

Datenhaltung und Kommunikation im elektrischen Verteilnetz unter Anwendung der Standards IEC 61850 und IEC 61970/61968

A. Naumann, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Kurzfassung — Dieser Beitrag zeigt, welche neuen Anforderungen an die elektrischen Verteilnetze gestellt werden und wie daraus die Notwendigkeit einer umfassenden Informationsbereitstellung entsteht. Diese kann mit Hilfe von IT-Systemen, die in den Normen IEC 61850 und IEC 61970/61968 beschrieben sind realisiert und in Form eines New SCADA umgesetzt werden. Es werden einige Beispiele von bereits vorhandenen Implementierungen des IT-Systems gezeigt und die Machbarkeit mit heute verfügbaren Mitteln demonstriert. Im Rahmen von Implementierungen innerhalb unterschiedlicher Projekte zeigte sich, wo noch Lücken in den vorhandenen Normen sind, um ein einheitliches Informationsmodell bereitzustellen. Dies gilt sowohl für die einzelnen Normen an sich als auch für die Harmonisierung zwischen den Standards. Dieses wird auch im Beitrag besprochen

I. NEUE ANFORDERUNGEN AN DAS ELEKTRISCHE VERTEILNETZ

AUF die elektrischen Netze kommen derzeit größere Aufgaben zu, als Sie bisher hatten. Zum einen durch politische Ziele, beispielsweise bekannt unter dem Kürzel 20-20-20, zum anderen aber auch durch das Bewusstsein der Menschen hin zu „saubererer“ oder „effizienterer“ Energie. Für die Verteilnetze heißt das, dass Sie mehr und mehr Aufgaben übernehmen müssen, die derzeit nur die Übertragungsnetzbetreiber betraf. Dies ist bedingt durch die vormals stark hierarchisch organisierte Netzstruktur mit top-down-Prinzip hin zu vielen kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen, welche meist nur in begrenztem Umfang steuerbar sind. Somit kommen dem Verteilnetz nun entscheidende Aufgaben zu, wie beispielsweise seinen Beitrag zur Frequenzregelung im Verbundnetz unter Berücksichtigung von intermittierenden Einspeiseanlagen wie Windkraftanlagen oder Photovoltaiksystemen zu leisten. Weitere Herausforderungen ergeben sich hier bei der Einbindung der elektrischen Verbraucher, welche mit entsprechenden Konzepten und Anreizen Ihren Beitrag zur Angleichung von Erzeugung und Last liefern sollen. Diese erhöhte Komplexität der Verteilnetze kann wiederum zu Einbußen in der Netz Zuverlässigkeit führen, wenn keine entsprechenden Gegenmaßnahmen getroffen werden. Mit Hilfe von intelligenten, automatisierten Stationen im Verteilnetz, insbesondere auf der Mittelspannungsebene, können entsprechende Voraussetzungen zur Gewährleistung der

Netzzuverlässigkeit geschaffen werden. Beispielsweise kann eine automatische Rekonfiguration eines offenen Ringnetzes im Fehlerfall die Dauer bis zur Wiederherstellung der Stromversorgung auf wenige Minuten reduzieren, wohingegen das derzeit übliche Verfahren des manuellen Lokalisierens des Fehlers und Ausführens der entsprechende Schalthandlungen bis zu einige Stunden in Anspruch nehmen kann.

Aus den hier genannten Aspekten ergeben sich die drei Anforderungen, die man als Säulen der intelligenten Verteilnetze ansehen kann:

- Einbindung der Verbraucher mittels Smart Metering und Automatisierung von Verbraucheranlagen
- Optimierung der Erzeugung durch Anwendung von intelligenten Steuermechanismen der Erzeugungsanlagen
- Automatisierung von Stationen im Verteilnetz

Um diese Aufgaben erfüllen zu können, muss eine wichtige Grundvoraussetzung erfüllt sein: Der Informationsfluss muss zwischen allen beteiligten Instanzen gewährleistet sein. Hierzu wird eine entsprechende Infrastruktur aus Informations- und Kommunikationstechnologie benötigt. Abbildung 1 stellt die genannten Anforderungen und Voraussetzungen grafisch dar [1].

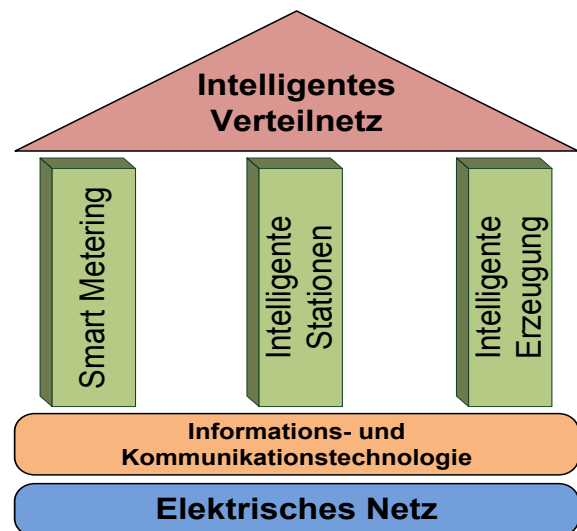


Abbildung 1: Die drei Grundpfeiler der intelligenten Verteilnetze

II. MEHR DATENAUFKOMMEN DURCH NEUE ANFORDERUNGEN

Der korrekte Betrieb des elektrischen Netzes ist abhängig von der richtigen Übermittlung von Daten zwischen den einzelnen Systemkomponenten. Aufgrund der zukünftigen Anforderungen an das Netz, wird das Datenaufkommen um Größenordnungen gegenüber dem aktuellen Stand steigen. Ein entscheidender Schritt hierbei ist die Bereitstellung der Daten aus dem Feld, welche bis heute nur zu einem sehr geringen Teil fernübermittelt vorliegen. Ein massiver Ausbau von Stationen und Anlagen mit entsprechenden Fernwirkgeräten und die Anbindung an eine Form von Übertragungstechnik ist notwendig, um intelligente Verteilnetze zu verwirklichen.

Ist die anlagenseitige Voraussetzung für die grundlegende, flächendeckende Übertragung von Daten geschaffen, muss sichergestellt sein, dass einheitliche Protokolle zum Abbilden der Informationen genutzt werden. Bei den übermittelten Daten kann generell unterschieden werden zwischen Stammdaten und Prozessdaten. Bei den Stammdaten handelt es sich um die Daten, die prinzipiell nur einmal angelegt werden müssen, und die sich während des normalen Betriebs nicht ändern. Der Standort bestimmter Anlagen oder deren Bemessungsleistung sind beispielsweise Stammdaten. Auf der anderen Seite sind die Prozessdaten, Informationen die regelmäßig übertragen werden. Alle Messwerte kann man dazu zählen sowie die Informationen über bestimmte Statusänderungen.

Für die Abbildung der zu übertragenen Informationen ist eine Identifikation der entsprechenden Datenfelder von Stammdaten und Prozessdaten notwendig. Im folgenden sind die Daten aufgeführt, die für die drei Grundpfeiler der intelligenten Verteilnetze als Minimum benötigt werden. Die Erweiterung mit weiteren Daten kann zusätzliche Informationen liefern, die gegebenenfalls eine weitere Betriebsoptimierung zulassen.

A. Automatisierte Stationen im intelligenten Verteilnetz

Der Einsatz automatisierter Stationen soll eine möglichst schnelle Wiederherstellung des sicheren Betriebes im Falle eines Fehlers gewährleisten. Hierzu sind in erster Linie Informationen über die Position der Station im betrachteten Netz erforderlich sowie die Zuordnung von Abgängen und Schaltern. Aus diesen Stammdaten kann die Station in die Netztopologie eingeordnet werden. Eine weitere wichtige Information ist, über welche Möglichkeiten die jeweilige Station verfügt, d.h. ob sie mit fernsteuerbaren Schaltern ausgestattet ist und ob sie über fernmeldende Kurzschlussanzeiger verfügt. Weitere Eigenschaften der Stationen können den Stammdaten hinzugefügt werden sowie Kennwerte wie Bemessungsleistungen.

Während des Betriebes werden von der Station zeit- oder aktionsgesteuert entsprechende Messwerte übertragen. In erster Linie handelt es sich bei den kontinuierlichen Werten um Messungen von Strom und Spannungen. Auch Messwerte von Temperaturen können übertragen werden. Die Übermittlung von Statusmeldungen über die Einsatzbereitschaft der Stationen sowie über

Schalterstellungen werden in der Regel aktionsgesteuert übermittelt. Das gleiche gilt für die Anzeige von Kurzschlüssen.

Neben der Datenübertragung aus der Station zur Leitwarte muss es natürlich auch einen umgekehrten Weg geben, um entsprechende Schaltaktionen in der Station auszulösen. So werden Schaltkommandos übertragen und auf die entsprechende Bestätigung aus der Station gewartet.

B. Intelligentes Management von Einspeisern

Bei den Erzeugungsanlagen müssen ähnliche Stammdaten abgelegt werden, wie bei den Stationen. Das heißt, auch hier müssen Positionen und topologische Verbindungen zum elektrischen Netz bekannt sein. Zusätzlich ist es auch erforderlich zu wissen, wer Anlagenbetreiber ist und welche typischen Anlagenparameter vorhanden sind. Hierzu zählen sowohl elektrische und (falls verfügbar) thermische Bemessungsleistung und Wirkungsgrade. Für die Umsetzung von Optimierungsstrategien ist auch die Angabe von Regelbandbreiten erforderlich sowie die Kosten für den Betrieb bzw. das An- und Abfahren der Anlage.

Die Prozessinformationen bestehen bei den Erzeugungsanlagen in erster Linie aus den Messwerten für die abgegebene Leistung (Wirk- und Blindleistung, sowie thermische Leistung) bzw. aus Strom und Spannung. Statusinformationen geben Aufschluss über die Verfügbarkeit der Anlage sowie die Angabe von derzeit verfügbaren Regelreserven zur Betriebsoptimierung genutzt werden kann.

Der Informationsfluss von der Leitwarte hin zu Anlage beinhaltet in der Regel die Übermittlung von Fahrplänen für die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung für den nächsten Tag. Allerdings können hier auch kurzfristige Korrekturwerte anhand von Set-Point-Kommandos übertragen werden.

C. Einbindung der Nutzer durch Smart Metering

Durch das Smart Metering wird es möglich, den Verbraucher mit in das intelligente Netz einzubinden. Durch die Gewinnung von zeitlich hoch aufgelösten Profilen wird es dem Netzbetreiber möglich verbesserte Verbrauchsprognosen zu gewinnen und zum anderen kann dem Verbraucher sein Nutzungsverhalten bewusst gemacht werden und so ggf. Einfluss auf sein Verhalten zur Lastanpassung genommen werden. Der Einsatz entsprechender Tarife oder vergleichbarer Modelle bietet sich hier an. Aus diesen Anforderungen ergeben sich auch die benötigten Daten.

Die Stammdaten bestehen hier aus der eindeutigen Kennung des Zählpunktes mit der entsprechenden Zuordnung von Nutzernamen, Adresse und Einbauort. Außerdem werden weitergehende Informationen wie gewählte Tarifmodelle hinterlegt.

Die Prozessdaten, welche beispielsweise im Viertelstunden-Abstand übertragen werden, enthalten die aktuellen Verbrauchswerte mit Zeitstempel. Eine Datenübertragung von der Leitwarte zum Nutzer wird sinnvoll, wenn hierdurch der Energieverbrauch beim Nutzer beeinflusst werden kann.

III. NEW SCADA ALS WERKZEUG ZUR DATENORGANISATION

Aus dem vorigen Abschnitt wurde ersichtlich, dass das Datenaufkommen in den zukünftigen Netzen ein enormes Ausmaß annehmen wird. Zur Übertragung und Verwaltung dieser Daten sind entsprechend geeignete Konzepte und deren Umsetzung notwendig. Ein geeigneter Ansatz bietet hier das sogenannte New SCADA. Hierbei wird auf verfügbare, neue Standards aufgesetzt, welche eine einheitliche Kommunikation (unabhängig von herstellerspezifischen Protokollen) gewährleisten sollen. Die beiden entscheidenden Standards sind hierbei die Norm IEC 61850 und die Normen IEC 61970/61968.

A. Feldkommunikation mittels IEC 61850

Auf Grundlage der Norm IEC 61850 kann die Kommunikation innerhalb einer Station und von der Station hin zur Leitwarte realisiert werden. Im Gegensatz zu den derzeit angewandten Protokollen regelt die IEC 61850 nicht nur die Zuordnung von Datenfeldern zu den entsprechenden Informationen (Messwerte, Steuerkommandos, etc.) wie bisherige Standards, sondern bietet auch Regelungen für die Datenmodellierung von Anlagen und wie diese auf unterschiedliche physikalische Übertragungsmedien abgebildet werden können [2]. Das Grundkonzept basiert hierbei auf der Verwendung von logischen Geräten mit unterschiedlichen logischen Knoten. Diese logischen Knoten bieten der jeweiligen zugreifenden Instanz eine Informationseinheit, die einer bestimmten Kategorie zugeordnet werden können. So gibt es beispielsweise logische Knoten für die Übertragung von Messwerten (MMXU) oder zur Steuerung von Schaltern und Trennern (CSWI, XCBR). Innerhalb eines logischen Knotens sind die zu übertragenden Informationen in Form von sogenannten Common Data Classes organisiert, welche letztendlich die atomaren Datenelemente in Form von Datentypen wie Float, Integer oder String enthalten. Diese Strukturierung ist beispielhaft in Abbildung 2 gezeigt [5].

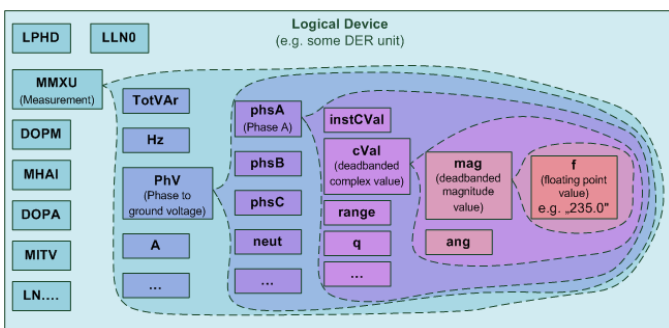


Abbildung 2: Organisation von Logical Nodes und Common Data Classes in einem Logical Device

Ein entscheidendes Argument für den Einsatz von IEC 61850 stellt hierbei die Vielfalt bei den möglichen Übertragungsmedien dar. Anhand der im Standard definierten spezifischen Abbildungen ist beispielsweise die Anwendung von MMS (Manufacturing Messaging Specification) als

unterlagertes Transportprotokoll möglich. Die Übertragung auf Basis von WebServices gemäß IEC 61400-25-4 ist ebenso möglich wie der Einsatz anderer Protokolle auf der unteren Ebene [6].

B. Datenhaltung gemäß IEC 61970/61968

Die Normen IEC 61970 und IEC 61968 beschreiben eine Schnittstelle für den Zugriff auf Daten eines Energie Managementsystems [3]. Der Standard IEC 61968 ergänzt dabei den Standard IEC 61970 um Aspekte, die insbesondere im Verteilnetz relevant sind [4]. Dadurch, dass hier eine einheitliche Schnittstelle beschrieben wird, wird es möglich, unabhängig von spezifischen Implementierungen auf benötigte Daten zuzugreifen. Kernpunkt der Standards ist hierbei das sogenannte Common Information Model, welches die Daten des elektrischen Netzes innerhalb eines objektorientierten Modells organisiert und diese dann an der Schnittstelle nach außen gemäß dieses Schemas repräsentiert. Da es sich um einen objektorientierten Ansatz handelt, sind die abzubildenden Informationen innerhalb von Attributen von Klassen organisiert. Die Klassen selbst wiederum sind mittels Assoziationen untereinander verknüpft und innerhalb von Paketen organisiert. Der Zugriff auf die so definierte Schnittstelle kann beispielsweise über WebServices erfolgen. Abbildung 3 zeigt ein Beispiel für den Einsatz von CIM-Klassen zur Abbildung von Parametern aus dem Bereich der Messwerterfassung aus Smart Metern. Es ist zu erkennen, dass die unterschiedlichen Informationen aus einem Zähler in unterschiedlichen Klassen abgelegt werden. So kann hier unterschieden werden, ob es sich um generelle Informationen des Zählers handelt oder ob es Daten sind, die spezifisch der Art und Weise der Messwerterfassung zuzuschreiben sind. Die konkreten Ablesewerte sind wiederum in anderen Klassen abgebildet und enthalten neben dem Zählwert auch einen Zeitstempel. Die Zuordnung von Zählwerten zu den Zählern geschieht über die bereits genannten Assoziationen.

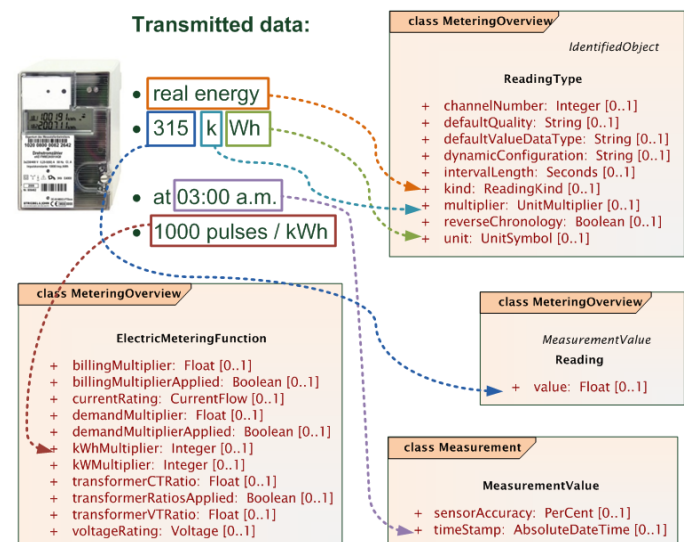


Abbildung 3: Zuordnung von Parametern eines Smart Meters zu den Attributen von entsprechenden CIM-Klassen

IV. VOM STANDARD ZUR IMPLEMENTIERUNG

Die Bereitstellung von Standards wie IEC 61850 und IEC 61970/61968 bietet eine wichtige Voraussetzung um eine einheitliche Dateninfrastruktur bereitstellen zu können. Allerdings besteht ein entscheidender Schritt hin zur Realisierung des funktionierenden Systems in der konkreten Implementierung der beschriebenen Konzepte. Der Sinn der hier betrachteten Standards ist es dabei nicht vorzuschreiben, wie die konkrete Implementierung aussieht, sondern wie die nach außen hin sichtbare Schnittstelle gestaltet ist und angesprochen werden kann. Beispielsweise ist dem Implementierer überlassen in welcher Programmiersprache oder auf welchem System er implementiert. Im folgenden werden Lösungen aufgezeigt, die im Rahmen von konkreten Implementierungen für die genannten Standards entstanden sind.

A. Ausrüstung von Feldgeräten mit IEC 61850 Kommunikation

Die in den Stationen und Erzeugungsanlagen eingesetzten Remote Terminal Units (RTU) bilden die Schnittstelle zwischen der Fernkommunikation und der Prozessebene in der Station, wie in Abbildung 4 zu erkennen ist. Somit besteht deren Aufgabe nun in der Umsetzung von digitalen und analogen Messwerten in IEC 61850-konforme Datenpakete sowie die Übersetzung von IEC 61850-Daten in digitale und analoge Steuerkommandos. Hierzu haben die Geräte entsprechende Ein- und Ausgänge, an denen die jeweiligen Aktoren und Sensoren angeschlossen sind. Intern werden diese Daten nun entsprechend verarbeitet und ggf. aufbereitet unter Anwendung entsprechender Algorithmen. Für die Implementierung der IEC 61850-Kommunikation bietet es sich nun an, auf bereits implementierte Bibliotheken zurückzugreifen, die den entsprechenden Kommunikations-Stack bereitstellen.

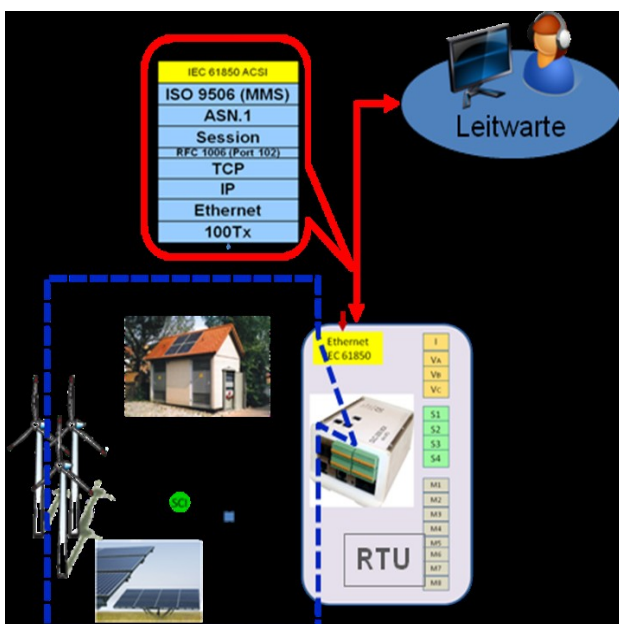


Abbildung 4: Remote Terminal Units bilden die Schnittstelle zwischen Fernkommunikation und Prozessebene

Da RTUs oftmals mit einem spezialisierten Betriebssystem arbeiten, besteht hier meist die Notwendigkeit, den vorhandenen Bibliotheksquellcode an die jeweilige Architektur anzupassen. Aus Sicht der RTU besteht der Kommunikations-Stack somit aus einer Programmschnittstelle (API), auf die mittels entsprechender Aufrufe aus dem Basissystem der RTU zugegriffen werden kann. Der implementierte Stack setzt nun alle Schichten des OSI-Referenzmodells um und sichert somit die Kommunikation gemäß IEC 61850 [7].

B. Umsetzung der Datenbank mit Schnittstelle gemäß CIM

Die Standards IEC 61970 bzw. IEC 61968 legen fest, wie die Schnittstelle einer CIM-konformen Datenbank auszusehen hat, damit der Zugriff von außen immer auf die gleiche Weise passieren kann. Wie bereits erwähnt, beschreibt CIM hierbei ein objektorientiertes Modell, welches es gilt in Form einer Datenbank umzusetzen, um die entsprechenden Parameter des elektrischen Netzes abzuspeichern. Derzeit gibt es allerdings keine Implementierung von objektorientierten Datenbanken, die eine ausreichende Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit bieten, um sie im Bereich des Energiemanagements einzusetzen. Somit besteht die Notwendigkeit, das objektorientierte Schema auf eine relationale Datenbank abzubilden, die es derzeit in vielen Implementierungen mit ausreichender Stabilität gibt. Abbildung 5 zeigt eine Darstellung von Komponenten, wie sie auf solch einem System zur Umsetzung der CIM-Datenbank Anwendung findet. Die Umsetzung des objektorientierten Schemas auf ein relationales geschieht über eine sogenannte Persistenzschnittstelle. Zusätzlich werden auf dem System Prozesse implementiert, die entweder zeitgesteuert oder durch einen Nutzerzugriff aufgerufen werden.

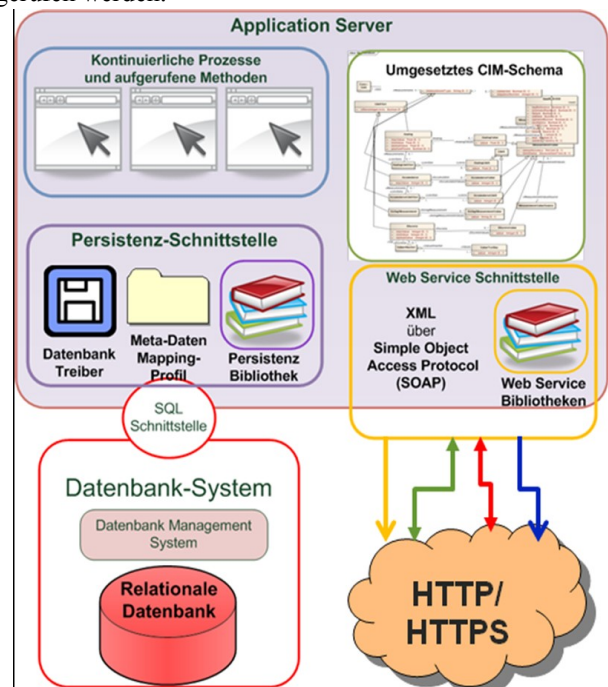


Abbildung 5: Bereitstellung eines Application-Servers mit CIM-konformer Schnittstelle

Hierbei spielt es eine untergeordnete Rolle, auf welchem Basissystem die Applikationen laufen. Verteilte Systeme auf Basis von Unix mit verteilten Datenbanken sind ebenso möglich wie der Betrieb eines einzelnen Arbeitsplatzsystems auf Basis von MS Windows. Hierbei sind eher Kriterien wie die Leistungsfähigkeit und die Kosten ausschlaggebend. In der hier vorgestellten Implementierung wurde auf ein MS Windows System zurückgegriffen, auf dem eine Oracle Datenbank und ein Oracle Application-Server die geforderten Funktionalitäten zur Verfügung stellt. Dieser Server stellt die CIM-konforme Schnittstelle zur Verfügung und greift dabei auf Webservice-Bibliotheken für die Bereitstellung der Schnittstelle zurück.

V. VERKNÜPFUNG VON IEC 61850 UND IEC 61970/61968

Im vorigen Kapitel wurde gezeigt, wie die jeweiligen Standards an sich in Form von konkreten Implementierungen umgesetzt werden können. Eine große Herausforderung stellt allerdings immer noch die Harmonisierung zwischen den Standards IEC 61850 und IEC 61970/61968 dar. Eine Abbildung der Datenfeldern aus der einen Spezifikation in die andere ist allerdings Voraussetzung für eine durchgehende Kommunikation und Datenbereitstellung. Hierzu ist zunächst die Identifikation der entsprechenden Schnittmenge zwischen den beiden „Welten“ erforderlich und die Analyse, wie die Datenfelder in einander umgewandelt werden können. Aus dieser Analyse können entsprechende Beschreibungen abgeleitet werden und in Form von Dateien festgehalten werden. Geeignete Konverter-Programme können dann auf Grundlage dieser Definitionen zwischen den beiden Datenspezifikationen übersetzen. Exemplarisch ist so eine Zuordnung zwischen den Daten aus IEC 61850 und CIM für den Anwendungsbereich der Zählwerte in Abbildung 6 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass zum einen die korrekte Zuordnung von Common Data Classes aus IEC 61850 zu den entsprechenden CIM-Klassen erforderlich ist, aber auch eine Umwandlung von Datenformaten und -typen erforderlich sein kann.

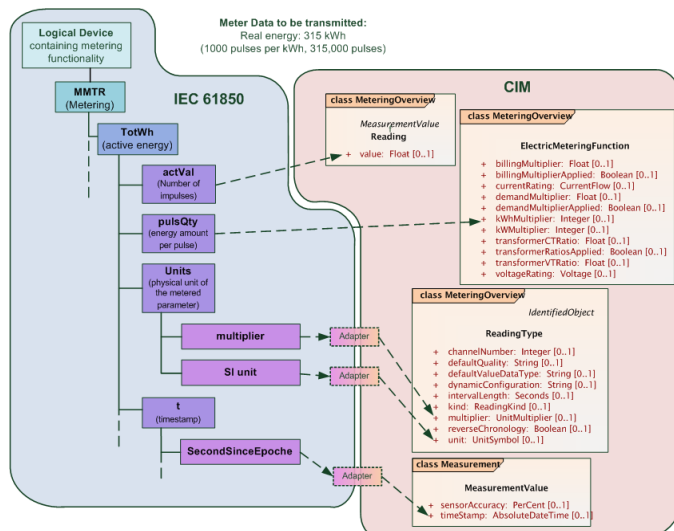


Abbildung 6: Übersetzung von IEC 61850 zu CIM

VI. ERWEITERUNG DER VORHANDENEN MODELLE

Durch die hier beschriebenen Standards wird für den Anwendungsbereich der Energie-Management-Systeme eine einheitliche Schnittstellenbeschreibung zur Verfügung gestellt. Allerdings besteht Bedarf an weiteren Modellen in den Standards. So hat sich gezeigt, dass es im Bereich der dezentraler Erzeuger weitere Definitionen in der IEC 61850 bedarf. Beispielsweise fehlen Beschreibungsmöglichkeiten für Klärgas-Anlagen oder Modelle für Kurzschlussanzeiger.

Im Bereich der IEC 61970/61968 hat sich ebenso gezeigt, dass dezentrale Erzeuger unzureichend modelliert sind. Es gibt keine Beschreibungen für Photovoltaikanlagen, bestimmte Aspekte von Windkraftanlagen sowie für Elektromobilität.

Im Rahmen der Projekte Harz.EE-mobility und Web2Energy werden für die fehlenden Aspekte entsprechende Lösungen erarbeitet und testweise implementiert [8], [9]. Darauf aufbauend können Erfahrungen an die jeweiligen Normungsgremien mitgeteilt werden.

VII. ZUSAMMENFASSUNG

Die elektrischen Netze, insbesondere die Verteilnetze werden mit neuen Herausforderungen konfrontiert, welche unter anderem durch die Zunahme von beschränkt steuerbaren, volatilen, kleinen verteilten Erzeugungsanlagen bedingt sind. Um weiterhin einen stabilen Betrieb des Netzes zu gewährleisten werden zusätzliche Online-Messwerte benötigt die mittels eines New SCADA abgebildet werden, dessen Kernelemente in den Standards IEC 61850 und IEC 61970/61968 beschrieben sind. Eine Implementierung funktionierender IT-Systeme auf Grundlage der Standards ist heutzutage möglich, was in dem Beitrag auch dargelegt worden ist. Es zeigt sich allerdings auch, dass der derzeitige Stand der Normung noch nicht ausreichend ist, um alle benötigten IT-Modelle der neuen Betriebsmittel abzudecken. Im Rahmen der Projekte Harz.EE-mobility und Web2Energy werden hier entsprechende Erfahrungen gesammelt und notwendige Ergänzungen sind erarbeitet worden.

LITERATUR

- [1] B. Buchholz and Z.A. Styczynski, "New tasks create new solutions for communication in distribution systems", in Proceeding of the IEEE PES General Meeting Montreal 2006. 06 GM
- [2] B. Buchholz, Z.A. Styczynski, M. Gurbel, H. Riis, Zita A. Vale, A.M. Gelfand, V.V. Kostenko, G. Lang, J. Blumschein "Towards the wide implementation of standards IEC 61968/70 (CIM) and IEC 61850 in the distribution system", CIGRE 2010. Invited paper No. C6.105
- [3] Energy management system application (EMS-API), IEC 61970.
- [4] Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management, IEC 61968.
- [5] Communication networks and systems in substations. Part 7-3: Basic communication structure and feeder equipment – Common data classes, IEC 61850-7-3.
- [6] Wind turbines – Part 25-4: Communications for monitoring and control of wind power plants – Mapping to communication profile, IEC 61400-25-4
- [7] Information technology – Open Systems Interconnection – Basic Reference Model: The Basic Model, ISO/IEC 7498-1
- [8] www.web2energy.com
- [9] www.harzee-mobility.de/