



E-Energy Fachgruppe Interoperabilität

- Abschlussbericht -

Oktober 2012

Autoren (in alphabetischer Reihenfolge):

Hr. Dr. Kaufman, Viktor	SAP Research (<i>MeRegio</i>)
Hr. Dipl.-Phys. Kießling, Andreas	MVV Energie AG, Mannheim (<i>moma</i>)
Hr. Malina, Alfred	IBM Deutschland (<i>moma, MeRegio</i>)
Hr. Dr. Schindler, Andreas	incowia GmbH, Ilmenau (Begleitforschung)
Fr. Schlüter, Inga	DIN e.V., Berlin (<i>Smart Watts</i>)
Hr. Prof. Dr. Steusloff, Hartwig	Fraunhofer IOSB, Karlsruhe
Hr. Dipl.-Ing. Thiemann, Ralf	IBM Deutschland (<i>moma, MeRegio</i>)
Hr. Dr. Uslar, Mathias	OFFIS, Oldenburg (<i>eTelligence</i>)
Hr. Winter, Martin	Siemens AG, München (<i>RegModHarz</i>)



■ Inhaltsverzeichnis

■	INHALTSVERZEICHNIS	2
1.	EXECUTIVE SUMMARY / ZUSAMMENFASSUNG	3
2.	RÜCKBLICK AUF DIE ARBEIT DER FACHGRUPPE INTEROPERABILITÄT	5
3.	SCHWERPUNKTTHEMEN	8
3.1.	GRÜNDUNG KOMPETENZZENTRUM E-ENERGY BEI DER DKE	8
3.2.	DER KONTEXT DES EU-MANDATS M/490	9
3.3.	DEFINITION VON INTEROPERABILITÄT IM ZUSAMMENHANG MIT SMART GRID	11
3.4.	ARCHITEKTUREN	12
3.5.	ANWENDUNGSFALL-METHODIK	13
3.5.1.	<i>Von Use Cases über Prozesse zu profilierten Normen</i>	<i>14</i>
3.5.1.1.	Use Cases und Prozesse	14
3.5.1.2.	Prozesse und Profilierung von Normen	16
3.6.	INFORMATIONSSICHERHEIT	20
3.7.	AUTOMATISIERUNG UND ENERGIEMANAGEMENT IN DER KUNDEN-LIEGENSCHAFT	22
3.7.1.	<i>Netzzelle als Regelkreis</i>	<i>22</i>
3.7.2.	<i>Schnittstelle Liegenschaft zum Verteilungsnetz und Markt</i>	<i>24</i>
4.	ANWENDUNG VON STANDARDS UND NORMEN IN DEN E-ENERGY-PROJEKTEN	27
4.1.	STANDARDISIERUNGSAKTIVITÄTEN IN MOMA	27
4.2.	ARCHITEKTURENTWICKLUNG IN ETELLIGENCE	28
4.3.	IEC 61850-ERWEITERUNG ZUR ANBINDUNG DEZENTRALER ANLAGEN – EIN VORSCHLAG VON REGMODHARZ	28
4.4.	EINSATZ VON STANDARDS UND NORMEN IN MEREGIO	30
4.4.1.	<i>Verwendung von Normen</i>	<i>30</i>
4.4.2.	<i>Verwendung von Standards</i>	<i>30</i>
4.4.2.1.	CIM (Common Information Model)	31
4.4.2.2.	ENTSO-E Schemata	32
4.5.	ERARBEITUNG VON DIN SPEZIFIKATIONEN IN SMART WATTS	32
4.6.	E-ENERGY-BEITRÄGE ZUR STANDARDISIERUNG IM SMART HOME-BEREICH	33
5.	BOTSCHAFTEN	34
■	ANHANG 1 – DAS „GRÜNDUNGSKONZEPT“ ZUM DKE-KOMPETENZZENTRUM „E-ENERGY/SMART GRIDS“	38
■	REFERENZEN	39
■	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	40
■	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	41
■	AUTORENVERZEICHNIS	43



1. Executive Summary / Zusammenfassung

Die Interoperabilität der von den E-Energy-Modellprojekten zu entwickelnden IKT-Lösungen für künftige Smart Grids unter Beachtung des internationalen Standes der Technik und der Normung war den beiden Bundesministerien BMWi und BMU, die das Förderprogramm „E-Energy“ gemeinsam im Jahr 2008 aufgelegt, von Anfang an ein wichtiges Anliegen. Die gleich zu Beginn der Projektlaufzeit im Januar 2009 gegründete Fachgruppe „Interoperabilität“ (FG IOP) der E-Energy-Begleitforschung diente dabei der Umsetzung dieses Anliegens.

An der von der E-Energy-Begleitforschung moderierten, projektübergreifenden Zusammenarbeit in der FG IOP beteiligten sich aktiv ca. 20 Experten aus allen 6 Modellprojekten des Förderprogramms. In diese Zusammenarbeit (s.a. Abschnitt 2) waren zudem von Beginn auch Mitglieder nationaler Normungsgremien wie der DKE und dem DIN mit eingebunden, um so frühzeitig Kenntnis von laufenden und neuen Normungsbestrebungen zu erhalten und über das Einbringen eigener Erkenntnisse selbst aktiv Einfluss auf diese nehmen zu können.

Ein früher Meilenstein und wichtiges Ergebnis der FG-IOP-Arbeit war die Erkenntnis der Notwendigkeit zur Einrichtung, die Anregung und die Unterstützung mit Hilfe des DIN FOCUS.ICT bei der Gründung eines Kompetenzzentrums „Normung E-Energy/Smart Grids“ bei der DKE im Oktober 2009. Die fachliche Differenzierung der FG-IOP-Arbeit und deren organisatorische Abbildung in Unterarbeitsgruppen war dabei Vorbild für die initiale Organisationsstruktur des DKE-Kompetenzzentrums. Die enge Zusammenarbeit der E-Energy-Modellprojekte über die Fachgruppe IOP mit den verschiedenen Gremien des DKE-Kompetenzzentrums ist über Personalunionen ihrer Mitglieder sichergestellt.

Mit Hilfe des DKE-Kompetenzzentrums und den Zuarbeiten der Fachgruppe IOP gelang es, substantielle Beiträge sowie neue Erkenntnisse und Bedarfe aus der E-Energy-Projektinitiative heraus direkt in nationale wie auch internationale Normungs- und Standardisierungsgremien auf dem Gebiet der Smart Grids einzubringen und deren Aktivitäten mit zu prägen, so u.a.

- auf nationaler Ebene bei der Erarbeitung der DKE-Normungsroadmap „E-Energy/Smart Grid“ im Jahr 2010 und deren Nachfolgeversion, die Ende 2012 vorgestellt wird,
- auf europäischer Ebene im Rahmen der Bearbeitung der EU-Mandats M/490 in den einzelnen Arbeitsgruppen der *Smart Grid Coordination Group* (SGCG), z.B. bei der Erarbeitung einer Smart Grid-Referenzarchitektur, beim systematischen Anforderungsmanagement als Grundlage für Prozessdefinitionen und Normenprofilierung oder beim Etablieren von Informationssicherheit als wichtiges Querschnittsthema,
- auf internationaler Ebene bei der Weiterentwicklung Smart Grid relevanter Standards wie beim IEC 61850 oder dem CIM-Modell bzw. bei der Etablierung des EEBus als standardisiertes und konsensorientiertes Vernetzungskonzept von Smart Grid und Smart Home, das auf international anerkannte und gebräuchliche Kommunikationsstandards aufsetzt und diese erweitert.

Mit Abgabe und der Verteilung dieses Abschlussberichts Ende Oktober 2012 wird die Fachgruppe IOP ihre fast vierjährige Arbeit im Rahmen der E-Energy-Förderinitiative beenden. Sie wird stattdessen nachhaltig und - so hoffen dies die Mitglieder dieser Fachgruppe - auf Dauer institutionalisiert in den Gremien des DKE-Kompetenzzentrums in der bereits bewährten Form ihre Fortsetzung finden, so wie dies für die IOP-Unterarbeitsgruppen „Inhouse Automation“ und „Geschäftsprozesse/Marktkommunikation“ schon seit längerem der Fall ist.

Neben einem kurzen Abriss über die Arbeit der Fachgruppe IOP in Abschnitt 2 gliedert sich dieser Abschlussbericht im Weiteren in drei Teile.

Im Abschnitt 3 werden Schwerpunktthemen vorgestellt, mit denen sich die Fachgruppe IOP beschäftigt hat und über die hier - aus Sicht ihrer Mitglieder - wegen ihrer Bedeutung für die Fortführung der Arbeiten zu IOP-Fragen im Smart Grid/Smart Home-Umfeld zur Kenntnis, weiteren Diskussion und Bearbeitung berichtet werden soll.

Im Abschnitt 4 werden ausgewählte Ergebnisse und Erfahrungen aus den E-Energy-Modellprojekten beim Einsatz vorhandener Standards und Normen sowie Beiträge zu deren Neu- bzw. Weiterentwicklung im Kontext von Smart Grid bzw. Smart Home vorgestellt. Eine ausführliche Darstellung dazu bleibt jedoch den



in naher Zukunft noch zu erstellenden Abschlussberichten der einzelnen E-Energy-Modellprojekte vorbehalten.

Im Abschnitt 5 werden zur Beachtung und Diskussion Empfehlungen für ein weiteres Vorgehen in der Smart Grid-Entwicklung vorgestellt und vorab begründet, die sich aus dem Blickwinkel der vorhandenen Technologiekonvergenz bei Smart Grids und der daraus resultierenden Komplexität zur Sicherstellung von Interoperabilität ergeben.

In Ergänzung zu den Ausführungen im Abschnitt 5 und zum Abschluss dieses Überblicks sollen an dieser Stelle noch folgende Punkte als Empfehlungen bzw. Ansätze für weitere Überlegungen angeführt werden:

- Mit der fachlichen Kompetenz energiewirtschaftlicher Gremien sollte ein stärkeres Engagement der Energiewirtschaft auf den Plattformen für Normung und Standardisierung befördert werden – für Smart Grid/Smart Home-Themen beispielsweise im DKE-Kompetenzzentrum (s. Abschnitt 3.1).
- Eine Profilierung von Kommunikationsnormen für verschiedene Anwendungscluster im Smart Energy System muss in interdisziplinärer Zusammenarbeit erfolgen und sollte neutrale Plattformen wie Normungsgremien nutzen.
- Eine definierte Methodik, die Verwendung eines einheitlichen Template zur Beschreibung von Anwendungsfällen (engl.: use cases) und deren Verwaltung in einem zentralen Repository sowie die Referenzarchitektur im Smart Grid (SGAM) sind allgemeingültige Empfehlungen zur fachlichen Definition von Anwendungsclustern im intelligenten Energiesystem der Zukunft (s. Abschnitte 3.4 und 3.5).
- Die Beschreibung von Anwendungsfällen und Prozessdefinitionen auf der Grundlage von UML für neue Kernprozesse bei der Einbindung des Endkunden und automatisierter Maschine-zu-Maschine-Kommunikation sowie nachfolgender Normenfestlegungen und -profilierung sollte nicht mehr allein in den Arbeitskreisen von Verbänden erfolgen. Stattdessen ist eine breite interdisziplinäre Zusammenarbeit von Energiewirtschaft, IKT sowie Herstellern elektrotechnischer Anlagen und Geräte anzustreben, wofür die Normungsgremien eine neutrale Grundlage bieten.
- Fachliche Prozess-, Daten- und Schnittstellendefinitionen und sowie technische Normenprofilierung sollten aufgrund unterschiedlicher Verfallszeiten der Nutzbarkeit bei gesetzlichen Festlegungen getrennt erfolgen.
- Informationssicherheit ist immer in Bezug auf die betrachteten Anwendungsfälle und die genutzten Datenobjekte als Querschnittsthema über alle im Anwendungsfall kommunizierenden Komponenten in den jeweiligen Systemdomänen zu betrachten, wobei dann auf Grundlage der jeweiligen Bedrohungsanalyse Sicherheitslevel und Datenschutzklassen zuzuordnen sind, auf deren Grundlage wiederum Sicherheitsnormen festgelegt und für den Anwendungsfall profiliert werden sollten (s. Abschnitt 3.6).
- Um die Akzeptanz und Relevanz von kommenden Normen und Standards zu steigern, müssen Anreize geschärft oder geschaffen werden, die eine praxisnahe breite Diskussion und insbesondere die regionale Profilierung und Validierung fördern (s. Abschnitt 4.4).
- Bei der Definition, Profilierung und Umsetzung von neuen Normen ist grundsätzlich äußerste Sorgfalt und eine - mit allen Interessenvertretern auf der nationalen und internationalen Ebene - abgestimmte Vorgehensweise zu empfehlen, bei der einerseits die im Kontext der politischen Weichenstellungen erarbeiteten Anwendungsszenarien durch passende Normung zeitnah unterstützt werden, andererseits darf die Energiewirtschaft und letztendlich die Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit nicht durch undurchdachte Konzepte gefährdet oder durch unnötige Einschränkungen im Fortschritt behindert werden. Von einseitigen Eingriffen in das - insbesondere im Smart Grid Kontext - komplexe Marktgeschehen ist abzuraten.
- Die existierenden, in der Energiebranche bekannten Standards bilden eine gute Basis, mit deren Hilfe sich die Interoperabilität der involvierten Systeme mit einem vergleichsweise geringen Aufwand gewährleisten lässt, solange keine besseren Standards zur Verfügung stehen (s. Abschnitt 4.4.2).



2. Rückblick auf die Arbeit der Fachgruppe Interoperabilität¹

Das erklärte Ziel der Fachgruppe Interoperabilität (IOP) innerhalb der E-Energy-Begleitforschung war es, die in den einzelnen E-Energy-Modellprojekten erarbeiteten IKT-Lösungen miteinander zu vergleichen, die Möglichkeiten zu einer interoperablen Gestaltung von Protokollen und Schnittstellen zu prüfen und gemeinsam erarbeitete Lösungsvarianten und Erkenntnisse unter Beachtung des internationalen Standes in die Normung und Standardisierung einzubringen. Dabei lag der Fokus der Fachgruppenarbeit auf einer technologieneutralen und differenzierten Betrachtung der IOP-Herausforderungen auf der fachlichen Ebene.

Die inhaltlichen Schwerpunkte der Fachgruppenarbeit, die parallel in Unterarbeitsgruppen bearbeitet wurden, umfassten die folgenden Themen:

- IOP 1 - Smart Metering (*E-DeMa*)
- IOP 2 - Anlagensteuerung/Automatisierung (*eTelligence*)
- IOP 3 - Inhouse-Automation (*Smart Watts*)
- IOP 4 - Smart Distribution Grid (Aktives Verteilnetz) (*RegModHarz*)
- IOP 5 - Geschäftsprozesse/Marktkommunikation (Begleitforschung)
- IOP 6 - Konformität und Profile (*moma, MeRegio*).

Die Arbeit der Unterarbeitsgruppen erfolgte in der Regel über Telefon- und Webkonferenzen und bildete die Basis für Vergleich von Lösungsansätzen und dem unmittelbaren Erfahrungsaustausch. Über den Ergebnisstand der Unterarbeitsgruppen wurde von deren Verantwortlichen auf den - im Zeitraum Januar 2009 bis September 2012 - insgesamt 14 stattgefundenen Treffen der Gesamtfachgruppe informiert, zu denen auch weitere Spezialisten für die jeweils diskutierten Interoperabilitätsthemen eingeladen wurden. Die Verantwortlichkeiten für die Unterarbeitsgruppen lagen dabei in den Händen verschiedener Modellprojekte und der Begleitforschung.

Die Fachgruppe IOP setzte sich aus ca. 20 Mitgliedern aus den E-Energy-Modellprojekten und ca. 10 externen Experten von Institutionen aus dem nationalen Standardisierungsumfeld zusammen. Aus ihrer Mitte kam gleich zu Beginn der Fachgruppenarbeit die Anregung, eine nationalen Koordinierungsstelle einzurichten, in der die Standardisierungsfragestellungen aus dem Smart Grid/E-Energy-Umfeld zügig mit den vielfältigen, parallel laufenden Standardisierungsaktivitäten auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene zusammengeführt und bearbeitet werden können. Dazu wurde bei der DKE - mit Zustimmung und Unterstützung des BMWi sowie des Focus.ICT - ein Kompetenzzentrum „Normung E-Energy/Smart Grids“ eingerichtet, das im Oktober 2009 seine Arbeit aufnahm und seitdem mit der Fachgruppe IOP und den E-Energy-Modellprojekten eng zusammenarbeitet und einen regen Austausch pflegt (s.a. Kap. 3.1). Die inhaltlichen Schwerpunkte der Fachgruppenarbeit waren - resultierend aus den Bedarfen der E-Energy-Projekte - Vorbild für die Ausrichtung des DKE-Kompetenzzentrums und der Einrichtung der entsprechenden Arbeitskreise sowie der Querschnitts- und Fokusgruppen. Wo es sich aus Gründen der Effizienz und Nachhaltigkeit anbot, wurde die Arbeit in der Fachgruppe IOP bereits frühzeitig, wie z.B. in den Unterarbeitsgruppen IOP 3 und IOP 5, in die entsprechenden Arbeitsgruppen des DKE-Kompetenzzentrums verlagert.

Die enge Zusammenarbeit zwischen der Fachgruppe IOP und dem DKE-Kompetenzzentrum ermöglichte das gezielte Voranbringen von Entwicklungen in den E-Energy-Modellprojekten, die einen besonderen Bezug zur Normung und Standardisierung haben (s. Abb. 1):

- die Orientierung auf Interoperabilität der E-Energy-Lösungen untereinander und mit anderen Entwicklungen im Smart Grid-Umfeld unter Einbeziehung etablierter Standards und Normen,
- das Einbringen geeigneter E-Energy-Entwicklungen in nationale und internationale Standardisierungsprozesse, wie z.B. die EEBus-Initiative vom Modellprojekt Smart Watts,
- das Sichern nationaler Interessen in der Standardisierung zu Smart Grid-Themen über die internationale Vernetzung der DKE, wie z.B. über die Mitarbeit an EU-Mandaten M/441 und M/490,

¹ verantwortlicher Autor: Andreas Schindler, incowia GmbH

- das Etablieren von nachhaltigen Strukturen und Vernetzungen, die auch über das Ende der laufenden E-Energy-Projektinitiative hinaus weiterbestehen und wirken.

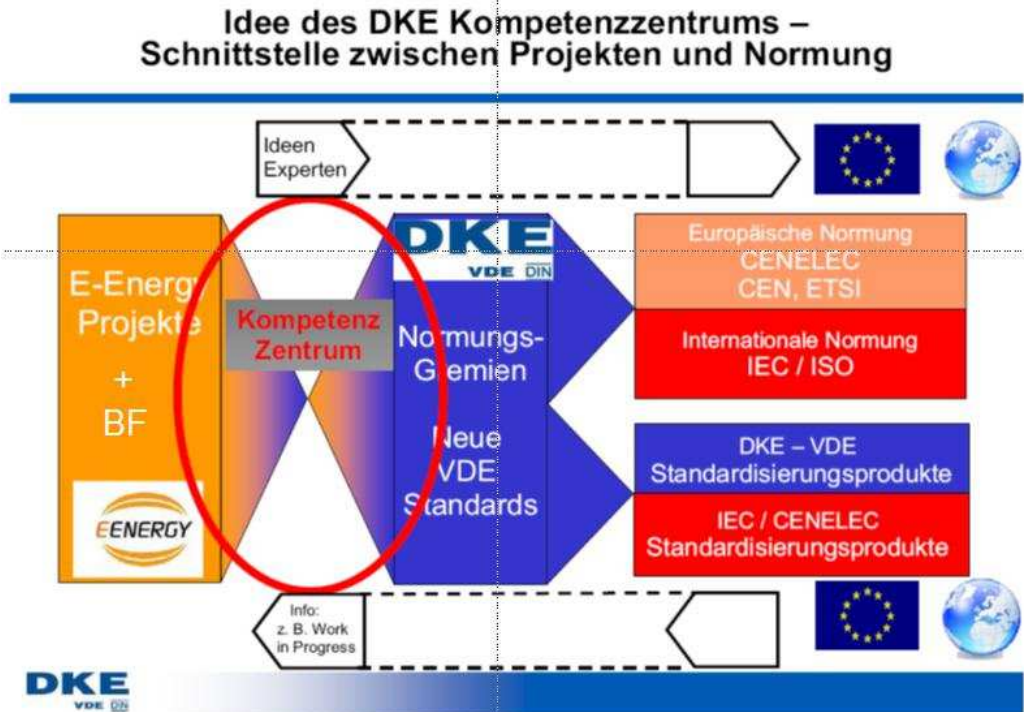


Abb. 1 Das DKE-Kompetenzzentrum „Normung E-Energy/Smart Grids“ als Schnittstelle zwischen E-Energy-Projekten und der Normung (Quelle: DKE/ Ergänzung BF)

Wichtige Ergebnisse dieser engen Zusammenarbeit mit dem DKE-Kompetenzzentrum waren das aktive Einbringen des aktuell erarbeiteten E-Energy-Knowhow durch Fachgruppenmitglieder

- in die einzelnen Arbeitskreise und Fokusgruppen des DKE-Kompetenzzentrums zur Diskussion,
- in die DKE-Normungsroadmap „E-Energy/Smart Grid“ 2010 sowie deren Ende 2012 in der Version 2.0 vorliegenden, neu erarbeiteten Fassung,
- im Rahmen der Bearbeitung der EU-Mandate M/441 und M/490 in allen 4 Arbeitsgruppen der damit befassten Smart Grid Coordination Group (SGCG),
- eine inzwischen abgestimmte Terminologie, die mit Unterstützung der E-Energy-Begleitforschung zu einer Ontologie weiterentwickelt wird.

Die Fachgruppe IOP ist direkt und indirekt über ihre Mitglieder intensiv mit nationalen und internationalen Standardisierungsgremien und -experten vernetzt, so u.a.:

- im DKE-Lenkungskreis „Normung E-Energy/Smart Grids“,
- dem Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN),
- in der FOCUS.ICT Task Force E-Energy,
- in den Arbeitsgruppen der Smart Grid Coordination Group (SGCG),
- in der IEC TC 57 WG 17 (Smart Grid Task Force),
- im BITKOM Dialogkreis E-Energy,
- in der ITG-Fokusgruppe Energieinformationsnetze & -systeme.

So war es möglich, dass die von E-Energy erstmals in die Smart Grid-Diskussion eingebrachte ganzheitliche Sichtweise national wie auch international ihre Verbreitung und Anerkennung durch ihre Übernahme fand.



Einige der projektübergreifenden Aktivitäten, die anfangs innerhalb Fachgruppe IOP diskutiert wurden, sind inzwischen der Fachöffentlichkeit zugänglich und bekannt. Dazu gehören u.a.

- der offene Standard EEBus aus dem Modellprojekt Smart Watts, der eine herstellerunabhängige Ansteuerung von Haushaltgeräten im Rahmen des Lastmanagements und auf vorhandenen Kommunikationsstandards (z.B. KNX, ZigBee) aufbaut und diese weiterentwickelt [EEBUS12],
- die offene Software-Plattform OGEMA (Open Gateway Energy Management Alliance), die - als „Betriebssystem für das Energiemanagement“ in entsprechenden IKT-Gateways eingesetzt - eine hardwareunabhängige einheitliche Anwendungsentwicklung gestattet und gegenwärtig in Feldtests der Modellprojekte *RegModHarz* und *moma* erprobt wird [Ka1110], [NRW10], [OGEMA12],
- eine im Modellprojekt *RegModHarz* entwickelte Erweiterung des IEC 61850-Standards zur einfachen und sicheren Anbindung dezentraler Anlagen,
- eine im Modellprojekt *MeRegio* entwickelte Erweiterung des CIM-Modells (IEC 61968),
- in *eTelligence* eine Referenzarchitektur für die standardbasierte Modellierung, eine Erweiterung der IEC 61970 um Marktproduktmodellierung, eine Sicherheitsstandardsmethodik sowie ein NWIP zur Integration von IEC 61850 und CIM, deren Ergebnisse in [App12] veröffentlicht wurden,
- die im Modellprojekt Smart Watts erarbeiteten DIN Spezifikationen DIN SPEC 91214 und 91297 zu den Themen „Energy Name Service“ und „Security Token“,
- Anwendungsfälle der E-Energy Modellregionen für die Smart Grid Coordination Group CEN/CENELEC/ETSI im Rahmen des Mandats M/490 (WG Sustainable processes) [SGCGWGSP].



3. Schwerpunktthemen

3.1. Gründung Kompetenzzentrum E-Energy bei der DKE²

Zur Unterstützung einer durchgängigen und konsistenten Ableitung von Normen aus den Ergebnissen der E-Energy-Projekte beschloss DIN FOCUS.ICT auf seiner 12. Sitzung am 24. Juni 2009 die Einrichtung einer Task Force:

“... FOCUS.ICT-12.6/09 Task Force e-Energy:

FOCUS.ICT unterstreicht die Wichtigkeit des Themas e-Energy und setzt eine Task Force e-Energy ein. Aufgabe der Task Force ist es, ausgehend von der im Rahmen der 12. Sitzung geführten Diskussion Aktionsvorschläge für die bessere Einbeziehung von Normungs- und Standardisierungsaspekten in die vom BMWi geförderten e-Energy-Projekte zu machen, insbesondere auch unter dem Aspekt der Sicherstellung der Nachhaltigkeit der Ergebnisse. Mitglieder der Task Force sind die Herren Herzog, Hiebinger, Malina, Marquardt, Prof. Steusloff, Dr. Thies, Dr. Weisgerber. Die Task Force trifft sich erstmals am 6. Juli 2009, 10:00 – 16:00 Uhr in Berlin, voraussichtlich beim DIN ...“ (s. [DIN09a]).

Bei diesem Treffen der Task Force E-Energy wurde eine Mindmap erarbeitet, in der die Aufgaben eines damals so genannten "Gravitationszentrum/Geschäftsstelle E-Energy" zusammengestellt sind [DIN09b].

Diese Mindmap (s. Abb. 13 im Anhang 1) zeigt als wesentliche Aufgaben die "Sicherstellung der Interoperabilität" und eine "Grundsätzliche Finanzierungszusage". Letztere wurde noch in der 1. Sitzung der TF von der DKE gegeben, so dass die Einrichtung der Geschäftsstelle E-Energy im Oktober 2009 bei der DKE in Frankfurt erfolgen konnte.

Das heutige DKE-Kompetenzzentrum „Normung E-Energy/Smart Grids“ ist in mehrere Fokusgruppen gegliedert, die in einem gleichnamigen Lenkungsausschuss zusammengefasst sind. Die sechs Fokusgruppen decken, zusammen mit zwei Querschnittsgruppen und zwei Arbeitskreisen des Lenkungsausschusses, alle Themenfelder der Smart Grids ab. Das Mission Statement von DKE/UK STD_1911.10 (s.u.) sei stellvertretend für alle Fokusgruppen mit ihren spezifischen Ausgestaltungen zitiert:

„Das Gremium "Internationale Normung SMART.GRID" verfolgt, analysiert und bewertet internationale Smart-Grid-Normungsaktivitäten und ist Spiegelgremium für ausgewählte internationale Smart-Grid-Normungs-gremien. Seine Mitglieder prägen mit ihrer Mitarbeit und Kommentierung die Entwicklung der internationalen Smart-Grid-Normung und sichern das Verständnis der Normung in Deutschland. Das Gremium, organisiert von der DKE in Kooperation mit DIN/NIA, wird getragen durch die breite Unterstützung und Mitarbeit von Industrie und Energiewirtschaft sowie Forschung und öffentlichen Stellen.“

Fokusgruppen

- DKE/UK STD_1911.1 Netzintegration Lastmanagement und Dezentrale Energieerzeugung
- DKE/UK STD_1911.2 Inhouse Automation
- DKE/UK STD_1911.3 Verteilnetzautomatisierung (ITG/DKE)
- DKE/UK STD_1911.4 Koordinierung Smart Metering
- DKE/UK STD_1911.5 Netzintegration Elektromobilität

Querschnittsgruppen

- DKE/UK STD_1911.10 Internationale Normung SMART GRID
- DKE/UK STD_1911.11 IT-Sicherheit

² verantwortlicher Autor: Prof. Dr. Hartwig Steusloff, Fraunhofer IOSB



Gremien des Lenkungskreises

- DKE/AK STD_1911.0.1 AK Preis-/Tarifmodelle
- DKE/AK STD_1911.0.2 Use Cases

Als kooperierendes Gremium ist zudem der Normungsausschuss NA 023-00-04-08 GAK „Ergonomische Aspekte zu Smart Grids und Elektromobilität (DIN/DKE)“ zu nennen, der die wichtige Mensch-System-Schnittstelle beisteuert.

Die Kooperation zwischen diesen Gremien des DKE-Kompetenzzentrums und der E-Energy-Fachgruppe IOP mit ihren sechs Unterarbeitsgruppen ist durch Personalunionen sichergestellt. Eine Aufgabenteilung besteht insofern, als die IOP-Unterarbeitsgruppen die jeweiligen Erfahrungen aus den sechs E-Energy-Modellprojekten identifizieren und in die normungsvorbereitenden Aktivitäten der Fokusgruppen im DKE-Kompetenzzentrum Normung E-Energy/Smart Grids einbringen. Das DKE-Kompetenzzentrum leitet diese Ergebnisse in die europäische und internationale Normung auf dem Gebiet der Smart Grids weiter und gibt daraus konkrete Hinweise für die Arbeit der E-Energy-Modellprojekte und -Begleitforschung hinsichtlich der Evaluierung und Validierung von Normungsansätzen zurück.

Diese Form der Kooperation hat insbesondere auf dem Gebiet der Anwendungsfälle (engl.: use cases, Abk.: UC) in Zusammenarbeit mit der Smart Grid Coordination Group (SGCG) von CEN/CENELEC sehr konkrete Ergebnisse bei der Beschreibung von Normungsgegenständen im europäischen Kontext ergeben. Hier ist als besondere Leistung des DKE-Kompetenzzentrums für die E-Energy-Projekte die Implementierung und Einführung einer (teil-)formalisierten **Methodik für die Erstellung und die Archivierung von Anwendungsfällen** in Zusammenarbeit mit der CEN-SMB/SG3 zu erwähnen. Gleiches gilt für die gemeinsam von den E-Energy-Projekten und dem DKE-Kompetenzzentrum getragene Erarbeitung einer **Smart Grid-Referenzarchitektur**, die ebenfalls über die SGCG in die internationale Diskussion eingebracht wird. Schließlich ist die **DKE-Normungsroadmap „E-Energy/Smart Grid“** von 2010 [DK10] als Ergebnis der Kooperationen unter dem DKE-Kompetenzzentrum hervorzuheben, die inzwischen in einer zweiten Version in Arbeit ist und bis Ende 2012 verfügbar sein wird.

3.2. Der Kontext des EU-Mandats M/490³

Die EU hat an die Normungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI ein Mandat zu Erarbeitung von verschiedenen technischen Rahmenbedingungen erteilt, welches das Smart Grid in der EU prägen wird. Es umfasst die im Folgenden beschriebenen Aufgaben und Ergebnisse und wird in der deutschen Übersetzung des Originals [M490] wiedergegeben:

„Ziel des Mandats ist die Entwicklung und Aktualisierung kohärenter Normen innerhalb eines gemeinsamen europäischen Rahmens, der vielfältige digitale Rechen- und Kommunikationstechnologien und elektrische Systemarchitekturen sowie die dazugehörigen Prozesse und Dienstleistungen integriert, die zur Interoperabilität führen und in Europa die Realisierung der von der Task Force "Intelligente Netze" definierten grundlegenden Dienstleistungen und Funktionen ermöglichen oder erleichtern, wobei diese hinreichend flexibel sein sollen, um künftigen Entwicklungen Rechnung tragen zu können. Die Automatisierung in Gebäuden, in der Industrie, von Geräten und in Haushalten ist nicht Gegenstand des Mandats. Dennoch müssen ihre Schnittstellen zu den intelligenten Netzen und zu den damit verbundenen Dienstleistungen im Rahmen dieses Auftrags behandelt werden.“

Der Auftrag wird den technischen und organisatorischen Anforderungen an die dem Stand der Technik entsprechende Informationssicherheit für intelligente Netze und an den Schutz personenbezogener Daten sowie der Privatsphäre gerecht und ermöglicht die Erhebung, Verwendung, Bearbeitung, Speicherung, Übertragung und Löschung aller Informationen, die für alle beteiligten Akteure zu schützen sind. Dies macht Dienstleistungen der intelligenten Netze im Wege eines Informations- und Kommunikationssystems möglich, das innerhalb der kritischen Infrastruktur der Übertragungs- und Verteilernetze sowie innerhalb der angeschlossenen Infrastruktur (Gebäude, Ladestation und Endknoten) als sicher gilt. Dies sollte auf eine Art und Weise erfolgen, die mit allen relevanten gesetzlichen Vorschriften vereinbar ist, d.h. mit dem Recht der Verbraucher auf Datenschutz und Schutz der Privatsphäre, mit der Metrologie und mit dem täglichen

³ verantwortlicher Autor: Dr. Mathias Uslar, OFFIS



Geschäftsbetrieb, und die gewährleistet, dass die Rechte aller Verbraucher, einschließlich der schutzbedürftigen Verbraucher, gewahrt werden.

Dieser Auftrag ist mit den Ergebnissen der aktuellen Aufträge M/441 und M/468 zu koordinieren, um einen kohärenten Normungsrahmen sicherzustellen (bidirektionaler Prozess).

Diese Koordinierung sollte auch für etwaige künftige Aufträge im Zusammenhang mit anderen Anwendungen intelligenter Netze gelten, die sich ebenfalls in den allgemeinen Rahmen, den der Auftrag vorgibt, einfügen müssen.

Die Ergebnisse dieses Auftrags müssen jedoch Unterschieden zwischen verschiedenen Versorgungsmärkten und Rechtsvorschriften Rechnung tragen und insofern hinsichtlich der umzusetzenden speziellen Technologien oder Mechanismen möglichst neutral sein.

CEN, CENELEC und ETSI werden beauftragt, einen Rahmen zu entwickeln, der es den europäischen Normungsorganisationen ermöglicht, die Normen im Bereich der intelligenten Netze fortlaufend zu verbessern und weiterzuentwickeln und gleichzeitig eine übergreifende Kohärenz zu gewährleisten und kontinuierliche Innovationen zu fördern. Der erwartete Rahmen muss die folgenden Leistungen umfassen:

- Eine technische Referenzarchitektur, die die funktionalen Informationsdatenflüsse zwischen den Hauptbereichen darstellt und viele System- und Subsystemarchitekturen integriert.*
- Kohärente Normen, die den Informationsaustausch (Kommunikationsprotokolle und Datenmodelle) und die Integration aller Nutzer in den Betrieb des Stromsystems fördern.*
- Dauerhafte Normungsprozesse und Instrumente der Zusammenarbeit, die Interaktionen zwischen den Beteiligten ermöglichen, um Verbesserungen bei den beiden oben genannten Punkten zu erreichen und diesbezüglich Anpassungen auf der Basis einer Lückenanalyse vorzunehmen. Gleichzeitig muss dafür gesorgt werden, dass den grundlegenden Systemauflagen wie Interoperabilität, Sicherheit und Wahrung der Privatsphäre Rechnung getragen wird.*

Grundlage für diesen Rahmen sind die Berichte der Expertengruppen EG1 (insbesondere Kapitel 11), EG2 und EG3 der Task Force "Intelligente Netze" als Hauptinputquellen sowie bereits vorhandenes Material, das im Rahmen anderer Aufträge, z. B. der Aufträge M/441 und M/468, erarbeitet wurde.

Im Hinblick auf die Informationssicherheit und den Schutz personenbezogener Daten sind Normen so zu entwickeln und zu verbessern, dass sie die vereinbarten und harmonisierten grundlegenden Anforderungen erfüllen, die von der Task Force intelligente Netze vorgeschlagen wurden.“

Auf Basis dieses Wortlauts begannen Mai 2011 die Arbeiten, in die auch viele Ergebnisse aus den E-Energy-Projekten einfließen. Im Besonderen die „Use Case“ Dokumentation mit einem IntelliGrid IEC PAS 62559 konformen und angepassten Template, wie sie schon in der E-Energy Normungsstudie gefordert worden sind. Mit Hilfe dieses Template werden in der Gruppe „Sustainable Processes“ (Dauerhafte Normungsprozesse und Instrumente der Zusammenarbeit) nicht nur erweiterte Anwendungsfälle gesammelt und beschrieben, gemäß den High-Level-Funktionalitäten der EG 3 werden auch Cluster, Functions und Sub-Functions ausgeprägt, die eine Klassifikation und Diskussion der Anwendungsfälle ermöglichen.



3.3. Definition von Interoperabilität im Zusammenhang mit Smart Grid⁴

Der Begriff Interoperabilität ist durch die IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) definiert als „die Fähigkeit zweier oder mehrerer Systeme oder Komponenten, Informationen auszutauschen und die ausgetauschten Informationen auch sinnvoll nutzen zu können“. Diese verbale Definition ist in Abschnitt 5.1 durch eine generalisierte Systemdetaillierung unterlegt. Im Rahmen der E-Energy-Projekte ist die Problemstellung der Minderung von syntaktischer, terminologischer und konzeptueller Heterogenität als Maßnahme zur Verbesserung der Interoperabilität zwischen Systemen, die die Standards in der Energiewirtschaft nutzen, definiert. Die betrachtete Problemstellung ist daher als ein Teilgebiet der Forschung zum Thema Interoperabilität anzusehen, speziell in dem Bereich der Herstellung von semantischer Interoperabilität zwischen Komponenten und Systemen. Die Arbeiten zum Themengebiet der semantischen Interoperabilität waren daher einer der Schwerpunkte im Rahmen der Standardisierung in der FG IOP.

Ziel einer Standardisierung im Smart Grid ist daher vor allem das Schaffen von Interoperabilität zwischen den einzelnen Systemen, die sowohl die syntaktische als auch semantische Interoperabilität umfasst (s.a. Abschnitt 5.1).

Syntaktische Interoperabilität: Sind zwei oder mehrere Systeme in der Lage, miteinander zu kommunizieren und Informationen auszutauschen, so weisen sie die so genannte syntaktische sowie, als deren Voraussetzung, die technische Interoperabilität auf. Das Spezifizieren von Datenformaten, -serialisierungen und Kommunikationsprotokollen ist hierfür essentiell. Standards wie XML oder SQL) in ihren Dialekten ermöglichen eine syntaktische Interoperabilität. Die syntaktische Interoperabilität ist die Voraussetzung für weitere Formen der Interoperabilität wie etwa der semantischen Interoperabilität.

Semantische Interoperabilität: Aufbauend auf der syntaktischen Interoperabilität ist die semantische Interoperabilität von Systemen definiert als die Fähigkeit, die ausgetauschten Informationen auch sinnvoll und korrekt auszuwerten, um auch für alle beteiligten Systeme nutzbare Ergebnisse zu erhalten. Um die semantische Interoperabilität zu erreichen, müssen sich die beteiligten Systeme auf ein gemeinsames inhaltsorientiertes Referenzmodell zum Informationsaustausch einigen. Die Inhalte des Informationsaustausches müssen eindeutig definiert werden - was gesendet wird, ist semantisch dann auch dasselbe, was vom Empfänger inhaltlich interpretiert wird.

Existieren keinerlei Standards, ist eine Integrationsdistanz maximal groß und es muss mitunter ein sehr hoher Aufwand zur Kopplung der Systeme bzw. Komponenten betrieben werden. Existiert bereits syntaktische Interoperabilität, können die verschiedenen Formate wie CSV und XML mittels Abbildungsvorschriften (meist bijektiv) aufeinander abgebildet werden.

Wird nun noch ein gemeinsames semantisches Modell für die Inhalte der ausgetauschten Daten genutzt, so ist die Ebene der semantischen Interoperabilität erreicht. Dies erfordert bei der Integration zwar immer noch Aufwände, jedoch ist die zu überbrückende Distanz merklich reduziert. Eine „Plug-and-Play- Architektur“, im Abschnitt 5.1 als funktionale Interoperabilität bzw. „Kompetenz“ angesprochen, führt am Ende letztlich zu einer Integrationsdistanz, die nahe Null liegt, da hier die Interoperabilität vollkommen gegeben wäre und man auf dieser Ebene bereits von einer Interchangeability, d.h. einer kompletten Austauschbarkeit von Komponenten verschiedenster Hersteller, reden müsste.

Meist wird dies jedoch nicht erreicht und auch nicht angestrebt, da eine „Plug and Play“ Standardisierung in solch einem Maße oft nicht möglich bzw. sinnvoll ist und wegen der unverhältnismäßig hohen Einschränkungen und Aufwände dazu unverhältnismäßig hoch sind

⁴ verantwortlicher Autor: Dr. Mathias Uslar, OFFIS

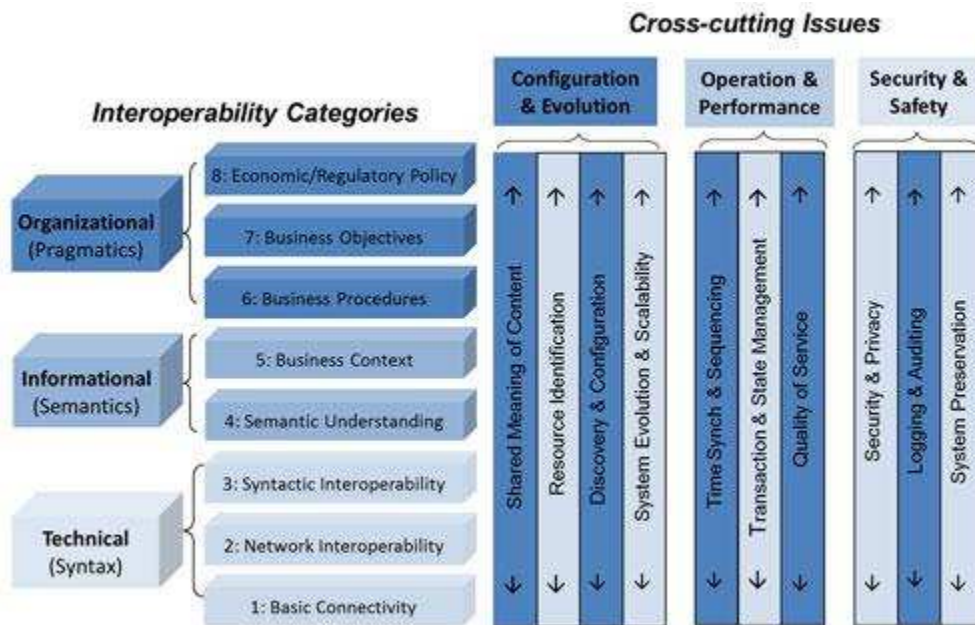


Abb. 2 GWAC Stack und SGIMM Model

In Abb. 2 sind, basierend auf dem GWAC Stack [GWAC], die verschiedenen Kategorien der Interoperabilität zusammenfassend und kompakt dargestellt. Zusätzliche Querschnittsthemen sind - wie in Abb. 2 aufgeführt - in der Diskussion. Dieses Modell wird durch das M/490 Mandat und das SGIP in internationalen Konsens für die Betrachtungen von Interoperabilitätsanforderungen im Smart Grid verwendet.

3.4. Architekturen⁵

Schon früh wurde im Rahmen der E-Energy Förderrichtlinie erkannt, dass Interoperabilität nur durch Standards zu erreichen ist und eine Studie erstellt, die den E-Energy-Projekten zur Verfügung gestellt wurde. Diese Studie „Untersuchung des Normungsumfeldes zum BMWi-Förderschwerpunkt „E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ fasste dabei Empfehlungen zusammen und beinhaltete bereits ersten Input aus den E-Energy-Projekten zu diesem Thema. Die dort gewonnen Ergebnisse gingen direkt in die IEC SG 3 Roadmap des SMB zur Smart Grid Standardisierung auf internationaler Ebene ein und fanden dadurch große Beachtung, so auch in der deutschen Normungsroadmap „E-Energy/Smart Grids“ und aktuell im EU Normungsmandat M/490 an CEN/CENELEC und ETSI. Kernbotschaft aller dieser Dokumente ist die Verwendung der IEC TC 57 Referenzarchitektur IEC 62357.

Der Technical Report „TR 62357: Power System Control and Associated Communication - Reference Architecture for Object Models, Services and Protocols“ wurde 2003 veröffentlicht und dient der IEC TC 57 dazu, ihre verschiedenen Normungsvorhaben und Standardfamilien miteinander in Kontext zu setzen. Zum einen, um eine angestrebte sogenannte *Seamless Integration Architecture* (seamless, engl. für nahtlos, übergangsfrei) für den Bereich der elektrischen Energieversorgung zu realisieren, zum anderen, um gewisse Inkonsistenzen bei der Nutzung der verschiedenen Standards im Gesamtkontext zu dokumentieren und später zu beheben. Der TR beschreibt daher alle existierenden Objektmodelle, Dienste und Protokolle des TC 57 und dokumentiert ihre Abhängigkeiten.

Die IEC 62357 Referenzarchitektur allein kann das System auf Basis einer Use Case Modellierung, die wiederum in verschiedene Funktions-, System- und Betriebsdomänen abzubilden ist, nicht umfassend beschreiben. Insofern wurde im Positionspapier der AG „Energieinformationssysteme“ des VDE ITG unter Input von E-Energy, insbesondere von Vertretern aus der Fachgruppe Interoperabilität ein

⁵ verantwortlicher Autor: Dr. Mathias Usler, OFFIS



zweidimensionales Domänenmodell entwickelt, dass mit Beginn der Arbeit zur Version 2 des Positionspapieres „Energieinformationssysteme“ zu einem dreidimensionalen Bild weitergeführt wurde. Dieser Ansatz wurde nachfolgend durch Vertreter von VDE ITG und VDE ETG in der WG Reference Architecture im EU-Mandat M/490 eingebracht.

Die in dem *eTelligence* IT-Architekturbuch [App12] angesprochen Kernstandards für das Smart Grid, wie sie auch in der DKE Normungsrroadmap beschrieben worden sind, werden in der Gruppe „First Set of Standards“ (Kohärente Normen) untersucht.

Ziel einer gemeinsamen Architekturentwicklung ist es, auf Basis existierender Lösungen nötige Veränderungen, Erweiterungen oder Neubearbeitungen zu identifizieren, abzustecken und den Normungsgremien zur Umsetzung zu übergeben. Ähnlich wie bei NIST wird auch auf EU-Ebene die Sicherheit in Sinne von Safety und Security als eigenes Themenfeld bearbeitet, welches selbstverständlich eine Querschnittsfunktion für die drei Ziele des Mandats bildet. Das gleiche Ziel verfolgt auch die „Reference Architecture Working Group“ (RAWG) mit ihrem „Smart Grid Architecture Model“ (SGAM). Basierend auf einer Analyse von verschiedenen Roadmaps, Conceptual Models, Smart Grid Architekturen und Standards werden basierend auf Ideen des „Gridwise Architectural Council Stacks“ (GWAC Stack) zur Interoperabilität, kombiniert mit einem multidimensionalen Ansatz wie man ihn aus Archimate und/ oder TOGAF kennt. Mit Hilfe dieses Model, aber auch mit dem „Conceptual Model“ und dem „Functional Model“ lassen sich, basierend auf TOGAF ADM beschrieben, existierende Ansätze vergleichen und abbilden, so dass einfach Unterschiede und Gemeinsamkeiten zwischen den verschiedenen Smart Grid Paradigmen und Sichten erkennbar werden.

3.5. Anwendungsfall-Methodik⁶

Die Grundlage für die erfolgreiche Entwicklung eines intelligenten Energiesystems mit verbundener zentraler und dezentraler Erzeugung, höheren Anforderungen an die Energieeffizienz des Gesamtsystems, bidirektionalen Energieflüssen, hoher Volatilität eines Leitsystems Erneuerbare Energien, Netzführungsherausforderungen bis in den Niederspannungsbereich sowie Einbindung des Endkunden ist die notwendige starke Flexibilisierung entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette mit Verbrauchs- und Erzeugungssteuerung, Energiespeicherung, Systemführung im Spartenverbund sowie Import-/Exportmechanismen zwischen Kundenobjekten, Regionen und übergeordneten Verbundnetzen.

Hieraus ergeben sich umfängliche neue Anforderungen an die Automatisierung von Markt- sowie Netzprozessen, die Interaktion zwischen Endkunden sowie Markt und Netz; aber ebenso an neue Interaktionen zwischen Markt und Netz zur Flexibilisierung des Gesamtsystems sowie zwischen Verteilungsnetzen und Übertragungsnetzen.

Die automatisierten Interaktionen im Umfeld vielfältiger Markt- und Netzakteure im liberalisierten und entflochtenen Energiemarkt sowie unterschiedliche Regularien verschiedener Staaten eines europäischen Verbundsystems erfordern die gemeinsame Beschreibung

- von Begriffen (z.B. Domänen, Akteuren, Funktionen, Komponenten, Datenmodelle, Kommunikation, Sicherheit sowie Energieflüsse) und Begriffsbeziehungen (Ontologien) als Grundlage für formalisierte System-, Funktions- und Ablaufbeschreibungen [DKE111.0.5],
- einer Referenzarchitektur auf Grundlage von Begriffen zwecks gemeinsamen Verständnisses einer Abbildung von Funktionen auf Domänen, Komponenten, Akteure usw.,
- von aus funktionalen Anforderungen abgeleiteten Anwendungsfallbeschreibungen (Use Cases), die von Akteuren genutzt werden, in Domänen auf bestimmten Komponenten wirken sowie miteinander sicher kommunizieren,
- von ergonomischen Anforderungen in der Interaktion von Mensch und Systemkomponenten zur Einwirkung auf Funktionen,
- von Methoden zur Gewährleistung von Informationssicherheit im Smart Grid,

⁶ verantwortlicher Autor: Andreas Kießling, MVV Energie AG



- die Nutzung von Softwarewerkzeugen zur formalisierten Erfassung, Speicherung, Visualisierung und Nutzung von Anwendungsfällen.

Hierzu wird nachfolgend deshalb auf die Use Case-Methodik eingegangen werden, die in verschiedenen E-Energy-Projekten bei der Anwendungsfallbeschreibung eingesetzt wurde.

3.5.1. Von Use Cases über Prozesse zu profilierten Normen

3.5.1.1. Use Cases und Prozesse

Anwendungsfallbeschreibungen sind die Grundlage für das funktionale Verständnis der Interaktion zwischen Endkunden sowie Markt und Netz: zwischen Markt- und Netzakteuren, aber auch Marktakteuren untereinander sowie zwischen Verteilungsnetzen und Übertragungsnetzen. Die Vielfalt der zu beschreibenden Systemkomponenten in automatisierten Prozessen sowie der Kommunikationsschnittstellen zwischen Akteuren führt zur Notwendigkeit der Beschreibung von Modellen und Schnittstellen mittels Standards. Die wachsende Vielfalt, Komplexität und Konnektivität in einem zukünftig eher dezentral verteilten, bidirektionalen und volatileren Gesamtsystem erfordert einerseits eine enge Akteursintegration bis hin zum Endkunden sowie neue zeitkritische Prozesse, andererseits wird über vorrangig proprietäre Schnittstellenentwicklungen der notwendige Markt sowie die Smart Grid-Systemausstattung nicht entfaltet sein.

Insofern spielt Normung hier eine wichtige Rolle. Dabei sind die Entwicklung und Nutzung von Normen einerseits im Markt auf Grundlage eines gemeinsamen Interesses voranzutreiben. Andererseits wird es im zukünftigen Energiesystem erweiterte zu unterstützende Pflichtprozesse einerseits zwischen Markt und Netz, aber andererseits auch zwischen Marktakteuren geben, die erforderlich sind, um die Funktionsicherheit sowie die Informationssicherheit des Gesamtsystems zu gewährleisten. Insofern sind vorrangig die Prozesse zu definieren, für die energiewirtschaftliche Verpflichtungen eingeführt werden müssen, um daraus Kommunikationsschnittstellen, deren Standardisierung sowie Maßnahmen zur Gewährleistung von Ende-zu-Ende-Sicherheit von Prozessen abzuleiten. Es gilt, eine diskriminierungsfreie, offene und elektronische Marktkommunikation aller Beteiligten im komplexeren Wertschöpfungsnetzwerk des zukünftigen intelligenten Energiesystem durch Standardisierungsprozesse voranzutreiben, wobei die Standardisierung der Kommunikation nicht nur die technischen Anlagen betrifft, sondern auch die Geschäftsprozesskommunikation der Marktpartner, zwischen Markt und Netz sowie seitens Markt und Netz hin zum Anschlussobjekt des Netznutzers.

Folgendes Vorgehen wurde deshalb im Rahmen der E-Energy-Projekte in die DKE-Normungsroadmap Version 1.0 [DK10] eingebracht, das mit nachfolgender Abbildung visualisiert wird.

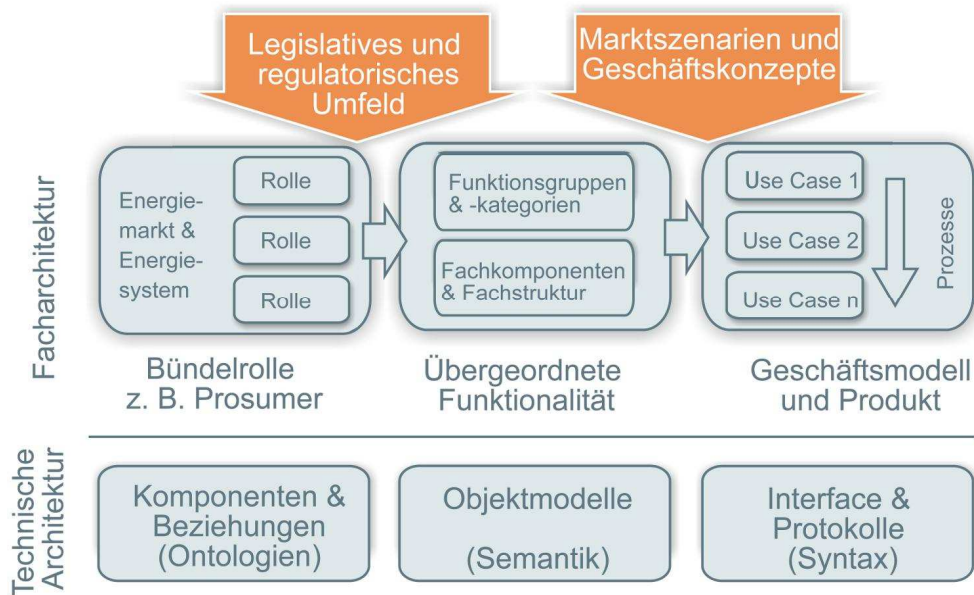


Abb. 3 Fachliche und technische Modellierung

Die Geschäftskommunikation im Energiemarkt, Interaktionen technischer Komponenten im Bereich Erzeugung, Verbrauch, Speicher und Netz im Energiesystem liegen in der Verantwortlichkeit verschiedener energiewirtschaftlicher Rollen von Markt- und Netzakteuren. Diese Akteure entwickeln im Rahmen eines definierten legislativen und regulatorischen, energiewirtschaftlichen Umfeldes sowie bestimmter Marktszenarien der Zukunft neue Geschäftskonzepte. Diese Geschäftskonzepte sind vielfältig und werden nicht in den Rahmen der Normungsprozesse kommuniziert.

Solche Geschäftskonzepte, wie z.B.

- im Rahmen der anreizbasierten Erzeugungs- und Verbrauchssteuerung,
- bei der Marktintegration Erneuerbarer Energien sowie zum Betrieb von Erzeugungs- und Speicheranlagen
- bei der Integration der Elektromobilität,
- beim Betrieb virtueller Kraftwerke,
- bei der Nutzung intelligenter Messsysteme für das Verbrauchsmonitoring mit der Zielstellung der Verbrauchsreduzierung,
- sowie beim Einsatz neuer automatisierter Netzführungsmethoden zur Sicherstellung der Powerqualität im Niederspannungsbereich sowie zur Abstimmung zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz

bedürfen aber gemeinsamer Grundfunktionen, die in verschiedenen Projekten und Gremien, inklusive der Arbeiten innerhalb der EU Task Force Smart Grid sowie des EU Mandats M/490 im Rahmen bestimmter Funktionsgruppen und -kategorien (als High Level Use Cases) beschrieben wurden. Diese Funktionsgruppen finden sich wiederholt in verschiedenen Fachkomponenten wieder. Aus diesen in verschiedenen Geschäftskonzepten benötigten Funktionalitäten wurden die wichtigsten Anwendungsfallbeschreibungen als generische Use Cases abgeleitet. Aus diesen generischen Use Cases sind wiederum die verschiedensten granularen Use Cases mit einzelnen Aktivitäten zwischen zwei Akteuren und mit einer definierten Input- und Output-Schnittstelle unter Nutzung definierter Datenmodelle ableitbar. Diese granularen Use Cases sind über Prozessbeschreibungen miteinander verbindbar, wobei die Schnittstellen zwischen den Use Cases den Normungsbedarf erbringen. Auf Grundlage der fachlichen Modellierung erfolgt dann die technische Normung zur Semantik der benutzten Datenmodelle sowie zur Syntax der Kommunikation an den Prozessschnittstellen. Um Use Cases für die Wiederverwendbarkeit im

Normungsprozess formalisiert zu beschreiben, sind definierte Begrifflichkeiten sowie Beziehungen zwischen den Begriffen festzulegen (Ontologien).

Die in E-Energy angewendete Use Case Methodik auf Grundlage der Intelligrid Methodik wurde umfassend nach Erstellung der Normungsroadmap 1.0 in der weiteren Arbeit der Fokusgruppen des DKE-Kompetenzzentrums sowie nachfolgend in der Arbeitsgruppe Sustainable processes innerhalb des EU-Mandats M/490 weiter ausgearbeitet. Hierzu wird auf die Normungsroadmap 2.0 [DK12] sowie auf das EU-Mandat M/490 mit der Arbeitsgruppe „Sustainable processes“ [SGCGWGSP] verwiesen. Die nachfolgende Darstellung der DKE in Abb. 4 verdeutlicht den Prozess.

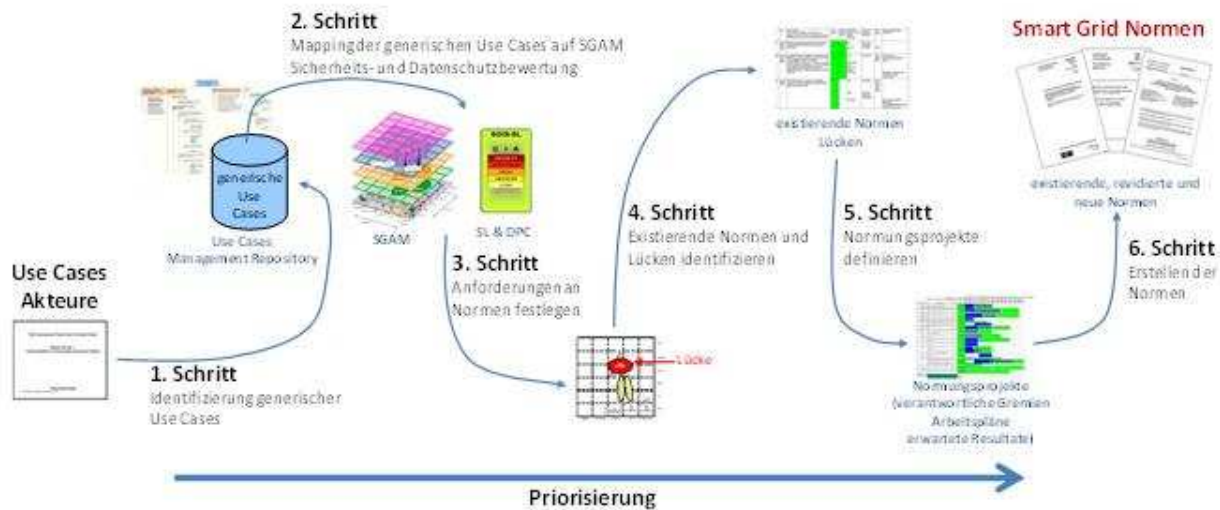


Abb. 4 Nachhaltiger Prozess zur Normung im Smart Grid [DK12]

3.5.1.2. Prozesse und Profilierung von Normen

Mit der weiteren Detaillierung von Use Cases und deren Einordnung in Prozesse sind Priorisierungen vorzunehmen, um die Grundlage für vordringliche Funktionalitäten beim Umbau des Energiesystems zu schaffen. Hier gilt es, die Unterschiede sowie die Neuerungen zwischen der sogenannten „heutigen Welt“ mit statischen Einspeiseprozessen und minimaler Verbraucherkommunikation sowie der „zukünftigen Welt“ energiewirtschaftlicher Prozesse mit Marktintegration der Erneuerbaren und Verbraucherintegration sowie Markt-/Netzinteraktionen herauszufiltern, um dann im Rahmen dieser Differenzen Prioritäten für die weitere Bearbeitung zu setzen.

Weiterhin gilt es, einerseits generische Use Cases nur soweit zu spezifizieren, dass allgemeingültige Normungsanforderungen im europäischen und weltweiten Kontext herausgearbeitet werden können, aber gleichzeitig in der folgenden Prozessspezifikation nationale Besonderheiten berücksichtigt werden können, auf deren Grundlage dann die Profilierung von Normen an den Schnittstellen der Aktivitäten von Use Cases erfolgt.

Damit sind folgende drei Schritte im Normungsprozess von einer funktionalen Definition bis hin zu einer festgelegten Marktkommunikation mit profilierten Normen zu unterscheiden:

- eine Use Case-Spezifikation mit Anwendungsfalldiagrammen und formalisierter Beschreibung bis hin zur Spezifikation von Einzelaktivitäten im Rahmen definierter Anwendungsszenarien (Cluster),
- eine Prozessdefinition mit Aktivitätsdiagrammen unter Nutzung der Aktivitäten von Use Cases mit Sicherheitslevels, von Akteuren, von Datenmodellen mit zugeordneten Datenschutzklassen sowie Zuordnung von Normen für Datenmodelle oder eventuell notwendige Erweiterung von Normen,
- eine Profilierung der vollständigen Datenmodelle in Normen hin zu für Anwendungsszenarien festgelegten Nachrichtenschemen (Datentypen) in geeigneter abstrakter Notation (z.B. XML) auf Grundlage der im Prozess benötigten Schnittstellen sowie Ableitung von Nachrichten für die



benötigten Schnittstellen mit Festlegung von Transportschnittstellen (z.B. Webservices und HTTP über TLS-Verschlüsselung)

Die Spezifikationen über generische Use Cases hin zu granularen Use Cases sind umfangreich in Arbeit. Die Einordnung dieser Arbeiten in die fachliche Modellierung wurde im obigen Abschnitt 3.5.1.1 beschrieben. Deshalb soll nachfolgend auf die Prozessdefinition und die Profilierung eingegangen werden. Zielstellung ist die Vereinbarung einer definierten Marktkommunikation, Markt-/Netzkommunikation sowie Endkundenkommunikation, wobei hier natürlich freiwillige Marktvereinbarungen ebenso zielführend sind wie eventuell notwendige energiewirtschaftliche Verpflichtungen für die notwendige Kommunikation in vordringlich zu befördernden neuen Prozessen der „zukünftigen Welt“.

Vorgeschlagen wird eine Vorgehensweise mit einer Methodik zur Nutzung von Anwendungsfällen, der Ableitung von fachlichen Prozessen und Datenobjekten (z.B. zukünftige maßgebliche Berechnungsfaktoren) sowie der folgenden Definition der technischen Marktkommunikation. Hierzu wird eine engere Verzahnung der Arbeit energiewirtschaftlicher (BDEW, VKU) sowie technischer Gremien (z.B. VDE, DKE, ZVEI und BITKOM) benötigt und dringlichst empfohlen.

In heutigen energiewirtschaftlichen Prozessen werden insbesondere Normen und Spezifikationen bei der Markt-/Netzkommunikation im Rahmen der Lieferantenwechsel von Endkunden sowie notwendiger Messdaten- und Stammdatenaustausche genutzt. Dies betrifft auch die Übertragung von Messdaten im Rahmen der Bilanzierung sowie von Netznutzungsabrechnungen. Auf Grundlage von Use Cases im Rahmen der Entflechtung von Markt und Netz wurden 2005 die entsprechenden Prozesse für die genannten Funktionen definiert. Auf Grundlage dieser Prozesse wiederum wurden im nächsten Schritt die EDIFACT-Spezifikation profiliert und entsprechende Nachrichtentypen definiert. Diese Nachrichtentypen wurden in der Folge durch die Bundesnetzagentur beispielsweise als UTILMD- und MSCONS-Nachrichtentypen für Lieferantenwechsel sowie Messdaten- und Fahrplanaustausch verpflichtend eingeführt. Aktuell ist eine weitere Anwendung in Arbeit, da es sich als notwendig erwiesen hat, auch entsprechende Nachrichtentypen für Einspeiser festzulegen. Auf Grundlage analoger Use Cases zu der im Jahre 2005 erfolgten Marktkommunikation werden grundlegende Prozesse für Einspeiser zur Identifikation einer Anlage, zum Lieferbeginn und -ende sowie zu verschiedenen Prozessen für Stammdaten und Abrechnung beschrieben.

Man kann davon ausgehen, dass diese Prozesse funktionieren, solange wir uns in der bisherigen Betrachtungsweise mit einmaliger Aufnahme des Belieferungsvertrages für einen längeren Zeitraum bis zur Kündigung befinden, sowie mit einfachen statischen und mengenbasierten Tarifen in monatlichen oder jährlichen Abständen abzurechnen ist. Hier funktioniert heute die Anwendung der textbasierten Mailnachrichten mit EDIFACT-Dateien. Allerdings sind neue Anforderungen einer zukünftigen Maschine-zu-Maschine-Kommunikation bis hin zum Endkunden unter Berücksichtigung einer politisch gewollten Marktintegration zu überprüfen. Die Qualitätssicherung der automatisiert übertragenen Daten ist hierbei sicherzustellen.

Hierbei lassen die bisherigen Forschungsergebnisse, z.B. aus den E-Energy-Projekten und die weltweiten Entwicklungstendenzen, schließen, dass die Anwendung der bisherigen EDIFACT-Nachrichten auf die beschriebenen Prozesse unter den Bedingungen einer Marktintegration der EE-Anlagen mit dann zunehmend dynamischen Tarifen, mit Fahrplan- und Preisverhandlungsprozessen und häufigeren Wechselprozessen überdacht werden müssen.

→ Insofern wird eine Trennung von Prozessbeschreibung und -festlegung (Prozessfestlegung, siehe Business- und Function-Layer des SGAM-Modells) sowie deren Anwendung bei der Profilierung von Informationsmodellen (Informationslayer/SGAM) und Kommunikationsnormen (Kommunikationslayer/SGAM) vorgeschlagen (SGAM: siehe Abschnitt 3.4).

Hierbei könnten gewisse systemrelevante Prozesse im Sinne der gesellschaftlichen Anforderung zur Transformation des Energiesystems verpflichtend vorgeschrieben werden. Allerdings sollte die Entwicklung zukünftiger, innovativer Prozesse weiter ermöglicht werden. Die technische Umsetzung hin zu einer Kommunikationsnorm sollte aber entsprechend des SGAM-Ansatzes mit verschiedenen Layern austauschbar sein. Insofern könnten beispielsweise Informationsmodelle und technische Nachrichtendefinitionen, wie z.B. EDIFACT, eine kürzere Lebensdauer haben als die darüber liegende Prozessbeschreibung (Funktions-Layer/Use Cases). Eine echtzeitfähige, hoch skalierbare Maschine-zu-Maschine-Kommunikation auf Basis von Internettechnologien sowie der notwendigen Gestaltung von Ende-



zu-Ende-Informationssicherheit wird eher einem Wandlungsprozess unterliegen als der darüber liegende fachliche Prozess.

Perspektivisch wäre es daher das Ziel, dass die "zukünftige Welt" energiewirtschaftlicher und dynamischer Prozesse dadurch beschrieben werden kann, dass beispielsweise die Einspeisung mit festen Einspeisesätzen zunehmend durch eine Einspeisung auf Grundlage der Marktintegration ersetzt wird. Dies bedeutet, dass eine Anlage zwar weiterhin nur einmal im Netz zum Zwecke der Identifikation zu registrieren ist, aber die Marktintegration durch Lieferanten, virtuelle Kraftwerksbetreiber oder direkt über Händler und Aggregatoren erfolgen kann und bei dynamischen Erzeugungspreisen auch ein täglicher Wechsel des Marktpartners auf der Grundlage von Fahrplan- und Preisverhandlungsprozessen bei der Vermarktung der Energiemengen möglich ist. Ebenso sollte die weitere Vermarktung von Flexibilitäten (z.B. Gelb-Interaktion zwischen Markt und Netz nach BDEW-Ampelmodell), aber auch über Marktpartner im Sinne eines Redispatchings für besondere Markt- und Netzsituationen zum Ausgleich von Volatilitäten möglich sein.

Insofern gilt hier auch die Aufgabenstellung, die Prozesse umfänglicher zu beschreiben, darauf basierend die Informationsmodell- und Kommunikationsnormen für bestimmte Use Cases oder Use-Case-Cluster festzulegen und zu profilieren.

Derzeit wird die Kommunikation in der "zukünftigen Welt" europäisch im Rahmen der EU-Mandate M/441 (Smart Metering), M/490 (Smart Grid) und M/468 (Elektromobilität) beschrieben. Hier ist von einer gesicherten Kommunikation über das Internetprotokoll unter Anwendung moderner Webtechnologien wie XML und Webservices auszugehen. Werden diese Festlegungen national getroffen, sind hierbei die Sicherungsmechanismen bei der kommunikativen Vernetzung einer kritischen Infrastruktur zu berücksichtigen. So werden erste Schritte mit der Definition der Sicherungs- und Kommunikationsmechanismen auch im Rahmen des BSI Smart-Meter-Gateways gegangen, wo ebenso XML und Webservices sowie umfängliche Sicherungsmechanismen eingesetzt werden.

→ Zu empfehlen ist also, die aktuellen Arbeiten zur Marktkommunikation bei der statischen Einspeisung für die "heutige Welt" unter Trennung von Prozessen sowie Informationsmodell- und Kommunikationsnormen einerseits zu Ende zu führen, aber andererseits unverzüglich die Arbeit an der Markt-/Netz-/Endkundenkommunikation für die "zukünftige Welt" auf Grundlage priorisierter Use Cases aufzunehmen.

Zur Trennung der fachlichen Prozessdefinition als Grundlage für die technische Marktkommunikation kann deshalb folgendermaßen vorgegangen werden.

Die Grundlage für die neuen Prozessdefinitionen sind die vorhandenen Definitionen von Anwendungsfällen, die jeweils eine Funktionalität in ihrem Kontext in Verbindung mit verschiedenen energiewirtschaftlichen Akteuren abbilden. Diese Anwendungsfälle wurden in den E-Energy-Projekten, dann in erweiterter Form im DKE-Kompetenzzentrum sowie letztendlich im EU Smart Grid-Mandat M/490 gesammelt und zum Zwecke der Harmonisierung zu generischen Anwendungsfällen bearbeitet.

Insbesondere liegen Anwendungsfälle für die Marktintegration, für das *Demand Side Management* mit variablen Tarifen sowie für die Integration der Elektromobilität vor. Aber ebenso wurden mit dem EU Mandat M/441 Anwendungsfälle zum Thema „Smart Metering“ gesammelt. Auf aggregierender Ebene werden Anwendungsfälle aktuell auch auf der BMWi-Plattform "Zukunftsfähige Netze" im Arbeitskreis "Intelligente Netze" gesammelt. Im nächsten Schritt sind aus den Anwendungsfällen fachliche Prozessdefinitionen abzuleiten, um dann Normen für die benötigte Kommunikation und Informationsmodelle zu profilieren.



→ Um die Verbindung von aktuell drängenden Themen der „heutigen Welt“ sowie den zukünftig relevant werdenden Themen der „zukünftigen Welt“ zu schaffen, werden folgende Arbeitsschritte vorgeschlagen.

- 1) fachliche Prozessdefinitionen und Festlegungen für initiale Prozesse der „heutigen Welt“ zur Anlagenregistrierung, -identifizierung, Kündigung, Stammdatenabfrage und -änderung sowie Abrechnung ausprägen
- 2) zur fachlichen Prozessdefinition getrennte Festlegung der Informationsmodell- und Kommunikationsnormen für profilierte Datentypen sowie definierte Schnittstellennachrichten zur kurzfristigen Ermöglichung einer Marktkommunikation für Einspeisung mit fixen Einspeiseentgelten

Dann können die folgenden Schritte entsprechend des in Abb. 4 vorgestellten Prozesses bearbeitet werden:

- 3) Schritt 1 entsprechend Abb. 4: Erweiterung der fachlichen Prozessdefinitionen und der Sicherheitsdefinitionen auf die "zukünftigen Welt" unter Nutzung der Use Case-Beschreibungen, beispielsweise zur Markt- und Netzintegration der EE-Anlagen und Elektromobile, zu dynamischen Tarifen für Endkunden und zur täglichen Verhandlung von Preisen und Fahrplänen in Energiemengen- und Flexibilitätsprodukten als Grundlage der zukünftigen Markt-/Netz-/Endkundenkommunikation. Diese Use Cases dienen als Grundlage für den weiteren Normungsprozess.
- 4) Schritt 2: Mappen auf die Referenzarchitektur (Schritt 2 und 3)
Festlegung der grundlegenden Normen für die Informationsmodelle (Informationslayer) und Kommunikation / Protokolle (Kommunikationslayer)
- 5) Schritt 4-6 nach Abb. 4: Definition von Weiterentwicklungsbedarf in der Normung und Bearbeitung
- 6) Schritt 7: Profilierung auf der Basis von Schritt 1 und 2
 - a. Festlegung von erweiterten Datenmodellen⁷ zu den entsprechenden Anwendungsclustern
 - i. z.B. Datenbeschreibungen an der Anwendungsschnittstelle von aus Normen abgeleiteten profilierten Datentypen für das jeweilige Anwendungscluster für Tarife, Fahrpläne, Anlagen, usw. (z.B. in CIM sowie IEC 61850)
 - b. Definition der technischen Marktkommunikation in technischen Gremien der Normung (DKE) unter Beteiligung der energiewirtschaftlichen Gremien. Dabei soll Profilierung der anzuwendenden Kommunikations- und Sicherheitsnormen auf das jeweilige Anwendungscluster mit zugeordneten Use Cases, Informationsmodelle und Prozessen erfolgen:
 - i. von Kommunikationsstacks auf Basis des Internetprotokolls
 - ii. von Anwendungsschnittstellen für den Nachrichtentransport (Webservices und XML-Abstrahierung von Normen für Datenobjekte zu profilierten Datentypen für Tarife, Fahrpläne, Anlagen, usw., z.B. in CIM sowie IEC 61850),
 - iii. von aus den profilierten Datentypen abgeleitete Nachrichten für die Prozessschnittstellen zwischen verschiedenen Akteuren
 - iv. von Sicherungstechnologien beim Nachrichtentransport (Unter Einbezug des BSI zur Erlangung von Ende-zu-Ende-Prozesssicherheit)

Mit dieser Vorgehensweise der Trennung in verschiedene Layer und Prozessschritte kann es gelingen, dass aktuell notwendigen Festlegungen für die "heutige Welt" sinnvoll für die Systemtransformation in eine "zukünftige Welt" genutzt werden können.

⁷ Festlegung der Datenmodellierung: beispielsweise der maßgeblichen Berechnungsfaktoren von heutigen statischen Tarifen hinzu dynamischen Preismodellen mit Stromkennzeichnungsmöglichkeiten oder der Kennzeichnung von Herkunft und Art der gelieferten Energie



3.6. Informationssicherheit⁸

Das Thema Informationssicherheit für die Interoperabilität gewann parallel zur öffentlichen Diskussion während der Projektlaufzeit an Bedeutung. Anfänglich kein eigenständiges Thema in der E-Energy-Begleitforschung, entwickelte es sich in den Arbeiten der Fachgruppe Interoperabilität als auch in der Fachgruppe Rechtsrahmen als wichtiges Querschnittsthema.

Aus der Definition innovativer Energiedienstleistungen und Funktionalitäten in unterschiedlichen Szenarien der E-Energy-Projekten wurde Handlungsbedarf für die Informationssicherheit in Smart Grid Informationssystemen zum Schutz der Rechte des Verbrauchers und bei den Marktakteuren identifiziert. Diese wurden nach unterschiedliche Wirkungsdomänen unterschieden: z.B. in den Liegenschaften, deren Unterstrukturen (Sub-Zellen) bis zum final messenden und ausführenden Sensor und Aktor.

Speziell in Bezug auf einen durchgängigen Schutz auf dem jeweils angemessenen Niveau wurden bei den unterschiedlichen Anwendungsfällen und Liegenschaftstypen (Wohnungsbau, Geschäfts- und Industriegebäude) als auch bei liegenschaftsinternen Ladeinfrastrukturen Sicherheitsanforderungen und zukünftiger Implementierungsoptionen dokumentiert. Die Studie „E-Energy moma Security“ zum Datenschutz und Informationssicherheit wurde von IBM im Rahmen des E-Energy-Projektes *Modellstadt Mannheim (moma)* erstellt und unter [MOMA09] veröffentlicht.

Aus diesem Antrieb heraus wurde die „Informationssicherheit im Smart Grid“ als Grundlage für Datensicherheit und Datenschutz in die Fachgruppe Rechtsrahmen eingebracht. Die Ergebnisse wurden in einem Buch unter dem Titel „Datenschutz im Smart Grid - Anmerkungen und Anregungen“ veröffentlicht. [FGR11].

Ein wichtiger Beitrag dabei liegt in der Vorgehensweise der Risikobewertung von Smart Grid Informationssicherheit (SGIS) für die unterschiedlichen schützenswerten Informationen⁹.

Mit dieser Studie wurden 2009 erstmals in E-Energy „Architekturbilder“ mit Wirkungsdomänen und Energiedienstleistungen konsequent in Form von Use cases beschrieben. Mit dieser Systematik wurden erste Bewertungen von Risikoeinflüssen durchgeführt und so Lücken in den Normen erkannt.

In der damaligen gerätespezifischen Technologiendiskussion (z.B. bei den im „Rollout“ befindlichen digitalen, fernauslesbaren Zähler) wurde noch keine Differenzierung nach Use Cases vorgenommen, wie sie später in den BSI Schutzprofilen abgebildet wurden. Dabei wurden auch zukünftige intelligente Multisparten-Energieinformationssysteme (z.B. Messsysteme und Energiemanagementsystem) betrachtet.

Es wurde ein Bewusstsein dafür erreicht, dass für eine Verbreitung und Skalierbarkeit von Diensten in einem sehr heterogenen Energieinformationssystem (ein System aus vielen Systemen) die Anforderungen an SGIS in einem langen Produktlebens- und Wartungszyklus nachrüstbar implementiert sein müssen. Nur mit einer Nachführbarkeit ist die notwendige Ende-zu-Ende-Informationssicherheit auf dem jeweils erforderlichen Informationssicherheitsniveau auf dem Stand der Technik zu halten: mit vergleichsweise sehr kurzen Intervallen, z.B. bei einem Vorfall mit Verletzung der Informationssicherheit im Smart Grid mit sofortigen Reaktionsmöglichkeiten.

Des Weiteren wurde Konsens darüber erreicht, dass die Evolution und die Implementierungen von Smart Grid Diensten deutliche Unterschiede zu anderen klassischen Sicherheitsthemen bedeutet und daher mit individuellen, Sektor-spezifischen Smart Grid Informationssicherheitsniveaus verknüpft werden müsse. Als Verknüpfungspunkte der Use Cases mit SGIS wurden Stufen für Informationssicherheitsniveaus (SGIS-SL) und die Klassifikation und das „Markieren“ von Datenmodellen mit Informationsschutzklassen (SGIS-DPC) - bis hin zu einem „Verfallsdatum“ - identifiziert.

Das folgende Schaubild in Abb. 5 zeigt links in orange hinterlegt die Abstraktionsebenen (SL) der Funktionalität und in Grün die zugeordnete Schutzklassen (DPC). Die entscheidend Erkenntnis dabei ist, dass Sicherheit nicht pauschal über die Anwendung gestülpt werden kann, sondern auf jeder Abstraktionsebene individuell zu definieren und zu lösen ist. Nur als Querschnittsfunktion kann nachhaltig und durchgängig Informationssicherheit über die unterschiedlichen Ebenen hinweg erreicht werden.

⁸ verantwortlicher Autoren: Alfred Malina, Ralf Thiemann, IBM Deutschland

⁹ Dazu zählen u.a. technische-, geschäftliche, personenbezogene, eichrechtlich relevante, zugriffsrelevante, Administrations- Audit- und SGIS relevante Daten.

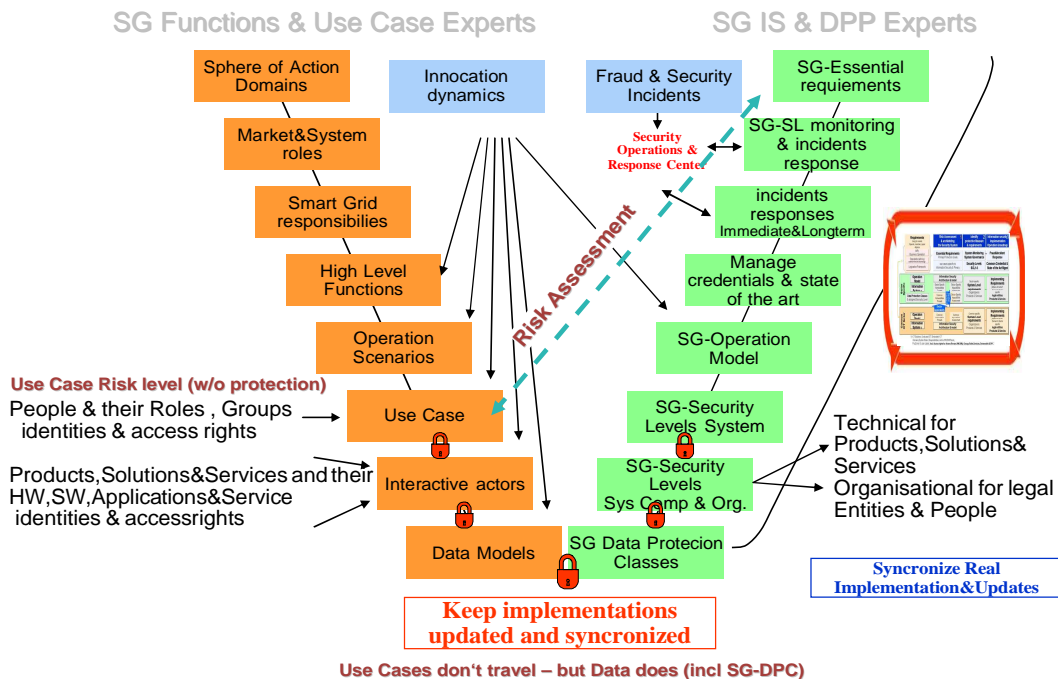


Abb. 5 Ebenen der Smart Grid Dienste verknüpft mit Smart Grid Informationssicherheit

Die grundlegenden Anforderungen für die Informationssicherheit lauten: Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit sind jederzeit auf dem jeweiligen Stand der Technik sicherzustellen. Der „Stand der Technik von SGIS“ bildet die Grundlage für rechtlichen Anforderungen im Smart Grid. Diese stammen aus dem Eichrecht oder aus dem Grundrecht auf Privatsphäre und Datenschutz -, aber auch aus den in den Normen notwendigen Detaillierungen.

Smart Grid Informationssicherheit wurde so als wichtiges Querschnittsthema auch auf den E-Energy-Kongressen intensiv von verschiedenen Referenten entwickelt. Eine Koordinierung über alle E-Energy-Projekte hinweg wurde als sinnvoll und notwendig erachtet, insbesondere da Informationssicherheit sich zunehmend als kritischer Erfolgsfaktor für Smart Grid Dienste wie Messung und zum Energiemanagement erweist.

Dieser Bedeutung entsprechend wurde Sicherheit aus der Fachgruppe Interoperabilität heraus in die Normung verlagert – konkret um gemeinsame SGIS Interoperabilitätsprofile für die Implementierung von 5 Stufen der Informationssicherheitsniveaus und den Informationsschutzklassen als Standard zu schaffen.

Als Koordinierungsgremium wurde dazu im Kompetenzzentrum Smart Grid Normung bei der DKE die **Fokus-Gruppe „Informationssicherheit DE SGIS“ (STD_1911.11)** etabliert. Die weiteren Aktivitäten der E-Energy-Projekte in Bezug auf das Querschnittsthema SGIS wurden dort eingebracht.

Erste, im Arbeitskreis STD_1911.11 (DE-SGIS) diskutierte Vorschläge zur Informationssicherheit sind als normative Umsetzungen bereits in den Arbeiten an der IEC 62351 (DKE-AK 952.15) eingeflossen.

Die in Deutschland erarbeitete DIN Spec 27009 konnte auf europäischer Ebene im Bericht¹⁰ der Arbeitsgruppe Smart Grid Informationssicherheit (SGIS) Security innerhalb des EU Mandats M/490 erfolgreich als sektorale SGIS Anforderungen für Organisationen positioniert werden.

Über die „JTC1 SWG Smart Grid“ und die Diskussion der EU-SGIS Ergebnisse mit der „US Cybersecurity Working Group“ des „Smart Grid Interoperability panels“ wurde der internationale Normenvorschlag (ISO/IEC DTR 27019) auch auf internationaler Ebene im Smart Grid Umfeld positioniert.

¹⁰ Dieser Bericht wird der zum Jahresende von der Smart Grid Coordination Group der Europäischen Standardisierungsorganisation (ESO) an die EU Kommission übergeben,



Eine der zentralen Fragen für die praktische Umsetzung wird in Zukunft sein, wie die Vorgaben und Empfehlungen aus dem EU-Mandat M/490 in den diversen Domänen konkret umzusetzen sind, um eine hinreichende „Ende-zu-Ende-Sicherheit“ gewährleisten zu können.

Der Arbeitskreis STD1911.11 „**Informationssicherheit**“ bei der DKE will deshalb die Betrachtung der Ende-zu-Ende Sicherheitslevel (SGIS-SL) und der Datenschutzklassen (SGIS-DPC) durch eine entsprechende Fokussierung seiner Aufgaben wahrnehmen. Hierbei wird für die Arbeitskreis-übergreifende Koordinierung der Normungsaktivitäten die Anwendung des definierten methodischen Ansatzes ein wichtiger Aspekt sein. Insofern wird die deutsche SGIS-Gruppe die Anwendung und Weiterentwicklung in Deutschland im Fokus haben, um in relevanten SGIS Normen in, die unterschiedlichen Schutzniveaus (SGIS-SL 1-5) und der Klassifizierungen von schützenswerten Informationsassets umzusetzen.

Die Erkenntnis, dass fehlende oder divergierende Normen und Standards zur Informationssicherheit ein Markthemmnis darstellen und regulatorische Aktivitäten erzeugen können, ist durchaus vorhanden.

Mit dieser Motivation sollten kompatible Standards zur Informationssicherheit für alle Sparten mit entsprechendem Schutzbedarf nun zügig entwickelt werden. Dies wird die Kundenakzeptanz und damit die Marktentwicklung für alle beteiligten Sparten gleichermaßen erhöhen.

3.7. Automatisierung und Energiemanagement in der Kundenliegenschaft¹¹

3.7.1. Netzzelle als Regelkreis

Im Rahmen der E-Energy-Projekte wurde der Begriff des zellularen Systems zur Beherrschung der zunehmenden Komplexität der Netzführung insbesondere durch dezentrale Erzeugungseinheiten eingeführt. Hierbei bilden die verbundenen Zellen ein erweitertes Netzsteuersystem im Verbundnetz.

Die Begründung für ein erweitertes Netzsteuersystem ergab sich aus dem zukünftigen bidirektionalen Energiefluss zwischen den Liegenschaften der Anschlussnehmer, den Verteilungsnetzen und Übertragungsnetzen, aber auch aus den zukünftigen Anforderungen zur Teilhabe dezentraler Anlagen an der Frequenzregelung im Gesamtsystem, zur Spannungsregelung in lokalen Bereichen, zum dezentralen Lastmanagement wie auch des regionalen Ausgleiches zwischen Erzeugung und Verbrauch.

Diese führte zum Modell der verteilten Netzführung. Eine wirtschaftliche Umsetzung des Modells im Umfeld einer schwankenden Erzeugung und damit verbundener Echtzeitanforderungen sowie im Rahmen der mit dezentraler Erzeugung und Verbrauchssteuerung wachsenden Komplexität erfordert wiederum die Automatisierung von Prozessen.

Grundsätzlich ist dabei festzuhalten, dass der zellulare Ansatz nicht das Verbundsystem in Frage stellt. Der zellulare Ansatz hat erklärterweise nicht das Ziel, eine Vielzahl kleiner autonomer Netzinseln zu generieren, die sich dauerhaft selbst versorgen. Für diesen Fall wird zu Recht die Gefahr sinkender Versorgungsqualität und -sicherheit erwähnt. Vielmehr basiert die künftige Energieversorgungssicherheit auf der Vernetzung der Netzzellen zu einem großen Ganzen, in dem die Übertragungsnetzbetreiber die Systemverantwortung tragen, hierbei aber in Zukunft stärker durch die Verteilungsnetzbetreiber unterstützt werden.

Die Ausstattung einer derartigen Zelle als eigenständiger Regelkreis wird mit nachfolgender Darstellung in automatisierungstechnischer Betrachtung weiter detailliert. Diese Darstellung wurde durch die Beteiligung der E-Energy-Projekte an der Fokusgruppe NELDE zur Netzintegration von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen innerhalb des DKE-Kompetenzzentrums „Normung Smart Grid/E-Energy“ sowie innerhalb der VDE ITG Arbeitsgruppe Energieinformationssysteme eingeführt.

¹¹ verantwortlicher Autor: Andreas Kießling, MVV Energie AG

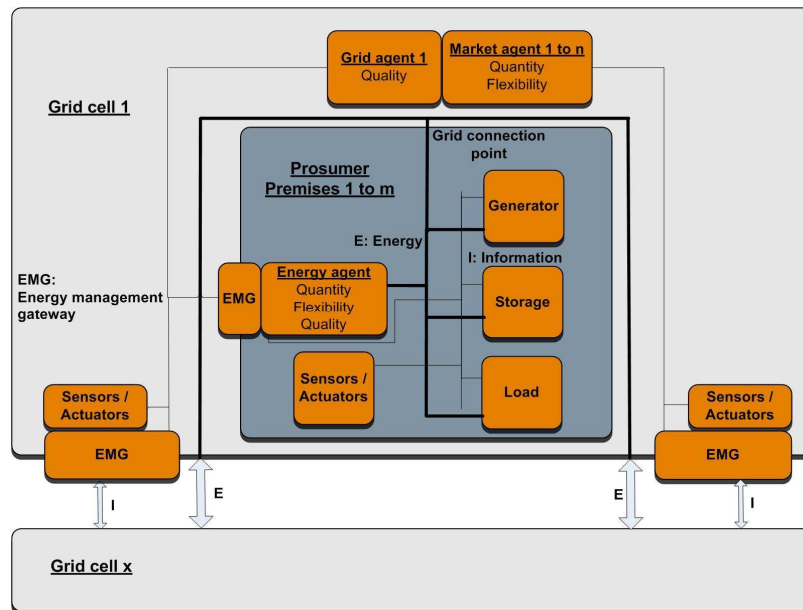


Abb. 6 Schnittstellen eines Regelkreises zur Verteilungsnetzautomatisierung

Eine Anzahl von m Objektnetzellen als Kundenanwesen (premises) ist kommunikativ eingebunden in eine Netzzelle. Jede Objektnetzelle wird beschrieben durch eine Vielfalt von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen, die durch Sensorik ihre aktuelle Leistungsabgabe oder -aufnahme bekannt geben oder auch Prognosen abgeben können. Über externe oder in Anlagen integrierte Aktoren wird die Steuerung der Anlagen hinsichtlich Wirk- und Blindleistung möglich. Ein Energiemanager (oder Energieagent) ist mit integrierter Intelligenz in der Lage, für die Anlagenvielfalt gebündelt Leistungen und Prognosen am Netzanschlusspunkt (grid connection point) des Kundenanwesens bekannt zu machen oder entsprechende Steuerbefehle und Anreize entgegen zu nehmen. Möglich wird mit dem Energiemanager aber auch die autonome Steuerung der Energiebilanz (Quantität), der Flexibilität bei Veränderungen sowie der Powerqualität im Kundenanwesen als Insel (Microgrid). Dieser Ansatz gilt allgemein für die direkte Kopplung des Energiemanagers zur einzelnen Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage oder für die Gesamtverantwortung im Kundenanwesen mit einer Vielfalt von Anlagen.

Über den Netzanschlusspunkt ist das Kundenanwesen energetisch mit der umgebenden Netzzelle verbunden. Weiterhin erfolgt eine kommunikative Kopplung des Energiemanagers mit dem Netzagenten der jeweiligen Netzzelle sowie den darin wirkenden Marktagenten über das bidirektionale Energiemanagement Gateway (EMG).

Die Netzzelle ist wiederum analog zu beschreiben. Jedes Kundenanwesen mit Netzanschlusspunkt, definiert entweder durch eine einzelne Erzeugungs-, Verbrauchs-, Speicheranlage sowie Sensorik/Aktorik oder Objektnetzelle mit einer Vielfalt derartiger Anlagen zuzüglich Sensorik und Aktorik, gesteuert über Energiemanager und kommunikativ gekoppelt über ein Energiemanagement Gateway, stellt eine Senke oder Quelle für Wirk- und Blindleistung dar. In der Netzzelle ist zur Überwachung des Netzzustandes sowie zur Fernsteuerbarkeit Sensorik und Aktorik an verschiedenen Punkten angeordnet. Der Netzagent in der Netzzelle sowie darin wirkende Vertreter von Energiemarktakteuren als Vielfalt von Marktagenten sind die Grundlage für die Automatisierung in diesem Netzgebiet. Für die Vielfalt von Anschlusspunkten werden gebündelte Leistungsaussagen sowie Prognosen im Netzgebiet sowie an Anschlusspunkten des Netzes zu benachbarten Netzgebieten oder hierarchisch übergeordneten Netzstrukturen möglich. Steuerbefehle und Anreize lassen sich regional entgegennehmen. Damit wird es möglich

- den Marktagenten bezüglich derer Kunden im Netzgebiet die autonome Steuerung der Energiebilanz (Quantität) und der Flexibilität bei Veränderungen sowie
- den Netzagenten die Steuerung der Powerqualität

zu übertragen. Wiederum erlaubt dieses System bei Netzausfällen übergeordneter Netzgebiete die Steuerung in der Netzzelle als Insel (Microgrid) und die Wiederherstellung der Verbindung

(Synchronisierung) nach Wiederaufbau des externen Netzes. Die kommunikative Kopplung des Netzagenten sowie der Vielfalt der Marktagenten erfolgt wiederum über die Energiemanagement Gateways in der Netzzelle.

Übergeordnete Netzstrukturen höherer Spannungsebenen in Verteilungsnetzen, Übertragungsnetzen und Supergrids sind äquivalent abbildbar. Ziel dabei ist, ein verbundenes Gesamtsystem mit einer hierarchischen Netzstruktur aus Einzelsystemen in äquivalenter Ausstattung als Energieorganismus mit Emergenz von neuen Eigenschaften hinsichtlich Komplexitätsbeherrschung, Erhöhung der Flexibilität des Gesamtsystems, Resilienz und Vulnerabilität zu entwickeln.

3.7.2. Schnittstelle Liegenschaft zum Verteilungsnetz und Markt

Die oben beschriebenen Regelkreise der Liegenschaft des Anschlussnehmers sowie des Verteilungsnetzes benötigen eine bidirektionale Kommunikationsschnittstelle. Deren Beschreibung wurde eingeleitet mit der Arbeit der im Dokument der deutschen Normungsroadmap [Dk10] bei der DKE beschlossenen Aufstellung der Fokusgruppen „Inhouse-Automation“ sowie „Verteilungsnetzautomation“, deren Arbeit aus den gleichnamigen Untergruppen der Fachgruppe Interoperabilität der E-Energy-Begleitforschung gespeist wurde. Die Aufgabe dieser Fokusgruppen ist es, den Normungsprozess zur Funktionsweise in der Systemdomäne der Anschlussobjekte und der darin befindlichen Geräte/Anlagen sowie in der Systemdomäne des Verteilungsnetzes voranzutreiben. Im Rahmen des vom BMWi und BMU geförderten E-Energy-Projektes wurden dabei insbesondere zur Definition einer von der Hardware abstrahierten Ausführungsumgebung für ein objektbezogenes Energiemanagement mit OGEMA [NRW10], [OGEMA12] als IT-Vermittlungsumgebung des Energieinformationssystems, aber auch zur Kommunikation zwischen den Energiesystemelementen für das in nachfolgender Abbildung abstrakt dargestellte Energiemanagement-LAN im Objekt mit dem EE-Bus [Ke1105], [EEBUS12] (Home area network: HAN) erste standardisierbare Lösungsansätze vorgestellt.

Zur Darstellung dieser Ansätze sollen verallgemeinerte Begriffe eingeführt werden, die nachfolgend den Systemdomänen, Rollen und Funktionsbeispielen zugeordnet werden.

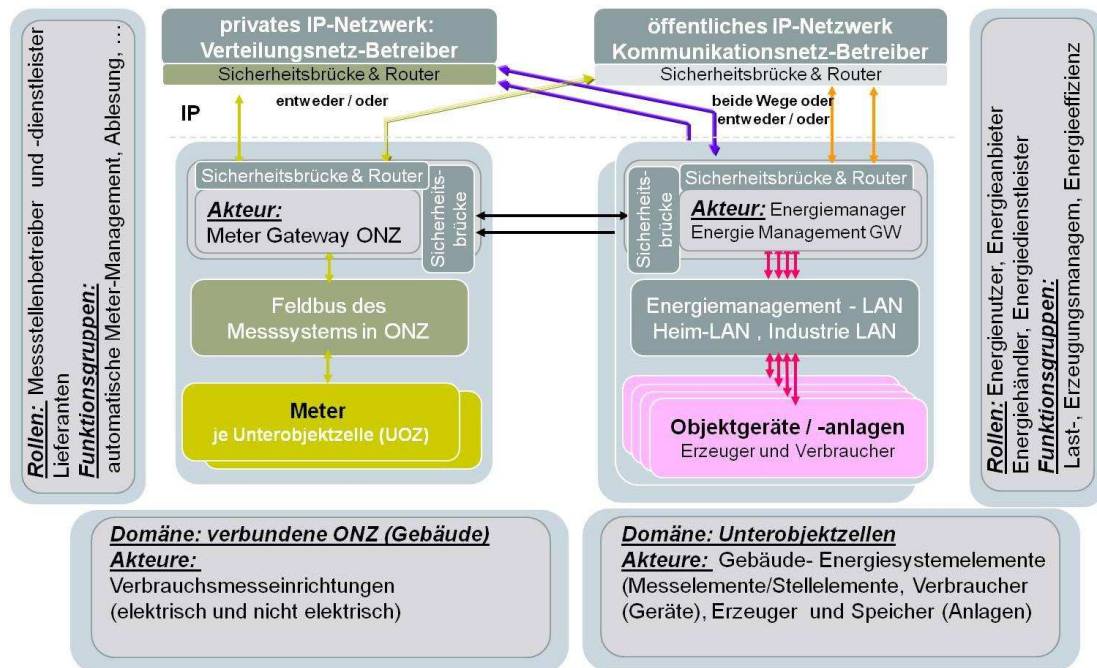


Abb. 7 Schnittstelle der Liegenschaft zum Verteilungsnetz und Markt aus der Fokusgruppe „Inhouse Automation“

Es werden nachfolgend in verallgemeinerter Darstellung der obigen Abbildung die benötigten Komponenten des Regelkreises der Liegenschaft aufgeführt:

- die Verbrauchsmesseinrichtungen sowie zusätzliche Mess- und Stelleinrichtungen im Anschlussobjekt (Messeinrichtungen und Steuereinrichtungen eines Automatisierungssystems),
- das Meter Gateway (Gateway eines Kommunikationssystems) als Kommunikationskomponente zwischen den Verbrauchszählern im Anschlussobjekt zum Verteilungsnetz und auch zum Energiemanagement-Gateway,
- das Energiemanagement Gateway (EMG) als Kommunikationskomponente und Dienstplattform des Kommunikationssystems mit einer Middleware (IT-Vermittlungsumgebung der eigenständigen Netzzelle des Anschlussobjektes) für Informationsmodelle, Dienstkommunikation sowie Sicherheitstechnologien,
- der Energie-Manager (EM) als Träger automatisierter Energiemanagementdienste als Steuereinrichtung des Automatisierungssystems,
- das Kommunikationsnetzwerk im Objekt als Energiemanagement-LAN (lokales Netzwerk abgebildet beispielsweise durch den EE-Bus) vom EMG hin zu Geräten und Anlagen sowie als Feldbus vom Meter Gateway (MG) zu Verbrauchsmessgeräten,
- sowie die über den gesamthaften Regelkreis im Objekt zu steuernden Energieeinheiten der Liegenschaft (Erzeuger, Verbraucher, Speicher).

Zwischen dem Meter-Gateway und den EMG sind die Maßnahmen zur Gewährleistung von Informationssicherheit und Datenschutz, dargestellt durch die Sicherheits-Brücken, zu definieren.

Diese Betrachtungsweise wurde innerhalb des europäischen Smart Grid Mandats M/490 in der Arbeitsgruppe "Sustainable processes" [SGCGWGSP] in nachfolgender Weise (s. Abb. 8) abstrahiert.

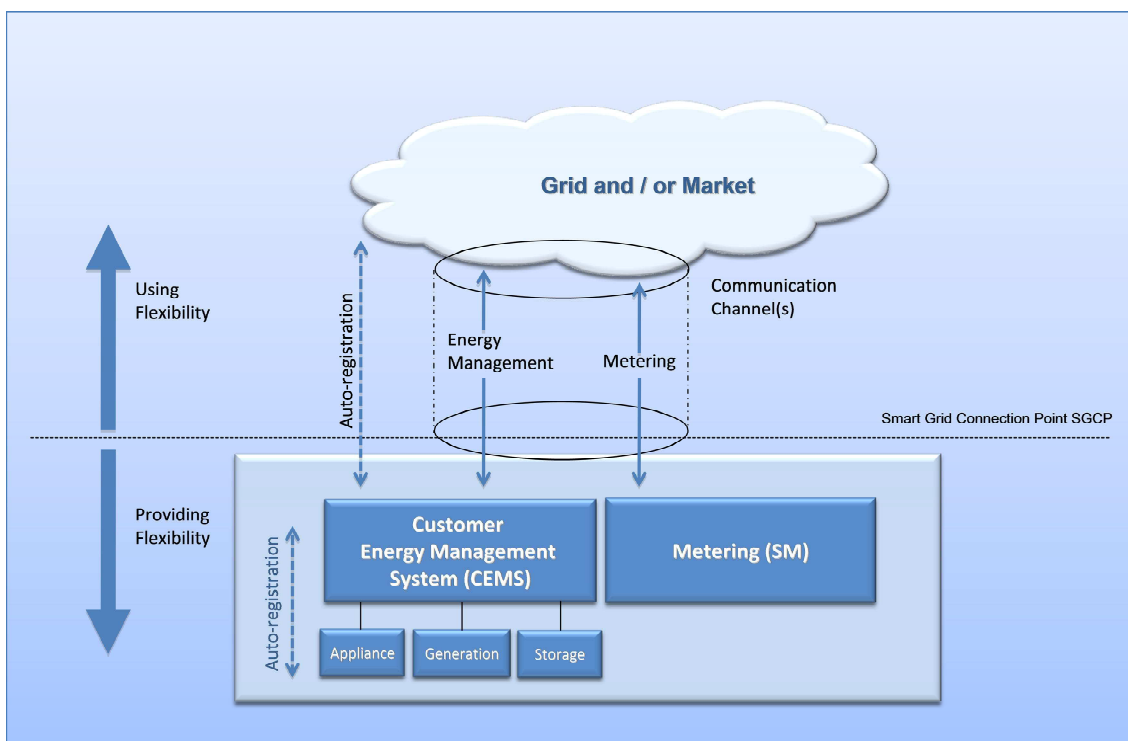


Abb. 8 Smart Grid Connection Point (SGCP) entsprechend M/490

Eine Liegenschaft mit einer Anzahl von Energieeinheiten als Verbraucher, Erzeuger und Speicher sowie einem Messsystem, das über ein Meter Gateway mit den Akteuren des Energiemarktes sowie des Netzes kommuniziert, wird mittels Kundenenergiemanagementsystem (CEMS) zur automatischen Regelung der Energieflüsse in der Liegenschaft befähigt. Dabei besteht das CEMS aus einem Energiemanagement Gateway als Kommunikationsschnittstelle zwischen Liegenschaft und Smart Grid sowie dem Energiemanager als Softwarelösung zum Energiemanagement in der Liegenschaft. Die Liegenschaft ist damit als eigenständige Entität (Zelle) in der Lage, den Akteuren aus Netz und Markt Flexibilität anzubieten, die diese Flexibilität für verschiedene Anwendungszwecke nutzen.

Unter besonderer Berücksichtigung der Anforderungen des Datenschutzes in der Diskussion mit den E-Energy-Projekten wurde in Deutschland das BSI durch das BMWi beauftragt, ein Schutzprofil für das Smart Meter Gateway zu entwickeln, das die Grundlage für die weiterführende Spezifikation der Technischen Richtlinie zur Umsetzung eines BSI-Gateways bildet. Im der nachfolgenden Diskussion zur Kommunikation von BSI Smart Meter Gateway sowie Energiemanagement Gateway wurde in einem Eckpunktepapier zwischen BMWi, BSI und DKE unter besonderer Mitwirkung der Fokusgruppe Inhouse Automation folgende Darstellung in Abb. 9 gemeinsam verabschiedet.

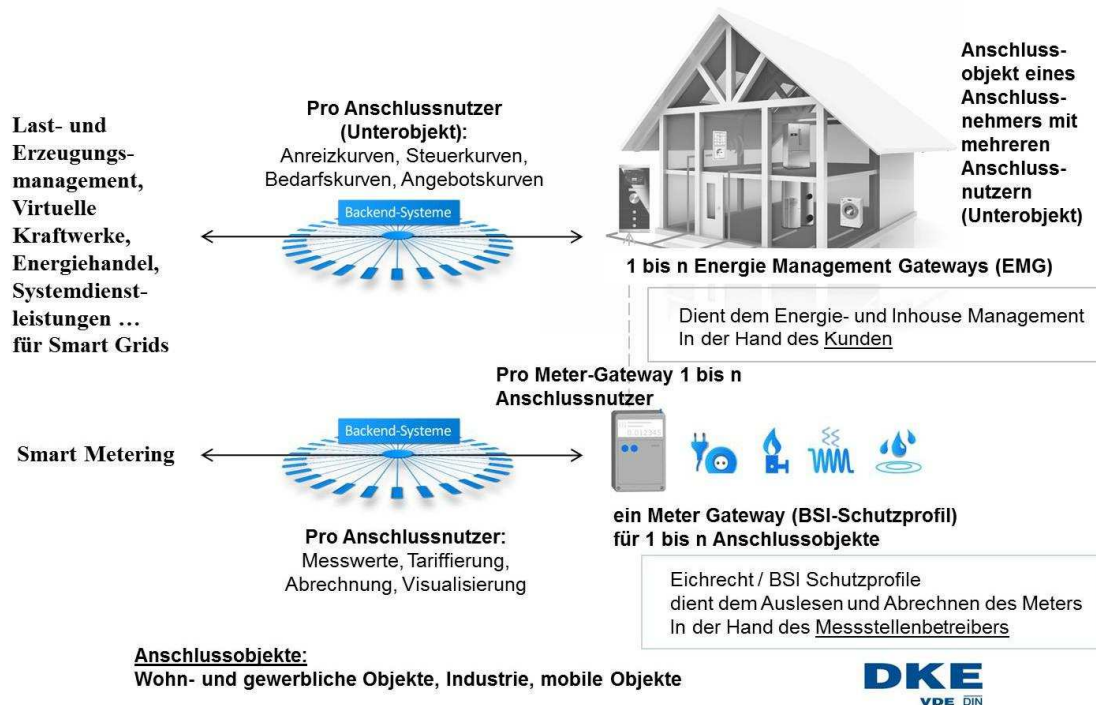


Abb. 9 Systemempfehlung der DKE- Fokusgruppe Inhouse-Automation und Beschlussvorlage im nationalen Lenkungskreis Normung Smart Grid [DK11]

Bezüglich dieser Darstellung ist zu betonen, dass die Verwendung eines Wohnhauses als Anschlussobjekt nur der Visualisierung des Themas dient. Unbestritten ist, dass alle vier Domänen von Kundenanwesen mit Wohnobjekten, gewerblichen und industriellen Liegenschaften sowie mobilen Objekten eine definierte Schnittstelle zwischen Smart Grid und Anwesen zugeordnet bekommen. Da innerhalb eines Anwesens mehrere Anschlussnutzer in einem Anschlussobjekt mit eigenständigen Energielieferverträgen vereint sein können, muss diese Schnittstelle in Form des Energiemanagement Gateway (EMG) mehrfach auszuprägen sein. Dies wiederum erfordert das entsprechende sichere Weiterleiten von Nachrichten zur Sicherstellung der Ende-zu-Ende-Informationssicherheit und des Datenschutzes innerhalb des Anschlussobjektes bis zum Anschlussnutzer.



4. Anwendung von Standards und Normen in den E-Energy-Projekten

In den E-Energy-Modellprojekten mit ihrem IKT-Schwerpunkt wurde ein breites Spektrum an Kommunikationsnormen und -spezifikationen eingesetzt, so u. a. DSL, Ethernet-Kabel, Glasfaser, M-Bus, Breitband-Powerline (BPL/PLC), GPRS/GSM und WLAN. Bei der Anbindung von privaten Haushalten dominierte – aufgrund der weiten Verbreitung in Deutschland und nicht unbedingt international übertragbar – die Nutzung von DSL über das Telefonnetz. Weitere häufig eingesetzte Übertragungsalternativen, die bereits vorhandene Kommunikationsinfrastrukturen nutzen und eine bessere Übertragbarkeit des E-Energy-Konzepts auf andere Länder versprechen, sind BPL/PLC über das Stromnetz sowie für eine drahtlose Übertragung mittels GPRS/GSM.

Bei den in E-Energy eingesetzten Kommunikationsprotokollen dominiert TCP/IP als Netzwerkprotokoll, wodurch die interoperable Anbindung von Smart-Grid-Komponenten mit netzwerkfähiger Haushalt- und Telekommunikationstechnik erleichtert wird. Die Kommunikation mit dezentralen Anlagen basiert auf Normen gemäß IEC 61850. Für die eingesetzte IEC 61850-7-420 wurden unterschiedliche Technologiemappings verwendet, wie zum Beispiel die Manufacturing Message Specification (MMS) beim Projekt *eTelligence* und die Web Services gemäß IEC 61400-25 bei *RegModHarz*. Im Bereich der Gebäudeautomation werden in den E-Energy-Projekten bevorzugt international genormte Protokolle (wie BACnet, LON und KNX) verwendet, die zusammen mit weiteren etablierten Normen eine Vereinheitlichung durch die EEBus-Initiative von Smart Watts erfahren werden. Die in E-Energy verwendeten Datenformate auf Applikationsebene basieren im Wesentlichen auf den Normen und Spezifikationen zu CIM, EDIFACT und XML. In Simulationen und praktischen Tests hat sich dabei gezeigt, dass der heute im Rahmen von GPKE etablierte EDIFACT-Standard den künftigen Smart-Grid-Anforderungen hinsichtlich Datenschutz, Definition von Zugriffsrechten, Beweissicherheit usw. möglicherweise weiterentwickelt werden muss.

Nachfolgend werden aus einigen E-Energy-Modellprojekten - in unterschiedlichem Umfang und Grad an Ausführlichkeit - ausgewählte Initiativen, Ergebnisse und Erkenntnisse zum Einsatz von Standards und Normen vorgestellt.

4.1. Standardisierungsaktivitäten in moma¹²

An dieser Stelle sei hervorgehoben, dass eine Reihe von Projektaktivitäten aus dem E-Energy-Projekt *Modellstadt Mannheim (moma)*, so u.a. zur Systemarchitektur, zur Beachtung und Behandlung von Informationssicherheit als Querschnittsthema, zur Ableitung und Umgang mit Use Cases zur Normenprofilierung sowie zur Bildung einer einheitlichen Terminologie im DKE-GAK 111.0.5 bereits in die vorherigen Abschnitte

- 3.5 Anwendungsfall-Methodik,
- 3.6 Informationssicherheit,
- 3.7 Automatisierung und Energiemanagement in der Kundenliegenschaft

einfließen und in ihrer verallgemeinerten Darstellung die Diskussion dieser Schwerpunktthemen wesentlich prägen. Daher wurde in diesem Abschnitt auf deren wiederholte Darstellung verzichtet.

¹² verantwortlicher Autor: Andreas Kießling, MVV Energie AG



4.2. Architekturentwicklung in eTelligence¹³

Im Modellprojekt *eTelligence* wurde wie auch im Antrag schon geplant, stark die Verwendung und Erprobung von Standards im Teilprojekt 8 fokussiert. Die Schwerpunkte waren dabei Standards im Umfeld

- der Informationssicherheit (IEC 62351),
- der Datenmodellierung (CIM) und
- der Anlagenkommunikation und -steuerung (IEC 61850).

Neben einem angedachten NWIP, um mittels des CIM dezentral verteilte Erzeuger zu modellieren (IEC TC 57 WG 14) wurden erste Arbeiten zur Modellierung von Stromprodukten für einen Marktplatz mittels CIM sowie eine Testmaschine zum Prüfen auf Profile für die IEC 61850 sowie das CIM entwickelt. Des Weiteren wurden innerhalb der SGCG-Arbeitsgruppen für das EU-Mandat M/490 RAWG, FSS und SP Arbeiten zu Use Cases und zur Modellierung, zu Referenzarchitekturprinzipien sowie zur Kernstandardauswahl für das Smart Grid eingebracht.

Ein Schwerpunkt des OFFIS in der Modellregion Cuxhaven waren die Themen: standardbasierte Architekturen und Security. Die dort gewonnenen Ergebnisse wurden in dem Buch *IT-Architekturentwicklung im Smart Grid - Perspektiven für eine sichere markt- und standardbasierte Integration erneuerbarer Energien*, Appelrath, H.-J.; Beenken, P.; Bischofs, L.; Uslar, M. (Hrsg.) 2012 [App12] zusammengefasst.

Die Vision von E-Energy, einem IKT-basierten Energiesystem der Zukunft, bedarf einer sicheren, interoperablen IT-Infrastruktur als Basis. Die Architekturentwicklung von Smart Grids geht mit domänenspezifischen Herausforderungen einher und ist ein Bereich, der derzeit in den Anfängen der Realisierung steckt.

Dieses Buch stellt die Grundlagen für solch eine Architekturentwicklung zusammen. Neben grundlegenden Techniken sowie etablierten Vorgehensmodellen des „Enterprise Architecture Management“ und des „Software Engineerings“ werden existierende Arbeiten zu Architekturen des Smart Grid diskutiert. Des Weiteren wird eine abstrakte Referenzarchitektur beschrieben, die als Grundlage für die Entwicklung konkreter Smart Grids dienen kann. Da ein Smart Grid voraussichtlich verschiedene IT-Infrastrukturen vernetzt und bereits jetzt IT-Angriffe bekannt sind, widmet sich dieses Buch insbesondere auch dem Thema der Informationssicherheit speziell für Smart Grids. Des Weiteren werden domänenspezifische Standards wie die CIM-Norm vorgestellt und Methoden zur Prüfung der Standardkonformität beschrieben. Abschließend werden einige Realisierungsbeispiele aus dem E-Energy-Projekt *eTelligence* für eine Smart Grid-Architektur skizziert und erste Best Practices aufgezeigt.

4.3. IEC 61850-Erweiterung zur Anbindung dezentraler Anlagen – ein Vorschlag von RegModHarz¹⁴

Im Modellprojekt *RegModHarz* wurde - in Alternative zur direkten Steuerung bzw. indirekten Beeinflussung, z.B. durch Preissignale - das Konzept einer losen Kopplung dezentraler Energieanlagen zu deren automatisierter Einbindung und Steuerung im Verteilnetz eingesetzt. Eine lose Kopplung erfordert allerdings eine regelmäßige bidirektionale Kommunikation zwischen der Leitwarte und den dezentralen Energieanlagen sowie die ständige adaptive Reaktion auf ungeplante Abweichungen und veränderte Prognosen – im Hinblick auf eine Vielzahl heterogener Energieanlagen eine große Herausforderung .

Eine Leitwarte kann mit damit nur dann sinnvoll umgehen, wenn alle diese Energieanlagen weitgehend mit einem einheitlichen Datenmodell abgebildet werden. Insbesondere die automatische Einbindung weiterer Anlagen kann nur dann gelingen, wenn deren Datenstrukturen vorab bekannt, d.h. bei allen Anlagen möglichst einheitlich sind. Weiterhin sollte die Komplexität des Datenmodells möglichst gering sein, damit Optimierungsalgorithmen auch bei einer hohen Anzahl von Anlagen ihre Wirkung entfalten können.

¹³ verantwortlicher Autor: Dr. Mathias Uslar, OFFIS

¹⁴ verantwortlicher Autor: Martin Winter, Siemens AG

Die Anbindung dezentraler Energieanlagen wird schon seit einiger Zeit in der Standardisierung rund um IEC-Standard 61850 zur Stationsautomatisierung thematisiert. In der Erweiterung IEC 61850-7-420 „Kommunikationssysteme für die dezentrale Energieerzeugung“ wurden dazu neue Datenstrukturen als logische Knoten definiert, mit deren Hilfe relevante Eigenschaften dezentraler Energieanlagen standardkonform modelliert werden können.

Bislang sind die Datenattribute dieser logische Knoten jedoch vor dem Hintergrund der Fernwirktechnik so gewählt, dass sie die Abbildung konkreter technischer Einheiten, wie z.B. PV-, KWK- und Windkraftanlagen aber auch steuerbare Lasten darstellen. Eine abstrakte Modellierung dezentraler Energieanlagen würde deren automatischen Einbindung und Steuerung in einem Smart Grid, z.B. im Rahmen eines *Virtuellen Kraftwerks* (VPP), wesentlich erleichtern. Sie ist daher – auch im internationalen Rahmen, so z.B. in der TC 57 WG 17 – Gegenstand der aktuellen Standardisierungsdiskussion.

Hierzu wurde in dem Modellprojekt *RegModHarz* ein Vorschlag zur Spezifikation eines weiteren logischen Knotens DVER erarbeitet und in die Standardisierungsdiskussion eingebracht, bei dem die zeitliche Variabilität und Steuerbarkeit einer dezentralen Anlage, um aus Netzsicht als Erzeuger bzw. Last zu wirken, auf ein abstraktes Modell abgebildet wird. Dazu wurden mehrere Typen dezentraler Energieanlagen analysiert und untersucht, wie daraus eine gemeinsame abstrakte Beschreibung der Variabilität einer dezentralen Energieanlage abgeleitet werden kann. Im Einzelnen wurden dazu berücksichtigt: verschiebbare Lasten (z.B. Industriebetriebe), Speicher (z.B. Batterie oder Pumpspeicherwerk), Speicher mit Zielzustand (z.B. e-Kfz), Speicher mit externem Zufluss (z.B. Biogasanlage mit Gasspeicher), KWK-Anlage mit Wärmespeicher.

Daraus wurde das nachfolgende Modell abgeleitet:

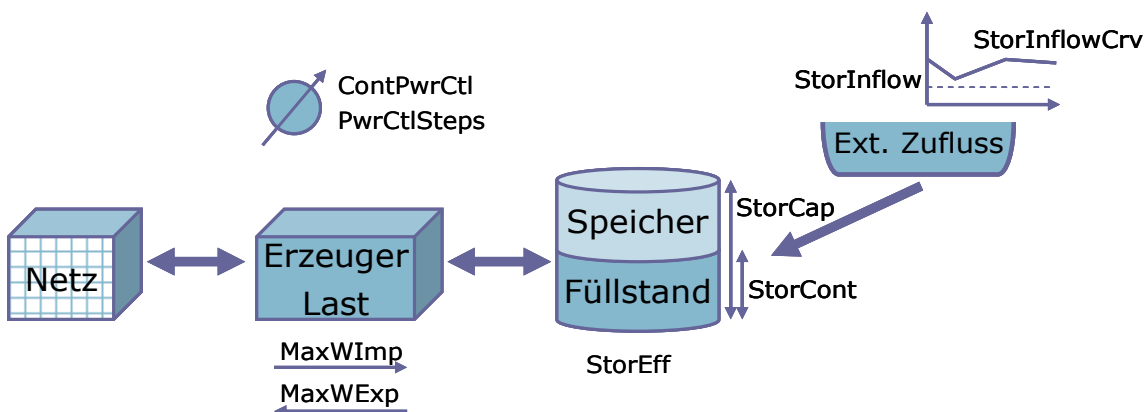


Abb. 10 Modell einer dezentralen variablen Energieanlage

Der hier im Modell in Abb. 10 dargestellte Speicher repräsentiert dabei nicht eine reale Batterie oder einen sonstigen Energiespeicher, sondern lediglich die Bereitschaft des Anlagenbetreibers, seine Energielieferung oder seinen Energiebezug im angegebenen Umfang zeitlich zu variieren.



4.4. Einsatz von Standards und Normen in MeRegio¹⁵

4.4.1. Verwendung von Normen

Frühzeitig hat sich im Projekt *MeRegio* gezeigt, dass die neuartigen Anwendungsfälle zu komplexeren Problemstellungen in Bezug auf die geltenden Normen und Rahmenbedingungen führen. Als problematisch haben sich beispielsweise die eichrechtlichen Festlegungen der BNetzA hinsichtlich der Messdatenkommunikation erwiesen. Hierzu wurden mehrere Gespräche mit der BNetzA geführt. Es wurde eine Öffnungsklausel für die Modellregionen erreicht, was die Verwendung des Nachrichtenformats EDIFACT betrifft.

Weitere offene Fragen, insbesondere im Zusammenhang mit den regulierten Geschäftsprozessen im Messwesen und bei der Steuerung der Verbrauchseinrichtungen, wurden im Konsortium intensiv diskutiert. Die entsprechenden Empfehlungen werden zum einen in den Projektberichten zu finden sein. Zum anderen wurden sie im Rahmen der Tätigkeit der Fachgruppe Recht im „Positionspapier zur Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens“ berücksichtigt. Das „lebende“ Dokument wurde im Juni 2012 Vertretern vom BMWi vorgestellt.

In *MeRegio* wurde die im Abschnitt 3.5 vorgestellte Anwendungsfall-Methodik unterstützt, indem ein im Detail im Projekt ausgearbeiteter Anwendungsfall offiziell zur weiteren Analyse und Normung in die gemeinsame Initiative der CEN/CENELEC/ETSI eingebracht wurde. Der Anwendungsfall „Manage PrioritySignal“ behandelt vorausschauende Netzengpass-Beseitigung mit Hilfe einer Koordination der Marktteilnehmer in Form von einem geschlossenen Kreislauf. Die SGCG-Arbeitsgruppe SP¹⁶ hat die Rechte zur Verwertung des Anwendungsfalls übertragen bekommen, bemüht sich jedoch um involvierte Konsultationen mit den beteiligten Experten.

MeRegio vertritt und unterstützt allgemein die Erkenntnis aller E-Energy Projekte, dass sich „Smart Grid“ evolutionär entwickeln wird. Es werden unterschiedliche Technologien und Ansätze zum Tragen kommen und im Markt bestehen müssen. Folgerichtig ist äußerste Sorgfalt und eine mit allen Interessenvertretern abgestimmte Vorgehensweise bei der Definition, Profilierung und Umsetzung der neuen Normen zu empfehlen. Von einseitigen Eingriffen in das insbesondere im Smart Grid Kontext komplexe Marktgeschehen ist abzuraten.

Im von *MeRegio* verfolgten Ansatz kommt einer regionalen Zusammenarbeit und dem regionalen Wettbewerb eine besondere Rolle zu. Auf diese Weise kann eine evolutionäre Selektion der Lösungen, aber auch die Profilierung und Validierung von Normen und Standards für die zukünftige Energieversorgung erfolgen. Dies wird insbesondere durch die neuen „aggregierenden“ Marktrollen wie den Demand Side Manager und durch regionale IKT-Infrastrukturen wie den *MeRegio*-Marktplatz ermöglicht.

Um die Akzeptanz und Relevanz der neuen Normen und Standards zu steigern müssen Anreize geschärft oder geschaffen werden, die eine praxisnahe breite Diskussion und insbesondere die regionale Profilierung fördern.

4.4.2. Verwendung von Standards

Die Standardisierung spiegelt die bewährten oder allgemein wünschenswerten Praktiken wieder und bietet daher sinnvolle Anreize für eine selbsttragende Umsetzung im Markt. Durch einen breiten Einsatz der Standards können sie evolutionär und effizient weiterentwickelt werden.

In *MeRegio* kamen mehrere Standards zum Tragen, insbesondere: MeteringCode 2006 von BDEW, IEC-61968 bzw. IEC-61970, ENTSO-E Schemata und andere. Außerdem wurden etablierte Standards auf die Anforderungen in *MeRegio* angepasst beziehungsweise erweitert.

Die verbreiteten Web-Standards wie WSDL bilden nach wie vor eine wichtige Grundlage für interoperable Systeme. Für die Hauptaufgabe von IBM CORE, das Entgegennehmen, Speichern, Verarbeiten und das Weiterverteilen von Daten wurde eine ESB-Komponente (Enterprise Service Bus) eingeführt.

¹⁵ verantwortliche Autoren: Ralf Thiemann, IBM Deutschland und Dr. Viktor Kaufman, SAP AG

¹⁶ <http://www.cen.eu/cen/Sectors/Sectors/UtilitiesAndEnergy/SmartGrids/Pages/default.aspx>

Die serviceorientierte IKT-Architektur (SOA) verwendet als zentrales Schnittstellenprotokoll hierbei SOAP, und erweitert diese durch Integration in eine MDA (Model Driven Architecture). Modellerte Informations- und Geschäftsabläufe können dank dieser Struktur automatisch in eine WSDL-Definition für die Kommunikationsmatrix des ESB und der angeschlossenen Partnersysteme übersetzt werden.

Es hat sich allgemein gezeigt, dass die bestehenden relevanten Standards in ihrer aktuellen Ausprägung die identifizierten *MeRegio*-Anwendungsfälle nicht ohne weiteres unterstützen können und daher erweitert oder angepasst werden mussten. Die Herausforderung, relevante semantisch interoperable Standards zur Verfügung zu haben wird sich im komplexen Smart Grid Umfeld erst voraussichtlich mittel- bis langfristig bewältigen lassen. Die existierenden Standards bilden allerdings eine gute Basis, mit deren Hilfe sich die Interoperabilität der involvierten Systeme mit einem vergleichsweise geringen Aufwand gewährleisten lässt.

Es folgt eine kurze Beschreibung von zwei Beispielen zum Einsatz von Standards in *MeRegio*.

4.4.2.1. CIM (Common Information Model)

Im Umfeld der Diskussion um die Verwertbarkeit, Standardisierung und Internationalisierung der Ergebnisse wurden in *MeRegio* Untersuchungen angestellt, inwieweit bestehende Standards in den modellgetriebenen Entwicklungsansatz integriert werden können. Da IBM an zwei E-Energy-Projekten beteiligt ist, wurden die Gemeinsamkeiten der Konzepte von *moma* und *MeRegio* für die Umsetzung im „IBM Common Model“ zusammengeführt, während die projektspezifischen Anteile in den jeweiligen Projektmodellen unter klarer Trennung verblieben.

Das Common Information Model (CIM) der International Electronic Commission (IEC) liegt als Ontologie in UML vor und wurde als entsprechender Kandidat untersucht und validiert. Im vorliegenden Fall wurden die Normen IEC-61968 und IEC-61970 betrachtet.

Während mit dem CIM statische Strukturen im Kontext des Elektrizitätsnetzwerks beschrieben sind, werden mit den Anwendungsfällen der Open Smart Grid Industry Specification Group¹⁷ (OSG) die Abläufe für ein Demand Response System veröffentlicht. Im Rahmen von *MeRegio* hat IBM diese beiden Konzepte in das *MeRegio* UML Modell aufgenommen um diese weiter für die Ausarbeitung der Konzepte, wo immer möglich, zu nutzen. IBM hat im Rahmen der Verwendung von UML als Modellierungssprache das Konzept des alphaCORE Standard-Modells auf Basis des Chronos Meta-Modells eingeführt. Externe Modell-Komponenten wie CIM und OSG dienen hierbei als Referenz-Bibliotheken.

Im Laufe des Projektes hat das *MeRegio*-Konsortium erkannt, dass die Schnittstellen basierend auf CIMv13 den Anforderungen der definierten innovativen Szenarien nicht genügen. Für das Szenario zum Abgleich von Netzkapazität und Verbrauchsflexibilität, dem „Prioritätensignal“, wurde daher von allen Partnern eine Erweiterung auf Basis von CIMv14 erarbeitet und von ABB in die CIM UserGroup zur Integration in die zukünftige Version CIMv15 eingebracht¹⁸.

Die folgende Darstellung zeigt mit der grün markierten Verbindung die entscheidende Erweiterung des Modells – eine n:n Verbindung zwischen dem „Service Delivery Point“ und der „Power System Resource“.

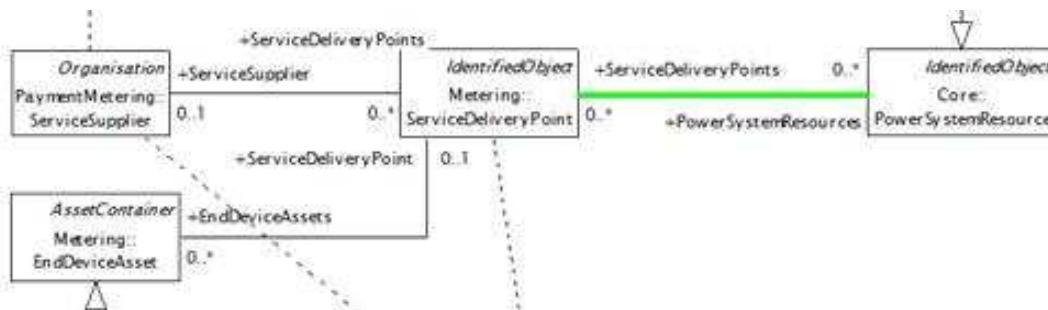


Abb. 11 Die entscheidende Erweiterung des CIM in *MeRegio*

¹⁷ <http://www.esna.org/>

¹⁸ <http://iectc57.ucaiug.org/default.aspx>



Diese Verbindung wird in AlphaCore dazu genutzt, eine Aggregationsebene zwischen einem Element, das physikalisch dem Verteilnetz (PSM) zugeordnet werden kann, und einem Element, das einem Endkunden zugeordnet werden kann (SDP), herzustellen.

Das Alpha Core Konzept sieht im Sinne eines IT-technischen Unbundlings dieser Marktrollen vor, dass dem Netzbetreiber, dem Aggregator und dem Markt jeweils nur die für ihre Rolle notwendigen Informationen übergeben werden. Die Erweiterung im CIM Standard erlaubt es, auf der Plattform eine Verknüpfung dieser Bereiche durchzuführen.

4.4.2.2. ENTSO-E Schemata

ENTSO-E, vormals ETSO, der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, fördert den offenen einheitlichen Datenaustausch für seine Mitglieder und weitere interessierte Organisationen. Im Zusammenhang mit den *MeRegio*-Anwendungsszenarien für die Marktrolle des Demand Side Managers erschien es der EnBW und SAP als sinnvoll, eine Auswahl der von ENTSO-E abgestimmten Schemata¹⁹ für die Integration der beteiligten Partnersysteme einzusetzen.

Der Vorteil bestand zunächst im geringeren Implementierungsaufwand und im geringeren Abstimmungsbedarf. Eine wichtige Rolle hat auch die vorhandene Erfahrung mit den Standards gespielt. In einem breiteren Kontext wäre jedoch vor allem die unmittelbare oder mittelbare Interoperabilität der entscheidende Vorteil.

Die XML-Strukturen der Standards konnten übernommen werden. Fachlich mussten jedoch die Nachrichten nicht direkt vom Standard unterstützte Kommunikation gewährleisten, sodass nur eine Untermenge der Felder verwendet werden konnte, wobei die Semantik teilweise von der ursprünglichen Intention abweichen musste. Die Unterschiede wurden in Form eines Mappings abgestimmt. Die Mapping-Tabelle ergänzte somit faktisch den Standard und gab Auskunft darüber, welche Strukturelemente des Standards fachlich nicht oder in einer abgewandelten Form zu interpretieren waren. Mit den beschriebenen Mitteln war es möglich, die Kommunikation für den DSM sowie eine Auktionierung von Lastflexibilitäten umzusetzen.

4.5. Erarbeitung von DIN Spezifikationen in Smart Watts²⁰

Neben der grundsätzlichen Begleitung der Normungsaktivitäten im E-Energy-Kompetenzzentrum wurden im Projekt *Smart Watts* zwei DIN Spezifikationen zur Veröffentlichung der Ergebnisse erarbeitet.

Die DIN SPEC 91214 "Identifikationsschema und Namensdienst im Internet der Energie (Energy Name Service)" beschreibt ein in Smart Watts definiertes Schema zur Identifikation von Objekten im Internet der Energie, sowie den darauf aufbauenden Namensservice für die Durchführung von Geschäftsprozessen und Geschäftsbeziehungen. Es werden die eindeutige Identifikation aller Objekte im Internet der Energie und grundlegende, öffentliche Funktionen für das zwischenbetriebliche Informationsmanagement beschrieben. Die DIN SPEC 91214 nach dem PAS-Verfahren²¹ wurde in einem temporär zusammengestellten Gremium unter Betreuung des DIN erarbeitet, wobei der Entwurf des Dokuments veröffentlicht wurde und die anderen E-Energy-Modellregionen einbezogen wurden. Nach 12 Monaten Erarbeitungszeit wurde die DIN SPEC im März 2011 veröffentlicht.

Die DIN SPEC 91297 mit dem vorläufigen Titel "Security Token in der Energiewirtschaft", ebenfalls nach dem PAS-Verfahren, wird noch bis zum Abschluss des Smart Watts-Projektes erarbeitet.

Der Inhalt dieser DIN SPEC ist ein zweischichtiges Benutzerrollenmodell für die Energiewirtschaft, das die Grundlage für die Einführung von einem „Role Based Access Control“ im Internet der Energie legt. Weiterhin wird die Attribuierung der Benutzerrollen für Authentifizierungszertifikate bzw. -tickets spezifiziert, so dass auf bestehende Verschlüsselungs- und Autorisierungsverfahren zurückgegriffen werden kann.

¹⁹ <http://etso.esios.ree.es/>

²⁰ verantwortliche Autorin: Inga Schlüter, DIN e.V.

²¹ Verfahren und Geltungsbereich s. <http://www.spec.din.de>



DIN Spezifikationen werden projektbegleitend erarbeitet, um ausgewählte Projektergebnisse während der Projektlaufzeit allen Interessenten zugänglich zu machen und den Transfer der Forschungsergebnisse in die Anwendung zu fördern. Etabliert sich eine DIN SPEC am Markt, kann sie als Grundlage für eine Norm, gegebenenfalls sogar auf europäischer und internationaler Ebene herangezogen werden.

4.6. E-Energy-Beiträge zur Standardisierung im Smart Home-Bereich

Im Projekt *Smart Watts* lag der Fokus auf der Weiterentwicklung von vorhandenen Smart-Metering-Lösungen in Richtung eines modularen, interoperablen Energiezählersystems. Dieses unterstützt das Smart-Watts-Konzept für ein anreizbasiertes Last- und Erzeugungsmanagement und nutzt Zähler als Gateway für den intelligenten Kundenhaushalt (Smart Home). Für die notwendige Vernetzung des Haushalts wurde die offene EEBus-Spezifikation [EEBUS12] entwickelt, die eine herstellerunabhängige Ansteuerung von Haushaltgeräten im Rahmen des Lastmanagements erlaubt. Der EEBus baut dabei auf vorhandenen Kommunikationsnormen (z.B. KNX, ZigBee) auf und entwickelt sie weiter.

Eine gemeinsame Initiative mit dem KNX-Konsortium hat das Ziel, den EEBus als weltweiten Kommunikationsstandard für die Verbindung von Smart Grid und Smart Home zu setzen. Inzwischen wird der EEBus in den IEC-Gremien diskutiert. Ein weiterer Schritt, den EEBus als Kommunikationsstandard zu etablieren, ist durch die Gründung der EEBus Initiative e. V. gelungen: Der Verein hat sich neben der Weiterentwicklung des EEBus auch zum Ziel gesetzt, die Verbraucherakzeptanz durch Effizienz, Komfort und Sicherheit zu steigern.

Im Rahmen von E-Energy wurde außerdem eine offene Software-Plattform OGEMA für den Einsatz in Energiemanagement-Gateways entwickelt, die auf Basis von Java und OSGi als weit verbreitete Software-Spezifikation eine hardwareunabhängige einheitliche Anwendungsentwicklung unterstützt und entsprechend modulare Ausführungsumgebung zur Integration verschiedenster Protokolle und Sicherstellung der Geräteinteroperabilität bereit stellt.

OGEMA erlaubt die Einbindung verschiedener Kommunikationssysteme, wie z.B. den EEBus. In den IKT-Gateways, welche im Rahmen der *moma*- und *RegModHarz*-Modellprojekte von E-Energy zum Einsatz kommen, wird OGEMA als „Betriebssystem für das Energiemanagement“ eingesetzt und aktuell in Feldtests erprobt [Ka1110], [NRW10]. Zur Verbreitung und Verallgemeinerung der Lösungsidee wurde das von vom Fraunhofer-Institut IWES ursprünglich entwickelte OGEMA-Framework 2010 in die gleichnamige Open Gateway Energy Management Alliance überführt, wo die weitere Entwicklung koordiniert wird [OGEMA12].

5. Botschaften²²

Die Entwicklung des Systems "Smart Grid" ist eine in ihrer Komplexität bisher ungewohnte Aufgabe, die nur aus der Konvergenz verschiedener Technologien heraus lösbar ist. Dies erfordert als Kernkompetenz die Fähigkeit, über Technologiegrenzen hinweg zu interagieren: bei der Entwicklung von Methoden ebenso wie bei der Normung. Voraussetzung dazu ist die Interoperabilität von (Teil-)Systemen innerhalb und mit der Außenwelt eines Smart Grids. Diese zu unterstützen, war die wesentliche Aufgabe der E-Energy-Fachgruppe Interoperabilität (IOP). Im Folgenden seien einige wesentliche Ergebnisse der Arbeit in dieser Fachgruppe zusammengestellt und mit Empfehlungen für weiteres Vorgehen versehen.

5.1 Interoperabilität von (Teil-)Systemen ist die Voraussetzung für Technologiekonvergenz als Grundlage von Smart Grid.

Jedliche Aktion von Menschen bzw. Maschinen als Gehilfen des Menschen hat das Ziel, den Zustand eines Systems zu verändern oder zu stabilisieren. Die

stellt den dazu notwendigen geschlossenen Zyklus von der Beobachtung eines Systemzustandes bis zur Aktion und Beeinflussung des Zustandes eines (anderen) Systems dar. Dazu ist bei allen (Teil-) Systemen eine Stufenfolge von den erfassten Daten bis hin zur Aktion zu beachten: Dies bedeutet, dass jedes Teilsystem eines Gesamtsystems agiert (d.h. Aktionen durchführt) auf Grund der Daten, der Informationen, des Wissens und seiner Kompetenz, die von seinem jeweiligen Erzeuger implementiert wurden oder die sich im Laufe seines Betriebes durch eigene bzw. durch Aktionen anderer Teilsysteme evolutionär veränderterten bzw. ergänzten.

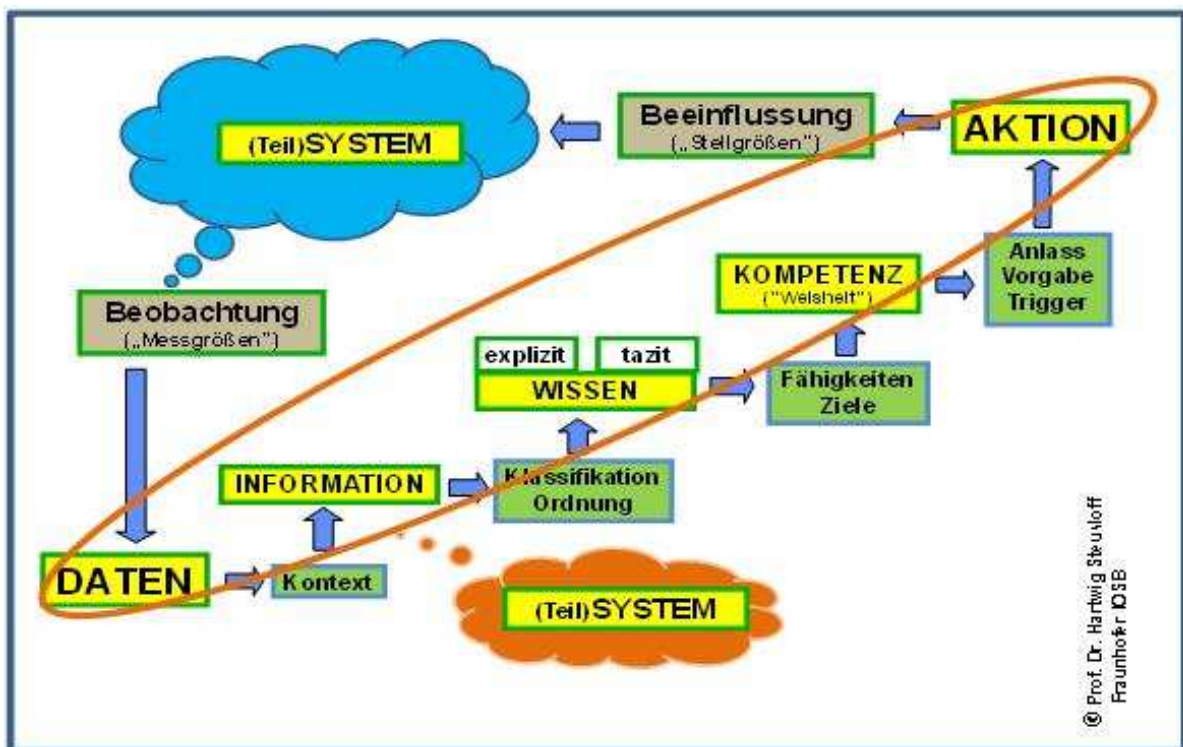


Abb. 12 Systemstruktur und Interoperabilität

²² verantwortlicher Autor: Prof. Dr. Hartwig Steusloff, Fraunhofer IOSB



Teilsysteme innerhalb eines jeweils betrachteten Gesamtsystems BETREIBEN

- Interaktion: Aktionen zur Beeinflussung anderer Teilsysteme.
- Kooperation: Mehrere Teilsysteme verfolgen gemeinsame Ziele.
- Kommunikation: Austausch von Daten zwischen Teilsystemen.

Dazu müssen diese Systeme interoperabel sein, d.h. die Fähigkeit zur Interaktion besitzen.

Dabei sei unterstellt, dass die verschiedenen beteiligten Teilsysteme heterogen sind, d.h. von unterschiedlichen Implementatoren und/oder Lieferanten stammen und mit unterschiedlichen Technologien implementiert sein können. Diese Annahme ist bei den heute gegebenen internationalen Marktregeln unumgänglich. Die verschiedenen Arten/Ebenen der Interaktion begründen die erforderlichen Fähigkeiten zur Interoperabilität:

- Datenformate, Kommunikationsschnittstellen: Technische Interoperabilität,
- Information und Kontexte: Syntaktische Interoperabilität,
- Wissen und Information: Semantische Interoperabilität,
- Ziele und Fähigkeiten: Funktionale Interoperabilität.

Eine Technologiekonvergenz basiert auf allen vier vorstehend genannten Klassen der Interoperabilität von Systemen und ist die Voraussetzung für die Realisierung von Smart Grids.

Empfehlung:

Da Innovationen wie Smart Grids heute wesentlich aus der Verknüpfung von Technologien entstehen - nicht zuletzt durch Einbezug der Informationstechnologie (IT) als einer Querschnittstechnologie - müssen für offene Märkte Normen und Standards erarbeitet werden, die domänenübergreifend alle vier oben genannten Interoperabilitätsklassen aufgreifen. Ein besonderer Handlungsbedarf besteht bei der Normung von semantischer Interoperabilität, etwa durch die Weiterentwicklung heutiger Klassifikationssysteme zu Ontologien. Auch die funktionale Interoperabilität erfordert neue Engineering-Methoden im Sinne von Plug-and-Play, die einer Normung durchaus zugänglich sind, zumindest für ein effizientes Systemengineering. Hier sind Wissenschaft wie Wirtschaft in gleicher Weise gefordert. Die im Rahmen der E-Energy-Projekte geleisteten Arbeiten zu einer systematischen Sicherstellung der Interoperabilität von Systemkomponenten sollten als Wissenschaftsthemen sowie als Normungsvorhaben weitergeführt und im Einsatz bei Energienetzen verschiedener Art (elektrische Energie, Gas, Wärme) validiert werden.

5.2 Konsensbasierte Normen und Konsortial-/Firmenstandards auf dem Gebiet der IT ergänzen sich bei der Sicherstellung von Interoperabilität.

Beide Arten der Entwicklung von technischen Regeln befassen sich mit der Sicherstellung der Interoperabilität von Komponenten komplex vernetzter Systeme, natürlich unter Wahrung der jeweilig charakteristischen Prozesse bei der Erstellung und Wartung solcher Regelwerke. Die verschiedenen Ausprägungen der Interoperabilität (siehe vorstehenden Abschnitt) wurden entsprechend den technischen Gegebenheiten und Anforderungen aus dem Markt zunächst von Konsortien erarbeitet, für die technische Interoperabilität insbesondere von IEEE und ARPA (DARPA). Die kontextbezogene Interoperabilität (s. **Abb. 12**) wird von IETF standardisiert. Das W3C befasst sich aktuell unter dem Stichwort *semantic web* umfassend mit den Fragen der semantischen Interoperabilität.

Die technische wie auch die funktionale Interoperabilität wurden schon frühzeitig von internationalen Normungsgremien angegangen, insbesondere für die internationale Telekommunikation von ITU im Komitee ITU-T (früher CCITT) sowie von ETSI als international agierende europäische Normungsorganisation (ESO) auf dem Gebiet der Telekommunikation und der Informationstechnik generell.

Solche Konsortien und alle Normungsgremien müssen in gleicher Weise darauf ausgerichtet sein, ihre Regelwerke in einem breiten Konsens von Fachleuten und mit der notwendigen Wartungszusage zu



entwickeln, so dass die diesbezügliche Qualität der im Markt verfügbaren Normen und Standards als sichergestellt zu betrachten ist. Eine ausreichend breite Stakeholder-Beteiligung und Breite der fachlichen Expertise bei der Entwicklung solcher Konsortialstandards ist auch durch vielfältige Personalunionen zu den Normungsgremien sichergestellt. Dies gilt allerdings nicht in gleichem Maße für explizite Industriestandards, bei denen oft Gruppeninteressen vorrangig sind.

Ein signifikanter Unterschied liegt in der formalen Beauftragung der Normungsorganisationen durch die Politik. Dies führte bisher zu einer Exklusivität der Referenzierbarkeit von Normen in der Gesetzgebung und in der öffentlichen Beschaffung. Da jedoch insbesondere in der Informationstechnik die marktgängigen und damit wirtschaftlichen Produkte weitgehend auf Konsortialstandards zurückgreifen, hat die Europäische Kommission seit einigen Jahren ein Verfahren entwickelt, das unter Beachtung vorgegebener Qualitätskriterien und auf Antrag bestimmte Konsortialstandards (nicht Konsortien generell!) referenzierbar macht. Dieses Verfahren wurde in dem Dokument "Modernising ICT Standardisation in the EU - The Way Forward" der Europäischen Kommission (DG ENTR) [EU08] vorgestellt und war Grundlage eines entsprechenden Ratsbeschlusses.

Die Rolle der Normung bei der Sicherstellung der Interoperabilität von Komponenten/Teilsystemen liegt insbesondere in den Ebenen der semantischen und der funktionalen Interoperabilität, nicht zuletzt bei den IT-Systemen für den öffentlichen Sektor oder auch für das Gesundheitswesen. Normungsprodukte können hier u.a. Ontologien sein, die durch ihren Modellierungsansatz Semantik beschreiben und damit die bisherigen genormten Terminologien und Taxonomien ergänzen.

Empfehlung:

Die Ansätze zur semantischen Interoperabilität innerhalb der E-Energy-Projekte, insbesondere die Arbeiten zu Ontologien des Systems Smart Grids, sollten über das E-Energy-Projekt hinaus weiter getrieben und mit den z.B. im W3C-Konsortium laufenden Arbeiten und Ergebnissen abgeglichen werden. Hier liegen, auch im internationalen Kontext, bahnbrechende erste Ergebnisse aus den E-Energy-Projekten vor, die in einer Weiterführung des DKE-Kompetenzzentrums „Normung E-Energy/Smart Grids“ unter Beteiligung der Energiewirtschaft gesichert und ausgebaut werden sollten!

5.3 Interoperabilität als Ziel: Was muss genormt, was standardisiert werden?

Diese Optimierung hinsichtlich breit abgestützter Harmonisierung (Normen) und schneller Verfügbarkeit (Standards) muss ganz wesentlich anforderungsspezifisch gelöst werden. Optimierungskriterien sind die wirtschaftliche Verfügbarkeit marktgängiger Produkte und die erforderliche Flexibilität bei der Initialkonfiguration und beim Betrieb von Systemen. Insbesondere in der Informationstechnik mit ihren sehr kurzen Innovationszyklen, sowohl in der Technik wie in den Dienstleistungen, wäre eine Ende-zu-Ende-Normierung kontraproduktiv, u.a. weil sie selbst bei schnellen Normungs- bzw. Standardisierungsverfahren den notwendigen innovationsbedingten Anpassungen eines Ende-zu-Ende - Normenwerkes nicht gerecht werden könnte.

Aus diesem Dilemma führt eine konsequente Schnittstellenvereinheitlichung. Es geht dabei keineswegs nur um die Kommunikationsschnittstellen, sondern - ebenso wichtig - um eine Vereinheitlichung von Verfahren, z.B. für die Ansprache von Wissensspeichern oder Dienste-Katalogen. Hier sind vielfältige Arbeiten im Fluss, sowohl bei der Normung wie in der Standardisierung. Sehr wichtig ist hier eine systemtechnisch begründete Arbeitsteilung, wie sie derzeit z.B. im Gesundheitswesen diskutiert wird.

Ein weiterer Aspekt der Betrachtung von Technologiezyklen ist die einfache Austauschbarkeit von Systemen bzw. deren Komponenten. Hier sind die Systementwicklung und das Systemengineering angesprochen, deren Grundlage - die Schnittstellennormen - zu ergänzen ist durch die Normung intelligenter Plug-and-Play-Methoden und -Verfahren. Insgesamt wird durch eine vorausschauende Schnittstellennormung und durch intelligente, methoden-orientiert genormte Engineering-Verfahren eine hohe Flexibilität der Systemkonfiguration erreicht, die eine innovationsfreundliche und wirtschaftliche Systemrealisierung sowie einen wirtschaftlichen und flexiblen Systembetrieb sicherstellt



Empfehlung:

Die Normungsarbeit auf der Basis der Ergebnisse aus den E-Energy-Projekten hat sich bisher wesentlich der Erarbeitung und Evaluierung von Anwendungsfällen (Use Cases) gewidmet. Diese Arbeiten sind in die internationale Normung zu Smart Grids bereits eingeflossen und haben dort die deutsche Position wirksam etabliert. Bei der Weiterführung dieser Aktivitäten, die nicht zuletzt den Einsatz von IT-Standards für die Sicherstellung der Interoperabilität betreffen, sollte ein enger Schulterschluss zu denjenigen Konsortien gesucht werden, die schon heute das Gebiet der syntaktischen und semantischen Interoperabilität international bearbeiten, wie IEEE oder W3C. Der Präsidialausschuss FOCUS.ICT des DIN kann hier die Koordinierung und den unmittelbaren Kontakt zu wichtigen Konsortien beisteuern.

5.4 Die Nutzer von Smart Grids befähigen!

Interoperabilität betrifft auch die Nutzer von Smart Grids als wichtige operative "Teilsysteme": trotz und gerade auch wegen der weitgehenden Automatisierung des Betriebes von Smart Grids. Letztlich muss der Nutzer in die Lage versetzt werden, seine individuelle Ausgestaltung der Einbindung in ein Smart Grid zu verstehen, zu gestalten und zu überwachen. Die in den Unterarbeitsgruppen der Fachgruppe IOP

- IOP 2 - Anlagensteuerung/Automatisierung,
- IOP 3 - Inhouse-Automation und
- IOP 5 - Geschäftsprozesse/Marktkommunikation

entwickelten Konzepte der Einbindung des Kunden („Prosumer“) in die Gestaltung und den Betrieb eines Smart Grids sind für das Erreichen der strategischen Ziele der Energiewende von wesentlicher Bedeutung, Dabei sind sowohl das Verstehen der strategischen und operativen Ziele von Smart Grids wie auch die Gestaltung der Benutzungsschnittstelle zwischen dem Nutzer und einem Smart Grid zu berücksichtigen.

Empfehlung:

Die Bedeutung der Ergonomie- und der Benutzbarkeitsnormen (Usability) für den erfolgreichen und sicheren Betrieb von Systemen aller Art, die den menschlichen Nutzer beeinflussen oder dessen Einbindung erfordern, ist inzwischen erkannt. Diese Normen müssen im Systementwurf bzw. bei der Gestaltung von Smart Grids zwingend einbezogen und spezifisch weiterentwickelt werden. DIN FOCUS.ICT hat für den IT-Bereich (als Schlüsseltechnologie für Smart Grids) diese Erfordernisse erkannt sowie durch Workshops konkretisiert und wird deren Umsetzung in erforderliche Normen koordinieren.

■ Anhang 1 – Das „Gründungskonzept“ zum DKE-Kompetenzzentrum „E-Energy/Smart Grids“

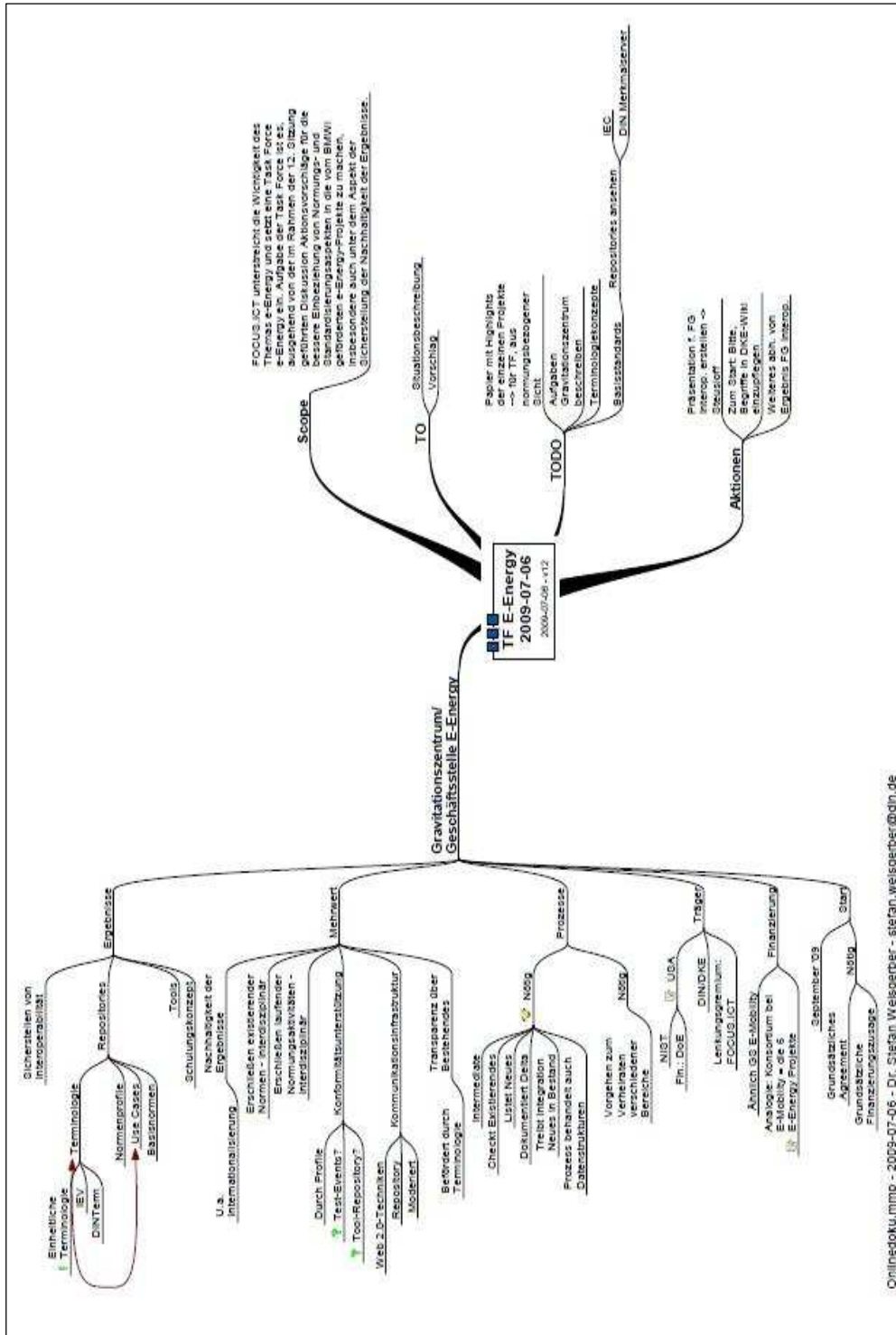


Abb. 13 Mindmap der TF E-Energy im Focus.ICT zur Gründung eines "Gravitationszentrums/Geschäftsstelle E-Energy", heute als DKE-Kompetenzzentrum „Smart Grid/E-Energy“ bekannt



■ Referenzen

- [App12] IT-Architekturentwicklung im Smart Grid - Perspektiven für eine sichere markt- und standardbasierte Integration erneuerbarer Energien, Appelrath, H.-J.; Beenken, P.; Bischofs, L.; Uslar, M. (Hrsg.) 2012
- [DIN09a] FOCUS.ICT N0227-2009, DIN Livelink
- [DIN09b] TF E-Energy "Task Force E-Energy", FOCUS.ICT N0001-2009, DIN Livelink
- [DK10] DKE - Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE in Zusammenarbeit mit E-Energy, Die deutsche Normungsroadmap E-Energy / Smart Grid – Version 1.0, Frankfurt, April 2010
- [DK11] DKE-Fokusgruppe Inhouse-Automation; Arbeitspapier, 09/2011
- [DK12] DKE - Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE in Zusammenarbeit mit E-Energy, Deutsche Normungsroadmap E-Energy / Smart Grid 2.0, Frankfurt, Oktober 2012
- [DKE111.0.5] DKE/AK 111.0.5 "Begriffe zu Smart Grids" im Online-Glossar <https://teamwork.dke.de/specials/7/Wiki-Seiten/Homepage.aspx> [Stand: 01.10.2012]
- [EEBUS12] EEBus – das Konzept, URL: <http://www.eebus.org/eebus-technik-konzept/> [Stand: 01.10.2012]
- [ETF11] EU Commission Task Force for Smart Grids; Expert Group 3: Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment; EG3 Deliverable – Final; 01. February 2011
- [Er09] ERGEG - European Regulators' Group for Electricity and Gas; Position Paper on Smart Grids - An ERGEG Public Consultation Paper; Ref: E09-EQS-30-04 10 December 2009
- [EU08] WHITE PAPER: Modernising ICT Standardisation in the EU - The Way Forward; DG ENTR, Brussels, 3.7.2009 COM(2009) 324 final
- [FGR11] Editoren: Raabe, Oliver; Pallas, Frank; Weis, Eva; Lorenz, Mieke; Boesche, Katharina Vera; Weitere Autoren: Fest, Claus; Franz, Oliver; Gaul, Armin; Kießling, Andreas; Quadt, Andre; Schmelzer, Knut; Datenschutz im Smart Grid - Anmerkungen und Anregungen; London, Berlin; 2011; LIBER; ISBN 978-1-907150-01-4
- [GWAC] Mater, Drummond: A Smart Grid Interoperability Maturity Model Rating System Predicting "Plug and Play" Integration Probability ,Version 1.0, 2009 und Mathias Uslar, Sebastian Rohjans, Anne Cleven, Robert Winter & Felix Wortmann Towards an Adaptive Maturity Model for Smart Grids, PSCC 2011 Stockholm, 2011
- [Ka1110] Kießling, Andreas; OGEMA als Vermittlungsschnittstelle vom Energieinformationssystem zu den Markt- und Netzdiensten; 16. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik; 6.-7. Oktober 2011; Kassel; Tagungsband Seiten: 19-42; erschienen bei Fraunhofer IWES; Kassel; 2011
- [MOMA09] Studie E-Energy moma Security, URL: http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/media/pdf/lb09_Studie_Datensicherheit_20090731_Public_Onl.pdf
- [M490] EC: M/490 EN Smart Grid Mandate Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment, Brussels 2011
- [NRW10] Nestle, D.; Ringelstein, J; Waldschmidt, H.: Fraunhofer IWES; Open Energy Gateway Architecture for Customers in the Distribution Grid; Architektur eines offenen Gateways für Energiemanagement und Energieeffizienz für Verteilnetzkunden; it - Information Technology, March 2010, Band 52, Nr. 2 : S. 83-88; Oldenbourg Verlag, München; (doi: 10.1524/itit.2010.0575)
- [OGEMA12] Open Gateway Energy Management Alliance, URL: <http://www.ogema.org/> [Stand: 01.10.2012]
- [SGCGWGSP] Use Cases der Smart Grid Coordination Group / Report Working Group Sustainable Processes
- [VDE10] VDE – ITG-Fokusgruppe; Positionspapier - Energieinformationsnetze und -systeme; 11/2010



■ **Abbildungsverzeichnis**

ABB. 1 DAS DKE-KOMPETENZZENTRUM „NORMUNG E-ENERGY/SMART GRIDS“ ALS SCHNITTSTELLE ZWISCHEN E-ENERGY-Projekten UND DER NORMUNG (QUELLE: DKE/ ERGÄNZUNG BF)	6
ABB. 2 GWAC STACK UND SGIMM MODEL.....	12
ABB. 3 FACHLICHE UND TECHNISCHE MODELLIERUNG.....	15
ABB. 4 NACHHALTIGER PROZESS ZUR NORMUNG IM SMART GRID [DK12]	16
ABB. 5 EBENEN DER SMART GRID DIENSTE VERKNÜPFT MIT SMART GRID INFORMATIONSSICHERHEIT	21
ABB. 6 SCHNITTSTELLEN EINES REGELKREISES ZUR VERTEILUNGSNETZAUTOMATISIERUNG	23
ABB. 7 SCHNITTSTELLE DER LIEGENSCHAFT ZUM VERTEILUNGSNETZ UND MARKT AUS DER FOKUSGRUPPE “INHOUSE AUTOMATION“	24
ABB. 8 SMART GRID CONNECTION POINT (SGCP) ENTSPRECHEND M/490	25
ABB. 9 SYSTEMEMPFEHLUNG DER DKE- FOKUSGRUPPE INHOUSE-AUTOMATION UND BESCHLUSSVORLAGE IM NATIONALEN LENKUNGSKREIS NORMUNG SMART GRID [DK11]	26
ABB. 10 MODELL EINER DEZENTRALEN VARIABLEN ENERGIEANLAGE	29
ABB. 11 DIE ENTSCHEIDENDE ERWEITERUNG DES CIM IN <i>MeREGIO</i>	31
ABB. 12 SYSTEMSTRUKTUR UND INTEROPERABILITÄT.....	34
ABB. 13 MINDMAP DER TF E-ENERGY IM FOCUS.ICT ZUR GRÜNDUNG EINES "GRAVITATIONSZENTRUMS/GE-SCHÄFTSSTELLE E-ENERGY", HEUTE ALS DKE-KOMPETENZZENTRUM „SMART GRID/E-ENERGY“ BEKANNT.....	38



■ Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BITKOM	Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und neue Medien e. V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
CSV	Comma/Character Separated Values
CEMS	Kundenenergiemanagementsystem
CEN	Comité Européen de Normalisation
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique
CIM	Common Information Model
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
DSM	Demand Side Management
EDIFACT	Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport (United Nations)
EMG	Energy Management Gateway
ETG	Energietechnische Gesellschaft im VDE
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
FG IOP	Fachgruppe Interoperabilität
FSS	First Sets of Standards (SGCG-Working Group)
HAN	Home Area Network
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IOP	Interoperabilität
ITG	Informationstechnische Gesellschaft im VDE
MDA	Model Driven Architecture
MG	Meter Gateway
NIST	National Institute for Standards and Technology
NWIP	New Work Item Proposal
OSGi	Open Services Gateway initiative
PLC	Power Line Carrier
RAWG	Reference Architecture (SGCG-Working Group)
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SGCG	Smart Grid Coordination Group
SG-DPC	Smart Grid Data Protection Class
SGIMM	Smart Grid Interoperability Maturity Model



SGIP	Smart Grid Interoperability Panel
SGIS	Smart Grid Informationssicherheit
SGIS-SL	SGIS-Security Level
SMB	Standardization Management Board
SIA	Seamless Integration Architecture
SOA	Serviceorientierte Architektur
SP	Sustainable Processes (SGCG-Working Group)
SQL	Structured Query Language
TC	Technical Committee
TLS	Transport Layer Security
UC	Use Case (dt.: Anwendungsfall)
UML	Unified Modeling Language
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.
VPP	Virtual Power Plant (dt.: Virtuelles Kraftwerk)
XML	eXtensible Markup Language
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.



■ Autorenverzeichnis

Die hier im Abschlussbericht vorliegenden Textbeiträge wurden von verschiedenen Mitgliedern der E-Energy-Fachgruppe Interoperabilität verfasst. Die namentlich gekennzeichneten Abschnitte stehen in der alleinigen Verantwortung der jeweils genannten Autoren. Dies sind (in alphabetischer Reihenfolge):

Dr. Viktor Kaufman (*MeRegio*)

SAP Research Center, Karlsruhe

viktor.kaufman@sap.com

Andreas Kießling (*moma*)

MVV Energie AG, Mannheim

andreas.kiessling@mvv.de

Alfred Malina (*moma, MeRegio*)

IBM Deutschland

malina@de.ibm.com

Dr. Andreas Schindler (Begleitforschung)

incowia GmbH, Ilmenau

andreas.schindler@incowia.com

Inga Schlüter (*Smart Watts*)

DIN e.V., Berlin

inga.schlueter@din.de

Prof. Dr. Hartwig Steusloff

Fraunhofer IOSB, Karlsruhe

hartwig.steusloff@iosb.fraunhofer.de

Ralf Thiemann (*moma, MeRegio*)

IBM Deutschland

ralf.thiemann@de.ibm.com

Dr. Mathias Uslar (*eTelligence*)

OFFIS, Oldenburg

mathias.uslar@offis.de

Martin Winter (*RegModHarz*)

Siemens AG, München

martin.winter@siemens.com