

Tagungsband ComForEn 2017

8. Symposium Communications for Energy Systems

„Digitalisierung, das Smart Grid im neuen Gewand?“

5. und 6. Oktober 2017

Hotel Höflehner

8967 Haus/Ennstal, Steiermark, Österreich



OVE-Schriftenreihe Nr. 88
Österreichischer Verband für Elektrotechnik
Austrian Electrotechnical Association

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Funksendung, der Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege, der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen sowie die der Übermittlung mittels Fernkopierer, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten!

ComForEn 2017
8. Symposium Communications for Energy Systems

5. und 6. Oktober 2017
8967 Haus/Ennstal, Steiermark, Österreich

Herausgeber:
Dipl.-Ing. Dr. techn. Friederich Kupzog

AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Giefinggasse 2
1210 Wien

<http://www.ait.ac.at>

© 2017 Im Eigenverlag des Österreichischen Verbandes für Elektrotechnik
Eschenbachgasse 9, A-1010 Wien, Telefon +43 (1) 587 63 73
Gestaltung: Friederich Kupzog, AIT.
Printed in Austria

ISBN: 978-3-85133-094-6

Inhalt

Vorwort	7
ComForEn 2017 Tag 1 (05.10.2017)	
Christof Brandauer, <i>IP Infrastruktur für Energienetze</i>	12
<i>VirtueGrid – Virtualisierung für resiliente und sichere Smart Grid-Kommunikationsnetze</i>	24
<i>Leafs - Integration of Loads and Electric Storage Systems into advanced Flexibility Schemes for LV Networks</i>	26
Peter Zeller, <i>Smart grid demonstrator for a household with active load management</i>	29
Wolfgang Hauer, <i>Low-voltage grid automation - Lessons learned during field tests Großschönau, Austria. Impulses from project iniGrid</i>	42
Alfred Einfalt, <i>Wann kommt die Niederspannungsnetz-Automatisierung?</i>	53
Andreas Schneemann, <i>Loadshift Oberwart - Demonstration of a building overlapping energy management system</i>	64
Wolfgang Prügler, <i>Integrated smart city mobility and energy platform – me²</i>	66
ComForEn 2017 Tag 2 (06.10.2017)	
Josef Stadler & Felix Lehfuss, <i>Controlling EV Charging – How much control do DSOs need?</i>	68
Matthias Stifter & Andreas Abart, <i>Data Analytics - Vergangenheit aufarbeiten oder Zukunft vorhersagen?</i>	70
Andreas Abart, <i>Smarter than the Grid: Malware Communication Trends</i>	71
Roman Tobler, <i>Security - Überwiegen die Vorteile der Digitalisierung?</i>	72
Günther Gleixner, <i>Augmented Reality (AR) & Virtual Reality (VR) - Nische oder Zukunftstechnologien?</i>	74
Johann Schrammel, <i>Augmented & Virtual Reality – Chances and Possibilities for Smart Energy Supply</i>	76

Vorwort

Nach über zehn Jahren Smart Grid Forschung in Österreich ist das Thema dynamisch wie nie. Innovationen aus dem Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien suchen nach Anwendungen im Energiebereich. Die schon lange benötigte Kostenreduktion in der Last-mile Kommunikationsanbindung könnte sich jetzt aus dem Bereich der Internet-of-Things-Technologien heraus entwickeln. Augmented Reality unterstützt Betrieb und Wartung komplexer, digitalisierter Infrastrukturen. Blockchains machen sich bereit, Handel und Transaktionen sicher abzubilden und lassen auf neue Geschäftsideen hoffen. Wir beobachten einen neuen Paradigmenwechsel: war es bisher die Integration Erneuerbarer Energieträger in bestehende Netze, an der sich Technologie und Forschung ausgerichtet hat, so ist es jetzt die Digitalisierung, d.h. eine weitreichende Verfügbarmachung von Daten und die Automatisierung deren Verarbeitung. Kritisch betrachtet liegt der Vorteil und Nutzen dieses Ansatzes aber immer noch in den spezifischen Eigenheiten der digitalisierten Prozesse – wir kommen also um eine differenzierte Betrachtung nicht herum. Es bleibt also genug zu tun...



Friederich Kupzog

*AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Energy Department
Senior Scientist, Thematic Coordinator Smart Grid ICT & Controls*

Liebe Teilnehmer,

die weltweiten Bestrebungen die Energieversorgung nachhaltiger und vor allem emissionsärmer zu gestalten, dürfen, auch wenn erst kleine globale Fortschritte erreicht wurden, als zukunftsweisender Erfolg gewertet werden. Die damit verbundenen wirtschaftlichen Chancen eröffnen sich dabei nicht nur Ballungsräumen sondern auch immer deutlicher ländlichen Regionen und Strukturen.

Neben Investitionen in nachhaltige Kraftwerks- und Übertragungstechnologien bieten auch die Bereiche der Digitalisierung und Verbrauchsflexibilisierung zukünftig sehr interessante Optionen energieökonomischer Geschäftsfelder und –modelle.

Die 8. Fachtagung – Communications for Energy Systems versucht daher den Themenkreis „Energie, Digitalisierung, Infrastruktur und Ökonomie“ nunmehr auch in einer ländlichen Region zur Diskussion zu stellen. Wir laden Sie daher ein, Ihre fachlichen Beiträge gemeinsam mit uns im wunderschönen Ennstal zu diskutieren.



Herzlichst

*Natalie und Wolfgang Prügler
Moosmoad Energies OG*

Wir danken dem Organisationsteam

Birgit Sykora, Karl Stanka, OVE

Natalie und Wolfgang Prügler, MME

Marcel Otte, AIT

Symposium Tag 1

*Digitalisierungsthemen aus
Leitprojekten des Klima- und
Energiefonds*

IP Infrastruktur für Energienetze

Christof Brandauer, Salzburg Research GmbH, christof.brandauer@salzburgresearch.at

Ferdinand von Tullenburg, Salzburg Research GmbH, ftuellen@salzburgresearch.at

Filip Prössl-Andrén, AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Filip.Proestl-Andren@ait.ac.at

Thomas Strasser, AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Thomas.Strasser@ait.ac.at

Jürgen Resch, Ing. Punzenberger Copa-Data GmbH, JuergenR@copadata.com

Abstract – Das Internet Protokoll (IP) ist bereits heute in vielen Bereichen moderner Energieanwendungen im Einsatz. Es ist davon auszugehen, dass die Verbreitung der Technologie noch weiter zunimmt und dabei auch vermehrt für kritische Kommunikation zum Einsatz kommt. In paketvermittelten Weitverkehrsnetzen ist die Erfüllung der Qualitätsanforderungen keine triviale Aufgabe und es stellt sich die Frage, wie man unterstützend das Engineering der Energie- und Kommunikationsdomäne enger aneinander binden kann. Zu diesem Zweck untersuchte das Forschungsprojekt IPEN (IP Infrastruktur für Energienetze) zum einen wie die Qualitätsanforderungen moderner energietechnischer Anwendungen auf ein darunterliegendes IP Netz abgebildet werden können. Zum anderen wurde analysiert, welche Auswirkungen die Qualität von Kommunikationsverbindungen auf energietechnische Anwendungen hat. Dieser Beitrag gibt einen Überblick über das IPEN Konzept und einige ausgewählte Ergebnisse.

1. Einleitung

Der Trend zur immer stärkeren Digitalisierung entlang der gesamten Energiewertschöpfungskette führt zu einem großen Anstieg an digitalen Daten, die über Kommunikationsnetze ausgetauscht werden. Dabei produzieren unterschiedlichste Datenquellen und Anwendungen Verkehr mit sehr heterogenen Verkehrsmustern und Anforderungen an die Kommunikationsqualität.

Unter diesen Rahmenbedingungen sind private, dedizierte Kommunikationsnetze, die jeweils auf eine bestimmte Anwendung zugeschnitten sind, zukünftig kaum mehr realisierbar. Es entsteht ein Druck in Richtung einer weitgehend einheitlichen und kosteneffizienten Kommunikationsinfrastruktur und hier führt heutzutage praktisch kein Weg an der IP Technologie vorbei.

Paketvermittelte (IP) Netze unterscheiden sich fundamental von herkömmlichen leitungsvermittelten Netzen, bei denen zwischen den Kommunikationsteilnehmern Kanäle geschaltet werden. Es steht dadurch bei minimaler Verzögerung eine fixe Bandbreite exklusiv zur Verfü-

gung und es werden somit systemimmanent „harte“ Qualitätsgarantien erreicht. Bei paketvermittelten Netzen werden grundsätzlich keine Ressourcen zwischen den Teilnehmern fix reserviert und es werden zusätzliche Maßnahmen benötigt, um auch nur „weiche“ Qualitätsgarantien zu erreichen.

Viele moderne energietechnische Anwendungen haben jedoch natürliche Qualitätsanforderungen an das zugrundeliegende Kommunikationsnetz. Werden diese Anforderungen nicht erfüllt, ist die Funktionsweise der Anwendung nur mehr eingeschränkt beziehungsweise nicht mehr gegeben. Es bedarf also nicht nur einer grundsätzlich zuverlässigen und hochverfügbaren Kommunikationsinfrastruktur sondern es müssen auch die konkreten quantitativen Qualitätsanforderungen der diversen Energieanwendungen erfüllt werden.

Zu diesem Zweck untersuchte das Forschungsprojekt IPEN (IP Infrastruktur für Energienetze, FFG Nr 838626) zum einen wie die Qualitätsanforderungen moderner energietechnischer Anwendungen auf ein darunterliegendes IP Netz abgebildet werden können. Zum anderen wurde analysiert, welche Auswirkungen die Qualität von Kommunikationsverbindungen auf energietechnische Anwendungen hat.

Der Fokus ist dabei auf IP Weitverkehrsnetzen und IEC 61850 als Basistechnologie. Diese Protokollfamilie wurde initial für die Schutz- und Leittechnik in der Stationsautomatisierung entwickelt. Durch Erweiterungen des Standards kommt sie vermehrt für weitere Aufgaben der Energieautomatisierung zum Einsatz. IEC 61850 baut auf dem TCP/IP Protokollstack auf. Im Mai 2015 wurde mit dem Technischen Report IEC 61850-90-5 (Übertragung von Synchronphasors) [1] erstmals eine Abbildung aller Kommunikationsarten auf das IP Protokoll eingeführt und damit die technologische Grundlage zur generellen IP Kommunikation auch in Weitverkehrsnetzen gelegt.

Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über das IPEN Konzept und einige Ergebnisse des im Juli 2016 abgeschlossenen Projektes.

2. Anbindung der Energie- an die Kommunikationsdomäne

In IPEN wurde analysiert, wie die Qualitätsanforderungen von Energieapplikationen mit den Ressourcen des Kommunikationsnetzwerks in Einklang gebracht werden können. Das primäre Ziel ist es bereits in der Entwurfsphase bewerten zu können, ob die quantitativen Anforderungen realistischer Weise erzielt werden können.

Eine Studie relevanter Use Cases, diverser Standards und Technischer Berichte [1, 2, 3, 4, 5, 6] ergab, dass je nach Typ der Nachricht und Art der Anwendung unterschiedliche quantitative Schwellwerte spezifiziert sind, die sich auf eine relativ kleine Menge an Qualitätsparametern (Quality of Service, QoS) beziehen. Neben der allgemeinen Verfügbarkeit sind die wesentlichen Parameter die Verzögerung (one-way delay), Varianz der Verzögerung (delay jitter)

und Paketverlustrate (packet loss). Es finden sich in den Dokumenten jedoch keine Anforderungen bzgl. anderer gängiger IP Metriken wie Paketervielfachung, Umsortierung oder generell zu round-trip Metriken.

Gegenwärtig werden die quantitativen Anforderungen im IEC 61850-basierten Engineering Prozess nicht explizit modelliert. Stattdessen weist der Ingenieur die Verkehrsflüsse der Energieanwendungen auf Prioritäten im lokalen Netzwerk zu. Dabei kann er jedoch nur *qualitativ* zum Ausdruck bringen, welcher Verkehr wichtiger/kritischer ist als anderer. Eine Garantie, dass die *quantitativen* Anforderungen auch tatsächlich eingehalten werden lässt sich so nicht erzielen. Falls beispielsweise zu viel Verkehr einer hochprioritären Verkehrsklasse zugewiesen wird, so kann diese Klasse überlastet werden und unerwünschte Effekte (Aushungerung von niedrigerprioritärem Verkehr / hohe Latenz / hohe Verlustrate) sind unvermeidbar.

Innerhalb einer Substation lässt sich die Bereitstellung der geforderten Qualität dennoch relativ einfach lösen, da die Verwaltung des Kommunikationsnetzes in der Hand des Betreibers der Substation liegt und die lokalen, geswitchten Netze in der Regel (stark) überdimensioniert sind. Im WAN ist die Annahme von hoch überdimensionierten Verbindungen im Allgemeinen jedoch nicht vertretbar.

2.1 Kommunikationsqualität im Weitverkehrsnetz

Im WAN werden unterschiedliche QoS Architekturen und Technologien eingesetzt (Differentiated Services [7], MPLS [8], MPLS-TE [9,10], z.T. auch Integrated Services [11], etc.) und diese bieten teilweise sehr viele Freiheitsgrade in der konkreten Anwendung. Der kleinste gemeinsame Nenner ist, dass nicht alle Pakete gleich verarbeitet werden („best-effort“ Modell). Meist werden die Pakete „markiert“ und in Abhängigkeit der Markierung werden sie von den Routern entlang des Pfades unterschiedlich behandelt. Bei WAN Verbindungen über mehrere administrative Domänen hinweg ist es notwendig die Paketmarkierungen an Übergängen von einer Technologie zur nächsten anzupassen, bspw. von einer LAN-Priorität [12] auf einen Differentiated Services Codepoint (DSCP) [7] oder von einem DSCP auf ein MPLS Traffic Class Feld (TC, früher als EXP Field bekannt [13]).

Es gibt freilich kein universelles Rezept für eine „richtige“ Abbildung der Markierungen, da dies davon abhängt, welche spezifischen Technologien ein Netzbetreiber verwendet und wie diese konkret zum Einsatz gebracht werden. Die Anzahl der verfügbaren Markierungen variiert im Allgemeinen entlang des „Technologiefades“, z.B. von 8 (802.1Q [12], TC¹) auf 64 (DSCP). Jenseits der Frage der Paketmarkierungen passen auch die QoS-Modelle z.T. nicht zusammen. So hat das strikt prioritätsbasierte Schema von Ethernet bspw. kein passendes Äquivalent im Differentiated Services Modell mit seinen aktuell definierten „Per-Hop Behaviors“.

¹MPLS kann allerdings auch im sogenannten L-LSP Modus betrieben werden, bei dem die Kombination aus Label und TC Field genutzt wird, um bis zu 64 Markierungen zu ermöglichen.

Der „Technologiepfad“ ist für den Endanwender aus der Energiedomäne jedoch ohnehin nicht sichtbar, weil der Kommunikationsanbieter solche internen Details nicht preisgibt. Umgekehrt kennt dieser die quantitativen Anforderungen der Verkehrsflüsse nicht, wenn sie aus der Energiedomäne nicht explizit signalisiert werden.

Die Engineering Prozesse in den beiden Domänen sind heutzutage meist sehr lose miteinander verbunden. Typischerweise wird aus der Energiedomäne eine Anfrage bzgl. Kommunikationsdiensten an den Kommunikationsnetzbetreiber (betriebsintern bzw. externer Anbieter) gestellt. Dabei wird eine sichere und hochverfügbare Konnektivität zwischen gewissen Standorten gefordert, die aggregierte Performanzkriterien (bspw.: „max. X ms Verzögerung für bis zu Y Mbit/s von Standort A nach B“) gewährleistet. Auf der Basis einer solchen Anfrage selektiert der Kommunikationsanbieter die passenden Dienste aus seinem existierenden Portfolio (bzw. entwickelt sie) und sichert sie vertraglich in einer technischen „Service Level Specification“ (SLS) zu. Neben Aspekten der Verfügbarkeit / Zuverlässigkeit spezifiziert die SLS pro Verkehrsklasse welche Mindestqualität bereitgestellt wird (bspw. max. Latenz, max. Jitter, max. Verluste), solange der Verkehr eine gewisse Bandbreite nicht überschreitet². Wie dies netzintern bewerkstelligt wird bleibt Sache des Anbieters.

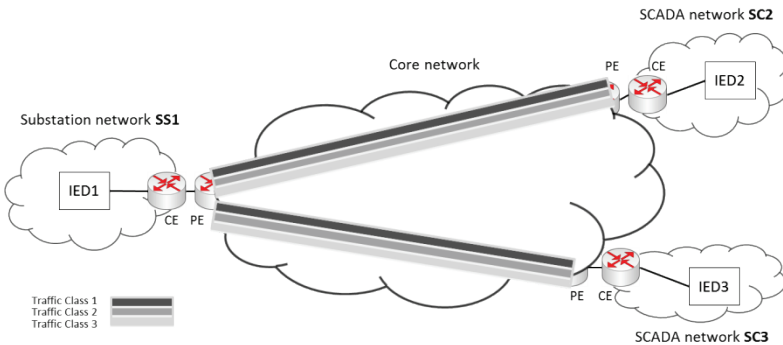


Abbildung 1: WAN Konnektivität aus Sicht des Kunden

Aus Sicht des Kunden stellt sich das Netzwerk demnach als eine undurchsichtige „Wolke“ dar, die Verbindungen (jeweils für mehrere Verkehrsklassen) zwischen den verteilten Standorten bereitstellt. Dies ist in Abbildung 1 illustriert.

2.2 Qualitätsanforderungen aus der Energiedomäne

Um den Übergang von einem bisher weitgehend impliziten zu einem expliziten Ressourcenmanagement zu ermöglichen, sollen im IPEN Konzept die quantitativen Qualitätsanforderungen

² Darüber hinausgehender Verkehr wird in der Regel am Eingang des Netzes verworfen, da ansonsten die Qualität des gesamten Verkehrs degradiert würde und die zugesagten Grenzwerte nicht eingehalten werden könnten.

gen energietechnischer Anwendungen explizit signalisiert werden. Im Kontext von IEC 61850 ist die „System Configuration description Language“ (SCL, [14]) der ideale Anknüpfungspunkt, da sie bereits die Konfiguration der Substation inklusive der (WAN-)Kommunikationsendpunkte und Verkehrsströme in formalisierter Form (XML-basiert gemäß einem standardisierten Schema) definiert.

Die SCL wurde von Grund auf als erweiterbare Beschreibungssprache konzipiert und es ist deshalb möglich neue Informationselemente hinzuzufügen, ohne das SCL Schema selbst zu modifizieren. Im Rahmen von IPEN wurde eine SCL Erweiterung erarbeitet, die es ermöglicht, die quantitativen QoS-Anforderungen sowie eine Beschreibung des Verkehrs, für den diese Anforderungen gestellt werden, zu spezifizieren. Somit kann der Ingenieur quantitative Qualitätsanforderungen direkt in den Engineeringprozess integrieren.

2.3 Schnittstelle zwischen den Domänen

Die Service Level Specification (SLS) stellt also eine formalisierte Beschreibung der verfügbaren Kommunikationsressourcen dar. Gleichzeitig ist sie das vertraglich zugesicherte Ergebnis des Engineering Prozesses des Kommunikationsdienstleisters. Seine Verantwortung ist es in weiterer Folge für die Einhaltung der Spezifikation zu sorgen.

Auf der anderen Seite stehen die in Form der erweiterten SCL spezifizierten quantitativen Qualitätsanforderungen der Verkehrsströme. Die Aufgabe des Substation Ingenieurs es ist sicherzustellen, dass diese Anforderungen auf Basis der im SLS spezifizierten Kommunikationsdienste erfüllt werden können.

IPEN sieht die Schnittstelle zwischen den beiden Domänen genau an dem Punkt, an dem die formalisierten Qualitätsanforderungen der Verkehrsströme der Energieanwendungen auf die in Form der SLS formalisierten Kommunikationsdienstleistungen treffen. Dies ist in Abbildung 2 veranschaulicht.

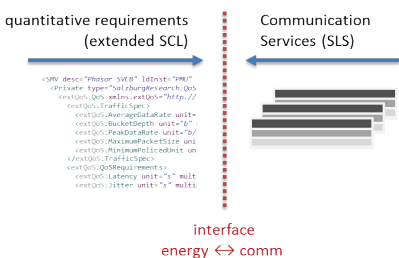


Abbildung 2: Schnittstelle zwischen Energie- und Kommunikationsdomäne

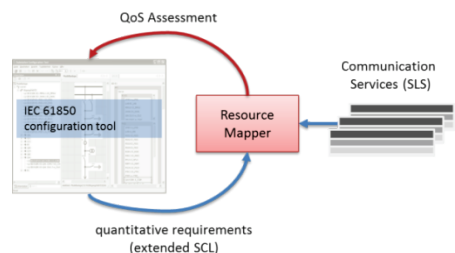


Abbildung 3: IPEN Resource Mapper als Implementierung der Schnittstelle

Realisiert wird diese Schnittstelle in IPEN durch den sog. „Resource Mapper“. Dessen Aufgabe ist es für die quantitativen Qualitätsanforderungen aller Verkehrsflüsse gemäß Spezifikation

on in der erweiterten SCL eine Abbildung auf die in der SLS zugesicherten Kommunikationsdienste zu finden, s.d. die Anforderungen jedes Verkehrsflusses erfüllt werden können. Dabei wird implizit eine a priori QoS Bewertung vorgenommen. Diese unterstützt den Ingenieur in der Entwurfsphase – idealerweise bei seiner Arbeit im SCL Konfigurationstool wie in Abbildung 3 dargestellt.

2.4 Integriertes Monitoring zur Laufzeit

Die explizit spezifizierten, quantitativen Qualitätsanforderungen können neben einer QoS Bewertung zur Entwurfsphase auch verwendet werden, um die Einhaltung der Anforderungen zur Laufzeit zu überprüfen. Zu diesem Zweck wurde ein Konzept für ein automatisiertes, integriertes Monitoring erarbeitet.

Es werden zunächst aus der erweiterten SCL die benötigten Monitoringaktivitäten abgeleitet. Dies passiert in einem 2-stufigen Verfahren. In der 1. Stufe erfolgt eine Abbildung auf vorerst abstrakte Messtasks, die beschreiben, welche Metriken (bspw. „one-way delay“) in welchen Netzabschnitten/-pfaden zu messen und welche Schwellwerte einzuhalten sind. Diese Abbildung ist unabhängig von den konkreten Messmethoden und somit generisch anwendbar. In der 2. Stufe erfolgt die Abbildung auf detaillierte Messtasks. Dieser Schritt berücksichtigt die konkreten Gegebenheiten, bspw. ob aktive oder passive Messungen möglich sind, welche Messmethoden und -punkte verfügbar sind, etc. Das Ergebnis des 2-stufigen Abbildungsprozesses ist eine detaillierte, formale Beschreibung der Monitoring Tasks, die von einer Monitoring Infrastruktur ausgeführt werden können.

Diese Infrastruktur kommt in der Laufzeitphase zum Einsatz. Die wesentlichen Anforderungen, die eine solche Infrastruktur umsetzen muss, wurden ausgearbeitet: Sie orchestriert die Messinstrumente auf den verteilten Messpunkten, verteilt die Messaufgaben, überwacht die korrekte Initialisierung, und führt die Fehlerbehandlung, Auswertung der Ergebnisse und Alarmgenerierung bei Überschreitung der Schwellwerte durch. Eine prototypische Implementierung wurde im Rahmen der Validierungsphase auf Basis der Plattform „MINER“ [15] vorgenommen.

3. Wechselwirkungen zwischen dem Kommunikations- und Energienetz

Im Fokus standen die Weiterentwicklung einer Co-Simulations-basierten Validierungsinfrastruktur, die Identifikation kritischer energietechnischer Applikationen mit QoS-relevanten Kommunikationsanforderungen, sowie die Implementierung und Analyse einer ausgewählter kritischen energietechnischen Applikation und deren Wechselwirkung(en) mit dem Kommunikationsnetzwerk.

3.1 Co-Simulations-basierte Validierungsinfrastruktur

Basierend auf den Ergebnissen des DG-EV-HIL KLIEN Auftrags (FFG Nr 827987) wurde die bereits vorhandene Co-Simulationsumgebung weiterentwickelt und angepasst. Ein spezieller Fokus der Arbeiten war auf der Analyse der Abbildung von IEC 61850 Kommunikationsbeziehungen in simulativen Validierungsumgebungen. Die Co-Simulations-basierte Validierungsumgebung ermöglicht die Einbettung von energietechnischen Applikationen in Worst-Case (bezüglich der Kommunikation) Simulationsszenarien, um die Auswirkungen von Qualitätsschwankungen des Kommunikationsnetzes auf die Stabilität des Energienetzes zu analysieren.

Die resultierende Co-Simulationsumgebung für IPEN setzt sich aus den folgenden Hauptkomponenten zusammen:

- Power System und Component Analysis mittels DIgSILENT PowerFactory
- Communication Simulation/Emulation mittels OMNeT++
- Control System Simulation/Emulation mittels 4DIAC (IEC 61499-kompatibel)
- SCADA/Visualisierung mittels Copa-Data zenon.

Die Kopplung der einzelnen Tools wurde ausschließlich über Kommunikationsschnittstellen realisiert. Somit können einzelne Tools relativ einfach mit anderen Tools oder mit realer Hardware ausgetauscht werden.

Im Rahmen der Arbeiten wurden die bestehenden Schnittstellen zwischen PowerFactory und OMNeT++ sowie zwischen OMNeT++ und 4DIAC funktional erweitert. Ein wichtiger Aspekt war es auch die Open Source Bibliothek `libIEC61850` zur Kommunikation vollständig in die Automatisierungsplattform 4DIAC zu integrieren. Ein interessanter Aspekt der 4DIAC-relevanten Erweiterungen besteht in der Tatsache, dass für die Control System Simulation/Emulation auch eingebettete Plattformen (z.B. Raspberry Pi) verwendet werden können und die Co-Simulationsumgebung somit auch an entsprechende Hardware und Labor-Equipment angekoppelt werden kann.

Massive Erweiterungen wurden im Bereich des Kommunikationssimulators durchgeführt. Dieser wird benutzt, um Netzwerkartefakte von Weitverkehrsverbindungen zu emulieren und gleichzeitig simulierte Verkehrsflüsse mit realem Verkehr zu multiplexen. Diese Kombination schafft einen großen Mehrwert im Vergleich zu reinen WAN Emulatoren (die ihrerseits mit einer höheren Genauigkeit punkten könnten, die für die IPEN Studien jedoch nicht benötigt wird). Es stellte sich jedoch heraus, dass der OMNeT++ Emulationsmodus sehr unpräzise und nur sehr eingeschränkt für die Echtzeitbearbeitung geeignet war. Die Probleme konnten behoben werden [16] und wurden an die OMNeT++ Entwicklergemeinschaft zurückgespielt.

Es wurden außerdem die MPLS und Differentiated Services (DiffServ) Module derart zusammengeführt und ergänzt, dass DiffServ Mechanismen auch auf MPLS Pfaden verwendet werden können. Des Weiteren wurde auf Basis der bestehenden IGMPv3 und PIM-SM Module der PIM-SSM Standard [17] soweit implementiert, dass eine IEC 61850-90-5-konforme Übertragung von

Synchrophasors durchgeführt werden kann. Die Erweiterung ermöglicht auch in diesem Fall die Anwendung der DiffServ Mechanismen auf die Multicastpakete.

Im Ergebnis dieser Aktivitäten entstand eine leistungsfähige Simulations- und Emulationsumgebung, welche Studien auf Basis moderner QoS Implementierungen, auch im PIM-SSM Multicast Betrieb, ermöglicht. Damit konnten unterschiedliche Abbildungen von Anforderungen auf diverse Kommunikationsnetzkonfigurationen in Bezug auf die Erfüllung der Anforderungen und der Ressourceneffizienz bewertet werden.

3.2 Wechselwirkungsanalyse

Es wurden kritische energietechnische Applikationen mit QoS-relevanten Kommunikationsanforderungen identifiziert und untersucht, wie sich die Qualität des Kommunikationsnetzes auf die Qualität der Anwendung auswirkt. Hier wurden schwerpunktmäßig aktive Verteilnetze betrachtet. Dabei erwies sich die Suche nach realistischen Anwendungsfällen mit kritischen Kommunikationsanforderungen als schwieriger als erwartet.

Zwei Anwendungsfälle wurden rein simulativ untersucht: a) „Remote Tripping“ / „Inter-Tripping“, also eine Remote-Abschaltung von dezentralen Erzeugern über ein Kommunikationsnetzwerk, die angewendet werden kann, um eine Inselbildung in elektrischen Netzen zuverlässlich zu vermeiden; b) „Anlagenregler für PV- oder Windparks“, welcher auf die Spannung (z.B. $Q(U)$) am Verknüpfungspunkt, welcher einige km von den verteilten Generatoren selbst entfernt sein kann, regelt. In beiden Fällen erwies sich die Qualität des Kommunikationsnetzes als weitestgehend unkritisch in Bezug auf die Stabilität der Energieanwendung.

Ein dritter Anwendungsfall, eine Spannungs- und Blindleistungsregelung, die in Verteilnetzen mit einer hohen Penetration von verteilten Erzeugern eingesetzt werden kann, wurde zunächst simulativ untersucht und später im Rahmen der Validierungsphase im AIT SmartEST Lab unter Einbindung realer Hardware implementiert.

4. Validierung

Um die mittel- und langfristigen Ziele zum Anteil von erneuerbaren Energien erreichen zu können, wird Solarenergie als wichtige Energiequelle betrachtet. Um den Ausbau der Netzkapazitäten vermeiden oder zumindest verschieben zu können, müssen verteilte Energieerzeuger Hilfsdienste in Elektrizitätsversorgungssystemen bereitstellen. Eines der Hauptprobleme in ländlichen Gegenden ist der Spannungsanstieg, der durch die Einspeisung der Leistung von verteilten Erzeugern hervorgerufen wird. Von den beiden am häufigsten diskutierten Gegenmaßnahmen (Leistungsfaktor als Funktion der eingespeisten Leistung, d.h. $\cos \varphi(P)$ sowie Blindleistung als Funktion der Spannung, $Q(U)$), hat die $Q(U)$ -Regelung eine Rückkopplungsschleife, die potentiell zu Instabilitäten führen kann.

Auch wenn die grundlegende Idee lokaler Spannungsregelung ist, nicht auf schnelle Spannungsveränderungen (z.B. aufgrund einer plötzlich geänderten Lastsituation) zu reagieren sondern stattdessen den Spannungsanstieg ausgelöst durch die eigene PV-Leistungseinspeisung zu kompensieren, so muss die Stabilität eines großen Systems mit Hunderten von Erzeugern, welche die Spannung regeln, dennoch garantiert werden. Geht man von den Minimalanforderungen aus, die Regler gemäß aktueller Vorgaben erfüllen müssen, so muss eine ausreichende Stabilitätsreserve bzw. –dämpfung garantiert werden. Das Ziel dieses Testszenarios ist es zu studieren, wie unterschiedliche Kommunikationsparameter die Stabilität von Verteilnetzen mit einer hohen Penetration von verteilten Erzeugern beeinflussen.

Der Testaufbau zur Validierung wurde gemäß Abbildung 4 konfiguriert. Das Energiesystem – ein einfaches Netzmodell mit einem Transformator und einem am Ende verbundenen Inverter – wird anhand des Opal-RT Echtzeitsimulators simuliert. Dieser gibt die an K(1) gemessene Spannung U als analoges Spannungssignal aus. Dieses Signal wird durch eine selbstentwickelte Box verstärkt bevor es durch die GE N60 Phasor Measurement Unit (PMU) gemessen wird. Die PMU versendet die Messwerte als IEC 61850-90-5 Nachrichten über das anhand von OMNeT++ emulierte Kommunikationsnetz. Zenon empfängt die gemessenen Werte von der PMU, stellt sie dar, und sendet sie via Modbus an den Echtzeitsimulator, welcher die Q(U) Regelung ausführt. Der neue Sollwert für die Blindleistung wird von PV(1) angewandt.

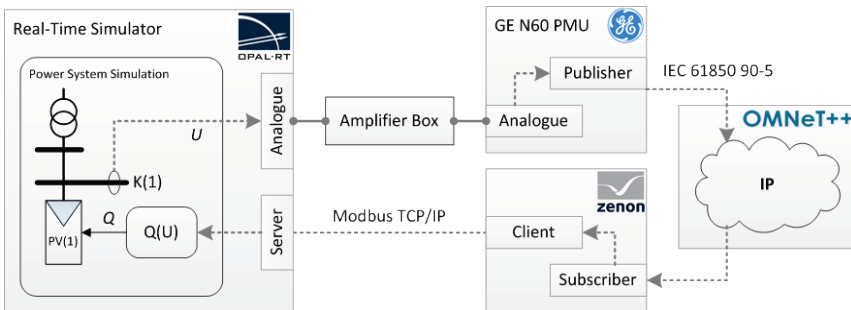


Abbildung 4: Schematischer Testaufbau

Abbildung 5 zeigt das Verhalten der Q(U) Regelung bei einer Testreihe mit einer Basisverzögerung von 300 ms in der Regelschleife. Ohne eine weitere zusätzliche Verzögerung (Kurve „no delay“) schwingt sich das System nach ein paar Sekunden ein. Bei einer zusätzlichen Verzögerung von 500 ms bzw. 1 s kann jedoch ein gänzlich anderes Verhalten beobachtet werden. Bei dieser Verzögerung oszilliert die Blindleistung und die Spannung kann nicht stabilisiert werden. Eine derartige Verzögerung ist also definitiv zu groß für den gegebenen Regler und das Regelungsziel. Eine weitere Erhöhung der Verzögerung führt zu einem unsta-

bilen Verhalten bei dem die Blindleistung zwischen dem Minimum und dem Maximum der Blindleistung des Inverters oszilliert.

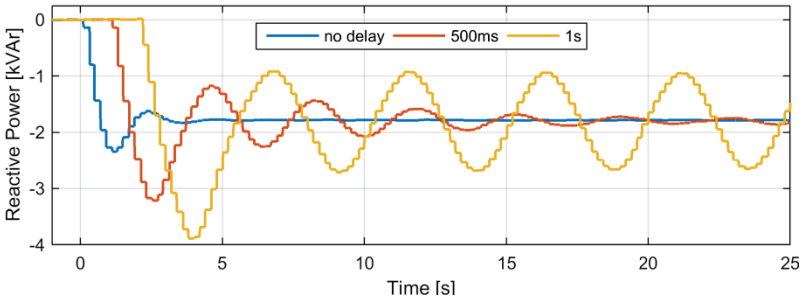


Abbildung 5: $Q(U)$ – Regelung basierend mit hoher zusätzlicher Verzögerung

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass zu lange Verzögerungen das System instabil machen können. Dies ist in etwa ab einer Gesamtverzögerung von 850 ms der Fall. Paketverluste haben hingegen einen sehr geringen Einfluss. Diese Ergebnisse bestätigen die Ergebnisse aus [18]. In einer weiteren Testreihe wurde gezeigt, dass durch die Abbildung des PMU Datenstroms auf eine passende Kommunikationsklasse das Problem einer zusätzlichen Verzögerung eliminiert und der Regler wieder stabilisiert werden kann.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Die IP Technologie ist bereits heute in vielen Bereichen moderner Energieanwendungen im Einsatz. Es ist davon auszugehen, dass ihre Verbreitung noch weiter zunimmt und dabei vermehrt für kritische Kommunikation zum Einsatz kommt. Auch die nicht-exklusive Nutzung von IP Netzen wird bspw. durch erhöhten Kostendruck zunehmen.

Im Mittel- und Niederspannungsnetz ist die Anzahl von Energieanwendungen mit kritischen Kommunikationsanforderungen heutzutage noch gering. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich dies in Zukunft ändern wird, bspw. durch Anwendungsfälle wie Demand Side Management / Demand Response oder gänzlich neue Use Cases/Services. Es wird voraussichtlich auch zu einer höheren Durchdringung erneuerbarer Energien und mehr dezentraler Erzeugung kommen.

Die im Rahmen von IPEN geschaffenen Werkzeuge, Ergebnisse und Lösungen unterstützen dabei sowohl in der Entwicklung und Analyse moderner Energieapplikationen, bei denen die Applikation stets im Verbund mit der Kommunikationsinfrastruktur evaluiert werden muss, also im praktischen Umstieg auf IP-basierte Kommunikation.

Die leistungsfähige Simulations- und Emulationsumgebung wird im Projekt VirtueGrid („Virtualisierung für resiliente und sichere Smart Grid-Kommunikationsnetze“, FFG Nr 858873) für

Analysen und Proof-of-Concept Studien zum Einsatz kommen und weiterentwickelt werden. Die Ansätze der formalisierten Modellierung und Abbildung von Kommunikationsanforderungen werden ins Projekt MESSE („Model-based Engineering and Validation Support for Cyber-Physical Energy Systems“, FFG Nr 861265) einfließen.

Danksagung

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGY MISSION AUSTRIA“ unter der FFG Nummer 838626 durchgeführt.

Referenzen

- [1] IEC 61850-90-5 Technical Report: Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118, 2012.
- [2] IEC 61850-5: Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models, 2013
- [3] IEC TR 61850-90-12: "Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-12: Wide area network engineering guidelines", 2015.
- [4] T. Strasser et al, "IPEN Deliverable D2: Requirements and Use Case Report", 2014
- [5] P. Myrda und K. Koeller, „NASPInet - The Internet for Synchrophasors,“ in Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS), 2010.
- [6] Y. Hu, M. Donnelly, T. Helmer, H. Tram, K. Martin, M. Govindarasu, R. Uluski und M. Cioni, „NASPInet Specification – An Important Step towards Its Implementation,“ in Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences, 2010.
- [7] S. Blake, D. Black, M. Carlson, E. Davies, Z. Wang, W. Weiss, "An Architecture for Differentiated Services", RFC 2475, December 1998
- [8] Rosen, E., Viswanathan, A., and R. Callon, "Multiprotocol Label Switching Architecture", RFC 3031, January 2001.
- [9] Le Faucheur, F., Wu, L., Davie, B., Davari, S., Vaananen, P., Krishnan, R., Cheval, P., and J. Heinanen, "Multi-Protocol Label Switching (MPLS) Support of Differentiated Services", RFC 3270, May 2002.
- [10] Le Faucheur, F., Ed., "Protocol Extensions for Support of DiffServ-aware MPLS Traffic Engineering", RFC 4124, June 2005.
- [11] R. Braden, D. Clark, S. Shenker, "Integrated Services in the Internet Architecture: an Overview", RFC 1633, June 1994
- [12] IEEE Std 802.1Q: "Bridges and Bridged Networks", 2014.
- [13] L. Andersson and R. Asati, RFC 5462: "Multiprotocol Label Switching (MPLS) Label Stack Entry: 'EXP' Field Renamed to 'Traffic Class' Field", 2009.
- [14] IEC 61850-6 International Standard: Communication networks and systems for power utility automation - Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs, 2009.
- [15] C. Brandauer and T. Fichtel: "MINER – A Measurement Infrastructure for Network Research," Proceedings of the 5th International Conference on Testbeds and Research Infrastructures for the Development of Networks and Communities, 2009.
- [16] Scussel, G. Panholzer, C. Brandauer, F. von Tüllenbug, "Improvements in OMNeT++/INET Real-Time Scheduler for Emulation Mode", In Proceedings of the 2nd OMNeT++ Community Summit, IBM Research - Zürich, Switzerland, September 3-4, 2015
- [17] S. Bhattacharyya, „An Overview of Source-Specific Multicast (SSM)“, July 2003.
- [18] F. Andren, B. Bletterie, S. Kadam, P. Kotsampopoulos, C. Bucher: "On the Stability of Local Voltage Control in Distribution Networks With a High Penetration of Inverter-Based Generation"; IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume 62, Issue 4 (2015), S. 2519 - 2529.

VirtueGrid - Virtualisierung für resiliente und sichere Smart Grid- Kommunikationsnetze

Zur Integration erneuerbarer Energien in das bestehende Stromnetz stellen Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) eine Schlüsseltechnologie dar. Neben den aktuellen Anwendungen Metering und Billing werden zukünftig auch Stromnetz-Monitoring, -Regelung, und dezentrales Energiemanagement eine große Rolle spielen. Unter den neuen Voraussetzungen (große Anzahl neuer Knoten, heterogene Systemelemente in unterschiedlich kritischen Bereichen) müssen die auch bisher geltenden Ziele Verfügbarkeit, Sicherheit, Resilienz und Effizienz der Kommunikationssysteme weiterhin erreicht werden. Eine reine Skalierung der heute für den Verteilernetzbetrieb eingesetzten IKT mit Ergänzung durch ein State-of-the-Art Sicherheitskonzept reicht dazu nicht aus. Die noch vorwiegend manuellen Verfahren für Maßnahmen wie Störungsmanagement, Konfiguration neuer vernetzter Komponenten oder Test neuer IT-Komponenten erweisen sich hier als höchst ineffizient.

Virtualisierungskonzepte aus dem IKT-Bereich, konkret Cloud- und Edge-Computing sowie dynamische virtuelle Local Area Networks oder Software-Defined Networking bieten potentielle Lösungen für praktische Kernfragen wie beispielsweise die Konfiguration neuer Protokoll-Stacks, Cross-Layer-Optimierungen zwischen Energie- und Kommunikationsnetzen, Integration von non-IP-Traffic, Legacy-Komponenten oder der zeitnahen Prüfung der Systemintegrität. Durch Virtualisierung liegen die Komponenten eines dezentralen Automations-systems scheinbar zentral beisammen und können an einer Stelle konfiguriert und betrieben werden. VirtueGrid untersucht, auf welche Weise und wie gut Virtualisierungstechnologien die wesentlichen zukünftigen Anwendungsfälle unterstützen können.

Im Kontext von drei Forschungsfragen werden neue Lösungskonzepte entwickelt:

1. Mit welchem Ansatz lässt sich der Konfigurationsaufwand bei der zuverlässigen und sicheren Integration zusätzlicher intelligenter Stromnetzkomponenten sowie Patch-Management mithilfe von Virtualisierung (scheinbar zentraler Konfiguration) minimieren?

2. Auf welche Weise lässt sich bei freier Verschiebung von Prozessen dezentraler Regelungssysteme im IKT-Fehlerfall bis hin zum IKT-Ausfall die Systemzuverlässigkeit erhöhen bzw. kann Graceful degradation auf Anwendungsebene realisiert werden?
3. Wie unterstützt Software-Defined Networking als ein Ansatz zur Netzwerk-Virtualisierung die Situationserkennung im IKT-Netz, d.h. die proaktive Erkennung von Überlast, Fehlern und Angriffen und wie kann eine schnelle Wiederherstellung der Telekommunikations-Konnektivität im Fehler- und Angriffsfall erfolgen?

Eine Evaluierung der entwickelten Konzepte findet dreistufig in Simulation, Labor und einer Feldumgebung im Bereich der Linz Strom, KELAG/KNG und IKB statt.

Projektpartner:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Siemens AG Österreich
Alcatel-Lucent Austria AG
Fachhochschule Salzburg GmbH
Salzburg Research Forschungsgesellschaft mbH
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft
KNG-Kärnten Netz GmbH
LINZ STROM GmbH

Leafs - Integration of Loads and Electric Storage Systems into advanced Flexibility Schemes for LV Networks

Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers werden signifikante Änderungen im zukünftigen Verhalten von Netzkunden erwartet. Die Auslegung und die Dimensionierung des Verteilnetzes werden heute auf Basis von statistischen Annahmen für Verbraucher und Erzeuger durchgeführt. Neue Technologien, vor allem kleine, dezentrale Heimspeicher und die Aggregation von flexiblen Verbrauchern durch die Betreiber von virtuellen Kraftwerken, haben zur Folge, dass die Lastprofile vermehrt nicht mehr rein statistisch gebildet werden können sondern sich marktorientierte Lastprofile, mit einer potentiell hohen Gleichzeitigkeit in einem Netzabschnitt, ergeben. Bei höherer Durchdringung kann es dabei vermehrt zu thermischer Überlastung und zu Spannungsproblemen im lokalen Verteilnetz kommen.

Leafs adressiert dies durch die Entwicklung von Technologien und Betriebsstrategien, die geforderte Netzverstärkungen in Folge der Integration von erneuerbaren Energieressourcen und vom Markt verursachter Dynamik minimieren. Die Ansätze im Projekt zur Aktivierung und zur Regelung von Flexibilität beinhalten sowohl die aktive Regelung von Heimspeichersystemen als auch flexiblen Lasten durch den Netzbetreiber (technische Lösung) und die Evaluierung von monetären Anreizen und Motivationen (organisatorische Lösung). Der Endkunde profitiert durch eine flexiblere Integration von verteilten Erzeugungsanlagen und langfristig minimierte Netzausbaukosten sowie einem höheren Eigendeckungsgrad wenn lokale Erzeugung. Um dieses Ziel zu erreichen werden im Projekt *Leafs* drei zentrale Aktivitäten kombiniert:

1. Abschätzung der Auswirkung - Simulationen mit repräsentativen Modell-Netzen, um die mögliche Auswirkung einer erhöhten Energiemarkt-getriebenen Nutzung von Speichern und Lastflexibilität in Verteilnetzen zu bestimmen werden durchgeführt. Umfassende Umfragen bei relevanten Nutzergruppen zur Erhebung der Bereitschaft zur Bereitstellung von Flexibilität.

2. Technologieentwicklung – Ansätze und Technologien zur Aktivierung von Flexibilität für aktive Netzstützung und die Bereitstellung von Marktdienstleistungen werden mit umfassenden Simulationen und Laboranalysen entwickelt und untersucht. Alle dazu relevanten Arten der Integration werden anhand von drei generischen Anwendungsfälle untersucht. Diese beinhalten
 - a. die direkte Steuerung von zentralen Komponenten (wie zentraler Speicher) die auch im Besitz des Verteilnetzbetreibers sein können (Anwendungsfall 1)
 - b. die direkte Steuerung von dezentralen Komponenten (z.B.: Heimspeichersysteme), die jedoch direkt vom Netzbetreiber gesteuert werden können (Anwendungsfall 2)
 - c. die indirekte Steuerung dezentraler Komponenten des Kunden durch ein Energiemanagementsystem, wie z.B.: Wärmepumpen, dezentrale Speicher (Anwendungsfall 3).

3. Feldvalidierung - Drei unterschiedliche Anwendungsfälle werden jeweils in einem eigenen Feldversuch untersucht und miteinander verglichen. Die drei unterschiedlichen Feldvalidierungen werden im Gemeindegebiet Eberstalzell (Netz Oberösterreich), Köstendorf (Salzburg Netz) und Heimschuh (Energienetze Steiermark) durchgeführt. In Eberstalzell wird ein zusätzlicher Versuch mit neuartigen, flexiblen Lasttarifen in Abhängigkeit der lokalen PV Erzeugung durchgeführt. In allen drei Netzen kann schon vorhandene Infrastruktur aus Vorgängerprojekten teilweise wiederverwendet werden, wodurch für das *Leafs*-Projekt Kosten und Engineering-Aufwand verringert werden können.

Für alle Lösungen werden rechtliche, wirtschaftliche und regulatorische Analysen durchgeführt, die in weiterer Folge in die simulationsbasierte Untersuchung der Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der Lösungen einfließen.

Auf Basis dieses dreistufigen Ansatzes beantwortet das Projekt die Frage nach der Auswirkung der marktgeführten Nutzung von Flexibilität auf das Verteilnetz, was eine essentielle Fragestellung für den Netzbetreiber darstellt. Ergänzend dazu wird die Frage beantwortet, ob eine Speicherförderung im Vergleich zur Lastaktivierung für systemdienliche Dienstleistungen (Markt, Netz) sinnvoll erscheint. Wichtige Erfahrungen für die effiziente Nutzung der Zukunftstechnologien Speicher und flexiblen Lasten für den effizienten Netzbetrieb können gesammelt werden. In dem Projekt können Technologien entwickelt werden, die eine spätere Kommerzialisierung ermöglichen, den Industriepartnern des Konsortiums einen internationalen Vorsprung verschaffen und die die Realisierung von innovativen Energiesystemen mit diesen Technologien ermöglichen.

Projektpartner

Austrian Institute of Technology GmbH (AIT)

Fronius International GmbH (FRO)

Siemens AG Österreich (SIE)

Salzburg Netz GmbH (SNG)

Netz Oberösterreich GmbH (NetzOÖ)

Energienetze Steiermark GmbH (ENS)

TU Wien - Energy Economics Group (EEG)

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität (EI-JKU)

Moosmoar Energies OG (MME)

Smart grid demonstrator for a household with active load management

Khalil Hamad, University of applied sciences Upper Austria, khalil.hamad@fh-wels.at

Andres Moreno, University of applied sciences Upper Austria, andres.moreno@fh-wels.at

Peter Zeller, University of applied sciences Upper Austria, peter.zeller@fh-wels.at

Abstract – The aim of this paper is to present a smart grid demonstrator that investigates the potential of active load management in households, and to run reliability tests of the applied hardware. The demonstrator includes standard components used for home automation with the communication needed between those components in a Hardware-in-the-loop simulation technique. This is done by developing software load control algorithms that reflect control potential with realistic load profiles of household appliances. The paper introduces a traffic light model approach for a very efficient communication of grid information and controlling domestic loads.

The results show that approximately 40% of peaks in the considered household are caused by controllable loads, which offers a good potential for load shifting. The corresponding components of the demonstrator (communication, control, and intelligent switches) can successfully shift peaks caused by controlled loads by 40 % to 95 % depending on the grid requirements.

1. Introduction

To follow the pace of economic growth, electricity consumption will continue to increase. This will lead to additional costs for electrical grids expansions. In addition to higher demands, increasing renewable energy sources share in electrical grids is becoming an important topic in the development of new grid infrastructures. Electrical grids were traditionally built to accommodate unidirectional power flow from large generators through transmission systems to final consumers. Nevertheless, the large-scale penetration of renewables at all grid levels raises difficult concerns to grid stability and creates power flow into both directions: from the generation to the consumer and vice versa. In addition, renewables cause poorly predictable generation depending on weather conditions, voltage fluctuations and stress on electrical grid protection devices. Currently, different approaches are used to address these issues such as adding new lines, on line tap changer and voltage regulation transformers. This

new equipment means additional costs. Other approaches include smart control techniques such as reactive power control and active load management. Active load management could be an important method to decrease the effects of fluctuating generation by balancing the grid from the load side and reducing load peaks. This would also help to relief stressed lines in the grid and decrease costs of grid reinforcement. Currently, commercial, public, and residential buildings consume about 27% of final electricity in Europe [1]. In Austria, residential and public buildings consumed 29% and 21% of final electricity in 2014 respectively. To analyze the potential of load shifting in households, the power consumption of household appliances is shown in (Figure 1). Household appliances can be categorized in this regard to controllable and non-controllable appliances. Controllable appliances such as electric vehicles, space heating/cooling equipment, and washing machines can actively participate in demand response and their consumption can be shifted from peak hours to low demand periods. Non-controllable appliances include lights, cooking appliances, televisions and other critical loads that have no demand response capabilities. The percentage of controlled loads is found to be approximately 50% of household's electricity consumption. This gives about 8 TWh of controllable energy, which represents 14% of the total energy consumed in one year in Austria. With the expected addition of more electric vehicles, this percentage will go higher. This represents a good potential for active load management in households.

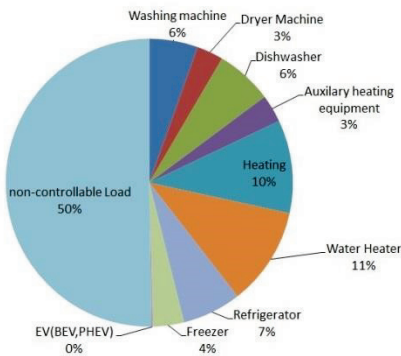


Figure 1. Controllable load power consumption in Austrian households 2012 based on statistics from [2].

Much recent research has been carried out in areas of active load management for households. In [3] a real-time home energy management system combined with forecasted price information is developed. A Physical test platform is built in a lab environment with the aim of shifting the energy consumption away from high price periods. In [4] an algorithm was developed to schedule washing appliances based on electricity cost, customer preferences, and technical constraints. In [5], an algorithm is implemented to minimize the customer payments on electric water heaters usage. A physical model of the heater is developed with a statistical

model of random water consumption combined with day ahead price forecasting. Authors in [6] also use an algorithm to reduce energy consumption costs and maintain customers comfort. In Austria, the project DG DemoNet – Smart LV Grid [7] uses a building energy agent with current day weather forecast optimization, to connect different loads according to a PV system generation [8].

The work mentioned above focused on scheduling appliances operation based on forecasted price information, with low focus on the realization of grid communication with the domestic appliances as well as on the application of existing home automation components. Also, there is a lack of full smart grid demonstrators where smart grid components may be tested under long-term aspects (lifetime tests). According to smart grid Austria technology roadmap [8], there is a lack of smart grid demonstrators at the academic level in Austria. Research on load control algorithms that integrate both grid information and customer preferences is becoming essential.

To achieve active load management, new smart components need to be added to all grid levels, especially to the distribution grid. Those components must establish a two-way communication path in the grid between electricity suppliers and consumers, i.e. smart grids.

An important aspect for the development of smart grids is smart metering. Recent projects tackled information and metering systems. The ISOLVES:PSSA-M project [9] showed that using smart meters with an integrated grid monitoring function significantly reduces expenses for extra sensors for low voltage grids [8]. The project AMIS [10] was able to develop and test around 10.000 electricity meters which are software-controlled. Currently, Austria has decided in favor of a national roll-out of smart metering by 2020. In Europe, around 200 million smart meters (ca. 72 % of EU customers) are expected to be deployed by 2020 [11].

Smart grids are facing serious challenges. The main challenge in Europe is to develop common smart grid standards. Regulatory frameworks also represent concerns as there is still uncertainty on cost/benefit sharing between different grid users. Hence, replicability of projects in different countries is still a barrier [12]. An important challenge also is the unwillingness of customers to participate in trials.

2. Approach

The main aim of this work is the development and implementation of a smart grid demonstrator. This demonstrator focuses on active load management in households. In this project, the concept of demand response is based mainly on a grid information model. This model is centered on a traffic light model for distribution grids which reflects the status of the network according to a specific color (green/yellow/red). Guideline conditions with the maximum and minimum active power limits are also included.

2.1 Traffic light model

Developed by the German Association of Energy and Water Industries (BDEW) [13], the traffic light model represents a smart approach to reduce the need for grid expansion.

The proposed traffic light model [8, 13] refers to the grid status during a specific period of time and in a specific network segment. It can be described using one of the following colors:

- Green- all energy processes can be implemented without restriction. Customers are allowed to consume and feed without any limit
- Yellow- there is a potential or actual network shortage in the defined network segment. Thus, customers should adapt their consumption or generation. Grid limits are taken into consideration and should be kept, but could be broken.
- Red- grid's stability has been compromised and therefore, the local intelligence must manage or control customer systems. In this status, grid limits are taken into consideration and must be kept by any means.

3. Demonstrator overview

The software models and hardware components of the demonstrator are considering the following essential components:

- A smart meter with two-way communication capabilities to allow the grid to communicate information via the traffic light model.
- A customer energy management system (CEMS) that performs the active load management functionality.
- Switching actuators with energy management and protection (SAEMP). Household loads are connected through these smart components that enable the CEMS to control the operation of controllable loads.

Hardware-in-the-loop technique (HIL) is considered to run an accelerated simulation with continuous hardware feedback implementing actual smart grid components (see Figure 2). The demonstrator includes two PCs that contain different software models, an RF gateway, an enclosure with intelligent switches, and electronic loads.

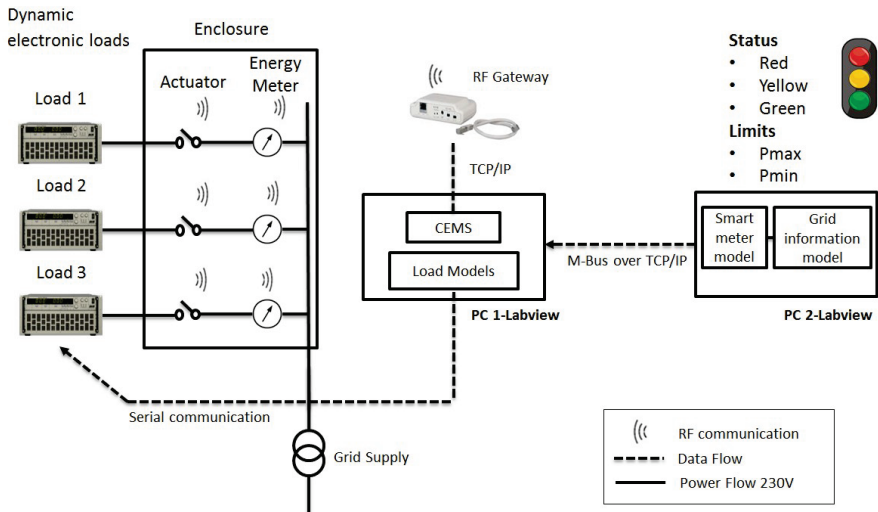


Figure 2. Smart grid demonstrator overview.

3.1 Load models and CEMS software models (PC1).

One PC is applied to run the software models for both the load profiles and the CEMS.

3.1.1 Load models

In order to reflect a realistic load profile for a household, mathematical models and user behavior statistics were used to develop software models that represent the following load and generation components:

- Controllable loads/generation
 - Heat Pump.
 - Dishwasher, tumble dryer and washing machine.
 - Electric vehicle.
 - 3 kWp PV generation without local storage.
- Non-controllable loads.

3.1.2 CEMS control algorithm model

With the purpose of performing load management, a control algorithm was developed. As the grid operator cannot control specific loads in each household, the control algorithm is located in the local CEMS. The control algorithm is realized by considering the problem as an optimization problem with the grid information and customer preferences as inputs. The outputs of the algorithm are on/off signals for the controllable loads and the local PV generation. The aim of the algorithm will be either maximizing or minimizing the power consumption to fit within the grid limits when needed. The optimization problem is defined as an integer linear programming problem (ILP) as the power consumption is a linear function. The choice variables take only one value if chosen (integer variables) i.e. each load has only one value of power consumption if chosen. The CEMS fetches the grid and customer inputs and makes a decision for controlled loads operation for the next 15 minutes; hence no long-term forecast is included. The objectives of the control algorithm change depending on the grid status. Those objectives are shown in (Table 1).

Table 1. Control algorithm objectives based on grid traffic light model

Grid Level	Control Algorithm objective
Green	Maximize local PV utilization.
Yellow	Following first customer preferences then grid limits.
Red	Following first grid limits then customer preferences.

3.2 Smart meter and grid information models (PC2).

The grid information model is the most important input for the realization of the smart grid demonstrator. These parameters modify the behavior of the system with the purpose of grid stability. This information is composed of two main inputs: grid status level which is represented by the three states of the traffic light model (green, yellow and red) and grid limits which are the maximum and minimum active power limits. In order to determine the grid status level for simulation purposes, random statuses and maximum and minimum active power limits are generated to proof the concept of the demonstration. The generation of the grid status and limits are not covered in the scope of this paper.

The grid information model is communicated to the CEMS is through the smart meter. Here, the CEMS acts as a master and the smart meter as a slave in an M-Bus topology. The M-Bus protocol is a European standard for the networking and remote reading of utility meters. It opens an opportunity for communication inside the customer premises between the smart meter and other devices. The smart meter should have a direct communication with the sec-

ondary substation to send the grid information. Nevertheless, this communication path is not considered in this project.

3.3 SAEMP enclosure

The SAEMP is a switch with enhanced functionalities like remote switching and remote measurement of voltage, current, and power without additional control wires. This device also provides protection from damage caused by overcurrent, overload or short circuit.

3.4 RF-gateway

The radio frequency gateway has two functions, one is communicating the load measurements to the CEMS and the second is sending the on/off signals to the loads. The gateway operates at 868 MHz frequency.

3.5 Dynamic loads

3 loads are physically simulated with the electronic loads to provide realistic readings of load behavior. The remaining loads are simulated with software models in PC1. The load profile models communicate the value of the power consumption to the electronic loads via serial communication.

4. Results

The long term hardware in the loop (HIL) simulation is made for ten representative weeks; two summer, two winter, three fall, and three spring weeks. The results of the HIL simulation are presented in two sections, long-term statistics about the number of peaks in the considered household. The second section shows detailed results of the behaviour of the system in short term periods of one day.

4.1 Long-term results

The long-term simulation results are presented for three different simulations in interval. Each interval represents 15 minutes of actual time (about 32 seconds simulation time). The simulations are made for the ten representative weeks and each contains 6720 intervals. In (Table 2), the percentage of load peaks caused by controlled loads and the net energy consumed is shown. It is found approximately 40% of peaks in the consumption are caused by controllable loads, which gives a good potential for load shifting. The three simulations have different results due to the randomness scheduling of the controllable loads used.

Table 2. Peaks caused by controllable loads and net consumption for 10 simulation weeks

Simulation	Controllable load peaks (%)	Net energy consumed for 10 weeks (kWh)
Simulation 1	41%	1630
Simulation 2	37%	1650
Simulation 3	35%	1780

In (Table 3), the limits violations in yellow and red grid levels are presented in detail. The resulted data shows the total number of peaks occurring in 15 minutes intervals. In addition, the presented data differentiates between peaks caused by base loads (critical loads with cannot be controlled) and peaks caused by controlled loads (which can be shifted). In the yellow grid level, 40 % to 70 % of the controlled loads are successfully shifted to periods of lower consumption. In the red grid level, more than 90% of controlled loads are successfully shifted to periods of lower consumption.

Table 3. Number of peaks caused by loads for 10 weeks (in 15 minutes intervals).

Grid Level	Simulation 1		Simulation 2		Simulation 3	
	Yellow Out of 3146 intervals	Red Out of 1480 intervals	Yellow Out of 3414 intervals	Red Out of 1685 intervals	Yellow Out of 3146 intervals	Red Out of 3146 intervals
Total peaks	229	124	250	183	273	126
Base load peaks	121	37	112	80	125	53
Controllable load peaks	108	71	138	103	148	73
Shifted controllable load peaks	72 (66%)	64 (90%)	62 (45%)	98 (95%)	73 (49%)	61(83%)

In (Figure 3) simulation results for one week in spring are shown. The colors in the background represent the grid level based on the traffic light model. The dotted lines show the power consumption without using load shifting measures, while the straight lines show the power consumption with the use of the load control algorithm. The maximum and minimum power limits are also indicated with the blue lines. The red circles indicate the successfully shifted peaks by the algorithm. The load profile appears to be changing rapidly as this simulation is taking load readings in only 15 minutes intervals.

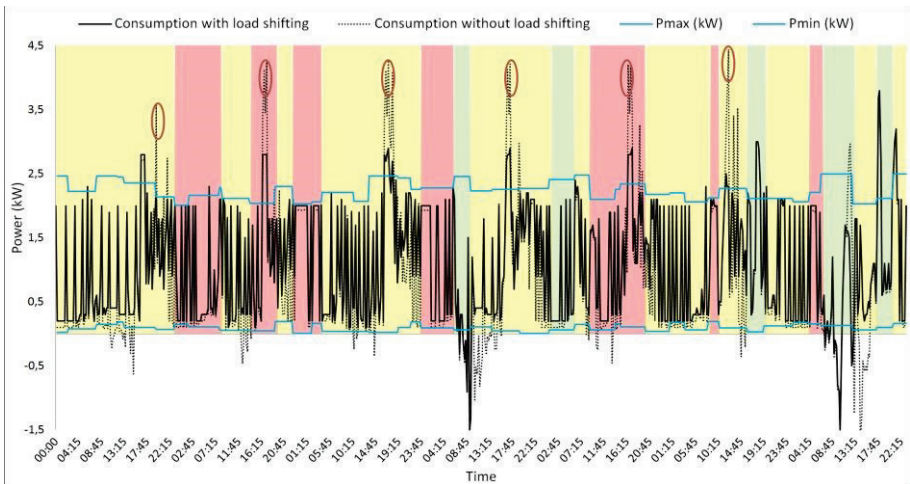


Figure 3. Load Profile comparison for a spring week, colors in the background represent the grid level based on the traffic light model.

4.2 Short-term results

In this case study, results for a Friday in summer are shown. In this day, three loads operated: an electric vehicle, a washing machine, and a dishwasher. Each load has a specific task time and commitment window in which the user prefers the task to be finished. The electric vehicle was plugged to the charging station at 14:45 and it needed 3.75 hours to be fully charged. The dishwasher and washing machine were plugged in at 19:15 and 22:00 respectively with different task times. Both appliances were operated immediately after being plugged, although the grid level was red in the case of the washing machine. This is due to the fact the overall load at that time was low and limits would not be violated.

The results of this case are presented in (Figure 4-Figure 7), colors in the background represent the grid level based on the traffic light model. In (Figure 4), the consumption with load shifting and the base load (dotted line) profiles are shown in kW with the grid power limits. The base load represents the consumption of the non-controllable loads, while the consump-

tion with load shifting shows the overall consumption of the household including the base load, the PV generation, and all controllable loads. The positive values in the load profile indicate flows from the grid and negative indicate flows back to the grid.

(Figure 5) shows how the electric vehicle charging is shifted away from periods where the base load is high to avoid breaking the upper power limit (point 1 in (Figure 4)). In (Figure 5-Figure 7) the 3 controllable loads consumption is shown in kW. The black area shows the power consumption and the times the load actually operated, while the gray area indicates the commitment window; the period in which in which the user prefers the task to be finished. For the electric vehicle, the commitment period corresponds to the time the vehicle is parked in the house, for the other appliances the window is set by the customer.

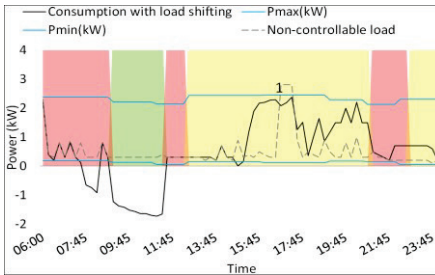


Figure 4. Load profile³

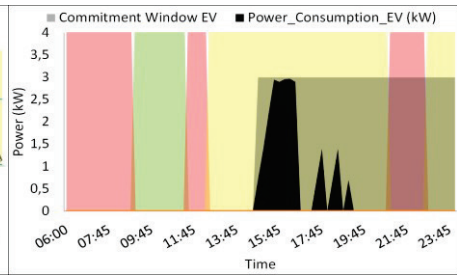


Figure 5. Electric vehicle profile.

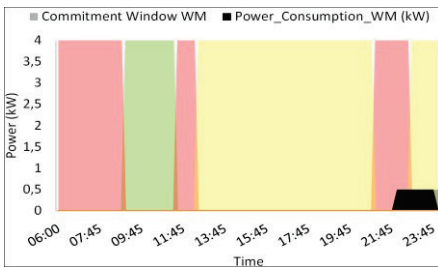


Figure 6. Washing machine profile

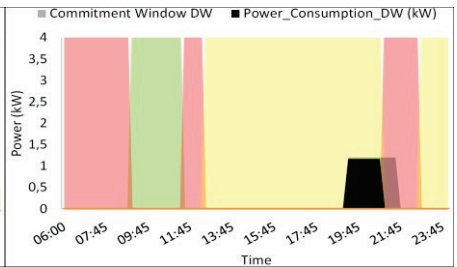


Figure 7. Dishwasher profile

³ Colors in the background represent the grid level based on the traffic light model

5. Conclusions

The controllable loads presented in this work were found to be responsible for about 40% of peaks in the considered household and offered a good shift potential to fit the PV profile, while following the requirements of the grid and customer preferences. With the HIL accelerated simulation, a whole year can be simulated in two weeks. Due to hardware constraints (switching times, settling times, etc.) the simulation could not be accelerated further. The traffic light model presented is an effective approach to communicate the requirements of the grid. The model fully covers the needs of grid operators, while being simple and of low implementation effort to be handled by smart controllers for small grid sections such as households, offices, and other small enterprises.

6. Acknowledgement

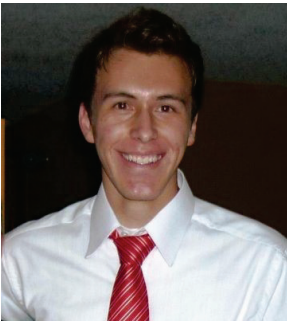
This work was developed as part of field validation tests for the project iniGrid – Integration of Innovative Distributed Sensors and Actuators in Smart Grids (845018), which was commissioned as Flagship project by the Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG) as part of the e!MISSION.at 4th.

6.1 Bibliography

- [1] European Commission, "ELECTRA' For a competitive and sustainable electrical engineering industry in the European Union," Brussels, 2009.
- [2] Statistics Austria, "Average electricity consumption of households 2012 by categories of consumption," 2013.
- [3] Suyang Zhou, Zhi Wu , Jianing Li & Xiao-ping Zhang, "Real-time Energy Control Approach for Smart Home Energy Management System," *Electric Power Components and Systems*, pp. 42:3-4, 315-326 DOI: 10.1080/15325008.2013.862322, 2014.
- [4] Sou, K.C., Weimer, J., Sandberg, H., Johansson, K.H, "Scheduling smart home appliances," *IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference*, pp. 5144-5149, 2011.
- [5] Pengwei Du, Member, IEEE, and Ning Lu, Senior Member, IEEE, "Appliance Commitment for HouseholdLoad Scheduling," *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 2, no. 2, pp. 411 - 419, 2011.
- [6] Anvari-Moghaddam, A., Monsef, H., Rahimi-Kian,, "Cost-effective and comfortable residential energy management under different pricing schemes and weather conditions," *Energy build*, pp. 86 782-793, 2014.
- [7] AIT Austrian Institute of Technology, "DG DemoNet – Smart LV Grid –Control concepts for active low voltage network operation with a high share of distributed energy resources," Köstendorf,, 2012.
- [8] Smart Grid Austria, "Smart Grids Austria Technology Roadmap," Media proprietor: Technology Platform Smart Grids Austria, Vienna, 2015.
- [9] Austrian Institute of Technology AIT, "ISOLVES project – PSSA-M Innovative Solutions to Potimise Low Voltage Electricity Systems," 2012.
- [10] Energie AG Oberösterreich, "AMIS – developing an automatic metering and information system in the energy grid," Upper Austria, 2009.
- [11] Catalin Felix Covrig, Mircea Ardelean, Julija Vasiljevska, Anna Mengolini, Gianluca Fulli (DG JRC), Eleftherios Amoimalis (External),, "Smart Grid Projects Outlook 2014," European Commission, Joint Research Centre, Netherlands, 2014.
- [12] European Commission, "Smart Grids: from innovation to deployment," Brussels, 2011.
- [13] German Association of Energy and Water Industries BDEW, "Smart Grid Traffic Light Concept, Design of the amber phase," Berlin, 2015.



Khalil Hamad, MSc. Since 2015, he is working as an academic researcher in university of applied sciences upper Austria where he finished a Masters' degree in sustainable energy systems. His current project is *iniGrid*, developing field tests design and cases studies for the project. He did his bachelor's degree in electrical and electronics engineering in the University of Khartoum in Sudan where he started his career as an electrical engineer in Ericsson AB-Sudan.



Andres Moreno, MSc. Studied Mechatronics engineering at Universidad Militar Nueva Granada and Sustainable Energy Systems at University of Applied Sciences Upper Austria. He started his professional career in an oil & gas company in Colombia. Since 2015, he is working as a researcher in the University of Applied Sciences Upper Austria in the developing and implementation of field tests for the project *iniGrid*.



Dr. Peter Zeller, graduated at the Technical University Vienna from the Electrical Energy Engineering program. He did his PhD at the Institute for High Voltage Engineering and Switching Technology. After that he joined ABB Switzerland as the head of the development department for surge arrester products and surge arrester applications. 2002 he joined the University of Applied Sciences Upper Austria, where he is now the responsible for the international study program Electrical Energy Engineering. In his function he was and is responsible for the high current and high voltage laboratories and a number of electrical energy engineering research projects.

*Low-voltage grid automation -
Lessons learned during field tests
Großschönau, Austria
Impulses from project iniGrid*

Wolfgang Hauer, Eaton Industries Austria, wolfganghauer@eaton.com

Stefan Kollmann, Vienna University of Technology, stefan.kollmann@tuwien.ac.at

Stefan Christian Wilker, Vienna University of Technology, stefan.wilker@tuwien.ac.at

Abstract –Automation of energy distribution in low-voltage distribution grids is still in its infancy. Sophisticated software and hardware components are, therefore, required in order to promote the automation concepts, such as self-diagnostic and optimization routines, early warning systems, and smart consumption (demand side management). This paper presents a customer energy management system (CEMS) to optimize operation of a building by utilizing newly developed SmartBreakers. Within the scope of a field test, potential for considerable energy saving induced by the usage of the CEMS is shown.

1. Introduction

As a consequence of massive integration of renewables [1], active capacity management of distribution grids has become necessary to tackle the associated issues. These include, for example, unpredictable energy fluctuation, voltage instability in rural grids, and overloading the transmission capacity of feeder lines in order to avoid high investments in grid reinforcements. Management of power line usage in bottleneck situations, as well as fault detection and fast service restoration, are possible only by monitoring the current state of neuralgic nodes in the distribution grid and by controlling associated loads, generators and energy storages. This requires not only a significant upgrade of the ICT infrastructure but also new grid components with monitoring and control functionality.

A broadly assembled consortium of nine project partners collaborate in the Austrian flagship project “*Integration of Innovative Distributed Sensors and Actuators in Smart Grids*” - *iniGrid*. The partners include four industrial partners: Eaton Industries, Infineon, Zelisko and Sprecher Automation, three academic partners: Austrian Institute Of Technology, Vienna University of Technology, and University of Applied Sciences Upper Austria, one grid operator: Linz Strom, and MOOSMOAR Energies for economical consideration. The aim of this project is to develop and validate innovative sensor and actuator components for smart distribution grids. One key innovative approach in the scope of *iniGrid* is the integration of the power management and grid protection functions within one device called *SmartBreaker* [2]. In combination with a Customer Energy Management System (CEMS), the feasibility and future economic benefits of the comprehensive solution are demonstrated. To accomplish this, a field test has been conducted.

2. SmartBreaker Concept

The working principle of the SmartBreaker is based on hybrid switching technology. This means that each pole of the breaker is designed as “hybrid switch” which comprise an electromechanical bypass relay and a semiconductor switch (IGBT) in parallel. A serial separation relay provides the required galvanic separation between the line and load sides, as shown in the left-hand side of Figure 1.

Similar to a conventional low-voltage circuit breaker, the SmartBreaker primarily serves to protect electrical power systems by detecting abnormal conditions, such as overloads, short circuit currents, residual currents, and over-voltages and, consequently, interrupts the circuit automatically and safely if any of these conditions are met. Due to its novel design, the SmartBreaker can additionally act similar to a contactor switch, allowing very high switching cycles at nominal current that are needed for everyday power switching in power management applications. Furthermore, the SmartBreaker provides a remote control functionality in order to switch a circuit on and off remotely. The device also includes smart meter functionalities,

such as power/energy monitoring and load profiling. These offered features perfectly meet the customers' requirements for an anticipated smart grid scenario.

Figure 1 illustrates a 3D model of the current SmartBreaker design. It shows a 2-pole circuit breaker with a nominal current of 45 A and a short circuit current interruption capacity of 10 kA. It also features a wireless communication to a remote terminal unit (RTU) which serves as a link to a higher-level system. In the current project the RTU is a part of the CEMS.

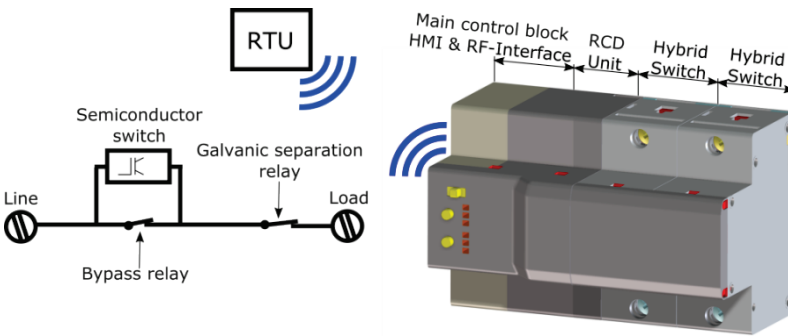


Figure 1: Basic principle and 3D model of the SmartBreaker (HMI... human-machine interface; RCD Unit...residual current device).

3. Customer Energy Management System (CEMS)

The CEMS provides a goal oriented local intelligence that aims to utilize the available hardware towards local consumption optimization. This section will give a short overview of its physical- and software-components.

3.1 Physical Components

The CEMS has been implemented using a Raspberry Pi 3, a relatively cheap but stable off-the-shelf platform that allows for a quick and simple setup. Since the CEMS's communication runs entirely via Ethernet, either via secure tunnels to the remote site in Vienna or via the ECI to the local devices in Großschönau, see Figure 4 for an overview. The Pi already provides all the communication interfaces required for the field test. A small touch screen was connected directly to the Raspberry Pi, to provide feedback and configuration capabilities to the user via a simple web interface (see Figure 3).

3.2 Software Components

As mentioned earlier, the control software aims to optimize local consumption towards a user-defined goal, reducing the local energy consumption. Follow up implementations could extend the solution by integrating local production from photovoltaic systems or reducing the energy cost further by combining price forecasts with battery systems. Driven by three use cases presented in section 4, a separate control strategy for each case was developed, optimizing the possible impact in each situation while simplifying the implementation process. The separate control strategies are bound together by a simple meta-controller that acts as interface to the shared communication layer. For the communication layer, we re-used an existing implementation based on the freely available OpenMUC framework [3]. Detailed description of the communication layer would go beyond the scope of this work but for more information on its implementation details see [4].

Figure 3 illustrates the three control algorithms as activity diagrams. Algorithm A covers the requirements of use case 3 and provides a simple reactive closed control loop based on binary sensor activity. The user can configure the algorithm to use an arbitrary amount of (binary) input sensors and a single SmartBreaker. The algorithm will allow power flow over the breaker as long as any of the sensors is active and the user can additionally configure an optional follow up time, that will allow power flow over the breaker for a certain time after the last sensor was switched to inactive.

Algorithm B extends Algorithm A by wrapping the control into an open control loop that allows the configuration of an operation period for the reactive control. This algorithm is used to cover the requirements of use case 2.

Algorithm C is specifically designed for controlling the ventilation system, as requested by use case 1 and is based on algorithm B. It extends the reactive functionalities of Algorithm A and the operation period of Algorithm B with reactive control to an air quality sensor and timeout control. The timeout control refers to the systems functionality to enable the ventilation if it was not active for a configurable amount of time, even if no violation of the air quality was detected. This provides a proactive step towards good air quality that attempts to avoid the problems caused by the expected delay between the change in air quality caused by a sudden increase in visitors, the detection of the change and the time it takes for the ventilation system to actually impact the air quality in a large room. The binary sensors connected to this controller can be triggered by the user via physical switch to manually engage the ventilation system, should the air quality and timeout based controls not suffice to keep the air quality comfortable.

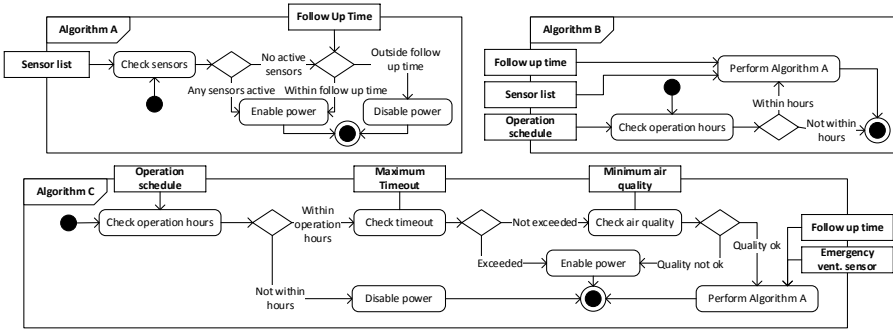


Figure 2: Activity diagrams for the three control algorithms

To give the user access to the current system states and the ability to activate or deactivate the automated controls individually, a custom tailored, simple web interface for the CEMS, displayed on the touch screen, was implemented. Figure 3 shows a screenshot of this interface. Components a user can interact with, has been marked by blue arrows. The only direct interaction available on this interface are for enabling disabling the automated control algorithms. Please note that controller 3, labelled “Light Zone 5” was intended for a fourth use case that is not implemented yet.

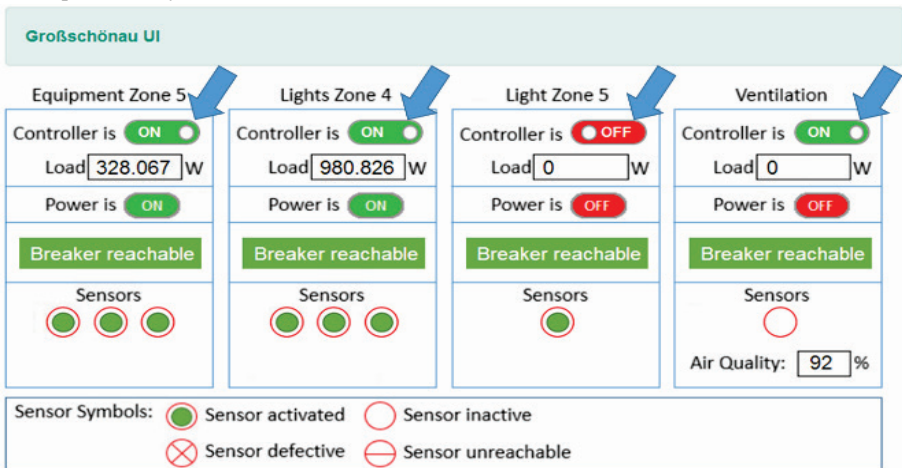


Figure 3: CEMS user interface (interactive components marked by blue arrows).

For the parameterization of the controllers, the system also offers an administrative mode that gives direct access to the values administered by the OpenMUC framework, including all configurable parameters, directly via the web interface.

4. Field test

As part of the iniGrid project, a CEMS for an energy customer domain has been set up in the course of a field test. The field test is conducted over a period of three months and is still on going at Sonnenwelt museum in Großschönau, Lower Austria [5] where visitors are taken on a journey through time covering the complete history of energy production, harvesting and, storage. The aim of the field test is, on the one hand, to gain practical experience with the implementation of the CEMS and especially the integration of the SmartBreaker into an existing IT network and power grid infrastructure, and on the other hand, to demonstrate the functionality of the CEMS and to highlight the possible energy savings potentials.

4.1 Setup

Figure 4 shows a schematic overview of the components used during the field test. It can be seen that a Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system located in Vienna interacts with the CEMS located in Großschönau. The Ethernet communication takes place via a certificate based secure VPN tunnels as specified by VHPready Alliance [6]. The CEMS is utilizing the local available sensors and actuators i.e., the SmartBreakers, motion detectors, and an air quality sensor meter via an Ethernet communication interface (ECI). The ECI represents the link between Ethernet and a proprietary 868 MHz wireless network protocol based on the IEEE 802.15.4 standard [7]. The wireless communication within the field test site is marked with blue dotted lines in figure 4. The CEMS, guided by a local intelligence, connects and disconnects local loads i.e., the ventilation, multimedia system, and lighting via the installed SmartBreakers as described in section 3. The field test covered three use cases in total, which are aiming to exemplify different aspects of a possible automated control system.

Use case 1 covers the ventilation system and combines reaction to analog input sensor values, with various time constraints and a manual interaction option for the user. Use case 2 covers the demand driven activation of a multimedia system during an operation period. Use case 3 has the lowest control complexity and turns a number of lights on and off, depending on activity monitored by a set of motion sensors.

Use Case 1 requires the CEMS to integrate with the ventilation system available at the testing site. The user requires the ventilation system to keep the air quality in the exhibition halls to a comfortable level. The existing solution activates the ventilation system in fixed intervals and offers the possibility to trigger additional ventilation periods via a command interface. Our solution was required to still provide this base functionality consisting of periodic and manual-

ly triggered ventilation, but extend it by reacting to output from an air quality sensor mounted in the exhibition hall. Due to this reactive functionality, the delay between the regular ventilation cycles can be extended, in order to save power during longer periods of inactivity in the exhibition hall.

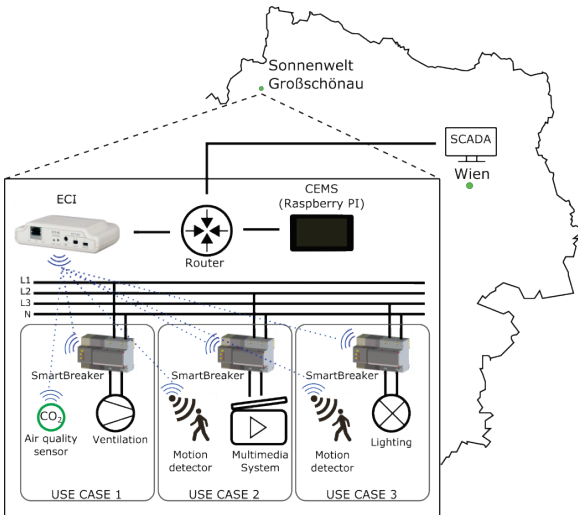


Figure 4: Schematics depicting the field test.

Use Case 2 connects the existing PCs and monitors in one area of the exhibition halls, to the existing motion sensor system installed in the same area. In the original setup, output of the movement sensors activated only the lights in the respective area. Use case 2, requires our system to interact with the existing movement sensors, by listening on the existing signal line used to enable or disable the lights in this area. We used binary sensors that inform the CEMS whenever the control line goes to an active (high) state. In these cases, and only within the operation hours of the exhibition, the CEMS should start a set of computers, showing the various multimedia presentations. Time issues when starting the involved hardware, required the integration of motion sensors from surrounding areas, in order to ensure that visitors immediately had access to the multimedia content upon entering this part of the exhibition.

Use Case 3 requires the CEMS to turn the light whenever anybody enters the exhibition hall. In contrast to the previous use cases, this use case is not bound by the exhibitions operation hours but needs to react during any time of the day. For this use case, we did not interface with the existing sensor equipment available on site, but instead used additional motion sensor that are directly accessible via the ECI.

4.2 Implementation

The practical implementation of the field test setup is shown in Figure 5. The left-hand side image illustrates the enclosure cabinet which contains four SmartBreaker (1) (three in use, one is a reserve), the ECI (2), a router (3), and a Raspberry Pi 3 (4). The CEMS is implemented on the Raspberry. The right-hand side, on the other hand, symbolizes an exhibition hall at the museum where four motion detectors (5) and an air quality sensor (6) are installed at suitable positions. Since the exhibition hall is physically separated from the enclosure, a RF router (not shown in the figure) is used in order to provide a sufficiently high RF signal strength.

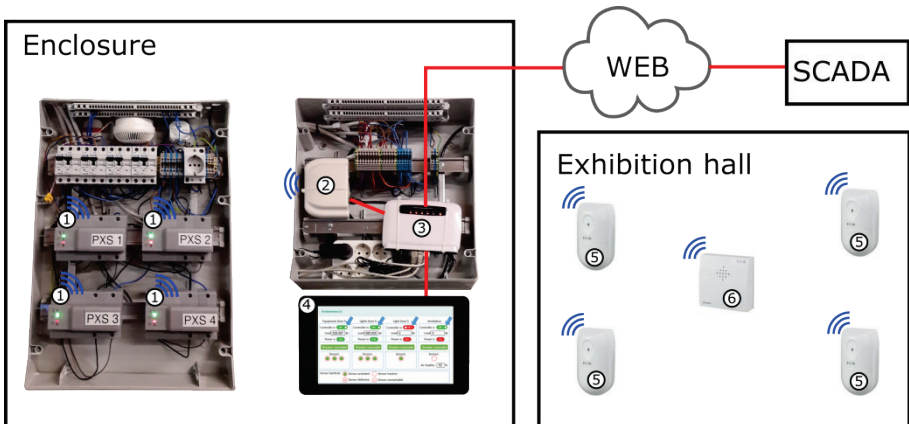


Figure 5: Practical implementation of the iniGrid setup: 1...SmartBreaker, 2...Ethernet Communication Interface (ECI), 3...router, 4...Raspberry Pi (CEMS), 5...motion detector, 6...air quality sensor, ((...radio link, —...tethered Ethernet connection

Results

For the evaluation of the efficiency of the CEMS, the total energy consumption with and without the CEMS control are compared, as shown in Figure 6. The evaluation period is set to 31 days. The baseline (the left-hand side pair of columns) represents the total energy consumption (in kWh) when the CEMS does not control the ventilation (blue column) and the multi-median system (red column), respectively. The right-hand side pair of columns represents the power consumption when the CEMS is controlling the ventilation and multi-median system.

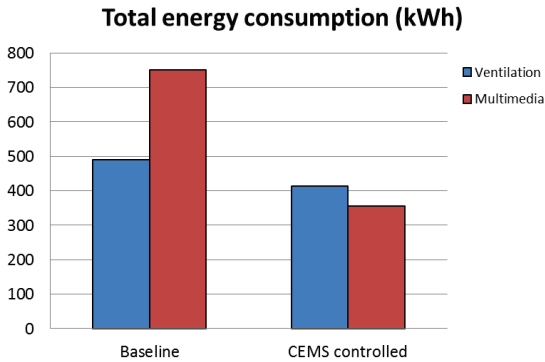


Figure 6: Comparison of total power consumptions with (right) and without (left) CEMS control.

A reduction by over 50 % of the multi-media energy consumption and, therefore cost can be observed. The energy consumption of the ventilation has been reduced by 15 % due to the usage of the CEMS. The contribution of the CEMS hardware (including the three Smart-Breakers, ECI, Raspberry PI, and all sensors) accounts for only 0,3 % of the total power consumption. With this setup, the projected total cost savings per year amount to approximately €650. Assuming investment cost for this setup, including hardware, software and labor of about €4000, a payback period of 6,1 years can be expected.

5. Conclusion

Within the research project iniGrid the feasibility and efficacy of a CEMS controlled building optimization system utilizing SmartBreakers is proven in field trials in real life scenarios. The field test additionally revealed high potential for energy consumption savings in buildings. Savings up to 50 % in energy consumption have been achieved.

6. Acknowledgement

This paper is based on findings from the project Integration of Innovative Distributed Sensors and Actuators in Smart Grids Project- iniGrid, commissioned as flagship project by Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG) as part of e!Mission.at, 4th call for proposals.

Referenzen

- [1] M. Reking, F. Thies, G. Masson, and S. Orlandi: Global Market Outlook for Solar Power 2017-2021, Available: www.solarpowereurope.org (07.09.2017)
- [2] W. Hauer, M. Bartonek: A Novel Low Voltage Grid Protection Component for Future Smart Grids, Proceedings of International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2016), 2016
- [3] <https://www.openmuc.org/openmuc> (14.09.2017)
- [4] S. Kollmann, S. Wilker, M. Meisel, A. Wendt, L. Fotiadis, T. Sauter: Local intelligence for a customer energy management system equipped with smart breakers. In Factory Communication Systems (WFCS), 2017 IEEE 13th International Workshop on (pp. 1-4), 2017.
- [5] <http://www.sonnenwelt.at> (07.09.2017)
- [6] <https://www.vhpready.com> (07.09.2017)
- [7] IEEE802.15.4-2003, 2003, Wireless Medium Access Control (MAC) and Physical Layer (PHY) Specifications for Low-Rate Wireless Personal Area Networks (WPANs).



Dr. Wolfgang Hauer received his Dr. techn. degree in Physics from the Vienna University of Technology, Austria in 2012. From 2005 to 2012, he was employed by the University of Applied Sciences Upper Austria as a research associate where he worked in the field of arcing phenomena and arc diagnostics. He is currently working as a senior engineer in “Patents, Concept & Ideation” group at Eaton Industries GmbH, Vienna, Austria. His research projects include arcing phenomena, arc fault protection and diagnostics of switching arcs, and next generation product development in power distribution and control



Stefan Kollmann is currently studying media informatics and visual computing at the TU Wien. In addition, he works as a project member in different research projects at the Institute of Computer Technology (ICT), also at the TU Wien. His research focus is on fundamentals and applications of cognitive artificial general intelligence (AGI) systems, especially evolving around the research project SiMA.



Stefan Wilker graduated 2013 from the Paris Lodron University of Salzburg, Department of Computer Science with a degree in Applied Computer Science. Currently he is studying the master degree program of Media Computer Science at the TU Wien. From October 2014 he worked on applications of cognitive artificial general intelligence (AGI) systems as a project employee besides his studies. With the gained knowledge of agent systems and interactive visualizations, Stefan switched to the ICT Energy&IT Group in February 2016 to work on the iniGrid project to deploy user-friendly interfaces in the field of smart grid applications.

Wann kommt die Niederspannungsnetz- automatisierung?

Beitrag: Smart Urban Grid Seestadt Aspern

Alfred Einfalt, Siemens AG Österreich, alfred.einfalt@siemens.com

Tobias Gawron-Deutsch, Siemens AG Österreich, tobias.gawron-deutsch@siemens.com

Andreas Schuster, Aspern Smart City Research, andreas.schuster@ascr.at

Roland Zoll, Wiener Netze GmbH, roland.zoll@wienernetze.at

Abstract – Durch die zukünftigen Herausforderungen hinsichtlich der Energiewende und den damit verbundenen Smart Grid Lösungen, sind komplexe Themen wie Nieder- und Mittelspannungsnetzautomatisierungen, sowie Digitalisierung ein allgegenwertiges Thema der Netzbetreiber. Einerseits muss man sich der Komplexität und dem damit verbundenen Aufwand stellen, andererseits bieten z.B. Webtechnologien bzw. die Innovationsgeschwindigkeit in diesem Bereich, ausreichend Lösungsspielraum, um die Themen rund um Smart Grids auch Wirklichkeit werden zu lassen.

1. Überblick und Motivation

1.1 Smart Urban Grid Testbed in Seestadt Aspern

In einem großen Stadterweiterungsgebiet im Nordosten Wiens wird im Rahmen der Forschungsgesellschaft Aspern Smart City Research (ASCR), einem Joint Ventures zwischen der Stadt Wien, den Versorgungsunternehmen Wien Energie und Wiener Netze und Siemens AG Österreich, an energieeffizienten Lösungen für die Städte der Zukunft geforscht.

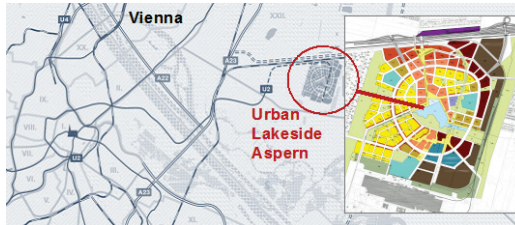


Abbildung 1: Lage der Seestadt Aspern und schematisches Erweiterungskonzept

In diesem Smart City Projekt wird unter anderem ein Smart Grid Testbed umgesetzt.

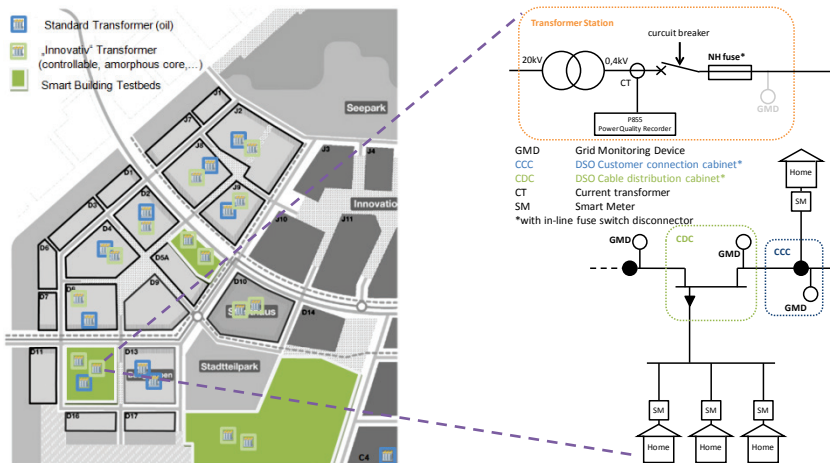


Abbildung 2: Smart Grid Testbed der ASCR und Skizze des Netzmesskonzepts

Das Smart Grid Testbed laut Abbildung 2 in „aspern Die Seestadt Wiens“ umfasst den Großteil des Niederspannungsverteilsnetzes im südöstlichen Teil des Stadtentwicklungsgebietes. Dabei handelt es sich insgesamt um 12 Netzstationen mit insgesamt 24 Transformatoren, die mit umfangreicher Monitoring und Automatisierungstechnik ausgestattet sind.

1.2 Motivation für erweiterte Netzautomatisierung

1.2.1 Energiewende als Treiber

Unter dem Stichwort „Energiewende“, sind die Herausforderungen für den Verteilnetzbetrieb durch die neuen Anforderungen in vielen Arbeiten ausführlich beschrieben⁴. Eine Auswahl von Auswirkungen, die für besonders betroffene Netzbetreiber, wie jenen im Süden von Deutschland, bereits deutlich spürbar sind, wäre:

- Die bisherigen Regeln bzgl. Gleichzeitigkeiten, Richtung des Lastflusses, etc. zur Netz-auslegung müssen an die neuen Situationen angepasst werden
- Dezentrale Erzeugungsanlagen führen vorwiegend in ländlichen Netzen zu lokalen Spannungsanhebungen (U-Problem)
- Fluktuierende Erzeugung und hohe Energiepreisdynamik führen zu neuen Anforderungen an die Netzinfrastruktur
- Dezentrale Erzeugung in Kombination mit Starklasten mit hoher Gleichzeitigkeit (z.B. Elektromobilität und Wärmepumpe) können zur nicht abgesicherten Überlastung einzelner Kabelabschnitte führen („I-Problem“)
- Zukünftig ist es notwendig die Betriebsmittel näher an ihren Belastungsgrenzen zu betreiben. Kurzfristig können hier hohe Leistungsspitzen auftreten.
- Unsymmetrische Belastungen treten aufgrund jeweils unterschiedlicher Ursachen sowohl in ländlichen als auch urbanen Netzen auf. Durch die Verringerung von Überkapazitäten wird dies zunehmend ein Problem.

Erste Ansätze für die proaktive Lösung dieser Aufgaben wurden in diversen Forschungsprojekten in Österreich untersucht [1], [2], [3].

Sowohl für Verteilnetzbetreiber als auch für Lösungsanbieter aus der Industrie stellen sich eine Reihe von Fragen, für die es gilt, Lösungen zu finden:

- Wo werden die Grenzen der Infrastruktur erreicht?
- Welche Effekte treten auf?
- Wie sehen die wirtschaftlich optimalsten Lösungen zur Beseitigung von Netzengpässen aus?
- Wie kann die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet werden?

⁴ <https://de.wikipedia.org/wiki/Energiewende> - über 300 Referenzen mit Stand 11/2015

1.2.2 Beispiele aus der Seestadt Aspern

Das erste Beispiel zeigt das Verhalten eines energieautarken Smart Buildings, dass mit Hilfe eines Gebäudeautomatisierungssystems eine Betriebskostenoptimierung für den elektrischen Energiebedarf vornimmt, wobei die größten Akteure eine PV Anlage und ein Batteriespeichersystem darstellen.

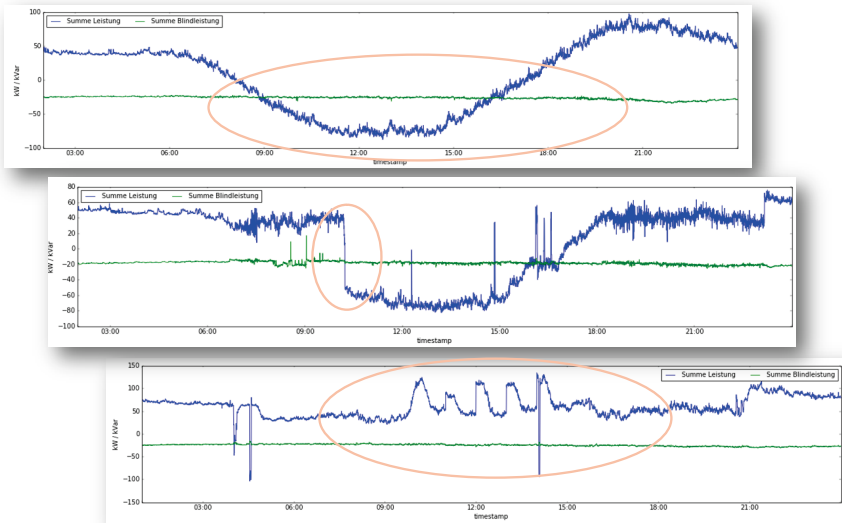


Abbildung 3: Oben: Rückspeisung am Netzverknüpfungspunkt im urbanen Netz; Mitte: Batteriespeichersystem erzeugt bei Eigenbedarfsoptimierung extrem Last-/Erzeugungssprünge; Unten: Marktbezogene Kostenoptimierung kann zu komplett neuartigem Verhalten führen

Das Beispiel aus Abbildung 3 zeigt die zukünftig zu erwartenden Änderungen im Verhalten von bisher als passiv angenommenen Verbrauchern. Ein Sprung von Last zu Rückspeisung, wie in der mittleren Grafik angedeutet, ist in einem starken urbanen Netz an sich noch kein Problem. Werden diese aber z.B. durch Marktsignale getriggert, kann es zu extremen Gleichzeitigkeiten, die mit bisherigen Annahmen nicht mehr ohne aktiven Eingriff zulässig sind, kommen.

Das Zweite Beispiel aus Abbildung 4 zeigt das Thema der unsymmetrischen Belastung einzelner Phasen. Gerade wenn die Netzressourcen näher an ihren Grenzen betrieben werden, kann unsymmetrische Auslastung dazu führen, dass einzelne Phasen bereits außerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen betrieben werden⁵.

⁵ Beispiel: Um eine strukturelle n-1 Sicherheit zu gewährleisten, kann die zulässige Betriebsgrenze z.B. nur 60% des eigentlichen Phasennennstromes betragen. Diese Grenze wäre einzuhalten, dass es im Falle von Umschaltungen zu keinen Auslösungen von einzelnen Sicherungen kommt.

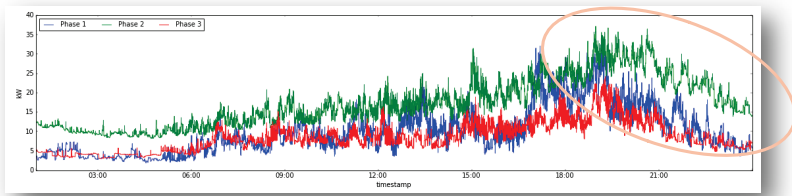


Abbildung 4: unsymmetrische Belastung der einzelnen Phasen

1.3 Herausforderungen für erweiterte Netzautomatisierung

Die eine große Herausforderung wurde im Zuge der Motivation schon implizit erwähnt. Die Auswirkungen der Energiewende sind sehr unterschiedlich und damit können Lösungen nicht für alle Regionen (Stadt, Land, ...) und auch Netzbereichen gleich sein. Das bedeutet nun notwendigen Lösungen erfordern ein sehr hohes Maß an Flexibilität um im Bedarfsfall auch rasch an neue Anforderungen adaptierbar zu sein.

Die zweite große Herausforderung besteht schlichtweg in der Anzahl der zu automatisierenden Stationen. Betrachtet man z.B. die Kennzahlen des größten österreichischen Verteilnetzbetreibers Wiener Netze, so erkennt man deutlich, dass bei zunehmender Beschäftigung mit Niederspannungsnetzen ein hohes Risiko besteht, dass innerbetriebliche Aufwendungen stark ansteigen. Die folgenden Grafiken in Abbildung 5 zeigen die dahinterliegenden Größenordnungen.

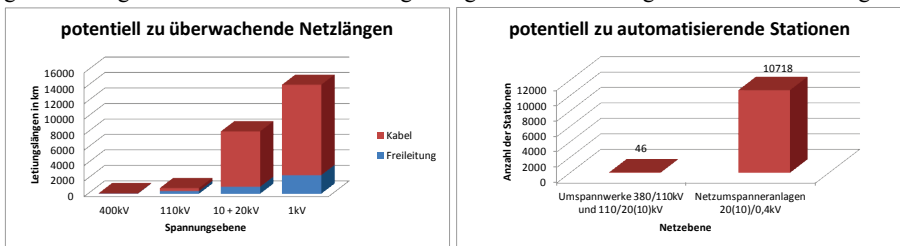


Abbildung 5: links: Netzlängen der Wiener Netze GmbH; rechts: Anzahl der betriebenen Stationen der Wiener Netze GmbH (Stand 2014, Quelle: Th.Schuster)

2. Vorgeschlagener Lösungsansatz

2.1 Strukturierungsbeispiel Smart Grid Migrationspfad

Ein Teil des Forschungsprogrammes, das im Testbed der ASCR umgesetzt werden soll, zielt auf die prototypische Umsetzung aller Schritte des „Smart Grid Migrationspfades“ [4] ab, welcher in nachfolgender Grafik skizziert ist.

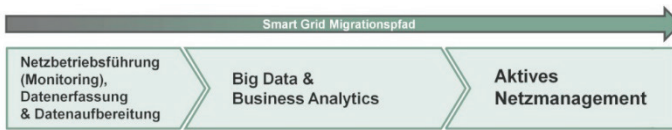


Abbildung 6: Die drei Schritte des Smart Grid Migrationspfades

Zusammenfassende Erkenntnisse, die in die Definition des Smart Grid Migrationspfades eingeflossen sind:

1. Um die in Abschnitt 1 beschriebenen Herausforderungen meistern und vorhandene Reserven gesichert nutzen zu können, ist ein detaillierterer Einblick in das Verteilnetz nötig. Dafür muss ein effizientes Datenerfassungssystem, gekoppelt mit intelligenter Datenaufbereitung, implementiert werden. Je nach Anwendung ist ein geeignetes Monitoringssystem bzw. dessen Parametrierung auszuwählen. Wichtigste Prämissen sind eine weitgehende Unterstützung von „Plug&Automate“, Flexibilität bei Firmware-Updates und Parametrierung und die Nutzung von vorhandener Kommunikationsinfrastruktur.
2. Um den Effizienzgewinn durch die bessere Ausnutzung der Infrastruktur auch belegen und planen zu können, muss in einem weiteren Schritt eine umfangreiche Analyse der Daten erfolgen. Diese Datenbasis muss auch in die unternehmensinternen Planungs- und Betriebsprozesse integriert werden. Die anfallenden Daten müssen automatisiert verarbeitet und ohne hohen Aufwand in der Nachbearbeitung durch Experten in die jeweiligen Zielprozesse, z.B. Netzplanung integriert werden. Die Eliminierung des operativen Aufwandes beim Handling von Daten ist der Schlüssel für deren effizienten Einsatz.
3. Es konnte gezeigt werden, dass aktive Netzmanagementmaßnahmen funktionieren und deren Nutzen belegbar ist. Da jedoch für die Vielzahl an Niederspannungsnetzen kein hoher Aufwand bei der Inbetriebnahme als auch Wartung entstehen darf, ist insbesondere an der „Plug&Automate“-Funktionalität und der Robustheit gegenüber von den Idealbedingungen abweichenden Situationen (z.B. Ausfall von Messdaten) weiter geforscht werden.

Allgemein lässt sich feststellen, dass der Aufwand in allen drei Bereichen im Rahmen der Pilotumsetzungen sehr hoch ist. Die Verteilnetzbetreiber sind daher für die möglicherweise negativen Auswirkungen auf die operativen Kosten (OPEX) sensibilisiert. In Kombination mit

der Tatsache, dass hinsichtlich der Anreizregulierung sowohl Kapitalkosten (CAPEX) als auch operative Kosten (OPEX) in der Regulierung berücksichtigt werden, ist damit ein Schlüsselthema für die Smart Grid Entwicklung identifiziert.

2.2 Niederspannungsnetzautomatisierung mit iSSN

Das Konzept des iSSN – intelligent Secondary Substation Node dient zur Erforschung eines sehr flexiblen Plattformkonzepts, das es erlaubt die vielschichtigen Anforderungen, wie in Kapitel 1 beschrieben zu erfüllen und im Zuge dessen auch die drei Schritte des Migrationspfades bestmöglich unterstützt.

2.2.1 Webtechnologien als „Enabler“ [5]

In den laufenden Forschungsarbeiten hat sich herausgestellt, dass gerade der Bereich der Webtechnologien eine Vielzahl von Lösungen bietet, die diese Herausforderungen meistern können. Allerdings bedarf es noch einiger Anstrengungen damit diese Lösungen auch für den Bereich kritischer Infrastruktur einsetzbar werden.

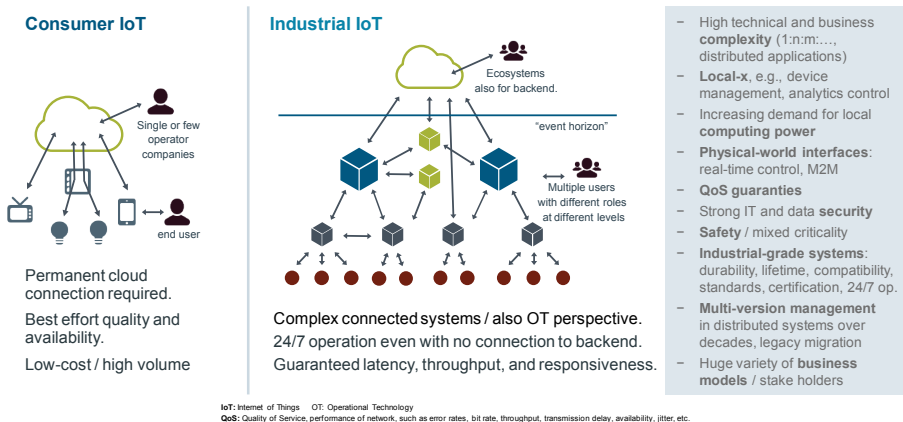


Abbildung 7: Industrial IoT vs. Consumer IoT (interne Kommunikation / Urheber: Urs Gleim)

Industrial IoT nutzt die Innovationskraft/-geschwindigkeit aus der Consumer IoT Welt und bietet Lösungen, um diese für Anwendungen im z.B. Smart Grid Umfeld einsetzbar zu machen. Im Prinzip kann man sich die Lösung für die iSSN ähnlich dem Konzept von Smart Phones vorstellen. Die iSSN stellt zunächst eine sehr flexible Basishardware dar, die durch ein entsprechendes Betriebssystem und Basisframework die spätere Ausführung von unterschiedlichsten Anwendungen ermöglicht. Die Applikationen selbst können dann aus eine Art App-Store bezogen, selbst entwickelt (zur Verfügung Stellung eines SDK) oder z.B. auch über einen externen F&E Partner bereitgestellt werden.

2.2.2 Beispielhaftes Applikationsframework aus der Seestadt Aspern [6]

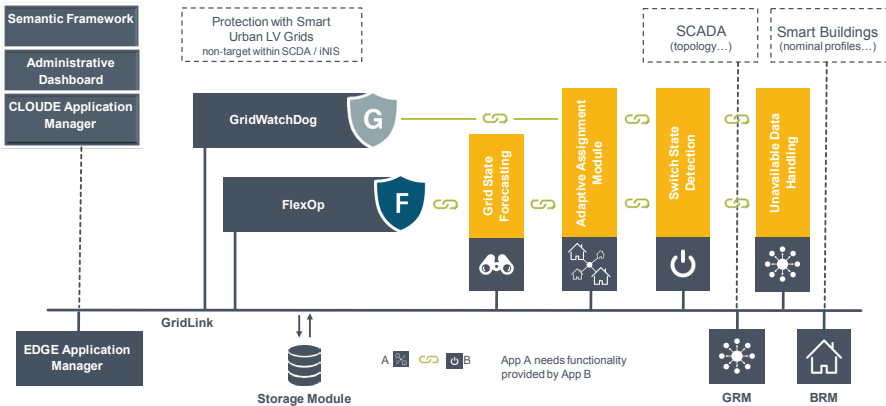


Abbildung 8: Applikationsframework am Beispiel einer iSSN der Seestadt Aspern

Die technologische Basis für den Datenaustausch ist GridLink, eine verteilte Middleware zur Kommunikation von Modulen in generischen Anwendungsfällen. Ein essentielles Basismodul ist das Storage Module, welches die dezentrale Datenhaltung für alle weiteren Applikationen im Bereich des R&D-Frameworks ermöglicht. Das Grid Representation Module (GRM) repräsentiert das Smart Distribution Grid auf Basis der aktuellen Topologie (statisch und dynamisch) und der Leistungsprofile einzelner Netzverknüpfungspunkte. Als Pendant zu GRM repräsentiert das Building Representation Module (BRM) die Smart Buildings auf Basis ihrer tatsächlichen Lastgänge. Das Softwaremodul Switch State Detection (SSD) mit den beiden Ausprägungen Topology Identification (TID) und Topology Verification (TOV) gleicht die aktuelle, dynamische Topologie mit Information aus dem übergeordneten System ab und kann bei entsprechendem Informationsstand Änderungen in der dynamischen Topologie erkennen bzw. diese im GRM korrigieren. Das Adaptive Assignment Module (AAM) ordnet zur verifizierten Topologie, die durch BRM repräsentierten Smart Buildings einzelnen Netzverknüpfungspunkten, zu. Die Grid State Forecasting (GSF) führt eine „intraday“-Prognose der zu erwartenden Netzauslastung durch. Als Erweiterung des klassischen Netzschutzes übernimmt der Grid Watch Dog (GWD) die Überwachung der zulässigen Grenzen und kann durch seine technologische Umsetzung flexibel an jede gewünschte Überwachungsfunktion angepasst werden.

All diese Applikationen stellen in gewisser Weise unterstützende Funktionen für einen möglichst weitgehenden Plug&Automate Einsatz eines FlexOp dar. Der FlexOp erfüllt zwei Aufgaben. Bei einer akuten Grenzüberschreitung, welche in Form von Events vom GWD gemel-

det werden, kann das Submodul „ROT“ gezielte Änderungsvorgaben an die unterstützenden Smart Buildings senden. FlexOp Submodul „GELB“ ermöglicht auf Basis der Prognose der GSF die möglichst uneingeschränkte Interaktion von Netz, Gebäuden und Marktpräsentanten durch gezielten Flexibilitätseinsatz, um Netzrestriktionen weitestgehend zu vermeiden.

Um all diese Applikation im Feld auch installieren, updaten und upgraden zu können werden im Rahmen von Projekt „iNIS“ noch ein Edge Application Manager, sowie ein Administratives Dashboard integrierter Cloud Application Manager und ein Semantic Framework ergänzt.

3. Fazit

Die Energiewende war der Treiber für die Fragestellung, wie viel „Smart Grid“ wirklich für den zukünftigen Netzbetrieb notwendig sein wird. Da die Transformation nicht so schnell von Statten geht, wie zu Beginn der Smart Grid F&E Aktivitäten angedacht und andererseits die Lösungen einen erhöhten operativen Aufwand aufgezeigt haben, steht man der Niederspannungsautomatisierung weiterhin offen aber dennoch kritisch gegenüber.

Wie aus Kapitel 1 ersichtlich ergeben sich für die breite Anwendung von Automatisierung bis hinein in die Niederspannungsnetze eine Reihe von Herausforderungen, die eine Lösung analog zur klassischen, auf manuellem Engineering basierte Automatisierungstechnik aus Kostengründen praktisch ausschließen. Zusammenfassen lassen sich diese in die Anforderung hinsichtlich

- a) der Flexibilität rasch und einfach den Funktionsumfang ändern bzw. erweitern zu können, wenn sich die Rahmenbedingungen ändern und
- b) der Skalierungsfähigkeit, dass diese teilweise sehr individuell auf spezifische Netzstationen anzupassenden Anwendungen in potentiell tausenden Stationen ausgerollt werden müssen.

Das im Rahmen der Forschungsaktivitäten der ASCR untersuchte Konzept der iSSN ermöglicht durch den Einsatz moderner Webtechnologien einen völlig neuen Horizont an Lösungsmöglichkeiten für die Niederspannungsnetzautomatisierung.

Konzepte wie iSSN könnten also zu einem proaktiven Umdenken führen, ähnlich wie das erste iPhone vor gut 10 Jahren eine ungeahnte Entwicklung angestoßen hat. Aus einem Handy für mobile Telefonie und SMS Dienste wurde ein Multitalent, das durch immer neue und innovative Applikationen in immer kürzeren Zyklen mittlerweile fast alle Herausforderungen im täglichen Leben unterstützt.

Referenzen

- [1] A. Einfalt, A. Schenk, „Aktives Netzmanagement zur “intelligenten Steigerung“ der verfügbaren Netzkapazität“, Vortrag ETP Netzforum, Berlin, 2012
- [2] A. Abart, D. B. de Castro, B. Bletterie, A. Lugmaier, A. Schenk und M. Stifter, „Power Snapshot Analysis: A New Method For Analyzing Low Voltage Grids Using A Smart Metering System“ Proceedings of the CIRED - 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 6-9 June 2011
- [3] A. Einfalt, A. Lugmaier, F. Kupzog und H. Brunner, „Control strategies for Smart Low Voltage Grids – the project DG Demonet – Smart LV Grid,“ Posterbeiträge und Berichte CIRED Workshop 2012, Paper 0238, Lisbon, 29.-30.05.2012
- [4] A. Einfalt, A. Schuster, A. Schenk, R. Zoll & A. Jung Untersuchung des Smart Grid Migrationspfades im Living Lab „asperm Die Seestadt Wiens“. Frankfurt: VDE/ETG Kongress “Von Smart Grids zu Smart Markets” (2015).
- [5] T. Gawron-Deutsch, „Industrial IoT based Secondary Substation - Adaptive Distribution Grid Automation“, invited talk at Fraunhofer IoT Innovation and Networking Days, 2017
- [6] S. Cejka, M. Faschang, M. Stefan, A. Einfalt, K. Diwold, A. Frischenschlager, F. Kupzog, T. Strasser und F. Pröstl-Andren, „Deployment, Provisioning, and Operation of Smart Grid Applications for Urban Energy Systems,“ IEEE, Energy Informatics DACH, Klagenfurt, 2016.

Autoren



Dipl.-Ing. Dr.techn. Alfred Einfalt studierte Elektrotechnik mit Fokus auf Energietechnik an der TU Wien. 2006 begann er als wissenschaftlicher Mitarbeiter und später als Universitätsassistent am Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft. Neben der Lehrtätigkeit arbeitete er aktiv und auch in koordinierender Rolle an diversen Forschungsprojekten im Umfeld von Smart Grid. Mit der Dissertation zum Thema „Versorgungssicherheit nachhaltiger, autonomer Micro Grids“ beendete er 2011 sein Doktoratsstudium. Seit dem arbeitet er als Projektleiter für Forschungsprojekte bei Siemens AG Österreich und Senior Key Expert im Bereich Smart Grid unter anderem in den Projekten SCDA, iNIS und FACDS, die aktuell im Rahmen der ASCR Kooperation laufen.



Dipl.-Ing. Dr.techn. Tobias Deutsch ist Projektleiter für nationale und internationale F&E Projekte bei Siemens AG Österreich und Experte im Bereich Smart Grid. Tobias Deutsch wurde 1975 in Wien geboren. Er studierte an der Technischen Universität Wien das Diplomstudium Informatik das er mit einer Diplomarbeit im Bereich der Robotik abschloss. Danach arbeitete er als Forschungsassistent am Institut für Computertechnik an der Elektrotechnischen Fakultät der Technischen Universität Wien wo er auch seine Dissertation schrieb. Das Doktorat schloss er erfolgreich im Mai 2011 ab. Seit Oktober 2011 forscht er bei Siemens an Themen im Bereich des Smart Grids mit Schwerpunkt auf IKT Themen.



Dipl.-Ing. Dr.techn. Andreas Schuster studierte Elektrotechnik (Fachrichtung Energietechnik) an der Technischen Universität Wien. Andreas Schuster schloss seinen Diplomingenieur im Jahr 2008 ab. Von 2009 bis Februar 2014 arbeitete er als Projektassistent am Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe im Forschungsfeld der Elektromobilität, Smart Grids und Energiespeicher. In dieser Zeit schloss er seine Doktorarbeit mit dem Titel „Ladeinfrastruktur und Verteilnetzbelastungen durch Elektromobilität“. Seit März 2014 arbeitet er als Forschungsleiter in der Aspern Smart City Research GmbH&CoKG – einem Joint Venture zwischen hauptsächlich Siemens, Wien Energie und Wiener Netze.



Dipl.-Ing Roland Zoll, von 1999 bis 2010 Studium der Elektrotechnik/Leistungselektronik an der TU-Wien. Nach dem Abschluss war er als Planungs- und Inbetriebsetzer von Erregungsanlagen für Synchrongeneratoren zuständig. Das Tätigkeitsfeld erstreckte sich von Angebotslegung über Abnahmeprüfungen, Inbetriebsetzungen bis hin zur Betriebspersonalschulung. Seit 2013 ist er in der Abteilung Netzplanung Strom und Telekommunikation der Wiener Netze für Forschungsprojekte wie SCDA, INIS und FACDS, im Bereich Smart Grid tätig.

Loadshift Oberwart - Demonstration of a building overlapping energy management system

Ing. Andreas Schneemann, MSc., Energie Kompass GmbH, schneemann@energie-kompass.at

Abstract –For a renewable decentralized energy supply in combination with a smart energy system that combines producer and consumer with the consolidation of selected load profiles, the direct utilization rate can be increased significantly. The consolidation of smart renewable production and selected load shiftings (DSM) is the initial situation of the project. In Burgenland the municipality of Oberwart is very suitable for a model area, because of the identified demonstration sites and the available attributes.

To develop a building overlapping energy and load management you have to consider economic (e. g. business models), technical (e. g. providing of a suitable interface of the energy management system), safety, and social (user behavior) problems.

Based on the initial situation the main target of LOADSHIFT Oberwart is as follows: Development and living-lab-demonstration of a building and user-overlapping urban load and energy management system for electricity and heat with focus on appropriate interfaces for all technical components and systems (complex conjunction between building equipment, energy economics, ICT and users). Over demonstrations in the district heating network, waterworks, the sewage plant, industry, accommodations and municipal infrastructure facilities, appropriate interfaces are provided and new business models will be established.



Ing. Andreas Schneemann, MSc. absolvierte den Ausbildungszweig Steuerungs- und Regelungstechnik an der Höheren technischen Bundeslehranstalt in Pinkafeld und studierte an der Donau Universität Krems sowie der Alpen-Adria-Universität in Klagenfurt den Universitätslehrgang Energy Autarchy Technology and Implementation welchen er mit dem akademischen Grad Master of Science abschloss.

2005 gründete er sein erstes Unternehmen. Als Eigentümer und Geschäftsführer der Energie Kompass GmbH entwickelt und realisiert er die bundeslandübergreifende Photovoltaik-Plattform www.Sonnenkraftwerk-Burgenland.at und fungiert als Ideengeber für weitere Forschungs- und Entwicklungsprojekte (z.B. Urbane Speichercluster Südburgenland).

Integrated smart city mobility and energy platform – me²

Wolfgang Prügler, MOOSMOAR Energies OG, office@mmenergies.at

In June 2016 the European smart city project "me²" started. The project is coordinated by the Amsterdam University of Applied Sciences within the framework of the ERA-NET Cofund Smart Cities and Communities (ENSCC) programme. The project me² represents a new market place for urban actors in which a local community of electric vehicle (EV) users and local smart meter (SM) owners are brought together through means of a local urban online community. The combination of these technologies in a community allows to integrate mobility with electricity, to balance the grid, to reduce electricity costs, and to enable a feeling of local belonging. me² enables urban demand-side management, i.e. aims to modify consumer demand for energy such as using less energy during peak hours in an urban community.

The project applies the technical and academic state of the art regarding smart grids, electric mobility, business models and policy incentives to the development of an innovative service concept, which is validated and optimized in two practical pilots and demonstrations in urban communities in Amsterdam and Lisbon. Partners of the me² consortium are the Amsterdam University of Applied Sciences (NL / coordinator), Catolica Lisbon School of Business and Economics (PT), MediaPrimer (PT), VPS Energy (PT), Lisboa E-NOVA (PT) and MOOSMOAR Energies (AT). The partners expect to achieve the following results within the next 2 years:

- A tested, validated and operational Smart City Aggregator platform
- Pilots in two different settings, i.e. in a city with high degree of EV adoption (Amsterdam) and in a city with a lower degree of EV adoption (Lisbon), using an open-community (in Amsterdam) and closed-community (in Lisbon)
- Increased understanding and integration of e-mobility and electricity behavior, developing mechanisms to influence these behaviors using gamification elements based on smart algorithms, on an individual and community level, building on triggers like social comparison, measured self and social recognition in two different cultural settings
- More balanced local grids, defined as a 10% smoothed load curve through for instance gamified demand shift controlled by balancing algorithms
- Lowered average energy costs for consumers, defined as 10% lower household energy costs, for instance as a result of enabling smarter, more economical energy usage patterns
- A policy recommendation set for local and national agencies

- A viable business model, including a positive business case and an enticing value proposition

Further information and ongoing activities can be found at www.me2-project.eu.



Dipl.-Ing. Mag. Dr.techn. Wolfgang Prügler studierte an der Technischen Universität Wien Elektrotechnik sowie Informatikmanagement und promovierte im Mai 200 mit der Dissertation „Business models for active distribution grid management - development and economic impact analysis“. Seit 2006 ist er als Leiter vieler nationaler und internationaler Projekte im Themenfeld Erneuerbarer Energien, intelligenter Stromnetze, Energiespeicher, Elektromobilität, Lastflexibilisierung sowie der Geschäftsmodellierung und Wirtschaftlichkeitsbewertung tätig. Von Juli bis Dezember 2010 absolvierte er einen Forschungsaufenthalt in Montréal-Kanada und kooperierte mit Natural Resources Canada - Varennes Research Center zu Themen der Lastflexibilisierung und Stromspeichern. Im August 2013 gründete er gemeinsam mit Natalie Prügler die MOOSMOAR Energies OG und ist dort mit den Aufgaben eines geschäftsführenden Gesellschafters betraut.

Controlling EV Charging – How much control do DSOs need?

Josef Stadler, Wels Strom GmbH, josef.stadler@welsstrom.at

Felix Lehfuss, Austrian Institute of Technology GmbH, felix.lehfuss@ait.ac.at

Abstract – With the expected rise in electric mobility penetration a novel load generates issues on current low voltage grids. Electric vehicles are currently typically charging with a charging power of 11-22kW which is a reasonable high load in low voltage grids given that today's households are planned with an average load of ~2-4kW. Current publications [1][2] [cite] show that the hosting capacity of low voltage grids for uncontrolled EV charging has quite a wide spread from roughly 5-20%. Above that threshold, regardless of the level, additional means have to be introduced to ensure the supply safety. Typically smart charging is considered to be this additional mean. The essence of the definition of smart charging is that the charging is controlled externally by a third party in dependency of parameters defined by the vehicle and/or the user [3][4]. At the given state of discussion the third party is considered to be an external aggregator who (mostly price driven) controls the charging process such that the user/vehicle parameters are met.

Controlling the charging process only via price driven signals will not improve the situation for low voltage grids, as concurrency effects worsen the situation. Therefore other means of smartness and control are required from a grid perspective.

This contribution will on the one hand discuss the benefits and disadvantages of centralized and decentralized control approaches in order to increase the hosting capacity for electric vehicles in low voltage grids. On the other hand this contribution will discuss the novel planning uncertainties that the current rise in electric mobility causes for DSOs and how different control mechanisms could reduce the risks the high power load EV causes. This is of course paired with a set of pit-falls and issues as various DSOs will have a different set of parameters and demands. Also the dialogue will focus on the current state of technology regarding online measurements and configurability of loads with a focus on low voltage grid technologies.

References

- [1] Lukas Schober: Analyse über die Auswirkungen unterschiedlicher Durchdringungsraten durch Elektrofahrzeuge in Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung tariflicher Anreizmodelle (FH Vorarlberg), 2017
- [2] F. Lehfuss and M. Nöhler, "Evaluation of different control algorithm " with low-level communication requirements to increase the maximum electric vehicle penetration," IET CIRED Open Access Proceedings Journal, pp. 1–5, Sep. 2017.
- [3] STANDARDISATION MANDATE TO CEN, CENELEC AND ETSI CONCERNING THE CHARGING OF ELECTRIC VEHICLES, online accessible: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010_06_04_mandate_m468_en.pdf
- [4] Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment, online accessible: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_03_01_mandate_m490_en.pdf

Josef Stadler (born on April 25th, 1987 in Gmunden, Austria)

received his M.Sc degree in electrical engineering from Graz University of Technology in 2012. From 2012 to 2015 he has been working at the Institute of Electrical Power Systems in the field of dynamic load flow simulation. Since 2015 he is working at Wels Strom GmbH in the field of grid planning, power system protection and high/medium voltage devices.

Felix Lehfuss (born on June 26th, 1982 in Vienna, Austria)

received his M.Sc. degree in systems design from the Carinthia University of Applied Science in 2010. Since then he has been working in the field of electric energy systems at the AIT Austrian Institute of Technology, Vienna. His research areas are Hardware in the Loop Simulations, as well as conformance testing and the integration of electric vehicles into the electric energy system and the future Smart Grids.

Data Analytics - Vergangenheit aufarbeiten oder Zukunft vorhersagen?

Matthias Stifter, AIT Austrian Institute of Technology, matthias.stifter@ait.ac.at
Andreas Abart, Netz Oberösterreich, andreas.abart@netzgmbh.at

Abstract – Die Notwendigkeit der Aufzeichnung von Vorgängen und deren Analyse zur Auswertung ist ein unumgänglicher Bestandteil des Betriebes von elektrischen Netzen. Vor allem in Übertragungsnetzen eingesetzt Fehleraufzeichnung (Fault Recorder), Phasoren-Messwerterfassung (Phasor Measurement Units) und Messwertanbindung in Leitsystemen sind Beispiele dafür. Die zunehmende Dezentralisierung des Energiesystems und deren einhergehenden Herausforderungen macht eine Zustandserfassung und Auswertung auch im Verteilernetz notwendig, bzw. ist eine sinnvolle Maßnahme zum effizienteren und sicheren Netzbetrieb. Ausgehend von den etablierten Messsystemen ist eine zunehmende Steigerung der räumlichen und zeitlichen Auflösung, sowie der zeitlichen Synchronizität. Beispiele dafür sind Smart Metering, Power Quality (PQ) Messungen und Phasor Measurement Units (PMU). Die damit verbundenen Datenvolumina, Geschwindigkeit und Qualität ermöglichen Anwendungen von post-mortem über zeitnahe direkte Einbindung bis Vorhersage von Netzzuständen. Potentielle Anwendungen und zeitsynchroner Messungen und deren Anforderungen und Nutzen sind Inhalt dieses Beitrages.

Smarter than the Grid: Malware Communication Trends

Tanja Zseby, TU Wien, tanja.zseby@tuwien.ac.at

Abstract – Modern malware uses sophisticated communication to coordinate attacks, to spread and upgrade and even learn to adjust to its environment. Flexible malware can choose from a whole range of communication features fitted towards the attack goals and the desired stealthiness. Standard attack tools provide encryption and authentication to successfully communicate with other compromised machines or use obfuscation methods to hide from detection. Further options to use covert network communication or subliminal channels exist and may be exploited in future.

Today's smart grid installations with proprietary communication protocols, insufficient security measures and device monocultures are easy targets for sophisticated attacks. It has to be considered how malware trends observed in the classical Internet can be applied to smart grid environments and how future malware may evolve and adjust. Some countermeasures can be applied to detect and contain malware communication, but there are also limitations of those detection methods.



Tanja Zseby is a full professor of communication networks and head of the Institute of Telecommunications at the Faculty of Electrical Engineering and Information Technology at TU Wien. She received her diploma degree (Dipl.-Ing.) in electrical engineering and her doctoral degree (Dr.-Ing.) from TU Berlin, Germany. Before joining TU Wien, she led the Competence Center for Network Research at the Fraunhofer Institute for Open Communication Systems (FOKUS) in Berlin and worked as visiting scientist at the University of California, San Diego (UCSD). Her research focus is network security, anomaly detection and secure smart grid communication.

Security - Überwiegen die Vorteile der Digitalisierung?

Dipl.Wirt.Ing (BA) Roman A. Tobler, MA, Wiener Netze GesmbH,
roman.tobler@wienernetze.at

Abstract – Die Digitalisierung der Energieversorgungsnetze stellt auf vielen Fachebenen einen Paradigmenwechsel mit revolutionärem Charakter dar. War etwa bisher der Durchdringungsgrad in Niederspannungsnetzen mit digitaler Sensorik und Aktorik weithin sehr gering, werden nun, dem wirtschaftlichen Druck der Effizienzsteigerung geschuldet, Digitalisierungskampagnen in diesem Netzbereich durchgeführt. Im Fokus dieser Projekte stehen Ziele wie die optimierte Auslastung der Betriebsmittel, die Automatisierung der Betriebsführung, die Verbesserung von Qualitätskennzahlen oder der effizienzoptimierte Einsatz von Personalressourcen.

Doch bei allen zu erwartenden Vorteilen darf nicht vergessen werden, dass Digitalisierungsmaßnahmen auch neue Herausforderungen mit sich bringen, um zu vermeiden, dass letztlich “aus Sinn Unsinn und aus Wohltat Plage” wird. Daher sind Digitalisierungsprojekte sorgfältig zu planen und deren Vor- und Nachteile gewissenhaft gegeneinander abzuwägen.

Ein zentraler Erfolgsfaktor bei der Digitalisierung von Versorgungsnetzen ist die Entwicklung eines holistischen Security-Konzeptes, sowie die Sicherstellung einer pervasiven Security-Awareness. Aus dieser Notwendigkeit entsteht ein ganzes Maßnahmenbündel, dessen Umsetzung nicht ohne Mehraufwände, wie physische Schutzmaßnahmen, IT-Security-Vorkehrungen oder Prozessanpassungen, realisiert werden kann. Der dabei zu erwartende Maßnahmenumfang darf schon deshalb nicht vernachlässigt werden, da in der OT (operational technology) traditionell die Funktion und nicht der sichere Betrieb von Systemen im Vordergrund stand. Die nahe Zukunft wird zeigen, ob und in welchen Bereichen sich Digitalisierung aus ganzheitlicher Sicht vorteilhaft darstellen lässt.



Roman Tobler ist Leiter der Abteilung Digitale Information und ICT-Governance bei Wiener Netze GmbH und in dieser Funktion für den sicheren Betrieb kritischer IT-Systeme verantwortlich. Zuvor war er für Wien Energie Stromnetz GmbH als Demand Manager mit Schwerpunkt Projektabwicklung im Bereich Netzmanagement-Lösungen tätig. Herr Tobler studierte an der Berufsakademie Sachsen, Deutschland Wirtschaftsingenieurwesen, und führte seine akademische Ausbildung mit einem Masterstudium im Fachbereich Wirtschaftsinformatik weiter. Aktuell studiert er an der Universität Krems Europarecht.

Herr Tobler verfügt über eine Zertifizierung als Lead Auditor der ISO 27000, ist Certified Information Systems Auditor (CISA) und Certified Information Security Manager (CISM). Darüber hinaus ist er Mitglied unterschiedlicher Gremien und unterstützt diese pro bono als Experte. So war er von 2011 bis 2013 Normungsexperte der Austrian Standards auf dem Gebiet Energiewirtschaft - Betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung für Energiesysteme.

Augmented Reality (AR) & Virtual Reality (VR) - Nische oder Zukunftstechnologien?

Günther Gleixner, Günther Gleixner e.U. guenther.gleixner@iic.wifi.at

Abstract – AR und VR sind als Technologien schon lange bekannt. Spätestens nach der Definition des „Realitäts-Virtualitäts-Kontinuum“ von Paul Milgram et al. aus dem Jahre 1994 sind die beiden Begriffe aus der Forschung und Entwicklung nicht mehr wegzudenken.

Obwohl beide Begriffe laufend im Doppelpack erwähnt werden, gibt es doch gravierende Unterschiede: Während die virtuelle Realität (VR) den Betrachter oder Akteur in die digitale Welt bringt, bringt die erweiterte Realität (AR) digitale Informationen in die reale Umgebung des Betrachters. Bei AR wird also reale und virtuelle Realität kombiniert und gegenseitig überlagert. Dies gibt uns die Möglichkeit, hinter Wände zu blicken, auf dem Boden unterirdische Einbauten sichtbar zu machen, besondere Gegebenheiten und Zustände von Betriebsmittel zu veranschaulichen, die dem Betrachter in der realen Welt verborgen bleiben. Die (theoretischen?) Möglichkeiten, die AR bieten, sind faszinierend. Doch viele Fragen sind offen: Kann für Servicemannschaften, Monteure oder andere Stakeholder von Energieversorgungsunternehmen damit ein Mehrwert geschaffen werden? Können Mitarbeiter ihre Arbeit dadurch effizienter erbringen? Ist die Technik schon produktiv einsetzbar? Oder ist AR nur eine kurzlebige Modeerscheinung, die – abgesehen von Spielen – nie wirklich professionell zum Einsatz kommen wird?

Dieser Beitrag soll darauf erste Antworten liefern. Zunächst wird der Unterschied zwischen AR und VR herausgearbeitet. In weiterer Folge konzentrieren sich die Ausführungen auf mögliche Anwendungen von AR Technologien. Es soll gezeigt werden, wo wir heute stehen und an welchen zusätzlichen Technologien gearbeitet wird, um AR aus der Anwendungsnische herauszuführen. In diesem Zusammenhang geht der Autor kurz auf Technologien wie „simultaneous localization and mapping“ (SLAM) und „digitaler Zwilling“ ein. Praktische Anwendungsbeispiele sollen zeigen, wo AR heute schon Nutzen stiften kann und wo noch Entwicklungsbedarf notwendig ist.

Analysten von Gartner meinen, dass die AR-Technologie die Phase der Desillusionierung bereits hinter sich gebracht hat und empfiehlt Unternehmen, sich verstärkt mit AR-Technologien zu beschäftigen und eigene AR Strategien zu erarbeiten. Erfolgreiche AR Strategien können zukünftig einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Mitbewerbern bedeuten. In der abschließenden Diskussion soll diese These diskutiert werden.

Referenzen

- [1] Paul Milgram, Haruo Takemura, Akira Utsumi, Fumio Kishino: Augmented Reality: A class of displays on the reality-virtuality continuum. In: Proceedings of SPIE Vol. 2351, Telemanipulator and Telepresence Technologies (1994)
- [2] Mike J. Walker: Hype Cycle for Emerging Technologies, 2017, © 2017 Gartner, Inc



Dipl.-Ing. Günther Gleixner studierte Vermessungswesen und Geoinformation an der TU Graz. Ab 1987 hat er als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Bildverarbeitung und Computergraphik (DIBAG) der Joanneum Research GmbH diverse GIS-Entwicklungen umgesetzt. Im Dezember 1988 wechselte er mit dem Team zur GRINTEC GmbH, wo er von 1994 bis 2016 als Geschäftsführer tätig war. Bei GRINTEC hat er u.a. die Einführung von Geographischen Informationssystemen (GIS) und Workforce Management Systems (WFMS) in der Energie- und Wasserwirtschaft verantwortet. Derzeit beschäftigt sich Günther Gleixner als selbstständiger Berater in den Bereichen GIS, WFMS, Digitalisierung

Augmented & Virtual Reality – Chances and Possibilities for Smart Energy Supply

Johann Schrammel, AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Georg Regal, AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Peter Fröhlich, AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Contact: johann.schrammel@ait.ac.at

Abstract – Virtual and augmented reality systems have become more mature in the recent years and are about to enter domains besides pure research. Important characteristics of these technologies make them a promising approach also for the energy sector. In this paper we provide an overview of existing systems, describe their main characteristics and typical application domains and report example systems that have been implemented in the energy domain.

1. Introduction

The term "Virtual Reality" (VR) is used to describe a series of completely different techniques. The spectrum ranges from digitally processed images to immersive, interactive 3D worlds. The basic principle in all cases is the digital reproduction of an infrastructure. Augmented Reality (AR), on the other hand, is the addition of digital artifacts to the real world. For example, virtual objects are faded into the user's field of vision. Up to now, VR and AR have been a niche product. This is set to change, as recently more and more off-the shelf technologies have been released for the consumer market, thus making VR and AR experiences affordable for a broad range of application scenarios. Oculus has delivered their first consumer version of a VR-Headset in March 2016, and HTC in cooperation with Valve (Vive) and Sony (Playstation VR aka Morpheus) followed soon. With the market launch of these glasses, the demand for more "serious" applications is also growing beyond the gaming industry. VR not only allows the presentation of the shape, but also enables testing under different conditions or in different environments. Car manufacturers such as Audi and Volvo have already realized that customers will be able to use expensive extras more quickly if they experience their capabilities realistically beforehand. VR can thus help decision-makers and planners to get to know more radical design ideas and innovations in Smart Street Design and to

convince them more easily. Although there is still room for technical improvements, VR and AR technology is often seen as a disruptive technology that will influence large parts of the economy, and we think that there are also important possibilities, chances and consequences for the utilities industry and energy sector. In this paper we would like to provide a brief overview on the spectrum of VR/AR systems, on currently available products and discuss possible implications for the energy sector.

1.1 The Reality – Virtuality Continuum

In order to better understand and systematize the characteristics of different virtual and augmented reality approaches we think it is helpful to refer to the conception of a Reality – Virtuality Continuum as introduced by Milgram et al [11]. They defined a Reality – Virtuality Continuum that provides a good model for classification of VR and AR technology and applications. The difference between VR and AR can be seen as a continuum. On the one end of the continuum is full VR on the other end plain reality the space in between is defined by Milgram et al. as mixed reality and includes Augmented Reality (AR) and Augmented Virtuality. If the user is full immersed in a completely synthetic / virtual world we use the term VR. Recent examples for fully immersive commercial systems are head mounted displays like Oculus Rift⁶, HTC Vive⁷, or Google Cardboard⁸. A good overview of the current state of the art in VR is provided by Anthes et al. [1], although in this fast evolving market this will most likely be outdated soon. Currently commercial available VR solutions can be divided into cable bound HMD and wireless HMDs.

Wireless HMDs are mostly special smartphone cases with two lenses. On the smartphone a stereoscopic image is displayed and can be viewed through the lenses. Tracking of the head movement and rendering of the corresponding field of view is done by the sensors of the smartphone. The biggest advantage of wireless HMDs is, that they are relatively cheap and can thus be distributed widely e.g. Google Cardboard. Also as no cable and PC is needed wireless HMDs are truly mobile. On the negative side computation power of current smartphones is not sufficient for providing a fully immersive experience.

The second category are cable bound HMDs that are used in combination with a powerful desktop PC or laptop e.g. HTC Vive or Oculus Rift. Tracking is done by inertial sensors and external tracking technology. Biggest advantage are the possibility to provide fully immersive experiences in complex virtual environments and the possibility to walk around in the virtual environment. Biggest disadvantage are the relatively high costs that limit scalability. If users are fully immersed in a Virtual Environment but certain real objects are still present according to Milgram et al. [11] it can be defined as Augmented Virtuality, although that term is not as

⁶ <https://www.oculus.com/>

⁷ <https://www.vive.com/>

⁸ <https://vr.google.com/cardboard/>

widely used as VR or AR. A recent technological example for Augmented Virtuality are the Vive Trackers⁹ developed by HTC that enable the usage of real objects in a virtual environment.

If the user is acting in a real world environment that is augmented with additional digital content we speak of Augmented Reality. An example for AR applications is the popular commercial game Pokemon Go. In Pokemon Go digital characters (Pokemons) are blended seamlessly into reality (captured through the smartphones camera, thus providing the illusion that the virtual object is a part of the environment. A comprehensive overview of the state of the art in AR technology is provided by Billinghurst et al. [4]. Currently available commercial examples are regular smartphones used as AR devices or head worn glasses like e.g. the Microsoft HoloLens¹⁰. Positioning of virtual objects in reality can be done through a broad range of technologies – cf [4] for example by markers (e.g. Vuforia framework¹¹), GPS positioning (e.g. Pokemon Go¹²) or depthcameras (e.g. Microsoft HoloLens).

Figure 1 below shows this continuum from the real to the virtual environment with possible examples and application scenario taken out of the energy context: Left we see a lineman working in his physical environment, next a worker using a headset with micro-display (augmenting him with context information) is shown¹³. Another possible application uses a CAVE-Environment [2], and on the right an example for full virtuality is shown [10].

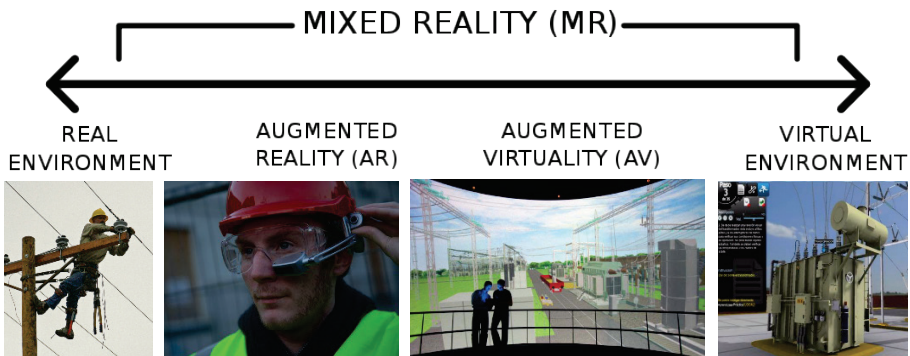


Figure 1: The continuum of real and virtual environments

⁹ <https://www.vive.com/us/vive-tracker-for-developer/>

¹⁰ <https://www.microsoft.com/en-us/hololens>

¹¹ <https://www.vuforia.com/>

¹² <http://www.pokemongo.com>

¹³ <http://www.kopin.com/offerings/headset-solutions>

We can conclude, that AR and VR technology has evolved from a niche in research towards a broadly available product that can be used in a broad range of application scenarios. Although gaming is currently the main reason for the rapid evolvement of AR and VR technology more “serious” application areas for VR and AR are catching up such as training [5] and assistance for maintenance and production [9].

2. Applications of AR and VR in the energy industry

Considering these characteristics of Virtual and Augmented Reality systems it is not surprising that promising concepts and prototypes in the utilities industry have been suggested and developed. And in fact, the energy domain has a strikingly large share in the portfolio of application opportunities presented and explored by research institutes and companies. Many advantages of AR and VR are especially exploitable for this sector, as it employs a large workforce that is active in the field. This group of users' needs orientation and spatial guidance enabled by AR, extra safety information in a challenging natural and technological environment (see some example projects in section 2.1). Furthermore, the opportunities of spatial mapping of information by VR offers a reduction of complexity for specialized operators, who have to deal with an increasingly complex and distributed infrastructure (see section 2.2). Furthermore, the opportunities of spatially-encoded intuitive and context-embedded knowledge transfer leveraging an increasing number of VR- and AR-based training courses (see section 2.3). There are also further uses of VR in the energy domain, which includes planning support (e.g. exploring opportunities for the exact placement of a substation) and public dissemination (such as enabling citizens to preview future wind turbines in their neighborhood and participate in the decision process).

2.1 Supporting field workers

In the field and on the spot, AR has obvious advantages, as the field-worker's view of the physical surroundings can be superimposed with otherwise invisible or inaccessible digital information. Examples for such information would be real-time data or feedback from the control center or could be a useful way to decrease the load of field workers.

Already in 2009, Schall et al. [14] presented a functional handheld augmented reality system that visualized underground infrastructure for water supply for field workers of a utility company. Opris et al. [12], for example, mention the in-situ visualizations of real-time data measurements and SCADA applications, specific information from other dependent systems, design plans of sub-stations, or step-by-step instructions for the next actions. Also, AR could help to avoid risks, such as visualizing invisible poisonous gas that had evaded from a leak, or

by indicating low levels of insulation oil. Another use of AR is the communication and documentation by field workers at the premises of utilities or at the customer.

2.2 Supporting control operators and maintenance staff

For operators in control rooms, who have to deal with a large mass of abstract information related to remote spaces, VR has been explored to decrease complexity. For example, virtual reality techniques were considered for routine monitoring and control in power systems operations, such as showing the operation and status of substations in an intuitive way [7]. Cardoso et al. [6] state that inspecting realistic and digitally annotated 3D models of substations should be much less demanding than analyzing 2D diagrams. From a business side, VR-products are being offered for VR-based asset management (see Virtualis.de). But also AR has been proposed as a means to provide tailored data in a contextually relevant way, in order to support human operators [12].

2.3 Education and training

One of the most active and promising application domains for VR and AR is training. Due to the large scale demand of skill acquisition in the energy field in various fields, the training industry is constantly looking for more advanced, efficient and safe methodologies. To this end, the characteristics of VR and AR are especially appealing: these techniques allow learners to interact with the content, and they are no longer an observer but can touch and feel the experience which enhances learning and supports understanding.

Another important aspect is that the training system can address situations that are otherwise difficult or impossible to implement in a training scenario. In the same ways as medical students can try their first surgeries without injuring patients and future astronauts can get ready for the next space mission, maintenance workers can train in hazardous environments without real danger. Due to this factors using VR/AR also has the potential to significantly reduce the costs of training.

Since relatively recently there is a number of commercial providers of VR and AR products for the energy industry, and some of these show impressive demos and use cases on their web portals. Training contents can range from setting up offshore wind turbines, installation and setup activities in urban as well as in industrial environments, working routines at production sites, crisis and emergency response, or technical details of equipment such as substations.

In the following paragraphs we present two approaches and example systems taken from different end points of the continuum from reality to full immersion in order to illustrate the whole spectrum of potentials.

2.3.1 Non-immersive environment: A training system for maintenance of high power live-lines

Several virtual reality based training systems have been developed in order to capitalize the potentials of virtual reality approaches for training purposes. An example system is the ALEN 3D system [10] [], which is in use since several years for training purposes of the Mexican electric utility company. The training is focused on the maintenance of high power live-lines in a distribution system.

The training system provides simulation facilities which consist of interactive 3D representation of the actual work environment and allow the trainee to interact with the system in a realistic way, even in abnormal operation and emergencies. 3D models of the different relevant elements (equipment, materials and tools) are modeled as 3D shapes to scale and have a realistic appearance. The created virtual scenes are enhanced with animation, interactivity and audio. The user interacts with the virtual world using conventional interaction devices (a computer mouse), which allow him to select and manipulate mouse-sensitive 3D objects. Valid clicks trigger 3D animations that show how to install the materials, how to operate the equipment and the location where the technicians should be placed. The system is training thousands of live-line operators from the 13 divisions of distribution system of the Mexican electric utility company.

2.3.2 Full immersion: A training systems for live-line workers

Work in power systems should be free of interruption as much as possible, so it is carried out by live-line techniques. VR-based training systems provides the possibilities for cost-effective training and guarantees safety during training operations. Park et al [13] developed a virtual reality based training system (VRTS) for live line workers that consisted of a HMD, sensing glove, and a spatial tracking system. Objects involved in virtual live-line work environment are modeled as 3D shapes. The target scenario is the live-line Cut-Out-Switch (COS) replacement work. This work is typically done at the top of the pole in an insulated bucket truck. Similar to the realistic context in this system the trainee can move his or her own position, as if he or she were in the bucket truck, by using voice commands such as “up,” “down,” “left,” and so on. To increase the sense of reality, also different electric phenomenon such as electric sparks are implemented. The developed training system has been tested by 24 linemen with realistic tasks such as the insulation of the power line on the pole or the installation of a bypass jumper cable. Most participants reported that the developed system is effective and adequate to complement the current training process, but also that further improvements of the technology (especially haptic feedback) would increase the systems usefulness.

3. Outlook and Conclusions

Virtual and augmented reality hard- and software technology has reached a level of maturity and affordability that makes it already viable and scalable for practical application in a wide range of industrial contexts. Besides visual fidelity, especially the advances in haptic interactions that make it so appealing for many purposes. Especially for (electrical) energy utilities, there is a range of problems that can well be addressed by virtual and augmented reality services. Beyond the specialized application fields mentioned above, it appears important to blend and entangle VR and AR technology with existing processes and solutions. For example, the paradigm of blended learning should be followed, rather than embarking on stand-alone solutions, such that the strengths and weaknesses of traditional training, non-immersive and immersive VR and real-world training are combined in a suitable way.

Many of the above proposed approaches for using VR or AR for application energy domain are so far in a conceptual stage. Still, most companies restrict their staff to use standard hardened laptops, tablets or mobiles. However, along with the growing interest in and maturity of this technology, we expect that wearable devices along with VR and AR equipment will be applied to enable hands-free modes for the complex and dangerous tasks that utility workers are engaged in.

The overarching success factor besides the actual technological maturity of VR equipment and the fidelity of content rendering, is whether the training strategy itself is properly designed and embedded in the application context as well as the available interaction opportunities and constraints. In order to achieve a high uptake rate, satisfactory learning effects, systematic user-centered design and accompanying evaluations are needed.

References

- [1] Anthes, C., García-Hernández, R. J., Wiedemann, M., & Kranzlmüller, D. (2016, March). State of the art of virtual reality technology. In *Aerospace Conference, 2016 IEEE* (pp. 1-19). IEEE.
- [2] Arendarski, B., Termath, W., & Mecking, P. (2008). Maintenance of complex machines in electric power systems using virtual reality techniques. In *Electrical Insulation, 2008. ISEI 2008. Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on* (pp. 483-487). IEEE..
- [3] Ayala García, A., Galván Bobadilla, I., Arroyo Figueroa, G. (2016) Virtual reality training system for maintenance and operation of high-voltage overhead power lines. *Virtual Reality* (2016) 20.
- [4] Billinghurst, M., Clark, A. and Lee, G. (2015) A Survey of Augmented Reality. *Foundations and Trends® in Human-Computer Interaction* 8, 2-3: 73-272.
- [5] Bossard, C., Kermarrec, G., Buche, C. and Tisseau, J. (2008) Transfer of learning in virtual environments: A new challenge? *Virtual Reality* 12, 3: 151-161.
- [6] Cardoso A., Prado P.R., Lima G.F.M., Lamounier E. (2017) A Virtual Reality Based Approach to Improve Human Performance and to Minimize Safety Risks When Operating Power Electric Systems. In: Cetiner S., Fechtelkötter P., Legatt M. (eds) *Advances in Human Factors in Energy: Oil, Gas, Nuclear and Electric Power Industries. Advances in Intelligent Systems and Computing*, vol 495. Springer, Cham
- [7] Carvalho, A. et al., "A methodology for reducing the time necessary to generate virtual electric substations," 2016 IEEE Virtual Reality (VR), Greenville, SC, 2016, pp. 163-164. doi: 10.1109/VR.2016.7504704
- [8] Galvan, I., Ayala, A., Muñoz, J., Salgado, M., Rodríguez, E. and Pérez, M. (2010) Virtual Reality System For Training Of Operators Of Power Live Lines. *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science Vol I*.
- [9] Gavish, N., Gutierrez, T., Webel, S., Rodriguez, J., & Tecchia, F. (2011). Design guidelines for the development of virtual reality and augmented reality training systems for maintenance and assembly tasks. In *BIO web of conferences* (Vol. 1, p. 00029). EDP Sciences
- [10] Hernández, Y., Pérez-Ramírez, M., Zatarain-Cabada, R., Barrón-Estrada, L., & Alor-Hernández, G. (2016). Designing Empathetic Animated Agents for a B-Learning Training Environment within the Electrical Domain. *Educational Technology & Society*, 19(2), 116-131
- [11] Milgram, P., Takemura, H., Utsumi, A. and Kishino, F. (1994) Augmented reality: a class of displays on the reality-virtuality continuum. *Telemanipulator and Telepresence Technologies* 2351: 282-292.
- [12] Opreș, I., Costinaș, S., Ionescu, C. S., & Nistoran, D. E. G. (2017, March). Towards augmented reality in power engineering. In *Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), 2017 10th International Symposium on* (pp. 39-44). IEEE.
- [13] Park, C., Jang, G. & Chai, Y. (2006) Development of a Virtual Reality Training System for Live-Line Workers. *International Journal of Human-Computer Interaction* Vol. 20 , Iss. 3.
- [14] Schall, G., Mendez, E., Kruijff, E. et al. Handheld Augmented Reality for underground infrastructure visualization. *Pers Ubiquit Comput* (2009) 13: 281. <https://doi.org/10.1007/s00779-008-0204-5>



Johann Schrammel, Scientist at AIT in the Center for Technology Experience, studied education science, sociology and group dynamics, holds a Master degree in adult education from University of Graz. Johann is active in the field of HCI since 2001 and is the author of more than 50 peer-reviewed publications. In his research he has addressed different questions of the interactions of humans and technology, recently with a specific focus on behaviour change and the energy sector. He has successfully led numerous national and international research projects, focusing on different topics such as interacting with intelligent systems, information visualization, persuasion and user experience.



Peter Fröhlich is a Senior Scientist at AIT and leader of a research team on technology acceptance in ubiquitous and mobile contexts. His research interest are mobile spatial interaction and persuasive technologies for the promotion of sustainable and safety-aware behavior. Peter received a doctoral degree in Applied Psychology in 2007 and works in the area of Human-Computer Interaction and Ubiquitous Computing for more than 15 years. He is co-author of more than 70 scientific contributions and regular organiser, editor and reviewer of several renowned journals and conferences, such as the journal of Ubiquitous Computing, Mobile HCI, Automotive UI and CHI.



Georg Regal, Scientist at AIT in the Center for Technology Experience, studied medical informatics at the technical university of Vienna. His research interest are interface and interaction-design, especially in the domain of human augmentation for special application contexts and user groups. Georg has gathered experience in the design, development and evaluation of AR and VR systems in multiple research projects. Examples are evaluation in VR (Moving Project), VR /AR supported participation in urban planning (VR Planning Project) and VR /AR training for industrial workers (NAFI4.0 Project).



ComForEn 2017
