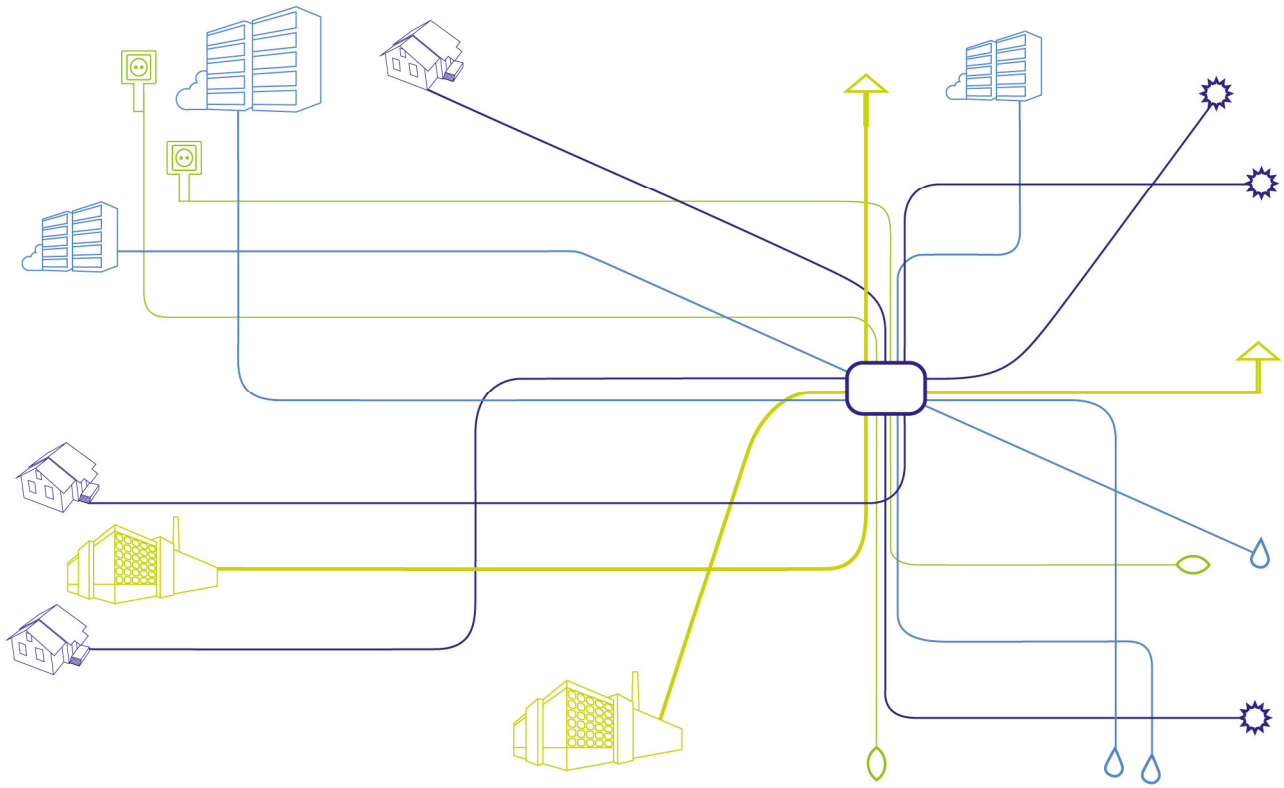
Blue Globe Report
SmartCities #02/2017

VIsion Step I

Realising Villach's Smart City Vision – Step I



Stadt Villach

VORWORT

Die Publikationsreihe BLUE GLOBE REPORT macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung. Mit dem BLUE GLOBE REPORT informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert.

Der BLUE GLOBE REPORT wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepages www.klimafonds.gv.at sowie www.smartcities.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm **„Smart Cities – FIT for SET 2. Ausschreibung“**. Die Vision des Klima- und Energiefonds für die Smart-Cities-Initiative mit ihren jährlichen Ausschreibungen ist die erstmalige Umsetzung einer „Smart City“ oder einer „Smart Urban Region“, in der technische und soziale Innovationen intelligent eingesetzt und kombiniert werden, um die Lebensqualität künftiger Generationen zu erhalten bzw. zu optimieren. Ein Stadtteil bzw. -quartier, eine Siedlung oder eine urbane Region in Österreich soll durch den Einsatz intelligenter grüner Technologien zu einer „Zero Emission City“ oder „Zero Emission Urban Region“ werden.

Smarte Stadtentwicklung erfordert intelligente, vernetzte und integrierte Lösungen. Mittelfristig werden **groß angelegte, sichtbare Demonstrationsprojekte** in ganz Österreich angestrebt, die sowohl Maßnahmenbündel **im Bestand** („Retrofit“), als auch **im Neubau** umfassen. Die mehrjährige Smart-Cities-Initiative des Klima- und Energiefonds ist strategisch klar auf **Umsetzungen** ausgerichtet: Entsprechend sind insbesondere Technologieentwicklungen essentiell, die die **Interaktion und Vernetzung zwischen einzelnen technischen Systemen** ermöglichen. Auf die **thematische Offenheit hinsichtlich**

der Wahl der Technologien (beispielsweise für die Energieaufbringung, für Effizienz, Speicherung, Kommunikation, Mobilität etc.) wird dabei Wert gelegt.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

PUBLIZIERBARER ENDBERICHT

A. Projektdetails

Kurztitel:	VIsion Step I
Langtitel:	Realising Villach's Smart City Vision – Step I
Programm:	Smart Energy Demo – FIT for SET 2. Ausschreibung
Dauer:	01.09.2012 bis 31.10.2015
KoordinatorIn/ ProjekteinreicherIn:	Stadt Villach
Kontaktperson - Name:	Mag.ª Sabine Domenig
Kontaktperson – Adresse:	Rathausplatz 1, 9500, Villach
Kontaktperson – Telefon:	+43 4242 205 5213
Kontaktperson E-Mail:	sabine.domenig@villach.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	• AIT Austrian Institute of Technology GmbH (Wien) • EQOS Energie Österreich GmbH (Oberösterreich) • CTR Carinthian Tech Research AG (Kärnten) • Fachhochschule Kärnten – Gemeinnützige Privatstiftung (Kärnten) • RMA Ressourcen Management Agentur (Kärnten) • Infineon Technologies Austria AG (Kärnten) • KNG-Kärnten Netz GmbH (Kärnten) • PwC Advisory Services GmbH (Wien) • Siemens AG Österreich (Wien) • Symvaro GmbH (Kärnten)
Projektwebsite:	smartcityvillach.at
Schlagwörter (im Projekt bearbeitete Themen-/Technologiebereiche)	☐ Gebäude ☒ Energienetze ☐ andere kommunale Ver- und Entsorgungssysteme ☐ Mobilität ☒ Kommunikation und Information ☐ System "Stadt" bzw. "urbane Region"
Projektgesamtkosten genehmigt:	4.146.619 €

Fördersumme genehmigt:	1.932.300 €
Klimafonds-Nr:	KR11SE2F00707
Erstellt am:	21 01 2016

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

B. Projektbeschreibung

B.1 Kurzfassung

Ausgangssituation / Motivation:	Die Stadt Villach beschäftigt sich seit Jahren mit den Themen Erneuerbare Energie, Energieeffizienz und CO2-Reduktion und hat schon zahlreiche Maßnahmen zur Erreichung der Emissionsziele umgesetzt. Um den Herausforderungen pro-aktiv zu begegnen, hat sich die Stadt Villach zum Ziel gesetzt, eine Smart City zu werden. Im Rahmen eines Stakeholder-Prozesses wurde die Vision für 2050 konkretisiert und der Weg zur Smart City in Form einer Roadmap 2020+ und eines Aktionsplans festgehalten.
Bearbeitete Themen-/ Technologiebereiche:	Energienetze, Kommunikation und Information
Inhalte und Zielsetzungen:	Mit dem Projekt „VIsion Step I" wurde ein erster Umsetzungsschritt zur Realisierung der Smart City Villach gesetzt. Ziel des Projektes war es, mithilfe eines ganzheitlichen und integrierten Smart City Konzeptes die Energieeffizienz und die Erzeugung dezentraler erneuerbarer Energie im Testgebiet zu steigern und gleichzeitig die Lebensqualität der BewohnerInnen zu erhöhen.
Methodische Vorgehensweise:	Zentraler Bestandteil des Konzeptes war die Aufrüstung des Stromnetzes zu einem Smart Grid. Im Rahmen des Projektes wurden in Haushalten des Testgebietes „DEMOsite" Smart Meter (elektronische Stromzähler) installiert. Darüber hinaus wurden in Transformatorstationen Messeinrichtungen und regelbare Ortsnetztransformatoren installiert. Smart Meter Daten waren die Basis für Lastflussanalysen und eine Modellierung des Netzes. Darauf aufbauende Simulationen wurden zur Entwicklung von Regelalgorithmen verwendet. Die Ergebnisse wurden im Feldversuch getestet. In den Energy Labs der FH-Kärnten wurde im Rahmen des Projektes eine elektrotechnische Forschungsanlage („Experimental Testbed") errichtet. In dieser kombinierten Photovoltaik- und Batterie-Netz-Speicher-Anlage wurden Smart Grid-Netze in verschiedenen Varianten der Belastung, und im Zusammenwirken mit PV-Anlagen, dynamisch getestet. Neue Finanzierungs- und Geschäftsmodelle, die im Zuge des Projektes entwickelt wurden, geben den BürgerInnen die Möglichkeit, sich an erneuerbaren Energieprojekten in der Stadt zu beteiligen, und fördern so deren Umsetzung. Die erarbeiteten Möglichkeiten reichen von einer direkten Bürgerbeteiligung an PV-Anlagen bis hin zu einem Inkubator für Smart City Technologien. Die Online-Plattform „Das Energie Genie" geht neue Wege im Hinblick auf einen bewussten Umgang mit Energie. Via Smartphone oder

	Internet können BürgerInnen Ihren Energiebedarf verfolgen und sich mit der Community austauschen. Energiespar-Tipps, Empfehlungen und Tests machen „Das Energie Genie" zu einem Social Network für Energiesparer und solche, die es noch werden wollen. Mit dem Living Lab „SMART Mieter Villach" wurde eine Kommunikations- und Kooperationsplattform geschaffen, die den BürgerInnen dabei hilft, einerseits das eigene Energieverhalten zu hinterfragen und zu verbessern, und andererseits wertvolle Informationen zur bedürfnisgerechten Gestaltung der Smart City Villach zu liefern.
Ergebnisse und Schlussfolgerungen:	Die im Projekt entwickelten und getesteten technologischen und sozialen Lösungsansätze liefern wichtige Beiträge zur Erreichung von Klima-, Energie und Nachhaltigkeitszielen: Smart Grids ermöglichen einen höheren Anteil an umweltverträglichen erneuerbaren Energien im Netz und leisten einen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Neue Finanzierungs- und Geschäftsmodelle unterstützen die breite Umsetzung von erneuerbaren Energie- und Effizienztechnologien und tragen so zur Klima- und Ressourcenschonung bei. Die entwickelten Konzepte der Bürgerbeteiligung leisten wertvolle Beiträge zur Bewusstseinsbildung, unterstützen einen nachhaltigen Lebensstil und ermöglichen die Ausschöpfung von verhaltensbedingten Einsparpotentialen.
Ausblick:	Die sozialen und technologischen Entwicklungen des Projektes wurden in Villach in kleinem Rahmen getestet und können in weiterer Folge im In- und Ausland in größerem Maßstab Anwendung finden. Die Stadt Villach will den Weg zur Smart City weiter beschreiten. Im Rahmen des Projektes wurde ein Update der Smart City Strategie durchgeführt. Weitere Smart City Projekte, die auch auf Ergebnisse des vorliegenden Projektes aufbauen, sind bereits in Planung.

B.2 English Abstract

Initial situation / motivation:	Villach's engagement for renewable energy and energy efficiency within the last years can be seen as exemplary. In order to proactively tackle future challenges, Villach developed the vision to become a smart city. In a sequence of stakeholder workshops, strategy documents (Vision 2050, Roadmap 2020+) and concrete implementation measures (Actionplan) have been developed.
Thematic content / technology areas covered:	Energy networks; Communication and information
Contents and objectives:	"VIsion Step I" is regarded as a first step towards the implementation of the long-term smart-city-vision of Villach. The goal of the project is to develop and implement an integrated smart-city-concept in one of Villach's city districts, which increases energy efficiency and the production of renewable energy as well as the local quality of life.
Methods:	Central to the technological concept is the upgrade of the existing power grid to a smart grid, including the roll-out of smart metering and smart transformer devices within the test area "DEMOsite". The implementation of smart metering, supplemented with dedicated sensors, yielded the necessary data to enable load flow analysis and grid modelling. The results have been used to design the grid control system. Within the "Energy Labs" at FH-Kärnten, a new electrotechnical research facility ("Experimental Testbed") has been set up for practical evaluation of storage-augmented smart low-voltage grid installations under controlled real-world conditions (including batteries and PV). New business and financing concepts, which have been developed and implemented within the project, provide citizens the opportunity to invest in regional energy projects and foster the installation of renewable energy systems. The online-platform „Das Energie Genie" is a "social network for energy savers", which enhances the smart citizen's active participation, by offering comprehendible information on individual energy consumption and enabling the citizens to interact with the community. LIVING Lab Villach engaged end-users to reduce their energy consumption by changing individual behaviour. Bringing together citizens and experts, LIVING Lab Villach provides the opportunity to exchange technological knowledge and user experiences, facilitating new insights on both sides.

Results:	The social and technological solutions, which have been developed and tested in this project, contribute to the achievement of climate-, energy- and sustainability targets: Smart Grids enable enhancing the existing generation power mix with an increasing share of renewable, environmentally friendly energy production. New business and financing models foster the implementation of renewable energy systems and the developed participation concepts help to raise awareness and foster sustainable lifestyles.
Outlook / suggestions for future research:	The social and technological innovations of this project have been successfully tested in Villach on a small scale and can now be rolled out and implemented on larger scales. The City of Villach plans to continue its way to become a Smart City. In the current project, the smart city strategy of Villach has been updated. Further smart city projects are in planning.

Inhaltsverzeichnis

B.3 Einleitung 8

B.4 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt 11

B.4.1 Stand der Technik und Vorarbeiten zum Thema 11

B.4.2 Innovationsgehalt des Projektes 20

B.4.3 Methoden und Vorgangsweise 35

B.5 Ergebnisse des Projekts 56

B.6 Erreichung der Programmziele 121

B.6.1 Einpassung in das Programm 121

B.6.2 Einbeziehung der Zielgruppen 122

B.6.3 Umsetzungs-Potenziale 126

B.7 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen 130

B.8 Ausblick und Empfehlungen 135

C. Literaturverzeichnis 140

B.3 Einleitung

Die Stadt gilt als der Lebensraum der Zukunft, und steht damit im Mittelpunkt der Bemühungen, die menschlichen Aktivitäten nachhaltiger zu gestalten. Es gilt, neue Lösungsansätze zu entwickeln, die der Komplexität des urbanen Systems gerecht werden und die es ermöglichen, das Zusammenleben in der Stadt intelligenter, effizienter und lebenswerter zu gestalten.

Villach ist mit rund 60.000 Einwohnern die zweitgrößte Stadt Kärntens und gilt als das Technologie- und Wirtschaftszentrum im Süden Österreichs. Aufbauend auf den Ergebnissen eines Stakeholderprozesses, wurde von einem interdisziplinären Projektteam das Smart-City-Demonstrationsprojekt „VIsion Step I" entwickelt. Die Stadt Villach möchte damit ihre Rolle als Plattform für neue Technologien verstärken und sich als Testbed für innovative Smart-City-Technologien etablieren.

Ziel des Projektes „VIsion Step I" war es, ein ganzheitliches und integriertes Smart-City-Konzept in einem Stadtteil von Villach zu entwickeln und umzusetzen, welches: a) die Energieeffizienz erhöht und die lokale Erzeugung erneuerbarer Energien fördert, b) den Einsatz modernster Technologie mit umfassender Einbindung lokaler Stakeholder kombiniert, und c) als „generische Keimzelle" dient, welche sich auch auf andere urbane Gebiete übertragen lässt.

Die zentrale Innovation des Projektes liegt in der einzigartigen und synergetischen Kombination von richtungsweisenden Energie- und Informationstechnologien, umfassender Bürgerbeteiligung und innovativen Finanzierungs- und Geschäftsmodellen.

Das erste Testgebiet „DEMOsite" liegt im Villacher Stadtteil Auen. Hier wurden intelligente Smart Grid Monitoring- und Regelungslösungen entwickelt und getestet (z.B.: Anwendung von PSS - Power Snapshots, Meter Grid Intelligence - Business Analytics, Meter Data Management, Regler mit Spannungsschätzer,...). Dazu wurden Teile des Stromnetzes mit intelligenten Netzkomponenten ausgestattet (650 Smart Meter, regelbarer Ortsnetztransformator, Netzsensoren, etc.). Mit den hier entwickelt neuen Regelungskonzepten können dezentrale Erzeugungsanlagen zur Stromeinspeisung (z. B. Fotovoltaik) sowie elektrische Energiespeicher (z. B. Batterien) optimal in Ortsnetze integriert werden.

Ein zweites Testgebiet („Experimental Testbed"), welches sich der Erforschung von zukunftsweisenden Energiespeichersystemen widmet, entstand in den Science and Energy Labs der FH-Kärnten Villach. In einer kombinierten Fotovoltaik- und Batterie-Netz-Speicher-Anlage werden Smart Grid-Netze in verschiedenen Varianten der Belastung, und im Zusammenwirken mit Fotovoltaikanlagen, dynamisch getestet. Die Forschungsanlage wird in weiterer Folge auch für Lehrzwecke zur Verfügung stehen.

Zwei komplementäre Ansätze zielen darauf ab, die BürgerInnen[1] zu sensibilisieren, und zu einem verantwortungsbewussten Umgang mit Energie anzuregen, sodass sie zu „intelligenten Nutzern" werden. Die Online-Plattform „Das Energie Genie" geht neue Wege im Hinblick auf einen bewussten Umgang mit Energie. Via Smartphone oder Internet können BürgerInnen Ihren Energiebedarf verfolgen und sich untereinander in der "Community" austauschen. Energiespar-Tipps, Empfehlungen und Tests machen „Das Energie Genie" zu einem Social Network für Energiesparer und solche, die es noch werden wollen.

---

[1] Im vorliegenden Bericht wird gemäß den Empfehlungen des Klima- und Energiefonds das große „Binnen-I" zur sprachlichen Gleichstellung von Frauen und Männern verwendet. Wenn in Einzelfällen davon abgewichen wird, geschieht dies einzig aus Gründen der Lesbarkeit.

Mit dem Living Lab „SMART Mieter Villach" wurde eine Kommunikations- und Kooperationsplattform geschaffen, die den BürgerInnen dabei hilft, einerseits das eigene Energieverhalten zu hinterfragen und zu verbessern, und andererseits wertvolle Informationen zur bedürfnisgerechten Gestaltung der Smart City Villach zu liefern. In quartalsweisen Energy Efficiency Reports wurden den MieterInnen Informationen zu ihrem Energieverbrauch aufbereitet. Die Entwicklung des Verbrauchs wurde diskutiert und Experten Know How trug zur Entwicklung neuer Handlungsoptionen für das Energiesparen bei. Die zunehmende Vernetzung zwischen den MieterInnen („voneinander lernen") wurde über Social-Network-Analysis sichtbar gemacht.

Neue Finanzierungs- und Geschäftsmodelle, geben den BürgerInnen die Möglichkeit, sich an erneuerbaren Energie- bzw. Technologieprojekten in der Stadt direkt zu beteiligen und fördern so deren Umsetzung. Die erarbeiteten Möglichkeiten reichen von einer direkten Bürgerbeteiligung an PV-Anlagen bis hin zu einem Inkubator für Smart City Technologien. Im Inkubator werden beispielsweise interessante Gründerprojekte im Bereich Smart City gesucht, die dann nach eingehender Prüfung soweit begleitet werden, dass durch die Bürger eine Beteiligung möglich sein soll. Im September 2014 wurde am Dach eines öffentlichen Gebäudes eine Photovoltaikanlage mit rd. 45 kWp Leistung errichtet. Die Finanzierung erfolgte über ein Bürgerbeteiligungsmodell und über die Laufzeit wird der produzierte Strom in die Trafostationen des Demogebietes eingespeist.

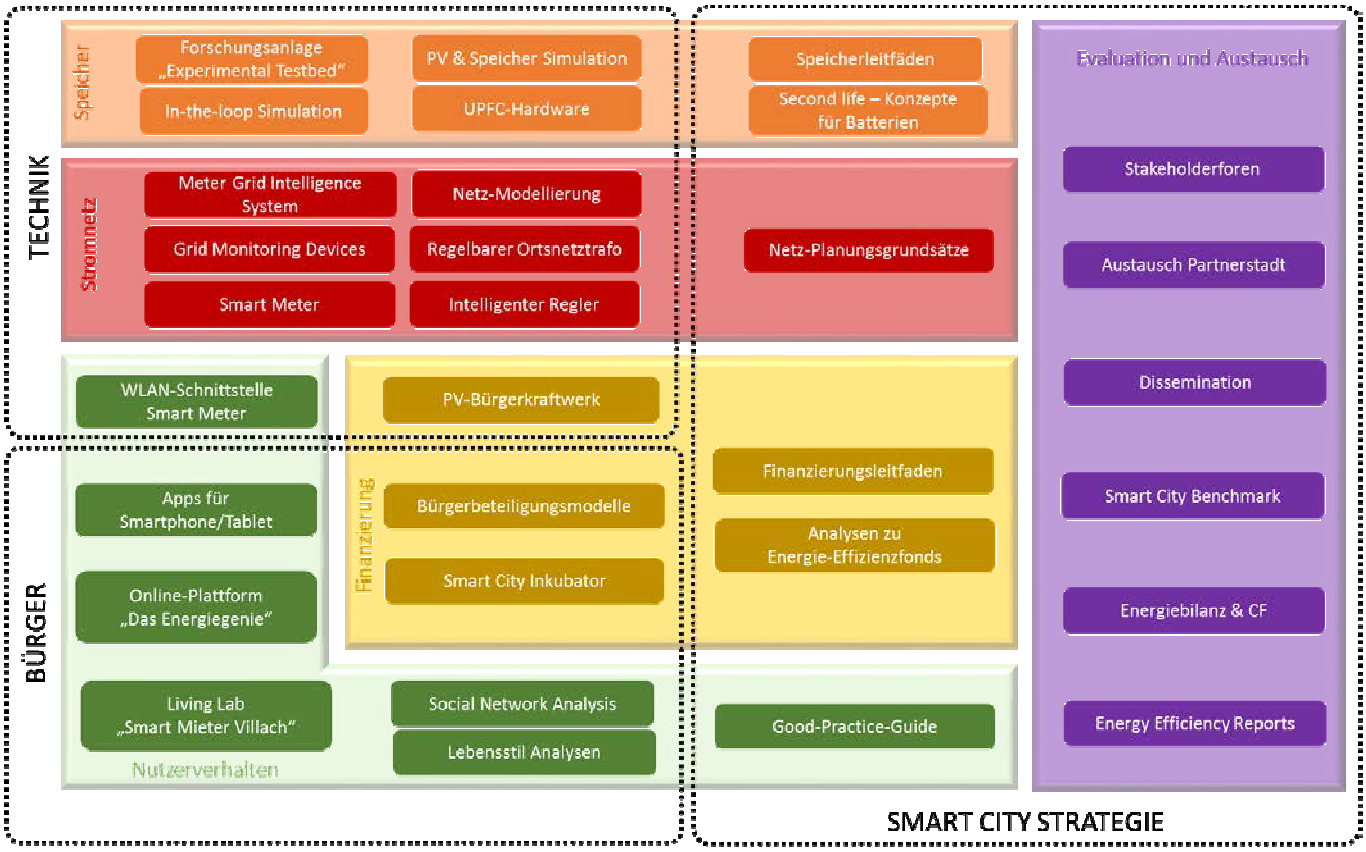


Abbildung 1: Themenüberblick VIsion Step I

Parallel zu den inhaltlichen Projektteilen wurde eine Reihe von begleitenden Maßnahmen durchgeführt, welche darauf abzielen, die Projektergebnisse zu evaluieren und in die Smart City Strategie der Stadt Villach zu integrieren. Ein wesentlicher Teil dieser Arbeiten war der Austausch mit anderen Smart-Cities sowie mit Stakeholdern in Villach. Insbesondere mit der Partnerstadt Graz wurde ein intensiver Austausch von Projektergebnissen und Prozesserfahrungen gepflegt. In drei

Stakeholderforen wurden Projektergebnisse mit relevanten Akteuren aus unterschiedlichsten Fach- und Gesellschaftsbereichen (Unternehmen, Schüler, Bewohner des Demo-Gebietes, etc.) diskutiert und dabei wertvoller Input für die Weiterentwicklung der Smart City Villach eingebracht. Ergänzend dazu wurden Energiebilanzen und Smart City Indikatoren berechnet, welche den Stand bzw. die Entwicklung des Testgebiets und der Stadt Villach dokumentieren und einen Vergleich mit anderen Smart Cities ermöglichen. Zudem wurden Erkenntnisse der inhaltlichen Projektarbeit in geeigneter Form verschriftlicht (Good-Practice-Guide, Speicherleitfäden, etc.) und im Rahmen der Disseminationsaktivitäten entsprechenden Zielgruppen weitervermittelt.

Die im Projekt entwickelten und getesteten technologischen und sozialen Lösungsansätze liefern wichtige Beiträge zur Erreichung von Klima-, Energie und Nachhaltigkeitszielen: Smart Grids ermöglichen einen höheren Anteil an umweltverträglichen erneuerbaren Energien im Netz und liefern einen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Neue Finanzierungs- und Geschäftsmodelle unterstützen die breite Umsetzung von erneuerbaren Energie- und Effizienztechnologien und tragen so zur Klima- und Ressourcenschonung bei. Die entwickelten Konzepte der Bürgerbeteiligung leisten wertvolle Beiträge zur Bewusstseinsbildung, unterstützen einen nachhaltigen Lebensstil und ermöglichen die Ausschöpfung von verhaltensbedingten Einsparpotentialen. Die sozialen und technologischen Entwicklungen des Projektes wurden in Villach in kleinem Rahmen getestet und können in weiterer Folge im In- und Ausland in größerem Maßstab Anwendung finden.

B.4 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt

B.4.1 Stand der Technik und Vorarbeiten zum Thema

Stromnetzinfrastruktur

Durch energiepolitische Entscheidung haben sich die Anforderungen an Verteilernetze drastisch geändert, gerade die vermehrte Nachfrage nach erneuerbaren dezentralen Energieerzeugern, wie Kleinwasserkraftwerke und Photovoltaikanlagen, stellen den Verteilernetzbetreiber vor neue Herausforderungen.

In der Vergangenheit wurden Planungsgrundsätze definiert, welche einem unidirektionalen Energieflusses zu Grunde liegen, siehe Abbildung 2. Das bedeutet der Energiefluss erfolgt kontinuierlich von den großen zentralen Erzeugungsanlagen (Wasser, Gas, Kohlekraftwerke) über das Höchst- und Hochspannungsnetz zu den Umspannwerken. Von den zentralen Umspannwerken aus, wurde die Energie über das Mittelspannungsnetz weiter in die Richtung der Kunden transportiert, wo sie mit Hilfe von Ortsnetztransformatorstation und dem dahinter liegenden Niederspannungsnetz dem Endverbraucher zur Verfügung gestellt wurde.

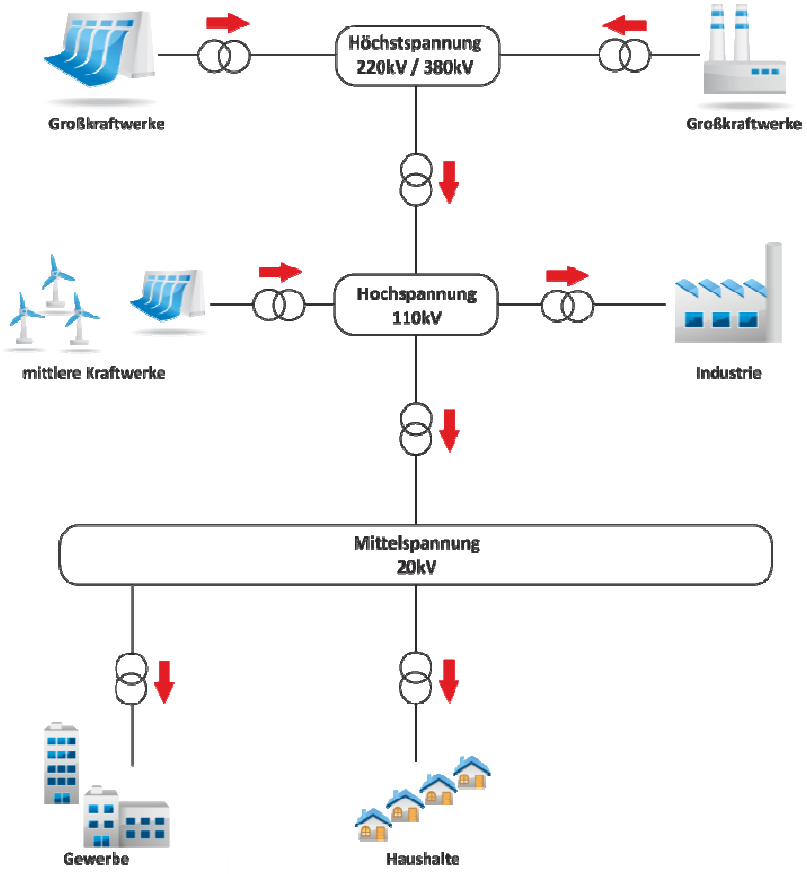


Abbildung 2: Stromnetz vor der Energiewende, einseitiger Lastfluss

Durch den vermehrten Einsatz von dezentralen Erzeugungsanlagen entstehen jedoch vermehrt Situationen im Netz, in denen die regionale Erzeugung den regionalen Verbrauch übersteigt und sich somit eine Umkehr des Energieflusses einstellt.

Diese temporäre Umkehr des Energietransportes hat zur Folge, dass die bestehenden Verteilernetze einem nun mehr bidirektionalen Energieflusses ausgesetzt sind (Abbildung 3) und somit die in der Vergangenheit eingesetzten Planungsgrundsätze auf ihre Gültigkeit zu überprüfen bzw. zu überarbeiten sind.

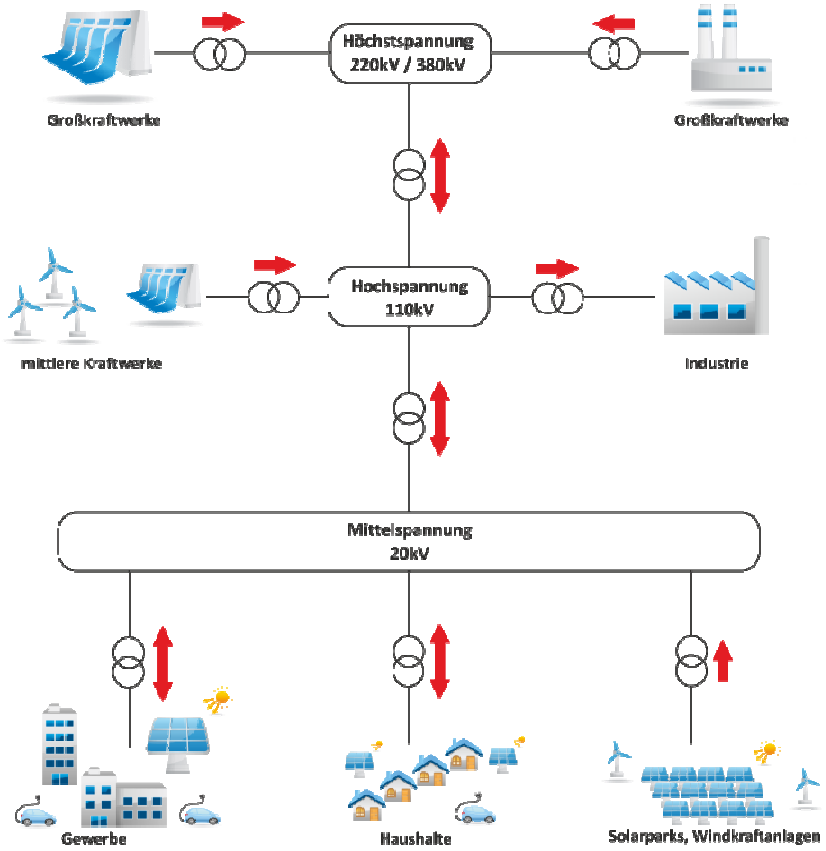


Abbildung 3: Stromnetz nach der Energiewende, beidseitiger Lastfluss

Ein wesentlicher Punkt bei der Planung von elektrischen Netzen ist die Einhaltung bzw. Sicherstellung der Spannungsgrenzen gemäß EN50160. Hierfür sind vom Verteilernetzbetreiber geeignete Maßnahmen zu setzen. In der Vergangenheit wurde Verletzungen des Spannungsbandes mit einem kostenintensiven Netzausbau entgegengewirkt. Durch den zunehmenden Einsatz von Leistungselektronik und Automatisierungstechnik in den Verteilernetzen ergeben sich nun für den Verteilernetzbetreiber neue Möglichkeiten, eine höhere Ausnutzung der bestehenden Netzinfrastruktur zu erzielen.

Nachfolgend werden ein paar Methoden gelistet welche zur Einhaltung des Spannungsbandes im Niederspannungsnetz beitragen:

- rONT (regelbarer Ortsnetztransformator)
- Blindleistungsmanagement
- Batteriespeicher
- Längsregler im Ortsnetz
- Fernsteuerung von aktiven Komponenten

Im Zuge des Projektes wurden seitens der KNG zwei typische Niederspannungsnetze ausgewählt.

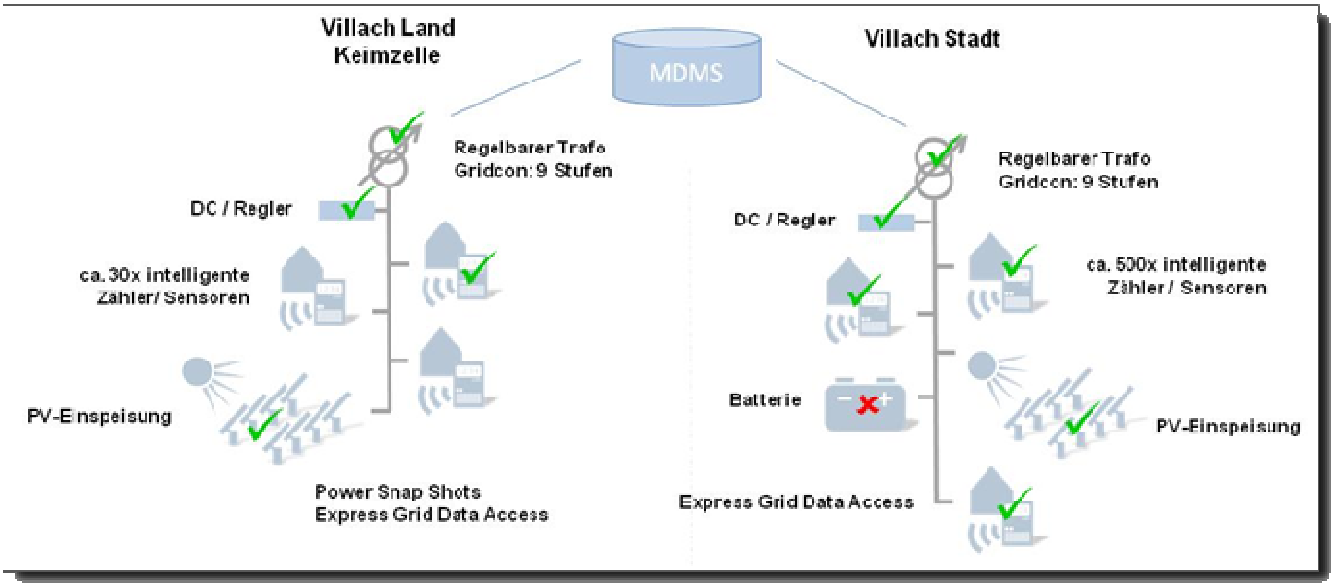


Abbildung 4: projektbezogener Netzinfrastrukturüberblick

Die Entscheidung zwei Testnetze auszuwählen bringt zwei wesentliche Vorteile im Projekt mit sich:

- Risikooptimierung

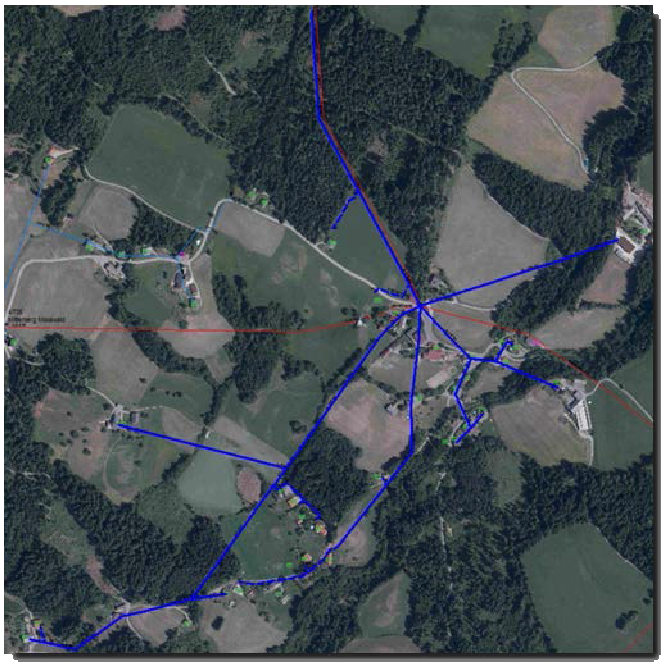
Da im Zuge des Projektes neue, eventuell technisch nicht ganz ausgereifte Betriebsmittel eingesetzt werden und deren Verhalten nicht zu 100% vorhersehbar ist, ist die technische Erprobung in einem kleineren überschaubaren Ortsnetz durchaus sinnvoll. Technische Störungen können somit auf eine recht kleine Anzahl von Kunden begrenzt werden.

- Skalierbarkeit

Eine Vorgabe des Projektes ist, dass die Ergebnisse auch skalierbar darstellbar sind. Mit den zwei Ortsnetzen ist es nun möglich, die Ergebnisse aus der Keimzelle nicht nur theoretisch zu skalieren, sondern auch in ihrer praktischen Umsetzung auf Skalierbarkeit zu überprüfen.

Diese Versuchsnetze dienen den Projektteilnehmern die Herausforderungen an die Stromnetze „von morgen" zu dokumentiert und diese auch zu analysieren, um geeignete Maßnahmen zur Spannungsbandbegrenzung abzuleiten bzw. in der Praxis auch zu erproben. Die beiden ausgewählten Ortsnetze stellen klassische Niederspannungsnetze der KNG dar. Sie dienen rein der Energieübertragung und waren vor dem Projekt ohne jegliche IKT Infrastruktur ausgestattet.

Mooswald, Gemeinde Fresach, Villach Land ○ Typisches ländliches Ortsnetz in Kärnten ○ 30 Kunden, vorwiegend Haushalte und Ladwirtschaften ○ Installierte Einspeiseleistung ca. 260kW ○ Dient als „Keimzelle	Karawankenweg 3, Gemeinde Villach Stadt ○ Urbanes Ortsnetz ○ 148 Kunden vorwiegend Haushalte und Kleingewerbe ○ Einspeiseleistung ca. 85 kW ○ Demogebiet Auen, Smart Grid WP7



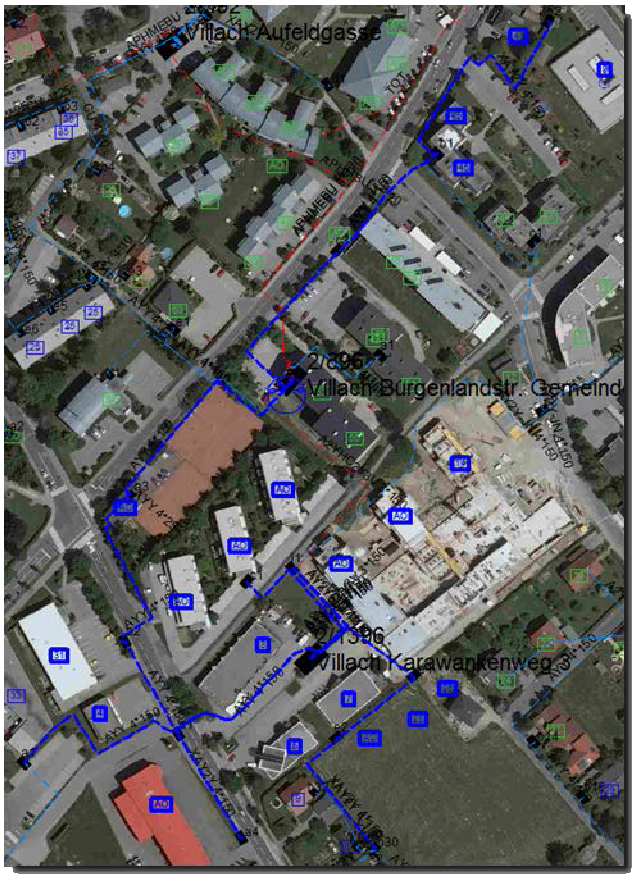


Abbildung 5: Ausgewählte Ortsnetze

Integration von Energiespeichern

Die Integration von elektrochemischen Energiespeichern steckt im Niederspannungsnetz noch in den Kinderschuhen. Sowohl die Amortisierungsdauer als auch der Gesamtwirkungsgrad sind Hindernisse für eine großflächige Verbreitung der Technologie. Die zu erwartenden Möglichkeiten bezüglich Flexibilität und Qualität im Niederspannungsnetz als auch Eigenverbrauchsszenarien rechtfertigen größere Forschungsaufwendungen in diesem Themenfeld.

Nutzerintegration – Smart City Energy Club (SCEC)

Zu Projektbeginn wurden Bürger hauptsächlich über drei Kanäle über Ihren Energieverbrauch in formiert:

a. die Monatsrechnung (meist als Schätzung)
b. das Kundenportal des jeweiligen Energieversorgers
c. durch third-party Lösungen zur persönlichen Energieeffizienz

Diese Situation hat sich während der Projektlaufzeit kaum geändert, wobei jedoch ein starker Trend zu

- Kundenportalen mit mehr Funktionen und Interaktionsmöglichkeiten
- einer Menge an elektronischen und softwarebasierten Lösungen zur persönlichen Energieeffizienz am Markt vorhanden ist

Parallel hat sich die Zahl der Internetnutzer in Österreich von 75 % auf 82 % erhöht[2]. Bei den Smartphone-Nutzern stieg der Anteil in der selben Zeit von 57 % auf 72 %[3]. Dies wirkte sich nicht auf das Design oder die Funktion des SCEC aus.

Nutzerintegration - LIVING Lab Villach

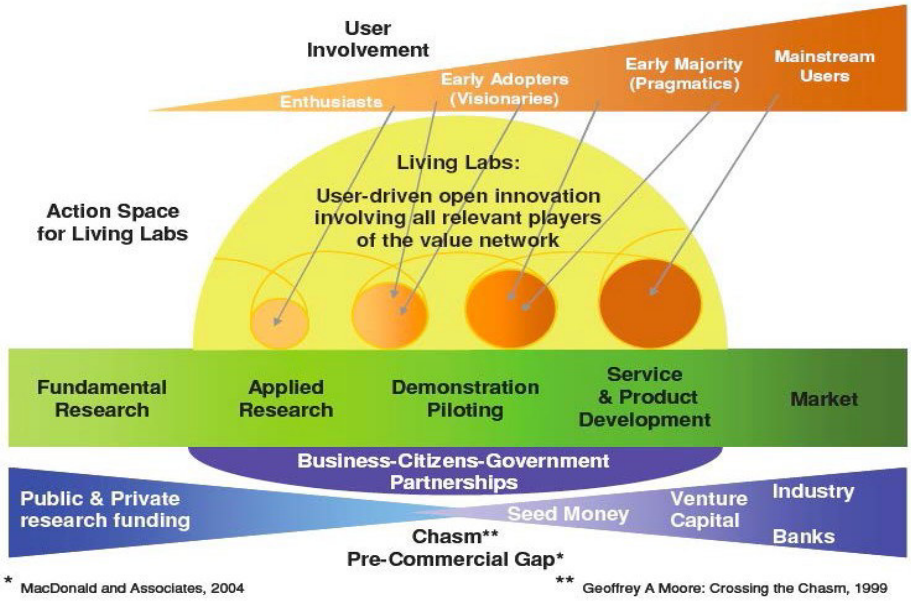


Abbildung 6: Living LAB – Ein Instrument der User driven und open Innovation, Quelle: Mac Donald and Associates 2004

Das Modell des Living LAB (William Mitchell, Kent Larson, Sandy Pentland 2007) integriert „User Innovation" und „Open Innovation aus dem Blickwinkel eines „Innovationsprozesses". Das „Living

2 http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/informationsgesellschaft/ikt-einsatz_in_haushalten/index.html

3 http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/informationsgesellschaft/ikt-einsatz_in_haushalten/022210.html

LAB" wird als Instrument der Kontextsteuerung zum Aufbau Innovation fördernder Rahmenbedingungen gesehen:

„Lebende Kunden" werden möglichst frühzeitig nach der Grundlagenforschung in den Forschungsprozess eingebunden und in alle Phasen des Produktlebenszyklus als Ko-Kreatoren integriert. Ihre Motive und Bedürfnisse dienen als Treiber für die Entwicklung nützlicher, technologiegetriebener Dienstleistungen und Produkte. Die Kommunikationssettings der „Living LABs" bringen dabei Experten und Nicht-Experten, Entwickler und Kunden aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Inkubatoren als Ko-Kreatoren in moderierte „Living LAB" Stakeholder Entwicklungskonsortien zusammen. Ziel ist die gemeinsame Entwicklung und Bewertung von Innovationsideen, Szenarios, Konzepten und Prototypen im Rahmen von „real life case studies".

Modelle und Prototypen werden dabei pilotiert und hinsichtlich ihrer Funktionalität, des erreichten Neuheitsgrades und der voraussichtlichen Akzeptanz durch die Kunden / Märkte evaluiert. Durch den Einbezug einer größtmöglichen, sozio-kulturellen Diversität in den Innovationsprozess sollen dabei möglichst viele Kreativitätspotentiale genutzt und der Unvorhersehbarkeit der Marktakzeptanz von Inventionen (Neuerfindungen) gegengesteuert werden.

Hands-on können Kunden mit unterschiedlichen Prototypen experimentieren. Ihre Feedbacks werden mit weiterführenden, technologischen Lösungsideen verknüpft und die daraus entstehenden Prototypen in Alltagssituationen unter verschiedensten Perspektiven evaluiert. Im Praxistest soll die Anschlussfähigkeit auf bestehende Wertsysteme überprüft und damit eine Entscheidungshilfe für die Markteinführung geschaffen werden. Die dabei entstehenden neuen Geschäftsmodelle (z.B. auch öffentlicher Dienstleistungen) wie z.B. „Licencing out" tragen zur Risikominimierung in der Umsetzung bei. Dabei bauen die Kooperationsarchitekturen der Living LABs direkt auf vorhandene Erfahrungen der Organisationsentwicklung im Aufsetzen und moderieren von Netzwerken und Leistungsverbünden auf.

Das AIT Austrian Institute of Technology hat deshalb im Rahmen des „Smart City Villach" Projekts ein „Smart Mieter - Living Lab" eingerichtet. Dort entwickelten die ExpertInnen vom AIT gemeinsam mit den MieterInnen Lösungsmodelle wie man Energie effizient einsetzen, den Energieverbrauch im eigenen Haushalt senken und damit Kosten sparen kann.

Das Projekt wurde zunächst im Stadtteil Auen mit etwa 1.300 Haushalte begonnen (Kontaktaufnahme 1.300 Haushalte über meineHeimat). Um den Stromkonsumenten die Möglichkeit zu geben, ihren Stromkonsum besser zu steuern, wurden in den beteiligten Haushalten intelligente Stromzähler („Smart Meter") installiert. Den Stromversorgern bieten diese Smart Meter die Möglichkeit, die Energie-Lieferung effizienter zu planen.

Ergänzend wurde im Rahmen des Living Lab die „SMART Mieter Werkstatt" eingerichtet. Sie war Treffpunkt für alle Bewohner, die ihre Erfahrungen in effizienter Energienutzung austauschen wollten. Bei Bedarf erhielten sie von Experten Anregungen, wie sie ihren Energieverbrauch in ihrem Alltag weiter reduzieren können und entwickelten darauf aufbauend eigene Umsetzungsideen. Direktes Daten-Feedback durch Monitoring half in der Folge, den Erfolg der eigenen Maßnahme zu überprüfen und die Initiativen zu erkennen, die dazu beitrugen, den Energieverbrauch langfristig zu senken. Zugleich war die SMART Mieter Werkstatt ein Ort, an dem Mieter ihre offenen Fragen im persönlichen Kontakt mit Vertretern z.B. der Stadt, des Energieversorgers, der Wohnbaugenossenschaft etc. klären und direkt mit Entscheidungsträgern neue Lösungen abstimmen und umsetzen konnten.

Finanzierung

Bürgerbeteiligungen erfordern neben der richtigen Rechtsform auch die Berücksichtigung weiterer rechtlicher Gebiete. Dazu zählt einerseits das Bankwesengesetz (BWG), wenn es um konzessionspflichtige Geschäftsvorgänge geht. Außerdem kann eine Ansprache von Bürgern im Allgemeinen ein öffentliches Angebot im Sinne des Kapitalmarktgesetzes (KMG) darstellen, was unter Umständen zur Prospektpflicht führen kann. Letztlich kann die Ausgestaltung auch als alternativer Investmentfonds klassifiziert werden, wodurch nur ein Alternativer Investmentfonds Manager zur Verwaltung befugt wäre. Neben diesen rechtlichen Rahmenbedingungen sind auch wirtschaftliche Komponenten, wie die Risikostruktur sowie Haftungs- und Gestaltungsmöglichkeiten im Rahmen der Beteiligung zu beurteilen.

Fondsmodelle sind durch die Vielzahl an regulatorischen Vorgaben (Transparenz, Informationen, Risikobewertungen der Kunden usw.) jedoch nur mit Hilfe einer Bank effizient umsetzbar. Damit verbunden ist ein hoher administrativer Aufwand (Endkundengeschäft und damit verbundene Auflagen), der durch höhere Renditen des Fonds kompensiert werden muss.

Folgende Abbildung zeigt die verschiedenen Rechtsmöglichkeiten:

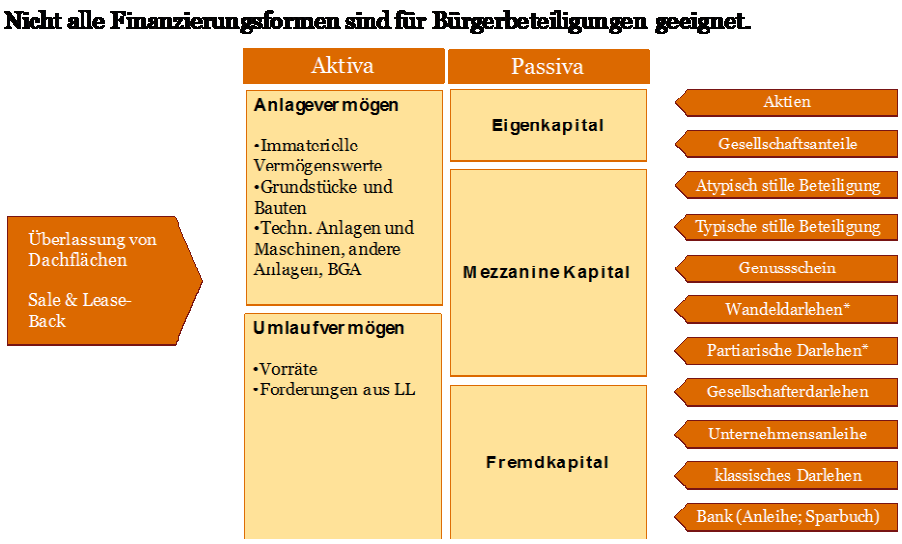


Abbildung 7: Formen der Beteiligung sowie Auswirkungen auf Bilanz, Quelle: PwC

Auch ergibt sich aus der Renditeerwartung sowie Risikobereitschaft bereits eine Ableitung der möglichen Beteiligungsformen bzw. können bestimmte Formen ausgeschlossen werden.

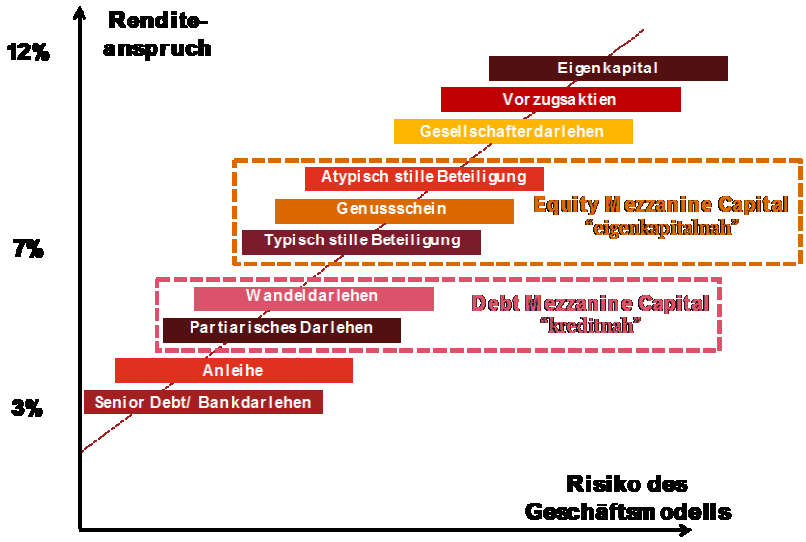


Abbildung 8: Risiko vs. Rendite der Finanzierungsformen, Quelle: PwC

Inkubatoren sind Organisationen, die UnternehmerInnen in der pre-Seed und Seed Phase unterstützen. Meist haben die UnternehmerInnenn eine erste öffentliche Förderung erhalten und müssen nun einen Prototypen oder Beta-Produkt entwickeln. Während Inkubatoren für digitale Geschäftsmodelle bereits durch ihre potenzielle hohe Skalierbarkeit etabliert sind, sind Inkubatoren für ‚physische' Produkte derzeit kaum am Markt erkennbar. Weiters setzen viele Inkubatoren auf bestimmte Sektoren wie ‚Media', Health Care' usw., jedoch keiner noch auf einen über mehrere Sektoren reichenden Inkubator.

Abbildung 9: Hot Spots von Inkubatoren, Quelle: PwC

Deutschland sowie UK sind derzeit die interessantesten Länder für Inkubatoren. Österreich hat im europäischen Vergleich im Großraum Wien ein Stärkefeld, das Potenzial in den Bundesländern wird derzeit in ersten Ansätzen aktiviert.

Die Analyse der europäischen Inkubatoren zeigt, dass insbesondere auf stark skalierbare Geschäftsmodelle aus dem IT Bereich gesetzt wird.

B.4.2 Innovationsgehalt des Projektes

Die zentrale Innovation des Projektes liegt in der einzigartigen und synergetischen Kombination von richtungsweisenden Energie- und Informationstechnologien, umfassender Bürgerbeteiligung und innovativen Finanzierungs- und Geschäftsmodellen. Details dazu sind nachfolgend dargestellt.

Stromnetzinfrastruktur

Erweiterte MDM Funktionalität - Big Data:

Das Meter Data Management (MDM) ist das Bindeglied zwischen AMI-Systemen (Advanced Metering Infrastructure) und der unternehmensweiten Informationsverarbeitung beim Netzbetreiber. Es kann als Berechnungsautomat angesehen werden, der seine Ergebnisse anderen Anwendungen zur Verfügung stellt. Die zentrale Kernaufgaben eines MDM ist die Messdatenerfassung (z.B.: ausgelesene Zählerstände, Lastprofildaten), deren Validierung und Anpassung (VEE), Speicherung und gegebenenfalls Anzeige auf einem Endkundenportal.

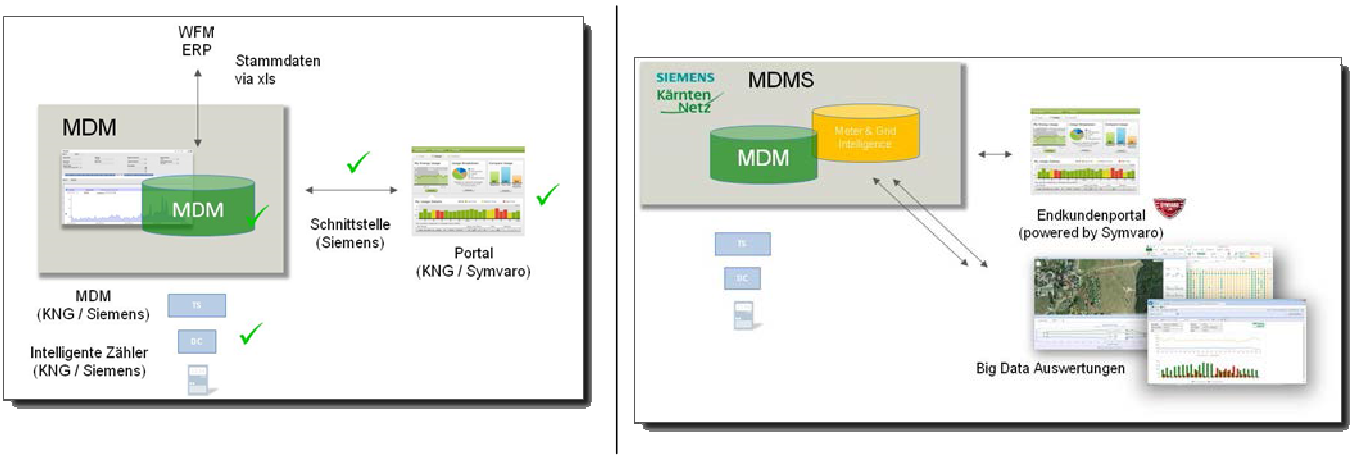


Abbildung 10: Projektspezifische Erweiterungen zum MDM

Im gegenständlichen Forschungsprojekt wurde die klassische MDM-Funktionalität um eine „Business Analytics"-Plattform (MGI – Meter Grid Intelligence) erweitert, um einerseits für die künftige Abfrage von Massendaten hinsichtlich „Performance"/„Security" noch besser gerüstet zu sein und andererseits zusätzliche Auswertungen von Daten durchführen zu können. Im Rahmen des Forschungsprojektes kam eine Teradata Appliance in der Version 14 - in weiterer Folge als TD DB bezeichnet - zur Anwendung.

Die Entscheidung für die Analyseplattform Teradata fiel aufgrund der Vielzahl an Basiseigenschaften zur Unterstützung sicherer zentraler Datenhaltung und skalierbarer Performance kombiniert mit einem entsprechend umfangreichen Konzept zur Datenverarbeitung.

Darüber hinaus wurden zahlreiche weitere Daten im MGI erfasst und ausgewertet, die künftig eine wichtige Rolle im Zusammenhang mit der Netzbetriebsführung spielen könnten. Für Netzbetreiber ist es interessant zu wissen ob und mit welcher Qualität seine Kunden versorgt sind. Dazu kann die Infrastruktur des Meterings mit Zählern aus dem Feld und Datenkonzentratoren in den Ortsnetzstationen einen wertvollen Beitrag leisten.

Visualisierung Powerline-Quality (PLC-Q)

Erstmals wurde im Forschungsprojekt eine Analyse der Kommunikationsqualität der Powerline – Kommunikationsstrecke zwischen Datenkonzentrator und Smart Meter - vorgenommen. Die Kommunikation erfolgt bei dem verwendeten System paketorientiert. Um einen Maßstab zur PLC-Kommunikationsqualität (PLC-Q) anlegen zu können, wurde zwischen „OK" und „Not-OK" Paketen unterschieden. Letztere treten gehäuft auf, wenn Störungen auf der Leitung auftreten und führen dazu, dass die nicht erfolgreich gesendeten Pakete erneut auf die Reise geschickt werden müssen. Wiederholungen verlangsamen die Kommunikationsgeschwindigkeit. Werden die Störungen zu groß, kann eine Verbindung zwischen Datenkonzentrator und intelligentem Zähler im schlimmsten Fall sogar gänzlich abreißen. Es ist dann nicht mehr sichergestellt, dass der Endkunde zeitgerecht Informationen bezüglich seines Energieverbrauches erhält. Auch Schalthandlungen (Lastschaltfunktion) sind nicht mehr möglich.

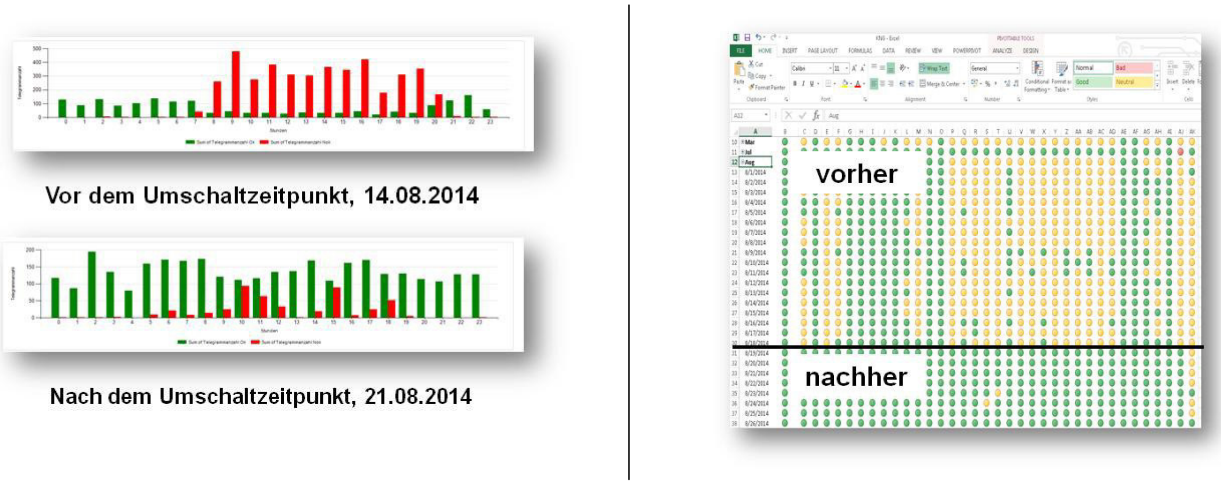


Abbildung 11: Ergebnisse der Auswertung mittels PLC-Q (PLC-Quality)

Mittels der Funktion PLC-Q wurden für alle Zähler im Netzgebiet Mooswald Qualitätsparameter ermittelt. In der Abbildung links ist zu sehen, wie im oberen Teil der Abbildung bei einem Messpunkt die „Not-OK" Pakete tagsüber stark überwiegen. Bedingt durch erschwerende Einflüsse von PV-Anlagen und Maschinen in einem Produktionsbetrieb wurden offenbar viele Pakete nicht ordnungsgemäß übertragen.

Erst nach Veränderung der PLC-Kommunikationsparameter - Das eingesetzte System reagierte fortan rascher auf beeinträchtigte Kommunikationskanäle - konnte ab dem 21.08.2014 generell ein deutlich verbessertes Kommunikationsverhalten festgestellt werden. Die Ergebnisse sind auf dem rechten Bild deutlich zu erkennen. Die Grünen Punkte sagen aus, dass jeweils in jeder Stunde mehr „OK" als „Not-OK" Pakete existiert haben.

Für den Netzbetreiber ist es entscheidend, dass er über das Kommunikationsverhalten in seinem Netz Bescheid weiß, bzw. Maßnahmen auf ihre Wirksamkeit hin verifizieren kann. Wenn die einfache Adaptierung von Parametern nicht ausreicht, können auch zusätzliche Repeater zum Einsatz kommen. (Einsatz von Repeatern wird weiter unten beschrieben)

Visualisierung „Power Snap Shots"

Verteilnetze sind bislang typisch mit keinen Sensoren ausgestattet bzw. auch nicht im SCADA erfasst. Netzbetreiber sind daher in diesem Bereich mehr oder weniger „blind". Das wird sich mit der Energiewende schrittweise ändern, da die Vorgänge durch neue Einspeisemöglichkeiten und geändertes Verbraucherverhalten (z.B. e-mobility, Speicher) komplexer werden.

Sensoren im Netz liefern mitunter eine enorme Flut von Daten, die im Anschluss an ihre Erfassung auch übertragen und ausgewertet werden wollen. „Power Snapshots" nutzen zeitlich exakt synchronisierte Zähler um auffällige Spannungssituationen im Netz zu erfassen (Die Basisfunktion wurde aus Vorprojekten übernommen). Da bereits die PLC-Strecke bezüglich Bandbreite sehr eingeschränkt ist, werden nur wenige Momentaufnahmen vom Netz alle 15 Minuten aufgezeichnet. Dennoch fallen im Laufe der Zeit – nicht zuletzt hochgerechnet auf das gesamte Netzgebiet – eine enorme Anzahl von Daten an, die von den Ortsnetzstationen eingesammelt werden, zentral gespeichert und ausgewertet werden müssen, um nutzbringend eingesetzt werden zu können.

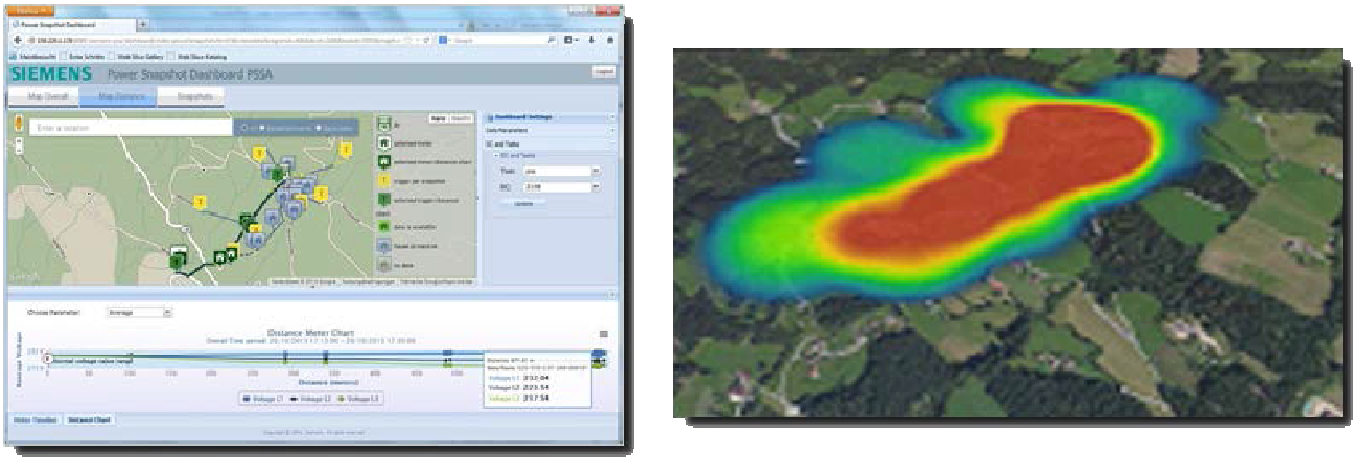


Abbildung 12: Visualisierungstool für Powersnapshots (Mooswald) / Heatmap

Es ist daher von entscheidender Bedeutung die Daten toolgestützt auswerten zu können. Zur Auswertung von Daten im gesamten Netzgebiet eines Netzbetreibers ist eine Funktion sinnvoll, die Auffälligkeiten (z.B.: Spannungsbandverletzungen) detektiert und mit unterlegtem Kartenmaterial darstellt (Heatmap – siehe Bild oben rechts). Im Forschungsprojekt wurde eine Applikation geschaffen, mit der dann die punktgenaue Darstellung von Daten in einem bestimmten Netzbereich vorgenommen werden konnte (Siehe Bild oben links).

Basierend auf einer realen Kartendarstellung des betrachteten Netzgebietes kann in der für das Forschungsprojekt entwickelten Software mit wenigen Mausklicks ein Kabelstrangang ausgewählt werden. Automatisch wird von dem selektierten Netzpunkt der Leitungsabschnitt bis hin zum Ortsnetztransformator auch grafisch markiert. (im Bild oben links der dunkelgrüne Leitungsabschnitt). Im Konfigurationsmenü kann der Radius selektiert werden, innerhalb dessen Sensoren in der Darstellung berücksichtigt werden. Darüber hinaus ist natürlich auch der zu betrachtende Zeitpunkt auszuwählen.

Der selektierte Netzabschnitt wird bezüglich seiner Länge auf die x-Achse (im Bild oben links am unteren Bildschirmrand) projiziert. Die beteiligten Sensoren werden auf der eingeblendeten Skala entsprechend ihrem Abstand zum Transformator richtig dargestellt. Wenn man mit dem Mauszeiger länger über einem Sensor verweilt, werden zusätzliche einschlägige Informationen in einem Kästchen dargestellt. Auf der y-Achse wird der Spannungsverlauf pro Phase aufgetragen. Man kann im Bild oben erkennen, dass mit zunehmendem Abstand zum Ursprung die Phasenspannungen divergieren. Unterschiedliche Netzbelastungen pro Phase lassen sich so also einfach darstellen und gegebenenfalls auch korrigieren.

Zum besseren Überblick können in der für das Forschungsprojekt programmierten Applikation auch Daten fortlaufend ab einem bestimmten Zeitpunkt dargestellt werden. Es entsteht so quasi ein Film, in dem der zeitliche Verlauf der Phasenspannung in Abhängigkeit über den Abstand zur Ortsnetzstation plastisch sichtbar wird.

Um die Ausgangsdaten mengenmäßig reduzieren zu können, aber um dennoch einen guten Verlauf der Netzparameter abbilden zu können, ist davon auszugehen, dass künftig die Sensoren bereits lokal konfigurierbare Mittelwerte über einen bestimmten Zeitbereich (z.B.: Minuten) bilden und nur diese Daten dann zur weiteren zentralen Auswertung übertragen werden. Eine ähnliche Vorgangsweise wurde ja bereits auch bei der Funktion EGDA (Express Grid Data Access) gewählt, bei der auch im Forschungsprojekt Mittelwerte von neuralgischen Netzknoten zum externen Transformatorregler übermittelt werden.

Repeater zur Verbesserung der PLC-Kommunikation

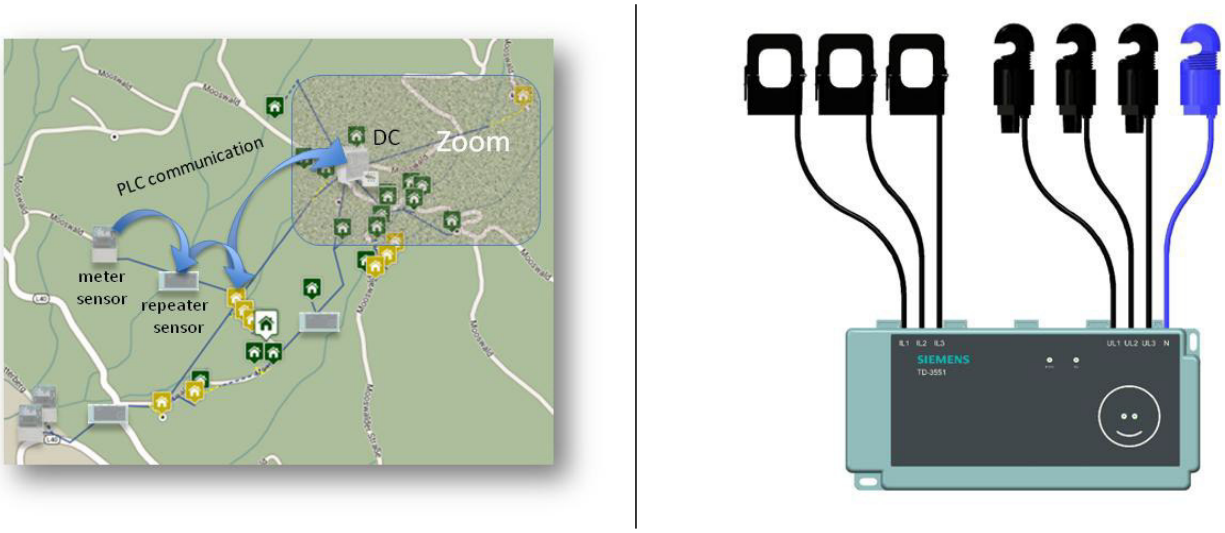


Abbildung 13: Einsatz von Grid Monitoring Devices (GMD) als „Repeater"

Daten werden auf der Powerline im Fall von größeren Distanzen nicht direkt zwischen dem installierten Endgerät im Feld und dem Datenkonzentrator in der Ortsnetzstation ausgetauscht, sondern mittels sogenannter „Hops" von zwischenliegenden Geräten weitergeleitet. Ist die Distanz zwischen Geräten zu groß, können Repeater eingesetzt werden. Es stellt sich aber die Frage, wo solche Geräte montiert werden können. Oft sind nur kleine Kabelkästen entlang des Feeders verfügbar. Es sind dies Punkte an denen Erdkabel zum Anschluss von künftigen Objekten an die Oberfläche geführt werden.

Für derartige Einbauorte wurden sogenannte „Grid Monitoring Devices" in Österreich erdacht und national erstmals im Forschungsprojekt SC-Villach zum Einsatz gebracht. Das Gerät verfügt über Strom und Spannungseingänge und kommuniziert gleich wie seine artverwandten Smart Meter. Eine Eichung ist nicht nötig, weil die Geräte nicht zur Verrechnung herangezogen werden. Auch ein Display konnte eingespart werden, weil die Datenabfrage auch von Ferne funktioniert.

Einmal eingebaut liefert das Messgerät Daten direkt vom Feeder. Ein Verteilnetzbetreiber erhält so einen Einblick zum Netzzustand unabhängig von eventuell längeren Vorzählerleitungen. Ein positiver Nebeneffekt ist, dass das Messgerät – wie im Bild oben links - auch als Repeater fungiert und Kommunikationslücken auf der Powerline ausfüllen kann.

GMD als digitaler Schleppzeiger

Abbildung 14: GMD-Sensor mit digitaler Schleppzeigerfunktion

Zur Messung der Auslastung eines Transformators wird heute vielfach ein analoger Schleppzeiger eingesetzt. Dieses Gerät erfasst die maximale Strombelastung und kann diesen Wert pro Phase vor Ort anzeigen. Eine Auslesung konnte bisher somit nur lokal erfolgen und wird typisch alle sechs Monate vorgenommen. Das Problem bei der Messung ist, dass einmalige kurze Ereignisse eine sehr hohe Dauerbelastung des Transformators vorspiegeln bzw. auch mechanische Einflüsse von außen (z.B.: Erschütterungen durch nahegelegenen Straßenverkehr) das Ergebnis beeinflussen können.

Mittels GMD mit digitaler Schleppzeigerfunktion kann ein Maximalwert pro 15 Minuten und Phase ermittelt und gespeichert werden. Eine Auslesung erfolgt ähnlich den Lastprofilen des Zählers aus der Ferne. Damit ist ein exaktes Profil der Transformatorbelastung darstellbar und ein eventuell notwendiger altersbedingter oder belastungsbedingter Tausch kann aufgrund von exaktem Datenmaterial erfolgen.

Schutzmechanismen zum sicheren Betrieb eines RONT:

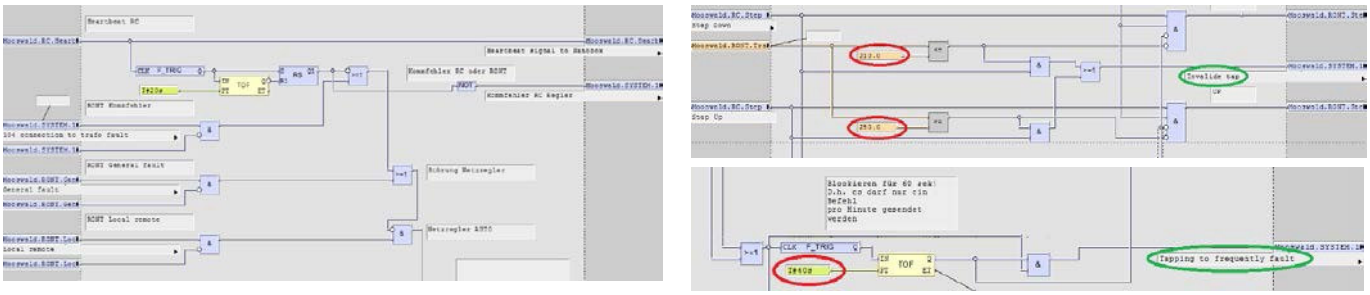


Abbildung 15: Schutzlogiken zum sicheren Stufen des RONT

Wie später noch im Detail beschrieben wird, bekam der regelbare Ortsnetztransformator im Projekt seine Stufungsbefehle von einem externen Regler. Um sicherzustellen, dass der Regler nur valide Befehle ausgibt, wurde eine zusätzliche Sicherheitslogik eingeführt. Der Datenkonzentrator prüft dabei in seiner Funktion als RTU (Remote Terminal Unit) alle Befehle an den regelbaren Ortsnetztransformator (RONT) aufgrund folgender Regeln:

- Der Heartbeat des Reglers ist vorhanden
- Es steht keine Kommunikationsstörung zum Transformator an
- Der Transformator meldet keinen Fehler
- Der Transformator ist auf Stellung Remotesteuerung
- Die Spannungswerte bleiben auch nach einer Stufung innerhalb vorgegebener Grenzen
  - Ein Verlassen des erlaubten Spannungsbandes wird damit verhindert
- Der letzte Stufungsbefehl an des Transformators liegt eine bestimmte Zeit in der Vergangenheit
  - Ein zu häufiges Schalten des Transformators wird verhindert

Smart Meter mit WLAN als lokale Verbraucherschnittstelle

Abbildung 16: intelligenter Zähler mit integriertem WLAN-Modul

Intelligente Stromzähler sind typisch beim Verbraucher nicht unmittelbar in seinem Wohnbereich montiert. Damit wird die fortwährende Ablesung von Verbrauchsdaten direkt am Gerät erschwert und wäre zugegeben auch nicht zeitgemäß. Es wird daher künftig den Haushalten von Verteilnetzbetreibern eine tagesaktuelle Darstellung der Daten via Webportal angeboten. Damit ist ein historischer Verlauf des Energieverbrauches in grafisch anspruchsvoller Aufbereitung mittels Browser auf einem PC, Tablet oder Smartphone möglich.

Im Unterschied von Messgeräten, die oft als Zwischensteckern für die einfache Messung von Verbrauchsdaten der Einzelgeräte in Haushalten herangezogen werden, war das oben beschriebene System bislang nicht in der Lage einen komfortabel ablesbaren aktuellen Messwert für Anwender auf einem Kundenportal zu liefern. Die Daten sind systembedingt erst 24h später verfügbar.

Diese Lücke soll mit der folgenden Applikationsidee basierend auf einer prototypisch entwickelten WLAN-Kundenschnittstelle am Zähler geschlossen werden. Der intelligente Zähler ist damit Teil des WLANs im Haushalt und weitere WLAN-fähige Geräte des Nutzers sind in der Lage auf Daten des Smart Meters zugreifen zu können. Mittels geeigneter App können die Informationen zeitgemäß auf Smartphones, Tablets, PCs oder auch Smart TVs dargestellt werden.

Der Vorteil des lokalen Zugriffs besteht darin, dass die Informationen vom Zähler zeitlich unmittelbar verfügbar sind und Daten die LAN-Umgebung des Haushaltes nicht verlassen. Das ermöglicht eine detaillierte Information auch für Anwender, die Cloud-Services skeptisch gegenüberstehen.

Das unmittelbare Feedback vom Smart Meter ermöglicht dem Haushalt den Einblick in sein aktuelles Verbrauchsverhalten. Der Stromkunde bekommt grundsätzlich den aktuellen Gesamtverbrauch seines Haushaltes angezeigt. Mittels einer pfiffigen Applikation, die im Forschungsprojekt umgesetzt wurde, kann bedingt auch der Verbrauch eines Einzelverbrauchers identifiziert werden. Die Darstellung ist dabei nicht nur für Geräte möglich, die über eine Steckdose angeschlossen sind, sondern auch für solche, die fest verdrahtet sind. (z.B.: E-Herd, Wärmepumpe).

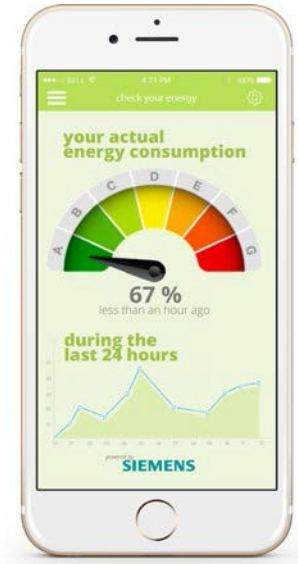


Abbildung 17: Messung und Darstellung des aktuellen Stromverbrauches

Innovationen rund um den Regler in der Ortsnetzstation:

Trotz der oben beschriebenen Abweichungen wurde am Plan festgehalten, die solide Basis des intelligenten Reglers in der Ortsnetzstation, den Smart Low Voltage Grid Controller (SLVGC) zu verwenden und weiterzuentwickeln. Da sich die Problematik des Einsatzes von realen Speichern im Netz frühzeitig abgezeichnet hat, wurde ein Fokus auf den zweiten Schwerpunkt hinsichtlich Verbesserung der Regelungslösung in diesem Projekt gelegt.

Wie aus nachfolgender Grafik ersichtlich wurden aus dem Vorprojekt „DG Demonet Smart LV Grid" zwei Stufen der Regelungslösung verwendet.

- Zunächst die Regelung auf konstante Sammelschienenspannung als Mindestanforderung und gleichzeitig Fallback für die übergeordnete Weitbereichsregelung
- Die Weitbereichsregelung verbessert die Genauigkeit und den Einsatzumfang durch die Berücksichtigung von Spannungsmesswerten aus dem Netz, die via einer speziellen Mess- und Übertragungsfunktionalität der eingesetzten Smart Meter bereitgestellt wurden

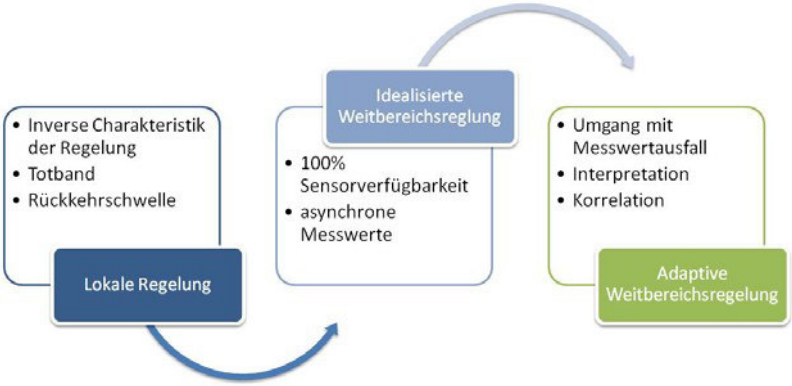


Abbildung 18: Innovationssprung im Bereich der intelligenten Regelungslösung in der Ortsnetzstation

Wie aus Abbildung 18 ersichtlich, gingen die Regelungslösung aus dem Vorprojekt „DG Demonet Smart LV Grid" weitgehend von einer idealisierten weil 100% Verfügbarkeit der verteilten Messwerte aus. Für kurze Zeit bzw. die Überbrückung der Asynchronität wurden einfache Fortschreibungen der Messwerte als „Schattenknoten" angewendet. Im Zuge von VIsion Step I wurde nun eine zusätzliche, unterstützende Komponente in die Softwareumgebung des SLVGC Frameworks integriert, die einen weiteren Schritt hin zu einem adaptiven Regler darstellt. Dieses neue Modul wird in der Folge als „Estimator" oder „Spannungsschätzer" bezeichnet und ist genauso wie das unter Abschnitt B4.3 detailliert erklärte Modul „Filter" in der nachfolgenden Architekturabbildung dargestellt.

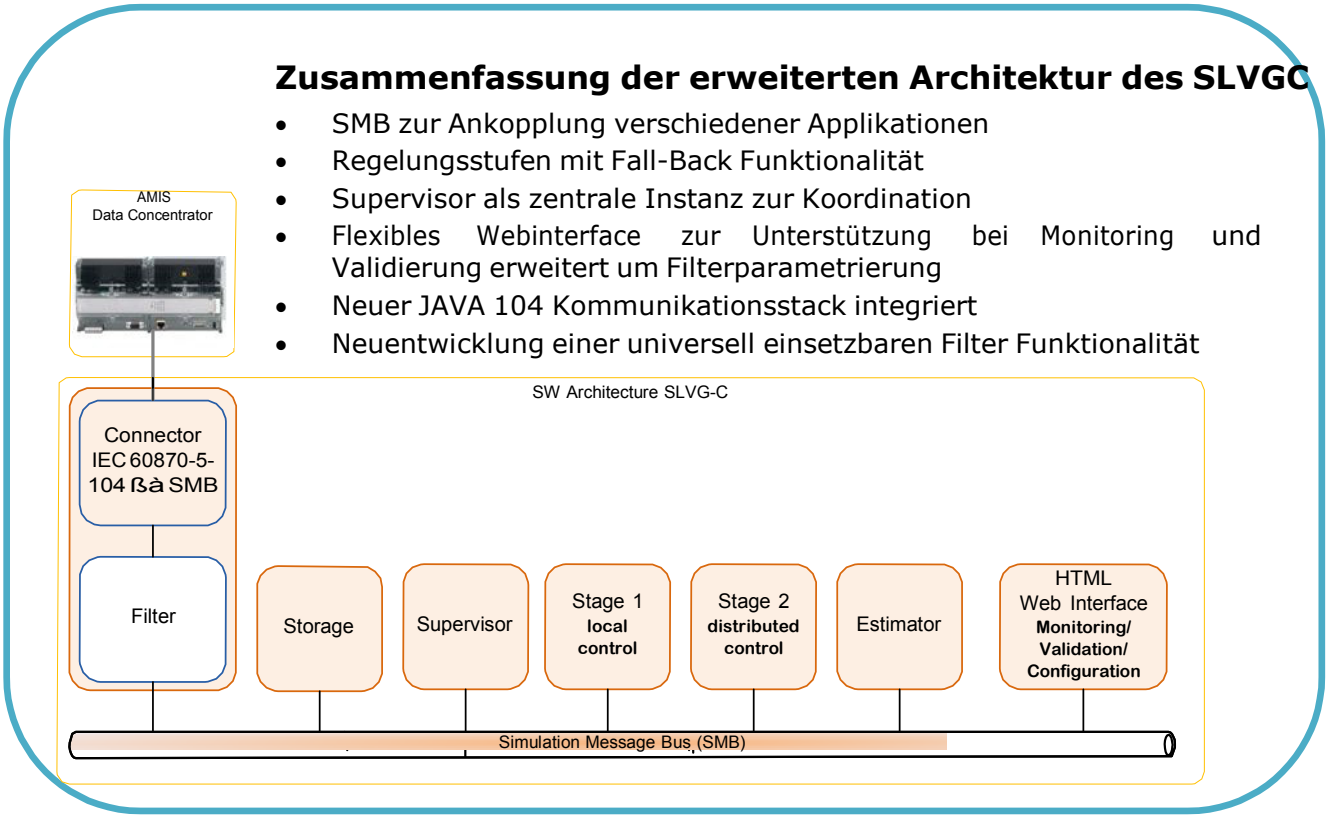


Abbildung 19: Zusammenfassung der SLVGC Architektur inklusive den neuen Funktionalitäten

Erläuterungen zum Verfahren des Spannungsschätzers

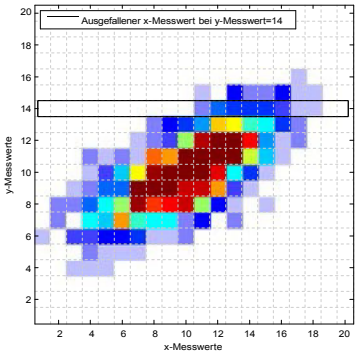
Einleitung

Speziell in Niederspannungsnetzen mit einer hohen Dichte an PV-Anlagen kann in Zukunft eine Nachrüstung der Niederspannungsnetze mit einem regelbaren Ortsnetztransformator und der Betrieb einer Weitbereichsregelung eine wirtschaftliche Alternative zur konventionellen Netzverstärkung darstellen. Diese Weitbereichsregelung bedeutet die Aufnahme von Spannungsmessungen an kritischen Netzpunkten und eine Übertragung dieser Messwerte zum zentral betriebenen Spannungsregler, welcher mit diesen zusätzlichen Informationen aus dem Netz die Stufensteller-Position des regelbaren Ortsnetztransformators optimieren kann. Wirtschaftliche Analysen aus dem DG-DemoNetz-SmartLVGrid-Projekt (Abart et al., 2015) zeigen, dass eine solche Weitbereichsregelung erwartungsgemäß dann wirtschaftlich sinnvoll sein wird, wenn die für die Weitbereichsregelung notwendige Kommunikationsinfrastruktur bereits existiert, oder die Bandbreite einer existierenden Kommunikationsinfrastruktur mit anderen Diensten geteilt werden kann. Synergien ergeben sich in Österreich durch das momentan stattfindende Smart-Meter-Rollout, wo zur regelmäßigen Ablese der Stromzähler bereits eine Kommunikationsinfrastruktur zu Verfügung steht.

Das Regelungskonzept dieser Weitbereichsregelung ist darauf ausgelegt, Messwerte über ein Kommunikationsmedium mit stark eingeschränkter Bandbreite und Verfügbarkeit verarbeiten zu können. Das bedeutet, dass eine Empfangsverzögerung von Messwerten und auch kurzfristige Kommunikationsausfälle die Qualität der Spannungsregelung nicht oder nur sehr wenig beeinflussen (Faschang et al., 2015).

Sollten allerdings ein oder mehrere Messwerte über einen längeren Zeitraum (länger als eine halbe Stunde) ausfallen, so kann der Spannungsregler die Netzsituation nicht mehr richtig einschätzen,

speziell wenn die ausgefallenen Messstellen in der betreffenden Netzsituation gerade die höchsten bzw. niedrigsten Spannungen im Netz aufweisen.



Im Rahmen des SmartCityVillach VIsion Step I-Projektes wurden Methoden erarbeitet und untersucht, welche im Falle eines Ausfalles einzelner Messstellen im Niederspannungsnetz den Spannungsregler mit Schätzwerten für diese ausgefallenen Spannungen versorgt. Die untersuchten Methoden wurden im Vorfeld in Simulationen miteinander verglichen, und eine dieser Methoden wurde im Rahmen der Feldtestversuche auch für den Life-Betrieb im realen Netz zu einem Prototyp entwickelt, welcher in den Feldtestgebieten über ein halbes Jahr lang betrieben wurde, und zu Demonstrationszwecken auch aktiv in den Regelungsbetrieb geschalten wurde.

Integration der Spannungsschätz-Komponente in die intelligente Ortsnetzstation

Der Spannungsschätzer ist im Normalbetrieb eine passive Komponente, welche nur die Messwerte aus dem Netz aufnimmt – und je nach Algorithmus – aus den Messwerten die Betriebszustände des Netzes lernt. Wenn ein Messwert ausfällt, sendet diese Komponente dem Spannungsregler Ersatzwerte für den/die ausgefallenen Messwert(e) (siehe Abbildung 20).

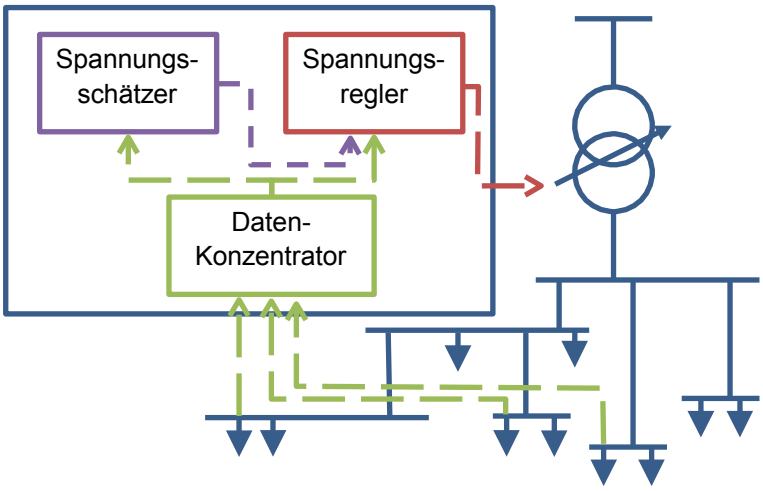


Abbildung 20: Auszug des schematischen Aufbaus einer intelligenten Ortsnetzstation mit Spannungsschätzer

Spannungs-Schätzverfahren

Im Projekt wurden die folgenden drei Verfahren zur Berechnung eines Ersatzwertes für ausgefallene Netzspannungs-Messwerte untersucht:

(A). **Faltung über Klassenhäufigkeiten:**
Diskretisierung der Messwert-Korrelation (Einteilung in Klassen) und Speicherung der absoluten Klassenhäufigkeit

(B). **Least-Square-Verfahren in unterschiedlichen Optimierungs-Graden:**
Methode der kleinsten Fehlerquadrate: Berechnung der ausgefallenen Messwerte anhand der besten Entsprechung (BestMatch) aus der Datenbank

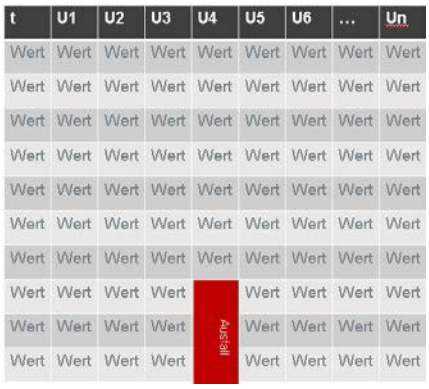
(C). **Verwendung des Kriging-Algorithmus zur Spannungsberechnung**
Geostatisches Verfahren (2D, 3D) – statistische Beziehungen zwischen gemessenen Punkten liefert Schätzwerte und Grad der Genauigkeit der Vorhersagen.

Im Folgenden werden die drei Verfahren näher beschrieben:

(A). Faltung über Klassenhäufigkeiten

Bei der ersten Methode werden Korrelationen zwischen den Messwerten berechnet und die Ergebnisse in Klassen eingeteilt, in denen die absoluten Auftrittshäufigkeiten eintragen werden. Für jeden Messwert wird eine Dimension bereitgestellt. Stehen die Messwerte eines oder mehrerer SmartMeter nicht zur Verfügung, so können über die Faltung, unter Verwendung eines definierten Faltungskerns und den vorhandenen Messwerten eine Schätzung der fehlenden Werte erstellt werden. Vorteile dieser Methode sind unter anderem eine einfache Implementierung, die Unabhängigkeit der Topologie und die geringe Abhängigkeit von Parametern. Der wesentliche Nachteil besteht in einem hohen Speicherbedarf: Bei einem typischen Niederspannungsnetz mit 10 Spannungsmessungen, welche jeweils Messwerte der drei Phasen-Neutralleiterspannungen bereitstellen, ergibt sich ein 3 x 10 = 30-Dimensionales Speicherstruktur mit zumindest jeweils 10 Einträgen, was zu einem nicht realistischen Speicherbedarf in der Größenordnung von 10^{30} Byte führen würde. Daher wurde diese Methode nur theoretisch ausformuliert, danach allerdings nicht mehr weiterverfolgt.

(B). Least-Square-Verfahren in unterschiedlichen Optimierungs-Graden



Bei diesem Verfahren werden fehlende Messwerte anhand der besten Entsprechung(en) in einer vorher aufgebauten Datenbank geschätzt. In Zeiträumen, in denen alle Spannungsmesswerte vorhanden sind, wird eine Datenbank aufgebaut, wo alle Spannungen gespeichert werden. Fallen nun Spannungen aus, werden in der Datenbank Einträge mit möglichst guter Übereinstimmung der restlichen vorhandenen Spannungswerte gesucht. Die ausgefallenen Werte können dann über die Einträge in der Datenbank geschätzt werden. Hierbei existieren verschiedene Ansätze zur Berechnung der ausgefallenen Werte, welche mit steigendem Berechnungsaufwand bessere Ergebnisse erzielen:

(B.1). *BestMatchBase*-Methode: Bei dieser einfachsten Umsetzung des Least-Square-Verfahrens wird ausschließlich jene Zeile in der Datenbank betrachtet, welche die geringste quadratische

Abweichung zu den aktuellen vorhandenen Messwerten aufweist. Aus dieser Zeile werden die Werte zur Schätzung der ausgefallenen Messwerte verwendet.

(B.2). *BestMatchMean10*-Methode: Bei dieser Methode werden die Datenbank-Einträge nach der Least-Square-Abweichung gereiht, und die besten Einträge verwendet, um aus Linearkombination der Einträge ein optimaleres Ergebnis für den ausgefallenen Wert zu erzielen. Simulationen haben gezeigt, dass eine Untersuchung der besten 10 Einträge das beste Ergebnis bringt, bei der Untersuchung von mehr als 10 Einträgen werden die Ergebnisse tendenziell wieder schlechter.

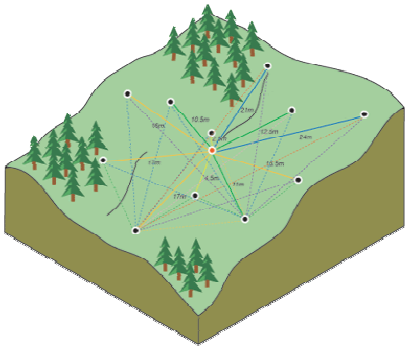
(B.3). *BestMatchOpt10*-Methode: Optimierung der Linearkombination mehrerer Datenbank-Einträge mit geringster Least-Square-Abweichung: Bei dieser Methode werden ähnlich der vorherigen Methode die 10 Datenbankeinträge mit der geringsten quadratischen Abweichung der vorhandenen Messwerte für die Optimierung herangezogen. Die Optimierung sucht jene Skalierungsfaktoren für die 10 Datenbank-Einträge, welche jene Linearkombination der Datenbank-Einträge mit der geringsten quadratischen Abweichung zu den vorhandenen Messwerten ergibt. Es wird dadurch ein quadratisches Optimierungsproblem unter linearen Randbedingungen gelöst. Dieses Optimierungsproblem hat immer eine Lösung, die Lösung ist immer eindeutig, und ein gefundenes Minimum stellt immer das globale Minimum dar. Deshalb ist das Optimierungsproblem sehr zuverlässig und performant lösbar.

Der Nachteil der hier dargestellten Methoden liegt daran, dass vor dem Einsatz dieser Methode die Schätzkomponente eine gewisse Zeit lang im Netz in Betrieb sein muss, bevor Spannungswerte geschätzt werden können, weil die Komponente sich zuerst eine Datenbank aufbauen muss. Simulationen haben gezeigt, dass die optimale Zeitspanne, welche in der Datenbank abgebildet sein sollte, bei ca. 4 Wochen liegt. Werden längere Zeiträume in der Datenbank abgelegt, steigt das Rauschen, und die Qualität der Schätzergebnisse beginnt wieder zu sinken.

Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass keine netzspezifische Konfiguration notwendig ist. Die Komponente lernt alles, was sie über das Netz wissen muss, selbst aus den Messwerten aus dem Netz. Dadurch würde sich künftig der Installations- und Wartungsaufwand beim Netzbetreiber reduzieren.

(C). Verwendung des Kriging-Algorithmus zur Spannungsberechung

Die dritte Methode basiert auf dem so genannten Kriging-Algorithmus, der in der Geostatistik Anwendung findet um fehlende Daten anhand seiner „Nachbarn" (Entfernung/Richtung) zu schätzen, unter Verwendung gewichteter Mittelwerte. Über eine kontinuierliche Funktion (z.B. Exponentialfunktion), die den räumlichen Zusammenhang zwischen Punkten (basierend auf der sogenannten Variographie) möglichst exakt abbildet, kann eine Prognose über fehlende Werte getroffen werden. Um diesen Ansatz im Projekt verwenden zu können, muss die geographische Abhängigkeit (Koordinaten) in Abhängigkeiten im Netz (Leitungsimpedanzen) übertragen werden. Somit wird für eine Schätzung der fehlenden Messwerte die Topologie berücksichtigt.



Der Nachteil der hier dargestellten Methode liegt im Konfigurationsaufwand: Vor dem Einsatz der Komponente, muss eine Distanz-Matrix für das Netz erstellt werden, und bei Topologie-Änderungen müssen die Änderungen in der Distanz-Matrix aktualisiert werden.

Der Vorteil der Methode liegt daran, dass diese Zustandslos ist, und keine Lernphase im Netz benötigt – sie kann sofort mit dem Schätzen ausgefallener Werte beginnen.

Der Ursprung des Kriging-Algorithmus ist das Distanz-Matrix-Verfahren, bei welchem keine Schätzung anhand von benachbarten Knoten durchgeführt wird, sondern einfach nur bei Ausfall eines Wertes der Wert des am nächsten gelegenen Nachbarn 1:1 übernommen wird. Dieses Distanz-Matrix-Verfahren stellt somit die obere Schranke aller Schätzverfahren dar – es liefert von allen Verfahren die schlechtesten Ergebnisse, und stellt im Gegenzug am wenigsten Berechnungsaufwand dar.

Vergleich der Spannungs-Schätzverfahren

Abbildung 21 zeigt die Dauerlinien der absoluten Schätzfehler der untersuchten Verfahren auf Basis von 4310 PSSA-Messdaten aus dem Netz Mooswald aus dem Jahr 2014. Die unterschiedlichen Algorithmen sind unterschiedlich eingefärbt. Um das Ende der spitz zulaufenden Dauerlinien besser sichtbar zu machen, wurden parallel zu den Enden der Dauerlinien vertikale Striche gezeichnet. Ausfälle von einem Knoten sind durchgezogen dargestellt, von zwei Knoten strichliert, und von drei Knoten punktiert. Es wurden alle Kombinationen von Ausfällen von einem, zwei und drei Knoten durchgerechnet. Den größten Schätzfehler zeigt erwartungsgemäß das Distanz-Matrix-Verfahren (grau), es stellt die Obergrenze für alle anderen Algorithmen dar. Der Kriging-Algorithmus (gelb) hat generell höhere *maximale* absolute Fehler, allerdings sind seine *mittleren* absoluten Fehler kleiner als jener der BestMatch-Verfahren (rot, blau, grün).

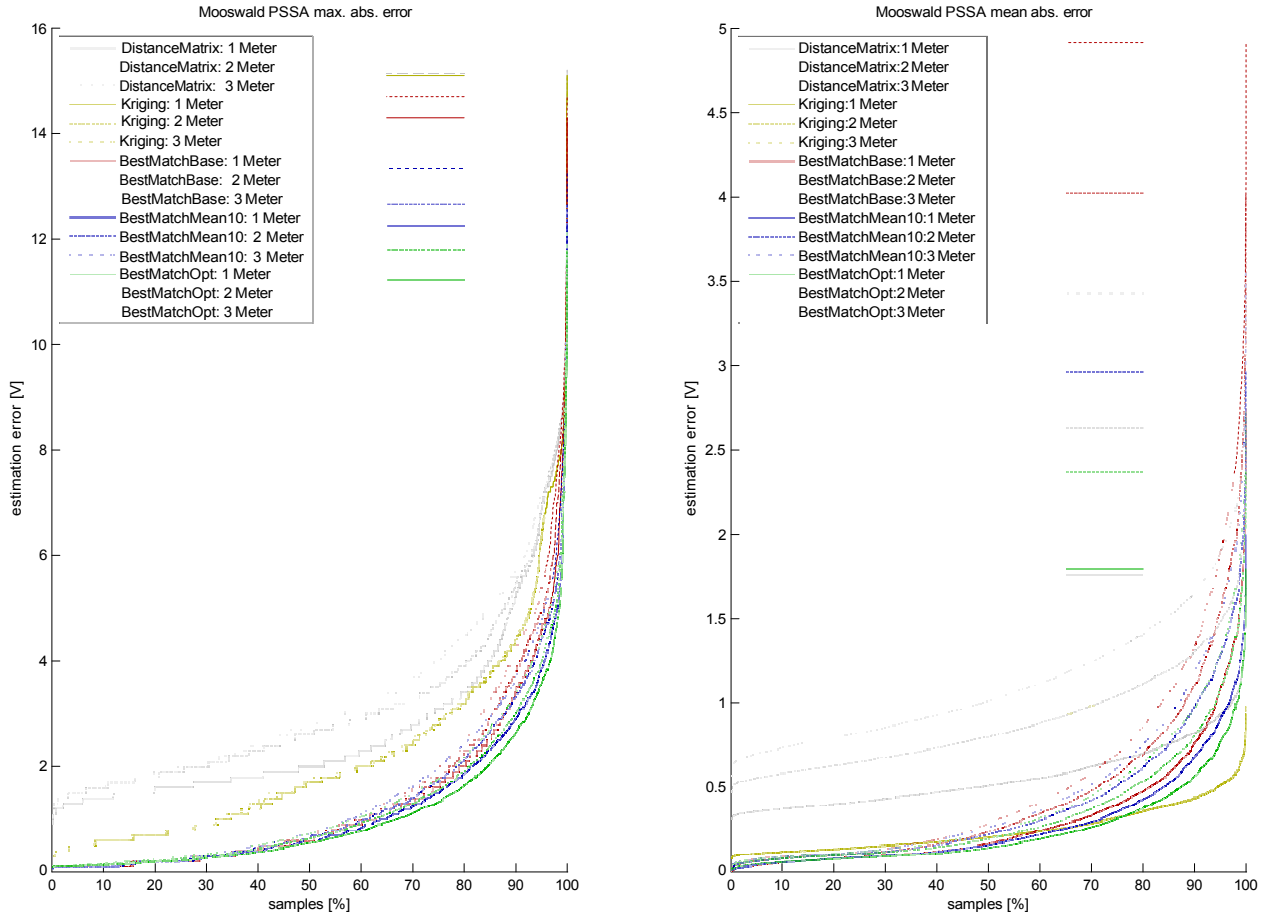


Abbildung 21 Vergleich der Schätzfehler der untersuchten Schätzverfahren

Nachdem die mittleren Fehler bei allen Verfahren im meist unter 1% der Nennspannung liegen, was für die Praxis völlig ausreichend ist, wurde für den Feldtest ein Verfahren mit geringerem maximalen Fehler gewählt. Daher wurde für den Feldtest das BestMachBase-Verfahren implementiert, und die weiteren Verfahren wurden in Form von nachträglichen Simulationen auf die im Feldtest erhobenen Messdaten angewandt.

Integration von Energiespeichern

Der Kern des Arbeitspakets 6 im Themenfeld „speichererweitertes smartes Niederspannungsnetz" ist die Einbindung und der Betrieb von elektrochemischen Energiespeichern im Haushalt- und Nachbarschaftsbereich. Um hier praktische Erprobung von unterschiedlichsten Betriebsstrategien zu ermöglichen wurde ein spezialisiertes „Testbed" (dedizierte Forschungs-, Entwicklungs-, und Testanlage) geplant und aufgebaut. Wesentlich für dieses Testbed ist die flexible Ansteuerungs- und Testmöglichkeit für alle Schaltungsteile (bis hinunter auf String- und Modullevel). Damit wurde auch die Einbindung von innovativen Smart Grid Komponenten ermöglicht, um sie dann in einer realen aber genau beobachtbaren Testumgebung einzusetzen und auf Ihre Eignung und Effizienz zu prüfen.

Nutzerintegration – Smart City Energy Club (SCEC)

- Es wurde ein internetbasiertes System zur individuellen und allgemein verständlichen Darstellung des persönlichen Energieverbrauchs geschaffen
- Durch die Implementierung des peer-pressure Ansatzes wurde die Anonymität von Durchschnittswerten durch echte Vergleichswerte vergleichbarer Haushalte ersetzt. Dies führte zu einer besseren Interpretation des eigenen Verbrauchs und einer langanhaltenden Auseinandersetzung mit dem Thema Energieeffizienz.
- Der Einsatz von Community-Funktionen sozialer Netzwerke wie Tipps, Kommentare, Like und Dislike sowie Rankings führte zu einer individuelleren Auseinandersetzung mit energieeffizienzsteigernden Maßnahmen
- der Einsatz von Incentives führten zu einem kurzfristigen Nutzen und ist ein wesentlicher Aspekt, um aus Nicht- oder Wenig-Nutzern aktive Nutzer zu machen.

Abbildung 22: Der Smart City Energy Club SCEC

Nutzerintegration – Living LAB Villach

Die Leistung des Living LAB als Instrument der „User Innovation" besteht darin, die Innovationszugänge von "Technology Push" (Technologien als Enabler) und „Application pull" (z.B. Crowdsourcing) miteinander zu verknüpfen und Kundengruppen mit ihren Motiven und Gewohnheiten möglichst frühzeitig in die Entwicklung von Ideen und Szenarien im Rahmen realer bzw. realitätsnaher Entwicklungsumgebungen einzubinden.

Im Fall des Living LAB Villach kam dabei der Community of Energy Practice (CoEP) Zugang nach Nonaka/Takeuchi und E. Wenger zum Einsatz. Ziele davon waren (1) das „tacit knowledge" aller Betroffenen zu heben und in einem gemeinsamen Lernprozess füreinander zugänglich zu machen, (2) im Sinne von Kontinuität Beziehungen zwischen den Smarten Mietern aber auch zwischen der Stadt und ihren Smarten Mietern sowie Vertretern von Forschungs- und Wirtschaftsorganisationen aufzubauen und zu vertiefen, um damit (3) Lernerfolge und Ziele/Maßnahmen im Umgang mit Energie über direkte Feedbackmaßnahmen Konsequenz und Nachhaltigkeit zu verleihen. Im Unterschied zu Living LABs, die primär über IKT Plattformen gesteuert werden, erlaubt dieser „Milieu-Ansatz" sowohl persönliches wie auch virtuelles Feedback zu erzielten Umsetzungserfolgen beim Einsparen von Energie. Auf diese Weise konnten Smarte Mieter z.B. auch Einsparungen ihres Stromverbrauches bis zu 30% - gemessen am Ursprungsverbrauch - erzielen.

Finanzierung

Im Bereich Finanzierung wurden Maßnahmen überprüft, die schlussendlich eine Einbindung der BürgerInnen in die Finanzierung von lokalen Projekten oder auch Start-Ups ermöglichen sollen.

Das Projekt „Smart City Villach – VIsion Step I" bereitet als Leuchtturmprojekt den Weg für Bürgerbeteiligungsmodelle auf. Gerade für dezentrale PV-Anlagen eignet sich diese Form der Finanzierung und kann in vergleichbaren Projekten direkt umgesetzt werden. Das ab August 2015 in Kraft getretene Alternativfinanzierungsgesetz (AltFG) bietet zukünftig die gesetzliche Grundlage für derartige Projekte. Bürgerbeteiligungsprojekte ermöglichen die Unterstützung regionaler Projekte und bieten in der aktuellen Zinslandschaft eine attraktive Investmentmöglichkeit für die BürgerInnen.

Des Weiteren hat das Projekt einen Grundstein für die positive Entwicklung von innovativen Unternehmen gesetzt. Der im Rahmen des Projektes umgesetzte Inkubator unterstützt Start-Ups mit einer Vielzahl von Dienstleistungen. Diese Start-Ups sollen zu einem Motor für die zukünftige Entwicklung der ganzen Region werden. Bereits jetzt hat sich um den Inkubator eine lebendige Start-Up-Community gebildet welche viele junge, engagierte und interessierte Menschen anlockt und somit einen wesentlichen Beitrag zur Gründung von weiteren Start-Ups leistet.

B.4.3 Methoden und Vorgangsweise

Finanzierung

Grundsätzlich wurde in dem WP3 der Ansatz: ‚Definition – Implementierung – Messung – Adaption' verfolgt und dabei die Wirksamkeit von drei Maßnahmen untersucht:

- Analyse von Bürgerbeteiligungsmodellen zur Finanzierung von erneuerbare Energieprojekten mit dem Parameter der Anzahl von Investoren in ein Bürgerbeteiligungsprojekt
- Konzeption & Analysen zur Umsetzung eines Smart City Inkubators mit dem Parameter der interessierten Gründer bzw. betreuten Projekten
- Konzepte & Analyse zur Umsetzung eines Bürgerfonds die Finanzierung von erneuerbaren Projekten mit dem Parameter des Beteiligungsvolumens im Fonds.

Analyse der Aufbereitung der Ergebnisse der einzelnen Subkapitel:

- Nach einer ersten Untersuchung der einzelnen Themengebiete wurden nach relevanten Themen kategorisiert, und ein Überblick über prioritäre und weniger prioritäre Themen gegeben. Die wesentlichen Ergebnisse der Recherche wurden in weiterer Folge zusammengefasst und präsentiert.

Abstimmung mit den Projektpartnern:

- Im Zuge der Bearbeitung der einzelnen Subkapitel wurden die Projektpartner (z.B. FH Kärnten, KNG, Stadt Villach, ...) im Rahmen von Workshops und Jour Fixs miteinbezogen, um Rückmeldungen zu einzelnen Technologiethemen zu sammeln und den fachlichen Austausch und die gemeinsame Ideen Entwicklung zu fördern. Es wurde weiters auch geprüft, welche Projekte in der Stadt im Testgebiet erstmalig getestet werden könnten (living lab).

Formulierung von Handlungsempfehlungen:

- Der letzte methodische Arbeitsschritt war die Ableitung von Handlungsempfehlungen für eine effiziente Finanzierung von erneuerbare Energieprojekten im Rahmen von Bürgerbeteiligungsmodellen.
- Weiters wurde eine Liste von ersten Erfolgsparameter für Inkubatoren erarbeitet. Der Fokus liegt hierbei auf Technologiethemen und vor allem für Städte in der Größenordnung bis zu 80.000 Einwohner. Damit soll vor allem die österreichische Struktur kleinerer Städte mit Umlandgemeinden berücksichtigt werden.

Stromnetzinfrastruktur

Aufbau Ortsnetzstation in der Keimzelle Mooswald bzw. Villach

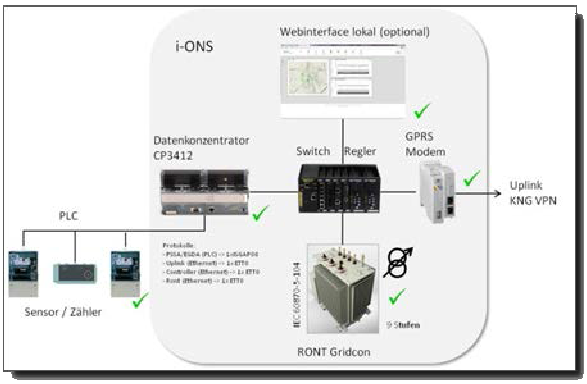


Abbildung 23: Infrastruktur in der Ortsnetzstation

Klassisch besteht eine Ortsnetzstation aus einem Transformator mit festem Übersetzungsverhältnis, einem baulichen Schutz (Gebäude oder Mast) und der entsprechenden mittelspannungs- und niederspannungsseitigen Verkabelung. Im Forschungsprojekt wurde sowohl in Mooswald, als auch in Villach ein 9-stufiger Transformator der Firma Reinhausen verbaut. Mittels LAN-Schnittstelle kommunizierte dieser unter Verwendung des Protokolls IEC 60870-5-104 mit der RTU CP3412, die neben der Kommunikation zu den Sensoren via PLC auch für die Befehlsüberprüfung und letztlich Stufung des RONT zuständig war. Der Regelalgorithmus bzw. der Spannungsschätzer lief auf der Plattform Ruggedcom RX1511, die gleichzeitig auch als Switch fungierte. Erkannte Fehler wurden mittels DO-Module der RTU und das externe Modem direkt an die Einsatzzentrale der KNG übermittelt. Via Modem und Fernzugriff war es auch möglich Loggingdaten abzuholen und Softwareupdates durchzuführen.

Abbildung 24: Innenleben der Ortsnetzstationen in Mooswald und Villach

Im Unterschied zu Vorprojekten (z.B.: ISOLVES) wurde der Transformator nicht via Modbus angekoppelt. Bei der Anbindung mittels IEC 60870-5-104 wurden Probleme in der Implementierung der trafoseitigen Implementierung identifiziert, die aber durch eine Isolierung der Schnittstelle umgangen werden konnten. Die aus Vorprojekten übernommene Reglerplattform wurde auf eine neue HW-Plattform (Ruggedcom) portiert und der IEC 60870-5-104 Stack erneuert.

Simulation & Co-Simulation

Co-Simulation

Bei der Integration von neuartigen Regelungssystemen und deren Komponenten in kritische Infrastrukturen wie Stromnetze haben Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit einen besonderen Stellenwert. Deshalb ist es bei der Entwicklung der Algorithmen sehr wichtig, eine geeignete Entwicklungs- und Testumgebung zu Verfügung zu haben, in welcher der Realbetrieb so gut wie möglich nachgebildet werden kann. Nur so ist es möglich, aussagekräftige Informationen über die Zuverlässigkeit, Fehlertoleranz und Robustheit der entwickelten Algorithmen zu bekommen.

Durch die Entwicklung und Verwendung einer solchen Testumgebung zur realitätsgetreuen Abbildung der Feldtestumgebung kann nach positivem Durchlaufen aller Testfälle und Simulationen das verbleibende Restrisiko bei der Inbetriebnahme im realen Netz auf ein Minimum reduziert werden. In der Testumgebung können viele Probleme schon in den Simulationen erkannt und gelöst werden. Zusätzlich ermöglicht die Simulationsumgebung das gezielte Reproduzieren von gewünschten Situationen, was bei der Fehlersuche sowie bei der Verbesserung und Parametrierung der Algorithmen sinnvoll ist.

Eine wesentliche Anforderung an diese Testumgebung war das gleichzeitige Simulieren des Stromnetzes, des Spannungsreglers und des Spannungsschätzers. Daher wurde ein flexibles Werkzeug verwendet, welches im Rahmen des DG-DemoNetz SmartLVGrid-Projektes entwickelt wurde, im weiteren als Co-Simulations-Umgebung bezeichnet. Über diese Co-Simulationsumgebung können verschiedene, voneinander völlig unabhängige Komponenten gesteuert und synchronisiert werden. Das Werkzeug ist vielseitig konfigurierbar und erweiterbar, sodass beliebig viele Komponenten zusammengeschalten werden können.

Co-Simulationswerkzeug Simulation Message Bus

Abbildung 25 rechts zeigt die prinzipielle Architektur des Co-Simulationswerkzeugs, welche im Rahmen des SmartLVGrid-Projektes entwickelt und im Rahmen dieses Projektes weiterentwickelt wurde. Der „Simulation Message Bus" (SMB) ermöglicht das flexible Zusammenschalten mehrerer unabhängiger Komponenten, welche während einer Simulation voneinander abhängig sind bzw. einander beeinflussen. Der Simulation Message Bus arbeitet als Switch, welcher die Informationen der einzelnen Komponenten an die konfigurierten Zielkomponenten weiterleitet. Ein spezieller Synchronisierungs-Proxy (Co-Simulation Supervision and Control) sorgt für die Initialisierung und Konfiguration aller beteiligten Komponenten und verwaltet den Simulationsdurchlauf.

Dieses System ermöglicht das gezielte Testen einzelner Komponenten, und die Schrittweise Inbetriebnahme im Feld, d.h. es ermöglicht, die Komponenten Schritt für Schritt durch die im realen Betrieb eingesetzten Komponenten auszutauschen. Dadurch wird eine transparente Entwicklung und ein systematisches Testen möglich, weiters wird das Risiko bei der Inbetriebnahme im Feld minimiert.

Zur Entwicklung der Komponenten werden diese zu Beginn in einer reinen Co-Simulations-Umgebung getestet (vgl. Abbildung 25 rechts), und nach erfolgreichen Tests können einzelne Komponenten auf die Zielhardware ausgelagert werden, bis schließlich alle Komponenten auf der Zielhardware im Feldtest laufen (vgl. Abbildung 25 links). Auf der Zielhardware im Feldtest stellt der Open-Loop-Betrieb die letzte Teststufe dar, bevor die Freigabe der Komponenten für den Closed-Loop-Betrieb erfolgt.

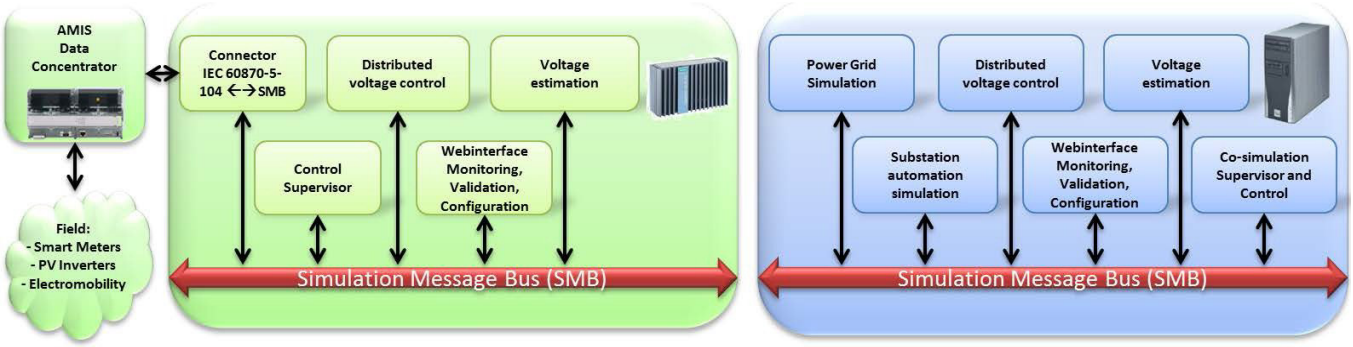


Abbildung 25: Zielsystem mit Spannungsregler und Spannungsschätzer für den Feldbetrieb (links) und dazu äquivalente Co-Simulationsumgebung zum Testen (rechts)

Funktionserweiterungen

Um den Spannungschätzer im Feld methodisch testen zu können wurde die SLVGC-Plattform aus dem Projekt „DG Demonet Smart LV Grid" erweitert um gezielt beliebige Datenpunkte zu unterdrücken. Diese Datenpunkte erscheinen für den Spannungsschätzer als ausgefallen. Gleichzeitig werden die unterdrückten Werte persistent gespeichert. Dies ermöglicht eine nachträgliche Analyse durch Gegenüberstellung der geschätzten Werte mit den real aufgetreten Werten.

Welche Datenpunkte unterdrückt werden sollen, kann sowohl über Konfigurationsdateien eingestellt werden, als auch dynamisch über das Dashboard. Die nachfolgende Abbildung zeigt die schematische Architektur sowie eine Zusammenfassung der Eigenschaften des dazu erstellten Softwaremoduls bezeichnet als „Filter".

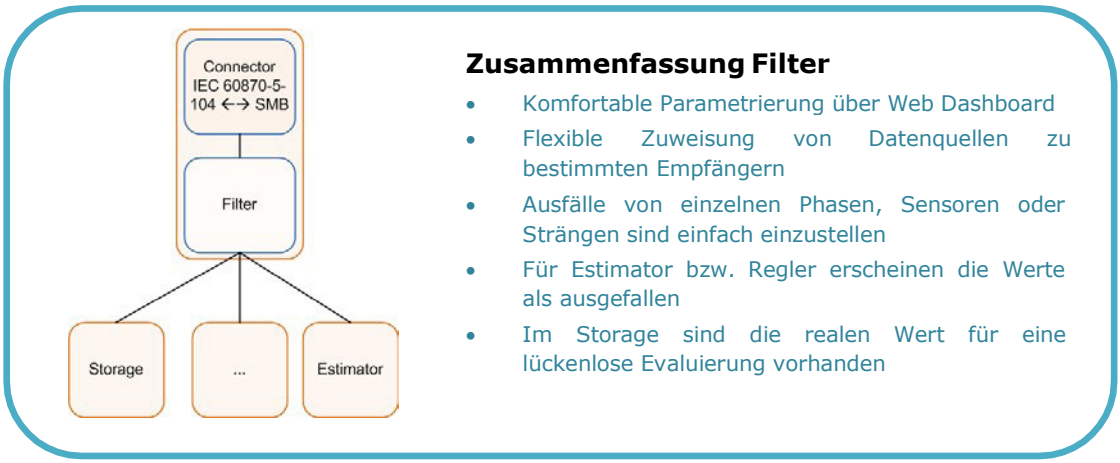
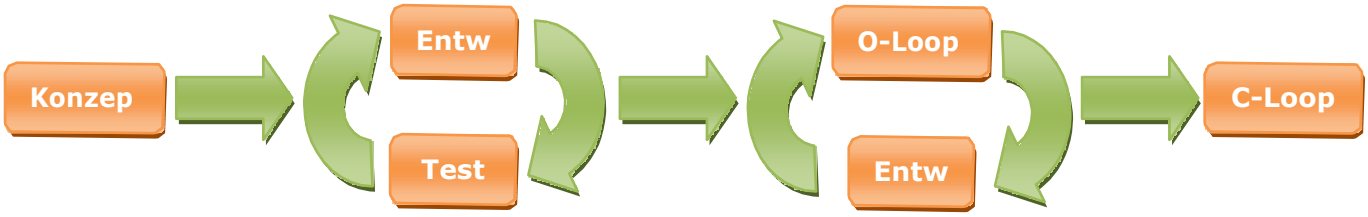


Abbildung 26: Zusammenfassung der Eigenschaften des Moduls „Filter"

Die Entwicklung der beschriebenen Erweiterungen wurde mit einer an agile Softwareentwicklung angelehnter Methodik durchgeführt. Die Schritte sind in folgender Grafik ersichtlich:



Im ersten Schritt wurde ein Konzept für die zu entwickelnden Änderungen ausgearbeitet. Danach wurde die Entwicklung zyklisch durch Tests unterbrochen, um Fehler möglichst schnell zu finden.

Anschließend wurden die Anpassungen in Feldtests angewendet. Hierbei wurde das System im Open-Loop Modus betrieben. Dies bedeutet, dass die Steuerbefehle der Spannungsregler nicht zum Transformator geleitet werden. In diesem Modus kann jedoch die Funktionalität der Datenpunktunterdrückung, des Spannungsschätzers und der Spannungsregler getestet werden kann. Obwohl in diesem Schritt das System im Open-Loop Modus betrieben wird, befindet sich der Spannungsschätzer im Closed-Loop Modus. Jeder geschätzter Wert wird an die Spannungsregler geleitet, wodurch dessen Verhalten entscheidend beeinflusst wird. Parallel zu den Open-Loop Feldtests wurden die aufgetretenen Probleme mit der Software behoben.

Nachdem das System im Open-Loop Modus in punkto Funktionalität und Stabilität überzeugt hat, wurde das System im Closed-Loop Modus betrieben. Dadurch wurde der Transformator automatisch von der SLVGC-Plattform gesteuert. Ein diesbezüglicher Feldtesteinsatz und die dabei erzielten Ergebnisse werden in Abschnitt B.5 detailliert beschrieben

Netzplanung und Betrieb von Niederspannungsnetzen

Planung und Betriebsgrundsätze für Niederspannungsnetze müssen die Einhaltung der Spannungsgrenzen nach EN 50160 sicherstellen, hierfür gibt es zwei Möglichkeiten den zu erwartenden Spannungsfall bzw. hub abzuschätzen.

- Abschätzung über Standardlastprofile
- Annahme von maximalen Leistungen je Verbraucher unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit

Um zukünftige Planungs- und Betriebsgrundsätze für Niederspannungsnetze zu erarbeiten bzw. abzuleiten, wurde die Möglichkeit einer detaillierten Aufzeichnung des realen Verbraucherverhaltens in den beiden Ortsnetzen ausgenützt.

Durch den Einsatz von unterschiedlichen Technologien zur Messwerterfassung

- PSS (Power Snap Shots) … (Datenerfassung wurde aus dem Projekt ISOLVES übernommen)
- Smart Meter (AMIS)
- GMD (Grid Monitoring Device)

wurde eine Vielzahl netzrelevanten Kenngrößen, wie Spannung, Strom und Leistung, über einen genügend langen Beobachtungszeitraum dokumentiert. Dies ermöglichte eine detaillierte Analyse des Lastflusses im Ortsnetz Mooswald (Keimzelle). Hierfür wurden nicht nur das Lastverhalten des gesamten Ortsnetzes beobachtet, sondern auch die real gemessenen Verbrauchswerte mit den bereits eingangs erwähnten theoretischen Annahmen zur Abschätzung des Spannungshubes gegenübergestellt.

Die Analyse der Keimzelle Mooswald lieferte die ersten Ergebnisse, die für die Dimensionierung bzw. Spezifikation der notwendigen Betriebsmittel im Demogebiet für das WP7 notwendig waren. Weiters zeigten die Analyse erste Themenfelder auf welche im Demogebiet Auen noch genauer untersucht werden sollten.

Zur Analyse wurden zwei unterschiedliche Softwaresysteme eingesetzt:

Neplan:

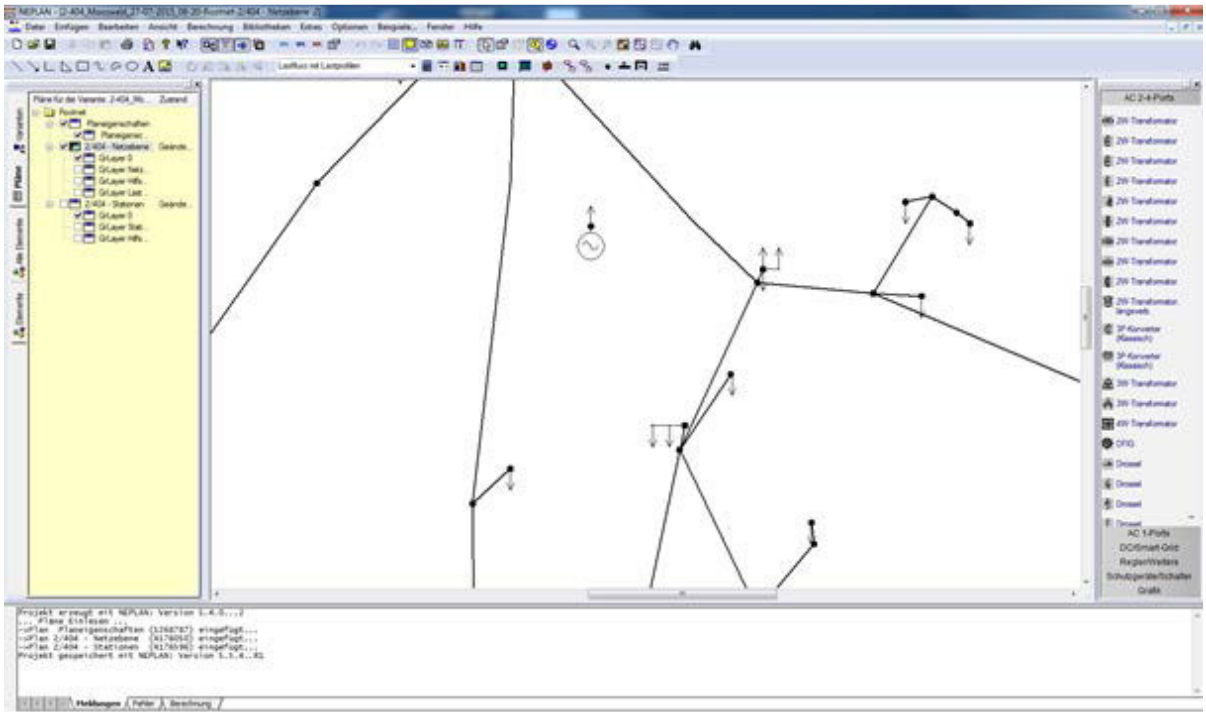


Abbildung 27: Netzberechnung in Neplan am Beispiel Mosswald

Matlab:

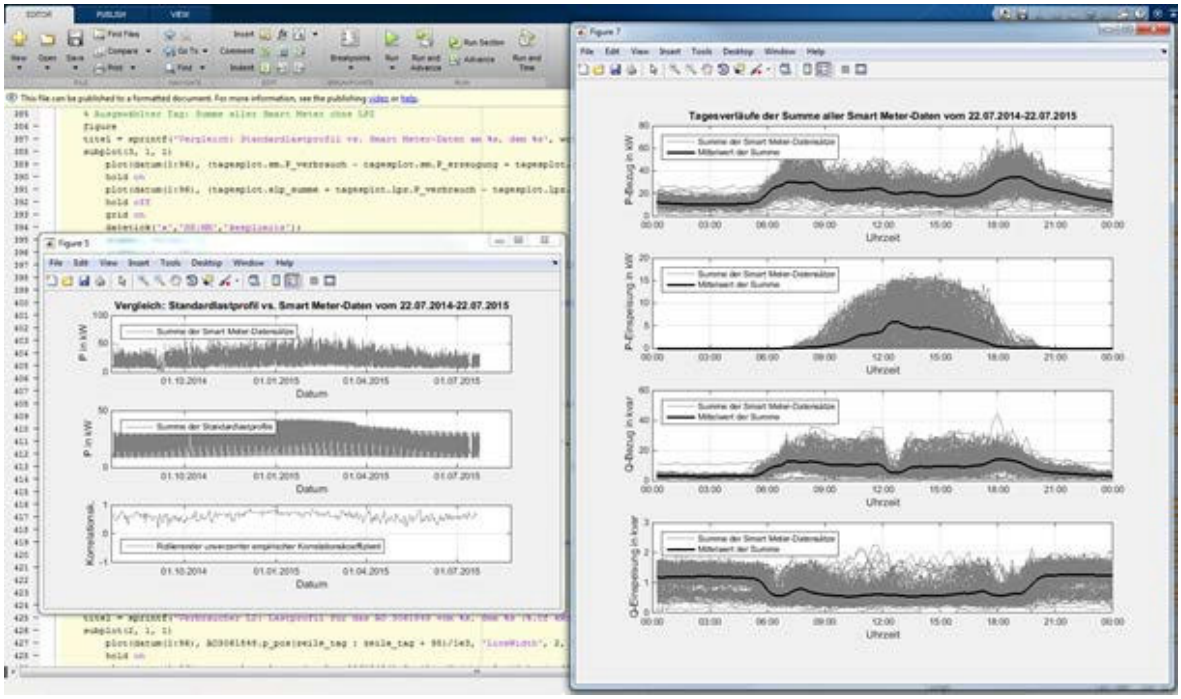


Abbildung 28; Lastprofilanalyse in Matlab

IT-Architektur MDM & MGI

Relevante Teilaspekte der eingesetzten Architektur:

1) Data-Warehouse (DWH) Architektur

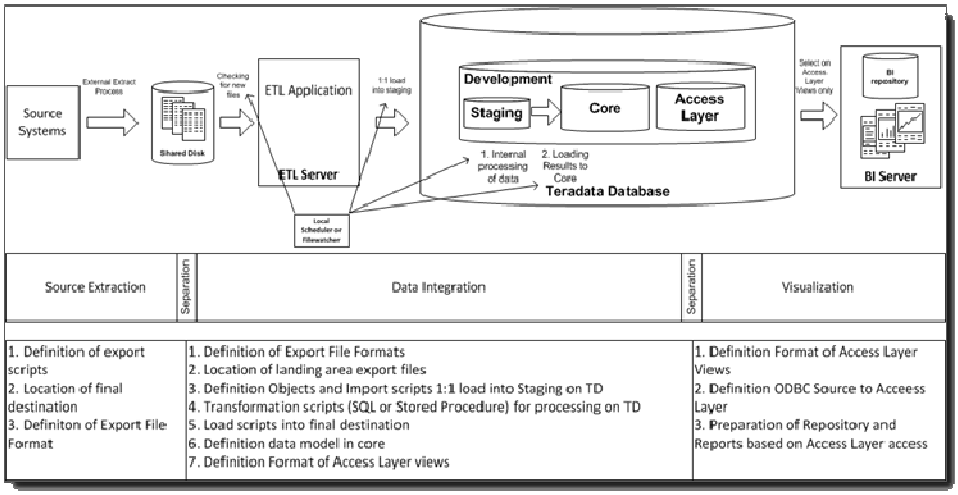


Abbildung 29: DWH Architektur

Alle benötigten Quelldaten aus den referenzierten Quellsystemen werden als Files über einen definierten ETL (Extract-Transform-Load) Prozess in den Staging-Bereich der TD DB abgelegt. Ein weiterer ETL Prozess verteilt die übergebenen Informationen auf ein breites Datenmodell in 3. Normalform.

Da diese Form der Datenhaltung für diverse Anzeigetools (BI Tools) nur schwer lesbar ist, erfolgt eine Aufbereitung über Access Layer (auch View Layer genannt) für diese Systeme. Die Daten im Core Modell werden möglichst granular gehalten. Mögliche Aggregationen oder Berechnungen werden lediglich im Access Layer durchgeführt. Dieses Vorgehen sichert bei entsprechender qualitativer „Governance" einen „Single Point of Truth" Ansatz, da Informationen für Auswertungen grundsätzlich nur einmal gespeichert werden.

2) Logisches Datenmodell

Im Rahmen des Forschungsprojektes war für die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) Experten die Nutzung eines generischen logischen Datenmodells wichtig. Darauf basierend wurden in einem nächsten Schritt die spezifischen Ausprägungen für die Forschungsanwendungen (PSS und PLC-Q werden weiter unten erläutert) erweitert.

Das generische Datenmodell als Basis hat den Vorteil, dass es für den Start innerhalb eines Unternehmens unerheblich ist, wo die Datenintegration beginnt. Der Bauplan des Datenmodells ist mit einem Plan eines Architekten zum Bau eines Hauses vergleichbar. Alle Räume und Nebengebäude sind am Plan vorhanden. Es ist aber nicht zwingend erforderlich alle nicht tragenden Wände gleich zu errichten. Nicht tragende Teile des Hauses können auch später hinzugefügt werden, da der Platz dafür im Plan bereits vorgesehen ist.

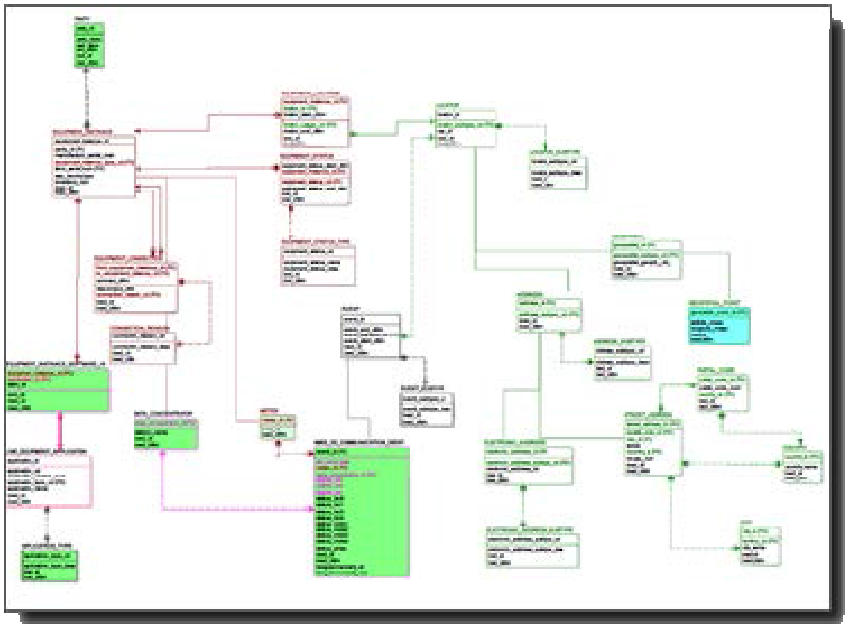


Abbildung 30: Smart Grid - Logisches Datenmodell in 3.Normalform

Da die Form der Datenhaltung in 3. Normalform nur komplex zu entschlüsseln ist, werden so genannte Access Layer oder auch View Layer für die Datenbereitstellung eingesetzt. In diesen Layern werden die Informationen aus den granularen Tabellen wieder einfach lesbar zusammengesetzt und können somit Endanwendern bereitgestellt werden.

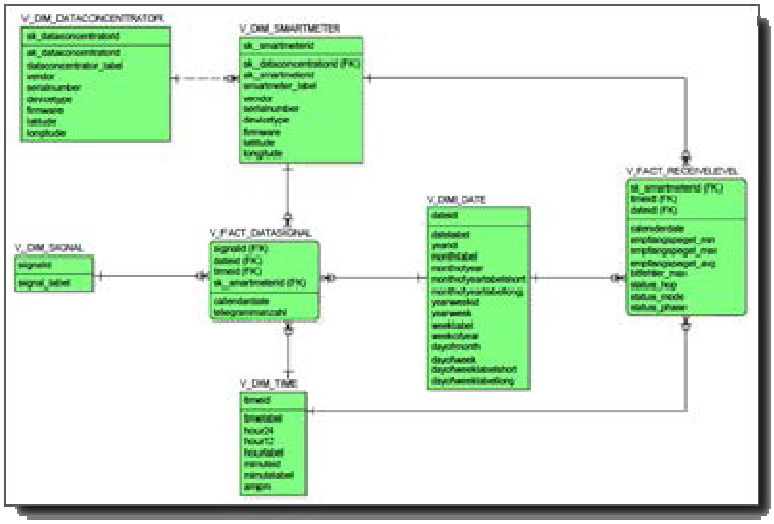


Abbildung 31: AccessLayer Smart Meter

3) Performance

Die Teradata-DB ist eine für analytische Zwecke konzipierte Datenbank. Anders als bei transaktionalen Datenbanken wie Oracle oder MS-SQL ist die Teradata-DB nicht auf Einzelzugriffe, sondern vielmehr auf Massenverarbeitung ausgelegt.

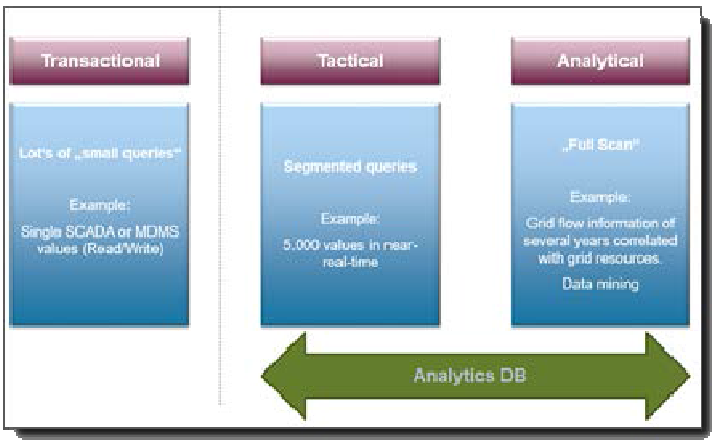


Abbildung 32: Transaktionale versus Analytische Datenbank

Die Teradata-DB ist für die Verarbeitung von komplexen Join-Zugriffen konzipiert. Darüber hinaus weist die DB Architektur keine Engpässe in der Performance auf. Klassische transaktionale Datenbanken bedienen sich gemeinsamer Ressourcen und können somit bei komplexen Zugriffen die Anfragen nicht mehr beantworten. Grundlage für Teradata-DB bildet eine sogenannte „Nothing Shared" Architektur. Damit sind einer Anfrage explizit Ressourcen über die gesamte Hardwarekette zugeteilt.

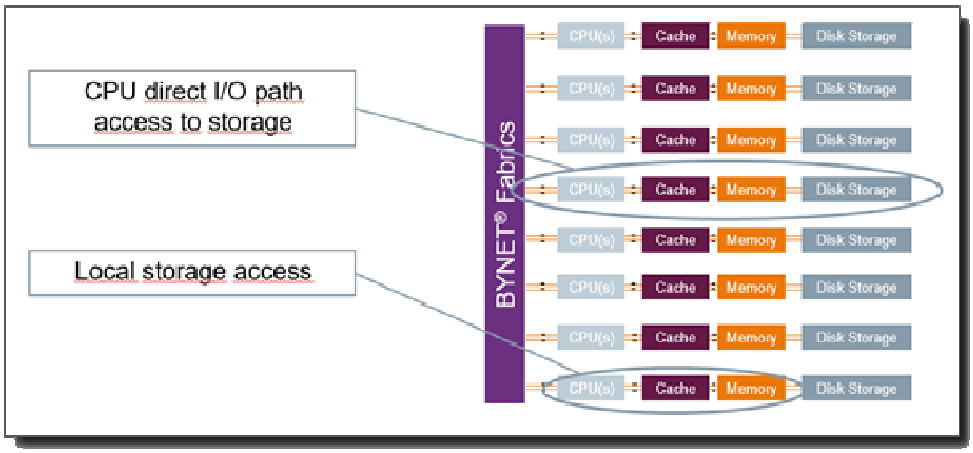


Abbildung 33: Nothing Shared Architektur

Die Nothing Share Architektur erlaubt das Massive „Parallel Processing" Konzept. Damit werden einzelne Anfragen auf eigene CPU I/Os gelegt. Das wiederum ermöglicht eine volle lineare Skalierbarkeit und die Verwendung unterschiedlicher Hardwaretechnologien in einem Verbund. So kann z.B. eine aktuelle Hardware mit einem System, welches vor 5 Jahren in Betrieb genommen wurde, gemeinsam betrieben werden. Die DB-Software verteilt die Anfragen auf die einzelnen I/Os über die Hardware hinweg.

Nicht jedes Datenbankinhalt hat denselben Stellenwert und da unterschiedliche Ressourcen (Hauptspeicher, SSD Platten, klassische Festplatten) einen unterschiedlichen Preis in der Speicherung haben, ermöglicht die TD DB Software mit dem sogenannten „Temperature Data" Feature eine automatische Einteilung der Daten. So werden Informationen, die nur selten benötigt werden, auf „langsameren" Speichermedien hinterlegt, während Daten, die sehr oft im Zugriff stehen, im schnellen Speicher vorgehalten werden. Dieses Verfahren trägt zu einer kosteneffizienten Performancenutzung bei.

4) Security/Privacy

Die Teradata-DB bietet eine Reihe von Methoden und Funktionen, die ein durchgängiges Security und Privacy Konzept unterstützen. Einstellungen können bei der Teradata-DB auf Attributebene gepflegt werden. Damit ist die Erstellung eines sehr granularen Konzeptes möglich. Die Datenbank wird in kritischen Branchen (Börse, Bankenbereich) eingesetzt und wird laufend auf Security- und Privacy-Issues hin geprüft.

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurde für den Zugriff von Endanwendern auf ihre Verbrauchsdaten via WebPortal eine zukunftsorientierte und sichere Lösung konzipiert und umgesetzt. Es sollten die Verbrauchsdaten für Endanwender als auch für interne Nutzer nur einmal abgelegt werden um unterschiedliche Datenstände zu vermeiden. Aus Gründen der Effizienz wurde auf einen Direktzugriff via Gateway in der demilitarisierten Zone (DMZ) verzichtet. Stattdessen wurde der AccessLayer der Teradata-DB in eine Oracle-DB in der DMZ repliziert. Für das WebPortal liegt dadurch kein Unterschied im Zugriff vor. Für eine produktive Einsatzlösung wäre die OracleDB durch ein SQL-Gateway zu ersetzen.

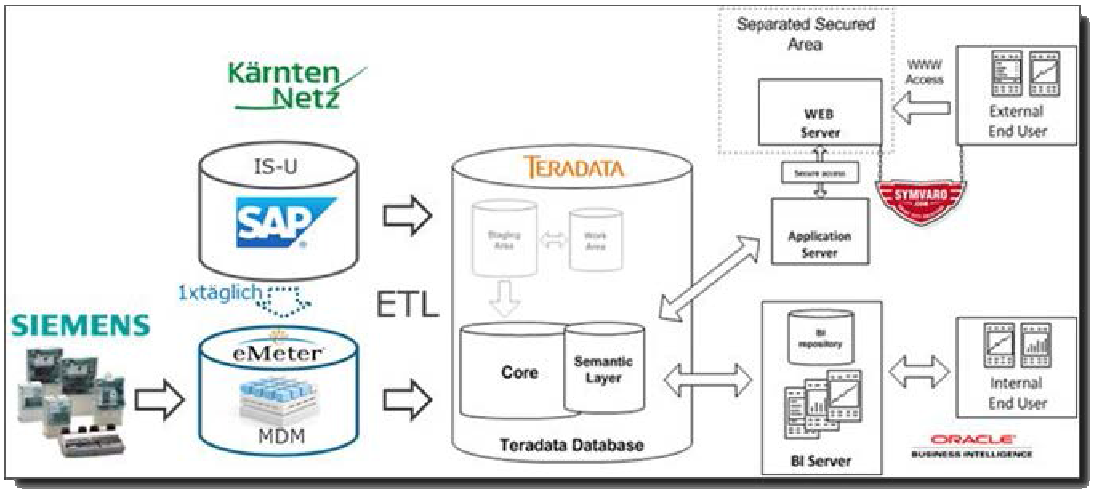


Abbildung 34: Sichere Web-DB Architektur

Nutzerintegration – Smart City Energy Club (SCEC)

Die Smart City Energy Club Lösung wurde durch einen agilen, stark user-zentrierten Ansatz auf Basis von inkrementellen Prototyping entwickelt. Durch sehr frühe User-Integration noch in der Konzeptphase und Feedback-Loops durch User-Befragungen und Nutzer-Umfragen sowie Usability-Test wurde eine sehr gut nutzbare und vor allem von den Usern akzeptierte Software entwickelt.

Abbildung 35: User-Befragungen, Nutzer-Umfragen und Usability-Test

In weiterer Folge wurden so genannte Pilot-User akquiriert und in das Projekt integriert. Diese frühen User wurden mittels Umfragen und Interviews regelmäßig befragt. Darüber hinaus gaben die Pilot-User proaktiv Feedback und halfen, die Nutzbarkeit und Nützlichkeit der Lösung zu verbessern.

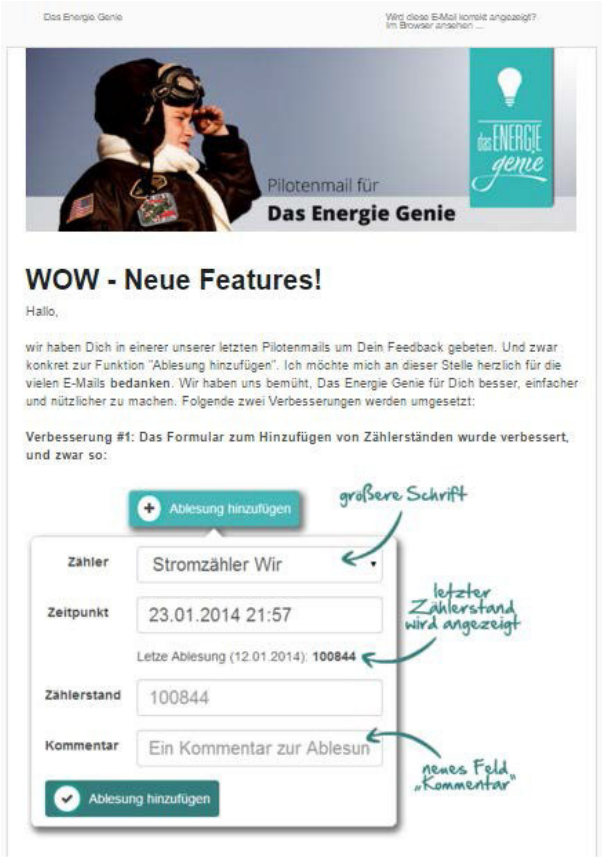


Abbildung 36: Beispiel für Verbesserungen auf Basis des Feedbacks der Pilot-User

Eine sinnvolle Entwicklung einer solchen Lösung ohne eine frühe User Integration ist weder zielführend noch sinnvoll.

Nutzerintegration – Living LAB Villach

Die eingesetzten Methoden im Überblick

Ziele

- Die Forschung (FHK, AIT, …) geht die letzten Entwicklungsmeilen gemeinsam mit ihren Nutzern
- Energie-Dialog von BürgerInnen von Villach mit Vertretern von „Meine heimat", der Stadt Villach, der Forschung, der KNG und Industrieunternehmen
- Vertiefen der Vertrauensbeziehung zwischen der Stadt Villach und Ihren Bürgern in Bezug auf Fragen der Stadtentwicklung

Methoden

- 160 quantitative und 24 qualitative Interviews zum „Energiealltag"
- 12 Smart Mieter Werkstätten
- 3 Stakeholder Dialogforen
- 7 Energieeffizienz Monitoring Berichte
- 3 soziale Netzwerk Analysen
- 700 Haushalte (Smart Meter Rollout)

Interviews: Sample und methodischer Zugang

In die Interviews wurden Gruppen von mehr bzw. weniger Verdienenden der unter bzw. über 40 jährigen Angestellten und damit auf den mehr oder weniger wohlhabenden österreichischen Mittelstand. Die Randgruppen der reichen 10% der österreichischen Oberschicht sowie der Mittellosen wurden bei den 160 Interviews nicht separat berücksichtigt. Im Unterschied dazu wurde das Thema Energiearmut im Rahmen des Living Labs der CoEPs eigens behandelt.

Methodisch baut die Beschreibung der vier Lebensmilieus

auf 160 quantitative Interviews und 24 qualitative, themenzentrierte Interviews auf.

Mehr Verdienende	Weniger Verdienende
M1 (< 40 Jahre) Abwechslung und Querdenken ist gefragt!	M2 (< 40 Jahre) Sich selbst treu bleiben…
M3 (≥ 40 Jahre) Spontan entscheiden können ist wichtigt!	M4 (≥ 40 Jahre) In Harmonie leben…

Aufbauend auf den Ergebnissen der Literaturrecherchen sowie den dort beschriebenen Lebensmilieus (siehe Kapitel 4.3.3) wie z.B. Schulze (2005) und Motivforschung Karmasin (2005) wurden zu Beginn der qualitativen und quantitativen Interviews folgende Hypothesen zu Wechselwirkungen zwischen Lebensmilieus und Energieverhalten formuliert:

1. Ein limitiertes Haushaltsbudget kombiniert mit Umweltbewusstsein führt sowohl zum Erwerb energieeffizienter Geräte als auch zu persönlichem Energiesparverhalten.
2. Die Sparbereitschaft hängt mit Generationen zusammen: Jüngere Personen – unabhängig von Ihrem Einkommen – sind weniger bereit, ihr Handeln zu verändern oder Mehrausgaben für Geräte zu tätigen, um Energie zu sparen.
3. Ein höheres Lebensalter und das damit verbundene höhere Gesundheitsbewusstsein erhöht das Bewusstsein für gesunde Ernährung und damit für den Umgang mit natürlichen Ressourcen.
4. Das Netto Haushaltseinkommen pro Kopf hat Einfluss darauf, ob beim Erwerb energieeffizienter Geräte noch nach dem teuersten High End Gerät gegriffen wird.
5. Der Umgang mit Mobilität hängt stark mit Freizeitverhalten und damit dem persönlichen Lebensstil zusammen: Das führt dazu, dass die Einschränkung der Mobilität (Benutzen aller Verkehrsmittel) von allen Lebensmilieus gleichermaßen als unattraktiv abgelehnt wird.
6. Pflegebedürftigkeit erhöht unabhängig von den anderen sozialen Indikatoren die Anforderungen an den Energieverbrauch in Haushalten.
7. Der Umgang mit Mülltrennung, Einkauf lokaler Produkte und energieeffizienter Geräte sowie das Ausschalten von Standby sind aussagekräftige, soziale Indikatoren zur Überprüfung des tatsächlich gelebten Umweltbewusstseins.
8. Grundmotive wie Ordnung, Freiheit, Distanz und Bindung stehen in keinem direkten Zusammenhang mit dem Umweltbewusstsein und Energiesparverhalten.

Diese bildeten die Grundlage für das Erstellen eines qualitativen Interviewleitfadens.

Für die quantitative Erhebung wurde ein online Fragebogen eingesetzt, der auf den bereits vorhandenen und im Einsatz befindlichen Interviewleitfaden der qualitativen Erhebung aufbaute.

Mittels Google Formulare[1] wurde ein Onlinefragebogen erstellt, der bei den persönlichen Interviews vom jeweiligen Interviewer bzw. auch teilweise online von den Interviewten selbst ausgefüllt wurde. Aufbauend auf den qualitativen Interviewleitfaden umfasste der Onlinefragebogen unterschiedliche Fragekategorien wie z.B. Fragen nach persönlichen Daten (wie Alter, Ausbildung und Einkommen), persönlichen Zeitmuster, der eigenen Freizeitgestaltung und zu persönlichen Einstellungen und Werthaltungen. Ergänzend dazu wurden Fragen zur Einschätzung des Energiesparpotentials, zu Anforderungen an das persönliche Komfortbedürfnis sowie allgemeine Fragen wie Heizungsart oder Wohnungstyp bzw. sehr spezifische Fragen zu den Haushalts-Großgeräten wie Waschmaschine, Wäschetrockner etc. gestellt.

Dieser online Fragebogen diente nicht nur als zweiter Interviewleitfaden für persönliche Gespräche sondern auch als Auswertungstool für das AIT Projektteam: Google Formulare liefern zwar erste Auswertungen automatisch, jedoch ohne Fehlerbereinigung, was aber für qualitativ hochwertige und aussagekräftige Analysen erforderlich ist. Entsprechend ging es in einem ersten Schritt darum, die Daten auf Vollständigkeit, Konsistenz und Glaubwürdigkeit zu überprüfen. Das führte dazu, dass manche Datensätze aufgrund offensichtlicher Fehler ausgeschieden werden mussten. Nach erfolgter Bereinigung der Daten wurden diese mit Hilfe der Software R-Statistics[2] einer eingehenden Analyse unterzogen und erneut auf Plausibilität hin kontrolliert.

Die Leitfragen, nach denen die bereinigten Datensätze mit Hilfe der Software R-Statistics ausgewertet wurden, leiteten sich einerseits aus den Eingangshypothesen (s.o.) und andererseits aus den Lebensmileus (Schulze/Karmasin) her. Basierend auf ihnen wurden Korrelationen zwischen unterschiedlichen Parametern (wie z.B. Einkommen und Energiesparverhalten oder Wohnungsgröße und Energiesparverhalten) hergestellt und untersucht. Entsprechend dem Projektziel „Erstellen sozialer Profile (Lebensmilieus)" wurde die Analyse in der Folge auf die Auswertung der Datensätze in Bezug auf vier Milieugruppen konzentriert und dafür Kreuztabellen verwendet. Zur besseren Ergebnisdarstellung wurden die Abbildungen für den Good Practice Guide dann abschließend mit MS Excel nachbearbeitet.

Die breit gestreute, quantitative Erhebung (160 Interviews) wurde durch 24 vorher bzw. parallel durchgeführte, qualitative Interviews zu den Themenblöcken *„Zeitmuster Werktag"*, *„Zeitmuster Wochenende/Freizeit"*, *„persönliche Haltungen / Werte"*, *„Komfortbedürfnisse"* und *„persönliche Daten"* ergänzt. Diese Themenblöcke boten den Interviewerinnen eine sehr gute Möglichkeit, mit Hilfe offener Fragen individuellen Lebenskonzepten auf die Spur zu gehen. Das führte zu sehr beeindruckenden Schilderungen über Lebensverläufe und Lebensumbrüche, die in der Nachkriegszeit oft mit äußerst beschränkten Mitteln zu bewältigen waren. Die qualitativen Interviews wurden prinzipiell zu zweit durchgeführt, was die Reflexion der Interviewbeziehung in Bezug auf einen möglichen Bias für die Interpretation erleichterte.

Antworten im Rahmen der qualitativen Interviews auf Fragestellungen wie z.B. *„Anzahl von und Umgang mit Elektrogeräten"*, "*Lichtquellen und KFZ*" sowie auf Fragestellungen nach der *„Art des*

[1] https://www.google.com/intl/de_at/forms/about/

[2] https://www.r-project.org/

Lüftens und der Mülltrennung" etc. wurden nachträglich vom AIT Team in das online Instrument eingegeben: Damit konnten die bereits vorhandenen Ergebnisse der quantitativen Befragung durch die qualitativen Ergebnisse komplettiert werden.

Ergänzende Fragen der qualitativen Interviews nach Elementen des *„persönlichen Lebensstils*" wie z.B. nach *„An-/Abwesenheitsmustern von zu Hause*", *„Werthaltungen*", *„Beziehungsgestaltung zu Familienmitgliedern und Freunden*" sowie nach *„persönlichen Hobbies*" wurden separat ausgewertet und bilden die Grundlage für die qualitativen Skizzen der vier Lebensmilieus im Kapitel (Kapitel 8.3.2 – 8.3.6).

An dieser Stelle wollen wir uns noch einmal ganz herzlich für das Vertrauen, die Offenheit und die Zeit bedanken, die uns seitens unserer InterviewpartnerInnen entgegengebracht wurden.

Living LAB

Das Modell des Living LAB (William Mitchell, Kent Larson, Sandy Pentland 2007) integriert „User Innovation" und „Open Innovation aus dem Blickwinkel eines „Innovationsprozesses". Das „Living LAB" wird als Instrument der Kontextsteuerung zum Aufbau Innovation fördernder Rahmenbedingungen gesehen:

„Lebende Kunden" werden möglichst frühzeitig nach der Grundlagenforschung in den Forschungsprozess eingebunden und in alle Phasen des Produktlebenszyklus als Ko-Kreatoren integriert. Ihre Motive und Bedürfnisse dienen als Treiber für die Entwicklung nützlicher, technologiegetriebener Dienstleistungen und Produkte. Die Kommunikationssettings der „Living LABs" bringen dabei Experten und Nicht-Experten, Entwickler und Kunden aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Inkubatoren als Ko-Kreatoren in moderierte „Living LAB" Stakeholder Entwicklungskonsortien zusammen. Ziel ist die gemeinsame Entwicklung und Bewertung von Innovationsideen, Szenarios, Konzepten und Prototypen im Rahmen von „real life case studies".

Modelle und Prototypen werden dabei pilotiert und hinsichtlich ihrer Funktionalität, des erreichten Neuheitsgrades und der voraussichtlichen Akzeptanz durch die Kunden / Märkte evaluiert. Durch den Einbezug einer größtmöglichen, sozio-kulturellen Diversität in den Innovationsprozess sollen dabei möglichst viele Kreativitätspotentiale genutzt und der Unvorhersehbarkeit der Marktakzeptanz von Inventionen (Neuerfindungen) gegengesteuert werden.

Die Leistung des Living LAB besteht also darin, die Innovationszugänge von "Technology Push" (Technologien als Enabler) und „Application pull" (z.B. Crowdsourcing) miteinander zu verknüpfen und dabei Kundengruppen mit ihren Motiven und Gewohnheiten möglichst frühzeitig in die Entwicklung von Ideen und Szenarios im Rahmen realer bzw. realitätsnaher Entwicklungsumgebungen einzubinden.

Leitfaden SNA

Einführung

Lange Zeit konzentrierten sich Versuche das Energieverhalten zu ändern auf Einzelpersonen als KonsumentInnen von Energie. Aktuelle Forschungsergebnisse zu nachhaltigem Energiehandeln weisen nun auf die hohe Bedeutung von Inklusion bzw. Örtlichkeit hin. Der Fokus liegt dabei auf der örtlichen Gemeinschaft und der Rolle von Energienutzern als BürgerInnen und nicht nur als KonsumentInnen (Heiskanen, Johnson, Robinson, Vadovics & Saastamoinen, 2010). Effektiver Wissenstransfer ist demnach nicht eine Frage der Informationsweitergabe sondern ein

gestalterischer Prozess. Spezifische Wissenssysteme, Akteurskonstellationen und kognitive Strukturen werden koproduziert durch Praxis (Søndergård, Hansen, Holm & Kerndrup, 2004).

Aktuelle Arbeiten zu Einstellungen und Verhalten etwa in Australien heben die Bedeutung von persönlichen Netzwerken als äußerst einflussreich auf Energieverhalten hervor (Stephenson & Carswell, 2012). Auch wird Bedarf nach mehr Überlegung und Reflexion sowie bessere Kommunikation zwischen EntscheidungsträgerInnen, technischen ExpertInnen und anderen Stakeholdern geortet (Owens & Driffill, 2008).

Erkennt man daher die Bedeutung das Schaffen bzw. Teilen von Wissen in und zwischen Communities und Netzwerken (Søndergård et al., 2004) für nachhaltiges Energiehandeln an, so rückt die Frage, wie soziale Netze genutzt werden können, um Energietransition in Städten auf Ebene der Nachbarschaft zu nutzen, ins Zentrum des Erkenntnisinteresses. Das erfordert ein besseres Verständnis und somit eine Analyse der beteiligten Akteure und der Kommunikationskanäle, durch die das Wissen in und zwischen Netzwerken zirkuliert (Stephenson et al., 2010).

Methode

Die Soziale Netzwerk Analyse (SNA) ist eine empirische Methode zur Analyse von sozialen Beziehungen und sich daraus bildenden Netzwerken. Formal dargestellt wird ein Netzwerk als Graph, welcher Knoten verbunden über Kanten beinhaltet. Die Knoten (= Punkte) repräsentieren dabei die am Netzwerk beteiligten Akteure (Personen, Institutionen) und die Kanten (= Linien) stehen für eine Beziehung zwischen den Akteuren (z.B. Informationen, die ausgetauscht werden). Mittels verschiedener Analyseverfahren und -metriken können Verhaltensmuster, soziale Rollen, Untergruppen etc. aufgezeigt werden.

Ergebnisse der SNA können im Kontext transdisziplinärer Forschung über die Darstellung des Status Quo hinaus zur Reflexion vergangener Entwicklung bzw. als Impuls für künftige Entwicklung eingesetzt werden.

Anwendung

Aufbauend auf aktuellen Erkenntnissen zur Bedeutung von Energieverhalten als sozialer Praxis wurde ein Schwerpunkt auf den **Austausch** von verhaltensrelevanten **Informationen** innerhalb der CoEP gelegt. Die SNA wurde als **Monitoringinstrument** eingesetzt, um die Entstehung und Entwicklung von personenbezogenen Informations- und Kommunikationsbeziehungen in der „Community of Energy Practice" hinsichtlich Energieverhalten nachzuvollziehen. Die Ergebnisse der in jährlichem Abstand durchgeführten SNAs informierten Projektteam wie Community über Stand und Fortschritt in Richtung einer „Praxisgemeinschaft Energiehandeln" in Villach.

EE Monitoring

Ausgehend von der Annahme, dass durch Bewusstseinsveränderung der Energieverbrauch in Haushalten gesenkt werden kann, ging es hier darum, quantitative Indikatoren zu finden, die als Feedbacksystem für den tatsächlichen Verbrauch genutzt werden konnten. Diese quantitativen Indikatoren werden als Einflussfaktoren auf den Stromverbrauch gesehen. Aufgabe des Monitoring war es, eine Access-Datenbank anzulegen, in der diese Einflussfaktoren (Indikatoren) über die drei Jahre hinweg erfasst werden konnten.

Um den größten Aussagewert erzielen zu können, wurde die Access-Datenbank nach den (hierarchischen) Ebenen (1) Gebäude, (2) Wohnung, (3a) Mieter, (3b) Stromzähler, (3c) Kontakte und (4) Ablesungen gegliedert.

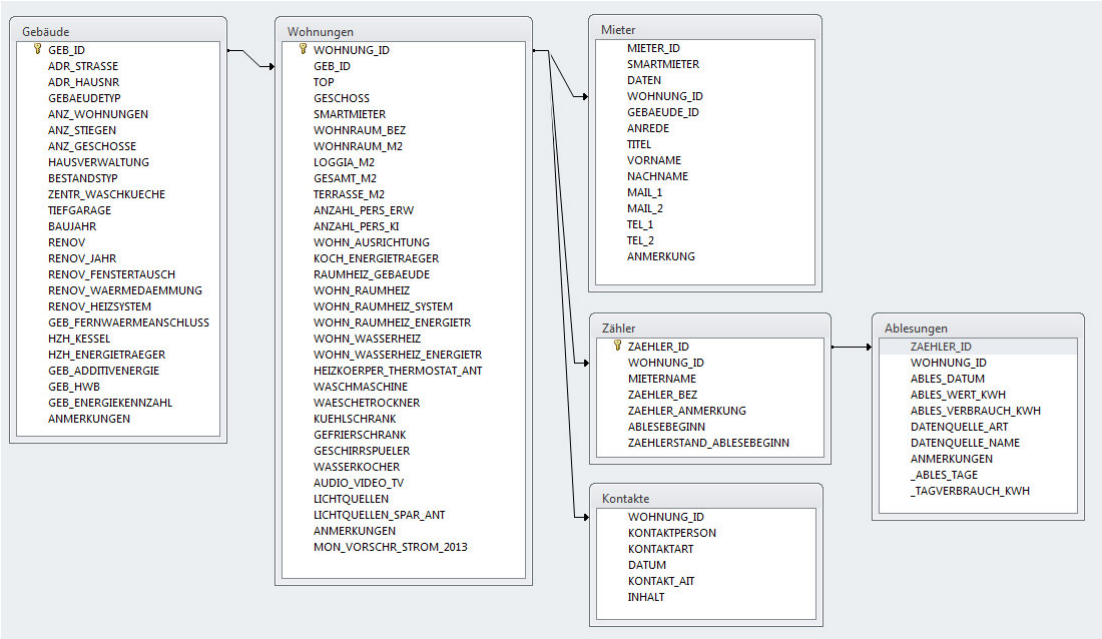


Abbildung 37: Hierarchische Struktur Access-Datenbank Quelle: Eigene Darstellung

Jede Ablesung bezog sich also auf immer auf einen einzigen definierten Zähler, dieser gehörte zu einer ganz bestimmten Wohnung und diese wiederum zu einem ganz bestimmten Gebäude. Ablesungen wurden in diesem System als Eigenschaften der Zähler gesehen. Mieter Zähler und Kontakte wurden als Eigenschaften der Wohnungen festgelegt und Wohnungen galten als Eigenschaften von Gebäuden.

Folgende Eigenschaften wurden über die drei Jahre hinweg dokumentiert:

– <u>Gebäudeeigenschaften</u>

Um das Gebäude näher zu charakterisieren, wurden für jedes Gebäude folgende Kriterien beschrieben:

(1) Adresse, (2) Name der Hausverwaltung, (3) Miete / Eigentum, (4) Einfamilienhaus, Doppelhaus, Mehrfamilienhaus, (5) Errichtungsjahr, (6) zentrale Waschküche vorhanden?, (7) Fernwärmeanschluss vorhanden?, (8) Zentralheizung mit Heizkessel und Energieträger wie Erdgas, Heizöl, Hackschnitzel, Pellets, (9) ergänzende Hausenergiesysteme wie Photovoltaik, Solarwarmwasser, Wärmepumpe mit Strom, Wärmepumpe mit Gas, Kontrollierte Wohnraumlüftung, (10) Zeitpunkt der letzten, energietechnischen Renovierung des Gebäudes durch z.B. Fenstertausch, Wärmedämmung, Heizsystem, (11) Gebäude-Heizwärmebedarf, (12) Gebäude-Energiekennzahl, (13) Anmerkungen zum Gebäude.

– <u>Wohnungseigenschaften</u>

Um die einzelne Wohnung zu charakterisieren, wurden für jede Wohung folgende Kriterien beschrieben:

(1) Wohnungsnummer, (2) Die Wohnung gehört zu welchem Gebäude, (3) Stockwerk: EG, OG1, OG2 etc, (4) Anzahl und Beschreibung der Räume, (5) Ausrichtung der Wohnräume nach Himmelsrichtungen (N;NO;O;SO;S;SW;W;NW), (6) Höhe der Stromrechnung 2013, (7) Wohnungsgröße m2: Größe des beheizten Raums, der Loggia, der Terrasse, (8) Anzahl Erwachsene, Kinder, (9) Energieträger für Kochen: Strom oder Gas, (10) Hauszentralheizung vorhanden?, (11) Wohnungsheizung vorhanden? Energieträger: Gas, Öl, Strom?,

Heizungssystem: Zentralheizung, Elektrospeicher, Einzelofen (Gaskonvektor)?, (12) Thermostat Regelung der Heizkörper (13) eigene Heizung für Warmwasser? Energieträger Strom, Gas, Öl? (14) Welche Elektrogeräte sind vorhanden? (Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler, Kühlschrank, Gefrierschrank, Wasserkocher) (15) Wieviele Elektronikgeräte gibt es (d-h- Audio, Video, TV, PC), (16) Lichtquellen und Anteil von Sparlampen, (17) Anmerkungen

– Mieter Eigenschaften

Um die einzelnen Mieter zu charakterisieren, wurde jeder Mieter nach folgenden Kriterien beschrieben:

(1) Identifikationsnummer des Mieters, (2) Identifikationsnummer der Wohnung, (3) Smart Mieter aus Living Lab? (4) Einfamilienhaus, Doppelhaus, Mehrfamilienhaus, (5) Errichtungsjahr, (6) zentrale Waschküche vorhanden?, (7) Anrede / Geschlecht ?, (8) Titel, Vornamen, Nachname, (9) Kontaktdaten: eMail, Telefon (10) Anmerkungen

– Zähler Eigenschaften

Um die einzelnen Zähler zu charakterisieren, wurde jeder Zähler nach folgenden Kriterien beschrieben:

(1) Identifikationsnummer des Zählers, (2) Identifikationsnummer der Wohnung, (3) Zählerbezeichnung „Vollstrom", „Tagstrom", „Nachtstrom" (4) Ablesebeginn (5) Zählerstand zu Ablesebeginn, (6) Anmerkungen

– Eigenschaften der Ablesungen

Um die einzelnen Ablesungen zu charakterisieren, wurde jede Ablesung nach folgenden Kriterien beschrieben:

(1) Identifikationsnummer des Zählers, (2) Ablesedatum, (3) Ablesewert, (4) Verantwortlicher, (5) Verbrauch seit letzter Ablesung, (6) Tage im Ablesezeitraum, (7) Anmerkungen (z.B. Abwesenheiten, Urlaub etc.)

– Kontakte mit der Smart Mieter Werkstatt

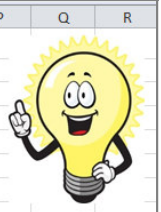
Um den Kontakt zum Living Lab nachvollziehen zu können, wurden den Mietern folgende Kontakte zugeordnet

(1) Name des Mieters, (2) Identifikationsnummer der Wohnung, (3) Datum des Kontakts zu Smart Mieter Werkstatt , (4) Art des Kontakts (Persönlich, Mail, Telefon), (5) Kontaktperson zur Smart Mieter Gruppe, (6) Inhalt des Kontaktes (Memo).

Die laufende Erhebung der Ablesedaten erfolgte anfangs über ein eigens gestaltetes Erhebungsblatt: Gegen Ende des Projekts zeigte es sich, dass Smart-Mieter tendenziell „informellere" Datenlieferungenmöglichkeiten bevorzugten. Der jeweils aktuelle Zählerstand wurde meist über eine kurze E-Mail dem AIT Forschungsteam mitgeteilt.

Smart City Villach – Stromablesung

Zukunft aktiv gestalten



Alle Angaben sind freiwillig

Name Smart Mieter		**Angaben zu Wohnung/Haus**	
Adresse		Wohnungsgröße in m^2	90
Wohnhaft in dieser Wohnung ab Jahr	2003	Lage Wohnung*	Süd / West
Personen, die in der Wohnung leben (Anzahl Erwachsene, Kinder)	2	Heizen mit* / Kochen mit *	Fernwärme / Strom
Jahresstromrechnung 2012 in Euro		Haus erbaut / Jahr	1970
Monatsvorschreibung/Stromrate		Besonderheiten	
Weitere Infos	40 Wohnungen/8 Stockwerke	Haus/Wärmeschutzfassade vor 5 Jahren renoviert	

** Nicht-Zutreffendes z.B. löschen*

Tag und Zählerstand an Gabriele.Schoen.fl@ait.ac.at, 0699/12 88 43 82!

Wir empfehlern das Ablesen des Stromzähler zweimal pro Monat - je öfters desto aussagekräftiger sind die Auswertungen. Jede Ablesung in eine neue Zeile schreiben.

Anmerkungen zur Ableseperiode (wie z.B. Urlaubszeiten) bitte angeben.

TAGSTROM				NACHTSTROM			
Datum	Zählerstand	Verbrauch kWh	Anmerkung	Datum	Zählerstand	Verbrauch kWh	Anmerkung
20.08.	52850,8			20.08.	7550,1		
31.08.	52902,2	51,4		31.08.	7575,0	24,9	
2.10.	53047,3	145,1		2.10.	7636,1	61,1	
21.10.	53144,6	97,3		21.10.	7676,7	40,6	
29.11.	53342,8	198,2		29.11.	7760,7	84,0	
21.12.	53429,5	86,7		21.12.	7807,6	46,9	
6.1.	53450,2	20,7		6.1.	7957,2	149,6	
16.3.	53732,3	282,1		16.3.	7957,2	0,0	
1.11.	54979,3	1247			8421,0	463,8	
		-54979,3				-8421	
		0				0	
		0				0	
		0				0	
		0				0	
		0				0	
		0				0	
		0				0	
		0				0	
		0				0	
		0				0	
		0				0	

Abbildung 38: Monitoring Erhebungsblatt Quelle: Eigene Darstellung

Speicherintegration

Methodisch wird im Themenfeld „Speicherintegration" ein iterativer simulationsunterstützter experimenteller Ansatz verfolgt.

Das bedeutet, dass zuerst mittels Simulation geeignete Konzepte bzw. Strategien ausgewählt werden. Diese werden dann in der praktischen Erprobung im Testbed untersucht. Mit Hilfe der Ergebnisse im Testbed lassen sich die Simulationen dann wieder besser parametrisieren. Mit jedem Durchlauf werden daher die Vorhersagegenauigkeiten besser.

Energiebilanz, Carbon Footprint, Smart City Benchmark

Es wurde ein parametrisiertes Modell des regionalen Energiesystems erstellt, welches eine quantifizierte Darstellung der derzeitigen Energiesituation (IST-Situation) in den Untersuchungsgebieten a) Testgebiet „DEMOsite" und b) „Bezirk Villach Stadt" liefert.

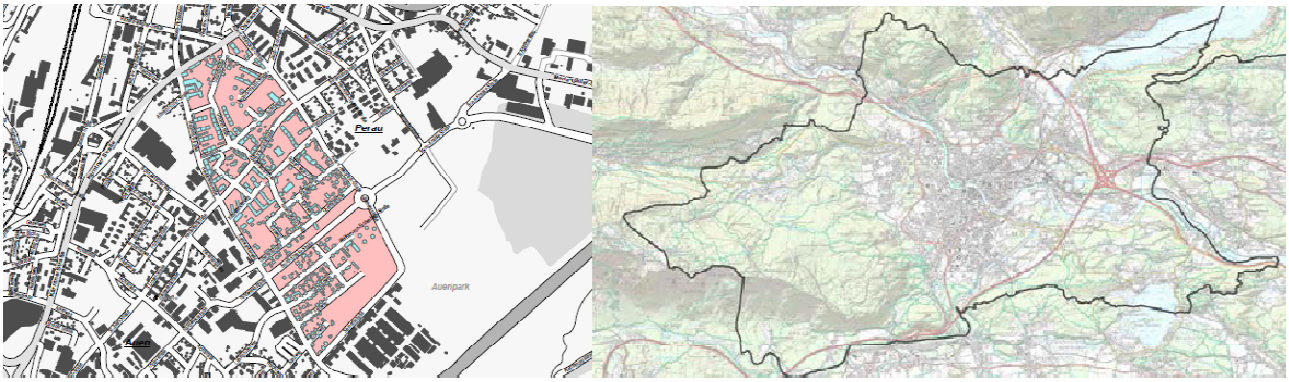


Abbildung 39: Untersuchungsgebiete a) „Testgebiet DEMOsite" (links) und b) „Bezirk Villach Stadt"

Im Modell wird zwischen einer Erzeugerseite und einer Bedarfsseite unterschieden. Der Energiebedarf wird in folgende Sektoren untergliedert:

- private Haushalte
- IGDL (Industrie, Gewerbe, Dienstleistung, Landwirtschaft)
- Verkehr

Für diese drei Sektoren wurde jeweils der Endenergiebedarf erhoben bzw. abgeschätzt und in die drei Bedarfs-Kategorien Wärme, Strom und Treibstoff gegliedert. Die Bedarfs-Kategorie Wärme umfasst dabei neben Wärme im physikalischen Sinn (z.B. Fernwärme, Solarthermie) auch sämtliche Brennstoffe die zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Umgebungswärme wird nicht berücksichtigt, wohl aber der Energiebedarf zur Nutzbarmachung der Umgebungswärme (z.B. Strombedarf einer Wärmepumpe). Bei regionaler Nah- bzw. Fernwärmenutzung werden über den Endenergiebedarf hinaus auch die Energiewandlungs- und Übertragungsverluste des Wärmenetzes berücksichtigt.

Referenzjahr für die Energiebilanz ist das Jahr 2014. Daten aus anderen Zeiträumen wurden mit Modellrechnungen an dieses Jahr angepasst. Datengrundlage für die Erstellung der Energiebilanz waren Messdaten der Energieversorger, offizielle Statistiken (z.B. Bevölkerungsstatistik, Beschäftigungsstatistik, Gebäudestatistik, KfZ-Statistiken, etc.), wissenschaftliche Publikationen (z.B. Energiepotentialstudien) und andere Literaturdaten (z.B. Energie-/Umweltberichte von ansässigen Unternehmen).

Aufbauend auf die Energiebilanz wurde für beide Untersuchungsgebiete der Carbon Footprint berechnet. Der Begriff „Carbon Footprint" wird gegenwärtig international nicht einheitlich definiert und verwendet (vgl. [BMU, 2010], [Grießhammer & Hochfeld, 2009], [Wiedmann & Minx, 2008]). Die vorliegenden Studie orientiert sich an dem vom Umweltbundesamt entwickelten Leitfaden zur Ermittlung von Treibhausgas-Emissionsreduktion im Rahmen von Forschungsprojekten des Klima- und Energiefonds [Storch et al., 2012] sowie der Österreichischen Treibhausgas-Inventur [Anderl et al., 2014].

Nachfolgend sind wesentliche Eckpunkte der verwendeten Methodik beschrieben:

- Bilanziert wird das Treibhauspotenzial (engl. Global Warming Potential = GWP) von Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung von Energieträgern mittels der vom Weltklimarat IPCC definierten Charakterisierungsfaktoren.
- Es werden nur direkte Emissionen aus der Energiewandlung bilanziert. Vor- oder nachgelagerte Emissionen (z.B. Herstellung der Energieträger, Herstellung der Infrastruktur, Entsorgung von Reststoffen, Transport der Energieträger) sowie sonstige indirekte Effekte sind nicht Teil der Abschätzung.
- Das Treibhauspotenzial ergibt sich aus dem in der Energiebilanz ermittelten Energieverbrauch und den zugehörigen Emissionsfaktoren der Energieträger.

Mithilfe von Szenario-Rechnungen wurden die Ergebnisse aus den Arbeitspaketen hochskaliert und auf die gesamte Stadt Villach übertragen. Die Entwicklung von ausgewählten energetischen Indikatoren seit 2010 wurden den in der Smart City Strategie definierten Zielen gegenübergestellt.

Darüber hinaus wurde ein „Smart City Benchmark" durchgeführt, bei dem ökologisch orientierte Indikatoren der Stadt Villach (z.B. Haushaltsstromverbrauch je Einwohner, Motorisierungsgrad, etc.) mit anderen Städten verglichen wurden. Um auch aktuelle Entwicklungen im Bereich „Smart City Indikatoren" zu berücksichtigen, wurden für die Stadt Villach 13 Indikatoren aus dem Indikatorensatz des KLIEN Projektes „Smart City Profiles" ausgewertet.

B.5 Ergebnisse des Projekts

Stromnetzinfrastruktur

Monitoring, Modellierung und Charakterisierung der NS-Netze (Phase 2, M4.1)

Spannungssituation im Niederspannungsnetz Mooswald

Abbildung 40 zeigt die Datenbasis der aufgenommenen PSSA-Snapshots, welche zur für die Untersuchungen des Netzes und zur Entwicklung der Spannungsschätzalgorithmen verwendet wurde. Es wurden Messwerte von allen 35 Smart-Metern im Netz aufgenommen. Die PSSA-Snapshots wurden nicht in einem äquidistanten Zeitintervall aufgenommen, sondern zu speziellen, unregelmäßig auftretenden, besonderen Netzsituationen. Weil die PSSA-Messwerte Momentanwerte aufnehmen, und keine Mittelwerte über einen längeren Zeitraum, zeigen die Snapshots tendenziell eher untypische Netzverhältnisse, und geben nicht die durchschnittlichen Spannungsverhältnisse wieder. Dementsprechend darf ein starker Spannungsabfall auf unter 207V (90% der Nennspannung) nicht negativ interpretiert werden, da dies mit Sicherheit nur während eines kurzen besonderen Events im Netz aufgetreten ist.

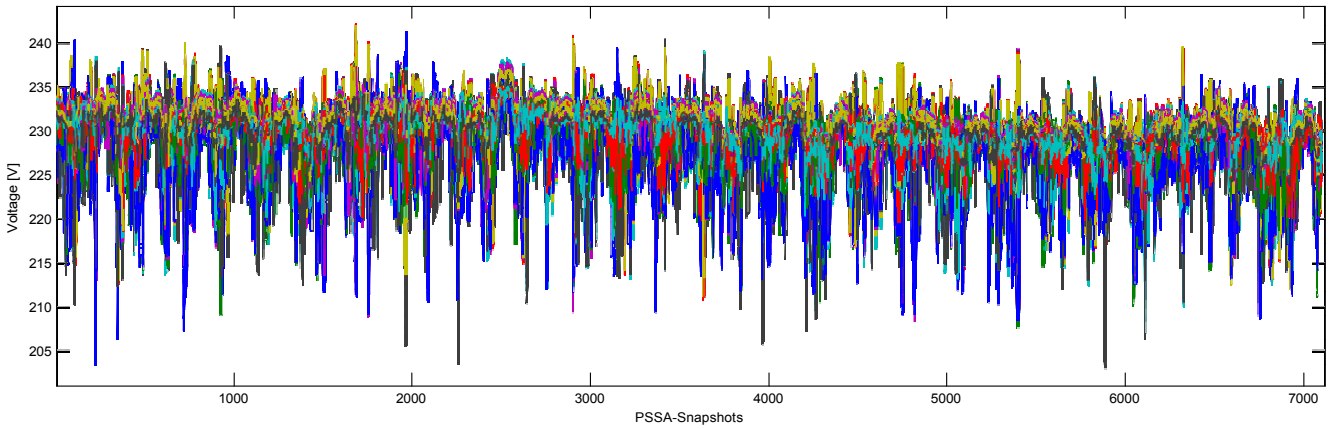


Abbildung 40: Spannungssituation im Niederspannungsnetz Mooswald anhand der PSSA- Snapshots dargestellt

Abbildung 41 zeigt die im Netz aufgetretenen Spannungs-Asymmetrien (Differenz zwischen höchster und niedrigster Spannung je Knoten) je Knoten auf Basis der PSSA-Snapshots. Die spitz zulaufenden Dauerlinien zeigen Spannungs-Asymmetrien bis knapp über 20V bei einem Smart-Meter. Es muss allerdings beachtet werden, dass die PSSA-Snapshots Momentaufnahmen darstellen, und erwartungsgemäß die Asymmetrien im 10min-Mittelwert viel geringer ausfallen werden.

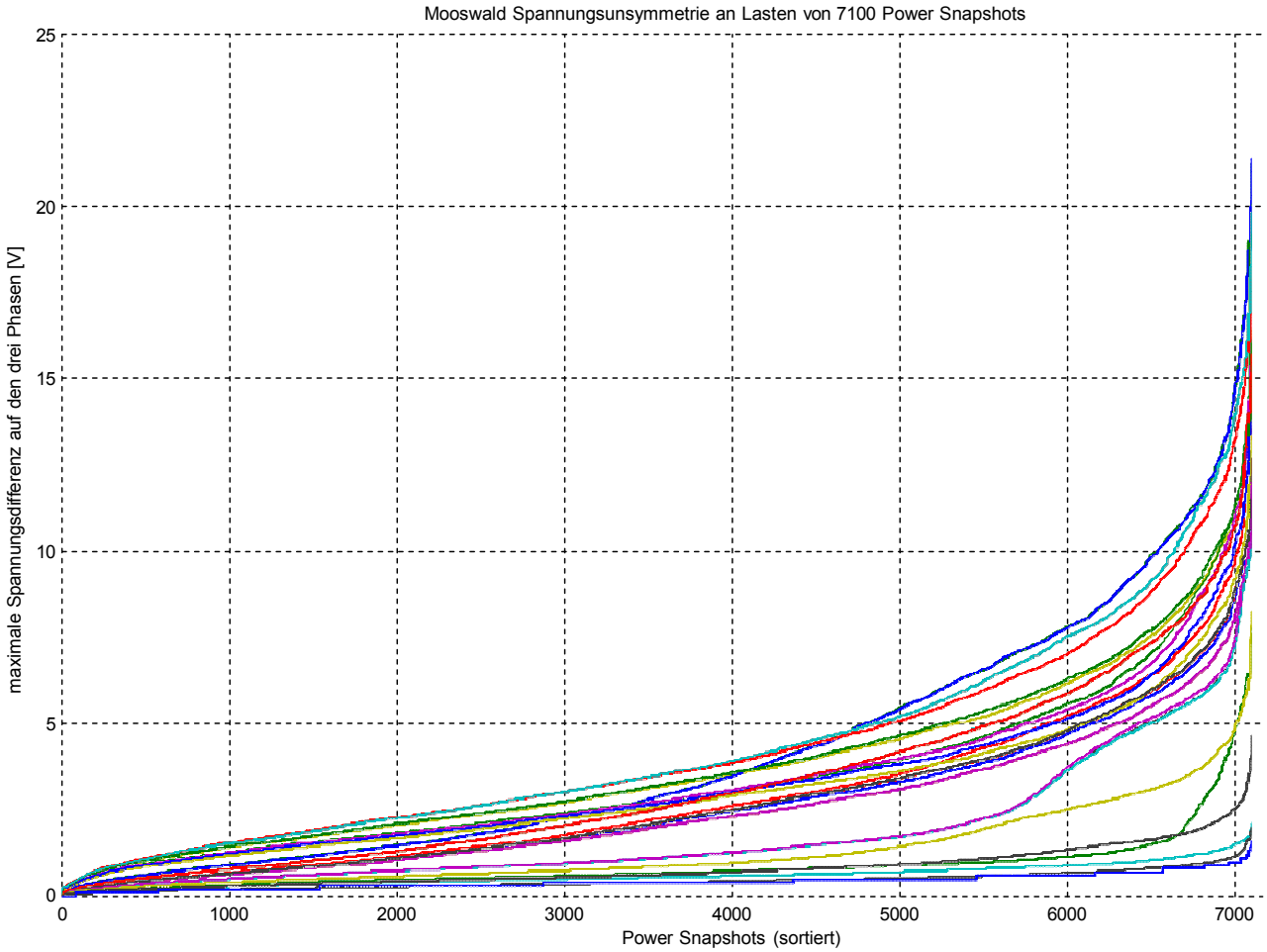


Abbildung 41: Dauerlinien der Spannungs-Asymmetrie (Differenz zwischen höchster und niedrigster Spannung je Knoten) im Niederspannungsnetz Mooswald auf Basis der PSSA- Snapshots

Spannungssituation im Niederspannungsnetz Karawankenweg

Abbildung 42 zeigt den Spannungsverlauf der im Niederspannungsnetz Karawankenweg gemessenen Netzspannungen bei 20 ausgesuchten Messpunkten (inkl. Trafo) im Netz. Dargestellt sind 3min-Mittelwerte der Messungen. In dem Zeitraum ist der im Netz installierte RONT in lokaler Sammelschienen-Regelung gewesen, dadurch wurden Spannungsschwankungen in der Mittelspannung ausgeglichen, sodass sich die Transformator-Sammelschienenspannung (blau und dicker gezeichnet) in einem Bereich zwischen 230 und 237V bewegt.

Das städtische Netz zeichnet sich die meiste Zeit durch niedrige Spannungsabfälle aus, allerdings sieht man in der Nacht nach Mitternacht und zu Mittag signifikante Spannungsabfälle auf einer Phase von zwei entlegenen Metern am Ende eines langen Stranges. An diesem Netzausläufer mit der niedrigsten Spannung fällt die Spannung auch teilweise unter 220V (nicht in diesem Diagramm sichtbar).

Eine PV-Anlange ist am Ende des selben Strangs, wo auch die niedrigsten Spannungen gemessen wurden, installiert. Da der durch eine einphasige Last verursachte Spannungsabfall nur auf einer Phase auftritt, können unter Tags bei Sonnenschein niedrigste und höchste Spannungen zur selben Zeit an einem Punkt im Netz auftreten. Allerdings wird die niedrigste Spannung im Netz durch die PV-Anlage angehoben, wie Abbildung 42 zeigt. Da am ersten Tag (20. August) viel PV-Einspeisung

stattfindet, ist die niedrigste Spannung um die Mittagszeit viel weniger tief als am zweiten Tag (21. August) um die Mittagszeit, während in der Nacht die Spannungsabfälle jeden Tag ähnlich sind. Die höchsten durch die PV-Anlagen gemessen Spannungen liegen bei knapp über 240V.

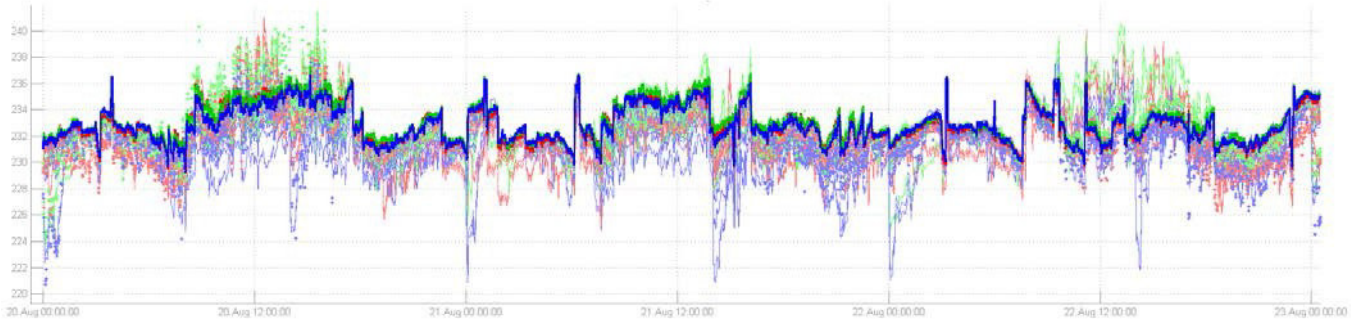


Abbildung 42: Spannungssituation im Niederspannungsnetz Karawankenweg über drei Tage dargestellt

Weitbereichsregelung mit Spannungsschätzer (Phase 3, M4.2)

Test-Setup für den Spannungsschätzer-Feldtest

Die im Rahmen des Projektes entwickelt Spannungsschätzer-Komponente wurde in zwei Kärntner Niederspannungsnetzen im Stadtnetz Karawankenweg und im Ortsnetz Mooswald über mehrere Monate im Jahr 2015 getestet. Dabei konnte auf die im Rahmen des DG DemoNetz SmartLVGrid-Projektes entwickelten Lösungen bezüglich Mess-Sensorik und Messwert-Übertragung im Niederspannungsnetz sowie auf die entwickelten Komponenten für die intelligente Ortsnetzstation zurückgegriffen werden. In diesem Feldtest-Setup war demnach die wesentlichste Neuerung die Spannungsschätz-Komponente.

Der Spannungsschätzer stellt eine passive Komponente dar, welche an sich keinen Einfluss auf aktive Netzkomponenten – in dem Fall den regelbaren Ortsnetztransformator – hat. Allerdings berechnet der Spannungsschätzer Spannungswerte für den Spannungsregler, welcher die Transformator-Stufung regelt, deshalb hat der der Spannungsschätzer indirekt über den Spannungsregler Einfluss auf die Netzsituation.

Um während der Feldtestphase das Risiko einer Fehlfunktion der neuen Komponenten zu minimieren, wurde vom Netzbetreiber entschieden, die entwickelten Lösungen nicht dauerhaft in den Closed-Loop-Berieb zu setzen, was bedeutet, dass die Komponenten zwar aktiv gelaufen sind, aber die Sollwerte des Spannungsreglers wurden nicht direkt an den Transformator geschickt, sondern nur mitgeloggt.

Trotzdem ist eine Auswertung der Leistungsfähigkeit des Spannungsschätzers auf drei Arten möglich:

1. Durch einen manuell geplanten und durchgeführten Closed-Loop-Test, in dem die am Regelungsprozess beteiligten Komponenten so konfiguriert werden, dass ein gewünschtes Regelungsverhalten hervorgerufen wird, kann gezielt die Leistungsfähigkeit des Spannungsschätzers demonstriert werden. Dieser Closed-Loop-Test und dessen Ergebnisse sind in Kapitel 0 beschrieben.
2. Es wurden im laufenden Langzeit-Open-Loop Betrieb von der Filter-Komponente in einem tageweise ablaufenden Zyklus Spannungsmesswerte absichtlich unterdrückt, sodass diese zwar in der Datenbank abgelegt werden, aber nicht mehr an den Spannungsregler und den Spannungsschätzer geschickt wurden. Dadurch wurde dem Spannungsschätzer ein

Kommunikationsausfall vorgespielt, welcher mit der Berechnung von Schätzwerten reagierte. Die Schätzwerte wurden an den Spannungsregler geschickt und auch mitgeloggt. Durch die mitgeloggten realen Messwerte und die mitgeloggten geschätzten Werte kann auf einfachem Wege die Schätzgenauigkeit des Spannungsschätzers analysiert werden. Die Ergebnisse des Langzeit-Betriebs sind in Kapitel 0 beschrieben.

3. Die Leistung des Spannungsschätzers kann aber auch indirekt über ein optimaleres Verhalten der Spannungsregelung beurteilt werden. Nachdem die Spannungsregelung aber nicht dauerhaft im Closed-Loop-Betrieb war, und demnach ausgesandte Sollwerte für den Trafo von diesem nicht umgesetzt wurden, wurde dieses Verhalten in der Simulation nachgebildet. Dazu wurden die aufgenommenen Messdaten aus dem Netz in die Simulation geladen, und die untersuchten Spannungsschätzalgorithmen darauf angewandt. Die Ergebnisse der Schätzalgorithmen wurden in der Simulation an den Spannungsregler geschickt, welcher durch eine simulierte Trafo-Stufung die Netzspannungen in der Simulation verändern konnte. Die Ergebnisse der Simulationen auf Basis der gemessenen Netzspannungen sind in Kapitel 0beschrieben.

Vor-Ort Closed-Loop-Test

Im Folgenden wird die Funktionsweise des Spannungsschätzers anhand des im Netz durchgeführten Closed-Loop-Tests dargestellt, bei welchem die von dem Spannungsregler geforderten Sollwerte an den Trafo gesendet wurden, und das Netz aktiv von den entwickelten Komponenten beeinflusst und geregelt wurde.

Das im Closed-Loop-Test manuell durchgefahrene Szenario demonstriert die Funktionsfähigkeit des Spannungsschätzers, indem die im Netz zu dem Testzeitpunkt *niedrigste* Spannung unterdrückt wurde, was dazu führte, dass der Spannungsregler keine komplette Sicht mehr auf die Netzsituation hatte. Es wurde die Spannungsgrenzen so gewählt, dass die unterdrückte Spannung, welche vom Spannungsregler nicht berücksichtigt wurde, unterhalb der Unterspannungsgrenze des Spannungsreglers zum Testzeitpunkt lag. In dieser Situation hätte der Regler hochgestuft, wenn ihm die unterdrückte Spannung bekannt gewesen wäre. Durch aktivieren des Spannungsschätzers konnte die unterdrückte Spannung gut geschätzt werden, sodass der Spannungsregler wieder ein vollständigeres Bild von der Netzsituation bekommen konnte, und die Stufung wurde durchgeführt. Nimmt man nun an, dass die im Spannungsregler eingestellten Spannungsgrenzen feste Systemgrenzen darstellen, so wäre im vorliegenden Fall ohne Spannungsschätzer eine Grenzwertverletzung aufgetreten, der Spannungsschätzer hätte solche Grenzwertverletzungen allerdings verhindert.

Der Ablauf des Closed-Loop-Tests wird in Abbildung 43 dargestellt und nachfolgend beschrieben:

(A) Niedrigste Spannungen im Netz werden unterdrückt

(B) Spannungsregler erklärt nach Ablauf einer Frist die nicht mehr eintreffenden Spannungen als ungültig (die Anzahl der vom Spannungsregler als gültig angesehenen Netzspannungen sinkt)

(C) Die vom Regler aktuell als niedrigste Spannung erachtete Spannung steigt à Der Regler hat keine vollständige Sichtweise auf das Netz mehr

(D) Die Unterspannungsgrenze des Spannungsreglers wird manuell nach oben korrigiert, sodass bei einem Wiedereintreffen der Netzspannungen der Regler stufen würde.

(E) Der Spannungsschätzer wird aktiviert

(F) Der Spannungsschätzer sendet Schätzwerte an den Spannungsregler (siehe unteres Diagramm)

(G) Der Regler hat wieder eine vollständige Sicht auf das Netz (die Anzahl der vom Spannungsregler als gültig angesehenen Netzspannungen steigt)

(H) Die vom Regler aktuell als niedrigste Spannung erachtete Spannung sinkt à Der Regler hat durch den Spannungsschätzer wieder eine vollständige Sichtweise auf das Netz

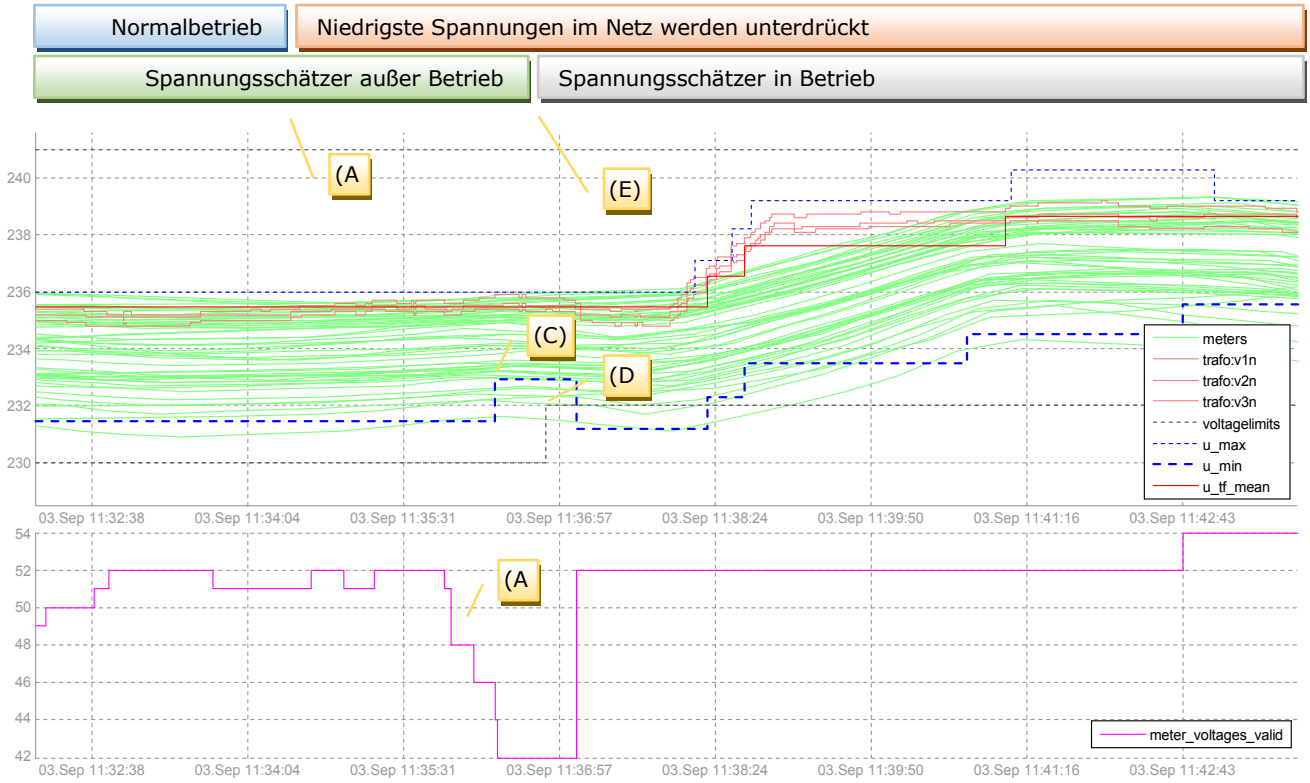
(I) Der Regler sendet einen Stufenbefehl an den Transformator

(J) Die Trafo-Spannung steigt mit einem ein-minütigem gleitenden Mittelwert

(K) Die Netz-Spannungen steigen mit einem drei-minütigem gleitendem Mittelwert

(L) Nach drei Minuten sind die Messwerte wieder in einem „stationären" Zustand

Zusammenfassend konnte bei diesem manuellen Test gezielt gezeigt werden, dass bei einem Ausfall kritischer Spannungen und einer damit einhergehenden unvollständigen Netzzustandsinformation des Spannungsreglers Grenzwert-Verletzungen auftreten können, welche durch die Verwendung eines Spannungsschätzers vermieden werden können.



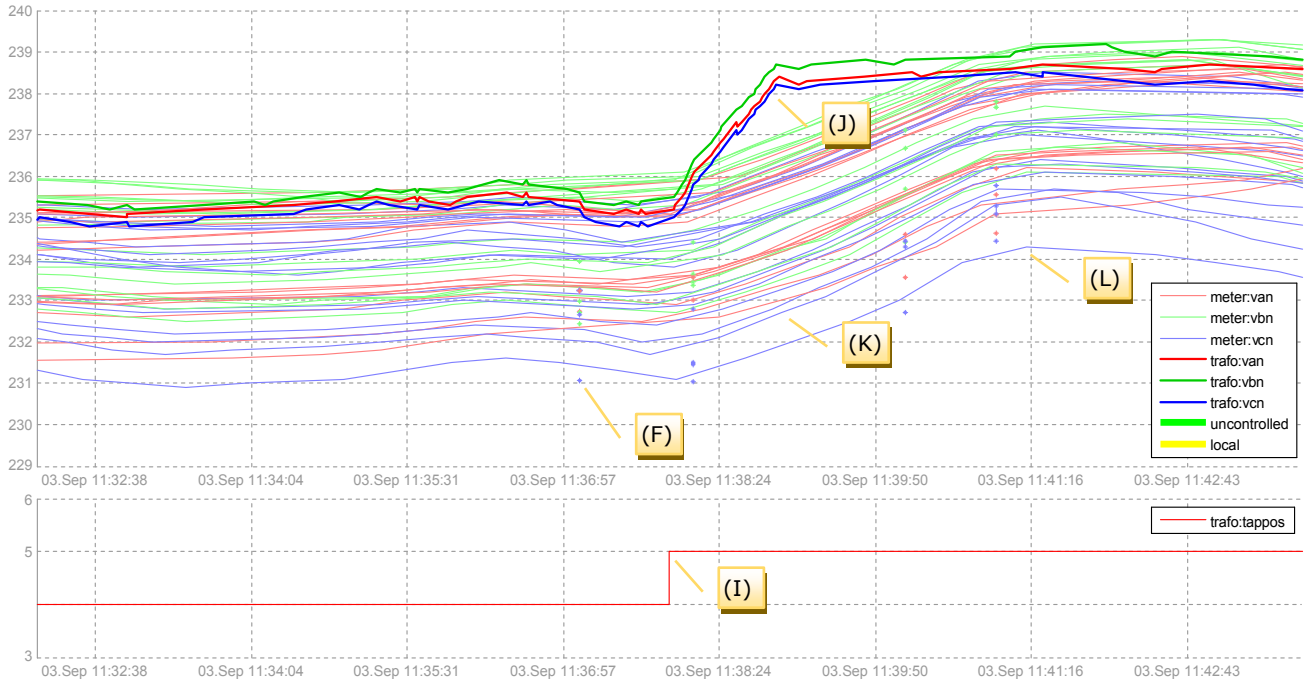


Abbildung 43: Closed-Loop-Test des Spannungsschätzers am 3. Sept 2015 bei der Trafostration Karawankenweg: Netzsituation mit Statusmeldungen des Spannungsreglers (oben), Spannungsschätzungen und Transformator-Stufenposition (unten)

Langzeit-Openloop-Test

Dieses Kapitel analysiert die Spannungssituation im Netz sowie das Verhalten des Spannungsschätzers über einen mehrere Monate. Nachdem der Spannungsregler im Open-Loop-Betrieb war, wurde die tatsächliche Auswirkung des Einsatzes des Spannungsschätzers auf das Spannungsband in Simulationen durchgeführt, wie in Kapitel 0dargestellt.

Als Datenbasis für die Analysen lagen aus Karawankenweg Spannungsmessungen von Transformator und 20 SmartMetern aufgenommen vor, siehe Abbildung 44.

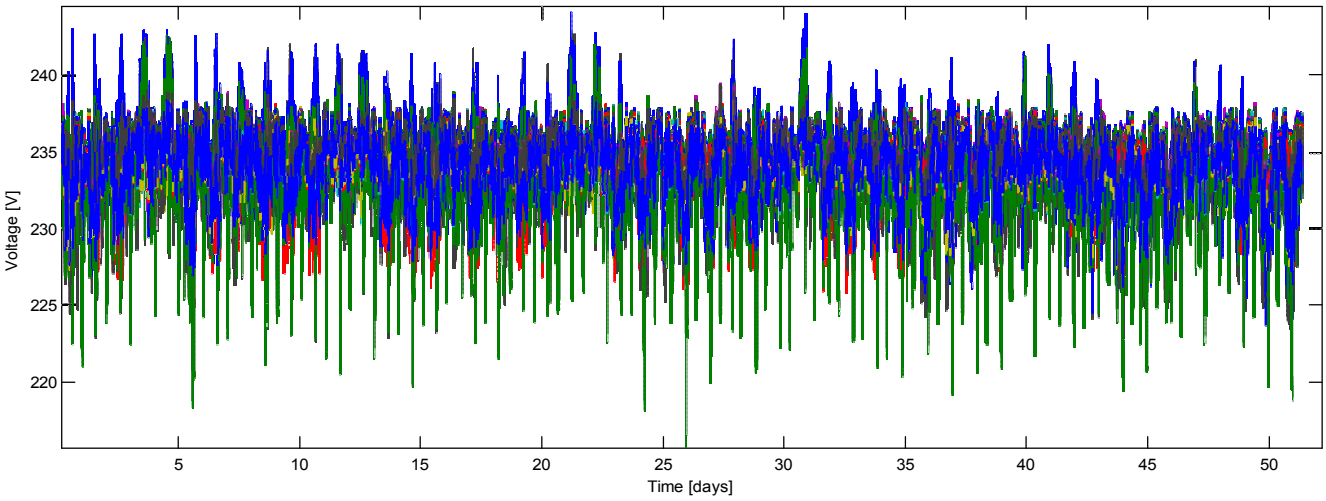


Abbildung 44: Rohdaten der im Feldtestgebiet Karawankenweg aufgenommenen Messdaten

Einen Überblick über die Netzsituation in Karawankenweg liefert Abbildung 45 Der verstärkte Anstieg der höchsten Netz-Spannung im Verhältnis zur Trafo-Spannung im letzten Drittel der Dauerlinien deutet auf eine PV-Anlage hin, der starke Spannungsabfall am Anfang der Dauerlinie spiegelt die in Abbildung 42 dargestellten Spannungsabfälle wieder. Aus dieser Darstellung ist ersichtlich, dass in dem Netz in der aktuellen Betriebsweise keine Spannungsband-Probleme vorherrschen.

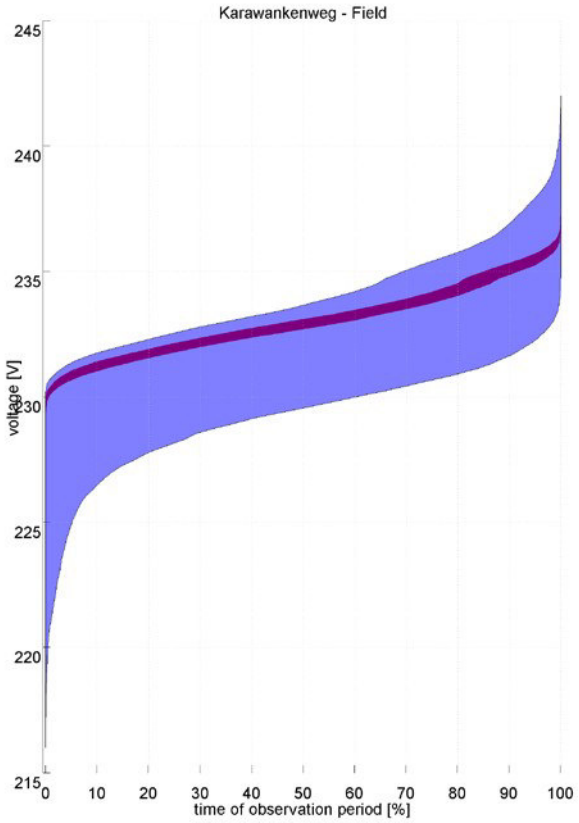


Abbildung 45: Dauerlinien der jeweils höchsten und niedrigsten Spannung im Netz (blau umrandeter Bereich), sowie die Dauerlinien der jeweils höchsten und niedrigsten Trafo-Spannung (lila umrandeter Bereich)

Abbildung 46 zeigt die Dauerlinie der Spannungsanhebung im Netz (Differenz zwischen höchster Spannung im Netz und Trafo-Spannung) und dazu aufgetragen der jeweils zu dem Zeitpunkt aufgetragene Spannungsabfall im Netz (Differenz zwischen niedrigster Spannung im Netz und Trafo-Spannung). Der nach der Spannungsanhebung sortierte Spannungsabfall würde prinzipiell als Punktwolke dargestellt werden, zur besseren Erkennbarkeit des Schwankungsbereichs wurde dieser eingefärbt. Der Spannungsabfall sowie dessen Trend zeigen generell eine leichte Abnahme des Spannungsanstiegs bei hohem Spannungsabfall. Das ist eine Grundvoraussetzung für eine effektiv arbeitende Weitbereichsregelung, da nur dann eine Trafostufung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen Sinn macht, wenn dadurch nicht eine Grenzwertverletzung am anderen Ende des Spannungsbands verursacht wird. In Netzen mit stark unsymmetrischer Einspeisung gehen der Spannungsanstieg und der Trend des Spannungsabfalls auseinander, was bewirkt, dass eine Trafo-Regelung das Netz mit hoher Spreizung nicht mehr im Spannungsband halten kann.

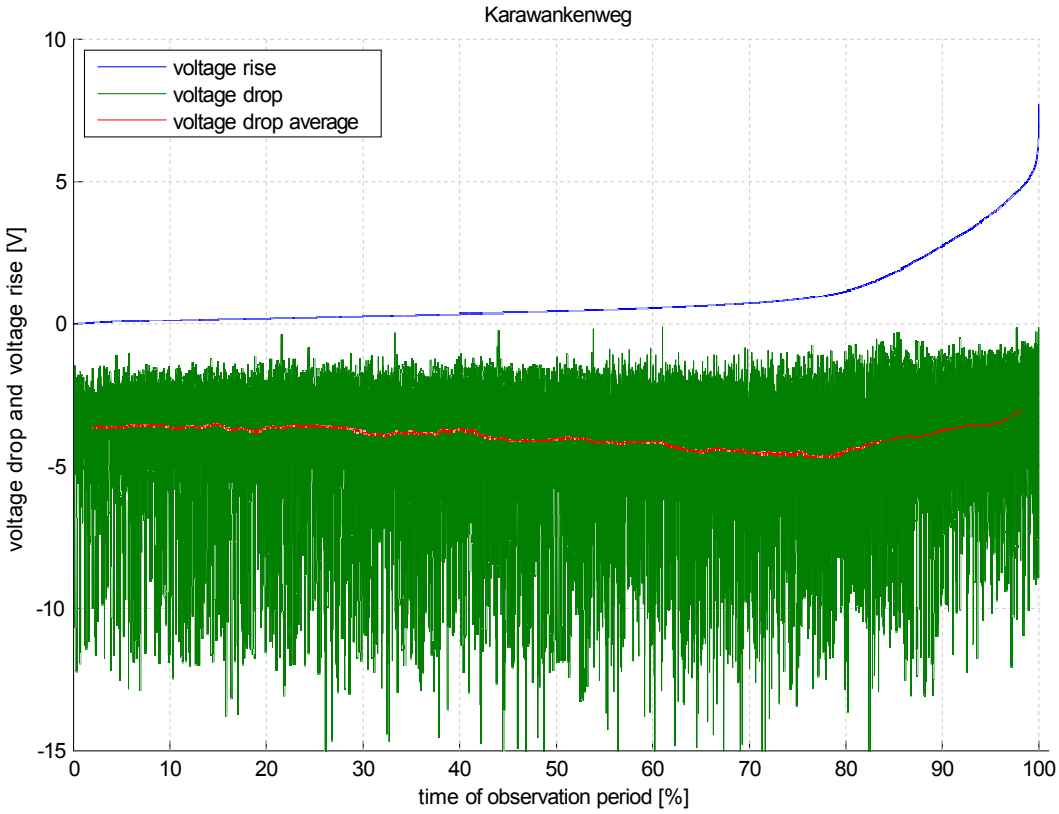


Abbildung 46: Dauerlinie der Spannungsanhebung im Netz (blau) und dazu aufgetragen der jeweils zu dem Zeitpunkt aufgetretene Spannungsabfall (grün) sowie der Trend der Korrelation zwischen Spannungsanstieg und Spannungsabfall (rot)

Abbildung 47 zeigt die „Wichtigkeit" der Spannungsmessungen (Smart-Meter) für die Weitbereichsregelung. Dargestellt ist die Spannungszeitfläche (Integration der Spannungsdifferenz über die Zeit), die sich bei der Betrachtung des Spannungsbandes (Differenz zwischen höchster und niedrigster Spannung) ergibt, wenn die jeweilige(n) Spannung(en) ausfallen (ausgeblendet werden). Dementsprechend werden hier alle Zeiträume betrachtet, in welchen die untersuchte Spannungsmessung gerade den höchsten oder die niedrigsten Wert aller Messungen hatte. In diesen Zeiträumen wird die Differenz gebildet zu jener Spannungsmessung, welche unter Nichtbetrachtung der untersuchten Spannungsmessung der höchste bzw. niedrigste Wert hatte. Die dargestellten Balken sind daher ein Maß für den Fehler, den eine Weitbereichsregelung auf Dauer machen *könnte*, wenn diese Knoten dauerhaft ausfallen würden. Berechnet wurde jede Kombination von Ausfällen von ein bis drei Smart-Meter.

Die Abbildung zeigt, dass ein zeitgleicher Ausfall von Knoten 14 und 17 am kritischsten zu bewerten ist, da dadurch am meisten Information über die kritischsten Netzspannungen verloren gehen würde. Dies ist auch plausibel, da Meter 14 und 17 am Ende jenes langen Stranges sitzen an welchem in Abbildung 42 die starken Spitzen im Spannungsabfall erkennbar sind. Daher ist der Ausfall von Meter 14 und 17 kritischer als der Ausfall von Meter 17 alleine, da Meter 14 in der Nähe von Meter 17 liegt und ähnliche Spannungswerte liefert. Weil an diesem Abzweig die einzige PV-Anlage im Netz installiert ist, sind Meter 14 und 17 sowohl bei der Betrachtung des Spannungsabfalls als auch des -anstiegs an erster Stelle gelistet.

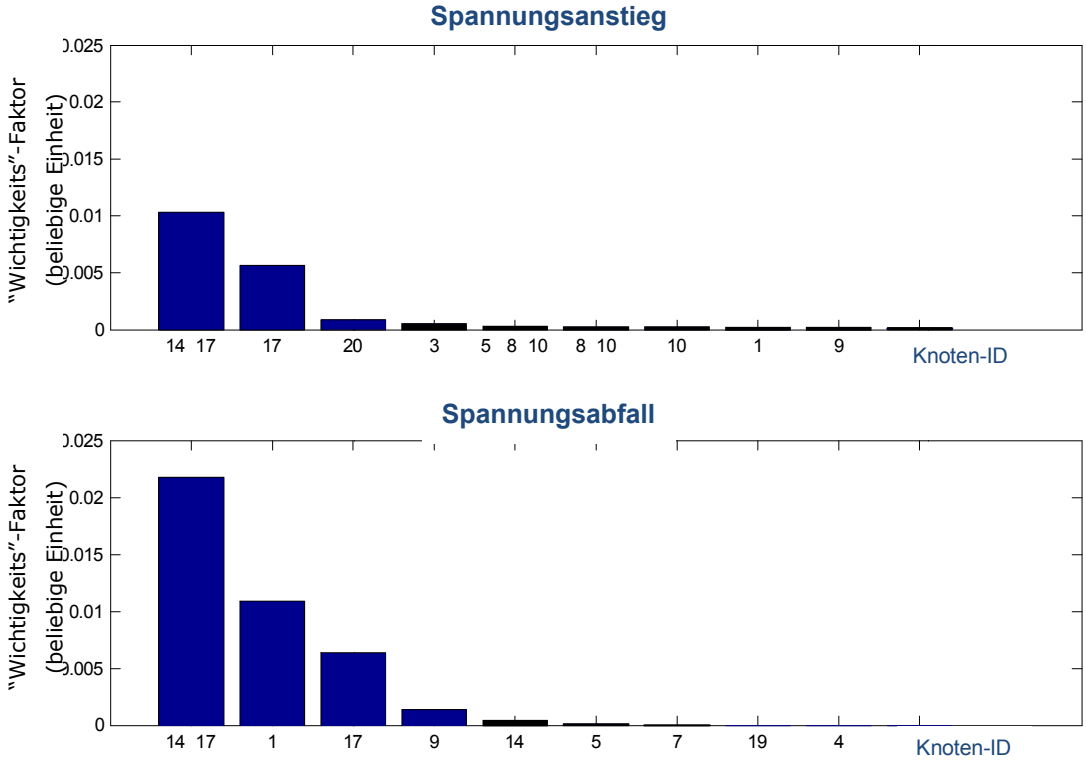


Abbildung 47: Auflistung der wichtigsten Spannungsmessungen (Smart-Meter) für die Weitbereichsregelung: je höher der „Wichtigkeits"-Faktor, desto eher führt ein Ausfall dieses Knotens bei Weitbereichsregelung zu unvollständiger Sichtweise auf den aktuellen Netzzustand (und daher möglicherweise zu Grenzwertverletzungen

Aus diesem Diagramm wurde eine Liste an Knoten erstellt, welche während der gesamten Feldtestphase tageweise durch die Filterfunktion nicht an den Spanungsregler und -Schätzer weitergeleitet werden. Damit wurde gezielt ein Eingreifen des Spannungsschätzers herbeigeführt. Es wurden die folgenden Zyklen Karawankenweg durchgefahren:

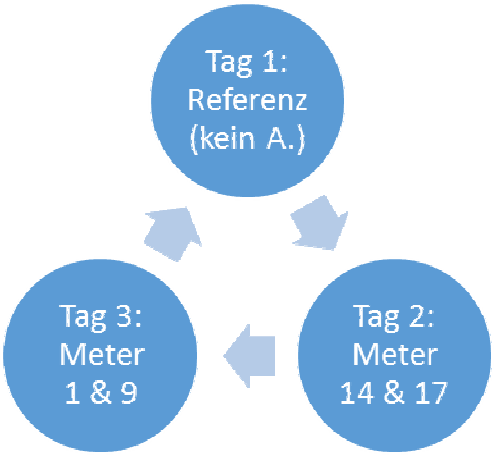


Abbildung 48: Filter-Zyklus im Netz Karawankenweg

Die Anwendung dieses Filters ermöglichte die es, die Performance des Spannungsschätzers im Feld direkt zu bewerten, da sowohl die tatsächlichen Werte als auch die geschätzten Werte in der Datenbank abgelegt wurden.

Im Feldtest wurde die Basis-Version des Least-Square-Verfahrens implementiert ((B.1) BestMachtBase, siehe Kapitel0), weitere Algorithmen wurden in Kapitel 0 simuliert.

Die Ergebnisse des Feldtests sind in Abbildung 49 dargestellt: Im oberen Diagramm sind die Schätzfehler (Differenz zwischen geschätzter und tatsächlicher Spannung) und im unteren Diagramm die Spannungsvariation (Differenz zwischen Netzspannung und Sammelschienenspannung) dargestellt in Form von Boxplots dargestellt (die Boxplots zeigen die 0, 5, 50, 95 und 100%-Perzentile der jeweiligen Daten). Man sieht, dass der maximale Schätzfehler sich zwar teilweise in der Größenordnung der Schätzfehler bewegt, allerdings ist der Schätzfehler unter Betrachtung der 5%- und 95%-Perzentile verhältnismäßig klein. Dieses Ergebnis deckt sich mit den in Abbildung 41 dargestellten Dauerlinien, welche im Vorfeld in Simulationen entstanden sind: Die Schätzfehler sind zwar die meiste Zeit in einer brauchbaren Größenordnung (d.h. klein im Verhältnis zur Variation der Spannung), allerdings gehen die Dauerlinien zum Schluss sehr steil nach oben, was bedeutet, dass der Spannungsschätzer nicht immer gute Ergebnisse bringt. Unter Betrachtung der 5%- und 95%-Perzentile jedoch ergibt sich eine sehr hohe Güte der Schätzergebnisse.

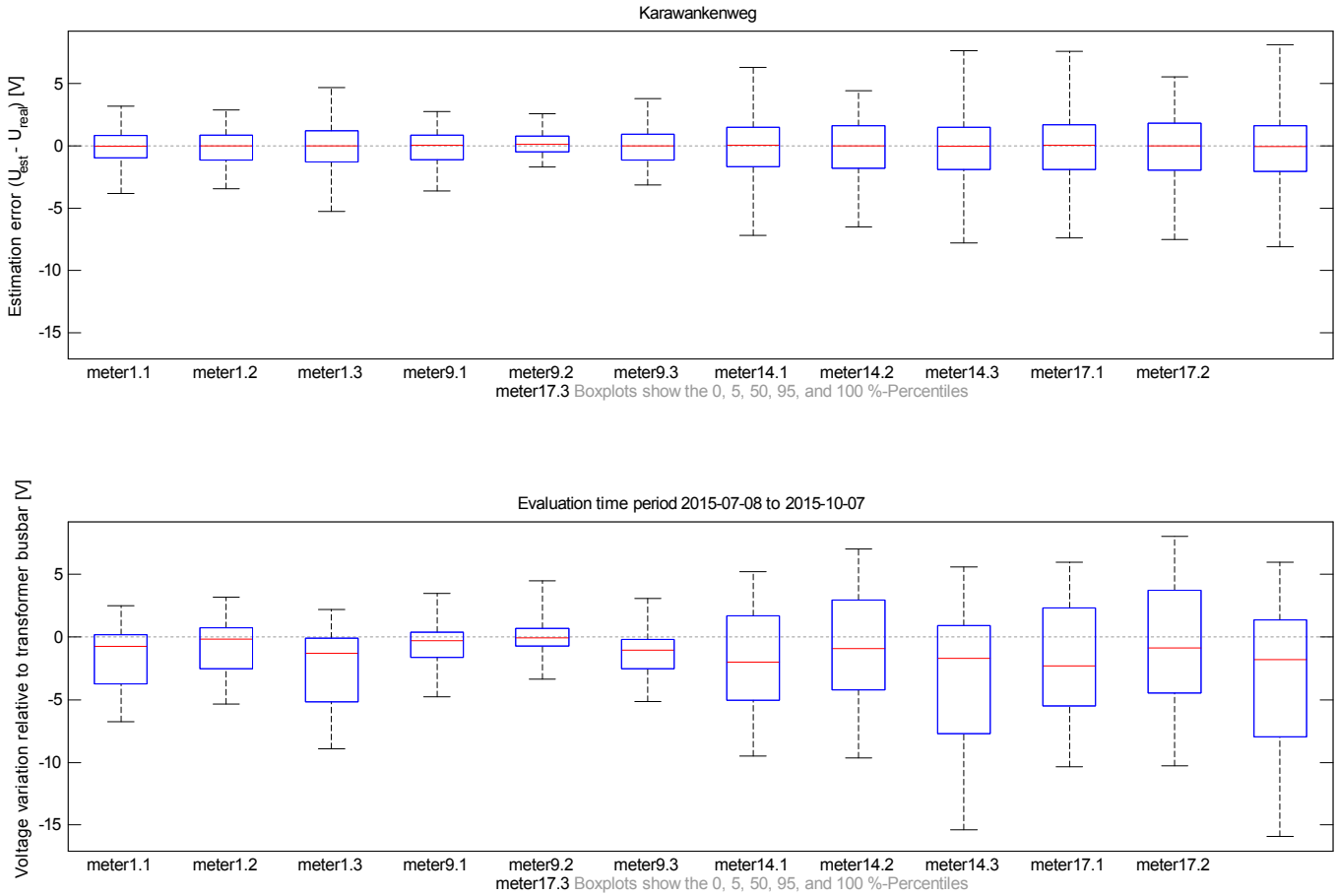


Abbildung 49: Feldtest-Ergebnisse der Spannungsschätzfehler der Feldtestimplementierung des Spannungsschätzers: Schätzfehler (Differenz zwischen geschätzter und tatsächlicher Spannung) oben, und Variation der Spannungswerte in Relation zur Trafo-Sammelschienenspannung (Differenz zwischen Netzspannung und Sammelschienenspannung) unten. Boxplots zeigen die 0, 5, 50, 95 und 100%-Perzentile.

Auswertungen der Simulationen

Auf Basis der im Feldtest gesammelten Messdaten wurden anhand von Simulationen die Performance von lokaler Sammelschienenregelung und Weitbereichsregelung sowie die Performance unterschiedlicher Spannungsschätzer-Algorithmen untersucht.

Abbildung 50 zeigt die Spannungsbandbelegung der auf die Messdaten simulierten Regelungsalgorithmen in Form von Boxplots (die Boxplots zeigen die 0, 5, 50, 99 und 100%-Perzentile). Der erste Boxplot von links zeigt die Spannungsbandbelegung der im Feldtestgebiet betriebenen lokalen Regelung. Mit 11,3% gesamter Spannungsbandbelegung bietet dieses Netz unter Betrachtung der absoluten Spannungsgrenzen laut EN50160 noch Hosting-Capacity. Im zweiten Boxplot von links wurden die von der lokalen Sammelschienenregelung durchgeführten Stufenstellungen herausgerechnet. Dadurch ergibt sich mit 12.2% ein höheres Spannungsband. Auf dieses Referenz-Szenario wurde in Simulationen erneut eine lokale Spannungsregelung angewendet, was sehr ähnliche Ergebnisse wie im Realbetrieb brachte. Der letzte Boxplot zeigt die Spannungsbandbelegung der simulierten Weitbereichsregelung, welche mit nur 9% Spannungsbandbelegung auskommt, und die konfigurierten Spannungsgrenzen von 220 – 240 V gut einhalten konnte.

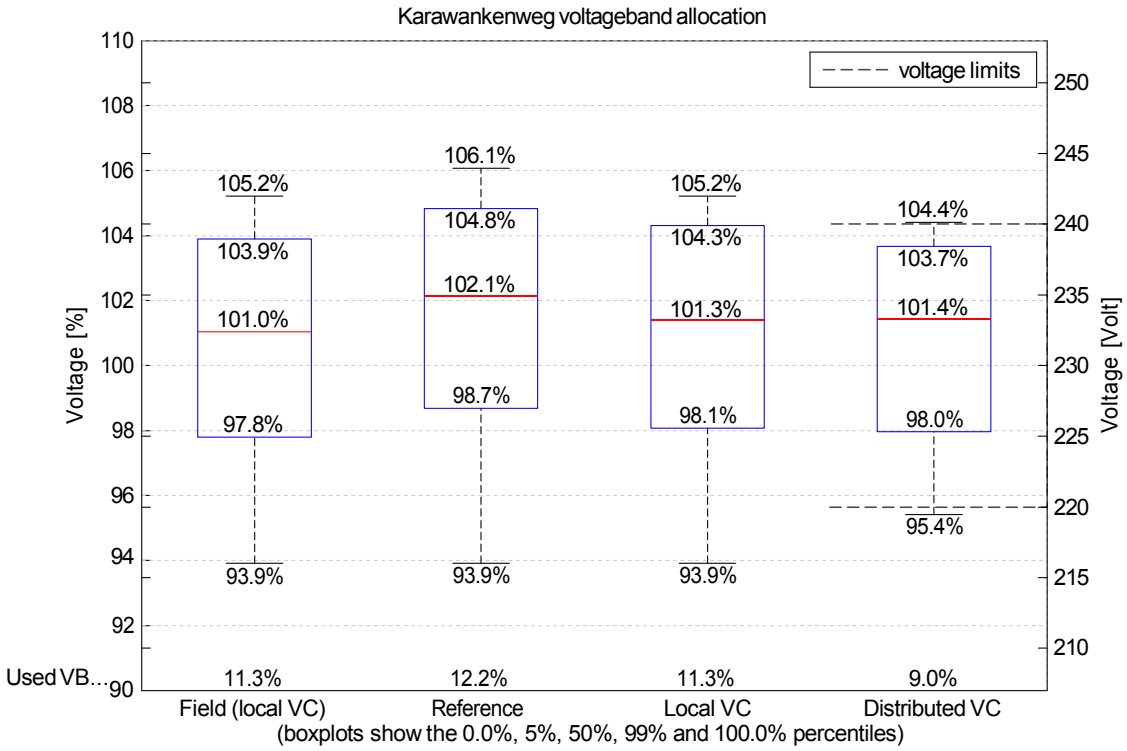


Abbildung 50: Spannungsbandbelegung der unterschiedlichen Regelungsstufen von links nach rechts: Lokale Sammelschienen-Regelung im Feldtestgebiet (real), keine Trafo-Regelung (simuliert), lokale Trafo-Regelung (simuliert) und Weitbereichsregelung (simuliert). Boxplots zeigen die 0, 5, 50, 99 und 100%-Perzentile der Netzspannungen.

Abbildung 51 ist ähnlich aufgebaut wie Abbildung 50 und zeigt die 0 und 100%-Perzentile in den Netzspannungen. Die Boxen der Boxplots zeigen jedoch die 0, 50 und 100%-Perzentile der Trafo-Sammelschienenspannung. Damit kann die Spannungsvariation der Sammelschienenspannung im ungeregelten Referenz-Szenario sowie das Deadband der lokalen Regelungen dargestellt werden. Die Weitbereichsregelung bewirkt Erwartungsgemäß die größte Variation der Transformator-Sammelschienenspannung, da hier nur dann gestuft wird, um eine Grenzwertverletzung in den Netzspannungen zu vermeiden.

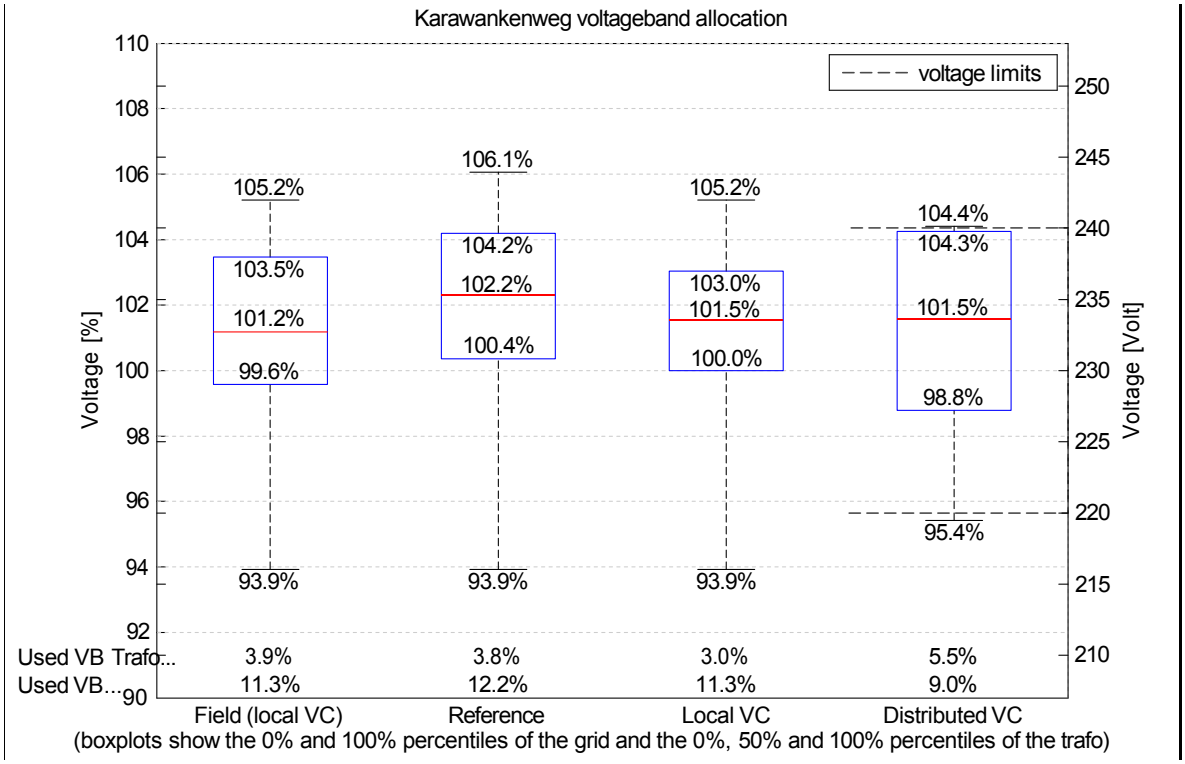


Abbildung 51: Spannungsbandbelegung der unterschiedlichen Regelungsstufen von links nach rechts: Lokale Sammelschienen-Regelung im Feldtestgebiet (real), keine Trafo-Regelung (simuliert), lokale Trafo-Regelung (simuliert) und Weitbereichsregelung (simuliert). Boxplots zeigen die 0 und 100%-Perzentile der Netzspannungen sowie die 0%, 50% und 100%-Perzentile der Trafo-Spannungen.

Die Regelungsstufen haben unterschiedliche Auswirkungen auf die Anzahl der täglich durchgeführten Schalthandlungen, wie in Abbildung 52 dargestellt: Während im Referenz-Fall nicht gestuft wurde, sind die Stufenstellungen pro Tag für die lokalen Regelungen in derselben Größenordnung, und die Weitbereichsregelung braucht erwartungsgemäß viel weniger Stufungen.

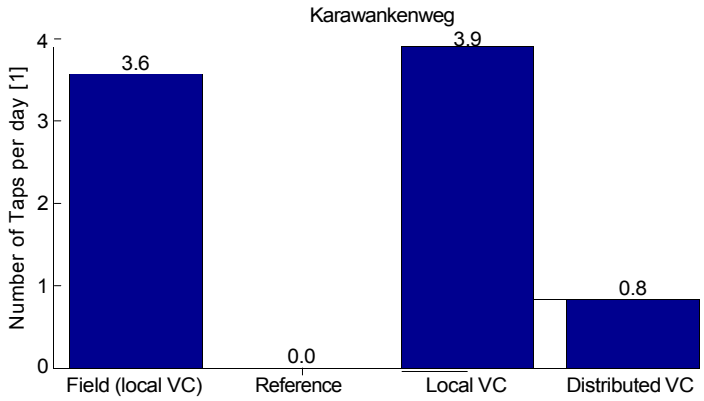


Abbildung 52: Anzahl der pro Tag durchgeführten Schalthandlungen der unterschiedlichen Regelungsstrategien

Die Leistungsfähigkeit der unterschiedlichen Spannungsschätzer-Algorithmen wurde durch die Simulation mehrerer Spannungsausfälle untersucht: Zusätzlich zu den in Abbildung 52 dargestellten Filter-Zyklen, wo die Spannungen 14 und 17 an einem Tag und 1 und 9 am darauffolgenden Tag ausgesetzt wurden, wurde in den Simulationen auch noch eine dritte Kombination untersucht, nämlich der Ausfall beider Gruppen gemeinsam.

Die Simulationen der Ausfälle wurden immer über eine ganze Woche durchgeführt, wobei die Datenbank des Spannungsschätzers zum Beginn der Ausfälle immer die zu jenem Zeitpunkt vergangenen Wochen enthielten.

Abbildung 53 zeigt die absoluten Schätzfehler der ausgefallenen Netzspannungen, welche durch Simulation der Algorithmen (B.1) BestMatch*Base*, (B.2) BestMatch*Mean10* und (B.3) BestMatch*Opt10* (siehe aus Abschnitt 0) berechnet wurden. Die Boxplots zeigen die 0, 5, 50, 95 und 100%-Perzentile. Erwartungsgemäß werden mit steigender Komplexität der Schätzalgorithmen die Ergebnisse besser, Die Schätzfehler werden im Median und im 95%-Perzentil durch den *Opt10* um ca. 20% kleiner als im *Base*-Algorithmus. Bei allen Algorithmen liegt der Median der Schätzung unter 1.5V – also knapp über einem halben Prozent. Das 95%-Perzentil der Schätzfehler liegt bei *Opt10* unterhalb von 3V, also unterhalb von 1.5% der Nennspannung. Entsprechend den Erkenntnissen aus Abbildung 53 und Abbildung 49, sind auch hier die maximalen Schätzfehler (100%-Perzentil mit über 10V) sehr hoch.

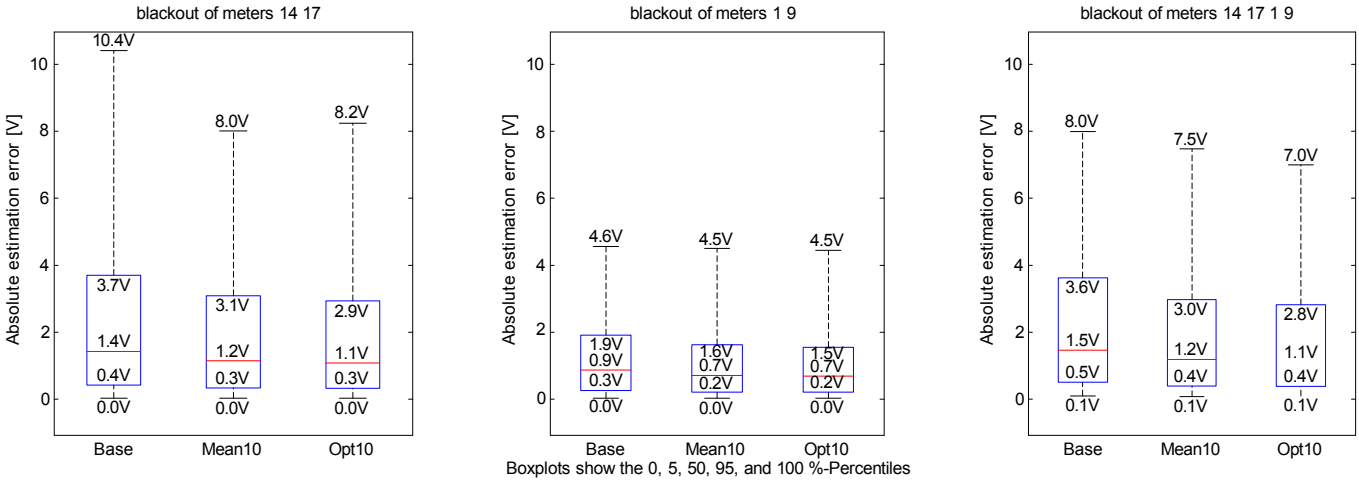


Abbildung 53: Absoluter Schätzfehler der drei untersuchten Algorithmen BestMatchBase, BestMatchMean10, BestMatchOpt10 bei Ausfall von Meter 14 und 17 (links), Meter 1 und 9 (Mitte) und Meter 14, 17, 1 und 9 (rechts)

Der Schätzfehler an sich gibt keine aussagekräftige Information über eine (negative) Auswirkung auf die Weitbereichsregelung. Deshalb wurde der Betrieb der Schätzalgorithmen gemeinsam mit einer Weitbereichsregelung simuliert, um die Auswirkungen der unterschiedlichen Schätzmethoden auf das Spannungsband zu analysieren. Die Ergebnisse sind in Abbildung 54 dargestellt: Der erste Boxplot von links zeigt jeweils die Spannungsbandbelegung, welche ohne einen einzigen Ausfall zustande kommt. Werden Ausfälle simuliert, und die ausgefallenen Spannungen aber nicht geschätzt (zweiter Boxplot v.l.), so ergibt sich eine Vergrößerung des belegten Spannungsbandes beim Ausfall von Meter 14 und 17. Bei einem Ausfall von Meter 1 und 9 ergibt sich keine Veränderung, da bei Vorhandensein von Meter 14 und 17 diese das Spannungsband gut abdecken. Die dritten, vierten und fünften Boxplots von links zeigen die resultierenden Spannungsbandbelegungen mit aktiver

BestMatch*Base*, *Mean10* oder *Opt10*-Komponente. Die in Abbildung 54 dargestellten Ergebnisse sind 10-Minuten Mittelwerte entsprechend EN50160. Die in der Simulation angenommenen Spannungsgrenzen für den Spannungsregler wurden so eng wie möglich gewählt, um die Weitbereichsregelung auch Situationen mit Engpässen durchrechnen zu lassen. Deshalb ergibt im vorliegenden Fall eine Grenzwertverletzung keine Verletzung der Spannungsqualität im Sinne der EN50160. Würde das Netz bis an die Kapazitätsgrenze ausgelastet sein, würden die Spannungsgrenzen nahe an die Spannungslimits entsprechend EN50160 gesetzt werden. Entsprechend würde in diesem Fall eine Grenzwertverletzung im 10min-Mittelwert die Spannungsqualität beeinträchtigen. Eine Grenzwertüberschreitung von 2% und mehr, wie sie in Abbildung 54 für den Fall des Ausfalls ohne Schätzung dargestellt sind (zweiter Boxplot v.l.), würden demnach in Zukunft ein Problem für die Spannungsqualität darstellen. In den 10min-Mittelwerten ergeben sich durch Anwendung des Base-Algorithmus nur bei Ausfall von allen vier Metern signifikante Grenzwertverletzungen. Durch Anwendung des Mean10- und Opt10-Algorithmus treten nur mehr insignifikante Grenzwertverletzungen auf.

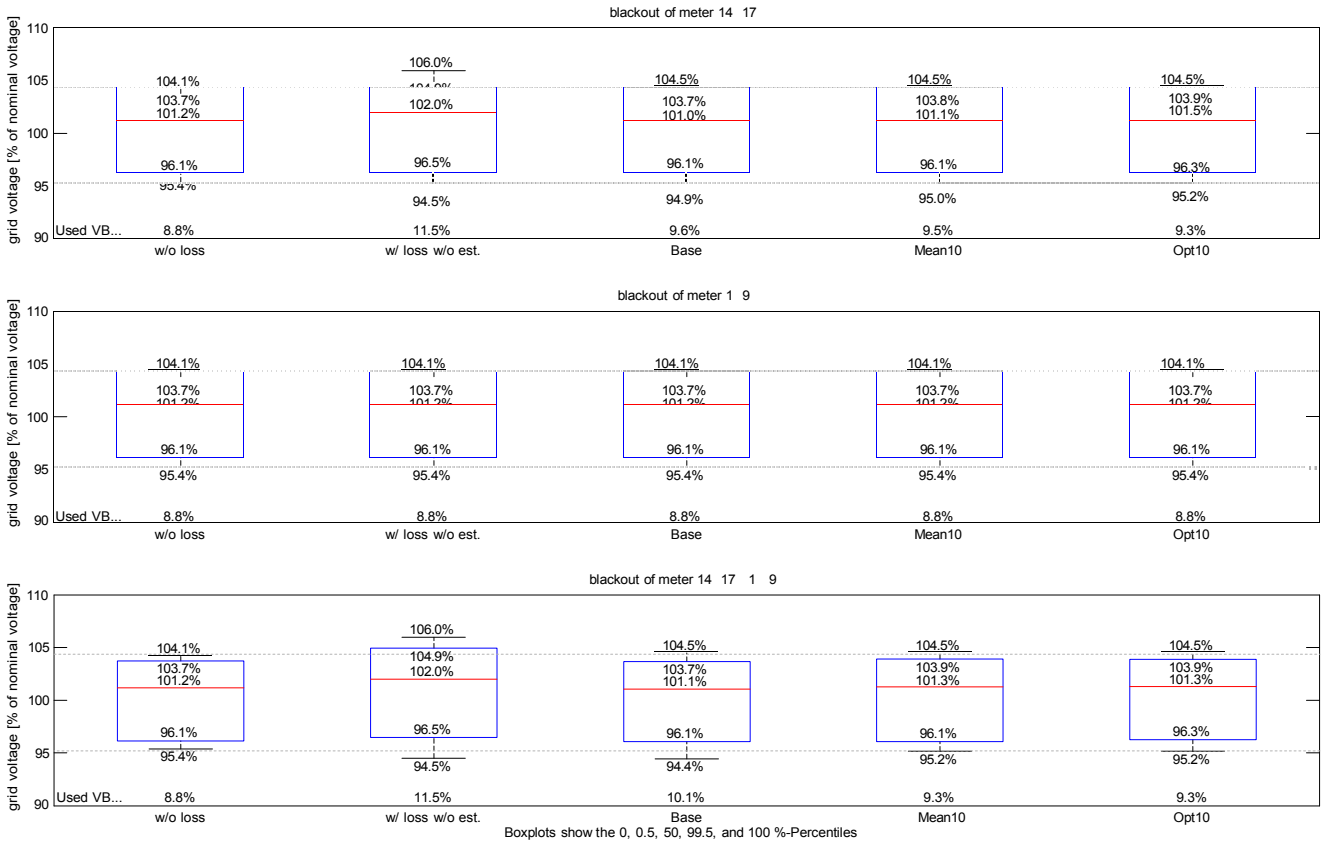


Abbildung 54: Auswirkung der unterschiedlichen Schätzverfahren auf die Spannungsqualität durch unterschiedliche Informationsbasis der Weitbereichsregelung. Ausfall von Meter 14 und 17 (oben), Meter 1 und 9 (Mitte) und beide Gruppen zusammen (unten). Boxplots zeigen die 0, 5, 50, 99.5 und 100%-Perzentile

Schlussfolgerungen zur Weitbereichsregelung mit Spannungsschätzer

Sowohl Simulationen als auch die Feldtests zeigen die generelle Machbarkeit der entwickelten Lösungen. Die Feldtest-Komponente zeigte im Realbetrieb das in den Simulationen vorhergesagte Verhalten bezüglich der Verteilung der Schätzfehler: ca. 95% der Schätzungen konnten erfolgreich mit nur minimalem Fehler berechnet werden, selten können auch größere Schätzfehler auftreten, welche bei der Weitbereichsregelung zu einer fehlerhaften Sichtweise führen könnte. Dieser Kritikpunkt wird durch die Tatsache abgeschwächt, dass nicht jede falsche Schätzung negative Auswirkungen auf die Spannungsregelung hat. Wird eine tiefliegende Spannung geschätzt, wirkt eine zu tiefe Schätzung nicht negativ auf die Regelung, sondern vergrößert den Sicherheitsabstand zu den Spannungsgrenzen, und nur eine zu hohe Schätzung könnte zu einer fehlerhaften Sicht auf das Netz und in weiterer Folge zu einer Spannungsbandverletzung führen. Des Weiteren ist nicht notwendigerweise bei einer schlechten Schätzung der geschätzte Knoten der kritische im aktuellen Netzzustand. Diese beiden Umstände führen dazu, dass trotz teilweise hoher Schätzfehler die Weitbereichsregelung mit Unterstützung durch die Schätzalgorithmen BestMatch*Mean10* oder BestMatch*Opt10* ausgezeichnete Ergebnisse in der Einhaltung des Spannungsbandes liefert. Der Schätzalgorithmus BestMatch*Base* lieferte hingegen leichte Grenzwertverletzungen. Der BestMatch*Base*-Ansatz war nur als Basis-Szenario gedacht, weil der Schätzalgorithmus BestMatchMean10 im Vergleich kaum mehr Komplexität bzw. Rechenaufwand bedeutet, aber deutlich bessere Ergebnisse bringt. Ob sich in Zukunft der Schritt in Richtung quadratische Optimierung (BestMatchOpt10) lohnen wird, bleibt offen.

Der modulare Aufbau und die unkomplizierte Integrierbarkeit der Schätzkomponente in das bestehende SmartLVGrid-Framework, sowie der Umstand, dass die datenbankbasierten Schätzalgorithmen keine Konfiguration aus dem Netz benötigen, sondern selbstlernend sind, machen die Schätzkomponente zu einer unkomplizierten Erweiterung für künftige Ortsnetzstationen.

Weitere Schritte

Für eine Verfeinerung der Algorithmen zur Verbesserung der hohen Schätzfehler oberhalb des 95%-Perzentiles bieten sich viele Möglichkeiten: Einerseits könnte die Tageszeit bei dem Aufbau und der Abfrage der Datenbank berücksichtigt werden, was bei vielen ähnlichen Datenbankeinträgen ein weiteres Entscheidungskriterium bieten kann. Weiters kann die Kombination der der BestMatch-Verfahren mit dem Kriging-Verfahren Verbesserungen bringen. Es könnte die Trafo-Leistungsmessung als weiteres Kriterium herangezogen werden, und bei Netzen mit PV-Anlagen kann eine PV-Referenz-Messung einen großen Genauigkeitsgewinn bringen.

Smart Meter Installation (M7.1)

Die geplante Installation der Smart Meter im Demo Gebiet Auen ging mit einigen Schwierigkeiten einher. Einerseits fehlten die gesetzlichen Rahmenbedingungen für einen Roll-Out von Smart Metering in Österreich und die Standortsuche für die geplanten PV-Anlagen im Demogebiet Auen verzögerte sich auch nach hinten. Diese beiden Gründe waren somit wesentlich für eine zeitliche Verschiebung des Meilensteins verantwortlich.

Der Roll-Out von Smart Meter im Demogebiet Auen wurde somit aufgrund folgender fehlender gesetzlicher Rahmenbedingungen auf Ende 2014 verschoben:

- Die Novelle des Maß- und Eichgesetzes ist vom BEV ausständig, dh. die nötigen Rahmenbedingungen für die Implementierung von Smart Metering fehlen.
- Fragen zu Security-Themen (u. a. verpflichtende Ausstattung der Smart Meter) sind derzeit bei der ECA in Diskussion.
- Die Novelle des ElWOG 2010 – Gründe der „Erweiterung" hat eine mangelhafte gesetzliche Deckung der drei – bereits zu Smart Metering erlassenen – Verordnungen (IMA-VO 2011, DAVID-VO 2012, IME-VO 2012).

Es fehlten dringend nötige Regelungen zum Datenschutz. Aufgrund dieser fehlenden gesetzlichen Rahmenbedingungen konnten aus technischer und wirtschaftlicher Sicht keine Smart Meter ausgeschrieben und angekauft werden.

Die Verschiebung des gelplanten Meilenstein wurde in den Projektunterlagen dokumentiert und auf 2014/2015 verschoben.

In der zweiten Jahreshälfte 2014 konnten nun der Smart Meter Roll Out erfolgreich umgesetzt werden, insgesamt wurden 770 Smart Meter installiert.

- Mooswald Keimzelle: 35 Smart Meter
- Demogebiet Auen: 735 Smart Meter

Festzuhalten ist jedoch, dass die eingesetzte Smart Meter Infrastruktur, beginnend beim Zähler bis hin zum datenverarbeitenden Endsystem (MDM – Meter Data Management System), nicht den heutigen gesetzlichen Anforderungen für einen Smart Meter Roll Out entspricht. Dies ist dem Umstand geschuldet das zum Beschaffungszeitpunkt die rechtlichen Voraussetzung für einen flächendeckenden Smart Meter Roll Out in Österreich noch nicht eindeutig festgelegt waren.

Auf Grund dieser Tatsache sind die im Projekt eingesetzten Smart Meter als Prototypen einzustufen, welche den zukünftigen Smart Metern in ihrer technischen Funktion schon sehr ähnlich sind. Diese Tatsache brachte einen erheblichen Mehraufwand in der Installation mit sich mit, da die Smart Meter nicht den gesetzlichen Rahmenbedingung entsprechen, bedarf es von jedem einzelnem Kunden vorab einer Zustimmung zum Einbau sowie einer gesonderten Zustimmung zur Übermittlung der 15-Minuten Verbrauchswerte.

Initial load flow validation (M7.2)

Initiale Evaluierung der Lastflussrechnung in der Keimzelle in Mooswald:

Die Analyse der aufgezeichneten Netzzustände zu ausgewählten Zeitpunkten zeigt, dass diese nicht gleichmäßig verteilt sind. Der Grund dafür liegt in der Last- und Einspeisecharakteristik der Netzkunden in der „Keimzelle", sowie in der Netztopologie. Als weiteres markantes Analyseergebnis der Smart Meter Daten ist die auftretende Unsymmetrie der Spannungshöhe der Phasenspannungen zu nennen. Die beobachtete Unsymmetrie wirft die Frage auf, inwieweit die derzeit in der Planung übliche symmterische Lastflussberechnung die tatsächlichen Verhältnisse abbildet. Eine weitereführende Analyse dieses Themas wird zeigen ob hier Anpassungen bei den Planungsgrundsätzen notwendig werden. Mit den vorhanden Netztopologiedaten und Messwerten

wurden in weitere Folge Lastflussberechnungen zur Validierung der Messergebnisse durchgeführt und die zu erwartenden Netzverhältnisse für verschiedene Durchdringungsraten von PV bestimmt.

„smart transformer" (positiv validation) (M7.3)

Einbau des regelbaren Niederspannungsortsnetztrafos in der Keimzelle in Mooswald. Durch eine detaillierte Analyse der Messergebnisse wurden die Regelparameter optimiert. Hervorzuheben ist hier die Änderung der Regelbandbreite. Diese Erkenntnisse flossen auch in die Parametrierung des rONTs im Demogebiet Auen ein.

„energy storage system" (positive vaildation) (M7.4)

Evaluierung eines ektrischen Energiespeichersystems auf Basis der Erfahrungswerte der Keimzelle in Mooswald sowie einer Evaluierung der derzeit geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen in Österreich. Der derzeitige rechtliche Rahmen in Österreich ermöglicht keinen Betrieb von Speichern durch Verteilernetzbetreiber für die §42 Abs (3) ElWOG 2011 zutreffend ist. In §42 Abs (3) ElWOG 2011 ist festgelegt, dass „Für Verteilernetzbetreiber, an deren Netz mindestens 100.000 Kunden angeschlossen sind, haben die Ausführungsgesetze als Konzessionsvoraussetzung vorzusehen, dass Konzessionswerber, die zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehören, zumindest in ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein müssen, die nicht mit der Verteilung zusammenhängen." Der Betrieb eines einzelnen Speichers stellt immer eine Teilnahme am Energiemarkt dar und ist somit für Verteilernetzbetreiber nicht möglich.

Der Einsatz von Speichersystemen zur Steigerung der Netzqualität ist für Verteilernetzbetreiber möglich, da für diesen Einsatzzweck im Wesentlichen nur der Wechselrichter des Speichersystems genutzt wird, um die verschiedenen Dienstleistungen (aktives Oberschwingungsfilter, Phasenlastsymmetrierung, Blindleistungsbereitstellung, …) zu erbringen und keine Energie gespeichert wird.

Für den Einsatz von Speichern zum Zwecke des Energieausgleichs gilt es aktuell mit dem Regulator zu klären, ob die derzeitige Rechtslage Verteilernetzbetreibern erlaubt, mehrere Energiespeicher in einem Netzgebiet zu betreiben, die untereinander Energie austauschen und somit kein direkter Energiebezug vom Energiemarkt stattfindet. Trotzdem wird durch die Beeinflussung der Netzverluste der Energiebezug vom Energiemarkt indirekt beeinflusst.

Keimzelle Mooswald

Im Netzgebiet der Keimzelle befinden sich derzeit rd. 200 kW Einspeisung aus Kleinwasserkraft und 60 kW Einspeisung aus zwei PV-Anlagen. Die vorhandene Einspeisung aus Kleinwasserkraft ist direkt an die Niederspannungssammelschiene der Transformatorstation angeschlossen, eine der PV Anlagen befindet sich an einem Netzausläufer, die zweite PV-Anlage hat ihren Netzverknüpfungspunkt auf der Niederspannungssammelschiene in der Transformatorstation.

maximale PV-Durchdringung

Ausgehend von der Vorbelastung des Netzes durch die vorhandenen und geplanten Einspeiser stellte sich die Frage, wie viel Einspeisung ist in diesem Netz noch möglich. Zur Bestimmung der maximal möglichen Einspeisung in das bestehende Netz wurden Lastflussberechnungen mit verschiedenen Durchdringungsraten von PV-Anlagen durchgeführt (100% Durchdringungsrate PV = alle Anschlussobjekte, die bisher ohne Erzeugungsanlage waren, besitzen eine PV-Anlage mit 5 kW

Einspeiseleistung). Bereits bei geringer Durchdringungsrate von 30-40 % wird das zur Verfügung stehende Spannungsband für den Spannungshub im Niederspannungsnetz erreicht. Der Einsatz des regelbaren Ortsnetztransformators (rONT) erweitert das zur Verfügung stehende Spannungsband, sodass maximal eine Durchdringungsrate von rd. 80 % an PV-Anlagen möglich ist, bevor die thermische Grenze des Ortsnetztransformators erreicht wird.

Als mögliche Alternativen zum Einsatz eines regebaren Ortsnetztransformators stehen der Einsatz von Speichern in netzdienlicher Betriebsweise, sowie die konventionelle Netzverstärkung zur Verfügung. Die Nutzung von Blindleistungsmanagementmaßnahmen wird für diese Netzanalyse nicht in Betracht gezogen, da bei mittleren Durchdringungsraten von PV-Anlagen die Spannungsgrenzen trotzdem erreicht werden und bei 100 % Durchdringung das Blindleistungsmanagement keinen Beitrag zur Reduktion der Betriebsmittelbelastung liefert. Andere Forschungsprojekte zeigen ebenfalls, dass diverse Blindleistungsregelungskonzepte den notwendigen Einsatz eines rONT oder eine Netzverstärkung nur verzögern, aber nicht ersetzen können.

Einsatz von Speichern in Kombination mit PV-Anlagen

Ein Einsatz von Speichern im Netz der Keimzelle ist dann denkbar, wenn sie zu einer Erhöhung der möglichen Durchdringungsrate von PV-Anlagen beitragen.

Ohne Netzmaßnahmen ist im vorliegenden Netzgebiet eine Durchdringungsrate von 30-40 % an PV möglich. Bei Einsatz von Speichern ist eine Kappung der Einspeisespitze ins Verteilernetz und somit eine Reduzierung des resultierenden Spannungshubes am Netzverknüpfungspunkt möglich. Die Begrenzung der Einspeisespitze bedeutet aber auch, dass die Speicherregelung vorwiegend auf eine netzdienliche Betriebsweise ausgerichtet ist. Bei der Anbringung von Speichern bei Kunden werden diese aber eine kundenorientierte Betriebsweise des Speichers (Optimierung des Eigennutzungsgrades der PV-Energie) fordern. Durch den kombinierten Betrieb eines Speichers kann aber für keine der beiden Betriebsweisen (netzdienlich und kundenorientiert) ein Optimum erreicht werden.

Derzeit liegen die Anschaffungskosten für Heimspeichersysteme, je nach Speichertyp (Lithium) und Energiespeichervermögen (rd. 5 kWh), im Bereich von ca. 10 k€.

Wird vom optimalen Fall für das Verteilernetz ausgegangen und die Speichersysteme bei den Netzkunden werden in netzdienlicher Betriebsweise betrieben, so sind zumindest 10-15 Speichersysteme notwendig um eine Durchdringungsrate von 60-70% PV-Anlagen zu ermöglichen. Die Kosten für die Anschaffung dieser Speichersysteme liegen im Bereich von 100-150 k€. Zum Vergleich: Mit dem regelbaren Ortsnetztransformators der derzeit im Einsatz ist, ist eine Durchdringungsrate von rd. 80 % PV möglich, die Aufwendungen für die Anschaffung und Montage liegen aber nur im Bereich 30 k€. Selbst bei PV Durchdringungsraten von >80% und dem damit verbundenen Erreichen der thermischen Grenze des bestehenden rONT, ist die Anschaffung eines leistungsstärkeren regelbaren Transformators kostengünstiger als der zusätzliche Einsatz von Speichersystemen zur Kappung der Einspeisespitzen und somit Vermeidung der Überlastung des bestehenden rONT.

E-Mobilität

Zusätzlich zu PV-Anlagen und Speichersystemen gilt es auch die Auswirkungen von E-Mobilität auf das Netzgebiet der Keimzelle zu analysieren. Derzeit übliche Ladeleistungen von Elektrofahrzeugen sind 3,7 kW einphasig, 11 kW dreiphasig und an Schnellladestationen 44 kW dreiphasig. Für die Betrachtungen im vorliegenden Netz wird von einer Ladung mit 11 kW dreiphasig ausgegangen,

womit ein Elektrofahrzeug, mit heute üblicher Batteriekapazität, in 2-3 Stunden geladen werden kann. Aus Sicht des Verteilernetzes ist jener Fall der ungünstigste, bei dem keine Einspeisung durch die PV-Anlagen vorliegt, durch die herkömmlichen Lasten das Netz bereits stark belastet ist und zusätzlich die Elektrofahrzeuge ungesteuert geladen werden. Für diese Randbedingungen ergibt sich für das Netz der Keimzelle ohne rONT, unter Einhaltung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes eine maximale Durchdringungsrate für E-Mobilität von 10-20% (100% = alle Anschlussobjekte Laden gleichzeitig jeweils ein Elektrofahrzeug mit 11 kW). Durch den Einsatz des rONT ist eine Durchdringungsrate von 40-50% an Elektromobilität möglich.

Zur Erhöhung der maximal möglichen Durchdringungsraten gibt es verschiedene Möglichkeiten. Eine sehr wirksame Variante ist die Ladezeitpunkte der Elektroautos zu koordinieren. D.h. falls mehrere Autos am Abend zeitgleich an die jeweilige Ladestation angeschlossen werden, die Batterie erst am nächsten Morgen vollständig geladen sein muss, so ist es möglich jedem Elektrofahrzeug einen bestimmten Ladezeitraum zuzuweisen um die Netzbelastung durch die Ladung auf die gesamte Nacht zu verteilen. Dieses Verfahren bedingt aber eine zentrale oder dezentrale Steuerlogik der Ladestationen und erfordert von Kunden gewisse Zugeständnisse in seiner Flexibilität, da der nächste Einsatzzeitpunkt des Elektrofahrzeugs bereits im Vorhinein bekannt gegeben werden muss.

Eine weitere Möglichkeit zur Minimierung der Netzrückwirkungen durch die hohen Ladeleistungen der E-Mobilität stellt der Betrieb eines zusätzlichen Speichers dar, aus dem die Batterie des Elektrofahrzeuges ganz oder teilweise geladen wird. Die Ladung des Zusatzspeichers kann über einen längeren Zeitraum aus dem Netz mit geringer Leistung oder durch eine PV-Anlage erfolgen. Die Ladung des Elektrofahrzeuges erfolgt dann, ausschließlich aus dem Zusatzspeicher oder einem Leistungsteil aus dem Netz und einem Leistungsteil aus dem Zusatzspeicher.

Die Nutzung des Elektrofahrzeuges als direkter Speicher der PV-Energie ist ebenfalls möglich. Ein netzdienlicher Betrieb gestaltet sich dabei aber schwierig, denn dazu muss das Elektrofahrzeug im Zeitraum in dem die Einspeisespitzen durch die PV-Anlage auftreten, als Speicher zur Kappung der Einspeisespitzen zur Verfügung stehen. Ein uneingeschränkter Betrieb des Elektrofahrzeuges ist somit nicht mehr möglich.

Fazit: PV, Speicher, E-Mobilität im Netzgebiet der Keimzelle

Durch den Einsatz des rONT im Netzgebiet der Keimzelle sind unter Einhaltung der zur Verfügung stehenden Spannungsbänder und thermischen Grenzen der Betriebsmittel, Durchdringungsraten von bis zu 80% PV und 40-50% an E-Mobilität möglich. Der Einsatz von Sensoren im Niederspannungsnetz und einer auf den verteilten Messwerten basierten intelligenten Regelung kann die angegebenen Durchdringungsraten unter Umständen noch um ein paar Prozentpunkte erhöhen. Dem zusätzlichen Einsatz von dezentralen Speichern zur Erreichung von 100 %Durchdringungen ist eine leistungsmäßige Verstärkung des rONT bzw. einer teilweise konventionelle Netzverstärkung aus wirtschaftlichen, aber auch technischen Aspekten vorzuziehen.

Demogebiet Auen (TST Karawankenweg 3)

Das Niederspannungsnetz des Smart City Demogebiets in Auen ist gekennzeichnet durch seine typische städtische Struktur, d.h. kurze Abzweigslängen, leistungsstarke Kabelverbindungen und Ringschlussmöglichkeiten. Eine Transformatorstation wurde mit rONT ausgestattet um die Erkenntnisse aus der Keimzelle auf das Demogebiet umzulegen. Im Netzgebiet der Station mit rONT befindet sich an einem der Netzausläufer eine PV-Anlage mit einer Einspeiseleistung von rd. 38 kW. Die vorhandenen Dachflächen ergeben zusätzliche für dieses Gebiet ein theoretisches PV Potential

von zusätzlich rd. 350 kW. Durch den Einsatz des rONT wäre die Einspeisung dieses zusätzlichen Potentials in das Niederspannungsnetz zu 100 % möglich, ohne das thermische Grenzen von Betriebsmitteln erreicht werden. Deshalb ist ein Einsatz von Speichern zur Integetration der möglichen PV Leistung ins Niederspannungsnetz ist aus wirtschaftlichen Überlegungen nicht sinnvoll.

Eine generelle Aussage, dass bei Nutzung des theoretisch zur Verfügung stehenden PV-Potenzials in Städten, eine Einspeisung zu 100% ins bestehende Niederspannungsnetz möglich ist bzw. durch den Einsatz eines rONT ermöglicht wird, kann nicht getroffen werden. Es sind ist die maximal mögliche Einspeiseleistung für jeden Einzelfall individuell zu bestimmen.

Planungs- und Betriebsgrundsätze

Durchgeführte Arbeiten:

Im wesentlichen Arbeiten im Berichtszeitraum waren eine ausführliche Analyse der Smart Meter Daten, Lastflussberechnungen auf Basis der Smart Meter Daten und Analyse der Auswirkung des neuen Reglerkonzepts aus WP4. Weiters wurden auf Basis der analysierten Daten Planungs- und Betriebsgrundsätze für zukünftige smarte Netze, die Smart Meter, regelbare Ortsnetztransformatoren, Einspeiser und Speicher beinhalten, abgeleitet.

Analyse der Smart Meter Daten hinsichtlich minimaler und maximaler Leistung

Bei der Planung elektrische Netze ist die Einhaltung der Spannungsgrenzen gemäß EN50160 sicherzustellen. Um den zu erwartenden Spannungsfall bzw. –hub im zu planenden Netz abzuschätzen, sind Annahmen über das Verhalten der Kunde, genauer gesagt über das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten, zu treffen. Zwei Möglichkeiten sind die Abschätzung über die sogenannten Standardlastprofile oder über Annahmen von maximal Leistungen mit dazugehörigen Gleichzeitigkeitsfaktoren.

Die Annäherung des Verbraucherverhaltens über die Standardlastprofile bietet vor allem höherer Anzahl an Verbrauchern (mehrere hundert) eine sehr realitätsnahe Abbildung des Lastverhaltens. D.h. vor allem bei ländlichen Ortsnetzen bei denen eine entsprechende Verbraucheranzahl nicht erreicht wird, ist eine Abschätzung der zu erwartenden Netzbelastung unter zu Hilfenahme der Standardlastprofile nicht zielführend. Von diesem Hintergrund ausgehend wurden die im Projekt gewonnenen Smart Meter Daten der Keimzelle in Mooswald analysiert und versucht, vor allem für Ortsnetzabgänge mit wenigen Verbrauchern, praxistaugliche Annahmen für das Verbraucherverhalten abzuleiten.

Abbildung 55 zeigt die Ortsnetzstruktur des Netzes der Keimzelle Mooswald. Die Verbraucher sind den Standardlastprofilen Haushalt, Landwirtschaft, Gewerbe und Einspeisung zugeordnet. Ein Verbraucher hat aufgrund seines Verbrauchsverhaltens einen Lastprofilzähler und ist somit keinem Standardlastprofil zugeordnet.

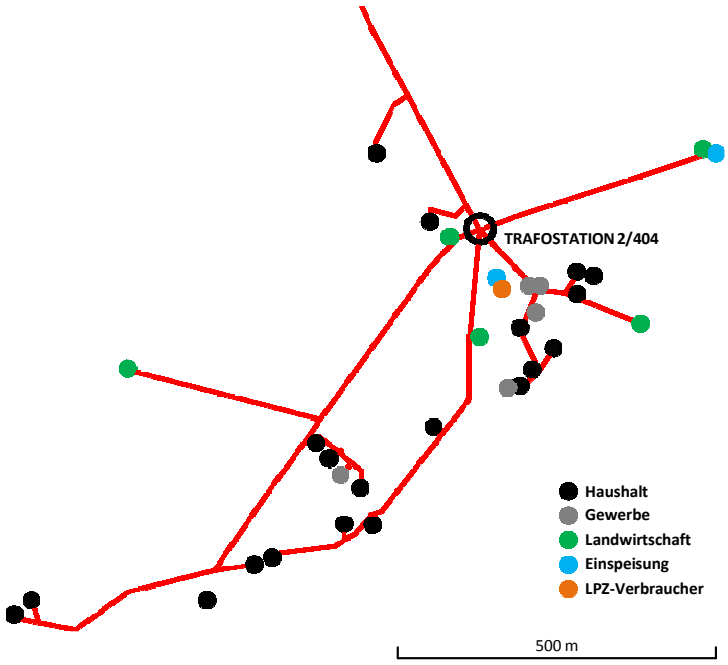


Abbildung 55: Topologie Keimzelle Mooswald

Abbildung 56 zeigt die aus Smart Meter Daten abgeleitete Tagesganglinie des Ortnetzes Mooswald für alle Tage eines Jahres. Die Bandbreite in denen die Tagesganglinien liegen ist durch die unterschiedlichen Wochentage und Jahreszeiten der einzelnen Tagesganglinien bestimmt. Deutlich zu erkenn sind Leistungsspitzen am Morgen und am Abend, die für die Dimensionierung des Ortsnetzes maßgeblich sind.

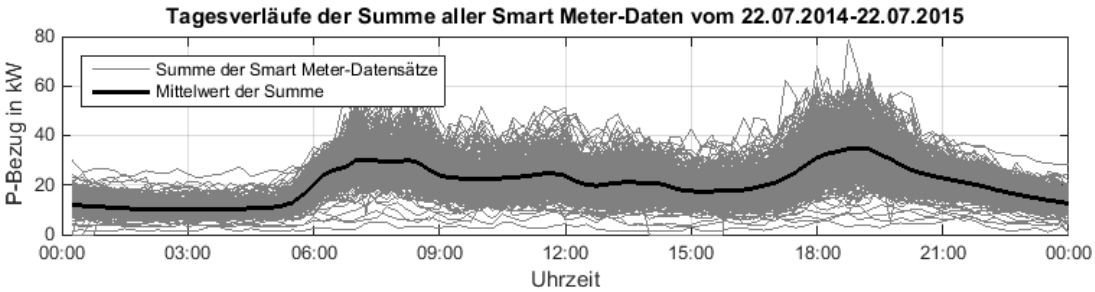


Abbildung 56: Tagesverläufe aller Smart Meter

Folgend dargestellt die Tagesganglinien der Summe aller Smart Meter Datensätze sowie deren Mittelwert und den Mittelwert aller Tagesganglinien der Summe der Standardlastprofile, für jene Zählpunkte denen das Profil H0 zugeordnet ist. Deutlich zu erkennen ist, dass beide Mittelwerte einen ähnlichen Tagesverlauf besitzen und auch die Minima und Maximal im selben Bereich liegen.

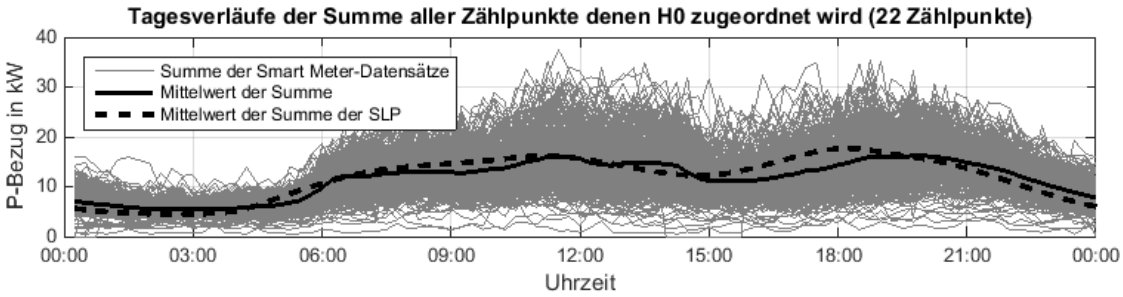


Abbildung 57: Tagesverläufe aller Smart Meter mit 0 Profil

Der direkte Vergleich der Smart Meter Daten mit der Lastabschätzung mittels Standardlastprofil ist in folgender Abbildung dargestellt. Vor allem Lastspitzen werden durch die Verwendung von Standardlastprofilen nur unzureichend abgebildet.

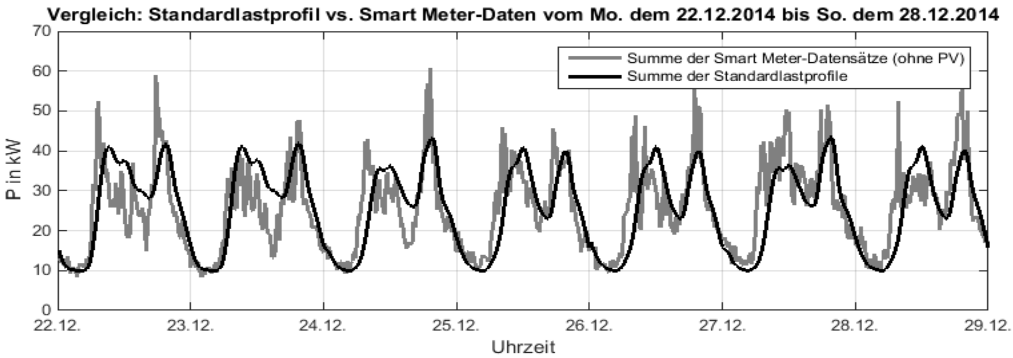


Abbildung 58: Vergleich Haushalt Standardlastprofil mit Smart Meter Daten

Der Vergleich des Standardlastprofils für eine Photovoltaikanlage und den Smart Meter Daten zeigt ebenfalls, dass vor allem die maximale Einspeisespitze der Photovoltaikanlage durch das Standardprofil nicht ausreichend abgebildet wird.

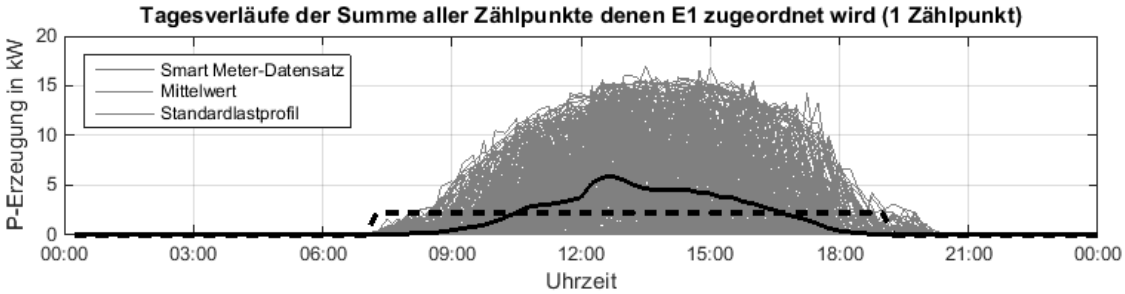


Abbildung 59: Vergleich Einspeiser Standardlastprofil mit Smart Meter Daten

Wie die Analyse der Smart Meter Daten zeigt ist (erwartungsgemäß) vor allem bei Ortsnetzen mit wenigen Verbrauchern die Nachbildung deren Lastcharakteristik mit den gängigen Standardlastprofilen nicht möglich. Zur Netzdimensionierung ist eine Angabe über die minimal bzw.

maximal zeitgleich auftretende Leistung je Verbrauchsstelle ausreichend, ein exakter Verlauf des Verbrauchsverhaltens ist im ersten Schritt nicht notwendig.

Eine Annäherung der maximalen Leistung ist durch die Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren und der Annahme einer maximalen Leistung je Verbrauchsstelle möglich. Unten dargestellt eine Angabe von Gleichzeitigkeitsfaktoren aus der TAEV 2012. Hier wird je Wohneinheit eine maximale Leistung von 18kW zugrunde gelegt und in Abhängigkeit der Anzahl der Wohneinheiten mit der entsprechenden Gleichzeitigkeit multipliziert.

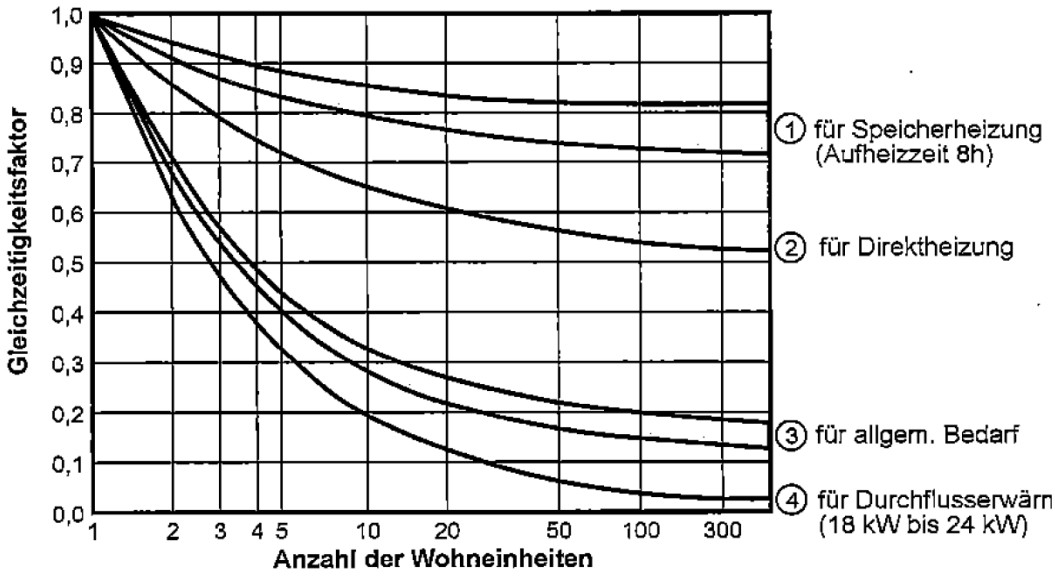


Abbildung 60: Zusammenhang Gleichzeitigkeit zu Anzahl der Wohneinheiten

Aufgrund der betrieblichen Erfahrungen der KNG wurde der Gleichzeitigkeitsfaktor für allgemeinen Bedarf aus der TAEV angepasst. Eine Gegenüberstellung der beiden Faktoren in Abhängigkeit der Anzahl der Wohneinheiten ist in folgender Grafik dargestellt.

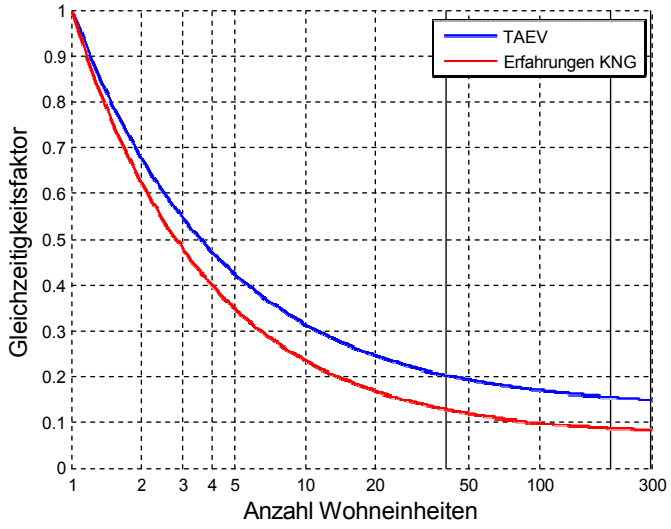


Abbildung 61: Zusammenhang Gleichzeitigkeit zu Anzahl der Wohneinheiten

Für das Ortsnetz der Keimzelle Mooswald wurde je Abgang und für das gesamte Ortsnetz die maximale Leistung je Wohneinheit über die Angaben lt. TAEV 2012 bestimmt. Ebenfalls wurde die maximale Leistung je Wohneinheit über die Erfahrungswerte der KNG bestimmt. Der Vergleich der maximalen Leistungen basierend auf den Gleichzeitigkeitsfaktoren mit den Leistungsmaxima aus den Standardlastprofilen sowie den Smart Meter Daten ist in folgender Grafik dargestellt.

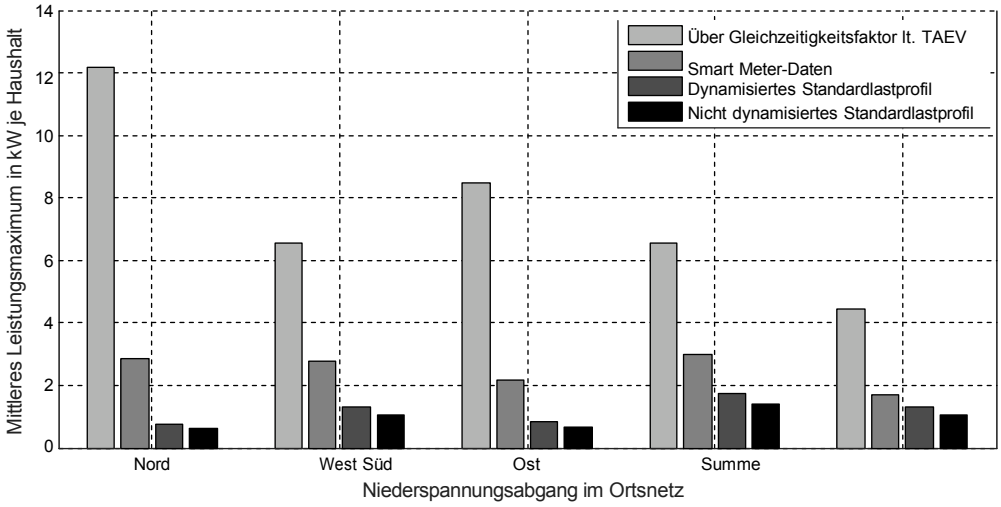


Abbildung 62: Vergleich der Leistungsmaxima

Der große Unterschied zwischen dem Leistungsmaxima der Smart Meter Daten und dem Leistungsmaxima lt. TAEV ist u.a. darin begründet, dass es sich bei den Smart Meter Leistungswerten um 15-min-Mittelwerte handelt. D.h. Lastspitzen werden durch die Mittelwertbildung verkleinert dargestellt.

Zu klären gilt es wie groß der Faktor zwischen 15-min-Mittelwert und tatsächlicher Maximalleistung in diesen 15 Minuten bzw., als erste Annäherung, das Maxima der 1-min-Mittelwerte ist. Da im Projekt Smart City Villach keine Daten in höherer Auflösung vorliegen wird auf frei verfügbare Datensätze zurückgegriffen.

Ein Beispiel ist der Datensatz eines Forschungsprojektes der „Donald Bren School of Information and Computer Sciences" und EDF. Dabei stehen für einen Haushalt über 4 Jahre hinweg Smart Meter Daten in 1-minütiger-Auflösung zur Verfügung. Die Analyse der Daten liefert für das Verhältnis von 15-min-Mittelwert zu Maximum des 1-Min-Mittelwertes einen Faktor von ca. 2 – 3 (95% bzw. 99% Quantil). D.h. bei einem 15-min-Leistungsmittelwert von 3kW liegt das Maximum des 1-Minutenmittelwertes bei 6-9kW. Die Dauerlinie des Verhältnisses 15-Minuten-Mittelwert zu Maximum 1-Minuten-Mittelwert innerhalb der 15 Minuten der ausgewerteten Messdaten ist im folgenden Diagramm dargestellt.

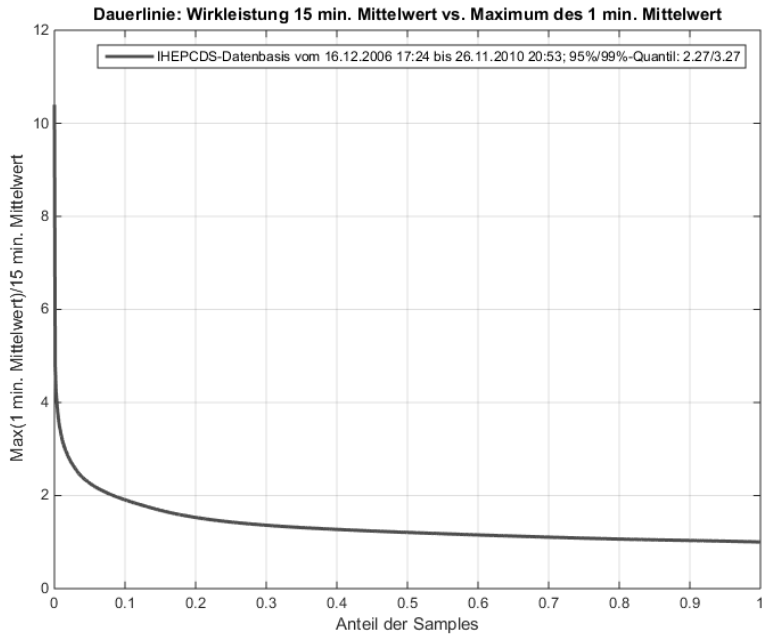


Abbildung 63: Wirkleistungsvergleich

Ein weiterer analysierter Datensatz stammt aus dem Projekt GREEND. Da bei den Datensätzen in diesem Projekt einige Grundlasten nicht erfasst wurden, sind sie für die hier benötigte Analyse nur bedingt tauglich. Die Auswertung dieses Datensatzes liefert als Verhältnis zwischen 15-Minuten-Mittelwert der Leistung und Maxima der 1-Minutenleistungsmittelwerte ca. 3-6.

Die bisherigen Analysen zeigen, dass Smart Meter Daten in 15-minütiger-Auflösung für die Bestimmung eines Leistungsmaximums je Verbrauchsstelle nur bedingt geeignet sind. Aufgrund der Mittelwertbildung wird das tatsächliche Maxima verkleinert. Durch den Einsatz von Korrekturfaktoren die den Zusammenhang zwischen 15-Minuten-Leistungsmittelwert und Leistungsmaxima beschreiben, können für die Planung geeignete Werte abgeleitet werden. Für eine exakte Angabe dieser Korrekturfaktoren ist eine weiterführende Datenanalyse bei entsprechender Stichprobenanzahl notwendig. Als erste Näherung in der Netzplanung kann ein Faktor im Bereich von 3 - 4 als Korrekturfaktor zwischen 15-Minuten-Leistungsmittelwert und Leistungsmaxima in diesen 15 Minuten herangezogen werden. Weiterführende Untersuchungen zu dieser Thematik scheinen aber angebracht.

Für die Netzplanung ist aber nicht nur das Leistungsmaxima von Interesse, sondern auch das Leistungsminima. Die Analyse der Smart Meter Daten der Keimzelle Mooswald, sowie der Daten aus Villach zeigt, dass die Abbildung des Leistungsminimums durch die Standardlastprofile näherungsweise gegeben ist. Vor allem bei geringer Anzahl von Verbrauchsstellen wird aber auch das Leistungsminimum über die Standardlastprofile unzureichend abgebildet.

Derzeit wird für das Leistungsminimum je Verbrauchsstelle ein empirisch ermittelter Wert von 60W je Verbrauchsstelle angesetzt. Die Auswertung der Smart Meter Daten der Keimzelle Mooswald zeigt für das Leistungsminimum ebenfalls einen Wert in dieser Größenordnung (siehe folgende Abbildung).

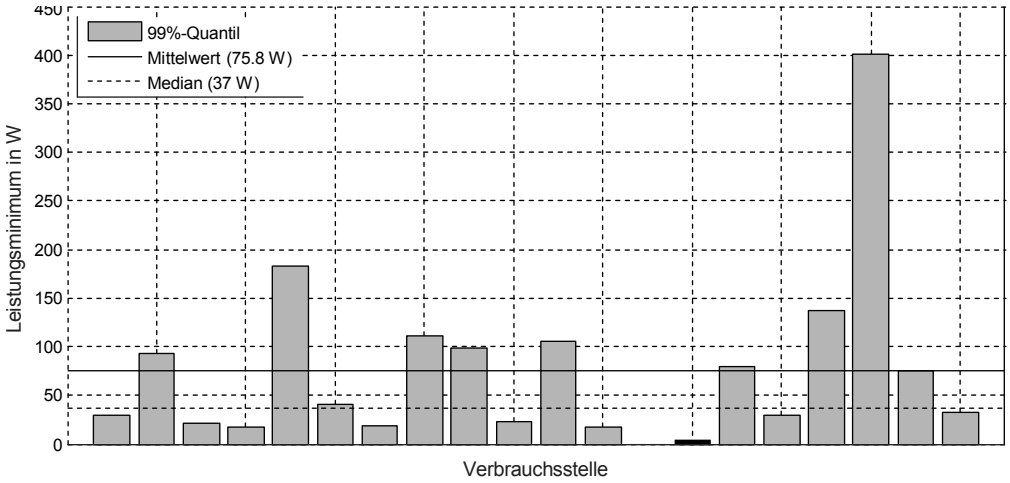


Abbildung 64: Leistungsminima

Die Analyse der Smart Meter Daten aus dem Demo Gebiet in Villach zeigen hingegen für das Leistungsminimum einen deutlich geringeren Wert. Der Mittelwert des Leistungsminimums aller Verbrauchsstellen liegt bei rd. 20W. Der große Unterschied zum Mittelwert der Daten aus Mooswald dürfte u.a. dadurch erklärbar sein, dass es sich bei den Verbrauchsstellen in Mooswald größtenteils um Einfamilienhäuser handelt und bei den Verbrauchsstellen in Villach um Wohnungen. Wie zu erwarten haben Einfamilienhäuser in ländlichen Gebieten einen höheren Energiebedarf als Wohnungen in Städten, damit steigt meist aber auch der minimale Leistungsbezug.

Zusammenfassung:

Auf Basis der durchgeführten Arbeiten und gewonnenen Erfahrungen lassen sich folgende Planungs- und Betriebsgrundsätze für zukünftige smarte Netze ableiten:

- Bei Ersatz von Transformatorstationen bzw. bei Beschaffung von neuen Transformatorstationen ist ein entsprechender Platzbedarf für Information- und Kommunikationstechnik vorzusehen. Ebenso muss der Platzbedarf für den (späteren) Einbau eines regelbaren MS/NS-Transformators (Transformator, Regelung) möglich sein.

- Bei der Analyse von bestehenden Netzen mit Smart Meter hinsichtlich Betriebsmittelauslastung und Spannungsniveau können die 15-min-Werte der Smart Meter als Grundlage für Annahme der maximalen Last herangezogen werden. Diese sind aber um einen noch genauer zu definierenden Faktor zu korrigieren. Als minimale Last scheint ein Wert zwischen 20W und 100W angebracht, je nach Niederspannungsnetzcharakter (Versorgung von Einfamilienhäusern oder Wohnungen).

- Bei der Bewertung des Spannungsniveaus in einem Netzgebiet kann von den bisherigen Spannungsbändern abgewichen werden, wenn eine Technologie eingesetzt wird, die zu einer Entkopplung der Spannungsbände zwischen zwei Netzebenen oder Netzabschnitten führt (z.B. rONT, Niederspannungslängsregler).

- Der Einsatz von neuen Technologien (z.B. rONT) ist bei Spannungsbandproblemen als Abhilfemaßnahme jedenfalls zu prüfen.

- Bei Neuerschließung von Netzgebieten bzw. Erneuerung von Leitungen ist die Mitverlegung eines Leerrohres bis zum Netzverknüpfungspunkt des Kunden für zukünftige Kommunikationstechnologien zu prüfen. Für eine zukünftige Steuerung von Erzeugung (z.B. PV), Lasten (Haushalte, E-Mobilität) und Speichern, unter Berücksichtigung der Grenzen der Netzinfrastruktur, ist eine leistungsstarke Kommunikationsverbindung notwendig.

- Bei der Zusammenschaltung von Niederspannungsnetzen mit rONT´s ist auf die Vermeidung von Ausgleichsströmen zu achten. Die Regler der Trafostufensteller sind vom Automatikbetrieb in den Handbetrieb zu überführen.

- Sind in einem Niederspannungsnetz neue Technologien (Smart-Meter, Spannungssensoren, rONT) vorhanden die miteinander kommunizieren, wird es bei Umschaltungen erforderlich sein den aktuellen Schaltzustand in den entsprechenden Systemen nachführen um Fehlermeldungen bzw. Fehlsteuerungen zu vermeiden.

Integration von Energiespeichern

Das zentrale Ziel des vorliegenden Arbeitspaketes war es die sinnvolle Machbarkeit von intelligenten Netzen unter Berücksichtigung elektrochemischer Energiespeicher für den kurzzeitigen Ausgleich nachzuweisen. Dabei sollen alle Betriebssituationen von variabler Erzeugung (Wetter; Tag und Nacht) und schwankendem Verbrauch (z.B. Haushaltsspitze am Morgen) betrachtet werden. Dazu wurden folgende Teilziele definiert:

1. Planung und Errichtung eines experimentellen „Testbeds" um speichererweiterte Smart Grid Installationen unter realen Umgebungsbedingungen testen zu können.
2. Bereitstellung von zuverlässigen „in-the-loop" und „roll-out" Simulationsmodellen für Einzelkomponenten und deren Wechselwirkungen um eine gute Vorhersage des Verhaltens und der Stabilität des Gesamtsystems machen zu können.
3. Steigerung der „Cycle-Efficiency" des Batteriespeichersystems um 10 Prozentpunkte bei gleichzeitiger Verbesserung der Langlebigkeit.

Die Darstellung der Ergebnisse und ihr Beitrag zur Zielerreichung in Arbeitspaket 6 sind folgendermaßen gegliedert:

- *Simulation (Teilziele 2 und 3):*
  - kurzfristige Vorgänge (Verhalten der Batterie und der Steuerelektronik)
  - langfristige Vorgänge (Betriebsstrategien und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen)
- *Testbed (Teilziele 1 und 3):*
  - Planung, Errichtung und Inbetriebnahme des Testbeds
  - Praktische Erprobung von Betriebsstrategien
  - Erprobung innovativer Smart Grid Komponenten

Bei den Ergebnissen handelt es sich um eine stark gekürzte repräsentative Auswahl. Interessante Teilergebnisse sind durch „□" gekennzeichnet.

Simulation kurzfristiger Vorgänge (Verhalten der Batterie und der Steuerelektronik):

Batteriemodell zur Abbildung des Speichers

Für die im weiteren Projektverlauf geplanten „in-the-loop" Simulationen war es notwendig ein geeignetes Speichermodell zu erstellen. Mit dem gewählten Speichermodell können mehrere, dem derzeitigen Stand der Technik entsprechende gängige Batterietechnologien implementiert werden. Besonderes Augenmerk musste hierbei auf die Echtzeitfähigkeit gelegt werden, da eine zukünftige Anwendung für „in-the-loop" Simulationen für das WP6 ein ganz klarer Fokus dieser Modellbildung ist. Der Zeitbereich für den die Echtzeitfähigkeit des Modells definiert wurde beträgt 10-50µs.

Verschiedene Methoden der Batteriemodellierung wurden hinsichtlich ihrer Genauigkeit, Ausführungsdauer bzw. Echtzeitfähigkeit, Erweiterbarkeit und Skalierbarkeit untersucht und mit einander verglichen und das, für die weiteren Simulationen geeignetste Modell bestimmt. Als Referenz für die Untersuchung der Batteriemodelle wurde eine real gemessene Batterie verwendet.

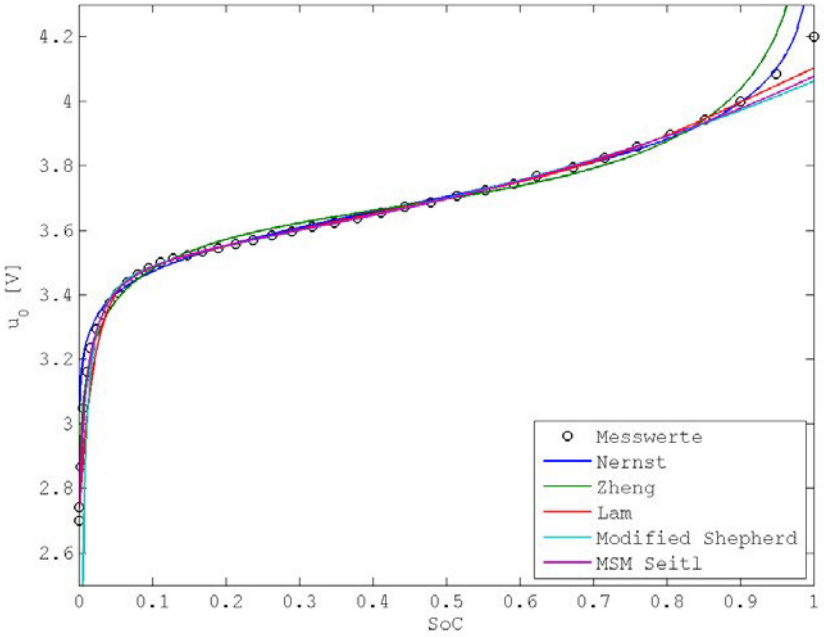


Abbildung 65: Gegenüberstellung mehrerer implementierter Batteriemodellierungen mit einer realen Messung.

Abbildung 65 zeigt eine Gegenüberstellung mehrerer untersuchter/implementierter Batteriemodelle und der realen Messung. Das mit dem Arbeitstitel „MSM Seitl" versehene Batteriemodell ist jenes, das im weiteren Verlauf des VIsion Step I Projektes verwendet wurde. Bei diesem Batteriemodell handelt es sich um eine im Rahmen des Projektes modifizierte Variante des „modified Shepherd Models".

Simulation langfristiger Vorgänge: Betriebsstrategien und Wirtschaftlichkeits-betrachtungen

Strategie für die Speicherbewirtschaftung bezüglich einer optimierten Lebensdauer Abbildung 66 zeigt die prozentuelle Ladungsverteilung für ein Jahr eines Speichersystems für eine 5kWp Anlage und einen 10kWh Akku in Verbindung mit einem Standartlastprofil und einem Jahresverbrauch von 5000kWh. Deutlich zu erkennen ist, dass sich der Ladezustand des Speichers im Jänner annähernd 80% der Zeit an der untersten Grenze befindet – der Speicher ist leer.

 Aufgabe der Speicherregelung muss es daher sein, diesen Ladezustand höher zu halten um auch die Lebensdauer zu erhöhen. Ebenso sind in Blei-Säure Batteriesystemen bei Ladezuständen unter 20% die Lade- und Entladeverluste deutlich höher (bis zu 5x) und die Effizienz der Ladezyklen dementsprechend schlecht.

 Das hat aber wegen der notwendigen Überdimensionierung erhebliche Auswirkungen auf die Kostensituation. Durch den gleichzeitigen Preisverfall der Lithium-Ionen Batterien sollte diesen für die Anwendungen in Haushaltsdimensionen der Vorzug vor Blei-Säure Batterien gegeben werden.

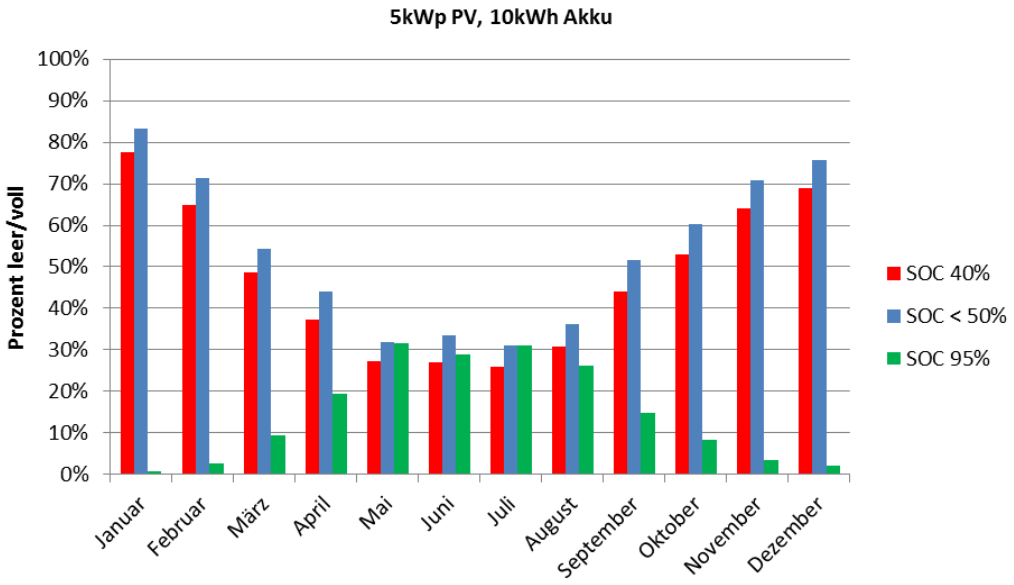


Abbildung 66: Prozentuelle Verteilung des Ladezustandes in Abhängigkeit der Monatserträge bei einem System mit 5kW PV Anlage, 10kWh Speicher und einem Haushaltsprofil bei einem Verbrauch von 5000kWh

Entwicklung von Optimierungsalgorithmen in einem PV-Cluster

Basierend auf einer Nachbarschaftsanordnung von 6 Einfamilienhäusern mit jeweils einer PV-Anlage und einem optionalen Energiespeicher wurden verschiedene Betriebsfälle simuliert und ausgewertet. Abbildung 67 zeigt die Anordnung bzw. die elektrische Verschaltung der Einfamilienhäuser innerhalb des zu simulierenden Clusters. Die einzelnen Häuser sind über das öffentliche Stromnetz mit einander verschalten und verfügen über Energiespeicher variabler Größe und einer PV-Anlage mit einer mittleren Energieproduktion von ca. 16 kWh pro Tag.

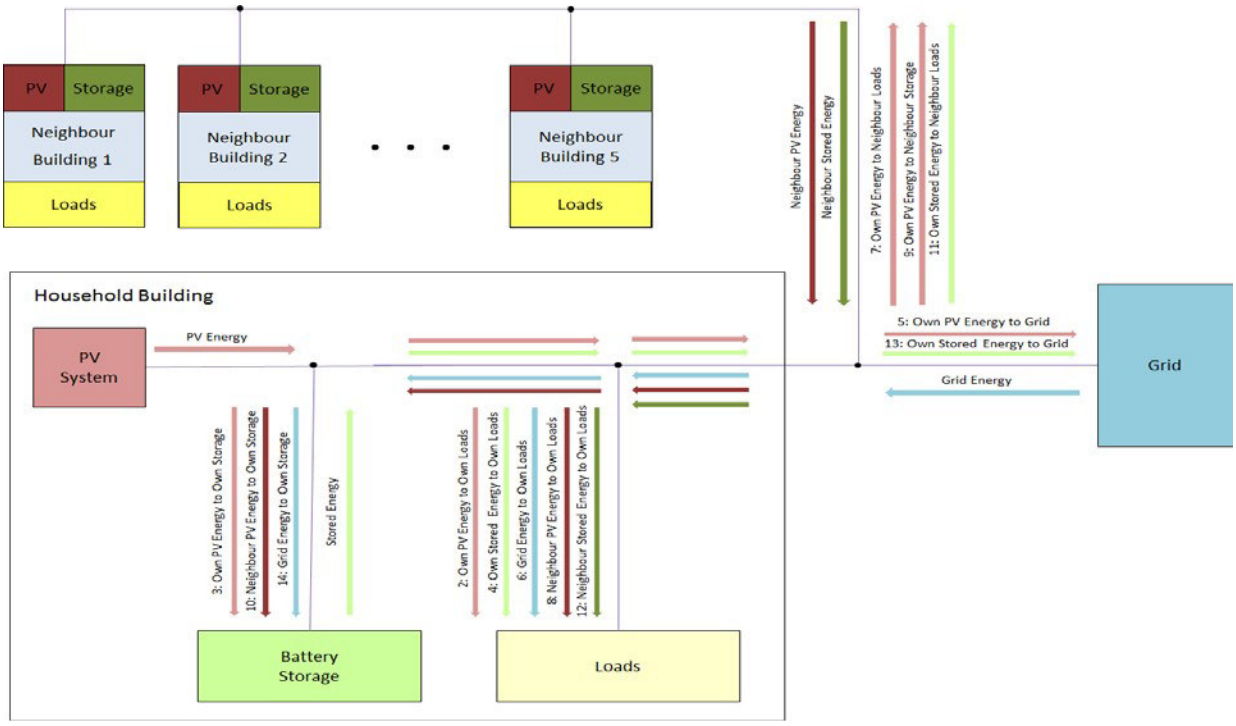
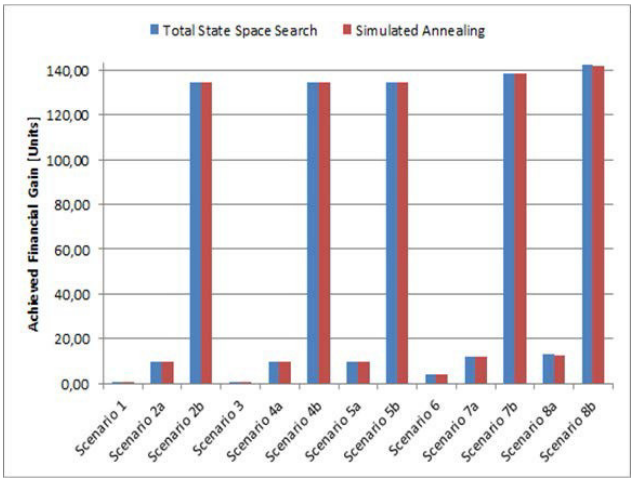


Abbildung 67: Nachbarschaftsanordnung inkl. detailliertem Aufbau eines Haushaltes

Zum Zwecke der Simulation des gesamten Nachbarschaftsclusters wurden die notwendigen Daten, wie Lastverhalten, PV-Produktion und variable Strompreise für jeden einzelnen Haushalt definiert und basierend auf praktischen Messdaten (ADRES-Last-Datensatz und PV Einstrahlungswerte aus der S@tel-Light Datenbank) generiert. Folgende Betriebsfälle innerhalb eines Nachbarschafts-Clusters wurden simuliert und analysiert:

- Eigenverbrauchsmaximierung innerhalb der Nachbarschaft
- Gewinnmaximierung bei variablen Strompreisen
- Nachbarschaft mit verschiedenen Zielen

Dabei wurden unter anderem unterschiedliche Algorithmen untersucht, die großes Potential versprechen. Im Folgenden sind exemplarisch einige Betriebsszenarien angeführt und die Resultate der Methoden „Total State Space Search" und „Modified Simulated Annealing" im Vergleich dargestellt. Abbildung 68 zeigt beispielhaft die Ergebnisse der Gewinnspannen bei unterschiedlichen Simulations-Algorithmen. Obwohl die Ergebnisse nahezu identisch sind, ist anzumerken, dass der „Modified Simulated Annealing"-Algorithmus im Gegensatz zum „Total State Space Search"-Algorithmus bei weitem weniger Rechenzeit benötigt.



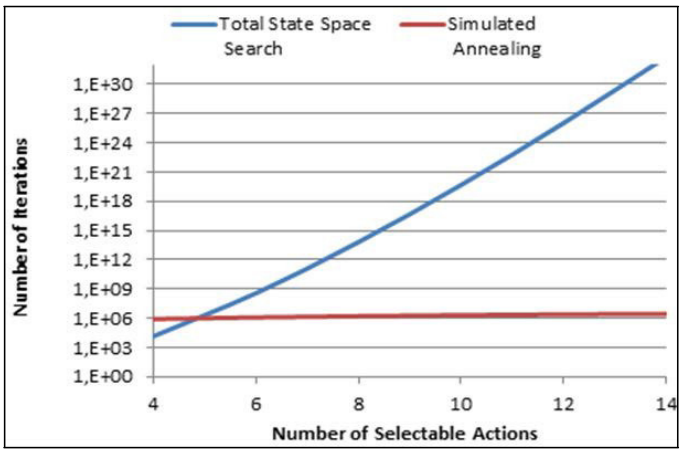


Abbildung 68: links: Vergleich der Gewinnspannen bei unterschiedlichen Algorithmen, rechts: Vergleich der Anzahl der Berechnungsiterationen beider Algorithmen

Effizienz-Simulation

In diesen Simulationen wurde versucht durch Verwendung von zusätzlichen Energiespeichern und der zusätzlichen Variation der Energiespeichergröße das Effizienzmaximum einer gegebenen PV-Anlage zu erreichen. Folgende Szenarien wurden im Zuge dieses Arbeitspaketes bearbeitet:

- Einfluss der Speichergröße auf den Eigenverbrauch im Sommer und im Winter
- Einfluss der Verwendung von Speichern versus Energieaustauch mit Nachbarn auf den Eigenverbrauch im Sommer und Winter
- Einfluss der Orientierung der PV Anlage (Ost, Süd, West) auf Eigenverbrauch mit/ohne Energieaustausch zwischen Nachbarn im Sommer und Winter
- Gewinnmaximierung durch Stromhandel bei variablen Strompreisen bei unterschiedlichen Speichergrößen im Sommer und Winter

Die Simulationsergebnisse haben unter anderem gezeigt, dass beispielsweise bei der Optimierung des Eigenverbrauchs die Verwendung eines Batteriespeichers innerhalb einer PV-Hausanlage durchaus Sinn macht. Allerdings sollte die Größe der Speicherbatterie auf die Gegebenheiten innerhalb eines Haushalts abgestimmt werden.

 Es ist unwirtschaftlich einen riesigen Batteriespeicher einzusetzen, wenn er nicht schnell genug von der PV-Anlage aufgeladen werden kann oder letztendlich die gespeicherte Energie aufgrund fehlender oder geringer Verbraucher nicht verbraucht werden wird. Wie aus der Simulation hervorgeht, macht bei gegebener Test-Anordnung eine Vergrößerung der Speicherbatterie ab 16 kWh keinen Sinn mehr (siehe Abbildung 69).

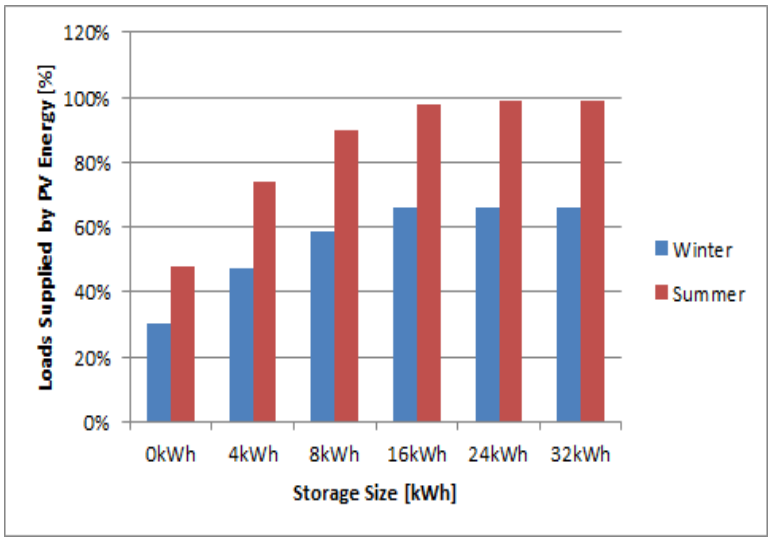


Abbildung 69: Anteil, der direkt von der PV-Anlage versorgten Verbraucher

Amortisationsbetrachtungen

Ähnlich den Betrachtungen zu den Amortisationszeiten von Photovoltaikanlagen ist es auch für einen netzparallelen Energiespeicher entscheidend, ob und wie sich dieser rechnet. Neben den Randbedingungen bzgl. Dimensionierung von PV und Speichergröße ist hier natürlich auch der spez. Preis des Speichers entscheidend. Abbildung 70 zeigt die Amortisationszeiten bei einem Musterhaushalt mit einem Jahresenergieverbrauch von 5000kWh und einer PV-Anlage mit 4kWp. Der Preis der PV-Anlage wurde mit €1900/kWp definiert.

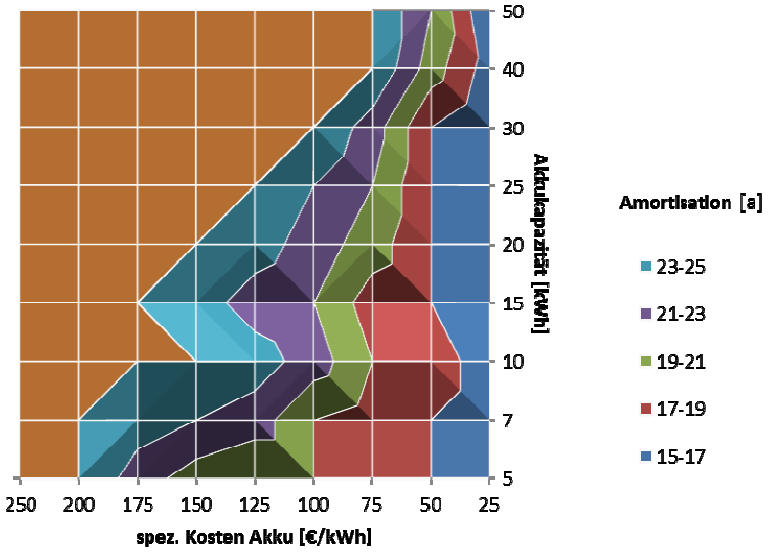


Abbildung 70: Amortisationszeiten in Abhängigkeit von spez. Preis pro kWh und Akkukapazität bei einem Musterhaushalt mit 4kWp PV und 5000kWh Energieverbrauch pro Jahr

Planung, Errichtung und Inbetriebnahme des Testbeds

Spezifikation des Testbeds

In der ersten Phase wurden folgende wichtige Requirements für das Testbed spezifiziert:

- Das Testbed soll ein Haushaltsszenario nachbilden
- Das Testbed soll folgende Komponenten beinhalten:
  - erneuerbare Energieressource (Photovoltaik)
  - Batteriespeicher
  - Variable Last(en)
  - Netzanschluss
- Das Testbed soll dreiphasig sein
- Das Testbed soll aus derzeit auf dem Markt erhältlichen Standard-Einzel-Komponenten aufgebaut werden, um so als Referenz zum Benchmarking von neu entwickelten Komponenten dienen zu können.
- Das Testbed soll einen hohen Grad an Flexibilität bieten um eine Vielzahl von verschiedenen Experimenten zu ermöglichen, die für zukünftige „Energie-Szenarien" relevant sein werden. Daher sollte das Testbed folgende Kriterien erfüllen:
  - Modularität, um einen einfachen Austausch von Komponenten für verschiedene Experimente zu ermöglichen
  - Möglichkeit der Steuerung/Regelung aller relevanten Komponenten und Monitoring/Messung aller relevanten Kenngrößen
  - Ermöglichen des Energiefluss in alle prinzipiell sinnvolle Richtungen

Detailplanung

Nach dem Produkt-Screening wurde die Detailplanungsphase für das Testbed gestartet. Hier erfolgte die genaue Dimensionierung und Auswahl der Einzelkomponenten (PV-Module, PV Wechselrichter, Batterie, Batteriewechselrichter, Lasten, Mess-, Steuerungs-, Regelungs-, und Visualisierungsequipment) und die Spezifikation der Interfaces und Verschaltungen zwischen diesen Komponenten. Das Ergebnis dieser Detailplanung ist in Abbildung 71 in Form eines Schaltplans zusammengefasst.

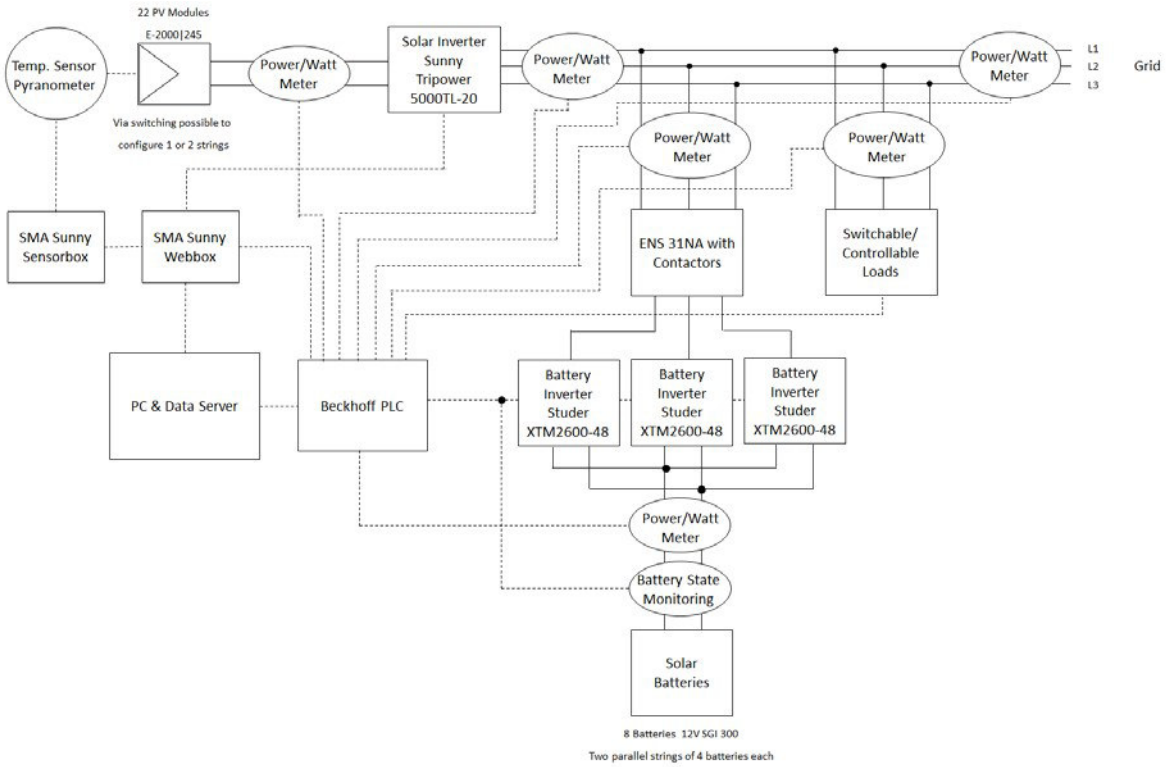


Abbildung 71: Schaltplan für Testbed-Installation

Testbed-Installation

Die Testbed-Installation erfolgte anhand des in Abbildung 7 dargestellten Prinzipschaltplans. In den Abbildung 72 bis Abbildung 73 sind repräsentative Bilder der fertiggestellten Hardware-Installation dargestellt. Das Testbed ist sehr flexibel. Diese Freiheiten zeigen sich in der Photovoltaikanlage mit teil-schaltbaren Paneelen wie auch in der Möglichkeit, netzseitig Trenntrafo-Systeme, Impedanz-Netzwerke und Belastungs-Maschinensätze einzubinden. Wichtig auch im Sinne der Zukunft ist die Möglichkeit der Einbindung weiterer thermisch-elektrischer Energiesysteme und Wärmepumpen mit Latent-Wärmespeichern.

Abbildung 72: PV-Installation am Dach der Energy & Science Labs

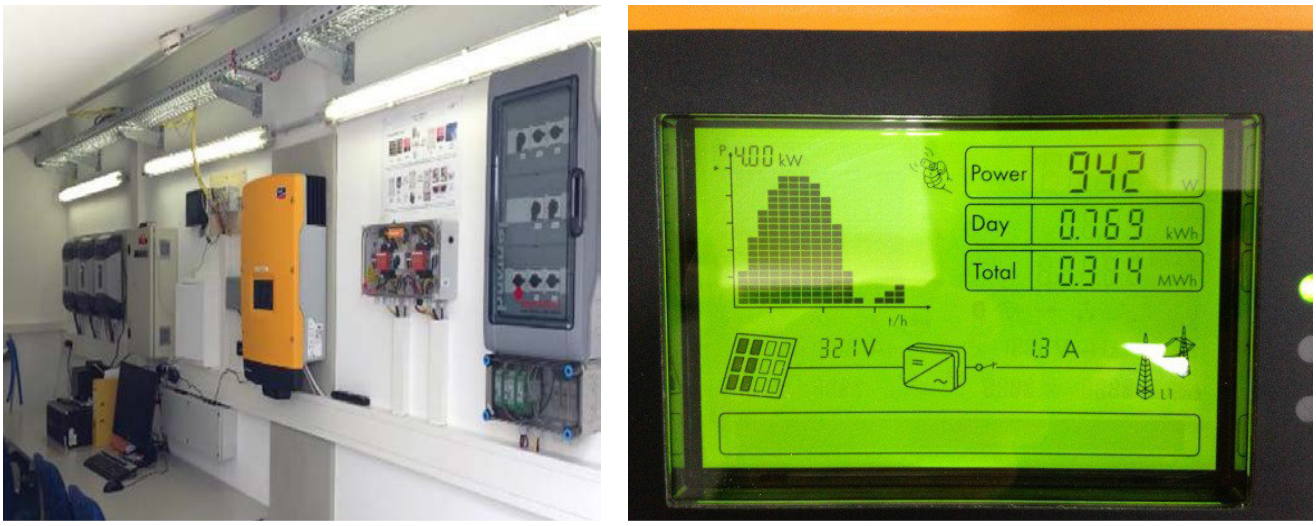


Abbildung 73: Angeschlossene PV und Batteriewechselrichter

Softwareimplementierung

Die oben beschriebenen Freiheiten benötigen auch ein umfangreiches Softwarekonzept um alle Anlagenteile bei Erhalt der Betriebssicherheit weitgehend unabhängig steuern zu können und auch alle Messdaten zu erfassen und für spätere Auswertungen zu speichern.

Die aufwändige Softwareentwicklung wurde in zwei Stufen realisiert.

Das **Software Konzept 1** befasste sich seit Herbst 2014 mit den Software-Teilen SPS-Programm-Entwicklung, Mess-Sensorik-Programmierung, Systemkomponenten-Kommunikation der Batterie-Speicher- Umrichter und PV-Wechselrichter, Last-Fluter-Ansteuerung sowie der Visualisierung in der Ausbaustufe 1.

Aus den Erkenntnissen der parallelen Arbeiten der Projektpartner im Simulations-Bereich und nach Feststellung der Funktionalität des Systems mit Konzept 1, wurden weitere Wünsche mit den Testbed–Funktionalitäten abgestimmt. Viele unterschiedliche Funktionalitäten der Zukunft betrafen die Speicherung der Daten, deren Abrufbarkeit, Visualisierung, sprich Datenbanken in Schnelligkeit, Größe und Vielseitigkeit.

Daraufhin wurde ein **Software Konzept 2** weiterentwickelt. Darin wurde das Software-System weiter differenziert in Haupt-SPS-Betriebssystem Twincat3 mit Felddatenerfassung in Echtzeit, einer Web-Client-Struktur zur Datenerfassung und Datenweitergabe an einen Server Client an den Forschungs-Server FH-Kärnten mit der Möglichkeit zeitlich gestaffelter Betriebsmodi.

Dieser web-basierende Betrieb kann ebenfalls im Remote-Mode betrieben werden, oder es können sehr einfach Sub-Systeme, wie jetzt vorhandene Wetterstationen (eine vor Ort, eine extern am Dobratsch) über Web oder Cloud-strukturen eingebunden sein und werden.

Um echte Ablaufprogramme der Partner bedienen zu können, d.h. Zeitsteuerung, Lade- und Entlade-Programme zu programmieren, gibt es eine eigene Betriebssichere Ablauf-Programmschnittstelle mit klaren Parameterzugriffen über NI Lab View. Somit können Simulationsergebnisse und gewollte Netz-Regelverfahren über selbständig laufende Programme in NI Lab View im sicheren Betrieb gefahren werden. Mit dieser modularen HW&SW-Organisation ist Sicherheit und größtmögliche Betriebsflexibilität für die Zukunft gegeben.

Testbed-Charakterisierung und erste praktischen Versuche der Regelstrategien

Im Zuge der Vorbereitung für die Charakterisierung des Testbeds wurde ein Regler entwickelt, der die Eigenverbrauchsquote der Anlage maximiert. Zu diesem Zweck wurden in Labview die Steuerungsroutinen programmiert, die auf die Unterprogramme des Testbeds zugreifen und die externen Komponenten (beispielsweise die Studer Batterieladegeräte, etc.) steuern. Nachdem das korrekte Zusammenspiel aller verbauten Systemkomponenten gewährleistet werden konnte und die grundlegenden Eigenschaften des Gesamtsystems charakterisiert waren, wurden in weiterer Folge Versuche mit dem Testsystem durchgeführt.

Praktische Erprobung von Betriebsstrategien

Um Teile der vorangegangenen Simulationen überprüfen zu können, wurden praktische Messungen am Testbed durchgeführt. Dabei wurde eine typische Einfamilienhaus-Anlage, die mit kommerziellen Geräten aufgebaut wurde nachgestellt, um diese auf Nutzen und Rentabilität zu überprüfen

Ziel des implementierten Algorithmus ist, die Eigenverbrauchsqoute eines Haushaltes zu maximieren. Diese Regelstrategie sieht es vor, dass die PV-Leistung zuerst die aktiven Verbraucher im Haushalt speist, danach mit der überschüssigen Energie den Batteriespeicher auflädt und letztendlich die im Haushalt nicht benötigte Energie ans Netz abgibt. Tritt jedoch der Fall ein, dass von der PV-Anlage zu wenig Energie bereitgestellt werden kann, so steuert der Algorithmus den Batteriewechselrichter, dass dieser nun Leistung aus der Batterie zur Verfügung stellt und damit die Verbraucher versorgt werden können. In diesem Fall muss keine zusätzliche Energie aus dem Netz entnommen werden da die vorher gehspeicherte Energie aus der Batterie entnommen wird.

Während des Betriebs werden diese Messdaten im 20 Sekunden-Takt in eine CSV-Datei automatische abgespeichert. Aus dieser Tabelle können danach alle erfassten Daten weiter verarbeitet und analysiert werden.

Messergebnisse und Datenanalyse

Abbildung 74 zeigt den Verlauf der wichtigsten Messwerte während einer Messlaufzeit von mehreren Tagen. Stellvertretend für alle drei Netzphasen wird aus Übersichtsgründen nur die Phase 1 näher analysiert und in den Abbildungen dargestellt. Das Diagramm zeigt den typischen Tageszyklus während einer Woche.

Rot dargestellt ist die von der PV-Anlage zur Verfügung gestellte elektrische Leistung. Unschwer zu erkennen ist der typische Einstrahlungsverlauf innerhalb eines Tages. Die Leistungseinbrüche werden vor allem durch die Verschattung durch Wolken hervorgerufen und reduzieren damit natürlich auch die nutzbare elektrische Leistung.

Grün dargestellt ist das vorprogrammierte Lastprofil. Dieses Lastprofil entspricht im Wesentlichen dem Eigenverbrauch eines Einfamilien-Haushaltes. Dieses Leistungsprofil wurde in einer CSV-Datei gespeichert und die schaltbaren Lasten (Baustrahler) werden entsprechend dieser Vorgaben vom Steuerungsrechner geschalten.

Anhand der blau markierten Kennlinie, welche den Leistungsfluss am Netzanschluss definiert, kann man erkennen, ob das Netz als Verbraucher oder als Generator fungiert. Ist das Netz im Verbraucher-Modus, wird die überschüssige Leistung der PV-Anlage in das Netz gespeist. Das Netz, als Generator geschalten, speist in die Hausanlage Leistung ein. Dieser Betriebsfall tritt dann ein, wenn seitens der PV-Anlage zu wenig Leistung zur Verfügung steht.

Die türkise Kennlinie repräsentiert den aktuellen Ladezustand des Batteriespeichers. Man kann während eines Tages den typischen periodischen Verlauf erkennen, da die Batterie im Normalfall während eines Tages geladen und während der Nacht entladen wird.

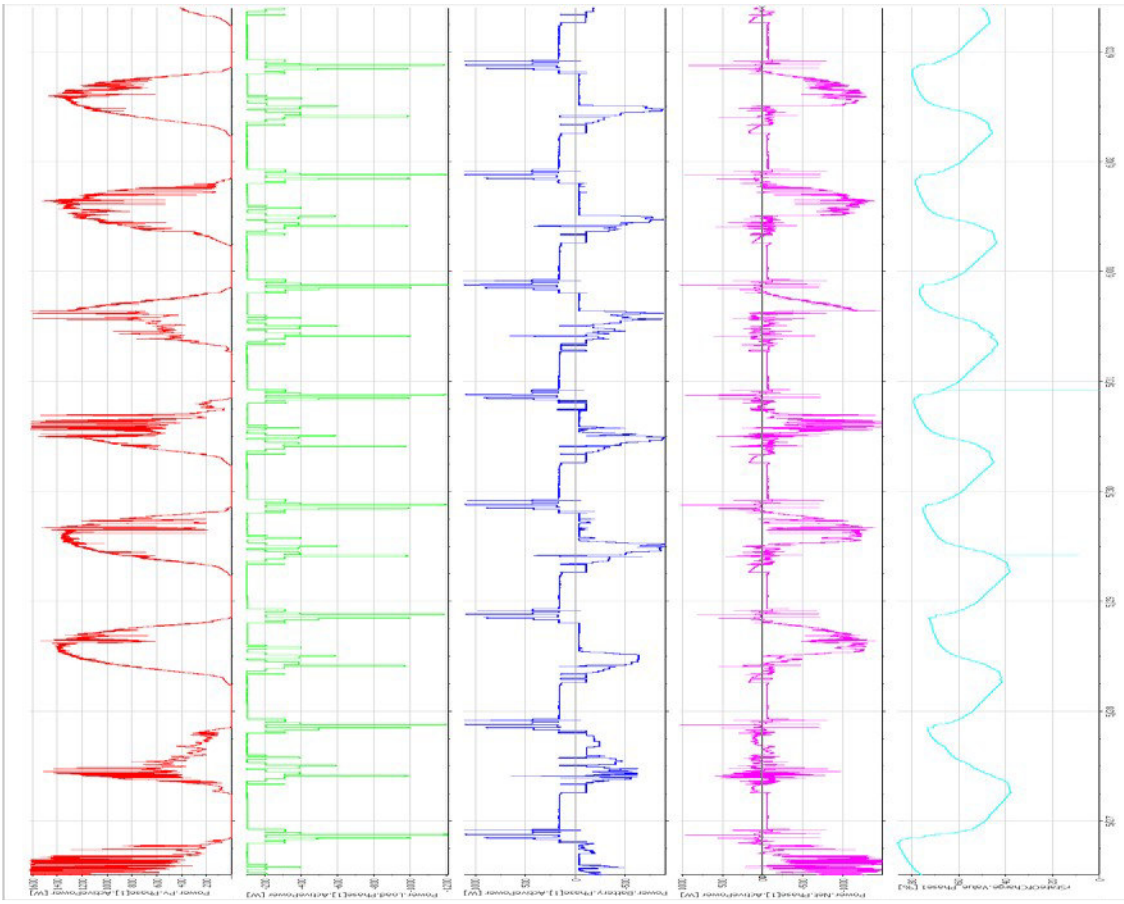


Abbildung 74: Messwertaufzeichnung während einer Woche, gestartet am 26.05.2015

Ergebnisse aus den praktischen Versuchen

An Hand der Langzeittests an dem Testbed kann bestätigt werden, dass es auch mit kommerziell erhältlichen Produkten möglich ist, eine automatisierte bzw. geregelte PV-Hausanlage zu implementieren. Mit dieser Anlage ist es möglich die Eigenverbrauchsquote zu maximieren, indem man die nicht verbrauchte Energie in die vorhandene Batterie zwischenspeichert. Diese gespeicherte Energie kann später, beispielsweise in den Abendstunden wieder den aktiven Verbrauchern zugeführt werden. Ein Beziehen des Stromes aus dem Netz kann somit unterbleiben, was die Eigenverbrauchsquote des Systems drastisch erhöht.

 Großes Optimierungspotential im Gesamtsystem hat die Größe des Energiespeichers. Wird die Speichergröße auf den durchschnittlichen Verbrauch einer Heimanlage angepasst, so können in diesem Bereich Kosten eingespart werden. Denn ist der Speicher zu groß, wird bzw. bleibt Energie in der Batterie und wird nicht benutzt. Daher ist es vor der Installation einer solchen Anlage durchaus sinnvoll, den durchschnittlichen Jahresverbrauch zu messen und in die Berechnung mit einzubeziehen.

Eine andere Möglichkeit, den Eigenverbrauch eines Haushaltes zu erhöhen, ist es die angeschlossenen Verbraucher während eines Tages so einzuschalten, dass es zu keinen Zeitpunkt zu einem außergewöhnlich hohen Spitzenverbrauch kommt. Eine homogene Verteilung während eines Tageszyklus sollte angestrebt werden, damit die von der PV-Anlage zur Verfügung gestellte Energie zum Kompensieren des aktuellen Eigenverbrauchs ausreicht.

Erprobung innovativer Smart Grid Komponenten

Als innovative Hardware für die Testbed-Implementierung wurde ein „Aktiver Parallelfilter" ausgewählt. Damit wurde eine UPFC-Funktionalität (**U**niversal **P**ower **F**actor **C**orrection) realisiert.

Additiv zur vorhandenen Testbed Hardware (Studer-Wechselrichter) sollen damit Netzbelastungen durch Oberwellen und Schieflast eliminiert werden. Ziel ist es Oberwellen können bis zur 19ten Ordnung herausauszufiltern. Dabei kommen komplexe Regelalgorithmen zum Einsatz (siehe Abbildung 75). Durch Oberwellenfreie Leistungsentnahme sollen die entsprechenden Verluste im Niederspannungsnetz vermieden werden.

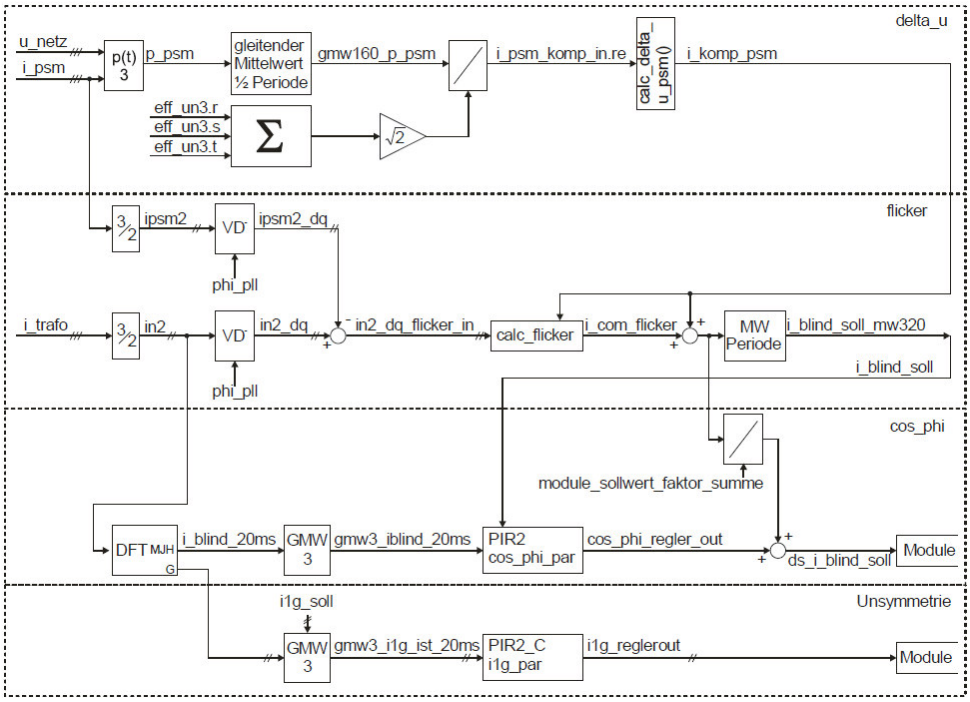


Abbildung 75: fundamentale Regelalgorithmen der Netzkontrolle

Für die umfassende Bearbeitung dieses Themas wurde eine Diplomarbeit ausgeschrieben. In dieser Diplomarbeit wurde der Einfluss von dezentralen Energieversorgungssystemen auf die Spannungsqualität des Verteilnetzes untersucht. Der Schwerpunkt wurde auf die transiente Analyse von Netzrückwirkungen in der Verteilungsebene und dabei vor allem auf die Simulation und Modellbildung der experimentellen Ergebnisse gelegt. Unter Verwendung des Testbeds wurde eine Untersuchung der Spannungsqualität am Verknüpfungspunkt durchgeführt. Zur Oberwellenkompensation wurde der aktive Netzfilter in das Verteilnetz eingebunden und es wurden die Auswirkungen auf die Versorgungsqualität bei unterschiedlichem Lastverhalten dargestellt.

Wesentliche Ergebnisse:

- Um Oberschwingungsmessungen zu realisieren wurden die Messmöglichkeiten im Testbed deutlich erweitert. Nun können auch sehr schnelle Vorgänge erfasst werden.
- „Active Power Filter" zeigen ihre Wirkung vor allem bei netzbelastenden Verbrauchern (z.B. Thyristorsteuerungen).

 Moderne dreiphasige „State of the Art" PV-Wechselrichter stellen in Bezug auf Oberwellenbelastung und Schieflast *keine Netzbelastung* dar (siehe Abbildung 76).

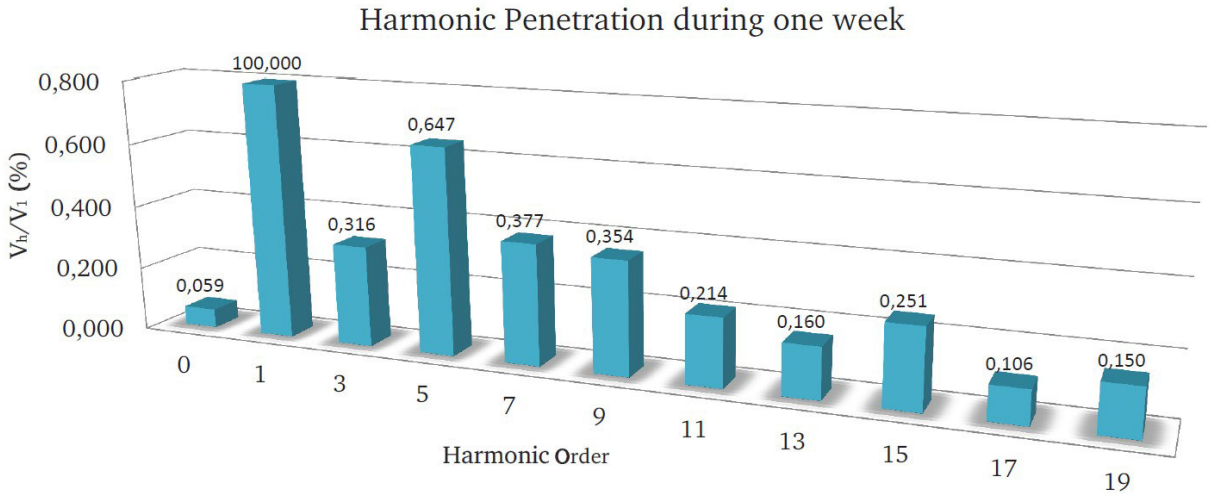


Abbildung 76: Gemittelte Messwerte der Oberschwingungen über eine Woche

Nutzerintegration - Smart City Energy Club (SCEC)

1) Erstellung eines umfassenden, user-zentrierten Konzepts zur Erstellung des SCEC

Ein Projekt wie der SCEC hat viele Facetten: Anforderungen der Netzbetreiber, Wünsche der User, technische Anforderungen, enorme Datenmengen von Smart Metern, Sicherheitsanforderungen uvm. In Workshops wurden diese Themen intensiv aufgearbeitet, um nicht nur eine Roadmap zu entwickeln, sondern auch für spätere Anforderungen und Veränderungen gut vorbereitet zu sein. Da ein user-zentrierter, prototypischer Ansatz gewählt wurde, war von der ersten Minute an klar, dass sich Anforderungen, Features und Module im Laufe der Projektzeit verändern werden.

2) Erstellung eines skalierbaren und einfach wartbaren Datenkonzepts unter Berücksichtigung unterschiedlicher Anforderungen

Eine wesentliche Herausforderung war es, ein geeignetes Datenformat zu entwickeln, welches

- bestehenden Anforderungen
- zukünftigen Anforderungen und
- enormen Datenmengen

Stand hält und in der Lage ist, unterschiedliche Anfragen der User rasch und ohne lange Wartezeiten zu liefern. Aufgrund der hohen Datenquantität musste dieser Punkt mehrmals überarbeitet werden. Umso mehr ist das Projektteam stolz, letztendlich ein sehr gutes und zukunftsfähiges Datenformat entwickelt zu haben.

3) Durchführung von User-Tests mit nicht in das Projekt involvierte Tester

Die sehr frühe Integration von Nutzern hat uns vor allem eines gezeigt: es gilt, Daten in der "Sprache des Bürgers" aufzubereiten. Nur dann ist ein positiver Effekt erzielbar. Darüber hinaus bedarf es kurz- und langfristiger Anreize, um User auf die Plattform zu bringen und eine erhöhte Wiederkehrhäufigkeit zu erreichen.

Abbildung 77: User Tests

4) Entwicklung einer umfangreichen Basis-Software für den öffentlichen Launch

In monatelanger Entwicklungszeit hat unser Entwicklerteam eine sehr leicht zu benutzende, user-zentrierte Web-Software entwickelt, welche dem Benutzer unter anderem folgende Möglichkeiten bietet:

- Visualisierung des eigenen Energieverbrauchs
- Smart Meter Daten Integration
- manuelle Dateneingabe für nicht Smart Meter Besitzer
- Vergleich mit ähnlichen Haushalten
- Teilen von Tipps
- Kommentieren, Like und Disliken von Tipps
- Hinzufügen von Tipps auf die eigenen To-Do List
- Zugriff auf sämtliche Zählerstände
- Verfeinerung des eigenen Profils
- Reminder per E-Mail und SMS
- usw.

Das Portal ist aktiv im Einsatz und wird von Usern genutzt. Durch zahlreiches Feedback wurde es über die Projektdauer immer wieder verbessert, neue Features kamen hinzu. Es ist erreichbar unter www.dasenergiegenie.com

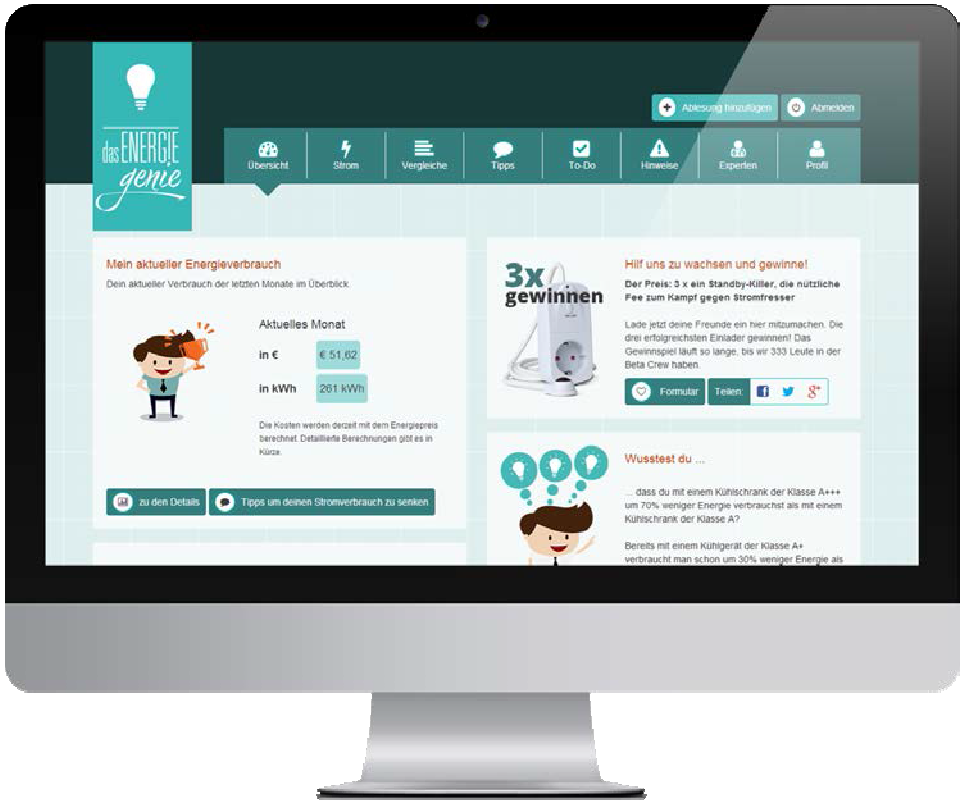


Abbildung 78: Screen Das Energie Genie

5) Akquise und Betreuung von Pilot-Usern

In der ersten Phase wurden 300 Pilot-User akquiriert und motiviert, das Portal zu nutzen. Dies erfolgte über Newsletter, Facebook und Freunde. Die Piloten wussten, dass sich das Portal noch in er beta-Phase befindet und gaben daher reichlich Feedback. Diese Entscheidung war enorm wichtig, da so wesentliches Feedback von unterschiedlichsten Nutzern erhalten wurde. Die Betreuung der Piloten ist jedoch ein Faktor, der nicht unterschätzt werden darf: sobald beta-Nutzer erkennen, dass Ihre Meinung wertgeschätzt und umgesetzt, erhöht sich die Zahl der Meldungen, Anforderungen und Ideen enorm.

Abbildung 79: Akquise von von Pilot-Usern

6) Entwicklung und Integration eines Smart Meter "light" auf Basis eines Rasperry Pi zur frühen Integration von Smart Meter Daten

Da sich die Installation der Smart Meter etwas verzögert hat musste man 15 Minuten Zählerdaten selbst generieren. Aus diesem Grund wurde aus einem optischen Lesegerät, welches auf einen herkömmlichen Stromzähler montiert wird, und einem günstigen Rechner sowie eines GSM Moduls einen einfacher, günstiger und kabellos über das Internet sendendender "Smart Meter light" entwickelt. Durch diese Entwicklung konnten das Projektteam rasch mit der großen Datenmenge von Smart Metern umgehen lernen und die geeignete Datenstruktur entwickeln.

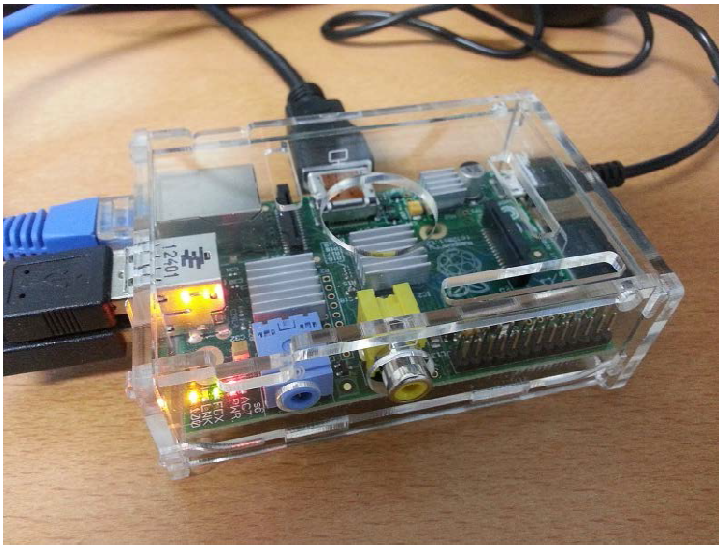


Abbildung 80: Rasperry Pi + Stromauge

7) Integration der Smart Meter Daten des Netzbetreibers KNG und Überführung der Datenbestände auf das Ziel-Datenformat

Die Überführung des Systems auf die Datenstruktur, das Design, die Anforderungen und die technische Infrastruktur der KNG Kärnten Netz GmbH war eine große Herausforderung. Durch die enge Zusammenarbeit mit KNG, Siemens und TeraData sowie ein zielorientiertes Vorgehen konnten sämtliche Anforderungen sowohl technisch wie auch aus Sicherheits- und Datenschutzüberlegungen zur Installation der Smart Meter im Demogebiet umgesetzt werden. Als Ergebnis konnte punktgenau der SCEC für alle Testhaushalte zur Verfügung gestellt werden. Das System läuft ohne Schwierigkeiten und zur Zufriedenheit von KNG und der Testhaushalte.

8) Besondere Berücksichtigung von Datenschutz und –sicherheit

Sicherheit ist bei solchen Daten ein wichtiges Thema, deshalb muss der komplette Stack (vom Frontend bis zum Datenmodell und der Datenspeicherung) bezüglich Security und Datenschutz genau durchdacht werden. In der Entwicklung in der Webwelt ist es üblich externe Frameworks zu verwenden, welche zusätzlich genau auf Sicherheit überprüft werden, bzw. adaptiert worden sind. Szenarien wie ein Umzug spielen hier noch erschwerend hinzu, da sichergestellt werden muss, dass Kunden auch nur wirklich die eigenen Daten zur Ansicht erhalten dürfen.

Externe Security Audits von Dritten sind unabdingbar bei solchen Projekten und von Beginn an die Einbindung von Security Experten im Rahmen der Erstellung der Anforderungen bis hin zur Implementierung.

9) Public Roll-Out von "Smart in the City"

Der SCEC wurde speziell an das Design, die Datenbasis und die Anforderungen der KNG angepasst. Das Portal unter dem Namen "Smart in the City" wurde allen Haushalten, welche mit einem Smart Meter ausgestattet wurden, angeboten. Um den Einstieg möglichst nahtlos zu gestalten erhielten alle Smart Meter Haushalte einen Brief mit einem Pin. Dieser Pin diente als einmalige Authentifizierung für das Portal und musste beim Erst-Login durch die im Internet verbreitete und bewährte Authentifizierung mittels E-Mail Adresse und persönlichem Kennwort ersetzt werden. Durch dieses zweistufige Verfahren konnten Haushalte schnell, einfach und bewährt ins Portal geholt werden.

Abbildung 81: Portal "Smart in the City"

10) Prototypische Entwicklung einer mobilen real-time Lösung für Smartphones

Smart Meter Daten haben das Potential das Energiebewusstsein von Endkunden nachhaltig zu verändern. Leider können aus technischen Gründen die Smart Meter Daten über ein Portal wie den Smart City Energy Club (SCEC) dem Endkunden erst 24 Stunden später zur Verfügung gestellt werden. Eine unmittelbare Veränderung des Energieverbrauchs wird somit nicht sichtbar, was aber für eine Energieeffizienz-steigerung sehr förderlich wäre.

Ein Smart Meter mit einer geeigneten Kundenschnittstelle kann dem Endkunden direkten Einblick zu seinem aktuellen Energieverbrauch ermöglichen. Durch die ohnehin vorhandene technische Verfügbarkeit von Smartphones und Tablets in den meisten Haushalten eigenen sich diese hervorragend als sogenannte „Inhome Displays". Durch eine im Projekt entwickelte App kann ein entscheidender Mehrwert für den Endkunden geschaffen werden. SIEMENS hat im Rahmen des Projektes einen WLAN-Modul-Prototypen entwickeln und die Firmware eines Smart Meters entsprechend anpassen.

Der Smart Meter mit geplantem WLAN Modul (bisher nur MBUS-Modul verfügbar)

- Zähler kann beim WLAN-Router eines Haushaltes angemeldet werden
- Vordefiniertes Set an Daten wird unidirektional ausgesendet

Die App

- Reflektiert das aktuelle Energieverhalten
- Trägt massiv zur Bewusstseinsbildung bei
- Kann als Kundenbindungsinstrument gesehen und
- Mit dem vorgeschriebenen Kundenportal gekoppelt Ergänzung und Mehrwert für den Endkunden darstellen

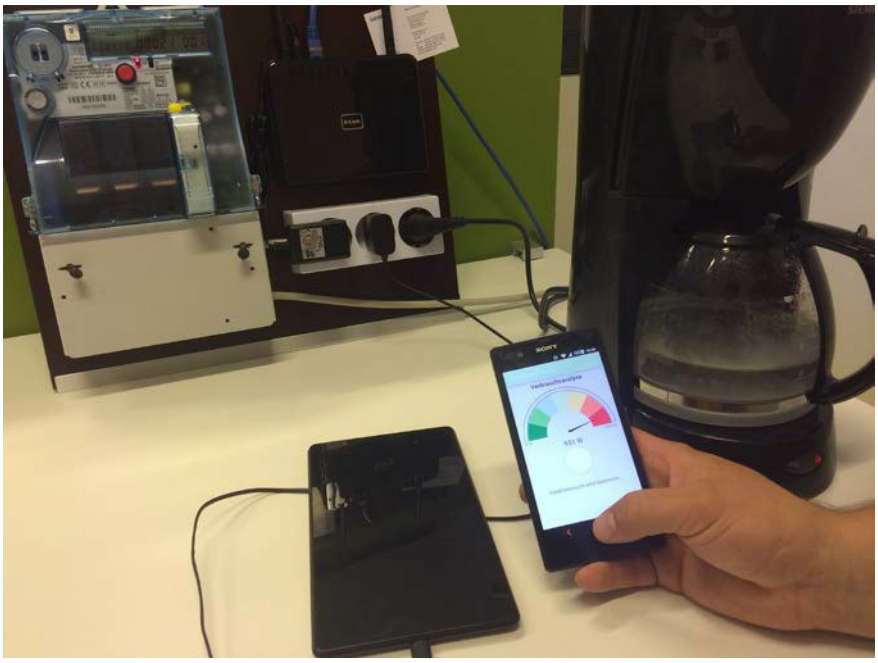


Abbildung 82: mobile real-time Lösung für Smartphones (Prototyp)

Nutzerintegration - Empirische Ergebnisse Living LAB Villach

Quantitative und qualitative Interviews

Auf Basis der Informationen sowie des Datenmaterials aus 24 qualitativen Interviews mit Mitgliedern der Smart-Mieter Werkstatt sowie 160 quantitative online Interviews konnten bei einem Interview Sample, das Vertreter des Mittelstandes von gut bzw. wenig verdienenden über bzw. unter 40 Jähren umfasste, vier Lebensmilieus mit unterschiedlichen Umgang mit Energie ausdifferenziert werden.

Individualpsychologische Faktoren wie persönliche Grundorientierungen haben keinen wirklichen Einfluss auf das Energiesparverhalten im Unterschied zur Einbettung der befragten Personen in sogenannte Lebensmilieus sowie deren sozio-ökonomische Charakterisierung: Auffallend ist hier z.B., dass neben dem Nettohaushalteinkommen pro Kopf vor allem Lebensalter und Gesundheitsbewusstsein Einfluss auf den Umgang mit Energie zeigen:

Bei den Lebensmilieus wird das dort sichtbar, wo Menschen unter 40 Jahren trotz eines geringen Nettohaushaltseinkommen pro Kopf eine nur geringe Sparbereitschaft in Bezug auf Strom und Wärme zeigen – im Unterschied zu den wenig verdienenden Älteren, die die Gruppe mit dem höchsten Umweltbewusstsein darstellt. Auch vielverdienende Junge legen keinen gesonderten Wert auf Energiesparen.

Werthaltungen bilden sich in Reaktion auf die sozio-ökonomischen Lebensumstände heraus und wirken in der Folge verstärkend oder abschwächend auf das Verankern von Energiesparverhalten im

Alltag. Ihr geringer Einfluss auf Energiesparverhalten wird dort sichtbar, wo sich eine höhere Traditionsorientierung (Alleinverdienerhaushalte mit Kinder betreuender Hausfrau) generationenübergreifend bei den wenig verdienenden Milieus zeigt: Während hier die Jungen wenig Ambitionen zum Energiesparen zeigen, finden wir bei den Älteren das höchste Engagement. Werteinstellungen haben also keinen direkten Einfluss auf Energiesparverhalten mit Ausnahme des Umweltbewusstseins, das sich über die Lebensjahre hinweg verstärkt und den Älteren als rationale Begründung für ihr Energie sparendes Verhalten dient.

Einen ebenfalls großen Einfluss üben die über Jahre hinweg ausgebildeten Alltagsroutinen aus, was vor allem im Mobilitätsverhalten sichtbar wird. Hier zählen Fahrräder und Autos daher als favorisierte Verkehrsmittel. Diese dürften dem Bedürfnis nach individueller Flexibilität und dem Hochhalten des Wertes der persönlichen Entscheidungsfreiheit am nächsten kommen. Diesbezügliche Einschränkungen werden als Komfortverlust erlebt, weshalb vor allem gut verdienende Junge und Ältere im Villacher Raum nur im Ausnahmefall öffentliche Verkehrsmittel wählen. Auch hier dienen Werthaltungen zur rationalen Begründung für die Ablehnung persönlicher Verhaltensänderung.

Der nun folgende Text stellt die vier Lebensmilieus in einer stark gekürzten Version vor. Gekürzt wurden vor allem detaillierte Auswirkungen auf konkretes Energiesparverhalten im Umgang mit Geräten, Wärme, Licht, Mobilität etc. Damit können die kurzen Skizzen die detaillierte Charakterisierung der vier Lebensmilieus in den Kapiteln 8.3.3 bis 8.3.6 in keinster Weise ersetzen.

Lebensmilieu 1: Abwechslung und Querdenken ist gefragt…

Die unter 40 jährigen, vergleichsweise am besten verdienenden, jungen Männer und Frauen (2.300 € pro Kopf Nettoeinkommen; 3100 € Nettohaushaltseinkommen) leben ausschließlich in Single oder Paarhaushalten von Mietwohnungen und verfügen über das höchste Investitionspotential pro Person. Mit einer Fläche von 65 m2 pro Kopf verfügen sie vergleichbar zu den gut verdienenden Älteren (Milieugruppe 3) über den größten Wohnraum pro Person.

Diese Personengruppe beschreibt sich selber als eher wagemutig und abenteuerlustig: Sowohl beruflich wie auch privat schätzen sie Abwechslung und Freude am Querdenken, d.h. am Lösen kniffliger Situationen und Fragestellungen. Der persönliche Freiraum ist ein zentrales Element des eigenen Selbstverständnisses, weshalb Selbstverwirklichung von Männern und Frauen im Beruf einen klaren Vorrang vor der Beziehungspflege zur Herkunftsfamilie einnimmt. Diese wird überwiegend in einer Unterstützungsfunktion für den eigenen Lebensstils akzeptiert und entsprechend für Dienstleistungen wie das Waschen der Wäsche genutzt. Ergänzend zur Abenteuerlust dominiert in ein klares Kosten/Nutzen Denken alle Lebensbereiche dieser jungen Vielverdiener.

Diese Gruppe der gut verdienenden Jungen lebt überwiegend in Mietwohnungen, die sie frühmorgens verlassen, um am Abend oder erst in der Nacht wieder nach Hause zu kommen. Gegessen wird untertags meist am Arbeitsplatz oder – manchmal – am Abend gekocht. Haushaltsgeräte haben für diese Gruppe einen geringen Stellenwert. Einen sorgfältigen Umgang mit Ressourcen (z.B. Lebensmittel nicht wegwerfen) sehen sie dennoch als wichtigen Wert ihrer Lebensgestaltung.

Sie beschreiben sich als funktions- und nutzenorientiert. Vor die Wahl gestellt, ein günstigeres oder Energie effizienteres Gerät zu kaufen, greifen sie im Zweifelsfall immer wieder zu den günstigeren Geräten. Sie haben ähnlich zum Lebensmilieu 2 noch nicht gelernt, dass hohe Anschaffungskosten oft zu geringen Betriebskosten und längerer Lebensdauer von technischen Geräten führen.

Im Alltag finden sie den für sie wichtigen Ausgleich zur vielen Arbeit in Naturverbundenheit, regelmäßigem Sport und in Städtereisen. Bei Singles wird Naturverbundenheit und der Wunsch nach

Abwechslung zuweilen auch mit sozialem Engagement kombiniert. Aber auch Lesen, Musik hören oder der Besuch von Musikveranstaltungen zählt zu den beliebten Hobbies. Bisweilen verwischen sich die Grenzen zwischen Arbeit und Freizeit und Arbeiten werden auch an Wochenenden und Abenden erledigt. Demgegenüber nehmen sie sich für Familienbesuche eher wenig Zeit und das Einladen von Freunden gehört nicht zu ihrem bevorzugten Freizeitaktivitäten. Eine gute Nachbarschaft allerdings wird als wichtiger Kontextfaktor für das Aufrechterhalten der eigenen Lebensqualität im Alltag gesehen.

In ihrem Urlaub geben sie ihrer Freude an Abwechslung und Neuem viel Raum. Entsprechend gestalten sie ihre Kultur bezogenen Fern- oder Städteurlaube als Ausgleich zu ihrer intensiven und umfangreichen Arbeit. Um dabei in neue Welten eintauchen und ferne Länder und fremde Kulturen kennenlernen zu können, ist ihnen ihre Nichterreichbarkeit von Kollegen und Vorgesetzten zentral wichtig. In diesen Auszeiten leben sie eine klare Abgrenzung zwischen ihrer beruflichen und privaten Welt.

– Energiesparverhalten

Im Unterschied zum Kauf lokaler Produkte ist für diese Personengruppe Umweltbewusstsein sowie Klimawandel und CO_2 Footprint kein wirkliches Anliegen. Dennoch ist ihnen das Sparen von Energie in den Bereichen Strom und Wärme im Unterschied zur Mobilität wichtiger als den Jungen des Lebensmilieus M2. Trotz ihres geringen Umweltbewusstseins zeigt ihr konsequentes Sparverhalten, dass sie gegenüber Energiesparen durchaus dann aufgeschlossen sind, wenn dieses keine Mehrkosten verursacht.

Lebensmilieu 2: Sich selbst treu bleiben…

Die Gruppe dieses Lebensmilieus 2 setzt sich aus wenig verdienenden Paaren unter 40 Jahren (34 %) sowie Kleinfamilien mit ein bis zwei Kindern (55 %) zusammen, Single Haushalte (11%) sind hier eher die Minderheit. Die jüngeren wenig Verdienenden leben in Mietwohnungen, Eigentum hat hier Seltenheitswert. Mit einer Fläche von 40 m2 pro Kopf verfügen sie gemeinsam mit den wenig verdienenden Älteren (M4) über den kleinsten Wohnraum.

Die jungen Personen des Milieus 2 verbringen viel Zeit zu Hause. In dieser Gruppe finden wir am ehesten die traditionelle Rollenverteilung zwischen „Alleinverdiener" und „Hausfrau": Kinder und Haustiere werden meist von der Frau betreut, die parallel dazu oft ihr Studium fortsetzt. Der Mann isst meist am Arbeitsplatz, weshalb zu Hause meist kalt gegessen wird. Besuche bei den Eltern werden sehr geschätzt, da diese den Kleinfamilien mit Essen und Wäschewaschen unter die Arme greifen. Wird einmal gekocht, dann wird auf gesunde Ernährung und lokale Produkte großer Wert gelegt.

Beruflich finden wir hier Hausfrauen, Angestellte, Schüler und Arbeitssuchende. Das Nettohaushaltseinkommen pro Kopf liegt bei dieser Gruppe bei 650 € (Nettohaushaltseinkommen 2.100 €), d.h. sie verfügen über ein vergleichsweise sehr geringes Investitionspotential.

Im Unterschied zu den viel verdienenden Jungen zählt für dies Gruppe Vertrautes und Sicherheit. Zusammenhalt und in der eigenen Familie rangiert vor dem beruflichen Fortkommen. Rückhalt in der Herkunftsfamilie bringt dieser Personengruppe konkrete Erleichterungen, ermöglicht ihnen fallweise Auszeiten und Entspannung vom täglichen Alltag. Das macht auch Herkunftsfamilien dann, wenn sie wie Freunde nicht so häufig besucht werden, zu einem zentralen Bestandteil ihrer Lebensplanung. Einladungen und Treffen von Freunden gehören eher zur Rarität.

Was für die jungen, wenig Verdienenden zählt ist, die Gegenwart intensiv wahrzunehmen und zu nutzen. Ein lebenswerter Alltag mit Freizeit als „quasi Urlaub zu Hause" und die Möglichkeit, sich selbst treu zu bleiben, zählen zu den zentralen Werten. Beliebte Urlaubsziele sind Stadt- und Kulturreisen gefolgt von all-inklusiv Strandurlauben und Wanderungen auf der Alm. Für einige

kommen Urlaubsreisen aber immer wieder zu teuer, weshalb Urlaub auch immer wieder bei Bekannten verbracht wird. An die Stelle von Langurlauben treten Tagesausflüge nach Italien oder Wanderungen, Klettern und Schwimmen in der Umgebung.

– Energiesparverhalten

Für diese Personengruppen sind sowohl Klimawandel und CO2 Footprint sowie Energiesparen im Alltag kein wirkliches Anliegen (lassen Autos nie stehen). Energiesparen wird zwar als durchaus wichtig angesehen aber in der Alltagspraxis nicht konsequent umgesetzt wird.

Lebensmilieu 3: Spontan entscheiden können…

Hier finden sich hauptsächlich gut verdienende Paare und Klein- und Patchworkfamilien (40%) aber auch (in Scheidung lebende) Singles (40 %).

Die älteren gut Verdienenden sind nur am Abend bzw. in der Nacht zu Hause und leben überwiegend in Einfamilienhäusern aber auch Reihenhäuser im Eigentum. Mit einer Fläche von 65 m2 pro Kopf verfügen sie über den vergleichsweise größten Wohnraum. Diese Personengruppe ist nur selten zu Hause. Beruflich finden sich hier viele Selbständige aber auch Angestellte unterschiedlichster Sektoren und Pensionisten. Das Nettohaushaltseinkommen pro Kopf liegt bei dieser Gruppe bei 1.800 € (Nettohaushaltseinkommen 3.800 €), d.h. sie verfügen über ein vergleichsweise sehr hohes Investitionspotential.

Was wirklich zählt ist persönlicher Freiraum und Entscheidungsfreiheit spontan das zu tun, was situativ attraktiv und sinnvoll erscheint. Selbstverwirklichung ist für diese Gruppe von zentraler Bedeutung: Wird eine Halbtagsarbeit oder geringfügige Beschäftigung gewählt, dann dient diese der Realisierung eines persönlichen Zieles und nicht der Kinderbetreuung: In dieser Gruppe finden sich entsprechend weder Hausfrauen noch Hausmänner.

Neben der Selbstverwirklichung ist den Männern und Frauen auch wichtig, genügend Zeit mit dem/der Partner/in und mit Freunden zu verbringen. Für Männer und Frauen, die in Scheidung leben, sind Wochenenden ein guter Rahmen, um mit ihren Kindern eine sinnvolle Zeit miteinander gestalten zu können. Kontakte werden von dieser Personengruppe gezielt gepflegt, d.h. Familien und Freunde besucht oder gemeinsame Urlaube mit Freunden verbracht. Auch Feste und Kirchenbesuche sind beliebte Orte, um wieder einmal mit Freunden in Kontakt zu sein oder spirituellen Bedürfnissen nachzugehen.

Darüber hinaus zählt auch, etwas Gutes für Not leidende Menschen zu tun, d.h. sich z.B. ehrenamtlich sowohl in Österreich als auch in der Entwicklungshilfe am afrikanischen oder asiatischen Kontinent zu engagieren.

Gesundheit besitzt bei ihnen einen großen Stellenwert: Der Ausgleich zur Arbeit wird im regelmäßigen Sport gesucht, wobei oft Sportarten gewählt werden, bei denen soziales Engagement im Verein möglich ist. Darüber hinaus wird großer Wert auf eine gute und gesunde Ernährung gelegt und darauf geachtet, den Freiraum zu haben, einmal schnell mit Freunden auf einen Kaffee gehen oder ohne Partner/in ein Wochenende auswärts verbringen zu können.

Die Erholung wird oft in Fernreisen zu verschiedenen Kontinenten oder auf Städtereisen gesucht, aber auch Erholungsurlaube im eigenen Sommerhaus am See oder am Meer gehören zur bevorzugten Wahl.

– Energiesparverhalten

Dieser Personengruppen das Thema Klimawandel und CO_2 Footprint kein wirkliches Anliegen (siehe Mobilität). Energiesparen wird zwar als durchaus wichtig gesehen aber im täglichen Handeln nicht konsequent umgesetzt.

Lebensmilieu 4: In Harmonie leben…

Die Gruppe des Lebensmilieus 4 setzt sich aus wenig verdienenden Paaren über 40 Jahren sowie Großfamilien zusammen. Die älteren wenig Verdienenden sind vergleichsweise viel zu Hause und leben in Mietwohnungen bzw. zu einem Großteil in Reihen- und Einfamilienhäusern im Eigentum. Erlaubt die Größe des Hauses eine Untervermietung, dann wird das oft für das Angebot saisonaler Gästewohnungen genutzt. Mit einer Fläche von 40 m2 pro Kopf verfügen sie über einen vergleichsweise geringeren Wohnraum. Vom Beruf her finden wir hier Angestellte, Selbständige, Schüler und Hausfrauen. Das Nettohaushaltseinkommen pro Kopf liegt bei dieser Gruppe bei 650 € (Nettohaushaltseinkommen 2.500 €), d.h. sie verfügen über ein vergleichsweise geringes Investitionspotential.

Die Personengruppe der wenig verdienenden Älteren hält sich am meisten zu Hause auf. Im Unterschied zu den viel verdienenden Älteren zählt für sie Solidarität in der Gemeinschaft und Zusammenhalt in Ehe und Familie. Ein harmonisches Leben gehört neben einem sorgsamen Umgang mit Ressourcen wie „Natur" und „Gesundheit" zu den Grundwerten einer Gruppe, in der auch unheilbare Krankheiten zum Alltag gehören.

Personen dieser Gruppe haben gelernt, aus dem System auszusteigen und über Querdenken individuelle Lösungen zu finden: Selbstversorger und Tauschhandel mit Freunden und Nachbarn finden sich hier ebenso wie technologieaffine „Bastler", die versuchen, ihre eigene Lösung von Energieautarkie über Solarthermie, Photovoltaik und individuelle Speichersysteme zu realisieren.

Auch in dieser Gruppe finden wir die traditionellen Rollen der „Alleinverdiener" und „Hausfrauen mit Kinder- und Haustierbetreuung". Analog zur Gruppe der viel verdienenden Älteren gibt es aber auch hier eine vergleichsweise hohe Anzahl Selbständiger Personen mit Home Offices. Geraten die Paare von ihrem Alter her an die Pensionsgrenze, dann finden sich hier öfter Konstellationen von männlichen (Früh-)Pensionisten und Frauen mit Teilzeitarbeit oder Zusatzverdiensten.

Als Ausgleich zur Arbeit geht diese Personengruppe gerne in die Natur, wobei ihr Aktivitätsfeld vom Spaziergang mit Hunden bis hin zu Fahrradtouren, Skifahren und Golfen reicht. Auch das Ziehen von Kräutern, Obst und Gemüse sowie das Einkochen von Marmeladen und das Backen des eigenen Brotes zählt als „Urban Gardening" zu den beliebten Hobbies. Die Werte „Gesundheit" und „Umwelt" sind bei dieser Gruppe immer mit besonderen Fähigkeiten und konkreten Alltagshandlungen verknüpft.

Was für die älteren, wenig Verdienenden zählt ist, analog zu den jungen wenig Verdienenden, die Gegenwart intensiv wahrzunehmen und zu nutzen. Der gemeinsame Urlaub mit (erwachsenen) Kindern gehört neben Verwandschaftsbesuchen und Familienfeiern sowie dem Einladen von Freunden und Besuchen von Festen zum fixen Repertoire der Geselligkeit dieser Gruppe.

Als Urlaubsorte werden gerne Ziele in der näheren Umgebung und hier wiederum Thermen aber auch kulturelle Städte oder Seen / Meer gewählt, also alles, was bei einem Kurzurlaube gut erreichbar ist. Wo das Geld nicht zu wiederholten Urlaubsreisen reicht, bleibt die „Sehnsucht nach dem weiten Meer".

– Energiesparverhalten

In der Folge des geringen Nettohaushaltseinkommens pro Kopf ist dieser Personengruppe ein sorgfältiger Umgang mit Ressourcen und damit auch das Energiesparen sehr wichtig.

Konsequentes Energiesparen betrifft sowohl Strom als auch Wärme. Da Mobilität die Grundlage dafür ist, die „Schönheit des Umfeldes" wahrnehmen und genießen zu können, bleibt sie bei konsequenten Sparinitiativen eher außen vor.

CoEPs und SNA und EE Monitoring

Im Laufe der drei Jahre wurden zwölf Communities of Energy Practices (CoEPs) durchgeführt. Um die distanzierende Wirkung englischer Ausdrücke im Projektalltag zu vermeiden, wurden die CoEPs in Anlehnung an die elektronischen Energiemeßgeräte „Smart Meter" in „Smart MIETER" Werkstätten umgetauft. Aus diesem Grund wird in der Folge nur mehr von *Smart-Mieter Werkstätten* die Rede sein.

Über die drei Projektjahre hinweg fanden zwölf Smart-Mieter Werkstätten als dialogische Abendworkshops statt. Die erste Phase war vom Aufbau einer wertschätzend vertrauensvollen Atmosphäre charakterisiert. Die qualitativen Interviews mit 24 Smarten Mietern trug sehr viel zum Aufbau dieser Beziehungsqualität bei. Konsequenterweise kamen auch die kontinuierlichsten, freiwilligen Teilnehmer der Smart-Mieter Werkstatt aus dieser Gruppe der Interviewpartner. Ergänzend zu den Interviews stand in diesem Jahr das Thema Energiesparen im Zentrum: Energiemessgeräte für den Privathaushalt wurden ausgeteilt und eifrig genutzt, Hintergründe für überraschende Verbrauchsverläufe, die in der Auswertung der händisch abgelesene Stromverbrauchsdaten (Charts) sichtbar wurden, miteinander und mit einem Energieberater der Kelag diskutiert und Energiespartipps gesammelt. Vor allem das reichhaltige Wissen der Nachkriegsgeneration im Umgang mit Energiesparen fand erstauntes Interesse bei den Jungen und wurde als ungeschriebenes Wissen zwischen den Generationen weiter gereicht. Neben dem Vertrauensaufbau hatte in dieser Phase das Energieeffizienz Monitoring eine große Bedeutung für den erfolgreichen Start der CoEPs.

Im zweiten Jahr weitete sich die inhaltliche Schwerpunktsetzung des persönlichen Energiesparens auf das Kennenlernen städtischer Projekte zur Wassergewinnung, Energieerzeugung und Erhaltung der Gesundheit aus. Vor allem Exkursionen ins Umfeld von Villach fanden einen regen Anklang. In dieser Phase etablierte sich die Stadt Villach als Vertrauenspartner im CoEP, der vorhandene Bedürfnisse, Zweifel und Ängste auf Augenhöhe mit den BürgerInnen diskutierte und diesen Zugänge zu städtischen Anlagen zur Wasser- und Energiegewinnung öffnete. Diese positive Rolle der Stadt als Gesprächs- und Vertrauenspartner setzte sich auch im dritten Jahr fort und kann als Schritt der innovativen Beziehungsgestaltung zwischen der Stadt und ihren Bürgern im Sinne einer New Governance gesehen werden. In diesem Jahr wurden auch die ersten Ergebnisse der SNA (Social Network Analysis) ausgewertet und innerhalb der Smart-Mieter Werkstätte diskutiert. Sichtbar wurde dabei vor allem, dass persönliche Lern- und Veränderungsprozesse primär durch Impulse aus dem Beziehungsumfeld wie z.B. Freunde, Familie, Nachbarschaften der Betroffenen ausgelöst werden, gefolgt von Impulsen durch Informationen, die sich die Beteiligten eigeninitiativ aus dem Internet „holten". Dieses Ergebnis wurde auch durch die zweite SNA im dritten Jahr bestätigt.

Das dritte Jahr wurde am stärksten vom Fortschritt des Projektes VIsion Step I beeinflusst: Einerseits wurden hier die Smarten Meter, die im letzten Projektjahr im Testbed von der Kärnten Netz installiert wurden, vorgezeigt und kritisch diskutiert. Andererseits trafen sich in der Innovationswerkstadt des Testbed der Fachhochschule Kärnten technikaffine BürgerInnen, die mit den Professoren individuelle Insellösungen diskutierten und nach technischen Speicherlösungen suchten. An diesen CoEP Abenden gingen den Teilnehmenden wohl dann und wann ihr Zeitgefühl verloren, was auf das hohe Interesse aller Beteiligten hinweist. In diesem Jahr wurde auch die Anwendung der Internetplattform *Smart in the City* im Detail vorgestellt und geübt. Diese war zeitgerecht mit dem Smart Meter Rollout fertig geworden und bot den Mitgliedern des CoEPs die Möglichkeit, ihren Energieverbrauch nicht nur mit eintägiger Verzögerung im Detail zu verfolgen sondern auch Energiespar Tipps nachzufragen bzw. für andere Interessierte auf die Internetplattform zu stellen. In dieser Phase fungierte das CoEP als Integrator und Kondensator aller Projektergebnisse von VIsion Step I.

Im Verlauf der drei Jahre bildetet das Lebensmilieu 4 *In Harmonie leben* den Kontinuitätspol und damit den Kern der Smart-Mieter Werkstatt: An den zehn dialogisch ausgerichteten Abenden nahmen manche Vertreter des Milieus 4 bis zu achtmal teil. Damit fungierten sie als Mentoren und Multiplikatoren der Lernprozesse im CoEP. Kamen anfangs überwiegend ältere Pensionisten, so verjüngte sich diese Gruppe im zunehmenden Projektverlauf hin zu den aktiven über 40 Jährigen Berufstätigen, die sich sowohl an Exkursionen ins Umfeld als auch an technischen Diskussionen im Testbed der Fachhochschule Kärnten engagiert beteiligten.

Überraschend kontinuierlich – wenn auch bei weitem weniger – nahmen auch Vertreter des Lebensmilieus 1 *Abwechslung und Querdenken ist gefragt* an den dialogischen Abend-CoEPs teil: Vor allem gut verdienende Singles nahmen die Chance wahr, ihr Kosten/Nutzen Denken in Bezug auf Energiesparmaßnahmen zu überprüfen und weiter zu schärfen. Auch die Vernetzung mit interessanten Personen aus Wirtschaft, Forschung, Zivilgesellschaft und Politik scheint ein Attraktor für diese Personengruppe gewesen zu sein, die zeitlich noch nicht familiär verplant waren. Daran sieht man, dass auch junge, gut verdienende gegenüber Energie- und Umweltthemen aufgeschlossen sind, wenn das Format und die neuen Informationen ihren Interessen und Bedürfnissen entgegen kommen.

Auch die älteren, viel Verdienenden M3 *Spontan entscheiden können* nahmen relativ häufig an den abendlichen CoEP Workshops teil. Einigen davon war das Thema von ihrem Beruf her vertraut. In dieser Gruppe befanden sich auch die in Scheidung lebenden *neuen Singles* sowie Selbständige, die an der Senkung der Kosten ihrer Arbeitsinfrastruktur interessiert waren. Ihr intensivstes Engagement finden wir in der Phase 1 der CoEPs, wo Stromverbrauchsmessgeräte ausgeteilt und erste Monitoring Charts zum persönlichen Energieverbrauch diskutiert wurden.

Die geringste und sporadischste Teilnahme finden wir unter Vertretern des M2 Sich selbst treu bleiben, die dabei ihrem geringen Interesse an Energiesparen treu bleiben. Unter den Personen befinden sich sowohl Singles als auch Arbeitsuchende und Berufstätige, denen ein erfolgreicher Karriereschritt gelungen war. Die wenn auch vergleichsweise geringere Attraktivität des CoEP für diese Personengruppe dürfte in der Möglichkeit des Aufbaus sozialer Kontakte sowie ihrem Weiterbildungsinteresse bestanden haben.

Finanzierung

Bürgerbeteiligungsmodelle

Die Finanzierung von erneuerbaren Energieprojekten über Bürgerbeteiligungen wird in Zukunft eine immer größere Rolle spielen. Die bestehenden wesentlichen Hürden wie z.B. eine mögliche Prospektpflicht nach dem Kapitalmarktgesetz werden durch das ab August 2015 in Kraft tretende neue Alternativfinanzierungsgesetz (AltFG) gesenkt und die Umsetzung von Bürgerbeteiligungsmodellen erleichtern.

Im Rahmen des Projektes wurden verschiedene Geschäftsmodelle und die damit zusammenhängenden Finanzierungskonzepte für die Umsetzung von erneuerbaren Energie Projekten evaluiert. Die Evaluierung der Geschäftsmodelle und Finanzierungskonzepte brachte „Sale-and-Lease-Back" als das empfehlenswerteste Modell für Bürgerbeteiligungsmodelle hervor.

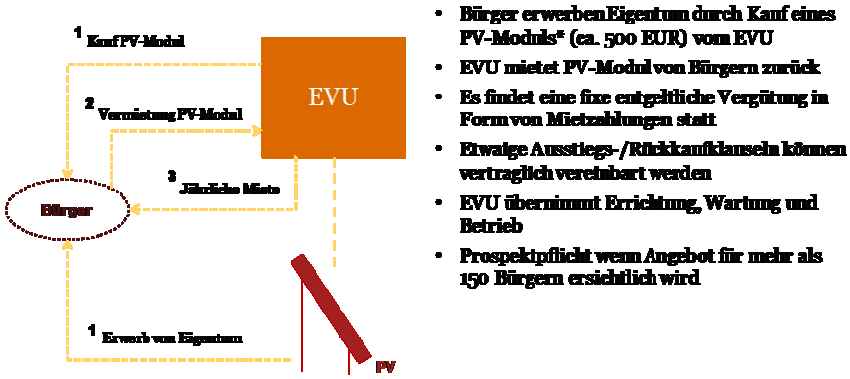


Abbildung 83: Sale-and-Lease-Back, Quelle: PwC

Für die Bewertung der Modelle wurde von PwC ein Finanzierungstool zur Analyse der verschiedenen Szenarien und Finanzierungsvarianten auf MS Excel ® entwickelt.

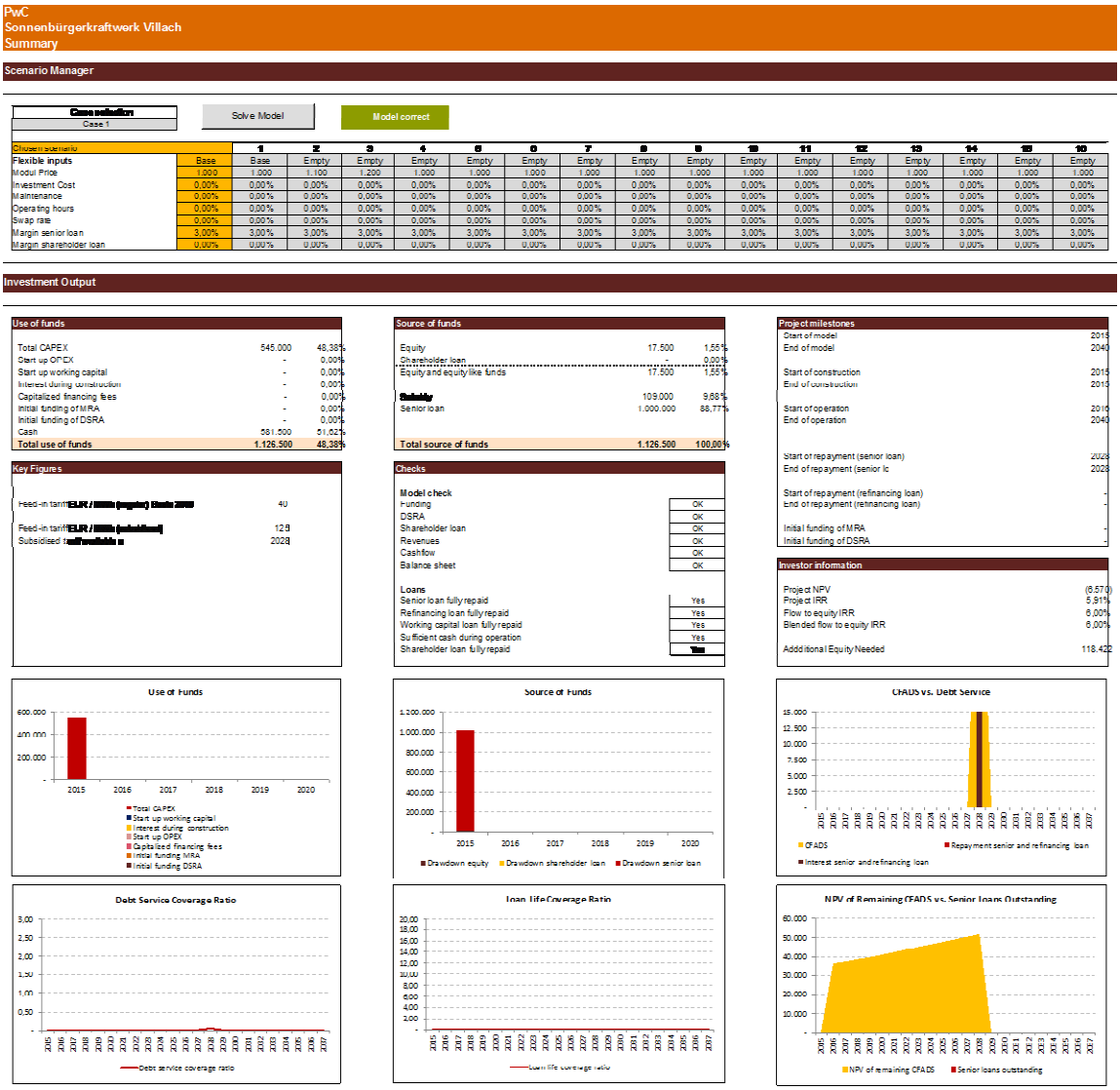


Abbildung 84: Tool zur Projektbewertung mit Beispielzahlen, Quelle: PwC

Mit dem Kraftwerk „Villacher Sonnenbürger" wurde von dem Betreiber Kelag und der Stadt Villach ein Bürgerbeteiligungsmodell im Rahmen einer Sale-and-Lease-Back Finanzierung umgesetzt. Bei einem Sale-and-Lease-Back-Finanzierungsmodell erwerben Bürger PV-Paneele welche sie in weiterer Folge an die Kelag vermieten. Nach Ablauf kauft die Kelag die Paneele gegen die Bezahlung des ursprünglichen Kaufpreises zurück und die Paneele gehen wieder in das Eigentum der Kelag über. Die garantierte jährliche Verzinsung von 3% bis zum Jahr 2026 stellte ein sehr interessantes Investment im Vergleich zu den Zinsen von etwa 0,25%-0,75% für ein täglich fälliges Sparbuch dar.

Inkubator

Ein wesentlicher Bestandteil von Smart Cities sind innovative Unternehmen. Diese entstehen aber nur dort, wo die Umgebung ein erstes Testen von Geschäftsmodellen ermöglicht. Das verlangt mehr als nur allgemeine Standortvorteile und wären insbesondere eine gute Infrastruktur, eine starke Community von Gründern und Investoren, Austausch mit unterschiedlichsten Branchen und ein hohes Ausbildungsniveau. Inkubatoren sind ein wichtiger Teil, der die Umsetzung von neuen Geschäftsmodellen erleichtert und damit Brücken zwischen Forschung und Wirtschaft baut sowie Menschen mit innovativen Ideen bei den ersten unternehmerischen Schritten unterstützt.

Für den Inkubator wurden auf Basis der europäischen Inkubatoren die Erfolgsfaktoren analysiert und für Villach bewertet:

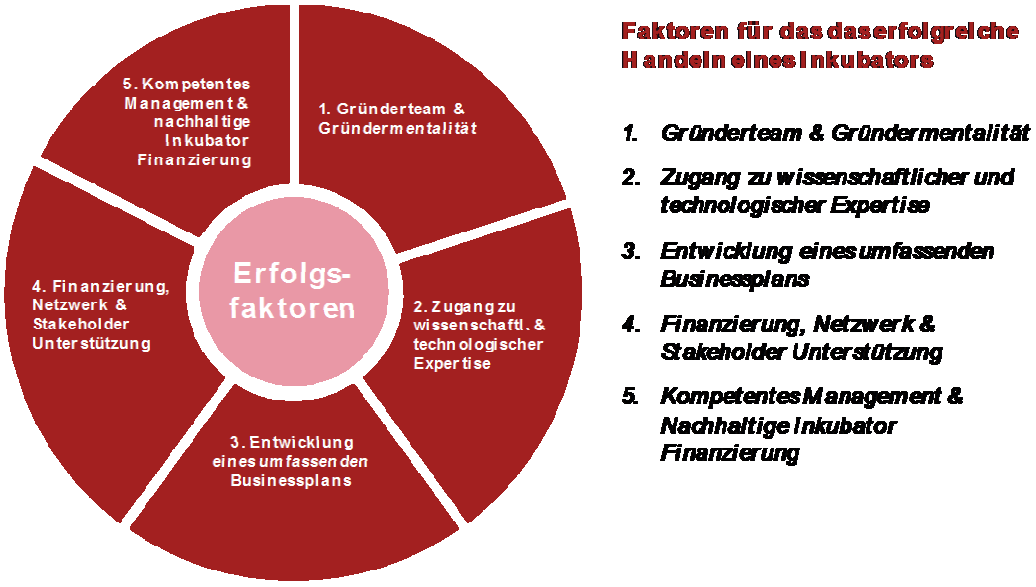


Abbildung 85: Erfolgsfaktoren für Inkubatoren, Quelle: PwC

Dabei hat sich vor allem gezeigt, dass für Städte wie Villach mit ca. 60.000 Einwohner die Leistungen gebündelt werden müssen. Die GründerInnen müssen sich entsprechend austauschen und vernetzen können und dazu braucht es einen Ort, an dem sie sich regelmäßig treffen. Berlin zeigt dies z.B. mit Gründer-Cafe's vor.

Weiters hat die Analyse gezeigt, dass ein Inkubator mit einem Themenfocus wie z.B. Health Care oder Social Media für Villach nicht sinnvoll ist, da hier die Anzahl der GründerInnen voraussichtlich nicht erreichbar ist.

Zu diesem Zweck wurde im Rahmen des Projektes ein Inkubator aufgesetzt, der Querschnittsthemen von Smart Cities berücksichtigt. Hierbei standen vor allem die vom Inkubator angebotenen Dienstleistungen und technischen Labors im Mittelpunkt. Nachfolgende Dienstleistungen sollen im Laufe der nächsten Jahre vom Inkubator angeboten werden:

- Erweiterung und Ergänzung des Inkubatorteams
- Mitarbeiter des Inkubators übernehmen Aufgaben im Start-Up auf Interimsbasis
- Strategie- und Produktentwicklung
- Unterstützung bei Marketingstrategien
- Vernetzung der Gründer mit Investoren
- Ausbau des technischen Labors für rasches Prototyping

Ein weiterer Schwerpunkt lag in der Finanzierung von Start-Ups insbesondere in der Phase des Prototypings. Die Interessenten haben noch kein Unternehmen gegründet und oft übersteigt die Entwicklung von Prototypen die finanziellen Möglichkeiten der Gründer. Das Problem besteht darin, dass Investoren sich noch nicht beteiligen können (zu früh) und Förderungen ebenfalls nicht passen.

Der Investitionsbedarf von Start Ups kann in der Anfangsphase noch gering sein, spätestens mit dem Markteintritt, also wenn das Unternehmen mit dem Aufbau eines eigenen Netzwerks beginnt, ist mit höheren Kosten zu rechnen. Je nach Lebenszyklusphase des Start-Ups sind unterschiedliche Finanzierungsformen von Bedeutung. Im Rahmen des Projektes wurde eine umfangreiche Liste von potenziellen Kapitalgebern für die Start- & Anschlussfinanzierung erstellt. Diese beinhaltet Kontakte zu:

- Venture Capital Gebern
- Business Angels
- Crowdfunding Plattformen
- Förderprogrammen

Schon kurz nach der Gründung des Inkubators hat sich eine lebendige Start-Up-Community gebildet welche viele junge, engagierte und interessierte Menschen anlockt und somit einen wesentlichen Beitrag zur Gründung von weiteren innovativen Start-Ups leistet.

Bürgerfond

Darüber hinaus wurde ein Konzept für die Etablierung eines Bürgerfonds für die Finanzierung von erneuerbaren Energieprojekten ausgearbeitet.

Ein Fonds besteht aus einem Portfolio von ausgewählten Wertpapieren, dass unter der gesetzlichen Vorgabe der breiten Risikostreuung von Experten (Fondsmanagern) betreut wird. Indem der Fonds die Anlegergelder vieler einzelner Investoren bündelt, verfügt er über ausreichend Kapital, um in größere Projekte zu investieren.

Ein Bürgerfonds bündelt Kleinstkapital, so dass viele einzelne Bürgerinnen und Bürger zu „Kleinstinvestoren" werden. So könnten nachhaltige Projekte im lokalen/regionalen Kontext finanziert werden. Zudem können auch die nur zum Teil kommerziellen „Interessen" der Bürger, in soziale, ökologische und regional wichtige Projekte zu investieren berücksichtigt werden. Bürgerfonds unterliegen aber einer Vielzahl von regulatorischen Auflagen, wie der Prospektpflicht, Investmentfondgesetz etc.

	Einlagengeschäft gem. BWG	Prospektpflicht gem. KMG*
Beteiligungen	Nein	Ja
Genossenschaft	Nein	Ja
Gesellschafterdarlehen	Nein**	Ja
Typische Still	Nein, wenn am Verlust beteiligt	Ja
Atypisch Still	Nein, wenn am Verlust beteiligt	Ja
Genussrechte	Nein, wenn am Verlust beteiligt	Ja
Wandeldarlehen	Nein, wenn am Verlust beteiligt	Ja
Partiarisches Darlehen	Nein, wenn am Verlust beteiligt	Ja
Unternehmensanleihe	Nein, wenn Inhaber- oder Orderpapier	Ja
Bankanleihe	Ja	Ja
Sparbuch	Ja	Nein
Sale-and-Lease Back	Nein	Nein, wenn Solarmodul zu separatem Eigentum wird
Überlassung von Dachflächen	Nein	Nein, wenn Solarmodul zu separatem Eigentum wird
Klassisches Darlehen	Ja**	Ja, außer bei fixer Verzinsung und keiner Gewinnbeteiligung**
Darlehen (Warengutscheine)	Nein, weil keine entgeltliche Rückzahlung	Ja, außer bei fixer Verzinsung und keiner Gewinnbeteiligung**
Darlehen (Strombezug, Sonnenstr.)	Nein, weil keine entgeltliche Rückzahlung	Ja, außer bei fixer Verzinsung und keiner Gewinnbeteiligung**

Abbildung 86: Analyse der Rechtslage für Bürgerfonds, Quelle: PwC

Dies führt dazu, dass eine effiziente Strukturierung nur mit Hilfe einer Bank möglich wäre. Leider konnte von Banken keine entsprechende Zusage bzgl. der Strukturierung eines Bürgerfonds eingeworben werden, so dass die Pläne zur Finanzierung von erneuerbaren Energieprojekten durch einen Bürgerfond gestoppt werden mussten.

Projektevaluation und Smart City Aspekte:

Stakeholder Prozess und soziales Lernen

Eine erste Funktion (1) der Stakeholderforen bestand in der Verknüpfung aller Stakeholder aus dem Smart City Foresight Prozess VISION 2050 mit den neuen Akteuren des Projektes VIsion Step I. Ergänzend boten sie einen Rahmen für Erfahrungsaustausch und Lernprozesse zwischen Villach und ihrer Partnerstadt Graz.

Die zweite Funktion (2) der Foren bestand darin, mit ihrer thematische Ausrichtung sicherzustellen, dass die vom fit4SET Projekt VISION 2050 erarbeitete Strategie (Vision, strategische Ziele, Road-map, Aktionsplan) im VIsion Step I Demonstrationsprojekt wirklich umgesetzt wurde. Zugleich sollten die Foren ermöglichen, neue Erkenntnisse aus dem Demonstrationsprojekt zur Aktualisierung der Smart City Villach Strategie zu nutzen.

Die dritte Funktion (3) der Foren war, Zwischenergebnisse des DEMO Projektes mit den Stakeholdern kritisch zu hinterfragen und dabei eine Plattform für den Erfahrungsaustausch und die Qualitätssicherung des Demonstrationsprojektes zu schaffen.

Zahlen und Fakten der 3 Stakeholderforen

Datum	Zielgruppe	Thematische Ausrichtung	Funktion
18.11.2013 HTL Villach *Jugend denkt Zukunft. Die ZUKUNFT heute ist unser LEBEN morgen!*	HTL, Gymnasium Perau, Gymnasium St. Martin; CHS Centrum humanberuflicher Schulen; BHAS und BHAK; Projektkonsortium, BG; Wirtschaft	Re-Formulieren der Vision der Stadt Villach aus Sicht von 15 bis 18 Jährigen und Entwicklung von Smart City Schulprojekten.	1, 2
28.11.2014 Kindergarten Perau *Bürgerinnen Forum*	Entscheidungsträger des Kindergarten Auen; Vertreter der Stadt Villach; alle Bürger; Projektkonsortium; Jugend und Kinder;	Zwischenergebnisse aus dem Projekt; Eröffnung PV Anlage; Exkursion zum Testbed; BürgerInnen Dialog: (1) Lebenswertes Leben in Villach", (2) Auswirkungen negativen Denkens und Handelns für Villach, (3) persönliche Gedanken und Handlungsspielräume	1, 2,3
22.10.2015 Congresscenter Villach *Was uns als Stadt bewegt: VISION 2050 updated*	Partnerstadt Graz, österreichische Smart City Städte, Experten aus Forschung und Lehre, Wirtschaft, Vertreter der Stadt Villach, Schulen und Jugend; NGOs,	Teil (1): Neue Technologietrends und Aktualisierung der Leitthemen der VISION 2050; Teil (2): Projektergebnisse und „Träume" der Bürger von einer lebenswerten Stadt	1, 2,3

Die 3 Stakeholder Foren im Überblick

<u>Forum 1 - Jugend denkt Zukunft. Die ZUKUNFT heute ist unser LEBEN morgen!</u>

Montag 18. November 2013 in der Zeit von 8.00 – 17.00 Uhr | HTL Villach, Tschinowitscherweg 5, 9500 Villach

Über 80 SchülerInnen der 11./12. Schulstufe machten sich in einem ganztätigen Workshop unter dem Motto „Jugend denkt Zukunft" Gedanken zum Thema „Smart City Villach", und widmeten sich *ihrer* Vision von Villach für das Jahr 2050.

Neben dem Bundesgymnasium- und Bundesrealgymnasium Perau waren das Bundesgymnasium- und Bundesrealgymnasium St. Martin, das Centrum Humanberuflicher Schulen CHS, die HAK Villach sowie die HTL Villach vertreten.

Aufbauend auf den Visionen der TeilnehmerInnen wurden Konzepte für konkrete Projekte ausgearbeitet. Am späteren Nachmittag wurden die Ergebnisse Bürgermeister Herrn Manzenreiter, Mitgliedern des Projektkonsortiums und interessierten Unternehmen aus der Region Villach vorgestellt.

Positive Rückmeldungen erhielt z.B. das Projekt „Green Community", das den landwirtschaftlichen Anbau in Wohnanlagen forcieren will. Damit sollen sowohl Eigenversorgung als auch Gesundheit durch Beschäftigung an der frischen Luft unterstützt sowie Reduktion von CO_2 Emissionen weiter vorangetrieben werden.

Ein weiteres Projekt beschäftigte sich mit einem Verkehrskonzept für Villach und stellte den Ausbau des öffentlichen Verkehrsnetzes sowie ein möglichst autofreies Villach in den Mittelpunkt. Unter dem aussagekräftigen Projektnamen „Villach:connects" soll eine Internetplattform für die jungen Villacher zu verschiedenen Themen der Kommunikation und Technologie realisiert werden. Diese Homepage soll Platz für Freizeitangebote in Villach, Informationen zu Fahrgemeinschaften und für eine Tauschbörse bieten.

Beeindruckend waren nicht nur die kreativen Ideen, sondern auch die professionelle Planung, Umsetzung und Präsentation der SchülerInnen. Die Begeisterung des Publikums wurde in anschließenden Gesprächen und Feedbacks deutlich.

Abbildung 87: Forum 1 - Jugend denkt Zukunft.

VORMITTAG 8:00 – 12:30

08:00	**Eröffnung und Rahmensetzung |**
08:15	**Städte im Wandel - VISion Step I**
08:30	**JUGEND denkt Zukunft | Smart City Villach2050** *„Mentale Zeitreise" in 2050.*
09:00	**Bilder einer wünschenswerten ZUKUNFT** *Brainstorming 30 Min; Collage, Sketch, Bilder 30 Min*
10:00	**Pause**
10:30	**Kernaussagen und Themenfelder** *2 Teilplena; Beobachtergruppe: Konsortium, 2-3 Lehrer, Partnerstadt Graz*
12:00	**Was ist den jungen Menschen wichtig?** *Interview Beobachtergruppen: Kernaussagen und Themenfelder*
12:30	**MITTAG**

NACHMITTAG 13:30 – 17:00

13:30	**Rahmensetzung | Ablauf Nachmittag**
13:35	**Und WOHIN soll es gehen? – Gemeinsame Themenfelder** *Themenfelder vom Vormittag als Rahmen für Generieren von Projektideen*
13:40	**Und WORAN wollen wir weiter arbeiten? – Erste Projektideen** *Gruppenbildung NEU; Projektideen entwickeln und sortieren von Favoriten;*
14:00	**Packen wir's an!** *Blitzlicht zu gewählte Themen; SchülerInnen können Gruppe & Thema wechseln.*
14:30	**Projekt-Werkstätte** *AG's: Erarbeiten von Projektskizzen (Ziele, (nicht) Themen, erwartete Ergebnisse, Nutzen für wen; erforderliche Ressourcen; Was fehlen würde, wenn das Projekt nicht umgesetzt wird.*
15:10	**Projekt-GALERIE** *Weiterentwicklung der Projektskizzen*
15:30	**Was unser BGM und die Projektpartner auf jeden Fall wissen sollten…** *Präsentationsvorbereitung: Motivation und USP*
16:00	**Die Stadt im Dialog mit ihren jungen Bürgern…**
16:50	**Resümee und Einladung zu Buffet** (Stadt, Grazer, PL)
17:00	**Offener Ausklang**

Abbildung 88: Agenda Forum 1

Forum 2 - BÜRGERINNEN Forum

Freitag 28.11.2014, 14.00 bis 17.00 Uhr | Kindergarten Perau, Robert Musil Str. 8, 9500 Villach

Das zweite Stakeholderforum des Smart City Projektes VIsion Step I hatte zum Ziel, Forschungsergebnisse und Bürgerbeteiligungsinitiativen des Projektes interessierten Villacher-Innen zugänglich zu machen. Dafür wurden drei Schauplätze eingerichtet:

„Neuestes aus der Forschungswerkstatt": In einem eigens dafür errichteten Zelt am Gelände des Kindergartens Perau (Smart City Villach Testgebiet) bauten die Projektpartner KNG, Symvaro, Siemens, AIT, FH Kärnten, RMA, CTR, PwC Informationsstände auf, an denen die BürgerInnen sich neueste Informationen aus dem Forschungsprojekt holen konnten. Eröffnet wurde dieser Teil des Stakeholderforums durch die Einweihung einer PV Anlage am Dach des Kindergartens durch den

Vizebürgermeister. „Villacher Sonnenbürger", die im Rahmen des Bürgerbeteiligungsmodelles PV Module erworben hatten, erhielten entsprechende Urkunden.

„Neuestes aus dem Forschungslabor": Ca. 20 technologieinteressierte BürgerInnen nahmen das Angebot eines Bustransfers zum Testbeds von VIsion Step I wahr. In der Innovationswerkstatt der FH Kärnten wurden sie von Experten der FH Kärnten, des CTR sowie von Infineon willkommen geheißen und durch die Labors des Testbeds geführt (tpv Technologiepark Villach).

„BürgerInnen gestalten Zukunft!": Ca. 100 interessierte BesucherInnen wirkten parallel zu den zwei oben genannten „Schauplätzen" aktiv beim Improvisationstheater „AIT-Living Lab Teams" mit. Acht „Künstler" des Jugendtheaters der HTL Villach waren vor der Veranstaltung in einem zweistündigen Workshop mit den Grundzügen des Improvisationstheaters vertraut gemacht worden. Das Improvisationstheater wurde in drei „Runden" zu unterschiedliche Themenschwerpunkten durchgeführt. Nachdem Künstler des HTL Jugendtheaters in pointierten Szenen positive und desaströse Entwicklungen der Stadt Villach „angespielt hatten", wurden von den Bürgerinnen Ideen zu (1) einem lebenswerten Leben in Villach", (2) Auswirkungen negativen Denkens und Handelns für Villach, (3) persönlichen Gedanken und Handlungsspielräumen in Villach entwickelt und an die jungen Künstler weitergegeben. Diese „visualisierten" die Gedanken und Anliegen der BürgerInnen in spontan- improvisierte Sketches, die oft zu Lachsalven bei den Zuschauern führten. Am Ende des Tages war das Thema „Umgang mit Energie" für alle als essentielles Element des eigenen Alltags greifbar.

Abbildung 89: Forum 2 - BÜRGERINNEN Forum

AGENDA	
14:00 – 14:50	**Lebenswertes Leben in Villach**
IMPRO-Theater (Improvisationstheater) mit V. Eisendle (Desaster & Vision) unter Mitwirkung des Jugendtheaters der HTL Villach	
Ideen-Inseln | Was an/in Villach ist für Sie lebenswert?	
Medley | IMPRO-Theater | Wir machen Villach lebenswert!	
15:00 – 15:50	**Kraft des negativen Denkens ☺...**
IMPRO-Theater (Improvisationstheater) mit V. Eisendle (Desaster & Vision) unter Mitwirkung des Jugendtheaters der HTL Villach	
Ideen-Inseln | Auch Negativentwicklungen wollen „gekonnt" sein! Ohne harte Arbeit kein Desaster ☺...	
Medley | IMPRO-Theater | Wie schlimm kann's kommen?	
16:00 – 16:50	**Gedanken- & Handlungsspielräume**
IMPRO-Theater (Improvisationstheater) mit V. Eisendle (Desaster & Vision) unter Mitwirkung des Jugendtheaters der HTL Villach	
Ideen-Inseln | Es gibt nichts Gutes, es sei denn man tut es...	
Medley | IMPRO-Theater | Die Zukunft ist Heute! Was wir heute für morgen tun können	

Abbildung 90: Agenda Forum 2

Forum 3 - Smart City Villach Forum: Was uns als Stadt bewegt - VILLACH VISION 2050 updated

Im Teil (1) des Forums stellten europäische Experten technologische und transdisziplinäre Zukunftstrends in den Bereichen Foresight, Mobilität und Wärmespeicher vor und hoben dabei zentrale Herausforderungen an europäische Städte und ihre Bürger hervor. Diese Herausforderungen wurden von ca. 60 Teilnehmern in Arbeitsgruppen mit hoher Diversität an unterschiedlichen Stakeholdern (Konsortialpartner, Vertreter von Forschung und Wirtschaft, Vertreter der Partnerstadt Graz und weiteren Vertretern aus Smart City Projekten aus Österreich, Studenten der Fachhochschule Kärnten, Schüler der HTL Villach) auf ihre Relevanz für Villach hinterfragt und in Leitthemen übersetzt, die relevante Stellschrauben für das Steuern wünschenswerter Entwicklungen darstellen können: Dabei wurden die Leitthemen den vier Themenclusters der Villacher VISION 2050 „Technologie & Energie", „Soziales", „Ökologie" und „Ökonomie" zugeordnet. Konsortialpartner „der ersten Stunde" arbeiteten die im Vergleich zur bestehenden Vision 2050 aus dem Jahr 2011 neuen Leitthemen heraus und hinterfragten deren Relevanz sowie wichtige aber unerwähnt gebliebene Schlüsselfaktoren für Villach im Dialog mit den europäischen Experten. Ergebnis davon war die Aktualisierung der Villacher VISION 2050, die als sichtbares Ergebnis im Rahmen des Stakeholder Abends öffentlich vorgestellt wurde.

Abbildung 91: Forum 3 - Smart City Villach Forum, Teil (1)

Der Teil (2) des Forums ermöglichte es allen Besuchern (ca. 100 Personen) inkl. BürgerInnen von Villach, in einer „Smart City Arena" die Ergebnisse des Projektes in Expertendialogen kennen zu lernen und auf ihre Relevanz für die Lebensqualität hin zu hinterfragen. Die thematischen Schwerpunkte der „Smart City Arena" lagen in der Präsentation der Ergebnisse des Smart Grid – DEMOsite Auen, der Photovoltaik- und Speichertechnologien des Experimental Testbeds an der FH Kärnten, der Geschäfts-, Finanzierungs- und Bürgerbeteiligungsmodelle, des „Energie Genies" sowie der Smart Mieter Werkstätten und Interviewauswertung des Villacher Living Labs. Erkenntnisse bei den Themeninseln nahmen viele der eingeladenen Stakeholder als Basis für ihre persönliche Reihung zentraler Schlüsselfaktoren zum Erhalt und Ausbau einer hohen Lebensqualität in Villach. Nach der Darstellung der aktualisierten Villacher VISION 2050 durch Schüler der HTL im Rahmen eines Improvisationstheaters und dem Review neuer Erkenntnisse aus der Smart City Arena sowie von Projekthighlights durch die Projektpartner erhielten die persönlichen Reihungen noch einmal einen dialogischen Raum: Schauspieler des IMPROtheater zogen Besucherkarten aus der „Gedanken-Box" der Stadt Villach und visualisierten spontan deren Kernbotschaften im Medley Format. In kürzester Zeit wurden zentrale Wünsche der Bürger in humorvoller Weise auf den Punkt gebracht und sichtbar. Die aufgelockerte und inspirierende Stimmung bot dann einen guten Boden für abschließende Worte von Frau Vizebürgermeisterin zur geplanten Weiterentwicklung von Villach zu einer Vorzeigestadt als Smart City.

Abbildung 92: Forum 3 - Smart City Villach Forum, Teil (2)

Abbildung 93: VISION Villach 2050 Ausgabe 2011

Abbildung 94: VISION Villach 2050 Ausgabe 2015 NEU

Energiebilanz, Smart City Benchmark

Nachfolgend sind Ergebnisse der Energiebilanz zusammenfassend dargestellt.

Daten zur Stromerzeugung im Gemeindegebiet der Stadt Villach wurden vom Netzbetreiber (KNG) bereitgestellt. Abbildung 95 zeigt die Entwicklung der gesamten Stromerzeugung bzw. der Stromerzeugung durch PV in Villach in den Jahren 2005 bis 2014.

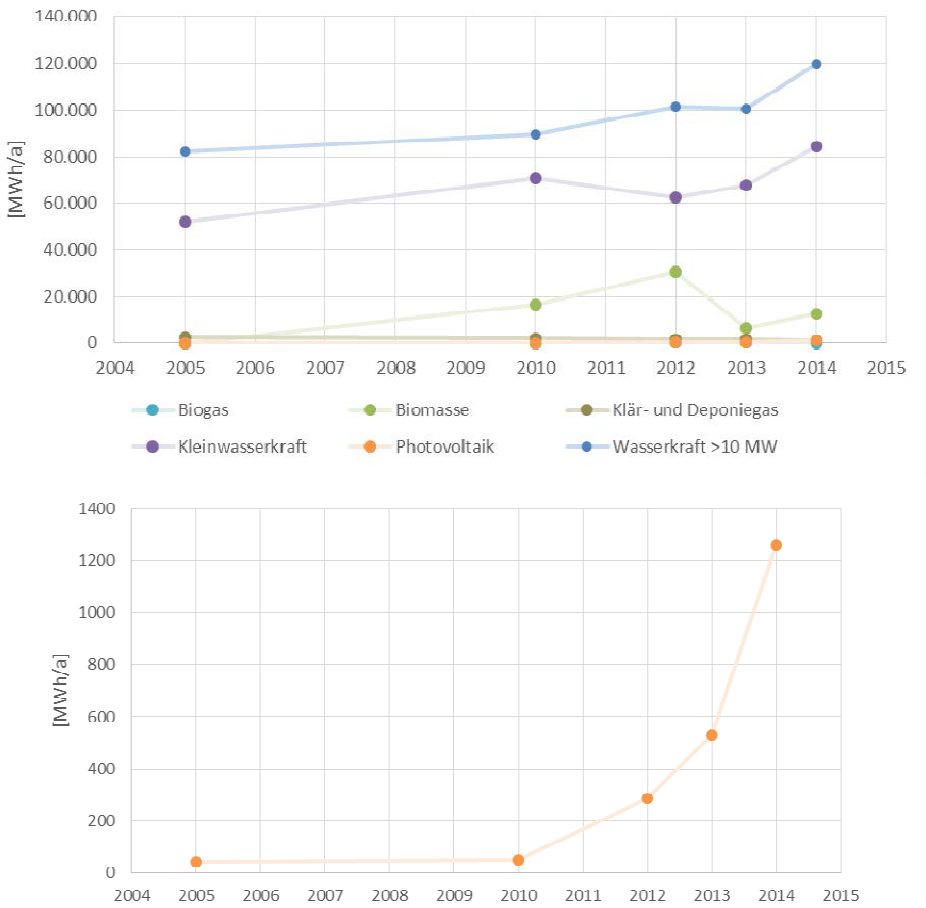


Abbildung 95: Stromerzeugung Villach Stadt, Überblick alle Technologien (oben), PV-Strom (unten), 2005-2014

Im Bereich der Energieerzeugung lag der Fokus des Projektes VIsion Step I im Bereich der Stromerzeugung durch Photovoltaik. Dieser Bereich hat mit 0,6% derzeit nur einen sehr kleinen Anteil an der erneuerbaren Stromerzeugung in Villach. Wie man Abbildung 95 entnehmen kann, unterliegt aber insbesondere der PV-Sektor einer sehr dynamischen Entwicklung. Die in Villach jährlich ins öffentliche Netz eingespeiste Menge an PV-Strom lag im Basisjahr 2010 bei ca. 50 MWh, im Jahr 2014 bereits bei ca. 1260 MWh und damit um den Faktor 25 höher. Insgesamt hat die Einspeisung von Strom aus Erneuerbarer Energie in Villach seit dem Basisjahr 2010 um ca. 22 % erhöht (siehe Abbildung 95).

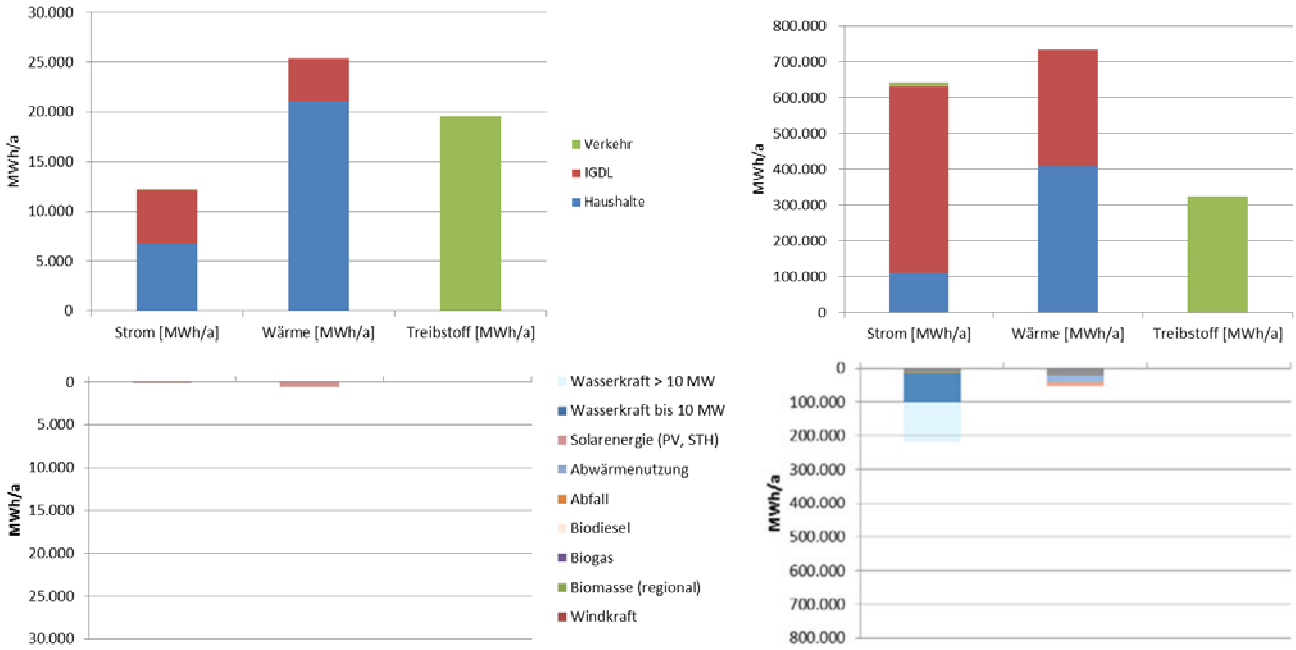


Abbildung 96: Gegenüberstellung von Energiebedarf (oben) und regionale Energieerzeugung (unten) im Testgebiet DEMOsite (links) bzw. im gesamten Villacher Stadtgebiet (rechts); 2014

Die Energiebilanz liefert über den Stromsektor hinausgehend einen gesamtheitlichen Überblick. In Abbildung 96 sind der Energiebedarf und die Energieerzeugung für den Bezirk Villach Stadt und das Testgebiet DEMOsite dargestellt (Daten: 2014). Die Ergebnisse der Berechnung sind aufgegliedert nach Energiekategorien (Strom, Wärme und Treibstoff), Bedarfskategorien (Haushalt; IGDL - Industrie, Gewerbe, Dienstleistung, Landwirtschaft; Verkehr) und Erzeugungskategorien (Solarenergie, etc.) angegeben. Definitionen der einzelnen Kategorien sind in Abschnitt B.4.3 zu finden.

Der jährliche Energiebedarf des Bezirks Villach Stadt liegt bei etwa 1.700 GWh. Etwa ein Drittel (30%) des Energiebedarfes wird durch private Haushalte verursacht (Raumwärme, Warmwasser, Haushaltsstrom). Im Bezirk Villach Stadt werden jährlich knapp 220 GWh Strom produziert. Der Wasserkraftanteil liegt bei etwa 93%. Davon werden etwa 60% in Kraftwerken über 10 MW und 40% in den Kleinwasserkraftwerken der Region erzeugt. Vergleicht man Stromerzeugung und Bedarf, erkennt man, dass in Villach etwa dreimal so viel Strom verbraucht wird, als regional erzeugt wird. Bei der Interpretation ist auch zu beachten, dass Wasserkraft aus Großkraftwerken nicht zur Gänze der Region zugerechnet werden kann, da die erzeugte Energie zum Teil überregional genutzt wird. Im Rahmen der vorliegenden Energiebilanz wird hierzu keine quantitative Allokation durchgeführt. In der grafischen Darstellung wird diesem Sachverhalt dadurch Rechnung getragen, dass der Balken für die großen Wasserkraftwerke transparent dargestellt wird.

Auf Basis der Energiebilanz wurde auch eine Carbon Footprint Berechnung durchgeführt. Legt man die energiebedingten Treibhausgasemissionen der Stadt auf die Bevölkerung um kommt man auf 5,25 t CO_2-Äquivalenten je Einwohner. Die pro-Kopf-Emissionen liegen in Villach damit um ca. 17% unter dem Österreichschnitt (6,35t CO_2-Äquivalenten je Einwohner; bei gleicher Berechnungsmethodik). Der Hauptteil der Emissionen wird durch die Sektoren Industrie und Verkehr verursacht (ca. 77%).

Im Rahmen des Smart City Benchmark werden Kennzahlen für die Smart City Villach berechnet und mit anderen Städten, Stadtteilen und Regionen verglichen. Durch diese systematische Gegenüberstellung können Unterschiede zu anderen Städten aufgezeigt und in weiterer Folge analysiert werden. Beispielhaft sei hier die Kennzahl „Haushaltsstromverbrauch je Einwohner" angegeben, der im Fokus der Untersuchungen des Arbeitspaketes „Nutzereinbindung" lag. Abbildung 97 stellt den pro-Kopf-Haushaltsstromverbrauch der Stadt Villach anderen österreichischen und deutschen Städten gegenüber. Zum Vergleich sind auch Durchschnittsdaten auf nationaler Ebene angegeben.

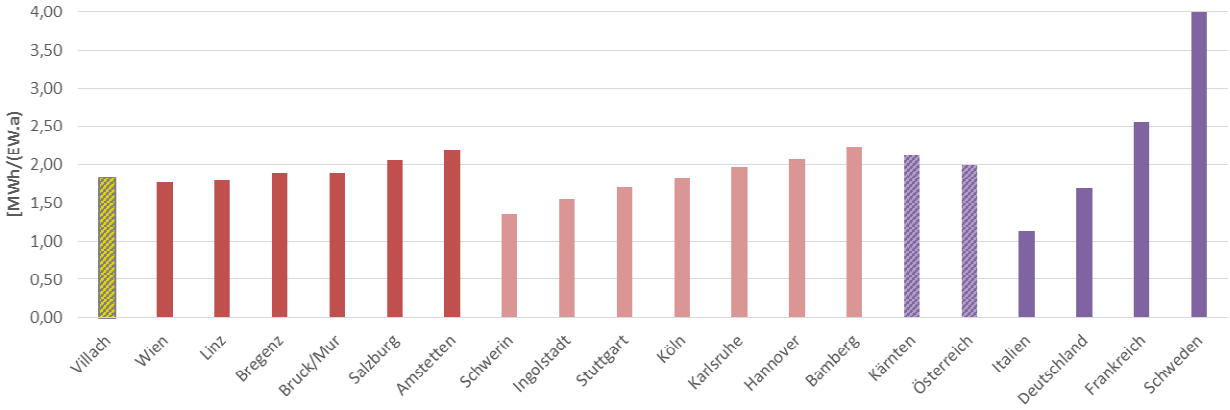


Abbildung 97: Vergleich des Haushaltsstromverbrauches je Einwohner in MWh/(EW.a)

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Methodik, sowie weiterführende Ergebnisse und Analysen können den jeweiligen Teilberichten zu Energiebilanz ([Karitnig & Obernosterer, 2015a]) und Smart City Benchmark ([Karitnig & Obernosterer, 2015b]) entnommen werden.

B.6 Erreichung der Programmziele

B.6.1 Einpassung in das Programm

Ausgehend von der im Projekt „Vision 2050" entwickelten strategischen Zielsetzung für die Smart City Villach fokussiert das Projekt „VIsion Step I" auf folgende beiden Themen und Technologiebereiche des Programms „smart energy Demo – fit for set":

- Energienetze
- Kommunikation und Information

Zusammenführen von innovativen Teilprojekten und -ergebnissen zu einem ganzheitlichen, integrativen Gesamtkonzept im urbanen Kontext:

Im Rahmen des Projektes „VIsion Step I" wurde ein ganzheitliches und integriertes Smart-City-Konzept in einem Stadtteil von Villach zu entwickeln und umzusetzen, welches: a) die Energieeffizienz erhöht und die lokale Erzeugung erneuerbarer Energien fördert, b) den Einsatz modernster Technologie mit umfassender Einbindung lokaler Stakeholder kombiniert, und c) als „generische Keimzelle" dient, welche sich auch auf andere urbane Gebiete übertragen lässt.

Die zentrale Innovation des Projektes liegt in der einzigartigen und synergetischen Kombination von richtungsweisenden Energie- und Informationstechnologien, umfassender Bürgerbeteiligung und innovativen Finanzierungs- und Geschäftsmodellen.

Trägerschaft durch breit aufgestellte, interdisziplinär zusammengesetzte Konsortien:

Unter Führung der Stadt Villach arbeitete im Projekt VIsion Step I ein hochgradig interdisziplinäres Projektkonsortium, bestehend aus Hightech-Industrieunternehmen, Energienetzbetreiber, Softwareunternehmen und Dienstleistern, sowie außeruniversitären Forschungseinrichtungen (mit Technischen, Sozialwissenschaftlichen, Wirtschaftswissenschaftlichen und Ökologischen Schwerpunkten) an der Weiterentwicklung und Umsetzung der Smart City Villach.

Umsetzung im urbanen Kontext:

Villach ist mit rund 60.000 Einwohnern die zweitgrößte Stadt Kärntens und gilt als das Technologie- und Wirtschaftszentrum im Süden Österreichs. Aufbauend auf den Ergebnissen eines Stakeholderprozesses, wurde von einem interdisziplinären Projektteam das Smart-City-Demonstrationsprojekt „VIsion Step I" entwickelt. Die Stadt Villach möchte damit ihre Rolle als Plattform für neue Technologien verstärken und sich als Testbed für innovative Smart-City-Technologien etablieren.

Plattform schaffen:

Die Plattform des Klima- und Energiefonds stellt eine willkommene Gelegenheit dar, die Projektergebnisse zu verbreiten. Die Projektergebnisse wurden zielgruppengerecht aufbereitet (z.B. in Form von Leitfäden, Good-Practice-Guides, etc.) und stehen der Öffentlichkeit zur Verfügung.

B.6.2 Einbeziehung der Zielgruppen

Die umfassende Einbindung der unterschiedlichen Zielgruppen und die Berücksichtigung von deren spezifischen Bedürfnissen ist einer der zentralen Punkte dieses Projektes. Nachfolgend wird dargelegt, wie die unterschiedlichen Erfordernisse und Erwartungen der Gruppen in den unterschiedlichen Themenfeldern berücksichtigt wurden.

Stromnetzinfrastruktur:

Nach der Evaluierung der möglichen Ortsnetzstationen im Demogebiet, welche für einen RollOut von intelligenten Zählern in Frage kommen, standen auch die betroffenen Netzkunden fest. Die Netzkunden in den ausgewählten Ortsnetzen wurden über das Zählermanagement der KNG über den Einbau von intelligenten Zählern informiert. Dies erfolgte schriftlich, durch die Zustimmung des Netzkunden wurde der Standardprozess Zählertausch der KNG angestoßen. Dieser sieht eine schriftliche Ankündigung zum Zählerwechsel vor und beinhaltete einen Terminvorschlag für den vorgesehenen Zählertausch. War es dem Kunden nicht möglich den Termin wahrzunehmen, konnte er natürlich telefonisch einen im passenden Ersatztermin vorschlagen. Im Zuge des Zählertausches vor Ort wurden dem Kunden die Funktionen des neuen intelligenten Zählers erklärt, weiters wurde auch eine Bedienungsanleitung dem Kunden überreicht. Durch den Einbau des intelligenten Zählers hatte der Kunde auch die Möglichkeit das Netzkundenportal „Smart in the City" zu nutzen. Hierfür wurde der Kunde mit seinen persönlichen Zugangsdaten angeschrieben und über die Möglichkeiten im Portal informiert! Parallel zum Schriftverkehr wurden natürlich in der KNG alle Kundenschnittstellen über den Projektfortschritt informiert, somit konnten jegliche Anfragen von Kunden über die standardisierten Kommunikationskanäle, wie Callcenter, Internetauftritt usw. zufriedenstellen beantwortet werden. Zusammenfassen ist zu sagen, dass die Kommunikation mit dem Kunden zufriedenstellend funktionierte, es gab in der Phase des Zählertausches und der Netzkundenportalnutzung keine Kundenbeschwerden. Zurückzuführen ist dies auf den standardisierten Zählertauschprozess in der KNG, welcher natürlich an die Netzkunden angepasst und optimiert ist. Weiters war und ist die gezielte Information an die internen bekannten Kommunikationskanäle hervorzuheben, nur diese gewährleistet das Anfragen von Kunden zum Projekt rasch beantwortet werden können bzw. diese an die verantwortlichen Personen weitergeleitet werden.

Integration von Energiespeichern:

Im Rahmen des Projekts wurden mehrere Meetings mit Netzbetreibern und weiteren interessierten Partnern organisiert. Nach Demonstration des Testbeds kam es jeweils zu einem regen Erfahrungsaustausch bezüglich des Einsatzes von verteilten elektrochemischen Energiespeichern im Verteilnetz.

Nutzerintegration – Smart City Energy Club (SCEC)

Im Projekt waren für uns folgende Zielgruppen relevant

a. Pilot-User
   Durch unseren stark userzentrierten Implementierungsansatz war es notwendig, sich eine Community an frühen und ambitionierten Pilot-Usern aufzubauen, welche
   - die bestehende Lösung aktiv einsetzen, wissend dass es eine Pilotphase ist
   - aktiv Feedback zur bestehenden Lösung geben
   - aktiv Feedback zu gewünschten Weiterentwicklungen geben
b. Netzbetreiber
   Durch die enge Zusammenarbeit mit der KNG konnte der SCEC an die Bedürfnisse und Anforderungen eines Netzbetreibers angepasst werden. Darunter fallen
   - Corporate Design
   - Anpassungen von Features
   - Datenschnittstellen
   - Security-Anforderungen
c. Bürger ohne Smart Meter
   In der ersten Projektphase waren noch keine Smart Meter im Projektgebiet verfügbar. Aus diesem Grund waren wir gezwungen, den SCEC ohne Smart Meter, sondern mit manueller Dateneingabe durch die Bürger umzusetzen. Für diese Zielgruppe wurden speziell "Instant Feedback" sowie "SMS Reminder" eingebaut.
d. Bürger mit Smart Meter
   Diese Zielgruppe verfügt über einen Smart Meter und kann über die Seite der KNG auf das "Smart in the City" Portal der KNG zugreifen. Darüber hinaus konnte sich diese Gruppe mit ähnlichen Haushalten vergleichen. Diese Gruppe wird in weiterer Folge der Masse der Österreicher entsprechen. Diese Gruppe wurde in Info-Veranstaltungen über das Portal informiert.

Nutzerintegration – Living LAB Villach

BürgerInnen forschen gemeinsam im Living Lab mit Wissenschaft und Wirtschaft

Die Smart Mieter Werkstätten des Living LAB Villach sowie die qualitativen und quantitativen Interviews erreichten die Zielgruppe der mehr bzw. weniger Verdienenden der unter bzw. über 40 jährigen Angestellten und damit den mehr oder weniger wohlhabenden österreichischen Mittelstand. Die Randgruppen der reichen 10% der österreichischen Oberschicht sowie der Mittellosen wurden weder durch die Smart Mieter Werkstätten noch durch die Interviews erreicht. Im Unterschied dazu wurde aber das Thema Energiearmut im Rahmen des Living Labs vonseiten der BürgerInnen thematisiert und umfassend behandelt.

Das persönliche Experimentieren der EnergienutzerInnen mit Möglichkeiten der Senkung des Energieverbrauchs wurde einerseits durch SMART Mieter Abende, durch Energieeffizienz-Monitoring und andererseits durch einen EDV gestützten „Smart City Energy Club" unterstützt. Web-Technologien und Smart Phones sollten am Ende des Projekts BürgerInnen zeit- und bedarfsgerechte Informationen zum Energieverbrauch aber auch zu bereits verfügbaren Good Practices, energiesparenden Geräten etc. geben. Ergänzend dazu wurden im zweiten Testgebiet (tpv

Technologiepark Villach) innovative Energiespeicherkonzepte entwickelt und getestet. Die Ergebnisse dieser Forschungs- und Entwicklungsarbeiten wurden in weiterer Folge im DEMO-Gebiet Auen angewandt und umgesetzt.

Durch Optimierung der Interaktion zwischen Verbrauchern, Energieerzeugern, aktiven Netzelementen und Speichersystemen im Niederspannungsnetz sollte die Selbstversorgung mit dezentraler erneuerbarer Energie gesteigert und die Netzbelastung reduziert werden. Außerdem wurde die Senkung der Emissionen und Energiekosten angestrebt.

Ergänzend dazu wurden neue Finanzierungs- und Geschäftsmodelle entwickelt. Diese boten den BürgerInnen die Möglichkeit, sich an erneuerbaren Energieprojekten in der Stadt zu beteiligen. Das wurde im Zuge der Eröffnung einer PV Anlage im Kindergarten Auen realisiert.

Projektevaluation, Dissemination und Smart City Aspekte:

Smart City Foren - Stakeholder gestalten ihre Smarte City Villach

Eine Funktion der Smart City Stakeholderforen bestand in der Verknüpfung aller Stakeholder aus dem Smart City Foresight Prozess VISION 2050 mit den neuen Akteuren des Projektes VIsion Step I:

- Vertreter von Smarten Cities Österreichs
- Vertreter der Partnerstadt Graz
- BürgerInnen von Villach
- SchülerInnen von höheren Schulen Villachs sowie StudentInnen der FH Kärnten
- Vertreter der Wirtschaft aus der Region Villach
- Vertreter von NGOs rund um die Themen Gesundheit und Energiearmut
- Vertreter der Bildung (Lehrende der FH Kärnten)
- Vertreter der Wohnbaugenossenschaft „meine Heimat"
- Vertreter der Energieprovider (KNG Netz, Stadtwerke Klagenfurt)
- Vertreter der Forschung (CTR Carinthian Tech Research, FH Kärnten, AIT Austrian Institute of Technologie)

Damit sollte einerseits eine energiebewusste Stakeholdergruppe in und für die Stadt Villach für weitere Partizipationsprozesse ausgebaut und andererseits die unterschiedlichen Lernprozesse innerhalb der letzten 4 – 5 Jahre vergemeinschaftet werden.

Highlights der Öffentlichkeitsarbeit

Unter der Leitung der Stadt Villach wurde im November 2014 ein Imagefolder zum Projekt Smart City Villach „VIsion Step I" erstellt.

Abbildung 98: Image Folder Smart City Villach

Im Oktober 2014 wurde seitens des Klima- und Energiefonds unter Teilnahme des Projektteams ein Imagefilm zum Projekt „VIsion Step I" mit dem Titel „Smart City Villach - Smarte Energienutzer/Innen" gedreht. Der Film kann unter *https://www.youtube.com/watch?v=cXUkHF9DL3k* angesehen werden.

Abbildung 99: Imagefilm des Klima- und Energiefonds über die Smart City Villach

Finanzierung

Bei den Investoren für das Crowd-Funding Projekt wurde keinerlei Unterscheidung des Genders durchgeführt. Bedingungen waren Volljährigkeit sowie die Rechtsbasis ‚Natürliche Person' und einem Hauptwohnsitz in Villach.

Ebenso gab es beim Inkubator keinerlei Einschränkungen und wurden sowohl Gründer als auch Gründerinnen aufgenommen.

B.6.3 Umsetzungs-Potenziale

Stromnetzinfrastruktur

Implementierung bei EON-CZ

Eine SC-Villach ähnlichen Konfiguration konnte hinsichtlich intelligenter Zähler / Datenkonzentratoren / RONT konnte in 2015 bei EON-CZ implementiert werden. In diesem Projekt sollten die Auswirkungen von auf Mittelspannungsebene eingespeister Windenergie auf Haushalte im Niederspannungsnetz analysiert werden. Die im Projekt SC-Villach gesammelten Erfahrungen ermöglichten eine punktgenaue Konfiguration und Implementierung.

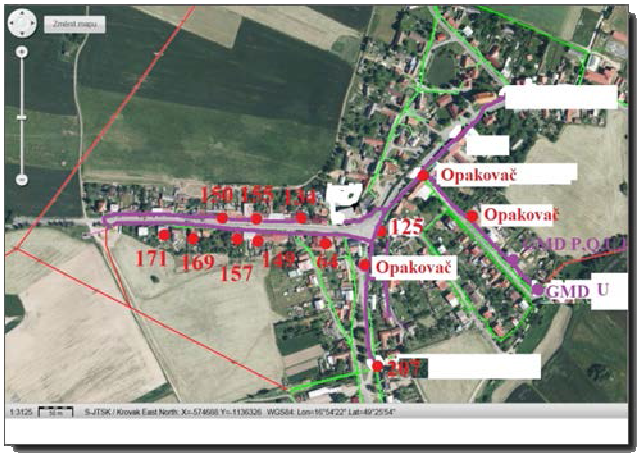
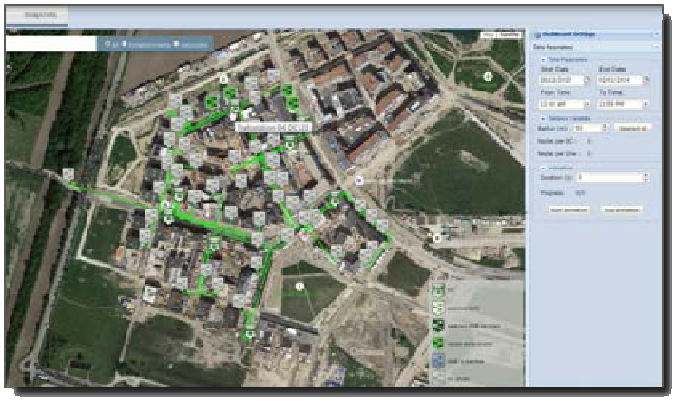


Abbildung 100: Implementierung der SC-Villach Infrastruktur bei EON-CZ

Visualisierung Power Snap Shot im Projekt Seestadt Aspern

Im Forschungsprojekt Aspern konnten auf Basis der im Forschungsprojekt SC-Villach erarbeiteten Tools die Simulationsergebnisse für die Smart Grid Week visualisiert werden.



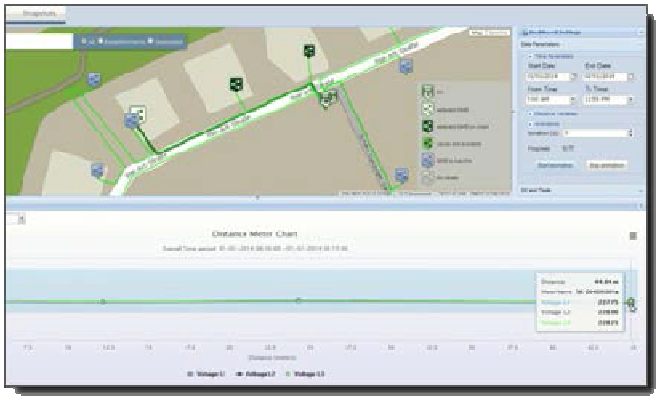


Abbildung 101: Darstellung von Simulationsdaten mittels Projekttool

Integration von Energiespeichern

Durch die deutschen Richtlinien für PV-Einspeisung ist die Bedeutung des Themenkreises „Hybridinverter" massiv gestiegen (VIsion Step I hat das richtig antizipiert). Alle wesentlichen Hersteller von PV-Wechselrichtern haben inzwischen Hybridmodelle im Programm.

Nutzerintegration – Living LAB Villach

Nutzen und Ziele: LIVING LAB Villach

Das Projekt „VIsion Step I" griff den strategischen Smart City-Villach-Plan 2050 auf und setzte dazu konkrete Umsetzungsschritte. Das Einzigartige dabei war, dass hier einerseits neueste Technologien eingesetzt wurden und andererseits die Einbindung der BürgerInnen von Villach die Umsetzung erfolgreich und damit nachhaltig machen sollte.

Nutzen der Entwicklung von „Smart Grid" sowie des Rollouts von „Smart Meter" für Bewusstseinsbildungsprozesse

Auf der technologischen Seite war die Aufrüstung des Stromnetzes zu einem „Smart Grid" ein zentraler Bestandteil des Konzepts. Das bestehende Netz wurde damit fit für die Einbindung von erneuerbaren Energiequellen gemacht.

Die neuen smarten Netze sollen der Stadt und allen BürgerInnen künftig einen vermehrten Einsatz erneuerbarer Technologien wie Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpen, Windkraft ermöglichen. Im Rahmen von VIsion Step I wirkte sich das Rollout des Smart Grid und der Smart Meter positiv auf die Bewusstseinsbildung der Betroffenen aus: es war Anlass dafür, dass sich die Smarten Mieter im Living Lab Gedanken über Einsparungsmöglichkeiten ihres Energieverbrauchs machten, good practices untereinander austauschten und durch Ablesen ihres Energieverbrauchs das Energieeffizienzmonitorung ermöglichten. Ohne diesen technologischen „Case for action" wäre „Energie" für sie kein Thema gewesen.

Das LIVING Lab Villach ermöglichte BürgerInnen, einerseits Hintergründe für den Smart Grid Ausbau zu verstehen und andererseits im Rahmen der Smart-Mieter Werkstätten mit unterschiedlichen Arten des Energieeffizienz Monitorings zu experimentieren. Persönliches Ablesen des eigenen Stromverbrauchs, das gemeinsame Interpretieren persönlicher Verbrauchverläufe mit Hilfe von „Charts" und das Nutzen der Internetplattform „smart in the city" für die Statuserhebung im Vergleich zu anderen Energienutzern bot einen großen Spielraum für hands-on Lernen zum Thema Energie. Vor allem die Möglichkeit zur kontinuierlichen Teilnahme an den Smart Mieter Werkstätten bot den BürgerInnen einen geeigneten Rahmen dafür, experimentelles Handeln in erfolgreiches Alltagshandeln umzusetzen.

Künftig wird die im November 2014 erfolgte Installation intelligenter Stromzähler (Smart Meter) die BürgerInnen dabei unterstützen, diese Lernerfolge „auf Dauer zu stellen", indem sie sich täglich Feedback über Auswirkungen ihres persönlichen Lebensstils auf den persönlichen Energieverbrauch und die damit verbundenen Energiekosten holen können.

Nutzen für Bürger

Um alle Erkenntnisse aus Literaturrecherchen sowie aus den 160 qualitativen und quantitativen Interviews - ergänzend zu den Ergebnissen des Energieeffizienz Monitorings und der Erkenntnisse aus der Social Network Analyse – für eine breite Umsetzung in Österreich und Europa verfügbar zu machen, wurde ein Smart City Villach Good Practice Guide erarbeitet.

Dieser Good Practice Guide bietet BürgerInnen

- Informationen über aktuelle und geplante Entwicklungen in Europa und Österreich zur Reduktion des Energieverbrauchs.
- Good Practice Beispiele für mehr Energieeffizienz und geringeren Energieverbrauch als Modelle und Impulsgeber für eine Verbesserung des eigenen Energieverhaltens.
- Informationen zur persönlichen Beeinflussbarkeit des realen Energieverbrauchs durch persönliches Handeln.
- Erinnerungen an spannende, gemeinsame CoEP (Community of Energy Practice) Abende und die hier erzielten, persönlichen Erkenntnisse.
- Impulse zur Selbstreflexion und freiwilligen Verhaltensänderung durch die pointierten Beschreibungen der einzelnen Lebensmilieus.
- Energiespartipps für den Alltag

Der Good Practice Guide bietet Städten und Architekten/Bauträger

- Informationen über aktuelle und geplante Entwicklungen in Europa und Österreich zur Reduktion des Energieverbrauchs.
- Informationen zu erfolgsversprechenden Steuerungsmaßnahmen zur Beeinflussung des realen Energieverbrauchs durch persönliche Handlungsänderungen.
- Informationen, wie Milieus, die im Alltag nicht primär am Energiesparen ausgerichtet sind, für Energie- und Infrastrukturthemen erreichbar sind.
- Einblicke in Bedürfnisse, Werthaltungen und Verhaltensgewohnheiten unterschiedlicher Lebensmilieus im Umgang mit Energie und Umweltthemen
- Good Practices für das Implementieren von Living LABs in Smart Cities, die auf Themen wie z.B. Energiesparen oder neue Mobilitätsformen ausgerichtet sind.
- Good Practice Beispiele für New-Governance Initiativen von Städten, die mit ihren Bürgern dialogisch eine nachhaltige Entwicklung ihrer Stadt im Umfeld auf Augenhöhe gestalten wollen.

Nutzerintegration – Smart City Energy Club (SCEC)

Es gibt drei Umsetzungspotenziale, die erwähnt werden sollen:

- smarte Tools wie der SCEC führen in der Gruppe der intensiven Nutzern (10 % der User) zu einer Steigerung der Energieeffizienz. Es konnte im Projekt eine Steigerung von etwas mehr als 5 % nachgewiesen werden. Die Erkenntnis, dass internetbasierte, soziale Tools für User, welche sie nutzen, zu einer Steigerung der Energieeffizienz führen, ist sowohl für Bürger als auch für Energie- und Energienetzbetreiber relevant. Aus dieser Erkenntnis heraus werden in Zukunft eine Menge an web- und app-basierten Lösungen zur Verfügung stehen.
- der SCEC hat ein Markt- und Verbreitungspotential Wir konnten den SCEC in den letzten Wochen bereits einigen österreichischen Energieversorgern präsentieren. Das Feedback ist sehr positiv: in dieser Form wurde selten an das Thema Nutzerintegration und Energieeffizienz herangegangen. Besonders positiv hervorzuheben ist der smarte Vergleich mit ähnlichen Haushalten, welcher von allen Energieversorgern als echter Vorteil gesehen wird.

- die Ergebnisse haben weitere Forschungsfragen aufgeworfen
  Der SCEC zeigt einen ersten Schritt in Richtung sozialer Tools für energiesparwillige Bürger. Auf Basis dieser Plattform entstand eine Menge an Ideen, welche zu einem verstärkten Wachstum der Energieeffizienz führen könnten. Jetzt gilt es, Tools exemplarisch zu entwickeln und mit frühen Usern auf Akzeptanz und Auswirkung zu testen.

Finanzierung

Bürgerbeteiligungen in Energieprojekte sind in der Zwischenzeit Stand der Technik.

Der erste Erfolg des Inkubators zeigt vor allem, wie kleinere Städte mit deren Umlandgemeinden eine kritische Masse an potenziellen Gründern mit Wachstumspotenzial aktivieren können. Berücksichtigt man Städte zwischen 10.000 und max. 100.000 Einwohnern in Österreich so beträgt das Marktpotenzial von rd. 80 Städte mit rd. 1,2 Mio Einwohner. Unter Berücksichtigung von den erarbeiteten Kennzahlen steht somit ein Potenzial von jährlich 120 bis 150 Gründer/Innen von Unternehmen mit Wachstumspotenzial zur Verfügung. Da Inkubatoren bis dato in Städten ab mind. 1 Mio. Einwohnern ihren Betrieb aufnehmen, kann mit den hier erarbeiteten Maßnahmen ein wesentliches Potenzial realisiert werden.

Projektevaluation und Smart City Aspekte:

Energiebilanz, Carbon Footprint

Im Rahmen des Projektes wurde eine Energiebilanz der Stadt Villach und des Demogebietes erstellt. Die dafür entwickelte Methodik ist im Teilbericht zur Energiebilanz ([Karitnig & Obernosterer, 2015a]) umfassend beschrieben und kann mit entsprechenden Adaptionen auch auf andere Städte übertragen werden.

Smart City Strategie

Im Rahmen des 3. Stakeholderforums „VILLACH VISION 2050 updated" wurde die Smart City Vision Villachs unter Einbindung unterschiedlichster Stakeholder (Konsortialpartner, Vertreter von Forschung und Wirtschaft, Vertreter der Partnerstadt Graz und weiteren Vertretern aus Smart City Projekten aus Österreich, Studenten der Fachhochschule Kärnten, Schüler der HTL Villach) vor dem Hintergrund bestehender Zukunftstrends und den Erfahrungen aus dem Projekt VIsion Step I aktualisiert. Die Smart City Strategiedokumente dienen der Stadt Villach weiterhin als Leitfaden zur Entwicklung und Umsetzung weiterer Smart City Projekte.

B.7 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

Stromnetzinfrastruktur

PLC Analysetool wichtig

Die PLC-Q Auswertungen haben gezeigt, dass äußere Einflüsse (z.B.: Wechselrichter von PV-Anlagen) auf die PLC-Kommunikation haben. Für einen Verteilnetzbetreiber wird es wichtig sein ein Analysetool zu haben, mit dem er Kommunikationsprobleme orten und beheben kann.

Fernzugriff / Bandbreite

Es ist bei Feldtests im Zuge von Forschungsprojekten von essentieller Bedeutung, dass ein Fernzugriff mit ausreichend Bandbreite zu neuen Komponenten besteht. Da in Forschungsprojekten Prototypen zum Einsatz kommen, treten immer wieder Fehler auf, die nach Abzug von Loggingdaten mittels Softwareupdate möglichst rasch behoben werden müssen.

Weil der Zugriff auf sensible Infrastruktur durch betriebsfremde Personen nicht immer möglich ist, muss die Bedienung durch den Anlagenbetreiber möglichst einfach sein und keine tieferen Systemkenntnisse voraussetzen. (z.B.: Neustart, Abzug von Loggingdaten, Installation von neuer SW-Version)

Damit wird der Aufwand für den Betreiber minimiert und der notwenige Informationsfluss für die Forschung wird sichergestellt.

Interdisziplinäre Kommunikation

Auch in diesem Projekt war es entscheidend, dass sich Elektrotechniker und Informatiker auf einem Niveau austauschen, das ein wechselseitiges Eintauchen in die benachbarte Disziplin ermöglicht. Informatiker benötigen einerseits ein Grundverständnis für die elektrotechnischen Zielsetzungen und Elektrotechniker müssen verstehen, welche neuen Möglichkeiten zur Informationsverarbeitung es gemäß Stand der Technik gibt. Erst das wechselseitige Verständnis führt zu innovativer Umsetzung.

Gepufferte Stromversorgung der Forschungsplattform

Stromausfälle auf der Mittelspannungsebene können die SLVGC-Plattform zum Absturz bringen. Aus diesem Grund wird eine Pufferung (Unterbrechungsfreie Stromversorgung) empfohlen. Dies führt zu einer gesteigerten Robustheit und somit Ausfallssicherheit der Plattform.

Schnittstellen zu externen Komponenten

Bei der Auswahl von externen Komponenten - im Projekt beispielsweise der regelbare Ortsnetztransformator - muss damit gerechnet werden, dass Schnittstellen nicht normkonform implementiert sind. Ist dies nicht der Fall, können Kommunikationsprobleme mit der Gegenstelle auftreten und erhöhte Aufwände sind die Folge. Im schlimmsten Fall können eventuell auch Projektziele nicht umgesetzt werden.

Automatisierter Import von Topologiedaten

Topologiedaten sind aktuell bei Verteilnetzbetreibern im GIS hinterlegt. Ein automatisierter Import in Analysetools wird dadurch erschwert, dass GIS Systeme heute unterschiedliche Exportformate verwenden und daher der flächendeckende Import für unterschiedliche Netzbetreiber schwierig ist.

Anforderung Kundenschnittstelle für intelligente Zähler

Gemäß nationaler Anforderungen an die Kundenschnittstelle von intelligenten Zählern in Österreich ist ein direkter Zugriff auf die im Zähler gespeicherten Daten nicht gestattet. Für die sinnvolle lokale Darstellung von Daten der letzten 24h ist daher eine Speicherung von Information entweder direkt auf einem Zusatzmodul am Zähler, oder eine Pufferung auf einem Gerät im Haushalt notwendig.

Integration von Energiespeichern

- Durch den massiven Preisverfall der Lithium-Ionen Speichertechnologie wird elektrochemische Energiespeicherung zu Hause immer günstiger. Die „Grid Parity" für Energiespeicher kommt daher deutlich näher. Zu Projektbeginn betrugen die Amortisationszeiten für Lithium-Ionen Batterien länger als 20 Jahre. Damals waren Blei-Säure Batterien die ökonomischere Lösung. Insbesondere für größere Speicher ist das auch heute noch der Fall. Mit dem VIsion-Testbed ist es möglich die Betriebsstrategien nicht nur auf Energieeffizienz und Kosteneffizienz sondern auch auf Langlebigkeit zu optimieren.
- Dreiphasige „State of the Art" PV-Inverter stellen bezüglich der Netzqualität keine Beeinträchtigung dar.
- Selbstverständlich ist auch weiterhin die Eignung eines Netzes auf eine deutlich erhöhte Einspeisung zu überprüfen.
- Gerade die Problemfälle im Netz (Spannungsüberhöhungen auf Stichleitungen; Limitierungen durch Querschnittsprobleme;…) sind aber die idealen Usecases für elektrochemische Speicherung.

Nutzerintegration – Living LAB Villach

Was führt zu Verhaltensänderungen im Umgang mit Energie?

- Die Interviewergebnisse bestätigen die Aussage, dass Lebensstile im Sinne der motivationalen Grundorientierung einzelner *Personen* (Motive und Werthaltungen) keinen Einfluss auf das Energiesparverhalten zeigen.
- Soziale Normen können als Treiber Energieverhalten nicht alleine verändern sondern müssen von anderen Einflussfaktoren wie z.B. Langfristdenken oder Gesundheitsbewusstsein flankiert werden.
- In Einzelinterviews wird immer nach Einstellungen und Handlungen aller Haushaltsmitglieder im familiären Kontext gefragt. In Rückmeldungen zum Alltagshandeln einzelner Personen ist damit immer das Alltagshandeln des ganzen Haushaltes vom System her mit abgebildet.
- Umweltfreundliches Verhalten erscheint zu einem großen Teil vom Lebensalter sowie vom Gesundheitsbewusstsein beeinflusst zu sein und wird in der Folge in das jeweilige Set sozialer Normen der einzelnen Lebensmilieus aufgenommen. Konkrete Good Pracitce Beispiele dienen in der Folge dann zur Legitimation der eigenen Werthaltungen.
- Eine ausgebaute Infrastruktur kann keine Verhaltensänderung bewirken, aber alternative Handlungen nachhaltig unterstützen: Sind in einer Kleinstadt viele Wege über Fahrrad erreichbar, dann fällt die automatische Wahl des KFZ als bevorzugtes Verkehrsmittel auch bei den gut Verdienenden Zielgruppen flach. Als Verkehrsmittel des Individualverkehrs kommt das Fahrrad den Bedürfnissen aller Bevölkerungsgruppen neben dem KFZ am nächsten. Umgekehrt scheinen jüngere Personen eher zu öffentlichen Verkehrsmitteln zu

greifen als ältere Personen, von denen wiederum nur die weniger Verdienenden zu öffentlichen Verkehrsmittel greifen. Persönliche Gewohnheiten scheinen hier infrastrukturellen Maßnahmen weitgehend zu trotzen.

- Die Monitoring Charts des Smart Mieters A und der Smart Mieterin B zeigen, dass sowohl regelmäßige, persönliche Datenfeedbacks als auch die direkten, persönlichen Feedbacks im Rahmen der Community of Energy Praxis (CoEP) eine große Wirkung haben: In beiden Fällen konnte eine Senkung des Energieverbrauchs zwischen 16 % bis 30 % in Bezug auf den ursprüngliche Verbrauch erzielt werden.
- Das Lebensmilieu 2 (Sich selbst treu bleiben...) zeigt, dass trotz niedrigem Nettohaushaltseinkommen pro Kopf nur eine geringe Sparbereitschaft im Umgang mit Strom und Wärme vorhanden ist: Die jungen viel Verdienenden (Abwechslung und Querdenken ist gefragt…) und wenig Verdienenden sind vergleichsweise kaum an ihrem Stromverbrauch interessiert. Der Versuch, ihr Verhalten durch Verändern von Strompreis zu beeinflussen, muss daher ins Leere gehen.
- Die positiven Auswirkungen des Feedbacks der Monitoring Charts im Rahmen der vierteljährlichen CoEPs zeigen, dass Feedbackmaßnahmen an sich und vor allem in Kombination zwischen Dialog und Daten zu sehr guten Ergebnissen führen können. Wieweit diese Erfolge durch Echtzeit Feeback weiter gesteigert werden kann, wäre zu hinterfragen: Wo der Gürtel wie in Bezug auf Herrn A bereits sehr eng geschnallt ist, scheint die Wirkung eines Echtzeitfeedbacks eher sekundär zu sein.
- Die Smarten Mieter, die auf weiten Strecken während des Projektes an den CoEP teilnahmen, erhielten regelmäßige Feedbacks zu ihren verbesserten Verbrauchsdaten. Alle vorliegenden Ergebnisse weisen einen kontinuierlichen Verbesserungstrend aus ohne Trendumkehr. Das unterstützt die These, dass das Wahrnehmen des eigenen Erfolges die Motivation zum Energiesparen erhöht.
- Der Einsatz von Internet erleichtert interessierten Personen, ihren Verbrauch mit einem Tag Zeitverzögerung leichter als mit dem bisherigen Stromzähler abzurufen. Darüber hinaus erlauben ihnen die historischen Daten, die Verbesserung ihrer eigenen Daten situativ zu überprüfen und die eigenen Werte mit den Verbrauchsverläufen vergleichbarer Personengruppen zu vergleichen. Das macht das Internet zu einem unterstützenden Hilfsmittel vor allem dort, wo es keine CoEPs gibt, in denen sich Personen in Bezug auf dieses Thema austauschen und weiter entwickeln können.
- Das Projekt VIsion Step I zeigt, dass die Ankündigung des Smart Meter Rollouts das Interesse am Thema Energie weckte und dabei sowohl Neugierde als auch Angst bei den Betroffenen auslöste: Das näher rückende Datum des Rollouts führte dazu, dass die CoEPs kurzfristig eine erhöhte Teilnehmeranzahl aufwiesen und Diskussionen mit dem Verteilnetzbetreiber und den jeweiligen Energielieferanten gesucht wurden.
- Vor allem die Testphase der online Plattform „smart in the city" zeigte, wie schwer Personen dazu motivierbar waren, sich spielerisch mit dem Thema und dem der Internetplattform als Medium auseinander zu setzen, obwohl jeder persönliche Hilfestellungen und Feedback erhielt. Das zeigt, dass der Nutzen neuer Kommunikationskanäle eher von Anbietern von Produkten und Dienstleistungen und weniger von den Betroffenen in ihrer Rolle als Kunden bzw. Nutzer wahrgenommen wird.

Nutzerintegration – Smart City Energy Club (SCEC)

Aus dem SCEC Projekt ergaben sich folgende **Erkenntnisse**:

- Bürger sind schwer vom Thema EE zu begeistern, es bedarf lang- und kurzfristiger Anreize
- Nur etwa 47 % der User werden zu aktiven, wiederkehrenden Nutzern. Diese Gruppe jedoch schafft es, bewusstseins- und handlungsverändernd die EE signifikant zu erhöhen
- Im Umfeld von EVUs bedarf es massiver Anstrengungen, die Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit. Je früher diese im Projekt definiert werden, desto einfacher
- Es ist maßgeblich für den Erfolg des Projekts, technische Parameter in die „Sprache des Bürgers" zu übersetzen, etwa „kWh pro Zeiteinheit" in „Euro pro Zeiteinheit".
- Es gibt drei Typen von Nutzern: einmalige, wenig aktive und stark aktive Nutzer. Diese müssen mit unterschiedlichen Impulsen und Anreizen aktiviert werden.
- Vergleichbarkeit macht die Community greifbarer und näher am eigenen Leben. Der smarte Vergleich ist ein wesentlicher Faktor in der Bindung der User an das Portal.
- Die User wünschen sich Erweiterungen über das Thema Strom hinaus: Heizung, Photovoltaik, Treibstoff, Holz uvm. User sehen Energie ganzheitlicher.
- Die 24-Stunden Verzögerung bei Smart Meter Daten ist für User a) schwer verständlich und b) unnützlich, da unmittelbare Veränderungen nicht dargestellt werden können. Die Verbundenheit zwischen Portal und Energieverbrauch ist nicht so stark sichtbar. Eine spezielle App kann hier als Bindeglied dienen.
- Die Smart Meter WLAN App schafft unmittelbare Sichtbarkeit des Energieverbrauchs und schließt die Lücke zum Portal. Hierfür ist jedoch spezielle Hardware notwendig.
- Energieeffizienzsteigerung durch web- und smartphonebasierte Software ist möglich. Dafür müssen jedoch folgende Grundvoraussetzungen gegeben sein:
    - Sichtbarkeit der Lösung für den Bürger
    - Attraktivität der Erstnutzung
    - Unmittelbarer Nutzen der Erstnutzung
    - Attraktivität der langfristigen Nutzung
    - Langfristiger Nutzen

Die Ergebnisse führen bei uns zu folgenden nächsten Schritten:

- Ausbau des SCEC Portals für EVUs
- Definition und Entwicklung neuer Module für kurz- und langfristigen Nutzen
- Erweiterung um alternative Energieformen
- Intensivierung von Pilotprojekte mit EVUs in Österreich und Deutschland
- Stärkung des Geschäftsmodells

Die Projektergebnisse sind interessant für Energieversorger, aber auch für Startups der Energiebranche sowie regionale, softwaregestützte Initiativen.

Finanzierung

Das Projekt „Smart City Villach – VIsion Step I" bereitet als Leuchtturmprojekt den Weg für Bürgerbeteiligungsmodelle. Das Thema Bürgerbeteiligung streift neben rein wirtschaftlichen Überlegungen auch mehrere rechtliche Gebiete. Dazu zählt einerseits das Bankwesengesetz (BWG), wenn es um konzessionspflichtige Geschäftsvorgänge geht. Außerdem kann eine Ansprache von Bürgern im Allgemeinen ein öffentliches Angebot im Sinne des Kapitalmarktgesetzes (KMG) darstellen, was unter Umständen zur Prospektpflicht führen kann. Mit dem Kraftwerk „Villacher Sonnenbürger" wurde vom Betreiber Kelag und der Stadt Villach eines der erarbeiteten Bürgerbeteiligungsmodelle realisiert und so dessen Umsetzbarkeit bewiesen.

Es ist davon auszugehen das in Zukunft vermehrt erneuerbare Energieanlagen mittels Bürgerbeteiligungsmodellen finanziert werden, da dies wirtschaftlich sinnvoll ist und mit dem seit August 2015 in Kraft getretenden Alternativfinanzierungsgesetz (AltFG) eine solide gesetzliche Grundlage für derartige Projekte gelegt wurde.

Neben der direkten Beteiligung an Projekten wird auch die Beteiligung an Start-Ups zunehmend wichtiger werden. Die ersten Start-Ups im Inkubator haben gezeigt, dass es in Österreich weiterhin eine Finanzierungslücke in der sog. Seed-Phase gibt, d.h. Übergang von Prototypen hin zur ersten Markteinführung. Hier müssten künftig steuerliche Aspekte berücksichtigt werden, damit private Investoren (nicht institutionelle Investoren) eine Beteiligung steuerlich absetzen können (Risikoreduzierung).

Inkubatoren benötigen eine kritische Masse an Unternehmen sowie Einrichtungen und müssen ausreichend Flächen für Ausgründungen und Ansiedlungen zur Verfügung haben. Beide Punkte sind an dem Standort Villach geben, denn bereits nach kurzer Zeit hat sich um den Inkubator eine lebendige Start-Up-Community gebildet, welche viele junge, engagierte und interessierte Menschen anlockt und somit einen wesentlichen Beitrag zur Gründung von weiteren Start-Ups leistet.

Auch der Einsatz von Bürgerfonds wurde eingehend geprüft und einer ersten Marktsondierung unterzogen. Durch die Vielzahl an regulatorischen Vorgaben wären diese Strukturen jedoch nur mit Hilfe einer Bank effizient umsetzbar. Dies führt dazu, dass Bürgerfondmodelle in der Praxis nur mit großen Aufwand umsetzbar sind und ein Bürgerfond so nur für Projekte mit großen Investitionssummen effizient realisierbar wäre. Hier müsste künftig ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Schutz der (Klein)Investoren und administrativen Kosten gefunden werden.

B.8 Ausblick und Empfehlungen

Die sozialen und technologischen Entwicklungen des Projektes wurden in Villach in kleinem Rahmen getestet und können in weiterer Folge im In- und Ausland in größerem Maßstab Anwendung finden.

Die Stadt Villach will den Weg zur Smart City weiter beschreiten. Im Rahmen des Projektes wurde ein Update der Smart City Strategie durchgeführt. Weitere Smart City Projekte, die teilweise auch auf Ergebnissen des vorliegenden Projektes aufbauen, sind bereits in Planung.

Stromnetzinfrastruktur

Für zukünftige Niederspannungsnetze gibt es definitiv noch ein paar spannende Fragen zu klären. Gerade der Betrieb der Smart Grids-Infrastruktur stellt eine Herausforderung dar. Die heutige Stromnetzinfrastruktur stellt ein zuverlässiges Betriebsmittelkollektiv dar, dies ist dem hohen Einsatz von Hardware geschuldet, Stromleitungen und Transformatoren besitzen eine sehr geringe Ausfallhäufigkeit. Durch den zukünftigen vermehrten Einsatz von IKT-Infrastruktur in den Niederspannungsnetzen, welche für den Betrieb von Smart Grids unabdingbar ist, werden die bestehenden Ortsnetze immer mehr an ihre technischen Möglichkeiten gebracht. Hier ist jedoch unbedingt darauf zu achten, dass es für den Fall eines IT-Problems einen Backup Plan für die Betriebsführung gibt, weiters ist auch unbedingt die Zuverlässigkeit der eingesetzten IT Komponenten zu erhöhen.

Dieses Thema wird von den Projektpartnern Siemens mit Unterstützung von AIT in einem Folgeprojekt aufgegriffen. Im Rahmen des Leitprojekts Smart Cities Demo Aspern werden konkret Lösungen für Plug&Automate gesucht, die die Basis für einen möglichst robusten und autonomen Betrieb der eingesetzten Komponenten ermöglichen. Da in Forschungsprojekten aber nur bis zum Stadium von funktionalen, protypischen (Teil-)Lösungen entwickelt werden kann, ist sicher das Thema der Robustheit und Zuverlässigkeit neuer Smart Grid Komponenten im Rahmen eines großflächigen und längerfristigen Einsatzes unabdingbar. Genau dazu können die 2016 geplanten Ausschreibungen des KLIEN einen weiteren wichtigen Schritt hin zu praktisch umsetzbaren Smart Grid Lösungen darstellen.

Die detaillierten Netzanalysen zeigten Unsymmetrien bei den einzelnen Phasenspannungen auf. Diese Unsymmetrien werden durch eine kollektive unsymmertrische Aufteilung der einzelnen Phasen in den Haushalten, im speziellen im öffentlichen Wohnbau, hervorgerufen. Die Überlegung wäre zukünftig die Smart Meter für die Feststellung von Unsymmetrien und Phasenbelegung zu nutzen, um so gezielt durch eine neu Anordnung der Phasen in den Wohneinheiten eine Optimierung des Spannungsbandes zu erhalten.

Integration von Energiespeichern

Durch den massiven Preisverfall der Lithium-Ionen Speichertechnologie wird elektro-chemische Energiespeicherung zu Hause immer günstiger. Die „Grid Parity" für Energiespeicher kommt daher deutlich näher. Zu Projektbeginn betrugen die Amortisationszeiten für Lithium-Ionen Batterien länger als 20 Jahre. Damals waren Blei-Säure Batterien die ökonomischere Lösung. Insbesondere für größere Speicher ist das auch heute noch der Fall. Mit dem VIsion-Testbed ist es möglich die

Betriebsstrategien nicht nur auf Energieeffizienz und Kosteneffizienz sondern auch auf Langlebigkeit zu optimieren.

Kleine Hausanlagen sollten aber wegen des weiteren zu erwartenden Preisverfalls als Lithium-Ionen basierte Systeme geplant werden.

Die Untersuchungen im Testbed bezüglich der Netzverträglichkeit zeigten erfreuliche Ergebnisse.

Dreiphasige „State of the Art" PV-Inverter stellen bezüglich der Netzqualität keine Beeinträchtigung dar.

Selbstverständlich ist auch weiterhin die Eignung eines Netzes auf eine deutlich erhöhte Einspeisung zu überprüfen.

Gerade die Problemfälle im Netz (Spannungsüberhöhungen auf Stichleitungen; Limitierungen durch Querschnittsprobleme;…) sind aber die idealen Usecases für elektrochemische Speicherung.

Nach Erweiterung der Messmöglichkeiten konnte die neuartige Smart Grid Applikation UPFC problemlos im Testbed erprobt werden.

Nach Kopplung mit dem Netzlabor können auch noch weitere Smart Grid Untersuchungsaufgaben problemlos durchgeführt werden.

Nutzerintegration Smart City Energy Club (SCEC)

Folgende Forschungsfragen wären aus unserer Sicht zu klären:

- Welche konkreten Themen der Energieeffizienz sind in den unterschiedlichen demographischen Schichten akut und können mittels smarter Softwarelösungen behandelt werden?
- Wie hoch muss die finanzielle Einsparung sein, um kurz- bzw. langfristige Impulse in unterschiedlichen demographischen Schichten durchführen zu können.
- Welche softwaretechnischen Anforderungen sind notwendig, um etwa energieeffiziente Elektrogeräte mittels Smartphone an EVUs zu überschreiben (Stichwort Energieeffizienzrichtline)

Symvaro wird im nächsten Schritt die Markteignung des SCEC evaluieren, um zu klären, ob hier schon ein ausreichender Product-Market-Fit besteht. Erste Gespräche mit potenziellen Kunden verliefen positiv. Nun gilt es, weitere Pilotprojekte aufzusetzen, um den SCEC ggf. zu einer Standardlösung weiterzuentwickeln.

Parallel dazu wurden Forschungsfragen aufgeworfen, welche von Symvaro in F&E Projekte genauer betrachtet werden sollen.

Nutzerintegration – Living LAB Villach

Wie kann die Wirkung von Steuerungsmaßnahmen erhöht werden?

1. Interviews zeigen, das ca. 45 % des Mittelstandes aus unterschiedlichsten Motiven für Steuerungsmaßnahmen offen und erreichbar sind. Das Hochhalten von Traditionen wie z.B. das Einfordern von Alleinverdienerhaushalten mit Kinder erziehenden Hausfrauen findet sich eher in wenig verdienenden Lebensmilieus quer über die Generationen hinweg, wobei die wenig verdienenden älteren Personen im Schnitt ein gleichzeitig starkes Umwelt- und Gesundheitsbewusstsein aufweisen und entsprechende Steuerungsmaßnahmen aus Eigeninteresse heraus aufgreifen und unterstützen.

   Geht man zudem von der Annahme aus, das persönliche Grundorientierungen (Motivation, Werte) kaum bis keinen Einfluss auf das Energiesparverhalten nehmen, dann ergibt sich daraus, dass drei der Lebensmilieus (gut verdienende Junge; gut verdienende über 40 Jährige; schlecht verdienende über 40 Jährige) aus unterschiedlichsten Gründen sehr wohl an Umweltfragen interessiert und damit für Steuerungsmaßnahmen erreichbar sind.

   Die Gründe reichen vom Anzielen des langfristig bestmöglichen Kosten/Nutzeneffekts von Geräten bis hin zum prinzipiellen Kauf energieeffizienter A+++ Geräte und gesunder Ernährung durch regionale Produkte.

1. Die Interviews bestätigen, dass ein sehr niederes oder sehr hohes Haushaltseinkommen einer der stärksten Einflussfaktoren auf den Energieverbrauch ist. Die Milieus zeigen aber auch, dass neben dem Einkommen vor allem Generationen einen hohen Einfluss auf das Energiesparverhalten haben:

   Viel verdienende Junge investieren wenig in energieeffiziente Geräte und Umweltmaßnahmen vergleichbar zu den wenig verdienenden Jungen, die überhaupt wenig Interesse an ihrem eigenen Stromverbrauch zeigen. Das führt zu der Annahme, dass neben den Einflussfaktoren „Einkommen", „Wohnraumgröße" und „Anzahl der Haushaltsmitlglieder" vor allem auch „Lebensalter" und „Gesundheitsbewusstsein" eine starke Wirkung auf das Energiesparverhalten zeigen:

   Bei den über 40 jährigen, umweltbewussten Personen finden sich oft Klein- und Großfamilien, die in Einfamilienhäusern mit größerem Wohnraum leben und (Strom, Wärme) und ein höheres Haushaltseinkommen pro Kopf aufweisen. Verlassen die Jugendlichen ihr Elternhaus, dann bleibt der hohe Energiebedarf der Älteren für den großen Wohnraum weiterhin aufrecht.

2. Lokale Vertreter der Energieversorger im Raum Villach bestätigten die Aussagen der Literaturrecherche, dass Österreich, im Unterschied zu Dänemark, Schweden und Finnland, nur zögernd der europäischen Verordnung zur Einführung von Smart Metering folgte. Das bekräftigt die Aussage eines hohen Handlungsbedarfes sowohl österreichischer Energieversorger als auch von Institutionen der öffentlichen Verwaltung.

3. Die CoEPs zeigen, dass Entscheidungsträger und Experten „zum angreifen" in der Lage sind, über klare und einfache Botschaften technologisch komplexe Sachverhalte nachvollziehbar darzustellen und dabei für die dahinter liegenden Klimaziele Verständnis und Identifikationsbereitschaft zu schaffen. Vor allem die Möglichkeit, mit Experten und

Entscheidungsträgern die eigenen Fragestellungen immer wieder im Detail abklären zu können, führt bei den Betroffenen zu den wirklich relevanten Informationen und erhöht dadurch das Vertrauen in Rollout und Steuerungsmaßnahmen im Bereich der Energie.

4. Die Verlosung des e-Bikes im Rahmen der Community of Energy Practice zeigt eindrucksvoll, dass Informationskampagnen kurzfristige Handlungen (z.B. sich Zeit für ein Interview nehmen) unterstützen aber in keinem Fall Wertvorstellungen ändern können. Nachhaltige Handlungsänderungen brauche Eigenmotivation und ein entsprechendes soziales Milieu, das Verhaltensänderungen mit positivem Feedback honoriert.

5. Das CoEP zeigt, dass Gemeinschaftsinitiativen erfolgreich sowohl zu Lernprozessen als auch zur nachhaltigen Senkung des Energieverbrauchs beitragen können. Das kann auf die in Gruppen mögliche, hohe Eigeninitiative einzelner sowie auf das positive Feedback zu Handlungsänderungen und den enormen Informationsgewinn durch den regelmäßigen Austausch mit Menschen aus unterschiedlichsten Anwedungsfeldern zurückgeführt werden. Darüber hinaus werden Erfolge persönlicher Verhaltensänderungen in der Öffentlichkeit der Energieakteure (Energieprovider, Stadt Villach, Nachbarschaften) sichtbar, was zur weiteren Verankerung des Gelernten führt.

   So wie der Smarte Mieter Herr A bereits vor Projektbeginn die Werte des eigenen Energieverbrauches konsequent dokumentierte, ist auch anzunehmen, dass die Smarte Mieterin Frau B auch über das Projektende hinaus in Kontakt mit den Verantwortlichen der Kelag und der online Plattform „smart in the city" bleiben und ihre Energieverbrauchswerte weiter dokumentieren wird. In der Öffentlichkeit von Experten und Entscheidungsträgern mit dem Thema „Energie" identifiziert zu werden unterstützt die Motivation, sich weiter für das Senken von Energieverbrauch zu einzusetzen und damit die Nachhaltigkeit des persönlichen Lernprozesses.

Ausblick Living Lab

Überlegt wird, die Ergebnisse der Begleitforschung zur Reduktion von Stromverbrauch über ein Living Lab Format auf die Themen Senkung des Energieverbrauchs durch Reduktion von Wärme sowie Senkung der Treibhausgase durch Veränderung von Mobilitätsverhalten auszuweiten. Letzteres soll dabei nicht auf der Personen bzw. Gruppenebene (Communities of Practices) sondern auf einer transorganisationalen Logistikebene (Kunden/Lieferantenkette im Städtischen Frachtverkehr) ausgeweitet werden. Ein ganzheitlicher, strategischer Ansatz soll dabei durch die Entwicklung einer Gemeinwohlökonomie sowohl für die Stadt als auch für öffentlichkeitsnahe sowie wirtschaftliche Organisationen realisiert werden, der als strategische Klammer für bottom-up entstehende soziale Innovationen im Raum Villach dienen soll.

Finanzierung

Der Smart City Inkubator in Villach wird nach dem erfolgreichen Start ein besonderes Augenmerk auf die Bildung der Community setzen. Noch ist die Szene jung und wird mittelfristig erfolgreiche Ausgründungen brauchen, nach denen idealerweise die Gründer wieder lokal in Start-Ups investieren.

Für die künftige Entwicklung ergeben sich folgende Empfehlungen:

- Standortmarketing für diese Zielgruppe der Start-Ups im Smart City Bereich.
- Verbreiterung des Inkubators in weitere Themen
- Ausbau des Smart Tech Labors für mehr Prototypen aber auch die Betreuung der Gründer, denn nicht jeder beherrscht einen 3D-Drucker
- Aufbau eines Investorennetzwerkes von lokalen Investoren (Business Angels), die ihrerseits vernetzt werden sollten.

Als Empfehlung für anderen Städte wäre zudem auch die Vernetzung der Studenten/Interessierten in den Bereichen Technik, Soziales und Wirtschaft. Das ist in Villach durch den Standort der Fachhochschule gegeben und im Projekt sehr gut durch das Test Lab am Gelände der FH realisiert worden. Das wird als Erfolg gewertet und kann nur für andere Städte empfohlen werden.

C.Literaturverzeichnis

Abrahamse W., Steg L., Vlek C., Rothengatter T. (2005)
A review of intervention studies aimed at household energy conservation. Journal of Environmental Psychology 25: 273-291.

Abarahamse W., Steg L., Vlek C., Rothengatter T. (2007)
The effect of tailored information, goal setting, and tailored feedback on household energy use, energy-related behaviors, and behavioral antecedents. Journal of Environmental Psychology 27: 265-276

Abart et al. (2015)
„DG DemoNet - Smart LV Grid: Erkenntnisse für die Integration dezentraler Erzeugung, ComForEn 2015, 6th Symposium on Communications for Energy Systems, Vienna, Austria; 07.09.2015 - 08.09.2015; in: "Proceedings ComForEN 2015", Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Wien, (2015), ISBN: 3-85133-086-2; S. 34 - 53.

Ajzen, I., & Fishbein, M. (1977)
Attitude-behavior relations: A theoretical analysis and review of empirical research. Psychological Bulletin, 84(5):888-918

Anderl, M.; Freudenschuß, A.; Haider, S.; Jobstmann, H.; Kohlbach, M.; Köther, T.; Kriech, M.; Lampert, C.; Pinterits, M.; Stranner, G.; Schwarzl, B.; Weiss, P.; Zechmeister, A. (2014)
AUSTRIA'S NATIONAL INVENTORY REPORT 2014, Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and under the Kyoto Protocol. Umweltbundesamt. Wien.

Attari S.Z., DeKay M.L., Davidson C.I., de Bruin W.B. (2010)
ublic perceptions of energy consumption and savings.
www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1001509107

Axsen J., TyreeHageman J., Lentz A. (2012)
Lifestyle practices and pro-environmental technology. Ecological Economics 82: 64-74

Bachus K., Van Ootegem L. (2011)
Determinants of energy saving behaviour by households. Inespo, K.U. Leuven

BMU (2010)
Produktbezogene Klimaschutzstrategien, Product Carbon Footprint verstehen und nutzen. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin.

BMWFJ (2012)
Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung, IME-VO)

BMWFW (2015)
Energiestatus Österreich 2015. Entwicklung bis 2013

Cross, R., Parker, A., Christensen, C. M., Anthony, S. D., & Roth, E. A. (2004)
The hidden power of social networks: Audio-Tech Business Book Summaries, Incorporated.

Dahlstrand, U., & Biel, A. (1997)
Pro-environmental habits: Propensity levels in behavioral change. J Applied Soc. Psych. 25(5):440-462

DG DemoNetz Smart LV Grid Endbericht
FFG-Projektnummer 829867, noch nicht veröffentlicht

Dolan P., Hallsworth M., Halpern D., King D., Vlaev I. (2010)
Mindspace. Institute for Governance, London

Element Energy (2013)
Further Analysis of Data from the Household Electricity Usage Study: Consumer Archetypes. Final Report

energeia. (2014)
Newsletter des Bundesamts für Energie BFE. Energie und Verhalten. Energie nutzen mit Köpfchen. Nummer 4/Juli 2014

Ek K., Söderholm P. (2008)
Norms and economic motivation in the Swedish green electricity market. Ecological Economics 68: 169-182

Ek K., Söderholm P. (2010)
The devil is in the details: Household electricity saving behavior and the role of information. Energy Policy 38: 1578-1587

EU (2006)
Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates. Amtsblatt der Europäischen Union L114: 64-85

Faschang et al (2014)
"Controller hardware in the loop approaches supporting rapid prototyping of smart low voltage grid control", IEEE ISGT, 2014, Istanbul

Faschang et al (2015)
„Experimental sensitivity analysis of low voltage control strategies on communication properties", IEEE PowerTech Eindhoven 2015, Eindhoven, The Netherlands; 29.06.2015 - 02.07.2015; in: "*PowerTech (POWERTECH), 2015 IEEE Eindhoven*", IEEE, (2015), S. 1 - 6.

Gadenne D., Sharma B., Kerr D., Smith T. (2011)
The influence of consumers' environmental beliefs and attitudes on energy saving behaviours. Energy Policy 39: 7684-7694

GAP (glocal action plan, 2008)
EcoTeams Evaluation Report. Global Action Plan. June 2008
http://www.globalactionplan.com/node/32

Gavankar S., Geyer R. (2010)
The Rebound Effect: State of the Debate and Implications for Energy Efficient Research. Bren School of Environmental Science and Management

Grießhammer, R.; Hochfeld, C. (2009)
Memorandum Product Carbon Footprint, Positionen zur Erfassung und Kommunikation des Product Carbon Footprint für die internationale Standardisierung und Harmonisierung. Öko-Institut e.V. Freiburg.

Hargreaves T. (2011)
Pro-environmental interaction: engaging Goffman on pro-environmental behavious change. CSERGE 2011/04, University of East Anglia

Heiskanen, E., Johnson, M., Robinson, S., Vadovics, E., & Saastamoinen, M. (2010)
Low carbon communities as a context for individual behavioural change. Energy Policy, 38(12), 7586-7595. doi: 10.1016/j.enpol.2009.07.002

Jacobsen G.D., Kotchen M.J., Vandenbergh M.P. (2012)
The behavioral response to voluntary provision of an environmental public good: Evidence from residential electricity demand. European Economic Review 56: 946-960

Karitnig, A.; Obernosterer, R. (2015a)
Energiebilanz und Carbon Footprint für das Testgebiet „DEMOsite" (D 8.1) und die gesamte Stadt Villach (D 8.2), Ergebnisbericht im Rahmen des Forschungsprojektes "Smart City Villach - VIsion Step I". Ressourcen Management Agentur (RMA). Villach.

Karitnig, A.; Obernosterer, R. (2015b)
Smart City Benchmark, Ergebnisbericht im Rahmen des Forschungsprojektes "Smart City Villach - VIsion Step I". Ressourcen Management Agentur (RMA). Villach.

Karjalainen S. (2011)
Consumer preferences for feedback on household electricity consumption. Energy and Buildings 43: 458-467

Leighty W., Meier A. (2011)
Accelerated electricity conservation in Juneau, Alaska: A study of household activities that reduced demand 25%. Energy policy 39: 2299-2309

Litvine D., Wüstenhagen R. (2011)
Helping "light green" consumers walk the talk: Results of a behavioural intervention survey in the Swiss electricity market. Ecological Economics 70: 462-474

Mahone A., Haley B. (2011)
Overview of Residential Energy Feedback and Behavior-based Energy Efficiency. Energy and Environmental Economics

Mills B., Schleich J. (2012)
Residential energy-efficient technology adoption, energy conservation, knowledge, and attitudes: An analysis of European countries. Energy Policy 49: 616-628

ÖIN (Österreichisches Institut für nachhaltige Entwicklung, 2012)
able youth. Forschend aktiv werden für einen nachhaltigeren Energieverbrauch. Ein Projekt durchgeführt im Rahmen des Förderprogramms Sparkling Science, gefördert vom Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung. Endbericht 2012

Owens, S., & Driffill, L. (2008)
How to change attitudes and behaviours in the context of energy. Energy Policy, 36(12), 4412-4418. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.031

Rettie R. und Harries T. (2013)
CHARM Research Summary 7: Notes on practice theory. http://www.projectcharm.info/findings/

Riemann, F.(2013)
Grundformen der Angst 41. Auflage 2013. 244 Seiten. München: Reinhardt Verlag 2013. (ISBN 978-3-497-02422-3);

H., Kaiser F.G. (2008)
Person oder Situation? Umweltpsychologische Interventionen zur Änderung individuellen Verhaltens. Wissenschaft & Umwelt 11: 204-213

Schreuer A., Mert W., Bohunovsky L., Grünberger S., Omann I., Schwarz J., Ninaus J., Punzenberger J. (2012)
BENE – BürgerEngagement für Nachhaltige Energie. Publizierbarer Endbericht. Neue Energien 2020

Schulze, G. (2005)
Die Erlebnisgesellschaft. Kultursoziologie der Gegenwart. 2. Aufl., Campus Verlag, Frankfurt am Main.

Shove E. (2003)
Converging Conventions of Comfort, Cleanliness and Convenience. J. of Consumer Policy 26: 395-418

Shove E. (2010)
Beyond the ABC: climate change policy and theories of social change, Environment and Planning A 42(6): 1273-1285

Snook J., Boomgard E. (2011)
Driving Sustainable Behavior in the Mainstream Consumer: Leveraging Behavioral Economics to Minimize Household Energy Consumption. Duke University

Søndergård, B., Hansen, O. E., Holm, J., & Kerndrup, S. (2004)
Creation and sharing of environmental knowledge across communities and networks.

Spaargaren, Gert (2003),
Sustainable Consumption: A Theoretical and Environmental Policy Perspective, Society and Natural Resources, vol. 16, p. 687-701.

Staats H.J., Harland P. (1995)
The Ecoteam Program in the Netherlands. Study 4: A Longitudianl study on the effects of the Eco Team program on environmental behaviour and its psychological backgrounds. Leiden University.

E&M/R-95/57
http://issuu.com/gap_international/docs/ecoteams_in_the_netherlands _leiden/7?e=5562282/4217090

Staats H., Harland P. & Wilke H. A. M. (2004)
Effecting Durable Change. A Team Approach to Improve Environmental Behavior in the Household. Environment and Behavior Vol. 36: 341-367

Stephenson, J., & Carswell, P. (2012)
Energy cultures and social networks - influences on household energy behaviour. Paper presented at the Energy Efficiency and Behaviour Conference, Helsinki, Finland.

Stephenson, J., Barton, B., Carrington, G., Gnoth, D., Lawson, R., & Thorsnes, P. (2010)
Energy cultures: A framework for understanding energy behaviours. Energy Policy, 38(10), 6120-6129. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.069

Stern P.C. (2000)
Toward a Coherent Theory of Environmentally Significant Behavior. Journal of Social Issues 56,3: 407-424

Storch, A.; Gallauner, T.; Pölz, W.; Pötscher, F.; Stranner, G.; Thielen, P.; Wampl, S. (2012)
Ermittlung der potentiellen THG-Emissionsreduktion im Rahmen der Einreichung zur Förderung von Forschungsprojekten beim Klima- und Energiefonds. Umwelt Bundesamt GmbH. Wien.

Thøgersen J., Grønhøj A. (2010)
Electricity saving in households – A social cognitive approach. Energy Policy 38: 7732-7743

Umweltbundesamt (2014)
Klimaschutzbericht 2014. Report. REP-0491. Wien 2014

UN (1998)
Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change

Vassileva I., Odlare M., Wallin F., Dahlquist E. (2012)
The impact of consumers' feedback preferences on domestic electricity consumption. Applied Energy 93: 575-582

Wiedmann, T.; Minx, J. (2008)
A definition of "Carbon Footprint". In: Ecological Economics Research Trends. Hrsg. v. Pertsova, C. Nova Science Publishers. Hauppauge.

Wood G., Newborough M. (2007)
Energy-use information transfer for intelligent homes: Enabling energy conservation with central and local displays. Energy and Buildings 39: 495-503

IMPRESSUM

Verfasser
Stadt Villach
Mag. Sabine Domenig
Rathausplatz 1, 9500 Villach
Telefon: +43 4242 205 5213
E-Mail: sabine.domenig@villach.at

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber
Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Projekt- und Kooperationspartner
AIT Austrian Institute of Technology GmbH (Wien)
EQOS Energie Österreich GmbH (Oberösterreich)
CTR Carinthian Tech Research AG (Kärnten)
Fachhochschule Kärnten – Gemeinnützige Privatstiftung (Kärnten)
RMA Ressourcen Management Agentur (Kärnten)
Infineon Technologies Austria AG (Kärnten)
KNG-Kärnten Netz GmbH (Kärnten)
PwC Advisory Services GmbH (Wien)
Siemens AG Österreich (Wien)
Symvaro GmbH (Kärnten)

Disclaimer
Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes
ZS communication + art GmbH