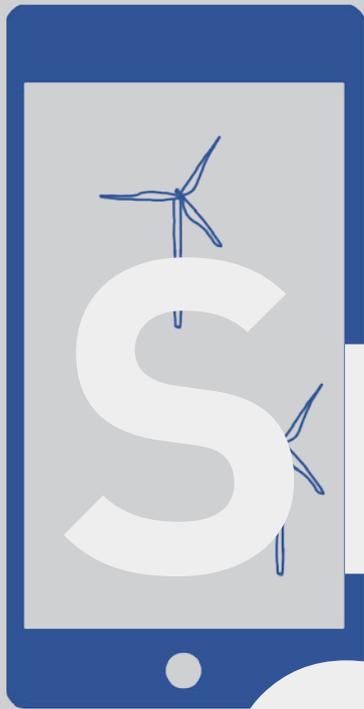
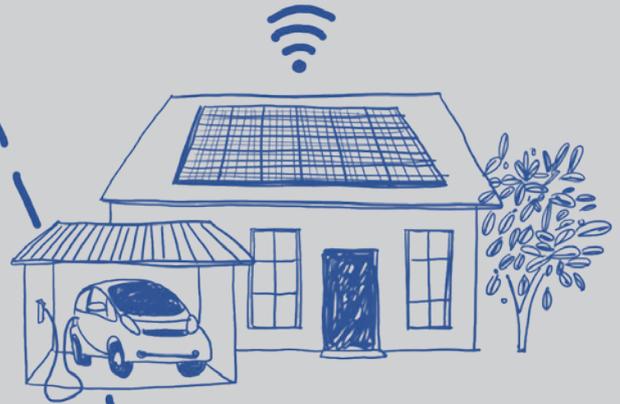


NOV
2017
08

SCIENCE
BRUNCH

www.klimafonds.gv.at



Smart Grids



Cover Illustration: Stefanie Hilgarth

VORWORT

Seite 03

Leafs - Integration of Loads & Electric Storage Systems into Advanced Flexibility Schemes for LV Grids

Seite 05

Leafs erforscht die Auswirkungen einer marktgeführten Nutzung von Flexibilität auf das Verteilernetz. Weiters werden Konzepte für eine entsprechende Systemarchitektur und Systemlösung entwickelt, welche eine netzfreundliche Aktivierung von Flexibilität im Niederspannungsnetz erlaubt.

MBS+ - Entwicklung eines Kleinspeicher-Netzwerks zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen

Seite 15

Dezentrale PV-Heimspeichersysteme gewinnen an Bedeutung. Dieses Projekt beschäftigt sich mit der Frage, wie solche Speichersysteme netz- und systemdienlich eingesetzt werden können. Evaluiert wurden ein Konzept für ein dezentral organisiertes Batteriespeicher-Netzwerk sowie das energiewirtschaftliche und gesellschaftliche Potenzial.

FACDS - Flexible AC Distribution Systems

Seite 25

Im Forschungsprojekt FACDS wird eine mögliche Mehrfachnutzung von dezentralen elektrochemischen Netzspeichern durch den Zugriff unterschiedlicher Akteure untersucht. Dabei werden Strategien erarbeitet, um den wirtschaftlichen Betrieb zu optimieren und zu bewerten sowie mögliche Synergieeffekte erforscht.

iniGrid - Integration of Innovative Distributed Sensors and Actuators in Smart Grids

Seite 37

Um hohe Investitionskosten in das Stromnetz, bedingt durch den stetigen Ausbau der dezentralen und erneuerbaren Energieträger, zu verhindern, wird in diesem Projekt an einer innovativen Lösung geforscht. Entwickelt wurden intelligente Sensoren und Aktuatoren – kostengünstige All-in-one Lösungen für mehr Energieeffizienz.

INTEGRA - Integrierte Smart Grid Referenzarchitektur lokaler Verteilnetze & überregionaler virtueller KW

Seite 45

INTEGRA befasst sich mit der Frage, wie ein sicherer und stabiler Betrieb von Mittel- und Niederspannungsnetzen in Gegenwart von sich beeinflussenden Smart-Grid-Dienstleistungen organisiert werden kann. Zusätzlich wurde ein Zielsystem für die Smart Grid Modellregion Salzburg erstellt.

IES - Integrating the Energy System

Seite 53

Das Projekt IES adaptiert eine Testplattform für Interoperabilität an die Anforderungen des Energiesektors, welches zukünftig Tests auf Kompatibilität zum Standard und Interoperabilität zwischen Systemen ermöglicht. Basis für dieses Verfahren ist die etablierte IHE-Methodik aus dem Gesundheitsbereich.

Alle geförderten Projekte im Überblick

Seite 62

Sektorkopplung

€ 4.997.745,00 (16 Projekte)

Mobilität

€ 17.949.004,00 (11 Projekte)

Speicher

€ 12.336.768,00 (23 Projekte)

Strom

€ 40.946.573,00 (87 Projekte)

Wärme

€ 7.333.271,00 (19 Projekte)



FÖRDERUNG
NACH THEMEN
UND ANZAHL
GEFÖRDERTER
PROJEKTE*

* GEFÖRDERTE ENERGIE- UND MOBILITÄTSPROJEKTE MIT SMART GRIDS BEZUG

QUELLE:
Klima- und Energiefonds, Stand: Dezember 2017



„Innovationen im Bereich Smart Grids sind von großer Bedeutung für unsere Energiezukunft. Sie helfen uns unser Energiesystem effizient und energiesparend zu gestalten und die ambitionierten Energieziele der Bundesregierung zu erreichen.“

THERESIA VOGEL, GESCHÄFTSFÜHRERIN DES KLIMA- UND ENERGIEFONDS

Mit Smart Grids die Energiewende meistern

Sektorkopplung – das große Potenzial der intelligenten Netze

Mit neuen und innovativen Smart Grids Technologien wird die Sektorkopplung, das Verbinden von Strom-, Wärme-, und Mobilitätssystemen effizient und sicher gestaltet und leistet damit einen wichtigen Beitrag für unsere Energiezukunft. Deshalb fördert der Klima- und Energiefonds seit seiner Gründung im Jahre 2007 mit mehr als 83 Millionen Euro die Erforschung und Verbesserung von intelligenten Netzen. Dadurch konnten rund 150 Projekte erfolgreich durchgeführt werden und neue wichtige Erkenntnisse und Innovationen in den Bereichen Netztechnologien, Steuerungskonzepte und Validierungs- sowie Testansätze für Smart Grids erforscht werden.

Auch im Regierungsprogramm der neuen Bundesregierung wird eine Stromversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien bis 2030 angestrebt. Dabei wird ein großer Schwerpunkt auf die gesamthafte Sektorkopplung der Strom-, Wärme-, und Mobilitätssystemen gelegt. Weiters wird die verstärkte Nutzung der Abwärme für den gesamten Energie- und Strommix sowie der Einsatz von Cross-Cutting-Technologies und der Aufbau von Hybridnetzen für die Energieversorgung als Ziel fokussiert. Der Klima- und Energiefonds leistet durch seine Förderungsaktivitäten im Bereich Smart Grids einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der ambitionierten Ziele der neuen Bundesregierung.

Eine aufschlussreiche Lektüre wünscht Ihnen

Ihr Klima- und Energiefonds



Projektleitung: JOHANNES KATHAN
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Netzregelungsebenen für einzelne Komponenten

ABBILDUNG 1

	Stufentrafo	PV-Anlage	PV-Speicher	Netzspeicher
Stufe 0 Tor D4	$U_{\text{sammel}} = \text{const}$	$Q(U)$	-	-
Stufe 1 lokale Regelung	$U_{\text{sammel}} = \text{const}$	$Q(U), P(U)$	$Q(U), P(U), x\%$	$Q(U), P(U)$
Stufe 2 verteilte Regelung	abgesetzte Sensoren	$Q(U), P(U)$	$Q(U), P(U), x\%$	$Q(U), P(U), x\%$
Stufe 3 koordinierte Regelung	abgesetzte Sensoren	$Q(U), P(U)$ mit update	$Q(U), P(U), x\%_{\text{DYN}}$	$Q(U), P(U), x\%_{\text{DYN}}$

Leafs

Integration of Loads and Electric Storage Systems into Advanced Flexibility Schemes for LV Networks

Ausgangssituation & Problematik

Die erneuerbare Energiezukunft stellt nicht nur die Übertragungs- und Verteilnetze vor große Herausforderungen, sondern auch die Niederspannungsnetze, die für den Stromfluss von und zu den Haushalten sorgen. Grund dafür sind neben der wachsenden Zahl an Photovoltaikanlagen auch immer mehr zusätzliche elektrische Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge. In letzter Zeit drängen verstärkt auch kleine elektrochemische Stromspeichereinheiten auf den Markt, mit denen der selbst erzeugte Strom lokal gespeichert und später für den Eigenbedarf verwendet werden kann.

Diese neuen Technologien bieten neben ihrer eigentlichen Anwendung so viel Flexibilität, dass sie zusätzlich für Marktdienstleistungen aggregiert werden können. Dies hat zur Folge, dass Lastprofile vermehrt nicht mehr rein statistisch gebildet werden können sondern sich marktorientierte Lastprofile mit einer potentiell hohen Gleichzeitigkeit in einem Netzabschnitt ergeben. Bei höherer Durchdringung kann es dabei vermehrt zu thermischer Überlastung von Netzbetriebsmitteln bzw. zu Spannungsproblemen im lokalen Verteilnetz kommen.

Projekthalte & Ziele des Projektes

Innovationsgehalt

Das Projekt gibt Antworten auf die Frage nach den Auswirkungen der marktgeführten Nutzung von Flexibilität auf das Verteilnetz, was aktuell eine essenzielle Fragestellung für viele Netzbetreiber darstellt. Das Projekt entwickelt und validiert Konzepte für

eine entsprechende Systemarchitektur, sowie Systemlösungen und Technologien, die eine netzfreundliche Aktivierung von Flexibilität in den Niederspannungsnetzen erlaubt.

Das Potenzial für die Aktivierung von flexiblen Lasten über bestehende Lösungen (z.B. Tonfrequenzrundsteuerung) wird in den Lösungen berücksichtigt und im Speziellen untersucht, wie diese hochskaliert werden können. Wichtige Erfahrungen für die effiziente Nutzung von Speichersystemen und flexiblen Lasten für den effizienten Netzbetrieb können gesammelt werden.

Methodische Vorgehensweise

Um die definierten Ziele des Projektes zu erreichen werden drei zentrale Aktivitäten kombiniert: Technologieentwicklung: Ansätze und Technologien zur Aktivierung von Flexibilität für aktive Netzstützung und die Bereitstellung von Marktdienstleistungen werden mit umfassenden Simulationen und Laboranalysen entwickelt und untersucht. Dies umfasst Funktionen, Schnittstellen und Regelungskonzepte für verschiedene Komponenten.

Feldvalidierung: Diese Ansätze und Technologien werden anhand dreier unterschiedlicher Anwendungsfälle jeweils in einem eigenen Feldversuch realisiert, untersucht und miteinander verglichen. Die drei unterschiedlichen Feldvalidierungen werden in den Gemeindegebieten Eberstalzell (Netz Oberösterreich), Köstendorf (Salzburg Netz) und Heimschuh (Energie-netze Steiermark) durchgeführt. In Eberstalzell wird ein zusätzlicher Versuch mit neuartigen, flexiblen

Mögliche Betriebsstrategien für die Markteinbindung und deren Ebene in der definierten Architektur

TABELLE 1

Anwendungsbereich	Betriebsstrategie	Ebene
Endkundenanwendungen	Lokale Eigendeckung von PV	1
	Reduktion der Strombezugskosten	1
	Vermeidung von PV-Abregelung	1
Bereitstellung von Regelreserve	Primärregelreserve	2
	Sekundärregelreserve	3
	Tertiärregelreserve	3
Arbitragebetrieb	Day-ahead-Handel	3
	Intraday-Handel	3
Bilanzgruppenbewirtschaftung	Minimierung von Ausgleichsenergie	3

Feldversuchsübersicht

TABELLE 2

	Eberstallzell	Köstendorf	Heimschuh
Verwendete Komponenten	PV-Wechselrichter, Heimspeicher, Warmwasserboiler	Building Energy Agent, PV-Heimspeicher, Elektrofahrzeuge	Zentrales Speichersystem
Steuerung Komponenten	Direkt	Indirekt	Direkt
Netzintegration	$Q(U) + X\%_{DYN}$ (Stufe 3)	$Q(U) + P(U)_{DYN}$ (Stufe 3)	$Q(U) + P(U)$ (Stufe 1)
Marktintegration	Ebene 1, Ebene 3	Ebene 1, Ebene 3	Ebene 1, Ebene 3
Bereitstellung Marktsignal	Externer Aggregator	Verteilnetzbetreiber als Aggregator	Speicherbetreiber
Betriebs- und Eigentumsmodell	b	c	a

Lasttarifen in Abhängigkeit der lokalen PV-Erzeugung durchgeführt. Dieser Versuch soll beantworten, wie man KundInnen dazu motivieren kann, ihren Verbrauch und damit eventuell verbundene alltägliche Gewohnheiten an die lokale Erzeugung anzupassen und ihre Flexibilität so netzfreundlich einsetzen.

In allen drei Netzen kann vorhandene Infrastruktur aus Vorgängerprojekten teilweise wiederverwendet werden, wodurch für das Leafs-Projekt Kosten und Aufwand verringert werden. Diese drei Feldversuche bilden dabei die Vielfalt an möglichen Systemkonfigurationen und Ansätzen ab, wie Flexibilität aktiviert werden kann.

Abschätzung der Auswirkung: Umfassende Netz- und Wirtschaftlichkeitssimulationen werden durchgeführt, um die mögliche Auswirkung einer erhöhten marktgetriebenen Nutzung von Speichersystemen und Lastflexibilität in Verteilnetzen zu bestimmen und das Potenzial für die entwickelten Lösungen abzuschätzen. Umfassende Umfragen bei relevanten Nutzergruppen zur Erhebung der Bereitschaft zur Bereitstellung von Flexibilität werden durchgeführt. Zusätzlich werden erarbeitete Lösungen aus wirtschaftlicher und regulatorischer Perspektive untersucht und die Übertragbarkeit und Skalierbarkeit diskutiert.

Konzept der Systemarchitektur

Ein erster Entwurf einer Systemarchitektur wurde entwickelt. Diese wurde durch bestehende Konzepte für die lokale, koordinierte Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen aus abgeschlossenen Forschungsprojekten erweitert. Damit wird nahtlos an bestehendem Wissen angeknüpft und dieses erweitert, sowie ein erster Ansatz zur Übertragbarkeit und Skalierbarkeit geschaffen.

Die Architektur umfasst Markt- und Netzintegration, welche als unterschiedliche Dimensionen auf dem Weg zum Stromnetz der Zukunft aufgefasst werden können. In beiden Dimensionen sind unterschiedliche Ebenen des Betriebes und der Koordination möglich und können unabhängig voneinander eingestellt

werden. Die Marktdimension zielt auf die wirtschaftliche Optimierung der Anlage hin und beschreibt drei Ebenen:

1. **Die erste Ebene** stellt lokale und autonome Anwendungen dar. Hierzu zählt auch die lokale Eigenbedarfsdeckung. Diese stellt auch die Hauptanwendung für die im Projekt untersuchten Anwendungsfälle dar.
2. **Die zweite Ebene** umfasst Services die an einen Markt angebunden sind, jedoch autonom erbracht werden. Derzeit fällt darunter die Erbringung von Primärregelreserve.
3. **Die dritte Ebene** umfasst Marktservices die eine aktive Kommunikation mit einer externen Steuerung voraussetzen. Dazu zählen die Partizipation auf dem Energiemarkt, die Bereitstellung von Ausgleichsenergie sowie die Erbringung von Regelreserve.

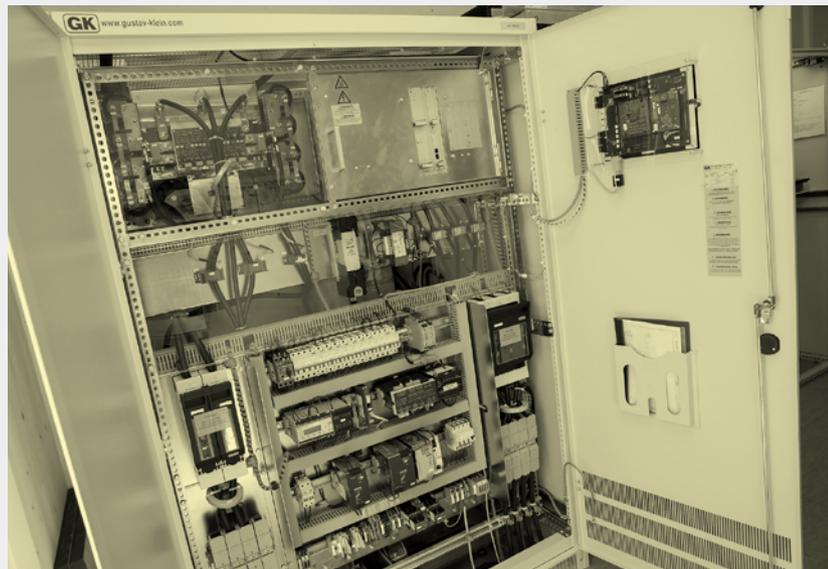
Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über mögliche Marktwendungen und deren Einordnung in die definierten Ebenen. Im Rahmen des Projektes werden in allen drei Feldversuchsgebieten Anwendungen der Ebene 1 und 3 untersucht.

Die zweite Dimension umfasst die Netzintegration der einzelnen Komponenten. Ziel dieser Netzregelung ist die Einhaltung der gegebenen Netzparameter (Spannung und Komponentenbelastung). Grundsätzlich gilt, dass Netzerfordernisse Markterfordernisse überstimmen. Daher dass die Randbedingungen für einen sicheren Betrieb des lokalen Netzes unter allen Umständen eingehalten werden müssen. Die einzelnen Ebenen umfassen:

1. Lokale Regelung: In der ersten Stufe arbeiten alle regelbaren Akteure im Netz ausschließlich anhand von lokalen Messwerten und ohne Kommunikation untereinander. Das Speichersystem erbringt eine Q(U) und P(U)-Regelung die ausschließlich auf die eigene Anschlussklemme reagiert. Dies umfasst sogenannte „Fit and Forget“ Lösungen, die einmalig vom Netzbetreiber eingestellt werden und dann autonom arbeiten.

Zentraler Speicher in Heimschuh

ABBILDUNG 2



2. Verteilte Regelung: In der zweiten Stufe bezieht der regelbare Ortsnetz-Transformator aktuelle Spannungsmesswerte von kritischen Punkten im Netz in die Spannungsregelung mit ein, wodurch eine Kommunikationsinfrastruktur erforderlich wird. Allerdings wird diese in dieser Stufe nur unidirektional genutzt, da nur Messwerte aus dem Netz zur Trafo-Regelung gesendet werden.

3. Koordinierte Regelung: Hier werden neue Grenzwerte und Vorgabewerte von einer zentralen Regelungseinheit berechnet und an alle an der Regelung beteiligten Komponenten/Anlagen im Netz übermittelt. Die Kommunikation erfolgt somit bidirektional. Damit können die meisten Synergieeffekte gehoben werden und die Komponenten haben die meiste Freiheit.

Abbildung 1 zeigt die definierten Integrationsstufen aus Netzsicht. Um Speicher in den bestehenden Regelungsansatz zu integrieren wurden weitere Integrationsfunktionen entwickelt. Mit diesen Funktionen ist eine Reduktion der maximalen Leistung der Speichersysteme möglich ($x\%_{DYN}$). Dieses Limit kann in Stufe 1 oder 2 einmalig gesetzt werden oder in Stufe 3 dynamisch entsprechend den aktuellen Netzanforderungen geändert werden. Die dritte Dimension der Systemarchitektur beschreibt die unterschiedlichen Betriebs- und Eigentumsmodelle.

Diese umfassen

- die direkte Steuerung von zentralen Komponenten (wie Netz-Speicher) die auch (zukünftig) im Besitz des Verteilnetzbetreibers sein können (Anwendungsfall 1)
- die direkte Steuerung von dezentralen Komponenten im Besitz des Netzkunden (z.B.: Heimspeichersysteme), die jedoch direkt vom Netzbetreiber gesteuert werden können (Anwendungsfall 2)
- die indirekte Steuerung dezentraler Komponenten des Kunden durch ein Energiemanagementsystem, wie z.B.: Wärmepumpen, dezentrale Speicher (Anwendungsfall 3).

Umsetzung im Feld

In drei unterschiedlichen Feldversuchsgebieten wurde jeweils eine spezifische Umsetzung der Systemarchitektur implementiert (Tabelle 2).

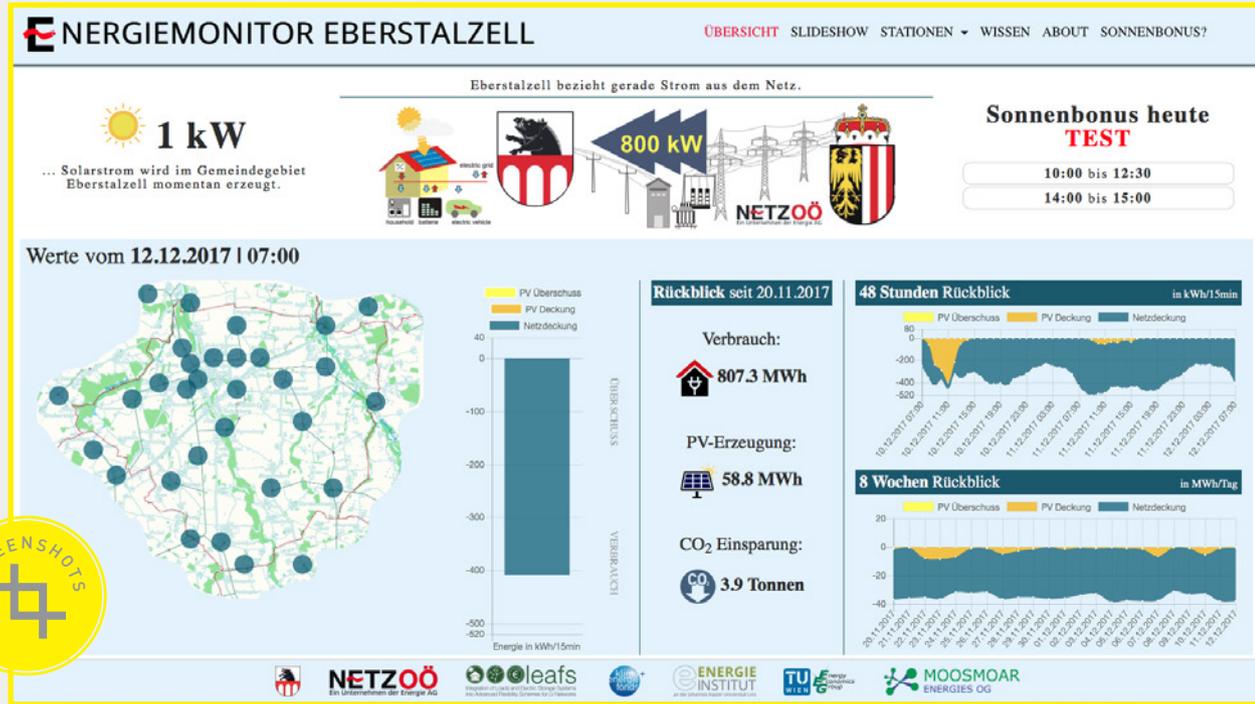
HEIMSCHUH: Ein zentrales Speichersystem mit 100 kW und 100 kWh wurde installiert und wird als Gemeinschaftsspeicher für 10 Haushalte betrieben (Abbildung 2). Zusätzlich erbringt das Speichersystem Marktdienstleistungen wie z.B.: Teilnahme am Day-Ahead-Markt. Eine zusätzliche, dynamische Spannungsregelung verhindert Spannungsbandverletzungen durch die beiden anderen Services. Das Speichersystem wird direkt vom Netzbetreiber gesteuert bzw. die Services bereitgestellt.

„Wenn das Projekt erfolgreich abgeschlossen wird, haben wir erstmals ein Set an Werkzeugen und strukturierten Ansätzen zur Nutzung der Flexibilität die bereits besteht oder gerade im Entstehen ist. Damit leisten wir einen wesentlichen Beitrag zur tieferen Integration dieser Systeme in das Energieversorgungssystem von morgen.“ PROJEKTLEITER JOHANNES KATHAN



Energiemonitor Eberstalzell

ABBILDUNG 3

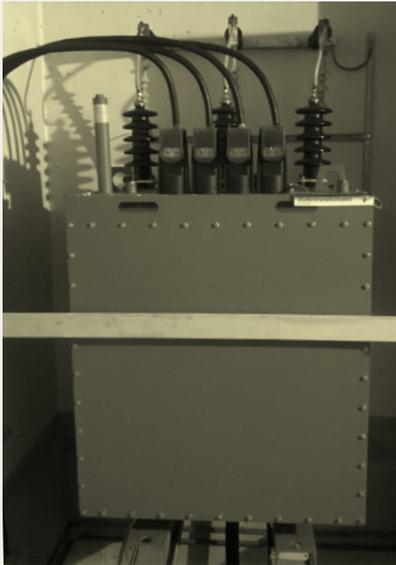


Aufbau im Feld eines Versuchsspeichers



Testspeicher und regelbarer Ortsnetztrafo Köstendorf

ABBILDUNG 4



EBERSTALZELL/LITTRING: In Eberstallzell/Littring werden zwei unabhängige Feldversuche durchgeführt. Diese umfassen

1. Heimspeicher: Drei Heimspeichersysteme wurden in einem Netzabschnitt installiert. Der Netzbetreiber überträgt über Powerline anhand von Wetter-Vorhersagen täglich Netzrestriktionen, die der Speicher einhalten muss. Ein etwaiges Marktsignal wird von einem Aggregator (in diesem Fall Fronius) direkt über das Internet an das Gerät übertragen. Dies bildet ein wesentliches Zukunftsszenario ab.

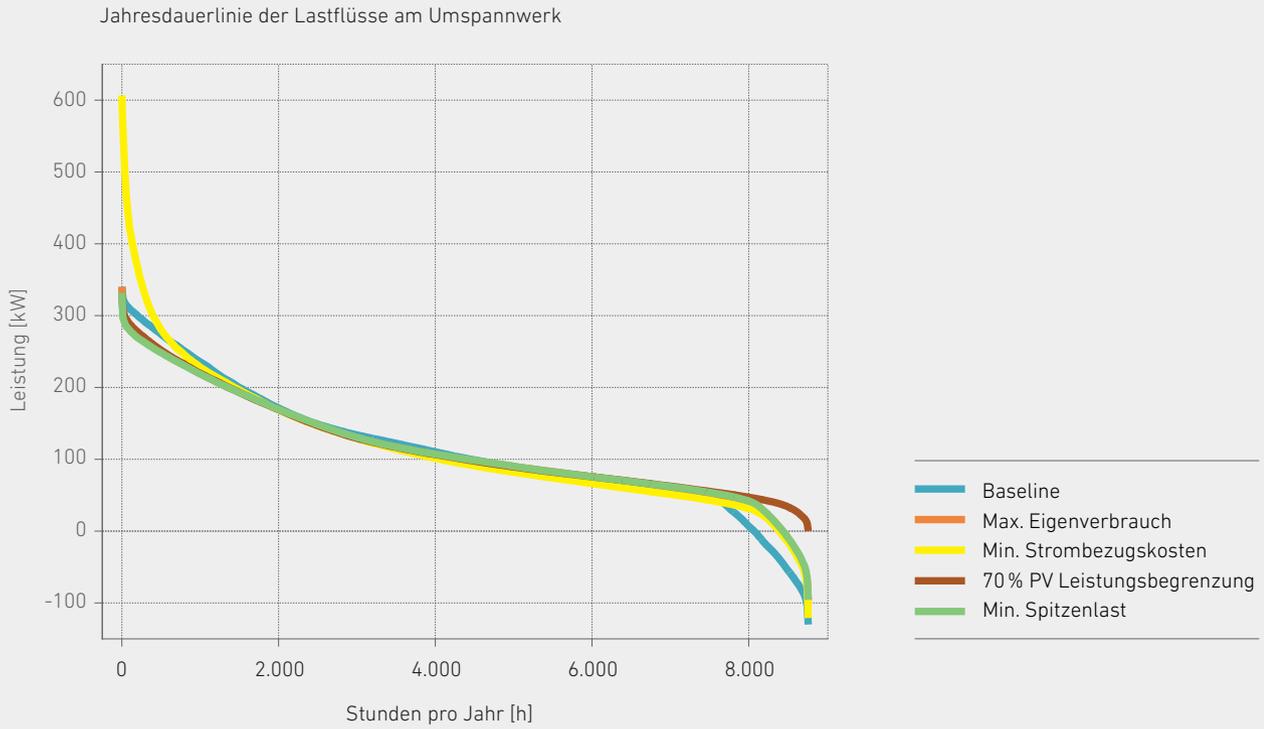
2. Sonnenbonus: Ein monetärer Anreiz wurde entwickelt, der Kunden belohnt, die sich netzfreundlich verhalten, daher bei hohen Einspeiseleistungen im

Netz möglichst viel verbrauchen bzw. ihre Flexibilität netzfreundlich einsetzen. An dem Versuch sollen bis zu 300 Haushalte teilnehmen. Bis zu 50 Home Automation-Systeme werden in einem Netzabschnitt installiert, die autonom in Abhängigkeit der Spannung/Erzeugung flexible Verbraucher steuern.

KÖSTENDORF: Fünf Heimspeichersysteme wurden installiert und in die lokale Steuerung mit dem Building Energy Agent, dem regelbaren Ortsnetztrafo und den lokalen Elektrofahrzeugen integriert. In diesem Feldversuch werden die Komponenten indirekt über den Building Energy Agent gesteuert. Der Netzbetreiber übernimmt die Rolle des Aggregators und überträgt das Marktsignal.

Jahresdauerkennlinie an der Verteilnetzstation

ABBILDUNG 5



Erste Ergebnisse & Conclusio

Technische Umsetzung: Die entwickelten Netzfunktionen konnten mit den bestehenden Funktionen der Anlagen umgesetzt werden. Damit ist eine einfache Ausrollung der Funktionen möglich und der Aufwand der Anpassung für die Komponentenhersteller gering. Die relevanten Schnittstellen zur Aktivierung von Heimspeichersystemen wurden mit SunSpec implementiert und haben sich als eine passende Lösung erwiesen.

Regulatorischer Rahmen: Das europäische, nationale und bundeslandspezifische Regulativ wurde auf die Machbarkeit der definierten Anwendungsfälle hin untersucht. Die definierten Betriebsmodi sind grundsätzlich möglich, wobei der Besitz und Betrieb eines Speicher durch den Netzbetreiber derzeit ungeklärt ist.

Wirtschaftlichkeit: Erste Ergebnisse zeigen, dass zu aktuellen Marktkonditionen in vielen Fällen die Anwendung von PV-Speichersystemen aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll erscheint. Dies bedeutet jedoch nicht, dass keine kundenseitige Zahlungsbereitschaft für entsprechende Speichersysteme gegeben ist. Im weiteren Projektverlauf werden zudem zusätzliche Erlösmöglichkeiten im Sinne volkswirtschaftlicher und netzbezogener Effekte untersucht. Die Nutzung von Flexibilität erscheint jedoch zum aktuellen Projektstatus weniger wirtschaftlich als ursprünglich vermutet.

Auswirkung auf das Netz: Bei gleichzeitiger Aktivierung aller Flexibilität in einem Niederspannungsnetz kann es zu einer Verdoppelung der Spitzenlast kommen (Abbildung 5). Die bestehenden Netze sind dafür nicht ausgelegt. Es hat sich aber auch gezeigt, dass eine individuelle Spitzenlastreduktion mehrerer Kunden die gesamte Spitzenlast nicht wesentlich reduziert. Die Spitzenlast hat damit eine höhere Relevanz als die Spitzenerzeugung im Netz.

Ausblick

Im letzten Projektjahr werden die letzten Feldversuche gestartet und eine umfassende Umfrage unter PV-Anlagenbetreibern in den drei Bundesländern durchgeführt. Ergebnisse aus den Feldversuchen und Simulationen werden weiter analysiert und quantifiziert. Die Skalierbarkeit der untersuchten Lösungen wird in umfassenden Netzberechnungen analysiert und so das Gesamtpotenzial in den drei Bundesländern abgeschätzt. Die Übertragbarkeit der Ergebnisse wird in Workshops mit weiteren Netzbetreibern erörtert. Schlussendlich werden Handlungsempfehlungen für die Umsetzung von netzfreundlicher Flexibilitätsbereitstellung erstellt.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

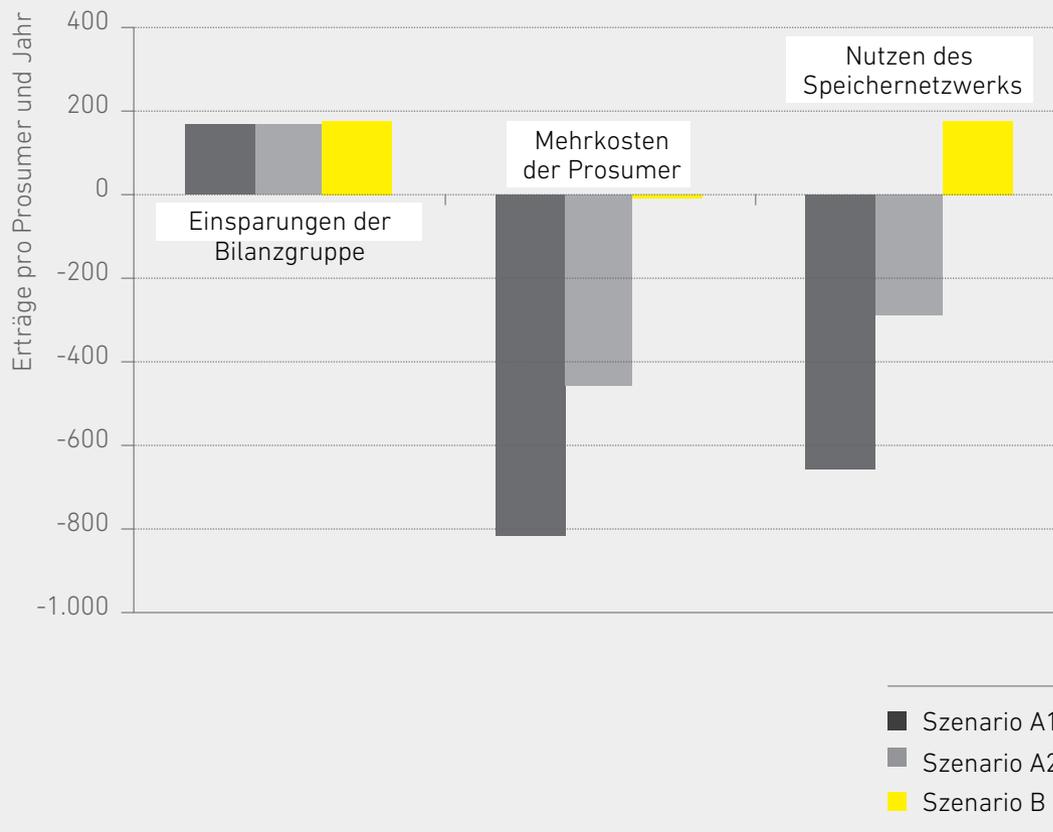
- Wenn das Projekt nicht durchgeführt wird, haben Netzbetreiber keine Werkzeuge, Flexibilität in den Netzbetrieb zu integrieren und müssen die Leistung beschränken.
- Unkoordinierte Nutzung der Flexibilität kann zu einer Mehrbelastung der Netze führen. Sinnvolle Nutzung führt im Gegensatz zu einer erhöhten Wirtschaftlichkeit für den Endkunden.
- Eine strukturierte und offene Auseinandersetzung mit dem Thema kann zu offenen Standards führen. Das erlaubt in Zukunft eine einfache Anbindung von Komponenten in Flexibilitätsmechanismen.





Projektleitung: KURT LEONHARTSBERGER
FH Technikum Wien

ABBILDUNG 1



Vergleich der jährlichen Einsparungen an Ausgleichsenergiekosten einer Bilanzgruppe und der Mehrkosten (ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Speichernutzung) jeweils pro teilnehmendem Prosumer

MBS+

Entwicklung eines dezentral organisierten Kleinspeicher-Netzwerks zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen

Sinkende Preise und öffentliche Förderungen sowie der wachsende Wunsch privater Haushalte und Gewerbebetriebe nach Energieautonomie (Hampl et al. 2015) treiben eine Entwicklung an, die dezentrale Batteriespeichersysteme zu einer Massenanwendung werden lassen. In Österreich wurden laut einer Erhebung des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) bis Ende 2016 etwa 2.400 PV-Heimspeichersysteme mit einer Kapazität von etwa 16 MWh in Betrieb genommen (Leonhartsberger 2017). Im Vergleich dazu waren in Deutschland Ende April 2017 etwa 61.300 dezentrale Solarstromspeicher mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von etwa 400 MWh an die Niederspannungsnetze angeschlossen (Figgener et al 2017).

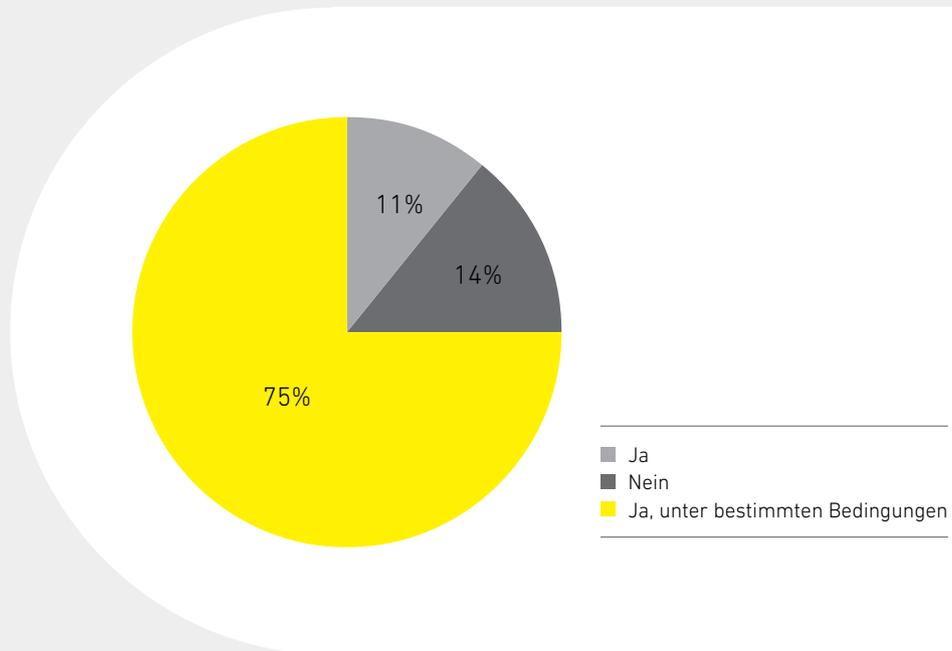
Je nach Einsatzbereich können PV-Heimspeichersysteme eine Vielzahl unterschiedlicher Aufgaben in einem zukünftigen Energieversorgungssystem übernehmen (Internationale Energieagentur, 2015; Manyika et al. 2013; IEA-RETD 2016). Dass Heimspeichersysteme in Kombination mit PV-Anlagen jedoch nicht automatisch einen netz- und/oder systemdienlichen Beitrag leisten, zeigt unter anderem das Fraunhofer ISE im Rahmen der „Speicherstudie 2013“ (Hollinger et al. 2013). Werden Speicher ausschließlich zur Maximierung des Eigenverbrauchanteils eingesetzt und dahingehend konventionell bewirtschaftet, wird die PV-Erzeugungsspitze um die Mittagszeit weiterhin in vollem Umfang in das Netz eingespeist. Eine Entlastung des Stromnetzes ist jedoch nur gegeben, wenn die maximale PV-Einspeiseleistung an die Situation des Stromnetzes angepasst und die Einspeisung von

Erzeugungsspitzen zu netzkritischen Zeiten zuverlässig unterbunden wird. Neben der Reduktion von PV-Erzeugungsspitzen gibt es noch weitere Möglichkeiten wie Heimspeichersysteme einen netz- und/oder systemdienlichen Beitrag leisten können. Beispielhaft erwähnt seien hier die Minimierung von Last- und Erzeugungsspitzen oder die Entlastung des Stromnetzes durch bedarfsgerechte Be- und Entladung des Speichers.

Da es aus volkswirtschaftlicher Sicht durchaus zielführend scheint, dieses vorhandene und bisher ungenutzte Potenzial zukünftig zu erschließen, beschäftigt sich ein interdisziplinäres ForscherInnenteam unter der Leitung der FH Technikum Wien im Forschungsprojekt „MBS+“ mit ausgewählten Fragestellungen hinsichtlich netz- und systemdienlicher Einsatzmöglichkeiten von dezentralen PV-Heimspeichersystemen. Dabei wurde ein Konzept für ein dezentral organisiertes Batteriespeicher-Netzwerk entwickelt, das eine Nutzung von Heimspeichersystemen durch ausgewählte Stakeholder für unterschiedliche netz- und systemdienliche Anwendungen außerhalb der bestehenden Marktmechanismen ermöglicht. Wesentliche Bestandteile waren dabei die Evaluierung des energiewirtschaftlichen sowie des gesellschaftlichen Potenzials.

Energietechnisches und wirtschaftliches Potenzial

Um das energietechnische und das wirtschaftliche Potenzial eines solchen Heimspeichernetzwerks sowie die damit verbundenen (finanziellen) Auswirkungen auf den/die BetreiberIn zu ermitteln, wurde im Projekt ein konkreter Anwendungsfall (Einsatz von



Bereitschaft von PV- und HeimspeicherbesitzerInnen zur Teilnahme an einer Speicherinitiative in Prozent (n=2388). Quelle: eigene Darstellung

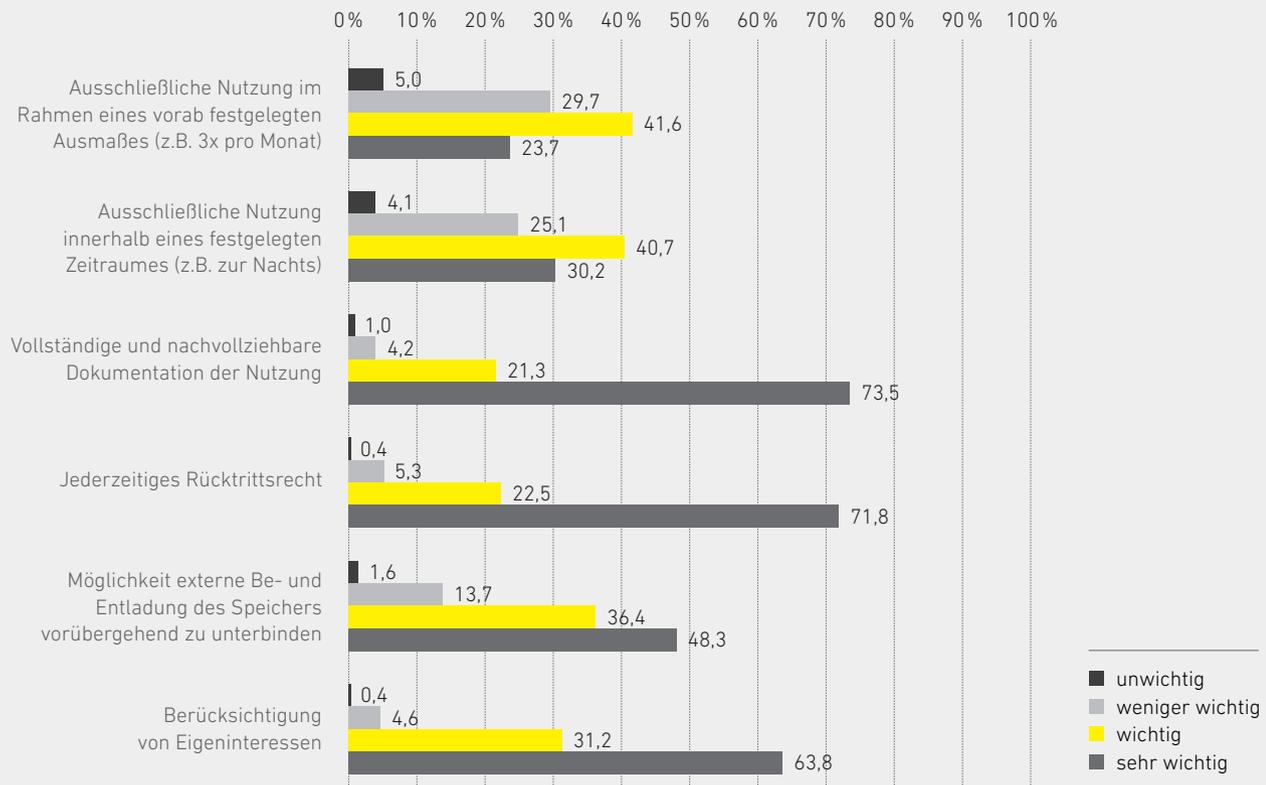
Heimspeichersystemen zur Reduktion von Fahrplanabweichungen in einer Bilanzgruppe) ausgewählt und dafür ein entsprechendes Modell in MatLab entwickelt. Die Untersuchung erfolgte dabei für eine fiktive Bilanzgruppe, deren Abweichung zu jeder Viertelstunde der Abweichung der APG Regelzone entspricht. Als Eingangsdaten dienten unter anderem 89 gemessene, anonymisierte Erzeugungs- und Lastprofile (im 15 min Intervall) ausgewählter Verbraucher (Haushalte und Gewerbebetriebe) für den Zeitraum Oktober 2015 bis September 2016.

Ausgehend von einem Referenzszenario, in dem die Heimspeichersysteme klassisch eigenverbrauchsoptimiert bewirtschaftet wurden und keine Ausgleichsenergie bezogen oder geliefert wird, wurden im Rahmen der Untersuchung unterschiedliche Szenarien betrachtet, die sich hinsichtlich der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Tarife) sowie der Form der Ausgleichsenergiebewirtschaftung unterschieden. In den Szenarien A1 und A2 (Ziel: maximale Nutzung des Speichernetzwerks) wurden die Heimspeichersysteme so bewirtschaftet, dass auf jede Abweichung vom Fahrplan reagiert wurde. Während in Szenario A1 alle Bezüge und Einspeisungen zum normalen Bezugs- und Einspeisetarif abgerechnet wurden, wurden bei Szenario A2 Bezug und Lieferung von Ausgleichsenergie separat erfasst und zu speziellen Konditionen (Netzentgelt zuzüglich Abgaben und Steuern) abgerechnet. Um die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichernetzwerks zu erhöhen, erfolgte die Ausgleichsenergiebewirtschaftung in Szenario B selektiver (Ziel: kostenoptimierte Nutzung des Speichernetzwerks). Positive Ausgleichsenergie wurde nur bei entsprechend hohem Ausgleichsenergiepreis bereitgestellt, negative Ausgleichsenergie wurde hingegen nur in Zeiten negativer Preise bereitgestellt. Die Ausgleichsenergiebewirtschaftung erfolgte dabei in allen Szenarien unter der Annahme, dass Abweichungen vom Fahrplan dem Bilanzgruppenverantwortlichen immer im Vorhinein bekannt sind. Im Zuge der darauffolgenden Untersuchungen

wurden nicht nur die finanziellen Auswirkungen einer Teilnahme auf den/die BetreiberIn, sondern auch die möglichen finanziellen Auswirkungen auf die Bilanzgruppe ermittelt. Die Ergebnisse zeigen, dass der Ausgleichsenergiebedarf der untersuchten Bilanzgruppe durch die gezielte Bewirtschaftung des Batteriespeichernetzwerks durch den Bilanzgruppenverantwortlichen reduziert werden kann. Den damit verbundenen Einsparungen auf Seiten der Bilanzgruppe stehen jedoch signifikante Mehrkosten auf Seiten der BetreiberInnen gegenüber. Mehrkosten entstehen einerseits durch die zusätzliche Speichernutzung und die damit verbundene verkürzte Lebensdauer der Speicher, andererseits kann der zusätzliche Bezug von Ausgleichsenergie – verordnet durch den Bilanzgruppenverantwortlichen – unter der Annahme, dass der Bezug von Ausgleichsenergie mit Kosten verbunden ist, Mehrkosten verursachen. Darüber hinaus ist mit niedrigeren Erlösen aufgrund einer geringeren PV-Überschusseinspeisung zu rechnen. Wird der Bezug von Ausgleichsenergie wie in Szenario A2 jedoch separat erfasst und mit einem niedrigeren Tarif abgerechnet (Netzkosten inkl. der anteilmäßigen Steuern und Abgaben in Höhe von 9,57 €ct./kWh), können SpeicherbetreiberInnen – für den Fall, dass bezogene Ausgleichsenergie lokal verbraucht werden kann – auch von verringerten Strombezugskosten profitieren.

Wie in Abbildung 1 ersichtlich fallen in Szenario B sehr geringe Mehrkosten (ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Speichernutzung) auf Seiten der teilnehmenden Prosumer an. Diese liegen deutlich unter den Einsparungen der Bilanzgruppe, wodurch eine Mitwirkung an einem solchen Speichernetzwerk für alle Beteiligten wirtschaftlich darstellbar ist. In den Szenarien A1 und A2 übersteigen die Mehrkosten jedoch die Einsparungen auf Seiten der Bilanzgruppe (pro teilnehmendem Prosumer). Dies zeigt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb eines solchen Heimspeichernetzwerks ohne selektive Bewirtschaftung unter den gegebenen Rahmenbedingungen und getroffenen Annahmen nicht möglich ist.

ABBILDUNG 3



Wichtigkeit vertraglicher Rahmenbedingungen bei einer Teilnahme an einem netz- und/oder systemdienlichen Batteriespeichernetzwerk in Prozent (n= 2046). Quelle: FH Technikum Wien

„Wie die Untersuchungen im Projekt zeigen, besteht von Seiten der SpeicherbetreiberInnen durchaus Bereitschaft ihren PV Heimspeicher für netz- und/oder systemdienliche Zwecke zur Verfügung zu stellen. Finanzielle Aspekte bzw. gewinnorientierte Anreizsysteme spielen dabei eine eher untergeordnete Rolle. Jedoch knüpft der Großteil der befragten Personen seine Teilnahme an bestimmte vertragliche Rahmenbedingungen. Vor allem Transparenz im Sinne einer lückenlosen, nachvollziehbaren Dokumentation aller Aktivitäten spielt für die Teilnahmebereitschaft eine große Rolle.“ PROJEKTLEITER KURT LEONHARTSBERGER

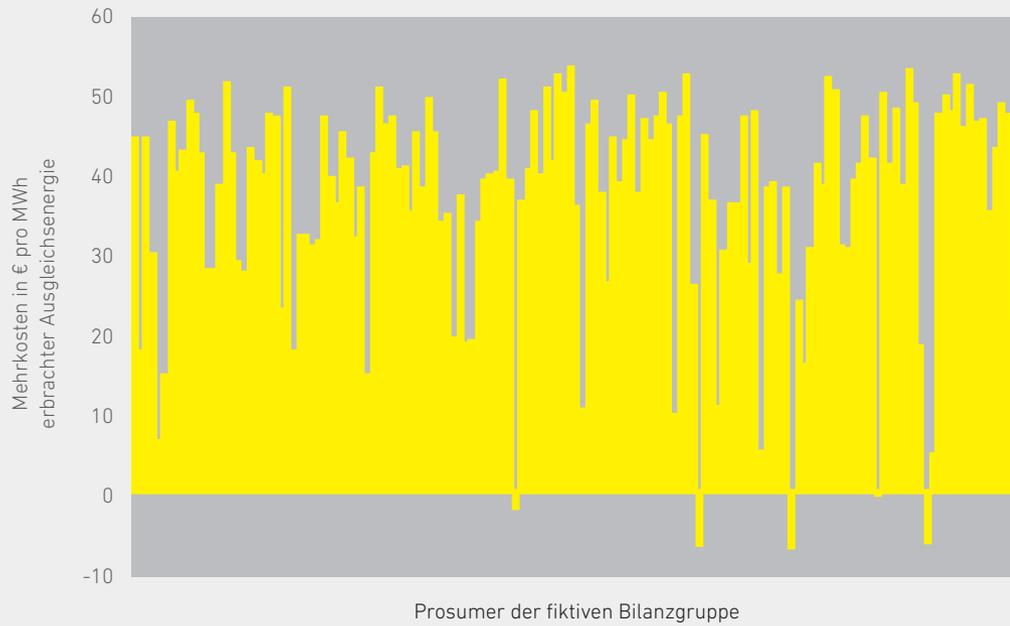


Gesellschaftliches Potenzial

Um dieses vorhandene Potenzial auch tatsächlich erschließen zu können, spielt vor allem die Bereitschaft der HeimspeicherbesitzerInnen an einer solchen Initiative mitzuwirken und damit verbunden externe Zugriffe ausgewählter Stakeholder (z.B. Netzbetreiber ...) auf das Heimspeichersystem zuzulassen, eine wichtige Rolle für den erfolgreichen Betrieb eines solchen Batteriespeichernetzwerks. Um diese Fragen bei der Potenzialabschätzung berücksichtigen zu können wurde ein Online-Fragebogen erstellt. Insgesamt wurden 22 Fragen formuliert, wovon jedoch auf Grund der Anwendung von Filterfragen (Mayer 2013) deutlich weniger Fragen an jede/n einzelne/n TeilnehmerIn gestellt wurden. Ergänzt wurde um offene Fragen, in denen jeweils um weitere Nennungen von nicht genannten Aspekten („Sonstiges“) zu den vorhergehenden, geschlossenen Fragen gebeten wurde. Inhaltlich betrafen die Fragen die Anschaffungsgründe für das Batteriespeichersystem, die generelle Akzeptanz einer externen Speichernutzung (z.B. durch Netzbetreiber), die dadurch verbundenen möglichen Risiken und Chancen, sowie Bedarf und Eignung verschiedener, vertraglicher Rahmenbedingungen und finanzieller Anreizsysteme.

Die TeilnehmerInnen wurden mit Unterstützung der Landesförderstellen Wien und der Steiermark sowie dem Klima- und Energiefonds aktiv rekrutiert. Knapp 20.000 BetreiberInnen von PV-Anlagen mit und ohne Heimspeicher wurden seitens der oben genannten Stellen per E-Mail oder Brief informiert und um Teilnahme an der Befragung gebeten. Innerhalb von 3 Wochen konnten so annähernd 2.300 Rückmeldungen (11,2 %) ausgewertet werden, darunter 257 von Personen, die bereits einen Heimspeicher besitzen. Wie in Abbildung 2 ersichtlich geben etwa 11 % der Befragten an, sich ohne weitere Bedingungen an einem netz- und/oder systemdienlichen Batteriespeichernetzwerk beteiligen zu wollen und die damit verbundenen externen Eingriffe zu akzeptieren. Nur etwa 14 % der Befragten stehen einer solchen Maßnahme von vornherein ablehnend gegenüber. **Das die größte Personengruppe (75 %) einer Teilnahme grundsätzlich positiv gegenübersteht, ihre Teilnahme jedoch an bestimmte vertragliche Rahmenbedingungen knüpft, könnte darauf hinweisen, dass sich die Befragten der möglichen Einschränkungen, die eine solche Teilnahme mit sich bringen kann, bewusst sind. Das bedeutet auch, dass die Gestaltung dieser Rahmenbedingungen ein**

ABBILDUNG 4



Mehrkosten der untersuchten Prosumer in EUR pro MWh erbrachter Ausgleichsenergie für Szenario A. Quelle: FH Technikum Wien

wesentliches Erfolgskriterium darstellt und daher über Erfolg oder Misserfolg einer solchen Maßnahme entscheidet.

Um Vorstellungen und Wünsche von HeimspeicherbesitzerInnen bestmöglich in die Formulierung von Rahmenbedingungen einfließen lassen zu können wurden jene Personengruppen, die einer Teilnahme offen gegenüberstehen, befragt, wie wichtig ihnen ausgewählte Bedingungen wären. Abbildung 3 zeigt, dass vor allem die vollständige, nachvollziehbare Dokumentation der externen Nutzung sowie die Möglichkeit, die Teilnahme am Speichernetzwerk jederzeit zu beenden, höchste Priorität für die befragten Personen haben. Das heißt, Transparenz einerseits und jederzeitige Entscheidungsfreiheit andererseits spielen für die Teilnahmebereitschaft eine große Rolle.

Befragt nach möglichen Anreizsystemen, die die Bereitschaft zur Teilnahme erhöhen können, zeigt sich folgendes Bild: Über 80% meinen, dass bereits die Entschädigung für die zusätzlich entstandenen Kosten bzw. die entgangenen Erlöse ausreicht um an einem netz- und/oder systemdienlichen Batteriespeichernetzwerk mitzuwirken. Im Vergleich dazu werden gewinnorientierte Anreizsysteme von weniger der Befragten als (sehr) geeignet erachtet.

Ausblick und Resümee

Zusammenfassend kann basierend auf den Projektergebnissen festgehalten werden, dass ein dezentral organisiertes Batteriespeichernetzwerk unter verschiedensten Gesichtspunkten Potenzial für netz- bzw. systemdienliche Anwendungen aufweist.

Die NutzerInnenbefragung hat gezeigt, dass das Potenzial aktuelle und zukünftige HeimspeicherbetreiberInnen für die Teilnahme an einem Batteriespeichernetzwerk zu gewinnen bei geeigneten Rahmenbedingungen gegeben ist. Um eine erfolgreiche Implementierung zu garantieren wird sich die Ausgestaltung dieser Rahmen-

bedingungen jedoch eng an den Bedürfnissen der BetreiberInnen orientieren müssen. Für alle Gruppen gilt ein Höchstmaß an Transparenz, sowohl in der Vertragsgestaltung als auch im Betrieb. Dazu gehören lückenlose Dokumentation und Kommunikation aller Vorgänge, wie auch deren genaue Abrechnung. Ökonomisch gesehen sollte ein Vergütungssystem die Abgeltung der entstandenen Kosten und verlorenen Erlöse sicherstellen.

Die wirtschaftlichen Betrachtungen haben gezeigt, dass der Betrieb eines Batteriespeichernetzwerks zur Reduktion von Fahrplanabweichungen einer Bilanzgruppe unter bestimmten Rahmenbedingungen sowohl für die teilnehmendem Prosumer als auch für den Bilanzgruppenverantwortlichen wirtschaftlich darstellbar sein kann. Das energietechnische Potenzial eines solchen Speichernetzwerks kann damit jedoch nur zu geringen Teilen erschlossen werden. Aus Sicht des Konsortiums ist es daher erforderlich, die Mehrkosten auf Seiten der teilnehmenden Prosumer zu minimieren. Entscheidend dabei sind die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, speziell die zukünftigen Tarife für Bezug und Lieferung von Ausgleichsenergie. Abbildung 4 zeigt dahingehend, dass es auch unter den gegebenen Rahmenbedingungen einzelne Prosumer gibt, bei denen – mit Ausnahme der zusätzlichen Speichernutzung – keine Mehrkosten anfallen, sondern die externe Bewirtschaftung durch den Bilanzgruppenverantwortlichen sogar zu negativen Mehrkosten und damit zu geringeren Stromkosten führt. Da für diese Prosumer keine finanzielle Entschädigung (mit Ausnahme der zusätzlichen Speichernutzung) von Seiten der Bilanzgruppe erforderlich ist, sind diese für die Bilanzgruppe von besonderem Interesse. Um die Wirtschaftlichkeit eines solchen Batteriespeichernetzwerks zu begünstigen, ist es daher sinnvoll jene Einflussfaktoren zu identifizieren, die auf Seiten der teilnehmenden Prosumer dafür verantwortlich sind, dass die externe Bewirtschaftung durch den Bilanzgruppenverantwortlichen zu geringen bzw. negativen Mehrkosten führt.



Literatur

HAMPL, N., et al., (2015) Erneuerbare Energien in Österreich 2015. Einstellungen, Assoziationen und Investitionsintention österreichischer Haushalte betreffend erneuerbare Energietechnologien. WU Wien

HOLLINGER, R., WILLE-HAUSSMANN, B., ERGE, T., SÖNNICHSEN, J., STILLAHN, T., KREIFELS, N. (2013) Speicherstudie 2013. Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern - Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse. Fraunhofer ISE

Internationale Energie Agentur (IEA 2015) Technology Roadmap - Energy storage.
www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf

IEA-RETD (2016) Policies for Storing Renewable Energy – A scoping study of policy considerations for energy storage (RE-STORAGE), [Hart, D., Bertuccioli, L., Hansen, X. – E4tech], IEA Implementing Agreement for Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD), Utrecht, 2016

Leonhartsberger, K. (2017) Speicherrevolution managen: Wie können private Kleinspeicher ins Stromsystem integriert werden? Viktor Kaplan Lecture, 7. Juni 2017, Fachhochschule Technikum Wien.

Manyika, J., Chui, M., Bughin, J., Richard Dobbs, R., Bisson, P., Marrs, A. (2013) Disruptive technologies: Advances that will transform life, business, and the global economy. Report, McKinsey Global Institute, www.mckinsey.com/business-functions/business-technology/our-insights/disruptive-technologies

Mayer, H.O. (2013) Interview und schriftliche Befragung - Grundlagen und Methoden empirischer Sozialforschung. Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH: München, ISBN 978-3-486-70691-8

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Die Ergebnisse zeigen die grundsätzliche Bereitschaft privater BesitzerInnen von PV-Anlagen mit bzw. ohne Heimspeichersystem ihren Heimspeicher für netz- und/oder systemdienliche Zwecke zur Verfügung zu stellen. Um eine erfolgreiche Implementierung zu ermöglichen, wird sich die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen jedoch eng an den Bedürfnissen der SpeicherbetreiberInnen orientieren müssen.
- Die wirtschaftlichen Betrachtungen haben gezeigt, dass der Betrieb eines Batteriespeicher-netzwerks zur Reduktion von Fahrplanabweichungen einer Bilanzgruppe unter bestimmten Rahmenbedingungen sowohl für die teilnehmenden Prosumer als auch für den Bilanzgruppenverantwortlichen wirtschaftlich darstellbar sein kann.
- Um das vorhandene Potenzial dieser dezentralen Heimspeichersysteme zukünftig nutzen zu können, müssen die technischen sowie die rechtlich/regulatorischen Rahmenbedingungen frühzeitig geschaffen werden. Diesbezügliche Handlungsempfehlungen wurden im Zuge des Projekts erarbeitet.



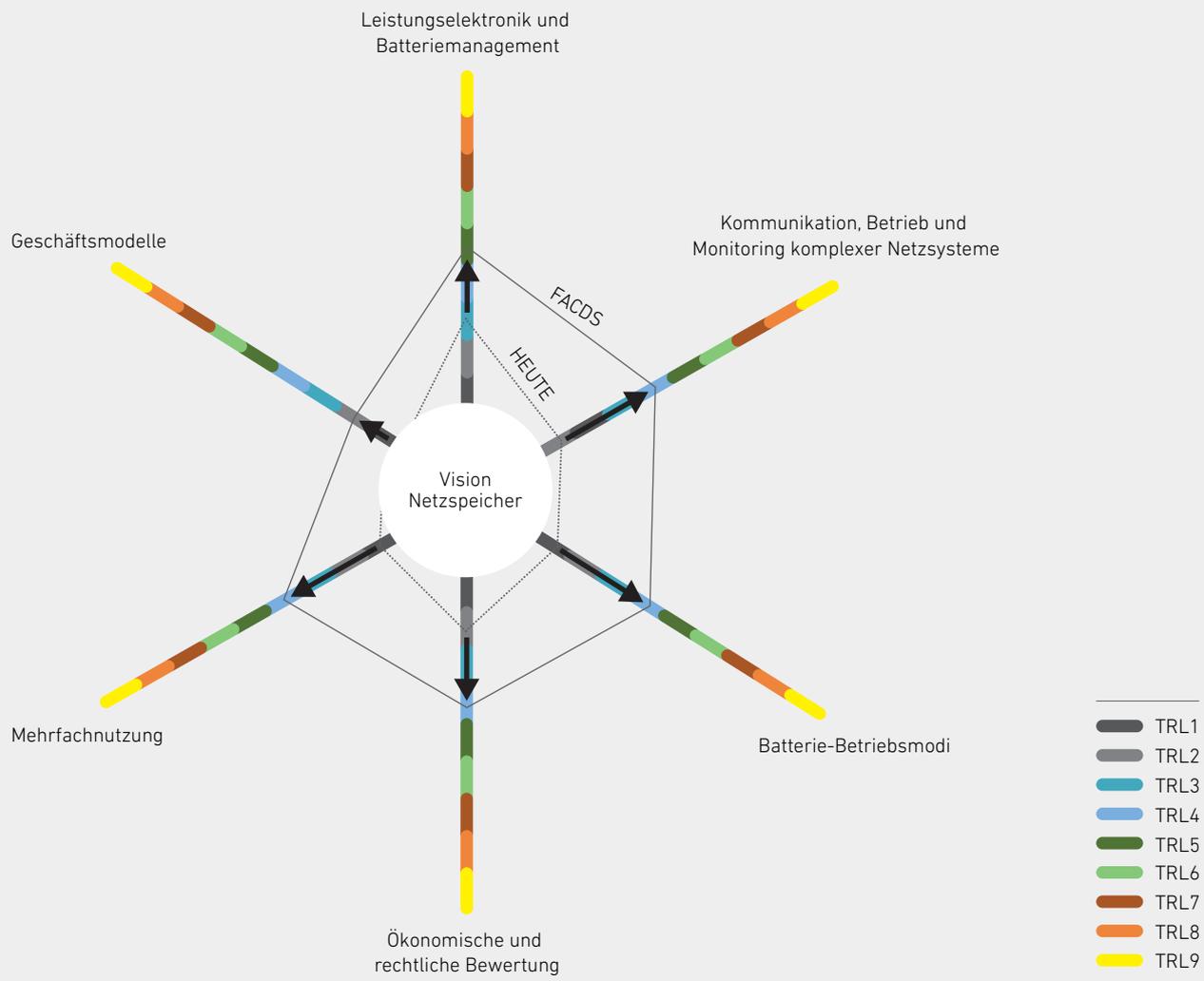


Projektleitung:

CHRISTOPHER KAHLER, ROLAND ZOLL
Wiener Netze GmbH

**Vision Netzspeicher - Forschungsthemen mit dem Technology Readiness Level (TRL)
von HEUTE über den Innovationshub zum Projektziel**

ABBILDUNG 1



FACDS - Flexible AC Distribution Systems

Netzstabilisierung und Optimierung des Verteilnetzes durch Einsatz von „Flexible AC Distribution Systems“

Wir forschen für unsere Zukunft!

Unsere Ausgangssituation und davon abgeleitete Ziele für das Forschungsprojekt FACDS.

Die immer stärker aufkommende dezentrale Einspeisung und die zunehmende Anzahl der in das Versorgungsnetz zu integrierenden „neuen“ Verbrauchern mit hohen Gleichzeitigkeiten (z.B. E-Mobilität) und anderem Verbrauchsverhalten erhöht die Komplexität des Gesamtsystems. Eine strategische Anpassung des bisherigen Netzbetriebs ist erforderlich. Des Weiteren kommt es aufgrund von unsymmetrischen Lastverteilungen im Verteilnetz zu Phasenunsymmetrien, welche die gesetzlichen Grenzwerte nicht überschreiten dürfen. Im Testbed der ASCR (Aspern Smart City Research) in der Seestadt Aspern werden diese Herausforderungen unter Realbedingungen untersucht.^{1,2}

Eine Lösung der oben genannten Herausforderungen sieht einen Netzausbau vor, der jedoch mit hohen Kosten verbunden ist. Mit dem Forschungsprojekt FACDS (Flexible AC Distribution Systems) wird ein Smart-Grid-Konzept untersucht, das den Einsatz von Netzspeichersystemen im Verteilnetz anstrebt, um für die zuvor genannten und für zahlreiche weitere Netz- aber auch Marktanforderungen gerüstet zu sein. Ein Batteriespeicher wird in Kombination mit einem Umrichter eingesetzt, der dem Netz unterschiedliche Netzdienstleistungen zur Verfügung stellen kann, um auch weiterhin die Versorgungssicherheit und -qualität sicherstellen zu können. Der wesentliche Vorteil von Speichersystemen besteht darin, dass Erzeugung

bzw. Einspeicherung und Verbrauch zeitlich entkoppelt werden. Des Weiteren erfolgt eine örtliche Kopplung dezentral erzeugter und gespeicherter Energie, die in weiterer Folge wieder vor Ort verbraucht werden kann.

Die Forschungsthemen lassen sich auf Entwicklungsachsen mittels Technology Readiness Level (TRL) darstellen. Von einem Ausgangspunkt HEUTE wird mit FACDS ein Innovationshub erreicht. Neben Simulationen, einem Laborbetrieb, Überlegungen hin zu einer möglichen stakeholderübergreifenden Nutzung (Mehrfachnutzung) und einer techno-ökonomischen sowie rechtlichen Analyse, erfolgt eine reale Speicherimplementierung.

Die Netzspeichersysteme stellen für den Verteilnetzbetreiber neue Betriebsmittel dar. Sie sind aktiv und lassen sich flexibel einsetzen bzw. dynamisch regeln. Durch den Feldeinsatz in der Seestadt Aspern können erste Erfahrungswerte gesammelt werden.

Die Einbringung von insgesamt fünf Netzspeichersystemen erfolgte in den smarten Trafostationen im Testbed der ASCR in der Seestadt Aspern. Ein Netzspeichersystem besteht aus einer Lithium-Eisenphosphat Batterie mit einer Leistung von 100 kW und einer Kapazität von 120 kWh sowie einem Umrichter, der als B6-Brücke 3-phasig (4 Leiter) ausgeführt ist.



- 2 FACDS Batteriesystem
 - 3 FACDS Umrichtersystem
 - 4 FACDS Batteriesystem
in der Trafokoje
-

Der Feldeinsatz zeigt, dass mit den Speichereinbringungen ein aufwändiger Inbetriebnahmeprozess verbunden ist. Netzspeichersysteme stellen auf der einen Seite Betriebsmittel mit vielen Freiheitsgraden dar, erhöhen jedoch auf der anderen Seite den Komplexitätsgrad. In der Zukunft sind daher Lösungen die „Plug & Automate“ unterstützen, also eine möglichst einfache Integration in die Bestandssysteme, notwendig. Dies wiederum erfordert eine immer vielschichtiger werdende IT-Architektur. Zudem erhöhen sich die Security-Anforderungen generell dadurch, dass in Netzebenen die bislang kaum automatisiert waren, entsprechende Kommunikationsverbindungen realisiert werden und damit letztendlich auch potentielle Angriffsvektoren ermöglicht werden. Andererseits ist das System mit weiteren Zugängen zu erweitern wie etwa für einen möglichen Fernzugriff des Herstellers für Update- und Wartungsaktivitäten.

Die Netzspeichersysteme können heute die gewünschten technischen Anforderungen für Verteilnetzbetreiber noch nicht zur Gänze zur Verfügung stellen. Aus Sicht des Forschungsprojektes ist daher ein hohes Maß an manuellem Engineering erforderlich und diese Tätigkeit ist heute ein wesentlicher Teil von Forschungsaktivitäten.

Für strategische Überlegungen eines zukünftigen Netzspeichereinsatzes im Versorgungsgebiet sowie als Input für die volkswirtschaftliche Analyse wird der Ansatz einer Netzkategorisierung (Entwicklung Photovoltaik & E-Mobilität & Wärmepumpe) verfolgt und führt zu unterschiedlichen Speicherdimensionierungen und Betriebsmodi im Verteilnetz. Folgende Fragen lassen sich ableiten:

- Wo im Netz sind Netzspeichersysteme sinnvoll?
- Welche Speicheranzahl wird erwartet?
- Welche Speicherdimensionierung wird benötigt?

Durch den Einsatz von Netzspeichersystemen ergeben sich zahlreiche Nutzungsmöglichkeiten für Netzdienstleistungen im Hinblick auf die Netzstabilität und Netzqualität.

Phasensymmetrierung: Unsymmetrien im Verteilnetz werden durch einen phasenselektiven Betrieb des Umrichters kompensiert. Durch eine gleichmäßige Auslastung der Stromphasen wird eine Mobilisierung der vorhandenen Netzreserven erreicht.

Blindleistungsmanagement: Eine Blindleistungsminimierung sowie eine Blindleistungsbereitstellung kann dadurch erzielt werden.

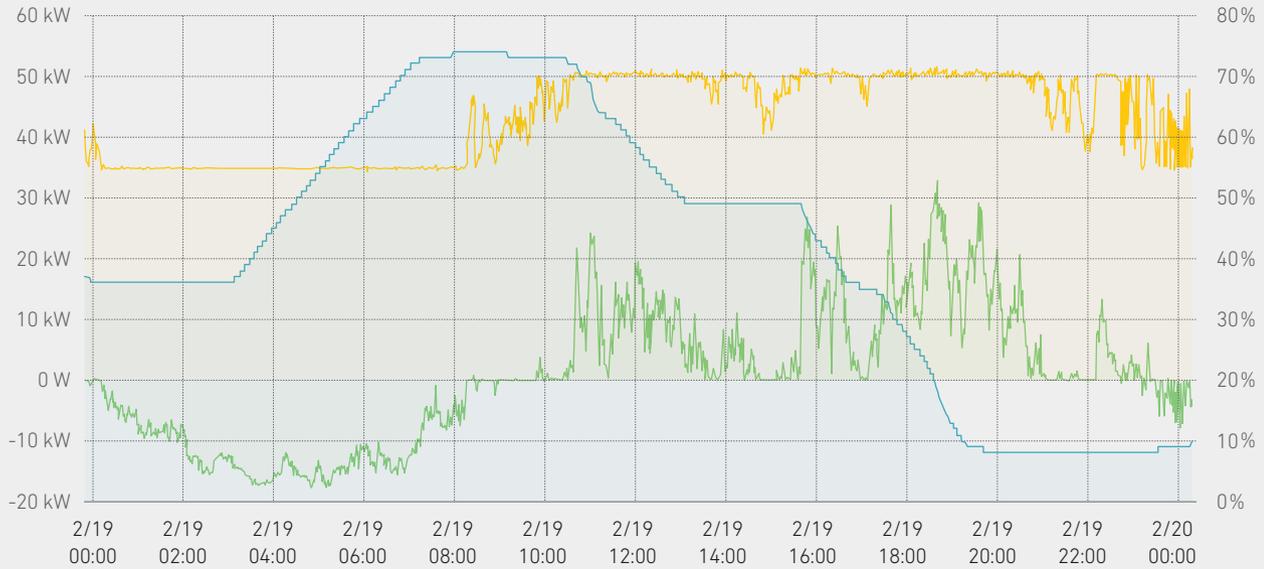
Peak Shaving und Bandregelung: Das Verteilnetz kann dadurch effizienter betrieben sowie systemtechnische Grenzwerte eingehalten werden. Durch eine geringere Auslastung der Betriebsmittel können positive Auswirkungen auf die Betriebsmittelalterung erzielt werden. Netzinvestitionen könnten dadurch effizienter gestaltet bzw. verzögert werden.

Simulationen helfen bei der Analyse hinsichtlich der Netzverluste und unterstützen bei der Darstellung des Potenzials von freien Speicherkapazitäten für den Markt.

Die Speichersimulationen liefern für die ökonomische Betrachtung einer Mehrfachnutzung von Netzspeichersystemen wesentlichen Input: Zeitreihen von Leistungs- oder Energiewerten können für marktseitige Geschäftsmodelle sowie für eine betriebswirtschaftliche Bewertung herangezogen werden. Dieser Input wird durch entwickelte Speichermodelle bzw. Nutzungsmodelle dargestellt. Demnach unterscheiden sich die Modelle in Netzsystemdienstleistung (wie z.B. Phasensymmetrierung und Peak Shaving) und nachfolgende Marktmodelle.

ABBILDUNG 5

Wirkleistung Netz / Wirkleistung Speicher / SOC



- Wirkleistung Speicher
- Wirkleistung Netz
- SOC

-----> Durch die Bandregelung in der Trafostation werden die Leistungsspitzen gekappt und dadurch eine konstante Auslastung der Betriebsmittel erzielt. Die Sollwertvorgabe ist mit 45 kW +5/-10 kW definiert.

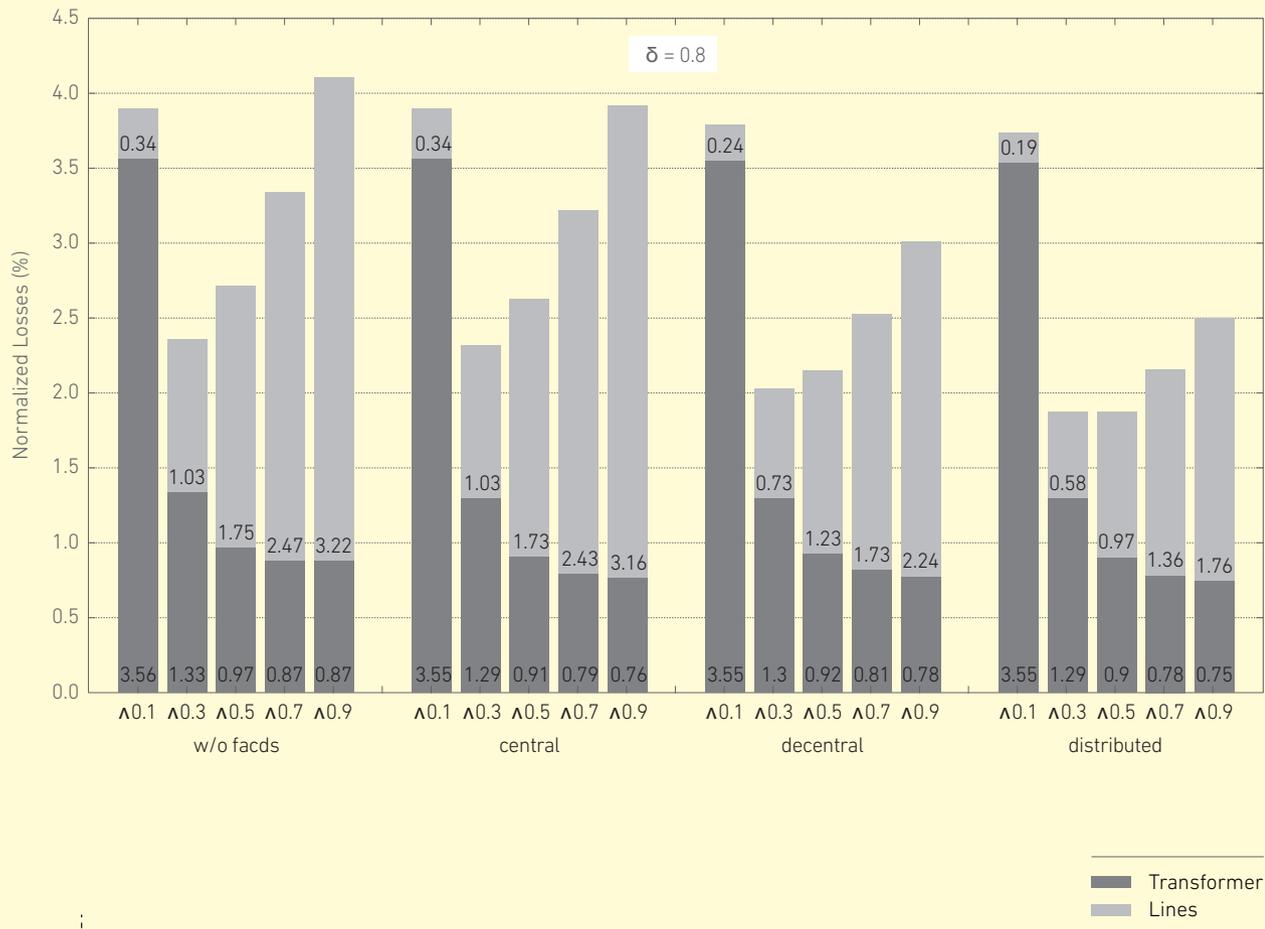
Um zunächst eine erste Einschätzung für die hybride Nutzung zu bekommen, wurden die einzelnen Netz- bzw. Marktdienstleistungen untersucht. Als erster Ansatz wurde die Hypothese aufgestellt, dass alleine die Phasensymmetrierung die Netzverluste insgesamt reduziert. Werden die internen Verluste der Batteriespeichersysteme nicht berücksichtigt, ist ein positiver Aspekt der Symmetrierung auf die Netzverluste zu erkennen.

In einem nächsten Schritt wurden die Verluste über den Wirkungsgrad des Umrichters auf die bisherigen Ergebnisse mitberücksichtigt. Die im Projekt FACDS untersuchten Systemverluste, darunter verstehen sich die Verluste der Batterie und des Umrichters, sind nur minimal abhängig von der Strangauslastung [Λ]. Dafür kann ein deutlicher Unterschied bei verschiedenen Unsymmetriegraden [δ] festgestellt werden. Die Analyse zeigt, dass beim Installationsszenario „central (zentrales Netzspeichersystem in Transformatorstation)“ die höchsten Verluste resultieren, gefolgt von „decentral (einzelnes Netzspeichersystem z.B. am Ende eines Stranges)“ und „distributed (verteilte Kleinspeicher an den Netzverknüpfungspunkten der Kunden)“. Die Simulationen zeigen, dass nur mit dem Installationsschema „distri-

buted“ eine Reduktion der Verluste und auch da nur bei einer sehr hohen Strangauslastung und bei einem hohen Unsymmetriegrad möglich ist.³

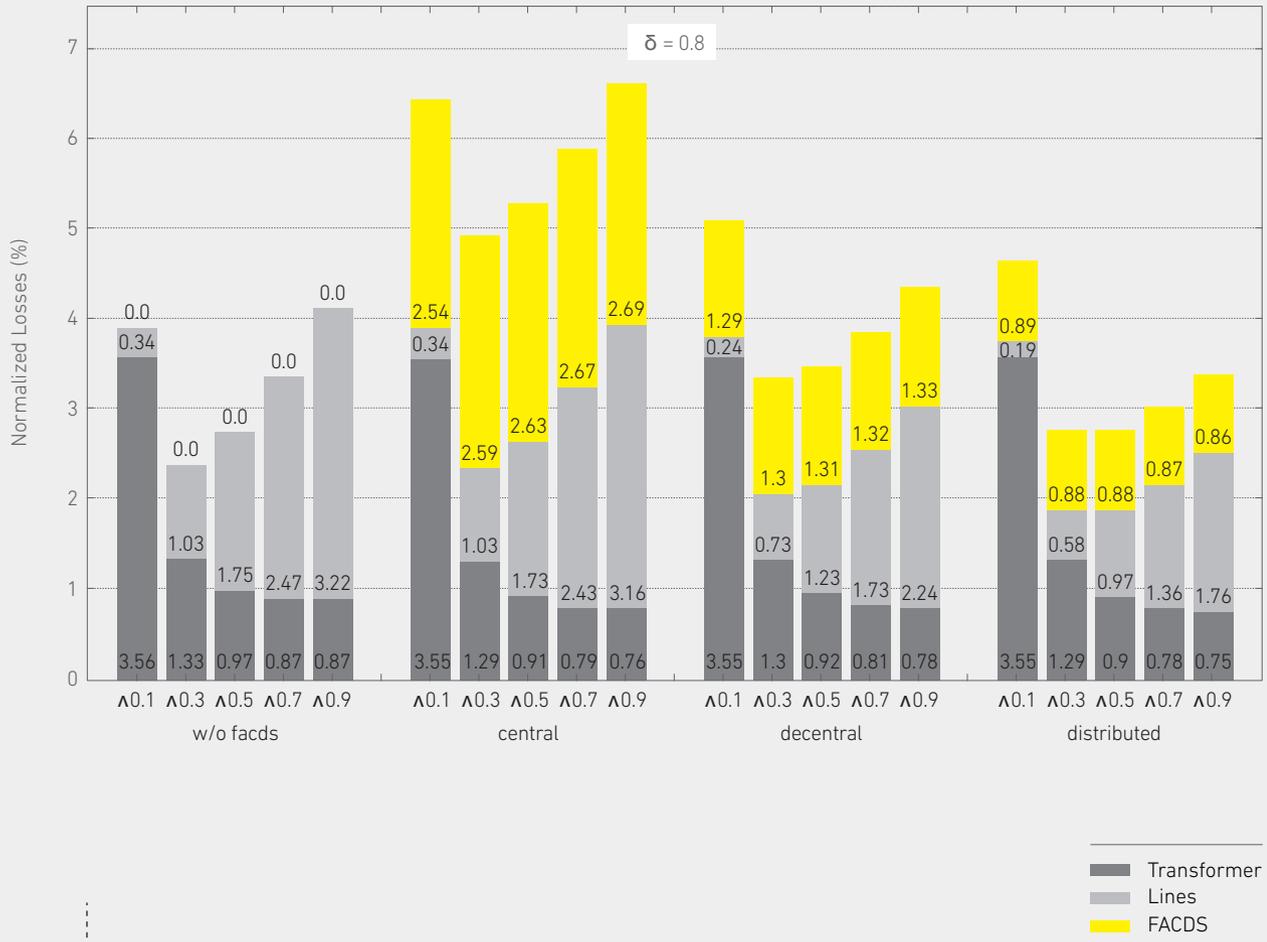
Die Erkenntnis ist, dass die Phasensymmetrierung zum Zwecke der Verlustleistungsminimierung sowie eine ausschließliche Verwendung des Umrichters für die Symmetrierung nicht effizient ist und zu keinem Mehrwert führt. Demnach sollte die Symmetrierung nicht im Zuge der Zielfunktion Verlustleistungsminimierung eingesetzt werden, sondern nur im Falle von hohen Unsymmetrien, um z.B. die Einhaltung der Betriebsgrenzen einzelner Phasen zu erreichen. Damit wird sichergestellt, dass durch die Unsymmetrien nicht die strukturelle n-1 Sicherheit des urbanen Niederspannungsverteilnetzes verletzt wird. Die Phasensymmetrierung ist also nicht als exklusive Funktion sondern viel mehr als Add-on zu einer anderen oder primären Nutzung des Netzspeichersystems zu verstehen. Beispielsweise können durch eine höhere Auslastung der Umrichterventile und durch eine Bereitstellung von Energiemengen auf dem Markt Synergien genutzt und diese mit einer Symmetrierung kombiniert werden. Des Weiteren kann bei einer höheren Auslastung der Ventile wiederum ein wesentlich höherer Gesamtwirkungsgrad (bis zu 98%) erreicht werden.

ABBILDUNG 6



Netzverluste in Abhängigkeit des Installationsszenarios und Strangauslastung für eine maximale Leistungspreizung / Unsymmetriegrad von $\delta = 80\%$ (starke Unsymmetrie)

ABBILDUNG 7



→ Netzverluste inklusive betrachtete Verluste („FACDS“) in Abhängigkeit des Installationsszenarios und Strangauslastung für eine maximale Leistungspreizung / Unsymmetrie grad von $\delta = 80\%$ (starke Unsymmetrie)

Eine Mehrfachnutzung von Netzspeichersystemen durch mehrere Stakeholder ermöglicht zukünftig neue Geschäftsmodelle. Neue Marktrollen werden dadurch entstehen.

Speicher werden gemeinhin als wesentlicher Schlüssel zur Umsetzung der Energiewende gesehen. Neben der Sicherung der Versorgung kritischer (Netz-)Infrastruktur werden elektrochemische Speicher derzeit meist von Akteuren betrieben, die auf Basis einer einzelnen Erlösmechanik einen wirtschaftlichen Nutzen aus dem Speicherbetrieb ziehen wollen. Beispielsweise ermöglichen Eigenheimspeicher die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote von Strom aus z.B. dezentralen Photovoltaikanlagen und damit finanzielle Vorteile. Alle Anwendungen haben derzeit gemein, dass der wirtschaftliche Einsatz von elektrochemischen Speichern für einen einzelnen Zweck aufgrund des derzeitigen Preisgefüges meist nicht darstellbar ist. Im Forschungsprojekt FACDS soll daher ein möglicher Mehrfachnutzen von Speichern durch den Zugriff mehrerer Akteure bzw. Stakeholder untersucht werden. So kann ein Speicher einerseits von Betreibern dezentraler Anlagen zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden. Andererseits können Energielieferanten Strom zu Zeiten niedriger Großhandelspreise einspeichern und ihre KundInnen später zu Zeiten höherer Preise versorgen. Verteilnetzbetreiber können den Speicher für Netzdienstleistungen nutzen. Ziel der Untersuchungen ist es daher, Strategien für die Mehrfachnutzung durch unterschiedliche Akteure zu entwickeln und so den wirtschaftlichen Betrieb von elektrochemischen Speichern zu optimieren und zu bewerten. Dabei ist die Speicher- bzw. Umrickerkapazität zur Netzstützung prioritär zu behandeln, lediglich die verbleibenden Potenziale können für die wirtschaftliche Optimierung angewendet werden. Des Weiteren wird untersucht, ob sich durch die Nutzung unterschiedlicher Akteure auch Synergieeffekte durch die unterschiedlichen und sich ergänzenden Last- und Erzeugungsprofile ergeben.

Rechtliche und regulatorische Einflussfaktoren erschweren heute den Einsatz von Netzspeichersystemen durch den Verteilnetzbetreiber. Neue Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden.

Zunächst erfolgten Analysen zum derzeitigen Stand und für eine mögliche zukünftige Entwicklung zur rechtlichen Einordnung von Speichersystemen in die Energiewirtschaft. Betrachtet werden dabei Themen hinsichtlich der Berechtigung zur Errichtung und zum Betrieb von Speichersystemen. Die Evaluierungen zur rechtlichen Einordnung von Speichersystemen zeigt, dass aufgrund der bisherigen elektrizitätsrechtlichen Einordnung von Speichern in das bestehende Marktsystem nicht nur Pumpspeicherkraftwerke und Power-to-Gas-Anlagen, sondern auch Batteriespeicher beim Einspeichern des Stroms als Endverbraucher und Entnehmer sowie bei der Ausspeicherung als Erzeuger und Einspeiser zu qualifizieren sind. Sie nehmen damit eine Doppelrolle ein. Bei der Untersuchung der Berechtigung zur Errichtung und zum Betrieb der Speicheranlage ist festzuhalten, dass derzeit, anders als für den Betrieb von Gasspeichern, weder auf unionsrechtlicher noch auf nationaler Ebene Entflechtungsvorgaben für den Betrieb eines Stromspeichersystems bestehen. Es stellt sich daher vor dem Hintergrund der zuvor beschriebenen Einordnung einer Batteriespeicheranlage die Frage, wer eine solche Anlage überhaupt errichten und betreiben darf bzw. ob dies aufgrund von entflechtungsrechtlichen Vorgaben auch für einen Netzbetreiber möglich ist. Des Weiteren werden eine Untersuchung der allgemeinen berufs- und betriebsanlagenrechtlichen Voraussetzungen, der elektrizitätsrechtlichen Rahmenbedingungen sowie der Bedeutung des EU Winterpaketes und der Ökostromnovelle für Netzspeichersysteme vorgenommen.

„Die Ziele der Dekarbonisierung, Digitalisierung und Dezentralisierung sind die neuen Herausforderungen in der Energiebranche. Durch internationale und nationale Einflussfaktoren lässt sich eine starke Entwicklung in Richtung Energieautarkie, E-Mobilität und Vernetzung feststellen. Die Energiewende erfordert neben dem Verteilnetzausbau einen möglichen Einsatz von Netzspeichersystemen. Unser Forschungsprojekt untersucht ein Smart-Grid-Konzept, um für zahlreiche zukünftige Netz- aber auch Marktanforderungen gerüstet zu sein. Die Speicherung ist heute ein relevantes, morgen aber ein essentielles Thema!“ PROJEKTLEITER CHRISTOPHER KAHLER



Ökonomische Einflussfaktoren wirken sich auf einen wirtschaftlichen Speicherbetrieb aus, eine betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Bewertung wird dies zeigen.

Das im Forschungsprojekt FACDS eingesetzte Batteriespeichersystem unterliegt einer Vielzahl verschiedener Einsatzstrategien. Aufgrund verschiedener Zielfunktionen (z.B. Minimierung der Netzbeanspruchung) variieren die erwirtschafteten Erlöse, die sich in weiterer Folge auf die Wirtschaftlichkeit des Systems auswirken. Gerade Investitionen in das Energiesystem unterliegen aufgrund der hohen Anschaffungskosten meist langen Betrachtungszeiträumen. Zudem lassen sich langfristige Vorhersagen von Energiepreisen oder Kapitalzinssätzen nur schwer und ungenau treffen. Im Zuge dieses Projektes wurde daher ein betriebswirtschaftliches Modell entwickelt, das sowohl eine statische als auch eine dynamische Bewertung zukünftiger Preisszenarien und Kapitalmarktentwicklungen erlaubt. Realisiert wird das mithilfe von Monte-Carlo-Simulationen, bei der alle variablen Parameterkombinationen je Faktorvariationen simuliert werden. So kann eine höchstmöglich breitgefächerte und sensibilisierte Aussage über das geplante Investitionsprojekt getroffen

werden. Die Basis dieses Modells bildet die dynamische Kapitalwertmethode. Sie erlaubt es, dynamische Veränderungen sowohl ausgabeseitig als auch eingabeseitig miteinzubeziehen. Dabei werden die geschätzte Amortisationsdauer, der interne Zinsfuß und die Stromgestehungskosten dargestellt. Aus wohlfahrtsökonomischer Sicht ergibt sich die Frage, welche Kosten und Nutzen sich für die Volkswirtschaft bzw. Gesellschaft infolge möglicher Maßnahmen zur Integration dezentraler, erneuerbarer Erzeugungsanlagen ergeben. Um eine Aussage zum volkswirtschaftlichen Nutzen des netzdienlichen Einsatzes von Batteriespeichern zu treffen, werden innerhalb von FACDS Verteilungseffekte, Leistungsbilanzeffekte, externe Effekte sowie Wettbewerbseffekte (Technologieführerschaft) diskutiert. Zusätzlich erfolgt die Quantifizierung der regionalökonomischen Bedeutung von zentralen Strategien für den netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichersystemen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau.



Quellen

- ¹ A. Einfalt, A. Schuster, A. Schenk, A. Jung, R. Zoll: Untersuchung des Smart Grid Migrationspfades im Living Lab „asperm Die Seestadt Wiens“. Von Smart Grids zu Smart Markets 2015, Kassel, 25.-26. März 2015.
- ² A.Schuster, et.al.: Planung der Forschungstasks zur Umsetzung urbaner Smart Grid Use Cases in der Aspern Smart City Research (Wien), Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, 26.-27.01.2016, Berlin
- ³ B. Bletterie, S. Kadam, J. Le Baut, J. Stöckl, J. Kathan, A. Einfalt: “A novel concept for combining operation modes of storage systems in distribution networks”, 12th IEEE PES PowerTech Conference Manchester, UK, 18.-22.06.2017

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Der Netzerhalt und die Systemstabilität sind im Interesse der Verteilnetzbetreiber. Zudem müssen die Netzstabilität, die Netzqualität und die Versorgungssicherheit auch in Zukunft weiterhin sichergestellt sein. Kurzfristige Leistungsspitzen treten häufiger auf und werden volatiler, was eine zusätzliche Netzbelastung darstellt. Durch die fluktuierende Einspeisung und das geänderte Bezugs- bzw. auch Einspeiseverhalten von KundInnen sind neue Lösungen für die Bereitstellung von Flexibilität notwendig. Die Integration von Speichersystemen in die Netzinfrastruktur stellt in Zukunft für den Verteilernetzbetreiber ein mögliches Instrument für Netzdienstleistungen bzw. eine Flexibilitätsoption dar.
- Eine Verwertbarkeit von Speicherkapazitäten durch eine stakeholderübergreifende Nutzung wird aus betriebswirtschaftlicher Sicht in absehbarer Zeit eine entscheidende Schlüsselfunktion darstellen. Derzeit gibt es kaum Erfahrungen zur gemeinsamen Verwendung und Prozessabstimmung von Speicherkapazitäten unter den Netzbetreibern bzw. zwischen Netzbetreibern und Energieversorgern sowie den EndkundInnen. Analysen dazu müssen durchgeführt und mögliche Szenarien definiert werden.
- Die Leistungselektronik und die damit verbundene Systemintegration sowie Kommunikationstechnologien (IKT) und Automation stellen Schlüsseltechnologien für die zukünftige Entwicklung der Gesellschaft dar. Innerhalb des Gebietes der elektrischen Netze sind Anwendungen ohne Leistungselektronik kaum denkbar, Anforderungen an die Funktionalitäten für Hardware und Software für die Leistungselektronik und das Batteriemangement werden im Projekt erhoben.





→ **Projektleitung:** MARK STEFAN

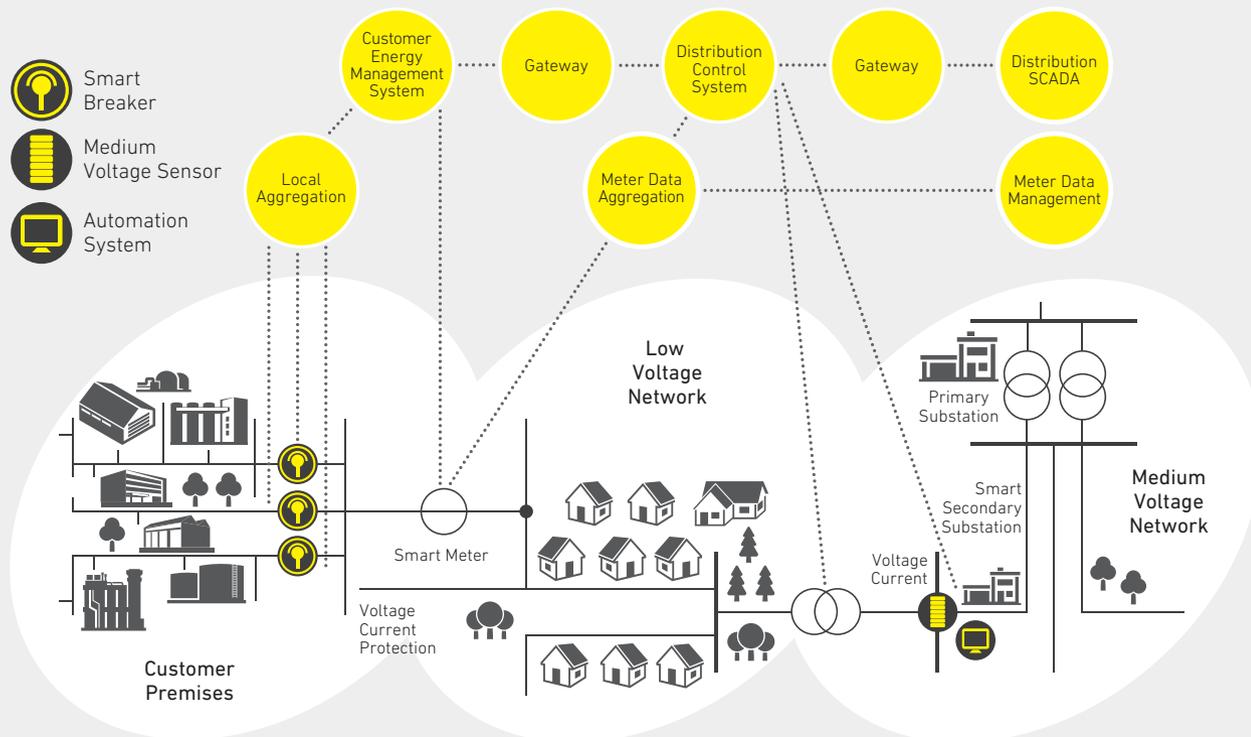
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Integration innovativer Komponenten in der Nieder- und Mittelspannung

ABBILDUNG 1

iniGrid Integration Use Case

Increased monitoring and control of integration of innovative Smart Grid Sensor and Actuators



iniGrid

Integration of Innovative Distributed Sensors and Actuators in Smart Grids

Die stetige Zunahme erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeugung sowie die zunehmende Nachfrage an vernetzten Smart Grid Applikationen erfordert intelligente und flexible Komponenten, um die neuen Herausforderungen an die derzeitigen Stromnetze zu meistern. Dies gilt sowohl für die Niederspannungsnetze bis hin zu Stromkreisen in Industrie und Gewerbe als auch für die darüber gelagerten großflächigen Übertragungsnetze. Um hohe Investitionskosten in den Ausbau bestehender Netze zu vermeiden, spielen ein aktives Kapazitätsmanagement sowie eine schnelle Fehlerlokalisierung und deren Behebung eine signifikante Rolle.

Unter der Leitung des AIT Austrian Institute of Technology GmbH entwickelt ein österreichisches Projektkonsortium mit Partnern aus Industrie und Wissenschaft innovative und kosteneffiziente Lösungen im Bereich der Sensorik, Aktuatorik und der softwareseitigen Umsetzung der dafür benötigten Automatisierungslösungen.

Für die effiziente Umsetzung der erforderlichen Funktionen im Feldbetrieb fehlen sowohl Sensoren als auch Aktuatoren mit den entsprechenden technischen Funktionen. Die im Projekt entwickelten Komponenten ermöglichen die Schließung dieser Lücke durch innovative Konzepte in Funktionalität, Bauform und Nachrüstbarkeit bzw. Austausch von vorhandenen Komponenten in bestehenden Systemen. Die steigende Nachfrage an derartige Komponenten sollen durch die entstehenden Schlüsseltechnologien für Smart Grids in Österreich geschlossen werden.

Der Entwicklungspfad im Projekt beginnt auf der Ebene der Halbleiter, geht über die Komponenten, deren Kommunikation untereinander bzw. mit Automatisierungskomponenten bis hin zum Einsatz in Laborumgebungen und anschließender Integration in bestehende Stromnetze. Die ambitionierten Ziele zur Realisierung dieses Wegs können in folgende Bereiche zusammengefasst werden.

1. Entwicklung von innovativen Sensoren und Aktuatoren
2. Integration der neuen Komponenten in Automatisierungsinfrastrukturen
3. Wirtschaftliche Bewertung der Innovationen
4. Test und Validierung vom Chip bis zum System

Im Folgenden werden die wesentlichen Herausforderungen zur Erreichung dieser Ziele beschrieben.

1. Entwicklung von innovativen Sensoren und Aktuatoren

Der Hauptfokus des Forschungsprojekts liegt in der Entwicklung zweier radikal neuer Sensor- und Aktuatorikkomponenten in Kombination mit einer übergreifenden Automationsinfrastruktur. Die Schlüsselinnovation von iniGrid liegt in der Entwicklung des sogenannten Smart Breakers für Niederspannungskundenanlagen, eines Spannungssensors für luftisolierte Mittelspannungsschaltanlagen sowie in der Entwicklung von Algorithmen und Softwarelösungen für die darüberliegenden Automatisierungskomponenten (siehe Ziel 2).

Digitale Vitrine am Ars Electronica Festival 2016

ABBILDUNG 2



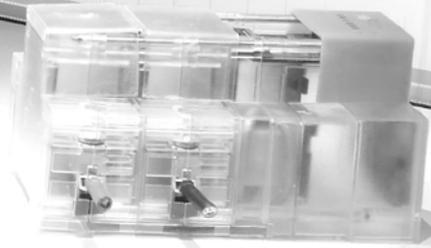
4-pole Smart Breaker
Internal bus
Central sensor & control backbone



WHY MICRO? WHY SMARTGRID?

In order to ensure that our energy supply remains stable in the future, we need to do some thinking on how to improve. Some of energy and drinking water carefully with available resources. And that's why it's also important to know what is connected on the grid, and how much energy it is consuming. SmartGrid provides us for the first time with an intelligent communication technology that connects energy providers to consumers in a smart and flexible manner of feeding energy into the grid, and thus also makes a positive impact on our CO2 balance.

DE EN



AIT
TOMORROW
EATON
Powering Business

Smart Breaker –

All-in-one Lösung für mehr Energieeffizienz

Der intelligente Schalter bietet vor allem für Anwendungen in Industrie und Gewerbe enorme Vorteile im Vergleich zu bestehenden Technologien. Bei dieser Komponente handelt es sich um ein halbleiterbasiertes Schaltgerät für Niederspannungsanwendungen mit integrierter Schutz-, Mess-, Schalt- und Kommunikationsinfrastruktur und ermöglicht damit völlig neue Möglichkeiten für das betriebliche Energiemanagement. Der Einsatzbereich liegt in der Absicherung, Überwachung und der Möglichkeit von ferngesteuerten Schalthandlungen einzelner Niederspannungsabgänge für Erzeuger und Verbraucher. Aus heutiger Sicht wären für die Realisierung dieser Funktionen mit herkömmlicher Technik mehrere Geräte notwendig – zusätzlich zu Sicherungsautomaten wären Messgeräte, Fernauslöser und eine Kommunikationseinheit erforderlich, wodurch sich ein hoher monetärer Aufwand ergibt. Der Einsatz der Halbleitertechnologie erlaubt die Kombination all dieser Funktionen in einem kostengünstigen und kompakten Gerät. **Durch enorme Kostensenkungen bei Produktion großer Stückzahlen eröffnet sich die Möglichkeit eines großflächigen Einsatzes in Industrie, Gewerbe und bei privaten Kunden in einer Vielzahl an Anwendungen.**

Beim Tausch der bestehenden Komponenten durch den Smart Breaker wäre einerseits der Schutz weiterhin gewährleistet, andererseits kann der Kunde durch die zusätzlichen Messfunktionen gleichzeitig absolute Transparenz über die Energieflüsse in seinen Anwendungen gewinnen.

Mittelspannungssensor – Simple Erweiterung in bestehender Infrastruktur

Die zweite Schlüsselinnovation des Projekts liegt in der Entwicklung eines Spannungssensors für luftisolierte Mittelspannungsanlagen. Die Basis hierfür bildet der Bedarf an Messeinrichtungen für luftisolierte Anlagen ohne Kabelstecker und die dafür nötige Integration

von Spannungssensoren in Stützisolatoren. Die Herausforderungen dieser Technologie bestehen in der Behandlung der Kapazitäten zu den umgebenden geerdeten spannungsführenden Teilen und fehlenden geerdeten Außenhülle sowie eines passenden Designs für die Nachrüstung der Sensoren in bestehende Systeme.

Abbildung 1 zeigt einen Überblick der neuen Komponenten und deren Einsatzgebiet. In der Niederspannungsdomäne hält der Smart Breaker Einzug, im Bereich der Mittelspannung können die bestehenden Netze mit den neuen Sensoren aufgerüstet werden. Zusätzliche Automationskomponenten kommunizieren domänenübergreifend mit den Geräten und tauschen Messdaten bzw. Steuersignale aus.

2. Integration der neuen Komponenten in Automatisierungsinfrastrukturen

Für die Nutzung des vollen Funktionsumfangs der Komponenten ist eine Automatisierungsinfrastruktur für die Sammlung und den Austausch der Daten erforderlich. Über Energiemanagement-Systeme können wesentliche Anforderungen wie die Erhaltung eines sicheren Zustands bei Kommunikationsproblemen, prioritätsabhängige Abschaltungen im Falle von Überschreitungen der Leistungsgrenzen oder eine Eigenverbrauchsoptimierung unter Einbezug der neuen Komponenten realisiert werden.

Gemeinsam mit existierenden Technologien wie Smart Metering und anderen verfügbaren Sensoren werden die neu entwickelten Komponenten in eine zukunftsweisende und sichere Automationsinfrastruktur integriert. Eine Herausforderung stellt hierbei die Vernetzung von Sensoren und Aktuatoren für unterschiedliche Anwendungsfälle, bei denen die Bandbreiten vom lokalen Monitoring und Energiemanagement über virtuelle Kraftwerke bis hin zur Regelung in Niederspannungsnetzen, automatischer Fehlererkennung und anderen Anwendungen reicht.

Interaktiver iniGrid-Demonstrator

ABBILDUNG 3





„Ein wesentlicher Vorteil unserer Kerninnovation, dem Smart Breaker, besteht darin, dass eine Vielzahl an bestehenden Komponenten durch ein Gerät ersetzt werden kann. Durch den Einsatz von Halbleitertechnik entstehen einerseits völlig neue Möglichkeiten zur weiteren Miniaturisierung, andererseits besteht eine enorme Kosteneinsparungen im Vergleich zu den bisher eingesetzten Technologien.“ PROJEKTLEITER MARK STEFAN



Für einen flächendeckenden Einsatz sind eine detaillierte Einschätzung der potentiellen Gefahren und Risiken der Kommunikationsinfrastruktur sowie die Definition von Gegenmaßnahmen erforderlich. Basierend auf Erfahrungen des Projektkonsortiums können geeignete Konzepte für die Ausrollung der neuen Komponenten sowie eine sichere Kommunikations- und Automatisierungsarchitektur definiert werden.

3. Wirtschaftliche Bewertung der Innovationen

Über Kosten-Nutzen-Analysen werden die monetären Vorteile der neuen Komponenten im Vergleich zu bestehenden Systemen mit vergleichbarer Infrastruktur für unterschiedliche Anwendungsfälle gezeigt. Die bisherigen Analysen zeigten bereits vielversprechende Einsparungen durch den Einsatz der neuen Komponenten. Erkenntnisse aus abschließenden Simulationen und die Ergebnisse des Feldtests werden ebenfalls in die Analysen einfließen, um eine Gesamtbewertung zu ermöglichen.

4. Test und Validierung vom Chip bis zum System

Für die Validierung der neuen Lösungen sind verschiedene Labor- und Feldtests erforderlich. Hierbei werden die Sensor- und Aktuatorkomponenten, jedoch auch die entwickelten Software-Lösungen in detaillierten Simulationsmodellen und Labortests vom Chip bis zur Komponente überprüft und Schritt für Schritt in ein Gesamtsystem integriert. Über einen mehrmonatigen Feldtest werden Erfahrungen gesammelt, die Komponenten überarbeitet und auf die nächste Stufe am Weg zum Produkt gehoben.

In der Energieausstellung der Sonnenwelt Großschönau wurden mehrere Smart Breaker, ein eigens entwickeltes Energiemanagement-System zur Steuerung und Überwachung der Komponenten sowie Sensoren zur Erkennung von Ausstellungsbesuchern (CO₂-Sensor, Bewegungssensor) installiert, um die Stromkreise für Licht bzw. von Rechnern und Monitoren entsprechend zu steuern. Zusätzlich wurde die Be- und Entlüftung der Räumlichkeiten mit dem Energiemanagement-System gekoppelt und bei Bedarf automatisch gesteuert.

Öffentlichkeitarbeit

Um die Projektergebnisse der breiten Öffentlichkeit zu präsentieren, wurden unter anderem wissenschaftliche Artikel verfasst und eine Vielzahl an Veranstaltungen besucht. Um jedoch auch potentielle Nutzer aus Industrie, Gewerbe und dem Privatbereich für den Bedarf an neuen Komponenten und die damit verbundenen Herausforderungen, die durch den Anstieg der erneuerbaren Energieformen entstehen, zu sensibilisieren, wurde ein Prototyp des Smart Breakers sowie Informationen über das Forschungsprojekt, die Herausforderungen und mögliche Lösungen im Jahr 2016 auf dem Ars Electronica Festival in einer digitalen Vitrine präsentiert (siehe Abbildung 2)



Im Jahr 2017 wurde der „iniGrid-Demonstrator“ vom Konsortium ins Leben gerufen, bei dem in einem fiktiven Stromnetz der Energiebedarf und die Erzeugung mittels erneuerbarer Energieträger über Leistungsprofile hinterlegt sind. Eine Simulation zeigt die Auslastung der Infrastruktur, in Abhängigkeit der gewählten Jahres- und Tageszeit. Zudem hat der Nutzer die Möglichkeit in interaktiver Weise in die Erzeugung und den Verbrauch einzugreifen, um potentielle Problemsituationen zu generieren oder zu vermeiden.

Im automatischen Modus kommen die im Projekt entwickelten Algorithmen zum Tragen und greifen in die Erzeugung und den Verbrauch dahingehend ein, dass unter anderem Leistungsspitzen geglättet oder Lasten zeitlich verschoben werden. Der Demonstrator wurde am Ars Electronica Festival 2017 präsentiert (siehe Abbildung 3), steht derzeit dem Publikum des Welios Science Center in Wels zur Verfügung und wird ab März 2018 Teil der Energieausstellung in der Sonnenwelt Großschönau.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Wesentliche Funktionen wie ein dynamisches Leitungsmanagement, Fehlererkennung, -lokalisierung und -behebung sowie eine rasche (Wieder-)Herstellung eines sicheren Systemzustandes nach Ausfällen können durch die neu entwickelten Komponenten technisch und ökonomisch effizient realisiert werden.
- Gemeinsam mit bereits existierenden Technologien wie Smart Metering und anderer vorhandener Sensorik werden die neu entwickelten Komponenten in eine zukunftsweisende und sichere Automatisierungsinfrastruktur integriert und durch den Einsatz eigens entwickelter, intelligenter Algorithmen (Energiemanagement-System, Lastverschiebung, etc.) unterstützt.
- Die Halbleitertechnologie und deren Vorteile wie Miniaturisierung und Kosteneinsparungen können für neue Sensor- und Aktuatorlösungen eingesetzt werden.

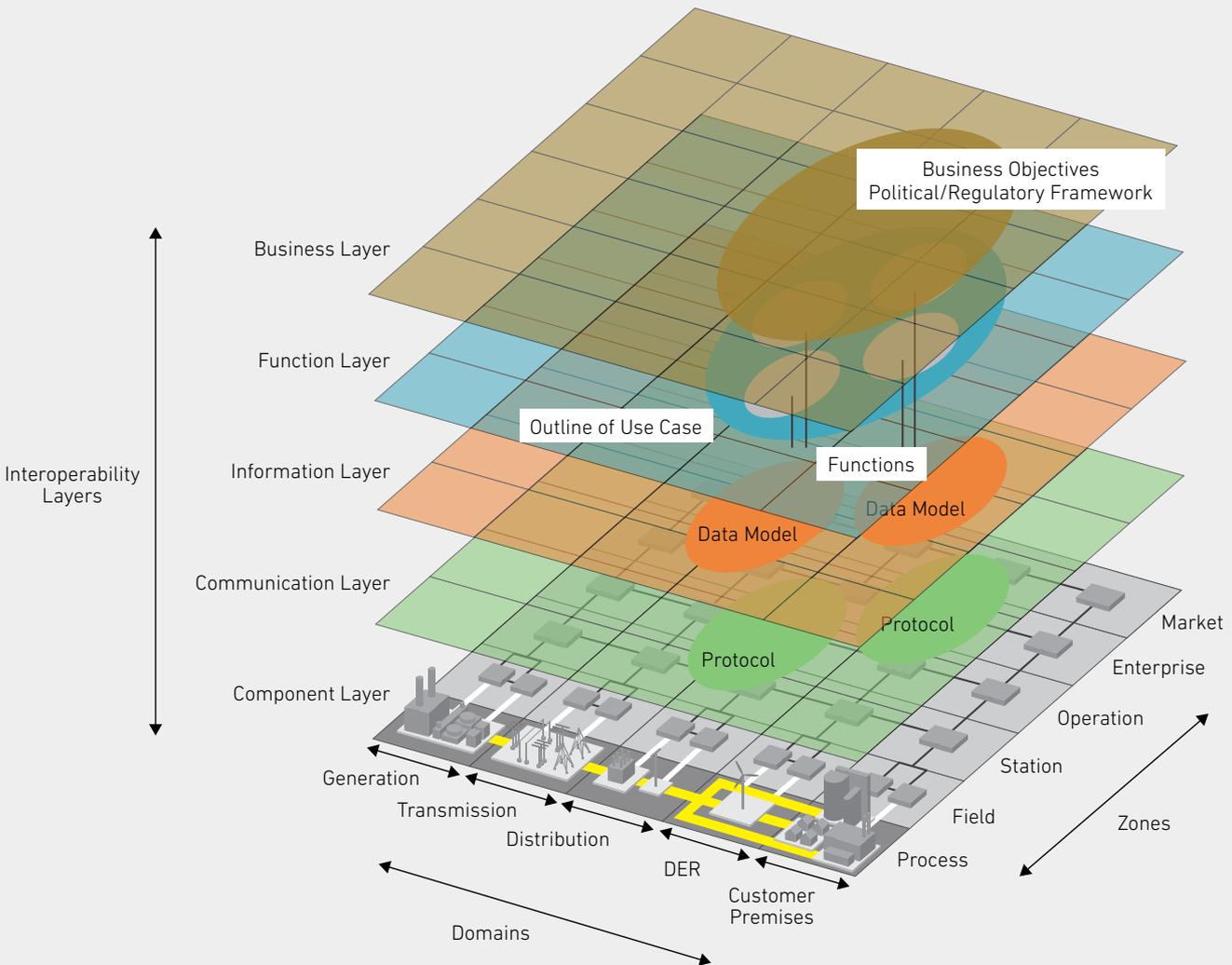




→ **Projektleitung:** ROBERT PRIEWASSER
Salzburg AG

Überblick über die Domänen und Ebenen des Smart Grid Architecture Model (SGAM)

ABBILDUNG 1



INTEGRA

Integrierte Smart Grid Referenzarchitektur lokaler intelligenter Verteilnetze und überregionaler virtueller Kraftwerke

INTEGRA adressiert eine zentrale Frage für die Umsetzung von Smart-Grid-Ansätzen: **Wie kann ein sicherer und stabiler Betrieb von intelligenten Mittel- und Niederspannungsnetzen in Gegenwart einer Vielzahl von sich gegenseitig beeinflussenden und voneinander abhängigen Smart-Grid-Dienstleistungen unter Berücksichtigung zumindest der europäischen Energiemärkte organisiert werden?** Hintergrund für diese Frage sind die Vorarbeiten in der Smart Grids Modellregion Salzburg (SGMS), wo eine Reihe von Smart Grid Ansätzen analysiert wurden, die gemeinsam Elemente eines zukünftigen, auf erneuerbaren Quellen beruhenden elektrischen Energiesystems sind. Die Aufgabe des Projektes INTEGRA war die Erarbeitung des Zielsystems der Smart Grids Modellregion Salzburg. Die besondere Herausforderung dabei war die Integration der Ergebnisse einerseits der Vorarbeiten in der Modellregion, aber auch den technischen und organisatorischen Entwicklungen außerhalb der Modellregion andererseits. Ein besonderes Augenmerk wurde dabei auf den homogenen und effizienten Betrieb des Energieversorgungssystems (Markt- UND Netzanforderungen) gelegt. Weiteres Ziel von INTEGRA war es, die „Missing Links“ in Form einer Toolbox (z.B. Schnittstellen, Softwaremodule, ...) zum Zusammenspiel einzelner Smart-Grids-Anwendungen zu entwickeln und zur Verfügung zu stellen. Damit wird die integrierte Anwendung von Smart-Grid-Funktionalitäten ermöglicht, sobald die

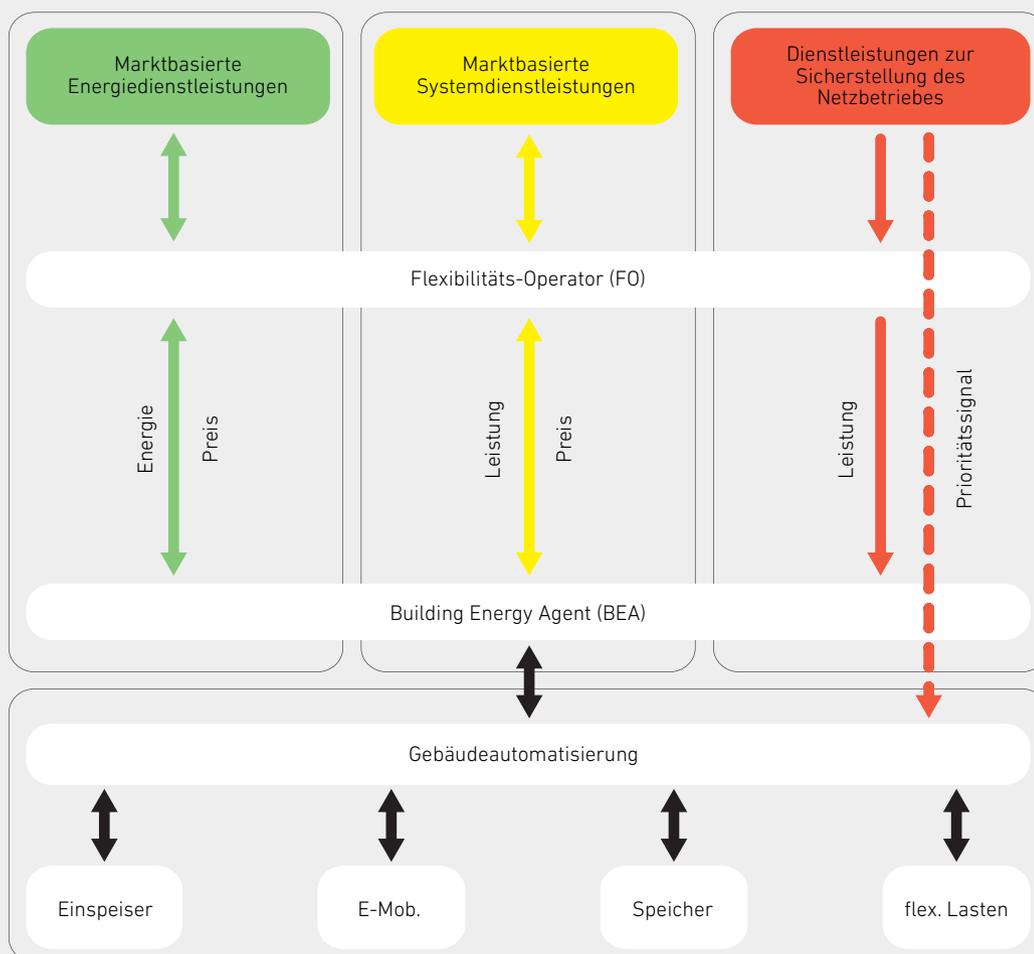
entsprechenden Anwendungsfälle aus wirtschaftlicher Sicht umsetzbar sind. Technisch gesehen wird im Projekt dafür unter anderem ein Flexibility Operator (FlexOp) definiert, entwickelt und als Proof-of-Concept im Kontext der SGMS getestet. Somit wird organisatorisch und technisch das Zusammenspiel der netz- und marktspezifischen Prozesse des Smart Grid ermöglicht. Die Erkenntnisse dieses Projekts und die transnationale Kooperation stärken die strategische Positionierung Österreichs in Standardisierungsgremien und in der Diskussion auf europäischer Ebene in den bearbeiteten Themenbereichen. Klare Empfehlungen für Politik und Regulierung sowie für die Standardisierungsarbeit werden abgeleitet.

1 SGAM basierte Smart Grid Modellierung und Referenzarchitektur

Im Zuge des INTEGRA Projektes konnte ein Konzept für die modellbasierte Entwicklung von Smart Grid Systemen realisiert werden. Darüber hinaus fand dieses Konzept Anwendung in der Modellierung einer Referenzarchitektur. Besonders bemerkenswert hierbei ist, dass diese Referenzarchitektur die Integration des US-amerikanischen „NIST Logical Reference Model“ sowie des europäischen „Smart Grid Architecture Model“ demonstriert. Hierbei wird das Beste aus beiden Welten verbunden. Wesentlicher Beitrag des SGAM ist der Kontext (das Bezugssystem) für die Darstellung von Smart Grid Systemarchitekturen. Das NIST LRM im

Netz- bzw. Marktzustände im Smart Grid

ABBILDUNG 2



■ Normalbetrieb

Uneingeschränkte Funktion aller Marktmechanismen

■ Optimierungsbedarf

Marktbasierende Optimierung entsprechend technischer Randbedingungen

■ Grenzwertverletzungen

Zeitlich und örtlich begrenzte Einschränkungen der Marktmechanismen

Quelle:
NTP SGA

„Smart Grids sind nicht das Ziel, sondern ein Teil des Weges in Richtung Energiewende.“ PROJEKTLEITER ROBERT PRIEWASSER



Gegenzug zeichnet sich durch eine konkrete Referenzarchitektur mit integriertem und erweiterbarem Security Konzept aus. Die Integration dieser beiden Konzepte sowohl in der SGAM Toolbox wie auch als modelliertes System schlägt eine Brücke zwischen konzeptionellen Tätigkeiten aus der Standardisierung und praktischer Anwendung in Projekten. Darüber hinaus zeigt er einen Weg der ganzheitlichen Systementwicklung auf: er ermöglicht ein Überbrücken der Grenzen zwischen DomänenexpertInnen auf der einen und TechnologieexpertInnen auf der anderen Seite. Dieser Ansatz zeigt einen gangbaren Weg in Richtung „domänenspezifisches Systems-Engineering“ auf, der es ermöglicht Smart Grids als Ganzes zu betrachten – was wiederum eine essentielle Voraussetzung für die Realisierung von Security by Design ist. Der Ansatz in seiner gegenwärtigen Form liefert vielversprechende Konzepte, auch konnte er auf Resonanz in der Community stoßen. Es lässt sich folgern, dass das implementierte Konzept ein Schritt in die richtige Richtung ist, aber noch viele weitere notwendig sind. Neben einer stärkeren Integration unterschiedlicher Standardisierungsaktivitäten (z.B. NIST und SGCG) ist auch auf Seite der Anwendbarkeit noch etliches zu tun. Weitere Arbeiten an diesen Themen sind notwendig, um die präsentierten Konzepte weiter zu verfeinern und mit aktuellen Werkzeugen zu unterstützen. Darüber hinaus wurde in diesem Projekt sichtbar, dass neben der technischen Schnittstelle zwischen „Grid“ und „IKT“ auch eine menschliche Schnittstelle zwischen „DomänenexpertInnen“ und „TechnologieexpertInnen“ existiert, die ebenfalls geschlossen werden muss.

2 Koordinierte Spannungsregelung

Ein rein technischer Vergleich der untersuchten Regelungskonzepte ohne Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte ist nur bedingt sinnvoll, da die untersuchten Lösungen sich signifikant in Anschaffungs- und laufenden Kosten unterscheiden. Auch können die Ergebnisse dieser Fallstudie keinesfalls verallgemeinert werden. Dennoch können aus der Fallstudie einige Erkenntnisse gewonnen werden:

- Der Regelbedarf in der Niederspannung bezogen sowohl auf PV-Blindleistungsregelung als auch auf RONT-Regelung ist über das gesamte Mittelspannungsnetz betrachtet sehr gering. Wird durch eine Weitbereichsregelung am UW die Spannung im gesamten Mittelspannungsnetz optimiert, so wird im koordinierten Betrieb eine Q(U)-Regelung nur mehr in sehr wenigen Niederspannungsnetzen aktiv. Dies ist ein Resultat der deutlich höheren Freiheitsgrade der koordinierten Regelung.
- Eine kombinierte Spannungsregelung auf Mittel- und Niederspannungsebene muss nicht notwendigerweise einer signifikanten Erhöhung der Blindleistungsflüsse im Netz führen.
- Die Blindleistungsregelung auf einer Spannungsebene beeinflusst die Spannungssituation auf der anderen Spannungsebene positiv – d.h. es hat sowohl eine Blindleistungsregelung in der NS positive Auswirkungen auf die Spannung in der MS, als auch eine Blindleistungsregelung in der MS positive Auswirkungen auf die Spannung in der NS hat.

Smart Grid Modellregion Salzburg

ABBILDUNGEN 3+4



Foto: wildbild.at

- Die Ergebnisse der Simulationen zeigen keine signifikante Steigerung der Netzverluste durch eine spannungsebenenübergreifende Spannungsregelung.
- Erfolgt die Integration von PV sehr homogen gleichverteilt über das gesamte Mittelspannungsnetz, kann eine sehr hohe Dichte an PV-Anlagen erreicht werden, ohne dass das Netz an Grenzen stößt.
- Eine $\cos\Phi(P)$ -Regelung verursacht viel mehr Blindleistungsflüsse als eine $Q(U)$ -Regelung, weiters konnte im Fallstudienetz dieselbe spannungsabsenkende Wirkung der $\cos\Phi(P)$ -Regelung auch mit einer $Q(U)$ -Regelung mit engeren Grenzen erreicht werden, wobei hierfür wesentlich weniger Blindleistungsflüsse notwendig waren.
- Unerwünschte Interaktionen zwischen unkoordinierter Blindleistungs- und Stufensteller-Regelung wurden in einer Stabilitätsuntersuchung analysiert. Das Ergebnis der Studie war, dass durch eine sinnvolle und an das jeweilige Netz angepasste Parametrierung aller Regelungskomponenten unerwünschte Interaktionen weitestgehend vermieden werden können. Eine Möglichkeit, um unerwünschte Interaktionen gänzlich ausschließen zu können wäre der Einsatz koordinierter Regelungsansätze.

3 Flexibility Operator

Im Rahmen des Projekts wurde ein marktbasierter Ansatz für die Koordination von Markt und Netz namens Flexibility Operator (kurz FlexOp) entwickelt. Dieser Ansatz wurde auf Basis des Ampelmodells und in Übereinstimmung mit einem dafür entworfenen regionalen Flexibilitätsmarkt entworfen, welcher einen zukünftigen marktorientierten Verteilernetzbetrieb ermöglichen kann. Die prinzipielle Anwendbarkeit des Ansatzes wurde anhand simulativer Proof-of-Concepts gezeigt. Auf Basis des Proof-of-Concepts wurde der FlexOp in weiterer Folge eine Flexibility Operator Plattform prototypisch im Kontext einer intelligenten

Ortsnetzstation umgesetzt. Zum Test der prototypischen Umsetzung erfolgt hier eine Kopplung mit dem Smart Grid Co-Simulationsframeworks Mosaik. Diese Kopplung erlaubt den Test des FlexOps in unterschiedlichen Netz und Anwendungsszenarios mit einer Vielzahl von Systemelementen. Auch im Fall der Flexibility Operator Plattform konnte die Anwendbarkeit des Ansatzes erfolgreich demonstriert werden.

4 Building Energy Agent

Der im Rahmen des Projekts betrachtete Building Energy Agent (BEA) stellt eine zentrale Komponente im intelligenten Gebäude dar, da er basierend auf Einspeise- und Lastprognose einerseits den Energieeinsatz in diesen Gebäuden optimieren soll. Andererseits erhebt der BEA Flexibilitätspotenziale, leitet diese an den FlexOp weiter und realisiert Flexibilitätsanforderungen vom FlexOp durch anpassen der aktuellen Energieeinsatzpläne durch. Für den im Projekt betrachteten Proof-of-Concept wurden diese Eigenschaften des BEA simulativ in einer Laborumgebung nachgebildet und getestet. Ein weiteres Ziel im Projekt war es aber auch, den real im Feld eingesetzten BEA um die in INTEGRA erarbeiteten Anforderungen zu ergänzen.

5 Ökonomische Bewertung und Rahmenbedingungen

Ökonomische Bewertung

Bei Betrachten der ökonomischen Bewertungsergebnisse des Einsatzes eines Flexibilitätsoperators in Kombination mit VKW-Strategien in der Fallstudie Köstendorf zeigte sich, dass der Kostenbenchmark einer Implementierung für einen Betrachtungszeitraum von 50 Jahren bei einigen Euro bzw. im Idealfall bei wenigen hundert Euro lag. Von der technischen Seite wurden Vergleichmäßigungseffekte der Last bzw. der Erzeugung in der regional vorhandenen Netzinfrastruktur beobachtet, welche durch die bestehenden Planungsansätze bedingt wurden, und daher nur in sehr wenigen Fällen Netzrestriktionen auftraten.

Dies führte zu einer geringen Auslastung des Flexibilitätsoperatorkonzepts und entsprechend niedrigen Deckungsbeiträgen durch wenige Eingriffe und damit verlorenen Energiemengen, welche von VKWs gehandelt worden wären. Auch hätten die durch den Flexibilitätsoperator verursachten Erlöseinbußen am untersuchten Tertiärregelenergiemarktsegment um ein Vielfaches steigen müssen, um Kostengleichheit im Vergleich zu einer zum Beispiel Blindleistungsregelung zu erreichen. Diese Entwicklungen waren bei den damaligen Marktpreisentwicklungen jedoch noch nicht absehbar. Diese Ergebnisse sind natürlich an die Fallstudie gebunden und nicht verallgemeinerbar. Eine lokale Wirkleistungsbegrenzung stellte sich zudem als kostengünstigste Netzintegrationslösung in der betrachteten Fallstudie heraus. Steht jedoch zukünftig eine geeignete Kommunikations- und Regler-Infrastruktur durch andere Einsatzzwecke (z.B. Smart Metering oder DSM) synergetisch und zu geringen Kosten zur Verfügung, kann der Einsatz von Flexibilitätsoperatorkonzepten auch für geringe Erzeuger- und Verbraucherlasten Wirkleistungsbegrenzungen eventuell vermeiden. Dahingehend sollten zukünftige Forschungsvorhaben entsprechend auf größere Lasten und Gebäude fokussieren, um mögliche Skaleneffekt detaillierter betrachten und die Einsetzbarkeit einer Flexibilitätsoperators in großen Leistungsbereichen bewerten zu können.

Rahmenbedingungen

Es konnten folgende Standpunkte zu Netzzustands-schätzungen (State Estimation), Fahrplanadaptionen (Re-Dispatch), der Erbringung von Netzdienstleistungen sowie der Etablierung regionaler Marktplattformen festgehalten werden:

- Durch entsprechende Netzberechnungstools und Sensoren kann eine State Estimation im NS-Bereich technisch realisiert werden, um Netzrestriktionen durch Fahrplanänderungen von am Markt agierenden Akteuren zu vermeiden. Die Auftrittshäufigkeit von lokalen Netzrestriktionen durch

den Einsatz von vermehrt dezentralen virtuellen Kraftwerken ist jedoch als entscheidendes Einsatzkriterium zu erachten. Im Moment besteht zwar nur in ausgewählten Netzgebieten Bedarf für eine State Estimation, da alternative Lösungen (z.B. Blindleistungsregelung von Wechselrichtern) ein aktuell sehr gutes Kosten-/Nutzenverhältnis zur Netzintegration dezentraler Erzeuger bieten. Dennoch sind die Potenziale dieser Alternativlösungen beschränkt und die zukünftige Preisentwicklung an den Energiemärkten schwer einzuschätzen. Seitens der Projekte wird daher die Position vertreten, dass eine State Estimation im Niederspannungsnetz vor allem dann sinnvoll ist, wenn keine langfristig günstigeren Alternativlösungen mehr zur Verfügung stehen. Sind diese Potenziale ausgeschöpft, ist durchaus ein Kosten-Nutzen-Verhältnis zu erwarten, welches eine State Estimation volkswirtschaftlich rechtfertigen kann.

- Ein Re-Dispatch in den Verteilernetzen ist zwar prinzipiell vorstellbar, jedoch sind damit noch viele ungeklärte Fragen verbunden. Dies betrifft vor allem das Verhältnis von Notwendigkeit und erwartetem Nutzen eines derartigen Verfahrens, Haftungsfragen und eine mögliche Verrechnung entstandener Kosten. Im Einzelfall kann dies derzeit durch individuelle Verträge geregelt und auf die Erfahrungen in den Übertragungsnetzen zurückgegriffen werden.
- Ein zukünftiges Marktmodell unter Nutzung vorhandener dezentraler Leistungsreserven bzw. Flexibilität auf der Erzeuger- und Verbraucherseite muss vorsehen, nötige Fahrplanänderungen rechtzeitig an die betroffenen Akteure (z.B. Bilanzkreise) weiterzugeben. Nur somit können Ausgleichsmaßnahmen als Netzdienstleistung rechtzeitig eingeleitet und daraus resultierende (Transfer-) Kosten möglichst gering gehalten und transparent weiterverrechnet werden. Die zeitliche Auflösung der übermittelten Daten ist dabei den jeweils gültigen Marktbedingungen anzupassen.

— Allgemein ist die Etablierung kleiner Marktsegmente und darin gehandelter Dienstleistungen schwierig - vor allem bezüglich der Marktliquidität und vorhandener Risiken für die Akteure. Zudem ist deren unmittelbare Notwendigkeit nach Ansicht der Projekte für den jeweiligen Anwendungsfall auch in Zukunft zu überprüfen. Ein

dahingehendes Markmodell unter Nutzung von Flexibilität sollte daher im Vorfeld detailliert betrachten, ob einheitliche regionale Marktplattformen langfristig sinnvoll sind (Kosten-Nutzen Analyse) und kostenoptimiert an die betroffenen Akteure bereitgestellt werden können.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- INTEGRA integriert die Erkenntnisse aus der Modellregion Salzburg mit allgemeinen technischen und organisatorischen Entwicklungen.
- INTEGRA beleuchtet Netz- und Marktanforderungen an Smart-Grids-Lösungen.
- Die SGAM-Toolbox hat große internationale Resonanz hervorgerufen. Mit der SGAM-Toolbox wird anderen Smart-Grids-Anwendern ein Werkzeug zur Verfügung gestellt, mit dem sie die Erkenntnisse aus INTEGRA nutzen und daraus profitieren können.



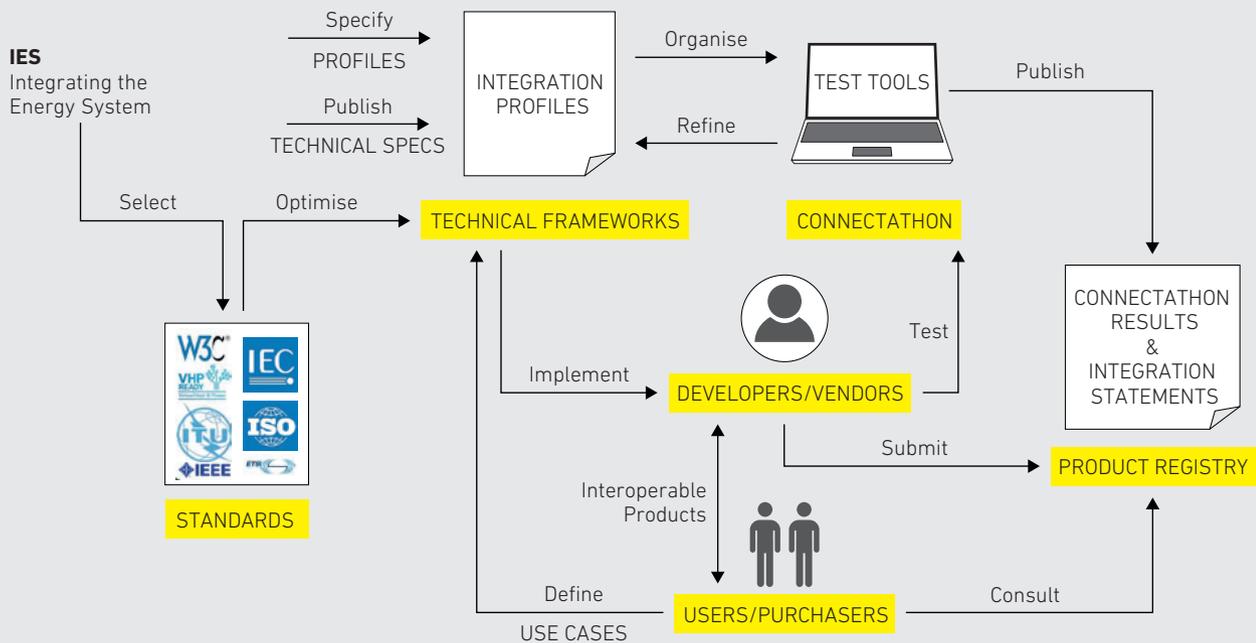


Projektleitung: ANGELA BERGER

Technologieplattform Smart Grids Austria (TPSGA)

IES-Prozess - Entwicklung von Integrationsprofilen und Durchführung von Interoperabilitätstests basierend auf der IHE-Methodik

ABBILDUNG 1



Quelle: TPSGA nach IHE

Weitere Informationen: www.ihe.net/IHE_Process

IES

Integrating the Energy System

Kurzfassung

Das Ziel des Projekts Integrating the Energy System (IES) ist die Entwicklung einer modularen Prozesskette zur Erreichung von Interoperabilität in intelligenten Energiesystemen (Smart Energy Systems). Dies umfasst die Auswahl von Anwendungsfällen und Kommunikationsstandards für die Realisierung, die Spezifikation einer normierten Anwendung dieser Standards in Form von Interoperabilitätsprofilen, deren Umsetzung sowie die Demonstration der Prozesse zur Profilerstellung und die Durchführung von Interoperabilitätstests.

Ausgangssituation und Motivation

Interoperabilität ist ein entscheidender Faktor für das Gelingen der Energiewende und eine Grundvoraussetzung für die Erhöhung der Flexibilität und die Aufnahmekapazität der Netze für erneuerbare Energien. In Zukunft werden an die Interoperabilität verteilter Systeme vermehrt Anforderungen gestellt, welche auf eine störungsfreie, sichere Vernetzung hinauslaufen. Nahtlose Interoperabilität ist in Smart Energy Systems besonders wichtig, da der Wandel zu z.B. Smart Grids schrittweise stattfindet und neue Komponenten in ein existierendes Gesamtsystem integriert werden müssen. Schnittstellen sind heute mit zum Teil proprietären Embedded Systems verbunden. Eine interoperable Entwicklung dieser Schnittstellen soll in Zukunft einen

"offenen" Zugang zu den verteilten Anwendungen aus den unterschiedlichsten Bereichen bieten. Damit trägt Interoperabilität auch zum Investitionsschutz sowohl auf Seiten der Anwender als auch der Hersteller bei.

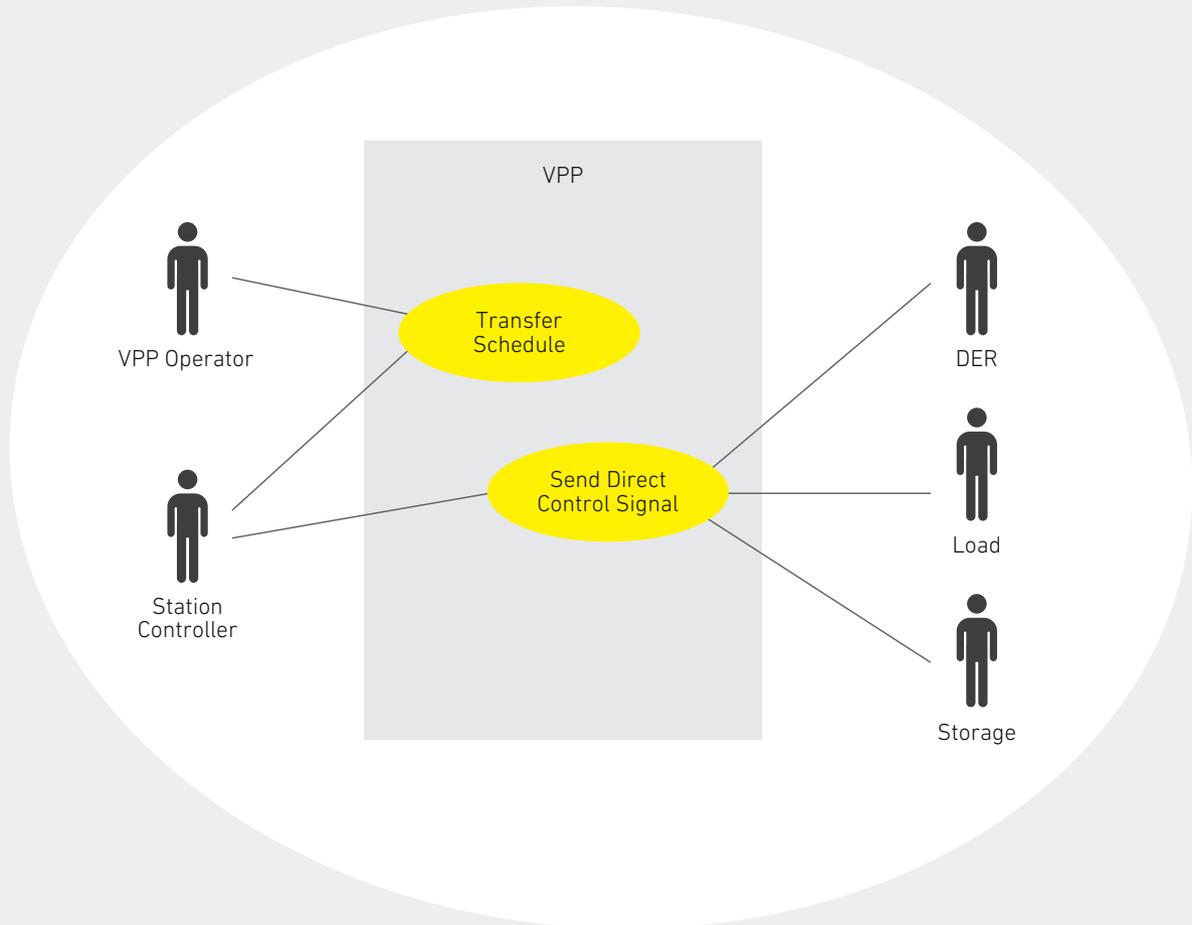
Die Verwendung harmonisierter technischer Standards ist ein zentrales Erfordernis einer kosteneffizienten Systemintegration aus einer heterogenen Herstellerlandschaft. Ein Beispiel eines Kommunikationsstandards in der Energietechnik ist der internationale Standard IEC 61850, der aufgrund seiner Flexibilität nur durch eine normierte Anwendung zu Interoperabilität führen kann.

Europäischer Rahmen

Im Einklang mit der Strategie Europa 2020 der EU-Kommission fördert die Umsetzung der IES-Methodik die Entwicklung eines sektoren- und grenzübergreifenden digitalen Binnenmarkts. Dieser umfasst alle Branchen und Geschäftssektoren und soll die Wettbewerbsfähigkeit Europas in Zukunft sichern. Eine digitale Zukunft setzt den nahtlosen Datenaustausch zwischen hunderten Millionen Geräten voraus – von Komponenten in Smart Home Applikationen über Automobile, intelligente Fabriken und voll-digitale Beschaffungsketten hin zu einem intelligenten Energiesystem.

VPP Use Case Diagramm – Send Schedule

ABBILDUNG 2



„Das Zusammenspiel zwischen unterschiedlichen Komponenten ist eine der wesentlichen Herausforderungen für Smart Grids. Die zunehmende Vernetzung im Energiesektor und die Vielzahl von Marktteilnehmern und Produkten erfordern die Sicherstellung einer interoperablen Kommunikation.“ PROJEKTLEITER ANGELA BERGER



Das European Interoperability Framework (EIF) for European Public Services empfiehlt die Formalisierung von Kooperationsübereinkommen in Interoperabilitätsvereinbarungen, um die rechtliche, organisatorische, semantische, syntaktische und technische Interoperabilität zu gewährleisten. Interoperabilität ist eine wesentliche Voraussetzung für vernetzte Anwendungen in komplexen Systemen. Interoperabilität muss zwischen Komponenten auf verschiedenen Ebenen des Systems und zwischen verschiedenen Herstellern gewährleistet werden, um ein funktionierendes Gesamtsystem zu bilden.

Technische Grundlagen

Das Projekt IES verfolgt einen Ansatz, der etablierte Use Case Methodiken aus dem Bereich der Softwareentwicklung mit dem Konzept der Integrationsprofile aus dem Gesundheitssektor verbindet. Im Rahmen des Projekts wird ein sektorenübergreifender Wissensaustausch gefördert, um von dem jahrzehntelangen Know-How im Gesundheitssektor zu profitieren.

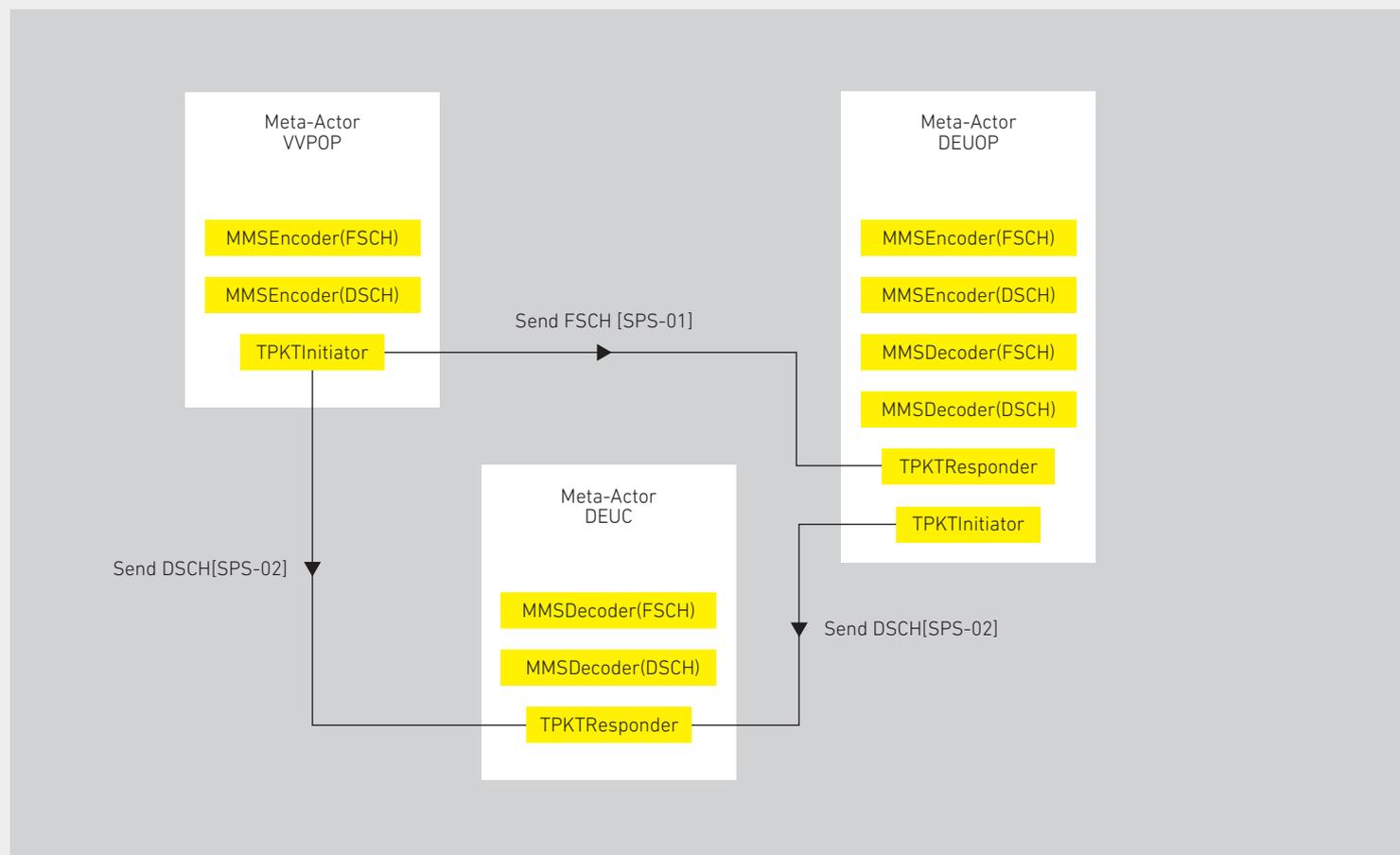
Als Grundlage für das Projekt dienen die von CEN-CENELEC-ETSI im Rahmen des M/490 Mandates identifizierten Standards (First Set of Standards Group), das Smart Grid Architecture Model der Smart Grid Coordination Group (SGCG/M490) sowie die auf ISO/TR 28380 basierende IHE-Methodik zur Sicher-

stellung von Interoperabilität. Anhand erster Anwendungsfälle aus dem Energiesektor zeigt das Projekt IES erstmals die Kombination der beiden Methodiken. Im Rahmen des Mandate M/490 wurde die IEC 62559 Use Case Methodology entwickelt, um das strukturierte Management von Anforderungen und Architekturen in Smart Grids zu gewährleisten. Die Use Case Methodik beschreibt Use Cases aus acht verschiedenen Blickwinkeln: 1. textuelle Beschreibung, 2. Diagramme, 3. technische Details, 4. Schritt-für-Schritt Analyse, 5. ausgetauschte Daten, 6. Anforderungen, 7. verwendete Begriffe und Definitionen, 8. Gebrauchsinformationen. Use Cases werden in drei Teile geteilt: der erste Teil beschreibt den Anwendungsfall aus einer Managementperspektive. Im zweiten Teil werden technischen Details, Akteure und Informationsobjekte genannt, die zwischen den Akteuren ausgetauscht werden. Zusätzliche Informationen über den Use Case werden in einem dritten, Glossar-ähnlichen Teil bereitgestellt.

Im Umfeld der Integration von klinischen Systemen, z.B. in Krankenhäusern aber auch über Krankenhausgrenzen und Organisationseinheiten hinweg, hat sich über die Jahre sehr erfolgreich eine Methodik ausgeprägt, mit deren Hilfe Branchenvertreter die Interoperabilität ihrer Produkte sicherstellen und testen können. Unter dem Dach der globalen und gemeinnützigen Organisation Integrating the Health-

Actor/Transaction Diagramm des Profils SPS

ABBILDUNG 3



Die Abbildung zeigt für dieses Profil definierten actors und transactions. Die definierten meta-actors Virtuelles Kraftwerk (VPPOP), Dezentrale Erzeugungseinheiten (DEUOP) und Dezentrale Steuerungseinheit fassen die benötigten actors zusammen (DEUC). Quelle: TPSGA

care Enterprise Initiative (IHE) arbeiten Hersteller, Anwender und Nutzer in einem fairen, kooperativen und partizipativen Prozess zusammen, um die Interoperabilität relevanter IKT-Systeme im klinischen Umfeld zu sichern. Die Methodik der IHE wurde entwickelt, um eine harmonisierte Interpretation existierender Kommunikationsstandards und die interoperable Implementierung von Kommunikationsschnittstellen zwischen verschiedenen Herstellern sicherzustellen. Einzigartig ist die Bereitstellung der Testplattform „Gazelle“. Diese erlaubt es Entwicklern, die Implementierung ihrer Schnittstellen im Rahmen strukturierter Interoperabilitätstests, sogenannter „Connectathons“, gegeneinander zu testen.

Projektziele und Prozessschritte

IES strebt die Adaptierung und Implementierung dieser herstellerneutralen und kooperativen Methodik zur Sicherstellung der Interoperabilität von IKT-Systemen in Smart Energy Systems an (siehe Abbildung 1). In einem öffentlich zugänglichen Handbuch werden Richtlinien für die praktische Implementierung der adaptierten Prozesse für die Systemintegration festgehalten. Mit einem bereitgestellten Softwaretool können anschließend Interoperabilitätstests von Softwareprodukten im Energiesektor durchgeführt werden. Die zugrundeliegende modulare Prozesskette zur Sicherstellung der Interoperabilität umfasst die folgenden Kernschritte:

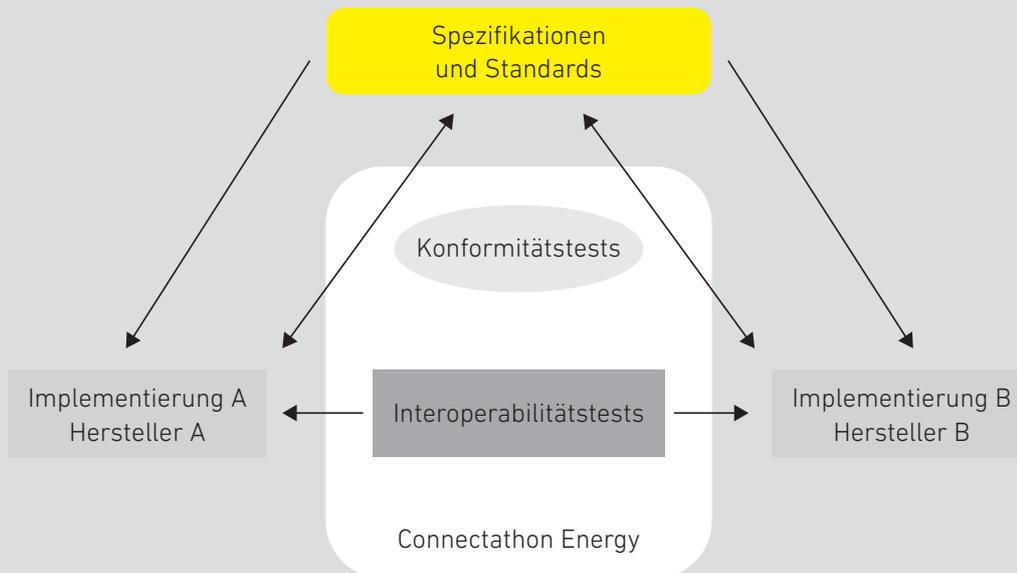
1. Adaptierung und Implementierung der etablierten IHE-Methodik zur Sicherstellung von Interoperabilität bei dem Datenaustausch in dem neuen Kontext von Smart Energy Systems und Definition des Interoperabilitätsprozesses.
2. Auswahl und Definition exemplarischer, mit Stakeholdern aus dem Energiesektor abgestimmter Use Cases zur Validierung des entwickelten Interoperabilitätsprozesses.
3. Entwicklung von Integrationsprofilen für die technischen Schnittstellen, d.h. Definition und Spezifikation der normierten Anwendung von internationalen Kommunikationsstandards zur technischen und organisatorischen Umsetzung der ausgewählten Anwendungsfälle.
4. Implementierung der entwickelten Integrationsprofile in Software-Lösungen durch verschiedene Hersteller.
5. Entwicklung einer Open-Source-basierten Testplattform.
6. Durchführung herstellerneutraler Interoperabilitätstests zwischen den Software-Lösungen und Veröffentlichung der Testergebnisse.
7. Durchführung von Maßnahmen zur Bewusstseinsbildung relevanter Stakeholder in Bezug auf die wettbewerblichen Vorteile interoperabler Lösungen in Smart Energy Systems.
8. Transparente Darstellung und Veröffentlichung der im Projekt erarbeiteten Methodik, um ihre Anwendung in zukünftigen „Smart Energy System“-Projekten sicherzustellen und ihre Weiterentwicklung voranzutreiben.

Use Case Methodik und Erstellung der Integrationsprofile

In dem beispielhaften Anwendungsfall „Virtuelles Kraftwerk“ demonstriert das Projekt IES die Umsetzung der entwickelten Methode. Zunächst werden domänenspezifische Anforderungen an die Kommunikation zwischen Komponenten im Energiesystem „Virtuelles Kraftwerk“ identifiziert und in Analogie zu der IHE-Methodik beschrieben. Nach der Definition eines bestimmten Use Cases startet der Entwicklungsprozess eines Profils mit der Identifikation von relevanten IT-Komponenten (actors) und Informationen/Inhalten, die zwischen actors ausgetauscht werden (transactions). Diese „atomar“ definierten actors erfüllen eine jeweils spezifische Funktionalität (z.B.: encodieren

Konzept des Connectathon Tests

ABBILDUNG 4



Quelle: IHE, Whitepaper on Connectathon (2016), verfügbar unter ihe-service.net/sites/default/files/WhitePaper_Connectathon_2016.pdf, S. 4

von Information) und können in verschiedenen Use Cases wiederverwendet werden. Als Hilfestellung für den Leser/Umsetzer können in einem Profil mehrere actors mithilfe eines meta-actors gruppiert werden. Diese meta actors sind rein informativer Natur und Use Case spezifisch.

Die Abbildung „VPP Use Case Diagramm - Send Schedule“ (Abbildung 2) zeigt die Akteure und die Beziehungen zwischen ihnen und dient der Identifizierung etwaiger Interoperabilitätsprobleme. Gemäß IEC 62559 Use Case Methodology ist definiert, welche Informationsobjekte nach welchen Anforderungen ausgetauscht werden. Der Datenaustausch (Informations- und Datenmodell) basiert auf dem Kommunikationsstandard IEC 61850. Jedes Informationsobjekt muss auf Basis der in IEC 61850-1 beschriebenen Manufacturing Message Specification (MMS) übermittelt werden.

Im nächsten Schritt werden die in Transaktionen ausgetauschten Informationen in einem Integrationsprofil definiert, um eine Implementierungsanweisung für Entwickler bereitzustellen. Basierend auf dem Use Case Diagramm werden Softwarekomponenten zur Implementierung der benötigten Kommunikationsschnittstellen definiert. In dem entwickelten Integrationsprofil sind in sogenannten Actor/Transaction-Diagrammen Informationen zu den Softwarekomponenten und ihren Beziehungen zueinander in Form von spezifischen Transaktionen ersichtlich. Die Darstellung in Diagrammen ermöglicht es dem Leser, die in einem Profil beschriebenen Softwarekomponenten zu identifizieren. Jedes Profil enthält zudem eigens ausgewiesene Abschnitte mit detaillierten Spezifikationen der einzelnen Transaktionen. Die Abbildung 3 enthält unter anderem die Transaktion „Send FSCH“ [SPS-01]. Eine detaillierte Beschreibung des Erstellungsprozesses von IES-Profilen kann Frohner et al. (2017) entnommen werden.

Interoperabilitätstests

Die IHE-Methodik umfasst Konformitäts- und peer-to-peer-Tests zur Validierung der Interoperabilitätsfeatures der implementierten Softwarekomponenten. Mittels der 2006 von IHE eingeführten Testsoftware „Gazelle“ wird die Interoperabilität von Produkten getestet, deren Hersteller die Konformität mit IHE-Integrationsprofilen bestätigen wissen wollen. Zwei verschiedene Softwaretests werden durchgeführt (siehe Abbildung 4): Erstens Konformitätstests des Datenmodells mit den spezifizierten Standards, zweitens Interoperabilitätstests, d.h. Testen der Fähigkeit, Daten gemäß den spezifizierten Kommunikationsstandards zu übertragen. Nur wenn beide Tests fehlerfrei abgeschlossen sind, ist Interoperabilität sichergestellt.

Ausblick

Das Ergebnis des Projekts IES ist ein detailliertes, dokumentiertes Verfahren zur normierten Verwendung von technischen Standards in Smart Energy Systems, basierend auf der etablierten IHE-Methodik aus dem Gesundheitsbereich. Die Beschreibung der Prozesse und die praktische Umsetzung erfolgt herstellerneutral, um die langfristige Interoperabilität und Akzeptanz im Energiebereich zu gewährleisten. Das transparente Verfahren und die offene Zugänglichkeit der Datenbank für technische Spezifikationen und Profile garantieren den Technologieanbietern interoperabler Produkte und Dienstleistungen nachhaltigen Investitionsschutz. Die vorgestellte Methodik ist nicht ausschließlich auf die Anwendung im Energiesektor beschränkt. Im Gegenteil – die Sicherstellung von Interoperabilität wird in der vernetzten Welt von morgen eine sektoren- und branchenübergreifende Herausforderung, zu deren Lösung das Projekt IES einen wesentlichen Teil beitragen kann.



Quellen

CEN CENELEC, Smart Grids, verfügbar unter:

www.cencenelec.eu/standards/Sectors/SustainableEnergy/SmartGrids/Pages/default.aspx

Europäische Kommission, Towards interoperability for European public services, COM 2010 744 final, 16.12.2010

Frohner, M., Gottschalk, M., Franzl, G., Pasteka, R., Uslar, M., Saueremann, S., Smart Grid Interoperability Profiles Development. IEEE International Conference on Smart Grid Communications; Dresden, 10/2017

Integrating the Energy System, Projekthomepage, verfügbar unter:

www.smartgrids.at/plattform-aktivitaeten/ies-integrating-the-energy-system-austria.html

Integrating the Healthcare Enterprise, Homepage, verfügbar unter www.ihe.net

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Interoperabilität ist ein entscheidender Faktor für das Gelingen der Energiewende.
Durch zunehmende Vernetzung müssen die Akteure automatisiert Daten austauschen können.
- In dem Projekt IES wird ein Interoperabilitätsprozess entwickelt, der eine ganzheitliche Methodik zur normierten Anwendung von Standards für das Energiesystem realisiert.
- Das Projekt IES adaptiert eine Testplattform für Interoperabilität an die Anforderungen des Energiesektors, welches zukünftig Tests auf Kompatibilität zum Standard und Interoperabilität zwischen Systemen ermöglicht.





Leafs - Integration of Loads and Electric Storage Systems into Advanced Flexibility Schemes for LV Grids

Projektnummer	850415
Koordinator	AIT Austrian Institute of Technology
Projektleitung	Johannes Kathan: johannes.kathan@ait.ac.at
Partner	Fronius International, Siemens AG Österreich, Salzburg Netz, Netz OÖ, Energienetze Steiermark, TU Wien, Energieinstitut/JKU Linz, MOOSMOAR Energies
Förderprogramm	Energieforschung 1. Ausschreibung (2014)
Dauer	01.11.2015 - 31.10.2018
Budget	3.330.000 €



MBS+ Entwicklung eines dezentral organisierten Kleinspeicher-Netzwerks zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen

Projektnummer	853674
Koordinator	FH Technikum Wien
Projektleitung	Kurt Leonhartsberger: kurt.leonhartsberger@technikum-wien.at
Partner	TU Wien, Software Competence Center Hagenberg, ms.GIS, Schrack Technik Energie, neovoltaic, Fronius International, Energie Burgenland
Förderprogramm	Energieforschung, 2. Ausschreibung (2015)
Dauer	01.06.2016 - 31.08.2017
Budget	450.000 €



FACDS - Flexible AC Distribution Systems

Projektnummer	853555
Koordinator	Wiener Netze
Projektleitung	Christopher Kahler: christopher.kahler@wienernetze.at , Roland Zoll: roland.zoll@wienernetze.at
Partner	Wien Energie, Siemens AG Österreich, AIT, Energieinstitut/JKU Linz, ASCR, Forschung Burgenland
Förderprogramm	Energieforschung, 2. Ausschreibung (2015)
Dauer	03.2016 - 08.2018
Budget	1.684.745 €



iniGrid - Integration of Innovative Distributed Sensors and Actuators in Smart Grids

Projektnummer	845018
Koordinator	AIT Austrian Institute of Technology
Projektleitung	Mark Stefan, mark.stefan@ait.ac.at
Partner	Eaton Industries (Austria), Infineon Technologies Austria, Zelikso GmbH, Sprecher Automation, TU Wien, FH OÖ, Linz Strom Netz, MOOSMOAR Energies
Förderprogramm	e!MISSION, 4. Ausschreibung
Dauer	01.09.2014 - 28.02.2018
Budget	4.074.707 €



INTEGRA - Integrierte Smart Grid Referenzarchitektur lokaler intelligenter Verteilnetze und überregionaler virtueller Kraftwerke

Projektnummer	838793
Koordinator	Salzburg AG
Projektleitung	Robert Priewasser, robert.priewasser@salzburgnetz.at
Partner	AIT Austrian Institute of Technology, TU Wien, Siemens AG Österreich, OFFIS e.V.
Förderprogramm	e!MISSION, 1. Ausschreibung aus Mitteln des bmvit
Dauer	01.04.2013 - 31.03.2016
Budget	2.039.923 €



IES - Integrating the Energy System

Projektnummer	853693
Koordinator	Technologieplattform Smart Grids Austria
Projektleitung	Angela Berger, angela.berger@smartgrids.at
Partner	Tiani Spirit, FH Technikum Wien, Sprecher Automation, AICO EDV-Beratung, OFFIS
Förderprogramm	Energieforschung, 2. Ausschreibung (2015)
Dauer	03.2016 - 02.2019
Budget	2.107.593 €

Medieninhaber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22, 1060 Wien

Tel: (+43 1) 585 03 90, Fax: (+43 1) 585 03 90-11

office@klimafonds.gv.at

www.klimafonds.gv.at

Für den Inhalt verantwortlich

Die AutorInnen tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieser Broschüre. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider. Weder der Klima- und Energiefonds noch das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) oder die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiterentwicklung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung

www.angieneering.net

Druck

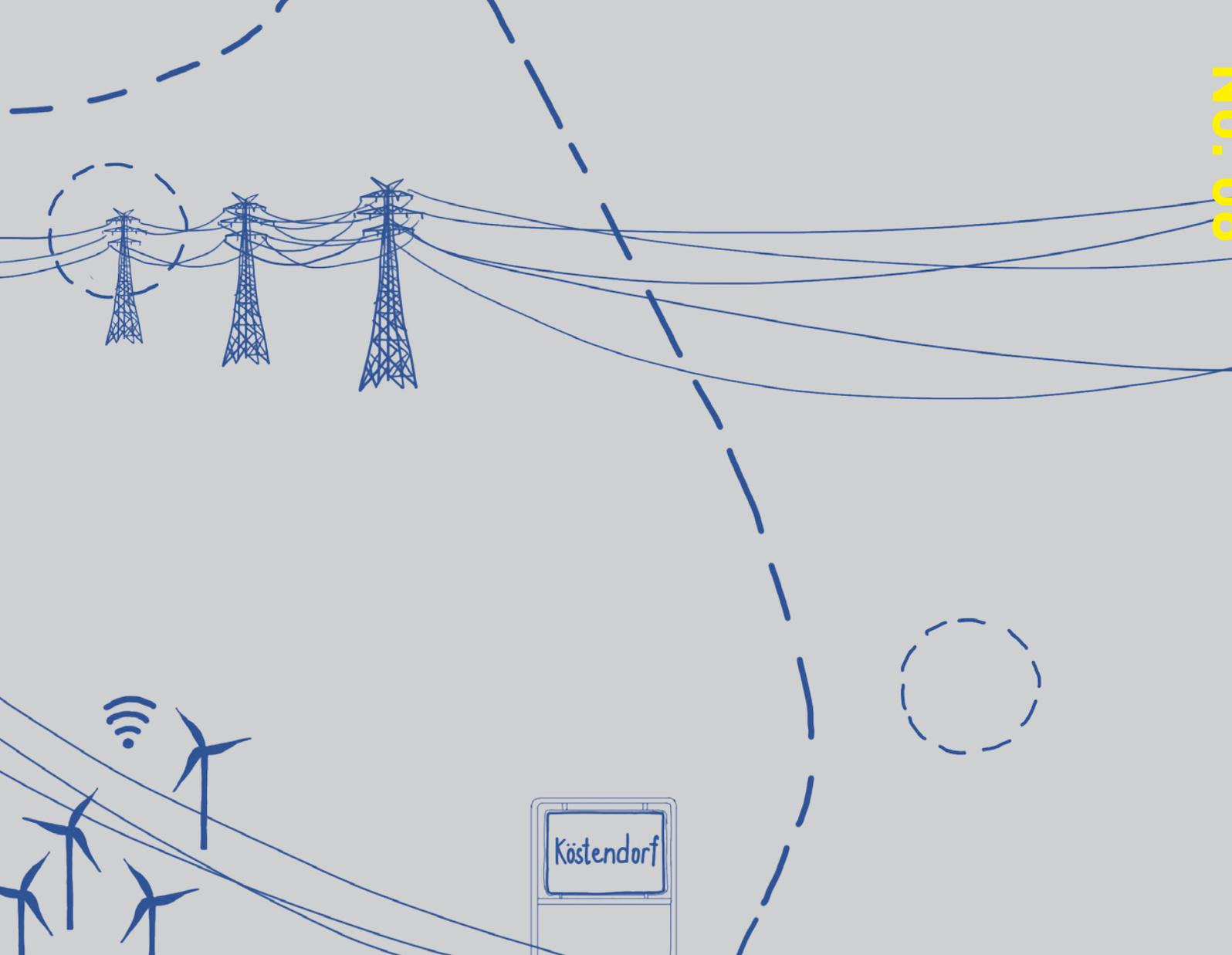
Druckerei Janetschek GmbH. Bei der mit Ökostrom durchgeführten Produktion wurden die Anforderungen des Österreichischen Umweltzeichens erfüllt. Sämtliche während des Herstellungsprozesses anfallenden Emissionen wurden im Sinne einer klimaneutralen Druckproduktion neutralisiert.

Verlags- und Herstellungsort: Wien

Wir haben diese Broschüre mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt und die Daten überprüft. Rundungs-, Satz- oder Druckfehler können wir dennoch nicht ausschließen.

www.klimafonds.gv.at





In Kooperation mit:



FFG



Bundesministerium
für Verkehr,
Innovation und Technologie

