



RESULTATE & ERKENNTNISSE

AUS DER SMART GRIDS MODELLREGION SALZBURG
ZUSAMMENFASSUNG

Salzburg, 2015

ENERGIE intelligent vernetzen!

Daran arbeiten wir.

www.smartgridssalzburg.at



SMARTGRIDS
Modellregion Salzburg

Autoren des Berichts „Resultate & Erkenntnisse aus der Smart Grids Modellregion Salzburg – Zusammenfassung, März 2015“

Georg Baumgartner

Christoph Groß

Ingrid Lips

Karin Motzko

Walter Schaffer

Herwig Struber

Autoren des Berichts „Ergebnisse & Erkenntnisse aus der Smart Grids Modellregion Salzburg Mai 2013“

AIT Austrian Institute of Technology GmbH: Friederich Kupzog, Helfried Brunner

CURE - Center for Usability Research and Engineering: Johann Schrammel, Susen Döbelt

Siemens AG Österreich: Alfred Einfalt, Andreas Lugmaier, Mike Pichler

Salzburg AG: Daniel Reiter, Hans Jürgen Bacher, Laura Emmermacher, Marietta Stutz, Markus Berger

Salzburg Netz GmbH: Thomas Rieder, Herwig Struber

Salzburg Wohnbau GmbH: Bernhard Kaiser

TU Wien: Georg Kienesberger, Wolfgang Prügler

Förderung

Die Teilprojekte der Smart Grids Modellregion Salzburg werden vom Klima- und Energiefonds bzw. vom BMVIT gefördert (Programme Energie der Zukunft, Neue Energien 2020, e!mission).

Impressum

Für den Inhalt verantwortlich:

Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, Bereich Netze

Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg

Salzburg AG, Druckfehler und Irrtümer vorbehalten. Stand: März 2015

Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	4
Smart Grids Modellregion Salzburg – Themenfelder	6
Integration von Erneuerbaren	8
Integration von Elektro-Fahrzeugen	16
Integration von Kunden-Feedbacksystemen	19
Integration von Gebäuden.....	20
Integration von flexiblen Verbrauchern.....	23
Schlüssel-Erkenntnisse	25
Ausblick	26
Literaturverzeichnis	27

Einleitung

Mit der Energiewende steht das derzeitige Energiesystem vor tiefgreifenden Veränderungen. Der Übergang hin zu einer nachhaltigen, regenerativen Energiebereitstellung umfasst neben Erzeugern, Speichern und Verbrauchern vor allem auch die Energie-Netze als Bindeglied zwischen den Akteuren. Die Einbindung von dezentralen Erzeugern und von zusätzlichen Verbrauchergruppen (z.B. Elektro-Fahrzeuge) stellt eine große Herausforderung für die derzeitige Infrastruktur dar. Aufgrund des fluktuierenden Erzeugungsverhaltens von Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie deren dezentraler Netzintegration weisen diese eine völlig andere Charakteristik im Vergleich zu konventionellen, fossilen Erzeugungseinheiten auf.

Die Umstellung auf ein regeneratives Energiesystem ist daher weit mehr als nur der Ersatz von fossilen Energiequellen durch erneuerbare Erzeuger. Die Aufgabe, ständig den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch herzustellen, erfordert einen **Totalumbau des Energiesystems**. Die drei Haupttreiber dieses Systemumbaus sind:

- Energiepolitische Zielsetzungen
- Gesellschaftliche Strömungen
- IKT Revolution

Der Ausstoß von klimaschädlichen Treibhausgasen in der Energieversorgung und der dadurch verursachte Klimawandel bewirken ein verstärktes Bestreben zum Übergang hin zu einer nachhaltigen, regenerativen Energieversorgung. Innerhalb der EU werden diese Bestrebungen anhand der **Energie- und Klimaziele** sichtbar. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auf mindestens 27 % des EU-Gesamtverbrauchs soll bis zum Jahr 2030 eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 40 % gegenüber dem Jahr 1990 erzielt werden. [1]

Diese Entwicklungen werden durch **gesellschaftliche Strömungen** verstärkt. Der Wunsch nach Individualisierung, Unabhängigkeit und einem gesteigerten Umweltbewusstsein in der Bevölkerung beschleunigt die Energiewende. Sowohl gewerbliche als auch private Kunden haben ein gesteigertes Interesse an einer eigenen Erzeugungsanlage und werden somit vom reinen Konsumenten auch gleichzeitig zum Produzenten und damit zum sogenannten „Prosumer“.

Der dritte Treiber ergibt sich aus den neuen Möglichkeiten, welche die Fortschritte in der **Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)** bieten. Als nächster Entwicklungsschritt wird in den kommenden Jahren die Ausbreitung des „Internets der Dinge“ erwartet. Dabei werden Bauteile und Komponenten wie Elektrogeräte, Autos etc. ins Internet eingebunden, können miteinander kommunizieren und direkt angesprochen werden. Wird dieses Konzept auf das Energiesystem übertragen, ist vom Internet der Energie die Rede. Dieses wird vor allem dann zum Durchbruch gelangen, wenn mit diesen technischen Lösungen „revolutionäre“ Dienstleistungen für Erzeuger und Verbraucher angeboten werden können, die deren Komfort erhöhen und weitestgehend automatisiert funktionieren.

Smart Grids Modellregion Salzburg – Themenfelder

Die Smart Grids Modellregion Salzburg (SGMS) wird von einem interdisziplinären Team aus Energiewirtschaft (Salzburg AG, Salzburg Netz GmbH), Wohnungswirtschaft (Salzburg Wohnbau), Industrie (Siemens), Consulting (Fichtner) und renommierten Forschungspartnern (Austrian Institute of Technology, TU Wien, CURE, FH Salzburg/JRZ) getragen. Durch umfangreiche Forschungs- und Demonstrationsaktivitäten wird gezeigt, wie intelligente Energienetze in der Praxis aussehen können. Nach dem Motto „Das Ganze ist mehr als die Summe der einzelnen Teile“, hat sich die SGMS zum Ziel gesetzt, die Erkenntnisse der zahlreichen Einzelprojekte zu einem Gesamtsystem, der „**Smart Infrastructure Salzburg**“, zu bündeln.

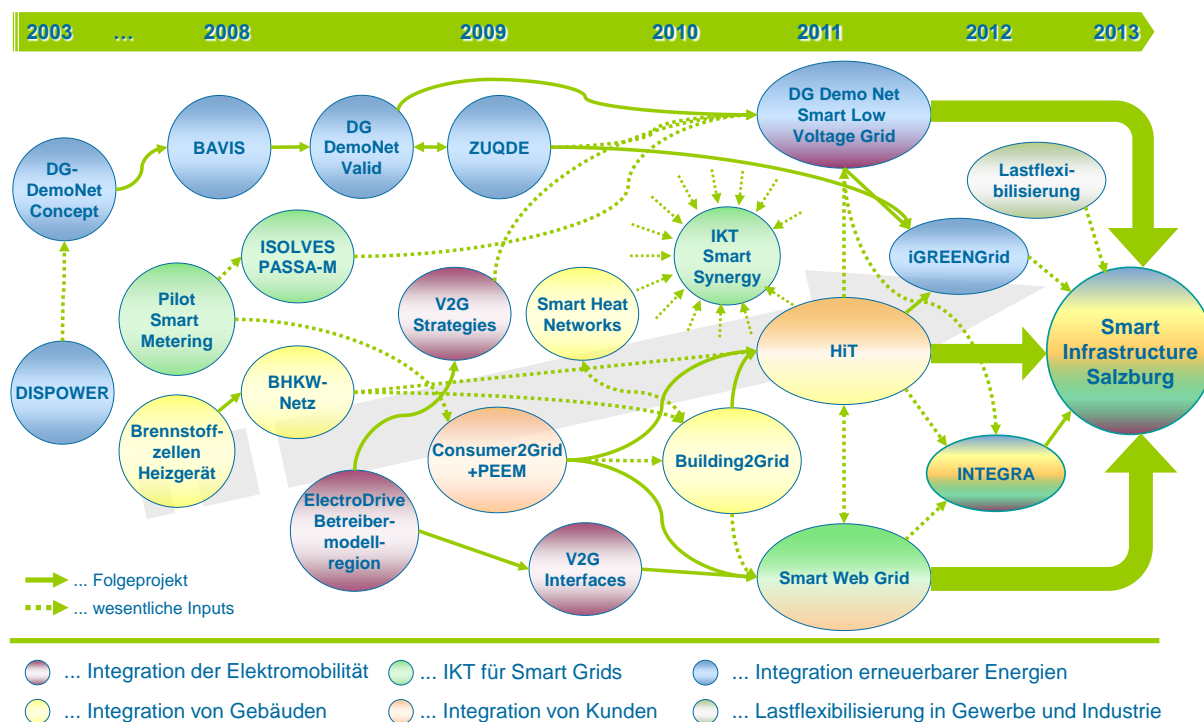


Abbildung 1: "Big Picture" der SGMS Projekte

Im Dezember 2009 wurde Salzburg vom Klima- und Energiefonds als erste Smart Grids Modellregion Österreichs ausgezeichnet. Aufbauend auf umfangreichen Forschungsarbeiten werden die gesammelten Erkenntnisse in Demonstrationsprojekten wie der Modellregion Lungau (Projekte ZUQDE und DG Demonetz Validierung) sowie den beiden **Leuchtturmprojekten** der Wohnanlage **Rosa Zukunft** (Projekt HiT) und der Smart Grids **Modellgemeinde Köstendorf** (Projekt DG Demo Net Smart Low Voltage Grid) zusammengeführt, im

realen Umfeld umgesetzt und somit konkret, greifbar und evaluierbar gemacht. Neben der Demonstration der technischen Lösungen spielen dabei auch die Akzeptanz der Kunden und die Nutzerfreundlichkeit eine zentrale Rolle.

Abbildung 1 zeigt eine Übersicht der einzelnen Forschungsprojekte, welche zur SGMS geführt haben und in weiterer Folge im Rahmen der Modellregion umgesetzt wurden. Neben dem zeitlichen Ablauf sind anhand der farblichen Hinterlegung die **fünf Anwendungsgebiete** ersichtlich:

- Integration von Erneuerbaren
- Integration von Elektro-Fahrzeugen
- Integration von Kunden-Feedbacksystemen
- Integration von Gebäuden
- Integration von flexiblen Verbrauchern

Die **IKT-Infrastruktur** stellt hierbei eine **Schlüsseltechnologie** dar, welche in allen Anwendungsgebieten zum Einsatz kommt. Die fünf Anwendungsgebiete sind daher überlappend zu betrachten, um vorhandene Synergien bestmöglich zu nutzen. In den folgenden Unterpunkten werden nun die Erkenntnisse der einzelnen Anwendungsgebiete dargestellt.

Integration von Erneuerbaren

Die Herausforderung bei den dargebotsabhängigen, regenerativen Einspeisern liegt in der oftmals stark **fluktuierenden Erzeugung**, die sich zu jedem Zeitpunkt mit dem **Verbrauch ausgleichen** muss. Derzeit wird dies einerseits durch Preissignale am Großhandelsmarkt und andererseits durch den Einsatz von Regelenergie gewährleistet.

Dabei handelt es sich um eine „globale Herausforderung“, die speziell auf der Ebene des Übertragungsnetzes sichtbar ist. Im Gegensatz dazu, sind die Problemstellungen, die durch die Integration der Erneuerbaren im Verteilnetz auftreten, „lokal“: In **städtischen** Versorgungsgebieten besteht die Aufgabe vor allem in der Überwachung der **Betriebsmittelauslastung**. Hingegen steht in **ländlichen** Verteilnetzgebieten die Einhaltung der zulässigen **Spannungsbandgrenzen** im Vordergrund. Diese Anforderungen bedingen unterschiedliche Betriebs- und Steuerungskonzepte, die nicht ausschließlich über Preissignale optimiert werden können. Nachdem das Auslastungsmanagement und die Spannungsbandbewirtschaftung sehr stark durch die örtlichen Netz- und Lastzustände getrieben werden, muss hierfür eine regionale Differenzierung vorgenommen werden. Deshalb ist gerade in solchen kritischen Abzweigen eine Reaktionszeit im 30-Sekunden- bis Minutenbereich anzustreben.

Die Projekte DG Demonetz Validierung, ZUQDE, DG Demo Net Smart Low Voltage Grid und auch V2G-Strategien bieten Lösungsansätze für die Spannungsband- und Blindleistungsbewirtschaftung im Mittel- und Niederspannungsnetz für unterschiedliche Anwendungsfälle. Sie erweitern damit die Steuerbarkeit des Netzes über Preissignale um regional und zeitlich differenzierte Methoden zur Spannungsbandhaltung und zum Auslastungsmanagement. Dabei wird die Ausnutzung des Spannungsbandes in vorhandenen Stromnetzstrukturen durch lokale Regelung der Blindleistungseinspeisung sowie durch die Verwendung von Stufenreglern bei den dazugehörigen Trafostationen deutlich verbessert (vgl. [Abbildung 2](#)).

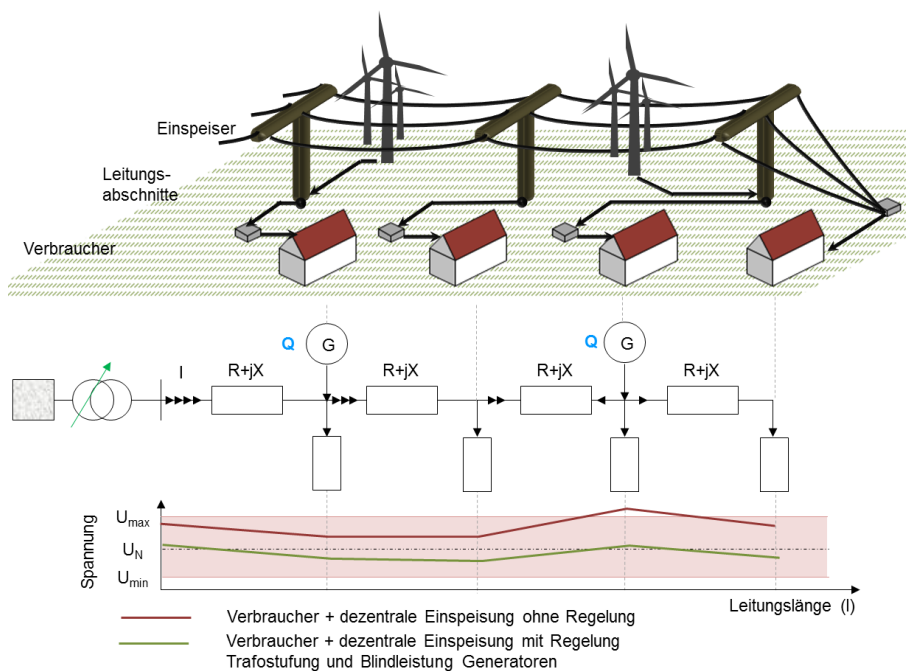


Abbildung 2: Verbesserte Ausnutzung des Spannungsbandes durch neue Netzregelung

Im Projekt „ZUQDE“ besteht die Zielsetzung in der Implementierung einer **koordinierten, regionalen Spannungs- und Blindleistungsregelung** von Transformatoren und Kleinwasserkraftwerken, um die Aufnahmekapazität des Verteilnetzes zu erhöhen.

Es konnte gezeigt werden, dass durch den Einsatz des ZUQDE-Systems im 30-kV-Netz (Mittelspannung) Lungau eine weitere **Steigerung der Erzeugungskapazität** im kritischen Netzabschnitt von **etwa 20 %** realistisch ist. Je mehr „Flexibilität“, also sowohl regelbare Einspeiser als auch flexible Lasten bzw. Verbraucher, für den Netzbetrieb zur Verfügung stehen und je gleichmäßiger diese entlang der Leitungen eines Netzbereiches verteilt sind, desto besser lässt sich die Spannungsband- und Blindleistungsbewirtschaftung im Mittelspannungsnetz bewerkstelligen.

Natürlich bestimmt die Physik die Grenzen der Integration dezentraler Erzeuger. Ist die maximale Strombelastbarkeit der Betriebsmittel erreicht, sind Investitionen für die Verstärkung bzw. den Austausch bestehender Anlagen unumgänglich.

Die Frage der Wirtschaftlichkeit „Ist die intelligente Lösung günstiger als ein Netzausbau?“ muss für den Einzelfall geprüft werden und hängt von den nachstehenden Faktoren ab:

- Investitionen in den Netzausbau können in der Regel nicht vermieden, sondern in erster Linie zeitlich verschoben werden.
- Den Spielraum dafür bestimmen die gegebene Netzstruktur, die Struktur der Verbraucher und Einspeiser sowie vor allem deren Entwicklung über die Zeit.

Im Projekt „DG DemoNet Lungau“ wurde gezeigt, dass die Kosten aufgrund von zusätzlich installierter, dezentraler Einspeiseleistung bei **Smart Grids Lösungen** um **rund 50 % geringer** sind im Vergleich zum klassischen Leitungsausbau (siehe [Abbildung 3](#)).

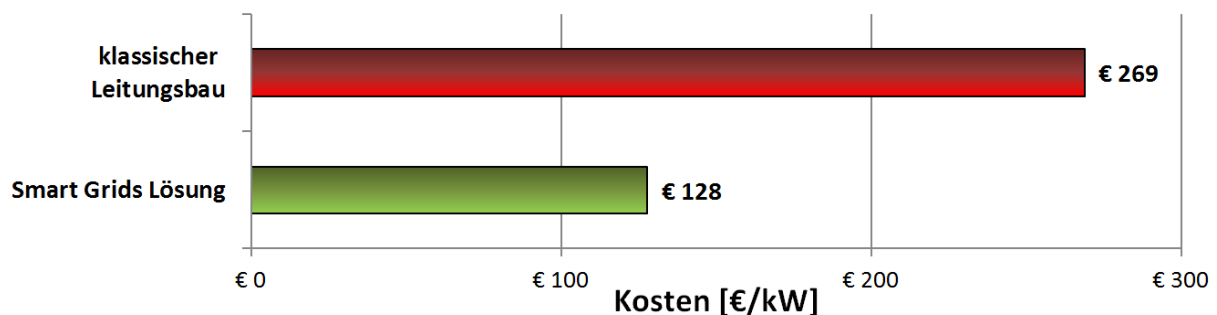


Abbildung 3: Kosten durch zusätzlich installierte Einspeiseleistung im Projekt DG DemoNet Lungau

Die bisher dargestellte Lösung zur Regelung im Mittelspannungsnetz kann in ihren prinzipiellen Ansätzen auch im Niederspannungsnetz angewendet werden. Im Leuchtturmprojekt „DG DemoNet Smart Low Voltage Grid“ wird dieser Ansatz im Rahmen eines Feldversuchs in Köstendorf erfolgreich eingesetzt. Allerdings ist das in Niederspannungsnetzen aufgrund der im Gegensatz zur Mittelspannungsebene insgesamt großen Anzahl an Erzeugern und Verbrauchern, die z.T. auch Prosumer sind, und zusätzlicher technischer Herausforderungen wesentlich komplexer (siehe [Abbildung 4](#)).

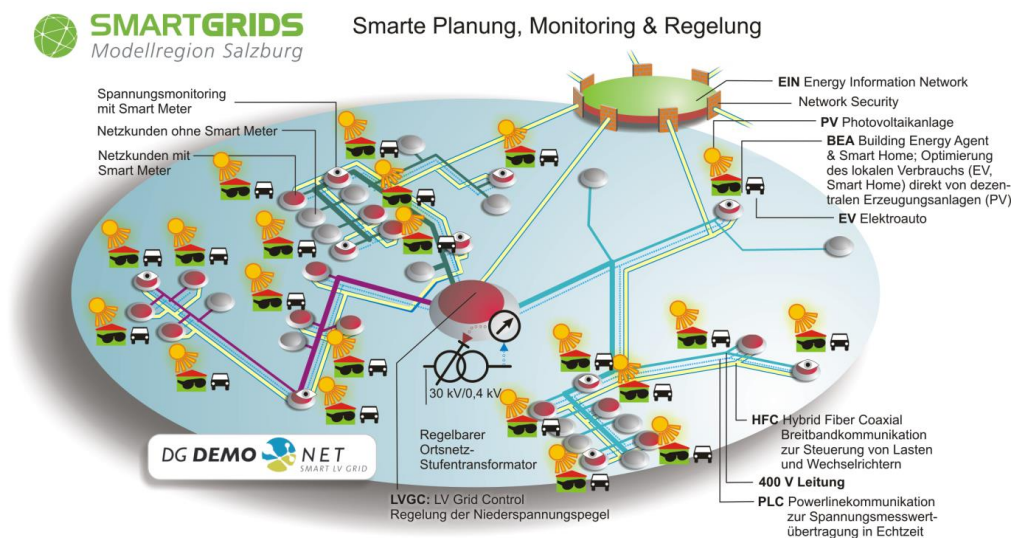


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Regelungskonzeptes im Niederspannungsnetz Köstendorf [2]

Im **Leuchtturmprojekt „Köstendorf“** wurde eine **hohe Dichte** an Photovoltaik-Anlagen und Ladestationen installiert, um die zukünftigen Herausforderungen in der praktischen Anwendung testen zu können. In Abbildung 5 sind die Standorte der **43 PV-Anlagen** mit einer Gesamtleistung von rund 200 kWp dargestellt. Weiters befinden sich im 99 Haushalte umfassenden Testgebiet **36 Elektrofahrzeuge** sowie 5 PV-Speichersysteme.



Abbildung 5: Übersicht der Photovoltaikanlagen in der Modellgemeinde Köstendorf

Abbildung 6 zeigt die schematische Darstellung der Energieinfrastruktur (Mittel- und Niederspannungsnetz) sowie der parallelen Informationsinfrastruktur. Der Building Energy Agent (BEA) stellt die Kommunikationsschnittstelle dar. Er ist mit dem regelbaren Photovoltaik-Wechselrichter, der regelbaren Ladestation, dem Smart Meter sowie nach außen mit dem intelligenten Spannungsregler in der Trafostation verbunden. Dieser zentrale Regler berechnet über die verteilten Messungen den Netzzustand und koordiniert die einzelnen Akteure, sodass zu jedem Zeitpunkt ein reibungsloser Betrieb des Niederspannungsnetzes sichergestellt ist.

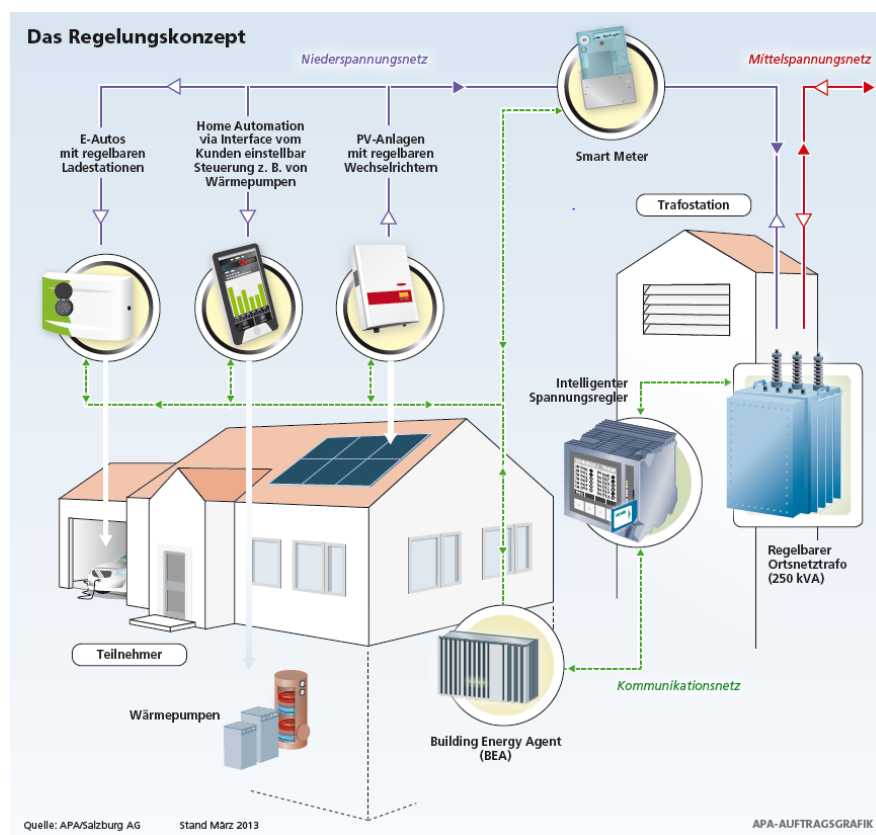


Abbildung 6: Regelungskonzept in der Smart Grids Modellgemeinde Köstendorf

In Abbildung 7 sind die Kosten für unterschiedliche Implementierungsgrade der Regelungsstrategie dargestellt. Die koordinierte Regelung (S3) verwendet alle zur Verfügung stehenden Kommunikationsmöglichkeiten entsprechend Abbildung 6. Beim autonomen Regelungsansatz (S1) hingegen wird das Blindleistungsmanagement der Wechselrichter und die Stufenstellung des Transformators entsprechend der lokalen Spannungsmessung durchgeführt.

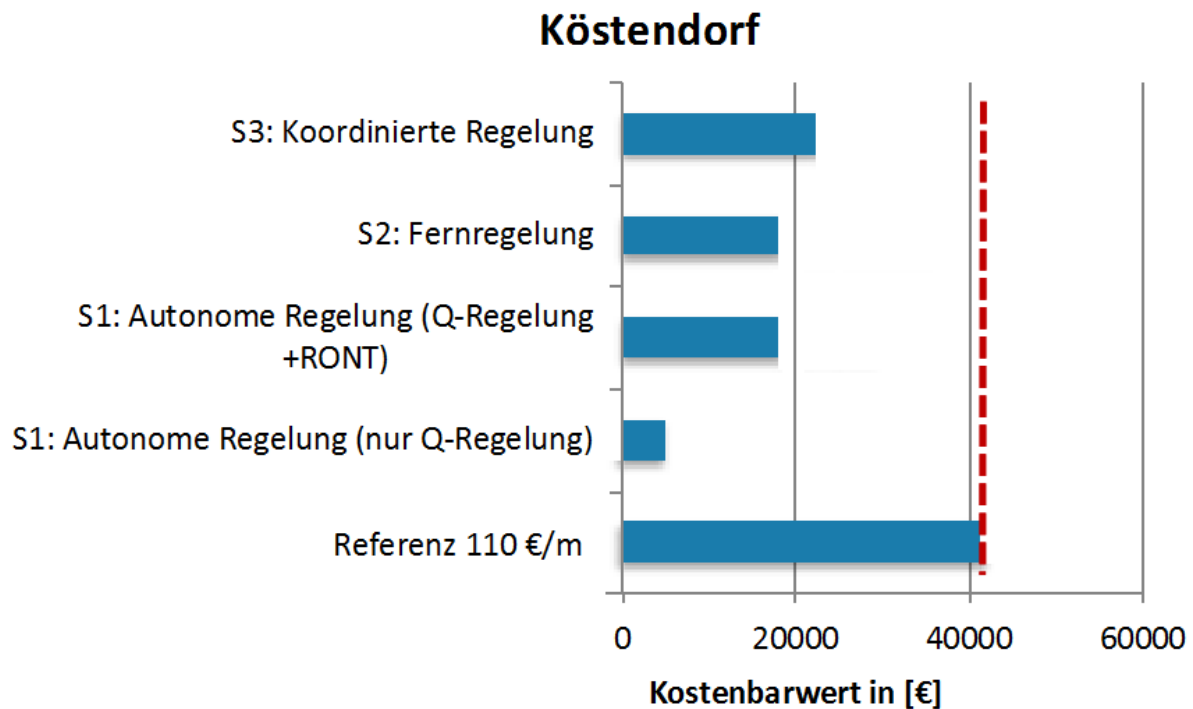


Abbildung 7: Investitions-Kosten unterschiedlicher Smart Grid Lösungen für das NSpg-Netz Köstendorf [3], geändert

Abbildung 7 zeigt die Investitions-Kosten unterschiedlicher Smart Grid Lösungen, welche schrittweise die Aufnahmefähigkeit des Netzes jeweils erhöhen. Die Aufwendungen des hierfür benötigten Smart Meter Rollouts sind nicht enthalten. Als Referenz sind in Abbildung 7 die Kosten des konventionellen Netzausbaus angeführt, welcher notwendig wäre, um die gleiche Menge an Photovoltaikanlagen im Netz von Köstendorf zu installieren, wie dies durch den Einsatz von Smart-Grid-Lösungen ermöglicht wird. Durch die Anwendungen von intelligenten Regelungsansätzen erfolgt eine Verschiebung der Kostenanteile weg von Investitionskosten (CAPEX) in Richtung operativer Kosten (OPEX), welche in [Abbildung 7](#) nicht dargestellt sind. Die Unsicherheit zusätzlicher Betriebskosten besteht vor allem in den zukünftigen Lizenzkosten sowie einem erhöhten Engineering Aufwand für die Betreuung. Der smarte Ansatz erlaubt die **bedarfsorientierte Erweiterung** und optimiert die Nutzung des bestehenden Netzes.

Die Herausforderung liegt dabei in der Beantwortung der Frage, wie spezifisch oder aufwändig der Regelungsansatz sein muss, um die Spannungsbandbewirtschaftung in den unsymmetrisch belasteten Vierleiternetzen des Niederspannungsnetzes geeignet sicherstellen zu können. Innerhalb weniger Sekunden kann sich die Spannung im Stromnetz signifikant än-

dern. Simulationsbasierte Untersuchungen haben gezeigt, dass die Anzahl der Messstellen, welche nötig sind, um ein Niederspannungsnetz zu charakterisieren, im Vergleich zum Mittelspannungsnetz sehr hoch ist.

Die Zielsetzung des optimierten Netzbetriebs besteht darin, die **Aufnahmefähigkeit** („Hosting Capacity“) des Netzes zu **maximieren**. Um das elektrische Netz bis hin zu seinen physikalischen Grenzen betreiben zu können, ist einerseits eine genaue **Kenntnis der Netzinfrastuktur** selbst notwendig. Andererseits werden zuverlässige **Messdaten** an verschiedenen Netzknoten benötigt. Nur die Kombination dieser Informationen ermöglicht es, dass der **Verteilnetzbetreiber** die **Systemstabilität** trotz der technischen Herausforderungen gewährleisten kann.

Insgesamt sind die Lösungen sowohl im Nieder- als auch im Mittelspannungsnetz vielversprechend. Der größte Unterschied besteht in den verschiedenen Forschungsstadien. Im **Mittelspannungsbereich** sind die erprobten Lösungen schon **praxistauglich**. Für die Weiterentwicklung der Prototypen zu Produkten und Lösungen gibt es einen konkreten Fahrplan mit Lieferfirmen. In Workshops mit Netzbetreibern wurden in Österreich und in Deutschland die Ergebnisse und Lösungen vorgestellt und diskutiert. Es besteht großes Interesse für deren Einsatz.

Im **Niederspannungsnetz** werden **derzeit** die **Prototypen** getestet. Daher sind die Erfahrungen noch nicht so valide wie in der Mittelspannung. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass auch die erprobten Lösungen im Niederspannungsnetz ähnlich erfolgsversprechend und in naher Zukunft als Produkt zur Netzregelung einsetzbar sein werden.

Dort wird es jedoch aufgrund der zahlreichen Anwendungen im Haushaltskundenbereich zukünftig notwendig sein, die reine Stromnetzregelung mit dem Strommarkt in Einklang zu bringen. So muss beispielsweise eine Optimierung des Verbrauches in Haushaltskundenanlagen in Verbindung mit der Einspeisung von Photovoltaikanlagen und den Ladestrategien für Elektrofahrzeuge stehen. Zusätzlich dazu ist alles auf die Angebote des Strommarktes sowie auf die zeitlich und regional auftretenden Anforderungen im Verteilnetzbetrieb abzustimmen. Daher ist es für die Umsetzung von Produkten im Niederspannungsnetz viel stärker notwendig, dass offene Fragen des gesamten Marktmodells beantwortet und festgelegt sind. Erst dann können die technischen Lösungen, die Geräte, die Kommunikation und der Datenaustausch so konzipiert werden, dass die Produkte sowohl den Bedürfnissen von Haushaltskunden, als auch den Marktanforderungen entsprechen.

Kernaussagen – Integration von Erneuerbaren

- Smart Grids Technologien erfolgreich im Verteilnetz eingesetzt
- Smart Grids Lösungen als kostengünstigere Alternative zum klassischen Netzausbau
- Erhöhter betrieblicher Aufwand durch Einsatz von Kommunikationstechnologie
- Messungen und Kenntnis über Netzinfrastruktur für stabilen Verteilnetzbetrieb notwendig

Integration von Elektro-Fahrzeugen

Im Rahmen der SGMS wurden Konzepte zu Interaktionsportalen, Visualisierung und Bedienoberflächen für Elektromobilitätskunden erarbeitet (Projekt V2G-Interfaces) sowie technische und ökonomische Auswirkungen einer zukünftigen Grid-to-Vehicle- bzw. Vehicle-to-Grid-Implementierung auf die Stromnetze bewertet (Projekt V2G-Strategien, Modellregion ElectroDrive). Die zukünftigen Optionen einer systemnahen Integration der Elektromobilität in urbanen und ländlichen Regionen können daraus besser abgeschätzt und in Form von Feldtests (Modellgemeinde Köstendorf / Projekt DG Demo Net Smart Low Voltage Grid) erprobt werden (siehe [Abbildung 8](#)).



Abbildung 8: Elektromobilität in der Modellgemeinde Köstendorf

Ein Ergebnis aus den Modellregionen VLOTTE (Vorarlberg) und ElectroDrive Salzburg ist, dass das Laden vorrangig im **privaten Bereich** und am Arbeitsplatz stattfindet, wobei in diesen Fällen auf Grund der langen Stehzeiten der Fahrzeuge eine **Anschlussleistung** von **3,5 kW** einphasig bis max. 10,5 kW dreiphasig **ausreichend** ist.

Im Projekt V2G-Strategien wurden unterschiedliche Ladestrategien behandelt. Unter dem Begriff „ungesteuertes Laden“ wird das Laden der Fahrzeugbatterie unmittelbar nach Erreichen eines definierten, mit Ladeinfrastruktur ausgestatteten Standorts bezeichnet. In diesem

Fall beginnt der Ladeprozess sofort nach dem Anstecken und endet, wenn die Batterie vollständig geladen ist oder vorzeitig ausgesteckt wird. [Abbildung 9](#) zeigt das „ungesteuerte“ Ladeprofil von Elektro-Fahrzeugen im Durchschnitt. Die Leistungsspitzen treten typischerweise an Werktagen in den Abendstunden auf, wenn die Autos zu Hause abgestellt werden.

Eine zweite „**marktorientiert gesteuerte Strategie**“ basiert auf flexiblen Tarifen und Preissignalen. Dieses simulierte Szenario führt zu einem **Gleichzeitigkeitsfaktor** von nahezu eins, da alle angeschlossenen Elektro-Fahrzeuge zum gleichen Zeitpunkt mit dem **Ladevorgang** beginnen. Die dadurch entstehende Lastspitze ist mehr als doppelt so hoch als bei der „ungesteuerten Ladestrategie“ und führt zu kritischen Belastungen im Niederspannungsnetz. [4]

Die Zielsetzung der Glättung der Lastkurve kann mit Hilfe einer **zufälligen Zeitverzögerung** erreicht werden. Der Ladevorgang beginnt hierbei nicht direkt mit dem Anstecken des Fahrzeuges an die Ladestation sondern erst mit einer gewissen Zeitverzögerung. In diesem Ansatz wird keine (bidirektionale) Kommunikation benötigt. Die Ergebnisse in [Abbildung 9](#) zeigen, dass die **Ladespitzen um 25 %** gegenüber dem ungesteuerten Ansatz **reduziert** werden.

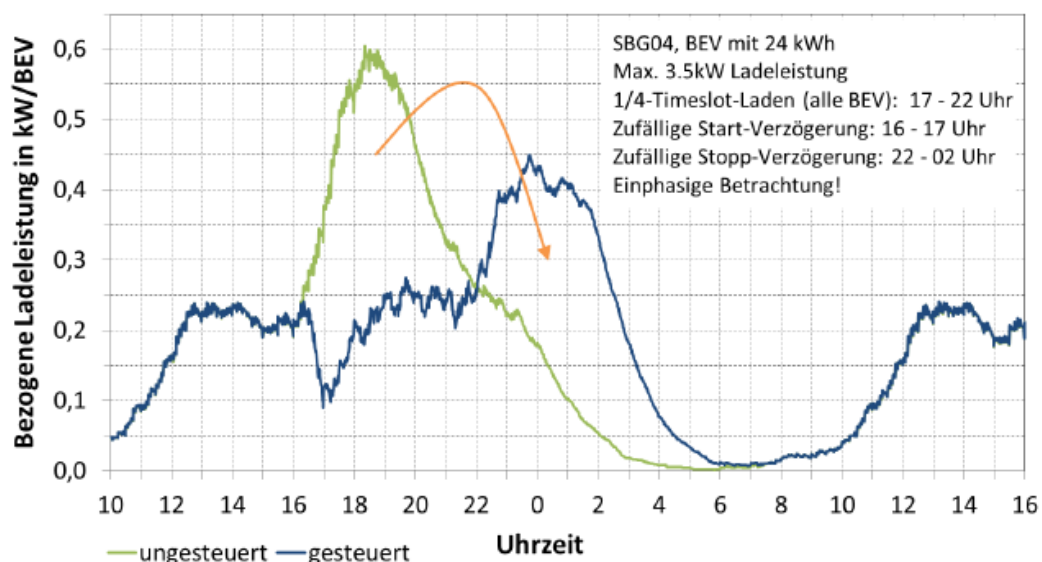


Abbildung 9: Ladeprofil für "ungesteuertes Laden" verglichen mit einer Zufalls-Zeitverzögerung [4]

Mit der Installation einer bidirektionalen Kommunikation kann ein geregelter Ansatz verfolgt werden. Geregelter Laden bietet durch zeitnahe Informationen (z.B. Messwerte aus dem

Netz oder Prognosewerte zu Energiepreisen) die Möglichkeit, aus unterschiedlichen Zielfunktionen für jeden Systemzustand ein Gesamtoptimum der Systemintegration der E-Mobilität zu erreichen. [4]

Kernaussagen - Integration von Elektro-Fahrzeugen

- Normale Anschlussleistungen im Haushalt zum Laden von Elektroautos ausreichend
- Unbeeinflusstes Laden verursacht Verbrauchsspitzen in den ungünstigen Abendstunden
- Marktorientiert gesteuertes Laden führt zu einer unzulässig hohen Gleichzeitigkeit
- Intelligentes Laden reduziert Lastspitzen ohne die Mobilität einzuschränken

Integration von Kunden-Feedbacksystemen

Im Rahmen von unterschiedlichen Projekten (insbesondere C2G, PEEM und Smart Web Grid) wurde die Rolle von **privaten Haushaltskunden** und deren Integration ins elektrische Energiesystem untersucht. Der Fokus lag dabei auf der Rückmeldung über das Stromverbrauchsverhalten (Energie-Feedback) und auf Handlungsempfehlungen, um den Stromverbrauch in für das Gesamtsystem günstige Zeiten zu verlagern. Die folgenden Erkenntnisse und Thesen können daraus abgeleitet werden.

Im Projekt C2G wurden verschiedene **Energie-Feedbackmethoden** zur Rückmeldung über den Stromverbrauch untersucht. Dazu gehörten u.a. der Wattson, die monatliche Rechnung, das Home-Display und das Webportal sowie eine Kontrollgruppe mit jährlicher Rechnung. In dem einjährigen Feldversuch konnten **keine signifikanten Unterschiede hinsichtlich Verbrauchsreduktion** zwischen den untersuchten Feedbackmethoden festgestellt werden.

Es zeigte sich hier, dass besonders hinsichtlich der Erhebung, Speicherung und Weiterleitung von detaillierten (d.h. zeitlich hoch aufgelösten) Energiedaten Bedenken auf Konsumenten-Seite entstehen. Daher ist ein hohes Maß an **Kontroll- und Eingriffsmöglichkeiten für Konsumenten** unbedingt notwendig, um beispielsweise die Akzeptanz für die Teilnahme an Demand-Response-Programmen zu schaffen. Weiters sind die Privatsphäre schützende Mechanismen in der Architektur einer Smart-Grid-Informationen- und Kommunikationstechnologie von Beginn an zu berücksichtigen und einzubetten. Generell muss der **Nutzen für den Konsumenten**, der aus der Bereitstellung von Daten besteht, **klar ersichtlich** sein, da ansonsten mit Akzeptanzproblemen zu rechnen ist.

Kernaussagen – Integration von Kunden-Feedbacksystemen

- Energie-Feedbacksystem führte im Test zu keinen signifikanten Verbrauchsreduktionen
- Akzeptanz durch hohes Maß an Kontroll- und Eingriffsmöglichkeiten durch Kunden erzielt
- Nutzen muss für Konsumenten klar ersichtlich sein

Integration von Gebäuden

Die Optimierung des Gebäudebetriebes zur **Lastflexibilisierung** im Stromnetz kann unter Einbeziehung jeglicher in der Einsatzzeit flexiblen elektrischen Aggregate und Anlagen mit Hilfe unterschiedlicher IKT-Lösungen erfolgen. Von besonderer Bedeutung sind dabei Systeme mit einer **thermisch-elektrischen Kopplung** wie zum Beispiel **Wärmepumpen**, Kältemaschinen oder Blockheizkraftwerke, die eine Nutzung thermischer Trägheiten als virtuelle Speicher ermöglichen. In der SGMS wurden dabei im Wesentlichen zwei Ansätze betrachtet: Die optimierte Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchern mittels Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (TRA) im Stromverteilernetz und die Nutzung der Flexibilität auf Gebäudeebene mithilfe von Gebäudeautomationssystemen.

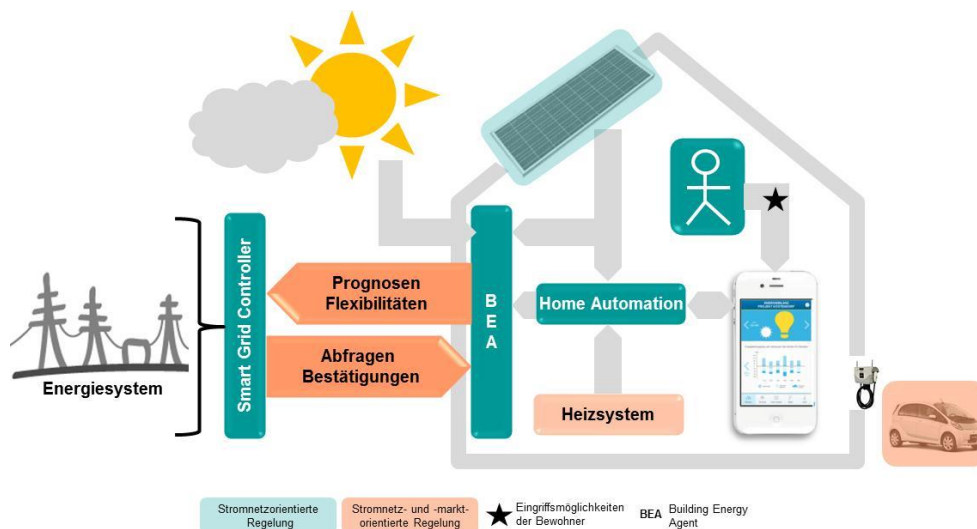


Abbildung 10: Ansatz im Projekt Building to Grid (B2G)

Im Projekt Building to Grid (B2G) wurden Gebäudeautomatisierungssysteme in zehn bestehenden Objekten um den sogenannten Building Energy Agent (BEA) erweitert (siehe [Abbildung 10](#)), der neben der Kommunikation mit dem elektrischen Energiesystem, das z.B. durch einen Smart Grid Controller repräsentiert wird, die folgenden Aufgaben erfüllt:

- Erstellung von Energieprognosen für die Komponenten zur thermischen Konditionierung des Gebäudes
- Ausgabe des Verschiebepotentials unter Berücksichtigung der Vor- und Nachbereitungsphase wie z.B. Vorheizen und Kompensation des Rebound Effektes in einer definierten Zeitspanne

- Eigenverbrauchsoptimierung unter Einbeziehung von z.B. Photovoltaikanlagen und Elektromobilität

Im **Leuchtturmprojekt „Rosa Zukunft“** wird das Ziel verfolgt, eine Smart Grid optimierte Wohnanlage in Salzburg zu realisieren. Insgesamt sind hier 130 Miet- und Eigentumswohnungen für unterschiedliche Nutzergruppen („Generationen-Wohnen“) errichtet worden (siehe [Abbildung 11](#)). Neben der erfolgten Planung und dem Bau steht nun der Betrieb und das Monitoring der Anlage im Forschungs-Fokus.



Abbildung 11: Wohnanlage Rosa Zukunft

Ein Schwerpunkt im Projekt stellt die aktive Teilnahme der Nutzer dar. Die intelligenten Netze und deren Komponenten sollen für die Bewohner „erlebbar“ sein, um somit das Bewusstsein für das Thema Energie zu wecken.

Dem Benutzer steht ein Energie-Feedbacksystem zur Verfügung (siehe [Abbildung 12](#)). Durch den Einsatz von **dynamischen Strompreisen** kann der Kunde seinen Stromverbrauch hin zu günstigeren Tageszeiten verlagern. Die Komponenten der **Gebäudetechnik** umfassen Sensoren für Temperatur, relative Feuchte und CO₂-Konzentration. Weiters steht

dem Benutzer ein „Eco-Button“ zum Abschalten überflüssiger Verbraucher beim Verlassen der Wohnung sowie ein Raumtemperaturregler mit Urlaubsmodus zur Verfügung.

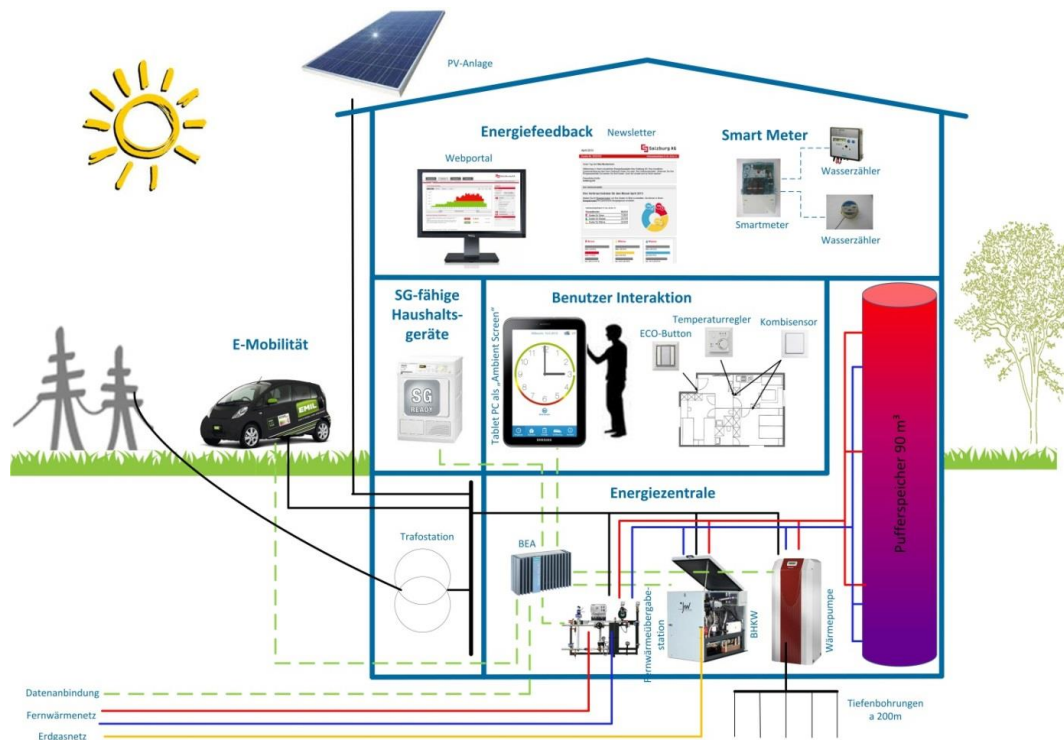


Abbildung 12: "Rosa Zukunft" - Zusammenspiel intelligentes Netz und Smart Home

Zentrales Element des Energiekonzepts stellt der Wärmespeicher dar. Dieser Speicher kann sowohl über die Wärmepumpe, dem Blockheizkraftwerk oder als Backup-Lösung durch den Fernwärmeanschluss geladen werden. Die Stromerzeugung erfolgt über eine Photovoltaikanlage sowie dem zuvor genannten Blockheizkraftwerk. Dieses kann je nach Bedarf strom- oder wärmegeführt betrieben werden.

Der **Wärmespeicher** nimmt somit eine Doppelfunktion ein. Einerseits ist er im Bereich der Wärmeversorgung ein direkter Speicher. Andererseits stellt dieser auch für das elektrische Netz über das (stromgeführte) Blockheizkraftwerk sowie der Wärmepumpe eine **Flexibilität** („Speicher“) für das **elektrische Netz** dar.

Kernaussagen – Integration von Gebäuden

- Lastflexibilisierung durch thermisch-elektrische Kopplung (zB Wärmepumpe)
- Variable Stromtarife um Lastverschiebungspotenziale gewinnbringend einzusetzen
- Wärmespeicher als Flexibilität für Wärmenetz und elektrisches Netz

Integration von flexiblen Verbrauchern

Industriekunden bieten aufgrund ihres hohen Energieverbrauchs verglichen mit Haushaltskunden ein großes Verschiebungspotential, wobei dies jedoch für jeden Industriebetrieb individuell zu bestimmen ist.

Die erste Kooperation im industriellen Bereich erfolgt im Rahmen der SGMS mit einem **Industriebetrieb**, welcher durch die Steuerung von Mühlen eine **Flexibilisierung** von bis zu 4,7 MW anbieten kann. Dies entspricht einem Vielfachen des Potenzials der im Projekt „Building to Grid“ untersuchten Gebäude, und kann noch dazu mit vergleichsweise geringem Aufwand nutzbar gemacht werden.

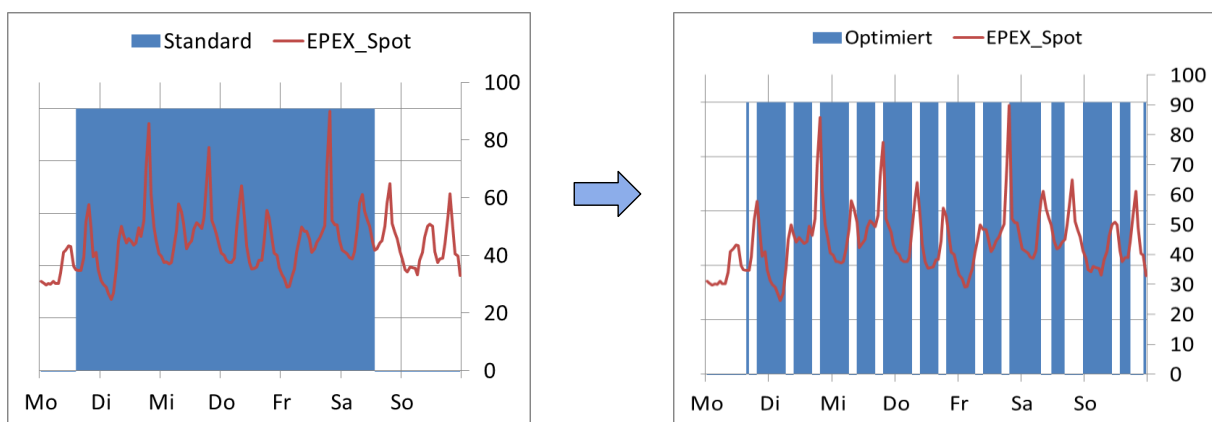


Abbildung 13: Einsatzoptimierung der flexiblen Lasten im Pilotprojekt nach Spotmarktpreisen

Abbildung 13 zeigt die Einsatzoptimierung entsprechend der jeweiligen Spotmarktpreise und den daraus resultierenden Nutzen, indem der Betrieb auf Niedrigpreisphasen verlagert wird. Die möglichen Folgen für die Industriebetriebe sind ggf. die stärkere Abnutzung der Produktionsmittel und die Entstehung von Zusatzkosten durch eine an die Betriebszeiten der Maschinen gekoppelte Verlagerung der Arbeitszeiten. Ziel der Industrie stellt die **gesamtheitliche Optimierung** der Prozesskosten dar. Die Einsparungen im Energiebereich müssen somit die Mehraufwendungen durch den geänderten Ablauf übersteigen.

Im Gegensatz zu der individuellen Herangehensweise bei Industriebetrieben sind ermittelte Verschiebepotenziale und die damit verbundenen Maßnahmen eines Gewerbebetriebes oftmals auf andere Betriebe mit ähnlicher Charakteristik übertragbar. Im Forschungsprojekt „Lastverschiebepotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgspotenziale zur Hebung dieser Potenziale“ wurden in 30 Salzburger **Gewerbebetrieben** Analysen der jeweiligen Stromverbräuche und der tatsächlich benötigten Leistungen im Tagesverlauf durchgeführt. Die Analysen und Interviews (mit den jeweiligen Geschäftsführern und Energieverant-

wortlichen) haben ergeben, dass die grundsätzliche **Bereitschaft** zur **Lastflexibilisierung** hoch ist. **Ein Drittel** der täglichen **Maximallast** (durchschnittlich 260 kW) der untersuchten Betriebe ist einmal pro Tag für mindestens 15 Minuten zu- bzw. **abschaltbar**, wobei die Dauer der Abschaltung meist länger als 15 Minuten und auch mehrmals täglich möglich ist.

Der **Lebensmitteleinzelhandel** kann aufgrund seiner eingesetzten Kühlanlagen die **höchsten Flexibilitäten** anbieten. Darüber hinaus sind Lastverschiebungspotenziale dieser Betriebe flächendeckend vorhanden und somit dort verfügbar, wo die fluktuierende Einspeisung auszugleichen ist. Weiters ist die **hohe Multiplizierbarkeit** hervorzuheben, da die Filialen vielfach in gleicher Größe und Geräteausstattung ausgeführt werden und auf bereits **vorhandene Energiemanagementsysteme** zurückgegriffen bzw. aufgebaut werden kann.

Kernaussagen – Integration von flexiblen Verbrauchern

- Industriebetriebe weisen z.T. ein großes Lastverschiebepotenzial auf
- Günstigerer Energiebezug muss gestiegene Prozesskosten überwiegen
- Gewerbebetriebe können (kurzzeitig) ihren Verbrauch um ein Drittel reduzieren
- Lebensmittelhandel mit höchsten Flexibilitäten

Schlüssel-Erkenntnisse

Die folgenden Punkte fassen die Schlüssel-Erkenntnisse aus den bisherigen Forschungsprojekten der „Smart Grids Modellregion Salzburg“ zusammen:

- Die Umstellung auf ein überwiegend regeneratives Energiesystem ist weit mehr als nur der Ersatz von fossilen Energiequellen durch erneuerbare Erzeuger. Die Aufgabe, ständig den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch herzustellen, erfordert einen **Totalumbau des Energiesystems**.
- **Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)** stellt eine **Schlüsselkomponente** der zukünftigen Energieversorgung dar. Durch den lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch können IKT-basierte Energiesysteme die Aufnahmekapazität der elektrischen Netze erhöhen und Netzengpässe vermeiden.
- Der Einsatz von IKT ist direkt mit der Thematik „Privacy and Security“ verbunden. Die **Garantie** von **Datenschutz und Datensicherheit** sind für die Akzeptanz von Smart Grids unerlässlich, sodass Kunden das Vertrauen in die Technologie gewinnen.
- **Smart Grids** wirken **kostendämpfend** und tragen daher wesentlich zur **Leistbarkeit** der **Energiewende** bei. Die Aufnahmekapazität (zB dezentrale Erzeugung, Elektrofahrzeuge) von bestehenden Verteilnetzen kann durch Smart Grids Technologien deutlich erhöht werden.
- Der Verteilnetzbetreiber ist der Dreh- und Angelpunkt der Energiewende. Durch das **komplexere Zusammenspiel** zwischen Kunden, Erzeuger und Netz und nimmt der **Verteilnetzbetreiber** im künftigen Energiesystem als „Verkehrsleitzentrale“ eine **Schlüsselrolle** ein.

Ausblick

In der nun abgeschlossenen ersten Phase der Smart Grids Modellregion Salzburg wurden unterschiedliche Smart Grids Lösungen erprobt und erfolgreich eingesetzt. Die Herausforderungen der Energiewende waren der Ausgangspunkt der jeweiligen Pilotprojekte. Die dabei realisierten Umsetzungen konnten die technische Machbarkeit aufzeigen. Das vorhandene wirtschaftliche Potenzial wurde dargestellt und in Einzelprojekten konnte demonstriert werden, dass Smart Grids Lösungen eine kostengünstigere Variante im Vergleich zu klassischen Lösungen darstellen.

Einen Schwerpunkt in der Smart Grids Modellregion Salzburg stellt die aktive Einbindung der Kunden dar. Für diese muss ein persönlicher Nutzen aus Smart Grids Anwendungen ersichtlich sein, um die Kundenakzeptanz zu gewinnen. Ein vertrauensvoller und sicherer Umgang mit sensiblen Daten ist hierfür die Grundvoraussetzung. In den Demogebieten konnte eine sehr positive Resonanz von Seiten der Kunden festgestellt werden. Im nächsten Schritt gilt es nun, die Vorteile des Einsatzes moderner Technologie einer breiteren Personengruppe außerhalb der bestehenden Modellregionen näher zu bringen.

Das hohe Interesse ist bereits heute aus zahlreichen durchgeführten Exkursionen für nationale und internationale Besuchergruppen ableitbar. Dieser internationale Kontext wird nun in weiteren Forschungsprojekten fortgeführt. Hier findet ein intensiver Erfahrungsaustausch statt, um die Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der österreichischen Einzelvorhaben auf ganz Europa zu untersuchen.

In der zweiten Phase der Smart Grids Modellregion Salzburg wird dieser Weg nun fortgeführt. Durch die internationale Evaluierung werden Prioritäten für die Weiterentwicklung abgeleitet. Aufbauend auf den Ergebnissen der Evaluation ist es das Ziel, die erprobten Technologien und Anwendungen zu alltagstauglichen Lösungen für den Netzbetrieb sowie zu konkreten Produkten/Dienstleistungen für potenzielle Anwender weiterzuentwickeln. Diese „Standard Smart Grids Lösungen“ leisten einen wertvollen Beitrag, um die Energiewende zu ermöglichen.

Literaturverzeichnis

- [1] European Comission, „2030 Framework for Climate and Energy Policies,” Luxembourg, 2014.
- [2] A. Abart, „Projekt DG DemoNet“.
- [3] W. Prügler, „DG DemoNet - Smart LV Grid: Ergebnisse der ökonomischen Bewertung durchgeführte Feldtests,” IEWT 2015, Wien, 2015.
- [4] TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, „V2G-Strategies - Endbericht,” KLIEN, Wien, 2013.

