

Motivation

Durch die vermehrte Einbindung dezentraler Energieerzeugungsanlagen (DEA) - vorgegeben durch die 20-20-20 Klimaschutzziele der Europäischen Kommission - sowie der Integration von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) in bestehende Netzstrukturen wird der zukünftige Fokus auf Smart Systems, Micro Grids, verteilte Energiesysteme und Smart Safety gelegt. Durch Integration von DEA mit kleinen Leistungen wie z.B.

- Photovoltaikanlagen,
- Klein-Windkraftanlagen,
- Blockheizkraftwerken oder
- Stirlingmotoren

in die Niederspannungsebene wird die Möglichkeit für (teil-) autonome Netzeinseln (Micro Grids) geschaffen.

Neben den positiven Aspekten (Aufrechterhalten der Versorgung bei fehlerbedingter Netztrennung) ergeben sich jedoch Fragestellungen hinsichtlich der Funktionalität von eingesetzten Schutzelementen und -konzepten (Smart Safety).

Smart Systems, Micro Grids und Smart Grids

In Abbildung 1 ist exemplarisch eine Smart-Grid-Niederspannungstopologie dargestellt. Neben dezentralen Energieerzeugungsanlagen wie z.B. Photovoltaik ist die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) ein wichtiger Bestandteil der Smart Grid Struktur.

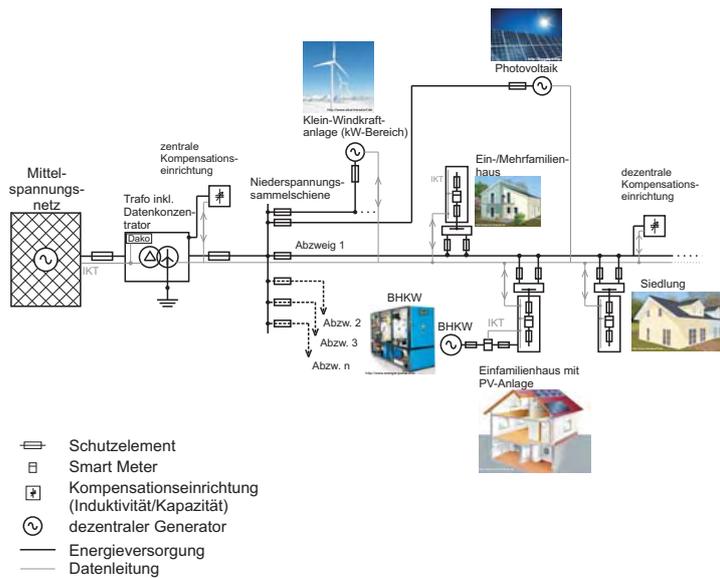


Abb. 1: Smart Grid Niederspannungstopologie

Durch die bidirektionale Kommunikation zwischen Erzeugern und Verbrauchern wird eine kontrollierte Inselnetzbildung bei Versorgungsunterbrechungen vom übergeordneten Netz möglich. Desweiteren wird durch die Implementierung der geeigneten Leittechnik eine Rücksynchronisierung nach der fehlerbedingten Trennung des Versorgungsnetzes und Inselbildung durchführbar.

Zielsetzung

Schutz von Personen und Anlagen ist die unabdingbare Grundvoraussetzung für den Betrieb von Smart Systems und verteilten Energiesystemen (Micro Grids). Durch den Einsatz neuer Technologien und Betriebsweisen können die in den Netzen verwendeten Schutzgeräte unter Umständen nicht oder nur sehr eingeschränkt eingesetzt werden. Somit müssen neue Anforderungen und Kriterien vorrangig für die Personensicherheit in Smart Systems erfasst und analysiert werden um dann in der Folge Lösungen zur Gewährleistung der Sicherheit von Personen und Anlagen durch die Schutztechnik in elektrischen Systemen aufzuzeigen.

Smart Safety - Herausforderungen bei vermehrtem Einsatz dezentraler Energieerzeugungsanlagen

Durch die Kombination zentraler / dezentraler Energieerzeugungseinheiten ergeben sich in Smart Grids bidirektionale Kurzschlussströme (Fehlerströme) im Fehlerfall, die ein Fehlverhalten bzw. Nichtauslösen von Schutzelementen mit sich bringen können und damit die Netzsicherheit und in weiterer Folge die Personensicherheit gefährden können. Um Antworten für Fragestellungen im Zusammenhang mit der Smart Grid Thematik zu finden wurde folgendes Untersuchungsmodell (Abb. 2) als Grundlage für Simulationen und sicherheitsrelevante Untersuchungen entwickelt.

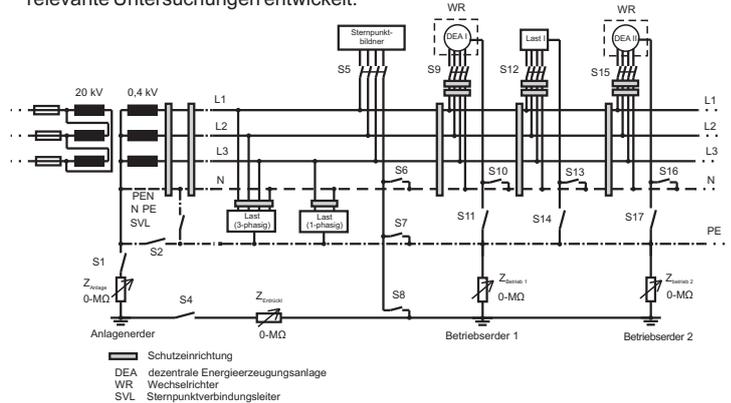


Abb. 2: Untersuchungsmodell für Sicherheitsbelange in Niederspannungsnetzen

Ansatz für Untersuchungen

Untersuchungen in einer vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz entwickelten Versuchsumgebung (Simulationsaufbau - siehe Abb. 3) zur Beantwortung der Fragestellungen hinsichtlich der Personen- und Anlagensicherheit liefern erste Erkenntnisse hinsichtlich des Gefährdungspotentials durch wirksames Auslösen der Schutzelemente (Tab. 1 - Tab. 4).

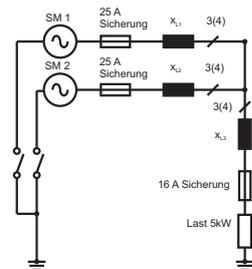


Abb. 3: Darstellung des Simulationsaufbaus

Anzahl Einspeiser	Fehlerart	2-polig		
		1-polig	mit Erde	ohne Erde
1 Einspeiser	Auslösung 1-polig	Auslösung 1-polig	Auslösung 2-polig	Auslösung 2-polig
2 Einspeiser	Auslösung 1-polig	Auslösung 1-polig	Auslösung 2-polig	Auslösung 2-polig

Tabelle 1: Auslösecharakteristik bei direkter (wirksamer) Sternpunktterdung, Fehlerortannahme: nach 25A Sicherung

Anzahl Einspeiser	Fehlerart	2-polig		
		1-polig	mit Erde	ohne Erde
1 Einspeiser	keine Auslösung	Auslösung 1-polig	Auslösung 1-polig	Auslösung 2-polig
2 Einspeiser	Auslösung 1-polig	Auslösung 1-polig	Auslösung 2-polig	Auslösung 2-polig

Tabelle 2: Auslösecharakteristik bei isolierter (offener) Sternpunktterdung, Fehlerortannahme: nach 25A Sicherung

Anzahl Einspeiser	Fehlerart	2-polig		
		1-polig	mit Erde	ohne Erde
1 Einspeiser	Auslösung 1-polig	Auslösung 1-polig	Auslösung 1-polig	Auslösung 2-polig
2 Einspeiser	Auslösung 1-polig	Auslösung 1-polig	Auslösung 1-polig	Auslösung 2-polig

Tabelle 3: Auslösecharakteristik bei direkter (wirksamer) Sternpunktterdung, Fehlerortannahme: nach 16A Sicherung

Anzahl Einspeiser	Fehlerart	2-polig		
		1-polig	mit Erde	ohne Erde
1 Einspeiser	keine Auslösung	Auslösung 1-polig	Auslösung 1-polig	Auslösung 2-polig
2 Einspeiser	keine Auslösung	Auslösung 1-polig	Auslösung 1-polig	Auslösung 2-polig

Tabelle 4: Auslösecharakteristik bei isolierter (offener) Sternpunktterdung, Fehlerortannahme: nach 16A Sicherung

Ausblick

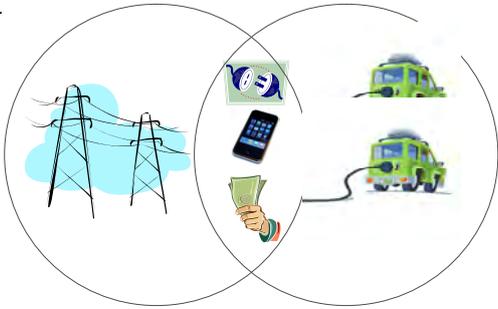
Die Ergebnisse dynamischer Simulationen zeigen, dass ein sicheres und selektives Ansprechen der Schutzelemente (Sicherungen) bei Auftritt von symmetrischen und unsymmetrischen Fehlern nicht immer gewährleistet ist. Daher müssen neue Lösungen untersucht werden, um die Auswirkungen der Sternpunktbehandlung von DEA, die Bereitstellung ausreichend hoher Kurzschlussleistung, den Einsatz innovativer elektronischer Schutzelemente, die Erfassung von Berührungsspannungen sowie von Körperströmen um das Gefährdungspotential bei einem fehlerhaften bzw. Nichtansprechen der Schutzelemente aufzuzeigen.

Smart Grids Modellregion Salzburg Vehicle to Grid (V2G) – Interfaces

DI Hans Jürgen Bacher, Salzburg AG, hans-juergen.bacher@electrodrive-salzburg.at
DI Mag. Wolfgang Prügler, TU Wien - Energy Economics Group, prueggler@eeg.tuwien.ac.at

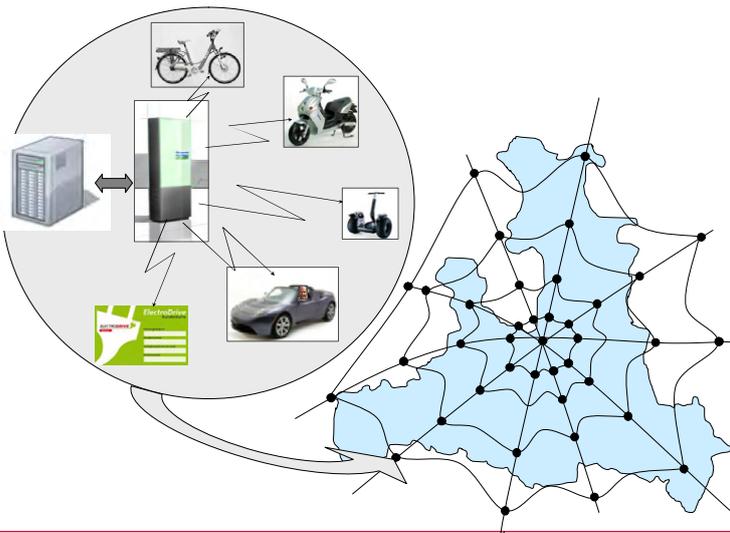
Problemstellung

- Die Salzburg AG bietet dem Kunden **Energie- und Infrastruktur-Dienstleistungen** in den Bereichen Strom, Erdgas, Wärme, Wasser, Telekommunikation und öffentlichem Verkehr
- Das Produktportfolio wurde nun erfolgreich um **Elektromobilität** erweitert: die **ElectroDrive Salzburg GmbH** (100%-Tochter der Salzburg AG) bietet dem Kunden **Gesamtpakete** bestehend aus E-Fahrzeugen, Ladestationen, sowie wahlweise Versicherungen und Wartungsarbeiten, zu einer fixen monatlichen Rate an.
- Die **Schnittstellen** für die Integration der E-Mobilität in die bestehenden Geschäftsprozesse und Systeme müssen nun entwickelt werden.
- Kundenschnittstellen** (Visualisierung und Bedienoberflächen), **Ladeinfrastruktur** und **Abrechnungsmechanismen** müssen dabei für zukünftige „Vehicle to Grid“-Applikationen geeignet sein.



Zielsetzung

- Erstellung eines **Umsetzungsplans** für Vehicle to Grid – Applikationen in der Salzburg AG (Implementierungs- und Business-Plan)
- Vorbereitung eines Vehicle to Grid –**Entwicklungs- und Demonstrationsprojektes** in der Modellregion Salzburg

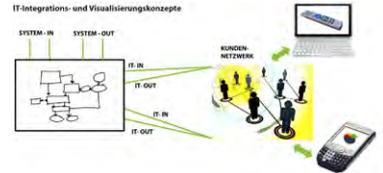


Methodik

Datengrundlage



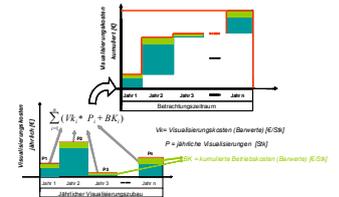
IT-Integration u. Visualisierungskonzepte



Plausibilitätsanalyse



Kostenbewertung



Umsetzungsplan



Angestrebte Ergebnisse

- Technisches Anforderungsheft** für Hard- und Softwarelösungen in der Salzburg AG
- Geschäftsmodelle** und zugehörige **Visualisierungskonzepte** für Vehicle to Grid Anwendungen in der Modellregion Salzburg
- Anforderungsheft** für plattformunabhängige Visualisierungsapplikationen
- Umsetzungsplan** (Implementierungs- und Business-Plan) für die konkrete Umsetzung ausgewählter Lösungsansätze

Eckdaten

- Projektteam
 - Salzburg AG
 - TU Wien, Energy Economics Group
 - TU Wien, Institut für Computertechnik
 - Siemens AG Österreich
- Projektstart: Juni 2010
- Projektabschluss: Mai 2011



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIE 2020“ durchgeführt.

Innovative Spannungsregelungskonzepte für einen aktiver Verteilernetzbetrieb - Projektkette DG DemoNetz

¹Brunner, H.; ¹Bletterie, B.; ¹Viehweider, A.; ²Nenning, R.; ²Herb, F.; ³Pointner, R.; ⁴Abart, A.; ⁵Prügler, W.

Helfried.Brunner@ait.ac.at

¹AIT Austrian Institute of Technology, Energy Department, Electric Energy Systems, Gleifengasse 2, 1210 Wien
²VKW Netz AG, Weidachstrasse 8, 6900 Bregenz
³Salzburg Netz GmbH, Bayerhammerstrasse 16, 5020 Salzburg
⁴Energie AG Oberösterreich Netz GmbH, Bahnhofstrasse 67, 4810 Gmunden
⁵Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Energy Economics Group, Gusshausstrasse 25-29, 1040 Wien

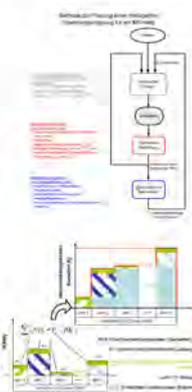
EINLEITUNG

Vordringliches Ziel der Projektkette zum Thema aktiver Verteilernetzbetrieb ist es Konzepte zu entwickeln, um in elektrischen Verteilernetzen ohne Leitungsverstärkung eine möglichst hohe Dichte an dezentralen Stromerzeugern basierend auf erneuerbaren Energieträgern integrieren zu können. Dazu werden entwickelten Konzepte technisch und wirtschaftlich bewertet.

METHODE

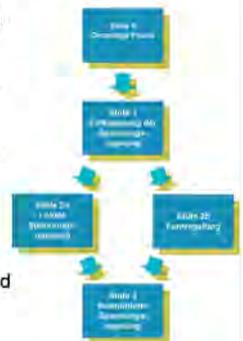
Technisch: Basierend auf einer internationalen Projektrecherche und den Erfahrungen der Projektpartner wurden in einer erweiterten numerischen Netzsimulationsumgebung mit realen Daten Spannungsregelungskonzepte entwickelt und durch ein Zuwachsszenario an Einspeisern mittels Simulationen technisch bewertet.

Wirtschaftlich: Die wirtschaftliche Bewertung erfolgte mit einer adaptierten Barwertmethode (Vernachlässigung der Einnahmen und Vorzeichenwechsel bei den Ausgaben). Die Betriebskosten der einzelnen Betriebsmittel werden für den Betrachtungszeitraum von 40 Jahren kumuliert und auf das Referenzjahr bezogen (diskontiert).



ERGEBNISSE

Die im Projekt DG DemoNetz-Konzept entwickelten **Spannungsregelungskonzepte** zeigen, dass ein aktiver Netzbetrieb unter Anwendung innovativer Regel- und Steuerungsmaßnahmen im Verteilnetz eine **Nutzung von erweiterten Reserven** der bestehenden Netzinfrastruktur erlauben. Wirtschaftliche Untersuchungen zeigen, dass diese Maßnahmen **ökonomisch mit konventionellen Lösungen (z. B. Leitungsverstärkung) konkurrieren können**. Im Nachfolgeprojekt BAVIS wurde das Portfolio an Spannungsregelungskonzepten weiterentwickelt und eine **Methode zur Planung einer aktiven Spannungsregelung** entwickelt.

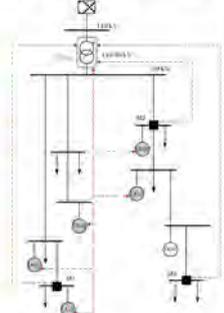
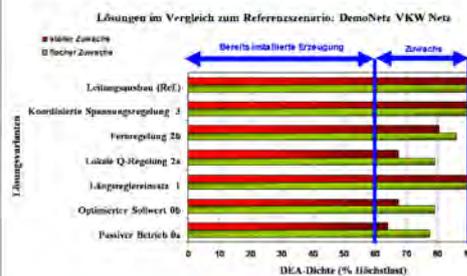


DIE PROJEKTKETTE



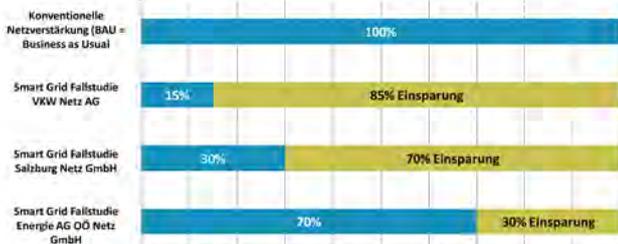
TECHNISCHE BEWERTUNG

Zusätzlich installierbare DG Kapazität durch die unterschiedlichen Konzepte am Beispiel DemoNetz VKW Netz



WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG

Wirtschaftliche Bewertung Lösungskonzept „Koordinierte Spannungsregelung“



Kostenanteile und Einsparungen in Bezug zu konventioneller Netzverstärkung

DG DemoNetz-Validierung

Im laufenden Projekt **DG DemoNetz-Validierung** werden die Regelungskonzepte in den untersuchten Netzabschnitten implementiert, sowie die technischen und wirtschaftlichen Ergebnisse aus DG DemoNetz Konzept und BAVIS in einem Feldtest zu validiert und die Konzepte in der Praxis geprüft. Das Projekt gliedert sich in drei Phasen:



ZUSAMMENFASSUNG und AUSBLICK

Mit den entwickelten Spannungsregelungskonzepten ist eine **erhebliche Steigerung der integrierbaren Dichte an dezentrale Erzeugungsanlagen möglich**. Dies bedeutet, dass neben konventionellen Maßnahmen zur Netzintegration dezentraler Erzeugeranlagen auch neue, „aktiver“ Methoden technisch realisierbar und im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen **wirtschaftlich konkurrenzfähig** sind. In den betrachteten Netzabschnitten ist auf Basis der Simulationen eine Reduktion der Kosten für die Netzintegration der Erzeugungsanlagen von 30% bis 85% gegenüber dem Referenzszenario Leitungsverstärkung möglich. Für eine Validierung der Ergebnisse werden die Regelungskonzepte derzeit in den betrachteten Netzabschnitten **implementiert und in der Praxis geprüft**.

Danksagung: Die Projektkette DG DemoNetz wurde und wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie sowie des Klima- und Energiefonds durchgeführt.

¹Brunner, H.; ²Abart, A.; ¹Bletterie, B.; ¹Stifter M.; ¹Viehweider, A.; ³Lichtnekert, J.; ³Pitz, R.; ⁴Pointner, R.; ⁵Taus, H.

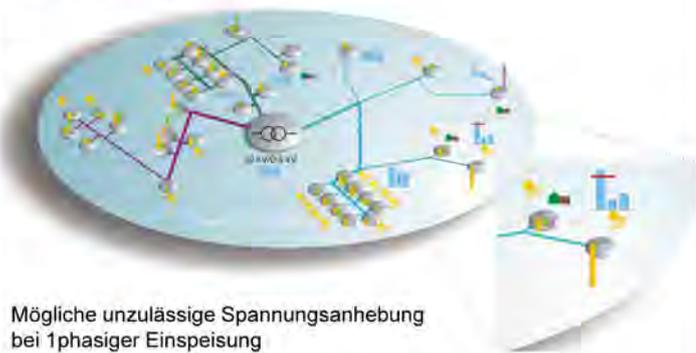
¹AIT Austrian Institute of Technology, Energy Department, Electric Energy Systems, Giefinggasse 2, 1210 Wien
²Energie AG Oberösterreich Netz GmbH, Bahnhofstrasse 67, 4810 Gmunden
³Salzburg Netz GmbH, Bayerhammerstrasse 16, 5020 Salzburg
⁴Siemens AG Österreich, Siemensstrasse 92, 1210 Wien
⁵Wien Energie Stromnetz GmbH, Mariannengasse 4-6, 1095 Wien

Helfried.Brunner@ait.ac.at

EINLEITUNG

Die bestehenden Niederspannungsnetze sind in ihrer heutigen Form nicht für eine hohe Anzahl von Stromerzeugern - auf Basis erneuerbarer Energieträger - ausgelegt. Aktuell müssen die zum Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen relevanten Entscheidungen aufgrund von Berechnungen getroffen werden, die auf Schätzungen der Lastspitzen in einzelnen Strangabschnitten basieren. Deswegen müssen derzeit zusätzlich große Sicherheitszuschläge eingeplant werden und beschränken damit die Anschlussmöglichkeiten für dezentrale Erzeugungsanlagen.

NETZENTWICKLUNG



PROJEKTINHALT

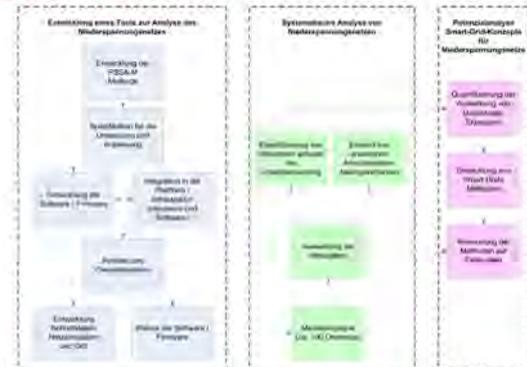
Ziel des Projektes **ISOLVES:PSSA-M** ist es daher, die notwendigen **technischen Grundlagen** zu erheben und zu entwickeln, um eine steigende Anzahl an **dezentraler Einspeisung in Niederspannungsnetzen** zu ermöglichen. Dazu wird eine Methode zur Momentaufnahme des Netzstatus, die sogenannte **"Power Snap-Shot Analysis by Meters"** (PSSA-M) entwickelt und mit Hilfe der im Projekt zu adaptierenden intelligenten Zähler (Smart Meter) eingesetzt.

Durch Analyse der erhaltenen Messdaten von bis zu **100 verschiedenen Niederspannungsnetzen** (städtische und ländliche Strukturen) kann erstmalig fundiert das **Potenzial für die Implementierung des Smart Grid Ansatzes** für einen aktiven Netzbetrieb im Niederspannungsnetz ermittelt werden.

METHODIK

Die Grundidee der Methode ist es, Messwerte, die einen **Momentzustand des gesamten Niederspannungsnetzes** abbilden, ausgelöst durch einen **Trigger**, zeitgleich aufzunehmen. Zu den Möglichkeiten, die eine Untersuchung der Momentaufnahme der physikalischen Größen in einem Niederspannungsnetz bietet, zählen: Lastfluss und Lastverteilung, kritische Spannungszustände, Fehlerortung, etc. Der Zeitstempel des Zählers an dem der Trigger auftritt, wird an einen Aggregator übermittelt. Dieser fordert alle Zähler des Niederspannungsnetzes auf, die zu diesem Zeitstempel aufgenommenen Messwerte zu senden. Um Synergien nutzen zu können (keine Installation von zusätzlichen Messgeräten, verbunden mit hohen Investment- und Betriebskosten), werden dazu im Projekt **intelligente Zähler als Messgeräte** adaptiert.

PROJEKTSTRUKTUR



ERGEBNISSE

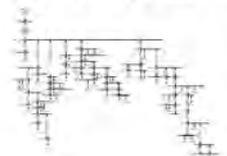
Erfasst werden pro Zähler im synchronen 1 sec-RMS Intervall: 3xSpannung, 3xStrom, 3xWirkleistung und 3xBindleistung



ERGEBNISSE

Analyse von Niederspannungsnetzen:
 4-Leitermodellierung und unsymmetrische Lasten

- Simulation einer hohen Dichte an verteilter Stromerzeugung unter Verwendung verschiedener Smart-Grid-Ansätze
- Evaluierung des Einflusses unsymmetrischer Lasten und Einspeisung
- Der Einfluss der Erdung (TN-C) wird untersucht



ZUSAMMENFASSUNG und AUSBLICK

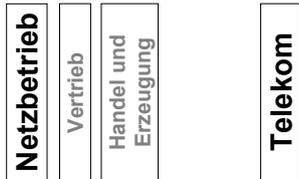
Die Methode der „**Power Snap Shot Analysis by Meters**“ wurde entwickelt, spezifiziert und mittels vereinfachter Modelle getestet. Die Anforderungen an und Spezifikationen für das Datenmanagement (Datenmodelle, Datenformat, Datentypen) zur Charakterisierung und Modellierung von Niederspannungsnetzen wurde erstellt. Im nächsten Schritt wird die Methode PSSA-M in der Firmware der Zähler implementiert, um damit in weiterer Folge eine detaillierte Analyse der Messdaten von bis zu **100 verschiedenen Niederspannungsnetzen** (städtische und ländliche Strukturen) durchzuführen. Dies ermöglicht Niederspannungsnetze detailliert zu modellieren und fundiert das **Potenzial für die Implementierung des Smart Grid Ansatzes** für einen aktiven Netzbetrieb im Niederspannungsnetz zu ermittelt werden.

Danksagung: Das Projekt ISOLVES:PSSA-M wird mit Mitteln des Klima- und Energiefonds durchgeführt.

SMARTE Funktionen in der Linz AG

Wo wir herkommen!

LINZ AG
STROM



Passive Telekom-Infrastruktur

Adern Fasern

LWL-Fasern

Aktive Telekom-Infrastruktur

Telefon Funk

Bandbreite

Systeme, Produkte

SCADA TRA

Dienste Internet

Wo wir heute stehen!

LINZ AG
STROM

LINZ AG
GAS/WÄRME

LINZ AG
SERVICE

LINZ AG
LINIEN

Fahrzeitanzeige

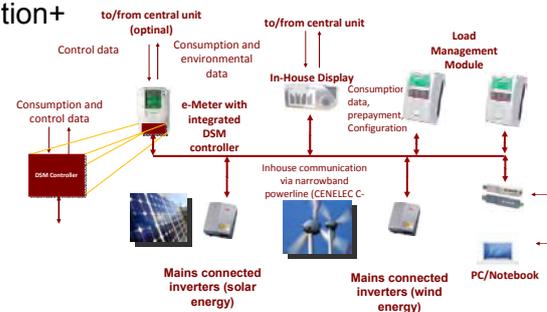
Videocam

Verkehrssicherheit



IEM<
(Intelligent Energy
Management)

IEM = SMART Metering +
Kundeninformation+
Fernabfrage
und Freigabe
zum Schalten
von Kundeneinrichtungen



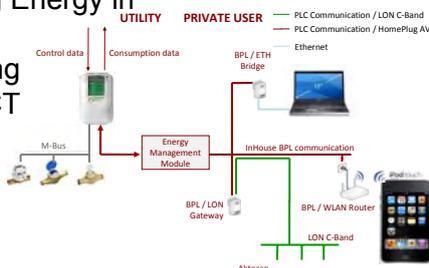
Wohin wir wollen!

Schwerpunkte der Zielsetzung der

LINZ AG
STROM

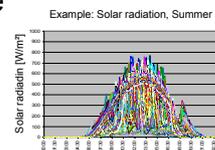
eSESH (EU)

Saving Energy in
Social
Housing
with ICT



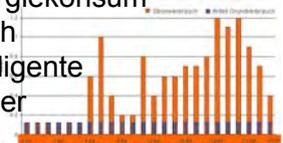
SMART Network Planning

Mehr dezentrale
Einspeiser in
Verteilernetze



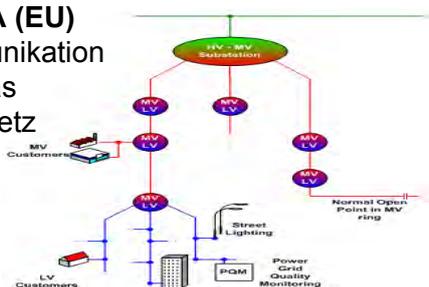
Intelliecon (EU)

Nachhaltiger
Energiekonsum
durch
intelligente
Zähler



OPERA (EU)

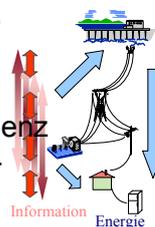
Kommunikation
über das
Stromnetz
(PLC)



E-Mobility

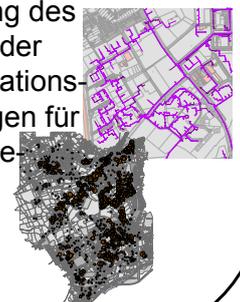
Individueller Verkehr mit E-
Fahrzeugen

IRON (FFG)
Anreizorientierte
Marktplattform
zur Steigerung
der Gesamteffizienz
von Elektrizitäts-
systemen



NETQuest (FFG)

Optimierung des
Ausbaues der
Kommunikations-
einrichtungen für
alle Energie-
dienstleist-
ungen



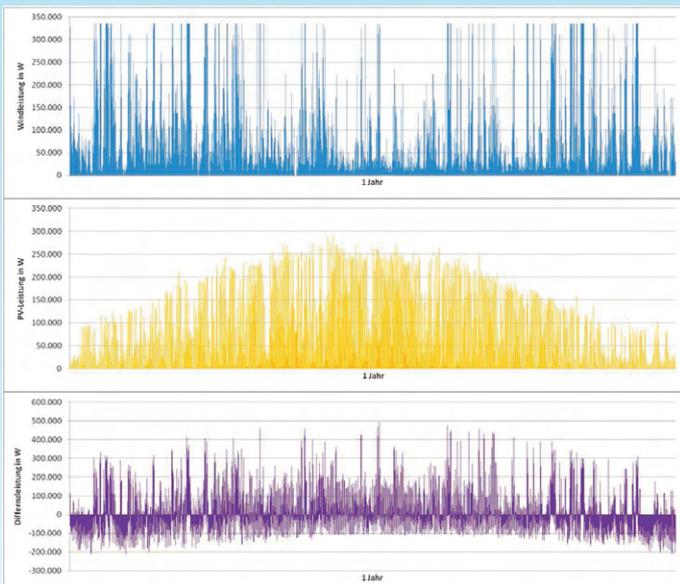
ADRES Concept Energiemanagementstrategie

Dipl.-Ing. Alfred EINFALT, Dipl.-Ing. Markus Litzlbauer

Zielsetzung

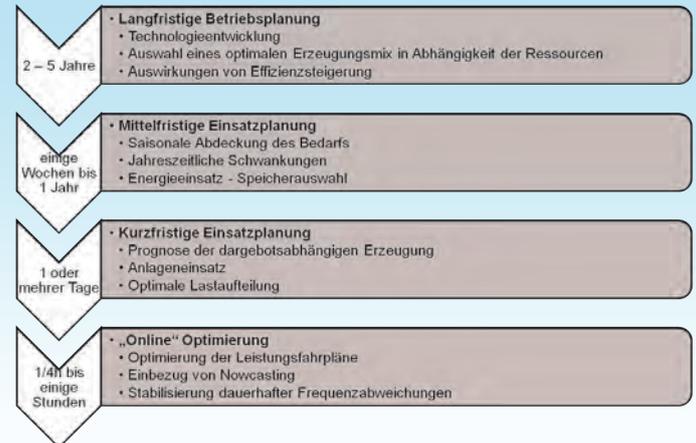
- ◆ ADRES – ist ein energie- und leistungsautonomes **Energieversorgungssystem** auf Basis erneuerbarer Energieträger mit **höchsten Effizienzkriterien** in der gesamten Energiekette.
- ◆ In diesem Projekt geht es um die **Konzeptentwicklung**, also die Erforschung der technologischen Mechanismen und Rahmenbedingungen für ADRES.
- ◆ Der Inselnetzansatz impliziert die Nebenbedingung der **Leistungsautonomie**, also jenes Zustands, in dem ein Siedlungskollektiv nicht nur in der Jahressumme sondern auch in Echtzeit ausbalanciert ist.

Ausgangsbasis für Optimierung



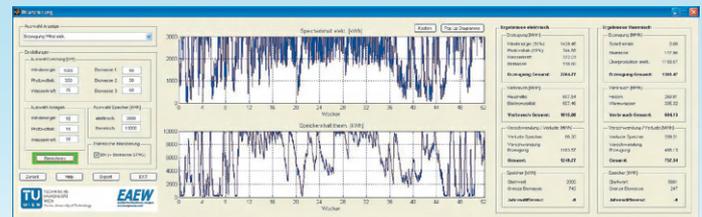
1. Die **niedrige Volllaststundenzahlen** von Windenergie und Fotovoltaik machen **große Ausbauleistungen** und Überdimensionierung notwendig.
2. **Effizienzsteigerung** und **Energieeinsparung** können diese Ausbauleistung begrenzen.
3. Durch das fluktuierende Dargebot und unumgänglicher Prognoseabweichungen entsteht ein **hoher Ausgleichsenergiebedarf**.
4. Planbare Erzeugungseinheiten (Biomasse) können diesen Ausgleichsenergiebedarf senken unterliegen jedoch einer **Ressourcenbeschränkung**.
5. Ein abgestimmtes Speichermanagement kann unter Einbeziehung flexibler Lasten (DSM, V2G) die ausgeglichene Bilanz in allen Zeitbereichen sicherstellen.

Einsatzplanung „Light“ in ADRES



- ◆ Die Adaptierung der klassischen Einsatzplanung dient als Basis für die Energiemanagementstrategie

Bilanzierungstool



- ◆ Bilanzierung der elek. und therm. Energie in unterschiedlichen Zeitraster.
- ◆ Auswahl von Speichergröße und Ausbauleistung in Abhängigkeit unterschiedlicher Kombinationen der Nutzung von erneuerbaren Energieressourcen.
- ◆ Einfaches Kostenmodell zur Unterstützung der Auswahl.
- ◆ Ausgangsbasis für Einsatzplanung und optimaler Lastverteilung bis hin zur Online-Optimierung.

Ergebnisse / Ausblick

- ◆ Die autonome Vollversorgung unter Annahme des heutigen Verbraucherverhaltens ist zwar technisch möglich, gegenüber vorhandener Verbundnetze aber nicht wirtschaftlich.
- ◆ Der Umstieg auf ein Energieversorgungssystem mit hohem Anteil an erneuerbaren Energieträgern ist nur bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung und Energieeinsparung möglich.
- ◆ Wichtig ist die Synergie von Nachhaltigkeit und Effizienz.

Motivation und Zielsetzung

Durch die immer größer werdende Anzahl von elektrischen Verbrauchern in Haushalten ist es Konsumenten nicht möglich zu erkennen, welche Verbraucher einen wesentlichen Anteil zum Stromverbrauch haben. Endkunden erhalten derzeit nur am Ende der Abrechnungsperiode lediglich Informationen darüber, ob sie mehr oder weniger zu bezahlen haben als in der vorangegangenen Periode. Auswirkungen durch geändertes Nutzverhalten oder durchgeführten Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung sind für sie dadurch kaum nachvollziehbar. Damit besteht für Haushaltskunden auch keine Möglichkeit, die persönlichen Einflussfaktoren auf den Energiebedarf im Umgang mit elektrischen Betriebsmitteln festzustellen.

Ziel dieses Projektes ist es daher, eine Methode zur automatisierten Energieanalyse zu entwickeln, welche den Konsumenten ein visuell aufbereitetes Verfahren zur Energieverbrauchssenkung, -bewertung und -überwachung bietet. Dazu wird die Methode der Lastganganalyse verwendet, die mit Hilfe der Messdaten von Smart Metern angewendet werden soll.

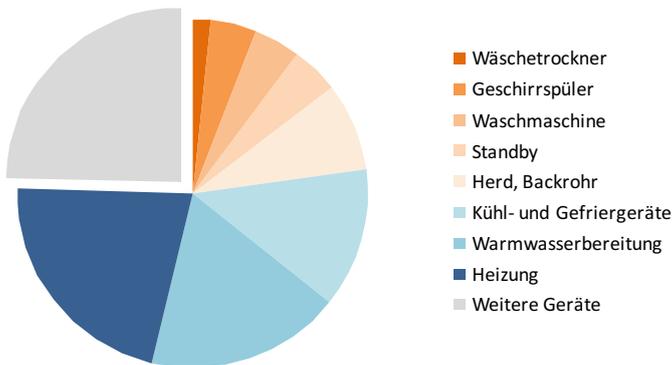
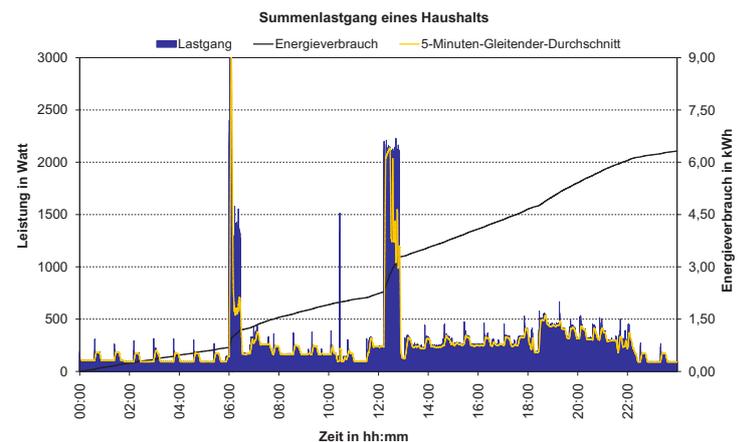


Abbildung 1: Durchschnittlicher österreichischer Haushalt: Übersicht der Elektrogeräte mit dem größten Energieverbrauch, Strom- und Gastagebuch 2009, Statistik Austria

In österreichischen Haushalten sind wenige Elektrogeräte für einen wesentlichen Anteil am Stromverbrauch verantwortlich, deshalb sollen nur diese Elektrogeräte aus dem Lastgang identifiziert werden. Kennzeichnend für diese Gruppe der Elektrogeräte sind ein hoher Leistungsverbrauch oder auch charakteristische Lastprofile. Die erwähnten Eigenschaften ermöglichen eine Identifizierung dieser Geräte aus dem Summenlastgang. Somit können diese Elektrogeräte treffsicher mit den erprobten Verfahren aus der Lastganganalyse erkannt werden.

Automatisierte Analyse des Lastganges

Um zurzeit eine Stromverbrauchsanalyse bei einem Haushalt durchführen zu können, sind Experten sowie moderne Messgeräte notwendig. Zudem müssen die Messgeräte über einen längeren Zeitraum vor Ort verfügbar sein, um genügend Daten aufnehmen zu können. Damit eine Überwachung des Energieverbrauchs einzelner Elektrogeräte über einen längeren Zeitraum durchgeführt werden kann, ist ein durchgehender Einsatz der Messgeräte vor Ort und eine Online- oder Offline-Analyse dieser Daten notwendig.

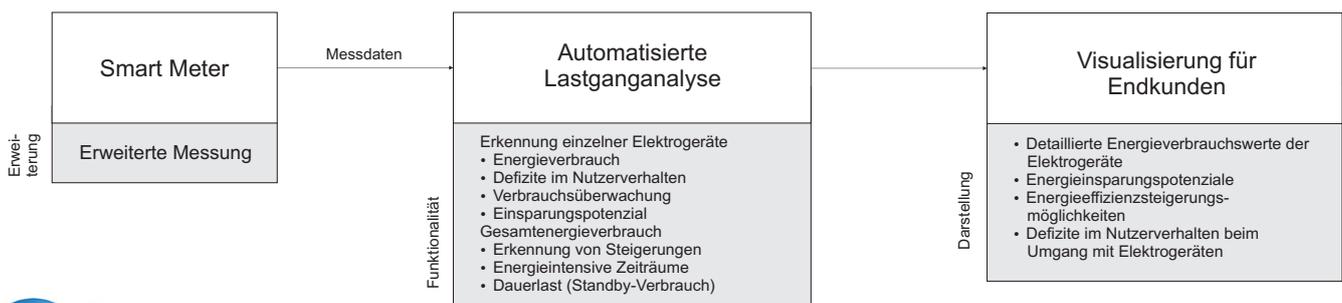


Als wesentlicher, innovativer Schritt wird hier der Einsatz von elektronischen Zählern (Smart Metern) mit einer Erweiterung zweckmäßig, um auf weitere Messdaten, die von ihnen aufgenommen wurden zuzugreifen, um in weiterer Folge eine automatisierte Lastganganalyse durchführen zu können.

Die Grundidee der Methode ist es, charakteristische Lastprofile von einzelnen elektrischen Großverbrauchern aus dem Summenlastgang von Smart Metern zu filtern. Dazu gehören z.B. Kühl- und Gefriergeräte, Herde, Backöfen, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspüler, elektrische Warmwasserbereiter und Heizungen sowie auch der Standby-Verbrauch. Durch die von den Geräten spezifisch verursachten Änderungen im Summenlastgang und dem immer wieder auftretenden Mustern sollen diese automatisiert erkannt werden.

Ergebnisse aus diesen Betrachtungen werden bei Konsumenten dazu beitragen, das Energiebewusstsein zu prägen und das Nutzerverhalten als Einflussfaktor am Energiebedarf zu erkennen. Erkenntnisse aus diesen Ergebnissen können dazu verwendet werden ein kostengünstiges Tool zu entwickeln, dass eine flächendeckende und individuelle Energieanalyse sowohl für Haushalte als auch Gewerbebetriebe ermöglicht.

Funktionsprinzip von Smart-Efficiency



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Smart Grid Aktivitäten im Netz der Energie AG OÖ

G. Föger, W. Tenschert, A. Abart

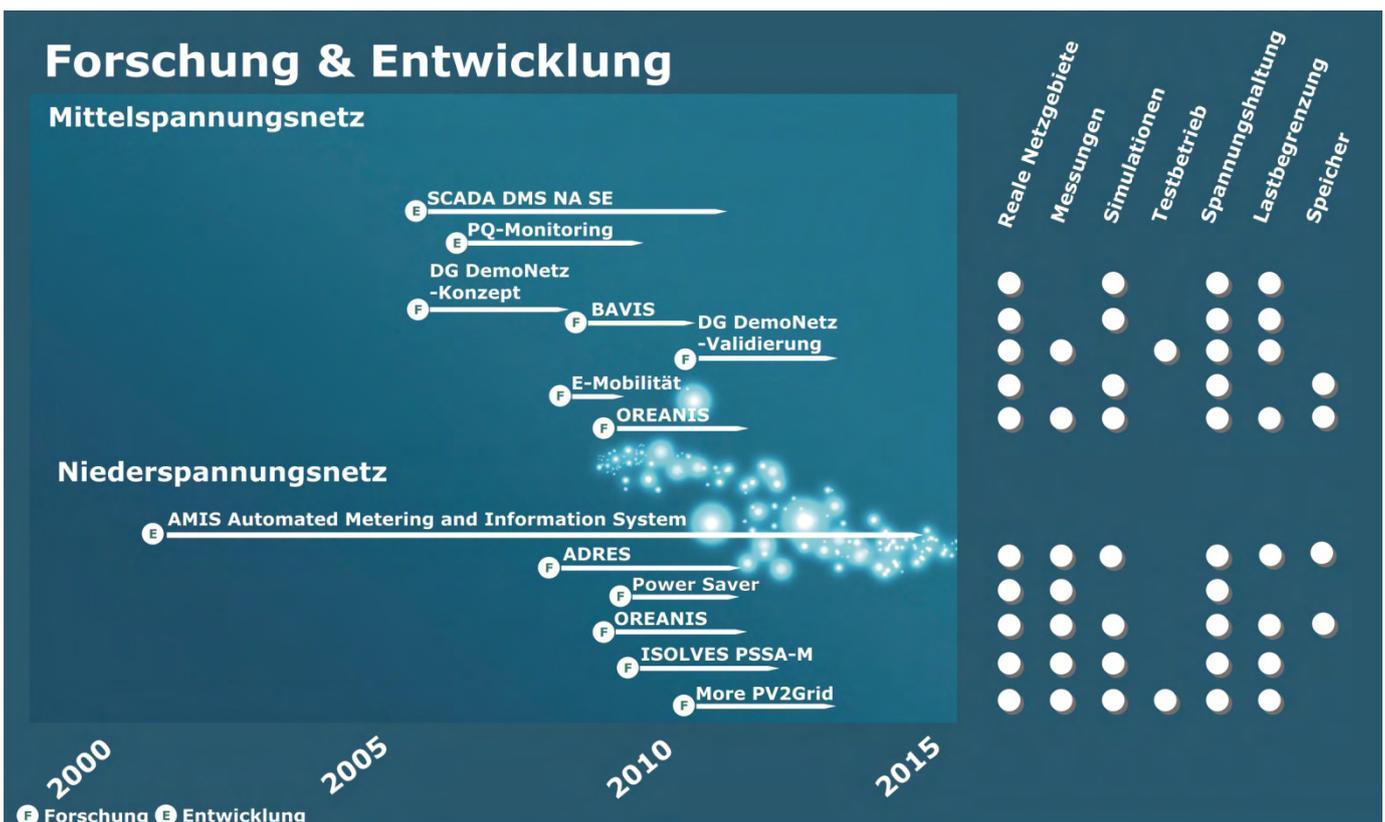
Für die Energie AG Oberösterreich ist Innovation, Forschung und Entwicklung Tradition. Etwa seit 2000 ist mit der zunehmenden Verbreitung Dezentraler Erzeugungsanlagen und auch der Liberalisierung des Strommarktes wie auch Regulierung der Netze in der elektrischen Energietechnik eine neue Ära angebrochen. Seither werden die Konzepte für Planung und Betrieb von Übertragungs- und Verteilernetzen neu entwickelt.

Ziel ist es, Netze wirtschaftlich und technisch möglichst effizient zu nutzen. Die Ausrüstung der Netze und Kundenanlagen mit IKT-Systemen hat mit Smart-Metering-Systemen und moderner Automatisierungs- und Fernwirktechnik bereits begonnen. Wir bewegen uns aber noch in den Anfängen. Die Netze sind bereit für Smart-Grid-Lösungen, aber um sinnvoll investieren zu können muss klar sein „wohin die Reise“ geht. Im Konkreten bedeutet das für die heute diskutierten Smart-Grid-Ansätze die Analyse der

- Machbarkeit,
- Risiken (Versorgungsqualität) und
- Realer Potenziale.

Eine entscheidende Rolle für die Weiterentwicklung der Netze und der Smart-Grid-Technologien spielen die Elektromobilität und Speichersysteme. Letztere in doppelter Weise – einerseits für Fahrzeuge und andererseits als fest installierte Anlagen bei Kunden oder auch in geeigneten Punkten im Netz.

In zahlreichen Forschungsprojekten werden die Smart-Grid-Ansätze nun auf Eignung in der Praxis getestet und weiterentwickelt. Die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH ist in insgesamt acht durch den Klimafond geförderten Forschungsprojekten (F) als Konsortialpartner gemeinsam mit anderen Netzbetreibern, Industriepartnern und Forschungseinrichtungen (AIT, Universitäten) beteiligt. In mehreren dieser Projekte gibt es Schnittstellen zu den drei großen Entwicklungsprojekten (E): zu AMIS (Smart-Metering-Projekt im Niederspannungsnetz), zum „Distribution Management System Network Automation State Estimation“ für Mittelspannungsnetze oder zum PQ-Monitoring, ebenfalls im Mittelspannungsnetz. Nach Abschluss der dargestellten Forschungsprojekte werden die Erkenntnisse aus diesen wie auch anderen weltweit durchgeführten in künftige Demonstrations- und Entwicklungsprojekte einfließen.



Konzeption eines ökonomischen Modells zur Identifikation von Investitionsanreizmechanismen für elektrische Netze und Ableitung neuer regulatorischer Maßnahmen

Synopsis

Konzeption und Anwendung eines ökonomischen Modells zur Identifikation von langfristigen Investitionsanreizmechanismen für Betreiber elektrischer Netze in Hinblick auf drei mögliche Zukunftsszenarien der Netzinfrastrukturentwicklung (Super Grids, Smart Grids, No Grids); Ableitung neuer regulatorischer Maßnahmen und Ausarbeitung von Empfehlungen für alle Stakeholder (Regulator, Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber).

Projektziele

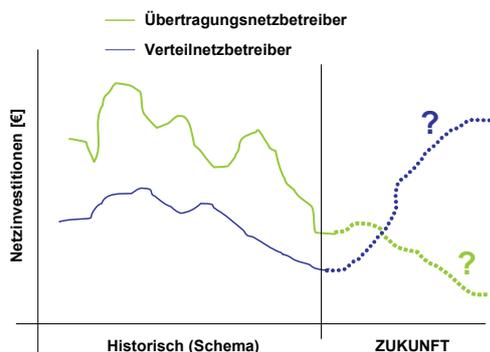
Die vorherrschenden Kapazitätsengpässe in Übertragungs- und Verteilnetzen werden in Zukunft unter anderem durch den stetig wachsenden Stromverbrauch noch weiter steigen. Hinzu kommen Netzzumstrukturierungsmaßnahmen, die durch den verstärkt dezentralen Ausbau erneuerbarer Energieträger notwendig werden können. Ein ausreichender Anreiz für die Netzbetreiber, in den Ausbau und den Erhalt der Netzinfrastruktur zu investieren, ist derzeit - durch gegebene regulatorische Rahmenbedingungen - vielerorts nicht mehr vorhanden. Daraus folgt, dass die Gefahr von Unterinvestitionen im Netz steigt und die Versorgungssicherheit national und international eingeschränkt wird bzw. sinkt. Ein unabdingbares Ziel ist somit die langfristige Beseitigung dieser Probleme.

Die zentrale Fragestellung dieser Dissertation lautet daher:

Welcher regulatorische Anreizmechanismus muss innerhalb verschiedener Netzinfrastrukturszenarien angewendet werden, um das notwendige Ausmaß an Maßnahmen (national und in ausgewählten europäischen Ländern) zur langfristigen Beseitigung der fehlenden Investitionstätigkeit in Übertragungs- und Verteilnetze zu erreichen?

Der Investitionsbedarf wiederum ist abhängig vom jeweiligen Szenario der zukünftigen Struktur der Netze und den technologischen Möglichkeiten hinsichtlich der Netzinfrastrukturgestaltung. Dabei werden drei verschiedene Szenarien analysiert:

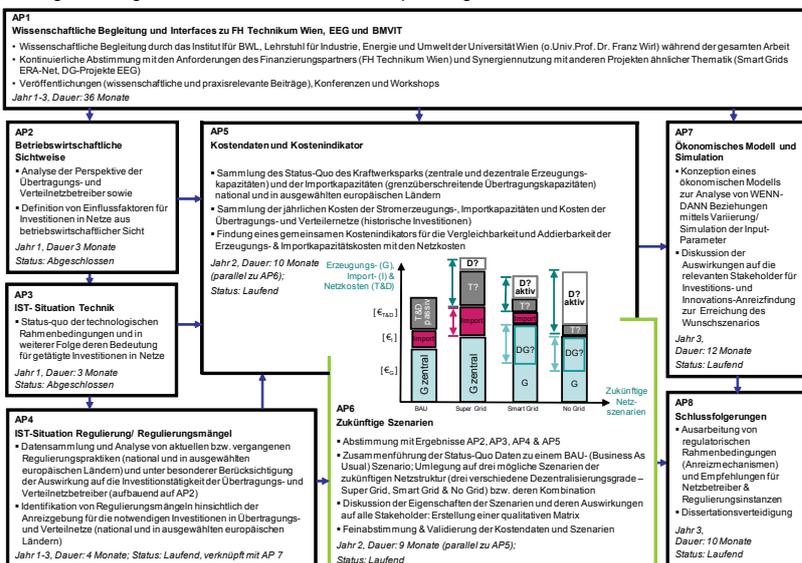
- Super Grids (hauptsächlich Übertragungsnetze)
- Smart Grids (Mischung aus einer dezentralen Netzstruktur und Übertragungsnetzen als Backup)
- No Grids (nur Insellösungen)



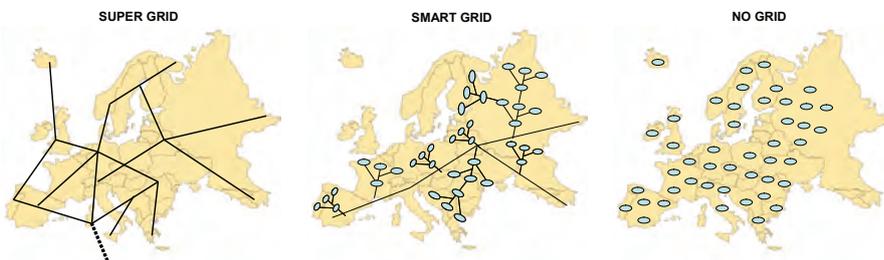
Diese Szenarien spiegeln die zukünftig möglichen Dezentralisierungsgrade des Stromnetzes im Vergleich zu einem Business As Usual (BAU) Szenario wieder und liefern den Rahmen für die Abschätzung der entsprechenden nötigen Netzinvestitionen je Szenario (siehe auch Balkendiagramm im Arbeitspaketplan).

Die angestrebten Dissertationsergebnisse

1. Betriebswirtschaftliche Einflussfaktoren für Investitionen in Netze
2. Technologische Rahmenbedingungen
3. Identifikation von Regulierungsmängeln (national und in ausgewählten europäischen Ländern) in Hinblick auf Investitionsanreizmechanismen
4. Zukünftige Szenarien der Erzeugungs- und Netzstruktur und deren Kosten
5. Ökonomisches Modell zur Abbildung und Simulation dynamischer Faktoren für die Investitions- und Innovationsanreizbildung
6. Ableitung neuer regulatorischer Maßnahmen und Empfehlungen für alle Stakeholder



Der Arbeitsplan wird von Univ.-Prof. Dr. Franz Wirl (Institut für Betriebswirtschaftslehre, Universität Wien) als primärer Dissertationstutor - vor allem hinsichtlich wissenschaftlicher Methodik und analytischen Herangehensweise - unterstützt. Dipl.-Ing. Dr. Hans Auer (Energy Economics Group, Technische Universität Wien) übernimmt im besonderen die projektübergreifende Betreuung und steuert die Zusammenarbeit mit themenverwandten DG-Projekten der EEG. Das Institut Erneuerbare Energie der FH Technikum Wien steuert das Know-How vieler themenverwandter nationaler und internationaler Projekte bei, in die Frau Glück auch involviert ist.



Das ökonomische Modell wird für Simulationen der möglichen zukünftigen Energiesysteme einsetzbar sein und unter den verschiedensten Ausgangsbedingungen (Kombination der Einflussfaktoren) werden regulatorische Rahmenbedingungen in Hinblick für die Investitions- und Innovationsanreizgebung ableitbar sein. Schließlich werden durch die Auswertung verschiedener Szenarien (SUPER GRID vs. SMART GRID vs. NO GRID inkl. Parametervariationen innerhalb des Modells) die Schlussfolgerungen durch Identifikation der „Best-Cases Anreize“ für Regulierungsinstanzen und die Netzbetreiber abgeleitet.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms "ENERGIE DER ZUKUNFT" durchgeführt.

Kontakt und Projektkoordination: Natalie Glück

Website: www.technikum-wien.at; Email: natalie.glueck@technikum-wien.at



Lehrstuhl für Industrie, Energie und Umwelt



FFG



BUNDEMINISTERIUM für WIRTSCHAFT und ARBEIT

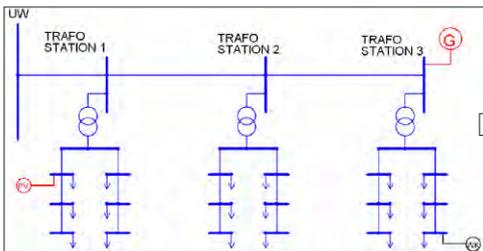


Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

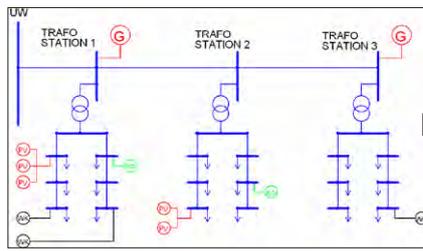
SMART GRID im Biosphärenpark GROßES WALSERAL

Smart Grids sind Stromnetze, welche durch ein **abgestimmtes Management** mittels zeitnaher und **bidirektionaler Kommunikation** zwischen **Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern** einen **energie- und kosteneffizienten Systembetrieb** für zukünftige Anforderungen unterstützen.

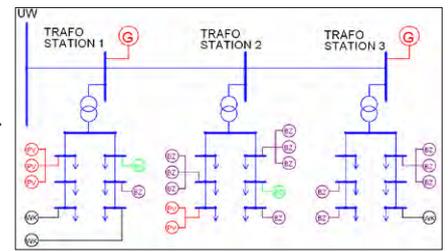
Gestern



Heute

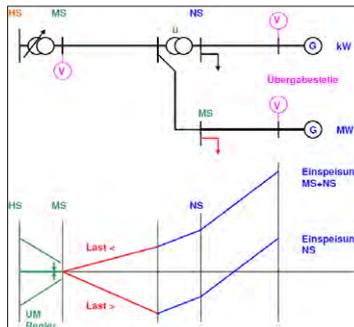


Morgen

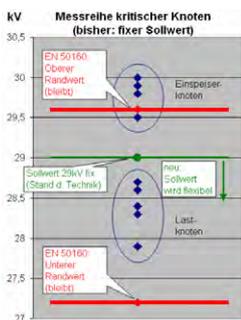
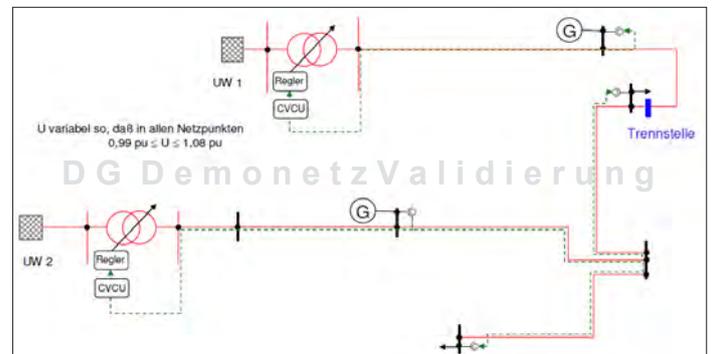
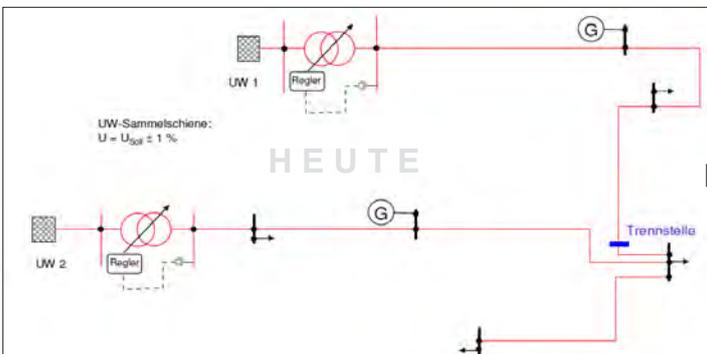


Herausforderung

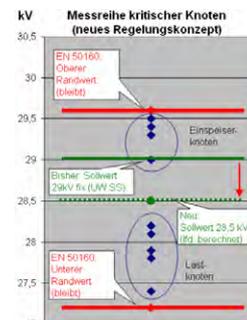
- ▶ Ungleichzeitigkeit zwischen Verbraucherlast und dezentralem Einspeisedargebot
- ▶ Klein-KW sind nur sinnvoll und wirtschaftlich zu betreiben, wenn sie jederzeit uneingeschränkt einspeisen können
- ▶ Folge: Lastflussumkehr auf den Leitungen
- ▶ Folge: Spannungsanhebung



DG Demonetz Validierung im Biosphärenpark GROßES WALSERAL



Beispiel einer Messreihe kritischer Knoten
Dargestellt ist eine Situation mit Wasserkraftwerken während einer Schneeschmelze
Die Einspeiserknoten heben die 30kV-Mittelspannung gegenüber der Sammelschiene im Umspannwerk UW an.
Abhilfemaßnahmen bisher:
Blindleistungsregelung (in Grenzen)
Kabellegungen (teuer und wenig erbiebig hinsichtlich Spannungsabsenkung)



- ▶ Neu: Der bisher fixe Sollwert des Reglers im UW wird laufend an die Bedürfnisse der kritischen Knoten angepasst
- ▶ In diesem Fall reagiert der Regler durch eine Bewegung nach unten und die Einspeiserknoten werden in den zulässigen Bereich des Spannungsbandes zurückgeführt.
- ▶ Vorteil: Bessere Systemnutzung durch mehr Intelligenz im Netz und weniger Investitionsaufwand für mitunter nur wenige Betriebsstunden im Jahr

Steigerung der Direktnutzung gebäudeintegrierter PV mit Hilfe elektrischer Speicher

Deckungsgradanalyse und Speicherdimensionierung

¹Kathan, J.; ¹Stifter, M.

Johannes.Kathan@ait.ac.at

¹AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Energy Department, Electric Energy Systems, Giefinggasse 2, Vienna, Austria.

EINLEITUNG

Aktuellen Entwicklungen der Förderregime zufolge steigen die Anreize für den Eigenverbrauch der aus Photovoltaik (PV) erzeugten Energie. Bei höherer Durchdringung eines Gebietes mit PV kann die lokal erzeugte Energie unter Umständen nicht mehr direkt verbraucht werden. Durch den Einsatz dezentraler elektrischer Speicher ist es möglich, mehr Solarenergie direkt zu nutzen. Untersuchungen im Rahmen des Projektes Sun^{Power}City zeigen, bei welcher PV-Durchdringung ein elektrischer Speicher sinnvoll eingesetzt werden kann und welchen Einfluss die Dimensionierung auf die Steigerung des direkt verbrauchten Anteils der PV-Energie (Direktnutzung) hat.

DECKUNGSGRADANALYSE – METHODIK

Ableitung spezifischer Kennzahlen durch Zeitreihenanalyse synthetischer Bedarfsprofile und gemessener PV-Erzeugungsprofile

Gesamtdeckung: Verhältnis zwischen Gesamterzeugung und Gesamtbedarf.

$$\text{Gesamtdeckung} = \frac{\text{Erzeugung}}{\text{Bedarf}} \cdot 100\%$$

Eigendeckung: Anteil des Bedarfs, der durch die Photovoltaik direkt gedeckt werden kann.

$$\text{Eigendeckung} = \frac{\text{gedeckter Bedarf}}{\text{Bedarf}} \cdot 100\%$$

Direktnutzung: Anteil der PV-Energie, die direkt verbraucht werden kann.

$$\text{Direktnutzung} = \frac{\text{gedeckter Bedarf}}{\text{Erzeugung}} \cdot 100\%$$

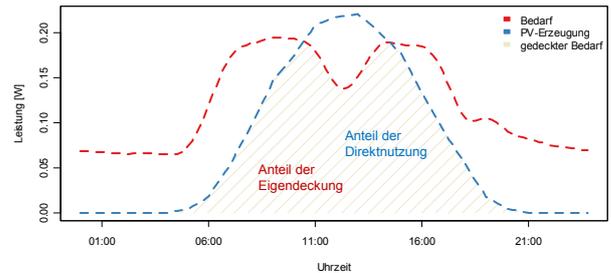


Abbildung 1: Synthetisches Geschäftsprofil und gemessenes PV-Profil (30° Südausrichtung), sowie gedeckter Bedarf zur Ableitung von Gesamtdeckung, Eigendeckung und Direktnutzung

DECKUNGSGRADANALYSE – ERGEBNISSE

- Durch Variation der erzeugten PV-Energie bzw. Gesamtdeckungen kann eine Abschätzung verschiedener Eigendeckungen und Direktnutzungen getroffen werden
- Je höher die Gesamtdeckung umso geringer die Direktnutzung
- Bei einer Gesamtdeckung von 100% kann in Abhängigkeit der Nutzung des Gebäudes 40-50% direkt verbraucht werden.
- Bei Vergrößerung der PV-Anlage strebt die Eigendeckung einem Grenzwert von 60-65% zu

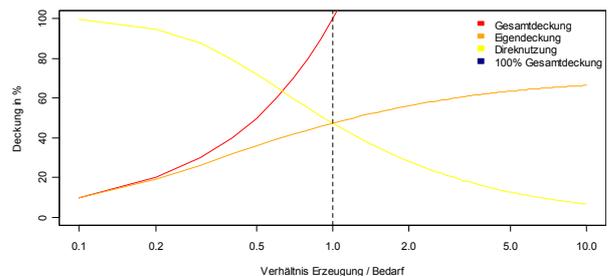


Abbildung 2: Elektrische Jahres-Eigendeckung sowie Jahres-Direktnutzung durch PV-Energie bei verschiedenen Gesamtdeckungsgraden

SPEICHERDIMENSIONIERUNG – METHODIK

- Entwicklung eines Speichermodells, bei dem überschüssige PV-Energie gespeichert und bei Bedarf wieder abgegeben wird
- Vorgabe der Speicherleistung, sowie Lade- und Entladewirkungsgrad zur Bestimmung eines daraus resultierenden Leistungsprofils des Speichers
- Ableitung des Ladezustand (SOC) aus dem Leistungsprofil und daraus folgend die Kapazität des Speichers
- Berechnung des kombinierten Erzeugungsprofils aus PV und Speicher
- Ableitung der Gesamtdeckung, Eigendeckung und Direktnutzung aus dem Bedarfsprofil und aus dem kombinierten Erzeugungsprofil

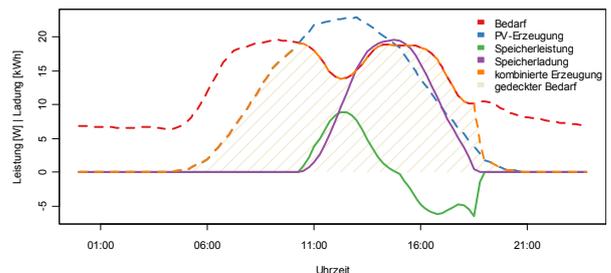


Abbildung 3: Tagesverlauf von Bedarf und Erzeugung sowie die veränderte elektrische Erzeugung durch einen elektrischen Speicher

SPEICHERDIMENSIONIERUNG – ERGEBNISSE

- Umfassende Abschätzung des Nutzens und daraus Ableitung der Speichieranforderungen durch Variation der Speicherleistung bei vorgegebenem Bedarf (100.000 kWh)
- Bei geringem Überschuss (etwa 20%) kann die Eigendeckung durch den Einsatz von Speichern nicht wesentlich gehoben werden
- Bei größerem Überschuss (etwa 50%) kann durch den Einsatz von relativ kleinen Speichern die Eigendeckung bereits um mehr als 10% gehoben werden.
- Die Speicherung der kompletten Überschussenergie ist technisch aufgrund der hohen Speichieranforderungen nicht sinnvoll
- Bei hoher Durchdringung eines Gebietes mit PV ist daher im Sinne einer gesteigerten Eigendeckung bzw. einer möglichen Netzentlastung der Einsatz elektrischer Speicher interessant.

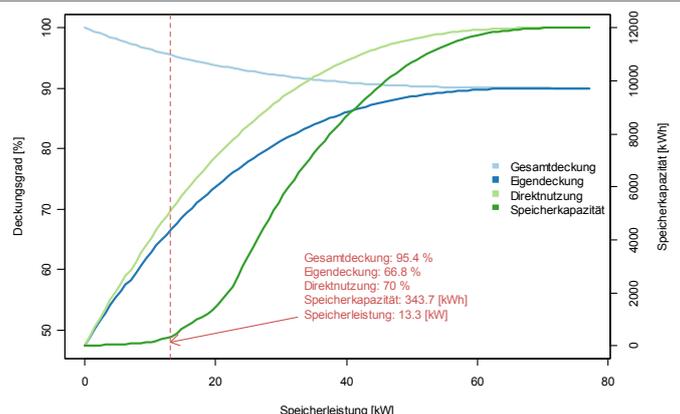


Abbildung 4: Nutzungsgradsteigerung und Anforderungen an die Speicherkapazität in Abhängigkeit der Speicherleistung

Problemstellung

Die kombinierte Bereitstellung von Strom und Wärme in Form von Blockheizkraftwerken (BHKW) ermöglicht eine effizientere Nutzung des Brennstoffes.

Klein-BHKW können unabhängig von jeglicher Wärmenetzinfrastruktur betrieben werden und ermöglichen damit eine weiträumige Nutzung dieser Technologie.

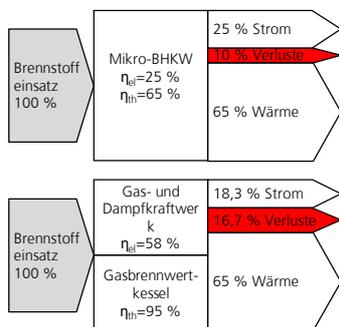


Abbildung 1: Vergleich Energiebilanz

Wenn diese Anlagen in großer Zahl integriert werden, stellt sich die Frage, welche Auswirkungen auf das Stromnetz zu erwarten sind bzw. in welcher Form der Anlagenbetrieb optimiert werden kann, um die Auswirkungen auf das Netz zu minimieren.

Zielsetzung

Zentrales Ziel:

- Bewertung der Auswirkungen von Klein-BHKW auf das Niederspannungsnetz (technisch/ökonomisch)

Weitere Ziele:

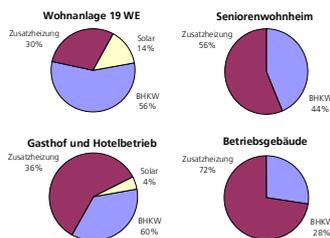
- Ökonomische und ökologische Bewertung verschiedener Anlagenbetriebsweisen
- Umsetzung eines Virtuellen Kraftwerks
- Erprobung von verschiedenen Betriebsstrategien im praktischen Betrieb
- Erfahrungen mit Anlagenbetrieb

Methodik

Vorgehensweise im Projekt:

- Installation von 4 Klein-BHKW in Objekten mit unterschiedlicher Wärmebedarfscharakteristik:

- Wohnanlage 17 WE
Ecopower NL 4,7 kWel/12,5 kWth
- Seniorenwohnheim
Ecopower NL 4,7 kWel/12,5 kWth
- Gasthof und Hotelbetrieb
Future Energy NL 30 kWel/62 kWth
- Betriebsgebäude (Werkstätten und Büros)
Future Energy 15 kWel/33 kWth



- Entwicklung und Implementierung Messkonzept und Leitstelle, Vernetzung mit BHKW-Leitstelle
- Ökonomische und ökologische Bewertung der Anlagen unter aktuellen Rahmenbedingungen
- Entwicklung von BHKW-Ausbauszenarien für 5 Niederspannungsnetze
- Analyse der Netzauswirkungen

Ergebnisse

Netzauswirkungen

Spitzenlast Ortsnetztrafo:

- Unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit ist eine Reduktion der Spitzenlast < 20 % möglich (siehe Abb. 2)

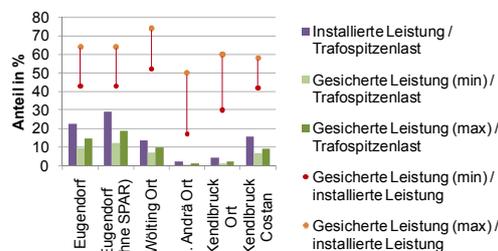


Abbildung 2: Reduktion der Trafospitzenlast (gesicherte Leistung) für unterschiedliche Ortsnetze unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit der BHKW.

Annahmen:
 Maximaler BHKW-Ausbau; techn. Verfügbarkeit BHKW min: 85%, max: 95%; Verfügbarkeitsanforderung 99,99%

Verluste:

- Verlustreduktion im MS- und HS-Netz 100 %
- Verlustreduktion im NS-Netz nur 50 % (Annahme)

Spannungshaltung:

- Auch bei einer max. möglichen BHKW Durchdringung (Auslegung BHKW ca. 15% - 30% des Wärmebedarfes) sind Auswirkungen auf die Spannungshaltung vernachlässigbar

Netzkosten:

- Die verlorenen Netznutzungsentgelte (Netzentgelteinsparung für Betreiber) übersteigen die Kostenreduktion für den Netzbetreiber

Wirtschaftlichkeit

Unter aktuellen Rahmenbedingungen kein wirtschaftlicher Betrieb möglich (Leistungsklasse bis 30 kW(el))

Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch

- verbesserte Förderung (z.B. nach deutschem Modell),
- Reduktion von fixen und variablen Kosten,
- Anstieg des CO2-Zertifikatspreises

Realisierung virtuelles Kraftwerk:



Zentrale Steuerung der Anlagen

Betriebsarten: wärmegeführt, stromgeführt und netzgeführt

Betriebserfahrungen:

- Back up System erforderlich
- Lastverschiebung möglich (abhängig von Pufferspeichergröße und Temperaturniveau)
- hohe spez. Wartungskosten bei kleinen Anlagengrößen



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGIE DER ZUKUNFT“ durchgeführt.

Modellgestützte Analyse von Flexibilität durch Lastmanagement im Stromsystem

Dr. Matthias Koch und Dierk Bauknecht, Öko-Institut e.V., D-79100 Freiburg

Kontakt: m.koch@oeko.de, Tel.: +49-(0)-761 / 45 295 30 und d.bauknecht@oeko.de, Tel.: +49-(0)-761 / 45 295 18

Zielsetzung

Quantitative Bewertung der durch Lastmanagement und Flexibilisierung der dezentralen Stromerzeugung hervorgerufenen Effekte hinsichtlich Kosten und Treibhausgasemissionen im Kontext steigender EE-Erzeugung:

- bessere Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks,
- Erhöhung der Aufnahmefähigkeit für EE-Strom.

Bezugsraum: E-Energy Modellregion Cuxhaven und Deutschland

Modellbeschreibung

Das Modell PowerFlex setzt im Rahmen einer gemischt-ganzzahligen, linearen Optimierung die einzelnen Akteure im Stromsystem hinsichtlich einer kostenminimalen bzw. einer treibhausgas-minimalen Zielfunktion und unter Berücksichtigung von technischen und energiewirtschaftlichen Restriktionen ein (Abbildung 1).

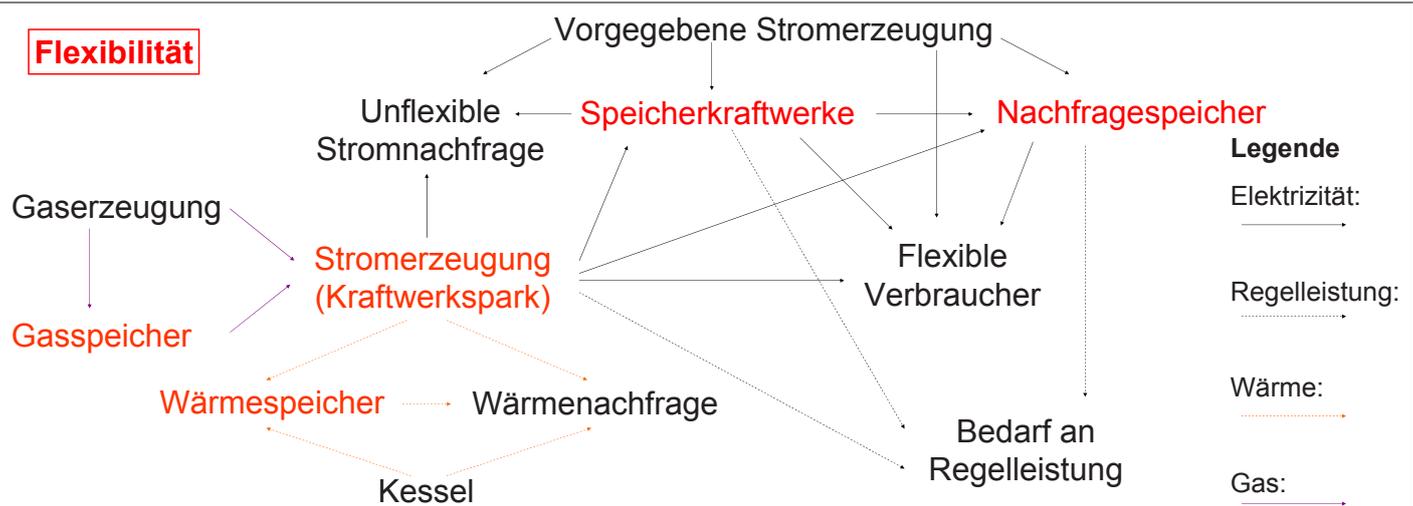


Abbildung 1: Darstellung des Modellaufbaus von PowerFlex

Der Kraftwerkspark wird detailliert mit verschiedenen Betriebszuständen sowie technologiespezifischen An- und Abfahrzeiten und Laständerungsgradienten abgebildet. Das zur Deckung der Stromnachfrage genutzte Wind- und PV-Stromangebot ist vorgegeben, kann aber bei negativer Residuallast reduziert werden.

Auswertung und erste Ergebnisse

- Kennlinie der berechneten Kosten und Treibhausgasemissionen für verschiedene Ausbaupfade von Erneuerbaren Energien und Lastmanagement (Szenarianalyse)
- Bewertung des individuellen Nutzens der einzelnen Flexibilitätsoptionen über spezifische Einsatzprofile und Schattenpreise (Abbildung 2)
- Bestimmung des zukünftigen Kraftwerksparks mit dem Investitionsmodell ELIAS sowie der Wechselwirkungen mit den Flexibilitätsoptionen

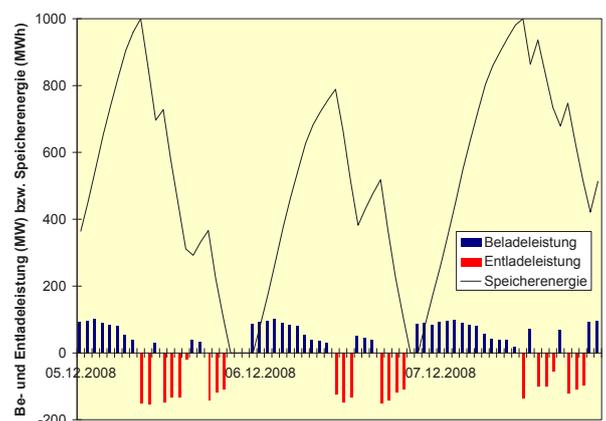


Abbildung 2: Exemplarische Darstellung des berechneten Speicherprofils von Kühlhäusern

VON: „ENERGIE-RECHNUNG“ STATE-OF-THE-ART

Üblicherweise wird der Strom- und Gasverbrauch von Endkunden in Österreich maximal alle drei Jahre durch den Netzbetreiber vom mechanischen Zähler abgelesen und in Form von mehreren unterjährigen Abschlagszahlungen sowie einer jährlichen Turnusrechnung abgerechnet.

Aus dieser wenig zeitnahen Abrechnungsweise lassen sich für den Endkunden keine Zusammenhänge zwischen Handlung und Kosten herstellen; Kontrollmöglichkeiten fehlen und stellen wesentliche Hemmnisse für Einsparmaßnahmen dar.

ZU: „SMART BILLING“ EFFIZIENZ DURCH VERSTÄNDNIS

Die Einführung von intelligenten Zählern (Smart Meter) ermöglicht durch Fernauslesung die Erstellung auch unterjähriger (z.B. monatlicher) Rechnungen oder Verbrauchsinformationen. Um dem Endkunden verstärkt Rückschlüsse auf den Verbrauch von Handlungen und bestimmter Geräte zu erlauben, sollten diese bestimmte Anforderungen bzgl. Konsumentenfreundlichkeit und Transparenz erfüllen. Zu beachtende Zielvariablen für die Erstellung einer kundenfreundlichen Verbrauchsinformation bzw. Abrechnung sind in der Matrix unterhalb dargestellt.

IN DER REALITÄT

TEST: SPAREN HAUSHALTE TATSÄCHLICH?

Im Rahmen des Projekts E-Motivation testen die beiden Forschungspartner in Zusammenarbeit mit der Energie AG Oberösterreich und der Linz AG zeitlich verbrauchsnahe Informationen bei 1.000 Haushalten. Seitens der Linz AG werden den Kunden detaillierte Verbrauchsdaten über eine Internetplattform zur Verfügung gestellt, für die Kunden der Energie AG Oberösterreich wurde von den Forschern eine postalische monatliche Verbrauchsinformation entwickelt.

Ziel ist es zu testen, ob Haushalte nach dem Erhalt zusätzlicher Informationen tatsächlich weniger Energie konsumieren, wie groß dieser Einsparungseffekt ausfällt und welche Elemente der Information zu besonders sparsamen Verhalten motivieren.



DATENSCHUTZ

SMART METERING: KONSUMENTEN-INTERESSE ODER GLÄSERNER MENSCH?

Laut EU-Richtlinie müssen bis 2020 80% aller Verbraucher mit Smart Meter ausgestattet sein. Durch die äußerst genaue Messbarkeit wird das Energieverhalten des Einzelnen sichtbar, was zu datenschutzrechtlichen Bedenken führt. Diese stellen auch eine Ursache von Investitionsunsicherheit dar.

Das Forschungsprojekt „Smart Metering und Datenschutz“ des Energieinstituts an der JKU analysiert die Vereinbarkeit der verschiedenen Funktionen von Smart Meter mit dem bestehenden österreichischen Datenschutzgesetz und erarbeitet Gesetzesänderungsvorschläge (auch bspw. im EIWOG), die eine gesetzeskonforme Einführung von Smart Meter ermöglichen.

Höhere Frequenz	Dauerhaftigkeit	Individuell
Zielgruppenspezifisch	Historische und soziale Vergleiche	Disaggregierte Verbrauchswerte
Klarheit, Verständlichkeit, Anschaulichkeit	Kombination von Text, Grafiken und Tabellen	Darstellung des tatsächlichen Verbrauchs

E-MOTIVATION

DAS PROJEKT



ECKDATEN

2 Forschungsinstitutionen, 12 Projektpartner
30 Monate Laufzeit, Projektende: Juli 2012

PROJEKTPARTNER

BEGAS Energie AG, ENAMO GmbH, ENERGIE AG Oberösterreich Customer Services GmbH, ENERGIE AG Oberösterreich Data GmbH, Erdgas Oberösterreich GmbH & Co KG, EWE Aktiengesellschaft, LINZ AG Services GmbH, Oberösterreichische Ferngas Aktiengesellschaft, Techem Messtechnik GmbH, TIWAG Netz AG, Vorarlberger Kraftwerke AG, Vereinigung österreichischer Elektrizitätswerke VÖEW.

Beide Projekte werden aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Neue Energien 2020“ durchgeführt.



Energieinstitut an der JKU Linz

Ansprechpartnerin: Dr.ⁱⁿ Andrea Kollmann
kollmann@energieinstitut-linz.at
Altenbergerstraße 69 / A-4040 Linz
Tel.: +43 732 2468 5656
www.energieinstitut-linz.at

EnCT GmbH

Ansprechpartner: Dr. Harald Schäffler
harald.schaeffler@enct.de
Emmy-Noether-Str. 2 / D-79110 Freiburg
Tel.: +49 761 6116 7790
www.enct.de

Smart Grids Modellregion Salzburg

Synergiepotentiale in der IKT-Infrastruktur

Friederich Kupzog, kupzog@ict.tuwien.ac.at
Markus Berger, markus.berger@salzburg-ag.at

Problemstellung

Für alle **Smart-Grid- und E-Mobilitätsanwendungen** müssen verschiedenste **Daten und Informationen** flächendeckend erfasst und verteilt werden. Jede Anwendung hat (z.B. Datenmenge, Echtzeunterschiedliche **technische Anforderungen** it-Fähigkeit, Datensicherheit, Verfügbarkeit und Redundanz etc.), was sich ganz wesentlich auch auf die **technische Ausprägung** und somit auf **Kosten** der zu errichtenden **IKT-Infrastruktur** auswirkt.



Zielsetzung

Die **kosteneffiziente Errichtung der IKT-Infrastruktur** durch deren **synergetische Nutzung für mehrere Anwendungen** gleichzeitig inkl. Validierung der tatsächlich realisierbaren Synergiepotentiale sind Hauptziele in diesem Projekt.

Methodik

AP1 Standort-Analyse

Analyse repräsentativer Standorte hinsichtlich TK-Ausstattung und Anbindungsmöglichkeiten für Smart-Grid-Anwendungen

AP2 Szenarien für Kunden-Servicierung

Bildung von Szenarien realistischer zukünftiger Servicierungsarten für die Smart-Grid-Anwendungen

AP3 Varianten geeigneter Infrastruktur

Analyse der Standort-Servicierungsmatrix auf mögliche Infrastrukturvarianten, die in der Lage sind, die beschriebenen Dienste zu erbringen

AP4 Synergiefaktoren

Analyse der Synergiefaktoren zwischen Smart-Grids-Anwendungen für alle realistischen Infrastrukturvarianten

AP5 Handlungs- und Umsetzungsempfehlungen

für Politik, Wissenschaft und IT-Ausbau. Aufzeigen von Synergien und Hemmnissen.

Angestrebte Ergebnisse

- **Synergie-Faktor** zwischen den Teil-Anwendungen hinsichtlich der IKT-Standorte
- **SWOT-Analyse** der besten IKT-Infrastruktur Varianten
- **Kosten-zu-Nutzen-Verteilkurve** zur Bestimmung des Effizienz-Grads der Varianten
- **Bedarf für Weiterentwicklung** der IKT-Infrastruktur evaluieren und konkretisieren



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.



SMART GRIDS
Modellregion Salzburg



Salzburg AG



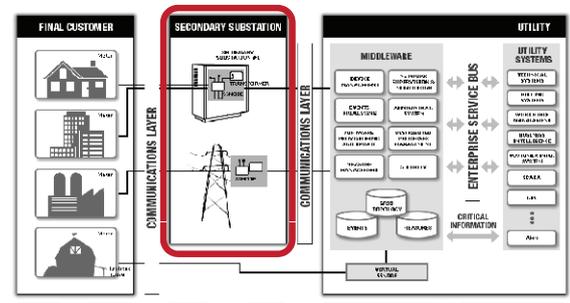
TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology



Institut für
Computertechnik
Institute of
Computer Technology

Open Architecture for Secondary Nodes of the Electricity SmartGrid

Friederich Kupzog, Andreas Lugmaier, Siemens AG Österreich
 friederich.kupzog@siemens.com, andreas.lugmaier@siemens.com



Project objectives

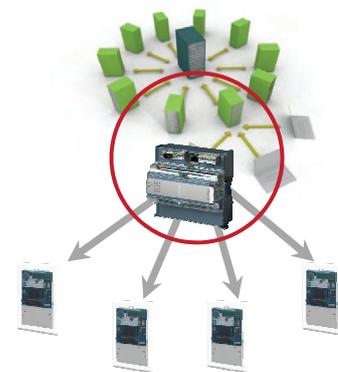
OpenNode focus on research and development of

1. an **open secondary substation node** seen as an essential smart distribution grid component
2. a **middleware** to couple the SSN operation with the Utilities systems
3. a **modular communication architecture**

Intermediate results

Functional specification (mandatory, advanced and optional functions) including

- Data concentration for Smart Metering
- Power Quality measurement
- Distribution grid automation
- Support for active grid operation



Final project outcome

Two functional prototypes of a Secondary Substation Node



Smart Grids Modellregion Salzburg Smart Metering – Pilotprojekt zur Einführung intelligenter Zähler in Salzburg

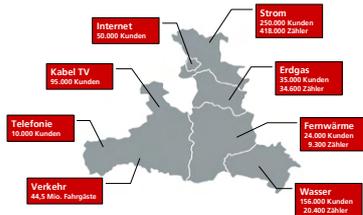
DI Markus Schmidt, Salzburg Netz GmbH, m.schmidt@salzburgnetz.at

Problemstellung

Vorbereitung der Salzburg AG auf Smart Metering

- Nutzen, Wirtschaftlichkeit und Risiko?
- Anforderungen an ein Smart Metering System?
 - **Spartenintegration als besondere Herausforderung!**
- Auswirkungen auf Salzburg AG?

Salzburg AG
Kunden- und Zählerstruktur



Business Case 2007

- Wirtschaftlichkeit / Kostendeckung fraglich?
- Parameter für Business Case realistisch?
- Proprietäre Lösungen → Lieferantenabhängigkeit
- Systemzuverlässigkeit über Lebensdauer?
- Planungs- und Investitionssicherheit?



Methodik

Pilotprojekt mit 500 Smart Meters inkl. Multi Utility

- Wahl eines geeigneten Smart Metering Systems
 - **Ausschreibung**
- Wahl geeigneter Testgebiete (Land / Stadt)
 - **technische Kriterien (Übertragung,..), Kundenstruktur**
- Aktive Einbindung der Öffentlichkeit
 - **Informationsfolder, Fokusgruppen,..**

Testgebiete

- Testgebiet Land Salzburg
 - Hallwang (Zentrum)
 - Seekirchen (Gewerbegebiet West)
- Testgebiet Stadt Salzburg
 - Stadt Salzburg (Bereich Lieferung)



Zielsetzung

ZIELE des Piloten

Überprüfung Business Case	Erfahrungsaufbau Roll-Out / Betrieb / System	Vorbereitung für Ausschreibung Roll-Out
<ul style="list-style-type: none"> ➢ Montagekosten ➢ Übertragungstechnik ➢ Betriebsführungskosten ➢ 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Installationsprozess ➢ Übertragungstechnik ➢ Umwelteinflüsse ➢ Betriebsführung ➢ Systemstabilität ➢ Kundenreaktionen ➢ Evaluierung ➢ Systemintegration ➢ 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Anforderungspräzisierung ➢ keine System-Vorentscheidung für den Roll-Out!

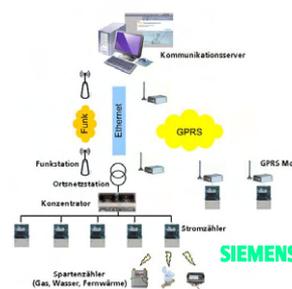
Vorbereitung der Salzburg AG auf Smart Metering!
"Transformation des Unternehmens?"

Projektstatus

- Seit Sommer 2009 alle 500 Smart Meters bei den Testkunden installiert
- Smart Meters in Zentrale eingebunden & von der Ferne gesteuert (Abwicklung sämtlicher Kundenprozesse)
- Testkunden und Öffentlichkeit wurden aktiv informiert
- Separate Teststellung zur Prüfung neuer Funktionalitäten
- Pilotevaluierung im Gange
- Pilotdauer bis voraussichtlich Ende 2011



Systemarchitektur



Vom Smart Metering System durchgeführte **Kundenprozesse**

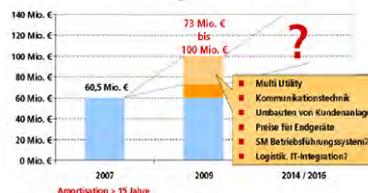
- sämtliche Ablesungen
- Ein- / Auszug mit Ein- und Ausschaltung
- Durchführung von Mahnsperren
- Vertragsänderungen (Fernparametrierung)
- Prepaymentfunktion



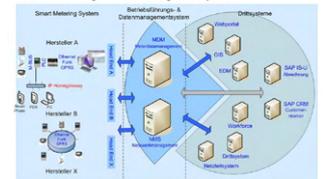
Bisherige Ergebnisse

- Problemlose Anwendung sämtlicher Funktionalitäten
- Junge Technologie mit laufend neuen Entwicklungen
- Multi Utility steckt noch in den „Kinderschuhen“
 - M-Bus ≠ M-Bus, keine Plug&Play Lösung!
- Softwareunterstützung für effiziente Betriebsführung & Datenmanagement erforderlich!
- Prozessoptimierung alleine wird nicht für die Wirtschaftlichkeit eines Smart Metering Systems reichen

Entwicklung der Investitionskosten



Betriebsführung & Datenmanagementsystem

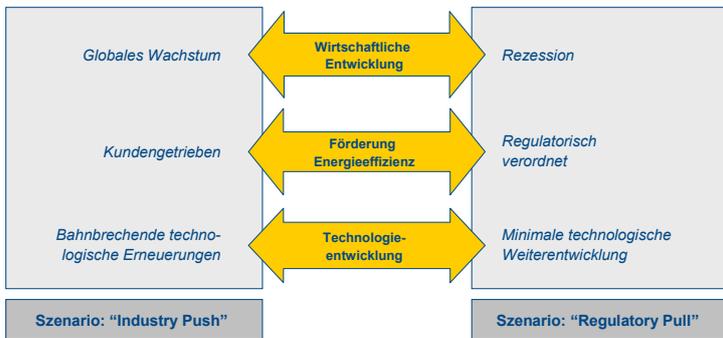


Nächsten Schritte

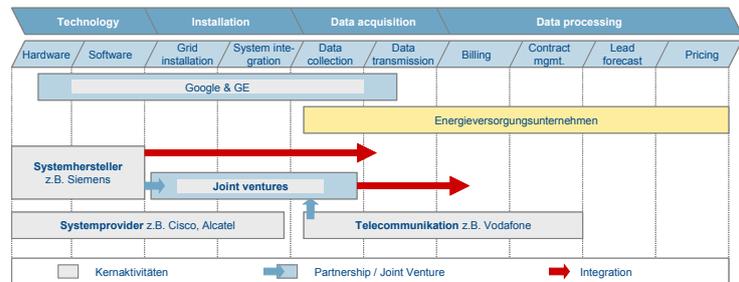
- Erweiterung des Piloten um ein Betriebsführungs- und Datenmanagementsystem (MDM / OSS)
- Mehrwert für Kunden realisieren → Kundenakzeptanz! (Webportal, Inhouse-Displays, flexible Produkte,...)
- Erprobung von Multi Utility im Feld

Where's the money in Smart Grid? – Geschäftsmodelle im Smart Grid Umfeld

Szenarien der Smart Grid Einführung



Wertschöpfungsstufen für Smart Grid



Zunehmende Bedeutung von Informations- und Kommunikationstechnologie für die Energiewirtschaft

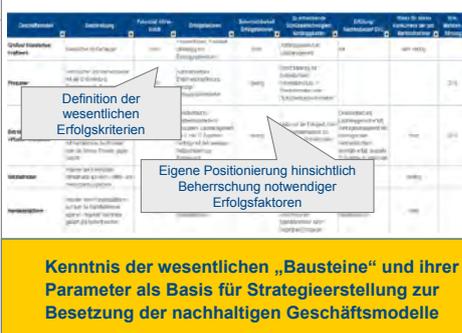
Lade- & Energiemanagement

Beispiel Geschäftsmodell

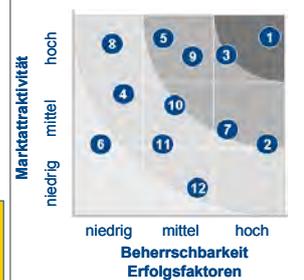


Arthur D. Little Future Grid Bauplan

Illustrativer Auszug



Geschäftsmodell-Portfolio



Grundlagenstudie

Demand response potential in the Austrian industrial and commercial sector

Der steigende Anteil von Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen erfordert Maßnahmen zum Ausgleich von technologiebedingten Produktionsschwankungen. Verbraucherseitige Maßnahmen, speziell Demand Response Lösungen, können einen wesentlichen Beitrag zur Systemintegration leisten und sind zugleich Ersatz für elektrische Speicherkapazität. Dieses Projekt fokussiert auf die Sektoren Industrie und Gewerbe, da aufgrund hoher Energieeinsätze und verhältnismäßig geringer Implementierungskosten besonders hohe Umsetzungspotenziale zu erwarten sind.

ALLPLAN

- Die Umweltmanager -

DI Sascha Polak
sascha.polak@allplan.at
www.allplan.at

new energy

CAPITAL INVEST

DI Robert Hinterberger
robert.hinterberger@energyinvest.at
www.energyinvest.at

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven Netzintegration dezentraler Verbraucher- und Erzeugeranlagen

Synopsis

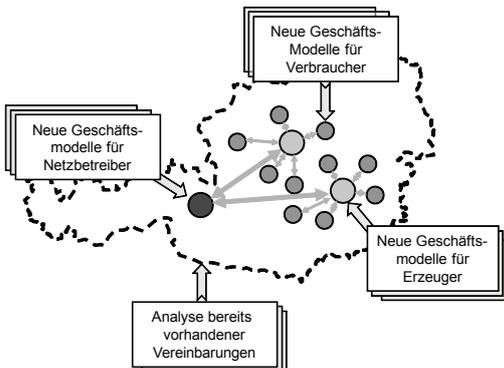
Konzeption ökonomisch und technisch sinnvoller Geschäftsmodelle für Netzbetreiber, Erzeuger sowie Endverbraucher, die potenzielle Chancen haben, langfristig bis 2050 (aufbauend auf die Stützjahre 2015 und 2020) im aktiven Verteilnetzbetrieb in Österreich zum Einsatz zu kommen; Aufzeigen der Möglichkeiten gesellschaftlich optimaler Netzintegration dezentraler Erzeuger- und Verbraucheranlagen und der e zienten Bereitstellung verbrauchernaher Energiedienstleistungen.

Projektziele

Der sich abzeichnende Strukturwandel des österreichischen Energiesystems in Richtung verstärkter Dezentralität wird vor allem die Anforderungen an den Verteilnetzbetrieb signi - kant erhöhen. Notwendige E ziensteigerungen können unter anderem durch die netzorientierte Systemintegration von Erzeugern und Verbrauchern erreicht werden. Dieses Optimierungskalkül erfordert jedoch die Neukonzeption von geeigneten Geschäftsmodellen, die die Regeln (z.B. Verträge, Zahlungen) eines aktiven Netzbetriebes für alle Teilnehmer (Netzbetreiber, Erzeuger, Verbraucher) festlegen. Im Sinne einer strategischen Positionierung in Richtung dezentraler Erzeugung stellt sich daher die Frage, welche Lösungen im Netz-, Anlagen- und Verbraucherbetrieb langfristig technisch sinnvoll und wirtschaftlich realisierbar sind, sowie Chancen haben, in Demonstrationsgebieten erprobt zu werden.

Die zentralen Fragestellungen dieses Projektes lauten daher:

- Welche technischen Netzbetriebslösungen haben zukünftig das Potenzial, eine enge Kooperation zwischen Verteilnetzbetreibern, Erzeugern und Verbrauchern zu ermöglichen?
- Welche Auswirkungen haben innovative Geschäftsmodelle auf die einzelnen Akteure, um einen aktiven Netzbetrieb im Kontext von Smart Grids zu ermöglichen?

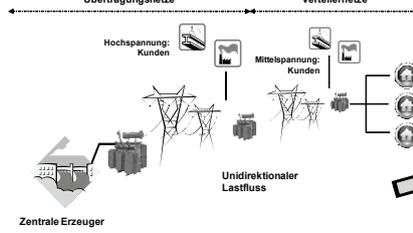


Identifikation des Portfolios an bestehenden und neuen Geschäftsmodellen für den aktiven Verteilnetzbetrieb

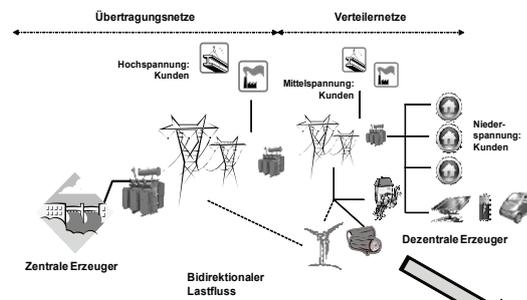
Das Projekt erarbeitete auf Basis der Ergebnisse vorgesehener Geschäftsmodellworkshops Lösungspfade, in denen dynamisch dargestellt wird, welche Geschäftsmodelle für welche Netzbetriebslösungen geeignet sind. Die Auswirkungen in Österreich bis 2050 wurden für verschiedene Akteure auf gesamtökonomischer Basis (Bilanzen von Einnahmen und Ausgaben) unter dem Aspekt der Pareto Optimalität bewertet.

Methode und Projektergebnisse

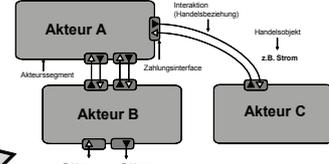
1.) Historische Netzentwicklung



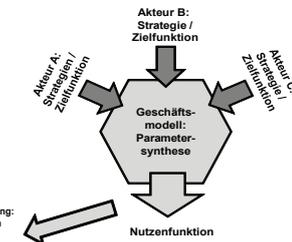
4.) Aktive Verteilnetze der Zukunft mit neuen Geschäftsmodellen



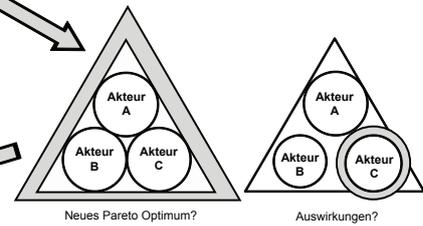
2.) Akteursinteraktionen



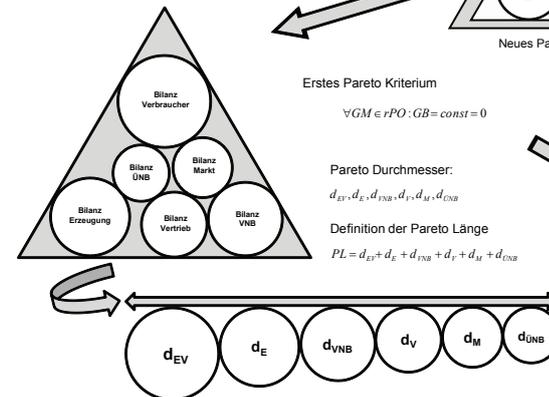
3.) Akteursziel-funktionen



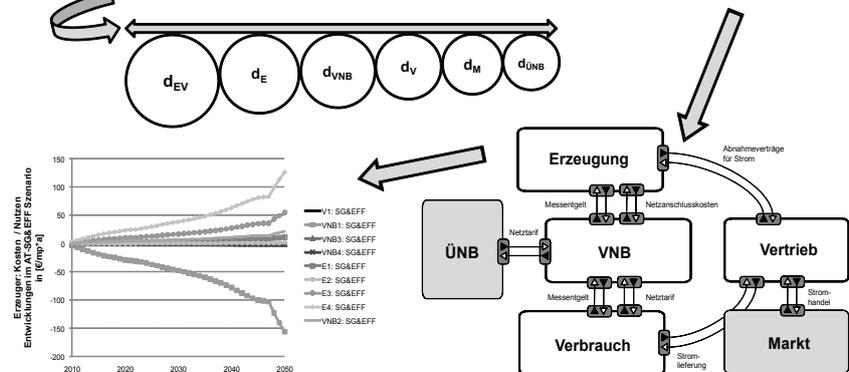
5.) Auswirkungen von Geschäftsmodellen - Das Pareto Optimum



6.) De nition von Pareto Kriterien zur Geschäftsmodellbewertung



7.) Mögliche Kosten- / Nutzenentwicklungen für österreichische Akteure



Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms "ENERGIE DER ZUKUNFT" durchgeführt.

Smart Grids Modellregion Salzburg Pilotprojekt: Brennstoffzellenheizgerät

DI (FH) Daniel Reiter, Salzburg AG, daniel.reiter@salzburg-ag.at

Eckdaten

- Pilotprojekt zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung mittels eines Brennstoffzellenheizgerätes
- Erstes österreichisches Brennstoffzellenheizgerät in einer Wohnhausanlage
- Laufzeit: Oktober 2004-Dezember 2006
- Projektpartner
 - Salzburg AG: Projektleitung und Projektkoordination
 - Salzburg Wohnbau: Objektbereitstellung und Objektverwaltung
 - Vaillant: Lieferant Brennstoffzellenheizgerät

Projektbeschreibung

Versorgtes Objekt

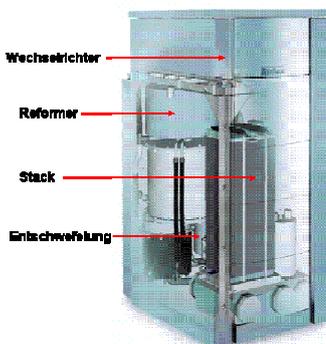
- Wohnhaus Stabauergasse 2, 5020 Salzburg
- 17 Wohneinheiten, 2-4 Zimmer, Miete
- 1.100 m² Nutzfläche, Energiekennzahl 46 kWh/(m²*a)



Die versorgte Wohnhausanlage

Heizungsanlage

- Vaillant Erdgas-Brennstoffzellenheizgerät zur Grundlastabdeckung für Strom und Wärme
 - 1,5 kW - 4,6 kW elektrisch
 - 3,0 kW - 9,1 kW thermisch
- 80 kW Erdgas-Brennwertkessel zur Wärme-Spitzenlastabdeckung und als Ausfallreserve
- 5.000 Liter Pufferspeicher zur Anlagenoptimierung

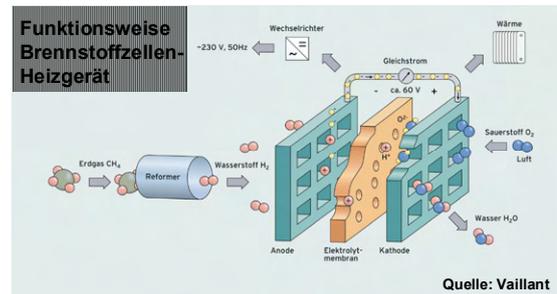


Aufbau Brennstoffzellenheizgerät



Innenansicht Energiezentrale

Funktionsprinzip



Quelle: Vaillant

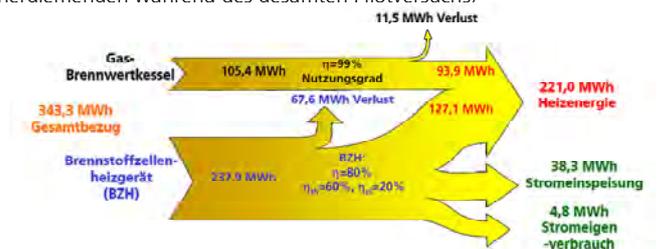
- Erdgas wird im Reformer in wasserstoffreiches Gas umgewandelt ($\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO} + 3 \text{H}_2$)
- Im Brennstoffzellen-Stapel wird es befeuchtet. In einer chemischen Reaktion mit dem Luftsauerstoff entsteht elektrische Energie und Wärme
- Der Wechselrichter wandelt den Gleichstrom in Wechselstrom um und speist ihn in die Hausanlage ein.

Ergebnisse

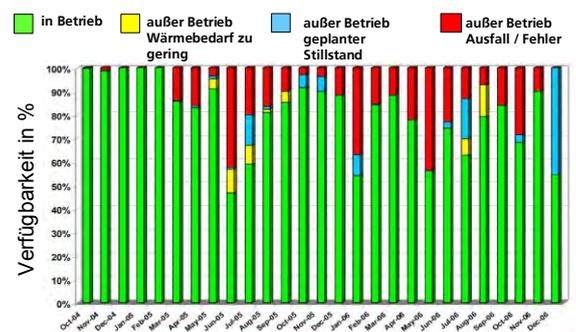
- **90 % Verfügbarkeit** des Brennstoffzellenheizgerätes
- Abdeckung von ca. **60 % des Wärmebedarfs** und ca. **36 % des Strombedarfs** durch das Brennstoffzellenheizgerät
- Bester Brennstoffzellenstapel der insgesamt 36 Pilotanlagen mit **8.200 Betriebsstunden pro Jahr** durch geeignete Objektauswahl und optimales Anlagenkonzept
- **CO₂-Emissionsreduktion um ca. 20%**
- **Keine Beeinträchtigung** der Wärmeversorgung und der Mieter durch die neue Technologie
- ➔ **Erforderliche Weiterentwicklung:** Erhöhung Standzeiten Hauptkomponenten, Verringerung Kosten

Energieflussbild Gesamtanlage (BZ-Heizgerät + Erdgaskessel)

(Energiemengen während des gesamten Pilotversuchs)



Verfügbarkeit der Pilotanlage je Monat



Smart Grids Modellregion Salzburg

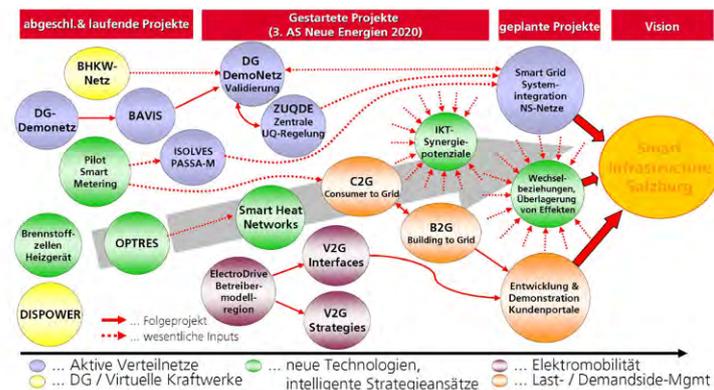
DI (FH) Daniel Reiter, Salzburg AG, daniel.reiter@salzburg-ag.at

Allgemeines

- Programm aus innovativen Smart Grid **Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten**
- **Interdisziplinäres Konsortium** aus Energiewirtschaft, Forschung, Industrie und Wohnbau
- **Vision: Smart Infrastructure für Salzburg** = komfortable, intelligente, ressourcenschonende und integrierte Infrastruktur
- **Programm-Management** als übergeordnete Ebene über den Einzelprojekten der Modellregion:
 - Ausrichtung der Einzelprojekte auf die übergeordnete Vision und Zielsetzung der Modellregion sicherstellen
 - Nutzung der Wechselwirkungen und Synergien zwischen den Projekten

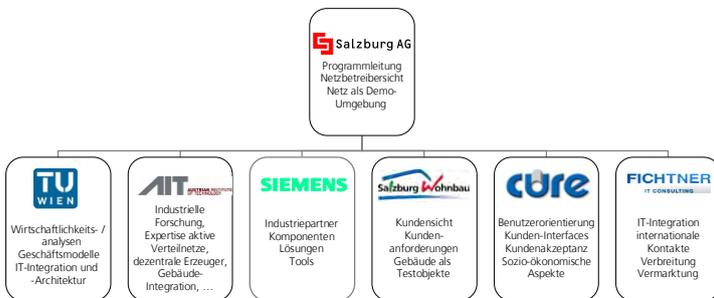
Big Picture

Einzelprojekte und deren Zusammenwirken

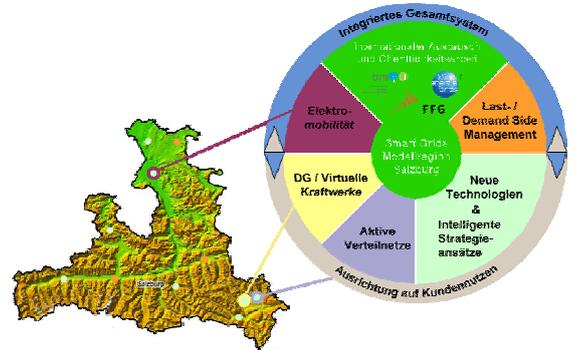


- Farben: Unterschiedliche Smart Grid Themenfelder wie „aktiver Verteilnetzbetrieb“, „Demandside-Management“ und „Netzintegration Elektro-Mobilität“
- Pfeile: Wechselseitige Abhängigkeit und Zusammenarbeit
- ➔ **Details zu den einzelnen Projekten: siehe ausgestellte Posters der Einzelprojekte**

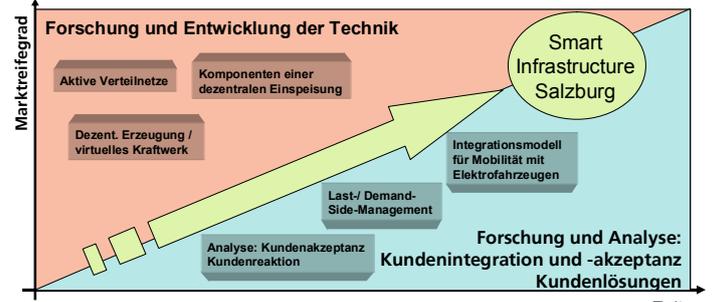
Das Konsortium



Die Schwerpunkte



- **Zusammenführung der Fragestellungen** aus den einzelnen Teilprojekten in der Modellregion
- **Überlagerung der Effekte:** Synergien, Abhängigkeiten und Wechselbeziehungen
- Umsetzung des integrierten Gesamtsystems in realen Netzbereichen mit **aktuellen Problemstellungen und Kundenwünschen**
- Umsetzung von **Leuchtturm-Projekten / Anlagen**, wo möglichst viele Anwendungen als Gesamtheit ersichtlich werden



- Neben der Entwicklung und Demonstration der Technik spielt die Forschung und Analyse im Bereich **Kundenintegration und -akzeptanz** eine zentrale Rolle.

Die Vision

... von der Einzelbetrachtung zum integrierten Gesamtsystem



Mehrere Projekte der Smart Grids Modellregion Salzburg werden aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.



SMART GRIDS
Modellregion Salzburg



TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN
Vienna University of Technology



Mikro-KWK

Langfristige Szenarien der gesamtwirtschaftlich optimalen Integration von Mikro-KWK-Anlagen in das österreichische Energiesystem

Synopsis

Die Beschreibung der möglichen Einsatzbereiche der Mikro-KWK Anlagen (1 kW_{el} bis 50 kW_{el}) in Österreich, inklusive der Entwicklung deren Wärmebedarfs bis 2050, bietet die Darstellung des Potentials der Mikro-KWK Technologien in Österreich. Die Systemintegration der Mikro-KWK Technologien kann aus wirtschaftlicher oder energetischer Sicht erfolgen, wobei die hier erwähnten Auslegungsformen unter unterschiedlichen Aspekten verglichen werden.

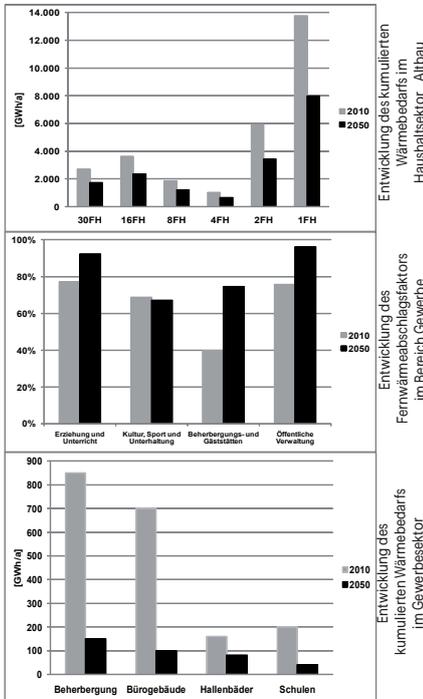
Entwicklung des Wärmebedarfs

Die Entwicklung des kumulierten Wärmebedarfs im Haushaltsektor ergibt sich aus der Entwicklung des Gebäudebestands, inklusive Verringerung des Wärmebedarfs der Haushalte bis 2050, die in 12 verschiedenen Bauperioden unterteilt worden sind. Die Ermittlung des Potentials im Haushaltsektor bezieht sich auf Gebäude, die ein zentrales Wärmeversorgungssystem aufweisen. Die Durchdringung des Fernwärmenetzes verringert die Anzahl der potentiellen Gebäude, die für Mikro-KWK Technologien in Frage kämen. Ausgehend von einer Durchdringung von 20 % im Jahr 2010 wird sich diese auf einen Wert von rund 26 % im Jahr 2050 erhöhen.

Die methodische Vorgehensweise bei der Berechnung des Potentials der Mikro-KWK Technologien im Gewerbesektor, kann wie folgt beschrieben werden:

- Untersuchung des Wärmeverhaltens anhand geeigneter Wärmelastprofile
- Identifizierung der geeigneten Einsatzbereiche für Mikro-KWK Anlagen
- Entwicklung des Wärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasser
- Entwicklung des Gebäudebestands bis 2050 anhand der statistischen Daten

Die Definition eines Fernwärmeabschlagfaktors beschreibt die Durchdringung des Fernwärmenetzes von 2010 bis 2050 im Gewerbesektor.

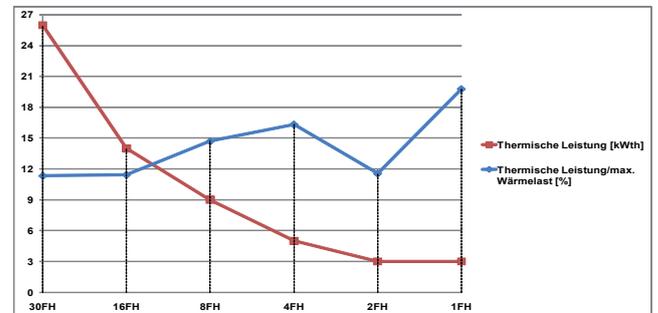


Mit der Auswahl der Mikro-KWK Anlagen und der Festlegung der Speichereigenschaften wird die Wärmeversorgung des Kunden mit einem vorhandenen dualen System simuliert. Die Simulation des Betriebs erfolgt für unterschiedliche Anlagen-Größen inklusive Variation des Speichervolumens. Die Simulationsergebnisse können mit folgenden Parametern beschrieben werden:

- Thermischer und elektrischer Deckungsgrad der Mikro-KWK Anlage und des Spitzenlastkessels,
- Stromüberschussmenge,
- Volllastbetriebsstunden der Mikro-KWK Anlage und des Spitzenlastkessels
- Wärme- und Stromerzeugungslinie der Mikro-KWK Anlage und
- Wärmeerzeugungslinie des Spitzenlastkessels.

Wirtschaftliche Auslegung der Mikro-KWK Anlagen

Die Auslegung einer Mikro-KWK Anlage wird mit dem Verhältnis zwischen thermischer Leistung der Mikro-KWK Anlage und maximaler Wärmelast des zu versorgenden Objekts beschrieben. Für verschiedenen Haushaltskategorien aus der Bauperiode vor 1919 liegt dieses Verhältnis in einem Intervall von 11 bis 20 %.



Wirtschaftliche Auslegung der Mikro-KWK Anlage für die Bauperiode vor 1919

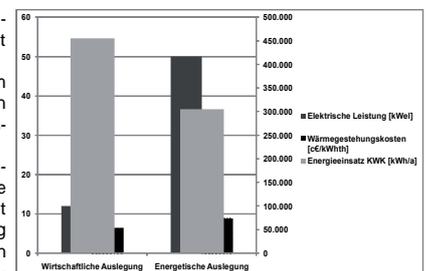
Energetische Auslegung der Mikro-KWK Anlagen

Das Ziel der energetischen Auslegung liegt darin die Wärmeversorgung des Kunden, mittels eines dualen Systems, mit dem geringsten Energieaufwand sicher zustellen. Die Berechnung des Energieaufwands für das duale System wird unterteilt in

- Energieaufwand für die Erzeugung der Wärme aus Mikro-KWK Anlage und Spitzenlastkessels, inklusive kumulierten Energieaufwand für die Herstellung der Mikro-KWK Anlage und des Speichers, bezogen auf die Lebensdauer der jeweiligen Anlagen und
- der Bewertung des Stroms (Bewertung, die derzeitigen Grenzkraftwerktechnologien aus dem mitteleuropäischen Markt (Gaskraftwerke für die Peak Zeiten, Braun- und Steinkohlekraftwerke für die Off-Peak Zeiten)).

Vergleich der Auslegungsformen (30FH, Bauperiode vor 1919)

Die Leistung der energetischen Auslegung orientiert sich nach der maximalen Anlageleistung, die in einem Objekt installiert werden kann. Die Wärmegestehungskosten erhöhen sich bis auf 37 % im Vergleich zur wirtschaftlichen Auslegung. Die energetische Auslegung führt zur Energieeinsparung von rund 33 % im Vergleich zur wirtschaftlichen Auslegung.

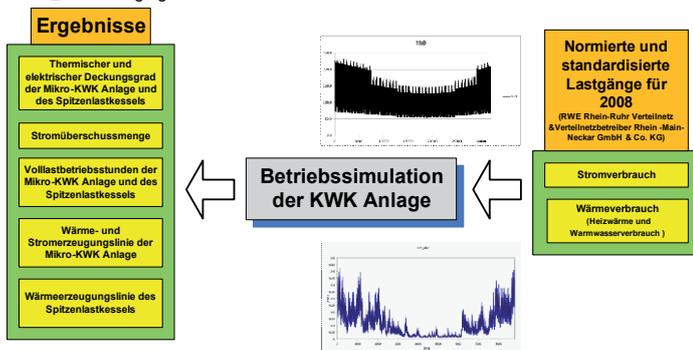


Schlussfolgerung

- Basierend auf der Entwicklung des Wärmebedarfs im Haushaltsektor bis 2050, können die Mikro-KWK Anlagen in allen Haushaltskategorien eingesetzt werden. (Ausnahme: Einfamilienhäuser der Bauperioden ab 2041)
- Die Anzahl der einsetzbaren Mikro-KWK Anlagen in einem Objekt verringern sich mit dem Rückgang des Bedarfs. Deshalb wird es in diesem Fall eine Annäherung zwischen den Auslegungsformen - wirtschaftlich und energetisch - geben.

Simulationstool

Die Beschaffung einer fundierten Datengrundlage für die wirtschaftliche und energetische Auslegung der Mikro-KWK Anlagen wird mit Simulation des wärmegeführten Betriebs der Mikro-KWK Anlage gewährleistet.



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms "ENERGIE DER ZUKUNFT" durchgeführt.

Kontakt und Projektkoordination: Rusbeh Rezanja

Website: www.eeg.tuwien.ac.at; Email: rezania@eeg.tuwien.ac.at

Konzeption von Vehicle to Grid bezogenen Entwicklungsstrategien für österreichische Entscheidungsträger

V2G- Strategien

Rusbeh Rezania,

Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gusshausstraße 25-29/373-2, Tel: +43-1-5880137375

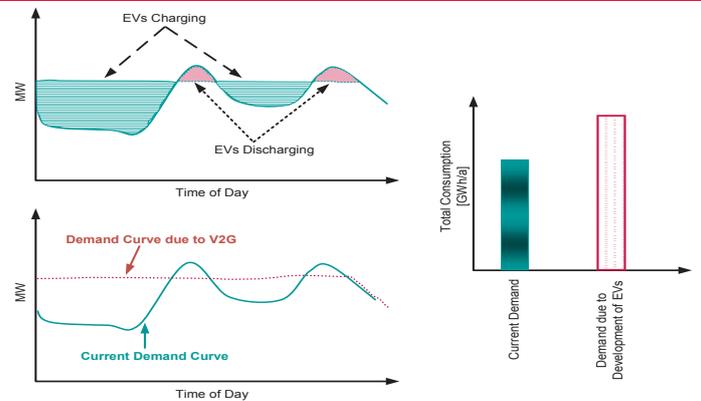
Email: rezania@eeg.tuwien.ac.at, Web: <http://eeg.tuwien.ac.at>

Zentrale Fragestellungen

Technische, ökonomische und ökologische Folgen für das österreichische Energiesystem aufgrund der Elektromobilität durchdringung

1. Welche Einflussparameter können die Durchdringung von EVs (Elektrofahrzeuge) erleichtern?
2. Der Einfluss der Elektromobilitätspenetration auf elektrischen Netze (Mittel- und Niederspannungsnetze)?
3. Optimierung der Systemintegration und des Zusammenspiels zwischen Marktteilnehmer (innovative Geschäftsmodelle).
4. Konkrete Leitfäden für die Marktteilnehmer und Aktionspläne für die Entscheidungsträger in Österreich.

Methodik

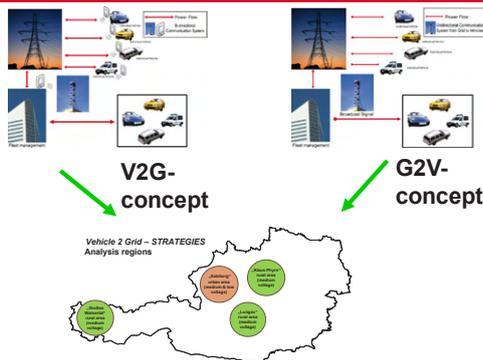


Es werden im Zusammenhang mit den Konzepten G2V und V2G Lade- und Entladestrategien entwickelt, die sich aus Eigenschaften des Netzes wie Netzkapazität, Erzeugungsstruktur, Fahrverhalten der Anwender, Ladeinfrastruktur und Batterieeigenschaften ergeben.

Die Realisierung der ermittelten Lade- und Entladestrategien erfolgt mit innovativen Geschäftsmodellen unter Berücksichtigung aller betroffenen Marktteilnehmer.

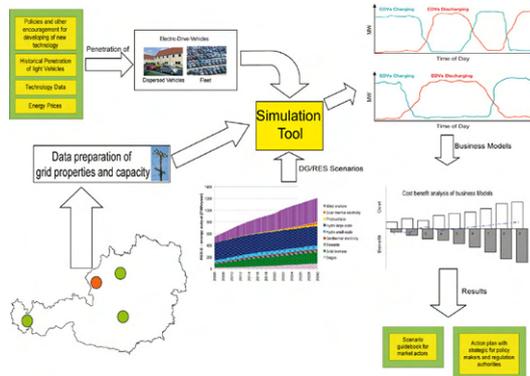
Die Analyse der innovativen Geschäftsmodelle stellt eine fundierte Grundlage zur Realisierung von konkreten Leitfäden für Marktteilnehmer dar.

Methodik



Das Projekt V2G-Strategien beschäftigt sich mit der Auswirkung der E-Mobilität durchdringung unter 2 Aspekten (Grid 2 Vehicle und Vehicle 2 Grid) auf 4 unterschiedlichen Netzabschnitten im Mittel- und Niederspannungsnetz.

Die Studie stellt mittels eines Simulationstools die Auswirkung von Durchdringung der E-Mobilität und zukünftige DG/RES Entwicklungen auf die ausgewählten Regionen dar.



Angestrebte Ergebnisse

1. Szenarien zur Entwicklung der Elektromobilität in einer städtischen und drei unterschiedlichen ländlichen Regionen.
2. Lade- und Entladestrategien in Abhängigkeit von Verkehrsverhalten, Netzeigenschaften, Ladeinfrastruktur und Stromerzeugermix.
3. Technologiefolgeabschätzungen basierend auf Lastflussanalysen im Zusammenhang mit den Konzepten G2V und V2G.
4. Kosten/Nutzen Analyse unterschiedlicher Geschäftsmodelle in Anlehnung an Effizienzsteigerungen, sowie die Auswirkung auf Stromverbrauch bzw. dessen Erzeugung.
5. Erstellen eines konkreten Leitfadens für betroffene Marktteilnehmer (Maßnahmen zur Realisierung der Konzepte G2V und V2G).
6. Zwei Pressekonferenzen und internationale Workshops zur Ergebnispräsentation und -diskussion.



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.



SMART GRIDS
Modellregion Salzburg

Salzburg Netz



TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN
Vienna University of Technology



Smart Grids Modellregion Salzburg

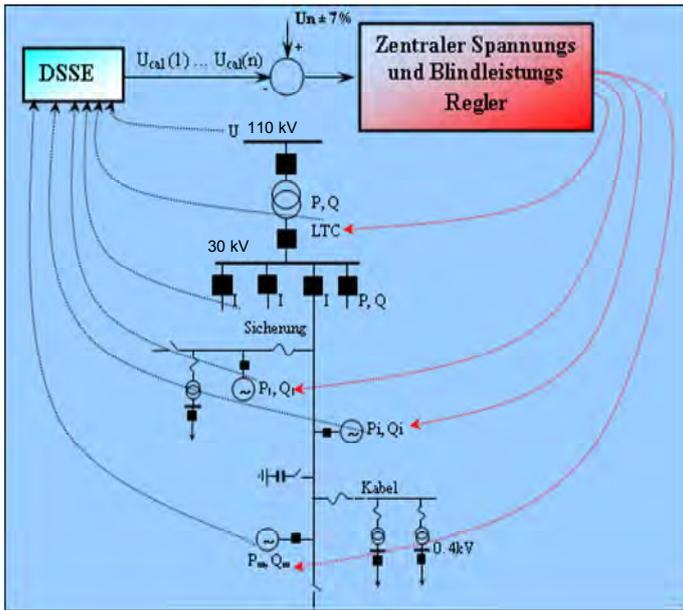
Projekt ZUQDE – Zentrale Spannungs-(U)- / Blindleistungs-(Q)-Regelung für Dezentrale Erzeuger

Dipl.-Ing. Thomas Rieder, MBA, Salzburg Netz GmbH
Dipl.-Ing. Dr. Albana Ilo, Siemens AG Österreich

Problemstellung

- Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen müssen (vor allem auch bei steigendem Anteil der erneuerbaren Energien) **kostengünstige und „intelligente“ Lösungen** gefunden werden, die den Netzbetrieb innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen sicherstellen.
- Derzeit muss der Kraftwerksbetreiber bis zum techn. geeigneten Anschlusspunkt eine oftmals teure Anschlussleitung errichten, was in vielen Fällen die Wirtschaftlichkeit von Projekten in Frage stellt

Zielsetzung



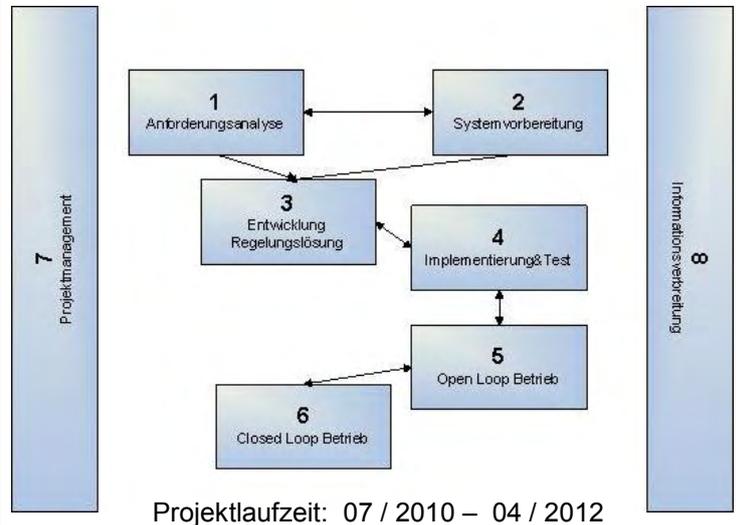
Zielfunktionen:

- Verhindern von Grenzwertverletzungen
- Minimierung Leistungsbedarf
- Verlustminimierung
- Maximierung der erzeugten Blindleistung
- Umsatz maximieren

Grundlegende Aufgaben:

- Verbesserung der Zuverlässigkeit und Qualität
 - Kostenbeeinflussung
- durch
- Steuerung von Transformatoren, Erzeuger, Lasten, etc.

Methodik



Angestrebte Ergebnisse

- Zentrale Spannungs-/ Blindleistungsoptimierung und ~regelung über das bestehende Prozessrechnersystem
- Optimierung jedes Netzknotens im MS-Netz (Spannungshaltung, Blindleistungs-Mgmt, Verlustminimierung)
- Optimierung inklusive übergeordnetes 110-kV-Netz bzw. untergeordnetes Niederspannungsnetz
- Die **prototypische Entwicklung** wird mit einem Closed-Loop-Betrieb im **Testnetz Lungau (Land Salzburg)** demonstriert und abgeschlossen
- Vergleich mit dem Ansatz von DG Demonetz



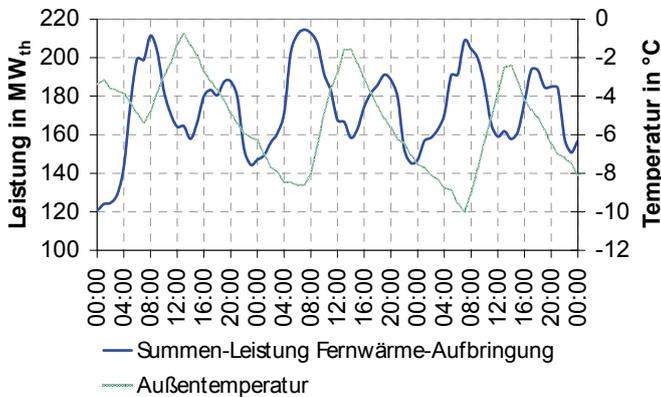
Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Smart Grids Modellregion Salzburg Smart Heat Networks

Ralf-R. Schmidt, AIT - Austrian Institute of Technology, Ralf.Schmidt@ait.ac.at
Daniel Reiter, Salzburg AG, Daniel.Reiter@salzburg-ag.at

Problemstellung

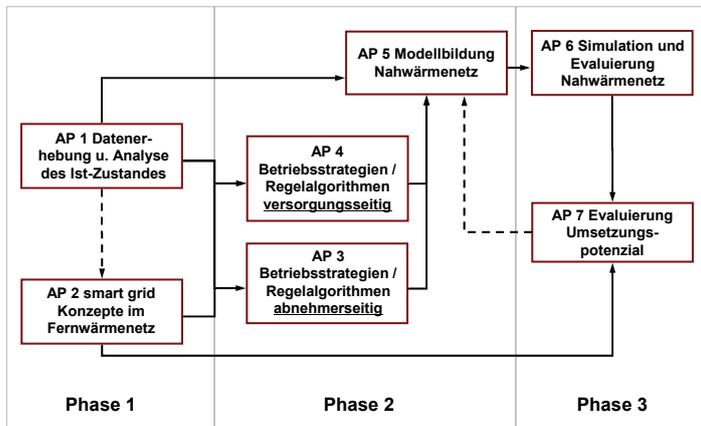
- Ein wesentliches Problemfeld für den Betrieb von Fernwärmenetzen stellen starke **tageszeitliche Schwankungen** der Wärmelast dar.



- Zur Abdeckung dieser Lastspitzen werden i.d.R. **fossil befeuerte Spitzenlasterzeuger** eingesetzt, die **hohe spezifischen CO₂-Emissionen** aufweisen.

Methodik

- Situation und Potentiale:** Analyse typischer Lastprofile, Auswahl eines repräsentativen Nahwärmenetzes (AP1). Übertragung von Maßnahmen von Smart Grid Konzepten aus dem Strombereich auf Fernwärmenetze (AP2)



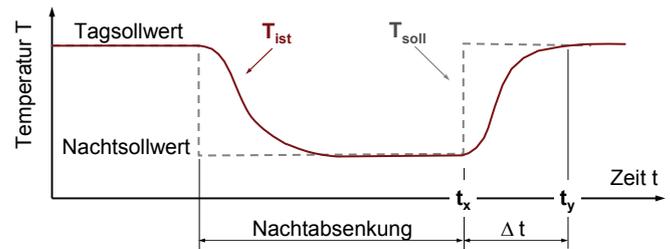
- Auswahl sinnvoller Maßnahmen und Modellbildung:** Analyse und mathematische Modellierung der Betriebsstrategien und Regelalgorithmen aus AP2 (AP3, AP4) und Modellbildung des Nahwärmenetzes (AP5) in der Simulationsumgebung Dymola.
- Simulation und Evaluierung:** Simulation unterschiedlicher Betriebsstrategien, ökonomische und ökologische Bewertung (AP6). Überprüfung des Umsetzungspotentials ausgewählter Maßnahmen (AP7)

Zielsetzung

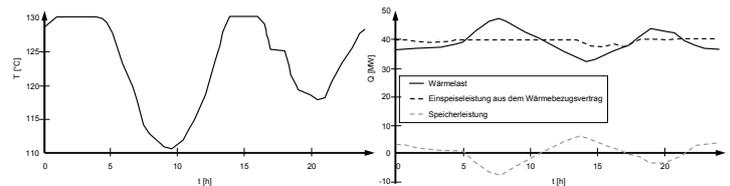
- Ziel dieses Projektes ist es, die **Übertragbarkeit von Smart Grid Ansätzen** aus dem Strombereich in Nah- und Fernwärmenetze mittels **dynamischer Netzsimulation** und Modellrechnungen zu überprüfen und deren Machbarkeit abzuschätzen.
- Weiters sollen gezielt **intelligente Betriebsstrategien und Regelalgorithmen** auf Seiten der Versorger und der Abnehmer zur Reduktion von Lastspitzen entwickelt und mittels Simulation evaluiert werden.
- Durch die **Reduktion von Lastspitzen** kann die **Gesamteffizienz** der Fernwärmeversorgung gesteigert, der Einsatz von fossil befeuerten Spitzenlastkesseln weitgehend minimiert und damit **CO₂ eingespart** werden

Mögliche Betriebsstrategien

- Beispiel für **abnehmerseitige Maßnahmen**: Berücksichtigung des Zeitpunkts des Wärmebedarfs der Abnehmer t_y und der thermischen Eigenschaften des Gebäudes Δt , Anpassung des Schaltzeitpunktes t_x zur Spitzenlastminderung



- Beispiel für **versorgungsseitige Maßnahmen**: Regelung der Vorlauftemperatur zur Kompensation von Spitzenlasten, Nutzung der Speicherefähigkeit des Fernwärmenetzes



Variation der Vorlauftemperatur → variierende Speicherleistung FW Netz bei konstanter Einspeiseleistung

Quelle: Tröster, S.: „Zur Betriebsoptimierung in Kraft-Wärme-Kopplungssystemen unter Berücksichtigung der Speicherefähigkeit des Fernwärmenetzes“, Fraunhofer UMSICHT-Schriftenreihe Band 18, 2000

Eckdaten

- Projektteam
 - AIT – Austrian Institute of Technology
 - Salzburg AG
- Projektstart: März 2010
- Projektabschluss: Dezember 2012
- Status: Phase 1 gestartet



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Problem Statement

Energy consumption in **the home context** is mostly **invisible** for end-users. **Feedback** about energy use is crucial for **influencing consumption behaviour**. Therefore it is important to make energy-consumption **observable** to the end-user and **visualize the consequences** of different behaviour. Feedback is typically (in Austria) provided **only one time per year** by the traditional bill, which is **not sufficient** to develop **responsible energy behaviour patterns and attitudes**. Therefore Consumer-2Grid focuses on the following question:

What is the best way to inform users on their energy consumption?



Objectives

Within Consumer2Grid the aim is to:

- Detect **how information about potential energy savings is best presented** to the consumer in order to reduce energy consumption in the smart-grid.
- Make clear **if, when and what** kind of feedback occupants need considering a **socio-demographic and cultural background**.
- Understand effects of and requirements for **consumer-driven demand management**.
- **Enhance awareness** for energy consumption and efficiency.
- **Research how behaviour can be changed** with the help of feedback towards an energy-efficient lifestyle.
- **Compare different forms of feedback methods** in a long-term trial in a realistic setting.

Method

To meet the Objectives Consumer2Grid uses the following methodology with a strong focus on involvement of the end-users.

- **Smart meters will be installed** in about 200 selected households in Salzburg (Salzburg AG, Salzburg Wohnbau) and users will get feedback about their energy consumption by different methods.
- **Implement energy-feedback methods** (TU-Wien ICT, AIT): Web and mobile-based systems will be used to feed back information from a smart meter system to the end-users.
- Those methods will be **compared in a long-term study** covering one year focusing on user-friendliness, usability and acceptance (CURE). Within this method it is possible to evaluate long-term effects regarding behavioural change and awareness.
- To personalize feedback a **taxonomy of user groups** including socio-demographical, cultural and behavioural data will be identified, based on empirical qualitative research methods (CURE).

Expected Results

Consumer2Grid will result in:

Taxonomy of user groups based on socio-demographical, cultural and behavioural data

Optimized implementations of methods for feedback on energy consumption

Knowledge on **long-term effects** of feedback based on smart metering

Identification of the **most resource-effective feedback method** in different contexts

A model with (latent) **variables influencing energy-related behaviour**



This project is funded by the „Klima- und Energiefonds“ and is part of the programme „NEUE ENERGIEN 2020“.



SMART GRIDS
Modellregion Salzburg



Salzburg AG



AUSTRIAN INSTITUTE
OF TECHNOLOGY



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology



center for usability research & engineering



Salzburg Wohnbau

BTC Smart Grids

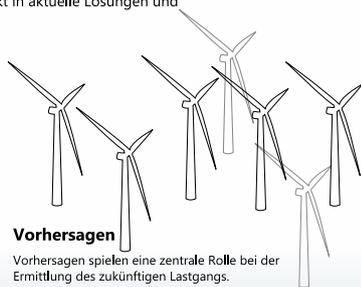
Bausteine für Anwendungen von morgen

"Unsere (IKT-) Lösungen tragen mit dazu bei, dass regenerative Energien einen bedeutenden Anteil am Energiemix der Zukunft haben werden."

Zukunftsweisende Konzepte für die Energieversorgung der Zukunft

Forschungs- und Entwicklungsprojekte in allen Wertschöpfungsbereichen

Entwicklung von Premiumprodukten
Die Forschungsergebnisse fließen direkt in aktuelle Lösungen und Produkte für unsere Kunden ein.



Vorhersagen

Vorhersagen spielen eine zentrale Rolle bei der Ermittlung des zukünftigen Lastgangs. Basis bildet die Integration von externen Vorhersagen. In Teilen, wie z.B. der Verbrauchlastvorhersage, werden aber auch eigene Algorithmen entwickelt, um ein möglichst optimales Ergebnis zu erhalten.

Trafoüberlastungsvorhersage (TÜV)

- Systematisch durch Prognosen in die Zukunft schauen
 - Ersetzen von reaktiver Netzfürung durch proaktives Verhalten
 - Unterstützung des Betriebspersonals bei zukünftigen Einspeiseszenarien
- TÜV minimiert die Unsicherheit und das Risiko bei der Netzfürung durch Schaffung einer zeitlichen Reserve von >=24 Stunden zum Eingriff bevor etwas passiert.

TÜV wird realisiert im Auftrag der 



2D/3D Geoinformationssysteme

Interaktive GIS-Darstellungen ermöglichen die Visualisierung standortbezogener Daten in Echtzeit. Neben 2D-Darstellungen lassen sich virtuelle Welten dreidimensional anzeigen.



Virtual Power Plants (VPP)

VPP stellt Abstraktion eines Großkraftwerks dar, um

- Skaleneffekte zu erzielen
- Größenanforderungen gerecht zu werden
- Ausfallrisiko zu managen
- Flexibilitäten zu bündeln
- Kleine Kraftwerke bzw. Anlagen in den Strommarkt zu integrieren



Geschäftsprozesse für VPP

Neben der eigentlichen Abstraktion werden auch verschiedene Geschäftsmodelle unterstützt:

- Auktionen auf Großhandelsmärkten
- Teilnahme am Regelenergiemarkt
- Veredelung erneuerbarer Energien



Moderne Oberflächen

Alle Produkte sind mit modernen Oberflächen ausgestattet, die sich nahtlos in Windows integrieren. So ist z.B. ein einfacher Datenaustausch per Drag'n'Drop mit MS Office möglich.



PVStore - Stabilisierung von Niederspannungsnetzen mittels PV und Vanadium Redox Flow Speichersystemen

¹Stifter, M.; ¹Kathan, J.; ¹Mayr, Ch.; ²Greger, D.; ²Kimla, Ch.; ³Schidler, S.; ⁴Rimpler, G.; ⁵Clarke, M.

Matthias.Stifter@ait.ac.at

¹AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Energy Department, Electric Energy Systems, Giefinggasse 2, Vienna, Austria.
²SIBLIK Electric Ges.m.b.H&Co.KG, Murbangasse 6, Vienna, Austria
³FH-Technikum Wien, Institut für Erneuerbare Energie, Standort ENERGYbase, Giefinggasse 6, Vienna, Austria
⁴Energenium Renewable Energy Business Development Consulting, Teichstrasse 43, 4523 Neuzug, Austria
⁵TU Vienna – Institute of Energy Systems and Thermodynamics, Getreidemarkt 9/302, Vienna, Austria

EINLEITUNG

Durch die Kombination dezentraler elektrischer Energiespeicher mit Photovoltaik-Anlagen (PV) können die Auswirkungen auf den Verteilnetzbetrieb nicht nur reduziert, sondern auch positiv in Richtung Unterstützung und Zuverlässigkeit beeinflusst werden. Der Einsatz der Vanadium Redox Flow Batterie (VRB) muss hierzu neben der technischen Eignung vor allem nachhaltig – umweltverträglich, sozialverträglich und wirtschaftlich sein.

SYSTEMBETRACHTUNG

- Technologie
- Nachhaltigkeit
- Wirtschaftlichkeit

METHODE

Untersuchung der Betriebsstrategien: **Spitzenlastglättung, Rückspeisung, Deckung des Eigenbedarfs** und Inselbetrieb. Diese wurden simuliert und mit den Messungen eines Testsystems verglichen.

Vergleich des Einsatzes einer VRB mit dem Status Quo vergleichbarer Systeme entlang der **gesamten Wertschöpfungskette**: Die Voraussetzungen für Nachhaltigkeit – sozioökonomische wie ökologische – wurden in einem **Kriterienkatalog** zusammengeführt. Die Berechnung der CO₂ Äquivalente erfolgte mittels GEMIS.

Untersuchung der **ökonomischen Verwertbarkeit** der vier Betriebsstrategien des Anlagentyps: Speicherung des PV Stromes für Eigenverbrauch, Ausgleich von Stromspitzen und damit Hochpreiszeiten (für Betriebe), Lieferung von Ausgleichsenergie an den Energieversorger, Autarkie für den Endverbraucher.

ERGEBNISSE

Aufgrund hoher Zyklenfestigkeit, guter Tiefentladeigenschaften, geringer Selbstentladung und direkter Messung des Ladezustands (SOC) **eignet sich die VRB** besonders für die untersuchten Betriebsstrategien.

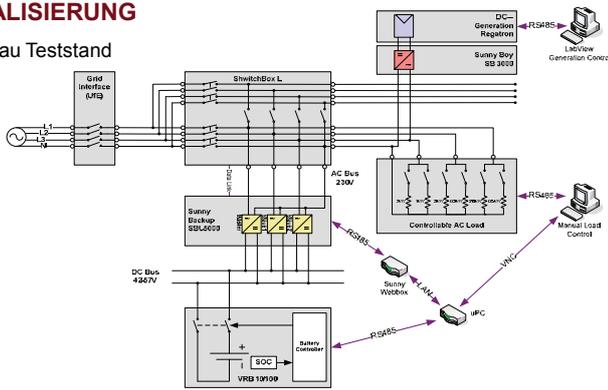
Die Simulation ermöglicht die Untersuchung und Optimierung der **Dimensionierung** und des **Verhaltens der Betriebsstrategien**.

In vielen Bereichen, wie Emissionen im Betrieb, Arbeitsplatzfragen, oder technischer Sicherheit, kann ein **positiver Beitrag** zu nachhaltiger Entwicklung geleistet werden. Optimierungspotenziale bestehen im Bereich des Recyclings oder der Partizipation.

System derzeit nicht wirtschaftlich. Existierende **Rahmenbedingungen sind Einschränkungen**, wie Fehlen von dynamischen Tarifen für Einspeisung und Bezug, oder geringe Preisspreizungen.

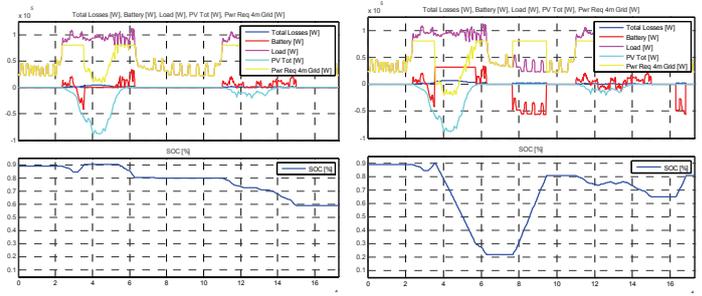
REALISIERUNG

Aufbau Teststand



SIMULATION

Beispiel für Spitzenlastglättung, Rückspeisung und Nachladen vom Netz

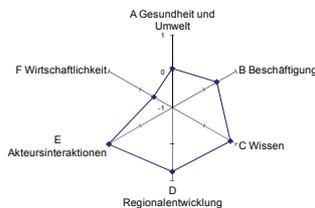


NACHHALTIGKEIT

Die Bewertung erfolgte überwiegend anhand qualitativer Kriterien.

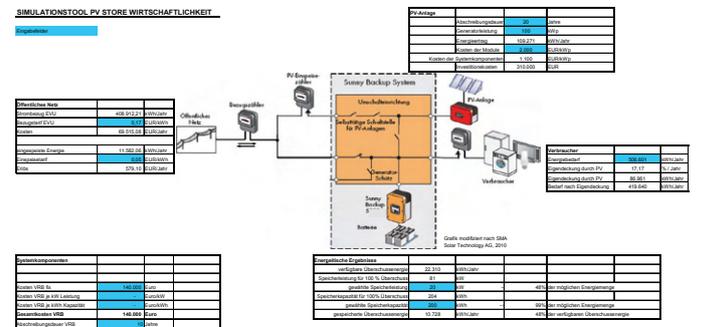
In allen 6 Kategorien ist ein positiver Beitrag zu verzeichnen. Zu nennen sind hier z.B. der nahezu emissionsfreie Betrieb der Anlage, CO₂-Einsparung, volks- und regionalwirtschaftliche Effekte, Qualifizierungsmöglichkeiten.

Optimierungspotenziale bestehen z.B. in einer Absicherung der Kreislaufführung toxischer Substanzen und knapper Rohstoffe sowie der Implementierung von Beteiligungsverfahren in Planungsprozesse.



WIRTSCHAFTLICHE BERECHNUNG

Beispiel für Steigerung der Eigendeckung



ZUSAMMENFASSUNG und AUSBLICK

Technologie: Systemoptimierung durch multifunktionale Betriebsstrategien, verbesserte Systemintegration und Vorhersage

Nachhaltigkeit: Positiv sind: nahezu emissionsfreier Betrieb, Arbeitplatzeffekte; Optimierungspotenzial bei: Recycling, Partizipation

Wirtschaftlichkeit: Unter Annahme zukünftiger Entwicklungen der Energie- und Systemkosten in 5 bis 7 Jahren denkbar.

Danksagung: Firma CELLSTROM für die freundliche Unterstützung und Bereitstellung der Testinfrastruktur.



Regionale Energiebereitstellung und effizienter betrieblicher Energieaustausch Region Krams

Manfred TRAGNER, Alois KRAUSSLER

Industrieregionen zeichnen sich durch einen hohen Bedarf an Energie aus, welcher bislang nur durch Import gedeckt werden kann und vorrangig fossilen Ursprungs ist. Eine nachhaltige, regionale Energiebereitstellung erfordert besondere Anforderungen. Daher wurden die Umsetzungsgrundlagen von Effizienzsteigerungsmaßnahmen und die Integration erneuerbarer Energieträger erarbeitet. Zur Erarbeitung dieses Konzeptes wurden relevante regionale Akteure über den Projektverlauf eingebunden.

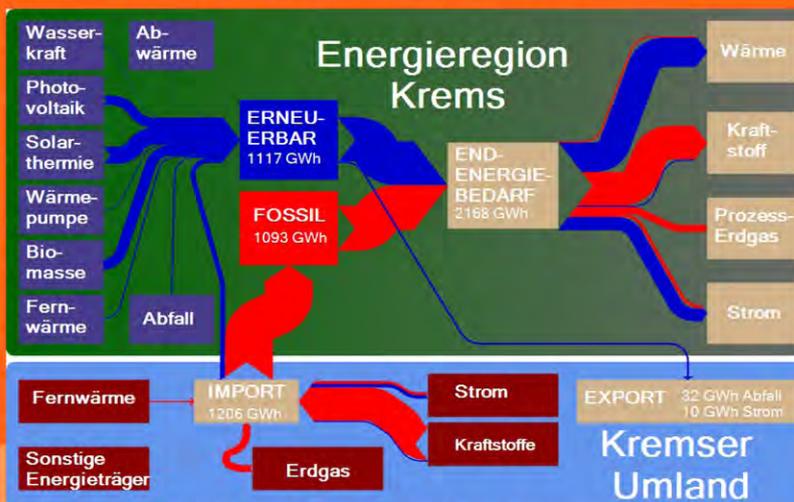


Abb. 2: Energieflussbild des Szenarios der Projektregion

Es sind wesentliche Änderungen der technologischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen erforderlich, damit die aktuell nicht genutzten Potenziale zur Erreichung einer nachhaltigen Energieversorgung einer Industrieregion und der 2020-Ziele beitragen können.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGIE DER ZUKUNFT“ durchgeführt.

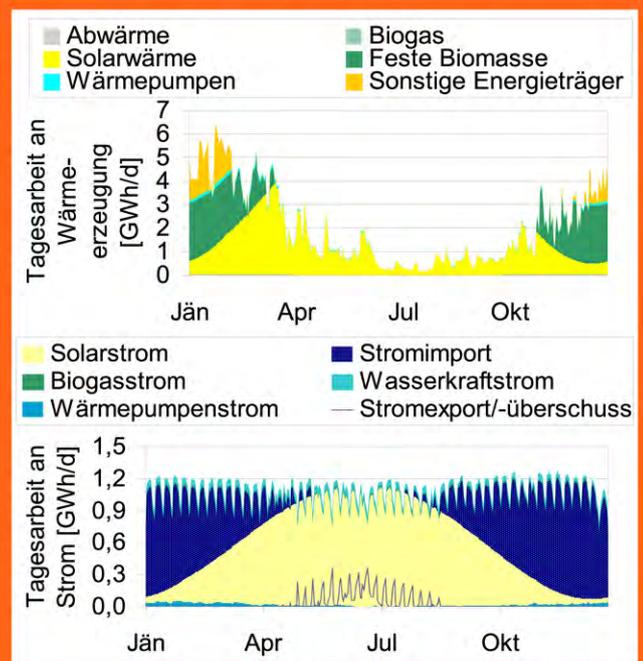


Abb. 1: Wärme- (oben) und Stromlastgang (unten) des Szenarios der Projektregion

Für die Identifikation der Probleme, Chancen und Empfehlungen sind umfangreiche Analysen und Synthesen notwendig, wobei das erarbeitete Szenario auf Basis von Lastgängen (siehe Abb. 1) und den Energieflüssen (siehe Abb. 2) dargestellt wurde.

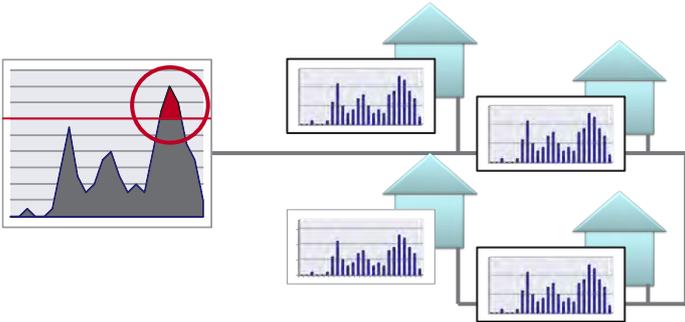
Smart Grids Modellregion Salzburg

Building2Grid – Netzfremdliche Gebäude

Gerhard Zucker, AIT Energy Department, gerhard.zucker@ait.ac.at
Christian Hettfleisch, AIT Energy Department, christian.hettfleisch@ait.ac.at

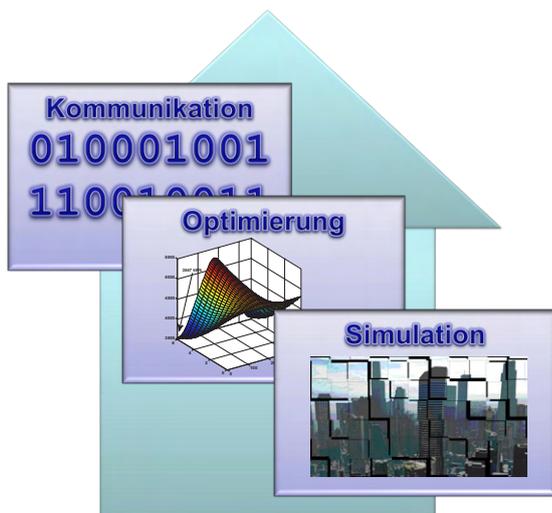
Problemstellung

- Lastspitzen im Stromversorgungsnetz
- nur wenige aktive Verbraucher im elektrischen Netz, die meisten Gebäude passiv
- Lastabwurf: Wie viel kann tatsächlich abgeworfen werden?



Zielsetzung

- Informationsaustausch zwischen Netz und Gebäude
- kooperative Gebäude durch intelligente Gebäudeleittechnik
- Gebäudesimulation zur Vorhersage von Status und Kapazitäten
- Ausnutzung von Freiheitsgraden zur Lastverschiebung

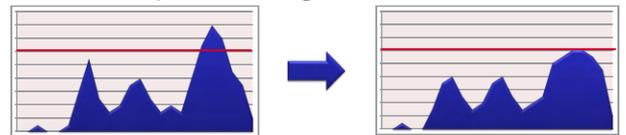


Methodik

- standardisierte Schnittstellen zwischen Gebäude und Netz
- Software-Plattform für Benutzeranfragen und Anfragen aus dem Smart Grid
 - ⇒ Lastabwurf-Verhandlungen
 - ⇒ Loggerdaten, Statistiken, Applikationen
- kombinierte thermisch-elektrische Modellierung und Simulation von Gebäuden
- Optimierungsalgorithmen zur Suche nach der besten Lösung für alle

Angestrebte Ergebnisse

- 2011: Installation Salzburg Wohnbau
 - ⇒ öffentliche Gebäude
 - ⇒ Geschäftsobjekte
 - ⇒ Wohnsiedlungen
- angepasste Lastmodelle für Gebäude
- Einfluss von Lastmanagementfunktionen auf die Energiekosten in verschiedenen Gebäudearten
- flexible Gebäude, die auf Netzanforderungen und Marktpreise reagieren



Eckdaten

- Projektteam
 - ⇒ Salzburg AG
 - ⇒ AIT Energy Department (Projektleitung)
 - ⇒ TU Wien – Institut für Computertechnik
 - ⇒ Salzburg Wohnbau
 - ⇒ Siemens AG Österreich
- Projektstart: Juli 2010
- Projektabschluss: Dezember 2012



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.



SMART GRIDS
Modellregion Salzburg



Salzburg AG



AUSTRIAN INSTITUTE
OF TECHNOLOGY



Salzburg Wohnbau



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

SIEMENS

INSTITUT FÜR COMPUTERTECHNIK