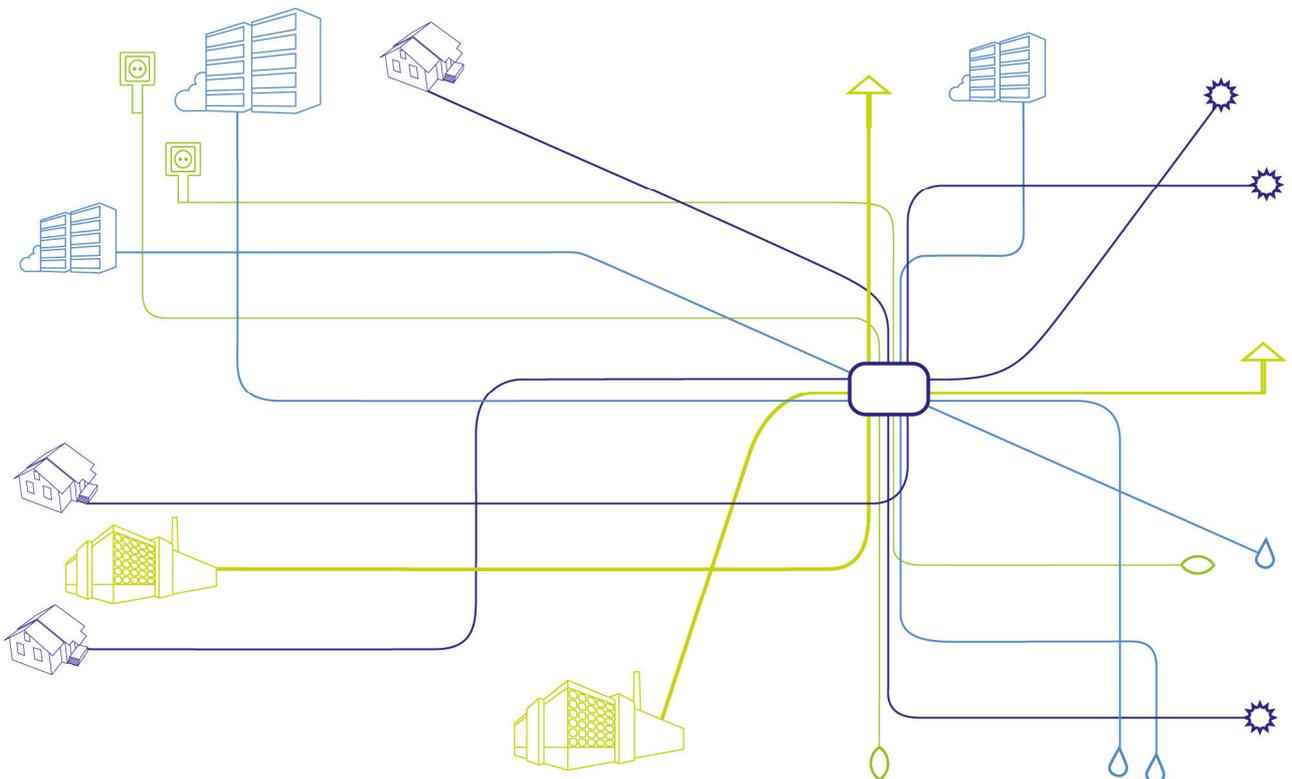


Blue Globe Report

Smart Energies #2/2013



Smart Grids Modellregion Salzburg Building to Grid



Kurt Nadeje et al.

VORWORT

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

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

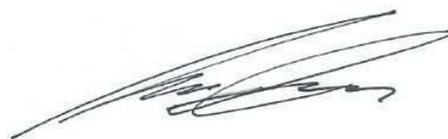
Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!



Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds



Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Technisch-wissenschaftliche Beschreibung der Arbeit	5
2.1	Projektabriss	5
2.1.1	Kurzbeschreibung des Projektes (Ausgangssituation, Zielsetzung, Methodik – Arbeiten) ...	5
2.1.2	Ergebnisse und Schlussfolgerungen des Projektes	6
2.1.3	Ausblick und Resümee.....	7
2.2	Inhalte und Ergebnisse des Projektes	7
2.2.1	Ausgangssituation/Motivation des Projektes	7
2.2.2	Zielsetzungen des Projektes	9
2.2.3	Durchgeführte Arbeiten im Rahmen des Projektes inkl. Methodik	10
2.2.4	Beschreibung der Ergebnisse und Meilensteine	24
2.2.5	Beschreibung der eventuellen Schwierigkeiten bei Erreichung der geplanten Ziele.....	26
2.2.6	Beschreibung der „Highlights“ des Projektes	27
2.2.7	Beschreibung und Begründung der Unterschiede zum ursprünglichen Projektantrag.....	28
3	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen.....	29
4	Verwertung	31
5	Ausblick und Empfehlungen.....	32
6	Anhang	33
6.1	Datenqualität der aufgezeichneten Monitoring-Daten	33
6.2	Verfügbarkeit der Rundsteueranlage: Hof Baderluck.....	33
6.3	Modellvalidierung	39
6.3.1	Monitoring	39
6.3.2	Auswertung	40
6.4	Elektrisches Lastverschiebepotential für Salzburg.....	42
6.4.1	Datengrundlage.....	42
6.4.2	Simulationsergebnisse	45
6.5	Nicht wissenschaftliche Publikationen	46
6.6	Wissenschaftliche Publikationen	61
7	Kontaktdaten.....	63

2 Technisch-wissenschaftliche Beschreibung der Arbeit

2.1 Projektabriss

2.1.1 Kurzbeschreibung des Projektes (Ausgangssituation, Zielsetzung, Methodik – Arbeiten)

Ausgangssituation und Motivation des Projektes

Die Entwicklung eines allgemein wachsenden Bedarfs an Elektrizität in vielen Lebensbereichen und einer angebotsabhängigen, dezentralen Energieerzeugung stellt die elektrischen Versorgungs- und Verteilnetze der Zukunft vor eine große Herausforderung. Neben unvermeidlichen Investitionen in Erzeugung und Verteilung ist vor allem lastseitig die Effizienz und Flexibilität zu erhöhen. Es ist dringend erforderlich, den Herausforderungen mit innovativen Lösungen aus dem Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) zu begegnen.

Innovative IKT eröffnen dem Energiesektor die Möglichkeiten, Netzwerke zu etablieren, die sich zum Ziel setzen, die Versorgungs- und Verteilnetze optimal im Zusammenspiel mit intelligenten („aktiven“) Gebäuden im Wohn- und Nichtwohnbereich zu betreiben. Dies hat positive Auswirkungen auf Gesamteffizienz und Emissionen. Neben der Erzeugungs- und Verteilseite, ist es nämlich die Lastseite, die ein erhebliches Potenzial zur Optimierung aufweist.

Bis heute ist lastseitige Automatisierung fast immer gleichzusetzen mit Lastabwurf: Vertraglich geregelt werden Verbraucher, deren Prozesse temporäre Unterbrechungen erlauben (z.B. Pumpen oder Belüftungsanlagen), über ein ausgestrahltes Signal abgeschaltet. Je nach Modell dauert diese Unterbrechung eine definierte Zeitspanne oder wird mit weiteren Signalen aufgehoben.

Zielsetzungen des Projektes

Das Projekt Building2Grid untersucht, wie Gebäude aktive Teilnehmer eines Smart Grids sein können. Dazu werden geeignete Lastmodelle, eine kohärente Repräsentation dieser Modelle und interoperable Interfaces geschaffen, um übergeordnete Optimierungsalgorithmen und Strategien darauf aufsetzen können.

Die Ziele des Projektes orientieren sich an der Ausrichtung des Programmes NE2020 3. Ausschreibung. Das Projekt „Building to Grid“ orientiert sich wesentlich an dem Schwerpunkt „intelligente Energiesysteme“ der Ausschreibung, berücksichtigt aber auch die anderen beiden grundlegenden Ausrichtungsschwerpunkte „effizienter Energieeinsatz“ und „erneuerbare Energieträger“.

Aufbau und Methodik des Projektes

Studienobjekte (statistisch repräsentative Gebäude) werden mittels Gebäudeleittechnik und kooperativem Fernwirken zu einem konzertierten Lastkollektiv verbunden. In der Experimentphase werden verschiedene Szenarien auf ihre Machbarkeit, auf ihr Potenzial und auf ihre Eigenschaften hin untersucht. Herausragend dabei sind die verwendeten lokalen Lastmodelle, die es erstmals ermöglichen, antizipativ zu regeln, bislang unbemerktes Potenzial zu nutzen und auf den jeweiligen

Prozess Rücksicht zu nehmen. In Abbildung 1 ist das Zusammenspiel der kooperativen Fernwirkung, der Gebäudeleittechnik und dem Smart Grid schematisch dargestellt.

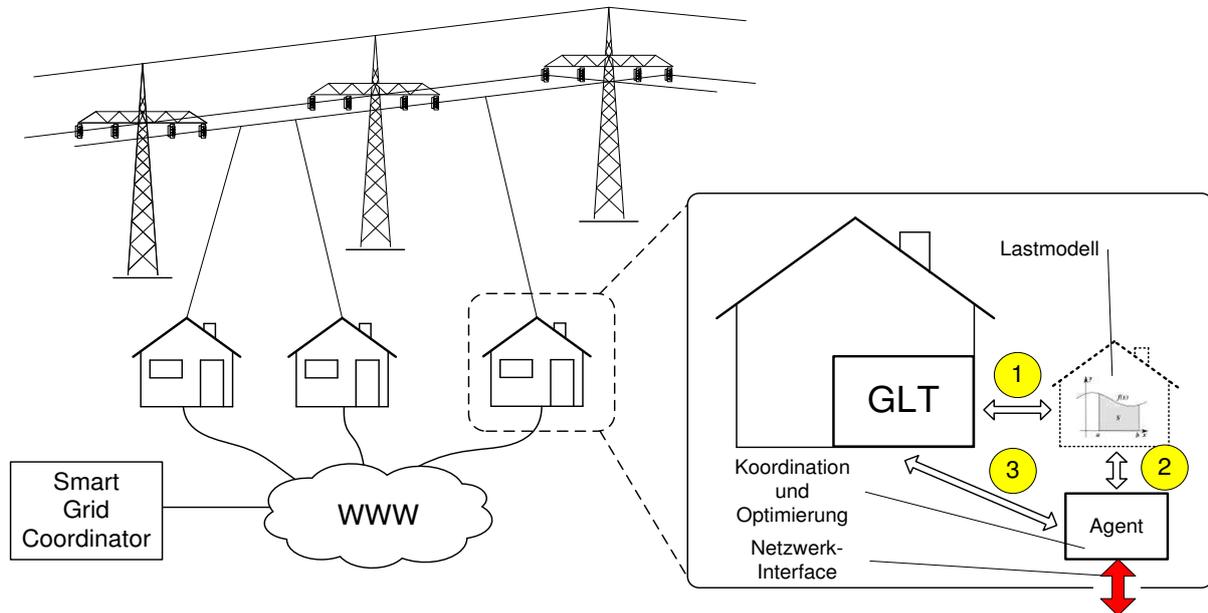


Abbildung 1: Funktionsschema der Einbindung ins Smart Grid

Die Punkte 1 - 3 beschreiben die Interaktion zwischen der Gebäudeautomation, dem Lastmodell und dem Agenten.

- 1) Erfassung des Ist-Zustandes aus dem Energieausweis und den Gebäudeplänen als Grundlage der Modellsimulation.
- 2) Agent greift auf den vom Modell bereitgestellten optimalen Handlungsspielraum zurück.
- 3) Agent greift in die Gebäudeautomatisierung ein.

2.1.2 Ergebnisse und Schlussfolgerungen des Projektes

Das Projekt zeigt, dass Bestandsgebäude mit überschaubarem technischem Aufwand zu aktiven Teilnehmern im elektrischen Netz aufgerüstet werden können. Es ist gelungen, eine effiziente Methode zur Modellierung der Dynamik von thermischen Prozessen in Gebäuden zu entwickeln. Basierend auf den Daten eines Energieausweises ist es hiermit möglich, Modelle erster Ordnung zu erstellen, die die wesentlichen Qualitäten der thermischen Prozesse für einen elektrischen Lastabwurf abbildet. Mithilfe der oben genannten Modellierung konnte eine realistische Hochrechnung des Verhaltens von elektrischen Heizsystemen erstellt werden, die nicht nur den gewünschten Lastabwurf zu einem bestimmten Zeitpunkt zeigt, sondern auch den darauf folgenden Rebound-Effekt, in dem die zuvor geringere Heizleistung wieder von den Systemen eingefordert wird. Damit ist eine quantitative Bewertung der Auswirkungen von Lastabwürfen in ihrer vollen Konsequenz berechenbar geworden. Technisch wurde im Projekt der erste Prototyp eines Building Agents entwickelt. Dazu wurden die Kommunikationsschnittstellen zum Netzmanagement sowie zur Gebäudeautomatisierung auf Basis der vorhandenen Kommunikationsprotokolle OpenADR und BACNet implementiert. Eine Optimierung des Gebäudebetriebs in Richtung Kosten (Spotpreis) hat gezeigt, dass, basierend auf der Spotpreisprognose eine Ersparnis von 11% im Vergleich zum Normalverbrauch möglich ist.

2.1.3 Ausblick und Resümee

In der Modellgemeinde Köstendorf der Smart Grids Modellregion Salzburg¹ wurde der Building Agent aus Building2Grid weiterentwickelt mit dem Ziel, die Einhaltung der Spannungsgrenzen im Niederspannungsnetz zu unterstützen. Im Gebäude wurden zusätzlich lokale Optimierungsalgorithmen entwickelt, die zum Beispiel den Eigenverbrauch der mittels PV-Anlage erzeugten Energie maximieren. Das Anbieten von Flexibilität aus dem Gebäude an übergeordnete Steuerungen wurde in der strategischen Ausrichtung als eine Kernaufgabe zukünftiger Gebäudesysteme identifiziert. Mittelfristig werden die genannten Ansätze und Funktionen in die Gebäudeautomatisierungssysteme von Siemens einfließen.

Schon in der Planungsphase des HiT Gebäudes² musste die Topologie für ein Mess-, Steuer- und Regelungskonzept mit berücksichtigt werden. Teilergebnisse aus dem Projekt B2G lieferten hier wertvolle Erkenntnisse hinsichtlich der erforderlichen Maßnahmen. Der in B2G eingesetzte Building Agent wurde weiterentwickelt und wird in dieser Form auch im Projekt HiT eingesetzt.

Auf die gemeinnützigen Wohnbauträger steigt der Druck, leistbares Wohnen zu schaffen. Durch die im Projekt B2G geschaffenen Grundlagen können bei zukünftigen sozialen Wohnbauprojekten die technischen Grundlagen für ein Smart-Grid-fähiges Energiesystem bereits in der Planung eingebunden werden und durch die zukünftig vorhandene Flexibilität zu erwartende Mehrkosten für Energie verringert werden.

Im Projekt INTEGRA³ wird erforscht, wie ein sicherer und stabiler Systembetrieb in Gegenwart einer Vielzahl von sich gegenseitig beeinflussenden und voneinander abhängigen Smart-Grid-Dienstleistungen unter Berücksichtigung der europäischen Energiemärkte organisiert werden kann. Vor dem Hintergrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen aus Politik und Regulierung gilt es, die Anforderung diverser Märkte mit den lokalen Netzzuständen zu vereinbaren. Als Ergebnisse werden eine weitgehend standardisierte Smart Grid Referenzarchitektur und, als „vereinende“ Instanz, der „Flexibility Operator“ vorliegen. Damit wird eine konkrete Basis für die notwendigen Diskussionen und nächsten Schritte geschaffen und die strategische Positionierung Österreichs auf europäischer Ebene gestärkt. Der Building Energy Agent spielt dabei eine wichtige Rolle.

2.2 Inhalte und Ergebnisse des Projektes

2.2.1 Ausgangssituation/Motivation des Projektes

Die Entwicklung eines allgemein wachsenden Bedarfs an Elektrizität in vielen Lebensbereichen und einer dargebotsabhängigen, dezentralen Energieerzeugung stellt die elektrischen Versorgungs- und Verteilnetze der Zukunft vor eine große Herausforderung. Neben unvermeidlichen Investitionen in Erzeugung und Verteilung ist vor allem lastseitig die Effizienz und Flexibilität zu erhöhen. Es ist dringend

¹ FFG Projekt 829867: NE-IF: DG DemoNet – Smart LV Grid

² FFG Projekt 829996: SGMS-HiT Planung+Bau - Smart Grids Modellregion Salzburg
- Häuser als interaktive Smart Grid Teilnehmer - Planung und Bau

³ FFG Projekt: 838793, Integrierte Smart Grid Referenzarchitektur lokaler intelligenter Verteilnetze und überregionaler virtueller Kraftwerke

erforderlich, den Herausforderungen mit innovativen Lösungen aus dem Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) zu begegnen.

Innovative IKT eröffnen dem Energiesektor die Möglichkeiten, Netzwerke zu etablieren, die sich zum Ziel setzen, die Versorgungs- und Verteilnetze optimal im Zusammenspiel mit intelligenten („aktiven“) Gebäuden im Wohn- und Nichtwohnbereich zu betreiben. Dies hat positive Auswirkungen auf Gesamteffizienz und Emissionen. Neben der Erzeugungs- und Verteilseite, ist es nämlich die Lastseite, die ein erhebliches Potenzial zur Optimierung aufweist.

Bis heute ist lastseitige Automatisierung fast immer gleichzusetzen mit Lastabwurf: Vertraglich geregelt werden Verbraucher, deren Prozesse temporäre Unterbrechungen erlauben (z.B. Pumpen oder Belüftungsanlagen), über ein ausgestrahltes Signal abgeschaltet. Je nach Modell dauert diese Unterbrechung eine definierte Zeitspanne oder wird mit weiteren Signalen aufgehoben.

Die Ziele des Projektes orientieren sich an der Ausrichtung des Programmes NE2020 3. Ausschreibung. Das Projekt Building to Grid orientiert sich wesentlich an dem Schwerpunkt „intelligente Energiesysteme“ der Ausschreibung, berücksichtigt aber auch die anderen beiden grundlegenden Ausrichtungsschwerpunkte „effizienter Energieeinsatz“ und „erneuerbare Energieträger“.

Intelligente Energiesysteme

Die Potentialanalyse der eingebundenen Objekte hinsichtlich ihres individuellen Nutzens für ein Smart Grid spielt eine wesentliche Rolle. Durch den Vergleich unterschiedlicher Gebäudearten (Wohnbau, Bürobau, usw.) und den darin enthaltenen elektrischen Verbrauchern bzw. Erzeugern kann die Flexibilität hinsichtlich des Lastganges untersucht werden. So kann eine Aussage getroffen werden, welche Gebäudeart unter welchen Umständen welches Potenzial birgt. Durch die breite Streuung in der Auswahl der Gebäude ist das Ergebnis allgemein anwendbar und auf die Potenzialabschätzung größerer Gebäudegruppen übertragbar. Tabelle 1 zeigt eine Vorauswahl der Gebäude, die auf technische Machbarkeit geprüft werden.

Es ist notwendig die Vielfalt an Gebäuden in wenigen generischen Modellen darzustellen um die Hochskalierbarkeit auf eine Vielzahl an Gebäuden bzw. ganzen Städten bewerkstelligen zu können. Die Umsetzung einer Kommunikationsstruktur hinsichtlich der großen Übertragungsstrecken und der großen Anzahl an Knoten ist Gegenstand des Projekts. Die projektrelevanten Ansprüche an ein Wide-Area-Network sind hierbei: Verfügbarkeit, Betriebssicherheit, Übertragungssicherheit und Leistungsfähigkeit (vorrangig Latenz, untergeordnet auch Durchsatz).

Effizienter Energieeinsatz & erneuerbare Energieträger

Durch die aktive Teilnahme der Gebäude am intelligenten Netz werden neue Möglichkeiten geschaffen Energien effizienter einzusetzen und erneuerbare Energien besser zu integrieren. Versorgungs- und Verteilengpässe durch den stetig steigenden Strombedarf könnten mit einem Smart Grid und intelligenten Gebäuden reduziert werden. Auch die Einspeisung von dezentralen (z. B. Blockheizkraftwerke) und vor allem schwer prognostizierbaren Erzeugern (z. B. Photovoltaik) im Verteilnetz kann dadurch erleichtert werden.

Bisher wurde auf diese auftretenden Probleme mit Ausbau von Energiebereitstellungs- und Verteilungsinfrastruktur reagiert. Durch „Building to Grid“ kann eine auf realen Daten basierende Aussage getroffen werden inwieweit solche herkömmlichen Maßnahmen reduziert oder verzögert

werden können. Ein weiteres Ziel in Richtung Nachhaltigkeit wäre erreicht, wenn ökologisch problematische Spitzenlastkraftwerke bei Fehlprognosen oder anders begründeten Netzengpässen in gemindertem Maße betrieben werden müssten.

2.2.2 Zielsetzungen des Projektes

Das Projekt Building2Grid untersucht, wie Gebäude aktive Teilnehmer eines Smart Grids sein können. Dazu werden geeignete Lastmodelle, eine kohärente Repräsentation dieser Modelle und interoperable Interfaces geschaffen, um übergeordnete Optimierungsalgorithmen und Strategien darauf aufsetzen zu können.

Die Ziele des Projektes orientieren sich an der Ausrichtung des Programmes NE2020 3. Ausschreibung. Das Projekt „Building to Grid“ orientiert sich wesentlich an dem Schwerpunkt „intelligente Energiesysteme“ der Ausschreibung, berücksichtigt aber auch die anderen beiden grundlegenden Ausrichtungsschwerpunkte „effizienter Energieeinsatz“ und „erneuerbare Energieträger“.

Die Potenzialanalyse der eingebundenen Gebäude hinsichtlich ihres individuellen Nutzens für ein Smart Grid spielt eine wesentliche Rolle. Durch den Vergleich unterschiedlicher Gebäudearten (Wohnbau, Bürobau etc.) und den darin enthaltenen elektrischen Verbrauchern bzw. Erzeugern kann die Flexibilität hinsichtlich des Lastganges untersucht werden. So kann eine Aussage getroffen werden, welche Gebäudeart unter welchen Umständen welches Potenzial birgt. Durch die breite Streuung in der Auswahl der Gebäude ist das Ergebnis allgemein anwendbar und auf die Potenzialabschätzung größerer Gebäudegruppen übertragbar. Es ist notwendig die Vielfalt an Gebäuden in generischen Modellen darzustellen um die Hochskalierbarkeit auf eine Vielzahl an Gebäuden bzw. ganzen Städten bewerkstelligen zu können.

Um die notwendige Kommunikation zwischen Knoten zu realisieren, wird eine Kommunikationsinfrastruktur (Server, Clients und Protokolle) erstellt. Die Kommunikationsstruktur soll für eine große Anzahl von Knoten über große Übertragungstrecken einsetzbar sein.

Durch die aktive Teilnahme der Gebäude am intelligenten Netz werden neue Möglichkeiten geschaffen, Energien effizienter einzusetzen und erneuerbare Energien besser zu integrieren. Versorgungs- und Verteilengpässe durch den stetig steigenden Strombedarf können mit einem Smart Grid und intelligenten Gebäuden reduziert werden. Auch die Einspeisung von dezentralen (z. B. Blockheizkraftwerke) und vor allem schwer prognostizierbaren Erzeugern (z. B. Photovoltaik) im Verteilnetz kann dadurch erleichtert werden.

Bisher wurde auf diese auftretenden Probleme mit Ausbau von Energiebereitstellungs- und Verteilungsinfrastruktur reagiert. Durch Building to Grid kann eine auf realen Daten basierende Aussage getroffen werden, inwieweit solche Maßnahmen reduziert oder verzögert werden können. Ein weiteres Ziel in Richtung Nachhaltigkeit wäre erreicht, wenn ökologisch problematische Spitzenlastkraftwerke bei Fehlprognosen oder anders begründeten Netzengpässen in gemindertem Maße betrieben werden müssten.

2.2.3 Durchgeführte Arbeiten im Rahmen des Projektes inkl. Methodik

2.2.3.1 AP 1: Projektmanagement

Die Koordination des Projektes sowie die erforderliche Dokumentation und Berichtslegung wurde abgewickelt. Die Projektpartner haben ihre regelmäßigen Treffen auf Wien und Salzburg aufgeteilt. Die Stakeholder in Bezug auf die Gebäude (Gebäudebetreiber, -besitzer, -benutzer) wurden in das Projekt einbezogen. Das Berichtswesen gegenüber dem Fördergeber wurde zeitgerecht erledigt.

2.2.3.2 AP 2: Lastmodelle

Generisches Lastmodell

Eine Worst-Case Abschätzung des thermischen Gebäudeverhaltens berücksichtigt nur die Verluste, da Wärmequellen den Abkühlvorgang des Gebäudes verlangsamen und bei Wiederinbetriebnahme den Aufwärmvorgang beschleunigen. Unter diesen Annahmen kann die Raumtemperatur bei einer Heizunterbrechung hinreichend genau mit einer Exponentialfunktion beschrieben werden. Dieser Vorgang ist analog dem Entladen eines Kondensators anzusehen. Wenn der Wärmestrom aus den Verlusten höher ist als der eingebrachte Wärmestrom aus den Quellen, erfolgt eine Heizunterbrechung und es ergibt sich folgende Gleichung

$$T_{Raum} = (T_{Start} - T_{Aussen}) \cdot e^{-t/\tau_{cool}} + T_{Aussen}$$

Die Zeit t , bis zu der ausgehend von T_{start} , ein Objekt mit der Zeitkonstante τ_{cool} auf Temperatur T_{min} abgekühlt ist, bestimmt sich zu

$$t = -\ln\left(\frac{T_{min} - T_{Aussen}}{T_{start} - T_{Aussen}}\right) \tau_{cool}$$

Sind die Wärmeströme der Quellen höher als die Verluste, folgt

$$T_{Raum} = (T_{End} - T_{Start}) \cdot \left(1 - e^{-t/\tau_{heat}}\right) + T_{Start}$$

Die Zeit t bis, ausgehend von T_{start} , ein Objekt mit Zeitkonstante τ_{heat} auf Temperatur T_{max} aufgeheizt ist, bestimmt sich zu

$$t = -\ln\left(-\frac{T_{max} - T_{Start}}{T_{End} - T_{Start}} - 1\right) \tau_{heat}$$

Durch diese Vereinfachung wird das komplette Gebäudeverhalten durch die zwei Zeitkonstanten, τ_{cool} und τ_{heat} , beschrieben. Der Vorteil an diesem Ansatz ist die einfache Handhabung der beiden Gleichungen zur Vorhersage der Raumtemperatur wenn die Randbedingungen bekannt sind.

Formale Repräsentation des Lastmodells

Ein Fahrplan stellt das gewünschte Lastprofil für die nächsten 24h dar. Er besteht aus Timeslot-Wert-Paaren von 15. Das gesamte Lastprofil setzt sich aus 96 Timeslot-Wert-Paaren zusammen. Der Wert stellt die erwartete Lastverschiebung in diesem Zeitbereich dar. Der Fahrplan, der an den Building Agents vom Smart Grid Controller verteilt wird, verwendet drei diskrete Werte: Der Wert +1 entspricht erhöhtem Verbrauch, der Wert -1 einer Lastverringerung und der Wert 0 stellt den Normalverbrauch dar. Der Fahrplan einer Antwort von einem Building Agenten ist von der Struktur gleich wie der vom Smart Grid Controller bis auf die Werte, die nicht diskret sind, sondern in [W] angegeben werden.

Spotpreisoptimierung

Wenn ein variabler Tarif zur Verfügung steht, lässt sich ein Modell für die Optimierung der Kosten anhand von der Prognose des Spotpreises erstellen. Hier soll möglichst viel Last abgeworfen werden, wenn der Sportpreis hoch ist und möglichst viel verbraucht werden, wenn der Preis niedrig ist. Für die Optimierung nach Kosten wurde ein sehr einfaches aber effizientes Modell gewählt, das nach vorgegeben Randbedingungen mittels Monte-Carlo-Simulation das Lastprofil erstellt. Die Randbedingungen für die Simulation wurden aus dem Verhalten des Lastmodells der Building Agenten extrahiert. Entscheidend für die Optimierung ist die Genauigkeit der Spotpreisprognose.

2.2.3.3 AP 3: Analyse Studienobjekte

Prüfung möglicher Gebäude

Bei mehreren Besichtigungsterminen wurden mögliche Gebäude für das Projekt analysiert. Das Ziel war es, große, einfach zu steuernde Verbraucher zu identifizieren. Bei einigen Gebäuden waren zwar in Summe gesehen große Lasten für z. B. Kühlung oder Lüftung vorhanden, ließen sich aber nicht mit vertretbarem Aufwand als fernsteuerbar umrüsten.

Nr.	Gebäudeart	Standort	Größe	Baujahr	Schaltbare Lasten
1	MFH Stabauergasse 2	Salzburg	BGF 1.462 m ²	2003	BHKW 4,7 kW elektrisch
2	MFH Stabauergasse 4	Salzburg	BGF 1.199 m ²	2010	Elektrotankstelle E-Auto und E-Fahrräder
3	Hotel Günauerhof	Wals	BGF 1.863 m ²	1997	BHKW 30 kW elektrisch
4	Betriebsgebäude SAG St. Johann	St. Johann im Pongau	BGF 1.424 m ²	2009	WP 7,8 kW
5	Seniorenheim	Bad Gastein	BGF 4.753 m ²	2005	WP ca. 90 kW
6	MFH 1 Gebäude	Bad Gastein	BGF 2.308 m ²	1992	ca. 81 kW Nachtspeicherheizung
7	MFH 2 Gebäude	Bad Gastein			
8	MFH 3 Gebäude	Bad Gastein			
9	MFH Hof Baderluck 21	Hof bei Salzburg	BGF 469 m ²	1994	E- Direktheizung
10	Freizeitzentrum / Sportstätte	Zell am See	BGF 2.465 m ²	1967	BHKW 100 kW elektrisch

Tabelle 1 Ausgewählte Objekte für das Experiment

Gebäudeauswahl

Anhand der vorausgewählten Objekte (anfangs 20 Objekte) wurden die jeweiligen Stammbblätter ausgearbeitet. In diesen Stammbblättern wurden neben der Erfassung der Allgemeinen Gebäudfunktion, Struktur, Größen und Abmessungen die jeweiligen Wärmeerzeugungssysteme sowie Verteilungen und die IT-Infrastruktur Bestand aufgenommen (Vor-Ort Begehungen) und in den Stammbblättern dokumentiert (Technische Infrastruktur). Im Zuge der Projektbesprechungen wurden in Folge die in Tabelle 1 angeführten Objekte ausgewählt (Priorität im Lastverschiebepotential). Nach erfolgter Auswahl wurden bei sämtlichen Objekten die Energieausweise und Monatsbilanzen (thermische Eigenschaften) erstellt und die Baupläne zur weiteren Berechnung an die AIT (zur tatsächlichen Berechnung der Auskühlungsdauer) weitergeleitet.

2.2.3.4 AP 4: IT System Topologie

Ist-Stand der verbauten IT

Bevor mit der Vorbereitung der Steuerungs- und Netzwerkinfrastruktur begonnen wurde, waren Komponenten und Systeme unterschiedlicher Ausprägung in den zehn Testgebäuden vorhanden. In den beiden Mehrfamilienhäusern **Stabauergasse 2** und **Stabauergasse 4** war bereits ein Gebäudeautomatisierungssystem vorhanden, das die Steuerung der Wärmeerzeugung und Verteilung gesteuert hat. Dieses arbeitete im Inselbetrieb und hatte keine Kommunikationsanbindung von bzw. nach außen. Das vorhandene BHKW wurde in einem Vorprojekt mittels einer eigenen Steuerung an den

Netzleitnehmer der Salzburg AG angebunden. Generell fehlte aber auch hier die Möglichkeit einer Kommunikationsanbindung über das Internet an eine zentrale Leittechnik.

Die gleichen Voraussetzungen ergaben sich auch im **Hotel Grünaerhof**. Dort kam erschwerend hinzu, dass eine kabelgebundene Internetanbindung nicht ohne erheblichen finanziellen Aufwand hergestellt werden konnte. Im **Betriebsgebäude St.Johann im Pongau** arbeitete die Wärmepumpe autonom ohne Einfluss- oder Steuerungsmöglichkeiten von außen. Der vorhandene externe Kontakt der Wärmepumpe für eine Abschaltung durch das EVU wurde bis zum Beginn des Experiments nicht genutzt. Die Büros des Gebäudes sind mit kommunikativen Einzelraumreglern ausgestattet, die über einen KNX-Gebäudebus miteinander verbunden sind. Die bestehende Programmierung der Einzelraumregler sah allerdings keine gemeinsame Steuerung (z.B. zentrale Raumtemperatur-Sollwertvorgabe) der einzelnen Büros vor.

Die drei Mehrfamilienhäuser in **Bad Gastein** werden mit elektrischen Nachtspeicherheizungen beheizt, die über eine Tonfrequenz-Rundsteueranlage (TRA) gesteuert wurden. Über ein auf das bestehende Stromnetz auf moduliertes Signal können die Heizungsanlagen so zentral ein- bzw. ausgeschaltet werden, wobei die Aussendung des Signals zu fixen Zeitpunkten (im konkreten Fall um 0 Uhr ein und um 6 Uhr morgens aus) erfolgt. Eine sonstige Kommunikationsanbindung war nicht vorgesehen.

Die elektrischen Direktheizungen des Mehrfamilienhauses **Hof Baderluck 21** wurden ebenfalls mit einer solchen TRA gesteuert. Aufgrund der geringen Speicherwirkung der elektrischen Heizkörper erfolgte hier die „Freigabe“ der Heizungsanlage allerdings prinzipiell ganztägig, und wurde nur zwei Mal täglich zu den Spitzenlastzeiten mittags und nachmittags für jeweils eine halbe Stunde unterbrochen. Auch hier erfolgte das Ein- und Ausschalten der Anlage statisch zu fix vorgegebenen Zeiten.

Das Gebäude **Freizeitzentrum Zell am See** verfügte bereits vor dem Projekt über eine Gebäudeleittechnik und eine Kommunikationsanbindung. Über einen netzwerktechnisch gesicherten Zugang ist so ein Zugriff auf die Gebäudeleittechnik über das Internet möglich.

Anforderungskatalog

Zur Nutzung von Flexibilität im Gebäude ist eine synchrone Kommunikationsanbindung erforderlich. Aus diesem Grund mussten die oben angeführten Gebäude um einen entsprechenden Internetanschluss erweitert werden. Um einen sicheren Betrieb in einem verschlüsselten VPN-Verbund zu ermöglichen, sind öffentliche und statische IP-Adressen an den einzelnen Anschlusspunkten erforderlich (im Gegensatz dazu werden IP-Adressen bei privaten Internetanschlüssen dynamisch vergeben, können sich also jederzeit ändern). Zudem mussten an allen Anschlusspunkten VPN-fähige Router installiert werden. Zur Überwachung der Anlagen ist eine zentrale Gebäudeleittechnik (GLT) erforderlich, die ebenfalls über eine entsprechende Kommunikationsanbindung verfügen muss. Der VPN-fähige Router an der GLT bildet den Sternpunkt für alle Anlagen, die jeweils einen Kommunikationstunnel (VPN-Tunnel) von der Anlage zum GLT-Router aufbauen.

In den Gebäuden ist zurzeit keine Infrastruktur für den Anschluss zu einem Smart Grid vorhanden. Jedes Gebäude wird mit einem Building Agent ausgestattet, der auf Fahrpläne von außen agieren kann und selbstständig anhand von denen das Gebäude steuern kann. Das stellt die Rahmenbedingungen für die Anforderungen an den Smart Grid Controller. Die grundsätzliche Aufgabe des Smart Grid Controllers ist es, Zielvorgaben in Form von Fahrplänen die von einer übergeordneten Instanz zur Verfügung gestellt werden, auf die verbundenen, untergeordneten Knoten aufzuteilen. In dieser Versuchsanlage,

werden die Fahrpläne via User Interface eingegeben. Die Fahrpläne werden an den unterliegenden Instanzen, die entweder Building Agents oder andere Smart Grid Controllers sind, weiter verteilt. Die unterliegenden Instanzen antworten jeweils mit einem für sie möglichen Fahrplan. Als letzten Schritt kombiniert der SGC die Antworten der verschiedenen Knoten und akzeptiert/verwirft diese abhängig davon ob sie zu dem Zielfahrplan passen. Fahrpläne werden immer „day-ahead“ pro Tag erstellt. Um die Offenheit des SGC zu fördern, soll die Kommunikation zwischen SGC und unterlagerten Knoten möglichst nahe an vorhandenen Standards angelehnt werden. Aus diesem Grund basiert die Kommunikation auf OpenADR (Open Automated Demand Response).

Gesamttopologie

Aus dem oben beschriebenen Anforderungen ergibt sich die Netzwerk-Topologie für das Projekt, die in Abbildung 2 zusammengefasst ist.

Systemschnittstellen

Der Smart Grid Controller verfügt über zwei externe Schnittstellen: 1) Benutzeroberfläche zur Eingabe und Verifikation der Fahrpläne; 2) Webservice (TCP/IP), das dem Building Agents zur Verfügung stehen. Als Kommunikationsprotokoll zwischen dem Smart Grid Controller und den Building Agents wurde OpenADR (Open Automated Demand Response) gewählt. Die Verwendung eines offenen IT-Standards wurde bevorzugt. Dieses Kommunikations- und Datenmodell wurde gewählt, weil es explizit für die Smart-Grid-Anwendungen entwickelt wurde.

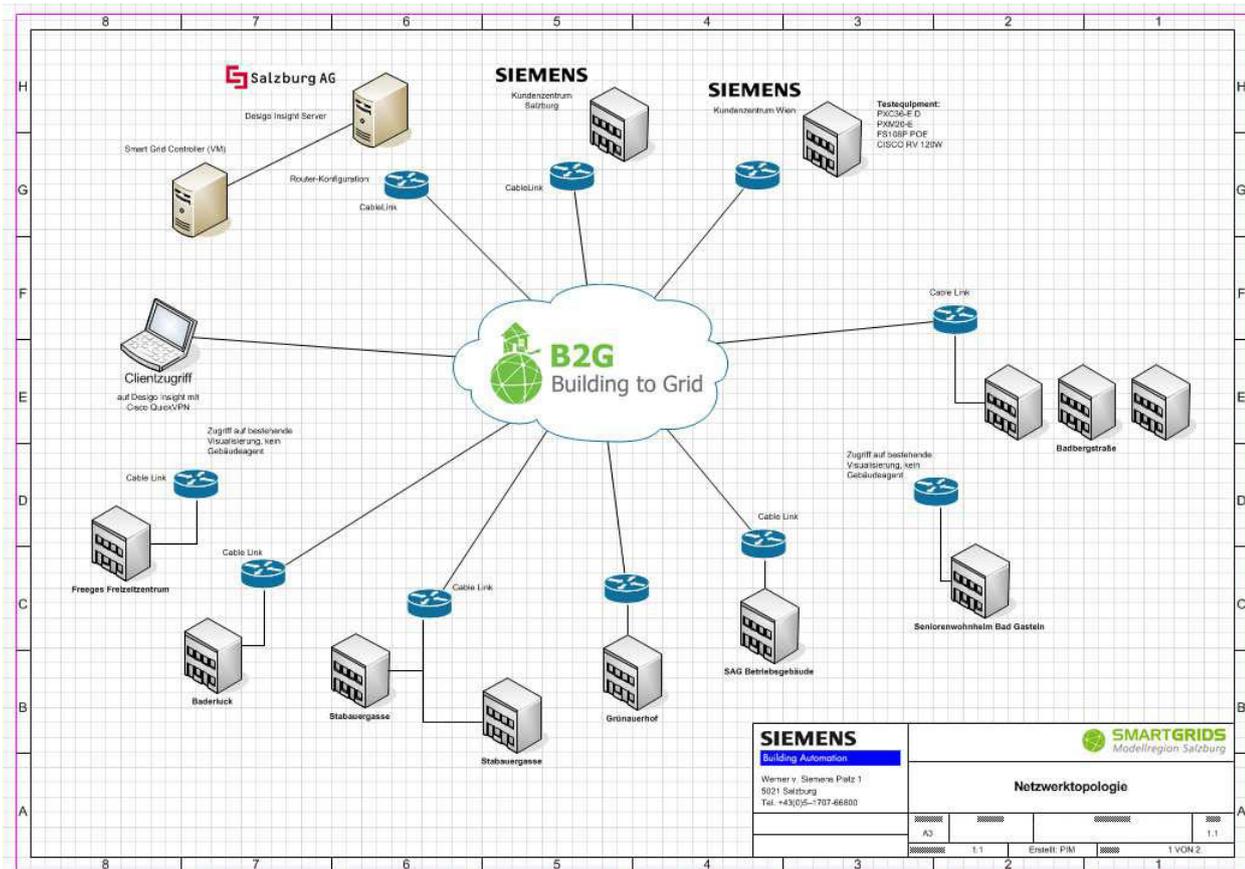


Abbildung 2 Netzwerk-Topologie

Anforderungsunterschiede zwischen Experiment und realer Umsetzung

Anforderungsunterschiede Experiment/Realanwendung (AIT)

Für das Experiment wurde das Smart-Grid-Controller-Konzept reduziert umgesetzt. Die folgenden Einschränkungen wurden im Testsystem festgelegt: 1) Eingabe der Fahrpläne nur über ein Webinterface; 2) keine Kaskadierung von SGCs; 3) keine Gruppen von Building Agents; 4) keine Fahrplanoptimierung im SGC.

2.2.3.5 AP 5: System Integration

Netzwerk Kommunikation

Auf der Kommunikationsebene hat es zwei mögliche Alternativen der Implementierung gegeben, entweder ein PUSH-Modell wie es in der Spezifikation festgelegt wurde oder das tatsächlich implementierte PULL-Modell.

Auswertungstools für Monitoring-Daten

Die Zeitreihendaten, die im Monitoring des Experiments entstanden sind, wurden zentral auf einem Gebäudeleittechnik-System gesammelt. Aus diesem konnte per SQL-Schnittstelle ein Datenauszug erstellt werden, der mittels einer Kombination selbst erstellter Tools in MATLAB ausgewertet wurde. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgte teilweise in MATLAB und teilweise in Excel.

Client-seitige Software

Im Projektverlauf wurde die Client-seitige Software mit dem Arbeitstitel Building Agent entwickelt. Dieser bildet als Teil des jeweiligen Gebäudeautomatisierungssystems die Schnittstelle zur Server-seitigen Software. Abbildung 3 zeigt den schematischen Aufbau, in dessen Zentrum die sogenannte Flexibilitätslogik sitzt. Diese Logik berechnet bei einer Anfrage durch das zentrale Netzmanagement auf Basis der Klimaprognose sowie eines spezifischen Gebäudemodells die Möglichkeiten zur Lastverschiebung. Im ersten Schritt wird die geplante Lastverschiebung dazu in die Phasen Normalbetrieb, Preconditioning, Peaktime und Rebound eingeteilt. Basis für die Berechnung des Verschiebepotentials bildet der Normalbetrieb des Systems, als der Betrieb ohne den Einfluss durch den Building Agent bzw. des übergeordneten Netzmanagements. Im Vorfeld einer (geplanten) Lastverschiebung kann eine „Vorbereitung“ des Systems erforderlich sein, die als Preconditioning-Phase bezeichnet wird. Nach der Phase der eigentlichen Verschiebung (Peaktime) kann bis zur Rückkehr in den Normalbetrieb noch die sogenannte Rebound-Phase auftreten.

Wird eine durch die Flexibilitätslogik berechnete Verschiebung durch das zentrale Netzmanagement bestätigt, wird ein entsprechender Zeitplan zur Steuerung der Anlage erstellt und an die Steuerlogik weiter gegeben. Diese gibt zu Beginn der jeweiligen Phasen Befehle an das Gebäudeautomationssystem weiter. Im Projekt wurden dazu Siemens PXC100 Controller verwendet, die über das Protokoll BACNet kommunizieren können. Die konkrete Steuerung der einzelnen Verbraucher im Gebäude wurde von diesen Controllern durchgeführt.

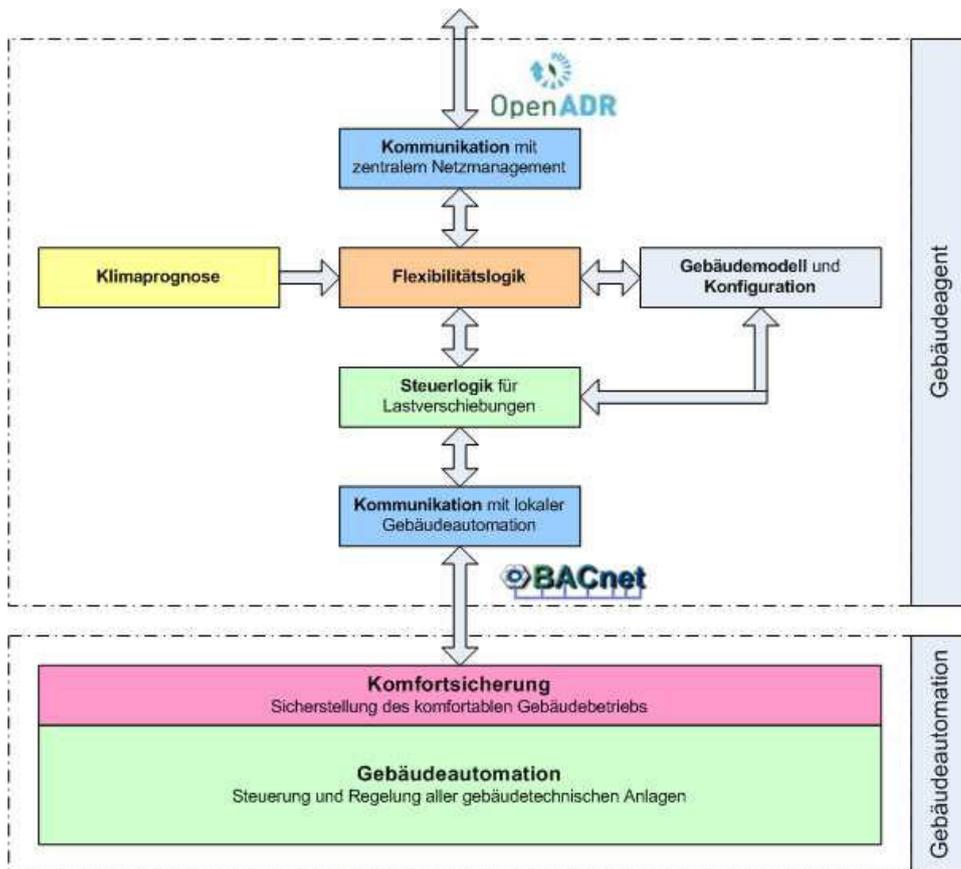


Abbildung 3: Schematischer Aufbau Client Software

Server-seitige Software

Der SGC-Prototyp besteht aus drei Komponenten: Benutzeroberfläche, Datenbank und DRAS Server. Die Benutzeroberfläche wird für die Eingaben des Benutzers verwendet sowie Ausgabe der Ergebnisse. Der DRAS Server behandelt alle Kommunikation zu den Building Agents. Die beiden Module kommunizieren über eine interne Datenbank. Auf dieser Weise kann das User-Interface-Modul problemlos erweitert oder ausgetauscht werden, um beispielsweise von einem automatischen Fahrplangenerator ersetzt werden zu können. Die Architektur ist so konzipiert, dass beide Benutzeroberfläche und DRAS Server die Datenbank kontinuierlich pollen, um den aktuellen Zustand der Sessions zu erhalten. Eine Session ist hier definiert als der gesamte Übertragungsprozess eines Fahrplans. In der Datenbank ist der derzeitige und historische Systemzustände vorhanden. In der Datenbank wird immer der aktuelle Zustand abgelegt und ist somit zwischen den Komponenten geteilt. Wenn ein Fahrplan über die Benutzeroberfläche in die Datenbank eingegeben wurde, wartet die Benutzeroberfläche auf Zustandsänderungen bis ein Timeout erreicht wird. Äquivalent wartet der DRAS Server auf Eingaben von der Benutzeroberfläche. Der DRAS Server wird seinerseits kontinuierlich von den Building Agents gepollt. Je nach Status der aktiven Sessions, die über die Benutzeroberfläche initiiert wurde, werden im DRAS Server Operationen je nach Systemzustand durchgeführt. Da die Building Agents immer den Server pollen, stellt der Server hauptsächlich Daten zur Verfügung, die vom Building Agent abgeholt werden.

2.2.3.6 AP 6: Vorbereitung Experiment

Aufgrund der Messungen mit den mobilen Sensoren, die eine deutlich höhere Auflösung sowohl in Bezug auf die Zeit als auch auf die Temperatur hatten, wurden die vereinfachten Modelle für das Betriebsgebäude der SAG in St. Johann im Pongau überprüft und neu kalibriert. Dabei zeigte sich, dass die aus den TRNSYS Simulationen errechneten Ergebnisse im Vergleich zu den Messwerten etwas langsamere Aufheiz- und deutlich schnellere Abkühlzeiträume als die Messungen lieferten. Das ist dadurch erklärbar, dass es sich bei den Modellen um Worst Case Abschätzungen handelte, die vor allem Sonneneinstrahlung ignorierten, und auch die inneren thermischen Lasten sowie die thermische Kapazität der Gebäude bewusst niedrig ansetzten. Das Ziel, mit den berechneten Modellen jede Komforteinbusse zu vermeiden, ist damit erreicht worden, die berechneten Worst-Case Zeitkonstanten wurden bestätigt.

Künstliches Marktmodell

Es wurde ein reales Marktmodell für die Testfälle verwendet. Als Marktmodell wurde der Energietarif vom EEX-Spotmarkt in Leipzig verwendet. Die Werte wurden vom Energiehandel der Salzburg AG zur Verfügung gestellt (Abbildung 4, Abbildung 5).

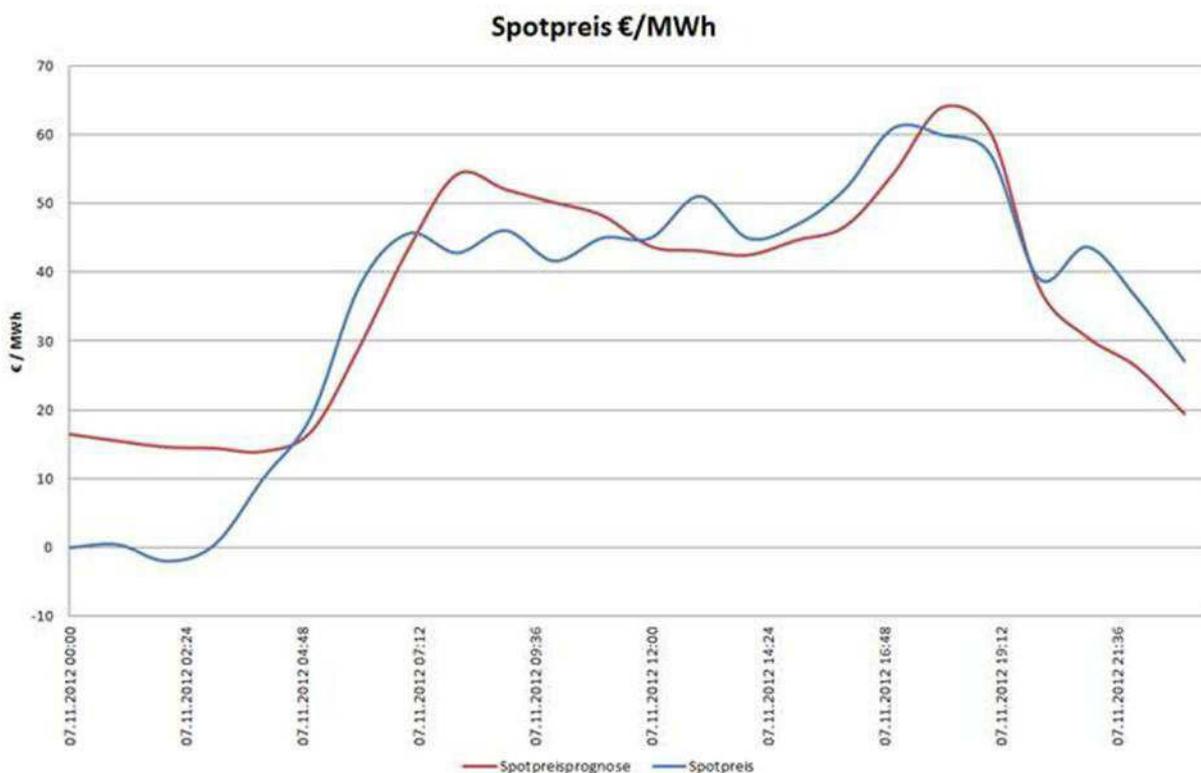


Abbildung 4 Spotpreis und Spotpreisprognose vom 7. November 2012

In der Spotkostenoptimierung geht es darum zu zeigen, dass Lastprofile nicht nur erstellt werden können, um Lastspitzen im Netz zu decken, sondern auch, um Kosten zu minimieren. Voraussetzung dafür ist ein variabler Energietarif. Ein Lastprofil kann basierend auf dem Spotpreis erstellt werden. Dieses Profil wird dem Building Agenten durch den Smart Grid Controller vorgegeben. Für die beispielhafte Berechnung wird der Spotpreisverlauf für einen Stichtag 7.11.2012 herangezogen. Der reale Spotpreisverlauf ist in Abbildung 4 abgebildet. Für die Berechnung der Lastabwürfe liegen allerdings die

Spotpreisprognosen zugrunde. Somit wird die Berechnung der optimalen Lastabwürfe besser, je genauer die Prognosen sind. In diesem Fall wurde das optimale Profil durch eine Umsetzung einer Monte Carlo Simulation ermittelt. Es bedeutet, dass innerhalb den Parametergrenzen zufällige Lastprofile generiert und durch Minimierung der Kosten ausgewählt wurden. Der Simulator wurde 10000 Mal ausgeführt.

2.2.3.7 AP 7: Experiment

Die unterschiedlichen gebäudetechnischen Systeme in den einzelnen Testgebäuden erforderten ein anlagenspezifisches Engineering. Das Ziel in allen Gebäuden war die Installation eines kommunikativen Gebäudeautomatisierungssystems, das über eine VPN-Kommunikationsanbindung mit der zentralen Gebäudeleittechnik verbunden ist. Die Gebäudeleittechnik wurde auf einem Server in einem Rechnerraum der Salzburg AG installiert und dient zur Überwachung und Dokumentation der Schritte während des Experiments. Über eine entsprechende Benutzeroberfläche kann der aktuelle Zustand aller Anlagenteile in Echtzeit verfolgt werden. Sollte ein manueller Eingriff notwendig sein, kann auch dieser über die Gebäudeleittechnik erfolgen.

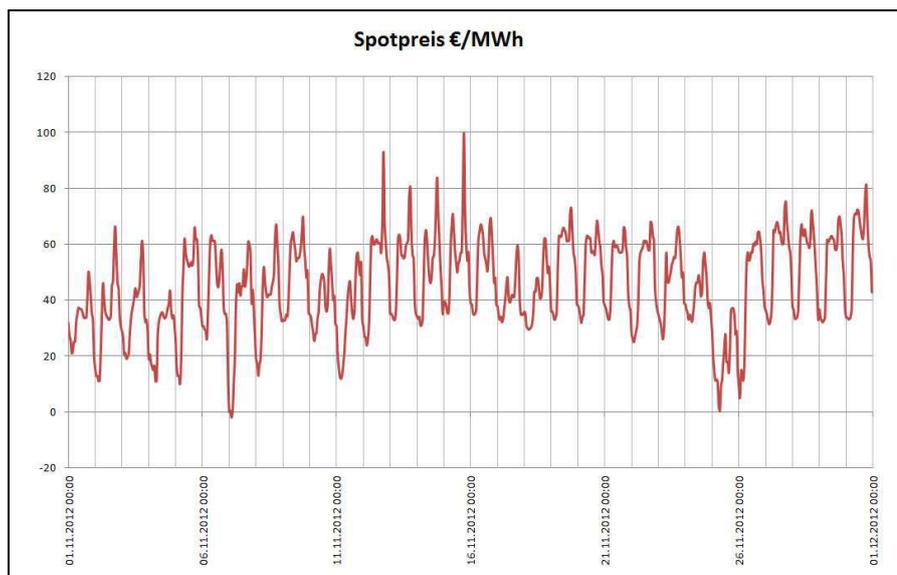


Abbildung 5 Spotpreis im November 2012

Stabauergasse

Es wurde ein Gebäudeautomatisierungssystem installiert und alle relevanten Anlagenteile aufgeschaltet. Insbesondere wurde die Möglichkeit geschaffen, das bestehende BHKW zu steuern und den Zustand (erzeugte elektrische Leistung, Störmeldungen usw.) abzulesen. Da die thermischen Pufferspeicher zur Aufnahme der Abwärme des BHKWs einen wesentlichen Einfluss auf die möglichen Betriebszeiten haben können, wurden repräsentative Temperaturfühler installiert und aufgeschaltet. Zur Darstellung und Überwachung aller thermischen Energieflüsse wurden zudem die bestehenden Wärmemengenzähler auf das Gebäudeautomatisierungssystem gekoppelt. So können alle zur Verfügung stehenden Werte der Zähler wie aktuelle thermische Leistung, Vor- und Rücklauftemperatur sowie die kumulierte Energie abgelesen und durch das GLT-System aufgezeichnet werden. Zur Kommunikation mit der zentralen GLT wurde ein Internetanschluss über das bestehende Kabel-TV Netz der Salzburg

AG hergestellt. Ein installierter Router stellt eine verschlüsselte VPN-Verbindung zum oben beschriebenen GLT-Server her.

Hotel Grünauerhof

Nach dem Muster der beiden Mehrfamilienhäuser in der Stabauergasse wurde auch hier ein Gebäudeautomatisierungssystem installiert und mit dem BHKW und den bestehenden Wärmemengenzählern gekoppelt. Auch hier wurden Temperaturfühler in den thermischen Pufferspeichern installiert, um den aktuellen Energieinhalt berechnen zu können. Kommunikationstechnisch bestand die Schwierigkeit, daß eine kabelgebundene Internetanbindung aufgrund der langen Installationswege kaum möglich gewesen wäre. Aus diesem Grund wurde Router aus dem industriellen Umfeld eingesetzt, der mit einer UMTS-Karte ausgestattet ist und über das Mobilfunknetz eine Verbindung zum Internet und darüber hinaus eine VPN-Verbindung herstellen kann.

Betriebsgebäude St.Johann

In diesem Gebäude wurde ein Gebäudeautomatisierungssystem installiert und mit der Wärmepumpe gekoppelt. Die im Gebäude vorhandenen Einzelraumregler wurden zentral mittels eines Kommunikationsgateways an das Gebäudeautomatisierungssystem angeschlossen. Um den Raumtemperatursollwert zentral für alle Büros vorgeben zu können, war eine Erweiterung der bestehenden Programmierung erforderlich. Analog zu den anderen Gebäuden wurden auch hier Wärmemengenzähler installiert und auf das Gebäudeautomatisierungssystem gekoppelt.

Badbergstraße

Die drei Mehrfamilienhäuser in Bad Gastein werden mit elektrischen Nachtspeicherheizungen beheizt, die über eine Tonfrequenz-Rundsteueranlage (TRA) gesteuert wurden. Um eine Beeinflussung durch den Building Agent zu ermöglichen, wurde auch hier ein Gebäudeautomatisierungssystem installiert. Ein Schaltausgang dieses Systems ersetzte während des Experiment die TRA. Über ein Zeitschaltprogramm im Gebäudeautomatisierungssystem wurden die Schaltzeiten der TRA im Normalbetrieb, also ohne Beeinflussung durch den Building Agent, umgesetzt. Aufgrund der bestehenden Nachtspeicheröfen mit analogen Thermostaten zur Regelung der Raumtemperatur war eine zentrale Beeinflussung des Raumtemperatur-Sollwerts nicht möglich. Zur Erfassung der elektrischen Energieflüsse wurden die vorhandenen Ferraris-Zähler durch Smart Meter mit einer Kommunikationsschnittstelle nach EN 13757-4 (Wireless Meter Bus) ausgetauscht. Über entsprechende Empfängermodule wurden die Zähler in das Gebäudeautomatisierungssystem eingebunden, sodass die Auslesung und Aufzeichnung der elektrischen Leistung und der elektrischen Arbeit möglich wurde.

Hof Baderluck

Das Mehrfamilienhaus in Hof Baderluck wird mit elektrischen Direktheizungen beheizt, die über eine Tonfrequenz-Rundsteueranlage (TRA) gesteuert wurden. Auch hier wurde diese TRA durch ein Gebäudeautomatisierungssystem ersetzt. Wie bei der Anlage Badbergstraße in Gastein wurde auch hier der Normalbetrieb durch ein Zeitschaltprogramm im Gebäudeautomatisierungssystem umgesetzt, dass analog zu den Schaltzeiten der TRA arbeitet. Die bestehenden Ferraris-Stromzähler wurden auch hier durch Smart Meter ersetzt und mit dem Gebäudeautomatisierungssystem gekoppelt.

Erfahrungen mit dem Building Agent

Im Experiment konnte gezeigt werden, dass die Berechnung und der Abruf von Flexibilität technisch beherrschbar ist. Eine Schwierigkeit bestand allerdings in der fehlenden Rückmeldung der Agenten an den Smart Grids Controller über die Arbeitsweise sowie eventuell auftretende Fehler. Weiters wurde im Projektverlauf festgestellt, dass die Möglichkeit, bereits akzeptierte Verschiebungen zu löschen oder zu überschreiben sehr wichtig ist. Diese Funktion ist in der aktuellen Implementierung nicht vorgesehen.

Nutzerfeedback

Das Nutzerfeedback im Betriebsgebäude St-Johann war durchwegs positiv. Es kam zu keinen Komfortverlusten in der Energiezentrale, die Mitarbeiter bemerkten keine Veränderung in der Konditionierung des Gebäudes. Weiteres wurden durch die Aufzeichnung der Daten einige kleine Fehler in der Anlage gefunden und korrigiert.

2.2.3.8 AP 8: Auswertung

Definition „grid-friendly building“

Ein wichtiges Attribut für ein „grid-friendly building“ ist die gesicherte Lastreduktion in kritischen Zeiten, zum Beispiel bei einem Engpass im Verteilernetz oder (prognostizierten) Spannungsbandverletzungen. Hierzu ist es entscheidend, dass Flexibilität mit einer hohen Verfügbarkeit in das System eingebunden werden kann. Die Flexibilitäten werden so gesteuert, dass entsprechend Ampelmodell (Abbildung 6) auf Netzsituation und Verfügbarkeit erneuerbarer Energien reagiert werden kann. Das Ampelmodell soll von den Marktteilnehmern umgesetzt werden. Das kann zum Beispiel mit variablen Netztarifen erfolgen.

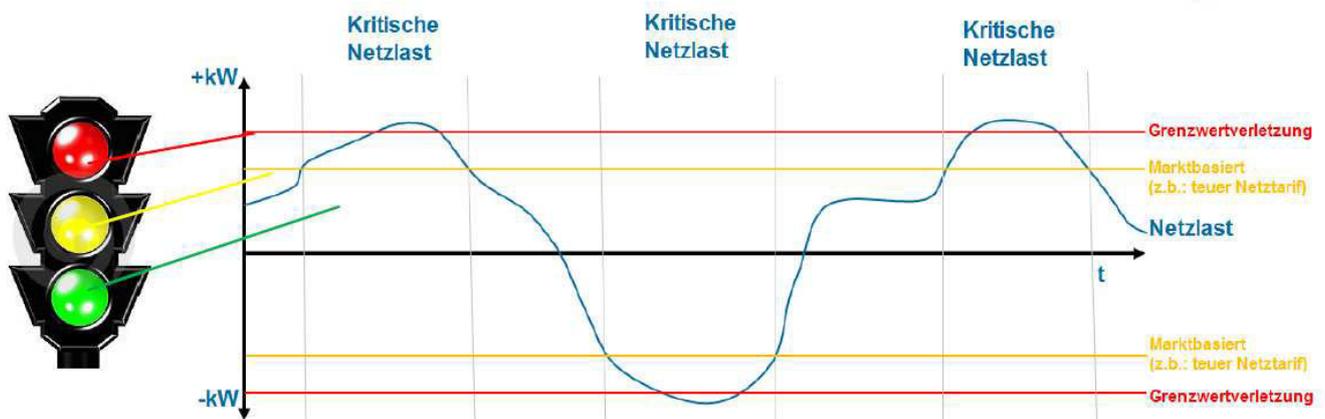


Abbildung 6 Ampelmodell der Netzlast

Dieser „Arbeitspunkt des Smart Grids“ kann je nachdem, ob Grenzwerte eingehalten oder überschritten werden zwischen rot, gelb und grün variieren, wie die Abbildung 6 zeigt.

Innerhalb dieser Systemzustände sind unterschiedliche Energie- bzw. Systemdienstleistungen erforderlich, um das Gesamtsystem im gewünschten Normalbetrieb (grüner Bereich) zu halten, wo der Markt uneingeschränkt funktionieren kann. Mögliche Dienstleistungen in diesem Bereich sind z. B. eine Optimierung des Energievertriebes und die Einspeisung mittels Preissignalen, um einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien mit dem Verbrauch zu synchronisieren und damit nutzbar zu machen.

Im gelben Bereich werden am Markt verfügbare Systemdienstleistungen abgerufen wie z. B. der Einsatz von Kraftwerken zur Frequenzregelung oder der Abruf angebotener Flexibilitäten über Building Agents zur Vermeidung von erwarteten Netzengpässen.

Bei Erreichen oder Überschreiten der zulässigen Grenzwerte (rote Ampel) werden die Markterfordernisse vorübergehend nicht berücksichtigt. Vorrang hat das schnellstmögliche Verlassen des „gestörten Netzbetriebes“.

In der Praxis ergibt sich aus diesen Anforderungen ein gewisser Widerspruch an die Gebäudesysteme: Die gesicherte Lastreduktion setzt voraus, dass sich die Gebäudesysteme zu dem Zeitpunkt, in dem sie gebraucht werden, im passenden Zustand befinden. Das heißt wiederum, dass die Möglichkeit, mit einem Gebäude auf die Netzlast zu reagieren, stark von der Außentemperatur abhängt. Bei niedrigen Außentemperaturen läuft z. B. die Heizung überdurchschnittlich oft, die Dauer, über die abgeschaltet werden kann, sinkt allerdings. Insgesamt ist hier zu beachten, dass sich die Anforderungen für positive und negative Lastspitzen gegenseitig im Weg stehen. Abbildung 7 stellt durch die drei Spalten verschiedene „Marktzustände“ dar, die aus einem bestimmten Zustand des Netzes abzuleiten sind.

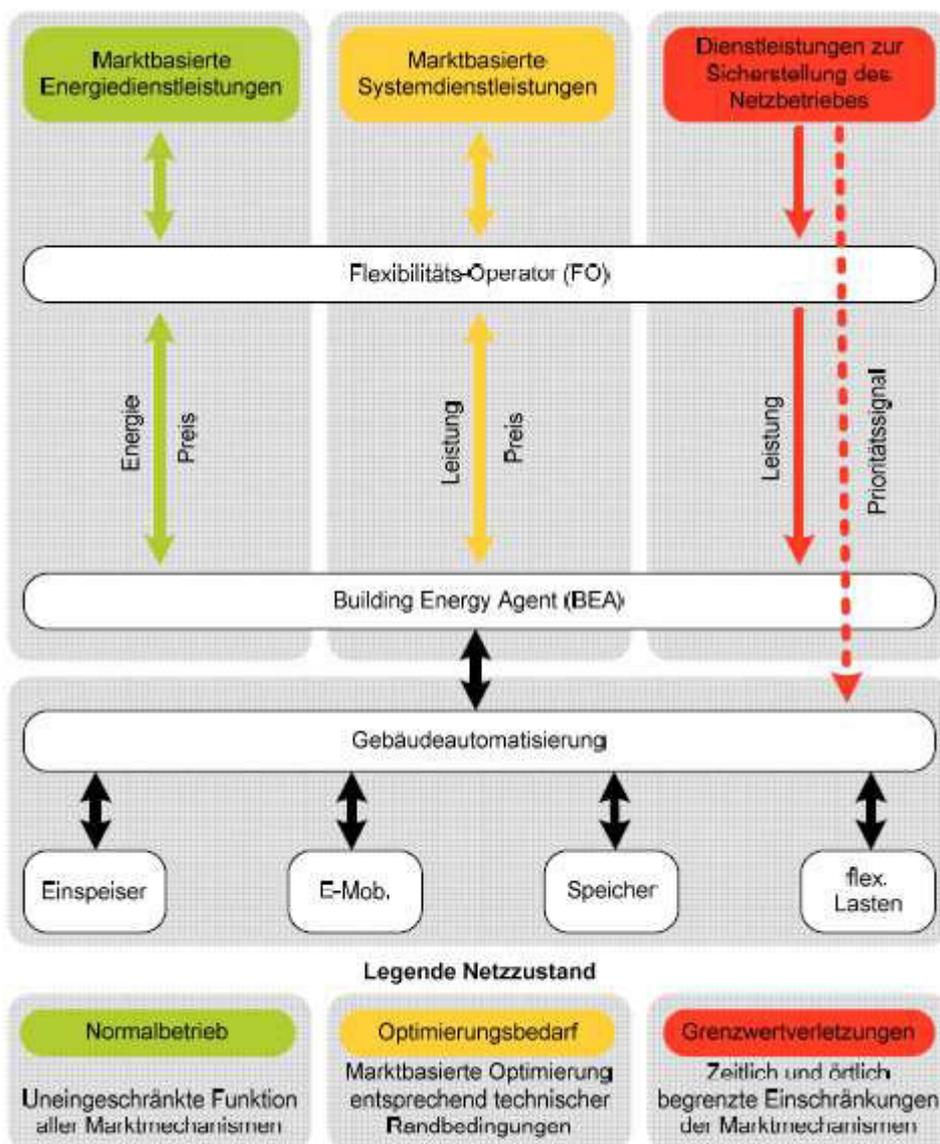


Abbildung 7 Netz- bzw. Marktzustände im Smart Grid

Innerhalb dieser Netz /Marktzustände sind unterschiedliche Energie- bzw. Systemdienstleistungen erforderlich, um das Gesamtsystem möglichst im gewünschten Normalbetrieb (grüner Bereich) zu halten, wo der Markt möglichst uneingeschränkt funktionieren kann.

In der Gesamtarchitektur vorzusehende „Agenten“ und „Operatoren“ sind konzipiert, dass die Koordination zwischen den technischen Systemen der Marktteilnehmer entsprechend den festgelegten Marktregeln (im Idealfall möglichst automatisiert) ablaufen kann. Damit ist der Building Agent ein wesentlicher Bestandteil des Smart-Grids-Gesamtsystems.

Zusammenfassend kann man so ein grid-friendly-Building als ein Gebäude definieren, bei dem Flexibilität möglichst hoch und für die absehbare Kombination aus Außenbedingungen und Netzanforderung möglichst konstant ist.

Auswertung und Visualisierung der Testfälle

Die Auswertung der Daten aus der Desigo Datenbank erfolgte aufgrund von statischen Dateien nach Abschluss des Experimentes in MATLAB. Abbildung 8 zeigt eine typische Auswertung für ein Objekt, in diesem Fall Hof Baderluck. Zu sehen ist das durchschnittliche Abwurfpotenzial, aufgeschlüsselt nach Außentemperaturen. Gut zu sehen ist, dass das Potenzial wie erwartet mit sinkender Außentemperatur steigt. Das erklärt sich dadurch, dass bei höheren Außentemperaturen seltener Energie verbraucht wird, und so in Abwurf zu einer geringeren Reaktion führt.

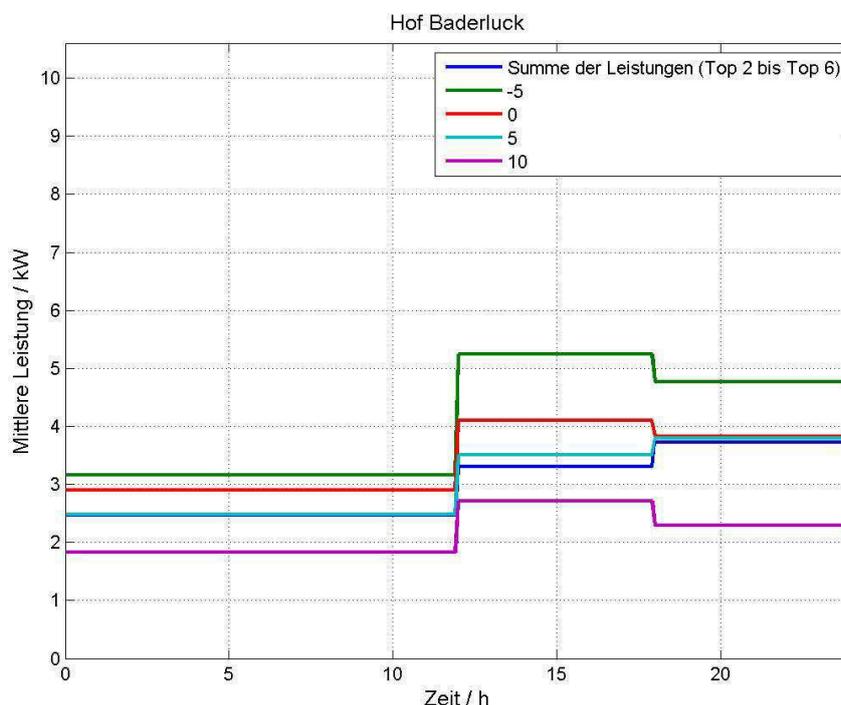


Abbildung 8 Durchschnittliches Lastverschiebepotenzial Hof Baderluck (Top 2 bis Top 6) sortiert über die Außentemperatur

Wärmepumpen

Wie in Abbildung 9 zu sehen ist, unterscheidet sich die installierte thermische Heizleistung in W/m^2 zwischen Wärmepumpen und Elektrodirektheizungen in den letzten Jahrzehnten kaum. Daraus kann geschlussfolgert werden, dass sich die Verfügbarkeit der Energiesysteme bis auf etwas strengere

Randbedingungen (im Falle von Wärmepumpen wirkt sich ein zu hohes Duty Cycling, also oftmalige Wechsel zwischen an und aus, sehr schnell negativ auf die Lebensdauer aus) nicht ändert. Für das Lastverschiebepotenzial wiederum bedeutet dies, dass bei gleicher Heizleistung nur ein Bruchteil des elektrischen Verschiebepotenzials besteht, der sich über den CoP (Coefficient of Performance) der Wärmepumpen definiert. Außerdem ist bei der derzeitigen Menge an Wärmepumpen (ca. 9000 in Salzburg, Stand 2011) der derzeitige Einfluss geringer als der von Elektrodirektheizungen, was sich aber in den kommenden Jahren ändern wird.

Nachtspeicheröfen

Im Fall der Nachtspeicheröfen konnte festgestellt werden, dass die maximal mögliche Aufheizdauer für alle aufgetretenen Außentemperaturen nicht vollständig ausgenutzt wurde. Daraus kann abgeleitet werden, dass die betrachteten Systeme auf jeden Fall ausreichend dimensioniert sind. Somit ist es möglich, das für das Aufheizen benötigte Zeitfenster beliebig über 24h Stunden aufzuteilen, und dabei noch immer im Komfortband bleiben zu können.

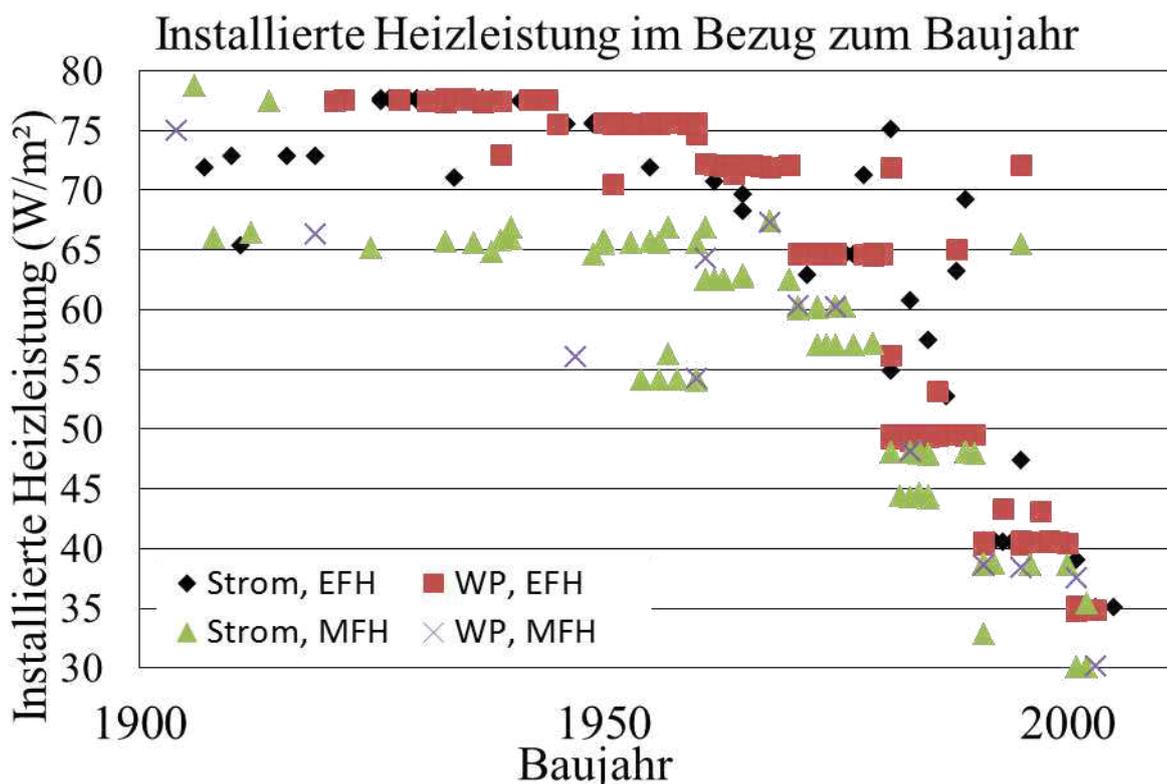


Abbildung 9: Heizleistungen im Bezug zum Baujahr für Strom und Wärmepumpen (WP) für Einf- (EFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH)

IKT im Smart Grid

Auf Grund der ermittelten IKT-Anforderungen wurde im Projekt *Smart Synergies* (FFG-Nr.: 825455, siehe Endbericht) festgestellt, dass *Building to Grid* als Smart-Grid-Anwendung die höchsten Synergien zu *Consumer-to-Grid*- und *Vehicle-to-Grid*-Technologien hat. Diese Erkenntnis ist besonders wertvoll, da sowohl Konsumenten als auch Elektrofahrzeuge ohnehin naturgemäß einen starken räumlichen Bezug zu Gebäuden haben. So kann nun auch aus IKT-Sicht festgestellt werden, dass die gemeinsame

Betrachtung dieser Technologien zu empfehlen ist, um eine maximale Synergienutzung beim Smart-Grid-Ausbau zu erreichen.

Während in *Building to Grid* nichtfunktionale Anforderungen wie Security und Privacy nur peripher betrachtet wurden, zeigt das Projekt *Smart Web Grid* (FFG-Nr.: 829902, Endbericht in Arbeit) Möglichkeiten auf, die IKT-Architektur von *Building to Grid* in eine sichere, mit strenger Authentifizierung ausgestattete *serviceorientierte Architektur* zu migrieren. Da das in *Building to Grid* verwendete OpenADR-Protokoll bereits auf SOAP Webservices basiert, ist eine solche Migration effizient durchführbar.

Im Projekt konnten des Weiteren folgende konkrete Anforderungen für die Kommunikationsarchitektur zwischen Building Agent und Smart Grid Controller festgestellt werden:

In einem Kommunikationssystem sind die folgenden Anforderungen einzuhalten:

- Um die Verfügbarkeit des Systems zu erhöhen, soll jeder Building Agent mit mehr als einem Smart Grid Controller kommunizieren können, d. h. bei einem Ausfall eines Smart Grid Controllers, soll ein anderer als Backup benutzt werden können.
- Der Zustand des Building Agents soll vom Smart Grid Controller abrufbar sein
- Alle Fehlermeldungen im System sollen bis zum nächsten Smart Grid Controller weitergeleitet werden, um Kommunikationsfehler entlang des Pfads schnell auswerten zu können.

2.2.4 Beschreibung der Ergebnisse und Meilensteine

2.2.4.1 Meilenstein M1: Lastmodelle entwickelt

Das Aufwärmen oder Abkühlen eines Gebäudes oder einer Gebäudezone ist von der Summe der Wärmequellen wie Personen, solarer Strahlung, Beleuchtung etc. und den Wärmesenken wie Transmissionswärmeverlusten und Lüftungswärmeverlusten sowie der thermischen Masse des Gebäudes abhängig. Ein vereinfachtes Lastmodell, basierend auf zwei Zeitkonstanten für die Beschreibung der Dynamik von Aufheizen und Abkühlen, wurde entwickelt.

2.2.4.2 Meilenstein M2: Experiment vorbereitet

Die Infrastruktur und Studienobjekte sind soweit vorbereitet, dass mit der Experimentphase begonnen werden kann. Mit Erreichen dieses Meilensteins wurde die Infrastruktur für die Durchführung des Experiments fertig gestellt. Folgende Komponenten und Systeme wurden installiert:

- Gebäudeautomationssystem pro Versuchsgebäude, jeweils angepasst an die Voraussetzungen im Gebäude
- Kommunikationsanbindung (Internetanschluss) pro Gebäude
- Zentraler GLT-Server zur Überwachung der Anlagen und Aufzeichnung der Prozesswerte
- Verschlüsselte Datenverbindungen zwischen den Gebäuden und dem GLT-Server
- Gebäudeagent pro Versuchsgebäude
- Zentraler Smart Grids Controller (Software auf dem zentralen Server)

2.2.4.3 Meilenstein M3: Zwischenbericht Experiment

Der Zwischenbericht für die Periode 01.07.2011 bis 30.06.2012 wurde fristgerecht abgeliefert. Darüber hinaus ergab sich allerdings noch die Anforderung, rechtzeitig zum Start des Projekts SGMS-HiT die Anforderungen an ein „grid-friendly buildings“ zu formulieren und auch zeitgerecht in der Planungsphase des SGMS-HiT Projekts als Erkenntnisse einzubringen. Durch die enge Zusammenarbeit aller Partner konnten die Vorbedingungen zur Auswahl und Auslegung der Energiesysteme zeitgerecht erfüllt werden.

2.2.4.4 Ergebnisse

Thermische Modellierung von Gebäuden

Im Rahmen des Projekts ist es gelungen, eine effiziente Methode zur Modellierung der Dynamik von thermischen Prozessen in Gebäuden zu entwickeln. Basierend auf den Daten eines Energieausweises ist es hiermit möglich, ein Modell erster Ordnung zu erstellen, das die wesentlichen Qualitäten der thermischen Prozesse für einen elektrischen Lastabwurf abbildet. Mit diesem Modell, das im Wesentlichen aus zwei Kennlinienfeldern (je eines für Aufheiz- und Abkühlzeitkonstanten) besteht, können große Zahlen von Gebäuden in einer Simulation als thermische Speicher zur elektrischen Lastverschiebung sehr effizient eingesetzt werden.

Überprüfung des Rebound-Effekts

Mithilfe der oben genannten Modellierung konnte eine realistische Hochrechnung des Verhaltens von elektrischen Heizsystemen erstellt werden, die nicht nur den gewünschten Lastabwurf zu einem bestimmten Zeitpunkt zeigt, sondern auch den darauf folgenden Rebound-Effekt, in dem die zuvor geringere Heizleistung wieder von den Systemen eingefordert wird. Damit ist eine quantitative Bewertung der Auswirkungen von Lastabwürfen in ihrer vollen Konsequenz berechenbar geworden.

Technische Entwicklungen

Technisch wurde im Projekt der erste Prototyp eines Building Agents entwickelt. Dazu wurden die Kommunikationsschnittstellen zum Netzmanagement sowie zur Gebäudeautomatisierung auf Basis der vorhandenen Kommunikationsprotokolle OpenADR und BACNet implementiert. Als Klimaprognose wurden Daten der ZAMG⁴ eingebunden und im System verarbeitet. Über eine anlagenspezifische Konfiguration kann der Agent an die verschiedenen Gebäude angepasst werden.

Messwerterfassung

Die meisten Testobjekte konnten in einer gemeinsamen Leittechnik-Zentrale erfasst werden. Die erforderliche Anpassung der Mess- und Kommunikationstechnik ist erfolgt. Dadurch stand an zentraler Stelle ein Pool an Daten zur Analyse zur Verfügung. Über Exportfunktionen der dahinterliegenden Datenbank konnten die Analysetools die Plausibilitätsprüfungen und Auswertungen durchführen.

⁴ Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik

Kostenoptimierung

Die Spotkostenoptimierung, die in Kapitel 7 für den Stichtag 7.11.2012 beschrieben sind, hat die folgenden Ergebnisse gebracht: Basierend auf der Spotpreisprognose wäre ein Ersparnis von 11% im Vergleich zum Normalverbrauch möglich. Im realen Fall wäre das Ersparnis 6%. Je genauer die Spotpreisprognose ist, desto höher könnte das reale Ersparnis werden, weil die Profile nach der Prognose optimiert werden.

2.2.5 Beschreibung der eventuellen Schwierigkeiten bei Erreichung der geplanten Ziele

Abweichung von Normwerten im Gebäudebetrieb

Die als Grundlage dienenden Energieausweise für die einzelnen Gebäude werden anhand von Normwerten errechnet. So wird etwa eine Norminnentemperatur von 20°C der Berechnung zugrunde gelegt, die jedoch nach der heutigen Erfahrung durch die Nutzer durchschnittlich um 2°C bis 3°C überschritten wird und gleichzeitig Schwankungen des Nutzerverhaltens von bis zu 400% vorliegen. Ebenso sorgen die Individualität der einzelnen Bewohner und deren Lebensumstände (z. B. höhere Raumtemperaturen bei Krankheit) zu Problemen in der Errichtung einer automatischen Steuerung/Gebäudeleittechnik.

Verfügbarkeit der Wärmeerzeuger

In einigen Gebäuden wurden Wärmeerzeuger eingesetzt, bei denen die Möglichkeit der Teilnahme sehr stark von der Verfügbarkeit abhängt. Die Verfügbarkeit dieser Wärmeerzeuger, insbesondere der BHKWs ist aber eher gering (z. B.: durch Störungen und niedrigen Wartungsintervallen). Darum konnte auf das Lastverschiebepotenzial dieser Wärmeerzeuger selten zugegriffen werden.

Generische Modellierung thermischer Systeme

Im Zuge der Planung und Implementierung der Client-seitigen Software zeigte sich, dass die Voraussetzungen und Möglichkeiten für Verschiebungen sehr unterschiedlich sein können. Eine generische Implementierung, die für eine Vielzahl unterschiedlicher Heiz- und Kühlsysteme funktioniert, ist aus diesem Grund sehr schwierig umzusetzen. Im Projekt wurde daher durch Anpassungen der Gebäudeparameter versucht, den Implementierungsaufwand für die unterschiedlichen Gebäudesysteme gering zu halten. Dies gelang allerdings nur zum Teil, sodass zwei verschiedene Versionen der Flexibilitätslogik implementiert werden mussten.

Für das Freizeitzentrum Freges konnte der geplante generische Ansatz nicht angewendet werden, da sowohl Energiesysteme als auch die thermischen Prozesse nicht abbildbar waren. Es hat sich gezeigt, dass selbst der generische Ansatz nicht uneingeschränkt verwendbar ist.

Kommunikation

Im Bereich der Kommunikation hat es Probleme mit der Verfügbarkeit des Building Agents und der damit verbundenen Steuerung der Gebäudesteuerungssysteme gegeben. Das hatte zur Folge, dass Testtage verloren gegangen sind, weil die Fahrpläne nicht umgesetzt wurden. Der Grund war die hohe Komplexität des Gesamtsystems, wo viele heterogene Subsysteme miteinander kommunizieren mussten. Durch erhöhten Personaleinsatz und die bereits beantragte Verlängerung des Projekts konnten dennoch aussagekräftige Werte im Projekt gesammelt und ausgewertet werden.

Serverseitig hat es an Möglichkeiten gefehlt, Fehler in der Kommunikation darzustellen. Alle Fehler unabhängig von Herkunft, wurden mit Timeouts dargestellt. Somit war es schwer möglich für einen Benutzer eine korrekte Fehlerbeschreibung zu erstellen. Hier wäre es wichtig vom Building Agent Fehlermeldungen zu erhalten, die z. B. „No Communication to Bacnet“, „LoadRequest invalid“ oder „No Execution of Loadprofile possible“ darstellen. Weiters müsste es im SGC möglich sein, den Status eines Building Agents zu verfolgen. In der derzeitigen Implementierung hat der Server nur die Profile an den Building Agents übertragen, aber die Umsetzung nicht verfolgt. Der ganze Weg von Profileintrag bis zum erfolgreiche Durchführung müsste im Server nachvollziehbar sein. Somit würden schnell Fehler auf dem Weg entdeckt werden können.

2.2.6 Beschreibung der „Highlights“ des Projektes

Kostenoptimierung

Die Möglichkeit Lastprofile auf Spotpreisbasis zu optimieren bietet eine Win-win-Situation für sowohl Endkunden wie auch Netzbetreiber. Die Kostenoptimierung würde wahrscheinlich auch mit der Lastspitzenabdeckung zusammenfallen, weil der Preis nach der Nachfrage und Angebot festgelegt wird und weil in den Lastspitzen die Nachfrage hoch ist, der Preis auch höher ist. Der Netzbetreiber würde die Lastkurve glätten können und der Endkunde könnte dafür, dass er die Kontrolle über sein System teilweise an einem Smart Grids Controller abgibt bis zu 10% Energiekosten pro Jahr sparen.

Detaillierte Monitoring-Ergebnisse verfügbar

Nach anfänglichen Schwierigkeiten (siehe Abschnitt 2.2.5) zeigte sich, dass die installierte Gebäudeleittechnik in der Lage ist, detaillierte Monitoring-Daten zu liefern. Während des Experiments wurde eine große Anzahl an Datensätzen aus den Gebäuden des Feldversuchs gesammelt. Neben Energieflüssen konnten aufgrund der technischen Rahmenbedingungen im Betriebsgebäude St.Johann auch die Raumtemperaturen der einzelnen Büros aufgezeichnet werden.

Verteiltes FM möglich

Die zur Überwachung und für die Datenaufzeichnung installierte Gebäudeleittechnik bietet darüber hinaus die Möglichkeit, Maßnahmen aus dem Bereich Facility Management umzusetzen. Neben dem Monitoring der Anlagen zum Zweck der Energieverbrauchssenkung kann ein Störungsmanagement mit geringem Aufwand auf Basis der installierten Infrastruktur implementiert werden. Maßnahmen zur vorbeugenden Instandhaltung (zum Beispiel automatisierte Erinnerung in bestimmten Wartungsintervallen) sind im System bereits integriert und können zukünftig einen Mehrwert für derartige Installationen liefern.

Dynamische Abschätzungen für ganze Bundesländer möglich

Die in B2G konzipierten und implementierten Lastmodelle ermöglichen es erstmals, das Lastabwurfverhalten von größeren Gebäudeensembeln abzuschätzen. Abbildung 10 zeigt als Beispiel den berechneten Lastabwurf für alle im Bundesland Salzburg befindlichen Gebäude mit

Elektrodirektheizung. Alle 18950 Gebäude⁵ versuchen gleichzeitig zwischen 12 und 14 Uhr Last abzuwerfen. Gut zu sehen ist sowohl der Lastabwurf von durchschnittlich ca. 400MW, als auch der ähnlich große Rebound.

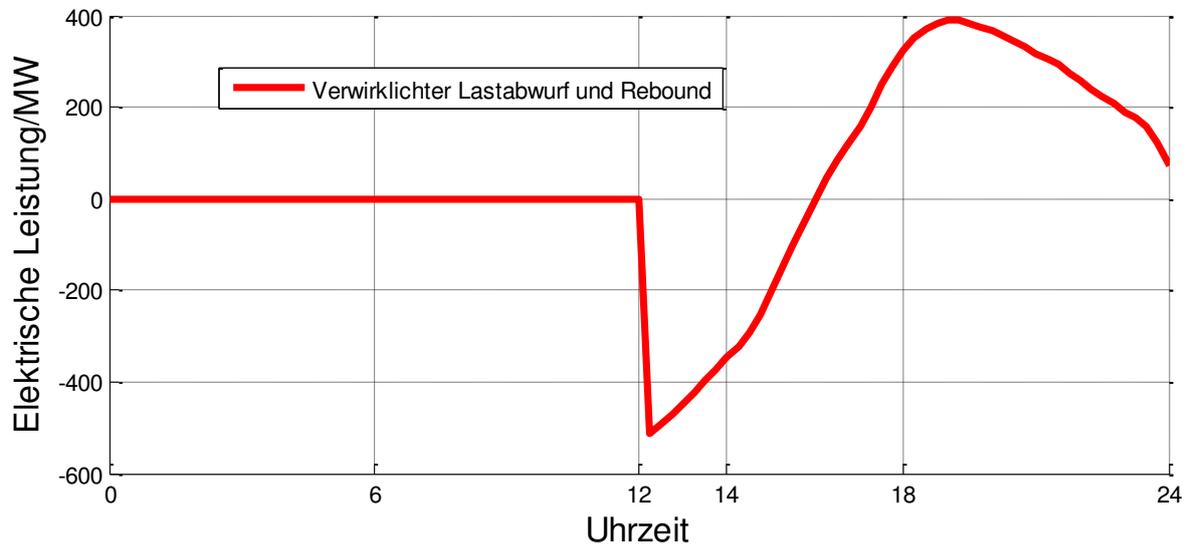


Abbildung 10: Berechneter Lastabwurf mit allen in Salzburg Vorhandenen E-Direktheizungen

Im Sommer wird zwar durch die leicht niedrigeren Innenraumtemperaturen Energie gespart, die Zahl bewegt sich allerdings im niedrigen einstelligen Prozentbereich.

Kommunikationsprotokoll OpenADR

Das im Projekt verwendete Kommunikationsprotokoll, das auf dem Open Automated Demand Response Standard basiert (OpenADR), war nach einer Erweiterung außerhalb des Standards bestens geeignet als Kommunikationsmedium zwischen dem Smart Grid Controller und den Building Agents. Im Standard war zwar nur vorgesehen top-down Profilver schläge zu schicken. Nach der Erweiterung war es auch möglich bottom-up, also von den Building Agents, Profilver schläge an den Smart Grid Controller zu senden. Die Tatsache, dass OpenADR ein *offenes*, standardisiertes Protokoll ist, das Interoperabilität und somit Erweiterbarkeit fördert, hat sich also als besonders wertvoll und empfehlenswert herausgestellt.

2.2.7 Beschreibung und Begründung der Unterschiede zum ursprünglichen Projektantrag

Die in Abschnitt 2.2.5 beschriebenen Schwierigkeiten hatten zur Folge, dass im Experiment weniger Zeit als ursprünglich angenommen zur Verfügung stand. Das wurde einerseits durch eine raschere Abwicklung und Verlängerung des Experiments gelöst, andererseits wurde rechtzeitig eine Projektverlängerung beantragt und bewilligt, sodass schließlich eine ausreichende Zahl an Messtagen zur Verfügung stand.

⁵ Quelle: Statistik Austria, Gebäude- und Wohnungszählung 2001, Hauptergebnisse Salzburg

3 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

Kommunikationsprotokolle

Der Standard OpenADR 1.0 musste für das Projekt angepasst werden, um dem Building Agent zu erlauben Lastantworten (LoadAnswers) an den Server zurückzuschicken. Laut dem Standard war es für einen Building Agent nur möglich, Lastprofile zu empfangen und den Erhalt zu bestätigen. Das Modell sieht Vorgaben nur von top-down vor. Die Empfänger antworten nur direkt auf die Anfragen, ohne dabei eigene Vorschläge zu machen. Der Standard hatte das Feedback vom Building Agent nicht vorgesehen. Konkret musste zusätzlich zu den Standardmethoden die Methode *sendEventStatesFeedback* implementiert werden. In OpenADR 2.0 wurde OpenADR 1.0 mit Profilen für spezielle Anwendungen erweitert, ohne die Grundstruktur von OpenADR 1.0 zu ändern.

OpenADR ist ein Kommunikationsstandard, der in den USA verbreitet ist. Er wurde für ähnliche Fälle wie die in B2G erstellt, was es zu einem geeigneten Protokoll macht. OpenADR beinhaltet zusätzlich viele Möglichkeiten wirtschaftliche Parameter zu verwenden. Somit lässt sich nicht nur der Energieverbrauch optimieren, sondern auch die Kosten für eine Anlage.

Low-Level-Kommunikation/Server-Architektur

Als eine wichtige Erkenntnis ist die Flexibilität der Verwendung von Services zu erwähnen. Die serviceorientierte Architektur mit SOAP und flexible Struktur des Smart Grids wird es erlauben, Geräte unterschiedlicher Typen einfach zu erweitern und ersetzen.

Der Smart Grid Controller in seiner Prototyp-Implementierung sollte eher Router-Funktion haben als bisher mit dem integrierten GUI-Client. Der Server wäre somit ein Router mit Notify-Möglichkeiten für die Clients. Alle Clients unabhängig vom Typ (Building Agent, Monitoring, Algorithmen oder GUI/Human-Machine-IF) sollten über SOAP-Schnittstellen Services zur Verfügung gestellt bekommen, d. h. einen Service je nach Client-Typ.

Ausstattung der Building Agents

Die vereinfachten Gebäudemodelle haben die Dynamik der Gebäude (Aufheiz- und Abkühlverhalten) hinreichend genau modelliert. Für korrekten Betrieb ist die aktuelle Außentemperatur erforderlich. Die Worst-Case Abschätzung des Gebäudeverhaltens benötigt noch einen wesentlichen Faktor, um nicht zu konservativ zu rechnen: die inneren Lasten sowie die Solarstrahlung definieren maßgeblich die Endtemperatur nach einem Abkühlvorgang. Diese Temperatur wiederum bestimmt, wie schnell die Temperaturänderungen erfolgen und ist somit wichtig für die Bestimmung der Überschreitung von Komfortgrenzen. Da speziell die inneren Lasten nur sehr schwer gemessen werden können, muss hier noch ein Abschätzungsterm hinzugefügt werden, der einen Default-Wert für die eingebrachte Heizleistung hinzufügt und so die Endtemperatur besser abschätzt.

Es wäre wichtig, dass der Building Agent von einem Monitorclient über den Server nach dem Status der Fahrpläne abgefragt werden kann, um den Status eines Clients nur an einer Stelle zu verwalten.

Der Building Agent sollte immer alle Fehler in der Übertragung an den Server zurückmelden, um dies für den Benutzer darzustellen. Außerdem sollte es möglich sein über das GUI Pläne zu löschen.

Potenzial für die breite Anwendung

Demand Response Anwendungen mit Gebäuden haben mit den momentan installierten Energiesystemen ein relativ hohes Potenzial. Nicht nur sind hier die Anschlussleistungen insgesamt sehr hoch, in vielen Fällen sind sogar schon Fernwirkleinrichtungen (insbesondere Rundsteueranlagen), die in den meisten Fällen mit relativ geringem Aufwand auf Steuergruppen oder ähnliches aufgetrennt werden können, um damit flexibler auf die Bedürfnisse des Netzes reagieren zu können.

Wärmepumpen sind prinzipiell auch ein interessanter Anwendungsfall, da sie durch die niedrigere Leistung meist öfter für einen Lastabwurf zur Verfügung stehen.

4 Verwertung

Verwertung

Die Erkenntnisse aus dem Projekt bilden für die Siemens AG Österreich die Basis für weitere Entwicklungen in weiteren Projekten (z. B. internes Entwicklungsprojekt für die Modellgemeinde Köstendorf) und die strategische Ausrichtung beim Thema Smart Buildings. Die Möglichkeit, Flexibilitäten aus dem Gebäude für übergeordnete (Netz-)Steuerungen nutzbar zu machen, wird eine wesentliche Kernfunktion intelligenter Gebäude sein.

Weiteres werden im Projektteam zurzeit mehrere Workshops durchgeführt, die sich mit der Fragestellung befassen, wie die Lösungen, Ergebnisse, Erkenntnisse der gebäuderelevanter SGMS Projekte weitervermarktet und zu Produkten transformiert werden können. In der nächsten Zeit werden auch die Vermarktungsmöglichkeiten in den unterschiedlichen Energiemärkten (Großhandels-, Regenergie und Ausgleichsenergiemarkt) geprüft. Teile der Ergebnisse und Erfahrungen fließen auch in der Ergebnisse- & Erkenntnissebericht aus der Smart Grids Modellregion Salzburg⁶ ein.

Die aktuelle politische Diskussion zum Thema leistbares Wohnen stellt wesentliche Anforderungen an die gemeinnützigen Wohnbauträger. Neben den eigentlichen Mieten bzw. Kaufpreisen stellen die Betriebskosten und die darin enthaltenen Kosten für Energie (Wärme und Strom) einen bedeutenden Faktor dar.

Aufgrund der Erfahrungen aus dem Projekt B2G sowie der geschaffenen Grundlagen können bei zukünftigen sozialen Wohnbauprojekten die technischen Konditionierungssysteme für ein smartgridfähiges Gesamtsystem bereits in der Planung eingebunden werden. Dadurch werden die zusätzlich zu erwartenden Mehrkosten für Netzausbau/Anpassung verringert.

Marktvision

Als Marktvision kann sich die Salzburg Wohnbau vorstellen, dass je nach Attraktivität des Anreizmodelles Gebäude mit großen elektrischen Lasten (oder auch Erzeugern) im Rahmen von Komfortgrenzen ihre Flexibilität für das Stromnetz zur Verfügung stellen. Denkbar ist auch eine Beeinflussung von Erzeugungsanlagen (PV Anlagen) zur cos Phi Steuerung.

Grundvoraussetzung für jede Marktvision bzw. –aussicht ist jedoch ein dahinterstehendes Anreizmodell.

Patente

Im Rahmen des Projekts entstanden keine Patente.

Dissertationen

Im Rahmen des Projekts entstanden keine Dissertationen.

⁶ http://www.smartgridssalzburg.at/fileadmin/user_upload/downloads/SGMS_Ergebnisse_Erkenntnisse_05-2013.pdf

5 Ausblick und Empfehlungen

Laufende Folgeprojekte national

Weitere Folgeprojekte (HIT, INTEGRA) sind aufgesetzt und beschäftigen sich in der nächsten Zeit mit der Weiterentwicklung der Marktmechanismen im Smart Grids und der Weiterentwicklung der notwendigen Technik.

Laufende Folgeprojekte international

Die im Rahmen des Projektes B2G gesammelten Erkenntnisse können ebenfalls in schon laufende FP7 Projekte eingebracht werden. Besonders die als Basis für die meisten Ergebnisse dienenden vereinfachten Gebäudemodelle, sowie deren Generierung wurde als Basis für die erfolgreiche Einreichung des Projektes EEPOS herangezogen, im Rahmen dessen sie in Supervisory Control Applications für Neighbourhood Energy Management Systems weiterentwickelt werden können. Die für B2G programmierten Auswerteroutinen können im Projekt EcoGridEU als Startpunkt für die Quantifizierung von Markt basierten Demand Response Mechanismen dienen.

Geplante Einreichungen

Außerdem wird die Arbeit am Thema Demand Response mit Gebäude im Rahmen des Fit4Set Projekts „Sondierung Aspern“ fortgesetzt. Sie ist auch als eine Säule in einem Fit4Set Leitprojekt, das aus der oben erwähnten Sondierung entstehen soll, geplant.

Weitere Technologische Entwicklung

Die erfolgreiche Einbindung der Nutzer in das Gesamtsystem ist ein wesentlicher Faktor im Bereich der Smart Grids Technologie. Hierbei ist jedoch Bedacht darauf zu nehmen, dass die Nutzer überbordende Technik nicht beherrschen bzw. nicht dauerhaft entsprechende Handlungsweisen an den Tag legen, um das System selbstständig zu unterstützen. Aus diesem Grund ist zur Bedeutung "Smart" auch die Eigenschaft "einfach" einzubeziehen, die Individualität der Nutzer darf nur in einem bestimmten Maße eingeschränkt werden.

6 Anhang

6.1 Datenqualität der aufgezeichneten Monitoring-Daten

Abbildung 12 gibt einen kumulierten Überblick über die aufgezeichneten Daten der verschiedenen Gebäude. Es zeigt sich, dass eine lückenlose Aufzeichnung nicht möglich war, dennoch aber ausreichend Daten für die Erreichung der Projektziele vorhanden waren.

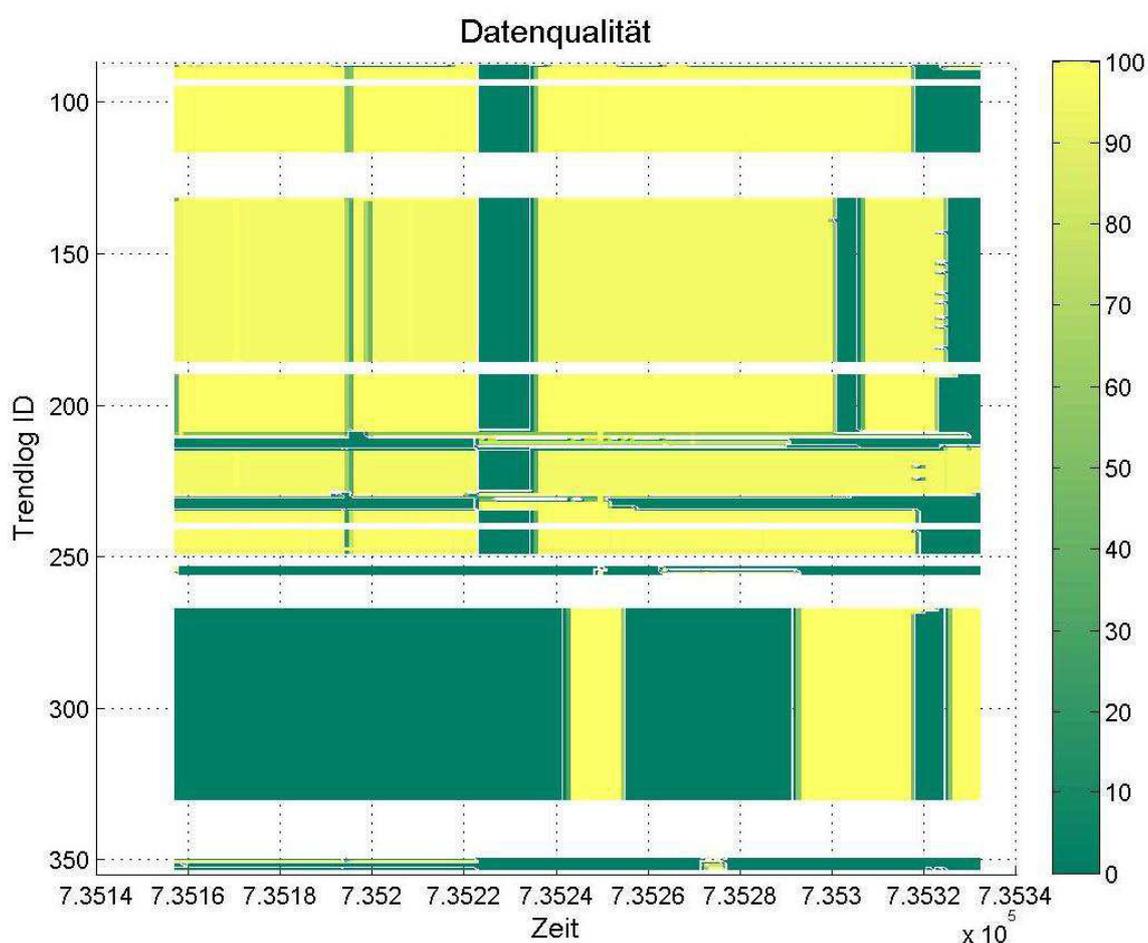


Abbildung 11 Datenqualität über den gesamten Zeitraum des Versuchs (gelb: 100% der Daten vorhanden; grün: keine Daten vorhanden)

6.2 Verfügbarkeit der Rundsteueranlage: Hof Baderluck

In den Objekten in Hof Baderluck zeigte sich, dass Top 1 nicht auf die Anfragen reagiert, d.h. das Rundsteuersignal ist an diesem Top nicht aktiv.

TrendLogId	Nummer	Identifizierung	Einheit
215	B02'MBus'MtrEI07'CumEg	Kumulierte Energie Elektroähler Allgemein	kWh

216	B02'MBus'MtrEI07'Pwr	Leistung Elektrozähler Allgemein	kW
217	B02'MBus'MtrEI06'CumEg	Kumulierte Energie Top 6	kWh
218	B02'MBus'MtrEI06'Pwr	Leistung Top 6	kW
219	B02'MBus'MtrEI05'CumEg	Kumulierte Energie Top 5	kWh
220	B02'MBus'MtrEI05'Pwr	Leistung Top 5	kW
221	B02'MBus'MtrEI04'CumEg	Kumulierte Energie Top 4	kWh
222	B02'MBus'MtrEI04'Pwr	Leistung Top 4	kW
223	B02'MBus'MtrEI03'CumEg	Kumulierte Energie Top 3	kWh
224	B02'MBus'MtrEI03'Pwr	Leistung Top 3	kW
225	B02'MBus'MtrEI02'CumEg	Kumulierte Energie Top 2	kWh
226	B02'MBus'MtrEI02'Pwr	Leistung Top 2	kW
227	B02'MBus'MtrEI01'CumEg	Kumulierte Energie Top 1	kWh
228	B02'MBus'MtrEI01'Pwr	Leistung Top 1	kW
229	B02'RIsDHW	Freigabe WW-Boiler	-
231	B02'ItfBA	Schnittstelle BA	-
234	B02'SchedH'NxTi	ZSP nächste Zeit	-
232	B02'SchedH'NxVal	ZSP nächster Wert	-
233	B02'SchedH'PrVal	ZSP Heizung Ein/Aus	-
230	B02'RIsH	Freigabe Heizung	-

Tabelle 2 Messpunkte Hof Baderluck

Abbildung 13 zeigt die Aufzeichnung der Zeitreihendaten in den verschiedenen Wohnungen. Die Aufzeichnungslücken von 21. bis 22. November 2012 sowie von 20. Dezember 2012 bis 1. Januar 2013 wurden bei der Analyse herausgenommen, um keine verfälschten Ergebnisse zu erhalten. Abbildung 14 zeigt die kumulierten Summen aller Wohnungen sowie das Freigabesignal für die Elektrodirektheizungen.

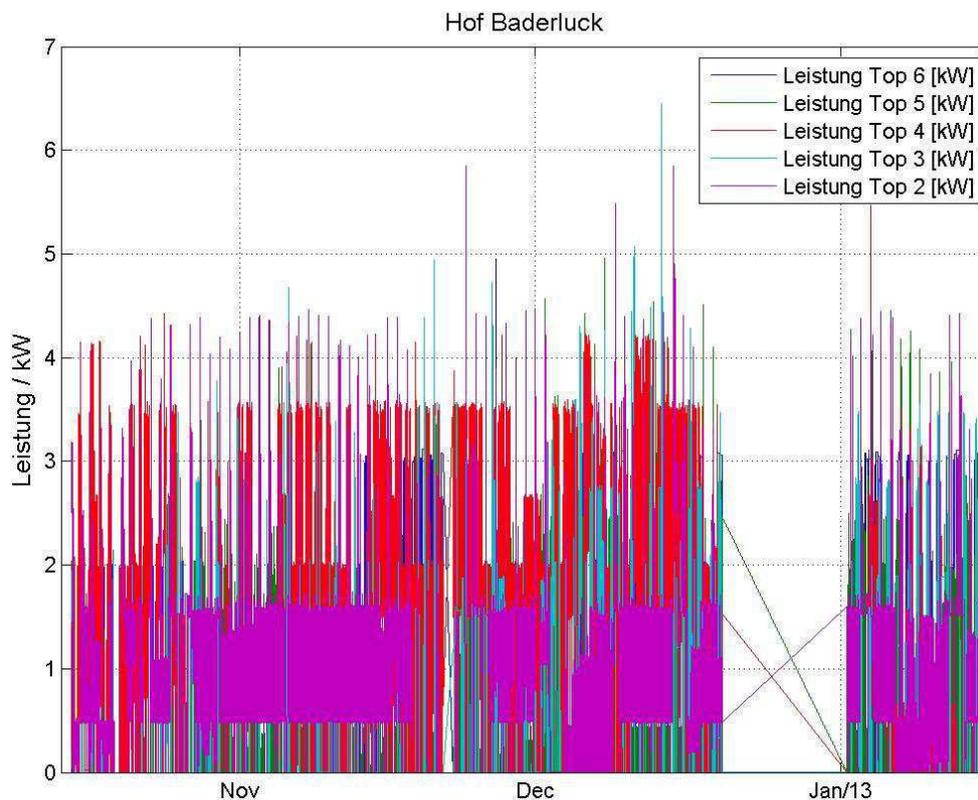


Abbildung 12 Elektrische Leistungen Hof Baderluck von 15. Oktober 2012 bis 15. Januar 2013 (Top 2 bis Top 6)

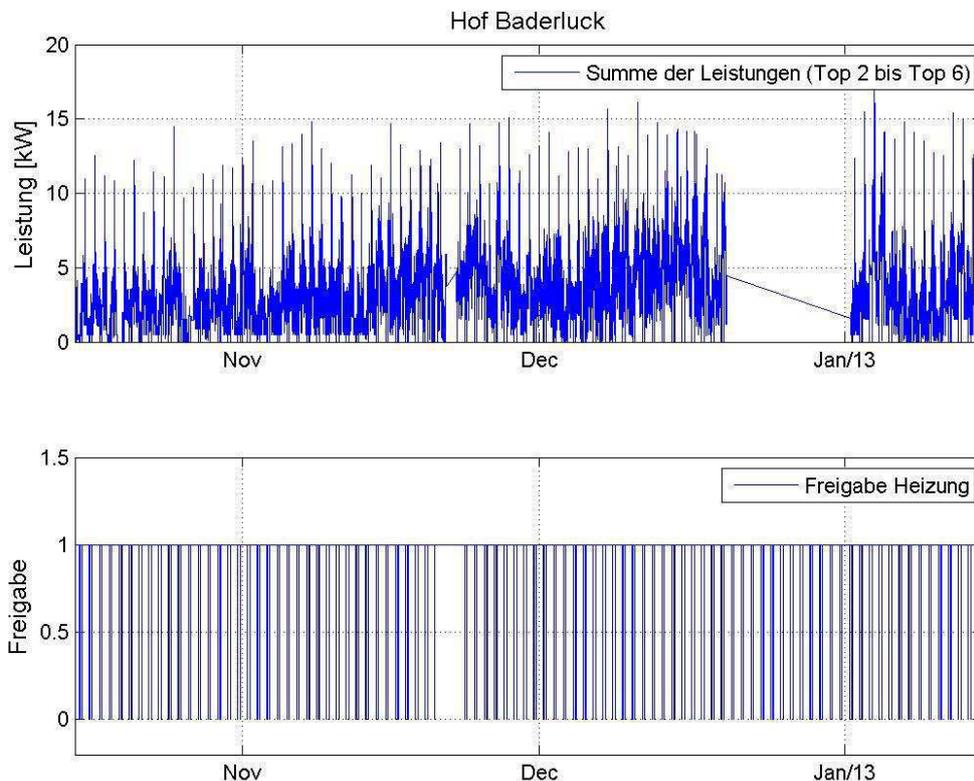


Abbildung 13 Summe der Leistungen Hof Baderluck (Top 2 bis Top 6)

Abbildung 15 zeigt den korrekten Abwurf der Elektrodirektheizungen um 12:00 und 16:00 jeweils für eine halbe Stunde.

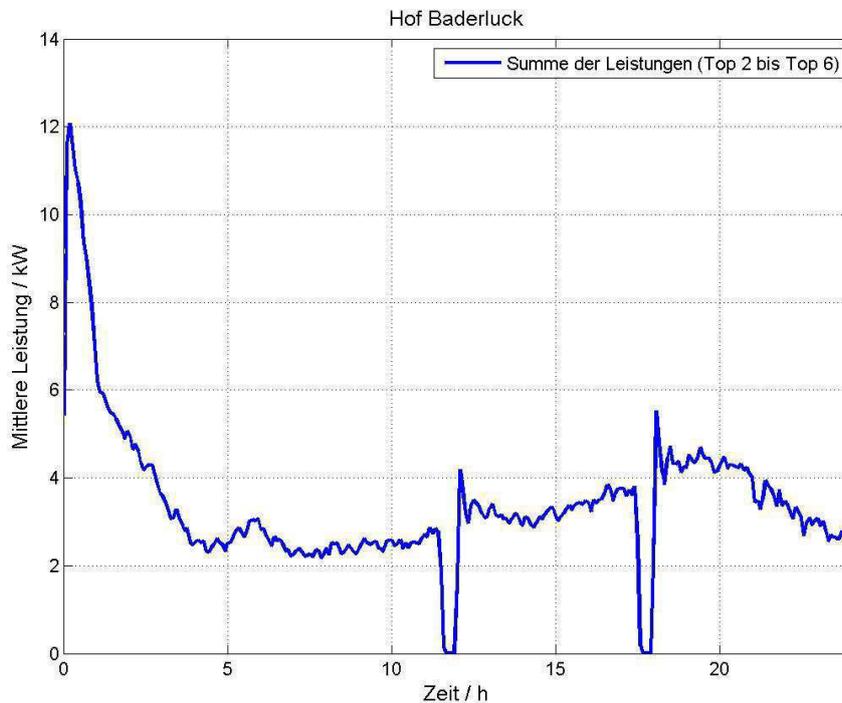


Abbildung 14 Tägliche Abschaltung der Elektrodirektheizung, zwei Mal je 30 Minuten (Summe der Leistungen Top 2 bis Top 6)

Da in den Nachtstunden auch Energie für die Warmwasserbereitung verwendet wird, ist in Abbildung 16 der Warmwasseranteil des Gesamtverbrauchs herausgerechnet und separat dargestellt. Die grüne Linie zeigt das durchschnittliche Lastverschiebepotenzial für jedes Tagesviertel (vier 6h-Abschnitte beginnend bei Mitternacht).

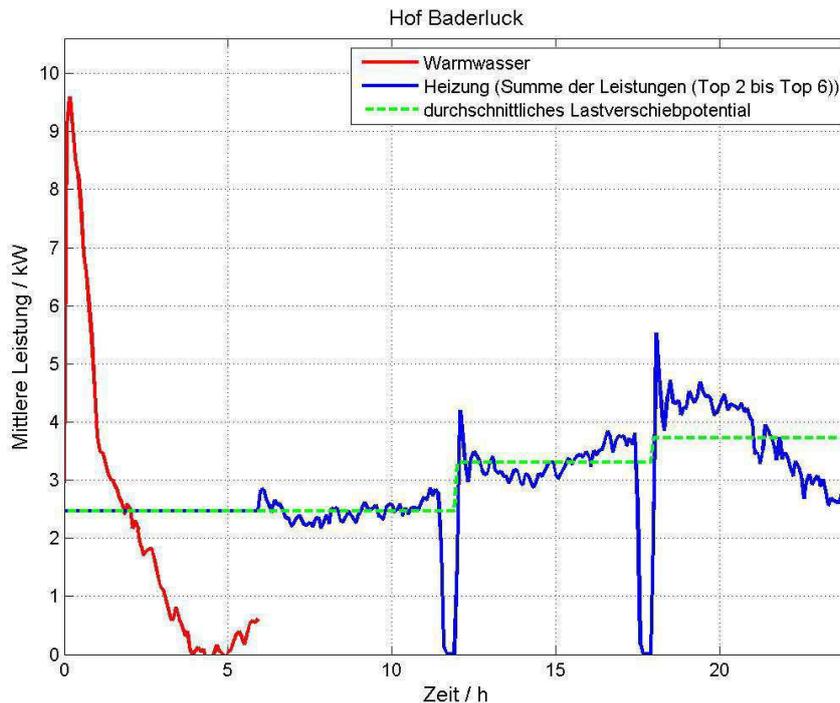


Abbildung 15 Summe der Leistungen Hof Baderluck (Top 2 bis Top 6) ohne Warmwasser (blau), Warmwasseranteil (rot) und das durchschnittliche Lastverschiebpotential (grün)

Für die Tagesviertel ohne Warmwasserbereitung wurden über die gültigen Messwerte die statistischen Kenngrößen wie in Tabelle 3 gezeigt ermittelt.

Periode	Mittelwert	Standardabweichung
6 – 12 Uhr	2.4703	0.1707
12 – 18 Uhr	3.3019	0.3455
18 – 24 Uhr	3.7307	0.7238

Tabelle 3 Mittelwerte und Standardabweichung des durchschnittlichen Lastverschiebpotentials

Um eine Aussage über das Lastverschiebpotenzial in Abhängigkeit der klimatischen Außenbedingungen zu erhalten, wurden in Abbildung 17 die Leistungen nach vier verschiedenen Außentemperaturen sortiert. Es zeigt sich die erwartete Abhängigkeit, dass bei höherer Außentemperatur weniger elektrische Heizleistung angefordert wird.

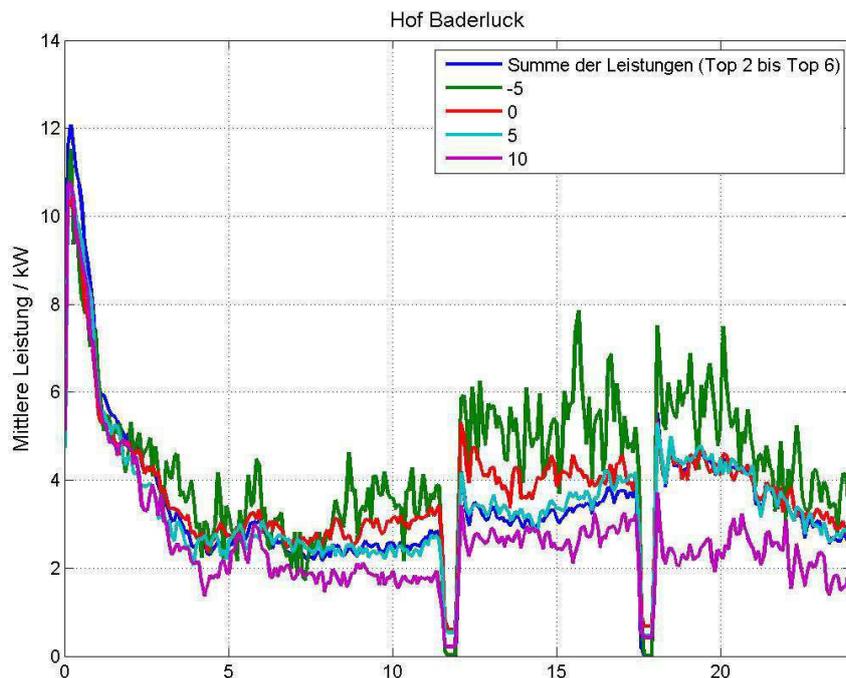


Abbildung 16 Summe der Leistungen Hof Baderluck (Top 2 bis Top 6) sortiert über die Außentemperatur

Daraus wurde, wie Abbildung 18 zeigt, das durchschnittliche Lastverschiebepotenzial für die Tagesviertel ermittelt, für das zur Überprüfung die statistischen Kenngrößen in Tabelle 4 ermittelt wurden, um die Aussagekraft der Zahlen zu unterstreichen.

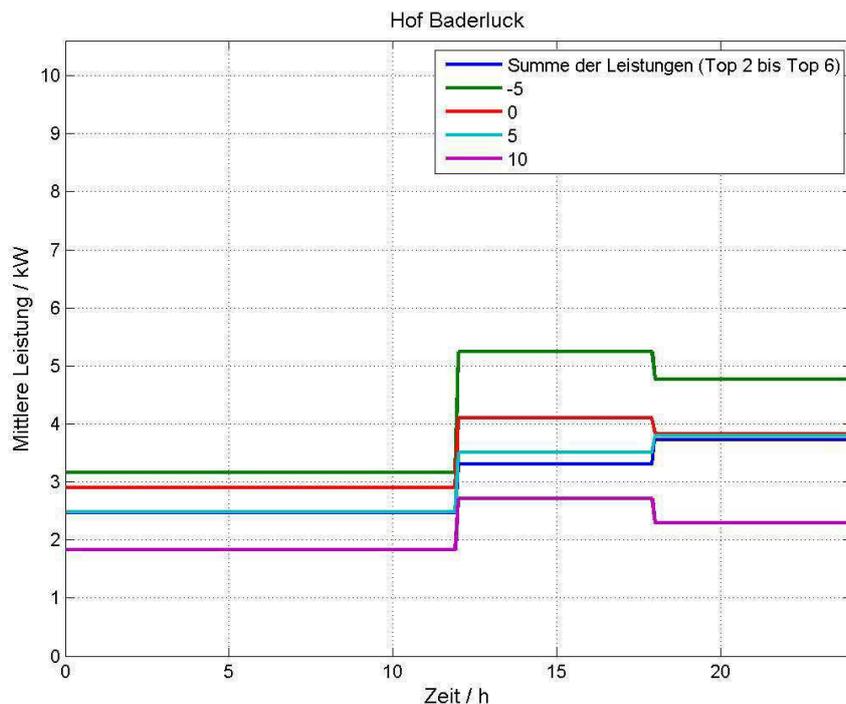


Abbildung 17 Durchschnittliches Lastverschiebepotenzial Hof Baderluck (Top 2 bis Top 6) sortiert über die Außentemperatur

	Periode	Mittelwert in kW	Standardabweichung in kW
-5°C	6 – 12 Uhr	3.1614	0.6571
	12 – 18 Uhr	5.2413	0.8452
	18 – 24 Uhr	4.7695	1.1424
0°C	6 – 12 Uhr	2.8967	0.2427
	12 – 18 Uhr	4.0953	0.4062
	18 – 24 Uhr	3.8306	0.5981
5°C	6 – 12 Uhr	2.4857	0.1763
	12 – 18 Uhr	3.5020	0.3909
	18 – 24 Uhr	3.7932	0.7295
10°C	6 – 12 Uhr	1.8359	0.1882
	12 – 18 Uhr	2.7193	0.2853
	18 – 24 Uhr	2.2938	0.4524

Tabelle 4 Mittelwerte und Standardabweichung des durchschnittlichen Lastverschiebepotentials

6.3 Modellvalidierung

6.3.1 Monitoring

Um die im Rahmen des Projektes Building 2 Grid konzeptionierten Modelle und Verfahren validieren, wurden zusätzlich zu den schon im Raum verbauten Sensoren, zusätzliche Sensoren angebracht. Dies wurde als notwendig erachtet, da die an der Wand montierten permanenten Sensoren die Raumtemperatur nicht ganz korrekt abbilden, da sie durch die thermische Trägheit der Wand langsamer reagieren. Abbildung 19 zeigt die Positionierung der Sensoren im Betriebsgebäude Sankt Johann.

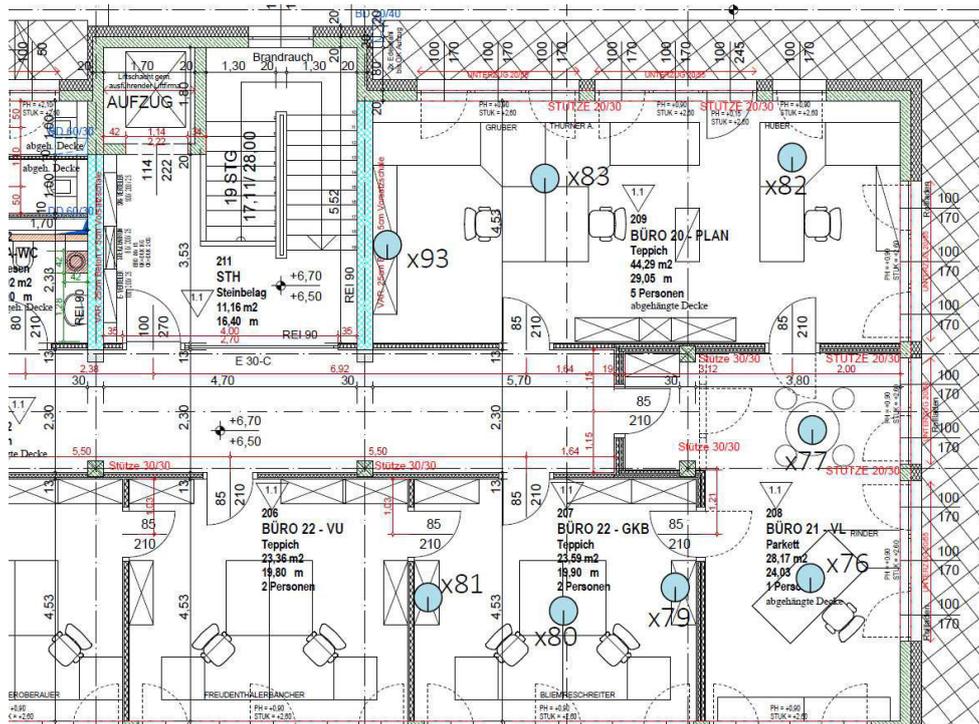


Abbildung 18 Platzierung der Sensoren im 2. Stock des Betriebsgebäudes Sankt Johann

6.3.2 Auswertung

Wie in Abbildung 20 zu sehen ist, entspricht das gemessene Verhalten der Raumtemperaturen beim Abkühlen über weite Strecken hinweg dem angenommenen exponentiellen Verhalten. Um dies zu verifizieren, wurde mittels MATLAB eine exponentielle Funktion in der in den Modellen angenommenen Form an die Daten angepasst.

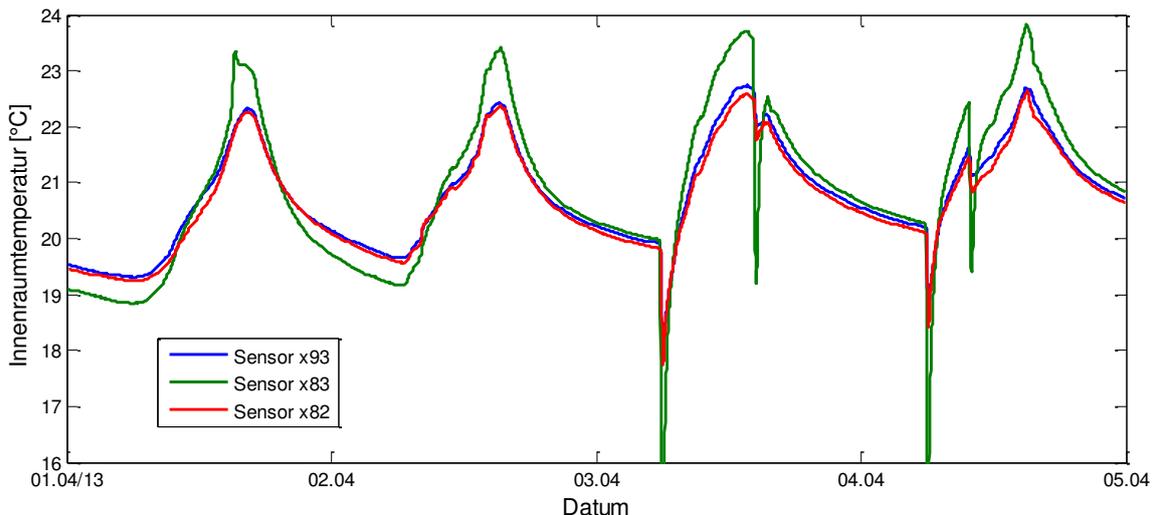


Abbildung 19: Beispiel für Messungen der Sensoren; das exponentielle Verhalten beim Abkühlen ist gut erkennbar

Abbildung 21 zeigt den Fit beispielhaft für die Messwerten von zwei Tagen und drei Sensoren (grüne, rote und blaue Linien) sowie die gefittete Exponentialfunktion (schwarz strichliert). Nachdem der Fit als hinreichend gut angesehen werden kann, wurden die Parameter der Funktion mit den aus dem Modell

für den Agenten berechneten verglichen. Dabei stellte sich heraus, dass die inneren Lasten in der Simulation als zu niedrig angenommen wurden. Dies führt zu einer deutlich höheren Gleichgewichtstemperatur t_{end} , und damit verbunden zu einem weniger steilen Abfall der Innenraumtemperatur. Aufgrund der Tatsache, dass die inneren Lasten maßgeblich die Gleichgewichtstemperatur definieren und diese inneren Lasten mit vertretbarem Aufwand nicht gemessen werden können, ist eine Abweichung für große Zeiten (nach mehr als 10 Stunden) plausibel. Die Unterschiede in der Zeitkonstante τ_{cool} sind nur einem Ausmaß von $\pm 10\%$, vorhanden. Stärker wirkt sich allerdings das Fehlen der inneren Lasten und der Solarstrahlung in der Abschätzung der verfügbaren Lastabwurfszeit im Building Agent aus: hier gehen diese zusätzlichen Wärmequellen nicht in die Berechnung ein, was zu einem stärkeren Gefälle bei Auskühlungen führt und somit zu geringeren erlaubten Abwurfperioden. Für eine Korrektur ist hier eine zusätzliche Abschätzung der inneren Lasten und des solaren Ertrags erforderlich.

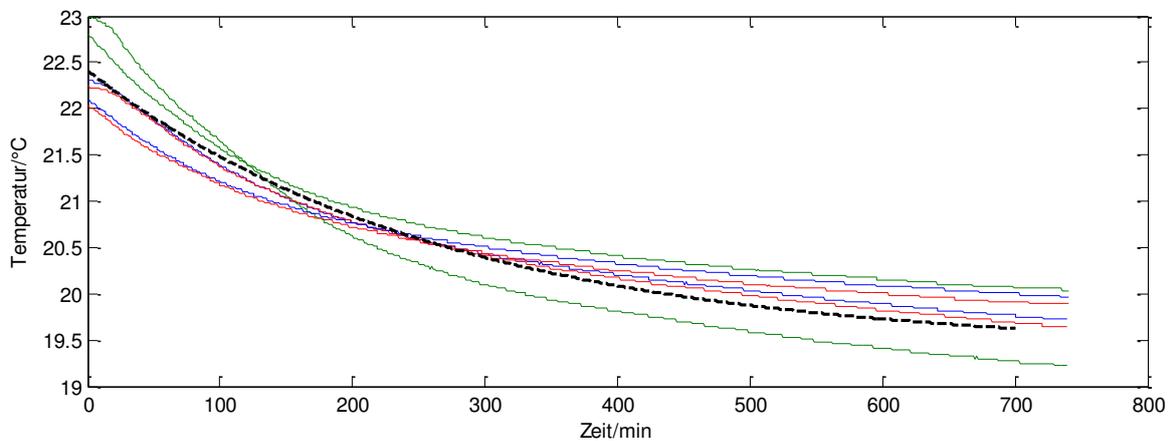


Abbildung 20 Fit einer Exponentialfunktion für drei Sensoren an zwei Tagen

6.4 Elektrisches Lastverschiebepotential für Salzburg

Nachdem aufgrund der Experimente an den Gebäuden die Simulation hinreichend validiert wurde, wurde das Ergebnis auf das Land Salzburg wie folgt hochskaliert.

6.4.1 Datengrundlage

Die folgenden Auswertungen zeigen Daten, die auf Werten der Salzburg AG bzw. Statistik Austria basieren. Tabelle 5 zeigt die Größe der Wohnungen in Salzburg nach Baujahr und Größe der Gebäude, in der sie sich befinden. Die Kategorisierung der Wohnungsanzahl wurde von Statistik Austria übernommen. Diese Daten wurden verwendet, um so auf realistische Annahmen für die Gesamtflächen zu kommen.

Baujahr	1 bis 2 Wohnungen	3 bis 10 Wohnungen	11 oder mehr Wohnungen
	Grundfläche pro Wohnung [m ²]	Grundfläche pro Wohnung [m ²]	Grundfläche pro Wohnung [m ²]
vor 1919	96,16	64,80	54,70
1919 bis 1944	91,69	58,54	54,79
1945 bis 1960	91,13	59,71	54,08
1961 bis 1980	105,41	68,23	57,96
1981 bis 1990	119,81	73,49	64,07
ab 1990	118,69	72,42	62,27

Tabelle 5 Wohnungsgröße pro Gebäude und Baualtersklasse

Insgesamt gibt es 119818 Wohngebäude in Salzburg, davon sind 22899 Gebäude mit Elektroheizungen ausgestattet (Tabelle 6 und Tabelle 7). Von diesen wurden jene die eindeutig einer Altersklasse angehören und Wohngebäude sind für die Simulation herangezogen, insgesamt 18950 Stück. Für die 15 Kategorien nach Alter und Größe, in Tabelle 7 gelb hinterlegt, wurden die Aufheiz- und Abkühlzeitkonstanten für 5 Grad Außentemperatur berechnet. In Tabelle 8 sind diese beispielhaft für Mehrfamilienhäuser mit zwischen 3 und 10 Wohnungen angeführt. Auf Basis dieser Werte wurden Lastabwürfe simuliert.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Bundesland	Insgesamt	Wohngebäude			für Gemeinschaften	Nichtwohngebäude
		mit 1 oder 2 Wohnungen	mit 3 bis 10 Wohnungen	mit 11 oder mehr Wohnungen		
		Gebäude				
Österreich	2.046.712	1.557.420	142.351	61.196	3.488	282.257
Burgenland	114.403	100.279	1.648	343	103	12.030
Kärnten	162.075	123.694	10.717	2.408	264	24.992
Niederösterreich	553.604	459.654	21.490	5.339	611	66.510
Oberösterreich	352.326	275.637	24.134	6.433	539	45.583
Salzburg	119.818	84.663	12.250	2.921	333	19.651
Steiermark	325.822	252.932	21.179	6.411	586	44.714
Tirol	161.261	110.895	19.245	2.751	361	28.009
Vorarlberg	89.236	67.393	8.335	1.177	173	12.158
Wien	168.167	82.273	23.353	33.413	518	28.610

Gebäudegröße	Hauptwohnsitzwohnungen insgesamt	Zentral- und gleichwertige Heizung					Zentral- und gleichwertige Heizung zusammen	Einzelofen (nicht Strom oder Gas)
		Fernwärmever- sorgung	Hauszentral- heizung	Etagen- heizung	Gaskon- vektor	Elektro- heizung (fest verbunden)		
Absolut (in 1.000)								
Salzburg								
Zusammen	228,1	55,9	127,4	-	9,4	19,5	212,2	15,9
1 Wohnung	69,2	6,5	48,8	-	3,3	5,2	63,7	5,5
2 Wohnungen	40,5	3,6	30,0	-	1,1	2,5	37,2	3,3
3 bis 9 Wohnungen	60,5	15,7	31,0	-	2,6	7,0	56,4	4,1
10 bis 19 Wohnungen	33,0	13,1	11,6	-	2,0	3,7	30,4	2,6
20 und mehr Wohnungen	25,0	17,0	6,0	-	0,4	1,1	24,5	0,5

Tabelle 6 Gebäude und Wohnungen 2001 nach Art des Gebäudes und Bundesland⁷

⁷ http://www.statistik.at/web_de/statistiken/wohnen_und_gebaeude/bestand_an_gebaeuden_und_wohnungen/
(Aufruf 28.04.2013)

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Salzburg	Insgesamt		Wohngebäude								Nichtwohngebäude	
			mit 1 oder 2 Wohnungen		mit 3 bis 10 Wohnungen		mit 11 oder mehr Wohnungen		für Gemeinschaften			
	Wohnungen	Nutzfläche in 1000 m ²	Wohnungen	Nutzfläche in 1000 m ²	Wohnungen	Nutzfläche in 1000 m ²	Wohnungen	Nutzfläche in 1000 m ²	Wohnungen	Nutzfläche in 1000 m ²	Wohnungen	Nutzfläche in 1000 m ²
Elektrischer Strom												
Insgesamt	22.889	1.860,6	8.435	899,2	7.790	531,6	5.748	357,5	29	1	887	71,3
Vor 1919	1.829	143,2	657	66,1	804	50,4	170	9,9	3	0,1	195	16,7
1919 bis 1944	1.523	106,9	556	49,1	822	49,4	93	4,7	-	-	52	3,6
1945 bis 1960	3.188	227,5	1.245	111,9	1.124	68,4	719	38,8	1	0,1	99	8,3
1961 bis 1980	6.713	539,1	2.568	275,6	1.474	100,7	2.368	139,9	17	0,5	286	22,3
1981 bis 1990	6.554	588,6	2.349	283	2.383	176,7	1.618	112,8	4	0,2	200	15,9
1991 oder später bzw nicht rekonstruierbar	3.082	255,5	1.060	113,5	1.183	85,9	780	51,5	4	0,1	55	4,4

Tabelle 7 Wohnungen (Hauptwohnsitze) und Nutzfläche nach Art des (Wohn-)Gebäudes, Heizungsart, Bauperiode)

	Anzahl der Gebäude	Theoretische Maximaltemperatur ⁸ [°C]	Abkühl-Zeitkonstante [h]	Aufheiz-Zeitkonstante [h]
(MFH1_1) >1919	1162	24	103	29
(MFH1_2) 1920 to 1944	1260	26	105	26
(MFH1_3) 1945 to 1960	1911	32	102	32
(MFH1_4) 1961 to 1980	1580	32	115	40
(MFH1_5) 1981 to 1990	860	25	115	43

Tabelle 8 Zeitkonstanten der Mehrfamilienhäuser

⁸ Die theoretische Maximaltemperatur wurde mittels Simulation ebenfalls für 5°C Außentemperatur ermittelt. Es handelt sich um den Punkt, wo die Wärmeverluste gleichhoch wie die Heizleistung sind.

6.4.2 Simulationsergebnisse

Abgesehen von Energieverbrauch sind weitere Ergebnisse der Simulation der 19500 Gebäude verfügbar, die die in 2.2 gezeigten Resultate untermauern. Abbildung 22 zeigt die thermischen Verluste der Gebäude. Man sieht sehr gut, dass sie nach Ender der Nachabsenkung durch die erhöhten Innenraumtemperatur steigen, während des Peaks durch die um Durchschnitt etwas niedrigere Innenraumtemperatur absinken, dann allerdings wieder auf das normale Niveau zurückkehren. Der gesamte Unterschied ist allerdings nur 0,27 Prozent.

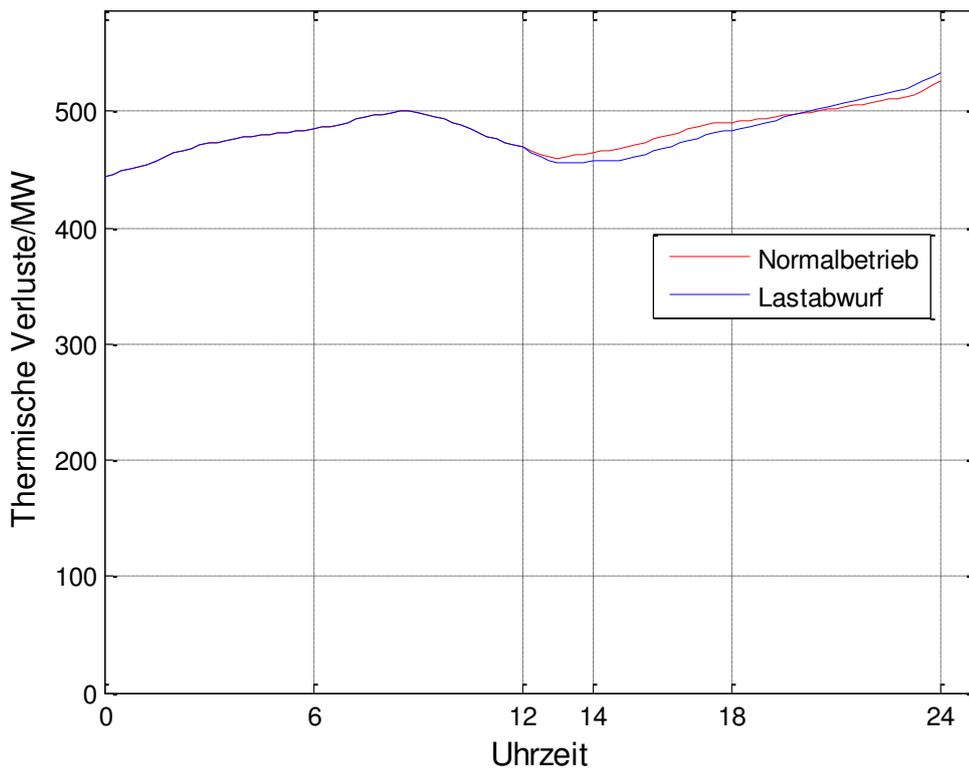


Abbildung 21 Thermische Verluste in den Gebäuden mit und ohne Lastabwurf

In Abbildung 23 ist der absolute Stromverbrauch für die Fälle mit und ohne Lastabwurf dargestellt. Man sieht sehr gut das unterschiedliche Verhalten ab dem Zeitpunkt des Peaks, das auch den Rebound erklärt.

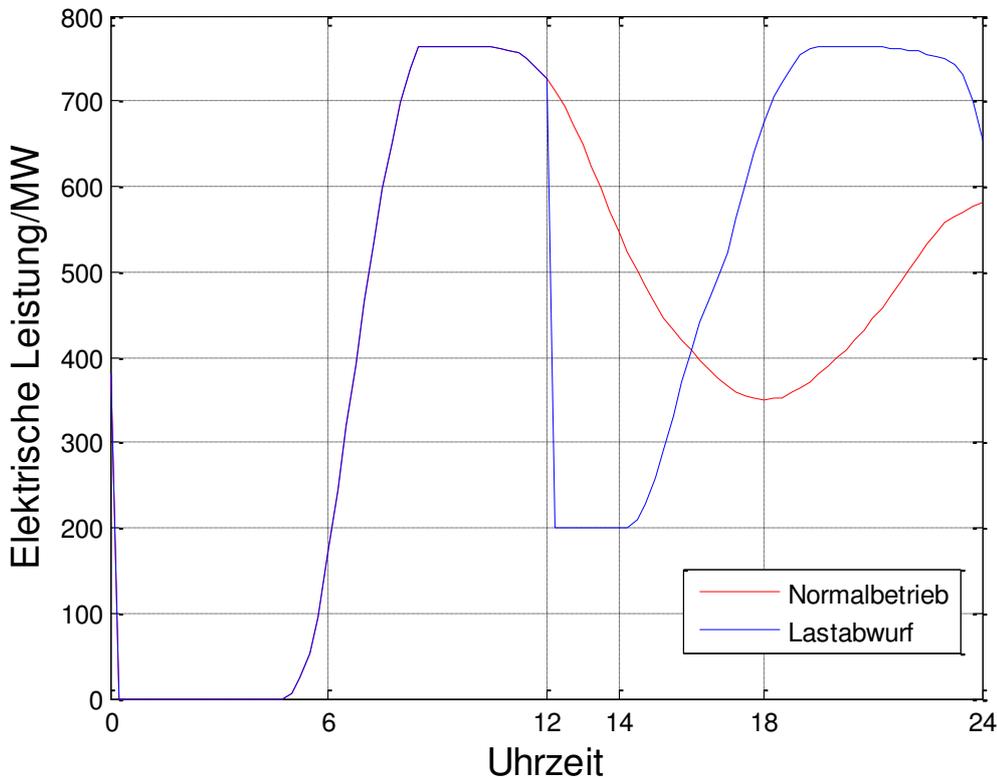


Abbildung 22 Elektrischer Bedarf der Heizungen mit und ohne Lastabwurf

6.5 Nicht wissenschaftliche Publikationen

Im Mai 2013 wurde der Bericht „Ergebnisse & Erkenntnisse aus der Smart Grids Modellregion Salzburg“ auf der Homepage der Smart Grids Modellregion Salzburg veröffentlicht. Im Abschnitt 2.4 „Integration von Gebäuden“ wird das Projekt B2G behandelt. Der Bericht ist unter http://www.smartgridssalzburg.at/fileadmin/user_upload/downloads/SGMS_Ergebnisse_Erkenntnisse_05-2013.pdf verfügbar.

In der Kundenzeitschrift „Lebenslinien“ (215.000 Auflagen) und anderen Zeitungen wurde das Thema Smart Grids für die Kunden der Salzburg AG mehrmals aufbereitet.

Es wurden ein eigener Folder auf Deutsch und Englisch erstellt, der den Kunden und Interessierten das Thema Smart Grids näherbringen soll.

"Salzburger Nachrichten - Nachrichten: Wirtschaft" found 2013-05-16 00:06:19

Salzburger Nachrichten: Köstendorf erprobt das Energiesystem der Zukunft

Salzburg arbeitet intensiv an der Entwicklung der intelligenten Energienetze **Smart Grids. In Köstendorf geht derzeit ein Testgebiet für das Energiesystem der Zukunft in Betrieb.**

Als Salzburg vor vier Jahren vom Klimafonds zur ersten Modellregion für Smart Grids gekürt wurde, habe es nicht viel mehr als Ideen und Powerpoint-Präsentationen gegeben. Mittlerweile seien Pilotprojekte in Betrieb, veranschaulichte Michael Strebl, Geschäftsführer der Salzburg Netz GmbH, am Dienstagabend bei einem Mediengespräch die Entwicklung. Salzburg gehöre zu den Vorreitern bei der Entwicklung von intelligenten Energienetzen, sagte Salzburg AG-Vorstand August Hirschbichler.

In Köstendorf gibt es in dem Modellgebiet auf jedem zweiten Haus eine Fotovoltaikanlage sowie in jeder zweiten Garage ein E-Auto, berichtete Strebl. Insgesamt wurden 43 Fotovoltaikanlagen installiert, 36 E-Autos sind in Betrieb. Die Herausforderung für das Energiesystem sei der Ausgleich zwischen dem stark schwankenden Angebot der zusätzlichen Stromerzeuger und der sich ändernden Nachfrage durch die neuen Verbraucher. So eine hohe Dichte an dezentralen Erzeugern und zusätzlichen Verbrauchern wie in Köstendorf sei in Europa einzigartig, sagte Strebl. Mit intelligenter Technologie wird das Netz stabil gehalten.

Die intelligenten Stromnetze ermöglichen eine bessere Integration der erneuerbaren Energie in das bestehende Netz, erklärte Martin Graf, Vorstand der Energie-Control Austria. Die sichere Versorgung sei ein Grund für den notwendigen Umbau des Systems. Graf erwartet, dass in Österreich bis zum Jahr 2020 rund 8,6 Mrd. Euro in die Netze investiert werden müssen. Die bis 2019 vorgesehene Umstellung auf Smart Meter - intelligente Stromzähler - fällt ebenso darunter wie die Einbindung erneuerbarer Energie und die Aufrüstung der Übertragungs- und Verteilnetze.

Die Umstellung werde schrittweise erfolgen, ist Strebl überzeugt: "Auch der Umstieg vom analogen Telefon zur digitalen Technik ist nicht von einem Tag auf den anderen gegangen." Auch Hirschbichler verglich die Herausforderungen, vor denen die Energiewirtschaft derzeit steht, mit der Entwicklung in der Telekommunikationsbranche. "Es kommt zu einer Internetisierung der EWirtschaft", sagte der Manager. Die Energiekunden würden nicht mehr nur als Konsumenten, sondern immer stärker auch als Produzenten auftreten und so zu "Prosumern" verschmelzen. Angesichts dieser Entwicklung wird sich die Aufgabe des Netzbetreibers verändern: Er würde vom reinen Energieverteiler zum Manager des Energiesystems, glaubt Strebl. Noch sind die Technologien, die die Salzburg AG mit ihren Partnern für die Projekte der Smart Grids Modellregion entwickelt hat, Prototypen. In den nächsten Jahren werde es um eine Evaluierung der Projekte sowie die Weiterentwicklung zu alltagstauglichen Lösungen gehen, skizzierte Strebl die Pläne für die Zukunft.

"Report Plus" Nr. 05/2013 vom 21.05.2013 Seite 26,27,28,29 Ressort: ENERGIE 05/2013

VERÄNDERUNGEN IN DER WIRTSCHAFT

Volatile Stromspitzen bei regenerativen Energien, schwankende Preise an der Strombörse, wechselnde politische Rahmenbedingungen in den Märkten. Die Energiewirtschaft ist heute mit unterschiedlichen Herausforderungen konfrontiert. In Österreich wird derweil an einer umfassenden Wende gewerkt.

NÖRDLICH VON SALZBURG, an einem warmen Frühlingstag, zeigt sich die idyllische Gemeinde Köstendorf von ihrer besten Seite. Zur Mittagszeit taucht die Sonne die malerische

Landschaft am Wallersee in gleißendes Licht. Warum dieses Licht nicht besser nutzen? Einer, der dies bereits tut, ist Josef Struber. Er betreibt den örtlichen Getränkemarkt und speist Kühlsysteme, Licht, Wärmepumpe und die Batterien zweier Elektroautos weitgehend aus Eigenerzeugung. Am Dach seines Marktes installierte Struber eine vom Land Salzburg geförderte Photovoltaikanlage. Sie ist gemeinsam mit dem vernetzten Haus und den Fahrzeugen Teil einer bereits vielbeachteten **Smart-Grid-Modellgemeinde**. Gemeinsam mit Technologieanbietern wie Siemens und Fronius forscht der Energieversorger Salzburg AG in Köstendorf, wie die Zukunft der Energiewirtschaft aussehen könnte. »Wir gehen davon aus dass es zu einem Totalumbau der Energiesysteme in den nächsten zehn bis fünfzehn Jahren kommen wird«, erklärt Michael Strebl, Geschäftsführer Salzburg Netz, bei einem Lokalaugenschein. Strebl zählt die verschiedenen Treiber für die Wende auf: politische Klimaziele der Europäischen Union, technologische Weiterentwicklungen, der Einstieg von neuen Energieerzeugungsformen und veränderte Kundenstrukturen. »Das Bild, das wir heute von Erzeugern und Verbrauchern haben, wird sich ändern. Wir erwarten, dass Haushalte Strom und Wärme auch selbst erzeugen werden«, sagt Strebl. Für die heimische Energiewirtschaft bedeutet dies eine enorme Herausforderung. Je stärker erneuerbare Energie Teil des Strommixes in den Netzen wird, desto stärker muss die Infrastruktur dazu umgebaut werden.

Herzstück des Smart Grid im Kleinen, das von der Salzburg AG mithilfe des Klima- und Energiefonds finanziert wurde, ist eine regelbare Trafostation. Sie steuert die Lasten im Niederspannungsnetz unter Einbeziehung der Photovoltaik-Anlagen von gut 50 Häusern. Ein intelligentes Verbrauchermanagement, das zur Abwicklung der volatilen Energieströme unbedingt notwendig ist, regelt in Form eines »Building Energy Agent« die unterschiedlichen Stromabnehmer in den Häusern. So werden am Parkplatz des Getränkemarktes die Elektroautos just dann aufgeladen, wenn anderswo besonders viel Strom ins Netz gespeist wird. Auch die Wärmeversorgung in Gebäuden kann so relativ leicht an das Energieangebot angepasst werden, betont Michael Strebl. »Wir haben es selbst ausgetestet. Das Gebäude unserer Betriebsleitung in St-Johann ist thermisch gut saniert. Selbst an einem kalten Wintertag mit minus drei Grad ist bei abgeschalteter Heizung die Raumwärme von 23 Grad innerhalb von zehn Stunden auf lediglich 21,5 Grad gesunken.« Für den Geschäftsführer der Salzburg Netz GmbH ist die Temperaturregelung ein hervorragendes Beispiel für eine automatisierte und regelbare Haustechnik, ohne dabei in die Komfortzone der Bewohner eingreifen zu müssen. Im Wohnbauprojekt »Rosa Zukunft« in Salzburg-Taxham demonstriert der Energieversorger, der in Salzburg auch Betreiber der öffentlichen Verkehrsmittel ist, ebenfalls einen ganzheitlichen Blick auf die komplexen Wechselwirkungen von Technologie, Ökonomie und Gesellschaft. Auch an die lückenlose umweltfreundliche Anbindung mit Radwegen bis in die Innenstadt wurde gedacht. In der Nutzung des Drahtesels sind die Salzburger ohnehin Vorreiter.

special" vom 23.05.2011

Modell für die Zukunft

Die Salzburg AG arbeitet heute an den Stromnetzen von morgen.

Salzburg nimmt bei der Entwicklung von Smart Grids – den intelligenten Energienetzen der Zukunft – eine nationale und internationale Vorreiterrolle ein und wurde Ende 2009 vom Klima- und Energiefonds als „Smart-Grids-Modellregion Österreich“ ausgezeichnet. Die Smart-Grids-Modellregion Salzburg wird von der Salzburg AG, der Siemens AG Österreich und Salzburg Wohnbau getragen und von einem interdisziplinären Forschungsteam (Austrian Institute of Technology, Technische Universität Wien, dem Center for Usability Research and Engineering (CURE) und Fichtner) unterstützt.

Ziel der Modellregion ist, unterschiedliche Smart-Grids-Anwendungen und Fragestellungen aus den Bereichen Integration erneuerbarer Energien in Stromverteilnetze, Smart Metering, E-Mobilität, Demand-Side-Management und virtuelle Kraftwerke in einem integrierten Gesamtsystem zusammenzuführen. Dazu werden Smart-Grids-Ansätze in Forschungs- und Entwicklungsprojekten analysiert und erprobt, um sie später in konkreten Pilot- und Demon-

strationsprojekten umzusetzen. Neben der Entwicklung und Demonstration technischer Lösungen spielt dabei insbesondere die Analyse der Kundenakzeptanz und -integration sowie die Benutzerfreundlichkeit eine zentrale Rolle.

Umfangreiches Portfolio

Im Rahmen der Smart-Grids-Modellregion Salzburg werden unter anderem folgende Schwerpunkte behandelt:

Im Projekt „ZUQDE“ (Zentrale Spannungs- und Blindleistungsregelung für dezentrale Erzeuger) wird eine automatische, zentral gesteuerte Spannungs- und Blindleistungsregelung von Transformatoren, Erzeugern und Verbrauchern im Mittelspannungsnetz implementiert. Ziel ist, die Aufnahmekapazität des Verteilnetzes für dezentrale Erzeugung aus erneuerbaren Energien wesentlich zu erhöhen.

Der aktive Verteilnetzbetrieb durch innovative Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz wird im Projekt „DG DemoNet Validierung“ (DG = Distributed Generation) erprobt. In einem Feldtest im Salzburger Lungau wird ein Ansatz zur koordinierten Spannungsregelung evaluiert. Ziel ist auch hier, eine möglichst hohe Dichte an dezentralen erneuerbaren Einspeisern ohne Leitungsverstärkung im Verteilnetz zu ermöglichen. Beide Lösungsansätze (der zentrale aus ZUQDE und der regionale aus DG DemoNet) werden im realen Betrieb getestet, die Ergebnisse werden evaluiert und gegenübergestellt.

Im Projekt „SmartSynergy“ geht es um die Frage, welche IKT-Infrastruktur erforderlich ist, um unterschiedliche Smart-Grid- und Elektromobilitätsanwendungen optimal zu unterstützen.

Die Rolle von Gebäuden als aktive Smart-Grid-Teilnehmer wird im Projekt „Building to Grid (B2G)“ in einem Modellversuch mit zehn realen Testobjekten erforscht. In diesem Projekt lautet die Fragestellung, wie durch kooperative Einbindung von Gebäuden in das Smart Grid Lastspitzen reduziert und die Energieeffizienz verbessert werden kann.

In zwei Projekten zum Thema „Vehicle to Grid (V2G)“ wird





Arbeiten für intelligente Netze in Salzburg: Michael Stiebl (Salzburg AG), Roland Wrenik (Salzburg Wohnbau), Wolfgang Schneider (Siemens)

einerseits ein Umsetzungskonzept für eine intelligente, netzorientierte Systemintegration der E-Mobilität entwickelt. Das Konzept beinhaltet mögliche Geschäftsmodelle, die Schnittstelle zum Kunden sowie das technische Konzept. Andererseits wird analysiert, welche technischen, ökonomischen und ökologischen Folgen bei einer massiven Elektromobilitätsdurchdringung für das österreichische Energiesystem zu erwarten sind. Wie Endkunden zu aktiven Smart-Grid-Teilnehmern werden können, wird im Projekt „Consumer to Grid (C2G)“ in einer Feldstudie mit rund 200 Haushalten untersucht. Es werden unterschiedliche Energiefeedback-Methoden eingesetzt, um die Kunden zu Energieeinsparungen und bewusstem Energieverbrauch zu motivieren. Die Wirkung und Akzeptanz der unterschiedlichen Methoden wird evaluiert.

Im Projekt „Smart Heat Net“ werden die Möglichkeiten von Smart-Grids-Ansätzen in Fernwärmenetzen mithilfe dynamischer Netz- und Gebäudesimulation evaluiert. Insbesondere geht es darum, Betriebs- und Regelungsstrategien zu identifizieren, die dazu beitragen, die Spitzenlasten in Fernwärmenetzen zu verringern und damit den Einsatz von Öl-Gas-Spitzenlastkesseln zu minimieren. Durch das Zusammenführen der Fragestellungen aus den unterschiedlichen Smart-Grid-Themenfeldern in der Modellregion wird es möglich, Erkenntnisse direkt zu übertragen, Effekte einzelner Anwendungen zu überlagern, gegenseitige Abhängigkeiten und Wechselbeziehungen zu untersuchen und Synergiepotenziale zu ermitteln. Im Dezember 2010 erhielt die Modellregion den Zuschlag für die Umsetzung von zwei innovativen Leuchtturmprojekten, die die beschriebenen Projekte ergänzen und die nächsten konkreten Schritte in Richtung der Vision einer „Smart Infrastructure Salzburg“ darstellen.

Im Projekt „HiT“ (Häuser als Interaktive Teilnehmer im Smart Grid) wird gemeinsam mit Salzburg Wohnbau und Siemens eine Smart-Grid-optimierte Wohnanlage geplant und gebaut. Die Wohnanlage soll Smart Grids allgemein greifbar machen und für Besichtigungen genutzt werden. In dem Gebäude werden umweltfreundliche Energieerzeuger (Photovoltaik, Solaranlage, Blockheizkraftwerk) mit Speichern (Pufferspeicher, Beton-Wärmespeicher) und steuerbaren Verbrauchern (wie eine Wärmepumpe und Ladestationen für E-Fahrzeuge) durch ein intelligentes Energiemanagementsystem gekoppelt. Dadurch kann einerseits die vor Ort

gewonnene regenerative Energie optimal genutzt werden. Andererseits kann das Gebäude auf den Netzzustand und das überregionale Angebot von erneuerbaren Energien (z. B. Windenergie) reagieren und diese optimal nutzen. Dadurch wird das Gebäude zum interaktiven Teilnehmer im Smart Grid. Die Bewohner werden über interaktive Displays über ihr Energieverhaltensverhalten informiert, sodass sie dieses aktiv steuern und optimieren können. Weiters wird für die Nutzer ein innovatives Car-Sharing-Modell mit Elektrofahrzeugen und Buchungsmöglichkeiten über eine Internetplattform zur Verfügung stehen.

Im Projekt „DG DemoNet – Smart Low Voltage Grid“ soll in einem Feldversuch in einer ländlichen Salzburger Gemeinde eine so hohe Dichte an Photovoltaik-Anlagen und Elektrofahrzeugen installiert werden, dass neue, intelligente Lösungen notwendig werden, um die Versorgungsqualität sicherzustellen. Im Demo-Gebiet wird also in einem realen Netzabschnitt sozusagen „die Zukunft vorweggenommen“, um mögliche Lösungsansätze für die Herausforderungen, die in den nächsten Jahrzehnten auf uns zukommen, zu entwickeln und auch unter realen Einsatzbedingungen zu verifizieren.

Zusammenfassend steht in der Modellregion Salzburg die Systemintegration und Verbindung verfügbarer Technologien zu praktikablen, alltagstauglichen Lösungen, die unsere Infrastruktur „smarter“ machen und die von den Kunden akzeptiert und gerne angewendet werden, im Vordergrund. ■

"Umweltjournal" vom 10.06.2011

Vorreiter in der Erforschung von Smart Grids

Salzburg wird zur Vorzeigeregion für intelligente Netzideen. Das Konsortium geht neue, unbeschrittene Wege im Bereich Smart Grids. In Tests und Forschungsprojekten sollen noch ungedacht Potentiale gezeigt werden.

Ziel der Modellregion ist es, unterschiedlichste Anwendungen aus den Bereichen Erneuerbarer Energien, Smart Metering, E-Mobilität, Demand-Side-Management und virtuelle Kraftwerke in einem integrierten Gesamtsystem zusammenzuführen. Dazu werden Smart Grids Ansätze in Forschungsprojekten erprobt, um sie später konkret umzusetzen. Auch Kundenakzeptanz und Benutzerfreundlichkeit spielen eine wesentliche Rolle.

Im Projekt „Zuqde“ (Zentrale Spannungs- und Blindleistungsregelung für dezentrale Erzeuger) wird eine automatische, zentral gesteuerte Spannungs- und Blindleistungsregelung von Transformatoren, Erzeugern und Verbrauchern im Mittelspannungsnetz implementiert. Ziel ist, die Aufnahmekapazität des Verteilnetzes für dezentrale Erzeugung aus erneuerbaren Energien wesentlich zu erhöhen.

Der aktive Verteilnetzbetrieb durch innovative Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz wird im Projekt „DG Demo Net Validierung“ (DG = Distributed Generation) erprobt. In einem Feldtest im Salzburger Lungau wird ein Ansatz zur koordinierten Spannungsregelung evaluiert. Ziel ist auch hier, eine möglichst hohe Dichte an dezentralen erneuerbaren Einspeisern ohne Leitungsverstärkung im Verteilnetz zu ermöglichen. Beide Lösungsansätze werden im realen Betrieb getestet und gegenübergestellt.

Die Rolle von Gebäuden als aktive Smart Grid-Teilnehmer wird im Projekt „Building to Grid (B2G)“ in einem Modellversuch mit zehn realen Testobjekten erforscht. In diesem Projekt lautet die Fragestellung, wie durch kooperative Einbindung von Gebäuden in das Smart Grid Lastspitzen reduziert und die Energieeffizienz verbessert werden kann.

In zwei Projekten zum Thema „Vehicle to Grid (V2G)“ wird einerseits ein Umsetzungskonzept für eine intelligente, netzorientierte Systemintegration der E-Mobilität entwickelt. Das Konzept beinhaltet mögliche Geschäftsmodelle, die Schnittstelle zum Kunden sowie das technische Konzept. Andererseits wird analysiert, welche technischen, ökonomischen und ökologischen Folgen bei einer massiven Elektromobilitätsdurchdringung für das österreichische Energiesystem zu erwarten sind. Wie Endkunden zu aktiven Smart Grid Teilnehmern werden können wird im Projekt „Consumer to Grid (C2G)“ in einer Feldstudie mit rund 240 Haushalten untersucht. Es werden unterschiedliche Energiefeedback-Methoden eingesetzt, um die Kunden zu Energieeinsparungen und bewusstem Energieverbrauch zu motivieren. Die Wirkung und Akzeptanz der unterschiedlichen Methoden wird evaluiert.

Im Projekt „Smart Heat Net“ werden die Möglichkeiten von Smart Grids Ansätzen in Fernwärmenetzen mithilfe dynamischer Netz- und Gebäudesimulation evaluiert. Insbesondere geht es darum, Betriebs- und Regelungsstrategien zu identifizieren, die dazu beitragen, die Spitzenlasten in Fernwärmenetzen zu verringern und damit den Einsatz von Öl/Gas-Spitzenlastkesseln zu minimieren.

Im Dezember 2010 erhielt die Modellregion weiters den Zuschlag für die Umsetzung von zwei innovativen Leuchtturmprojekten in Richtung der Vision einer „Smart Infrastructure Salzburg“:

Im Projekt „HiT“ (Häuser als interaktive Teilnehmer im Smart Grid) wird gemeinsam mit Salzburg Wohnbau und Siemens eine Smart Grid-optimierte Wohnanlage geplant und gebaut. In dem Gebäude werden umweltfreundliche Energieerzeuger (Photovoltaik, Solaranlage, Blockheizkraftwerk) mit Speichern (Pufferspeicher, Beton-Wärmespeicher) und steuerbare Verbraucher (wie einer Wärmepumpe und Ladestationen für E-Fahrzeuge) durch ein intelligentes Energiemanagementsystem gekoppelt. Dadurch kann einerseits die vor Ort gewonnene regenerative Energie optimal genutzt werden. Andererseits kann das Gebäude auf den Netzzustand und das überregionale Angebot von Erneuerbaren Energien (z.B. Windenergie) reagieren und diese optimal nutzen. Dadurch wird das Gebäude zum interaktiven Teilnehmer im Smart Grid. Die Bewohner werden über interaktive Displays über ihr Energieverhaltensverhalten informiert, sodass sie dieses optimieren können.

Im Projekt „DG Demo Net – Smart Low Voltage Grid“ soll in einem Feldversuch in einer ländlichen Salzburger Gemeinde eine so hohe Dichte an Photovoltaik-Anlagen und Elektro-Fahrzeugen installiert werden, dass neue, intelligente Lösungen notwendig werden, um die Versorgungsqualität sicherzustellen. Im Demo-Gebiet wird also in einem realen Netzabschnitt sozusagen „die Zukunft vorweggenommen“, um mögliche Lösungsansätze für die Herausforderungen, die in den nächsten Jahrzehnten flächendeckend auf uns zukommen, zu entwickeln. Das Demo-Gebiet in dem dieser Feldversuch umgesetzt werden soll, wird bis Ende 2011 ausgewählt.

SVZ 2010

Smart Grids Modellregion Salzburg

Vorreiter in der Erforschung von Smart Grids

Salzburg nimmt bei der Entwicklung von Smart Grids – den intelligenten Energienetzen der Zukunft – eine nationale und internationale Vorreiterrolle ein. Die Modellregion wird von der Salzburg AG, der Siemens AG Österreich und Salzburg Wohnbau getragen und von einem interdisziplinären Forschungsteam (AIT, TU Wien, CURE und Fichtner) unterstützt.

Autoren:
Dipl.-Ing. Daniel Seiler,
Salzburg AG

Salzburg wird zur Versorgung für intelligente Netze. Das Kooperations- und Innovations-Netzwerk ist ein beschleunigter Weg in die Smart Grids. In Tests und Forschungsprojekten sollen noch ungenutzte Potenziale genutzt werden.

Ziel der Modellregion ist es, unterschiedlichste Anwendungen aus den Bereichen Fernwärme, Erneuerbare Energien, Smart Metering, E-Mobilität, Demand-Side-Management und virtuelle Kraftwerke in einem integrierten Gesamtsystem zu realisieren. Dazu werden Smart Grids-Ansätze in Forschungsprojekten erprobt, um sie später konkret umzusetzen. Auch Kundenakzeptanz und Benutzerfreundlichkeit spielen eine wesentliche Rolle.

Schwerpunkte der Smart Grids Modellregion Salzburg:

Im Projekt „Zaude“ (Zentrale Spannungs- und Blindleistungsregelung für dezentrale Erzeuger) wird eine automatische, zentral gesteuerte Spannungs- und Blindleistungsregelung von Transformatoren, Erzeugern und Verbrauchern im Mittelspannungsnetz implementiert. Ziel ist, die Anlaufzeit bis zur Erzeugung von erneuerbaren Energien wesentlich zu verkürzen. Der aktive Verbraucherbereich durch innovative Steuerungsgel-

ösung im Mittelspannungsnetz wird im Projekt „DG-DemoNet Vollerzeugung“ (DG = Distributed Generation) erprobt. In einem Feldtest im Salzburger Tal wird ein Anreiz zur Koordination der Spannungsregelung erprobt. Ziel ist es, eine möglichst hohe Dichte an dezentralen, vernetzten Erzeugern ohne Leistungsüberhöhung im Verteilnetz zu ermöglichen. Beide Lösungsansätze werden im ersten Betrieb getestet und gegenübergestellt.

Gebäude, Auto, Kesselraum, Heizung – alles „smart“?

Die Rolle von Gebäuden als aktiver Smart-Grid-Teilnehmer wird im Projekt „Building to Grid (B2G)“ in einem Modellversuch mit einem realen Testobjekt erforscht. In diesem Projekt lautet die Fragestellung, wie durch kooperative Einbindung von Gebäuden in das Smart-Grid Lastspitzen reduziert und die Energieeffizienz verbessert werden kann.

In zwei Projekten zum Thema „Vehicle to Grid (V2G)“ wird untersucht, ein Umsetzungskonzept für eine intelligente, netzorientierte, Systemintegration der E-Mobilität entwickelt. Das Konzept beinhaltet mögliche Geschäftsmodelle, die Schnittstelle zum Kunden sowie das technische Konzept. Außerdem wird analysiert, welche technischen, ökonomischen und ökologischen Folgen bei einer massiven Elektroantriebsfahrzeugflotte durch die österreichischen Energieversorger zu erwarten sind. Wie Endkunden in aktiven Smart-Grid-Teil-

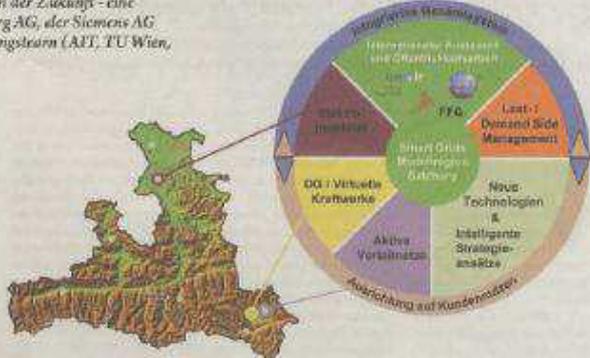
nehmern werden können wird im Projekt „Consumer to Grid (C2G)“ in einer Feldstudie mit rund 240 Haushalten untersucht. Es werden unterschiedliche Energiefeedback-Methoden eingesetzt, um die Kunden zu Energieeinsparungen und bewusstem Energieverbrauch zu motivieren. Die Wirkung und Akzeptanz der unterschiedlichen Methoden wird evaluiert.

Im Projekt „Smart Heat Net“ werden die Möglichkeiten von Smart-Grid-Ansätzen in Fernwärmenetzen mithilfe dynamischer Netz- und Gebäudedaten evaluiert. Insbesondere geht es darum, Betriebs- und Regelungsstrategien zu identifizieren, die dazu beitragen, die Spitzenlast in Fernwärmenetzen zu verringern und damit den Einsatz von Öl-/Gas-Spitzlastkesseln zu minimieren.

Umsetzung von Leuchtturmprojekten

Im Dezember 2010 erhielt die Modellregion seitens der Zuschläge für die Umsetzung von zwei innovativen Leuchtturmprojekten in Richtung der Vision einer „Smart Infrastructure Salzburg“:

Im Projekt „HIT“ (Häuser als interaktive Teilnehmer im Smart Grid) wird gemeinsam mit Salzburg Wohnbau und Siemens eine Smart-Grid-optimierte Wohnanlage geplant und gebaut. In dem Gebäude werden umweltfreundliche, Energieerzeuger (Photovoltaik, Solaranlage, Blockheizkraftwerk) mit Speichern (Pufferspeicher, Beton-Wärmespeicher) und steuerbare Verbraucher (wie



einer Wärmepumpe und Ladestationen für E-Fahrzeuge) durch ein intelligentes Energiemanagementsystem gekoppelt. Dadurch kann einerseits die vor Ort generierte regenerativ erzeugte Energie optimal genutzt werden. Andererseits kann das Gebäude auf den Netzzustand und das überregionale Angebot von Erneuerbaren Energien (z.B. Windenergie) reagieren und diese optimal nutzen. Dadurch wird die Gebäude zum interaktiven Teilnehmer im Smart Grid. Die Bewohner werden über interaktive Displays über ihr Energieverbrauchverhalten informiert, sodass sie dieses optimieren können.

Im Projekt „DG-DemoNet-Smart Low Voltage Grid“ soll in einem Feldversuch in einer ländlichen Salzburger Gemeinde eine so hohe Dichte an Photovoltaik-Anlagen und Elektro-Fahrzeugen installiert werden, dass neue intelligente Lösungen notwendig werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Im Demogebiet wird also in einem realen

Netzabschnitt versorgen, die Zukunft vorweggenommen, um mögliche Lösungsansätze für die Herausforderungen, die in den nächsten Jahrzehnten flächendeckend auf uns zukommen, zu erörtern. Das Demogebiet in dem dieser Feldversuch umgesetzt werden soll, wird bis Ende 2011 eingeweiht.

INTERVIEW

„Roadmap Smart Grids – Erste Markteintritte werden ab 2015 erwartet“



Andreas Lugnair ist Leiter des P&E Bereichs Smart Grids innerhalb von Corporate Technology bei Siemens Österreich und Koordinator der nationalen Technologieplattform „Smart Grids Austria“.

Heer Lugnair, können Sie uns einen kurzen Überblick zur Roadmap für Smart Grids in Österreich geben?

Es gibt einige inhaltliche Schwerpunkte der „P&E Roadmap Smart Grids Austria“. Das Erarbeiten einer Vision, die Darstellung von Nutzen und Kosten, die österreichische Ausgangslage und die P&E-Schwerpunkte bis zum Jahr 2020. Die Kernausgangspunkte der Roadmap sind:

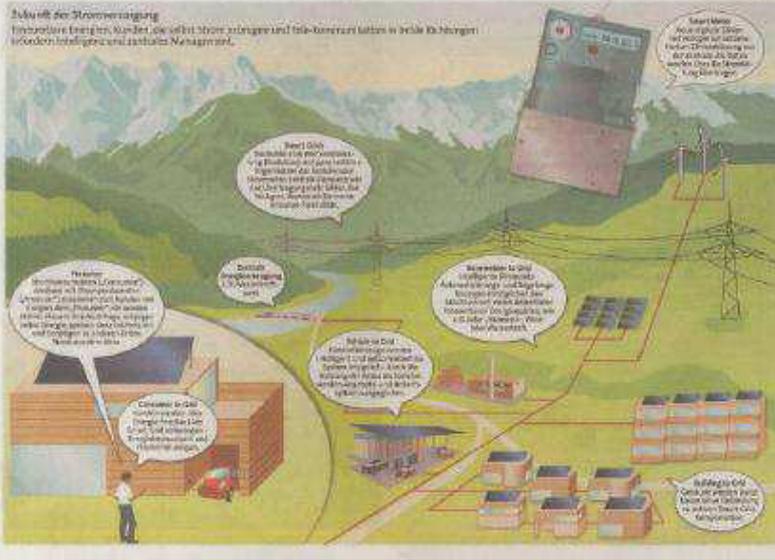
- Alle vor Smart Grid P&E-Bereiche (Kunde & Markt, Systembetrieb und Management, Kommunikation- und Informationsinfrastruktur, Intelligente Komponenten) werden unterschiedlich stark bei der Budgetierung von Forschungsprogrammen berücksichtigt.
- Die Hauptschwerpunkte liegen im Bereich des Systemmanagements und der intelligenten Komponenten. Auch eine enge Abstimmung mit Smart Metering- und Elektrifizierungsaktivitäten ist durch die aktuelle Themenstellung wichtig.
- Kurzfristige überlegte Förderung und Entwicklung, Mittelfristig werden Demonstrationsprojekte im Vordergrund und erstrecken sich in allen Subkategorien bis über 2020 hinaus. Ab 2015 werden aber bereits Markteintritte in einzelnen Entscheidungsbereichen erwartet.

Was wird auf EVLs und Kunden an Kosten zukommen?

Zukünftige Anforderungen an die Systemseite werden Mehrkosten für das Informationsmanagementsystem und für den Kunden verursacht. Laut der in der Roadmap gezeigten Abschätzung werden die Mehrkosten jedoch geringer ausfallen, als wenn das Stromsystem wie bisher geplant ausgebaut wird.

Was ist der Status Quo der Vision „Smart Grid“?

Wir sind auf dem richtigen Weg, die Umsetzung der vor zwei Jahren erarbeiteten Vision voranzutreiben. Die Aktivitäten der daran teilhabenden Unternehmen fokussieren sich nicht stark auf den österreichischen Markt (87%). In Zukunft ist aber von einer stärkeren Internationalisierung auszugehen – bei einem Anstieg der Exportquote von 50 % heute auf 72 % im 2015. Unter der Voraussetzung der richtigen Rahmenbedingungen wird ein wirtschaftliches Wachstumspotenzial für Smart Grids, ähnlich wie bei anderen jungen Technologies, von 10-15 % pro Jahr erwartet.



02 Smart Grids

„Als Smart Grids-Modellregion sind wir international vorne dabei“

Als Smart Grids Modellregion hat Salzburg die einmalige Chance, das Stromnetz der Zukunft federführend mitzugestalten.

Salzburg ist in Österreich und Europa federführend, wenn es um die Entwicklung der Stromnetze der Zukunft geht. Der Grund: Schon seit 2004 arbeitet die Salzburg AG intensiv an diesem Themenfeld. 2009 wurde Salzburg vom Klima- und Energiefonds der Bundesregierung auf Grund des überzeugenden Konzeptes zur „Smart Grids Modellregion“ gekürt. Damit verbunden ist eine Förderung von insgesamt 3,1 Millionen Euro für acht Smart Grids Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte. „Als Modellregion können wir auch international bei der Entwicklung und Erprobung von Smart Grids

ganz vorne mitmischen“, sagt Michael Strelb, Geschäftsführer der Salzburg Netz GmbH. Die Modellregion soll die Idee der intelligenten Netze einen entscheidenden Schritt näher an die flächendeckende Realisierung bringen. Da gehört die Verbindung von dezentralen kleinen Erzeugern über Datenleitungen zu virtuellen Kraftwerken ebenso dazu, wie die Einbindung der Elektromobilität in das Gesamtsystem, innovative Spannungsregelung in Mittelspannungsnetzen oder die Akzeptanz von smarten Energielösungen bei den Kunden. So eine komplexe Materie kann die



Salzburg AG nicht alleine lösen. Die Technische Universität Wien ist ebenso eingebunden wie das Austri- an Institute of Technology, Siemens, Salzburg Wohnbau, CURE oder Fichtner IT-Consulting.

i Projektübersicht

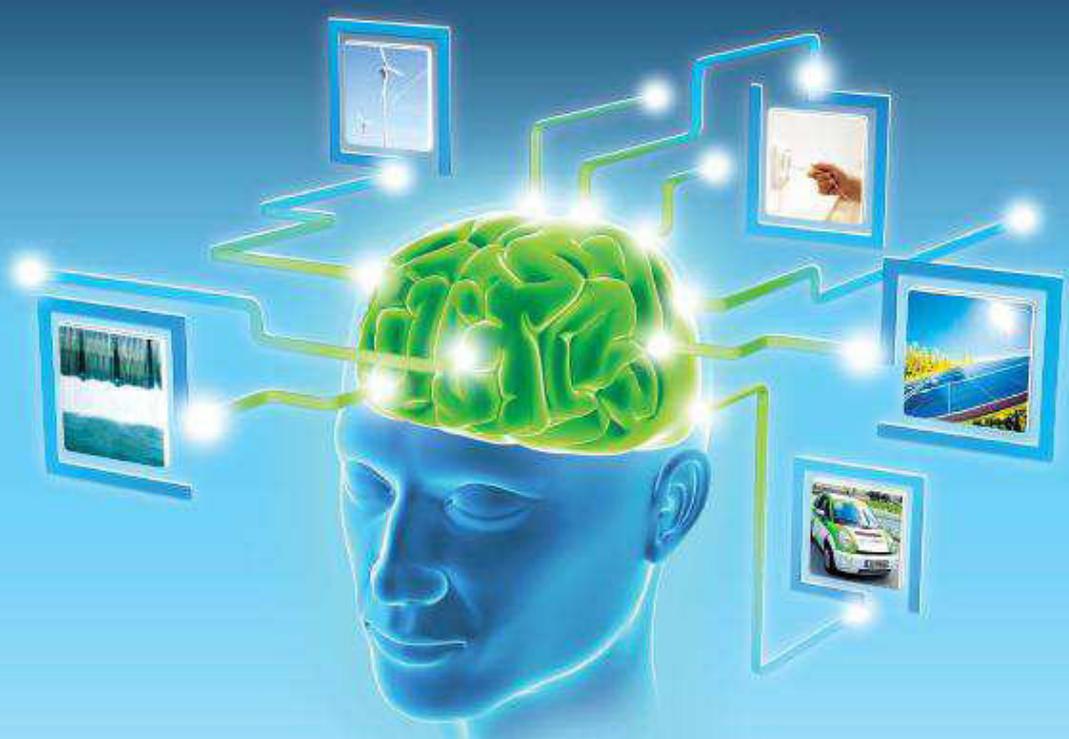
Titel	zentrale Fragestellung
B2G - Building 2 Grid	Wie können durch intelligente, kooperative Einbindung von Gebäuden in das Smart Grid Lastspitzen im Stromnetz reduziert und die Energieeffizienz verbessert werden?
C2G - Consumer 2 Grid	Wie sollte den Kunden Information über mögliche Energieeinsparung (Energie-Feedback) präsentiert werden, um den Energieverbrauch nachhaltig zu reduzieren?
PEEM – Persuasive Enduser Energy Management	Durch welche neuen Strategien und Werkzeuge können Endverbraucher ohne Komfortverlust zum Energiesparen animiert werden?
SmartHeatNet	Welche Betriebs- und Regelungsstrategien sind geeignet, Spitzenlasten in Fernwärmenetzen zu verringern und damit den Einsatz von Öl/Gas-Spitzenlastkesseln zu minimieren?
SmartSynergy	Welche IKT-Infrastruktur ist erforderlich, um die Anforderungen unterschiedlichster Smart Grid- und E-Mobilitätsanwendungen optimal zu erfüllen?
Vehicle to Grid (V2G) – Interfaces	Welche Geschäftsmodelle und Kunden-Interaktionsportale müssen entwickelt werden, um für die Zukunft in Vehicle2Grid geeignet zu sein? Wie können diese in die bestehenden Prozesse und Systeme in der Salzburg AG integriert werden?
Vehicle to Grid (V2G) - Strategies	Welche technischen, ökonomischen und ökologischen Folgen sind bei einer massiven E-Mobilitäts-Durchdringung für das österreichische Energiesystem zu erwarten?
ZUQDE - Zentrale Spannungs(U)- und Blindleistungs(Q)-Regelung für dezentrale Erzeuger	Implementieren einer automatischen, zentral gesteuerten Spannungs- und Blindleistungsregelung von Transformatoren, Erzeugern und Lasten mit dem Ziel, die Aufnahmekapazität des Verteilnetzes für dezentrale Erzeugung aus erneuerbaren Energien wesentlich zu erhöhen.
DG Demonetz Validierung	Aktiver Verteilnetzbetrieb durch innovative Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz – Feldtest im Lungau
Virtuelles Kraftwerk	Wie wirkt sich eine hohe Verbreitung von dezentralen Klein-BHKWs auf das Niederspannungsnetz aus? Welche Betriebsstrategien und Geschäftsmodelle bewahren sich im realen Betrieb?
Smart Metering Pilot	Pilotprojekt zur Einführung intelligenter Zähler in Salzburg; Teststellung & Feldtest mit insgesamt 500 Smart Meters für Strom, Gas, Fernwärme, Wasser



Daniel Reiter unterstützt die Programmleitung Smart Grids und ist außerdem Projektleiter Smart-HeatNet.

SGMS Folder:

ENERGIE INTELLIGENT VERNETZEN –
**SMART GRIDS
MODELLREGION SALZBURG**



Smart Grids sind die Denk- und Schaltzentrale der Energiezukunft. Sie sorgen durch intelligente Steuerung von Netzkomponenten, Erzeugern, Verbrauchern und Speichern dafür, dass Erneuerbare Energien optimal genutzt werden können.

powered by 

ENERGIE intelligent vernetzen!
Daran arbeiten wir.

www.smartgridssalzburg.at


SMARTGRIDS
Modellregion Salzburg

 Salzburg AG  Salzburg Energie  SIEMENS

SMART GRIDS - ENERGIE INTELLIGENT VERNETZT.

Die Umsetzung der ambitionierten Klima- und Energieziele wird einen Totalumbau des Energiesystems erfordern. Folgende Herausforderungen kommen auf die Energiewirtschaft zu:

1. Der Ausbau der Erneuerbaren Energie erfordert einen Datenaustausch und Energie transport in beide Richtungen (Einbahn -> Gegenverkehr)
2. Die Rollen Kunde („Consumer“) und Erzeuger („Producer“) verschmelzen zum „Prosumer“
3. Internetisierung der Energiewirtschaft, es entsteht das Web 2.0 der Energie.

Smart Grids, also mit modernen Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) aufgerüstete Netze, können dazu beitragen, die Integration von Erneuerbaren Energien ins Energiesystem möglichst effizient zu gestalten und die Energieeffizienz zu erhöhen.



Paradigmenwechsel der Energiewirtschaft.

„Die bevorstehende Energiewende ist also nicht bloß der Ersatz fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energien, sondern bedeutet einen richtigen Systemwechsel: Künftig geht es darum, Energie intelligent zu vernetzen“, bringt es DI Michael Strebl, Geschäftsführer Salzburg Netz GmbH, auf den Punkt.

SALZBURG IN DER VORREITERROLLE

Salzburg ist europaweit unter den Vorreitern bei der Entwicklung von intelligenten Energienetzen und wurde vom Klima- und Energiefonds (KLIEN) zur „1. Smart Grids Modellregion Österreichs“ ernannt. Die Modellregion wird von der Salzburg AG, Siemens und Salzburg Wohnbau getragen und von einem interdisziplinären Forschungsteam (Austrian Institute of Technology, TU Wien, CURE und Fichtner) unterstützt.



Diese Partner arbeiten gemeinsam an der Smart Grids-Zukunft.

Ziel der Modellregion ist es, unterschiedliche Smart Grids-Anwendungen in einem integrierten Gesamtsystem zusammenzuführen. Dazu werden neue Ansätze in Forschungsprojekten analysiert und erprobt, um später in konkreten Pilot- und Demonstrationskonzepten umgesetzt zu werden. Neben der Entwicklung und Präsentation technischer Lösungen spielen dabei die Analyse der Kundenakzeptanz und die Nutzerfreundlichkeit zentrale Rollen.

Die Projekte der Smart Grids-Modellregion wird vom Klima- und Energiefonds gefördert und im Programm „Neue Energien 2020“ durchgeführt.

12 PROJEKTE, 7 PARTNER, 1 VISION!

PROJEKT	ZENTRALE FRAGESTELLUNG
B2G - Building to Grid	Wie können durch intelligente Einbindung von Gebäuden in das Smart Grid Lastspitzen im Stromnetz reduziert und die Energieeffizienz verbessert werden? Feldversuch mit 10 realen Gebäuden
C2G - Consumer to Grid	Ist es möglich, die Kunden durch Energie-Feedback (basierend auf Smart Metering) dazu zu motivieren, ihren Energieverbrauch nachhaltig zu reduzieren? Feldversuch mit 290 Haushalten
PEEM - Persuasive Enduser Energy Management	Durch welche neuen Strategien und Werkzeuge können Endverbraucher ohne Komfortverlust dazu animiert werden den Energieverbrauch in (für das Gesamtsystem) günstige Zeiten zu verschieben? Feldversuch mit ca. 24 Haushalten
SmartHeatNet	Durch welche intelligenten Betriebs- und Regelungsstrategien können Spitzenlasten in Fernwärmenetzen verringert und damit der Einsatz von Öl/Gas-Spitzenlastkesseln minimiert werden?
SmartSynergy	Welche IKT-Infrastruktur ist erforderlich, um die Anforderungen unterschiedlichster Smart Grids- und E-Mobilitätsanwendungen optimal zu erfüllen?
Vehicle to Grid (V2G) - Interfaces	Welche Geschäftsmodelle und Schnittstellen müssen entwickelt werden, um Elektrofahrzeuge intelligent ins Energiesystem einbinden zu können?
Vehicle to Grid (V2G) - Strategies	Welche technischen, ökonomischen und ökologischen Folgen sind bei einer massiven E-Mobilität-Durchdringung für das österreichische Energiesystem zu erwarten?
ZUQDE - Zentrale Spannungs(U)- und Blindleistungs(Q)-Regelung für dezentrale Erzeuger	Implementieren einer automatischen, zentral gesteuerten Spannungs- und Blindleistungsregelung von Transformatoren, Erzeugern und Lasten mit dem Ziel, die Aufnahmekapazität des Verteilernetzes für dezentrale Erzeugung aus erneuerbaren Energien wesentlich zu erhöhen. Demo-Betrieb im Mittelspannungsnetz Lungau
DG Demonetz Validierung	Aktiver Verteilernetzbetrieb durch innovative Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz. Demo-Betrieb im Mittelspannungsnetz Lungau
HiT - Häuser als Interaktive Teilnehmer im SMART GRID	Zusammenfassung aller Smart Grids-Elemente in einer innovativen Wohnanlage. Die Wohnanlage „ROSA ZUKUNFT“ in Salzburg Taxham wird Smart Grids-optimiert geplant, gebaut und betrieben.
Smart Web Grid	Wie kann der Datenaustausch in den Smart Grids zwischen den unterschiedlichen Akteuren universell, interoperabel und effektiv gestaltet und ein Mehrwert für die Kunden durch Verknüpfung unterschiedlicher Dienste geschaffen werden?
DG Demo Net - Smart Low Voltage Grid	Wie können zukünftig zu erwartende hohe Dichten an Photovoltaikanlagen und E-Fahrzeugen durch intelligente Planung, Echtzeitbeobachtung und aktives Netzmanagement optimal in die Niederspannungsnetze integriert werden? Feldversuch in der Smart Grids-Modellgemeinde Köstendorf

LEUCHTTURMPROJEKTE DER ENERGIEZUKUNFT.

IN KÖSTENDORF WIRD DIE ZUKUNFT BEREITS GELEBT.

Die Flachgauer Gemeinde Köstendorf ist auf dem besten Weg, Energiegeschichte zu schreiben. Im Rahmen des Projektes „DG DemoNet - Smart Low Voltage Grid“ wird ab 2013 in einem Ortsteil von Köstendorf erstmals erprobt, wie Smart Grids dazu beitragen können, eine Vielzahl dezentraler Einspeiser und E-Autos in einem Niederspannungsnetz zu integrieren. In einem Testgebiet wird mehr als jeder zweite Haushalt mit einer vom Land Salzburg geförderten Photovoltaikanlage und einem Elektroauto ausgestattet. Die Photovoltaikanlagen werden einen bedeutenden Teil des Energiebedarfs der an die Trafostation angeschlossenen Kunden decken. Gibt es überschüssige Energie, wird diese in das übergeordnete Mittelspannungsnetz zurückgespeist. Das Zusammenwirken von Smart Grid-Komponenten (wie IKT-Infrastruktur, regelbare Ladestationen, Wechselrichter, regelbarer Ortsnetztrafo, Smart Meter) soll Angebot und Nachfrage so ausbalancieren, dass ein reibungsloser Betrieb ohne Beeinträchtigung der Versorgungsqualität für die Kunden sichergestellt ist.

Köstendorf wird dadurch zum perfekten Vorzeigemodell der Energiewende. Im Testgebiet wird die Zukunft vorweggenommen, um Lösungsansätze – für die Herausforderungen, die in den nächsten Jahrzehnten flächendeckend auf uns zukommen – zu entwickeln und auch unter realen Einsatzbedingungen zu testen.

Eckdaten zum Feldversuch

- Ortsnetz Köstendorf Eisbach, Trafoleistung 250 kVA, ca. 60 angeschlossene Objekte
- 40 neue und drei bestehende Photovoltaik-Anlagen mit insgesamt rd. 175 kWpeak
- 35 Elektro-Fahrzeuge inkl. Home-Ladestationen von ElectroDrive Salzburg
- einjähriger Feldtest im Jahr 2013
- Förderung durch KLJEN (Smart Grid-Komponenten) und Land Salzburg (Photovoltaik-Anlagen)



Start in eine nachhaltige Zukunft. v. l.: LR Sepp Eisl, LH-Stv. Dr. Wilfried Haslauer, DI Michael Strebl (Salzburg Netz), Wolfgang Wagner (Vize-Bgrm. Köstendorf), Josef Krois (Bgrm. Köstendorf)

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

WOHNANLAGE MIT ZUKUNFT!

In der Rosa-Hofmann-Straße im Salzburger Stadtteil Taxham entsteht ab dem Frühjahr 2012 die erste Wohnanlage, in der das intelligente Netz der Zukunft Realität sein wird. In der modernen Wohnanlage ROSA ZUKUNFT fließt das gesamte Fachwissen aus den Projekten der Smart Grids-Modelregion zusammen und wird in der Praxis erlebbar.

In der innovativen Energiezentrale werden umweltfreundliche Energieerzeuger (Photovoltaikanlage, Blockheizkraftwerk) mit Speichern und steuerbaren Verbrauchern (wie etwa eine Wärmepumpe, Ladestationen für E-Fahrzeuge und Smart Grid-fähige Haushaltsgeräte) durch ein intelligentes Energiemanagementsystem gekoppelt. Dadurch kann die regenerative, vor Ort gewonnene Energie optimal genutzt werden. Außerdem kann das Gebäude auf den Netzzustand und das überregionale Angebot von Erneuerbaren Energien reagieren bzw. diese optimal nutzen. Es wird zum interaktiven Teilnehmer im Smart Grid.

Die BewohnerInnen erhalten Energiefeedback (wie z. B. über Applikationen am Smart Phone), um ihren Energieverbrauch zu steuern. Ein Mobilitätsmodell mit E-Carsharing, E-Bikes und attraktiven ÖPNV-Angeboten sowie ein Sozialkonzept (Generationen-Wohnen) runden dieses Projekt perfekt ab.

Für die Realisierung des Vorhabens zeichnen sich vier Bauträger (die salzburg, Salzburger Siedlungswerk Genossenschaft, Lebenswelt Wohnen und Steiner Bau GmbH) verantwortlich. Die Wohnanlage ROSA ZUKUNFT umfasst 130 Wohneinheiten für verschiedene Nutzergruppen - von Senioren bis zu jungen Familien. Die Planungsarbeiten laufen seit Herbst 2010. Der Baubeginn ist für März 2012 und der finale Bezug für die zweite Jahreshälfte 2013 geplant. Danach steht die Smart Grids-optimierte Wohnanlage für Demonstrationszwecke zur Verfügung.

Weitere Infos über dieses Leuchttumprojekt finden Sie unter www.rosazukunft.at.



So sieht zukünftiges Wohnen aus!



Die Bauherren bei der Projektpräsentation.



WIR FREUEN UNS ÜBER IHR INTERESSE!

Detaillierte Informationen finden Sie auf unserer Webseite unter www.smartgridssalzburg.at. Dort können Sie sich auch für die „Smart Grids-Salzburg News“ (Newsletter) anmelden, die Sie über aktuelle Entwicklungen und Ergebnisse auf dem Laufenden halten.

Bei den Partnern der Smart Grids-Modellregion Salzburg stehen Ihnen folgende Ansprechpersonen zur Verfügung:

Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation
Ansprechpartner: DI (FH) Daniel Reiter
Bayerhamerstraße 18 | 5020 Salzburg
Tel.: +43/662/8884-2673 | Mail: daniel.reiter@salzburg-ag.at | www.salzburg-ag.at

SALZBURG AG

Salzburg Wohnbau GmbH
Ansprechpartner: DI (FH) Bernhard Kaiser
Bruno-Oberhäuter-Platz 1 | 5033 Salzburg
Tel.: +43/662/2086-0 | Mail: bernhard.kaiser@salzburg-wohnbau.at | www.salzburg-wohnbau.at

SALZBURG WOHNBAU GMBH

Siemens AG Österreich
Ansprechpartner: Wolfgang Schneider, Vorstand der Niederlassung Salzburg
Werner-von-Siemens-Platz 1 | 5021 Salzburg
Tel.: +43/51707-66200 | Mail: wolfgang.k.schneider@siemens.com | www.siemens.at

SIEMENS AG ÖSTERREICH



STEERING COMMITTEE - Um ein komplexes Projekt wie die Smart Grids Modellregion Salzburg optimal organisieren zu können, wurde eine übersichtliche und transparente Organisationsstruktur geschaffen.

v.l.n.r.: Dr. Roland Wernik (GF Salzburg Wohnbau), DI Anton Plimon (GF AIT), Ing. Michael Hübner (BMVIT), VD Mag. August Hirschbichler (Salzburg AG), DI Michael Strebl (Salzburg Netz), DI Theresia Vogel (GF Klimafonds), LH-Stv. Mag. David Brenner, Dr. Friederich Kupzog (TU Wien), Dir. Wolfgang Schneider (Siemens AG), Mag. Brigitte Ederer (Vorstand Siemens AG), Mag. Ingolf Schädler (BL Innovation, BMVIT); nicht im Bild: LH-Stv. Dr. Wilfried Haslauer, VD Dr. Leonhard Schitter (Salzburg AG)

Webseite www.smartgridssalzburg.at seit November 2011 online

Dort findet sich auch der periodische Newsletter (Anmeldemöglichkeit und bisher erschienene Ausgaben im Downloadbereich)

Auszug aus "TOP-Gewinn" Nr. 08a/11 vom 16.08.2011 Seite 60 , Ressort: Beruf & Erfolg:

„10.35 bis 11.25 Uhr - "Building to Grid". Ohne technisch zu werden geht es darum, ein Gebäude als Teil des Versorgungsnetzes einzusetzen. Wie kann ein Haus auf Energiespitzen reagieren beziehungsweise selbst erzeugte Energie optimal ins Netz einspeisen? Anhand "Smart Grids Modellregion Salzburg - BuildingtoGrid", einem Projekt der Salzburg AG, Salzburg Wohnbau, Siemens, TU Wien und dem AIT, werden hier die Grundlagen erarbeitet, um 2012 ein entsprechendes Gebäude mit 140 Wohneinheiten zu bauen. Mehrere AIT-Mitarbeiter diskutieren rund um ein Notebook und einen Beamer, der Folien an die Wand projiziert. Ich gestehe, ich habe mir nicht jedes Detail der Berechnungsformeln für die Transmissionswärmeverluste etc. gemerkt, die vor unseren Augen besprochen wurden.“

21.11.2011 Smart Grids Dialog in der Edmundsburg in Salzburg

Keine Online-Ressource verfügbar

6.6 Wissenschaftliche Publikationen

Publikationen und Poster

F. Judex (2013): "Grid friendly Buildings", In: Ressourcenschonende Gebäude - Ressourcen nachhaltig nutzen, Plusenergiebauweise, Energieautarkie und Kreislauffähigkeit, 47-50, BO-Verlag, Wien, 978-3-900403-42-3

Zucker G., Palensky P., Judex F., Hettfleisch C., Schmid R.R. (2012): Energy Aware Building - Automation Enables Smart Grid-friendly Buildings, e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Heft Juni 2012, Springer-Verlag (Hrsg.).

G. Zucker, P. Palensky, F. Judex, C. Hettfleisch, R. R. Schmidt, and D. Basciotti (2012), "Energy aware building automation enables Smart Grid-friendly buildings," e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, vol. Volume 129, no. Issue 4, pp. 271–277.

S. Soucek and G. Zucker (2012), "Current developments and challenges in building automation," e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, vol. Volume 129, no. Issue 4, pp. 278–285.

Braun, R.; Judex, F. & Zucker, G. (2012), "Identifying Simplified Models for Load Shifting Control MATHMOD 2012 - 7th Vienna International Conference on Mathematical Modelling, 2012, Vienna

P. Palensky, G. Zucker, F. Judex, R. Braun, F. Kupzog, T. Gamauf, and J. Haase (2011), "Demand Response with Functional Buildings using simplified Process Models," in Proceedings of the 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2011), pp. 3113–3118.

G. Zucker, R. Braun, F. Judex, and C. Hettfleisch (2011), "Worst-Case Abschätzung von thermischem Gebäudeverhalten", in Proceedings of the e-nova 2011.

G. Zucker, F. Kupzog, and D. Reiter (2011), "Smart Grids Strategy for Salzburg, Austria," in Proceedings of the 21st International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Frankfurt, 6-9 June 2011, Paper 0787.

Pollhammer K., Zucker G. (2011): Demand Side Management with Buildings – Introducing the projects Building2Grid and BED. ComForEn2011 – Fachkonferenz: Kommunikation für Energienetze der Zukunft– Vom aktiven Verbraucher zum Smart Grid, 22.-23.09.2011, Wels.

Gamauf T., Leber T., Pollhammer K., Kupzog, F. (2011): A generalized load management gateway coupling smart buildings to the grid. Proceedings IEEE - AFRICON 2011, 13.-15.09.2011, Zambia.

Gamauf T., Kupzog F., Polhammer K. (2011): Building to Grid - Gateway. A Generalized Load Management Gateway. Workshop: Standards: An Architecture for the Smart Grid, 06.04.2011, Sophia Antipolis (F). (Konferenzposter).

G. Zucker, R. Braun, F. Judex, F. Kupzog (2011): Building2Grid – Elektrische Lastverschiebung mit thermischen Gebäudespeichern. Smart Grids Week Linz, Linz (Mai, 2011). (Konferenzposter)

Gamauf, T.; Leber, T.; Pollhammer, K.; Kupzog, F. (2011), "A generalized load management gateway coupling smart buildings to the grid," AFRICON, 2011 , vol., no., pp.1-5, 13-15 Sept. 2011; doi: 10.1109/AFRCON.2011.6072158

Zucker G., Hettfleisch C. (2010): Using Simulation for Optimized Building Operation. E–nova 2010, FH Burgenland, 11.-12.11.2010, Pinkafeld (Konferenzvortrag mit Tagungsband).

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

G. Zucker, C. Hettfleisch (2010): Building2Grid – Netzfremdliche Gebäude. Smart Grid Modellregionen Salzburg. Smart Grids Week Salzburg, Salzburg (Juni 2010). (Konferenzposter)

Zucker G. (2010): Building2Grid – Wie wird ein Gebäude Smart-Grid-fähig?. ComForEn 2010 Kommunikation für Energienetze der Zukunft – Vom aktiven Verbraucher zum Smart Grid, FH Oberösterreich, 29.09.2010, Wels (Konferenzvortrag mit Tagungsband).

Eingeladene Vorträge

G. Zucker (2013), “Gebäude Intelligent Simulieren,” presented at the Powerbuilding and Data Center Convention 2013, Zurich, Switzerland, 28-May-2013.

G. Zucker (2011), “Wissenschaftliche Betriebsoptimierung von Gebäuden und Gebäudegruppen,” presented at the PowerBuilding and Data Center Convention 2011, Vienna, Austria, 09-Nov-2011.

G. Zucker (2010): Building Simulation and Control. SmartCoDe Expert Cooperation Workshop 2010, Wien, November 2010.

IMPRESSUM

Verfasser

Salzburg AG

Kurt Nadeje
Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg
Tel: 0662 8884 2168
Fax: 0662 8884 170 2168
E-Mail: kurt.nadeje@salzburg-ag.at
Web: www.salzburg-ag.at oder
www.smartgridssalzburg.at

Projektpartner und Autoren

Salzburg Wohnbau GmbH
– Stephan Raudaschl
– Bernhard Kaiser

Austrian Institute of Technology
– Reiner Braun
– Florian Judex
– Gerhard Zucker

TU Wien – Institut für Computertechnik
– Alexander Wendt
– Georg Kienesberger

Siemens AG - Österreich
– Mike Pichler

Salzburg AG
– Kurt Nadeje
– Bernhard Strasser

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

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

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH