

Abschlussbericht

Verbundprojekt

E-Energy: MeRegio

Titel

Aufbruch zu Minimum-Emission-Regions

Konsortialführer: EnBW	Förderkennzeichen: 01ME08001A
Projektleiter: Hellmuth Frey	Tel.: 0721 63 17 887 Fax.: 0721 63 17 888
Laufzeit des Vorhabens: von: 1.10.2008 bis: 30.11.2012	E-mail: h.frey@enbw.com
Berichtszeitraum: von: 1.10.2008 bis: 30.11.2012	Datum: 09.10.2013

Das dem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie unter den Förderkennzeichen 01ME08001A, 01ME08002 - 01ME08006 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

Projektpartner:

Name	Projektleiter	Förderkennzeichen
ABB	Herr Kautsch	01ME08005
EnBW	Herr Frey	01ME08001A
IBM	Herr Meyer, Herr Thiemann	01ME08002
KIT	Herr Prof. Dr. Schmeck	01ME08003
SAP	Herr Dr. Kaufman	01ME08006
Systemplan	Herr Hager	01ME08004

Inhaltsverzeichnis

1	KURZE DARSTELLUNG	5
1.1	Projektauftrag und Ergebnis	5
1.2	Planung und Ablauf des Vorhabens	5
1.3	Wissenschaftlicher und technischer Stand.....	7
1.4	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	7
2	EINGEHENDE DARSTELLUNG DER PROJEKTERGEBNISSE.....	8
2.1	Regionale Erprobung (Teilprojektleitung EnBW)	8
2.1.1	Einbeziehung der Kunden	8
2.1.2	Auswirkungen auf die Netze	17
2.1.3	Konzeption kundenorientierter Anwendungen	18
2.1.4	Einbindung von Industriekunden	19
2.1.5	Evaluation der Kundenbeziehungen	23
2.2	Energiemarktplatz (Teilprojektleitung SAP)	25
2.2.1	Ausgestaltung des Marktplatzes	25
2.2.2	Einbindung der Industriekunden.....	42
2.2.3	Evaluation des Marktplatzes	46
2.3	Systemsteuerung (Teilprojektleiter ABB)	48
2.3.1	Anforderungen an die Netzführungssysteme	49
2.3.2	Einbeziehung von Industriekunden.....	66
2.3.3	Evaluation des Netzführungskonzepts.....	67
2.4	IT-Integration (Teilprojektleiter IBM).....	68
2.4.1	Integration der Industriekunden.....	77
2.4.2	Evaluation der IT-Integration	78
2.5	Zertifizierung (Teilprojektleiter KIT).....	80
2.5.1	Einbeziehung der Industriekunden	80
2.5.2	Evaluierung.....	84
2.6	Simulation (Teilprojektleiter KIT)	85
2.6.1	Integration des Marktplatzes in den Prioprozess.....	87
2.6.2	Evaluation.....	89
2.7	Evaluation (Teilprojektleiter KIT)	92
2.8	Aussichten für die Erreichung der Ziele.....	99
3	FE-ERGEBNISSE VON DRITTER SEITE.....	100
3.1	Advanced Dynamic Energy Pricing and Tariffs (ADEPT)	100
3.2	Smart Home Lösungen im Rahmen von AlpEnergy	100
3.3	ElectroDrive Salzburg.....	100
3.4	Modellregion München	100

3.5	Nationale Plattform Elektromobilität (NPE).....	100
4	VERWERTUNG	101
5	LISTE DER PUBLIKATIONEN UND VORTRÄGE.....	103
5.1	Publikationen	103
5.2	Studien-/ Abschlussarbeiten	106
5.3	Lehrveranstaltungen/ Präsentationen/ Vorträge.....	107
6	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	113
7	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	116

1 Kurze Darstellung

1.1 Projektauftrag und Ergebnis

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) hat seit 2006 in Partnerschaft mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) eine Förderinitiative ins Leben gerufen, die das IKT-basierte Energiesystem der Zukunft voranbringen soll. In dem integrierten Wirtschafts-, Innovations-, Energie- und Klimaprogramm E-Energy sollen Netze und IKT zusammenwachsen und die Umsetzbarkeit erprobt werden. Durch die Schaffung adäquater informationstechnischer Systeme und Dienstleistungen, die die Energieerzeugung, -übertragung und den Energieverbrauch intelligent vernetzen, soll höhere Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaverträglichkeit erreicht werden. In den entstandenen „Leuchtturmprojekten“ sollten Handlungswissen zur Bewältigung der Komplexität generiert werden. Weitere Informationen finden sich unter www.e-energy.de.

Am 01.10.2008 startete das durch das Förderprogramm E-Energy initiierte Projekt „MeRegio“ mit einer Laufzeit von 4 Jahren. An dem Projekt waren die Firmen ABB, EnBW, IBM, SAP, Systemplan sowie das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) mit verschiedenen Lehrstühlen beteiligt. Das Projekt wurde Ende 2012 erfolgreich abgeschlossen.

Maxime des Forschungsvorhabens „MeRegio“ (Minimum Emission Region) war es, den Forderungen nach effizienteren dezentralen Energiesystemen durch die Integration fortschrittlichster Informations- und Kommunikationstechnologien in alle Teile der Energie-Wertschöpfungskette zu begegnen. Dabei sollte eine Verknüpfung zwischen der physikalischen Ebene mit der Handelsebene erfolgen. Vor allem sollte in der Modellregion eine Steigerung der Energieeffizienz durch die Integration von Energieverbrauchern und dezentralen Erzeugern in den Markt erprobt werden. Herzstück des Vorhabens war ein Marktplatz zur effizienten und transparenten Koordination von Energieprodukten, Systemdienstleistungen und Mehrwertdiensten, welcher an die technische Energie-Infrastruktur über eine leistungsfähige rechtskonforme Informations- und Kommunikationsinfrastruktur gekoppelt war.

Die entwickelten Konzepte wurden in den Pilotregionen Göppingen und Freiamt/Ettenheim mit ca. 1000 Teilnehmern (Verbraucher und Erzeuger) und real und virtuell verbundenen Energieverbrauchern, -erzeugern und – speichern erprobt. Der neue Ansatz lag in der Anwendung neuer zeitvariabler Tarife, die dem Kunden z. B. in Form von Preissignalen zugänglich gemacht wurden. Zusätzlich zur Anpassung des Verbrauchs durch die Verhaltensänderung der Kunden konnten Elektrogeräte in den Haushalten nach und nach in eine automatische Steuerung integriert werden.

Das Projekt zeigte, dass die eingesetzten Mechanismen und Technologien eine Flexibilität im Verbrauch nutzbar machen: die Testkunden haben ihren Stromverbrauch um durchschnittlich rund 12 Prozent in Zeiten mit hohem Energieangebot verlagert, in Spitzenzeiten sogar 25 bis 35 Prozent. Für das Gelingen der Energiewende kommt neben der Politik und der Industrie also auch dem Kunden eine wesentliche Rolle zu.

Es bleiben aber weitere Entwicklungsschritte zu tun, wie beispielsweise die Anpassung des ordnungspolitischen Rahmens, die Weiterentwicklung der IKT und der Automatisierungstechnik und die Weiterentwicklung neuer marktwirtschaftlicher Mechanismen, um Potenziale für Lastverlagerungen in Industrie und Haushalten erschließen. Die Projektergebnisse im Einzelnen sind im folgenden Bericht zusammengefasst.

1.2 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Meilensteine entlang unserem Phasenplan wurden von allen Konsortialpartnern im Projektverlauf weitestgehend erreicht. Insbesondere in der technischen Umsetzung komplexer Testszenarien ist das Projekt deutlich vorangekommen. Es ist klar, dass MeRegio als ein Forschungsprojekt durchgeführt wurde. Es wurde keine Produktentwicklung gemacht, viele Themen konnten aber in ihrer grundsätzlichen Machbarkeit nachgewiesen werden. Eine Produktentwicklung muss nun an genau diesen Stellen ansetzen.

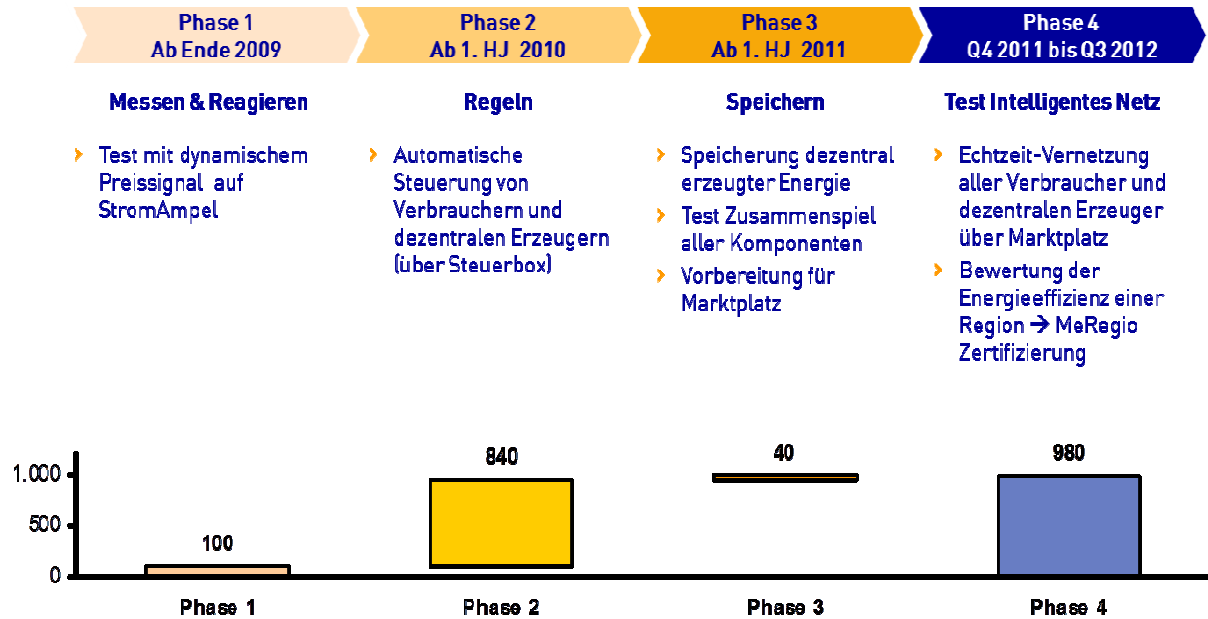


Abbildung 1: Phasenplan des MeRegio-Projekts

Die Darstellung der Ergebnisse je Partner und Teilprojekt orientiert sich an dem vierstufigen Projektphasenplan gemäß Abbildung 1:

- Phase 1 (2009): Testziel „Messen & Reagieren“
 - Bei B2C Kunden Ausstattung mit StromAmpel und dynamischem Preissignal
 - Bei B2B Kunden nur Messen mit Power Submeter von Systemplan
- Phase 2 (2010): Testziel „Regeln“
 - Bei B2C Kunden Einsatz Steuerbox in Kombination mit intelligenten Haushaltsgeräten
 - Bei dezentralen Erzeugern Einsatz Steuerbox mit speicherfähigen Erzeugungsanlagen
 - Bei B2B Kunden detaillierte Prüfung auf Eignung zum Regeln großer Verbrauchsanlagen über die Steuerbox
- Phase 3 (2011): Testziel „Speichern“
 - Durch Kombination von Steuerbox und stationären Speichern wird bei Testkunden mit dezentralen Erzeugungsanlagen die lokale Optimierung ihres Stromverbrauchs ermöglicht
 - Test der Kombination von Smart Home Steuerbox und mobilen Speichern bei ausgewählten Kunden aus dem Projekt MeRegioMobil → Fokus hier nur auf Laden des mobilen Speichers im Smart Home, nicht im öffentlichen Bereich
- Phase 4 (2012 bis Projektende): Testziel „Marktplace“
 - Zusammenspiel aller Smart Grid Teilnehmer

Die Bezeichnung der einzelnen „Projektphasen“ bezieht sich auf die vier Stufen des neuen Phasenplans: Messen & Reagieren, Regeln, Speichern, Marktplace.

In der „Regionalen Erprobung“ konnten 1.000 Testteilnehmer an die MeRegio Signalinfrastruktur angebunden werden. Zusätzlich zu dem Hauptteil der bereits 2010 durchgeführten Installation von ca. 250 intelligenten Gefrierschränken wurden noch weitere 5 Testszenarien mit intelligenten Endgeräten und entsprechenden Messkonzepten bei ca. 80 Privatkunden sowie auch bei knapp einem Dutzend ausgewählten B2B Kunden umgesetzt. Dazu fand eine intensive Kooperationsarbeit mit 7 verschiedenen Entwicklungspartnern statt (BSH, Eckelmann, Hoppecke-SMA, JOONIOR/ MSR-Office, Senertec, Vaillant). Hauptfokus der Kooperation war die gemeinsame Entwicklung geeigneter Schnittstellen und einer Steuerungslogik für die Ertüchtigung der intelligenten Endgeräte/ -anlagen zur automatischen Reaktion auf die dynamischen MeRegio Signale. Die Ergebnisse zeigen, dass Kunden (sowohl Privat-, als auch Gewerbekunden) bereit und in der Lage sind, ihren Verbrauch in gewissen Grenzen flexibel zu gestalten.

Bei der „Entwicklung eines Energiemarktplatzes und neuartiger Dienste“ wurden konkrete Handelsmechanismen und die damit zusammenhängenden Rollen der einzelnen Akteure des MeRegio Marktplatzes detailliert. Entwürfe für eine mögliche Marktplatzsoftwareoberfläche wurden konkretisiert und durch Produktbeispiele mit Leben gefüllt. Schließlich wurden alle Grundlagen für die Installation des Marktplatzes im Zusammenspiel mit der IBM CORE, dem Demand Side Manger (EnBW) und dem ABB Netzleitsystem geschaffen und die wesentlichen datentechnischen Anforderungen an die auf dem Marktplatz vorgesehenen Verhandlungsprozesse ausgearbeitet.

Auch für die „Einführung einer hybriden System- und Prozesssteuerung“ konnten alle Grundlagen geschaffen werden, um von der reinen Vorstufe auf den Systemen der ABB auf die Stufe des technischen Roll-Outs bei der EnBW überführt zu werden.

Erste Hard- und Software Komponenten für das Basisleitsystem wurden in der Modellregion Freiamt erfolgreich zum Einsatz gebracht. Konkrete Prozessabläufe zur optimierten Netzführung im Zusammenspiel aller Marktplatzteilnehmer wurden definiert und IT-technisch vorkonfiguriert so dass in der Phase 4 das gesamte Zusammenspiel plangemäß mit Kunden und „echten“ Systemen getestet werden kann. Im Rahmen der IT-Integration gelangen die Entwicklung verschiedener Prototypen und die Überführung vom Test- auf einen Echtbetrieb.

Bei der „Zertifizierung“ wurden wissenschaftliche und (volks-) wirtschaftliche Grundlagen zum Thema Zertifizierung im Energieumfeld erarbeitet. Es wurden im Konsortium gemeinsam wesentliche Kennzahlen und Indikatoren für eine mögliche MeRegio Zertifizierung definiert. Die konzeptionelle Arbeit wurde im weiteren Projektverlauf durch Erkenntnisse aus den einzelnen Teststufen angepasst und schließlich umgesetzt und bei der „Simulation“ schließlich wurden umfassende Simulationsszenarien für alle Akteure im Smart Grid konzipiert und mithilfe der MeRegio-Daten evaluiert.

1.3 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Auf Basis von Ergebnissen aus den Projekten, die im Förderantrag beschrieben waren (u.a. 1000 Pioniere für „Intelligente Zähler“, Pilotprojekt „Preissignale an der Steckdose“, BDI-Initiative „IT für die Energiemärkte der Zukunft“, SESAM, Grid Wise, Theseus, der EU-Technologie Plattform SmartGrids oder dem Projekt MoreMicroGrids), wurden die einzelnen Umsetzungsschritte des Projekts MeRegio definiert und abgearbeitet. Dabei haben wir auf dem Gebiet der dynamischen Preissignale, bei den innovativen Netzführungskonzepten, bei der Datenplattform und unseren Ansätzen zur Ausgestaltung des Marktplatzes an vielen Stellen Neuland betreten. Für das Konsortium hat das Projekt MeRegio die Chance gebracht, sich nicht nur theoretisch, sondern intensiv in der Praxis mit den Themen Smart Grids, Smart Home und Smart Customer auseinanderzusetzen. Durch diese praktische Befassung konnten viele Fragestellungen erst identifiziert, dann diskutiert und teilweise auch bereits gelöst werden. Damit ist ein Diskussionsprozess in die Richtung „Optimierung der Einbindung erneuerbarer Energien“ in Gang gekommen, lange bevor das Thema „Energiewende“ überhaupt aktuell wurde.

1.4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Zusammenarbeit der Konsortialpartner EnBW, ABB, SAP, IBM, dem KIT und der Firma Systemplan untereinander verlief reibungslos und im Sinne eines erfolgreichen Projektfortschritts höchst effizient. Auch die Zusammenarbeit mit den Use Case-Partnern, z. B. Liebherr, Vaillant, Senertec, Bosch Siemens Hausgeräte und weiteren Lieferanten von Komponenten und Systemen sowie den teilnehmenden Kunden war äußerst erfolgreich. Dies wurde uns auch von unseren Kunden nochmals in einer abschließenden Befragung bestätigt, deren Ergebnisse in den letzten Tagen fertiggestellt wurden. Daneben hatten wir durch die Zusammenarbeit mit der E-Energy Begleitforschung und den verschiedenen Arbeitsgruppen Gelegenheit zu einem intensiven Austausch über die Projektergebnisse. Diese haben auch in allen Modellregionen recht gut vergleichbare Ergebnisse gezeigt. Auch die Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie war ausgezeichnet, ebenso mit dem Projektträger DLR, wofür wir uns an dieser Stelle auch nochmals ausdrücklich bedanken möchten.

2 Eingehende Darstellung der Projektergebnisse

Im Folgenden werden die Projektergebnisse dargestellt. Dabei fließen in die Beschreibung wesentliche Resultate aus den Zwischenberichten der jeweils beteiligten Projektpartner ein.

2.1 Regionale Erprobung (Teilprojektleitung EnBW)

Das Aufgabenfeld der EnBW im Versuchszeitraum lag in der Regionalen Erprobung, also dem realen Test der mit den Konsortialpartnern abgestimmten Szenarien in den ausgewählten Modellregionen. Die wesentlichen Projektergebnisse sind in den folgenden Kapiteln dargestellt.

2.1.1 Einbeziehung der Kunden

Betrieb der automatisierten Steuerung dezentraler Verbraucher und Erzeuger in der Modellregion durch Preisanreize und/oder Regelstrategien

Die Arbeiten umfassen neben der Überwachung und dem Betrieb der Steuerboxen in den Haushalten die Tätigkeiten zur Sicherstellung des Betriebs der Backend-Systeme zur Speicherung und Verwaltung der Zeitreihen der Zähler und der MeRegio Preisvektoren (Strompreis und Tarifstufe).

Die Daten der Zählerzeitreihen und Messwerte als Verbindung der Verbrauchs- und Einspeisezählern wurden vom Haushalt über das Datagateway (DGW) und den MeRegio Multiplexer an die Zählendatenverarbeitung (ZDV) weitergeleitet und dort in die ZDV-DB gespeichert. Die Daten wurden dabei über die operativen Systeme (Zähler – ComModul – DGW – Multiplexer – ZDV – ZDV DB) verarbeitet, gespeichert und den Kunden selektiv über die Front-Ends aufbereitet zur Verfügung gestellt. Die Online-Cockpits (MeRegio Cockpit / MeRegio iCockpit) greifen über die bereits entwickelte Online-Plattform des Intelligenten Stromzählers (ISZ) auf einem speziell gesicherten Abrufkanal auf die Daten, die in der ZDV-DB abgelegt sind, zu und stellen diese dem Kunden als Visualisierung zur Verfügung.

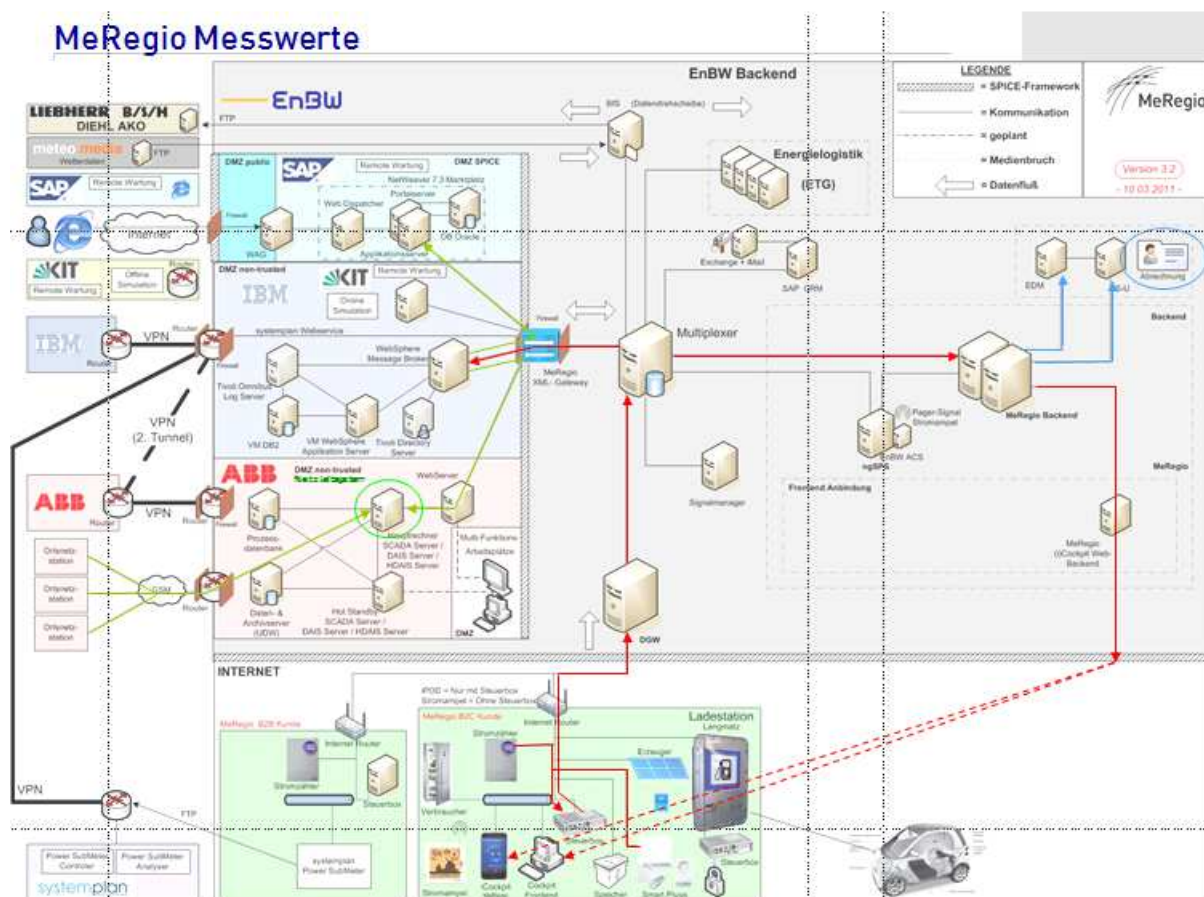


Abbildung 2a: Messwerteverarbeitung in der MeRegio Architektur

Abbildung 2a zeigt dabei, wie die Daten im Haushaltszähler generiert werden und über die Steuerbox an die EnBW Backendsysteme verteilt werden. Der Multiplexer routet die Daten an die relevanten Systeme weiter. Die gestrichelte Linie stellt die Datenversorgung der mobilen Kundencockpits mit den relevanten Daten dar.

Abbildung 2b zeigt, wie über das System „ngSPS“ die im Projekt verwendeten Preissignale berechnet und den weiteren Systemen bereitgestellt werden.

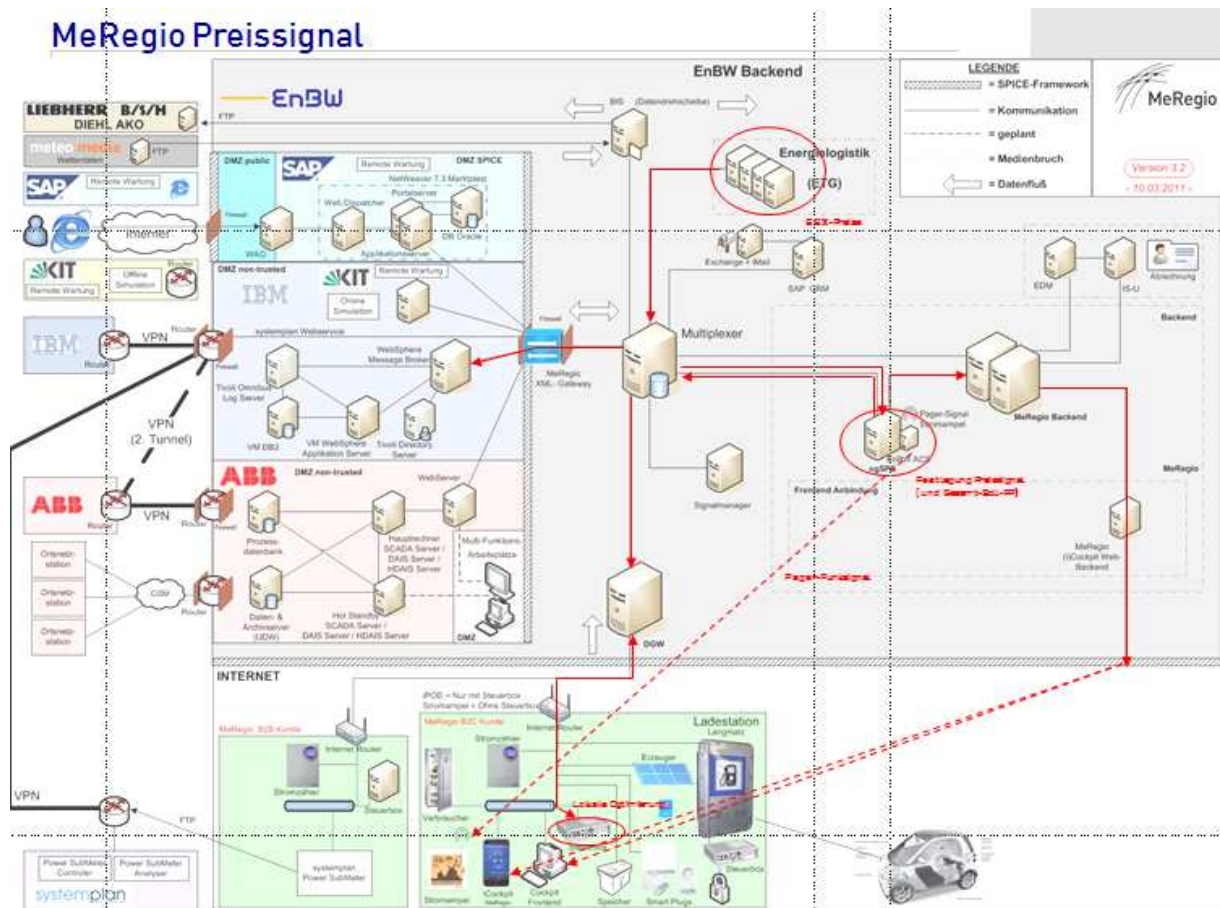


Abbildung 3b: Bildung und Verteilung des MeRegio Preissignals

Übertragen werden die Preissignale in die Systeme

- ZDV – Zur Visualisierung über die Cockpits & zur Bereitstellung für die Abrechnung
- EnBW ACS – Zum Versand per PagerSignal an die Stromampeln
- Multiplexer – DGW – Haushalte – Als Input für die lokale Optimierung

Die Aufbereitung der Daten für die (i)Cockpit-Darstellung findet in internen Services der ZDV-Plattform statt, wie in Abbildung 3 dargestellt. Über die Cockpits haben die Kunden die Möglichkeit die bei Ihnen angeschlossenen Geräte und den Gesamtverbrauch (sowie bei Erzeugern die Erzeugungsleistung) anzuzeigen und die optimierte Steuerung von Geräten zu bedienen. Des Weiteren werden die aktuellen sowie historischen Preissignale und die relevanten gepreisten Verbrauchsdaten angezeigt.

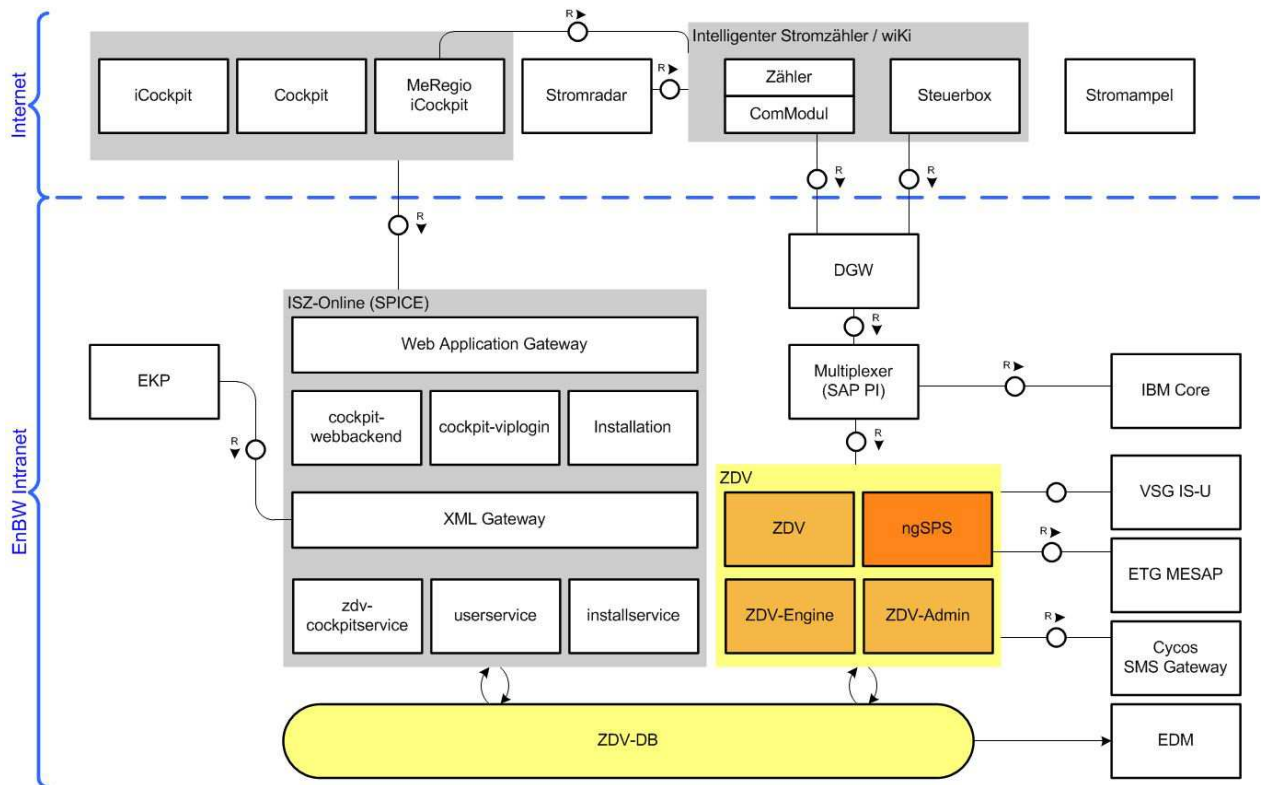


Abbildung 4: Übersicht über die Datenverarbeitung der Zähldaten

Nachgelagert fand eine Übertragung der Daten in ein Datawarehouse mittels inkrementeller Datenübertragung statt, um die Daten über standardisierte Analyse- und Reportingsystemen auswerten zu können.

Hierzu werden Daten zum einen aus der ZVD-DB über eigens generierte Views zur Verfügung gestellt, zum anderen werden Daten aus dem operativen Datenstrom (Zähler – ComModul – DGW – Multiplexer) umgeleitet und direkt an das DWH geroutet. Da nicht alle der für die Auswertung relevanten Daten in der ZVD-DB vorgehalten werden, ist diese Aufteilung der Inputströme des DWH notwendig.

Insbesondere Metadaten der Haushaltsanlagen, die nicht dem Kunden zur Visualisierung zur Verfügung stehen und der Auswertung des Verhaltens der Systeme dienen, gelangen auf diesem Weg in das DWH.

In MeRegio wurden die relevanten Schnittstellen zwischen den operativen und dispositiven Systemen entwickelt, etabliert und betrieben. Es wurde eine kontinuierliche Überwachung der Datenströme eingerichtet um die Funktionsfähigkeit der Systeme gewährleisten zu können. Des Weiteren wurde eine Schnittstellenüberwachung innerhalb der EAI-Plattform Multiplexer (auf Basis SAP PI) eingerichtet. Innerhalb des Betriebes des Multiplexers wurde eine kontinuierliche Überwachung aller relevanten Datenströme über die definierten Schnittstellen durchgeführt. Damit konnten insbesondere Systemausfälle der relevanten Systeme direkt erkannt und transparent kommuniziert werden. Aufgrund der Vielzahl der beteiligten Systeme ist die kontinuierliche Überwachung von zentraler Wichtigkeit.

Ergebnisse: Auswirkungen der Preissignale

Der Effekt des Preissignals auf die Lastverschiebung wurde durch die Aussendung verschiedenartiger Preissignale erprobt. Dabei war die Höhe der Preisstufen jeweils festgelegt, die Reihenfolge wurde jedoch mehr oder weniger stark verändert. Die Reihenfolge der Preisstufen während des gesamten Versuchszeitraums ist in der Abbildung 4 dargestellt.

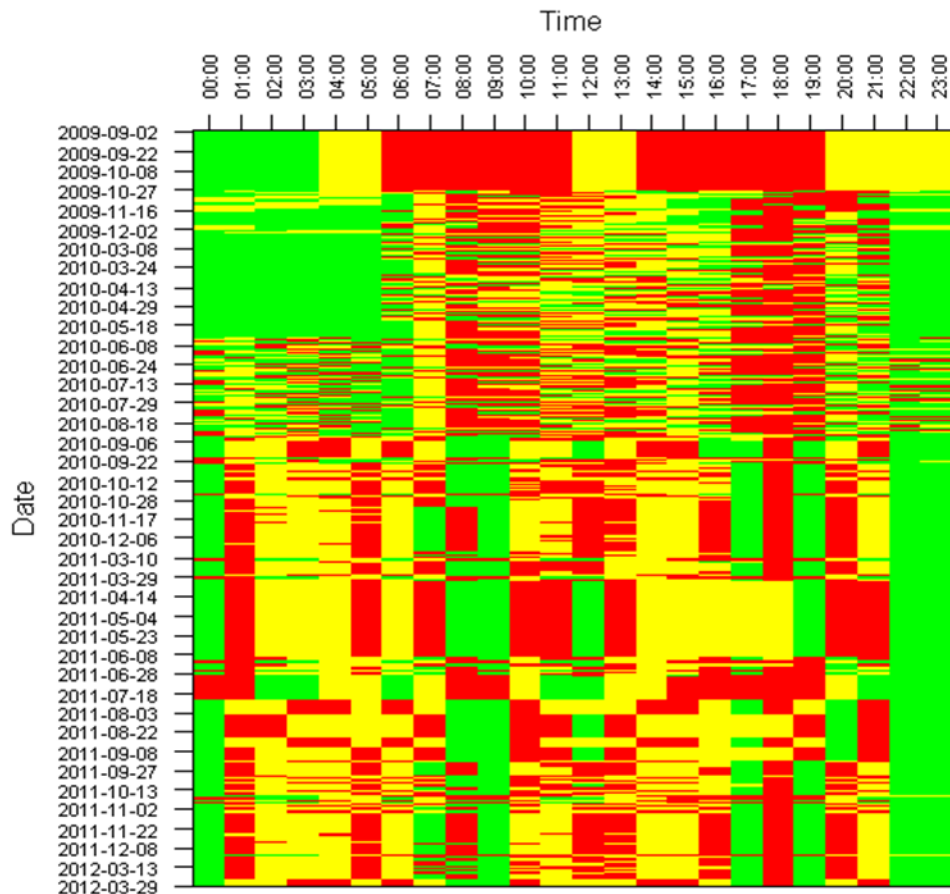


Abbildung 5: Reihenfolge der Preisstufen im Versuchszeitraum

Ziel der aktuellen Auswertung war es den Effekt eindeutig dem Preissignal zuzuordnen zu können. Ungewollte Einflussfaktoren anderer Variablen sind dazu herauszurechnen bzw. zu ignorieren.

Insgesamt war festzustellen, dass sich abhängig von den einzelnen Wochentagen deutliche Unterschiede im Verbrauchsverhalten ergaben. Aber es ließen sich Lastverlagerungen durch die Preissignale nachweisen, was damit eines der ganz zentralen Ergebnisse aus MeRegio ist. Die unterschiedlichen Sprünge bei den verschiedenen Wechseln der Preisstufen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Prozentuale Lastreduzierung bei Wechsel der Preisstufe

Verglichene Preisstufen	Kunden in den ersten drei Monaten	Kunden nach 3 Monaten
Grün gegen rot	25-35%	7-12%
Grün gegen gelb	10-22%	4-7%
Gelb gegen rot	3-15%	2-4%

Prozentuale Lastreduzierung bei Wechsel der Preisstufe

Auswertung:

Nach der ersten deutlich sichtbaren Begeisterung der Kunden nimmt die Lastverlagerungsbereitschaft ab und pendelt sich dann ein, sie bleibt aber dauerhaft auf einem signifikanten Niveau. Dieses ist es wert, auch weiterhin darüber nachzudenken, ob und wie diese Flexibilität genutzt werden können. Damit hat unser Feldversuch im Rahmen von MeRegio wertvolle Ergebnisse geliefert. Die Kunden haben ihren Verbrauch gemäß den entsprechenden Tarifstufen verlagert und konnten so von den günstigeren Preisen profitieren.

Wie Abbildung 5 zeigt, konnten fast alle Kunden einen Bonus erzielen.

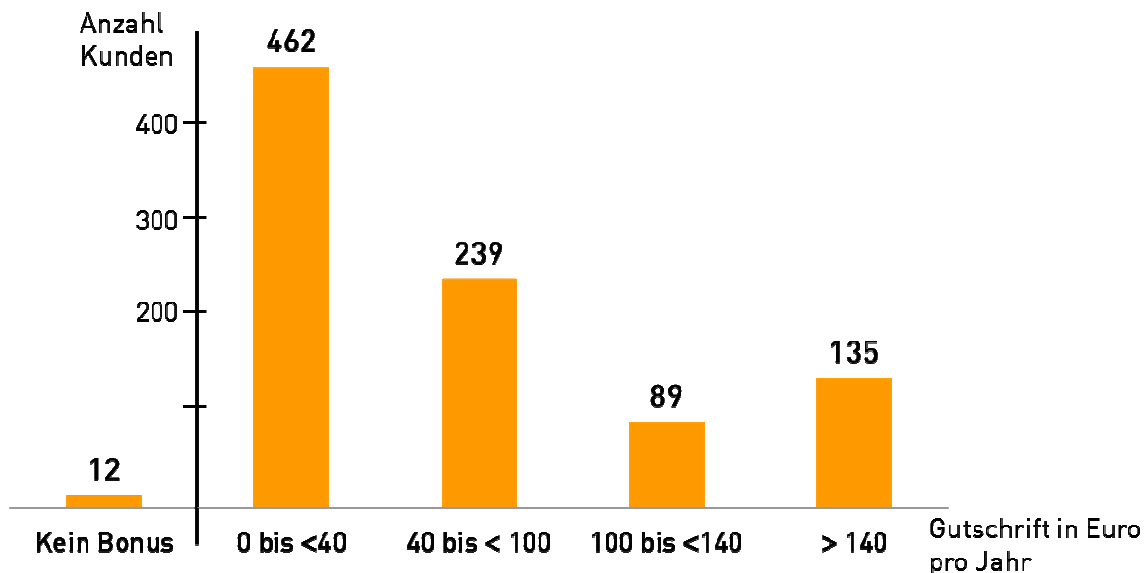


Abbildung 6: Bonuszahlungen an die MeRegio Kunden

Der größte Teil der Kunden konnte bis zu 40 Euro Gutschrift pro Jahr erzielen, teilweise wurden sogar mehr als 140 Euro erreicht. Ein sehr kleiner Teil konnte keinen Bonus erzielen, dies wurde aber über die Bestabrechnung aufgefangen, so dass den Kunden durch die Teilnahme am Projekt keine Benachteiligungen entstanden.

Die aufgezeigten und ausgezahlten Boni an die Kunden sind heute noch nicht energiewirtschaftlich begründbar, sondern wurden aus der Marge des EnBW Vertriebes gezahlt (eindeutig negativer Deckungsbeitrag)! Hier besteht dringender Handlungsbedarf, um den regulatorischen Rahmen so anzupassen, dass auch die Beschaffung künftig optimiert durchgeführt werden kann. Dazu wäre entsprechend die heutige Praxis der Beschaffung nach Standardlastprofilen durch ein neues System abzulösen.

Betrieb der automatisierten Steuerung dezentraler Speicher in der Modellregion durch Preisreize und/oder Regelstrategien

Die Arbeiten umfassten neben der Überwachung und dem Betrieb der dezentralen Speicher in den Haushalten die Tätigkeiten zur Sicherstellung des Betriebs und der gesicherten Verarbeitung der Daten aus den dezentralen Speichersystemen innerhalb der Backend-Systeme. Weiterhin die Infrastruktur zur Sicherstellung des IT-Betriebs der Systeme betrieben sowie Auswertungen und Reportings erstellt, um die Batteriesysteme in den Haushalten effizient überwachen zu können.

Des Weiteren wurde die Verarbeitung der in Verbindung mit den Verbrauchs- und Einspeisezählern stehenden Daten der stationären Speicher sichergestellt. Die Daten wurden dabei über die operativen Systeme verarbeitet, gespeichert und den Kunden selektiv über die Front-Ends aufbereitet zur Verfügung gestellt, wie Abbildung 6 beispielhaft zeigt.

Die Daten werden dabei vom dezentralen Speicher innerhalb des Haushaltes an die MeRegio-Steuerbox übertragen und verarbeitet. Danach folgt die Übertragung der relevanten Haushaltsdaten über das Internet an das DGW. Das DGW ist der einheitliche Eingangskanal für die ISZ von EnBW und Yello sowie für die Smarten Haushalte aus MeRegio. Das DGW speichert alle Daten und leitet in einer variablen

Taktung die relevanten Daten an den MeRegio Multiplexer weiter. Der MeRegio Multiplexer stellt die Enterprise Application Integration (EAI) Plattform des Gesamtsystems dar und leitet relevante Daten an weitere Applikationen. Beispielsweise werden die Messdaten der Batteriesysteme an die ZDV weitergeleitet und dort in der ZDV-DB gespeichert. Die ZDV-DB ist eine Oracle 11g Datenbank, die für die ZDB sowie das ngSPS verwendet wird.

Über das ngSPS werden die day-ahead Preissignale bereitgestellt. Die Preissignale können algorithmisch anhand mehrerer Eingangsparameter errechnet oder manuell über ein Web-Portal mit einer Excel-Liste eingespielt werden. Beide Alternativen werden betrieben und überwacht. Auf der Grundlage der Preissignale kann eine nachgelagerte Analyse des Lade- und Beladeverhaltens der dezentralen Speicher in Abhängigkeit zu den Preis- und Effizienzsignalen erfolgen. Die Aufbereitung der Daten für die (i)Cockpit-Darstellung findet in internen Services der ZDV-Plattform statt. Über die Geräteanzeige der Cockpits haben die Kunden die Möglichkeit den installierten Speicher anzuzeigen und die Verbrauchs und Einspeisewerte zu analysieren.

Der IT-Betrieb zur Sicherstellung der korrekten Datenverarbeitung und Datenbereitstellung für weitere Arbeitspakete stellte eine große Aufgabe dar. Darin enthalten sind die Bearbeitung von Supportanfragen und Issues sowie die Durchführung von regelmäßigen Changes (z. B. Patches, Versionswechsel, Einspielen neuer Releasestände) im Rahmen des Betriebs der Hard- und Softwarekomponenten. Betroffen hiervon waren alle im EnBW Backend betriebenen Systeme, einschließlich Betriebssystemen, Applikationen, Datenbanken und die RZ-Infrastruktur.



Abbildung 7: Gerätescreen Speicher

Wartung, Service und Optimierung des MEREGIO Testequipments in der Modellregion

Mit dem Rollout der Endgeräte der Phasen 2 und 3 wurde die Zahl der zu betrachtenden Fälle (d. h. Kundeninstallationen mit verschiedenen Geräteausstattungen, in unserer Projektsprache Use Cases genannt) sehr groß, was ein strukturiertes Monitoring der einzelnen Anlagen von Nöten machte.

Für das Standardreporting wurden die Fähigkeiten der bidirektionalen Kommunikation ausgenutzt. Über die Verbindung der Steuerboxen mit dem EnBW-Backend konnte zunächst die Aktivität jedes beim Kunden installierten Use Case ermittelt werden. Das heißt, dass betrachtet wurde, ob eine Verbindung zwischen Endgerät und Steuerbox gegeben war und Daten ausgetauscht wurden (bzw. ob überhaupt

eine Verbindung zwischen Steuerbox und Backend bestand). Diese erste Stufe half bereits grobe Fehler zu identifizieren, die ggf. durch bauliche Maßnahmen/räumliche Veränderungen beim Kunden entstanden. Beispielsweise kam es mehrfach dazu, dass Kunden während der Projektlaufzeit ihren Internetprovider wechselten (einhergehend mit einem Router-Tausch), was zu Störungen in der Kommunikation zwischen Endgeräten und Steuerbox (W-LAN-Verbindung der Geschirrspülers), als auch der ganzheitlichen Datenübertragung zwischen Steuerbox und EnBW-Backend führen konnte.

Die kontinuierliche, kundenscharfe Fortführung und Dokumentation half besonders bei der weiterführenden Fehlersuche und ggf. Vorbereitung von vor Ort Entstörungsterminen.

Für den Entscheidungsprozess für vor Ort Termine wurden zunächst Erfahrungswerte genommen, die sich sukzessive zu Standards entwickelten. Der Grundsatz der Entstörung war immer davon geprägt, dass zunächst alle möglichen Mittel der Fernwartung genutzt wurden, dann ein Kundenanruf erfolgte und schließlich ein Termin vereinbart wurde.

Technischer Reifegrad und menschliche Einflussfaktoren

Vor dem Hintergrund des Forschungsumfeldes und der aktuellen Marktreife entsprechender Anwendungen musste sich das EnBW-Projektteam mit technischen Besonderheiten beschäftigen. Hierzu gehörte zum einen, dass die Kombination unterschiedlicher, nicht in Großserie gefertigter Geräte trotz vorherigem Testing immer wieder Fehler hervorriefen. Zum anderen waren trotz jeweiliger im Vorfeld stattfindender Schulungen auch die Installateure nicht vor Fehlern in der Geräte-Installation gefeit, so dass ein Nachjustieren nötig wurde. Die sukzessive Marktdurchdringung als auch der Aufbau von Know-How werden hier zu einer Verbesserung führen. Gleichzeitig müssen jedoch auch die Erfahrungen aus der Beschaffung und den Schulungen genutzt werden, um das Ausmaß der Fehlerquellen im Vorfeld bereits einzuschränken.

Mit Einbau und Inbetriebnahme der Endgeräte kommt ein zweiter Einflussfaktor für die Zuverlässigkeit des Betriebs ins Spiel: Die Interaktion des Kunden mit der Hardware. Es ist zu beachten, inwieweit die genutzte Technik anfällig für „gewollte“ oder „ungewollte“ Einflussnahme ist. Hierbei ist vor allem zwischen kabelgebundenen und wireless Übertragungswegen zu unterscheiden. Letztere sind aufgrund geringer baulicher Maßnahmen und geringer Kapitalbindung für Verbindungskabel grundsätzlich vorzuziehen, jedoch können Störgrößen wie der oben beschriebene Providerwechsel, das Verrücken des Routers oder Umbauten im Haus die Verbindungszuverlässigkeit stark einschränken und zu Verbindungsabbrüchen führen. Abhängig vom technischen Know-How des Kunden können einfache Tipps am Telefon bereits helfen. Teilweise wird jedoch trotzdem ein vor Ort Besuch nötig, da trotz telefonischer Rücksprache der Fehler nicht behoben werden konnte oder der Fehler nicht wie oben beschrieben telefonisch identifiziert werden konnte.

Kabelgebundene oder wireless Verbindung der Endgeräte

Wenn Kunden sich elektronische Geräte anschaffen, ziehen Sie einen direkten Nutzen aus dessen Fähigkeiten. Bereits eine direkte Steuerung des Gerätes durch ein Preissignal (welches nur durch eine kontinuierliche Anbindung des Gerätes passieren kann) enthält das Problem, dass der Kunde die Vorteile durch die geringeren Energiebezugskosten nicht direkt wahrnimmt. Somit ist das Anreizpotential eher gering, vor allem wenn die unterschiedlichen Einflussquellen auf die Verbindungssicherheit nicht immer bekannt und ortsabhängig sind. Noch gravierender wird das Problem bei Lastverlagerung auf Basis von Regelsignalen zur Bereitstellung von System-Dienstleistungen, bei der eine hohe Verlässlichkeit Voraussetzung ist. Solange es hier nicht zu einer verbindungssicherheitsabhängigen Entlohnung des Kunden kommt, gibt es keinen Anreiz für den Kunden, für diese Sicherheit zu sorgen.

Je wichtiger aus Sicht des Versorgers also die Verbindungssicherheit eines Gerätes ist (primär in Abhängigkeit von der Leistung, vor dem Hintergrund des möglichen Erlöspotentials), desto größeres Interesse wird er an einer konstanten Verbindung zum Endgerät haben.

Beide Argumentationslinien zusammengenommen ergeben, dass sich eine Auswahl der Kommunikationsinfrastruktur danach richten wird, welche Geschäftsmodelle der Anbieter mit der Verbindung verfolgt. Geht es um die Bereitstellung einer Eigenverbrauchsoptimierung liegt das Interesse für eine konstante Verbindung aus betriebswirtschaftlicher Sicht beim Kunden, so dass die Wahl der Infrastruktur in Abhängigkeit von seiner Zahlungsbereitschaft getroffen werden kann. Bei Nutzung von Kundenendgeräten – vor allem solche mit hoher Leistungsaufnahme – für Systemdienstleistungen durch Regelsignale liegt das Interesse beim Anbieter, so dass dieser tendenziell eher leitungsgebundene Übertragungswege präferieren wird.

Lessons learned und Ausblick

Es zeigte sich, dass der Aufwand für die kontinuierliche Betreuung der Kundeninfrastruktur einen hohen Aufwand darstellt, dem nur mit einem angemessenen Maß an Standardisierung sowohl bei Hardware als auch in den Support-Prozessen begegnet werden kann. Hierbei kann und muss die Energiewirtschaft auf das Wissen der Consumer-Electronics Industrie zurückgreifen, um Kunden in Abhängigkeit des Problems ein adäquates Angebot zu machen. Die verwendete Infrastruktur muss sich hierbei immer wieder Kosten-Nutzen-Betrachtung unterziehen. Da für die Sicherstellung der Regelungsmechanismen – neben ihrer reinen Funktionalität – vor allem die Verbindungssicherheit wichtig ist, wird eine bedachte Auswahl der hierfür notwendigen Infrastruktur ein wichtiges Erfolgskriterium sein. Darüber hinaus müssen für einen Massenmarkt-Roll-Out möglichst standardisierte und automatisierte Monitoringlösungen geschaffen werden, um Verbindungsfehler schnellstmöglich entdecken und beheben zu können.

Teilnehmerbetreuung über die gesamte Laufzeit

Ab Januar 2011 wurde ein Online-Newsticker für MeRegio eingerichtet, um die Kunden zeitnaher über wichtige Projektfortschritte oder auch Probleme zu informieren. Dazu wurde jeweils vom MeRegio Kernteam ein Wording erstellt und die Nachricht dann in einfachem Format Online gestellt unter enbw.com/meregio.

Im Newsticker wurden neben „einfachen“ Informationsmeldungen zum Entwicklungs-/ Projektfortschritt vor allem kurzfristig auftretende Probleme zur Empfangsqualität des dynamischen Preissignals auf StromAmpel, Online- oder iCockpit sowie zur Bestabrechnung thematisiert.

Die für „Notfallsituationen“ sehr kurzfristig dort platzierten Meldungen haben vor allem dem Second Level geholfen, die Kundenanfragen leichter bewältigen zu können und die Impulsgeber aktuell am Projektgeschehen teilhaben zu lassen.

Zum 1. April 2012 haben wir unseren dynamischen MeRegio-Tarif angepasst und dabei das Verhältnis der einzelnen Phasen deutlich zu Gunsten des Supersparstroms geändert. Dabei wurden alle 1.000 Kunden schriftlich informiert, Fragen wurden vom Kundenservice bearbeitet. Im Rahmen der Phase 4 des Forschungsprojekts wurde im Juli 2012 ein virtueller Marktplatz bereitgestellt. Auf diesem Marktplatz wurden die Testkunden miteinander vernetzt und konnten mit der Prognoseverbesserung das eigene Lastverhalten an das Energieversorgungsunternehmen (EVU) kommunizieren. Dabei hatten die Teilnehmer durch das Setzen eines sogenannten „grünen Schafs“ (besondere Ereignisse die Einfluss auf den Stromverbrauch haben), die Möglichkeit die prognostizierte Lastkurve um einen bestimmten Wert erhöhen, so daß auch wir diesen individuellen Mehrverbrauch vorab in unsere Lastprognose einbeziehen konnten.

Im Juli liefen die Vorbereitungen für das Ende von MeRegio auf Hochtouren. Die Kunden erhielten, je nach Use Case, ein Weiterbetriebs- oder Kündigungsschreiben. Die Use Cases, Energiemanagementsystem Joonior, sowie Stromampel wurden auf den 30. September 2012 gekündigt. Die Kunden mit den Use Cases BHKW, steuerbarer Gefrierschrank, intelligente Geschirrspülmaschine, einer PV Anlage mit Überschusseinspeisung und die Batteriekunden, konnten sich über ein Schreiben für den Weiterbetrieb freuen.

Zum Projektabschluss wurden ausgewählte Politiker, die Konsortialpartner sowie alle unsere MeRegio Teilnehmer zum Abschlussevent nach Stuttgart eingeladen. Im EnBW Betriebsrestaurant gab es reichlich Möglichkeit zum Austausch. Auch hier war das Second Level Esslingen dabei und konnte die Kundenanfragen gewohnt souverän beantworten und somit zu einem harmonischen Ausklang der Veranstaltung beitragen.

Auch in 2012 haben wir unsere Tradition fortgeführt und unseren Kunden über die Feiertage vom 24-26.12 ein kleines Weihnachtsgeschenk bereitet. Für drei Tage haben wir über unseren dynamischen MeRegio Tarif ausschließlich Supersparstrom angeboten.

Schlussbetrachtung der Kundenbetreuung beim Forschungsprojekt MeRegio

Die Erfahrungen aus MeRegio haben gezeigt, dass eine kompetente Kundenbetreuung, gebündelt in einem Spezialteam, ein wichtiger Baustein zum Erfolg des Projekts ist.

Um dem Anspruch eines guten Kundenservice gerecht zu werden, konnten die Anfragen unserer MeRegio Teilnehmer nicht in ein allgemeines Kundenservice Center integriert werden, da dieses hauptsächlich für Anfragen im Rahmen des Kerngeschäfts geeignet ist. Die Entscheidung zur Beauftragung des Second Level Teams lag somit auf der Hand. Ausschließlich eine kleine Gruppe dieses

Teams spezialisierte sich auf das Forschungsprojekt MeRegio. Dabei wurde das Team durch Schulungen sowie durch die Bereitstellung einzelner Hardwarekomponenten aus den verschiedenen Use Cases optimal auf die komplexen Fragestellungen der Kunden vorbereitet.

Durch die komplette interne Abwicklung der Kundenbetreuung konnten die Kompetenzen und das Know How im Konzern gehalten und kann für zukünftige innovative Produkte genutzt werden.

Betrieb und Betreuung der MeRegio Testumgebung inkl. Hosting der Systeme der Projektpartner

Für die von der EnBW SIS OI verantwortete Infrastruktur wurden folgende Betriebs- und Betreuungskonzepte (BuB) erstellt und umgesetzt:

- MeRegio BuB (Gesamtzusammenfassung)
- ISZ / MeRegio Backend / (i)Cockpit
- ngSPS (Strompreis der Steckdose)
- MeRegio Multiplexer
- MeRegio Signalmanager (in Arbeit)
- MeRegio Partner (alphaCORE (Hosting IBM), SAP Marktplatz, KIT, systemplan)
- MeRegio Netzleitsystem (Hosting ABB)

Des Weiteren wurden durch die EnBW SIS OI, auch um die Rückwirkungsfreiheit zu gewährleisten, folgende Sicherheitskonzepte erstellt:

- MeRegio Partner (IBM, SAP, KIT, systemplan)
- MeRegio Netzleitsystem (ABB)

Alle Partnersysteme sind in die IT Infrastruktur erfolgreich integriert worden. Aktuell wird die SAP Umgebung, der MeRegio Marktplatz, infrastrukturell aufgrund weitergehender Sicherheitsanforderungen geändert.

Das MeRegio XML-Gateway, welches die Rückwirkungsfreiheit auf die bestehenden Systeme gewährleistet, ist aufgebaut und zwischen den jeweiligen Zonen fertig eingerichtet.

Zur Koordination der IT-betrieblichen Tätigkeiten zwischen den Projektpartnern sind auf einem externen Sharepoint zwei Module zur Unterstützung des Issue-Tracking und Change-Management eingeführt. Ein Freigabeprozess zur Sicherstellung der Qualität der Softwarepakete unter Berücksichtigung von Testaktivitäten auf der Integrationsplattform ist etabliert.

Wartung, Service und Optimierung der MeRegio Benutzerapplikationen und -interfaces

Traten bei einem Kunden Soft- oder Hardwareprobleme auf, wurden diese Anfragen über den First-Level-Kundensupport an ein spezialisiertes MeRegio-Supportteam weitergegeben (Second Level (SL)). Ein Großteil der Supportfälle wurde direkt vom SL-Team gelöst, nur rund 10% der Kundenkontakte musste an das Entwicklerteam und/ oder den technischen Support im Sinne eines Third-Level-Supports weitergegeben werden.

Als Softwaretool zur effizienten Bearbeitung der Fehlerfälle wurde weiterhin das Bugtracking-Tool Jira eingesetzt. Der SL-Support erfasste die Problemfälle als Ticket, das über die Oberfläche auch priorisiert werden kann. Anschließend wurde ein Ticket einem zentralen Bearbeiter aus der Entwicklungsabteilung zugewiesen. Ebenso wurden Fehlermeldungen oder Verbesserungen aus dem Projektteam über Jira an die Entwickler weitergegeben. Je nach Priorität oder Kritikalität wurden notwendige Änderungen umgesetzt und im Rahmen eines Regelreleases oder als Hotfix im System eingespielt.

Eine häufige Fehlerquelle waren verschiedentlich inkorrekte Kundendaten, die durch Zahlendreher, Tippfehler o.ä. zustande kamen und dafür sorgten, dass die Applikationen ihren Dienst nicht verrichteten. Ursächlich war hier häufig eine vom Installateur falsch eingetragene Zählernummer.

In der Folge wurde die webbasierte Applikation zur Vergabe der Zählernummern so angepasst, dass direkt nach der Eingabe eine Online-Plausibilitätsprüfung stattfand. So konnten Fehler dieser Art stark reduziert werden.

Nach dem Start des MeRegio iCockpit versucht die Applikation per UPnP die Steuerbox im Netzwerk des Kunden auszumachen. Da die Netzwerkumgebungen von Kunde zu Kunde sehr unterschiedlich sind, wurde die Suchlogik sukzessive ausgebaut und verbessert.

2.1.2 Auswirkungen auf die Netze

Konzeption der Modellregion

Die Modellregion für die Feldtests im Rahmen des MeRegio-Projektes wurde von EnBW so ausgewählt, dass diese zu den Zielen von MeRegio passte. Sie enthielt ein reales ländliches, elektrisches Verteilungsnetz (20-kV-Netz und 0,4-kV-Netz) im Bereich der Gemeinde Freiamt im Schwarzwald ca. 25 km nördlich von Freiburg, die sich als Bioenergiedorf bereits einen Namen gemacht hat, sowie ausgewählte zusätzliche Stationen und Verbraucher in der größeren städtischen und industriellen Region Göppingen. Die 4300-Einwohner-Gemeinde Freiamt nutzt nahezu das gesamte Spektrum der erneuerbaren Energien zur Selbstversorgung mit Strom und Wärme. Solaranlagen, Wind- und Wassermühlen sowie eine Biogasanlage produzieren im Jahr 14 Mio. kWh Strom, wovon 3 Mio. kWh nicht benötigt und ins Netz eingespeist wurden (Stand 2006).

Wichtig war, dass durch das Netzführungssystem von ABB in allen Phasen die Aufgabenstellung von MeRegio mit der Erprobung verschiedener Szenarien und Durchführung verschiedenartiger Simulationen voll unterstützt wird und dies schon in der Konzeptionsphase berücksichtigt wird.

Im Rahmen des MeRegio-Projektes war geplant, neben dem Schaltwerk Sexau 10 ausgewählte Ortsnetzstationen (ONS) mit zusätzlicher Mess- und Kommunikationstechnik auszustatten. Damit sollten Messwerte aus den ONS in das Netzführungssystem übertragen werden. Die Auswahl der ONS musste mehrere Aspekte berücksichtigen:

- Topologisch exponierte Lage
- Mit ISZ ausgestattete Netzstränge sind an die ONS angeschlossen
- ONS bietet genügend Platz für die zusätzliche Mess- und Kommunikationstechnik

Festlegung der erforderlichen Datenbereitstellung durch EnBW

Im Rahmen der Klärungen zu der Modellregion wurde auch festgelegt, welche Daten sowohl für die Modellierung des ausgewählten Teilnetzes im Netzführungssystem als auch für die Versorgung der Funktionen mit Prozessdaten erforderlich sind und von EnBW bereitgestellt werden müssen

Datenbereitung in CORE für das Netzführungssystem

Dynamische und statische Daten mit Bezug auf Messwerte der intelligenten Stromzähler und für die Fahrplanerstellung wurden von EnBW an IBM gegeben und waren Grundlage für die Weiterleitung an das Netzführungssystem und für Aggregationen nach im Projekt festgelegten Regeln.

Festlegung der Benutzung von Zählerdaten

Für den Feldtest mit der "realen Welt" wurden im Netzführungssystem nur die ISZ und deren Messwerte (Messwertgruppe A) genutzt, die tatsächlich in der Region Freiamt installiert sind. Außerdem wurden die Messwerte genutzt, die aus den ABB-RTUs kommen (Messwertgruppe B). Beide Messwertgruppen bildeten die Eingangsdaten für die Lastkalibrierung und die Netzzustandsestimation im Netzführungssystem.

Festlegung der Simulationsmöglichkeiten

Neben dem Feldtest auf Basis des realen Netzes der Modellregion Freiamt sind im MeRegio ergänzende und begleitende Tests in einer virtuellen Umgebung durchgeführt worden. Dazu wurde von ABB

- a) ein komplettes, zweites Netzführungssystem (NM2 bzw. NLS 2) bereitgestellt;
- b) dieses Netzführungssystem über ein eigenes Dateneingabesystem versorgt;
- c) durch entsprechendes Routen von Zählerdaten, die aus der Region Göppingen kommen, der Anteil realer intelligenter Zähler künstlich erhöht;
- d) durch simulierte Zählerdaten aus der KIT-Simulation der Anteil an intelligenten Zählern erhöht.

Installation von Sekundärtechnik in Ortsnetzstationen

Ziel dieses Arbeitspaketes war es, in mehreren Ortsnetzstationen intelligente Messtechnik und Sekundärtechnik zur Übertragung der erfassten Messwerte an das zentrale Netzführungssystem zu installieren. Hierzu musste zunächst ein Konzept zur möglichen Nachrüstung von Messtechnik in bereits seit Jahren im Einsatz befindlichen Ortsnetzstationen entwickelt werden.

Dieses Konzept wurde dann zunächst im ABB Prüffeld aufgebaut und getestet. Im Q1/2011 wurden dann die ersten beiden Ortsnetzstationen, mit dieser intelligenten Messtechnik basierend auf der Fernwirkunterstation RTU560 ausgerüstet und in Betrieb genommen. Die Montage der Messtechnik in den Ortsnetzstationen gestaltete sich jedoch deutlich schwieriger als ursprünglich angenommen. Insbesondere die örtlichen Gegebenheiten, wie Zugang zur Ortsnetzstation oder die Platzverhältnisse erschwerten die Montage in den ausgewählten Ortsnetzstationen. Auch die Befestigungsmöglichkeiten

für die Messwandler waren sehr eingeschränkt. Der Montageaufwand bei den ersten Ortsnetzstationen lag bei 3 – 4 Manntagen und damit deutlich zu hoch. Die nach der Montage der Messtechnik in den ersten beiden Ortsnetzstationen durchgeführte Ortsbesichtigung weiterer ausgewählter Ortsnetzstationen zeigte, dass die Montagebedingungen in den meisten Ortsnetzstationen sich ähnlich darstellten.

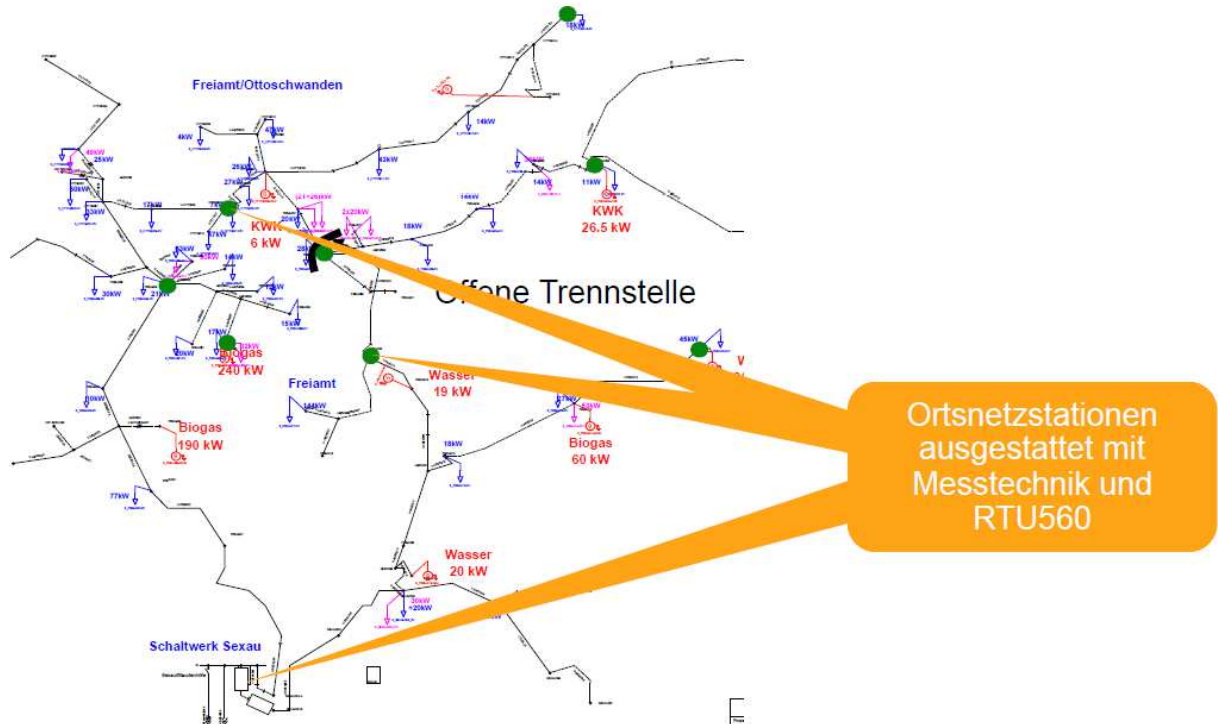


Abbildung 8: Netzstruktur und Einbauorte der RTUs mit Messtechnik in Freiamt

Nachrüstbare Messungen MS-Leitungen / MS/NS-Transformator

Bei diesem Lösungsansatz stand im Vordergrund, in einer Ortsnetzstation mit 2 Abgängen, eine Messung von P und Q, sowohl für das Transformatorfeld als auch die beiden Abgangsfelder zu realisieren, wobei der Montageaufwand und die einzusetzende Messtechnik minimiert werden sollten.

2.1.3 Konzeption kundenorientierter Anwendungen

Im Kontext der Konzeptionsphase der realen Modellregion hat SAP Research Kriterien für eine technische Systemauswahl zusammengestellt. Im Hinblick auf zu entwickelnde kundenorientierte Anwendungen wurden mehrere Technologien evaluiert, insbesondere die in anderen Forschungsprojekten von SAP Research verwendete Kundenportal-Software auf Basis von Open-Source-Produkten, das SAP NetWeaver Enterprise Portal und die Technologie Web Dynpro.

Es wurden erste Benutzerschnittstellen-Entwürfe vorbereitet und in einem Projektworkshop vorgestellt. Probeweise wurden Anwendungen auf Basis der genannten Technologien entwickelt, vgl. Abbildung 9, um ihre Eignung für das Projekt zu überprüfen.



Abbildung 9: Frontend-Ansicht, Konzeptionsphase

In enger Absprache mit den Partnern hat man sich für SAP NetWeaver entschieden, die Softwareplattform für Geschäftsanwendungen, die insbesondere auch bei der EnBW produktiv zum Einsatz kommt und die meisten identifizierten Kriterien erfüllt. Es wurden funktionale und nicht funktionale Eigenschaften von SAP NetWeaver, insbesondere im Zusammenhang mit der Benutzerverwaltung, im Hinblick auf eine Verwendung in der MeRegio-Modellregion inspiziert und in einem Dokument zusammengefasst.

2.1.4 Einbindung von Industriekunden

Eines der ersten und wichtigsten Ziele war die Konzeption aller Prozesse, die eine Interaktion mit dem Kunden beinhalten, inklusive der Auswahl der repräsentativen Teilnehmer der realen und der virtuellen Modellregion. Bei den beschriebenen Aktivitäten lagen die Schwerpunkte von Systemplan bei Gewerbe-, Industriekunden und öffentliche Einrichtungen.

Als erstes wurde der Fokus auf die Auswahl der Modellregionen gelegt, um eine reale Grundlage innerhalb der Arbeitsschritte gewährleisten zu können.

Es wurden mehrere Informationsgespräche und Schulungen sowohl Systemplan-intern als auch mit Vertriebsmitarbeitern der EnBW durchgeführt. Dabei konnte ein gemeinsames Verständnis zwischen Tagesgeschäft, Erklärung und Erfüllung der Forschungsziele im Hinblick auf die Kundenkommunikation gefunden werden. Dieses gemeinsame Verständnis ist eine wichtige Voraussetzung, um die erforderliche Kommunikation durchführen zu können und die Nutzer entsprechend zu motivieren.

Die Auswahl der Modellregion erfolgte von der EnBW unter Berücksichtigung der Anforderung an die Haushaltskunden sowie an Kunden der Industrie, des Gewerbes und der öffentlichen Einrichtungen zur Repräsentativität. Die Kriterien, die sich auf Geschäftskunden beziehen, wurden unter Vorgaben von Systemplan in Zusammenarbeit mit der EnBW ausgearbeitet. Als Ergebnis wurden die Modellregionen Freiamt/Ettenheim und Göppingen ausgewählt (siehe Abbildung 9).

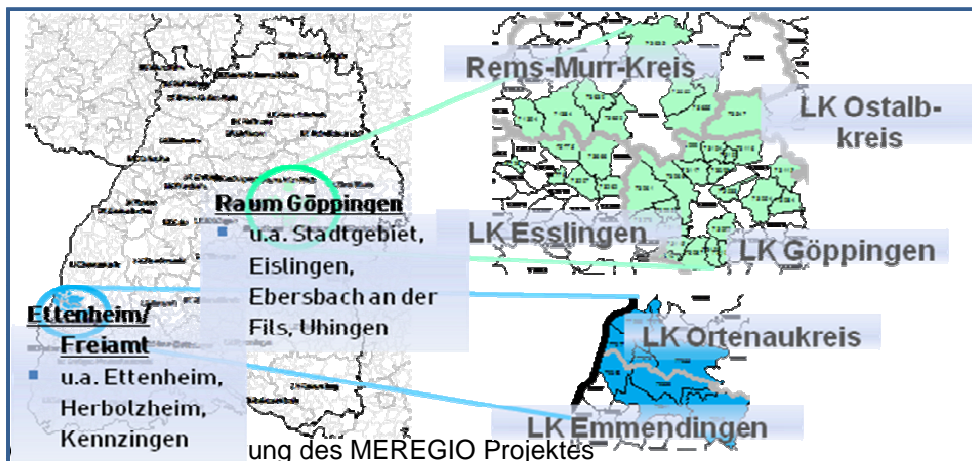


Abbildung 10: Auswahl der Kunden in den Modellregionen

Definition der zu betrachtenden Kundengruppen im Bereich der Industrie-, Gewerbekunden und öffentlichen Einrichtungen.

Abbildung 10 zeigt die Aufteilung des Stromverbrauchs nach Sektoren für Göppingen und Freiamt im Vergleich zur gesamten Bundesrepublik. Daraus mussten für das Projekt passende Betriebe ausgewählt werden.

Die definierten Kriterien der Kundenauswahl sind nachfolgend aufgezählt:

- Jahresplanwert Wirkleistung:
 - Mind. 100.000 kWh/a
 - Max. 10 GWh/a (in Ausnahmefällen werden auch Kunden mit einem Verbrauch >10 GWh/a, jedoch nicht größer als 15 GWh/a betrachtet).
- Benutzungsdauer:
 - Von 1.000 bis max. 6.000 h p.a.
- Spannungswerte:
 - Für Verbraucher: Niederspannung
 - Für Einspeiser: Niederspannung bis evtl. Mittelspannungseinspeisung mit Trafostation
- Qualitative Kriterien:
 - Produktart: vorzugsweise mittelgroße Kunden mit klassischer Vollversorgung.
 - Branchen mit Möglichkeit der Lastverschiebung/ Mindestspielraum oder dezentraler Eigenerzeugung
- Kundenart:
 - Fokus auf Industrie- und Geschäftskunden mit folgenden Industriellen Einrichtungen:
 - Produktionsanlagen, die mechanische Energie benötigen z.B. Müllpressen, Schreinereien, Kunststoffverarbeitung.
 - Anlagen/ industrielle Einrichtungen , die entsprechend einer Führungsgröße geregelt werden können. Z.B. Kühlhäuser, Wärmebehandlung, Lüftung.
 - Kommunale Einrichtungen - Beispiele: Schwimmbäder, Kläranlagen
 - Kein bisher vorhandenes Energiemonitoring oder Energiemanagement System (EMS)
 - Bedarfsgerechte Unterverteilung
 - Eigenerzeugung ist von Vorteil

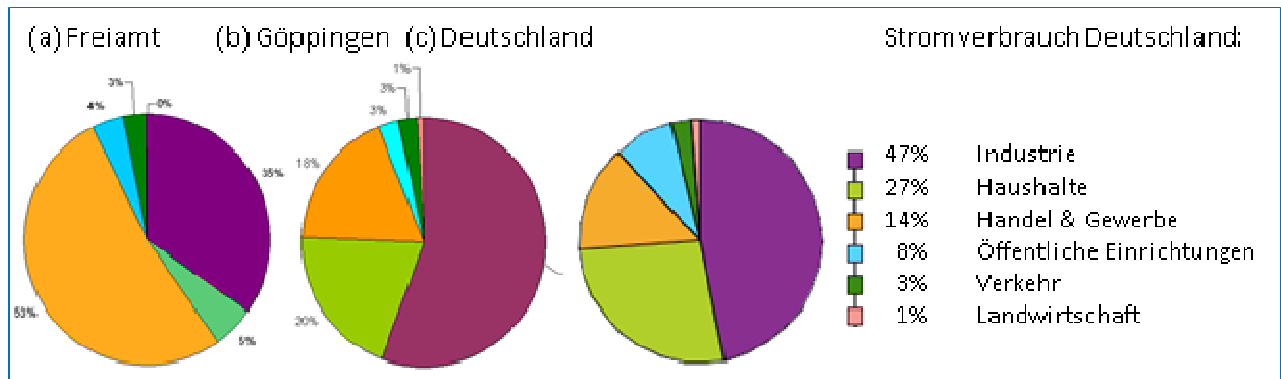


Abbildung 11: Aufteilung des Stromverbrauchs in Sektoren

Da bei dem sehr wichtigen Kriterium zu den installierten industriellen Einrichtungen keine Möglichkeit zur Vorprüfung anhand verfügbarer Daten bestand, wurde die genaue Kundenauswahl vor Ort im Rahmen der Akquise durchgeführt und die abschließende Entscheidung zur Teilnahme eines Kunden unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten und Rahmenbedingungen getätigt.

Erkenntnisse aus der Installation von Messeinrichtungen

Messeinrichtungen zur detaillierten Verbrauchsdatenerfassung wurden bei repräsentativen Teilnehmern (Gewerbe-, Industriekunden und öffentliche Einrichtungen) installiert. Die Erfassung der energetischen Daten wurde automatisiert, registriert, gespeichert und der CORE – Plattform zur Verfügung gestellt.

Die Kunden mussten für die erfolgreiche Teilnahme am Projekt definierte Merkmale mitbringen. Sie wurden von EnBW und Systemplan gemeinsam ausgewählt und umfassten ein breites Spektrum von Hotels über Maschinenbau bis Kunststoffverarbeitung. Die Installation der Messeinrichtung wurde bei jedem Kunden individuell aufgebaut, um den größtmöglichen Nutzen für den Kunden und das Projekt zu gewährleisten.

Feldtestphase nach der Installation von Messeinrichtungen

Die Anforderungen an die Feldtestkunden wurden definiert und auf die verschiedenen Bereiche/Branchen (Gewerbe-, Industriekunden und öffentliche Einrichtungen) angepasst bzw. ausgeweitet. Die Selektion der Teilnehmer erfolgte aus dem Pool der bisherigen Projektkunden. Das Ziel bei diesen Kunden war neben der Datenerhebung und der Ermittlung der Lastverlagerungsmöglichkeit, den Prozess der kontinuierlichen Energetischen Verbesserung (KEV-Prozesses) bei diesen Kunden durchzuführen. Diese ausgewählten Kunden wurden in regelmäßigen Abständen vorort besucht und während des gesamten Feldtest kontinuierlich betreut. Die Feldtestdauer betrug 12 Monate.

Energieberatung

Aufbauend auf die in der Akquisitionsphase erfassten Basiskundeninformationen wurde hier eine detaillierte Datenbasis geschaffen, die nicht nur Kennzahlen und allgemeine Daten zu den Teilnehmern, sondern auch weitere Rahmenbedingungen umfasst. Unter anderem sind dies:

- Daten zu installierten technischen Anlagen
- Örtliche Gegebenheiten und Rahmenbedingungen
- Anforderungen an den Betriebsprozessen
- Fortschreibung der aktuellen Erkenntnisse und Kundenbedürfnisse

Es wurde deutlich, wie wichtig die Betriebsbesichtigung der zu beratenden Unternehmen ist. Ein wesentlicher Bestandteil der Beratung ist die Ausarbeitung des Fragebogens zusammen mit dem Unternehmen. In den Gesprächen wurden häufig konkrete Probleme entdeckt, aber auch geeignete Anlagen für ein Smart Grid. Ein wesentlicher Punkt für die Rolle des Energieberaters besteht in der Kommunikation mit dem Kunden. Unabhängig von der Zielrichtung, ob es sich um eine Ermittlung von Lastverschiebungs- oder Einsparpotenzial handelt, muss in jeder einzelnen Projektphase Überzeugungsarbeit geleistet werden, da die entsprechenden Anreize bisher nicht quantifiziert werden können.

Feldtestphase

Während in den vorausgegangenen Schritten immer eine temporäre Betrachtung erfolgte, konnte während des Feldtests eine kontinuierliche Betreuung erfolgen. Die neun Feldtestteilnehmer wurden dabei regelmäßig auf ihre Energiekurven ausgewertet und erhielten ebenso kontinuierlich Informationen

zu ihrem Verbrauchsverhalten. Die unten stehende Abbildung 11 zeigt exemplarisch, wie die Verbrauchswerte eines Kunden abgebildet wurden. Die Verbrauchskurven standen den Feldtestteilnehmern jederzeit online zur Verfügung und wurden von den verantwortlichen Mitarbeitern genutzt, um Zusammenhänge zum Produktionsverlauf erkennen zu können. Eine weitere Nutzung der Verbrauchskurven bestand in der Prüfung durch die systemplan-Mitarbeiter, die auf dieser Grundlage Handlungsempfehlungen aussprachen oder mögliche Auffälligkeiten hinterfragen konnten.

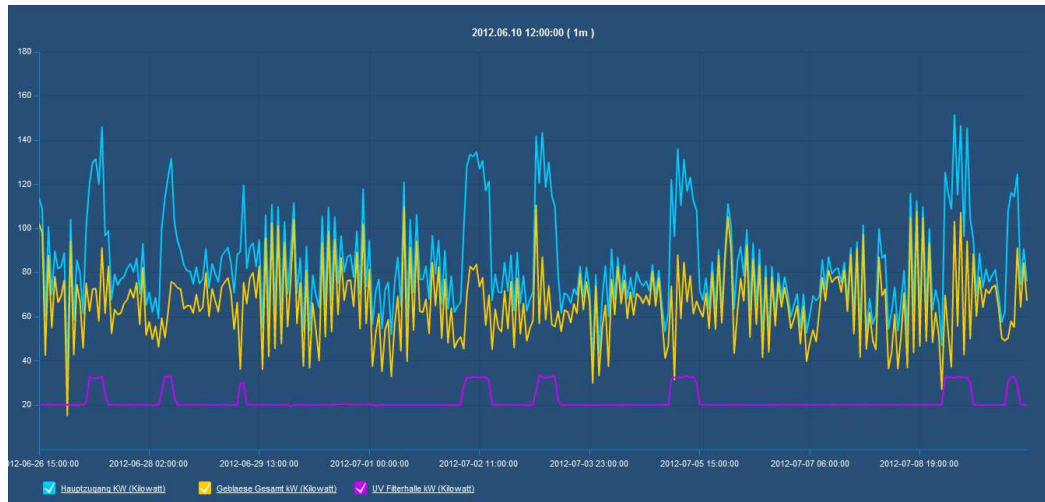


Abbildung 12: Darstellung der Verbrauchswerte einer Kläranlage

Detaillierte Gerätebeschreibung

Der PowerSubmeter hat die Möglichkeit mehrere Messungen unterschiedlicher Art gleichzeitig durchzuführen, abzuspeichern, auszuwerten und zu versenden. Die Speicherung erfolgt auf einer integrierten SD-Karte, die zu Auswertungszwecken auch abgezogen werden kann. Die momentan gemessenen Werte werden auf dem Display des Powersubmeters dargestellt, damit sofort der Überblick über die Messung vorhanden ist.

Das Versenden von Daten mit dem PowerSubmeter ist auf vielfältige Art und Weise möglich. Zum einen bedient er sich bewährter Technik durch den Seriellen Anschluss (RS 232), es ist aber auch über den moderneren USB-Anschluss möglich. Ein weiterer Weg ist die Anbindung des Gerätes über Ethernet in Form eines RJ45 Steckers. Somit ist der Powersubmeter im Netzwerk erreichbar und ständig online.

Der benötigt kein eigens dafür hergestelltes Messequipment, da jedes auf dem Markt befindliche Messgerät mit einem Ausgangssignal von 4-20mA aufgelegt werden kann. Durch seine Modularität ist das System an jede Gegebenheit anpassbar. Durch die 19" 4HE Bauweise ist es leicht, den Powersubmeter in bestehende Systeme einzubinden, beziehungsweise in bestehende 19" Schränke einzubauen.

Zur Auswertung steht eine Software mit Weboberfläche zur Verfügung, die über jeden Browser aufgerufen werden kann. Durch die Anbindung des Power Submeters in eine vorhandene IT-Infrastruktur kann innerhalb eines Unternehmens oder auch mit erlaubtem Zugang von außen die Auswertung durch die Software von jedem Arbeitsplatz durchgeführt werden. Die Software erlaubt die Auswertung der Daten anhand von Grafiken und Berichten, die speziell auf die Bedürfnisse des Kunden zugeschnitten werden.

Auf folgende Anwendungsfälle hat man sich beispielsweise geeinigt:

- Tiefkühlung
- Kläranlage
- Wasseraufbereitung

Infrastruktur

Das System der MeRegio Infrastruktur und das durch die vielen Schnittstellen sehr komplexe IT-System wurde betreut und Kundenanfragen sowie die Betreuung des Feldtestets realisiert. Der Hauptfokus lag auf den in den Feldtest gebrachten PowerSubmetern und deren Schnittstelle zu den übergeordneten

Systemen und Partnern. Innerhalb der Kundenbeziehung zu den Feldtestteilnehmern wurden alle technischen Fragen bezüglich der Messtechnik, wie auch zum Systemplancockpit erläutert.

Evaluation

Die EnBW wurde mit den Daten der PowerSubmeter Messungen sowie wichtigen Details der Unternehmen versorgt. Im Fokus standen die Evaluierung der Kundenbeziehung sowie des Energie- und Lastverlagerungspotenzials in den Unternehmen. Durch die Messungen des PowerSubmeter und der Analyse der Lastgangdaten in Kombination mit einem Vororttermin wurde die erste Energieberatung durchgeführt. Mit dieser Beratung wurden die Weichen für eine Teilnahme des Kunden am Feldtest gestellt oder die Erkenntnis gewonnen, dass dieser Kunde keine Eignung hat um ohne größere Eingriffe die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Teilnahme am Feldtest zu schaffen. Die Analyse der Kundenbeziehung ist in der Abbildung 12 dargestellt.

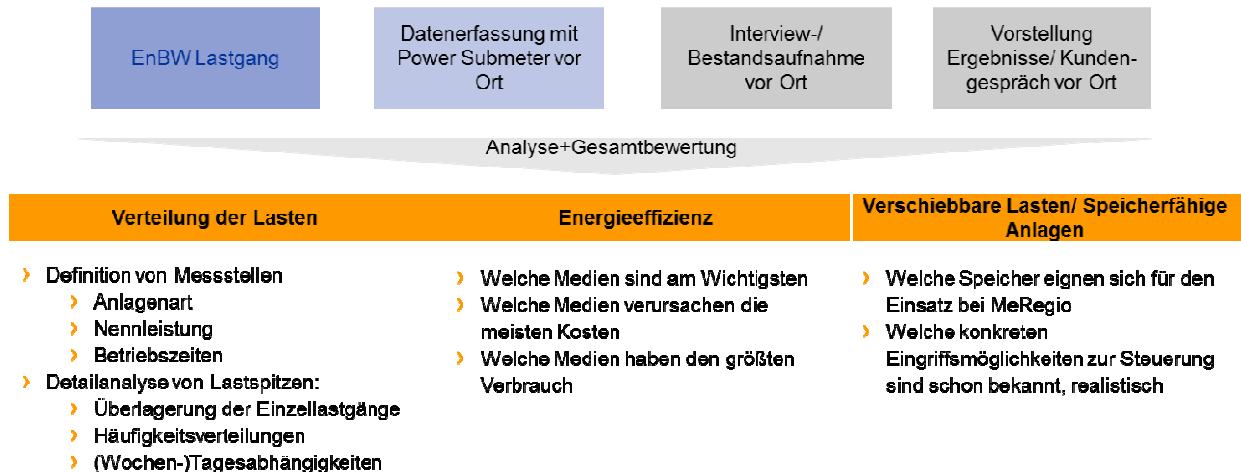


Abbildung 13: Ablauf der Kundenbeziehung

2.1.5 Evaluation der Kundenbeziehungen

IST Analyse Rahmenbedingungen

Ziel war es, einen Überblick über die externen Rahmenbedingungen zu geben, unter denen die MeRegio-Konzepte entwickelt und umgesetzt werden. Die Analyse umfasste dabei die gesellschaftlichen, politischen, rechtlichen, wirtschaftlichen, ökologischen sowie technologischen Rahmenbedingungen.

Zur Erörterung der gesellschaftlichen, politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen wurden für MeRegio relevante nationale und europäische Direktiven vorgestellt und erläutert (bspw. Richtlinie 2001/77/EC, MessZV etc.). Die wirtschaftlichen, ökologischen und technologischen Rahmenbedingungen wurden durch Auswertung von projektrelevanten Vorstudien und Feldversuchen aus der Vergangenheit zur Aufzeigung des Potenzials von Smartmetering- und Lastmanagementsystemen betrachtet, ferner wurden aktuelle Entwicklungen und Anwendungsversuche neuartiger Messtechnik dargestellt.

Durch die Analysen der unterschiedlichen, geltenden Rahmenbedingungen wurde somit die Entwicklung in Deutschland hinsichtlich ihrer Relevanz für das Projekt MeRegio untersucht. Die Ergebnisse dienen u.a. als Input für alle konzeptionellen und evaluatorischen Tätigkeiten im Rahmen von MeRegio.

Auswahl der Teilnehmer durch Analyse der soziologischen Struktur des Modellgebiets

Es erfolgte eine Analyse der soziologischen Strukturen, um die Auswahl einer möglichst repräsentativen Gruppe von Versuchsteilnehmern zu ermöglichen.

Im Bereich der Haushaltskunden wurde die Zusammensetzung des Modellgebiets auf Basis soziologischer Faktoren untersucht. Hierzu zählen vor allem soziologische Einflussfaktoren wie beispielsweise die Größe der Haushalte, die Einkommensverteilung und die Erwerbstätigkeit.

Die Betriebsstruktur sowohl in Deutschland als auch in Baden-Württemberg wurde analysiert, um repräsentative gewerbliche Kunden auszuwählen.

Die Ergebnisse der Analyse geben Aufschluss über die Zusammensetzung des Modellgebiets. Darauf aufbauend wurden repräsentative Gruppen identifiziert, die sich bei der Auswahl der Versuchsteilnehmer wiederfinden sollten. Sie dienen unter anderem als Input für die im Rahmen der Evaluation durchzuführenden sozioökonomischen und energiesystemanalytischen Betrachtungen.

Anforderungsdefinition bzgl. Steuerungsboxen und intelligenter Endgeräte

Es wurde eine Anforderungsanalyse für die Steuerbox und elektrische Haushaltsgeräte durchgeführt. Steuerboxen dienen der Steuerung von elektrischen Verbrauchern und Erzeugern, wobei das Ziel dabei in der optimalen Einplanung der Geräte hinsichtlich verschiedener Randbedingungen liegt.

Zunächst wurden die Anforderungen an die Kommunikationsfähigkeit sowie die Soft- und Hardware der Steuerbox definiert. In einer erweiterten Spezifikation wurden sinnvolle, jedoch nicht zwingend notwendige, Anforderungen skizziert. Darüber hinaus wurden bestehende Ansätze zur Gebäudeautomation aufgeführt. Schließlich wurden elektrische Verbraucher von Privathaushalten aufgeführt und ihre Freiheitsgrade und Steuerungsmöglichkeiten diskutiert. Mit Miele@Home wurde ein intelligentes Haushaltsgerätesystem vorgestellt.

Anforderungsdefinition bzgl. Steuerungsboxen und intelligenter Speicher

Ausgehend von den Spezifikationen wurden die Anforderungen zur Steuerung von Energiespeichern ermittelt. Die bisher ermittelten Anforderungen zum Steuern von dezentralen Anlagen und Geräten mussten so erweitert werden, dass auch dezentrale Energiespeicher berücksichtigt werden konnten. Insbesondere mussten die Anforderungen ermittelt werden, um die Speicher wirtschaftlich betreiben zu können.

Begleitung Evaluationsprozess

In diesem Arbeitspaket wurde die Schlussevaluation der Modellregion durch das KIT unterstützt. Das KIT trug dabei seine Sichtweise zu den verschiedenen Evaluationskriterien bei. Dabei wurden unter anderem die Kriterien Rechtsrahmen, sozioökonomische Untersuchungen, Evaluation des Gesamtsystems, energiesystemanalytische Betrachtungen und Übertragbarkeit diskutiert.

2.2 Energiemarktplatz (Teilprojektleitung SAP)

2.2.1 Ausgestaltung des Marktplatzes

Betreibermodelle für einen E-Energy Marktplatz

Von SAP wurde eine Studie zur Datensicherheit und zum Schutz der Privatsphäre durchgeführt. Die dabei betrachteten Anwendungsfälle zielten auf eine verstärkte, sichere und faire Nutzung von hochaufgelösten Energienutzungsdaten, die eine Grundlage für viele potentielle Szenarien auf der MeRegio E-Energy Marktplattform von SAP bilden.

Aufgrund eines zunehmend verteilten Charakters der Smart-Grid-Lösungen, aber auch aufgrund der voraussichtlichen Beteiligung der Marktakteure aus verschiedenen Industriebranchen, kommt dem Datenschutz und dem Schutz der Privatsphäre der Energienutzer eine Schlüsselrolle zu. Geeignete technische Ansätze ermöglichen potentiell innovative Arten der Zusammenarbeit der Marktakteure, die sie sonst nicht eingehen würden.

Die Wahrung der Datensicherheit und Datenhoheit stellt eine allgemeingültige nichtfunktionale Anforderung an die E-Energy Marktplattform und eine üblicherweise kritische Voraussetzung für eine Zusammenarbeit der involvierten Marktakteure dar. Die Marktakteure vertrauen auf die Betreiber des Marktplatzes bzw. der zugrunde liegenden Marktplattform, sowohl nicht funktionale Anforderungen zu erfüllen als auch jeweils im Kontext der intelligenten Netze der Zukunft relevante Funktionalitäten zu unterstützen.

Zusammenfassung zur Studie

In der Studie wurden innovative Ansätze betrachtet, die so genannte datenschutzfreundliche Technologien (Privacy-Enhancing Technologies) einsetzen. Die Ansätze wurden am Beispiel der Nutzung der Messwerte von intelligenten Stromzählern erklärt. Es wurden die folgenden Anwendungsfälle betrachtet: dezentrale statistische Analyse der Zählerdaten (wobei die Messwerte den Messort nicht verlassen), Abrechnung der Energienutzung, gesteuerte Lastverschiebung. Aus theoretischer Sicht besteht die Herausforderung darin, einen Kompromiss zwischen Datenschutz für die Energienutzer und Nutzung der Daten für kommerzielle Zwecke zu finden. Die Studie führte zu einer Patentanmeldung und zu einer wissenschaftlichen Veröffentlichung.

Anforderungsanalyse für aktive Marktrollen

Die Anforderungen, die verschiedene Marktrollen und Marktakteure an eine E-Energy Marktplattform stellen, bildeten die Grundlage für die Entwicklung der Geschäftsprozesse und Anwendungen auf der Marktplattform. Sie wurden daher systematisch zusammengetragen und beschrieben. Im Einzelnen wurden folgende Themen untersucht: Marktrollen, regulatorische Vorgaben, neue Rollen der Marktakteure, mögliche Anwendungsfälle für den Marktplatz inklusive Ableitung der Anforderungen an die Marktplattform, neuartige Szenarien und Anforderungen an die Marktplattform, generische nichtfunktionale Anforderungen.

Die etablierten Marktrollen und die entsprechenden regulatorischen Vorgaben wurden zunächst auf mögliche zukünftige Anpassungen hin untersucht. Zum Beispiel könnten die Endverbraucher und Kleinerzeuger selbst verstärkt die Rolle des Messdienstleisters ausfüllen. Es wurden anschließend die für einen E-Energy Marktplatz relevanten zusätzlichen Rollen identifiziert, die die Marktakteure ausfüllen könnten. Der Begriff „Akteur“ bezeichnet dabei jede natürliche oder juristische Person, die den MeRegio-Marktplatz nutzt, um an Informationen zu gelangen oder Transaktionen durchzuführen. Die Marktakteure können aktive Rollen, zum Beispiel Speicherbetreiber oder Energieberater, und passive Rollen, zum Beispiel Reparaturservice-Anbieter oder Auditor, ausfüllen. Ein Markt-Nutzer in einer aktiven Rolle führt Aktionen auf dem Marktplatz aus, die direkten Einfluss auf das Marktgeschehen bzw. die Energienutzung haben; passive Nutzer dagegen nutzen den Marktplatz zur Informationsgewinnung, um bspw. eigene Investitionsentscheidungen vorzubereiten oder Aufträge zu sichern.

Eine Analyse der möglichen Anwendungsfälle erfolgte in Anlehnung an die bisher üblichen Geschäftsprozesse der Energiewirtschaft, beispielsweise Energieversorgerwechsel. Sie wurden in einzelne Schritte zerlegt, mit dem Ziel, Verbesserungspotenziale und mögliche Probleme zu identifizieren, die durch die Marktplattform realisiert beziehungsweise gelöst werden können. Die entsprechenden Erkenntnisse wurden je Anwendungsfall als abgeleitete Anforderungen an die Marktplattform zusammengefasst.

Im Kontext einer nachhaltigen dezentralen Energieversorgung wurde außerdem eine Reihe generischer und oder neuartiger Anforderungen an die Marktplattform identifiziert und beschrieben, beispielsweise „Integration von Kunden in virtuelle Kraftwerke durch Koordinierungsinstanz“. Die Beschreibungen der neuartigen Szenarien dienten in anderen Arbeitspaketen als Grundlage für ausführlichere Betrachtungen.

Die gesammelten Informationen trugen dazu bei, Szenarien zur technischen Umsetzung im Projekt auszuwählen.

Schließlich wurden die nichtfunktionalen Anforderungen an die Marktplattform in Anlehnung an den IEC 9126-1 Standard erörtert.

Schnittstellenentwurf

Es wurden vielversprechende Ansätze zur technischen Gestaltung der Schnittstellen des E-Energy Marktplatzes evaluiert. Die Ansätze wurden exemplarisch im Rahmen von entsprechenden Machbarkeitsstudien umgesetzt.

Die Erkenntnisse sollten einerseits der Vorbereitung der Auswahl und Spezifikation der Schnittstellen im Projekt, insbesondere zu den Partnersystemen, dienen. Andererseits sollten damit allgemein vielversprechende Herangehensweisen bei der Gestaltung von Marktplattformen im „Internet der Energie“ getestet werden.

Im Einzelnen wurde zunächst ein in Fachkreisen diskutierter Ansatz evaluiert, welcher das bewährte Konzept der serviceorientierten Architekturen (SOA) auf die Ebene einzelner elektronischer Geräte und Messeinrichtungen, insbesondere intelligenter Stromzähler, zu übertragen und auszuweiten versucht. Die Idee bestand darin, in Unternehmenslösungen integrierte, effiziente automatisierte SOA-basierte Netzwerke aus bislang technisch eingeschränkten Geräten aufzubauen. Unter Beachtung immer kleinerer, mächtigerer und preiswerterer elektronischer Geräte vereinfacht dies potentiell die für Smart Grids wichtige Überwachung und Steuerung in Echtzeit. Es wurde ein Experiment zur dynamischen Erkennung unter Windows durchgeführt, wie in Abbildung 13 dargestellt.

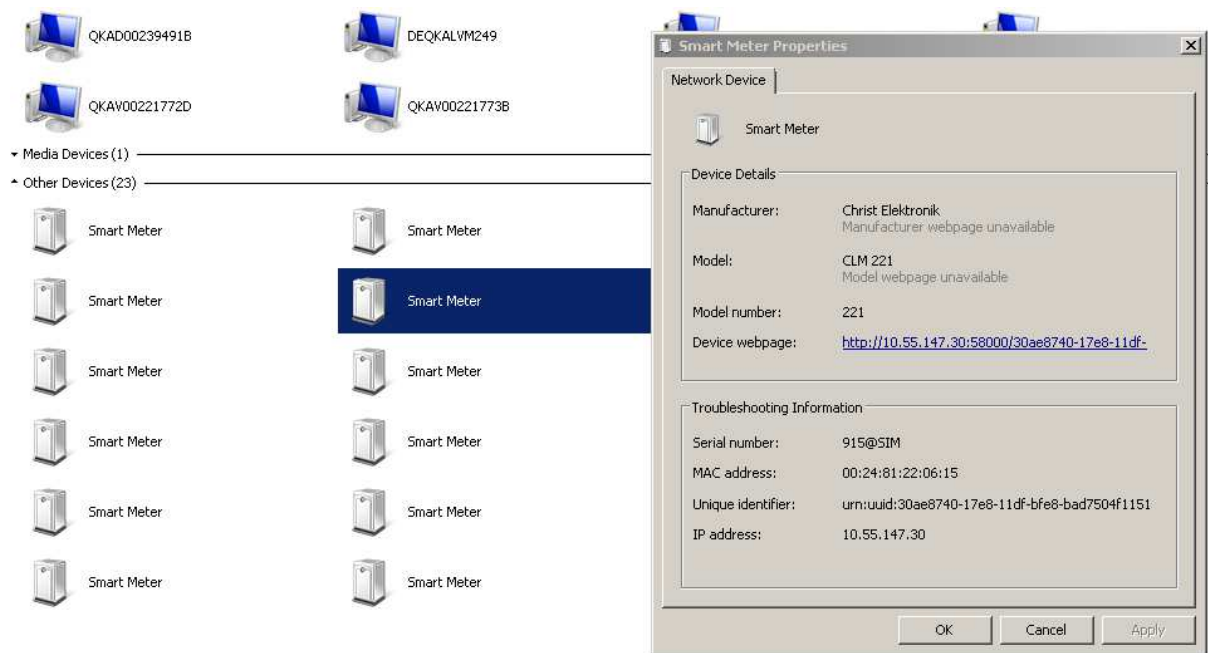


Abbildung 14: Experimentelle dynamische Erkennung von SOA-fähigen ISZ unter Windows

Eine Integration in Unternehmenssoftware konnte, aufbauend auf eigenen Vorarbeiten im Projekt SOKRADES des 6. EU-Forschungsrahmenprogramms, in Form von einer Integration in der Lösung SAP MII veranschaulicht und bei mehreren Gelegenheiten demonstriert werden, vgl. Abbildung 14.

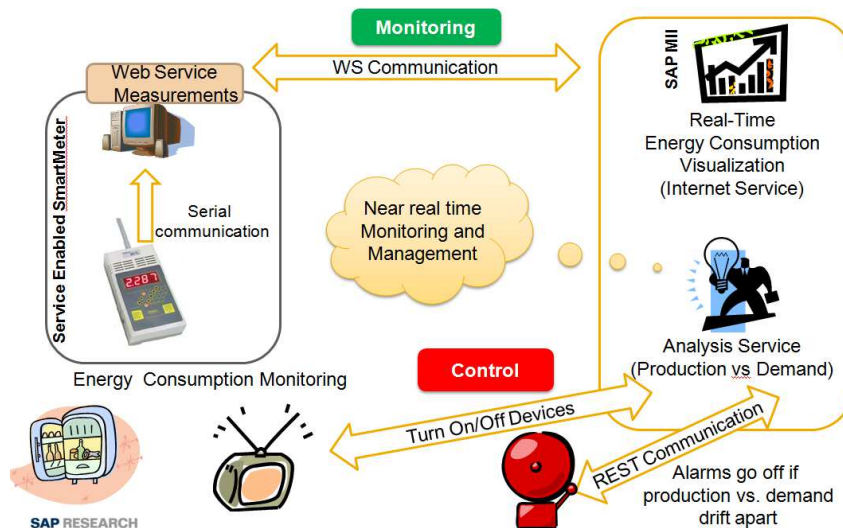


Abbildung 15: Energie-Monitoring mit SAP MII

Ein weiterer untersuchter Ansatz bestand darin, einen flexiblen einheitlichen Informations- und Dienstleistungsaustausch zu fördern, um Skaleneffekte zu nutzen und Marktmechanismen unter Teilnahme einer großen Zahl von Marktakteuren zu ermöglichen. Von entscheidender Bedeutung sind dabei offene, auf Standards basierende, benutzerorientierte Schnittstellen, mit deren Hilfe sich die erhofften ökologischen und wirtschaftlichen Ziele gemeinsam realisieren und die Unsicherheiten und Risiken bei der Reorganisation der energiewirtschaftlichen Geschäftsprozesse minimieren lassen. Es wurden folgende Fragestellungen bearbeitet:

- Herausforderungen bei der Öffnung der Marktplattform für Dienste-Anbieter
- Anforderungen an die technische und organisatorische Umsetzung
- Identifikation innovativer Dienstleistungen im Kontext der vorliegenden Anforderungen an die Marktplattform
- standardisierte Bereitstellung von Dienstleistungen (vgl. USDL in MeRegio weiter unten)
- Empfehlungen an zukünftige Plattformbetreiber, die für ein breites Angebot an Dienstleistungen sorgen wollen.

Es wurde ein Programm aus fünf sequentiellen Schritten vorgeschlagen, die für Plattformbetreiber einen Weg bzw. eine notwendige Voraussetzung darstellen, eine attraktive skalierbare Dienstleistungsplattform aufzubauen und organisch wachsen zu lassen. Zusammenfassend:

- Ideenwettbewerb für zukunftssträngige Dienstleistungen organisieren und pflegen
- Voraussetzungen für eine flexible standardisierte Bereitstellung von domänenspezifischen Dienstleistungen schaffen, beispielsweise auf Basis von USDL
- Sorgfältig ausgewählte Dienstleistungen als Referenzszenarien ausrollen und evaluieren
- Skalierbare Infrastruktur und Prozesse zur IKT-basierten Entwicklung und Vermarktung von Dienstleistungen bereitstellen
- Nutzung und Weiterentwicklung der Marktplattform fördern
- den wirtschaftlichen und ökologischen Nutzen überwachen

Es wurde die „Universal Service Description Language“ (USDL) auf ihre Eignung zur Beschreibung von Energieprodukten und –Dienstleistungen untersucht. Die USDL¹ ist entwickelt worden, um allgemeine Dienstleistungen formal beschreiben und in automatisierten Prozessen nutzen zu können, wobei insbesondere die Auffindbarkeit, Vergleichbarkeit, Komponierbarkeit, Handelbarkeit etc. unterstützt werden sollten.

Modellierungsexperimente ergaben, dass der Einsatz von USDL bisher nur mit Einschränkungen möglich ist. Die Vorteile der semantischen Beschreibung gingen mit einer gewissen Umständlichkeit der Spezifikation einher; benötigte domänenspezifische Erweiterungen waren anspruchsvoll und damals nicht vorhanden.

¹ Für mehr Information vgl. <http://www.internet-of-services.com/>.

<http://internet-of-services.com/Usdl/20100416-M4>
[a3e4a2d0-18ae-44e7-8ec3-9177c11395bf](#)

Service

- ServiceWrapper_16364317**
 - ServiceElements**
 - xmi:id**: Service_22952850
 - Exposed...**: Resource_10697984
 - Guid**: Abwicklung Kundennotifikationen
 - Version**: 0.1
 - Name**: Abwicklung Kundennotifikationen
 - PublicationTime**: xsi:type=foundation:AbsolutePointInTime xmi:id=AbsolutePointInTime_13712958
 - Nature**: SemiAutomated
 - FunctionalElements**
 - ServiceFunctionalElement_18870712**
 - Capabilities** (4)

xmi:id	InvolvedR...	Name	Actions								
1 Capability_ 3570457	Resource_1069 7984	Manuelle Erfassung der Kundennotifikationen	<ul style="list-style-type: none"> Action (3) <table border="1"> <thead> <tr> <th>xmi:id</th> <th>Name</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1 Action_133508 75</td> <td>Datenübermittlung vordefiniert oder Expertenmodus)</td> </tr> <tr> <td>2 Action_967443 5</td> <td>Bestimmung des Notifikationstyps</td> </tr> <tr> <td>3 Action_270071 31</td> <td>Kundenanmeldung</td> </tr> </tbody> </table> 	xmi:id	Name	1 Action_133508 75	Datenübermittlung vordefiniert oder Expertenmodus)	2 Action_967443 5	Bestimmung des Notifikationstyps	3 Action_270071 31	Kundenanmeldung
xmi:id	Name										
1 Action_133508 75	Datenübermittlung vordefiniert oder Expertenmodus)										
2 Action_967443 5	Bestimmung des Notifikationstyps										
3 Action_270071 31	Kundenanmeldung										
2 Capability_ 28089599	Resource_2541 530	Automatische Erfassung der Kundennotifikationen									
3 Capability_ 24589693		Optimierte modellbasierte Gewichtung der Kundenangaben	<ul style="list-style-type: none"> Action (2) <table border="1"> <thead> <tr> <th>xmi:id</th> <th>Name</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1 Action_225948 60</td> <td>Methodenauswahl</td> </tr> <tr> <td>2 Action_163078 78</td> <td>Transformationsvorgang</td> </tr> </tbody> </table> 	xmi:id	Name	1 Action_225948 60	Methodenauswahl	2 Action_163078 78	Transformationsvorgang		
xmi:id	Name										
1 Action_225948 60	Methodenauswahl										
2 Action_163078 78	Transformationsvorgang										
4 Capability_ 13920591		Optimierte Kommunikation der Ergebnisse an das Versorgungsunternehmen	<ul style="list-style-type: none"> Action (2) <table border="1"> <thead> <tr> <th>xmi:id</th> <th>Name</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1 Action_218828 58</td> <td>Festlegen der Aggregationen und Übermittlungsoptionen</td> </tr> <tr> <td>2 Action_286279 98</td> <td>Übermittlung der aufbereiteten Endkundendaten</td> </tr> </tbody> </table> 	xmi:id	Name	1 Action_218828 58	Festlegen der Aggregationen und Übermittlungsoptionen	2 Action_286279 98	Übermittlung der aufbereiteten Endkundendaten		
xmi:id	Name										
1 Action_218828 58	Festlegen der Aggregationen und Übermittlungsoptionen										
2 Action_286279 98	Übermittlung der aufbereiteten Endkundendaten										
 - InteractionElements** xmi:id=InteractionElement_18996136

Abbildung 16: USDL-Ausschnitt zum Modellierungsexperiment „Abwicklung Kundennotifikationen“

Die Modellierung ist in Abbildung 15 dargestellt. Sie war eine wertvolle Erfahrung, da eine umfassende Betrachtung einer Dienstleistungsidee aus mehreren Blickwinkeln stattfand und somit die Voraussetzungen für eine potentielle Markteinführung geschaffen wurden.

Geschäftsmodelle

Folgende Studien wurden im Zusammenhang mit Geschäftsmodellen auf Basis von E-Energy durchgeführt. Die Ergebnisse wurden veröffentlicht.

„Business Case für dezentrale Energie-Versorgungssysteme“ (2009)

In der Diplomarbeit wurden existierende und sich abzeichnende technische Betriebskonzepte, energiewirtschaftliche Versorgungskonzepte, betriebswirtschaftliche Instrumente, regulatorische internationale Gegebenheiten und gesellschaftspolitische Aspekte im Hinblick auf nachhaltige Energieversorgung zusammengetragen und reflektiert.

„Marktpotential für intelligente Stromzähler“ (2009)

Diese Diplomarbeit führte eine Abschätzung des Marktpotenzials für intelligente Stromzähler durch und arbeitete relevante Parameter aus. Es wurde bereits durch diese Arbeit nahegelegt, dass die intelligenten Stromzähler allein nicht ausreichen, um eine nachhaltigere Energieversorgung herbeizuführen.

„Ressourcenorientierte Einführungsstrategie für Smart Metering“ (2010)

Diese Studie erarbeitete ein fundiertes strategisches Vorgehensmodell für die Einführung von Smart Metering in der Energiewirtschaft.

Delphi-Studie zu Geschäftsmodellen

Im Wesentlichen ging die Studie der Frage nach, welche Geschäftsmodelle sich unter Berücksichtigung bisheriger Erkenntnisse nach Meinung der Experten wann durchsetzen könnten. Die einzelnen Schritte waren gemäß der Delphi-Methodik wie folgt:

- Aufstellung eines Thesenkatalogs und Initiierung der Studie (23 Thesen)
- Durchführung einer zweistufigen Expertenbefragung (ca. 45 Anfragen)

Entwicklung von Handelsprodukten

Für das komplexe Thema „neue Handelsprodukte für E-Energy“ wurde eine flexible Beschreibungsmethodik entwickelt, die auf ausgewählte Vorschläge für innovative Handelsprodukte angewandt wurde. Das Thema wurde im Vorfeld intensiv im Rahmen von mehreren Workshops, Arbeitsgruppen etc. diskutiert. Es folgt ein Überblick über die Ergebnisse.

Zukünftige Energieprodukte müssen komplexere Märkte adressieren als heutige Handelsprodukte, mehr explizite Kommunikation zwischen einer größeren Zahl von Marktteilnehmern auffangen und auf Infrastrukturlösungen wie elektronische Marktplätze aufbauen.

Der maßgeblich durch SAP erarbeitete Ansatz besteht darin, so genannte „professionelle Produkte“ zu entwickeln, die die Kluft zwischen traditionellen energiewirtschaftlichen Geschäftsprozessen und einer intelligenten Energieversorgung überbrücken. Im Gegensatz zu „einfachen“ Produkten wie traditionelle Endkunden-Stromversorgungstarife verkörpern die professionellen Produkte notwendigerweise komplexere Lösungen, deren Leistungsversprechen durch Zusammenarbeit von Marktakteuren beziehungsweise durch dynamische Leistungskomponenten erbracht wird.

Aus einer größeren Menge von Produktideen wurden im Projekt einige innovative Handelsprodukte für eine nähere Betrachtung ausgewählt. Sie entsprachen interessanten Marktszenarien für die zukünftige Energieversorgung: Notifikationen über außergewöhnliche Ereignisse, kontinuierliche energetische Verbesserung in KMUs, Prioritätensignale zur Vermeidung von Netzengpässen, regionaler Handel für mehr Engagement und mehr Wettbewerb im Energiesektor.

Entwicklung von Handelsmechanismen

Die für eine detaillierte Betrachtung ausgewählten Marktszenarien beinhalten, als eine wesentliche Komponente, Austausch oder Handel von Ressourcen und Dienstleistungen zwischen verschiedenen Marktakteuren. Zum einen wurden allgemein für die zukünftige Energieversorgung interessante Handelsmechanismen näher untersucht. Zum anderen wurden im Rahmen einer prototypischen Umsetzung der ausgewählten Szenarien die „Handelsbeziehungen“, das heißt die Mechanismen der Interaktion zwischen den beteiligten Marktakteuren, entworfen und optimiert.

Eine im ersten Jahr des Projekts angefertigte Studienarbeit verglich zwei Handels- und Preisbildungsmechanismen zur effizienten Energieallokation. Dieser Vergleich stand im Zusammenhang mit der für intelligente Energienetze diskutierten Idee, regionale dezentrale Handelsplätze zu ermöglichen und entsprechende Eintrittsbarrieren zu senken. Beide Handelsmechanismen wurden als potentiell interessant eingestuft.

Im Zusammenhang mit dem insbesondere nach Auslaufen der EEG-Förderung wichtigen Thema der Direktvermarktung wurde in einer Bachelorarbeit ein aus Sicht der aktuellen Praxis innovatives Bilanzierungsszenario vorgeschlagen. Die Idee dabei war: Dezentrale Kleinerzeuger und klassische Energielieferanten arbeiten zusammen und tragen gemeinsam das Prognoserisiko, wobei die Eigenversorgung der Kleinerzeuger durch den Energielieferanten komplementiert und abgesichert wird.

Für die ausgewählten Marktplatzszenarien „Stromhandel“, „Notifikationen“ und „Prioritätensignal“ wurden die Handelsmechanismen entworfen beziehungsweise wichtige Optimierungspotentiale im Vergleich zur Grundidee identifiziert.

Für das Handelsszenario wurde festgestellt, dass ausreichende regulatorische Anreize für eine breite Beteiligung von dezentralen Energieerzeugern und -verbrauchern am regionalen Handel fehlten. Das Szenario kann zwar für einen regionalen bzw. geographisch begrenzten Energiehaushaltsausgleich vorteilhaft sein, ist jedoch hinsichtlich eines überregionalen Ausgleichs kritisch zu bewerten. Es wurde später im Projekt entschieden, die prototypische Umsetzung des Szenarios „regionaler Stromhandel“ nicht weiterzuverfolgen.

Beim MeRegio Vorzeige-Szenario „Prioritätensignal“ erfolgte eine intensive Diskussion mit den Projektpartnern zum grundsätzlichen Ablauf der Interaktion der beteiligten Marktakteure, wobei der Handelsmechanismus auf einer Auktion basieren sollte.

Spezifikation von Geschäftsprozessen

Es wurden die Geschäftsprozesse hinter den Marktszenarien „Stromhandel“, „Notifikationen“ und „kontinuierliche energetische Verbesserung“, die schwerpunktmäßig Interaktion mit Endkunden abdeckten, identifiziert und beschrieben. Außerdem wurden exemplarisch weitere vielversprechende

Geschäftsprozesse im Kontext der Nachhaltigkeitsförderung betrachtet. Im Einzelnen wurden folgende Arbeiten durchgeführt:

- Initiale Analyse und Modellierung mit Hilfe von ARIS als Vorstufe zur Spezifikation der Anforderungen
- Erstellung eines Lastenhefts, das strukturiert, aber vorbehaltlich der späteren Weiterentwicklung fachliche Anforderungen an die Umsetzung je Szenario beschreibt
- fachliche Spezifikation eines Energiemanagementsystems zur Unterstützung der Umsetzung nach DIN EN 6001 im Rahmen einer Bachelorarbeit
- Beschreibung des Anwendungskonzepts und der Benutzerführung für den MeRegio-Marktplatz und insbesondere für das Modul „Grüne Schafe“, das das Marktszenario „Notifikationen“ umsetzt.

Für die im Lastenheft beschriebenen Szenarien wurde davon ausgegangen, dass reale Verbrauchs- und Erzeugungs-Zählerdaten aus dem Partnersystem CORE verwendet würden, soweit vorhanden. Die Szenarien „Energiehandel“ und „Notifikationen“ wurden als ernsthaftes Spiel konzipiert. Vereinfacht gesprochen bestand das Ziel beim „Energiehandel“ darin, durch Handelsaktivitäten auf der E-Energy Marktplattform den eigenen Bedarf und die Beschaffung möglichst genau zur Überdeckung zu bringen. Im Szenario „Notifikationen“ konnten die Teilnehmer durch Angabe des antizipierten Stromverbrauchs oder dessen Vermeidung eine individuelle Vorhersage des Stromverbrauchs entwickeln. Das Ziel bestand darin, eine bessere Vorhersage zu erstellen als der Stromlieferant es ohne die individuellen Informationen leisten konnte. Das Szenario „kontinuierliche energetische Verbesserung“ verfolgte das Ziel, die energetische Produktivität in Unternehmen durch Erfassung und externe Analyse von relevanten betrieblichen und messtechnischen Daten iterativ zu steigern.

Die dem Anwendungskonzept des MeRegio-Marktplatzes entsprechende Navigationsstruktur ist in der Abbildung 16 dargestellt. Sie veranschaulicht im oberen Teil den Vorgang der Registrierung und des Anlegens des Kundenprofils, die im Arbeitspaket spezifiziert wurden.

Weiterentwicklung und Übertragbarkeit von Marktkonzepten

Die Zielsetzung bestand in einer Weiterentwicklung und Übertragung der MeRegio-Marktkonzepte auf Marktumgebungen mit anderen Energieversorgungsstrukturen, insbesondere im Hinblick auf eine überregionale oder grenzüberschreitende Förderung der Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz.

Der Themenkomplex kann in Anbetracht unterschiedlicher örtlicher und nationaler Gegebenheiten sowie politischer und ökonomischer Unsicherheiten kaum erschöpfend untersucht werden. Gleichzeitig stellen die in MeRegio untersuchten spezifischen Marktkonzepte, -mechanismen und -szenarien (beispielsweise im Zusammenhang mit Demand Side Management) einen Mehrwert dar, der für unterschiedliche Umgebungen relevant sein wird. Es stellte sich daher die Frage, in welcher Form die vorhandenen Erkenntnisse am besten aufbereitet werden können, damit sie für eine breite Nutzung beziehungsweise ein breites Auditorium zugänglich sein könnten.

Im Arbeitspaket wurde eine breitenwirksame Strukturierung und Aufbereitung der Nutzenversprechen für potentielle Adressaten in der Wirtschaft und Wissenschaft untersucht. Die bisherigen Erkenntnisse wurden in einer Form zusammengetragen, die sowohl die Verwertbarkeit durch einfach verständliche Botschaften erleichtert als auch die Einführung von neuen Geschäftsmodellen durch methodisch aufgebaute Beispielanalysen praxisorientiert unterstützt.

Unser Ziel war es aufzuzeigen, wie neue Geschäftsmodelle im Energiesektor entwickelt werden und wie wirtschaftliche Potenziale besser eingeschätzt werden können, damit die Innovationen nicht scheitern. Unter anderem wurden etwa 40 Expertenbefragungen durchgeführt; es wurden unterschiedliche Ansätze wie Wirknetz, Trendanalyse, morphologischer Kasten, Einflussmatrix etc. im Vorfeld evaluiert.

Ein exemplarischer Ansatz, den wir speziell beim Thema Marktkonzepte und Geschäftsmodelle verfolgten, bestand darin, je Marktrolle die entsprechenden Kernkompetenzen aufzulisten, um anschließend für ausgesuchte potentielle Innovationen die Nutzenhebel pro Kernkompetenz zu identifizieren. Mit dem detaillierten Verständnis der Auswirkung der Innovation auf das aktuelle bzw. angenommene Betriebsmodell konnten mit Hilfe von Einflussmatrizen kompakte Darstellungen der potenziellen Nutzen- sowie Umsatz- und Kostentreiber erstellt werden. Schließlich wurde vorgeschlagen, mit Hilfe von Monte-Carlo-Simulationen die Wirtschaftlichkeit sowie Robustheit beziehungsweise Sensitivitäten der geplanten Innovationen zu analysieren.

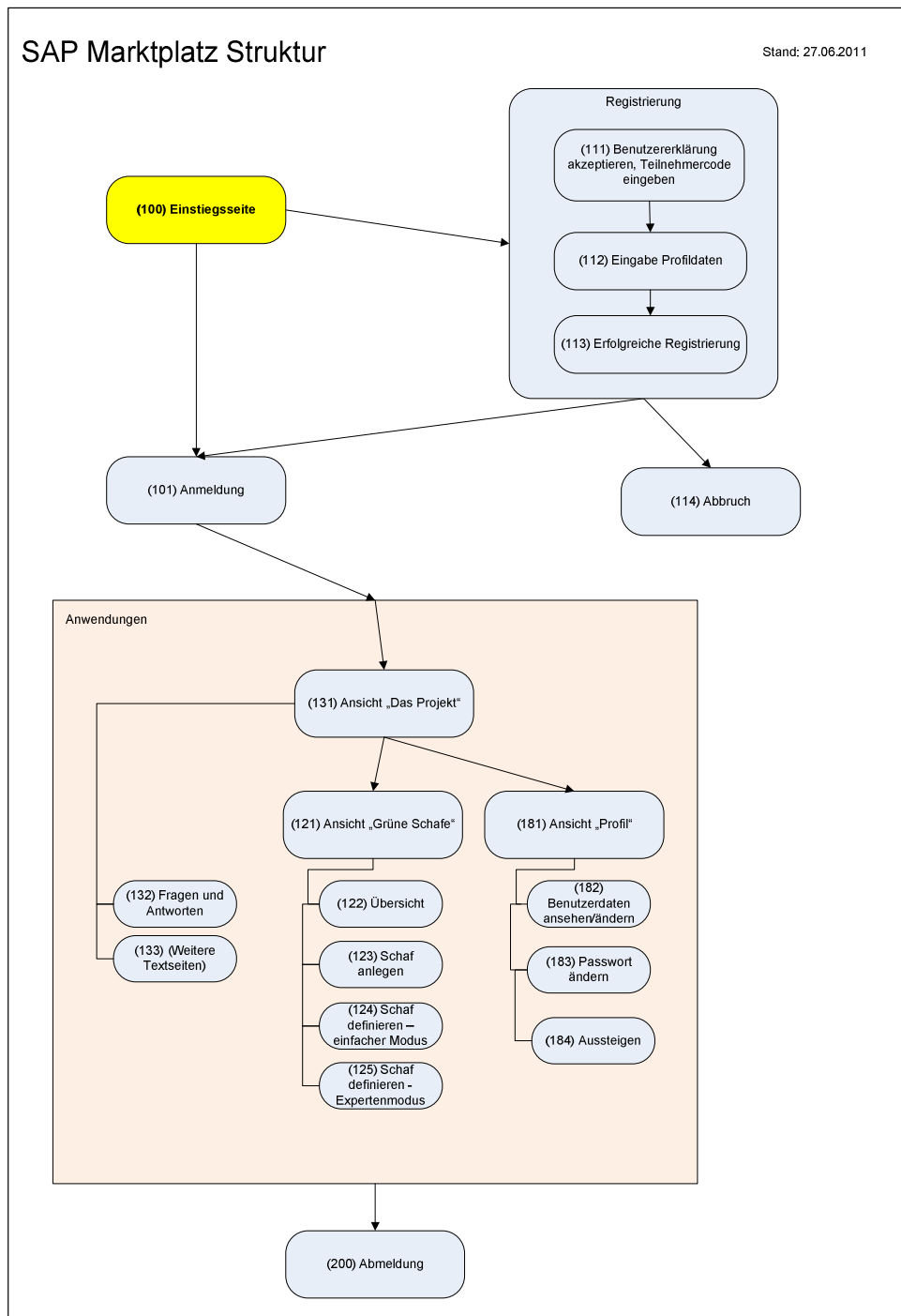


Abbildung 17: Navigationsstruktur des MeRegio-Marktplatzes in Verbindung mit dem Marktszenario „Notifikationen“

Software-Architektur für Marktplattform

Es wurden Arbeiten zur Software-Architektur basierend auf CIM (IEC61970) sowie Forschungsarbeiten zur Qualität von Geschäftsprozessen durchgeführt. Für die Untersuchung von CIM-basierten Software-Architekturen wurde eine Diplomarbeit mit dem Titel „Konzeption einer Infrastruktur für die modellgetriebene Entwicklung von Smart-Grid-Anwendungen“ durchgeführt. Im Bereich der Software-Qualität wurden Werkzeuge und Methoden entwickelt, welche eine musterbasierte Prüfung von (semi) - formal spezifizierten Geschäftsprozessen ermöglichten. Diese Arbeit wurde im Rahmen einer Dissertation mit dem Titel „Modellierung und Auswertung musterbasierter Bedingungen an Geschäftsprozessmodelle“ im Jahr 2010 durchgeführt.

Im Kontext der praktischen prototypischen Entwicklungsarbeiten im Projekt wurden frühe technische Architekturentwürfe sowohl für die E-Energy Marktplattform als auch für das MeRegio Gesamtsystem bei vielen Gelegenheiten mit den Projektpartnern diskutiert.

Design der Marktplatz-Geschäftsprozesse

Für die ausgewählten vier Marktszenarien wurden die entsprechenden Entitäten des Anwendungsmodells sowie benötigte Daten- und Benutzerschnittstellen entworfen. Insbesondere wurde zur Veranschaulichung des Beitrags der E-Energy Marktplattform zum Engpassmanagement in MeRegio eine interaktive Visualisierung realisiert, vgl. Abbildung 17 und Abbildung 19.

Die Benutzerschnittstellen einer frühen schematischen Umsetzung der Marktplattform (Mockups) wurden auf Fachmessen vorgestellt. Die Szenarien wurden anhand der ersten Umsetzung bei diversen Gelegenheiten mit Experten besprochen und validiert.

Netz-knoten	Typ	Sensitivität
500571414	Einpeisung	-1
500571414	Last	1
500238648	Last	0.8
500571412	Last	0.5
500571416	Last	0.5
500571498	Last	0.2
500571419	Last	0.5
500571470	Last	0.5
500571411	Last	0.85
500571487	Last	0.05

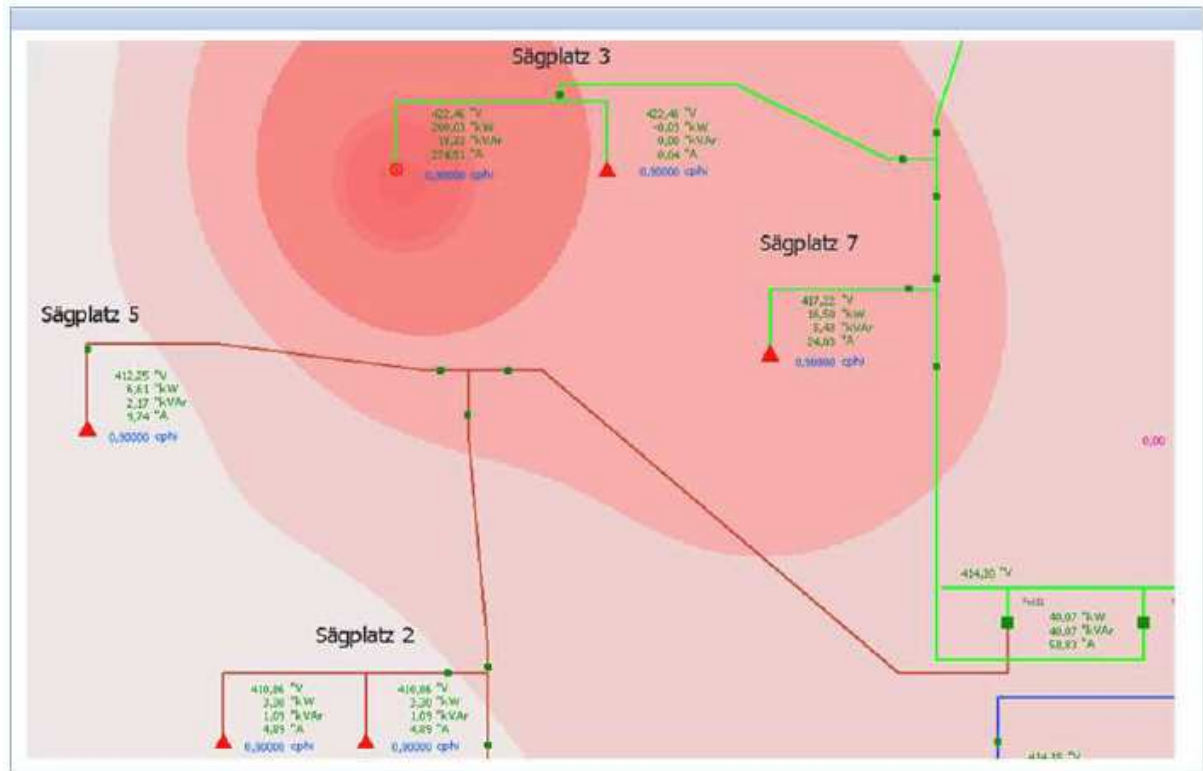


Abbildung 18: Veranschaulichung des Engpasses aus dem Netzleitsystem sowie der entsprechenden technischen Informationen, die der E-Energy Marktplatz für eine Bewertung der Angebote zur entgegenwirkenden Laststeuerung im Szenario „Prioritätensignal“ verarbeitet

Intales Prioritätssignal
Erweitertes Prioritätssignal
Anfragen an DSMs
DSM-Angebote
Quittierung Angebote

Quittierung der DSM-Angebote

Engpaasartyp: Spannung
Datum: 02.02.11
Priorität: 1

Netzeleitsystem ID: NLS-2F6SRC
Marktplatz ID: MKT-XRDQRC

Angebotsbestätigungen						
DSM	Angebot	Start	Ende	Quittung ID	Bestätigung	Kapazität
EnBW-Demand	MKT-XRDQRC-004_5SG6K3	02.02.11 18:45	02.02.11 19:15	A9P9BR6XEEY	Angenommen	7
EnBW-Demand	MKT-XRDQRC-012_B3N4AS	02.02.11 18:45	02.02.11 19:15	MHHIEK7DJP7D	Angenommen	30
EnBW-Demand	MKT-XRDQRC-014_28B2VJ	02.02.11 18:45	02.02.11 19:15	YV5Y5QZ0F2QP	Angenommen	10.75
EnBW-Demand	MKT-XRDQRC-005_M0LCEU	02.02.11 19:15	02.02.11 19:30	3TXQGAEY782	Angenommen	30
EnBW-Demand	MKT-XRDQRC-009_X742EF	02.02.11 19:15	02.02.11 19:30	J4VYF6V8ONT0	Angenommen	48.25
EnBW-Demand	MKT-XRDQRC-013_NJF5Rl	02.02.11 19:15	02.02.11 19:30	K3YF7D3JQC52	Angenommen	7
EnBW-Demand	MKT-XRDQRC-008_BWAJNS	02.02.11 19:30	02.02.11 20:00	QW08AR05ZL67	Angenommen	7
EnBW-Demand	MKT-XRDQRC-008_LMUTCE	02.02.11 19:30	02.02.11 20:00	5Z2QL4N09HM	Angenommen	28.60
BodenControl	MKT-XRDQRC-003_V7KFE	02.02.11 18:45	02.02.11 19:15	0XC0X75XML2	Abgelehnt	0
EnBW-Demand	MKT-XRDQRC-015_FAM7NI	02.02.11 18:45	02.02.11 19:15	ES3K3XXLLWU2	Abgelehnt	0
BodenControl	MKT-XRDQRC-010_BA4NDXP	02.02.11 19:15	02.02.11 19:30	ZRYKDHFDMDH	Abgelehnt	0
EnBW-Demand	MKT-XRDQRC-011_KNF1T1	02.02.11 19:15	02.02.11 19:30	CM10S6K0EZ9	Abgelehnt	0

Abbildung 19: Veranschaulichung zur Auswahl der Angebote der DSM im Szenario „Prioritätssignal“

In der letzten Projektphase wurden für das Szenario „kontinuierliche energetische Verbesserung“ die Funktionalitäten wesentlich überarbeitet und an die Anforderungen des Feldversuchs angepasst. Das bedeutete eine partielle Neuplanung, nach der die Funktionalitäten erweitert beziehungsweise rationalisiert wurden. Die Spezifikation und Entwicklung erfolgte praxisnah in Zusammenarbeit mit dem Projektpartner Systemplan, welcher auf relevantes Fachwissen aus Kundenprojekten zurückgreifen konnte.

Schließlich wurde ansatzweise die Berücksichtigung der Elektromobilität im Prioritätssignal-Szenario untersucht. In diesem Zusammenhang konnte ein konzeptioneller Beitrag zur Entwicklung einer Lösung der SAP geleistet werden, die die Abrechnung der Elektromobilität unterstützen sollte.

Interaktion zwischen Marktplattform und Netzbetrieb

In einer sehr intensiven Zusammenarbeit mit den Partnern wurde die Interaktion des Netzbetriebs, vertreten durch das Netzeleitsystem, mit der Marktplattform untersucht. Einen Schwerpunkt bildete das Anwendungsszenario „Prioritätssignal“ zur Beseitigung von Netzengpässen durch Einsatz flexibler Lasten. Folgende relevante Anforderungen an die SAP E-Energy-Marktplattform wurden mit den Projektpartnern intensiv diskutiert:

- die Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Lösung, insbesondere zur Vermeidung unlauteren Wettbewerbs zu Lasten des Netzbetreibers und letztlich der Anschlussnehmer
- Unterstützung sowohl einer vorausschauenden optimierten Lösung als auch einer unmittelbaren Reaktion auf akute Netzprobleme
- Lösungseffizienz durch passende Aufbereitung der fachlichen Informationen, an der sich die Projektpartner IBM und SAP beteiligten
- zeitliche und andere prozesstechnische Aspekte im Zusammenhang mit physikalischen, organisatorischen und situativen Restriktionen der Ansteuerung flexibler Lasten.

Einen anderen Schwerpunkt bildete das Thema Wirtschaftlichkeit des Lastmanagements. Ob sich bei einer Optimierung des Netzbetriebs die dafür bereitgestellten Optionen zur Lastverschiebung und Lastanpassung wirtschaftlich rechnen können, spielt eine entscheidende Rolle. Gegebenenfalls muss die Marktorientierung des kompletten Szenarios oder die Organisation der Optimierung des Netzbetriebs in Frage gestellt werden.

Anbindung der Marktplattform an externe Anwendungssysteme

Im Zusammenhang mit dem Feldtest in MeRegio wurden folgende operative Arbeiten durchgeführt:

- Einrichtung von MeregiolIDs und weiteren Stammdaten zur Integration der SAP- und Partnersysteme,
- Integration der Systeme zur Kundenbetreuung im Feldtest.

Die Generierung und Nutzung der MeregiolID-Registrierungscodes wurde mit der EnBW abgestimmt und ermöglichte eine Zuordnung der Kundeninformationen auf dem E-Energy Marktplatz und in den

produktiven EnBW-Systemen. Die MeregiIDs wurden als Stammdaten in der Marktplattform (SAP NetWeaver) angelegt. Für eine automatisierte Extraktion der für SAP relevanten weiteren Stammdaten (zu verschiedenen Gerätetypen, Kundengruppen und Softwaresystemen der heterogenen IT-Landschaft im Feldversuch) wurde ein Werkzeug in Perl erstellt.

Für die Kundenbetreuung im Feldtest wurden von EnBW eine Telefonlinie und eine Emailadresse zur Verfügung gestellt, wobei eine automatisierte Erfassung der eingehenden Anfragen in entsprechenden CRM-Systemen möglich war. SAP organisierte eine eigene Email-Adresse. Die SAP-Emailadresse war insbesondere für die Teilnehmer am Feldversuch der Anwendung „Grüne Schafe“ sichtbar, um eine effiziente Kundenbetreuung zu ermöglichen.

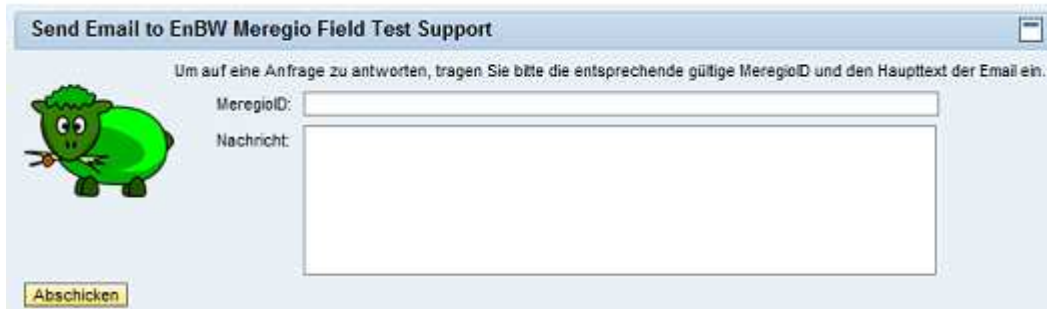


Abbildung 20: Ein Werkzeug zur Kundenbetreuung im Feldtest

Um eine sichere Übertragung und effiziente Zuordnung der Kundenkorrespondenz zu unterstützen, wurde ein Werkzeug abgestimmt, siehe Abbildung 19, das über eine Web-Service-Schnittstelle die Weiterleitung der Kundenkorrespondenz an die Systeme von EnBW sicherstellen sollte, jedoch aus projektinternen Gründen nicht zum Einsatz kam.

Die Anbindung der E-Energy Marktplattform an externe „konventionelle“ Anwendungssysteme wurde auch theoretisch anhand einer Machbarkeitsstudie untersucht. Die prinzipielle Machbarkeitsstudie zur Integration der E-Energy Marktplananzwendung „Grüne Schafe“ in die Standardlösung „SAP für die Versorgungswirtschaft“, auch bekannt als IS-U, führte zu allgemeingültigen Erkenntnissen über die Integration von innovativen Marktszenarien und konventionellen Anwendungssystemen:

- Die exemplarische Integration der „alten“ und „neuen“ Welt kann als ein Musterbeispiel für entsprechende Potentiale der Informationstechnologien dienen. Anschauliche praxisnahe Prototypen stellen ein gutes Mittel dar um Fachleute für innovative Ansätze zu sensibilisieren und die angestrebte Transformation der Energiewirtschaft zu beschleunigen.
- Funktional ergänzen sich die etablierten und neuen experimentellen E-Energy Anwendungssysteme wahrscheinlich gut. Der technische Integrationsaufwand ist aufgrund einer modularen offenen Bauweise moderner Unternehmenssoftware überschaubar. (Ein praktischer Einsatz der neuen Anwendungsszenarien ist nicht nur eine Frage der technischen Integration bei den Anwendern, sondern häufig eine Frage der Rahmenbedingungen.)

Anbindung der Marktplattform an intelligente Endgeräte

Zur Anbindung der Marktplattform an intelligente Endgeräte wurden zwei wissenschaftliche Studien durchgeführt und veröffentlicht. Außerdem wurden Arbeiten durchgeführt, die der Anbindung an die Messgeräte in der Modellregion im Rahmen der Vorbereitung auf den MeRegio Feldversuch dienen.

„Predicting energy measurements of service-enabled devices in the future smart grid“ (2010)

In der Studie wurde vorausgesetzt, dass zukünftig eine massiv steigende Zahl an Messgeräten im Energiesektor eine Datenflut verursacht. Ferner wurde angenommen, dass zunehmend komplexe Geräte wie Stromzähler und Haushaltsgeräte technische serviceorientierte Dienste bereithalten. In diesem Umfeld wurden Methoden untersucht, Dienste entsprechend zu bündeln und kurzfristige Lastprognosen zu erzeugen. Es wurde ein Ereignisvorhersagewerkzeug entwickelt, das die Prognosen durch Einsatz von neuronalen Netzwerken und SVM verbessert.

„A Client Architecture for Market-Based Grid Integration of Smart Environments“ (2010)

Eine verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien erfordert eine flexible koordinierte Anpassung der Stromnetzinfrastuktur und der Endnutzer der Energie. Automatisierte Systeme für die Kommunikation mit dem Stromnetz werden benötigt. Die Studie schlägt eine Architektur für das entsprechende Energiemanagementsystem vor und diskutiert anhand eines Anwendungsfalls das Potential der Büroumgebung als Teilnehmer im Smart Grid.

MeRegio Feldversuch

In Vorbereitung auf den MeRegio Feldversuch und im Zusammenhang mit dynamischen Änderungen der Verfügbarkeit der Messgeräte und des entsprechenden Kundenverhaltens mussten regelmäßig aufwendige Auswertungen der Stamm- und Bewegungsdaten zur Selektion der für das Notifikationsszenario potentiell in Frage kommenden Teilnehmer durchgeführt werden. Technischen Problemen und Daten-Inkonsistenzen musste teilweise manuell in Zusammenarbeit mit Projektpartnern nachgegangen werden. Teilweise konnten die Auswertungen automatisiert werden.

Entwicklung von Systemschnittstellen

Ziel war es, die Schnittstellen für die Integration der E-Energy Marktplattform in das MeRegio-Gesamtsystem zu beschreiben. Die entsprechende Anforderungsanalyse und Spezifikation wurden parallel zur technischen Entwicklung iterativ ausgearbeitet und an die Implementierungsarbeitspakete übergeben. Folgende Schnittstellen wurden konzipiert, spezifiziert und kontinuierlich weiterentwickelt:

- S1: Zählermesswerte (Haushaltskunden)
- S2: Zählermesswerte (B2B-Kunden)
- S3: Annahme der Prioritätensignale
- S4: Verteilung der Anfragen in Bezug auf Prioritätensignale
- S5: Annahme der Angebote zur Anpassung der Lastgänge
- S6: Mitteilung der Auktions-Ergebnisse
- S7: Informationsaustausch im Rahmen der Kundenbetreuung
- S8: Kunden-Portal

Die Spezifikation und Realisierung der Schnittstellen erforderte eine mit den Partnern abgestimmte Vorgehensweise.

Des Weiteren wurde die Gesamtheit aller Schnittstellen in ein konzeptionelles Modell eingebettet. Damit konnte validiert werden, dass die aktuellste Version des E-Energy-Marktplatzes die relevanten Bereiche der zukünftigen Energieversorgung gut exemplarisch abdeckt. Das empirische Modell listete abstrahierte relevante Marktakteure auf und zählte deren multilaterale Beziehungen auf, die durch die Marktplattform vermittelt wurden.

Anforderungsanalyse und Spezifikation Marktplatz-Feldtest

Die Durchführung des Feldtests erforderte eine umfassende spezifische Darstellung der Anwendungsszenarien gegenüber den Teilnehmern und den beteiligten Projektpartnern. Sie sollte die Kundenkommunikation, die Rollen der Projektpartner, legale Aspekte etc. berücksichtigen. Es wurde daher eine „Produktsicht“ in Anlehnung an den Marketing Mix von Neil Borden entwickelt, welche die Grundlage für die Kommunikation gegenüber den Teilnehmern bildete. Mit Hilfe des strukturierten Modells wurden die Marktszenarien „kontinuierliche energetische Verbesserung“ und „Notifikationen“ beschrieben, wobei entsprechende vorläufige Inhalte wie Anforderungen an die Durchführung des Feldtests, die Verantwortlichkeiten der Partner, die Voraussetzungen zur Teilnahme, FAQ-Texte, Förderung der Kundenmotivation, weiterführende Ausbaumöglichkeiten und mehr enthalten waren.

Implementierung Marktplatz Prototyp Phase 1

In der ersten Projektphase wurden mehrere lauffähige E-Energy Demonstratoren entwickelt, die spezifische Forschungsfragen adressierten, als Experimente für die Weiterentwicklung der Marktplattform dienten oder zur öffentlichkeitswirksamen Veranschaulichung der Projektansätze herangezogen wurden. Im Rahmen der Diplomarbeit „MapReduce für die verteilte Auswertung von Stromzählerdaten“ im Jahr 2009 wurde die Möglichkeit evaluiert, Stromzählerdaten mit MapReduce verteilt auszuwerten. Das System wurde mit Hilfe von spezifischen Leistungsmerkmalen evaluiert. Insbesondere wurde die Performanz bei einer Abrechnung der Zählermessungen getestet. In den Abbildung 21 bis 22 sind weitere Demonstratoren dargestellt.

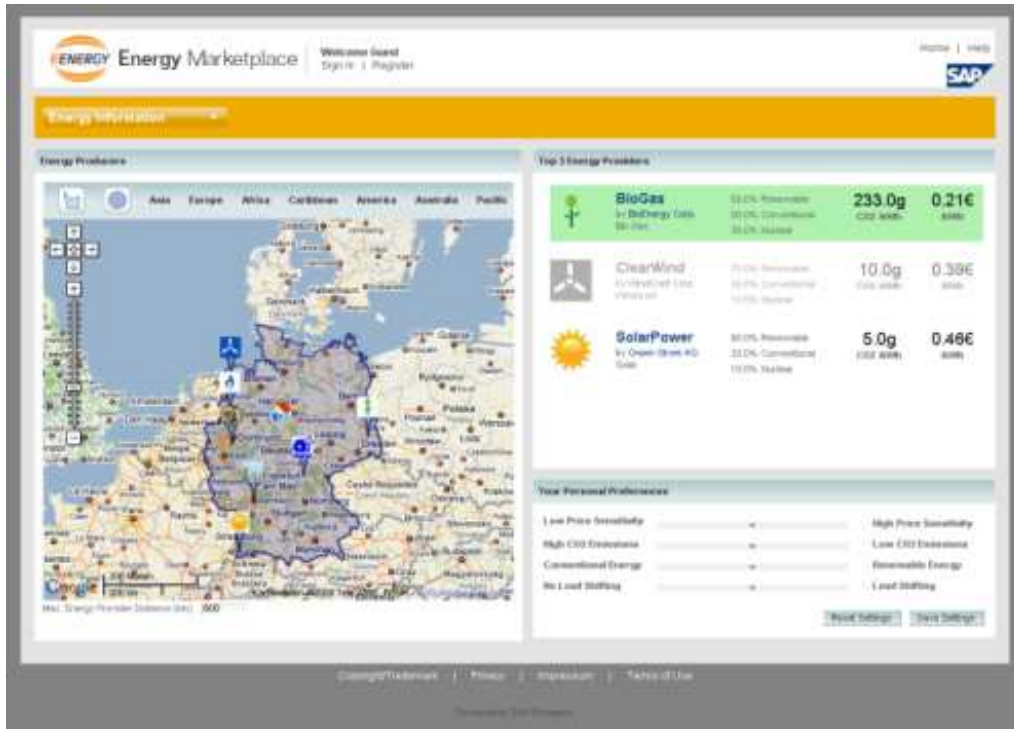


Abbildung 21: Ein früher Demonstrator zum Thema E-Energy Marktplatz (CeBIT 2009)



Abbildung 22: Demonstrator zum Thema Lastverschiebung und dynamische Tarife (Deutschlandpromenade 2009, China)



Abbildung 23: Eine Weiterentwicklung des Demonstrators zum Thema Lastverschiebung für das Future Energy Center Karlsruhe (2010)

Integration des Marktplatz Prototypen mit dem MeRegio-Gesamtsystem

Auf Basis der SAP NetWeaver Plattform wurden mehrere integrierte Software-Prototypen technisch spezifiziert, implementiert und mit dem MeRegio Gesamtsystem integriert, womit ausgewählte Marktszenarien des E-Energy Marktplatzes umgesetzt wurden.

Die Szenarien „Notifikationen“, „Prioritätensignal“ und „kontinuierliche energetische Verbesserung“ wurden Ende 2011 in einer vorläufigen technisch vollständigen Version für den Feldversuch des E-Energy Marktplatzes vorbereitet und in der IT-Landschaft der EnBW installiert.

Es mussten mehrere Schnittstellen zu Partnersystemen abgestimmt, entwickelt und getestet werden. Insbesondere für die Schnittstellen zwischen der SAP Marktplatz und dem CORE-System der IBM ergaben sich zwei Anwendungsfälle, die technisch durch eine komplizierte Abfragematik unterstützt wurden:

- die Abfrage von hochaufgelösten Zählerständen für intelligente Stromzähler der Teilnehmer am Feldversuch
- die Entgegennahme eines erweiterten Prioritätensignals zur anschließenden Vermittlung von Lastreduktions- und Lastverschiebungsangeboten.

Die Implementierung der Prototypen umfasste folgende funktionale Bereiche:

- Benutzerverwaltung und Stammdatenpflege
- Datenpersistenz
- Schnittstellen zu den Partnersystemen von EnBW und IBM (und indirekt zu den Systemen der übrigen Projektpartner)
- Benutzerschnittstellen
- Geschäftslogik je Szenario, insbesondere bestimmte Algorithmen.

Die Systemarchitektur basierte auf JavaEE, wobei die Funktionalität in EJBs gekapselt wurde. Die Benutzeroberflächen basierten auf SAP WebDynpro und HTML/JS.

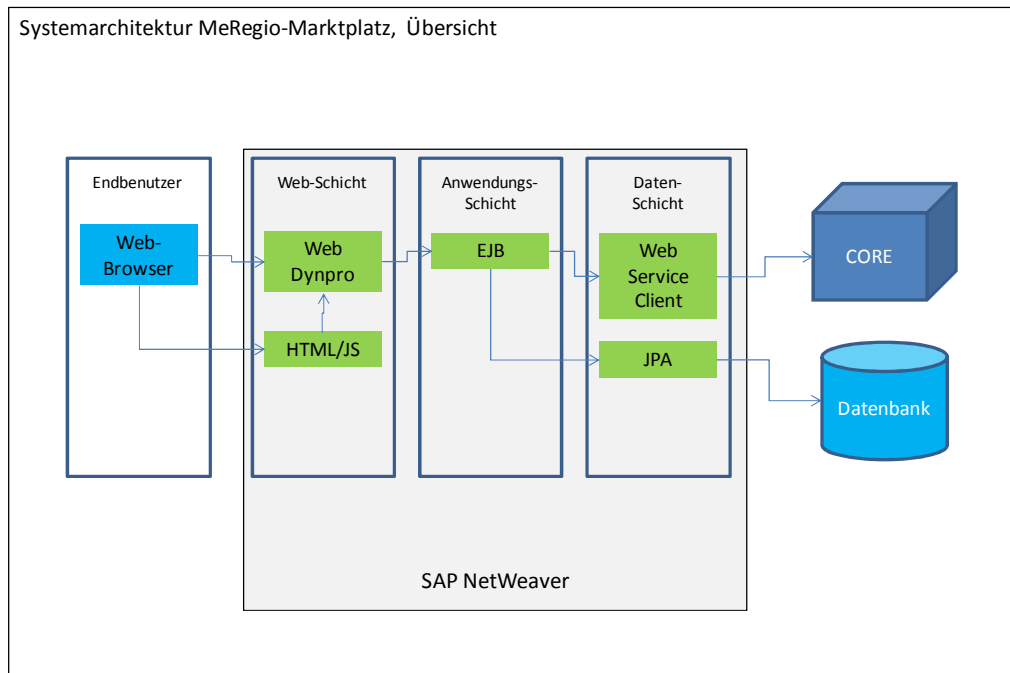


Abbildung 24: Vereinfachte Darstellung der Systemarchitektur

Die Komponenten der zwecks übersichtlicher Darstellung vereinfachten Systemarchitektur sind in Abbildung 24 dargestellt.

Betrieb des E-Energy-Marktplatzes

Der E-Energy Marktplatz wurden seit März 2011 in einer EnBW-Umgebung gehostet und betrieben. Das Notifikationsszenario war dabei das erste in einer Betaversion bereitgestellte Anwendungsszenario. Es folgten die Szenarien „Prioritätensignal“ und „kontinuierliche energetische Verbesserung“. Im Zusammenhang mit dem Betrieb der Anwendungsszenarien mussten insbesondere wiederholt verschiedene Installationen, Konfigurations-Arbeiten und Tests durchgeführt werden. Zahlreiche Tests hatten generell eine kontinuierliche Qualitätssteigerung nicht nur der SAP Anwendungen, sondern auch des MeRegio-Gesamtsystems zur Folge.

Ab Mai 2012, im Kontext der öffentlichen Freischaltung des Angebots des E-Energy Marktplatzes, wurden kontinuierlich weitere Arbeiten zum Betrieb und Support durchgeführt. Eine Kernaufgabe bestand in der schnellen Verfügbarkeit der jeweils aktuellsten Software. In 2012 wurden für die Szenarien „Notifikationen“ und „kontinuierliche energetische Verbesserung“, die aus technischen Gründen gemeinsam verwaltet wurden, über 40 Software-Versionen aktiviert; für das Szenario „Prioritätensignal“ wurden 4 Software-Versionen herausgegeben und aktiviert.

Living Lab

Die Erwartung im Rahmen der Umsetzung von MeRegio bestand auch darin, eine öffentlichkeitswirksame Darstellung von E-Energy zu erreichen und Interessenten an einer Umsetzung der MeRegio-Konzepte zu gewinnen. Ein in MeRegio entwickeltes Exponat, siehe Abbildungen 22 und 24, ist durchgehend im Future Energy Center (FEC) der Sap Research in Karlsruhe präsent; es fanden Gespräche zu einer möglichen Ausstellung von weiteren Exponaten zum E-Energy Marktplatz statt.

Das FEC konnte in den ersten sechs Monaten seines Bestehens seit Sommer 2011 über 300 einzelne externe Besucher verzeichnen, wobei MeRegio 80 Besuchern davon ausführlich präsentiert wurde.

In 2012 wurden Führungen im FEC im Rahmen von ca. 50 Veranstaltungen durchgeführt. Dabei haben uns Vertreter von mehr als 100 Organisationen und Firmen aus mehreren Ländern besucht. Bei 12 Veranstaltungen wurde das Projekt MeRegio im Detail thematisiert, größtenteils in Form von Projektpräsentationen durch Mitarbeiter des Projektteams der SAP mit anschließender Diskussion.



Abbildung 25: Führung im Future Energy Center Karlsruhe

Technisch-ökonomische Evaluation der Marktplattform

Die Erprobung der Marktszenarien mit Feldversuchsteilnehmern, Kunden von EnBW, beziehungsweise die Einbindung der im Projekt installierten Steuer- und Messeinrichtungen sowohl bei privaten Haushalten als auch bei gewerblichen Feldversuchsteilnehmern stellte eine praxisnahe Auseinandersetzung mit den eingesetzten Technologien dar und ermöglichte eine wirtschaftlich und technisch relevante Evaluation.

Im Feldversuch wurden drei für den Feldtest optimierte Szenarien als Teil der Marktplattform evaluiert:

- Notifikations-Szenario (auch „Grüne Schafe“ genannt) zur Verbesserung der Verbrauchsvorhersage
- kontinuierliche energetische Verbesserung (KEV) mit gewerblichen Messeinrichtungen
- Laststeuerung für die Netzentlastung im Prioritätensignal-Szenario mit Einbindung von steuerbaren Geräten und Anlagen bei privaten Haushalten.

Notifikationsszenario

Der aktive Feldversuch mit Kundenbeteiligung am Notifikationsszenario fand von Juni bis August 2012 statt, die Evaluierung erfolgte teilweise parallel zum aktiven Plattformbetrieb sowie daran anknüpfend bis November 2012. Es wurden knapp 850 potentielle Teilnehmer identifiziert, die im Juni 2012 per Post angeschrieben und mit einem Anschreiben, einem Flyer und einem persönlichen Anmelde-Code zur Teilnahme am Spiel „Grüne Schafe“ eingeladen wurden. Davon haben sich 52 Teilnehmer auf der E-Energy Marktplattform registriert und angemeldet. 29 Teilnehmer haben aktiv Verbrauchsprognosen abgegeben, vergleiche Abbildungen 25 und 26.

Eine wichtige Erkenntnis aus dem Feldtest des Notifikationsszenarios bestand darin, dass die Erwartungen der Endkunden auch im Forschungskontext hoch sind, sodass eine professionelle Gestaltung, Markteinführung und Betrieb einer Dienstleistung wie das Notifikationsszenario einkalkuliert werden muss. Ein kleines Forscher-Team musste insbesondere folgenden Aufgaben nachgehen:

- Sicherstellung eines technischen und im Hinblick auf die Datenerfassung bei der Evaluation reibungslosen Ablaufs des Feldversuchs
- Herstellung der rechtlichen, sicherheitstechnischen und kommunikativen Konformität der im Internet zur Verfügung gestellten Software
- Erstellung, Aktualisierung und Überwachung der Abarbeitung des Evaluationskonzepts
- Vorbereitung von zwei personalisierten Anschreiben und zwei Informationsblättern
- Vorbereitung und Durchführung einer abschließenden Nutzerbefragung
- Aufsetzen und Überwachen verschiedener Kommunikationskanäle für die Endkunden und die Projektpartner
- Analyse und Aufbereitung der Evaluationsergebnisse.

Das Nutzenversprechen des Notifikationsszenarios konnte, trotz bekannter Einschränkungen der konkreten prototypischen Lösung, unter realistischen Bedingungen bestätigt und im Detail verstanden werden.

Die Bereitschaft und Fähigkeit der Endverbraucher zur Teilnahme an vergleichbaren Szenarien zur Unterstützung einer nachhaltigen Energieversorgung konnte, richtige Anreize vorausgesetzt, als hoch eingestuft werden.

Ich bin mir sicher, dass ich eine derartige Anwendung nutzen würde.

stimme zu	3
stimme eher zu	3
neutral	4
stimme eher nicht zu	1
stimme nicht zu	1

Abbildung 26: Auszug aus einer Analyse des Nettonutzens der Anwendung anhand der Nutzerbefragung

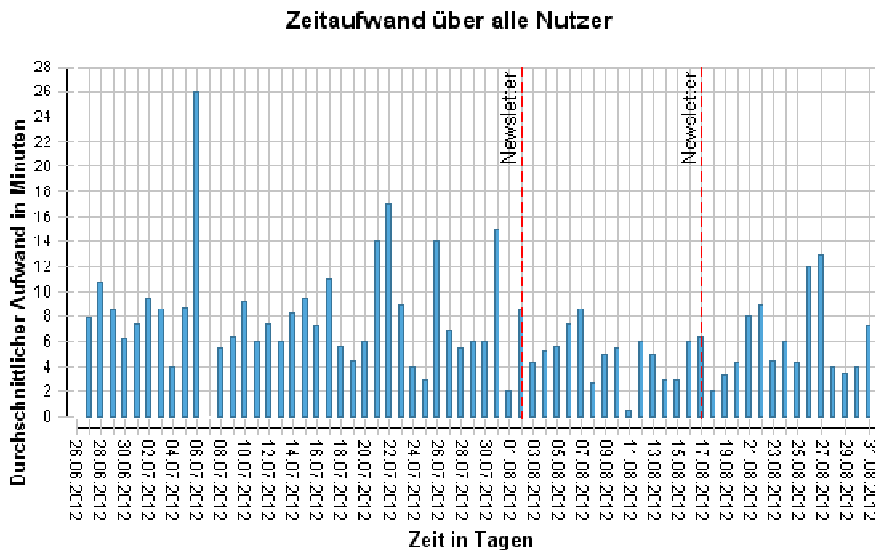


Abbildung 27: Durchschnittlicher Zeitaufwand pro Tag als Kriterium zur Bewertung der Benutzerbeteiligung im Projekt und darüber hinaus

Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit wurde festgestellt, dass sogar auf Basis von sporadischer Mitarbeit der Endverbraucher eine signifikante individuelle Prognoseverbesserung von bis zu ca. 15% des Gesamtverbrauchs erreicht werden konnte.

Aus Entwicklersicht ist anzumerken, dass den Endbenutzern die Kommunikation zwischen mehreren Partnersystemen sowie Messgeräten nicht (negativ) aufgefallen ist. Die Benutzerfreundlichkeit wurde dagegen (erwartungsgemäß) kritisch bewertet.

Die Belastbarkeit einiger Analyseergebnisse muss durch weitere Studien überprüft werden, da die Datenbasis relativ klein war.

Kontinuierliche energetische Verbesserung

Die Evaluation des KEV-Szenarios erfolgte in enger Zusammenarbeit mit dem Projektpartner Systemplan und hatte folgende Ziele:

- Demonstration einer vollständigen technischen Integration der hochauflösenden Echtzeit-Messdaten, die durch Systemplan mit Hilfe von professionellen Messeinrichtungen vor Ort bei etwa einem Dutzend Gewerbe- und Industriekunden erfasst wurden, in die SAP E-Energy Marktplattform. Durch die Integration sollten im industriellen Umfeld mögliche Einschränkungen bei der energetischen Optimierung auf Basis von aktuellen Messwerten untersucht werden.
- Bewertung der Funktionalität der KEV-Anwendung von SAP durch Experten von Systemplan. Da Systemplan über viel Erfahrung aus Kundenprojekten verfügt, konnte der Mehrwert der Anwendung umfassend beurteilt werden. Wegen des zu hohen Aufwands wurden keine Vertreter der Endkunden während der Projektlaufzeit direkt an der Evaluation beteiligt.
- Minütliche Messwerte zum Energieverbrauch an jeweils sorgfältig ausgewählten Stellen beim Kunden lagen in unseren Tests ungefähr zehn Sekunden nach der Messung digital in der Anwendung vor, was aus fachlicher Sicht ausreichend ist und bei Bedarf wahrscheinlich verbessert werden kann. In Tests wurde nachgewiesen, dass die Messwerte einzelner Nebenzähler, insbesondere bei technischen oder betriebsbedingten Problemen, unabhängig

voneinander analysiert werden konnten. Des Weiteren wurde festgestellt, dass zur Minimierung der Betriebskosten und zur Vermeidung von manuellen Eingriffen in die Systeme, Latenzzeiten und potentielle technische Ausfälle für alle Datenübertragungswege (in MeRegio wurden zwei unterschiedliche Übertragungswege für Haupt- und Nebenzähler genutzt) und für unterschiedliche Auslastungsgrade der beteiligten IT-Systeme sorgfältig berücksichtigt werden müssen. Es wurde außerdem erkannt, dass nicht nur softwaretechnische, sondern auch organisatorische Prozesse zur Zuordnung der Stammdaten bei Hinzunahme, Umplatzierung, oder Austausch von Messgeräten etc. kritisch sind.

Von Systemplan wurden im Rahmen der Bewertung des Prototyps mehrere neue Anforderungen identifiziert, die größtenteils umgesetzt werden konnten. Die Anwendung dokumentiert beispielsweise den Fortschritt von Optimierungsmaßnahmen in Relation zu den Optimierungszielen. Ein Ausschnitt der Benutzeroberfläche während einer Nutzung der Anwendung zur Echtzeit-Visualisierung des Fortschritts einer Maßnahme zur Senkung der mittleren Last von 50 auf 40 kW ist in Abbildung 28 dargestellt.

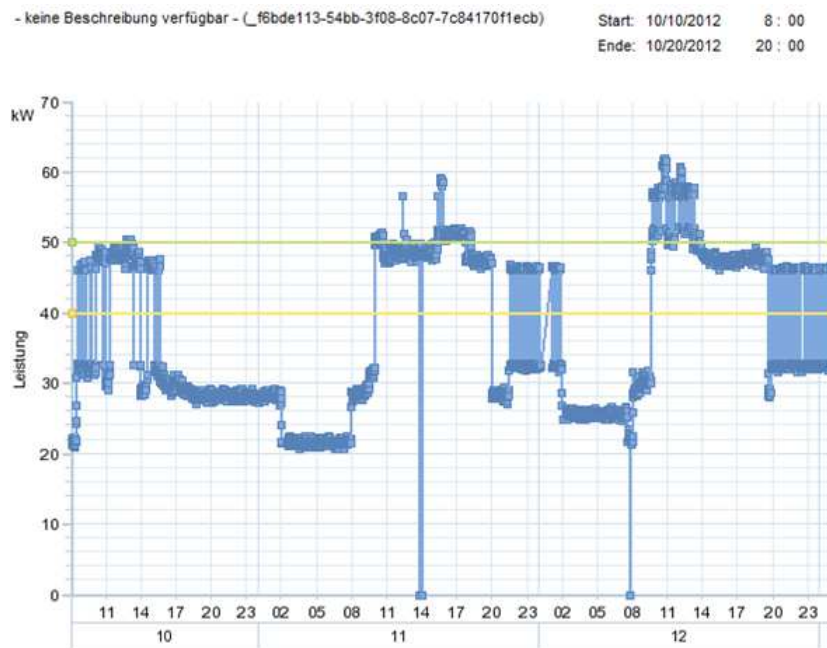


Abbildung 28: Reale Daten zu einer Optimierungsmaßnahme in der KEV-Anwendung, Bildschirmfoto (Ausschnitt)

Die Mitgestaltung und Evaluation des Funktionsumfangs des KEV-Prototyps durch Systemplan hat allgemein ergeben, dass die Anwendung für das Unternehmen potentiell interessant ist und ein innovatives Instrument zur effizienten Projektzusammenarbeit der Energieberater und ihrer Kunden darstellt. Diese Art Anwendungen wird bei günstigen Rahmenbedingungen wahrscheinlich nachgefragt, insbesondere da die Potentiale zur Optimierung der Energienutzung bei kleinen und mittelständischen Unternehmen noch längst nicht ausgeschöpft sind.

Spezifikation weiterer Dienstleistungen sowie die Evaluation deren Umsetzbarkeit über den Marktplatz

Der Ausgangspunkt für die Untersuchungen war die Feststellung, dass potentiell eine Vielzahl von Marktszenarien bzw. Zusatzdiensten eine nachhaltige Energieversorgung unterstützen und sichern sollte. Eine Analyse der in MeRegio repräsentativ erprobten Marktszenarien sowie weiterer diskutierter Szenarien und Studien zeigte, dass konzeptionell ein umfassender Raum der möglichen vielversprechenden Szenarien aufgespannt werden kann, womit eine praktische und systematische Identifizierung und Entwicklung der Innovationen erfolgen kann.

Das Projektteam der SAP spricht im Kontext der angesprochenen Marktszenarien von „Smart Energy Innovationen“, die fortschrittliche Technologien mit neuartigen Anwendungskonzepten und erfolgreichen Finanzierungsmodellen verbinden. Die Smart Energy Innovationen sollen Leistungssysteme, das heißt Leistungen der beteiligten Akteure, beschreiben, die zusätzlich oder alternativ zu den traditionellen Aufgaben im Energiesektor an Bedeutung gewinnen. Insbesondere Demand Side Integration, Management virtueller Kraftwerke, Management virtueller Stromspeicher und Smart Home stellen relevante Basistechnologiefelder dar.

Mit dem Ziel, die innovativen Funktionalitäten jeder Smart Energy Innovation für weitere Erörterungen und Wirtschaftlichkeitsanalysen zu charakterisieren, wurden benötigte Basiskompetenzen zusammengetragen und analysiert, die sich wiederum so genannter Infrastrukturbasiskompetenzen bedienen. „Messdaten und Fahrpläne“ ist ein Beispiel für eine Basiskompetenz, der ISZ ist ein Beispiel für eine Infrastrukturbasiskompetenz. Die Infrastrukturkompetenzen beziehen sich auf die für praktische Anwendungsfälle nach aktuellem Wissensstand besonders wichtige Klassen von technischen Anlagen und begleitenden Dienstleistungen. Deren Besitz oder Einsatz begründet für sich genommen noch kein erfolgreiches Geschäftsmodell.

2.2.2 Einbindung der Industriekunden

Hierzu war es notwendig ein gemeinsames Verständnis über die einzelnen Marktteilnehmer und deren Rollen zu schaffen. In einem weiteren Schritt wurden die Anforderungen definiert und Möglichkeiten zur Implementierung erarbeitet um anschließend marktfähige Produkte abbilden zu können. Im betrachteten Umfeld können folgende Marktteilnehmer und ihre Rollen beschrieben werden:

Demand-Side Manager

Der Demand-Side-Manager (DSM) betreibt aktive Verbrauchsregelung auf der Kundenseite. Er überwacht den Bedarf und, sofern er dafür berechtigt ist, greift aktiv in die Bedarfssituation seiner Kunden ein. Er besitzt und verwaltet Rechte, die Anlagen seiner Kunden zu regeln. Diese Rechte unterliegen bestimmten Vertragskonditionen. So kann z.B. festgelegt werden, unter welchen Bedingungen Regelungsrechte ausgeübt oder nicht ausgeübt werden dürfen, über welchen Zeitraum regelnd eingegriffen werden darf, wie oft, etc. Er nutzt dazu die Steuerbox beim Kunden. Der DSM übernimmt die Parametrisierung der Steuerboxen.

Der DSM kann die Rolle eines Messstellenbetreiber (MSB)/Messdienstleister (MDL) einnehmen und damit aufwendigere Infrastruktur zur Steuerung bereitstellen. (Noch zu prüfen gegen Unbundling-Vorschriften.)

Energie-Manager:

Der Energiemanager setzt sich in seinem Unternehmen mit den Energiethemen auseinander. Dies umfasst eine technische und wirtschaftliche Optimierung. Sein Wirken im Unternehmen setzt technische, wirtschaftliche, betriebliche und juristische Kompetenzen voraus.

Über den Marktplatz hat er die Möglichkeit, Energie zu beziehen bzw. zu liefern. Auch findet der Energie-Manager hier Unterstützung im Sinne von Diensten des Marktplatzes (z.B. Prognosen) oder Dienste, welche über Dritte auf dem Marktplatz bereitgestellt werden (SLA Zusicherungen, DSM Kontrakte, Rohstoffbezug, etc.).

Energie-Berater:

Der Energie-Berater ist unabhängig und berät Unternehmen und Privatpersonen, wie sie die energetische Qualität ihrer Gebäude und Prozesse verbessern können. Er evaluiert dazu z.B. die energetische Situation in einem Unternehmen und spricht Empfehlungen zur Modernisierung z.B. von Anlagentechnik oder der Gebäudehülle aus.

Energie-Berater können ihre Dienstleistungen auf dem MeRegio Plattform anbieten. Der Marktplatz kann Anfragen vermitteln. Ein direkter Vertragsabschluss über den Marktplatz kann für einzelne Arten von Dienstleistungen möglich sein. Die MeRegio Plattform kann dem Kunden verschiedene Arten von Ratings über den Berater anbieten wie z.B. Beurteilungen aus anderen Kundenberatungen, Informationen zu Eintragungen in Kompetenznetzwerken wie z.B. Listung in anerkannten Beraterbörsen oder Beraterlisten (BAFA, KfW), Informationen über seine Projekterfahrung und Kompetenz, etc.

Contractor:

Contracting wird hier definiert als die Auslagerung von betrieblichen Aufgaben an einen Dritten. Vorteile für Kunde und Contractor ergeben sich dadurch, dass der Contractor z.B. die entsprechende Betriebserfahrung für eine Technologie und Anlage hat, durch Bündelung Skaleneffekte bei der Beschaffung von Rohstoffen und Anlagen nutzen kann, besseren Zugang zum Kapitalmarkt hat, Förderungsmöglichkeiten besser nutzen kann, durch die Steuerung aggregierter Anlagen flexibler auf dem Markt agieren kann und durch die Bündelung von Wartungsverläufen Einsparungen erzielen kann.

Liste der Anforderungen an die Marktplattform

Die MeRegio Plattform soll dem Kunden ein umfassendes Vertragsmanagement bieten: Das Vertragsmanagement kann den Kunden dabei unterstützen sowohl seine Energielieferverträge, als auch

die Einspeiseverträge seiner dezentralen Erzeugungsanlagen zu kontrollieren, zu verändern und mit dem Angebot am Markt zu vergleichen. Die Funktionalitäten des Vertragsmanagement werden auch für Dienstleistungen vom Kunden benötigt um den Überblick behalten zu können und ebenfalls auch eine Vergleichbarkeit von Umfang und Marktkonditionen der Dienstleistungen herstellen zu können. Die Marktplattform führt dabei Buch über die abgeschlossenen Verträge und kann neue Verträge vermitteln.

Nutzung von Dienstleistungen: Dienstleistungsplattform

Die MeRegio Plattform sollte nicht nur die Möglichkeit des Handels von Produkten anbieten. Darüber hinaus kann der Marktbetreiber sein Know-how, seine Akteure, und seine Infrastruktur nutzen, um verschiedene Dienstleistungen selbst oder über Dritte anzubieten. Da diese Dienstleistungen über den Marktplatz abgewickelt werden, können Transaktionskosten für die beteiligten Parteien reduziert werden. Weiterhin werden diese Leistungen untereinander vergleichbarer und können hinsichtlich ihrer Abschlussqualität bewertet werden.

Community bzw. Kommunikations-Funktion

Neben dem anonymen Börsenhandel sollen sich auf dem Marktplatz auch verschiedene Marktteilnehmer finden können um bilaterale Geschäfte abzuschließen. Dazu muss der Marktplatz Community-Funktionen wie öffentliche Profile sowie Suche und Matchmaking über die Profildaten bieten.

Integration von Kunden in virtuelle Kraftwerke durch Koordinationsinstanz

Die Koordinationsinstanz übernimmt die Steuerung der Anlagen. Die Ziele der Steuerung müssen den Kunden dabei nicht bekannt sein. Für den Kunden können durch eine fehlerhafte Steuerung keine Nachteile entstehen (z. B. Strafkosten). Die Koordinationsinstanz muss einen Anreiz für die Teilnahme schaffen.

Auslastungsübersicht für DEA-Betreiber

Ein Anlagenbetreiber muss eine Übersicht erhalten, für welche Stundenblöcke er bereits Energie und/oder Steuerrechte in welcher Höhe und zu welchem Preis verkauft hat. Dies gibt ihm einerseits Auskunft über seine Wirtschaftlichkeit und Performance, andererseits zeigt es auf, wie viel Kapazität noch weiter angeboten werden kann. Der Marktplatz sollte sicherstellen, dass er nicht mehr Blockleistung und Steuerrechte verkauft als die Kapazität seiner Anlagen erlaubt.

Fahrplanerstellung für DEA Anbieter aus verkauften Geschäften

Aus allen verkauften Blockkontrakten ergibt sich ein Grundfahrplan für die Anlage, die dem Betreiber angezeigt werden soll. Er fährt die Anlage gemäß diesem Fahrplan.

Anmerkung: Hat der Betreiber zusätzlich noch Steuerrecht verkauft, muss er natürlich in nahezu Echtzeit auf Steuersignale reagieren.

Handel von Regelenergie

Auf dem Marktplatz können Aggregatoren Steuerrechte kaufen, die sie zu einem Regelenergieprodukt bündeln können. Der Marktplatz sollte Funktionen anbieten um dieses Regelenergieprodukt gleich an ÜNBs weiter zu verkaufen oder eine Schnittstelle in den schon vorhandenen Regelenergiemarkt anbieten. Diese Anforderung wurde im Rahmen des Pilotversuchs nicht umgesetzt. Für eine produktive Instanz des Marktplatzes nach der Pilotphase wäre die genannte Anbindung aber relevant.

Bereitstellung von Geräteinformationen & Registrierung von Komponenten

Mögliche abzufragende Daten, um bei dem Kunden Basis-Bilanzierungen des Energieverbrauchs über dem Marktplatz anbieten zu können, können Daten über seine installierten Verbraucher oder bei größeren Kunden auch zu den Betriebszeiten der Anlagen sein. Solche Informationen können auch einen Beitrag zur besseren Prognose der Netzauslastung leisten und auch die Möglichkeit zur Nutzung weiterer Dienste für die Kontrolle des Energieverbrauches eröffnen (z.B. Visualisierung).

Handelsagenten als Dienstleistung

Ein Kunde kann einen Handelsagenten buchen und diesen entsprechend seinen Bedürfnissen konfigurieren. Der Agent übernimmt die kostenoptimale Beschaffung auf der MeRegio Plattform entsprechend dem Bedarf des Kunden. Der Agent verfügt dafür über umfangreiches Wissen über den Bedarf (z.B. Vorhersage) und eine Anbindung an den Marktplatz.

Bereitstellung einer Clearing-Stelle zur Abwicklung von Transaktionen

Die Interoperabilität der Infrastruktur beim Kunden muss sichergestellt sein. Es müssen Standard-Schnittstellen und standardisierte Grundfunktionen bereitgestellt werden. Dies gilt für bestimmte Teile der Infrastruktur um Produkte diskriminierungsfrei anbieten zu können.

Fernsteuerung zur Lastgangbeeinflussung

Die Fernsteuerung zur Lastgangbeeinflussung besteht aus einem rechtlichen Teil und einem technischen Teil.

Der rechtliche Teil ermöglicht bzw. erlaubt den rechtlichen, gesetzeskonformen Zugriff des DSM, des Netzbetreibers und/oder der Lieferanten auf steuerbare Einheiten. Es wird vorausgesetzt, dass die Fernsteuerung innerhalb eines entsprechenden Liefervertrages konkret geregelt ist. Der Kunde ist einen Vertrag eingegangen, der ihn verpflichtet die Anlage bei Bedarf an- bzw. aus zuschalten (oder ggf. die Leistung anzupassen). Die Nichteinhaltung könnte somit für den Kunden Nachteile oder Strafen enthalten (z. B. die Zurückforderung von bereits gezahlten Boni)

Der technische Teil betrifft den technischen Zugang bzw. die Fernsteuerbarkeit und wird als vorhanden vorausgesetzt.

Allokation von Steuerungsrechten

Der Eigentümer eines Gerätes (Anlage) übt die volle Kontrolle über den Betrieb des Gerätes aus. Für den Zweck der Fernsteuerung überträgt der Eigentümer dieses Recht teilweise auf eine externe Partei, die diese Lizenz zur Fernsteuerung nutzt, um einen Vorteil zu erwirtschaften.

Der wirtschaftliche Vorteil soll zwischen Eigentümer der Anlage und dem Lizenznehmer "gerecht" aufgeteilt werden. Für die Allokation der Steuerungsrechte bildet sich daher ein Markt. Dieser bestimmt, in welcher Höhe der Eigentümer am wirtschaftlichen Vorteil der Fernsteuerung beteiligt wird.

Die Vermittlung zwischen potenziellen Lizenzgebern und -nehmern wird durch die Marktplattform unterstützt.

Angebot von Standardprodukten

Mit Hilfe von Standardprodukten kann Anbietern von Stromprodukten eine einfache Handhabe gegeben werden, auf einem Marktplatz tätig zu werden. Für Endabnehmer ergibt sich daraus eine gewisse Möglichkeit, Produkte zu vergleichen. Bei börsenähnlichem Handel von "Blockprodukten" ist Standardisierung eine Voraussetzung für die Preisbildung, da einzelne Produkte austauschbar sein müssen.

Standardprodukte widersprechen sich hierbei nicht in der Möglichkeit zur Individualisierung, da in der Kombination von verschiedenen Standardprodukten ein neues Produkt für den jeweiligen Kunden oder insgesamt für den Markt gebildet werden kann. Durch diese Betrachtung wird die Liquidität auf dem Marktplatz sichergestellt.

Anforderungen an die Standardprodukte lassen sich wie folgt beschreiben:

- Die Kosten werden verursachungsgerecht zugeordnet
- Verlässlichkeit: Die Struktur und Art des Produktes sind weitgehend konstant und unterliegen keinen plötzlichen Veränderungen
- Kundenfreundlich: transparent, verständlich und nachvollziehbar
- Entsprechen im Fall des Bedarfs zur Abrechnung an einer Messstelle den eichrechtlichen Vorgaben, etc.

Neben dem Anbieten von Standardprodukten kann es bedingt durch regulatorische Auflagen oder anderen Präferenzen erforderlich sein Produkte nach der Technologie, dem Bereitstellungszeitraum und / oder der Primärenergieart anzubieten.

Arbeitsergebnisse: Marktplatz und Produkte

Der Grundgedanke bei der KEV besteht darin, dass feldtestteilnehmende Betriebe ihren Energiekonsum prüfen und mit Hilfe individueller Dienstleistungen diesen reduzieren. Die ergriffenen Maßnahmen, sollen wiederum dem Kunden auf einer geeigneten Plattform abgebildet und transparent gemacht werden. Somit soll es dem Teilnehmer ermöglicht werden, den Erfolg seines Handelns visuell abzubilden. Durchführbare Leistungen können u.a. die Reduktion von Verlusten, Optimierung energetischer Verbraucher oder zeitweilige Abschaltung von einzelnen Verbrauchern sein.

In den folgenden Abbildungen 28 und 29 werden beispielhaft Auswertungen des KEV Prozesses auf dem Marktplatz gezeigt. Auf diesem Marktplatz war eine Interaktion zwischen Kunde und Energieberater möglich, da durch die gemeinsam getätigten Eingaben und die durchgehende Messung an den Optimierungsstellen eine Kontrolle der Zielerreichung durch den Kunden direkt möglich war.

Standortauswahl
Wählen Sie einen Standort aus und geben Sie in folgenden die Daten für diesen Standort ein.
Standort:

Standort-Daten
Bezeichnung:
Anschrift:
E-Mail:
Lokaler Ansprechpartner:
Telefon:
Technischer Standort-Bezeichner:
Diesem Standort sind 16 Zähler zugeordnet.

Nutzenergie und jährliche Kosten
Jahr:
Strom: Verbrauch (kWh):
Kosten (k€):
Blindleistungskompensationsanlage: Leistung (kvar):
Heizöl EL:
Heizöl S:
Erdgas:
Biogas:
Fernwärme Dampf:
Fernwärme Wasser:
Biomasse:
Wasser:
Sonstige:
Gesamtkosten:

Eingesetzte Medien
Druckluft: wird genutzt
Gesamtdruck (mBar):
Erzeugungsdruck (bar):
mindest Netzdruck (bar):
Luftung / Klima: wird genutzt
Heizwärme: wird genutzt
Prozesskühle: wird genutzt
Weitere Medien: Technische Gase:
sonstige:

Abbildung 29: Verbrauch/ Energiefragebogen

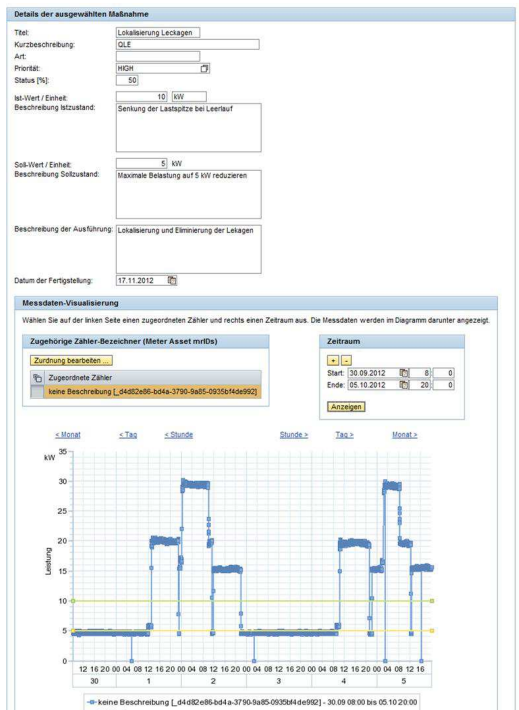


Abbildung 30: Exemplarische Auswertung eines KEV-Prozesses

Die weiteren Produkte, die zur Diskussion standen waren die folgenden

- Bereitstellung von aktuellen Auswertungen: Dadurch können die Energieverantwortlichen in den einzelnen Unternehmen die Lastgänge der wesentlichen Energieverbraucher bewerten und Maßnahmen zur Verbesserung der Effizienz einleiten.
- Lastverschiebungspotenziale in Unternehmen: Mit Hilfe der hochaufgelösten Erfassung des Lastgangs wesentlicher Stromverbraucher werden die Zeiten hoher und niedriger Lasten in den

Unternehmen ermittelt. Können die ermittelten Lasten durch organisatorische und/oder technische Maßnahmen zeitlich entzerrt werden, können die Unternehmen zum einen die Leistungsspitze beim Strombezug senken, zum anderen kann der Netzbetreiber über den Marktplatz auf die die Verschiebepotenziale zugreifen und den Unternehmen die Lastverschiebung entsprechend honorieren.

- Im Rahmen der Beschaffung von Energie (Strom) können die Unternehmen bei der Angebotseinholung ihre Lastgänge einzeln oder auch gesamt auf dem Marktplatz einstellen und Angebote anfragen. Die Lieferanten können den Unternehmen ebenfalls über den Marktplatz die entsprechenden Angebote zukommen lassen, die von den Unternehmen dann bewertet und gegebenenfalls angenommen oder abgelehnt werden.
- Einzelne Dienstleistungen können direkt vom Kunden online bestellt werden.

2.2.3 Evaluation des Marktplatzes

Bei der Evaluation des Marktplatzes wurden im Rahmen gemeinsamer Workshops unterschiedliche Marktdesigns für Intra-Day und Day-Ahead Strommärkte auf deren Eignung für den Einsatz im Rahmen von MeRegio untersucht. Insbesondere wurden dabei verschiedene Konzepte zur Kopplung regionaler Strommärkte mit überregionalen Märkten wie der EEX analysiert und eine Implementierung in einem ersten wissenschaftlichen Prototyp vorbereitet. Ebenso wurden erste Erkenntnisse aus diesem AP über diese Arbeiten hinaus gemeinsam in die Fachgruppe „Marktkonforme Einspeisung“ EEG / KWK mit eingebracht.

Handelsmechanismen und Geschäftsprozesse aus ökonomisch-theoretischer Sicht

Das Ziel war eine Spezifikation des E-Energy-Marktplatzes. Hierbei sollten in diesem Arbeitspaket insbesondere die markttheoretischen Grundlagen für das Design von Märkten diskutiert und bisher implementierte Marktmodelle sowie mögliche Produkte für diese neue Form von Energiemärkten beschrieben werden. Ziel war, eine Übersicht über bestehende Marktmodelle und mögliche Produkte zu geben, um das Design des Marktplatzes zu erleichtern. Hierzu wurden zunächst ökonomisch-theoretische Grundlagen diskutiert, die Eigenschaften von Strombörsen und darauf gehandelten Produkten skizziert sowie Implikationen aus anderen Energieforschungsprojekten mit marktbasierenden Koordinationsmechanismen beschrieben. Anhand eines explorativen Ansatzes wurden zudem mögliche Produktkombinationen für Kunden und Erzeuger auf dem MeRegio Marktplatz aufgezeigt.

Unterstützung bei der ökonomischen Evaluation

Das KIT unterstützte ebenso bei der Spezifikation der vorgesehenen Marktplattform. Die von der SAP implementierte individuelle Lastprognose stellt dabei einen Baustein für die Heranführung der Verbraucher an einen Marktplatz dar, da nur basierend auf einer korrekten Einschätzung des Eigenverbrauches auch eine individuell ausgerichtete Energiebeschaffung organisiert werden kann. Der Hauptfokus des KIT liegt jedoch, anders als zunächst vorgesehen, in der Unterstützung von SAP bei der Analyse real beobachtbarer ökonomischer Effekte (z.B. Änderung des Konsumverhaltens aufgrund variabler Energiepreise) in der Pilotregion mit Bezug auf die Plattform. Ein Markt im Sinne eines sog. „Börsenmarktplatzes“ wurde nicht in der Art implementiert, wie es in der ursprünglichen Arbeitspaketbeschreibung vorgesehen war. In diesem Arbeitspaket werden daher die energiewirtschaftlichen Grundlagen für die individuelle Lastprognoseanwendung näher untersucht. Dabei werden Anforderungen für die im Laufe des Feldtests implementierte Plattform abgeleitet und Evaluationskriterien mit vorgeschlagen. Die Evaluation der Lastprognoseanwendung untersucht folgende Fragestellungen:

- Inwiefern beteiligen sich Endkunden bei der Erstellung von individuellen Lastprognosen?
- Welche Rolle spielt dabei die vorhandene Implementierung und wie wird diese beurteilt?
- Welche Prognoseverbesserung kann bei den Teilnehmern direkt beobachtet werden?
- Welche Art von Notifikation wird jeweils bevorzugt gesetzt?
- Welche wirtschaftlichen Implikationen lassen sich daraus ableiten?

Rechtliche Analyse der Markterfordernisse

Die hauptsächliche Problemstellung lag in der Entwicklung einer Methodik zur Abbildung der bestehenden spezifischen Marktsegmente des Energiemarktes (wie beispielsweise Regelenergiemarkt, Fahrplanmarkt, Endkundenmarkt, etc.) anhand der bestehenden gesetzlichen Regelungen. Nur auf dieser Basis konnten die Marktarchitekturen und -funktionen sowie die Preisbildungsmechanismen in ihrer Zuordnung so differenziert erfasst werden, dass auf der einen Seite eine subsumtionsfähig differenzierte Abbildung der projektweit in unterschiedlicher Granularität vorliegenden Modellierung von Teilaspekten des Marktes erfolgen kann und auf der anderen Seite die bestehenden gesetzlichen

Regelungen des Energiewirtschaftsrechtes in den Prozess der Marktmodellierung zurückgespiegelt werden konnten. Im Berichtszeitraum lag in letzterer Perspektive der Schwerpunkt auf der Implementierung der gesetzlichen Begriffe und Prozessvorgaben in die allgemeinen Marktmodellierungen.

Begleitung der Spezifikation weiterer Dienstleistungen sowie die Evaluation derer Umsetzbarkeit über den Marktplatz

Das KIT wirkte bei der Spezifikation marktbasierter Zusatzdienste mit. Dies bedeutet insbesondere, dass eine Zusammenstellung, Evaluation und mögliche Adaption von bereits angebotenen Zusatzdiensten aus anderen Branchen (z. B. Telekommunikation) vorgenommen wurde. Zudem konnte auf Basis einer Literaturrecherche zur Identifikation möglicher Geschäftsmodelle näher auf vorhandene Ansätze hingewiesen werden wie z. B. der Geschäftsmodelltaxonomie. Bei den hier skizzierten Ansätzen ist zu beachten, dass sich auf dem Energiemarkt aufgrund des wachsenden Anteils dezentraler Erzeugung und einer voranschreitenden Regulierung weitreichende Verschiebungen und Veränderungen der bisherigen Markttrollen abzeichnen. Basierend auf diesen Rahmenbedingungen wurden im weiteren Projektverlauf neue Geschäftsmodelle und daraus resultierende Zusatzdienste entwickelt.

2.3 Systemsteuerung (Teilprojektleiter ABB)

Definition der Netzdaten und der Datenbereitstellung aus EVU-Sicht

Für den Betrieb des im MeRegio-Projekt geplanten intelligenten Netzmanagements müssen dem Netzleitsystem die Netztopologie und die Netzdaten bekannt sein. Dies ist notwendig, um den Betrieb des Netzführungssystems bzw. die Erkennung eines eventuell auftretenden Engpasses im betreffenden Netzgebiet zu ermöglichen.

Im Rahmen der Definition der Netzdaten wurde mit den Konsortialpartnern ermittelt, welche Netzdaten benötigt werden und in welcher Form diese übergeben werden sollen. Von zentraler Bedeutung war vor allem die Festlegung eines entsprechenden Netzgebiets in das die unterschiedlichen Messwerte virtuell integriert werden können. Aufgabe der EnBW war es anschließend, die erforderlichen Daten aus den unterschiedlichen Bestandssystemen zusammenzutragen und weiterzugeben.

Damit das im Projekt geplante Engpassmanagement entwickelt und umgesetzt werden konnte, wurde die aktuell gültige Netztopologie des Mittel- und Niederspannungsnetzes in der Gemeinde „Freiamt“ ab dem Schaltwerk „Sexau“ zur Weitergabe ausgewählt. Dieses Netzgebiet wurde anschließend um die Daten der Kunden aus Göppingen ergänzt, um so eine virtuelle Netzumgebung zu schaffen, in der alle Daten zusammengeführt werden konnten. Im Rahmen der unterstützenden Tätigkeiten wurde von der EnBW dazu das vorhandene Mittel- und Niederspannungsnetz aus dem Geoinformationssystem mit den für die Netzplanung verwendeten PowerFactory-Daten abgeglichen. Ein Beispiel dafür ist in Abbildung 30 dargestellt.

Das Ergebnis dieser Vergleiche war eine Zusammenstellung aller Informationen in einer PowerFactory-Datei, die den aktuellen Netzzustand auf beiden Spannungsebenen beinhaltete und die an die ABB zur Nachbildung des Netzes in Ihrem Netzführungssystem weitergegeben wurde. Aufgrund von Kompatibilitätsproblemen zwischen den Netzberechnungsprogrammen bei der EnBW und ABB, wurden zusätzlich PDF-Dateien mit rein grafischen Informationen erstellt, um den Import zu unterstützen.

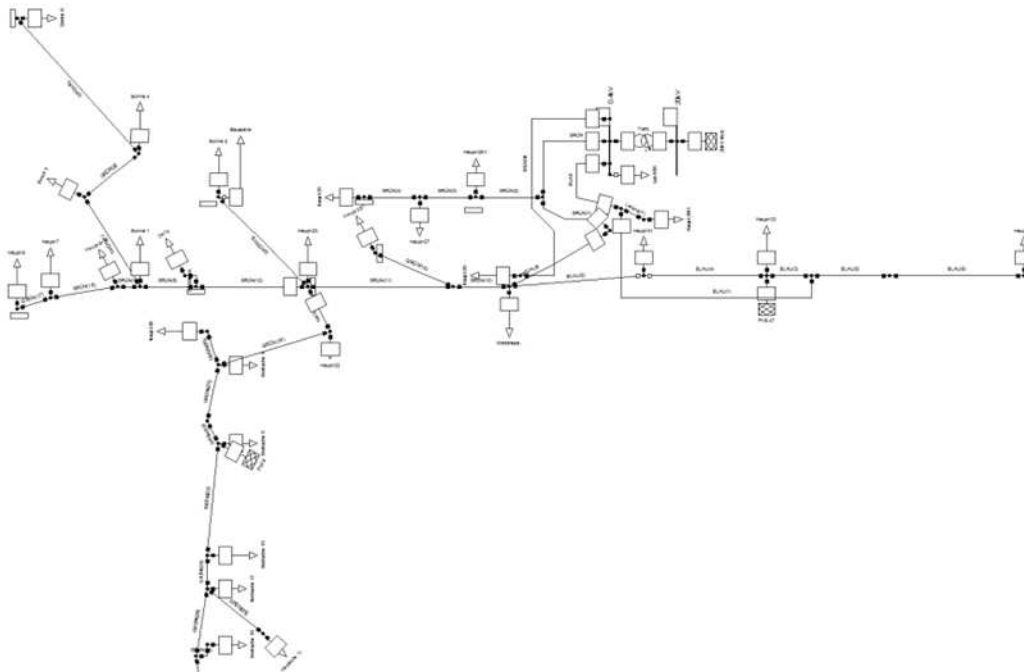


Abbildung 31: Beispiel einer PowerFactory-Datei eines 0.4 kV-Netzes

Neben den topologischen Informationen der Netzzusammenstellung sind für die vollständige Berechnung des Netzzustandes auch die elektrischen Parameter der Betriebsmittel von Bedeutung. Dazu mussten diese für das gesamte Netzgebiet ermittelt und weitergegeben werden.

Um die notwendige Datenübertragung zwischen den Systemen der Partner gewährleisten zu können, wurde im Rahmen des Arbeitspaketes weiterhin ermittelt welche Daten für das Netzleitsystem und dessen erweiterten Funktionen zusätzlich benötigt werden. Zu besserer Integration der Kundeninformationen in das Leitsystem und die konsistente Pflege dieser Daten, wurde eine Stammdatenliste erstellt. Diese ermöglichte allen Partnern die Eingabe und Zuordnung Ihrer Daten, um so die genaue Zuordnung zu den real existierenden Kunden zu ermöglichen. Diese Zuordnung konnte jedoch nur über die CORE-Plattform erreicht werden, da nur an dieser Stelle alle Informationen konzentriert vorlagen.

Nach der erstmaligen Bereitstellung der Daten folgte eine kontinuierliche Datenpflege, um zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können, dass die verarbeiteten Informationen den tatsächlich aktuellen Zustand widerspiegeln.

2.3.1 Anforderungen an die Netzführungssysteme

Im Rahmen des MeRegio-Projektes sollten Ideen neuer Netzführungskonzepte in umfassenden Feldversuchen erprobt und die Durchführung noch zu definierender Simulationsszenarien unterstützt werden. Als Projektpartner stellt ABB sein Netzführungssystem "Network Manager" zur Verfügung. Damit war im Projekt eine Plattform vorhanden, die für die Ziele von MeRegio beste Voraussetzungen liefert. Abhängig von der konkreten Aufgabenstellung in MeRegio ergaben sich Anforderungen an die Projektierung und auch Erweiterung des Netzführungssystems, die in den folgenden Unterkapiteln gesammelt und in der anschließenden Spezifikationsphase präzisiert werden.

Das für das MeRegio-Projekt von ABB bereitzustellende Netzführungssystem musste bezüglich der Systemplattform die in den folgenden Unterkapiteln beschriebenen Anforderungen erfüllen:

Erweiterbarkeit

Im Rahmen des MeRegio-Projektes war es besonders wichtig, dass die bereitgestellte Systemplattform skalierbar und erweiterbar ist, damit Anforderungen, neue Erkenntnisse und Bedürfnisse aus der MeRegio-Forschung auch noch während des Feldversuchs eingebracht werden können.

Ausreichend hohe Verfügbarkeit des Netzführungssystems

Für die kontinuierliche Datenerfassung und das Arbeiten im Rahmen des MeRegio-Projektes war eine ausreichend hohe Verfügbarkeit des Netzführungssystems erforderlich. Außerdem war es erforderlich, dass eine Softwareaktualisierung durchgeführt werden kann, ohne den Betrieb des Systems zu stören. Zur Erfüllung dieser Anforderung war eine redundante Ausführung aller wesentlichen Systemkomponenten vorzusehen. Die Sicherstellung einer ausreichend hohen Verfügbarkeit wurde innerhalb des Rechnerstandortes (bei EnBW in Karlsruhe) erreicht. Weitergehende Anforderungen, z. B. die Forderung an eine Standortredundanz, sind in dem MeRegio-Projekt nicht relevant.

Performance

Bei den geplanten Feldversuchen sollte auch der Nachweis einer Eignung neuer Funktionen für die Netzführung erbracht werden. Dies betrifft auch die Performance der neuen Lösungen. Das bereitgestellte Netzführungssystem sollte von der Systemauslegung und von der Realisierung her alle Aufgaben aus MeRegio in praxismässiger und angemessener Zeit bearbeiten können. D.h. dass die anfallenden Datenmengen keine Stauwirkungen verursachen und dass die Reaktionszeiten auf Bedieneingaben im Rahmen typischer Reaktionszeiten moderner Netzführungssysteme liegen.

Ausreichende Reserven

Das Netzführungssystem war für die Erfüllung der in MeRegio festgelegten Aufgaben auszulegen. Darüber hinaus waren ausreichend Reserven bei der Systemauslegung vorzusehen, so dass im Rahmen des Projektes funktionale Erweiterungen im Rahmen des vorliegenden Konzeptes und eine Verdopplung der Modellregion ohne Systemänderungen und ohne Systemerweiterungen möglich waren. Die erforderlichen Datenmengen und die entsprechende Hardwareauslegung waren in der Spezifikationsphase festzulegen dokumentiert.

Datenschutz und IT-Sicherheit

Datenschutz und IT-Sicherheit sind wichtige Kriterien, die bei dem MeRegio-Projekt zu beachten waren. Dies betrifft die gesamte Systemstruktur mit allen Modulen, d. h. auch das Netzführungssystem. Grundlegende Anforderungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik waren dabei zu beachten.

- **Datenschutz:** Bei der Festlegung der Anforderungen an das Netzführungssystem wurde davon ausgegangen, dass für die verfügbaren und in dem Netzführungssystem erzeugten und in definierten Schnittstellen bereitgestellten Daten alle datenschutzrechtlichen Anforderungen im Rahmen des MeRegio-Gesamtprojektes bereits geklärt sind. Durch geeignete Schutzmechanismen war die Einhaltung dieser Anforderungen sicherzustellen.
- **IT-Sicherheit:** Innerhalb von MeRegio waren für das Gesamtsystem und dementsprechend auch für das von ABB zu liefernde Netzführungssystem die marktüblichen Sicherheitsmaßnahmen für Steuerungs- und Telekommunikationssysteme gemäß "state of the art" zu erfüllen. Dies betrifft das Basissystem und die Schnittstellen zu anderen Projektpartnern.

Datenmanagement

Im Rahmen des MeRegio-Projektes waren eine reale und mehrere virtuelle Modellregionen im Netzführungssystem abzubilden. Daraus ergab sich, dass ein Datenmanagementsystem bereitgestellt wurde, das die Dateneingabe und Datenpflege (einschließlich der Erstellung der Bilder) sowie die Datenmodellgenerierung, die Datenprüfungen (Plausibilitätsprüfungen) und das Einbringen neuer und geänderter Daten in das Online-Netzführungssystem abdeckte.

Systemüberwachung

Für die gesamte MeRegio-Systemarchitektur war eine integrierte, modul- und systemübergreifende Systemüberwachung basierend auf der Systemüberwachung der einzelnen Systeme und Module vorzusehen. Das Netzführungssystem war dabei ein System mit mehreren Modulen, die selbst aus mehreren Komponenten bestehen konnten. Es musste dafür eine Überwachung seiner zentralen Systemkomponenten, d. h. der eingesetzten Rechner und der Software-Systemkomponenten enthalten. Der Ausfall einzelner Komponenten war dem Bediener zu melden und zu dokumentieren. Dies erfolgte durch akustische und optische Signalisierung und Protokollierung in Ereignis- und Warnmeldelisten. Über eine definierte Schnittstelle, vom Netzführungssystem zur CORE-Plattform, wurden Zustandsinformationen für die modul- und systemübergreifende Systemüberwachung bereitgestellt.

Funktionale Anforderungen durch zunehmende dezentrale Einspeisungen

Im Rahmen des MeRegio-Projektes sollte die Nutzung CO₂-freier Energieträger maximiert werden. Dezentrale Einspeisungen, die bereits heute lokal Probleme in Verteilungsnetzen verursachen, werden damit in weiten Netzteilen auslegungsrelevant werden. Von MeRegio wurde unterstellt, dass es in solch einem Zukunftsszenario nicht mehr wirtschaftlich ist, die Verteilungsnetze so auszubauen, dass alle DEA zu jedem Zeitpunkt im Jahr ungehindert einspeisen können. Die Netzführung gewinnt folglich eine deutlich höhere Relevanz und muss durch neue Funktionen unterstützt werden. Diese Funktionen müssen es erlauben, den Leistungsfluss im Netz einige Stunden im Voraus vorhersagen zu können. Dafür ist zunächst eine sog. Knoten-Last-Prognose durchzuführen. Basierend auf den Ergebnissen einer vorausschauenden Leistungsflussberechnung (oft auch Lastflussberechnung genannt) müssen im Falle eines Engpasses geeignete Gegenmaßnahmen identifiziert werden. Dies können sanfte Maßnahmen wie Preissignale oder auch harte Maßnahmen wie die direkte Abschaltung von DEA oder die Änderung des Leistungsfaktors der DEA sein.

Grundlage für die Entscheidung, welche dieser Maßnahmen letztlich gewählt wird, waren im Rahmen von MeRegio marktwirtschaftliche Mechanismen. Hierfür war ursprünglich geplant, dass Kunden "Angebote" für solche Gegenmaßnahmen am Marktplatz für Systemdienstleistungen einstellen können und dass anschließend vom Netzbetreiber - wenn "weiche" Maßnahmen nicht greifen - die günstigste Kombination von "harten" Maßnahmen abrufen. Realisiert wurde eine ähnliche Funktionalität aber über einen Demand Side Manager (DSM). Für den Feldtest von MeRegio wurde eine Modellregion ausgewählt, bei der dieses Zukunftsszenario bereits heute weitgehend Realität ist und die Netzführung vor Probleme stellt. Folgende Typen dezentraler Erzeuger waren als Einspeisungen im Datenmodell insbesondere für die Knoten-Last-Prognose separat zu berücksichtigen:

- Windenergieanlagen
- Photovoltaikanlagen
- Wasserkraftwerke
- Stationäre und mobile Energiespeicher
- Biogasanlagen
- Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
- BHKW

Anforderungen an Simulationsfunktionen

Im Rahmen des MeRegio-Projektes wurden in der Modellregion neue techno-ökonomische Konzepte in Feldversuchen erprobt. Hierbei kam dem Netzführungssystem eine wesentliche Aufgabe bei der Simulation verschiedenen Netzzustände und Durchführung verschiedener Szenarien zu. Das Netzführungssystem hatte geeignete Simulationsfunktionen bereitzustellen. Der "Network Manager" bietet dazu:

- Verwendung von Simulationsdatenbanken zur Nutzung, Bearbeitung und Präsentation kopierter, aktueller oder archivierter Lastfälle. Dabei ist pro Bedienplatz mindestens eine Simulationsdatenbank vorzusehen.
- Nutzung der Netzberechnungsfunktionen für Verteilungsnetze für die Durchführung von Simulationsrechnungen, z. B. Lastfluss-Studien oder Ausfallsimulationsrechnungen

Die Simulationsfunktionen sollen für die gesamte Modellregion anwendbar sein und dementsprechend auch das Niederspannungsnetz einschließen.

Anforderungen an die Modellierung virtueller Netze

Die Installationsphase 2 des MeRegio-Projektes sah eine oder mehrere virtuelle Modellregionen in Ergänzung zu der realen Modellregion Freiamt vor. Dabei war die Anbindung außerhalb der realen Modellregion gelegener, verteilter dezentraler Erzeugungsanlagen in das virtuelle Netz der Modellregion wesentlich. Die Anbindung der Endgeräte (Zähler) an das Netzführungssystem erfolgte auch hier über die CORE-Plattform. Es wurde weiterhin spezifiziert, das virtuelle Netz durch Kopieren (ggf. auch n-fach) des realen Netzes zu erzeugen und nach Bedarf zu modifizieren. Einspeisungen und Verbraucher in dem virtuellen Netz mussten an die Aufgabenstellung von MeRegio angepasst werden.

Es wurde davon ausgegangen, dass die virtuelle Modellregion ähnlich wie die reale Modellregion bei der Dateneingabe und Datenpflege zu behandeln war.

Spezifikation Basisleitsystem

In MeRegio sind die Anforderungen an die Systemplattform des "Network Manager" bezüglich

- Systemauslegung,
- Performance und
- Verfügbarkeit sowie
- die funktionalen Anforderungen an die Software insgesamt und
- die Anforderungen an die Schnittstellen

spezifiziert worden. Hinzu kommen die konkreten Anforderungen sowohl an die SCADA-Basisfunktionalität als auch an weiterführende Funktionen.

Performance

Das bereitgestellte Netzführungssystem sollte von der Systemauslegung und von der Realisierung her alle Aufgaben aus MeRegio effektiv und in angemessener Zeit bearbeiten können. D. h. dass die anfallenden Datenmengen ohne Staueffekte bearbeitet werden können (der Systemdurchsatz ist hoch genug) und dass die Reaktionszeiten auf Bedienereingaben im Rahmen typischer Reaktionszeiten moderner Netzführungssysteme liegen. Wichtig war dabei, dass die neuen, von den intelligenten Zählern gelieferten Messwerte ohne Schwierigkeiten gehandhabt werden können.

Die vom ABB-Netzführungssystem zu erfüllenden Zeiten in Befehls- und Melderichtung sollten bis zum Verlassen bzw. ab Eintreffen im Netzführungssystem gelten. D. h. in Befehlsrichtung vom Abschluss des Befehlsdialogs bis zur Ausgabe an die Fernwirktechnik oder Ausgabe zur CORE-Plattform. Entsprechend galt dies vom Eintreffen im Netzführungssystem bis zur Anzeige auf den Bedienplatzmonitoren.

Schnittstelle zum Prozess über Fernwirktechnik

In der Modellregion wurden einige Ortsnetzstationen mit Hardware und Firmware erweitert, damit nach "klassischer Art" Fernwirkdaten (Meldungen und Messwerte) an das Netzführungssystem übertragen werden. Im Rahmen von MeRegio wurde analysiert (AP 120ff), welche Daten besonders hilfreich sind und wo eine geeignete Verbesserung der Messausstattung vor Ort eine deutliche Verbesserung der Betriebsführung im Netzführungssystem erwarten lässt. Bei der Auslegung des Basisleitsystems wurde von maximal 20 Fernwirklinien ausgegangen.

Für die Kommunikation zur Übertragung der Daten von den lokalen Fernwirkunterstationen zum Netzführungssystem wurde GPRS eingesetzt. Für das Netzführungssystem wurde weiterhin festgelegt, dass das Übertragungsprotokoll IEC 60870-5-104 eingesetzt wird. Im Netzführungssystem war eine direkte Anbindung ohne vorgeschaltete Kommunikationsserver vorgesehen.

Schnittstelle zu den DSMs über die CORE-Plattform

Zwischen dem Netzführungssystem und der CORE-Plattform gab es eine Schnittstelle zur Datenübertragung von Messwerten und Fahrplänen in der Melderichtung und Prioritätssignalen in der Steuerrichtung. Konkret dient diese Schnittstelle für folgende Aufgaben:

- Übertragung von Messwerten aus den ISZ über die DSMs und die CORE-Plattform an das Netzführungssystem
- Übertragung von Fahrplänen der Demand Side Manager (DSMs) über die CORE-Plattform an das Netzführungssystem
- Übertragung von Prioritätssignalen vom Netzführungssystem über die CORE-Plattform an die DSMs

Details dieser Schnittstelle wurden mit EnBW und IBM definiert.

Online-Netzsimulationen

Das Netzführungssystem hat geeignete Simulationsfunktionen für eine Online-Netzsimulation bereitgestellt zur:

- Nutzung von Simulationsdatenbanken zur Nutzung, Bearbeitung und Präsentation kopierter, aktueller oder archivierter Lastfälle
- Nutzung der Netzberechnungsfunktionen für Verteilungsnetze für die Durchführung von Simulationsrechnungen, z. B. Lastfluss-Studien oder Ausfallsimulationsrechnungen
- Ergänzend zu den Bediendialogen geeignete Simulations-Tools zur Anpassung von Lastfällen an spezielle Aufgabenstellungen, z. B. PSIM für die Simulation von Prozessinformationen (Meldungen, Messwerte) oder Excel für Berechnungen, Statistiken usw.
- Matlab für Berechnungen

Offline-Netzsimulationen

Für ergänzende Netzsimulationen entkoppelt von der Realität der Modellregion und mit größeren und veränderten Netzen war eine vom Netzführungssystem für den Feldtest unabhängige Testumgebung nötig. ABB stellte dabei eine Kopie des Netzführungssystems für eine "virtuelle Welt" zur Verfügung. Dieses System hatte seine eigene Datenbank und sein eigenes Netzabbild und konnte entkoppelt vom Online-System mit statischen und dynamischen Daten versorgt werden

Systemarchitektur des Netzführungssystems

Der "Network Manager" basiert auf einer modularen Softwarestruktur. Die wichtigsten Module sind

- das SCADA-Modul,
- das Bedienplatz-Modul (WS500),
- das Daten-/Archiv-Modul (UDW) und
- das Datenmanagement-Modul (IDES).

Weitere Module, z. B. das Netzberechnungs-Modul aus dem Standard-Funktionsumfang wurden bei Bedarf aktiviert. Die einzelnen Module sind in sich geschlossene Funktionsblöcke mit einer eigenen Datenhaltung und definierten Schnittstellen.

Software Basisleitsystem

Das ABB-Netzführungssystem "Network Manager" enthielt für das MeRegio-Projekt gemäß der Beschreibung im Abschnitt Systemstruktur folgende Funktionen auf Basis des ABB-Standards:

- Bedienoberfläche (MMK = Mensch-Maschine-Kommunikation, auch HMI = Human-Machine-Interface),
- SCADA-Basisystem
- Systemplattform
- Archivierung mit Wertearchiven (Zeitreihen), Ereignisarchiven und Archiven für weiterführende Funktionen,
- Datenmanagementsystem IDES mit Dateneingabe, Datenaufbereitung, Bilderstellung, Datenmodellgenerierung, Datenprüfungen, Laden ins Online-System.

In der zweiten Stufe wurden darüber hinaus noch Zusatzfunktionen benötigt.

Die Netzberechnungsfunktionen schließen in ihrem Netzmodell auch die in der Modellregion enthaltenen Niederspannungsnetze ein. Gemäß der Systemdefinition wurden die Parametereinstellungen und Projektierungen des Basisleitsystems durchgeführt. Bedienerprivilegien,

Spezifikation Schnittstellen zu Feldgeräten bei Kunden

Die Schnittstelle zu den intelligenten Stromzählern inklusive der gesamten Kommunikation zwischen Zähler und Netzführungssystem musste definiert werden. Diese wurde allerdings in der Umsetzung ausschließlich über CORE realisiert, wie in Abbildung 31 dargestellt.

Nicht berücksichtigt wurden die "klassische" Fernwirktechnik und Standardschnittstellen. Diese Verbindung ist beim Netzführungssystem als Standardfunktionalität hinterlegt.

Der bidirektionale Datenaustausch zwischen Netzführungssystem und Zählern erfolgte über die CORE-Plattform von IBM sowie ein Zwischensystem (DMS bzw. Multiplexer) von EnBW. Das Netzführungssystem selbst kommunizierte ausschließlich mit der CORE-Plattform. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Versorgung der verschiedenen Plattformen mit Zählerdaten und die jeweiligen Schnittstellen:

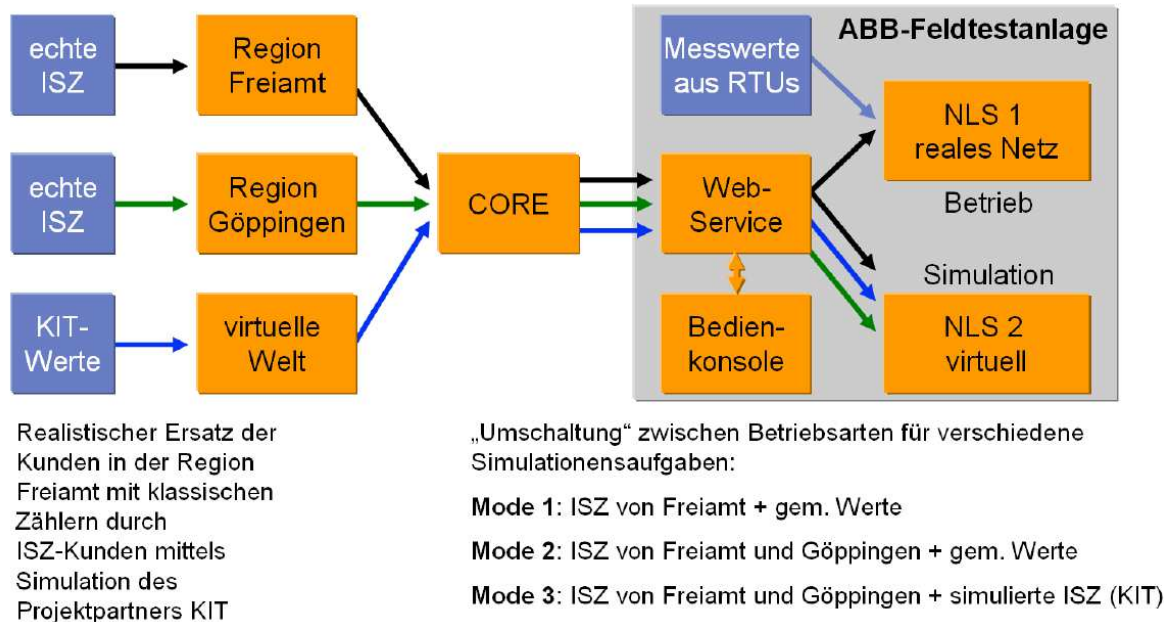


Abbildung 32: Versorgung verschiedener Testumgebungen mit Zählerdaten

Die Schnittstelle zwischen der CORE-Plattform und dem Netzführungssystem zur Anbindung der intelligenten Zähler wurde in diesem Arbeitspaket definiert.

Spezifikation weiterführender Funktionen

Im Rahmen der Bearbeitung zeigte sich, dass die weiterführenden Funktionen des Netzführungssystems wesentlich enger mit den Funktionen des Marktplatzes für Systemdienstleistungen zusammen hängen, als dies ursprünglich erwartet wurde.

Vorhandene Netzberechnungsfunktionen wurden im MeRegio-Projekt eingesetzt und für die Modellregion konfiguriert. Dabei waren verschiedene Anpassungen erforderlich, die speziell die Datensituation des Niederspannungsnetzes berücksichtigen. Des Weiteren ermöglichen diese Anpassungen auch vorausschauende Berechnungen.

Die im Feldtest und in ergänzenden Simulationen anfallenden Ergebnisse der Netzberechnungsfunktionen bieten ein breites Feld für weitergehende Auswertungen, Statistiken usw. Die Auswertungen wurden durch Logging-, Reporting- und Tabellenkalkulationsprogramme (Excel) unterstützt.

Im Feldtest und in den ergänzenden Simulationen war ein Monitoring des jeweiligen Netzzustandes und der Verarbeitungsabläufe für ein effektives Arbeiten wichtig. Das Netzführungssystem stellt dafür seine Bedienoberfläche zur Verfügung, die auch eine dynamische Einfärbung des modellierten elektrischen Netzes enthält. Für spätere detaillierte Auswertungen werden auch zeitliche Veränderungen der Prognosen gespeichert werden. Dies ermöglicht das exakte Nachvollziehen von temporären Entscheidungen, die nur auf Grund der letztendlich gemessenen Werte nicht nachvollziehbar wären.

Im Feldtest und in den ergänzenden Simulationen sind unterschiedlichste Netzsituationen zu erzeugen und damit Use Cases zu testen. Die Datenpflege-Funktionalität des Netzführungssystems ermöglicht es dabei, entsprechende Anpassungen der Modellierung durchzuführen.

Neue Funktionen im Rahmen von MeRegio basierten auf folgenden Use Cases:

- Netzberechnungen in der "realen" Welt für die aktuelle Zeit (Momentanzeit).
- Verwendung von Ergebnissen der Netzzustandsestimation in der "realen Welt" für die "virtuelle Welt"

- Vorausschauende Erkennung von Netzengpässen
- Abspeicherung von Leitungsauslastungen für statistische Auswertungen und Netzausbauplanung
- Optimierung der Transformatorstufenstellungen
- Minimierung von Schaltoperationen zur Erreichung neuer Netzkonfigurationen
- Netzoptimierung und Wiederherstellung

Über die Schnittstelle zwischen CORE (von IBM) und dem Netzführungssystem (von ABB) wurden aggregierte Messwerte, die im Original aus den intelligenten Stromzählern kamen und in CORE zu den aggregierten Verbrauchern und Erzeugern zugeordnet wurden, übertragen. Die Realisierung der Schnittstelle erfolgt auf der ABB-Seite durch einen Web Service Client (WSC). Die Funktion des Web Service Client (WSC) ist es, als Übersetzer zwischen der IBM-Middleware der CORE-Plattform und dem SCADA-Teil (auf Linux-Server) des Netzführungssystems zu arbeiten. Die CORE-Plattform empfängt Daten von sehr vielen intelligenten Stromzählern, bereitet diese Daten auf, führt Aggregationen durch, verpackt die Daten gemäß CIM (Common Information Model) und sendet die Daten an das Netzführungssystem. Zwischen CORE und dem Netzführungssystem ist eine Applikation notwendig, die die Daten in ein Format wandelt, das im Netzführungssystem genutzt werden kann. Die Datenmengen können je nach Größe der Region und entsprechender Besiedlungsdichte deutlich größer sein als im Projekt und müssen auch dann noch beherrschbar sein.

Spezifikation Marktplatz Systemdienstleistungen

Die Konzeptarbeiten und Simulationen ergaben, dass im Rahmen von MeRegio ein gegenüber der ursprünglichen Planung deutlich umfangreicherer Marktplatz für Systemdienstleistungen umgesetzt werden sollte. Um eine spätere umfängliche Implementierung des Konzeptes zu erlauben, wurden die Errungenschaften der Liberalisierung des Energiemarktes wie z.B. die klare Rollentrennung zwischen Netzbetrieb und Energiehandel bei der Konzeptentwicklung als gegeben vorausgesetzt.

In dem entwickelten Prozess ist das Netzführungssystem das Element, das den Bedarf an Systemdienstleistung automatisch erkennt und damit den Prozess der Beschaffung der Systemdienstleistung automatisch initiiert.

In MeRegio wurde zwischen dem globalen Marktplatz und regionalen Marktplätzen unterschieden. Im Fokus stehen in MeRegio besonders die regionalen Marktplätze. Während der globale Marktplatz der Energiebeschaffung dient und der Handel bis zu einem bestimmten Zeitpunkt am Vortag des Lieferzeitpunktes abgeschlossen sein muss, dient der regionale Markt einer mehr unterlagerten dynamischen Laständerung durch Änderung von Wirkleistungs- und/oder Blindleistungseinspeisung bzw. Verbrauch zur Beseitigung von drohenden Netzproblemen und kann dementsprechend möglichst lange genutzt werden.

Beim "Prioritätensignal" wird über den regionalen Marktplatz die zu ändernde Wirk- und/oder Blindleistung gehandelt. Dazu liefert das Netzführungssystem im Fall von Belastungsproblemen und/oder Spannungsproblemen ein sogenanntes "initiales Prioritätensignal", das abhängig vom konkreten "Problemfall" die Informationen für mögliche Last- bzw. Einspeiseänderungen gibt. Dabei wird vorausgesetzt, dass ein gewisses Potenzial an steuerbaren Verbrauchern und regelbaren Erzeugern in der durch das "Problem" betroffenen Region vorhanden sind. Auf Ebene des Netzführungssystems konnten die verschiedenen möglichen Änderungen nur in Ihrer Wirkung bewertet werden, nicht aber in ihren monetären Auswirkungen.

"Steuerbare Verbraucher" sind Verbraucher, die gemäß vertraglicher Regelung, z. B. mit einem speziellen Tarif, einen Teil ihrer installierten Geräte für Maßnahmen zur Lastreduzierung, Lastverschiebung und Lasterhöhung zur Verfügung stellen. Es wurde vorausgesetzt, dass der jeweilige DSM zur aktuellen Zeit und auch einige Stunden in die Zukunft das Potenzial seiner "steuerbaren Verbraucher" kennt und auf dem regionalen Marktplatz anbieten kann. Primär wird bei diesen Verbrauchern die Wirkleistungsabnahme geändert.

Die Systemdienstleistung "Blindleistung" geht davon aus, dass "Blindleistung" als Produkt angeboten und gehandelt werden kann. Dabei ist vorrangig an Erzeuger zu denken, die in der Lage sind, ihren $\cos(\varphi)$ zu beeinflussen. Die Variation der Blindleistung ist prinzipiell auch geeignet potentielle Netzengpässe aufzulösen. In MeRegio wurde festgelegt, die Möglichkeiten der Wirk- und/oder Blindleistung prinzipiell zu ermöglichen, jedoch zunächst auf Wirkleistungsänderungen zu fokussieren.

Auch hier hat das Netzführungssystem eine entscheidende Funktion. Nur hier kann netzweit übersehen werden, wo Blindleistungsbedarf oder -überschuss besteht und wo Abhilfemaßnahmen aus übergeordneter Sicht hilfreich und notwendig sind.

Im MeRegio-Projekt wurde beschlossen, dass die Lösungsvariante für den Feldtest umgesetzt wird, bei der das Netzführungssystem die technischen und vertraglichen Möglichkeiten der DSMs und ihrer Kunden nicht kennt. Vorrangiges Ziel war es, im Projekt den Gesamtprozess in seinen funktionalen

Abläufen zu erproben und entsprechende Erfahrungen zu sammeln. Bei der Zieldefinition wurden einige Randbedingungen fixiert:

- Begrenzung auf Prioritätensignale mit reinen Wirkleistungsänderungen: Die Auswertung von Belastungsproblemen und Spannungsproblemen ist sehr komplex und mehr ein Sonderproblem der Leittechnik. Für MeRegio war das primäre Ziel der Ablauf der funktionalen Kette mit Erprobung der Mechanismen inkl. Marktplatz. Da sich Wirkleistungsänderungen in der Regel einfacher realisieren lassen, beschränkt sich MeRegio zunächst auf diese Änderungen.
- Ziel ist die Erprobung der Mechanismen im Feldtest im Zusammenspiel von DSM, CORE, NLS und Markt: Im Projekt haben der Feldtest und die Erprobung der Mechanismen bzw. Prozessabläufe Priorität, diesbezüglich ist die Variantenwahl sekundär. Ziel war es, diese Variante ausreichend genau zu beschreiben und damit auch im Gesamtergebnis von MeRegio zu dokumentieren.

Parametrierung, Systemtest und Inbetriebnahme Basisleitsystem

Das Basissystem des ABB-Netzführungssystems Network Manager wurde als Vorbereitung für die Projektstufe 2 parametrierung und aufgebaut. Nach Abschluss der ABB internen Tests erfolgte die Abnahme durch EnBW sowie die Montage und Inbetriebnahme am Standort der EnBW in Karlsruhe.

Die folgende Abbildung 32 zeigt die Systemkonfiguration der Feldtestanlage mit der Anbindung über VPN zum ABB Service-LAN nach Mannheim sowie der Anbindung der Fernwirkunterstationen in den Ortsnetzstationen über den RTU560-Knoten via UMTS.

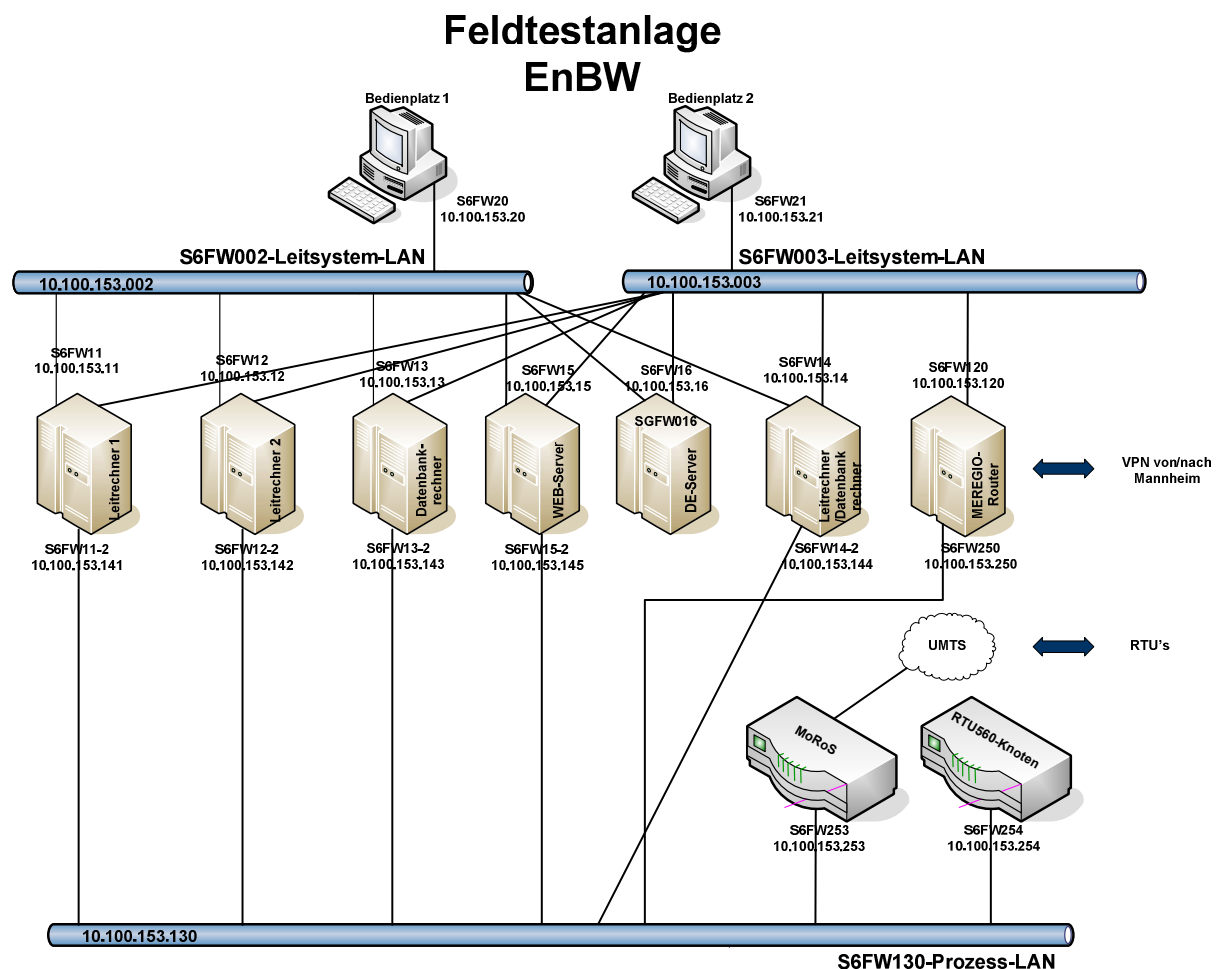


Abbildung 33: Systemkonfiguration der Network Manager Feldtestanlage

Es wurden die abschließenden Inbetriebnahmetests durchgeführt und die Anbindung an die Fernwirkunterstationen in den Ortsnetzstationen abgeschlossen.

Die Inbetriebnahmetests hatten allerdings gezeigt, dass die gewählte Konfiguration für die Anbindung der RTU's in den Ortsnetzstationen nicht sinnvoll war. Sobald der Bürobetrieb im Gebäude der EnBW begann und das Mobilfunknetz stärker belastet wurde, kam es zu häufigen Verbindungsproblemen. Zur Lösung dieses Problems wurde ein DSL-Anschluss im Rechenzentrum bereitgestellt und DSL-Modem installiert. Somit konnte der RTU560-Knoten via DSL angebunden werden. Die RTU's in den Ortsnetzstationen wurden weiterhin via UMTS/GPRS an die Provider-VPN-Lösung angebunden. Um die Parametrierung der RTU's sowie des Datenmodells der Echtzeitdatenbank für die SCADA-Funktionen möglichst effizient zu gestalten wurde das Verfahren des Quelldatenverbundes eingesetzt. Die Definition der Ziele und die Ausarbeitung von Szenarien für die Netzsimulationen haben ergeben, dass ABB zwei nahezu voneinander unabhängige Netzführungssysteme zur Verfügung gestellt hat:

- Realsystem Network Manager
- Simulationssystem Network Manager

Es gab verschiedene Hardware- und Softwarekomponenten, die durch entsprechende Projektierung von beiden Systemen benutzt werden konnten.

Realsystem Network Manager

Die zentrale Aufgabe des Realsystems im Projekt MeRegio war die Lastflussrechnung basierend auf realen Messwerten, die durch fernwirktechnische Anlagen (RTUs) an das Leitsystem übertragen wurden. Die von den Fernwirkunterstationen (RTUs) übertragenen Messwerte dienten im Wesentlichen als Eingangsgrößen für die Lastflussrechnung. Die übertragenen Werte waren jedoch nicht ausreichend, um über einen vollständigen Datensatz für die Berechnung eines Lastflusses verfügen zu können. Dies erforderte die Einbindung weiterer Datenquellen z.B. Smart Meter (Spannung) und Netlab.

Das Leitsystem umfasste die folgenden Funktionen:

- SCADA - zentraler Server für Fernwirkerefassung, Prozessdatenverarbeitung, Alarm- und Ereignisverarbeitung, Berechnungen im Echtzeitsystem, DCI (Importschnittstelle) usw.
- HEO - Netzeinfärbung, Lastfluss inkl. Lastkalibrierung (N2A)
- WS500 - Client für Bedienoberfläche inkl. SXReports und Trendkurven
- UDW - Oracledatenbank zur Archivierung von Daten (Messwerten, Prognosedaten, Berechnungsergebnissen usw.), Berechnungen, Verdichtungen
- IDES - Dateneingabesystem Realsystem

Bedienplatzrechner

Die Bedienplätze arbeiteten als Clientanwendungen mit Verbindung zu den Servern, so dass sämtliche Informationen von den Servern abgerufen bzw. verarbeitet und visualisiert werden konnten, siehe Abbildung 33.

Auf zwei Windows PCs war die Bedienplatzsoftware WS500 zur Visualisierung des Netzführungssystems installiert. Beim Starten konnte das Realsystem oder das Simulationssystem ausgewählt werden.

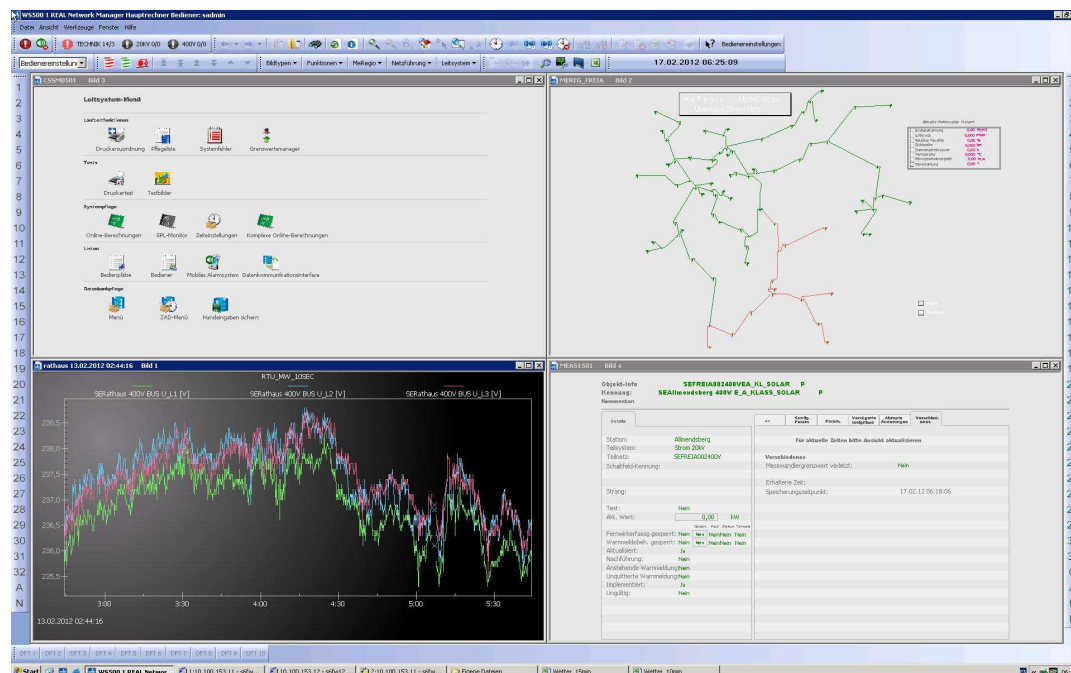


Abbildung 34: WS500 Oberfläche zur Visualisierung und Bedienung

Netzwerk

Das Netzwerk des Leitsystems bestand aus 2 Leitsystem LAN Segmenten und einem Prozess LAN.

In dem Leitsystem LAN befanden sich die SCADA Leitrechner des Realsystems, der UDW Rechner des Realsystems, der Leitrechner des Simulationssystems mit der SCADA und UDW Funktionalität, der Dateneingabeserver sowie 2 Bedienplatzrechner und ein Terminal Server.

Das Realsystem und das Simulationssystem sowie der Terminal Server hatten eine Netzwerkverbindung in das Prozess LAN.

Realisierung der Schnittstellen des Netzführungssystems

Die Realisierung der Schnittstellen des Netzführungssystems zu CORE wurde gemäß Spezifikation abgeschlossen. Die hierbei neu erstellten Komponenten wurden auf dem Basissystem bei der EnBW installiert und getestet.

Die folgende Darstellung zeigt im unteren Teil die neu implementierte Schnittstellenkomponente auf Basis der Web Service Technologie, einerseits zur Anbindung an CORE, andererseits an die beiden Network Manager Systeme für die reale als auch virtuelle Abbildung des Netzes.

Über diese Schnittstelle wurden beide Systeme unabhängig voneinander mit den Zählerdaten von CORE versorgt.

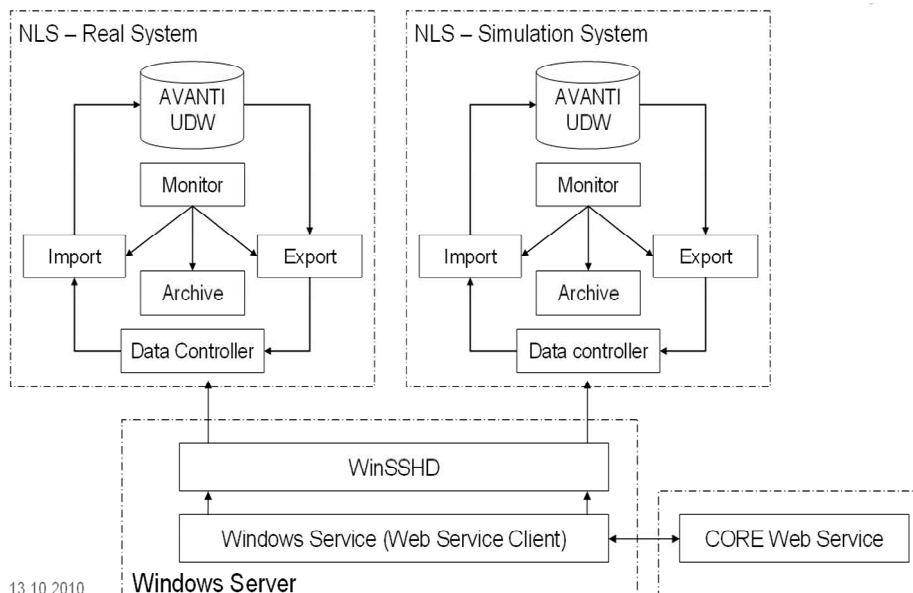


Abbildung 35: Schnittstellen zu CORE

NLS Core Interface war die Schnittstelle zwischen der IBM CORE Plattform und den verbundenen Network Manager SCADA / UDW Systemen, wie in Abbildung 34 dargestellt. CORE erhielt Daten von ISZ, bereitete die Daten auf, packt die Daten im CIM-Format und sendete diese über Web Service zum NLS Core Interface. Das Abfragen der Zählerdaten erfolgte periodisch und ohne Bediener-Interaktion. Bei einem Netzengpass wurde der Prioritätensignal Service aktiv und startet das Berechnungsprogramm des Prioritätensignals „Bottleneck Analyse“.

Das dort erzeugte Initiale Prioritätensignal wurde von dem NLS Core Interface erkannt und über den Web Service an die IBM CORE Plattform gesendet.

Im UDW wurden die Prognosen für die Einspeisungen und Lasten gespeichert. Zusätzlich konnten Prognose-Werte über das NLS Core Interface erzeugt werden. Diese Prognose-Werte im UDW waren Voraussetzung für den vorausschauenden Lastfluss (PLF) in der Netzberechnungssoftware Network Manager DMS. Dieser startete den Prozess des Prioritätensignals.

Wenn der PLF einen Engpass erkannte erzeugte er einen PLF Report der in ein Verzeichnis abgelegt wurde. Dort lief eine Verzeichnisüberwachung des NLS Core Interface der sofort die Bottleneck Analyse und den PLF Report startete. Die entsprechenden Schnittstellen im Gesamtablauf des Prioritätensignals sind in Abbildung 35 dargestellt.

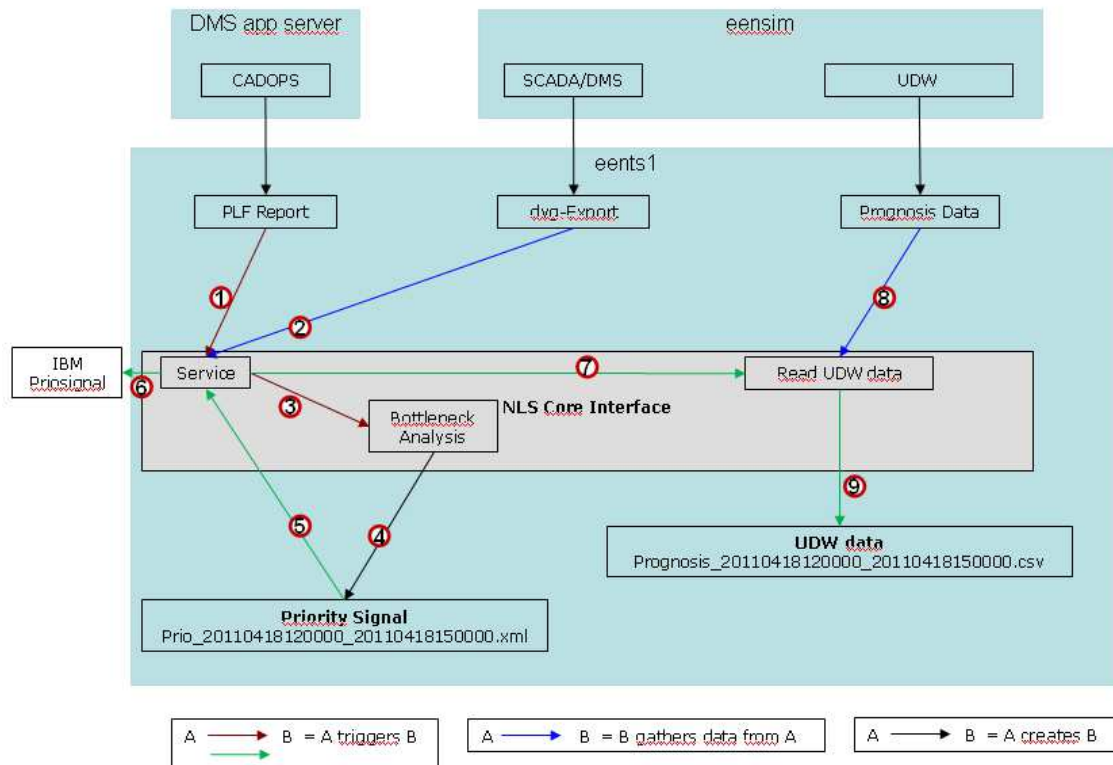


Abbildung 36: Schnittstellen im Gesamtablauf des Prioritätensignals

Realisierung weiterführender Funktionen des Netzführungssystems

Folgende neue weiterführende Funktionen wurden gemäß Spezifikation realisiert:

- Nutzung von Messwerten aus den ISZ, von der Datendrehscheibe der EnBW Regional AG und aus den Ortsnetzstationen
- Erkennung von Netzengpässen
 - für den jeweils aktuellen Zeitpunkt auf Basis der Lastflussberechnung
 - Die Implementierung der vorrausschauenden Lastflussberechnung über einen Zeitraum von 6 h wurde abgeschlossen
 - Netzengpässe wie z.B. eine erhöhte Spannung wurden im Netzführungssystem Network Manager durch die dynamische Höhenschichtenfärbung visualisiert (siehe Abbildung 36)
- Neue Funktionalität für die Schnittstelle zu CORE für Messwerte aus Zählern
- "Nachholen" von Messwerten
- Neue Funktionalität für die Versorgung der virtuellen Welt mit Daten
- Nutzung von Zählerdaten der KIT-Simulation
- Zugriff auf Daten des Netzführungssystems über das MeRegio-Web-Portal (siehe Abb. 37 und 38)

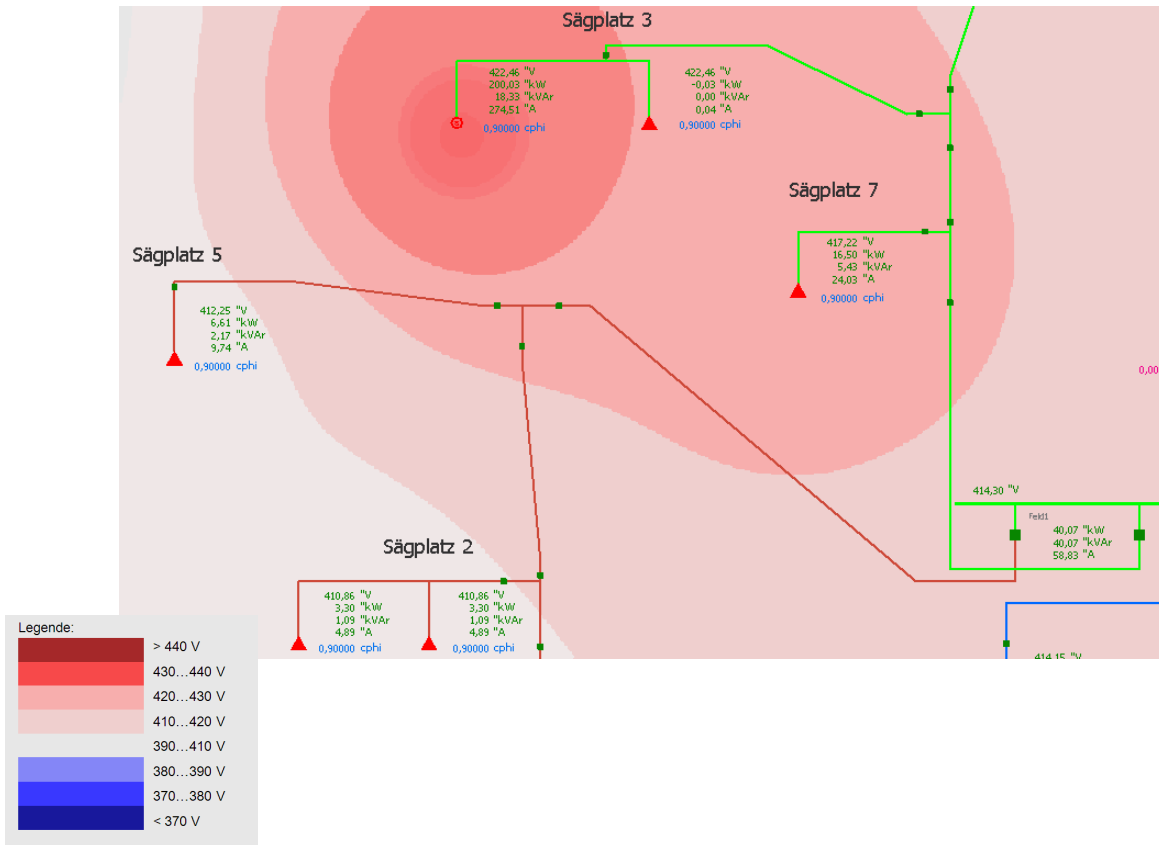


Abbildung 37: Dynamische Hörschichteneinführung zur Visualisierung von Spannungsproblemen

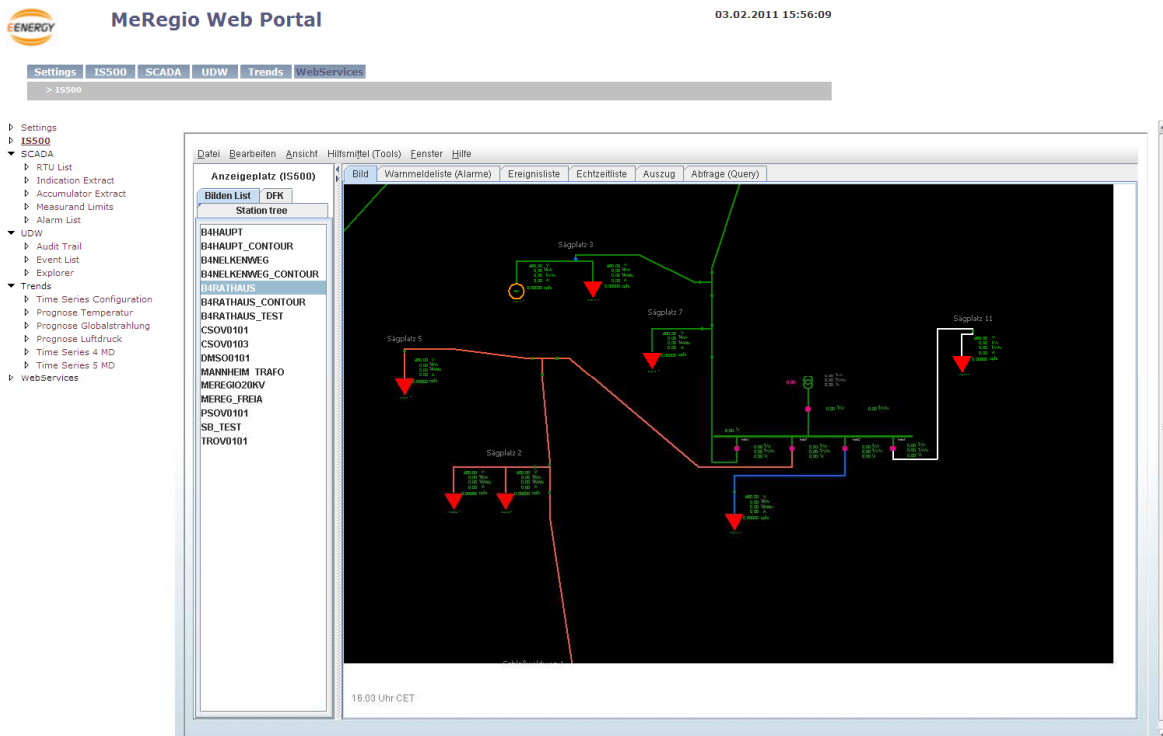


Abbildung 38: MeRegio Web-Portal, Darstellung von Echtzeitdaten

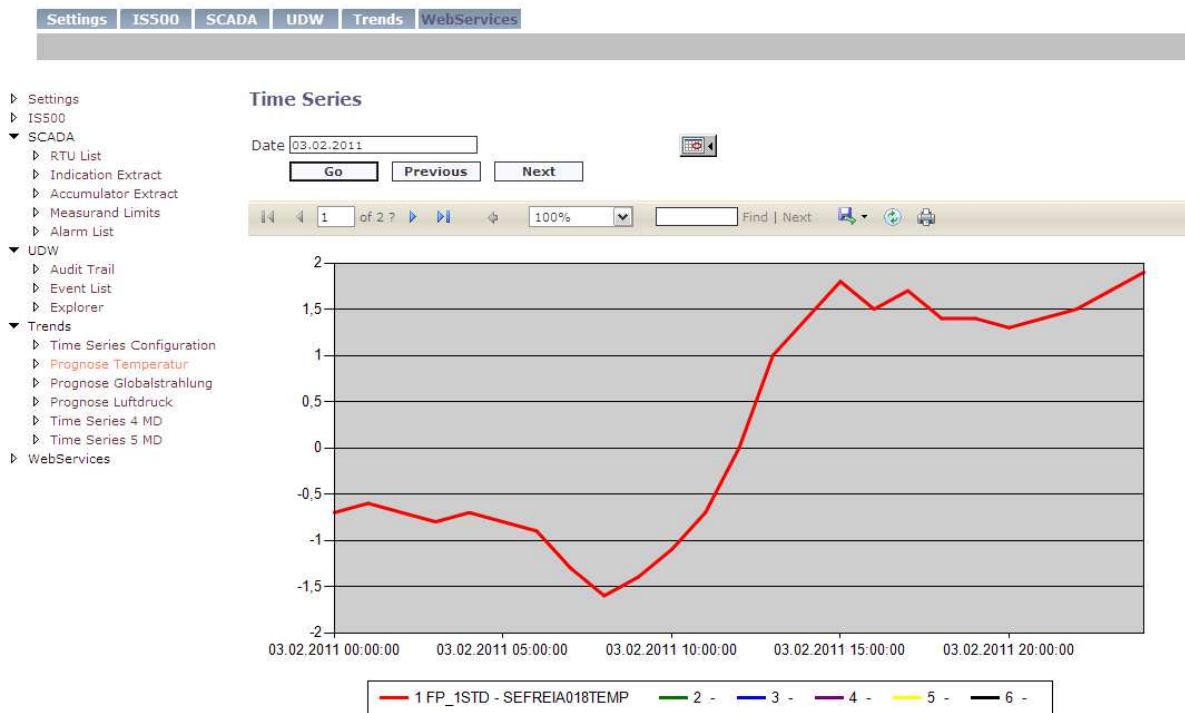


Abbildung 39: MeRegio Web-Portal, Darstellung von prognostizierten Wetterdaten

Realisierung der Marktplatzfunktionen des Netzführungssystems für Markt Systemdienstleistungen

Ein initiales Prioritätensignal wurde vom Netzführungssystem erzeugt und an CORE geschickt. Die Erstellung des "Prioritätensignals" bzw. die Füllung der vorgegebenen Struktur mit konkreter Information erfolgte in mehreren Schritten, wie sie im Folgenden dargestellt sind:

1. Die zyklisch erfolgende Netzberechnung im Netzführungssystem erkennt ein Netzproblem.
2. Die Sensitivitätsanalyse liefert die "Stellpunkte" (Netzknoten) für eine Netzzustandskorrektur.
3. Zu den Netzknoten werden die aggregierten Verbraucher und Erzeuger ermittelt.
4. Filter werden angewendet, um die Lösungsmenge sinnvoll einzugrenzen (Elimination ungeeigneter Objekte)
5. Ein "initiales Prioritätensignal" wird erstellt und an CORE geschickt (siehe Abb. 39).

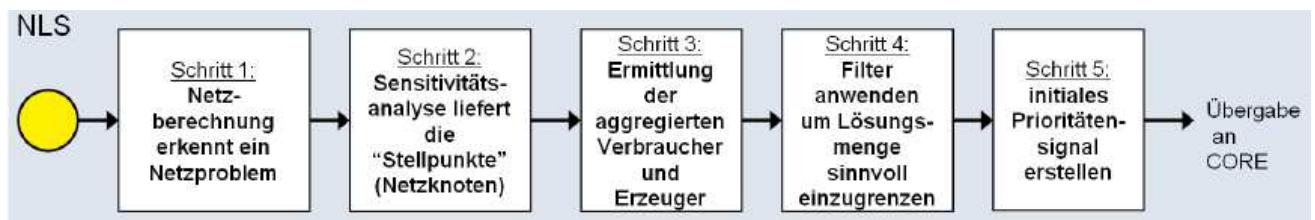


Abbildung 40: Erstellung des Prioritätensignals

2011 wurde die Funktion zur Analyse der Sensitivitäten abgeschlossen. Der Fokus dieser Funktion liegt im Wesentlichen auf der Berechnung der Sensitivitätsmatrix. Diese beschreibt, wie sehr sich eine Änderung der Wirk- oder Blindleistung an einem Netzknoten auf ein im Netzwerk erkanntes Problem auswirkt. Dies wird im Anschluss dafür genutzt, die relevanten Sensitivitäten zur Lösung eines Netzwerkengpasses zu ermitteln und das Prioritätensignal an die anderen Marktteilnehmer zu kommunizieren.

Systemtest und Betrieb des Netzführungssystems des Prototypen Phase 1 inklusiver aller Schnittstellen

Nach Abschluss aller Entwicklungsarbeiten wurden 2011 die zusätzlichen Softwarekomponenten über den Fernwartungszugang ausgeliefert, in Betrieb genommen und getestet. Sowohl bei den Inbetriebnahme- als auch bei den Integrationstests der Schnittstellen wurden die verschiedensten Fehler erkannt, analysiert und korrigiert. Durch den stetigen Ausbau des Datenmodells traten weitere Herausforderungen auf, wie z.B. Performance-Probleme oder Timeouts. So war es erforderlich in der Anfangsphase des Feldtest immer wieder Korrekturen einzubringen und Anpassungen an der Modellierung durchzuführen.

Network Manager Datenschnittstellen zur CORE Plattform

Die Inbetriebnahme der Zählerdatenschnittstelle und der Fahrplanschnittstelle umfasste die Installation und Konfiguration des Web Service Client und die Konfiguration der Datenimportschnittstelle DCI des Network Manager. Um für die Zählerdatenschnittstelle und Fahrplanschnittstelle variable Abfragelisten pflegen zu können wurde auf Seite des Web Service Client eine Konfigurationsliste gepflegt. Diese machte es möglich während des Betriebs der Schnittstelle einfach und ohne Neustart die Liste der angefragten Zähler zu verändern und so im nächsten Abfrageintervall andere Zähler wie zuvor abzufragen. Dadurch ergaben sich Möglichkeiten zur Simulationen mit Zähler aus Göppingen die zuvor in das Network Manager System hinein „gemappt“ wurden.

Zählerdatenschnittstelle

Die Zählerdatenschnittstelle lieferte die Messwerte den intelligenten und nicht-intelligenten Zählern aus CORE an die Network Manager Datenbanken. Um die Zählerdaten von mehreren Zählern gleichen Typs und eines Anschlusses (z.B. Mehrfamilienhaushalt) zusammenzufassen fand auf CORE eine Aggregation dieser Messwerte statt. Die Aggregationsvorschrift berechnete die Summe der Wirkleistungen, Blindleistungen und des Jahresverbrauchs, sowie für die einzelnen Phasen Spannung, Wirkleistung, Blindleistung, Strom und den Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$. Für die Intelligenten Zähler in der Region Freiamt hat eine Untersuchung ergeben, dass diese Aggregation jedoch nicht anwendbar war und auch nicht benötigt wurde und im Testverlauf auch störend wirkte.

Fahrplanschnittstelle

Aufgabe der Fahrplanschnittstelle war die Abfrage von Fahrplänen für intelligente Zähler und nicht-intelligente Zähler. In der folgenden Abbildung 40 wird mit blauen Pfeilen die Flussrichtung der Prognosen/Fahrpläne angezeigt. Dabei ist auch beschrieben welche Prognosen wo erzeugt wurden.

Die roten Pfeile zeigen die Flussrichtung der realen aktuellen Messwerte. Die intelligenten Erzeugungszähler für Wind und Solar werden auf ABB Seite direkt über ein Prognoseprogramm erzeugt und in die Datenbank des Network Manager eingespielt. Das Prognoseprogramm berechnet die Wirkleistung anhand von Wetterdaten und anlagenspezifischen Parametern. Dieser Prozess war automatisiert und erzeugte zyklisch Messwerte, die als Fahrpläne abgelegt wurden.

Die Fahrpläne der nicht-intelligenten Zähler wurden vom KIT-Simulator direkt in der CORE Datenbank generiert. Fahrpläne der ISZ kamen nur von den Zählern die auch eine Steuerbox installiert hatten.

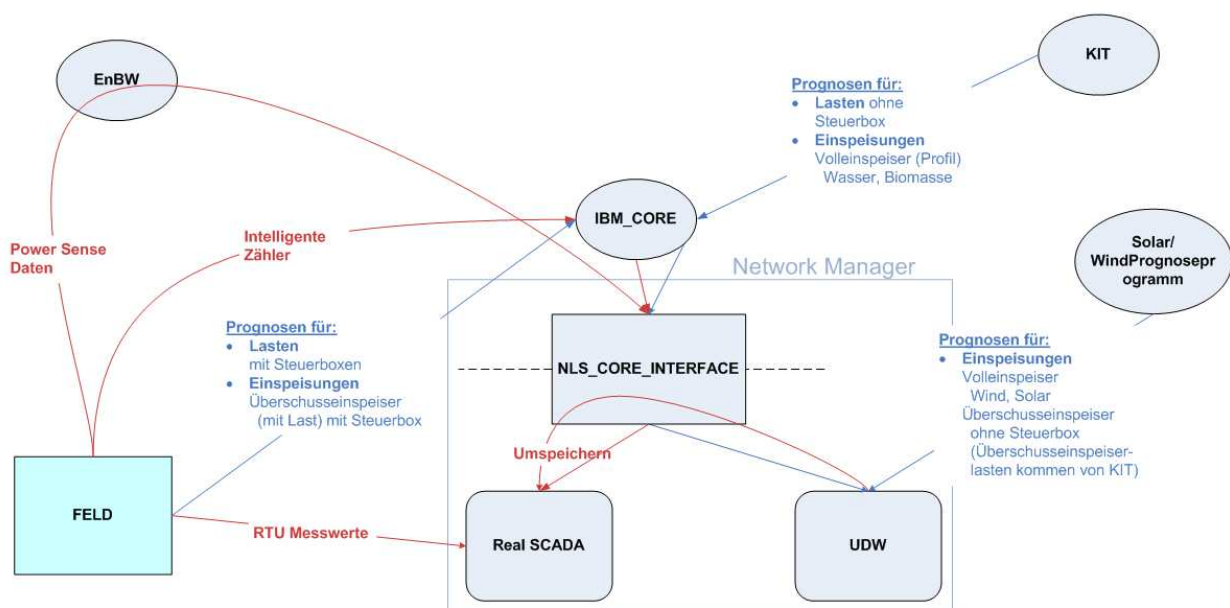


Abbildung 41: Flussrichtung der verwendeten Fahrpläne und Prognosen

Testszenarios der Schnittstellen

Grundlage der Testszenarios bilden die funktionalen Anforderungen (siehe Abb. 41):

- Übertragung von Messwerten aus den intelligenten Stromzählern über die DSMs und die CORE-Plattform an das Netzführungssystem
- Übertragung von Fahrplänen der DSM über die CORE-Plattform an das Netzführungssystem
- Übertragung von Prioritätssignalen vom Netzführungssystem über die CORE-Plattform an die DSMs.

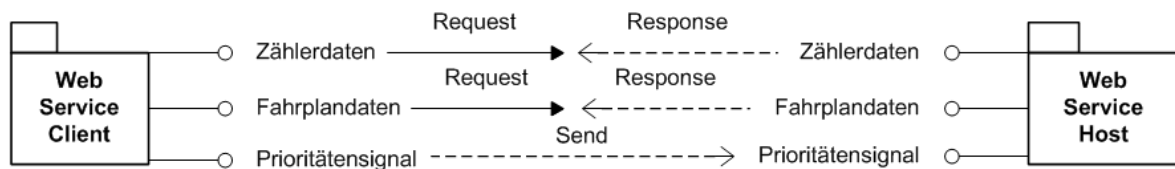


Abbildung 42: Schnittstellen zwischen NLS und CORE

Für den Betrieb der Schnittstellen sind nicht nur die Erfüllung der funktionalen Anforderungen entscheidend, sondern es kamen noch nicht-funktionale Anforderungen hinzu, die oft weniger Aufmerksamkeit genießen aber nichtdestotrotz mindestens genauso wichtig sind.

Zählerdaten- und Fahrplanschnittstelle

Um einen reibungslosen und fehlerarmen Betrieb zu gewährleisten waren ausführliche Tests mit realistischen Szenarien und länger andauernde Tests in Kooperation mit den Projektpartnern nötig. Nachdem die Funktions- und Integrationstests erfolgreich durchgeführt wurden, konnten die Systeme auf Performanz getestet werden.

Betrieb des Netzführungssystem

Der Betrieb des Netzführungssystem erfolgte durch die ABB im Auftrag der EnBW Regional AG. Da die Systeme weitestgehend automatisch arbeiten war eine 24/7 Betriebsführung durch explizites Bedienpersonal nicht erforderlich. Die Betriebsführung umfasste vielmehr die regelmäßige Kontrolle der Protokolle und Auswertungen der Berichte sowie das Einspielen von Simulationsszenarien.

Im Rahmen des Konsortiums wurde beschlossen den Feldtest entgegen der ursprünglichen Planung bis September 2012 zu verlängern. Im Wesentlichen konnte dies damit begründet werden, dass die Möglichkeit gegeben sein sollte, noch während der Evaluierungsphase erste Erkenntnisse in die zu testenden Szenarien einfließen zu lassen und diese ggf. zu adaptieren.

Dokumentation von und Schulung auf Netzführungssystem des Prototypen

Die Dokumentation des Basissystems umfasst die Hardware-Konfiguration, Gerätebeschreibungen, die umfassende Beschreibung der Basisfunktionalität in Form von Systembeschreibungen sowie die Beschreibungen der weiterführenden Funktionen und der Funktionen für den Marktplatz.

Da die Bedienung und Administration des Netzführungssystem durch ABB Mitarbeiter erfolgte, wurden die Schulungen in den Themen Bedienung des Netzführungssystem, Datenpflege (Dateneingabe, Datenänderung und Bilderstellung) und Systemadministration ABB intern durchgeführt.

Ableitung von Optimierungsansätzen im Netzmanagement und Evaluation der Netzführungskonzepte

Ziel war die Bewertung der Netzführungskonzepte in Bezug auf die funktionalen Anforderungen. Zusätzlich wurden die gesammelten Erfahrungen erfasst und bewertet sowie Empfehlungen für die Übertragung des Gesamtkonzeptes erstellt

Ebenso erfolgte die Entwicklung von Lösungskonzepten zur Verbesserungen des Netzführungssystem als Teil des Prototypen. Auf Basis des Probetriebs und erster Ergebnisse des Feldtests inklusive Prüfung der Szenarien sollten Lösungskonzepte zur Verbesserung des Netzführungssystem erarbeitet werden. Falls möglich sollte darüber hinaus festgelegt werden, welche Verbesserungen noch im Rahmen des Projektes umgesetzt werden könnten. Ziel war es, konkrete Lösungskonzepte vorzulegen, wie die einzelnen Lösungsmodule angepasst werden müssten um die Nutzbarkeit des Gesamtsystems zu verbessern, den Kundennutzen zu erhöhen und/oder den CO2 Ausstoß in der Modellregion zu senken.

Ist-Analyse

Zur Erarbeitung der Ergebnisse wurden Messwerte sowie Netzdaten aus den intelligenten Stromzählern, von der Datendrehscheibe der EnBW Regional AG, aus den Ortsnetzstationen sowie GIS-Daten als auch Netz-Planungsdaten aus dem Mittel- und Niederspannungsnetz verwendet. Die folgende Abbildung 42 zeigt beispielhaft ein Ergebnis der Netzmodellierung im Niederspannungsnetz.

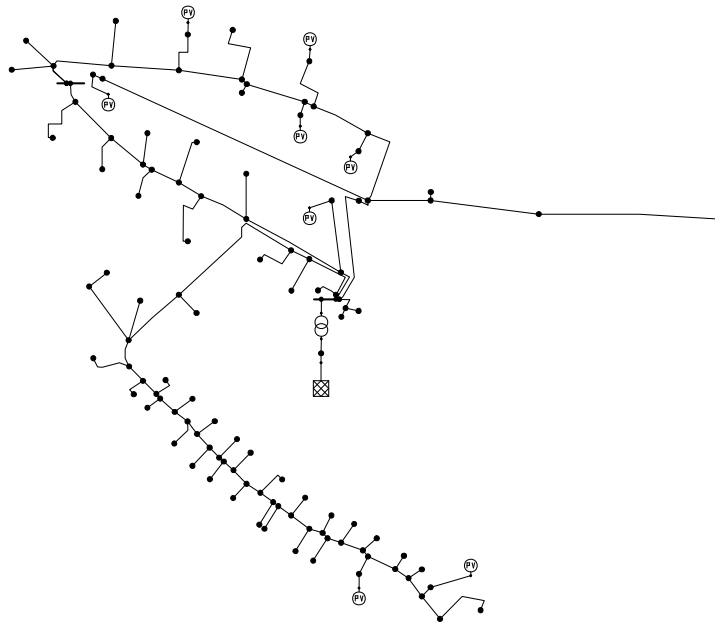


Abbildung 43: Beispiel einer Struktur eines Ortsnetzes in der Region Freiamt

Am Beispiel des Versorgungsgebietes ONS 4 ist in Abb. 43 die Spannungsverteilung visualisiert.

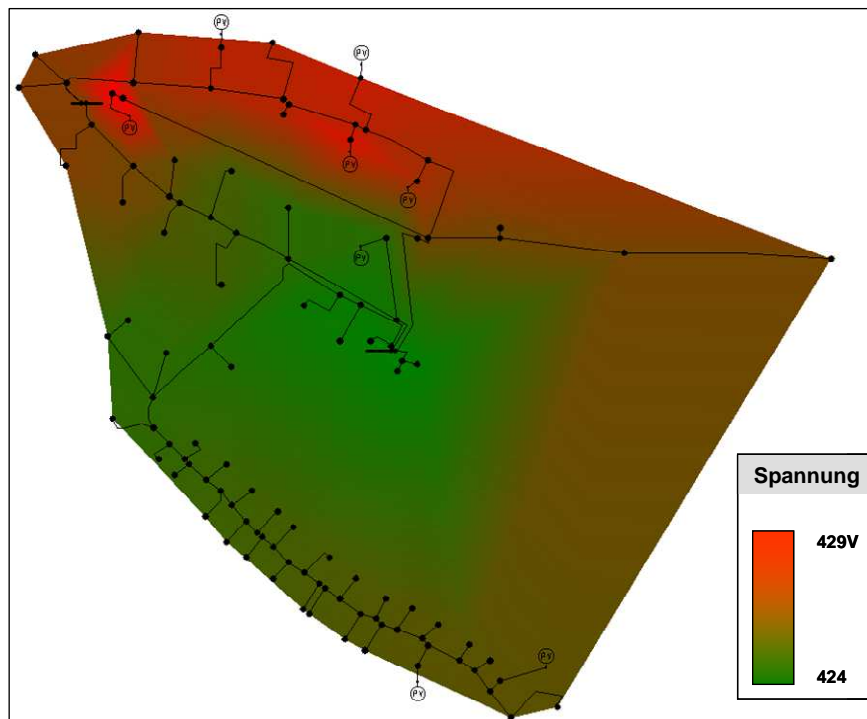


Abbildung 44: Maximale Einspeiseleistung der PV-Anlagen und Spannungsverteilung in einem ONS

Die maximale Spannungsanhebung tritt mit 1,4% in der ONS 3 auf. Der zulässige Grenzwert der Spannungsanhebung beträgt gemäß VDE-Anwendungsregel-N 4105 3%.

Alle Ergebnisse der Ist-Analyse zeigen, dass sowohl für den Starklastfall (ohne dezentrale Erzeugung) als auch bei maximaler Einspeisung der zahlreich vorhandenen PV-Anlagen (ohne Last) in den betrachteten Netzen keine Grenzwerte verletzt werden. Für beide Szenarien sind erhebliche Reserven vorhanden. Ursache dafür ist in erster Linie die von der Versorgungsaufgabe geprägte Netzstruktur.

Einfluss einer Spannungsregelung in der Ortsnetzstation auf Netzkapazitäten

Durch eine Spannungsregelung in der Ortsnetzstation (ONS) wird eine spannungsmäßige Entkoppelung der Mittel- und Niederspannungsnetze auf Grund des Wegfalls des starren Übersetzungsverhältnisses erreicht. Deshalb ist das Bewertungskriterium der zulässigen Spannungsanhebung von 3% in diesem Fall nicht restriktiv. Es ist ausschließlich sicherzustellen, dass die maximal zulässige Spannung von 440 V gemäß DIN EN 50160 eingehalten wird.

Die Ergebnisse zeigen, dass durch den Einsatz einer Spannungsregelung in der ONS die Aufnahmekapazität für Erzeugungsanlagen wesentlich gesteigert wird. Durch das vergrößerte zur Verfügung stehende Spannungsband wird die maximal zu installierende PV-Leistung in der Regel durch Betriebsmittelüberlastungen (Leitungen) begrenzt.

Einfluss von stationären Batterien auf Netzkapazitäten

Ebenfalls im Rahmen des Projekts wurde der Einfluss von Batterien auf die Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeugungsanlagen untersucht. Es wurde hierbei davon ausgegangen, dass an jedem Hausanschluss mit einer 8kWp-PV-Anlage ein Batteriespeicher mit 6,7kWh, 280Ah/24V installiert ist.

Wie die Analysen zu diesem Thema gezeigt haben, müssten - um eine signifikante Erhöhung der Einspeiseleistung für PV-Anlagen zu erreichen - Batterien mit großer Kapazität für den Netzbetrieb installiert werden.

Bei der Spannungsregelung in der ONS beträgt der Mittelwert der PV-Durchdringung 138%, d.h. an jedem Hausanschluss könnte im Mittel eine PV-Leistung von etwa 11kWp angeschlossen werden.

Um diesen Effekt mit dezentral installierten Batteriespeichern zu erreichen, wäre dagegen eine für den netzgeführten Betrieb zur Verfügung stehende Batteriekapazität von 38kWh an jeder PV-Anlage erforderlich.

Erzeugungsprognosen

Die ersten Analysen in der Anfangsphase des Feldtests haben gezeigt, dass es sinnvoll ist, die nicht tagestypabhängigen Prognosen der dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen, wie Solar und Wind direkt im Netzführungssystem zu implementieren und den jeweils aktuellen Prognosewert der Einspeiseleistung als Ersatzwert für einen nicht vorhandenen Messwert zu verwenden.

Basierend auf diesen Eingangsgrößen wurde ein Prognoseverfahren der physikalischen Modellierung implementiert. Hierbei wurde für die beiden Kategorien Solar- und Wind-Erzeugung, physikalische Modelle entwickelt, die die tatsächliche Erzeugungsanlage nachbilden. Das Prognoseverfahren hat sich, wenn auch nicht optimal im Ergebnis, als äußerst robust gezeigt, da als variable Eingangsgrößen lediglich die Wetterprognosen erforderlich sind. Die Ergebnisse der Solar- und Windprognose wurden, analog zu den Prognosen, die von der CORE Plattform importiert wurden, im Daten- und Archivserver UDW des Netzführungssystems abgelegt.

Grad der Transparenz und Berechnungsmethoden

Sowohl innerhalb des Projektes MeRegio als auch seinerzeit Stand der Technik in Bezug auf Messtechnik und Betriebsmittelverwendung im Niederspannungsnetz waren:

- Fehlende Transparenz und Messtechnik innerhalb des Niederspannungsnetzes bzw. der Ortsnetzstation
- Verwendung eines Transformatormodells auf Basis der Messung von U, I (Niederspannung) und I (Mittelspannung) mittels geschätzten Transformatormodells: Berechnung der Spannung auf Mittelspannungsseite mit Hilfe des Phasenwinkels
- Berechnung erfolgt einphasig bzw. als Mittelwert aller Phasen

Da in der Vergangenheit der Anteil an volatiler Energieerzeugung und damit die verbundene Spannungsschwankungen eher gering waren, war eine erhöhte Transparenz und Kenntnis über die Spannungs- und Lastverläufe selten notwendig.

Im Rahmen von MeRegio wurden bestehende Ortsnetzstationen mit Sekundärtechnik ausgestattet, die Online-Messungen und -Signale für das Leitsystem lieferten, siehe Abb. 44. Zur Erfüllung der Aufgabenstellung wurde die Spannung auf Niederspannungsseite des Transformators mittels eines Messumformers gemessen. Zur Messung des Stromes kamen auf Kabelabgängen auf Mittelspannungsebene und auf der Niederspannungsseite des Transformators konventionelle Kabelumbauwandler zum Einsatz, die eine einfache und schnelle Installation erlaubten.

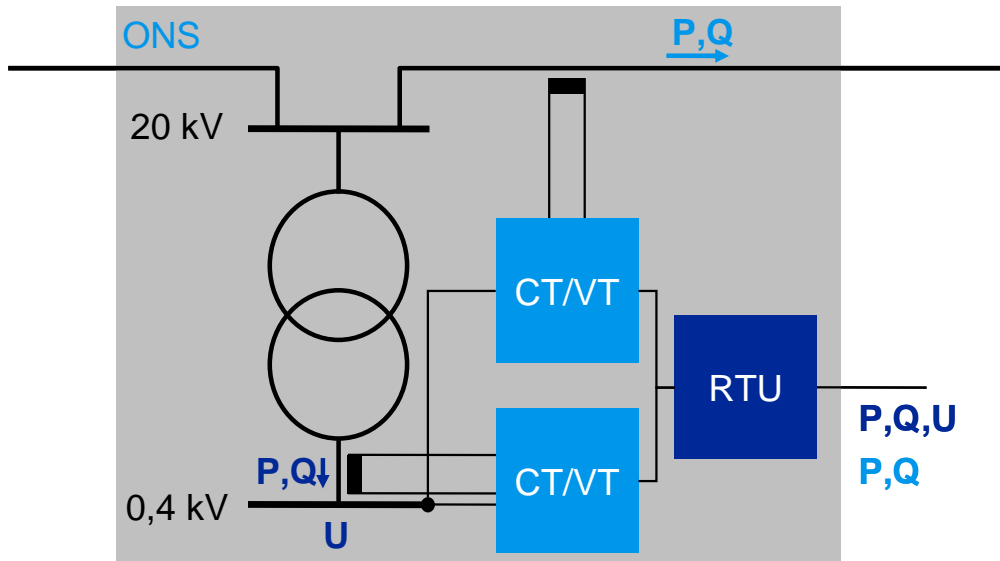


Abbildung 45: Mess-Schema in der Ortsnetzstation

Definition Netzdaten

Wesentlicher Bestandteil des MeRegio Projekts war die Erkennung und anschließende Vermeidung von Netzengpässen mit Hilfe von Last- und Erzeugungsprognosen. Hierzu war es notwendig – und Hauptaufgabe von ABB – ein entsprechendes System zu beschaffen und zu installieren sowie alle für den Betrieb des Prototypens erforderlichen Daten zu organisieren und einzugeben. Da sich das System als auch die Engpassvermeidung auf die Niederspannungsebene bezieht, wurden in diesem Arbeitspaket erstmalig die für das Mittelspannungsnetz konzipierten Systeme als auch Prozesse entsprechend modifiziert um beispielsweise den ABB Network Manager für eine Abbildung des Niederspannungsnetzes verwenden zu können.

Die hierfür notwendigen Daten aus dem Niederspannungsnetz über alle Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren) sowie die geografischen (GIS-) Daten wurden aus dem System der EnBW Regional AG exportiert und für die Modellierung im System der ABB verwendet.

Für das Projekt MeRegio wurde der Bereich Freiamt aus dem EnBW Netz für die reale Netzabbildung ausgewählt. Nur ein kleiner Teil der Ortsnetzstationen sowie der hieraus versorgten Haushalte sind ferngemeldet und lieferten bereits im Vorfeld Messdaten. Für die Aufgabenstellung ausreichend war die Verwendung von ausgewählten Versorgungssträngen mit Messstellen, so dass nur diese modelliert wurden, die anderen Abgänge aus Ortsnetzstationen wurden als Lasten in der Ortsnetzstation modelliert. Für die Pflege der Bilder und der Daten wurde das Dateneingabesystem IDES verwendet. Auf dem dafür vorgesehenen DE Server mit einem Windows 2003 Server 64 Bit Betriebssystem sind 3 unabhängige Dateneingabesysteme installiert worden. ,

- Realsystem Network Manager (MREG)
- Simulationssystem Network Manager (SREG)
- Network Manager DMS (CREG)

Das Datenmanagement für die beiden Netzführungssysteme Real und Simulation sowie für das Network Manager DMS System erfolgte jeweils über ein eigenes Dateneingabesystem.

Die Ortsnetzstationsringe

Im Rahmen der Dateneingabe wurden die ausgewählten Versorgungsstränge komplett topologisch beschrieben, siehe Abb. 45. Ortsnetzstationen, die im Modellnetz nicht gemessen sind, also keine RTU besitzen, wurden mit einer Last pro Lasttyp und einer Einspeisung pro Einspeisetyp modelliert.

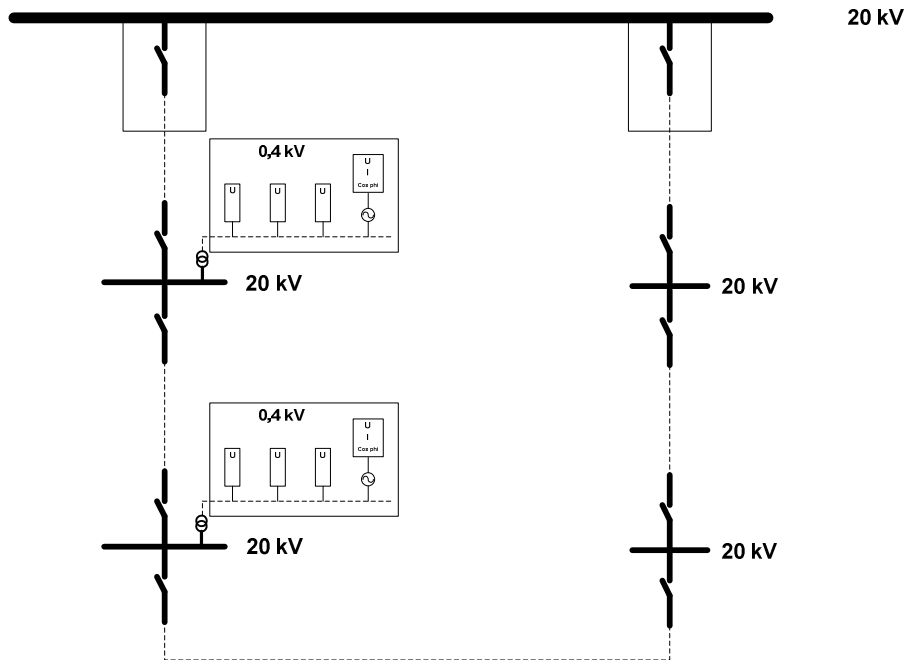


Abbildung 46: Prinzipschaltbild Ortsnetzstationsring

Die Dateneingabesysteme „MREG“ und „SREG“ wurden parallel geführt. Ein System war der Master, in dem anderen System konnten testweise Datenänderungen inkrementell eingegeben und in das Netzführungssystem geladen werden.

Das Gesamtergebnis war ein System, in dem die beschriebenen fünf Ortsnetze mit allen Betriebsmitteln und Lasten sowie Erzeugern abgebildet waren und die Basis für den nachfolgenden Engpassvermeidungsprozess bildete. Hier erwies es sich als vorteilhaft, dass die einzelnen Parameter (z.B. Prognose einzelner Erzeuger) über eine Excelliste relativ leicht änderbar waren, um so „künstliche“ Engpässe zu erzeugen, die den Beginn des Vermeidungsprozesses zu definierten Zeitpunkten darstellten.

2.3.2 Einbeziehung von Industriekunden

Bei der Schnittstellenanalyse wurden die notwendigen Parameter für die Kommunikation der einzelnen Komponenten untereinander definiert. Hierbei wurden die Erkenntnisse der systemplan hinsichtlich der Anforderungen der Gewerbe- und Industriekunden in das Projekt eingebracht. Von besonderer Bedeutung waren hier die Erkenntnisse über örtlichen Besonderheiten der beiden Modellregionen, die stark voneinander abweichen und somit wichtige Erkenntnisse eingebracht haben.

Die Datenbereitstellung der Messwerte aus den einzelnen Kundenmessungen, und vor allem die bei der Datenerhebung aufgefundenen Potenziale hinsichtlich abschaltbarer bzw. verschiebbarer Lasten, konnten in das Projekt eingebracht und zur Verfügung gestellt werden. Unten angefügte Abb. 46 zeigt die Definition von Lastverschiebung. Ein weiterer wesentlicher Punkt bestand darin, dass die zur Verfügung gestellten Werte, für die Abbildung von Netzauslastungen herangezogen werden konnten. Diese finden sich in der Darstellung der Netztopologie wieder.

	Was ist das Ziel der Lastverschiebung?	Wie wird die Lastverschiebung technisch umgesetzt?	Auf welchen Applikationen werden welche Echtzeitdaten visualisiert?
Manuelle Steuerung gemäß Preissignal	<ul style="list-style-type: none"> › Beliebige Anlage/ Prozess im Betrieb › Kann Kunde frei entscheiden 	<ul style="list-style-type: none"> › Kunde muss betreffende Anlagen/ Prozesse manuell steuern 	 <ul style="list-style-type: none"> › Online Cockpit für Preisverlauf und 15 min Gesamtstromverbrauch aus Lastgangzähler  <ul style="list-style-type: none"> › StromRadar Software für Gesamtstromverbrauch auf sec Ebene
Automatische Steuerung einer Anlage	<ul style="list-style-type: none"> › Spezifische unterbrechbare Anlage, die in Vorprüfung von MeRegio Team identifiziert und mit Kunden besprochen wurde 	<ul style="list-style-type: none"> › Automatische Optimierung über Steuerbox unter Berücksichtigung von: <ul style="list-style-type: none"> › Anlageneigenen Restriktionen › Leistungsspitzenreduktion Gesamtbetrieb › MeRegio Preissignal 	 <ul style="list-style-type: none"> › Echtzeitverbrauch der einzelnen Anlage/ Stromkreise online über Systemplan Cockpit  <ul style="list-style-type: none"> › Nachträglich werden Auswertungen der Power Submeter Daten zur Verfügung gestellt

Abbildung 47: Projektspezifische Testversionen für Lastverschiebungspotenzial

2.3.3 Evaluation des Netzführungskonzepts

Unterstützung bei der Analyse der Anforderungen von MeRegio an Netzführungskonzepte

Ziel war es, bei der Analyse der Anforderungen von MeRegio an Netzführungskonzepte zu unterstützen, indem internationale Netzführungskonzepte sowie verfügbare Forschungsergebnisse zusammengestellt und analysiert wurden.

Hierzu wurde zunächst die Notwendigkeit und der Nutzen von sogenannten „Smart Grids“ dargestellt, insbesondere von intelligenten Netzführungskonzepten auf Verteilnetzebene. Ein wesentlicher Bestandteil von Smart-Grid-Konzepten sind Energiemanagementsysteme, die Verbrauch und Erzeugung in den Verteilnetzen geeignet steuern und somit die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen bei der Netzführung unterstützen. Diese in verschiedenen Forschungsprojekten entwickelten Systeme wurden in dem Arbeitspaket vorgestellt. Zudem wurden aus existierenden Konzepten der Übertragungsnetze zur Vermeidung von Netzengpässen Lösungsansätze für ein „intelligentes“ Netzmanagement auf Verteilnetzebene abgeleitet sowie ein Überblick über internationale Smart-Grid-Projekte und –Initiativen gegeben.

Die Ergebnisse dienen unter anderem als Input für den Aufbau der Netzführungssysteme in MeRegio. Zu diesem Zweck wurde festgestellt, welche Daten verfügbar sind und gespeichert werden können. Daraufhin wurde bestimmt, in welcher Granularität diese später für den Marktplatz und die Simulationen (online und offline) vorliegen müssen.

2.4 IT-Integration (Teilprojektleiter IBM)

Toolgestützte UseCase Modellierung und automatisierte Softwaregenerierung

Neben dem erreichten Ziel für das MeRegio Konsortium eine IT-Plattform bereitzustellen, war die innovative modellgetriebene Vorgehensweise der Softwareentwicklung ein wichtiges Ergebnis für IBM. Basierend auf den in der Kurzdarstellung dargestellten Erkenntnissen wurde eine Ablauforganisation zur Durchführung einer modellbasierten Softwareentwicklung im MeRegio Projekt erstellt:

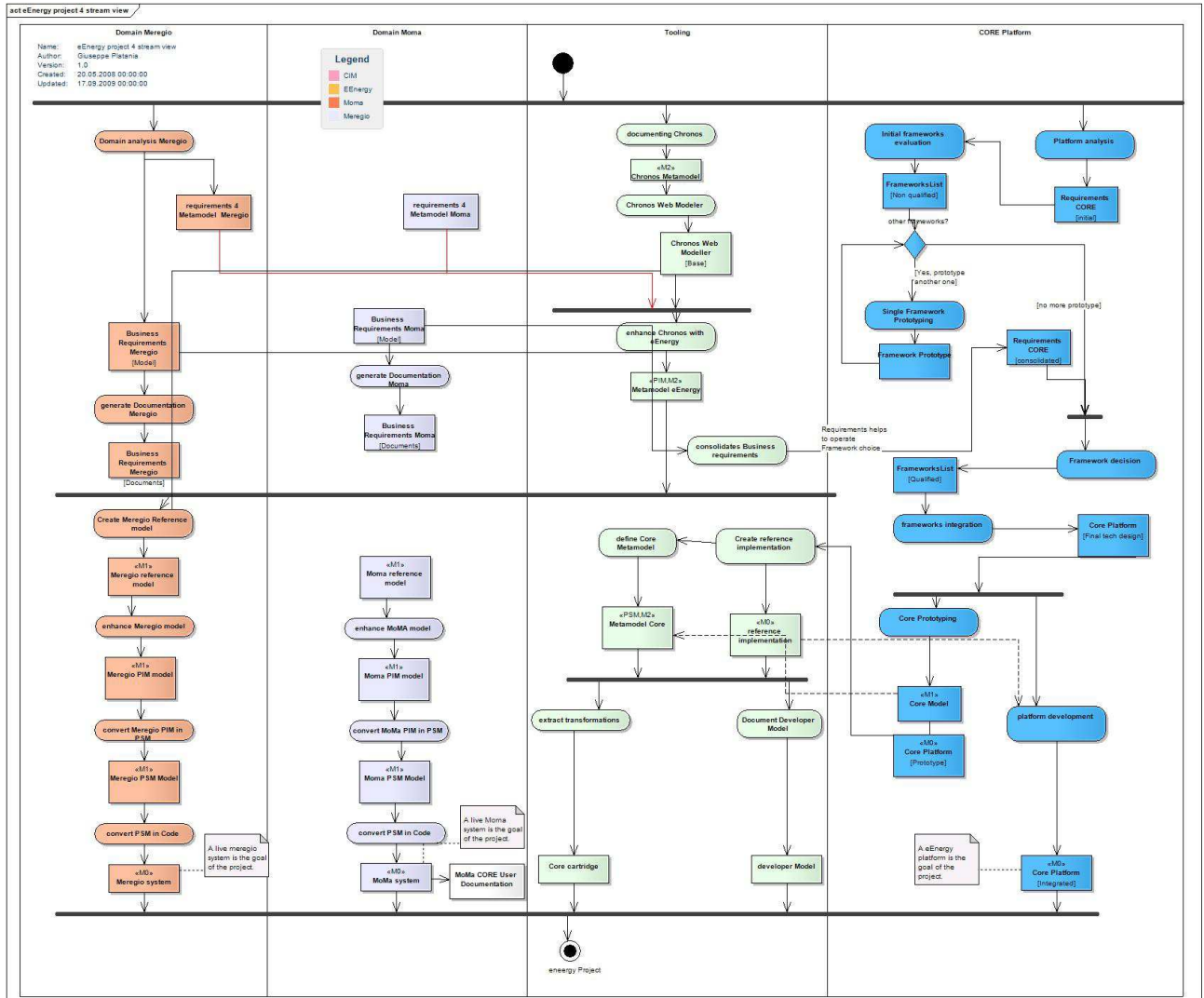


Abbildung 48: Vorgehensmodell zur Implementierung mittels einer MDA

Abb. 47 zeigt Arbeitsströme für die Entwicklung der MeRegio Domain, des Tools, der alphaCore Plattform sowie die Verbindung zu der parallelen moma Entwicklung.

Den Ausgangspunkt für dieses Vorgehensmodell liefern die fachlichen Arbeitspakete mit der Erstellung von in sich konsistenten Modellen und Vorgaben.

Auf der IT-technischen Seite werden diese Anforderungen aus dem fachlichen Modell für die alphaCORE Plattform umgesetzt. Hierbei werden drei wesentliche Elemente unterschieden:

1. Anpassung/Erweiterung der alphaCORE Plattform – Architektur
2. Manuelle Implementierungen der Funktionalitäten, welche nicht aus dem Modell generiert werden können.
3. Anpassung/Erweiterung der Werkzeugkette zur Nutzung des modellgetriebenen Herstellungs-Ansatzes

Im Rahmen dieses Arbeitsschritts wurde die Werkzeugkette anhand der gestellten Anforderungen kontinuierlich überprüft und weiterentwickelt. Hierbei wurden verschiedene Elemente erstellt, u. a.

Vorlagen und Generatoren zur Erstellung von Dokumenten aus dem Modell, automatische Erweiterungen des Modells um Aspekte der Architektur und Implementierung der alphaCORE Plattform (Transformation Modell zu Modell) und Funktionen zur Modellierung von UseCases.

Die erstellte Lösungsarchitektur benötigt für die Implementierung der Anforderungen der Modellregion mittels Model Driven Architecture (MDA) geeignete Softwaregeneratoren. „Generatoren“ ermöglichen die automatisierte Durchführung von Modelltransformation zwischen verschiedenen Modell-Ebenen oder zwischen verschiedenen Modell-Artefakten.

Unter dem bei MeRegio so entscheidenden Gesichtspunkt der Flexibilität und der Verwertbarkeit wurden die Generatoren auf Basis eines in die MDA eingebetteten Generatoren-Frameworks erstellt. Damit können die Generatoren bei Änderungen oder neuen Anforderungen an die Transformationen einfacher angepasst oder erweitert werden. Innerhalb des Generatoren-Frameworks werden die einzelnen Transformations-Algorithmen, die Generatoren, als sogenannte Cartridges (Einschübe) erstellt. IBM hat verschiedene Cartridges entwickelt, unter anderem eine Document Cartridge, eine Web2.0 Cartridge, eine WAS Cartridge und eine JRules Cartridge.

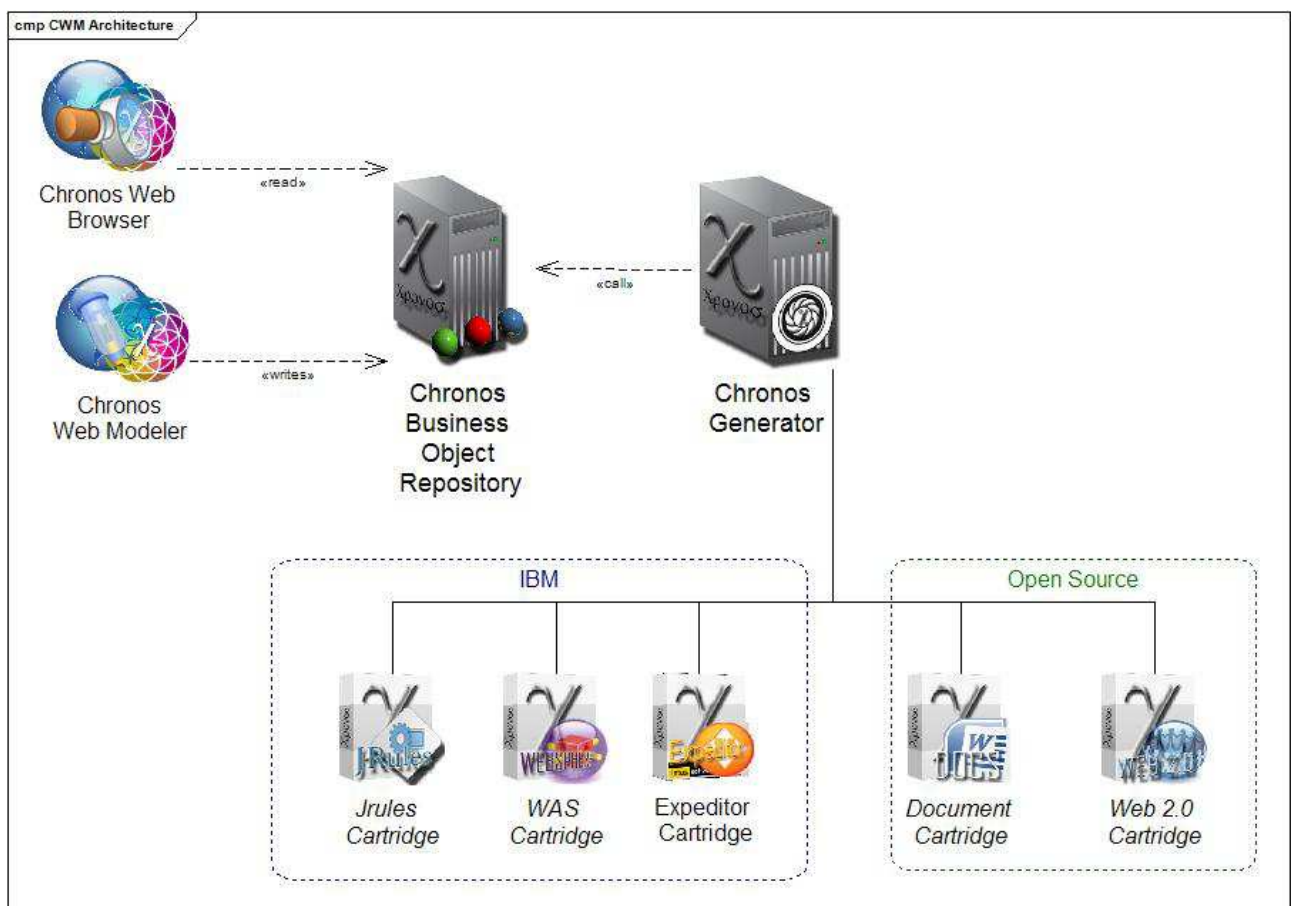


Abbildung 49: alphaCORE Generatoren-Framework

Die Hauptaufgabe von alphaCORE ist das Entgegennehmen, Speichern, Verarbeiten und das Weiterverteilen von Daten. Für die Aufgabe des Entgegennehmens und Weiterverteils wurde in der alphaCORE Architektur die ESB Komponente eingeführt. Diese Komponente bildet die Schnittstellen zu den MeRegio Systemen ab.

Abb. 48 und 49 zeigen, wie im Rahmen der Erstellung des Chronos Business-Manuals Modellierungs-Regeln entwickelt und publiziert wurden.

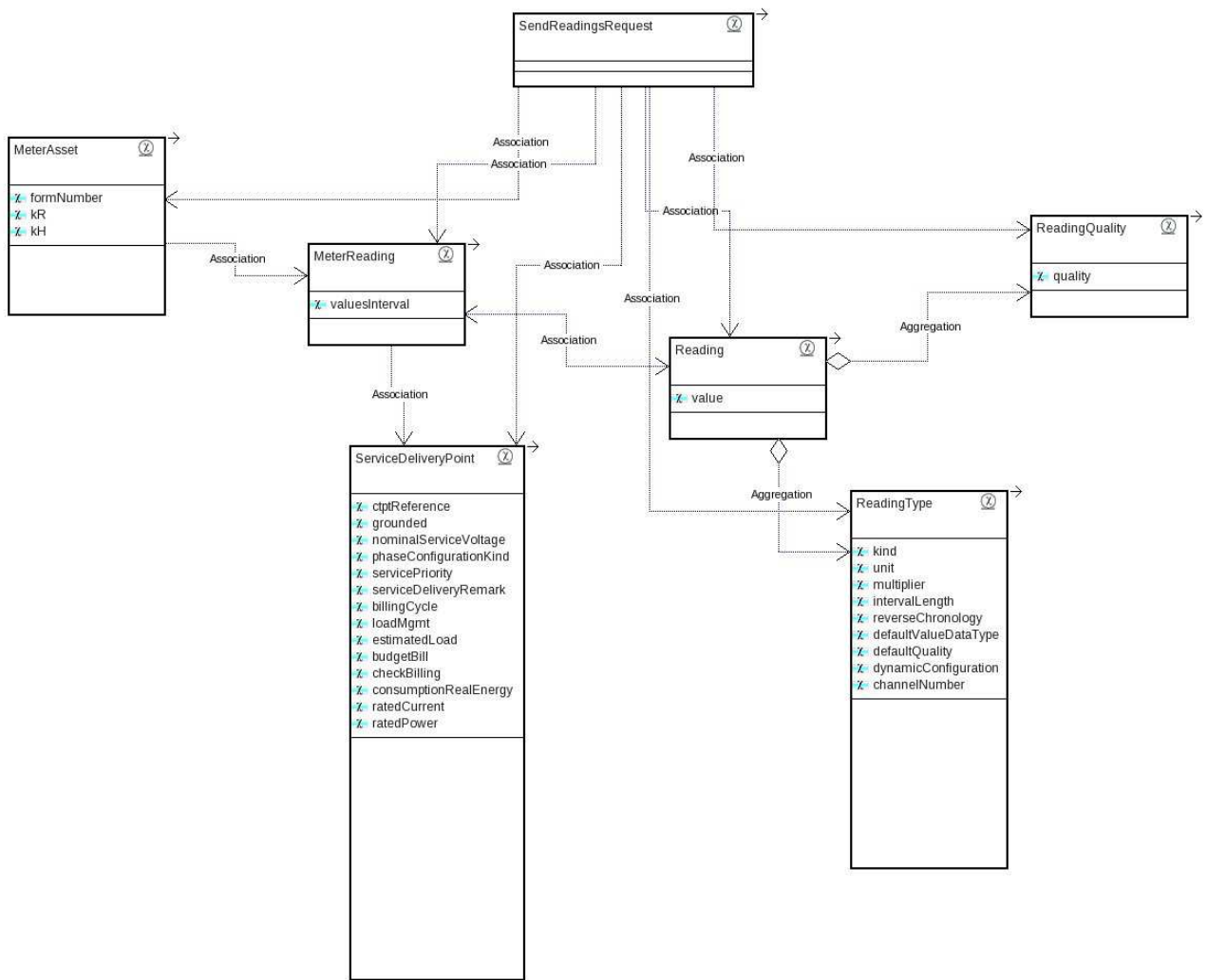


Abbildung 50: Modellgetriebener Ansatz zur Modellierung der Schnittstellen

Der Übergang von der Entwicklung in die Testphase war durch die zu enge Zeitplanung und die Komplexität des Projektes mit vielen Partnern und deren eigenen Entwicklungen eine Herausforderung für das Projekt. Die Risiken lagen hier insbesondere in der konsistenten Kommunikation und der schnellen Reaktionsfähigkeit aller Partner, um aufgetretene Fehler, die andere Partner beeinträchtigen, schnell zu beheben.

Um einen Prozess mit kurzen Wegen zwischen Entwicklung und Test zu etablieren, wurde gem. Abb. 50 eine „Continuous Integration“ Umgebung bei IBM hergestellt. Diese ermöglichte eine nahtlose Integration von Entwicklung und Test.

Durch den Ansatz der Continuous Integration werden Probleme früh gefunden und so eine hohe SW-Qualität zum Produktionsstart erreicht.

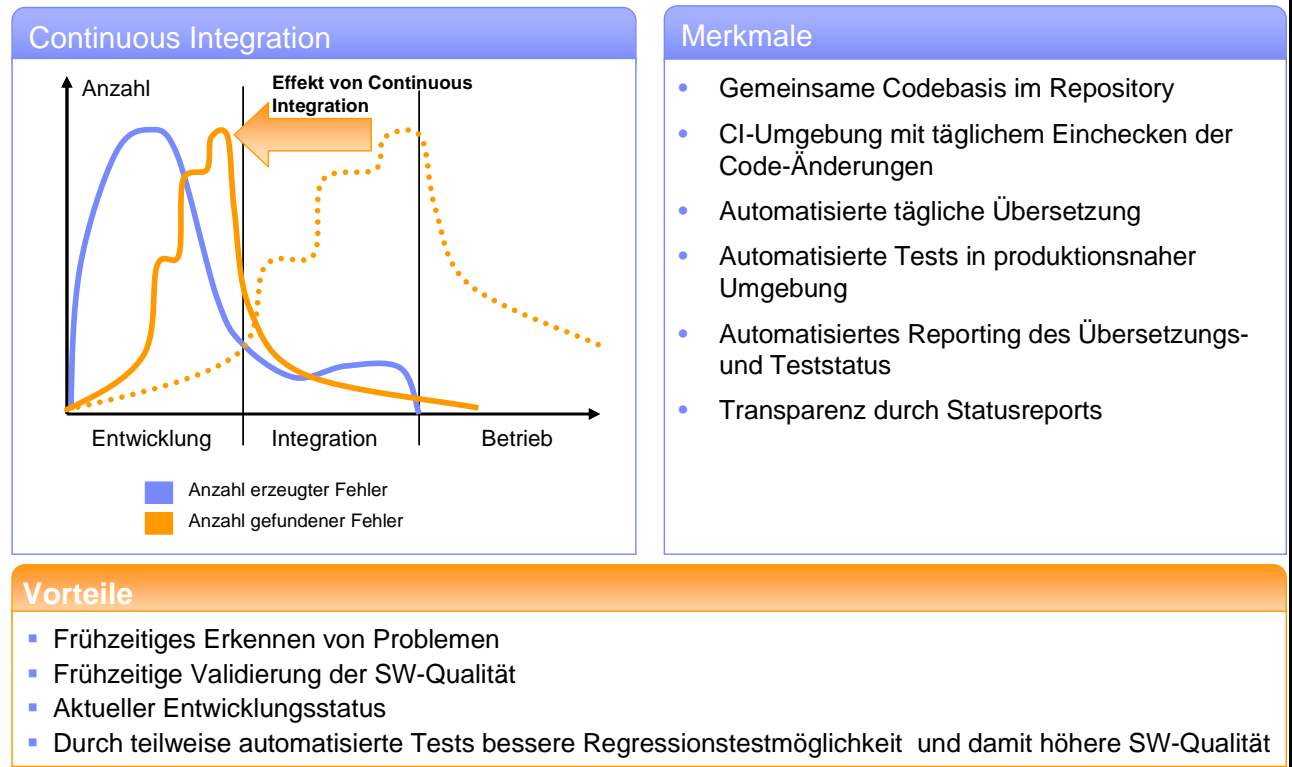


Abbildung 51: Nutzen und Vorteile einer CI Umgebung im Lieferprozess

Durch die Möglichkeit der Testautomation können kürzere Entwicklungs- bzw. Fehlerbehebungs-Zyklen erreicht werden (siehe dazu die Grafik in der folgende Abbildung).

Weiterhin ist sichergestellt, dass die zuletzt hergestellte und getestete Version eindeutig qualifiziert werden kann. Hierdurch werden Fehler bei der mit hohen Aufwänden verbundenen Auslieferung und Inbetriebnahme reduziert.

Für die IBM alphaCORE Entwicklung wurde in die Entwicklungsumgebung eine CI-Umgebung auf Basis Hudson integriert.

Die folgende Abb. 51 zeigt den Aufbau und den Ablauf des Continuous Integration Builds.

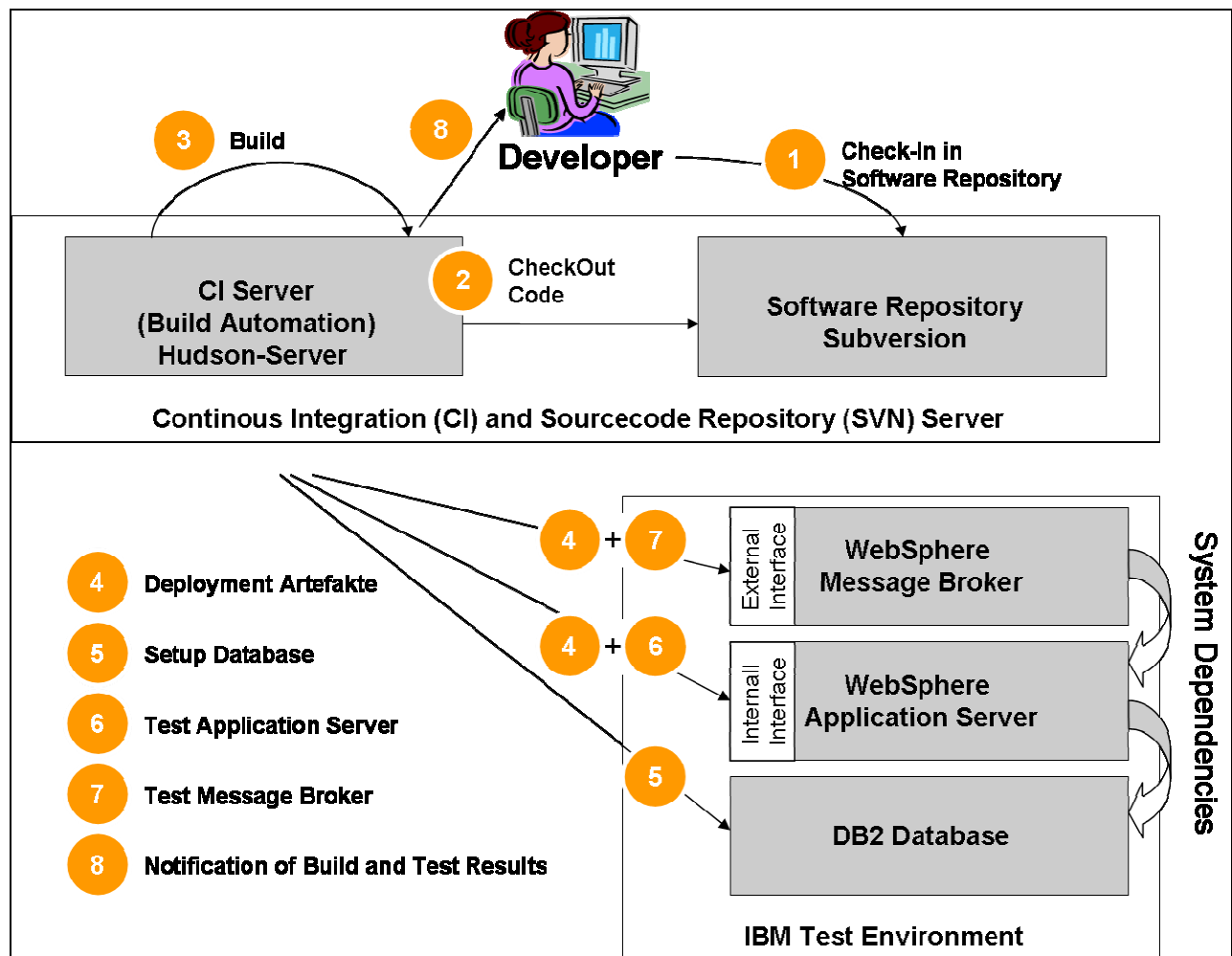


Abbildung 52: Aufbau und Ablauf der der Nutzung der CI Plattform im Lieferprozess

Wie in der Abbildung 52 dargestellt besteht das IBM System aus einem zentralen Server mit der Hudson Umgebung und dem Software Repository, sowie einer IBM alphaCore Testumgebung bestehend aus einer DB2, einem WebSphere Application Server und einem WebSphere Message Broker. Im ersten Schritt „committed“ der Entwickler seinen neuen Code in die das Software Repository. In zeitlichen Abständen erfolgt dann ein automatischer Build und Test des Softwarestandes (alle 2 Stunden). Dafür wird von dem CI Server automatisch der aktuelle Code aus dem Software Repository ausgecheckt und der Build für das IBM Test Environment durchgeführt (Schritt 2 und 3). Die erstellten Artefakte werden auf die Zielumgebungen deployed (Schritt 4). Das eigentliche Testen erfolgt über automatisierte SOAP UI Tests, die in den Continuous Integration Build eingebettet sind. Als erstes wird dabei die DB2 Datenbank mit einem Set definierter Testdaten initialisiert (Schritt 5)). Nachgelagert wird über die automatisierten Tests zuerst der WebSphere Application Server mit dem internen Interface (Schritt 6) und dann nachgelagert der WebSphere Message Broker mit dem externen Interface (Schritt 7) getestet.

MeRegio Partner-Integration operativ

Im Rahmen der MeRegio Feldtestphasen eins bis vier wurden zwei Lieferstufen der CORE Plattform mit den Partnern abgestimmt.

Die erste Lieferstufe fokussierte auf die Implementierung der Basis-UseCases und erreichte damit die Anbindung der Infrastruktur der intelligenten Zähler. Zur Vorbereitung der Feldtestphase drei mit Implementierung des AAB NetworkManagers war als erste, erweiterte Fachfunktion die Anbindung des ABB Systems in die Lieferstufe vorgesehen.

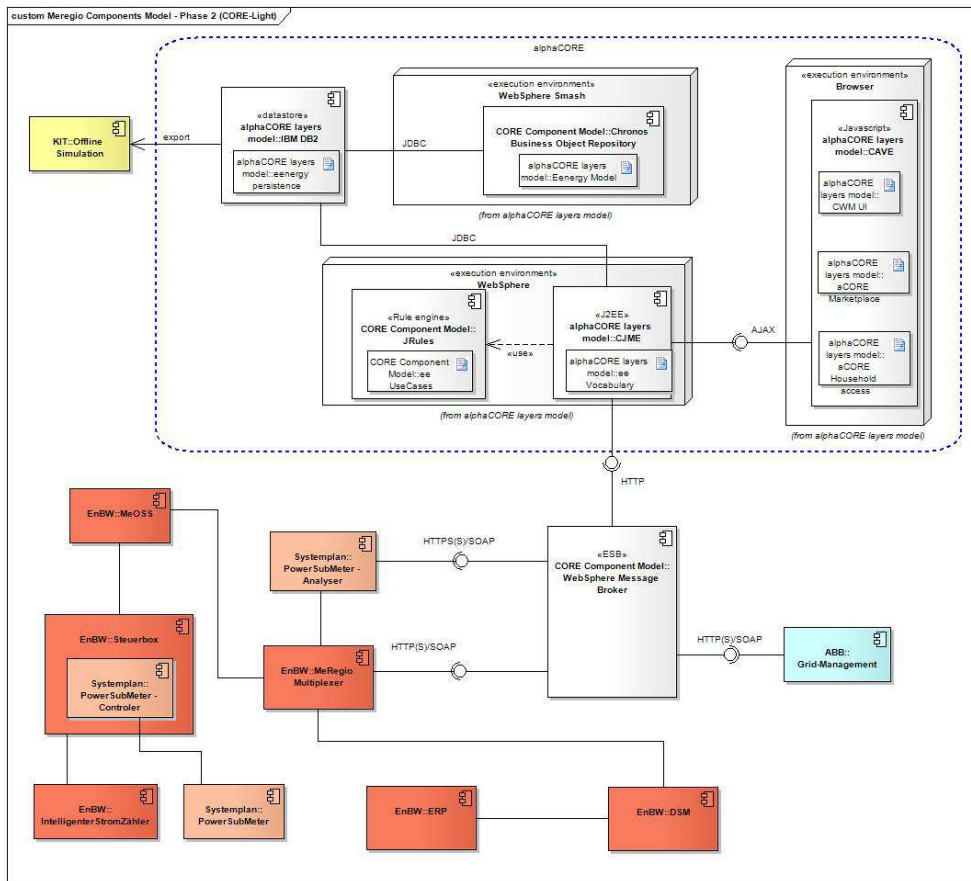


Abbildung 53: CORE Systemkontext der Lieferstufe 1

In der Lieferstufe 2 wurden die Partnersysteme in einem erweiterten Integrationsszenario über den EnterpriseServiceBus (ESB) angebunden, siehe Abb. 53. Hervorzuheben sind hier die Integration von Netzleitsystem, Marktplatz und Demand Side Manager (DSM). Der ESB ermöglicht die Abstraktion der internen CORE - Schnittstellen und der Schnittstellen der angeschlossenen Systeme. Damit können die CORE Komponenten und die Implementierungen der Lieferstufe eins wiederverwendet werden. In der Lieferstufe zwei wurden der CORE Plattform weitere Fach-Anforderungen hinzugefügt und über den ESB den Partnersystemen zur Verfügung gestellt.

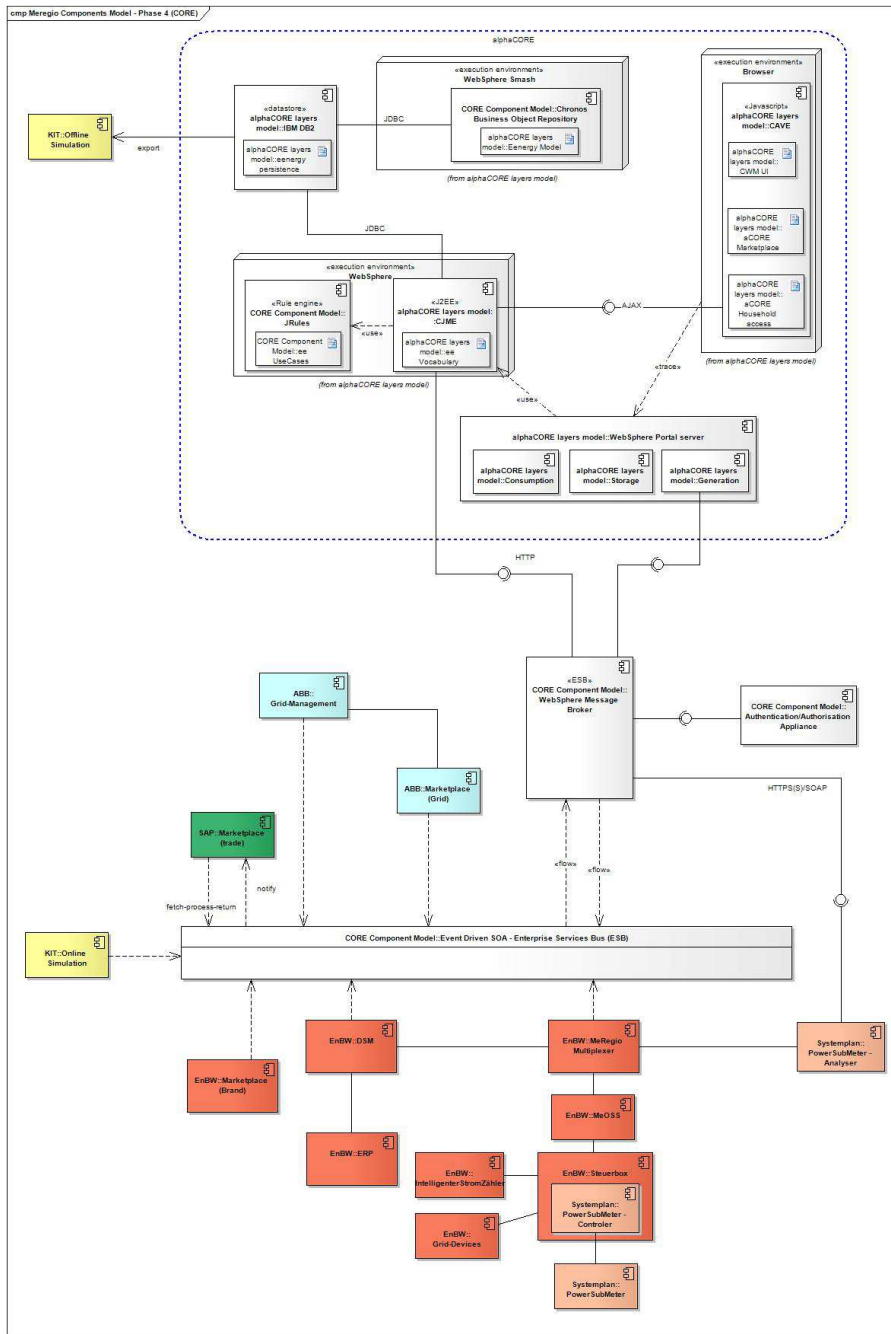


Abbildung 54: CORE Systemkontext der Lieferstufe 2

Mit der Anbindung der Simulations-Komponenten des KIT wurde mit der Lieferstufe 2 auch die für die Evaluationsphase benötigte Funktionalität ausgeliefert.

Auf Basis der vorhandenen Anforderungsmodelle wurden Basis-Geschäftsfälle (UseCases) identifiziert. Da eine einheitliche Architektur für die CORE Plattform in beiden E-Energy Projekten mit IBM Beteiligung vorgesehen war, wurde IBM-intern eine Analyse der beiden Modelle durchgeführt. Drei gemeinsame, projekt-unspezifische UseCases wurden identifiziert.

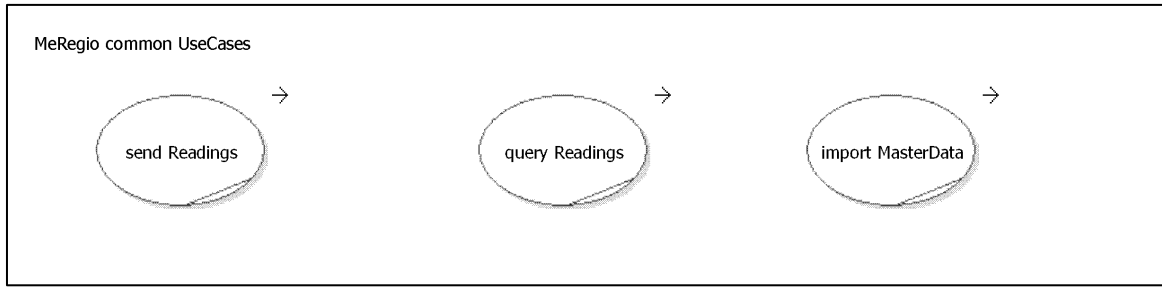


Abbildung 55: Basis UseCases der CORE Plattform

Für jeden der drei UseCases wurde gem. Abb. 54 bis 56 die Schnittstelle zu den Partnersystemen im Modell spezifiziert.

- SendReadings: Übermittlung von Zähl- und Messwerten der intelligenten Zähler an CORE

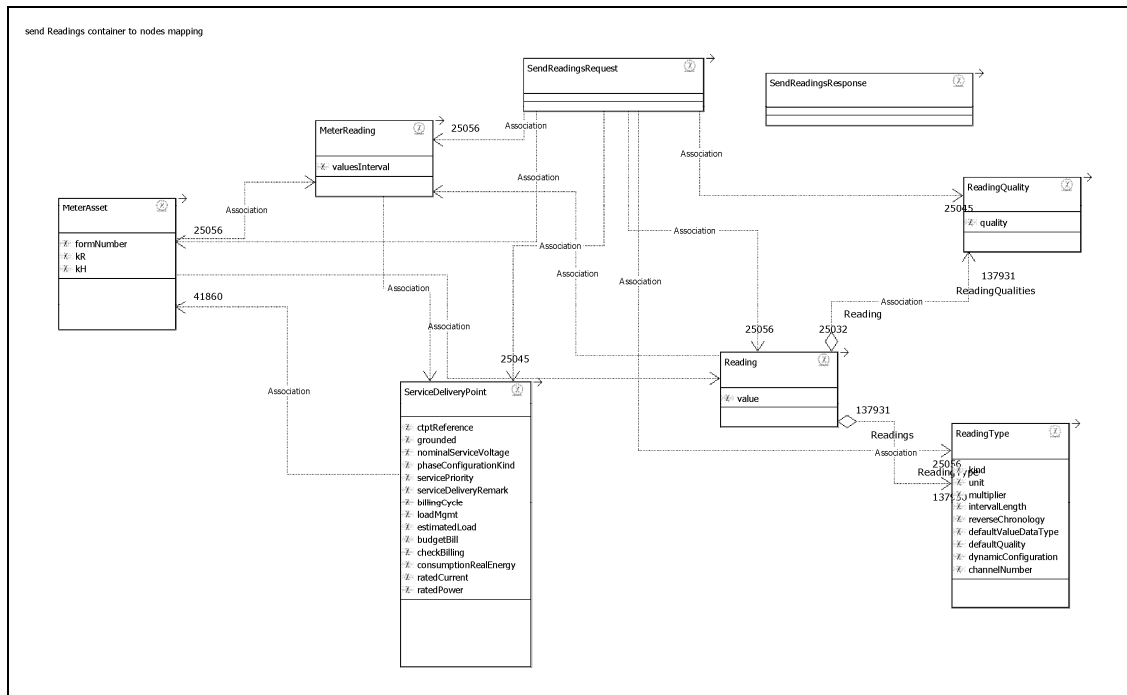


Abbildung 56: Schnittstelle des UseCase "SendReadings"

- QueryReadings: Abruf der vorhandenen Messwerte durch berechnete Dritte

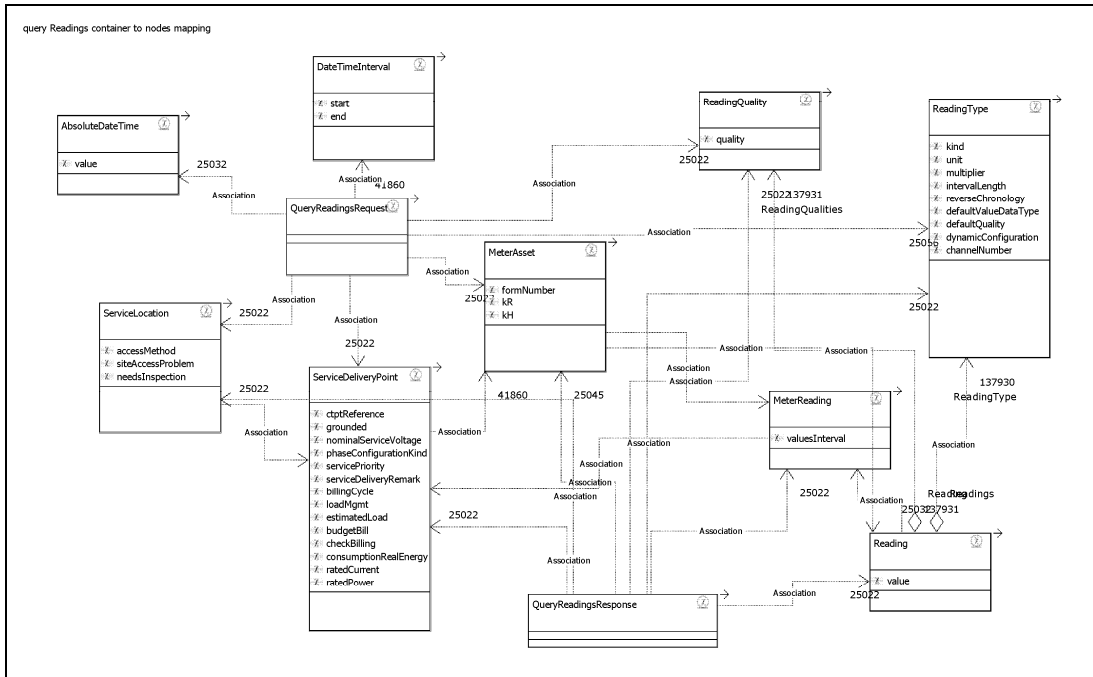


Abbildung 57: Schnittstelle des UseCase "QueryReadings"

- ImportMasterData: Funktion zum Stammdaten-Import. Stammdaten werden benötigt, um die Bewegungsdaten aus den beiden UseCases SendReadings und QueryReadings verarbeiten zu können; sie dienen nachgelagerten UseCases, z.B. bei der weiteren Aggregation von Messwerten zur Kategorisierung und Typisierung.

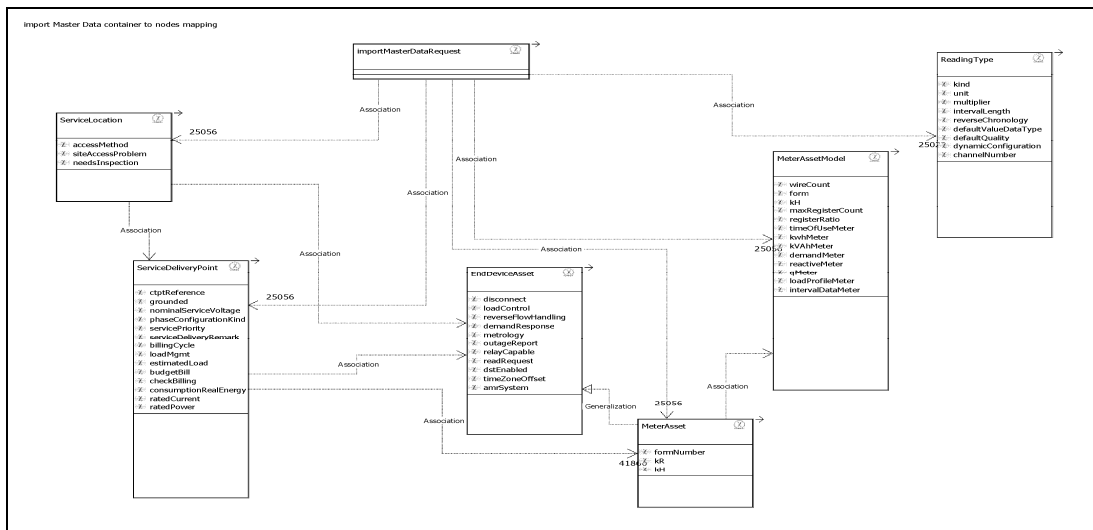


Abbildung 58: Schnittstelle des UseCase "ImportMasterData"

Mithilfe der modellierten Schnittstelle gemäß Abbildung 57 konnten die Basis-Dienste in CORE implementiert und die Spezifikation, hier als WSDL für die Übergabe an die Projekt-Partner, generiert werden.

Diese drei UseCases bilden somit den Basis-Umfang der Funktionalität des CORE Systems, auf dem alle weiteren Anforderungen für fachliche Funktionen aufbauen.

Systemkontext

Nachfolgende Abb. 58 zeigt den fachlichen Systemkontext innerhalb der Feldtestumgebung und der Systemgrenzen von alphaCORE.

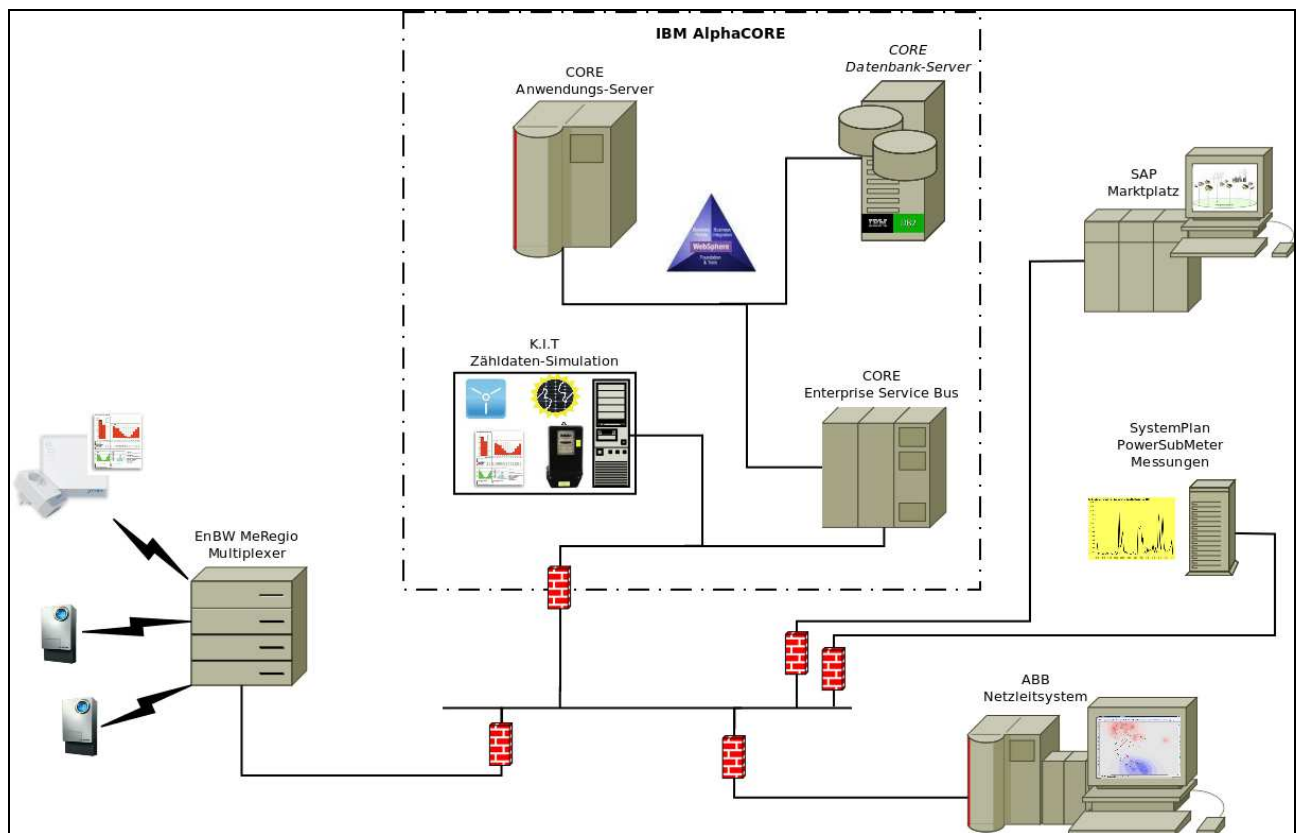


Abbildung 59: Systemkontext alphaCORE

Die Gesamtheit des operationalen Modells mit allen relevanten Systemkomponenten macht deutlich, welche technische Komplexität das gesamte IKT System entwickelt hat.

Die Vielzahl von Komponenten und deren Verbindungen bilden letztendlich die Komplexität des bestehenden Energiesystems in Deutschland ab, bei der jeder Teilnehmer im Rahmen vorgegeben rechtlichen Rahmenbedingungen seinen eigenständigen Beitrag zu dem Gesamtsystem liefert.

2.4.1 Integration der Industriekunden

Die Ziele der Zusammenarbeit zwischen IBM und systemplan bestanden darin, gemeinsam die Definition der Key-Performance-Indikatoren (KPI) für die Energie Effizienz und die sich daraus ableitende Anforderungen an die IKT-Ebene zu erarbeiten. Ein weiteres Ziel war es, notwendige Schnittstellen für die Datenübertragung der Messdaten von den Messgeräten bei den Kunden bis in die CORE Plattform zu definieren. Diese Definition war dann erforderlich, wenn die Feldgeräte von EnBW nicht als Gateway für die Datenübertragung benutzt werden konnten.

Die Unterstützung zur Konzeption der Realisierung der CORE MeRegio Plattform für Prototyp Phase 1 und Phase 2 war ein weiterer Punkt in den gemeinsamen Zielen. Die Unterstützung von systemplan wurde benötigt um die Messsysteme und ggf. die von systemplan entwickelten Steuerungseinheiten mit dem Gesamtsystem zusammenkoppeln zu können.

Im Rahmen des Projektes wurden unterschiedliche KPI's entworfen die für die Verwertung geeignet sind. So sind die Kennzahlen über die Verhaltensänderungen der Gewerbe- und Industriekunden nach Durchführung der Energieberatung entworfen und Wege zur Ermittlung dieser Zahlen ausgearbeitet worden.

Die Unterstützung der Partner beinhaltete den Datentransfer der kundenspezifischen Messwerte. Hier wurden die Wege definiert, auf welchen die Daten auf die CORE Plattform transferiert wurden und in welchen Formaten die Daten zur Verfügung gestellt wurden. Ebenfalls definiert wurden die Informationen welche zur Anreicherung der Daten notwendig sind. Hier ging vor allem um Einheiten und in welcher Weise diese angehängt werden, sowie die technische Datenschnittstelle und die verwendeten Protokolle.

Abb. 59 zeigt einen beispielhaften Request wie er zur Datenübermittlung an IBM Core vom Systemplannerserver aus durchgeführt wurde.

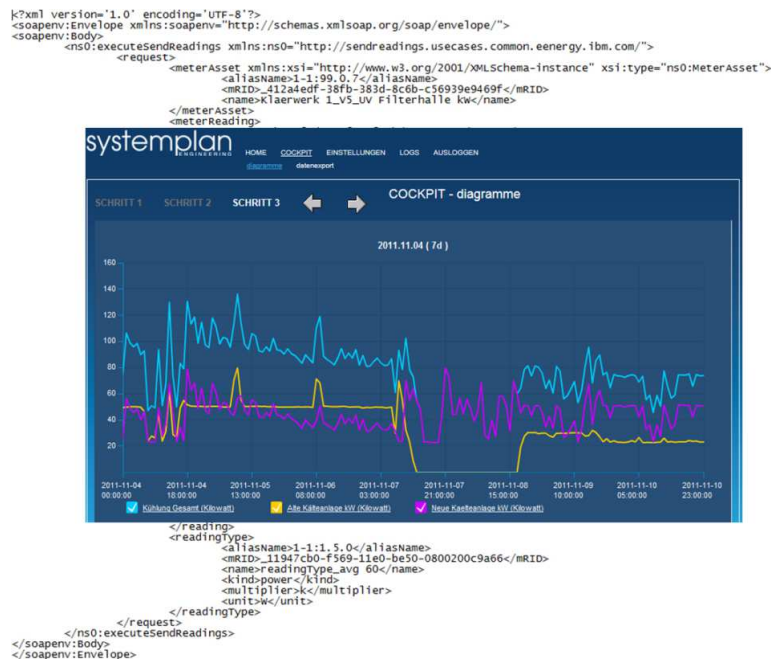


Abbildung 60: Übertragungsmodus aus dem Cockpit zu IBM Core

2.4.2 Evaluation der IT-Integration

Sicherheitsaspekte

Die Überführung von Marktaktivitäten und -kommunikationen des Energiemarktes auf eine elektronische Kommunikationsplattform verlangt einerseits nach der Einhaltung der für diesen Sachbereich einschlägigen gesetzlichen Vorgaben. Auf der anderen Seite stehen sich die Marktakteure aber auch in neuen Rollen gegenüber. Unter den Bedingungen einer schnellen und medienbruchfreien Kommunikation müssen hier Vertrauenstatbestände, die früher aus einem überschaubaren, geschlossenen Markt mit bekannten Akteuren folgten, elektronisch substituiert werden. Da die Granularität der ggf. auch telemedienrechtlich zu beurteilenden konkreten Systemarchitektur im Berichtszeitraum noch nicht einen subsumtionsfähigen Grad der Auflösung erreichte, wurde das Hauptaugenmerk auf die notwendigen rechtlichen Vorbedingungen der Standardisierung von Geschäftsprozessen und Datenmodellen im elektronischen Energiemarkt und auf allgemeine Beweisfragen im liberalisierten Markt des Messwesens gelegt. Im Hinblick auf eine spätere Zertifizierung der MeRegio-IKT-Infrastruktur wurden zudem Grundlagen des hier insbesondere relevanten Datenschutzaudits erarbeitet.

Zusätzlich wurden die innerhalb des MeRegio-Szenarios zwischen den einzelnen Parteien bestehenden Kommunikationsbeziehungen identifiziert, die Sensibilität der ausgetauschten Daten ermittelt und entsprechende Schutzbedürfnisse definiert. Des Weiteren wurden mögliche Infrastrukturangriffe untersucht, insbesondere auf Seiten des Endverbrauchers, d. h. der privaten Haushalte.

Analyse der eingesetzten Middleware unter rechtlichen Gesichtspunkten

Ziel war die Analyse der eingesetzten Middleware unter rechtlichen Gesichtspunkten. Die Bildung von Sachverhalten für die rechtliche Bewertung verlangte zunächst ein Verständnis der technischen Realisierungen der IKT-Ebene. Insofern wurden in dieser Phase die technischen Parameter für die weitere Aufbereitung erhoben. Gleichzeitig sollte eine erste Grobverortung der Regelungsmaterien etwaige Probleme hinsichtlich der Rechtskonformität der technischen Plattform aufdecken. Im Ergebnis wurde eine Grundlage für die Identifikation von Rechtsproblemen beim IKT-Einsatz geschaffen.

Das Szenario wurde unter Einbeziehung von Fragen des Eichrechts, der Haftung und des Beweises datenschutzrechtlich begutachtet. Aus datenschutzrechtlicher Perspektive konnte festgehalten werden, dass in dem vom MeRegio-Konsortium gewählten Architektur-, Rollen- und Prozessmodell des DSM die datenschutzrechtlichen Erfordernisse schon weitgehend umgesetzt wurden. Außer in den technisch unumkehrbaren Fällen wird der Personenbezug der relevanten Daten für die Akteure der Prozesskette weitgehend verhindert.

Ebenso werden nach der ersten Grobbewertung durch die Gestaltung des Modells haftungsrechtlich relevante Fragestellungen weitgehend gemieden.

Unterstützung der Anforderungsanalyse, Konzeption und Evaluation dezentraler IKT-Konzepte

Es wurden Anforderungen an die Infrastruktur und wünschenswerte Kommunikationsmuster formuliert, die sich Prinzip bedingt auf die Infrastruktur beim Endkunden beschränken.

Zusätzlich wurde an einem grundlegenden Konzept zur Realisierung einer dezentralen IKT gearbeitet, welches hierarchisch organisierte Overlay-Netze zur Organisation der Endverbraucher in regionale Gruppen vorsieht. Dabei orientiert sich das zugrundeliegende Konzept an Microgrids, bei dem einzelne Abschnitte des Stromnetzes als abgeschlossenes System betrachtet werden. Die autonome Funktionsfähigkeit der einzelnen Teilnetze ist dabei der Robustheit förderlich und ermöglicht die Reduktion der algorithmischen Komplexität.

2.5 Zertifizierung (Teilprojektleiter KIT)

Definition und Entwicklung der MeRegio Zertifizierung

Gemeinsam mit allen Konsortialpartnern wurde ein Schema entwickelt wie die einzelnen Kennzahlen und Indikatoren des Energiepolitischen Dreiecks

- Wirtschaftlichkeit
- Klimaverträglichkeit (Nachhaltigkeit)
- Versorgungssicherheit

erfasst und dokumentiert werden sollen, siehe Abb. 60.

Was	Was soll gemessen oder berechnet werden (mit Einheit)?
Wie	Wie werden die Messwerte ermittelt?
Wer	Durch wenn können die Werte bereitgestellt werden?
Warum	Warum benötigt man die Werte?
Womit	Mit welchem Werkzeug können die Werte bestimmt werden? - Messtechnik - Simulationen
Verantwortlicher Projektpartner	ABB, EnBW, IBM, KIT, SAP oder Systemplan; Verantwortlicher Projektpartner ist unterstrichen.
Kategorie	Begleitforschung: Diese Kennzahlen werden der Begleitforschung mitgeteilt und das Projekt sollte nach Möglichkeit anhand dieser Kennzahlen bewertet werden. Zertifikat: Diese Kennzahlen gehen in das Zertifikat ein. Da dieses Zertifikat (theoretisch) auch von anderen Regionen genutzt werden soll, müssen die Daten u.a. datenschutzrechtlich unkritisch sein. MeRegio-Intern: Diese Kennzahlen werden für Zukünftige Auswertungen erhoben. Ob diese Kennzahlen später wirklich gebraucht werden ist offen.
Voraussetzung	Bedingungen, die erfüllt werden müssen, damit die Kennzahl genutzt werden kann.
Bemerkung	Zusätzliche Bemerkungen
BSC-Klassifizierung	Zu welchem der Punkte des energiepolitischen Dreiecks gehört die Kennzahl: • Wirtschaftlichkeit • Klimaverträglichkeit (Nachhaltigkeit) • Versorgungssicherheit

Abbildung 61: Erfassungsschema für Kennzahlen und Indikatoren

2.5.1 Einbeziehung der Industriekunden

Die Hauptarbeitspunkte waren die Kennzahlen, die für die Erstellung des MeRegio-Zertifikats benötigt werden. Diese und die daraus resultierende Zertifizierung wurden in Workshops und bilateralen Treffen diskutiert und festgehalten. Durch die Unterschiedliche Aufgabenstellung der einzelnen Projektpartner ergab sich hier ein umfangreiches Dokument mit unterschiedlichsten, für jeden Projektbereich relevanten KPI's.

Das Hauptaugenmerk von systemplan, im Hinblick auf den eigenen Beitrag zum Gesamtprojekt, wurde auf den Bereich Energieeffizienz und Konsumreduktion gelegt. Ein Beispiel hierfür könnte das Einsparpotenzial am Gesamtenergiekonsum sein, wie in Abb. 61 und 62 dargestellt. Ein anderes ist die tatsächlich erzielte Einsparung.



Abbildung 62: Optimierung einer Kälteanlage (Wochenansicht)

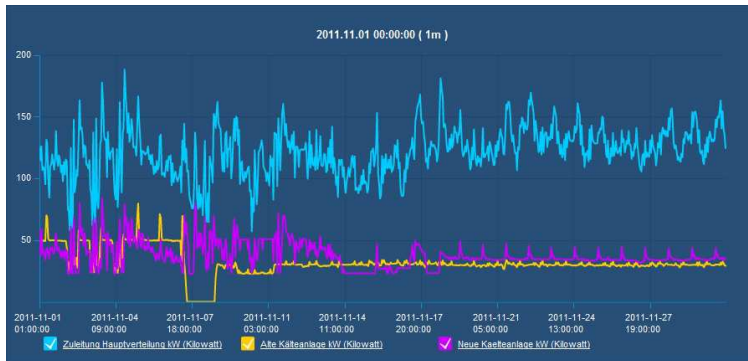


Abbildung 63: Optimierung einer Kälteanlage (Monatsansicht)

Es wurden zur Unterstützung des Marktplatzes verschiedene Szenarien entworfen und hinsichtlich der folgenden Aspekte überprüft:

- Einfluss auf die Energieeffizienz
- Realisierbarkeit
- Akzeptanz bei den Marktplatzteilnehmern
- Aufwand der Umsetzung (Technik, Finanzen, Manpower)
- Zeitlicher Rahmen

Diese Szenarien, die über den Marktplatz abgebildet wurden, müssen zwischen den Stromabnehmern, den Stromanbietern/Netzbetreibern und den Dienstleistern abgewickelt werden.

Im Rahmen des Feldtests wurden bei insgesamt acht Kunden die Stromverbräuche gesamt und von verschiedenen Anlagen (zum Beispiel Druckluftherzeugung) erfasst. Die Kunden waren aus den Branchen Metallverarbeitung, Werkzeugbau Lebensmittel, Bau und Elektronik sowie eine öffentliche Einrichtung. Auf Basis der Messungen konnten verschiedene Kennwerte ermittelt werden, die die Prozesse bei den einzelnen Unternehmen abbilden. Der Erfolg von durchgeführten Optimierungsmaßnahmen konnte anhand der gebildeten Kennwerte zum Teil nachgewiesen werden. Nachfolgend das Beispiel einer optimierten Druckluftanlage:

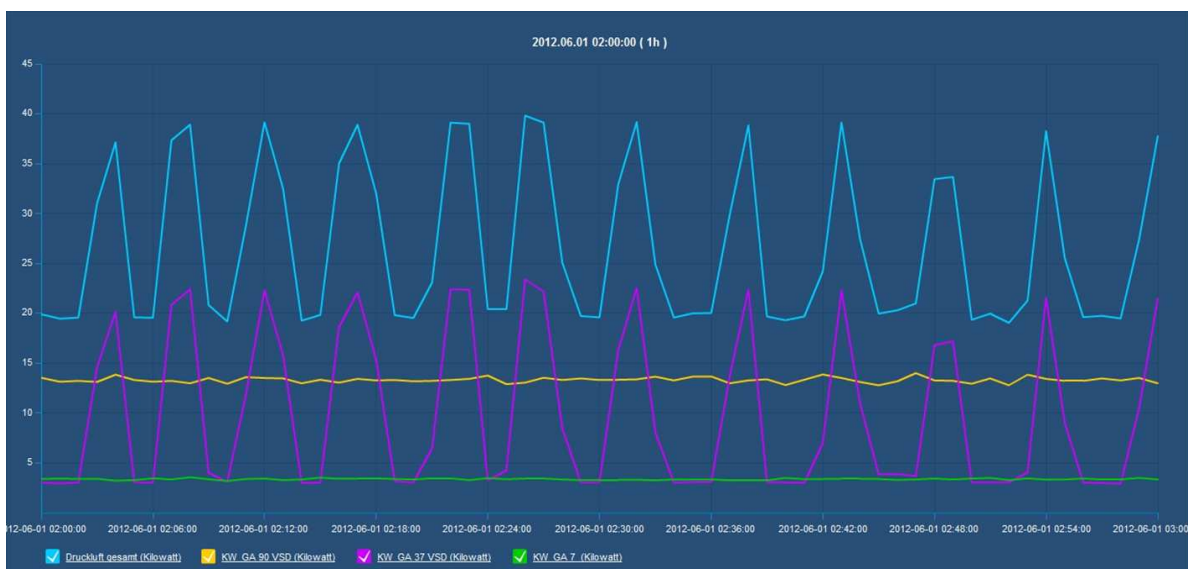


Abbildung 64: Lastverlauf der Druckluftanlage vor den Effizienzmaßnahmen

In Abbildung 63 sind die Schaltzyklen der Druckluftanlage während einer Stunde ohne Produktion (Freitag, 01.06.2012 von 02:00 Uhr bis 03:00 Uhr) abgebildet, bevor durch entsprechende Maßnahmen die Leckagerate deutlich gesenkt wurde. In der nachfolgenden Abbildung 64 sind die Schaltzyklen derselben Druckluftanlage nach der Eliminierung der Leckagen in der Druckluftverteilung.



Abbildung 65: Lastverlauf der Druckluftanlage nach den Effizienzmaßnahmen

Hier wird als Kennwert für die Verbesserung der Energieeffizienz die Anzahl der Schaltzyklen pro Zeiteinheit der Druckluftherzeugung verwendet. Dieser Kennwert ist von äußeren Einflüssen unabhängig, er beschreibt den Zustand der Druckluftverteilung.

Die Produktionsmenge hat entscheidenden Einfluss auf den Energiebedarf eines Prozesses. Durch die Bildung der prozessspezifischen Kennzahlen und deren ständigen Nachverfolgung kann die Energieeffizienz des Prozesses abhängig von der Produktion bewertet werden. Auf diese Weise kann der wirtschaftlichste (z. B.: bezüglich Energie-, Personal- und Wartungskosten) Betriebspunkt des Prozesses ermittelt werden. Weiter kann anhand des Kennwertes und der Produktionsplanung der zukünftige Energiebedarf geplant werden.

Ebenfalls einen entscheidenden Einfluss auf die Energieeffizienz von Unternehmen und Prozessen haben die Nutzer. Unter dem Nutzerverhalten ist zum unter anderem die Produktionsplanung zu sehen, hier können zum Beispiel durch geschickte Planung die Auslastung der Maschinen optimiert und unnötige An- und Abfahrzyklen vermieden werden. Auch kann durch entsprechende Anweisungen dafür gesorgt werden, dass zur Zeit nicht benötigte Verbraucher (Maschinen, Anlagen, Lüftung, ...) nicht unnötig betrieben werden.

Je nach Art des Prozesses können äußere Klimaeinflüsse erheblichen Einfluss auf den Energiebedarf haben. So sinkt zum Beispiel bei luftgekühlten Kälteanlagen mit zunehmender Außentemperatur der Wirkungsgrad, die Folge ist ein höherer Stromverbrauch bei derselben Kälteleistung.

Aus den Erfahrungen des Feldtests ergibt sich, dass es für die energetische Bewertung von Unternehmen und einzelnen Prozessen in den Unternehmen notwendig ist, neben den Energiedaten auch die Daten der Produktion und gegebenenfalls Klimadaten zu erfassen.

Das Nutzerverhalten kann ebenfalls durch entsprechende Auswertungen der Kennzahlen (zum Beispiel vor und nach einer Schulung) bewertet werden.

Durch die Betreuung der Messungen mit dem PowerSubmeter und die regelmäßige Energieberatung der Kunden fand ein kontinuierlicher Erfahrungsaustausch statt.

Die Möglichkeit der Reduzierung der Stromkosten durch unterschiedliche Preissignale und die entsprechende Verschiebung der Lasten (Stromverbrauch) wurde sehr positiv aufgenommen.

Bei einem Unternehmen im Lebensmittelbereich wurde durch die Analyse der Lastgänge festgestellt, dass die Lastspitzen der Kälteerzeugung mit den Lastspitzen der des Gesamtlastgangs zusammenfallen. Durch die Optimierung und Anpassung der Regelung der Kälteanlage konnten zum einen die Lastspitzen bei der Kälteerzeugung deutlich reduziert werden, zum anderen fallen die Lastspitzen nicht mehr mit den Lastspitzen des Gesamtlastgangs zusammen. Weiter wurde erreicht, dass die gesamte Lastspitze aus dem Hochtarifbereich in den Niedertarif verschoben wurde. Speziell bei der Kälteerzeugung können mit Hilfe entsprechender intelligenter Steuerungen und der Ausnutzung von Speichereffekten die Lasten der Erzeugung in andere Tarifzeiten geschoben werden (vgl. Abb. 65 und 66).

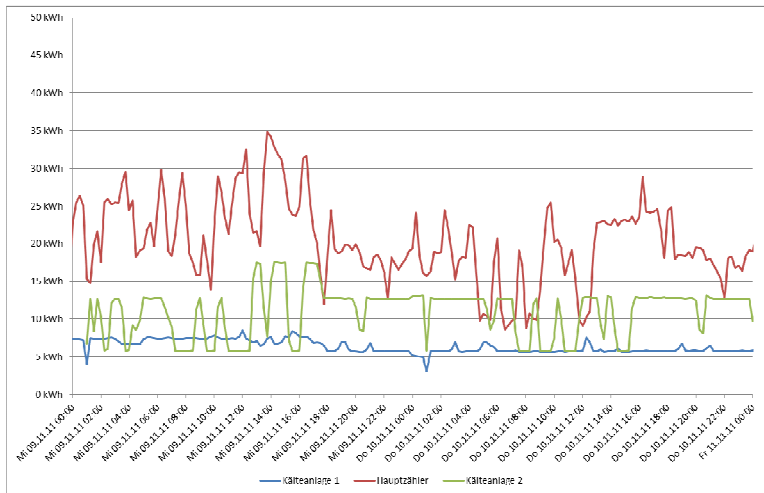


Abbildung 66: Lastgang vor der Optimierung

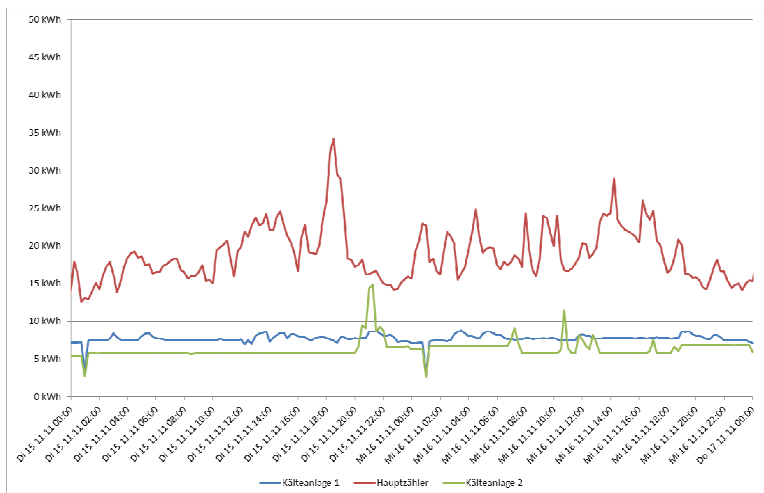


Abbildung 67: Lastgang nach der Optimierung

Ähnliche Effekte können bei Produktionsanlagen erreicht werden, allerdings nur wenn der entsprechende Produktionsschritt nicht zeitkritisch ist und die entsprechenden Steuerungsmöglichkeiten vorhanden sind. Bei einem metallverarbeitenden Betrieb zum Beispiel kann ein Wärmebehandlungsprozess entsprechend eines Preissignals während der Schwachlastzeiten gefahren werden. Hier würde lediglich festgelegt, wann der Prozess zu Ende sein muss. Die Temperatur-Zeit-Kurve ist in der Steuerung hinterlegt und der Prozess beginnt dann, wenn aufgrund des Preissignals die niedrigsten Energiekosten für den Prozess zu erwarten sind. Neben der durch das Preissignal beeinflussten Steuerung müssten auch die Arbeitsabläufe um die Wärmebehandlung organisiert werden. Wie in Abb. 67 allerdings an den Lastgängen nach der Optimierung zu erkennen ist, ist der Glühvorgang nicht von den weiteren Arbeitsschritten entkoppelt.

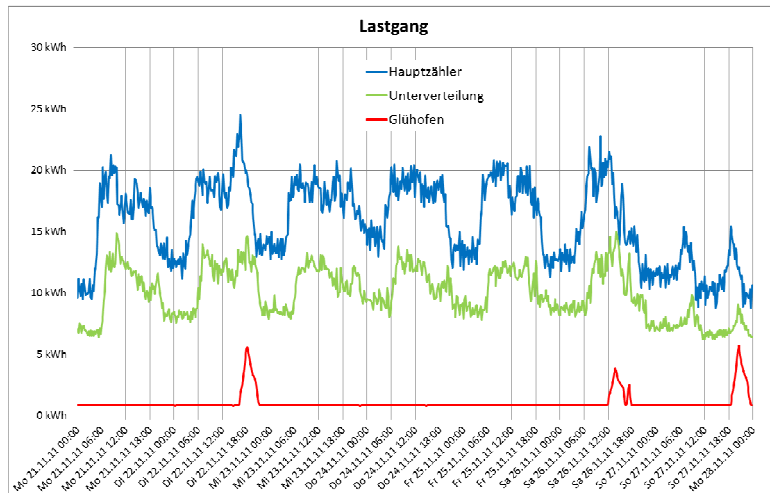


Abbildung 68: Lastgang

Eine weitere Optimierung der Lastverteilung ist hier nur mit sehr großem organisatorischem Aufwand möglich. Allgemein muss anhand der Erfahrungen des Feldtests festgestellt werden, dass der intensiven Nutzung der Möglichkeiten der Lastverschiebung die organisatorischen und finanziellen Aufwände entgegenstehen. Aus der Erschließung des nachgewiesenen, hohen Potentials der Lastflexibilisierung im Gewerbe lassen sich derzeit keine Erträge erwirtschaften. Die Anreize für kleine und mittlere Unternehmen müssen so gestaltet werden, dass trotz der Investitionen eine positive Ertragssituation entsteht.

2.5.2 Evaluierung

Definition und Entwicklung der MEREGIO Zertifizierung

Im Rahmen der Arbeiten wurden bestehende Ansätze zur Zertifizierung und zum Nachweis der Energieeffizienz untersucht. Dazu gehörten unter anderem der Gebäudeenergiepass, das Europäische Energie Label für Elektrogeräte und MINERGIE® (Qualitätslabel in der Schweiz für Neubauten und modernisierte Altbauten aller Gebäudekategorien).

Zusätzlich wurden in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern Kennzahlen und Indikatoren identifiziert, die sich für ein Zertifikat eignen. Da das Zertifikat in unterschiedlichsten Regionen genutzt werden sollte, wurde darauf geachtet, die notwendigen Daten in den Regionen einfach zu erheben zu gestalten. Neben diesen Aspekten wurde versucht, auf bestehende Ansätze zur CO₂ Bilanzierung im kommunalen Umfeld aufzubauen. Hierfür wurde das Tool ECORegion für die Erstellung einer Grundbilanz herangezogen.

Durchführung der MeRegio Zertifizierung

Die Kenngrößen für die Bewertung der Region wurden entsprechend des Zertifizierungsmechanismus umgesetzt. Die Einstufung der Modellregion erfolgte im weiteren Verlauf. So wurde festgelegt, in welche Effizienzklasse die Modellregion einzuordnen ist. Das Ergebnis der Zertifizierung wurde graphisch und in Textform aufbereitet. Neben dem Gesamtergebnis sind auch die Stärken und Schwächen der Region in den einzelnen Kategorien genannt worden.

Auf Basis der ECORegion Software, die bereits in mehr als 1000 Kommunen in Deutschland im Einsatz ist, wurde eine Startbilanz auf Basis der Energieverbrauchsdaten und frei verfügbaren Daten des Statistischen Landesamtes BW erstellt. Hinzu kamen Daten über den Stromverbrauch und die erneuerbare Energieerzeugung vor Ort sowie eine Metrik, die den Ausstattungsgrad der Region mit intelligenter Netzführungstechnik abbildet. Als dritte Kategorie wurde ein Fragebogen, welcher die politischen Pläne zur Erhöhung der Energieeffizienz und den wesentlichen Rückhalt in der kommunalen Verwaltung abbildet, hinzugefügt. Die Ergebnisse in den drei Kategorien gewichtet zu einem Gesamtergebnis zusammengeführt belegen, dass trotz der bereits implementierten Technik die Region Freiamt-Ettenheim weiteres Potenzial zur Senkung der Emissionen und Erhöhung der Energieeffizienz besitzt.

2.6 Simulation (Teilprojektleiter KIT)

Unterstützung bei der Konzeption der Simulationsszenarien

Es wurden Szenarien für die unterschiedlichen Bereiche definiert (z. B. Marktplatz, Demand Side Management, Netztechnik usw.), sie stellen die unterschiedlichen Sichten (ökonomisch, technisch, informationstechnisch) auf das Gesamtsystem dar.

Der wesentliche Aufwand betraf die Ausarbeitung der partnerübergreifenden Simulationsszenarien auf Basis der geplanten Realisierungen. Außerdem wurden Netzbereiche in der Region Freiamt ausgewählt, in denen mit Hilfe des Netzführungssystems Network Manager virtuell Kunden aus der Region Göppingen zugeordnet wurden.

Unterstützung bei der Konzeption der Simulationskomponenten

Schwerpunkt der Arbeit war die geeignete Simulation der im Rahmen von MeRegio nicht am Feldtest teilnehmenden Endkunden aus der Modellregion Freiamt/Ettenheim. Um ein vollständiges Bild der Region zu bekommen, wurden daher verschiedene Komponenten simuliert.

So wurden für die Kunden mit klassischen Ferraris-Zählern gesonderte Lastprognosen erstellt und - wie die Lastgänge der MeRegio Kunden - auch über die CORE Plattform von IBM in das Netzführungssystem von ABB eingespeist. Hierzu wurde vom KIT ein Simulator entwickelt und von IBM in die CORE Plattform integriert.

Die Lastgänge dieser Kunden basierten im Wesentlichen auf standardisierten Lastprofilen, die abhängig vom Kalender für die nächsten Stunden ausgerollt wurden. Auf Basis dieser Lastprognosen ermittelten die Network Manager Netzberechnungsfunktionen drohende kommende Netzengpässe innerhalb der nächsten 6 Stunden.

Simulationen zur Ableitung geeigneter Modelle des Netzführungssystems

Zu Beginn wurden verschiedene Ansätze evaluiert, wie die Engpasserkennung in einem Netzführungssystem umgesetzt werden könnte. Dabei wurde zunächst eine mathematisch exakte Lösung ausgearbeitet, die sich am heute üblichen Vorgehen in Übertragungsnetzen orientiert. Anschließend wurden verschiedene Ansätze entwickelt, wie diese Vorgehensweise angepasst werden kann, um auch in großen Verteilnetzen zu funktionieren.

Weiterhin war in den Untersuchungen zu erkennen, dass der Einfluss der Knoten im Netzbereich hinter dem verursachenden Knoten mit Werten von 83% bis 96% relativ ähnlich ist. Ein ähnliches Bild ergibt sich für alle Knoten, die über andere Leitungen an die Ortsnetzstation angebunden sind. Hier liegt die Effizienz eines Leistungseingriffes bezogen auf die Effizienz eines Eingriffes am verursachenden Knoten nur bei 40 - 50%. Ein wiederum ähnliches Bild ergibt sich bei Kunden, die an andere Ortsnetzstationen im Mittelspannungsring hinter dieser Ortsnetzstation angebunden sind. Bei denen ergeben sich Wert allerdings lediglich Effizienzwerte im Bereich von 3 - 5%.

In MeRegio sollten die normierten Sensitivitäten ein Parameter für die Auswahl der Angebote im Marktplatz sein. Die Frage war daher, ob ein einzelner Knoten ausreichend genau berechnet werden kann oder ob nicht vielmehr halbwegs verlässliche Leistungsänderungen nur von einer Vielzahl von Kunden im "Schwarm" erbracht werden können. Vorüberlegungen für die Mechanismen des Marktplatzes zeigten, dass es für eine hohe Liquidität und möglichst geringe Komplexität des Marktplatzes sehr vorteilhaft ist, wenn möglichst viele Netzanschlusspunkte die gleiche Effizienz einer Leistungskorrektur ausgewiesen bekommen. Die exakte Berechnung der Sensitivitäten ist folglich nicht einmal das Ziel, sondern nur ein Zwischenschritt. Am Ende müssen diese Sensitivitäten wieder zu Gruppen zusammengefasst werden.

Simulationen zur Auswahl geeigneter Einbauorte zusätzlicher Sekundärtechnik

Da ein wesentlicher Aspekt in MeRegio das Zusammenspiel der ISZ mit Messungen in Ortsnetzstationen ist, war es erforderlich, Ortsnetzstationen auszuwählen, unter denen auch möglichst viele MeRegio Teilnehmer liegen. Da in der Region Freiamt nur eine geringe Anzahl von Kunden vertraglich gebunden werden konnte, waren die Freiheitsgrade bei der Auswahl der Ortsnetzstationen in dieser Region für diesen Anwendungsfall folglich gering.

Die verbleibenden Simulationen konzentrierten sich daher darauf, besonders kritische Bereiche im Netz zu erkennen, die dann im Netzführungssystem möglichst genau parametrisiert werden mussten. Dafür wurde von EnBW eine detaillierte Liste mit allen Erzeugungsanlagen in der Region Freiamt/Ettenheim zur Verfügung gestellt. Diese Erzeugungsanlagen wurden im Planungsdatensatz und im Netzführungssystem den einzelnen Netzknoten zugeordnet.

Eine genauere Analyse zeigte, dass drei Stationen mit einer erhöhten Anzahl an ISZ-Kunden Netzgebiete speisen, die neben den ISZ auch eine signifikante Menge an dezentralen Erzeugern enthalten. Die Simulationen zeigten, dass die Spannungsanhebung durch PV Anlagen in einigen dieser ausgewählten

Netzbereiche bereits im kritischen Bereich liegt. Aus diesen Ergebnissen ließ sich ableiten: Netzbereiche mit einer hohen Einspeisung von Photovoltaikanlagen, in denen gleichzeitig viele Kunden über einen ISZ verfügen, sollten bevorzugt detailliert modelliert und messtechnisch erfasst werden.

Auch im Mittelspannungsnetz wurden Untersuchungen durchgeführt, die einen Einblick lieferten, an welchen Knoten die Spannungsanhebung durch Erzeugungsanlagen besonders kritisch war. Für die Untersuchungen wurden die verschiedenen Arten von Erzeugungsanlagen mit Skalierungsfaktoren versehen, so dass in den Simulationen überprüft werden konnte, welche Art von Erzeugungsanlagen besonders kritisch in Bezug auf die Spannungsanhebung ist.

Die Ergebnisse zeigen, dass im Mittelspannungsnetz die Windenergieanlagen in Freiamt mit ihren hohen Leistungen die höchsten Spannungsänderungen hervorrufen. Diese Änderungen sind so relevant, dass für eine vorausschauende Engpasserkennung eine hohe Güte der Einspeiseprognose erforderlich ist. Fazit für dieses Arbeitspaket ist, dass neben der Messung in Ortsnetzstationen auch die direkte Messung oder die möglichst präzise Schätzung der Leistungseinspeisung der direkt in die Mittelspannungsebene einspeisenden Windenergieanlagen ausschlaggebend ist.

Unterstützung bei der Simulation auf Basis der Modellregion(en)

Wesentlicher Aspekt der (online-) Simulation war der sogenannte „Engpassvermeidungsprozess“ oder „Prioprozess“ zur vorausschauenden Engpassvermeidung an dem nahezu alle Konsortialpartner beteiligt waren. Da dieser Prozess keine statische Analyse darstellte, war es von vornherein geplant mögliche Parameter zu verändern und daraus resultierende Abweichungen zu messen und zu dokumentieren. So konnten zusätzlich zu tatsächlich auftretenden Engpässen „manuelle“ Engpässe im System „provoziert“ werden. Von dieser manuellen Anpassung und damit der Auslösung des „Prioprozesses“ wurde häufig Gebrauch gemacht.

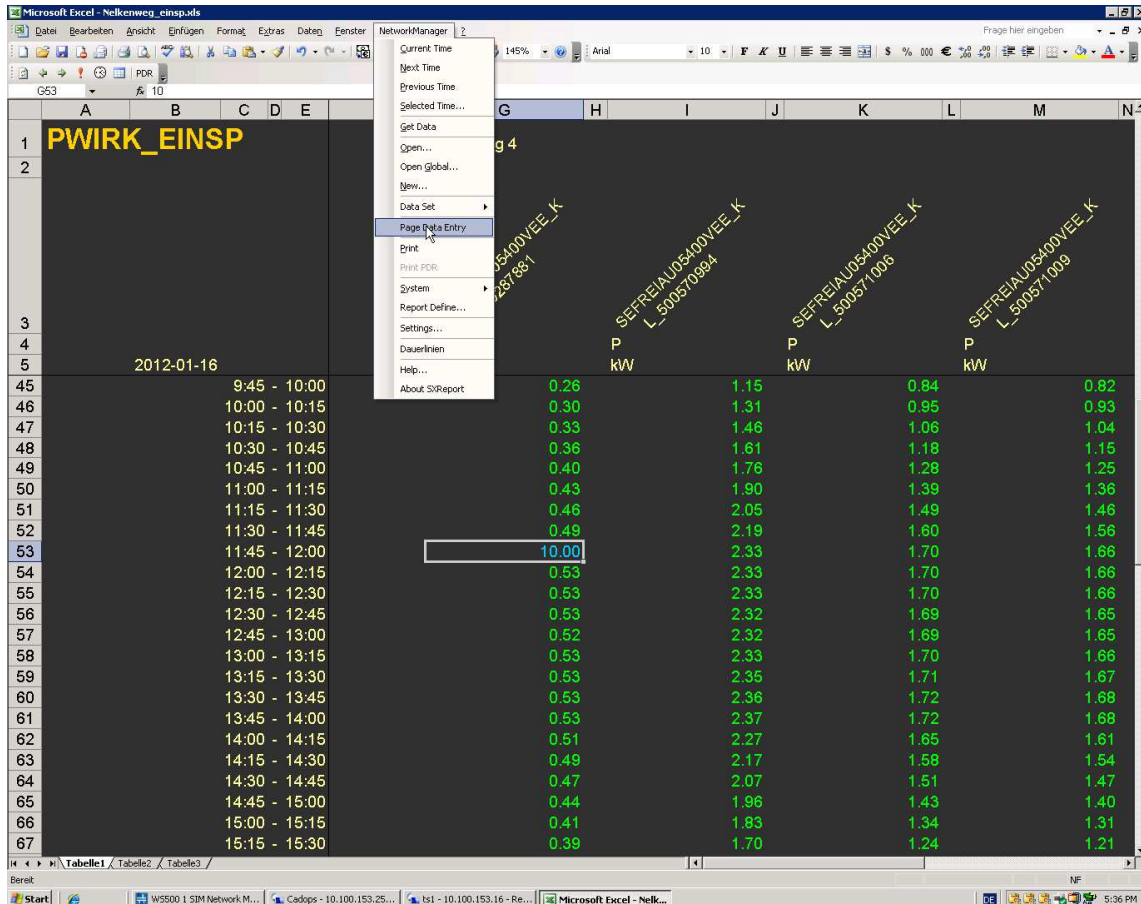
Zunächst wurden gemeinsam Simulationsszenarien entwickelt. Die zum Einspielen der Simulationsszenarien erforderlichen Schritte waren jeweils:

- Zuordnung von ISZ aus der Modellregion Göppingen zu Netzanschlusspunkten im Niederspannungsnetz der Modellregion in Freiamt.
- Variieren von Prognosen dezentraler Einspeiser, um Netzengpässe zu simulieren.

Die Zuordnung von ISZ aus Göppingen zu den Netzanschlusspunkten in Freiamt erfolgte mit Hilfe von Skripten, die in das Netzführungssystem eingespielt wurden. Durch die Skripte wurde die Referenz auf die mRID der ServiceLocation temporär geändert.

Zur Variation der Prognosen dezentraler Einspeiser wurden für die ausgewählten Netzbereiche der Modellregion Freiamt Excelberichte angelegt, die die aktuellen Prognosewerte darstellten und zudem ein Ändern der Prognose für gezielte Zeitpunkte durch den Anwender ermöglichten, vgl. Abb. 68. Damit ließen sich für bestimmte Zeitpunkte und Netzknoten gezielt Netzengpässe simulieren.

Für den über mehrere Monate getesteten Engpassvermeidungsprozess wurden somit manuell diverse Prioprozess-Zeitpunkte definiert. Diese variierten über den Zeitverlauf und richteten sich unter anderem an den von dem Konsortialpartner EnBW identifizierten Zeiträumen mit einer maximalen (theoretischen) Lastverschiebung bzw. -potentialen.



1	PWIRK_EINSP							
2								
3								
4								
5	2012-01-16							
45	9:45 - 10:00							
46	10:00 - 10:15							
47	10:15 - 10:30							
48	10:30 - 10:45							
49	10:45 - 11:00							
50	11:00 - 11:15							
51	11:15 - 11:30							
52	11:30 - 11:45							
53	11:45 - 12:00							
54	12:00 - 12:15							
55	12:15 - 12:30							
56	12:30 - 12:45							
57	12:45 - 13:00							
58	13:00 - 13:15							
59	13:15 - 13:30							
60	13:30 - 13:45							
61	13:45 - 14:00							
62	14:00 - 14:15							
63	14:15 - 14:30							
64	14:30 - 14:45							
65	14:45 - 15:00							
66	15:00 - 15:15							
67	15:15 - 15:30							

Abbildung 69: Beispiel einer Excelvorlage zur gezielten Änderung von Prognosewerten

2.6.1 Integration des Marktplatzes in den Prioprozess

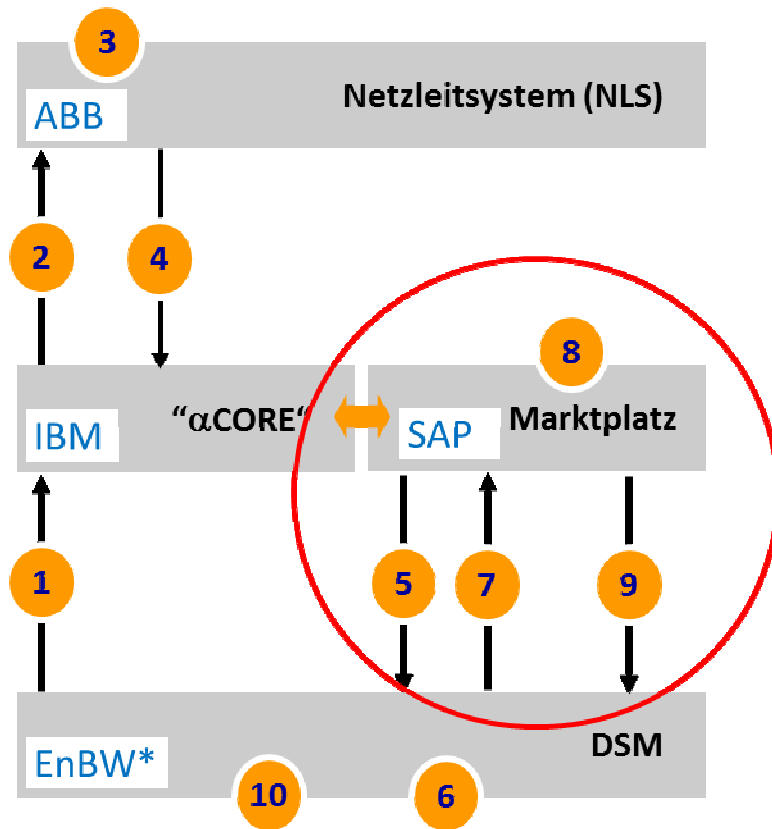
Unterstützung bei der Online-Simulation auf Basis der Modellregion

Die SAP hat sich mit der Koordination der Anfragen an teilnehmende DSM sowie mit der darauffolgenden möglichst optimalen Auswahl der Laststeuerung-Angebote der DSM zur Netzentlastung beschäftigt. Die in Abbildung 70 hervorgehobenen Komponenten wurden fertig entwickelt, auf dem E-Energy Marktplatz im Rahmen vom MeRegio-Feldversuch zur Verfügung gestellt und getestet. Die naheliegende Lösungsarchitektur bestand aus den beiden Schnittstellen zu den Partnersystemen von IBM und EnBW, der Geschäftslogik der Koordinationskomponente und aus einer weiteren administrativen Komponente, die Services zur Verwaltung und Überwachung für die Evaluation bereitstellte.

Die Simulationen zum Szenario beziehungsweise die Tests erfolgten in Form von Integrationstests unter der Führung von EnBW. Die Integrationstests lieferten den technischen Machbarkeitsnachweis, sodass das Szenario insbesondere während der Meilenstein-Präsentation im September 2012 vorgeführt² werden konnte.

Fachlich musste leider festgestellt werden, dass die flexiblen Kapazitäten der Modellregion nicht ausreichten, vgl. Abbildung 70, um eine angenommene Netzstörung zu beheben. Es mussten exemplarisch fiktive, aber plausible Laständerungen im Schritt 3 durch ABB simuliert werden, um die Behebung des angenommenen Netzproblems vorzuführen. Durch die Projektpartner wurden verschiedene Tageszeiten und Wochenzeiten sowie unterschiedliche Konfigurationen der steuerbaren Anlagen der Modellregion untersucht.

² Als ein aus Partnervideosequenzen zusammengeschnittenes Video, da ein Durchlauf durch das komplette Szenario für eine Echtzeit-Vorführung zu lange dauern würde.



*) Mit Unterstützung von KIT

Abbildung 70: Partnerbeitrag zu Online-Simulationen im Prioritätensignal-Szenario (Übersicht)

Eine zusätzliche Herausforderung bestand darin, dass der gesamte Prozess von der Meldung eines Netzproblems bis zur Kommunikation der möglichen Lösung in Echtzeit mehrere Stunden benötigte und aufgrund der Einbeziehung der Kundenanlagen mit eigener lokaler Optimierung³ teilweise nicht deterministisch verlief.

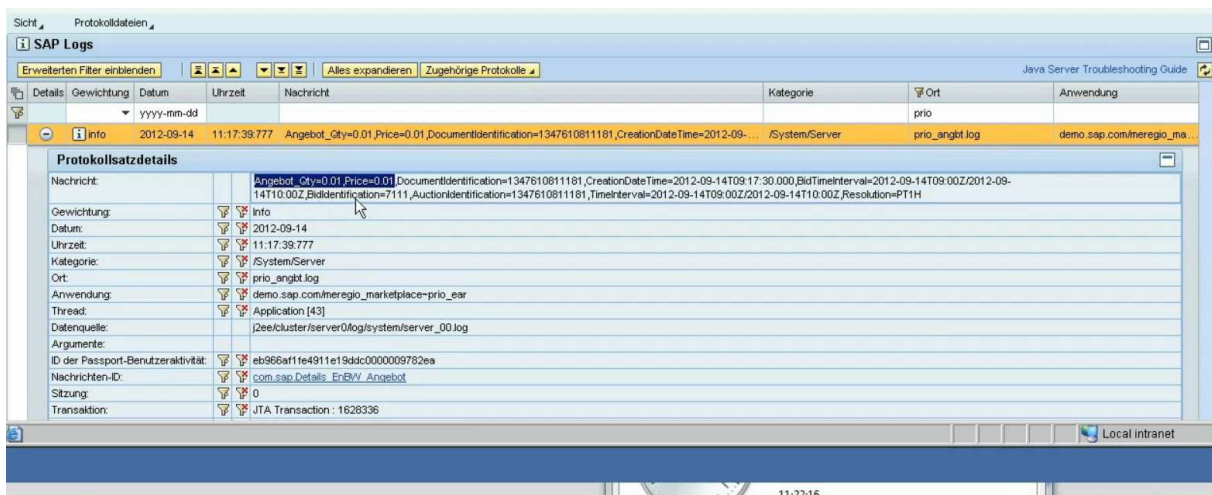


Abbildung 71: Bestätigung eines DSM-Angebots im Prioritätensignal-Szenario; Protokoll-Eintrag auf der E-Energy Marktplattform

Die fehlenden beziehungsweise nicht erschlossenen Verbrauchs-Flexibilitäten im Szenario sind symptomatisch. Der Feldtest untermauert damit eine der wichtigsten Erkenntnisse im Projekt, dass das

³ Die lokale Optimierung stellt sicher, dass Lastverschiebungen aktuell möglich, zumutbar und mit dem Schutz der Privatsphäre vereinbar sind.

Gelingen der Energiewende eng mit einem gezielten Ausschöpfen und Aufbau von Verbrauchs-, Speicher- und Erzeugungs-Flexibilitäten zusammenhängt. Bei einer konsequenten Vorbereitung und im Falle von frühzeitig getätigten Investitionen kann eine Vermarktung der Verbrauchs-Flexibilitäten wesentlich und kosteneffizient zur Stabilität des Gesamtsystems beitragen sowie sich zu einem selbsttragenden Geschäftsmodell entwickeln.

Ähnlich wie die erneuerbare Energieerzeugung zu einer gesellschaftspolitischen Aufgabe erklärt wurde, müssten für eine qualitativ nachhaltigere Energieversorgung Anreize zum Aufbau größerer Flexibilitäten im Energieverbrauch, insbesondere im Gewerbe und in der Industrie, geschaffen werden. Die potentiellen Kapazitäten, der entsprechende Preis und vor allem die potentiellen Anbieter müssten praxisnah mit Hilfe einer geeigneten Förderung auf Basis von Marktansätzen oder Subventionen ermittelt werden.

2.6.2 Evaluation

Definition unterschiedlicher Szenarien innerhalb der Modellregion

Die für eine Lastflussanalyse notwendigen Daten mussten ermittelt werden. Dies umfasste Daten zum Netz, Verbrauchsdaten sowie Informationen zu einspeisenden Erzeugungskapazitäten. Ferner wurden zu rechnende Netzszenarios sowie Kommunikationsszenarios definiert. Es wurden der Anwendungsfall „Privacy-aware Smart Metering“ für eine kommunizierende Anwendung und weitere Szenarios inklusive benötigter Daten beschrieben. Des Weiteren wurde sich dem Lastmanagement gewidmet, Beeinflussungsziele aufgezeigt und das zentrale Lastmanagement dem dezentralen gegenübergestellt. Abschließend wurde im Kontext der Energieeffizienz auf einen Kontinuierlichen Energetischen Verbesserungsprozess (KEV) eingegangen.

Konzeption der Simulationskomponenten Nachfrager, Erzeugungsanlagen und Speicher

Es wurde ein generisches Simulationsframework erstellt, welches in diversen Untersuchungen genutzt werden kann. Dazu gehören unter anderem Marktsimulationen, Analysen zum Verbrauchsverhalten und Effizienzuntersuchungen verschiedener Lastmanagementstrategien.

Durch Implementierung der Regelungslogik ist es damit möglich, diese Untersuchungen sowohl auf Haushaltsebene als auch auf DSM-Ebene durchzuführen. Das Simulationsframework kann sowohl für Offline- als auch für Online-Simulationen genutzt werden.

Konzeption einer Simulationskomponente MeRegio-Markt

Ziel war die Konzeption eines Marktsimulationsframeworks für Offline-Simulationen, mit dessen Hilfe unterschiedliche Regionen mit verschiedenen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen simuliert werden sollten. Dabei sollte in den Modellregionen Göppingen und Freiamt gezeigt werden, welchen Beitrag eine regionale, marktbasierende Koordination von Energieerzeugung und -verbrauch zur besseren Integration fluktuierender, dezentraler Erzeugungskapazitäten einerseits und zum bewussteren, aktiv gesteuerten Verbrauch andererseits leisten kann. Dazu ist es notwendig, die spezifischen Vor- und Nachteile eines solchen Koordinationsansatzes im Detail zu untersuchen.

Für einen künftig wesentlich stärker dezentralisierten Kraftwerkspark mit vielen kleinen Aggregaten und mit künftig stärker aktiv gemanagtem Energieverbrauch wird auch eine stärker dezentralisierte und zunehmend selbstorganisierende Infrastruktur zur Steuerung von Energieangebot und -nachfrage notwendig sein, sowohl für den Bereich der Übertragungsnetze als auch für lokale Verteilnetze. Eine mögliche Form für eine solche Kontrollinfrastruktur könnten Energiemärkte sein, die nicht nur die Balance von Energieangebot und -nachfrage auf nationaler Ebene, sondern eine solche auch auf regionalem Niveau ermöglichen. Um die Risiken einer solchen Systemumstellung bereits im Vorfeld zu verringern, wurde im Rahmen dieses Arbeitspakets eine kompetitive Marktsimulationsplattform beschrieben und konzipiert, die vor allem der Erforschung und Entwicklung möglicher Marktmodelle für regionale Energiemärkte sowie der Entwicklung kompetitiv erprobter, elektronischer Handels-Agenten zur Entscheidungsunterstützung auf diesen Märkten dienen soll.

Konzeption einer Simulationskomponente der IKT-Ebene

Es wurde eine Simulationskomponente konzipiert und entwickelt, anhand derer zentrale und dezentrale IKT-Konzepte simuliert und evaluiert werden können. Nach einer Anforderungsanalyse und Sichtung bestehender Simulationswerkzeuge wurde das im Institut für Telematik entwickelte Simulationsframework OverSim ausgewählt. Um die Anforderungen des MeRegio-Projekts zu erfüllen war es nötig die Simulationskomponente um Funktionen zu erweitern, die neben der Integration von Stromnetztopologien und der Simulation von Stromverbrauchern auch die Realisierung von zukunftssicheren Internetstandards wie IPv6 umfassten. Die vereinfachte Stromnetzsimulation verzichtet daher auf Simulation von Stromfrequenz und Ausbreitungsverzögerung von Laständerungen.

Der modulare Aufbau des Simulationswerkzeuges ermöglichte ein modulares Konzept zur Simulation von Stromereignissen. So können in der resultierenden Simulationskomponente einzelne Stromverbraucher mit frei wählbarem Verhalten konfiguriert werden. Zusätzlich wurden auch Komponenten eingeführt, die einen gesamten Haushalt unter Nutzung von Standardlastprofilen simuliert. Die dabei verwendeten Lastprofile wurden vom Verband für Elektrizitätswirtschaft veröffentlicht. Um kein gleichgeschaltetes Verhalten der simulierten Haushalte zu erhalten, wurden die Lastprofile in begrenztem Maße zufällig variiert.

Entwicklung und Simulation von kooperativen Strategien zum intelligenten Lastmanagement

Es wurden Konzepte und Strategien eines gemeinschaftlichen Lastmanagements entwickelt. Damit sollen auch kurzfristige Schwankungen effizient ausgeglichen werden können.

Der Grundgedanke des entwickelten kurzfristigen Lastmanagements ist es, geeignete Stromverbraucher und Stromerzeuger virtuell zu einem Geräte- und Anlagenpool zusammenzuschließen. Viele Haushaltsgeräte und dezentrale Stromerzeugungsanlagen besitzen Freiheitsgrade bezüglich ihrer Nutzung, die für Lastverschiebungen genutzt werden können. Die Geräte und dezentralen Anlagen stimmen ihre Energienutzung untereinander so ab, dass Elektrizitätserzeugung und -verbrauch innerhalb des Gerätepools immer im Gleichgewicht sind. Die noch verbleibenden Freiheitsgrade können genutzt werden, um externe Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch zu reduzieren.

Mit den vorgestellten Konzepten können die vorhandenen Ressourcen besser genutzt werden und erlauben somit eine Effizienzsteigerung ohne große zusätzliche Investitionen.

Implementierung und Simulation eines ökonomischen Modells für den Betrieb dezentraler Speicher

Die Frage war, inwiefern dezentrale Speichersysteme wirtschaftlich zur Schaffung von Lastverschiebungen eingesetzt werden können. Unter der Annahme, dass ein flexibles Strompreissignal die aktuelle Marktsituation (Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage) adäquat widerspiegelt, können Speicher durch Lastverschiebungen auf solch ein Signal reagieren und für den Verbraucher Arbitragegewinne erzielen. Es wurden bislang zwei analytische Modelle definiert und implementiert. Zudem wurden die erforderlichen Daten für Last- und Preiskurven beschafft und für die Simulationen aufbereitet. Die bisherigen Auswertungen der Ergebnisse lassen erhebliche Kostenreduktionspotenziale durch dezentrale Speicher erhoffen. Voraussetzung sind jedoch flexible Stromtarife für Endverbraucher und weiterhin fallende Kosten für Speicher.

Weiterentwicklung und Implementierung des Basismodells und Durchführung von Marktsimulationen

Die Simulationsplattform für Marktsimulation wurde modular aufgebaut. Das Haushaltskundenmodell wurde auch individuell evaluiert. Dabei wurde ein Vergleich zwischen dem MeRegio Haushaltskudentarif und einem Real-Time Pricing (mit stündlich wechselndem und auf EEX-Preisen basierendem) Tarif durchgeführt. Das HH-Kundenmodell wurde dabei auf Basis von real beobachteten Daten aus der Modellregion kalibriert, um das Verbrauchsverhalten in der Simulation entsprechend nachbilden zu können. Als wesentliche Ergebnisse können in diesem Teil festgehalten werden, dass die Kosteneinsparungen an unter dem MeRegio Tarif (als TOU-Variante) mit ca. 2% geringer ausfallen als bei einem stündlich wechselnden Tarif verglichen mit dem Basisfall eines flachen Tarifs. Eine noch größere Auswirkung haben allerdings intelligente Haushaltsgeräte, die zusätzlich durchschnittliche Einsparungen von bis zu 11 % durch die vollständige Ausnutzung der Freiheitsgrade der Geräte erreichen.

Untersuchung der nichtfunktionalen Eigenschaften des (zentralen) IKT-Systems

Es wurden die nichtfunktionalen Eigenschaften des zentralen IKT-Systems untersucht. Hierzu wurden Messdaten aus dem Prototypen hinzugezogen.

Die simulative Auswertung konzentrierte sich auf die Untersuchung von den benötigten Übertragungsvolumen und der Auswirkung unterschiedlicher Übertragungszeiträume auf die Genauigkeit der Ergebnisse. Hierbei wurde ein Engpass der zentralen IKT am Gateway festgestellt, der eine Skalierungsfähigkeit des zentralen IKT-Systems auf Endkundenanzahlen im zweistelligen Millionenbereich deutlich erschwert. Es wurden Optimierungsvorschläge formuliert, wie beispielweise den Einsatz von kaskadierten Gateway-Systemen oder der Einsatz einer dezentralen IKT.

Untersuchung der nichtfunktionalen Eigenschaften eines dezentralen IKT-Systems

Das Ziel dieses Arbeitspaketes war die Untersuchung eines dezentralen IKT-Systems. Aufgrund von Änderungen der Schwerpunkte im Projekt befasste sich dieses Arbeitspaket nicht mit der Untersuchung eines bestehenden dezentralen IKT-Systems, sondern umfasste die Konzeption und Evaluation eines neuen, dezentralen IKT-Systems.

Für die übergeordnete Organisation des dezentralen IKT-Systems wurde eine hierarchische Anordnung von Overlay-Netzen favorisiert. Auf der untersten Hierarchieebene stellen die Overlay-Netze dabei jeweils

ein Microgrid dar, das durch einen Clusterhead repräsentiert wird. Dieser wiederum tritt übergeordneten Overlay-Netzen bei, die grob einer regionalen Versammlung von Clusterheads entsprechen. Weitere übergeordnete Overlay-Netze werden ähnlich strukturiert und stellen mit steigender Hierarchiestufe immer überregionale Bereiche dar. Jedes Microgrid ist angehalten für eine Balance der Stromverbräuche und der Stromerzeugung zu sorgen. Ist dies nicht möglich, so wird diese Balance auf der nächsthöheren Ebene versucht herzustellen. Dies ermöglicht Einsparungen bei den Transportverlusten von Energie und erhöht die Autonomie und damit Robustheit einzelner Teilregionen.

Entwicklung und Erprobung von Prognosemodellen zur Vorhersage von Lastdaten und Preissignalen

Um mit den unvermeidlichen Unsicherheiten bei der Prognose und Messung von Last, Preis und Netzdaten umgehen zu können, müssen Modelle und Algorithmen entwickelt werden die trotz dieser Einschränkungen gute und robuste Lösungen liefern.

Es wurden Verfahren zur kurzfristigen Lastprognose von Einzelhaushalten und von kumulierten Lastgängen untersucht. Es wurden Vergleichstagesverfahren, saisonale Box-Jenkins Modelle und künstliche neuronale Netze mit verschiedenen Netzarchitekturen umgesetzt. Die Vorhersagen mit dem geringsten Prognosefehler konnten mit saisonalen Box-Jenkins Modellen erzielt werden.

Darüber hinaus wurde eine Modellfamilie, mit der zum einen die Generierung von Preissignalen für den Folgetag ermöglicht wird und zum anderen eine kurzfristige Feinsteuerung mit Hilfe von Effizienzsignalen erfolgen kann, fortentwickelt. Für das kurzfristige Lastmanagement wurde die Interaktionsmöglichkeit mit Steuerboxen dahingehend genutzt, dass das Effizienzsignal die Richtung einer gewünschten Lastverschiebung anfragt und die Steuerbox ihrerseits den Umfang der möglichen Lastverschiebung zurückmeldet. Aus den gemeldeten Lastverschiebungspotenzialen werden diejenigen genutzt, die zu einer kostenminimalen Realisierung des Lastverschiebungsbedarfs führen.

Entwicklung und Erprobung von Konzepten zum automatischen Erkennen von Fehlerzuständen und ihrer dezentralen Korrektur

Es wurden Grundlagen und Strategien erarbeitet, um Fehlerzustände (z.B. durch Emergenzeffekte) in einem Stromnetz zu erkennen und zu beheben. Neben dem regulären, verbindlichen Strompreis- und Lastbegrenzungssignal kann der DSM alternative, freiwillige Signale übermitteln, welche von der Steuerung des Smart Homes dahingehend ausgewertet werden, ob diese zu geringeren Kosten bei der Nutzung elektrischer Energie führen.

In den Simulationen konnte gezeigt werden, dass eine Veränderung der durchschnittlichen Wirkleistungsaufnahme möglich ist, wenn ein freiwilliges Signal mit alternativen Preisen angeboten wird. Die Größe des Werts ist insbesondere abhängig von der Tageszeit, der Haushaltsgröße und der Preisänderung im freiwilligen Signal. Es muss beachtet werden, dass Auswirkungen auf den Stromverbrauch auch mit einer zeitlichen Differenz von mehreren Stunden auftreten können.

Analysen zu kurzfristigen Auswirkungen auf das Verhalten von Nachfragern, dezentralen Erzeugern und Speichern

Es wurden Lastflussberechnungen für das Mittelspannungsnetz und fünf ausgewählte Niederspannungsnetze in Freiamt durchgeführt. Die Berechnungen basieren auf den im Rahmen des Projekts definierten Szenarien. Im Falle überlasteter Netzelemente bzw. Betriebsmittel werden Handlungsalternativen aufgezeigt sowie –empfehlungen gegeben.

Begleitung der Online-Simulationen

Es wurde zunächst ein Basis-Online-Simulator erstellt, der simulativ Messwerte für diverse Zählertypen generieren kann. Diese Messwerte werden im laufenden Betrieb an die MeRegio-Systeme gesendet. Um eine feinere und damit realistischere Lastkurve für einen einzelnen Haushalt zu erhalten, wurde ein erweiterter Online-Simulator entwickelt. Dieser ist in der Lage, einen Haushalt auf Geräteebene zu simulieren.

Ferner wurde eine Modellfamilie entwickelt, mit der zum einen die Simulation der Strompreissignale für den Folgetag ausgehend von den Prognosen der Strombeschaffungskosten und der dezentralen Erzeugung simuliert werden kann und zum anderen eine Simulation der kurzfristigen Feinsteuerung von Verbrauch und Erzeugung mit Hilfe von Effizienzsignalen möglich ist.

2.7 Evaluation (Teilprojektleiter KIT)

Unterstützung bei der Evaluation des Gesamtsystems

Im Rahmen des Projektes wurde nach intensiver Abstimmung eine Aufgaben- und Prozessaufteilung vorgenommen wie sie in der nachstehenden Abbildung dargestellt wurde. Die Aufgabe der ABB (blau markiert) im Rahmen des sogenannten Engpassvermeidungs- oder „Prioprozess“ fokussiert sich vor allem auf die vorausschauende Lastflussberechnung, die wiederum aus einer Kette von Funktionen oder Prozessen besteht. Grundlage für die vorausschauende Lastflussberechnung waren Prognosen, sowohl von Lasten als auch von Erzeugern, das Zeitintervall wurde nach mehreren iterativen Schleifen auf 4 Stunden in der Zukunft festgelegt. In diesem Zeitintervall wurden die berechneten Erzeugungsprognosen sowie alle vorliegenden Lastprognosen übereinander gelegt und Engpässe entsprechend abgegrenzt bzw. identifiziert. Es wurde hierbei eine sehr hohe Granularität gewählt, das heißt die Berechnungen für einen möglichen Engpass wurden auf den Netzknoten genau durchgeführt. Die Prognosen der Erzeugung wiederum wurden von der ABB selbst erstellt, die Lastprognosen unterschieden sich je nach Zähler- oder Anschluss-Typ. Maßgeblich für den Engpassprozess waren die ca. 1000 intelligenten Zähler, die entsprechende Lastgangdaten sowie (dezentral in der Steuerbox berechnete) Fahrpläne in einem Raster von mindestens 15 Minuten zur Verfügung gestellt haben. Ergänzend wurden von Seiten ABB in die Berechnung der Netzauslastung noch die RTU Werte der Ortsnetzstationen mit integriert um ein Gesamtbild der Auslastung des Niederspannungs-Netzes zu erhalten.

Alle in der nachstehenden Abbildung 71 dargestellten Funktionen wurden im Network Manager realisiert, hierzu wurden die bestehenden Programmfunktionen für das Projekt deutlich erweitert und die – eher für die Mittelspannung ausgelegten – Funktionen für eine Abbildung des Niederspannungsnetzes verwendet.

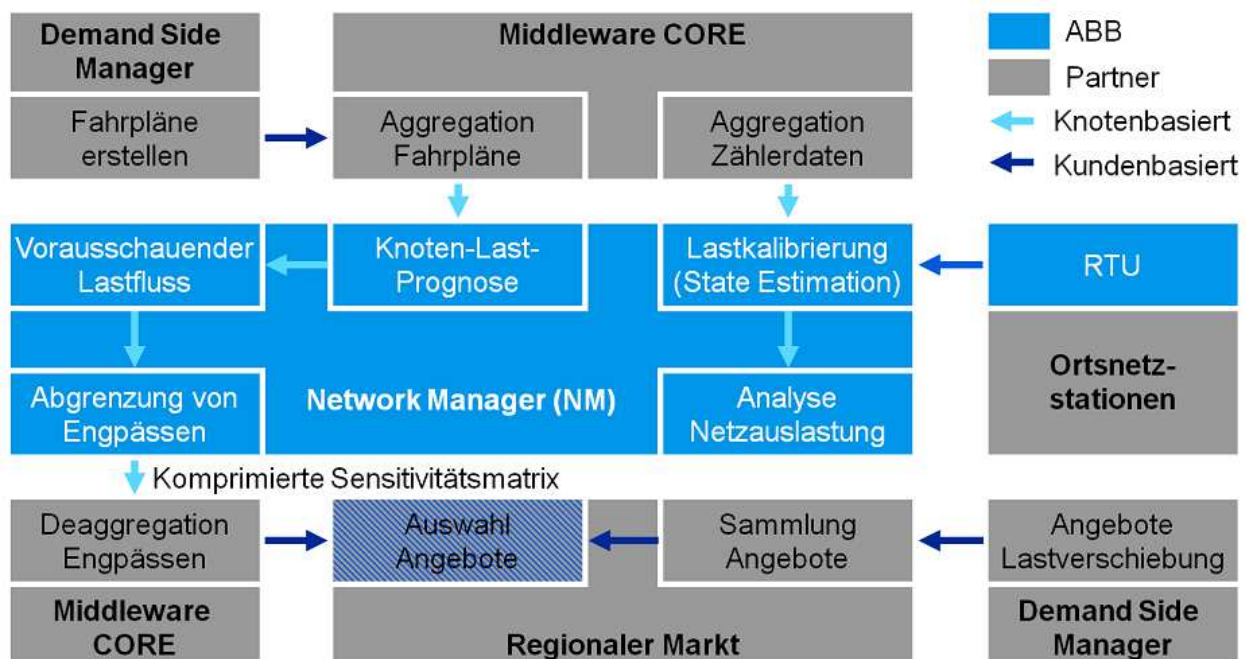


Abbildung 72: Übersicht der ABB Aufgabenstellung im Kontext des MeRegio Prioprozesses

Die größte Herausforderung in der Umsetzung des dargestellten Kreislaufs war die lauffähige Integration der verschiedenen Systeme in einer System-Umgebung (EnBW) und das Funktionieren der zahlreichen Schnittstellen zwischen den Partner-Systemen in der Laufzeitumgebung der EnBW. Weitere Herausforderung in der Gesamtumsetzung war – neben der genannten technischen Funktionalität – die Wirksamkeit der Vermeidung von Engpässen. Hierzu wurden wiederum verschiedene Versuche vorgenommen. Mangels „echter“ Engpässe im Versuchszeitraum wurden „künstliche“ Engpässe hervorgerufen, die den Beginn des Prozesses nach Abbildung 72 darstellten. Hier wurde im ersten Schritt des Versuchsablaufs eine Priorität > 0 angenommen. Dies bedeutet, dass das voraussichtlich eintretende Engpass-Ereignis noch einige Stunden in der Zukunft liegt. Wie die ersten Ergebnisse jedoch zeigten, kam es auf Basis der angefragten Engpass-Vermeidungen zu keiner Reaktion, so dass in einem zweiten Schritt des Versuchsablaufs der zeitliche Vorlauf stark reduziert wurde um $\text{Prio} = 0$ Engpass-

Vermeidungssignale zu erstellen. Die gemeinschaftlichen Auswertungen der Log-Files zeigten, dass diese Signale tatsächlich zu einer dem Prozess entsprechenden Anfrage der relevanten Steuerboxen / Haushalte führte.

Die Ergebnisse zum Engpassvermeidungsprozess zeigten klar zwei Dinge auf:

1. Der Grundgedanke im Sinne eines IKT-gestützten und marktkonformen Prozesses zur Engpassvermeidung funktioniert. Zwar gibt es auch noch andere Lösungen, jedoch wurde klar, dass in bestimmten Situationen dezentrale Mechanismen eines Demand-Side-Management eingesetzt werden müssten, die über einen Marktmechanismus funktionieren. Diese im Projekt MeRegio entwickelten Mechanismen und Prozesse könnten gezielt und über einen Markt für Systemdienstleistungen an einzelnen Punkten im Netz Lastflexibilitäten nutzbar machen sowie über Prognosemechanismen zukünftige Netzzustände bzw. -engpässe mit einem zeitlichen Vorlauf von einigen Stunden vorhersagen. Da hier einige Marktteilnehmer über noch nicht regulatorisch definierte Prozesse interagieren und kommunizieren müssen, ist dieses Szenario zwar nicht real umsetzbar, aber vom Gesetzgeber grundsätzlich schon skizziert bzw. gewünscht um hier einen Wettbewerb entstehen zu lassen. MeRegio hat jedoch gezeigt, dass dieser komplexe Prozess vom Endkunden über den Lieferanten/DSM, eine Datendrehscheibe, den Verteilnetzbetreiber und über einen Marktplatz grundsätzlich funktioniert. Weiterhin wurden im Rahmen des Projekts notwendige (technische/organisatorische) Optimierungspotentiale identifiziert, die in Form von Hypothesen den Abschluss des Projekts aktiv kommunizieren.
2. Es ist heute (noch) nicht genügend Potential für eine Lastverlagerung speziell im Niederspannungsnetz vorhanden. Der beste Prozess zur Engpassvermeidung wirkt am Ende nicht, wenn kein oder nicht genügend Lastverlagerungspotential wirksam integrierbar ist. Im Projekt sollte die Lastverlagerung sowohl manuelle durch Anreize mittels der Stromampel erreicht werden als auch vollautomatisch über die Steuerboxen. Letzteres schuf theoretische Potentiale, diese waren doch zu gering und in der Praxis kaum ansprechbar. Hier herrscht noch erhebliches Nachholpotential was die wirksame Integration von Lastverlagerungspotentialen angeht, beispielsweise über Investitionsanreize oder Rahmenbedingungen für entsprechende Tarife.

Unterstützung bei der Analyse der Gesamtenergiebilanz

Bereits frühzeitig im Projektverlauf fanden Diskussionen statt, wie die konzeptionell angedachten Prozesse im späteren Verlauf gemessen werden können. Diese darauf erstellte und im Verlauf mehrfach ergänzte Kennzahlen-Übersicht bildete die Basis für das vom KIT konzipierte MeRegio Zertifikat und den dort enthaltenen Bewertungskategorien. Das Zertifikat des KIT hat als eines der wichtigsten Ziele in der Bewertungsmetrik die Senkung von CO₂ Emissionen sowie die Senkung des Primärenergieeinsatzes. Hierfür werden verschiedene Indikatoren herangezogen, die jeweils mit Punkten bewertet werden: Indikatoren auf Basis der ECORegion Bilanz, der Technolgie-daten der Region sowie der qualitativen Befragung.

Dieses Zertifikat besteht aus den oben skizzierten und zu prüfenden Kategorien. Die erste Kategorie kennzeichnet vor allem den Primärenergie- und Strombedarf bezogen auf Haushalte bzw. pro Kopf (privat als auch Gewerbe) und ist in dem Sinne zunächst nicht beeinflussbar. Die zweite Kategorie beschreibt verwendete oder installierte Technik im Niederspannungsnetz bzw. an den Koppelstellen zur Mittelspannung (Ortsnetzstation). Seitens ABB wurden hier vor allem die folgenden Daten identifiziert und im Zuge der Zertifikats-Erstellung geliefert:

- Netztopologie-Daten: Größe der Netzsegmente, Anzahl und Zuordnung Zählpunkte
- Aufschlüsselung des Leistungsanteils nach Energieträger
- Leistungsanteil der dezentral und erneuerbar generierten Strommenge in der Region in ¼ Stunden Auflösung für die Region; Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen an Gesamterzeugung
- Auslastung Netzbetriebsmittel
- Gesamtenergiebedarf der Region bzw. einzelner Netze (vorher/nachher)

Die Daten aus den Ortsnetzstationen sowie der Schwerpunktstation Sexau wurden exportiert und im Excel-Format dem KIT für die Berechnung des Gesamtenergiebedarfs zur Verfügung gestellt.

Der Vergleich mit den ursprünglich aufgestellten Kennzahlen zeigt, dass ein Großteil – wenn auch nicht alle – Daten erhoben werden konnten, die eingangs definiert worden waren. Das aus ABB Sicht relevante Ziel der Abbildung des Niederspannungsnetzes sowie die Integration der Messwerte aus bestimmten Ortsnetzstationen wurde erreicht, auch wenn sich die Art und der Umfang der Installation von Messtechnik in den Ortsnetzstationen geändert.

Unterstützung bei der Analyse der Übertragbarkeit der Netzführungskonzepte

Ziel war zum einen die Ermittlung der technischen Übertragbarkeit und zum anderen die Übertragung und „Konservierung“ der gewonnenen Erkenntnisse in geeigneter Weise. Weiterhin wurde untersucht, inwieweit sich das Konzept von dem von der BNetzA veröffentlichten Eckpunktepapier „Smart Grid und Smart Market“ unterscheidet bzw. wo Gemeinsamkeiten und damit auch Zukunftschancen für das umgesetzte Konzept liegen.

Das Netzführungssystem im Projekt – Weitere Verwendungsmöglichkeiten

Wie bereits beschrieben, wurde das Netzführungssystem im Projekt MeRegio parallel zu dem normalen SCADA System betrieben und hatte die Aufgabe die im 10-stufigen MeRegio Engpassvermeidungsprozess prognostizierten - zukünftigen - Engpässe auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen netzknoten-genau über einen marktkonformen Prozess zur Ausschreibung und letztlich zur Beseitigung zu bringen. Die hierfür notwendigen Daten wurden aus dem IBM Core System, welches als gemeinsame Datendrehscheibe fungierte, ausgelesen bzw. abgefragt. Die Anfragen zur Lastverlagerungen an den SAP Marktplatz gingen entsprechend über diesen Weg wieder zurück. Um eine Übertragbarkeit des Systems zu bewerten wurden im Rahmen der Evaluation Überlegungen aufgestellt, für welche Zwecke die im System bzw. konkret im Projekt MeRegio vorliegenden Daten für einen Netzbetreiber über die Engpasserkennung hinaus von Nutzen sein können. Im Zentrum heutiger Geschäftsprozesse und der damit verbundenen Informationsverarbeitung und Informationsflüsse im Kontext der Netzüberwachung stehen die Netzleitstellen der Verteilnetzbetreiber. Die bestehenden Netzführungssysteme können in naher Zukunft mit neuen Aufgaben oder Herausforderungen konfrontiert werden. Einige dieser neuen Aufgaben, die der Verteilnetzbetreiber zukünftig zu bewältigen hat und die möglicherweise durch erweiterte Netzführungssysteme unterstützt oder verantwortet werden, sind in Abbildung 73 skizziert.

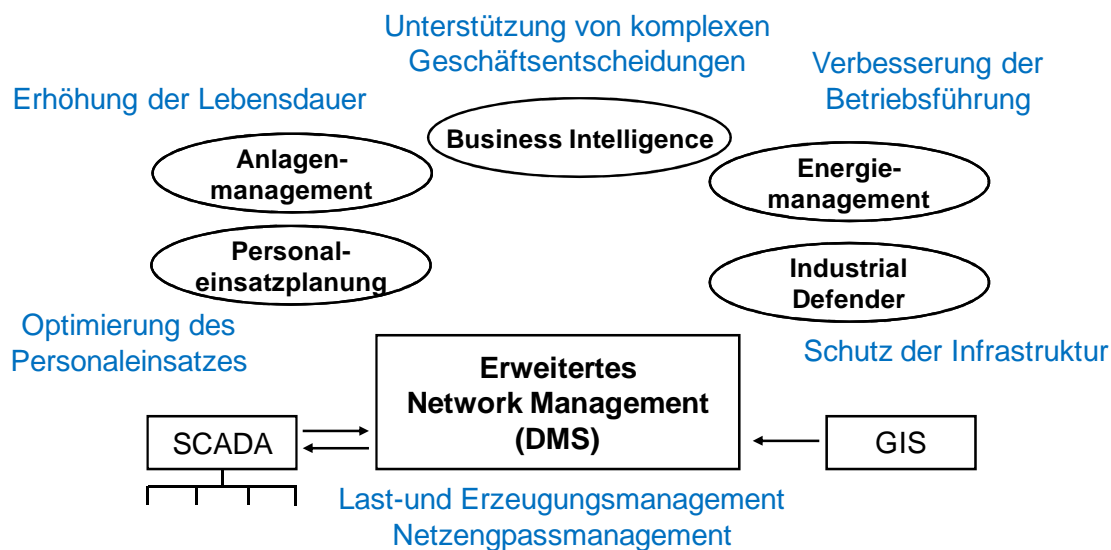


Abbildung 73: Übertragungs- und Nutzungsmöglichkeiten des MeRegio Netzführungskonzeptes

Vergleich des MeRegio Ansatzes mit dem BNetzA Modell

Das dem MeRegio Modell zugrunde liegende Zusammenspiel der Rollen in dem Konzept ähnelt dem BNetzA Modell, auch wenn bei MeRegio nicht explizit zwischen Smart Grids und Smart Markets unterschieden wurde. Die nachfolgende Abbildung 73 skizziert sowohl die MeRegio Wirkweise als auch die dem BNetzA Modell zugehörige Aufteilung: Rechter gestrichelter blauer Kreis entspricht grundsätzlich dem „Smart Grid“ analog dem BNetzA Modell, auch wenn dort nicht explizit von einem DSM als Mittler gesprochen wird. Der linke gestrichelte Kreis entspricht nahezu identisch dem BNetzA Modell des „Smart Market“, nach dem MeRegio Konzept optimiert die Beschaffung gegen den Großhandelspreis und gibt eine darauf basierende Bewertung an den DSM weiter. Um diese Regelkreise zu ermöglichen, werden Fahrpläne und Last-/ Energieverlagerungspotenziale auf jeder Ebene prognostiziert und an die höheren Ebenen weitergegeben.

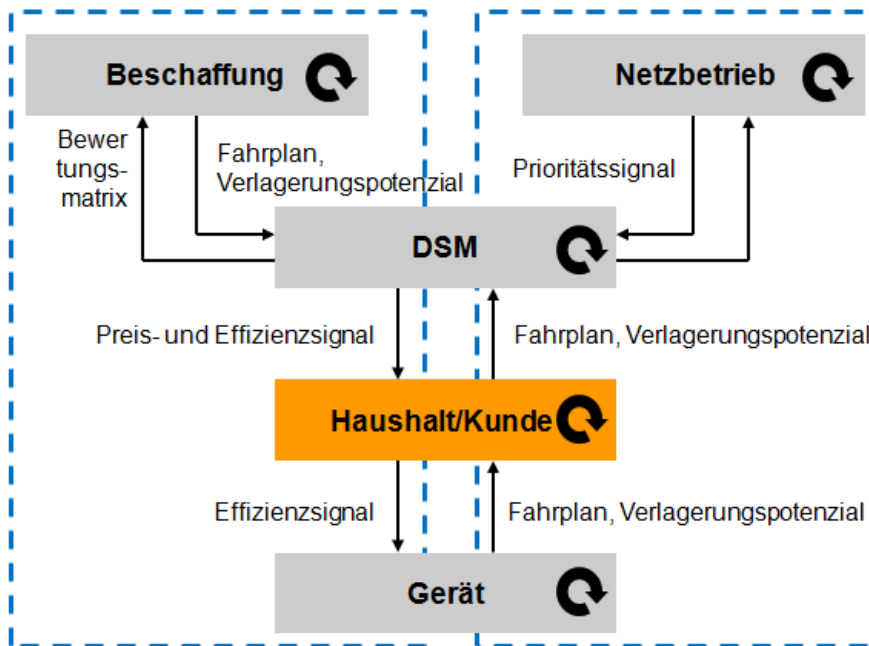


Abbildung 74: Das MeRegio Rollenmodell im Vergleich zum BNetzA Smart Grids / Smart Markets

Der Unterschied ist die parallele oder gleichzeitige Betrachtung/Berücksichtigung der Ansprüche oder Anforderungen, die so nicht explizit im BNetzA Modell erwähnt wird, aber grundsätzlich erfolgen müsste um nicht konkurrierende Zugriffe auf ein und dasselbe Lastverlagerungspotential zu ermöglichen. Im MeRegio Modell analysiert der Netzbetrieb die Netzengpasssituation und gibt diese Information an den DSM weiter. Der DSM optimiert seine Beschaffungskosten, berücksichtigt den Netzbefehl und sendet entsprechende Preis- („day ahead“) und Effizienzsignale („intra day“) an die Haushalte. Die Haushalte/Kunden optimieren sich gegenüber den DSM-Signalen und jedes Gerät passt sich bestmöglich an die Effizienzsignale an. Das sogenannte „Ampel-Modell“ hingegen ist in beiden Konzepten nahezu identisch, im Rahmen von MeRegio gibt es lediglich noch eine der roten Phase vorgeschaltete Phase: der „Prio 0“ Prozess, bei dem der DSM alle möglichen Verlagerungspotentiale umsetzen muss, in den Phasen „grün“ und „gelb“ hingegen kann er ebenfalls frei über das Potential verfügen bzw. gegen den Markt optimieren.

Die medienwirksame und allgemeinverständliche Aufbereitung der Ergebnisse sowie des Vorgehens hin zu einer „Minimum Emission Region“ wird dafür sorgen können, dass die Thematik und Problematik einem erweiterten Publikum nahe gebracht werden kann. Die Verwendung ist wieder vielfältig, als Ganzes einsetzbar auf Messen oder Veranstaltungen zur Erläuterung der Herausforderungen und Herangehensweise von Smart Grids Technologien im Verteilnetz. In Teilen bzw. durch Verwendung der einzelnen Filme jedes einzelnen Teilschrittes oder des Gesamt-Films (Auto-Modus) auf Internetportalen oder öffentlichen Video-Plattformen (z.B. „youtube“) kann ein tieferes Verständnis für die Herausforderungen als auch die grundsätzlichen Lösungsmöglichkeiten auch nicht-technisch versierten Personenkreisen vermittelt werden. Beides zusammen sorgt somit dafür, dass das Projekt sowie die Ergebnisse auch nach Projektende weiter „leben“ und eine konkrete Anwendung finden über die Verwendung einzelner – sehr technischer – Komponenten hinaus.

Technische Evaluation des Prototypen

Es wurde das technische Zusammenspiel der Komponenten im Gesamtsystem analysiert. Zum einen wurden dabei qualitative Evaluationen durchgeführt, beispielsweise hinsichtlich übergreifender Sicherheitsaspekte, Vertraulichkeit oder Nachvollziehbarkeit. Zum anderen wurden qualitative Aussagen hinsichtlich von Aspekten wie Antwortzeit und Durchsatz getroffen. Hierfür wurden Log-Dateien ausgewertet, die während des Feldversuchs aufgezeichnet wurden.

Evaluation der ökonomischen Effekte

Es wurde die individuelle Lastprognoseanwendung aus dem MeRegio Projekt evaluiert und mit Blick auf die Kundenakzeptanz analysiert. Des Weiteren wurden grundsätzliche ökonomische Implikationen daraus abgeleitet. Die Evaluation hatte neben diesen Aspekten auch das Verhalten der MeRegio-Kunden im Blick. Insbesondere wurde dabei auf die Fähigkeit der Nutzer, ihren eigenen Verbrauch einzuschätzen

und kurzfristig zu prognostizieren, eingegangen. Dieser Evaluationsfokus ergab sich durch die Vorbedingung, dass die Teilnahme an einem Energiemarkt insbesondere für Haushaltskunden nur dann einfach zu realisieren ist, wenn diese auch eine korrekte Vorstellung von ihrem eigenen Verbrauch haben. Ein "klassisches" Handelsszenario wurde auf HH-Kunden Ebene jedoch nicht implementiert.

Verhaltensanalyse

Es konnte nachgewiesen werden, dass sich das Verbrauchsverhalten der MeRegio-Testkunden durch die Aussendung der Preissignale nachhaltig beeinflussen ließ. Die Testkunden zeigten dabei nach einer ausgeprägten Startphase auch über einen längeren Zeitraum hinweg ein ähnliches Reaktionsverhalten selbst bei ausschließlich manueller Reaktion auf die Preissignale, was darauf schließen lässt, dass dort ein konstantes Interesse an der Versuchsteilnahme bestand. Es konnte ferner gezeigt werden, dass sich nach Versuchsteilnahme ein geringer Minderverbrauch unabhängig von den Preissignalen eingestellt hat. Hier zeigt sich, dass offenbar die Auseinandersetzung der Testkunden mit ihrem Verbrauchsverhalten bereits zu einer preissignalunabhängigen Verhaltensänderung geführt hat. Darüber hinaus führte eine Analyse der Tarifstruktur zu dem Ergebnis, dass bei einer moderaten Änderung der Tarifspreizung keine signifikanten Unterschiede in den Reaktionen auf die einzelnen Preissignale festzustellen sind.

Die detailliertere Analyse der Messdaten bezüglich des Lastverschiebungspotenzials zeigte, dass es im Tagesverlauf Abschnitte gibt, die sich unterschiedlich gut zur Lastverlagerung eignen. Insbesondere an Wochentagen ist diese Eignung mit Ausnahme der Nachtstunden asymmetrisch ausgeprägt, es gibt folglich Tageszeiten, die sich eher zur Lasterhöhung eignen und solche, die eher zur Lastverringerung geeignet sind. An Wochenenden ist der geschilderte Effekt geringer ausgeprägt. Des Weiteren beeinflussen auch saisonale Effekte das Lastverschiebungspotenzial der Testkunden.

Akzeptanzanalyse

Voruntersuchungen bei den MeRegio-Testkunden haben gezeigt, dass sich der MeRegio-Testkundenkreis in der Mehrzahl aus technisch interessierten Kunden zusammensetzt, die vor Versuchsbeginn zu einem Großteil zumindest rudimentäre Vorkenntnisse bezüglich des Lastmanagements hatten. Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund konnte bei den Kunden ein über die gesamte Versuchsdauer anhaltend hohes Interesse und auch eine hohe Zufriedenheit bzgl. der Versuchsdurchführung festgestellt werden, was sich sowohl durch die Auswertung der persönlichen Kundenbefragung als auch durch Analyse der Messdaten zeigte.

Somit lässt sich feststellen, dass die Akzeptanz des im Feldtest erprobten variablen MeRegio-Tarifs durch die Testkunden als hoch einzustufen ist. Nahezu alle befragten Testkunden konnten keinen nachteiligen Eingriff in ihren Tagesablauf durch die Preissignale und die dadurch angeregten Lastverlagerungen attestieren. Auch die erprobte dreistufige Tarifstruktur wurde von den Testkunden akzeptiert. Die Anzahl der Tarifstufen stieß auf eine sehr breite Akzeptanz, dies gilt weitgehend auch für die Tarifspreizung. Wenig verwunderlich ist der Wunsch der Kunden nach häufigerem Auftreten der günstigsten Tarifstufe, vor allem Morgens und am späten Nachmittag bzw. frühen Abend – also in traditionellen Spitzenlastzeiten. Ebenso wurde ein zeitlich länger aufeinanderfolgendes Auftreten dieser günstigsten Tarifstufe gewünscht.

Das Ausmaß jener Verhaltensänderungen ist jedoch deutlich unterschiedlich ausgeprägt. Die Ursachen dafür liegen naturgemäß einerseits im Tagesablauf der Kunden, der etwa eine Lastverlagerung in die Nachtstunden begrenzt, aber auch in der Akzeptanz kurzfristiger Signaländerungen. So konnte beispielsweise gezeigt werden, dass bereits eine kurzzeitige Aussendung einer hochpreisigen Tarifstufe geeignet ist, eine Lastverminderung anzuregen. Im Gegensatz dazu ist die Akzeptanz eines Preisanreizes zur Lasterhöhung in Form einer Vergünstigung des Strombezuges deutlich stärker von der Dauer des Preisanreizes abhängig.

Analyse der sozioökonomische Effekte des Modellversuchs

Eine Aufgabe des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) bestand in der wissenschaftlichen Begleitung des Feldversuchs und dessen Evaluation unter besonderer Berücksichtigung des energiepolitischen Zieldreiecks *Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit*. Auf Basis der im Feldversuch aufgetretenen Verhaltensänderungen der Testkunden wurden in diesem Arbeitspaket mögliche sozioökonomische Effekte abgeleitet. Dies erfolgte sowohl qualitativ, als auch für einige ausgewählte Effekte quantitativ.

Bildung von Sachverhalten als Grundlage für die rechtliche Bewertung

Das Ziel dieses AP war, eine belastbare Grundlage für die Ermittlung des rechtlichen Anpassungsbedarfs in der späteren Roll-Out-Phase zu bilden, sodass für die Szenarienbildung eine generische Abstraktion von den vorliegenden Detailmodellierungen durch die Projektpartner notwendig war. Daher wurden modellhaft rechtlich interessante Szenarien gebildet und in den vorhandenen Rechtsrahmen eingeordnet, wobei lediglich auf die rechtlich wesentlichen Fragestellungen eingegangen wurde. Der Sachverhalt

wurde wegen der überragenden Bedeutung des Themas zunächst hinsichtlich datenschutzrechtlicher Implikationen untersucht.

Durchführung der schichtenspezifischen Subsumtion

Ziel war es, auf Basis der modellierten Sachverhalte (hier DSM-Szenario) eine rechtliche Bewertung anhand des geltenden energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens durchzuführen. Die Arbeiten zeigten, dass eine IKT-Rechtliche Bewertung des DSM-Modelles in MeRegio wegen der gesetzlich und regulatorisch bislang nicht geklärten Vorfällen nach der Rollenzuordnung des DSM, den Prozessen und Datenformaten für die Marktkommunikation und der notwendigen Sicherung des (informationellen) Unbundling nicht sinnvoll durchgeführt werden kann. Im Hinblick auf die Entwicklungsmöglichkeiten beispielsweise zukünftiger Energieeffizienzdienstleistungen für den Klimaschutz und die Versorgungssicherheit ist eine Anpassung des gesetzlichen Rahmens erforderlich. Der technische Datenschutz bedarf unter der Ägide des geltenden Paradigmas der „Kettenkommunikation“ sowohl einer Ergänzung als auch aus Wirtschaftlichkeitsüberlegungen einer techniksparsameren Alternative, die gleichzeitig ein höheres Datenschutzniveau und die technische Unterstützung aller Datenschutzprinzipien ermöglicht. Die Arbeitsgruppe war hier insbesondere im Rahmen der Politikberatung tätig um die im Rahmen der Subsumtion gefundenen Ergebnisse in die Regulierung einzuspeisen.

Ableitung von legislativen Handlungsoptionen

Mit der Novelle des EnWG 2011 war ein großer Bedarf nach Interpretation und Bewertung der neuen datenschutzrechtlichen Regelungen der §§ 21g f. EnWG erforderlich. Insofern lag im Berichtszeitraum der Schwerpunkt auf der Interpretation aller datenschutzrechtlicher Neuregelungen in §§ 21g f. EnWG, weil sich für die praktische Umsetzung in den Modellregionen hier der größte Klärungsbedarf gezeigt hat. Die zentralen materiellen Datenschutzregelungen sind die §§ 21g und h EnWG. Im Sinne besserer Verständlichkeit wurden zunächst die jeweiligen Normzwecke identifiziert und die Entstehungsgeschichte referiert, sofern es zum Verständnis des Kontextes notwendig war. Sodann wurden die einzelnen gesetzlichen Merkmale interpretiert und ggf. absatzweise in ihrer Gesamtaussage dargestellt. Damit liegt in diesem Dokument eine systematische Analyse des materiellen Gesamtkomplexes vor, die von den Projektpartnern in MeRegio als „Handlungsanleitung“ für die Beantwortung von materiellen datenschutzrechtlichen Vorfällen beim RollOut von Messsystemen herangezogen werden kann.

Unterstützung der Ermittlung der technischen Übertragbarkeit

Das Ziel bestand darin, technische Voraussetzungen sowie benötigte Ressourcen zu ermitteln, um damit auf die technische Übertragbarkeit der MeRegio-Konzepte auf andere Regionen schließen zu können. Hierzu wurden zunächst die technischen Voraussetzungen der MeRegio-Konzepte beschrieben. Es wurde festgestellt, dass ein großflächiger Einsatz von Elektrizität aus Wind- und Solarenergie entsprechend ausgebaute Übertragungs- und Verteilnetze benötigt. Damit das Potenzial von Lastverlagerungen voll ausgeschöpft werden kann, sind weiterhin entsprechende Steuerungstechnologien und vor allem steuerfähige Haushaltsgeräte notwendig. Ferner wurden notwendige Umweltbedingungen und Ressourcen zur Erzeugung von Elektrizität aus Windenergie und Solarenergie genauso beschrieben.

Unterstützung der Ermittlung der wirtschaftlichen Übertragbarkeit

Es wurde die wirtschaftliche Übertragbarkeit der MeRegio-Infrastruktur auf einen größeren Betrachtungsraum untersucht. Hierbei stand die flächendeckende Ausrüstung der Haushalte mit der erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnik und insbesondere ISZ im Vordergrund. Der ISZ übernimmt hierbei eine Schlüsselfunktion, da er eine unabdingbare Voraussetzung für die Realisierung der MeRegio-Infrastruktur ist.

Verpflichtend ist die Ausstattung mit ISZ im Haushaltsbereich bislang lediglich bei Neubauten, nach größeren Renovierungsmaßnahmen, bei Verbrauchern größer 6000 kWh/a sowie bei Anlagenbetreibern nach EEG bzw. KWKG. Hier sind die Kosten des Einbaus vom Messstellenbetreiber zu tragen. In allen anderen Bestandsobjekten ist der Einbau des intelligenten Zählers vom Endkunden zu tragen, sofern nicht der Energieversorger im Rahmen von Forschungs- und Marketingaktionen den Einbau trägt. Neben den Kosten des Einbaus sind vom Endkunden derzeit im Regelfall monatliche Kosten zu tragen, welche diejenigen eines herkömmlichen Ferraris-Zählers oftmals deutlich übersteigen. In Ermangelung exakter Daten hinsichtlich der Einsparungen der Testkunden wurden die Einsparpotenziale anhand der im Feldtest gewonnenen Erkenntnisse berechnet. Es konnte gezeigt werden, dass eine Amortisation der Mehraufwendungen durch den ISZ durch die Einsparungen infolge eines generellen Minderverbrauchs einerseits, aber auch durch Lastverschiebungen andererseits, bestenfalls in Einzelfällen gegeben ist. Anreize für Endkunden, ihren Stromzähler jenseits der gesetzlichen Verpflichtung auszutauschen, sind somit kaum gegeben.

Aufbau eines Modells zur Untersuchung der langfristigen Auswirkungen einer großflächigen Einführung der MeRegio-Konzepte

Es erfolgte der Aufbau eines optimierenden Energie- und Stoffflussmodells zur Analyse der langfristigen Auswirkungen der großflächigen Umsetzung der MeRegio-Konzepte. Das Modell ermöglicht eine Projektion der Kapazitätsentwicklung auf dem Energieversorgungssektor und erstellt eine Kraftwerkseinsatzplanung. Zukünftige Entwicklungen im Kraftwerkspark, getrieben durch den technologischen Fortschritt und die Hinwendung zu erneuerbaren Energieträgern, wurden durch die Abbildung von Zu- und Ausbauoptionen neuer bzw. bestehender Kraftwerke Rechnung getragen. Im Gegenzug sind Rückbauoptionen bereits bestehender Anlagen implementiert.

Analyse der Auswirkungen der großflächigen Einführung des MeRegio-Marktes

Es wurden die langfristigen Auswirkungen der Einführungen der MeRegio-Konzepte auf das Energiesystem untersucht. Es konnte eine grundsätzliche Reaktion der Testkunden auf die ausgesendeten Preissignale festgestellt werden. Allerdings waren diese nicht konstant, sondern es wurden u. a. Abhängigkeiten hinsichtlich der Jahres- und Tageszeit nachgewiesen.

Abschließend ist festzuhalten, dass die Reaktion der Testkunden auf die dynamischen Tarife überwiegend manuell erfolgen musste und Speichermöglichkeiten nur bei einem sehr kleinen Teil der Testhaushalte vorhanden waren. Hier ist in Betracht zu ziehen, dass sich im Falle einer zukünftig flächendeckenden Einführung automatisierter Reaktions- und Speichermöglichkeiten ein höheres und gleichmäßigeres Lastverschiebepotenzial einstellen kann. Darüber hinaus ist zu bedenken, dass im Rahmen des Projekts die Lastverschiebepotenziale in Haushalten im Vordergrund standen. In künftigen Forschungsprojekten sollten gleichermaßen Lastverlagerungsmöglichkeiten in weiteren Sektoren (insb. Industrie und Gewerbe) untersucht werden, um die langfristigen Auswirkungen einer sektorenübergreifenden Einführung der MeRegio-Konzepte abzuschätzen.

Analyse der Auswirkung der Einführung des MeRegio-Labels

Zunächst wurden die wichtigsten Fakten zum MeRegio-Zertifikat dargestellt. Anschließend wurden Anreizmechanismen diskutiert, welche die Verbreitung des MeRegio-Labels unterstützen können. Ferner wurde die regionale Typisierung behandelt. Dabei werden volkswirtschaftliche Faktoren herangezogen, um vergleichbare Regionen innerhalb Deutschlands zu identifizieren, für die jeweils eine repräsentative Region ausgewählt wird. Diese Repräsentanten haben gemein, dass für sie eine vergleichsweise gute Datenbasis existiert, mit deren Hilfe regionale Analysen durchgeführt werden können. So wird eine Skalierung auf Deutschland unter Berücksichtigung typeregionaler Besonderheiten ermöglicht. Die Grundlage der regionalen Analyse wurde dargelegt und die zu betrachtenden Szenarios definiert. Dabei bildete das Referenzszenario die Ergebnisse aus der MeRegio-Modellregion ab, während das Szenario „ohne MeRegio“ heutige Entwicklungstrends fortschreibt.

2.8 Aussichten für die Erreichung der Ziele

Die Ziele wurden innerhalb des Konsortiums an vielen Stellen erreicht. Natürlich treten in Forschungsprojekten Verzögerungen auf, und andere Themen lassen sich nicht so realisieren, wie es bei der Antragsstellung beabsichtigt war. Innerhalb des Projektes MeRegio konnten dazu aber doch sehr gute Kompromisse gefunden werden.

Die größten Abweichungen gab es bei der Umsetzung des Themas Marktplatz. Hier sind die rechtlichen Gegebenheiten nach wie vor so eng gefasst, dass man keine reale Umsetzung der ursprünglichen Ausprägung dieses Themas in der Praxis angehen wollte. Der ursprüngliche Vorschlag eines dezentralen Marktplatzes für den individuellen Energiehandel auf einer regionalen Ebene wurde aus Komplexitätsgründen nicht weiter verfolgt. Hier stellt sich generell die Frage bei den geringen Margen auf den Strompreis und den vergleichsweise hohen Umsetzungs- und Transaktionskosten, ob ein solches System aktuell wünschenswert oder gar notwendig ist. Wir haben im Projektkonsortium und in Absprache mit dem Projektträger entschieden, hier den Fokus ein Stück weit zu verschieben. Mit den im Rahmen des Projekts umgesetzten Szenarien Notifikationen, Priosignal-Prozess und der kontinuierlichen Energetischen Verbesserung denken wir, dass wir sehr interessante Anwendungsfälle eines künftigen Marktplatzes realisiert haben, die auch hervorragend umgesetzt wurden.

Insgesamt wurden im Projektverlauf herausragende Ergebnisse erzielt, die vor allem bei der wichtigen Frage, wie es nach den Modellprojekten jetzt weiter gehen wird, wesentliche Impulse für die notwendigen Entscheidungen liefern werden. Hierzu zählen wir die Erkenntnisse über das Verschiebepotenzial und die Verlagerungsbereitschaft von Endkunden, wichtige Erkenntnisse bei der Einbindung von Industriekunden und ein erhebliches Prozess- und System-Know-How. Diese Erkenntnisse werden wir auch für die Erstellung neuer Produkte und Services nutzen, z. B. für die Entwicklung neuer Netzführungskonzepte oder die Einbindung von Wärmeanwendungen.

3 FE-Ergebnisse von dritter Seite

Im Folgenden werden einige Forschungsprojekte beschrieben, die in der Zwischenzeit bearbeitet wurden und die inhaltlich in der Nähe der MeRegio-Themen liegen. Nach unserer Einschätzung ergänzen sich diese Projekte, es liegt aber keine Doppelarbeit vor.

3.1 Advanced Dynamic Energy Pricing and Tariffs (ADEPT)

Das Kooperationsprojekt *Advanced Dynamic Energy Pricing and Tariffs (ADEPT)* der britischen Universitäten Oxford und Brunel beschäftigt sich mit der konkreten Ausgestaltung von dynamischen Stromtarifen, die auf der einen Seite für den Netzbetreiber die Möglichkeit bieten, ein nachfrageseitiges Lastmanagement zu betreiben, auf der anderen Seite auch für die Endkunden so attraktiv sind, dass sie ihren Konsum senken. Im besonderen Fokus stehen dabei die Verwendung der Daten von intelligenten Stromzählern zu beiderseitigem Nutzen und das Verständnis von zeitabhängigen Strompreissignalen.

3.2 Smart Home Lösungen im Rahmen von AlpEnergy

Im Rahmen der Einbindung der Erneuerbaren Energien in das Stromnetz und die damit verbundenen Herausforderungen beschäftigt sich das Projekt AlpEnergy mit dem Ansatz der Virtuellen Kraftwerke (VPS). Ziele hierbei sind unter anderem die Analyse, die Modellierung sowie die Evaluation der Konzepte von VPS in sechs Alpenregionen. In diesem Rahmen findet im Allgäu in Bayern ein Pilotprojekt mit 30 Haushalten statt, die mit dem kommerziellen Smart Home System „Joonior“ der Firma Telefunken ausgestattet wurden. Dabei soll das Potenzial von zeitvariablen Stromtarifen in Zusammenspiel mit intelligenter Haushaltssteuerung für den Ausgleich zwischen Energieerzeugung und –verbrauch getestet werden, insbesondere auch auf die Alltagstauglichkeit dieses Konzepts im privaten Haushalt.

3.3 ElectroDrive Salzburg

ElectroDrive Salzburg ist ein Unternehmen der Salzburg AG, das für die Modellregion Elektromobilität Salzburg im Klima- und Energiefonds eine effiziente und alltagstaugliche Mobilität mit Elektrofahrzeugen bieten will. Ziel ist die Schaffung einer Alternative zum konventionellen, motorisierten Individualverkehr, was mithilfe einer, rein aus Erneuerbaren Energien gespeisten, öffentlichen Ladeinfrastruktur sowie der Bereitstellung der entsprechenden Electronic Vehicles auf einer monatlichen Tarifbasis erreicht werden soll.

3.4 Modellregion München

In der Modellregion München wurde insbesondere untersucht, wie sich die Elektromobilität im Individualverkehr der Stadt in Bezug auf Emissionen bis zum Jahr 2030 auswirken könnte. Eine von der Technischen Universität München im Auftrag der Stadtwerke München erstellte wissenschaftliche Grundlagenstudie bildete dabei den Ausgangspunkt zu einer Potenzialanalyse ausgehend vom aktuellen PKW-Bestand. Dabei wurden auf Basis verschiedener Szenarien gegebene und beeinflussbare Faktoren herausgearbeitet, die die Einbindung der Elektromobilität entweder fördern oder hemmen können. Dazu zählen neben dem Fahrzeugangebot vor allem die Alltagstauglichkeit und die Wirtschaftlichkeit. Diese optimal zu beeinflussen und zu untersuchen ist nun Gegenstand verschiedener weiterführender Projekte.

3.5 Nationale Plattform Elektromobilität (NPE)

Die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) ist ein Beratungsgremium aus Industrie, Politik, Wissenschaft, Verbänden und Gewerkschaften, das die Bundesregierung unterstützen soll, damit Deutschland 2020 nicht nur Leitmarkt, sondern auch Leitanbieter von Elektromobilität ist. Dieses Gremium beschäftigt sich in verschiedenen Arbeitskreisen mit Themen wie Antriebs- und Batterietechnologie, Materialien und Recycling sowie den Rahmenbedingungen für eine nachhaltige und effiziente Entwicklung der E-Mobilität in Deutschland und soll konkrete Vorschläge für die Zielerreichung erarbeiten.

4 Verwertung

Bei allen Partnern konnten im Projektverlauf Erkenntnisse gewonnen werden, die in den nachfolgenden Entwicklungsphasen genutzt werden können bzw. die Grundlagen für die Beantwortung zahlreicher Fragestellungen liefern werden. Dazu wurden ja auch im Rahmen der Abschlussberichte der einzelnen Teilprojekte konkrete Verwertungsziele mit dem Projektträger verabredet.

In Bezug auf die Öffentlichkeitsarbeit konnte das Projekt MeRegio sowohl national als auch international im Projektverlauf zahlreiche Auftritte verbuchen. So wurden von den Konsortialpartnern diverse Beiträge zum aktuellen Stand der Forschung im Projekt MeRegio erstellt und in Fachpublikationen vorgestellt oder vor Fachgremien präsentiert. Außerdem wurden für bedeutende Fachkongresse verschiedene Vorträge zum Forschungsprojekt zwischen den Partnern abgestimmt.

Somit gelang es, gemeinsam das Profil im Außenauftritt des Forschungsprojekts zu schärfen und nicht nur relevante Fachzielgruppen, sondern auch ein allgemein an der Zukunft der Energiewirtschaft interessiertes Publikum auf das Thema aufmerksam zu machen.

Die Projektergebnisse werden berücksichtigt, wenn es zunehmend in der nächsten Zeit zu konkreten Produktentwicklungen kommen wird, die beispielsweise intensiv im Bereich Smart Home verfolgt werden.

Ein übergeordnetes förderpolitisches Ziel von E-Energy war es aufzuzeigen, wie Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) zur Erreichung von mehr Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit konkrete Beiträge leisten können.

MeRegio und speziell die IBM Core Plattform liefert als konkretes technisches Ergebnis einen Systemansatz, eine IT-Architektur mit IT-Entwicklungsmethodik und eine im Pilotbetrieb produktiv betriebene Daten- und Serviceplattform. Dahinter stehen neue Konzepte sowie Software-Services für eine zukünftige Energiewirtschaft, bei denen Netzbetreiber, Demand Side Manager, dezentrale Energieanlagenbetreiber, Endverbraucher aber auch Geräte wie Energiespeicher (Kühllasten, Fernwärmanlagen, Plug-in-Hybrids) miteinander kommunizieren. Dieser Ansatz wurde in MeRegio maßgeblich mitgestaltet.

Beispielsweise im Rahmen der gemeinsamen Standardisierungsinitiative der CEN, CENELEC und ETSI hat sich das MeRegio Projektteam an der gesamtgesellschaftlichen Anstrengung beteiligt, günstige Rahmenbedingungen für eine nachhaltige, sichere und effiziente Energieversorgung zu schaffen. Ein weiteres wichtiges Beispiel war die mit den Projektpartnern gemeinsame Auseinandersetzung mit dem Thema der Weiterentwicklung der regulatorischen Vorgaben. Auch das Thema Datensicherheit beziehungsweise Datenschutz im Rahmen des Projekts untersucht.

Durch den intensiven Austausch innerhalb der Unternehmen hatte das Projekt MeRegio eine gute interne Sichtbarkeit, weswegen das Projektteam durch die Fachabteilungen in Abstimmungen mit Kunden und Geschäftspartnern sowie in andere direkt oder indirekt auf Innovationen ausgerichtete Aktivitäten involviert wurde. So halfen die in MeRegio entwickelten Ansätze, Konzepte und Prototypen, die Kunden und Partner für eine aktive Beteiligung an der Energiewende zu begeistern und für die Chancen und Herausforderungen zu sensibilisieren. Ein breites in MeRegio entstandenes Wissen unterstützte unsere Fachkollegen dabei, Möglichkeiten für gemeinsame Innovationen zu erörtern. Dies führte dazu, dass heute bereits zu einem großen Teil der Visionen, mit denen das Projekt MeRegio gestartet war, fertige Produkte und Lösungen angeboten werden können. Seit Projektanfang wurden die Herausforderungen in der Energiewirtschaft zielgerichtet thematisiert und dazu beigetragen, schneller zur Definition beziehungsweise Weiterentwicklung von vielversprechenden, mittlerweile zum Teil verfügbaren Lösungen zu kommen. Durch den engen Kontakt zu internen Fachabteilungen konnten anhand der im Projekt entwickelten Konzepte und gesammelten praktischen Erfahrungen konkrete Vorschläge zur Weiterentwicklung der existierenden und neu entstehenden Lösungen eingebracht werden. Die eigenen Prototypen werden zu Demonstrationszwecken eingesetzt und können potentiell zu weiteren Innovationen genutzt werden.

Die komplexen Fragestellungen in der heutigen Energiewirtschaft führen zu einer Vielzahl von potentiellen Lösungsansätzen, die evaluiert werden müssen. Die Projektergebnisse, insbesondere im Zusammenhang mit der Endkundenorientierung und dem Lastmanagement, flossen und fließen in weitere Forschungsprojekte ein, z. B. FINSY, eBADGE, iZeus und open ECOSPhERE oder führten auch zur Anmeldung von Patenten (z. B. ein Patent über ein Protokoll zur Berechnung von Statistiken über sensible Daten: 2011P00533US (5 -22300US), „Fault-Tolerant Privacy-Preserving Statistics“).

Die Projektergebnisse können auch sehr gut dazu dienen, bei künftigen Energieberatungen auf dieser Basis weiter aufzubauen und die entwickelten und im Rahmen des Projekts getesteten Verfahren auch künftig für Effizienzanalysen bei Industriekunden anzubieten.

Darüber wurden und werden die im Projekt erzielten Ergebnisse auch in Forschung und Wissenschaft in vielfältiger Weise weiterverwertet. So gab es über die gesamte Projektlaufzeit eine starke Rückkopplung mit laufenden Lehrveranstaltungen. Die aktuelle Forschung floss in die im Rahmen des regulären Lehrbetriebs stattfindenden Vorlesungen der beteiligten Lehrstühle ein. In mehreren Seminaren wurden die Ergebnisse für Studierende aufgearbeitet und durch Praktika weiter vertieft. Hinzu kam eine große Anzahl von Abschlussarbeiten, die mit direktem Themenbezug durchgeführt wurden oder durch Arbeiten im Projekt motiviert waren.

Die im Projektverlauf gewonnenen Erkenntnisse und erworbenen Kompetenzen konnten in weitere Forschungsinitiativen mit KIT-Beteiligung eingebracht werden. Als Beispiele seien hier u. a. das Schwesterprojekt MeRegioMobil und dessen Nachfolger iZEUS, oder das Projekte *KASTEL* genannt.

Zusätzlich bildete das Projekt MeRegio auch eine gute Basis, auf der neue Forschungsprojekte initiiert werden konnten. Hierzu zählen vor allem das internationale Projekt CROME und das Projekt iZEUS im Rahmen des Förderschwerpunkts *IKT für Elektromobilität II*.

Abschließend soll noch einmal der Nutzen des *Energy Smart Home Labs* hervorgehoben werden, welches im Rahmen des Schwesterprojekts MeRegioMobil aufgebaut wurde. Über den rein wissenschaftlichen Wert hinaus diente das Labor immer wieder als Vorzeigeobjekt der Projekte. Durch eine Vielzahl von Pressebesuchen – nationalen wie internationalen –, bei denen sowohl Zeitungsartikel als auch Radio- und Fernsehbeiträge entstanden, konnte die Öffentlichkeit auf die Herausforderungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien im Smart Grid aufmerksam gemacht werden und der Forschungsstandort Deutschland seine Innovationsstärke demonstrieren. Hiervon profitierte nicht nur das Schwesterprojekt Projekt MeRegioMobil, welches im Rahmen des Programms IKT für Elektromobilität gefördert wurde, sondern auch das Projekt MeRegio, welches über kein eigenes Vorzeigeobjekt verfügt. Das Labor fand großes Interesse bei Delegationen von Forschungseinrichtungen und Vertretern der Industrie aus dem In- und Ausland, hier insbesondere aus dem asiatischen Raum. Das Energy Smart Home Lab findet auch in zukünftigen Projekten, insbesondere im Projekt iZEUS, Verwendung.

5 Liste der Publikationen und Vorträge

5.1 Publikationen

- J. Golovatchev, O. Budde: Complexity measurement metric for innovation implementation and product management. Int. J. Technology Marketing, Vol. 8, No. 1, pp.82–98, 2013
- Marek Jawurek, Florian Kerschbaum: Fault-tolerant Privacy-Preserving Statistics. Privacy Enhancing Technologies 2012, pp. 221-238, 2012
- Sebastian Kaczynski: Nachfragesteuerung und Elektromobilität in der Energiewende. Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Heft 5, 2011
- Sebastian Kaczynski: ENERGY Delphi – Eine Expertenbefragung zur Zukunft der Energiewirtschaft. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 11, 2011
- Markus Bechmann: Ressourcenorientierte Einführungsstrategie für Smart Metering. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5, 2010
- Domnic Savio, Lubomir Karlik, Stamatis Karnouskos: Predicting Energy Measurements of Service-Enabled Devices in the Future Smartgrid. UKSim, 12th International Conference on Computer Modelling and Simulation, Cambridge, 2010
- Harald Vogt, Holger Weiss, Patrik Spiess, Achim Karduck: Market-Based Prosumer Participation in the Smart Grid. DEST 2010, Dubai, 2010
- Harald Vogt, Holger Weiss: A Client Architecture for Market-Based Grid Integration of Smart Environments. The 1st IEEE PerCom Workshop on Smart Environments, Mannheim, 2010
- Susann Leder: Waschen, wenn der Wind weht. SAP.info, 2009, <http://de.sap.info/internet-energie/11985>
- Konrad Buck: Strom ablesen per iPhone. SAP.info, 2009, <http://de.sap.info/iphone-strom-ablesen-smart-metering/15010>
- Anke Weidlich, Harald Vogt, Stamatis Karnouskos: Wenn der Windpark mit der Waschmaschine redet.... Wirtschaftsinformatik und Management, Heft 4.2009, 2009
- [AB10] Ahlert, K. H.; Block, C.: Assessing the Impact of Price Forecast Errors on the Economics of Distributed Storage Systems. System Sciences (HICSS), 2010 43rd Hawaii International Conference on. 1–10. 2010
- [Ahl09a] K.-H. Ahlert. Assessing the Economics of Distributed Storage Systems at the End Consumer Level. In Proceedings of the 4th International Renewable Energy Storage Conference (IRES-4) (24.-25.11.), Berlin, Germany, 2009. Nur auf CD erschienen.
- [Ahl09b] K.-H. Ahlert. Wirtschaftlichkeit dezentraler Stromspeicher-Systeme. Zeitschrift Solarzeitalter, 21 (4): Seiten 31–37, Dezember 2009.
- [Ahl10] K.-H. Ahlert, Economics of Distributed Storage Systems – An economic analysis of arbitrage-maximizing storage systems at the end consumer level. Karlsruhe Institute of Technology (KIT). 2010
- [AvD08] Ahlert, K.-H.; van Dinther, C.: Definition of an Optimization Model for Scheduling Electricity Storage Devices. Proceedings of the Web 2008 - 7th Workshop on e-Business. (Paris, France). 2008
- [AvD09a] K.-H. Ahlert, C. van Dinther. Estimating economic benefits of electricity storage at the end consumer level. In Proceedings of the 9. Internationale Tagung Wirtschaftsinformatik, Band 2, Seiten 665–674, Vienna, Austria, 2009. Österreichische Computer Gesellschaft.
- [AvD09b] K.-H. Ahlert, C. van Dinther. Sensitivity Analysis of the Economic Benefits from Electricity Storage at the End Consumer Level. In Proceedings of the IEEE Power Tech Conference (28.6.-2.7.), Bucharest, 2009. IEEE Computer Society.
- [AvD10] K.-H. Ahlert; C. v. Dinther: Robustness of Scheduling Algorithms for Distributed Storage Systems. Proceedings of the Multikonferenz Wirtschaftsinformatik (MKWI). (Göttingen, Germany). 2195–2206. 2010
- [BAU+10] B. Becker, F. Allerdig, R. Ulrich, M. Kahl, U. Richter, D. Pathmaperuma, H. Schmeck, T. Leibfried. Decentralized energy-management to control smart-home architectures. In: Proceedings of the 23rd International Conference on Architecture of Computing Systems (ARCS 2010), Band 5974 - LNCS, Seiten 150–161. Springer Verlag, Februar 2010.
- [BCG+10] C. Block, J. Collins, S. Gottwalt, W. Ketter, C. Weinhardt. Modeling household energy consumption under fixed and variable pricing. Workshop on Information Systems and Technology. St. Louis, Missouri, USA, 2010.

- [BCK10] C. Block, J. Collins, W. Ketter. Agent-based competitive simulation: Exploring future retail energy markets. In: Proceedings of the 12th International Conference on Electronic Commerce (ICEC). Hawaii, USA, 2010.
- [BCK10a] C. Block, J. Collins, W. Ketter. Exploring retail energy markets through competitive simulation. In: Larson, K. (ed.), ACM EC 2010 Workshop on Trading Agent Design and Analysis (TADA). Harvard University, 2010.
- [BGHM11] Ingmar Baumgart, Thomas Gamer, Christian Hübsch, Christoph Mayer, Realistic Underlays for Overlay Simulation, Technischer Bericht TM-2011-1, Institut für Telematik, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Januar 2011
- [BGHM11a] Ingmar Baumgart, Thomas Gamer, Christian Hübsch, Christoph Mayer, Realistic Underlays for Overlay Simulation, Proceedings of the 4th Workshop on OMNeT++, Barcelona, Spanien, März 2011
- [BNW08] Block, C.; Neumann, D.; Weinhardt, C.: A Market Mechanism for Energy Allocation in Micro-CHP Grids. Proceedings of the 41st Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS). 172–172. 2008
- [DBVN08] Deindl, M.; Block, C.; Vahidov, R.; Neumann, D.: Load Shifting Agents for Automated Demand Side Management in Micro Energy Grids. Self-Adaptive and Self-Organizing Systems, 2008. SASO '08. Second IEEE International Conference on. 487–488. 2008
- [FAW10] Fluhr, J.; Ahlert, K.-H.; Weinhardt, C.: A Stochastic Model for Simulating the Availability of Electric Vehicles to the Power Grid. Proceedings of the 43rd Hawaii International Conference on System Science (HICSS-43). (Hawaii, USA). 2010
- [FIN10] S. Finster, M. Conrad. Echtzeit Smart-Metering ohne Verletzung der Privatsphäre. In: Proceedings of the VDE-Kongress 2010 – E-Mobility, November 2010.
- [FIN13] S. Finster, I. Baumgart. Elderberry: A peer-to-peer, privacy-aware Smart Metering Protocol. To appear in: Proceedings of IEEE INFOCOM Workshop on Communications and Control for Smart Energy Systems, 2013
- [GEMF09] M. Groschke, A. . Eßer, D. Möst, W. Fichtner. Neue Anforderungen an optimierende Energiesystemmodelle für die Kraftwerkseinsatz- und Zubauplanung bei begrenzten Netzkapazitäten. ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft, Ausgabe 1:Seiten 14–22, 2009.
- [GKB+11] Gottwalt, S.; Ketter, W.; Block, C.; Collins, J.; Weinhardt, C., Demand side management – A simulation of household behavior under variable prices. Energy Policy 39(12). 8163–8174. doi:10.1016/j.enpol.2011.10.016, 2011
- [GMF09] H. Gerbracht, D. Möst, W. Fichtner. Elektromobilität - Auswirkungen auf das Energiesystem. et - energiewirtschaftliche Tagesfragen, Ausgabe 11:Seiten 66–69, 2009.
- [HEF11] Hillemacher, L., Eßer-Frey, A., Fichtner, W.: Preis- und Effizienzsignale im MeRegio Smart Grid Feldtest – Simulationen und erste Ergebnisse; Proceedings 7. Internationale Energiewirtschaftstagung 2011, Wien 2011.
- [HHB+10] C. Hirsch, L. Hillemacher, C. Block, A. Schuller, D. Moest: Simulations in the Smart Grid Field Study MeRegio. In: it – Information Technology, 52, 2010.
- [HJF12] Hillemacher, L., Jochem, P., Fichtner, W.: Entscheidungsunterstützung beim Lastmanagement, in: Entscheidungsunterstützung durch Operations Research im Energie- und Umweltbereich – Renatus, F. et al. (Hrsg.):Tagungsband des Workshops der GOR-Arbeitsgruppen „OR im Umweltschutz“ und „Entscheidungstheorie und -praxis“ am 01. und 02. März 2012 in Goslar, Aachen 2012
- [HNBF13] Hillemacher, L., Nolden, C., Bertsch, V., Fichtner, W.: Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldversuchs; Proceedings 8. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien 2013
- [HSS11] Hirsch C., Shukla, P.K., Schmeck, H.: Variable Preference Modeling using Multi-objective Evolutionary Algorithms; Evolutionary Multi-Criterion Optimization; Proceedings LNCS, 2011
- [JWF+11] Joetten, G.; Weidlich, A.; Filipova-Neumann, L.; Schuller, A., Assessment of Flexible Demand Response Business Cases in the Smart Grid. Proceedings of the 21st International Conference on Electricity Distribution (CIRED)., 2001, http://cired.ir/CIRED2011/papers/CIRED2011_0937_final.pdf
- [KE09] A. Kamper, A. Esser. Strategies for decentralised balancing power. In S. R. M. Lewis, A.; Mostaghim (Hrsg.), Biologically-inspired Optimisation Methods - Parallel Algorithms, Systems and Applications, number 210/2009 in Studies in Computational Intelligence, Seiten 261–289. Springer, Heidelberg, 2009.

- [KMF09] Kaschub, H. Gerbracht, A. Eßer, D. Möst, W. Fichtner. Elektromobilität: Auf dem Weg in den Wettbewerb – Anreize und Geschäftsmodelle. BWK - das Energie-Fachmagazin, BWK -61 (11):Seiten 44–48, Dezember 2009.
- [PRW10] F. Pallas, O. Raabe, E. Weis. Modellierung rechtskonformer kollaborativer Bereitstellung von Regelenergie im SmartGrid, Informatik 2010, Proceedings, Bd. 1, S. 443-448. GI-Edition-Lecture Notes in Informatics (LNI), 2010.
- [Ra10] O. Raabe. Datenschutz im SmartGrid - Anpassungsbedarf des Rechts und des Systemdatenschutzes, DuD Ausgabe 06-2010, S. 379 ff.
- [Ra11] O. Raabe, Prozessbezogener Datenschutz im Smart Grid in: H.Thielmann, D.Klump, J.Eberspächer (Hrsg.), Sicherheit und Datenschutz bei Smart Energy, München 2011, S. 42 ff.
- [Raa09] O. Raabe. Datenschutz im Internet der Energie. In R. R. Stefan Fischer, Erik Maehle (Hrsg.), Im Focus das Leben, Proceedings zur INFORMATIK 2009, GI-Edition-Lecture Notes in Informatics (LNI), Seite 191. Köllen Verlag, 2009.
- [RLP+10] O. Raabe, M. Lorenz, F. Pallas, E. Weis. Empfehlungen zum Datenschutz im Smart Grid - Entwurf, Begleitforschung "E-Energy" und "IKT für Elektromobilität", 2010.
- [RLP+11] Raabe, Oliver, Lorenz, Mieke, Pallas, Frank, Weis, Eva, Harmonisierung konträrere Kommunikationsmodelle im Datenschutzkonzept des EnWG – „Stern“ trifft „Kette“, Computer & Recht 12/2011, S. 831-840.
- [RLP+11a] Raabe, Oliver, Lorenz, Mieke, Pallas, Frank, Weis, Eva, Malina Alfred, 14 Thesen zum Datenschutz im Smart Grid, Datenschutz und Datensicherheit (DuD) 2011, S. 519-523.
- [RLP+11b] Raabe, Oliver, Pallas, Frank, Weis, Eva, Lorenz, Mieke Boesche, Katharina Vera (Herausgeber), Datenschutz in Smart Grids, Begleitforschung E-Energy und IKT für Elektromobilität, 2011.
- [RLP+11c] Raabe, Oliver, Lorenz, Mieke, Pallas Frank, Weis, Eva, Datenschutz im Smart Grid und in der Elektromobilität, Technical Report, KIT, 2011.
- [RLS10] O. Raabe, M. Lorenz, K.Schmelzer. Generic Legal Aspects of E-Energy, it-Information Technology, 2010, S.107-113.
- [Sch10]Schuller, A.: Marktintegration der Elektromobilität: Ein agentenbasierter Ansatz für das Smart Grid. in: Appelrath, H. J.; Nieße, A.; Sonnenschein, M.; Troeschel, M. (eds.), Energieinformatik 2010. Vol. 1, no. 1. Offis - Institut für Informatik. ISBN:978-3-00-032747-6. 2010
- [SHS12] P. K. Shukla, C. Hirsch, H. Schmeck: Towards a Deeper Understanding of Trade-offs Using Multi-objective Evolutionary Algorithms . In: EvoStar 2012, Bio-inspired algorithms for continuous parameter optimisation, pp. 396–405, Springer, LNCS 7248, 2012.
- [We10] E. Weis. Tagungsbericht "Nutzerschutz im Energieinformationsnetz", Computer & Recht 9/2010, S. R103-R105.
- EnBW: Stromzähler mit Grips, Erläuterung Zusammenhang zu MeRegio aus Kundenmagazin Cirquent 01/2011
- EnBW: Pressemitteilung „Wenn die Waschmaschine mitdenkt“ zu JOONIOR mit DiehlAko und MSR Office im Rahmen der Pilotierung MeRegio, 02/2011
- EnBW: Artikel im Südkurier, Jörn Kröpelin, „Auch der Strom lernt lebenslang“, 9.2.2011
- EnBW: Artikel in Handelszeitung Online Schweiz, Jörn Kröpelin, „Die Zählerscheibe dreht nicht mehr“, 9.2.2011
- EnBW: Artikel in TEC21 Schweiz, Jörn Kröpelin, „MeRegio“, 14.2.2011
- EnBW: Artikel in Süddeutscher Zeitung München, „Vernetztes Denken für die Umwelt“, 24.2.2011
- EnBW: Artikel für ETG Kongress, Papasjan/Backes, „Steuerung des Kundenverbrauchs mit Hilfe von dynamische Tarifen und Konzept zur Engpassbeseitigung im E-Energy-Projekt „MeRegio“, 03/2011
- EnBW: Artikel / Zuarbeit in energy2.0, „Regionale Smart Grids im Test“, 02/2011
- EnBW: Pressemitteilung über MeRegio zur Hannover Messe 2011, 03/2011
- EnBW: Artikel „Intelligentes Stromnetz/MeRegio“ in Broschüre für Klimakongress in Reutlingen, 04/2011
- EnBW: Artikel in Stuttgarter Nachrichten, „Im Keller Strom erzeugen“, 26.5.2011
- EnBW: Zuarbeit in Pressemitteilung, „Energiezukunft im Praxistest Pionierregionen erproben Smart Grids – Made in Germany“, 06/2011
- EnBW: Artikel in Technology Review, Hellmuth Frey, „Modell für Deutschland – MeRegio“, 29.6.2011
- EnBW: Pressemitteilung über MeRegio und EEBUS, 08/2011

- EnBW: Zuarbeit in Netto-Plusenergiegebäude der TU Braunschweig, „Das Gebäude als Kraftwerk“, 08/2011
- EnBW: Gemeinsame Pressemitteilung mit BSH, „Intelligenter Geschirrspüler nutzt flexible Strompreise“, 09/2011
- EnBW: Artikel in Welt am Sonntag, „Schlaue Technik spart Strom“, 9.10.2011
- EnBW: Leitartikel in energy2.0 Kompendium 2012, Jörn Kröpelin, „Smart Grid im Wettbewerb“
- EnBW: Artikel in Mitarbeiterzeitung, „MEREGIO (MINIMUM EMISSION REGIONS) – Verwendung und Erfahrungen mit Speichern (Batteriesystemen)“, 10/2011
- EnBW: Interview des IQPC, Valerie Drösel, „Wie können Smart Grids am Regelenergiemarkt teilhaben?“, 11/2011
- „DEN STROM RICHTIG LENKEN“, Bericht über MeRegio, LUX Intelligente Energie, Eine Beilage in der Süddeutschen Zeitung, in Zusammenarbeit mit der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), April 2013
- Projektbeitrag MeRegio im Kompendium „Energiewende 180°“ des DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Frankfurt, Mai 2013

5.2 Studien-/ Abschlussarbeiten

- Philipp Mennel: Evaluierung eines IT-gestützten Szenarios für die Beteiligung der Stromendkunden an der Optimierung der Energieversorgung. Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, 2012.
- Jens Müller: Modellierung und Auswertung musterbasierter Bedingungen an Geschäftsprozesse. Dissertation, Universität Tübingen, 2010
- Holger Weiss: „Living E-Energy“: Anbindung von Gebäuden an den E-Energy Marktplatz für die Beschaffung von Energie und die Kostenoptimierung. Masterarbeit, Hochschule Furtwangen, 2010
- Jia Li: Konzeption einer Infrastruktur für die modellgetriebene Entwicklung von Smart-Grid-Anwendungen. Diplomarbeit, Philipps-Universität Marburg, 2010
- Christoph Heßel: Entwicklung eines Modells zur Bilanzierung und Abrechnung von Regelenergie in Smart Grids, Bachelorarbeit, Hochschule Karlsruhe – Technik und Wirtschaft, 2010
- Azmat Hussain: Analyse der DIN EN 16001 im Hinblick auf Software-Unterstützung für Prozesse im Energiemanagement. Bachelorarbeit, Fachhochschule Bingen, 2010
- Wei Cheng: MapReduce für die verteilte Auswertung von Stromzählerdaten. Diplomarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, 2010
- Wolfgang Krauss: Business Case für dezentrale Energie-Versorgungssysteme. Diplomarbeit, SRH Hochschule Heidelberg, 2009
- Fabian Franz: Marktpotential für intelligente Stromzähler, im Wandel Smart Metering und dem Trend der dezentralen Energieerzeugung. Diplomarbeit, SRH Hochschule Heidelberg, 2009
- Wei Cheng: Ein Vergleich zweier Mechanismen zur effizienten Energieallokation. Studienarbeit, Universität Karlsruhe (TH), 2009
- Titel: Aufwand und Nutzen einer Förderung von Smart Metern im Strom- und Gasnetz durch die Verteilnetzbetreiber (Studienarbeit)
- Titel: Betriebsführung von Großkraftwerken zur Simulation des Erzeugungspreises unter Berücksichtigung regionaler Auflösung (Diplomarbeit)
- Titel: Designing a PowerTac Broker Agent in Repast Symphony
- Titel: Ein Planungsmodell für die Optimale Dimensionierung von Mikroenergienetzen
- Titel: Einflussfaktoren des Smart Grid auf das Geschäftsmodell der Energieversorger: Ein empirischer Einblick
- Titel: Elastic Prices and Volatile Energy Generation, Kooperation mit Universität Uppsala
- Titel: Electronic Negotiation in a Multi-Agent EnergyTradingCompetition
- Titel: Entwicklung eines generischen Businessplan-Tools für Smart Grids auf Basis der moma-Systemarchitektur (Diplomarbeit)
- Titel: Entwicklung und Bewertung eines Energieeffizienz-Zertifikates auf Kommunalen Ebene
- Titel: Erfassung von Einflussfaktoren des Smart Grid Konzeptes auf das Geschäftsmodell der Energieversorger
- Titel: Erzeugungsprognosen dezentraler Einspeiser in Smart Grids
- Titel: Evaluierung eines IT-gestützten Szenarios für die Beteiligung der Stromendkunden an der Optimierung der Energieversorgung

- Titel: Gestaltung und Umsetzung eines Power-TAC-Agenten (B.Sc.)
- Titel: Kurzfristige Lastprognose von Haushalten
- Titel: Renewable Energy Opportunities with Price Responsive Demand
- Titel: Selbstorganisation für Echtzeit-Smart-Metering in Overlaynetzen (Studienarbeit)
- Titel: SMART HOME VISION, Simulation von Endverbraucherverhalten unter variablen Tarifen
- Titel: Strategieentwicklung der Energieversorger vor dem Hintergrund der Energiewende und dem Wandel zu einem Smart Grid
- Titel: Strompreiselastizität im Endverbraucher-Segment (B.Sc.)
- EnBW: Seminararbeit Universität München, Trang Nguyen, "Deutsche Software Champions – E-Energy", 07/2011
- EnBW: Diplomarbeit KIT-EnBW, Kai Mainzer, „Preissetzungsstrategien für dynamische Stromtarife“, 31.8.2011

Aus dem Projekt heraus wurden mehrere Studien erstellt: aus IT-Aspekten (Fokus der CORE Plattform) ist die SOA-Studie zu nennen. Diese zeigt, wie eine nahtlose Integration der gesetzten Anforderungen erfolgen kann.

Die SOA-Studie hat durch die praktische Umsetzung weiter an Relevanz gewonnen, da hier von einer theoretischen Basis der Realitätsbezug durch einen Feldversuch aufgezeigt wird. Das damit verbundene CORE Konzept wird für eine Vielzahl weiterer Unternehmen als IT Lösung propagiert und kann als Plattform für energieeffiziente Prozesse in größerem Umfang zum Einsatz kommen. Die Bedeutung einer einfachen „Plug&Play“ Version wurde dabei erkannt und ist weiter zu entwickeln.

Eine weitere Studie, die im Berichtszeitraum entstanden ist, ist das Thema Security.

Im Rahmen dieser Studie wurden die Ergebnisse der intensiven Projektarbeit aufgenommen und Lücken sowie Anpassungsbedarfe offengelegt. Die Studie zeigt sehr anschaulich für jedes Projekt in Deutschland und darüber hinaus, wo im Kontext von Smart Metering und weiteren Konzepten intelligenter Energienetze Anpassungen notwendig sind.

Diese Studie ist eines der wertvollsten Ergebnisse der Projektarbeit, da sie sehr praxisnah die notwendigen Schritte aufzeigt. Die Umsetzung dieser Punkte stand im Rahmen des Projektes in den Feldversuchen statt. Weiterhin haben die Ergebnisse der Studie wesentlichen Einfluss auf die Aktivitäten zur Standardisierung und Interoperabilität genommen. Die Studie liegt in einer Vorversion auch in englischer Sprache vor und wird internationale Verbreitung finden.

Studien zu Architektur und Schnittstellen zukünftiger „intelligenter Energienetze“

Die Architekturdiskussion wurde mit einer Vielzahl von projektinternen und externen Präsentationen geführt. MeRegio verfolgt einen Plattformansatz, deren Hauptfunktion die Verbindung der dezentral generierten und zentral angereicherten und selektiv bereitgestellten Daten ist.

Das Alpha Core als Plattform dient dabei zu Ableitung und Diskussion der grundsätzlichen Architekturansforderungen zur unbundling gerechten Kommunikation und zeigt zum Anderen die technische Machbarkeit an den Beispielen zur Anbindung zentraler Netzrelevanter Dienstleistungen wie „Engpassmanagement“ und „Simulation und Prognose“ auf.

Über den standardisierten Modellansatz kann aus den Beschreibungen eine umfassende Schnittstellendokumentation erzeugt werden. Die Architektur der CORE Plattform in Verbindung mit dem Standarddatenmodell und der Unterstützung durchgehender Prozesse zwischen den Partnern schafft ein Anwendungsumfeld, welches Dritten die Umsetzung der MeRegio Mechanismen deutlich vereinfachen kann.

5.3 Lehrveranstaltungen/ Präsentationen/ Vorträge

Seminare/ Praktika/ Lehrveranstaltungen

- Durchführung des Praktikums: Intelligentes Energiemanagement (SS 10)
- Durchführung des Seminarpraktikums: Smart Grid und Elektromobilität: Visualisierung, Darstellung, Feedback (WS11/12)
- Durchführung des Seminars: E-Energy: IKT-basierte Energiesysteme (WS 09/10)
- Durchführung des Seminars: Energiemärkte der Zukunft (SS 09)
- Durchführung des Seminars: Energiemärkte der Zukunft (WS 09/10)
- Durchführung des Seminars: Intelligent Agents for Energy Markets (SS 11)
- Durchführung des Seminars: Intelligent Agents for Energy Markets (SS 10)
- Durchführung des Seminars: Lastgangmessungen ausgewählter Verbraucher im Haushaltsbereich (SS 2010, WS 2010/11, SS 2011 und WS 2011/12)

- Durchführung des Seminars: Learning and Participation for Smart Cities and Social Life (WS 12/13)
- Durchführung des Seminars: Optimierung im Energiesystem (SS 2012)
- Durchführung des Seminars: Smart Grid Economics (WS 12/13, SS12, WS 11/12)
- Durchführung des Seminars: Smart Home - Smart Grid (SS 10)
- Durchführung des Seminars: Systemsimulation (WS 10/11)
- Vorlesung: Basics of Liberalised Energy Markets (WS09/10)
- Vorlesung: eEnergy: Markets, Services, Systems (SS12, SS11)
- Vorlesung: eServices (SS12, SS11, SS10, SS09)

Präsentationen/ Vorträge / Sonstiges

- Grabherr, Philip: E-Mobility – Auf dem Weg in eine Minimum Emission Region, Kongress für Fahrzeug, Energie, Mobilität und Informations- und Kommunikationstechnologien "Lebenswelt Elektromobilität", 10. September 2011, Mannheim.
- Block Carsten, Power Trading Agent Competition: A Competitive Testbed for Future Energy Market Design RES Grid Integration & Investment Forum, January 25, 2011
- Block, Carsten: Invited Talk an der Rotterdam School of Management, Nov 2008: Market Based Control and Agent Based Trading in Combined Heat and Power Grids IISM
- Block, Carsten, Raabe, Oliver: Gastvortrag bei der Figava: BDI Studie: „Internet der Energie - IKT für die Energiemärkte der Zukunft“, Mai 2009,
- Fichtner, Wolf: Preis- und Effizienzsignale im MeRegio Smart Grid Feldtest - Simulation und erste Projektergebnisse, EW-Fachtagung "Das E-Energy Projekt 'MeRegio' von Baden-Württemberg als Modell für ein Internet der Energie", 17. März 2010, Karlsruhe.
- Hillemacher, Lutz: Preis- und Effizienzsignale im MeRegio Smart Grid Feldtest – Simulationen und erste Ergebnisse; 7. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien 16.02.2011
- Hillemacher, Lutz: Entscheidungsunterstützung beim Lastmanagement von Haushaltskunden und dezentralen Erzeugungsanlagen; Workshop der GOR-Arbeitsgruppen „Entscheidungstheorie und -praxis“ und „OR im Umweltschutz“, Goslar, 01.03.2012
- Hillemacher, Lutz: Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldversuchs; 8. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien 14.02.2013
- Möst, D.: Invited talk: The future role of renewable energy sources in European electricity supply, 12.-14.11.2008, TUBITAK Marmara Research Center, Gebze - Istanbul, Türkei
- Möst, Dominik.: Bewertung eines Speicherkraftwerkes unter unsicheren Brennstoff- und Elektrizitätspreisen, Vortrag auf der EURO-Tagung 2009 (European Conference on Operations research), Bonn
- Möst, Dominik: Invited talk: Renewable energy sources in European energy supply and interactions with emission trading, 18.-20.05.2009, Réseau Monder (Mondialisation, Energie et Environnement), Rio de Janeiro, Brasilien
- Pallas, Frank, IT-gestützte kollaborative Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Strommarkt, IT2Green- Fachgruppe „Technoökonomische Wettbewerbsfaktoren“, Berlin 16.11.2011.
- Pallas, Frank: Bilanzierung im liberalisierten Energiemarkt – Datenschutzrelevante Implikationen für die Messdatenkommunikation, Vortrag vor dem Dialogkreis E-Energy des BITKOM, 2011.
- Pallas, Frank; Raabe, Oliver; Weis, Eva: Modellierung rechtskonformer kollaborativer Bereitstellung von Regelenergie im SmartGrid, Workshop "Informatik für die Energiesysteme der Zukunft", Informatik 2010, Leipzig
- Raabe, Oliver, Modellregionen E-Energy, Fachkonferenz und Berliner Gespräch, Gemeinsame Veranstaltung des Münchner Kreis und der Alcatel-Lucent Stiftung, Sicherheit und Datenschutz bei Smart Energy“, Berlin, 29.09.2011.
- Raabe, Oliver, Pallas Frank, Gebotenen Schutzmaßnahmen jenseits des lokalen Gateways, Plattform Zukunftsfähige Energienetze des BMWi, AG Intelligente Netze und Zähler, Fachforum I Datenschutz und Datensicherheit, Berlin 02.08.2011.
- Raabe, Oliver, Rechtsrahmen und Regulierung: Leitplanken für die Entwicklung, E-Energy-Jahreskongress 2011, Berlin 2010.
- Raabe, Oliver, Vortrag "Datenschutz im Internet der Energie", Informatik 2009
- Raabe, Oliver, Vortrag "E-Energy - Rechtsaspekte der IKT, Rechtlicher Rahmen und Datenschutz", E-Energy Jahreskongress 2009, Berlin
- Raabe, Oliver, Weis, Eva, Datenschutz und eichrechtliche Anforderungen an das Smart Grid, Workshop zum Energierecht: Smart Grids, Institut für Energie- und Regulierungsrecht Berlin, 30.06.2011.

- Raabe, Oliver: "Anmerkungen und Problemaufrisse zum Festlegungsverfahren der BNetzA zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens", BDI-Sitzung vom 11.11.09
- Raabe, Oliver: Anforderungen des Datenschutzes im SmartGrid, VKU Expertennetzwerk "Regulierungsmanagement" 2010, Berlin
- Raabe, Oliver: Datenschutzaspekte des Smart Grid, D-A-CH-Workshop, SmartGridWeek, 2010, Salzburg
- Schmeck, Hartmut: "Availability and Accessibility of Personalised Energy Data in Smart Grid Research", Helmholtz Open Access Workshop, Karlsruhe, 25.5.2011
- Schmeck, Hartmut: "Smart Grid, Renewables, Electric Mobility: Challenges and Potential of an Integrative Approach", Final Conference of ComplexEnergy, Brüssel, Belgien, 22.2.2011
- Schmeck, Hartmut: „Grand Challenges der (Technischen) Informatik“, Festkolloquium zur Emeritierung von Prof. Dr. Wolfram-M. Lippe, Münster, 11.2.2011
- Schmeck, Hartmut: „Von intelligenten Haushaltsgeräten und Elektrofahrzeugen: Energiemanagement mit dem Smart Home der Zukunft, 2. Smart Technologies Forum“, Euroforum, Köln, 9.5.2011
- Schmeck, Hartmut: „Von intelligenten Haushaltsgeräten und Elektrofahrzeugen - Das Smart Home der Zukunft und der Nutzen des EE-Bus“, Leitvortrag beim Kongress Lebenswelt Elektromobilität, Mannheim, 9.9.2011
- Schmeck, Hartmut: Concepts for an Integrated Energy Management, tubs.City Symposium 2011, Braunschweig, 23.6.2011
- Schmeck, Hartmut: Energiemanagement in Smart Grids – Herausforderungen für die IT, VKSI Entwicklertage, Karlsruhe, 26.5.2011
- Schmeck, Hartmut: Energy Smart Home: Concepts for an Integrated Energy Management, EIT ICT Labs Workshop Smart Energy Systems, 8.9.2011
- Schmeck, Hartmut: Green Clouds: Power Consumption as a First Order Criterion? Panel Talk, 6th IEEE International Conference on Autonomic Computing, IEEE Barcelona, 17.6.2009
- Schmeck, Hartmut: ICT for Energy – Smart Metering, Self-organization, and Multi-agents for Power Systems, Summer School on Smart Energy Systems, Paris, 27.10.2011
- Schmeck, Hartmut: IKT für Energie und Mobilität, Workshop mit Price Waterhouse Cooper, KIT, Karlsruhe, 28.7.2011
- Schmeck, Hartmut: Organic Computing – a Generic Approach to Controlled Self-organization in Adaptive Systems, Eingeladener Vortrag, MATES 2011, Berlin, 7.10.2011
- Schmeck, Hartmut: Organic Computing – a Generic Approach to Controlled Self-organization in Adaptive Systems BBN Technologies Cambridge, USA, 20.3.2009
- Schmeck, Hartmut: Organic Computing – a Generic Approach to Controlled Self-organization in Adaptive Systems Queen's University Kingston, Kanada, 16.3.2009
- Schmeck, Hartmut: Organic Computing – a Generic Approach to Controlled Self-organization in Adaptive Systems Lawrence Berkely National Laboratory Berkeley, 6.3.2009
- Schmeck, Hartmut: Organic Computing – a Generic Approach to Controlled Self-organization in Adaptive Systems Aerospace Corporation Los Angeles, 5.3.2009
- Schmeck, Hartmut: Organic Computing – a Generic Approach to Controlled Self-organization in Adaptive Systems University of Southern California Los Angeles, 4.3.2009
- Schmeck, Hartmut: Organic Computing – Generic Concepts for Controlled Self-organization in Adaptive Systems, Kasseler Informatik Kolloquium, Universität Kassel, 9.2.12
- Schmeck, Hartmut: Organic Energy Management – Controlled and self-organized adaptive demand side management in the energy system Dagstuhl Seminar "Self-Healing and Self-Adaptive Systems", Schloss Dagstuhl, 14.6.2009
- Schmeck, Hartmut: Smart Grid und Elektromobilität – Herausforderungen und Potentiale für IKT, Fakultätskolloquium, Universität Paderborn, 28.6.2011
- Schmeck, Hartmut: Smart Grid und Elektromobilität – Herausforderungen und Potentiale für IKT, Informatik Kolloquium, Universität Oldenburg und OFFIS, Oldenburg, 5.12.2011
- Schmeck, Hartmut: Smart Grid, Renewables, Electric Mobility: Opportunities and Challenges for OC, Dagstuhl Seminar : Organic Computing - Design of Self-Organizing Systems, Schloss Dagstuhl, 3.5.2011
- Schmeck, Hartmut: Virtuelle Kraftwerke, Workshop der Stadtwerke Karlsruhe, Karlsruhe, 27.7.2011
- Schuller, Alexander: Electric Vehicle Charging Coordination via a Time-dependent Tariff. Informs Meeting, Charlotte, November 15, 2011, Charlotte, NC.

- Weis, Eva: Currents discussions about regulatory issues in Germany, EIT ICT Labs, Workshop „Impact of Regulation on investment in future Smart Energy Systems“, München, 13.10.2011
- Weis, Eva, Rechtliche Aspekte des Smart Metering nach der EnWG-Novelle 2011, Sitzung des AK Datenfernübertragung der figawa am 13.03.2012
- Hillemacher, Lutz: Entscheidungsunterstützung beim Lastmanagement von Haushaltskunden und dezentralen Erzeugungsanlagen; Workshop der GOR-Arbeitsgruppen „Entscheidungstheorie und -praxis“ und „OR im Umweltschutz“, Goslar, 01.03.2012
- Hillemacher, Lutz: Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldversuchs; 8. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien 14.02.2013
- Schuller, A.: E-Energy Projekt MeRegio: Smart Grid Made in Germany, kine-e.V. Vortragsreihe, 02.06.2010, Karlsruhe.
- Ahlert, K.-H.: Wirtschaftlichkeit dezentraler Stromspeicher-Systeme. Solarzeitalter 21(4). 31–37. 2009
- Block Carsten, Fortführung der internationalen Kooperation mit der RSM Rotterdam und der University of Michigan zur implementier einer kompetitiven agentenbasierten Simulationsumgebung (TAC Energy / Power TAC) für regionale Energiemärkte.
- Block Carsten: Aufbau der internationalen Kooperation mit der RSM Rotterdam und der University of Michigan zur Implementierung einer kompetitiven agentenbasierten Simulationsumgebung (TAC Energy / Power TAC) für regionale Energiemärkte
- Block, C.; Bomarius, F.; Bretschneider, P.; Briegel, F.; Burger, N.; Fey, B.; Frey, H.; Hartmann, J.; Kern, C.; Plail, B.; Praehauser, G.; Schettlers, L.; Schöpf, F.; Schumann, D.; Schwammberger, F.; Terzidis, O.; Thiemann, R.; van Dinther, C.; von Sengbusch, K.; Weidlich, A.; Weinhardt, C.: Internet der Energie - IKT für die Energiemärkte der Zukunft. BDI-Drucksache 418. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI). 2008
- Block, C.; Collins, J.; Ketter, W.; Weinhardt, C.: A Multi-Agent Energy Trading Competition. ERS-2009-054-LIS. RSM Erasmus University. Rotterdam, The Netherlands. 2009
- Dietz, B.; Ahlert, H.; Block, C.: Driving Profile Generator. IISM Techreport. Institut of Information Systems and Management, Karlsruhe Institute of Technology. Karlsruhe, Germany. 2010
- Raabe, Oliver, Lorenz, Mieke, Pallas, Frank, Weis, Eva: Mitglieder der Fachgruppe Rechtsrahmen
- Raabe, Oliver: Arbeitsgruppenvorsitz der AG Datenschutz der Fachgruppe Rechtsrahmen
- Raabe, Oliver; Lorenz, Mieke, Ahlert, Henning, Block, Carsten: Stellungnahme zum Festlegungsverfahren der BNetzA zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens, BK6-09-034/BK7-09-001, Konsultation eines Beschlussentwurfs für Geschäftsprozesse und Datenformate im Messwesen
- Raabe, Oliver; Lorenz, Mieke: Betreuung der TaskForce Rechtsrahmen
- Raabe, Oliver; Weis, Eva: Stellungnahme zur "Konsultation eines Positionspapiers zu den Anforderungen an Messeinrichtungen im Sinne von § 21b Abs. 3a und 3b EnWG ,Az.: BK6-09-170 06.11.2009"
- Schuller, A.: Dezentrale Energieumwandlung in Gebäuden – ökonomisch und ökologisch sinnvoll. in Energynews [01| 2009] , Newsletter KIT Zentrum Energie. 2009
- Schuller, Alexander: Mitglied der Fachgruppe Marktentfaltung, Teilnahme am D-A-CH Workshops zu den Smart Grid Projekten (Baden, CH)
- Weis, Eva: Arbeitsgruppenvorsitz der AG Eich- und Beweisrecht der Fachgruppe Rechtsrahmen
- EnBW: H. Frey, „Erfahrungen zu Smart Grids am Beispiel des E-Energy Projekts MeRegio der EnBW“, Informationsveranstaltung „E-Energy Projekte in Baden-Württemberg – eine Zwischenbilanz“, Forum der LBBW, Stuttgart, 20. Januar 2011
- EnBW: W. Münch, H. Frey, „E-Energy -Projekt "MeRegio": Höhere Effizienz, weniger CO2 - Perspectives und erste Ergebnisse“, Informationsveranstaltung: „Smart Grids – Vision einer nachhaltigen Stromversorgung“, Brüssel, 09. Februar 2011
- EnBW: H. Frey et. Al.: „Wie viel Vernetzung verträgt die Sicherheit?“, Podiumsdiskussion auf dem ZVEI-Stand auf der CeBIT, Hannover, 1. März 2011
- EnBW: H. Frey, „MeRegio – aktueller Stand des Modellprojekts von E-Energy“, Management Circle Intensiv Seminar: Intelligente Netze – IT-Strategien für Ihr EVU, München, 2. März 2011
- EnBW: H. Frey, „MeRegio – aktueller Stand des Modellprojekts von E-Energy“, D-A-CH Kooperationsprojekt, Stuttgart, 31. März 2011
- EnBW: H. Frey, J. Kröpelin, „MeRegio - E-Energy Modellregion: Das intelligente Haus im Netz“, E-Energy Speakers Corner, HMI 2011, Hannover, 5. April 2011
- EnBW: H. Frey, „MeRegio - Impact on the demand profiles through variable tariffs and flexible demand offers“, ETG Symposium “Distribution systems of the future: Novel solutions of the

information and communication technology as the backbone of Smart Distribution, Darmstadt, 12. April 2011

- EnBW: H. Frey, "MeRegio - Impact on the demand profiles through variable tariffs and flexible demand offers", SAP International Utilities Conference, Mannheim, 13. April 2011
- EnBW: H. Frey, „Last-Demand-Management und Smart Grids“, Fach Seminar 2011 „Energiespeicherung – Zukunftskonzepte im Zeitalter Erneuerbarer Energien“, WBZU Ulm, 13. Mai 2011
- EnBW: H. Frey, W. Münch, „Elektromobilität im Energiesystem der Zukunft“, Seminar Technik und Umwelt – Alternative Kraftstoffe, TU Hamburg-Harburg, 10. Juni 2011
- EnBW: H. Frey, „Das Smart Grid Projekt MeRegio, Aktueller Stand“, Projektvorstellung anlässlich einer möglichen Kooperation mit der Firma Alcatel Lucent, Karlsruhe, 04. Juli 2011
- EnBW: H. Frey, „Das Smart Grid Projekt MeRegio, Aktueller Stand“, Projektvorstellung anlässlich einer möglichen Kooperation mit der Firma Siemens, Karlsruhe, 19. Juli 2011
- EnBW/IBM: H. Frey (EnBW), A. Becker (IBM), E-Energy Projekt MeRegio, Aufzeigen von Lösungsansätzen bei Netzüberlastung – Was kann/muss die IT leisten?, Berlin – BMWi / AG Technologieplattform Netze, 19. September 2011
- EnBW: H. Frey, „Smart Home und Smart Metering-Dienste als lukratives Geschäftsmodell?“, Dena Experten-Workshop "Smart Home – Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz in Privathaushalten", Berlin, 20. September 2011
- EnBW: H. Frey, "Understanding consumer engagement: results from roof PV and battery storage trials", The E-Energy project MeRegio, SmartHomes 2011, Amsterdam, October 4, 2011
- EnBW: H. Frey, "Electric vehicles in smart grids – Practical experience from EnBW's projects MeRegio and MeRegioMobil", 1st Sustainable Automotive Mobility Conference 2011, Kuala Lumpur, October 18, 2011
- EnBW: H. Frey, „MeRegio-Projekt – Die intelligente Vernetzung von Stromversorgung und Gebäude“, Baden-Württembergischer Handwerkstag: "Energieeffizienz nach der Energiewende", Stuttgart, 21. Oktober 2011
- EnBW: H. Frey, "The E-Energy project MeRegio - Experiences on initial planning & development", Thai Delegation, Karlsruhe, November 03, 2011
- EnBW: H. Frey, J. Gruber, "The E-Energy project MeRegio - Experiences on initial planning & development", SAP - Smart Grids and the Future of Energy, Karlsruhe, November 24, 2011
- EnBW: H. Frey, „Beschreibung des MeRegio Rollenmodells und der Verantwortlichkeiten für ein zukünftiges Smart Grid Marktmodell“, Berlin – BMWi / AG Technologieplattform Netze, 25. November 2011
- EnBW: H. Frey, „E-Energy Projekt MeRegio - Begutachtung Spitzenclusterantrag StoRegio“, Mannheim, 7. Dezember 2011
- EnBW: H. Frey, "The E-Energy project MeRegio - Experiences on initial planning & development", Japanese NEDO Delegation, Karlsruhe, December 13, 2011
- EnBW: H. Frey, „MeRegio – aktueller Stand des Modellprojekts von E-Energy“, Management Circle Intensiv Seminar: Smart Grids - Intelligente Strategien für Ihr EVU, Frankfurt, 14. Dezember 2011
- EnBW: H. Frey, "The E-Energy project MeRegio - Experiences on initial planning & development", Chinese Delegation, Karlsruhe, December 16, 2011
- BMWi – Vernetzungstreffen E-Energy; MeRegio - Marktmodell Engpassvermeidung im NS-Netz und Akzeptanzanalysen MeRegio, Berlin, Januar 2012
- EnBW: H. Frey, "E-Energy: Smart Grids made in Germany - The E-Energy project MeRegio", E-world energy & water, Essen, February 9, 2012
- EnBW: H. Frey, „Die Energiewende und deren Auswirkungen auf die Energieversorgung - Von der Stromerzeugung bis zur Speicherung, Anwendungen am Beispiel von MeRegio“, Jahreshauptversammlung der Innung Elektro- und Informationstechnik, Pforzheim-Enzkreis, April 2012
- E-Energy Modellregion MeRegio – Das intelligente Haus im Netz, Hannover Messe Industrie, April 2012
- EnBW: H. Frey, "Increasing the use of renewable energy: the MeRegio project - first results", 7th Conference on Energy Economics and Technology "ENERDAY", Dresden, 27. April 2012
- EnBW: H. Frey, „Intelligenter Netzbetrieb – Herausforderungen und Lösungen am Beispiel von MeRegio“, Fraunhofer Energietage „Lösungen für die Energiewende“, Berlin, 10./11. Mai 2012
- EnBW: H. Frey, „Energiewende im Alltag – Erfahrungen eines Energieversorgers, Lösungsbeispiel MeRegio“, Festvortrag anlässlich des Jubiläums 10 Jahre Weiterbildungszentrum Brennstoffzelle, Ulm, 15. Mai 2012

- EnBW: H. Frey, „Neue Geschäftsmöglichkeiten in den Verteilnetzen der Zukunft – Erste Überlegungen anhand des Modellprojekts MeRegio“, EW-Medien Informationstag „Energiewende kompakt“, Mainz, 4. Juni 2012
- EnBW: H. Frey, „Smart Grid and Smart Metering – Solutions that need Service Partners“, SMART ENERGY MARKET DESIGN, Opportunities and Perspectives for a Smarter Grid, Deutsch-Norwegische Handelskammer | Norsk-Tysk Handelskammer, Oslo, 11. Juni 2012
- EnBW: H. Frey, „Intelligenter Stromzähler und Smart Grids - Aktivitäten der EnBW am Beispiel des Modellprojekts MeRegio“, Stadt mit Energie-Effizienz SEE Stuttgart, Stuttgart, 9. Juli 2012
- EnBW: H. Frey, „Smart grids – the energy system of tomorrow: a demonstration within the MeRegio project“, Innovation Lunch, TÜV Süd AG, Mannheim, 12. Juli 2012
- EnBW: H. Frey, „Understanding consumer engagement: results from customer flexibility according to dynamic prices - The E-Energy project MeRegio“, Messe Smart Homes, Amsterdam, 11. Oktober 2012
-
- EnBW: H. Frey, „Smart grids – the energy system of tomorrow: a demonstration within the MeRegio project“, Exchange with NEDO, Karlsruhe, 18. Oktober 2012
- EnBW: H. Frey, „Netze und Speicher – ungeahnte technologische Innovationsmöglichkeiten am Beispiel von MeRegio“, CDU Bezirksparteitag, Münsingen, 20. Oktober 2012
- EnBW: H. Frey, „Neue Geschäftsmöglichkeiten in den Verteilnetzen der Zukunft – Erste Ergebnisse aus dem Modellprojekt MeRegio“, EW-Medien Expertenforum Energie, Smart Grids – Herausforderungen für die Verteilnetze, Düsseldorf, 8. November 2012
- EnBW: H. Frey, „Smart Energy in Baden-Württemberg – Ergebnisse aus dem Modellprojekt MeRegio“, Auftaktveranstaltung der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg, Stuttgart-Fellbach, 29. November 2012
- EnBW: H. Frey, „Smart Energy und Smart Home im Projekt MeRegio“, Managementforum „Smart Energy“, VDE-Kongress „Smart Grid“ 2012, Stuttgart, 5. Dezember 2012
- EnBW: H. Frey, „Transformation of the traditional electricity supply chain – Designing and implementing a demand-driven generation and distribution network, The project MeRegio“, SCM Webinar, 8. April 2013
- EnBW: Vorstellung MeRegio auf Handwerkskammer Veranstaltung, 01/2011
- EnBW: Mehrere Referate zur MeRegio auf Messe CEP Stuttgart, 02/2011
- EnBW: Vorstellung MeRegio auf eWorld, Februar 2011
- EnBW: Vorstellung Wirkweise/Rollenmodell MeRegio beim Gremium FNN, 03/2011
- EnBW: Vorstellung MeRegio auf Green Connected Cities Conference Strasbourg, 04/2011
- EnBW: Vortrag MeRegio auf SAP Utilities Conference, 04/2011
- EnBW: Vorstellung MeRegio auf HMI, 04/2011
- EnBW: Vorstellung MeRegio auf Workshop der Akademie der Ingenieure, 05/2011
- EnBW: Vortrag auf RTE Workshop / Oeko-Institut, Freiburg, 06/2011
- EnBW: Vorstellung MeRegio auf Workshop Architektenkammer Leonberg, 10/2011
- EnBW: Vorstellung MeRegio auf IQPC Konferenz Regelenergie, 11/2011
- EnBW: Treffen mit amerikanischer Delegation auf der Hannover Messe Industrie, Hannover, 9. April 2012
- EnBW: Erfahrungsaustausch mit dem japanischen NEDO, Karlsruhe, 4. Juli 2012

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Phasenplan des MeRegio-Projekts	6
Abbildung 2a: Messwerteverarbeitung in der MeRegio Architektur	8
Abbildung 2b: Bildung und Verteilung des MeRegio Preissignals	9
Abbildung 3: Übersicht über die Datenverarbeitung der Zähldaten	10
Abbildung 4: Reihenfolge der Preisstufen im Versuchszeitraum	11
Abbildung 5: Bonuszahlungen an die MeRegio Kunden	12
Abbildung 6: Gerätescreen Speicher	13
Abbildung 7: Netzstruktur und Einbauorte der RTUs mit Messtechnik in Freiamt	18
Abbildung 8: Frontend-Ansicht, Konzeptionsphase	19
Abbildung 9: Auswahl der Kunden in den Modellregionen	20
Abbildung 10: Aufteilung des Stromverbrauchs in Sektoren	21
Abbildung 11: Darstellung der Verbrauchswerte einer Kläranlage	22
Abbildung 12: Ablauf der Kundenbeziehung	23
Abbildung 13: Experimentelle dynamische Erkennung von SOA-fähigen ISZ unter Windows	26
Abbildung 14: Energie-Monitoring mit SAP MII	27
Abbildung 15: USDL-Ausschnitt zum Modellierungsexperiment „Abwicklung Kundennotifikationen“	28
Abbildung 16: Navigationsstruktur des MeRegio-Marktplatzes in Verbindung mit dem Marktszenario „Notifikationen“	31
Abbildung 17: Veranschaulichung des Engpasses aus dem Netzleitsystem sowie der entsprechenden technischen Informationen, die der E-Energy Marktplatz für eine Bewertung der Angebote zur entgegenwirkenden Laststeuerung im Szenario „Prioritätensignal“ verarbeitet	32
Abbildung 18: Veranschaulichung zur Auswahl der Angebote der DSM im Szenario „Prioritätensignal“ .	33
Abbildung 19: Ein Werkzeug zur Kundenbetreuung im Feldtest	34
Abbildung 20: Ein früher Demonstrator zum Thema E-Energy Marktplatz (CeBIT 2009)	36
Abbildung 21: Demonstrator zum Thema Lastverschiebung und dynamische Tarife (Deutschlandpromenade 2009, China)	36
Abbildung 22: Eine Weiterentwicklung des Demonstrators zum Thema Lastverschiebung für das Future Energy Center Karlsruhe (2010)	37
Abbildung 23: Vereinfachte Darstellung der Systemarchitektur	38
Abbildung 24: Führung im Future Energy Center Karlsruhe	39
Abbildung 25: Auszug aus einer Analyse des Nettonutzens der Anwendung anhand der Nutzerbefragung	40
Abbildung 26: Durchschnittlicher Zeitaufwand pro Tag als Kriterium zur Bewertung der Benutzerbeteiligung im Projekt und darüber hinaus	40

Abbildung 27: Reale Daten zu einer Optimierungsmaßnahme in der KEV-Anwendung, Bildschirmfoto (Ausschnitt).....	41
Abbildung 28: Verbrauch/ Energiefragebogen	45
Abbildung 29: Exemplarische Auswertung eines KEV-Prozesses.....	45
Abbildung 30: Beispiel einer PowerFactory-Datei eines 0.4 kV-Netzes	48
Abbildung 31: Versorgung verschiedener Testumgebungen mit Zählerdaten.....	53
Abbildung 32: Systemkonfiguration der Network Manager Feldtestanlage	55
Abbildung 33: WS500 Oberfläche zur Visualisierung und Bedienung	56
Abbildung 34: Schnittstellen zu CORE	57
Abbildung 35: Schnittstellen im Gesamtablauf des Prioritätensignals	58
Abbildung 36: Dynamische Höenschichtefärbung zur Visualisierung von Spannungsproblemen.....	59
Abbildung 37: MeRegio Web-Portal, Darstellung von Echtzeitdaten.....	59
Abbildung 38: MeRegio Web-Portal, Darstellung von prognostizierten Wetterdaten	60
Abbildung 39: Erstellung des Prioritätensignals	60
Abbildung 40: Flussrichtung der verwendeten Fahrpläne und Prognosen	61
Abbildung 41: Schnittstellen zwischen NLS und CORE.....	62
Abbildung 42: Beispiel einer Struktur eines Ortsnetzes in der Region Freiamt	63
Abbildung 43: Maximale Einspeiseleistung der PV-Anlagen und Spannungsverteilung in einem ONS....	63
Abbildung 44: Mess-Schema in der Ortsnetzstation	65
Abbildung 45: Prinzipschaltbild Ortsnetzstationsring	66
Abbildung 46: Projektspezifische Testversionen für Lastverschiebungspotenzial.....	67
Abbildung 47: Vorgehensmodell zur Implementierung mittels einer MDA.....	68
Abbildung 48: alphaCORE Generatoren-Framework.....	69
Abbildung 49: Modellgetriebener Ansatz zur Modellierung der Schnittstellen	70
Abbildung 50: Nutzen und Vorteile einer CI Umgebung im Lieferprozess.....	71
Abbildung 51: Aufbau und Ablauf der der Nutzung der CI Plattform im Lieferprozess.....	72
Abbildung 52: CORE Systemkontext der Lieferstufe 1	73
Abbildung 53: CORE Systemkontext der Lieferstufe 2	74
Abbildung 54: Basis UseCases der CORE Plattform.....	75
Abbildung 55: Schnittstelle des UseCase "SendReadings"	75
Abbildung 56: Schnittstelle des UseCase "QueryReadings".....	76
Abbildung 57: Schnittstelle des UseCase "ImportMasterData"	76
Abbildung 58: Systemkontext alphaCORE.....	77
Abbildung 59: Übertragungsmodus aus dem Cockpit zu IBM Core.....	78
Abbildung 60: Erfassungsschema für Kennzahlen und Indikatoren.....	80
Abbildung 61: Optimierung einer Kälteanlage (Wochenansicht).....	80

Abbildung 62: Optimierung einer Kälteanlage (Monatsansicht)	81
Abbildung 63: Lastverlauf der Druckluftanlage vor den Effizienzmaßnahmen	81
Abbildung 64: Lastverlauf der Druckluftanlage nach den Effizienzmaßnahmen.....	82
Abbildung 65: Lastgang vor der Optimierung.....	83
Abbildung 66: Lastgang nach der Optimierung.....	83
Abbildung 67: Lastgang.....	84
Abbildung 68: Beispiel einer Excelvorlage zur gezielten Änderung von Prognosewerten.....	87
Abbildung 69: Partnerbeitrag zu Online-Simulationen im Prioritätensignal-Szenario (Übersicht)	88
Abbildung 70: Bestätigung eines DSM-Angebots im Prioritätensignal-Szenario; Protokoll-Eintrag auf der E-Energy Marktplattform.....	88
Abbildung 71: Übersicht der ABB Aufgabenstellung im Kontext des MeRegio Prioprozesses	92
Abbildung 72: Übertragungs- und Nutzungsmöglichkeiten des MeRegio Netzführungskonzeptes.....	94
Abbildung 73: Das MeRegio Rollenmodell im Vergleich zum BNetzA Smart Grids / Smart Markets.....	95

7 Abkürzungsverzeichnis

ACS	Spezieller Nachrichtenserver von Ambient Devices Inc.
BuB	Betriebs- und Betreuungskonzept
CIM	Common Information Model
CIM IEC61970	CIM INTERNATIONALE Norm
Com Modul	Kommunikationsmodul
DB	Datenbank
DCI	Datenimportschnittstelle
DEA	Dezentrale Energieerzeugungsanlage
DGW	Datagateway
DSM	Demand Side Manager
EAI-Plattform	Enterprise Application Integration Plattform
EDM	Energiedatenmanagement
EMS	Energiemanagementsystem
ESB	EnterpriseServiceBus
FEC	Future Energy Center
HMI	Human-Machine-Interface
IDES	Dateneingabesystem
ISZ	Intelligenter Stromzähler
KEV	Kontinuierliche energetische Verbesserung
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KPI	Key-Performance-Indikatoren
LAN	Local Area Netzwerk
MDA	Model Driven Architecture
MDL	Messdienstleister
MMK	Mensch-Maschine-Kommunikation
MSB	Messstellenbetreiber
ngSPS	Strompreis der Steckdose
NLS	Netzleitsystem
NLS 2	Netzleitsystem Stufe 2
NM2	= NLS 2
ONS	Ortsnetzstationen
PL	Projektleitung/Projektleiter
PLF	Vorausschauender Lastfluss
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SD-Karte	Secure Digital Memory Card, Speicherkarte
SL	Second Level
SLA	Service Level Agreement
SOA	Serviceorientierte Architektur
TPL	Teilprojektleitung
TOU	Time of Use
UC	UseCase / Basis-Geschäftsfall
UDW	Datenbank
UPnP	Universal Plug and Play
USDL	Universal Service Description Language
VPN	Virtual Private Network
ZDV	Zähldatenverarbeitung