

1,5° C*sellsius*

ENERGIEWENDE ZELLULÄR – PARIZITPATIV – VIELFÄLTIG UMGESETZT



**Birgit Haller, Ole Langniß, Albrecht Reuter,
Nicolas Spengler (Hg.)**

1,5°Csellsius

ENERGIEWENDE ZELLULÄR – PARTIZIPATIV – VIELFÄLTIG UMGESETZT

1,5°C*sellsius*

ENERGIEWENDE ZELLULÄR – PARTIZIPATIV – VIELFÄLTIG UMGESETZT

**Birgit Haller, Ole Langniß, Albrecht Reuter,
Nicolas Spengler (Hg.)**

Impressum

ISBN der Druckausgabe: 978-3-00-067236-1

© C/sells Selbstverlag c/o Dr. Langniß Energie & Analyse,
Silberburgstr. 112, 70176 Stuttgart

Deutschland 2020

Auflage: 1500

Erstveröffentlichung: 2020

Herausgeber: Dr. Birgit Haller, Dr. Ole Langniß, Dr. Albrecht Reuter, Nicolas Spengler
Autoren: siehe Autorenverzeichnis

Gestaltung und Satz: amatik Designagentur, Boninstraße 63, 24114 Kiel. www.amatik.de

Druck & Bindung: Hansadruk und Verlag GmbH + Co KG, Hansastr. 48, 24118 Kiel

Lektoratsunterstützung: Dr. Stefan Lilischkis, empirica Gesellschaft für Kommunikations- und Technologieforschung mbH, Oxfordstr. 2, 53111 Bonn. <http://www.empirica.com>

Alle Rechte, insbesondere das Recht der Vervielfältigung und Verbreitung sowie der Übersetzung, sind vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form ohne schriftliche Genehmigung der Herausgeber reproduziert werden.

Papier: Igepa Circleoffset Premium White Recycling-Offset aus 100% Altpapier



C/sells ist Teil des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) und ist gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Bildnachweis: 47 Grafiken aus dem Projekt C/sells (Seiten 24, 25, 27, 31, 32, 46, 49, 50, 51, 53, 54, 58, 59, 60, 67, 71, 73, 76, 79, 80, 81, 84, 85, 92, 95, 99, 101, 107, 109, 110, 119, 121, 131, 141, 143, 156, 158, 160, 162, 164, 165, 178, 179, 190, 200, 201, 203); 29 Fotos aus dem Projekt C/sells (Seiten: 3 mal 44, 75, 102, 133, 136, 137, 145, 153, 154, 167, 168, 169, 173, 174, 176, 181, 186, 189, 2 mal 196, 198, 199, 202, 206, 207, 210, 225); Umweltministerium Baden-Württemberg (S. 10); Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (S. 11); HMWEVW – Oliver Rüther (S. 12); Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (S. 13); empirica Gesellschaft für Kommunikations- und Technologieforschung mbH (S. 29); SmartGridsBW (S. 37), Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH (S. 61); KOP GmbH (S. 105); OLI Systems GmbH (S. 125); Lukas Barth, www.lukasbarth.com (S. 134); Umweltministerium Baden-Württemberg; Ludmilla Parsyak (S. 150); Fraunhofer ISE (S. 151); Fraunhofer IAO, Ludmilla Parsyak (S. 175); KIT (S. 177); Simon Köppl (S. 191); TransnetBW (S. 229); am – stock.adobe.com (S. 16); anatoliy_gleb – stock.adobe.com (S. 19); Daisy Daisy – stock.adobe.com (S. 87); 一飞黄 – stock.adobe.com (S. 193); shocky – stock.adobe.com; Med Photo Studio – stock.adobe.com (S. 217)

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird bei Personenbezeichnungen und personenbezogenen Hauptwörtern in diesem Buch in der Regel die männliche Form verwendet. Entsprechende Begriffe gelten im Sinne der Gleichbehandlung grundsätzlich für alle Geschlechter. Die verkürzte Sprachform hat nur redaktionelle Gründe und beinhaltet keine Wertung.

Zwecks besserer Verständlichkeit für einen weiten Leserkreis werden in diesem Buch die umgangssprachlichen Begriffe „Strom“ synonym für elektrische Energie und „Energieerzeugung“ für Energiewandlung verwendet.

Inhalt

10	Grußworte der Landes- und Bundesminister für Energie anlässlich des C/sells-Abschluss-Symposiums am 15. Dezember 2020 in Stuttgart
14	Nachhaltige Energiezukunft mit zellulären Strukturen – Zusammenfassung
17	The future of sustainable energy with cellular structures – Summary
20	ÜBER DIESES BUCH
23	UNSER BEITRAG ZUM 1,5-GRAD-ZIEL
24	Was braucht die Energiewende?
30	Unser Ansatz ist zellulär, partizipativ und vielfältig
30	C/sells ist zellulär
33	C/sells ist partizipativ
35	C/sells ist vielfältig
39	UNSER KONZEPT STEHT FÜR AUTONOMIE – NICHT AUTARKIE
40	Die digitale Basis für das zelluläre Energiesystem
40	Vernetzung und Kommunikation für viele tausend Akteure – das Energiesystem wird intelligent
43	Digitalisierung der Energiewende durch intelligente Messsysteme
48	Das IIS – Rückgrat des Smart Grids von morgen
55	Prognosen von Stromerzeugung und -verbrauch
60	Fazit: Die Digitalisierung ermöglicht die Energiewende
62	<i>Querschnitt: Vielfalt braucht Standards</i>
64	Organisation im Netz der Zukunft
64	Die Herausforderung
68	Rollenverständnis im zellulären System
70	Prozessverständnis im zellulären System

73	Informations- und Datenaustausch im zellulären System
75	Automatisierung im zellulären System
84	Fazit: Die Ergebnisse aus C/sells
88	<i>Querschnitt: Neue Regeln für mehr Akteure</i>
90	FlexPlattformen – Netz und Markt verbünden sich
90	Herausforderung Netzengpassmanagement
93	Ungenutzte Flexibilitätspotenziale im Verteilnetz
94	Eingeschränkte Lösungsmöglichkeiten – aber das Regelwerk entwickelt sich
94	Wie Anbieter und Nachfrager von Flexibilität miteinander kommunizieren
96	FlexPlattformen: ein neues Werkzeug gegen Netzengpässe
96	Vorteile von Plattformlösungen
97	Das Zusammenspiel der Akteure auf den Plattformen in C/sells
99	Produktdesign – mehr als Viertelstunde mal Leistung
100	Drei Umsetzungen für ein Konzept
104	Fazit: FlexPlattformen als Musterlösung für zukunftsfähiges Netzengpassmanagement
106	<i>Querschnitt: Geschäftsmodelle im Smart Grid</i>
108	Neue Handlungsräume – Energiezellen agieren miteinander
108	Wie Zellen in der Energiewelt von morgen agieren – eine Übersicht
111	Handelsplätze – Angebot und Nachfrage treffen zusammen
115	Dienste für das Energiesystem von morgen
119	Energiemanagement – optimiert und mit anderen Zellen vernetzt
122	Geräte und Anlagen integrieren – mit Standards sicher vernetzt
126	<i>Querschnitt: Die Rolle von Netzwerken und Plattformen im Energiesektor</i>
128	Energiewende beginnt im Kopf – Was Partizipation bedeutet
129	Was hat Partizipation mit Akzeptanz zu tun?
130	Vor Partizipation kommt Information und Verständnis
130	„Ich bin Zukunft“ – die Kommunikationsstrategie
132	Die kommunale Ebene – C/sells-Citys
134	Technikumsetzung konkret – Partizipation in den C/sells-Demonstrationszellen
135	Veranstaltungsformate in den C/sells-Citys

142**Intelligente und vernetzte Gebäude**

142

AutonomieLab Leimen

144

Smart-Building-Muster Karlsruhe

146

Automatisiertes Smart-Home Karlsruhe

148

Neubau Energie-Flexible-Hochschule Ulm

150

Nachbarschaft und Elektromobilität Fellbach

152

Energieeffizientes Bürogebäude Heilbronn

154

Smart Living Weinstadt

156**Quartiere und urbane Verbünde**

156

Intelligente Wärme München

160

Innovationsquartier Franklin

166

Energiesiedlung Hohentengen

168**Gewerbeareale, Microgrids und Anlagenverbünde**

168

Energiewende am Flughafen Stuttgart

170

Sektorkopplung: das Biomassezentrum Stausebach

172

Microgrid der Hochschule Offenburg

174

Fraunhofer IAO Micro Smart Grid Stuttgart

176

Speicherverbund Karlsruhe/Stuttgart im Energy Lab 2.0

178**Regionale Marktgebiete für Bürgerenergie**

178

Stromgemeinschaft Murg

180

WIRcommunity: Lokaler Stromhandel Waghäusel

182

Regionale Strommarke Nord- und Mittelhessen

184**Lösungen für Verteilnetze**

184

Altdorfer Flexmarkt: eine Plattform für dezentrale Flexibilität

188

Quartierspeicher Arzberg

190

Flexibilität in der Wasserversorgung Cham

194

Demonstrations- und Partizipationszelle Dillenburg

198

Intelligente Netzzustandserfassung Ortenau

200

Prosumer-Feldtest Ulm

206**Systemstabilität in Regelzonen**

206

Regelzone TransnetBW

208

Regelzone TenneT

210

Intelligentes Verteilnetz Schwäbisch Hall

213	C/SELLS – WAS BLEIBT
214	Energiewirtschaftliche Gesamtbewertung
218	Musterlösungen für die Energiewende
223	EPOS: ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE POSITIONEN VON C/SELLS
224	EPos auf einen Blick
230	Energiewende mithilfe zellulär verbundener Strukturen
232	EPos: Energiewirtschaftliche Positionen
232	Zellularität
235	Systemdenken
236	Flexibilität
237	Energiewende-Praxis
239	Partizipationsmarketing
240	Reallabore
242	Hintergründe
242	Zellularität
247	Systemdenken
250	Flexibilität
254	Energiewende-Praxis
256	Partizipationsmarketing
259	Reallabore
267	Konzeptvorschlag für ein SINTEG- oder C/sells-Forum
269	Ergänzender Konsultationsbeitrag „Wirtschaftlichkeit vor Ideologie. Energiewende ist kein Selbstzweck.“
272	Glossar / Register
276	Abkürzungsverzeichnis
278	Symbolverzeichnis
280	Projektpartner in C/sells
284	Herausgeber und Autoren

Franz Untersteller, Minister für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg

Das Demonstrationsprojekt C/sells geht mit dem Abschluss Symposium 2020 einem erfolgreichen Ende entgegen. Mit einer Vielzahl an Teilprojekten hat das Projektkonsortium in den vergangenen vier Jahren in Baden-Württemberg, Bayern und Hessen demonstriert, wie eine Stromversorgung mit nahezu 100 Prozent erneuerbarer Energie aussehen und funktionieren kann.



Mit der wachsenden Anzahl an Photovoltaik- und Windkraftanlagen wird unsere Energieerzeugung dezentraler und volatiler. Gleichzeitig werden bisher passive Verbraucherinnen und Verbraucher zu immer aktiveren Marktteilnehmerinnen und Marktteilnehmern, weil beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage Flexibilität eine zunehmend wichtige Rolle spielt. Plattformlösungen, wie sie bei C/sells untersucht wurden, können dabei helfen, die einzelnen Akteure unseres Energiesystems gezielt aufeinander abzustimmen, so dass möglichst viel Strom dann verbraucht wird, wenn die Sonne scheint oder der Wind weht und somit die Netze gleichzeitig optimal ausgelastet sind. Für die Entwicklung damit verbundener innovativer Ideen sind regulatorische Freiräume notwendig. Erfolgreich getestete Ansätze sollten jedoch auch den Schritt in die Praxis schaffen. Das Konsortium fordert deshalb ganz zurecht eine Reform der aktuellen Umlagen und Steuern im Strombereich. Unser Ziel muss es sein, den Einsatz erneuerbarer Energien zu stärken – nicht nur temporär und lokal, sondern anhaltend und flächendeckend.

Die Digitalisierung innerhalb der Energiewirtschaft schreitet weiter voran, nicht zuletzt mit dem Anfang des Jahres gestarteten Smart Meter Rollout. Um die gebotenen technologischen Chancen tatsächlich umzusetzen, müssen diese allerdings auch von den Verbraucherinnen und Verbrauchern akzeptiert werden. Kommunikation auf Augenhöhe, für die Betroffenen und mit ihnen, ist ein wesentlicher Erfolgsfaktor der Energiewende insgesamt. Die über 50 Projektpartner bei C/sells haben die Bedeutung der Partizipation als wichtigen Teil ihrer Arbeit anerkannt. Dadurch ist es gelungen, eine Vielzahl interessierter Bürgerinnen und Bürger für das Projekt zu begeistern.

C/sells kann uns allen als Blaupause für das Energiesystem der Zukunft dienen: zellulär, partizipativ und vielseitig. Mein Dank geht daher an alle, die durch ihr großes Engagement zum Erfolg des Projektes beigetragen haben.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized 'F' followed by 'Untersteller'.

Hubert Aiwanger, Bayerischer Staatsminister für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

In Zeiten der Corona-Krise rücken das Thema Sicherheit und die zunehmende Schlüsselrolle der Digitalisierung in den Vordergrund. Für die Gewährleistung der Sicherheit unseres Landes sind resiliente Infrastrukturen in allen Branchen unabdingbar – dazu zählt auch ein zuverlässiges und aus regionalen, erneuerbaren Energiequellen gespeistes Energieversorgungssystem. Im sonnengeprägten Freistaat Bayern liegt die Energiewende vor unserer Haustür – dabei bedarf es einer effizienten und kostengünstigen Nutzung unserer regionalen Ressourcen. Dies kann nur durch das Vorantreiben der dezentralen Energiewende gelingen.

Neben dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor sind die zunehmende Elektrifizierung im Wärme- und Mobilitätssektor relevante Bestandteile der Transformation des Energiesystems. Bestehende Energieinfrastrukturen sind diesen notwendigen Entwicklungen noch nicht gewachsen. Was wir benötigen sind intelligente Lösungskonzepte und innovative Geschäftsmodelle, wie sie im Rahmen des SINTEG-Förderprogramms entwickelt werden. Die Digitalisierung bietet das hierbei notwendige Werkzeug für die technische Umsetzung und bietet zugleich Chancen für die gesellschaftliche Teilnahme im zukünftigen Energiesystem. Die Erprobung in den C/sells-Pilotprojekten ist dabei essentiell, um die Theorie in die Praxis zu überführen. Durch die Demonstrationsprojekte im „Solarbogen“ Süddeutschlands lernen wir aus einzelnen „Zellen“ für die großflächige Breitenanwendung. C/sells legt somit wichtige Grundbausteine einer sicheren und bürgernahen Energiezukunft.

Die Erkenntnisse des C/sells-Projektes verdeutlichen den Erfolg des Förderprogramms. Aus C/sells gehen Leuchtturmprojekte für eine digitale, zuverlässige und erneuerbare Energiezukunft hervor und relevante Handlungsempfehlungen für notwendige politische Rahmenbedingungen. Ich bedanke mich für diese Pionierarbeit und blicke der Energiezukunft positiv entgegen. In diesem Sinne bin ich gespannt auf die Endergebnisse des C/sells-Projektes und freue ich mich auf eine konstruktive Diskussion beim heutigen Ministerdialog.



Hubert Aiwanger

Jens Deutschendorf, Staatssekretär, Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen

Um unseren Energiebedarf vollständig aus erneuerbaren Quellen zu decken, müssen wir nicht nur die Erzeugung von Wind- und Solarenergie steigern. Genauso wichtig ist es, dass wir effizienter mit Energie umgehen. Erst beides zusammen ergibt die Ener-

giehende hin zu einer sicheren, umweltschonenden, gesellschaftlich akzeptierten und bezahlbaren Energieversorgung.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie startete 2016 die Schaufensterprojekte intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende: SINTEG. Hessische Unternehmen und Forschungseinrichtungen haben sich besonders im Teilprojekt „C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschland“ engagiert und unter Nutzung digitaler Technologien neue Ansätze entwickelt und erprobt. Weil die Energiewende mehr ist als eine

Stromwende, hat C/sells nicht nur Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätsnetz gesucht, sondern auch die Wärmeversorgung einbezogen. So konnte dieses Projekt genau die Lösungen aufzeigen, die wir in Zukunft für eine dezentrale, auf zellulären Strukturen aufbauende Versorgung brauchen.

Hervorheben möchte ich aber auch die ausgeprägte Bürgerbeteiligung im Rahmen der eingerichteten Partizipationszellen. Denn die Energiewende braucht nicht nur technische Lösungen, sondern auch die Beteiligung der Bevölkerung.

Das Hessische Wirtschafts- und Energieministerium hat das Projekt aufmerksam begleitet. Wir freuen uns über die breite Beteiligung hessischer Unternehmen, Universitäten und Forschungseinrichtungen sowie des House of Energy als Regionalkoordinator. Und wir freuen uns, dass aus unserem Bundesland wieder einmal wichtige Ideen für die Energiewende gekommen sind.



Andreas Feicht, Staatssekretär, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Nach vier Jahren kommt das Förderprogramm „SINTEG: Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ nun zum Abschluss. SINTEG ist angetreten, Musterlösungen für technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen der Energiewende zu entwickeln. Das Besondere daran: Die Lösungen bleiben nicht nur Theorie, sondern wurden auch einem Praxischeck unterzogen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hatte mit einer finanziellen Förderung von 200 Millionen Euro und mit einer Experimentierklausel, der SINTEG-Verordnung, die Voraussetzungen für dieses Großprojekt geschaffen. In fünf Modellregionen in ganz Deutschland haben viele Expertinnen und Experten überzeugende Schaufensterkonzepte vorgelegt und vier Jahre lang an der Umsetzung gearbeitet, darunter auch C/sells aus dem Süden Deutschlands mit dem Konzept von Erzeugung und Vermarktung von Energie in und zwischen örtlichen Einheiten, den „Zellen“.



Der Blick in die Zukunft ist nötig, weil der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien und die Digitalisierung unser Energiesystem fundamental verändern werden. Wir setzen große Hoffnungen auf die SINTEG-Projekte, denn wir brauchen innovative Ansätze, um immer höhere Anteile erneuerbarer Energien sicher und effizient in unser Energiesystem zu integrieren. C/sells hat versprochen, neue Technologien, Verfahren und Geschäftsmodelle für die Energiewende zu entwickeln und in realen Umgebungen zu demonstrieren. Jetzt bin ich gespannt, was Sie erreicht haben! Als nächstes werden wir nun detailliert prüfen, wie wir Ihre Vorschläge und Erkenntnisse zur Fortentwicklung der Energiewende nutzen können.

Ich freue mich auf das C/sells-Abschluss-Symposium und erwarte mit Neugier unsere Diskussionen im Rahmen des C/sells-Minister-Dialog.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'A. Feicht'.

Nachhaltige Energiezukunft mit zellulären Strukturen – Zusammenfassung

Im Pariser Klimaschutzabkommen haben sich die meisten Staaten der Erde darauf verständigt, den weiteren Anstieg der globalen Mitteltemperatur auf höchstens 1,5 Grad Celsius zu begrenzen. Denn die Wissenschaft ist sich einig: Ginge der Temperaturanstieg deutlich über diesem Wert hinaus, hätten Hitze und Dürre schwerwiegende Folgen für die Bewohnbarkeit der Erde. Um dies zu vermeiden, muss die Energiewirtschaft umgebaut werden – die Energiewende ist dringend nötig. Spätestens im Jahr 2050 dürfen wir Energie nur noch treibhausgasneutral verwenden. Weder Kohle noch Erdöl oder Erdgas dürfen wir dann noch verbrennen – nirgendwo und weder zur Stromerzeugung noch zum Heizen oder zum Autofahren. Eine gewaltige Herausforderung! Ansätze, wie wir alle gemeinsam diese Herausforderung bewältigen können, zeigen wir in diesem Buch.

Im Projekt C/sells entwickeln und demonstrieren über 50 Partner aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik gemeinsam über vier Jahre hinweg Musterlösungen für die erfolgreiche Energiewende. C/sells deckt ganz Bayern, Baden-Württemberg und Hessen ab. Dabei wurde klar: Niemand hält die Lösung allein in der Hand. Erst in der intensiven Zusammenarbeit der Beteiligten entstehen zukunftsweisende und umsetzbare Lösungen.

Weiterhin gibt es keinen Endpunkt für die notwendigen Neuerungen, vielmehr erfordert der radikale Umbau fortlaufende Innovation. Das geht nur, wenn die betroffenen Menschen mitwirken. Deshalb setzt die Energiewende als Systemwende Partizipation voraus. Und es gibt noch einen weiteren wichtigen Grund, die Menschen mitzunehmen: Erneuerbare Energien wie auch der notwendige sparsame Umgang mit Energie sind stark dezentral geprägt. Jeder und jede Einzelne ist gefordert. Statt weniger großer Energieproduzenten und -verteiler, wie bisher, sind nun Millionen privater Haushalte und kleinerer Unternehmen aktiv. Sie sind nicht mehr nur Konsumenten, sondern auch Produzenten – so werden sie zu Prosumern. Auf diese Weise wird das Energiesystem

der Zukunft vielfältiger: Vielfältiger bei den Akteuren und deren Verantwortlichkeiten, vielfältiger bei den Technologien, vielfältiger bei Geschäftsmodellen.

Kann ein solches Energiesystem nicht nur umweltverträglicher und klimaneutral sein, sondern auch genauso zuverlässig und preiswert wie bisher? Wir glauben: ja! C/sells gründet auf dem Konzept der Energiezellen – einzelne oder gebündelte Haushalte und Unternehmen, die gemeinsam Energie produzieren und bereitstellen. Das Projekt hat die zelluläre Organisation weiterentwickelt und erfolgreich demonstriert. Das „Cells“ in C/sells steht für den zellulären Gedanken – das „sells“ für dessen wirtschaftliche Chancen.

Die zelluläre Organisation ergänzt bestehende Energiemärkte und -netze und koordiniert Millionen von Akteuren. Digitale Technologie ermöglicht es, sie effizient umzusetzen. In C/sells stehen drei Kerninstrumente im Vordergrund:

- Auf **Regionalisierten Marktplätzen** können auch kleinen Verbrauchern, Prosumern und Erzeugern Strom kaufen und verkaufen – quasi von Nachbar zu Nachbar. Und mehr noch: So können sie dringend notwendige Flexibilität bereitstellen – das heißt sie schalten ihre Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen zu oder ab, je nach Auslastung des Stromnetzes.
- Daten zum aktuellen Verbrauch, aber auch Prognosen zu Verbrauch und Erzeugung sind für den effizienten und sicheren Betrieb essenziell. Das **Infrastruktur-Informationssystem** stellt diese Daten Haushalten, Unternehmen und Netzbetreibern zur Verfügung.
- Die vielen hundert verschiedenen Betreiber des Stromnetzes müssen die Regelung des Stromnetzes untereinander stärker koordinieren als bisher. Heute erfolgt die Abstimmung vielfach noch manuell. Wenn Millionen von Einheiten Strom einspeisen, muss sie automatisch sein. Die **Abstimmungskaskade** leistet diese automatisierte, schnelle und sichere Abstimmung zwischen den Netzbetreibern.

In Schwäbisch-Hall wie auch in anderen Netzen kann so schneller und sicherer auf wechselnde Netzzustände reagiert werden. In München wurden etliche Stromheizungen zu einem virtuellen Kraftwerk hinzugefügt. In Dillenburg handeln Bürgerinnen und Bürger Flexibilität. Das sind nur einige Beispiele von über 30 Zellen in Baden-Württemberg, Bayern und Hessen, in welchen C/sells erfolgreich umgesetzt wurde.

Über dreihundert Menschen haben vier Jahre lang nach Lösungen für die digitale Energiewende gesucht und umgesetzt. Dieses Buch berichtet über die Ergebnisse, aber auch den manchmal zwar steinig, aber alle Beteiligten doch immer wieder begeisternden Weg dorthin. Die Energiewende ist ein Dauerlauf, aber manchmal muss man auch sprinten, um erfolgreich zu sein. Das Buch ist geschrieben von den Menschen selbst, die hinter C/sells stecken. Wir, die Autorinnen und Autoren sind also keine professionellen Schriftsteller. Dennoch – oder gerade deshalb – hoffen wir, mit diesem Buch weitere Menschen für die Energiewende zu begeistern und zu Klima-

schutzunternehmen zu machen. Dieses Buch richtet sich an Bürger, an Bürgermeister, Unternehmer, Politiker.

Unser Dank gilt all jenen Menschen, die mit uns die Energiewende umsetzen. Darüber hinaus: Dieses Buch wäre ohne Sponsoren nicht möglich, bei denen wir uns auch bedanken. Schließlich: Ohne den von der Landesregierung Baden-Württemberg im Jahr 2013 initiierten Stakeholder-Prozess wäre C/sells nie zustande gekommen. Wir sind für diese Initiative sehr dankbar!



The future of sustainable energy with cellular structures – Summary

Most countries have agreed in the Paris Climate Change Convention to limit a further rise in global mean temperature to a maximum of 1.5°C. Science has shown beyond doubt that if the global temperature rose significantly higher than this value, then both heat and drought would have serious consequences for the earth's habitability. To avoid this an energy transition is gravely needed and the energy industry must be restructured. By 2050 we must be exclusively using energy that is greenhouse gas neutral. Coal, oil, and natural gas cannot be burned for any purpose, regardless of whether it is for transport, heating, or the generation of electricity. This is an huge challenge, however, in this book we present a range of approaches on how we can all meet this challenge together.

One thing that's clear is that nobody holds the solution in their hands alone, only through intensive cooperation can pioneering and practical solutions be generated. For over four years in Bavaria, Baden-Württemberg, and Hesse more than fifty partners from industry, science and politics have cooperated in the C/sells project to develop and demonstrate solutions for a successful energy revolution.

The necessary innovations involved in revolutionising the energy industry are not an end in themselves, but rather individual steps in the continuous process of radical transformation through constant innovation. This revolution is only possible if the people affected are involved, which is why the transformation of energy systems requires participation from all of us. Renewable energies, and the need to use energy sparingly, are highly distributed. This makes the energy revolution a challenge for each and every individual instead of a few large energy producers and distributors (as has been the case in the past). Millions of private households and smaller companies are now active participants. They are no longer just consumers, but also producers – thus becoming prosumers. In this way, the energy systems of the future will diversify in many different fields: in the actors and their responsibilities, in technologies, and in business models.

Is it possible for a distributed energy system to not only be more environmentally friendly and climate neutral, but also to be just as reliable and affordable as our current system? We believe it can be. C/sells is based on the concept of energy cells – individual or bundled households, as well as companies, that produce and provide energy together. Our project has developed, and successfully demonstrated, the organisation of energy cells. The “Cells” in C/sells stands for the cellular idea. The “sells” stands for economic opportunities.

Cellular organisation complements existing energy markets and networks, plus coordinates millions of actors. Digital technology makes it possible to implement this structure efficiently. C/sells focuses on three core processes:

- In regionalised marketplaces small consumers, prosumers and producers can buy and sell electricity – virtually from neighbour to neighbour – which provides urgently needed flexibility. In other words, they can switch their generation or consumption facilities on or off based on the capacity utilisation of the electricity grid.
- Data on current consumption, as well as forecasts of consumption and generation, are essential for an efficient and safe operation. The Infrastructure Information System makes this data available to households, companies, and network operators.
- The many different operators of the electricity grid will have to coordinate the regulation of the grid more rigorously than before. Currently the coordination is often performed manually. However, when millions of units feed in electricity this must be automatic. The Coordination Cascade provides automated, fast, and secure coordination between the network operators.

C/sells has been successfully implemented over 30 cells in Baden-Württemberg, Bavaria and Hesse. Such as in Schwäbisch-Hall, where it is now possible, as in other networks, to react quicker and more reliably to changing network conditions. Or in Munich, where several electric heating systems have been added to a virtual power plant. Or in Dillenburg, where citizens trade flexibility.

Over three hundred people spent four years researching and implementing solutions for the digital energy revolution. This book reports on the discoveries made, as well as on the sometimes rocky, but always inspiring, journey to achieve them. This book is written by the researchers – the same people who are behind C/sells – so we, the authors, are not professional writers. Nevertheless – or perhaps precisely because of this – we hope that this book will inspire more people to embrace the energy revolution and turn them into climate protection entrepreneurs. This book is aimed at citizens, mayors, entrepreneurs, and politicians.

Our thanks go out to all those people who are working with us to implement the energy system revolution. Furthermore: this book would not be possible with-

out sponsors, to whom we would also like to thank. Finally, C/sells would never have come into being without the stakeholder process initiated by the Baden-Württemberg government in 2013. We are very grateful for this initiative.



Über dieses Buch

In diesem Buch wird die Neuorganisation des Umgangs mit Energie unter dem Imperativ des Klimawandels beschrieben. Das zentrale Energiesystem wird zu einem zellulären Energiesystem umgebaut. Das Projekt C/sells hat dazu seit 2017 die Blaupause, die Vorlage entwickelt und demonstriert.

Unsere Energieversorgung muss vollständig klimaneutral werden, um den Klimawandel zu beschränken. Erneuerbare Energien wie Sonnenenergie, Windenergie und Biomasse sind daher die Technologie der Wahl. Sie stehen heute schon ausgereift und wirtschaftlich zur Verfügung. Diese Technologien kommen aber typischerweise dezentral zum Einsatz und weisen häufig eine schwankende Energieversorgung auf, das unterscheidet sie von fossilen Energieträgern wie Kohle oder Öl.

Wenn nun aber die Energieversorgung vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt werden muss, so müssen wir aufgrund der beiden geschilderten Unterschiede auch den Umgang mit Energie neu organisieren. Es geht dann in erster Linie nicht mehr darum, aus fernen Regionen Öl, Gas und Kohle herbeizuschaffen und zu ver-

brennen, wie es heute geschieht, sondern eine kleinteilige, räumlich verteilte Erzeugung mit dem ebenso verteilten Verbrauch zeitlich und räumlich zu koordinieren. Auch die Stromnetze sind anders zu steuern und zu regeln, um die neuen Herausforderungen effizient und sicher zu bewältigen. Moderne Informationstechnologie, umgangssprachlich die Digitalisierung, ist dabei ein Schlüssel für die Neuorganisation, aber nicht deren einziges Element. Schon heute gehören Hunderttausende von dezentralen Kraftwerken häufig Privatpersonen und kleinen Unternehmen, und nicht mehr den auf die Energieversorgung spezialisierten Unternehmen wie Großkraftwerke. So werden aus reinen Verbrauchern Prosumer, die Energie selbst erzeugen und überschüssigen Strom oder Flexibilität an andere vermarkten. Damit gehen auch andere Handelsplätze und andere kaufmännische Beziehungen einher. Und aus reinen Verbrauchern werden Prosumer, die Energie selbst erzeugen und überschüssigen Strom an andere vermarkten. Damit einhergehen auch andere Handelsplätze und andere kaufmännische Beziehungen.



Was bedeutet C/sells für die Akteure in der Praxis? Wie verändert sich deren Umgang mit Energie? In diesen Randboxen werden eine Familie, ein technikaffiner junger Mann, eine Bürgermeisterin, ein Netzbetreiber und eine Unternehmerin bei ihrer Reise in die Energie-zukunft begleitet. Das Bild zeigt Ursula Unternehmerin.

Es wird deutlich: Die Energiewende ist nicht nur ein technisches Projekt, sondern betrifft auch die Frage, wie wir unsere Wirtschaft und Gesellschaft organisieren wollen. Im Projekt C/sells haben deshalb in der Trias von Wissenschaft, Wirtschaft und Politik mehr als 300 Akteure über sechs Jahre das zelluläre Energiesystem erarbeitet und in seinen Grundzügen großflächig demonstriert.

Dieses Buch beschreibt unseren Weg dahin und stellt Ergebnisse dar. Im ersten Teil beschreiben wir dazu die uns leitenden Ideen. Der zweite Teil befasst sich mit konzeptionellen Fragen: Wie das Energiesystem dazu digitalisiert werden muss, wie die engere Abstimmung von Netzbetreibern untereinander geregelt wird, wie sich Netzbetreiber auch marktlicher Mittel auf sogenannten Flexmärkten bedienen und wie sich mit den erweiterten Handlungsräumen auch neue Geschäftsmodelle auf regionalisierten Märkten ergeben. Wie dies alles in der Praxis zusammenspielt, zeigen im dritten Teil die von uns erarbeiteten Musterlösungen in den Demonstrationszellen. Abschließend versuchen wir eine Bewertung (Teil Vier) und geben einen Ausblick, wie die Politik die Umsetzung des zellulären Energiesystems unterstützen kann (Teil Fünf). Informationen und Kontaktdaten zu allen Autoren finden sich im Autorenverzeichnis am Ende des Buches. Hinweise auf wichtige Quellen und Literatur zum Weiterlesen sind online auf der C/sells-Website zu finden.

► Teil 1 auf
Seite 23

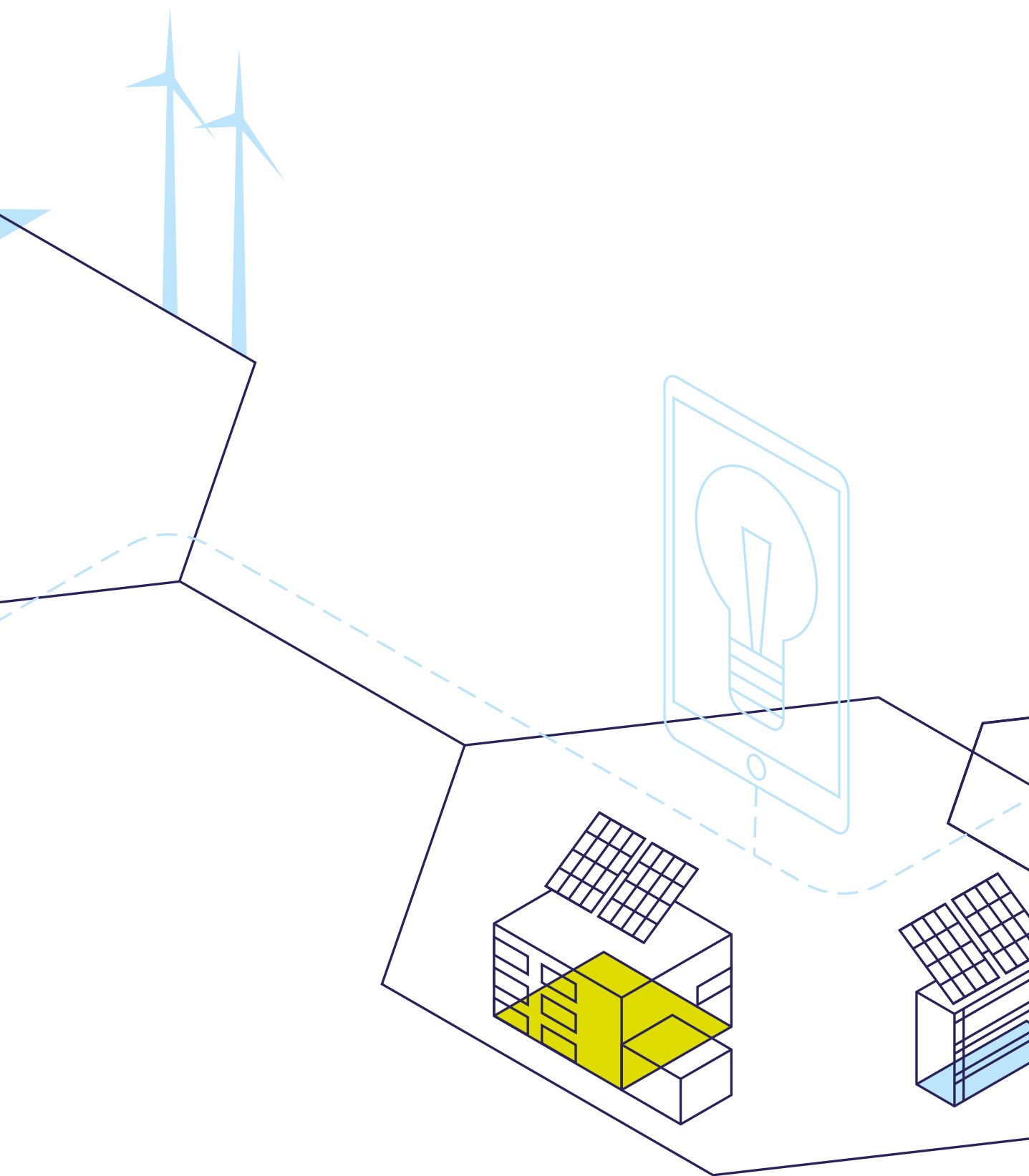
► Teil 2 auf
Seite 39

► Teil 3 auf
Seite 139

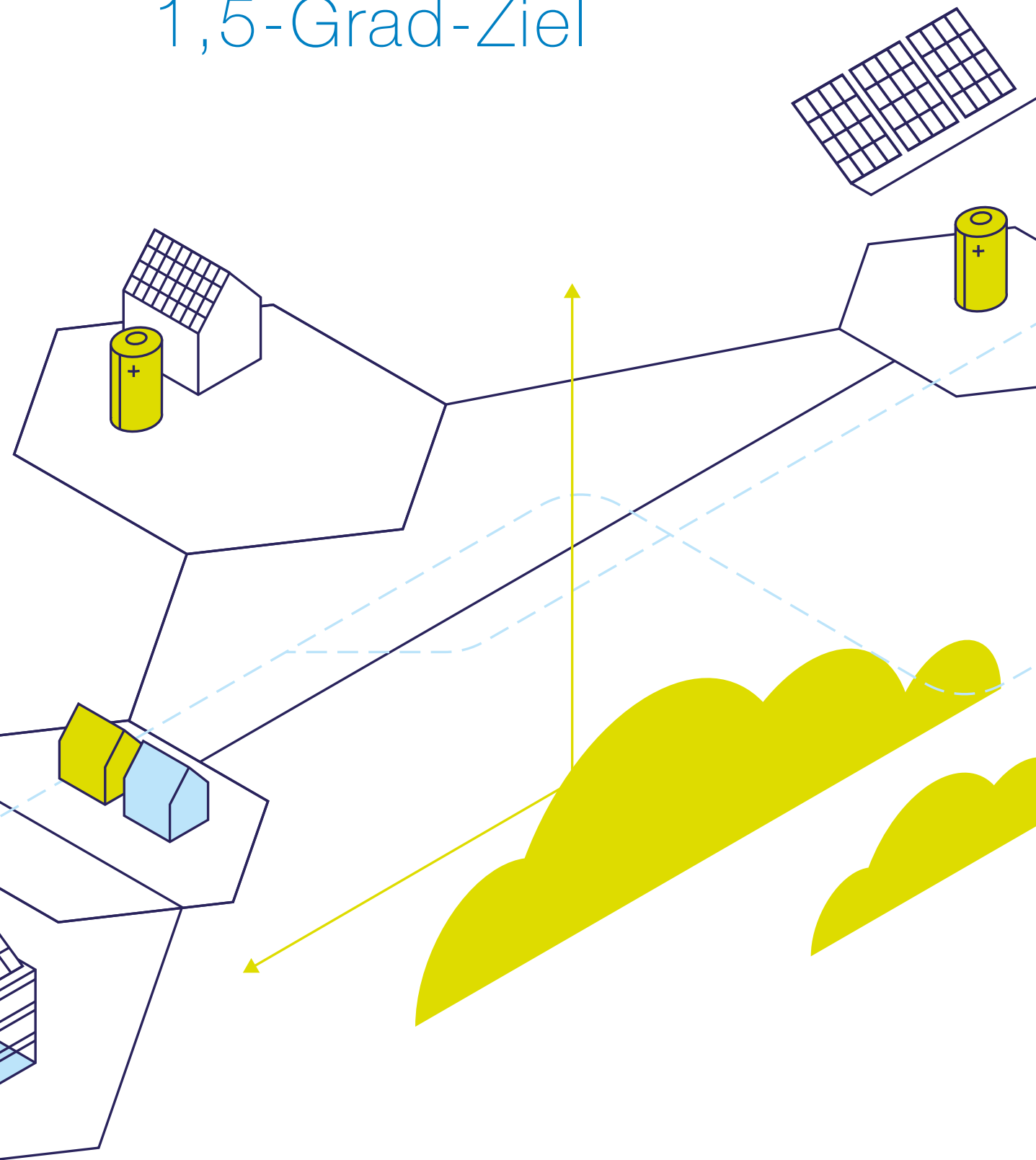
► Teil 4 auf
Seite 213

► Teil 5 auf
Seite 223





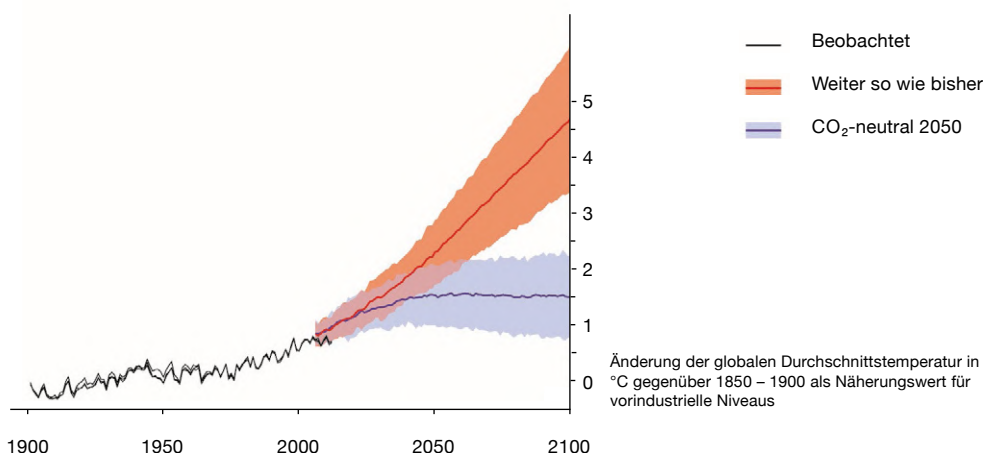
Unser Beitrag zum 1,5-Grad-Ziel



Was braucht die Energiewende?

Wir haben nur eine Erde. Geowissenschaftler haben vorgeschlagen, ein neues Erdzeitalter festzulegen, das Anthropozän, weil der Mensch ein wesentlicher Einflussfaktor für die natürlichen Prozesse auf unserem Planeten geworden ist. Wir müssen mit den beschränkten Ressourcen – und im Anthropozän sind praktisch alle natürlichen Ressourcen beschränkt – sorgfältig und sparsam umgehen. So ist die Aufnahmefähigkeit der Atmosphäre für Treibhausgase begrenzt: Soll die mittlere Erdtemperatur um nicht mehr als 1,5 Grad Celsius gegenüber vorindustriellen Zeiten steigen, müssen wir bis 2050 vollständig auf die Verbrennung fossiler Energieträger verzichten, und zwar weltweit. Das fossile Zeitalter, so erfolgreich es in der Vergangenheit war, geht zu Ende, wird zur Sackgasse. Erneuerbare Energien, also die Nutzung von Sonnenenergie, Wind-, Wellen- und Wasserkraft sowie Biomasse und Geothermie, sind die Alternative, die eine Energieversorgung ohne den Ausstoß klimaschädlicher Gase erlauben. Ein radikaler Umbau unserer Energieversorgung ist notwendig.

Abbildung 1: Historische Entwicklung und Szenarien der globalen Temperaturveränderung (Quelle: IPCC, 2015)



Die Herausforderung ist enorm und die Zeit, die verbleibt, sie zu bewältigen, ist mit 30 Jahren sehr begrenzt. Aber es gibt auch gute Nachrichten: Mit dem Umbau zu einem vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems vermindern wir Abhängigkeiten und daraus entstehende kriegerische Konflikte, schonen auch andere natürliche Ressourcen wie Luft und Wasser, schaffen lokale und regionale Wertschöpfungsketten, geben den Bürgern neue Freiheiten.

Und: In Deutschland wie auch global haben wir gerade bei der Nutzung erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung in den vergangenen drei Jahrzehnten schon große Fortschritte erzielt. Wurden im Jahr 1990 erst vier Prozent des deutschen Strombedarfs durch erneuerbare Energien – und das war damals fast ausschließlich traditionelle Wasserkraft – bereitgestellt, so wurden im Jahr 2019 knapp 42 Prozent durch Wind, Sonne und Biomasse erzeugt – Tendenz weiter steigend. An manchen Tagen im Jahr wird der Strombedarf sogar schon vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt. Auch beim Energieverbrauch insgesamt, also neben Strom auch Brenn- und Treibstoffe hat sich der Anteil erneuerbarer Energien in den vergangenen zwei Jahrzehnten vervielfacht, wenn auch auf einem mit knapp 15 Prozent Anteil am Primärenergieverbrauch deutlich niedrigeren Niveau. Die Technologien für eine klimafreundliche Energiegestehung sind also verfügbar und werden auch weltweit schon in großen Stil umgesetzt.

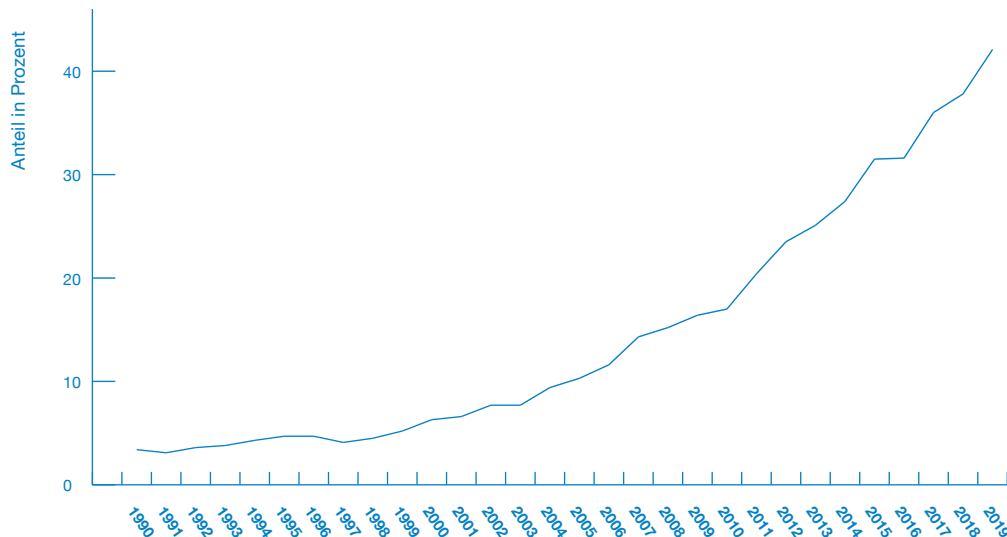


Abbildung 2:
Entwicklung des
Anteils erneuerbarer
Energien am Brutto-
stromverbrauch
1990 bis 2019
(Quelle: Arbeits-
gruppe Erneuerbare
Energien – Statistik)

Was ist Flexibilität?

Nach einer Definition von EURELECTRIC ist Flexibilität die „Veränderung von Einspeisung oder -Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: zum Beispiel die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort.“



► Seite 90

Mit der Energiewende kommen aber auch neue Anforderungen auf uns zu. Sonne und Wind stehen nicht immer dann und dort zur Verfügung, wenn wir Energie benötigen und auch wo wir sie benötigen. Das heißt, wir sollten möglichst nur dann Energie verbrauchen, wenn diese natürlich zur Verfügung steht. Die zunehmende Elektrifizierung der Energieversorgung erleichtert uns diese Aufgabe: E-Fahrzeuge, die immer weitere Verbreitung finden, können so flexibel geladen werden und als rollende Speicher dienen. Oder elektrische Wärmepumpen heizen Gebäude und Warmwasserspeicher auf und nutzen dabei die thermische Trägheit von Gebäuden. Aber nicht nur in privaten Haushalten wird flexibel Energie genutzt werden. Ein großes Potenzial an flexibler Nutzung besteht auch in Industrie und Gewerbe, etwa wenn die Klimatisierung eines Flughafens ohne Komforteinschränkungen flexibel auf Strompreisunterschiede reagiert oder

Schmelzöfen in Gießereien in ähnlicher Weise flexibel betrieben werden. Zusätzlich werden vermehrt dezentrale Batteriespeicher eingesetzt, sei es, um lokalen Netzengpässen entgegenzuwirken, sei es, um lokalen Netzengpässen entgegenzuwirken oder um den kostengünstig selbsterzeugten Strom möglichst umfangreich Tag und Nacht nutzen zu können. **Flexibilität** ist also ein Schlüsselbegriff im zukünftigen Energiesystem. Damit dies alles kostengünstig und effizient passiert, muss diese Flexibilität gemanagt werden. Flexibilität wird zum Produkt, welches mit einer Vergütung für die Bereitstellung angereizt wird.

Gleichzeitig wird es wichtiger, auch im Verbund mit Nachbarn, innerhalb eines Quartiers, in einzelnen Netzsträngen genauso wie regional und überregional ungleich verteiltes Angebot und Verbrauch von Energie auszugleichen. Dieser Ausgleich im Verbund aller Akteure verändert die Flussrichtung in den Stromnetzen: Dienten Stromnetze in der Vergangenheit dazu, den Strom von wenigen zentralen Kraftwerken zu Lastzentren zu übertragen und dann an die einzelnen Verbraucher zu verteilen, so kommt es nunmehr immer mehr zu Stromflüssen innerhalb einer Netzebene zwischen einzelnen Abnehmern, je nachdem, ob diese Abnehmer gerade mehr Strom erzeugen als sie selbst benötigen oder nicht. Wie beschrieben wird nämlich vermehrt in Millionen verteilten Kleinkraftwerken Strom und andere Energie dezentral direkt beim Verbraucher erzeugt. Das bedeutet, die ursprünglichen Einbahnstraßen des Stromnetzes werden nunmehr in unterschiedlichen Richtungen genutzt.

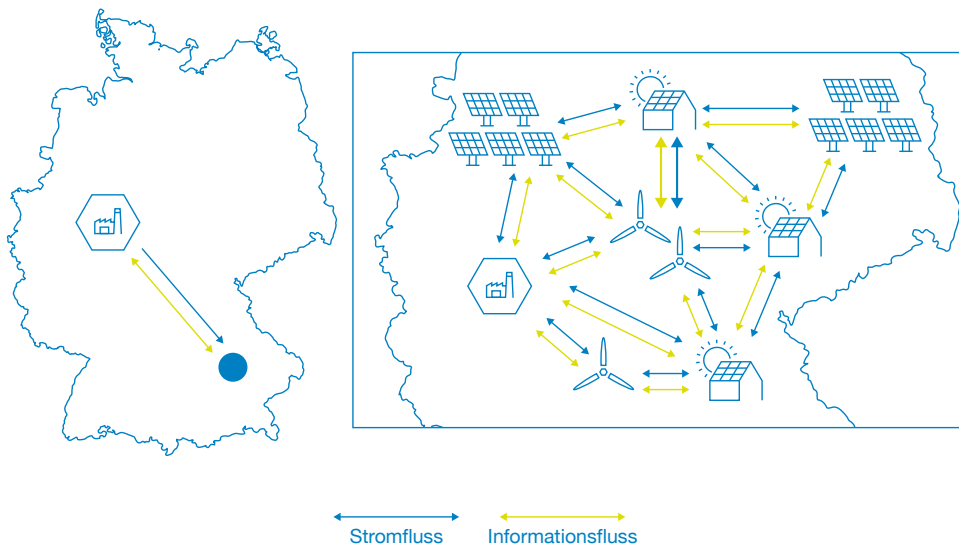


Abbildung 3: Die Energielandschaft von morgen basiert auf einer übergreifenden digitalen Kommunikationsinfrastruktur zum Austausch aller Akteure und Komponenten

Damit die zusätzlichen Lasten aus Elektromobilität und Wärme aus Elektrizität („Sektorkopplung“) zusammen mit der zunehmend dezentralen Erzeugung sicher beherrscht werden, wird mehr Intelligenz im Netz benötigt. Die Auslastung einzelner Netzabschnitte muss gemessen werden. Netzbetreiber müssen sich über diese Netzzustände laufend austauschen. Gleichzeitig müssen Informationen über mögliche Flexibilität ausgetauscht werden. Netzbetreiber wie auch Anbieter, Erzeuger und Verbraucher müssen Zugang zu diesen Informationen bekommen, damit sie ihr Verhalten auf die Möglichkeiten abstimmen können. Dieses abgestimmte Verhalten führt zu einer besseren Auslastung der Netze. Anstatt nur ausschließlich mehr Kupfer in Form dickerer und mehr Leitungen zu verbauen, kommt mehr Intelligenz zum Einsatz, die Energieversorgung wird digitalisiert.

Der notwendigerweise wachsende Beitrag erneuerbarer Energien hat strukturelle Auswirkungen auf die Energieversorgung. Anstatt in wenigen tausend zentralen Kraftwerken wird der Strom schon heute und mit wachsender Tendenz in Millionen dezentraler Solar-, Windkraft- und Biogasanlagen erzeugt – häufig direkt beim Verbraucher. Damit wird das Energiesystem der Zukunft dezentraler sein als heute. Unklar ist, inwieweit neben dieser Dezentralität auch zentrale Kraftwerke erhalten bleiben. Denn wenn auch die dezentrale Erzeugung mit erneuerbaren Energien möglich und sinnvoll ist, so können erneuerbare Energien auch in zentralen Großanlagen Strom bereitstellen: Etwa in großen Wasserkraftwerken und großflächigen Solarkraftwerken wie etwa in der Sahara, aber auch in großen Offshore Windparks, die im offenen Meer betrieben werden. Diese zentrale Nutzung kann notwendig sein, weil die dezentrale Bereitstellung alleine möglicherweise nicht ausreichend sein wird, um die Nachfrage nach Energie zu jeder Zeit sicher zu decken. Die Windenergie auf dem Meer kann beispielsweise nur in großen Windparks kostengünstig genutzt werden.



Ludwig Leitwarte (Leitung Netzbetrieb der Stromwerke GmbH in Rontdorf an der Flex)

„Unser Aufgabenfeld hat sich in den letzten Jahren deutlich gewandelt. Immer mehr kleine, dezentrale Erzeugungsanlagen sowie mehr Elektrofahrzeuge und elektrische Wärmepumpen belasten das Netz, gleichzeitig fallen mit der Energiewende große Kraftwerke weg, mit denen bisher das Netz stabil gehalten wurde. Ich muss mehr über die Belastung in jedem einzelnen Strang meines Netzes Bescheid wissen und gleichzeitig Anlagen und Verbraucher direkt beeinflussen können, damit das Netzengpassmanagement effektiver wird.“

Um die Spannweite der möglichen strukturellen Änderungen des Energiesystems in Deutschland in den nächsten drei Jahrzehnten bis zum Jahr 2050 aufzuzeigen, sind zwei unterschiedliche Szenarien sinnvoll, ein eher dezentral geprägtes Szenario und ein eher zentral geprägtes Szenario. Das dezentrale Szenario zeichnet sich durch ein hohes Maß an Partizipation und digitaler Vernetzung aus. Kleine Prosumenten und flexible Verbraucher bilden wichtige Säulen der Energieversorgung. So können in 2050 bis zu 75 Prozent der Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen flexibel gesteuert werden und am Markt teilnehmen. Zudem werden bis 2050 21 GW an Batteriespeichern (zum Beispiel Hausspeichersysteme) erreicht und in den Markt integriert. Dezentrale Technologien spielen bei der lastnahen Erzeugung, dem Transport, der Verteilung und bei der Bereitstellung von Flexibilität eine wichtige Rolle. Strom wird in vergleichsweise kleinen Anlagen und Parks erzeugt. Der Anteil von PV-Anlagen und kleineren Onshore-Windparks an der Stromerzeugung steigt bis 2050 auf 31 Prozent beziehungsweise 44 Prozent. Aufgrund dieser Dezentralisierung spielen Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber eine zunehmend wichtige Rolle.

Das zentrale Szenario wird von Großtechnologien und großen Unternehmen bestimmt. Strom wird vor allem in großen Anlagen erzeugt. Im Gegensatz zum dezentralen Szenario haben daher Offshore-Wind- und große Onshore-Wind-Parks mit 25 Prozent und 54 Prozent einen entscheidenden Anteil an der Stromerzeugung. Die Energieversorgung wird durch wenige große Akteure organisiert. Einflussreiche Akteure bleiben daher große Energieversorgungsunternehmen, große Stadtwerke und Übertragungsnetzbetreiber. Auf Nachfrageseite nehmen vor allem große industrielle Verbraucher am Markt teil. Existierende dezentrale Erzeugungsanlagen, Speicher und verschiebbare Lasten werden durch Aggregatoren am Markt vertreten. Dezentrale Akteure haben es in diesem Szenario dagegen eher schwer, Fuß zu fassen. Es werden daher deutlich weniger Batteriespeichersysteme installiert und dezentrale Lasten wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen seltener flexible betrieben.

Die beschriebenen Szenarien besitzen einen gemeinsamen Rahmen, nämlich die Energiewendeziele der Bundesregierung. Dies bedeutet beispielsweise eine Reduktion der gesamten Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 Prozent bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990. Des Weiteren werden Prinzipien der Marktliberalisierung verfolgt sowie eine technologieoffene Entwicklung angestrebt.

Mit Dezentralisierung, Dekarbonisierung und Digitalisierung einher geht auch eine Reorganisation der Energiewirtschaft. Die zentrale Steuerung von Millionen von Erzeugern und Verbrauchern stößt an ihre Grenzen. Deshalb muss den dezentralen Akteuren mehr Autonomie eingeräumt werden, damit sie mehr Verantwortung für das Gesamtsystem übernehmen können, sie aber auch über wirtschaftliche Chancen zu einer aktiven Teilnahme am Energiesystem motiviert werden. Partizipation ist ein Schlüssel für die Energiewende und geht weit über die Schaffung von bloßer Akzeptanz hinaus.

Um den Faden vom Anfang dieses Abschnittes wieder aufzunehmen: C/sells ist ein wichtiger Baustein, damit das Anthropozän möglichst lange währt – denn nach dem Anthropozän wird es keine Menschheit mehr geben.

ADVERTORIAL

empirica

Gesellschaft für Kommunikations- und Technologieforschung mbH



Power2Projects für die Energiewende

Unser Ziel: solide Daten erheben, analysieren und darstellen – für bessere Politik und besseres Business. Seit 1988 berät empirica (empirica.com) öffentliche Einrichtungen und Unternehmen, national und international, unter anderem die Europäische Kommission. Wir konzeptionieren Befragungen, erheben und analysieren Daten und leiten daraus fundierte Handlungsempfehlungen ab.

Wir pilotieren neue Technologien und erarbeiten Business Cases dafür, moderieren Expertenconsultationen, organisieren Workshops und Konferenzen.

Im Rahmen des Programms SINTEG – Schaufenster Intelligente Energie durften wir unsere Stärken bei der Netzbildung zeigen. Es war spannend, mit den Autorinnen und Autoren das C/sells-Buch zu editieren und zu entwickeln.

Auf gemeinsame Projekte mit Ihnen freuen wir uns: energy@empirica.com



Unser Ansatz ist zellulär, partizipativ und vielfältig

Aus dem vorher Geschriebenen wird klar: Mit der fortschreitenden Energiewende hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung muss die Energiewirtschaft neu organisiert werden. Aber wie? In C/sells haben die Beteiligten gemeinsam drei Prinzipien formuliert, die sie bei der Beantwortung auf die Frage nach dem Wie leiten: **Zellularität, Partizipation und Vielfältigkeit**. Diese Prinzipien werden im Folgenden weiter erläutert.

C/sells ist zellulär

Zellularität ist für die Akteure in C/sells ein zentraler Begriff, was sich nicht zuletzt auch im Projektnamen widerspiegelt. In C/sells wird ein zelluläres Energiesystem demonstriert. **Zellen** können einzelne Gebäude, aber auch ganze Liegenschaften, Areale, Quartiere, Städte oder Regionen sein. Prägend für eine Zelle ist, dass über den Einsatz von in ihr vorhandenen Energieerzeugern und -verbrauchern weitgehend autonom entschieden werden kann. Dies ermöglicht der Zelle, ihre eigene Erzeugung mit ihrem eigenen Verbrauch optimal abzustimmen. Die Abstimmung erfolgt aber auch zwischen Zellen, wodurch das gesamte Energiesystem im Verbund optimiert wird. Zellen tauschen dann Energie miteinander aus, aber auch andere energienahe Dienstleistungen. Dieser Austausch findet bevorzugt zwischen benachbarten, in räumlicher Nähe zueinander liegenden Zellen statt, wobei ein Austausch aber auch überregional erfolgen kann. Dazu müssen die Zellen über das Stromnetz und ggf. auch über das Wärme- und das Gasnetz miteinander verbunden sein. Außerdem muss die Kommunikation zwischen den Zellen möglich sein. Zellen können als zusätzliche Organisationsebene verstanden werden, die vorhandene Steuerungsmechanismen und Märkte ergänzt. Zellen ermöglichen die aktive – und für die Energiewende unbedingt notwendige – Einbeziehung von jenen dezentralen Akteuren, die bisher weder an Märkten direkt teilnehmen können noch von den Netzbetreibern beeinflusst werden können. So

kooperieren alle Ebenen und die Teilsysteme übernehmen einen Teil der Funktionen und Aufgaben, die heute von zentralen Einrichtungen wie Netzleitwarten oder Strombörsen ausgeführt werden.

Heute

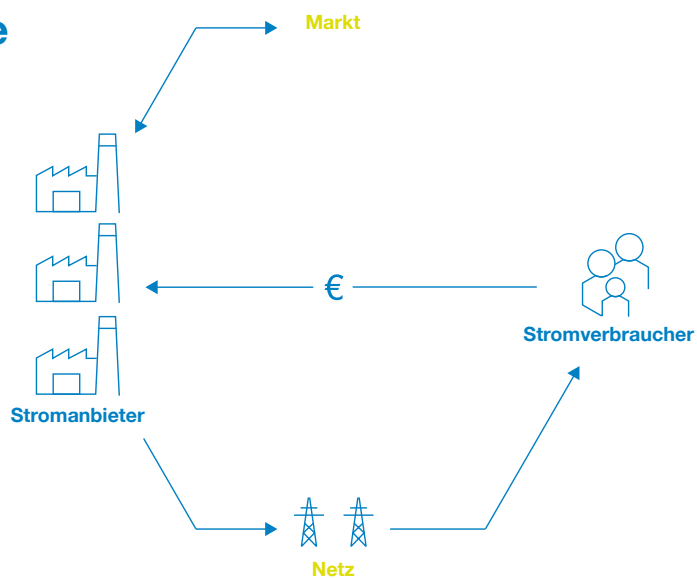


Abbildung 4: Vom Duopol Markt und Netz zur Trias Markt – Zelle – Netz

Zukunft

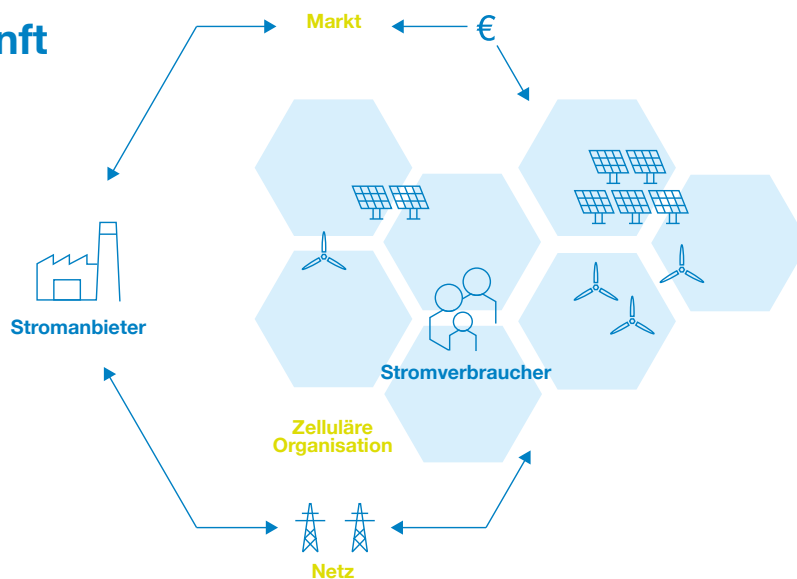


Abbildung 5: Die sechs Funktionen einer Zelle



Zellen erfüllen folgende Funktionen:

- Sie übernehmen die Verantwortung für das Management von selbst benötigter Energie und Flexibilität. Erzeugung und Verbrauch wird möglichst innerhalb der Zelle ausgeglichen.
- Energie und Flexibilität wird ebenso extern am Energiemarkt sowie zur Unterstützung der Netze und des Gesamtsystems bereitgestellt.
- Regionale Energieprodukte können zwischen den Zellen und zum Austausch zwischen Nachbarn angeboten werden.
- Im Notfall funktionieren Zellen im Inselnetzbetrieb und unterstützen beim Netzwiederaufbau.
- Die Möglichkeit zur Aggregation von Daten für übergelagerte Ebenen unterstützt die Ziele zum Datenschutz und zur Datensparsamkeit. Ebenso hilft sie, Komplexität zu reduzieren.
- Dezentrale Verbraucher, Prosumer, Flexumer oder Betreiber von Gebäuden, Arealen und Quartieren können auf Ebene der Zelle mit begrenzter Verantwortung für das komplexe Gesamtsystem aktiv werden und an der Energiewende partizipieren.

In diesem Zusammenhang: Der Begriff der Autonomie ist vom Begriff der Autarkie abzugrenzen. Bei Autonomie geht es darum, dass Entscheidungen unabhängig getroffen werden können: Beispielsweise kann im Gebäude selbst gestaltet und entschieden werden, wann und wie Strom erzeugt, gespeichert, verbraucht wird, um zum Beispiel das Elektrofahrzeug zu laden. Bei Autarkie geht es dagegen um vollständige Eigenversorgung ohne Verbindung zum Stromnetz und damit ohne Strombezug. Bei C/sells steht die Autonomie im Vordergrund, also Eigengestaltung sowie Verbindung zur Gemeinschaft. Dabei kann auf Zellebene auch Autarkie ermöglicht werden, zum Beispiel im Falle eines externen Stromausfalles.

Was macht den zellulären Ansatz vorteilhaft? Wachsende Komplexität, wie sie bei der Energiewende mit der Notwendigkeit der Abstimmung von Millionen von Erzeugern und Verbrauchern entsteht, birgt auch Gefahren und kann in das Chaos führen. Aber Wissenschaft und Technik zeigen uns den Weg aus dem Dilemma, die Zerlegung eines Gesamtsystems in autonome und gleichzeitig verbundene Teilsysteme. In C/sells nennen wir diese Teilsysteme Zellen. Das zelluläre Architekturkonzept ist somit technische Notwendigkeit zur Beherrschung eines komplexen Systems.

C/sells ist partizipativ

Das C/sells-Projekt sieht institutionelle und gesellschaftliche Partizipation am Energiesystem als zentrale Säule der Energiewende. Dabei wird Partizipation in seiner Endstufe als die Einbeziehung von Individuen und Organisationen (sogenannten Stakeholdern) in marktliche Entscheidungs- und Willenbildungsprozesse verstanden. Wie kann dieses Ziel heute schon erreicht werden und welche Schritte müssen noch getätigt werden? C/sells hat sich auf den Weg mit dem Ziel Partizipation gemacht und probiert dies in den **Demonstrationszellen** aus, die damit zu **Partizipationszellen** werden.

Die C/sells-Lösungen erweitern bestehende Ansätze der Energiewirtschaft. Aus reinen Energieverbrauchern werden **Prosumer** und **Flexumer**. Prosumer sind jene, die nicht nur verbrauchen (konsumieren), sondern Energie auch selbst produzieren. Damit sind sie sowohl Verbraucher als auch Erzeuger mit grundlegenden Auswirkungen. Zu manchen Zeiten können diese Prosumer ihren Energiebedarf vollständig selbst decken, zu anderen Zeiten müssen sie von anderen Energie beziehen. Und manchmal erzeugen sie mehr Energie als sie selbst verbrauchen, sie werden von einem Energienachfrager zu einem Energieanbieter. Ein solches Zwitterwesen kennt



Familie Flexibel will energiebewusst leben und ist offen für neue Technologien. „Wir wollen Energie nicht einfach nur verbrauchen, sondern sie selbst erzeugen, und das möglichst umweltverträglich“, sagt Sonja Flexibel (geborene Solar). „Deshalb haben wir eine Solaranlage auf dem Dach, und den geringen Heizbedarf unseres Passivhauses decken wir mit einer Wärmepumpe. Mein Mann Felix macht die Einkäufe mit dem E-Bike, und ich fahre mit dem E-Auto zur Arbeit.“ Wenn es geht, wollen sie Strom vom Nachbarn beziehen und auch ihre Geräte so regeln, dass möglichst geringe Kosten entstehen.

► Seite 139



„Kommunaler Klimaschutz digital!“

Für **Beate Bürgermeister** ist klar:

„In meiner Gemeinde wollen die Menschen aktiv den Klimaschutz voranbringen und dabei auch zukünftig verlässlich mit Strom und Wärme versorgt werden. Um möglichst viele Menschen zu informieren und zu beteiligen, vernetze ich mich auch über soziale Medien. So kann ich gemeinsam mit Bürgerinnen und Bürgern die Energiewende gestalten.“

► Seite 100

► Seite 156

regionale Flexibilitätsplattformen unterstützen. Oder Haushalte mit Nachtspeicherheizungen können die Wärmeanlagen von ihrem Stadtwerk steuern lassen. Damit wäre jeweils die Vorstufe der Partizipation erreicht, indem man als Nutzer einen eigenen Beitrag leistet.

Bei künftigen Beteiligungsmöglichkeiten können sich Bürger entweder durch entsprechende Energieversorgungsverträge (beispielsweise Bündelpakete zu Strom, Wärme und Mobilität aus einer Hand) oder die Investition in PV-Anlagen und Speicher am Vorantreiben der Energiewende durch dezentrale Erzeugungsstrukturen in der Gemeinde oder im Quartier beteiligen. Dadurch tragen sie zu einer Energiewende vor Ort bei und bauen so gemeinsam mit Gewerbebetrieben und öffentlichen Einrichtungen, die ebenfalls in eigene Erzeugungs- und Speichertechnologien investieren, ein regionales Energiesystem mit regionalem Strom und regionaler Flexibilität auf. Das zeigt, wie sich mit den Neuerungen in der technischen Ausgestaltung auch die Tiefe des partizipativen Gestaltungsspielraums mit erweitern muss, was nach der Leitidee von C/sells in ein partizipatives Energiesystem mündet.

Variable Tarife, Eigenverbrauch und Flexibilität für Regelenergie sind bereits heute realisierbar, finanzielle Partizipation an entsprechenden netz- und marktdienlichen Flexibilitätsmärkten muss noch auf den Weg gebracht werden. Hier bedarf es unbedingt regulatorischer Anpassungen. C/sells macht auch deutlich: Partizipation braucht

die heutige Energiemarktlogik nicht: Sie sieht eine strikte Rollentrennung zwischen Erzeugern und Verbrauchern vor.

Und was ist dann der **Flexumer**? Auch dieses Wort ist eine Neuschöpfung als Kombination von Flexibilität und Verbraucher (=Consumer). Damit werden jene Akteure beschrieben, die ihren Verbrauch flexibel am Energieangebot anpassen können. Sie bieten Flexibilität an und profitieren dafür von niedrigeren Energiekosten. Auch das ist eine Abkehr von überkommenen Paradigmen, bei denen davon ausgegangen wurde, dass der Strom immer und zu jeder Zeit zum selben Preis in unbegrenzter Menge aus der Steckdose kommt. Wohlgemerkt: Auch zukünftig wird es noch reine Verbraucher geben, die sich auf eine sichere und kostengünstige Stromversorgung verlassen können. Der Prosumer und der Flexumer treten als neue Rollen zur klassischen Rolle des ausschließlichen Verbrauchers hinzu.

In C/sells dreht sich vieles um die Bereitstellung dezentraler Flexibilität. Doch wie sieht Partizipation bei der Bereitstellung von Flexibilität aus? Privathaushalte können beispielsweise durch variable Tarife am Projekt mitmachen und durch die neuen finanziellen Anreize durch Veränderung ihrer Lastkurven, also ihres Energieverbrauchs über die Zeit,

► Seite 223

einen definierten Gestaltungsspielraum; und diese Gestaltungsspielräume beginnen schon bei der Produktwahl, vergrößern sich bei kollektiven Formen der Energieversorgung (Mieterstrom, Genossenschaften) und bei der Reichweite des Einflusses (Gebäude, Quartier, Areal, Netz- oder Marktgebiet). Je größer der Einfluss der Involvierten auf die Gestaltung ihres Energiesystems, desto höher die erreichte Stufe der Partizipation.

Die Erfahrungen zur Partizipation in C/sells zeigen, dass neue lokale Angebote und Dienstleistungen, auch durch direkte Ansprache, auf Neugier stoßen und Bürger Bereitschaft zeigen, mitzumachen. Die Erfahrung zeigt aber auch, dass eine Vorbereitung der Partizipation durch Information und kognitive Auseinandersetzung unumgänglich ist. Dabei ist eine vorhergehende Information als Vorstufe zur Partizipation zu sehen. Der Aufwand für die **Energiewende im Kopf** ist enorm, und ohne diese informative Vorbereitung sind Zellularität und Partizipation nicht realisierbar. Dafür braucht es finanzielle Mittel, professionelle Kommunikation und einen konkreten Plan, welcher einen Gestaltungsspielraum involvierter Akteure definiert.

► Seite 128

Damit die Energiewende als gesellschaftliches Transformationsprojekt in der Fläche gelingt, ist Partizipation unumgänglich. Und dennoch bleibt es allen Bürgern überlassen, selbst zu entscheiden, sich zu beteiligen, Prosumer oder gar Flexumer zu werden, oder aber auch einfach Verbraucher zu bleiben.

C/sells ist vielfältig

Das Energiesystem der Zukunft ist vielfältig durch die große Zahl und Unterschiedlichkeit der teilnehmenden Akteure am Markt, durch eine Fülle an unterschiedlichen technischen Komponenten, Lösungen und Schnittstellen. Die Dezentralisierung des Energiesystems befördert diese Vielfalt und wird umgekehrt von ihr befeuert. Ähnliches gilt für die Digitalisierung, mit der Besonderheit kurzer Innovationszyklen, sodass mehrere Generationen von Lösungen parallel eingesetzt werden. Vielfalt ist Herausforderung, da die Komplexität steigt, aber auch Chance durch erhöhte Innovationskraft und Resilienz. Und: Vielfalt ist sowohl Ergebnis als auch Ziel im künftigen Energiesystem.

Mit der Zellen- und Akteursvielfalt ist eine größere Diversität von Informationen und Daten verbunden, die verarbeitet und gesichert werden müssen. Die Kommunikationswege werden diverser und vernetzter. Es werden unterschiedliche Soft- und Hardwarelösungen, etwa Energiemanagementsysteme, Dienste und Marktmodelle entwickelt, an neue Funktionen angepasst und demonstriert. Manche stehen dabei durchaus in Konkurrenz zueinander, da sie vergleichbare Leistungen bereitstellen. Ein Beispiel für die neue Systemlandschaft sind die Flexplattformen mit mehreren neuen Rollen und Funktionen, die die Erschließung kleinteiliger Flexibilität ermöglichen: das intelligente Messsystem, aktive externe Marktteilnehmer, die Plattform selbst mit Angebots-, Nachfrage- und Abrufregister sowie Prognosediensten.



Deniz Digital bewegt sich im privaten wie im beruflichen Leben digital vernetzt. „Mein Auto sagt mir jederzeit, wieviel Kraftstoff es verbraucht. Aber ich weiß nicht, wieviel Strom die Waschmaschine frisst. Auf jedem Frühstücksei kann ich Herkunft und Haltungsbedingung der Legehennen ablesen, aber ich habe keine Ahnung, woher mein Strom kommt. Ich kann jederzeit im Internet nachschauen, ob der nächste Zug, mit dem ich fahren will, schon ausgebucht ist. Ich kann aber nicht von außerhalb schauen, ob ich vergessen habe, mein Bügeleisen auszustellen. Von Smart Metern erwarte ich genau diese Informationen, damit ich meine Energie preiswert und umwelt-schonend beziehen kann.“

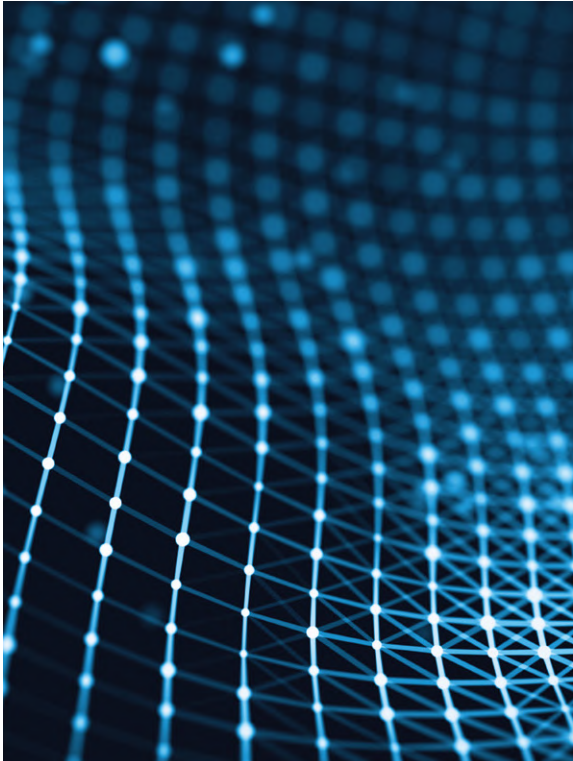
Aus Kundensicht dient Vielfalt in Produkten und Handlungsmöglichkeiten dazu, die individuellen Kundenbedürfnisse und -anforderungen optimal zu bedienen. Diese Bedürfnisse werden sich durch die Individualisierung der Gesellschaft und die Differenzierung der Akteure und Rollen weiter auf-fächern, gleichzeitig kann Vielfalt zusätzliche Bedürfnisse abdecken.

Die Bewertung der Vielfalt erfordert einen Blick auf das Spannungsfeld zwischen Regulierung im Sinne der Sicherheit (Versorgungssicherheit, Datensicherheit, Datenschutz) und Technologieoffenheit. Unsere Antwort ist der zelluläre Ansatz: In einem zellulär organisierten System sollten die Regeln miteinander ausgehandelt werden. Dabei geht es um die Fragen: Wo ist Vielfalt notwendig und förderlich und sollte also zugelassen werden? Wo erhöht Vielfalt die Komplexität und muss kanalisiert, das heißt standardisiert und reguliert werden. In C/sells schaffen wir gemeinschaftlich getragene Einrichtungen, die die dezentrale Haltung von Daten abwickeln. Dabei kommen vielfältige Technologien und Komponenten zur Anwendung, eine Einigung ist bezüglich interoperabler Schnittstellen und Kommunikationsprozesse notwendig.

Aus den beschriebenen drei Prinzipien „Zellularität“, „Partizipation“ und „Vielfalt“ haben wir drei Basisinstrumente abgeleitet, die für ein nach diesen Prinzipien gestaltetes Energiesystem notwendig sind: Einerseits besteht weiterhin die von oben nach unten gegliederte, hierarchische Struktur von Regelzonen und Verteilnetzen als Zellen, die zukünftig mit geteilter Systemverantwortung im Rahmen der **Abstimmungskaskade** organisiert wird. Gleichzeitig schlägt C/sells eine von unten nach oben dezentral organisierte Struktur

vor, die in Zellen wie Gebäuden, Quartieren, Arealen und Communities zugehörige Erzeuger, Speicher und Verbraucher zusammenfasst. Hierzu ermöglicht C/sells den **Regionalisierten Handel für Energie und Flexibilität**. Diese autonomen Zellen sind digital vernetzt und integrieren sich mittels des **Infrastruktur-Informationssystem**s als C/sells-Basisinstrument der Digitalisierung in das bestehende Energieverbundsystem.

Smart Grids BW



Die C/sells-Gründungsgeschichte

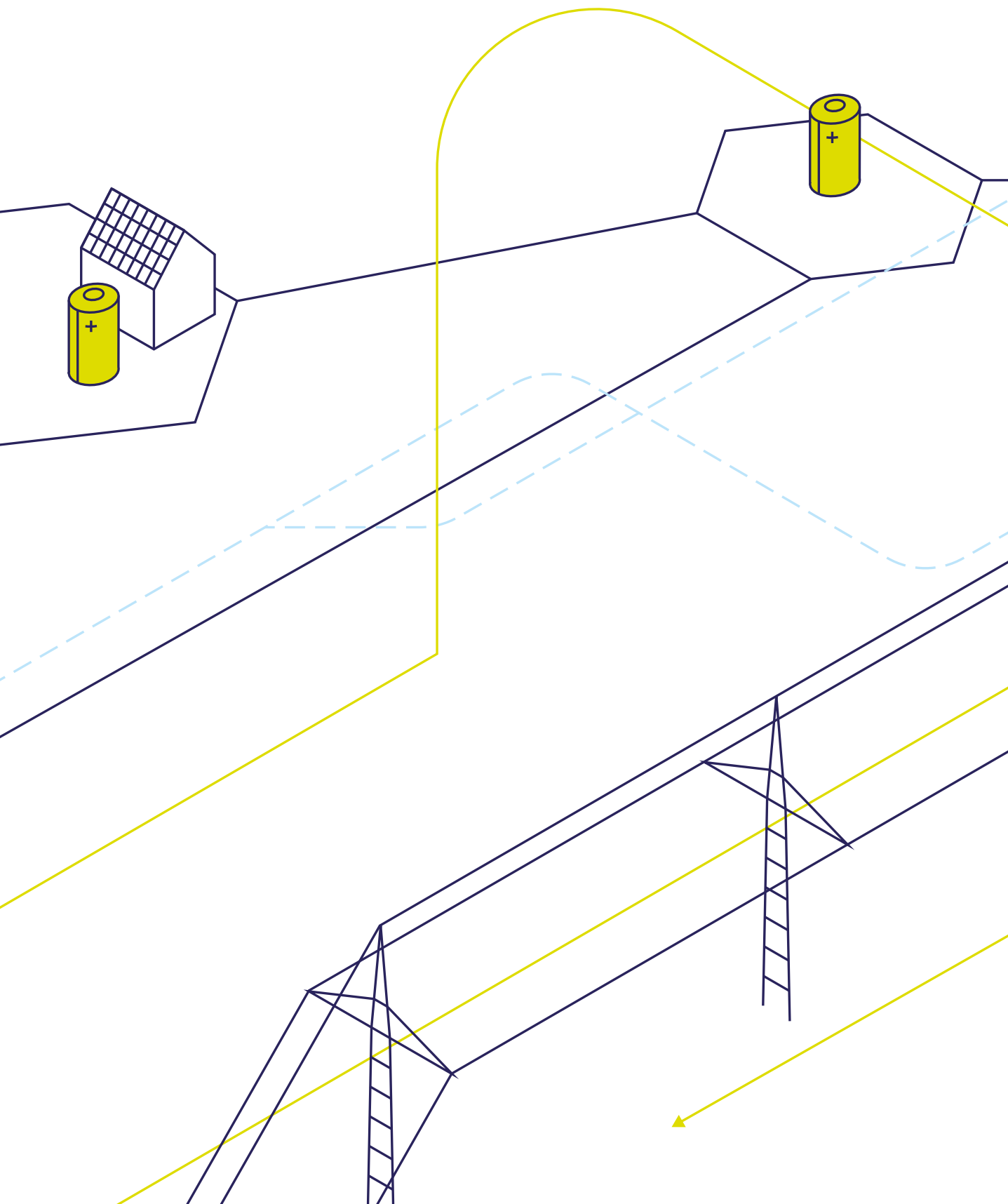
2012 entstand im Rahmen der Entwicklung der Smart Grids Roadmap Baden-Württemberg die Idee für C/sells. 150 Personen aus Energiewirtschaft, Forschung und Ingenieurbüros fanden sich zusammen, um Ideen zusammenzutragen, wie der Südwesten in Fragen der intelligenten Integration von Erneuerbaren Energien in die Energieversorgung nachhaltig für die Zukunft aufgestellt werden kann. Dieser vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg initiierte Prozess mündete in die Roadmap und bildete den Start von C/sells.

Die Smart Grids Plattform Baden-Württemberg e.V. (SmartGridsBW) formierte sich 2013 als

Verein und entwickelte mit den Mitgliedern den Förderantrag für C/sells. Bald fanden sich weitere künftige C/sells-Partner, die ein überregionales Konsortium von Akteuren aus Baden-Württemberg, Bayern und Hessen bildeten. Diese drei Bundesländer bilden den sinnbildlichen „Solarbogen Süddeutschland“ und fokussieren das Energiesystem der Zukunft auf Basis verschiedenster Erzeugungs- und Netzintegrationsmöglichkeiten mit Hinblick auf eine dezentrale Orchestrierung.

Die Erstellung der Antragsskizze erfolgte größtenteils durch das ehrenamtliche Engagement der Vorstände und Mitglieder. Katalysator für die C/sells-Geschichte waren auch die vom Verein initiierten Arbeitsgruppen zu Regulatorik und Geschäftsmodellen. Der Verein ist zudem Inhaber der Markenverwendungsrechte von C/sells.

Am 6.12.2016 erfolgte die Übergabe des bewilligten Antrags durch den Staatssekretär des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie an den damaligen Vorstandsvorsitzenden des Vereins, Dr. Albrecht Reuter. Diese Vorgeschichte bildet das Fundament der C/sells-Projektzeit seit 2017: Aus diesem Kreis entstand eine Community, die über das Projekteende hinaus nachhaltig zusammenarbeitet, um die Energiezukunft zu gestalten.



Unser Konzept
steht für Autonomie –
nicht Autarkie



Die digitale Basis für das zelluläre Energiesystem

Um möglichst viele Akteure am Energiesystem zu beteiligen, braucht es eine intelligente Infrastruktur. Damit wird es möglich, nicht nur Energie, sondern auch Informationen sicher, zuverlässig und in Echtzeit auszutauschen. Das Infrastruktur-Informationssystem (IIS) steht für das intelligente Zusammenspiel von Energiemarktteilnehmern und Anlagen im dezentral organisierten Energiesystem. Es umfasst Module zum Messen, Verwalten, Steuern, Regeln und Kommunizieren, und es integriert Dienste etwa für Prognosen oder den Flexibilitäts-handel.

Vernetzung und Kommunikation für viele tausend Akteure – das Energiesystem wird intelligent

Die Energielandschaft der Zukunft stützt sich auf elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen. Diese werden in großen Teilen dezentral genutzt und sind im Angebot von Sonneneinstrahlung und Windaufkommen abhängig. Durch Verbraucher, die sich am Angebot orientieren, durch die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität, sowie durch elektrische und thermische Speicher lassen sich die Fluktuationen im Angebot ausgleichen.

Eine Vielzahl von verteilten Akteuren muss hierzu miteinander vernetzt werden und Informationen miteinander austauschen (siehe Abbildung Seite 27). Ziel ist es, Energieangebot und Energienachfrage möglichst lokal auszugleichen und dabei das Stromnetz weiterhin sicher und ohne Ausfälle zu betreiben.

► Seite 30

Das Konzept von C/sells ist das **zelluläre Energiesystem** – eine Organisationsform, die die notwendige Vernetzung und Kommunikation ermöglicht. Die Akteure dieses Systems sind sowohl Menschen als auch Maschinen. Menschen, die zum Beispiel über eine Photovoltaikanlage elektrische Energie ins öffentliche Netz einspeisen, die für mehrere Haushalte in einem Quartier den Stromhandel übernehmen oder die

Verantwortung für die Steuerung des Systems innehaben. Zu den Maschinen gehören Energiemanagementsysteme oder technische Komponenten in Stromerzeugern, Speichern oder Verbrauchern. So tauschen Menschen mit Menschen, Menschen mit Maschinen und Maschinen mit Maschinen stetig die jeweils notwendigen Informationen aus. Dies geschieht sowohl innerhalb einer Zelle als auch zwischen den Zellen. Grundlage hierfür ist der Aufbau einer zuverlässigen, sicheren und leistungsstarken digitalen Infrastruktur, die aus dem Energienetz ein intelligentes Netz macht: das Smart Grid.

Mit den richtigen Informationen auch in Zukunft sicherer Netzbetrieb

Smart Grids sind gekennzeichnet durch einen hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energieerzeuger wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Gemeinsam mit der hohen Anzahl an neu zu vernetzenden Akteuren birgt dies diverse Unsicherheiten, das Risiko von instabilen Netzzuständen steigt. Aufgrund dessen werden oftmals Zweifel an der künftigen Ausfallsicherheit des elektrischen Energiesystems geäußert. Fachleute in C/sells und in der gesamten Branche sind sich aber einig, dass das System auch bei sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien stabil betrieben werden kann. Die Systemführungingenieure der Netzbetreiber setzen entsprechende Technologien und Verfahren ein, um Eingriffe in das System aufeinander abzustimmen. Die Abstimmungskaskade (siehe S. 66), die unter anderem im Projekt C/sells weiterentwickelt und erprobt wird, ist eines dieser Verfahren. Mit dem Erfolg, dass sich die Ausfallzeiten des deutschen Stromnetzes in den letzten Jahren sogar reduziert haben, trotz steigendem Anteil an Erneuerbaren Energien.

Die Abstimmungsprozesse weiter zu verfeinern ist wichtig, um auf weniger zentrale Kraftwerke für den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch beziehungsweise für die Netzentlastung angewiesen zu sein. Stattdessen werden vermehrt dezentrale Erzeuger und Verbraucher in diese Abstimmung eingebunden um das Energiesystem noch effizienter zu gestalten und die CO₂-Bilanz weiter zu verbessern. Dazu ist es notwendig, eine Vielzahl an Informationen in Echtzeit auszutauschen. Fragen, die Netzbetreiber und Energieversorger beschäftigen, sind beispielsweise:

- Wer erzeugt/verbraucht/speichert gerade wie viel?
- Wie stark ist das Stromnetz gerade/morgen/übermorgen ausgelastet?
- Welche Flexibilität ist wo vorhanden?
- Wie kann ich diese Flexibilität abrufen?

Wie wird aus dem Energienetz ein Smart Grid?

In einem Smart Grid werden Erzeugung, Speicherung und Verbrauch optimal aufeinander abgestimmt. So lassen sich Leistungsschwankungen ausgleichen, die insbesondere durch den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien entstehen. Voraussetzung hierfür ist die kommunikative Vernetzung aller Energiemarktteilnehmer sowie der Einsatz dezentral organisierter Energiemanagementsysteme zur Koordination von einzelnen Komponenten vor Ort. Neben elektrischer Energie werden in einem Smart Grid somit vor allem Daten übertragen.

Solche Informationen zu erheben und den verantwortlichen Stellen zur Verfügung zu stellen, ist die Aufgabe einer digitalen Infrastruktur im Energiesystem.

Mit Echtzeitdaten und Prognosen mehr Energie aus Sonne und Wind nutzen

Ein wichtiges Ziel im vernetzten Energiesystem ist, dass neue Akteure nun selbst darin mitwirken können. Bislang haben Haushalte, Gewerbe- oder Landwirtschaftsbetriebe in der Energieversorgungslandschaft nicht kommuniziert, jetzt können sie Informationen zum Beispiel über ihren aktuellen Energieverbrauch oder die aktuelle Erzeugung in die eigene Zelle oder nach außen senden. Ebenso können sie steuernde

Befehle oder Preisinformationen etwa als Anreiz für flexibles Verhalten von ihrem Netzbetreiber erhalten. Diese digitale Vernetzung innerhalb des elektrischen Energienetzes erlaubt, die Nachfrage auf das lokale Angebot aus Sonne und Wind abzustimmen und möglichst wenig restliche elektrische Energie aus dem übergeordneten Netz zu beziehen. Die Restenergie wird dann aus Speichern oder steuerbaren Quellen geliefert. Im Vergleich zu direkt genutzter Energie aus Sonne und Wind ist sie in der Beschaffung jedoch teurer und verursacht mehr CO₂-Emissionen.

Wenn über die digitale Infrastruktur ständig Daten zu Erzeugung, Verbrauch und Speicherung ausgetauscht werden, kommt ein weiteres wichtiges Element zum Tragen: Prognosen von Bedarf und Erzeugung sowie der damit verknüpften Netzbelastung helfen, das Energiesystem stabil und kosteneffizient zu betreiben:

Bisher gilt, dass der Energieverbrauch der „kleinen Verbraucher“, wie Haushalte, kleine Handwerksbetriebe, Ladengeschäfte und Landwirtschaft nicht hochaufgelöst gemessen wird. Energieversorger schätzen das Verbrauchsverhalten ab, indem sie Erfahrungswerte über den Verbrauch pro Tag, sogenannte Standardlastprofile, heranziehen. Der reale Verbrauch wird lediglich einmal

pro Jahr über die jährliche Ablesung und Abrechnung ermittelt. Großverbraucher wie Industrieanlagen werden mit Lastgangzählern dagegen schon heute genauer erfasst. Die Erzeugung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen lässt sich aus den Anlagen- und dem Ort der Installation ebenfalls grob vorhersagen. Wichtige Daten liefert hierzu bereits heute das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur.

Diese bestehende Datenbasis wird in C/sells als Grundlage für Prognose- und Hochrechnungen eingesetzt. Diese sind jedoch nur der erste Schritt, um Transparenz für den Betrieb eines Smart Grids zu schaffen. Denn die bestehende Datenbasis ist nicht ausreichend, um mit flexiblen Verbrauchern, wie Wärmepumpen oder gesteuerten E-Ladesäulen sowie Speichern in einem Smart Grid zu orchestrieren. Hierzu sind

Sonja Flexibel freut sich über ihren neuen Smart Meter in ihrem Keller

„Durch den Smart Meter kann ich endlich selbst aktiv an der Energiewende teilnehmen. Ich kann immer sehen, wieviel Strom ich gerade verbrauche. Wenn ich will, verbrauche ich möglichst dann den Strom, wenn meine Solaranlage welchen erzeugt, zum Beispiel kann ich die Wäsche mittags waschen. Unser Netzbetreiber kann unsere Anlage ansteuern, also auch abregeln, wenn es sein muss. Das ist wichtig, um das Netz insgesamt stabil zu halten.“

flächendeckende, dynamische und hochaufgelöste Informationen zu Erzeugung und Verbrauch auch von Kleinverbrauchern und -erzeugern notwendig. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, gibt es das „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ (GDEW). Durch den Einbau intelligenter Messsysteme werden Haushalte von Endverbrauchern und andere Liegenschaften großflächig digitalisiert. Diese neue Infrastrukturkomponente wird in den Demonstrationzellen von C/sells in unterschiedlicher Art und Weise angewendet, erprobt und weiterentwickelt.

Digitalisierung der Energiewende durch intelligente Messsysteme

Mit der Einführung von intelligenten Messsystemen beginnt die Digitalisierung der Energiewende in Deutschland. Die örtlichen Netzbetreiber elektrischer Netze ersetzen seit 2018 analoge Bestandteile zur Erfassung elektrischer Energie für Haushalte und Industrie durch neue digitale Technologien.

Hintergrund der Einführung der intelligenten Messsysteme sind die gestiegenen Anforderungen an ein sicheres und effizientes Energiesystem. Die oben beschriebene digitale Infrastruktur ermöglicht die Vernetzung aller dezentralen Einheiten und ein stabiles Netz. In der vernetzten Welt ist das intelligente Messsystem der technische, hochsichere Zugangspunkt zu Liegenschaften und privaten oder gewerblichen Betreibern von Anlagen.

Chancen der neuen Technik

Durch den Einsatz intelligenter Messsysteme können Erzeugung und Verbrauch von elektrischer Energie aufeinander abgestimmt werden. Energienetze können besser ausgelastet werden. Endverbraucher können spartenübergreifend den eigenen Verbrauch von elektrischer Energie, Gas, Wasser und Wärme einsehen, zum Beispiel über eine App. Sie können ihr Verbrauchsverhalten anhand eigener Ziele optimieren. Abrechnungen für Energielieferungen sind einfacher zu prüfen, die Abrechnungen erfolgen auf Basis monatlicher Messwerte und manuelle Zählerablesungen werden überflüssig.



Sonja Flexibel managt ihre Ladestation in der Garage intelligent: „Ich gebe einfach in die App ein, wann mein Auto wieder vollgeladen sein muss. Eine Software plant den Ladevorgang, zum Beispiel für die Nacht, mit Wetter- und Strompreisprognosen. Unser E-Auto sucht selbstständig nach günstigem Strom und lädt dann so, dass das Netz nicht zusätzlich belastet wird.“

Was ist das Marktstammdatenregister?

Mit dem Marktstammdatenregister führt die Bundesnetzagentur eine Übersicht über alle Anlagen zur Strom- und Gas-erzeugung, industrielle Verbrauchsanlagen und die beteiligten Marktakteure. Ziel dieser übergeordneten Datenbank ist die Vereinheitlichung und Vereinfachung behördlicher Meldepflichten sowie die Bereitstellung qualitativ hochwertiger energiewirtschaftlicher Informationen. Anlagenbetreiber sind verpflichtet den vollständigen Stammdatensatz bestehend aus Standort, Kontaktdaten und technischen Anlagendaten in das Marktstammdatenregister einzutragen. Alle nicht personenbezogenen Daten können öffentlich eingesehen werden.

Smart Meter – die Digitalisierung hält Einzug in deutschen Kellern

In allen Haushalten mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh werden die bestehenden Ferraris-Stromzähler durch intelligente Messsysteme (auch Smart Meter genannt) ersetzt. Ein intelligentes Messsystem besteht dabei aus einer modernen Messeinrichtung in Form eines digitalen Stromzählers mit einer spezifisch für Deutschland entwickelten Kommunikationseinheit, genannt Smart Meter Gateway (SMGW). Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie informiert seit 2020 in einer Kampagne über den Einsatz der neuen Technologie



Abbildung 6:
Smart Meter Gate-
way der devolo AG

Abbildung 7:
zertifiziertes Smart
Meter Gateway
der Power Plus
Communications
(PPC) AG

Abbildung 8:
Intelligentes Mess-
system bestehend
aus einer modernen
Messeinrichtung
und einem SMGW

Digitalisierung der Haushalte – durch das Smart Meter Gateway an der Energiewende teilnehmen

Parallel ermöglicht die Infrastruktur mit intelligenten Messsystemen, dass der Netzbetreiber oder etwa der Betreiber einer Zelle die elektrischen Anlagen steuert. Besitzer einer PV-Anlage oder eines Speichersystems können die Flexibilität der Anlage vermarkten. So werden Netz- und Marktprozesse effizient kombiniert. Zusätzlich können zukünftig Anbieter von Mehrwertdiensten, zum Beispiel Smart-Home- oder Smart Building-Anwendungen, die Infrastruktur nutzen, um ihre Kunden zu erreichen.

Letztlich ermöglicht das Smart Meter Gateway (SMGW), dass sich erstmalig auch kleine Verbraucher und Erzeuger flächendeckend am Energiemarkt beteiligen können und somit einen aktiven Beitrag zur Energiewende leisten: Die intelligenten Messsysteme machen Erzeugung, Verbrauch und Speicherung dezentraler Energieanlagen transparent. Bürgerinnen und Bürger können ihr Verbrauchsverhalten flexibel anpassen und finanziell profitieren, wenn sie etwa variable Strompreise nutzen. Andererseits helfen sie, das Energiesystem fit zu machen für noch mehr Strom aus Sonne und Wind, indem sie mit ihrer Flexibilität den Bedarf an Ausgleichsenergie aus Gaskraftwerken senken. Der Verbraucher fragt also nicht nur elektrische Energie nach, sondern bietet selbst Flexibilität an. CO₂-Emissionen können dadurch vermieden werden und zunehmend Kosten für die Volkswirtschaft eingespart werden. Gleichzeitig hilft das Smart Meter Gateway den Verteilnetzbetreibern, ihr Netz genauer beobachten zu können. Damit wird es vielerorts möglich, auch zusätzliche Verbraucher mit hoher Spitzenleistung, wie Elektro-Ladesäulen, im bestehenden Netz unterzubringen und Netzausbau zu vermeiden.

Die Digitalisierung ist also wesentlich für die Energiewende. Sie gelingt dann, wenn die Menschen aktiv daran teilnehmen und selbst zum Gestalter werden. Was Partizipation noch bedeutet und wie sie angeregt wird, ist im Kapitel **„Energiewende beginnt im Kopf – Was Partizipation bedeutet“** beschrieben.

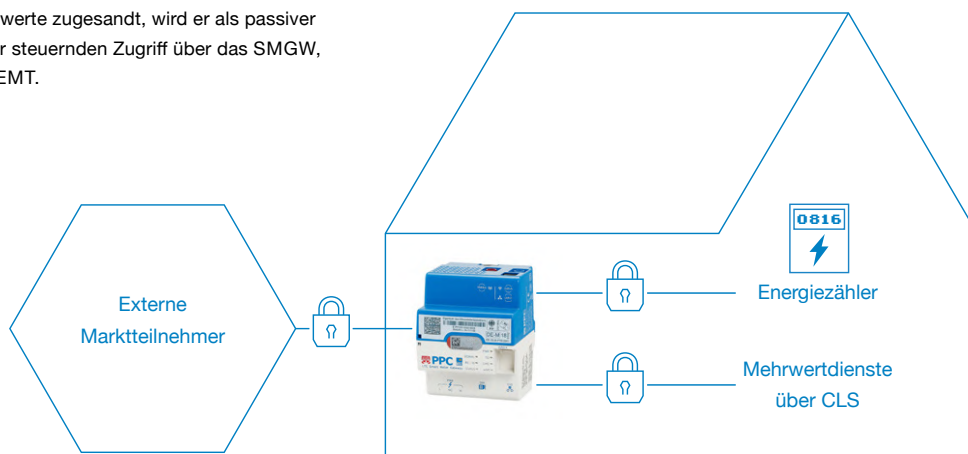
In C/sells wurden nahezu alle Zellen durch den Einbau und die Nutzung intelligenter Messsysteme digitalisiert. Die Anwendungsfälle der einzelnen Zellen sind vielfältig und stellen zahlreiche Anforderungen an das SMGW und seine Funktionen. Einige erfolgreiche Einsätze zeigt Abbildung 10.



„Ich warte darauf, dass die Digitalisierung auch endlich in der Energiewirtschaft ankommt und ich beispielsweise Stromverbrauch online verfolgen kann. Der Stromzähler im Keller in unserm Mietshaus stammt noch aus einer Zeit der Wählscheibentelefone und Lochkarten.“

► Seite 128

Abbildung 9: Übersicht der Basisfunktionalitäten des SMGW – Anbindung digitaler Zähler, kommunikative Anbindung steuerbarer Anlagen sowie Endkunden/Mehrwert-Services. Jeder „Kommunikationspartner“ vom SMGW wird als externer Marktteilnehmer (EMT) bezeichnet. Bekommt er ausschließlich Messwerte zugesandt, wird er als passiver EMT bezeichnet, hat er steuernden Zugriff über das SMGW, dann ist er ein aktiver EMT.



„Durch den Smart Meter kann ich endlich selbst aktiv an der Energiewende teilnehmen. Ich kann immer sehen, wie viel Strom ich gerade verbrauche. Wenn ich will, verbrauche ich möglichst dann Strom, wenn er günstig ist. Dabei hilft mir mein digitaler Agent, der immer schaut, wo es den Strom für bestimmte Zeiten am günstigsten gibt.“

Digitalisierung und Datenschutz

Digitalisierung und Datenschutz sind in Deutschland zu Recht eng verbundene Themen. Datenschutzvertreter stellen an die neuen Technologien und die dahinterliegenden Prozesse sehr hohe Anforderungen. Für das intelligente Messsystem gelten Sicherheitsstandards, die mit dem Online Banking vergleichbar, teilweise sogar höher sind. Dafür entwickelt das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entsprechende Schutzprofile und Technische Richtlinien stetig weiter, die im Rahmen einer Produkt-Zertifizierung bis ins Detail geprüft werden. Im europäischen Vergleich nimmt Deutschland damit die Vorreiterrolle in Bezug auf Datenschutz und Datensicherheit für die Digitalisierung der Energiewende ein.

Technisch wird mittels der neuen Technologien einerseits der Schutz des Energiesystems vor „Hackerangriffen“ sichergestellt. Andererseits wird gewährleistet, dass Daten nur an berechnete Empfänger versendet und von diesen empfangen werden können, beispielsweise an den Netzbetreiber, der die Daten für den sicheren Netzbetrieb benötigt.



Das Fraunhofer IEE untersucht die Flexibilitätsanbindung und -steuerung auf Liegenschaftsebene unter Nutzung des intelligenten Messsystems.



Die Hochschule Offenburg testet die Einbindung von intelligenten Messsystemen in ein netzreaktives Erzeugungssystem zur optimierten Einbindung von Kraft-Wärme-Kopplung.



Im Mannheimer FRANKLIN Quartier möchte die MVV ihren Kunden mittels High-Resolution-Metering innovative Mehrwertdienste z. B. im Bereich Energiemanagement anbieten.



In Waghäusel erprobt OLI Systems die Umsetzung von Blockchain-basierten Smart Contracts über die intelligente Messsysteminfrastruktur.



Transnet BW untersucht die Möglichkeit, intelligente Messsysteme als zentrales Element für den Abruf von Regelleistung zu nutzen.



Die Stadtwerke Schwäbisch Hall konzeptionieren die Integration von intelligenten Messsystemen in die Abstimmungskaskade 2.0.



In der Gebäudezelle Smart-Building-Muster Karlsruhe erprobt das FZI den Einsatz von intelligenten Messsystemen zur Optimierung von flexiblen Erzeugern und Verbrauchern.



Am Flughafen Stuttgart soll der Einsatz intelligenter Messsysteme für RLM und netzdienliches Laden erprobt werden.



In der Ortenau erfolgt die Verarbeitung von Netzzustandsdaten zur Verteilnetzoptimierung auf Basis des intelligenten Messsystems.



Das E-Werk Mittelbaden untersucht die Netzdienlichkeit von hochvariablen Tarifmodellen durch das intelligente Messsystem.



In Ulm werden intelligente Messsysteme in die Gebäudezelle „Energieflexible TH Ulm“ zur Umsetzung eines Reallabors eingebunden.



Die Zelle des ISC Konstanz testet die Einbindung von intelligenten Messsystemen in das Liegenschafts-Energiemanagement.



In München werden steuerbare Lasten über das intelligente Messsystem in ein virtuelles Kraftwerk integriert.



Das Fraunhofer ISE erprobt in ihrer Zelle die Erweiterung des Home-Energy-Management-Systems durch den Einsatz von intelligenten Messsystemen.



In Altdorf und Dillenburg wird über die Nutzung der intelligenten Messsysteminfrastruktur der Handel von Flexibilitäten über eigens entwickelte Flexplattformen ermöglicht.

Abbildung 10:
Digitalisierung in
C/sells – Orte, wo
das SMGW einge-
setzt wird.



„Meine Daten gehören aber erst einmal mir. Ich achte darauf, dass alle digitalen Geräte Datenschutz-Standards einhalten. Deshalb bin ich auch über den sehr guten Datenschutz bei den neuen Smart Metern sehr froh.“

Die Übertragung erfolgt immer verschlüsselt auf Basis kryptografischer Verschlüsselungsalgorithmen und, abhängig vom nachgelagerten Prozessschritt, sogar anonymisiert beziehungsweise pseudonymisiert.

Das IIS – Rückgrat des Smart Grids von morgen

Mit dem Einbau der Smart Meter Gateways ist der erste entscheidende Schritt hin zu einem Smart Grid getan. Aufbauend darauf bedarf es jedoch einer Reihe weiterer Komponenten, um eine zuverlässige, hochsichere und belastbare digitale Infrastrukturumgebung aufzubauen:

In C/sells wird die Gesamtheit all dieser Komponenten, Systeme und auch Dienste, die für Datenzugang, Steuerung und Kommunikation zwischen den Zellen benötigt wird, unter dem Begriff Infrastruktur-Informationssystem zusammengefasst und mit der Abkürzung IIS versehen. Neben der „Abstimmungskaskade“ und dem „regionalisiertem Handel“ ist das IIS das dritte Instrument, welches im Rahmen von C/sells eingesetzt wird, um den Herausforderungen der Energiewende in einem zellulären System zu begegnen.

Der Begriff IIS beschreibt dabei die gesamte für ein Smart Grid benötigte Infrastrukturumgebung (Abbildung 11), sozusagen das Betriebssystem. Es beginnt mit der Hardware für Messen, Steuern und Kommunizieren an den einzelnen Anlagen. Weiterhin umfasst das IIS verschiedene Basisfunktionen, die viele Akteure benötigen. Darunter fällt beispielsweise die Bereitstellung von Flexibilitäts- und Prognoseinformationen oder die Möglichkeit, die Kommunikationsinfrastruktur zu betreiben und zu überwachen.

„Dies ist ähnlich einzuordnen wie beim Mobilfunksystem, bei dem die Netzanbieter auch über den Ort des Mobiltelefons und seine Nutzung Bescheid wissen müssen, um den Betrieb des Netzes gewährleisten zu können.“

Jann Binder, Fachgebietsleiter Photovoltaik: Module Systeme Anwendungen,
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg

In C/sells wurden mehrere IIS-Komponenten und -Funktionen entwickelt:

- das Netzwerkmanagementsystem
- ein Dashboard zur Visualisierung
- der Prognosedienst
- das Flexibilitäts-Kataster
- die Registry
- der Gateway-Administrator
- das CLS-Modul
- das CLS-Management,

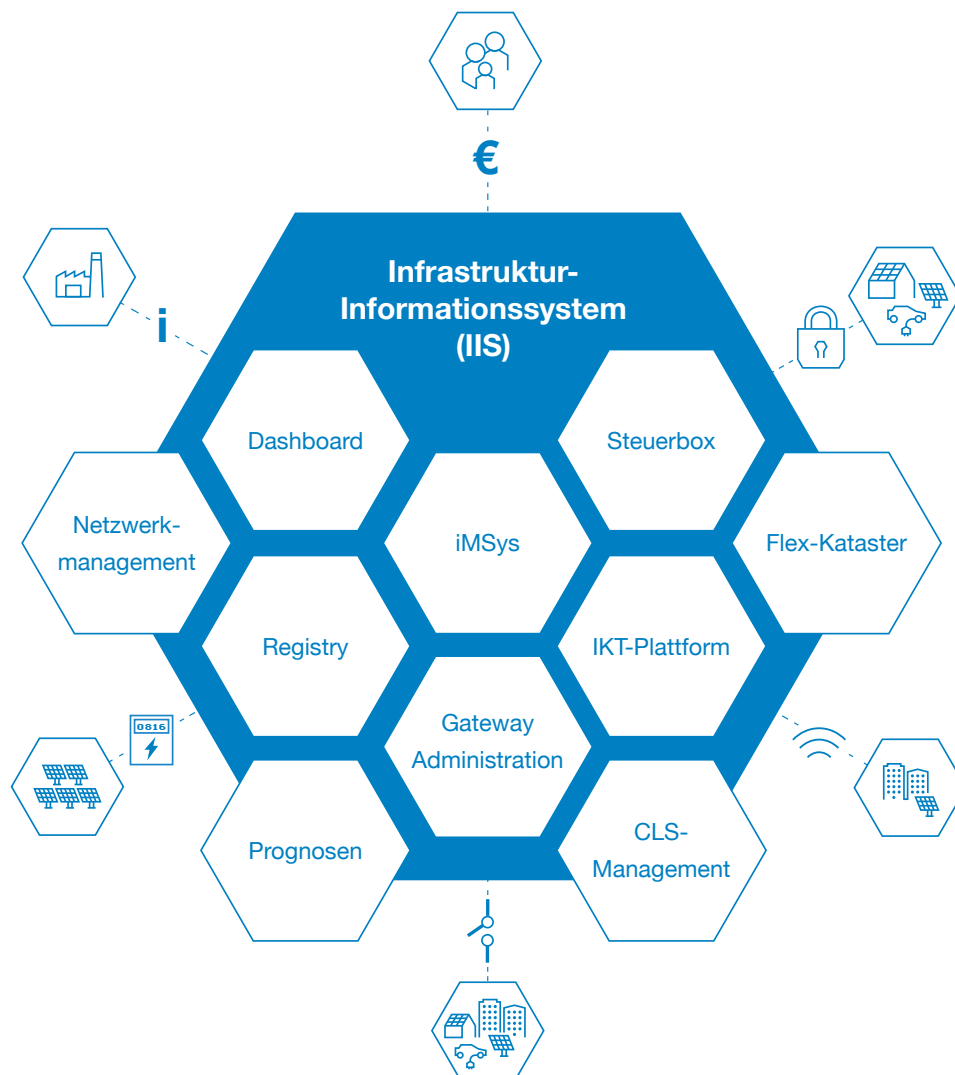


Abbildung 11: Die digitale Infrastrukturbasis von C/sells – das Infrastruktur-Informationssystem

iMSys = Intelligentes Messsystem

IKT = Informations- und Kommunikationstechnik

CLS = controllable local system.

Abbildung 12: IIS-Komponenten

Märkte	Dienste und Funktionen für die Nutzer von Energie, Mobilität, Smart Living, Arealen, Netzen und Märkten
Infrastruktur- Informationssystem IIS	Austauschkomponenten (z. B. Flexibilitätskataster) Abwicklungskomponenten (Registry, GWA, CLS-Koordination) Datenkomponenten (z. B. Messdaten, Bilanzen, Prognosen) Interoperabilitäts- und Betriebsplattformen (Datenmodelle, Protokolle, Energiemanagement, Gateway)
	Kommunikationsnetze (z. B. Kommunikationskanäle, Router, Modem) Kommunikationsbetriebsmittel (z. B. Netzwerkmonitoring, PKI)
	Messeinrichtungen (iMSys mit SMGW und weiterer Sensorik) Steuereinrichtungen (Aktorik mit Steuerbox / Steuergeräte)
Physik	Komponenten der Energienetze, Erzeuger, Speicher, Nutzer

In einem eigens dafür geschaffenen Labor beim Projektpartner VIVAVIS GmbH in Ettlingen (Baden-Württemberg) erproben verschiedene Partner diese im Zusammenspiel, um sie schließlich in den Demonstrationszellen einzusetzen. Im Folgenden werden die Komponenten und Funktionen in ihren Grundzügen beschrieben.

Die Infrastruktur verwalten – das Netzwerkmanagementsystem

Ein Smart Grid setzt eine störungsfrei funktionierende Kommunikationsinfrastruktur voraus. Um dies zu gewährleisten, wurde in C/sells ein Netzwerkmanagementsystem (NMS) entwickelt. Es visualisiert die gesamte Infrastruktur und ermöglicht so die Überwachung und Verwaltung aller Komponenten des Kommunikationsnetzes. Es stellt Services für den Betrieb, das Monitoring und die Wartung der Komponenten bereit. Im NMS werden beispielsweise die Kommunikationseinheiten von SMGWs, Modems einer Breitband-Powerline-Infrastruktur oder vorgelagerte (LTE-)Router verwaltet. Mithilfe des NMS lassen sich beispielsweise Software-Updates einspielen, die Verfügbarkeit von Geräten überwachen, oder einzelne Geräteparameter auslesen oder abändern.

Die Demonstratoren visuell erleben – das C/sells-Dashboard

In einem zellulären Energiesystem spielt die Informationsbasis für dezentrale Akteure eine wachsende Rolle. Eine Lösung ist die Visualisierung der verteilten Energie-

ressourcen. Das „C/sells-Dashboard“ ist eine Webapplikation, die die vielen unterschiedlichen Demonstratoren und prototypischen Umsetzungen sowie Aktivitäten im C/sells-Forschungsprojekt bündelt, verortet und so auf einer interaktiven Kartenanwendung auf einfache Art und Weise visuell erlebbar macht. Neben Informationen zu den einzelnen projektspezifischen Umsetzungen sind weitere, frei zugängliche und themenspezifische Daten eingebunden, wie zum Beispiel das Marktstammdatenregister. Über die Benutzeroberfläche im Landkartenformat und eine Auswahl von Funktionen kann der Anwender sich durch die C/sells-Projektlandschaft und eine Vielzahl von Daten navigieren.

Die Anwendung ist modular so aufgebaut, dass sich zusätzliche Informationen wie Bilder und Videos integrieren lassen. Das C/sells-Dashboard zeigt Projektpartnern wie interessierten Bürgern die Menge, die Vielfalt und auch die Komplexität der im zukünftigen Energiesystem zu beherrschenden Anlagen. Regionale Energieversorger oder lokale Energiegemeinschaften beispielsweise können über ein solches Werkzeug ihren Kunden Informationen über die dezentralen Energieressourcen in ihrem Gebiet liefern.

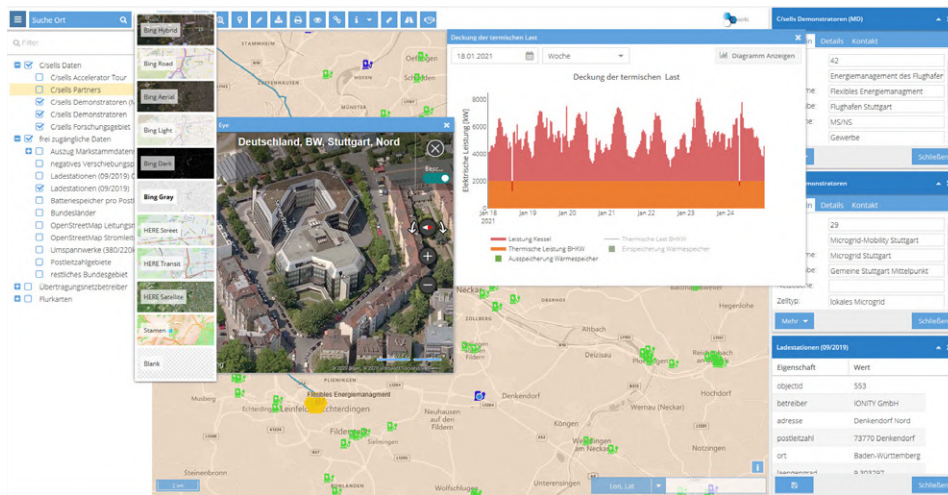


Abbildung 13: Screenshots des C/sells-Dashboard. Gezeigt werden Energiedaten einzelner Demonstrationzellen

Wetterdaten viertelstündlich und standortbezogen – der Prognosedienst

Der Prognosedienst ist ein Service, der allen Akteuren in C/sells und darüber hinaus zur Verfügung steht. Akteure, die Interesse an Wetter- oder PV-Ertragsprognosen haben, können sich anmelden und erhalten dann den Zugriff auf eine kontinuierlich aktualisierte Datenbank. Diese Prognosedatenbank enthält auf die Standorte des Nutzers zugeschnittene Wetterinformationen und PV-Ertragsprognosen in viertelstündlicher Auflösung. Zellen- und Anlagenbetreiber nutzen diese, um den Ertrag von PV-Anlagen in einem Netzgebiet vorherzusagen oder um Flexibilitätsmärkte optimal zu betreiben.

Flexibilität verfügbar machen – das Flexibilitäts-Kataster

Das Flexibilitäts-Kataster ist eine Datenbank über die verfügbare Flexibilität einzelner Anlagen oder auch ganzer Liegenschaften oder Quartiere. Dabei erfolgt die Dateneingabe einer Flexibilität in standardisierter Art und Weise, entsprechend dem in C/sells entwickelten **Flexibilitätsdatenmodell**. Dieses umfasst alle zur Beschreibung einer Flexibilität benötigten Parameter. Bei diesen Parametern handelt es sich sowohl um statische als auch dynamische Informationen (zum Beispiel Anlagenart, Anlagenstandort, Speicherstände, zur Verfügung stehende Flexibilität). In C/sells haben sich

zwei verschiedene Arten von Flexibilitäts-Katastern herausgebildet – zellspezifische Kataster sowie ein gemeinsames, übergeordnetes Meta-Flex-Kataster (Abbildung 14).

Die zellspezifischen Kataster beinhalten alle Informationen zu den in der Zelle verfügbaren Anlagen und deren Flexibilität. Da dies detaillierte Informationen sind, die im Zuge eines zellübergreifenden Austauschs von Flexibilität nicht weitergegeben werden sollen, bedarf es einer übergeordneten Instanz. In diesem Meta-Flex-Kataster wird ausschließlich die jeweils aggregierte „Zell-Flexibilität“, welche von der Zelle nach außen kommuniziert wird, geführt. Das Meta-Flex-Kataster dient dabei als Vermittler zwischen den Zellen und den verschiedenen Marktplattformen. Es gibt den Zellen die Möglichkeit, ihre Flexibilität auch zellübergreifend auf den verschiedenen Plattformen anbieten zu können.



„Früher waren Solaranlagen in unserem Netz für mich nur Störfaktoren. Mit der neuen Technik helfen sie mir dagegen, das Stromnetz stabil und sicher zu halten, sie werden zu Partnerinnen von uns.“

Ein Telefonbuch für Energieanlagen – die Registry

Die Registry übernimmt die Rolle des „Anlagentelefonbuchs“. Für den konkreten Abruf einer Flexibilität werden über die allgemeinen Daten aus dem Kataster hinaus Informationen benötigt, wie die Flexibilität beziehungsweise Anlage im Einzelfall kommunikativ zu erreichen ist. Da zukünftig eine große Anzahl dezentraler Klein- und Kleinstanlagen ihre Flexibilität zur Verfügung stellen wird, bedarf es einer verwal tenden Instanz, die die Informationen bereitstellt. Dazu werden in der Registry-Datenbank Adressierungs- sowie Protokollinformationen zu sämtlichen Anlagen und zu verfügbarer Flexibilität geführt. Berechtigten Personen stellt die Registry die Daten dann zur Verfügung. Wer berechtigt ist, wurde zuvor vertraglich beispielsweise zwischen einem Verteilnetzbetreiber und einem Aggregator geregelt. Soll eine bestimmte Flexibilität abgerufen werden, erfolgt die Abfrage der in der Registry abgelegten benötigten Daten „im Hintergrund“.

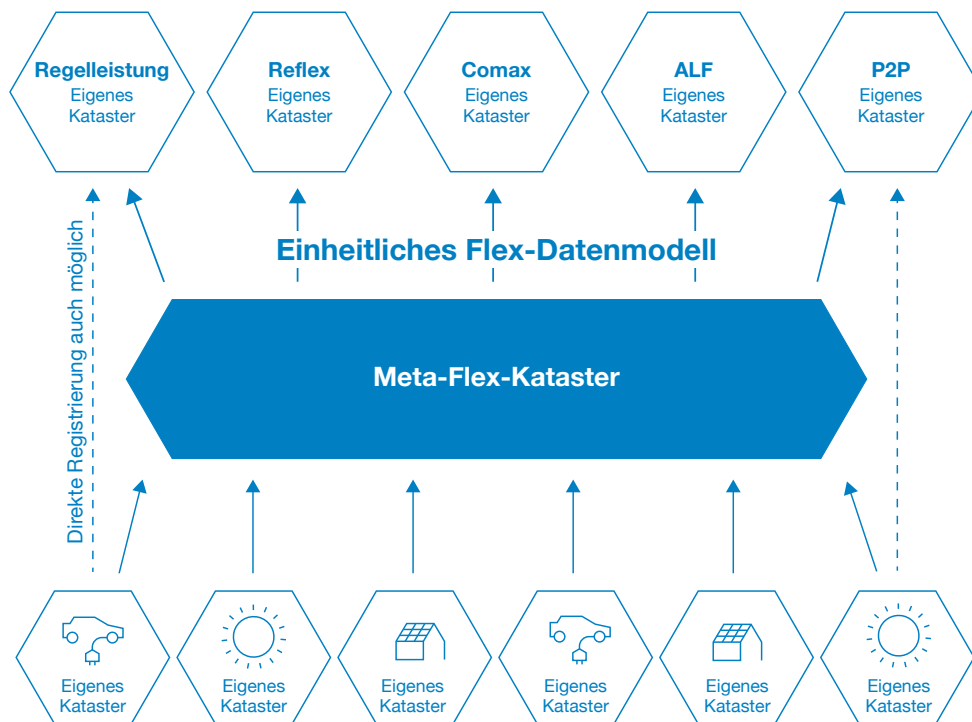


Abbildung 14: Das Meta-Flex-Kataster in C/sells verbindet die zellspezifischen Kataster (unterste Ebene) mit verschiedenen Vermarktungsoptionen (oberste Ebene Reflex, Comax, ALF = C/sells-Flex-Plattformen; P2P = Peer-to-Peer-Handel).

Koordiniert steuern – das CLS-Management

CLS steht für Controllable Local System, also für ein steuerbares lokales System. Das CLS-Management ermöglicht den effizienten und sicheren Betrieb intelligenter Energienetze. CLS-Geräte für Erzeugung und Verbrauch können über das intelligente Messsystem zielgerichtet durch sowohl Netz- als auch Marktakteure gesteuert werden. Alle geplanten Schalthandlungen, berücksichtigen den lokalen Netzzustand. Der Zugriff bei verschiedenen Akteuren erfolgt durch eine koordinierende Stelle auf eine gemeinsame Infrastruktur und beinhaltet die rein technische Ausgestaltung der Steuerungsfunktion.

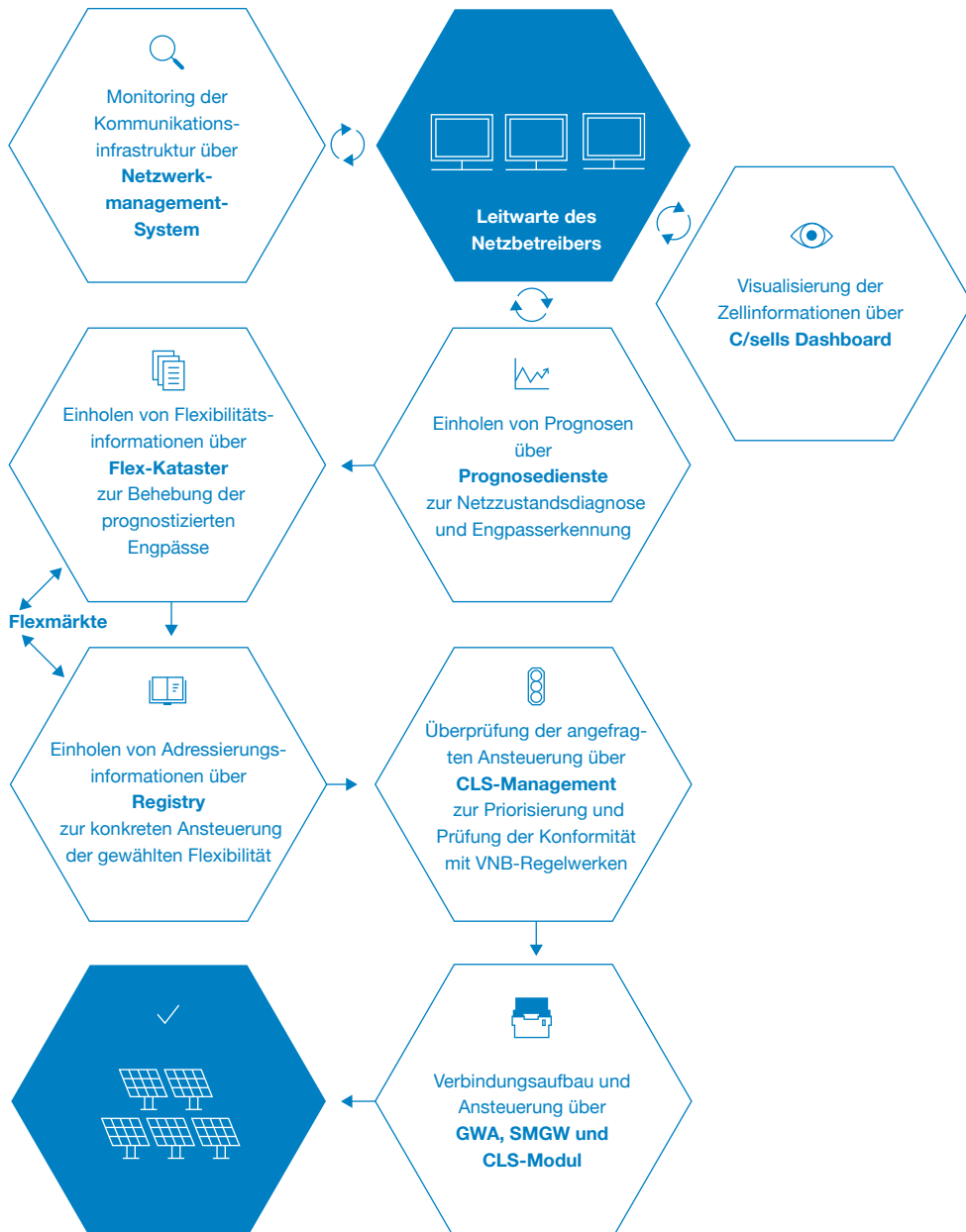
Intelligente Messsysteme sicher betreiben – der Gateway-Administrator

Der Gateway-Administrator (GWA) ist eine Rolle im Energiesystem. Sie wird beispielsweise von einem dafür zertifizierten Stadtwerk oder Dienstleister übernommen. Der GWA ist verantwortlich für den sicheren technischen Betrieb von intelligenten Messsystemen. Neben der Sicherstellung der Informationssicherheit nimmt der Gateway-Administrator u.a. die Aufgaben der Inbetriebnahme, Konfiguration, Administration, Überwachung, Wartung und die IT-technische Verwaltung von an Smart Meter Gateways angebotenen technischen Geräten (u.a. Messeinrichtungen, CLS-Geräten) wahr.

Energieanlagen ansteuern – das CLS-Modul

Die Steuerbox als Ersatz der bisher eingesetzten Rundsteuertechnik übernimmt in der Ausprägung eines CLS-Geräts das Steuern oder Schalten von Anlagen über das intelligente Messsystem. Dadurch wird ein individuelles Erzeugungs- und Lastmanagement intelligenter Netze als sensorisches und aktorisches Werkzeug ermöglicht. In Verbindung mit einem entsprechenden CLS-Management werden Erzeuger, Verbraucher oder Speicher koordiniert mittels Schaltsignalen angesteuert, um kritische Netzzustände zu vermeiden.

Abbildung 15: Das IIS hat zum Ziel, einen zuverlässigen und reibungslosen Informations- und Datenaustausch zwischen allen Energiemarktteilnehmern zu gewährleisten. Beispielhaft dargestellt ist hier das Zusammenspiel der IIS-Komponenten für die Bereitstellung von Flexibilität vom Netzbetreiber bis hin zur Kundenanlage.



Prognosen von Stromerzeugung und -verbrauch

Genaue und verlässliche Prognosen leisten zum Gelingen der Energiewende einen wichtigen Beitrag. Der Anteil erneuerbarer Energie aus Photovoltaik-Anlagen oder Windkraftanlagen nimmt in Deutschland beständig zu. So lag an acht Tagen im Februar 2020 der Anteil an **Erneuerbaren Energien im Stromnetz** bereits über 70 Prozent. Ein großer Anteil dieser vom Wetter abhängigen Energie wird in Deutschland über Verteilnetze in der Nieder- und Mittelspannungsebene eingespeist. Weil dies auf die Stabilität der Netze insgesamt wirken kann, gewinnt der sichere, vorausschauende und effiziente **Betrieb der Verteilnetze** zunehmend an Bedeutung. Netzengpässe müssen zuverlässig vorhergesagt werden können, um sie rechtzeitig zu beheben.



► Seite 64

Deshalb benötigen Netzbetreiber und Energieversorger eine möglichst genaue Prognose der Energieerzeugung und der Last der jeweils kommenden Stunden und Tage. Der IIS-Prognosedienst bietet hier für viele Fälle eine ausreichende Lösung. Für Netzbetreiber sind in diesem Zusammenhang aber nicht nur Erzeugungsprognosen von dezentralen PV-, Wind- und Wasserkraftanlagen relevant, sondern auch Prognosen über den Elektrizitätsbezug, also den Stromverbrauch. Ein zweiter Trend beeinflusst hier den Betrieb: Das Verhalten von Energieverbrauchern ändert sich, Prosumer kommen hinzu. Bürgerinnen und Bürger nutzen verstärkt selbst den Strom aus der eigenen PV-Anlage, fahren mehr und mehr Elektrofahrzeuge und installieren private Energiespeicher. Dies führt dazu, dass Verteilnetzbetreiber die Last in ihrem Netzgebiet immer schwerer vorhersehen können. Maschinelles Lernen, neue Prosumer-Profile und intelligente Messsysteme schaffen Abhilfe.

Vorausschauende Planung für Zellen

Hochrechnungen und Prognosen spielen nicht nur für Verteilnetzbetreiber eine wichtige Rolle, sie ermöglichen auch einen effizienten Betrieb aller Arten von Zellen, von Prosumer-Haushalten und Microgrids über ganze Quartiere und virtuelle Kraftwerke bis hin zu Übertragungsnetzen. Die Betreiber können mit so den Einsatz ihrer Anlagen vorausschauend planen. Sie können Flexibilitätsoptionen identifizieren. Langfristig können sie den Betrieb der Anlagen optimieren.

Die Ansprüche an die Prognosen sind dabei ebenso vielfältig wie die Zellen, die sie beziehen. So sind Hochrechnungen der PV-Einspeisung beispielsweise entscheidend, wenn in einer Gemeinde bereits viele kleine private PV-Anlagen installiert sind. Die Einspeisung lässt sich dann auch ohne Messungen an jeder einzelnen Kleinanlage flächendeckend abschätzen, um auf die Netzauslastung schließen zu können.

Bedarf an vielfältigen Hochrechnungen und Prognosen

In C/sells wurden die Anforderungen und der Bedarf an Hochrechnungen und Prognosen von Erzeugung und Last für verschiedene Energiemarktteilnehmer ermittelt. Diese können nun über einen Prognosedienst im IIS Zugriff auf PV-Prognosen erhalten.

Prognosen werden mittels unterschiedlicher Verfahren, auf Basis zahlreicher Daten und mit auf den jeweiligen Nutzer zugeschnittenen zeitlichen Horizonten und räumlichen Auflösungen erstellt. Mit Hilfe von Wolkenkameras lassen sich beispielsweise kurzfristig die Einstrahlung und der Ertrag für einen Solarpark in nächster Nähe für die kommenden Minuten prognostizieren. Aus Satellitenbildern lässt sich hingegen flächendeckend, aber mit geringerer zeitlicher Auflösung die solare Einstrahlung bestimmen und je nach Wetterlage mit einem Zeithorizont von wenigen Stunden vorhersagen.

Für Prognosehorizonte von mehreren Stunden bis Tagen werden üblicherweise Wettervorhersagen als Grundlage der Prognosen herangezogen. Auf Basis von historischen Wetterdaten und gemessenen historischen Ertragsdaten von PV-Anlagen kann beispielsweise mit Hilfe maschinellen Lernens ein Zusammenhang zwischen Wetter und PV-Erzeugung ermittelt werden. Dieser kann dann im automatisierten Live-Prognosebetrieb genutzt werden, um die Erzeugung einzelner Solarparks oder ganzer Regionen vorherzusagen, wie im nächsten Abschnitt an einem Praxisbeispiel illustriert wird.

Beim maschinellen Lernen werden unter anderem sogenannte neuronale Netze eingesetzt. Diese ermöglichen es, Zusammenhänge zwischen Wetter und Energieerzeugung in großen Datensätzen weitaus besser zu erkennen, als dies Menschen in gleicher Zeit möglich wäre. Mit diesem Werkzeug lassen sich auch Wind- und Wasserkrafterträge sowie die Auslastungen von Netzen und Transformatorstationen, Flexibilitätsoptionen oder Marktentwicklungen prognostizieren.

Erzeugungs- und Lastprognosen für Verteilnetze – das Beispiel Schwäbisch Hall

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) erstellt Erzeugungs- und Lastprognosen für Verteilnetzbetreiber in der Region. Im Folgenden wird das am Beispiel der Demonstrationszelle Schwäbisch Hall gezeigt: Das hier vorgestellte Prognosesystem GridSage sagt die Energieerzeugung von PV- und Windenergie-Anlagen, KWK-Anlagen und Laufwasserkraftwerken großflächig mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und einem Zeithorizont von 36 Stunden voraus. Es enthält nicht nur die im IIS-Prognosedienst integrierten Basisfunktionen, sondern auch eine direkte Anbindung an die VIVAVIS-Leitwarte des Verteilnetzbetreibers und Prognosen für den Stromverbrauch. In Abbildung 16 ist das System schematisch dargestellt. In den nachfolgenden Abschnitten wird das Prognosesystem beispielhaft anhand von PV-Anlagen erläutert.

Die Methodik hinter genauen Einspeiseprognosen

Neuronale Netze benötigen eine Vielzahl von Daten, um Prognosen zu erstellen. Wetterdienste stellen historische Wetterdaten in mindestens viertelstündlicher Auflösung zur Verfügung. Ertragsdaten von PV-Anlagen liegen idealerweise ebenfalls in einer

zeitlichen Auflösung von mindestens 15 Minuten für eine Vielzahl von Anlagen im zu prognostizierenden Netzgebiet vor. Solche Daten kommen meistens von PV-Großanlagen.

PV-Anlagen mit installierten Gesamtleistungen weit kleiner als 100kW stellen dagegen in der Regel den Großteil der Anlagen in einem Ortsnetz. Hierzu zählen insbesondere Aufdachanlagen auf Wohngebäuden und Carports oder PV-Anlagen, die in die Fassaden von Bürogebäuden integriert sind. Erfahrungsgemäß stehen für solche Anlagen kaum historischen Zeitreihen zur Verfügung. Für die Prognose dieser Anlagen ist daher eine geschickte Hochrechnung auf Basis vorhandener Prognosen von PV-Großanlagen in der unmittelbaren Umgebung hilfreich.

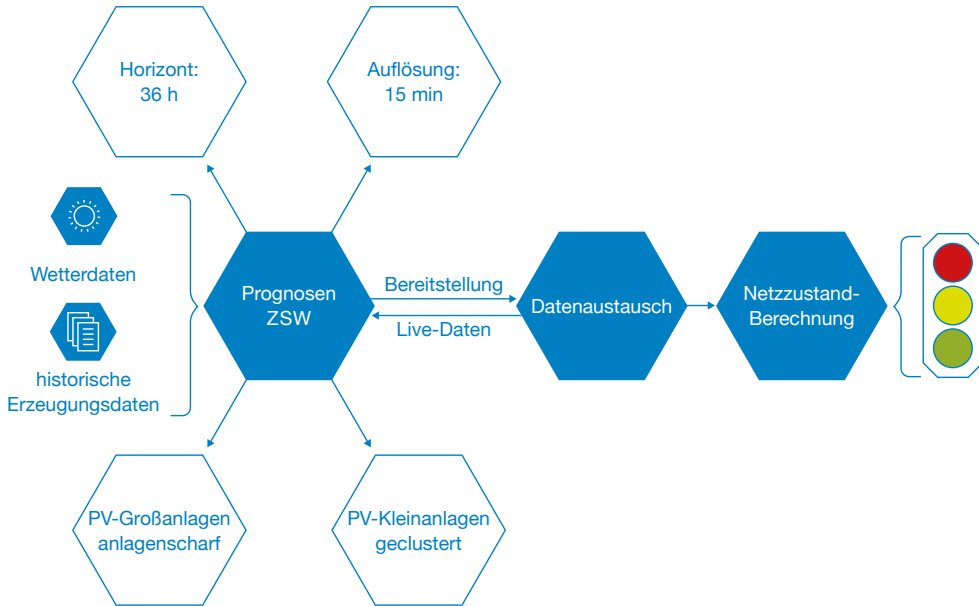
Um die Daten der Großanlagen im maschinellen Lernprozess zu nutzen und für eine akkurate Hochrechnung der Kleinanlagen ist eine hohe Verfügbarkeit von Metadaten notwendig. Hierzu gehören insbesondere die installierte Gesamtleistung der Anlagen und deren Geokoordinaten sowie gegebenenfalls Informationen zur Abregelung, Ausrichtung und Neigung. Viele dieser Informationen können auch durch die Auswertung von Satellitenaufnahmen, wie sie zum Beispiel bei vielen Kartendiensten im Internet veröffentlicht werden, generiert werden. Wichtig ist hier zu erwähnen, dass keinerlei personenbezogene Daten für die Prognose von PV-Anlagen verwendet, gespeichert oder verarbeitet werden. Der Standort einer PV-Anlage ist lediglich für die Zuordnung zu einer bestimmten Ortsnetzstation relevant, an der viele kleine PV-Anlagen für eine Hochrechnung gebündelt und gewichtet werden.

Um die gesammelten Daten weiterverarbeiten zu können, müssen sie erst aufwändig vorverarbeitet und bereinigt werden. Was einfach klingt, benötigt trotz Automatisierung einige Zeit, birgt Fehler bei der Analyse und reduziert den vorhandenen Datensatz, wie in der Abbildung 17 symbolisch als Trichter dargestellt ist. Durch eine akribische Aufarbeitung, die geschickte Zuordnung von PV-Anlagen zu Ortsnetzstationen in der unmittelbaren Umgebung und eine sinnvolle Clusterung lässt sich aus den gefilterten Daten jedoch ein aussagekräftiger Datensatz generieren, der für die Belernung eines Prognosesystems mit neuronalen Netzen bestens geeignet ist.

Laufende Aktualisierung

Nach dem Prozess des maschinellen Lernens ist es möglich, Ertragsprognosen für einzelne PV-Großanlagen, PV-Anlagen ganzer Stadtgebiete oder Verteilnetze auf Basis der aktuellen Wettervorhersagen zu generieren. Die Prognosen werden laufend aktualisiert und für gewöhnlich immer genauer, je näher sie an den Vorhersagezeitpunkt heranreichen. Über eine hochautomatisierte, flexible, verschlüsselte und abgesicherte Kommunikationsinfrastruktur werden die Prognosedaten dann übermittelt. Mit diesen Informationen können beispielsweise vorausschauende Berechnungen des Netzzustands durchgeführt werden: Engpässe können erkannt werden, lange bevor sie entstehen und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden.

Abbildung 16:
Die Prognosen werden dem Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt und in die Leitwarte importiert, wo eine Netzzustandsberechnung stattfindet.



Lastprognosen

Neben der Prognose der Energieerzeugung aus Sonne, Wind und Wasser ist die Prognose der Netzlastabgabe an die Kunden notwendig, um die Lastflüsse im Netz vorhersagen zu können. Die Vorhersage der Netzlast ist auf Basis historischer Daten von Umspannwerken, Ortsnetzstationen, den anonymisierten jährlichen Verbrauchsdaten der Kunden und den lokalen Einspeiseprognosen von PV-Anlagen zur Modellierung des Eigenverbrauchs möglich. Mit Hilfe maschinellen Lernens kann damit auch für die Netzlast eine Prognose erstellt werden, die etwa einen geringeren Energiebedarf an Feiertagen oder zur Urlaubszeit berücksichtigt.

Das Verhalten von Prosumern mit PV-Anlagen mit hohem Eigenverbrauchsanteil, Batteriespeichern, lokalen Wärmepumpen oder Elektromobilität kann mit einem Set von neuen Prosumer-Profilen gut abgebildet werden und in die Prognosen einfließen. Dieses Set beinhaltet Profile, die das Verhalten abhängig von Typtagen, Sonneneinstrahlung, mittlerer Außentemperatur und dem Vorhandensein von PV-Anlagen, Speichern oder E-Autos unterscheiden. Im statischen Mittel ist die Nutzung von E-Autos und deren Ankunftszeiten zu Hause gut bekannt. Somit lässt sich auch der Ladebedarf abschätzen. Ebenso kann der Wärmebedarf abhängig vom Wetter in die Lastprognose eingearbeitet werden. Der Spielraum für das Verhalten eines Prosumers mit PV-Anlage, der seinen Eigenverbrauch mit oder ohne Batteriespeicher optimiert, ist im statischen Mittel relativ klein.

In der Demonstrationszelle Schwäbisch Hall wird das Prognosesystem GridSage erfolgreich eingesetzt. Die Installation von Messsystemen ist dabei für Netzzustandsprognosen und die Vermarktung von Solarstrom nicht in jedem Haushalt notwendig.

Zur Teilnahme an Märkten mit flexiblen Tarifen hingegen benötigen Prosumer Informationen, die über intelligente Messsysteme bereitgestellt werden können. Unregelmäßige Ereignisse wie kurz- und mittelfristige Lastminderung, wie zum Beispiel durch Ausfälle oder kurzfristig anberaumte Wartungsarbeiten bei Großverbrauchern, lassen sich schwer vorhersagen und können Prognosen verfälschen. Daher ist es hilfreich, wichtige Ortsnetzstationen und gegebenenfalls einzelne kritische Netzknoten als Stützpunkte mit **intelligenten Messsystemen** auszustatten, um so den Ist-Zustand des **Netzes** besser zu überwachen.

► Seiten 194, 196 & 200

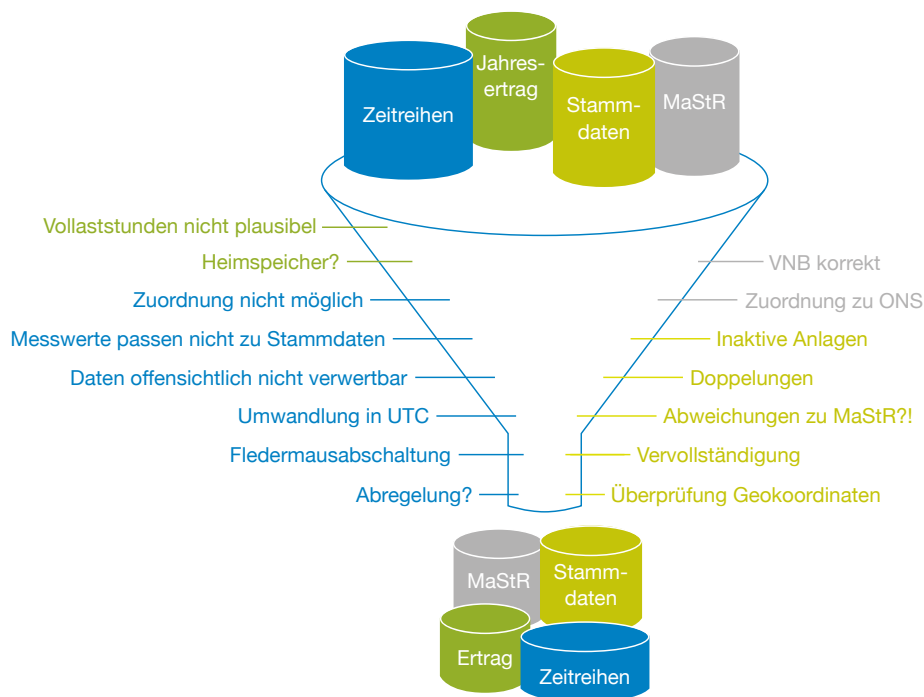


Abbildung 17: Datenanalyse und relevanter Kriterien. (MaStR = Marktstammdatenregister, ONS = Ortsnetzstation, UTC = koordinierte Weltzeit, VNB = Verteilnetzbetreiber).

Wie verlässlich sind Prognosen?

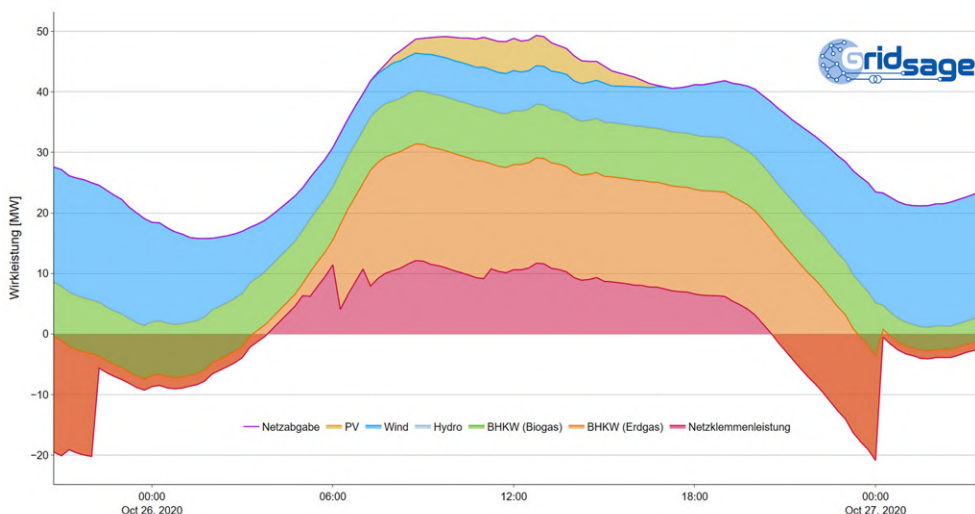
Keine Prognose ist exakt. Im Falle von PV-Prognosen kann zum Beispiel über die Stunden mit Tageslicht mit einem mittleren Fehler zwischen neun und zwölf Prozent gerechnet werden. Je weiter der Vorhersagezeitpunkt in der Zukunft liegt, desto geringer wird natürlich die Prognosegüte – man kennt das aus der Wettervorhersage. Kann der Prognoseersteller hingegen Live-Daten von großen PV-Anlagen oder von intelligenten Messsystemen verwenden, lassen sich die Prognosefehler in den ersten Stunden des Prognosehorizonts nochmals um ein bis zwei Prozent senken.

Prognosen sind auch unter diesem Gesichtspunkt keine unmittelbare Handlungsaufforderung für Netzbetreiber, sondern ein mächtiges Hilfsmittel. Das IIS schafft die Datengrundlage, die Kommunikationsinfrastruktur und die Basisdienste, damit Prognosen erstellt und dorthin geliefert werden können, wo sie gebraucht werden. Zwar stecken in hochaufgelösten Prognosen viele relevante Informationen, und sie tragen

maßgeblich zur Systemstabilität bei, am Ende muss aber der Mensch selbst die Entscheidungen auf Basis der aktuellen Prognose treffen.

Hochaufgelöste Erzeugungs- und Lastprognosen bieten außerdem einen volkswirtschaftlichen Mehrwert. Können die vorhandenen Stromnetze auf Basis genauer Prognosen optimal ausgelastet werden, reduziert sich an vielen Stellen die Notwendigkeit eines kostspieligen Netzausbaus, der letztlich von den Bürgerinnen und Bürgern finanziell mitgetragen wird.

Abbildung 18: Prognose der Summe von Einspeisung, Netzabgabe an Kunden und resultierende Netzklemmenleistung zum überlagerten Netzbetreiber für die Stadtwerke Schwäbisch Hall durch das ZSW-Prognosetool GridSage.



Fazit: Die Digitalisierung ermöglicht die Energiewende

Die Digitalisierung des Energiesystems macht eine zukünftige stabile und zuverlässige Stromversorgung und die gesamte Energiewende erst möglich. Nur wenn alle Akteure des zukünftig viel kleinteiligeren Energiemarktes digital vernetzt sind und in die Lage versetzt werden, Daten auszutauschen und im Energiesystem aktiv „mitzuspielen“, kann die Energiewende funktionieren und auf ein stabiles Fundament gestellt werden. Die für dieses Zusammenspiel notwendigen Komponenten, Systeme und Dienste wurden in C/sells unter dem Begriff Infrastruktur-Informationssystem entwickelt, erprobt und ausgewertet. Das IIS schafft die gemeinsame infrastrukturelle Basis sowohl für intelligente Netze und Märkte.

► Zum Weiterlesen:



Stadtwerke Schwäbisch Hall



Vom analogen zum digitalen Netz

In Schwäbisch Hall steht eine der größten und modernsten Verbundleitwarten Deutschlands. Diese wurde als erste Verbundleitwarte gemäß Certified Grid Control ausgezeichnet, sowie nach ISO 27001 zertifiziert.

Unter dem Label ASCARI werden unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen die Netze und Anlagen der Mandanten überwacht und geführt. Derzeit erfolgt die Dienstleistung für 21 Kunden in ganz Deutschland. 600.000 Einwohner vertrauen auf die Versorgungssicherheit durch die Stadtwerke Schwäbisch Hall.

Durch die modulare Struktur der Dienstleistung kann jeder Partner das für sein Unternehmen passende Modul wählen.

Zwölf Dispatcher sind im Dreischichtbetrieb für das Management der Netze zuständig, das Backoffice stellt die Verfügbarkeit der Systeme und der Infrastruktur der Verbundleitwarte sicher.

Im Rahmen des Dienstleistungsangebotes wird unter anderem auch die teilautomatisierte Kaskade für die Mandanten umgesetzt. Schwäbisch Hall wurde als erster Netzbetreiber der Ebene Zwei an den vorgelagerten Netzbetreiber in Baden-Württemberg über Satellit angeschlossen. Über ASBW werden alle netzrelevanten Daten ausgetauscht.

Die Online-Netzsicherheitsrechnung für alle Stromnetze werden im Rahmen vom Grid-Stabilitätsmanagement durchgeführt. Die im Rahmen von C/sells entwickelten Netzsicherheitsrechnungen für die Mittel- und Niederspannungsnetze mit Last- und Einspeiseprognosen über einen Zeitraum von 36 Stunden sind Basis für die zukünftigen Prozesse im Rahmen von Redispatch 2.0.

Auch die zukünftigen Prozesse für Planwert- und Prognosemodell für die technischen Ressourcen sind bereits im System integriert, die Schnittstellen zu Abrechnungssystemen, zu den Einsatzverantwortlichen, sowie den Plattformen von DA/RE und connect+ sind derzeit in Arbeit. Die Fertigstellung ist für Ende 2020 geplant.

Querschnitt: Vielfalt braucht Standards

► Seite 33

Mit den Erneuerbaren Energien sind Chancen zur vielfältigen Partizipation an der Energiewende verbunden. **Eigene Gestaltung** sowie lokale und regionale Wertschöpfung werden möglich. Unverzichtbar ist auch die integrierte Betrachtung von Energieflüssen der Sektoren Strom, Wärme, Gas und Mobilität. Dadurch wird das Energiesystem komplex und vielfältig. Die Gesellschaft braucht Mittel zur Beherrschung dieser Komplexität. Die Kurzformel dafür ist „Plug & Play“ für dezentrale Akteure. Hierfür sind Autonomie und Flexibilität, Interoperabilität und gemeinsame Regeln im zellulären System, Digitalisierung sowie Informationssicherheit nötig.

Die entstehende Vielfalt kann nur dann massenfähig und wirtschaftlich betrieben werden, wenn für grundlegende gemeinsame Abläufe gewisse Verabredungen getroffen werden. Informationen müssen in einer gemeinsamen Sprache und nach einem vereinbarten Ablauf ausgetauscht werden. Schnittstellen zwischen beliebigen Zellen müssen sicher sein. C/sells hat für das Zusammenspiel zwischen Zellen ein gemeinsames Systemmodell sowie ein Flexibilitätsmodell spezifiziert. Auf dieser Basis entstand eine Sprache zur Beschreibung von Flexibilität an Zellgrenzen. Wichtige Grundlagen sind das C/sells-Glossar sowie das sogenannte C/sells-Kochbuch. Hier haben Wissenschaftler zusammen mit Praxispartnern gemeinsam eine **Anleitung** verfasst, um Anwendungsfälle standardisiert zu beschreiben. Dies sichert dasselbe Verständnis der Projektpartner im Gesamtsystem trotz der Vielfalt der autonom gestalteten Zellen. Als Gerüst für eine standardisierte Beschreibung von Use Cases hat sich zu einem gewissen Grad auch das sogenannte Smart Grid Architecture Model bewährt

In C/sells arbeiten die Partner in themenübergreifenden Gremien zusammen, um die branchenweite Standardisierung voranzutreiben. So entstanden Vorschläge für ein Flexibilitätsmodell, für die Kategorisierung möglicher Flexibilitätsmechanismen, für Flexibilitätsnachrichten und für deren sichere Übertragung.

Flexibilitätsnachrichten lassen sich mit diesen Vorschlägen und der **digitalen Infrastruktur** – dem IIS – massenfähig und sicher übertragen. Hierzu spezifizier-

► Seite 40



ten Projektpartner in C/sells die Nutzung eines sicheren Weges über das intelligente Messsystem, den **CLS-Kanal**. Dabei wird ein standardisierter Infrastrukturdienst für Energiemarktteilnehmer in Anspruch genommen. ▶ Seite 142

Ebenso entstand in der Zusammenarbeit eine Musterlösung zur Kommunikation von Flexibilitätsnachrichten über einen sicheren Kanal. Diese Musterlösung wird über die Standardisierungsgremien von **DKE und DIN** verbreitet und als SINTEG-Blaupause vorgeschlagen. Dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) **empfiehlt C/sells**, dass regulatorisch vorrangig Anforderungen gestellt, aber die technische Spezifikation von Modellen und Kommunikationsprofilen dem Markt überlassen wird, um die gesellschaftliche Innovationskraft zu nutzen. ▶ Seite 123



Organisation im Netz der Zukunft

Die Energiewende stellt Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die durch die Dezentralisierung verlagerte Energieeinspeisung bewegt sich mehr und mehr vom zentralen Erzeuger an der Hochspannungsebene hin zu vielen kleinen Stromerzeugern auf der Nieder- bis Mittelspannungsebene. Aus dieser Dezentralisierung ergibt sich vor allem eine neue Koordinationsherausforderung für die Netzbetreiber über die jeweiligen Spannungsebenen hinweg. C/sells zeigt im folgenden Kapitel Lösungsoptionen hinsichtlich der vier Felder: Informationsaustausch, Rollendefinition, Prozesse sowie Automatisierung und verdeutlicht diese anhand von praxisnahen Beispielen aus den Demonstrationszellen.

Die Herausforderung

Die Energiewende stellt insbesondere die Stromnetze vor neue Herausforderungen. Im deutschen Kraftwerkspark gibt es immer mehr Wind- und Solaranlagen, aber deren Erzeugung schwankt im Zeitablauf stark. Um dennoch auch zukünftig die sichere sowie zuverlässige Stromversorgung weiterhin zu gewährleisten, arbeiten die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber an gemeinsamen Lösungen. Dabei gilt stets die Prämisse, ein Maximum an erneuerbaren Energien in das Netz zu integrieren.

In Baden-Württemberg, Bayern und Hessen waren 2018 insgesamt bereits 31 GW Leistung an erneuerbare Energien (EE) installiert. In Teilen Deutschlands entstehen Leitungsengpässe – eine hohe Stromproduktion aus EE-Anlagen droht die Netze zu überlasten.

Zur Behebung von Leitungsengpässen steht den Netzbetreibern ein in der Rangfolge abgestufter Maßnahmenkatalog zur Verfügung. Führen netzbezogene Maßnahmen nicht zum Erfolg, so wird im Rahmen von marktbezogenen Maßnahmen die Kraftwerksleistung von konventionellen Kraftwerken angepasst. Dieser Vorgang wird als Redispatch bezeichnet.

Reicht die benötigte Leistung nicht aus, oder können keine konventionellen Kraftwerke heruntergefahren werden, müssen letztlich EE-Anlagen trotz Einspeisevorrang im Rahmen einer sog. Anpassungsmaßnahme abgeregelt werden. Diesen Vorgang nennt man Einspeisemanagement. Im Jahr 2018 entstanden dadurch zusätzliche Kosten in Höhe von 635 Millionen Euro, welche die Verbraucher über den Strompreis bezahlten. Da die Anzahl der Großkraftwerke weiter sinken, gleichzeitig aber der volatile Anteil dezentraler Erzeuger weiter steigen wird, ist zukünftig mit noch höheren Zusatzkosten zu rechnen.

EE-Anlagen im Verteilnetz mit einer installierten Leistung größer 100kW können die Netzbetreiber in der Regel über vier Stufen (0/30/60/100 Prozent), sehr große Anlagen auch stufenlos steuern. Der weitaus größte Anteil der EE-Anlagen kleiner 100kW besitzt jedoch keine Steuermöglichkeit und ist damit durch den Netzbetreiber nicht schaltbar.

Die heutigen Verteilnetze sind für den Energietransport von einem zentralen Kraftwerk zu den Stromverbrauchern konzipiert. Für diesen Modus sind die aktuellen Daten über die Spannungen oder Lastflüsse nicht erforderlich. Mit der Zunahme dezentraler Erzeuger wird es jedoch wichtig, schnell und verlässlich an solche Daten zu kommen. Einerseits helfen diese Daten den Netzführungingenieuren, das Stromnetz sicher zu führen, indem sie notfalls Erzeugungsanlagen vom Netz nehmen, andererseits können die Netzführer Prognosen über die Lastverteilung erstellen, um drohenden Engpässen vorbeugend entgegenzuwirken.

Was ist eine Abstimmungskaskade?

Die Kommunikation zwischen den einzelnen Netzbetreibern über die Spannungsebenen hinweg wird immer wichtiger. Um die Systemstabilität sicher zu stellen und Netzepässe zu beheben gibt es die Abstimmungskaskade, welche die Zusammenarbeit zwischen den Übertragungs- und den Verteilnetzbetreibern bis hin zu dem Betrieb einzelner Anlagen koordiniert. Die Abstimmungskaskade wird auch häufig als Abstimmungsprozess bezeichnet.

Was bedeuten die Paragraphen 13 (1) und 13 (2) EnWG?

Zur Beseitigung einer Störung oder einer Gefährdung der Versorgungssicherheit werden netz- oder marktbezogene Maßnahmen wie beispielsweise Redispatch ergriffen (Paragraph 13 (1) Energiewirtschaftsgesetz, EnWG). Reichen diese Maßnahmen nicht aus, so müssen weitergehende Maßnahmen ergriffen werden, um die Gefährdung oder Störung der Systemsicherheit zu vermeiden oder zu beseitigen. Netzbetreiber sind dann berechtigt und verpflichtet Stromeinspeisung (regenerativ und konventionell), Stromabnahme und Stromtransite anzupassen (Paragraph 13 (2) EnWG).

Vor diesem Hintergrund stellen sich dem Netzbetreiber drei wichtige Herausforderungen bei der Integration von EE-Anlagen. Zum einen muss er die Kosten für Redispatch- beziehungsweise Einspeisemanagement-Maßnahmen reduzieren, zum Beispiel mittels eines neuen Marktprozesses. Zudem müssen Anlagenbetreiber kleinerer Anlagen zur Nachrüstung von Steuermöglichkeiten verpflichtet werden, so dass die Netzbetreiber alle am Niederspannungsnetz angeschlossenen Anlagen auch sicher steuern können. Darüber hinaus müssen sie Informationen über das gesamte Netz erheben, um Kenntnis über den Leistungsfluss und damit über den Gesamtzustand des Netzes zu erlangen. Hierzu müssen alle Beteiligten, insbesondere die Netzbetreiber über alle Spannungsebenen hinweg zusammenarbeiten.

Die Energiewende ist eine Gemeinschaftsaufgabe aller Menschen. Die heutige Integration von EE-Anlagen stellt die Akteure im Energiemarkt vor drei große Herausforderungen

- Steigerung der Kosteneffizienz durch Automatisierung, Rollen- und Prozessanpassung
- Vernetzung aller Akteure durch digitalen Informations- und Datenaustausch in Echtzeit
- Aktive Einbindung der Prosumer durch die Steuerbarkeit in Märkte und Netze

Die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) hat mit der Einbeziehung von allen steuerbaren EE-Erzeugern in das Redispatch-Regime und der Streichung der Entschädigungspflicht für EE-Anlagen beim Einspeisemanagement zwei wesentliche Trigger zur Kostensenkung ab 1. Oktober 2021 gesetzt. Durch die Verlagerung eines Großteils der EE-Erzeugung in das Redispatch-Potenzial und der Forderung nach kostenoptimierter Deckung des Redispatchbedarfs sind damit geringere Redispatch-Kosten zu erwarten.

Auch bezüglich der Steuerbarkeit von Anlagen wurden mit dem Messstellenbetriebsgesetz wichtige Impulse gesetzt. So sollen mit der Einführung der intelligenten Messsysteme Erzeuger größer sieben kW und Verbraucher größer

6.000 kWh/Jahr steuerbar gemacht werden, so dass genügend Steuerpotenzial sowohl für marktbezogene Maßnahmen (Paragraph 13 (1) EnWG), als auch für Notfallmaßnahmen im Rahmen der Abstimmungskaskade (Paragraph 13 (2) EnWG) zur Verfügung steht.

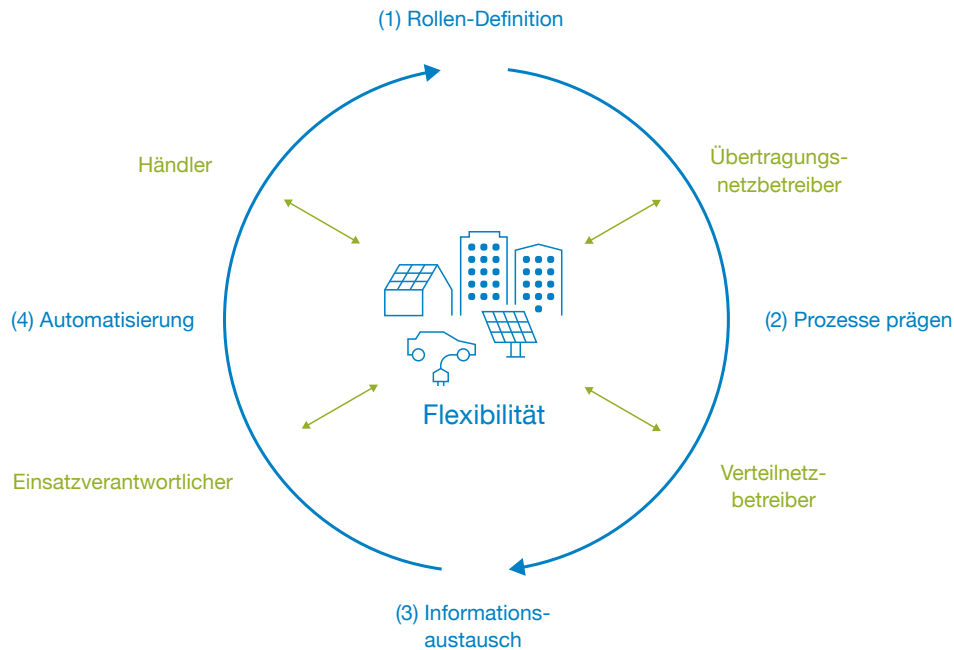


Abbildung 19:
Lösungsansätze
zur Integration von
EE-Anlagen in ein
zelluläres System
der Zukunft

Ziel ist der sichere und zuverlässige Betrieb des Gesamtsystems bei zunehmender dezentraler Erzeugung, aber auch im Hinblick auf die ebenfalls bevorstehende Integration der Elektromobilität (Abbildung 19). Die Netzbetreiber haben hierzu folgende Lösungsansätze identifiziert:

- Konzepte zur Verteilung und Anpassung der Verantwortlichkeiten entwickeln.
- Prozesse ableiten, um Subsysteme (zum Beispiel Zelle, Netzgebiet) zu koordinieren und deren Schnittstellen in die Prozesse zu integrieren.
- Den Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern, aber auch zwischen Anlagen, Markt und Netz sicherstellen. Dazu müssen Daten erhoben und ausgetauscht werden.
- (Teil-) automatisierte Prozesse für die vorangegangenen drei Ziele etablieren, um die Vielzahl der Anlagen zu bewältigen und damit auch schneller agieren zu können.

Rollenverständnis im zellulären System

Zur Gewährleistung des sicheren Netz- und Systembetriebs erbringen die Netzbetreiber schon heute gemäß ihrer jeweiligen Verantwortung sogenannte **Systemdienstleistungen** (SDL). Im Einzelnen werden die vier folgenden SDL unterschieden

- Frequenzhaltung: Ständiger Ausgleich der Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Regelenergie.
- Spannungshaltung: Einhaltung zulässiger Spannungsgrenzen, zum Beispiel durch Blindleistungsbereitstellung.
- Betriebsführung: Vermeidung kritischer Netzbelastungen oder -zustände, Verarbeitung und Austausch von Daten – auch als „Netzführung“ bezeichnet.
- Versorgungswiederaufbau: Wiederversorgung nach einer großflächigen Störung und/oder Schwarzfall, also einem Stromausfall in einem Versorgungsgebiet.

Frequenzhaltung

Jedes Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch führt zu einer Abweichung von der Netznennfrequenz von 50 Hertz. Deshalb müssen Abweichungen nach oben beziehungsweise unten schnellstmöglich ausgeglichen werden.

Im zellulären Ansatz sind die Zuständigkeiten gemäß Tabelle 2 geregelt. Die Wahrung der Systembilanz zur Frequenzhaltung obliegt alleinig dem Übertragungsnetzbetreiber. Hierzu wird die sogenannte Regelleistung genutzt. Der Verteilnetzbetreiber in seiner Rolle als Netzanschlussgebender wirkt im Rahmen der Präqualifikationsphase von Anlagen zur Regelleistungserbringung mit, indem er diesen nach absolvierten Tests eine Netzanschlussbescheinigung ausstellt. Im Rahmen von C/sells werden in der Zelle Baden-Württemberg die Präqualifikationsbedingungen von Kleinstanlagen sowie das Monitoring der Regelleistungserbringung geprüft.

Spannungshaltung

Jeder Netzanschlussnehmer hat aufgrund seines elektrischen Verhaltens eine direkte Auswirkung auf das Stromnetz. Eine betriebliche Kenngröße für das Netz ist dabei die Spannung. Die Spannungshaltung in einem Netzgebiet liegt in der Verantwortung des jeweiligen Netzbetreibers. Dabei regeln aktuell unter anderem Netzverträge zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern. Beispiele im Rahmen der kooperativen Spannungshaltung wurden im Projekt C/sells in den Zellen **Kassel, München und Baden-Württemberg** erarbeitet.

► Seite 206 ff.

Versorgungswiederaufbau

Zum Versorgungswiederaufbau nach einer großflächigen Störung bedarf es einer engen Zusammenarbeit der einzelnen Netzbetreiber. Wenngleich jeder VNB für den Wiederaufbau seines Verantwortungsbereichs zuständig ist, agiert der ÜNB für seine Anschluss-VNB als Gesamtkoordinator. Die VNB stellen hierbei im Rahmen des Versorgungswiederaufbaus definierte Lasten und steuerbare Einspeisungen an den Übergabeknoten zur Verfügung. C/sells beleuchtet lokale Netzstörungen und daraus mögliche, resultierende temporäre Inselnetzbildungen inklusive deren Betrieb, wie zum Beispiel in der **Zelle Offenburg** oder dem HiL-Labor der Universität Stuttgart. Im Rahmen der **Autonomiezone Leimen** wurde ein Inselnetzbetrieb über eine Prioritätensteuerung demonstriert, dezidiert durch den Netzbetreiber über ein intelligentes Messsystem (iMsys) gesteuert und wieder an das Netz zurückgeführt.

► Seite 172

► Seite 142

	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung
ÜNB	x	x	x	x
VNB		x°	x	x*

Tabelle 1: Rollen- und Aufgabenverteilung zwischen Verteilnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

x* = Koordination durch den ÜNB

x° = Blindleistungsbezug aus dem vorgelagerten Netz

Betriebsführung

Im Rahmen der Netzführung sind die Netzbetreiber jeweils für ihr eigenes Netz verantwortlich. Hierzu gehören Netzzustandsanalysen und Handlungen, die hieraus abgeleitet werden. Nichtsdestotrotz ist ein informatorischer Austausch zwischen den Netzbetreibern notwendig. Dies kann zum einen eine abgestimmte Ausschalt- und Betriebsplanung sein, als auch die gegenseitige Information über Flexibilitätspotenziale und die entsprechenden Netzzustände. Ein kontinuierlicher Informationsaustausch findet in der Zelle Baden-Württemberg zwischen TransnetBW, Netze BW und **Stadwerke Schwäbisch Hall** statt.

► Seite 210

Für eine sichere Energieversorgung ist der Netzbetreiber verantwortlich. In der Hierarchie der Netzbetreiber sind die Aufgaben und Zuständigkeiten auch in einer dezentralen Erzeugungslandschaft klar geregelt. So ist zum Beispiel der Übertragungsnetzbetreiber für die Frequenzhaltung von 50 Hertz zuständig. Für die Spannung sind alle Netzbetreiber gleichermaßen verantwortlich.

Die Integration von vielen Kleinanlagen hat Auswirkungen auf die Zusammenarbeit:

- Die für die Frequenzhaltung zu erbringende Regelleistung kann in der Niederspannung zunehmend mittels dezentraler Anlagen (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) abgerufen werden.
- Die Einhaltung der Versorgungsspannung muss großflächig erfasst und gesteuert werden.
- Nach einem Stromausfall können isolierte Netzeinseln kleinflächig hochgefahren werden.

In allen Fällen ist ein intensiver und klar geregelter Informations- und Datenaustausch über alle Rollen und Beteiligte Voraussetzung für die einwandfreie Durchführung.

Mit C/sells wurden verschiedene Szenarien ausführlich erprobt und erfolgreich demonstriert.



„Alles im grünen Bereich. Mit der Stromampel sehe ich auf einen Blick den Zustand jeden Teil des Netzes. Wenn eine der Ampeln auf Gelb springt, droht Überlast. Dann muss ich Flexibilität von Verbrauchern zukaufen, die bereit sind, Anlagen abzuschalten. Springt die Ampel auf Rot, was fast nie vorkommt, darf ich auch mal Solaranlagen oder Ladestationen kurzzeitig herunterregeln, um das Netz stabil zu halten.“

Prozessverständnis im zellulären System

Durch ein klar ausgeprägtes Rollenverständnis sind die Verantwortlichkeiten und Aufgaben der Netzbetreiber geklärt. Doch in welchem regulatorischen Umfeld kann ein Netzbetreiber seine Aufgaben ausüben und welche Werkzeuge stehen ihm hierfür zur Verfügung? Im Rahmen der Organisation intelligenter Netze ist genau dieses Zusammenspiel, die Pflichten und Aufgaben der Netzbetreiber untereinander, mit den Marktakteuren zu koordinieren und in Abhängigkeit des Netzzustandes zu regeln. Die Darstellung des Netzzustandes beruht dabei auf einem Ampelsystem. Steht die Ampel auf Grün, kann der Markt frei agieren. Steht sie auf Gelb, Rot oder Blau/Schwarz kommt es zu Einschränkungen und die Netzbetreiber müssen in das Netz eingreifen. Diese gesamthafte Koordinierung der Netzbetreiber untereinander wird als Abstimmungskaskade beziehungsweise prozess bezeichnet. Sie zu entwickeln und zu demonstrieren ist ein wesentlicher Schwerpunkt im C/sells-Projekt.

Information		Abstimmungsprozess	Maßnahmen
		– Normalzustand – Paragraph 13 Abs. 1 Ziff. 1 netzbezogene Maßnahmen	
AR 4141-1		– gefährdeter Zustand – Paragraph 13 Abs. 1 Ziff. 2 marktbezogene Maßnahmen – Paragraph 13 Abs. 1 Ziff. 3 zusätzliche Reserven	AR 4141-1
Informatorische Kaskade nach AR 4140 (4.2/4.3)		– Notzustand – Regeln/Steuerung gemäß Paragraph 13 Abs. 2 EnWG (Kaskadensteuerung)	Informatorische Kaskade nach AR 4140 (4.2/4.3)
		– Netzwiederaufbau-Zustand	
		– Blackout-Zustand	

Abbildung 20:
Abstimmungsprozess im intelligenten Netz anhand des BDEW-Ampelmodells

In Deutschland bilden die Paragraphen 11 ff. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Grundlage für die Aufgaben der Netzbetreiber. Insbesondere Paragraph 13 EnWG konkretisiert die Aufgaben und Befugnisse, die sich für Übertragungsnetzbetreiber aufgrund ihrer Systemverantwortung ergeben (Abbildung 20). Über Paragraph 14 ff. EnWG wird die Systemverantwortung auf den jeweiligen Verteilnetzbetreiber in Bezug auf sein Verteilnetz ausgeweitet. Zusätzlich verpflichtet es ihn zur Umsetzung der vom Übertragungsnetzbetreiber angeforderten Maßnahmen. Unter Paragraph 13 Abs. 1 EnWG ist der „Werkzeugkoffer“ zur Beseitigung einer gefährdeten Netzsituation, zum Beispiel eines Netzenspasses, zusammengefasst. Die ersten Handlungsmaßnahmen sind nach Paragraph 13 Abs. 1 Ziff. 1 EnWG netzbezogene Maßnahmen, zum Beispiel Topologieänderungen, Anpassung von Leistungsflussreglern oder Nutzung vorhandener Kompensationsanlagen. Kann mit Hilfe dieser Maßnahmen die Störung nicht behoben werden, liegt eine gelbe Ampelphase vor. Im Zuge dessen führt der Netzbetreiber je nach Art der Störung marktbezogene Maßnahmen, zum Beispiel Redispatch, gemäß Paragraph 13 Abs. 1 Ziff. 2 EnWG durch. Mit der weiteren Abschaltung von Großkraftwerken verlagert sich die Erbringung von Regelleistung zunehmend auf dezentrale Flexibilität und damit in die Verteilnetze.

Im Rahmen von C/sells liegt der Fokus auf der Nutzung von am Markt angebotener Flexibilität aus den Zellen. Deren Allokation und Koordinierung erfolgt über eine Markt-Plattform, welche es perspektivisch erlaubt, derartige Flexibilität ereignisorientiert im Sinne des Paragraph 13 Abs. 1 Ziff. 2 EnWG abzurufen. So werden im Projekt dezentrale Anlagen – Erzeuger, Speicher und Lasten – für einen standardisierten Redispatchprozess verwendet, bei dem Zellen diese Flexibilität liefern. Sie setzen sich aus einer oder auch mehreren technischen Anlagen zusammen und besitzen die Möglichkeit



„Mit der Stromampel wird meine Arbeit viel übersichtlicher. Nicht nur die Anlagen in meinem eigenen Netz habe ich leichter im Griff, sondern ich kann auch meinen Kollegen aus anderen Leitwarten bei Problemen in deren Netz schnell helfen, ohne dass ich wie bisher zum Telefon greifen muss, um zu erfahren, welches Problem mein Kollege hat.“

zur flexiblen Anpassung der Leistungserbringung. Mit der Novellierung des EnWG (siehe NABEG 2.0) werden die C/sells-Ansätze regulatorisch in Teilen unterstützt, da nun grundsätzlich alle Erzeuger größer 100kW beziehungsweise durch den Netzbetreiber jederzeit steuerbaren Anlagen und Speicher in den regulären Prozess zu integrieren sind. Trotzdem fehlt bisher in der Gesetzgebung für die Gesamtbetrachtung einer Zelle aus C/sells, dass auch Lasten, also die Nutzerseite, system- und netzdienlich agieren können. Lasten spielen in der heutigen Regulierung in der Bereitstellung von Flexibilität nur eine untergeordnete Rolle. Eine detaillierte Beschreibung der gelben Ampelphase, des Umgangs mit Lasten und Anlagen außerhalb des NABEGs, sowie des Koordinationsmechanismus und Abrufs von Flexibilität mittels einer Plattform befindet sich im Kapitel FlexPlattformen.

Kann eine Störung mit Hilfe der Maßnahmen nach Paragraph 13 Abs. 1 EnWG nicht beseitigt werden, liegt ein kritischer Netzzustand – die rote Ampelphase – vor. In dieser Phase erfolgt eine direkte Anlagensteuerung über die Kaskade nach Paragraph 13 Abs. 2 EnWG durch den Anschlussnetzbetreiber. Sie dient als Notfallmaßnahme zur Abwehr beziehungsweise Beherrschung von kritischen Netzzuständen. Weitet sich dieser Prozess auf Anlagen außerhalb des eigenen Netzgebiets aus, wird er als operative Kaskade bezeichnet. Gemäß Anwendungsregel VDE-AR-N 4140 kommt diese operative Kaskade einzig in der roten Ampelphase (Paragraph 13 Abs. 2 EnWG, im Folgenden auch kurz als Paragraph 13(2) bezeichnet), zum Einsatz.

Netzbetreibern steht für die Absicherung der Stromversorgung ein definierter Werkzeugkoffer zur Verfügung. Dessen Inhalt ist durch aktuelle gesetzliche Rahmenbedingungen vorgegeben, aber zu begrenzt, um das gesamte Potenzial eines zellulären Energiesystems auszuschöpfen. Der ordnungspolitische Fokus liegt auf Eingriffsmöglichkeiten im Rahmen der Erzeugung, nicht aber eines flexibleren elektrischen Stromverbrauchs.

C/sells liefert eine ganzheitliche Vision für eine Prozessgestaltung unter Einbeziehung bisher unbeachteter Facetten und den Möglichkeiten der Flexibilitätsnutzung auf der Erzeuger- wie auch auf der Verbraucherseite.

Informations- und Datenaustausch im zellulären System

Durch die klare Rollen- und Aufgabenzuteilung über die Ampelphasen hinweg wird eine diskriminierungsfreie, gleichberechtigte und ungehinderte Entfaltung der Akteure in einem zellulären System ermöglicht (Abbildung 21). Diese basiert auf standardisierten sowie abgestimmten Kommunikationswegen, Datenprotokollen und Informationen zwischen Marktakteuren und dezentralen Anlagen mit intelligenter Messeinrichtung.

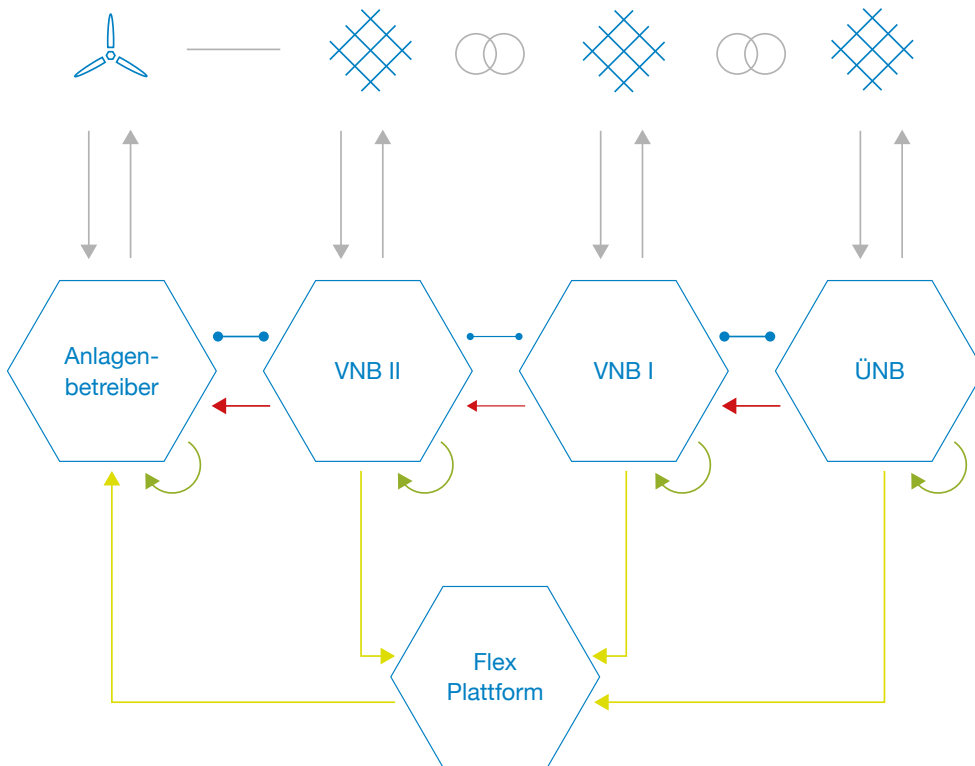


Abbildung 21:
Daten und Informationsaustausch

Legende

- Signale (Befehle, Messungen)
- Informationsaustausch
- netzbezogene Maßnahmen
- marktbezogene Maßnahmen
- Notfallmaßnahmen

Nur mit Hilfe von Standardisierung und klar definierten Prozessabläufen ist es möglich, die große Anzahl an dezentralen Anlagen im Verteilnetz für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen einzubinden. Das zelluläre System unterstützt dabei, die zunehmende Komplexität zu beherrschen, indem jede Zelle autonom und im Verbund mit den anderen Zellen handelt. So tauschen beispielsweise Netzbetreiber kontinuierlich Netzzustandsdaten zwischen den jeweiligen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern aus (siehe Abbildung 21, blau). Dies wird als informatorische Kaskade bezeichnet. Weiterhin werden Netzzustände in Zellen aggregiert, so dass sie gemäß der Netzzustandsampel erfasst und in den Leitsystemen der Netzbetreiber für die Abstimmung visualisiert werden. Durch den hohen Durchdringungsgrad der heutigen dezentralen Anlagen ist dafür eine planwertbasierte Netzzustandsanalyse beziehungsweise auch eine Leistungsflussberechnung in den Verteilnetzen inklusive der Niederspannungsebene notwendig. Dies stellt eine hohe Herausforderung speziell für jene Netzbetreiber dar, die bisher ohne diese Funktion auskamen.

► Seite 206

In C/sells werden mehrere Zellen beziehungsweise die Leitsysteme zwischen den Netzbetreibern gekoppelt, um in Demonstratoren kontinuierlich die Netzzustandsdaten auszutauschen. In **Baden-Württemberg** erfolgt dies zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW, dem Verteilnetzbetreiber Netze BW und dem regionalen Netzbetreiber Stadtwerke Schwäbisch Hall. In Schwäbisch Hall werden die Netzzustände bis in die Niederspannung prognostiziert und die Informationen aggregiert an die Leitstelle weitergegeben. In Bayern geschieht dies zwischen TenneT und Stadtwerke München, sowie in Hessen zwischen TenneT und Städtische Werke AG Kassel. Gemäß dem Rollen- und Prozessverständnis indiziert eine Ampel erstmals keine Handlung durch einen anderen Netzbetreiber, denn für Netzführungsaufgaben ist jeder Netzbetreiber selbst verantwortlich.

Gemessen an der perspektivisch zunehmenden Bedeutung von am Verteilnetz angeschlossenen dezentralen Anlagen (Erzeugung, Last), die eine Netzauswirkung haben, sowie flexibel gesteuert werden können, sollten Netzbetreiber nicht nur Informationen und Daten über das Netz, sondern auch über die Anlagen selbst austauschen. Dazu bedarf es eines Informationsaustauschs zwischen den Netz- und Anlagenbetreibern. Insbesondere für die Netzzustandsanalysen sind neben Echtzeitdaten auch Plandaten von großer Bedeutung. Einerseits können Echtzeitdaten direkt über Referenzanlagen mittels intelligentem Messsystem abgerufen werden.

Andererseits besteht schon heute ein Austausch von Plandaten hinsichtlich der Einsatzplanung von Anlagen am Markt. Im Hintergrund der Leitstellensysteme der ÜNB findet ein kontinuierlicher beziehungsweise zyklischer Datenaustausch auch auf europäischer Ebene statt. Mit diesen Daten prüfen die Netzbetreiber im Rahmen ihrer Prognoseprozesse, ob der Handel zu kritischen Netzsituationen führen kann.

In C/sells werden Informationen an der Schnittstelle zwischen den Netzbetreibern und den Anlagen, die frei am Markt agieren, über eine Flexplattform wie zum Beispiel der **comax** geroutet. Im Rahmen des IIS können Prognosen zur Bewer-

► Seite 103



Abbildung 22:
CLS-Steuerbox zur
Steuerung von An-
lagen am intelligen-
ten Messsystem

tung des zukünftigen Netzzustandes erzeugt werden. Insbesondere von kleineren Anlagen wird ein Versand von Plandaten, aufgrund ihrer Kleinteiligkeit, nicht realistisch sein. Entscheidungen können auf Basis von stochastischen Prognosen, gepaart mit historischen und echtzeitnahen Daten, gefällt werden. Beispiele in C/sells sind hier die Zelle **Dillenburg** sowie **Stadtwerke München** und **Schwäbisch Hall**.

► Seiten 194,
156 & 210

Die Energiewende schafft viele neue Möglichkeiten, sich an der elektrischen Energieversorgung der Zukunft zu beteiligen. Gleichzeitig schafft dies aber auch Herausforderungen wie beispielsweise die Handhabung der Kleinteiligkeit sowie die Volatilität der Erzeugung oder die Einbindung neuer Stakeholder.

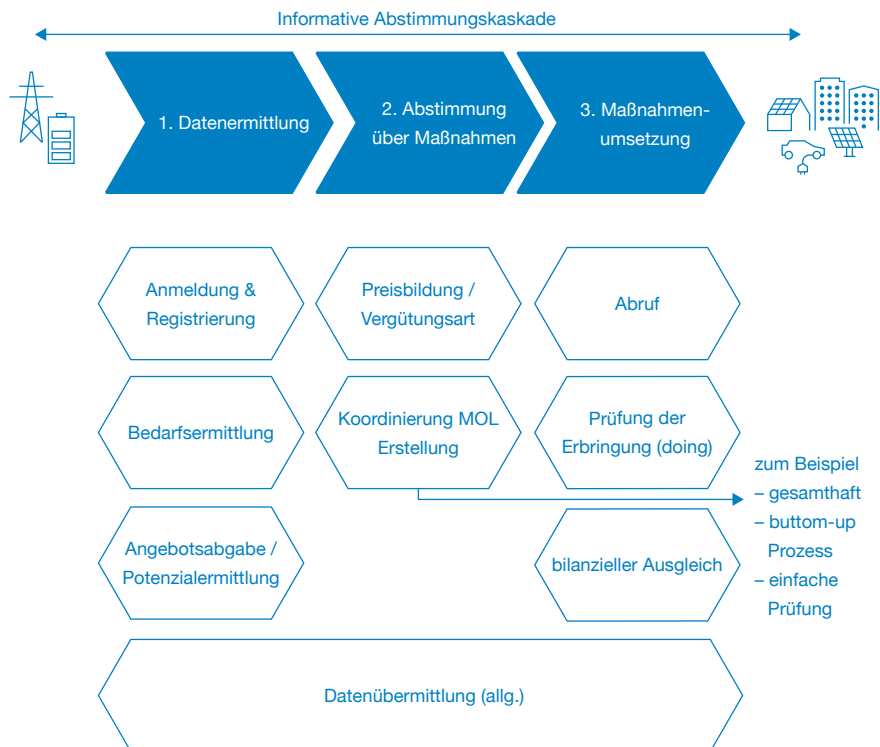
Damit sich alle Akteure diskriminierungsfrei, gleichberechtigt und ungehindert entfalten können, bedarf es bei gleichzeitiger Sicherstellung der System- und Versorgungssicherheit eines kontinuierlichen Informations- und Datenaustausches zwischen den verschiedenen Verantwortlichen.

Im Rahmen von C/sells wurden je nach Netzzustand die verschiedenen Datenbedarfe analysiert und aufgearbeitet.

Automatisierung im zellulären System

Durch den Daten- und Informationsaustausch, sowohl zwischen den Netzbetreibern als auch mit Anlagen, die frei am Markt agieren, werden die Wechselwirkungen von Maßnahmen erfasst und koordiniert. Er führt zu einem gemeinsamen Verständnis hinsichtlich des eigenen und des vor- beziehungsweise nachgelagerten Netzzustandes, damit automatisiert oder teilautomatisiert koordinierte und wirksame Maßnahmen zur sicheren Netzbetriebs- und Systemführung eingeleitet werden.

Abbildung 23:
Bausteine für ein
Einsatzkonzept in
der gelben Ampel-
phase



Flexibilitätsplattform als Automatisierungsinstrument

Durch den Zubau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen in den vergangenen Jahren stehen mittlerweile über 1,8 Millionen Erneuerbare-Energien-Anlagen dezentral im Verteilnetz. Wärmepumpen, Heimspeicher oder auch Elektroautos kommen auf der Verbrauchsseite als neue flexible Verbraucher hinzu. Allein aufgrund dieser Menge und der Vielzahl an notwendigen Informationen für eine verteilnetzspezifische Leistungsflussberechnung (Abbildung 21) sind Automatismen und Plattformen notwendig. Denn zum einen können Flexibilitätsplattformen kleinere Flexibilitätseinheiten sowohl auf der Erzeugerseite wie auch auf der Verbraucherseite in das Energiesystem integrieren und zum anderen die Nutzung der Flexibilität zwischen den Netzbetreibern koordinieren.

Kann ein Netzbetreiber einen Störfall in seinem Netz nicht eigenständig durch netzbezogene Maßnahmen beseitigen, kann er über eine Plattform auf verfügbare Flexibilität gem. Paragraph 13 (1) EnWG zurückgreifen (siehe Abbildung 21, gelb). Die zur Verfügung stehende Flexibilität ist direkt abrufbar, da dem Abruf ein Netzbetreiberkoordinierungsmechanismus vorgeschaltet ist, welcher zum Beispiel ex-ante und bottom-up abläuft. Andererseits kann ein Koordinationsmechanismus beispielsweise auch iterativ und automatisiert durchgeführt werden. Da Plattformen, wie hier nur kurz skizziert, einen hohen Grad an Individualität aufweisen, wird in C/sells ein modularer Baukasten entwickelt, um die Diskussion um Plattformen sowie deren Funktionalitäten zu kanalisieren.

Damit dies gelingt, werden Bausteine, beispielsweise Bedarfsermittlung, Preisbildung oder Abruf beschrieben. Jeder Baustein besteht wiederum aus unterschiedlichen Funktionalitäten beziehungsweise Ausprägungsformen des einzelnen Bausteins, zum Beispiel Abruf per Anschlussnetzbetreiber, Plattform oder Einsatzverantwortlichem. Ohne eine Wertung der Funktionalität können mit dem modularen Baukasten einzelne Aspekte einer Plattform diskutiert werden und die Netzbetreiberabstimmung adaptiv und zeitlich angepasst gestaltet werden. Die Bausteine sind innerhalb der Abstimmungskaskade in drei Schritte geclustert. Diese drei Schritte, in welchen Daten und Informationen automatisiert ausgetauscht werden, und die zu einem koordinierten Einsatz führen sollen, sind (1) Datenermittlung, (2) Abstimmung der Maßnahmen und (3) Maßnahmenumsetzung (Abbildung 23). Diese Netzbetreiberabstimmung nutzt prozessual die Funktion, welche im Rahmen von Flexibilitätsplattformen entwickelt werden.

Eine Flexibilitätsplattform ist insbesondere in der gelben Ampelphase relevant für die Koordinierung und den automatisierten Daten-/Informationsaustausch zwischen Netz-Netz und Netz-Markt. Damit nehmen Plattformen eine strategische Rolle bei der Integration von Flexibilität in das Energiesystem ein, um nach wie vor ein sicheres und zuverlässiges Stromnetz zu gewährleisten. Mit Hilfe von intelligenten Messsystemen besteht sogar die Möglichkeit, zellulär verortete Kleinst-Flexibilität mittels Plattformen über die Steuerbox durch Netz und Markt netzdienlich zu nutzen, die Zustimmung des Anlagenbetreibers beziehungsweise Datenbesitzers vorausgesetzt. Näheres hierzu siehe im Kapitel **Flexplattformen**.

► Seite 90

Mit dem zukunftsweisenden Ausbau erneuerbarer Energien steigt ebenso die Anzahl der Anlagen im Verteilnetz, welche in den Markt integriert werden müssen. Hierzu ist ein Austausch planungsrelevanter Daten seitens der Anlagen zum Markt und auch zum Netzbetreiber notwendig. Damit werden vorhandene Potenziale beidseitig vorteilhaft genutzt.

Eine solche Schnittstelle beinhaltet folgende Herausforderungen:

- Einbindung Erneuerbarer Energien in Netz und Markt
- Bessere Handhabbarkeit und Transparenz durch automatisierte Abwicklung kleinteiliger Prozesse
- Effiziente Planung des Einsatzes dargebotsabhängiger Leistung
- C/sells löst diese Probleme mit Konzepten zum Informations- & Datenaustausch über Plattformen, an welchen sich alle Erzeuger und Anbieter von flexiblen Lasten beteiligen können.

Automatisierung in Notfallsituationen: die rote Ampelphase

Wenn marktbezogene Maßnahmen nach Paragraph 13 Abs. 1 EnWG das Problem nicht beheben können, sind Netzbetreiber angehalten, den Störfall im Netz selbst zu beseitigen: die rote Ampelphase ist angezeigt. In dieser Phase (Paragraph 13 Abs. 2 EnWG) wirkt der Netzbetreiber direkt auf die jeweiligen Anlagen in seinem Netz ein. Das kann auf Anforderung des überlagerten Netzbetreibers oder bei Problemen im eigenen Netz geschehen.

Schafft es ein Netzbetreiber nicht, durch die bereits beschriebenen Maßnahmen die Situation zu beherrschen, bedient er sich der sogenannten operativen Kaskade und schickt eine Anforderung an den unterlagerten Netzbetreiber (Abbildung 25). Diese Maßnahmenauslösung geschieht ad-hoc. Der Markt wird ausgesetzt; die Anlagen erhalten hierbei ab Oktober 2021 auch keine Entschädigung mehr. Ist es einem Netzbetreiber nicht möglich, die zugewiesene Menge umzusetzen, muss er unter Angabe der Gründe ein Erfüllungshemmnis melden.

Die technischen Regeln für die operative Kaskade wurden während der Projektlaufzeit in der Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4140 definiert. Hier sind mehrere Notfall-Szenarien beschrieben. In Süddeutschland, dem Projektgebiet von C/sells, ist der häufigste Fall für eine Notfallmaßnahme durch ein Systembilanzdefizit zwischen zu hoher dargebotsabhängiger Einspeisung und niedrigem Lastbedarf gegeben.

Im Falle einer operativen Maßnahmenübergabe hat ein Netzbetreiber inklusive der Vorbereitungsphase maximal zwölf Minuten Zeit, die Anweisung umzusetzen. Selbst bei wenigen Anlagen ist das auf Grund der „Spielregeln“ – beispielsweise diskriminierungsfreie Anlagenauswahl, Benachrichtigung der Anlagenbetreiber, gerichtsfeste Dokumentation – ohne eine automatisierte systemtechnische Unterstützung im gegebenen Zeitfenster nicht oder nur schwer durchführbar. Müssen sogar mehrere dezentrale Anlagen gesteuert werden, ist es ohne Automatisierungsmaßnahmen gänzlich unmöglich. Automatismen müssen auch bei kleineren Netzbetreibern, deren Leitstelle nicht rund um die Uhr besetzt ist, zum Tragen kommen, da eine Maßnahme jederzeit ausgeführt werden muss.

te Dokumentation – ohne eine automatisierte systemtechnische Unterstützung im gegebenen Zeitfenster nicht oder nur schwer durchführbar. Müssen sogar mehrere dezentrale Anlagen gesteuert werden, ist es ohne Automatisierungsmaßnahmen gänzlich unmöglich. Automatismen müssen auch bei kleineren Netzbetreibern, deren Leitstelle nicht rund um die Uhr besetzt ist, zum Tragen kommen, da eine Maßnahme jederzeit ausgeführt werden muss.

Deshalb müssen Anforderung, Einleitung, Änderung und Aufhebung in einem nahezu Echtzeitprozess umgesetzt werden, der idealerweise alle Handlungen im Betriebshandbuch mitprotokolliert.



„OK, eine Ampel mit mehr als drei Farben scheint erst einmal etwas ungewöhnlich, ebenso wie schwarz als zusätzliche Ampelphase. Schwarz steht für Blackout, und Blau für Versorgungsaufbau nach dem Blackout. Aber das habe ich bisher auch nur in der Simulation erlebt, so sicher ist unsere Versorgung geblieben.“

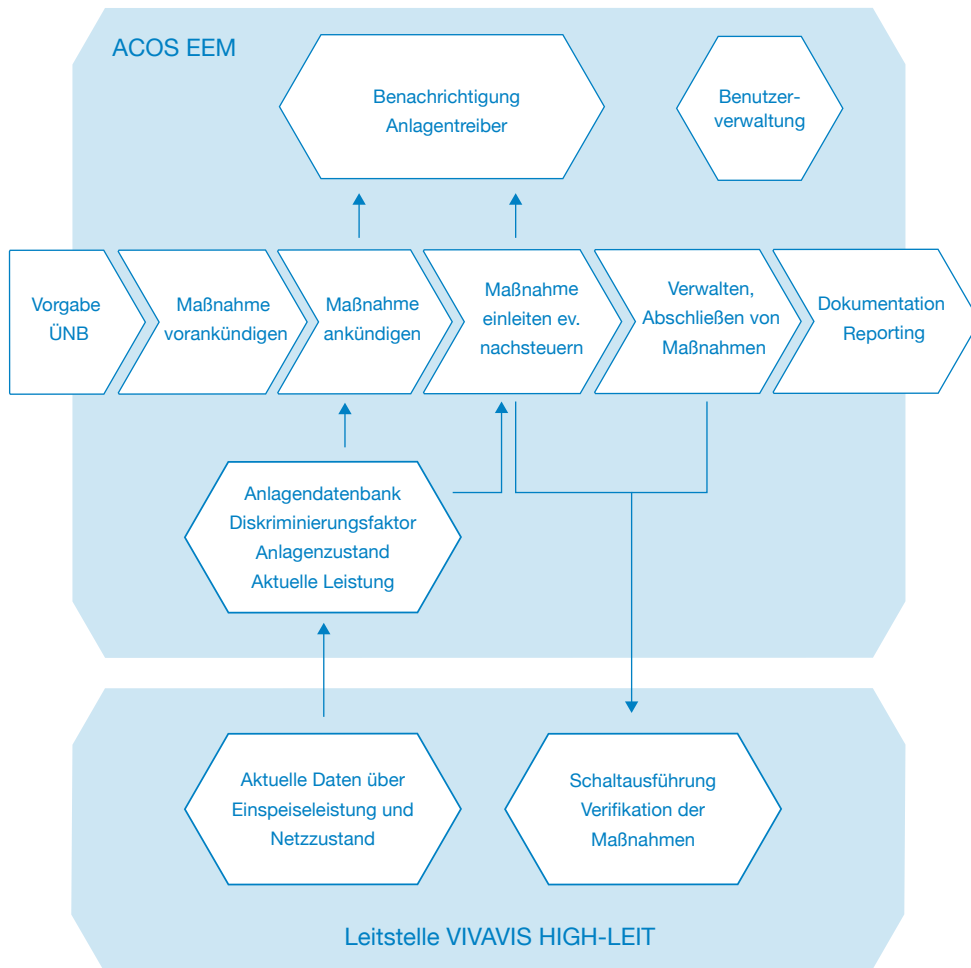


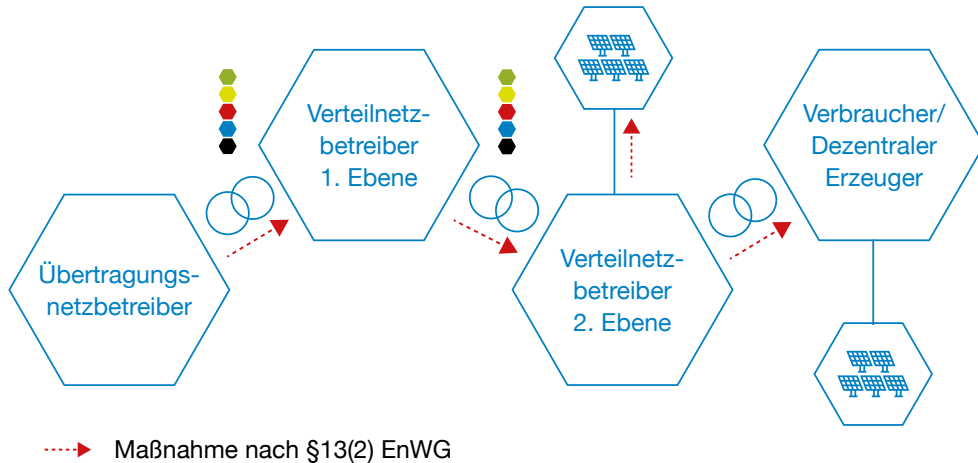
Abbildung 24:
Automatisierte
Abwicklung einer
Maßnahme

Die automatisierte, regelkonforme Abwicklung einer Maßnahme, ob eigeninitiiert oder auf Veranlassung des überlagerten Netzbetreibers, bildet somit einen Schwerpunkt bei der Realisierung.

In C/sells wird die beschriebene **operative Kaskade** in mehreren Zellen umgesetzt. Insgesamt sind sowohl in der Regelzone TenneT als auch in der Regelzone TransnetBW eine operative Maßnahmenübergabe in den Leitsystemen von je zwei unterlagerten Netzbetreibern etabliert. Eine Besonderheit liegt in der Regelzone TransnetBW, da hier die Maßnahmenübergabe über zwei Netzbetreiber hinweg mit einer Gesamtumsetzungszeit von 18 Minuten getestet wurde. Die Kopplung der Leitstellen erfolgte sowohl mit dem Protokoll TASE.2 als auch mit dem IEC60870-5-104-Standard. Die regelkonforme und teil-automatisierte Abwicklung erfolgt hier im Leitsystem der Stadtwerke Schwäbisch Hall in Zusammenarbeit mit dem C/sells-Partner.

► Seite 206 ff.

Abbildung 25:
Kaskadierte Maß-
nahmenübergabe
im Rahmen von
Paragraph 13 (2)
EnWG



Besteht eine Notfallsituation im Netz, sind alle Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet, diese gemeinsam zu beheben. Unterlagerte Netzbetreiber führen im Rahmen einer Kaskade Anpassungsmaßnahmen bei Anforderung für einen vorgelagerten Netzbetreiber aus. Für die Kommunikation und Abwicklung der Maßnahmen ist dem ausführenden Netzbetreiber ein enges Zeitfenster von zwölf Minuten gesetzt, das nur durch Automatisierung von Teilprozessen eingehalten werden kann.

Im Einzelnen bedeutet das:

- Betriebsdatenaustausch zwischen den Netzbetreibern zur Übermittlung des jeweiligen Netzzustandes
- (Teil-)automatisierte Maßnahmenübergabe
- Automatisierte Abwicklung von Maßnahmen
- Automatische Anlagenauswahl unter Einhaltung der dafür geltenden Regeln (zum Beispiel Rangfolge, Diskriminierungsfreiheit)
- Benachrichtigung der Anlagenbetreiber per E-Mail
- Absteuerung der Anlagen
- Eventuelle Nachsteuerung bei Fehlern
- Rückmeldung an den vorgelagerten Netzbetreiber
- Rücknahme der Maßnahme (nach Vorgabe oder automatisiert)
- Gerichtsfeste Dokumentation der einzelnen Schritte

In C/sells wird diese Maßnahmenübergabe in zwei Regelzonen mit insgesamt vier Verteilnetzbetreibern bis in die Niederspannung demonstriert und nachfolgend für den Bedarfsfall eingesetzt.

Inselnetz: Eigenversorgung in der blauen Ampelphase

In einem zukünftig zellulär organisierten Energieversorgungssystem sind einzelne Zellen durch ihre hohe Durchdringung mit dezentralen Erzeugern, flexiblen Verbrauchern und Speichern in der Lage, zeitweise – zum Beispiel bei Netzausfall – unabhängig und autonom als Insel betrieben zu werden. Insbesondere in einer Situation lokaler Netzstörung, wenn aufgrund spezifischer Vorfälle Teile des Verteilnetzes spannungslos werden, bietet der herbeigeführte Inselnetzbetrieb die Möglichkeit, die Versorgung von Verbrauchern weiter aufrecht zu erhalten. Ein zellulär organisiertes Energiesystem bietet somit nicht nur die Möglichkeit, hohe Anteile von dezentralen Erzeugern zu integrieren, sondern auch einen einfachen Weg zur Vermeidung von Gefahrensituationen. Des Weiteren können Prosumer durch ein Zellenmanagement auf den Netzverknüpfungspunkt aggregiert werden, wodurch sie aus Netzbetreibersicht wie eine einzige, steuerbare Einheit betrachtet werden können.

Auch wenn der Inselnetzbetrieb von Teilnetzen in den aktuellen Regularien noch nicht vorgesehen ist, wird am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart (IEH) bereits an der praktischen Umsetzung des Inselnetzbetriebs in zellulären Systemen mit besonderem Fokus auf Betriebsführungsstrategien sowie Stabilitätsaspekte geforscht. In der Autonomiezelle Leimen, einem Häuserverbund, wurde ein Inselnetzbetrieb erfolgreich demonstriert.

In einer weiteren Demonstration wird auch die Zellensteuerung in das Leitsystem integriert. Dabei werden neuartige Regelungs- und Schutzkonzepte entworfen und Methoden zur stabilen Inselnetzbildung und sanften Resynchronisation von Netzzellen entwickelt. Hierfür wird eine Zelle, welche aus einem Erzeuger, einem Verbraucher und einer Batterie, so wie einer Zellensteuerung besteht, auf dem Echtzeitsimulator der Universität Stuttgart (IEH) simuliert. Diese Zelle wird mit der Hilfe eines SMGW und einer **CLS-fähigen Steuerbox** in ein Leitsystem von VIVAVIS integriert, (Abbildung 26).

► Seite 54

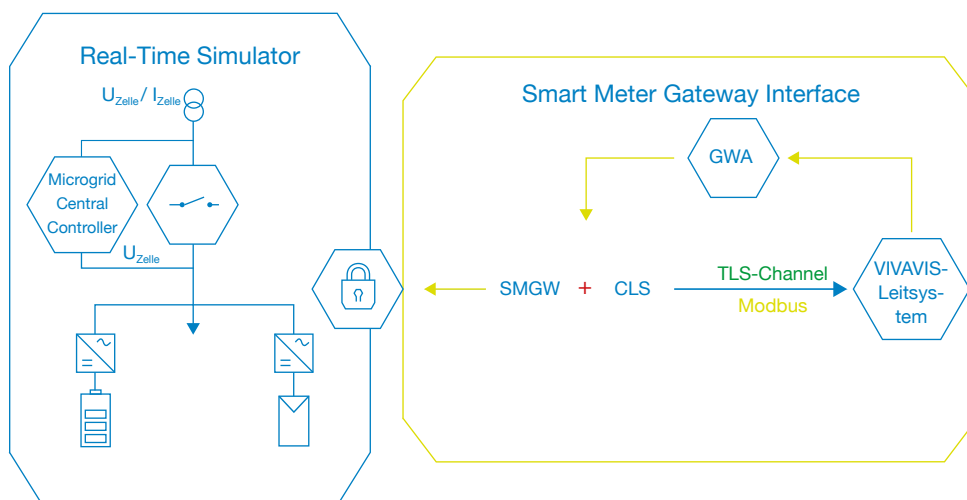


Abbildung 26: Integration einer Zelle in ein Leitsystem mittels SMGW

Durch die Integration in das Leitsystem kann der Netzbetreiber die gesamte Autonomiezone als steuerbare Flexibilität betrachten, welche im Fehlerfall einfach vom Netz getrennt und nach der Fehlerklärung wieder mit dem Netz verbunden werden kann. Alle Prozesse werden dabei automatisiert abgewickelt, sofern ein Signal aus dem Leitsystem erfolgt. Die Smart-Meter-Gateway-Schnittstelle demonstriert: Sie eignet sich nicht nur zur Integration der Zellensteuerung in ein Leitsystem. Ein zellulär organisiertes Energieversorgungssystem erleichtert vielmehr die Integration von dezentralen Erzeugern und die Versorgungssicherheit kann weiterhin gewährleistet werden.

Überwachung der Spannungsqualität

Die Versorgungsqualität ist eine komplexe Größe, die sich aus mehreren einzelnen Faktoren zusammensetzt. Jegliche Frequenz- oder Amplitudenabweichung von der idealen Sinusform von Strom und Spannung kann als Störung der Versorgungsqualität definiert werden. Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, am Netzanschlusspunkt aller Kunden die Versorgungsqualität nach den Grenzwerten der Norm DIN EN 50160 zu garantieren. In den letzten Jahren hat der stetige Anstieg an dezentralen Erzeugungsanlagen zu einer stärkeren verbraucherseitigen Beeinflussung der Spannungsqualität geführt. Diese Beeinflussung wird primär von nichtlinearen leistungselektronischen Elementen, wie Wechsel- und Gleichrichtern, verursacht. Strom- beziehungsweise Spannungsanteile höherer Frequenzen können einerseits in Netzbetriebsmitteln zu zusätzlichen Verlusten, Erwärmung und Lärmemissionen führen und andererseits den Betrieb von den an das Netz angeschlossenen Endgeräten sowohl im privaten als auch im gewerblichen und industriellen Bereich beeinträchtigen. Darüber hinaus kann das Resonanzverhalten im Gesamtnetz beeinflusst werden, was zu großflächigen Problemen führen kann.

Im Rahmen von C/sells wird an der Universität Stuttgart (IEH) ein Überwachungssystem für die Spannungsqualität entwickelt. Der Fokus liegt insbesondere auf der Messung von Verzerrungen, die von dezentralen Erzeugern und Elektrolade-Infrastruktur verursacht werden. Dabei konzentriert man sich nicht nur auf den bisherigen Frequenzbereich bis zu zwei Kilohertz, sondern betrachtet die Ereignisse im Frequenzbereich bis zu 150-200 Kilohertz. Der Schwerpunkt liegt auf der intelligenten Erfassung und Verarbeitung von kurzweiligen Netzzrückwirkungen. Mit Hilfe eines Expertensystems können die Ursachen der Störungen ermittelt werden, was die Grundlage für die Maßnahmenbeurteilung zur Verbesserung der Spannungsqualität darstellt. Insbesondere mit den aktuellen Entwicklungen in der Elektromobilität und Verbreitung von Smart-Grid-Applikationen ist die Überwachung und Bewertung der Spannungsqualität in zukünftigen Energienetzen von großer Bedeutung. Dabei sind gerade autonome Ansätze der Datenverarbeitung besonders wichtig.

Mit der Stilllegung von Großkraftwerken ist eine Sicherstellung der Versorgungssicherheit eine große Herausforderung. Durch dezentrale Erzeugung und einer Flexibilisierung des Verbrauchs können Inselnetze die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems insbesondere in einer Notsituation auch weiterhin gewährleisten.

Eine Herausforderung besteht insbesondere in der dezidierten und kontrollierten Überführung einer Zelle in und aus dem Inselnetzbetrieb auf Basis von vorgegebenen Parametern beziehungsweise in Absprache mit dem Netzbetreiber.

Bei dem in C/sells vorgeschlagenen zellulär organisierten Energiesystem sind einzelne Zellen in der Lage, zeitweise unabhängig und autonom während eines Fehlerfalls als Insel betrieben zu werden. Dies wurde beispielhaft in der Autonomiezelle Leimen erprobt.

Fazit: Die Ergebnisse aus C/sells

C/sells und insbesondere das Teilprojekt „Organisation intelligenter Netze“ konnte Lösungsoptionen in den vier Feldern Informationsaustausch, Rollendefinition, Prozesse und Automatisierung erarbeiten und demonstrieren (Abbildung 27).

Abbildung 27:
Ergebnisse aus
C/sells zur Organi-
sation intelligenter
Netze

Informationsaustausch	In Hessen, Bayern und Baden-Württemberg wurde eine Leitstellenkopplung zur Abbildung des Netzzustandes zwischen ÜNB und VNB erster Ordnung etabliert. In Baden-Württemberg wurde ein Verteilnetzbetreiber zweiter Ordnung informatorisch eingebunden, so dass Informationen aus dem NS-Netz aggregiert vorliegen. Prognosen zum Netzzustand (Lastfluss) im Niederspannungsnetz wurden an die Leitstellen gekoppelt.
Rollendefinition	Die Projektarbeit hat Missverständnisse in der Rollendiskussion beseitigt – im Sinne miteinander statt übereinander reden. Die beteiligten Netzbetreiber sind enger zusammengedrückt, so dass sich das ÜNB-VNB-Verhältnis deutlich verbessert hat. Für eine klare Aufteilung der Verantwortlichkeit in Abhängigkeit der Systemdienstleistung wurde gesorgt.
Prozesse	Die Netzbetreiber sind Enabler der Energiewende, da diese dezentrale Anlagen über entsprechende Produkte und Lösungsansätze integrieren. Die Einbindung von Flexibilität in das Netz ist durch eine Netzbetreiberkoordination möglich. Das Projekt diene als Inkubator für Redispatch 2.0, insbesondere für VNB.
Automatisierung	Leitsystem-Komponenten wurden ertüchtigt, um eine teilautomatisierte Maßnahmenkaskade nach VDE AR 4140 zu realisieren. Erste satellitengestützte operative Maßnahmenübergabe von ÜNB bis VNB zweiter Ordnung (siehe gemeinsam produzierter Film) konzeptionelle Weiterentwicklung der Flex-Integration (Lasten, ...) beispielsweise per digitaler Netzanschluss

► Seite 90



Neben diesen Ergebnissen wurde die in in C/sells begonnene Zusammenarbeit über die SINTEG-Grenzen hinweg weitergelebt. So sind neue gemeinsame Projekte, zum Beispiel DA/RE, aus dem Partnerkreis entstanden. In den Gremien wie etwa im BDEW begegnet man sich auf Augenhöhe, da durch die in C/sells geführte Diskussion politische und strategische Ziele für das gesamthafte Wohl aneinander ausgerichtet werden konnten.

Insgesamt ergeben sich im Rahmen der „Organisation intelligenter Netze“ **vier akute Handlungsfelder für Netzbetreiber**, damit Erneuerbare-Energien-Anlagen besser integriert und damit den am Anfang skizzierten Herausforderungen begegnet werden kann (Abbildung 28).

Alle Netzbetreiber, sowohl kleinere Stadt- und Gemeindewerke als auch entflechtete Netzbetreiber, müssen im Rahmen von Paragraph 13 Abs. 2 EnWG eine Maßnahmenumsetzung inklusive der Schaltung von Kleinstanlagen sicherstellen können. Im Idealfall wird diese durch (teil-)automatisierte Prozesse in der Leittechnik und der Einbindung der SMGW-Infrastruktur inklusive Steuerbox bei kleineren Anlagen beschleunigt. Damit wird die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebes in einem mit dezentralen Kleinstanlagen durchdrungenem System gewährleistet und die Anforderung der VDE AR-N 4140 mit einer Kaskadenstufenzeit von 18 Minuten über drei Netzbetreiber hinweg erfüllt.

Was ist Entflechtung?

Entflechtung (englisch Unbundling) hat das Ziel, die Unabhängigkeit des Netzbetreibers von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sicherzustellen. Entflechtete Netzbetreiber sind somit jene Netzbetreiber, welche ausschließlich Netze betreiben.

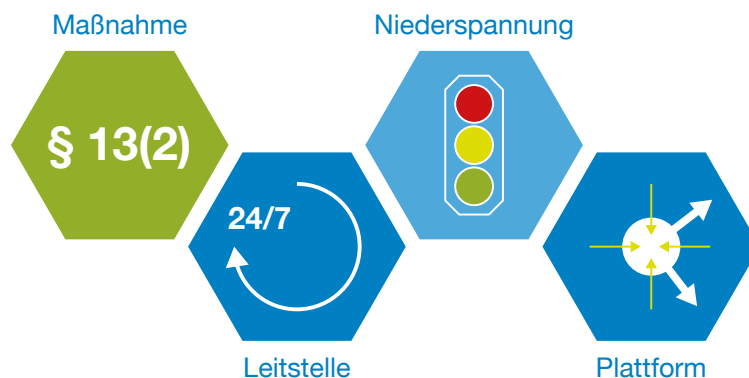


Abbildung 28: Zukünftige Handlungsmaßnahmen zur Integration von EE-Anlagen in einen sicheren Netzbetrieb



„Mir ist es eigentlich egal, wann meine Wäsche gewaschen wird. Hauptsache, sie ist sauber, wenn ich von der Arbeit komme. Dabei hilft mir mein digitaler Agent. Der erlaubt zum Beispiel auch meinem Netzbetreiber, meine Waschmaschine automatisch anzuschalten – zu Zeiten, die ich vorgegeben habe. Dafür bekomme ich den Strom günstiger. So gewinnen alle!“

Der Betrieb von Leitstellen und Verbundleitwarten beziehungsweise der Netzbetrieb sind über 24 Stunden an sieben Tagen die Woche bis auf die Netzebene der Niederspannung zu gewährleisten, damit auch an Feiertagen und Wochenenden eine Notfallmaßnahme gemäß den technischen Richtlinien durchgeführt werden kann. Des Weiteren hat dies den Vorteil, dass eine Netzbetreiberkoordination als standardisierter Prozess zur präventiven Behebung von Netzengpässen reibungslos funktioniert.

Zur Erstellung von Prognosen und Leistungsflussberechnungen sind Informationen über die Planungsdaten von größeren Kraftwerken und Verbrauchern beziehungsweise über eine stochastische Auswertung historischer Daten essentiell. Damit müssen dem Netzbetreiber Leistungsflüsse auch auf der Niederspannungsebene bekannt sein, zumindest als aggregierter Clusterwert am Knoten zum Mittelspannungstransformator. Erst diese kontinuierliche Informationsabbildung des Netzzustandes auch auf Niederspannungsebene sichert den Netz- und Systembetrieb mit Kleinstanlagen. Somit ist der Netzbetreiber verantwortlich für den Betrieb seiner Zelle und dafür, wie sich seine Zelle in das einhüllende Zellsystem einbettet.

Eine prognosebasierte Netzberechnung über alle Netzebenen und Anlagen hinweg, sowohl Last als auch Erzeugung einschließend, ermöglicht die frühzeitige Erkennung von möglichen Netzproblemen. Durch diese Art der vorausschauenden Netzführung kann eine gelbe beziehungsweise rote Ampelphase vermieden werden.

Mit der Zunahme von Elektromobilität und Erzeugung im Verteilnetz steigt die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen im eigenem Netzgebiet, aber auch das Potenzial an verfügbarer Flexibilität, um diese dem vorgelagerten Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Mit dem Ausstieg aus Atom- und Kohlekraft muss Redispatch zunehmend auch mit kleineren dezentralen Anlagen vorgenommen werden. Der Markt stellt diese Flexibilität kostenbasiert den Netzbetreibern zur Verfügung. Damit die Transformator- und Leitungskapazitäten durch die systemstützenden Maßnahmen etwa für einen vorgelagerten Netzbetreiber nicht überlastet werden, sollten beispielsweise alle Netzbetreiber Teil einer plattformbasierten Netzbetreiberkoordination sein. Hier kann jeder Netzbetreiber eigene Grenzwerte und Limitierungen für die eigenen Betriebsmittel festlegen.

Die Energiewende beginnt im Kleinen. Mit C/sells demonstrieren wir, dass ein zelluläres System Prosumer kommunikations- und informationstechnisch in das Energiesystem integrieren kann. Mit Hilfe der Digitalisierung wird eine selbstbestimmte Transparenz, sowie Steuerbarkeit der einzelnen Anlagen durch abgestimmte Rollen und Prozessschritte geschaffen.

Was in C/sells begonnen hat, soll auch auf Gemeindeebene mit vier Handlungsempfehlungen umgesetzt werden:

- Beförderung des Rollouts intelligenter Messsysteme, damit Netzbetreiber schnell Informationen zum Netzzustand in der Niederspannung erhalten und Prosumeranlagen steuerbar werden.
- Prosumer und Netzbetreiber vernetzen sich, zum Beispiel plattformgestützt, mit vorgelagerten Netzbetreibern und Anbietern von marktlichen Produkten.
- Leitstellen für den Netzbetrieb müssen so ausgestattet sein, dass diese 24/7 innerhalb von zwölf Minuten handlungsfähig sind, zum Beispiel mittels Automatisierungstechnik, so dass auch im Notfall die Systemsicherheit gewährleistet wird.
- Gemeinden sollten mit ihren Bürgerinnen und Bürgern Teil eines nächsten Reallabors werden, um unmittelbar von den Fortschritten in der Realisierung der Energiewende und der marktbasierten und technischen Integration dezentraler Anlagen im Niederspannungsnetz zu profitieren.



Querschnitt: Neue Regeln für mehr Akteure

Die Transformation des Energiesystems bietet Chancen zur Gestaltung der Eigenversorgung, für das Zusammenwirken in Gemeinschaften auf Basis Erneuerbarer Energie sowie zur Wertschöpfung in Kommunen und Regionen. Deshalb empfehlen wir, aufbauend auf der EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien ein gesetzliches Umfeld zu schaffen, das die Beteiligung am Energiemarkt, die Schaffung von Energiegemeinschaften sowie Lösungen zur Optimierung von Energieflüssen in Zellen vereinfacht.

Zellen benötigen die passenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die es ihnen ermöglichen, sowohl autonom zu gestalten und zu agieren als auch im Verbund zu einem möglichst effizienten Gesamtsystem beizutragen.

Eine zelluläre Struktur macht die Komplexität eines zukünftigen sowohl lastfernen (Offshore-Windenergie) als auch dezentralen sowie über mehrere Sektoren gekoppelten Energiesystems beherrschbar. Sie erhöht die Widerstandsfähigkeit eines digital vernetzten Systems gegenüber Angriffen und Störungen. C/sells schafft mit dieser Lösung neue Handlungsmöglichkeiten für neue Akteure, fordert aber keine Aufteilung in viele zelluläre Märkte – was auch Regulierung und Marktdesign in einem Wettbewerbsmarkt vor sehr grundlegende Fragen stellen würde.

Die Steuerung des Gesamtsystems muss dezentral unterstützt werden. Ebenso braucht es mehr Flexibilität, um Energieflüsse im Verbund von Strom, Wärme, Wasserstoff und Mobilität anzupassen. Hierzu ist die Flexibilität von Zellen ein zentraler Beitrag. Sie muss für verschiedene Einsatzzwecke auf verschiedenen Märkten angeboten werden können und ihr Einsatz muss koordiniert werden – gerade angesichts der Vielzahl neuer und kleiner Akteure und Anbieter von Flexibilität.

C/sells hat hierzu legislativen und regulatorischen Handlungsbedarf aufgezeigt, aber auch die Grundlagen entwickelt, damit der neue Rahmen praktisch umgesetzt werden kann. So kann zum Beispiel die in C/sells demonstrierte Ausgestaltung der Abstimmungskaskade bei der Umsetzung von Redispatch 2.0 genutzt werden. C/sells zeigte mit Prognoselösungen, mit der Ausgestaltung des digitalen Netzan schlusses autonomer Gebäudezellen (**AutonomieLab Leimen**), mit lokalen Energiemanagementsystemen in Gebäuden oder Stadtquartieren (**Innovationsquartier FRANKLIN**) sowie mit der Gestaltung von Energiegemeinschaften über Blockchain (**WIRcommunity**), wie die Forderung der EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien zur Beförderung von Prosumer-Lösungen ausgestaltet werden kann.

► Seite 142

► Seite 160

► Seite 180

Für die effiziente und koordinierte Nutzung von Flexibilität können Flexibilitätsplattformen (zum Beispiel **Altdorfer Flexmarkt**) ein wichtiges Instrument sein. Gerade kleine Flexibilitätsanbieter können dadurch erfasst werden. C/sells setzt auch darauf, dass Akteure, die im Rahmen des Paragraph 14a ENWG Flexibilität bereitstellen, in die Plattformen eingebunden und so Synergien gehoben werden.

► Seite 184

In C/sells wurden diese Plattformen entwickelt und demonstriert. Um sie nutzen zu können, bedarf es insbesondere eines angepassten regulatorischen Rahmens für die Netzbetreiber. Einsatz von Flexibilität und deren marktliche Beschaffung müssen für sie unter anderem bei der Anreizregulierung eine attraktive und praktikable Option sein. Flexibilität soll dort, wo es sinnvoll ist, von den Netzbetreibern als Alternative zum Netzausbau bis zum letzten Kilowatt genutzt werden können. C/sells hat auch Wege aufgezeigt, wie mit dem möglichen strategischen Gebotsverhalten auf den Plattformen umgegangen werden kann.

Regeln und rechtliche Rahmenbedingungen sollten gleiche Wettbewerbsbedingungen für verschiedene Lösungen anbieten. Reallabore sollten dazu genutzt werden, auch regulatorische Optionen zu entwickeln und zu testen. Dabei sollte es um das Erproben neuer Regelungen gehen. Eine nachträgliche Erstattung wirtschaftlicher Nachteile im bestehenden Rechtsrahmen, zum Beispiel im Rahmen der bestehenden Netzentgeltstruktur wie in der SINTEG-Verordnung, ist hierfür nicht ausreichend.

Das Projekt C/sells geht mit seinen Lösungen davon aus, dass Gesetzgebung und Regulierung technologische Entwicklungen und Innovationen motiviert und die Innovationen nicht durch zu starre technische Detailregulierung gehemmt werden. Das bezieht sich aktuell insbesondere auf das Thematik intelligenter Messsysteme mit einer sehr hohen Regelungsdichte (Messstellenbetriebsgesetz, Technische Richtlinie, Schutzprofil, zahlreiche Zertifizierungserfordernisse des BSI, Vielzahl an Ermächtigungsgrundlagen für weitere Rechtsverordnungen und Festlegungskompetenzen der BNetzA), die den Spielraum für technische Umsetzungsoptionen erheblich einschränkt. Dies bezieht sich ebenso auf Vorschläge der Bundesnetzagentur zur engen Regulierung der Handlungsmöglichkeiten der Prosumer.

Gesetzgebung und Regulierung sollte sich bei diesen Themen aus Sicht von C/sells auf Regelungen beschränken, die der Gewährleistung grundlegender Rechtsprinzipien und Schutzrechte dienen (zum Beispiel Datenschutz, Datensicherheit, Schutz kritischer Infrastrukturen, Schutz des Wettbewerbs). Gesetzgebung und Regulierung sollten dagegen keine konkreten technischen Ausprägungen und Umsetzungen festlegen und diesen Bereich der Innovationskraft der Gesellschaft überlassen. Dabei ist der Markt zusammen mit Standardisierungsprozessen im internationalen Kontext das richtige Umfeld, wenn es um technische Ausprägungen geht. Die ergebnisoffene Entwicklung technischer Lösungen ist das geeignete Mittel, um nationale Lösungen im internationalen Wettbewerb bestehen zu lassen.

FlexPlattformen – Netz und Markt verbünden sich

FlexPlattformen sind spezielle Marktplätze im Internet, auf denen sich Anbieter und Nachfrager von Flexibilität austauschen. Hier können in Zukunft Haushalte und Unternehmen ihre Anlagen – zum Beispiel PV-Anlagen, Wärmepumpen und Speicherheizungen – zur flexiblen Nutzung anbieten. Damit helfen sie, bei der Behebung von Engpässen im Stromnetz mitzuwirken, und sie können damit Geld verdienen. C/sells hat drei unterschiedliche FlexPlattformen erfolgreich getestet: In Altdorf (bei Landshut, Bayern), in Dillenburg (Mittelhessen) und die ortsungebundene Plattform comax für das Übertragungsnetz.

Herausforderung Netzengpassmanagement

Die Energiewende ändert die Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetze. Der aufgrund aufwändiger Planungs- und Genehmigungsprozesse verzögert voranschreitende Netzausbau führt zusammen mit der geänderten Erzeugungs- und Lastsituation vermehrt zu Netzengpässen. Dadurch sind die Entschädigungszahlungen an die Betreiber abgeregelter Erzeugungsanlagen stark gestiegen. Dies löste Diskussionen über Möglichkeiten aus, Netzengpässe effizienter zu managen.

Dabei sind nachfolgende Überlegungen zu berücksichtigen:

- Stets führt die Gesamtsituation zu einem Netzengpass: das Zusammenwirken von Erzeugung, Last und Netztopologie, wobei die Netztopologie die Struktur des Stromnetzes mit all seinen Leitungen und Umspannwerken beschreibt. Daher erfordert eine dauerhafte, kosteneffiziente Lösung, diese drei Bestandteile des Systems zusammen zu betrachten.

¹ Bei der Konzipierung und Umsetzung der beschriebenen FlexPlattformen waren neben den hier genannten Autoren zusätzlich folgende Personen beteiligt: Tobias Fieseler (EAM Netz GmbH), Melanie Schutz, Frederik Obinger, Dr. Bernd Seifert, Annalena Schröppel (alle TenneT TSO GmbH), Thomas Estermann (FFe e. V.)

Was ist Netzengpassmanagement?

Das Stromnetz ist wie ein System miteinander verbundener Flüsse, in denen immer gleich viel Wasser fließen muss. Fließt zu viel Wasser, tritt es über die Ufer und richtet Schäden an. Fließt im Stromnetz an bestimmten Stellen zu viel Strom, sind Umspannwerke und Leitungen gefährdet. Um dies zu verhindern, haben die Netzbetreiber verschiedene Möglichkeiten einzugreifen – eine Art Werkzeugkoffer. Dieser Koffer enthält im Wesentlichen drei Werkzeuge, die das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) regelt. Erstens kann der Netzbetreiber den Strom zu einem gewissen Grad um den Engpass „herumleiten“, so dass der überschüssige Strom in weniger ausgelastete Netzteile fließt. Dies sind sogenannte **„netzbezogene Maßnahmen“**. Zweitens kann der Netzbetreiber die Kraftwerksbetreiber vorausschauend anweisen, zu bestimmten Zeiten eher die Stromeinspeisung auf andere Kraftwerke zu verlagern, die durch ihren Standort den Engpass entlasten. Dies

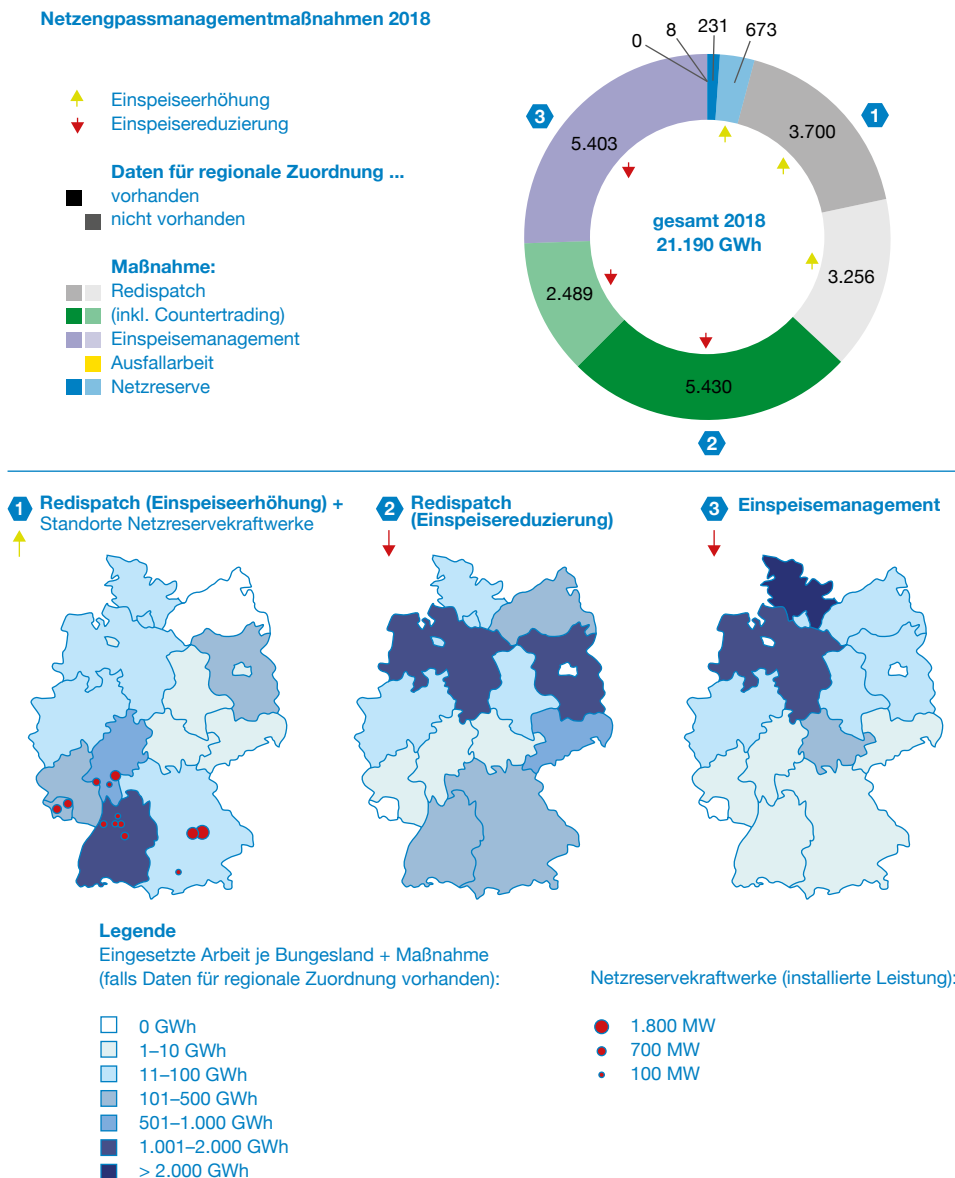
nennen die Energiefachleute **„Redispatch“** und, da es sich um Kraftwerke handelt, die sich in der regulären Vermarktung befinden, **„marktbezogene Maßnahmen“**. Als letzten Ausweg können Netzbetreiber die Einspeisung von Energieerzeugungsanlagen drosseln oder sie sogar ganz vom Stromnetz abkoppeln. **„Abregeln“** nennt das die Energiefachwelt. Vorrangig müssen die Netzbetreiber Kohle- und Gaskraftwerke abregeln – erst im allerletzten Schritt dürfen es auch Windräder und Solaranlagen sein. Doch dieser letzte Schritt, **Einspeisemanagement** genannt, ist teuer: Die Netzbetreiber müssen dem Betreiber einer Erneuerbare-Energien-Anlage dann 95 Prozent der entgangenen Einnahmen erstatten. Dies aber geschieht in Deutschland derzeit noch so oft, dass die Netzbetreiber Jahr für Jahr viele Millionen Euro dafür aufbringen – mit einem Werkzeug, das eigentlich als reine Notfallmaßnahme geplant war. Um dieses Abregeln künftig zu verhindern, sollen die Netzbetreiber ein weiteres Werkzeug erhalten: Flexibilitätsmärkte. Siehe dazu die nächste Infobox.

- Netzengpässe treten regional und saisonal sehr unterschiedlich auf, je nach Konstellation von Erzeugern, Lasten und Netztopologie.
- Jede Maßnahme zur Behebung eines Netzengpasses erfordert eine Gegenmaßnahme in betragsmäßig derselben Höhe, aber umgekehrter Wirkrichtung. Dies stellt eine ausgeglichene Systembilanz sicher, das heißt ein Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Leistung. Die Gegenmaßnahme muss außerhalb des Engpassgebietes stattfinden, um sicherzustellen, dass sie den Engpass nicht ungewollt verstärkt oder einen neuen Engpass verursacht.

Es gibt verschiedene Netzengpasssituationen, die zu lösen sind.

Abbildung 29 zeigt mit Daten aus dem Monitoringbericht 2018 der Bundesnetzagentur, dass die Netzengpassmanagementmaßnahmen über die deutschen Regionen hinweg sehr unterschiedlich verteilt waren. Während in Süddeutschland die Maßnahmen zu einer Erhöhung der Stromeinspeisung geführt haben, mussten in Norddeutschland die Einspeisung vermindert werden – auch aus erneuerbarer Energie.

Abbildung 29: Netzengpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2018



Bereits heute bestehen Herausforderungen an die Stromnetze. Ein gestiegener Transportbedarf für Strom aus dem Norden und Osten Deutschlands in die Lastzentren in Süd- und Westdeutschland sowie ein verzögerter Netzausbau belasten das Übertragungsnetz. Daneben ist zukünftig auch ein geänderter Lastfluss im Verteilnetz vor Ort zu erwarten. Dieser gründet neben der veränderten Erzeugungsstruktur auch in einer sich wandelnden Verbrauchsstruktur. Sowohl das Mobilitätsverhalten (mehr Elektrofahrzeuge) als auch die Wärmebereitstellung (mehr Wärmepumpen) verlangen zunehmend mehr Strom als Energieträger. Dies wird die Verbrauchslast verändern – sowohl im Durchschnitt als auch in den Lastspitzen, da die Haushalte Elektroautos gleichzeitig laden und Wärmepumpenheizungen gleichzeitig anstellen. In der Folge verlieren etablierte Planungs- und Betriebsgrundsätze zunehmend ihre Gültigkeit und Netzengpässe sind auch im Verteilnetz verstärkt zu erwarten.

Was sind Flexibilität, Flexmärkte und FlexPlattformen?

Flexibilität ist das Zauberwort der neuen Energiewelt. Wenn Wind und Sonne immer mehr zur Stromversorgung beitragen, entsteht eine Herausforderung: Denn der Wind weht mal stärker und mal schwächer, und die Sonne scheint nicht immer. Mit anderen Worten: Die Stromerzeugung schwankt mit dem Wetter und der Tageszeit. Auf der anderen Seite gibt es auch beim Stromverbrauch typische Lastspitzen zu bestimmten Tageszeiten – vor allem abends, wenn alle zu Hause sind. Wenn diese Spitzen in Erzeugung und Verbrauch zu hoch sind, kommt das Stromnetz an seine Grenzen – die Netzbetreiber müssen auf das sogenannte Netzengpassmanagement zurückgreifen (siehe letzte Infobox). In Zukunft wollen die Netzbetreiber noch

mehr „Flexibilität“ nutzen, – insbesondere aus Anlagen, die heute noch nicht für das Netzengpassmanagement erschlossen ist. So können Industrieunternehmen anbieten, ihre Produktion auf andere Tageszeiten zu verlagern. Oder sie versorgen Verbrauchsanlagen, wie zum Beispiel Kühllhäuser, zu bestimmten Zeiten nicht mit Strom. Auch Privathaushalte sind flexibel: Sie können ihre Wärmepumpe oder ihre Speicherheizung gezielt ein- oder ausschalten. Um zu diesem Zweck größere Wirkung zu entfalten, können sie sich mit anderen Haushalten zusammenschließen, das nennt man „aggregieren“. Um diese Art von Flexibilität geht es auf den Flexmärkten, den Plattformen der Zukunft, wo die Netzbetreiber Flexibilität nachfragen und finanziell belohnen. Die C/sells-FlexPlattform ist ein solcher Flexmarkt.

Ungenutzte Flexibilitätspotenziale im Verteilnetz

Gerade das Verteilnetz birgt hohe, bislang nur sehr begrenzt genutzte Flexibilitätspotenziale – das heißt Möglichkeiten, Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen je nach Bedarf zu- oder abzuschalten. Hierzu zählen insbesondere kleine Flexibilitätsoptionen (kurz: Flexoptionen) wie PV-Anlagen, Wärmepumpen oder Batteriespeichersysteme. Perspektivisch können Netzbetreiber diese Flexibilität über intelligente Messsysteme erschließen und steuern. Modellrechnungen ergaben, dass insbesondere elektrische Speicherheizungen bereits heute ein sehr großes und bisher kaum erschlossenes **Flexibilitätspotenzial** aufweisen.

Insbesondere kleine Flexoptionen bieten bisher ungenutzte Ressourcen.

In der Industrie existieren Verbraucher mit deutlich höheren Leistungen, die ebenfalls für eine flexible Betriebsweise genutzt werden können. Schon heute bieten manche Unternehmen Flexibilität am Regelleistungsmarkt an. Diesen Markt nutzen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), um Lasten hinzu- oder abzuschalten, damit Erzeugung und Verbrauch in jeder Sekunde im Gleichgewicht sind. Viele weitere Prozesse und Anlagen bieten zusätzliches, bislang unerschlossenes Potenzial. Diese Flexoptionen zu aktivieren ist mit den gegenwärtigen Verfahren des Netzengpassmanagements jedoch nur begrenzt möglich.

► Flexatlas
der FfE



Eingeschränkte Lösungsmöglichkeiten – aber das Regelwerk entwickelt sich

Mit Blick auf die steigenden Belastungen der Stromnetze und damit auf die Herausforderungen im Netzbetrieb müssen die Lösungsoptionen erweitert und modifiziert werden. Hier ist Verschiedenes denkbar. Zum einen die Definition von netzengpassfreien Marktgebieten und der Netzausbau – aber das sind langfristige Lösungen zur Vermeidung von Netzengpässen. Kurzfristig lässt sich nur über Maßnahmen im Netz- oder direkt im Anlagenbetrieb Einfluss auf die Netzbelastung nehmen. Die dafür heute verfügbaren Maßnahmen beschreibt das Kapitel **Organisation im Netz der Zukunft**. Grundsätzlich legt das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Paragraph 13 einen allgemeinen Vorrang von marktbezogenen Mechanismen vor Notfallmaßnahmen fest.

► Seite 64



Ursula Unternehmerin leitet eine mittelständische Firma in der Heizungs- und Energietechnik. Sie freut sich: „Früher haben mich die Leute nur gerufen, wenn die Heizung oder etwas im Sicherungskasten kaputt war. Heute bin ich viel mehr aktive Partnerin, unterstütze Privatleute und Gewerbetreibende bei der effizienten Steuerung ihrer Anlagen und erkenne online, wenn Fehler auftreten. Neulich habe ich einen Geschäftspartner beraten, der ein großes Kühlhaus hat. Damit kann er Flexibilität auf der neuen Flexplattform unserer Stadt anbieten: Er kann die Kühlung für eine begrenzte Zeit herunterschalten und damit das Verteilnetz entlasten, ohne dass auch nur eine Erdbeere verdirbt.“

Mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bietet Paragraph 14a des EnWG aber noch einen weiteren Mechanismus für Netzdienlichkeit. Demnach zahlen Verbraucher ein reduziertes Netzentgelt, wenn sie dem Verteilnetzbetreiber (VNB) die netzdienliche Steuerung von Verbrauchsanlagen ermöglichen. Stellt jemand Flexibilität bereit, die hilft, das Stromnetz zu stabilisieren, so nennt man dies „netzdienlich“. Paragraph 14a des EnWG schafft somit eine Grundlage für Verteilnetzbetreiber, auch – und gerade – kleinteilige Flexibilität, wie Elektrofahrzeuge oder Nachtspeicherheizungen, für die Vermeidung von Netzengpässen zu nutzen.

Wie Anbieter und Nachfrager von Flexibilität miteinander kommunizieren

Flexibilitätsanbieter und -nachfrager kommunizieren grundsätzlich in drei Schritten – vereinfacht dargestellt in Abbildung 30:



Schritt 1: Steuerungsbereitschaft. Zunächst nennt der Flexibilitätsanbieter dem Flexibilitätsnachfrager seine Steuerungsbereitschaft und sein Flexibilitätspotenzial – das heißt, wann er wieviel Flexibilität bereitstellen kann (im Idealfall als Zeitreihe der Flexibilität als Leistung in kW und des zugehörigen Preises). Diese Flexibilität muss vorab verlässlich kommuniziert werden, damit die Netzbetreiber sinnvoll planen können (vgl. Lehmann, 2019).

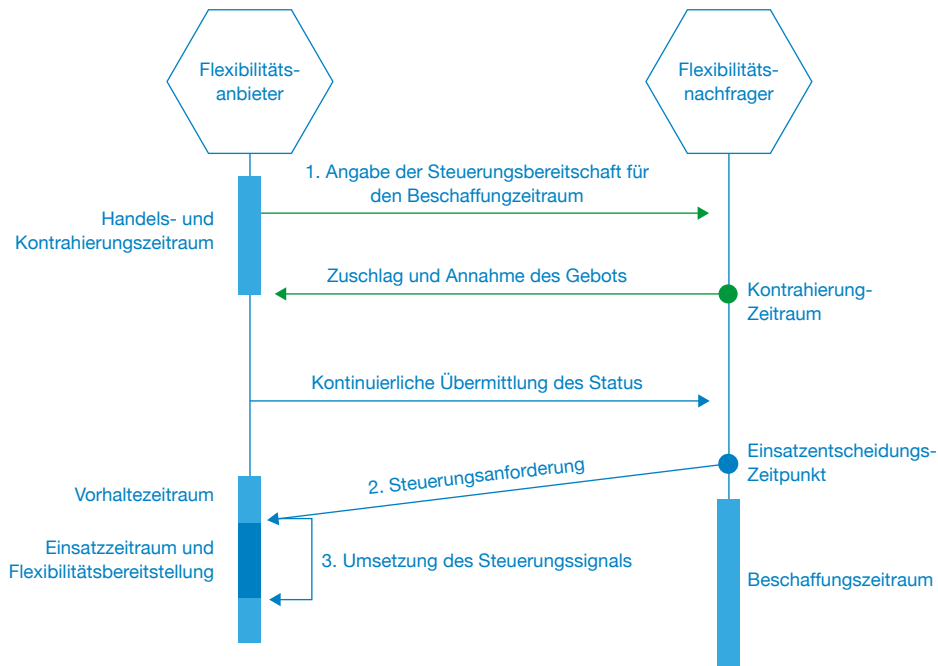


Abbildung 30:
Zeitlicher Ablauf
der Flexibilitäts-
nutzung zwischen
Angebots- und
Nachfrageseite

Schritt 2: **Steuerungsanforderung.** Im zweiten Schritt fordert der Flexibilitätsnachfrager die Flexibilität über einen geeigneten Signalweg an. Hierzu kann beispielsweise ein Kanal über die Infrastruktur des Smart Meter Gateways geöffnet werden. Darüber übermittelt der Flexibilitätsnachfrager ein Steuerungssignal, um die Flexibilität zu abzurufen. Die Steuerungsanforderung kann eine direkte Vorgabe eines Soll-Fahrplans der Leistung oder ein indirektes Signal sein, wie eine Preiszeitreihe, die erst noch in eine Leistungsänderung übersetzt werden muss.

Schritt 3: **Umsetzung** des Steuerungssignals. Zuletzt setzt der Flexibilitätsanbieter das Steuerungssignal um, das heißt, er schaltet eine Anlage wie vereinbart ab oder hinzu. Technisch gesprochen: Er ändert seinen „Fahrplan“ und lädt zum Beispiel sein Elektrofahrzeug später als geplant. Dabei ist es wichtig zu unterscheiden, wer das Steuerungssignal umsetzt. Bei einem indirekten Steuerungssignal muss der Flexibilitätsanbieter selbst aktiv eine Anlage ab- oder einzuschalten. Alternativ, bei einem direkten Steuerungssignal, braucht der Flexibilitätsanbieter selbst nichts tun und gibt die Steuerungsverantwortung an den Flexibilitätsnachfrager ab. Es gibt auch eine Zwischenlösung: Der Flexibilitätsnachfrager gibt ein direktes Signal und eine Lastkurve vor, doch der Flexibilitätsanbieter entscheidet selbst, durch welche technischen Komponenten er die Last anpasst.

Soweit der technische Ablauf. Nun stellt sich die Frage, wie sich die beschriebene Interaktion zwischen Flexibilitätsanbieter und -nachfrager organisieren lässt, damit das Netzengpassmanagement die Flexibilität tatsächlich nutzen kann. Die Antwort von C/sells: mit FlexPlattformen.

FlexPlattformen: ein neues Werkzeug gegen Netzengpässe

Die SINTEG-Schaufensterregionen erproben unterschiedliche Konzepte für FlexPlattformen. Die meisten Konzepte erschließen dezentrale Flexibilität für netzdienliche Zwecke und nutzen dazu marktliche Beschaffungsmechanismen. Die genaue Ausgestaltung unterscheidet sich jedoch stark.

C/sells erprobt FlexPlattformen in drei Umsetzungen: ALF, comax und ReFlex. Hier treffen sich Haushalte und Unternehmen als Flexibilitätsanbieter und Netzbetreiber aller Spannungsebenen als Flexibilitätsnachfrager. Die FlexPlattform vermittelt effizient Flexoptionen für das Netzengpassmanagement. Besonders im Fokus steht dabei, die Flexibilität aus dezentralen, im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen nutzbar zu machen.

FlexPlattformen ergänzen bestehende Mechanismen zum Management von Netzengpässen.

► Seite 90

Das Konzept der **FlexPlattformen** in C/sells ist modular. Es mobilisiert bisher ungenutzte Ressourcen für ein effizientes Netzengpassmanagement und wird dabei den Anforderungen von Flexibilitätsanbietern und -nachfragern gerecht. Hierbei hilft der Smart-Meter-Rollout mit intelligenten Messsystemen. Damit können auch bei kleinen Anlagen Messwerte erfasst und Schaltsignale übermittelt werden.

„Intelligent designte Märkte bewältigen zwei wesentliche Herausforderungen des Engpassmanagements: Zum einen, Anreize so zu setzen, dass Haushalte und Unternehmen ihre Flexibilität bereitstellen. Zum anderen, viel Flexibilität – auch kleinteilige – so zu koordinieren, dass sie der Netzstabilität dient.“

Prof. Dr. Christof Weinhardt, Direktor am FZI Forschungszentrum Informatik

Vorteile von Plattformlösungen

Mit dem Ziel, eine größere Zahl an Anlagen und Netzbetreibern in das Netzengpassmanagement zu integrieren, steigt auch der Koordinations- und Kommunikationsbedarf. Vor allem müssen sich die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sowie die für den Einsatz der Flexoptionen verantwortlichen Betreiber miteinander abstimmen. Sie müssen beispielsweise Informationen über Flexibilitätspotenziale der Flexibilitätsanbieter und Engpässe an verschiedenen Stellen des Stromnetzes austauschen.

Digitale Plattformen können hierzu als modulares Werkzeug die IT-Infrastruktur und Anwendungsschicht bereitstellen, um einen Austausch von Informationen zwischen den Akteuren zu ermöglichen. Grundsätzlich können Informationen zentral und sternförmig über eine Plattform oder dezentral über ein Netzwerk verteilt werden. Dies ist vor allem in liberalisierten Energiesystemen relevant, in denen das Netzengpassmanagement nicht von einem einzelnen integrierten Energieversorgungsunternehmen betrieben wird.

Eine sternförmige Verbindung über eine zentrale Plattform hat viele Vorteile:

- Eine Plattform benötigt weniger Kommunikationsverbindungen als ein Netzwerk, da jeder Teilnehmer über eine einzige Verbindung zur Plattform mit den übrigen Teilnehmern kommunizieren kann. Bei einem Netzwerk, in dem alle Teilnehmer direkt miteinander kommunizieren, müssen hingegen alle Teilnehmer miteinander verbunden sein.
- Eine gemeinsame Plattform kann durch die zentrale Datenhaltung unnötige Wiederholungen und auch mögliche Unstimmigkeiten bei der Datenspeicherung reduzieren.
- Sie kann den Marktzugang für eine Vielzahl von Anlagentypen und -größen erleichtern. Durch standardisierte Schnittstellen gewährt die Plattform Technologieoffenheit.
- Eine Plattform kann verhindern, dass Anbieter und Nachfrager über sehr unterschiedliche Mengen an Information verfügen, was die Funktionsfähigkeit des Marktes beeinträchtigen würde.

Aufgrund dieser Vorteile verwendet C/sells Plattformlösungen. Die Forschungsrichtung Market-Engineering ist der Entwicklung digitaler Plattformen zur Koordination von Angebot und Nachfrage gewidmet. Ihr Ziel ist es, digitale Marktplattformen so zu designen und Anreize so zu gestalten, dass ein gewünschtes Verhalten der Plattformteilnehmer erreicht wird. Daher wird in C/sells auf die Konzepte des Market-Engineering zurückgegriffen, um innovative Märkte für die Erschließung und Koordination netzdienlicher Flexibilität zu gestalten und zu evaluieren (vgl. Huber, 2018).

Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie des Pakets „Clean Energy for all Europeans“ fordert eine Beschaffung von netzdienlicher Flexibilität gemäß transparenter, diskriminierungsfreier und marktgestützter Verfahren, ohne näher darauf einzugehen, wie genau ein solches Verfahren aussieht. Vorteile marktgestützter Mechanismen werden dabei in erster Linie bei der Steigerung der Prozesseffizienz gesehen. Durch einen standardisierten Marktzugang werden zudem Eintrittsbarrieren reduziert und somit langfristig mehr Angebot und somit Liquidität auf dem Markt erzeugt. Der gewählte Ansatz der FlexPlattform ist im Einklang mit den europäischen Vorgaben.



► Querschnitt
Seite 88

Das Zusammenspiel der Akteure auf den Plattformen in C/sells

Marktgestützte Verfahren verlangen, dass ein freiwilliger Vertrag zwischen zwei Parteien entsteht. Dabei können Vertragsdetails, zum Beispiel eine Vergütung, durchaus reguliert sein. Eine freie Preisbildung ist also kein zwingendes Merkmal eines marktgestützten Verfahrens. Der Ablauf auf einer FlexPlattform ist komplex – mit einem Verweis auf die weiterführende Literatur genügen hier Grundzüge.

Abbildung 31 veranschaulicht das Zusammenspiel der beteiligten Akteure. Im Zentrum stehen die FlexPlattformen, die Marktplätze. Die wichtigsten Akteure sind,

gegen den Uhrzeigersinn, der Einsatzverantwortliche, die Flexibilitätsanbieter ohne aktive Vermarktung, die überlagerten Netzbetreiber und die Anschlussnetzbetreiber.

Der **Einsatzverantwortliche**² hat verschiedene Aufgaben: Zuerst registriert er seine Flexoptionen und stellt Flexibilitätsangebote auf der Plattform ein. Bei erfolgreichem Zuschlag gibt er den Steuerungsbefehl und liefert damit Flexibilität an die Nachfrageseite.

Für kleinteilige Flexibilität, die nicht aktiv vermarktet wird, gibt es oft keinen bestimmten Einsatzverantwortlichen. In diesem Fall registriert der Besitzer der Anlage diese einmalig auf der Flex-Plattform und kann anschließend die Nutzung seiner Flexoption für mögliche Nachfrager freigeben. Wenn diese Flexibilität benötigt wird, kommt der Steuerbefehl direkt von der FlexPlattform.

Nach der Registrierung einer Flexoption auf der Plattform wird diese vom **Anschlussnetzbetreiber**³ netztopologisch verortet und mit ihrer netztechnischen Wirksamkeit auf der Plattform hinterlegt. Dies geschieht – unabhängig von einem möglichen tatsächlichen Flexibilitätsbedarf – initial und muss nach Neuverschaltungen im Netz erneut durchgeführt werden. Zusätzlich fungiert der Anschlussnetzbetreiber als Einsatzverantwortlicher für Anlagen nach Paragraph 14a EnWG und Paragraph 19 StromNEV und setzt hier bei Bedarf das Steuerungssignal um.

Netzbetreiber (Anschlussnetzbetreiber und alle überlagerten Netzbetreiber) agieren als Nachfrager auf der Plattform. Hierzu übermitteln sie ihren Flexibilitätsbedarf als Zeitreihe und mögliche Restriktionen in der verfügbaren Netzkapazität. Die Abstimmung der Restriktionen ist eine wesentliche Voraussetzung, um einen zuverlässigen und widerspruchsfreien Einsatz der Flexibilität von der Nieder- bis zur Höchstspannung zu gewährleisten. Auch bei der Netzsicherheitsrechnung zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs sowie der Ermittlung der abzurufenden Flexibilität müssen sich die verschiedenen Netzbetreiber eng miteinander abstimmen.

Als zentrale Vermittlerin stellt die **FlexPlattform** die wesentlichen Funktionen zur Datenhaltung und Abstimmung bereit. Das System teilt sich dabei in ein Backend, in welchem alle internen Plattformprozesse und -funktionen stattfinden, und ein Frontend, über welches den beteiligten Akteuren Oberflächen und Schnittstellen zur Interaktion und Visualisierung zur Verfügung stehen. Wer die FlexPlattform betreibt, ist noch in der Diskussion.

2 Die Bundesnetzagentur definiert in der BK6-13-200 den Einsatzverantwortlichen als „Verantwortlichen gegenüber dem ÜNB, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen oder von Nutzungsanteilen unterschiedlicher Anteilseigner“. Das soll gewährleisten, dass Planungsdaten und die notwendigen Stammdaten gemeldet werden. Dies gilt auch beim Redispatch 2.0 erst für Anlagen > 100 kW.

3 Der Anschlussnetzbetreiber betreibt das öffentliche Stromversorgungsnetz, an dem die Flexoption physisch angeschlossen ist.

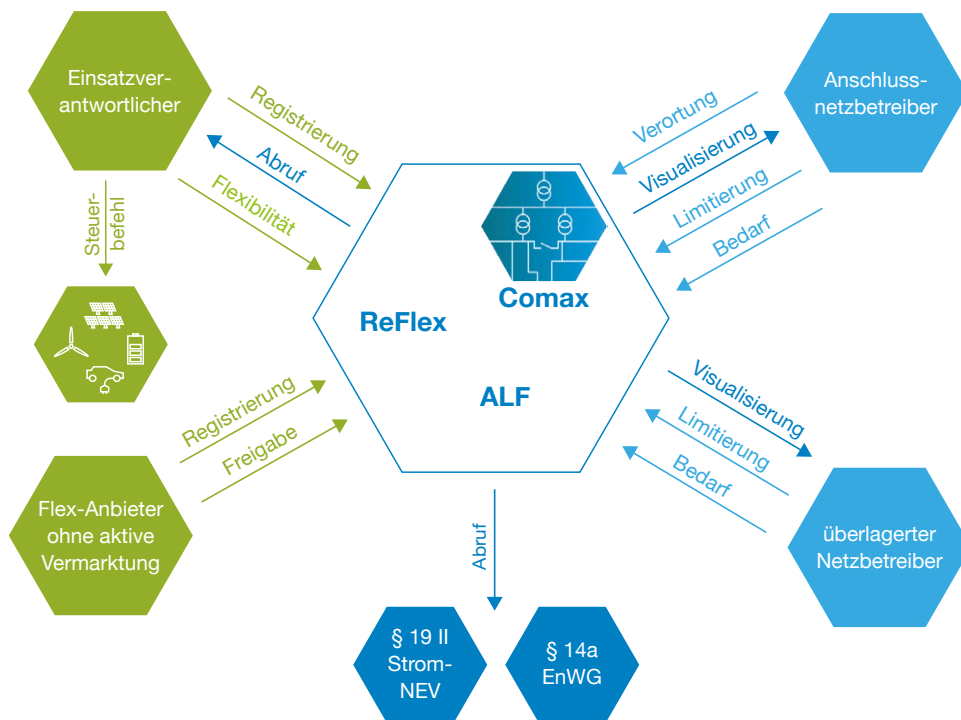


Abbildung 31: Das Zusammenspiel der Akteure im C/sells-FlexPlattform-Konzept

FlexPlattformen vermitteln zwischen Netzbetreibern und Anbietern von Flexibilität.

Die Abstimmung auf einer FlexPlattform erfordert eine gemeinsame Sprache der Akteure. Einer der Hauptschritte im Zuge der Abstimmung ist die Ausgestaltung eines geeigneten Flexibilitätsproduktes, genannt „Transaktionsobjekt“. Was dabei zu beachten ist, zeigt der folgende Abschnitt.

Produktdesign – mehr als Viertelstunde mal Leistung

Welche Flexibilitätsprodukte werden auf einer FlexPlattform gehandelt? Die Spezifizierung eines Produktes dient der standardisierten Kommunikation zwischen Flexibilitätsnachfragern und -anbietern und legt die Handelsregeln fest. Ein konsistentes und klares Produktdesign ist daher elementar für eine funktionsfähige FlexPlattform.

Die aktuelle Debatte versteht Flexibilitätsprodukte oft als eine geänderte Leistung in definierten Zeiträumen – meist Viertelstunden. Dies entspricht dem Verfahren bei kurzfristig geänderter Stromeinspeisung von Kraftwerken, genannt Redispatch. Das C/sells-FlexPlattform-Konzept erweitert dieses Verständnis, indem es auch andere Flexibilitätsprodukte betrachtet, wie „Langzeitkontrahierung“, die die Möglichkeit zur Flexibilitätserbringung über einen längeren Zeitraum beinhalten, und „Quotenprodukte“, die Flexibilität als Leistungsgrenzwert definieren.

Die unterschiedlichen Produktausprägungen können dabei mittels der in Abbildung 32 dargestellten Systematik spezifiziert werden. Diese ist in mehrere Ebenen unterteilt. Die oberste Ebene Null legt den Einsatzzweck des Flexibilitätsproduktes fest: Welches technische Problem soll das Produkt lösen und welche Flexibilitätsoptionen werden dabei adressiert? Beispielsweise kann ein Produkt zur Behebung von Leistungsengpässen in einem Umspannwerk durch flexible Kleinverbraucher vordefiniert werden. Der Einsatzzweck determiniert das Produktdesign, welches eine technische und eine handelsbezogene Dimension umfasst, Ebene Eins. Die technische Dimension gliedert sich auf Ebene Zwei in Merkmale des Kernprodukts (Technik, Raum, Zeit) und der technischen Spezifizierung (Kommunikation und technische Regeln). Die Handelsdimension unterscheidet, ebenfalls auf Ebene Zwei, handelsbezogene Regeln, zeitliche Organisation und Aspekte des Handelsdesigns. Ebene Drei umfasst die konkreten Produkteigenschaften.

Die meisten Flexibilitätsprodukte stellen eine im Netz eindeutig verortete positive oder negative Leistungsänderung dar. Durch die zeitliche Spezifizierung dieses Kernproduktes ergeben sich jedoch signifikante Unterschiede. Weitere Details können durch die Definition der Kommunikation, technischer Regeln sowie des Handels ausgestaltet werden. Die Ausprägung verschiedener Regeln ermöglicht es, Präferenzen einzubeziehen, sowohl der Anbieter als auch der Nachfrager. Diese können Mindestanforderungen enthalten (zum Beispiel maximale Reaktionszeiten) und Einschränkungen des Einsatzes (maximale Dauer des Flexibilitätsesinsatzes). Strenge Mindestanforderungen führen zu homogenen Flexibilitätsprodukten mit hoher Vergleichbarkeit. Allerdings können mit steigenden Mindestanforderungen immer weniger Flexibilitätsanbieter diese vollumfänglich erfüllen. Dies kann sich negativ auf das verfügbare Angebot auswirken, wodurch gegebenenfalls weniger Anbieter als erforderlich verfügbar sind und die Marktmacht einiger weniger steigt. Umgekehrt: Bei geringen Mindestanforderungen können die Anbieter viele unterschiedliche Flexibilitätspotenziale in einem Produkt bündeln, was jedoch die Planbarkeit auf Netzbetreiberseite erschwert und den Aufwand insgesamt erhöht. Dieser Zielkonflikt führt dazu, dass sich keine optimalen Flexibilitätsprodukte designen lassen.

„Der Netzbetreiber fungiert als Gatekeeper von Flexibilität. Für einen effizienten Einsatz der Flexibilität muss der Netzbetreiber Zugriff auch auf kleinteilige Flexibilität bekommen.“

Dr. Egon Westphal, Vorstand Bayernwerk AG

Drei Umsetzungen für ein Konzept

C/sells hat sein FlexPlattform-Konzept an drei verschiedenen Orten getestet: In Altdorf (bei Landshut, Bayern), in Dillenburg (Mittelhessen) und die ortsungebundene Plattform comax. Die Umsetzungen unterscheiden sich darin, dass sie jeweils einen unterschiedlichen Fokus setzen

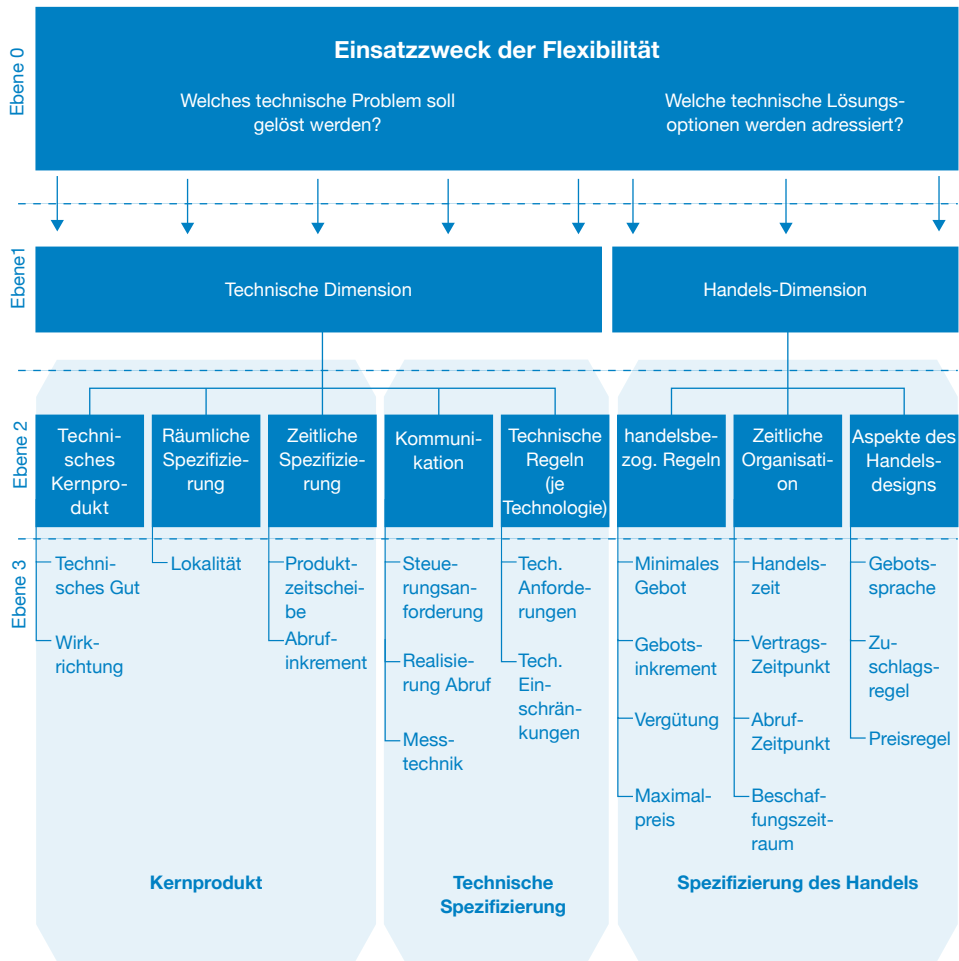


Abbildung 32:
Übersicht der
Parameter für das
Flexibilitätsprodukt-
Design

und verschiedene Netzengpasssituationen adressieren. Dies betrifft beispielsweise die Produktausgestaltung oder die Integration von Kleinanlagen. Im Vordergrund der drei Demonstrationen steht, die technische Machbarkeit nachzuweisen. Ziel ist nicht, verallgemeinerbare Aussagen über marktliche Aspekte, wie beispielsweise das Gebotsverhalten, treffen zu können. Dafür war die Anzahl der Teilnehmenden an allen drei Demonstrationen zu gering.

Die folgenden Abschnitte beschreiben die wesentlichen Merkmale der drei Umsetzungen.

Altdorfer Flexmarkt

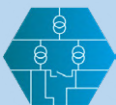
Der Altdorfer Flexmarkt (ALF) wird in Altdorf bei Landshut und in den umliegenden Gemeinden von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. und Bayernwerk erprobt. ALF zielt auf eine Lösung von Netzengpässen im Verteilnetz (zum Beispiel am Umspannwerk) durch kleine Flexibilitätsoptionen wie PV-Anlagen, Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen ab. ALF nutzt für die Übermittlung von Schaltsignalen und die Erfassung von Messwerten intelligente Messsysteme.

Die teilnehmenden Haushalte und Unternehmen erhielten nach dem Einbau der intelligenten Messsysteme eine App für Smartphone oder Tablet. Nach Registrierung und Freigabe konnten die Teilnehmenden ihre Flexoptionen auf ALF vermarkten. Dabei konnten sie zwischen zwei Möglichkeiten wählen: Die Experten unter ihnen gaben „Flex-Fahrpläne“ an, das heißt konkrete Leistungs-Preis-Zeitreihen („ich biete folgenden Flex-Fahrplan im Zeitraum x für den Preis y an“). Kann dieser Fahrplan einen Netzengpass lösen, wird die Anlage abgerufen und für genau diesen Fahrplan vergütet. Wer keinen „Flex-Fahrplan“ angeben konnte oder wollte, schloss einen langfristigen Vertrag mit ALF. Das ist insbesondere für Besitzer kleiner Anlagen wie zum Beispiel Wärmepumpen attraktiv: In diesem Fall wird die Anlage nach der Registrierung für die Nutzung durch ALF freigegeben. Anschließend wird sie zusammen mit den Anlagen anderer Anbieter automatisiert vermarktet – ohne Aufwand bei den Anlagenbesitzern. Vergütet wird dann über eine Jahresprämie.

Der Feldversuch ALF hat gezeigt, dass dezentrale Flexibilität einen Beitrag zum Netzengpassmanagement liefern kann und dass gerade langfristige Produkte für kleine Flexibilitätsoptionen im Verhältnis Aufwand zu Nutzen geeignet sind. Zusätzlich konnte gezeigt werden, dass die intelligenten Messsysteme für einen netzdienlichen Einsatz von Flexibilität verwendet werden können.

Abbildung 33:
Bürgerdialog mit
Interessierten und
möglichen Feld-
test-Teilnehmern in
Altdorf.





comax

Die FlexPlattform comax koordiniert den Einsatz des Flexibilitätspotenzials dezentraler Anlagen für das Netzengpassmanagement von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern. Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT entwickelte sie und testete sie im Pilotbetrieb erfolgreich. Die Prozesse von comax sind so konzipiert, dass sie in die bestehenden nationalen und internationalen Betriebsplanungsprozesse integriert werden können.

Auf der Plattform können beliebige (Teil-)Netze vereinfacht hinterlegt werden. Zusätzlich werden die ermittelten Kapazitätsrestriktionen an den Netzknoten sowie Wirksamkeiten auf überlagerte Netzknoten berücksichtigt. Die Plattform steht damit allen Netzbetreibern (ÜNB und VNB) offen. Regionale Lösungen wie zum Beispiel ALF sind integrierbar. Einsatzverantwortliche übermitteln freies Flexibilitätspotenzial ihrer Anlagen in Form von Fahrplänen an comax. Bei abzusehenden Engpasssituationen melden die Netzbetreiber ihre Bedarfe auf comax an. Anschließend werden geeignete Flexibilitätsangebote zur Engpassbeseitigung ermittelt und über eine sogenannte Merit-Order abgerufen. Durch die Koordination auf comax können die Bedarfe der einzelnen Netzbetreiber bestmöglich gedeckt werden. Dabei ist gewährleistet, dass Engpässe auf den einzelnen Netzebenen behoben werden, ohne dass neue Engpässe auf weiteren Netzebenen verursacht werden. Für den Abruf wird ein Fahrplan mit dem Einsatzverantwortlichen ausgetauscht, das heißt es wird ein Handelsgeschäft erstellt. Die Umsetzung des Fahrplans liegt beim Einsatzverantwortlichen selbst.

Der Pilotbetrieb konnte die Umsetzung des Gesamtprozesses des Flexibilitätsabrufs über die Plattform erfolgreich demonstrieren. Dieser Pilotbetrieb umfasste Tests mit verschiedenen Anbietern, die Flexibilitätspotenziale aus verschiedenen dezentralen Anlagen (zum Beispiel Biogasanlagen, Blockheizkraftwerke, Elektrofahrzeuge und Ladesäulen) anboten. Die Anlagen befanden sich in unterschiedlichen Regionen, sodass verschiedene Modellnetze auf comax hinterlegt wurden. Darüber hinaus realisierte C/sells im März 2020 einen Abruf mit dem SINTEG-Projekt enera. Hier koppelten die beiden Projekte comax und den enera-Flexibilitätsmarkt, um das Flexibilitätspotenzial dezentraler Anlagen für die Behebung von Engpässen auf Übertragungsebene einzusetzen, ohne Restriktionen von Verteilnetzbetreibern zu verletzen. Die Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt fließen in die derzeit laufenden Umsetzungsprojekte ein (siehe NABEG 2.0).

ReFlex

Im mittelhessischen Dillenburg implementiert C/sells ReFlex als eine prototypische FlexPlattform. Dabei sind die beiden EAM-Tochtergesellschaften EAM Netz GmbH als Netzbetreiberin und EAM Energie Plus GmbH als Anbieterin für Flexibilität beteiligt. Die Universität Kassel ist Forschungspartnerin.

Auf ReFlex kommen sogenannte kurzzeitkontrahierte Produkte zum Einsatz. Diese beinhalten die Vorhaltung einer flexiblen Leistung für einen definierten Zeitraum des Folgetages. Außerdem werden Quotenprodukte implementiert, die die Begrenzung einer Einspeise- oder Bezugsleistung beinhalten. Der ReFlex-Feldversuch lief in der ersten Jahreshälfte 2020 und umfasste im Wesentlichen einen Machbarkeitsnachweis der Plattformfunktionen. Außerdem variierten die betreibenden Gesellschaften unterschiedliche Produktdesignelemente und evaluierten sie qualitativ. Der Feldtest hat gezeigt, dass die Einbindung von Flexibilität aus verschiedensten Anlagentypen grundsätzlich möglich ist. Aus Sicht des Netzbetreibers ist vor allem die Zuverlässigkeit und Planbarkeit ein wichtiges Kriterium für einen zukünftigen Flexibilitätseinsatz. Aus Sicht der Flexibilitätsanbieter haben sich keine eindeutigen Produktpreferenzen ergeben. Hier wird ein massenfähiges Konzept verschiedene Varianten für verschiedene Anbieter-typen erfordern. Das Konzept des ReFlex ist grundsätzlich auf weitere Netzgebiete übertragbar.

Fazit: FlexPlattformen als Musterlösung für zukunftsfähiges Netzengpassmanagement

Die Herausforderungen im Betrieb von Stromnetzen wandeln sich aktuell grundlegend. Eine besondere Relevanz nimmt dabei die Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements ein. C/sells hat dafür einen gemeinsamen FlexPlattform-Konzept entwickelt und in drei Demonstrationen umgesetzt: ALF, ReFlex und comax. Ziel ist es dabei, den bisherigen Werkzeugkasten des Netzengpassmanagements zu ergänzen – nicht zu ersetzen. Das Konzept orientiert sich am bestehenden rechtlich-regulatorischen Rahmen, weshalb keine grundlegende Veränderung des Marktdesigins notwendig ist.

Der Plattformansatz ermöglicht einen einfachen und standardisierten Zugang für eine große Zahl an Akteuren. Plattformen können netzdienliche Flexibilität effizient koordinieren und auch bislang ungenutzte Flexoptionen erschließen. Entscheidend ist hierbei die Ausgestaltung des Handelsobjekts „Flexibilität“ und der daraus abgeleiteten Produkte. Um Erfahrungen mit unterschiedlichen Produktausgestaltungen zu sammeln, entwickelte C/sells drei verschiedene FlexPlattformen. Die Architektur der intelligenten Messsysteme als gemeinsame, sichere und standardisierte Mess- und

Steuerinfrastruktur ermöglicht es, Flexibilität aus dezentralen, heute oft ungenutzten Anlagen kosteneffizient zu integrieren.

Die FlexPlattform und die dahinterliegende Infrastruktur stellen damit einen wichtigen Baustein für ein zukunftsfähiges Netzengpassmanagement dar. Sie ermöglichen es, mehr erneuerbare Energie und neue Verbraucher zu integrieren und dabei die Netzstabilität zu wahren.

► Literatur zum Weiterlesen



ADVERTORIAL

OLI Systems GmbH

Netz- und nervenschonend Laden

Das Laden von E-Fahrzeugen führt zu Lastspitzen, die Hausnetze von Bestandsgebäuden und lokale Verteilnetze über ihre Belastungsgrenze



führen können. Anstelle einer kostspieligen Netzverstärkung bietet sich Lastmanagement an, um Lastspitzen zu reduzieren. Bisher werden dabei Nutzerbedürfnisse nicht berücksichtigt, die vorhandene Netzkapazität nicht optimal ausgenutzt. OLI Move – eine blockchainbasierte Komplettlösung für Immobilienbetreiber und CPOs, nutzt die Netzkapazität optimal aus und ermöglicht die Rückvergütung von besonders flexiblen Fahrern bei gleichzeitig niedrigen Betriebskosten.

OLI Move ist Teil des OLI-Produktportfolios, welches Lösungen für Quartiere, Gewerbebetriebe und Versorger bereithält – komplett aus einer Hand vom Konzept bis zum Betrieb.



www.my-oli.com

Querschnitt: Geschäftsmodelle im Smart Grid

Die Energiewirtschaft als Geschäftsumfeld verändert sich durch die bereits beschriebenen Trends der Dezentralisierung und Digitalisierung. Daraus ergeben sich vielfältige Chancen für datengetriebene sowie service-orientierte Geschäftsmodelle. Allerdings sind Unternehmen zunehmend voneinander abhängig, und der Blick in die Vergangenheit zeigt, dass ein dynamisches Marktumfeld auch Risiken für Unternehmen bergen kann.

Die Erfolgchancen eines Unternehmens hängen dabei von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren ab. Um dabei zu helfen, erfolgreiche Geschäftsmodelle für die zukünftige Energiewirtschaft zu entwickeln, untersuchen Wissenschaftler des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart und des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) Geschäftsmodelle im Smart-Grid-Kontext auf deren Erfolgsfaktoren.

Eine Sprache für Geschäftsmodelle

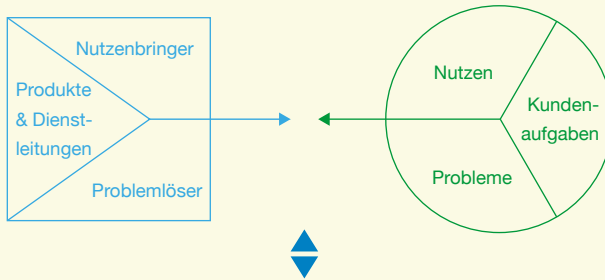
Ausgewählte Analysewerkzeuge helfen, Geschäftsmodelle standardisiert darzustellen, zu verstehen und deren Potenziale zu erkennen. Das zentrale Untersuchungsinstrument ist die in Abbildung 34 dargestellte Business Model Language. Diese besteht aus den drei Werkzeugen Value Proposition Design (oben), dem Business Model Design (mittig) und dem Value Creation Design (unten).

Mit dem Value Proposition Design werden die Bedürfnisse eines Kundensegments, also einer definierten Kundengruppe, in Verbindung mit dem Wertversprechen der angebotenen Leistung analysiert. Die Erweiterung des sogenannten Business Model Canvas, das Business Model Design, ist der zentrale Geschäftsmodellplan und erfasst ein Geschäftsmodell anhand von zwölf Komponenten. Mit dem Value Creation Design wird das Wertschöpfungsnetzwerk aller involvierten Akteure sowie der entstehenden Wertschöpfungsflüsse dargestellt. Mit der Systematik des **Value Network** lassen sich Geschäftsmodelle in einem Wertschöpfungsnetzwerk ganzheitlich erfassen, analysieren sowie deren Markterfolg abschätzen. Darüber hinaus dient sie als Grundlage, um einerseits bestehende Geschäftsmodelle hinsichtlich erfolgsversprechender Muster zu untersuchen und andererseits Unternehmen bei der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle zu unterstützen. Zur Vermittlung dieser Business Model Language wurde das Business Model Training entwickelt (siehe Info).

► Quellen:



Werkzeug I: Value Proposition Design



Werkzeug II: Business Model Design



Werkzeug III: Value Creation Design

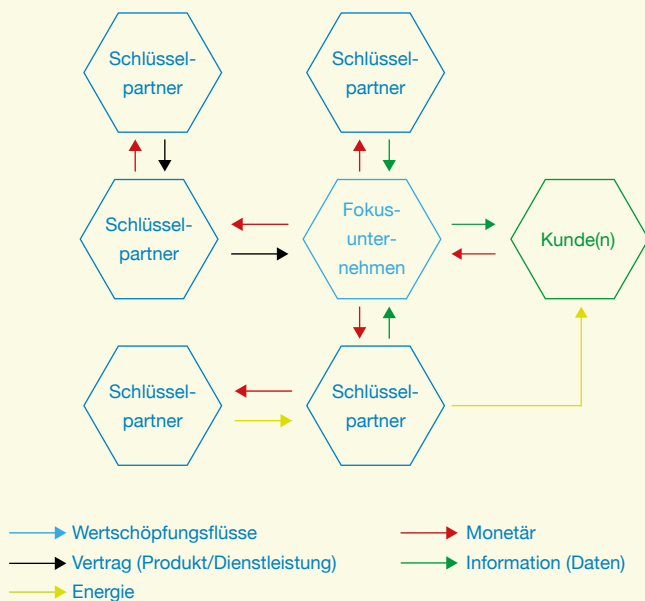


Abbildung 34:
Business Model
Language: Modifizierte Form des
Value Network

C/sells-Business Model Training

Das Business Model

Training wurde als Blended-Learning-Programm auf einer Online-Lernplattform der Universität Stuttgart konzipiert, um inhaltliches und methodisches Wissen der dargestellten Business Model Language zu vermitteln. Hierfür kann über eine Online-Lernplattform der Universität Stuttgart auf Tutorial-Videos, Webinar-Aufzeichnungen sowie auf Übungsaufgaben zugegriffen werden. Am Ende des Trainings können Geschäftsmodelle ganzheitlich erfasst, strukturiert abgebildet und kritische Stellen identifiziert werden.



Zelluläre Geschäftsmodelle müssen sich noch beweisen

In C/sells zeigt sich, dass überwiegend technische Problemstellungen adressiert werden. So etwa bei der Netzzustandserfassung in **Dillenburg**, mit der interoperablen Kommunikationsinfrastruktur im **Stadtquartier Franklin** oder beim **C/sells-Flex-Plattform-Konzept**. Softwarebasierte Plattform- sowie Service-Geschäftsmodelle stehen im Vordergrund. Daraus können digitale Wertschöpfungsnetzwerke entstehen.

- Seite 194
- Seite 160
- Seite 90

Neue Handlungsräume – Energiezellen agieren miteinander

In der künftigen Energiewelt erschließen sich Unternehmen und Haushalten neue Möglichkeiten, miteinander zu interagieren. Dieses Kapitel zeigt diese neuen Handlungsräume für die Energiezellen untereinander während im vorigen Kapitel die Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und Energiezellen im Fokus stand. Die Handlungsräume umfassen zwölf Anwendungsfälle, von neuen Marktplätzen über miteinander verbundene Energiezellen und Elektrofahrzeuge bis hin zu intelligenten Messsystemen.

Wie Zellen in der Energiewelt von morgen agieren – eine Übersicht

Im diesem Kapitel über neue Handlungsräume werden Möglichkeiten behandelt, wie die Akteure des C/sells-Energiesystems Energie und Flexibilität auszutauschen können. Einen Weg stellen Märkte dar (auch Handelsplätze genannt), auf denen autonome Energiezellen ihre Produkte und Dienstleistungen anbieten und nachfragen. Wir

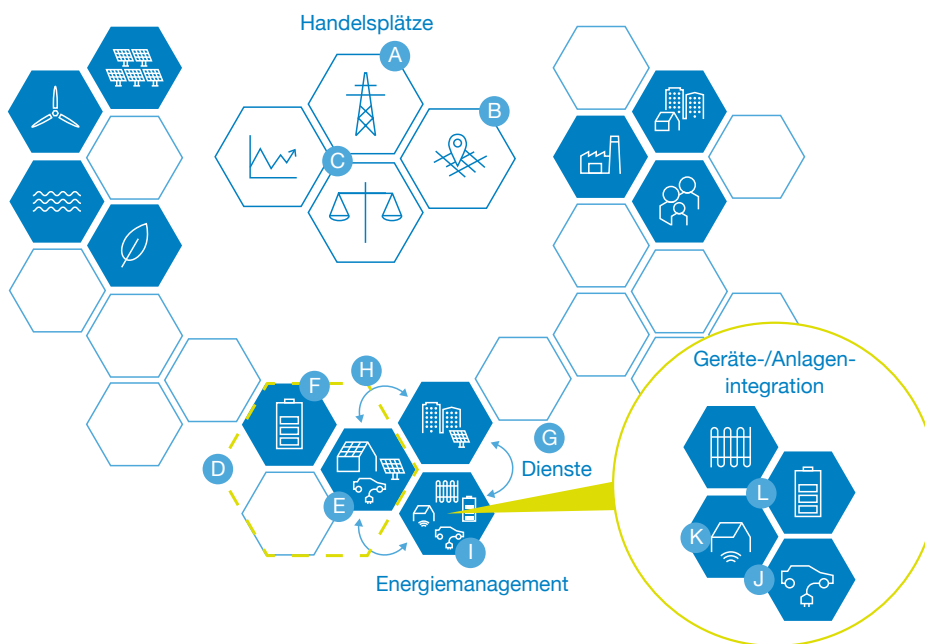
betrachten dabei einerseits sogenannte Prosumer, die die eigenen Energieflüsse in der Zelle managen, aber auch reine Erzeuger und Verbraucher. Die Lupe in Abbildung 35 symbolisiert, was ein Energiemanagement umfasst: Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, Verbraucher, Speicher und Elektromobile – und nicht zuletzt die Menschen, die den Zellen erst das Leben einhauchen. Zudem interagieren Zellen miteinander, was in der Abbildung mittels Pfeilen symbolisiert wird. Dieses Zusammenwirken der Zellen kann über vielfältige Wege geschehen, zum Beispiel über gemeinschaftlichen Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom, über Energie-Communities oder über verschiedene Formen regionaler und überregionaler Märkte. Die Buchstaben A bis L in Abbildung 35 bezeichnen Anwendungsfälle der Energiewelt von Morgen, die C/sells untersucht hat. Im Folgenden beschreiben wir sie genauer.

Prosumer

Das Wort Prosumer setzt sich aus den beiden Worten „Producer“ (deutsch:

Produzent) und „Consumer“ (deutsch: Konsument) zusammen. Es handelt sich also um Menschen, die Strom sowohl produzieren als auch verbrauchen, beispielsweise mittels einer eigenen Photovoltaikanlage auf dem Dach. Siehe auch „Unser Ansatz ist partizipativ, vielfältig und zellulär.“

Abbildung 35:
Anwendungsfälle
als neue Hand-
lungsräume des
Energiesystems von
morgen



A: Mit Flex-Plattformen das Stromnetz entlasten

H: Zellen im Austausch

B: Stromhandel in der Region

I: Energiemanagementsysteme regeln Erzeugung und Verbrauch

C: Vielfältige Flexibilitätsvermarktung ermöglichen

J: Elektromobilität berücksichtigen und nutzen

D: Zellen schließen sich zusammen

K: Geräte und Anlagen sicher und flexibel einbinden

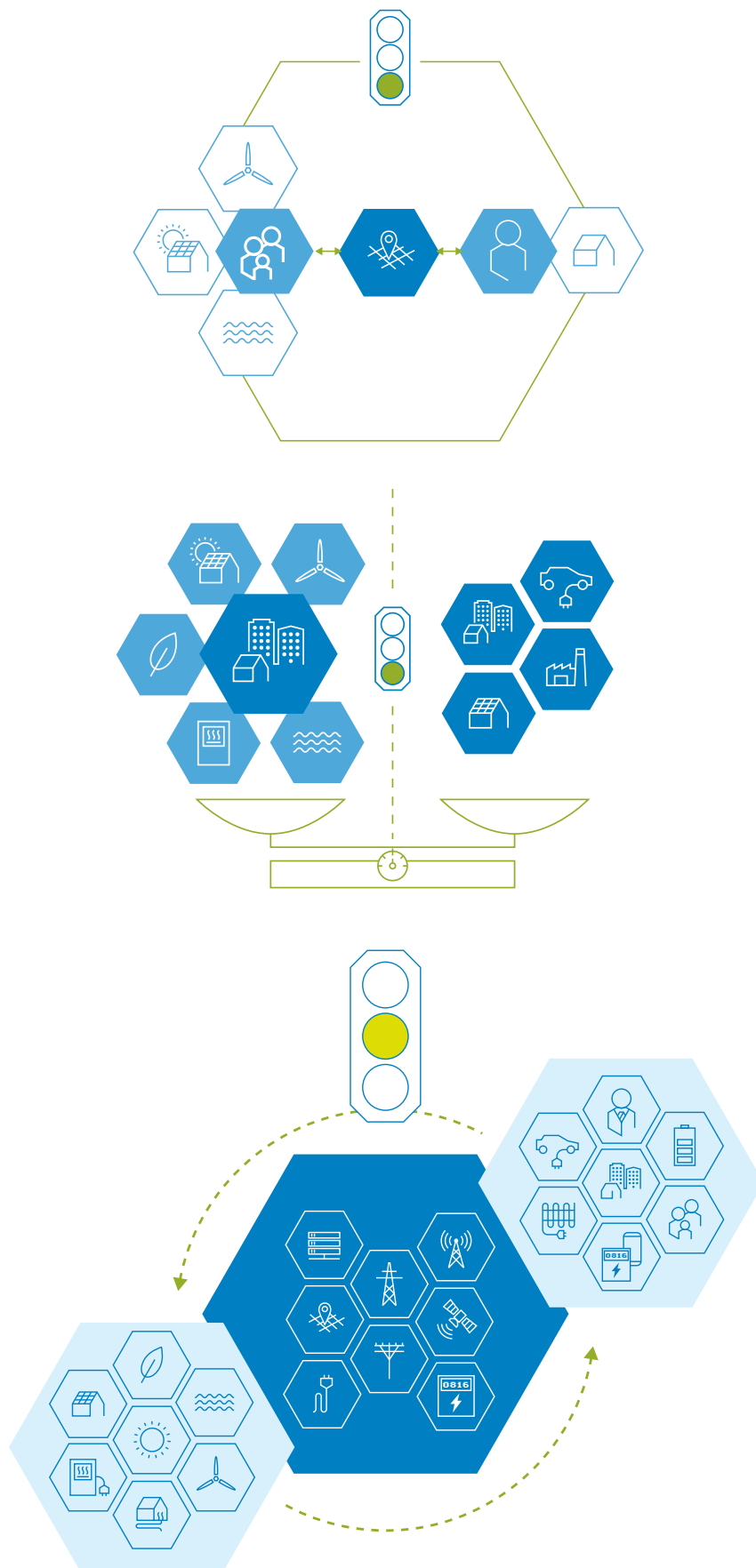
E: Prognosen verbessern die Zellintegration

L: Intelligente Messsysteme – Nutzung des geschützten Kommunikationskanals

F: Energie- und Flexibilitätsdaten smart erfassen

G: Benutzeroberflächen stellen Informationen bereit

Abbildung 36:
Die drei C/sells-
Handelsplätze:
Handelsplatz für
Regionalstrom-
produkte (oben),
bestehender
Handelsplatz für
Energieprodukte
und Regelleistung
(Mitte) und Han-
delsplatz für netz-
dienliche Flexibilität
(unten)



Handelsplätze – Angebot und Nachfrage treffen zusammen

Um den Austausch zwischen Zellen zu ermöglichen, bietet C/sells drei Vermarktungsmöglichkeiten¹ (vgl. Abbildung 36 Mitte): zwei neue Strommärkte für den regionalisierten Handel (A, B) und die bestehenden Märkte (C). Auf Handelsplätzen trifft Angebot und Nachfrage zusammen. Dies stellt sicher, dass Zellen und andere Akteure ihren Bedarf an Energie und Flexibilität decken und Erlöse erzielen können. C/sells umfasst bereits existierende und neue Handelsplätze: zum einen den bestehenden Großhandel für elektrische Energie und den Regelleistungsmarkt, welche C/sells punktuell für die Teilnahme neuer Akteure, wie beispielsweise Kleinanlagen, erweitert hat. Zum anderen zwei neue Handelsplätze für den regionalisierten Handel von Energie und Flexibilität. Dies ermöglicht einerseits den direkten Handel von Regionalstrom zwischen Zellen und garantiert andererseits durch die Bereitstellung von Flexibilität mit einer regionalen Komponente den **sicheren und effizienten Betrieb** unseres Stromnetzes. Die Teilnahme an den C/sells-Handelsplätzen ist freiwillig, so dass die Zellen größtmöglichen Freiraum haben. Die im Projekt unterschiedenen drei Arten von Handelsplätzen für Energie und Flexibilität stellt Abbildung 36 dar.

► Seite 70

Der zentrale markt- und systemdienliche Handel umfasst den bereits heute etablierten Großhandelsmarkt für Energie und den Regelleistungsmarkt (siehe Abbildung 36, Mitte). Bislang hatten kleine Akteure, etwa ein Mehrfamilienhaus mit PV-Anlage, Batteriespeicher und Elektroauto, kaum die Möglichkeit, an diesem Handel teilzunehmen. Die Markteintrittsbarrieren waren für kleine Zellen einfach zu groß, zum Beispiel das Ablegen einer Händlerprüfung für die Teilnahme am Großhandel oder das Präqualifikationsverfahren des Regelleistungsmarkts, mit dem der Nachweis erbracht werden muss, jederzeit die angebotene Flexibilität bereitstellen zu können. Einerseits hat C/sells daran gearbeitet, diese Barrieren abzubauen, und andererseits eröffnet die Zelle als intelligenter Zusammenschluss kleiner Anlagen die Möglichkeit, diese Barrieren zu überwinden. Ganz nach dem Motto: Was einer alleine nicht schafft, schaffen wir zusammen.

¹ Handelsplätze werden häufig auch als Märkte oder Plattformen bezeichnet.

Anwendungsfall A: Mit der C/sells-FlexPlattform das Stromnetz entlasten

► Seite 90

Um die Netze zu unterstützen hat C/sells einen Handelsplatz für Flexibilität neu geschaffen, die sogenannte **FlexPlattform**. Auf ihr wird Strom nicht einfach nur bezogen und abgerechnet. Stattdessen können Erzeuger, Verbraucher und Prosumer ihre Flexibilität bei Strombezug und -einspeisung dazu einsetzen, die Netzbetreiber zu unterstützen und somit zur Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems beizutragen (siehe Abbildung 36, unten). Beispielsweise können sie den Ladevorgang eines Elektroautos oder den Betrieb einer Wärmepumpe in die Nachtstunden verschieben, wobei der Nutzerkomfort durch eine intelligente Steuerung uneingeschränkt bleibt. Die FlexPlattform bietet dabei die Möglichkeit, den Netzbetreibern Flexibilität anzubieten. Das vorangehende Kapitel beschreibt das C/sells-FlexPlattform-Konzept und die drei Umsetzungen ausführlich.

Anwendungsfall B: Stromhandel in der Region

Die neuen Handlungsräume eröffnen Zellen die Möglichkeit, Energie regional zu handeln, beispielsweise innerhalb eines Straßenzugs, eines Dorfes, eines Stadtteils, einer Stadt oder eines Landkreises. Dazu können sich die Interessierten entweder zu Stromgemeinschaften zusammenschließen, oder die Zellen handeln direkt untereinander. Dafür schaffte C/sells einen regionalen Handelsplatz (siehe Abbildung 36, oben). Auf diesem können auch Stromkleinstmengen, zum Beispiel von der Photovoltaikanlage eines Einfamilienhauses, gekauft und verkauft werden – ganz nach den Wünschen der Erzeuger und Nachfrager. Dabei soll der Handelsplatz für regionalisier-

te Energie die Teilnahme von Kleinsterzeugern, Prosumern und Verbrauchern ermöglichen, sodass diese ihrer Präferenz nach regional erzeugtem Strom Ausdruck verleihen können. So lässt sich beispielsweise ohne großen Aufwand Strom mit dem Nachbarn handeln. Dies fördert die lokale Wertschöpfung und Investitionen in der Region werden lukrativer.

Kleine Energieerzeuger, also insbesondere Photovoltaikanlagen auf Privathäusern oder auf Gewerbeimmobilien, können sich bisher nicht aktiv am Energiemarkt beteiligen. Und dies, obwohl sie für die Energiewende wünschenswerte Eigenschaften haben: Sie erzeugen verbrauchsnahe und belasten die Stromnetze verhältnismäßig wenig. Ebenso sind diese Anlagen – typischerweise im Bereich von wenigen Kilowatt bis zu 500 Kilowatt Leistung – von der Bevölkerung akzeptiert und verursachen kaum Nutzungskonflikte. Diese Anlagen in bestehende Märkte zu integrieren ist jedoch unrentabel. Das liegt an der relativ geringen Leistung an einem Standort sowie an den unverhältnismäßig hohen Kosten für die erforderliche spezielle Hardware und für einzelne Han-

Für erste Anlagen endet die EEG-Vergütung

Seit dem Jahr 2000 erhalten Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland eine finanzielle Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Dieses garantiert eine sichere Vergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren. Ab 2021 fallen die ersten Anlagen aus der Förderung. Für die Betreiber dieser Anlagen stellt sich nun die Frage: Was tun? C/sells zeigt mit regionalen Handelsplätzen eine alternative Vermarktungsmöglichkeit für den selbst erzeugten Strom auf.

delstransaktionen. Immer weiter sinkende Anlagenpreise, eine wachsende Nachfrage nach nachweislich regionalem, emissionsfreiem Strom und das Auslaufen der EEG-Förderung für erste Anlagen ab dem Jahr 2021 verlangen nun alternative Vermarktungswege. Die Lösung in C/sells: regionale und lokale Energiemärkte. Sie ermöglichen den Betreibern kleiner, dezentraler Anlagen, ihren erzeugten Strom effizient und ohne große Hürden zu vermarkten. Damit entsteht neben der Nutzung selbst erzeugter erneuerbarer Energie eine weitere Handlungsoption für Bürgerinnen und Bürger, Gewerbetreibende oder Kommunen, die Energiewende mitzugestalten und selbst davon zu profitieren.

„Regionale Energiemärkte müssen transparent sein.“

Um zur Teilnahme an einem regionalen Strommarkt anzuregen, ist Transparenz der erste Schritt. Erst wenn die regionalen Akteure ihre Erzeugung und ihren Verbrauch kennen, können sie diesen gezielt beeinflussen. Durch die Visualisierung der Stromerzeugung und des -verbrauchs wird das möglich. Ein Beispiel dafür bietet der südbadische Energieversorger Energiedienst mit der „**Stromgemeinschaft Murg**“. Diese Strom-Community tauscht Strom regional – wobei die Gemeinschaft im Vordergrund steht, nicht das Finanzielle. Der Energieversorger prognostiziert für die Community die regionale PV-Stromerzeugung und den regionalen Verbrauch der Teilnehmenden. Im nächsten Schritt werden die prognostizierten Werte zusammen mit den realen Ist-Verbrauchs- und Erzeugungswerten in einer App visualisiert. Gezielte Verbrauchsempfehlungen an die Teilnehmenden, zum Beispiel wann sie ihre Waschmaschine anstellen sollten und wann besser nicht, sollen Erzeugung und Verbrauch näher zusammenführen. Ziel ist es, so den Eigenverbrauch der Community zu steigern. Damit werden Markt und Physik näher zueinander gebracht, da überschüssige Strommengen ohnehin bereits zum Nachbarn fließen, da der Strom den Weg des physikalisch geringsten Widerstands sucht. Ein möglicher Anknüpfungspunkt an eine Strom-Community besteht darin, eine Plattform einzurichten, auf welcher die Mitglieder kleinste Strommengen regional handeln oder tauschen können. Weltweit werden viele Konzepte sogenannter Nachbarschaftsplattformen untersucht und erprobt. Ein zentraler Bestandteil der Konzepte stellt meist die Technologieauswahl für die Abrechnung und Bilanzierung der Strommengen dar. So auch in C/sells.



„Ich mache mir wenig Sorgen um meine Wiederwahl. Mit dem digitalen Handelsplatz für Strom konnte ich nicht nur die Energiekosten für die kommunalen Liegenschaften senken, sondern meinen Wählerinnen und Wählern auch helfen, ihre Elektroautos mit Nachbarschaftsstrom zu laden. Toll finde ich auch, dass so viele Solaranlagenbetreibende bei der Stromspende mitmachen und Überschussstrom an unsere Vereine und auch an den einen oder anderen Bedürftigen spenden.“

► Anwendungsfall F
Seite 117

► Seite 178



„Wir nutzen Onlineauktionen, um nicht mehr genutztes Spielzeug zu verkaufen oder neues zu erwerben. In den Ferien vermiete ich das eigene Haus übers Internet. Da ist es nur logisch, dass wir auch unseren Energiebedarf über digitale Plattformen decken möchten. Wenn das nicht mit der eigenen PV-Anlage geht, dann gerne auch vom Nachbarn, weil es dann günstig ist. Und Nachbar Norbert hat schon angeboten, dass wir unseren Überschussstrom in seiner Autobatterie parken dürfen. Dazu muss ich nicht ständig in der App aktiv sein. Ich habe nur einmal meine Daten eingegeben. Mein Strom wird nun automatisch gehandelt und ich verdiene noch etwas dabei.“

► Seite 180

anlagen verschiedenen Typs untersucht und getestet. Die „**WIRcommunity**“ bringt Kleinerzeuger regional und vollautomatisiert mit Verbrauchern zusammen und erlaubt es, Stromüberschüsse regional zu vermarkten. Perspektivisch lässt sich die für regionale Energiemärkte geschaffene, dezentrale Dateninfrastruktur für eine Vielzahl weiterer Anwendungen nutzen, etwa für die vollautomatische Abrechnung, den anlagenscharfen Herkunftsnachweis von Strom, für intelligentes Lademanagement für Elektrofahrzeuge oder zur Unterstützung des Netzes durch Prosumer, indem sie ihre Anlagen entsprechend steuern.

„Regionale Strommärkte müssen automatisiert sein.“

Neben der technischen Umsetzbarkeit untersuchte C/sells auch die Präferenzen der deutschen Bevölkerung hinsichtlich regionaler Handelsplätze für Strom. C/sells befragte 417 Personen in ganz Deutschland dazu, wie ein regionaler Handelsplatz ausgestaltet werden sollte, damit die Teilnahmebereitschaft möglichst hoch ist. Die meisten Bürgerinnen und Bürger bevorzugten regionalen Grünstrom vom Nachbarn oder aus der Region gegenüber Strom unbekannter Herkunft. Auch die Möglichkeit,

„Die Blockchain-Technologie ist vielversprechend für regionale Energiemärkte.“

Die Blockchain-Technologie eignet sich aus mehreren Gründen besonders für die Umsetzung regionaler Märkte: Die Dateninfrastruktur ist – genau wie die Struktur der kleinen Erzeuger und Prosumer – dezentral angelegt. Das Bietverfahren für die regional angebotenen Energiemengen läuft für alle transparent und vollautomatisch ab und für die faire Abwicklung der Transaktionen ist keine zentrale Stelle, beispielsweise eine Börse, nötig. Dies senkt das Ausfallrisiko und die Kosten pro Transaktion. Diese liegen aktuell unter 0,1 Cent pro Transaktion. Insbesondere im Hinblick auf den Handel kleiner Energiemengen – es werden in der Regel Energiemengen im Wert weniger Euro pro Transaktion übertragen – spielt dies eine wichtige Rolle. In C/sells hat der Energiedienstleister WIRCON gemeinsam mit dem Blockchain-as-a-Service-Anbieter OLI Systems einen regionalen Markt für Photovoltaik-

selbst Kauf- und Verkaufsgebote zu platzieren ist für viele interessant – jedoch darf dieser Handel nicht zu viel Zeit in Anspruch nehmen, oder ein großer finanzieller Vorteil muss den Aufwand ausgleichen. Deshalb muss ein regionaler Handelsplatz zu einem gewissem Grad automatisiert sein. Die Betreibenden können dies zum Beispiel erreichen, indem intelligente Algorithmen vollautomatisch die Kaufs- und Verkaufsgebote platzieren, wie dies bei der „WIRcommunity“ der Fall ist, während Energiemanagementsysteme zudem im Haus der Prosumer Erzeugung und Verbrauch optimieren.

Anwendungsfall C: Vielfältige Flexibilitätsvermarktung ermöglichen

Durch die verschiedenen Handelsplätze entscheiden die Akteure im C/sells-Energiesystem künftig freier darüber, wie sie ihre Produkte vermarkten. So können sie beispielsweise ihre Flexibilität auf dem Regelleistungsmarkt oder auf einer Flex-Plattform anbieten. Die im Projekt C/sells entwickelten Vermarktungsstrategien helfen den Zellen zu entscheiden, welcher Markt für sie der Beste ist. Dies sind intelligente Algorithmen und Verfahren, die automatisch jenen Handelsplatz auswählen, der am besten zu den Zielen einer Zelle passt, zum Beispiel die höchsten Erlöse erwarten lässt. Somit gibt der C/sells-Handel allen Akteuren im zukünftigen Energiesystem einen ökonomischen Rahmen für den Handel und eröffnet zusätzlich vielfältige, individuelle Partizipationsmöglichkeiten für Zellen. Um die Einstiegshürden möglichst niedrig zu halten, stellt C/sells die passenden Vermarktungsstrategien bereit.

Dienste für das Energiesystem von morgen

Wenn immer mehr Strom aus erneuerbaren Energien kommt, sind innovative Dienstleistungen essenziell, um die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten – Dienstleistungen, die zum Beispiel helfen, Flexibilität zu vermarkten oder Prognose- und Messdaten bereitzustellen. C/sells hat Grundlagen für solche neuen Dienste und entsprechende Geschäftsmodelle entwickelt. Die folgenden Abschnitte enthalten Beispiele dafür. Deutschen Unternehmen, sowohl bestehenden als auch neuen, eröffnen sich dadurch Wachstumschancen auch in anderen Ländern.

Anwendungsfall D: Zellen schließen sich zusammen

Häufig lohnt es sich für kleinere Zellen nicht, die Energie oder Flexibilität ihrer Anlagen oder gar von einer Einzelanlage zu vermarkten, da die Kosten für den Marktzutritt, die Marktteilnahme sowie für IKT-Infrastruktur typischerweise unabhängig von der Größe einer technischen Einheit anfallen. Dieser Umstand wiegt umso mehr, je kleiner die Anlagen sind. Wenn sich einzelne Anlagen zu einem Verbund (auch Aggregat

Was ist ein Energiemanagementsystem?

■ Energiemanagementsysteme (EMS) erfassen und steuern automatisch die Energieströme von Geräten und Anlagen, um einen optimalen Betrieb zu gewährleisten. Dabei können die Ziele je nach EMS individuell vorgegeben werden, beispielsweise maximale Kosten- oder CO₂-Einsparungen.

► Energiemanagement
Seite 119

genannt) zusammenschließen, können sie diese Hürden für eine aktive Partizipation am Energiesystem überwinden und die Vermarktung lohnt sich. Anlagen zu aggregieren hat noch viele weitere Vorteile: So lassen sich Ausgleichseffekte zwischen Anlagen nutzen, beispielsweise, wenn Windenergieanlagen an unterschiedlichen Standorten gleichzeitig einspeisen, die Erzeugung jedoch örtlich schwankt. Damit kann deren Verhalten in Summe besser prognostiziert werden. Die Zellen können ihre Anlagen selbst aggregieren, oder ein Dienstleister übernimmt dies. C/sells hat untersucht, wie sich Millionen von einzelnen Erzeugern und steuerbaren Lasten sinnvoll zu einem Gesamtsystem zusammenfügen lassen.

„Die Blockchain ermöglicht sicheres und schnelles Engpassmanagement.“

Einen besonderen Fokus legten die Beteiligten darauf, wie sich Anlagen technisch steuern lassen. So ist die Blockchain-Technologie vielsprechend, um beispielsweise Flexibilitätsanforderungen der Netzbetreiber umzusetzen. Diese Technologie eignet sich gut dazu, kleinteilige Lasten und Produzenten zu steuern, auch um die Sicherheit und Effizienz beim Betrieb zukünftiger Stromnetze zu gewährleisten. C/sells

entwickelte ein Blockchain-Konzept für die Steuerung von Photovoltaik-Anlagen und wendete es an. Muss ein Netzbetreiber Stromerzeugungsanlagen abregeln, um Netzüberlast zu vermeiden, ist es für ihn besonders wichtig, dass die Anlage tatsächlich die Erzeugung vermindert oder abstellt. Für den Anlagenbetreiber ist es wichtig, dass der Vorgang nachvollziehbar und dokumentiert ist. Beides ist mit der bisher eingesetzten Technik nicht gegeben. Die Blockchain-Technologie bietet sich als Lösung an, da die dort abgelegten Daten sowohl fälschungssicher und daher vertrauenswürdig als auch gut zugänglich sind. Um dies genauer zu untersuchen, stattete die Technische Hochschule Ulm im Labor eine Photovoltaikanlage mit Blockchain-fähiger Hardware aus, die die Anlage mit der Blockchain der Energy Web Foundation verbindet. Diese Blockchain dokumentiert sämtliche Steuervorgänge, die vom Netzbetreiber ausgehen, in einem sogenannten Smart Contract sicher und unveränderlich. Bei Bedarf sendet die Blockchain ein Regelsignal an die Anlage, entweder direkt an die Anlage oder indirekt über den geeichten Zähler. Anschließend wird das Steuersignal umgesetzt. Die abgeregelten Energiemengen lassen sich dabei nahezu in Echtzeit über sogenannte Tokens abrechnen. Dadurch entfallen Risiken für den Anlagenbetreiber. So ermöglichen die zahlreichen Erzeugungsanlagen und flexiblen Lasten künftig zielgenaues Engpassmanagement zur Entlastung der Netze.

Was ist ein Smart Contract?

Smart Contracts (deutsch: intelligente Verträge) bezeichnen Computerprotokolle, die ähnlich wie Verträge sicherstellen, dass gewisse Regeln eingehalten und Aktionen durchgeführt werden. Ein Beispiel: Eine Ladesäule für ein Elektroauto beginnt mit dem Ladevorgang, nachdem die Zahlung sichergestellt wurde.

Was ist ein Token?

Ein Blockchain Token (deutsch: Wertmarke) ist ein digitales Tauschmittel. Die bekannteste Art von Tokens stellen Kryptowährungen wie beispielsweise Bitcoin dar. Es gibt jedoch weitere Arten von Tokens, zum Beispiel Utility Tokens, Security Tokens oder Equity Tokens.

Anwendungsfall E: Prognosen verbessern die Zellintegration

Damit Zellen Flexibilität bereitstellen können ist es notwendig, Erzeugung und Verbrauch sowohl qualitativ als auch quantitativ bestmöglich vorherzusagen. Die Vorhersagen können die vor Ort in den Zellen aktuell gemessenen Erzeugungs-, Verbrauchs- und Wetterdaten nutzen, jedoch auch die in der Vergangenheit aufgezeichneten Daten. Diese Daten dienen als Input, um geeignete Prognosemodelle zu erstellen – das heißt Modelle, die auf die individuelle Zelle zugeschnitten sind. Dies betrifft die zu erwartende Erzeugung und den zukünftigen Verbrauch von elektrischer und thermischer Energie. Das zelleigene Energiemanagementsystem kann diese Prognose erstellen, oder ein Dienstleister übernimmt diese Aufgabe. Die in C/sells entwickelten Energie- und Flexibilitätsprognosen einzelner Zellen basieren auf mathematischen Simulationen oder stammen aus der Forschung zur künstlichen Intelligenz (KI). Zur KI-Forschung zählen zum Beispiel trainierte neuronale Netzanwendungen. Diese auf die Zellen individuell angepasste Vorgehensweise ermöglicht es, entsprechend genau Erzeugung und Verbrauch für einen vorgegebenen Zeithorizont zu ermitteln. Somit können Zellen freie Energie und Leistung als Flexibilität bereitstellen – sowohl positiv als Überschuss bei zu hoher als auch negativ bei zu geringer Erzeugung. Die Prognosen dienen als Querschnittsanwendungen, um die Leistungs- und Energieflüsse einer Liegenschaft zu optimieren, zum maximalen Nutzen für Betreiber und Nutzer. Sie sind daher notwendiger Basisdienst für die Digitalisierung der Energiewelt.

► Seite 160

Anwendungsfall F: Energie- und Flexibilitätsdaten smart erfassen

Als Input für die Prognosen, aber auch für weitere Dienstleistungen, dienen regional hoch aufgelöste Daten, zum Beispiel über Wetter, Erzeugung, Verbrauch und Flexibilitätpotenziale. Umfangreiche Berechnungsverfahren können diese Daten zum Teil abschätzen, aber das ist unsicher und aufwändig. Viel einfacher können die Zellen vor Ort die Daten erheben. Die Zellen versenden die Daten dann über sichere Kommunikationswege, wie zum Beispiel die Smart Meter. In der Regel benötigen mehrere Dienstleistungen die so gewonnenen Daten. Daher ist nach den Analysen von C/sells zu erwarten, dass sich daraus ein eigenständiges Geschäftsmodell etablieren kann: Spezialisierte Unternehmen werden die Daten an verschiedene Akteure bereitstellen, wie zum Beispiel Netzbetreiber oder Aggregatoren. Die dafür notwendigen Systeme hat C/sells konzipiert und im Rahmen eines Feldtests im Gebiet **Ulm/Neu-Ulm** erprobt evaluiert.

► Seite 200

Was ist Gamification?

Energiemanagementsysteme mit Gamification integrieren für den Nutzer spielerische Elemente, die jedoch keine finanziellen Auswirkungen haben. Beispiele sind Ranglisten, Fortschrittsanzeigen, Erfahrungspunkte, Highscores und Ähnliches. Dadurch wird die Motivation gesteigert, das Verhalten zu verändern.

► Anwendungsfall B
Seite 112



„Ätsch, wir verbrauchen noch weniger Strom als ihr,“ ruft Paula, die elfjährige Tochter von Sonja Flexibel, ihrer Freundin zu. Im Computer kann sie sehen, wo die Stromdiebe im Haus sitzen. Und macht den Stromdieben einen Strich durch die Rechnung, weil sie sie einfach abschaltet. „Mein kleiner Bruder hat schon wieder den Fernseher einfach laufen lassen“, beschwert sie sich.

Anwendungsfall G: Benutzeroberflächen stellen Informationen bereit

Obwohl Prognosen immer besser und die damit verbundenen Unsicherheiten geringer werden, lassen sich manche Dinge nach wie vor schwer voraussagen. Dies betrifft vor allem das Verhalten einzelner Personen. Eine weitere wichtige Dienstleistung ist daher die Messdatenbereitstellung für Prosumer. Sollen Endnutzer an bestehende und neue Märkte angebunden werden, so müssen sie Zugang zu den relevanten Informationen und Diensten erhalten. Das Bindeglied zwischen Energiemanagementsystemen und Bewohnern von Zellen stellen Benutzeroberflächen dar.

„Benutzeroberflächen sind die Schnittstelle zwischen Mensch und Energiemanagementsystem.“

Diese eröffnen die Möglichkeit, selbstständig als Teil des Energiesystems zu agieren. Durch die Verwendung solcher Benutzeroberflächen soll es den Prosumern und Konsumenten beispielsweise möglich sein, Anlagen so zu konfigurieren, dass das Energiemanagementsystem deren Flexibilität erschließen kann. Hierfür können beispielsweise Temperaturpräferenzen für Räume oder späteste Abfahrtszeiten für Elektrofahrzeuge gesetzt werden. Gleichzeitig kann die Benutzeroberfläche Feedback über die CO₂-Vermeidungspotenziale einer flexiblen Ladung geben und somit Anreize in Form von Feedback für ein umweltfreundliches Verbrauchsverhalten liefern. Die Prosumer und Konsumenten erhalten überdies weitere wertvolle Informationen. Dies sind einerseits Prognosedaten, wie beispielsweise die zeitvariablen Anteile von Grünstrom am erwarteten Verbrauch, aber auch Echtzeit- und Historieninformationen. Darüber hinaus können Benutzeroberflächen auch die Bildung von Energie-Communities fördern. Solche Communities können die Partizipation an der Energiewende erhöhen sowie das Bewusstsein stärken und Anreize schaffen, einen Beitrag zur stabilen und nachhaltigen Energieversorgung der Zukunft zu leisten. Abbildung 37 zeigt beispielhaft eine Nutzeroberfläche eines Energiemanagementsystems aus C/sells.

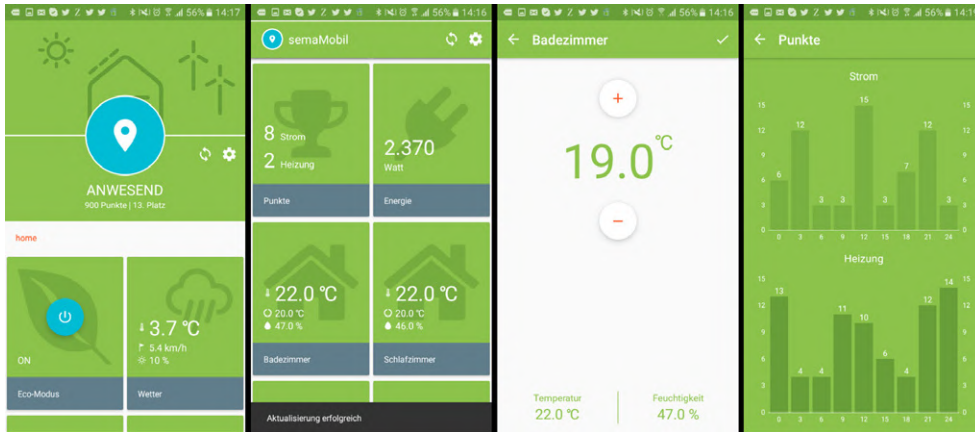


Abbildung 37:
Nutzeroberfläche
eines Energiema-
nagementsystems
mit Gamification für
Strom und Wärme

Energiemanagement – optimiert und mit anderen Zellen vernetzt

Zunehmend erzeugen auch Anlagen in kleineren Liegenschaften Strom, vor allem aus PV-Anlagen. Wenn die Gebäude den erzeugten Strom nicht zur selben Zeit vor Ort verbrauchen oder speichern können, fließt dieser in das Stromnetz zurück. Da das Stromnetz nicht immer zusätzliche Einspeisung braucht, kann es sinnvoll sein, Erzeugung und Verbrauch zunächst lokal auszugleichen, um zu verhindern, dass in diesem Fall Strom ins Netz fließt. Hierzu muss vor Ort eine Möglichkeit bestehen, die Erzeugung, den Verbrauch und die Speicherung von Energie zu steuern. Dies leistet ein Energiemanagementsystem. Es kann zum Beispiel dafür sorgen, dass lokal erzeugter PV-Strom um die Mittagszeit gespeichert und dann abends von den heimkehrenden Bewohnern genutzt wird. Dies spart nicht nur Geld, sondern entlastet auch das Stromnetz, da ohne ein Energiemanagement möglicherweise viele PV-Anlagen mittags gleichzeitig Strom ins Netz einspeisen würden. Solche räumlichen Zusammenschlüsse mit einem oder mehreren Energiemanagementsystemen können Zellen verschiedener Größe bilden. Diese Zellen können Einfamilienhäuser, gewerbliche Immobilien oder auch ganze Flughäfen oder smarte Stadtviertel sein. Je diverser die Energieversorgungs- und Verbrauchsstrukturen vor Ort, desto höher ist grundsätzlich das Potenzial, Erzeugung und Verbrauch vor Ort auszugleichen. Gleichzeitig steigt jedoch auch die Komplexität, verschiedene Anlagen in einem Energiemanagementsystem zusammenzufassen.

Anwendungsfall H: Zellen im Austausch

Ob und in welchem Umfang eine Zelle Energie und Flexibilität bereitstellt, kann jede Zelle autonom entscheiden. Große Zellen, wie Flughäfen, Wohnquartiere oder Industrieareale, können mehrere Megawatt Leistung verschieben und damit auf die Mittelspannungsnetze wirken, die Strom in der Region verteilen. Im Gegensatz dazu lassen

► Anwendungsfall K
Seite 123

► Seite 176

► Handelsplätze
Seite 111

► Anwendungsfall B
Seite 112

sich in einzelnen Gebäuden oft nur Lasten im Kilowatt-Bereich verschieben. In den Verteilnetzen kann jedoch jedes Kilowatt wichtig sein, da häufig nur wenige flexible Anlagen an einem Netzstrang angebunden sind. Zellen können dabei Flexibilität auf ganz unterschiedliche Weise zur Verfügung stellen. Im einfachsten Fall kann die Zelle auf einen sich ändernden Strompreis reagieren und in Zeiten mit hohen Strompreisen weniger verbrauchen. Hierzu muss die Zelle vorab keine Information über das geplante Verhalten ihrer Anlagen und Bewohner nach außen kommunizieren. Es benötigt lediglich einen Smart Meter für die Übermittlung der Strompreise und die Abrechnung. Da die Smart Meter über einen gesicherten Kanal kommunizieren, bleibt die Privatsphäre der Bewohner der Zellen bewahrt. Alternativ können sich Zellen dazu entscheiden, ihre Flexibilität vorab zu prognostizieren und mittels eines geeigneten **Datenmodells** (siehe Abbildung 38) nach außen zu kommunizieren. Zudem können Zellen auch bestimmte Verhalten vordefinieren, die durch Zustände von außen ausgelöst werden, was das System besonders resilient macht. Dies ermöglicht es, vorab Flexibilität als Produkt auf einem der C/sells-Handelsplätze anzubieten. Allerdings sind finanzielle Anreize nicht die einzige Motivation für ein energiesparendes und flexibles Verhalten der Bewohner einer Zelle. So können die Bewohner einer Zelle Teil einer vernetzten Community sein, die das gemeinsame Ziel einer sichereren, günstigen und umweltfreundlichen Energieversorgung teilen.

Anwendungsfall I: Energiemanagementsysteme regeln Erzeugung und Verbrauch

► Seite 166

Damit die Zellen Energie und Flexibilität bereitstellen können brauchen sie Energiemanagementsysteme vor Ort. Diese Systeme ermöglichen es den Zellen, automatisch Situationen mit besonders hohem oder niedrigem Verbrauch oder besonders hoher oder niedriger Stromproduktion zu regeln. Ein Beispiel: Die Sonne scheint nicht und die Photovoltaikanlage speist kaum Strom ein. Dann kann es für die Zelle notwendig werden, Energie aus ihrem lokalen Batteriespeicher zu entnehmen oder die Ladeleistung des hauseigenen Elektrofahrzeugs zu reduzieren. Sollen Energiemanagementsysteme die lokalen Energieflüsse steuern, müssen diese mit einem hohen Maß an Unsicherheit umgehen können. Intelligente Energiemanagementsysteme sind deswegen in der Lage, **Vorhersagen für Solareinspeisungen** und Verbrauchsmuster zu erstellen und zu berücksichtigen. Die in C/sells entwickelten Ansätze gehen dabei noch einen Schritt weiter. Die Technische Universität München entwickelte eine Methode, die Unsicherheiten von Prognosen bei der Erstellung von optimalen Anlagenfahrplänen berücksichtigt (siehe Abbildung 38). Mögliche Abweichungen davon bietet sie als Flexibilität auf den C/sells-FlexPlattformen an.

„Unsicherheiten bei Stromerzeugung und -verbrauch werden berücksichtigt.“

Dazu ermittelt das Energiemanagementsystem zum Beispiel für die erwartete Einspeisung aus einer PV-Anlage ein Wahrscheinlichkeitsfeld und keine konkrete Zeitrei-

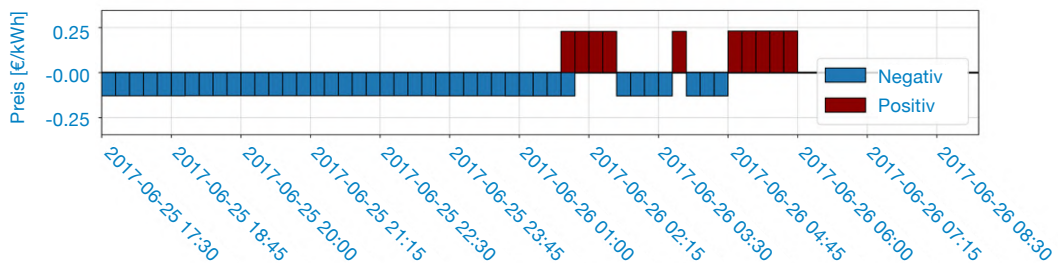
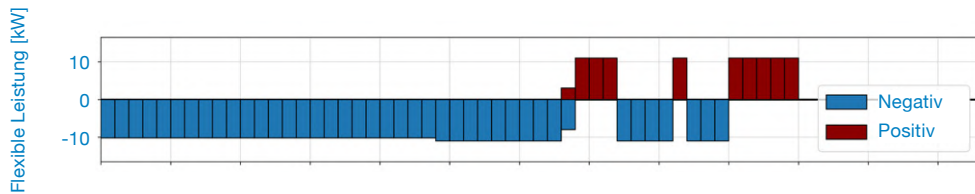
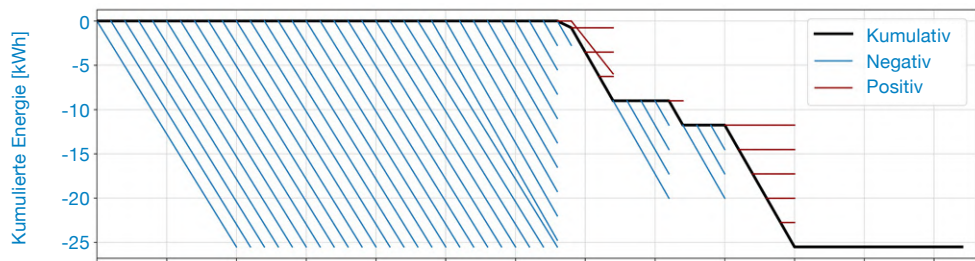


Abbildung 38:
Flexibilitäts-
angebote einer
Zelle: optimierter
Ladezeitplan eines
Elektrofahrzeugs
und mögliche Ab-
weichungen davon
(oben). Daraus er-
gibt sich: als Flexi-
bilität zur Verfügung
stehende Leistung
(Mitte), Preise bei
der Inanspruchnah-
me (unten).

he. Darauf aufbauend kann das System eine kostenoptimale Betriebsstrategie für die Zelle erstellen. Wenn das System Spielraum für Abweichungen von den optimalen Anlagenfahrplänen erkennt, so sind dies Flexibilitätspotenziale. Da solche Abweichungen vom optimalen Betrieb zu höheren Kosten der Zelle führen können, erwartet das Flexibilitätsangebot ein entsprechendes Entgelt. Diese Flexibilitätsangebote kommuniziert das Energiemanagementsystem zum Beispiel an Flex-Plattformen. Dadurch, dass Zellen ihre Flexibilität bestimmen und nach außen kommunizieren können, wird ihr Potenzial auch für angrenzende Zellen und Netzbetreiber nutzbar.

Anwendungsfall J: Elektromobilität berücksichtigen und nutzen

► Seite 150

Mit Elektrofahrzeugen und Wandladestationen, Wallboxen genannt, zieht eine neue Klasse von flexiblen Verbrauchseinheiten in die Zellen ein. Integrieren die Zellenmanager sie in das **lokale Energiemanagement**, können sie das Flexibilitätspotenzial einer Zelle beträchtlich steigern. Besonders gut funktioniert das, wenn die Verantwortlichen mit geeigneten Planungswerkzeugen Zellen so gestalten, dass diese die Anforderungen und Chancen der Elektromobilität berücksichtigen. Das bedeutet: Das Energiemanagementsystem muss sowohl die Ladebedarfe an verschiedenen Orten als auch die Flexibilität einzelner Ladeprozesse vorhersagen. Die Flexibilität aus Elektroautos kann dann in der **Liegenschaft**, aber auch darüber hinaus, genutzt werden. So können Netzbetreiber viele Elektrofahrzeuge zusammen steuern, um einen wichtigen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Stabilität unserer Netze zu leisten. Elektrofahrzeuge zu integrieren kann bei einer großen Zahl an Fahrzeugen aber auch die Infrastruktur belasten – insbesondere, wenn viele Fahrzeuge an einem Ort gleichzeitig laden wollen.

► Seite 160

„Elektroautos sind zugleich Herausforderung und Chance für das Energiesystem.“

Dabei stellen sich bereits bei der Planung der Infrastruktur erste Fragen: Auf welche Spitzenlasten müssen lokale Netzanschlüsse ausgelegt werden? Gibt es Synergien zu anderen Verbrauchern und Erzeugern am jeweiligen Standort, um somit beispielsweise Erzeugung und Verbrauch möglichst gut aufeinander abzustimmen? Welche Maßnahmen können Ressourcen, wie bereits vorhandene Anlagen, effizient nutzen? Um solche Fragen zu beantworten entwickelten das Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation (IAO) und das Institut Arbeitswissenschaft und Technologie-management (IAT) in C/sells für die Planungsphase von Zellen **Simulationstools**, die die individuelle Zelle abbilden können. Damit lassen sich Engpässe erkennen, Komponenten optimal auslegen und ein effizienter und wirtschaftlicher Betrieb gewährleisten.

► Seite 174

Geräte und Anlagen integrieren – mit Standards sicher vernetzt

Im Zuge der Energie- und Verkehrswende wird es immer mehr Erzeugungsanlagen, Speicher sowie neue Geräte auf der Verbrauchsseite wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge geben. Um sie massenfähig in das Energiesystem zu integrieren, braucht es automatisierten Datenaustausch. Dabei kann der Austausch von Energie und Information zwischen Zellen bis hinunter auf die Anlagen- und Geräteebeine nur dann gelingen, wenn die zugehörige Energieinfrastruktur digital modernisiert wird. Dazu braucht es neue technische Standards und neue rechtliche Regeln.

Die Verbindung einer Vielzahl von Anlagen und Geräten führt zugleich zu neuen Anforderungen an die Gewährleistung von Informationssicherheit und Datenschutz.

Intelligente Messsysteme bilden eine wichtige Grundlage zur sicheren Kommunikation. Zur Ausgestaltung der notwendigen Kommunikations- und Sicherheitsprotokolle bis zu den Anlagen und Geräten gibt es Normungsgremien. Hier liefern sich die Industrienationen ein Rennen um die Digitalisierung. Die nationale Aufgabe ist es, einen Innovationen fördernden Rahmen zu schaffen und die Gestaltungskraft der Gesellschaft zur Erhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit zu entfalten.

Anwendungsfall K: Geräte und Anlagen sicher und flexibel einbinden

Um den Einsatz von Strom- und Wärmeerzeugern, Verbrauchsanlagen und Speichern optimal auszugestalten, müssen die Zellen diese sowohl in Gebäude integrieren als auch mit externen Akteuren des Energiemarktes und der Netze verbinden. Die Zellen können den Eigenverbrauch zum Beispiel optimieren, indem sie PV-Anlagen mit Batterien koppeln oder Wärmepumpe und Wärmespeicher miteinander verbinden. Flexibel zu ladende Elektrofahrzeuge können Strom aus der Autobatterie zurückspeisen. Das heißt: Die Zelle erschließt ihre Flexibilität, indem sie verschiedene Energieflüsse miteinander verbindet. Zusätzlich zu diesen autonomen Funktionen innerhalb einer Zelle kann die Zelle mit externen Akteuren vereinbaren, Steuersignale an ihre Anlagen weiterzuleiten, wenn sie beispielsweise Flexibilität aus einer bestimmten Anlage bereitstellen soll. Standardisierte Prozesse ermöglichen es, einzelne Anlagen miteinander zu verbinden – sowohl über das Energiemanagementsystem als auch über die Direktverbindung zu Anlagen. Einzelne Bausteine des **Infrastruktur-Informationssysteme (IIS)** übernehmen diese Integrationsaufgabe. Das IIS nutzt die gemeinsame Mess-, Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur und es unterstützt gemeinsame Plattformdienste. Dies ermöglicht es trotz einer großen Bandbreite von Mess- und Steuereinrichtungen verschiedener Hersteller, automatisierte Prozesse auf Grundlage von Standards und gesicherten Verbindungen zu vereinbaren, um Massenfähigkeit, Wirtschaftlichkeit und Vertrauen in die Lösungen zu befördern.

► Seite 40

„Nur durch Normen und Standards lässt sich Interoperabilität und Massenfähigkeit erreichen – auch im Energiesystem.“

Das nutzt allen Beteiligten: Einerseits den externen Markt- und Netzakteuren, die eine vorhandene Infrastruktur für ihre Geschäftsmodelle nutzen können. Es nutzt aber auch den Anlagen- und Zellenbetreibenden, welche die Infrastruktur zur Anlagen- und Geräteintegration für verschiedene Anwendungen nicht mehrfach und vom jeweiligen Hersteller abhängig finanzieren müssen.

Anwendungsfall L: Intelligente Messsysteme – Nutzung des geschützten Kommunikationskanals

Die Steuerung von Geräten und Anlagen, wie beispielsweise PV-Anlagen, Speicher und Elektrofahrzeuge, benötigt einen sicheren Kommunikationskanal zusammen mit einer einheitlichen Schnittstelle: um einerseits Anlagen zu steuern und um zugleich

unberechtigte Zugriffe abzuwehren. Der Kommunikationskanal bildet die Brücke zwischen dem Energiemanagementsystem, an dem die Geräte und Anlagen angeschlossen sind, und der Außenwelt einer Zelle. Hierfür stellt der Betreiber des intelligenten Messsystems eine einheitliche Schnittstelle bereit, die im Rahmen vielfältiger Anwendungsfälle genutzt werden kann. So setzt C/sells das intelligente Messsystem in zahlreichen Demonstrationsprojekten ein. Dazu gehören freiwillige Anwendungen im Energiemarkt, wie zum Beispiel der Verkauf von Strom an benachbarte Zellen, der ohne eine standardisierte Schnittstelle und einen geschützten Kommunikationskanal nicht wirtschaftlich und sicher darstellbar wäre. Aber auch verpflichtende Einsätze laut gesetzlicher Anforderungen nutzen die Schnittstelle und den Kommunikationskanal, wenn beispielsweise die Netzbetreiber in Überlastsituationen eingreifen müssen, die zukünftig durch das zeitgleiche Laden einer Vielzahl an Elektrofahrzeugen entstehen können. Diese Anforderungen gelten für Geräte und Anlagen verschiedener Größenordnungen, sowohl im Wohn- als auch Gewerbebereich.

► Seite 45

Den Zugriff auf Geräte und Anlagen eines Gebäudes oder auf freistehende Anlagen wird über den gesicherten Kanal des **Smart Meter Gateways** erreicht. Das Smart Meter Gateway kann als Tor zu den Anlagen verstanden werden, welches sich nur für diejenigen externen Akteure öffnet, die dazu berechtigt sind. Das SMGW ist ein Teil des intelligenten Messsystems. Verschiedene externe Akteure können es nutzen. Diese Akteure sind Netzbetreiber, Energielieferanten, Energiedienstleister, aber auch weitere Gebäude- oder Anlagenbetreiber.

„Das intelligente Messsystem kann von verschiedenen Akteuren des Energiesystems genutzt werden.“

Sie nutzen den gesicherten Kommunikationskanal zum direkten Austausch von Energie und Flexibilität. Dazu verschlüsseln und versenden sie automatisiert Nachrichten durch festgelegte Prozesse. Standardisierte Komponenten innerhalb der Zelle, zum Beispiel Steuerboxen, entschlüsseln die Nachrichten und stellen sie für weitere zellinterne Handlungen bereit – zum Beispiel, um eine Anlage direkt zu steuern oder um sie an das Energiemanagementsystem des Gebäudes weiterzugeben. Beim zukünftigen direkten Energieaustausch in Energiegemeinschaften oder zwischen Gebäuden sind derartig komplexe Prozesse nicht in Eigenverantwortung wirtschaftlich umsetzbar. Daher ist es das Ziel von C/sells, die notwendigen Funktionen zur **sicheren Kommunikation** als standardisierten Infrastrukturdienst bereitzustellen. Somit nutzen verschiedene Funktionen und Nachrichten eine gemeinsame Serviceschnittstelle, an welche die Zellen die jeweilige Nachricht als verschlüsselter Inhalt zum Versand per gesicherter Post übergeben können.

► Querschnitt
Seite 62

KOP GmbH



Green Deal Architecture

Um den sich wandelnden Herausforderungen des Wohnens und Arbeitens zu stellen und dabei möglichst viele positive, wechselseitige Wirkungen und Nutzen zu adressieren, wird mit dem C/sells-Partnerprojekt **Smart Living Weinstadt** die hilfreiche Integration und die Synergiepotenziale zwischen den Themenkreisen

- **Digitalisierung und Speicherung**
Dezentrale Sektorkopplung und Flexibilität
- **Soziale Integration und Demografie**
Barrierefreiheit und Ambient Assisted Living
- **Energie und Umwelt**
Regenerative und rezyklierbare Ressourcen aufgebaut und demonstriert.

Der Wirkungsgrad der Systematik für ein zukunftsorientiertes Leben soll untersucht und auf Synergien getestet und gelebt werden.

Dazu wurde ein Gesamtkonzept für ein lebensphasengerechtes Wohn- und Dienstleistungsquartier mit mehreren Wohn- und Nutzeinheiten und einer Sozialstation für das umliegende Wohnumfeld als Leuchtturmprojekt im Rahmen der Internationalen Bauausstellung 2027 entwickelt und geplant. Die Inbetriebnahme ist Anfang 2021 vorgesehen.

Verdichtet, Vernetzt, Verbindend

Unter dieser Prämisse werden die drei wesentlichen Themenkreise maßgeblich in Beziehung gesetzt und befördern sich teils gegenseitig in ihrer symbiotischen Wirkungsweise zu einem vollständig regenerativen, rezyklierbaren und damit klimapositiven Gebäude.

Anhand dieses sektorübergreifenden Kleinquartiers werden diese Themenkreise erstmalig durchgängig sozial und digital vernetzt. Gerade in dieser Synergie liegen die besonderen Chancen zu Mehrwerten in Errichtung und Betrieb von nachhaltigen Gebäude- und Arealssystemen.

Parallel hierzu werden weitere Pilot-Innovationen eingebracht. Die Erforschung und Evaluierung der vorgesehenen Funktionsweisen und der Nutzen im Alltagsbetrieb kann an diesem Demonstrationsprojekt betrieben werden.

Die Inbetriebnahme ist Anfang 2021 vorgesehen.

Für die klimapositive, lokale Energie- und Kreislaufwirtschaft bieten wir neues Denken und Handeln als zertifizierte Experten für Nachhaltige Gebäude- und Stadtquartiere in Konzeption, Planung, Umsetzung und Betrieb nach diesem Vorbild an.



www.greendeal-architecture.eu

www.kop.info

Querschnitt: Die Rolle von Netzwerken und Plattformen im Energiesektor

Neben dem Thema „Stabilität des Energiesystems“ existiert aufgrund der geringen Energiedichte erneuerbarer Energien die zweite wesentliche Herausforderung „Immenser Flächenbedarf“. Dieser ist mit der Akzeptanz der Bevölkerung und dem Erhalt der Biodiversität in Einklang zu bringen.

Beide Aspekte führen im Energiesektor zur Etablierung von – technischen und gesellschaftlichen – Plattformen. Anders formuliert: Energiewende ist ohne Plattformen nicht machbar.

Die **technische Beherrschung** von intermittierenden, volatilen und leistungsstarken Quellen und Senken im Stromsektor erfolgt mit prinzipiellen, strukturellen und operativen Ansätzen. Diese finden sich auch in den Konzepten, Lösungen und Implementierungen von C/sells wieder:

- Effizienz und Suffizienz minimiert den Bedarf an Nutzenergie und vereinfacht so das System
- Vielfalt in der Ausprägung der Erzeugung stabilisiert die Bereitstellung von Strom
- Die Vernetzung von Quellen und Senken ist die Voraussetzung für die Nutzung der Vielfalt
- Zelluläre Strukturen schaffen entsprechend dem Subsidiaritätsprinzip lokalen, regionalen und überregionalen Ausgleich zwischen leistungsstarken Quellen und Senken bei minimiertem Infrastrukturbedarf
- Sektorenübergreifende und bidirektionale Flexibilitätsoptionen, wie Power-to-X aber auch X-to-Power, operationalisieren zelluläre Strukturen
- Digitalisierung schafft Transparenz, identifiziert Optimierungspotenziale und garantiert System- und Netzstabilität.

In diesem Kontext sind Netzwerke physikalische und haptische Gebilde, die die verschiedenen Elemente und Ebenen der Energiewende verbinden. Plattformen beziehen sich auf Online-Daten, Algorithmen und Marktmodelle, die das Zusammenspiel der Komponenten und Ebenen örtlich und zeitlich sicherstellen. Digitalisierung wird eine Voraussetzung für die Energiewende. Eine bisher weitestgehend statische Infra-

struktur wird dynamisch. Das im Rahmen von C/sells entwickelte Infrastruktur-Informationssystem realisiert eine derartige Struktur.

Auf der **gesellschaftlichen Seite** sind Netzwerke und Plattformen ebenfalls wichtige Bestandteile des Transformationsprozesses. Hier steht der Mensch im Mittelpunkt. Energiewende und Digitalisierung bedeuten tiefgreifende Veränderungen, nicht nur in der Gestaltung des Raums, sondern auch im täglichen Leben. Wenn unterschiedliche Interessen und Positionen zusammentreffen, so sind Informationsaustausch und Dialog zwischen den verschiedenen Stakeholdern erfolgskritisch. Ohne die Akzeptanz der Menschen wird die Transformation nicht gelingen. Transparenz, Partizipation und Integration werden so zu zentralen Elementen. C/sells zeigt, welche Herausforderungen die **Partizipationsarbeit** bei den Menschen vor Ort mit sich bringt und welche Chancen entstehen. Foren der Information, des Austauschs und der Mitgestaltung sind dauerhaft zu etablieren.

► Seite 128

Es existieren in Deutschland auf diesem Gebiet bereits mannigfaltige – wenngleich nicht unbedingt immer synchronisierte – Aktivitäten. So gibt es die auf die Fachwelt fokussierenden Verbände (zum Beispiel BDEW, VKU, BDI oder BEE) die sich mit der Umsetzung der Energiewende aus ihrer jeweiligen Perspektive befassen. Weiterhin gibt es Denkfabriken, wie dena oder Agora Energiewende und viele Energieagenturen auf Landesebene bei denen Information und Beratung im Mittelpunkt stehen.

In C/sells sind mehrere Institutionen, wie das House of Energy, die SmartGridsBW, die Forschungsstelle für Energiewirtschaft als Regionalkoordinatoren der beteiligten Bundesländer engagiert. Auch hier spielt der Netzwerkgedanke eine wichtige Rolle. Die Institutionen sind in ihrem jeweiligen Wirkungskreis mit Politik, Wirtschaft und Wissenschaft vernetzt. Dies unterstützt die Erreichung der Projektziele, die Kommunikation der Ergebnisse und deren Eingang in die ordnungspolitischen Überlegungen.

Exemplarisch sei das House of Energy, die Denkfabrik und das Netzwerk für Energie des Landes Hessen, genannt. Es fördert die Nachhaltigkeit durch Unterstützung konkreter und anwendungsnaher Forschungsprojekte unter Einbindung von Politik, Wirtschaft und Wissenschaft. Es schafft Transparenz durch Konferenzen, Tagungen und Foren, bietet Information und regt zum Dialog an.

Menschliche und technische Netzwerke bilden gemeinsam die Grundpfeiler für ein Gelingen der Energiewende. Dies wurde durch Projektteilnehmer von C/sells erkannt und umgesetzt. Die menschliche Interaktion ist genauso wichtig, wie die technische. Für eine nachhaltige Entwicklung ist ein ganzheitlicher Denkansatz gefordert.



„Die Digitalisierung ermöglicht es, dass Bürgerinnen und Bürger Strom von Nachbarn erhalten können. Dadurch beziehen wir sie direkt in die kommunale Energieversorgung ein. Um diese Form der regionalen Wertschöpfung zu ermöglichen, schaffen wir eine digitale Infrastruktur dafür. Wenn die Bürgerinnen und Bürger ihren Strom nicht selbst untereinander nutzen können, werden die kommunalen Liegenschaften den Bürgerstrom nutzen.“

Energiewende beginnt im Kopf – Was Partizipation bedeutet



Meine Kommune geht voran!
Für Beate Bürgermeisterin ist klar:
„Die Energiewende voranzubringen ist eine Frage kommunalen Handelns. Auch wenn die Bundes- und Europapolitik die Maßnahmen diskutieren: Umgesetzt werden sie vor Ort! Um das gemeinsam anzupacken haben wir eine Genossenschaft gegründet, an der sich die Gemeinde, die Sportvereine, die Sparkasse und mehr als 400 Bürgerinnen und Bürger beteiligen. Seit wir bewiesen haben, dass die Energiewende vor Ort gewinnbringend sein kann, habe ich den Gemeinderat immer auf meiner Seite.“

Die Bedeutung der Partizipation in der Energiewende wächst ständig. In C/sells werden Prozesse zur Information und zum Dialog entwickelt, damit Menschen an der Energiewende im Allgemeinen und am Projekt C/sells im Speziellen partizipieren können. Partizipieren, also „Teilhaben“ heißt hier im besten Sinne auch Gestalten, um so die Interessen der Beteiligten zu wahren und den Nutzen für sie zu vergrößern. Werden Bürger zu aktiven Trägern der Energiewende – und viele sind es schon, dann kann nicht nur die sowieso sehr hohe allgemeine Akzeptanz für die Energiewende, sondern auch die Akzeptanz von individuellen Maßnahmen in direkter Nachbarschaft steigen. Partizipation, falls sie nicht nur als bloße Akzeptanzbeschaffung ausgeführt wird, ist also ein Erfolgsfaktor für die Energiewende. An Partizipation kommt man nicht mehr vorbei: Das ist die verkürzte Zusammenfassung der Projekterkenntnisse von C/sells in Fragen der Einbindung beteiligter Akteure aller Art – von der Privatperson über den Kommunalvertreter bis hin zu gewerblichen Akteuren und Köpfen, die relevante Rollen im institutionellen Umfeld von Landes- und Bundesregierung einnehmen.

Dieses Kapitel beschreibt, wie Partizipation in C/sells umgesetzt wird, sei es bei konkreten Anlagen in den über 30 Demonstrationszellen, sei es auf kommunaler Ebene in den neun C/sells-Citys. Dazu werden die Begriffe „Partizipation“ und „Akzeptanz“ erklärt, die in der Praxis durch Unschärfen in der Formulierung oftmals zu schlechtem Erwartungsmanagement führen. Es werden Einblicke in die Kommunika-

tionsstrategie und die Informations- und Mitmachplattform „Ich bin Zukunft“ gegeben, welche als Bühne für die meisten Themen genutzt wurde – seien es digitales Storytelling oder Live-Formate vor Ort im Austausch mit beteiligten und interessierten Personenkreisen. Ein Schwerpunkt liegt auf den Arbeiten in den C/sells-Citys – jenen Kommunen, die sich dazu bereit erklärten, an einem vierjährigen Experiment zum Energiezukunft-Dialog zu partizipieren und diesen zu unterstützen. Abschließend werden die zentralen Ergebnisse der umfassenden Sozial- und Marktforschung aufgezeigt, welche sich im Rahmen von neun qualitativen Fokusgruppen sowie einer repräsentativen Forsa-Befragung in der Bevölkerung ergeben.

Was hat Partizipation mit Akzeptanz zu tun?

Die Begriffe „Partizipation“ und „Akzeptanz“ sind zwar eng miteinander verknüpft, stehen jedoch nicht in einer direkten kausalen Wirkung zueinander. Dabei gilt es zunächst zu definieren, was unter „Akzeptanz“ zu verstehen ist. In der Rechtswissenschaft wird Akzeptanz weitläufig mit Duldung gleichgesetzt. Dabei hat die Akzeptanz verschiedene Ebenen bis hin zur sogenannten aktiven Akzeptanz in der Umweltpsychologie. Diese vereint die positive Bewertung mit einer daran anknüpfenden Handlung. Eine Akzeptanz mit dem inhärenten Engagement ist insofern ein wesentliches Ziel für die nachhaltige Partizipation – aber keine zwingende Folge.

In der Forschung werden der Partizipation akzeptanzfördernde Wirkungen zugesprochen, das konnte auch in C/sells beobachtet werden. Partizipation darf jedoch unter keinen Umständen als Maßnahme zur „Akzeptanzbeschaffung“ verstanden oder zur nachträglichen Legitimation eingesetzt werden. Allerdings kann mithilfe frühzeitig eingeleiteter Partizipation die Qualität und Geschwindigkeit von Projekten erhöht werden. Bei der Entwicklung von Technologien wie auch bei deren Umsetzungen können dann frühzeitig die Bedürfnisse und der Nutzen der Anwender berücksichtigt werden.

Der Anspruch von C/sells war von Anfang an., möglichst partizipative technische Lösungen und Geschäftsmodelle sowie finanztechnische Lösungen für möglichst breite Akteursgruppen zu entwickeln. Die erste notwendigerweise durchzuführende Begriffsabgrenzung ist die zum rein politischen Verständnis der Partizipation oder juristischen Aspekten des Beteiligungsbegriffs. In C/sells werden keine deliberativen, politischen Willensbildungsprozesse oder anderweitige rechtsverbindliche Richtungsentscheidungen getroffen. Vielmehr ging es darum, in Informations- und Dialogprozessen aufzuzeigen, wie möglichst viele Akteure an der Energiewende im Allgemeinen und am Projekt C/sells sowie seinen Lösungen im Speziellen partizipieren können.

Vor Partizipation kommt Information und Verständnis

Bereits während der Ansprache potentieller Teilnehmer kristallisierten sich die Unterschiede zwischen dem Energiewendewissen kommunaler Entscheidungsträger und der thematischen Flughöhe der C/sells-Projektinhalte heraus. Der Themenkomplex der Digitalisierung der Energiewende ist vor allem für Privatpersonen ein weitestgehend unbekanntes Feld. Notwendig ist deshalb eine frühzeitige und zielgruppenspezifische Kommunikation. Aus den Informationsständen privater Akteure zu einzelnen Aspekten der Digitalisierung der Energiewende und intelligenter Netze wurde der Informationsbedarf abgeleitet. Auf dieser Basis wurden weiterführende Informations- und Austauschplattformen entwickelt, in denen lokale Teilhabemöglichkeiten an der Energiewende aufgezeigt werden.

Eine verständliche und transparente Kommunikation schafft erste Stufen zur Akzeptanz – auch technischer – Umsetzungen, indem Aufwände, Risiken und Mehrwerte offen dargelegt werden. Partizipation bedarf außerdem eines klaren **Gestaltungsspielraums**. Dieser bildet den Rahmen für die an den Partizipationsbezug gerichteten Erwartungen. Um diesen genauer zu definieren, wurden Orientierungsfragen ausgearbeitet, welche eine Einordnung der Partizipationsmöglichkeiten vereinfachen:

- Woran soll partizipiert werden?
- Wer soll partizipieren?
- Wie soll partizipiert werden?

Das Vorantreiben der Energiewende und das Zusammenbringen relevanter Akteure ist auch innerhalb der C/sells-Gemeinschaft ein relevanter Prozess. Daher gehörten projektinterne sowie -externe Kommunikation und Berichterstattung ebenfalls zu den Aufgaben des Partizipationsteams. Zusammen mit den Projektpartnern wurden niederschwellige Prozesse und Partizipationsmöglichkeiten an jeweiligen Projekten erarbeitet sowie die Prozessbeteiligten auf diesem Weg begleitet. Gemeinsam konnte so eine große und vielfältige Community aufgebaut werden, die Mut zu mehr macht.

Ein zentraler Bestandteil der aus den Analysen abgeleiteten Kommunikationsstrategie ist die Informations- und Mitmach-Plattform „Ich bin Zukunft“, welche eine adäquate Bürgeransprache ermöglicht.

„Ich bin Zukunft“ – die Kommunikationsstrategie

Ziel der Kommunikationsstrategie ist die Schaffung einer nachhaltigen, sich selbst tragenden neuen Motivation für die Energiewende. Eine intrinsische Motivation Einzelner, die im positiven Sinne die Energiewende unterstützt und eine Denkwende in den Köpfen der Bevölkerung auslöst. Klar ist, dass mit begrenzten Ressourcen nicht die breite Öffentlichkeit in drei der größten Bundesländer Deutschlands flächendeckend erreicht und aktiviert werden kann. Deshalb fokussieren sich die Kommunikationsaktivitäten im weiteren Verlauf auf die genannten C/sells-Citys und auch dort sehr stark

auf die kommunikative Unterstützung definierter Veranstaltungen und Aktivitäten von Akteuren vor Ort.

Die wichtigste Erkenntnis zu Beginn der Aktivitäten im Projekt war, dass ein emotionalisierender Projektname benötigt wird, welcher einen Bezug zwischen den Projekthaltungen und der Lebenswelt der Bürgerinnen und Bürger darstellt. Der sachlich korrekte, aber schwer zu artikulierende Name „C/sells“ eignet sich hierfür nicht, so die Erkenntnis unserer Erfahrungen und der Kommunikationsexperten auf Seiten der im Projekt als Unterauftragnehmer tätigen Werbeagentur PKP BBDO. So entstand die Idee einer Informations- und Mitmach-Plattform mit dem Namen „Ich bin Zukunft“ und einer passenden Logogestaltung. „Ich bin Zukunft“ ist ein Appell an jeden Einzelnen, persönlich etwas für die Gestaltung der Energiezukunft tun zu können, unabhängig vom individuellen Einfluss oder der eigenen Reichweite. Dieser Anspruch zeigt sich auch in der Ausgestaltung von Inhalten im Rahmen der Plattform. Die Inhalte adressieren alle Zielgruppen, vom Mieter über den Hauseigentümer, vom Jugendlichen in der Schule bis hin zum Erwachsenen, als selbstständig handelnde Personen in einer Bürgerenergiegenossenschaft, als Mitwirkende in einer Lokalen Agenda 21-Gruppe oder auch als Person, die nur im eigenen persönlichen Umfeld Energie-relevante Entscheidungen trägt.

Die Informations- und Mitmach-Plattform „Ich bin Zukunft“ existiert sowohl als digitale Plattform mit einer Internetseite und zugehörigem Blog sowie diversen Fakten- und Info-Rubriken. Ferner ist diese Plattform auch ein Format der Begegnung, welches im Rahmen von unterschiedlichen Bürgerveranstaltungen zum Tragen kam. Mit entsprechendem Markenbild nach außen hin erkennbar gemacht, stets in Kombination mit den Logos des Projektnamens C/sells und des Fördergebers, stand das



Abbildung 39:
Mitmach-Platt-
form ich-bin-
zukunft.de für
Bürgerinnen und
Bürger

Partizipationsteam gemeinsam mit verschiedenen Akteuren aus der C/sells-Partner-Landschaft auf Marktplätzen, zeigte an zentralen Orten in Städten und Kommunen Präsenz und sorgte mit interaktiven Formaten für Aufmerksamkeit.

Punktuell in ausgewählten C/sells-Citys – neun Kommunen und Städten in Süddeutschland – wird der Energiezukunft eine Bühne gegeben und über selektiv ausgewählte Live-Formate sowie digitales Storytelling innovative Themen ins Gespräch gebracht: Dazu zählen der Smart Meter-Rollout, intelligente Energienetze sowie die breit gefächerten Möglichkeiten der Beteiligung an der Energiewende für Einzelpersonen, unabhängig davon, ob man als Mieter oder Eigenheimbesitzer die Energiewende mitprägt.

Die wichtigste Erkenntnis dabei: Konkrete Produkte, die eingängig sind, mit einfachen Worten vorgestellt werden können und dazu Sinn für die Energiewende und den Klimaschutz stiften, überzeugen in der breiten Masse mehr als visionäre Ideen von einer systemischen Gesamtlösung für die Zukunft. Zudem bestätigte sich in der direkten Bürgeransprache die bereits oben formulierte Feststellung: Die Ideen von „Intelligenten Energienetzen“ und „Smart Metering“ sind in der Bevölkerung praktisch unbekannt und auch bei Erläuterung kaum greifbar, lediglich Experten im Themenfeld sind diese Themen präsent. Die Umsetzung der Energiewende, als Antwort auf die Frage nach dem „Wie?“ interessiert die wenigsten – abgesehen von wirklich Involvierten und Experten. Die Mehrheit der Bürger interessiert sich eher für die Frage nach dem „Was?“, also klare Produkte oder Mehrwerte.

Weiterhin wurde bei Akteuren in Klein- und Mittelstädten eine verstärkte Affinität zum Thema Energiewende in Bezug auf das Eigenheim festgestellt – in Großstädten wurde Energiewende nicht als persönliches Thema verstanden und die eigenen Gestaltungsspielräume in dieser Hinsicht als begrenzt wahrgenommen.

Die kommunale Ebene – C/sells-Citys

In C/sells werden zwei prinzipielle Formen der Partizipation umgesetzt: In den über 30 **Demonstrationszellen** sind Bürger wie auch Gewerbe als Verbraucher, Energieerzeuger, oder Prosumer direkt an der technischen und wirtschaftlichen Umsetzung beteiligt. Des Weiteren wurden neun C/sells-Citys akquiriert, bei denen es insbesondere um die Gestaltung der Energiewende auf kommunaler Ebene ging.

Es gibt je drei C/sells-Citys in Baden-Württemberg, Bayern und Hessen – jeweils eine Gemeinde/Kleinstadt, eine Mittelstadt und eine Großstadt. Die C/sells-Citys überlappen sich teilweise mit den C/sells-Demonstrationszellen, das heißt in einigen C/sells-Citys wurde C/sells-Technik, begleitet von den Projektpartnern, auch konkret umgesetzt. Die weiteren Kandidaten für die C/sells-Citys wurden insbesondere im Hinblick auf schon gezeigte Affinität zu Energiewendethemen ausgesucht.

Die Ansprache erfolgte – sofern vorhanden – durch die C/sells-Partner vor Ort, oder durch die Mitarbeitenden des Partizipationsteams auf Ebene der zuständigen

Kommunalverwaltungen. Dabei wurde deutlich, dass die thematische Flughöhe der Energiewendecommunity, kombiniert mit dem hohen Abstraktionsgrad der Tätigkeiten von C/sells, für Entscheidungsträger und teilweise auch für die Fachabteilungen schwer verständlich ist. Das prinzipielle Interesse nahezu aller angesprochenen Kommunen wurde von mehreren Hürden begleitet, die sich unter dem Begriff Ressourcenmangel zusammenfassen lassen. So zeigten sich einerseits Finanz- andererseits Personalkapazitäten als limitierende Faktoren für die Teilnahmebereitschaft. Selbst in Kommunen, welche ein prinzipielles Interesse besaßen, konnte die Mitarbeit in mehreren Fällen aufgrund Personalmangels in den Verwaltungen nicht zugesagt werden. Erst mit dem Hinweis auf die völlige Freiheit von Personaleinsatz konnten Kommunen zur Mitarbeit überzeugt werden. In den kleineren Gemeinden und Städten zeigt sich hierbei, dass die lokalen Gegebenheiten, insbesondere die Affinität der Kommunalpolitik (Bürgermeister, Gemeinderäte) zu Energiewendethemen ausschlaggebender Faktor für die Teilnahme waren.

Letztlich machen die Gemeinden Allensbach (BW); Altdorf (BY); Fürth i. Odenwald (HE), die Mittelstädte Dillenburg (HE); Fellbach (BW) und der Landkreis Ebersberg (BY); sowie die Großstädte Kassel (HE), Mannheim (BW) und München (BY) mit.

► Karte
Seite 140



Abbildung 40:
C/sells-City Altdorf.
Hier ist C/sells mit
einem Info- und
Mitmachstand bei
einem Gemeindefest
vertreten.

Technikumsetzung konkret – Partizipation in den C/sells-Demonstrationszellen

Partizipation im Rahmen von C/sells hat unterschiedliche Kategorien und Eingriffstiefen. Zunächst gibt es die Arbeit an Lösungen im direkten Projektbezug. Zum einen werden in den Demonstrationszellen potenzielle Anwender angesprochen. Ziel ist es, Bürgerinnen und Bürger in die lokalen Projekte zu involvieren.

Im projektexternen Rahmen gehören zu gemeinsamer Arbeit an Lösungen auch die Gestaltung und Durchführung von Veranstaltungen. Die Spannweite geht von „Gamification & Infotainment“ bis hin zu Fachkongressen und aus dem Projekt initiierten Ministerdialogen. Dadurch sollen die komplexen Themen der digitalisierten Energiezukunft an die jeweilige Zielgruppe herangetragen werden.

Abbildung 41:
Ministerdialog
Bayern 2019 mit
dem bayerischen
Wirtschaftsminister
Hubert Aiwanger.



Auf der bürgernahen Ebene wird der projektnahe Partizipationsbezug ermöglicht, indem in ausgewählten Kommunen und Städten die Teilhabe an Lösungen von C/sells gefördert wird. Zwar ist die Partizipation an technischen Ausgestaltungen bereits rein aus Datensicherheitsaspekten und regulatorischen Gründen nur bedingt möglich. Doch werden die Erfahrungen und Erwartungen der Teilnehmenden in partizipativen Dialogprozessen aufgenommen und fließen so in die Ausgestaltung passender Geschäftsmodelle und Services ein.

Zusätzlich zu genannten Partizipationstätigkeiten wird umfangreiche Sozialforschung durchgeführt. Einerseits werden damit Informationsgrundlagen für die Kommunikations- und Veranstaltungsformate geschaffen. Andererseits sollen Erkenntnisse über die Einstellungen der Bürger zum Themenbereich „Intelligente Energienetze“ gewonnen werden – mit Fokus auf das Thema Smart Metering, welches in der Lebenswelt der Bürger am sichtbarsten präsent ist. Die Sozialforschung des Arbeitspakets

wird als Mixed-Method-Design mit einer hypothesengenerierenden qualitativen und einer hypothesentestenden quantitativen Komponente konzipiert. Ziel der daraus resultierenden Untersuchung ist die Erfassung des Kenntnisstands und der Akzeptanz intelligenter Energienetze und gegebenenfalls einzelner Komponenten wie Smart Metering und assoziierter Themen wie Smart Home.

Die qualitative Komponente beinhalten Fokusgruppenuntersuchungen in jeder der neun C/sells-Citys sowie Auswertungen von diversen Veranstaltungsformaten. Für die Fokusgruppen werden Teilnehmer mit möglichst geringem Vorwissen ausgewählt, um so einen möglichst unvoreingenommenen Blick auf die in den Fokusgruppen erörterten Fragestellungen zu gewährleisten. Aus den Ergebnissen werden Hypothesen abgeleitet, welche die Basis für weitere Untersuchungen im Rahmen eines Mixed Method-Designs bilden. Die Erkenntnisse der Fokusgruppen fließen auch in die Kommunikationsmaßnahmen und die Gestaltung der Veranstaltungsformate ein. Die Ergebnisse der Fokusgruppen zeigen, dass eine individuelle Energiewende-Affinität in den Klein- und Mittelstädten bezüglich Maßnahmen im Eigenheim, und in geringem Maße in Bezug auf das Thema Mobilität besteht. In den Großstädten wird das Thema Energiewende insgesamt von anderen Themen wie Verkehrschaos und Mietpreisen überlagert, Energiewende wird nicht gesondert und nicht als persönliches Thema wahrgenommen. Hierbei wird auch häufig darauf hingewiesen, dass Mieter praktisch keine Gestaltungsspielräume besäßen. Intelligente Energienetze und Smart Metering wurden von den Interviewten nicht aktiv angesprochen. Die Ergebnisse der qualitativen Untersuchungen werden als anleitende Hypothesen für die quantitative Untersuchung genutzt, die als Telefonbefragung durch das Marktforschungsinstitut forsa ausgeführt wurde. Mit einer repräsentativen Stichprobe von 1205 befragten Personen dient diese Untersuchung der Überprüfung der qualitativ aufgestellten Hypothesen und lässt die Übertragung der Ergebnisse auf die Gesamtbevölkerung zu. Die umgesetzten Sozialforschungsmaßnahmen als ein unterstützendes Element erlauben konkrete Zielgruppenadressierung und zielgerichtete Veranstaltungsformate.

Veranstaltungsformate in den C/sells-Citys

Der Konzeption im Rahmen der Partizipationsarbeit durchgeführten Veranstaltungen liegen mehrere Überlegungen zugrunde: Die Aktivierung für Energiewendethemen soll sowohl auf Ebene der Bürger selbst erfolgen als auch die lokalen Akteure als Multiplikatoren einbeziehen, welche auch über das Ende von C/sells hinaus wirken sollen. Hierfür werden Dialoge mit lokalen Akteuren durchgeführt. Für Bürger werden Bürgerevents und Bürgerdialoge durchgeführt.

Die Lokale Akteure-Dialoge adressieren verschiedene Akteure: Die C/sells-Partner vor Ort, lokale zivilgesellschaftliche Vereinigungen, Industrie- und Handelskammern, Gewerbevertretungen, die Kommunalverwaltungen, lokale Energieversorger, Netzbetreiber, Umweltverbände, örtliche Großverbraucher und Bürgerinitiativen zum

Thema Energie sowie Lokale Agenda 21-Gruppen. Bürgerenergiegenossenschaften und örtliche Finanzinstitute wie Sparkassen und Volksbanken werden ebenso eingeladen, da diese als potenzielle Finanzierungspartner vor Ort wichtige Funktionen erfüllen. Da die Beteiligung an der Energiewende in vielen Fällen eine finanzielle Komponente besitzt, wird dieser Aspekt auch in der Themengestaltung berücksichtigt. Die Ergebnisse der Lokale Akteure-Dialoge zeigen auf, dass neue Projekte aufgrund zahlreicher Beschränkungen sowohl finanzieller Ressourcen wie auch zum Beispiel von Bauplätzen und in besonderem Maße Personalressourcen vielfach vor großen Schwierigkeiten stehen. Diese lassen sich nicht allein mittels Technik ausräumen, sondern müssen sowohl an die lokalen Gegebenheiten vor Ort, wie auch an die verbindlichen Anforderungen, an welche die Stakeholder vor Ort gebunden sind (etwa Kommunalrecht, Verwaltungsrecht, Planungsrecht) angepasst werden.

Bürgerevents beinhalten eine niedrigschwellige Ansprache und die Verbindung mit einem lokalen Fest (wie zum Beispiel dem Altdorfer Marktfest oder dem Allensbacher Seetorfescht) und haben einen hohen Durchlauf. Die Informationstiefe der Veranstaltungen ist sehr gering gehalten, um Personen, welche den C/sells- beziehungsweise Ich-bin-Zukunft-Stand primär als Störer im Festgeschehen wahrnehmen, nicht mit zu großer fachlicher Tiefe abzuschrecken. Der Stand wird mit Giveaways und Spielmöglichkeiten für Kinder bestückt, Informationen werden von den C/sells-Partnern vor Ort sowie dem Partizipationsteam präsentiert. Als zusätzliche Materialien stehen einfache Poster oder Flyer zur Verfügung. Ziel der Bürgerevents ist es, Bürger in ihrem Alltag mit dem Thema Energiewende zu konfrontieren und Informationen zu vermitteln, um die Bürger zur aktiven Beschäftigung mit diesem Thema anzuregen.

Abbildung 42:
Ein Lokale-
Akteure-Dialog
ist vorbereitet.



Dieses Thema ist in der Lebenswelt der meisten Bürger praktisch nicht präsent, wie auch die Gespräche an den Ständen zeigen. Aufmerksamkeit erregten die Solarmodule am Stand, mit welchen beispielsweise Smartphones geladen werden können. Auf jeder Veranstaltung fragten mehrere Personen nach, ob es diese zu gewinnen gäbe oder sie käuflich zu erwerben seien.

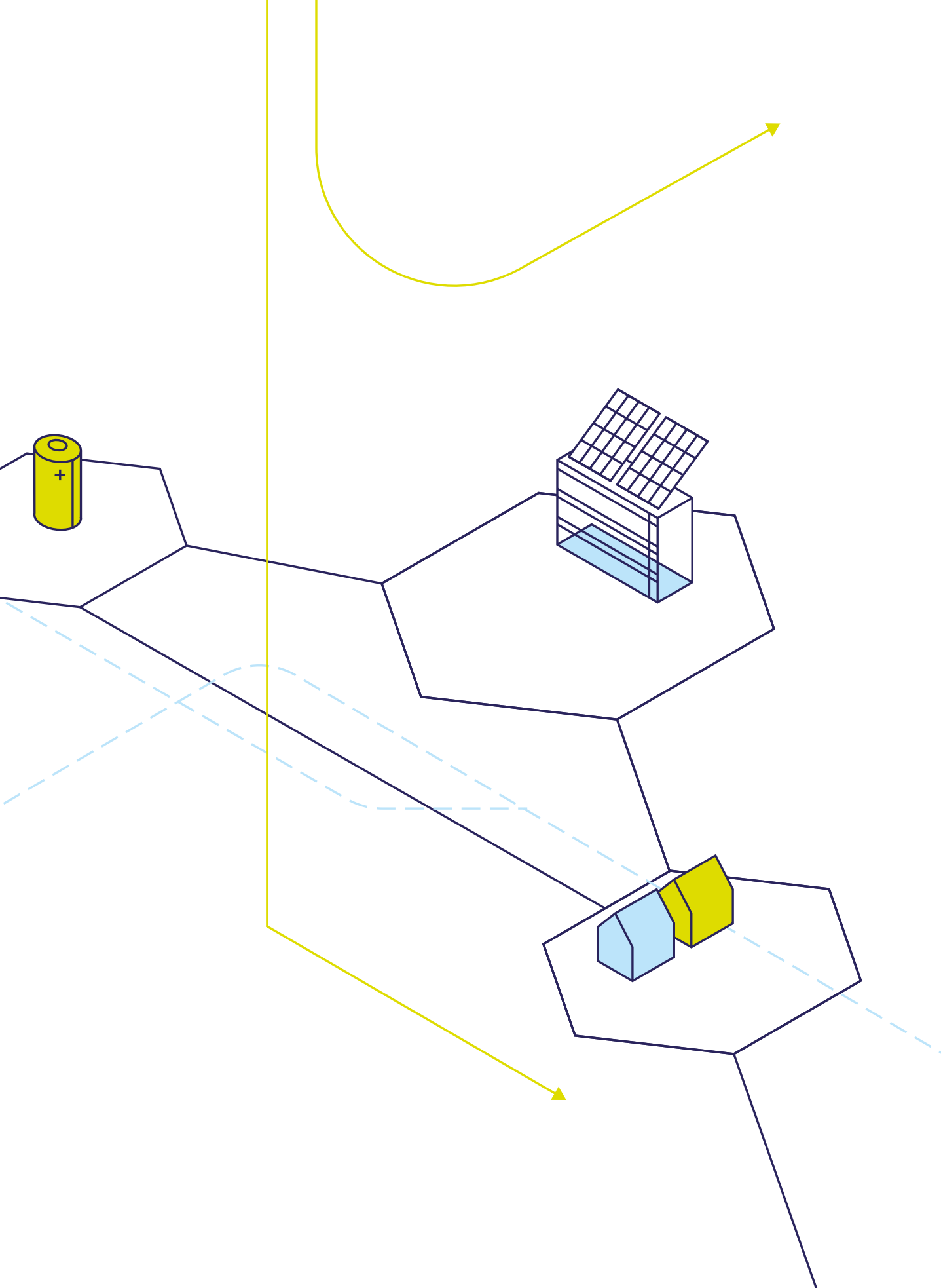
Die Bürgerdialoge bedienen sich ähnlicher Mittel wie die Bürgerevents, wurden jedoch auf mobilen Plattformen (Tram-Talk, Solarfahren-Talk), oder mit einem deutlich größeren Stand (Ich-Bin-Zukunft-Talk) gestaltet. In diesen Settings ist ein geringerer Personendurchlauf, dafür jedoch ein tiefergehender Dialog mit den Experten möglich. Neben Kurzvorträgen zu den C/sells-Themen kommt auch die Energiewende allgemein zur Sprache. So werden beispielsweise beim Veranstaltungsformat des Tram Talks fahrende Straßenbahnen zu Konferenzräumen umgewidmet und von Station zu Station über Lautsprecherdurchsagen Kurzimpulse zu Themen der Energiezukunft an die Passagiere herangetragen.

Fazit: Energiewende ist Denkwende

„Energiewende beginnt im Kopf“ – diese These hat sich in unserer Partizipationsarbeit im Rahmen von C/sells vielfach bestätigt. Die Energiewende ist in hohem Maße eine Denkwende und braucht das Engagement vieler Einzelner, um die vier bekannten D's (Dekarbonisierung durch Dezentralisierung, Digitalisierung und Demokratisierung) erfolgreich in die Realität umzusetzen.



Abbildung 43:
Tramtalk, ein
Format für ein
Bürgerevent. Hier
im Herbst 2018 in
München.



Unsere Umsetzung: Von Autonomie bis Systemverantwortung

Zellen demonstrieren das künftige Energiesystem

Die ersten Teile des Buches haben die Leitidee und den konzeptionellen Unterbau für die zelluläre Neuorganisation des Energiesystems behandelt, von der digitalen Infrastruktur über intelligente Netze bis zu Märkten und Handlungsmöglichkeiten einzelner Zellen und den Menschen als Gestaltenden.

Nun zeigen die Demonstrationszellen in Baden-Württemberg, Bayern und Hessen, wie das zelluläre Energiesystem in der Praxis funktionieren kann: Vom einzelnen Gebäude über Quartiere und regionale Verbünde bis zur Abstimmung in Verteil- und Übertragungsnetzen. Die Anwendungen reichen von Feldtests bei Bürgerinnen und Bürgern vor Ort bis hin zu komplexen Forschungsumgebungen.

Dabei kommen zum einen die sechs Zellfunktionen zum Tragen: von der Aggregation von Daten über die Eigenversorgung bis hin zu Netz- und Systemdienlichkeit. Zum anderen werden die Basisinstrumente – das Infrastruktur-Informationssystem, die Abstimmungskaskade sowie der regionalisierte Handel mit Energie und Flexibilität – in unterschiedlicher Ausprägung eingesetzt.

Die Karte auf der folgenden Doppelseite zeigt alle Demonstrations- und Partizipationszellen. Die Symbole in der Legende zeigen an, welche Basisinstrumente eingesetzt und welche Zellfunktionen vorrangig adressiert werden.

HESSEN

- ▶ S. 182 **01** Regionale Strommarke Nord- und Mittelhessen 1 4 5 2 3
- ▶ S. 170 **02** Sektorkopplung: das Biomassezentrum Stausebach 1 2 3 3
- ▶ S. 194 **03** Demonstrations- und Partizipationszelle Dillenburg 1 2 3 1 3
- 04** Partizipationszelle Fürth (Odenwald)

BADEN-WÜRTTEMBERG

- ▶ S. 160 **05** Innovationsquartier Franklin 1 2 3 4 1 3
- ▶ S. 142 **06** AutonomieLab Leimen 1 3 4 6 1 2
- ▶ S. 180 **07** WIRcommunity: Lokaler Stromhandel Waghäusel 1 5 1 3
- ▶ S. 144 **08** Smart-Building-Muster Karlsruhe 1 3 4 1 3
- ▶ S. 146 Automatisiertes Smart-Home Karlsruhe 1 3 4 5 6 1
- ▶ S. 176 Speicherverbund Karlsruhe/Stuttgart im Energy Lab 2.0 3 4 6 1 2
- ▶ S. 152 **09** Energieeffizientes Bürogebäude Heilbronn 1 4
- ▶ S. 210 **10** Intelligentes Verteilnetz Schwäbisch Hall 2 2
- ▶ S. 150 **11** Nachbarschaft und Elektromobilität Fellbach 1 3 4 1 3
- ▶ S. 168 **12** Energiewende am Flughafen Stuttgart 3 4 1 3
- ▶ S. 174 Fraunhofer IAO Micro Smart Grid Stuttgart 2 4 6 1
- ▶ S. 154 **13** Smart Living Weinstadt 1 4 1
- ▶ S. 206 **14** Regelzone TransnetBW 2 4 2
- ▶ S. 148 **15** Neubau Energie-Flexible-Hochschule Ulm 1 3 4 5 6 1
- ▶ S. 200 Prosumer-Feldtest Ulm 1 2 3 4 1 2 3
- ▶ S. 172 **16** Microgrid der Hochschule Offenburg 2 3 1 3
- ▶ S. 198 **17** Intelligente Netzzustandserfassung Ortenau 1 2 5 1
- ▶ S. 178 **18** Stromgemeinschaft Murg 1 2 4 1
- ▶ S. 166 **19** Energiesiedlung Hohentengen 1 2 3 4 6 1 2 3
- 20** Partizipationszelle Allensbach

BAYERN

- ▶ S. 200 **21** Hittistetten im Prosumer-Feldtest Ulm
- ▶ S. 156 **22** Intelligente Wärme München 1 3 4 1 3
- 23** Partizipationszelle Landkreis Ebersberg
- ▶ S. 184 **24** Altdorfer Flexmarkt: Eine Plattform für dezentrale Flexibilität 1 2 3 4 3
- ▶ S. 190 **25** Flexibilität in der Wasserversorgung Cham 1 3 3
- ▶ S. 188 **26** Quartierspeicher Arzberg 1 2 3 4 1 2
- ▶ S. 208 **27** Regelzone TenneT 2 3 6 2

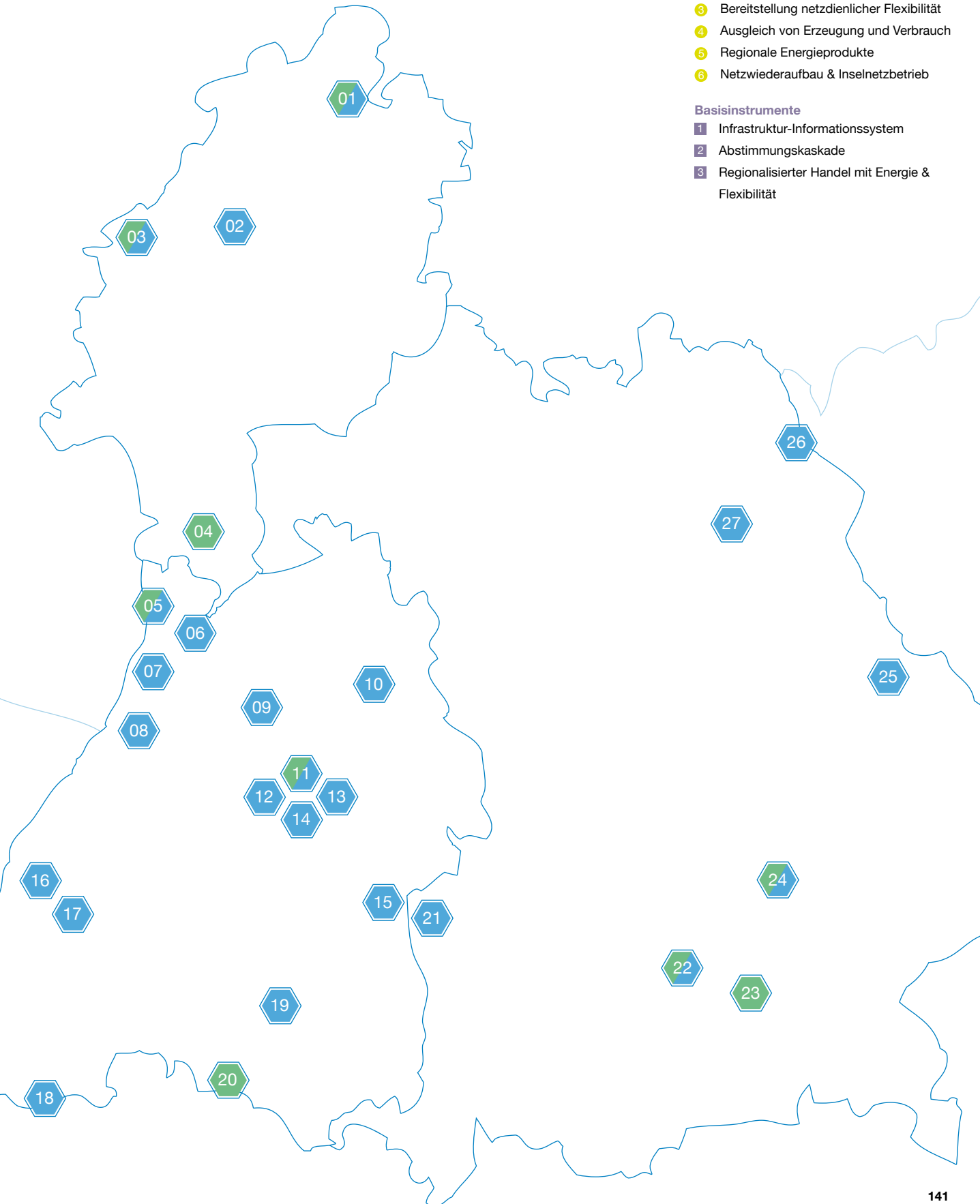
- Partizipationszelle
- Demonstrationszelle

Zellfunktionen

- 1 Partizipation an der Energiewende
- 2 Aggregation von Daten
- 3 Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität
- 4 Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch
- 5 Regionale Energieprodukte
- 6 Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb

Basisinstrumente

- 1 Infrastruktur-Informationssystem
- 2 Abstimmungskaskade
- 3 Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität



AutonomieLab Leimen

Zwei Gebäude im Inselbetrieb

Dezentrale Energiekreisläufe, zelluläre Systemkonzepte und Digitalisierung bieten neue Möglichkeiten, die Versorgungssicherheit von Gebäuden, Gewerbearealen oder ganzen Stadtquartieren sicherzustellen. Dies wird im „AutonomieLab Leimen“ demonstriert: Ein Netzausfall wurde simuliert, indem ein Gebäudeensemble, das „AutonomieLab Leimen“, vom Netz getrennt wurde. Die Bewohner konnten trotz des Stromausfalls mit Hilfe des selbsterzeugten PV-Stroms und einer Batterie weiter unterbrechungsfrei im Inselbetrieb mit Strom versorgt werden. Damit ist also die Versorgungssicherheit des AutonomieLabs höher als die der umgebenden Gebäude, die bei Netzausfall ohne Stromversorgung dastehen. Der Inselbetrieb ist aber nicht das einzige besondere am AutonomieLab. Auch der Wiederanschluss („Resynchronisation“) mit dem Netz erfolgt automatisch und wird durch eine Netzleitwarte ferngesteuert. Anders als in konventionellen Netzen muss die Versorgung in der Autonomiezone dabei nicht unterbrochen werden. Und noch besser: die PV-Anlage und die Batterie helfen beim Hochfahren des Netzes, andere Verbraucher im Netz können so schneller wieder mit Strom versorgt werden. Hier wird das solidarische Prinzip der Autonomie im Verbund deutlich. Am AutonomieLab Leimen haben Fichtner IT Consulting, Fraunhofer IEE, die Stadtwerke Schwäbisch Hall sowie Andreas Kießling energy design mitgewirkt.

Lokales Energiemanagement ermöglicht Autonomie

Auf Basis des Abstimmungsprozesses zwischen Übertragungsnetz, Regionalnetz und Stadtnetz wird in einem weiteren Schritt für den Fall von Netzengpässen die Möglichkeit zur Einstellung einer Leistungsbegrenzung am Netzanschluss von Wohngebäuden pilotiert. Diese durch Gebäudebetreiber angebotene Systemdienstleistung verringert die Komplexität der Netzführung im Fall von Engpässen, da der Netzbetreiber anstatt vieler Einzelanlagen innerhalb eines Gebäudes nur den Gebäudeanschluss selbst ansteuern muss. Mittels Energiemanagementsystem auf Grundlage von OGEMA – einer offenen Softwareplattform für Energiemanagement-Anwendungen – sowie zugehöriger Mess- und Steuerungstechnik an den angeschlossenen Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinrichtungen werden Energieflüsse im Gebäude in Verbindung mit dem Angebot von Systemdienstleistungen autonom geführt.

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten		Regionale Energieprodukte	Abstimmungskaskade	×
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	

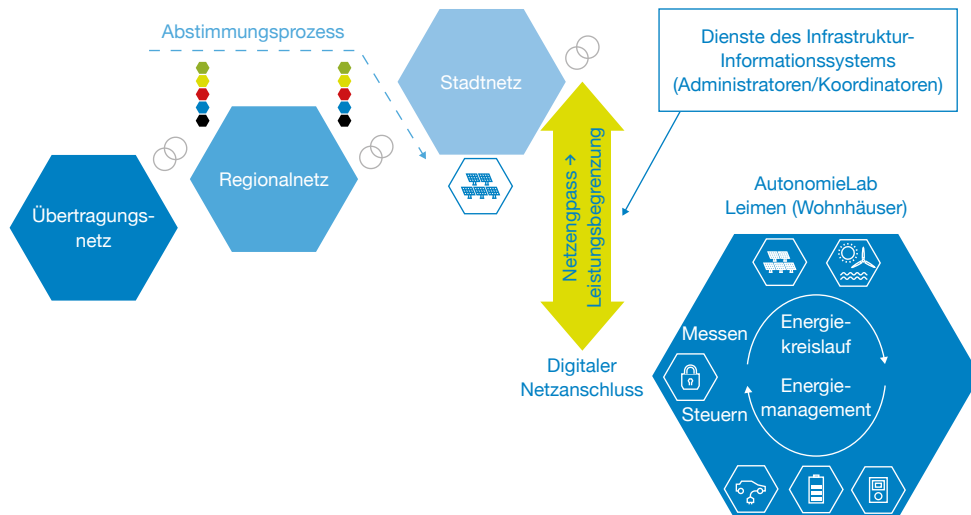


Abbildung 44:
Autonome
Gebäudezellen in
Abstimmung mit
Netzzellen

Intelligente Messsysteme erheben Daten zur Erzeugung von PV-Strom, zum Ladezustand der Batterie und zum Stromverbrauch und stellen diese nur lokal dem Energiemanagement zur Verfügung. Ziel ist die effiziente Führung der Energieflüsse sowie die Deckung des Energiebedarfes im Falle von Engpässen nach Prioritäten. Die sichere Kommunikation mit dem externen Netzbetreiber zur Weitergabe von Daten als auch zur Entgegennahme von Steuersignalen basiert auf dem Einsatz des vom BSI definierten Smart Meter Gateways.

Systemdienstleistungen durch digitalen Netzanschluss

Als Basis eines zukünftigen digitalen Netzanschlusses verbindet ein Smart Meter Gateway, eine Steuerbox des Netzbetreibers sowie ein Energiemanagementsystem des Gebäudebetreibers auf Grundlage der OGEMA-Plattform das Energiesystem im Gebäude mit dem externen Netz und Energiemarkt.

Die standardisierte Kommunikation zwischen Netzbetrieb und Markt sowie Energiemanagement im Gebäude erfolgt über das EEBUS-Protokoll.

Die Zusammenarbeit von vielfältigen Herstellern im Rahmen der **EEBUS-Initiative** sichert die massenfähige Integration von Mess- und Steuerungstechnik innerhalb des Gebäudes sowie den angeschlossenen Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinrichtungen.

Dies ermöglicht sowohl die autonome Führung der Energieflüsse im Gebäude, die Vermarktung von Energie und Flexibilität als auch das Angebot von Systemdienstleistungen an die Netzbetreiber.



Smart-Building-Muster Karlsruhe

Ein Forschungsgebäude erprobt Intelligenz im Energiesystem

Am FZI Forschungszentrum Informatik in Karlsruhe ist das House of Living Labs ein Muster für das intelligente Gebäude der Zukunft. In Zusammenarbeit mit der devolo AG und der Next Kraftwerke GmbH werden die notwendigen Verfahren entwickelt und erprobt. Dabei steht die Erfassung und Bereitstellung von Lastflexibilität als Grundbaustein für eine effiziente Integration von intelligenten Gebäuden in Energiesystemen und Märkten im Vordergrund.

Energiemanagementsysteme steuern automatisiert Erzeugungsanlagen, wie zum Beispiel Solaranlagen, Speicher und auch energieverbrauchende Geräte in Gebäuden und Liegenschaften. Solche Energiemanagementsysteme müssen auf die individuellen Eigenschaften eines jeden Gebäudes und an die Bedürfnisse seiner Nutzer anpassbar sein. In der Folge unterscheidet sich auch, nach welchen Kriterien Einspeisung oder Verbrauch optimiert werden sollen, und wie diese als Flexibilität beschreibbar sind:

- Als Prosumer mit lokaler Erzeugung möchte ich mein Energiemanagementsystem nutzen, um meinen selbst erzeugten Strom bestmöglich auszuschöpfen.
- Als Marktakteur möchte ich mit der Flexibilität von intelligenten Gebäuden und Liegenschaften am Markt Gewinne erzielen.
- Als Privatperson oder Kleinunternehmen möchte ich meine Flexibilität für das Energiesystem verfügbar machen, um zur Stabilität der Stromversorgung beizutragen.

Bedarfsgerechtes Energiemanagement

Um den verschiedenen Anforderungen potentieller Nutzer automatisierter Energiemanagementsysteme zu entsprechen, wurde eine Architektur für ein individuell anpassbares Energiemanagementsystem entwickelt und installiert. Die Architektur ermöglicht die bedarfsgerechte Einbindung verschiedener Services und Schnittstellen.

ZELLFUNKTIONEN				BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten		Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb		Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×

Diese reichen von der Datenerfassung über die Visualisierung bis hin zur lokalen Optimierung. So können sich Anwender über alle Energieflüsse im Gebäude informieren und in dem Wissen, dass ihr E-Fahrzeug zum günstigen Tarif geladen wird, entspannt zurücklehnen. Darüber hinaus wurden verschiedene Verfahren und Algorithmen zur Erfassung und Kommunikation der lokal verfügbaren Flexibilität entwickelt und erprobt. Die resultierende Beschreibung dieser Flexibilität kann beispielsweise einem Marktakteur zur Verfügung gestellt werden, oder in einem Flexibilitätskataster potentiellen Nachfragern bereitgestellt werden. Auf Basis dieser Modelle kann dann die Flexibilität des jeweiligen Prosumers oder auch einer ganzen Liegenschaft bewertet und genutzt werden.

Des Weiteren wurde das House of Living Labs in den „Zellverbund Karlsruhe Oststadt“ integriert. In diesem virtuellen Verbund mit dem **Energy Smart Home Lab** des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) und 54 weiteren simulierten Gebäudezellen wird ein Stromnetz simuliert und mittels monetärer Anreize durch Nutzung der Flexibilität des Zellverbundes den Netzpampelphasen entsprechend beeinflusst.

► Seite 146



Abbildung 45: Teststand zur Prüfung und Integration verschiedener Smart Meter Gateways als Schnittstelle zum Energiemanagementsystem im House of Living Labs.

Automatisiertes Smart-Home Karlsruhe

Ein Versuchsgebäude für den privaten Haushalt

Auf dem Campus Süd des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) befindet sich die Gebäudezelle „Automatisiertes Smart-Home Karlsruhe“ in Form des bewohnbaren KIT Energy Smart Home Lab (ESHL). Hier untersucht das KIT mit Unterstützung der devolo AG, wie sich die Geräte und Anlagen von Privathaushalten in ein automatisiertes Energiemanagementsystem einbinden und optimiert steuern lassen. Ein zusätzlicher Fokus liegt dabei auf der Akzeptanz der entwickelten Systeme durch die Bewohner solcher Haushalte.

Eine erfolgreiche Energiewende erfordert unter anderem die Nutzung der energetischen Flexibilität von Privathaushalten. Diese ermöglicht es, auf die wetterbedingten Schwankungen der erneuerbaren Energieerzeugung besser reagieren zu können. Flexibilität besteht beispielsweise durch Batteriespeicher, intelligent gesteuerte Haushaltsgeräte und die Pufferung von Klimaanlage, Wärmepumpen oder Blockheizkraftwerken durch Warm- und Kaltwasserspeicher. Um Flexibilität bei der Interaktion vieler verschiedener Geräte optimal zu nutzen, muss ein automatisiertes und anpassbares Energiemanagementsystem zur Verfügung stehen.

Zukünftig werden viele Haushalte Erzeugungs- und Speicheranlagen ins Stromnetz einbinden. Die Installateure schließen diese Anlagen mithilfe moderner Wechselrichter an. Dies macht die Anlagen flexibel steuerbar, und sie können bestehende Probleme in den Netzen positiv beeinflussen. So können die Netzbetreiber die Betriebsweise der Anlagen in Abhängigkeit des aktuellen Netzzustandes anpassen und helfen, zunehmend auftretende Probleme wie Spannungsbandverletzungen oder Transformatorüberlastungen zu vermeiden. Andererseits können diese Maßnahmen unerwünschte Wechselwirkungen mit anderen installierten Komponenten und dem Netz selber bewirken – wie beispielsweise Spannungsschwingungen mit höheren Frequenzanteilen. Die Herausforderung besteht darin, die Netzstabilität gezielt zu verbessern, anstatt diese zusätzlich zu gefährden.

Vielfältige Anwendungen im Musterstudio

Das KIT entwickelt Lösungen für folgende Herausforderungen:

- Der Endkunde möchte ein automatisiertes Energiemanagementsystem nutzen, um Energiekosten zu sparen und das Stromnetz zu unterstützen.
- Wissenschaftler möchten energie- und informationstechnische Neuentwicklungen unter realen Bedingungen in einer sicheren Umgebung testen können.

ZELLFUNKTIONEN				BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten		Regionale Energieprodukte	×	Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	×	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	

- Energieversorger möchten die Flexibilität ihrer Kunden nutzen, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Das ESHL ist ein Musterstudio für Untersuchungen zum Energiemanagement. Hier erprobt das KIT unter anderem das von ihm entwickelte Energiemanagementsystem Organic Smart Home (OSH). Dieses System ist individuell anpassbar und in unterschiedlich ausgestatteten Gebäuden und unter Einbeziehung verschiedener Energieträger einsetzbar. Damit unterstützt es die direkte Partizipation der Bürgerinnen und Bürger an der Energiewende. Es ermöglicht sowohl den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb einer Gebäudezelle, als auch die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität.

Das OSH ermöglicht darüber hinaus die flexible Einbindung des ESHLs in ein übergeordnetes Energiemanagement. Dabei kann auch eine Schnittstelle zur Steuerung des ESHLs durch das Energy Lab 2.0 am KIT Campus Nord helfen. Auch ein Inselnetzbetrieb, also der Betrieb als sich selbst versorgende Energiezelle, und die Bereitstellung regionaler Energieprodukte sind durch eine Gebäudezelle wie das ESHL prinzipiell möglich.

Simulationsumgebung für ein virtuelles Stromnetz

Die Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) Versuchsumgebung am KIT mit dem angeschlossenen ESHL ermöglicht es, neuartige Betriebsmittel und Komponenten, wie beispielsweise Batteriespeicher oder Solarwechselrichter, in einer sicheren Umgebung zu testen. Dafür simulieren die wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter moderne Verteilnetze hochauflösend mit allen dazugehörigen Dynamiken.

Durch die Nutzung der PHIL-Umgebung in Verbindung mit dem OSH kann das KIT simulierte und reale Gebäude wie das ESHL gemeinsam in virtuelle Stromnetze einbetten. Dadurch können beispielsweise Flexibilitätsabrufe zur Unterstützung des umgebenden Stromnetzes unter realen Bedingungen untersucht und demonstriert werden. Dies nutzt unter anderem der „Zellverbund Karlsruhe Oststadt“. Hierbei sind das ESHL und das **House of Living Labs** am FZI Forschungszentrum Informatik gemeinsam mit 54 simulierten Gebäudezellen in ein virtuelles Stromnetz eingebunden. Dieser Zellverbund ist in der Lage, durch die Nutzung der Flexibilität der einzelnen Zellen kritischen Situationen wie Transformatorüberlastungen gemeinsam entgegenzuwirken.

► Seite 144

GERD HEILSCHER, DAVID E. LANGER, FALKO EBE, CHRISTOPH KONDZIALKA,
BASEM IDLBI, SHUO CHEN, JEROMIE MORRIS, HEIKO LORENZ,
POLICHRONIS MURATIDIS, MUNKHTSETSEG BAATAR

Neubau Energie-Flexible-Hochschule Ulm

Ein Reallabor für Hochschulangehörige und Bürger

Am oberen Eselsberg entsteht ein neues Gebäude für die Technische Hochschule Ulm. Die Energie-Flexible-Hochschule Ulm wird ein Lehr- und Laborgebäude für die „Energiewende zum Anfassen“, sowie ein „Reallabor“ für Lehrende, für Studierende, für Ulmer Bürger und Besucher. Das neue Gebäude der THU wurde als eines der ersten Laborgebäude im Energie-Effizienzhaus-Plus-Standard errichtet. Weitere Alleinstellungsmerkmale sind die Ausstattung mit Photovoltaik, Wärmepumpen und Ladestationen für Elektroautos, sowie die Kopplung an das Wärme- und Kältenetz der Stadt Ulm. Beteiligte Partner in dieser Netzzelle sind die Technische Hochschule Ulm (THU), die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH sowie das Amt Ulm für Vermögen und Bau Baden-Württemberg.

Bisher beziehen Gebäude den Energiebedarf für Strom, Wärme und Kälte unabhängig von der aktuellen Situation in den Energienetzen. Hohe Lasten für den Betrieb der Wärmepumpe im Winter und hohe Überschüsse der Photovoltaik im Sommer belasten die Energienetze. Die Gebäudetechnik ist hinter verschlossenen Türen in Technikräumen nicht einsehbar. Ebenso sind intelligente Regelungskonzepte sowie passive Maßnahmen in der Bauphysik verborgen.

Intelligente Technik wird sichtbar

Das Reallabor verfolgt vielfältige Lösungen. Alle Energieflüsse werden in ein Gesamtkonzept integriert und sichtbar:

- Optimierung des Einsatzes von Flexibilität in der Gebäudetechnik im Kontext des Netzverbunds unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen im Gebäudebetrieb des THU-Energie-Effizienzhaus-Plus durch Wärme- und Kältespeicher.
- Demonstration der Interaktion mit den Netzen und lokalen Märkten durch Einsatz von iMSys und CLS-Gateways.

ZELLFUNKTIONEN				BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten		Regionale Energieprodukte	×	Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	×	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	

- Übermittlung der Messdaten aus der Gebäudeleittechnik an die experimentelle Leitwarte der THU.
- Visualisierung der Energieflüsse und Gebäudekonzepte in einem „Reallabor“ für Lehrende, Studierende, Ulmer Bürger und Besucher (Augmented Reality in einem 3D-Abbild des Gebäudes).
- Lokale Wetterstation mit Wetterprognosen für die Betriebsoptimierung.
- Hier wurde das C/sells-Basisinstrument „Regionalisierter Handel mit Energie und Flexibilität“ benutzt. Auf Basis der Messdaten aus iMSys, CLS-Gateways sowie Gebäudeleittechnik ergeben sich Flexibilitätsdaten. Diese können auf den C/sells-FlexPlattformen gehandelt werden.

Das Energie-flexible Reallabor der THU steht am Projektende als Musterobjekt für zukünftige Gebäude zur Verfügung, welche lokales Energiemanagement und Interaktion mit der Umgebung verbindet. Die Visualisierung der internen Energieflüsse und die Kommunikation mit Netz und Markt stellen die Grundlage für ein Reallabor eines intelligenten Energiesystems dar. Unter Einbeziehung der Nutzer werden flexibel Anliegen von Gesellschaft und Wirtschaft demonstriert. Innovative Lösungsansätze können integriert und erprobt werden. Das Reallabor ist Teil des **Prosumer-Feldtests Ulm**, in dem die THU innovative Lösungen für Verteilnetze entwickelt.

► Seite 200

ROBERT KOHRS

Nachbarschaft und Elektromobilität Fellbach

Eine Familie testet flexibles Laden

Eine Nachbarschaft in Fellbach fährt elektrisch – Robert Kohrs vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE arbeitet mit seinem Team daran, dass hierbei keine Probleme im Verteilnetz auftreten. Die Stadtwerke Fellbach die Untersuchungen vor Ort und erlauben tiefe Einblicke in den Zustand des Stromnetzes.

Die Netzlasten beim Laden von Elektrofahrzeugen sind zum Teil deutlich höher als durch andere übliche Verbraucher in den Haushalten. Bereits einige gleichzeitig ladende Autos können zu einer Überlastung des Stromnetzes oder des Transformators führen, Netzengpässe drohen. Andererseits bieten Elektrofahrzeuge eine vergleichsweise hohe Flexibilität bei Ladezeitpunkt, Dauer und Leistung. Mit einer Überwachung und intelligenten Steuerung der Energieflüsse ist ein Ausbau der Netze in den meisten Fällen vermeidbar.

Am Feldversuch in Fellbach nimmt Familie Pohl teil. Ihr Passivhaus ist mit einer PV-Anlage mit einer Leistung von zehn kWp und einer Schnellladesäule (22 kW) ausgestattet. Bilanziell produziert die Familie doppelt so viel Energie, wie sie verbraucht. Der Verbrauch des Elektroautos entspricht 20 Prozent des Gesamtstromverbrauchs. Weitere Nachbarn am gleichen Netzstrang haben ebenfalls ein Elektroauto.

Algorithmen erhöhen Eigenverbrauch

Planbarkeit ist wichtig, um alle Ladewünsche zu erfüllen, überschüssigen PV-Strom zu nutzen und dabei die Netze nicht zu überlasten. Zentrales Element dabei ist das

Energiemanagementsystem im Haus, das alle relevanten Informationen sammelt, eigene Prognosen des Verbrauchs erstellt und optimale Ladefahrpläne errechnet. Die offene Software-Plattform OpenMUC des Fraunhofer ISE wurde in C/sells für die Anbindung an das intelligente Messsystem und die Umsetzung von Leistungsbegrenzungen durch den Netzbetreiber erweitert. Damit alle Komponenten im System – intelligentes Messsystem, Energiemanagement, Wallbox, Elektroauto, PV-Anlage und

Abbildung 46:
Andreas Pohl,
Besitzer eines
Elektrofahrzeugs
und Teilnehmer am
Feldversuch.



ZELLFUNKTIONEN				BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten		Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb		Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×

die Leitwarte des Netzbetreibers – fehlerfrei zusammenarbeiten können, werden standardisierte Schnittstellen genutzt. Die Konformität der Protokolle wird im neuen Digital Grid Lab am Fraunhofer ISE geprüft und für innovative Anwendungen weiterentwickelt.

Die Auswertungen in Fellbach zeigen, dass das Energiemanagementsystem mit verbesserten Algorithmen den Eigenstromanteil deutlich steigern kann. Die Prozesse zur Erkennung von Netzengpässen und zur Begrenzung der Leistung am Hausanschlusspunkt sind bei den Stadtwerken noch nicht etabliert. Umso wichtiger sind Forschungsprojekte, um die unterschiedlichen Steuerungskonzepte in der Praxis zu erproben – und die Akzeptanz der Kunden sicherzustellen. In C/sells wurde die dynamische Begrenzung der Netzanschlussleistung bei den Kunden prototypisch umgesetzt. In ihrem Alltag eingeschränkt wurden die Nutzer so gut wie gar nicht, dafür war die Flexibilität groß genug – zunächst auf Haushaltsebene, dann in der nächsthöheren Zelle, der Nachbarschaft.

„Zur Sicherstellung einer stabilen Energieversorgung müssen wir als Netzbetreiber im Zweifelsfall die Möglichkeit haben, einzugreifen und die Leistung von Ladesäulen für Elektrofahrzeuge kurzzeitig zu reduzieren. Smart Meter helfen uns dabei, Überlastungen zu erkennen, bevor sie kritisch werden.“

Timo Schlotz, Asset Management, Stadtwerke Fellbach:

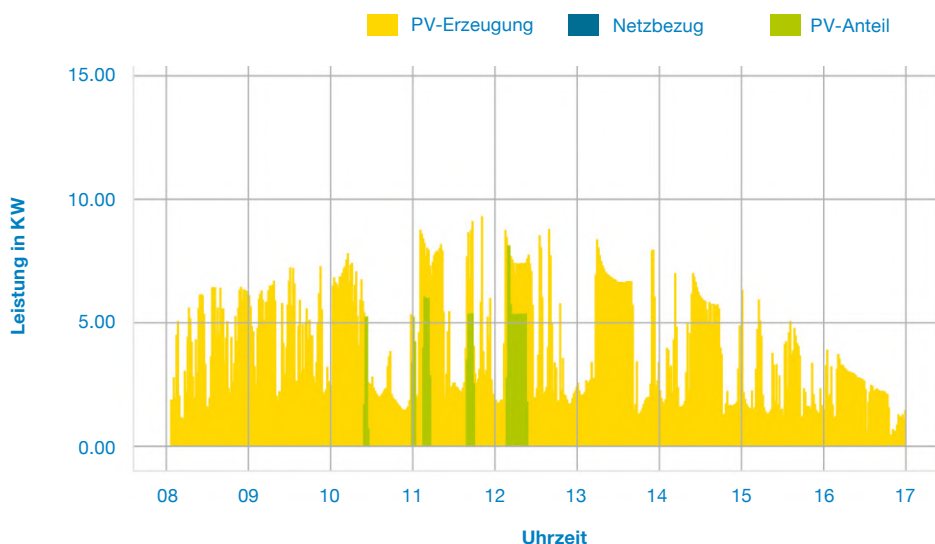


Abbildung 47:
Ladeprofil am
Smart Home mit
PV-Anlage.

Optimierter Ladevorgang mit einer minimalen Ladeleistung von 6 kW. Ungesteuertes Laden würde dagegen zu einem Peak im Netzbezug bis zu 22 kW führen, der potenziell das Netz belastet. Grafik: Fraunhofer ISE.

Energieeffizientes Bürogebäude Heilbronn

Innovative Gebäudetechnik für nachhaltigen Betrieb

Die Universität Konstanz untersucht in einem hocheffizienten Bürogebäude die Nutzung, Optimierungsmöglichkeiten und Akzeptanz intelligenter und nachhaltiger Haustechnik. Mit Photovoltaik, Phasenwechsel- und Batteriespeicher, Wärmepumpen mit Betonkerntemperierung und Heiz- oder Kühlseglern, aktiver Be- und Entlüftung sowie aktiver Beschattung sind viele fortschrittliche Technologien in dem Objekt verbaut. Das Bürogebäude steht in Heilbronn und wird seit dem Jahr 2014 von vier Parteien gewerblich genutzt. Es ist als nachhaltiges Anlageobjekt entstanden, bei dem Investorennutzen, Mieterzufriedenheit und Umwelt im Einklang sind.

Die Grundannahme der Musterlösung ist, dass das auf lange Sicht beste Anlageobjekt jenes ist, welches die geringsten Gesamtkosten aufweist.

Das damit verbundene Problem ist, dass bei Bürogebäuden als Anlageobjekten primär die Baukosten und Bauzeit im Fokus stehen. Der nachhaltige Betrieb, für den neben Betriebskosten auch die Mieterzufriedenheit wichtig ist, wird noch zu wenig beachtet.

Die Lösung besteht darin, ein Objekt mit möglichst niedrigen Nebenkosten zu schaffen. Für den gewerblichen Mieter ist hauptsächlich die Warmmiete interessant. Sind die Nebenkosten niedrig, so ergibt sich bei einem gleich angenommenen Warmmietpreis ein finanzieller Vorteil für den Anleger im Vergleich zu einem konventionell gebauten Objekt. Dieser Vorteil kann entweder zur Finanzierung der höheren Baukosten verwendet werden oder teilweise an Mieter weitergegeben werden, um das Mietobjekt dauerhaft interessant zu halten.

Musterlösung für Bürogebäude

Als Produkt ergibt sich ein Niedrig-Energie-Bürogebäude mit intelligenter Haussteuerung. Technisch zum Einsatz kommen Wärmepumpen für Heizen oder Kühlen, PV-Anlage zur lokalen Stromerzeugung und eventuell eine Hausbatterie für Puffer-

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem
Aggregation von Daten		Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität		Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb		Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität

und Notstromaufgaben. Wichtig sind in der Umsetzung die Details, die auf die Anforderungen und Psyche der späteren Mieter eingehen: Gibt es Bedarf für schnelle Temperaturänderungen? Gibt es Bedarf für zusätzliche manuelle Lüftungs-Lösungen? Gibt es besondere Beleuchtungsanforderungen?

Anwender dieser Musterlösung ist ein Projektentwickler oder Bauträger. Zusätzlich zur Vermarktung der Projektentwicklung ist auch eine spätere Verwaltung des Objekts denkbar. Da Objekte mit intelligenter Haussteuerung in der Regel mit einem höheren Verwaltungsaufwand einhergehen, sind hier Synergieeffekte zu erwarten, falls Projektentwicklung und Verwaltung in einer Hand liegen.

Diese Musterlösung ist weitgehend skalierbar und reproduzierbar. Durch den verringerten Energiebedarf des Objekts wird der Netzausbaubedarf reduziert. In Kombination mit lokal erzeugtem PV-Strom, dessen Überschüsse eingespeist werden, wird die vorhandene Netzstruktur effizienter genutzt. Dies in Kombination mit großen Wärme-Speichermengen führt dazu, dass der Netzbetrieb bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien sicherer und effizienter wird.



Abbildung 48:
Smart Building
Heilbronn der
ersten Generation

Smart Living Weinstadt

Energiewende-Potenzial in Neubau und Bestand

21,5 Millionen Gebäude in Deutschland bedeuten in Verbindung mit regenerativer Energieerzeugung und -nutzung ein enormes Potenzial für die Energiewende. Gebäudeenergieeffizienz allein ist weder ausreichend noch wirtschaftlich, um die Ziele für den Gebäudesektor aus dem Klimaschutzplan 2050 zu erreichen. Zudem behindert die aktuelle Sichtweise des Gesetzgebers, Gebäude in bautechnischer sowie rechtlicher und regulatorischer Hinsicht individuell zu betrachten, wirksame Gesamtkonzepte. Neue Möglichkeiten der Sektorkopplung für Neubau und Bestandsertüchtigung – Energie, Gebäude, Wärme, Mobilität – erfordern verbindende Konzepte.

Im Partnerprojekt „Smart Living Weinstadt“ (Region Stuttgart) entwickelt und realisiert die KOP GmbH in diesem Bewusstsein mitten in einem gewachsenen Wohngebiet eine sozialdienliche, halböffentliche Wohn- und Servicegebäudeanlage mit rund 1.500 Quadratmetern Wohn- und Nutzfläche, die nach dem Prinzip „Verdichtet-Vernetzt-Verbindend“ ressourceneffizient und klimapositiv geplant und gebaut wird.

Das Gebäude als Energiezelle und -speicher im Arealverbund

Ziel ist ein sogenanntes Arche-System – ein Gesamtsystem aus flächenoptimaler, umweltneutraler und soziologischer wie technischer Vernetzung in sich und gleichzeitig mit dem regionalen Umfeld. Die Lösung soll gut skalierbar sein, das heißt Potenzial aufzeigen, wie vergleichbare Objekte im Bestand saniert werden können.

Eine neue systemische Betrachtung auf der Arealebene ermöglicht es, Gebäude- und Energiesektor zu koppeln und Mehrwert durch gegenseitigen Energieaustausch zu erzielen. Vor dem Hintergrund des zellulären Ansatzes gilt es zu untersuchen, wie eine

Umstellung auf aktive, dezentrale Strukturen wie klimaneutrale Gebäude und Areale gelingen kann, gleichzeitig aber auch technologieoffen klimaneutrale, zentrale Versorgungsstrukturen weiter genutzt werden können.

Abbildung 49:
Smart Living Weinstadt im Bau, hier Installation der integrierten PV-Anlage



ZELLFUNKTIONEN				BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten		Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität		Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb		Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	

C/sells-Partnerprojekt Smart Living Weinstadt (SLW)

Das Pilotvorhaben „Smart Living Weinstadt“ bietet die Möglichkeit, alltagsrelevante Aspekte in Planung und Betrieb zu evaluieren und zu begleiten.

Das Gesamtkonzept umfasst:

- Durchgängige Nutzung und Ausbau von Gebäude-Modellierungs-Systemen für den Integrations- und Entwurfsprozess einer gebäudeimmanenten, ökobilanziellen und klimaneutralen Bau- und Betriebs-Konzeption (LifeCycle-Konzeption)
- Verwendung und Implementierung nachwachsender, rezyklierbarer oder wiederverwendbarer Baustoffe (Minimierung der Einbringung grauer Energie).
- Erzeugung in Kombination mit Bauteilaktivierung und der Nutzung von Gebäudemasse als thermischem Speicher.
- Latentspeicher als Basiselement einer bauteilbezogenen Sektorkopplung Gebäude/Energie.
- Smart Grid-Vernetzung verschiedener schaltbarer Lasten, zum Beispiel netzdienlicher Betrieb bei Versorgung für Raumwärme und -kälte mittels Wärmepumpe, Latent- und Mobilitätsspeicher.
- Untersuchung der Nutzerakzeptanz, -beteiligung und Nutzungseffizienz für innovative und partizipative Energiemonitoring-Systeme, zum Beispiel Visualisierung der Energieströme und verknüpfte Dienste (Wetter-Forecast, Reservierung Car-Sharing, Ambient Assisted Living).

Die Kombination marktnaher, integrierter regenerativer Energietechnologien zu einem voll klimapositiven System, die zu gestaltende Gebäudeform, die Materialien des Gebäudes selbst und die Evaluierung als Reallabor machen die Besonderheit des Projekts aus. Das Ergebnis stellt die Konzeption und Realisierung einer quantifizierten, sektorübergreifenden, bilanziellen Nachhaltigkeitsbetrachtung für Wohnquartiere nach Life-Cycle-Ansatz dar.

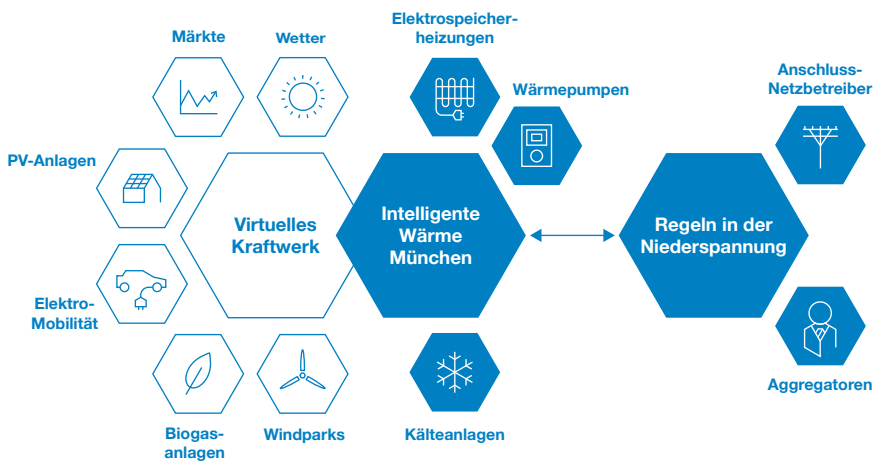
„Es fühlt sich toll an, in so einem Gebäude zu stehen, das sich mit eigener Energie und Natürlichkeit aufbaut und einfügt. Das ist so ähnlich wie in der Physiotherapie, in der ich tätig bin. Ich freue mich auf meinen Einzug.“

Intelligente Wärme München

Flexible Speicherheizungen im Virtuellen Kraftwerk

In der Demonstrationszelle „Intelligente Wärme München“ (IWM) zeigen die Stadtwerke München (SWM), welches Flexibilitätspotenzial Wärmepumpen, Speicherheizungen (Power-to-Heat-Anlagen) und Kälteanlagen bieten. Über intelligente Messsysteme mit Steuerbox wird diese Flexibilität an das Virtuelle Kraftwerk der SWM angebunden. Dieses vernetzt viele kleinere Erzeugungsanlagen und Stromverbraucher. Darüber hinaus entstand ein integratives Konzept, mit dem der lokale Energieversorger die Flexibilität marktlich bewirtschaften und gleichzeitig Vorgaben zum sicheren Netzbetrieb einhalten kann.

Abbildung 50:
Konzept des
Virtuellen
Kraftwerks



ZELLFUNKTIONEN				BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten		Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb		Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×

In der Konzeptphase wurde ein Algorithmus erarbeitet, der berechnet, wie stark die Last von Speicherheizungen theoretisch verschoben werden kann. Die Projektmitarbeiter der SWM identifizierten erste Liegenschaften für die Umsetzungsphase und implementierten ein System zur Steuerung und Messwerterfassung.

„Die Energie wird nicht mehr nur in der Nacht gepuffert, und wir können die Wärme länger abrufen. Wir haben jetzt die gleiche Wärme wie bei einer Zentralheizung. Das Wohnklima hat sich für uns verbessert, wir sind sehr zufrieden.“

Uwe Kerscher, Mieter in einem Genossenschaftshaus

In der Heizperiode 2018/19 wurde ein Mehrparteienhaus in München-Pasing mit Speicherheizungen testweise mit dem neuen System betrieben. Dabei wurden moderne Messeinrichtungen mit einem Steuersystem verbaut. In ersten Versuchen wurde partiell Last aus den Nachtstunden in den Tag verschoben. Optimierungsgröße war hier neben dem Wärmebedarf der EPEX-Börsenstrompreis.

In der Heizperiode 2019/20 wurden schließlich 75 Wohnungen in München in das Projekt aufgenommen. Die tägliche Bewirtschaftung

wickelte dabei das Projektbüro mittels eines weitgehend automatisierten Prozesses von der Optimierung bis zur Power-to-Heat-Anlage ab. Über 30 dieser Haushalte nutzen elektrische Wärmepumpen, die teilweise über die SMGW-Infrastruktur der SWM mit einer Steuerbox angebunden wurden. So wurde im **IWM-Projekt** erstmals die komplette Prozesskette vom Optimierungssystem über das intelligente Messsystem bis hin zur Anlage prototypisch umgesetzt.

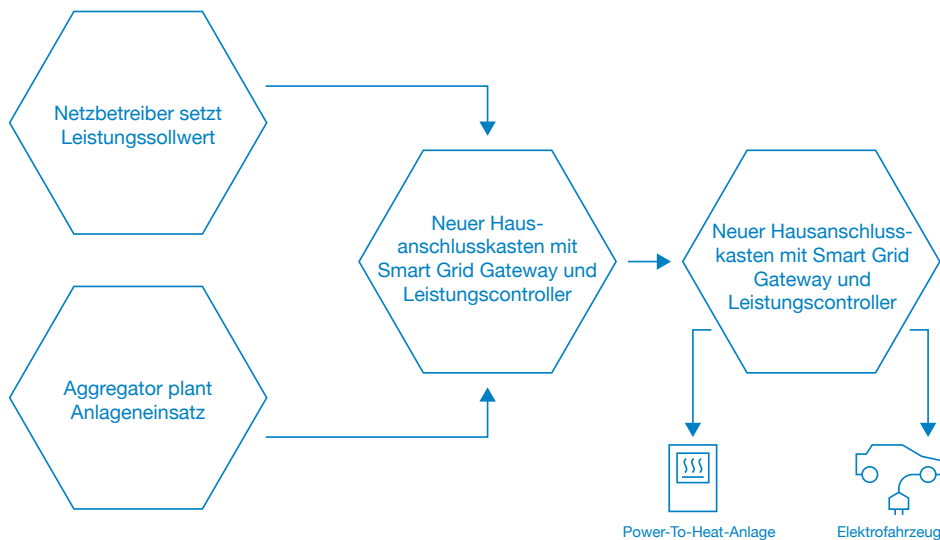
Es zeigte sich aber auch, dass die relaisbasierte Steuerung von Wärmepumpen nicht die gewünschten Potenziale mit sich brachte. Die Möglichkeiten zur Anbindung von Anlagen werden nun weiter analysiert.



Regelung eines ganzen Systems im Gebäude

Im Rahmen des Projekts wurde zunehmend deutlich, dass man Power-To-Heat-Anlagen in einem dezentralen Energiesystem nicht isoliert betrachten kann. Es wurde ein Stufenkonzept entwickelt, das die Evolution vom Schalten einzelner Anlagen hin zum Regeln von Systemen aufzeigt – zum Beispiel von Erzeugungsanlagen und Lasten, hier auch Elektromobilität, in einem Gebäude. Auf dem Gelände der SWM wurde ein solches Konzept prototypisch umgesetzt. Der dezentrale Optimierungsansatz erfolgt durch ein lokales Lastmanagementsystem, wobei der Netzbetreiber über ein „Smart-Grid-Gateway“ die maximale Leistung am Netzanschluss vorgeben kann.

Abbildung
51: Konzept
des Digitalen
Netzanschlus-
ses eines
Gebäudes



Ziel ist es, die Wirkweise eines sogenannten „digitalen Netzanschlusses“ zu demonstrieren. Auf dieser Basis wollen die SWM in einen Branchendialog zur Umsetzung des dezentralen Energiesystems eintreten. Im Fokus stehen standardisierte Schnittstellen, leistungsfähige Telekommunikation und die entsprechenden Prozesse. Gleichzeitig wurde an der Verbindung mit den in C/sells entwickelten **Flexibilitätsplattformen** gearbeitet.

Energiewende mit den Menschen vor Ort

Neben der technischen und prozessualen Umsetzung des Projekts lag ein Fokus auf der Kommunikation und Partizipation. Dabei wurden umfangreiche Maßnahmen zur Probandenakquise durchgeführt: Informationsveranstaltungen, aber auch Events wie eine **Trambahnfahrt zur Energiewende** durch München. Verschiedene Medien – von Print bis Social Media – wurden auf ihre Anwendbarkeit hin untersucht.

► Seite 128

Das Projekt „**Intelligente Wärme München**“ startete 2017, um das in Richtung Erzeugung orientierte Virtuelle Kraftwerk der SWM um die Verbrauchsseite zu erweitern und die Steuerbarkeit über das intelligente Messsystem zu demonstrieren.

Es konnten wesentliche Erfahrungen bei der Flexibilisierung von Power-To-Heat-Anlagen, von der Optimierung bis zur Anbindung der Anlagen, gesammelt werden. Die Arbeit mit Messstellenbetrieb, Netzbetrieb, Innovationsbereichen, Vertrieb und Marketing, Regulatorik, Energiehandel sowie Privatkunden, Technologiepartnern, Wohnungswirtschaft und Forschungsinstituten ermöglicht heute einen vollumfänglichen Blick auf die Herausforderungen zur Umsetzung unseres dezentralen, dekarbonisierten und digitalisierten Energiesystems.



Innovationsquartier Franklin

FRANKLIN connected powerful

So groß wie die gesamte Mannheimer Innenstadt soll es werden – das Stadtquartier Franklin, das derzeit auf einem Areal der Universitätsstadt im Zentrum der Metropolregion Rhein-Neckar entsteht. Die Vision ist eine integrierte, energieeffiziente Quartiersentwicklung mit erneuerbaren Energien. Die Stadt Mannheim treibt das nachhaltige Quartierskonzept auf 144 Hektar Fläche voran. Dabei soll Energie mit Innovation und der Kraft der Gemeinschaft verbunden werden – und eine umweltfreundliche Nachbarschaft entstehen.

In diesem Stadtquartier simuliert und testet die MVV Energie (MVV) AG das Energiesystem der Zukunft, indem die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität miteinander verknüpft werden. Die Digitalisierung liefert hierfür die notwendigen Werkzeuge: Eine IoT-Plattform (Internet of Things – die Verknüpfung der realen Welt über das Internet) wird implementiert, um die verschiedenartigen Infrastrukturkomponenten im Quartier – Gebäudesysteme, Energieanlagen, Mess- und Steuerungssysteme sowie Anwendungen zum Energiemanagement – miteinander zu verbinden.

Abbildung 52:
Schlaglichter zum
neuen Stadtquartier
Franklin in Mann-
heim



ZELLFUNKTIONEN				BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb		Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×

Grundlage der Plattform ist der flächendeckende Einsatz intelligenter Messsysteme. Das nahezu in Echtzeit erfolgte Monitoring schafft nicht nur für den Quartiersbetreiber Transparenz, sondern auch für die Bewohner. Weiterhin wird die Erkennung von Flexibilitätpotenzialen beim Energieeinsatz möglich.

Mit dem Ziel, Flexibilität nutzbar zu machen, baut die MVV die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität aus und schafft eine smarte Wärmeeinheit. Dabei soll gezeigt werden, wie Wärme aus regenerativen Quellen lokal sinnvoll in das Nahwärmenetz eingebunden und bedarfsorientiert verteilt werden kann. Dazu erfolgt der Einsatz von mit Photovoltaik gekoppelten Power-to-Heat-Anlagen sowie die Steuerung der Wärmeeinheit in Wärmespeichern der Gebäude.

MVV Smart Cities baut dabei auf die vor Ort vorhandenen Versorgungsnetze für Strom, Gas, Wasser und Fernwärme und erweitert diese mittels Digitalisierung. Hierzu entsteht in C/sells eine Musterlösung zur Gestaltung der Smart City im Mannheimer Stadtquartier Franklin.

Flexibilität im Wärmenetz mit Wärmespeicherschwarm

Die Wärmeeinheit im Mannheimer Stadtquartier Franklin basiert auf einem Niedertemperatur-Nahwärmenetz, das über eine Beimischstation mit dem Hochtemperatur-Fernwärmenetz der Stadt gekoppelt ist. Insbesondere in Zeiten geringer Wärmeabnahme – beispielsweise im Sommer – kann die Temperatur an den Endpunkten des Netzes aufgrund geringer Wärmedurchflüsse absinken. Zugleich erhöht sich die zeitliche Trägheit des Wärmenetzes. Ein zu geringer Wärmefluss im Netz führt dazu, dass neu erzeugte Wärme zeitlich stark verzögert an Gebäuden ankommt.

Problematisch wird dies, wenn die Temperatur am Hausanschlusspunkt, hinter dem ein Wärmespeicher angeschlossen ist, unter die Mindesttemperatur für die Trinkwasseraufbereitung fällt. Durch eine gezielte Wärmeeinheit in den Wärmespeichern kann der Durchfluss erhöht werden. Die Wärmespeicher fungieren hierbei wie eine Batterie. Die Wärme wird zunächst aus dem Netz in den Speicher übertragen und danach über Heizung und Trinkwassererwärmung an die Verbraucher abgegeben.

„Smart Cities ermöglichen eine effiziente, nachhaltige und lebenswerte Gestaltung der Städte durch intelligente Nutzung der kommunalen Infrastruktur. Die bestehende Infrastruktur setzt allerdings Grenzen bei der Erweiterung. Die Lösung bieten Smart Cities – mit einer intelligenten Infrastruktur.“

Dr. Robert Thomann (Leiter Produktentwicklung und Innovation), Yasmin Lachmann (Projektsteuerung) und Andreas Koper (Projektingenieur) sind im Bereich Smart Cities tätig und haben es sich zur Aufgabe gemacht, das Leben in der Stadt jeden Tag ein Stückchen lebenswerter zu machen.

Die Wärmespeicher sollen im Schwarm eingesetzt werden, um im Netz eine Wirkung analog zum Großspeicher erzielen zu können. Hierfür werden die Speicher mit Mess- und Steuereinrichtungen ausgerüstet und über das Kommunikationssystem des Wärmenetzes mit dem Wärmemanagementsystem verbunden.

Auf Grundlage eines Leitsystems zum umfassenden Energiemanagement im Stadtquartier, das das Wärmemanagement beinhaltet, wird die Steuerung der Wärmespeicher gekoppelt mit der Steuerung des Betriebs von Photovoltaik-Anlagen (PV) und Anlagen zur Strom-Wärme-Umwandlung. Zu niedrige Temperaturen im Wärmenetz können durch zusätzliche Wärmeeinspeisung in Verbindung mit der Steuerung der Wärmespeicher ausgeglichen werden. Die PV-Anlagen liefern den dazu notwendigen Strom.

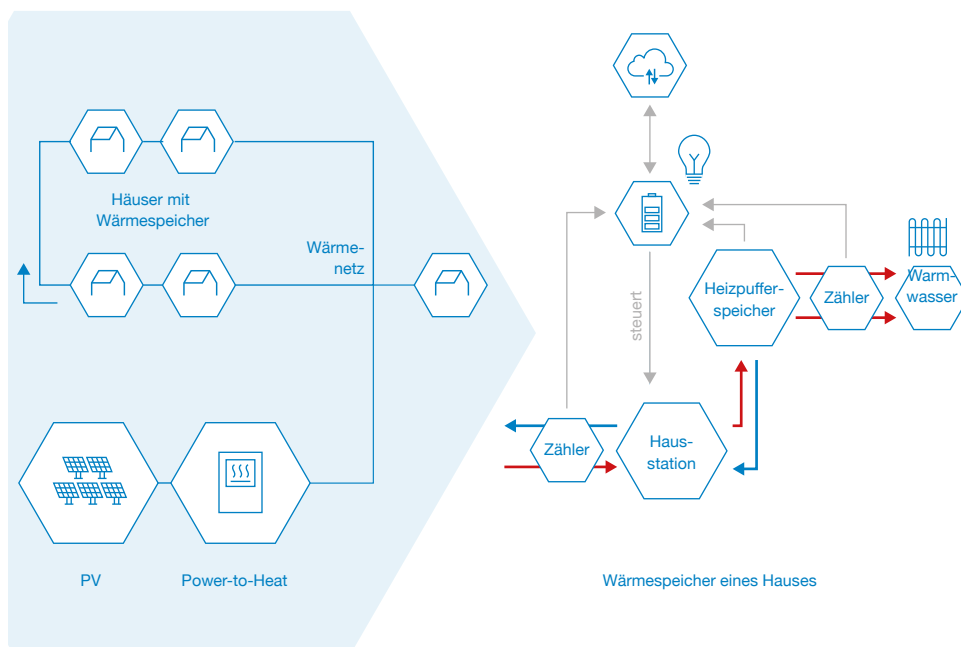
Weiterhin wird es mit der Einführung intelligenter Wärmemesseinrichtungen möglich sein, das Verbrauchsverhalten im Wärmenetz zu analysieren und so zukünftig die Ansteuerung der einzelnen Gruppen von Wärmespeichern durch die Anwendung künstlicher Intelligenz zu optimieren.

Flexibilität durch Strom-Wärme-Kopplung

Zur Unterstützung der Flexibilität des Wärmenetzes und zur Erhöhung des Anteiles der Erneuerbaren Wärmeerzeugung werden zwei Systeme jeweils aus einer PV-Anlage und einer Power-to-Heat-Anlage errichtet. Der Begriff Power-to-Heat (P2H) steht für die direkte Umwandlung von erneuerbarem Strom zu Wärme. Somit wird im Quartier die Anlagenbasis zur Schaffung einer autonom geregelten und mit dem weiteren Stadtnetz verbundenen Wärmezelle geschaffen.

Die innerhalb dieser Wärmezelle erzeugte Wärme soll zunehmend aus Erneuerbaren Energien stammen. Deshalb wird der von PV-Anlagen erzeugte Strom nicht

Abbildung 53:
Steuerung von Wärmespeichern und Hausstationen



primär vermarktet, sondern weitgehend lokal für den Betrieb der P2H-Anlagen eingesetzt. Dabei liefern die PV-Anlagen den Strom zuerst an die P2H-Anlagen zur Einspeisung in das Wärmenetz, wenn dort die Temperaturen zu niedrig sind.

In Zeiträumen ohne Bedarf wären die P2H-Anlagen ausgeschaltet und der PV-Strom würde in das externe Stromnetz eingespeist. Mittels Energiemanagement im Quartier in Verbindung mit der Steuerung der Wärmespeicher können die P2H-Anlagen auch ohne Wärmebedarf eingeschaltet werden. In diesem Falle wird die hohe Speicherfähigkeit des Wärmenetzes genutzt, um den Strom trotzdem lokal zu verbrauchen. Die zusätzliche Wärme lässt sich flexibel für spätere Bedarfe der Wärmespeicher speichern. Andererseits kann im Falle überschüssiger Wärmeeinspeisung auch der Wärmezufuss vom externen Fernwärmenetz zum Nahwärmenetz reduziert werden. Eine zukünftige Steuerung der Beimischstation als Übergabestelle erhöht dann den Anteil der erneuerbaren Wärmeerzeugung im Stadtquartier zusätzlich.

Flexibilität für die Ladeinfrastruktur im Quartier

Auf dem Gebiet des Mannheimer Stadtquartieres Franklin wird eine öffentliche Ladeinfrastruktur errichtet. Im ersten Schritt werden dazu zwölf Ladesäulen aufgebaut. Es handelt sich überwiegend um Stationen mit einer Ladeleistung von 22 Kilowatt. Für deren Einsatz wird die Garantie ausgesprochen, dass die Maximalleistung jederzeit an allen Stationen zur Verfügung steht.

Die Herausforderung besteht also darin, bei kritischen Netzsituationen aufgrund maximaler Ladeleistung aller Ladesäulen flexible Verbraucher anzusteuern, die die Möglichkeit zur Leistungsbegrenzung als Systemdienstleistung bereitstellen.

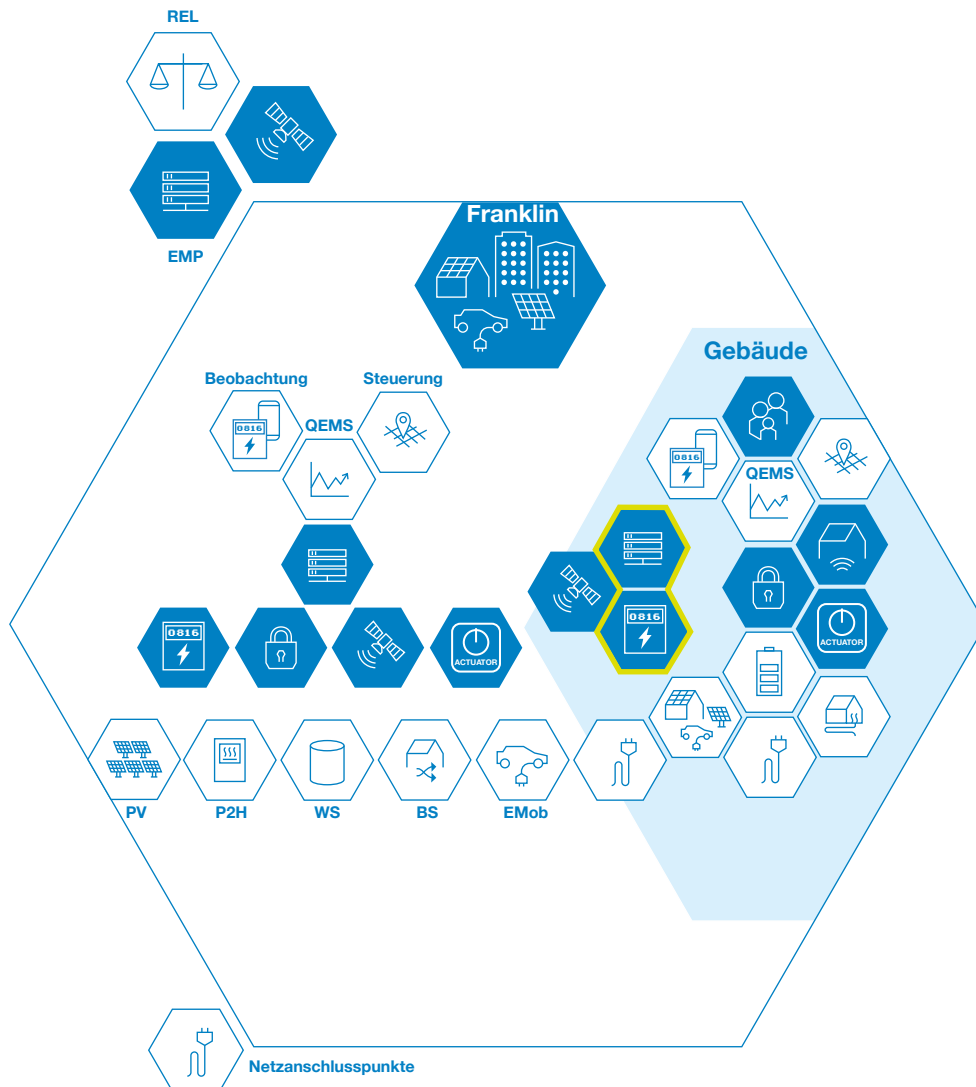
Die für die Ladeinfrastruktur benötigte Flexibilität kann durch mit PV-Anlagen und dem Wärmenetz gekoppelte Power-to-Heat-Anlagen als auch durch die Energiemanagementsysteme flexibler Gebäude im Quartier bei entsprechenden Netzsituationen bereitgestellt werden. Damit kann die maximal benötigte Ladeleistung jederzeit garantiert werden. Dies ermöglicht das Energiemanagementsystem des Stadtquartieres, das die Leistung flexibler Anlagen prognostiziert sowie mit den Energiemanagementsystemen der Gebäude im Austausch steht.

Eine Herausforderung bleibt, dass die Ladeleistung an öffentlichen Ladepunkten kaum prognostizierbar ist, weshalb das System in Echtzeit auf Leistungsänderungen reagieren muss. Dies begrenzt auch die Vermarktbarkeit der Flexibilität entsprechender Anlagen und Gebäudenetzanschlüsse.

Monitoring der Energieflüsse – Basis von Energieeffizienz

Digitalisierung im Stadtquartier Franklin bedeutet, mittels einer IoT-Plattform die Infrastrukturen für Energie, Mobilität, Information und Kommunikation mit Gebäuden, Energieanlagen, Einrichtungen zum Messen und Steuern sowie Systemen zum Gebäudemangement zu verbinden.

Abbildung 54:
Energiemanagement
im Stadt-
quartier Franklin



PV – Photovoltaik

P2H – Power-to-Heat (Strom-zu-Wärme)

WS – Wärmespeicher

BS – Beimischstation im Wärmenetz

EMob – Elektromobilität

GEMS – Gebäude-Energiemanagementsystem

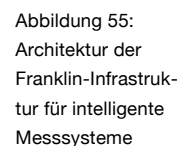
QEMS – Quartier-Energiemanagementsystem

REL – Regelenergie

EMP – Energiemanagement-Plattformen (Bestandteil vom IIS)

Wichtige Grundlage dafür ist die flächendeckende Einführung moderner Messeinrichtungen (mMe). Den Datenschutz gewährleisten dabei die Smart Meter Gateways (SMGW) als geschützte Kommunikationseinrichtung. Der Messstellenbetreiber (MSB) der MVV ermittelt den Verbrauch von Strom, Wärme und Wasser, aber auch im Quartier erzeugten Strom und Wärme. Über den geschützten Kommunikationskanal landen die Zählerdaten im Minutentakt beim zertifizierten Betreiber einer geschützten Plattform zur Datenerhebung und Weiterleitung.

Die sichere Datenplattform des Infrastrukturbetreibers ist Basis für die Verwendung von Messdaten zur Energieabrechnung und Vermarktung, zur Flexibilitätsbestimmung und für Prognosen. Sie ist ebenso notwendig zur Steuerung von Anlagen über den sicheren Steuerungskanal (CLS). Auf dieser Grundlage wirkt das Energiemanagementsystem von ABB zur effizienten Führung der Energieflüsse im Stadtquartier. Mit dieser Plattform entwickelt die MVV ein Stadtquartier als Energiezelle.



Energiesiedlung Hohentengen

Vielseitige Integration erneuerbarer Energien

Auf dem Gebiet der ehemaligen Oberschwabenkaserne in Hohentengen im Landkreis Sigmaringen werden Quartiersverbünde mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, überwiegend aus Photovoltaik zur Versorgung mit Wärme, Kälte und Strom, vom International Solar Energy Research Center Konstanz (ISC) e.V., dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE und der Ehoch4 GmbH entwickelt und demonstriert.

Das Areal bietet die Infrastruktur zur Demonstration einer modernen Energieversorgung unter Anwendung der Smart-Grid-Technologie. Ziel ist es, für alle Tages- und Jahreszeiten sowie Wetterbedingungen eine zuverlässige Energieversorgung unter Einsatz eines möglichst hohen Anteils erneuerbarer Energien umzusetzen. Zudem soll die Energieversorgung netz- und systemdienlich sein, so dass der lokale Netzknotenpunkt entlastet wird und das angebundene Stromnetz zusätzlich stabilisiert wird.

Das Areal ist als Energiezelle mit mehreren hochflexiblen, steuerbaren „stromerzeugenden Heizungen“, sogenannten TH-E Boxen, konzipiert. Die TH-E-Box als modulierte Technik ist wie folgt aufgebaut:

- eine Photovoltaik-Anlage, bestehend aus Flächenkollektoren und einer sogenannten PV-Blume. Der zugehörige Wechselrichter erlaubt Inselbetrieb, das heißt eine Versorgung mit Strom, auch wenn das umgebende Stromnetz ausfällt;
- eine Luft/Wasser-Wärmepumpe zur Wärmeversorgung;
- eine Brennstoffzelle, die sowohl Wärme als auch Strom liefert, alternativ kommt ein konventionelles verbrennungsmotorisch betriebenes Blockheizkraftwerk zum Einsatz;
- ein Lithium-Ionen-Akku zur Speicherung elektrischer Energie;
- ein Wasserspeicher zur Pufferung thermischer Energie und schließlich

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte	Abstimmungskaskade	×
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×

- das selbstlernende und wetterprognosebasierte Energiemanagementsystem (EMS) „SEAL“ (eigenes Produkt auf Open Source Basis).

Zusammen mit den Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge ergibt sich eine elektrische, thermische und mobile Sektorkopplung. Die direkte Verknüpfung dieser Elemente erlaubt eine sehr flexible Anpassung an schwankende Verbräuche und das unterschiedliche Angebot erneuerbarer Energien. Über die Anbindung mit Smart Meter Gateways ist darüber hinaus auch eine Optimierung der Boxen untereinander und im Verbund mit dem übergeordneten Stromnetz möglich. Die Zelle stellt durch ein administriertes Smart Meter Gateway über den Netzknotenpunkt unter Ankopplung an die C/sells-Flex-Plattform ALF Flexibilität nach außen bereit. So werden alle drei C/sells-Basisinstrumente eingesetzt.

Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in der Zelle ist ein zentrales Ziel der realisierten Musterlösung mittels regionaler Energieprodukte durch Photovoltaik Einbindung. Die Optionen Inselbetrieb & Netzwiederaufbau als Systemdienstleistungen können angeboten und netzdienliche Flexibilität über Flexibilitätsplattformen wie etwa ALF zur Verfügung gestellt werden. Die Aggregation der gemessenen und aufbereiteten Daten zur Komplexitätsreduktion erfolgt bereits liegenschaftsintern über das EMS.

Partizipation zur Stärkung der Energiewende findet im Rahmen von Beteiligungen an lokalen öffentlichen Auftritten und Pressemitteilungen zur Information über die Zellenaktivitäten statt.



Abbildung 56: Geöffnetes Seitengehäuse der „TH-E Box II“ mit rund zwei Meter Aufbauhöhe und einer thermischen/elektrischen Leistung ohne Warmwasserspeicher von rund 17 kW thermisch / 10 kW elektrisch. Links im Bild steht der einen Kubikmeter fassende thermische Warmwasserspeicher. Im rechten Bildteil die Wärmepumpe (oben), die Brennstoffzelle (mitte) und Lithium-Eisen-Phosphat-Ionenbatterien mit Wechselrichter (unten).

MIRIAM FEIL, ELIAS SIEHLER

Energiewende am Flughafen Stuttgart

Energieversorgung aus einer Hand

Die Zelle Flughafen Stuttgart hat einen jährlichen Strom- und Wärmebedarf von jeweils rund 50 GWh, bei einem Strombedarfspeak von rund 7 MW. Als lokaler Energieversorger, geschlossener Verteilnetzbetreiber, grundzuständiger Messstellenbetreiber und Betreiber der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sind alle wesentlichen Rollen des Energieversorgungssystems in der Hand des Flughafens. In der Zelle demonstrieren die Partner Next Kraftwerke, Fraunhofer IAO, Fraunhofer IEE, devolo, Universität Stuttgart IER und Sevenzone mit dem Flughafen Stuttgart, wie die zentralen Herausforderungen der Energiewende im praktischen Einsatz und Realbetrieb gemeistert werden können.



„Mit C/sells bereiten wir den Flughafen auf die Anforderungen der Energiewende vor und bearbeiten Zukunftsthemen wie die Nutzung von Flexibilität und Regelenenergievermarktung.“

Elias Siehler ist seit 2015 in der Versorgungstechnik des Flughafen Stuttgart beschäftigt und dort für das Projektmanagement „Strategische Energieausrichtung“ verantwortlich. Der studierte Umwelttechniker ist auch für das Spitzenlastenmanagement zuständig. Sein Ziel ist es, durch DSM Spitzen abzubauen und das Netz zu entlasten. Daneben ist er für den Aufbau und Betrieb der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge verantwortlich.

Im Bereich der Energieversorgung lag der Fokus bisher auf Versorgungssicherheit und Effizienz. Um die CO₂-Reduktionsziele zu erreichen, wird unter anderem ein Photovoltaik-Ausbauplan verfolgt, mit dem Ziel eine Leistung von rund 27 MWp bis 2050 zu installieren. Daneben wird der Fuhrpark elektrifiziert und die Wärmeerzeugung soll zukünftig nahezu vollständig erneuerbar erfolgen.

Die fluktuierende Erzeugung und der zusätzliche Bedarf durch die E-Mobilität muss in Einklang gebracht werden. Dafür wurden auf dem Flughafencampus Wettersysteme installiert. Diese fotografieren im Minutenbereich den Himmel und messen die Einstrahlungsdaten. Mit diesen Daten sollen zukünftig Kurzfristprognosen erstellt und für die Optimierung der Zelle genutzt werden. Zusätzlich soll die Zelle Flughafen in das übergeordnete Energiesystem integriert und das vorgelagerte Netz entlastet beziehungsweise aktiv unterstützt werden. Hierfür soll vorhandene Flexibilität genutzt, neue generiert und vermarktet werden.

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten	Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×

Flexibilitätspotenzial intelligent nutzen

Durch Simulationen eines digitalen Zwillings des Energiesystems Flughafen wird das Flexibilitätspotenzial innerhalb der Zelle identifiziert. Im Anschluss werden die Anforderungen aus Betreibersicht und die Vermarktungsmöglichkeiten bewertet. Die Lösungen werden in verschiedenen Use Cases pilotiert und demonstriert.

- Als nachgelagerter Netzbetreiber möchten wir durch Flexibilitätsvermarktung beispielsweise von Lüftungsanlagen das vorgelagerte Netz bei Engpässen entlasten.
- Als Ladestationsbetreiber möchten wir intelligente Ladesteuerung nutzen, um Leistungsspitzen zu vermeiden und gleichzeitig die Versorgungssicherheit für Kunden zu gewährleisten.
- Als grundzuständiger Messstellenbetreiber möchten wir iMSys nutzen und diese in die bestehende Infrastruktur integrieren.
- Als lokaler Energieversorger möchten wir durch die Energiesimulation und Energiesystemoptimierung einen möglichst hohen Anteil lokal erzeugter, erneuerbarer Energien erreichen.

Durch die Nutzung des Flexibilitätspotenzials kann der Anteil erneuerbarer Energie wesentlich erhöht werden. Dies führt einerseits zu einer Kostenreduktion, andererseits zu zusätzlichen Erlösen durch die Vermarktung der Flexibilität. Die ungeplante Auspeisung von Erzeugungsüberschüssen wird durch die Energiesystemoptimierung gänzlich vermieden. Dadurch wird das vorgelagerte Netz nicht belastet und kann sogar aktiv unterstützt werden.



Abbildung 57:
Wolkenkamera-
system neben der
PV-Anlage auf dem
Kombispeicher
des Flughafens
Stuttgart

Sektorkopplung: das Biomassezentrum Stausebach

Energiewende erfordert Flexible Wärmenetze

C/sells will das Biomassezentrum Stausebach, Nähe Marburg, zu einem intelligenten Energiesystem ausbauen. Das Zentrum verwendet verschiedene Biomassen, etwa Holz aus Landschaftspflege, Grünschnitt, Mais und durch Gärung konserviertes Grünfutter. Das untersuchte intelligente Energiesystem umfasst den ganzen Prozess der energetischen Nutzung von Biomasse: Biogaserzeugung, Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität, flexible Stromerzeugung mit Blockheizkraftwerken (BHKW), die am Standort geplant sind, sowie den flexiblen und energieeffizienten Betrieb des Wärmenetzes. Hierzu untersuchen die Partner EAM EnergiePlus, Fraunhofer IEE, Ramboll Deutschland und die Universität Kassel die Flexibilitätspotenziale in den Sektoren Strom und Wärme.

Das Biomassezentrum soll möglichst die schwankende Erzeugung aus Wind- und Solarenergie ausgleichen und durch die Stromerzeugung zu wind- und solarschwachen Zeiten wirtschaftliche Chancen nutzen.

Das Ausgangsproblem: Die herkömmlichen Planungsansätze für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind im Sinne der Energiewende nicht zukunftsfähig, da diese auf einen Grundlastbetrieb ausgelegt sind – das heißt für einen Betrieb mit konstanter Erzeugungsleistung, die das ganze Jahr über vorliegt. Das tatsächliche Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien, das im Lauf des Tages und des Jahres stark schwankt und zu Überschüssen oder Fehlmengen führt, berücksichtigen sie in ihrer Betriebsweise nicht. Um zukunftsfähig zu sein, müssen die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen diese schwankende Erzeugung aus den erneuerbaren Energien ausgleichen, indem sie flexibel ihre Erzeugungsleistung anpassen. Bislang sehen die Netzbetreiber Wärmenetze als reine Verteilsysteme – für die Energiewende müssen sie jedoch die Flexibilitätspotentiale erschließen, die sich aus Wärmespeicherung und flexiblen Lasten ergeben.

C/sells hat mit dem Biomassezentrum Stausebach Lösungen entwickelt, um den Anforderungen aller Beteiligten gerecht zu werden:

- Der Betreiber des Biomassezentrums, die EAM Natur GmbH, möchte die Anlage nachhaltig und wirtschaftlich betreiben und einen Beitrag zur Energiewende leisten.
- Der Betreiber des Wärmenetzes, die Energiegenossenschaft Stausebach, möchte die Energieeffizienz steigern und den Bau zusätzlicher Infrastruktur wie zum Beispiel neue Wärmespeicher vermeiden oder reduzieren. Das gelingt im Demons-

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	Infrastruktur-Informationssystem	
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte	Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×

trationsvorhaben durch eine innovative Auslegung des Wärmenetzes: etwa die Wahl des Rohrsystems (Einzel- oder Doppelrohre), kleinere Rohrdurchmesser, Festlegung der Temperaturen im Netz und deren Regelung. Auch verwendet das Vorhaben neue Betriebsstrategien, die die Wärmespeicherfähigkeit des Wärmenetzes nutzbar machen. Dabei erhöht das Biomassezentrum zum Beispiel gezielt Netztemperaturen zu bestimmten Zeitpunkten und reduziert sie später wieder, um die vorhandenen Wassermengen als Wärmespeicher zu verwenden.

- Die Energiegenossenschaft, welche die Bürger des Ortes Stausebach gegründet haben, möchte die Wärmeversorgung von Stausebach ökologisch gestalten.
- Die Wärmekundinnen und -kunden möchten eine sichere und ökologische Wärmelieferung erhalten.

Blockheizkraftwerke reagieren auf schwankende Stromerzeugung

Das Biomassezentrum hat neue Auslegungs- und Betriebskonzepte für Anlagen mit Sektorenkopplung, wie zum Beispiel flexible BHKW, und für das Nahwärmenetz entwickelt und erprobt. Die Projektpartner entwickeln für die Anlagen ein innovatives Energiemanagementkonzept. Dieses Konzept optimiert den Betrieb der Anlagen, indem es die Wärmespeicherfähigkeit im Wärmenetz und bei Verbrauchern nutzt und indem es die Einbindung der Anlagen in Strommärkte ermöglicht.

Damit steigert es die Energieeffizienz der Standorte, und die Zelle kann ihre Flexibilität in regionalen und überregionalen Strommärkten handeln.

Die flexible Stromerzeugung der BHKWs hilft, die schwankende Stromerzeugung aus Wind- und insbesondere Solarenergie auszugleichen.

Insgesamt zeigt sich: Nahwärmekonzepte spielen für die Nutzung erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung und für die Sektorenkopplung von Strom und Wärme eine entscheidende Rolle für die Energiewende.

Die Demonstrationszelle Stausebach stellt eine Musterlösung dar, da sie viele Ansätze für eine innovative Nahwärmeversorgung verbindet. Andere Nahwärmeversorger können diese Lösung vollständig oder teilweise in nutzen. Auch die Einbindung einer Energiegenossenschaft in die Entwicklung des Nahwärmenetzes macht die Demonstrationszelle zu einer Musterlösung.

Microgrid der Hochschule Offenburg

Verschiedene Prosumer in einer Zelle

Die Hochschule Offenburg betreibt am Institut für Energiesystemtechnik (INES) ein Microgrid mit PV-Anlage, Windrad, verschiedenen elektrischen Speichern und Lasten. Eine Sektorkopplung wird durch ein Elektrofahrzeug sowie die Ankopplung von thermischen Systemen wie Blockheizkraftwerk, Wärmepumpe und thermischen Speichern realisiert. So können unterschiedliche Prosumerten-Typen als unterste Zellebene emuliert werden, vom Einfamilienhaus bis zum kleinen Gewerbebetrieb. Partner in C/sells sind die Universität Freiburg/INATECH, Fraunhofer IAO, Next Kraftwerke GmbH und Überlandwerk Mittelbaden GmbH.

In C/sells wird das Microgrid als ein Prototyp der untersten Zellebene genutzt, um Automatisierungstechnik und Algorithmen zur optimierten netzdienlichen Betriebsführung und Sektorkopplung zu entwickeln und zu demonstrieren. Insbesondere soll das Microgrid seine Flexibilität in Kooperation mit Partnern automatisiert prognostizieren, kommunizieren und zum Abruf bereitstellen.

- Der Prosumer möchte ein Energiemanagementsystem nutzen, das sein lokales Energiesystem möglichst optimal nach seinen Bedürfnissen betreibt. Flexibilität, die er nicht nutzt, kann er dann nach außen bereitstellen. Das bringt ihm und dem Gesamtsystem zusätzlichen Mehrwert.
- Der Aggregator möchte kleineren Prosumern mit eigenen lokalen Energiemanagement ermöglichen, dass sie Ihre Flexibilität im Rahmen bestehender Regularien und Marktstrukturen bereitstellen und finanziell davon profitieren können.

Die im Rahmen von C/sells an der Hochschule Offenburg entwickelten Betriebsführungsstrategien für Microgrids erlauben es, einem Aggregator Regelleistungsbänder anzubieten. Das Microgrid stellt die Erbringung bei Abruf der Regelleistung sicher und verfolgt gleichzeitig die internen Optimierungsziele weiter. Modellrechnungen erlauben dabei die Vorhersage des Verhaltens des Microgrids. Mit der Bereitstellung

ZELLFUNKTIONEN		BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte	Abstimmungskaskade
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität
			×

von Regelleistung erzielen die Betreiber des Microgrids zusätzliche Einkünfte ohne dass die Versorgung eingeschränkt wird.

Zwei Nachbarzellen helfen sich gegenseitig

Zusätzlich setzt die Hochschule Offenburg einen alternativen cloudbasierten Optimierungsansatz in Kooperation mit Fraunhofer IAO um. Die Partner testen und demonstrieren auch die direkte Kooperation zweier Nachbarzellen, um Energieerzeugung und Verbrauch gemeinsam im Sinne des Subsidiaritätsprinzips besser lokal ausgleichen zu können.

Ergebnisse des Projekts sind:

- Modellprädiktive Betriebsführungsalgorithmen für Microgrids, die sowohl den internen Betrieb sicherstellen als auch Flexibilität im Sinne von Regelleistung für das Gesamtsystem bereitstellen.
- Eine Methode zur Kopplung von optimierenden Energiemanagementsystemen benachbarter Zellen über den Austausch fiktiver Preissignale.



Abbildung 58:
Kraft-Wärme-Kopplungsanlage mit Wärmespeicher im Microgrid-Labor der Hochschule Offenburg.

FLORIAN KLAUSMANN

Fraunhofer IAO Micro Smart Grid Stuttgart

Ein lebendiges Labor für Elektromobilität

Im Parkhaus des Fraunhofer Institutszentrums in Stuttgart wird schon seit 2011 eine Ladeinfrastruktur für über 30 Elektrofahrzeuge betrieben und unter wissenschaftlicher Begleitung im Alltag genutzt („Living Lab“). Schrittweise wurde das Parkhaus zum Powerhaus ausgebaut mit Erneuerbaren Energien, modernen Batterie- und Wasserstoffspeichern und eigens entwickelten Energiemanagementsystemen.

„Simulationsbasierte Konzepte und Planungen ermöglichen einen kostengünstigen und effizienten Betrieb energetischer Zellen.“



Florian Klausmann arbeitet im Rahmen von C/sells an der Simulation größerer Ladeinfrastrukturen und der Entwicklung von Steuerungen für lokale Energiesysteme. Im „Fraunhofer IAO Micro Smart Grid“ in Stuttgart werden die Ergebnisse in der Praxis getestet.



Die Integration von zahlreichen Elektrofahrzeugen in lokale Energiesysteme ist mit hohen Spitzenlasten verbunden. So beträgt die Anschlussleistung aller Ladestationen zusammen im **Fraunhofer IAO Micro Smart Grid** über 500kW und damit etwa ein Drittel der Spitzenlast des ganzen Institutszentrums. Aber wie häufig werden alle Ladestationen in der Praxis gleichzeitig genutzt mit der dann daraus resultierenden Höchstlast von 500kW? Wie können Lade- und Energiemanagementsysteme die übergeordneten Netze entlasten? Wie müssen Speicher und Erzeuger ausgelegt werden, um einen effizienten Betrieb zu gewährleisten? Es zeigt sich: Die Sektorkopplung von Mobilität, Strom und Wärme und die Rolle der Zelle als Prosumer führt zu komplexen Anforderungen hinsichtlich der Planung und des Betriebs lokaler Energieinfrastrukturen.

- Als Anlagenplaner möchte ich die Energieinfrastruktur zukunftssicher und wirtschaftlich auslegen, um den Anforderungen von morgen gerecht zu werden.
- Als Komponentenhersteller möchte ich innovative Technologien in der Praxis einsetzen, um deren Alltagstauglichkeit zu demonstrieren und weiter zu entwickeln.
- Als Betreiber benötige ich digitale Energiemanagement- und Verwaltungssysteme, um die vorhandene Infrastruktur optimal nutzen zu können.
- Als Wissenschaftler brauche ich ein „Living Lab“, um intelligente und vernetzte Steuerungssysteme in der Praxis zu validieren.

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE		
Partizipation an der Energiewende		Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität		Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	×	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	

Große Ladeinfrastrukturen beherrschen lernen

Das Fraunhofer IAO Micro Smart Grid erfüllt als lokal gesteuerte Zelle verschiedene Anforderungen: Daten werden aggregiert, visualisiert und können an übergeordnete Strukturen bereitgestellt werden. Der Verbrauch wird optimal auf die lokal und regenerativ erzeugte Energie abgestimmt. Potenziale für Flexibilitätsangebote und Netzdienstleistungen können demonstriert werden und bei Bedarf fährt die Anlage im Inselbetrieb.

Das Fraunhofer IAO Micro Smart Grid bietet ein Testfeld für technologische Innovationen und neue Softwarekomponenten für den Aufbau und Betrieb lokaler Energieinfrastrukturen. Es stellt eine Musterlösung insbesondere für die Beherrschung größerer Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge dar und dient insbesondere zur Validierung der in C/sells entwickelten Simulationstools zur Auslegung und Betriebsoptimierung von Microgrids.



Abbildung 59:
Leitwarte und Lade-
infrastruktur des
Micro Smart Grid
am Fraunhofer IAO.

Speicherverbund Karlsruhe/Stuttgart im Energy Lab 2.0

Ein Forschungscampus für Energiezellen mit Systemverantwortung

„Energy Lab 2.0“ steht für eine intelligente Forschungsinfrastruktur als Reallabor am Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Es wird am Campus Nord in Eggenstein-Leopoldshafen aufgebaut. Das KIT erforscht dort gemeinsam mit dem Forschungszentrum Jülich (FZJ) und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) das Zusammenspiel der Komponenten von zukünftigen intelligent verknüpften Energienetzen. Das Reallabor umfasst Erzeugungsanlagen, Energiespeicher, Energiekonversionstechnologien sowie flexibel steuerbare Verbraucher.

C/sells ist eins von vielen Projekten, das das Reallabor als Forschungsumgebung nutzt. Die Demonstrationszelle „Speicherverbund Karlsruhe/Stuttgart“ kombiniert Teile des Energy Lab 2.0: Erzeuger (Photovoltaik-Anlagen), Speicher (Wärmespeicher, Gasspeicher, Batteriesysteme), Konversionstechnologien (Elektrolyse und Methanisierung) und flexible Verbraucher (Musterhäuser und Bürogebäude). Forscher des KIT untersuchen, wie sich ein solcher Anlagenverbund als integrierte Zelle steuern und betreiben lässt, so dass er dem angeschlossenen elektrischen Netz die größtmögliche Flexibilität zur Netzsteuerung bietet. Sie wollen damit auch Erkenntnisse für das Energiemanagement von Campus-ähnlichen Liegenschaften gewinnen.

Die Forschungsperspektive auf intelligente dezentrale Energiezellen ist wichtig, wenn es um deren Systemverantwortung geht. So werden sie befähigt, neben der Optimierung des Eigenverbrauchs auch netzdienliche Funktionalitäten wie Bilanzausgleich, Spannungs- oder Frequenzerhaltungsmaßnahmen anzubieten.

Weitere Stakeholder haben ein Interesse an den Forschungsergebnissen:

- Netzbetreiber oder Aggregatoren wollen wissen, wie sich die Flexibilität eines Verbundes formal beschreiben und über eine generische Ansteuerungsschnittstelle abrufen beziehungsweise steuern lässt.



„Der zukünftige Betrieb optimierter CO₂-neutraler und umweltfreundlicher Energiesystemlösungen wird nur vollautomatisch unter Nutzung intelligenter IKT-Lösungen erfolgen können.“

Dr. Clemens Düpmeier, hier vor den Musterhäusern sowie der Halle des Energy Lab 2.0 mit Grid Labor und zentralen IKT-Systemen, leitet am Institut für Automation und angewandte Informatik des KIT das Forschungsfachgebiet „IT-Methoden und -Komponenten für smarte Infrastrukturen“. Er ist mitverantwortlich für den Aufbau der Energy Lab 2.0 Reallabor-Forschungsinfrastruktur.

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten	Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade	×
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	×	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität

- Automatisierungs-Dienstleister wollen wissen, welche Funktionalitäten ein generisch konfigurierbares Steuer- und Energiemanagementsystem implementieren und bereitstellen muss, um den Verbund sinnvoll und kosteneffektiv zu betreiben.

Einfach nutzbare Schnittstellen für die Kommunikation

Mit dem Speicherverbund Karlsruhe/Stuttgart wird die Kommunikation und Steuerung komplexer Anlagenverbünde konzipiert und prototypisch erprobt. Wesentliche Ergebnisse sind:

- ein leichtgewichtiges Kommunikationskonzept mit hoher Ausfallsicherheit, Datensparsamkeit und einem weitgehenden Schutz vor Cyberangriffen.
- eine sehr einfach nutzbare Kommunikationsschnittstelle, die moderne Internet-Technologien nutzt. Sie ist „Plug & Play“-fähig zu gängigen IoT- und Cloud-IoT-Architekturen.
- eine zugehörige Steuerungssystem-Referenzarchitektur: Diese ermöglicht, dass sich beliebig komplexe Anlagenverbünde als „aggregierte“ Zellen von außen einfach ansteuern und in Systeme von Dritten, zum Beispiel Aggregatoren oder Netzbetreibern, einbinden lassen.

Die Kommunikationsschnittstellen des Anlagenverbunds nutzen die Standardfamilie IEC 61850 zur Beschreibung von Flexibilität. Wie sich diese auf die Schnittstellen des Infrastruktur-Informationssystems (IIS) in C/sells abbilden lassen, wird erprobt. Ebenso testen die Forscher, wie die Flexibilität des Verbundes generell abgerufen werden kann. Entweder erfolgt ein Handel über den Markt oder der Netzbetreiber steuert direkt von außen. Das Gesamtkonzept stellt eine universell einsetzbare Musterlösung zur Ansteuerung und Integration beliebiger Zellen dar.



Abbildung 60:
Panorama über
das Energy Lab
2.0 mit Elementen
des Speicherver-
bundes Karlsruhe/
Stuttgart.

OLIVER MAICHER

Stromgemeinschaft Murg

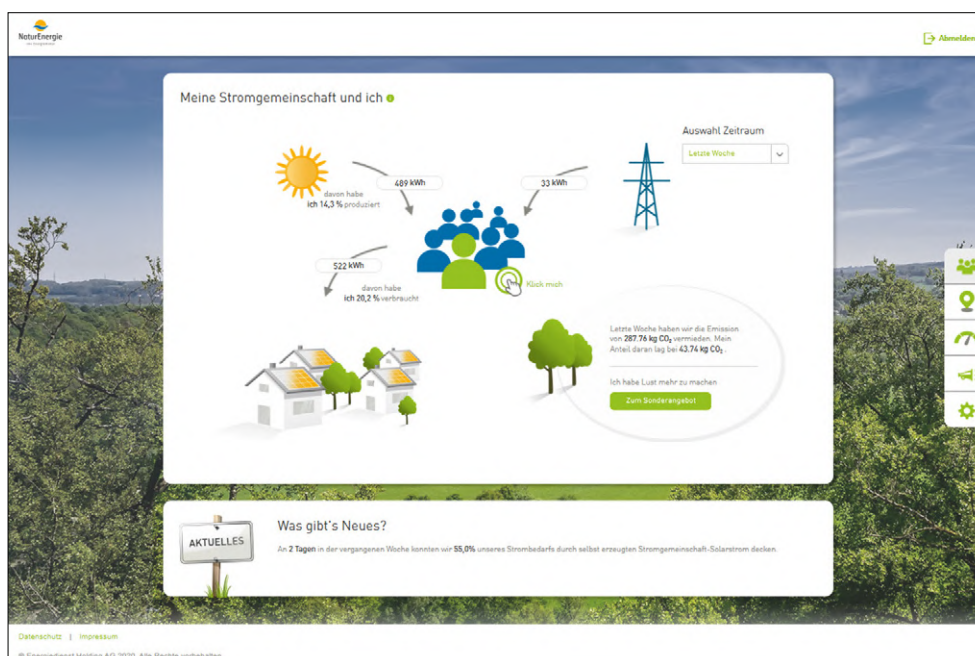
Mehr Eigenversorgung in einer südbadischen Gemeinde

Die Gemeinde Murg am Hochrhein ist eine Demonstrationszelle im C/sells-Projekt. Murg hat rund 7.000 Einwohner. Sie teilen sich auf vier Teilorte auf, die alle am Projekt beteiligt sind.

Die Gemeindeverwaltung, die einen eigenen Klimaschutzmanager hat, und die Bürgerinnen und Bürger, die am Projekt teilnehmen, bilden die Stromgemeinschaft Murg.

Der südbadische Energieversorger Energiedienst entwickelt mit der Stromgemeinschaft eine Lösung, um die lokale Erzeugung und den lokalen Verbrauch von erneuerbarer Energie näher zusammenzuführen. Dabei besteht die Stromgemeinschaft aus möglichst vielen Akteuren aus dem Kreis der Privathaushalte und Gewerbetreibenden.

Abbildung 61:
Beispielhaftes
Diagramm zur Netz-
einspeisung der
Stromgemeinschaft
Murg



ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität		Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb		Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität
				×

Lokale Erzeugung und Verbrauch werden sichtbar

Folgende Lösungen stellt Energiedienst im Projekt zur Verfügung:

- Eine Online-Plattform, welche die lokale Erzeugung und den lokalen Verbrauch visualisiert und für die ganze Gemeinschaft zugänglich ist. Die Visualisierung von Erzeugung und Verbrauch auf einer Plattform sensibilisiert die Teilnehmer und ermöglicht eine aktive Teilhabe.
- Einfachen Zugang zur Stromgemeinschaft, damit viele verschiedenen Akteure teilnehmen können. Jede Bürgerin und jeder Bürger kann in der Zelle teilnehmen, ungeachtet dessen, ob er eine eigene PV-Anlage besitzt und ins Stromnetz einspeist oder lediglich Strom verbraucht. Die Teilnahme ist außerdem unabhängig vom jeweiligen Energieversorger. Dadurch wird die Stromgemeinschaft Murg für alle Einwohner nutzbar und gestaltbar.
- Eine Prognose für Erzeugung und Verbrauch für den Folgetag. Darauf aufbauend tägliche Verbrauchsempfehlungen, um so möglichen Engpässen im Stromnetz entgegenzuwirken. So liefert die Plattform den Teilnehmenden einen Hinweis auf den optimalen Zeitraum zum Laden ihrer E-Autos.

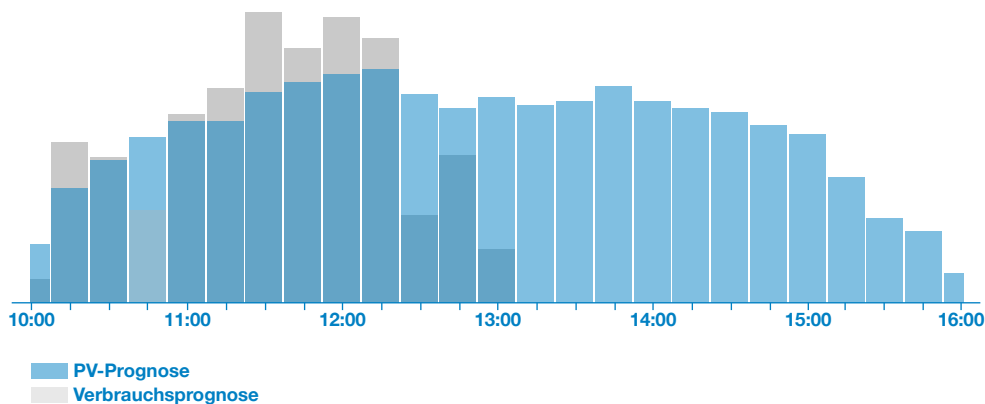


Abbildung 62:
Beispielhaftes
Diagramm zur
Lastprognose der
Stromgemeinschaft
Murg

In der Stromgemeinschaft Murg geht es nicht vorrangig darum, Energie und Flexibilität zu handeln. Vielmehr baut Energiedienst darauf, den Gemeinschaftsgedanken der Teilnehmenden zu stärken. Dabei sollen Visualisierungen und Verbrauchsempfehlungen das Interesse an einem Konzept zur autonomen Energieversorgung der Gemeinde wecken.

LAURA-MARIA MÜLLER, TIMO FRITZSCH, STEFFEN STEINEL, FELIX FÖRSTER,
OLE LANGNISS, THOMAS BRENNER

WIRcommunity: Lokaler Stromhandel Waghäusel

Strom aus dezentralen PV-Anlagen neu vermarkten

Energieüberschüsse aus kleinen Erzeugungsanlagen werden bisher über das Erneuerbare-Energien-Gesetz pauschal für jede eingespeiste Kilowattstunde vergütet. Photovoltaikanlagen auf Privathäusern oder auf Gewerbeimmobilien, die Ende des Jahres 2020 aus der Förderung fallen, haben diese Möglichkeit nicht. Hohe Installations- und Betriebskosten erschweren es, mit dem lokal erzeugten Strom an bestehenden Märkten Erlöse zu erzielen. Das kann dazu führen, dass Anlagen stillgelegt werden, obwohl sie technisch einwandfrei und gesellschaftlich akzeptiert sind. Hier setzt die „WIRcommunity“, eine lokale Energiegemeinschaft im Raum Waghäusel an. Sie ermöglicht den Teilnehmern größtmögliche Transparenz über Erzeugung und Verbrauch und erlaubt es, Überschüsse lokal zu handeln und dabei das Verteilnetz wenig zu belasten. Innerhalb der „WIRcommunity“ sind fünf Anlagen mit einer Gesamtleistung von 71,2 kWp in Waghäusel, Kronau und Östringen (Landkreis Karlsruhe) miteinander vernetzt. Die Größe der Anlagen variiert: so sind neben kleineren Anlagen auf den Dächern von Privathaushalten auch für viele Gemeinden typische Gewerbe- und Büroeinheiten in der Community dabei. Gemeinsam mit dem örtlichen Verteilnetzbetreiber NetzeBW nutzt die WIRCON zur Übermittlung der eingespeisten Energiemengen erstmals die Smart Meter Gateway Infrastruktur der NetzeBW.

„Wir wollen damit zeigen, dass die Infrastruktur, so wie sie schon heute bei den ersten Kunden installiert wird, echten Mehrwert für die Anwender vor Ort bringen kann“

Felix Förster, Ingenieur bei der OLI Systems GmbH, welche für die Vernetzung der Komponenten der WIRCON, PPC und der NetzeBW zuständig ist.

Um die Auswirkungen lokaler Märkte auf das Preisniveau für Erzeuger und Verbraucher zu untersuchen, wurde die „WIRcommunity“ um virtuelle Teilnehmer ergänzt. Verschiedene Typen, vom Privathaushalt bis zur Bäckerei oder Büro können hinzugeschaltet und deren Effekte auf den Autarkiegrad sowie den wirtschaftlichen Gesamtnutzen aller Teilnehmer untersucht werden.

Das Projektteam nutzt dazu neben den Daten aus den IT-Systemen der NetzeBW auch Daten aus dem Simulationsframework „D3A“ der Grid Singularity, welches gemeinsam für den Einsatz in der „WIRcommunity“ weiterentwickelt wurde. Der lokale Markt selbst ist durch eine ebenfalls

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten		Regionale Energieprodukte	Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität		Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×

dezentral organisierte Blockchain abgesichert. Auf diese Weise können Empfehlungen für Größe und Zusammensetzung **lokaler Märkte** ausgesprochen und dem Auftrag, Blaupausen für den deutschlandweiten Einsatz zu entwickeln, ideal nachgekommen werden.

► Seite 114

Lokale Eigenversorgung erhöhen

Zwei Ergebnisse aus der Zelle Waghäusel sind in dieser Hinsicht sehr interessant: Die Daten erlauben es, Rückschlüsse zu ziehen, welcher Selbstversorgungsgrad in solchen zunächst „unflexiblen“ lokalen Märkten möglich ist. Wir sehen, dass sich dieser Wert knapp unter 50 Prozent bewegt, das heißt, die Hälfte der Energie lässt sich in der Zelle verwerten, die Hälfte muss außerhalb der Zelle beschafft oder verbraucht werden. Der Wert lässt sich auf Deutschland übertragen, weil Wetterbedingungen, Siedlungs- und Industriestruktur sowie der Regulierungsrahmen bundesweit ähnlich sind. Um den Selbstversorgungsgrad weiter zu steigern, muss eine aktive Steuerung von Erzeugung und Last vorgenommen werden. Dies dürfte auch für weitere politische Weichenstellungen interessant sein, denn um Anlagen oder Geräte aktiv steuern zu können, fehlen auf Haushaltsebene bisher die **Anreize**.

Ebenfalls interessant ist es, dass das Fehlen einer fixen Einspeisevergütung nicht zu „Dumpingpreisen“ auf dem lokalen Energiemarkt sorgt. Die Preise liegen etwa fünf bis sechs Cent unter den Preisen, die sich innerhalb des EEG erzielen lassen, sind aber in vielen Fällen bei bereits abgeschriebenen Anlagen nach wie vor kostendeckend.



► Seite 94

Abbildung 63: Blockchainfähige Hardware (OLI-Box) und Smart Meter in einem Zählerschrank zur Teilnahme am lokalen Energiemarkt WIRcommunity.

Regionale Strommarke Nord- und Mittelhessen

Erzeugung von grünem Strom mit starker Bürgerbeteiligung

Die Region Nordhessen, in deren Zentrum die Stadt Kassel liegt, möchte bis spätestens 2050 ihren Stromverbrauch vollständig aus erneuerbaren Energien decken. Dies erfordert, regenerative Energietechnologien auszubauen und deren Akzeptanz vor Ort zu sichern. Der Windpark Stiftswald bei Kassel steht für eine bürgernahe Energiewende. Zwei Drittel der Beteiligten stammen aus der Region, darunter auch sechs Bürgerenergie Genossenschaften und die Gemeinde Kaufungen. Vor diesem Hintergrund untersuchte die Universität Kassel im Rahmen des Projekts C/sells, wie wichtig die regionale Erzeugung von Grünstrom für die Bevölkerung von Nordhessen bei der Wahl eines Stromtarifs ist.

Windenergievorhaben stoßen vor Ort zunehmend auf Widerstand, obwohl deren Nutzung und Ausbau allgemein eine breite gesellschaftliche Zustimmung erfahren. Um die lokale Akzeptanz für die Energiewende zu steigern, setzt der Gesetzgeber seit 2019 darauf, vor Ort erzeugten und verbrauchten „Grünstrom“ auch als solchen zu kennzeichnen. Offen ist allerdings, ob die Bevölkerung im konkreten Fall tatsächlich daran interessiert ist, Regionalstrom zu nutzen.

Wollen Bürgerinnen und Bürger regionalen Grünstrom bezahlen?

Um dieser Frage nachzugehen, führte die Universität Kassel von Oktober bis November 2018 eine Straßenbefragung in Kassel und Kaufungen in Nordhessen durch, die sich gezielt an die Einwohnerinnen und Einwohner richtete. Der Fragebogen entstand in Zusammenarbeit mit der Städtische Werke AG (Kassel). Insgesamt wurden 672 Personen zu ihren Einstellungen, Präferenzen und Zahlungsbereitschaften im Kontext der Energiewende befragt. Mit einem Stated-Choice-Experiment ermittelte die Universität Kassel dabei insbesondere, ob eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für regional erzeugten Grünstrom aus dem Windpark Stiftswald besteht. Dabei wurden die Befragten in eine hypothetische Situation versetzt, in der sie sich wiederholt zwischen

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE		
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	
Aggregation von Daten		Regionale Energieprodukte	×	Abstimmungskaskade	×
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität		Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb		Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×

verschiedenen Tarifoptionen entscheiden mussten. Die Tarife wurden durch fünf Eigenschaften beschrieben: (1) den Strommix, (2) den Anteil der erneuerbaren Energien, die in der Region produziert werden, (3) der Regionalität des Stromanbieters, (4) der Auszahlungsoption eines Bonus (in Höhe von 40 Euro) und (5) den Preis.

Insgesamt zeigt sich, dass die wichtigsten Eigenschaften eines Stromtarifs der Preis und der Strommix sind. Die befragten Personen reagieren sensibel auf Veränderungen der Stromkosten und bevorzugen im Durchschnitt günstigere Tarife. Im Hinblick auf den Strommix bevorzugen die Befragten reine Grünstromtarife (100 Prozent erneuerbare Energien) gegenüber einem Mix mit fossilen Energieträgern und Atomenergie. Neben diesen Attributen spielen jedoch auch die regionale Erzeugung von erneuerbaren Energien und der Sitz des Stromanbieters eine entscheidende Rolle bei der Tarifauswahl.

Demzufolge sind die Befragten im Durchschnitt bereit, mehr für Grünstrom zu bezahlen, wenn dieser in der Region produziert wird. Je höher dabei der Anteil des regionalen Grünstroms, desto stärker präferieren die Befragten den entsprechenden Tarif. Die befragten Personen sind bereit, einen Preisaufschlag von durchschnittlich bis zu 24 Prozent zu akzeptieren, wenn die erneuerbaren Energien ausschließlich vor Ort produziert werden.

Zudem besteht auch eine starke Präferenz für lokale und regionale Anbieter im Vergleich zu nationalen und internationalen Angeboten. Die Befragten sind bereit, bis zu 20 Prozent mehr für einen Stromtarif bei einem regionalen oder lokalen Anbieter als bei einem nationalen Anbieter zu bezahlen. Bei einem ausländischen Anbieter würden die Befragten hingegen nur mit einem Preisabschlag von mehr als 40 Prozent einen Vertrag abschließen.

Basierend auf den Befragungsergebnissen könnte die Einführung einer regionalen Strommarke insbesondere in der Region Nordhessen ein nützliches Instrument sein, um die Akzeptanz von erneuerbaren Energien vor Ort zu sichern und deren Ausbau weiter voranzutreiben.

Eine Zusammenfassung der Befragungsergebnisse enthält folgender Artikel: „Gibt es eine Zahlungsbereitschaft für regionalen Grünstrom?“ (Günther, N., Fait, L., Groh, E. und H. Wetzel (2019), Energiewirtschaftliche Tagesfragen Vol. 69 (11)).



Altdorfer Flexmarkt: Eine Plattform für dezentrale Flexibilität

Chance für Prosumer und Werkzeug für Netzbetreiber

Mit dem Altdorfer Flexmarkt (ALF) demonstriert die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. eine Markt- und Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität. Dezentral heißt, dass die Plattform viele kleine Flexibilitätsoptionen wie PV-Anlagen, Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen erschließt und im Netzengpassmanagement nutzt. Netzbetreiber erhalten durch ALF ein Werkzeug, um flexibel auf Netzengpässe reagieren zu können und dadurch seltener erneuerbare Energien abregeln zu müssen. Dabei erhält zuerst der Verteilnetzbetreiber die dezentrale Flexibilität – sollte dieser keinen Bedarf haben, wird sie an den Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben.

In der Projektregion – Altdorf und die umliegenden Gemeinden, die alle dasselbe Umspannwerk versorgt – leben annähernd 30.000 Einwohner. An ALF konnten Haushalte und Unternehmen aus der Region teilnehmen, die geeignete Flexibilitätsoptionen besitzen. Der Feldversuch von Oktober 2019 bis Oktober 2020 umfasste 20 Teilnehmende. Zusätzlich integrierte der Versuch das Quartierspeicher-Cluster der Zelle **Arzberg** im Fichtelgebirge. Alle Teilnehmenden stattete der lokale Netzbetreiber Bayernwerk mit intelligenten Messsystemen aus.

► Seite 188

Ländliche Gemeinde mit Solarüberschuss

Mit Blick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien steht Altdorf exemplarisch für viele ländliche Regionen in Bayern: In der Projektregion sind 50 MW Photovoltaik installiert – pro Kopf ist das dreimal so viel wie im Bundesdurchschnitt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird weiter voranschreiten, und neue elektrische Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge kommen hinzu. Damit wird die Belastung der Netze und somit der Bedarf an Flexibilität weiter steigen. Netzbetreiber brauchen daher neue Werkzeuge, um Netzengpässe zu lösen.

FlexPlattformen wie ALF sind ein solches Werkzeug: Sie erweitern bestehende Möglichkeiten bei den Netzbetreibern und können zusätzliche, gerade kleinteilige

ZELLFUNKTIONEN				BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb		Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×

Flexibilitätsoptionen, über langfristige Verträge für das Netzengpassmanagement integrieren. Für Dr. Egon Leo Westphal, Technik-Vorstand des Bayernwerks, ist Altdorf „die Herzkammer der Energiewende“: Hier werden innovative Lösungskonzepte für einen effizienten Netzbetrieb ermöglicht.

Um die Flexibilitätsoptionen zuverlässig messen und schalten zu können, nutzt ALF intelligente Messsysteme und daran angeschlossene Steuerboxen in den teilnehmenden Haushalten und Unternehmen. Um bereits am Vortag Netzengpässe abschätzen zu können, nutzt ALF eine Solar-Prognose, um die Einspeisung aus PV-Anlagen abzuschätzen, sowie eine Temperaturprognose für die voraussichtliche Einspeisung aus Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen.

ALF demonstriert, wie ein zukunftsfähiges Netzengpassmanagement mit dezentraler Flexibilität funktioniert. Gerade für kleine Anlagen haben sich langfristige Verträge bewährt: Der Netzbetreiber bekommt Planungssicherheit und kann auf bisher ungenutzte Flexibilität zugreifen – die Teilnehmenden erhalten mit geringem Aufwand eine Vergütung und leisten ihren Beitrag zur Stabilität intelligenter Stromnetze. Der Feldversuch in Altdorf hat zudem gezeigt, dass intelligente Messsysteme mit Blick auf ihre Zuverlässigkeit und Performance für den netzdienlichen Einsatz geeignet sind. Ein gemeinsamer Abruf der FlexPlattformen ALF und comax beweist darüber hinaus, dass die Netzbetreiber über ALF Flexibilität aus kleinen Anlagen auch für die Stabilität von Übertragungsnetzen nutzen können.

Passgenaues Konzept für die Menschen vor Ort

Die Zusammenarbeit mit den Teilnehmenden bestätigt, dass es keinen allumfassenden „Masterplan“ für eine erfolgreiche Partizipation gibt, sondern nur passgenaue Konzepte: Für ALF haben sich Info-Veranstaltungen vor Ort sowie individuelle Anreizmechanismen für die jeweilige Zielgruppe bewährt – zum Beispiel Zusatzinfos per App über die Erzeugungsprognose der PV-Anlage. Gleichzeitig müssen die Betreiber die technischen Gegebenheiten vor Ort berücksichtigen.

Die sichere und zuverlässige Erschließung dezentraler Flexibilität kann die Netze besser auslasten. Dies verhindert, dass das Netz auf das „letzte Kilowatt“ ausgebaut oder erneuerbare Energien durch Einspeisemanagement abgeregelt werden müssen. In der Projektregion Altdorf existieren bereits heute mehr als 2.500 Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 35 MW. PV-Anlagen dominie-

ren, es gibt eine Windkraftanlage. ALF hilft dabei, dieses bisher meist ungenutzte Potenzial für die Herausforderungen der Energiewende einzusetzen. Auch wenn ALF in nur einer Region getestet wurde, so ist die Anwendung auch auf andere Gebiete mit einer ähnlichen Struktur übertragbar. FlexPlattformen wie ALF machen die Prozesse der Netzbetreiber fit für die Energiewende: nicht nur in Altdorf, sondern auch in anderen ländlich geprägten Regionen.

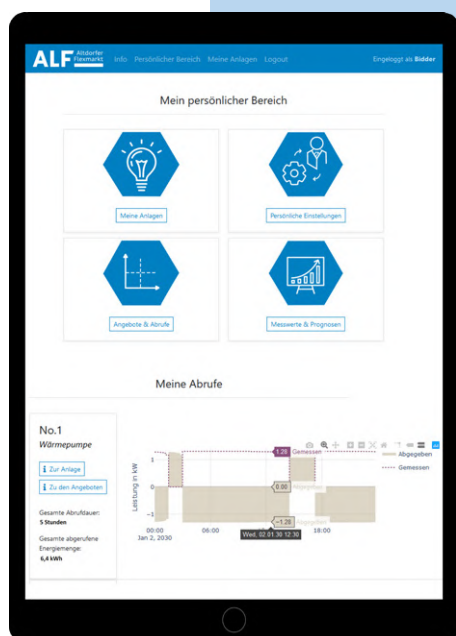
Ein Tag im Leben von ALF – ein beispielhafter Anwendungsfall

Alois Mayer* arbeitet in der Netzleitwarte des Verteilnetzbetreibers Bayernwerk für Altdorf bei Landshut. Er ist zuständig dafür, dass das dortige Stromnetz stets sicher funktioniert – das heißt, dass es nie überlastet ist. Hierzu simuliert er täglich auf den Computern der Leitwarte den aktuellen und zukünftigen Netzzustand.

In Altdorf gibt es viel Sonnenschein – und auch viele Solaranlagen. Zu manchen Zeiten erzeugen diese Anlagen deutlich mehr Strom, als die Altdorfer vor Ort benötigen. Wenn alle Solaranlagen gleichzeitig Strom erzeugen, müssen die Netze viel Strom in andere Gegenden abtransportieren. Das registriert und prüft Herr Mayer. Morgen ist so ein Tag: Ein sonniger Frühlingstag mit viel Solarstromerzeugung. Und tatsächlich stellt Herr Mayer fest, dass morgen zur Mittagszeit die Netze an ihre Grenzen kommen könnten. Doch dafür hat er die passende Lösung: den Altdorfer Flexmarkt, kurz ALF. Im Wesentlichen ist ALF ein digitales Werkzeug, das Angebot und Nachfrage nach Flexibilität zusammenführt und einen Preis dafür bestimmt. Diesem teilt er seinen Bedarf mit. Alles weitere erledigt ALF automatisch.

An dieser Stelle kommt Willi Winkler* ins Spiel: Er wohnt in Altdorf und besitzt eine moderne Wärmepumpe, mit der er sein Haus beheizt. Wie alle Wärmepumpen benötigt auch seine Pumpe Strom für den Betrieb. Herr Winkler möchte, dass seine Wärmepumpe diesen Strom vor allem von den vielen Solaranlagen vor Ort erhält. Daher hat er sich für die Teilnahme bei ALF entschieden.

ALF bringt nun Herrn Mayers Bedarf mit Willi Winklers Angebot zusammen. Hierzu überprüft ALF automatisch zweierlei: Zum einen, ob Willis Wärmepumpe an der richtigen Stelle von Herrn Mayers Netz angeschlossen ist. Zum anderen, ob die Pumpe in den Sonnenstunden genügend Platz in ihrem Wärmespeicher hat, um den überschüssigen Strom aus dem Netz aufzuneh-



men und in Wärme umzuwandeln. Falls die Antwort zweimal „ja“ ist, sendet ALF ein Steuersignal an Willis Wärmepumpe. Diese erzeugt nun Wärme aus Solarstrom und entlastet gleichzeitig Herrn Mayers Netz.

Herr Winkler hat natürlich auch etwas davon: Zum einen leistet er einen wertvollen Beitrag zur Energiewende, und zum anderen bekommt er eine Prämie für seine Flexibilität. Über die ALF-App kann er immer nachvollziehen, was seine Wärmepumpe so treibt und welchen Beitrag zur Netzentlastung sie leisten kann.

** Fiktive Personen*

Quartierspeicher Arzberg

Die Energiestadt: heute solar und dezentral

In der oberfränkischen Stadt Arzberg betreibt das Bayerische Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE) ein Testzentrum. Im Projekt C/sells dient es als Pilot und Demonstrationszelle. Arzberg darf sich nicht nur aus historischen Gründen „Energiestadt“ nennen. Wo bis 2003 ein Braunkohle- und Erdgaskraftwerk lief, decken heute erneuerbare Energien bis zu 100 Prozent des Strombedarfs. Für Bayernwerk, den vor Ort zuständigen Netzbetreiber, ist diese Situation keine Seltenheit. Er kümmert sich um das größte Verteilnetzgebiet in Bayern, dem Bundesland mit den mit Abstand meisten installierten PV-Anlagen.

Photovoltaik lässt sich besonders gut skalieren. Soll heißen: egal ob auf dem Dach oder hektargroße Freiflächenanlage, die verwendeten Komponenten wie Module, Wechselrichter und Befestigungen bleiben im Wesentlichen die Gleichen. Diese Besonderheit beschert der Photovoltaik unter den Erneuerbaren eine gesellschaftliche und eine netztechnische Ausnahmeposition. Erstens zeigt sich die Dezentralität der Energiewende selten so deutlich wie in den Millionen Betreibern von kleinen, privaten PV-Anlagen. Zweitens ist über die Hälfte dieser elektrischen Anlagenleistung auf der untersten Netzebene angeschlossen – den 230/400 Volt Niederspannung, die in jeder Steckdose anliegen. Als Konsequenz hieraus ergibt sich eine besondere Herausforderung für das Management der sonnenabhängigen Stromerzeugung. Nicht nur hat man es mit einer viel höheren Zahl an Anlagen als bei anderen Erneuerbaren zu tun. Hinzu kommt die Einspeisung auf einer Spannungsebene, die bisher eher ein schwarzer Fleck bei der Messung und Überwachung durch die Netzbetreiber gewesen ist.

Ein Batteriespeicher entlastet das Netz in der Niederspannung

Die Lösungen in der Zelle Arzberg haben genau dies im Blick: Batterien wie der am Testzentrum betriebene Redox-Flow-Quartierspeicher sind ausreichend schnell, um auf die Schwankungen der Sonnenstrahlung zu reagieren. Außerdem können sie in ausreichend großer Zahl auch höhere Spannungsebenen und das Gesamtnetz mit ihrer Flexibilität stabilisieren. Der Abruf der Flexibilität zum Beispiel durch vorgelagerte Netzbetreiber darf jedoch nicht lokal Engpässe oder Überlastungen verursachen.

Mehrere Haushalte in Arzberg nehmen am Feldversuch teil, indem sie über kommunikationsfähige Smart Meter Daten bereitstellen. Das ZAE sammelt dort gemessene Spannungen, die als Nebenprodukt der Stromzählung anfallen.

ZELLFUNKTIONEN				BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade	×
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb		Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	

Mit Hilfe eines Modells, welches unter anderem die genaue Struktur und die Kabellängen des Niederspannungsnetzes beinhaltet, sowie zusätzlicher Messungen am Ortsnetztransformator geben die exemplarischen Spannungen ein Gesamtbild des aktuellen Netzzustands vor Ort.

Das ZAE hat nun die Aufgabe, basierend auf Prognosen und dem Füllstand der Batterien Fahrpläne für das Laden und Entladen des Quartierspeichers zu erstellen, zusätzliche Kapazität als Flexibilität anzubieten und dabei den Netzzustand vor Ort im Auge zu behalten.

Die Zelle Arzberg erprobt die C/sells-Basisinstrumente: Über das Infrastruktur-Informationssystem bietet der Quartierspeicher Flexibilität an, das Bayernwerk ruft diese testweise ab und überprüft die Erbringung. Der **Altdorfer Flexmarkt** hat die Zelle als Anbieter von Flexibilität eingebunden.

► Seite 184

Batteriespeicher durchlaufen aktuell eine ähnlich rasante Kostenreduktion wie PV-Module in der Vergangenheit, sind jedoch häufig noch unwirtschaftlich. Grund dafür ist aber eher, dass noch Geschäftsmodelle fehlen und nicht mangelnder Bedarf an Unterstützung des Stromnetzes. Das Anbieten von Flexibilität auch aus der Niederspannung birgt eine zusätzliche Einnahmequelle für Speicherbetreiber. Außerdem verbessert eine höhere Auslastung der Batterien den volkswirtschaftlichen Nutzen.

„Das ist wie ein Sechser im Lotto, dass die kleine Stadt Arzberg in der Energiewende eine Hauptrolle spielen darf.“

Stefan Göcking, Bürgermeister Stadt Arzberg



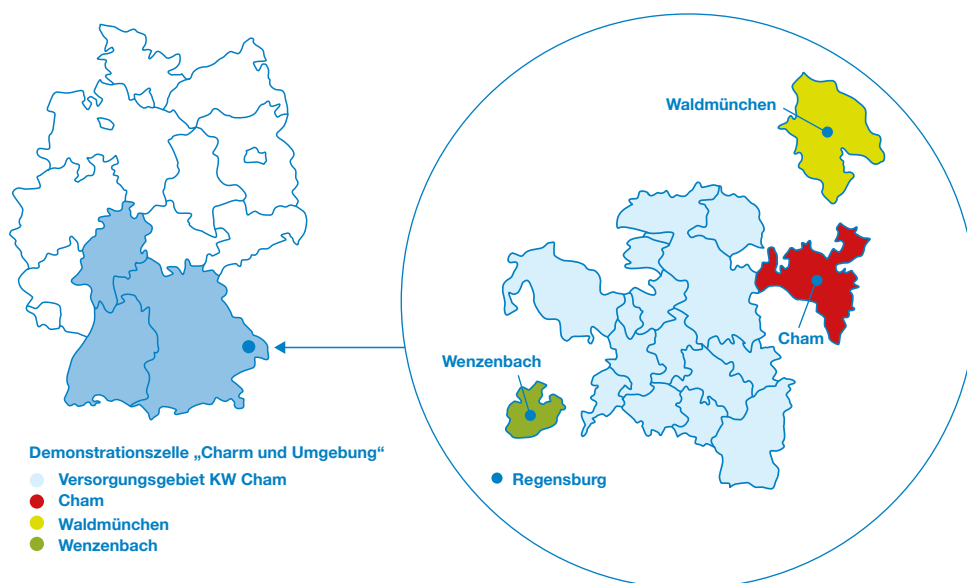
Abbildung 64:
Das Testzentrum
der Zelle Arzberg

Flexibilität in der Wasserversorgung Cham

Wasserpumpen zur Entlastung des Stromnetzes

Die Ostbayerische Technische Hochschule (OTH) Regensburg geht in Zusammenarbeit mit den Kreiswerken Cham der Frage nach, ob ein flexibilisierter Einsatz von Trinkwasserpumpen dazu beitragen kann, in kritischen Zeitpunkten die Stromnetze zu entlasten. Weitere Beteiligte dieser Demonstrationszelle „Cham und Umgebung“ sind die Münchener Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Bayernwerk, Consolingo ENERGY, die Stadtwerke Cham und die Stadtwerke Waldmünchen. Siehe die geografische Übersicht in Abbildung 65.

Abbildung 65:
Geografische Lage
der Demonstrationszelle „Cham
und Umgebung“
im C/sells-Ver-
bund



► Seite 90

In Zusammenhang mit dem steigenden Bedarf, **Netzengpässen im Verteilnetz** vorzubeugen, entstand bei den Kreiswerken Cham im nördlichen Bayerischen Wald die Idee, den Betrieb ihrer Trinkwasserpumpen an den Sonnenverlauf und somit an die Photovoltaik-Einspeisung anzupassen. Dies soll vor Ort dazu beitragen, das Stromnetz zu entlasten, zum Beispiel wenn die Photovoltaik-Einspeisung hoch ist. Die Trinkwasserpumpen eignen sich aus zwei Gründen besonders für flexible Nutzung: Zum einen verbrauchen sie eine beträchtliche Menge elektrische Energie, zum anderen stehen die vorhandenen Hochbehälter ohne weitere Umbaumaßnahmen als Zwischenspeicher für das Trinkwasser zur Verfügung. Dadurch können die Kreiswerke die Pumpen innerhalb gewisser Grenzen zeitlich versetzt zu ihrer heutigen Betriebsweise

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	Infrastruktur-Informationssystem	
Aggregation von Daten		Regionale Energieprodukte	Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×

einsetzen. Außerdem ist der Wasserverbrauch tendenziell der Photovoltaik-Einspeisung sowohl im Tages- als auch im Jahresverlauf sehr ähnlich – tagsüber mehr als nachts, im Sommer mehr als im Winter.

„Wir möchten untersuchen, ob unsere Pumpen auf stromnetzseitige Anforderungen reagieren und somit zukünftig einen Beitrag zur Energiewende leisten können. Erste Erkenntnisse zeigen, dass dies grundsätzlich möglich ist. Wir stellen jedoch auch fest, dass die Änderungen am komplexen Steuerungssystem zeitlich sehr aufwändig sind. Die Flexibilität unterliegt bestimmten Grenzen, um eine zuverlässige und qualitativ hochwertige Wasserversorgung nicht zu gefährden.“



Johann Aschenbrenner, Sachgebietsleiter Wasserversorgung bei den Kreiswerken Cham. Die Kreiswerke Cham stellen der OTH Regensburg Daten für ein Simulationsmodell bereit und unterstützen bei der Auswahl relevanter Pumpen und Hochbehälter. Ebenso sind sie maßgeblich an der Umsetzung eines Feldversuchs beteiligt.

Lässt sich die Flexibilität praxistauglich und sicher einsetzen?

Die folgenden Forschungsfragen stehen im Mittelpunkt der Demonstrationszelle:

- Als Wasserversorger möchten die Kreiswerke Cham untersuchen, inwiefern sie die Einsatzzeiten ihrer Pumpen verlagern können, ohne einen Engpass in der Wasserversorgung zu riskieren. Konkret heißt dies: Wann und wie lange können sie die Trinkwasserpumpen abstellen, wenn kein Wind weht und die Sonne nicht scheint? Und wie viel länger können sie die Pumpen laufen lassen, wenn Wind und Sonne viel Energie erzeugen?
- Die beteiligten Netzbetreiber – Bayernwerk sowie auch die Stadtwerke Cham und Waldmünchen – interessiert zum einen: Wie können sie zuverlässig und manipulationssicher auf die Flexibilitätsleistungen zugreifen? Zum anderen: Wie können die Netzbetreiber finanzielle Anreize dafür schaffen, dass die Kreiswerke Cham bereit sind, die Flexibilität ihrer Trinkwasserpumpen bereitzustellen? Außerdem: Wie kann das Bayernwerk diese Flexibilität in ihrer Netzplanung verankern?
- Die OTH Regensburg arbeitet an Lösungen, um die Flexibilitätspotenziale der Wasserpumpen und die Flexibilitätsanforderungen des Stromnetzes automatisiert zu charakterisieren: Wann und wie lange können die Netzbetreiber die Flexibilität nutzen? Wie lang dürfen die Pausen zwischen den Abrufen sein? Welche

Vorlaufzeit ist erforderlich zwischen der Ankündigung eines potenziellen Abrufs und dem tatsächlichen Flexibilitätseinsatz? Dies soll sowohl den Betreibern der Wasserpumpen als auch den Netzbetreibern ermöglichen abzuschätzen, ob und in welchem Umfang Flexibilität technisch machbar, wirtschaftlich sinnvoll und praxistauglich einsetzbar ist.

Dabei ist die Flexibilität der Trinkwasserpumpen nicht vollständig verlässlich. Das Bayernwerk muss zum Beispiel mit vorübergehenden technischen Störungen der Anlage und mit Wettereinflüssen rechnen. Daher musste die OTH Regensburg auch Fall-back-Strategien analysieren, zum Beispiel die bereits zulässige und in der Praxis häufig eingesetzte Kappung von Einspeisespitzen. Außerdem sollte ermittelt und bewertet werden, wie praxistauglich diese Flexibilität ist, um sie auf andere Versorgungsgebiete übertragen zu können. In einem Feldversuch untersuchen die Kreiswerke Cham deshalb, ob sie einen vorgegebenen Flexibilitätssfahrplan in das bestehende Steuerungssystem mit geringen Softwareanpassungen integrieren können. Die ermittelten Flexibilitätspotenziale können die Kreiswerke Cham auf einer der im Projekt entwickelten **Flexibilitätsplattformen** bereitstellen.

► Seite 100

Vorteile für Wasserversorger und Stromnetzbetreiber

Die Demonstrationszelle zeigt bislang: Die Kreiswerke Cham als Wasserversorger und Betreiber der Trinkwasserpumpen können durch die Bereitstellung von Flexibilität zusätzliche Einnahmen erzielen. Wie hoch diese Einnahmen sind, wird davon abhängen, wie effektiv die Flexibilität zur Behebung eines Netzengpasses beiträgt. Auch muss der Gesetzgeber den regulatorischen Rahmen erst anpassen, damit Netzbetreiber Flexibilität entgelten können.

Der Netzbetreiber kann die vorhandenen Stromleitungen effizienter zu nutzen und beispielsweise auf Netzausbaumaßnahmen verzichten, was wiederum in der Bevölkerung positiv aufgefasst werden dürfte. Denn für neue Leitungen in der Mittel- und Niederspannungsebene müssen die Netzbetreiber in der Regel Straßen aufgraben und Kabel neu verlegen.

Die OTH Regensburg hat die Anforderungen und Potenziale charakterisiert, wie der Betreiber die Trinkwasserpumpen in der Praxis flexibel nutzen kann. Dies ermöglicht es, die Lösung auf andere Anlagen und Netzgebiete zu übertragen. Das ist wichtig, denn nur ein flächendeckender Flexibilitätseinsatz bringt volkswirtschaftliche und ökologische Vorteile und steigert die Chancen für eine erfolgreiche Energiewende. Nach Projektende wird die OTH Regensburg die finalen Ergebnisse und Handlungsempfehlungen veröffentlichen.



Demonstrations- und Partizipationszelle Dillenburg

Dillenburg demonstriert verschiedene Bausteine für einen zukünftigen Netzbetrieb. Neben moderner Messtechnik und innovativen Prognoseverfahren steht dabei die Flexibilitätsplattform ReFlex im Mittelpunkt. In einer großangelegten Befragung werden darüber hinaus Erkenntnisse über die Möglichkeiten der Flexibilitätsbereitstellung durch Haushalte gewonnen. Eine verstärkte Partizipationsarbeit flankiert die Forschungsaktivitäten in Dillenburg.

Die mittelhessische Stadt Dillenburg ist eine der 35 Demonstrationzellen im C/sells-Projekt. Mit etwa 24.000 Einwohnern ist Dillenburg dabei Teil des Versorgungsgebietes des Verteilnetzbetreibers EAM Netz, einer hundertprozentigen Tochter des hessischen, kommunalen Energieversorgungsunternehmens EAM GmbH & Co.KG (EAM). Die EAM forscht in Dillenburg zusammen mit der Universität Kassel an Lösungen für einen zukunftsfähigen Netzbetrieb. Neben technischen Aspekten steht dabei vor allem die Einbeziehung von Bürgerinnen und Bürgern im Mittelpunkt.

Neue Herausforderungen durch die Energiewende

Der Wandel des Energiesystems stellt auch und insbesondere Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die EAM hat ihre Netze in der Vergangenheit sehr robust ausgelegt und gebaut. Aktuell speisen rund 44.000 Erneuerbare-Energien-Anlagen in die Netze der EAM ein. Engpässe sind heute noch selten. In den nächsten Jahren wird sich diese Situation, auch durch neue Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, jedoch stark verändern.

Die EAM entwickelt und erprobt daher Lösungen für den Netzbetrieb der Zukunft. Insbesondere muss sie Erkenntnisse darüber gewinnen, wie die neue Struktur der Netznutzer sich auf den Netzbetrieb auswirken wird. Dabei ist insbesondere die Verwendung neuer Messtechnik sowie die Entwicklung geeigneter Prognoseverfahren essentiell. Außerdem untersucht die EAM Möglichkeiten für eine netzdienliche Nutzung von Flexibilität. Die EAM arbeitet dabei eng mit der Universität Kassel sowie der EAM Energie Plus zusammen. Die EAM Energie Plus GmbH, ebenfalls eine hundertprozentige Tochter der EAM, plant, errichtet und betreibt Erzeugungs-, Verteilungs- und sonstige Einrichtungen in den Bereichen Wärme, Kraft, Kälte und Druckluft sowie alle damit verbundenen Dienstleistungen.

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte	Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×

Speicher in Privathaushalten und Partizipation

Dillenburg zeigt zusammen mit der EAM, wie die Stromversorgung der Zukunft aussehen kann. Privathaushalte haben die Möglichkeit, selbst einen Beitrag zu leisten, indem Sie einen PV-Batteriespeicher für ihre PV-Anlage erwerben.

Ein PV-Batteriespeicher kann nicht nur einen wertvollen Beitrag zur Steigerung der Eigenbedarfsdeckung und damit zum Gelingen der Energiewende leisten, sondern er liefert auch wichtige Erkenntnisse innerhalb von C/sells. Wer ihn anschafft, den hat die EAM im Rahmen des Projekts bezuschusst. Als Gegenleistung baut die EAM bei den Teilnehmenden ein Smart Meter Gateway ein, das Mess- und Netzzustandsdaten an die EAM liefert.

Messtechnik und Prognosen für das künftige Stromnetz

„Daten sind das Gold des 21. Jahrhunderts“ – Dieses Zitat trifft nicht nur im Bereich des Marketings zu, sondern auch im zukünftigen Verteilnetz. Die heutigen Verteilnetze stellen aber nur wenig Information bereit – nur einzelne Lastgänge von Großkunden mit registrierender Leistungsmessung oder Messungen an bedeutsamen Punkten im Mittelspannungsnetz. Niederspannungsnetze werden praktisch blind betrieben. Hier verlassen die Betreiber sich auf Planungsrichtlinien, Netzberechnungen und einzelne Kurzzeitmessungen.

Um sich auf steigende Belastungen durch neue dezentrale Erzeuger und Verbraucher vorzubereiten, setzt die EAM in Dillenburg moderne Messtechnik unterschiedlicher Hersteller ein. Das intelligente Verteilnetz-Management System „iNES“

„In C/sells werfen wir einen Blick in die Zukunft der Energieversorgung. Damit leistet Dillenburg seinen aktiven Beitrag zur Energiewende. Ich freue mich über das Interesse der Bürgerschaft und die Einbeziehung der Akteure vor Ort.“

Michael Lotz, Bürgermeister von Dillenburg

misst dabei an neuralgischen Punkten und schätzt den Netzzustand für das gesamte Netz ab. Erkennt das System Grenzwertverletzungen in Form zu hoher Auslastung, zu hoher oder zu niedriger Spannung, so versucht die EAM im ersten Schritt über den regelbaren Ortsnetztransformator den kritischen Zustand zu beheben. Sollte dies nicht ausreichen, begrenzt die EAM fernsteuerbare Anlagen, wie beispielsweise PV-Anlagen, in ihrer Wirkleistung.

Das zweite Messsystem „GridEye“ liefert in Echtzeit Messdaten aus dem Verteilnetz, ohne selbstständig Betriebsmittel wie Transformatoren oder Erzeugungsanlagen zu regeln. Diese Messdaten verwendet die EAM, um zu planen, Netzzrückwirkungen zu ermitteln und Netzzustandsprognosen zu erstellen. Dieses Messsystem überwacht das Netz und wertet zugehörige Daten aus – zum Beispiel über Effekte durch die Zunahme von PV-Speichersystemen und sich ändernde Belastungen durch die Elektromobilität. Ein Rollout von Smart Meter Gateways soll perspektivisch Netzzustandsdaten auch von den Hausanschlüssen übermitteln.

Abbildung 66:
Links Teil des
iNES-Messsys-
tems, rechts eine
GridEye-Zelle



„Die konventionelle Energieversorgung kam mit einer geringen Zahl an messtechnischen Geräten aus. Durch neue Verbraucher und dezentrale Erzeugungsanlagen in der Niederspannung wird eine neue Stufe der Komplexität erreicht. In Zukunft wird ein hohes Maß an Transparenz im Verteilnetz notwendig sein.“

Tobias Fieseler, Assetmanagement, EAM Netz GmbH

In Zusammenarbeit mit der Universität Kassel erstellt die EAM Netzzustandsprognosen mittels „lernender Maschinen“. Die Eingabedaten für den zugehörigen Algorithmus bestehen dabei aus Wetterdaten sowie Lastgangsdaten von Kunden oder aus ganzen Stationen aus dem Verteilnetz. Die Ergebnisse der Netzzustandsprognose bilden den Ausgangspunkt für den Betrieb des Flexibilitätsmarktes in Dillenburg.

Die ReFlex-Plattform stellt netzdienliche Flexibilität bereit

Die Werkzeuge Monitoring und Prognose des Netzzustandes bilden das Fundament eines zukunftsfähigen Netzbetriebes. Um diese zielgerichtet nutzen zu können, bedarf es jedoch neuer Anreize und Mechanismen, damit möglichst jeder private und gewerbliche Akteur zu einem sicheren Netzbetrieb beitragen kann. Eine Möglichkeit dafür sind sogenannte **Flexibilitätsplattformen**. Auf Grundlage einer vorliegenden Netzzustandsprognose fragt der Netzbetreiber im Bedarfsfall Flexibilität direkt nach, und geeignete Anbieter stellen sie zur Verfügung.

Für Dillenburg kommt dabei die eigens konzipierte Pilotplattform „ReFlex“ zum Einsatz. Auf dieser können sich alle interessierten Anbieter, wie Industrie- und Gewerbebetriebe, aber auch Haushalte und öffentliche Einrichtungen registrieren und ihre Flexibilität anbieten. Ein wesentliches Ziel für einen liquiden Markt ist die Einbindung möglichst vieler lokaler Akteure. Die EAM Energie Plus bindet dabei verschiedene eigene Anlagen ein, aber auch Flexibilitätspotenziale von größeren Industrieunternehmen.

Da das Mittelspannungsnetz in Dillenburg gut ausgebaut ist und es dadurch heute noch keine „realen“ Netzengpässe gibt, ermittelt die EAM die beispielhafte Nachfrage auf Basis von Simulationen. Dabei kommen zukunftsfähige Messsysteme und Prognosetechniken zum Einsatz.

Ein technischer Feldtest des ReFlex demonstriert das Konzept des regionalen Flexibilitätshandels. Der Forschungsschwerpunkt liegt dabei auf dem Markt- und Produktdesign der Plattform. Durch die Analyse des Bieterverhaltens in verschiedenen Ausprägungen des Marktdesigns (zum Beispiel verschiedene Preisfindungsverfahren), soll der Test Erkenntnisse zur Gestaltung eines möglichst praxisfähigen Marktes gewinnen.

Ergänzend dazu erforscht die Universität Kassel die Bereitstellung von Flexibilität speziell durch Haushalte. In einer großangelegten Befragung im Netzgebiet der EAM sammelt die Universität Erkenntnisse, unter welchen Bedingungen Haushalte überhaupt Flexibilität bereitstellen können und wollen.

„Sowohl für Erzeugungsanlagen mit Sektorenkopplung als auch für industrielle Verbraucher wird es sich zukünftig immer öfter lohnen, Flexibilität zu erbringen. Der prototypische Flexmarkt ReFlex ist dabei die ideale Testumgebung.“

Oliver Ramm, Unternehmenssteuerung,
EAM Energie Plus GmbH

Intelligente Netzzustands- erfassung Ortenau

Rollout intelligenter Messsysteme

Das Überlandwerk Mittelbaden befasst sich in der Zelle Ortenau mit dem flächen-deckenden Rollout von intelligenten Messsystemen zur Evaluierung der Smart Meter Gateway Administration. Hier steht die Erprobung der in der Technischen Richtlinie TR-03109-06 geforderten Prozesse im Vordergrund. Darüber hinaus erfolgt gemeinsam mit den Partnern Schleupen, PPC und devolo der Test von Steuerboxen an signifikanten Zählpunkten, die Analyse hochvariabler Tarifmodelle und die Erprobung unterschiedlicher Datenübertragungsmedien.



„In C/sells konnten wir gemeinsam mit unseren Partnern den Einbau und Betrieb Intelligenter Messsysteme und Steuerboxen erfolgreich testen und haben damit die Grundlagen für den anstehenden Smart Meter Rollout geschaffen.“

Christian Stange, M.Sc., Teamleiter Operatives Smart Metering, Projektleiter C/sells für die Zelle Ortenau.

Für eine erfolgreiche Energiewende muss ein grundlegender Umbau der Energiesysteme in Deutschland erfolgen. Der Rollout intelligenter Messsysteme und der Aufbau der Infrastruktur zur Steuerung von Erzeugungsanlagen und flexiblen Verbrauchern sind dabei die wesentlichen Aufgaben des Messstellenbetreibers zur Unterstützung des Energiesystems der Zukunft. Das Messstellenbetriebsgesetz und die technischen Richtlinien des BSI definieren den Rahmen für diese Veränderung. Zielsetzung der Aktivitäten in der Ortenau ist die Evaluierung der Funktions- und Massenfähigkeit dieser technischen und organisatorischen Vorgaben und deren Implementierung in Hardware und Software.

Als Messstellenbetreiber möchten wir ...

- intelligente Messsysteme in Betrieb nehmen, um die Smart Meter Gateway Administration zu evaluieren und die relevanten Prozesse zu testen,
- dabei unterschiedliche Datenkommunikationsmedien analysieren, um den Rollout erfolgreich und wirtschaftlich zu gestalten,
- den Empfang und die Verarbeitung von Netzzustandsdaten testen, um den Einsatz für eine Verteilnetzoptimierung zu evaluieren,
- Steuerboxen einbauen, um die Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen zu testen,

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte	Abstimmungskaskade	
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität		Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	

- die Umsetzung hochvariabler Tarifmodelle testen, um diese Energielieferanten zu ermöglichen beziehungsweise den Kunden anzubieten.

Testphasen für Messstellenbetrieb und Verteilnetzoptimierung

In einer ersten Phase wurden nicht zertifizierte Smart Meter Gateways in der Testumgebung ausgerollt. Der Einbau der intelligenten Messsysteme erfolgte auf dem Campus und in Stationen des Überlandwerkes Mittelbaden. Hier konnten erste Erfahrungen bei der Beschaffung, Installation, Inbetriebnahme und dem Betrieb von intelligenten Messsystemen gesammelt werden.

In einer zweiten Phase erfolgte der Einbau zertifizierter Smart Meter Gateways. Mitarbeiter und freiwillige Kunden des Überlandwerkes Mittelbaden wurden mit intelligenten Messsystemen ausgestattet.

Parallel dazu wurde in einem Pilot mit freiwilligen Teilnehmern mit Breitband-Powerline eine alternative Datenkommunikation getestet und die eingebaute Hardware in das Netzwerkmanagementsystem (NMS) des Partners PPC integriert.

Bei weiteren freiwilligen Teilnehmern und eigenen Anlagen wurde der Einsatz von Steuerboxen und variablen Tarifen getestet.



Abbildung 67: Auf dem Gelände des Überlandwerkes Mittelbaden werden Intelligente Messsysteme getestet, um unter anderem Solarenergie besser zu integrieren.

GERD HEILSCHER, DAVID E. LANGER, FALKO EBE, CHRISTOPH KONDZIALKA,
BASEM IDLBI, SHUO CHEN, JEROMIE MORRIS, HEIKO LORENZ,
POLICHRONIS MURATIDIS, MUNKHTSETSEG BAATAR

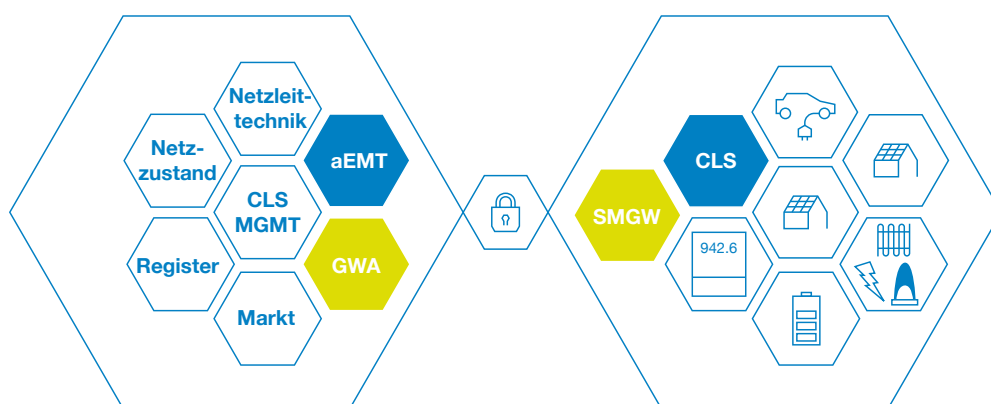
Prosumer-Feldtest Ulm

Netztransparenz Ulm Einsingen

Der Ulmer Stadtteil Einsingen mit Vorstadt-Charakter ist seit 2011 ein „Smart Grids“-Testgebiet der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH (SWU) als Verteilnetzbetreiber und der Smart Grids Forschungsgruppe der Technischen Hochschule Ulm (THU). Die Niederspannungs-Netzzelle Einsingen deckt bilanziell ihren elektrischen Jahresenergiebedarf zu einem Viertel mit den lokalen Photovoltaikanlagen (PV).

Im Smart-Grids-Testgebiet Einsingen sind 23 PV-Anlagen installiert, diese liefern bereits die Planungs- und Betriebsgrößen für das Stromnetz. In Zukunft soll durch einen flexiblen Betrieb von Lasten und Erzeugern das Netz effizienter und sicherer geplant und betrieben werden. Für eine zuverlässige Bestimmung des Netzzustands sind besonders Betriebsinformationen der steuerbaren Anlagen von großer Bedeutung. In Einsingen werden diese Daten mit Hilfe der neuen BSI-konformen Smart-Meter-Infrastruktur ermittelt, über standardisierte Protokolle an die Netzleitwarte der THU gesendet und dort bewertet. Der Netzbetreiber erhält damit Einblick in den lokalen Netzzustand. Mit den CLS-Gateways (Controlable Local System) ist er in der Lage, Last und Erzeugung flexibel an die Netzbedingungen anzupassen. Die Prosumer sollen in der Zukunft mit dieser Smart-Meter-Infrastruktur gleichzeitig den Anschluss an die Energiemärkte erhalten.

Abbildung 68:
Erfassung von
Netzzustands-
informationen und
Steuerung von
Einspeisern und
flexiblen Lasten mit
Smart Metern und
CLS-Gateways.



Deutschland 2050:
6 Mio. dezentrale Energiesysteme
Verteilnetz Ulm heute:
3000 dezentrale Energiesysteme
C/sells Feldtest Ulm:
100 dezentrale Energiesysteme

GWA: Gateway-Admin
MGMT: Management
CLS: Controllable Local System
SMGW: Smart Meter Gateway
aEMT: Aktiver externer Marktteilnehmer

ZELLFUNKTIONEN				BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende	×	Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem	×
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade	×
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb		Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	×



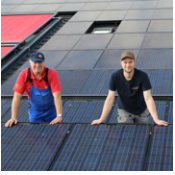
- ohne PV-Anlagen
- mit PV-Anlagen
- Transformator Station

Abbildung 69:
Testgebiet
Ulm-Einsingen

Niederspannungs-Rückspeisung Hittistetten

Der ländlich geprägte Ort Senden-Hittistetten liegt südlich von Ulm, ist seit 2013 ein Smart-Grids-Testgebiet von SWU und THU und deckt seinen Jahresenergieverbrauch bilanziell vollständig mit Photovoltaik-Strom.

Das Ortsnetz von Hittistetten wurde bereits zweimal für die Aufnahme der Solarenergie ausgebaut. Zeitweise treten Rückspeisungen in das Mittelspannungsnetz auf, welche vier Mal so hoch wie die Höchstlast sind. In Hittistetten sind bereits verschiedene dezentrale flexible Lasten, wie zum Beispiel Batteriespeicher und E-Ladesäulen (Wall-Box) vorhanden. Mit der Smart-Meter-Infrastruktur können Prosumer den Einsatz der Batteriesysteme und flexiblen Lasten optimieren. Gleichzeitig ist der Netzbetreiber damit in der Lage Überlastungen lokaler Netze zu erkennen und durch das Einspeisemanagement abzuwenden.



„Ich fühle mich sehr geehrt bei einem so wichtigen Projekt teilhaben zu können. Und freue mich auf das, was die Zukunft bringt.“

Heinrich Loesch, im Bild links mit Sohn, gründete als Elektromeister im Jahr 1984 die Firma Elektro Loesch. Im Jahr 2000 begann er in Hittistetten die ersten PV-Anlagen zu installieren. Mittlerweile sind fast alle PV-Anlagen der in Hittistetten installierten 1,172 MWp durch Elektro Loesch installiert worden. Daher ist Heinrich Loesch neben den Stadtwerken Ulm/Neu-Ulm und der Technischen Hochschule Ulm die ideale Ergänzung für die Demonstrationzelle Hittistetten und C/sells. Alle Prosumer, die am Feldtest in Hittistetten auf freiwilliger Basis teilnehmen, werden durch eine bekannte Fachkraft bei dem Feldtest zur neuen Smart-Grid-Technologie begleitet.

Verteilnetzinformationssystem Ulm

Ulm ist eine Universitätsstadt in Baden-Württemberg mit rund 130.000 Einwohnern. Im Stadtgebiet Ulm befinden sich PV-Anlagen (größer sieben kWp) mit in Summe 37,8 MWp. Die THU und die SWU bauen hier gemeinsam ein Verteilnetz-Informationssystem auf.

In einer zunehmenden Anzahl von Netzzellen des Stadtgebiets Ulm findet immer häufiger Rückspeisung in die Mittelspannungsebene statt. Zusätzlich sind eine Vielzahl von potenziell steuerbaren dezentralen Lasten und Stromerzeugern vorhanden. Betriebsdaten von diesen Anlagen stehen aktuell dem Netzbetreiber nur sehr sporadisch zur Verfügung. Bisher ist kein Organisationsprozess etabliert, der die Vielzahl und Vielfalt der dezentralen Einspeiser und potenziell flexiblen Lasten koordiniert. Ebenso werden die Netzbetriebsparameter (zum Beispiel Netzbelastung, Spannung) in dem zukünftig notwendigen Umfang noch nicht lokal und zwischen den Netzbetreibern erfasst und ausgetauscht. Die Digitalisierung der dezentralen Energiesysteme mit Hilfe der Smart-Meter-Infrastruktur ist eine Lösung um diese Verteilnetzinformationen zu erhalten. Gleichzeitig wurde für Netzbetreiber und Prosumer mit den CLS-Gateways eine Möglichkeit zur Steuerung der flexiblen Lasten und Einspeiser im C/sells-Feldtest in Ulm erprobt.

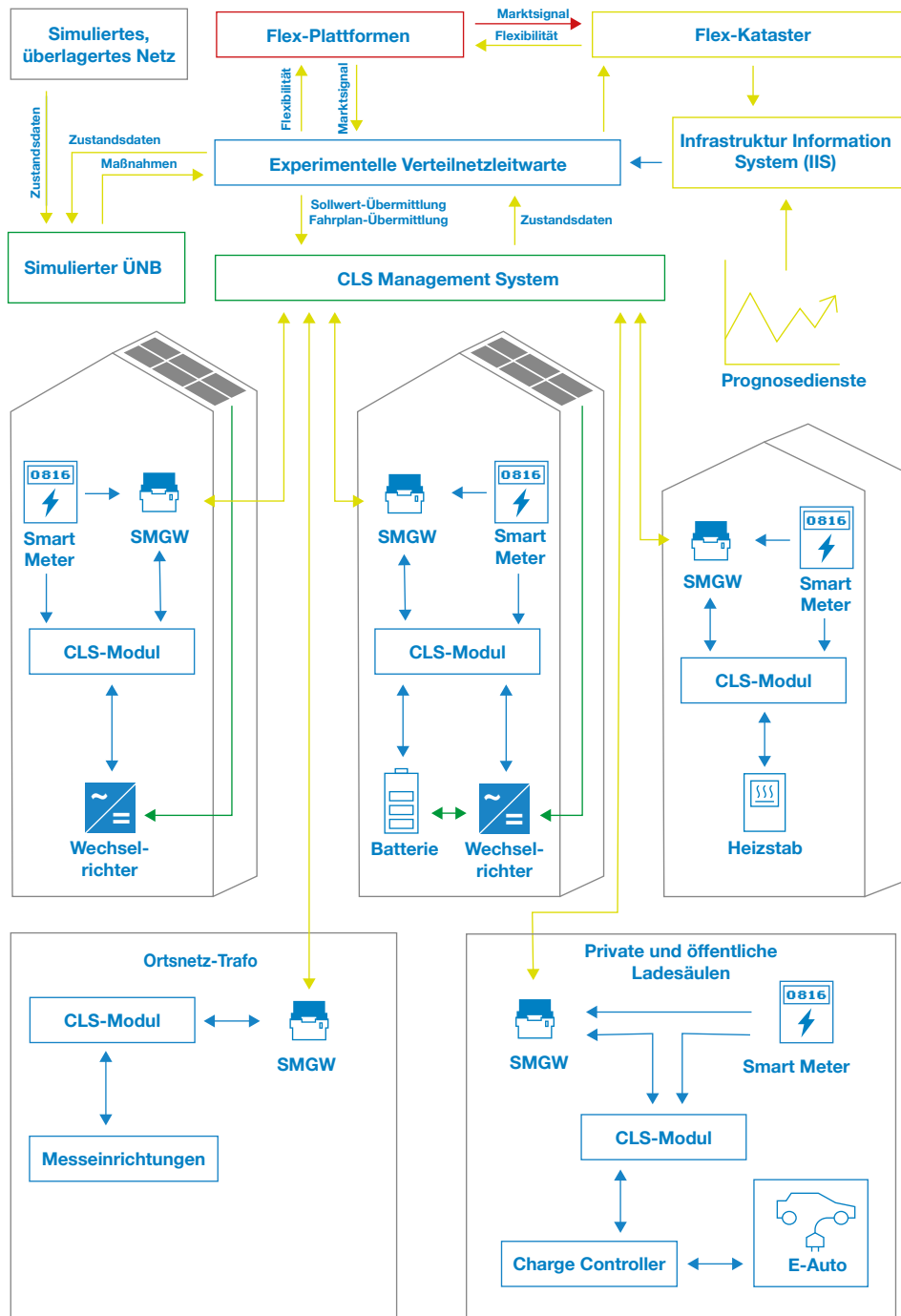


Abbildung 70:
Aufbau der
unterschiedlichen
Anwendungen im
C/sells-Feldtest
Ulm

Kommunikation
techn. Information
Handel
Funktion

Unter dem Dach des Verteilnetzinformationssystems Ulm wird das Monitoring und die Betriebsführung des Verteilnetzes auf verschiedenen Ebenen getestet und demonstriert:

- Demonstration der Datenerfassung durch iMsys und CLS-Gateways in realer Umgebung gemeinsam mit dem Verteilnetzbetreiber.
- Bestimmung der Genauigkeit der Netzzustandserfassung in Abhängigkeit der Anzahl der erfassten Messwerte in einer Netzzelle.
- Demonstration der Kommunikationsstrecke mit standardisierten Protokollen zwischen den dezentralen Energiesystemen, der experimentellen Verteilnetz-Leitwarte der THU und der Anbindung an einen regionalen Flexibilitätsmarkt.
- Evaluation der Messwerte über iMsys und CLS-Gateways mit den Ergebnissen einer detaillierten Netzsimulation.
- Demonstration der Anlagensteuerung und Eigenverbrauchsoptimierung durch iMsys und CLS-Gateways.
- Demonstration einer netzdienlichen Betriebsweise von Prosumer-Anlagen (PV, Batterie, Wallbox und Heizstab).
- Demonstration der Abstimmungskaskade über Standard-Protokoll in der Simulation sowie im Feldtest.
- Demonstration eines regionalen Flexibilitätsmarkts.
- Demonstration einer flexiblen Betriebsweise von Prosumer- und gewerblichen Anlagen.

In allen Demonstrationszellen in Ulm werden die C/sells-Basisinstrumente „IIS“, „Abstimmungskaskade“, „Regionalisierter Handel mit Energie und Flexibilität“, einbezogen. Die experimentelle Leitwarte ermöglicht es, die Netzdaten, Anlagenzustandsdaten und Flexibilität über die Leitwarte zum IIS, an einen Flexibilitätsmarkt sowie einen simulierten ÜNB zu übertragen. Die Anbindung erfolgt über in C/sells vordefinierte Datenformate und Protokolle.

In Einsingen und Hittistetten wurde ein standardisierter und effizienter Prozess zur Netzzustandserfassung entwickelt und in der Verteilnetzleitwarte erprobt. Dies ist eine Grundlage für moderne Planungsmethoden für den Netzbetreiber. Das deutsche Konzept der Smart-Meter-Infrastruktur wurde in einer realen Umgebung nach wissenschaftlichen Maßstäben getestet und bewertet. Außerdem wurde damit die Grundlage geschaffen, um Prosumer an Flexibilitätsmärkten partizipieren zu lassen.

In Hittistetten wurde der Einsatz der Smart-Meter-Infrastruktur mit CLS-Gateways für das Einspeisemanagement demonstriert. Auf der Basis der direkten Kommunikation mit den dezentralen Energiesystemen lassen sich schnelle graduelle Regelungen aufbauen. Dies ermöglicht auch die zukünftige Beteiligung von Kleinanlagen an der Direktvermarktung und an Flexibilitätsmärkten unter Berücksichtigung lokaler Netzparameter beim Anlagenbetrieb.

In Ulm wurde für eine Vielzahl von iMSys und CLS-Gateways deren Wert für den Netzbetreib demonstriert. Ebenfalls wurde im Rahmen eines Ampelmodells eine Methodik zur Automatisierung des Netzbetriebs der Netzzellen und -Betreiber entwickelt.

„Die Energiewirtschaft wird flexibler. Der C/sells-Feldtest demonstriert praxisnah, welche Lösungen wir zukünftig in der Netzplanung berücksichtigen können und müssen, um den kommenden Herausforderungen zu begegnen.“

Dr. Holger Ruf leitet die Gruppe Asset-Management und Planung/Projektierung bei den Stadtwerken Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH. In der Zeit vor C/sells konnte Dr. Holger Ruf mit seiner Doktorarbeit an der THU selbst einen Grundstein für die Durchführung des Feldtests in Ulm setzen. Während C/sells ist er nun zum zentralen Ansprechpartner für die Smart-Grids-Forschungsgruppe an der Technischen Hochschule Ulm geworden und stellt somit das ideale Bindeglied zwischen der Forschung und der praktischen Umsetzung beim Verteilnetzbetreiber für den C/sells-Feldtest in Ulm dar.



Regelzone TransnetBW

Abstimmungskaskade im Test

In der Zelle „Regelzone TransnetBW“ (Baden-Württemberg) steht die Systemstabilität und der Test einer IT-gestützten EnWG-Kaskade im Mittelpunkt. Beteiligte Partner sind TransnetBW, NetzeBW, Stadtwerke Schwäbisch Hall und VIVAVIS als Leitsystemhersteller des Netzbetreibers zweiter Ordnung und Projektpartner in C/sells.

Zur Umsetzung der Vorgaben des Paragraph 13 (2) EnWG in Verbindung mit der Anwendungsregel VDE-AR-N-4140 („Kaskade“) findet heute zwischen den Netzbetreiber-Leitstellen eine Maßnahmenübergabe per E-Mail und Telefon statt. Für

E-Mails gilt jedoch, dass diese nur eingeschränkt sicher sind, sowie ein schnelles Ankommen der E-Mail beim Empfänger, das heißt innerhalb von Sekunden, nicht in jedem Falle sichergestellt werden kann. Systeme zur direkten Maßnahmenübergabe zwischen Leitstellen über die IT-technische Kopplung der Leitstellensysteme existieren bislang nicht. Das von der TransnetBW betriebene System „Awareness System Baden-Württemberg“ (ASBW) übermittelt aktuell Status-Meldungen, jedoch keine Anforderungen nebst Begründungen von Maßnahmen. Das Projekt beinhaltet den Aufbau eines Prototyps für die Maßnahmenübergabe mithilfe elektronischer Leitstellen-Leitstellen-Kopplung auf Basis vorhandener Funktionalitäten im Leitsystem.

„C/sells bietet die einmalige Möglichkeit energiewirtschaftliche Fragestellungen, wie zum Beispiel Einbindung von Kleinstflexibilität, systemisch zu begreifen. So ein Reallabor hat einen echten Mehrwert für die Energiewende.“

Dr.-Ing. Rainer Enzenhöfer, TransnetBW Teilprojektleiter „Organisation intelligenter Netze“ Forschungs- und Innovationsmanager im Themenfeld Smart System, TSO-DSO-Kooperation, Blockchain und Elektromobilität.



Als Übertragungsnetzbetreiber möchten wir ...

- standardisierte Lösungen für die Systemstabilität entwickeln, die sich in ausreichendem Maße regelzonen- beziehungsweise deutschlandweit ausrollen lassen.
- eine direkte „1-Click“ Maßnahmenübergabe zwischen Netzbetreibern gemäß Kaskade in der Leitstelle implementieren, um die Systemsicherheit auch im Notfall nach Paragraph 13 (2) EnWG schnellstmöglich zu gewährleisten.
- unser bestehendes System ASBW erweitern, um neben Status-Meldungen auch Zahlenwerte sowie den Grund der Anforderung teil-automatisiert an die Leitstelle der unterlagerten Netzbetreiber in Beinahe-Echtzeit zu übertragen.

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende		Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	×	Infrastruktur-Informationssystem
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte		Abstimmungskaskade
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität		Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb		Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität

Elektronische Leitstellkopplung bringt Systemsicherheit

Die Partner haben im bestehenden Siemens-Leitsystem einen Prototyp zur elektronischen Maßnahmenübergabe (Leitstellen-Leitstellen-Kopplung) gemäß dem Prozess nach VDE-AR-N-4140 entwickelt und gemeinsam mit benachbarten Netzbetreibern erfolgreich getestet. Die Kaskadenstufenzeit von zwölf Minuten sowie die sichere und garantierte Maßnahmenübergabe kann durch die Teilautomatisierung eingehalten werden und unterstützt damit die Systemsicherheit.

Die Organisation und Strukturierung, sowie die Teilautomatisierung der Maßnahmenübergabe ist Bestandteil des Basisinstrumentes „Abstimmungskaskade“. Die Lösung verfolgt die Zellfunktion „Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in der Zelle“, da die Netzbetreiber die Anlagen innerhalb der Zelle optimiert einsetzen, um die Sicherheit des Netzes zu gewährleisten.

Die bestehende Musterlösung unterstützt die Entwicklung von Standards und nimmt die Hürde der Leitstellen-Implementierung bei weiteren Netzbetreibern.



Abbildung 71: Die Hauptschaltleitung Wendlingen des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW.

Regelzone TenneT

Maßnahmen für Versorgungssicherheit werden automatisiert

Das Projekt legt den Fokus auf die Digitalisierung der Netzbetreiberkoordination und -kommunikation über mehrere Spannungsebenen hinweg. Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) TenneT implementiert eine Netzzustandsampel und eine IT-gestützte Abwicklung von Maßnahmen der EnWG-Kaskade. Beteiligte Partner sind die Verteilnetzbetreiber (VNB) Stadtwerke München und die Städtische Netz+Service GmbH Kassel.

Kaskadierte Maßnahmen zur Bewahrung der Versorgungssicherheit in kritischen Netzsituationen werden im Rahmen des Paragraph 13(2) EnWG durchgeführt. Hierzu erfolgt die Anweisung von Maßnahmen an unterlagerte Netzbetreiber heute noch telefonisch oder mittels Formularen, die per E-Mail oder Fax ausgetauscht werden. Neben diversen Risiken im Hinblick auf Integrität und Verfügbarkeit ist damit auch ein hohes Maß an manueller Verarbeitung notwendig, welches den immensen Zeitdruck in derartigen Situationen zusätzlich verschärft. Derartige Maßnahmen werden für benachbarte Netzbetreiber zudem relativ unerwartet und unvorbereitet angewiesen, da ein Informationskanal für die kontinuierliche Charakterisierung des jeweiligen Netzgefährdungszustands nicht etabliert ist.

Die Lösungen haben die aktuellen gesetzlichen und zukünftige Anforderungen im Blick:

- Als Übertragungsnetzbetreiber möchten wir standardisierte und skalierbare Lösungen entwickeln, die sich regelzonenübergreifend ausrollen lassen und dabei die Branche möglichst wenig fragmentieren.
- Als Übertragungsnetzbetreiber möchten wir eine IT-gestützte Lösung implementieren, die unnötiges Micromanagement in Stresssituationen vermeidet und eine maschinell abgewickelte Übergabe von Maßnahmen der EnWG-Kaskade ermöglicht.

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende		Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	Infrastruktur-Informationssystem	
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte	Abstimmungskaskade	×
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	×	Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	

- Als Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber möchten wir ein System integrieren, mit dem wir uns abstrakt über die jeweilige Netzsituation der benachbarten Netzbetreiber informieren können.
- Als Verteilnetzbetreiber möchte ich kaskadierte Maßnahmen des vorgelagerten Netzbetreibers maschinell lesbar und im Leitsystem sichtbar machen, um die Maßnahmen schneller umsetzen zu können.

Netzzustandsampel und elektronische Maßnahmenabwicklung

Die Partner haben mit dem Leitsystemhersteller PSI ein Modul zur elektronischen Maßnahmenabwicklung aus dem Leitsystem heraus entwickelt. Die Netzbetreiber tauschen über Leitsystemkopplung Informationen über Maßnahmen im maschinenlesbaren Format aus. Mittels einer Sensitivitätsanalyse und netzknotenscharfen, aggregiert gemeldeten Erzeugungsleistungen kann die effizienteste Maßnahme zur Heilung eines Netzsicherheitsproblems berechnet werden. Das ÜNB-Tool kann beim VNB als Client verwendet werden, um Maßnahmen zu empfangen und zurückzumelden und ist als Musterlösung somit auch für weitere Netzbetreiber ausrollbar. Eine Netzzustandsampel nutzt Signalfarben, um vor- und nachgelagerten Netzbetreibern eine vereinfachte Information über den jeweiligen Netzzustand mitzuteilen.

Für die C/sells-Zellfunktion Netzwiederaufbau bedeutet die Abstimmungskaskade, dass Zellen durch Austausch von Netzzustandsinformation gezielt zugeschaltet werden können. Aggregation von Daten zur Komplexitätsreduktion findet durch die Weitergabe von aggregierten Erzeugungsdaten an Netzbetreiber statt. Dies erhöht deren Handlungssicherheit im Rahmen der Abstimmungskaskade.

PETER BREUNING, KATJA SCHULZE

Intelligentes Verteilnetz Schwäbisch Hall

Verbesserte Kommunikation über drei Netzebenen

Die Stadtwerke Schwäbisch Hall versorgen rund 70.000 Einwohner. Dabei beträgt die Netzhöchstlast 70 MW bei einer installierten Einspeiseleistung von 179 MW, davon 142 MW Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Das Zusammenspiel über die drei Netzebenen Übertragungsnetz, sowie Verteilnetz erster und zweiter Ordnung läuft in Zukunft teilautomatisiert ab und soll die E-Mail-Anforderungen für die Netzmaßnahmen nach Paragraph 13(2) EnWG ersetzen, wie zuvor bei den beiden Übertragungsnetzbetreibern TransnetBW und TenneT beschrieben. Dabei erfolgt die Anlagenauswahl automatisiert mit netzdienlicher Steuerung der Anlagen bis ins Niederspannungsnetz. Bei der Demonstration sind die Partner TransnetBW, Netze BW und VIVAVIS beteiligt.

Wie in der Anwendungsregel VDE-AR-N-4140 gefordert, müssen zum Beispiel bei Systembilanzproblemen alle Netzmaßnahmen innerhalb von 18 Minuten über alle Netzebenen umgesetzt sein.

„Ich hatte fast täglich die Schwierigkeiten des Prozesses mit der bestehenden „Turnschuhschnittstelle“ vor Augen. Dies veranlasste mich frühzeitig über eine Automatisierung des Prozesses nachzudenken. Vor C/sells haben wir bereits mit den vorgelagerten Netzbetreibern der Stadtwerke Schwäbisch Hall gesprochen. Mit C/sells konnten wir diese Gespräche weiterführen und zielorientiert umsetzen. Durch die Leitung des Teilprojekts „Netzzellen“ konnte die Erfahrung in andere Kaskadenprojekte einfließen.“



Peter Breuning, Abteilungsleiter Netzleittechnik bei den Stadtwerken Schwäbisch Hall, arbeitet schon seit mehreren Jahren in verschiedenen Verbänden mit an der Herausforderung durch die hohe Zahl an Einspeisungen im Netz. Er hat langjährige Erfahrung im Bereich der Energieversorgung und Netzführung.

Über das Awareness-System-Baden-Württemberg (ASBW) können Informationen zwischen den Netzbetreibern durch die direkte Kopplung der Netzführungssysteme ausgetauscht werden. Mit der teilautomatisierten Kaskade (TAKA) wird die Kommunikation weiter vereinfacht und sicherer. Der bisherige Informationsaustausch über E-Mail kann zukünftig dadurch ersetzt werden.

ZELLFUNKTIONEN			BASISINSTRUMENTE	
Partizipation an der Energiewende		Ausgleich von Erzeugung & Verbrauch	Infrastruktur-Informationssystem	
Aggregation von Daten	×	Regionale Energieprodukte	Abstimmungskaskade	×
Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität		Netzwiederaufbau & Inselnetzbetrieb	Regionalisierter Handel mit Energie & Flexibilität	

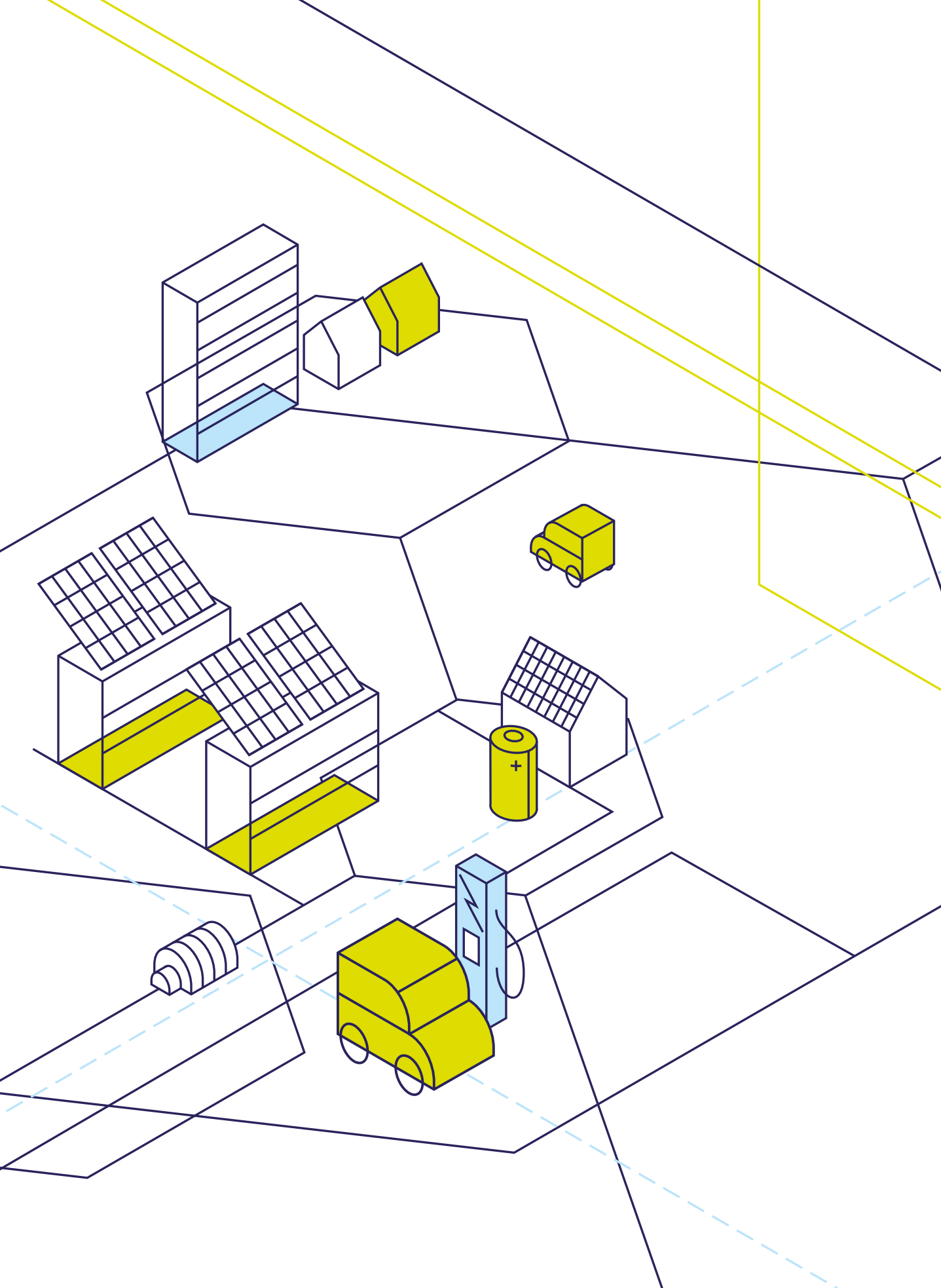
- Durch die Satellitenankopplung zum vorgelagerten Netzbetreiber wird eine schwarzfall- und angriffssichere Kommunikationsverbindung umgesetzt und die aktuelle Einspeisesituation aus dem unterlagerten Netz übermittelt. Ein Schwarzfall bedeutet ein Stromausfall in einem Versorgungsgebiet.
- Der Verteilnetzbetreiber der Ebene Zwei kann automatisiert mit dem Gridstabilitätsmanagementsystem einen Eingriff in die Erzeugung vornehmen.
- Durch den neu installierten CLS-Operator werden auch Einspeiseanlagen in der Niederspannung erreicht.

Das Gridstabilitätsmanagementsystem stellt die Schnittstelle zwischen Einspeisemanagement, Flexibilitätsplattform und Kapazitätsmanagementsystem dar und dient der Umsetzung der Vorgaben gemäß NABEG (Redispatch 2.0).

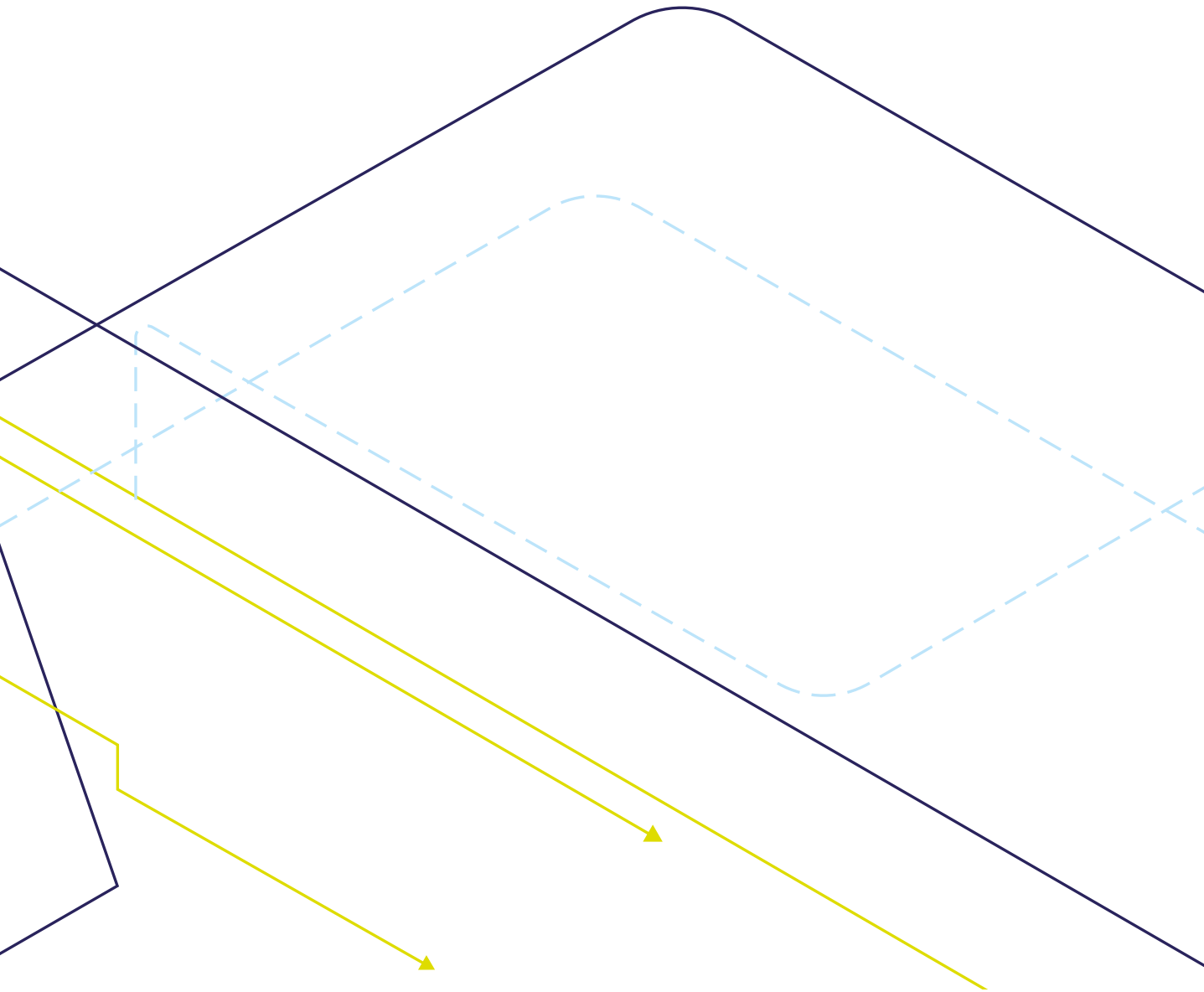
Einspeiseprognosen bis in die Niederspannung

Zusätzlich wird eine Prognose für alle Kraftwerke mit einer Leistung über 100kW und alle direkt steuerbaren Einspeiser sowie Netzlasten für einen Zeitraum von 36 Stunden durchgeführt.

Durch die Prognose und topologische Systemumsetzung ist der Dispatcher, also der Verantwortliche für die Einsatzplanung der Kraftwerke in der Leitstelle in der Lage, mögliche Netzengpässe zu verhindern. Dadurch wird die Versorgungssicherheit erhöht.



C/sells – was bleibt



Im vorherigen Teil wurde gezeigt, wie Akteure vor Ort das zelluläre Energiesystem umgesetzt haben. Aber was hat sich davon bewährt? Was kann als Musterlösung dienen, die an anderen Orten umgesetzt werden sollte? Und schließlich: Was wären die zukünftigen Auswirkungen, wenn man diese Musterlösung flächendeckend umsetzt? Antworten auf diese Fragen geben die folgenden Abschnitte.

Energiewirtschaftliche Gesamtbewertung

Die Akteure in C/sells haben in vielfältiger Weise gezeigt, dass ein zelluläres Energiesystem machbar ist. Auch die Prinzipien und Strategien zur Umsetzung sind klarer geworden. Ist aber das zelluläre Energiesystem tatsächlich die Antwort auf die Herausforderungen der Energiewende? Wie wirken die in C/sells entwickelten Ansätze Abstimmungskaskade, FlexPlattform, Regionalisierte Märkte und Infrastruktur-Informationssystem auf dem Weg zum Energiesystem der Zukunft? Antworten auf diese Fragen können die umfangreichen energiewirtschaftlichen Modellrechnungen geben, mit denen Wissenschaftler das C/sells-Projekt begleitet haben. Mit diesen kann die langfristige Entwicklung des Energiesystems abgebildet werden.

Als Grundlage für die Analyse werden mögliche Entwicklungspfade des Energiesystems, sogenannte Szenarien, genutzt. In den wissenschaftlichen Analysen in C/sells werden die Szenarien verwendet, um die Wirkung der C/sells-Lösungen unter verschiedenen Rahmenbedingungen und in unterschiedlichen Kontexten zu bewerten. In C/sells wurden mit allen Partnern gemeinsam zwei mögliche **Zukunftsszenarien** der Entwicklung der Energiewirtschaft erstellt. Auch wenn beide Szenarien davon ausgehen, dass die Energiebereitstellung zukünftig dezentraler erfolgt als heute, so unterscheiden sie sich in dem Ausmaß der Dezentralität.

Gemäß dem Dreieck der Energiewende der Bundesregierung soll die Energieversorgung kosteneffizient, nachhaltig und sicher sein. Inwiefern die C/sells-Instrumente diese Anforderungen erfüllen und wie deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem sind, wird mit fünf Energiesystemmodellen untersucht, die jeweils verschiedene Schwerpunkte näher beleuchten. Das agentenbasiertes Strommarktmodell AMIRIS des DLR ermöglicht Analysen zur Marktintegration der Erneuerbaren Energien sowie von Flexibilitätsoptionen sowohl auf der Mikroebene der Akteure als auch auf der Makroebene des Energiesystems. Hierbei kann das Verhalten einzelner Akteure des Strommarkts unter verschiedenen Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel Förderinstrumenten, berücksichtigt werden. Das Strommarktmodell E2M2 der Universität

Stuttgart optimiert die langfristigen Investitionsentscheidungen in Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen sowie deren Einsatz. Im Rahmen von C/sells wird eine Modellversion verwendet, die den Zellgedanken (u.a. Aspekte der Autonomie, Regionalität und des Stromaustausches) aufgreift und berücksichtigt. Das Energiesystemmodell ISAaR der FfE bildet das europäische Übertragungsnetz, den Kraftwerkspark, verfügbare Erzeugungspotenziale aus Erneuerbaren Energien und Verbraucherlasten aus den Sektoren Strom, Wärme und weiterer sektorenkoppelnder Elemente in detaillierter räumlicher Auflösung ab. Das Modell berechnet dabei einen kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz. Einzelne Maßnahmen wie eine verstärkte Durchdringung mit Prosumenten können daher auf ihr eigenes Verhalten und ihre Rückwirkungen auf das Energiesystem bewertet werden. Das Marktsimulationsmodell flexABLE der Universität Freiburg dient der Analyse der Bereitstellung von Flexibilität auf dem Strom- und Regelleistungsmarkt in Deutschland. Im Rahmen des Projekts C/sells wurden neben dem Großhandelsmarkt regionale Märkte hinzugefügt, um deren Auswirkungen auf die Kraftwerkseinsatzpläne zu analysieren. Das Modell des Fraunhofer ISE untersucht, inwiefern durch ein IT-gestütztes netzebenenübergreifendes Engpassmanagement in Form der Abstimmungskaskade die Abregelung erneuerbarer Energien verringert und der Abstimmungsprozess zwischen den Netzbetreibern beschleunigt werden kann. Unterstützt werden die Modellanalysen durch qualitative Betrachtungen ausgewählter Ansätze, die am Fraunhofer ISI durchgeführt werden.

Die Modellanalysen zeigen:

- Unter der Annahme der Beteiligung neuer Flexibilitätsanbieter an Netzengpassmanagementmaßnahmen senkt die FlexPlattform durch deren kosteneffizienten Einsatz die Gesamtkosten des Energiesystems. Außerdem leistet sie einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit angesichts zurückgehender Kraftwerkskapazitäten, die für Redispatch zur Verfügung stehen und kann zu einer Reduktion der Abregelung von Erneuerbaren Energien führen. Im Hinblick auf die Systemeffizienz werden durch die Flexplattform mehr Einheiten zur Netzentlastung eingebunden und deren Einsatz zielgerichteter gesteuert. Zur Evaluation des Konzepts in der Systemanalyse werden Flexibilitätsoptionen innerhalb einer durch die Stromnetzstruktur definierte Energieversorgungsregion (Zelle) aggregiert und deren Interaktion und Nutzen bei einer Knappheit an den Zellgrenzen analysiert. Dabei wird eine Rückkopplung mit dem übergeordneten Gesamtsystem berücksichtigt.



„Dass darauf niemand vorher gekommen ist: Lokaler Handel mit Strom auf digitalen Plattformen stützt den lokalen Handel und die lokale Wirtschaft!“

- Abhängig von den regulatorischen Rahmenbedingungen können attraktive Geschäftsmodelle für Verbraucher, Prosumer und Anbieter entstehen. Diese so genannten Quartiers- und Prosumerlösungen können Investitionen in Batterien sowie Anreize für eine Verbrauchsanpassung beinhalten. Sie führen zu einer höheren lokalen Nutzung erneuerbarer Energien und vermindern sonst notwendige Abregelungen von erneuerbaren Energien. Darüber hinaus kann die gehobene Flexibilität, bei entsprechendem Einsatz, zur Stabilisierung des Gesamtsystems beitragen. Diese Vorteile sind gegenüber den höheren Verlusten, die aus einer verstärkten Speichernutzung resultieren und höheren Systemkosten der kleinteiligeren Verbrauchskonzepte abzuwägen.
- In der Systemanalyse wurde untersucht wie sich ein bevorzugt regionaler Stromhandel, also ein regionaler Ausgleich von Stromnachfrage und -erzeugung, auswirkt. Dabei wurden verschiedene Regionalitätsebenen betrachtet, diese Marktgebiete können auf Basis von Netzstrukturen oder aber auch auf regionalen Zugschnitten, wie zum Beispiel Verwaltungsgebiete (Quartiere oder Haushalte), definiert werden. Erste Abschätzungen lassen erwarten, dass durch einen bevorzugt regionalen Handel die Systemkosten ansteigen. Unter der Annahme von einer stärkeren Beteiligung und dadurch zusätzlichen Investitionen können die entstehenden Systemmehrkosten durch den regionalen Handel unter Umständen abgemildert werden. Die Vermeidung von unerwünschten Nebeneffekten, wie ein Anstieg des CO₂-Ausstoß und bedeutende Kostenunterschiede zwischen Regionen, sollte bei der weiteren Diskussion zum regionalen Handel berücksichtigt werden.
- Mit einem umfangreichen Austausch über den Netzzustand zwischen den Netzbetreibern (Abstimmungskaskade) können Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen gezielter ausgestaltet werden. Dadurch werden die Kosten für die Netzengpassmaßnahmen reduziert, der Einsatz konventioneller Kraftwerke gesenkt und damit auch deren CO₂-Emissionen. Das gilt für die Übertragungsnetzbetreiber, die von einem besseren Überblick über den Netzzustand der vorgelagerten Ebenen profitieren, wie auch für die Verteilnetzbetreiber. Durch eine Abstimmung der Eingriffe zwischen den Verteilnetzbetreibern kann deren Anzahl reduziert werden. Die Einsparpotenziale hängen dabei im Verteilnetz stark von der Struktur des Netzes und den angeschlossenen Netznutzern ab.



Musterlösungen für die Energiewende

Im Programm „Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) umfasst C/sells als Modellregion die Länder Baden-Württemberg, Bayern und Hessen. Im Süden Deutschlands liegt der Schwerpunkt auf der Integration der erneuerbaren Energie aus Photovoltaik-Anlagen. Der Auftrag in dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Projekt ist es, Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei bis zu 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu entwickeln und zu demonstrieren. SINTEG zielt dabei insbesondere auf den sicheren und effizienten Betrieb der Stromnetze, auf die Nutzung von Flexibilität und auf das verbesserte Zusammenspiel aller beteiligten Akteure in einem intelligenten Energiesystem. Für C/sells haben wir daraus konkrete Lösungsansätze abgeleitet, wie auch schon am Anfang des Buches beschrieben: Die Koordination einer großen Anzahl dezentraler, verteilter Anlagen mit schwankender Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen zusammen mit wachsenden Lasten aus E-Mobilität, Speichern und Wärmeversorgung ist eine komplexe Aufgabe. Hier braucht es eine intelligente Koordination mit Hilfe der Digitalisierung. Um Netzengpässen entgegenzuwirken, ist ein entsprechendes Management erforderlich, sowie Strategien zur Sektorkopplung. Viele große Kraftwerke werden durch den Kernenergie- und Kohleausstieg stillgelegt. Erzeugung und Nachfrage müssen zunehmend durch dezentrale, kleinteilige Flexibilität ausgeglichen werden. Wir müssen erreichen, dass die Menschen den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht nur akzeptieren, sondern als Chance zur Teilhabe erkennen und nutzen. Darüber hinaus ist die größere Vielfalt und Zahl der dezentralen Akteure eine Herausforderung für die Organisation des Energiesystems. Dieser begegnen wir bereits durch die Struktur und Wirkungsweise des Projekts C/sells als Reallabor eines zellulären Verbunds.

Was macht nun eine Musterlösung aus? Und wie wird aus einem Muster schließlich Realität? Das Verständnis, das in C/sells gemeinsam entwickelt wurde, lässt sich

so beschreiben: Eine Musterlösung ist ein Prozess oder ein Produkt, mit dem wir einen relevanten Beitrag zu den Herausforderungen der Energiewende leisten können. Die Musterlösungen finden sich in den Konzepten für intelligente Netze und Märkte und praxisnah in den Demonstrationszellen wieder.

Eine Musterlösung soll auf ein konkretes Problem beispielhaft anzuwenden sein. Für eine technische Entwicklung bedeutet dies, dass sie unter bestimmten Rahmenbedingungen erprobt ist. Beispielsweise steht der **Altdorfer Flexmarkt** für ein Instrument zum Beheben von Netzengpässen, das der Netzbetreiber Bayernwerk zusammen mit Bürgern aus Altdorf unter realen Bedingungen testet. In der **WIRcommunity** wird mit Daten realer Erzeuger im Rhein-Neckar-Raum, also Besitzern von PV-Anlagen, sowie virtueller Verbraucher ein lokaler Markt simuliert. Die **Abstimmungskaskade** wurde in mehreren Schritten im Dialog zwischen Netzbetreibern und Technologieherstellern entwickelt und getestet, bevor sie in den Realbetrieb integriert wird.

► Seite 184

► Seite 180

► Seite 206

Ebenso soll die Lösung wirtschaftlich sinnvoll sein. So geht es etwa bei der **Intelligenten Wärme München** darum, Elektrospeicherheizungen in Bestandsgebäuden mit überschaubarem Aufwand für die Zukunft fit zu machen. Demand Side Management für Gewerbebetriebe in **Hessen** oder Flexibilitätsvermarktung am **Flughafen Stuttgart** sind Beispiele für die Verknüpfung von Intelligenz im Energiesystem und Wirtschaftlichkeit.

► Seite 156

► Seite 170

► Seite 168

Die Lösung soll von den Menschen mitgetragen werden. Dass dies nicht nur Akzeptieren, sondern auch aktiv Mitgestalten bedeutet, zeigen die Menschen in der Gemeinde Murg mit der **Stromgemeinschaft** oder im Quartier **Franklin** mit der Vernetzung von Energieversorgung, Elektromobilität und weiteren Smart City Services über eine Internet-der-Dinge-Plattform.

► Seite 178

► Seite 160

Weitere Kriterien für eine Musterlösung sind Skalierbarkeit und Übertragbarkeit: Für denselben Anwendungsfall gelten je nach Ort und Beteiligten unterschiedliche Ausgangsbedingungen. Ebenso werden unterschiedliche Technologien in Form von Bauteilen, Software, Kommunikationsprotokollen oder anderen Elementen eingesetzt. Eine Musterlösung versucht, diese Unterschiede auszugleichen, indem Prozesse und Schnittstellen allgemeingültig beschrieben werden. Das **AutonomieLab Leimen**, das Smart Grids Labor der **Technischen Hochschule Ulm** oder das **Energy Lab 2.0** liefern Lösungen, die mit gewissen Anpassungen auch von anderen Betreibern von Gebäuden und Quartieren, von anderen Netzbetreibern oder Stadtwerken angewandt werden können.

► Seite 142

► Seite 200

► Seite 176

Nicht jede Lösung kann und muss all diese Anforderungen erfüllen. In der Zusammenarbeit von Forschern mit Industrievertretern oder Stromnetzbetreibern mit Start-ups aber wirken diese Prinzipien handlungsleitend. Die Verständigung unterschiedlicher Akteure auf gemeinsame Prozesse ist ein besonderer Wert, der die Arbeit in einem Verbundprojekt wie C/sells prägt und über die Projektlaufzeit hinauswirkt. Denn die Menschen, die im Projekt zusammengearbeitet haben, geben gesammeltes Wissen und Erfahrungen weiter in ihr Unternehmen, in ihre Fachkreise oder in die

Öffentlichkeit und Politik. Sie tragen es weiter in neue Projekte hinein, sie wirken mit in Normungs- und Standardisierungsgremien oder am energiepolitischen und gesellschaftlichen Dialog.

Einige Lösungen benötigen eine Anpassung des regulatorischen und energiepolitischen Rahmens, um massenfähig zu werden. Hierzu haben wir im Projekt in einem breit angelegten Diskurs Empfehlungen an die Politik erarbeitet, unsere Energiewirtschaftlichen Positionen (EPos). In vier Jahren C/sells haben wir vier öffentliche Ministerdialoge veranstaltet, einen in jedem Bundesland des Projekts sowie einen auf Bundesebene. Ziel ist es jeweils, die EPos zu vermitteln und mit Ergebnissen zu untermauern, um der Politik fundierte Entscheidungsgrundlagen zu liefern. Dieses Buch ist eines von vielen Formaten, die wir nutzen, um über unsere Musterlösungen zu berichten und sie zu verwerten. So schaffen wir die Voraussetzung, dass aus einzelnen Demonstrationen massenfähige Lösungen werden und eine Systemveränderung stattfindet. Die **EPos** zum Ministerdialog am 15.12.2020 in Stuttgart bilden das abschließende Kapitel dieses Buches.

► Seite 223

Nicht nur die Musterlösungen und Demonstrationen zeigen Handlungsoptionen im künftigen Energiesystem auf, sondern auch das Projekt selbst als Reallabor liefert Erkenntnisse über zukunftsweisende Prinzipien einer zellulär organisierten Energiewirtschaft. Das Verbundprojekt ist keine hierarchische Organisation, sondern in mehrere eigenverantwortliche Einheiten unterteilt. Es gibt zwar eine Gesamtprojektleitung zur Koordination, diese setzt aber stärker auf die Mittel Moderation und Kooperation denn auf Weisung und Sanktionierung. Wichtig für die Zusammenarbeit ist, dass es sowohl individuelle, unternehmensbezogene als auch gemeinsame, auf das gesamte Projekt bezogene Ziele gibt, und dass diese für alle transparent sind. In welchem Verhältnis diese Ziele zueinander stehen, ist ein Aushandlungsprozess und erfordert den Dialog.

Analog dazu erfordert eine dezentrale, kleinteilig strukturierte Energiewirtschaft verteilte Verantwortung auf unterschiedlichen Ebenen. Zellen sollten die Möglichkeit bekommen autonom zu entscheiden. Ob eine Zelle vorrangig das Ziel der lokalen Optimierung von Erzeugung und Verbrauch verfolgt oder netzdienliche Flexibilität bereitstellt, sollte nicht das Ergebnis von Verordnungen sein, sondern eher durch Anreize und transparente Grundregeln motiviert sein. Ein zelluläres System sollte nicht alle Handlungsoptionen vorbestimmen und durchregulieren, sondern den Rahmen schaffen für selbstorganisierte Einheiten, die auch neue Akteure und Geschäftsmodelle zulassen.

Bleibt die Frage, ob wir es schaffen können, mit einem zellulären, partizipativen und vielfältigen Energiesystem das 1,5 Grad-Ziel zu erreichen? Klar ist, dass dies eine globale Aufgabe ist, zu der uns Menschen nicht mehr viel Zeit bleibt. Laut Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) wird die verbleibende Zeitspanne zum Erscheinungstermin dieses Buches noch etwa sieben Jahre betragen, um die CO₂-Emissionen auf Null zu reduzieren, eine gleichbleibende Emis-

sionsrate vorausgesetzt. Wie soll das gehen, wenn wir es bis jetzt nicht geschafft haben, global eine Kehrtwende bei den Emissionen einzuleiten? Wenn sich Gesellschaften spalten, weil interessensgeleitete Netzwerke eigene Realitäten erschaffen? Wir sehen nicht in die Zukunft. Aber was wir wissen, ist, dass wir mit den Erneuerbaren Energien eine Alternative entwickelt haben, um das fossile Zeitalter zu beenden. Mit intelligenten Infrastrukturen steht die Technik zur Verfügung, um die notwendige Dezentralisierung und Vernetzung zu steuern. In einer zellulären Organisation sind die Menschen Teil des Systems, das sie gestalten.

Das einzigartige Netzwerk von C/sells und SINTEG erhalten

An C/sells wirkten rund 300 Expertinnen und Experten mit, am übergeordneten Programm SINTEG rund 2000. In diesem Rahmen haben viele Personen miteinander gesprochen und gearbeitet, die sich sonst nicht kennengelernt hätten. Die Netzwerke von C/sells und der anderen vier SINTEG-Schaufenster bilden die gesamte Wertschöpfungskette der neuen Energiewelt ab – einschließlich Energiewirtschaft, Industrie, digitaler Dienstleistungen und Forschung. Dieses einzigartige Netzwerk soll nicht nur erhalten bleiben, sondern vertieft und erweitert werden. Ziel ist es, die erarbeiteten Technologien und Geschäftsmodelle zu verbreiten und neue Projekte ins Leben zu rufen, damit die Energiewende gelingt.

Drei Maßnahmen hat die empirica Gesellschaft für Kommunikations- und Technologieforschung gemeinsam mit den Schaufenstern entwickelt: ein internetgestütztes Who-is-Who, ein Projekt auf der Wissenschaftsplattform ResearchGate und eine Gruppe von Energieprofessionals auf der Plattform LinkedIn.

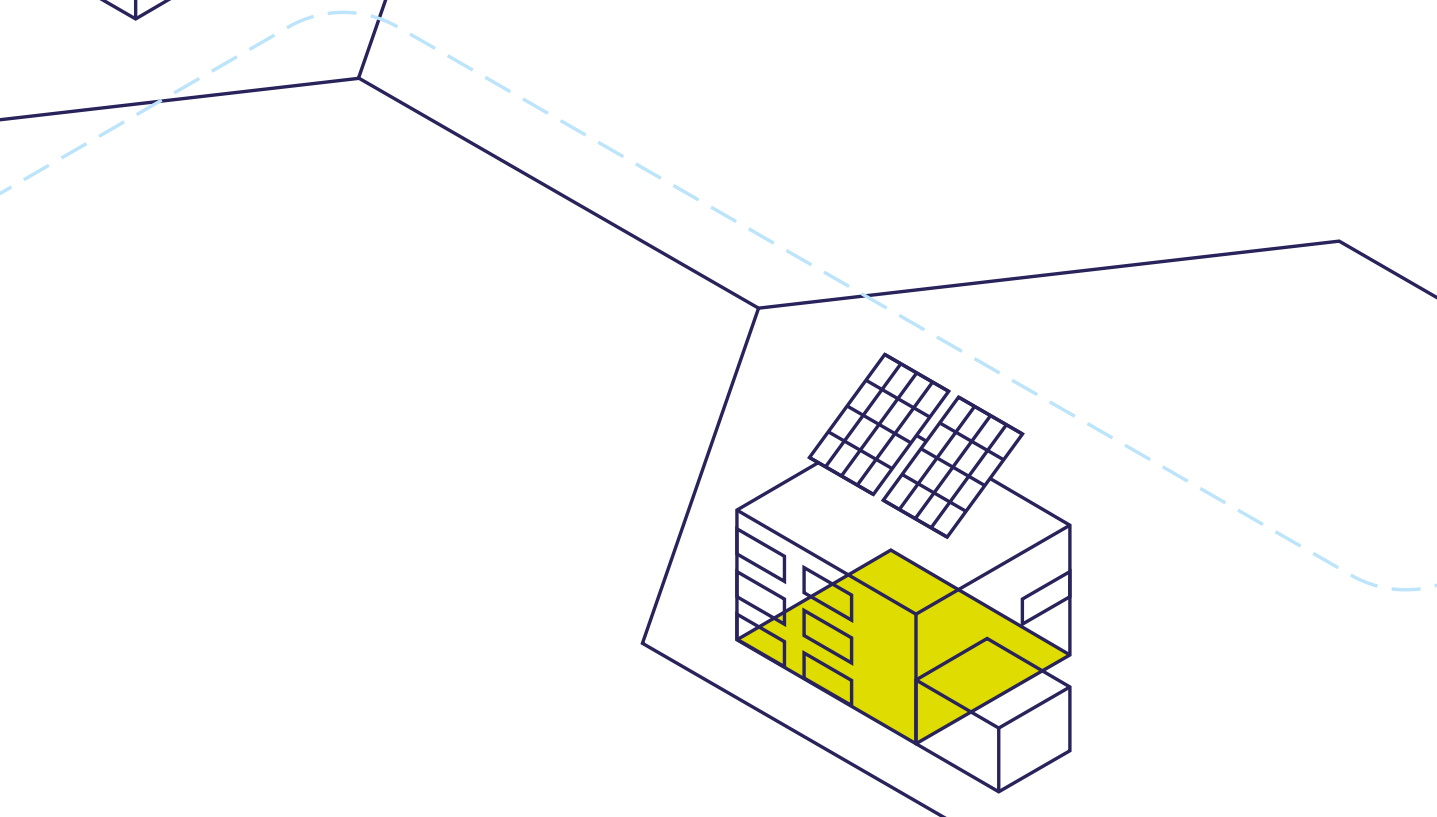
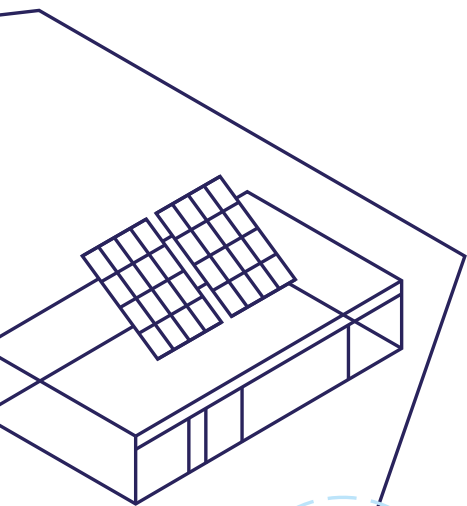
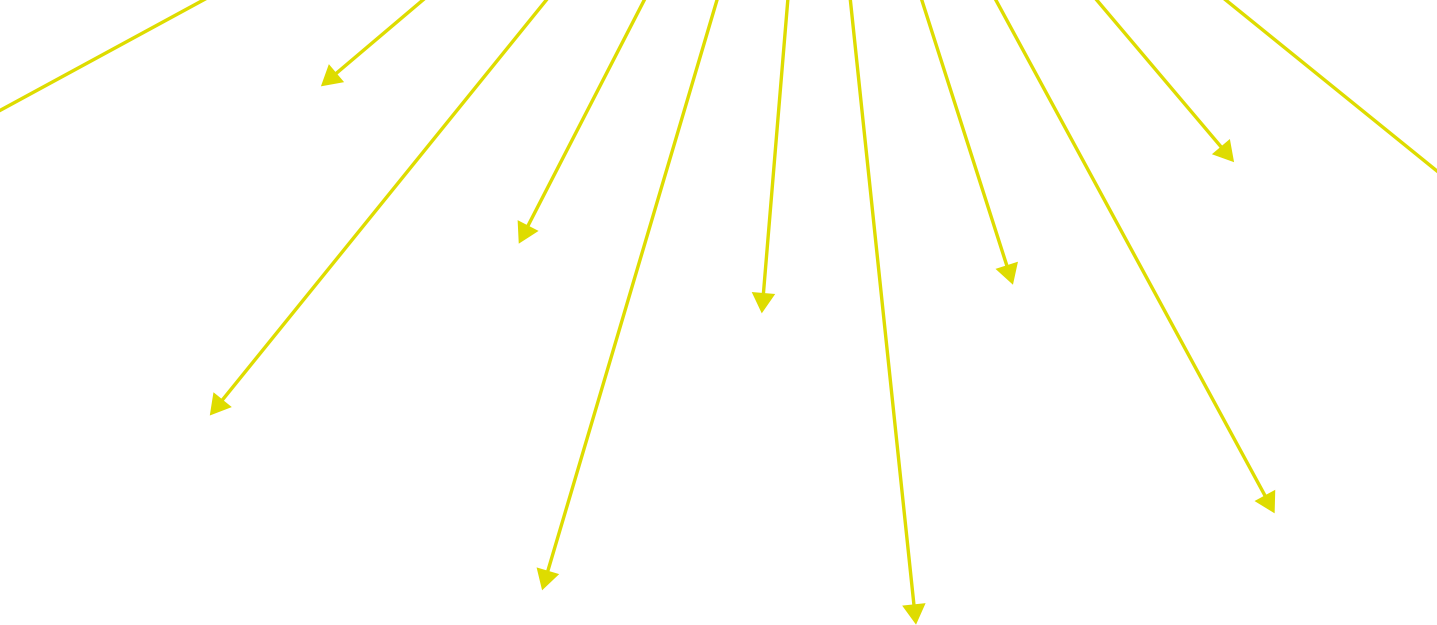
Das Who-is-Who hat eine moderne Online-Plattform und eine Schlagwortliste, mit der sich die Expertinnen und Experten von C/sells und SINTEG zielgenau finden lassen. Das Who-is-Who ist unter wirSINTEG.de verfügbar.

Das Projekt auf ResearchGate sammelt wissenschaftliche Veröffentlichungen aus allen fünf SINTEG-Schaufenstern und macht sie per Link zugänglich. Das Projekt listet mehrere hundert Einträge unter bit.ly/SINTEG-RG.

Die Gruppe auf LinkedIn stellt für Energie-Professionals einen Kommunikationskanal über SINTEG bereit, unter bit.ly/SINTEG-LI. Die Gruppe eröffnet auch Externen die Möglichkeit, Fragen und Projektideen an eine größere Runde zu richten.

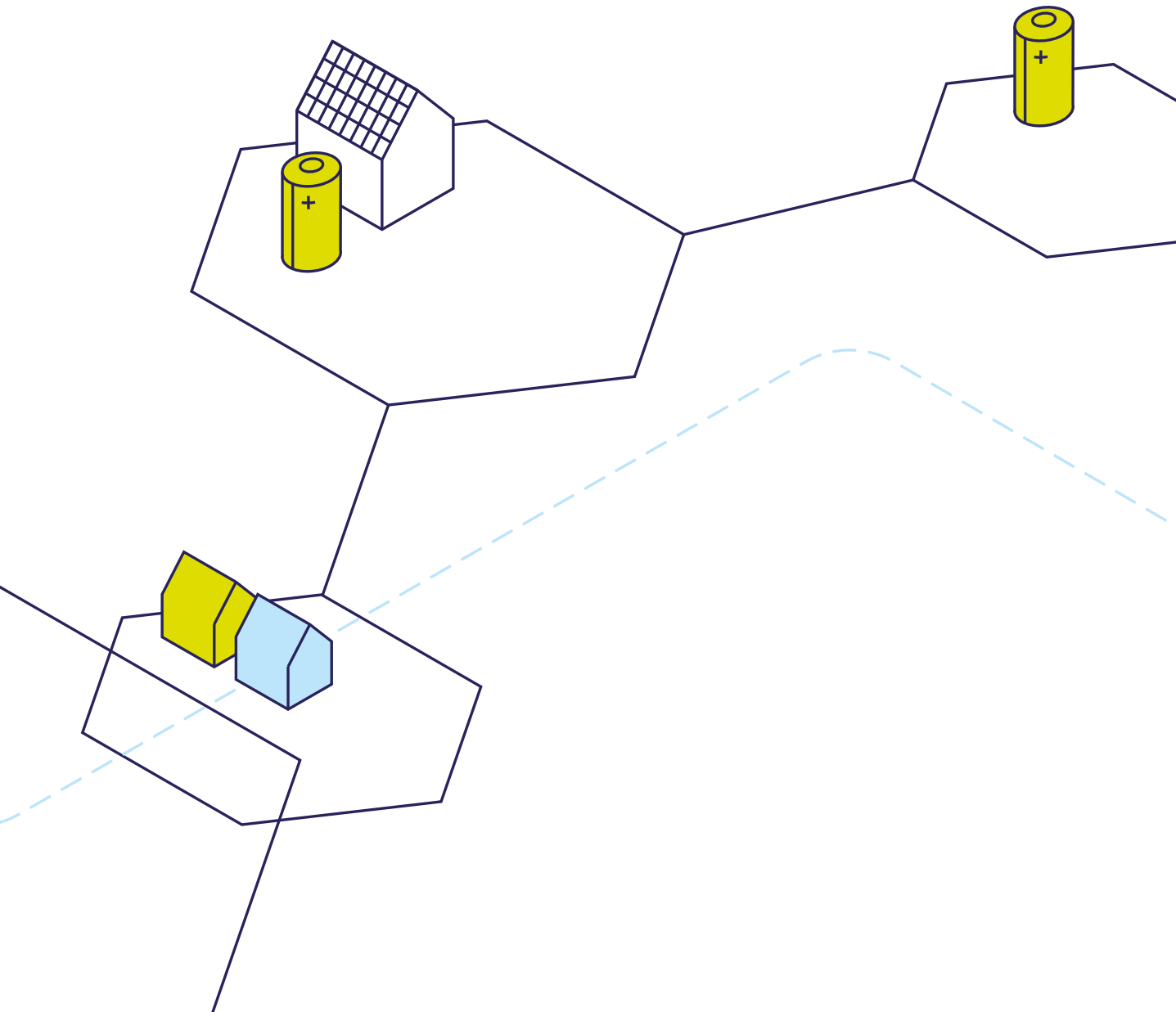
Fragen zu den Maßnahmen nimmt sinteg@empirica.com entgegen.





EPos:

Energiewirtschaftliche
Positionen von C/sells



EPos auf einen Blick

Folgende zentrale energiewirtschaftliche Positionen und Empfehlungen haben wir aus der C/sells-Projektarbeit herausgearbeitet und „auf einen Blick“ zusammengestellt:

1. Zellen als Räume partizipativer und autonomer Gestaltung schaffen

C/sells entwickelt Beispiele zellulär verbundener, vielfältiger und partizipativer Energieinfrastrukturen für die nahezu vollständige Marktdurchdringung EE und die Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger sowie der Wirtschaft.

- Gestaltung von Autonomiezellen vereinfachen – in einem überschaubaren legislativen Umfeld.

2. Flexibilität und Digitalisierung als Enabler der Energiewende fördern, erproben und nutzen

C/sells denkt Netz und Markt gemeinsam und erprobt Plattformlösungen für die Flexibilität auf der Verbraucher- wie der Erzeugerseite.

- Marktzugang für kleine Anlagen vereinfachen und neue Handlungsmöglichkeiten eröffnen (zum Beispiel den Energieaustausch in der Nachbarschaft, autonom handelnde Eigenversorger und EE-Gemeinschaften, aber auch die Nutzung im Netzengpassmanagement über eine unbürokratische Teilnahme an den Flex-Plattformen).

- Abgaben-, Umlagen- und Entgeltsystematik so gestalten, dass eine systemisch sinnvolle, interferenzfreie Integration von Flexibilität ermöglicht wird und weder den Netzbetreibern noch den Flexibilitätsbereitstellern Zusatzkosten für einen netzdienlichen Flexibilitätsseinsatz entstehen, sondern vielmehr Anreize für netzdienliches Verhalten geschaffen werden.

- Flächendeckende Flexibilitätspotenzial- und Machbarkeitsanalyse sowie eine weiterführende Roadmap beauftragen.

3. Energiewende als Wirtschafts- und Gesellschaftspolitik betrachten

C/sells versteht Energiewende als grundlegenden wirtschafts- und gesellschaftspolitischen Wandel mit innovativen und transdisziplinären Kollaborationslösungen im technischen, ökonomischen, aber ebenso im gesellschaftlichen Bereich.

- Multi-Channel Kommunikationskampagnen zur Steigerung des Bewusstseins für die Digitalisierung

der Energiewende mit Fokus auf den persönlichen und volkswirtschaftlichen Nutzen. Aufbau von Vertrauen der Bevölkerung in die Digitalisierung im Energiesektor und insbesondere in Datenschutz und Datensicherheit des intelligenten Messsystems.

- Einführung von längerfristigen Experimentierräumen in Eigenverantwortung für Flexibilitätsmechanismen vom Übertragungsnetzbetreiber bis zur Kundenanlage sowie für das systemische Zusammenwirken aller relevanten Komponenten inklusive Regelungsrahmen, partizipationsfähiger Marktmechanismen, Security und Governance.

- Umgestaltung und Vereinfachung des Systems zur Förderung von Innovationsprojekten, inklusive Projektvorbereitungsbudget.

4. Mit Vielfalt und Standards in die Fläche gehen

C/sells zeigt die vielfältigen Lösungsmöglichkeiten für die Umsetzung der Energiewende in der Fläche und die technischen Voraussetzungen für eine massenhafte Implementierung auf.

- Nach dem Motto „Vielfalt braucht Standards“ sind die Standardisierung von Schnittstellen und Prozessen sowie Label für intelligente, nachhaltige Gebäude mit einer standardisierten Smart-Grids-Schnittstelle (zum Beispiel „C/sells-Smart-Grids-Ready“) zu entwickeln. Hierfür empfehlen wir einen digitalen Netzanschluss zu flexiblen Gebäudezellen zu definieren, der die Regelung der Leistung am Netzanschluss durch den Netzbetreiber ermöglicht und die geschützte Schnittstelle zum autonomen Energiemanagement innerhalb der Gebäude bildet. Dazu notwendige Technologien sowie Interoperabilität und Sicherheit sollen durch die Industrie, Verbände und Standardisierungsgremien vorangetrieben werden. Dazu ist eine Investitionsförderung zur Ertüchtigung der elektrischen Infrastruktur der Bestandsgebäude zu empfehlen.

- Für die flexiblen Anlagen sind digitale Schnittstellen zu definieren, die eine Regelung ohne Relais ermöglichen und damit die Gateways zur sicheren Kommunikations- und Regelungskomponente machen.

C/sells ist ein Demonstrationsprojekt im Rahmen des im Rahmen des Programms „Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG), gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). SINTEG will skalierbare Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche, umweltverträgliche und akzeptierte Energieversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie entwickeln und demonstrieren. Im Mittelpunkt stehen technische, wirtschaftliche und juristische Aspekte sowie die Integration und Partizipation der Bürgerinnen und Bürger. In diesem Kontext bedeutet Partizipation für uns, Möglichkeiten zur autonomen Eigengestaltung von Energiesystemen zu maximieren. Damit werden auch die Forderungen des sogenannten **EU-Winterpaketes zu Erneuerbaren Energien (EE)** zur Stärkung von Eigenversorgern, von gemeinschaftlich handelnden Eigenversorgern sowie von EE-Gemeinschaften verwirklicht.

Nach den erfolgreichen Ministerdialogen in den C/sells-Ländern Baden-Württemberg, Bayern und Hessen findet im Abschlussjahr der C/sells-Ministerdialog auf Grund der Corona-Pandemie im Rahmen des C/sells-Abschluss-Symposiums in Stuttgart statt.

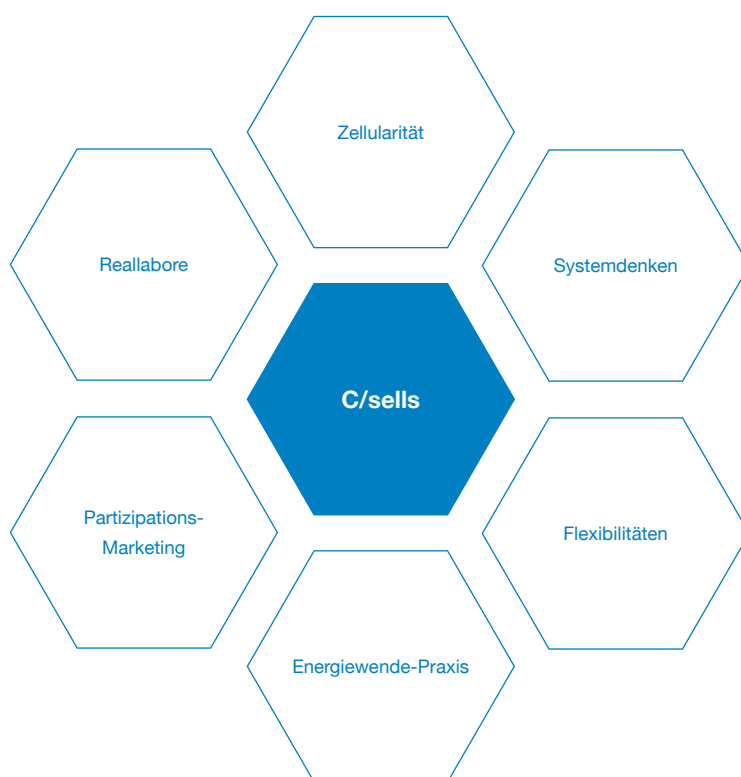


Abbildung 72: Themenbereiche der energiewirtschaftlichen Positionen des Projektes C/sells

Das Ziel der C/sells-Ministerdialoge ist es zum einen, die Schlüsselergebnisse des C/sells-Projektes unseren Auftraggebern, den politischen Entscheidungsträgern, zu präsentieren und zu erläutern. Zum anderen sollen konkrete Empfehlungen oder Forderungen ausgesprochen und gemeinsame Aktionen vereinbart werden. Die Zielgruppe der Ministerdialoge sind die Minister und politischen Kräfte der C/sells-Länder

Baden-Württemberg, Bayern und Hessen sowie des Bundes. Zu diesem Zweck haben wir unsere Erkenntnisse und Empfehlungen, wie in Abbildung 72 dargestellt, in sechs Themenbereichen zusammengefasst.

1. Zellen als Räume autonomer¹ und partizipativer Gestaltung der Energiewende schaffen:

Zellulär verbundene, vielfältige und partizipative Energieinfrastrukturen sind nach unseren Erkenntnissen ein geeigneter Ansatz, um wesentliche Ziele der Energiewende zu erreichen: erstens die angestrebte nahezu vollständige Marktdurchdringung von EE beherrschen zu können, zweitens die Versorgungssicherheit zu verbessern und drittens die Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger sowie der Industrie zu ermöglichen. Die mehr als 300 engagierten Expertinnen und Experten der C/sells-Community haben ein interdisziplinäres Netzwerk für fachkompetente und systemische Innovation geschaffen, das zuvor undenkbare Innovationen ermöglicht.

Wir empfehlen, in Anlehnung an die **EU-Direktive zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen**, ein legislatives Umfeld zu schaffen, das die Beteiligung der Verbraucher am Energiemarkt, die Schaffung von Energiegemeinschaften und **die Gestaltung von Autonomiezellen vereinfacht**.

2. Flexibilität und Digitalisierung als Enabler der Energiewende fördern, regeln und erproben:

Flexibles Verhalten in Kombination mit verschiedenen Handlungsmöglichkeiten und Digitalisierung gehört zu den grundlegenden Enablern der Energiewende, ohne die – nach dem absehbaren Abbau der Überkapazitäten – die Dekarbonisierungsziele nicht erreicht werden können. Die entwickelten Umsetzungen der C/sells-Flex-Plattformen comax, ReFlex und ALF stellen in Kombination mit dem Umsetzungskonzept des Digitalen Netzanschlusses erprobte Lösungsbausteine für eine massenhafte Flexibilitätsnutzung dar.

C/sells denkt Netz und Markt gemeinsam. Wir empfehlen, ein Regelwerk für die Erschließung und die Koordination der vielfältigen, verstreuten und oft kleinteiligen Flexibilität zu erstellen. Dieses vermag über Plattformlösungen die Nutzung von Flexibilität auf der Verbraucher- wie der Erzeugerseite anzureizen, im Sinne einer schnellen Verrechtlichung der Ausgestaltung des Paragraph 14a EnWG. Auch sollte das neue Regelwerk den Marktzugang für kleine Anlagen vereinfachen sowie den Marktakteuren neue Handlungsmöglichkeiten eröffnen. Zu diesen neuen Handlungsmöglichkeiten gehören zum Beispiel der Energieaustausch in der Nachbarschaft, autonom handelnde Eigenversorger und EE-Gemeinschaften, aber auch die Nutzung für das Netzengpassmanagement. Ebenso ist für eine systemisch sinnvolle, überlagerungsfreie Integration

¹ wir plädieren für Autonomie und explizit nicht Autarkie

von dezentraler Flexibilität eine **Anpassung der Abgaben-, Umlagen- und Entgelt-systematik** (zum Beispiel durch netznutzungsabhängige Entgelte und eine Reform der EEG-Umlagensystematik) erforderlich. Weder den Netzbetreibern noch den Netznutzern sollen Zusatzkosten für einen netzdienlichen Flexibilitätseinsatz entstehen, und zudem sollten Anreize für netzdienliches Verhalten geschaffen werden.

Wir empfehlen, eine **über die bisherigen Arbeiten in C/sells hinausgehende, flächendeckende Flexibilitätspotenzial- und Machbarkeitsanalyse** für die Umsetzung der in C/sells entwickelten Flexibilitätsmechanismen sowie darauf aufbauend **eine weiterführende Roadmap** zu beauftragen. Die Analyse sollte auch die technische Machbarkeit der Flexibilitätsanbindung untersuchen. Zudem sollte sie den regionalen Breitbandausbau in Anbetracht der zu erwartenden oder bereits angebotenen Flexibilitätspotenziale und -nachfrage priorisieren.

3. Energiewende als Industrie- und Gesellschaftspolitik betrachten:

In der C/sells-Praxisarbeit haben wir erfahren, dass die Energiewende weit mehr ist als die Lösung technischer Fragestellungen. Energiewende ist ein grundlegender industrie- und gesellschaftspolitischer Wandel mit innovativen und transdisziplinären Kollaborationslösungen im technischen, ökonomischen, aber ebenso im gesellschaftlichen Bereich.

Wir empfehlen, den Zellularitätsansatz nebst seiner Schlüsseltechnologien, wie zum Beispiel Smart Meter, mithilfe von zusätzlichen **Multi-Channel-Kommunikationskampagnen** zu unterstützen. Ziel ist es, das Bewusstsein für die Digitalisierung der Energiewende sowie den volkswirtschaftlichen und persönlichen Nutzen zu steigern und das Vertrauen der Bevölkerung in Datenschutz und Datensicherheit des intelligenten Messsystems zu vergrößern.

Wir empfehlen, **längerfristige Experimentierräume in Eigenverantwortung** einzuführen für Flexibilitätsmechanismen vom Übertragungsnetzbetreiber bis zur Kundenanlage sowie für das systemische Zusammenwirken aller relevanten Komponenten inklusive Regulierungsrahmen und partizipationsfähigen Marktmechanismen. Sie dienen weiterhin der Erprobung von im entsprechenden Innovationstempo flexibel anpassbaren Sicherheitsprinzipien, der Resilienz durch verbundene, dezentrale Intelligenz in Zellen (Microgrids) sowie des legislativen Rahmens.

Wir empfehlen, **das System zur Förderung von Innovationsprojekten so umzugestalten**, dass es ein Projektvorbereitungsbudget für Großanträge gibt und dass das Förderprozedere insgesamt einfacher wird. Dies würde einen erheblichen Vorteil gegenüber dem aktuellen Förderregime darstellen. Es sollte anstreben, mit Langfristigkeit Qualität zu sichern, Planungssicherheit zu gewährleisten und adaptiv auf neue Fragestellungen oder mit zusätzlichen Partnern reagieren zu können.

4. Mit Vielfalt und Standards in die Fläche gehen:

C/sells zeigt die Lösungsmöglichkeiten für die Umsetzung der Energiewende in der Fläche und die dafür notwendigen technischen Voraussetzungen für eine massenhafte Implementierung auf. Dies betrifft vor allem den Gebäudebereich, wo zukünftig immer mehr Energie erzeugt, gespeichert und genutzt wird.

Nach dem Motto „**Vielfalt braucht Standards**“ empfehlen wir die Einführung eines verpflichtenden Labels für Smart Buildings mit einer standardisierten und sicheren Smart-Grids-Schnittstelle (zum Beispiel „C/sells-Smart-Grids-Ready“) für Neubauten und eine Investitionsförderung für Eigentümer zur Ertüchtigung der elektrischen Infrastruktur der Bestandsgebäude. Die Standards sollen den Anschluss aller Gebäude mit flexiblen Anlagen und Geräten über intelligente Regel- und Messsysteme nach dem Plug-and-Play-Verfahren ermöglichen und Interoperabilität sicherstellen. C/sells schlägt vor, dass die Politik nur die Anforderungen an die sichere, standardisierte Kommunikation und an die zugehörige Architektur vorgibt, und zwar durch den im Rahmen der vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) und vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) moderierten Task Force Smart Grid/ Smart Metering / Smart Mobility. Die Industrie ist dabei aufgerufen, die Umsetzung für die Smart-Grids-Readiness am digitalen Netzanschluss des Gebäudes in Verbindung mit der intelligenten Messeinrichtung im Rahmen von Standardisierungsprozessen selbst zu bestimmen. Das Smart Meter Gateway stellt hierbei einen sicheren, zertifizierten und regulierten Kommunikationskanal dar. Diese Gerätetechnik sollte marktgetrieben entwickelt werden. Entsprechende Sicherheitsstandards sind natürlich einzuhalten; sie bedürfen aber wegen des zertifizierten Netzanschlusspunktes keiner zusätzlichen BSI-Zertifizierung. Ein Konzept für ein entsprechendes C/sells-Smart-Grids-Ready-Label haben wir im Rahmen des C/sells-Projektes erstellt. Für die Erarbeitung einer detaillierten Spezifikation stehen wir zur Verfügung.

Wir empfehlen, die flächendeckende und verbindliche **Standardisierung von Schnittstellen und Prozessen** als Voraussetzung für den grundlegenden industrie- und gesellschaftspolitischen Wandel voranzutreiben. Die damit einhergehende Investitionssicherheit ermöglicht der vielfältigen, vornehmlich mittelständischen Industrie in den C/sells-Ländern einen Wettbewerbsvorteil und im geeinten Branchencluster eine starke Innovationskraft, wie die C/sells-Demozellen bereits nach vier Jahren Arbeit erahnen lassen.

Wir empfehlen, einen **digitalen Netzanschluss zu flexiblen Gebäudezellen** sowie flexiblen Anlagen zu definieren. Dieser Anschluss soll Leistungsgrenzen am Netzanschluss durch den Netzbetreiber regeln und über Vorgaben an ein autonomes Energiemanagement weitergeben, welches die Geräte und Anlagen in den Gebäuden orchestriert. Der digitale Netzanschluss nutzt den sicheren Kommunikationsweg des Gateways und wird damit zur sicheren Regelungskomponente des Smart Grids an der Kundenanlage, unter Einhaltung der Anforderungen des Gesetzgebers. Dazu notwendige Technologien sowie Interoperabilität und Sicherheit sollten durch die Industrie, Verbände und Standardisierungsgremien vorangetrieben werden.

TransnetBW



Energiewende möglich machen

Die Energiewende bringt große Veränderungen in Gesellschaft, Wirtschaft und Technik. Eine entscheidende Rolle spielen dabei der intelligente Ausbau der Stromnetze und innovative Lösungen für das „Smart System“. Nur so lassen sich die system- und netzseitigen Anforderungen in einer weitgehend klimaneutralen Energiezukunft erfüllen.

Denn bis zum Jahr 2050 ist eine Erhöhung der installierten Leistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen um das Drei- bis Vierfache gegenüber 2018 notwendig. Zudem erhöht die Elektrifizierung von Wärme- und Transportsektor die Netto-Stromnachfrage um über 50 Prozent, während zugleich der europäische Strombinnen-

markt weiter zusammenwächst und der grenzüberschreitende Stromhandel zwischen den europäischen Strommärkten zunimmt.

Das Netz muss also flexibler und leistungsfähiger werden. TransnetBW setzt deshalb nicht nur auf Netzausbauprojekte wie SuedLink und ULTRANET, sondern forscht an den Technologien von morgen und übermorgen, entwickelt neue Verfahren und treibt Pilot- und Modellprojekte voran – in Deutschland und in Europa. Dazu gehören C/sells und InnoSys 2030, die neuartige Systemführungskonzepte im Smart System untersuchen, oder DA/RE, eine Netzbetreiber-Koordinationsplattform für den Einsatz von Flexibilität im Netz für dezentralen Redispatch. Gemeinsam mit internationalen Kooperationspartnern etabliert TransnetBW außerdem grenzüberschreitende Plattformen wie MARI und Picasso, die den Regelernergieeinsatz in Europa effizienter machen.

In verschiedenen auf Blockchain basierenden Projekten untersucht TransnetBW neue Anwendungsfelder und entwickelt bereits heute Prototypen hybrider Energiespeicher oder arbeitet im Bereich der Elektromobilität daran, als Bilanzkreisordinator deutschlandweites Laden ohne Roaming möglich zu machen. Damit bringt TransnetBW die Digitalisierung der Netze voran und trägt zu einer zukunftsfähigen, klimaneutralen Energiewirtschaft bei.

Energiewende mithilfe zellulär verbundener Strukturen

Die notwendige Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 Grad Celsius erfordert ein dekarbonisiertes Energiesystem, das durch den Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und durch eine Reduktion des Einsatzes fossiler Energieträger möglich wird. Mit dieser Energiewende kommen aber auch neue Herausforderungen hinsichtlich der Flexibilität auf uns zu. Der Zubau von PV- und Windkraftanlagen vornehmlich auf den unteren Netzebenen und die zunehmende Elektrifizierung der Energieversorgung führen zwar zu höherer Komplexität und erhöhen die Strommenge in den Netzen und damit den Flexibilitätsbedarf, ermöglichen aber auch neue Lösungen. Elektrofahrzeuge, die immer weitere Verbreitung finden, können flexibel geladen werden und als mobile Speicher dienen. Ein großes Potenzial an flexibler Nutzung besteht in Wohngebäuden durch elektrische Wärmepumpen und Warmwasserspeicher bzw. Bauteilaktivierung sowie in Industrie und Gewerbe, etwa wenn die Klimatisierung eines Flughafens ohne Komforteinschränkungen flexibel auf Strompreisunterschiede oder Netzschwankungen reagiert.

Damit die Sektorkopplung aus Energieträgern für Verkehr, Wärme und elektrischer Energie zusammen mit deren zunehmend dezentraler Erzeugung sicher beherrscht wird, wird mehr Intelligenz im Netz – insbesondere in den Verteilnetzen – benötigt. Die Auslastung einzelner Netzabschnitte muss gemessen werden und Netzbetreiber müssen sich über die Netzzustände laufend austauschen. Gleichzeitig müssen Informationen über mögliche Flexibilität geteilt werden. Netzbetreiber wie auch Anbieter, Erzeuger und Verbraucher müssen Zugang zu diesen Informationen bekommen, damit sie ihr Verhalten auf die technischen Möglichkeiten abstimmen können. Dieses abgestimmte Verhalten mit Nachbarn, innerhalb eines Quartiers oder in einzelnen Netzsträngen, führt zu einer besseren Auslastung der Netze. Um diese Intelligenz zum Einsatz zu bringen, wird die Energieversorgung digitalisiert.

Mit Dezentralisierung, Dekarbonisierung und Digitalisierung einher geht auch eine Reorganisation der Energiewirtschaft. Die zentrale Steuerung von Millionen von Erzeugern und Verbrauchern stößt an ihre Grenzen. Gleichzeitig muss den dezentralen Akteuren mehr Autonomie eingeräumt werden, damit sie mehr Verantwortung für das Gesamtsystem übernehmen können, sie aber auch über wirtschaftliche Chancen zu einer aktiven Teilnahme am Energiesystem motiviert werden. Denn Partizipation ist ein Schlüssel für die Aktivierung von Menschen zur Energiewende und geht über das Ziel hinaus, bei den Menschen eine passive Akzeptanz zu erreichen.

Der Ansatz des SINTEG-Projekts C/sells für solch ein künftiges Energiesystem ist Zellularität. Zellen werden als zusätzliche Organisationsebene verstanden, in der sich dezentrale Energiesysteme wie Erzeuger, Speicher und Verbraucher als Systeme im System zusammenschließen. Sie ergänzen dadurch die schon bestehenden Top-down-Strukturen von Regelzonen und Verteilnetzen als Bottom-up-Strukturen.

Zellen können einzelne Gebäude, aber auch ganze Liegenschaften, Areale, Quartiere, Städte oder Regionen sein. Prägend für eine Zelle ist, dass in ihr über den Einsatz von in ihr vorhandenen Energieerzeugern und -verbrauchern weitgehend autonom entschieden wird. Die Zelle kann ihre Erzeugung und ihren Verbrauch optimal aufeinander abstimmen. Nach dem C/sells-Ansatz kann die Abstimmung aber auch zwischen Zellen erfolgen, das gesamte Energiesystem wird damit im Verbund optimiert. Zellen ermöglichen die aktive – und für die Energiewende unbedingt notwendige – Einbeziehung von jenen dezentralen Akteuren, die bisher weder an Märkten direkt teilnehmen noch von den Netzbetreibern beeinflusst werden können.

Zellen können folgende Funktionen übernehmen:

- Sie können Energie und Flexibilität für den eigenen Bedarf innerhalb der Zelle bereitstellen. In Abhängigkeit der Effizienz der Flexibilitätsoption können sie die Energieeffizienz durch kurze Transportwege erhöhen und steigern im Krisenfall die Resilienz.
- Sie können Energie flexibel für markt-, system- und netzdienliche Zwecke bereitstellen. So bleiben Zellen „Teampayer“ im Energiesystem.
- Sie können Daten für übergelagerte Ebenen aggregieren und damit Komplexität durch Datensparsamkeit reduzieren. Erst durch diese Datenaggregation wird eine abgestimmte Koordination möglich.
- Neben dem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Zelle können auch regionale Energieprodukte zwischen den Zellen gehandelt werden. So kann den Verbrauchern der Nutzen lokaler Erzeugungsanlagen direkt zugutekommen.
- Dabei können einzelne Zellen im Inselbetrieb gefahren werden, und damit eine weitere systemrelevante Dienstleistung gesichert werden.

Es wird deutlich: Die Energiewende ist nicht nur ein technisches Projekt, sondern betrifft auch die Frage, wie wir unsere Wirtschaft und Gesellschaft organisieren wollen. Die Aufgabenstellung in C/sells besteht also darin, ein Energiesystem zu entwickeln und in Demozellen zu erproben, mit der wir auf **technischer Ebene** die Koordination der vielen dezentralen Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie Verbraucher gezielt möglich machen und die Koordinationsinstrumente so entwickeln, dass die Netzstabilität erhalten bleibt. Perspektivisch wird es über C/sells hinaus wichtig sein, auf **sozial-ökologischer Ebene** die Gestaltungs- und Beteiligungsmöglichkeiten für Einzelpersonen, Liegenschaften und Communities sowie Firmen schaffen und für eine attraktive und gerechte Anreizstruktur zu sorgen.

EPos: Energiewirtschaftliche Positionen

Zellularität

Sebastian Gölz, Andreas Kießling, Sabine Pelka, Marian Klobasa, Christoph Heinemann, Dierk Bauknecht, David Ritter, Albrecht Reuter

Die neuen, verbrauchernahen Versorgungskonzepte, die durch den zellulären Ansatz entstehen, greifen die Forderung des EU-Winterpakets nach der Stärkung eines aktiven Verbrauchers auf. Demnach sollen eine Beteiligung für den Verbraucher ermöglicht, netzdienliche Flexibilität gehoben, Hemmnisse der heutigen Ausgestaltung von Umlagen und Abgaben abgebaut und neue Marktrolle geschaffen und gefördert werden. Der zelluläre C/sells-Ansatz liefert vielfältige Konzepte und Demonstrationserfahrungen, wie die Weiterentwicklung des Energiesystems konkret ausgestaltet werden kann. In C/sells werden die **FlexPlattform-Konzepte**, autonomes Energiemanagement im Verbund Strom/Wärme, der lokale Stromhandel und vieles mehr demonstriert. Der Ball liegt nun bei der nationalen Gesetzgebung, um die im Winterpaket vorgesehenen Rahmenbedingungen in nationales Recht zu übertragen. Zwei Aspekte des Winterpakets sind besonders hervorzuheben. Erstens wird die Definition der Eigenversorgung dahingehend erweitert, dass sie auch gemeinschaftlich oder mithilfe eines **Dienstleisters** umgesetzt werden kann. Damit können Eintrittshürden für Haushalte beseitigt und die gemeinsame Investition in wirtschaftlich attraktivere/effizientere, größere Kapazitäten ermöglicht werden. Zweitens werden **neue Marktrolle** in Form der EE-Gemeinschaft und der Bürgerenergiegemeinschaft eingeführt. Damit wird die Grundlage geschaffen, dass gemeinwohlorientiert Zusammenschlüsse energiewirtschaftliche Aufgaben übernehmen. Beide Aspekte werden in den C/sells-Konzepten und -Demoszellen konkretisiert. Das BMWi kann für die nationale Umsetzung damit bereits auf Blaupausen aus C/sells zugreifen.

► Seite 100

► Seite 160

► Seite 180

In C/sells sehen wir eine Reihe von Vorteilen des zellulären Energiesystems, um das System auch mit 80 Prozent bzw. 100 Prozent Erneuerbaren Energien zu beherrschen und den Wandel auch gesellschaftlich zu gestalten:

- **Zellen als Räume autonomer und partizipativer Gestaltung:** Zellen als autonome Einheiten (Areale, Firmen, Liegenschaften ...) bieten für Bürgerinnen und Bürger einen Rahmen, zu dem sie einen persönlichen Bezug haben und innerhalb dessen sie gestalten können. Sie profitieren davon, wenn sie in ihrer Liegenschaft oder ihrem Quartier in EE oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen investieren, den Strom und die Flexibilität selbst nutzen oder vermarkten. Dadurch können Konzepte mit einer hohen Zustimmung und Umsetzbarkeit entstehen, die zusätzlich zu einer gerechteren Verteilung von Lasten und Nutzen führen. Dies haben wir im Stadtquartier Franklin, in der Autonomiezelle Leimen, in der Quartierszelle „IKT-Siedlung Hohentengen“ und der PV-„WIRcommunity“ erlebt.
- Wir empfehlen, in Anlehnung an die EU-Direktive zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ein legislatives Umfeld zu schaffen, das die Beteiligung der Verbraucher am Energiemarkt, die Schaffung von Energiegemeinschaften und die Gestaltung von Autonomiezellen vereinfacht. Weiter empfehlen wir, die in C/sells aufgezeigten Gestaltungsräume als Blaupause für die künftige energiewirtschaftliche Umsetzung des aktiven Verbrauchers zu nutzen.
- **Digitalisierung vernetzt Systeme und Sektoren:** Die kleinteiligen, dezentralen Anlagen können mithilfe der digitalen Infrastruktur den Verbrauch von EE-Strom erhöhen und das System stabilisieren. Zudem bietet die Digitalisierung auch die Möglichkeit einer effizienten und automatisierten Verknüpfung zwischen den Sektoren Strom, Mobilität und Wärme mit dem Ziel, die Treibhausgasemissionen in diesen Sektoren weiter zu reduzieren. Das haben wir in C/sells in den Zellen Fellbach und Ortenau sowie im **IIS-Labor** bei VIVAVIS in Ettlingen erprobt und festgestellt, dass es die modular aufgebaute Architektur des IIS ermöglicht, dass die Zellen je nach bereits vorhandener Infrastruktur die Komponenten bedarfsgerecht zusammenstellen und nutzen können.
- Wir empfehlen, dass Standardisierungen mit hoher Priorität vorangetrieben werden und sich die Politik darauf fokussiert, die Anforderungen an den Kommunikationskanal zu spezifizieren und eine Roadmap vorzugeben, die Umsetzung der Maßnahmen aber der Industrie zu überlassen (vgl. auch Kapitel Systemdenken).
- **Vielfältige Flexibilität:** Durch die digitale Vernetzung und die bedarfsgerechte Übernahme verschiedener Funktionen durch die Zellen können Schwankungen zwischen Erzeugung und Nachfrage zunehmend durch kleinteiligere Flexibilität ausgeglichen werden. Das haben wir in C/sells mit dem FlexPlattform-Konzept und seinen Umsetzungen ReFlex, comax und ALF erprobt. Im Rahmen des IIS arbeiten wir an einer Musterlösung für die Interoperabilität von Anlagen, Liegenschaften oder Quartieren im zellulären Energiesystem, die sowohl den Ansprüchen einer gemeinsamen Infrastruktur als auch der praktikablen Anbindung in

► Seite 40

den Feldversuchen genügt. Dabei wird unter anderem die Einbeziehung von Sektorkopplungstechnologien beim Netzenspassmanagement demonstriert. Aktuell werden elektrifizierte Wärme- und Transportanwendungen durch das Umlagedesign stärker belastet als die fossilen Alternativen.

- Wir empfehlen, die Verzerrungen durch das Steuer-, Abgaben-, Umlagen- und Entgeltsystem zu beseitigen (vgl. auch Kapitel zu Flexibilität).
- **Netzenspassmanagement** der Zukunft: Mit der zellulären Gestaltung kann dezentral verteilte Flexibilität über Flexplattformen zur Vermeidung von Netzenspässen, die bisher insbesondere mit Redispatch-Verfahren zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Kraftwerken gelöst wurden, genutzt werden. Das FlexPlattform-Konzept in C/sells erweitert die marktbezogenen Maßnahmen für Netzbetreiber aller Spannungsebenen und zeigt einen effizienten Prozess zur Anzeige, Koordination und Vermittlung von Flexibilitätsoptionen zur Anwendung für das Netzenspassmanagement auf.
- Wir empfehlen, das in C/sells entwickelte FlexPlattform-Konzept im Zuge der Umsetzung des Artikels 32 der Strommarkt-Richtlinie (RICHTLINIE (EU) 2019/944, L 158/125) im deutschen Rechtssystem als ergänzenden Mechanismus zu den bestehenden Instrumenten, wie Redispatch, mit Bezug auf die Nutzung von Kleinst-Flexibilität und Lasten zu erweitern (vgl. auch Kapitel Systemdenken und Flexibilität).
- **Fokussierung auf Effektivität:** Die vordergründig effizientesten Lösungen sind nicht zwingend immer die, mit denen am besten die angestrebten Ziele erreicht werden können. Angesichts des weiterhin drängenden Umbaus bietet ein zelluläres Energiesystem mit kleinräumigen Strukturen und direkten Nutzungsoptionen für die Verbraucher die Chance, die Geschwindigkeit der Energiewende zu beschleunigen. Damit kann das Vorantreiben eines zellulären Energiesystems eine weitere Strategie zur Transformation des Energiesystems einnehmen und komplementär zum Ausbau großskaliger Erzeugungstechnologien wie Windenergie oder PtX gesehen werden.
- Wir empfehlen, weitere systemische Analysen zu beauftragen, die alle Sektoren auf der Erzeugungs- und Anwendungsseite umfassen und robuste Transformationspfade zu einem dekarbonisierten, zellulären Energiesystem aufzeigen. Die auf dieser Basis gewonnenen Erkenntnisse sollten zu einer gezielten Anpassung der aktuellen Regulatorik sowie Auswahl neuer Fördermaßnahmen genutzt werden, um die Effektivität der Transformation zu beschleunigen (vgl. auch das Kapitel Systemdenken).

Systemdenken

Nico Lehmann, Emil Kraft, Armin Ardone, Dogan Keles, Wolf Fichtner, Andreas Kießling, Nicolas Spengler, Simon Köppl, Alexander Bogensperger, Sebastian Götz, Nikolai Klemp, Kai Hufendiek, Sabine Pelka, Marian Klobasa, Anke Bekk, Albrecht Reuter, Dierk Bauknecht, Christoph Heinemann

Die Dekarbonisierung des Energiesystems und der Ausstieg aus der Kernenergie gehen mit einem Ausbau der Erneuerbaren Energien und einer Vielzahl an Anlagen und neuen Anwendungen auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite einher. Insbesondere zeichnet sich bereits heute ab, dass die Stromerzeugung aus den wetterabhängigen Energieträgern Wind und Sonne das Energiesystem der Zukunft prägen und das System vor Herausforderungen stellen wird. Vor diesem Hintergrund rücken die Themen Sektorkopplung und Flexibilität in den Fokus, um diese Herausforderungen bestmöglich zu bewältigen.

- Wir empfehlen, **systemische Analysen** durchzuführen, die alle Sektoren auf der Erzeugungs- und Anwendungsseite umfassen und robuste Transformationspfade zu einem dekarbonisierten Energiesystem aufzeigen. Die auf dieser Basis gewonnenen Erkenntnisse sollten zu einer gezielten Anpassung der aktuellen Regulatorik sowie für die Auswahl neuer Fördermaßnahmen genutzt werden.
- Insbesondere die sektorübergreifende Nutzung von Energie und Flexibilität lässt sich in vielen Bereichen aufgrund der aktuellen Regulatorik noch nicht wirtschaftlich umsetzen, obwohl diese in Zukunft immer wichtiger werden wird. Ein Beispiel stellt die Wärmeproduktion (zum Beispiel elektrische Warmwasseraufbereitung) bei beschränkten Netzkapazitäten und lokaler Überproduktion auch im Haushaltssektor dar, um eine Abregelung der EE auf den unteren Netzebenen zu vermeiden. Daher bedarf es Analysen, die evaluieren, wie das **Abgaben-, Umlagen- und Entgeltsystem** ausgestaltet sein muss, um die sektorübergreifende Nutzung von Energie und kleinster Flexibilität (vgl. Kapitel 3.3) wirtschaftlich zu ermöglichen. Innovative Betriebskonzepte, die das Gesamtsystem unterstützen oder die Teilhabe der Bevölkerung erleichtern sowie ökonomisch und ökologisch sinnvoll sind, müssen sich in einem regulierten System langfristig auszahlen.
- Um den zukünftigen Bedarf an Flexibilität zu decken, empfehlen wir, sowohl erzeugungs- als auch **verbrauchsseitige Flexibilität zu nutzen** und eine transparente Preisbildung zu ermöglichen. Die bei den Netzbetreibern entstehenden Kosten für den Einsatz von Flexibilität sollten alternativen Maßnahmen gegenübergestellt und daraus eine Anwendungshilfe für Netzbetreiber entwickelt werden, um den Einsatz von Flexibilität in Netzplanung und -betrieb zu vereinfachen. Die Nutzung von Flexibilität durch die Netzbetreiber sollte unter anderem durch die Anreizregulierung ermöglicht werden.
- C/sells schlägt vor, dass seitens der Politik im Rahmen der von BMWi und BSI moderierten Task Force Smart Grid / Smart Metering / Smart Mobility nur die **Anforderungen** an die sichere, standardisierte Kommunikation und an die

zugehörige Architektur sowie eine **Roadmap** vorgegeben werden. Die Industrie ist dabei aufgerufen, die Umsetzung für die Smart Grids-Readiness am digitalen Netzanschluss des Gebäudes in Verbindung mit der intelligenten Messeinrichtung im Rahmen von Standardisierungsprozessen selbst zu bestimmen. In diesem Kontext sind die Rollen der beteiligten privatwirtschaftlichen und staatlichen Akteure in der zukünftigen Zusammenarbeit zu prüfen.

Flexibilität

Simon Köppl, Alexander Bogensperger, Nico Lehmann, Nikolai Klemp, Siw Meiser, Erik Heilmann

Durch die sich im Zuge der Energiewende ändernde Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur steigt die Belastung für Übertragungs- und Verteilnetze, aber auch die Komplexität in deren Betriebsführung. Die hierfür benötigte Flexibilität kann in Zukunft nicht mehr alleine durch große und mittelgroße zentrale Anlagen zur Verfügung gestellt werden, sondern wird zunehmend von kleinen, dezentralen Anlagen erbracht, die individuell angesteuert werden müssen (darunter auch Erzeugungsanlagen mit mehr als 100kW ab Oktober 2021). Insbesondere verbrauchsseitig ist erhebliches Flexibilitätspotenzial verfügbar, welches durch geeignete Mechanismen erschlossen werden kann.

In Anlehnung an die Definition von Flexibilität von Eurelectric und der Bundesnetzagentur ist Flexibilität für uns „die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal [...], mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen“. Dabei begreifen wir Flexibilität sektorübergreifend: durch eine Veränderung in den Sektoren Mobilität oder Wärme entsteht stromseitige Flexibilität, die wir nutzbar machen wollen.

Plattformen bieten sich für die Erschließung und Koordination von Flexibilität an, da durch sie die Prozesse zwischen vielen Akteuren effizient ausgestaltet, die Transaktionskosten reduziert und Synergieeffekte gehoben werden können. Sie können überdies einen gemeinsamen Branchenstandard definieren und so Interoperabilität schaffen. FlexPlattformen können insbesondere den Zugriff auf und die Integration einer Vielzahl an dezentralen, flexiblen Anlagen ermöglichen, die heute noch nicht erschlossen sind.

- Wir empfehlen, das in C/sells entwickelte **FlexPlattform-Konzept** im Zuge der Umsetzung des Artikels 32 der Strommarkt-Richtlinie (RL (EU) 2019/944, L 158/125) im deutschen Rechtssystem als ergänzenden Mechanismus zu den bestehenden Instrumenten (Redispatch, inkl. NABEG 2.0 ab Oktober 2021), insbesondere für flexible steuerbare Lasten (unter anderem Wärmepumpen, Elektromobilität) zu **etablieren**. Bei der Integration von FlexPlattformen in den Strommarkt ist das Risiko eines strategischen Verhaltens zu minimieren und so zu gestalten, dass die volkswirtschaftlichen Vorteile überwiegen.

- Wir empfehlen, ergänzend ein **Regelwerk** für die **Koordination** der vielfältigen, dispersen und oft kleinteiligen Flexibilität zu schaffen, welches Flexibilitätsab-rufe regelt, sodass sich widersprechende Steuersignale koordiniert werden. Da-für schlagen wir vor, dass in der Verbandsdiskussion (zum Beispiel BDEW, FNN, ENTSO-E) die Expertise aus C/sells und die Erfahrungen der C/sells-Demonstra-toren berücksichtigt werden.
- Wir empfehlen, den **Breitbandausbau** als technische Voraussetzung für die Fle-xibilitätsnutzung voranzutreiben. Dafür schlagen wir die Entwicklung einer Road-map vor, die die Priorisierung des Ausbaus entsprechend der zu erwartenden oder bereits angebotenen Flexibilitätpotenziale sowie des netztechnischen Bedarfs berücksichtigt.
- Wir empfehlen, die **Netzentgeltsystematik** so anzupassen, dass für netzdienli-chen Flexibilitätseinsatz **keine Kosten für die Flexibilitätsanbieter** (zum Bei-spiel durch Leistungsentgelte) entstehen.
- Wir empfehlen, das FlexPlattform-Konzept mit unterschiedlichen Ausgestal-tungsformen der Marktintegration zu untersuchen, **im großen Stil zu erproben und entsprechende Förderprogramme aufzulegen**, denn die Komplexität der Erschließung massenhafter Flexibilität zeigt sich nach unseren Erfahrungen in der praktischen Demonstration im Realbetrieb.

Energiewende-Praxis

Andreas Weigand, Roland Hofer, Thomas Estermann, Peter Kellendonk

Die Energiewende ist eines der größten Infrastrukturprojekte Deutschlands, das nur durch umfangreiche und gemeinsame Anstrengung zum Erfolg gebracht werden kann. Die Arbeit der Demonstrationszellen in C/sells hat eindrucksvoll gezeigt, wie wichtig im Zusammenhang mit der Umsetzung der Energiewende der Schritt vom Schreib-tisch in die Praxis ist. Viele der Thesen, die in der allgemeinen Diskussion als „State of the Art“ kommuniziert werden, haben sich in der Praxis als nicht ohne Weiteres umsetzbar herausgestellt.

Fast alle Praxispartner haben im Verlauf des Projekts über schwierige Kundenakquise, komplexe Eigentumsverhältnisse oder allgemeine Ablehnung des Themas Energiewende berichtet. Viele der Gebäude und Anlagen sind nicht in einem technischen Zustand, um für die Umsetzung eines Smart Grids herangezogen werden zu können. Und in unzähli-gen Zählerräumen besteht keine ausreichende Mobilfunkverbindung, um mit intelligen-ten Messsystemen kommunizieren zu können. Industrielle Zählerplätze sind meist nicht für Zähler im Dreipunktformat ausgelegt. Des Weiteren werden gerade im industriellen Bereich neben Direktzählern auch Wandlerzähler benötigt. Darüber hinaus sind unab-hängig von den technischen Einschränkungen insbesondere im Bereich des marktlichen Handels von Flexibilität viele juristische und regulatorischen Hürden zu nehmen.

Dennoch ist es in C/sells gelungen, das Schaufenster der intelligenten Energieversorgung von morgen mit zahlreichen Musterbeispielen für technisch und regulatorisch einfach und schnell umsetzbare Lösungen zu füllen. Altdorf, Cham, Karlsruhe, Schwäbisch Hall, München und viele andere Orte im C/sells-Land haben gezeigt, dass die technischen Voraussetzungen geschaffen sind. Die Konzepte sind erprobt – wir sind bereit! Der nächste Schritt ist die Umsetzung, hierzu empfehlen wir folgende Schritte:

- **Evolution vom Messen übers Schalten zum Regeln – C/sells als Blaupause für Paragraph 14a**

Die im Projektzeitraum der SINTEG-Vorhaben zertifizierte SMGW-Infrastruktur dient im heutigen Funktionsumfang primär dem Messen. Die Erweiterung des iMSys um eine Steuerfunktion ist auf den Weg gebracht und in einigen C/sells-Demonstratoren auch umgesetzt, erprobt und mit Branchenverbänden diskutiert worden.

Nun muss – aufbauend auf der bisherigen Entwicklung – eine wirklich digitale Schnittstelle zu den flexiblen Anlagen geschaffen werden, die eine Regelung ohne Relais ermöglicht. Die von Industrie, Verbänden und Standardisierungs-Gremien vorangetriebenen Lösungen für Gateways werden so zu sicheren Kommunikations- und Regelungskomponenten des Smart Grids an Kundenanlagen auf Basis legislativ erlassener, grundlegender Schutzanforderungen.

- **Netz und Markt gemeinsam denken**

Das zukünftige dezentrale Energiesystem wird seinen Schwerpunkt in der Mittel- und Niederspannung haben. Das System wird zunehmend komplexer und ermöglicht neue Akteure und Geschäftsmodelle. Gerade die Integration der Elektromobilität wird dezentrale Intelligenz erfordern, die die Bewirtschaftung verschiedener Anlagen und damit verbundener Interessen an einem Netzanschluss koordiniert. Dabei muss einerseits ein freies Agieren des Marktes, andererseits ein sicherer und störungsfreier Netzbetrieb sichergestellt sein. C/sells ist hier als Anfang zu verstehen, denn die generelle Machbarkeit der netzverträglichen Nutzung dezentraler Flexibilität ist nachgewiesen. Der nächste Schritt ist nun die Konzeption und Erprobung der Flexibilitätsmechanismen und -prozesse vom Übertragungsnetzbetreiber bis zur Kundenanlage unter Einbindung aller beteiligten Akteure im Feld.

- **Energiewende ist Industriepolitik**

Die Praxisarbeit in C/sells hat gezeigt, dass mit der Energiewende eine Technologiewende einhergeht. Dieser Wandel erfordert innovative Lösungen und Kooperation, vermehrt branchenübergreifend und interdisziplinär.

Partizipationsmarketing

Marilen Ronczka, Thomas Wolski, Melanie Peschel, Christian Schneider, Maximilian Arens, Nicolas Spengler, Christian Stange

Grundvoraussetzung für eine funktionierende Energiewende ist eine gut informierte Bevölkerung, die die Energiewende trägt und im Alltag umsetzt. Annähernd 90 Prozent der Bevölkerung ist die stärkere Nutzung und der Ausbau der EE wichtig, größtenteils davon sogar sehr oder außerordentlich wichtig (Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien 2019). Aber allein diese positive Rückendeckung ist nicht ausreichend, um tiefgreifende Veränderungen in der Energiesystem-Infrastruktur ohne Weiteres umsetzen zu können, was mit dem Ausbau der Erneuerbaren erforderlich ist. Eine dieser Veränderungen, welche den Endkunden unmittelbar betrifft, ist der derzeit stattfindende Austausch der alten analogen Stromzähler durch „Smart Meter“.

Über dieses Thema herrscht derzeit jedoch noch weitgehende Unwissenheit bei einem Großteil der betroffenen Endkunden (siehe dazu auch **C/sells-Befragung 2020** durch forsa). Dieses Unwissen, gepaart mit punktueller negativer medialer Berichterstattung sowie unreflektierten Vergleichen mit Nachbarländern (mit stark abweichenden regulatorischen und technischen Randbedingungen), kann zu einer Verunsicherung und negativen Grundeinstellung hinsichtlich dieser neuen Technologie führen.

Dies birgt die Gefahr, dass die Bereitschaft sinkt, aktiv an der Energiewende teilzunehmen. In C/sells konnte dieses mangelnde Engagement bereits in mehreren Zellen beobachtet werden.



Informationskampagne

Um das komplexe Thema „Smart Meter“ für die breite Bevölkerung verständlich zu machen, sind die vielfältigen Chancen und Gestaltungsmöglichkeiten, die durch diese Geräte entstehen, in Form einer umfassenden Image- und Partizipationskampagne endkundengerecht aufzuarbeiten. Nur durch eine solche informative Begleitung des technischen Geräte-Rollouts mit einer endkundengerechten Werbekampagne werden Smart Meter zum Erfolg. Damit Information und Wissen auch in Handeln mündet, ist diese Informationskampagne zusätzlich durch greifbare Produkt- und Dienstleistungsangebote zu begleiten.

Wir empfehlen, die bereits vom BMWi gestartete Kampagne zu einer **Multi-Channel-Kommunikationskampagne auszuweiten** und zu ergänzen. Darunter fällt beispielsweise die Ausweitung der Kampagne auf **weitere Kommunikationsmedien** wie Instagram, Facebook, Fernsehen oder Printmedien. Ebenso sollten bestehende Informationskampagnen wie „Deutschland macht's effizient“ um das Themengebiet „Smart Meter“ erweitert werden. Als Botschaft sollte immer im Mittelpunkt stehen, dass der Endkunde die Energiewende mit Smart Metern aktiv mitgestalten kann. Und das auf Basis einer sicheren und unabhängigen Technologie. Darin sollten unbedingt klare Produkte und erfahrbare Mehrwerte im Vordergrund stehen, statt theoretischer Möglichkeiten.

Partizipation leben

Um einem Kernelement der Partizipation, nämlich dem faktischen Gestaltungsspielraum, gerecht zu werden, müssen entsprechende partizipative Teilhabemöglichkeiten am Markt sowie integrative Prozesse zur Information und Involvierung der Beteiligten verfügbar sein. Eine der Herausforderungen ist es, dass viele der schon heute realisierten Meilensteine des Ausbaus des digitalisierten Energiesystems Bürgerinnen und Bürgern weitgehend unbekannt sind. Entsprechend ist davon auszugehen, dass kaum Kenntnis darüber vorhanden ist, wie (Gestaltungsspielraum) und woran (konkretes Projekt, konkreter Mehrwert, konkrete Dienstleistung) partizipiert werden kann. An politische und institutionelle Akteurinnen und Akteure geht unser dringender Appell der Schaffung von Rahmenbedingungen und Prozessen, welche eine partizipative Energiezukunft ermöglichen können.

Reallabore

Rainer Enzenhöfer, Peter Breuning, Matthias Buchner, Tobias Fieseler, Birgit Haller, Gerd Heilscher, Peter Maas, Micheal Orlishausen, Christian Radl, Jörg Schmidtke, Katja Schulze, Robert Schwerdfeger, Krzysztof Rudion

Unsere Schaufensterprojekte in SINTEG sind Werkräume für die zukünftige Integration von EE in das Energiesystem der Zukunft. In einem zeitlich befristeten Rahmen von vier Jahren wurde geplant, geforscht, entwickelt und in lokal verorteten Zellen wurden Blaupausen für die Energiewende bei technischer und wirtschaftlicher Machbarkeit erprobt und demonstriert. So sind die Schaufensterprojekte prototypische Vorreiter der BMWi-Reallabore, da beispielsweise der Betrieb von Flexibilitätsplattformen, wie der Reflex-Plattform, außerhalb des gesetzlichen Rahmens ermöglicht wurde. In unseren Demonstrationszellen haben wir Testräume für Innovation und Regulierung geschaffen.

Für die Umsetzung unserer Reallabore konnten wir insgesamt fünf Herausforderungen identifizieren, welche in diesem Positionspapier näher erläutert werden. Neben diesen Wagnissen, gerade für Industriepartner, gibt es jedoch Vorteile, aus denen die Partner unterschiedlichen Nutzen ziehen. 56 Partner hatten einerseits Mut und Vertrauen, sich den Herausforderungen in einem Reallabor zu stellen und sind aus heutiger Sicht, trotz wahrgewordener Hindernisse und Hürden, belohnt worden. Andererseits möchten wir nicht die Partner vergessen, die auch zu 100 Prozent motiviert waren, uns aber aufgrund der Herausforderung, die Reallabore in der Antrags- und Umsetzungsphase mit sich bringen, verloren gegangen sind.

Vor diesem Hintergrund wünschen wir uns, dass 100 Prozent Mut nicht 100 Prozent Regeln benötigt. Hier erhoffen wir uns eine Win-win-win-Situation für Bund, Zuwendungsempfänger und motivierte Partner. Letztendlich sollen doch alle Beteiligten, inklusive Bürgerinnen und Bürger, von Reallaboren profitieren. Im Zuge

der Energiewende möchten wir durch unsere Erfahrungen die heutigen Reallabore weiterentwickeln. Unsere Empfehlungen berücksichtigen insbesondere die Faktoren (1) Zeit/Dauer, (2) Finanzen und (3) Qualität.

Unsere Empfehlungen lauten:

1. Längerfristig angelegte regulatorische Experimentierräume in Eigenverantwortung einzuführen.

Durch die Langfristigkeit, zum Beispiel zehn Jahre, können (1) Konzepte und Technologien in den Reallaboren ausreichend gut realisiert werden, (2) hinsichtlich sich ändernder Gegebenheiten beispielsweise in der Energiewirtschaft adaptiert sowie erprobt werden, und (3) kann für mehr Planungssicherheit, zum Beispiel finanziell, gesorgt werden.

2. Die Einführung finanzieller Anreize, wie Vergütungstöpfe zur Finanzierung der Vorbereitung eines Reallabors mit einem größeren Forschungsverbund (zum Beispiel Prüfung der Realisierbarkeit bezüglich der Partizipation von Kunden) sowie auch für Reallabore mit längerfristigen Zeiträumen.

3. Die Vereinfachung von Prozessen, zum Beispiel Genehmigung einer regulatorischen Innovationszone (das heißt eines Reallabors) im Rahmen der Forschungsantragsstellung. Mit Antragsgenehmigung erfolgt beispielsweise die Zulassung eines solchen Reallabors (zum Beispiel Öffnung des Rechtsrahmens).

4. Die Ausweitung von rein digitalen/technologischen **Reallaboren auf das systemische Zusammenwirken** vielfältiger Komponenten (zum Beispiel adaptive Security und Governance-Prinzipien) und deren Nutzer (zum Beispiel Partizipationsmöglichkeit mit Technologien in Marktmechanismen).

Unser heutiges Energieversorgungssystem ist historisch gewachsen und mit ihm auch seine Regularien sowie Kosten- und Anreizsysteme. Das Gelingen der Energiewende erfordert neben dem Erforschen von Theorien und Methoden speziell deren Erprobung in der Praxis. Reallabore bieten hierfür die ideale „Spielwiese“. Während heutige praktische Umsetzungen von wissenschaftlichen Theorien oder Feldversuche stark durch speziell regulatorische Rahmenbedingungen eingeschränkt sind, muss der Gesetzgeber hier Möglichkeiten schaffen, auch neue Wege in der Praxis erproben zu können. Im Zuge dessen bedarf es einer zielgerichteten Ausgestaltung der Reallabore, um das systemische Denken, das Zusammenwirken vielfältiger Komponenten als auch das Integrieren von Bürgerinnen und Bürgern sowie Netzbetreibern zu ermöglichen. Des Weiteren hemmt das präventive Eingreifen der Regulierungsbehörden auf zu starke Weise die Effizienz und Innovation. Daher sollten die Reallabore die Regulierungsbehörden in die Lage versetzen, auf empirischer Basis einzugreifen, um so das volle Potenzial der Innovationszone auszuschöpfen.

Hintergründe

Zellularität

► Seite 32

Vielfältige C/sells-Lösungen erweitern bestehende Ansätze der Energiewirtschaft und können in **Zellfunktionen** kategorisiert werden. Diese Zellfunktionen ermöglichen die Teilhabe von kleinteiligen, dezentralen Erzeugern und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen.

Partizipation zur Stärkung der Energiewende

In vielen C/sells-Zellen wird explizit eine Partizipation der Bürgerinnen und Bürger an der Energiewende ermöglicht. Diese Zellen haben zum Teil die vorrangige Funktion, die Partizipation und Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger an der Energiewende zu stärken. Wie in Kapitel 3.5 beschrieben, umfasst Partizipation aktive Handlungsmöglichkeiten wie die Umsetzung von Anlagen im direkten Umfeld der Akteure, das Ermöglichen gemeinschaftlichen Handelns, etwa im Austausch von Energie und Information, die finanzielle Beteiligung und die Beteiligung an der technischen und organisatorischen Gestaltung der Energiewende. Diese Punkte werden auf verschiedenen Dimensionen in C/sells adressiert:

Aktive Beteiligung am Flexibilitäts- und Energiehandel: Mit Ausgestaltung von neuen Handelsplattformen eröffnet C/sells dezentralen Erzeugern und Verbrauchern neue Beteiligungsmöglichkeiten. Dazu zählen unter anderem die Flexibilitätsplattformen und der Blockchain-basierte Handel von Grünstromzertifikaten.

Beteiligung an Erneuerbaren und Speicher innerhalb eines Quartiers: Darüber hinaus werden bei C/sells Konzepte zur Ausgestaltung und Betrieb von Liegenschaften und Quartieren erstellt und in Piloten umgesetzt. In solchen Zellen erhalten Verbraucher die Möglichkeit, sich an Investitionen in Erneuerbare oder Speicher zu beteiligen oder von solchen Investitionen im Rahmen von Contracting-Lösungen oder Mieterstrommodellen zu profitieren. Der Besitz von Immobilien ist damit keine Grundvoraussetzung mehr für eine Investition, und es können Skaleneffekte gehoben werden. Ein etwas anderes Modell verfolgt die Zelle Franklin. Durch die Anbindung der Gebäude an das Nahtemperaturnetz und die Fernsteuerbarkeit der dezentralen Wärmespeicher der Gebäude, entsteht in Kombination mit dezentraler Einspeisung von Erneuerbaren eine innovative Wärmezelle.

Zu diesen Piloten zählen die Intelligente Wärme der Stadtwerke München, das Quartiersprojekt Franklin der MVV und die IKT-Siedlung Hohentengen.

Eigennutzung und Vermarktung von Photovoltaikanlagen: Zusätzlich ermöglicht die informatorische Einbindung von Photovoltaikanlagen in das IIS eine höhere Transparenz von Erzeugung und Verbrauch und damit eine Optimierung des Verbrauchers.

Informationskampagnen für Bürgerinnen und Bürger: C/sells leistet einen starken Beitrag, um die neuen Möglichkeiten, an der Energiewende teilzuhaben, in der breiten Öffentlichkeit ins Gespräch zu bringen. So werden Grundlagen geschaffen, um den zellulären Ansatz zu verbreiten und damit einhergehende neue Energiekonzepte realisieren zu können. Beispielweise wurde im Tramtalk in München Kurzvorträge über C/sells gehalten oder im Lab Noir der Inselbetrieb und der Netzwiederaufbau bei zwei Wohnhäusern in Leimen demonstriert.

Die vielfältigen Maßnahmen machen die Energiewende auf verschiedenen Dimensionen greifbarer für die Verbraucher und stärken damit die Partizipation der Energiewende.

Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in der Zelle

Zellen können einen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Zelle anstreben. Dazu kann der Betrieb der zur Zelle zugehörigen Elemente (beispielsweise Erzeugungseinheiten, P2H-Anlagen, Speicher) entsprechend optimiert werden. Entweder optimieren sich die Zellakteure nach einem Preissignal (regionalisierter Handel), oder eine zentrale Instanz innerhalb der Zelle optimiert die Elemente zu zuvor festgelegten Konditionen der Zellakteure. Die Optimierung kann dabei nicht nur Kostenaspekte berücksichtigen, sondern auch weitreichendere Wohlfahrtsaspekte. Beispielsweise können durch eine Analyse der Bedingungen innerhalb der Zelle und eine stärkere Beteiligung der Zellakteure maßgeschneiderte Lösungen entworfen, zusätzliche Investitionen getätigt und die lokale Wertschöpfung gestärkt werden. Das Beispiel Franklin zeigt auf, wie bei einem der größten Konversionsprojekte in Südwestdeutschland innovative Konzepte aus Wärme-, Strom- und Mobilitätsanwendungen entstehen, die für ein vernetztes, interaktives Energiesystem der Zukunft auf Zellebene stehen.

Stadtquartier FRANKLIN: connected powerful

Der zelluläre Ansatz in C/sells wird im Rahmen der Stadtquartiersentwicklung Franklin in Mannheim mit einem zweistufigen Konzept der Organisation von Energiezellen umgesetzt. Mit Unterstützung des Infrastrukturbetreibers MVV Energie entsteht hier Wohnraum für etwa 9.000 Bewohner mit einem innovativen Sektorenverbund aus Wärme-, Strom- und Mobilitätsanwendungen.

Schwerpunkte sind Prozesse zum lokalen Energiemanagement im Quartier in Interaktion mit den Liegenschaften sowie die Marktintegration von Energie und Flexibilität auf Basis einer modernen und sicheren Messinfrastruktur für hochaufgelöste Messdaten.

Das zweistufige Konzept von Energiezellen basiert auf der Energieinfrastruktur als autonom geregelter Systeme in Quartier und Gebäuden sowie einer Smart-Infrastructure-Plattform – auch als IoT-Plattform (Internet of Things) bezeichnet. Dieses zweistufige Energiesystem wird in der Weise geregelt, dass Gebäude-Energiemanagementsysteme Energie und Flexibilität sowie Systemdienstleistungen im Stadtquartier bereitstellen können. Die Smart Infrastructure Plattform nutzt diese zusätzliche Flexibilität in Verbindung mit den direkt im Stadtquartier gesteuerten Anlagen (PV-Anlagen, Power-to-Heat-Anlagen, Heizpufferspeicher, Ladepunkte der Elektromobilität), um im Verbund von Strom und Wärme die Energieflüsse im Stadtquartier effizient unter Nutzung von EE zu regeln. Grundlage ist eine breite Durchdringung mit hochauflösendem Monitoring von Verbrauchsdaten (High Resolution-Monitoring; HR-Metering).

Zusätzlich kann die Flexibilität des Stadtquartieres durch die Gestaltung einheitlicher Prozesse und Schnittstellen auch über verschiedene regionale und überregionale Handlungsmöglichkeiten an Markt- und Netzakteure vermarktet werden (siehe Zellfunktion „Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität“).

Regionale Energieprodukte

In Zellen können regionale Energieprodukte vermarktet werden. Diese können innerhalb einer Zelle oder zwischen Zellen gehandelt werden. Als Akteure in Zellen sind Stromhändler, Prosumer oder Plattformbetreiber vorstellbar. Mit diesen neuen Energieprodukten sollen die Partizipation der Bürgerinnen und Bürger gestärkt, Anreize für einen lastnahen EE-Ausbau oder eine Stärkung der lokalen Wertschöpfung erreicht werden. Regionale Energieprodukte aus Zellen werden in verschiedenen C/sells-Zellen umgesetzt. In der „WIRcommunity“ werden beispielsweise kleine Strommengen regional gehandelt.

Die „WIRcommunity“

Photovoltaikanlagen in verschiedenen Größen und Umgebungen (Prosumer, Gewerbe, Freifläche) werden in den lokalen „WIRcommunity“-Markt integriert. Bei der Konzeptionierung und Implementierung der „WIRcommunity“ durch WIRCON und die OLI Systems GmbH kommt Blockchaintechnologie als Basisinfrastruktur in Verbindung mit der Komponente des intelligenten Messsystems zum Einsatz. Ziel ist es, kleine Strommengen lokal und viertelstundengenau zu handeln, die Ergebnisse zu dokumentieren und die dazugehörigen Prozesse zu automatisieren.

Über das Smart Meter Gateway werden Anlagen- und Zählerdaten fälschungssicher allen Beteiligten zur Verfügung gestellt, um Prozesse dezentral über Smart Contracts zu automatisieren. Zu diesen zählen etwa die Integration von Prognosen, das Einsammeln der Gebote, die Abwicklung der Markträumung sowie die Dokumentation der Strommengen auf Verbraucher- und Produzentenseite im 15-Minuten-Takt.

Der lokale Markt der „WIRcommunity“ ist technisch gesehen sehr leicht skalierbar und kann mit angepassten Marktregeln und ansonsten kaum veränderter Infrastruktur auch in anderen Regionen als „lokaler Markt“ eingesetzt werden. Auch eine direkte Kopplung mehrerer lokaler Märkte ist denkbar. Ebenso wird untersucht, ob sich neben „Kilowattstunden“ auch komplexere Flexibilitätsprodukte mit der beschriebenen Architektur handeln lassen.

Netzwiederaufbau / Inselbetrieb als Systemdienstleistung

Mit nur etwa 15 Minuten pro Jahr sind Versorgungsunterbrechungen in Deutschland eine Seltenheit. Damit das angesichts der Umstellung von großen, zentralen konventionellen Kraftwerken auf kleinteiligere EE auch in Zukunft so bleibt, werden im Rahmen von C/sells Konzepte zum Inselbetrieb und lokalem Netzwiederaufbau entwickelt. Durch die entwickelte Zellarchitektur kann bei einem Netzausfall ein Versorgungsgebiet automatisch getrennt und lokal versorgt werden. Zum Wiederaufbau des Netzes werden Netznutzer Schritt für Schritt mithilfe des Basisinstruments Abstimmungskaskade wieder zugeschaltet. Sobald das Netz wiederaufgebaut ist, kann das Freigabesignal über das Smart Meter Gateway zur Steuerbox im Haushalt weitergegeben werden. Dieser Ablauf wurde in Leimen im Rahmen von C/sells bereits erfolgreich demonstriert.

Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität über Flexibilitätsplattformen

Mit einer stärkeren Dezentralisierung der Erzeugung verlagern sich auch die Anbieter von netzdienlicher Flexibilität in niedrigere Spannungsebenen. Neue nachfrageseitige Flexibilität im Rahmen der Sektorkopplung verstärkt diese Verlagerung zusätzlich. Zuvor wurden Redispatchmaßnahmen in Form von Eingriffen bei konventionellen Kraftwerken größer zehn Megawatt organisiert. Neue Ansätze und Prozesse, die eine Nutzung der kleinteiligeren Flexibilität ermöglichen, werden aktuell diskutiert. Eine Reduktion der Redispatchgrenze auf 100kW im Rahmen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes war ein erster Schritt. Der Handel von netzdienlicher Flexibilität über eine Flexibilitätsplattform ist eine Weiterentwicklungsmöglichkeit. Bei dieser kann über eine zentral organisierte Plattform je netzspezifischer Gebotszone netzdienliche Flexibilität angeboten werden. Die Zellen stellen somit den Netzbetreibern regionale und dezentrale Flexibilität „marktbasiert“ zur Verfügung. Mehr zu den Flexibilitätsplattformen im Kapitel „Flexibilität“.

Aggregation von Daten zur Komplexitätsreduktion

Das Volumen der erhobenen Daten in der Energiewirtschaft steigt kontinuierlich an. Das beruht zum einen darauf, dass mehr kleinteilige Netznutzer, die einzeln abgerechnet werden, am Netz angeschlossen werden. Zum anderen gibt es im Rahmen des Rollouts der intelligenten Messsysteme und darauf aufbauenden Smart-Home-Produkten neue Technologien, die eine detailliertere Datenerhebung ermöglichen.

Das Datenaufkommen ermöglicht eine bessere Koordination der dezentralen Energieversorgung. Erzeugungs- und Netzauslastungsprognosen können präzisiert werden, Flexibilisierungspotentiale identifiziert und systemwirksam eingesetzt werden.

Gleichzeitig sind die bestehenden Prozesse nicht für die Menge an Daten ausgelegt. Allgemein erscheinen zwei Ansätze sinnvoll, um diese Komplexität zu handhaben. Entweder bleiben die bestehenden Prozesse und Verantwortlichkeiten erhalten, und es wird in einem Zwischenschritt aggregiert (beispielsweise durch einen Drittanbieter). Oder die Prozesse und Verantwortlichkeiten werden stärker auf einer dezentralen Ebene verortet und damit der dezentralen Erzeugungsstruktur angepasst.

Beide Ansätze werden durch den zellulären Ansatz als grundlegendes Konzept im Rahmen von Flexibilitätsplattformen, Quartierslösungen und regionalem Handel als Instrumente in C/sells verfolgt. Dabei wird eine Einbindung von kleinteiliger Erzeugung und kleinteiligem Verbrauch unter der Berücksichtigung des Netzzustands auf niedrigeren Spannungsebenen realisiert. Die verfügbaren Erzeugungsmengen und dezentralen Flexibilitätspotentiale können so im Gesamtsystem gehandelt werden. Die Verbrauchs-, Erzeugungs- und Netzdaten werden dazu auf der niedrigeren Ebene ausgewertet, zum Teil auch abgerechnet beziehungsweise gebündelt, um auf regionaler Ebene und im Gesamtsystem für Systemdienstleistungen, Engpassmanagement oder Stromhandel genutzt zu werden. Zusätzlich trägt die Direktverteilung von Strom dazu bei, die Leitungsverluste im Netz zu minimieren.

Systemdenken

Eine ganzheitliche Betrachtung ist notwendig

Bis zur Mitte des Jahrhunderts wird unsere Energieversorgung auf der Nutzung Erneuerbarer Energien basieren. Die damit einhergehende Transformation des Energiesystems führt zu erheblichen Veränderungen in der Strom- und Wärmeversorgung sowie im Mobilitätssektor. Die höhere Volatilität der Stromerzeugung, insbesondere aus Wind- und Sonnenenergie, erfordert eine bessere Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch und/oder die Speicherung von Energie. Strom und Wärme werden einerseits verstärkt lokal erzeugt, wie beispielsweise von Haushalten. Andererseits nimmt aber auch die lastferne Stromerzeugung in Meeren und ländlichen Regionen zu. An die Stelle von wenigen Hundert Kraftwerken treten Millionen von mittleren und kleinen Anlagen. Diese sind jedoch nicht an der Hoch- und Höchstspannung angeschlossen, sondern in den unteren Spannungsebenen. Auf der Verbrauchsseite schreitet die Elektrifizierung der Sektoren Wärme, Kälte sowie Mobilität voran und neue Speicherlösungen werden entwickelt. Das Zusammenwachsen der Sektoren führt zur Notwendigkeit, nicht einzelne Aspekte des Energiesystems separat zu betrachten, sondern in ihrer Gesamtheit. Dazu zählen auch Fragen der Finanzierung, Förderung, Verursachergerechtigkeit sowie Verteilungswirkungen. Dies bezeichnen wir als Systemdenken.

Sektorkopplung vorantreiben und einen regulatorischen Rahmen schaffen

Die Energiewende ist nicht nur eine Stromwende, sondern umfasst alle Sektoren auf der Erzeugungs- und Anwendungsseite, in denen Energie benötigt wird. Zu diesen gehören auch die Sektoren Wärme, Kälte und Mobilität inklusive flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe. Es ist daher nicht ausreichend, einzelne Sektoren getrennt voneinander zu betrachten. Der Übergang zu einer Energieerzeugung mit (gehäuft auftretenden) Grenzkosten nahe Null mit großen Anteilen erneuerbarer Erzeugung, die zudem häufig nicht bedarfsgerecht gesteuert werden können, führt zur Notwendigkeit, Energie dann zu nutzen, wenn sie verfügbar ist. In Zeiten von Überschüssen und Knappheiten kann Energie gespeichert beziehungsweise aus dem Speicher entnommen und/oder mit anderen Zellen ausgetauscht werden. Die Nutzung von Energie und Flexibilität darf sich jedoch nicht auf einzelne Energieträger und Sektoren beschränken, sondern muss gesamtheitlich gedacht werden, um die Erreichung der gesteckten Klimaziele zu unterstützen oder erst zu ermöglichen. Die aktuelle Regulatorik steht einer sektorenübergreifenden Nutzung jedoch häufig entgegen. So kann es sinnvoll sein, Strom vermehrt für Anwendungsfälle einzusetzen, bei denen Strom bislang nur in geringem Umfang zum Einsatz kam. Einen solchen Anwendungsfall stellt die Wärmeproduktion (zum Beispiel elektrische Warmwasseraufbereitung) bei beschränkten Netzkapazitäten und lokaler Überproduktion auch im Haushaltssektor dar, um eine Abregelung der Erneuerbaren auf den unteren Netzebenen zu vermeiden. Bislang sind solche Anwendungsfälle nicht wirtschaftlich, da in der Regel für jede Kilowattstunde

Strom die vollen Abgaben und Umlagen bezahlt werden müssen. Das Energiewirtschaftsgesetz sieht zwar mit Paragraph 13 Abs. 6a EnWG eine Regelung für Power-to-Heat-Anwendungen vor, allerdings ist dessen Anwendungsbereich zu eng gefasst.

Wir empfehlen, systemische Analysen durchzuführen, die alle Sektoren sowohl auf der Erzeugungs- als auch der Anwendungsseite gesamtheitlich betrachten. Die auf dieser Basis gewonnenen Erkenntnisse sollten zu einer gezielten Anpassung der aktuellen Regulatorik sowie zur Auswahl neuer Fördermaßnahmen genutzt werden. Nur so lässt sich ein effektiver und effizienter Einsatz der Ressourcen im Gesamtsystem realisieren. Innovative Betriebskonzepte, die das Gesamtsystem unterstützen sowie ökonomisch und ökologisch sinnvoll sind, müssen sich in einem regulierten System langfristig auszahlen.

Gegen dezentrale Versorgungskonzepte, wie zum Beispiel Eigenversorgungs- und Quartierslösungen, wird in öffentlichen Diskussionen häufig entgegengebracht, dass diese zu Umverteilungseffekten führen und insbesondere ökonomisch Bessergestellten zu Gute kommen. Hintergrund ist, dass je nach Anwendungsfall bestimmte Abgaben und Umlagen beim Strombezug oder -verbrauch nicht im vollen Umfang bezahlt werden müssen, zum Beispiel die Netzentgelte und die EEG-Umlage. Dies führt dazu, dass die Kostenlast für die übrigen Bürgerinnen und Bürger steigt, wenn die gesellschaftlichen Einsparungen diese Kosten nicht kompensieren, beispielsweise durch vermiedene Einspeisevergütungen und Marktprämienzahlungen. Bei den Diskussionen wird häufig vernachlässigt, dass die aktuellen Entgeltsysteme das Ergebnis eines durch fossile Brennstoffe dominierten Energiesystems sind, in dem die Erzeugung jeder zusätzlichen Kilowattstunde mit Kosten verbunden ist und Energie zentral transportiert und verteilt wird. Die Energiewende führt jedoch mancherorts und zeitweise zu einem Null-Grenzkosten-System. Dieser Effekt wird sich in Zukunft noch verstärken. Dies stellt die Sinnhaftigkeit der Energiemenge als Bezugsgröße für Entgelte in Frage. Vielmehr steht die Flexibilität hinsichtlich des Bezugs von Leistung zu konkreten Zeitpunkten (zum Beispiel bei geringer Einspeisung von Erneuerbaren) im Mittelpunkt. Zielorientierte Preismechanismen müssen dies besser adressieren.

Um die Verursachungsgerechtigkeit bei den Abgaben, Umlagen und Entgelten zu erhöhen, empfehlen wir, die bestehenden Abgaben-, Umlagen- und Entgeltsysteme zu reformieren und bei Bedarf anzupassen. So könnte sich deren Höhe stärker an der eingespeisten oder bezogenen Leistung zu gewissen Zeitpunkten orientieren und somit das Gesamtsystem unterstützen. Insbesondere sollten bei Flexibilitätsabrufen durch die Netzbetreiber den Flexibilitätsanbietern keine zusätzlichen Kosten entstehen (siehe nächste Empfehlung). Bei diesen Anpassungen müssen auch soziale Umverteilungseffekte berücksichtigt und auf ein notwendiges Minimum begrenzt werden. Im Ergebnis wird die Kostenverteilung verursachungsgerechter und Entsolidarisierungsdebatten werden vermieden.

Erzeugungs- und verbrauchsseitige Flexibilität erschließen

Die Abgaben, Umlagen und Entgelte nehmen auch bei der Erschließung erzeugungs- und verbrauchsseitiger Flexibilität eine wichtige Rolle ein. Viele unterschiedliche Akteure sind heute und in Zukunft auf Flexibilität angewiesen. So brauchen Verteilnetzbetreiber Flexibilität, um den Netzausbau bis auf das letzte Kilowatt zu vermeiden und dem unmittelbaren Netzausbaubedarf zeitlich entgegenzuwirken, insbesondere in Regionen mit hohem Anteil von EE oder neuen Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen. Auch Übertragungsnetzbetreiber benötigen Flexibilität, um beispielsweise Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen oder um Engpässe zu beheben. In Zukunft reicht es nicht aus, nur große Erzeugungsanlagen als Flexibilitätsbereitsteller zu berücksichtigen.

Um den zukünftigen Bedarf an Flexibilität zu decken empfehlen wir, sowohl erzeugungs- als auch verbrauchsseitige Flexibilität zu nutzen und eine transparente Preisbildung für diese Flexibilität zu ermöglichen. Die C/sells-FlexPlattformen stellen hierfür eine geeignete Lösung dar. In Bereichen mit ausreichender Liquidität sollten bei diesen Plattformen Marktmechanismen zum Einsatz kommen, in Regionen mit geringer Liquidität sollten angemessene regulierte Mechanismen den Preis bestimmen. Weiterhin sollten zeitnah die notwendigen regulatorischen Schritte eingeleitet werden, um Betrieb und Nutzung von FlexPlattformen rechtssicher zu regeln. Die Nutzung der FlexPlattformen sollte unter anderem in der Anreizregulierung verankert werden.

Einheitliche und industriennahe Standards für eine effiziente Transformation

Der bidirektionale Austausch von Energie und Information zwischen Zellen bis auf Gebäudeebene kann nur gelingen, wenn die zugehörige Infrastruktur auf Basis der Digitalisierung modernisiert wird. Energie- und Informationsnetze sind also gemeinsam zu denken und benötigen zur Gewährleistung von Massenfähigkeit Standards. Diese gewährleisten Interoperabilität und Wirtschaftlichkeit. Sie sichern aber sogleich gemeinsame Regeln, um trotz Zellularität mit vielfältigen autonomen Handlungen innerhalb und zwischen Zellen die Stabilität im Gesamtsystem und den notwendigen Grad an Flexibilität im Energiesystem zu gewährleisten. Die Anforderung zum Informationsaustausch und zur Gestaltung von Interoperabilität begleitete die Akteure im Energiesystem schon mit der Umsetzung der Entflechtung von Markt und Netz zu Beginn des 21. Jahrhunderts. Ohne die sich damals bildende edna-Initiative¹ und die hieraus resultierenden Prozesse und Protokolle zwischen Netz und Markt wäre die Entflechtung nicht wirtschaftlich zu vollziehen gewesen. Mit der durch EE zunehmenden Dezentralität und Partizipation vielfältiger Akteure bis in die Liegenschaften

¹ Der edna Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e. V. beschäftigt sich mit standardisierten Kommunikationsprozessen und der Interoperabilität beteiligter IT-Systeme.

entstehen neue Anforderungen zur Massenfähigkeit einer wirtschaftlichen, automatisierten Anlagenkommunikation. Die notwendige messtechnische Überwachung und die Steuerbarkeit der Anlagen im Kontext von dezentralem Energiemanagement und Einbindung in Netz und Markt erfordern die Weiterentwicklung und Nutzung von Standards sowie die Gewährleistung von Sicherheit. Das intelligente Messsystem bildet eine wichtige Grundlage zur sicheren Kommunikation mit den Anlagen. Zur Ausgestaltung der notwendigen Kommunikationsprotokolle über diesen Weg bis zu den Anlagen und Geräten stehen nationale und internationale Normungsgremien bereit. Dabei steht Deutschland beim Thema Digitalisierung im internationalen Wettbewerb mit anderen Industrienationen. Dieser Wettbewerb kann nur erfolgreich gestaltet werden, wenn die Kompetenz dieser Gremien umfassend genutzt wird.

Wir empfehlen deshalb, dass seitens der Politik durch den im Rahmen der von BMWi und BSI moderierten Task Force Smart Grid / Smart Metering / Smart Mobility nur die Anforderungen an die sichere, standardisierte Kommunikation und an die zugehörige Architektur vorgegeben werden. Dabei ist eine sektorübergreifende Systembetrachtung zu berücksichtigen. Zusätzlich ist eine Roadmap zu definieren, die einen zeitlichen Plan zur Umsetzung vorgibt. Die Spezifikation und die Umsetzung der daraus folgenden Maßnahmen für die Standardisierung müssen in der Kompetenz der nationalen und internationalen Industrie liegen, anstatt die technische Spezifikation von Maßnahmen in die Hände von Behörden zu geben.

Flexibilität

Die steigende Durchdringung neuer EE-Anlagen sowie der Ausbau von Technologien wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen führen zu höheren Netzbelastungen. Hierbei stellt die räumliche Trennung von Erzeugung und Verbrauch eine Herausforderung dar, welcher mit der Optimierung, Verstärkung oder dem Ausbau der Netze begegnet werden kann. Gleichmaßen sind aber auch zeitliche Disparitäten zwischen Erzeugung und Verbrauch und kurzzeitige Leistungsspitzen möglich. Für deren Handhabung und eine sichere und effiziente Bewirtschaftung der Stromnetze bedarf es des Einsatzes flexibler Leistung. Dabei wird Flexibilität aus kleinen, dezentralen Anlagen, die individuell angesteuert werden können, immer wichtiger.

Um diese Flexibilität effektiv und effizient nutzen zu können, ist eine Kommunikationsanbindung über intelligente Messsysteme und neue Mechanismen für die Erschließung, Koordination und Vergütung von Flexibilität erforderlich. Der Smart Meter Rollout ist das Werkzeug, um Flexibilität zu erschließen und für einen netzdienlichen Einsatz nutzbar zu machen. Plattformen bieten sich für die Erschließung von Flexibilität an, da durch sie die Prozesse zwischen vielen Akteuren effizient ausgestaltet, die Transaktionskosten reduziert und Synergieeffekte gehoben werden können. Sie können überdies einen gemeinsamen Branchenstandard definieren und so Interoperabilität schaffen.

Marktbasierte Systeme sind dahingehend sinnvoll, Preise für Flexibilitätsoptionen dort zu ermitteln, wo ein kostenbasierter Redispatch nicht möglich ist. Dies kann an der Vielzahl unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen oder der Komplexität der zugrundeliegenden Prozesse (zum Beispiel in Industrieprozessen) liegen.

Wir empfehlen, das in C/sells entwickelte marktbezogene FlexPlattform-Konzept als möglichen Mechanismus zur Auswahl, Koordination und Preisfindung vor allem von verbrauchsseitiger Flexibilität bei der Umsetzung von Artikel 32 der Strommarkt-Richtlinie (RICHTLINIE (EU) 2019/944, L 158/125) in das deutsche Rechtssystem regulatorisch zu berücksichtigen. Insbesondere bei verbrauchsseitiger Flexibilität ist ein kostenbasierter Ansatz (vgl. Redispatch) aufgrund der individuellen Prozesse nicht möglich.

Bei der Integration von FlexPlattformen in den Strommarkt ist das Risiko eines Marktmissbrauchs zu minimieren und so zu gestalten, dass die volkswirtschaftlichen Vorteile überwiegen. Die verschiedenen Optionen zur Eindämmung des Marktmissbrauchs, wie sie in C/sells bereits konzeptionell entwickelt wurden, sind mit unterschiedlichen Ausgestaltungsformen der Marktintegration zu untersuchen und im großen Stil zu erproben.

Während FlexPlattformen die Prozesse zwischen den Akteuren effizient regeln, ist für den sicheren und gezielten Zugriff auf Flexibilität eine standardisierte Kommunikationsanbindung erforderlich. Der Zugriff auf die Flexibilität erfolgt daher über das Smart Meter Gateway (SMGW), eine Schaltung über den aufgebauten CLS-Kanal (CLS steht für Controllable Local System). Während sehr hohe Anforderungen an die Sicherheit der SMGW-Infrastruktur gesetzt werden, um unbefugten Zugang zu verhindern, wird nicht geregelt, wie mit sich widersprechenden Steuerungssignalen unterschiedlicher Marktakteure umgegangen werden soll. Zu diesem Zweck empfehlen wir die Entwicklung von Koordinationsmechanismen sowohl auf Betriebs- als auch auf Planungsebene, sodass sich widersprechende Schaltsignale korrekt priorisiert und abgewickelt werden.

Das Projekt C/sells zeigt unter anderem durch die entwickelten Plattformen und durchgeführten Feldversuche, dass das FlexPlattform-Konzept in der Praxis funktioniert. Für eine skalierte Umsetzung bei den Netzbetreibern ist jedoch entscheidend, dass dies nicht nur technisch, sondern auch regulatorisch möglich wird.

Das **heutige (Anreiz-)Regulierungssystem** behindert jedoch die Nutzung von Flexibilität, die über die bestehenden Instrumente (Redispatch, Regelleistung) hinausgehen, da die Kosten von Flexibilitätseinsätzen nicht im gleichen Maß in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden. Dies liegt einerseits am pauschalisierten Risiko im Eigenkapitalzins für Netzinvestitionen und andererseits an der Kopplung von Kosten und Erlösen. Ein Einsatz von Flexibilität im Zeitraum bis zur Fertigstellung des notwendigen und effizienten Netzausbaus oder zur Vermeidung des Netzausbaus auf das letzte Kilowatt sollte daher regulatorisch Berücksichtigung finden. Langfristig sollte das volkswirtschaftliche Optimum zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe – in diesem Sinne der effizientesten Maßnahme aus Optimierung, Verstärkung oder Ausbau der Netze, bestehenden Instrumenten (Redispatch, Regelleistung) und Flexibilität – erreicht werden.

Wir empfehlen, die Auswirkungen von Flexibilität auf die Kosten im Vergleich zu alternativen Maßnahmen praktisch und modellgestützt zu untersuchen, um eine Systematik zur Ermittlung des volkswirtschaftlichen Kostenunterschieds von Flexibilitätsabrufen zu alternativen Maßnahmen zu entwickeln (vgl. Drei-Prozent-Regel bei Spitzenkappung in der Netzplanung). Wir empfehlen, daraus eine Anwendungshilfe für Netzbetreiber zu entwickeln, um den Einsatz von Flexibilität in Netzplanung und Betrieb zu vereinfachen.

Wir empfehlen, dass auch ein zukünftiges Regulierungssystem die Digitalisierung bestmöglich nutzt. Dafür müssen (auch kleinere) Netzbetreiber bereits heute angereizt werden, die notwendige digitale Infrastruktur aufzubauen, um daran partizipieren zu können.

Die Energiewende ist bei hohen Anteilen von EE ohne **Digitalisierung** und die dadurch mögliche Abstimmung zwischen Erzeugung und Verbrauch nicht effizient möglich. Flexibilität ist überall verortet – sowohl im städtischen als auch im ländlichen Raum. Dabei ist eine Steuerung dieser Anlagen nur bei ausreichender Verbindungsgeschwindigkeit und -qualität der Telekommunikation möglich. In vielen Regionen ist die Netzabdeckung jedoch teilweise noch unzureichend, wodurch eine Anbindung von dezentralen Anlagen nicht möglich oder sehr teuer ist.

- **Wir empfehlen** daher, den Breitbandausbau im Sinne der Energiewende voranzutreiben und insbesondere auch Regionen zeitnah zu erschließen, die aus Sicht der Flexibilitätserbringung relevant sind.

Der **Abruf von Flexibilität**, zum Beispiel über FlexPlattformen, ist heute zwar formaljuristisch nach Paragraph 13 und Paragraph 14 EnWG auch für Verteilnetzbetreiber zulässig, birgt jedoch noch Hürden für alle Beteiligten, zum Beispiel in Form von fehlenden Anreizen. Dies gilt sowohl für die Anbieter als auch Nachfrager von Flexibilität.

- **Wir empfehlen**, die Netzentgeltsystematik für erbrachte Leistung im Zuge von Flex-Abrufen so anzupassen, dass diese keine zusätzlichen Kosten für Flexibilitätsanbieter (zum Beispiel durch Leistungsentgelte oder atypische Netznutzung nach Paragraph 19 StromNEV) verursachen.

Grundsätzlich entstehen durch Flexabrufe keine zusätzlichen Kosten bezüglich Paragraph 19(2) StromNEV, da durch Paragraph 19(2) lediglich der Strombezug nach bestimmten Kriterien privilegiert wird.

Die Nutzung von Flexibilitäten kann jedoch zu einem veränderten Lastverhalten, beispielsweise durch eine Verminderung des Strombezuges aus dem Netz, führen. Dann kann es sein, dass der Flexanbieter seine Privilegierung nach Paragraph 19(2) verliert und somit erhebliche Mehrkosten für die Netznutzung tragen muss. Im Endeffekt vermindert dies den Kreis der Flexanbieter.

Eine einfache Lösung für beide Fragestellungen (Leistungsentgelte / Paragraph 19(2)) wäre hier, dass die Erzeugungszeitreihe beim Netzbezug berücksichtigt wird. Damit wird der Flexanbieter so gestellt, als ob es den Flexibilitätsabruf nicht gegeben hätte. Darüber hinaus wird sichergestellt, dass bei der Verminderung der Erzeugung keine Mehrkosten durch Leistungsentgelte berechnet werden. So wird im Falle des Hochfahrens der Erzeugung verhindert, dass der Flexanbieter seine Privilegierung nach Paragraph 19(2) verliert.

- Zudem sollte die Nutzung über Flex-Plattformen bei der Überarbeitung des Paragraphen 14a EnWG berücksichtigt werden. Bereits kontrahierte und verfügbare Flexibilität über Paragraph 14a EnWG könnte so volkswirtschaftlich sinnvoll auch für vorgelagerte Netzebenen eingesetzt werden. Dies wird insbesondere vor dem Hintergrund der steigenden Zahl verteilter Verbraucher (Elektrofahrzeuge, elektrische Speicherheizungen & Wärmepumpen) sowie deren individueller Steuerung relevant.

In einer erneuerbar und dezentral geprägten Energiezukunft wird Flexibilität als wichtige Stellschraube fungieren. Die hierfür notwendigen Voraussetzungen haben wir in C/sells erarbeitet. Die obigen Forderungen zeigen jedoch, dass wir in regulatorische und prozessualer Hinsicht Weiterentwicklungsbedarf sehen.

Energiewende-Praxis

Die Demonstrationszellen in C/sells waren über alle beteiligten Bundesländer verteilt und hatten – entsprechend der jeweiligen Konsortialpartner – verschiedene Fragestellungen im Fokus. Auch Umfang der Versuche und die Art der Anwendbarkeit in der Praxis waren teils sehr unterschiedlich. Angefangen bei der Umsetzung des Smart-Meter-Rollouts bis hin zur Anbindung von Power-To-Heat-Anlagen an ein Optimierungssystem gestaltete sich das Feld der Demonstrationszellen sehr breit.

Als sehr hinderlich erwies sich die mangelnde Verfügbarkeit von zertifizierten intelligenten Messsystemen. Viele Zellen entschieden sich für eine starke Verschlangung der Vorhaben, etwa durch Reduzierung der auszubringenden Geräte und Verwendung von nicht zertifizierten Geräten. Darüber hinaus stellte die Nutzung der Steuerfunktion aufgrund fehlender Lösungen eine große Hürde dar. In der Regel handelte es sich um eine grundlegende, gemeinsame Neuentwicklung von Herstellern und Anwendern, die ursprünglich im Projektrahmen nicht vorgesehen war und weit über den Leistungsumfang von heute zertifizierten Geräten hinaus geht.

Wir empfehlen, zur zügigen Weiterentwicklung der nun verfügbaren intelligenten Messsysteme zu intelligenten Regelsystemen, den regulatorischen Anreizrahmen zur netzdienlichen Steuerung über Smart Meter Gateways klar auszugestalten. Sind entsprechende Anreize gegeben, werden Industrie, Verbände und Standardisierungsgremien unter Einhaltung der regulatorischen Anforderungen des Gesetzgebers die Steuerfunktion auf Basis intelligenter Messsysteme umsetzen und damit die Rundsteuerung ersetzen. Zur Regelung eines Smart Grids in der Mittel- und Niederspannung werden Smart Meter Gateways die sichere Kommunikationseinheit zu Energiemanagementsystemen in Liegenschaften und Gebäuden. Die Steuerfunktion ist dabei als Ergänzung zu und nicht als integraler Bestandteil von Smart Meter Gateways zu sehen. Somit stellt ein digitaler Netzanschluss zukünftig die marktliche Bewirtschaftung von Anlagen sowie gleichzeitig das Leistungsmanagement durch den Netzbetreiber sicher.

Wir empfehlen zudem eine auf einem verbindlich eingeführten Standard basierende Kommunikation der energetisch relevanten Akteure, welche eine nahtlose Kommunikation zwischen Markt, Netz und den Netzanschlüssen und den dahinter befindlichen Kundenanlagen ermöglicht. Die in C/sells eingebrachte und weiterentwickelte und in C/sells-Demonstrationszellen erfolgreich getestete Arbeit der EEBUS-Initiative insbesondere im Kontext des digitalen Netzanschlusses könnte hierfür als Grundlage dienen.

In vielen Fällen stellt sich allerdings der Zustand der Energieinfrastruktur in Gebäuden als nicht geeignet oder veraltet dar. Gerade bei Mehrparteienhäusern im Bestand sowie in Gebäuden der Industrie und Gewerbe ist es nur mit Aufwand möglich, Anpassungen an den Zählerschränken und Unterverteilungen vorzunehmen. Hier kommt erschwerend hinzu, dass sich die Anlagen im Eigentum des Anschlussnehmers befinden. Dieser müsste im Falle der Ertüchtigung auch die Kosten tragen.

Wir empfehlen deshalb die Einführung eines „Smart-Grid-Ready“-Labels für Gebäude und eine entsprechende Förderung der Ertüchtigung durch den Eigentümer, um eine vollumfängliche Umsetzung eines weiterentwickelten intelligenten Energiesystems gewährleisten zu können. Wir empfehlen ebenso die Einführung des „Smart-Grid-Ready“-Labels für Planer und Planungsprozesse, um eine optimale Integration des Smart-Grid-Gedankens bereits in frühen Projektstadien gewährleisten zu können.

Darüber hinaus ist die Mobilfunkabdeckung – gerade in Kellern – nicht ausreichend für den sicheren Betrieb von Kommunikationssystemen. Oft sind Hausanschluss, Messlokation und steuerbare Anlage räumlich getrennt, sodass zusätzliche Erschließungskosten anfallen würden.

Wir empfehlen eine Förderung von leistungsfähigen, an den örtlichen Gegebenheiten orientierten Kommunikationssystemen in den Elektroverteilungen des Eigentümers. Gerade im Hinblick auf die Datendichte der angestrebten Geschäfts- und Kommunikationsprozesse des zukünftigen Energiesystems weisen wir auf eine eingeschränkte Umsetzbarkeit bei Verbleib im Status quo hin.

Obwohl alle Demonstrationsprojekte durch umfangreiche und kreative Partizipationsmaßnahmen begleitet wurden, gestaltete sich die Probandenakquise schwierig. Dies gilt für Privathaushalte und Unternehmen gleichermaßen. Ein Großteil der Kunden entschied sich aus ideellen Gründen oder beispielsweise wegen Komfortzugewinn für eine Teilnahme. Gerade Industriepartner, zum Beispiel Immobilienunternehmen als Vermieter von Gewerbeflächen, konnten in der Regel wegen der geringen beziehungsweise nicht vorhandenen Wirtschaftlichkeit oder etwaiger Schadenersatzverpflichtungen gegenüber Mietern nicht gewonnen werden.

Wir empfehlen, Teilnehmer an einem Forschungsvorhaben als „Early Mover“ anzureizen, anstatt entstandene Nachteile zu entschädigen! Die Energiewende ist eben nicht nur ein technisches Projekt, vielmehr handelt es sich um einen gesellschaftlichen Transformationsprozess der – ähnlich großer Infrastrukturprojekte – kommunikativ begleitet werden muss. Wir empfehlen eine großangelegte Kampagne des BMWi, die die Ziele, Chancen und Konzepte der Energiewende erläutert.

Der Umbau unseres Energiesystems hin zu einer dezentralen Architektur verändert neben der Erzeugerstruktur und den Lastflussrichtungen auch die Markt- und Kommunikationsprozesse. Künftig muss eine Vielzahl weiterer Akteure mit einbezogen werden, beispielsweise bei Mehrparteienhäusern mit Mieterstromkonzepten, PV-Anlagen, Speichern, Power-To-Heat-Anlagen und Elektroautos. Es ist denkbar, dass die Anlagen eines Gebäudes durch unterschiedliche Marktteilnehmer optimiert und vermarktet werden. Der Netzbetreiber ist dennoch weiter verantwortlich für einen sicheren Netzbetrieb und hat beispielsweise Leistung aus der Liegenschaft für etwaige Netzengpässe über eine FlexPlattform kontrahiert. Eine Koordination aller Interessen wird notwendig sein, wobei die Prozesse für ein derartiges Szenario noch definiert werden müssen.

Wir empfehlen die konsequente gemeinsame Weiterentwicklung der Markt- und Geschäftsprozesse. Dabei muss das System komplett – vom Übertragungsnetzbetrei-

ber bis zur Liegenschaft – gedacht werden. Schnittstellen müssen hinterfragt und an neue Herausforderungen angepasst werden. Die Dezentralisierung der Energieversorgung ist ein Paradigmenwechsel, dieser Schritt gelingt nur durch standardisierte Kommunikation über interoperable IT-Systeme und klare Regeln.

Partizipationsmarketing

Grundvoraussetzung für eine funktionierende Energiewende ist eine gut informierte Bevölkerung, die die Energiewende trägt und im Alltag umsetzt. Um das komplexe Thema „Smart Meter“ für die breite Bevölkerung verständlich zu machen, sind die vielfältigen Chancen und „Energiewende-Gestaltungsmöglichkeiten“, die durch diese Geräte entstehen, in Form einer umfassenden Image- und Partizipationskampagne endkundengerecht aufzuarbeiten. Diese darf nicht nur auf der Imageebene bleiben, sondern die Informationskampagne muss unbedingt von klaren Produkten und Mehrwerten für Endverbraucher sprechen, statt theoretischem Potential für „ein System“. Nur durch eine solche informative Begleitung des technischen Geräte-Rollouts mit einer Werbekampagne werden Smart Meter zum Erfolg.

Über das Thema „Smart Meter“ herrscht derzeit noch weitgehende Unwissenheit bei einem Großteil der zukünftig betroffenen Endkunden. Dieses Unwissen, gepaart mit punktueller negativer medialer Berichterstattung sowie unreflektierten Vergleichen mit Nachbarländern (mit stark abweichenden regulatorischen und technischen Randbedingungen), kann zu einer Verunsicherung und negativen Grundeinstellung hinsichtlich dieser neuen Technologie führen. Dies birgt die Gefahr, dass die Bereitschaft sinkt, aktiv an der Energiewende teilzunehmen.

Hinzu kommt, dass es sich bei „Smart Metern“ um eine komplexe Thematik mit sehr komplizierten regulatorischen und technischen Hintergründen handelt, welche für den Endkunden nicht ohne weitere Vorkenntnisse zu durchdringen ist. Insbesondere die Vorteile, die diese neuen Geräte für den Einzelnen mit sich bringen, sind nicht unmittelbar ersichtlich, größtenteils zum gegenwärtigen Zeitpunkt auch noch nicht als Produkt erhältlich (dynamische Tarife, Anreizsysteme für netzdienliches Laden von E-Autos sowie netzdienliches Anbieten von Flexibilität mit Wärmepumpen, Blockheizkraftwerken und anderen steuerbaren Anlagen) und bedürfen der gesonderten Erläuterung. In der Kommunikation hervorzuheben ist insbesondere auch, dass die Smart-Meter-Infrastruktur über das reine Messwesen im Energiebereich hinaus für viele weitere Anwendungen nutzbar ist – beispielsweise für Mehrwertdienste im Bereich Smart Home, Smart Mobility oder Gesundheit. Die konkreten Ängste der Menschen, beispielsweise vor Hackern, Strahlung und Mehrkosten sind im Speziellen zu adressieren und mit fundierten Argumenten auszuräumen. Dem ist mithilfe einer umfassenden und übergreifend organisierten Informationskampagne entgegenzuwirken.

Beispielhaft kann diese Problematik in zwei C/sells-Zellen aufgezeigt werden:

In der Zelle Ortenau wurden freiwillige Teilnehmer in zwei Wohngebieten gesucht. In einer ersten Akquise-Runde wurden 60 Bewohner aus zwei Straßenabschnitten angeschrieben. Obwohl die Verantwortlichen darauf hinwiesen, dass es ein Forschungsprojekt ist und keine Kosten entstehen, und obwohl sie einen 50-Euro-Einkaufsgutschein in Aussicht stellten, gab es nur eine Zusage. In einer zweiten Akquise-Runde wurden weitere 170 Bewohner angeschrieben. Auch hier waren die Ergebnisse ernüchternd – nur 13 Bewohner hatten zugesagt. In den Telefonaten mit den Teilnehmern zeigte sich, dass sich rund ein Drittel für das Thema interessierte, die anderen lediglich wegen des Einkaufsgutscheins teilnehmen wollen.

Auch in der Zelle Dillenburg in Mittelhessen wurde auf finanzielle Anreize zur Gewinnung von Probanden gesetzt: Ein Zuschuss von 2000 – 2500 Euro beim Kauf eines PV-Speichers wurde bei Teilnahme am C/sells-Feldversuch in Aussicht gestellt. Dieses Angebot führte jedoch lediglich zu zehn Interessenten. In einer zweiten Akquise-Runde durch die EAM Netz GmbH wurde sogar der kostenlose Einbau eines Speichers sowie die kostenlose Demontage bei Projektende in einem kleinen, 45 Haushalte umfassenden Gebiet in Aussicht gestellt. Doch auch hier fanden sich nur zwei Freiwillige. Um die Anzahl an Feldtestteilnehmern zu erhöhen, lief eine begleitende Telefonaktion durch das Partizipationsteam des C/sells-Projekts.

Wir empfehlen, die vom BMWi gestartete Kampagne gezielt auszuweiten und um die speziell im C/sells-Projekts gewonnenen Erkenntnisse bezüglich Planung, Einbau und Betrieb von Smart Metern sowie Endkundenkommunikation zu ergänzen.

Die Vorteile und Hintergründe zum Thema „Smart Meter“ müssen leicht verständlich und anschaulich dargestellt werden. Als Botschaft sollte immer im Mittelpunkt stehen, dass der Endkunde die Energiewende mit Smart Metern aktiv mitgestalten kann. Und das auf Basis einer sicheren und unabhängigen Technologie. Hierzu empfehlen wir konkret, eine Multi-Channel-Kommunikationskampagne auf folgenden Kanälen in die bestehende Kampagne aufzunehmen:

- Instagram
- Facebook
- Fernsehspot
- Plakatwerbung (angelehnt an „Deutschland macht’s effizient“, idealerweise regional ausgesteuert in Abstimmung mit den Messstellenbetreibern)
- Twitter
- Youtube (wird bereits genutzt)
- Radio
- Print-Anzeigen

Konkrete Partizipationsangebote

In C/sells partizipieren Bürgerinnen und Bürger sowie Akteurinnen und Akteure aus Energiewende-Forschung und -Praxis an der Umsetzung der Energiewende beziehungsweise eines intelligenten Energieversorgungssystems mit den politischen Entscheidungsträgern auf Landes- und Bundesebene. Partizipation ist in diesem Kontext jedoch nicht als direkte Teilhabe an Entscheidungsprozessen zu verstehen. Eine Image- und Informationskampagne kann auf einer Informations- oder Beratungsebene als Vorstufe von Partizipation verortet werden. Auch im weiteren Verständnis des Partizipationsbegriffs über die Informationsebene hinaus, findet Partizipation innerhalb C/sells nicht auf einer Mitbestimmungs- oder Entscheidungsebene statt. Partizipation, sprich Teilhabe, ist vor allem in der aktiven Umsetzung der Energiewende beispielsweise in Form der Errichtung von EE-Anlagen und finanzieller, technischer sowie organisatorischer **Beteiligung an der Energiewende** zu sehen. Es findet also zwar keine direkte Mitbestimmung an politischen Entscheidungen statt, es können aber Beiträge eingebracht werden, die einen Einfluss auf politische Entscheidungen haben können. Bürgerinnen und Bürger können beispielsweise in Veranstaltungen mit Vertreterinnen und Vertretern des Gemeinderates und Beschäftigten der Gemeindeverwaltung über die nächsten Schritte der Energiewende beraten. Auf Seite der Forschung und Praxis sind die hier vorliegenden Empfehlungen im Rahmen der EPos zu nennen.

► Seite 128

In vielen C/sells-Zellen wird explizit eine Partizipation der Bürgerinnen und Bürger an der Energiewende ermöglicht. Diese Zellen haben zum Teil die vorrangige Funktion, die Partizipation und Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger an der Energiewende zu stärken. Dabei umfasst Partizipation aktive Handlungsmöglichkeiten wie die Umsetzung von Anlagen im direkten Umfeld der Akteure, das Ermöglichen gemeinschaftlichen Handelns, etwa im Austausch von Energie und Information, die finanzielle Beteiligung und die Beteiligung an der technischen und organisatorischen Gestaltung der Energiewende. Diese Punkte werden in C/sells adressiert:

Aktive Beteiligung am Flexibilitäts- und Energiehandel: Mit Ausgestaltung von neuen Handelsplattformen eröffnet C/sells dezentralen Erzeugern und Verbrauchern neue Beteiligungsmöglichkeiten. Dazu zählen unter anderem die Flexibilitätsplattformen und der Blockchain-basierte Handel von Grünstromzertifikaten.

Beteiligung an Erneuerbaren und Speicher innerhalb eines Quartiers: Darüber hinaus werden bei C/sells-Konzepten zur Ausgestaltung und Betrieb von Liegenschaften und Quartieren erstellt und in Piloten umgesetzt. In solchen Zellen erhalten Verbraucher die Möglichkeit, sich an Investitionen in Erneuerbare oder Speicher zu beteiligen oder von solchen Investitionen im Rahmen von Contracting Lösungen oder Mieterstrommodellen zu profitieren. Der Besitz von Immobilien ist damit keine Grundvoraussetzung mehr für eine Investition, und es können Skaleneffekte gehoben werden. Zu diesen Piloten zählen die Intelligente Wärme der Stadtwerke München, das Quartiersprojekt Franklin der MVV und die IKT-Siedlung Hohentengen.

Eigennutzung und Vermarktung von Photovoltaikanlagen: Zusätzlich ermöglicht die informatorische Einbindung von Photovoltaikanlagen in das IIS eine höhere Transparenz von Erzeugung und Verbrauch und damit eine Optimierung des Verbrauchers.

Informationskampagnen für Bürgerinnen und Bürger: C/sells leistet einen starken Beitrag, um die neuen Möglichkeiten, an der Energiewende teilzuhaben, in der breiten Öffentlichkeit gezielt dort ins Gespräch zu bringen, wo auch C/sells-Demonstrationszellen und -Partizipationszellen verortet sind. So werden Grundlagen geschaffen, um die C/sells-Ideen zu verbreiten und damit einhergehende neue Energiekonzepte realisieren zu können. Beispielweise wurden im Tramtalk in München Kurzvorträge über die Energiezukunft wie bei C/sells skizziert gehalten oder im sogenannten Lab Noir der Inselbetrieb und der Netzwiederaufbau bei zwei Wohnhäusern in Leimen (Rhein-Neckar-Kreis, Baden-Württemberg) demonstriert.

Die vielfältigen Maßnahmen machen die Energiewende auf verschiedenen Dimensionen greifbarer für die Verbraucher und stärken damit die Partizipation der Energiewende

Reallabore

Reallabore sind aus Sicht des BMWi Testräume für Innovation und Regulierung. Hierbei fokussiert die Bundesregierung insbesondere auf digitale Technologien. Das Reallabor selbst ist die letzte von drei Stufen, um im Rahmen von Forschung und Entwicklung digitale Innovationen in zeitlich befristeten Testräumen zu erproben.

Reallabore sind durch drei Eigenschaften charakterisiert:

- Erprobung ist zeitlich und räumlich begrenzt.
- Ausnutzung rechtlicher Gestaltungsspielräume (zum Beispiel Experimentierklausel).
- Regulatorisches Lernen.

Die Schaufensterprojekte der Bundesregierung im Programm SINTEG sind Vorreiter dieser Reallabore und dienen ebenfalls dem Erkenntnisgewinn bei der Erprobung von Innovationen, welche sich in ihrer Ausführung auf die Möglichkeit des aktuellen regulatorischen Rahmens beschränkt. Weitere Beispiele für Reallabore sind einerseits der Test des Paketkopters von DHL, indem es für den Flugverkehr eine Ausnahmegenehmigung bedurfte, und andererseits der Delivery-Robot von Hermes, welcher als autonomes Fahrzeug einer Straßenverkehrszulassung benötigte. In der Wissenschaft wurde der Begriff Reallabor maßgeblich vom Wuppertal Institut geprägt. Vor allem der transformative und transdisziplinäre Charakter wurde seit 2013 in mehreren Projekten ausgestaltet

und begleitet². Im SINTEG-Schaufensterprojekt C/sells fallen der Test und die Erprobung von Flexibilitäts-Plattformen, insbesondere betrieben durch Verteilnetzbetreiber, unter einen zeitlich befristeten und räumlich eingegrenzten Testraum. Laut EnWG sind aktuell nur Übertragungsnetzbetreiber für die Erbringung der Systemdienstleistung Regenergie berechtigt, Plattformen zu betreiben. Somit sind zusammengefasst Reallabore konkrete und lokal verortete Maßnahmen, die regulatorisches Lernen ermöglichen. Weitere Bezeichnungen für Reallabore sind Living Labs, Sandbox, Demonstrationszellen oder Experimentierräume.

Warum benötigen wir eine Anpassung der Reallabore?

Die Schaufensterprojekte der Bundesregierung zur Integration Erneuerbarer Energien sind prototypische Vorreiter von Reallaboren und dienen allein dem Erkenntnisgewinn der technischen und regulatorischen Machbarkeit. Mit mehr als 56 Partnern ist C/sells eines der größten SINTEG-Projekte. Im Rahmen der Antragsphase hat das Projekt einige bedeutende Netzbetreiber und einige Industriepartner verloren. Die Gründe waren vielfältig. Insgesamt konnten fünf Herausforderungen identifiziert werden, so dass Antragssteller vorzeitig aus dem Projekt ausgestiegen sind: (1) der **administrative Aufwand** zur Antragsstellung und (2) der **fehlende finanzielle Anreiz**, an einem Demonstrationsprojekt teilzunehmen. Beispielsweise ging es bei einem Partner um die Ko-Finanzierung einer Testumgebung zur Einbringung von mehreren Hundert Smart Meter Gateways (SMGW). Hieraus hätten Erkenntnisse für die Zertifizierung und Regulierung abgeleitet werden sollen. Konkret ging es um die fördertechnische Abwicklung der Investitionen, da diese nur über die Projektlaufzeit und nicht darüber hinaus gefördert wurden. (3) Des Weiteren bestand eine große **Unsicherheit über die Nutzungsdauer** der in den Demonstrationszellen entwickelten und ausgebrachten Endgeräte (zum Beispiel SMGW), welche nach Abschluss des Projektes außerhalb des regulatorischen und gesetzlichen Rahmens weiter genutzt beziehungsweise zu unverhältnismäßig hohen Kosten gewechselt werden müssten.

Die Unternehmen, welche das Wagnis eingegangen sind, sind darüber hinaus auf weitere unvorhersehbare Hürden getroffen. Insbesondere Reallabore, welche mit Kunden, den Bürgerinnen und Bürgern, in einem abgesteckten Testfeld zusammenarbeiten, scheitern nicht zwingend an den Ideen und dem Engagement der Projektbeteiligten, sondern (4) an **der fehlenden Akzeptanz und aktiven Teilnahme der Bürgerinnen und Bürger** in der Umsetzung des Demonstrationsvorhabens. In C/sells konnten zum Teil Bürgerinnen und Bürger selbst unter hohen Anstrengungen bezüglich finanzieller Anreize nicht für eine Teilnahme gewonnen werden. Der Nutzen wurde von den Bürgerinnen und Bürgern, trotz positiver Grundeinstellung zum

2 Wanner, M. et al. (2019), Reallabore – Perspektiven für ein Forschungsformat im Aufwind, Wuppertal Institut, in brief – Wuppertaler Impulse zur Nachhaltigkeit, 07/2019

Projektvorhaben, niedriger eingeordnet als der Aufwand (zum Beispiel emotionale Veränderung) und dem Vorteil der finanziellen Beanreizung. Diese Aspekte sind im Vorfeld der Antragsphase nur schwer abschätzbar und stellen ein unkalkulierbares Risiko für Reallabore dar. Eine letzte in C/sells identifizierte Hürde (5) ist die **sehr enge Fassung von Rahmenbedingungen**, wie den rechtlichen Experimentierräumen, und damit die **fehlende Einfachheit für die Nutzung der gegebenen technischen und marktlichen Freiräume**. Die Experimentierklausel von SINTEG, die wir als positives Signal wahrnahmen, wurde jedoch vor diesem Hintergrund leider kaum genutzt, da diese in ihrer Formulierung nicht hilfreich war. Reallabore müssen das systemische Zusammenwirken vielfältiger Komponenten, zum Beispiel neben dem regulatorischen Rahmen auch Governance-Aspekte, partizipationsfähige Marktmechanismen, Partizipationsmöglichkeiten, innovative Energietechnologien, und Security-Prinzipien ermöglichen und fördern.

Trotz dieser fünf Herausforderungen haben mehr als 56 Partner ihren Weg in C/sells gefunden, um aus dem Demonstrationsprojekt Mehrwerte und Nutzen zu gewinnen. Sie haben nicht 100 Prozent der Regeln genutzt. Das Ziel war einfach und unkompliziert, ohne großen administrativen Aufwand Ergebnisse zu erzeugen, die einen Gewinn für das Projekt, aber insbesondere für die Energiewende darstellen. Beispielsweise hat ein Verteilnetzbetreiber im Zuge der vierjährigen Projektphase zusätzlich zwei neue Ideen aus den Projekt-Diskussionen zur Netzbetreiberkoordination bei nicht-geförderten Kosten umgesetzt. Diese hatten einen direkt positiven Einfluss auf die Ziele des Schaufensterprojektes. Konkret ging es um die Erstellung von Netzstabilitätsprognosen für das Mittel- und Niederspannungsnetz mit Forecast über 36 Stunden. Die Werte werden im Netzführungssystem weiterverarbeitet, und der Netzoperator kann dann gezielte Maßnahmen vornehmen, zum Beispiel Einsatz von Flexibilität oder Netzsicherstellungen. Eine weitere Innovation im Netzbetrieb ist die Kopplung des Netzführungssystems mit einem System zur Online-Netzsicherheitsrechnung im Niederspannungsnetz.

Die Aufwendungen und Investitionen dieses Verteilnetzbetreibers überstiegen deutlich die beantragten Fördermittel, obwohl die Umsetzungen und Erweiterungen für das Projekt von Vorteil waren. Die Förderquote hat sich dadurch von 30 Prozent auf 18 Prozent reduziert, ohne dabei die personellen Aufwände zu berücksichtigen. Dies ist kein Einzelfall, da Ideen sich häufig erst im Rahmen eines Demonstrationsprojektes durch die Vorort-Gegebenheiten und den intensiven Austausch mit Projektpartnern ergeben. Auch wenn grundsätzlich die Möglichkeit einer nachträglichen Aufstockung im Projekt bestand, so durfte man aus fördertechnischen Rahmenbedingungen mit dem Vorhaben noch nicht begonnen haben, so dass diese Option, wie im Falle des oben genannten Verteilnetzbetreibers, einem versagt blieb.

Dieses Beispiel zeigt einerseits die Herausforderungen in einem öffentlich geförderten Reallabor und andererseits aber auch den Nutzen für den Projektpartner. Insbesondere drei Mehrwerte aus den Demonstrationszellen möchten wir den fünf oben

ausgeführten Herausforderungen entgegenstellen. Im ersten Schritt (1) **meistert man gemeinsam Hürden**, wie zum Beispiel die Fragen um den Smart Meter Rollout, und **hilft sich gegenseitig** in der Bewältigung der auftretenden Fragen oder Hindernisse. Im Rahmen der Demonstration der Kaskade unterstützte kurzfristig und unvorhergesehen ein Gateway-Hersteller die Feldumsetzung, damit eine erfolgreiche Demonstration bezüglich des Steuerns über ein zertifiziertes Gateway ermöglicht wurde. Die ursprünglich vorgesehene Gateway-Administration eines anderen Unternehmens hatte noch nicht den Reifegrad zur Demonstration.

Ein zweiter Vorteil ist, dass durch diese gegenseitige Hilfe und den Kommunikationsaustausch (2) das gemeinsame Lernen und das Lernen innerhalb eines Unternehmens gefördert wird. Somit entwickelt sich jedes Unternehmen in seinem Innovationsgrad weiter und bleibt beziehungsweise wird attraktiv für Arbeitnehmer. Diese Attraktivität liegt in der öffentlichen Sichtbarkeit eines Reallabores begründet. Besonders für die Gewinnung von akademischem Nachwuchs ist das ein wichtiger Aspekt, mit dem beteiligte Unternehmen Werbung machen können. Es dient außerdem zur Bindung von Fachkräften an das Unternehmen und an die Fachbereiche des Unternehmens.

Ein weiterer Nutzen ist (3) die Sensibilisierung der Partner für die Belange der Gegenseite. Dies fördert ein **100 Prozent systemisches Reallabor-Denken**, im Sinne von technologischer Offenheit (zum Beispiel alle Sektoren-übergreifende Energieströme) und Beteiligung aller Menschen zur Förderung der Klimaneutralität. Neben den eigenen Unternehmensinteressen wird man offen für die Bedürfnisse anderer Rollen im Energiesystem und fördert im Allgemeinen den guten kommunikativen Austausch und ein systemisches, ganzheitliches Denken über eigene Grenzen hinweg und trägt somit zu einem besseren Branchenverständnis bei. Ein weiterer extremer Vorteil ist die gemeinsame, netzebenenübergreifende Zusammenarbeit der Netzbetreiber. Das bisherige Misstrauen wurde beseitigt und ein gemeinsames Verständnis für die Aufgaben geschaffen.

Am Ende sollte sich kein Partner die Frage stellen müssen, wer letztlich der Gewinner ist. Ob es dasjenige Unternehmen ist, das 100 Prozent der Regeln folgen wollte und damit frühzeitig aus dem Projekt ausgestiegen ist und somit finanziell die richtige Entscheidung getroffen hat. Oder das Unternehmen, welches trotz hoher Kosten einen Mehrwert für sich durch das Projekt erarbeiten konnte? Aus unserer Sicht sollte **das Ziel der Reallabore eine Win-win-win-Situation** sein. Einerseits sollten Unternehmen, welche sich an Reallaboren beteiligen, in allem unterstützt werden, und die Hürden sollten abgebaut werden. Andererseits soll die Bundesregierung regulatorische Erkenntnisgewinne aus den Reallaboren ziehen können. Und das Wichtigste ist, dass am Ende die Energiewende aus dem Zusammenspiel aller Akteure, Menschen und Technologien von den Reallaboren profitiert.

Aus unserer Sicht sind alle Teilnehmer trotz extrem hoher Kosten Gewinner, der größte Gewinner jedoch sind wir alle durch eine sichere Stromversorgung mit niedri-

gen Ausfallzeiten, also jeder einzelne Mensch. Ein Reallabor sollte diese drei Aspekte (Energiewende fördern, regierungsseitige Ziele und unternehmensseitige Vorteile) in Einklang bringen, damit letztlich die Gesellschaft von den Fördermaßnahmen profitiert.

Wie kann eine Anpassung aussehen?

Wir sind überzeugt, dass 100 Prozent Mut belohnt werden sollte. Es sollte ein Rahmen geschaffen werden, der offen, kukrativ und unkompliziert genug ist, damit Industrieunternehmen zukünftig an Reallaboren teilnehmen. Hier muss auch ein **gedanklicher Wandel** vollzogen werden, dass zukünftig weniger Aufwand in die Beantragung, aber mehr in das Monitoring der Fördermittel gesteckt wird, so dass Industriepartner unbürokratisch genug mit Vorhaben in Reallaboren starten können. Unsere Empfehlungen berücksichtigen insbesondere Faktoren wie Zeit/Dauer, Qualität und Finanzen.

Unsere **erste Empfehlung** lautet, längerfristig angelegte regulatorische Experimentierräume in Eigenverantwortung einzuführen.

Ziel von Reallaboren ist es, Transformationsprozesse in realen Lebenswelten anzustoßen und wissenschaftlich zu begleiten. Das Reallabor selbst ist nur der Nukleus für die Transformation. Die flächenhafte Umsetzung muss schließlich über die Regularien, über Technologietransfer, Kommunikation und andere gesellschaftliche und politische Prozesse geschehen. Insofern tragen wir den Grundsatz mit, dass Reallabore zeitlich befristet sind, sprechen uns dabei aber für längerfristige Formate aus, etwa mit einer Dauer von zum Beispiel acht bis zehn Jahren, um eine längerfristige Auswirkung zu untersuchen.

Die Erfahrung aus C/sells zeigt, dass eine wirkungsvolle Einbindung aller relevanten Stakeholder sowie das Vorbereiten, Testen und Bewerten im Feld neben viel Tatendrang und Partizipation vor allem Zeit braucht. Die **Qualität der Ergebnisse**, also deren Aussagekraft und Übertragbarkeit, wächst mit der Dauer der Kooperationen und der Güte der Umsetzung.

Partner brauchen außerdem eine möglichst hohe **Planungssicherheit**. Aufgrund unseres historisch gewachsenen Energieversorgungssystems sind nicht alle neuen und vielversprechenden wissenschaftlichen Ansätze in der Praxis untersuchbar. Im Zuge dessen müssen Testumgebungen geschaffen werden, die zum einen eine praxisnahe Abbildung der Umstände realisiert, gleichermaßen aber auch die Randbedingungen für eine Validation schafft. Längere Experimentierzeiträume eröffnen Unternehmen die Möglichkeit, den Aufwand durch die Investitionen in Testumgebungen oder innovative Infrastruktur längerfristig zu nutzen. Des Weiteren sollten Unternehmen, die jene Wagnisse im Sinne der Energiewende eingehen, auch die Möglichkeit bekommen, derartige Investitionen geltend zu machen und abschreiben zu können.

Die Erweiterung des Forschungszeitraumes ermöglicht eine gewisse Robustheit gegenüber einer sich stetig wandelnden Energiewirtschaft. Diese Änderungen und Auswirkungen können innerhalb der aufgebauten Testumgebung beziehungsweise

Infrastruktur beobachtet und verglichen werden. Innerhalb dieser längerfristig angelegten Strukturen besteht die Möglichkeit, dann auf die sich ändernden Faktoren einzugehen. Diese **Adaptivität** von Reallaboren erlaubt es auch, sich ändernden Forschungsfragen zu widmen und zu berücksichtigen. Im Bedarfsfall sollten dann ebenso neue Partner eingebunden werden können. Dies wäre ein erheblicher Vorteil gegenüber heutigen Förderprojekten, um mit dieser Langfristigkeit Qualität zu sichern, Planungssicherheit zu liefern und adaptiv reagieren zu können.

Unsere **zweite Empfehlung** beinhaltet die Einführung finanzieller Anreize, wie Vergütungstöpfe zum Beispiel zur Vorfinanzierung größerer Forschungsvorhaben beziehungsweise Vorhaben mit Bürgerbeteiligung und längerfristigen Reallaboren.

In diesem Positionspapier wurde an unterschiedlichen Punkten deutlich gemacht, dass es ausreichend Anreize für Partner geben muss, damit eine Win-win-win-Situation am Ende eines Reallabores entsteht. Ein wichtiger Aspekt ist hier sicherlich die **Beanreizung der aufwandsbasierten Kostenanerkennung** bei Unternehmen. Die heutige Regulierung setzt ausschließlich Anreize, die Effizienz eines Netzbetreibers zu erhöhen, indem die Versorgungsaufgabe den Kapitalkosten gegenübergestellt wird. Das Ziel der Reallabore ist der Transfer von Ergebnissen in die Realität. Wenn nun diese smarten Lösungen umgesetzt werden, ist dies aktuell für regulierte Unternehmen eher nachteilig. Hier wäre ein Handeln der Politik und des Regulators notwendig, dass finanzielle Anreize so gesetzt werden, dass eine neutrale gleichberechtigte Umsetzung von Maßnahmen unabhängig von Kostenanerkennung ergriffen werden kann, so dass die Energiewende und damit die Gesellschaft hiervon profitieren. Reallabore sollten nicht ad absurdum geführt werden, so dass Innovationen und Investitionen, insbesondere in Intelligenz, welche in einem Reallabor entwickelt und erfolgreich erprobt wurden, sich auch über deren Zeit hinaus lohnen.

Für den **Vorschlag des Vergütungstopfes** sind zwei Aspekte zu betrachten: (1) Einerseits geht es darum, Zuwendungsmittel zur **Vorbereitung von Vorhaben** unkompliziert beantragen zu können, um zum Beispiel gerade dann, wenn Bürgerinnen und Bürger mit beteiligt sein sollen, diese frühzeitig beispielsweise durch Bewerbung zu integrieren und für das Reallabor gewinnen zu können. (2) Andererseits sollte man auch Vergütungstöpfe **für längerfristig angelegte Reallabore** entwickeln, um die in der ersten Empfehlung vorgestellten Punkte – Qualität der Ergebnisse, die Adaptivität und Planungssicherheit – zu fördern.

Die erfolgreiche Umsetzung eines Reallabors bedarf neben einer gründlichen Planung auch die Mitnahme der Bevölkerung im Vorfeld. Beide Faktoren sind erhebliche Kostenfaktoren, deren Übernahme für Unternehmen signifikante finanzielle Risiken bergen. Im Zuge dessen ist es ratsam, Forschungspartnern im Rahmen der Vorbereitung eines Reallabors eine Vorfinanzierung durch eine einfache und unkomplizierte **fördertechnische Unterstützung** bereitzustellen, um das Scheitern ex-ante abzu-dämpfen. Im Projekt C/sells wurden immer wieder einzelne Demonstrationzellen

durch die **Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern** an ihre Grenzen gebracht und drohten zu scheitern, beziehungsweise sie verloren in Teilen durch eine geringere Beteiligung an Aussagekraft. Partner gehen somit bei einer partizipativen Einbindung von Stakeholdern, insbesondere mit Bürgerinnen und Bürger, ein erhöhtes Risiko des Scheiterns ein. Gerade für Unternehmen entsprechen die maximal möglichen Förderquoten nicht den Risiken einer scheiternden Umsetzung. Mit Hilfe einer Vorfinanzierung können so Stakeholder, wie politische Mandatsträger, frühzeitig in der Projektplanungsphase mit integriert werden und so den Identifikationsgrad und den Erfolg des Projektes steigern. Erfolgreiche Reallabore benötigen bereits in der Planung und Vorbereitung 100 Prozent Einsatz der Partner. Gerade der **administrative und zeitliche Aufwand** auf Seiten der Partner zur Vorbereitung von Vorhaben ist beträchtlich. Insbesondere für Unternehmen ohne F&E-Abteilung, beziehungsweise deren Kernkompetenz nicht in der Forschung liegt, sind diese Vorarbeiten nur mit wesentlichen Mehraufwendungen zu realisieren. Vergütungstöpfe können hier diese vorfälligen Investitionen und Arbeiten puffern. Insbesondere die Zusammenstellung größerer Konsortien und abgestimmte Antragstellung, um einen systemischen Blick auf Reallabore zu erhalten, benötigt einen deutlichen Mehraufwand im Vergleich zu klassischen Forschungsvorhaben, welcher in einem gewissen Maß, zum Beispiel mittels Vorfinanzierung, berücksichtigt werden sollte.

Heutige Forschungsprojekte erfordern vor deren Beginn eine Budgetierung je Projektpartner inklusive Antragsstellung. Dieses sehr starre System lässt wenig Spielraum, zum Beispiel die Ko-Finanzierung von Umsetzungsideen aus dem Projekt, die bereits begonnen wurden (siehe obiges Beispiel des Verteilnetzbetreibers mit Förderquote von 18 Prozent). Eine Möglichkeit, gerade in längerfristigen Zeiträumen auch eine gewisse Flexibilisierung, zum Beispiel für eine flexible Verteilung von Zuwendungsmitteln oder die spätere Hinzunahme von relevanten Forschungspartnern, zu schaffen, ist die Einführung von Vergütungstöpfen. Die Grundidee könnte eine gemeinsame Antragstellung aller Forschungspartner sein. Hierbei werden Aufwände ähnlich dem heutigen Prinzip anhand der Forschungsfragen und -schwerpunkte sowie Investitionen für Testumgebungen kalkuliert. Aufgrund der längerfristigen Dauer des Reallabors und auch wegen möglicher Umsetzungshemmnisse, beispielsweise technische Hemmnisse oder mangelnde Partizipationsbereitschaft von Bürgerinnen und Bürgern in der Region, bedarf es eines gesonderten Kostenfaktors, der diese Risiken abbildet und dem Fördervolumen als flexibel zu verteilende Zuwendung gutgeschrieben werden muss.

Unsere **dritte Empfehlung** beinhaltet die Vereinfachung von Prozessen.

Gerade administrative und fördertechnische Regelungen haben die Arbeiten im Reallabor eingeengt. Ein Hindernis war die Ko-Finanzierung von neuen Ansätzen, welche schon proaktiv begonnen wurden. Hier wäre eine großzügigere Auslegung der Rahmenbedingungen wünschenswert, so dass auch nachträglich für bereits gestartete

Ideen die Möglichkeit besteht, zum Beispiel durch Umschichtung von bewilligten Zuwendungsmitteln, diese Initiativen zu ko-finanzieren.

Eine weitere Hürde ist der Prozess zur regulatorischen Freigabe und Nutzung eines regulatorischen Freiraums im Rahmen eines Reallabors, wie dies mittels Experimentierklausel verfolgt wurde. Der Prozess war zeitaufwändig und bürokratisch. Die Partner waren aufgrund der stark juristischen Ausprägung verunsichert, wie die Umsetzung ihrer Initiativen im Verhältnis zur Experimentierklausel, also dem regulatorischen Freiraum, steht. Nachdem sich auch die Nachweispflicht den Partnern unverhältnismäßig aufwändig darstellt, kann es aus C/sells-Sicht diesbezüglich nur die Empfehlung nach Vereinfachung von Prozessen geben, damit Reallabore und regulatorische Innovationszonen unkompliziert genutzt werden können. Ein Weg dorthin könnte bereits eine rechtliche Prüfung und Genehmigung im Zuge der Antragstellung des Forschungsvorhabens sein. Mit Antragsgenehmigung erfolgt zugleich die Zulässigkeit des Reallabors und damit die regulatorischen Freiräume, welche einfach und unkompliziert genutzt werden können.

Unsere **vierte Empfehlung** beinhaltet die Ausweitung von rein digitalen/technologischen Reallaboren auf das systemische Zusammenwirken vielfältiger Komponenten und deren Nutzer.

Die heutigen Reallabore sind ausschließlich auf digitale technologieorientierte Innovationsräume beschränkt. Vor dem Hintergrund des Pariser Klimaabkommens und der Erreichung dieser Ziele sind eine Zusammenarbeit aller Akteure und die systemische Betrachtung vielfältiger Komponenten notwendig. Zu diesen Komponenten, welche in einem Reallabor betrachtet werden sollen, zählen unter anderem adaptive Security-Prinzipien, Partizipationsmöglichkeiten, Governance-Prinzipien, partizipationsfähige Marktmechanismen, innovative Energietechnologien. Nur durch eine systemische Betrachtung von Reallaboren mit Beteiligung von 100 Prozent der Menschen kann das Zusammenspiel und eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende untersucht werden.

In der Umsetzung der Demonstrationszellen sind immer wieder Herausforderungen im Rahmen der Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern beziehungsweise Stakeholdern aufgetreten. Selbst aus Sicht der Partner reichten häufig finanzielle Anreize hier nicht aus. Vor diesem Hintergrund sollten Stakeholder frühzeitiger in das Projekt beziehungsweise auch gleichberechtigt in ein Projekt eingebunden werden, um zu einem ganzheitlichen Reallaboransatz zu kommen. Durch eine frühzeitige Einbindung können Unsicherheiten bezüglich Veränderungen adressiert und im besten Fall beseitigt werden.

Mit diesen vier Empfehlungen möchten wir die Reallabore so weiterentwickeln, dass 100 Prozent Mut belohnt wird und zukünftig alle Partner an Reallaboren durch Reduzierung der Hemmnisse auch bis zum Ende im Reallabor aktiv sind. Durch ein

systemisches Denken, entsprechende Anreizsysteme wie Vergütungstöpfe, zeitliche Ausdehnung und Abbau administrativer Prozesse können zukünftige Reallabore einen wertvollen Beitrag für das Gelingen der Energiewende leisten.

Peter Breuning, Albrecht Reuter, Andreas Kießling

Konzeptvorschlag für ein SINTEG- oder C/sells-Forum

Anlass: Anregung von Peter Breuning bei der Podiumsdiskussion auf der SINTEG Jahreskonferenz 2019 in Kassel, ein „Bauhaus 2.0 Forum“ als Keimzelle für Energiewende-Innovationen einzurichten.

Analogie zu Bauhaus: Ausgangspunkt der Bauhaus-Idee war es, die vielfältigen Möglichkeiten zur Gestaltung nachhaltiger Gebäude und Landschaften auf Basis eines integrierten Energiedesigns der Gesellschaft bewusst zu machen. Daraus ergeben sich zum Bauhaus analoge Zielstellungen zur

- transdisziplinären Vernetzung kreativer Geister als Ideenfabrik für Energiekreisläufe in Verbindung mit dem Gebäudedesign und der Landschaftsgestaltung sowie der Digitalisierung,
- Bereitstellung einer Experimentierumgebung für diese Ideen,
- Beförderung der Übertragung der Experimentierbeispiele in reale Umgebungen,
- Präsentation von Mustern für Architektur und Handwerk als auch Darstellung neuer Möglichkeiten für die breite Öffentlichkeit sowie
- Unterstützung der weltweiten Verbreitung der Konzepte und Beispiele.

Ziel: Das SINTEG- oder C/sells-Forum ist ein Zirkel für den Austausch über Energiewendelösungen, um massenfähige Lösungen zu vermarkten. Es gilt, die Umsetzung der Digitalisierung beispielhaft zu konzipieren, zu gestalten und zu demonstrieren sowie das Erleben interaktiv zu ermöglichen, die Vervielfältigung zu befördern und die transdisziplinäre Zusammenführung zu befähigen.

Teilnehmerkreis: SINTEG oder C/sells-Community mit BMWi als Gastgeber.

Moderator & Organisator: Ex-SINTEG- oder C/sells-Projektleiter (Grundregel: reihum ab 2021).

Instrumente:

- Forum Arbeitskreise mit Schwerpunktthemen zum Beispiel für nachhaltige Stadtentwicklung und Resilienz durch Maßnahmen zur Klimaanpassung, Autonomie und Vernetzung, Digitalisierung
- Forum Jahrestagung mit Politik-nahen Themenschwerpunkten
- Forum Analysen zur Vorbereitung von Foren und Jahrestagung
- Forum Think Tank als Impulsgeber, für Konzepte und Machbarkeitsstudien
- Forum Akademie für die Wissensverbreitung, Workshops und Messebeteiligung
- Forum Werkstatt für die Pilotierung von Mustern und Vorbereitung der Massenfähigkeit
- Forum Spin-Off Lab für die kommerzielle Verwertung der Projektergebnisse
- Forum Publikationsserie zur Verbreitung der Schlüsselerkenntnisse

Budget: Zwei Millionen Euro pro Jahr (Fünf Partner $\times$ 300.000 Euro + Drei Foren $\times$ 100.000 Euro + eine Jahreskonferenz $\times$ 150.000 Euro + Sachmittel 50.000 Euro)

Ergebnis ist die authentische Verbreitung der SINTEG-Ergebnisse und strategische, gemeinsame kommerzielle Vermarktung der SINTEG-Produkte im In- und Ausland sowie aktive Beiträge zur Partizipationsarbeit. Konkret wird nach zwei Jahren Arbeit des SINTEG-Forums erwartet, dass mindestens zehn Innovationsansätze aus den SINTEG-Projekten heraus ihren Weg in die kommerzielle Vermarktung gefunden haben, sei es als Start-Up, als Spin-Off oder innerhalb bestehender Strukturen.

Ergänzender Konsultationsbeitrag „Wirtschaftlichkeit vor Ideologie – Energiewende ist kein Selbstzweck.“

Bernd Mildebrath, Schleupen AG

Mit einer erfolgreichen Energiewende soll (zumindest in Deutschland) das fossile Zeitalter enden. Der Weg dahin, ausgewählte Anwendungsfälle, Betrieb der erforderlichen IKT-Infrastruktur sowie die Umsetzung der resultierenden Prozesse als skalierbare Musterlösungen waren Gegenstand von SINTEG.

C/sells erprobte als „Keimzelle der digitalen Energiewende“ deren Betrieb in der Praxis beteiligter Energiemarktteilnehmer. Die sollten im Projekt zur autonomen Eigengestaltung von Energiesystemen befähigt und damit auch die Forderungen des EU-Winterpaketes nach Stärkung von Eigenversorgern, von gemeinschaftlich handelnden Eigenversorgern sowie von Gemeinschaften verwirklicht werden.

Das dezentrale Energiesystem in C/sells wurde deshalb zellulär, vielfältig sowie partizipativ angelegt und in drei Kategorien segmentiert: Verbrauch, Netze und Erzeugung. Diese Kategorien konnten vor allem durch Flexibilität in Erzeugung und Verbrauch sowie mit der Digitalisierung als Treiber der Energiewende die Machbarkeit der Energiewende in Zellen „als Räume autonomer und partizipativer Gestaltung“ erfolgreich unter Beweis stellen. Dem aufmerksamen Beobachter in C/sells konnte jedoch nicht entgehen, dass die grundsätzliche Machbarkeit der Energiewende eine gesellschaftliche, eine legislative sowie eine – damit durchaus eng verbundene – wirtschaftliche Dimension hat. Darauf soll im Folgenden weiter eingegangen werden.

Abgaben-, Umlagen- und Entgeltsystematik

So verdeckt aus Sicht von Endkunden beispielsweise die bestehende Abgaben-, Umlagen- und Entgeltsystematik für (elektrische) Energie deren eigentlichen Wert. Nur bei relevanter Spreizung der eigentlichen Energiepreise als Ergebnis von asynchronem Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten lassen sich der Aufwand für die Steuerung der Lasten und für die Kommunikation innerhalb der Zellen refinanzieren. Andere Endpreisbestandteile überdecken aber aufgrund ihrer Anteile am Gesamtpreis diese relevante Spreizung der Energiepreise und verschleiern sowohl deren Bedeutung als auch deren Refinanzierungspotential. Zudem gilt, dass ein hohes Maß an Flexibilität der eingesetzten Erzeugung den Zusatznutzen für Speicher, wie sie in C/sells eingesetzt wurden, reduziert. Aus dieser Beobachtung abzuleitende Auswirkungen auf die Refinanzierbarkeit der Aufwände der Endkunden für die Steuerung der Lasten und für die Kommunikation innerhalb der Zellen müssen übrigens wohl noch untersucht werden.

Partizipation

Dieses Dilemma zwischen Aufwand für IKT-Infrastruktur und deren Finanzierung durch die Folgen des Betriebs dieser Infrastruktur ist eng verbunden mit der in C/sells untersuchten „Partizipation (als) Schlüssel für die Aktivierung von Menschen zur Energiewende.“ Strom bleibt jedoch auch in einer „All Electric Society“ vermutlich weiterhin nur eine Commodity – besonders, seitdem die Ausbaudeckel für erneuerbare Energien nun endlich aufgehoben worden sind.

Weder schön noch grün oder böse wird Strom auch nach erfolgreicher Energiewende deshalb einfach nur „aus der Steckdose“ kommen. Gesellschaftliche Relevanz erhält (elektrische) Energie erst dann, wenn sie knapp oder teuer wird. Die Folgen einer Verknappung von Elektrizität bis hin zum Blackout wurde übrigens schon 2013 in einer Studie des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag anschaulich beschrieben.

Der aktive Verbraucher

In C/sells wurde andererseits der „aktive Verbraucher“ als Erfolgsfaktor der Energiewende definiert. Dagegen steht die Vermutung, dass Verbraucher, Prosumer oder Flexumer als Person ihre „Aktivität“ einfach und hochautomatisiert auf die verfügbare Informations- und Kommunikationstechnik einer Stromzelle übertragen werden, der sie zugeordnet sind. Eine ausdrückliche Partizipation – trotz aller Besorgnis in Bezug auf Datenschutz und Cybersicherheit der eingesetzten IKT-Systeme – ist weder zu erwarten noch erforderlich.

Eigenversorgung

Auch die weitergehender „Eigenversorgung“ bleibt solange ein reines Wunschziel, wie die im Winterpaket der EU diesbezüglich beschlossenen Änderungen nicht in nationales Recht umgesetzt wurden. So soll zukünftig die Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien frei von unverhältnismäßigen Hindernissen und frei von „Abgaben, Umlagen und Gebühren“ sein. „Das gilt im Grundsatz jedenfalls für den ‚an Ort und Stelle‘ selbst erzeugten und selbst verbrauchten Photovoltaik-Strom, aber auch – mit Einschränkungen – für Photovoltaik-Strom, der innerhalb des Gebäudes an einen anderen Letztverbraucher geliefert wird. Dezentral erzeugter und verbrauchter Solarstrom darf demnach künftig grundsätzlich nicht mehr mit Abgaben, Umlagen oder Gebühren belastet werden. Ausnahmen von diesem Belastungsverbot sind nur noch unter ganz bestimmten Voraussetzungen zulässig.“

Interoperabilität und Normung

Die zelluläre Architektur der C/sells-Teilprojekte verlangt ein hohes Maß an Interoperabilität aller beteiligten Systemelemente. Wesentliche Grundlage dafür ist eine Normung, sei sie formal oder als Industriestandard ausgelegt. Die Exportinteressen möglicher Anbieter dieser Systemelemente verlangt dabei stets eine internationale Ausrichtung dieser Normung.

Förderregime

Bei der in C/sells diskutierten Neuausrichtung der Förderung von Innovationsprojekten sollte berücksichtigt werden, dass international vielfach bereits Erfahrungen gemacht und Projekte technisch realisiert wurden, die in Deutschland (technisch) nicht wiederholt werden müssen. Wichtiger ist dann jedoch die Adaption solcher internationalen Energiewende-Szenarien auf hiesige Rahmenbedingungen, seien sie politisch, legislativ oder gesellschaftlich. So lassen sich Forschungsmittel hier noch gezielter und noch effizienter einsetzen und das Ziel der Energiewende (in Deutschland) möglicherweise noch schneller erreichen.

Glossar / Register

Abkürzung	Beschreibung
Abstimmungskaskade	Infobox „Was ist eine Abstimmungskaskade?“ Seite 66
Autarkie	Hier im Sinne von Energieautarkie verwendet: Energieverbraucher decken ihren Bedarf aus lokal verfügbaren Energiequellen, um unabhängig von externen Energielieferungen zu sein. Das kann sich zum Beispiel auf ein einzelnes Gerät, auf einen Haushalt, ein Quartier oder ein ganzes Land beziehen.
Autonomie	Hier im Sinne von Energieautonomie verwendet: Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen oder Organisationen erhalten Entscheidungsfreiheit und übernehmen Verantwortung für sich und das Gesamtsystem.
Aggregator	Ein Akteur im Energiesystem, der dezentrale Energieressourcen virtuell bündelt. Er prognostiziert, optimiert und steuert die Leistung der entsprechenden Anlagen, um aggregierte Energieprodukte am Markt anzubieten. Die Bündelung verteilter Energieressourcen wird auch als virtuelles Kraftwerk beschrieben.
Dekarbonisierung	Verringerung der Kohlenstoffintensität der Energieversorgung, also der pro Einheit erzeugter Energie verursachten CO ₂ -Emissionen, als zentrales Mittel des Klimaschutzes.
Dezentrale Energieerzeugung	Energieerzeugung in einer Vielzahl von in der Fläche verteilten Anlagen, die in der Regel jeweils geringere Leistungen als konventionelle Großkraftwerke aufweisen.
Digitalisierung	Gesellschaftlicher Megatrend, auch digitale Transformation. Durchdringung aller Bereiche von Wirtschaft, Staat, Gesellschaft und Alltag mit digital vernetzter Kommunikation.
Engpass, Engpassmanagement	Infobox „Netzengpassmanagement“ Seite 91
Einspeisemanagement	Infobox „Netzengpassmanagement“ Seite 91

Abkürzung	Beschreibung
Erneuerbare Energien	Energieträger, die im menschlichen Zeithorizont praktisch unerschöpflich zur Verfügung stehen oder sich verhältnismäßig schnell erneuern. Dazu zählen Sonne, Wind, Wasser, Biomasse und Erdwärme. Im Gegensatz dazu zählen Kohle und Erdgas zu den fossilen Energieträgern.
Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG)	Das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz trat im Jahr 2000 in Kraft, um die Vergütung und die Einspeisung von Erneuerbaren Energien ins Stromnetz zu regeln. Es wurde mehrfach novelliert. Instrumente wie die Einspeisevergütung, die Option der Abregelung von EE-Anlagen, die Direktvermarktung, Ausbaupfade und Ausschreibungsverfahren wurden mit dem EEG eingeführt.
Flexibilität	Infobox „Was ist Flexibilität“ Seite 26
Flexibilitäts-Plattform, auch FlexPlattform	Kapitel „FlexPlattformen – Netz und Markt verbünden sich“ Seite 90
Inselnetz	Ein lokal abgegrenztes Stromnetz, mit nur einem oder einigen wenigen Kraftwerken, das ein räumlich enges Gebiet versorgt und keinen direkten elektrischen Anschluss zu anderen Stromnetzen besitzt.
Interoperabilität	Die Fähigkeit eines Programms oder Systems, mit anderen gegenwärtigen oder zukünftigen Produkten oder Systemen zusammenzuarbeiten beziehungsweise zu interagieren.
Intelligentes Messsystem	Kombination aus Smart Meter und Smart Meter Gateway
Kraftwerk	Eine Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie.
Last	In der Energiewirtschaft die abgenommene Leistung, also der Stromverbrauch.
Lastgang, Lastprofil	Der zeitliche Verlauf der Leistungsentnahme (des Stromverbrauchs) zum Beispiel für einen Haushalt über einen Tag.
Marktstammdatenregister	Infobox „Das Marktstammdatenregister“ Seite 43

Abkürzung	Beschreibung
Maschinelles Lernen	Das eigenständige Lernen von Maschinen oder künstlichen Systemen auf der Basis der Analyse von Datenmengen unter Einsatz von Algorithmen.
Netzzustand	Bestimmte Kenngrößen geben im Netzbetrieb wieder, ob das Versorgungsnetz seiner Aufgabe zur elektrischen Energieverteilung nachkommen kann. Es wird zwischen sicherem, gefährdetem, gestörtem und kritischem Netzzustand unterschieden.
netzdienlich	Ohne Überlastung des Stromnetzes. Leistungsspitzen bei Einspeisung oder Entnahme werden vermieden oder lokal ausgeglichen.
Offshore-Windpark	Eine räumliche Ansammlung von Windenergieanlagen in Gewässern, üblicherweise im Meer. Diese können organisatorisch und technisch eine Einheit bilden.
Onshore- Windpark	Eine räumliche Ansammlung von Windenergieanlagen an Land. Diese können organisatorisch und technisch eine Einheit bilden.
Partizipation	Seite 33
Photovoltaik-Anlage, auch PV-Anlage	Solarstromanlage, in der mittels Solarzellen ein Teil der Sonnenstrahlung in elektrische Energie umgewandelt wird.
Prosumer	Seite 33, Infobox Seite 108
Übertragungsnetz	Der Teil des Stromnetzes, der dem Energietransport über größere Entfernungen dient.
Reallabor	Neues Format für die Kooperation zwischen Wissenschaft und Zivilgesellschaft, bei der das gegenseitige Lernen in einem experimentellen Umfeld im Vordergrund steht.
Redispatch	Eine Abänderung des vorgesehenen Kraftwerkseinsatzes zur Vermeidung der Überlastung von Stromnetzen.
Redispatch 2.0	Projekt des Bundesverbands Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2019 mit dem Ziel gestartet, ein Umsetzungskonzept für das NABEG für die Anpassung von regulierten Netzengpassmanagementmaßnahmen in Deutschland zu erarbeiten.

Abkürzung	Beschreibung
regelzonenübergreifend	In Deutschland: die vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber TenneT, Amprion, 50 Hertz und TransnetBW betreffend. Eine Regelzone beschreibt einen geografisch festgelegten Verbund von Hoch- und Höchstspannungsnetzen.
Smart Grid	Intelligentes Stromnetz. Die kommunikative Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern, elektrischen Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Stromnetzen.
Smart Meter	digitaler Stromzähler; umgangssprachlich auch für intelligentes Messsystem verwendet
Smart Meter Gateway	Smart Meter Gateway ist die zentrale Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, welches nach den Vorgaben des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik entwickelt wurde. Die Hauptaufgabe des Smart Meter Gateways ist die sichere Datenübertragung im intelligenten Messsystem
Sektorkopplung, auch: Sektorenkopplung	Die Verbindung von Sektoren der Energiewirtschaft, etwa von Strom, Wärme und Verkehr.
Spannungsebene	Ebene gleicher Spannung im Netz zur Übertragung von elektrischer Energie. Leitungen und Betriebsmittel werden der Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung zugeordnet.
Standardlastprofil	Repräsentatives Lastprofil für einen definierten Verbrauchstyp, zum Beispiel Haushalt, zum Einsatz für Lastprognosen.
Verteilnetz	Der Teil des Stromnetzes, der der Verteilung der elektrischen Energie bis zu den Verbrauchern dient.
Virtuelles Kraftwerk	Siehe Aggregator
Wärmepumpe	Eine Maschine, die thermische Energie aus der Umgebung aufnimmt und als Nutzwärme an ein zu beheizendes System abgibt.
Zelle, auch: Energiezelle, Autonomiezelle	Seite 30

► Quellen unter anderem:



Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
ALF	Altdorfer Flexmarkt
aEMT	Aktiver externer Marktteilnehmer
ANB	Anschlussnetzbetreiber
ASBW	Awareness System Baden-Württemberg
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerken
BMA	Business Model Architektur
BML	Business Model Language
BMPs	Business Model Patterns
BMT	Business Model Training
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CLS	Controllable Local System = Intelligentes Messsystem mit Steuerungsschnittstelle
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DA/RE	DAtenaustausch/REdispatch, ein verwandtes Förderprojekt
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung

Abkürzung	Beschreibung
DSM	Demand Side Management = Laststeuerung
EE	erneuerbare Energie
EEBUS	herstellerunabhängige und standardisierte Sprache zur Kommunikation im intelligenten Stromnetz www.eebus.org
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	Europäische Strombörse
ESHL	Energy Smart Home Lab
E2M2	European Electricity Market Model
GM	Geschäftsmodelle
GWA	Gateway Administrator
HoLL	House of Living Labs
IKT-Infrastruktur	Informations- und Kommunikationstechnik
IIS	Infrastruktur-Informationssystem
iMsys	intelligentes Messsystem
IoT	Internet of Things = Internet der Dinge
mME	moderne Messeinrichtungen
MSB	Messstellenbetreiber

Abkürzung	Beschreibung	Physikalische Einheiten und Größen	
MSBGt	Messstellenbetriebsgesetz	a	Jahr
MS-Trafo	Mittelspannungstransformator	A	Ampere
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz	d	Tag
NMS	Netzwerkmanagementsystem	GW	Gigawatt
NS-Netz	Niederspannung Netz	GWh	Gigawattstunden
OSH	Organic Smart Home	kW	Kilowatt
PHiL	Power Hardware-in-the-Loop	kWel	Kilowatt elektrisch
P2H	Power-to-Heat	kWp	Kilowatt peak
PV	Photovoltaik, die Technik von Solarzellen	kWth	Kilowatt thermisch
RLM	Registrierende Leistungsmessung	MW	Megawatt
SDL	Systemdienstleistungen	MWh	Megawattstunden
SMGW	Smart Meter Gateway	MWp	Megawatt peak
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung		
TAKA	teilautomatisierte Kaskade		
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber		
VDE AR 4140	Anwendungsregel 4140 des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik		
VNB	Verteilnetzbetreiber		

Symbolverzeichnis



Sonnenenergie



Windenergie



Wasserkraft (einschließlich der
Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten-
und Strömungsenergie)



Energie aus Biomasse (einschließlich
Biogas, Biomethan, Deponiegas und
Klärgas)



Bewohner / Verbraucher / Akteure im
Energiesystem



Bewohner / Verbraucher / Akteure im
Energiesystem



Business / Gewerbe als Verbraucher



Zentrales Kraftwerk / Industrie als
Verbraucher



PV-Anlage(n)



Haus mit PV-Anlage (und Sonne)



Haus / privater Verbraucher



Gewerbeimmobilien mit
PV-Anlage(n)



Verbraucher: Haushalte und Gewerbe



Elektrofahrzeug / Elektromobilität



Batteriespeicher / Speicher im
weiteren Sinne



Erdwärme



Gebäude mit WLAN-Anbindung /
Haus mit SMGW und Heim-Energie-
managementsystem (HEMS)



sichere Schnittstelle



Smart Meter



Smart Meter mit User App



Smart Meter Gateway (SMGW)



Server /
Energiemanagement-Plattform



Cloud / externer Datenspeicher



Smart Grid / Handelsplatz für
Regionalstromprodukte



Prognosen / Energiemanagement-
system / Handelsplatz für Energie-
produkte



Handelsplatz für Regelleistung



Stromnetz / Handelsplatz für
netzdienliche Flexibilität



Wärmepumpe



Power-to-Heat-Anlage



Heizung



Elektroheizung



Beimischstation



Wärmespeicher



Netzanschluss



Verteilnetz



Telekommunikation per
Satellit



Telekommunikation per
Mobilfunk



Wechselrichter

Projektpartner in C/sells

Geförderte Partner

Unternehmen	Web-Adresse
Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung e.V. (ZAE)	zae-bayern.de
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)	dlr.de
devolo AG	devolo.com
Dr. Langniß Energie & Analyse	energieanalyse.net/de
EAM Energie Plus GmbH	eam.de
EAM Netz GmbH (ehem. EnergieNetz Mitte GmbH)	eam-netz.de
EEBus Initiative e.V.	eebus.org
Ehoch4	ehoch4.de
Energiedienst AG	energiedienst.de
FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.	ffe.de
FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH	ffegmbh.de
Fichtner IT Consulting GmbH	fit.fichtner.de
Flughafen Stuttgart	flughafen-stuttgart.de
Fraunhofer IAO	iao.fraunhofer.de
Fraunhofer ISE	ise.fraunhofer.de
Fraunhofer ISI	dlr.de
Fraunhofer IEE	iee.fraunhofer.de
FZI Forschungszentrum Informatik	fzi.de/startseite
Hochschule Offenburg	hs-offenburg.de
Hochschule Ulm	studium.hs-ulm.de

Unternehmen	Web-Adresse
ISC – International Solar Energy Research Center Konstanz	isc-konstanz.de
Karlsruher Institut für Technologie	kit.edu
Limón GmbH	limon-gmbh.de
Meteocontrol GmbH	meteocontrol.com
MVV Energie AG	mvv.de
Next Kraftwerke GmbH	next-kraftwerke.de
Öko-Institut e. V.	oeko.de
Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg	oth-regensburg.de
Power Plus Communications AG (PPC)	ppc-ag.de
Ramboll Deutschland GmbH (ehem. CUBE Engineering)	ramboll.com
Schleupen AG	schleupen.de
Smart Grids Plattform Baden-Württemberg e. V.	smartgrids-bw.net
Städtische Werke Netz + Service GmbH	sw-kassel.de
Stadtwerke München Services GmbH	swm.de
Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH	stadtwerke-hall.de
TenneT TSO GmbH	tennet.eu/de
TransnetBW GmbH	transnetbw.de
Technische Universität München	tum.de
Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG (ehem. Netze Mittelbaden GmbH & Co KG)	uewm.de

Unternehmen	Web-Adresse
Universität Kassel	uni-kassel.de/uni
Universität Konstanz	uni-konstanz.de
Universität Stuttgart, Institut für Arbeitswissenschaft und Technologiemanagement (IAT)	iat.uni-stuttgart.de
Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung & Hochspannungstechnik (IEH)	ieh.uni-stuttgart.de
Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft & Rationelle Energieanwendung (IER)	ier.uni-stuttgart.de
VIVAVIS AG (ehem. IDS GmbH)	vivavis.com
WIRCON GmbH	wirsol.com
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)	zsw-bw.de

Assoziierte Partner

Unternehmen	Web-Adresse
Adstec GmbH	ads-tec.de/
Bayernwerk AG	bayernwerk.de
DB Energie GmbH	dbenergie.de
EnBW ODR AG	odr.de
KOP GmbH	kop.info
LEW Verteilnetz GmbH	lew-verteilnetz.de
Lumenion GmbH	lumenion.com
Netze BW GmbH	netze-bw.de
Oli Systems GmbH	my-oli.com/de
Sevenzone Informationssysteme GmbH	sevenzone.de
Stadtwerke Fellbach GmbH	stadtwerke-fellbach.de
SWU Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH	swu.de
Venios GmbH	venios.de
Vodafone GmbH	vodafone.de

Herausgeber

Dr. Birgit Haller, Projektmanagerin und Consultant, Dr. Langniß Energie & Analyse. Förderung Erneuerbarer Energien, Nachhaltigkeit in der Forschung. Team Gesamtprojektleitung in C/sells. birgit.haller@energieanalyse.net

Dr. Ole Langniß, Eigentümer Dr. Langniß Energie & Analyse, geschäftsführender Gesellschafter OLI Systems GmbH. Förderung Erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg, Deutschland und international. Stellvertretender Gesamtprojektleiter in C/sells. ole.langniß@energieanalyse.net

Dr. Albrecht Reuter, Geschäftsführer, Fichtner IT Consulting GmbH. Energiewirtschaftliche Systemlösungen. Gesamtprojektleiter in C/sells. albrecht.reuter@fit.fichtner.de

Nicolas Spengler, EAM Netz GmbH. Forschung und Entwicklung in den Bereichen Smart Grid und Förderung / strategische Produktentwicklung E-Mobilität. Verbundkoordinator C/sells. nicolas.spengler@eam-netz.de

Autoren

Dr. Armin Ardone, Leiter Forschungsgruppe „Dezentrale Energiesysteme und Netze“, Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion, Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Analyse und Modellierung von Energiemärkten und netzen. Projektleiter „Energiemärkte“ in C/sells. armin.ardone@kit.edu

Maximilian Arens, Product Innovation Manager, devolo AG, Identifikation und Entwicklung neuer Geschäftsfelder, Technologien und Produktideen; Sicherheit und Datenkommunikation für das Internet of Things. Projektleiter „Prosumenten-Liegenschaften“ in C/sells. maximilian.aren@devolo.de

Mischa Ahrens, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Institut für Angewandte Informatik und Formale Beschreibungsverfahren, Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Methoden zur Geringhaltung des Kommunikationsaufwands in intelligenten Energienetzen. ahrens@fzi.de

Kai Apel, Senior Consultant, Fichtner IT Consulting AG. Projektleitung bei der Einführung und Entwicklung von GIS- und WebGIS-Lösungen, Teilprojektleiter für C/sells-Aktivitäten der Fichtner IT Consulting GmbH. kai.apel@fit.fichtner.de

Munkhtsetseg Baatar, wissenschaftliche Mitarbeiterin, Smart-Grids-Forschungsgruppe, Technische Hochschule Ulm. Promovendin in Bereitstellung von Flexibilität durch DERs zur netzstützenden Dienstleistung. munkhtsetseg.baatar@thu.de

Dr. Dierk Bauknecht, Öko-Institut e.V. und Universität Freiburg, Fakultät für Umwelt und Natürliche Ressourcen. Energiesystemanalyse, Transformation des Energiesektors und Regulierung. d.bauknecht@oeko.de

Dr. Anke Bekk, wissenschaftliche Mitarbeiterin und Projektleiterin, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); Analyse energiewirtschaftlicher Fragestellungen. Leiterin „Evaluation der Business Use Cases im Gesamtsystemkontext“ in C/sells. anke.bekk@isi.fraunhofer.de

Dr. Jann Binder, Fachgebietsleiter am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Stuttgart. Netzintegration Erneuerbarer Energien, Quartiersversorgung und Sektorkopplung. jann.binder@zsw-bw.de

Alexander Bogensperger, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Forschungsstelle für Energiewirtschaft München (FfE). Energienetzregulierung, Flexibilität, Markt- und Betriebskonzepte der Zukunft. abogensperger@ffe.de

Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner, Honorarprofessor an der Bergischen Universität Wuppertal und Geschäftsführer des House of Energy. Langjährige Erfahrungen in führenden Positionen in der Energiewirtschaft und Verbänden. p.birkner@house-of-energy.org

Dr. Thomas Brenner, CTO & Gesellschafter, OLI Systems GmbH; Leiter Entwicklung, Simulation und Betrieb dezentraler Hard- und Softwarelösungen für den Energiesektor – Lokale Energiemärkte, Prozesstransparenz & E-Mobilität. thomas.brenner@my-oli.com

Peter Breuning, Abteilungsleiter Leittechnik Service, Stadtwerke Schwäbisch Hall. Integration Erneuerbarer Energien in Netze. Projektleiter „Demonstration intelligenter Netze“ und „Intelligentes Verteilnetz Schwäbisch Hall“ in C/sells. peter.breuning@stadtwerke-hall.de

Matthias Buchner wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Stuttgart. matthias.buchner@ieh.uni-stuttgart.de

Shuo Chen wissenschaftlicher Mitarbeiter, Smart-Grids-Forschungsgruppe, Technische Hochschule Ulm. Promovend für Kommunikation mittels IEC 61850 im Smart Grid sowie automatisierte Netzsimulation und Datenintegration. shuo.chen@thu.de

Dr. Clemens Düpmeier, Leiter Fachgebiet „IT-Methoden und -Komponenten für smarte Infrastrukturen“, Institut für Automation und angewandte Informatik (IAI) des KIT. Automatisierung und Digitalisierung gesellschaftsrelevanter Infrastrukturen. clemens.duepmeier@kit.edu

Falko Ebe, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Smart-Grids-Forschungsgruppe, Technische Hochschule Ulm. Promovend in Test und Validierung von Kontrollstrategien im Smart Grid unter Verwendung von Software- und Power-Hardware-in-the-Loop-Konzepten. falko.ebe@thu.de

Dr. Rainer Enzenhöfer, Referent Sonderaufgaben, Produkte und Nichtstandardisierte Märkte, TransnetBW. Smart Systems, TSO-DSO-Kooperation, Digitalisierung, Blockchain und Elektromobilität. Projektleiter „Organisation intelligenter Netze“ in C/sells. r.enzenhoefer@transnetbw.de

Thomas Estermann, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Forschungsstelle für Energiewirtschaft München (FfE). Forschungsschwerpunkte: Flexibilität im Verteilnetz, Smart Metering und Digitalisierung in der Energiewirtschaft. Projektleiter „Altdorfer Flexmarkt“ testermann@ffe.de

Larissa Fait, wissenschaftliche Mitarbeiterin, Fachgebiet Mikroökonomik und empirische Energieökonomik, mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft der Universität Kassel. Masterarbeit zu Präferenzen von Energieverbrauchern in C/sells. larissa.fait@uni-kassel.de

Miriam Feil, Projektmanagement – Strategische Energieausrichtung, Flughafen Stuttgart GmbH. Energiesimulation. feil@stuttgart-airport.com

Thomas Feldmann wissenschaftlicher Mitarbeiter, Institut für Energiesystemtechnik (INES) der Hochschule Offenburg in der Forschungsgruppe Nachhaltige Energietechnik. thomas.feldmann@hs-offenburg.de

Dr. Verena Fluri, wissenschaftliche Mitarbeiterin, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Geschäftsmodelle im SmartGrid. verena.fluri@ise.fraunhofer.de

Kevin Förderer, wissenschaftlicher Mitarbeiter, FZI Forschungszentrum Informatik im Forschungsbereich Intelligent Systems and Production Engineering (ISPE). Automatisiertes Energiemanagement in Gebäuden, Erfassung und Kommunikation von Flexibilität. foerderer@fzi.de

Felix Förster, Energieingenieur und Teamleiter, OLI Systems GmbH, Integration von Hardware- und Softwarekomponenten zur Umsetzung lokaler Energiemärkte. felix.foerster@my-oli.com

Timo Frittsch, Projektleiter und Ingenieur Elektrotechnik, WIRCON GmbH, Entwicklung, Projektierung, Planung, Realisierung und Abwicklung von Photovoltaik-Großprojekten timo.frittsch@wircon.com

Tobias Fieseler, Mitarbeiter im Assetmanagement, EAM Netz GmbH, tobias.fieseler@eam-netz.de
Schwerpunkt Netzberechnung. Projektleiter der EAM Netz GmbH in C/sells, Umsetzung und Konzeptionierung der prototypischen regionalen Flexibilitätsplattform ReFlex auf Netzbetreiberseite.

Prof. Dr. Wolf Fichtner, Leiter des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP). Inhaber des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Mitglied im Scientific Board verschiedener Zeitschriften und Konferenzen. Projektleiter „Energienmärkte“ in C/sells. wolf.fichtner@kit.edu

Dr. Joachim Glatz-Reichenbach, Projektleiter, International Solar Energy Research Center (ISC) Konstanz e. V. Projektleiter des ISC in C/sells. Entwicklung und Anwendung von regenerativen Energien, insbesondere Photovoltaik. joachim.glatz-reichenbach@isc-konstanz.de

Dr. Sebastian Gölz, Teamleiter Nutzerverhalten und Feldtests, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Langjährige sozialwissenschaftliche Forschung zu innovativen Energieversorgungskonzepten. Projektleiter „Umfeldgestaltung“ in C/sells. sebastian.goelz@ise.fraunhofer.de

Prof. Dr. Giso Hahn, Leiter des Bereichs Photovoltaik der Universität Konstanz. Prozessierung und Charakterisierung von Solarzellen. giso.hahn@uni-konstanz.de

Pascal Häbig, wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart. Forschungsschwerpunkte Energiemärkte, intelligente Systeme und Geschäftsmodelle im Smart Grid. pascal.haebig@ier.uni-stuttgart.de

Erik Heilmann, wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Volkswirtschaftslehre Fachgebiet Mikroökonomik und empirische Energieökonomik mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft der Universität Kassel. Konzeptionierung der prototypischen regionalen Flexibilitätsplattform ReFlex in C/sells. erik.heilmann@uni-kassel.de

Christoph Heinemann, Senior Researcher, Öko-Institut. Transformation des Energiesystems mit den Schwerpunkten Energieszenarien und regulatorischen Anpassungsbedarfen. c.heinemann@oeko.de

Prof. Gerd Heilscher, Professor für „Energiedatenmanagement dezentraler regenerativer Energiesysteme“ an der Technischen Hochschule Ulm, Leiter der Smart-Grids-Forschungsgruppe. gerd.heilscher@thu.de

- Michael Hinterstocker**, Wissenschaftlicher Mitarbeiter, FfE GmbH, München. Flexibilisierung und Digitalisierung der Energiewirtschaft, Modellierung / Simulation von Energiesystem und -markt, Leiter „Übergeordneter Abgleich Bayern“ in C/sells. mhinterstocker@ffe.de
- Dr. Roland Hofer**, Bayernwerk AG. Experte Energieeffizienz und wettbewerblicher Messstellenbetrieb. roland.hofer@bayernwerk.de
- Fabian Holl**, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., Öffentlichkeitsarbeit, Veranstaltungsmanagement, Akzeptanz- und Partizipationsforschung. fabian.holl@smartgrids-bw.net
- Dr. Julian Huber**, Projektleiter und stellv. Abteilungsleiter, FZI Forschungszentrum Informatik. Informationssysteme und Nutzerzentrierung für nachhaltigere Energie- und Mobilitätssysteme. Leiter „Energiemanagement in Liegenschaften“ in C/sells. julian.huber@fzi.de
- Sebastian Hubschneider**, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, Karlsruher Institut für Technologie. Echtzeitsimulation von Verteilnetzen und Integration moderner Betriebsmittel. sebastian.hubschneider@kit.edu
- Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek**, Leiter des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart. ganzheitliche Analyse und Bewertung von Energiesystemen und Energietechnologien kai.hufendiek@ier.uni-stuttgart.de
- Basem Idlbi**, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Smart-Grids-Forschungsgruppe, Technische Hochschule Ulm. Promovend für Verteilnetzplanung und Betrieb mit Netzsimulation. Leiter „Ökonomische Modelle für Prosumer“ in C/sells. basem.idlbi@thu.de
- Dr. Sebastian Joos**, Postdoktorand und Gruppenleiter im Bereich Photovoltaik, Universität Konstanz. Leiter „Energieflexibilität Universität Konstanz“ in C/sells. sebastian.joos@uni-konstanz.de
- Dr. Dogan Keles**, Gruppenleiter Energiemärkte und Energiesystemanalyse, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion. Karlsruher Institut für Technologie (KIT). dogan.keles@kit.edu

Peter Kellendonk, Vorsitzender EEBus Initiative e.V., Geschäftsführender Gesellschafter und Gründer KEO GmbH. kellendonk@eebus.org

Andreas Kießling, Freiberufler, Autor, energy design & management consulting. Gestaltung nachhaltiger Lebensräume mit erneuerbarer und dezentral organisierter Energie auf Basis der Digitalisierung. Leiter „Geräte- und Anlagenintegration“ und „Standardisierung“ in C/sells. andreas@energieorganismus.de

Nikolai Klempf, Forschungsgruppenleiter am IER, Universität Stuttgart. Effizientes Strommarktdesign bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien und einer resultierenden gesteigerten Bedeutung nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen. nikolai.klempf@ier.uni-stuttgart.de

Dr. Marian Klobasa Geschäftsfeldleiter, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Analyse und Evaluation von Instrumenten zur Integration von erneuerbaren Energien und Bewertung von Anwendungsbeispielen. marian.klobasa@isi.fraunhofer.de

Dr. Martin Knipper, Projektkoordinator und Projektenwickler, House of Energy e.V. Energiewende, Materialforschung für Solarzellen und Energiespeicher. Regionalkoordinator Hessen in C/sells. m.knipper@house-of-energy.org

Florian Klausmann, Projektleiter, Competence Team „Energy Innovation“, Fraunhofer Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation (IAO). Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastrukturen, Energiesysteme. Leiter „Fraunhofer IAO Micro Smart Grid“ in C/sells. florian.klausmann@iao.fraunhofer.de

Dr. Robert Kohrs, Abteilungsleiter Smart Grids am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg. Netzverträglicher Ausbau dezentraler Energieerzeugung durch Digitalisierung und Automatisierung. robert.kohrs@ise.fraunhofer.de

Christoph Kondzialka wissenschaftlicher Mitarbeiter, Smart-Grids-Forschungsgruppe, Technische Hochschule Ulm. Promovend für Systemintegration sowie den sicherem Betrieb von standardisierten IT-Komponenten im Smart Grid. christoph.kondzialka@thu.de

Andreas Koper, Projektingenieur Smart Cities, MVV Energie AG, Umsetzung von Smarten Wärmekonzepten im Quartier unter Einbeziehung der Sektorkopplung. andreas.koper@mvv.de

Emil Kraft, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion des KIT. Methoden für die Vermarktung von Flexibilität und Energie. Projektleiter „Energienmärkte“ in C/sells. emil.kraft@kit.edu

Simon Köppl, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Forschungsstelle für Energiewirtschaft München (FfE). Forschungsschwerpunkte: Intelligente Stromnetze, dezentrale Flexibilität und Reallabore. Projektleiter „Altdorfer Flexmarkt“ und Regionalkoordinator Bayern in C/sells skoepl@ffe.de

Nico Lehmann, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion des KIT. Methoden zur Erhebung von Präferenzen im Kontext Energie und Flexibilität. Projektleiter „Energienmärkte“ in C/sells. nico.lehmann@kit.edu

Yasmin Lachmann, Projektsteuerung im Bereich Smart Cities, MVV Energie AG, Umsetzung von innovativen Forschungsprojekten mit dem Schwerpunkt auf Quartierslösungen. yasmin.lachmann@mvv.de

David E. Langer, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Smart-Grids-Forschungsgruppe, Technische Hochschule Ulm. Promovend für Sektorenkopplung und Netzsimulation. Koordinierung des C/sells-Feldtests in Ulm. david.langer@thu.de

Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried, Leiter des Instituts für Energiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH) am Karlsruher Institut für Technologie. Mitglied im VDE, CIGRE und IEEE. thomas.leibfried@kit.edu

Heiko Lorenz, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Smart-Grids-Forschungsgruppe, Technische Hochschule Ulm. Software-Entwicklung von CLS-Anwendungen, Flexibilität aus Prosumer-Sicht. heiko.lorenz@thu.de

Peter Maas, Business Development Manager, VIVAVIS AG Ettlingen. Geschäftsfelder für das Intelligente Verteilnetz. Projektleiter „Verteilnetzautomatisierung“ in C/sells. peter.maas@vivavis.com

Oliver Maicher, Mitarbeiter Forschungsprojekte und Kooperationen, Energiedienst AG. Projektleiter C/sells-Aktivitäten bei Energiedienst. oliver.maicher@energiedienst.de

- Dr.-Ing. Siw Meiser**, Projektentwicklerin und Referentin, TenneT TSO GmbH; Europäische Intraday-Marktkopplung (SIDC), nationales Engpassmanagement, Forschung im Bereich Erneuerbare Energien. siw.meiser@tennet.eu
- Jeromie Morris**, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Smart-Grids-Forschungsgruppe, Technische Hochschule Ulm. Kommunikation im Smart Grid mittels IEC 61850, Verteilnetzsimulation und HIL-Testing. jeromie.morris@thu.de
- Polichronis Muratidis**, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Smart-Grids-Forschungsgruppe, Technische Hochschule Ulm. Datenaufbereitung, Auswertung & -Visualisierung, Energiemeteorologie. polichronis.muratidis@thu.de
- Ivonne Müller**, Kommunikations- und Multimediamanagerin, Marketingbereich des House of Energy e.V. Pressekontakte und Publikationen, Etablierung regenerativer Energiesysteme. i.mueller@house-of-energy.org
- Laura-Maria Müller**, Projektmanagement Freiflächen, WIRCON GmbH, Entwicklung, Projektierung, Realisierung und Abwicklung von Freiflächenanlagen, Entwicklung von Eigenverbrauchsmodellen. laura-maria.mueller@wircon.com
- Dietmar Miller**, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Smart Grids Plattform Baden-Württemberg e.V. Akzeptanzforschung hinsichtlich energetischer Infrastrukturen, Konzeption und Moderation partizipativer Experten- und Bürgerdialoge. dietmar.miller@smartgrids-bw.net
- Dr. Michael Orlishausen**, Mitarbeiter im Team „Grid Technology and Control“, TenneT TSO GmbH. Fachreferent für Netzführungskonzepte und Energiewendeprojekte, Betreuer Demonstrationsprojekte in drei SINTEG-Schaufenstern, gesamte TenneT Regelzone. michael.orlishausen@tennet.eu
- Dominik Peper**, M.Sc., Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Forschung im Bereich neue Geschäftsmodelle und energiewirtschaftliche Entwicklungen im Rahmen der Energiewende. dominik.peper@ise.fraunhofer.de
- Sabine Pelka**, wissenschaftliche Mitarbeiterin, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Competence Center Energietechnologien und Energiesysteme. sabine.pelka@isi.fraunhofer.de

Dr. Kristian Peter, Vorstand, Geschäftsführer und Abteilungsleiter Energiesysteme, International Solar Energy Research Center Konstanz (ISC Konstanz). Entwicklung von Gesamtenergiesystemen, Photovoltaik, Kombination von Wärmepumpe und BHKW. kristian.peter@isc-konstanz.de

Christian Radl, Referent Sonderaufgaben, TransnetBW GmbH, Projekt- und Gremienmanagement Netzwirtschaft und nichtstandardisierte Märkten, Schnittstelle und Zusammenarbeit ÜNB – VNB auf europäischer Ebene. Leiter „Flexible Abstimmung Netz – Markt“. c.radl@transnetbw.de

Oliver Ramm, Leiter Unternehmenssteuerung, EAM EnergiePlus GmbH, Projektleiter für die Tätigkeiten der EAM EnergiePlus in C/sells für die Themen Demand-Side-Management und flexible Nahwärmenetze. oliver.ramm@eam.de

David Ritter, Senior Researcher, Öko-Institut, Transformation des Energiesystems. d.ritter@oeko.de

Marilen Elisa Ronczka, Leiterin Innovationsmanagement, Power Plus Communications AG. Weiterentwicklung und Erprobung der intelligenten Messsysteminfrastruktur. Projektleiterin „Infrastrukturinformationssystem“ von C/sells. m.ronzka@ppc-ag.de

Prof. Dr. Krzysztof Rudion, Leiter des Fachgebiets Netzintegration Erneuerbarer Energien, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart. Planung und Betrieb elektrischer Netze mit dezentralen Anlagen. rudion@ieh.uni-stuttgart.de

Dr.-Ing. Robert Schwerdfeger, Referent Engpassmanagement, TenneT TSO GmbH. Ehemaliger Fachreferent für Netztechnologien und Innovationsprojekte. Leiter „Abstimmungskaskade“ in C/sells. robert.schwerdfeger@tennet.eu

Jörg Schmidtke, verantwortlich für Förderprojekte und Gremienarbeit bei der VIVAVIS AG Ettlingen. Intelligente Messsysteme und Smart Meter Gateways, Gremienaktivität DKE, FNN und ZVEI. joerg.schmidtke@vivavis.com

Christian Schneider, Senior Researcher, Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., Konzeption und Analyse von empirischen Forschungsprojekten, Konzeption und Durchführung von partizipativen Stakeholder- und Bürgerveranstaltungen. christian.schneider@smartgrids-bw.net

- Prof. Dr. Hartmut Schmeck**, im Ruhestand, bis 2018 Professor für Angewandte Informatik am KIT, Direktor am FZI Forschungszentrum Informatik. Innovative Informations- und Kommunikationstechnologien in intelligenten Energiemanagementsystemen. schmeck@fzi.de
- Prof. Dr. Michael Schmidt**, Professor für Regenerative Energiesysteme und ihre Netzintegration, Hochschule Offenburg, stellv. Leiter des Instituts für Energiesystemtechnik (INES). Prädiktive und netzdienliche Regelung von Energiesystemen. schmidt@hs-offenburg.de
- Edgar Schmitt**, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Institut für Energiesystemtechnik (INES), Hochschule Offenburg. Optimierte Energiesysteme, praktische Umsetzung einer dezentralen Energieversorgung, Embedded- und SPS-Systeme. edgar.schmitt@hs-offenburg.de
- Katja Schulze**, Mitarbeiterin der Abteilung Leittechnik Service, Stadtwerke Schwäbisch Hall. Projektleiterin „Demonstration intelligenter Netze“ und „Intelligentes Verteilnetz Schwäbisch Hall“ in C/sells. katja.schulze@stadtwerke-hall.de
- Elias Siehler**, Projektmanager Strategische Energieausrichtung, Flughafen Stuttgart GmbH. Versorgungstechnik, Spitzenlastmanagement, Ladeinfrastruktur. siehler@stuttgart-airport.com
- Christian Stange**, Teamleiter Operatives Smart Metering, Elektrizitätswerk Mittelbaden AG & Co KG. Smart Meter Rollout, Planung und Kundenkommunikation, Einbau von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen. stange.christian@e-werk-mittelbaden.de
- Melanie Stagg** (Peschel), Teamleiterin, Smart Grids Plattform Baden-Württemberg e.V. Kommunikationsstrategie, Storytelling zur Energiezukunft, Bürgerdialog, Expertendialog. Leiterin „Partizipation in komplexen Strukturen mit Partikularinteressen“ in C/sells. melanie.stagg@tracemaker.de
- Christoph Stegner**, wissenschaftlicher Mitarbeiter und Standortleiter der Außenstelle Hof, Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE). Auswirkungen von Erneuerbaren Energien auf Verteilnetze, Smart Metering, elektro-chemische Speicher. christoph.stegner@zae-bayern.de

Steffen Steinel, Technischer Leiter Freiflächenanlagen, WIRCON GmbH, Entwicklung, Projektierung, Realisierung und Abwicklung von großen Utility Scale Projekten, Eigenverbrauchsmodelle. steffen.steinel@wircon.com

Tim Streubel, wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart. Überwachung von Spannungsqualität in Verteilnetzen. tim.streubel@ieh.uni-stuttgart.de

Christian Tomschitz, Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Methodenentwicklung für hochauflösende Erzeugungs- und Lastprognosen in Verteilnetzen. christian.tomschitz@zsw-bw.de

Dr. Robert Thomann, Leiter Produktentwicklung und Innovation Smart Cities, MVV Energie AG; Innovationen mit Schwerpunkt Digitalisierung und Internet der Dinge. robert.thomann@mvv.de

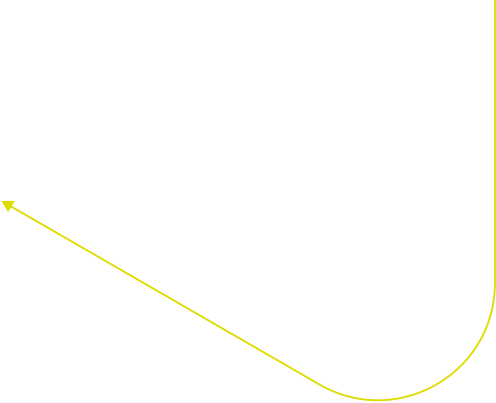
Trung Vu, wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart. Energiemärkte, intelligente Systeme und Geschäftsmodelle im Smart Grid. trung.vu@ier.uni-stuttgart.de

Andreas Weigand, Fachreferent „Dezentrales Energiesystem“, Stadtwerke München. Energiehandel, Direktvermarktung von EE-Anlagen, Umsetzung der dezentralen Energieversorgung. Leiter „Intelligente Wärme München“ in C/sells. weigand.andreas@swm.de

Prof. Dr. Heike Wetzel, Leiterin Fachgebiet Mikroökonomik und empirische Energieökonomik, Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft, Universität Kassel. heike.Wetzel@uni-kassel.de

Thomas Wolski, Leiter Marketing & Produktmanagement, Power Plus Communications AG. t.wolski@ppc-ag.de

Andreas Zeiselmair, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). Forschungsschwerpunkte: Digitalisierung, Smart Markets, Blockchain. Projektleiter „Altdorfer Flexmarkt“ azeiselmair@ffe.de



Die im Pariser Klimaschutzabkommen vereinbarte Begrenzung des Klimawandels erfordert einen umfassenden Wandel im Umgang mit Energie. Sonne, Wind und andere erneuerbare Energieträger werden künftig in Millionen von verteilten Kraftwerken umgesetzt, deren Zusammenspiel muss neu organisiert werden. Dezentral ist dann nicht nur die Energieerzeugung, sondern auch deren Regelung. Mehr Menschen haben die Chance zur Mitgestaltung. In diesem Buch wird ein dergestalt aufgebautes, ein zelluläres Energiesystem beschrieben, das über 300 Akteure aus Wirtschaft, Politik und Wissenschaft seit 2017 in Süddeutschland entwickelt und realisiert haben.

