House of Energy Schriftenreihe – Band 4

C/sells Regionalkonferenz Hessen

20. November 2017 | Kassel

Vorwort

Sehr geehrte Damen und Herren,
liebe Freunde des House of Energy,

bei genauerer Betrachtung sollte anstelle des Begriffs „Energiewende" besser der Terminus „Leistungswende" verwendet werden. Aus technischer Sicht liegen die Herausforderungen im Wesentlichen auf der Leistungsseite, während an Energie kein grundsätzlicher Mangel besteht. Im Gegensatz zur Energie beinhaltet Leistung auch den Aspekt der zeitgerechten Bereitstellung und Nutzung.

Das Energiesystem der Zukunft wird aus einer Vielzahl von regenerativen Quellen gespeist werden. Die ergiebigsten davon sind in Deutschland Wind, Sonne und Wasser. Mit den heute und auch in der näheren Zukunft verfügbaren technischen Systemen wird daraus überwiegend elektrische Energie erzeugt. In geringerem Maße erlauben Solarthermie, thermische Abfallverwertung und Biomasse ergänzend auch die Bereitstellung von Wärme und Methan.

Die Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen ist stark schwankend und zudem zeitlich eingeschränkt. Darüber hinaus ist ihre Energiedichte verhältnismäßig gering. Dies führt dazu, dass hohe Erzeugungsleistungen installiert und zu den entsprechenden Zeiten in das elektrische Netz eingespeist werden müssen. Das Netz ist jedoch für die künftigen Leistungen, die je nach Szenario, mindestens um den Faktor vier bis fünf über den bisherigen Spitzenleistungen liegen, nicht ausgelegt.

Da die Einspeisung zudem dezentral erfolgt, ist der aktuell vorangetriebene Ausbau des Übertragungsnetzes zwar notwendig, allerdings in keinem Fall hinreichend, um die skizzierte technische Herausforderung zu lösen. Die Verteilungsnetze rücken damit ins Zentrum der Betrachtung.

Bereits auf den niedrigeren Spannungsebenen muss eine sinnvolle Angleichung zwischen Erzeugung und Verbrauch stattfinden, um die höheren Spannungsebenen zu entlasten. Dies führt zur Errichtung von Energiezellen, in denen dieser Abgleich stattfindet.

Die häufig angesprochene Sektorenkopplung mit den Technologien Power-to-Heat, Power-to-Gas und E-Mobilität unterstützt dieses Konzept. Es werden neue Flexibilitäten geschaffen. Der systemdienlichen Einsatz dieser neuen Anwendungen für elektrische Energie erfordert die Preissignale eines zu schaffenden „Smart Market". Flexibilitäten können aber netzdienlich eingesetzt werden, um den erforderlichen Netzausbau möglichst gering zu halten. Damit entstehen aktive Netze, „Smart Grids", für die sich ein zellulärer Aufbau als grundlegendes Strukturierungskonzept anbietet. Die bisherigen Netzstrukturen dienen als Ausgangsbasis und werden mit neuen Fähigkeiten ausgestattet.

Das in den Eckpunkten beschriebene Szenario bildet ein sehr komplexes System mit vielen Wechselwirkungen. Es ist ganzheitlich zu denken und zu etablieren. Für das Gelingen der Energiewende stellt dies einen erfolgskritischen Faktor dar. Es ist daher sehr zu begrüßen, dass das Bundeswirtschaftsministerium mit dem „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) diese Fragestellung aufgreift und innovative Technologien für eine klimafreundliche, sichere und effiziente Stromversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Sonne und Wind fördert. In fünf deutschen Modellregionen arbeiten insgesamt über 200 Partner in Konsortien zusammen. Darunter befinden sich Unternehmen und Forschungseinrichtungen aber auch Kommunen, Landkreise und Bundesländer.

Das auf vier Jahre angelegte Projekt wird mit insgesamt 230 Millionen Euro bezuschusst. Die fünf Modellregionen, die alle Bundesländer umfassen und unterschiedliche Schwerpunktsetzungen haben, lauten: NEW 4.0, enera, Designetz, WindNODE und C/sells.

Baden-Württemberg, Bayern und Hessen sind im größten Teilprojekt C/sells engagiert. Der vorliegende Band stellt die Ergebnisse der „1. C/sells Regionalkonferenz Hessen" zusammen. Diese fand am 20. November 2017 im Rathaus Kassel statt. Hier trafen sich Experten aus Technik, Wirtschaft, Wissenschaft, Unternehmen und Politik zur intensiven Diskussion. Der Ort der Konferenz, das Rathaus in Kassel, brachte sehr schön zum Ausdruck, dass Energiewende eine zentrale kommunale Angelegenheit ist. Ich möchte daher den Dank aller Teilnehmer an die Stadt Kassel und ihren Oberbürgermeister Herrn Christian Geselle dafür aussprechen, dass wir die Konferenz in einem sehr anspruchsvollen Ambiente abhalten durften.

Bei C/sells stehen zelluläre Energiestrukturen, in urbanen und ländlichen Regionen im Mittelpunkt, die durch eine starke Ausprägung der Photovoltaik charakterisiert sind. Das House of Energy nimmt dabei die Rolle des Regionalkoordinators des Landes Hessen wahr. Die hessischen Partner sind die Energieversorger EAM und Städtische Werke Kassel, die Unternehmen Ramboll Cube und Limón sowie die Universität Kassel und das Fraunhofer IEE. Untersucht werden technische Lösungen, Marktmodelle sowie Optionen für die Anpassung des Rechtsrahmens an die neue technische Systematik. Die Demonstration von Funktionalitäten und die Partizipation von Bürgern und Kommunen nehmen einen hohen Stellenwert ein.

Es ist dem House of Energy und auch mir persönlich eine große Freude Ihnen diesen neuen Band unserer Schriftenreihe vorstellen zu dürfen. Ich wünsche Ihnen eine gute Lektüre und verbleibe mit herzlichen Grüßen

Prof. Dr. Peter Birkner
Honorarprofessor der Bergischen Universität Wuppertal und Geschäftsführer des House of Energy e.V.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort 3

Einführung
| Timon Gremmels, Mitglied des Bundestags 9
| Dr. Albrecht Reuter, Gesamtprojektleitung C/sells, Fichtner IT Consulting 13

Notwendigkeit und Herausforderungen zellulärer Strukturen im Stromsektor
| Prof. Dr. Peter Birkner, Honorarprofessor Bergische Universität Wuppertal, House of Energy 17

Vorstellung des C/sells Vorhaben
| Dr. Sebastian Breker, Verbundkoordinator ENM 21

Vorstellung der C/sells Projekte in Hessen 23

Regioflexmarkt
| Erik Heilmann, Universität Kassel
| Nicolas Spengler, Energienetz Mitte 25

Blindleistungsmanagement und Inselnetzfähigkeit von städtischen Verteilnetzen
| Patrick Thiel, Städtische Werke Netz + Service 33

Demand-Side-Management in Industrie- und Gewerbebetrieben
| Oliver Ramm, EAM EnergiePlus 35

Flexibilitätspotenzial von Liegenschaften bei optimierter Wärmebereitstellung
| Dr. Michael Krause, Fraunhofer IWES 39

Impulsvortrag: Ausbau- und Intelligenzbedarf für die hessischen Verteilnetze der Zukunft
| Klaus Gütling, Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung 43

Zusammenfassung und Schlussfolgerung 45

Referentenverzeichnis 48

Impressum 49

Anhang 50

Einführung

| Timon Gremmels, Mitglied des Bundestags

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Bundesrepublik Deutschland hat sich entschieden, ihre Energieversorgung grundlegend umzustellen, weg von nuklearen und fossilen Brennstoffen, hin zu erneuerbaren Energien. Es handelt sich um den wohl wichtigsten ökologisch-ökonomischen Transformationsprozess unserer Zeit: Bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen und hohem Wohlstandsniveau wollen wir unser Land spätestens 2050 weitgehend mit sauberer Energie versorgen. Als energieeffizienteste und umweltschonendste Volkswirtschaft der Welt sollen dann mindestens 80 % unseres gesamten Energiebedarfes regenerativer Herkunft sein.

Dabei dürfen wir nicht vergessen: Die Energiewende ist kein abstraktes Zukunftsprojekt, sondern längst erfolgreiche Gegenwart. Vieles haben wir bereits erreicht. Bei der Stromerzeugung sind die Erneuerbaren Energien schon heute wichtigster Energieträger, beim Bruttostromverbrauch liegt ihr Anteil inzwischen deutlich über 30 %. Wer hätte dies noch vor zehn Jahren gedacht.

Mit dem Bau neuer Anlagen, dem Ausbau der Netze und der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen gehen Investitionen in Milliardenhöhe einher. Das kurbelt die Wirtschaft an: Die Energiewende ist Investitions- und Modernisierungsmotor für die deutsche Volkswirtschaft. Neue Geschäftsfelder und Absatzmärkte, vor allem aber zukunftsfähige Arbeitsplätze entstehen. Richtig angepackt kann „Energiewende made in Germany“ zum Exportschlager werden; schon heute ist das internationale Interesse am Wissen, technischen Know-how und den praktischen Erfahrungen der hiesigen Branche riesig.

In Hessen wurden durch den Umstieg auf dezentrale Erneuerbare Energien bereits mehr Arbeitsplätze geschaffen, als in der konventionellen Energieversorgung bestehen. Während bundesweit mehrere Hunderttausend Menschen im Bereich der Erneuerbaren Energien arbeiten, sind es derer allein in Nordhessen mehr als 15.000. Tendenz weiter steigend: In den nächsten zehn Jahren soll sich die die Zahl der Beschäftigten auf dann deutlich über 30.000 nochmals verdoppeln, so eine aktuelle Studie des Kompetenznetzwerks deENet aus dem November 2017.

Vorangetrieben wird diese Entwicklung nicht nur von großen Unternehmen aus Nordhessen wie der SMA Solar Technology AG in Niestetal oder Viessmann in Allendorf, sondern auch von kommunalen Stadtwerken, privaten Anlagenbauern und Energiegenossenschaften, der Universität Kassel und vom Fraunhofer-Institut Iwes. Der Wirtschaftszweig gehört zu den schnellst wachsenden in der Region: Von der Forschung über Anwendung und Produktion bis hin zum Vertrieb ist die gesamte Palette der Wertschöpfung vertreten.

Diese Trends beschreiben, wie Wind- und Solarstrom zunehmend das Energiesystem prägen, von der heute schon wichtigsten Stromquelle sukzessive zum wichtigsten Energieträger werden und die Energieversorgung dabei sicher und kostengünstig bleibt. Gleichzeitig macht der vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), dem Zentrum für Solarenergie- und Was-

serstoff-Forschung (ZSW) und der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) unlängst veröffentlichte fünfte Bundesländervergleich Erneuerbare Energien deutlich: Selbst dort, wo erfreuliche Werte konstatiert werden können, ist die Systemtransformation noch lange nicht geschafft.

Für Hessen sind die Ergebnisse der Studie ein Weckruf: Von einer ohnehin mäßigen Platzierung bei der letzten Erhebung im Jahr 2014 ist das Land noch einmal zwei Plätze abgerutscht, auf einen enttäuschenden 14. Platz. Zwar gewinnen die Erneuerbaren Energien mit einem Anteil von rund 39 % an der Stromerzeugung auch in Hessen an Bedeutung. Doch liegt ihr Anteil am Stromverbrauch bei nicht einmal 17 %, da Hessen der mit Abstand größte Stromimporteur unter den Bundesländern ist.

Der Grund für das insgesamt schlechte Abschneiden Hessens jedoch ist maßgeblich auf mangelnde Anstrengungen und ausbleibende Erfolge beim technologischen und wirtschaftlichen Wandel zurückzuführen. Hier nimmt Hessen jeweils den vorletzten Platz ein. Auch bei den Forschungsausgaben liegt das Bundesland nur auf Rang 14: Bereiche, in denen es aufgrund der weiter oben dargelegten Standortvorteile eigentlich deutlich besser abschneiden müsste – und in Zukunft besser abschneiden muss, um bei der Energiewende nicht abgehängt zu werden.

Der Bundesländervergleich ist noch in einer weiteren Hinsicht bemerkenswert. Durch unterschiedliche geographische, politische und wirtschaftliche Ausgangsbedingungen entwickeln die Föderalstaaten jeweils individuelle Lösungsstrategien beim Vorankommen der Energiewende. Damit werden nicht nur eigene Akzente beim Umbau des Energiesystems gesetzt, sondern es können sich auch zukunftsträchtige Erfolgsmodelle für andere Länder, Regionen und die Bundespolitik etablieren.

Unterschiedliche Erfolgsmodelle erproben und auf ihre Umsetzbarkeit zu testen: Dieses Ziel hat das vom vormaligen Energieminister Sigmar Gabriel (SPD) aufgelegte Bundesprogramm Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende. Das mit 230 Mio. Euro Bundesmitteln geförderte Programm zielt darauf ab, skalierbare Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung durch Wind und Sonne zu entwickeln. Dafür werden in fünf sogenannten Schaufensterregionen – C/sells, Designnetz, enera, NEW 4.0 und WindNODE – die zentralen Herausforderungen der Energiewende adressiert.

Als eines der regionalen Versuchsfelder überspannt C/sells die Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg und Hessen. Von Bayern im Osten über Baden-Württemberg bis nach Hessen im Nordwesten Süddeutschlands entsteht ein zellulär strukturiertes Energiesystem, das dem natürlichen Sonnenverlauf im Ost-West-Solarbogen folgt und sich der regionalen Optimierung von Erzeugung und Verbrauch widmet. Bereitstellung, Nutzung, Verteilung und Speicherung regenerativ produzierter Energie werden innerhalb der einzelnen Zellen autonom optimiert, dezentral erzeugte Energien überwiegend am Ort der Erzeugung verwertet und nur verbleibende Energiebilanzen im überregionalen Zellverbund ausgeglichen.

Auch wenn die jeweiligen Schwerpunkte der fünf Modellregionen in demselben Maße wichtig sind, so scheint mir die Herangehensweise von C/sells als erstes einsatzfähiges, überregionales Smart Grid gleich aus mehrerlei Gründen besonders vielversprechend zu sein. (1) Erstens verspricht schon die Grundidee eines zellulären Energiesystems systemimmanente Vorteile hinsichtlich der Resilienz und Widerstandsfähigkeit des Netzes, idealerweise reduziert sich dabei zugleich der Bedarf an Leitungskapazitäten. (2) Zweitens steigt der Anreiz, zunehmend erneuerbar produzierte Energie auch bei Überschussproduktion lokal zu verwerten und die stärkere Verzahnung der Sektoren Elektrizität, Wärme und Verkehr somit zu jeder Zeit mitzudenken. (3) Drittens lässt das erklärte Ziel, energetische Prozessdistanzen bei sektorenübergreifender Flexibilisierung weitestgehend zu minimieren, auch im Bereich des zugehörigen Marktdesigns innovative Wertangebote und digitale Geschäftsmodelle entstehen: von regionalisierten Systemdienstleistungen über regionale Marktplätze bis hin zum Peer2Peer-Handel mittels Blockchain-Technologie. (4) Viertens und letztens bilden die C/sells-Leitideen Vielfalt und Partizipation zugleich die gesellschaftspolitischen Herausforderungen der Energiewende bestmöglich ab: Nicht rein technische Inventionen werden künftig gefragt sein, sondern solche Systeminnovationen, die technische, infrastrukturelle und sozioökonomische Aspekte, neue Geschäftsfelder und partizipative Beteiligungsformen intelligent miteinander verbinden.

Die Vielfalt der beteiligten Akteure wird größer, kleinere dezentrale Einheiten gewinnen an Bedeutung. Aus politischer Sicht ist diese Entwicklung deshalb so bedeutsam, als der zwar allgemein sehr hohen Zustimmung zur Energiewende mehr oder weniger großflächige Proteste bei nahezu allen konkreten Umsetzungsprojekten gegenüberstehen. Dabei ist der lokale Mehrwert mitunter wichtiger als der Beitrag zum globalen Klimaschutz.

Mit aktiver Partizipationsarbeit veranschaulicht C/sells, wie sich die Einbindung einer großen Anzahl an Akteuren und Interessenlagen konstruktiv nutzen lässt. Das Projekt macht vor, wie die für die flächendeckende Umsetzung von Energie-, Wärme- und Verkehrswende nötige Denkwende erreicht werden kann: Indem das energiepolitische Zieldreieck von Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz um ein viertes Ziel Partizipation erweitert wird.

Auch deshalb sind Dialogveranstaltungen wie die C/sells-Regionalkonferenz in Kassel so wichtig: Um uns auszutauschen und voneinander zu lernen. In diesem Sinne wünsche ich dem Projekt weiterhin viel Erfolg und sage Ihnen meine politische Unterstützung und Begleitung zu.

Ihr Timon Gremmels

| Dr. Albrecht Reuter, Gesamtprojektleitung C/sells, Fichtner IT Consulting

Die Energiewende-Ziele für Deutschland wurden durch die Beschlüsse der Bundesregierung im Juni 2011 festgelegt und in mehreren internationalen Vereinbarungen, wie z.B. der COP21 (Conference of the Parties) in Paris, weiterentwickelt. Im Kern bedeutet Energiewende die weitestgehende Dekarbonisierung der Infrastrukturen bis zur Mitte des Jahrhunderts, die vollständige Abkehr von der Nutzung von Kernkraft bis 2022 und der schrittweise Umbau der Energieversorgungsstrukturen von einer ressourcenbasierten Energiewirtschaft (Kohle, Gas, Öl) hin zu einem technikorientierten System, das auf erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Windenergie, Wasserkraft, Biomasse) fußt.

Zum Jahreswechsel 2016/17 erfolgte der Startschuss für fünf Demonstrationsvorhaben in Deutschland, die im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) bis Ende 2020 stattfinden. Die größte dieser Modellregionen erstreckt sich über die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern und Hessen und heißt „C/sells". Im C/sells-Projekt haben sich 56 Partner aus Wissenschaft, Industrie und Netzbetrieb zusammengeschlossen, um das 100-Millionen-Euro-Projekt über vier Jahre auf eine erfolgreiche Ausbreitung im Massenmarkt vorzubereiten. Dabei steht das „C" für Cells, für die Zellen, die in Summe die gesamte Modellregion ausmachen. „sells" verweist auf neue Geschäftsmodelle, die mit der digitalen Energiewende neue Wirtschaftsstrukturen und -chancen entstehen lassen. Die Energiewirtschaft muss sich zum einen sukzessive auf neue Player einstellen und zum anderen die Energieversorgung trotz aller Veränderungen, Volatilitäten und Ungewissheiten stabil halten. Gute Chancen haben insbesondere jene, die die Mechanismen der Digitalisierung verstanden haben und zum Kernbestandteil ihrer Geschäftsmodelle machen.

Smart Grids für ein intelligentes Energiesystem

C/sells demonstriert, wie die Energiewende und der Ausbau erneuerbarer Energien großflächig umgesetzt werden können. Dabei entwickeln und demonstrieren die Projektpartner das Zusammenwirken von sogenannten Zellen des durch die Energiewende vorgezeichneten, zukünftigen Energiesystems.

Zellen können sowohl Erzeuger und Netze als auch Verbraucher und Speicher umfassen, die sich meist in einer räumlichen Nähe zueinander befinden: So stellen Städte, Quartiere, Straßenzüge und auch Areale wie Flughäfen oder Industriegebiete C/sells-Zellen dar. Ausgehend von über 30 Demonstrationszellen entsteht eine Vielfalt zellulär strukturierter Energiesysteme, die durch die aktive Partizipation der Beteiligten mitgestaltet werden. Neben den Demonstrationszellen, die technische Lösungen sowie Marktansätze demonstrieren und den Partizipationszellen mit besonderem Augenmerk auf die Kommunikation, laden wir auch C/sells-Citys ein, sich unserem Movement anzuschließen. Die ersten Kommunen haben bereits ein Memorandum of Understanding unterzeichnet. Das Interesse ist groß. Denn die Energiewende benötigt ein breites Movement in der Gesellschaft. Ein massives Umdenken

in Bezug auf Gewohnheiten im Umgang mit Energie oder Energiedienstleistungen ist notwendig, um Reibungsverluste bei der Transformation des Energiesystems gering zu halten. Um die Entwicklungswünsche und Kommunikationsbedürfnisse der Bevölkerung wie auch der Wirtschaft aufzugreifen, ist eine frühzeitige, aktive Einbindung notwendig. Die engagierte Teilnahme einer Vielzahl von Akteuren wird eine gesamtgesellschaftliche Bewegung schaffen, die die Energiewende aktiv vorantreibt und so die Denkwende möglich macht, welche die digitale Energiewende braucht. Die Energiewende-Ziele der Bundesregierung erfordern ein vollkommen neues Energiesystem mit intelligenten Netzen, um den immer größer werdenden Anteil erneuerbarer Energien automatisiert in den Stromnetzen zu steuern. Das Demonstrationsvorhaben C/sells entwickelt hierzu die Blaupause für das Energiesystem der Energiewende.

Drei zentrale Instrumente des digitalen Energiesystems

Das „Infrastruktur-Informationssystem (IIS)", die „Abstimmungskaskade" und der „regionalisierte Handel mit Energie und Flexibilitäten" stellen die drei zentralen Instrumente und zugleich die Verbindungsglieder des C/sells-Projektes dar.

Das C/sells Infrastruktur-Informationssystem (IIS) stellt den Markt- und Netzakteuren Informations- und Zugriffsdienste mit den dazu erforderlichen Instrumenten bereit, um die Optimierung sowohl auf Zellebene als auch im Zellverbund zu ermöglichen und einen Marktzugang für Flexibilitäten zu schaffen. Das IIS sorgt dafür, dass der Informations- und Datenaustausch z.B. zu horizontalen und vertikalen Energieflüssen zwischen den Zellen wirtschaftlich, interoperabel und sicher stattfindet. Hierzu unterstützt das IIS Energienetze, Energie(dienstleistungs-)märkte und Liegenschaften mit gemeinsamen Informationen und Kommunikationstechniken. Das IIS besteht aus Komponenten der Sensorik, der Aktorik, des Kommunikationssystems und gemeinsamer Basisdienste, wie in Abb. 1 skizziert.

Die Abstimmungskaskade ist eingebettet in die Organisation intelligenter Energienetze, die in einer vielfältigen, komplexen Zellstruktur erfordert, dass die Netze über alle Spannungsebenen hinweg rasch und weitgehend automatisiert kommunizieren und agieren. Dem Zellgedanken folgend, können erkannte oder prognostizierte, kritische Netzzustände automatisiert sowohl innerhalb der Zelle als auch im Zellverbund behoben werden.

Eine Schlüsselrolle spielt hier der kontinuierliche Austausch von Informationen zum Netzzustand zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Vor diesem Hintergrund wurde eine Bewertungslogik des Netzzustandes in Form einer Ampel eingeführt. Ist die Ampel grün, liegen keine kritischen Netzzustände vor. In der gelben Ampelphase ist der Netzzustand eines Netzsegments, beispielsweise durch einen potenziellen oder tatsächlichen Netzengpass, gefährdet. In dieser sog. Marktpartizipationsphase können Zellakteure den Netzbetreibern Flexibilitäten als Alternative anbieten und so helfen, kritische Situationen zu vermeiden.

Schaltet die Ampel auf Rot, ist die Systemstabilität und damit die Versorgungssicherheit unmittelbar gefährdet. In diesem Fall dürfen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber nach § 13 Abs. 2 EnWG (entspricht der roten Ampel) die Erzeugungs- bzw. Verbrauchssituation durch direkte Regelung von Anlagen adaptieren, um die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können.

Die in C/sells angedachte automatisierte, einheitliche Abwicklung von Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität minimiert die Dauer von roten Phasen. Damit wird eine diskriminierungsfreie, gleichberechtigte und ungehinderte Entfaltung der Akteursvielfalt ermöglicht, wobei die Netzbetreiber dem Markt die Netzinfrastruktur diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen und damit die Rolle des Market Facilitators übernehmen.

Regionalisierter Handel bindet Akteure partizipativ ein

Die C/sells-Akteure können sowohl regional Energie und Flexibilität kaufen und verkaufen als auch auf den weiterentwickelten bisherigen, zentralen Märkten handeln und somit Erlöse erzielen. Eine Möglichkeit den regionalisierten Handel umzusetzen besteht in der Schaffung regionaler Märkte (kurz: Regiomärkte).

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, dass zentrale Märkte um regionalisierte Produkte erweitert werden. Ungeachtet der genauen Ausgestaltung des regionalisierten Handels steht es den C/sells-Akteuren frei, die Netzbetreiber bei Engpasssituationen im Netz zu unterstützen (z.B. Batteriespeicher speisen bei geringer Photovoltaik-Erzeugung ein), den Strom untereinander zu handeln (z.B. Verkauf des Stroms an einen Abnehmer im Nachbardorf) oder wie bereits heute zentral zu verkaufen (an der Strombörse oder am Regelenergiemarkt).

Der C/sells-Handel schafft vielfältige Partizipationsmöglichkeiten und gibt allen Akteuren im zukünftigen Energiesystem einen ökonomischen Rahmen. Das C/sells-Marktdesign berücksichtigt dabei die Wechselwirkungen unterschiedlicher, parallel existierender Märkte mit regionalisierten und nicht regionalisierten Produkten und darüber hinaus die Umsetzbarkeit der Energieflüsse aufgrund physikalischer Netzrestriktionen im Rahmen der Ampelphasen.

Der Deutsche Bundestag hat eigens mit der sogenannten SINTEG-Verordnung die Möglichkeit geschaffen, die neuen C/sells-Marktkonzepte trotz der engen regulatorischen Rahmenbedingungen in der Praxis tatsächlich erproben zu können.

Süddeutschland als Schaufenster der intelligenten Energie versorgung

Süddeutschland, speziell Baden-Württemberg, Bayern und Hessen, besitzt alle Voraussetzungen für ein eindrucksvolles Schaufenster zur „Intelligenten Energieversorgung". Die Region ist auf Grund der höchsten solaren Erzeugung in Deutschland, seiner vielschichtigen Netzstruktur mit ländlichen, dünn besiedelten Regionen, seinen Energiewende begeisterten Bürgern, Politikern und Investoren sowie seiner zentralen Lage im europäischen Netzverbund für dieses Projekt prädestiniert. Europäische Vorhaben sind mit C/sells abgestimmt, sodass sich sowohl die Vorteile der europäischen Integration als auch einer Multiplikatorwirkung in den Nachbarländern entfalten werden.

Schon heute gibt es in Süddeutschland über 760.000 Prosumenten, die Strom nicht nur verbrauchen, sondern auch selbst erzeugen. Die vielfältige Akteursstruktur, die alle Wertschöpfungsstufen des zellulären Energiesystems umfasst, bietet ideale Voraussetzungen um neue Kooperationsmodelle zu entwickeln und umzusetzen. Mit C/sells wird damit ein fließender Übergang von der Demonstration bis zum Massenmarkt ermöglicht, der nach Vision der Projektbeteiligten durch das C/sells-Movement selbstverstärkend wirkt.

Notwendigkeit und Herausforderungen zellulärer Strukturen im Stromsektor

| Prof. Dr. Peter Birkner, Honorarprofessor
Bergische Universität Wuppertal, House of Energy

Die Energiewende greift auf kohlendioxidneutrale und ressourcenschonenden Energiequellen zurück. In Deutschland sind dies vor allem Wind und Sonne. Diese Energiequellen sind durch eine hohe Volatilität, eine begrenzte zeitliche Verfügbarkeit und ein geringe Energiedichte gekennzeichnet. Dies macht ihre technische Nutzung schwierig. Bereits der Bereitstellung des aktuellen Bedarfs an elektrischer Energie in Höhe von 600 TWh durch regenerative Energiequellen bedeutet die Errichtung einer Erzeugungskapazität in einer Größenordnung von etwa 400 GW. Der nuklear-fossile Kraftwerkspark der Vergangenheit hatte in etwa eine verfügbare Leistung von 100 GW und die Leistungsanforderung auf der Bedarfsseite lag einschließlich Export zwischen 35 GW und 100 GW.

Extrapoliert man die heutigen Erfahrungen bezüglich der zeitgleichen Erzeugung der installierten erneuerbaren Energiequellen, so ist davon auszugehen, dass von den 400 GW installierter Erzeugungskapazität etwa 50 % maximal auch zeitgleich in das Netz einspeisen. Hier wird es zwar verschiedene räumliche Verteilungsszenarien geben, dennoch wirkt die Diversifizierung der Erzeugung hinsichtlich Typ, Ort und regionale Abnahmesituation stabilisierend. Das elektrische System muss also das Auftreten von 200 GW beherrschen. Diese Leistung liegt im Grenzbereich der Übertragungsfähigkeit des Übertragungsnetzes. Unabhängig davon ist die Frage zu beantworten, wie bei maximal 100 GW Bedarf eine Erzeugungsleistung in Höhe von 200 GW sinnvoll verwendet werden kann.

Bezieht man die Dekarbonisierung der Sektoren Verkehr und Wärme in die Überlegungen mit ein, so kommt man nicht umhin auch diese Anwendungen zumindest langfristig in nennenswerten Anteilen durch regenerativen Strom zu decken.

Der Endenergiebedarf in Deutschland verteilt sich zu 25 % auf Elektrizität und Verkehr, während sich der Wärmeateil auf rund 50 % beläuft. Wärme und Verkehr basieren hauptsächlich auf fossilen Energieträgern. Eine Energiewende, als reine Stromwende ohne Wärme- und Verkehrswende greift damit deutlich zu kurz. Es ist unerheblich, ob Strom direkt oder indirekt – beispielsweise über „grünen" Wasserstoff – zum Einsatz kommt. In jedem Fall muss mehr Strom bereitgestellt werden, um diesen Anforderungen zu genügen.

Geht man von einer Steigerung des Strombedarfs von 50 % aus, was tendenziell die Untergrenze des Zuwachses darstellen dürfte, so sind künftig 900 TWh an elektrischer Energie bereitzustellen. Nimmt man eine in den Relationen der einzelnen Energiequellen zueinander konstante Vergrößerung des regenerativen Erzeugungsportfolios an, so ergibt sich eine zu installierende Erzeugungsleistung von etwa 600 GW, von der etwa 50 % auch technisch zu beherrschen sind. An dieser Stelle ist ersichtlich, dass die Übertragungskapazität des Übertragungsnetzes dafür nicht ausreicht und die Verteilungsnetze künftig zusätzliche wichtige Aufgaben übernehmen müssen.

Es zeigt sich aber auch, dass zelluläre Strukturen die Beherrschung des Leistungsproblems unterstützen. Energiezellen können Gebäude, Straßenzüge, Quar-

tiere, Stadtviertel, Kleinstädte, Ortschaften, Industriestandorte, Regionen und als größte Struktur ganz Europa sein.

Jede Zelle muss versuchen Erzeugung und Bedarf mit technisch und wirtschaftlich vertretbaren Mitteln in einem vernünftigen Umfang im Gleichgewicht zu halten. Unterlagerte Zellen tauschen die verbleibenden Ungleichgewichte mit den vorgelagerten Zellen aus. Zellen kommunizieren damit hierarchisch und sind nur partiell in Bezug auf die Leistung ausgeglichen. Es gilt das Prinzip von Pareto. Nur die Zelle „Europa" muss eine stets ausgeglichene Leistungsbilanz aufweisen. Wichtig ist der Hinweis, dass die Spannungsebenen Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannung mit ihren einzelnen Netzregionen sehr gut mit der skizzierten zellularen Struktur harmonieren.

Soweit die Technik. Die größeren Fragen stellen sich auf der regulatorischen und ordnungspolitischen Seite. Es gibt heute keine oder nur sehr geringe Anreize für eine Energiezelle ihren Leistungsaustausch mit der vorgelagerten Zelle zu minimieren. Entnahmen aus der vorgelagerten Zelle sind mit einem Leistungspreis (€/MW) belegt, Rückspeisungen erfolgen entgeltfrei. Künftig ist zwischen dem globalen Preissignal der Strombörse – „Strom in Europa ist preiswert, da aktuell eine hohe Einspeisungen durch regenerative Quellen" gegeben ist – und Netzengpässen vor Ort – „Alle laden ihr Elektrofahrzeug in einem Ortsnetz, da der Strom gerade preiswert ist" – zu unterscheiden.

Überregionale Börsenpreise können globale Aktionen auslösen, die netztechnisch lokal nicht überall darstellbar sind. Hier muss es einen Preis für lokale Flexibilität geben. Außerdem sind finanzielle Anreize nötig, die ein teilautarkes Verhalten einer Energiezelle, d.h. die Reduktion des Leistungsaustauschs mit der vorgelagerten Zelle, fördern.

Neben neuen Fragen treten aber auch neue Optionen auf. Beispielsweise kann durch die überregionale Koordination von Batteriespeichern einer Überlastung von Leitungen bis hin zu Höchstspannungsleitungen entgegengewirkt werden. Werden dezentrale Batteriespeicher im Norden Deutschlands während einer Starkwindphase geladen und gleichzeitig im Vorfeld bereits geladenen dezentrale Batteriespeicher im Süden Deutschlands entladen, so findet ein virtueller Stromtransport von Nord nach Süd statt. Real handelt es sich um zeitverschobene Lade- und Entladevorgänge.

Findet dieses Vorgehen in großem Maße statt, so kann damit der leitungsgebundene Energietransport von Nord nach Süd reduziert werden.

Eine andere Möglichkeit ist die Etablierung von lokalen Zusammenschlüssen aus verschiedenen benachbarten Gebäuden. Werden diese über steuerbare und galvanisch entkoppelte Leitungen verbunden, so kann auf nichtöffentlichem Grund Energie zwischen den Gebäuden ausgetauscht werden. Die entsprechenden Technologien sind entwickelt. Auch wenn juristische oder genehmigungsrechtliche Aspekte ihren Einsatz noch hemmen, es darf als Frage der Zeit betrachtet werden, bis die ersten Anwendungen auftreten. Damit können Energiezellen in Privatinitiative entstehen. Auch die Technologie der Blockchain ist hier zu erwähnen. Damit könne eine solche Zelle organisiert werden.

Schließlich etablieren sich mehr und mehr neue übergreifende Geschäftsmodelle. Bundesweit und vielleicht künftig europaweit agierende digitale Plattformen bringen Angebot und Nachfrage zusammen. Strombeschaffung und -vertrieb ist so neu zu definieren. Wiederum kann hier perspektivisch die Blockchain-Technologie zum Einsatz kommen.

Die wenigen Beispiele zeigen, dass es eine Vielzahl an technischen Optionen gibt. Zudem werden ständig neue entwickelt. Energie und Digitalisierung wachsen zusammen. Daten sind zu erfassen, um das Energiesystem zu steuern und zu stabilisieren. Gleichzeitig bieten diese Daten aber wieder neue technische und energiewirtschaftliche Nutzungsmöglichkeiten, wie vorausschauende Instandhaltung, Marktanalysen oder Last- und Erzeugungsprognosen.

Technische Optionen können aber nur dann in die Praxis Einzug halten, wenn sie im Gesamtkontext erprobt sind und ihre Funktionalität nachgewiesen ist. Vor allem muss das System aber akzeptiert sein. Damit begründet sich die Notwendigkeit für Projekte wie C/sells. Die Demonstration eines zellulär strukturierten Energiesystems und die Partizipation von Bürgern und Kommunen bilden die Voraussetzung für die Schaffung von Akzeptanz. Neben offenen Punkten auf der technischen Seite kann so auch der Handlungsbedarf in Bezug auf die Ordnungspolitik identifiziert werden.

Für das House of Energy ist es in diesem Zusammenhang wichtig im Dreiklang von Invention (es funktioniert), Bedarf (zelluläres System) und Innovation (es ist wirtschaftlich erfolgreich) zu denken. Dies stärkt den Wissenschafts- aber auch den Wirtschaftsstandort Hessen.

Vorstellung des C/sells Vorhaben

| Dr. Sebastian Breker, Verbundkoordinator ENM

In dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie initiierten Förderprogramm SINTEG: „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende" sind zum Jahresbeginn fünf große Schaufensterprojekte in Deutschland gestartet, um bis zum 31.12.2020 die Zukunft unserer Energieversorgung zu demonstrieren. Eines dieser Vorhaben ist das dezentrale Großprojekt „C/sells" (siehe auch www.csells.net), in dem sich 43 Partner aus Forschung, dem kommunalen Umfeld sowie der Industrie und Wirtschaft engagieren. Weiterhin sind 13 Partner assoziiert.

Mit C/sells soll – bildhaft gesprochen – ein am Sonnenlauf von Bayern im Osten über Baden-Württemberg bis nach Hessen im Nordwesten orientiertes, zellulär strukturiertes Energiesystem entstehen: Der Ost-West Solarbogen.

Energiebereitstellung, -nutzung, -verteilung, -speicherung und weitere Infrastrukturdienstleistungen werden innerhalb der einzelnen Zellen, z.B. Liegenschaften, Quartiere und Städte, nach dem Subsidiaritätsprinzip möglichst weitgehend autonom optimiert. Die Vernetzung der Zellen zu einem Verbund erlaubt darüber hinaus gemeinschaftliches Handeln für eine sichere und robuste Energieinfrastruktur. Hierbei wird ein Infrastruktur-Informationssystem (IIS) den Austausch von Energie auf lokaler und regionaler Ebene befördern.

Um dem Namen des Projektes gerecht zu werden, sollen zum einen technische Lösungen („Cells") entwickelt werden. Zum anderen sollen den Bürgern über die Teilnahme an der Energiewende auch neue wirtschaftliche Chancen eröffnet werden („sells"). Mit Partizipation wird so die Akzeptanz für die Energiewende weiter erhöht und eine Einladung zum Mitmachen ausgesprochen.

Quasi als DNA des zukünftigen Energiesystems sind zwölf Kernprozesse („Business Use Cases") definiert, mit denen Rollen und Zusammenwirken der traditionellen Energiewirtschaft sowie der Prosumenten in Markt und Netz organisiert werden. Schon heute gibt es in Süddeutschland über 760.000 Prosumenten, die Strom nicht nur verbrauchen, sondern auch selbst erzeugen. Die vielfältige Akteursstruktur, die alle Wertschöpfungsstufen des zellulären Energiesystems umfasst, bietet ideale Voraussetzungen, um neue Kooperationsmodelle zu entwickeln und umzusetzen.

Mit C/sells wird ein fließender Übergang von der Demonstration bis zum Massenmarkt ermöglicht. Süddeutschland besitzt alle Voraussetzungen für ein eindrucksvolles Schaufenster zur „Intelligenten Energieversorgung". Die Region ist auf Grund der höchsten solaren Erzeugung in Deutschland, seiner vielschichtigen Netzstruktur mit über 420 Verteilnetzbetreibern, der Kombination von industrialisierten Ballungszentren mit ländlichen, dünn besiedelten Regionen, seinen Energiewende-begeisterten Bürgern, Politikern und Investoren sowie seiner zentralen Lage im europäischen Netzverbund für dieses Projekt prädestiniert. Europäische Vorhaben sind mit C/sells abgestimmt, sodass sich sowohl die Vorteile der europäischen Integration als auch einer Multiplikatorwirkung in den Nachbarländern entfalten werden.

Vorstellung der C/sells Projekte in Hessen

- **Regioflexmarkt** | Erik Heilmann, Universität Kassel; Nicolas Spengler, Energienetz Mitte → Seite 25 → Folien Seite 60
- **Blindleistungsmanagement und Inselnetzfähigkeit von städtischen Verteilnetzen** | Patrick Thiel, Städtische Werke Netz + Service → Seite 33 → Folien Seite 67
- **Demand-Side-Management in Industrie- und Gewerbebetrieben** | Oliver Ramm, EAM EnergiePlus → Seite 35 → Folien Seite 72
- **Flexibilitätspotenzial von Liegenschaften bei optimierter Wärmebereitstellung** | Dr. Michael Krause, Fraunhofer IWES → Seite 39 → Folien Seite 87

Regioflexmarkt

| Erik Heilmann, Universität Kassel

| Nicolas Spengler, Energienetz Mitte

Nutzung von Flexibilitäten im Rahmen eines regionalen Marktumfeldes

Der unter dem Begriff Energiewende subsumierte Umbau des Energieversorgungssystems in Deutschland wird als zweite industrielle Revolution und gesamtgesellschaftliche Aufgabe verstanden. Mit der Einführung des Stromeinspeise- und später des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) in Deutschland wurde im Bereich von Wind-, Solar- und Biomasseanlagen eine enorme Investitionswelle in Gang gesetzt, die mittlerweile zu einer installierten Gesamtleistung von über 100.000 MW in Deutschland geführt hat. Neben den zentralen Kraftwerken, die Strom auf der Ebene der Höchst- und Hochspannungsnetze erzeugen, speisen nun immer mehr kleine Erzeuger dezentral Strom aus erneuerbaren Energien in das Verteilnetz, das die regionalen unteren Ebenen des Stromnetzes umfasst, ein. Letztverbraucher werden zu „Prosumern", d.h. sie sind nicht mehr nur reine Stromkonsumenten, sondern auch -produzenten. Diese Veränderung der Erzeugungsstruktur beeinflusst den Stromfluss im Netz. Floss der Strom in früheren Zeiten ausschließlich in eine Richtung, von den wenigen Großkraftwerken in den übergeordneten Übertragungsnetzen hin zu den Letztverbrauchern im regionalen Verteilnetz, so dreht sich die Stromflussrichtung heute immer häufiger um.

Ein weiterer Aspekt ist, dass im Vergleich zur relativ konstanten Stromproduktion großer Kraftwerke erneuerbare Energien ihren Strom dargebotsabhängig produzieren, z. B. wenn der Wind weht oder die Sonne scheint. Diese Stromproduktion findet allerdings häufig nicht zu Zeiten statt, in denen Energie auch wirklich benötigt wird. Das Stromnetz muss daher umgerüstet werden, um mit diesen Schwankungen umgehen zu können.

Mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien zeigen sich die Grenzen der verfügbaren Netzkapazitäten zwischenzeitlich auch in hessischen Stromnetzen. Für die Zukunft resultiert ein erheblicher Handlungsbedarf, um die weiterhin steigende Anzahl erneuerbarer Energien gesamtsystemisch in die regionalen Stromnetze zu integrieren. Unter den aktuellen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für das elektrische Energiesystem ist ein investitionsintensiver Ausbau mit Stationen, Transformatoren und Leitungen häufig noch Mittel der Wahl zur Beseitigung von Engpässen im Verteilnetz, die durch den Ausbau erneuerbarer Energien verursacht werden. Der Ausbau der Stromnetze wird durch einen Anteil im Strompreis, dem Netzentgelt, durch den Letztverbraucher finanziert. In Zukunft kann eine intelligente Steuerung des Verbrauchs- und Erzeugungsverhaltens im Stromnetz dazu genutzt werden, den notwendigen Netzausbau zu begrenzen. Dazu muss das Verteilnetz für den flexiblen Austausch von Energie und Informationen in alle Richtungen ausgelegt werden und Anreize setzen, Strom dann bereitzustellen bzw. zu verbrauchen, wenn es erforderlich ist.

Flexibilität verstehen und als Mehrwert nutzen

Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer netzdienlichen Flexibilisierung des Verbrauchs- bzw. Er-

zeugungsverhaltens im Verteilnetz. Ein Beispiel hierfür ist, dass ein Letztverbraucher seinen Solarstrom tagsüber in einem hauseigenen Batteriespeicher zwischenspeichert und abends verbraucht, um keine Belastungsspitzen im Netz zu verursachen.

Auf ähnliche Weise könnte ein Industrie- oder Gewerbebetrieb nicht zeitkritische Prozesse in Zeiten verlagern, in denen viel Strom im Netz vorhanden ist. Diese Flexibilität seitens der Letztverbraucher muss entsprechend honoriert werden. Dem Letztverbraucher, der heute für den Systemumbau bezahlt, muss also zukünftig ein wirtschaftliches, sicheres und umweltfreundliches Energiesystem geboten werden, an dessen Mechanismen er aktiv als Konsument, Produzent oder einer Kombination aus beidem, als „Prosumer", teilnehmen kann, um auf individuelle Art und Weise einen Beitrag zur Kostensenkung zu leisten. „Hier stehen der Energiesektor und die Politik gemeinsam in der Verantwortung, ein System zu entwickeln, welches diesen Ansprüchen gerecht werden kann. Wir freuen uns, dass wir in Hessen im Projekt C/sells die Chance bekommen, hierbei aktiv mitwirken zu dürfen", erläutert Nicolas Spengler vom kommunalen Energieversorger EAM.

Entsprechend dem Leitgedanken von C/sells besteht das zukünftige Energiesystem aus vielen Zellen, die autonom agieren und vielseitige Lösungen für die beschriebenen Herausforderungen bereitstellen. Eine Zelle kann in dieser Vision verschiedene Größenordnungen annehmen, beginnend von einem Haushalt oder einer Liegenschaft bis hin zu einer Netzzelle, die einen Teil eines Stromnetzes repräsentiert.

„Unter den genannten Gesichtspunkten ist es strategisches Ziel für die C/sells-Akteure in Hessen, einen prototypischen regionalen Marktplatz für hessische Netzzellen zu entwickeln, an dem Konsumenten, Produzenten und „Prosumer" ihre Flexibilität in Verbrauch und Erzeugung anbieten können", führt Prof. Peter Birkner aus, der als Geschäftsführer des House of Energy e. V. die Regionalkoordination der Projektaktivitäten in Hessen verantwortet.

Die Konzeption und das Design dieses regionalen Marktplatzes für Hessen übernehmen die Fachgebiete „Kommunikationstechnik", „Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft" und „Intelligente Eingebettete Systeme" der Universität Kassel gemeinsam mit dem kommunalen Energieversorger EAM.

Die Plattform für den regionalen Marktplatz wird vom Fachgebiet Kommunikationstechnik entwickelt. Auf ihr laufen die verschiedenen Handelsmechanismen, die im Rahmen des Projektes untersucht werden sollen. Außerdem werden in die Plattform die Angebote und die Nachfragen nach Flexibilitäten eingegeben. Der Handelsmechanismus, wie etwa eine Auktion oder eine Zuordnung zu dem besten Angebot, kann dann situationsabhängig gestartet werden.

Wenn ein Handel ausgemacht ist, werden Möglichkeiten zum Abruf der Flexibilität durch den verantwortlichen Netzbetreiber zur Verfügung gestellt. Außerdem werden alle Aktionen protokolliert, um die Entscheidungen der Plattform jederzeit nachvollziehbar zu machen. „Aus informations- und kommunikationstechnischer Sicht werden dazu Eingriffe an den Schnittstellen zwischen den zukünftigen Marktakteuren durchgespielt, die für die zukünftige Aufgabe eines bidirektionalen Daten- und Informationsflusses und den Anschluss einer wachsenden Zahl von Geräten und Anlagen vorbereitet werden müssen", erläutert Prof. Klaus David.

Durch die Demonstration der Funktionsweise des Marktes im „Reallabor" wird der Nachweis verfolgt, dass auf Ebene städtischer und regionaler Stromnetze Situationen beherrscht werden können, wie sie beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in den nächsten Jahrzehnten in Hessen zu erwarten sind.

Mit Hilfe des prototypischen Handelssystems der Universität Kassel sollen später bereits im Feld reale Industriekunden und Erzeuger, die im Stromnetz der EAM angeschlossen sind und bei denen Flexibilitätspotentiale erschlossen wurden, mittels wirtschaftlicher Anreize für eine Teilnahme an dem prototypischen Markt gewonnen werden. „Der regionale Markt wird als Instrument für den Ausgleich des fluktuierenden Leistungsangebotes erneuerbarer Energien im regionalen Stromnetz genutzt und in zwei von uns versorgten hessischen Netzzellen – soweit technisch und rechtlich möglich – unter Einbeziehung von Akteuren modellhaft erprobt. Mit der Stadt Dillenburg konnten wir für die Umsetzung bereits einen wichtigen Partner aus dem kommunalen Umfeld gewinnen", erklärt Nicolas Spengler, Projektverantwortlicher der EAM. „Neben diesen technischen Aspekten werden von uns auch ökonomische Fragestellungen bearbeitet, die einen Beitrag zur aktuellen Diskussion in Politik und Wissenschaft liefern. Eine besondere Herausforderung im Marktdesign liegt in der regionalen Komponente der gehandelten Produkte zur Beseitigung lokaler Engpässe im regionalen Stromnetz", ergänzt Prof. Heike Wetzel vom Fachgebiet „Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft". Gemeint ist, dass jede Flexibilität eine bestimmte Auswirkung auf die benachbarten Knoten (Elektrische Anschlusspunkte) im regionalen Stromnetz hat. Prinzipiell nehmen manche physikalischen Wirkungen, wie etwa eine Spannungserhöhung oder -verminderung, mit der Entfernung zur Flexibilität ab.

Demnach ist eine Flexibilität eigentlich ein Produkt, das ortsabhängige Preise hat, da für zwei unterschiedliche Orte im Verteilnetz, an denen ein Bedarf für Flexibilität besteht, die selbe Flexibilität unterschiedliche Auswirkungen hat. Dieser Umstand hat Auswirkungen sowohl auf die Angebotserstellung als auch die Angebotsnachfrage. So muss jedes Angebot und jede Nachfrage mit einem Ort im regionalen Stromnetz angegeben werden. Eine Auktion oder eine Zuordnung zu einem bestimmten Angebot muss dann ebenfalls unter Berücksichtigung der Orte im Verteilnetz erfolgen. Eine im Zuge des Marktdesigns zu untersuchende Fragestellung ist beispielsweise, ob der Ort eine geografische Angabe sein kann oder eher physikalisch der spezielle Knoten in der jeweiligen Verteilnetzstruktur sein muss.

Schaffung der technischen Voraussetzungen

Für einen realen Test des regionalen Marktplatzes müssen technische Voraussetzungen in den beiden Demonstrationszellen der EAM geschaffen werden. Generell ist im heutigen elektrischen Energiesystem die im Netz eingesetzte Sensorik zur Zustandserfassung sowie die Aktorik zur Realisierung weitgehend automatisierter Eingriffe in den Betrieb der Stromnetze nur auf der Ebene der Höchst- und Hochspannungsnetze vorhanden. In den unterlagerten regionalen Stromnetzen ist diese Technik in geringerem Maße vorhanden. Um das Last- und Erzeugungsverhalten in den Demonstrationszellen mit einem Marktmechanismus besser aufeinander abzustimmen und in einem Feldversuch zu erproben, müssen neuartige Sensoren und Aktoren eingesetzt werden.

Auf der Angebotsseite müssen innerhalb der Zellen netz- und marktdienliche Potentiale von am Projekt beteiligten Photovoltaik-Speichersystemen, Photovoltaik-Großkraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden identifiziert und als Anbieter für Flexibilität ertüchtigt werden. Auch auf der Nachfrageseite werden innerhalb der Zellen die notwendigen technischen Voraussetzungen für eine Teilnahme an einem regionalen Marktplatz geschaffen. Dazu gehört die Installation intelligenter Stromzähler und Messsysteme, sogenannte Smart Meter, weitere Sensorik zur Erkennung kritischer Netzzustände in Stromnetzen, sowie die kommunikationsseitige Verknüpfung von Sensorik, Prozessleittechnik und aktiven Betriebsmitteln mit Netzführungssystemen der Netzbetreiber. Dem Austausch der alten Stromzähler gegen Smart Meter wird in der genannten Vorbereitung der Angebots- und Nachfrageseite eine wichtige Rolle zukommen.

Smart Meter werden je nach Ausstattung für Letztverbraucher, Netzbetreiber und Erzeuger die notwendigen Verbrauchsinformationen bereitstellen. Smart Grids übermitteln Informationen und schaffen beim Letztverbraucher die Grundlage für geeignete Anreize zur Verbesserung der Energieeffizienz. Die Einführung und insbesondere der flächendeckende Rollout von Smart Metern sind mit nicht unerheblichen Kosten, technischen Herausforderungen und Risiken verknüpft. Die Gewährleistung von Interoperabilität, Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen sind dabei einige Aspekte, denen erhöhte Aufmerksamkeit zu widmen ist. Voraussetzung für eine erfolgreiche und effiziente Einführung und Weiterentwicklung intelligenter Messsysteme ist ein erfolgreicher Test von Infrastruktur, Geräten und Schnittstellen.

Was sind die Herausforderungen – Und wie können Lösungen aussehen?

„Die EAM vertritt die Auffassung, dass branchenweit koordinierte Testphasen, im Gegensatz zu individuellen Tests, zu einer deutlich höheren Qualität der intelligenten Messsysteme vor dem Rollout führen. Sie

reduzieren den unternehmensindividuellen Testbedarf auf ein wirtschaftlich verträgliches Mindestmaß und können sehr hohe Kosten, die durch zu spätes Erkennen von Problemen verursacht werden, vermeiden", so Oliver Belz, Experte für Smart Meter bei der EAM. Daher werde man Smart Meter in einem Pilottest einführen und sich dabei mit Netzbetreibern und Herstellern intensiv abstimmen. Vor dem Pilottest, der im Rahmen des Projektes erfolgt, wurden in Labortests und Praxistests bei einer geringen Zahl von Kunden Integrationsfähigkeit, Interoperabilität und Zuverlässigkeit von Smart Metern bei möglichst vielen Geräteherstellern geprüft, sowie elementare Prozesse (insbesondere die Inbetriebnahme) beleuchtet und ausgestaltet.

In einem nachfolgenden Feldtest wurde die Zahl der beteiligten Kunden bereits auf über 100 erhöht, um verschiedene Kommunikationstechnologien und die Interoperabilität von Smart Metern verschiedener Hersteller im Feld zu prüfen sowie die Geschäftsprozesse (z. B. Abrechnung der Energiemengen) bei steigenden Testmengen zu verifizieren und zu optimieren. Die Labor-, Praxis- und Feldtests bilden die Basis für die Spezifizierung der Gesamtarchitektur. Sämtliche Ergebnisse werden von den Experten der EAM für den Pilottest berücksichtigt.

Mit der Möglichkeit einer geeigneten Erfassung und Beobachtung des Netzzustandes wird eine technische Grundlage für die Nutzung netzdienlicher Flexibilität im regionalen Stromnetz gebildet, mit der ein Netzbetreiber einen Flexibilitätsbedarf zur Behebung eines Netzengpasses erkennen kann. Jedoch reichen eine Kommunikationsinfrastruktur und entsprechende Sensorik auf Seiten des Netzbetreibers noch nicht aus, um Flexibilitätsbedarf frühzeitig am regionalen Marktplatz nachzufragen.

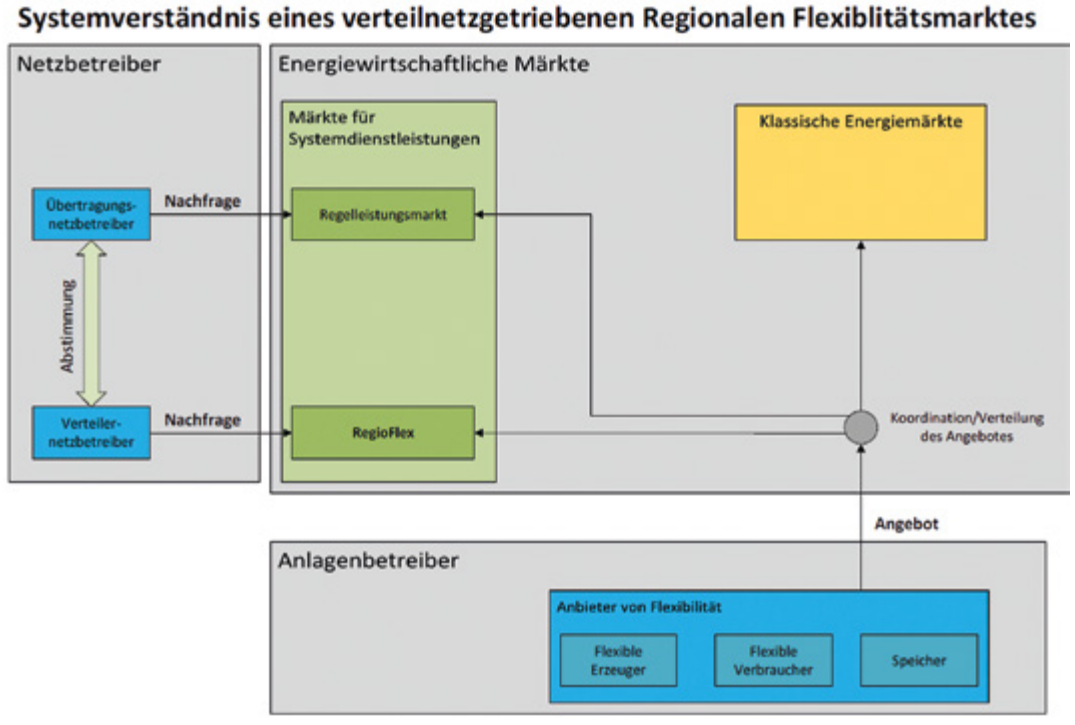
Um eine frühzeitige Nachfrage zu ermöglichen, wird eine geeignete Prognose des Netzzustandes erforderlich. Die Erstellung von Prognosen zur Erkennung eines Flexibilitätsbedarfs in einem regionalen Stromnetz mittels Messungen und Prognosen ist neuartig und wird für die hessische Modellregion vom Fachgebiet „Intelligente Eingebettete Systeme" übernommen.

„Zur Prognose des Netzzustandes für z.B. einen Folgetag verarbeiten wir relevante Eingangsdaten wie Wetterdaten und das Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten aus der Vergangenheit mit Techniken des maschinellen Lernens, um auf diese Weise Aussagen für die Zukunft zu treffen", erläutert hierzu Prof. Bernhard Sick. Gebraucht werden zeitnah für den Netzbetrieb wichtige Informationen zu kritischen Netzparametern wie z. B. Spannung, Leistungsflüssen und Betriebsmittelbelastungen in den betroffenen Netzbereichen. Im Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers sollen mittels geeigneter Messungen kritische Netzzustände erkannt werden.

Sofern gemäß der Prognose herkömmliche Gegensteuerungsmaßnahmen im Netz nicht ausreichend sind, einen prognostizierten kritischen Netzzustand zu vermeiden, wird vom Netzbetreiber am regionalen Marktplatz ein Flexibilitätsbedarf angemeldet bzw. nachgefragt.

In der hessischen Modellregion wird durch die EAM besonderes Augenmerk bei der Erkennung des Netzzustandes auf die Rückwirkungen marktdienlicher Systeme bei Haushalts- und Gewerbekunden gelegt, da die Kenntnis der Rückwirkungen für einen künftigen Betrieb dieser Netze unumgänglich ist. Dafür werden Netzteile ausgewählt und zum Teil mit einer Photovoltaik-Speicher-Kombination (z.B. einem Batteriespeicher) und Home-Management-Systemen ausgestattet. In den Netzsträngen sollen auf diese Weise die veränderten Belastungen analysiert werden.

Die Untersuchungen umfassen dabei auch die Verwendung eines neuartigen, intelligenten und integrierten Verteilnetzmanagementsystems, um die Erfassung des Netzzustandes im Stromnetz der Zukunft für die Vielzahl der regionalen Stromnetze möglichst automatisieren zu können. Bei dem Test des Verteilnetzmanagementsystems soll geklärt werden, wie zukünftig Netzzustände automatisiert erfasst und ein sicherer Betrieb der Netze selbst in kritischen Netzzuständen gewährleistet und durch erneuerbare Energien verursachter Netzausbau reduziert werden kann.



Funktionsweise des regionalen Marktes

Grundlage für einen zukünftigen Handel von Flexibilität an einem regionalen Marktplatz ist das vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW e.V. erarbeitete Smart-Grids-Ampelkonzept. Dieses Konzept beschreibt unter technischen Gesichtspunkten, zu welchen Zeiten zukünftig die Akteure am regionalen Markt zusammenarbeiten, um Engpässe im regionalen Stromnetz zu vermeiden.

Wie bei einer Verkehrsampel wird zwischen einer grünen, einer gelben sowie einer roten Ampelphase unterschieden, die den Netzzustand beschreiben. Die grüne Ampelphase symbolisiert in dem Smart-Grids-Ampelkonzept die Zeiten, zu denen eine technisch uneingeschränkte Nutzung des Stromnetzes möglich ist. In dieser Phase beobachtet der Netzbetreiber sein Netz und greift nicht in das Verbrauchs- oder Erzeugungsverhalten ein. Die rote Ampelphase zeigt hingegen an, dass die Netzstabilität akut gefährdet ist. Um diese Gefährdung für die Stromversorgung der Letztverbraucher unmittelbar beseitigen zu können, wird es für den Netzbetreiber erforderlich, steuernd oder regelnd in das Verbrauchsverhalten in seinem Netz einzugreifen. Diese rote Ampelphase gilt es möglichst zu vermeiden. Die gelbe Phase beschreibt den Übergang zwischen einem grünen und einem roten Netzzustand. Die gelbe Phase tritt also ein, wenn sich ein Netzengpass laut einer Netzzustandsprognose in einem Stromnetz abzeichnet.

In den beiden Demonstrationszellen der EAM kann in der gelben Phase also von der EAM die von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität für das betroffene Stromnetz abgerufen werden, um den Eintritt einer roten Ampelphase zu verhindern. Diese Möglichkeit des Flexibilitätsabrufs kauft sich die EAM auf Basis ihrer Netzzustandsprognosen zuvor am regionalen Marktplatz ein.

Dafür bedarf es eines Marktplatzes, welcher einen technologieneutralen und diskriminierungsfreien Wettbewerb zwischen potentiellen Anbietern netzdienlicher Flexibilität (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) ermöglicht. Hierfür müssen in C/sells standardisierte Datenmodelle (z. B. Gesamtanlagenregister) und automatisierte Prozesse zwischen allen Marktbeteiligten (z. B. Marktkommunikation) entwickelt werden.

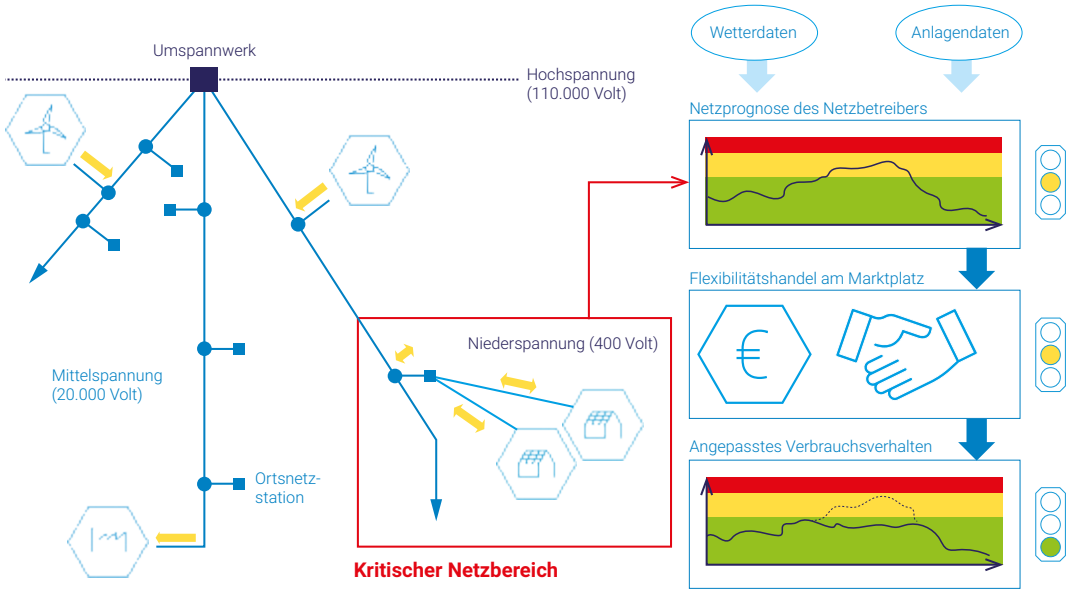
Beim Design einer Kommunikations-Infrastruktur müssen Aspekte wie Integration verschiedener Systeme und Datensicherheit/Datenschutz berücksichtigt werden. Zu beachten ist auch, dass der regionale Marktplatz dabei keineswegs die bestehenden Großhandelsmärkte ersetzen soll, sondern diese nur um einen geeigneten marktwirtschaftlichen Mechanismus zur Bereitstellung von Flexibilität für das regionale Stromnetz ergänzen soll.

Der im Rahmen des Projektes modellhaft zu entwickelnde, netzdienliche regionale Marktplatz wird sich konzeptionell an existierenden Großhandels-Marktplätzen für netzdienliches Verhalten von Verbrauchern und Erzeugern, die zur Stabilisierung des gesamten europäischen Verbundnetzes genutzt werden (z. B. Regelleistungsmarkt), orientieren, jedoch das regionale Marktgebiet der Modellregion umfassen. Hinsichtlich der Funktionalität des regionalen Marktplatzes führt Prof. Heike Wetzel aus: „Über den regionalen Marktplatz werden Flexibilitäten als netzdienliche Systemdienstleistungen von Verbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern angeboten und nach börslichem Zuschlag vorgehalten. Der Netzbetreiber wird zukünftig zum „SmartGridOperator" und ruft vor Eintreten des kritischen Netzzustandes die vorgehaltene Systemdienstleistung ab und vergütet dem Anbieter den zuvor börslich verhandelten Preis."

Erwartete Ergebnisse

Die Ergebnisse der hessischen Aktivitäten sollen Erkenntnisse von der Konzeption bis zum Einsatz eines regionalen Marktplatzes im Feld liefern. Sie bilden damit eine fundierte Basis zur weiteren Flexibilisierung des regionalen Stromnetzbetriebes. Weiterhin erwarten wir, dass die Ergebnisse wertvolle Hinweise zur Gestaltung rechtlicher Rahmenbedingungen und somit Input für politische Diskussionen zur Entwicklung des elektrischen Energiesystems liefern werden. Gleichzeitig werden auch hinsichtlich der Interdependenzen zwischen den unteren regionalen Netzebenen und den Höchst- und Hochspannungsnetzen konkrete technische und systemische Lösungsansätze entwickelt und erprobt werden, mit denen regionale Marktplätze für Flexibilität einen Beitrag für die Stabilität des gesamten Stromnetzes leisten können.

Da zukünftige Kosten- und Wirtschaftlichkeitsstrukturen heute noch nicht vorhergesagt werden können, wird für die neue Systemtechnik generell ein vielseitiger, zellulärer Ansatz verfolgt. Zudem müssen auch Anreize zum Mitmachen im Dialog mit Politik und Bürgern erfolgen. In den adressierten Fragestellungen müssen im Ergebnis Musterlösungen mit hohem Reifegrad vorliegen, die eine unmittelbare Übertragbarkeit ermöglichen.



Blindleistungsmanagement und Inselnetzfähigkeit von städtischen Verteilnetzen

| Patrick Thiel, Städtische Werke Netz + Service

Dieser Beitrag wurde nicht verschriftlicht.

→ Folien Seite 67

Demand-Side-Management in Industrie- und Gewerbebetrieben

| Oliver Ramm, EAM EnergiePlus

Hintergrund und Lösungsansatz

Energieversorgungsnetze und die Strukturen der heutigen Energieversorgung basieren überwiegend auf den Anforderungen, welche in der Vergangenheit an das System gestellt wurden. Der in zentralen großen Kraftwerken erzeugte Strom wurde über die unterschiedlichen Spannungsebenen in der Regel von der Höchstspannung in die unteren Spannungsebenen bis zu den Verbrauchern geleitet. Diese alten Strukturen des gesamten Energiemarktes finden sich in einem starken Wandel. Dabei stellt die Integration der Erneuerbaren Energien die Betreiber der Elektrizitätsnetze vor neue Herausforderungen.

Die schwankende, saisonal und witterungsabhängige Einspeisung solcher Erzeugungsanlagen führt vermehrt zu einem Überangebot an Strom zu den Zeiten mit schwacher Nachfrage. Die Netzstabilität und damit auch die Versorgungssicherheit hängen jedoch zu jedem Zeitpunkt stark von dem bilanziellen Gleichgewicht zwischen den erzeugten und bezogenen Energiemengen ab.

Während sich auf der Erzeugungsseite die Eingriffsmöglichkeiten auf die Abregelung und damit den Verzicht wertvoller Energie beschränkt, bestehen auf der Abnahmeseite verschiedene Optionen. Zusätzlich stellen flexible und effiziente Erzeugungsanlagen mit Kraftwärmekopplung auf Basis von Biogas und Erdgas, zukünftig mit erneuerbaren Gas betrieben werden können, eine weitere Möglichkeit zur Beeinflussung des Netzes dar.

Aus diesem Grund werden in diesem Vorhaben im Rahmen von C/sells die Industrie- und Gewerbekunden in den Fokus gestellt, um Ihre Wirkung als Infrastrukturzelle auf der Verbrauchsseite, ggf. in Verbindung mit Eigenerzeugungsanlagen, zu untersuchen und zu demonstrieren.

Auf der Verbraucherseite ist Last- und Erzeugungsmanagement daher ein wichtiger und elementarer Ansatz für das Gelingen der Energiewende. Durch Veränderung des zeitlichen Strombedarfes (Entkopplung vom Zeitpunkt des tatsächlichen Bedarfs hin zu dem Zeitpunkt der Erzeugung) kann das notwendige systemrelevante Gleichgewicht hergestellt werden.

Der Einsatz klassischer Stromspeicher (bspw. Batterien) ist heute und kurzfristig in dem benötigten Umfang wirtschaftlich nicht darstellbar. Daher ist die indirekte Stromspeicherung der elektrischen Energie ein wichtiger Ansatz für ein Gelingen der Energiewende. Auf Grund ihrer hohen Strombedarfe können produzierende Betriebe prinzipiell als indirekte Speicher im Markt auftreten, weil sie Elektrizität in andere Energieformen (bspw. Druckluft, Kälte) umwandeln. Diese Energieformen können im Gegensatz zu Strom in signifikanten Mengen günstiger gespeichert werden.

Dazu müssen jedoch die Produktionsanlagen bzw. deren technische Gebäudeausrüstung entsprechende Kapazitäten und eine Flexibilität in der Betriebsführung aufweisen. In dieser Betrachtung spielen auch dezentrale Erzeugungsanlagen (z.B. PV und BHKW), welche überwiegend für den Eigenbedarf betrieben

werden, eine wesentliche Rolle. Zudem fehlen den Energieversorgern (Betreibern vor Erzeugungsanlagen, Stromlieferanten) und Netzbetreibern die notwendigen Informationen zu den spezifischen Energiebedarfen der Unternehmen.

Den Unternehmen wiederum fehlen die Möglichkeiten zu einer Teilnahme am Energiemarkt um ihre Flexibilitäten zu vermarkten, bzw. überhaupt deren Potenzial zu bewerten, da ihnen die Anforderungen und Erlösmöglichkeiten nicht bekannt sind und sich nicht erschließen lassen. Nur das Zusammenführen dieser Daten und dem Know-how ermöglichen die Umsetzung der potenziellen Geschäftsmodelle für unterschiedliche insbesondere mittelständische Akteure.

Auf der Erzeugerseite sind flexible und hoch effiziente KWK-Anlagen sukzessive aufzubauen. Durch die Kraft-Wärmekopplung mit Motor-BHKWs wird einerseits der Brennstoff hoch energieeffizient eingesetzt und andererseits können die modernen Anlagen sehr kurzfristig gestartet werden und können so neben der flexiblen Fahrweise auch Regelleistung und andere Systemdienstleistungen im regionalen Netz anbieten.

Durch die flexible Auslegung von BHKW (große Kapazität bei niedrigen Volllaststunden in Verbindung mit thermischen Speichern), bei der die Anlagen auf eine jährliche Laufzeit unter 4000 Betriebsstunden ausgelegt und betrieben werden, bestehen trotz der Verknüpfung mit der Wärmeversorgung ergänzende Stromerzeugungsanlagen zu den volatilen EE-Anlagen, die wind- oder PV-schwache Zeiten abdecken können. Im Rahmen von C/sells wird untersucht, ob bei den verschiedenen typischen Wärmesenken in den regionalen Strukturen derartige flexible Erzeugungsanlagen mit KWK technisch eingebunden werden können und die Anlagen bei intelligenter Verknüpfung der verschiedenen Flexibilitätsmärkte, auch den regionalen Flexibilitätsmarkt, wirtschaftlich zu betrieben werden können.

Für die Identifizierung der Flexibilitätspotenziale liegen häufig die Daten für eine Bewertung nicht in der notwendigen Detailtiefe vor, da sich aus dem Kerngeschäft der Betriebe die Notwendigkeit bisher nicht ergeben hat. Energiemanagementsysteme nach DIN EN ISO 50.001 können eine Datengrundlage liefern, müssen jedoch in der Regel ebenfalls um den Fokus auf die Lastmanagementpotenziale ergänzt werden. Aus diesem Grund werden im Rahmen des Projektes umfassende Messungen durchgeführt, die die entsprechende Datengrundlage schaffen.

Die Bewertung erfolgt auf Basis von ganzheitlichen energietechnischen und energiewirtschaftlichen Simulationen, die eine detaillierte Bewertung der Flexibilitätspotenziale ermöglichen. Für die Bereitstellung dieser Flexibilitäten werden dabei sämtliche Querschnittstechnologien der Betriebe untersucht.

Diese umfassen die Bereitstellung von Wärme in verschiedenen Medien (Warmwasser, Dampf, Thermoöl), die Bereitstellung von Kälte und Druckluft sowie weiterer Prozessmedien sowie die Bereitstellung von Strom. Dabei werden jeweils die Nutzung von Speichern und die Nutzung von bivalenten System für die Medienbereitstellung durch Strom oder thermische Energie bewertet (z.B. strombetriebene Druckluft-Kompressoren in Verbindung mit gasbetriebenen Druckluftkompressoren.

Projektablauf

Die vierjährige Projektlaufzeit unterteilt sich in drei Hauptprojektphasen.

In der ersten Phase werden verschiedene Branchen auf Ihre Eignung zur Bereitstellung von Flexibilitäten untersucht. Die Eignung ergibt sich dabei aus häufig verwendeten Technologien in bestimmten Industriezweigen. Aus dieser Branchenbewertung ergibt sich ein Kreis von Unternehmen, die für die Projektteilnahme in Frage kommen.

Der Fokus liegt dabei auf Unternehmen im Netzgebiet der EnergieNetz Mitte, damit diese Betriebe am regionalen Flexibilitätsmarkt, der parallel im Rahmen von C/sells durch die EnergieNetz Mitte und die Universität Kassel aufgebaut wird, teilnehmen können. Die Erkenntnisse die sich aus diesen Betrieben ergeben sollen bundesweit übertragbar sein

In zwei Analysenstufen werden für die ausgewählten Betriebe, die an dem Projekt teilnehmen wollen, Maßnahmen für die Bereitstellung von Flexibilitäten entwickelt und zur Umsetzung vorgeschlagen.

In der zweiten Projektphase werden diese Maßnahmen dann in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern des Teilvorhabens in C/sells in den Betrieben umgesetzt.

Die dritte Projektphase besteht aus dem Demonstrationsbetrieb. In dieser Phase werden die flexiblen Anlagen am regionalen Flexibilitätsmarkt vermarktet und auch die technische Erbringung der Systemdienstleistungen erprobt. Gleichzeitig werden die alternativen Vermarktungswege für die Betriebe bewertet. Diese können ihre flexiblen Anlagen auch für die Beschaffungsoptimierung nutzen, für den kurzfristigen Energiehandel oder für die Erbringung von Regelleistung nutzen.

Der Demonstrationsbetrieb wird durch die Projektpartner gesteuert und begleitet. Es werden für die Demonstrationsanlagen tägliche Fahrpläne erstellt und die Anlagen werden in einem Energiemonitoringsystem visualisiert und überwacht. Im Rahmen der Visualisierung wird auch die Energieeffizienz der Anlagen mit bewertet. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Flexibilitätsbereitstellung nicht zu Lasten der Energieeffizienz erfolgt.

Erwartetes Projektergebnis

Im Ergebnis soll am Ende der Projektlaufzeit das Potenzial von Industrie- und Gewerbebetrieben für die Bereitstellung von Flexibilitäten und die Erbringung von Systemdienstleistungen ermittelt und bewertet sowie deren Bereitstellung demonstriert worden sein.

Durch die Teilnahme am regionalen Flexibilitätsmarkt wurde die Netzdienlichkeit für das Verteilnetz bewertet. Des Weiteren wurden alternative Vermarktungswege für die Flexibilitäten bewertet und die Auswirkung auf die Energieeffizienz bewertet, so dass integrierte Konzepte für die energiewirtschaftliche Optimierung und Vermarktung von Systemdienstleistungen durch Industrie- und Gewerbebetriebe zur Verfügung stehen.

Projektpartner

EAM EnergiePlus GmbH (EAMP): EAMP wird die Rolle des Aggregators im regionalen Flexibilitätsmarkt, die Vermarktung von Systemdienstleistungen auf den unterschiedlichen Flexibilitätsmärkten, die Steuerung und Bündelung der Demonstrationsanlagen vornehmen. Weiterhin tritt EAM EnergiePlus als Betreiber oder Betriebsführer der Anlagen mit den entwickelten Betriebskonzepten auf und führt die Evaluierung des Demonstrationsbetriebs sowohl aus technischer Sicht als auch mit dem Blick auf die Energieeffizienz durch.

Limón: Der Schwerpunkt von Limón liegt in der Bewertung von Industrieprozessen und der Ermittlung von Lastmanagementpotenzialen. Dazu finden detaillierte Untersuchungen der Kundeanlagen statt. Entsprechend dem iterativen Prozess aus Austausch findet die Planung von Anlagen und die Konzeptentwicklung für das Last- und Erzeugungsmanagement statt. Als Experte für Energiemanagement und Monitoring findet eine detaillierte Evaluierung des Betriebs der Demonstrationsanlagen in Zusammenarbeit mit EAMP als Betriebsführer statt.

Ramboll CUBE GmbH: Die Schwerpunkte bei Ramboll CUBE liegen in der Bewertung der Anlagenkonfigurationen zur Energiebereitstellung und der Entwicklung von Betriebskonzepten. Diesen sind eng verzahnt mit den Aufgaben von EAMP und Limón bei der Umsetzung und Prüfung der Kundenanlagen. Zu den Aufgaben gehören die Simulation von Geschäftsmodellen und Betriebskonzepten (allg. und betriebsspezifisch) um diese einer energiewirtschaftliche Bewertung (regulatorisch, wirtschaftlich, technisch) zu unterziehen und letztendlich auf ihre Realisierungswahrscheinlichkeit bewerten zu können. Des weiteren entwickelt Ramboll CUBE die Fahrpläne für die flexiblen Anlagen, welche ein wichtiger Bestandteil bei der Umsetzung der Vorhaben sind. Ebenfalls erfolgt eine enge Einbindung bei der Evaluierung des Betriebs der Anlagen.

Flexibilitätspotenzial von Liegenschaften bei optimierter Wärmebereitstellung

| Dr. Michael Krause, Fraunhofer IWES

Die Transformation der Energieversorgung hin zu einer dekarbonisierten Energiebereitstellung ist eine der zentralen Aufgaben der Industrienationen im 21. Jahrhundert. Der Energieeffizienzstrategie Gebäude der Bundesregierung liegt das Ziel zugrunde, den Gebäudebestand bis 2050 nahezu klimaneutral zu gestalten. Das bedeutet, dass der Primärenergiebedarf durch eine Kombination aus Energieeinsparung und dem Einsatz erneuerbarer Energien bis 2050 in der Größenordnung von 80 % gegenüber 2008 gesenkt werden muss.

Die Bedeutung von Gebäuden im Energieverbrauchssektor Wärme ist offensichtlich. Knapp 40 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland entfallen im Wesentlichen für die Raumheizung auf diesen Bereich und damit auch mehr als ein Drittel der CO_2-Emissionen Deutschlands. Neben der zwingend notwendigen Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudebereich ist die Koppelung der Sektoren Strom und Wärme von herausragender Bedeutung, um bei zunehmender Stromproduktion aus erneuerbaren Energien massentauglich fossile Energien aus der Gebäudebeheizung zu verdrängen.

Für ein neu geplantes Netzgebiet der EAM EnergiePlus GmbH sollen Möglichkeiten erforscht werden, wie einzelne Liegenschaften durch Flexibilisierung von Wärmeanwendungen in Kopplung mit stromgeführten Erzeugungssystemen eine ökologische und ökonomische Effizienzsteigerung für das Gesamtsystem initiieren können.

Für eine Ortschaft im oberhessischen Raum soll die Wärmeproduktion in einem Biomassezentrum für private Haushalte und Schulen in der näheren Umgebung verfügbar gemacht werden. Hierzu soll ein kleines Fernwärmenetz gebaut werden, welches zwei Schulen und circa 100 Haushalte versorgen kann. Die Besonderheit beim Betrieb des Biomassezentrums ist sowohl die Auskoppelung von Wärme für den prozesssicheren Betrieb der Anlagen, als auch der Betrieb eines neu zu errichtenden Biomethan-BHKW. Das BHKW soll dabei vor allem dann betrieben werden, wenn am Strommarkt hohe Preise erzielbar sind. Diese Betriebsweise kann aber nur dann wirtschaftlich umgesetzt werden, wenn auch die Wärme nahezu vollständig genutzt wird.

Eine der großen Herausforderungen ist somit, den Wärmebedarf und das Wärmeangebot zu synchronisieren und Wärme möglichst durch Verschiebung für andere Zeiträume nutzbar zu machen. Hierbei kann Wärme sowohl in einem zentralen – am Biomassezentrum befindlichen – Speicher als auch über bereits vorhandene Wasserspeicher in den Haushalten gepuffert werden.

Jedoch muss für eine optimale Auslegung und Betriebsweise einer speicherorientierten Wärmelastverschiebung der Wärmebedarf in den Liegenschaften für den geplanten Betriebszeitraum des BHKW bekannt sein. Üblicherweise werden Einsatzplanungen stromoptimierter Erzeugungssysteme für den Folgetag vorgenommen, eine Wärmebedarfsprognose muss somit für den Folgetag hinreichend genau sein.

Grundsätzlich existieren verschieden Arten von Prognosetools, welche auf sogenannten Standardlastpro-

filen basieren, die z.B. außentemperaturabhängige normierte Lastgänge bereitstellen[1]. Diese Lastgänge können danach mit aktuellen Messdaten aus den Liegenschaften denormiert werden und sind dann geeignet mit Hilfe eine Wettervorhersage den Wärmebedarf zu prognostizieren.

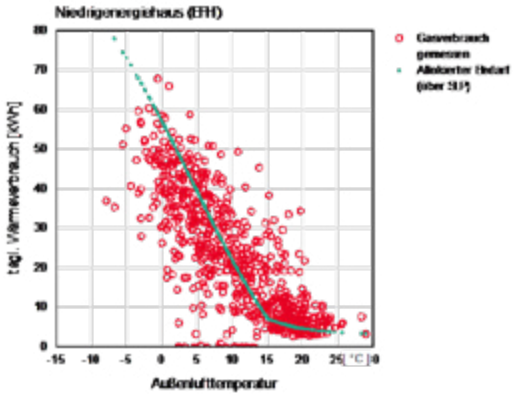


Abbildung 1: Vergleich von realen Wärmeverbräuchen für ein Niedrigenergiehaus (rot, tageweise) mit berechneten Werten über das BDEW-Standardlastprofil Gas (grün).

Die Schwierigkeit, die durch Anwendung eines Standardlastprofils für diese Zwecke entstehen kann, zeigt Abbildung 1. Der Vergleich von realen Wärmeverbräuchen mit dem generisch erzeugten Datensatz des Standardlastprofils zeigen hohe Abweichungen, die für den Praxisbetrieb eher nicht geeignet sind, um genaue Aussagen über Prognosezeiträume zu liefern. Ursächlich hierfür ist das Fehlen weiterer wesentlicher Einflussparameter auf den Wärmeverbrauch, wie zum Beispiel solare Energiegewinne, Anzahl Bewohner, Nutzerverhalten und nicht zuletzt der tatsächliche energetische Zustand der Liegenschaft.

Mit Hilfe von thermischen Simulationen könnten diese Randbedingungen mit berücksichtigt werden, eine höhere Genauigkeit der Bedarfsprognose wäre die Folge. Leider erfordert die thermische Simulation von Liegenschaften einen hohen Zeitaufwand für die Modellbildung, Simulation und Auswertung, sodass für eine große Anzahl von Liegenschaften der Aufwand den Nutzen übersteigt.

Aus diesem Grund wird derzeit am Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik ein Prognosetool entwickelt, welches auf vereinfachende Weise stundenbasierte Wärmebedarfe unter Berücksichtigung der Baualtersklasse, der solaren Einstrahlung, der Außenlufttemperatur und der Gebäudenutzung berechnen kann.

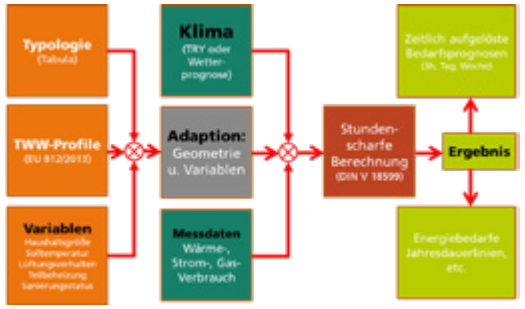


Abbildung 2: Methodik für die Bedarfsprognose von Liegenschaften

In die Berechnungsmethodik fließen sowohl die energetische Qualität der Liegenschaften über eine Gebäudetypologie[2] ein, als auch klimatische Randbedingungen über sogenannte Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes[3], sowie die tatsächliche Gebäudegeometrie und die Anzahl der Nutzer.

Als Ergebnis der Methodik erhält man mit Hilfe einer einfachen Bilanzierung in Anlehnung der Rechenmethodik gemäß DIN V 18599[4] stundengenaue Wärmeprofile (siehe Abbildung 3 und Abbildung 4), die eine genauere Prognose der Bedarfe ermöglichen sollen.

Ausgehend von diesen Profilen ist nun der Entwurf einer dem BHKW-Betrieb angepassten Lade- und Entladestrategie von gebäudeinternen und zentralen Speichern möglich.

1 BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: BDEW/VKU/GEODELeitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas, Berlin, 30.06.2015

2 Loga, T. , Diefenbach, N.: Use of Building Typologies for Energy Performance Assessment of National Building Stocks. Existent Experiences in European Countries and Common Approach, published by Institut Wohnen und Umwelt GmbH, June 2010, ISBN 978-3-941140-14-1

3 Deutscher Wetterdienst, 2016: Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse, Offenbach, Juni 2016

4 DIN V 18599:2016-10 - Energetische Bewertung von Gebäuden. Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung,Trinkwarmwasser und Beleuchtung 2016, Berlin: Beuth.

Somit kann die Einsatzplanung von BHKW und WP aufbauend auf verbesserten Wärmebedarfsprognosen optimiert werden. Die Überprüfung der Methodik sowie der entwickelten Ladeszenarien hinsichtlich der Funktion und der Marktfähigkeit erfolgen anschließend über die in C/sells realisierten Demonstrationsvorhaben für das Netzgebiet der EAM. Hierbei werden neben

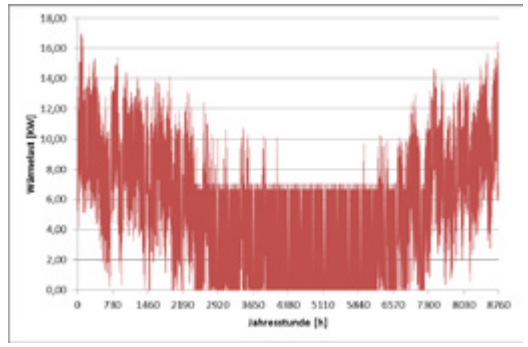


Abbildung 3: Jahreslastprofil

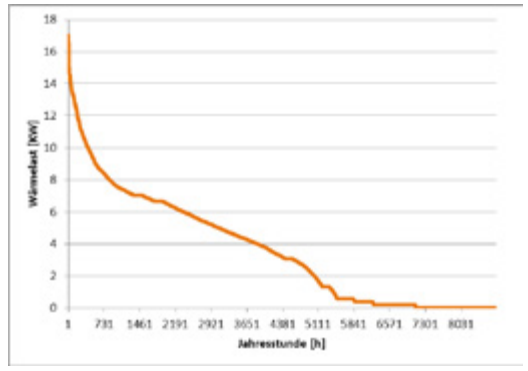


Abbildung 4: Jahresdauerlinie

dem Test der Strategien auch Möglichkeiten für Smart Meter-Anwendungen für die thermische Datenerfassung betrachtet. Wesentlich ist hierbei die Frage zu klären, in wie weit ein Netzbetreiber Zugriff auf kundenseitige Anlagen erhalten kann, ohne die Datensicherheit, den Datenschutz sowie auch den thermischen Komfort zu gefährden.

Impulsvortrag: Ausbau- und Intelligenzbedarf für die hessischen Verteilnetze der Zukunft

| Klaus Gütling, Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung

Dieser Beitrag wurde nicht verschriftlicht und Folien konnten uns nicht zur verfügung gestellt werden.

Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Die „1. C/sells Regionalkonferenz Hessen" fand elf Monate nach dem offiziellen Startschuss für die fünf Demonstrationsprojekte in Deutschland, der zum Jahreswechsel 2016 / 17 erfolgte, statt. Es ist in den Beiträgen klar erkennbar, dass diese elf Monate von den Projektteilnehmern dazu genutzt wurden intensiv an den verschiedenen Aspekten zellulärer Konzepte und den Eckpunkten eines regionalisierten Handels von Flexibilitäten intensiv zu arbeiten. Unabhängig davon liegt noch eine Menge Arbeit vor dem Team und bei weitem konnte noch nicht in allen Belangen eine finale Klärung herbeigeführt werden.

Dies kann aber zum einen in der aktuellen Projektphase nicht erwartet werden und zum anderen kristallisiert sich deutlich heraus, dass die noch zu lösenden Fragestellungen deutlich schärfer formuliert werden, als noch zu Beginn des Projekts. Bemerkenswert ist auch, dass die technischen Lösungen bereits am weitesten ausgearbeitet sind. Dies bestätigt einmal mehr, dass Energiewende weniger ein technisches Problem als vielmehr eine Strukturierungs- und Organisationsherausforderung darstellt. Die Erprobung von Konzepten und ihre anschließende Evaluierung stellt hier einen richtigen und wichtigen Schritt dar.

Im Grunde ist es Aufgabe der Technik Flexibilitätsoptionen bereitzustellen, die dann über regionalisierte Flexibilitätsmärkte angesprochen und zur Stabilisierung des Leistungsgleichgewichts oder zur Vermeidung von Netzengpässen genutzt werden. Nur in Notfällen hat der Netzbetreiber das Recht des direkten Eingriffs, um drohende Schäden abzuwenden.

So klar dieses Konzept in der Formulierung ist, es muss inhaltlich ausgestaltet und praktisch erprobt werden. Dadurch entsteht Vertrauen. Und dies ist vielleicht der wichtigste „Energieträger" der Zukunft. Nur Wirtschaft, Wissenschaft und Politik gemeinsam können die richtigen Antworten auf die noch offenen Fragen geben. Durch Kommunikation und Partizipation ist die Einbindung der Bürger und Kommunen sicherzustellen. Dies ermöglicht die Verprobung der Konzepte und die Sicherstellung ihrer Akzeptanz.

Die gemeinsame, offene und transparente Suche nach Lösungen ist eine sehr empfehlenswerte und erfolgversprechende Vorgehensweise. Das Projekt SINTEG und speziell im Falle Hessens das Teilprojekt C/sells bieten diese Chance. Neben den zu erwartenden konkreten technischen, wirtschaftlichen und juristischen Ergebnissen dürfte die Stärkung der vertrauensbasierten Zusammenarbeit zwischen Wirtschaft, Wissenschaft und Politik einen wesentlichen Erfolg von SINTEG darstellen. Die gemeinsame Erarbeitung eines besseren Systemverständnisses ist eine gute Basis für die Lösung weiterer Herausforderungen im Bereich der nachhaltigen Energieversorgung.