

C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschland

Smart Grid Feldversuch in Ostbayern

Andreas Zeiselmaier¹, Thomas Estermann¹, Simon Köppl¹, Michael Hinterstocker², Florian Samweber¹

¹Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Am Blütenanger 71, 80995 München,

²Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München,

Tel. +49 89 158121 - 56, azeiselmaier@ffe.de, www.ffe.de

Die Digitalisierung und Vernetzung der Energieinfrastruktur spielt für die Erschließung von Flexibilitätsoptionen, die für die effiziente Integration hoher PV-Erzeugung notwendig sind, eine wesentliche Rolle. Die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) stellt ein Bindeglied zwischen Netz, Markt und Letztverbraucher dar. Vielfältige Ansätze ermöglichen derzeit in der Theorie ein effizientes Energiesystem der Zukunft.

Im Verbundprojekt C/sells – Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschland – wird während einer Projektlaufzeit von vier Jahren in der Praxis gezeigt, wie die intelligente Energieversorgung der Zukunft gelingen kann. Diese wird damit erstmals großflächig gemeinsam mit mehr als 70 Partnern aus allen Bereichen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette demonstriert. Der Feldversuch in Altdorf, welcher Teil des Demonstrationsvorhabens ist, soll dabei Potenziale und Hemmnisse der neuen Smart-Grid-Infrastruktur aufzeigen und liefert wichtige Erkenntnisse für die Umsetzungsmöglichkeit neuer Geschäftsmodelle.

1 Ausgangssituation

Die Grundlage für die Umsetzung einer intelligenten Energieversorgung ist die Erfassung relevanter Daten vor Ort – bei Erzeugern wie auch Verbrauchern. Eine forcierende Maßnahme auf europäischer Ebene stellt dabei das *EU-Binnenmarktpaket Energie 2009/72/EG* dar. Dieses fordert die Mitgliedstaaten auf, den Einbau von intelligenten Messsystemen zur Steigerung des effizienten Energieeinsatzes voranzutreiben. Die Umrüstung der Zählpunkte obliegt dabei der wirtschaftlichen Vertretbarkeit, weshalb das *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende* in Deutschland für verschiedene Erzeuger- und Verbrauchergruppen

jeweils angepasste Rahmenbedingungen vorgibt [1]. Motivation ist dabei die Steigerung der Energieeffizienz als eine der Säulen der Energiewende, die dazu beitragen soll, die Energieversorgung nachhaltig und ressourcenschonend umzusetzen.

Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen

Die rechtlichen Rahmenbedingungen geben einen planmäßigen Rolloutstart ab dem Jahr 2017 vor. Dies erfordert, dass drei voneinander unabhängige Unternehmen ein zertifiziertes intelligentes Messsystem (iMSys) am Markt anbieten und die Preisobergrenze eingehalten wird, was in Deutschland bereits gegeben ist. Ein iMSys umfasst dabei die Kombination aus einer modernen Messeinrichtung und einem Smart-Meter-Gateway (vgl. **Abbildung 1**).

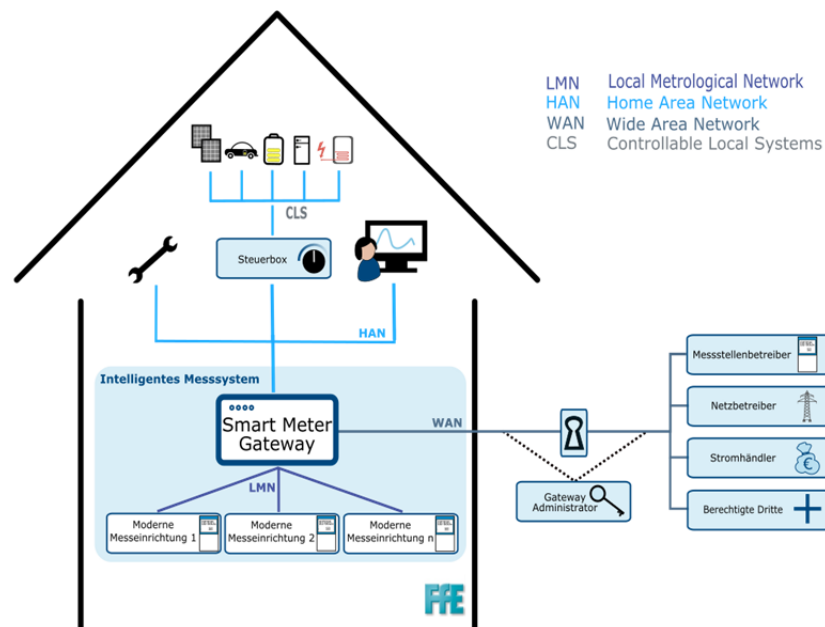


Abbildung 1: Komponenten und Akteure des Rollouts von mME und iMSys

Moderne Messeinrichtungen (mME) stellen die digitale Ablösung der analogen Ferraris-Zähler dar und können je nach Ausführungsform neben den Verbrauchswerten und Nutzungszeiten auch Power-Quality-Daten (z. B. Spannungs- und Stromwerte) erfassen. Ortsfeste Zählpunkte, welche nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden, sind mit einer mME auszustatten, wobei hier für den Messstellenbetrieb maximal 20 € pro Jahr zu veranschlagen sind.

Die Kopplung einer mME und eines Smart Meter Gateways ergibt ein intelligentes Messsystem, welches die Kommunikation mit berechtigten Instanzen (z. B. Messstellenbetreiber, Netzbetreiber etc.) ermöglicht. Letztverbraucher mit einem

Jahresenergieverbrauch von über 6.000 kWh sowie Anlagen mit einer installierten Leistung von über 7 kW sind dabei Teil des verpflichtenden Rollouts. Dieser fordert vom grundzuständigen Messstellenbetreiber, dass bis zum Jahr 2032 mindestens 95 % der vom verpflichtenden Rollout betroffenen Messstellen mit einem iMSys auszustatten sind. Neben dem Pflicht-Rollout bietet der rechtliche Rahmen die Möglichkeit, weitere Messstellen mit einem intelligenten Messsystem auszustatten. Dies betrifft Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von über 1 kW bis einschließlich 7 kW sowie Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von bis zu 6.000 kWh. Die für die Messstelle maximal anfallenden Kosten sind durch die Preisobergrenze gedeckelt. Diese jährliche Bruttoabgabe steigt mit einem höheren Jahresverbrauch bzw. einer größeren installierten Leistung gemäß Abbildung 2. Grundsätzlich setzt sich die Preisobergrenze aus den Kosten für den herkömmlichen Messstellenbetrieb (20 € pro Jahr) und dem durchschnittlichen Stromeinsparpotenzial zusammen. Dieses liegt beispielsweise bei einer Messstelle mit einem Jahresstromverbrauch von weniger als 2.000 kWh bei ca. 3 € pro Jahr, wodurch sich eine Preisobergrenze von 23 € ergibt. [2]

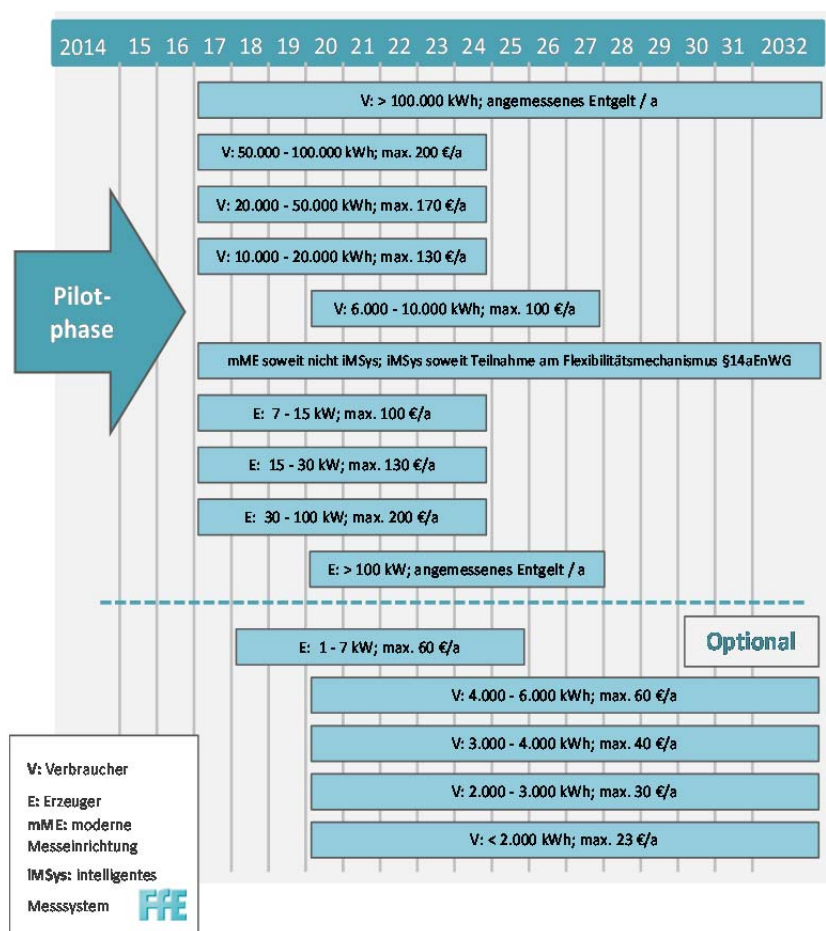


Abbildung 2: Zeitliche Staffelung der Rolloutmaßnahmen

2 C/sells als Schaufensterprojekt

Damit die entwickelte Technologie über die reine Konzeptphase hinauswachsen kann, ist es unabdingbar, diese unter realen Bedingungen zu demonstrieren. Das Demonstrationsprojekt C/sells hat deshalb zum Ziel, skalierbare Musterlösungen für eine umweltfreundliche, sichere und bezahlbare Energieversorgung bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu entwickeln und umzusetzen. C/sells ist eines von fünf Schaufensterprojekten des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie [3], [4].

Die Umsetzung erfolgt in einer Vielzahl von Feldversuchen mit Aktivitäten verschiedenster Akteure der Energiewirtschaft. Hierzu gehören sowohl Vertreter aus Netzbetrieb, Consulting und Technologie als auch aus der Wissenschaft, die in der Modellregion Bayern, Baden-Württemberg und Hessen das Energiesystem der Zukunft demonstrieren werden. Die gefundenen Lösungen sollen als Blaupause für eine flächendeckende Umsetzung dienen [5].

3 Feldversuch

Die Umsetzung im Feld erfolgt in Zusammenarbeit mit der Bayernwerk AG in Altdorf bei Landshut. Im Rahmen des Vorhabens beschäftigt sich die FfE mit der Ausgestaltung, Erprobung und Evaluierung einer zukunftsfähigen Smart-Grid-Infrastruktur und deren Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung eines solar geprägten Energiesystems im Kontext der Energiewende. Ein wesentlicher Aspekt ist der Beitrag, den Flexibilität zur Integration von erneuerbarer Energie leisten kann und welchen Wert diese gerade für Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber haben kann. Gerade für vergleichbare Netzstrukturen mit zeitweise mehr als 100 % Anteil an solarer Erzeugung sollen mit dem entwickelten Versorgungskonzept sichere, effiziente und massengeschäftstaugliche Verfahren und Systemführungskonzepte bereitgestellt werden, die sich bereits im Praxistest bewährt haben.

3.1 Projektregion

Die Region Ostbayern veranschaulicht, welche Komplexität und Vielfalt in zukünftigen Flächennetzen unter anderem von Flächennetzbetreibern adressiert werden müssen. Die Projektregion zeichnet sich durch einen sehr hohen Anteil an erneuerbarer Erzeugung aus (siehe **Abbildung 3**).

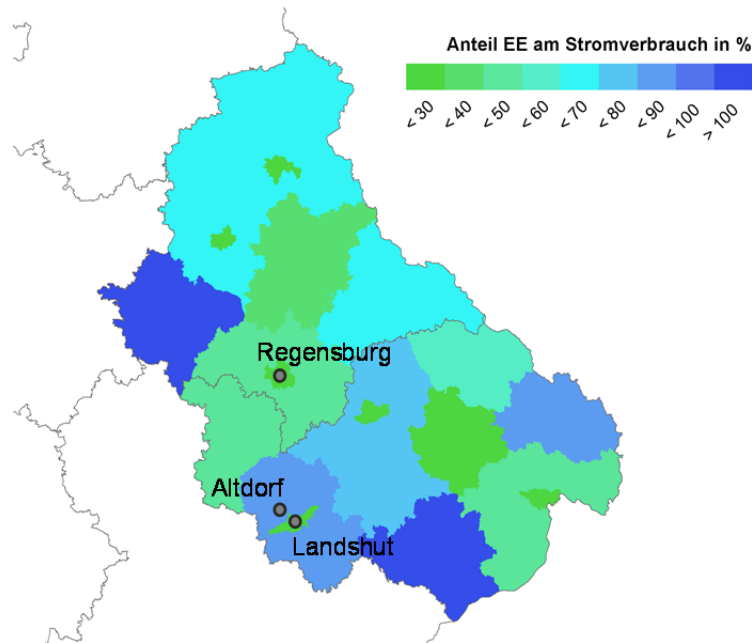


Abbildung 3: Bilanzierter Anteil der Erzeugung durch erneuerbare Energien am Stromverbrauch in der Projektregion Ostbayern

Die Umsetzung des Demonstrationsvorhabens erfolgt in der Region um Altdorf bei Landshut (Niederbayern). Bei etwa 11.000 Einwohner auf einer Fläche von 23 km² ist dort bereits eine PV-Leistung von 10,3 MW installiert [6], [7]. Im Vergleich zum deutschlandweiten Mittelwert entspricht dies einer etwa doppelt so hohen installierten Leistung pro Einwohner und einer vierfachen PV-Leistungsdichte bezogen auf die Fläche. Daher eignet sich diese ideal zur Erprobung neuer Konzepte und Technologien, die in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Integration solarer Energieerzeugung leisten können.

3.2 Umsetzungsvorhaben

In der Projektregion werden ca. 1.500 Messstellen mit Hilfe von intelligenten Messsystemen und bis zu 150 mittels einer Steuerbox steuerbare Elemente zu einem Smart Grid aggregiert. Im Zentrum steht dabei die Erprobung und Evaluierung einer zukunftsfähigen Smart-Grid-Infrastruktur im Feldversuch. In **Abbildung 4** sind eingeplante Komponenten sowie Kommunikationstechnologien schematisch dargestellt, welche im Feldversuch erprobt werden sollen.

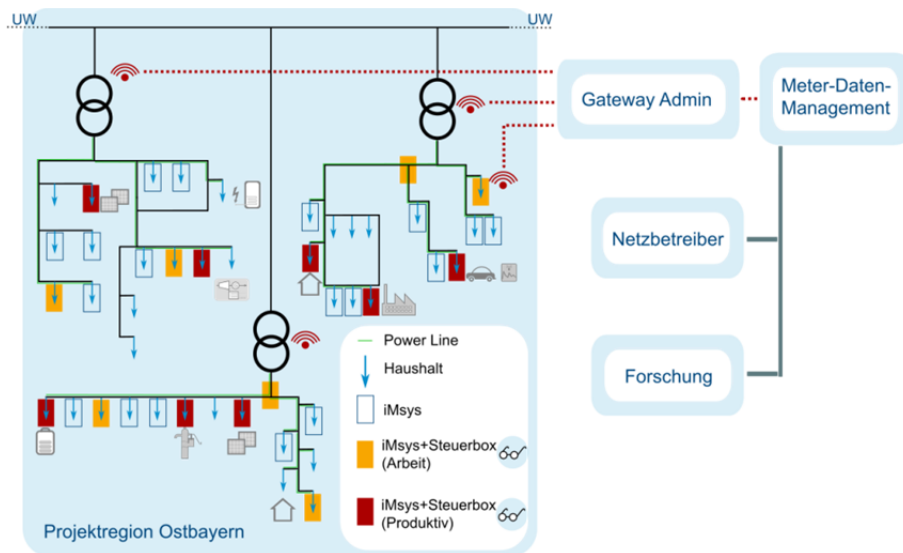


Abbildung 4: Smart-Grid Konzept für den Feldversuch in der Projektregion Ostbayern

Umsetzungskonzept und Herausforderungen

Im Rahmen des Feldversuchs ist der Einsatz von Komponenten vorgesehen, welche Teil der flächendeckenden Rolloutmaßnahmen sind. Da hier eine neue und innovative Infrastruktur zum Einsatz kommt, ist eine wesentliche Aufgabe, diese unter realen Bedingungen auf ihre Zuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit und Zukunftsfähigkeit zu testen. Dabei sind diese drei Bedingungen eng miteinander verknüpft. Da die Installation eines iMSys vor Ort durch einen Monteur bereits einen beträchtlichen Teil der veranschlagten Gesamtkosten ausmacht, muss die wirtschaftliche Darstellbarkeit für den folgenden Massenrollout bereits zuvor evaluiert werden.

So liegt der Fokus zunächst auf der **technischen Ausgestaltung** des Smart Grids. Ein Beispiel ist die eingesetzte Daten-Übertragungstechnologie, wie Powerline Kommunikation, Funkübertragung oder eine Kombination beider. Hier bestehen insbesondere Unterschiede hinsichtlich der Übertragungskapazität, -latenz und -qualität. Die Anwendungsfelder eines Smart Grid sind fundamental von der Datenqualität und -verfügbarkeit abhängig. So ist die Wahl der Kommunikationsstrategie sehr stark von den lokalen Gegebenheiten beeinflusst (beispielsweise Abdeckung mit Mobilfunk). Für den netzoptimierenden Einsatz einer Flexibilitätsoption durch den Netzbetreiber, z. B. zur lokalen Spannungshaltung, ist eine hohe zeitliche Auflösung der gemessenen Daten unabdingbar. Dabei ist zu prüfen, in wie weit die neue Infrastruktur diesen Anforderungen entsprechen kann.

Weiter gibt es bislang noch keine einheitliche Regelung zur Umsetzung des CLS-Managements. Unter Controllable-Local-Systems(CLS)-Management ist die Organisation von Steuerbefehlen zur Ansteuerung flexibilisierbarer Anlagen zu verstehen. Technisch wäre dies sowohl zentral als auch dezentral möglich (siehe **Abbildung 5**). Beim zentralen CLS-Management aggregiert eine übergeordnete Instanz Befehlsanfragen und sendet eine ausgewählte Anweisung an die Steuerbox. Im Falle eines dezentralen CLS-Managements aggregiert die Steuerbox vor Ort die Befehlsanfragen und handelt gemäß hinterlegten Algorithmen eigenständig.

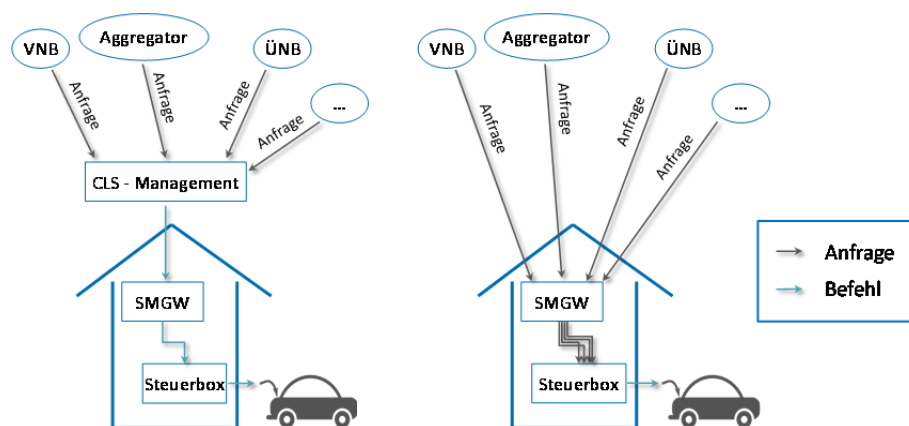


Abbildung 5: Unterschiede zwischen einem zentralen (links) und einem dezentralen CLS-Management (rechts)

3.3 Ausblick und Ziele

Eines der Ziele des Feldversuchs ist die Ermittlung der Belastung in einem solar geprägten Netzgebiet und des daraus resultierenden lokalen Bedarfs an Flexibilität. Dem gegenüber steht die Bestimmung des Angebots, welches mittels zu entwickelnder Integrationsmodellen zur Verfügung gestellt werden kann.

Der **Flexibilitätsbedarf** ist hierbei durch eine individuelle Zeit- sowie Mengen- und Leistungskomponente gekennzeichnet, welche zudem eine hohe regionale Abhängigkeit aufweisen. Der Bedarf bestimmt sich folglich aus der räumlichen sowie zeitlichen Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch.

In einem nächsten Schritt soll ein Vergleich des Bedarfs mit der verfügbaren Flexibilität stattfinden. Dieses **Flexibilitätsangebot** wird durch sogenannte Flexibilitätsoptionen bereitgestellt. Darunter werden technische Einheiten verstanden, die zur aktiven oder passiven Bereitstellung von Flexibilität geeignet sind. Die Verfügbarkeit hat eine hohe räumliche sowie zeitliche Abhängigkeit.

Flexibilitätsoptionen können sowohl Erzeugungsanlagen wie PV-Anlagen oder BHKWs, als auch flexible Verbraucher, Speicher oder Prosumenten sein.

Auf Basis der erhobenen Datengrundlage werden die verfügbaren Flexibilitätsoptionen in Form eines regionalisierten „Flexibilitätsatlas“ visualisiert (siehe **Abbildung 6**). In diesem wird das regionale Potenzial vorhandener Flexibilitätsoptionen im Hinblick auf ihre Netzdienlichkeit im Verteilnetz ausgewiesen.

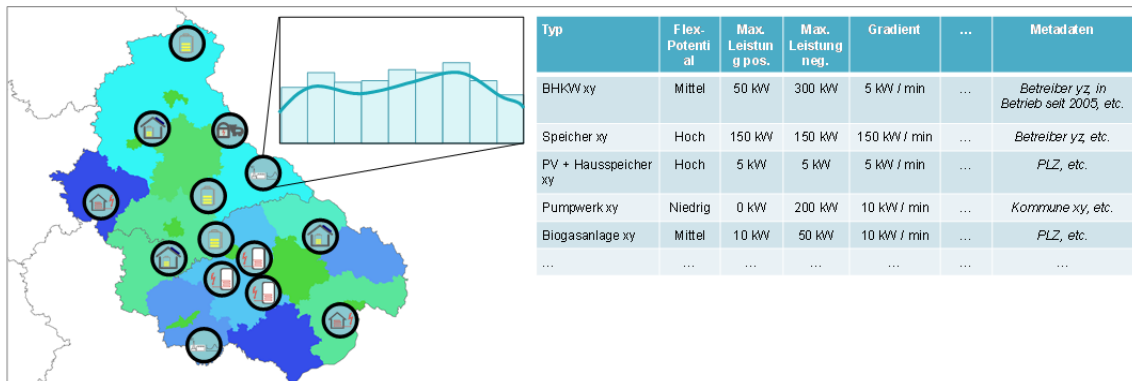


Abbildung 6: Exemplarische Darstellung eines regionalisierten Flexibilitätsatlas

Einer der weiteren Schritte im Laufe des Feldversuchs wird die Umsetzung von Mechanismen zur Integration der identifizierten Flexibilitätsoptionen sein. Diese **Integrationsmodelle** lassen sich generell in drei Hauptkategorien unterteilen:

1. **Anreizmodelle** dienen dem Zweck, netzdienliches Verhalten „auszulösen, anzuregen oder zu motivieren“ [8]. Grundsätzlich können Anreize durch positive Erlebnisse, Spaß und Interesse (intrinsisch) oder durch (monetäre) Belohnungen und Anerkennung (extrinsisch) entstehen. Eine Kombination beider Faktoren ist dabei explizit möglich.
2. **Betreibermodelle** zielen auf eine längerfristige Verbindung zwischen Netzbetreiber und den Betreibern von Flexibilität ab. Die Leistungserbringung wird durch verschiedene vertragliche Vereinbarungen zugesichert.
3. **Marktmodelle** beschreiben Möglichkeiten, Flexibilität über Marktsysteme zu handeln und zu vermarkten. Ein Beispiel für ein Marktmodell zum diskriminierungsfreien und transparenten Handeln von Flexibilität im heutigen System ist der Regelleistungsmarkt, der aufgrund von Präqualifikationsbedingungen Einstiegshürden und Qualitätsstandards für angebotene Dienstleistungen schafft.

Im beschriebenen Feldversuch werden verschiedene Möglichkeiten zur netz- und marktdienlichen Integration von Flexibilität anhand einer abgegrenzten Beispielregion untersucht. Bei der realen Anwendung in der Evolution hin zu einem zukünftigen digitalen und dezentralen Energiesystem sind jedoch überregionale bis europaweite Ansätze notwendig, um den dabei entstehenden Herausforderungen zu begegnen. Aus diesem Grund werden die erarbeiteten Ergebnisse aus Feldversuch und begleitender Forschung auf verschiedenen Ebenen mit weiteren Stakeholdern diskutiert, um so belastbare Handlungsempfehlungen zu synthetisieren.

Um die Anwendbarkeit für den bayerischen Raum sicherzustellen, bringen weitere bayerische Netzbetreiber ihre Erfahrungen in das Projekt ein. Auch diese beschäftigen sich mit Anwendungen der digitalen Infrastruktur im Hinblick auf eine flexible und kostengünstige Energieversorgung. Dies ermöglicht, die Replizierbarkeit der Konzepte und Modelle von Land- auf Stadtnetze zu untersuchen sowie gegebenenfalls Synergien zu identifizieren.

Das beschriebene Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter den Förderkennzeichen 03SIN121 (FfE e.V.) und 03SIN120 (FfE GmbH) gefördert.

4 Quellen

- [1] Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Berlin: Bundesregierung, 2016
- [2] Estermann, Thomas; Samweber, Florian; Fattler, Steffen: Mehrwert des Smart Meter-Rollouts für die Implementierung von Netzoptimierenden Maßnahmen. Mannheim: VDE Kongress Internet of Things, 2016
- [3] C/sells - Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschland, laufendes Projekt im Rahmen des SINTEG-Verbundvorhabens: www.ffe.de/csells, München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Pressemitteilung: „Baake: ‚Wir starten in 5 Schaufenster-Regionen den Praxistest für die Energieversorgung der Zukunft‘“6. Dezember 2016, Online verfügbar: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2016/20161206-baake-wir-starten-in-5-schaufenster-regionen-den-praxistest-fuer-die-energieversorgung-der-zukunft.html>
- [5] C/sells: Das Smart-Grid-Schaufenster in die Zukunft: www.csells.de, Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., 2017
- [6] Bayerisches Landesamt für Statistik – Tabelle 12411-001: Fortschreibung des Bevölkerungsstandes: Bevölkerung: Gemeinden, Stand 31.12.2015
- [7] Anlagenregister Erneuerbare Energien in: <http://www.bundesnetzagentur.de/> Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Stand Dezember 2016
- [8] Brandstätter, Veronika; Otto, Jürgen: Handbuch der Allgemeinen Psychologie - Motivation und Emotion. Göttingen: Hogrefe, 2009



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages