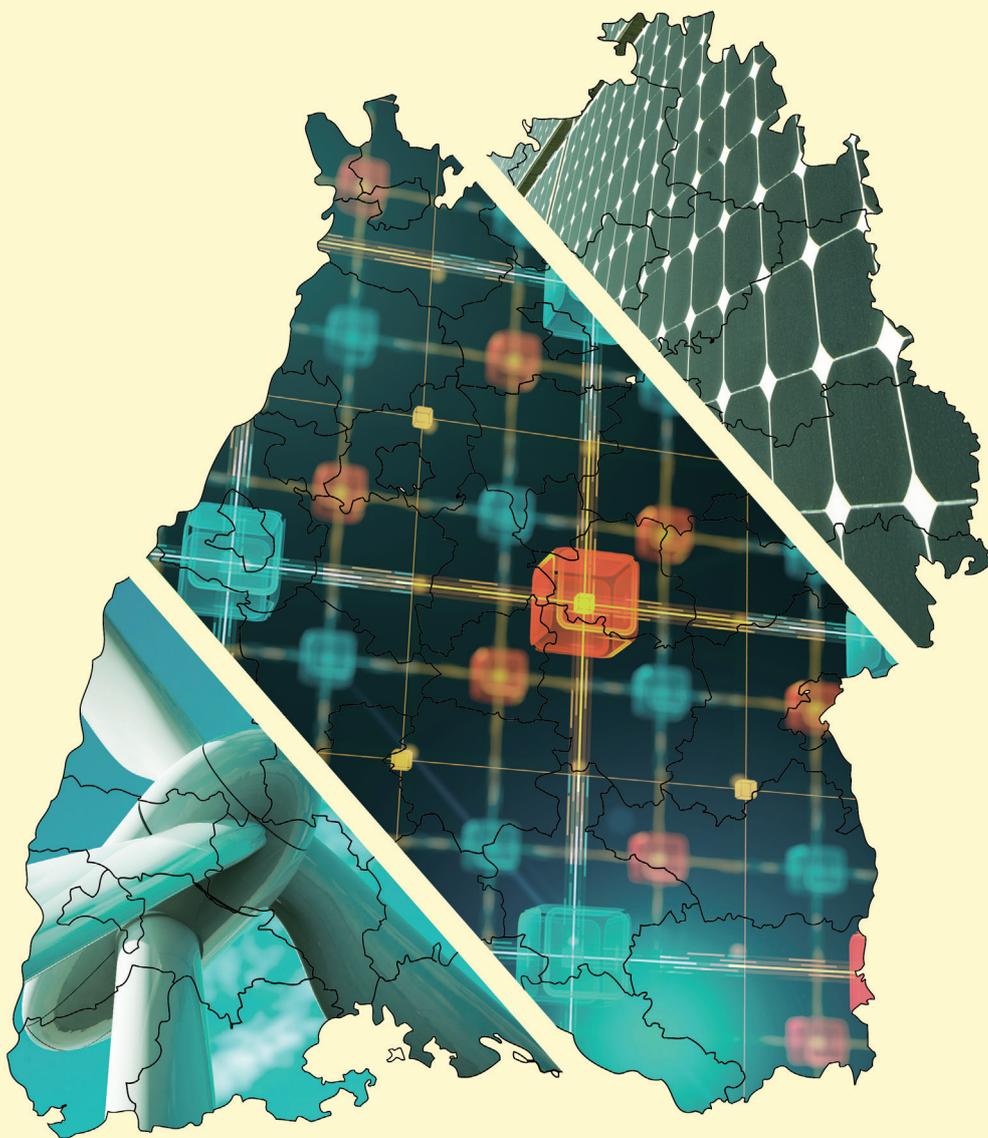


Roadmap

der

Smart Grids-Plattform

Baden-Württemberg



Initiiert durch:

Die vorliegende Roadmap wurde von den Teilnehmern der Smart Grids Plattform Baden-Württemberg erstellt *(Teilnehmerliste s. Anhang).*

REDAKTION

Dr. Dierk Bauknecht | Öko-Institut (V.i.S.d.P.)
Dr. Werner Brettreich-Teichmann | Fichtner
Dr. Thomas Hattingen | Fichtner
Christoph Heinemann | Öko-Institut (V.i.S.d.P.)
Dr. Kai Hufendiek | EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Andreas Kießling | AK energy design & management consulting
Ralf Klöpfer | enevio GmbH
Dr. Jürgen Kurrat | ABB AG
Dr. Ole Langniß | Fichtner (V.i.S.d.P.)
Eckhard Lehmann | Fichtner (V.i.S.d.P.)
Dr. Albrecht Reuter | Fichtner (V.i.S.d.P.)
Daniel Schöllhorn | EnBW Regional AG
Jürgen Treiber | Smart Grid Development Gesellschaft

KONTAKT

Öko-Institut e.V. | Merzhauser Str. 173 | 79100 Freiburg
Fichtner GmbH & Co. KG | Sarweystraße 3 | 70191 Stuttgart

INITIIERT DURCH

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg
Kernerplatz 9 | 70182 Stuttgart

LAYOUT, SATZ

afk Promotion | Stuttgart

DRUCK

Druckerei Deile GmbH | Tübingen

ClimatePartner 
klimaneutral

ZUSAMMENFASSUNG:	
DIE SMART GRIDS-ROADMAP BADEN-WÜRTTEMBERG	4
1 MIT SMART GRIDS ZU 50-80-90	6
2 NUTZEN UND CHANCEN	8
2.1 Welche Chancen bieten Smart Grids den Bürgern?	8
2.2 Welchen Nutzen können Smart Grids für das Energiesystem bieten?	8
2.3 Welche Chancen und Nutzen bieten Smart Grids für baden-württembergische Unternehmen?	9
3 WO STEHEN WIR?	11
3.1 Projekte in Baden-Württemberg und darüber hinaus	11
3.2 Pläne der Akteure	11
3.3 Smart Grids in der Lehre	12
4 DER WEG VORAN	14
4.1 Smart Grids als Verknüpfung zentraler und dezentraler Konzepte des Energiesystems	15
4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation	16
4.2.1 Herausforderungen der Energiewende	18
4.2.2 Geschäftsmodelle	20
4.2.3 Technologie: Rollout und Systemische Innovation	28
4.2.4 Rahmenbedingungen: Dezentrale Optionen erschließen	32
4.3 Phase II – bis 2030: Transformation und Durchbruch	44
4.3.1 Herausforderungen der Energiewende	44
4.3.2 Erwartete Entwicklung der Geschäftsmodelle	48
4.3.3 Erwartete technologische Entwicklungen	49
4.3.4 Rahmenbedingungen in einem stärker dezentral vernetzten System	50
4.4 Phase III – ab 2030: Kontinuierliche Optimierung	52
4.4.1 Herausforderungen der Energiewende	52
4.4.2 Erwartete Entwicklung der Geschäftsmodelle	54
4.4.3 Erwartete technologische Entwicklungen	55
5 AUSBLICK – WIE GEHT ES WEITER?	56
6 STEUERUNGSKREIS DER SMART GRIDS-PLATTFORM BADEN-WÜRTTEMBERG	59
7 TEILNEHMER DER SMART GRIDS-PLATTFORM BADEN-WÜRTTEMBERG	61
8 ANHANG	62

Zusammenfassung: Die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg

Die Roadmap der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg wurde im Rahmen einer vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg beauftragten Workshop-Serie vom Herbst 2012 bis Sommer 2013 von 144 Energiewendeakteuren in Baden-Württemberg erstellt. An der Erstellung der Roadmap der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg waren relevante Akteure, wie Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber, Stadtwerke und Energieerzeuger, Vertrieb und Händler, Geräte- und Apparatehersteller, Dienstleister, die Bau- und Informations- und Kommunikationstechnologiebranche, Vertreter der Regulierungsbehörde, die Wissenschaft, Beratung und die Politik in einem **offenen, partizipativen Prozess aktiv** beteiligt.

Mit dem Slogan „50-80-90“ hat die baden-württembergische Landesregierung ihre energie- und klimapolitischen Ziele klar definiert. Die Erreichung dieser Ziele stellt eine erhebliche Herausforderung dar. Die Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg ist sich der Verantwortung bewusst und entschlossen, an der Umsetzung dieser Ziele mitzuwirken.

Die Energiewende stellt Baden-Württemberg mit seiner speziellen Erzeugungsstruktur vor besondere Herausforderungen. Der Umbau des Kraftwerksparks hin zu den erneuerbaren Energien erfordert mehr Flexibilität, die zum Teil durch Smart Grids dezentral bereitgestellt werden kann. **Kurzfristig** kommt es bereits heute durch den hohen Anteil von Photovoltaikanlagen zu Spannungshaltungsproblemen und Engpässen in einzelnen Verteilnetzen. Dies wird sich in Zukunft noch weiter verstärken. Zudem wird das Thema der Kapazitätsengpässe im Winter immer wieder diskutiert. **Mittelfristig** wird der zunehmende Ausbau von Photovoltaik, aber insbesondere auch der Windenergieanlagen in Baden-Württemberg zu gravierenden Veränderungen in der Erzeugungsstruktur führen. Auch netzseitig muss auf den Zubau von Windkraftanlagen reagiert werden. **Langfristig** muss

eine Konvergenz der Teilsysteme Gas, Strom, Wärme und Verkehr stattfinden. Die ersten Schritte für diesen Prozess sind heute zu setzen.

Die Roadmap der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg zeigt Ansatzpunkte, wie Smart Grids dazu beitragen können, die kommenden Herausforderungen in Baden-Württemberg zu adressieren und wie Smart Grids entsprechend entwickelt werden können. Wir empfehlen, dies in einer **Smart Grids-Studie Baden-Württemberg** genauer zu beleuchten.

Die Akteure der Smart Grids-Plattform empfehlen sowohl **institutionelle Smart Grids-Maßnahmen** zur Unterstützung des Energiewendeprozesses als auch **konkrete Smart Grids-Projekte**.

Als vordringliche institutionelle Maßnahme wird die interdisziplinäre Integration des Themas **Smart Grids in der Forschung und Lehre** empfohlen. Dies kann durch die Einrichtung eines Lehrstuhles, durch die Erweiterung der bestehenden Studiengänge oder auch durch die Bildung von Forschungsgemeinschaften im Themenfeld „Smart Grids“ unterstützt werden.

Wir streben die **Fortführung der im Rahmen der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg erfolgreich begonnenen Arbeiten** in einer geeigneten institutionellen und organisatorischen Form an. So kann es gelingen, eine breite Basis aller Stakeholder zur Transformation des Energiesystems zu entwickeln, die Akzeptanz in der Öffentlichkeit zu fördern und nachhaltig und aktiv zur Dynamik der Energiewende beizutragen.

Die Projektempfehlungen richten sich neben dem **Rollout vorhandener technischer Lösungen** zur Unterstützung der Smart Grids-Entwicklungen in der Fläche an die Umsetzung des Pilotprojektrahmens „**SG c/sells**“ – vernetzte Smart Grids-Zellen in der Praxis als systemische Innovationsinitiative mit dem Ziel, die vorhandenen Infrastrukturen und Ergebnisse

bisheriger Forschungsprojekte zu nutzen und landesweit sowohl technisch als auch unternehmensverbindend zu vernetzen. SG c/sells ist als Rahmenprojekt zu verstehen, das aus einer Reihe abgestimmter – auch eigenständig sinnvoller – Projektbausteine besteht. Mit SG c/sells entsteht erstmals ein **flächendeckendes, feldgetestetes Smart Grids-Schaufenster**, das alle wesentlichen Bausteine moderner Smart Grids-Systeme beinhaltet.

Die Eignung verschiedener Technologien und Steuerungsmechanismen im Hinblick auf die Energiewende sollte im Sinne einer „**Regulatorischen Innovationszone**“ getestet werden. Die Teilnahme erfolgt dabei auf freiwilliger Basis und zeitlich begrenzt und soll in die Grundprinzipien des EnWG und des EU-Binnenmarktes integrierbar sein. In die Entwicklung sollten auch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörde einbezogen werden.

Aufbauend auf bestehenden Projekten zur Aktivierung von Flexibilität ist zu klären, wie diese Potenziale auch in der Fläche erschlossen werden können, um eine weitgehende Flexibilisierung des Energiesystems zu erreichen und das zukünftige Funktionieren des Marktes zu ermöglichen. Dies kann durch einen **technologieoffenen Flexibilitätsfonds** angeschoben werden.

Der „**Potenzialatlas Erneuerbare Energien**“ des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft für geobasierte Informationen über Solar- und Windenergiepotenziale wird bereits heute als Internetplattform für die interessierte Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt. Es wird empfohlen, dieses strategische Informationsinstrument um weitere wichtige Arbeitsgrundlagen der Energiewende zu **ergänzen**, wie z.B.: Wärmepumpen und BHKW, Bioenergieanlagen, Verteilnetze für Strom und Gas sowie Speicher und Flexibilitätspotenziale.

Diese Empfehlungen werden von Mitgliedern der Plattform weiter vorangetrieben und stehen weiteren Teilnehmern offen, stellen jedoch teilweise Ideen einzelner Teilnehmer dar. Um die Vielfalt zu erhalten, wurde z.T. auf einen Konsens im Teilnehmerkreis verzichtet. Im Folgenden werden diese Empfehlungen näher erläutert und anhand von Projektideen konkretisiert.

1 Mit Smart Grids zu 50-80-90

50-80-90 – Das sind die Ziele der Landesregierung Baden-Württemberg für den Energie-sektor im Jahr 2050. Zunächst sollen 50 % der Energie eingespart werden, der verbleibende Bedarf mit 80 % erneuerbaren Energien (EE) gedeckt werden und so die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 90 % gesenkt werden. Diese Ziele quantifizieren den Energiewendeplan in Baden-Württemberg.

Die gesteckten Ziele setzen eine intelligente Vernetzung und Steuerung des Energiesystems voraus, insbesondere für die optimale Nutzung von fluktuierenden EE. Die Vernetzung findet dabei nicht nur auf der technischen Ebene statt. In einem intelligenten Energiesystem treten die Kunden, Lieferanten, Dienstleister und Netzbetreiber als Marktakteure in vielfältige Beziehungen. Diese kommen aus den Branchen Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), Strom, Wärme und Gas. Gleichzeitig haben wir es mit einem gesellschaftlichen Transformations- und Lernprozess zu tun, der alle Akteure, einschließlich der Verbraucher und Anbieter mit einschließt.²



Abbildung 1

Die Ziele der Landesregierung Baden-Württemberg¹

Das Ziel 50-80-90 ist klar und ambitioniert – und angesichts der ökologischen, sozialen und ökonomischen Herausforderungen und Wirkungen ein wichtiger Baustein für die Zukunftsfähigkeit unseres Landes. Es wird die Strukturen unserer Erzeugungs- und Verbrauchslandschaft grundlegend ändern: Die Anzahl der Marktteilnehmer, ihre Rollen und ihre Beziehungen untereinander werden komplexer. Robuste und intelligente Infrastrukturen sind notwendig, damit eine sichere Versorgung auch unter diesen geänderten Rahmenbedingungen gewährt ist und gleichzeitig die Chancen der Energiewende ermöglicht werden.

Um mit diesen Akteuren eine gemeinsame Vision von Smart Grids zu entwickeln, hat das Umweltministerium Baden-Württemberg die Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg ins Leben gerufen. Wir, die Teilnehmer dieser Plattform, haben in mehreren Arbeitsgruppen über ein halbes Jahr hinweg Visionen, Ideen und konkrete Projektideen entwickelt, damit Smart Grids in Baden-Württemberg in naher Zukunft Wirklichkeit werden. Wir sind der Überzeugung – und unsere bisherige Zusammenarbeit belegt dies – dass wir in Baden-Württemberg dazu gemeinsam sowohl die Kompetenz, die Kraft, als auch die Motivation haben.

Die Plattform wurde in vier Projektgruppen mit den folgenden Schwerpunkten organisiert:

- **Beitrag** von Smart Grids **zur Energiewende:** Welche Herausforderungen ergeben sich durch die Energiewende für das Energiesystem in Baden-Württemberg, und welche Smart Grids-Lösungen werden wann benötigt, damit wir auf diese Herausforderungen reagieren können?
- Welche **Geschäftsmodelle** können wir in den Smart Grids entwickeln?

¹ <http://energiewende.baden-wuerttemberg.de>

² Vgl. das neue Sonderheft *Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis* 22 (2013/2) zum Thema: *Energiewende 2.0 – vom technischen zum soziotechnischen System.*

- Welche **Technologien** benötigen wir dafür, wie können wir sie entwickeln und im Energiesystem verknüpfen?
- Wie müssen wir die **Rahmenbedingungen** gestalten?

Diese Roadmap dokumentiert die Vorstellungen und Vorschläge der Projektgruppen. Die Roadmap hat nicht den Anspruch, die notwendigen Schritte abschließend und allumfassend darzustellen. Sie stellt vielmehr verschiedene Ideen im Sinne einer Landkarte zusammen. Diese sollen umgesetzt, laufend erweitert, überprüft und konkretisiert werden, nicht zuletzt in der weiteren Arbeit der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg. Insofern ist die Roadmap Grundlage eines dynamischen Prozesses, der in die Zukunft fortgeschrieben wird.

Unter Smart Grids verstehen wir die intelligente Integration der wesentlichen Komponenten der Energieinfrastruktur, wie der Erzeugung, der Übertragungs- und Verteilnetze, der Speicher und der Konsumenten und Prosumenten³. Die Integration erfolgt über alle Energieträger und Akteure hinweg. So wird der Ausgleich zwischen Energievorrat und Energiebedarf mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) in immer kürzeren zeitlichen Intervallen bewerkstelligt.

Smart Grids integrieren sowohl die technischen Komponenten als auch die am Energiewende-Prozess beteiligten Unternehmen und anderen Player. Dabei erfolgt die Interaktion rekursiv in immer kürzeren Zeiträumen. Die Plattform befasst sich dabei nicht nur mit dem eigentlichen „intelligenten Netz“ im Sinne einer technischen Verknüpfung von Netzfunktionen, sondern auch mit Smart Markets, auf denen neue Möglichkeiten des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage zwischen Erzeugern, Verbrauchern und Prosumenten und untereinander geschaffen werden. Die BNetzA unterscheidet in Ihrem Eckpunktepapier

gerade zwischen „Smart Grid“ und „Smart Market“ in diesem Sinne⁴. Im Rahmen der Plattform wurde die Summe beider „Smart Systems“ als Smart Grids bezeichnet, da dies einer gängigen Verwendung entspricht.

Das Smart Grid und der Smart Market bilden dabei die Kernpunkte der Diskussion in der Plattform. Weitere wesentliche Bausteine der Energiewende, wie beispielsweise die Themen Marktdesign und EEG-Novellierung liegen hingegen nicht im Fokus der Plattform und sind daher nicht Bestandteil dieser Roadmap.

Warum sprechen wir von Smart Grids im Plural? Zum einen gehen wir davon aus, dass in Zukunft die Verteilnetze mit eigener Intelligenz aufgewertet werden und dass dabei auch verschiedene Lösungen zur Anwendung kommen, die auf die jeweiligen Gegebenheiten zugeschnitten sind. Zum anderen ergeben sich durch die Verknüpfung von Stromnetzen mit Gas- oder Fernwärmenetzen weitere Potenziale für den effizienten Umgang mit Energie.

³ Der Begriff Prosument bezeichnet Verbraucher (Konsumenten), die gleichzeitig Produzenten sind.

⁴ Bundesnetzagentur (2011): „Smart Grids“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn.

2 Nutzen und Chancen

2.1 WELCHE CHANCEN BIETEN SMART GRIDS DEN BÜRGERN?

Die Verknüpfung von Energienetzen, Erzeugern, Verbrauchern und Speichern in Smart Grids dient dazu, die Energiewende mit möglichst geringen Kosten für die Bürger umzusetzen. Smart Grids tragen auch dazu bei, die bisher schon bestehende hohe Versorgungssicherheit zu erhalten. Denn Smart Grids erlauben es, Probleme auf der Netzebene zu lösen, auf der sie am besten gelöst werden können. Sie ermöglichen es, den für die Energiewende notwendigen Netzausbau zu reduzieren, was zur Akzeptanz der Energiewende beitragen kann.

Informations- und Kommunikationstechnologien in den Smart Grids erlauben aber auch neue Wertangebote an den Bürger. So können beispielsweise virtuelle Hausmeister⁵ oder andere Anwendungen helfen, Energie besonders effizient einzusetzen und damit Kosten zu senken und die Umwelt zu schonen. In Zukunft werden auch immer mehr Prosumenten Strom nicht nur verbrauchen, sondern auch selbst erzeugen. Mit Smart Grids kann dieser Strom optimal genutzt werden. Durch Smart Grids können Bürger eine aktivere Rolle in der Energiewende erhalten. Dafür sollten Bürger schon frühzeitig bei der Formulierung von Eigenschaften und Anforderungen an Smart Grids mit einbezogen werden.

Die aktivere Rolle der Bürger und der Kommunen drückt sich in dezentralen Energiekonzepten aus. Es gilt den gesellschaftlichen und ökonomischen Zusammenhang herzustellen, und mit den Regionen und Kommunen sowie den Unternehmen und den Bürgern alle Interessenträger für die ökologischen und energiepolitischen Ziele der Energiewende zu aktivieren und damit Chancen statt nur Notwendigkeiten zu betonen.

Akzeptanz für neue Energietechnologien und die informationstechnische Vernetzung des Energiesystems

ist nicht allein mit einer Aufklärungsoffensive bei gleichzeitig einseitiger Verteilung der wirtschaftlichen Chancen zu erreichen. Akzeptanz entsteht durch Teilhabe. Und Teilhabe wiederum kann beispielsweise entstehen, wenn sich Prosumenten entwickeln, ausgehend von neuen Formen regionaler Raum- und Gebäudeentwicklung und auf Grundlage einer kommunikativen Verbindung bis zu den Anlagen und Geräten in den Gebäuden sowie kommerziellen und industriellen Liegenschaften.

2.2 WELCHEN NUTZEN KÖNNEN SMART GRIDS FÜR DAS ENERGIESYSTEM BIETEN?

Mit der Energiewende wird sich das Energiesystem stark verändern. Das gilt nicht nur für die Technologie, sondern auch für die Formen der Bewirtschaftung der Energie.

Bisher war es gekennzeichnet durch lastgesteuerte, meist fossile und nukleare Erzeugung. In der Zukunft wird die Erzeugung vermehrt regenerativ und dargebotsabhängig sein. Darum wird das zukünftige Energiesystem durch eine verteilte Erzeugung, der Notwendigkeit des erzeugungsgesteuerten Lastmanagements und einer steigenden Bedeutung des Energieträgers Strom gekennzeichnet sein. Dieser Wandel in Herstellung, Umwandlung und Verteilung der Energieformen verlangt eine Weiterentwicklung der technischen und ökonomischen Regelungskonzepte.

Die Transformation des Energiesystems hat aus verschiedenen Gründen im Stromsektor seinen Anfang genommen. Bei geringer Durchdringung EE sind die Herausforderungen, die durch die dargebotsabhängig und dezentral eingespeiste Erzeugung verursacht werden zunächst im Rahmen der bestehenden Netzinfrastruktur beherrschbar, obwohl insbesondere das Nieder- und Mittelspannungsnetz ursprünglich nicht für diese Aufgaben konzipiert worden ist.

⁵ Der virtuelle Hausmeister soll die Funktionstüchtigkeit und richtige Betriebsweise von Haushaltsgeräten und anderen Energiedienstleistungen im Haushalt sicherstellen. Z.B. kann er entsprechend typischer Verbrauchsmuster Geräte während längerer Abwesenheit außer Betrieb nehmen oder Wartungshinweise bei z.B. Verkalkung von Haushaltsgeräten geben.

Bei zunehmender dezentraler Einspeisung entstehen jedoch lokal und regional Probleme für den sicheren Netzbetrieb. Es treten dort Probleme mit der Spannungshaltung und perspektivisch auch vermehrt thermische Überlastungen auf. Aufgrund der bislang auf diesen Netzebenen nicht benötigten messtechnischen Ausstattung können derzeit diese Probleme in der Regel auch nicht hinreichend durch den Netzbetreiber analysiert und beobachtet werden.

Eine entsprechende Ertüchtigung des Stromnetzes zu einem intelligenten Netz mit Messtechnik und Aktoren ermöglicht es, Informationen über den Netzzustand zur Netzplanung und -steuerung zu nutzen. Eine optimierte Netzföhrung wird möglich und kann – zumindest teilweise – einen Netzausbau und die Abregelung wertvoller erneuerbarer Stromproduktion vermeiden.

Das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch, das entsprechend den derzeitigen Regelungsmechanismen im Netz anhand der Frequenz abgelesen werden kann, kann beim derzeitigen Anteil EE durch die überregional vorhandenen steuerbaren Kraftwerke oder Regelung der EE-Erzeugung sichergestellt werden. Die im Winter 2012 beobachteten Engpässe bei der Strombereitstellung konnten durch kurzfristige Maßnahmen, wie z.B. die Kontrahierung von Reservekraftwerken und perspektivisch durch die Inbetriebnahme der neuen Kraftwerkskapazitäten zunächst behoben werden. Bei einer weiteren deutlichen Zunahme der EE wird die Erhaltung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch mittelfristig in den Fokus rücken. Darüber hinaus kann es zusätzlich zu Netzengpässen auf verschiedenen Netzebenen kommen. Auch hier kann mit Hilfe von Smart Grids-Lösungen Abhilfe geschaffen werden: Die intelligente Steuerung lokal noch vorhandener konventioneller Kraftwerke, die Zu- oder Abschaltung lokaler Lasten, die entsprechend der fluktuierenden Erzeugung gesteuert werden oder die Einspeicherung überschüssiger Energie bzw. Abgabe fehlender Energie aus lokalen Speichern, können über eine intelli-

gente Vernetzung der unterschiedlichen Akteure, wie Erzeuger, Konsumenten, Prosumenten, Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber und Aggregatoren effizient gesteuert werden. Perspektivisch muss dies dann auch spartenübergreifend zwischen Strom, Wärme und Gas erfolgen.

2.3 WELCHE CHANCEN UND NUTZEN BIETEN SMART GRIDS FÜR BADEN-WÜRTTEMBERGISCHE UNTERNEHMEN?

Die zuverlässige Stromversorgung ist ein wichtiger Standortfaktor für das produzierende Gewerbe in Baden-Württemberg. Smart Grids erlauben die intelligente Verknüpfung von dezentraler und zentraler Versorgung und können damit eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten. Mehr noch, sie erlauben maßgeschneiderte Energiedienstleistungen für den einzelnen Verbraucher. Verbraucher die flexibel sind, können dann auch direkt und noch stärker als bisher finanziell profitieren.

Die industrielle Entwicklung in Baden wie in Württemberg war angetrieben vom Erfindergeist seiner Bewohner. Gerade der Mangel an eigenen fossilen Ressourcen zwang zur Innovation. Mit dem Auslaufen der Nutzung der Kernenergie wird dieser „Mangel“ wieder spürbarer werden. Insofern steht die Entwicklung von Smart Grids in Baden-Württemberg in einer langen Tradition. Hier haben wir neben guten finanziellen Ressourcen einen Akteurskreis, der alle notwendigen Elemente von Smart Grids konzipieren und umsetzen kann. Aufbauend auf diesem historisch gewachsenen Potenzial hat Baden-Württemberg somit ideale Voraussetzungen, um einen Exportmarkt zu entwickeln. Die räumliche Nähe der Akteure ist dabei ein großer Vorteil, denn eines ist klar: Nur durch Kooperation zwischen den Akteuren können die komplexen Dienstleistungen und Produkte umgesetzt werden. Kein einzelner Akteur kann

die gesamte Palette des notwendigen Know-hows alleine bereitstellen. Gerade aus der Kooperation ergeben sich Innovationen, wenn beispielsweise Immobilienentwickler mit Energiehändlern zusammenarbeiten und IT-Entwickler ihr Know-how dazu beitragen. Zur Kooperation gehört aber auch, dass das neu entwickelte Know-how über Schutzrechte abgesichert wird, um die Vermarktung auch über die Grenzen von Baden-Württemberg und Deutschland hinaus für die Kooperationspartner lukrativ zu gestalten. Die Voraussetzungen zur Umsetzung von Smart Grids sind zuletzt auch deshalb in Baden-Württemberg besonders gut, weil die ansässigen Energieversorger – große wie kleine – nahe am Kunden sind.

Mit der Vorreiterrolle Deutschlands in Bezug auf die Energiewende sowie die Entwicklungen im Bereich Smart Grids bietet sich die Chance zu einer technologischen Führungsrolle, die insbesondere die Unternehmen und wissenschaftlichen Einrichtungen Baden-Württembergs im internationalen Maßstab einnehmen können. Dabei bietet sich für Baden-Württemberg die Chance, Smart Grids-Produkte nicht nur auf Messen zu zeigen, sondern im Rollout.

3 Wo stehen wir?

Uns ist bewusst, dass es bereits vielfältige Initiativen im Bereich Smart Grids gibt. Eine Vielzahl von Projekten sind in Baden-Württemberg und darüber hinaus initiiert worden (vergleiche Kapitel 3.1). Die Akteure haben eine ganze Reihe von Plänen zu unterschiedlichen Aspekten von Smart Grids vorgelegt (Kapitel 3.2). Auch die Lehre hat das Thema schon in ersten Ansätzen aufgegriffen (Kapitel 3.3).

Aus der Sichtung dieser Initiativen ist uns klar geworden: Eine Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg macht aufgrund ihres regionalen Fokus und interdisziplinären Ausrichtung Sinn. Unsere Roadmap ist somit als Ergänzung zu den schon bereits Vorhandenen zu verstehen.

3.1 PROJEKTE IN BADEN-WÜRTTEMBERG UND DARÜBER HINAUS

Eine aktuelle Aufstellung für die EU-28, Norwegen und die Schweiz enthält 281 Smart-Grids- und 91 Smart-Metering-Projekte.⁶ Großbritannien, Deutschland, Frankreich und Italien sind die Hauptinvestoren. Dänemark investierte pro Kopf am meisten und dies in zahlreiche kleine Entwicklungsprojekte.

Der bisherige Schwerpunkt der Smart-Grids-Projekte liegt bei den Stromnetzen. Für die erfolgreiche Umsetzung von Smart Grids in der Praxis wird jedoch auch die Akzeptanz der Endverbraucher wesentlich sein. Eine zunehmende Anzahl von Projekten gerade in Dänemark und in Deutschland richtet sich daher an den Endverbraucher.

Im Gas-Bereich fängt die Entwicklung zu Smart Grids erst an. In Österreich wurde im Rahmen des Projektes Smart Gas Grids eine Strategieentwicklung vorgenommen. Projekte mit Ergebnissen aus der Praxis sind nicht bekannt. In Deutschland hat der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches mit ersten theoretischen Arbeiten zum Smart Gas Grid begonnen.⁷

In Baden-Württemberg konnten wir 17 Projekte im Bereich Smart Grids identifizieren, die wir ebenfalls kurz darstellen (siehe Anhang). Überwiegend sind diese bisher von Energieversorgungsunternehmen initiiert worden.

3.2 PLÄNE DER AKTEURE

In den vergangenen drei Jahren haben unterschiedliche Akteure Pläne und Roadmaps zur Umsetzung von Smart Grids vorgelegt (Tabelle 1).

Gemeinsamer Ausgangspunkt all dieser Überlegungen ist der steigende Anteil von (fluktuierenden) EE am Strommix, wobei diese verstärkt dezentral betrieben werden. Auch gibt es eine große Übereinstimmung über die sich daraus ergebenden Herausforderungen, nämlich dass das Energiesystem dadurch komplexer wird, die Schnittstellen standardisiert werden müssen und die Datensicherheit gewährleistet bleiben muss; insbesondere angesichts der in der Bevölkerung vorliegenden Skepsis. Nur mit einem geeigneten regulatorischen Rahmen können Anreize zur Umsetzung von Smart Grids geschaffen werden und eine entsprechende Investitionssicherheit gewährleistet werden. Smart Grids erlauben eine bessere Auslastung der Netze über eine Anpassung von Nachfrage und Angebot. Smart Meter sind für preisvariable Tarife essentiell. Keineswegs, und hier unterscheiden sich allerdings die Einschätzungen, sind Smart Meter aber Voraussetzung für Smart Grids.

Vom gemeinsamen Ausgangspunkt aus werden unterschiedliche Schwerpunkte gesetzt und die Vorstellungen in einem unterschiedlichen Detaillierungsgrad präsentiert, was nicht zuletzt den differierenden Betrachtungshorizonten geschuldet ist (Tabelle 1).

Trotz vieler Gemeinsamkeiten unterscheiden wir uns mit unserer Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg in einigen wichtigen Punkten:

1. Wir haben mit Baden-Württemberg einen streng regionalen Fokus, um eine konzentrierte und schnelle Umsetzung der Vorschläge in der Fläche letztlich begünstigt durch die räumliche Nähe der Akteure zu gewährleisten.
2. Wir versuchen, über den Strom hinaus, auch andere Energieträger und Medien in unsere Überlegungen mit einzubeziehen.
3. Mit unserem Plattformansatz versuchen wir alle (potenziellen) Akteure in Entwicklung und Umsetzung miteinzubeziehen.

3.3 SMART GRIDS IN DER LEHRE

Es gibt erste Ansätze zur Berücksichtigung von Smart Grids in der akademischen Lehre (vergleiche Anhang). Dabei handelt es sich meist um Vorlesungen und Seminare. Diese beleuchten das Thema meist nur aus einem spezifischen Blickwinkel, also etwa aus der Sicht der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) oder aus der Sicht der Elektrotechnik. Einen explizit Smart Grids gewidmeten Studiengang oder eine Studienvertiefung konnten wir dagegen nicht identifizieren. Wir halten ihn aber zur Umsetzung des Smart Grids für dringend erforderlich. Solch ein Studiengang bzw. eine -vertiefung sollte in einem fächerübergreifenden Ansatz Aspekte der IKT und der Elektrotechnik mit ökonomischen, vertrieblichen, regulatorischen und nicht zuletzt auch energiepolitischen Themenstellung verknüpfen.

Tabelle 1

Übersicht Roadmaps zum Thema Smart Grids von deutschen Akteuren.

ROADMAPS
Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland
Impulse für eine smarte Energiewende
Die deutsche Normungsroadmap E-Energy / Smart Grid
Handlungsfelder für die Energiewende in der kommenden Legislaturperiode
Smart Energy 2020: Vom Smart Metering zum Smart Grid
Future Energy Grid. Informations- und Kommunikationstechnologien für den Weg in ein nachhaltiges und wirtschaftliches Energiesystem
Plattform Zukunftsfähige Energienetze
Smart Grid Communications 2020. Fokus Deutschland
Nationale Plattform Zukunftsstadt
Internet der Energie - IKT für Energiemärkte der Zukunft. Die Energiewirtschaft auf dem Weg ins Internetzeitalter
Energieinformationsnetze und -systeme, Teil A - Verteilnetzautomatisierung Teil B - Geschäftsmodelle

SCHWERPUNKTE	ZEITHORIZONT	ERSCHEINUNGS-DATUM	VERFASSER/ INITIATOR
F&E und Pilotprojekte notwendig	10 Jahre	2013	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW
richtet sich an polit. Entscheidungsträger; Verfolgung der Prinzipien Subsidiarität, Flexibilität als ökonomisches Gut, Angemessenheit bei Auf- und Umbau der Infrastruktur, Kostengerechtigkeit, Anreize für Innovationen und Investitionen	sofortiger Beginn und schnellstmögliche Umsetzung	2013	Bundesverband der deutschen Industrie e.V. BDI
Normungsprozess im Bereich Smart Grid, Beachtung von Interoperabilität, Internationalität	nicht definiert	2010	VDE, DIN
Effizienzsteigerung in allen Aspekten, Paradigmenwechsel: Energiewende als wirtschaftl. Chance, Wiederbelebung Klimaschutzgedanke	3-5 Jahre	Juli 2013	VDI-Fachausschuss Regenerative Energien
flächendeckendes Rollout von Smart Metern als Teil des Smart Grids; Smart Grids als wirtschaftl. Chance	2020	März 2010	Energetechnische Gesellschaft im VDE
Bevölkerung als zentrales Element (Vertrauen schaffen, Dialogforen), Sicherheitsaspekt (Smart Grid/IKT als Tor für kriminelle Angriffe)	2030	2012	Deutsche Akademie der Wissenschaften acadtech
richtet sich an Bundesregierung; dient der Zusammenarbeit der verschiedenen Interessengruppen	20 Jahre	2012	BMWi
Smart Grids als wirtschaftl. Chance	2020	2011	Fraunhofer Einrichtung für Systeme der Kommunikationstechnik (ESK)
Energie- und Ressourcenverbrauch in Städten, Ziel ist eine Forschungsagenda; dient der Zusammenarbeit versch. Expertenkreise	bis 2015	2013	BMBF; BMVBS; BMU
Notwendigkeit neuer Studiengänge und Ausbildungen, Förderprogramme	nicht definiert	Dezember 2008	Bundesverband der deutschen Industrie e.V. BDI
Verteilnetzautomatisierung im Smart Grid – Konzepte, Technologien und Architekturen, Künftige Geschäftsmodelle für Verteilungsbetreiber im Smart Grid der Zukunft	nicht definiert	November 2012	VDE ITG

4 Der Weg voran

Wandel benötigt Kraft und Zeit: Wir werden heute die Voraussetzungen für den Wandel schaffen und selbst dann, wenn wir diesen systemischen Wandel zu einem neuen Energiesystem schrittweise vollzogen haben, wird es notwendig sein, das System permanent weiterzuentwickeln und zu optimieren.

In unserer Roadmap unterscheiden wir daher drei Phasen, die sich jeweils auf die vorangegangene stützen und diese mit einem eigenen Profil weiterentwickeln:

- **Phase I bis 2015 – Systemische Innovation**, in der wir die strukturellen Innovationen und Veränderungen in Angriff nehmen müssen, um Smart Grids zum Durchbruch zu verhelfen. Hier geht es weiterhin um Maßnahmen, die kurzfristig umgesetzt werden können.

- **Phase II bis 2030 – Transformation und Durchbruch**, in der wir auf der Basis dieser strukturellen Innovationen dafür sorgen wollen, dass sich unser Energiesystem auf der Basis von Smart Grids von Grund auf verändern wird. In den kommenden 15 Jahren wird sich der Kraftwerkspark in Baden-Württemberg stark verändern. Unsere Reaktion hierauf müssen heute angestoßen werden.

- **Phase III ab 2030 – Kontinuierliche Optimierung**, in der wir mit großer Hartnäckigkeit daran weiter arbeiten müssen, dass sich die Dynamik der Veränderung unseres Energiesystems nicht verlangsamt und wir den fortgesetzten Wandel weiter gestalten. Die EE werden eine dominante Rolle einnehmen, und neben Optionen, die kurze Defizite oder Überschüsse im Energiesystem abfedern können, benötigen wir immer häufiger auch Optionen, die längere Windflauten ausgleichen können.

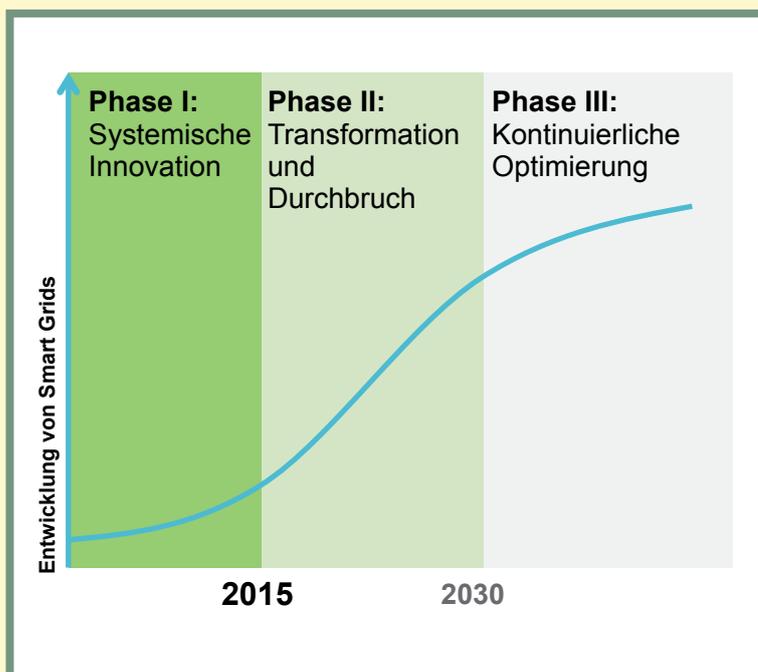


Abbildung 2
Die drei Phasen der Roadmap

Dabei ist uns klar: Für alle drei Phasen müssen wir schon heute die Weichen stellen, heute schon handeln, nur die Zeiträume der Umsetzung unterscheiden sich. **Die abgeleiteten Handlungsvorschläge dieser Roadmap konzentrieren sich somit auf die heute zu treffenden Maßnahmen**, damit die entsprechenden Wirkungen in Phase I, II oder III eintreffen können.

Insgesamt ist dies eine bedeutende, große Aufgabe und es ist klar, dass die Energiewende erheblicher Anstrengungen und Einsatz von Ressourcen bedarf. Ergebnis von Smart Grids muss es sein, die Ziele der Energiewende im Vergleich kostengünstiger zu erreichen, als es ohne solche intelligenten Ansätze möglich wäre.

4.1 SMART GRIDS ALS VERKNÜPFUNG ZENTRALER UND DEZENTRALER KONZEPTE DES ENERGIESYSTEMS

Für die Entwicklung eines Energiesystems, das weitgehend auf EE basiert, existieren sowohl zentrale als auch dezentrale Konzepte.

Auch in der Smart Grids-Plattform sind diese in unterschiedlicher Ausprägung vertreten. Smart Grids können sowohl in dezentralen als auch in zentralen Konzepten eine Rolle spielen – und sie können vor allem dazu beitragen, beide Seiten zu verbinden. Die beschriebenen Phasen und die Vorschläge, die von der Smart Grids-Plattform erarbeitet worden sind, zielen auch darauf ab, zentrale und dezentrale Strukturen sinnvoll miteinander zu verknüpfen.

Zunächst bedeuten Smart Grids, dass der Einsatz von IKT und die Flexibilität⁸ im Verteilnetz sowie die Zahl der dort angeschlossenen interagierenden Akteure zunehmen. Sie bedeuten aber noch nicht, dass dezentrale Energiesysteme entstehen in dem Sinne, dass Systemverantwortung auf die untere Ebene übertragen und in diesen z.B. der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch organisiert wird. Aber dezentrale Erzeugung bei den Prosumenten und in den Verteilungsnetzen macht zunehmend bezüglich der Systemverantwortung eine Abstimmung zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzen notwendig. Dabei dienen Smart Grids zunächst vor allem dazu, dezentrale Flexibilitätsoptionen in die bestehenden zentralen Märkte zu integrieren. Das heißt nicht, dass nicht auch heute schon Beispiele für erfolgreiche dezentrale Geschäftsmodelle existieren. Durch intelligente Netzlösungen kann die Integration dezentraler Erzeugung in die Netze teilweise effektiver und effizienter bewerkstelligt werden, als durch konventionellen Netzausbau, ohne dass sich dadurch die Rolle der Verteilnetze grundsätzlich ändern müsste.

Bereits heute existieren in Deutschland rund 1,5 Mio. dezentrale, meist regenerative Einspeiser – tausendmal

mehr als die klassischen, zentralen Kraftwerke. Wenn diese Entwicklung u.a. durch den Preisverfall der neuen Technologien und die steigenden Strombezugskosten aus dem Netz weiter anhält, wird das Energiesystem von noch höheren Anteilen an dezentraler und fluktuierender Einspeisung geprägt sein. Dann müssen wir uns die Frage stellen, welche neuen Koordinationsmechanismen notwendig werden, mit denen diese vielfältigen Akteure koordiniert werden können. Mit Smart Grids ist mittelfristig bei vielen Akteuren die Erwartung verbunden, dass nicht nur dezentrale Flexibilitäten genutzt werden, sondern dass auch die Systemkoordination stärker dezentralisiert wird. Ein stärkerer dezentraler Ausgleich kann auch dadurch notwendig werden, wenn das Netz nicht so ausgebaut werden soll, dass noch alle dezentral angebotenen Energiemengen auf der zentralen Ebene ausgeglichen werden können. Auf welchen Ebenen sollte dann die Koordination verortet sein, und wie werden die verschiedenen Ebenen miteinander verknüpft? Hierauf müssen wir Antworten finden.

Eine stärkere dezentrale Koordination wird das bislang zentral gesteuerte System nicht komplett ersetzen, sondern vielmehr ergänzen. Anstatt zentrale und dezentrale Konzepte des zukünftigen erneuerbaren Energiesystems als Alternativen zu betrachten, streben wir an, dass dezentrale und zentrale Systeme miteinander verknüpft werden:

Zentrales Energiesystem (im Wesentlichen das bisherige System): Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkte bestehen bereits und sind weiter zu entwickeln. In diesem Bereich sind vor allem solche Akteure tätig, die große Mengen und Leistungen durch relativ wenige Anschlusspunkte im Netz ein- und ausspeisen bzw. kleine Leistungen als Aggregatoren entsprechend poolen. Diese Akteure sind meist auch international im Energiemarkt aktiv und nutzen u.a. die Großhandelsmärkte, Transportnetze und Kuppelleitungen zu Nachbarländern. Viele der Erzeugungseinheiten dieser Akteure sind aufgrund der großen Anschlussleistungen am Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen. Die Schwankungen an den Energiebörsen haben meist direkten Einfluss auf

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

die Wirtschaftlichkeit der Aktivitäten dieser Akteure – daher benötigen sie zur Risikobegrenzung die existierenden Terminmärkte.

Dezentrales Energiesystem (neu zu definieren): Im Vergleich zum zentralen System nimmt die dezentrale Erzeugung in meist kleinen Einheiten, die an den Netzebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung angeschlossen sind, durch die technologischen Entwicklungen und Fördermechanismen der letzten Jahre erheblich zu. Damit verbunden sind zeitweilige Engpässe in den verschiedenen Netzebenen, so dass nach und nach eine kleinteiligere und verteilte Energiewelt entsteht. Die Akteure sind oft kleinere und mittlere Unternehmen, Privatpersonen und dezentrale Einspeiser. Dadurch werden u.a. Investitionsentscheidungen nicht mehr alleine aufgrund ökonomischer Geschäftsmodell-Logiken getätigt, z.B. im Falle von privaten Energiespeichern in Verbindung mit einer PV-Anlage. Aufgrund der Preisbestandteile bei Stromentnahmen auf niedrigeren Spannungsebenen (z.B. Netzkosten, Umlagen, Steuern) wirken sich die Preissignale der Großhandelsmärkte hier nur in geringerem Maße aus. Teilweise dominieren diese anderen Preiskomponenten. Vor allem aufgrund der sehr großen Anzahl der Anlagen sowie aufgrund der zunehmenden Engpässe im Verteilnetz werden sich im Rahmen von Smart Grids und Smart Markets geeignete dezentrale Strukturen etablieren müssen, die einerseits die hohe Anzahl an Anlagen und Akteuren und andererseits die vielen unterschiedlichen lokalen Netzsituationen berücksichtigen können. Dies alles schafft zunehmend einen Bedarf an mehr dezentralen Geschäftsmodellen und Interaktionslogiken, welche dann z.B. die lokale Erzeugung, die lokale Speicherung, die lokale Nachfrage und die verfügbaren Netzkapazitäten zumindest teilweise in Einklang bringen.

Ziel muss es sein, zentrale und dezentrale Bereiche intelligent miteinander zu vernetzen. Sonst entstehen unnötige Kosten, wodurch die Energiewende volkswirtschaftlich unbezahlbar wird.

4.2 PHASE I – BIS 2015: SYSTEMISCHE INNOVATION

Technologische Innovationen gibt es zuhauf, Ideen für Geschäftsmodelle und die Regulierung liegen vor. Wir wissen aber, dass die Größe und Komplexität der Gestaltung eines zukunftsfähigen Energiesystems mehr als nur isolierter Innovationen und Ideen bedarf. Wir sind der Überzeugung, dass technologische Innovationen und neue Geschäftsmodelle in einen regulatorischen, institutionellen Rahmen eingebunden werden müssen und umgekehrt der regulatorische Rahmen eine leere Hülle bleibt, wenn er nicht durch wertschöpfende unternehmerische Tätigkeiten ausgefüllt wird. Es kommt also weniger darauf an, die Welt neu zu erfinden als sie intelligent zu verknüpfen. Wir haben deshalb die Phase I unter den Titel „Systemische Innovation“ gesetzt, weil wir gerade diese Einsicht programmatisch voran stellen, um die Interdependenzen zu verdeutlichen (vgl. Abbildung 3):

- Innovative und nachhaltige Geschäftsmodelle sind der wirtschaftliche Treiber des Wandels („Business Driver“),
- diese Geschäftsmodelle benötigen technische Infrastrukturen und Prozesse, die die nötigen Werkzeuge für den Wandel bereit stellen, ihn „ausrüsten“ („Facilitator“),
- die Regulierung bildet einen institutionellen Rahmen, der den Wandel befähigen, befördern und beschleunigen soll („Enabler“).

Weil diese drei Ebenen verzahnt sind, haben wir bei der Smart Grids-Roadmap vor allem solche Themen in den Vordergrund gestellt, bei denen die Vernetzung besonders transparent und wertvoll ist, sei es dass wir regional integrieren (horizontale Vernetzung), sei es, dass wir funktionale Wirkungsketten bei Wertschöpfungsketten und technologischen Systemen schließen (vertikale Vernetzung).

Wir wollen mit Unterstützung der Landesregierung und den Kommunen gerade diese Themen voranbringen, weil dort eine Gemeinschaftsaktion von Politik, Wirtschaft und Gesellschaft besonders hilfreich und notwendig ist, um die systemische Innovation in Gang zu setzen und zum Erfolg zu führen.

sinnvoll, unabhängig davon, wie die Systemkoordination später ausgestaltet wird. Gleichzeitig müssen wir uns auf eine stärker dezentrale Systemkoordination vorbereiten und regelmäßig evaluieren, in welche Richtung sich das System bewegt und wie die Rahmenbedingungen angepasst werden müssen.

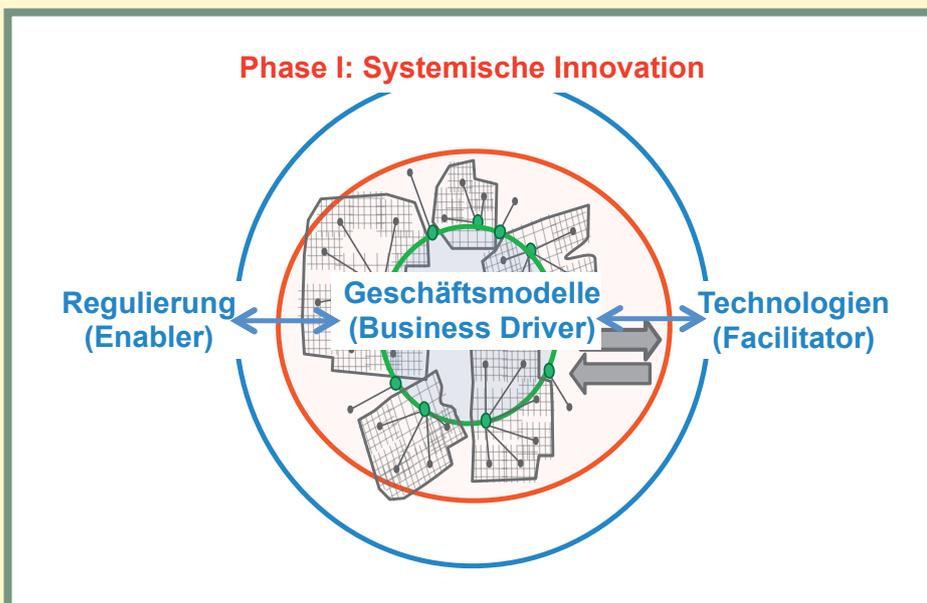


Abbildung 3
Systemische Innovation

Wir sind auch der Überzeugung, dass der gewählte Zeithorizont von 2-3 Jahren ambitioniert, aber auch realistisch ist, da es nicht um Basisinnovationen geht, sondern um die kreative und konsequente Phantasie, aus vielen meist existierenden Komponenten und Ideen ein intelligentes Netzwerk zu knüpfen und dieses auszuprobieren.

Kurzfristig geht es in der ersten Phase vor allem darum, die Erschließung erster dezentraler Flexibilitätsoptionen durch Smart Grids zu ermöglichen. Dazu gehört die Erschließung von Lastmanagementoptionen und Flexibilität bei dezentralen Kraftwerken, aber auch intelligente Lösungen im Netz selbst. Diese Maßnahmen sind

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

4.2.1 HERAUSFORDERUNGEN DER ENERGIEWENDE

Der Anteil der EE an der Bruttostromerzeugung im Bundesland Baden-Württemberg betrug im Jahr 2012 ca. 23 %. Der Anteil entspricht in etwa den Anteilen, die in Gesamtdeutschland erzielt wurden. Während in Gesamtdeutschland unter den EE die Windkraft (34 %) und die Biomasse (28 %) dominierten, leistete in Baden-Württemberg traditionell die Wasserkraft (36 %) den Großteil der erneuerbaren Stromerzeugung. Die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen war in Baden-Württemberg mit 32 % deutlich größer als im gesamtdeutschen Durchschnitt (21 %) (vergleiche Abbildung 4).

4.2.1.1 HOHER ANTEIL PHOTOVOLTAIK IM LÄNDLICHEN VERTEILNETZ

Der Großteil der installierten Photovoltaikanlagen befindet sich im ländlichen Verteilnetz¹¹. Hier kommt es dadurch vermehrt zu Situationen, bei denen sich der Lastfluss umkehrt: Das Netz verteilt nicht den Strom zu den Verbrauchern, sondern liefert Strom an die Netze auf höheren Spannungsebenen. Da das Verteilnetz bislang nur auf die Lastflussrichtung zum Verbraucher hin ausgelegt ist, führt dies bei Einspeisespitzen in bestimmten Netzbereichen zu operativen Schwierigkeiten. Zu erkennen sind diese u.a. an Verletzungen des einzuhaltenden Spannungsbands oder an Betriebsmittelüberlastungen, die zu automatischen Abschaltungen bei den Erzeugungsanlagen führen.

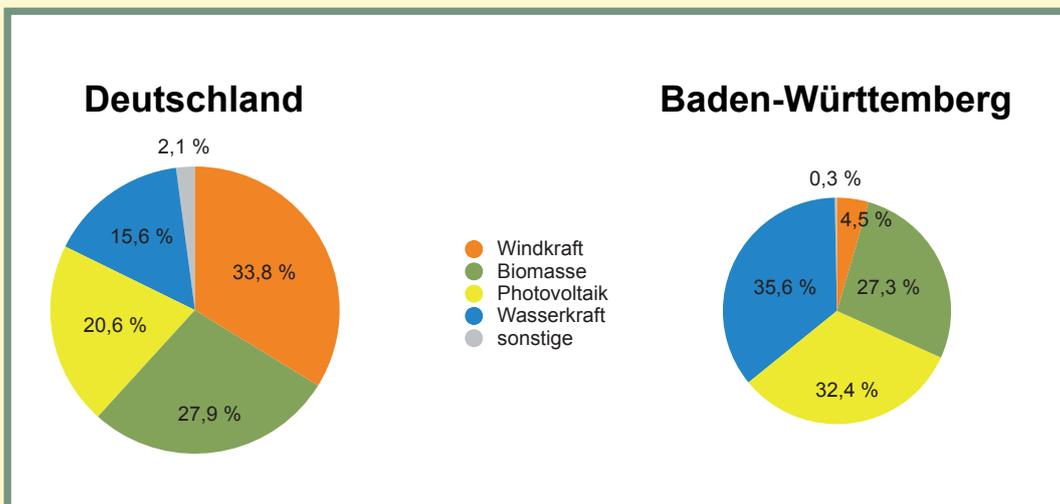


Abbildung 4
Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern 2012 in Baden-Württemberg⁹ und Deutschland¹⁰

Zur Behebung dieser Problematik kann der Verteilnetzbetreiber einerseits das Netz konventionell verstärken, andererseits auf intelligente Steuerungselemente und Regelungsstrategien zurückgreifen: Das Verteilnetz wird zum Smart Grid. Als Optionen stehen hier z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) oder Spannungslängsregler zur Verfügung. Diese können die Spannungsschwankungen in Niederspannungsnetzen ausgleichen bzw. die Problematik entschärfen.

⁹ Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (Hrsg.) (2013): Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2012 – Erste Abschätzung, Stand April 2013. Stuttgart.
¹⁰ http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs_120130430_erneuerbare_energien_2012_bf.pdf

Darüber hinaus kann (de-)zentrales Blindleistungsmanagement der leistungselektronischen Erzeuger und Verbraucher eine günstige Alternative oder Ergänzung darstellen. Um dies effizient durchführen zu können, ist jedoch zusätzlich eine geeignete messtechnische Ausrüstung in den betroffenen Netzteilen notwendig. Wenn gleich damit in bestimmten Fällen eine kostengünstigere Option als der konventionelle Netzausbau zur Verfügung steht, liegt ein Hemmnis für die Einführung solcher Maßnahmen teilweise im Regulierungsrahmen.

Insgesamt ist wichtig, dass im Rahmen der Anreizregulierung sichergestellt ist, dass Investitionen in smarte Technologien auf Verteilnetzebene geeignet berücksichtigt werden. Diese Problemstellung wurde auch in der Projektgruppe „Regulierung“ diskutiert und Lösungswege wurden aufgezeigt (vgl. Kapitel 4.2.4.3). Außerdem muss die Steuerung dieser intelligenten Netzkomponenten zur Spannungsregelung auf Niederspannungsebene (z.B. RONTs) in geeigneter Weise erfolgen. Hierzu liegen noch keine ausreichenden Erfahrungen vor. Sie wird momentan in Forschungsprojekten und Feldversuchen (siehe Anhang Kapitel 8) untersucht und die entsprechenden Erfahrungen gesammelt.

Neben dem Einsatz von RONTs o.ä. können weitere Optimierungen im Netz vorgenommen werden. Ein aktives Einspeisemanagement kann erfolgen, sobald mittels Kommunikationstechnik ein Zugriff auf die Einspeiser, meist PV-Anlagen, möglich ist. Ob darüber hinaus im Verteilnetz kurzfristig Speicher oder alternative Flexibilitäten mobilisiert werden können, ist zu prüfen. Dezentrale Batteriesysteme werden seit kurzer Zeit gefördert¹². Diese sind jedoch nur netzdienlich, wenn die Speicher auch entsprechend der Netzsituation gesteuert werden¹³.

Um hier eine aktive Steuerung zu ermöglichen, die Netzrestriktionen angemessen berücksichtigt, müssen im Regulierungsrahmen entsprechende Anreize geschaffen werden, so dass der regulierte Netzbetreiber mit den

verschiedenen Akteuren im Wettbewerbsbereich (z.B. Lieferanten, Aggregatoren) standardisiert kommuniziert und auch finanzielle Anreize setzen kann. Gleiches gilt für die Steuerung von flexiblen Nachfragern, die ebenfalls eine noch weiter zu untersuchende Option darstellen.

HANDLUNGSFELDER HEUTE

- Betriebserfahrung zu regelbaren Ortsnetztransformatoren konsolidieren. Hier könnten insbesondere Workshops als Folgeaktivität der Plattform organisiert werden.
- Im Bereich Systemintegration von regelbaren Ortsnetztransformatoren besteht noch Forschungsbedarf.
- Geeignete Behandlung von Investitionen im Verteilnetz auch für smarte Technologien im Rahmen der Anreizregulierung sicherstellen.
- Anpassung Regulierungsrahmen für netzdienliche Steuerung von Lasten, Erzeugern und Speichern (Verordnung §14a EnWG und darüber hinaus, siehe Kapitel Rahmenbedingungen).

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

4.2.1.2 BEREITSTELLUNG VON KAPAZITÄT

Derzeit wird in Baden-Württemberg von verschiedenen Akteuren diskutiert, ob kurzfristig die Abschaltung der baden-württembergischen Kernkraftwerke (Neckarwestheim Block I, Philippsburg Block I) im Jahr 2011 in Verbindung mit der Verzögerung der Kraftwerksneubauten Karlsruhe (Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Block 8, Steinkohle) und Mannheim (Großkraftwerk Mannheim, Block 9, Steinkohle) in bestimmten Lastsituationen zu angespannten Kapazitätssituationen speziell in Süddeutschland führen kann. Dieses Problem könnte insbesondere im Winter zu Spitzenlastzeiten auftreten. Es ist zu prüfen, welche Smart Grids-Optionen hier einen Beitrag leisten können, so dass benötigte Flexibilität möglichst kostengünstig zur Verfügung gestellt werden kann.

Kurzfristig können dabei insbesondere **Lastmanagementoptionen in der Industrie oder Gewerbebetrieben** in Erwägung gezogen werden. Die Studie „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland“ der Agora-Energiewende zeigt die Potenziale in Baden-Württemberg auf¹⁴. Bei Endabnehmern mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch ist aufgrund der bestehenden registrierenden Leistungsmessung ein Lastmanagement bereits heute grundsätzlich möglich, so dass das Lastmanagement in Industrie- und Gewerbebetrieben ein kurzfristig erschließbares Flexibilitätspotenzial bietet. Die Anreize für eine solche Reduktion der Last, um die in der jeweiligen Situation verfügbare Erzeugungskapazität nicht zu übersteigen, bestehen derzeit ausschließlich aus den Preissignalen am Großhandelsmarkt. Bestehen jedoch lokale Netzengpässe, müssen diese darüber hinaus berücksichtigt werden. Ein entsprechendes netzdienliches Verhalten von Kunden muss durch den betreffenden Netzbetreiber entgolten werden können. Hierzu ist der Regulierungsrahmen anzupassen. Die derzeit in Vorbereitung befindliche Verordnung zu §14a EnWG kann hier eine gute erste Grundlage liefern, die dann noch weiter auszubauen ist (siehe Kapitel 4.2.4.1).

HANDLUNGSFELDER HEUTE

- Verabschiedung der Verordnung zu §14a EnWG und anschließend Erweiterung auf „steuerbare Lasten, Erzeugung und Speicher“ im Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz (siehe Rahmenbedingungen)
- Entwicklung von Pilotprojekten auf der Basis der Studie „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland“ (Publiziert von Agora-Energiewende)

4.2.2 GESCHÄFTSMODELLE

Mit Smart Grids-Technologien sind schon heute tragfähige Geschäftsmodelle möglich. Das gegenwärtige Marktdesign ist weitgehend Ausgangspunkt unserer Überlegungen, wir erwarten vielfältige Innovationen aus dem Markt heraus. Die Regulierung begleitet, sie darf Innovationen nicht unnötig blockieren. Dennoch: Durch regulatorische Anpassungen erschließen sich weitere Möglichkeiten.

Wir haben vier erfolgsversprechende Geschäftsfelder identifiziert:

1. Medienverbund Strom - Gas - Wärme
2. Vermarktung und Handel
3. Zusammenfassung von Verbrauchern
4. Verbesserte Planung und Betrieb durch mehr Information

Diese Liste ist zwangsläufig nicht vollständig. Allen diesen Geschäftsfeldern ist gemeinsam, dass keiner der Akteure am Markt alleine die Geschäftsmodelle umsetzen kann, sondern dass Partnerschaften zwischen den Akteuren notwendig sind. IT-Entwickler müs-

¹⁴ <http://www.agora-energiewende.de/themen/effizienz-und-lastmanagement/>
vom 28.08.2013

sen beispielsweise mit Netzbetreibern kooperieren oder Stadtwerke mit Anlagenbetreibern. Daneben werden auch ganz neue Akteure auf den Markt treten wie etwa Immobilienentwickler. Ein Dreh- und Angelpunkt vieler der von uns als vielversprechend identifizierten Geschäftsmodelle ist die Kosteneinsparung durch die Verschiebung von Lasten und Erzeugung.

Neue Geschäftsmodelle sollten zunächst daraufhin geprüft werden, ob eine innovative technologische Basis für ihre Umsetzung entscheidend ist. In diesem Fall ist zu überlegen, ob nicht schutzfähige Komponenten dieser technologischen Basis mittels entsprechender Schutzrechte für den Innovator gesichert werden sollten, insbesondere dann, wenn die geschützte Technologie einen Wettbewerbsvorteil bei der Umsetzung des Geschäftsmodells begründen kann. Softwarelösungen spielen eine zentrale Rolle bei der Umsetzung von Smart Grids-Technologien. Soweit diese für die Standardisierung der Smart Grids-Infrastruktur wichtig sind und keine Wettbewerbsvorteile für einzelne behalten, ist ein Open Source Ansatz zu empfehlen. Dies reduziert Zugangsbarrieren und Transaktionskosten, indem ein hoher Grad an Interoperabilität kostengünstig erreicht werden kann. Hierbei sollten wir allerdings eine klar definierte Smart Grids IP Policy entwickeln, die sicherstellt, dass nur Open Source Software in den Infrastrukturstandard einfließen kann, die keinen viralen Charakter aufweist. Ansonsten würde dies Akteuren, die proprietäre Softwarelösungen zum erfolgreichen Aufbau der Smart-Grid-Infrastruktur beisteuern, weitgehend die Möglichkeit entziehen, ihre Softwarelösungen kommerziell erfolgreich zu verwerten.

Im Folgenden werden diese Geschäftsfelder näher erläutert und anhand von einzelnen Projektideen konkretisiert. Diese Projektideen werden von einzelnen Mitgliedern der Plattform weiter vorangetrieben und stehen weiteren Teilnehmern offen. Sie stellen Ideen einzelner Teilnehmer dar und sind - explizit auch hinsichtlich der Bewertung Ihres Nutzens - kein Konsens im Teilnehmerkreis.

4.2.2.1 VERBUND DER MEDIEN

Aus einem engeren **Verbund der Medien Strom, Gas und (Fern-)Wärme/Kälte** ergeben sich neue Möglichkeiten des Lastausgleichs. Überschüssiger Strom etwa aus Windkraftwerken kann zur Erzeugung von Wasserstoff und Methan verwendet werden (Power-to-Gas), dieses Gas kann dann später auch wieder rückverstromt werden. Diese Technologien werden derzeit erstmals in Pilotvorhaben auf ihre kommerzielle Eignung geprüft. Weiterhin kann aus Strom Wärme erzeugt werden, die dann direkt verbraucht wird oder in Wärmespeichern zwischengespeichert wird – eine Option, die schon heute kommerziell umsetzbar ist. Umgekehrt kann in Zeiten mit wenig Wind und Sonneneinstrahlung in dezentralen, gasbetriebenen Kleinkraftwerken bedarfsgerecht Strom erzeugt und die entstehende Wärme direkt genutzt oder bei aktuell zu geringem Wärmebedarf in Wärmespeichern zwischengespeichert werden. Im Idealfall lassen sich so Wärmespeicher sowohl bei Überangebot (Power to Heat) als auch bei zu geringer Erzeugung aus fluktuierenden EE nutzen. Dies setzt natürlich eine entsprechend intelligente Steuerung voraus, die sowohl die Strom- als auch die Wärmeseite berücksichtigt. Auch können elektrisch angetriebene Verdichter in Ferngasnetzen als verschiebbare Lasten genutzt werden. Die dadurch hervorgerufene kurzfristige Erhöhung oder Verminderung des Druckes in Ferngasleitungen kann in gewissen Grenzen durch die Pufferfunktion des Gasnetzes aufgefangen werden.

Der Ausgleich von Stromerzeugung und -bedarf durch die Nutzung von Wärmespeichern erfordert komplexe technische Steuerungsprozesse und ggf. auch deren vertragliche Abbildung. In ausgewählten Pilotprojekten können Erfahrungen gesammelt und Verfahren erprobt werden. In technischer Hinsicht geht es um die Erprobung geeigneter Wärmespeichersysteme mit unterschiedlichen Kenndaten wie Speicherkapazität und Verlustraten sowie der Mess- und Regeltechnik. In einer weiteren Stufe können die so entstehenden lokalen Systeme virtuell vernetzt und in eine zentrale Steuerung eingebunden

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

werden. Wichtige Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb solcher Verbundsysteme sind neben der technischen Auslegung zuverlässige Prognoseverfahren für Erzeugung und Verbrauch, gekoppelt mit zeitnaher Verifizierung der Ist-Situation und möglichst automatisierter laufender Anpassungen.

In vertraglicher Hinsicht sind die Verteilung von Risiken, z.B. bei Ausfall von Systemelementen sowie die Aufteilung von Kosten und Erlösen zwischen den Beteiligten zentral.

GANZ KONKRET: VORSCHLÄGE AUS DEM TEILNEHMERKREIS

POWER TO HEAT

Strom hat, wenn er aus erneuerbarer Energie wie Wind und Sonne gewonnen wird, einen ausgeprägten Zeitwert. Zu bestimmten Zeiten ist Strom ökonomisch und ökologisch stark unterschiedlich zu bewerten. So kann es in Zeiten mit einem hohen Angebot an EE-Strom sinnvoll sein, Strom entweder direkt oder mittels einer Wärmepumpe in Wärme umzuwandeln und über kostengünstige Wärmespeicher vorzuhalten.

Kunden für die strombasierte Wärmeerzeugung können entweder der Endverbraucher selbst, der in seiner Liegenschaft den Strom in Wärme umwandelt oder ein Versorger sein, der den Kunden mit Wärme versorgt. Beim Letztgenannten würde z.B. die Wärme mittels eines Kathodenkessels in ein Nah- oder Fernwärmenetz eingespeist werden.

Die **Kundenbeziehung** muss man entsprechend den Kundensegmenten unterscheiden. Der Letztverbraucher erwartet, dass die Bereitstellung der Wärme automatisch funktioniert. Er möchte sich nicht damit auseinandersetzen müssen, wann es sinnvoll ist, Wärme aus Strom oder über den bisherigen Weg z.B. über Gasverbrennung herzustellen. Ein vollumfänglicher Service und entsprechende Automation sind notwendig. Hingegen ist der Versorger, der Wärme bereitstellt, im Allgemeinen mit dem Thema

Energiemanagement vertraut und wird daher das Thema, so es wirtschaftlich ist, selbständig vorantreiben.

Als **Kanäle** zur Ansprache der Letztverbraucher kann der Handwerker, der eine Power-to-heat-Installation vornimmt, oder der Kundenzugang eines Energieversorgers genutzt werden. Idealerweise erfolgt eine gemeinsame Ansprache, da ggf. gemeinsame Geschäftsinteressen bestehen. Der Wärmeversorger wird das Thema selbst adressieren und die notwendigen technischen Komponenten beziehen.

Der Kunde erhält als **Wertangebot** kostengünstigere und gleichzeitig umweltverträglichere Wärme. Über die Umwandlung von (überschüssigem) EE-Strom werden u.U. fossile Brennstoffe durch erneuerbaren Strom ersetzt und dadurch sowohl die CO₂-Bilanz verbessert als auch der Import fossiler Brennstoffe vermieden. Überdies dient die gesteuerte Umwandlung von überschüssigem EE-Strom zur Stabilisierung des Stromnetzes, da sie eine hochflexible Last darstellt. Zur Vermeidung von Netzausbaukosten ist eine zur Erzeugung räumlich nahe der Verwertung überschüssigen EE-Stroms anzustreben.

Schlüsselpartnerschaft: Hersteller von Power-to-heat-Komponenten, Handwerk und Versorger bilden die notwendige Wertschöpfungskette zur Umsetzung des Business Cases.

ABER: Aus heutiger Sicht ist aufgrund der Belastung des Stroms durch Letztverbraucherabgaben im Vergleich zu anderen Brennstoffen wie Erdgas oder Heizöl kein wirtschaftlicher Business Case darzustellen. Selbst wenn die Strompreise an der Börse negativ sind und die Umwandlung von Strom in Wärme zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen würde, besteht kein finanzieller Anreiz. Daher

muss, wie bereits in Dänemark geschehen, der Strom dann von den Letztverbraucherabgaben befreit werden, wenn er zur Stabilisierung des Netzes und zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes eingesetzt wird. Hier ist der Gesetzgeber gefordert, eine Anpassung des Regelwerks vorzunehmen.

4.2.2.2 VERMARKTUNG UND HANDEL

Wir wollen Smart Grids-Technologien dazu nutzen, neue Wege in Energiehandel und Vermarktung zu gehen. So ermöglichen diese Technologien den Endverbrauchern – bis hin zu einzelnen Haushalten – sich am Energiehandel zu beteiligen, indem sie verschiebbare Lasten anbieten oder ihren Strombezug anpassen. Oder es lassen sich mehrere dezentrale Erzeugungseinheiten zu Virtuellen Kraftwerken zusammenschließen. Das entscheidende **Wertangebot** ist zudem hier die kostengünstige Versorgung mit Strom. Sowohl das **Kundensegment** von großen gewerblichen Energieverbrauchern wie auch Haushaltskunden können angesprochen werden. Entsprechend wollen wir einerseits virtuelle Kraftwerke zur Bereitstellung großer Strommengen als auch eine Handelsplattform ebenso für kleine Erzeugungs- und Verbrauchsmengen als Projekte im Rahmen der Plattform weiterverfolgen. Als **Schlüsselressource** stellt sich die Software einschließlich Steuerungselementen dar, die Information zu Energiepreisen und Angebots- bzw. Nachfragemengen zeitnah Entscheidungsträgern zur Verfügung stellt und ggf. auch selbständig entsprechend der momentanen Preise Nachfrage und Erzeugung regelt.

In einem **virtuellen Kraftwerk** können verteilte Energieerzeugungsanlagen wie beispielsweise Photovoltaik, Windturbinen, Blockheizkraftwerke oder Notstromaggregate integriert werden. Mittels eines virtuellen Kraftwerks wird eine intelligente Vernetzung der erzeu-

genden Anlagen, Speicher und Lasten ermöglicht, was eine effiziente Fahrweise unter Berücksichtigung der Randbedingungen wie Energie- und Medienflüsse, Reserve- und Risikostrategien, Vertragsverhältnisse sowie Energiebezüge erlaubt. Ein virtuelles Kraftwerk optimiert das gesamte Energiemanagement durch einen effizienten Betrieb der verschiedenen verteilten Erzeuger durch Verschieben von Lasten und das Management von Speichern. Darüber hinaus ermöglicht ein virtuelles Kraftwerk verschiedene Vermarktungsstrategien umzusetzen – wie z.B. die Teilnahme an der Direktvermarktung oder am Regelenenergiemarkt – was für einen einzelnen Anlagenbetreiber weder von der Anlagengröße noch vom Verwaltungsaufwand möglich wäre.

Die **Direktvermarktung** bezeichnet den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energiequellen an Großabnehmer oder an der Strombörse (z.B. EEX in Leipzig). An der Strombörse wird der Strom zum Marktpreis verkauft. Die Anlagenbetreiber zur Erzeugung erneuerbarer Energie können den Strom im sogenannten Marktprämienmodell in die Direktvermarktung geben. Der finanzielle Unterschied zwischen dem an der Börse erzielten Strompreis und der vorherigen EEG-Vergütung wird durch die Marktprämie ausgeglichen.

Am **Regelenenergiemarkt** kann sich jeder Akteur beteiligen, der die technischen Präqualifikationsbedingungen und die Mindestgröße der angebotenen Leistung erfüllt. Für Kleinanlagen besteht die Möglichkeit der Poolung,

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

für die es bereits etablierte Geschäftsmodelle gibt. Künftig kommt den Betreibern von Kleinanlagen besonders in den Bereichen der Minutenreserve und Sekundärreserve eine größere Relevanz zu. Für die Bereitschaft, im Notfall einzuspringen, werden die Anlagenbetreiber über die Bereitschaftsvergütung (Leistungspreis) entlohnt.

In Baden-Württemberg ist ein Einsatz virtueller Kraftwerke bedingt durch den Anteil dezentraler, erneuerbarer Energieerzeuger wie z.B. Wasserkraft, Biomasse und Photovoltaik zweckmäßig. Die Integration virtueller Kraftwerke in das Stromsystem kann einen entscheidenden Beitrag zur Zielerreichung 50-80-90 beisteuern und die daraus resultierenden Anforderungen an eine sichere und ökonomische Stromversorgung mit berücksichtigen.

GANZ KONKRET: VORSCHLÄGE AUS DEM TEILNEHMERKREIS

HANDELSPLATTFORM ENERGY@MYHOME

Die Klimaziele können zu vertretbaren Kosten nur unter aktiver Mitwirkung der Bevölkerung erreicht werden. Durch eine Veränderung vom anonymen Verbraucher zum aktiven Energienutzer können Energiebedürfnisse und Energieangebote in einen ökonomischen und ökologischen Einklang gebracht werden. Die Plattform Energy@myhome soll als zentrale Stelle für die Visualisierung der Nachfrage (Verbrauch, Leistung), Darstellung günstiger zielgruppenorientierter Tarife und der Planung der Lasten dienen. Über standardisierte Smart Grids-Technologien und standardisierte Software werden Endverbraucher an die Plattform angebunden. Dabei finanziert der Plattformbetreiber die Technologie und die Mitgliedschaft mit. Für die Energieerzeugung, Handel und Verteilseite dient die Plattform als Vertriebskanal, aber auch als Planungsinstrument für Verbräuche und Lasten. Der passive Energieverbraucher wird zum aktiven Kunden bis hin zum Prosumenten und wird auch so wahrgenommen.

Hersteller von Haushaltsgeräten können über diese Plattform besonders effiziente Produkte anbieten. Ähnlich der „Abwrackprämie“ könnten in Regionen von den Kommunen oder der öffentlichen Hand Anreize zur Umstellung von

veralteten Geräten auf energiesparende Geräte angeboten werden. Zusätzlich könnten Tarife/Preismodelle mit Geräten kombiniert werden. Wer z.B. seine Lasten zur Verfügung stellt und eine Planung der nächsten drei Monate abgibt, kann ein E-Bike erhalten inkl. kostenlosen Nachtstroms, um das Bike immer aufladen zu können.

Als **Kundensegmente** werden in einem ersten Schritt nur Verbraucher mit einem Standardlastprofil angesprochen, das sind Haushalte und Kleingewerbe bis 100 MWh Jahresverbrauch. Von der Angebotsseite können Versorger, Lieferanten von Geräten und Dienstleister teilnehmen.

Als **Wertangebote** ergeben sich für den aktiven Verbraucher eine hohe Transparenz, Qualitätsprüfung durch den Plattformbetreiber, Anreize für Verbrauchsänderungen und Bereitstellung von Benchmarks zum Vergleich mit anderen Verbrauchern bis hin zu Gewinnspielen, z.B. „Wer verbraucht am wenigsten“. Für Anbieter ist eine gezieltere Kundenansprache möglich z.B. durch spezielle Tarife für Schichtarbeiter.

Eine geeignete Software stellt die **Schlüsselressource** für diesen Ansatz dar.

Schlüsselpartnerschaften sind zwischen IT-Firmen, Energiehändlern, Energieversorgern und letztlich auch Kommunen einzugehen.

4.2.2.3 ZUSAMMENFASSUNG VON VERBRAUCHERN

Aus der **Zusammenfassung** von Verbrauchern zu größeren Einheiten ergibt sich eine Anzahl von Vorteilen: Die Bündelung lässt einen kostengünstigeren Einkauf zu. Eine Lastverschiebung zwischen Verbrauchern wird möglich, sodass der Leistungsbezug in Summe reduziert werden kann. Soweit Strom auch eigenerzeugt wird, kann die Eigennutzung dieses Stroms maximiert werden, unter anderem auch über den Einsatz von Speichern. Schließlich können auch zusätzliche Dienstleistungen wie z.B. Asset-Management oder ein elektronischer Hausmeister angeboten werden. Die Zusammenfassung der Verbraucher kann auf unterschiedlichen Ebenen stattfinden, wobei auf den unterschiedlichen Ebenen verschiedene Mechanismen greifen und unterschiedliche Aspekte zu berücksichtigen sind:

- (städtische) Quartiere, neu entwickelt, oder in flächiger Sanierung
- Versorgung großer Immobilienportfolios etwa von großen Konzernen oder Wohnimmobilien von Versicherungen und Banken
- Versorgung von kleinen Netzen z.B. auf Inseln, in Baden-Württemberg weniger ein Thema, aber weltweit von erheblicher und steigender Bedeutung, sodass es auch für die exportorientierte Industrie in Baden-Württemberg von Interesse ist.

Dabei sind aber immer die geltenden Prinzipien wie z.B. die Regeln des EU-Binnenmarkts (bspw. freie Wahl des Lieferanten für den Kunden) zu beachten. In einer ersten Phase sehen wir insbesondere das Gewerbe als vielversprechendes **Kundensegment**.

Im Rahmen von wegweisenden Pilotprojekten sollen auch private Haushalte als Kunden gewonnen werden. Neben der günstigen Versorgung sind Status und neue Dienstleistungen entscheidende **Wertangebote**, mit denen Kunden gewonnen werden können.

Schlüsselpartnerschaften sind zwischen Energieunternehmen, Projektentwicklern, Investoren, Netzbetreibern und letztlich Geräteelieferanten einzugehen. Bei der Quartiersentwicklung müssen noch die Kommunen selbst als Schlüsselpartner hinzukommen. Bestehende **Kundenbeziehungen** der Versorger sollen genutzt werden. Die Kunden sind auch über neue **Kanäle** wie etwa internetbasierte Kommunikationsplattformen anzusprechen, um die notwendige vielschichtige Kommunikation effizient abwickeln zu können. **Schlüsselressourcen** zur Umsetzung dieser Geschäftsmodelle sind einfache, flexible Tarifmodelle und offene, standardisierte Steuerungsnetze. Besonders lukrativ wird dieses Geschäftsmodell, wenn viele verschiebbare Lasten vorliegen und Energie fluktuierend dezentral erzeugt wird, was sich entsprechend auf die Strompreise auswirkt.

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

GANZ KONKRET: VORSCHLÄGE AUS DEM TEILNEHMERKREIS

ENTWICKLUNG SMARTER QUARTIERE MIT HILFE PARTIZIPATIVER INTERNETPLATTFORMEN

Die Immobilien- wie auch die Stadtentwicklung orientiert sich zunehmend an hochspezialisierten Analysen über Markt und Standort, Nutzung, Wettbewerb, Risiken und Kosten mit mehr als 2.000 Prüfpunkten. Im Ergebnis lässt sich für den jeweiligen Standort in der Makro- und Mikrolage ein eindeutiges Nutzungsprofil ableiten - mit prüfbareren Aussagen zu den einzelnen Wohn- oder Gewerbenutzungen. Somit stellen diese Analysen auch ein wichtiges Werkzeug zur Umsetzung von Smart Grids in Immobilienensembeln und Stadtteilen dar.

In diesem Projekt wollen wir den Einsatz internet-basierter Kommunikationsplattformen zur Umsetzung von Smart Grids demonstrieren. Dazu sollen energetische Aspekte verstärkt in der Planung einkalkuliert werden. Unter Berücksichtigung von Tages-, Wochen- oder Jahresprofilen können so z.B. die jeweils optimale Mischungen der Energieträger unter bevorzugten Einsatz erneuerbarer Energien abgeleitet werden.

Wertangebot: Alle notwendigen Schritte können zeitnah, nahezu simultan und partizipativ umgesetzt werden. Die sich hieraus ableitende Komplexität kann nur über speziell entwickelte Kommunikations- und Planungstools, meist internetbasiert, umgesetzt werden. Dies erfolgt in vier Stufen:

1. Einbindung der internetbasierten Kommunikationsplattform als Planungs- und Steuerungstool in das EDV-System des Initiators
2. Einbindung der zuständigen Ämter und Gremien beginnend auf kommunaler Ebene in die Plattform, orientiert an den Planungs- und Genehmigungsabschnitten
3. Öffnung der Plattform über eine Projekthomepage

für die Öffentlichkeit mit definierten Spielregeln zur Teilnahme an Foren und zur Einsicht von Unterlagen des Datenraums

4. Einbindung von weiteren Beteiligten entsprechend des Entwicklungsablaufes wie Banken, Versicherungen, Investoren etc.

Die bisherige Erfahrung zeigt, dass Stadtentwicklungs- und Infrastrukturprojekte ab einer bestimmten Größenordnung immer medial begleitet werden. Nur eine transparente und klar konzipierte Kommunikationsstrategie unter Anwendung von Kommunikationsplattformen erzielt die notwendige Qualität in der öffentlichen Diskussion. Diese Kommunikation muss beginnen; die formale Bürgerbeteiligung als Teil des Genehmigungsprozesses nach §3 BauGB kommt hier zu spät. Hierbei ist zu beachten, dass die Kommunikation über diese Plattformen die direkte Bürgerbeteiligung nicht ersetzt und ersetzen darf, aber notwendig ist für die qualitative Vorbereitung und Beteiligung aller am Prozess Interessierten in direkten Bürgerbeteiligungen, Bürgerversammlungen, Workshops etc. Die Entwicklung einer geeigneten Form und die Organisation einer direkten Bürgerbeteiligung müssen Teil der Quartiersentwicklung sein.

Kundensegmente sind: Kommunen und öffentliche Gebietskörperschaften, Eigentümer von Immobilienportfolien, alle Beratungs- und Planungsunternehmen entlang der Wertschöpfung bei Stadt- oder Immobilienentwicklung und schließlich Projektentwickler und Bauträger, die alle von einem strukturierten und transparenten Planungsprozess profitieren.

Schlüsselaktivitäten: Erstellung und Anpassung einer Kommunikationssoftware.

Schlüsselpartnerschaften: Es werden Kooperationen entlang der gesamten Wertschöpfungskette benötigt.

GANZ KONKRET: VORSCHLÄGE AUS DEM TEILNEHMERKREIS

FREQUENZ ALS INDIKATOR DER KNAPPHEIT

Dieses Projekt zielt auf die Anwendung von Smart Grids-Technologien in Inselnetzen. Daraus ergeben sich Exportchancen für die heimische Wirtschaft. Eine Anwendung in Baden-Württemberg ist dagegen, mit Ausnahme vielleicht zu Demonstrationszwecken, kaum sinnvoll. Das Projekt basiert auf einer zusätzlichen Nutzung von heute schon in Versorgungsnetzen vorliegenden Systeminformationen (Frequenz) als Preissignal, um damit preisliche Impulse zum Ausgleich von (volatilem) Angebot und Nachfrage zu geben. Alle Komponenten sind im Prinzip bekannt, nachgewiesen werden muss das Systemverhalten. Hierfür eignen sich insbesondere Inselnetze. In Deutschland könnten neuentwickelte Arealnetze wie z.B. Smart City Esslingen oder solche auf militärischen und industriellen Konversionsflächen als Feldversuch dienen, müssten dann aber frequenzseitig von dem umliegenden Netz entkoppelt werden. Dies wird allerdings voraussichtlich nicht zuletzt aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen eher die Ausnahme bleiben.

Kundensegmente: Einbindung von kommunaler, gewerblicher und privater Erzeugung und Verbrauch, Netzbetrieb und Technologieanbieter, Hersteller von Produkten, welche Flexibilitätspotenziale für das Energienetz bereitstellen können und Geschäftsmodelle brauchen.

Wertangebote: Das vorgeschlagene Projekt strebt in Inselnetzen an, mit geringem organisatorischen und technischen Aufwand eine marktgerechte Vergütung für die Bereitstellung von Flexibilitätsleistungen (z.B. Verschiebung von Erzeugung oder Verbrauch). Es erlaubt gleichzeitig dem Betreiber des Inselnetzes eine Minimierung seiner Systemkosten (insbesondere Speicher). Insbesondere können damit Funktion und Akzeptanz einer Beteiligung der Bürger und anderer Nutzer des Inselnetzes an der Stabilisierung des Inselnetzes erprobt werden. Relativ kurzfristig sind positive

Impulse für die Exportchancen der BW-Wirtschaft und insbesondere der Projektbeteiligten zu erwarten.

Schlüsselressourcen: Bereitgestellt werden sollten in einer ersten Projektphase F&E-Ressourcen an geeigneten Instituten, um die Detailumsetzung vorzubereiten. In einer zweiten Phase wird ein abgeschlossenes Netzareal in Baden-Württemberg als „Feldversuch“ benötigt, in dem das Verfahren erprobt werden kann. Dies wird vermutlich zuerst als Simulation auf einer IT-Umgebung erfolgen, die auch für andere Smart Grids-Konzepte anwendbar ist, um verschiedene Verfahren in der Praxis vergleichen zu können. Daneben ist die Notwendigkeit gegeben, regulatorische Barrieren für den Versuch zu überwinden, ebenso wie die Bereitschaft, im Erfolgsfalle an einer Änderung der Regularien mitzuwirken.

Schlüsselaktivitäten: Vorbereitung und Durchführung eines Modellversuchs in Baden-Württemberg, flankierende Maßnahmen zum Thema Nutzerakzeptanz, Regulierungsanpassung, internationales Vermarktungspotenzial, ggf. weiterer F&E-Bedarf.

Schlüsselpartnerschaften: Entwicklungsgesellschaft und Netzbetreiber für Areal, F&E-Konsortium für technische und ökonomische Begleitforschung, Hersteller für Schlüsselkomponenten.

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

4.2.2.4 VERBESSERTE PLANUNG UND BETRIEB DURCH MEHR INFORMATION

In Smart Grids werden viele Informationen erzeugt. Diese können zur **Generierung** weiterer **Informationen** und damit in vielen Folgeprozessen genutzt werden. Kunden der Versorgungsunternehmen – sowohl Tarifkunden als auch Gewerbe- und Industriekunden – können detaillierte Daten ihres Verbrauchsverhaltens nutzen, um Verbesserungspotenziale zu erkennen und ihren Energieverbrauch zu optimieren. Neben den Zählerdaten benötigen sie dazu Werkzeuge zur Analyse der Daten und Vergleichsdaten anderer Kunden („Benchmarking“), um ihren Verbrauch einordnen zu können. All diese Informationen sollten ihnen in einem Portal zur Verfügung gestellt werden.

Die Analyse von Verbrauchsdaten, Identifizierung geeigneter Energiesparmaßnahmen und eine darauf aufbauende Energieberatung kann darüber hinaus auch als Wertangebot von Dienstleistern angeboten werden. Ein aktuelles Beispiel dazu ist ein Energieversorger, der das Verbrauchsverhalten von Supermärkten – normiert auf Ladengröße, Öffnungszeiten und weitere Parameter – vergleicht, Märkte mit hohem Einsparpotenzial identifiziert und Maßnahmen vorschlägt. Die detaillierten Smart Meter-Daten ermöglichen zudem eine Einteilung der Kunden in Segmente, die das zunehmend dynamischere Verbrauchsverhalten wesentlich genauer beschreiben als bisher verwendete Standardlastprofile. Diese Kundensegmente sind eine wichtige Basis dafür, das Verbrauchsverhalten der Kunden dem schwankenden Stromangebot besser anzupassen. Sie können dafür genutzt werden, um:

- flexible, segmentspezifische Tarife zu definieren, die das Verbrauchsverhalten der Kunden steuern,
- Kunden individuell anzusprechen und Angebote zu machen,
- Potenzial für ein aktives Lastmanagement („Demand Response Management“) zu identifizieren.

Detaillierte Daten aus Smart Grids ermöglichen auch eine verbesserte Vorhersage des zukünftigen Verbrauchs und damit eine bessere Planung für Stromeinkauf bzw. -erzeugung. Dies ist interessant für die **Kundensegmente** Lieferanten, Stromerzeuger, Betreiber virtueller Kraftwerke und für „Aggregatoren“, die den Verbrauch von Kundengruppen bündeln. Für Netzbetreiber ist die Analyse und Vorhersage der Netzauslastung ein wichtiger Faktor für die Planung von Instandhaltung und Netzerweiterung.

Neben Unternehmen, die die Smart Grids-Daten und Vorhersagen nutzen, um ihre Geschäftsprozesse zu optimieren, ist die Informationsgenerierung auf Basis der Smart Grids-Daten auch für Dienstleister interessant, die sich auf die Analyse großer Datenmengen und präzise Vorhersagealgorithmen spezialisieren. Sie können mit diesem Service andere Marktteilnehmer bei der Nutzung der Informationen aus dem Smart Grid unterstützen. Dabei sind aber die Aspekte des Datenschutzes und des Dateneigentums unbedingt sicherzustellen.

4.2.3 TECHNOLOGIE: ROLLOUT UND SYSTEMISCHE INNOVATION

Smart Grids-Technologien sind zurzeit in diversen Pilotprojekten jeweils einzeln zum Test bestimmter Technologien im Einsatz (siehe die Auflistung im Anhang). So findet man in Deutschland:

- E-Energy Projekte zur Einführung dezentraler Steuerungen in „Modellstadt Mannheim“ und zum vorausschauenden Netzbetrieb mit Lastmanagement im Verteilnetz in MeRegio
- Erste Einsätze von Energie-Speichern (meist Strom-Speicher)

- Erste Projekte zur Zusammenfassung von Klein-erzeugern in Virtuellen Kraftwerken, leistungsmäßig schon bis in den MW-Bereich
- Erste Projekte zur Errichtung von P2G-Anlagen (Power to Gas) sowie von P2H (Power to Heat)
- Erste Projekte für verbesserte Wetterprognosen, die an die Bedürfnisse der Energieversorgung angepasst sind, wie z.B. EU-Projekt ENDORSE / EWELINE¹⁵
- Diverse Projekte im Smart Metering auch mit Ansteuerung von EE-Einspeisern, variablen Tarifen etc.
- Zunehmender Einsatz von Lastmanagement bei Industrie und Gewerbe und
- Beginn der Entwicklung der IKT-Infrastruktur zur Steuerung der Smart Grids
- Erste Projekte für verbesserte Wetterprognosen, angepasst an die Bedürfnisse der Energieversorgung

Aus Sicht der Technologieentwicklung sollten zwei Strategien verfolgt werden:

1. Rollout vorhandener technischer Lösungen, und
2. Entwicklung von systemischen Innovationen im Projektrahmen „Vernetzte Smart Grids Zellen in der Praxis (SG c/sells)“

4.2.3.1 HANDLUNGSEMPFEHLUNG FÜR EIN ROLLOUT VORHANDENER TECHNISCHER LÖSUNGEN

Ein Rollout der vorhandenen Technologien wird nur kooperativ durch die Zusammenarbeit von **Industrie, Forschung, Betreibern und Anwendern von Smart Grids sowie Politik und Gesellschaft** erfolgreich sein,

bei der sich jeder der Akteure aktiv entsprechend seiner Rolle einbringt. So sollten die Industrie wie auch die Forschungsinstitute preiswerte technische Lösungen entwickeln und bereitstellen, die die Anwender von Smart Grids bei deren Aufbau und Betrieb vorantreiben. Der für die Energiewende notwendige Handlungsrahmen soll gemeinsam entwickelt werden und die Politik soll hierzu die entsprechenden Rahmenbedingungen weiterausarbeiten. Die Gesellschaft müsste dieses mit einer gewissen Veränderungsbereitschaft auch aktiv unterstützen.

Smart Grids-Technologien entstehen nicht auf der grünen Wiese, sondern bauen auf vorhandenen, historisch gewachsenen Infrastrukturen auf. Es gilt, die bestehende Infrastruktur so zu ertüchtigen, dass sie in ein Smart Grids-System eingebunden werden kann. Hierzu ist eine Reihe von Maßnahmen erforderlich; zu denen bereits technische Lösungen vorhanden sind.

Kurzfristig sind folgende Maßnahmen möglich, soweit sie technisch und wirtschaftlich vorteilhaft sind:

- Netzbetreiber: koordinierter Netzausbau für die Hoch- und Mittelspannung aufgrund neuer Netzanalyseinstrumente
- Netzbetreiber: Je nach Lage Installation bzw. Ertüchtigung zu intelligenten Ortsnetzstationen bezüglich Messung, Messung mit Steuerung, Messung mit Steuerung und Spannungsregelung des Transformators
- Versorger und Netzbetreiber: Installation von Messung und Steuerung zur Hebung von Flexibilitätspotenzialen bei Endkunden (z.B. Erzeuger, Speicher, schaltbare Lasten, variable Tarife)
- Alle: Ausbau der IKT-Infrastruktur für die Integration der Flexibilitäten in ein Gesamtsystem

Im Folgenden sind dann folgende Maßnahmen umzusetzen:

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

- Versorger und Netzbetreiber und Betreiber mit eigenem Netz: Nutzung großer Prosumer/ Prosumenten (Endkunde mit großer steuerbarer Last und Erzeugung) wie z.B. Flughafen Stuttgart zur Unterstützung des Netzbetreibers, um beim Netzlastmanagement Engpässe zu beherrschen und die Systemstabilität sicherzustellen
- Alle: Anwendung von Speichern zur Dämpfung der Erzeugungsvolatilität (Erzeugungüberschuss, fehlende Erzeugung) beispielsweise durch Bereitstellung von Reserveleistung
- Rollentrennung aufgrund des Unbundlings: Der Netzbetreiber darf nicht gleichzeitig auch Erzeuger sein (was er als Speicherbetreiber regulatorisch wäre)
- Fehlende Geschäftsmodelle, die den Einsatz von Speichern netz- und marktdienlich attraktiv machen
- Unzureichende Wetterprognosen bezüglich der örtlichen Auflösung und der Überführung in entsprechende Erzeugungs- und Lastprognosen
- Fehlender wirtschaftlicher Anreiz für die Bereitstellung von Leistungs- und Last-Flexibilitäten

Für die Umsetzung dieser Maßnahmen Prosumer / Prosumenten / Speicher fehlen die notwendigen Rahmenbedingungen. Folgende Aspekte wurden als Hürden für die Umsetzung der o.a. identifizierten Maßnahmen erkannt:

- Fehlende technische Standards und einheitliche Prozessdefinitionen als Basis für preiswerte Produkte und Lösungen der Industrie
- Teilweise fehlendes Wissen und Erfahrungen zu den Technologien des Smart Grids bei den Anwendern, Fehlende (langjährige) Betriebserfahrungen zu den Technologien des Smart Grids
- Fehlende Erfahrung Verwendung beim Umgang mit Smart Meter-Daten¹⁶
- Fehlende Mindestmasse von Installationen bei den Messungen für eine effiziente Einführung der neuen Technologie
- Fehlende Prozesse zur Handhabung der neuen Technologie bei den Netzbetreibern im Zusammenspiel von Planung, Inbetriebnahme und Betrieb
- Unsicherheit des Netzbetreibers beim Festlegen von Investitionen im Netz durch die bestehende Anreizregulierung der BNetzA (siehe Kapitel 4.2.4.2), Automatisierung im Netz
- Man sieht also, dass hier ein Handlungsbedarf aller Akteure im Bereich Smart Grid-Forschung, Anwender, Politik und auch der Gesellschaft besteht.
- Die Projektgruppe Technologie schlägt vor, durch folgende Maßnahmen einen Rollout vorhandener Smart Grids-Technologien zu forcieren:
 - Schnelle Überführung von Wissen und Erfahrung über die neuen Technologien zu Anwendern, die bisher noch nicht mit Smart Grids-Konzepten vertraut waren
 - Erfahrungsaustausch zwischen den Akteursgruppen: Politik, Industrie, Wissenschaft und Energieversorger,
 - Voranbringen gemeinsamer Aktivitäten und Bündelung von Kompetenzen

Die vorrangigen Ziele dieser Maßnahmen sind:

- Erarbeitung und Anwendung von Konzepten für die Einbindung von großen Prosumern in die Netzleittechnik der entsprechenden Netzbetreiber für das Last- und Erzeugungsmanagement
- Erreichen einer breiten Akzeptanz aller am Smart Grid-Prozess beteiligten Parteien zu technisch sinnvollen Investitionen

- Auflösung von Konfliktsituationen bei netz- bzw. marktdienlicher Anwendungen
- Einplanen von Lösungen zur Verbesserung der Energieeffizienz z.B. in Gebäuden

4.2.3.2 INITIATIVE FÜR EINEN PILOTPROJEKTRAHMEN: VERNETZTE SMART GRIDS-ZELLEN IN DER PRAXIS (SG C/SELLS) ALS SYSTEMISCHE INNOVATIONSINITIATIVE

Neben dem Rollout vorhandener technischer Lösungen schlägt die Projektgruppe Technologie vor, einen Pilotprojektrahmen aufzusetzen, der vor allem die Kooperation von Netzbetreibern mit den neuen Akteuren bei der Verteilung und Nutzung von Energien aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne eines gesamtwirtschaftlichen und gemeinschaftlichen Optimums testet.

Die Ziele des Pilotprojektrahmens **Vernetzte Smart Grids-Zellen in der Praxis (SG c/sells)** sind im Wesentlichen:

- Darstellung der Funktionsfähigkeit von vernetzten Smart Grids in der Praxis
- Entwurf und Test der Prozesse für das zukünftige Energiesystem, insbesondere zwischen Netz und Markt, Netzbetreibern, Bilanzkreisverantwortlichen und Prosumenten sowie zwischen Liegenschaften (Gebäudekomplexen) und Netzen zur Konfliktlösung und zur Kooperation
- Vorschläge für regulatorische Anpassungen
- Konzeptionierung und Demonstration der für Smart Grids geeigneten und funktionierenden IKT-Infrastruktur
- Exemplarischer Betrieb oder Simulation eines Energieinformations- bzw. -optimierungssystems

Wir wissen, dass es auf nationaler und internationaler Ebene vielfältige Aktivitäten gibt, Smart Grids-Innovationen zu unterstützen. Wir schlagen vor, hier

diesen eigenen, baden-württembergischen Ansatz zu wählen, weil wir überzeugt sind, dass singuläre technologieinduzierte Innovationen zwar einen wertvollen Beitrag leisten können, dass die Herausforderungen der Energiewende aber nur durch einen systemischen, infrastrukturellen Ansatz bewältigt werden können. Dieser systemische Ansatz für die Infrastrukturen verbindet dabei zwei grundsätzliche Steuerungsparadigmen, die für die Verknüpfung von zentralen und dezentralen Strukturen von besonderer Bedeutung sind: lokale und regionale Subsidiarität.

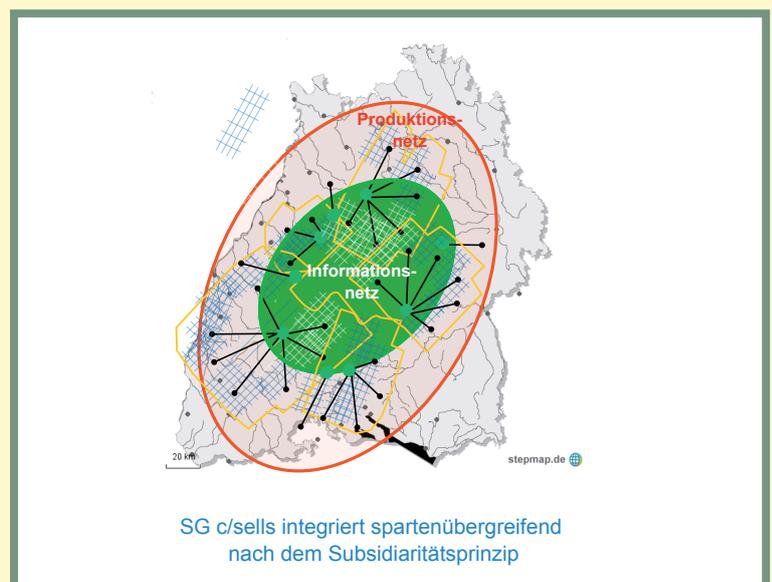


Abbildung 5
Wirkungsprinzip von „Vernetzte Smart Grids-Zellen in der Praxis (SG c/sells)“

Abbildung 5 zeigt schematisch die Interaktion des Produktionsnetzes mit dem Informationsnetz in SG c/sells. Auf der untersten Netzebene werden die Einzelkomponenten mit Hilfe von Energiemanagementsystemen soweit sinnvoll und möglich dezentral gesteuert. Diese sind wiederum über Gateways in die verteilte Automatisierungsinfrastruktur der Verteilnetze mit ihren eigenen Messinfrastrukturen in die Netzzellen

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

eingebunden. Auf der Verteilnetzebene sind diese dezentralen Steuerungen in die Netzleitsysteme eingebunden, die um die Funktionalität der Sollwertvorgabe unter sich ändernden Bedingungen erweitert werden müssen. Das Meso-Grid stellt die letzte Ebene des SG c/sells Ansatzes dar. Die Fahrweisen werden so optimiert, dass zu jedem Zeitpunkt möglichst die gesamte EE-Erzeugung ins Netz aufgenommen werden kann. Dabei sollen nicht die kompletten Teilnetze der Teilnehmer, sondern sinnvoll aufeinander abgestimmte, regional zusammenhängende Komponentengruppen eingebunden werden. Weitere Bestandteile der Optimierung (z.B. topographisch angepasste Wetterprognose, Kostenoptimierung, Netzausbau o.ä.) sind noch genauer zu definieren, wie auch die Art der Rückkopplung (Steuerung oder Simulation) sowie die definitiven Prozesse.

Es sollen damit also Menschen, Firmen, Organisationen und Technologien integriert werden, die einen Beitrag dazu leisten, durch Informationen und vernetzte Technik die Steuerbarkeit der Infrastrukturen zu erhöhen. Das Vorhaben Vernetzte Smart Grids-Zellen in der Praxis (SG c/sells) ist mit dieser Konstruktion und Zusammensetzung ein einzigartiges Beispiel für eine landesweite Zusammenarbeit von Netzbetreibern, Industrie, Wissenschaft, Energieunternehmen, Dienstleistern, Politik und Verbänden, die sich zu einem gemeinsamen Beitrag zu den Zielen 50-80-90 bekennen.

4.2.4 RAHMENBEDINGUNGEN: DEZENTRALE OPTIONEN ERSCHLIESSEN

Im Folgenden werden Rahmenbedingungen identifiziert und diskutiert, die ein Hindernis für die Entwicklung von Smart Grids darstellen.

4.2.4.1 MARKTINTEGRATION DEZENTRALER OPTIONEN

Dezentrale Flexibilität ermöglichen: Anreize und Signale für möglichst viele Akteure. Die Integration der EE in das Energiesystem lässt sich effizient nur erreichen, wenn verschiedene Flexibilitäten nutzbar gemacht werden. Hierzu zählen insbesondere auch dezentrale Optionen, sowohl auf der Einspeise- als auch auf der Nachfrageseite. Im Fokus stehen dabei die planbaren Erzeuger und Verbraucher, da diese einen größeren – weil verlässlicheren – Beitrag leisten können.

Von entscheidender Bedeutung bei der Integration dezentraler Optionen ist die Einhaltung bzw. Gewährleistung der „üblichen“ Marktspielregeln. Neben den technischen Anforderungen aus Netzsicht ist hier insbesondere die Einhaltung der Energiemengenbilanzierungsprozesse und das Unbundling zu nennen.

Um dezentrale Optionen stärker in den Markt zu integrieren, müssen vielfach in einem ersten Schritt erst einmal die Kunden abgeholt und eingebunden werden. Bislang wurde den Kunden bzw. Verbrauchern über statische Ein- oder Zwei-Tarifmodelle beigebracht, dass sie den Strom nutzen können, wann sie wollen. Ausnahmen gab es bei einigen energieintensiven Größtverbrauchern, die meist Leistungsbegrenzungen in der Mittagszeit hatten und bei Wärmestromkunden mit definierten Sperr- und Freigabezeiten. Auch die meisten Betreiber von Eigenerzeugungsanlagen konnten ihre erzeugten Strommengen im Eigenverbrauch frei nutzen und nur ihren Restverbrauch von ihrem Lieferanten beziehen.

Der Liefer- und der Reserveenergievertrag gaben den Kunden faktisch eine völlige Freiheit.

Dieses „gelernte“ Verbrauchsverhalten muss im Zuge der Energiewende verändert werden. Im Industriekundensegment, in dem die Kunden alle individuell gemessen und abgerechnet werden, steht einer Einführung lastflexibilisierender Produkte aus Sicht des Ordnungsrahmens vor allem eine teilweise wirtschaftlich nachteilige Netzentgeltsystematik im Wege und die noch fehlende Möglichkeit, netzdienliches Verhalten zu vergüten/anzureizen.

Im massenmarktartigen Kleinsegment müssen die Marktregeln allerdings angepasst werden. Hier gibt es grundsätzlich eine Reihe von Anwendungen, die sich für intelligente Ansätze eignen würden (vgl. Kapitel 4.3.1.1). Aktuell wird dieses Segment über festgelegte statische Standardlastprofile bzw. temperaturabhängige Lastprofile versorgt, die von Netzbetreibern festgelegt werden. Diese Art von Lastprofilen sieht eine Flexibilisierung der Nachfrage grundsätzlich nicht vor.

Um nun dezentrale Flexibilitäten beispielsweise über entsprechende Tarife nutzbar zu machen, sind einige Ergänzungen bzw. Änderungen im Ordnungsrahmen erforderlich. Hierzu zählen u. a. Anpassungen bei den Lastprofilverfahren und damit korrespondierend neue massenmarkttaugliche Energiemengenbilanzierungsverfahren (beispielsweise über Referenzverfahren), die sowohl bei kleinen Einspeisern als auch bei Kleinverbrauchern eine intelligente Energielogistik ermöglichen würden. Auch intelligente Messsysteme wären schnellstmöglich einzuführen, die sowohl die Grundlage für die Energiemengenbilanzierungen bzw. Energiemengenabrechnungen darstellen als auch den Kunden entsprechende Transparenz über ihr Verbrauchsverhalten geben. Beide Forderungen können relativ schnell umgesetzt werden und helfen hinsichtlich einer schnellen Nutzung von dezentralen Optionen. Die Wahlmöglichkeit der Kunden und der Datenschutz müssen dabei gewährleistet sein.

Um den Abwicklungsaufwand in Grenzen zu halten, sind mittelfristig jedoch tiefergreifende Anpassungen im Ordnungsrahmen erforderlich. Hierzu zählen dann auch Veränderungen an der Systematik der Netzentgelte und an staatlich geprägten Umlagen oder Abgaben.

Marktzugang für dezentrale Optionen: Die Erschließung dezentraler Optionen setzt voraus, dass diese Zugang zu den Märkten erhalten und dort auch realisiert werden können. Zu bedienende Märkte sind neben kurzfristigen Börsengeschäften die Regelenergiemärkte und Systemdienstleistungsprodukte, zukünftig auch entsprechende Produkte in den Verteilnetzen. Der Zugang zu diesen Märkten unterliegt jedoch teilweise strengen Regeln oder es gibt sie noch gar nicht. So sind Präqualifizierungsregeln für die Regelenergiemärkte zu erfüllen, die beispielsweise von massenmarktartigen Anwendungen faktisch nicht zu erfüllen sind. Es ist zu prüfen, inwieweit diese Regeln sachgerecht sind oder ob nicht eine Vereinfachung der Regeln akzeptabel wäre (Beispiel Mindestgröße, Fristen, Dauer der maximalen Leistungserbringung, technische Rahmenbedingungen, etc.). Insgesamt sollte ein künftiges Marktdesign so einfach ausgestaltet sein, dass nicht nur Kraftwerke am Höchstspannungsnetz, sondern möglichst viele (dezentrale) Marktteilnehmer, ggf. mittels Poolbildung, partizipieren können.

Generell muss beim Design von Märkten und Rahmenbedingungen darauf geachtet werden, dass zentrale und dezentrale Optionen, wie dezentrale Speicher und Pumpspeicherwerke gleich behandelt werden und auf gleicher Grundlage im Markt agieren können, wobei dezentrale Anlagen dafür ggf. gepoolt werden.

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

TECHNOLOGIEOFFENER FLEXIBILITÄTSFONDS:

Ein Flexibilitätsfonds ist eine mögliche Maßnahme, um die Erschließung dezentraler Flexibilitäten in der Fläche zu unterstützen – komplementär zu den anderen dargestellten Maßnahmen und in Ergänzung zur Lastabschaltverordnung. Er kann die Weiterentwicklung von Rahmenbedingungen und des Marktdesigns nicht ersetzen, die den dezentralen Optionen einen gleichberechtigten Marktzugang ermöglichen. Aufgrund des spezifischen und kurzfristigen Interesses Baden-Württembergs an Flexibilitäten, insbesondere zur Abdeckung der Spitzenlast, kann er aber eine temporäre zusätzliche Maßnahme sein, um die Entwicklung dezentraler Flexibilitäten anzustoßen. Dabei geht es nicht um Pilotprojekte oder technische Weiterentwicklung, sondern um die Finanzierung direkt nutzbarer Flexibilität in der Fläche.

Wichtig ist, dass die Förderung so ausgestaltet ist, dass sie die Marktintegration der angebotenen Flexibilität nicht verzerrt, sondern als Anschubfinanzierung dient. Daher könnte sie investitionsseitig erfolgen, um den

Wettbewerb des Einsatzes der Flexibilitäten, der ja nach wie vor im Markt vor allem deutschland- und europaweit erfolgen würde, möglichst wenig zu beeinflussen. In diesem Zusammenhang ist es auch wichtig, dass sie technologieoffen ausgestaltet wird. Der Wettbewerb muss entscheiden, ob z.B. Lastverlagerung, Steuerung von KWK oder Erzeugungsanlagen bzw. Speicher unterschiedlicher Größe kostengünstiger zu realisieren ist. Zu prüfen wäre aber auch, inwieweit Zahlungen aus dem Fonds direkt an die Nutzung der Flexibilitäten gekoppelt werden könnten. Die Idee des Fonds ist es, die Erschließung von Flexibilität auszuschreiben und so möglichst effiziente Flexibilität zu nutzen.

Ziel kann es aber auch sein, durch den Fonds und die Ausschreibung die Suche nach geeigneten Flexibilitätpotenzialen insgesamt voranzubringen – über die im Ausschreibungswettbewerb dann erfolgreichen Flexibilitäten hinaus. Dadurch könnte evtl. auch der finanzielle Aufwand relativ gering gehalten werden. Insgesamt ist auch zu beachten, dass die Förderung angemessen erfolgt und eine Überförderung sowie Überkapazitäten vermieden werden.

4.2.4.2 KOORDINATION ZWISCHEN NETZ UND DEZENTRALEN OPTIONEN AUSSERHALB DES NETZES

Der Ausbau der dezentralen und EE führt im bestehenden Netz zu Netzengpässen durch temporäre Überangebote. Damit gewinnt die Bereitstellung und Optimierung von Netzkapazitäten, die zur Verfügung stehen müssen, um die aus der Einspeisung resultierenden Kapazitätsansprüche zu bedienen, an Bedeutung. Wie hoch der Netzausbaubedarf ausfällt, hängt von den Strategien ab, mit denen die Netznutzer in das Netz integriert werden.

Denkbar ist ein maximaler Netzausbau, mit dem alle Netzengpässe beseitigt werden. Es ist jedoch nicht ökonomisch rational, das Netz so zu dimensionieren, dass zu jeder Zeit jede marginale Kilowattstunde aufgenommen werden kann. Der Netzbetreiber, der sein Netz bis dato so dimensioniert hat, dass sämtliche Energiemengen aufgenommen werden können, sollte statt weiterem Ausbau vielmehr die Aufgabe bekommen, ein sinnvolles und intelligentes Netzkapazitätsmanagement vorzunehmen.

Zunächst ist zu klären, welche regulatorischen Vorschriften und technischen Anschlussbedingungen der effizienten Ausnutzung des bestehenden Verteilnetzes entgegenstehen und wie eine höhere Einspeiseleistung auch ohne Netzausbau realisiert werden kann.

Einspeisemanagement: Die Einführung eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements, das die Lastflexibilität nutzt, ist nur mit entsprechender Vorbereitung mittelfristig möglich. Bereits heute kann jedoch das bestehende Einspeisemanagement bei EE-Anlagen so ausgedehnt werden, dass es nicht nur als Übergangslösung bis zum Netzausbau, sondern auch als Alternative zum Netzausbau genutzt werden kann. Dabei sind geeignete Kompensationen für abgeregelte Energiemengen vorzusehen. Diese Kompensationszahlungen sind so zu gestalten, dass die betriebswirtschaftliche Optimierung der Netzbetreiber auch zu einem volkswirtschaftlichen Optimum führt. Hervorzuheben ist dabei, dass es in der Praxis um Situationen geht, in denen die abgeregelte Energiemenge zwar gering ist, aber ein signifikanter Netzausbau vermieden wird.

Intelligentes Netzkapazitätsmanagement: Mit Smart Grids besteht die Möglichkeit, den Netzausbaubedarf zu reduzieren, und dennoch die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und allen Netznutzern einen Netzanschluss zu ermöglichen. Der Netzbetreiber steht dann vor der Aufgabe auszuloten, inwiefern vorhandene Kapazitäten effizienter genutzt werden können und in welchem Umfang darüber hinaus ein konventioneller Netzausbau unverzichtbar ist. Im Fokus steht nunmehr eine optimale und weniger eine maximale Netzdimensionierung und die Verlagerung von Ausgleichsmechanismen auf die Verteilnetzebene, um die Transportebene zu entlasten. Dem Netzbetreiber steht dafür ein Optionenmix aus Netzausbau, intelligenten Netzlösungen wie bspw. regelbare Ortsnetzstationen und Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Die Anreizregulierung sollte neutrale Anreize setzen, die die Ausgestaltung des Optionenmixes dem Netzbetreiber überlassen und keine Alternative bevorzugen.

Mit dem zunehmenden Ausbau fluktuierender, dezentraler Einspeisung und fehlenden kostengünstigen Speichermöglichkeiten wird es aus Systemsicht und für die Lieferanten mittelfristig immer bedeutender, neben den Flexibilitäten nicht dargebotsabhängiger

Einspeiser auch auf Flexibilitäten der Lastseite zurückzugreifen. Die Anforderungen der Steuerung aus System- und aus Lieferantensicht können jedoch aufgrund der räumlichen Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch zu den Anforderungen eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements des Netzbetreibers in Widerspruch stehen. Um diese widersprüchliche Interessenslage in einem volkswirtschaftlichen Optimum zu lösen, ist eine verstärkte Koordination zwischen den Marktteilnehmern im nicht-regulierten Bereich (Smart Market) und dem regulierten Netz (Smart Grid) erforderlich. Wie ein Zusammenspiel zwischen den regulierten und nicht-regulierten Bereichen aussehen kann, wird in der aktuell diskutierten Netzampellogik beschrieben.

In dieser gibt es eine eindeutige Zuordnung der Verantwortlichkeiten zwischen den Marktteilnehmern:

- In der grünen Ampelphase, die den Regelfall darstellt, liegen keine netzseitigen Restriktionen vor. Der Markt und die Marktkräfte können sich frei entfalten und die Energiemengen können den Preissignalen folgend im Netz transportiert werden. Die Angebote der Lieferanten unterliegen keinen Beschränkungen und aus Energielogistik-sicht können Erzeugung und Nachfrage frei miteinander kombiniert werden.
- In der gelben Ampelphase, in der Warnwertverletzungen aus Netz-sicht vorliegen, arbeiten regulierte und nicht-regulierte Bereiche eng zusammen. Von Netzbetreibern ausgeschriebene Systemdienstleistungen werden von den Netzbetreibern abgerufen und von den Marktteilnehmern erbracht, die den Zuschlag erhalten haben. Vom Netzbetreiber vorgegebene Netzrestriktionen sind dabei in den betroffenen Netzteilen einzuhalten. Die üblichen Marktspielregeln wie Energiemengenbilanzierungen gelten vollumfänglich weiter. Der Netzbetreiber kompensiert die Gegenseite für die Flexibilität. Hier besteht auch Freiraum, wettbewerbliche dezentrale Marktplätze

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

zu bilden, die die vorgegebenen Netzrestriktionen durch entsprechenden Ausgleich von Angebot und Nachfrage einhalten, um ein Eintreten der roten Ampelphase zu vermeiden.

- In der roten Ampelphase geht es nur noch um die Verhinderung eines Systemzusammenbruchs und es greifen Notfallmaßnahmen der Netzbetreiber. Die Netzbetreiber haben das volle Durchgriffsrecht und die normalen Marktspielregeln sind außer Kraft gesetzt.

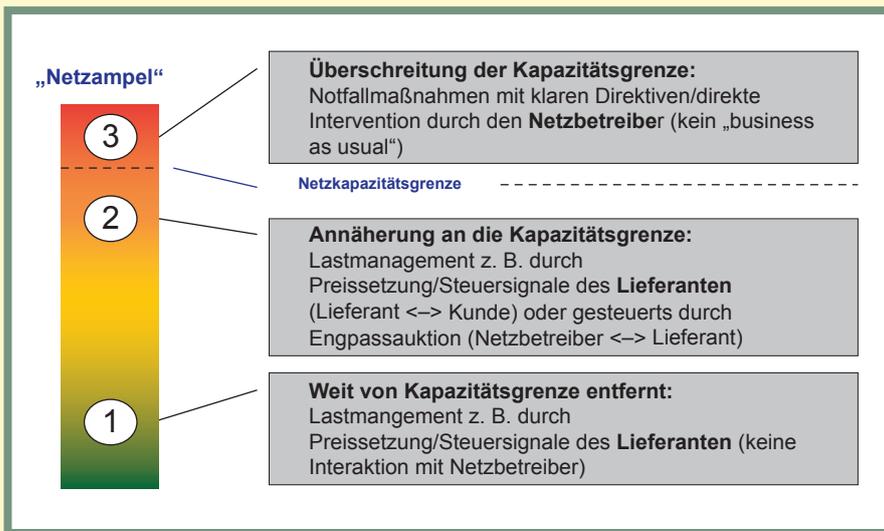


Abbildung 6
Prinzip der Netzaampel¹⁷

Insbesondere in der gelben Ampelphase ist zu klären, wie die Koordination im Einzelnen ausgestaltet werden soll und in welchem Verhältnis die Bewirtschaftung knapper Ressourcen zum Netzausbau steht, der die Knappheit reduziert. Hierbei ist es sinnvoll, zwischen direkter Steuerung der Flexibilität und indirekter Steuerung (über Preismechanismen) zu unterscheiden. Über die direkte Steuerung können insbesondere Anwendungen mit einem Speicherpotenzial angesprochen werden. Prozesse, bei denen das zeitliche Verschieben mit einem Komfortverlust oder betrieblichen Kosten

auf der Nachfrageseite einhergeht, sollten nur über Preismechanismen gesteuert werden.

Bereits heute ist dem Netzbetreiber eine Steuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen (UVE) in der Niederspannung gestattet. Dabei ist er verpflichtet, jedem Netzkunden, der ihm eine UVE anbietet, ein reduziertes Netzentgelt zu gewähren (§ 14a EnWG). Diese Möglichkeit wird heute insbesondere zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs aufgrund der Last von Speicherheizungen und Wärmepumpen genutzt. Eine nach Marktgesichtspunkten optimierte Steuerung dieser UVE bleibt außen vor, da diese außerhalb der betriebswirtschaftlichen Interessen des Netzbetreibers liegen. Dabei ist davon auszugehen, dass die Nutzung dezentraler Flexibilität aus Verteilnetzgesichtspunkten nur zu wenigen Zeiten erforderlich ist. Damit kann aber ein erheblicher Netzausbau vermieden werden, welcher durch eine rein marktorientierte Nutzung dezentraler Flexibilitäten erforderlich würde.¹⁸ Aus dieser Überlegung heraus ergibt sich die Forderung, die Nutzung der Flexibilität grundsätzlich der Marktseite zu ermöglichen (grüne Ampelphase), dabei jedoch gleichzeitig eine Einschränkung der marktseitigen Nutzung dieser Flexibilität durch den Netzbetreiber und eine entsprechende Reduktion der Netzentgelte zuzulassen (gelbe Phase). Die Einschränkung der Flexibilität ist beispielsweise über eine zeitliche Beschränkung der einzelnen Anwendungsfälle (Freigabe und Sperrzeiten) oder über eine Vorgabe der maximal zuschaltbaren Leistung über alle im lokalen Netzgebiet relevanten Anwendungsfälle (Vorgabe von Gleichzeitigkeitsfaktoren) möglich. Der Netznutzer hat dabei stets die Wahlmöglichkeit zwischen der Akzeptanz der Einschränkungen durch den Netzbetreiber in Verbindung mit einem reduzierten Netzentgelt oder der Ablehnung dieser Einschränkung in Verbindung mit einem Netzentgelt in regulärer Höhe. Die hier-

für notwendigen Mechanismen werden derzeit im Rahmen der Ausgestaltung der VO zum §14a EnWG auf Bundesebene diskutiert.

Neben der Einschränkung kann für den Netzbetreiber auch eine Aktivierung der Netznutzer sinnvoll sein. Sobald z.B. die nicht unterbrechbare Einspeisung die Netzkapazität überschreitet, kann über Lastaktivierung der Einsatz von Einspeisemanagementmaßnahmen reduziert werden. Hierzu sollten Mechanismen installiert werden, die den Netzbetreibern die Nachfrage nach steuerbarer Flexibilität am Markt ermöglichen. Systemdienstleistungen kann der Netzbetreiber über eine Plattform von marktlichen Akteuren (z.B. Erzeuger, Verbraucher, Aggregatoren) nachfragen. Weiterhin ist vorstellbar, dass der Netzbetreiber die von Marktseite aus nicht erschlossene Flexibilität steuert (sozusagen als Default-Flexibilitätssteuer). Dabei muss der Netzbetreiber den Lieferanten geeignete Last- bzw. Einspeiseprofile zur Verfügung stellen.

Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Akteure: Mit einem zunehmenden Anteil dezentraler Akteure sollten diese auch die Möglichkeit erhalten, Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen und dafür vergütet zu werden.

Netze sind in den unteren Spannungsebenen im Wesentlichen nicht aufgrund der Stromtragfähigkeit der verlegten Leitungen begrenzt, sondern aufgrund der Restriktion durch das Spannungsband. Deshalb sollte die Möglichkeit dezentraler Einspeiser, zur Spannungshaltung beizutragen und dadurch Netzausbau zu vermeiden, von allen Netzbetreibern genutzt werden. Die Anlagen sollten für die Spannungshaltung als Systemdienstleistung vergütet werden.

Mittelfristig sollte die Bereitstellung von Blindleistung für alle Akteure über ökonomische Anreize koordiniert werden, um z.B. die Spannungshaltung zu gewährleisten. Derzeit wird in den Anschlussbedingungen für zentrale und dezentrale Einspeiser die Fähigkeit

zur Blindleistungsbereitstellung gefordert. Ist die Blindleistungsbereitstellung durch die Einspeiser in bestimmten Gebieten nicht ausreichend, so installieren die Netzbetreiber Blindleistungskompensationseinheiten (in erster Linie zur Kompensation von induktiven Anteilen) in ihrem Netz. Verbrauchern mit zwischengeschalteten Gleichrichtern (beispielsweise dezentrale Speicher oder Umformerwerke der Deutschen Bahn) ist es grundsätzlich ebenfalls möglich, sehr kostengünstig Blindleistung bereitzustellen. Das Potenzial der Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Erzeuger wird derzeit jedoch nicht gehoben, da für diese keine wirtschaftlichen Anreize existieren. Eine Vergütung für Blindleistung könnte hier mittelfristig Abhilfe schaffen.

Für den Fall des Netzzusammenbruchs liegen den Netzbetreibern sogenannte Netzwiederaufbaukonzepte vor, in denen der Netzwiederaufbau beschrieben ist. Diese funktionieren heute mittels zentraler Kraftwerke und Speicher auf Hoch- und Höchstspannungsebene mit sogenannter Schwarzstartfähigkeit. Eine Dimensionierung der Kraftwerke und Speicher für diese Schwarzstartfähigkeit erfolgte historisch aus den integrierten Unternehmen heraus. Mit dem zunehmenden Verdrängen der zentralen Kraftwerke durch dezentrale Erzeuger müssen perspektivisch die Notfallkonzepte zum Netzwiederaufbau incl. der Schwarzstartfähigkeit unter Einbeziehung dezentraler Konzepte neu geregelt werden. Hierfür sind dann auch adäquate wirtschaftliche Anreize zu geben.

Wer betreibt die Kommunikationsinfrastruktur? Grundlage für die zukünftige Netzsteuerung und den Handel von Energiemengen sind Informationen, die bei Letztverbrauchern und Betreibern von Erzeugungsanlagen erhoben, in einer Kommunikationsinfrastruktur übertragen und von berechtigten Parteien für ihre Dienste und Verantwortlichkeiten genutzt werden. Für Letzteres können auch neue Plattformen (z.B. eine Datendrehscheibe) entstehen. Somit stellen sich Fragen hinsichtlich der Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur, der Verantwortlichkeit für den Aufbau und Betrieb dieser Infrastrukturen sowie der Datennutzung.

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

Die Datenübertragung im Smart Grid kann über öffentliche Telekommunikationsnetze (z.B. DSL, Funk), aber auch in dezidiert für energiewirtschaftliche Anwendungen errichteten Kommunikationsnetzen erfolgen (Funk, Powerline-Communication). Entscheidungsrelevant ist hierbei, welche Technologie bzw. Kommunikationsinfrastruktur die (technischen) Anforderungen der Marktteilnehmer kostengünstig erfüllt. Von besonderer Bedeutung sind hierbei hohe Verfügbarkeiten (örtlich und im System), Übertragungsgeschwindigkeit und Bandbreite, niedrige Kosten sowie Unabhängigkeit und Sicherheitsaspekte, die mit dem Hintergrund einer wachsenden Bedrohung für kritische Infrastrukturen mehr und mehr an Bedeutung gewinnen. Durch den Rechtsrahmen sowie die Regulierungspraxis sollte es dabei keine (technologischen) Vorgaben geben. Die Marktteilnehmer sollten jedoch gehalten sein, die Infrastruktur möglichst effizient zu betreiben. Zur einfachen Integration der lokalen Smart Grids-Netze in die überregionalen Netze, aber auch um die Kosten von Smart Grids möglichst gering zu halten, ist es vorteilhaft, wenn sich die neue Infrastruktur (Kommunikationsnetze und IT-Plattformen) über mehrere Verteilnetze erstreckt. In diesem Fall könnten Skaleneffekte erzielt werden. Aus betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Sicht spricht somit einiges dafür, dass Verteilnetzbetreiber bei Smart Grids kooperieren bzw. der Aufbau dieser Infrastruktur über Dienstleister erfolgt, die ihrerseits Skaleneffekte heben können. Grundvoraussetzung hierfür ist die weitgehende Standardisierung von Prozessen und Protokollen.

Hinsichtlich der Frage, welche Marktrolle für die neue Infrastruktur und ihre Funktionen verantwortlich sein sollte, ist zunächst festzuhalten, dass die Zuweisung einer Verantwortlichkeit nicht damit einhergehen muss, die neuen Infrastrukturen aufzubauen und auch eigenständig zu betreiben. Vielmehr sollte es gerade, auch um Kosten zu sparen, möglich sein, entsprechende Funktionen am Markt nachzufragen.

Wem die Verantwortlichkeit für die neue IKT-Infrastruktur künftig zufällt, sollte dabei aus den Anwendungen in Smart Grids abgeleitet werden. Neben den Anwendern der Daten besteht grundsätzlich die Möglichkeit, den Betrieb der Kommunikationsinfrastruktur bei einem Dienstleister extern der Energiewirtschaft zu verorten, beispielsweise bei einem Telekommunikationsunternehmen. Die in Smart Grids übertragenen Daten können folglich nicht eindeutig einer Marktrolle zugeordnet werden. Eine trennscharfe Betrachtung von Monopol- und Marktbereich ist weder möglich noch angebracht. Angesichts der Tatsache, dass ein wesentliches Element der Betrieb der intelligenten Messsysteme ist, spricht vieles dafür die Rolle dem Messstellenbetreiber zuzuordnen, der sich in der Ausführung jedoch wieder Dienstleistern bedienen kann. Da der Verteilnetzbetreiber in der Regel auch als Messstellenbetreiber tätig ist, kann dies in Folge dazu führen, dass der Verteilnetzbetreiber diese Rolle übernimmt oder Dienstleister beauftragt, die als Spezialisten hohe Skaleneffekte zu heben vermögen. Ob die Finanzierung der Infrastruktur allein aus regulierten Erlösen erfolgt, ist damit jedoch noch nicht festgelegt.

Ein etwas modifiziertes Bild ergibt sich, wenn Smart Grids im Kontext der von der Bundesregierung initiierten Diskussion über „Intelligente Netze“ gesehen werden. Intelligente Netze sind grundsätzlich Infrastrukturen für Machine-to-Machine-Kommunikation (M2M). Hierunter fallen auch Smart Grids. Es ist deshalb überlegenswert, „Intelligente Netze“ für branchenübergreifende Anwendungen zu errichten, soweit die Anwendungen vergleichbare Anforderungen an die technische Infrastruktur stellen (z.B. bei Parametern wie Verfügbarkeit, Datensicherheit). Die Zuweisung der Ressourcen für bestimmte Anwendungen oder Anwender lässt sich in modernen Netzen mittels VPN und QoS-Mechanismen bewerkstelligen, so dass die Entwicklung von branchenspezifischen „Intelligenten Netzen“ vermieden werden kann. Insofern könnte eine zu eng definierte Verantwortlichkeit des Verteilnetzbetreibers Entwicklungen im Markt für branchenübergreifende Infrastrukturen verzögern oder gar verhindern.

Eine energierechtliche Zuweisung von Verantwortlichkeiten an Verteilnetzbetreiber sollte einer branchenübergreifenden Realisierung „Intelligenter Netze“ nicht im Wege stehen.

Auf europäischer Ebene widmet sich die Expert Group for Regulatory Recommendations (EG 3) der EU Smart Grids-Task Force diesen Themen. Die EG 3 beschreibt drei Modelle für die Datenabwicklung in Smart Grids¹⁹:

- „DSO²⁰ as market facilitator“: die Verteilnetzbetreiber betreiben die Informationsinfrastruktur und unterhalten (zentrale oder dezentrale) Data Hubs, über die alle marktrelevanten Daten gesammelt und den Akteuren zur Verfügung gestellt werden
- „Third party market facilitator and central data hub“: ein oder mehrere data hubs werden von einem unabhängigen, regulierten Dritten betrieben, der Daten empfängt und den Akteuren die geschäftlichen Daten diskriminierungsfrei zur Verfügung stellt
- „Data access point manager“: ein Akteur mit kommerziellen Interessen, der im Wettbewerb steht, agiert als Dienstleister, der Datenzugang ermöglicht und Mehrwerte auf Geräteebene anbietet. Dieser Akteur ist nicht reguliert

Unbeschadet der Zuweisung von Verantwortlichkeiten ist jedoch zu beachten, dass Smart Grids als „essential facility“ einzustufen sind. Daraus resultiert, dass die in Smart Grids übertragenen Daten diskriminierungsfrei beispielsweise über eine Datendrehscheibe den berechtigten Parteien im Energiesystem zur Verfügung gestellt werden müssen. Die Zugangsrechte sind entsprechend zu gewähren.

4.2.4.3 NETZENTWICKLUNG

Investitionsbedingungen verbessern: Eine wichtige Voraussetzung dafür, dass Investitionen in intelligente Netze ermöglicht werden, ist, dass im Rahmen der Anreizregulierung Bedingungen bestehen, um Investitionen in den Verteilnetzen in einer angemessenen Weise zu amortisieren. Speziell der Zeitverzug, der in Folge der mehrjährigen Regulierungsperioden zwischen dem Zeitpunkt der Investition und der Berücksichtigung der Kosten in der Regulierung besteht, ist zu prüfen, da hier auch ein Unterschied zur Regulierung der Übertragungsnetzbetreiber besteht. Eine mögliche Lösung stellt die jährliche Anpassung der Kapitalkosten (CAPEX) und der operativen Kosten (OPEX) auch innerhalb einer Regulierungsperiode dar. Unabhängig vom gewählten Lösungsansatz erscheint eine stärkere Gleichbehandlung der verschiedenen Netzebenen geboten – nicht zuletzt in Folge der zunehmenden Einspeisung auch unterhalb der Hochspannungsebene. In der Plattform wurde von vielen Teilnehmern die Auffassung vertreten, dass entsprechende Initiativen auf Bundesebene hier Abhilfe schaffen können²¹.

Langfristige Netzentwicklung unterstützen: Geeignete Investitionsbedingungen sind eine notwendige, aber keine hinreichende Voraussetzung dafür, dass eine langfristig intelligente Netzentwicklung stattfindet, bei der auch innovative Lösungen zum Einsatz kommen. Kurzfristig effiziente Investitionen sind nicht unbedingt deckungsgleich mit einer langfristig effizienten Entwicklung der Netzinfrastruktur. Dabei geht es darum, mit Investitionen nicht nur inkrementell auf den Ausbau der EE zu reagieren, sondern dem Netzbetreiber eine vorausschauende und effiziente Netzentwicklung zu ermöglichen, um die Netzentwicklung an der längerfristigen Entwicklung der EE zu orientieren. Ein generelles Problem dabei ist, dass die Entwicklung der EE zwar insgesamt gewollt, aber der konkrete Ausbau in einzelnen Netze bezüglich Zeitpunkt und Volumen unsicher ist.

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

Schon in der Planung kann versucht werden, dezentrale Erzeugung auf den Verbrauch abzustimmen und so Netzengpässe oder lange Transportwege zu vermeiden.

Zu überlegen ist daher, ob auch für untere Netzebenen eine längerfristige Planung ausgehend vom erwarteten Kraftwerksneuzubau möglich ist und wie diese in der Regulierung berücksichtigt werden kann. Als Ad-hoc-Maßnahme könnte hierzu eine teilortscharfe

EE-Ausbauprognose durch die lokalen Planungsgremien (Regionalverbände, Landkreise, regionale kommunale Planungszusammenschlüsse, Kommunen) erarbeitet werden. Diese Prognose hilft zum einen der Landesregierung bei der Sicherstellung der umweltpolitischen Ziele und zum anderen den Netzbetreibern bei der Ausbauplanung. Auch die von der Plattform vorgeschlagene Smart Grids-Studie Baden-Württemberg kann dazu einen Beitrag leisten.

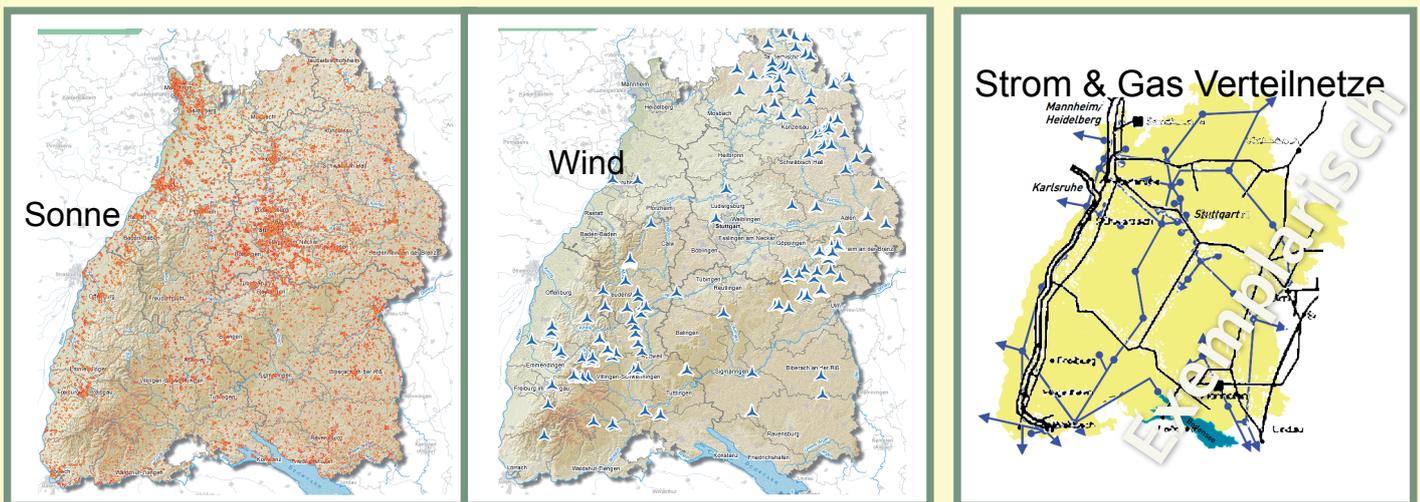
ERWEITERUNG DES POTENZIALATLAS ERNEUERBARE ENERGIEN

Um es Investoren zu erleichtern, z.B. Wind- oder Photovoltaik-Parks zu bauen sowie um den Ausbau von Hochspannungsnetzen und unterlagerten Mittelspannungsnetzen oder ggf. auch von Gas-Hochdruck-Netzen zwischen den Parteien besser koordinieren zu können, wird empfohlen, den schon bestehenden Potenzialatlas Erneuerbare Energien Baden-Württemberg um weitere Themen im Sinne eines **Energie Potenzial Atlas Baden-Württemberg** zu erweitern. Derzeit werden die Bereiche Solar-, Wind- und Wasserenergie in einem Internetangebot mit Karten und zugehörigen statistischen Informationen dargestellt. Der Potenzialatlas stellt ein strategisches Informationsinstrument dar und richtet sich als umfassende analytische Handreichung an die interessierte Öffentlichkeit und an die Fachwelt. Er dient auch der Unterstützung lokaler und regionaler Energie- und Klimaschutzkonzepte und gibt einen umfangreichen und konsolidierten Überblick über die grundsätzlichen Nutzungsmöglichkeiten der EE in Baden-Württemberg.

Der Potenzialatlas stellt keine Planungsgrundlage für die Regional- und Bauleitplanung dar.

Durch folgende Themen könnte der Potenzialatlas hin zu einem Energie Potenzial Atlas Baden-Württemberg weiterentwickelt werden:

- Wärmepumpen & BHKW
- Bioenergie-Anlagen
- Speicher-Kataster – größere Speicher (Power to Gas oder Stromspeicher)
- Spitzenlast- / Grundlast-Bedarf
- Verteilnetze (Strom & Gas) / Kapazitäten
- Lastmanagement Potenziale
- Geothermie



Kartendarstellungen aus dem Potenzialatlas Erneuerbare Energien Baden-Württemberg.²²

Aufzubauende Kataster z.B. für Netze

In einem zweiten Schritt ist zu überlegen, inwiefern diese Prognosen als Inputdaten im Regulierungsrahmen (Effizienzbenchmark, Erweiterungsfaktor oder eventuell neue Mechanismen) verwendet werden können. Hierzu existieren bei der Festlegung von Investitionsmaßnahmen auf Landesebene bereits erste Ansätze auf Basis des Windatlas, die Diskussion ist aber auch auf Bundesebene zu führen. Die Anreizregulierung sollte so gestaltet sein, dass die langfristig erforderliche Netzentwicklung bei heutigen Investitionsentscheidungen im Sinne einer vorausschauenden Netzplanung berücksichtigt werden kann. Es ist zu untersuchen, wie längerfristig angelegte Regulierungsmodelle, wie zum Beispiel das RIIO Modell in Großbritannien (RIIO: Revenue=Incentives+Innovation+Outputs) auf die deutsche Situation angepasst werden können.

Parallel zum zweiten Schritt ist auf Landesebene zu überlegen, inwiefern die Erschließung von Windgebieten erst nach Vorliegen der Genehmigungen für evtl. erforderliche Hochspannungsmaßnahmen erfolgen sollte. Somit können kostspielige „Brückenslösungen“ für einen eventuell erforderlichen Anschluss von Windkraftanlagen in der Mittelspannung entfallen. Voraussetzung dafür ist allerdings,

dass Genehmigungsverfahren so weit wie möglich beschleunigt werden, um den Ausbau der EE nicht zu verzögern.

Netzinnovationen ermöglichen: Eine längerfristige Orientierung von Investitionsentscheidungen eröffnet auch Spielräume, innovative Lösungen zu entwickeln und einzusetzen und die Netze intelligent zu machen. Solche Lösungen können je nach Netzsituation zwar langfristig effizienter sein, kommen bei einer inkrementellen Netzentwicklung aber eventuell dennoch nicht zum Zuge, wenn sie kurzfristig zu einer Erhöhung der Kosten führen.

Wenn intelligente Netze entwickelt werden sollen, müssen Netzbetreiber im Rahmen der Regulierung die Möglichkeit haben, sich zu innovativen Unternehmen innerhalb des regulierten Aufgabenfeldes zu entwickeln. Eine schlanke Regulierung, die den administrativen Aufwand für die Netzbetreiber reduziert, kann dazu prinzipiell beitragen. Auch die eingeführte regulatorische Anerkennung von Eigenmitteln der Netzbetreiber in F&E-Projekten ist ein wichtiger Schritt. Die Wirkung dieser Maßnahme sollte baldmöglichst evaluiert und gegebenenfalls weiter entwickelt werden.

4.2 Phase I – bis 2015: Systemische Innovation

4.2.4.4 WEITERENTWICKLUNG VON INTEL- LIGENTEN SYSTEMEN MIT HILFE VON REGULATORISCHEN INNOVATIONSZONEN

In Phase II wird es nicht mehr nur um punktuelle Anpassungen der Rahmenbedingungen gehen, sondern es stellt sich die grundlegendere Frage, wie das Energiesystem neu organisiert werden kann.

Im Projektrahmen SG c/sells (siehe Kapitel 4.2.3.2) sollen dafür neue technische Systeme entwickelt und erprobt werden, die nicht nur prinzipiell funktionieren, sondern den Anforderungen der Praxis genügen. Die dafür notwendigen Rahmenbedingungen sind noch nicht vollständig bekannt und erprobt, sondern müssen ebenso wie die technischen Voraussetzungen entwickelt werden.

Dies gilt es bereits in Phase I vorzubereiten. Dafür wird vorgeschlagen, die Möglichkeit Regulatorischer Innovationszonen (RIZ) zu eröffnen, in denen punktuell neue Mechanismen getestet werden können und neue Rahmenbedingungen mit den verschiedenen beteiligten Akteuren (Betreibern dezentraler Flexibilitäten, Netzbetreibern, Regulierungsbehörden etc.) in der Praxis getestet und weiterentwickelt werden können. Es geht dabei nicht um die Unterstützung bestimmter Technologien oder Lösungsvarianten, sondern darum, Instrumente und Interaktionsmöglichkeiten zu entwickeln, zu testen und grundsätzlich Raum für neue Lösungen zu eröffnen. Folgende Grundsätze sollten dabei gelten:

- RIZ sind zeitlich begrenzte Praxislabore. Der Wettbewerb zwischen den Akteuren darf dadurch nicht in Frage gestellt werden.
- In einer RIZ geht es nicht darum, einfach eine bestehende Regelung A durch eine neue Regelung B zu ersetzen. Vielmehr ist es das Ziel,
 - a) in den Fällen, in denen verschiedene Regelungsalternativen zur Verfügung stehen, zu testen, welcher Regelung der Vorzug zu geben ist
 - b) Regeln in der Praxis zu testen (was sind Anforderungen und Auswirkungen) und zu entwickeln oder
 - c) in der Verknüpfung mit technischen Pilotprojekten bestimmte technische Lösungen zu ermöglichen, die unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht genutzt werden können.
- Eine RIZ ist kein rechtsfreier Raum und muss den geltenden Rechtsrahmen (z.B. EnWG und EU-Binnenmarkt) einhalten. Die spezifischen Regeln, die erprobt und entwickelt werden, müssen daher entsprechend in den Rechtsrahmen eingebettet werden. Sie werden im Rahmen eines definierten Projekts bezüglich eines Untersuchungsziels gesetzt.
- Eine RIZ muss mit den Regulierungsbehörden abgestimmt werden. Die Regulierungsbehörden BNetzA und Landesregulierung sollen in die Durchführung der RIZ involviert sein.
- Unabhängig von der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur oder der Landesregulierungsbehörde sollten sich die Netzbetreiber an einer RIZ beteiligen können.
- Die Laufzeit einer RIZ muss vorab klar definiert werden.
- Der Evaluationsprozess muss vorab klar definiert werden, ggf. mit einer Kosten-Nutzen-Analyse. Es sollte auch analysiert werden, inwieweit sich die Ergebnisse aus regionalen Besonderheiten ergeben oder inwieweit sie bundesweit verallgemeinert werden können.

- Kunden dürfen nicht zwangsweise einer RIZ zugeordnet werden, sondern müssen frei wählen können (Hintergrund: Wettbewerb, Datenschutz). Die RIZ muss so gestaltet sein, dass sie nicht zu einem Marktverschluss führt.

Es ist zu prüfen, in welchen Fällen eine RIZ auf Landesebene entsprechende Öffnungsmechanismen in der Bundesgesetzgebung voraussetzen würde. Die Implementation einer RIZ kann ggf. durch eine Simulation vorbereitet werden.

Die Teilnehmer der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg haben die folgenden Fragen identifiziert, die in einer Regulatorischen Innovationszone untersucht werden könnten (siehe auch Kapitel 4.3.4 in Phase II):

- Massenmarktaugliche Ansteuerung einzelner Anlagen bei Haushaltskunden, Kundenschwarm fahrplanfähig organisieren: Ansteuern, aber nicht alle Kunden messen. Wie kann das Mengenzuordnungsverfahren aussehen?
- Wie können flexible Akteure am besten gesteuert werden, so dass Marktaspekte und Netzaspekte optimal integriert werden bzw. Lieferant/Aggregator und Netzbetreiber optimal interagieren?
- Wie kann die Regulierung weniger auf zentrale Vorgaben setzen, sondern zur Komplexitätsreduktion beitragen, indem sie stärkere Anreize setzt für dezentrale Entscheidungen, die zu volkswirtschaftlich optimalen Lösungen beitragen?
- Welche Rolle sollten Speicher übernehmen? Können sie weiterhin als Letztverbraucher oder als Einspeiser eingeordnet werden? Mit welchen Rahmenbedingungen können Speicher Aufgaben übernehmen, zu denen sie technisch in der Lage sind?
- Wie kann die Netzentgeltsystematik weiter entwickelt werden?
 - *Sollten Netzentgelte für Einspeiser eingeführt werden?*
 - *Sollte der Netzbetreiber direkt oder indirekt über die Netzentgelte steuern?*
 - *(Wie) Sollten die Netzentgelte örtlich und zeitlich differenziert werden?*
 - *Sollte eine Flatrate für bestellte Netzleistung eingeführt werden?*
 - *Bewertungskriterien umfassen: Deckung der Netzkosten, Anreize für Energieeffizienz und Lastverlagerung, Vermeidung von Entsolidarisierung, soziale Auswirkungen und Konsequenzen für die Abrechnung.*
- Auf welcher Netzebene sollte zukünftig Regelungsverantwortung verortet werden und wie sollte diese organisiert werden?
- Wie kann eine dezentrale Querverbundoptimierung von Marktakteuren bei Netzrestriktionen in einer Vielzahl unterschiedlicher Netzgebiete gestaltet werden?

4.3 Phase II – bis 2030: Transformation und Durchbruch

4.3 PHASE II – BIS 2030: TRANSFORMATION UND DURCHBRUCH

Sicherlich befinden wir uns bereits in einem fortgesetzten Wandel, aber wir wissen alle, dass dieser Wandel nicht schnell und konsequent genug ist, um die notwendigen Ziele zu erreichen. Wir schlagen in unserer Roadmap in der Phase II deshalb vor, die Anstrengungen auf den Wandel und Durchbruch zu konzentrieren:

Wie können wir aus Prototypen Produkte machen, wie aus Produkten Produktlinien? Welche Normen können die Interoperabilität von Systemen fördern? Wie können wir dabei noch besser als bisher unsere intermediären Partner aus Vereinigungen und Verbänden einbeziehen? Wie können wir aus Experimentierinseln in einen Regelbetrieb übergehen? Was heißt das für die Rahmenbedingungen? Mit welchen Argumenten und Erfahrungen können wir über Baden-Württemberg hinaus auf die nationale und europäische Ebene wirken?

Dies sind nur einige der Fragen, die wir in der Phase II beantworten müssen, um aus Ideen und Innovationen eine breite Welle der Adoption und Inwertsetzung bei Bürgern, Verwaltungen und Unternehmen zu initiieren. Es geht darum, nicht nur einen langen Atem zu haben, sondern auch um einen institutionellen Rahmen, mit dem wir über den Tag hinaus die Roadmap fortschreiben und die kooperative Umsetzung unterstützen können.

Aber auch hier müssen wir uns einen realistischen, messbaren Rahmen setzen, um zu bewerten: Welche Vorhaben aus Phase I konnten sich in der Anwendung durchsetzen? Was waren die Gründe dafür und haben wir uns ausreichend darum gekümmert? Welchen Stellenwert haben die Beiträge von Politik, Wirtschaft und Verbänden und an welchen Stellen kann die Zusammenarbeit und die Synchronisation verbessert werden? Wie können wir jenseits isolierter Interessen einen gemeinsamen stabilen Beitrag für ein Ziel 2050 leisten, dessen Horizont in der

Regel weit jenseits einzelwirtschaftlicher und wahlarithmetischer Rationalitäten liegt?

Wir kennen heute die Welt in fünf oder zehn Jahren nicht, aber wir sind überzeugt, dass wir in die richtige Richtung gehen. Dass wir auf diesem Weg den einen oder anderen Pfad optimieren müssen, davon können wir ausgehen. Deshalb haben wir unsere Plattform und Roadmap auch als offene Plattform, als lebende und lernende Organisation angelegt, die sich in jeder Phase neu erfinden muss, also Gutes übernehmen kann, aber vieles bisher Unbekanntes in sich aufnehmen muss. Wir sind deshalb gespannt auf diesen unseren gemeinsamen dynamischen Lernprozess und Wandel.

4.3.1 HERAUSFORDERUNGEN DER ENERGIEWENDE

Im Folgenden werden die Kernherausforderungen der Energiewende für das baden-württembergische Energiesystem dargestellt.

4.3.1.1 STARKER AUSBAU DER WIND- UND PV-ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN

In den kommenden fünfzehn Jahren wird sich der Kraftwerkspark in Baden-Württemberg stark verändern.

Das ehemals von Kernkraftwerken dominierte Stromsystem wird ohne diese auskommen müssen. Bis 2020 sollen laut IEKK-Entwurf²³ bereits 38 % der Bruttostromproduktion aus EE stammen. Dabei werden die fluktuierenden EE Wind und PV eine bedeutende Rolle einnehmen. Auch im Winter zu Zeiten mit wenig PV- und Windeinspeisung wird die Lastdeckung sicherzustellen sein.

Hier können Flexibilitätsoptionen der Smart Grids grundsätzlich die Systemstabilität im Rahmen eines

Leistungsausgleichs stützen. Zusätzlich zu den kurzfristig bis 2015 adressierten Möglichkeiten, die noch auszubauen sind, kommen dabei Optionen in Betracht, die heute ggf. noch nicht einsetzbar sind und im Rahmen der Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens gleichberechtigt mit der Erzeugung wettbewerlich in einen entsprechenden Markt eingebracht werden können.

Es wird vorgeschlagen, zusätzlich zu den schon für die erste Phase genannten Optionen weitere Flexibilitätsoptionen nutzbar zu machen:

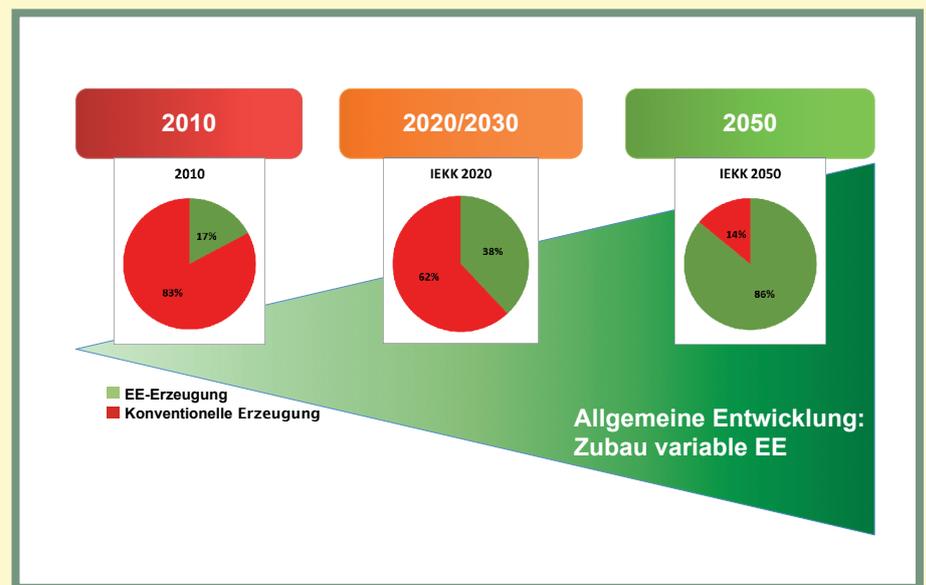


Abbildung 7

Erwartete EE-Entwicklung in Baden-Württemberg (auf Basis des IEKK²⁴)

Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmespeicher:

Die stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplung kann auf Überschüsse und Defizite im Stromsystem reagieren, wie dies bei KWK-Großkraftwerken heute bereits üblich ist. In Baden-Württemberg existiert eine große Anzahl von KWK-Anlagen. Speziell bei dezentralen Anlagen wird die Ausstattung mit Wärmespeichern jedoch als gering eingeschätzt. Es ist davon auszugehen, dass gängige Wärmespeicher für einen Tagesausgleich ausgelegt sind. Ob diese Option einen Beitrag zur Lastdeckung leisten kann, ist zu überprüfen. Eine genaue Potenzialerhebung steht aus. Ein Ausbau der Speicherkapazitäten wäre jedoch mittelfristig möglich. Dieser Ausbau könnte finanziell angereizt werden.

Lastmanagement: In Fortführung der kurzfristig erschließbaren Lastmanagementpotenziale ist zu beachten, dass weitere günstige und leicht zu erschließende Potenziale im Bereich Gewerbe-Handel-Dienstleistungen, Wohnungswirtschaft und private Verbraucher zu heben sind. Diese sind im Wärmebereich vorhanden (Wärmepumpen, elektrische Warmwasserboiler und ggf. Nachtspeicherheizungen).

Besonders große Lasten und somit geringe Erschließungskosten befinden sich im Gewerbesektor. Es gilt auch zu untersuchen, ob ein Ausbau von „funktionalen“ Speichern im produzierenden Gewerbe (z.B. Zementsilos) möglich ist. Es ist davon auszugehen, dass ein Lastmanagement in Haushalten auf der Basis von Smart Metering und Smart Home mittelfristig aufgebaut werden kann. Zunächst sollten auch hier Anlagen für die Wärmeerzeugung, wie z.B. Wärmepumpen, betrachtet werden, da diese eine große Last darstellen.

Stromgeführte Biomasse: Die Stromproduktion aus Biomasse kann mit der Hilfe von Zwischenspeichern für Biomasse, Gas oder Wärme flexibilisiert werden. Auch eine Direkteinspeisung in das Gasnetz als Speicher oder Endabnehmer ist möglich. Heutige Gasspeicher sind für Wartungszwecke ausgelegt und haben eine Speicherkapazität von ca. vier Stunden. Diese Speicherkapazität könnte mit vermutlich geringen Investitionen vergrößert werden. Das Potenzial für den Ausbau der Speicherkapazitäten ist zu erheben. In Baden-Württemberg existieren über 800 Biomasseanlagen.

4.3 Phase II – bis 2030: Transformation und Durchbruch

Diese könnten mittelfristig stromgeführt gefahren werden. Die Erzeugungsleistung ist jedoch vergleichsweise gering. Eine Studie dazu wird derzeit von der Universität Stuttgart erstellt²⁵.

Wenn die oben aufgeführten Flexibilitätsoptionen nicht zur Deckung der Last während längerer Windflauten ausreichen, müssen ggf. konventionelle Optionen eingesetzt werden. Zum einen könnte zunächst die kostengünstige Option des überregionalen Netzausbaus

genutzt werden. So kann Erzeugungsleistung aus anderen Regionen oder sogar dem Ausland zur Lastdeckung besser genutzt werden. Zum anderen können effiziente, flexible Gaskraftwerke herangezogen werden. Aufgrund der langen Planungszeit ist es aber notwendig, eine Abschätzung zur Lastdeckung frühzeitig vorzunehmen. Hierbei könnte eine Smart Grids-Studie Baden-Württemberg helfen, in bisherigen Studien noch nicht behandelte relevante Aspekte zu analysieren.

HANDLUNGSFELDER

- **Smart Grids-Studie Baden-Württemberg:**
Zur Quantifizierung des Nutzens verschiedener Smart Grids-Lösungsoptionen kann eine Studie dienen. Dabei muss sowohl das Netz als auch der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch betrachtet werden. Dabei sollte aber zunächst geprüft werden, welche Aspekte von bereits vorliegenden oder beauftragten Studien (z.B. DENA-Verteilnetzstudie und Agora Energiewende Lastmanagement etc.) abgedeckt werden, um dann zielgerichtet die noch offenen Fragestellungen zu adressieren. Als Ergebnis können einerseits für verschiedene Szenarien Flexibilitätsbedarfe berechnet werden und untersucht werden, ob dieser Bedarf durch Potenziale in Baden-Württemberg gedeckt werden kann. Andererseits kann berechnet werden, ob und in welchem Umfang ein Netzausbau in den verschiedenen Szenarien notwendig ist. Die Smart Grids-Studie Baden-Württemberg kann somit eine Basis für zukünftige politische Entscheidungen und Anreize im Energiesektor darstellen.
- Ermittlung der Potenziale zum Lastmanagement im Gewerbe und Industrie
- Zur breiten Nutzung von Flexibilitäten in Haushalten (vor allem im Bereich der elektrischen Wärmebereitstellung) bis zum Jahr 2030, muss schon heute die Standardisierung von Prozessen, Schnittstellen (v.a. Marktprozesse, IKT) vorangetrieben werden (siehe auch Rahmenbedingungen).

4.3.1.2 NETZSEITIGE HERAUSFORDERUNGEN DURCH DEN ZUBAU VON WINDKRAFT

Die Windkraft hat in Baden-Württemberg bislang aus geographischen und politischen Gründen eine untergeordnete Rolle gespielt. Während im Jahr 2012 die Windkraft an der erneuerbaren Bruttostromproduktion nur einen Anteil von 4,5 % hatte, wurden im deutschen Durchschnitt 33,8 % durch Windkraft bereitgestellt. Aufgrund der energiepolitischen Ziele der baden-württembergischen Landesregierung ist davon auszugehen, dass in den kommenden Jahren die Zubaurate deutlich steigen wird.

In den nächsten 15 Jahren werden durch den Anschluss der neuen Windkapazitäten insbesondere im Verteilnetz große Herausforderungen entstehen. Dabei rückt die verfügbare Netzkapazität (Verteilleistung) in den Mittelpunkt.

Für Windprojekte müssen neue Netzanschlüsse gebaut werden. Hier wäre es wünschenswert, speziell im Hinblick auf die Effizienz, wenn der Regulierungsrahmen den Aspekt Netzanschluss stärker mit in die Entscheidungsprozesse integrieren würde (vgl. Vorschläge Abschnitt Netzentwicklung – langfristige Netzentwicklung).

Zusätzlich ist zu prüfen, welche Potenziale durch lokale Optimierung mit der Hilfe von lokalen Flexibilitätsoptionen gehoben werden können. Trotzdem wird zu diesem Zeitpunkt eine Netzoptimierung einschließlich eines geeigneten Netzausbaus notwendig werden.

HANDLUNGSFELDER HEUTE

- Da in Norddeutschland diese Problematik schon heute auftritt, kann von den dortigen Netzbetreibern, aber auch den zuständigen Behörden gelernt werden. Eine Vernetzung zwischen den baden-württembergischen und den Stakeholdern in Norddeutschland ist hier zu unterstützen.
- In der Flächennutzungsplanung werden heute Vorrangflächen für die Windkraft ausgewiesen. Neben der Windhöflichkeit sollte auch die Netzsituation als Kriterium für die Planung berücksichtigt werden (siehe auch Rahmenbedingungen).

4.3 Phase II – bis 2030: Transformation und Durchbruch

4.3.2 ERWARTETE ENTWICKLUNG DER GESCHÄFTSMODELLE

In der zweiten Phase unserer Roadmap setzen wir auf einen Durchbruch der in der ersten Phase entwickelten Geschäftsmodelle. Hinzu kommen verstärkt neue Geschäftsmodelle, die Energieverbrauchern und anderen Kunden neue Wertangebote machen. Genannt war schon der elektronische Hausmeister, der Dienstleistungen rund um die Energieversorgung für Energieverbraucher bis hin zum einzelnen Haushalt anbietet. Durch das stetig wachsende Durchschnittsalter der Bevölkerung werden solche Dienstleistungen eine verstärkte Nachfrage erfahren.

den Produktentwicklern keinerlei Grenzen gesetzt. Wir werden beispielsweise einen verstärkten Handel mit Derivaten aus dem Energiemarkt feststellen. Möglich wird das alles erst dadurch, dass sich parallel zu den Geschäftsmodellen sogenannte Cyber-Physische-Systeme ausprägen werden.²⁷ Die Zeitspanne von wenigen Jahren reicht dabei aus, da die Innovationszyklen in der IT wesentlich kürzer sind als in der Energiewirtschaft.

Zu beachten ist dabei jedoch stets die Grundprämisse, dass es sich in der Energiewirtschaft um physikalische Prozesse handelt und theoretischen Modellen natürliche Grenzen gesetzt sind. Der Sicherstellung der Einhaltung dieser physikalischen Grenzen dient die Umsetzung

der Netzampel, bei der die Mechanismen der gelben Phase genau so definiert werden, dass ein Abgleiten in die rote Phase, in der die Netzbetreiber mit erheblichen Eingriffen eine Stabilisierung erreichen, möglichst weitgehend vermieden werden kann. Nachfolgende Übersicht zeigt, welche Bandbreite an Flexibilitätsoptionen – hier nur der Bereich Strom ohne weitere Energieformen – in ein Marktmodell integriert werden können.

Neben diesem Trend zu IKT-basierter, auf Informationen beruhender Angebote, werden wir eine Diskussion des allgemeinen Strommarktdesigns erleben. Für diese bereits auf verschiedenen Ebenen angelaufene Diskussion muss sichergestellt werden, dass die neuen Möglichkeiten und Geschäftsmodelle in geeigneter Weise in einem solchen Marktdesign berücksichtigt werden und die Optionen, die sich aus Smart Grids/Smart Markets ergeben, im Markt eine gleichberechtigte Berücksichtigung finden.

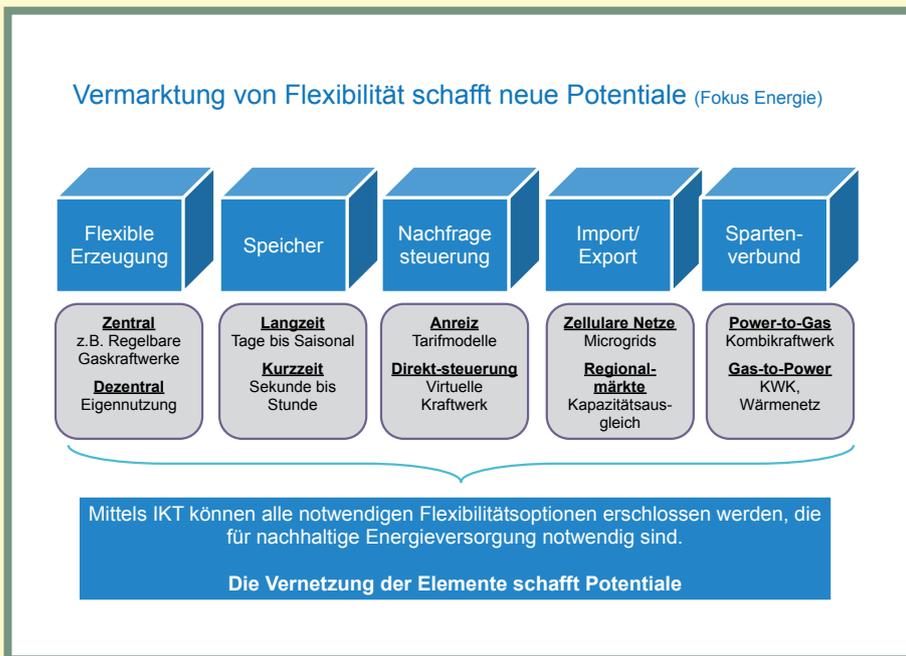


Abbildung 8
Bandbreite der Flexibilitätsoptionen²⁶

Grundsätzlich erwarten wir eine Entwicklung weg von Kilowattstunden basierten Systemen hin zu einem Angebotsmix aus Dienstleistungen und der Vermarktung von Flexibilitätsoptionen. Hierbei sind

²⁶ Vgl. Brody, M. (Hrsg.): Cyber-Physical Systems – Innovation durch softwareintensive eingebettete Systeme. acatech diskutiert. Springer, Berlin 2010
²⁷ Quelle: BridgingIT GmbH - Basierend auf den E-Energy Projekten; Hier: Modellstadt Mannheim

Folgende Aspekte sind aus dem Blickwinkel von Smart Grids dabei besonders wichtig zu bearbeiten:

Subsidiarität

Lokal auftretende Probleme im Netz sollten mit den jeweils am besten geeigneten technischen und organisatorischen Maßnahmen begegnet werden und so zur Stabilität des Gesamtsystems beitragen. Dabei muss das Potenzial von lokalen Maßnahmen auch entsprechend genutzt werden können.

Flexibilität als ökonomisches Gut

Um ihren wirtschaftlichen Nutzen erschließbar zu machen, muss Flexibilität als Wirtschaftsgut verstanden werden, das sowohl einen zeitlichen als auch einen räumlichen Bezug aufweist. Damit besteht ein ökonomischer Anreiz, Flexibilität lokal zu schaffen und zu nutzen.

Angemessenheit beim Auf- und Umbau der Infrastruktur

Die Verteilung der Kosten, Risiken und Erträge muss angemessen geschehen.

Kostengerechtigkeit

Das Verursachungsprinzip muss Ausgangspunkt der Überlegungen sein; eine undifferenzierte Umlage von Kosten und Risiken auf alle Verbraucher ist, wenn möglich, zu vermeiden. Für Systemkosten sind geeignete Bezugsgrößen zu wählen und eine möglichst verursachungsgerechte Basis an Umlagezahlern festzulegen.

Anreize für Innovationen und Investitionen

Wichtiger – mittelbarer – Investitionsanreiz wird die Kontinuität eines künftigen Marktdesigns sein, welches Investitionen in die vom Markt nachgefragte und technisch benötigte Infrastruktur honoriert und so langfristig Vertrauen für Investitionen und Innovation schafft. In der konkreten Umsetzung dessen wird die Energiewende auch eine Wende in den Geschäftsprozessen und in den gesellschaftlich geprägten Gewohnheiten bedeuten. Neben neuen, agilen Akteuren werden auch neue Produkte das Marktgeschehen nachhaltig verändern.

4.3.3 ERWARTETE TECHNOLOGISCHE ENTWICKLUNGEN

In den Jahren bis 2030 ist zu erwarten, dass sich bei bestimmten Technologien Standards bilden werden, wie z.B. durch:

- den vermehrten Einsatz von Strom-Speichern in Größenordnungen von einigen 10 kWh bis zu einigen MWh
- den Rollout dezentraler Steuerungen in Verteilnetz-Strängen mit starker EE-Einspeisung
- den Rollout der IKT-Infrastruktur zur Steuerung der Smart Grids
- die Entwicklung übergeordneter Funktionsbausteine in Netzleitsystemen (NLS) von Verteilnetzen zur Einbindung der unterlagerten dezentralen Steuerungen

Die Technologie zur

- Konversion von EE-Strom (P2G, P2H)
- Lastmanagement bei Privatkunden, wird wohl vermehrt zum Einsatz kommen, von einem Standard wird man hier aber wohl noch nicht reden können.

4.3 Phase II – bis 2030: Transformation und Durchbruch

4.3.4 RAHMENBEDINGUNGEN IN EINEM STÄRKER DEZENTRAL VERNETZTEN SYSTEM

Wenn sich eine stärker dezentrale Koordination entwickelt, dann geht es nicht mehr nur um punktuelle Anpassungen der Rahmenbedingungen zur Erschließung und Integration einzelner Flexibilitätsoptionen, sondern es stellt sich grundlegend die Frage, wie ein umfassendes System einschließlich entsprechender Interaktionsregeln aussehen kann

Dabei sollte immer die Verknüpfung dezentraler und zentraler Strukturen im Auge behalten werden, wie wir sie in Kapitel 4.1 dargestellt haben. Es muss sichergestellt werden, dass auch in dezentraleren Strukturen der Wettbewerb erhalten bleibt. Mit Blick auf die mögliche Entwicklung dezentraler Energiesysteme ergeben sich aus Regulierungssicht vier Fragen. In Regulatorischen Innovationszonen (RIZ), die in Phase I ermöglicht werden sollen (siehe Kapitel 4.2.4.4 und die dort dargestellten Ideen für RIZ), können dafür Lösungsoptionen entwickelt und getestet werden.

- Erstens: Nach welchen Regeln wird das neue, dezentrale Energiesystem organisiert? Dies betrifft Fragen des Designs der dezentralen Märkte, ebenso wie Fragen der Netzregulierung. Hier geht es also nicht mehr um die Integration dezentraler Optionen in bestehende Märkte, sondern die Gestaltung neuer Marktstrukturen. Zu berücksichtigende Aspekte sind dabei:
 - Ebene der Aggregation für Bilanzierung und Systemausregelung (übernational, national oder verteilnetz- oder netzgebietsbezogen)? Welche Verantwortlichkeiten im dezentralen Markt haben Verteil- und Transportnetzbetreiber in Zukunft (z.B. Bilanzierung, Ausregelung, Ausgleichsmechanismen)?
- Organisation und Ebene von dezentralen Märkten/Marktgebieten (z.B. Ausschreibung Reserve, Ausgleichsleistung, Flexibilitäten).
- Netzentgeltlogik z.B.: Tarifierung auf Basis von Leistung oder Arbeit? Verschiedene Netzdienstleistungskomponenten (Anschlussleistung, Netzfrequenz, Regelung)? Wie können Anreizsysteme für netzdienstliches Verhalten aussehen? Wie kann eine verursachergerechte Netzentgeltlogik dezentrale Geschäftsmodelle ermöglichen? Ein Beispiel ist die Netz-Flatrate. In diesem Fall würde das Netz aufgrund seiner „Rückgratfunktion“ durch alle Akteure nach Leistungsbereitstellung bezahlt werden.
- Wie erfolgt eine angemessene und verursachungsgerechte Verteilung von Kosten-Umlagen und Abgaben? Welche Sonderregelungen sind sinnvoll zur Ermöglichung effizienter dezentraler Geschäftsmodelle (z.B. bei Weitervermarktung von Überschüssen im gleichen Netzlast)?
- Zweitens: Wie werden der dezentrale und der zentrale Bereich miteinander verknüpft? Welche Leistungsbeziehungen werden bestehen?
- Drittens: Welche Konsequenzen ergeben sich aus der Entwicklung dezentraler Energiesysteme für die Organisation der Regulierung? Welche Mechanismen müssen im Regulierungsrahmen geschaffen werden, um die Potenziale von Smart Grids in der Dezentralität zu heben? Wie können einerseits Skaleneffekte durch eine einheitliche Regulierung und Harmonisierung gehoben werden, und andererseits regionale Besonderheiten und dezentrale Strukturen in der Regulierung berücksichtigt werden? Welche Fragen können überregional reguliert werden (z.B. Grundstruktur regionaler Marktplätze), welche Fragen sollten einer dezentralen Aufsicht z.B. auf Landesebene unterstellt werden (Aufsicht

über regionale Marktplätze, Berücksichtigung regionaler Besonderheiten), um ein möglichst effizientes Gesamtsystem zu erreichen?

- Viertens: Wie wird eine weitgehende Standardisierung (auf nationaler, besser europäischer Ebene) von Prozessen, Schnittstellen und technologischen Anforderungen erreicht, die neue intelligente dezentrale Steuerungsmechanismen ermöglicht?

HANDLUNGSFELDER HEUTE

In der jetzigen Phase sollte ein weiterer Arbeitsprozess definiert und umgesetzt werden, welcher u.a.

- die o.g. Handlungsoptionen und – notwendigkeiten weiter konkretisiert. Dies kann sowohl durch Vergabe konkreter Studien zu Einzelthemen geschehen als auch z.B. durch Expertenrunden ergänzt werden.
- die Diskussion dieser Ideen und Optionen auf Bundesebene (u.a. BNetzA) weiter vorantreibt und koordiniert.
- Dabei ist die Verknüpfung zu den bereits in vielen verschiedenen Verbänden laufenden Aktivitäten zu beachten. Eine Doppelung existierender Aktivitäten sollte vermieden werden.

4.4 Phase III – ab 2030: Kontinuierliche Optimierung

4.4 PHASE III – AB 2030: KONTINUIERLICHE OPTIMIERUNG

Niemand kann heute wissen, wie wir in einigen Jahrzehnten leben werden: in einer Art achtsamen Ökoptopia, in einem durch Social Media geregelten Computopia (Generation Facebook), oder werden wir in High Tech Welten leben, in denen wir den Unterschied zwischen einer Raumstation und unseren natürlichen Lebensgrundlagen überhaupt nicht mehr wahrnehmen? Werden klimatische Bedrohungen Gesellschaften zwingen, die persönlichen Freiheiten der Bürger wie in „Metropolis“ einzuschränken?

So unterschiedlich diese Entwürfe sind, so ist ihnen doch gemeinsam, dass die Erzeugung, Verteilung und Verwendung von Energie sich in der Zukunft völlig anders darstellen wird als heute. Wir haben schon lange angefangen, eine oder mehrere dieser Zukunftsszenarien zu bauen. Wir zementieren schon Wege und müssen uns eigentlich noch über die endgültige Richtung und die angestrebten Ziele einigen.

Diese Szenarien vermitteln darüber hinaus einen Einblick in die mögliche Breite der Ausprägungen, aber auch in die Herausforderungen, die wir auf diesem Weg zurücklegen werden und die unsere dritte Phase prägen werden: Wie verändern sich in langen Zyklen die Verhaltensmuster der Bürgerinnen und Bürger? Welche Wechselwirkungen hat unser Energiesystem mit der Alterung weiter Teile der Gesellschaft? Welchen Einfluss hat die Globalisierung? Welche Bedeutung hat der Wertewandel? Welche technologischen Basisinnovationen verändern die Allokation von Ressourcen?

Auch wenn auf den ersten Blick das eine oder andere nicht direkt mit Smart Grids zusammenhängt, so trägt der Schein. Smart Grids werden die zentralen Infrastrukturen sein, die diese Zukunftsszenarien befähigen oder behindern werden. Wir schlagen vor, die Smart Grids-Plattform auch deshalb weiter führen, weil wir wissen, dass unsere heutigen Weichenstellungen

lange Bestand haben werden. Deshalb müssen wir über den Tag hinaus über die kontinuierliche Verbesserung des zukunftsfähigen Energiesystems informieren und diskutieren, Gemeinsamkeiten erzeugen und an der Umsetzung zu arbeiten. Und wir sind der Überzeugung, dass unser bisheriger Lernprozess, der nicht erst heute in Baden-Württemberg begonnen hat, einen Beitrag dazu liefern kann – nicht nur für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft hier in Baden-Württemberg, sondern auch darüber hinaus.

Wir wollen hier erste Vorstellungen formulieren – aber wie in Phase II schon zum Ausdruck gebracht: Wir sehen diese Vorstellungen als einen ersten Wurf, als eine Art mosaikhafte Version 0.1, die wir gemeinsam als Plattform weiter entwickeln und gestalten wollen.

4.4.1 HERAUSFORDERUNGEN DER ENERGIEWENDE

Auch wenn lokale Netzproblematiken beseitigt sind und ein optimal ausgebautes Netz angenommen wird, so kommt es bei hohen Anteilen von EE zeitweise zu Überschüssen bzw. zu Defiziten.

Womöglich entwickeln sich bis 2030 mehrere Optionen, um mit dieser Herausforderung umzugehen. Es können Überkapazitäten zugebaut werden, so dass durch Abregelung von EE eine gewisse Flexibilität bereitgestellt werden kann. Auch die Ausrichtung bzw. Auslegung von EE-Anlagen (Schwachwindturbinen, Ost-West-Ausrichtung bei PV) dämpfen ggf. den Flexibilitätsbedarf. Aber auch der Zubau von Speichertechnologien muss bis zu diesem Zeitpunkt vorangeschritten sein, damit die Leistungsbilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch in einem System mit sehr hohen Anteilen EE zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen werden kann.

Konvergenz der Systeme

In der mittleren Frist kann eine Konvergenz der Energiesysteme dazu dienen, Flexibilität für den Stromsektor bereitzustellen. Langfristig sind jedoch im Stromsystem hohe Anteile an EE leichter zu erreichen als in den Energiesystemen Wärme, Gas und dem Energiesektor Verkehr. Um die Gesamtziele für den Anteil von Erneuerbaren an der Energieproduktion zu erreichen, muss aus diesem Grund eine Konvergenz der unterschiedlichen Energiesysteme und -netze stattfinden.

EE werden fossile Energien zunehmend ablösen. Aus einem Energiesystem, das fossile Energieträger als primäre Energiequellen nutzt, wird ein Energiesystem, bei dem die Wind- und Sonnenergie als Rückgrat dient (vgl. Abbildung 9).

Für maximale Effizienz ist die direkte Nutzung der EE als Strom und Wärme anzustreben (blaue Pfeile). Brenn-/Kraftstoffe werden zu sekundären Energieträgern, die bei vollständiger Abkehr von fossilen Energieträgern teilweise auch aus Strom hergestellt werden (orangener Pfeil). Sie werden im Verkehrsbereich und zum saisonalen Ausgleich von Erzeugungsschwankungen aufgrund ihrer hohen Energiedichte und geringen Lagerkosten weiterhin benötigt. Die Kopplung der Bereiche Strom, Wärme und Kraftstoffe, ihrer Netze und jeweiligen Speichermöglichkeiten, die dieses Schaubild schematisch darstellt, sind die Herausforderungen für das zukünftige Smart Grid der Energie.

In einem vernetzten Gesamtenergiesystem können Überschüsse im Stromsystem fossile Kraft-/Brennstoffe in anderen Sektoren ersetzen (Power-to-Heat und Power-to-Liquid) oder die Netze anderer Sektoren als Speicher genutzt werden (Power-to-Gas-to-Power).

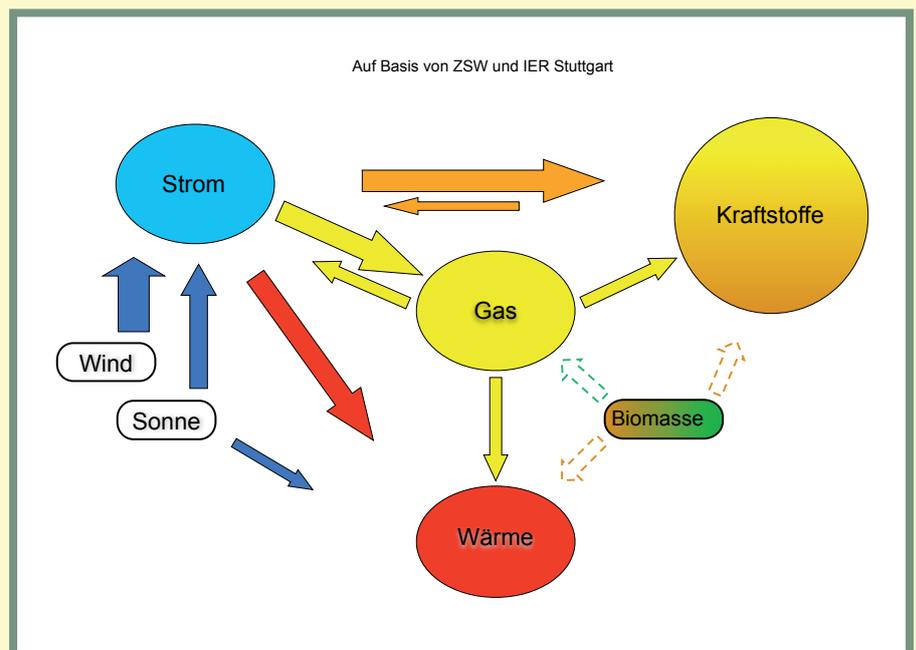


Abbildung 9

Die Rolle der Energieträger in einem System mit sehr hohen EE-Anteilen²⁹

Diese Konvergenz erfordert eine IKT-basierte, intelligente Vernetzung der verschiedenen Energiesysteme. Dabei können Komponenten der Vernetzung (z.B. Elektrolyseure) auch in Abhängigkeit der technologischen Entwicklung dezentral auf Verteilnetzebene eingesetzt werden.

Die Hemmnisse für diese Konvergenz der Systeme liegen vor allem in den vorhandenen technischen Lösungen. Insbesondere für die Option Power-to-Gas sind die technischen Wirkungsgrade heute noch sehr gering. Zudem ist eine integrierte Betrachtung der Herausforderungen von Seiten der bislang nur in einem Teilsystem tätigen Akteure wichtig. Auch regulatorische Herausforderungen sind bei der Kopplung der Systeme zu beachten.

4.4 Phase III – ab 2030: Kontinuierliche Optimierung

HANDLUNGSFELDER HEUTE

- Auch wenn die Konvergenz der Systeme eine Zukunftsaufgabe ist, muss in die sektorübergreifende Forschung schon heute investiert werden. Hierzu bedarf es spezielle Forschungsprogramme zum Thema Smart Grids. Die Hauptthemenfelder sind:
- Systemintegration
- IKT
- Akteursverhalten (Soziologie, Psychologie, Kulturwissenschaften)

Aber auch die Technologie für die Wandler zwischen den verschiedenen Energiesektoren müssen heute beforscht und optimiert werden, insbesondere im Bereich der Technologien:

- Wasserstoffelektrolyse
- Methanisierung
- Polygeneration
- Wärmespeicherung
- Vernetzte Studiengänge und ggf. neue Lehrstühle mit einem Fokus auf das Thema Smart Grids können dazu beitragen, dass die zukünftigen Akteure eine integrierte Betrachtungsweise erlernen.
- Entwicklung einer Roadmap für Energiespeicher in Baden-Württemberg
- Untersuchungen zur Steigerung der Flexibilität (Abregelung, Ausrichtung bzw. Auslegung) von EE-Anlagen

4.4.2 ERWARTETE ENTWICKLUNG DER GESCHÄFTSMODELLE

Strom und Energie insgesamt werden anders wahrgenommen: Strom kommt nicht mehr nur „aus der Steckdose“. Sobald Verbraucher Energie als kostbar wahrnehmen, rückt sie auch in den Fokus von Unternehmen zur Produktentwicklung.

Sobald Verbraucher Energie als kostbar wahrnehmen, rückt sie auch in den Fokus von Unternehmen zur Produktentwicklung. Es können Nutzen und Leistungen zu dem Produkt angeboten werden und es gibt die Bereitschaft, diese zu honorieren. Neue Produkte und Geschäftsmodelle könnten der entscheidende Auslöser

sein, dass in Zukunft mit Energie vertrauensvoll, ökonomisch und ökologisch umgegangen wird.

Langfristig wird der Prosument, also der Bürger, der sowohl Energie verbraucht, als auch Energie selbst erzeugt, eine steigende Bedeutung haben. Wir sehen in einer effizienten Organisation der Prosumer etwa über Aggregatoren, die auch in Form von Genossenschaften und Vereine auftreten können, große Chancen für Geschäftsmodelle, um eine effiziente und kostengünstige Energieversorgung unter Einbindung großer Mengen erneuerbarer Energien zu ermöglichen. Dadurch werden sich viele weitere neue, heute noch nicht bekannte Akteure etablieren, die Ideen, Geschäftsmodelle wie auch Produkte entwickeln. Altes loslassen und für neues

offen sein, fällt neuen Akteuren leichter als bestehenden. Erfahrene Akteure können jedoch wichtige Hinweise zu Hindernissen liefern und beratend unterstützen und die Schnittstellen-Verantwortung übernehmen. Welche Akteure sich mit welchen Geschäftsmodellen durchsetzen werden, sollte am Ende der Markt und damit die Kunden entscheiden.

In einer ökologisch geprägten Welt nimmt die Bedeutung von Herkunft und Produktionsweisen an Bedeutung zu, speziell wenn von den Kunden und Unternehmen ein verantwortungsvoller Umgang mit Ressourcen gepflegt wird. Daher werden neue Mechanismen entstehen, die zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage unter Berücksichtigung der zusätzlichen Aspekte einer ökologischen Verantwortung unter Berücksichtigung von Verbindung, Austausch und Transport führen. Hierfür werden für alle Teilaspekte eines funktionierenden Marktes Lösungen von vielen am Markt teilnehmenden Akteuren entwickelt werden, und nicht durch Subventionen oder monopolistische Strukturen.

Diese Sicht dieser Entwicklung setzt eine mehr oder weniger überraschungsfreie, d.h. stetige und ohne politische, militärische oder kulturelle Brüche beeinflusste Entwicklung voraus. Dass diese Sicht nicht selbstverständlich ist, gehört zu den Basiseinsichten jeglicher prognostischen Bemühung.

4.4.3 ERWARTETE TECHNOLOGISCHE ENTWICKLUNGEN

In den Jahren ab 2030 ist zu erwarten, dass Smart Grids-Technologien auf breiter Front im Einsatz sind. EE decken 80 % des Primärenergiebedarfs, also wird es:

- einen massiven Einsatz von Energiespeichern zur Pufferung der volatilen Energien geben müssen – einschließlich der Konversion von EE-Strom in andere Energieträger (Gas, Wärme, ...) und

- die Nutzung von EE-Strom für alle Nutz-Energien (Gas, Wärme, Kälte) wird sich nicht nur großmaßstäblich, sondern auch in ländlichen Gebieten in Privathaushalten durchgesetzt haben.

Die Nutzung von EE für E-Mobilität einschließlich der notwendigen Infrastruktur, die sich bis 2020 über einige Projekte in Städten kaum weiter etabliert haben dürfte, müsste bis 2050 stark weiter entwickelt sein, da sich die Reichweiten der Fahrzeuge vergrößert haben dürften. Für eine europaweite Einführung müssten allerdings unsere Nachbarländer zum Aufbau von zumindest Ladeinfrastrukturen ermutigt werden, da diese Technologie – nur auf Deutschland beschränkt – Probleme in der Akzeptanz finden dürfte.

Selbstverständlich sind andere Zukunftsszenarien denkbar, wenn man die Voraussetzungen entsprechend variiert. Eine Roadmap ist jedoch keine reine Prognose der möglichen Zukünfte, sondern ein Vorschlag, eines dieser Zukunftsszenarien, und zwar eine wünschenswerte, zu gestalten.³⁰

5 Ausblick – Wie geht es weiter?

Die Energiewirtschaft ist vernetzt und benötigt wie die Gesellschaft eine angemessene Antwort auf die Frage, wie sie künftig Innovation und Fortschritt gestalten will. Wir sind der festen Überzeugung, dass sich diese Innovationskraft nur durch Vernetzung und Bündelung, durch Austausch und Zusammenarbeit entwickeln wird.

Die Initiative der Landesregierung zur Gründung der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg war dazu ein erster Schritt, Interessen zu bündeln und einen Kommunikationsprozess in Gang zu setzen. Wir wollen diesen Weg weiter verfolgen, intensivieren und stabilisieren. Offene Innovation bezeichnet dabei als Leitbegriff ein neues Verständnis, das die Herausforderungen der Netzwerkökonomie aufgreift. Nicht der Wert einer einzelnen Idee ist es, was den Wert einer Infrastruktur exponentiell steigern lässt, sondern die Ausrichtung von vielen auf einen Leitgedanken, auf eine Leitinfrastruktur: Indem wir uns öffnen und den Erfolg teilen, sind wir in der Lage, einen bahnbrechenden Sprung in die Zukunft zu wagen.

Uns ist aber auch bewusst, dass sich so eine neue Idee nicht von alleine durchsetzt, sondern dass wir alle gemeinschaftlich dazu beitragen müssen. Baden-Württemberg hat für diesen Gemeinsinn und für gemeinschaftliches Handeln eine lange Tradition, von den Ursprüngen der Genossenschaften, die im Lichte der Energiewende eine neue Aktualität erhalten haben, bis hin zu den Fraunhofer-Instituten, in denen angewandte Wissenschaft und Wirtschaft eng verzahnt sind. Darüber hinaus zeichnet sich Baden-Württemberg dadurch aus, dass die Wertschöpfungskette, die wir für Smart Grids benötigen, fast vollständig besetzt ist: Von der Erzeugung über die Speicherung und Verteilung bis hin zur Steuerung von Energie. Dieses einzigartige Hightech-Cluster aus Energie und IT wollen wir weiter zusammenführen und als Plattform für Kommunikation und Kooperation ausbauen.

Wir wollen nicht nur die Breitenwirkung der Marke „Smart Grids made in Baden-Württemberg“ über unsere neu einzurichtende jährliche „**Stuttgarter Smart Grids-Konferenz**“ etablieren und weiter entwickeln, sondern auch Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Verbänden in kleinen interaktiven und intensiven Runden, den „**Stuttgarter Smart Grids-Schlosskolloquien**“ zusammenführen und die Voraussetzungen für gemeinsames Handeln vertiefen.

Über eine Informationskampagne „**Smart Grids-Route Baden-Württemberg: Technologie für die Welt – made in Baden-Württemberg**“ unter dem Dach der Smart Grids-Plattform soll die Einführung der Smart-Grid-Technologien in Baden-Württemberg unterstützt und deren Akzeptanz erhöht werden. Der Besuch bei Netzbetreibern mit umfassend implementierten Smart Grid-Elementen kann beispielsweise folgende Maßnahmen enthalten:

- Präsentation von Vorzeigeprojekten
- Präsentation von anfassbaren, erfassbaren und bestellbaren Lösungen für Technologien für die Energiewende an attraktiven Standorten in Baden-Württemberg
- Darstellung von 50-80-90-Lösungen in einem exemplarischen Netzbereich und mit wettbewerblichen Akteuren mit real verfügbaren und bestellbaren Lösungen

„**Smart Grids International**“ – **Globale Perspektiven für eine exportorientierte Energiewirtschaft**: Die Energiewende findet global statt. Baden-Württemberg als Exportland und führender Standort für energietechnische sowie IT- und Kommunikationsinnovationen begreift dies als Chance. Aber wie bei jeder Exportinitiative kommt es darauf an, beides zu verbinden: Von den Erfahrungen anderer zu lernen und diese Erfahrungen in Produkten und Dienstleistungen wieder

WEITERFÜHRENDE AKTIVITÄTEN DER PLATTFORM SIND

- Umsetzung und Weiterentwicklung der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg
- „Schaufenster Baden-Württemberg“: Unterstützung bei der Verbreitung von Smart Grids-Technologien in Baden-Württemberg und darüber hinaus
- Förderung der Akzeptanz von Smart Grids-Technologien
- „Scharnier zur baden-württembergischen Politik“: Ermittlung des Handlungsbedarfs zur Weiterentwicklung der regulatorischen und energiepolitischen Rahmenbedingungen in Baden-Württemberg
- Vernetzung und Austausch der Akteure aus Energiewirtschaft, Industrie und Wissenschaft zum Thema Smart Grids in Baden-Württemberg
- Unterstützung der baden-württembergischen Landesregierung, mit Smart Grids die energie- und klimapolitischen Ziele 50-80-90 bis 2050 zu erreichen.

in Wert zu setzen. Wenn wir also über die Etablierung einer Exportinitiative nachdenken, dann müssen wir beides verbinden: Ein Smart Grids-Exchange Programm, bei dem es darum geht, mit Menschen aus anderen Ökonomien ins Gespräch zu kommen und Erfahrungen zu sammeln, und das „**Smart Grids-Schaufenster**“, bei dem es darum geht, aktiv Werbung für den Standort und Unternehmensnetzwerke aus Baden-Württemberg zu machen. Dabei können wir auf bewährte Infrastrukturen in Baden-Württemberg zurückgreifen. Die Vertretungen des Landes, die Exportakademien, die Industrie- und Handelskammer IHK, sowie das Kompetenzzentrum für das Land Baden-Württemberg zur Internationalisierung von Wirtschaft und Wissenschaft sind geeignete Ankerpunkte, um eine Zuspitzung im Themenfeld Smart Grids herzustellen. Die Smart Grids-Plattform vertraut hierbei auf die Unterstützung des Landes und der Industrie, um die bestehenden Strukturen zu sensibilisieren und zu nutzen.

„Smart Grids-Arena“ Baden-Württemberg als Labor und Zukunftswerkstatt für regionale und lokale Initiativen: Die Energiewende findet lokal statt: durch die Adaption innovativer Lösungen und durch den Wandel in den Verhaltensweisen. Wir streben als Baden-Württemberger große Ziele an, die in kleinen Schritten ausprobiert werden müssen.

Und wir treffen hier auf komplexe – teilweise starre Strukturen, die Schritt für Schritt weiter entwickelt werden müssen. Um solche Lern- und Experimentierinseln zuzulassen, müssen wir zweierlei tun: wir müssen Experimente ermöglichen, teilweise auch jenseits ausgebauter Pfade und bestehender regulatorischer Rahmenbedingungen und wir müssen die Verhaltensweisen und Einstellungen der Bürgerinnen und Bürger kennenlernen. Die Energiewende findet in den Quartieren und Stadtvierteln statt. Smart Grids befähigen und ermöglichen diesen Prozess.

Dieser letzte Punkt führt uns auch unmittelbar zur einer bedeutsamen, aber im Kern auch banalen Einsicht: Smart Grids sind nicht allein eine technologische

5 Ausblick – Wie geht es weiter?

Innovation. Smart Grids sind Teil eines sozio-technisch-ökonomischen Wandels und sie verändern, wie wir Energie erzeugen und Energiedienstleistungen nutzen werden. Und dieser Wandel hat viel damit zu tun, wie wir mit unserer Umwelt und unseren Mitmenschen umgehen. Wenn wir heute von Achtsamkeit, von Sparsamkeit, von Behutsamkeit und Bescheidenheit sprechen, dann definieren wir Eigenschaften und Werte für uns selbst und für einen Wandel, der unmittelbar mit uns und unserer Umgebung zu tun hat. Wir schlagen deshalb auch einen speziellen „**Smart Grids-Quartiers Award Baden-Württemberg**“ vor, der solche lokalen sozio-technologischen Innovationen prämiert, die Vorbildcharakter für uns alle haben können.

Wir wissen aber auch, wie wichtig Forschung und Entwicklung sind, um die Dynamik der Innovationen zu stabilisieren. Wir schlagen deshalb eine **interdisziplinäre Integration des Themas Smart Grids in der Forschung und Lehre** vor. Dies kann durch die Einrichtung eines Lehrstuhles, durch die Erweiterung der bestehenden Studiengänge oder auch durch die Bildung von Forschungsgemeinschaften im Themenfeld „Smart Grids“ unterstützt werden. So können FuE-Grundlagen weiterentwickelt, mit der Wirtschaft des Landes zusammengearbeitet und künftige Fach- und Führungskräfte einer Smart Grids-Wirtschaft ausgebildet werden.

6 Steuerungskreis der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg

Annegret-Cl. Agricola,
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Dr. Dierk Bauknecht,
Öko-Institut e. V.

Andreas Czak,
*Verband der Elektrotechnik Elektronik
Informationstechnik e. V. (VDE)*

Dr. Britta Buchholz,
*Zentralverband Elektrotechnik-
und Elektronikindustrie e. V. (ZVEI)*

Prof. Dr. Wolf Fichtner,
Karlsruher Institut für Technologie

Karl Greißing,
*Ministerium für Umwelt, Klima und
Energiewirtschaft Baden-Württemberg*

Christoph Heinemann,
Öko-Institut e. V.

Richard Huber,
Verband für Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (VfEW)

Dr. Ole Langniß,
Fichtner GmbH & Co. KG

Dr. Heiko Lünser,
*Ministerium für Umwelt, Klima und
Energiewirtschaft Baden-Württemberg*

Helmfried Meinel,
*Ministerium für Umwelt, Klima und
Energiewirtschaft Baden-Württemberg*

Dr. Agnes Michenfelder,
*Ministerium für Umwelt, Klima und
Energiewirtschaft Baden-Württemberg*

Wolfgang Rabe,
Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)

Dr. Albrecht Reuter,
Fichtner GmbH & Co. KG

Christian Schorn,
Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE

7 Teilnehmer der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg

Dr. Jürgen Backes, EnBW Ostwürttemberg DonauRies Aktiengesellschaft, Ellwangen; Dr. Dierk Bauknecht, Öko-Institut e.V., Freiburg; Bernhard Beck, GasVersorgung Süddeutschland GmbH, Stuttgart; Dr. Gero Bieser, SAP Deutschland AG & Co. KG, Walldorf; Dr. Harald Binder, BTC Technologies GmbH, Ludwigsburg; Dr. Jann Binder, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart; Peter Bittner, Peter Bittner und Partner, European Patent Attorneys, Walldorf; Timo Bovi, Johanssen + Kretschmer Strategische Kommunikation GmbH; Berlin; Dr. Werner Brettreich-Teichmann, Fichtner IT Consulting AG, Stuttgart; Peter Breuning, Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH, Schwäbisch Hall; Bernd Brunner, Wirsol Solar Energie GmbH, Waghäusel; Robert Bubeck, Robert Bosch GmbH, Stuttgart; Thomas Bürker, Siemens AG, Stuttgart; Roland Burkhardt, TP Consulting GmbH, Kreuzlingen; Hugo Capdevila, IAS Capdevila Independent Advisory Services, Stuttgart; Maxime Cassat, EIfER - Europäisches Institut für Energieforschung, Karlsruhe; Andreas Czak, Siemens AG - Siemens Deutschland, Stuttgart; David Dallinger, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe; Kilian Dallmer-Zerbe, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg; Claus Damm, Power Plus Communications AG, Mannheim; Joachim Dorf Müller, Dorf Müller Solaranlagen GmbH, Kernen im Remstal; Eckerle, Dr. Peter, StoREgio Energiespeichersysteme e. V., Mannheim; Eltrop, Dr. Ludger, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart; Prof. Dr. Joerg Entress, Hochschule Biberach, Fakultät Architektur und Gebäudeklimatik, Biberach; Dr. Ulrich Fahl, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart; Dr. Christophe Fery, Gebr. Schmid GmbH, Freudenstadt; Prof. Dr. Wolf Fichtner, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe; Klaus Fleischmann, UNITRO-Fleischmann Störmeldesysteme, Backnang; Dr. Nele Friedrichsen, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe; Werner Ganahl, Gantner Instruments GmbH, Schruns; Armin Gauss, Fichtner IT Consulting AG, Stuttgart; Dr. Massimo Genoese, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart; Dr. Peter Gimmel, Stadtwerke Karlsruhe GmbH, Karlsruhe; Robert Gohla, Steinbeis-Europa-Zentrum, Haus der Wirtschaft, Ludwigsburg; André Goelz, Wolff & Müller Energy GmbH, Stuttgart; Holger Grosskopf, Alcatel-Lucent Deutschland AG, Stuttgart; Joachim Gruber, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe; Frank Hägele,

Stadtwerke Stuttgart GmbH; Paul Haering, EIfER - Europäisches Institut für Energieforschung, Karlsruhe; Klaus Hammon, Beirat WIE, Tübingen; Dr. Thomas Hattingen, Fichtner IT Consulting AG, Stuttgart; Prof. Gerd Heilscher, Hochschule Ulm, Ulm; Prof. Dr. Eduard Heindl, Hochschule Furtwangen, Furtwangen; Christoph Heinemann, Öko-Institut e.V., Freiburg; Dr. Heiko Hembach, Stadtwerke Karlsruhe GmbH, Karlsruhe; Andre Hildebrand, DWA Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. Landesverband Baden-Württemberg, Stuttgart; Sascha Hillenbrand, EnBW Regional AG, Stuttgart; Werner Hochadel, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart; Anke Hoeller, Porsche AG, Stuttgart; Dr. Wolfgang Horrigs, STAR-Consult UG; Carsten Hoyer-Klick, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Stuttgart; Dr. Kai Hufendiek, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe; Dr. Annette Hurst, Steinbeis-Europa-Zentrum, Haus der Wirtschaft, Stuttgart; Wolf-Günter Janko, ABB AG, Mannheim; Dr. Christoph Jehle, Prolog CJ, Freiburg; Jens Kammerer, 2b-green GmbH, Simmozheim; Jan Karstens, Blue Yonder GmbH & Co. KG, Karlsruhe; Eberhard Keller, Kontaktbüro der Stadt Mannheim zur Landesregierung, Stuttgart; Andreas Kießling, AK energy design & management consulting, Leimen; Max Y.Kim, Fichtner IT Consulting AG, Stuttgart; Rolf Kirchner, Stiebel Eltron GmbH & Co. KG, Stuttgart; Daniela Klebsattel, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, Stuttgart; Steffen Klingler, KOP GmbH, Weinstadt; Ralf Klöpfer, Enevio GmbH, Karlsruhe; Prof. Dr. Klaus Kornwachs, Universität Ulm - Büro für Kultur und Technik; acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V., Argenbühl; Dr. Tobias Krauss, EnBW Regional AG, Stuttgart; Niklas Kreifels, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg; Dr. Jürgen Kurrat, ABB AG, Mannheim; Dr. Jochen Lambauer, Fichtner GmbH & Co. KG, Stuttgart; Thomas Lange, SevenZone Informationssysteme GmbH, Karlsruhe; Alexandra Langenheld, Agora Energiewende, Berlin; Dr. Ole Langniß, Fichtner GmbH & Co. KG, Stuttgart; Eckhard Lehmann, Fichtner GmbH & Co. KG, Stuttgart; Dr. Andrea Liebe, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef; Dr. Heiko Lünser, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart; Peter Maas, IDS GmbH, Ettlingen; Dr. Wilson Maluenda, Bosch Software Innovations GmbH, Berlin; Irmhild Maschka, AMA-SYSTEMS GmbH, Pforzheim; Laurent Meister, Menold Bezler Rechtsanwälte Partnerschaft, Stuttgart;

Christian Meyer, EnergyConsulting Christian Meyer, Umkirch; Dr. Tim Meyer, Grünstromwerk GmbH, Tangstedt; Dr. Agnes Michenfelder, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart; Michael Miller, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart; Dirk Morbitzer, Renewable Analytics LLC; Dr. Christine Müller, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef; Jörg Muscheid, KNUBIX GmbH, Bodnegg; Prof. Dr.-Ing. Mathias Noe, Karlsruher Institut für Technologie (KIT) - Institut für Technische Physik, Eggenstein-Leopoldshafen; Jörg Obermiller, Maerit GmbH, Stuttgart; Dr. Kai Oertel, Robert Bosch GmbH, Stuttgart; Kai Pecka, Vaillant Deutschland GmbH Co. KG, Remscheid; Mirja Poeter, IAS Capdevila Independent Advisory Services, Stuttgart; Prof. Dr. Dr. Andrej Pustisek, Hochschule für Technik Stuttgart, Stuttgart; Bernd Radtke, Industrie- und Handelskammer (IHK) Ulm; Dr. Albrecht Reuter, Fichtner IT Consulting AG, Stuttgart; David Ritter, Öko-Institut e. V., Freiburg; Stefan Röbert, badenovaNETZ GmbH, Freiburg; FairEnergie GmbH, Reutlingen; Holger Ruf, Hochschule Ulm; Anja Sachs, Öko-Institut e. V., Freiburg; Frank Salg, Vaillant Deutschland GmbH Co. KG, Remscheid; Martin Sauter, Vaihingen/Enz; Dr. Paul Martin Schaefer, VDI Württembergischer Ingenieurverein e. V., Stuttgart; Dr. Harald Schäffler, schäffler consult, Freiburg; Ruggero Schleicher-Tappeser, sustainable strategies, Berlin; Dr. Christoph Schlenzig, Seven2one Informationssysteme GmbH, Karlsruhe; Johannes Schmidt, EurA Consult AG, Aachen; Daniel Schöllhorn, EnBW Regional AG - Technik Innovation Strom/Gas (TI), Stuttgart; Ingo Schönberg, Power Plus Communications AG, Mannheim; Dr. Marion Schroedter-Homscheidt, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Weßling; Klaus Schulz, FAFCO AG, Biel/Bienne; Detlef Schumann, BridgingIT GmbH, Karlsruhe; Dr. Wolfgang Seeliger, Seeliger Energy, Stuttgart; Hartmut Seibold, Seibold Energiekonzepte, Schwabach; Dieter Seifried, Büro Ö-quadrat, Freiburg; Andreas Seuffer, Stadtwerke Schorndorf GmbH, Schorndorf; Stefan Slembrouck, Alliander AG, Berlin; Dr. Bernd Soerries, Münster; Nikolaus Starzacher, Discovergy GmbH, Aachen; Manuel Steinbach, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart; Olaf Stobbe, Stadtwerke Heidelberg GmbH, Heidelberg; Dr. Jochen Stockburger, Menold Bezler Rechtsanwälte Partnerschaft, Stuttgart; Prof. Dr. Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart, Fachschaft Elektrotechnik und Informationstechnik (ETI), Stuttgart; Dr. Robert Thomann,

MVV Energie AG, Mannheim; Jürgen Treiber, Smart Grid Development Gesellschaft, Stuttgart; Jakob Völker, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin; Holm Wagner, Flughafen Stuttgart GmbH, Stuttgart; Michael Wagner, Netzgesellschaft Ostwürttemberg GmbH, Ellwangen; Dr. Thomas Walter, Wirsol Solar Energie GmbH, Waghäusel; Thomas Wanderer, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Stuttgart; Wolfgang Weber, Stadtwerke Stuttgart GmbH, Stuttgart; Prof. Dr. Anke Weidlich, Hochschule Offenburg; Dr. Holger Wiechmann, EnBW Vertrieb GmbH, Stuttgart; Der Landesbeauftragter für den Datenschutz Baden-Württemberg, Stuttgart; Dr. Christof Wittwer, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg; Eckhard Zimmermann, Industrie- und Handelskammer (IHK) Region Stuttgart.

8 Anhang Smart Grids-Projekte in Deutschland und Europa (Auswahl) ¹

PROJEKTNAME LAUFZEIT	WEBSITE	PROJEKTKURZBESCHREIBUNG
DESI 2011-2013	<i>http:// www.desi-it2green.del</i>	Ziel des Projekts DESI (Durchgängig Energiesensible IKT-Produktion) ist ein lastabhängiger Netzbetrieb, in dem nur so viel Transportkapazität bereitgestellt wird, wie auch tatsächlich von den Anwendungen nachgefragt wird.
econnect Germany ab 2012	<i>http:// www.econnect-germany.del</i>	Das Projekt umfasst sieben Stadtwerke (Aachen, Allgäu, Duisburg, Leipzig, Osnabrück, Sylt und Trier) und konzentriert sich auf Elektromobilitätslösungen mit intelligenter Vernetzung von Energie- und Verkehrssystemen.
E-DeMa 2009-2014	<i>http://www.e-dema.com/</i>	Der Regionalverbund E-DeMa umfasst ländliche und städtische Gebiete mit zwei verschiedenen Verteilnetzen im Rhein-Ruhr-Gebiet. Kernpunkte sind die Steigerung der Energieeffizienz durch Vernetzung im Haushalt, die zeitnahe Verbrauchsdatenerfassung und –bereitstellung sowie die Optimierung der Netzbetriebsführung in dezentralen Verteilnetzen.
eTelligence 2009-12	<i>http://www.elligence.del</i>	Das Projekt eTelligence in der Region Cuxhaven liegt in einer ländlichen Region mit geringer Versorgungsdichte und einem hohen Anteil erneuerbarer Energien.
FINSENY 2011-2013	<i>http:// www.fi-ppp-finseny.eu/</i>	Das Projekt Future Internet for Smart ENergY um fasst 35 europäische Versorger sowie IKT-Netzbetreiber, Entwickler und Hersteller. Im Projekt geht es u.a. um die Einbindung von Prosumern und Betreiber von Micro-Grids.
Grid4EU 2011-2016	<i>http://www.grid4eu.eu/</i>	Das Projekt umfasst sechs europäische Energieverteiler (ERDF, Enel Distribuzione, Iberdrola, CEZ Distribuce, Vattenfall Eldistribution und RWE / Reken) mit jeweils einem Demonstrator und verfolgt die Integration von EE, E-Mobilität, Netzautomatisierung, Energiespeicher, Effizienz und Lastabsenkung.
IRENE „Integration regenerativer Energien und Elektromobilität“ IRENE	<i>http:// www.projekt-irene.del</i>	Zeitliche Optimierung der Stromerzeugung der zahlreichen, in das Allgäuer Stromnetz eingebundenen Photovoltaik-, Windkraft-, Wasserkraft- und Biogasanlagen sowie das Verbrauchsverhalten und die Speicherung von regenerativ erzeugten Energien.

¹ Giordano, V. et al: Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments. Joint Research Center. Petten 2013.

PROJEKTNAME LAUFZEIT	WEBSITE	PROJEKTKURZBESCHREIBUNG
RegModHarz 2008-12	<i>http://www.regmodharz.de/</i>	Ziel des Projektes Regenerative Modellregion Harz im Landkreis Harz ist die technische und wirtschaftliche Erschließung erneuerbarer Energien durch den Einsatz moderner IKT und die Realisierung eines virtuellen Kraftwerks.
RiesLing 2012	<i>http://www.abb.de/cawp/seitp202/99b361dff7d-37288c1257aa0003d1db1.aspx</i>	In Wechingen wurde im Rahmen des Projektes unter Beteiligung von EnBW ODR, DTAG und ABB eine Kompaktstation mit stufenloser Spannungsregelung installiert, mit welcher die Spannung im Ortsnetz an die erzeugte Strommenge von erneuerbaren Energieträgern angepasst werden kann.
Smart Area ab 2012	<i>http://smartarea.de</i>	Die STAWAG in Aachen als Konsortialführer will im 2012 begonnen Projekt Komponenten, Betriebs- und Netzplanungskonzepte entwickeln und im eigenen Netz testen.
Smart Country 2008-2011	<i>http://www.rwe.com/web/cms/de/683570/smart-country/</i>	Mit dem Projekt „Smart Country“ hat RWE in einem rund 170 km ² großen Netz im Kreis Bitburg-Prüm ein intelligentes Stromverteilnetz mit Biogasanlage als Stromspeicher und Blockheizkraftwerk in Betrieb genommen.
Smart Gas Grids	<i>http://www.smartgasgrids.eu/</i>	In dem Projekt wird eine Strategie für die Entwicklung der Gasnetze unter Berücksichtigung intelligenter, dezentraler Netze entwickelt.
Smart Gas Grids 1 + 2	<i>http://www.dvgw-innovation.de/die-projekte/uebersicht/smart-gas-grids-1-2/</i>	Grundsätze für die Entwicklung von intelligenten Gasnetzen / Gasnetze für die Zukunft – Entwicklung von Planungsgrundsätzen für die Einspeisung und den Transport regenerativer Energieträger.
SmartWatts 2008-2012	<i>http://www.smartwatts.de/</i>	Im Verbund von 15 Stadtwerken im Raum Aachen soll mittels Interoperabilität und Standardisierung in einer IKT-gestützten Energieversorgung ein „Internet der Energie“ entstehen, in dem Haushaltgeräte ohne Komforteinschränkung selbstständig Strom verbrauchen, wenn er günstig zur Verfügung steht.
WEB2ENERGY 2010-12	<i>https://www.web2energy.com</i>	Das von der HEA in Darmstadt geführte Projekt fokussiert auf Zählertechnik. Energiemanagement zur Einbindung von Kleinerzeugern und die Steigerung der Versorgungszuverlässigkeit.

8 Anhang Smart Grids-Projekte in Baden-Württemberg

PROJEKT	LEAD-PARTNER	PROJEKTPARTNER	ORT	ZEITRAUM
AUFBAU LADE- INFRASTRUKTUR IN STUTT GART UND REGION	E-MOBILBW GMBH / ENBW AG	<i>Daimler AG, Stadt Stuttgart, Land Baden-Württemberg</i>	Stuttgart	2012 - 2015
BIOENERGIE- DÖRFER				
BÜRGER-ENERGIE REGION MÜHLACKER	STADTWERKE MÜHLACKER GMBH, SPARKASSE PFORZHEIM CALW UND VOLKSBANK PFORZHEIM EG		Mühlacker	
BÜRGERENERGIE STAUFERLAND EG	STADTWERKE SCHWÄBISCH GMÜND GMBH	<i>Stadtwerke Schwäbisch Gmünd GmbH, Volksbank Schwäbisch Gmünd eG, Bürger und Unternehmen als Genossenschaftsmitglieder</i>	Schwäbisch Gmünd	
CROME - CROSS BORDER MOBILITY WITH EV'S	ENBW AG	<i>Robert Bosch GmbH, Daimler AG, EDF Électricité de France SA, Karlsruher Institut für Technologie, Porsche AG, PSA Peugeot Citroen, Renault AG, Schneider Electric GmbH, Siemens AG, Energiewerke Mittelbaden AG & Co. KG, Stadtwerke Baden-Baden, Stadtwerke Karlsruhe GmbH, star.Energiewerke GmbH & Co. KG</i>		2010 - 2013
E-MOBILI- TY BADEN- WÜRTTEMBERG	E-MOBIL BW GMBH	<i>EnBW AG</i>		2010 - 2012
ENERGIE- GEMEINSCHAFT WEISSACHER TAL		<i>Gemeinden Weissach im Tal, Allmersbach im Tal, Stuttgart Solar e.V., RatioPlan GmbH, Raiffeisenbank Weissacher Tal eG, Geffken Werbeagentur</i>	Weissach im Tal	

ZIELE	INHALT	ERGEBNISSE	WEITERFÜHRENDE INFORMATIONEN
Entwicklung einer öffentlichen & flächendeckenden Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge	<i>Vernetzung der E-Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur zu einem intelligenten Verkehrssystem</i>	500 Smarts in einem E-Car-Sharing-Projekt	https://www.enbw.com/privatkunden/energie-und-zukunft/e-mobilitaet/projekte/index.html
	<i>Aufführung der Bioenergiedörfer in Baden-Württemberg mit Aufführung der Links</i>		http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/82716/ http://www.wege-zum-bioenergiedorf.de/bioenergiedoerfer/liste/
Die Bürger-Energie wird auch Projekte außerhalb von Mühlacker ins Auge fassen, gegebenenfalls auch überregional, etwa durch eine Beteiligung an weiteren Windparks. Oberstes Kriterium einer Beteiligung ist die Förderfähigkeit des Projekts durch die erhöhte Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, durch das sich ein finanzielles Engagement erst rechnet	<i>Das erste Projekt wird ein Solardach auf dem Betriebsgebäude der Biomethananlage in den „Waldäckern“ sein</i>		http://www.muehlacker-energetipp.de/news/regional/3993225
Direkte und unmittelbare Unterstützung bei der Realisierung von Anlagen zur erneuerbaren Energieerzeugung	<i>Die Stadtwerke werden eine Reihe von kürzlich in Betrieb genommenen Solaranlagen mit einem Investitionsvolumen von zusammen 400.000 Euro einbringen</i>		https://www.stwgd.de/media/pdf/P_M_StwGD_GruendungEnergiegenossenschaft16122011.pdf
Entwicklung gemeinsamer Standards und Normen; Integration von Stadtwerken ins EnBW-Ladenetz; dessen Ausbau Richtung Frankreich	<i>Entwicklung und Erprobung gemeinsamer Standards und Normen; Bündelung grenznaher (dt.-franz.) E-Mobilitätsprojekte; Analyse grenzüberschreitenden Nutzerverhaltens</i>		
BaWü als Vorbildregion für emissionsfreie E-Mobilität	<i>Entwicklung intelligenter Batterielademodelle; Nutzung vielfältiger Energieträger</i>		http://www.daimler.com/dccom/0-5-1391922-49-1401061-1-0-0-1402053-0-0-135-0-0-0-0-0-0-0-0.html
Projekte zur Erzeugung erneuerbarer Energien zu initiieren und zu betreiben	<i>Die Rechtsform der Genossenschaft wurde gewählt, um möglichst vielen interessierten Menschen vor Ort und in der Region die Möglichkeit zu geben, sich an Maßnahmen des Klimaschutzes aktiv zu beteiligen</i>		http://www.energie-wt.de/12-0-Linkliste.html

PROJEKT	LEAD-PARTNER	PROJEKTPARTNER	ORT	ZEITRAUM
ENERGIEGENOSSENSCHAFTEN IN BADEN-WÜRTTEMBERG				
FLOTTENMANAGEMENT EINES HYBRIDEN FAHRZEUGPARKS DER BADENOVA MITTELS SMART METERING TECHNOLOGIE	FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE, BADENOVA AG & CO. KG		Freiburg	2009 - 2012
GEMEINDE WÜSTENROT	GEMEINDEVERWALTUNG WÜSTENROT	<i>Kooperationsprojekt mit der HFT Stuttgart und doppelintegral GmbH (Dr. Schumacher)</i>	Finsterrot, Maienfels, Neuhütten, Neulautern und Wüstenrot	
GRIDTOSMART - KONZEPTION ZUR MIGRATION DES STROMNETZES IN EIN SMART GRID MIT EINEM HOHEN ANTEIL DEZENTRALER ERZEUGER	FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE, GEMEINDEWERKE GUNDELFINGEN GMBH; BADENOVA AG & CO. KG		Freiburg, Gundelfingen	2011 - 2013
INTELLIGENTES ENERGIEMANAGEMENT IN SMART GRIDS	FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE	<i>EWS Schönau Netze GmbH; Steinbeis-Innovationszentrum – Embedded Design und Networking; Görlitz AG; in.power GmbH</i>	Bad Bellingen	2009-2011
IZEUS - INTELLIGENT ZERO EMISSION URBAN SYSTEM	ENBW AG, BRIDGING IT GMBH IST KONSORTIALFÜHRER	<i>Adam Opel AG, ads-tec GmbH, Daimler AG, Fraunhofer-Gesellschaft, Karlsruher Institut für Technologie, PTV Planung Transport Verkehr AG, SAP AG, TWT GmbH</i>	Stuttgart	2012- 2014
LÖRRACH MACHT ELEKTRIZITÄT MOBIL	STADT LÖRRACH, STADTMOBIL SÜDBADEN AG	<i>Stadt Lörrach, Stadtmobil Südbaden AG</i>	Lörrach	2011 - 2014
MODELLSTADT MANNHEIM (MOMA)	MVV ENERGIE AG	<i>DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH, IBM Deutschland GmbH, ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, FraunhoferInstitut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, IZES gGmbH-Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Papendorf Software Engineering GmbH, Power PLUS Communications AG, Universität Duisburg-Essen</i>	Mannheim	2008 - 2012

ZIELE	INHALT	ERGEBNISSE	WEITERFÜHRENDE INFORMATIONEN
	<i>Aufführung der Energiegenossenschaften in Baden-Württemberg mit Aufführung der Links</i>		http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/62347/
Prüfung des CO ₂ -Einsparpotenzials durch neue Antriebskonzepte (insb. E-Fahrzeuge) in einem Unternehmens-Fahrzeugpark	<i>Analyse des Nutzerverhaltens, Aufbau einer eigenen Lade-Infrastruktur, Integration hybrider und vollelektrischer Fahrzeuge in die Flotte, Prüfung der CO₂-Vermeidungskosten</i>	Flotte wird auf Basis der Ergebnisse in Bezug auf CO ₂ -Vermeidungskosten optimiert	https://www.badenova.de/web/de/umweltundregion/innovationsfonds_1/projekte_1/innovationsfondsdetail_23948.html
Planung und Umsetzung einer Plusenergiehaus-Neubausiedlung mit regenerativer Wärmeversorgung über ein kaltes Nahwärmenetzes mit angebundenen Agrothermiekollektoren	<i>In Zusammenarbeit mit dem Netzwerk „die Erneuerbaren aus Backnang, der Fa. Doppelacker aus Petershagen-Eggersdorf und der Fachhochschule für Technik in Stuttgart entstand eine bundesweit einmalige, langfristige kostengünstige Energieversorgung für Neu- und Bestandsgebäude.</i>		http://www.gemeinde-wuestenrot.de/index.php?id=12
Laufende Berechnung des Lastflusses und möglicher Energieszenarien durch Anknüpfung eines Betriebsführungsassistenten an das Leitsystem der badenova	<i>Analyse der Netzsituation der Gundelfinger EEG- und KWK-Anlagen und des Stromnetzes im Industriegebiet Nord Freiburg. Ergänzung eines bestehenden Betriebsführungsassistenten, Anbindung an GIS und Leitsystem</i>	Projekt laufend	https://www.badenova.de/web/de/umweltundregion/innovationsfonds_1/projekte_1/innovationsfondsdetail_22274.html
optimale Abstimmung sowohl thermischer als auch elektrischer Erzeugung und -nachfrage; KWK stromwärmegeführt optimal betreiben, um damit auch die Netzbedürfnisse zu erfüllen	<i>Test eines Pilotsystem, das zeigt, wie flexible Tarifanreize, die über moderne Smart Metering Systeme bereitgestellt werden, Erzeugung und Lasten von Haushaltskunden so beeinflussen, dass der Lastfluss in den Netzen intelligent gesteuert werden kann</i>	innovative, flexible Stromtarife; Lastverlagerung von durchschnittlich vier Prozent	http://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/presseinformationen-2011/dezentral-flexibel-und-smart-demax-pilotprojekt-fuer-energie-und-netzmanagement-erfolgreich-beendet
Erprobung von intelligentem Flotten-Energiemanagement; dezentrales Energiemanagement zur verbesserten Integration von EE; Verbindung von Verkehrs- und Energiesystemen	<i>Folgeprojekt von MeRegio mobil; überregionale Ausdehnung der Ladeinfrastruktur; Entwicklung von Smart Traffic und Smart Grid</i>		
Integration von Elektrofahrzeugen in die Flotte eines Carsharing-Betreibers	<i>Analyse von Markt und Nutzern. Definition des optimalen Einsatzes von E-Fahrzeugen. Integration von bis zu drei E-Fahrzeugen in die Flotte aus sechs Autos in Lörrach</i>	Projekt laufend	https://www.badenova.de/web/de/umweltundregion/innovationsfonds_1/projekte_1/innovationsfondsdetail_22273.html
Datenerhebung zum Beitrag von Geräten aus der IK-Technologie sowie variabler Stromtarife zum sinkenden Energieverbrauch von Gebäuden	<i>drei aufeinander aufbauende Praxistests mit ca. 1.000 Teilnehmern</i> 1) intelligenter Stromzähler 2) variabler Stromtarif 3) Energiebutler	Teilnehmer änderten ihr Verbrauchsverhalten und senkten den Stromverbrauch; 6-8% der Stromabnahme sind zeitlich flexibel (nicht repräsentativ)	http://www.modellstadt-mannheim.de

PROJEKT	LEAD-PARTNER	PROJEKTPARTNER	ORT	ZEITRAUM
MEREGIO	ENBW AG	<i>ABB AG, IBM Deutschland GmbH, SAP AG, Systemplan GmbH, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)</i>	Göppingen, Freiamt im Breisgau	2008 - 2012
MEREGIO MOBIL	ENBW AG	<i>Robert Bosch GmbH, Daimler AG, Adam Opel AG, SAP AG, Stadtwerke Karlsruhe GmbH, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, EnBW AG</i>	Stuttgart/ Karlsruhe	2009 - 2011
NET-PV	E3 - ENERGIE EFFIZIENZ EXPERTEN GMBH	<i>Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE; Saft Batterien GmbH; KACO KACO new energy GmbH; IDS GmbH</i>	Schwäbisch Hall	2012 - 2015
NETZMANAGEMENT DEZENTRALER, WÄRMEGEFÜHRTER BHKW	HOCHSCHULE OFFENBURG	<i>Hochschule Offenburg, Zapf Hof GmbH, Stadt Offenburg</i>	Offenburg und Gengenbach	2012 - 2014
NETZLABOR FREIAMT	ENBW AG		Freiamt im Breisgau	
NETZLABOR SONDERBUCH	ENBW AG	<i>Universität Stuttgart</i>	Zwiefalten-Sonderbuch	seit 2011
ODR-VARTA	VARTA MICROBATTERY GMBH UND ENBW OSTWÜRTTEMBERG DONAURIEN AG		Ellwangen	
SIG - SMART GRID INTEGRATION	MVV ENERGIE AG	<i>Karlsruher Institut für Technologie (KIT) / FZI Forschungszentrum Informatik; BridgingIT GmbH; ENERGY4U GmbH</i>	Karlsruhe	seit 2013

ZIELE	INHALT	ERGEBNISSE	WEITERFÜHRENDE INFORMATIONEN
Minimum Emission Region mit minimalem CO ₂ -Ausstoß und größtmöglicher Energieeffizienz Verschiebung von Energiemengen	<i>Smart Grid zwischen ca. 1.000 Privat- und Gewerkekunden; Datenerhebung der EnBW zum Umgang der Kunden mit einem Smart Grid; flexible Stromtarife</i>	10 % der Stromabnahme sind zeitlich flexibel	http://www.meregio.de http://www.enbw.com/unternehmen/konzern/innovation-forschung/energiesystem/meregio/index.html
Integration der Elektromobilität in Energiesysteme	<i>600 Elektroroller im Feldtest; Errichtung einer Ladeinfrastruktur; Erforschung des Potenzials von E-Fahrzeugen als mobile Stromspeicher</i>	erfolgreicher Test des intelligenten Lademanagements; Rückspeisung von Strom unter Laborbedingungen	https://www.enbw.com/privatkunden/energie-und-zukunft/e-mobilitaet/projekte/abgeschlossene-projekte.html
Netzintegration von PV-Speicher-Kombinationen	<i>Ausrüstung von Haushalten mit PV-Speicher-Kombinationen im Bereich der STW Schwäbisch Hall. Netz- und marktdienliche Integration und Ausarbeitung neuartiger Geschäftsmodelle</i>	Erbringung von Regel- und Netzdienstleistungen. Eigenverbrauchsoptimierung und Sicherung der Netzstabilität.	Web-Seite im Aufbau
Aufbau eines demand-response-Systems, mit dem Netzbetreiber durch Fernschaltung von BHKWs und anderen Speichern flexibel auf Überlastungen oder Engpässe reagieren können	<i>In drei Teilprojekten entwickelt das Institut für Energiesystemtechnik der Hochschule Offenburg ein Energienetzmanagement rund um eine Holzvergaser- und mehrere BHKW-Anlagen und kommunale Gebäude</i>	Projekt laufend	https://www.badenova.de/web/de/umweltundregion/innovationsfonds_1/projekte_1/innovationsfondsdetail_428613.html
Erforschung der Auswirkungen einer unverhältnismäßig hohen Energieerzeugung geg. dem Energieverbrauch auf die Netzstabilität; intelligente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten vor Netzausbau	<i>Sammeln von Echtzeitdaten & Analyse und Überwachung der Netzzustände -> Abschätzung wann welche Teilnetze ausgebaut werden müssen; Fernsteuerung des Freiamter Ortsnetzes</i>		http://www.enbw-regional.de/unternehmen/aktuelles-und-projekte/netzlabor/index.html
Erforschung der Auswirkungen einer hohen Stromerzeugung geg. einem geringen Verbrauch auf die Netzstabilität & des Netzverhaltens bei flexibler Stromein- und ausspeicherung	<i>Feldtest für Eingriffe in das Netzmanagement; erproben eines flexiblen 30kW-Akkus im Ortsnetz Sonderbuch; gezielter Netzausbau und verbesserte Integration EE; Datenerhebung und Auswertung über intelligente Stromzähler</i>	Volatilität des Niederspannungsnetzes größer als erwartet	http://www.enbw-regional.de/unternehmen/aktuelles-und-projekte/netzlabor/index.html ; http://www.enbw.com/media/presse/docs/dokumentente-zu-pressemitteilungen/2013/20130904_factsheet_netzlabor_sonderbuch_1.pdf
Ziel ist es, die Integration von PV-Anlagen und damit die Netzstabilität im ODR-Netz wesentlich zu verbessern und somit künftige Netzausbaumaßnahmen zu vermeiden. Erprobt werden soll die Einbindung in die Netzsteuerung und damit die Realisierung eines intelligenten Stromnetzes (Smart Grid)	<i>Im Fokus steht dabei die Entwicklung und Realisierung einer Pilotanlage mit innovativen Lithium-Ionen-Batteriesystemen zur Speicherung von Energie im Netz der EnBW ODR</i>		http://www.varta-microbattery.com/fileadmin/user_upload/downloads/news/PR20110708_VARTA_EnBW_Energiespeicher_im_Stromversorgungsnetz_de.pdf
Energiemanagementsysteme, die Nutzerkomfort und Netzstabilität sichern	<i>Entwicklung von Konzepten und Strategien, die das Aufladen der Batterien von Elektrofahrzeugen für die Betreiber von Verteilnetzen steuerbar machen</i>		http://www.pressebox.de/pressemitteilung/mvv-energie-ag/Intelligente-Netze-fuer-die-Elektromobilitaet/boxid/578516

PROJEKT	LEAD-PARTNER	PROJEKTPARTNER	ORT	ZEITRAUM
REALISIERUNG EINES „VIRTUELLEN“ KRAFTWERKPROTOTYPS	FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE, BADENOVA AG & CO. KG		Freiburg	
SMART-A	ÖKO-INSTITUT E.V.	<i>Universität Bonn; Enervision GmbH; Imperial College London; cogen Europe; IFZ; EnBW AG; Miele & Cie. KG; University of Manchester</i>	Freiburg	2007 - 2009
SMARTER PRIVACY	DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT- UND RAUMFAHRT E.V. (DLR)	<i>SAP AG; Fraunhofer-Institut für Graphische Datenverarbeitung (IGD); IDS GmbH; Karlsruher Institut für Technologie (KIT); Stadtwerke Ettlingen GmbH; Volz Innovation GmbH</i>		2012 - 2015
SMART GRID IN FRIEDRICHSHAFEN	DEUTSCHE TELEKOM AG	<i>Stadtwerke am See GmbH & Co. KG</i>	Friedrichshafen	2008 - 2013
SMART GRID ULM	HOCHSCHULE ULM	<i>SWU Stadtwerke Ulm/ Neu-Ulm GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung; Baden-Württemberg (ZSW), GE Global Research, Theben AG, Solare Datensysteme GmbH, Hessware GmbH, AMA Systems GmbH, BTC Business Technology Consulting AG, KACO new energy GmbH, Technische Universität München</i>	Ulm	
SMART HOUSE / SMARTGRID	SAP AG	<i>MVV Energie AG, SAP AG, Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, ECN - Energy Research Centre of the Netherlands, ICCS - Institute of Communication and Computer Systems (University of Athens), PPC - Public Power Corporation S.A.</i>	Mannheim	2009 - 2011 (?)
SYM2-PROJECT	ENBW AG	<i>E.ON SE, RWE AG, Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB), EMSYCON GmbH, Landis+Gyr GmbH, Christian-Albrechts-Universität Kiel</i>		2004 - 2009
WASSERSTOFF-TANKSTELLE	ENBW AG		Stuttgart/ Karlsruhe	2012 - 2015

ZIELE	INHALT	ERGEBNISSE	WEITERFÜHRENDE INFORMATIONEN
Realisierung eines „virtuellen“ PV-Kraftwerkprototyps im badenova Stromnetz für die Einsatzplanung von regenerativen Stromgeneratoren und dezentralen KWK-Anlagen	<i>Vernetzung von dezentralen Anlagen im badenova-Netz zu einem „virtuellen Kraftwerk“, das die einzelnen Standorte zu einem effizienterem, besser koordinierten System zusammenfasst. Erprobung von erarbeiteten Konzepten und Algorithmen in einem größeren Verteilnetz, in dem alternative Energiequellen stark vertreten sind</i>	Anhand von Lastverläufen und Wetterprognosen wurde ein Betriebsführungsassistent für Leitwarten von Verteilnetzbetreibern erstellt. Dieser steht als „Schnittstelle“ zwischen dem Verbraucher und dem dezentral erzeugten Strom	https://www.badenova.de/web/de/umweltundregion/innovationsfonds_1/projekte_1/innovationsfondsdetail_67.html
Synergien zwischen häuslichem Energieverbrauch und örtlicher nachhaltiger Energieerzeugung identifizieren und bewerten	<i>technologische Folgen, Verbrauchervorlieben, wirtschaftliche Aspekte und potenzielle CO₂-Reduktion einer verbesserten Koordination zwischen Erzeugung und Verbrauch. Umsetzungsmodelle und -empfehlungen für smarte Geräte</i>	Verständnis für den Aufbau smarterer Geräte, Vorschläge zur Verbrauchermotivation; Analyse des wirtschaftlichen Nutzens smarterer Geräte	http://www.smart-a.org/
Technologie zur rechtskonformen Entwicklung von IKT-Infrastrukturen im zukünftigen Energiesystem (SmartGrid)	<i>Ausgestaltung von technischem Datenschutz und Beweissicherheit für die Verbraucher in einem zukünftigen SmartGrid; automatisierte Auswertung gesetzlicher Vorgaben und deren Umsetzung in der Feldtechnik durch eine angepasste Dienst- und Systemarchitektur bei den Akteuren des Energiemarktes</i>		http://www.smarterprivacy.de/
	<i>Installation von Smart Metern in zwei Stadtteilen und schrittweise Inbetriebnahme des Smart Grids</i>		http://www.t-systems.de/news-media/t-city-flaechendeckend-schlaue-zaehler/754658
Auswirkungen des PV-Zubaus auf das Netz; Maßnahmen und deren Kosten analysieren	<i>Analyse der Auswirkungen des PV-Zubaus und mögliche Lösungen für den zukünftigen Netzbetrieb, der bereits bei der Planung beginnt</i>		http://www.energiemeteorologie.de/download/proclA02_Ruf_PVinNiederspannungsnetz.pdf
Verbesserung der Energieeffizienz; Förderung der EE; Dezentralisierung der Energiebereitstellung in Europa	<i>Entwicklung einer Roadmap für die Massenanwendung von IKT im Energiesektor; Feldtest Mannheim: Verbesserung der Energieeffizienz und der Energieversorgungskosten durch Installation von Smart Metern</i>		http://www.smarthouse-smartgrid.eu/
Schaffung eines Standards mit Qualitätssiegel für Lastgangzähler	<i>Neuentwicklung eines modularen Messsystems zur Erfassung elektrischer Energie bei Gewerbe- und Industriekunden</i>	Neuenlung der Entwicklungsarbeit in einem Pflichtenheft	www.sym2.org
Erprobung und Weiterentwicklung der H ₂ -Mobilität; Nutzung der H ₂ -Mobilität als Stromspeichertechnologie	<i>Auswirkungen der schwankenden Stromproduktion aus EE auf die Reinheit des mittels Elektrolyse produzierten Wasserstoffs</i>		http://www.enbw.com/unternehmen/konzern/innovation-forschung/energiesystem/wasserstoff-tankstelle/index.html

8 Anhang Beispiele für akademischen Lehrangebote mit expliziter Nennung von Smart Grids

HOCHSCHULE	STUDIENGANG	LEHRSTUHL	VORLESUNG
UNIVERSITÄT BAMBERG	WIRTSCHAFTSINFORMATIK	LEHRSTUHL FÜR ENERGIEEFFIZIENTE SYSTEME	Grundlagen der Energieinformatik / Energieeffiziente Systeme II
HOCHSCHULE BIBERACH	ENERGIESYSTEME		Energiewirtschaft und Energierecht
FRIEDRICH-ALEXANDER-UNIVERSITÄT ERLANGEN / NÜRNBERG		ELEKTRISCHE ENERGIESYSTEME	Seminar: Nachhaltige Energiesysteme
FRIEDRICH-ALEXANDER-UNIVERSITÄT ERLANGEN / NÜRNBERG	INFORMATIK, KOMMUNIKATIONSSYSTEME, INFORMATIONEN- & KOMMUNIKATIONSTECHNIK		SMART GRID
TECHNISCHE UNIVERSITÄT KAISERSLAUTERN		ENERGIESYSTEME UND ENERGIEMANAGEMENT	Seminar: SMART GRIDS und Supergrids
KARLSRUHER INSTITUT FÜR TECHNOLOGIE	ELEKTROTECHNIK UND INFORMATIONSTECHNIK		
UNIVERSITÄT KASSEL	REGENERATIVE ENERGIEEN		Intelligente Stromnetze
CARL VON OSSIETZKY UNIVERSITÄT OLDENBURG			
FACHHOCHSCHULE SALZBURG	INFORMATIONSTECHNIK UND SYSTEMMANAGEMENT VERTIEFUNG: INTELLIGENTE ENERGIESYSTEME		SMART GRID Business Modelle
KTH STOCKHOLM	SMART ELECTRICAL NETWORKS AND SYSTEMS		Smart Electrical Networks and Systems

KONTAKT	INHALT	FORSCHUNGSGEBIETE
<i>Prof. Dr. Thorsten Staake</i>	Schwerpunkt SMART GRIDS, Einbindung erneuerbarer Energien, Einsatzmöglichkeiten IKT	
<i>Prof. Dr. Jörg Entress</i>	u.a. Energiewirtschaft, SMART GRID, Smart Metering, Energiedienstleistungen	
<i>Prof. Dr.-Ing. Matthias Luther</i>	Seminarthema: The plan of SMART GRID development in Germany	<i>SMART ENERGY SYSTEMS: überregionales Zusammenspiel und Rückwirkungen von neuen Entwicklungen im Verteilnetz auf die Übertragungsebene, Vernetzung von Last- und Erzeugungsmanagement mit intelligenten Kommunikationssystemen</i>
<i>Dr.-Ing. Abdalkarim Awad</i>	Rolle der Kommunikation zw. den Einheiten eines Stromnetzes, Integration von IKT in Stromnetze, Modellierung und Analyse eines Smart Grids	
<i>Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow</i>		
<i>Prof. Dr. rer. nat. Olaf Dössel (Dekan)</i>		<i>Regenerative Energien und SMART GRIDS</i>
<i>Prof. Dr.-Ing. Martin Braun</i>	Verknüpfung der Komponenten eines SMART GRIDS mittels IKT, Rahmenbedingungen, Auslegungs- und Betriebsverfahren	
		<i>Dezentrale Energiemanagementsysteme (DEMS), „SMART GRIDS“, „Internet der Energie“</i>
<i>FH-Prof DI Dr. Gerhard Jöchl</i>	Grundlagen der Energieerzeugung u. -netze; Energiewirtschaft/-politik	
<i>Hans Edin</i>	Smart electric power systems; design, control and monitoring of intelligent power components; electrical energy conversion technologies	

HOCHSCHULE	STUDIENGANG	LEHRSTUHL	VORLESUNG
UNIVERSITÄT STUTTGART	ERNEUERBARE ENERGIEEN		El. Energiesysteme / Regelung von Kraftwerken und Netzen
UNIVERSITÄT STUTTGART	NACHHALTIGE EL. ENERGIEVERSORGUNG		SMART GRIDS
HOCHSCHULE FÜR TECHNIK STUTTGART	INTERNATIONAL PROJECT MANAGEMENT, SPEZIALISIERUNG INTERNATIONAL INFRASTRUCTURE TECHNOLOGY & MANAGEMENT		SMART GRID Strategies
FACHHOCHSCHULE WESTKÜSTE			
FACHHOCHSCHULE TECHNIKUM WIEN	URBANE ERNEUERBARE ENERGIETECHNOLOGIEN / ERNEUERBARE URBANE ENERGIESYSTEME		

KONTAKT	INHALT	FORSCHUNGSGEBIETE
<i>Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen</i>	Aufgaben des el. Energienetzes, Smart Grids, Berechnung von Energieübertragungsanlagen und -netzen	<i>elektrische Energiesysteme und Netze; Microgrid im universitätseigenen Gebäude; Integration dezentraler Erzeugung ins urbane Verteilnetz</i>
<i>Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen</i>	Regelmöglichkeiten, virtuelle Kraftwerke, IKT, Smart Metering, Netzplanung, -berechnung, -betrieb	
<i>Prof. Dr.-Ing. Markus Schmidt</i>	Technik und Management-Fähigkeiten; Entwicklung und Umsetzung lokaler und internationaler Strategien für zukünftige Infrastrukturen	
		<i>Smart Grid Pellworm: Aufbau u. Inbetriebnahme eines Smart-Grid auf Pellworm. Errichtung eines hybriden Speichersystems</i>
<i>DI Peter Franz</i>	Ausbau erneuerbarer Energien, deren Integration in urbane Energiesysteme, intelligente Netze, Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch; ganzheitliche Ansätze in der städtischen Energieversorgung	<i>elektrische Energiesysteme und Netze; Microgrid im universitätseigenen Gebäude; Integration dezentraler Erzeugung ins urbane Verteilnetz</i>



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT