

# BDEW-Roadmap

## Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland

Berlin, 11. Februar 2013

## **Inhalt**

<b>1.</b>	<b>VORWORT</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>EXECUTIVE SUMMARY</b>	<b>4</b>
<b>3.</b>	<b>VISION 2022+</b>	<b>10</b>
<b>4.</b>	<b>DEFINITION - WAS IST EIN SMART GRID?</b>	<b>12</b>
<b>5.</b>	<b>PHASEN UND SCHRITTE ZUR REALISIERUNG VON SMART GRIDS IN DEUTSCHLAND</b>	<b>13</b>
	<b>5.1 Aufbau – und Pionierphase</b>	<b>14</b>
	Schritt 1: Abgrenzung sowie Interaktion von Markt und Netz	14
	Schritt 2: Rechtlicher und regulatorischer Rahmen	19
	Schritt 3: Forschung und Entwicklung, Pilot- und Demonstrationsprojekte	32
	Schritt 4: Standards, Normen, Datenschutz und Datensicherheit	35
	<b>5.2 Etablierungs- und Ausgestaltungsphase</b>	<b>40</b>
	Schritt 5: Messen Sensorik im Netz; Roll-Out intelligenter Messsysteme	40
	Schritt 6: Steuern & Regeln Automatisierung der Netze	44
	Schritt 7: Lokale & globale Optimierung im Energiesystem	46
	Schritt 8: Speicher und Elektromobilität, Hybridnetze	50
	<b>5.3 Realisierungs- und Marktphase</b>	<b>56</b>
	Schritt 9: Variable Erzeugung - Supply Side Management	58
	Schritt 10: Variabler Verbrauch - Demand Side Integration	60
<b>6.</b>	<b>FAZIT</b>	<b>63</b>
<b>7.</b>	<b>ANHANG</b>	<b>64</b>
	<b>7.1 Glossar</b>	<b>64</b>
	<b>7.2 Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>65</b>
	<b>7.3 Abbildungsverzeichnis</b>	<b>67</b>
	<b>7.4 Quellenverzeichnis</b>	<b>68</b>
	<b>7.5 Akteure und Marktchancen (Grafik)</b>	<b>69</b>

## 1. Vorwort

Für einen wirtschaftlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien können die systemorientierte Einspeisung und Speicherung, die optimale Netzleistungsfähigkeit sowie die Flexibilisierung der Nachfrage einen wichtigen Beitrag leisten.

Die Energiewende hat massive Auswirkungen im Verteilnetz. Über 90 Prozent der Erneuerbaren Energien werden hier angeschlossen. Dies hat der BDEW 2011 zum Anlass genommen, den konventionellen Aus- und Umbaubedarf sowie die Kosten in einer Studie zu untersuchen. In einem nächsten Schritt hat der BDEW das Potenzial intelligenter Technologien in Netz und Markt analysiert. Dabei wurde eine realistische Betrachtung von Smart Grids vorgenommen. Aktuelle Untersuchungen zeigen den Beitrag, den neue Technologien und der vermehrte Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie zur Kostenreduktion leisten können. In den nächsten Jahren wird sich unter volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Erwägungen zeigen, ob und in welchem Maße sich Smart Grids zu einem wichtigen Bestandteil für einen nachhaltigen, effizienten Netzausbau sowie die Weiterentwicklung des Energiemarktes entwickeln. Bisher ungelöst sind die regulatorischen Hemmnisse z.B. im Rahmen der Anreizregulierung, um in neue Technologien investieren zu können.

Die BDEW-Roadmap „Realisierung von Smart Grids in Deutschland“ hat das Ziel auf der Grundlage ambitionierter Prämissen, in einer Momentaufnahme die wichtigsten Schritte für die Implementierung intelligenter Energienetze in Deutschland zu beschreiben.

Es wird skizziert, welche Maßnahmen innerhalb der nächsten zehn Jahre notwendig sind, damit Smart Grids einen Beitrag zum Ziel der Bundesregierung leisten können, eine auf Erneuerbare Energien basierende Energieversorgung aufzubauen. Zunächst wird eine breit angelegte Vision für Smart Grids beschrieben („Vision 2022+“), die die öffentliche Diskussion aufgreift und fortführt. Darauf aufbauend werden Anforderungen an die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie Potenziale und Aufgaben der beteiligten Akteure dargestellt.

Der BDEW betrachtet diese Roadmap als ersten Schritt eines weiterführenden Entwicklungsprozesses zur Realisierung von Smart Grids in Deutschland. Er wird dieses gemeinsam mit den beteiligten Akteuren weiterführen und in die öffentliche Diskussion einbringen.

## 2. Executive Summary

Die Umstellung der Energiewirtschaft auf Erneuerbare Energien muss einhergehen mit einer verbesserten Abstimmung von dargebotsabhängiger und konventioneller Erzeugung, Energiespeicherung, der Energieinfrastruktur und Möglichkeiten, die Nachfrage zu flexibilisieren. Mit intelligenten Netzen wird das Ziel verfolgt, dargebotsabhängige Erzeugung und preisabhängige Nachfrage auf einander abzustimmen und einen effizienten Netzaus- und Umbau sowie eine hohe Versorgungsqualität zu erreichen. Die Marktakteure erhalten die Möglichkeit, neue Geschäftsmodelle zu gestalten und durch Flexibilisierung zur Optimierung des Energiesystems beizutragen.

Die BDEW-Roadmap zur Realisierung von Smart Grids skizziert, welche Maßnahmen bis 2022 erfolgen müssen, um die intelligente Energieversorgung in Deutschland implementieren zu können. Das kommende Jahrzehnt wird hierbei in drei Phasen unterteilt: Die Aufbau- und Pionierphase (2012 bis 2014), die Etablierungs- und Ausgestaltungsphase (2014 bis 2018) sowie die Realisierungs- und Marktphase (2018 bis 2022). Inhaltlich werden zehn Schritte unterschieden: Wichtige Grundlagen für Smart Grids werden durch stringente Regelungen zur Abgrenzung sowie Interaktion von Markt und Netz, die Entwicklung eines konsistenten rechtlichen und regulatorischen Rahmens, Forschung und Entwicklung sowie die Erstellung von Standards und Normen geschaffen. Diese Grundlagen müssen so schnell wie möglich entwickelt werden. Darauf aufbauend soll zum Einen die Weiterentwicklung der Infrastruktur erfolgen (Sensorik, intelligente Messsysteme, Netzautomatisierung, Energieinformationsnetz). Zum Anderen können die Netznutzer (Erzeuger, Speicher, Verbraucher) im künftigen Energiemarkt neue Produkte anbieten und nachfragen. Diese Produkte leiten sich aus dem Kerngedanken eines Smart Grid ab: Die Gewährleistung von Stabilität und Effizienz durch die Flexibilität der Netze sowie der Netznutzer.

### Aufbau- und Pionierphase: Rahmenbedingungen richtig setzen

#### *Schritt 1: Abgrenzung sowie Interaktion von Markt und Netz*

Grundlage für Smart Grids ist, dass der rechtliche und regulatorische Rahmen das so genannte **Ampelkonzept**, welches die **grundsätzliche Interaktion von Markt und Netz anhand der Systemzustände „grün“, „gelb“ und „rot“** regelt, berücksichtigt.

Netzbetreiber müssen im Sinne eines (kosten-)effizienten Netzaus- und Umbaus und der Versorgungsqualität die Möglichkeit bekommen, zwischen Netzausbau und Nachfrage von Flexibilität am Markt zu wählen. So entsteht zum Einen ein Markt, an dem Netzbetreiber in Abhängigkeit von ihrer Netzsituation lokale und zeitlich eingeschränkte Flexibilität nachfragen (gelbe Phase).

Zum Anderen entsteht ein Markt, der durch ungezielte Flexibilisierung zur Optimierung des Energiesystems beiträgt (grüne Phase). Ausgehend vom Ampelkonzept müssen Regelwerke für Flexibilitätsmärkte entwickelt werden, die den Rahmen für Prozesse, Bilanzierung und Abrechnung etc. bilden. Die funktionalen Schnittstellen zwischen Markt und Netz müssen ausgestaltet werden. Es müssen Schwellenwerte definiert werden, wann jeweils die grü-

ne/gelbe/rote Phase beginnt. Ebenso sollte definiert werden, bis zu welcher Spannungsebene welche Mechanismen sinnvoll sind.

### *Schritt 2: Rechtlicher und regulatorischer Rahmen*

Die Bundesregierung hat im Sommer 2011 mit der EnWG-Novelle erste Weichenstellungen zur Realisierung von Smart Grids in Deutschland vorgenommen. Diese müssen jetzt in den nächsten Monaten in **für den Markt umsetzbare Verordnungen** konkretisiert werden. Zu klären ist dabei der Informationsaustausch zwischen Marktakteuren („Energieinformationsnetz“), die rechtlichen und organisatorischen Vorgaben zur Hebung von industriellen Flexibilisierungspotenzial („Zu- und Abschaltbare Lasten“), die Unterbrechung von Verbrauchseinrichtungen im Verteilnetz und die Einführung von intelligenten Messsystemen mit der Klärung der jeweiligen Marktrollen. Der Netzbetreiber braucht darüber hinaus in der Anreizregulierung Klarheit, ob wirtschaftlich in Smart Grid-Technologien sowie Forschung und Entwicklung investiert werden kann.

Zur notwendigen erweiterten Interaktion zwischen VNB und ÜNB, zwischen Markt- und Netz im Gelbbereich sowie zwischen Markt und Netz mit dem Endkunden ist ein **Energieinformationssystem als gemeinsame Infrastruktur** zu entwickeln. Dieses System aus Kommunikationseinrichtungen beim Endkunden, aus Kommunikationsinfrastruktur vom Endkunden, über Feldeinrichtungen hin zu Netzführungs- und Marktsystemen wird vervollständigt durch eine sogenannte Kommunikations- und Dienstplattform zur diskriminierungsfreien Datenvermittlung zwischen den verschiedenen Akteuren. Es wird empfohlen, die Rolle zum Aufbau und Betrieb dieser Infrastruktur beim VNB mit der Möglichkeit der Delegation an IKT-Unternehmen zuzuordnen.

Bislang werden flexible Erzeugung und Speicherung sowie die Regelbarkeit im EnWG nicht ausreichend berücksichtigt, die vorgesehenen Verordnungen sollten erweitert werden. So könnte die Verordnung für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (§ 14a EnWG) künftig evtl. in eine „Verordnung für Flexibilität in der Niederspannung“, die Verordnung für zu- und abschaltbare Lasten (§ 13 EnWG) evtl. in eine „Verordnung für Flexibilität in der Mittel- und Hoch-/ Höchstspannung“ überführt werden.

Wenngleich sich die Herausforderungen infolge des Umbaus der Energieversorgung vor allem auf den Strombereich konzentrieren, muss die Entwicklung so genannter **Hybridnetze** weiter untersucht werden. Dahingehend ist die Zu- und Abschaltung bzw. Zu- und Abregelung auch auf andere Sparten zu erweitern (insbesondere Gas, Wärme).

Damit die Netznutzer Vorteile aus systemorientiertem Verhalten (Steuerung/Regelung von Ein- und Ausspeisung) ziehen können, sind finanzielle Anreize notwendig. So können Netzentgelte einen möglichen Anreiz für die Beeinflussung des Netznutzerverhaltens mit netzentlastender Wirkung bilden. Hierfür sollte die **Netzentgeltsystematik** – insbesondere anhand des Verursacherprinzips – weiterentwickelt werden. Darüber hinaus sollten Lieferanten **variable Tarife auf Basis eines von der BNetzA akzeptierten Anreizsystems** anbieten können, die lokale Flexibilität in den Netzen berücksichtigen. Beim Gasnetzzugang können die unterbrechbaren Verträge dazu dienen, Kapazitätsengpässe auf der vorgelagerten Netzebe-

ne auszugleichen. Im Übertragungsnetz besteht schon heute die Möglichkeit gemäß §13 Abs. 4a EnWG Verträge mit abschaltbaren Verbrauchern abzuschließen.

Insbesondere Verteilnetzbetreiber brauchen Anreize und Sicherheit für Investitionen in intelligente Technologien, die einen kosteneffizienten Netzbetrieb auch künftig sicherstellen. Daher muss die **Anreizregulierung** flexibler und moderner gestaltet werden. Allem voran muss der Zeitverzug auf Verteilnetzebene beseitigt werden, um die Rentabilität von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen zu gewährleisten. Zudem sollten Investitionen in effiziente Netztechnologien und die kurzen Abschreibungszyklen bei Investitionen in Informations- und Kommunikations-Technologien (IKT) stärkere Berücksichtigung finden.

Die Anreizregulierung sollte auch Forschung und Entwicklung von Verteilnetzbetreibern fördern. Die Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ im BMWi ist der Auffassung, dass zur Umsetzung der Energiewende ein stärkeres Engagement der Netzbetreiber, insbesondere in den Bereichen Netztechnik, Systemführung und der praktischen Technologieerprobung in Demonstrationsvorhaben, erforderlich ist. Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, dass Netzbetreiber einen Teil ihrer Aufwendungen für Forschung, Entwicklung und Demonstration unter bestimmten Voraussetzungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkennen lassen können.

#### *Schritt 3: Forschung und Entwicklung, Pilot- und Demonstrationsprojekte*

Im Bereich der Forschung und Entwicklung sollte eine Harmonisierung und Vernetzung der verschiedenen Projekte anhand einer **einheitliche F&E-Strategie** erfolgen. Hierfür bietet sich die Weiterentwicklung des 6. Energieforschungsprogramms und der entsprechenden Förderinitiativen an. Dabei muss ebenso eine enge Vernetzung der Energie- und IKT-Forschungsförderungen angestrebt werden, um die IKT für Smart Grids zu entwickeln<sup>1</sup>. Für F&E-Projekte im Bereich der intelligenten Energieversorgung sollte eine **Evaluierung** basierend auf wirtschaftlichen und technischen Leistungskennzahlen eingeführt werden. Ausgehend von den Ergebnissen der bisherigen Modellprojekte empfiehlt BDEW die eingehende Untersuchung **der Innovationen und Effizienzpotenziale von Hybridnetzen** sowie der notwendigen technischen und prozessualen Anpassungen.

#### *Schritt 4: Standards, Normen, Datenschutz und Datensicherheit*

Von besonderer Bedeutung ist die **gesellschaftliche Akzeptanz** von Smart Grids. Datenschutz und Datensicherheit sind für die Akzeptanz wichtige Voraussetzungen. Der BDEW schlägt die Umsetzung und stetige Weiterentwicklung des Datenschutzes im Smart Grid in einer **eigenen Datenschutzverordnung** im Rahmen der Novellierung der Messzugangsverordnung (MessZV) vor.

Zur Gewährleistung der Datensicherheit muss ein **verbindlicher Anforderungskatalog für die IT-Sicherheit** im Rahmen des Energierechts (§ 11 Abs.1a EnWG) durch die Branche

---

<sup>1</sup> Zukünftig wird die relevante Forschung und Entwicklung im Energieforschungsprogramm der Bundesregierung gebündelt. Die E-Energy Projekte wurden aus dem Titel des BMWi „Konvergente IKT gefördert“.

sowie Vertreter des BSI und der BNetzA entwickelt werden. In einem nächsten Schritt muss dann die Entwicklung und Pflege eines Umsetzungsleitfadens als Hilfestellung für Unternehmen gewährleistet werden.

Von besonderer Bedeutung für eine erfolgreiche Ausgestaltung ist eine **enge Abstimmung** der gesetzlichen Verankerung von Einsatzmöglichkeiten (BMW i und BMU), den technischen Spezifikationen (BSI), der Erarbeitung von Standards und Normen (FNN und DKE) sowie die Anpassung der Aufgaben in den Marktrollen und die Marktkommunikation (BDEW). Die enge Abstimmung ist notwendig, um Investitions- und Planungssicherheit zu erlangen und Investitionen zu ermöglichen.

### Etablierungs- und Ausgestaltungsphase: Infrastruktur und Prozesse anpassen

#### *Schritt 5: Messen Sensorik im Netz; Roll-Out intelligenter Messsysteme*

Steuer- und Regelhandlungen müssen im Energiesystem für einen stabilen Netzbetrieb sowie zur Abrechnung und Bilanzierung gemessen werden. In diesem Zusammenhang wurde zum Einen die **Einführung intelligenter Messsysteme** im EnWG 2011 verankert. Zum Anderen muss – soweit Verbrauchs- und Laststruktur im entsprechenden Netzgebiet dieses erfordern – **Sensorik zur Erfassung der Netzsituation** aufgebaut werden, sodass eine intelligente Netznutzung und -steuerung möglich wird. Verbunden ist hiermit der Aufbau einer entsprechenden IT-Infrastruktur zur Verarbeitung der Informationen.

Bei der **Einführung intelligenter Messsysteme** als gemeinsam von Marktakteuren und Netzbetreibern genutzte Infrastruktur sollte auf die bestehenden Marktprozesse und Verantwortlichkeiten der jeweiligen Marktrollen aufgesetzt werden. Die etablierten energiewirtschaftlichen Marktprozesse sind die Basis für die Unternehmenskommunikation in einem Smart Grid und müssen in kurzer Frist für die Verwendung des Smart Meter Gateways und in mittlerer Frist für die Anwendung des Ampelkonzeptes ertüchtigt werden.

Die Einführung intelligenter Messsysteme muss durch eine gemeinschaftliche Informationskampagne begleitet werden, um die Akzeptanz der Endverbraucher für die Kosten der neuen Technologie zu erhöhen und über das Nutzenpotenzial aufzuklären. Ausgangspunkt hierfür muss eine unabhängige Kosten-Nutzen-Analyse sein, die vor einer Festschreibung weiterer Pflichteinbauten gemäß EnWG durchgeführt und nicht durch Berücksichtigung optionaler (energieferner) Dienste verzerrt wird. Im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse muss auch geklärt werden, ob die Einführung spartenübergreifender (Strom, Gas, Wärme, Wasser), modularer Messsysteme für die Messung von Einspeisung und Verbrauch wirtschaftlich ist.

Für die so genannten **Kommunikations- und Dienstplattformen**, welche die Aggregation, Plausibilisierung und sichere Verteilung von Daten aus intelligenten Messsystemen an berechnete Marktteilnehmer gewährleisten, müssen einheitliche Regelungen geschaffen werden, mit deren Hilfe die Vielzahl von Datenklassen, die im Smart Grid versendet werden, verwaltet werden können. Im Zusammenhang der zunehmenden Marktintegration der Erneuerbaren Energien werden Direktvermarkter künftig eine **Kommunikationsschnittstelle** benötigen, durch die sie auf die vermarkteten Erzeugungsanlagen zugreifen können. Diese wird

voraussichtlich durch eine Kombination von Intelligenter Messsystem und Energiemanagement Gateway gebildet. Bei der Ausgestaltung der Schnittstelle ist sicherzustellen, dass die der Aufrechterhaltung der Netzstabilität dienenden Steuer- und Regelsignale des Netzbetreibers Vorrang vor denen der Direktvermarkter haben.

#### *Schritt 6: Steuern & Regeln Automatisierung der Netze*

Die **Automatisierung der Netze** wird in vielen Verteilnetzen notwendig werden. Technologien zur Automatisierung müssen allerdings nach volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten in Abhängigkeit von den Herausforderungen im jeweiligen Verteilnetz installiert werden (regionale Gegebenheiten der Netztopologie, Meteorologie etc.). Losgelöst von der Größe der Herausforderungen werden für die Netzplanung modulare technische Konzepte und eine möglichst zuverlässige Abschätzung des Zubaus Erneuerbarer Energien benötigt.

#### *Schritt 7: Lokale & globale Optimierung im Energiesystem*

Der gegenseitige Informations- und Datenaustausch zwischen den (Strom-)Netzbetreibern muss gestärkt werden, um das effiziente Wechselspiel zwischen globaler und lokaler technischer Optimierung zu verwirklichen (verteilte Netzführung). Hierfür muss ein **effizientes, das heißt u.a. datensparsames Energieinformationsnetz** aufgebaut werden. Als Basis des Energieinformationsnetzes können die Netzsensorik und so genannte Kommunikations- und Dienstplattformen dienen, in denen die sichere Aggregation und Plausibilisierung von Daten aus intelligenten Messsystemen erfolgt. Ziel ist die netzgruppenscharfe/netzknotenscharfe Aggregation von Betriebsdaten sowie die Erfassung aggregierter und hochgerechneter bzw. gemessener Wirkleistungswerte der Erzeugungsanlagen, aufgeteilt nach Energieträgern. Jeder Netzbetreiber sollte für die Aggregation der Daten auf seiner Ebene verantwortlich sein (Subsidiarität im Sinne von Datenschutz und Datensicherheit). Das Energieinformationsnetz muss außerdem gewährleisten, dass den Marktteilnehmern die für sie relevanten Daten zur Verfügung stehen.

Ergänzend zum Großhandel sollten **regionale Marktplätze** geschaffen werden, an denen Lieferanten/Aggregatoren den Netzbetreibern gebündelte Energieerzeugung und gebündelten Energieverbrauch als **lokale Flexibilität** anbieten können. Die Vergütung soll dabei nicht durch den Arbeitspreis, sondern ein separates, von der Bundesnetzagentur akzeptiertes, Anreizsystem erfolgen. Netzbetreiber schreiben demnach Nachfrage nach Flexibilität mit entsprechender Vergütung aus. Lieferanten können diese im nächsten Schritt nutzen, um variable Tarife anzubieten. Regionale Marktplätze mit gesonderten (von Großhandelsmarkt abweichenden) Arbeitspreisen aufgrund der örtlichen Netzsituation lehnt der BDEW hingegen ab, weil hierdurch die einheitliche Preiszone aufgelöst wird.

#### *Schritt 8: Speicher und Elektromobilität, Hybridnetze*

Es sollte ein **Konzept** erarbeitet werden, wie **Energiespeicher an spartenübergreifenden Flexibilitätsmärkten** teilnehmen können. Optimale Standorte für Speicher können Erzeugungsanlagen, Netzengpassstellen und/oder Standorte mit Wärmenetzen (Power to Heat), Erdgasleitungen (Power to Gas) und ggf. CO<sub>2</sub>-Quellen (im Fall der Methanisierung) sein.



F&E-Anstrengungen sollten sich auf die deutliche Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der Speicheroptionen konzentrieren, damit diese ab 2020 mehr und mehr zur Anwendung kommen.

**Elektromobile** benötigen eine intelligente technische Netzeinbindung (inkl. kompatible Kommunikationsschnittstellen) und Ladesteuerung sowie eine Bilanzierung der Ein- bzw. Auspeisung. Daher sollten die Anforderungen der Elektromobilität bei der Ausgestaltung der intelligenten Messsysteme gesondert Berücksichtigung finden. Zur Vermeidung eines unkoordinierten Netzausbaus sollten alle Elektromobile bzw. deren Ladeeinrichtungen zwingend mit einer Möglichkeit der Ladesteuerung ausgerüstet werden. Zudem müssen im Zusammenhang mit Elektromobilität insbesondere neue effiziente, konsistente und funktionsfähige Marktprozesse definiert werden (bspw. Abrechnungsprozesse für Kunden an öffentlichen Ladestationen).

### Realisierungs- und Marktphase: Transparenz und neue Produkte schaffen

#### *Schritte 9 und 10: Variable Erzeugung und variabler Verbrauch*

Künftig wird es ein Zusammenspiel von intelligentem Erzeugungs- und Lastmanagement am Markt geben. Damit Lieferanten Systemdienstleistungen anbieten können, müssen neben den gesetzlichen Regelungen, die einen einheitlichen, diskriminierungsfreien Zugang aller Marktteilnehmer zu neuen regionalen Märkten für lokale Flexibilität ermöglichen, Rahmenbedingungen entwickelt werden, die die **Transparenz der Ausschreibung von Systemdienstleistungen** garantieren. Darüber hinaus müssen die bestehenden **Bilanzierungs- und Abrechnungsregime** weiterentwickelt werden. Es sollten zeitnah erste Produkte entwickelt werden, die die Zusammenführung von Strom-, Wärme-/Kälte-, Gasnetzen zu Hybridnetzen unterstützen.

### **3. Vision 2022+**

2022 wird die deutsche Energieversorgung zu mindestens 35 Prozent durch Erneuerbare Energien gewährleistet. Zugleich werden Energieeffizienz und Energieeinsparung einen Beitrag dazu leisten, dass die Bundesrepublik ihre Ziele zur Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes erreicht.

Die Volatilität der Energieerzeugung wird stark zunehmen, jedoch durch die Flexibilität von Netz und Netznutzern ausgeglichen. Flexibilität ist ein wichtiger Schlüssel zur Stabilität.

Eine Optimierung wird über alle Wertschöpfungsstufen hinweg nach volkswirtschaftlichen Kosten- und Nutzensgesichtspunkten erfolgen. Das Gleichgewicht des Energiesystems wird durch das intelligente Wechselspiel von Erzeugern, Speichern, Netzen, Lieferanten und Verbrauchern hergestellt. Neue Geschäftsmodelle auf Basis neuer Technologien und Prozessen bilden einen innovativen Energiemarkt und leisten einen zentralen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die Regulierung setzt zu diesem Zeitpunkt deutliche Anreize für den Aus- und Umbau mit innovativen Technologien. Der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird eng mit Netzaus- und Umbaumaßnahmen abgestimmt.

Intelligentes Einspeisemanagement wird u.a. durch virtuelle Kraftwerke ermöglicht. Hier werden zentrale und dezentrale Erzeugungstechnologien nach Möglichkeit so miteinander vernetzt, dass Schwankungen in der Stromproduktion geglättet werden und Engpässe bzw. Spannungsprobleme in Verteilnetz-Segmenten gar nicht erst entstehen. Durch die aktive Beteiligung der Verbraucher wird intelligentes Lastmanagement ermöglicht. Darüber hinaus werden ab 2020 Speicher zur technischen und wirtschaftlichen Optimierung des Energiesystems genutzt. Dabei werden kleine Speicher auch zu virtuellen Speichern gebündelt.

Die Verbindung all dieser Komponenten zu einem sicheren, effizienten und nachhaltigen Energiesystem wird durch flexible interagierende Übertragungs- und Verteilnetze gewährleistet, welche moderne Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) nutzen. Zentrale und dezentrale Strukturen ergänzen sich und werden in Ausgleich gebracht.

Hierbei entwickeln sich die Verteilnetze in Interaktion mit dem Markt zu aktiven Netzwerken, welche die flächendeckende Integration der Erneuerbaren Energien ins Energiesystem gewährleisten. Die zunehmende dezentrale Energieversorgung wird durch interagierende, regional spezialisierte Verteilnetze effektiv beherrscht. Im Übertragungsnetz wird durch Nord-Süd-Verbindungen die verbraucherferne Energie regenerativer Erzeuger (insbesondere aus Offshore-Windparks) im Norden in die Lastzentren in Mittel- und Süddeutschland transportiert und europaweite Stromtransite, die durch den grenzüberschreitenden Energiehandel notwendig sind, beherrscht.

Für die Interaktion zwischen Markt und Netz hat sich ein institutionalisiertes Regelwerk anhand des so genannten Ampelkonzeptes entwickelt. Dieses unterscheidet Systemzustände und bewerkstelligt effiziente, unbundlingkonforme Prozesse in der auf Interaktion basierenden intelligenten Energieversorgung. Im Falle planbarer, zeitlich und räumlich begrenzter Netzengpässe treten Netzbetreiber als Nachfrager von Flexibilitäten auf und können in Interaktion mit dem Markt Abhilfe schaffen. So wird eine volkswirtschaftlich optimale Dimensionierung der Energienetze gewährleistet.

Smart Grids wachsen evolutionär und erschließen stetig neue Optimierungspotenziale. Die Attraktivität verschiedener Flexibilitätsoptionen variiert je nach Systemzustand, physischer Gegebenheiten (Wetter, Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch etc.) und verfügbaren Technologien. Der intelligente Energiemarkt ist der Ort, an dem diese Flexibilitätsoptionen in Form von Produkten gehandelt werden (flexible Leistung oder auch Dienstleistungen).

Dienstleistungen im Bereich des Energiemanagements haben eine hohe Bedeutung für private Haushalte, Wohnungswirtschaft, Gewerbebetriebe, Industrieunternehmen, kommunale Institutionen und soziale Einrichtungen.

Eine verbesserte systemische Effizienz wird durch eine zunehmende Konvergenz der Strom-, Gas-, Wärme- und Verkehrsnetze erzielt. So werden beispielsweise Überschüsse bei der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die nicht im Strombereich genutzt oder gespeichert werden können, in der Breite der Energieanwendungen nutzbar gemacht.

#### 4. Definition - Was ist ein Smart Grid?

Der BDEW definiert ein Smart Grid als ein Energienetzwerk, welches das Verbrauchs- und Einspeise-Verhalten aller Marktteilnehmer, die mit ihm verbunden sind, integriert. Es stellt ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit dem Ziel niedriger Verluste und hoher Verfügbarkeit dar.<sup>2</sup> Zentral ist das Zusammenwirken von Markt und Netz.

Kurzfristig sind Smart Grids insbesondere auf den Strommarkt ausgerichtet, mittel- und langfristig erfolgt zunehmend eine Kopplung der Strom-, Gas-, Wärme- und Verkehrsnetze zu Hybridnetzen.

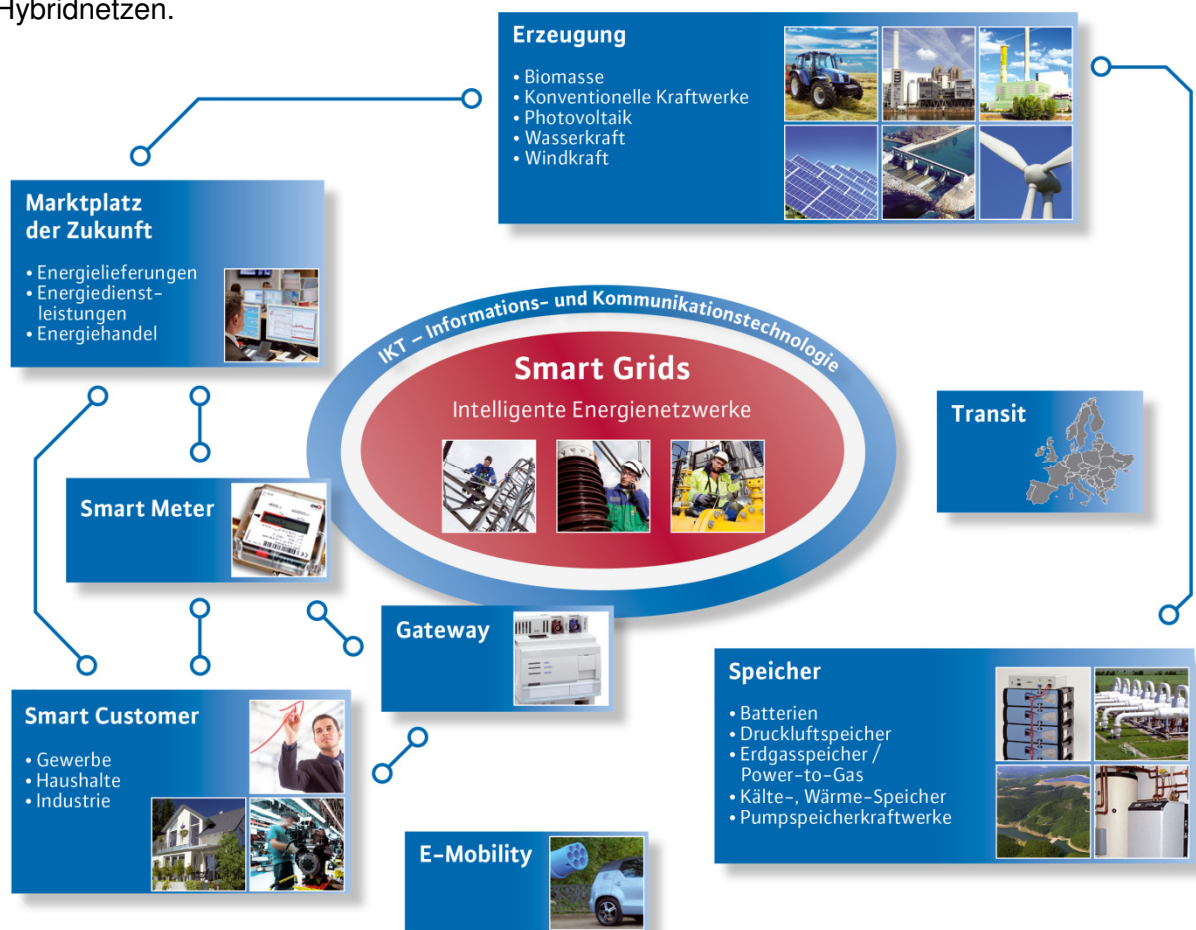


Abb.1: Komponenten in Smart Grids (BDEW)

<sup>2</sup> Vgl. EU Commission Task Force for Smart Grids, Expert Group 1 (2011): "Functionalities of smart grids and smart meters":

"A Smart Grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it –generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety. [...] Though elements of smartness also exist in many parts of existing grids, the difference between a today's grid and a smart grid of the future is mainly the grid's capability to handle more complexity than today in an efficient and effective way. A smart grid employs innovative products and services together with intelligent monitoring, control, communication, and self-healing technologies. [...] The implementation of this concept will be made possible by the participation of all smart grids actors, according to their specific roles and responsibilities. (Network Operators, Grid Users, Other Actors)"

## 5. Phasen und Schritte zur Realisierung von Smart Grids in Deutschland

In den folgenden Kapiteln wird die Realisierung von Smart Grids in Deutschland skizziert, wie sie bis 2022 erfolgen kann. Das kommende Jahrzehnt wird hierbei unterteilt in drei Phasen: Die Aufbau- und Pionierphase (2012 bis 2014), die Etablierungs- und Ausgestaltungsphase (2014 bis 2018) sowie die Realisierungs- und Marktphase (2018 bis 2022).

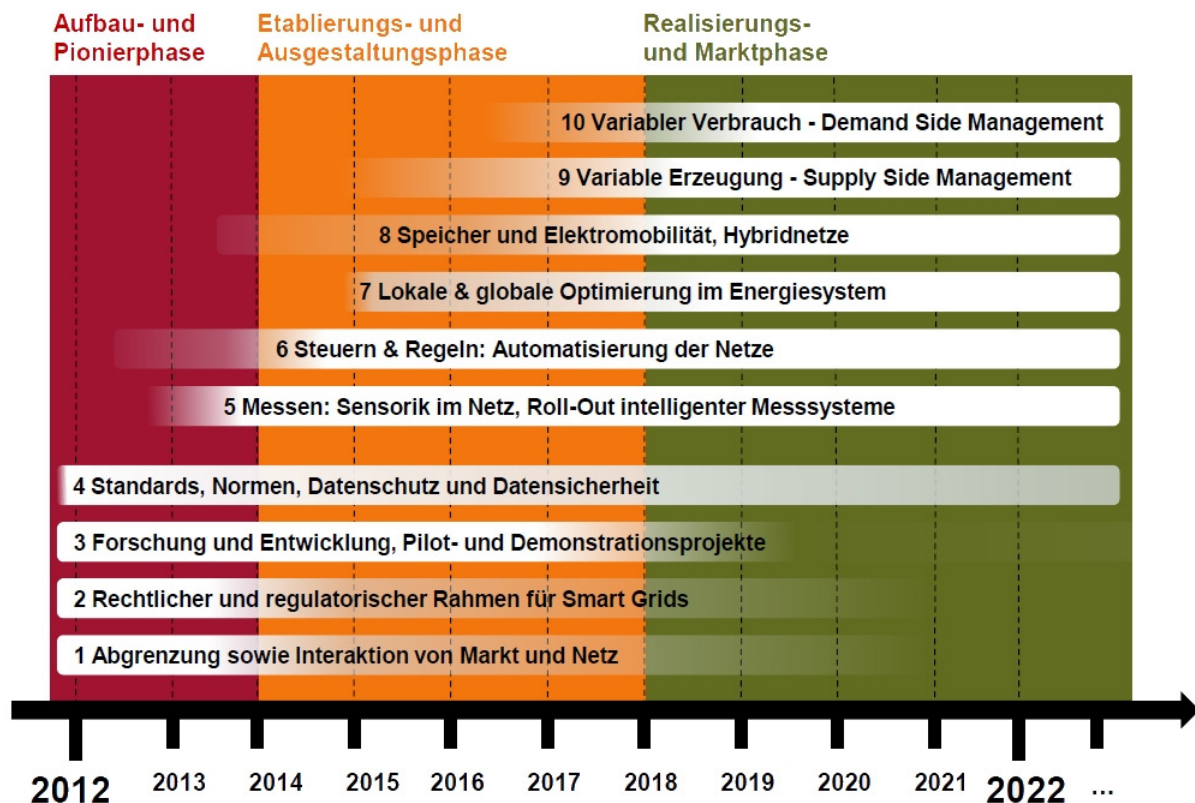


Abb. 2: 10 Schritte zum Smart Grid in Deutschland (BDEW, angelehnt an Eurelectric)

Inhaltlich werden zehn Schritte unterschieden, die zur erfolgreichen Implementierung von Smart Grids führen. Wichtige Grundlagen für Smart Grids werden durch die stringente Abgrenzung sowie Regelung der Interaktion von Markt und Netz, die Entwicklung eines konsistenten rechtlichen und regulatorischen Rahmens, Forschung und Entwicklung sowie die Erstellung von Standards und Normen geschaffen. Diese Grundlagen müssen so schnell wie möglich entwickelt werden.

Darauf aufbauend soll zum Einen die Weiterentwicklung der Infrastruktur erfolgen (Sensorik, intelligente Messsysteme, Netzautomatisierung, Energieinformationsnetz). Zum Anderen können die Netznutzer (Erzeuger, Speicher, Verbraucher) im künftigen Energiemarkt neue Produkte anbieten und nachfragen. Diese Produkte leiten sich aus dem Kerngedanken eines Smart Grid ab: Die Gewährleistung von Stabilität und Effizienz durch die Flexibilität der Netze sowie der Netznutzer.

In den folgenden Kapiteln werden die Schritte einzeln erläutert. Ab der Etablierungs- und Ausgestaltungsphase soll ein besonderes Augenmerk u.a. darauf liegen,

- welche Potenziale bei richtiger Anpassung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens gehoben werden können (mögliche Flexibilisierung von Netz und Netznutzern),
- welche Akteure welche Aufgaben zu bewältigen haben,
- welche Bedeutung der jeweilige Schritt im europäischen/internationalen Kontext hat.

Die zehn Schritte stellen eine Clusterung dar. Eine starre Trennung ist nicht möglich und aufgrund der vielseitigen Wechselwirkungen auch nicht angestrebt. Die aufeinander aufbauenden Schritte münden in der parallelen Entwicklung aller relevanten Bausteine für Smart Grids. Die Roadmap beschreibt die evolutionäre Entstehung von Smart Grids in Deutschland, basierend auf der zunehmenden Durchdringung der Verteilnetzstrukturen mit neuen und innovativen Technologien. Für die Übertragungsnetze liegt der Fokus auf einer Verbesserung und Erweiterung bestehender intelligenter Strukturen.

## 5.1 Aufbau – und Pionierphase

### Schritt 1: Abgrenzung sowie Interaktion von Markt und Netz

Wer?	Was?	Wann?
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Alle Marktteilnehmer (Systemischer Ansatz)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Regelung der Arbeitsteilung / Schnittstellen zwischen regulierten &amp; wettbewerblichen Akteuren definieren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sofort, bis spätestens Q2/2013</li> </ul>

#### *Entflechtung und effiziente Prozesse*

In den bisherigen Modellprojekten (E-Energy) wurde auf die Komplexität des Aufbaus von Smart Grids hingewiesen. Hierbei spielen die Entflechtungsvorgaben eine große Rolle. Der Netzbetreiber stellt das Netz allen Nutzern zu gleichen Bedingungen zur Verfügung. Er tut dies auf der Basis einheitlicher Liefer-, Wechsel- und Datentransferprozesse und schafft hierüber in geeigneter Weise Transparenz.

Der Aufbau von Smart Grids bedeutet nun enorme Änderungen: Für das Zusammenspiel intelligenter Technologien müssen Marktprozesse und Marktkommunikation praxisgerecht angepasst werden.

Um den Anforderungen gerecht werden zu können, werden derzeit insbesondere die Rolle und die Aufgaben der Netzbetreiber neu definiert. Sie sind für die Systemstabilität verantwort-

lich, kennen die technischen Herausforderungen beim Umbau der Energieversorgung und gewährleisten als regulierte Akteure Neutralität.

Letzteres ist eine wichtige Voraussetzung dafür, dass sich Wettbewerbsdynamik entfalten kann. Die Netzbetreiber bauen die Infrastruktur für Marktlösungen auf und stellen diese den Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung. Sie werden ihre derzeitigen Infrastrukturen gemäß den Anforderungen des Marktes, der Verbraucher und der Systemstabilität erweitern und - wo netztechnisch und wirtschaftlich sinnvoll – intelligent ausbauen. Sie schaffen damit als Systemdienstleister eine wichtige Grundlage für zukunftsfähige, sichere und kundenorientierte Produkte der Lieferanten.

Es existieren viele funktionale Schnittstellen zwischen Netz und Markt, die im künftigen Smart Grid die Grundvoraussetzung für volkswirtschaftlich effiziente Infrastrukturen sind. Die Abgrenzung der Verantwortlichkeiten des regulierten und des nicht-regulierten Bereichs in der Versorgungswirtschaft kann gewährleistet werden, wenn diese Schnittstellen prozessual ausgestaltet werden.

#### *Das Ampelkonzept – Grundsätzliche Regeln für den künftigen Energiemarkt*

Das Zusammenwirken aller marktrelevanten Rollen (Lieferanten, Händler, Erzeuger, Speicherbetreiber etc.) und der gesetzlich regulierten Rollen (Netzbetreiber, Messstellenbetreiber etc.) lässt sich anhand eines einfachen Ampelkonzeptes darstellen.<sup>3</sup> Es ist ein verständliches Grundschema, mit dem die zum Teil komplexen und vielfältigen Wechselwirkungen und Abhängigkeiten zwischen allen Marktteilnehmern, also den Netznutzern und systemverantwortlichen Netzbetreibern, beschrieben werden können.

Ziel des Ampelkonzeptes ist es, die Arbeitsteilung zwischen reguliertem und nicht-reguliertem Bereich bei der Steuerung/Regelung von Einspeisern und Verbrauchern zu definieren, so dass die jederzeitige Systemstabilität und ein freier Markt für intelligente Produkte sichergestellt werden. Die für die Systemstabilität verantwortlichen Netzbetreiber ermitteln den aktuellen und den prognostizierten Zustand ihrer Netzgebiete (drei Ampelphasen: „grün“, „gelb“, „rot“) und informieren hierüber die berechtigten Marktteilnehmer automatisiert und kontinuierlich. Diese nutzen die Informationen, um ihre Geschäftsmodelle optimal abzuwickeln bzw. um neue „intelligente“ Produkte anzubieten.

In der „**grünen Ampelphase**“, der „Marktphase“, liegen keine kritischen systemischen Netzzustände vor. Alle Marktprodukte können ohne Einschränkungen angeboten und nachgefragt werden. Der Markt kann seine Potenziale innerhalb der Energieversorgung über finanzielle Anreize ausschöpfen und damit einen wesentlichen Beitrag zur Integration fluktuierender Einspeisungen leisten. Der Netzbetreiber beobachtet das System. Dies schließt den Einsatz von Regelenergie nicht aus. In der „**roten Ampelphase**“, der „Netzphase“, liegt eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit vor. Der verantwortliche Netzbetreiber muss unmittelbar steuernd oder regelnd in eigene Betriebsmittel und den Markt (Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchseinheiten) eingreifen. Letzteres geschieht auf Basis ge-

---

<sup>3</sup> Nicht zu verwechseln mit dem Ampelkonzept „ENTSO-E Regional Alarm and Awareness System. (RAAS)“, welches nur auf Netzbetreiber begrenzt ist.

setzlicher Regelungen oder vertraglicher Vereinbarungen durch automatisierte Netzmechanismen<sup>4</sup>, um einen totalen oder partiellen Netzausfall zu vermeiden, beziehungsweise den Netzausfall in seiner Auswirkung einzugrenzen (§ 13 Abs. 2 EnWG). Mit gezielter Wirkung wird so die Systemstabilität erhalten.

Für die Netzzustände „grün“ und „rot“ sind bereits heute Instrumente im EnWG sowie EEG verankert. In der „roten Phase“ sind die bestehenden Mechanismen direkte Anweisungen an die geeigneten Erzeugungseinheiten, der Lastabwurf und das Einspeisemanagement bei EEG-Anlagen. Diese Phase ist im Sinne der Versorgungssicherheit mit allen Mitteln zu vermeiden.

Die „grüne Phase“ wird durch die gesetzliche Netzausbaupflichtung sichergestellt. Der Netzbetreiber ist hiernach verpflichtet, das Netz für die maximalen theoretischen Einspeisekapazitäten sowie für die maximale angemeldete Verbrauchsspitze, sofern wirtschaftlich zumutbar, auszulegen. Der Markt kann jederzeit uneingeschränkt seine bisherigen Produkte anbieten.

Die Ausbaupflichtung erfordert jedoch ein maximal ausgelegtes Netz. Hieraus würden volks- und zum Teil betriebswirtschaftlich unnötige Investitionen resultieren. Ziel von Smart Grids ist es, diese unnötigen Investitionen zu vermeiden, und so eine volkswirtschaftlich optimale Dimensionierung der Netze zu gewährleisten. Hierfür müssen Markt und Netz „intelligent“ werden und zusammenwirken. Die Intelligenz der Netze basiert auf Hard- und Software-Komponenten, die Intelligenz des Marktes vor allem auf neuen Produkten, bei denen Netznutzer mit systemorientiertem Verhalten profitieren.

#### *Die gelbe Phase - intelligentes Zusammenwirken von Netz und Markt*

Grundsätzlich soll eine Entlastung der Netzkapazitäten erreicht und Netzausbau vermieden werden, indem Flexibilität im Markt beschafft wird. Übersteigen die Preise für Flexibilität die Kosten des Netzausbaus ist Netzausbau unvermeidlich.

Das intelligente Zusammenwirken von Netz und Markt findet insbesondere in der so genannten „**gelben Phase**“ statt, in der lokale und globale Systemengpässe, das heißt Engpässe in Verteil- und Übertragungsnetzen, durch alle Marktteilnehmer „bewirtschaftet“ und behoben werden. Der Markt kann weiterhin uneingeschränkt stattfinden.

Verteilte dezentrale Erzeugungsstrukturen führen zu komplexen Netzsituationen. So ist zur Beherrschung in der gelben Phase die koordinierte Bereitstellung systemsichernder Dienstleistungen eine wichtige Aufgabe, um lokal entlastende Maßnahmen zu ermöglichen. Beispiel: An einem Netzknoten werden mehrere Megawatt Flexibilität benötigt, Einspeisemanagement vor Ort ist entscheidend. Folgende Maßnahmen können dann u.a. erfolgen:

- Pooling von Einspeisungen und Lasten: Marktakteure (Lieferanten/Aggregatoren, Händler) sammeln Flexibilität auf Basis von Verträgen mit Erzeugungsanlagen und Verbrauchern. Netzbetreiber richten Anfragen an die Marktakteure und bekommen diese zugesichert. Die

---

<sup>4</sup> Technische Systemschutzeinrichtungen, bspw. 5 Stufenplan (Frequenzbedingte Abschaltungen = Lastabwurf), Spannungs- und Fehlerstromschutzüberwachungen, Maßnahmen gegen Spannungskollaps, etc.



örtliche Gebundenheit der benötigten Flexibilität wird beim Abruf aus dem Pool nicht beeinträchtigt.

- Kaskade: Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber interagieren um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Die Marktakteure können beteiligt werden, in dem die Flexibilität nach Aufforderung vom überlagerten Netzbetreiber durch den unterlagerten VNB abgerufen wird.<sup>5</sup>
- Netzbezogene Maßnahmen sowie marktbezogene Maßnahmen (Bsp. Regelenergie, zu- und abschaltbare Lasten) mit Vergütung für Wirk- und Blindleistung nach § 13 Abs. 1a sowie Abs. 4a EnWG
- Redispatch auf VNB-Ebene (Fokus auf Erzeugung, nach § 13 Abs. 4a EnWG prinzipiell auch bei Lasten möglich/Lieferant erhält Information über Bilanzkreis-Fehler).
- Ausnahme vom Einspeisevorrang nach § 8 EEG sowie Einspeisemanagement nach § 11 EEG.

Aus systemischer Sicht ist in der „gelben Phase“ folgender Mechanismus notwendig:

Der Netzbetreiber greift auf vertraglich zugesicherte Flexibilität zu (Erzeuger, Lasten, Speicher, etc.). Dies kann mittelbar über mit Lieferanten vereinbarte Maßnahmen oder unmittelbar entsprechend direkter Verträge erfolgen. Hierbei ist eine Einbindung der Bilanzkreisverantwortlichen unbedingt erforderlich und ein Modell für die Umlage der entstehenden Kosten zu finden.

Im Ergebnis können Netznutzer ihr Verhalten anpassen und von der Beteiligung an der Sicherung der Systemstabilität profitieren. Zwangseingriffe gegenüber den Netznutzern gibt es hingegen während der gelben Phase **nicht**.

Der Abruf der Flexibilität durch den VNB erfolgt dann entweder direkt gegenüber dem Netznutzer oder gegenüber dem Lieferanten gemäß der vertraglichen Vereinbarung. Bei ausreichender Reaktionszeit signalisiert der verantwortliche Netzbetreiber die prognostizierten Bedarfe an Systemdienstleistungen an die Marktteilnehmer. Auf Basis vorliegender Erfahrungswerte und der aktualisierten Systemprognosen wird der verantwortliche Netzbetreiber seinen Bedarf an Systemdienstleistungen kontinuierlich an die Marktteilnehmer übermitteln.

Die detaillierten Netzgrenzwerte und Stellgrößen, insbesondere zur „gelben Phase“, sind noch zu entwickeln und z.B. im Rahmen von Pilot-/Demonstrationsprojekten zu erproben. Um eine schnelle und möglichst automatisierte Funktionalität zu schaffen, ist es erforderlich, dieses Ampelkonzept mit den vereinbarten Netzregeln sowie einem globalen und lokalen Regelmechanismus auszustatten. Ziel soll ein automatisiertes Ampelkonzept sein, welches regionale Regelparameter (Spannung, Netzbelastung) und globale Regelparameter (Frequenz) beinhaltet.

---

<sup>5</sup> Vgl. BDEW (2012): Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern

**Was ist konkret zu tun?**

- Grundlage für Smart Grids ist, dass der rechtliche und regulatorische Rahmen für die so genannte gelbe Phase geöffnet wird. Netzbetreiber müssen im Sinne eines effizienten Netzaus- und Umbaus und der Versorgungsqualität die Möglichkeit bekommen, zwischen Netzausbau und Nachfrage von Flexibilität am Markt zu wählen.

So entsteht zum einen ein Markt, an dem Netzbetreiber in Abhängigkeit von ihrer Netzsituation lokale und zeitlich eingeschränkte Flexibilität nachfragen. Zum anderen entsteht (in der grünen Phase) ein Markt, der durch ungezielte Flexibilisierung zur Optimierung des Energiesystems beiträgt.

- Ausgehend vom Ampelkonzept müssen Regelwerke (Prozesse, Bilanzierung/Abrechnung) für Flexibilitätsmärkte entwickelt werden.
- Die funktionalen Schnittstellen zwischen Markt und Netz müssen ausgestaltet werden. Es müssen Schwellenwerte definiert werden, wann jeweils die grüne/gelbe/rote Phase beginnt. Ebenso muss definiert werden, bis zu welcher Spannungsebene welche Mechanismen sinnvoll sind.

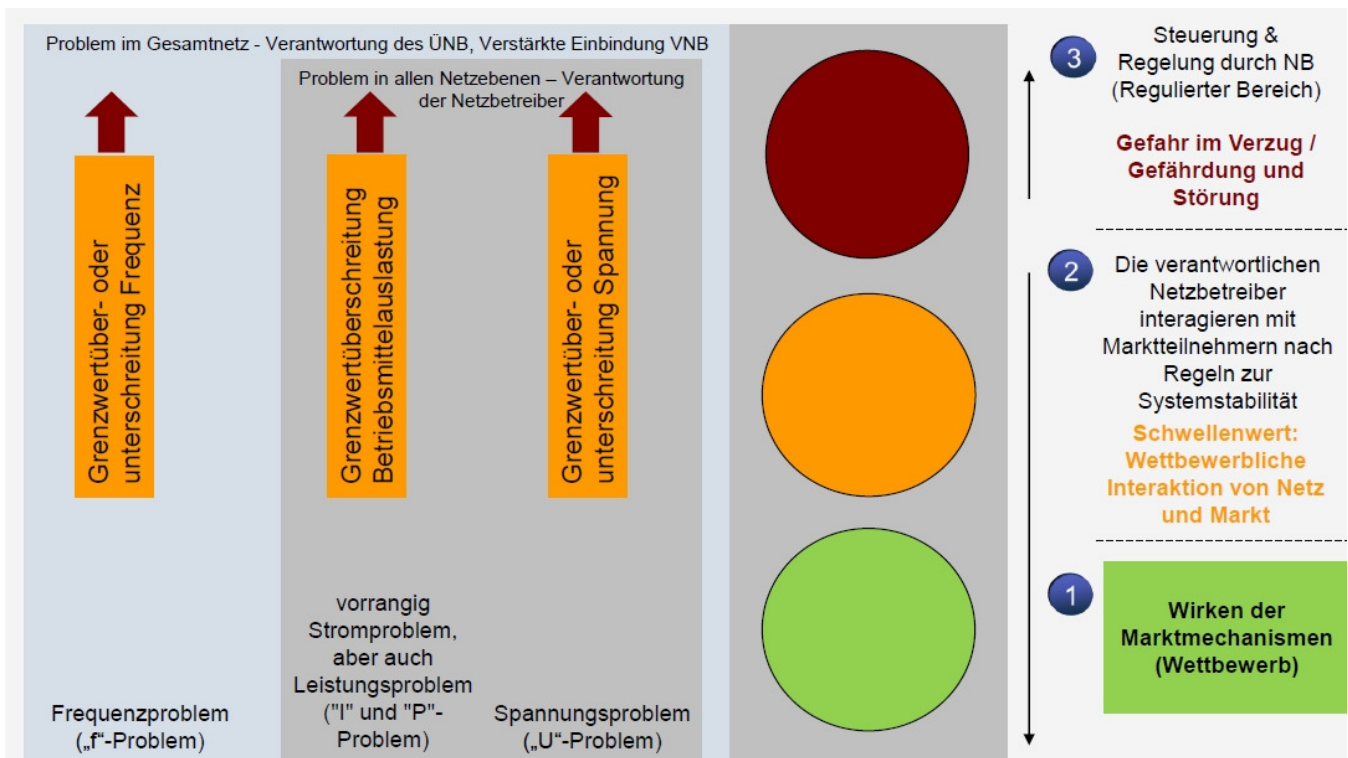


Abb. 3: Ampelkonzept (BDEW)

## Schritt 2: Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

Wer?	Was?	Wann?
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bundesregierung</li> <li>▪ Bundestag (unter Berücksichtigung europäischer Gesetzgebung/Initiativen)</li> <li>▪ Bundesnetzagentur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Konsistentes EnWG/EEG</li> <li>▪ Ausgestaltung durch Verordnungen</li> <li>▪ Berücksichtigung von Eichrecht, EU-Recht und Telekommunikations-Regulierung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sofort, spätestens bis Q2/2013</li> </ul>

### Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Sommer 2011 sind erste wichtige Weichenstellungen zur Realisierung von Smart Grids in Deutschland vorgenommen worden. Diese gilt es jetzt umzusetzen und weiter auszubauen. Dies betrifft insbesondere folgende Punkte:

- Die Installation eines Energieinformationsnetzes (§ 12 Abs. 4 und 5 EnWG: Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen) → Sicherer, moderner Netzbetrieb durch Informationen von Erzeugern an Netzbetreiber sowie Austausch unter Netzbetreibern.
- Ab- und Zuschaltungen von Großverbrauchern in der Hoch- und Höchstspannungsebene (§ 13 Abs. 4a EnWG: Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen) → Technisch und wirtschaftlich sinnvolle Vereinbarungen für industrielles Flexibilisierungspotenzial.
- Netzentlastung und Netzoptimierung (§14a: Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung)
- Die Einführung intelligenter Messsysteme (§§ 21 b bis e sowie g: Messstellenbetrieb, Einbau von Messgeräten, Messsysteme) → Anforderungen an Messsysteme, Datenschutz- und Datensicherheit sowie die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten.
- Die Etablierung variabler Tarife (§ 40 Abs. 5: Strom- und Gasrechnungen, Tarife) → Abrechnungs- und Bilanzierungsregeln, neue Produkte.

### Vorgaben der Bundesnetzagentur: Installation eines Energieinformationsnetzes

Die Einrichtung eines Energieinformationsnetzes ist ein zentraler Baustein im Smart Grid. Durch den starken Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien unterstützen Verteilnetzbetreiber die Übertragungsnetzbetreiber zunehmend bei der Wahrung der Systemverantwortung (Spannungshaltung, System-/Betriebsführung, Versorgungswiederaufbau,

Durchführung von Einspeisemanagement, Unterfrequenzlastabwurf). Im BDEW entwickeln Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber daher gemeinsame Lösungsansätze für den gegenseitigen Informations- und Datenaustausch. Darauf aufbauend wird ein Branchenkonzept unter Berücksichtigung der Erzeuger und Lieferanten erarbeitet.

Folgende Grundsätze sollten bei der Ausgestaltung eines Energieinformationsnetzes beachtet werden:

- Die ÜNB tragen die Systemverantwortung und werden hierbei in Zukunft stärker als heute durch die Verteilnetzbetreiber unterstützt. Zur Wahrnehmung der Systemverantwortung aller Netzbetreiber sind Daten und Informationen aus allen vor- und nachgelagerten Netzebenen notwendig. Der Bedarf ist je nach Netzgebiet unterschiedlich.
- Um ein effizientes Energieinformationsnetz zu gewährleisten, empfiehlt sich eine netzgruppenscharfe/netzknotenscharfe Aggregation von Betriebsdaten, ggf. ergänzt durch Last- und Erzeugungsdaten.
- Die Gesamtwirkung auf Übergabepunkte ist der eigentliche Einfluss auf angrenzende Netze. Diese ist nur durch aggregierte und aufbereitete Daten zu erkennen. Einzelwerte für Erzeugungsanlagen und Verbraucher im vermaschten Netz bilden nicht die knotenscharfe Wirkung auf vor- und nachgelagerte Netze ab. Es werden aggregierte und hochgerechnete/gemessene Wirkleistungswerte der Erzeugungsanlagen, aufgeteilt nach Energieträgern, benötigt. Nur von Anlagen, die unter § 13 Abs. 1a EnWG fallen, sind entsprechend Einzelwerte zu liefern.
- Da die Wechselwirkungen zwischen den Netzen bidirektional auftreten, muss der Informations- und Datenaustausch auch bidirektional erfolgen.
- Die Berücksichtigung von Sensitivitäten wird empfohlen (Wirkung von Erzeugungsanlagen auf Netzknoten). Hierüber hat der Verteilnetzbetreiber, abhängig vom aktuellen Schaltzustand und der Betriebsweise des Netzes, Kenntnis.

Um seine Systemverantwortung und den gesetzlichen Aufgaben gemäß §12 Abs. 4 und 5 EnWG gerecht zu werden, müssen dem ÜNB als Grundlage der Netzbetriebsführung im Rahmen eines Energieinformationsnetzes Onlinewerte, Planungsdaten, Zählwerte und Stammdaten zur Verfügung gestellt werden. Dazu muss er auf die VNB sowie Erzeuger und Lieferanten zurückgreifen können. Basis ist hierfür eine entsprechende Kommunikations- und Dateninfrastruktur, welche subsidiär ausgestaltet werden sollte.<sup>6</sup> Auch müssen den Marktteilnehmern die für den Markt relevanten Daten zur Verfügung gestellt werden.

---

<sup>6</sup> BDEW (2012): Smart Grids in Deutschland – Handlungsfelder für VNB auf dem Weg zu intelligenten Netzen.

**Was ist konkret zu tun?**

- Energiewende fordert von ÜNB und VNB gemeinsame Lösungsansätze zur Erfüllung der Systemverantwortung. Der gegenseitige Informations- und Datenaustausch zwischen Stromnetzbetreibern muss gestärkt werden.
- Zur Wahrnehmung der Systemverantwortung aller Netzbetreiber sind bestimmte Daten und Informationen aus allen vor- und nachgelagerten Netzebenen notwendig.
- Um ein effizientes Energieinformationsnetz zu gewährleisten, empfiehlt sich eine netzgruppenscharfe/netzknotenscharfe/ortsbezogene Aggregation von Betriebsdaten. Darüber hinaus werden aggregierte und hochgerechnete/gemessene Wirkleistungswerte der Erzeugungsanlagen, aufgeteilt nach Energieträgern, benötigt. Jeder Netzbetreiber sollte für die Aggregation der Daten auf seiner Ebene verantwortlich sein (Subsidiarität).
- Bei der Ausgestaltung muss darauf geachtet werden, dass den Marktteilnehmern die für den Markt relevanten Daten zur Verfügung gestellt werden. Hierbei sind die bestehenden Regelungen zum Datenaustausch zu berücksichtigen, um Doppelmeldungen zu vermeiden.

Verordnung zur Integration von zu- und abschaltbaren Lasten

Insbesondere die bei Industriekunden vorhandenen zu- und abschaltbaren Leistungen<sup>7</sup> könnten künftig stärker als heute einen Beitrag zur Wahrung der Systemstabilität leisten, wenn gleich die Einschätzungen über den Umfang<sup>8</sup> und die Kosten des künftig zusätzlich mobilisierbaren Potenzials weit auseinander gehen.

Übertragungsnetzbetreiber haben nach § 13 EnWG Rechte und Pflichten zur Aufrechterhaltung und Wiederherstellung des sicheren Systembetriebs. Hierzu dürfen und müssen sie im Notfall gemäß § 13 Abs. 2 EnWG alle notwendigen Maßnahmen ergreifen, wobei eine Haftung ausgeschlossen ist und alle Leistungspflichten ruhen. Gemäß § 13 Abs. 4a EnWG gilt die Haftungsbefreiung, nicht, wenn keine angebotenen Verträge mit ab- und zuschaltbaren Lasten abgeschlossen worden sind, die technisch und wirtschaftlich sinnvoll sind. In jedem Fall sind durch die Einbeziehung des Bilanzkreisverantwortlichen die ordnungsgemäße Bilanzierung und der Lastenausgleich zu gewährleisten (insbesondere bezüglich der Pönalisierung bei Nichteinhaltung des Fahrplans).

Technische und wirtschaftliche Aspekte sind in einer Rechtsverordnung des BMWi noch näher auszugestalten. Die Verordnung sollte Leitlinien enthalten, die eine Priorisierung von Zu- und Abschaltungen rechtlich absichert. Die bisherige Rechtsverordnung hierzu reicht nicht aus. Bezugnehmend auf die bereits beschriebene optimale Dimensionierung und Lokalisie-

---

<sup>7</sup> Es wird zwischen zwei Arten von abschaltbaren Lasten unterschieden: zwischen denen, die innerhalb von einer Sekunde und denen, die innerhalb von 15 Minuten vollständig abgeschaltet werden können.

<sup>8</sup> Der politische Beirat der Bundesnetzagentur beziffert das Potenzial von zu- und abschaltbaren Lasten auf rund 2.700 MW.

nung von systemsichernden Dienstleistungen ist aus Sicht des BDEW dabei darauf zu achten, dass

- die netztechnische Wirksamkeit einer Lastab- oder -zuschaltung als eines der wichtigsten Kriterien bei der Präqualifizierung und Auswahl der Maßnahme entsprechend berücksichtigt wird.
- funktionierende, liquide Märkte, z. B. der Regulenergiemarkt, nicht gefährdet werden.
- ein dem Nutzen angemessenes Vergütungsmodell, z.B. auf Basis eines Arbeitspreises, gewählt wird.
- Verträge nur in beidseitigem Einvernehmen (Kunde und ÜNB) abgeschlossen werden. Dabei ist der Bilanzkreisverantwortlich zu informieren.

#### **Was ist konkret zu tun?**

- Allem voran sollte die netztechnische Wirksamkeit einer Lastab- oder -zuschaltung bei der Ausgestaltung der Regelungen Berücksichtigung finden.
- Grundsätzlich müssen Regelungen zu technischen Anforderungen, zum Pooling zu- und abschaltbarer Lasten, zur Verfügbarkeit und Abschaltdauer, zur Ausschreibung und Vergütung sowie den Wechselwirkungen zu § 19 Abs. 2 StromNEV gefunden werden.
- Hierbei sollten die von ENTSO-E/G entwickelten, bzw. derzeit in Entwicklung befindlichen Network Codes Berücksichtigung finden.<sup>9</sup>
- Die Verordnung für zu- und abschaltbare Lasten nach § 13 EnWG sollte analog zu der nach § 14 a EnWG ausgestaltet werden (unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung → künftig evtl. „Flexibilität in der Niederspannung“, zu- und abschaltbare Lasten → künftig evtl. „Flexibilität in der Mittel- und Hoch-/Höchstspannung“).
- Erzeuger und Speicheranlagen, die nicht unter § 13 (1a) EnWG fallen, sollten im Sinne des § 13 (1a) über Marktmechanismen für den VNB als Flexibilität zur Verfügung gestellt werden.

#### Verordnung für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung

Die in §14a EnWG verankerte Verordnung für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung ist in Verbindung mit den Regelungen zu intelligenten Messsystemen und variablen Tarifen ein erster Schritt zur Gestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen für Smart Grids. Insgesamt muss die Verordnung jedoch erweitert werden:

- Die intelligente Steuerung ist nicht nur auf Verbrauchseinrichtungen, sondern auch auf dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher anwendbar.

---

<sup>9</sup> Aktuell werden auf EU-Ebene durch ACER und ENSTO-E/G Network Codes entwickelt, welche Netzanschlussbedingungen (notwendige technische Ausstattungen von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen) und Rahmenbedingungen zur Versorgungssicherheit regeln.

- In Ergänzung zur Unterbrechung ist auch eine Abregelung sowie Zuschaltung/Zuregelung zu berücksichtigen. Hierfür sind Regelungen zwischen Markt und Netz in Form von vertraglichen Vereinbarungen zu entwickeln.
- Grundsätzlich sollte das Management der Anlagen – also das Produktangebot und die Energieprognose – im wettbewerblichen Bereich liegen.

Unabhängig von der veranlassenden Marktrolle liegt die Verantwortung für die technische Ausführung der Steuerung oder Regelung allein beim Netzbetreiber. Jedoch sind mittelbare und unmittelbare Steuerung zu unterscheiden. Die Bundesnetzagentur muss durch geeignete Vorgaben sicherstellen, dass nur geeignete Dritte die mittelbare Steuerung/Regelung anbieten dürfen (vgl. EEG-Direktvermarktung).

- § 14a EnWG ist bislang auf die Stromverteilnetze beschränkt. Die Regelung muss auf Gasnetze und deren Nutzer erweitert werden (vgl. Erdgastankstellen, Gaswärmepumpen, Power to Gas, etc.), da für eine Optimierung des Energiesystems auch spartenübergreifenden Potenziale genutzt werden müssen.

Die Verordnung sollte anhand des im vorigen Kapitel beschriebenen Ampelkonzeptes ausgestaltet werden. Prinzipiell sollte es Ziel sein, dass Netzbetreiber im Falle mittelfristig absehbarer, zeitlich und räumlich begrenzter Engpässe Knappheitssignale an die Lieferanten senden (Flexibilitätsbedarf ausschreiben), die diese in ihre Tarife integrieren. So kann der Markt durch Anreize Flexibilität schaffen und eine effiziente Energieinfrastruktur unterstützen.

Grundlegend für ein tragfähiges Konzept ist ein funktionierendes Regelwerk für die Bilanzierung, d.h. Abstimmung zwischen dem Bedarf des Verteilnetzbetreiber und vertraglich umsetzenden Lieferanten/Aggregatoren.

### *Netzentgeltsystematik*

Hinsichtlich der Netzentgelte muss eine zukunftsfähige Lösung gefunden werden. Es ist zu prüfen, wie dem Verursacherprinzip stärkeres Gewicht eingeräumt werden kann. Im Zuge der Energiewende verursacht primär die hohe Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen mit fluktuierender Einspeisung Kosten für die Ertüchtigung der Infrastruktur. Speicher hingegen können zur Netzentlastung dienen.

Grundsätzlich erscheint eine stärkere Leistungsorientierung der Netzentgelte sinnvoll. Dadurch würden sich die Netzentgelte insbesondere in der Niederspannung deutlich besser als heute an den Netzkosten orientieren. Zwar war die Leistung immer schon der mit Abstand wichtigste Kostentreiber im Netz. Da in Zukunft aber durch zunehmende individuelle Eigenerzeugung und dezentrale Erzeugung die Arbeitsmenge stark abnimmt, erscheint die Annahme, dass die durch die Leistung verursachten Kosten ungefähr den abgerechneten Arbeitsentgelten entsprechen, zunehmend nicht mehr vertretbar. Darüber hinaus nimmt die Bedeutung der Leistung als zu steuernde Größe in Smart Grids weiter zu. Schließlich ist mit der Verbreitung von Smart Metern eine Leistungsmessung bei vielen Kleinkunden zukünftig möglich. Alternativ bieten sich für Kunden ohne Leistungsmessung auch ein- oder mehrstufige Kapazitätsentgelte an.

Darüber hinaus muss geklärt werden, wie eine Netzentgeltsystematik der Zukunft aussehen kann, welche im Zusammenspiel mit variablen Tarifen der Lieferanten effizient Anreize für Flexibilität setzt. Das Netzentgelt kann einen möglichen Anreiz für die Beeinflussung des Netznutzerverhaltens mit netzentlastender Wirkung darstellen.

Grundsätzlich können zwei Formen der Ausdifferenzierung von Netzentgelten unterschieden werden: Sonderentgelte und variable Netzentgelte.

Variable Netzentgelte schwanken mit der Auslastung der Netze (Ausschreibung von Kapazität, Auktionierung von Flexibilität, kein Real-Time-Pricing). Bei kurzfristigen nicht absehbaren Engpässen bestehen im Hinblick auf variable Netzentgelte erhebliche Herausforderungen, wenn ein Zugriff auf Flexibilitäten innerhalb weniger Minuten erforderlich ist. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass kurzfristige lokale Entgeltvariationen auf absehbare Zeit erhebliche Transaktionskosten verursachen und dem Gebot der Transparenz widersprechen. Besonders gravierend erscheint aber, dass variable Netzentgelte keinen sicher verfügbaren Zugriff auf vom Verteilnetzbetreiber benötigte Flexibilitäten garantieren. So ist das Netzentgelt nur ein Teil des Strompreises; insbesondere in den künftig zu erwartenden volatilen Strommärkten wirken Strompreise und Netzentgelte zusammen.

Dagegen sind gesonderte Netzentgelte feste, reduzierte Entgelte, die dem Netzbetreiber eine definierte Steuerung von Flexibilitäten ermöglichen. Für beide Varianten gilt: Verteilnetzbetreiber benötigen aufgrund lokal und zeitlich begrenzter Engpässe im Netz auch Flexibilität in lokal und zeitlich begrenztem Maße.



### **Was ist konkret zu tun?**

- Die intelligente Steuerung ist nicht nur auf Verbrauchseinrichtungen, sondern auch auf dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher anwendbar. Die Verordnung nach § 14a EnWG sollte entsprechend erweitert werden.
- In Ergänzung zur Unterbrechung ist auch die Zuschaltung sowie die Ab- oder Zuregelung zu berücksichtigen.
- Letztendlich sollten zu- und abschaltbare Lasten wie andere Anbieter von Flexibilität zu den gleichen Bedingungen an einem einheitlichen Markt teilnehmen können. Nur so wird sichergestellt, dass immer der günstigste Anbieter bzw. die effizienteste Technologie zum Zug kommt.
- § 14a EnWG sollte die Entwicklung von Hybridnetzen unterstützen. Dahingehend ist die Zu- und Abschaltung bzw. Zu- und Abregelung auch auf andere Sparten zu erweitern (insbesondere Gas, Wärme).
- Hinsichtlich der Netzentgelte ist der Status Quo nicht zukunftsfähig. Eine grundlegende Ausrichtung auch in der Niederspannung nach dem Verursacherprinzip – z.B. auf Basis von Kapazitätsentgelten – wird empfohlen.
- Das Netzentgelt bildet einen möglichen Anreiz für die Beeinflussung des Netznutzerverhaltens mit netzentlastender Wirkung. Wie dieses im Kontext der Verordnung zu variablen Tarifen ausgestaltet werden kann, muss zeitnah geklärt werden.

### Novelle der Messzugangsverordnung (MessZV): Einführung intelligenter Messsysteme

Die Einführung von intelligenten Messsystemen kann einen wichtigen Beitrag für den Aufbau einer intelligenten Energieversorgung leisten, da sie

- a. die zeitnahe Messung von Energiemengen im Rahmen des Einspeise- oder Lastmanagement ermöglichen. Intelligente Messsysteme schaffen also Transparenz und sind die Schnittstelle zwischen Verbrauchern/Prosumern und Lieferanten. Letztere können auf Basis der Messwerte Produkte anbieten, welche eine Optimierung des Energiebezugs oder der Energieproduktion ermöglichen.
- b. nach jetziger Spezifikation durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) auch Netzzustandsdaten liefern können, welche den effizienteren Netzbetrieb unterstützen können. Dies ist aus heutiger Sicht jedoch fast ausschließlich für Verteilnetzbetreiber im ländlichen Raum von Bedeutung.
- c. künftig auch als Schnittstelle für Schalt- und Regelsignale dienen sollen und somit Endpunkt des intelligenten Verteilnetzes sind. Das heißt: Wenn ein Kunde einen variablen Tarif zum Bezug von Energie oder einen Vertrag für Einspeisemanagement abgeschlossen hat, ist das intelligente Messsystem in Verbindung mit dem Energiemanagement Gateway die technische Infrastruktur, über die gesteuert und geregelt werden kann. Je nach Verbreitungsgrad und Mitwirkung der Letztverbraucher kann diese Funktion für Netzbetreiber von hoher Relevanz sein.

Bei der Einführung der Messsysteme muss es zur Vermeidung unverhältnismäßiger Kosten zentrales Ziel sein, diese in die bestehenden, aber zum Teil anzupassenden Marktprozesse zu integrieren. Hierfür ist aus Sicht des BDEW in erster Linie eine Novellierung der MessZV notwendig. Daneben müssen Regelwerke mit technischen Spezifikationen ausgestaltet werden (so z.B. das BSI-Schutzprofil und die technische Richtlinie BSI TR-03109). Um den Übergang zu intelligenten Messsystemen und den reibungslosen Betrieb zu erleichtern, ist es insgesamt notwendig,

- keine Einbauverpflichtungen für neue Messsysteme oder neue Messeinrichtungen mit zusätzlichen Funktionalitäten zu beschließen, solange kein Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse des Bundeswirtschaftsministeriums vorliegen,
- angemessene Übergangsregelungen für Investitionen in moderne Messsysteme einzuräumen,
- die Konsultations- und Umsetzungsfristen für die bisher nicht kompatiblen Marktprozesse und Datenformate mit der Einführung neuer Messsysteme abzustimmen,
- noch bestehende Konflikte und Unklarheiten mit den Regelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) aufzulösen,
- eine eindeutige Regelung für den Anschluss von Messeinrichtungen für Gas vorzulegen,
- die zeitverzugsfreie Berücksichtigung der dem Netzbetreiber durch die Einführung von IM entstehenden Kosten (z.B. für IKT und laufenden Betrieb) zu gewährleisten.

#### **Was ist konkret zu tun?**

- Bei der Einführung intelligenter Messsysteme sollte auf die bestehenden Marktprozesse und Verantwortlichkeiten der Marktrolle aufgesetzt werden.
- Vor einer Festschreibung weiterer Pflichteinbaufälle gemäß EnWG muss eine valide Kosten-Nutzen-Abwägung vorliegen.
- Die Einführung intelligenter Messsysteme muss durch die Bundesregierung im Rahmen einer breiten Informationskampagne begleitet werden, um die Akzeptanz der Endverbraucher für die Kosten der neuen Technologie zu erhöhen und über das Nutzenpotenzial aufzuklären.
- Bei der Entwicklung intelligenter Messsysteme sollte berücksichtigt werden, dass zukunftsfähige und sichere Konzepte für Bilanzierung und Abrechnung entwickelt werden.
- Im Zusammenhang mit der MessZV muss die ARegV angepasst werden → Kostenanerkennung für den Netzbetreiber bei Erfüllung seiner Funktion als gesetzlich definierter (Pflicht-)Messstellenbetreiber.
- Durch das intelligente Messsystem sollten Messwerte mit einer maximalen Granularität von 15 Minuten erhoben werden, um Datenaufkommen und Komplexität zu begrenzen (bspw. Aufwand für Plausibilisierung und Ersatzwertbildung und Archivierung bei Minutenwerten inklusive deren Übertragung über Telekommunikationsnetze).

### Einführung variabler Tarife

Variable Tarife sind Kernelement des künftigen Energiemarktes. Es werden – ergänzend zu den im vorigen Kapitel beschriebenen Netzentgelten (vgl. Seite 24) – Preissignale benötigt, die den Kunden die Möglichkeit bieten, Vorteile aus systemorientiertem Verhalten zu ziehen. Variable Tarife ermöglichen folglich neue Geschäftsmodelle.

In manchen Stromverteilnetzen sind lokal und zeitlich begrenzte Anpassungen von Energieerzeugung und -verbrauch notwendig. Folglich müssen die Preissignale auch eine lokale Komponente haben. Denkbar ist, dass Netzbetreiber Flexibilität an regionalen Marktplätzen nachfragen, an denen Lieferanten aggregierte Energieerzeugung oder -nachfrage anbieten. Netzbetreiber könnten die Flexibilität vergüten, so dass Lieferanten – ergänzend zum Arbeitspreis – in der Lage sind, Anreize durch variable Tarife zu setzen (vgl. Schritt 7).

In Gasverteilnetzen ist es hingegen – anknüpfend an bestehende Regelungen zu unterbrechbaren Verträgen – denkbar, eine Reduzierung der Leistungspreiselemente zu gewähren. Dies kann insbesondere für Kunden in Netzgebieten interessant sein, in denen aufgrund von Engpässen – z.B. in vorgelagerten Netzen – nicht die gesamte Leistungsspitze bedient werden kann.

Gemäß § 40 Abs. 5 EnWG haben Energieversorgungsunternehmen – in ihrer Funktion als Stromlieferant – soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar für Stromkunden einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Tarife in diesem Sinne sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife. Zeitabhängige Tarife geben einen Anreiz zur Anpassung des Verbrauchsverhaltens. Ob dieser vom Kunden angenommen wird, ist jedoch nicht sicher. Hingegen können lastvariable Tarife bei einer geeigneten vertraglichen Ausgestaltung Flexibilität garantieren.

Da mit der Einführung zeitvariabler Tarife für Stromkunden in bestimmten Zeiten ein finanzieller Anreiz zur Lastverlagerung geschaffen werden soll, müssen sich die zu erwartenden Laständerungen gleichzeitig auch in entsprechend angepassten Lastprofilen als Grundlage für Strombeschaffung und Bilanzierung widerspiegeln, d.h. der Lieferant muss die Lastverlagerung des Kunden in seinem Beschaffungsportfolio abbilden können. Es ist daher ein Konzept zu entwickeln, das es ermöglicht, Änderungen im Verbrauchsverhalten der Stromkunden aufgrund neuer Tarife gleichzeitig auch auf die Bewirtschaftung des Beschaffungsportfolios der Lieferanten sowie das Bilanzierungsverfahren zu übertragen.

Mit einer Etablierung intelligenter Messsysteme im Markt für Kunden mit relevanten verschiebbaren Lasten wäre ein Baustein für die Umsetzung einer zukunftsorientierten Lösung geschaffen. Diese Systeme bieten folgende Optionen:

- Kunden mit diesen Messsystemen könnten hinsichtlich der Bilanzierung als Kunde mit so genannter registrierender Lastgangmessung (RLM) behandelt werden, d. h. mit dem Lastgang in den Bilanzkreis des Lieferanten eingestellt werden.
- Bei Abbildbarkeit im Messsystem kann die Tarifierung auch vor Ort erfolgen und nur die tarifierten Werte müssten übertragen werden (Prinzip der Datensparsamkeit). Die Tarifzeiten könnten fest oder flexibel – z.B. jeweils am Vortag des Liefertags – vorgegeben wer-

den. Für die Bilanzierung müssten ergänzende Modelle zwischen festen Profilen und Last-/Zählerstandsgängen ausgeprägt werden (z.B. generische tarifbezogene Profile).

Beide Umsetzungsoptionen sind zukunftsorientiert, da sie es Lieferanten erlauben, individuelle zeit- und lastvariable Tarife anzubieten. Auf diese Weise könnten auch deutlich größere Marktpreissignale bei der Tarifgestaltung berücksichtigt werden.

#### **Was ist konkret zu tun?**

- Grundsätzlich sollte eine Ausgestaltung entsprechender Tarife den Lieferanten im Markt überlassen werden. Die Bedingungen, zu denen VNB Flexibilität kontrahieren, sollten jedoch standardisiert werden.
- Die bisherigen Methoden der Abrechnung und Bilanzierung (SLP, RLM) sollten auf Zukunftsfähigkeit geprüft werden. Sie sollten – um erhebliche Kosten bei der Anpassung der Marktkommunikation zu verhindern – weiterentwickelt werden.
- Es ist ein verursachungsgerechtes und effizientes Konzept zu entwickeln, das es ermöglicht, Änderungen im Verbrauchsverhalten der Stromkunden aufgrund variabler Tarife gleichzeitig auch auf die Bewirtschaftung des Beschaffungsportfolios der Lieferanten sowie das Bilanzierungsverfahren zu übertragen.
- Dem Aspekt der Datensparsamkeit ist bei der Entwicklung des Konzeptes besondere Aufmerksamkeit zu widmen.

#### Anreizregulierungsverordnung

Die Anreizregulierungsverordnung wurde vor dem Hintergrund von Anforderungen zur Effizienzsteigerung formuliert. Das System zielt auf einen effizienten Betrieb bestehender Netze, vernachlässigt aber die Herausforderungen der Zukunft. Den inzwischen stark gestiegenen Anforderungen an die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber, die auch aus dem Energiekonzept der Bundesregierung resultieren, wird die jetzige Anreizregulierung in vielen Fällen nicht mehr gerecht. Selbst für zu 100 Prozent effiziente Netzbetreiber bestehen in bestimmten Fällen keine wirtschaftlichen Anreize, Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen durchzuführen. Verteilnetzbetreiber mit besonders hohem Ausbau- oder Modernisierungsbedarf werden im Wesentlichen auf Grund des um bis zu sieben Jahre zeitverzögerten Kapitalrückflusses nicht in die Lage versetzt, Investitionen rentabel vorzunehmen. Dieser Effekt tritt immer dann auf, wenn die auf Basis des Altanlagevermögens festgelegte Erlösobergrenze die insgesamt ansteigenden Kapitalkosten nicht abdecken kann. Um dieses Investitionshemmnis zu beseitigen schlägt der BDEW vor, die bestehende Anreizregulierung um ein Genehmigungsverfahren zur Lösung des Zeitverzugs im Verteilnetz zu erweitern. Im internationalen Umfeld sind in modernen Regulierungssystemen solche Verfahren üblich.

Das neue Genehmigungsverfahren ist durch eine Kostenorientierung bei den Kapitalkosten gekennzeichnet. Ziel ist hierbei, die entstehenden Investitionshemmnisse bei besonders hohem Investitionsbedarf zu beseitigen. Die Orientierung an den entstehenden Kapitalkosten ist auch im europäischen Vergleich eine weit verbreitete Vorgehensweise. Unabhängig vom Ge-

nehmungsverfahrens muss der Netzbetreiber aber auch im regulären Verfahren die Kosten aus der Umsetzung politisch oder regulatorisch vorgegebener Maßnahmen in vollem Umfang über Netzentgelte erwirtschaften können.

#### *Forcierung von Forschung und Entwicklung*

Die 2009 eingeführte Anreizregulierung setzt keine ausreichenden Anreize für Forschung und Entwicklung der Netzbetreiber. Zur Umsetzung der Energiewende ist jedoch ein stärkeres Engagement der Netzbetreiber, insbesondere in den Bereichen Netztechnik, Systemführung und der praktischen Technologieerprobung in Demonstrationsvorhaben erforderlich. Dies sollte, wo immer möglich, in enger Kooperation mit Anlagenherstellern als Hauptträger von Innovation und technischem Fortschritt erfolgen.

Vor diesem Hintergrund hat die Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ empfohlen, dass Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung unter bestimmten Voraussetzungen einen Teil ihrer Aufwendungen für Forschung, Entwicklung und Demonstration als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkennen lassen können. Diese Empfehlung muss zeitnah umgesetzt werden, etwa durch entsprechende Anpassungen des § 11 Abs. 2 ARegV oder vergleichbare Regelungen. Alternativ können hier auch die bestehenden Regelungen zu § 23 (Investitionsmaßnahmen) und § 10 (Erweiterungsfaktor) erweitert bzw. angepasst werden.

Zu den Voraussetzungen soll u.a. zählen:

- Die Begrenzung auf Projekte, die im Rahmen der staatlichen Forschungsförderung (BMW, BMU, BMBF u. a.) bewilligt und fachlich betreut werden. → Hier ist zu prüfen, wie insbesondere Verteilnetzbetreibern der Zugang zur Forschungsförderung erleichtert werden kann. BDEW empfiehlt darüber hinaus, die Forschungsförderung von EU, Bund und Ländern zu koordinieren und transparenter zu gestalten.

Ein angemessener Eigenanteil des Netzbetreibers an den Gesamtkosten des Projekts in Abhängigkeit von der energiewirtschaftlichen Bedeutung des Projekts, dem technisch/wirtschaftlichen Risiko des Projekts und der Bereitschaft von Netzbetreibern, Forschungsprojekte im Verbund mit anderen Netzbetreibern zu realisieren. → Hier ist transparent zu spezifizieren, was unter einem angemessenen Eigenanteil verstanden wird.

- die Verpflichtung, Forschungsergebnisse zu veröffentlichen. Dies kann ggf. auch zeitverzögert erfolgen, um die Anmeldung von Patenten für urheberrechtlich zu schützende Ergebnisse zu ermöglichen. → Hier ist zu klären, in welcher Form die Ergebnisse veröffentlicht werden sollen.

#### *Messsysteme: Unmittelbare Kostenerstattung bei gesetzlichen Einbauverpflichtungen<sup>10</sup>*

Wird von dem Konzept einer evolutionären „Einführung“ von Smart Grids abgewichen, so wie dies absehbar im Bereich des „intelligenten Messsystems“ geschieht, so handelt es sich um eine staatlich veranlasste Mehrbelastung, die auch in der laufenden Regulierungsperiode zeitnah in den Erlösen der VNB zu berücksichtigen ist. Hierfür kann aufgrund des zu erwar-

---

<sup>10</sup> Vgl. BDEW-Stellungnahme (16.08.2012): „Berücksichtigung von Kosten im Messwesen im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung“

tenden Ausgabenvolumens sowie der sich hiermit verbindenden regulatorischen Unsicherheit keinesfalls der Weg über das Regulierungskonto genutzt werden, wie dies bisher von der BNetzA angedeutet wird. Vielmehr bedarf es – jedenfalls solange und soweit das Zeitverzugsproblem nicht grundsätzlich gelöst ist – entsprechender Investitionsbudgets oder einer Anpassung der Erlöse um die entstehenden Mehrkosten auf dem Wege der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

#### *Notwendige Netzkomponenten zum Aufbau von Smart Grids*

Soweit Verbrauchs- und Laststruktur im entsprechenden Netzgebiet dieses erfordern, muss Sensorik zur Erfassung der Netzsituation aufgebaut werden, um eine intelligente Netznutzung und -steuerung zu ermöglichen. Verbunden ist hiermit eine entsprechende IT-Infrastruktur zur Verarbeitung der Informationen (vgl. Schritt 5). Auch die Errichtung eines Energieinformationsnetzes bedeutet erheblichen technischen, zeitlichen, organisatorischen und finanziellen Aufwand. Zusätzlich muss in Automatisierung investiert werden, um effizient steuern und regeln zu können (vgl. Schritt 6). **Der Aufwand für all diese Komponenten des Smart Grid muss in der Anreizregulierung ohne Zeitverzug anerkannt werden.**

#### *Speicher*

Die hohe Bedeutung von Speichern sollte sich in der Regulierung widerspiegeln. Folgende Anpassungen sind hier nötig:

- Befreiung von Letztverbraucherabgaben: Speichertechnologien sind nach Auffassung des BDEW keine Letztverbraucher. Die Entnahme des Stroms aus dem Netz mit dem Zweck einer späteren Rückspeisung macht den Unterschied zwischen Stromspeichern und Letztverbrauchern deutlich. Ebenso steht die Beaufschlagung von Stromspeichertechnologien mit Letztverbraucherabgaben wie z.B. Netzentgelten nach Auffassung des BDEW der verpflichtenden Umsetzung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie entgegen.
- Erweiterung des Begriffs „Energiespeicher“: Speicher sind funktional wertvoll für Energiewende. Aufgrund der derzeitigen Marktsituation ist der Bau und Betrieb von Speichern heute und in absehbarer Zeit nicht wirtschaftlich. Bei der regulatorischen Ausgestaltung ist der Begriff „Energiespeicher“ klar und umfänglich zu definieren. Hierdurch soll erreicht werden, dass Speichersysteme, die insbesondere stabilisierend auf das Energieversorgungsnetz wirken, durch entsprechende Regelungen unterstützt werden.

#### *Virtuelle Kraftwerke: Strukturmerkmale und Strukturparameter*

Im letzten BNetzA-Effizienzvergleich der Strom-Verteilnetze wurde ein Strukturmerkmal „installierte dezentrale Erzeugungsleistung“ berücksichtigt. Zusätzliche Aufwendungen für die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen führten deshalb nicht zwangsläufig zu einem schlechteren Effizienzwert. Dieser Strukturparameter sollte im kommenden Effizienzvergleich beibehalten werden.

Positiv ist zu bewerten, dass seit 2011 im Erweiterungsfaktor auch Veränderungen bei den dezentralen Einspeisungen betrachtet werden. Über ihn können Kostensteigerungen aus Änderungen der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Dabei werden nicht die tatsächlichen Kostensteigerungen abgebildet, sondern Verände-

rungen von Strukturparametern in einen Erweiterungsfaktor der Erlösbergrenze umgerechnet. Der Erweiterungsfaktor wird auch auf Verteilnetzbetreiber im vereinfachten Verfahren angewendet. Aus Sicht der Anlagenbetreiber können durch das Anbieten von Blindleistungsregelung oder das Vorhalten von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen zur Reduzierung der Netzentgelte neue Geschäftsmodelle durch das Anbieten von Netz- und Systemdienstleistungen entstehen. Da der Netzbetreiber die entstehenden Kosten nicht anrechnen kann, fehlt jedoch der Anreiz zur Umsetzung solcher Maßnahmen. Somit müsste zukünftig anerkannt werden, dass durch das dezentrale Vorhalten von Systemdienstleistungen Netzausbau im Verteilnetz vermieden werden kann.

#### **Was ist konkret zu tun?**

- Die Infrastruktur ist die Basis für den Energiemarkt. Netzbetreiber müssen in die Lage versetzt werden, diese effizient auf- und umzubauen und den Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Verteilnetzbetreiber brauchen Anreize und Sicherheit für kosteneffiziente Netzinvestitionen: Allem voran ist der Zeitverzug zu beseitigen, um die Rentabilität von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen zu gewährleisten.
- Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren müssen verkürzt und vereinfacht werden, um die Investitionstätigkeit zu beschleunigen und die Kosten zu reduzieren.
- Die Anreizregulierung muss auch Forschung und Entwicklung von Verteilnetzbetreibern fördern. Die Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten wird dringend empfohlen.
- Regulative Eingriffe in wettbewerbliche Bereiche sollten generell unterbleiben.

#### **Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)**

Mit Blick auf die Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien wird die Entwicklung technischer Standards zur fortlaufenden und jederzeitigen Bereitstellung der gemessenen Ist-Einspeisung von großer Bedeutung sein. Für Direktvermarkter von Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist die Verfügbarkeit dieser Information ein entscheidender Faktor zur Verbesserung ihrer Prognose aus den dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen.

Darüber hinaus wird für Direktvermarkter die Steuerbarkeit der Anlagen zukünftig interessanter, wenn Marktpreissignale im Zuge der Marktintegration auf die Erzeugungsanlagen wirken. Dies betrifft insbesondere steuerbare Anlagen, wie z.B. Biomasse. So werden bereits im 2012 eingeführten Marktprämienmodell Anlagen bei extremen negativen Börsenpreisen zur Abregelung angereizt. Dies setzt allerdings eine Kommunikationsschnittstelle voraus, durch die Direktvermarkter auf die vermarkteten Erzeugungsanlagen zugreifen können. Diese Schnittstelle sollte das so genannte Smart Meter Gateway sein (vgl. Schritt 5). Dabei ist sicherzustellen, dass die der Aufrechterhaltung der Netzstabilität dienenden Regelsignale des Netzbetreibers vor den Steuerungssignalen der Direktvermarkter Vorrang haben müssen.

**Was ist konkret zu tun?**

- Es müssen technische Standards geschaffen werden, die die fortlaufende und jederzeitige Bereitstellung der gemessenen Ist-Einspeisung garantieren.
  - Direktvermarkter sollten über das Smart Meter Gateway die Möglichkeit haben, auf die vermarkteten Erzeugungsanlagen zuzugreifen. Dabei ist sicherzustellen, dass die der Aufrechterhaltung der Netzstabilität dienenden Regelsignale des Netzbetreibers Vorrang vor den Steuerungssignalen der Direktvermarkter haben.
  - Die Vor- oder Nachrangigkeit von Netzsteuerungsprozessen zwischen virtuellen Kraftwerken und EEG ist zu beschreiben.

**Schritt 3: Forschung und Entwicklung, Pilot- und Demonstrationsprojekte**

Wer?	Was?	Wann?
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energieversorger</li> <li>▪ IKT-Entwickler / Hersteller</li> <li>▪ Forschungseinrichtungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ F&amp;E</li> <li>▪ Pilotprojekte</li> <li>▪ Großformatige Demoprojekte (öffentlich &amp; privat finanziert)</li> <li>▪ Evaluation</li> <li>▪ Kommunikation der Fortschritte, Erkenntnisse &amp; Bedarfe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bis 2018</li> </ul>

Forschung und Entwicklung sind von zentraler Bedeutung, wenn es um die Identifikation „technologischer Lücken“ sowie die Umsetzung theoretischer Lösungsansätze in Pilot- und Demonstrationsprojekten geht. Stromnetze sind ein heterogenes Forschungsfeld, das zugleich enge Wechselbeziehungen zu angrenzenden Forschungsbereichen aufweist. Das betrifft beispielsweise Energiespeicher, zentrale und dezentrale Erzeugungsanlagen, oder unterschiedliche Verbrauchertypen (Privathaushalte, Industrieverbraucher). Speziell im Bereich der IKT gilt es, aus Sicht der Energiewirtschaft eine effektive Adaption der bereits vorhandenen Technologien vorzunehmen.

Die Energiebranche erkennt die Pflicht, die technologischen Anforderungen an ein Smart Grid sowie die Vorgaben mit Blick auf die Versorgungsaufgabe, den Kundennutzen und die Funktionalität von Technologien eindeutig zu beschreiben. Darüber hinaus sollte eine bestmögliche Harmonisierung und Vernetzung der verschiedenen Projekte anhand einer einheitliche



F&E-Strategie erfolgen<sup>11</sup>. So kann eine Themen-Klassifizierung im Bereich moderner Stromnetztechnologien helfen, mögliche Kooperationen unterschiedlicher Akteure/Branchen (Netzbetreiber, Händler, Energielogistiker, Industrie, Wissenschaft) zu identifizieren und Synergiepotenziale aufzuzeigen. Mögliche Klassen sind: „Grundlagenforschung“, „Komponentenentwicklung“, „Systemverhalten und -Integration“ und „Pilot- und Demonstrationsprojekte“.

Das Problem zahlreicher F&E-Aktivitäten besteht zumeist darin, die Ergebnisse nach Projektende zu einem marktfähigen Produkt zu entwickeln. Als Hemmschuh erweisen sich hier u.a. die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen (vgl. Schritt 2). Die Regulierung sollte Netzbetreiber dahingehend unterstützen, dass der Einsatz intelligenter Technologien eine wirtschaftlich attraktive Alternative zum konventionellen Netzausbau wird. Die Erforschung und Markteinführung „smarter“ Technologien muss – je nach Wirksamkeit des technologischen Ansatzes – gefördert werden.<sup>12</sup> Als Beispiele sind hier die Themen Datensicherheit, aktive Steuerungen von Kundenanlagen, Verfügbarkeit von Informations- und Kommunikationssystemen u.v.m. zu nennen.

Aufgrund der F&E-Aktivitäten der letzten Jahre, national als auch international, lässt sich feststellen, dass sich zahlreiche Technologien („smarte“ Betriebsmittel) eher noch im Prototypenstadium befinden beziehungsweise Teil laufender Demonstrationsvorhaben sind. Neue innovative marktwirtschaftliche Konzepte (Demand Side Integration, vgl. Schritt 10) und Lösungen sind in der Entwicklung, aber oftmals mit den oben genannten Hindernissen konfrontiert.

Die bisherigen Modellprojekte (E-Energy) haben erste Ergebnisse geliefert<sup>13</sup>, an die angeknüpft werden muss. Die vorliegenden Ansätze im Strombereich müssen auf so genannte Hybridnetze erweitert werden. Künftig werden die Energiesysteme Strom, Gas, Wärme und Verkehr mehr und mehr interagieren, so dass eine intensivere, optimierte und abgestimmte Nutzung der bereits vorhandenen Infrastrukturen erfolgen kann (vgl. Schritt 8). F&E-Vorhaben sollten sich daher auf folgende Themen konzentrieren:

- Untersuchung von notwendiger Sensorik und Aktorik
- Konzeptionen für eine gesamthafte End-to-End-Informationssicherheit und Systemzuverlässigkeit:
  - Untersuchung zu notwendigen Anpassungen energiewirtschaftlicher Prozesse, darunter Fragen zur Abrechnung/Bilanzierung (bspw. bei „Windgas“, „Windheizung“, etc.)

---

<sup>11</sup> Künftige FuE-Projekte werden im Energieforschungsprogramm erfolgen.

E-Energy wurde/wird von Seiten des BMWi aus dem Titel Konvergente IKT gefördert.

<sup>12</sup> Vgl. Innovative Regulierung für Intelligente Netze (IRIN, September 2011): Kurzfassung des Abschlussberichts, S.22; Handlungsempfehlung 2: Innovationsbudget und Innovationsfonds

<sup>13</sup> Vgl. BAUM (2012): Ein Blick auf die Ergebnisse der E-Energy Modellregionen

- Gesellschaftliche Akzeptanz von Smart Grids<sup>14</sup>
- Akzeptanzuntersuchung bei Steuerung von Heizungen, Klimaanlage, Wärmepuffern und Elektromobilen
- Bewertung des Beitrages von Flexibilitätspotenzialen sowie Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zur Vermarktung<sup>15</sup>
- Untersuchungen zu Mengenpotenzialen, Wirkungsgraden und des volkswirtschaftlichen Nutzens der Energiespeicher- und Energieumwandlungsprozesse
- Elektromobilität
- Bewertung möglicher Geschäftsmodelle (Power-to-Gas, Power-to-Heat, etc.)
- Untersuchung der energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen

#### **Was ist konkret zu tun?**

- Eine bestmögliche Harmonisierung und Vernetzung der verschiedenen F&E-Projekte sollte anhand einer einheitlichen F&E-Strategie erfolgen. Hierfür bietet sich die Weiterentwicklung des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung an.
- Mit Blick auf die Forschungsförderung im Bereich intelligenten Netzmanagements ist die Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ von herausragender Bedeutung und muss unterstützt werden.
- Demonstrationsprojekte sind anhand konkret definierter, für den zukünftigen Netzbetrieb erforderlicher Funktionalitäten auf ihre Wirksamkeit hin zu überprüfen.
- Die klare und einheitliche Erfüllung von wirtschaftlichen und technischen Leistungskennzahlen (Key Performance Indicators, KPI) müssen an ihren Erwartungen eindeutig gespiegelt werden.
- Modellprojekte müssen weitergeführt und auf Hybridnetze (Strom, Gas, Wärme, Verkehr) erweitert werden.
- Nationale F&E Anstrengungen müssen mit den Aktivitäten auf Europäischer Ebene, insbesondere der European Electricity Grid Initiative (EEGI), abgestimmt werden.
- Eine enge Verzahnung der Aktivitäten im Bereich der Elektromobilität mit Smart Grid-Projekten sowie eine Zusammenführung aller Ergebnisse ist unbedingt notwendig.

---

<sup>14</sup> Vgl. Stiftung neue Verantwortung (2012): Smart zur Energiewende – fünf Schlüssel zu gesellschaftlicher Akzeptanz von Smart Grids

<sup>15</sup> Vgl. BDEW (2012): Smart Grids in Deutschland – Handlungsfelder für VNB auf dem Weg zu intelligenten Netzen, S. 10

#### Schritt 4: Standards, Normen, Datenschutz und Datensicherheit

Wer?	Was?	Wann?
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energieversorger</li> <li>▪ Hersteller</li> <li>▪ internationale, europäische und nationale Standardisierungsinstitutionen</li> <li>▪ Verbände</li> <li>▪ Bundesregierung, Bundestag, Bundesländer, BNetzA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Definition von Regelwerken im Smart Grid</li> <li>▪ Entwicklung eines Rechtsrahmens für den Datenschutz im Smart Grid</li> <li>▪ Einheitliche und international anerkenbare IT-Sicherheitsziele für ein Smart Grid</li> <li>▪ Weiterentwicklung der Marktkommunikation unter Berücksichtigung zukünftiger Anwendungen</li> <li>▪ Weiterentwicklung interoperabler technischer Standards für die Netz- und IT-Technik sowie Kommunikations- und Datenprotokolle unter Berücksichtigung der Aktivitäten auf EU-Ebene (M490)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bis Anfang 2013</li> <li>▪ Bis Ende 2013</li> <li>▪ Konsistent erst ab 2014, da Ordnungsrahmen noch nicht stabil.</li> </ul>

Ziel von **Schritt 4** ist es, die notwendige prozessuale-technische und rechtliche Basis für die Neu- und Weiterentwicklung der Datenschutz- und Datensicherheitsvorgaben sowie von notwendigen Standards und Normen im Smart Grid zu etablieren.

Energieversorgungsunternehmen, Verbände, Hersteller, internationale-europäische und nationale Standardisierungsinstitutionen, die Bundesregierung und die BNetzA müssen zeitlich abgestimmt und mit klarer Aufgabenzuordnung die dafür notwendigen Vorhaben durchführen.

Die Neuentwicklung der Messsysteme hat dabei deutlich gezeigt, dass die gesetzliche Verankerung von Einsatzmöglichkeiten (BMW i und BMU), technische Spezifikation (BSI), die Erarbeitung von Standards und Normen durch die Arbeitsgruppen des FNN und DKE sowie die ggf. notwendige Anpassung von Aufgaben in den Marktrollen und der Marktkommunikation insgesamt, zwingend aufeinander abgestimmt werden müssen.

Investitions- und Planungssicherheit für den Einsatz der Messsysteme ist nur gegeben, wenn die technische Verfügbarkeit dieser neuen Geräte mit den Einsatzverpflichtungen und den dafür notwendigen Regelwerken zeitlich abgestimmt wird. Je mehr beide Zeitpunkte zeitlich auseinanderfallen, desto größer ist die Gefahr von Fehlinvestitionen.

## **BDEW-Vorschlag zur Abstimmung der Einzelaktivitäten**

Schritt A – Rechtsrahmen: Die europäischen und nationalen Ordnungsgeber sollten die Anforderungen an ein Smart Grid gemeinsam mit der Energiebranche formulieren und in nationale und europäische Richtlinien, Gesetze oder Verordnungen überführen.

Zu nennen sind hier die Etablierung einer bereichsspezifischen Datenschutzregelung im EnWG, die Harmonisierung mit der derzeit zu entwickelnden Datenschutzgrundverordnung und die Verankerung von Sicherheitsanforderungen in einem Zielkatalog ebenfalls im EnWG.

Im Ergebnis sorgen erst diese Anstrengungen für einen stabilen und verlässlichen Investitionsrahmen und sind die Basis für die Standardisierung und Entwicklung der technischen Normen.

Schritt B - Standards: Zu den wichtigsten Standards in der Energiewirtschaft zählt die Marktkommunikation zwischen den Marktteilnehmern. Die Marktkommunikation definiert und regelt bundeseinheitlich das Zusammenspiel der Marktteilnehmer im regulierten Bereich, d.h. die Art und Weise der Geschäftskommunikation mit dem Netzbetreiber.

Auf Basis der gesetzlichen Anforderungen sollte die Marktkommunikation z.B. im Bereich Smart Metering die Einbindung der Smart Meter Gateways abbilden und im Bereich Smart Grid den Betrieb einer Kommunikations- und Dienstplattform sowie die Umsetzung des Ampelkonzeptes (vgl. Schritte 1 & 5).

Diese Branchenvereinbarungen definieren standardisierte Prozess- und Datenformatbeschreibungen und technische Anwendungsregeln z.B. über Datenprotokolle und Übertragungswege. Im Anschluss an Schritt A können diese Vorgaben verbindlich abgestimmt werden.

*Aufgrund der Komplexität dieser Abstimmungsprozesse plädiert der BDEW dafür, vorhandene Zeitpuffer zwischen Schritt A und B zu nutzen, um einen Diskussionsprozess für die verschiedenen Umsetzungsmöglichkeiten zu ermöglichen.*

Schritt C - Normen: Im Nachgang oder parallel zur Entwicklung der Standards werden die Normen, wo sinnvoll und möglich, international weiter- bzw. mitentwickelt. Über die anerkannten Normungsgremien DKE, CEN, CENELEC, ETSI kann einerseits die europäische und internationale Kompatibilität aber auch die Anerkennung deutscher Regeln sichergestellt werden.

## **BDEW-Vorschläge zum Datenschutz und zur Datensicherheit im Einzelnen**

Die Themen Datenschutz und Datensicherheit werden derzeit aus sehr unterschiedlichen Perspektiven intensiv diskutiert. Folglich gibt es höchst unterschiedliche Ansichten, welche Anforderungen durch die Unternehmen erfüllt und vom Gesetzgeber vorgeschrieben werden müssen.

Anforderungen an Datenschutz (z.B. Personendaten) und -sicherheit (z.B. Markt- und Netzdaten) müssen eindeutig geklärt und zugeordnet werden, um Missverständnisse in der öffentlichen Diskussion zu vermeiden.

Aus Sicht des BDEW ist es das Ziel, die unterschiedlichen Meinungen und Ansätze von Datenschützern, von Verbraucherschützern, dem Kunden selbst und den Anwendern zu kanalisieren und zum **Datenschutz** eine **bereichsspezifisch geltende Verordnung** zum Umgang mit personenbezogenen und -bezieharen Daten zu entwickeln und gemeinsam zu bestätigen.

### **Datenschutz im Smart Grid**

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die im EnWG 21g neu aufgenommenen Bereichsregelungen zum Datenschutz. Die dort und im § 21i vorhandenen Verordnungsermächtigungen zur weiteren Ausgestaltung der Regelungen bieten aus Sicht des BDEW die Basis für eine zukunftsfähige Weiterentwicklung des Datenschutzrechts für ein Smart Grid.

Strukturell plädiert der BDEW dafür:

- Die Regelungen für die Ausgestaltung der Verordnungsermächtigungen im Rahmen der Novellierung der MessZV, in einer eigenen Datenschutzverordnung zusammenzufassen.
- So umfangreich wie nötig Anwendungsfälle als Ermächtigung, wie bereits im 21g EnWG vorzufinden, zu definieren und durch Auffangklauseln zu stützen, um auch Rechtsicherheit bei nicht definierten Anwendungsfällen zu ermöglichen.

Inhaltlich plädiert der BDEW dafür, die Regelung zu den Informationspflichten gegenüber dem Letztverbraucher im § 21h EnWG als zentrales Element der Datenhoheit des Kunden anzusehen und auszubauen. Die Anzahl und Art der für den Umgang mit Daten verantwortlichen Stellen wird prinzipiell zunehmen. Gleichzeitig nimmt für den Kunden die Schwierigkeit zu, seine Datenhoheit auszuüben.

Kunden sollten daher auch die Möglichkeit haben z.B. über eine Internetseite („Datenschutz-Cockpit“) sich selbstständig und jederzeit über:

- die durch die berechtigten Stellen erhobenen und vom Gateway versendeten Daten,
- die vorhandenen Tarif- und Statusdatenprofile im Smart Meter Gateway,
- die erhobenen und versendeten abrechnungsrelevanten Werte,
- die bestehenden Einwilligungen und genutzten Rechtsvorschriften zur Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten,
- die Kontaktmöglichkeiten zu den Berechtigten zur Klärung von Anfragen nach § 35 BDSG zu informieren.

Technisch kann dazu ausschließlich zum Zwecke der Visualisierung auf die Smart-Meter-Gateway-Daten zurückgegriffen werden. Unternehmensspezifische Lösungen von z.B. Energielieferanten blieben davon unberührt.

Gegenüber dem Kunden forciert diese Art der Darstellung die Forderungen:

- nach Transparenz,
- nach Datenhoheit,

- und Ausübung der Einwirkungsmöglichkeiten bei unrechtmäßiger Fernauslesung.

Zur inhaltlichen Ausgestaltung der Informationsbereitstellung gegenüber dem Kunden gehört zwangsläufig auch die Klärung, bei welchen Daten ein Personenbezug gemäß § 3 Abs.1 BDSG vorliegt. Es sich also hierbei um Einzelangaben über persönliche oder sachliche Verhältnisse einer bestimmbaren natürlichen Person handelt oder um Daten mit einem Orts- oder Anlagenbezug, aus denen keine persönlichen Verhältnisse abgeleitet werden können. Die Prüfung kann z.B. über folgende Datenklassen erfolgen:

1. Daten zur Netzplanung, -betrieb und Netzführung (unmittelbare oder mittelbare Steuer-, Regelungsdaten)
2. Daten zur Abwicklung der Geschäftsbeziehungen zwischen dem Letztverbraucher und z.B. dem Energielieferanten
3. Daten zur Erfüllung einer Rechtsvorschrift

Diese Unterscheidung ist insofern zwingend, da z.B. die Wahl eines Datenschutztarifes für die Energiebelieferung (kumulierte Datenübertragung) die Verwendung von netzbetriebsrelevanten Daten und die Anzeige nicht ausschließen darf.

Gleichzeitig besteht natürlich die Schwierigkeit, Daten sauber einer der Datengruppen und dann der Anwenderklassen zuzuordnen, da einige Daten im Energieversorgungssystem für verschiedene Verwendungszwecke mehrfach genutzt werden. Diese „hybriden Daten“ finden sich heute im Wesentlichen am Zählpunkt des Netznutzers und stellen heute meist die Abrechnungsdaten zur „genutzten Arbeit (KWh)“ und die zur Verfügung gestellte oder verfügbare Leistung (KW/KVA)“ dar. Diese Daten sind für den Netzbetrieb, die Bilanzierung und die Abrechnung der Energiebelieferung erforderlich. Alle Markt-, Netzplanungs- und Netzführungsprozesse verwenden diese „hybriden Daten“.

Aus Sicht des BDEW besteht die Lösung dieser Problematik in der genauen Festschreibung von Verwendungszwecken für den jeweils Berechtigten, datensparsamen Bilanzierungsverfahren und – wo möglich - der Nutzung von Pseudonymen.

Der BDEW wird für die Ausgestaltung der bereichsspezifischen Regelung in der Novellierung der MessZV einen geeigneten Vorschlag für die **Ausgestaltung der Datenklassen** und dazugehörigen **Berechtigungen und Verwendungszwecke ausarbeiten**.

### **Datensicherheit im Smart Grid**

Für die Energienetze sowie Betreiber von Erzeugungsanlagen existieren bereits umfangreiche gesetzliche und brancheneigene Maßnahmen und Einzelbausteine für die Absicherung der eigenen Systeme gegen Gefahren/Risiken aus der Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologien.

Zu den Vorgaben zur IT-Sicherheit zählen im Einzelnen:

- den Vorgaben des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik für ein sicheres Smart Metering und allgemeine IT-Anforderungen an den Betreiber von Smart Metering-Systemen

- das BDEW-Whitepaper mit Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme
- den Ausführungshinweisen zur Anwendung des BDEW-Whitepaper
- die neu entwickelte ISO IEC 27019, 27001 und 27002 IT-Sicherheitsnorm für Betreiber von Energienetzen und Erzeugungsanlagen
- Jeweils unternehmenseigene Sicherheitsanalysen und Anforderungen um kritische Prozesse zu identifizieren und Schutzvorkehrungen zu treffen
- BDEW-Vorgaben und Umsetzungsempfehlungen für eine sichere Kommunikation zwischen den Marktpartnern im Rahmen der Marktkommunikation
- der Kommunikationsrichtlinie der Bundesnetzagentur für eine sichere Marktkommunikation

Um die bestehenden Lösungen branchenweit zu harmonisieren, schlägt der BDEW einen branchenspezifischen Sicherheitskatalog vor, in dem die Anforderungen transparent, widerspruchsfrei und verbindlich zusammengefasst sind.

Als Basis dafür eignet sich der vorgesehene Sicherheitskatalog für die Betreiber von Energienetzen nach § 11 Abs. 1a EnWG. In diesem Katalog können allgemeine Anforderungen zur IT-Sicherheit festgeschrieben werden, um ein einheitliches Mindestniveau zu gewährleisten. Zusätzlich ist es wünschenswert, dass die speziellen Anforderungen an die IT-Sicherheit aus der TR 03109 für den Betreiber von Smart Metering-Systemen darin aufgehen.

Inhaltlich wird in diesem Katalog geregelt, dass Unternehmen bereichsübergreifend ein einheitliches Informationssicherheitsmanagement (ISMS) einführen. Die Branche hat mit den Normen ISO/IEC 27001, 27002 und ISO IEC 27019 ein Regelwerk geschaffen, das diese Anforderungen national wie international branchenspezifisch erfüllt. Diese Normen bilden die Basis für den Sicherheitskatalog.

Der BDEW wird zusätzlich einen branchenspezifischen Leitfaden zur Implementierung eines ISMS nach ISO 27001 unter Berücksichtigung der DIN SPEC 27019 und dem BSI Grundschutz erstellen. Dieser Leitfaden gibt den Unternehmen einerseits eine sichere Handreichung für die Umsetzung der Anforderungen, als auch der Branche andererseits selbständig und verbindlich auf die neuen Anforderungen zu reagieren und diesen Katalog regelmäßig zu aktualisieren.

### Was ist konkret zu tun?

#### Marktprozesse und Technologien

Die etablierten energiewirtschaftlichen Prozesse der Marktkommunikation sind die Basis für die Unternehmenskommunikation in einem Smart Grid und müssen in kurzer Frist für die Verwendung des Smart Meter Gateways, in mittlerer Frist für die Anwendung des Ampelkonzeptes ertüchtigt werden.

#### Datenschutz

- Umsetzung und stetige Weiterentwicklung des Datenschutzes im Smart Grid in einer eigenen Datenschutzverordnung im Rahmen der Novellierung der MessZV
- Feste Verankerung der Datenhoheit des Letztverbrauchers durch ein Datenschutz-Cockpit auf Basis des § 21h EnWG

#### Datensicherheit

- Entwicklung eines verbindlichen Anforderungskataloges für die IT-Sicherheit im Rahmen des § 11 Abs.1a EnWG durch die Branche, Vertretern des BSI und der BNetzA
- Entwicklung und Pflege eines Umsetzungsleitfadens im Anschluss an den Katalog als Hilfestellung für Unternehmen

## 5.2 Etablierungs- und Ausgestaltungsphase

### Schritt 5: Messen Sensorik im Netz; Roll-Out intelligenter Messsysteme

Wer?	Was?	Wann?
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ VNB, MSB, Lieferant, Betreiber virtueller Kraftwerke, Energiedienstleister</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Installation intelligenter Messsysteme und Steuerungssysteme bei vom Gesetzgeber vorgegebenen Kundengruppen mit erforderlichen Funktionen, soweit vom Markt gefordert</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kontinuierlich bis 2020</li> </ul>

### Sensorik im Netz

Eine systemoptimierende Netz-, Einspeise- und Verbrauchssteuerung setzt eine Verbesserung der Informationsbasis für alle Akteure im Energiesystem voraus. Damit auch künftig eine hohe Effizienz und Versorgungsqualität der Netze in Deutschland gewährleistet werden kann, muss zunächst die Kenntnis über den aktuellen Netzzustand verbessert werden. Erst auf Basis dieser Informationen wird z.B. eine sinnvolle Steuerung von Lasten, das normgerechte



Einhalten des Spannungsbandes oder eine Auslastungsbewertung der Netzsegmente möglich. Damit wird der Aufbau von Sensorik zur Erfassung der Netzsituation quasi zur „Pflichtübung“ einer intelligenten (Verteil-)Netznutzung und -steuerung, soweit Verbrauchs- und Laststruktur im entsprechenden Netzgebiet dieses erfordern. Verbunden ist hiermit eine entsprechende IKT-Infrastruktur zur Verarbeitung der Informationen. So muss in den Aufbau von Kommunikationsanbindungen, Serverstrukturen und Rechenzentren investiert werden.

Die Sensorik im Netz liefert schließlich notwendige aktuelle Messwerte. Diese Werte können an ausgewählten Punkten durch weitere Messungen mittels intelligenter Messsysteme bei Endkunden ergänzt werden, wenn eine Notwendigkeit seitens der Netze besteht.

### **Rollout intelligenter Messsysteme – Nutzen und Aufgaben**

Das intelligente Messsystem ist prinzipiell in der Lage Netzzustandsdaten zu liefern, die vom Netzbetreiber für die Netzsteuerung oder das Asset-Management genutzt werden können.

Dem Messstellenbetreiber ermöglicht ein intelligentes Messsystem die Fernablesung der Zählerstände. Unter bestimmten Bedingungen sind Einsparmöglichkeiten bei Betriebskosten etwa bei der Vor-Ort-Ablesung gegeben. Diesen stehen allerdings zusätzliche Systemkosten gegenüber, so dass diese Einsparmöglichkeiten gerade in dichtbesiedelten Gebieten überkompensiert werden können und weitere Synergieeffekte für einen wirtschaftlichen Einsatz genutzt werden müssen.

Vorteile aus der Nutzung von Intelligenten Messsystemen liegen hauptsächlich bei den Marktrollen Handel oder Lieferant. Dazu gehören:

- Prognose: Optimierung der Verbrauchs- und Einspeiseprofile
- Produkte: Demand Side Integration sowie Supply Side Management (vgl. Schritt 9 & 10)
- Aufbereitung der Verbrauchsdaten für den Kunden und gegebenenfalls Angebot von Dienstleistungen (Energiemanagement, Heimautomatisierung, etc.)

Auf Basis der aus der Sensorik und den intelligenten Messsystemen gewonnen Informationen kann in Verbindung mit Technologien zur Netzautomatisierung sowie innovativen Produkten der Lieferanten eine bestmögliche Nutzung des Netzes gewährleistet werden. Die umfassende Kenntnis über die wichtigen Systemparameter (Spannung, Stromstärke und Frequenz) wird benötigt, um den aktiven Komponenten (regel- / steuerbare Einspeiser und Lasten) und den aktiven Netzelementen systemstabilisierende Vorgaben zu geben.

#### *Akzeptanz gewährleisten*

Die Einführung intelligenter Messsysteme sowie des Smart Grid als Ganzes muss durch die Bundesregierung im Rahmen einer breiten Informationskampagne begleitet werden, um die Akzeptanz der Endverbraucher für die Kosten der neuen Technologie zu erhöhen und über das Nutzenpotenzial aufzuklären. Ausgangspunkt hierfür muss eine unabhängige Kosten-Nutzen-Analyse sein, die nicht durch optionale (energieferne) Dienste verzerrt wird.

Die Informationskampagne sollte gemeinschaftlich mit den Verbänden der relevanten Interessengruppen (Energiewirtschaft, Verbraucher, Handwerk, etc.) erarbeitet werden.

### *Interaktion von Markt und Netz*

Die Erhebung, Visualisierung, Übertragung und Auswertung von Messwerten stellt einen Prozess an der Schnittstelle von Markt und Netz dar. Mit Blick auf die mehrschrittige Prozesskette und die unterschiedlichen rechtlichen und technischen Anforderungen ist hier ganz besonders eine klare Zuordnung der Verantwortlichkeiten und Pflichten für die durch Datenflüsse im Smart Grid berührten Markttrollen notwendig (vgl. Schritt 1).

### **Kommunikations- und Dienstplattform als Dienstleister für Netz und Markt**

In der öffentlichen Diskussion um den Aufbau eines Smart Grid wird in diesem Zusammenhang (zuweilen auch unter differierenden Begriffen wie beispielsweise „Datendrehscheibe“) die Konzeption einer „Kommunikations- und Dienstplattform im Smart Grid (KDP)“ diskutiert. Kerngedanke der KDP ist, die Vielzahl von Datenklassen bzw. zumindest eine spezifische Auswahl der Datenklassen (z.B. abrechnungs- und bilanzierungsrelevante Daten), die im Smart Grid versendet werden, zu verwalten.



Abb. 4: Zusammenwirken grundlegender Komponenten für Marktkommunikation im Smart Grid (BDEW)

Aus Branchensicht sind bei der Ausgestaltung der Kommunikations- und Dienstplattform folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Die bestehenden Marktprozesse sollen weitestgehend nutzbar erhalten bleiben. Eine zeitnahe reibungsarme Einführung intelligenter Messsysteme sowie netzseitiger Anknüpfungspunkte ist andernfalls nicht zu gewährleisten.
- Die Aufgabe der Plausibilisierung abrechnungs- und bilanzierungsrelevanter Daten soll weiterhin beim Netzbetreiber liegen. Eine dezentrale-sterneförmige Kommunikation smart-grid-relevanter Datenklassen wäre nicht praktikabel für die zwingend notwendige Plausibilisierung. In diesem Fall könnte der Netzbetreiber dies nicht sicherstellen.
- Strommessstellenbetreiber sollen spartenübergreifend als Gateway-Betreiber fungieren und für den Einbau und die Wartung intelligenter Messsysteme Verantwortung tragen. Dies ermöglicht eine weitestgehende Nutzung bestehender Marktprozesse durch Einbindung des Messstellenbetreibers zur technischen Plausibilisierung, Auswertung von Störungsinformationen und Zuordnung der Messwerte zum Zählpunkt.<sup>16</sup>

---

<sup>16</sup> Gilt nicht für öffentliche Ladeinfrastrukturen.

- U.a. mit Blick auf prohibitiv hohe Kosten, die mit dem Wechsel des Messstellenbetreibers in seiner Aufgabe als Gateway-Administrator verbunden wären, wird dafür plädiert, dass die Rolle des Stromnetzbetreibers als Gateway-Administrator fungiert.
- Marktrollen, die im nicht-regulierten Bereich agieren, sollen Geschäftsmodelle auf der Basis smart-grid-relevanter Daten generieren können. Die dazu notwendigen Daten sollen berechnete Marktteilnehmer durch den Versand entsprechender Daten ab Smart-Meter-Gateway erhalten. Die entsprechend durch den Netzbetreiber wahrgenommenen Aufgaben können nach Auffassung des BDEW als „Basis-Dienste“ definiert werden.

### **Was ist konkret zu tun?**

- Soweit Verbrauchs- und Laststruktur im entsprechenden Netzgebiet dieses erfordern, muss Sensorik zur Erfassung der Netzsituation aufgebaut werden, um eine intelligente Netznutzung und -steuerung zu ermöglichen. Verbunden ist hiermit der Aufbau einer entsprechenden IT-Infrastruktur zur Verarbeitung der Informationen.
- Die Einführung intelligenter Messsysteme muss durch eine gemeinschaftliche Informationskampagne begleitet werden, um die Akzeptanz der Endverbraucher für die Kosten der neuen Technologie zu erhöhen und über das Nutzenpotenzial aufzuklären. Ausgangspunkt hierfür muss eine unabhängige Kosten-Nutzen-Analyse sein, die nicht durch optionale (energieferne) Dienste verzerrt wird.
- Intelligente Messsysteme stellen eine von Marktakteuren und Netzbetreibern gemeinsam genutzte Infrastruktur dar. Daher müssen vor deren Einführung Regelungen zum Betrieb entwickelt sowie Marktprozesse weiterentwickelt werden.
- Es müssen einheitliche Regelungen für Kommunikations- und Dienstplattformen geschaffen werden, in denen die Vielzahl von Datenklassen, die im Smart Grid versendet werden, verwaltet werden können. Hierbei wird eine Abstimmung mit den Aktivitäten der Expertengruppe 3 der Smart Grid Task Force der EU-Kommission empfohlen.
- Die Anforderungen der Elektromobilität sind bei der Ausgestaltung der intelligenten Messsysteme gesondert zu berücksichtigen.

## Schritt 6: Steuern & Regeln Automatisierung der Netze

Wer?	Was?	Wann?
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Netzbetreiber</li> <li>▪ Messstellenbetreiber</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Automatisierung der Netze, um Gefährdungen schneller zu erkennen und effizient zu beseitigen.</li> <li>▪ Hochentwickelte/r Netzbetrieb/Netzkontrolle</li> <li>▪ Intelligentes Messen und Steuern im Sinne einer optimalen Netzleistungsfähigkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kontinuierlich</li> </ul>

Neue Technologien zur Automatisierung, welche die für den Netzbetrieb notwendigen Informationen und Entscheidungshilfen für notwendige Eingriffe in Echtzeit bereitstellen, erlangen immer größere Bedeutung. Während Übertragungsnetze historisch bedingt bereits einen hohen Automatisierungsgrad aufweisen und hier insbesondere in die Erweiterung der Automatisierung investiert wird, müssen Verteilnetze vor allem im Zusammenhang mit dem Ziel der Steuerung/Regelung – Kostenanerkennung in der Anreizregulierung vorausgesetzt – durch neu verfügbare Technologien aufgerüstet werden.

Wesentliche Gründe für Investitionen in Verteilnetzautomatisierung sind u.a.:

- Die Integration dezentraler Energieerzeugung in die Verteilnetze sowie die Aufrechterhaltung der hohen Zuverlässigkeit von Verteilnetzen durch Transparenz der zunehmend komplexen Lastflüsse.
- Die Verbesserung des Verteilnetzbetriebs und der Wartung sowie die schnelle Störungsanalyse und Fehlerortung.
- Die aktive Lastverteilung und -neuordnung im Betrieb von Verteilnetzen.

Netzautomatisierung wird künftig durch das Zusammenwirken verschiedener Technologien ermöglicht, welche unterschiedliche Funktionen erfüllen:

- Kommunikations- und Dateninfrastruktur: Das Rückgrat künftiger Smart-Grid-Systeme stellt die Kommunikationsinfrastruktur dar. Ohne Kommunikationsverbindungen werden die Nutzung von Informationen und eine daraus resultierende zielgerichtete Steuerung von Akteuren im Netz nicht möglich sein.
- Intelligente Ortsnetzstationen: Bestehende Ortsnetzstationen werden mit „Intelligenz“ ausgerüstet oder bei Bedarf durch neue ersetzt und ermöglichen eine Vollautomatisierung. Das heißt: Die neue Technik erlaubt Ferndiagnose und Fernwirkung, beinhaltet Schutzfunktionalitäten (bspw. Maßnahmen zur so genannten „Selbstheilung“) und wird mittels moderner Kommunikations- und Dateninfrastruktur an die Netzleitstellen angeschlossen.

- Netzleittechnik: Moderne Netzleittechnik basiert auf neuen Applikationen bzw. mathematischen Algorithmen. Diese ermöglichen bspw. eine Störungsanalyse durch die von intelligenten Ortsnetzstationen gelieferten Daten und bestimmt aus der bekannten Netztopologie den Fehlerort so genau wie möglich. Eine Wiedereinschaltung dieses Gebietes ist, nach Isolierung des Fehlerorts, automatisiert möglich. Anschließend kann eine Fehleranalyse erfolgen, deren Ergebnisse wertvoll für die Ausgestaltung der Wartungs- und Investitionsprogramme sind.

Eine Optimierung der Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze erfolgt über dezentrale Netzleittechnik-Applikationen in den intelligenten Ortsnetzstationen. Diese steuern die Netzsegmente hinsichtlich Spannungsband, Lastfluss etc. eigenständig über Sollvorgaben aus der Netzleitstelle. Insbesondere zählt zu den neuen Applikationen der Netzleittechnik auch das Einspeisemanagement.

- Technologien zur Spannungshaltung: Vor allem die breitflächige Nutzung von Photovoltaikanlagen ist eine Herausforderung für die Stabilität der Verteilnetze, da Probleme bei der Spannungshaltung auftreten. Hier können künftig bspw. regelbare Ortsnetztransformatoren und steuerbare, blindleistungsfähige Wechselrichter als Teil der Netzautomatisierung zum Einsatz kommen. Erfahrungen aus Pilotprojekten belegen, dass durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren circa 90 Prozent aller Spannungsabweichungen ausgeregelt werden können. Durch den Einsatz einer intelligenten Regelung im Zusammenspiel von neueren Wechselrichtern und einer intelligenten Ortsnetzstation kann lokal unter bestimmten Prämissen eine verbesserte Auslastung der bestehenden Verteilnetz-Infrastruktur um 20 bis 25 Prozent erzielt werden.

Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beschränkt auf einen Einsatz einzelner Technologien ist nicht sinnvoll. Oft ergeben sich die Effizienzpotenziale erst aus der Kombination neuer Technologien und den damit verbundenen Automatisierungsmöglichkeiten. Dabei ist zu beachten, dass Verteilnetzautomatisierung nicht flächendeckend notwendig ist. Sie muss in Abhängigkeit von den Herausforderungen im jeweiligen Verteilnetz installiert werden. Um eine Einschätzung über mögliche Kosten und Nutzen treffen zu können, sollte auf Basis einer differenzierten Analyse ein Leitfaden erarbeitet werden. Dieser sollte die Langfristigkeit von Investitionen in Betriebsmittel berücksichtigen und ggf. in Abhängigkeit von technologischen Entwicklungen aktualisiert werden.

#### **Was ist konkret zu tun?**

- Automatisierung muss in Abhängigkeit von den Herausforderungen im jeweiligen Verteilnetz installiert werden (regionale Gegebenheiten der Netztopologie, Meteorologie, etc.). Für die Netzplanung werden modulare technische Konzepte und eine möglichst zuverlässige Abschätzung des Zubaus Erneuerbarer Energien benötigt.

## Schritt 7: Lokale & globale Optimierung im Energiesystem

Wer?	Was?	Wann?
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ VNB, ÜNB, Erzeuger, Lieferanten, Aggregatoren, Händler, Speicherbetreiber, Verbraucher</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Verstärkte Koordinierung der Netzbetreiber für technische Optimierung (lokal, global)</li> <li>▪ Verstärkte Koordinierung zwischen den Marktteilnehmern für wirtschaftliche Optimierung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Von 2014 an</li> </ul>

Mit der fortschreitenden Nutzung dezentraler Erneuerbarer Energien im Verteilnetz entwickelt sich ein bidirektionaler Energiefluss zwischen Übertragungsnetz, Verteilnetz und den Anschlussnehmern. Folglich wird zweierlei benötigt:

- Eine kontinuierliche Koordinierung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen zur Sicherung der Systemstabilität unter Berücksichtigung von Erzeugern und Lieferanten (primär technische Optimierung)
- Neue Konzepte für den zukünftigen Energiehandel (wirtschaftliche Optimierung)

### *Koordinierung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen*

In Forschung und Industrie existiert ein breiter Konsens darüber, dass die Herausforderungen der Zukunft besonders effizient durch informations- und kommunikationstechnische Verknüpfung der Teilnehmer beherrscht werden können. Die grundlegende Idee dabei ist die Nutzung von Reserven und Verschiebungspotentialen bei Betreibern von Netzen, Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und zur Optimierung der Energielogistik.

Zwischen den europäischen und deutschen Übertragungsnetzen sowie den Verteilnetzen existieren Wechselwirkungen (gegenseitige Beeinflussung von so genannter globaler und lokaler Optimierung, vgl. Abb. 5), die mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien zunehmen.

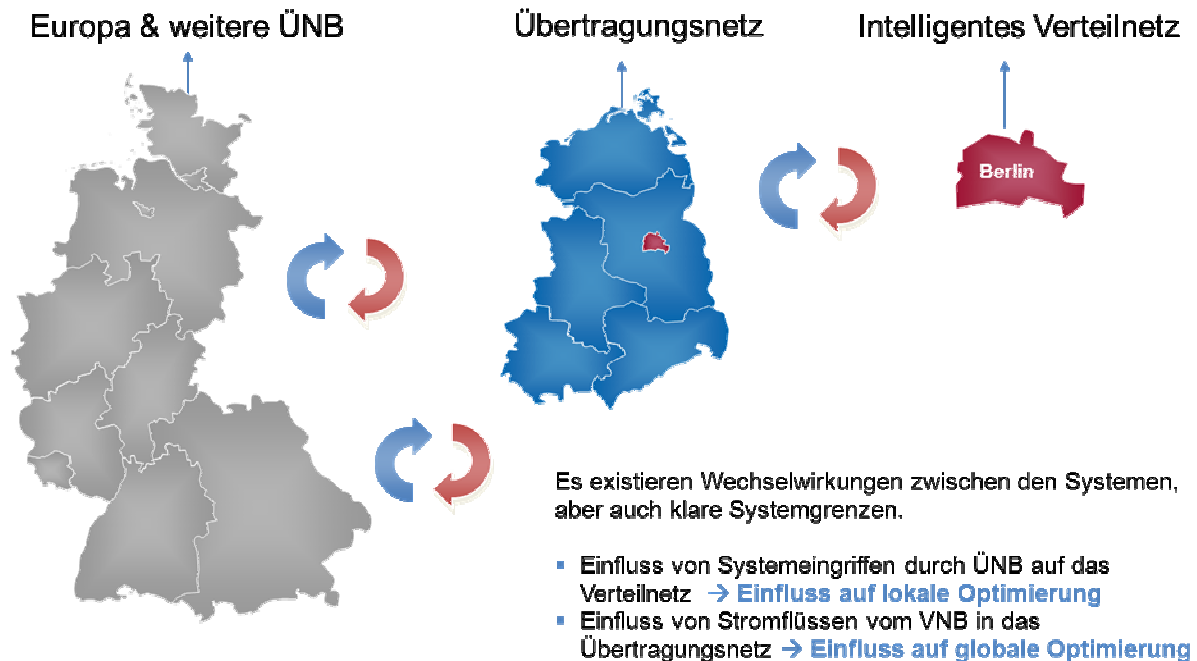


Abb. 5: Wechselwirkungen zwischen lokalen und zentralen Marktteilnehmern (BDEW)

Maßnahmen und Aktionen im Smart Grid, insbesondere jene, die Verantwortungs- oder Systemgrenzen überschreiten, müssen daher sinnvoll mit allen beteiligten Akteuren koordiniert werden, um effektiv und zielgerichtet zu wirken. Dies gilt für marktbasierende und netzrelevante Maßnahmen, die vom überlagerten Netzbetreiber angefordert und vom unterlagerten Netzbetreiber ausgeführt bzw. delegiert werden. Die Dimensionierung, Lokalisierung und der Abruf von Maßnahmen kann dabei netzseitig nur durch den direkt betroffenen Netzbetreiber erfolgen und wird über eine informative und operative Kaskade kommuniziert und umgesetzt.

Die Komplexität eines zentralen Systems mit einer zu hohen Komponentenzahl kann im Sinne einer effizienten Bewirtschaftung der Netzkapazität durch die Zerlegung in definierte Netz-Cluster reduziert werden. Es können folgende Cluster-Kategorien gewählt werden:

- Verteilnetz-Zellen (Ortsnetze): Definierter Abschnitt eines Versorgungsnetzes, z.B. Ortsverteilnetze, Umspannwerksbezirke, Netzgruppen, ggf. mit Unterstufen
- Verteilnetz-Systemzellen (lokal/dezentral): Definierter Verteilnetzbereich der systemrelevant zusammenwirkt und als unterlagertes Verteilnetz zum Übertragungsnetz fungiert. Versorgungsnetzes, z.B. größere Stadtwerke oder regionale ländliche Verteilnetze
- Übertragungsnetz-Systemzellen (global/zentral): Wirkungsbereich/Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers, ggf. gleich den nationalen Grenzen.
- Systemzellen: Verbundnetz

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass eine solche Netz-Clusterung mit verteilter Netzführung weder das Verbundsystem noch das wettbewerbliche Marktdesign und die einheitliche Preiszone für Deutschland und Österreich in Frage stellt. Der Netzcluster-Ansatz hat erklärterwei-

se nicht das Ziel, eine Vielzahl kleiner autonomer Netzinseln zu generieren, die sich dauerhaft selbst versorgen. Für diesen Fall erwähnt die BNetzA zu Recht die Gefahr sinkender Versorgungsqualität und -sicherheit. Vielmehr basiert die künftige Energieversorgungssicherheit auf der Vernetzung der Netzzellen zu einem großen Ganzen, in dem die ÜNB die Systemverantwortung tragen und der europaweit integrierte Großhandelsmarkt möglichst ungestört funktioniert. Bei der Systemführung werden die ÜNB hierbei in Zukunft stärker als heute durch die Verteilnetzbetreiber unterstützt.

In einem solchen System ist die Koordinierung gemeinsamer Maßnahmen zur Wahrung der Systemsicherheit von ausschlaggebender Bedeutung, wobei die Optimierung sowie Systemeingriffe innerhalb einer Netzzelle Auswirkungen auf andere Zellen haben.

Eine wirtschaftliche Umsetzung der verteilten Netzführung im Umfeld einer schwankenden Erzeugung und damit verbundener Echtzeitanforderungen sowie im Rahmen der mit dezentraler Erzeugung und Verbrauchssteuerung wachsenden Komplexität erfordert die Automatisierung von Prozessen. Daraus wiederum begründen sich die aktuellen Arbeiten zur Verteilnetzautomatisierung.

Das Netzcluster-Modell muss für die weitere Diskussion konkretisiert werden. Insbesondere was das Zusammenwirken von Verteilnetz und Markt betrifft. Dabei ist sicherzustellen, dass das wettbewerbliche Marktdesign nicht beeinträchtigt und Praktikabilität sichergestellt wird.

#### *Entwicklung des zukünftigen Energiemarktes (wirtschaftliche Optimierung)*

Die EU verfolgt das Ziel der Vollendung des Binnenmarktes bis 2014 auf Basis eines wettbewerblich ausgerichteten Marktdesigns. Der Energiehandel basiert auf dem Grundgedanken, dass in der einheitlichen Preiszone von Deutschland und Österreich ein wettbewerblicher Ausgleich von Angebot und Nachfrage, also eine so genannte optimale (effiziente) Allokation, herbeigeführt wird. Dieses Prinzip muss beibehalten werden.

Ergänzend hierzu wird eine regionale Komponente im Energiemarkt benötigt, welche die verfügbaren systemsicherheitsrelevanten Dienstleistungen dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen erschließt und die Verfügbarkeit langfristig sichert. Ziel sollte es sein, die Effizienz des Smart Grid und die Effizienz des Großhandelsmarktes zu nutzen (lokale und globale Optimierung im Markt). So müssen beispielsweise Lieferanten und VNB die Möglichkeit haben, in der gelben Ampelphase zusammenzuwirken. Hierfür sollten – orientiert an Netzclustern und soweit lokale Engpässe vorliegen, die nicht zeitnah und günstig durch Netzausbau beseitigt werden können - regionale Marktplätze für flexible Leistung geschaffen werden, die sich in die Preisbildung am Großhandelsmarkt eingliedern und diesen nicht beeinflussen.

In der gelben Ampelphase fragen VNB Flexibilität zu einer bestimmten Zeit an einem bestimmten Ort im Netz nach; nur so kann einem Engpass gezielt Abhilfe geschaffen werden. Lieferanten oder Aggregatoren bündeln künftig dezentrale Erzeugung und dezentralen Verbrauch. Sie bilden – basierend auf Verträgen – einen Pool von positiven oder negativen Lasten (Ein- und Ausspeisung) und bieten aus diesem Pool Flexibilität am Großhandelsmarkt und an den regionalen Marktplätzen für netzrelevante Maßnahmen an. Das Angebot des Handels mit regionaler Flexibilität tritt hierbei nicht in Konkurrenz zum Großhandel, da die



Vergütung nicht über den Arbeitspreis, sondern durch ein von der Bundesnetzagentur akzeptiertes Anreizsystem erfolgt. D.h.: VNB können Lieferanten für die Beschaffung von Flexibilität vergüten. Der VNB muss wiederum, wenn die Wirtschaftlichkeit gegeben ist (Kosten für Flexibilität dauerhaft günstiger als Netzausbau) oder fremdverschuldete Verzögerungen notwendiger Netzaus- und -umbaumaßnahmen auftreten, die Vergütung über die Netzentgelte geltend machen können.



Abb. 6: Marktkommunikation im Smart Grid in Verbindung mit regionalen Marktplätzen (BDEW)

### Was ist konkret zu tun?

- Um das effiziente Wechselspiel zwischen globaler und lokaler technischer Optimierung zu gewährleisten, sollte – basierend auf Sensorik, Technologien zur Netzautomatisierung und dem unter Schritt 2 beschriebenen Energieinformationsnetz – das Modell der verteilten Netzführung etabliert werden.
- Ergänzend zum Großhandel sollten dort, wo dauerhaft oder vorübergehend lokale Engpässe im Verteilnetz bestehen, regionale Marktplätze für flexible Leistung geschaffen werden, an denen Marktteilnehmer (Erzeuger, Lieferanten/Aggregatoren) den Netzbetreibern gebündelte Energieerzeugung und gebündelten Energieverbrauch als regionale Flexibilität anbieten können. Die Vergütung soll dabei nicht durch den Arbeitspreis, sondern ein separates, von der Bundesnetzagentur akzeptiertes Anreizsystem erfolgen.

## Schritt 8: Speicher und Elektromobilität, Hybridnetze

Wer?	Was?	Wann?
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energiedienstleistungsunternehmen, Lieferanten, VNB, ÜNB, Erzeuger und Einzelhändler bzw. Installateure</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitlicher Ausgleich zwischen Dargebot und Verbrauch von Energie. Stabilisierung der Energieversorgung durch Erbringung von Dienstleistungen im Energienetzwerk.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kontinuierlich, erste Schritte ab 2018</li> </ul>

Energiespeicher werden langfristig ein funktionales äußerst sinnvolles Element des Energieversorgungssystems sein. Bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 80 Prozent werden in einem volkswirtschaftlich günstigsten Stromsystem zusätzlich zu den heute vorhandenen Speichern etwa 14 GW bzw. 70 GWh (5 Stunden) an Kurzzeitspeichern und ca. 18 GW bzw. 7,5 TWh (17 Tage) an Langzeitspeichern benötigt.<sup>17</sup>

Energiespeicher sichern die Effizienz des Energiesystems, indem sie Mengen des durch Erneuerbare Energien erzeugten Stroms nutzbar machen und gleichzeitig einen wichtigen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit leisten. Grundsätzlich ist zwischen Lastverlagerungsspeicherung durch funktionale Energiespeicher (Umwandlung der Energie und Nutzung in der Zielanwendung wie bei Druckluft, Kälte/Wärme etc.) und direkter Stromspeicherung, bei der die elektrische Energie nach dem Speichervorgang wieder als Strom in das Energiesystem bzw. lokale Netz zurückgespeist wird, zu unterscheiden (Batterien, Pumpspeicherwerke).

Energiespeicher haben vielfältige Einsatzgebiete im zukünftigen Energieversorgungssystem, wie zum Beispiel:

- Aufnahme von Überschussstrom aus Erneuerbaren Energiequellen
- Netzlastmanagement zur Vermeidung von Lastspitzen und dadurch Reduktion der Netzausbaumaßnahmen
- Stabilisierung des Stromnetzes durch die Erbringung von Netzdienstleistungen zur Frequenz- und Spannungshaltung (Blind- und Wirkleistung)
- Unterstützung des Netzes nach einem Netzausfall (Schwarzstartunterstützung)
- Unterstützung eines Energiemanagements in Netzclustern
- Portfolio-Optimierung

<sup>17</sup> Vgl. VDE (2012): Energiespeicher für die Energiewende, S. 141

Diese Aufgaben können von verschiedenen Speichertechnologien realisiert werden, die sich hinsichtlich der Speicherdauer (Kurz-, Stunden-, Tages- oder Saisonspeicher, vgl. Abb. 4), der Positionierung (zentral oder dezentral) und dem Verhältnis Leistung zu gespeicherter Energiemenge (Leistungs- oder Energiespeicher) unterscheiden.

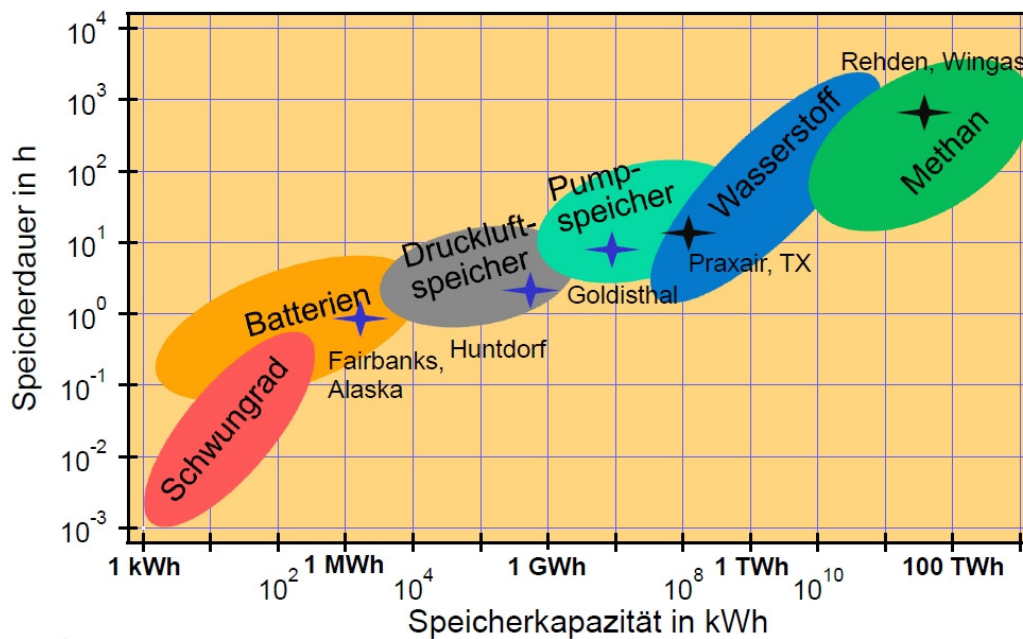


Abb. 7: Potenziale verschiedener Speicheroptionen im Vergleich (DLR 2012)

- Aktuell werden folgende Speichertechnologien intensiv diskutiert: Pumpspeicherkraftwerke: Pumpspeicherkraftwerke repräsentieren bislang die einzige großtechnisch vorhandene und seit Jahrzehnten bewährte Stromspeichertechnologie. Sie fungieren bereits heute als wichtiges stabilisierendes Element im Energieversorgungssystem. Neuste Potenzialstudien gehen entgegen verbreiteter Vorurteile von einem erheblichen Ausbaupotenzial von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland aus. Hierfür muss um Akzeptanz bei der Bevölkerung geworben werden.
- Batterien: Aufgrund der besonderen Eigenschaft von Batteriespeichern, sehr schnell Strom aufnehmen bzw. abgeben zu können, können sie einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes leisten. Das primäre Einsatzgebiet wird dezentral im Verteilnetz, z.B. in Privathaushalten und beim Gewerbe zu finden sein. Aufgrund ihres Potenzials ist eine Unterstützung von Forschung und Entwicklung sinnvoll. Dadurch ist in den nächsten Jahren eine erhebliche Kostendegression zu erwarten, sodass ein wirtschaftlicher Einsatz zukünftig möglich ist.
- Druckluftspeicher: Die Speicherung von Energie in Form von verdichteter Luft kann eine Ergänzung zu Pumpspeicherkraftwerken darstellen. Der aus heutiger Sicht geringe Wirkungsgrad soll durch Wärmespeicherung- und Rückgewinnung verbessert werden. Hier

sind weitere Pilotprojekte notwendig, um durch technologische Weiterentwicklung Wirtschaftlichkeit zu erlangen.

- Überschussstrom in Wärmenetze (Power-to-Heat): Die Nutzung von überschüssigem Strom in Zeiten hoher Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung für Wärmenetze könnte eine relativ kurzfristig verfügbare, kostengünstige Option zur Integration Erneuerbarer Energien darstellen. Sie sollte in Verbindung mit Wärmespeichern, Wärmenetzen und KWK-Anlagen betrachtet werden. Einhergehend mit der Aufnahme von Überschussstrom aus Erneuerbaren Energiequellen geht die Reduktion fossiler Brennstoffe, die ansonsten zur Wärmeerzeugung notwendig wären. Einen ähnlichen Ansatz, allerdings mit weniger Potenzial, stellt die Speicherung von Strom in Kältenetzen dar.
- Power to Gas (P2G)/Methanisierung: Diese, sich derzeit in der Forschung und Entwicklung befindliche Technologie, könnte insbesondere die saisonale Speicherung von Stromüberschüssen aus Erneuerbaren Energien ermöglichen. P2G ist langfristig eine wirksame Möglichkeit der Speicherung, setzt jedoch in einem ersten Schritt deutliche technologische Weiterentwicklungen voraus, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb für die Zeit nach 2022 zu erwarten ist. Dieser ist zentraler Baustein bei der Verwirklichung von Hybridnetzen und der hiermit verbundenen Nutzung überschüssiger erneuerbarer Strommengen in Gasanwendungen (Wärme, Mobilität etc.).

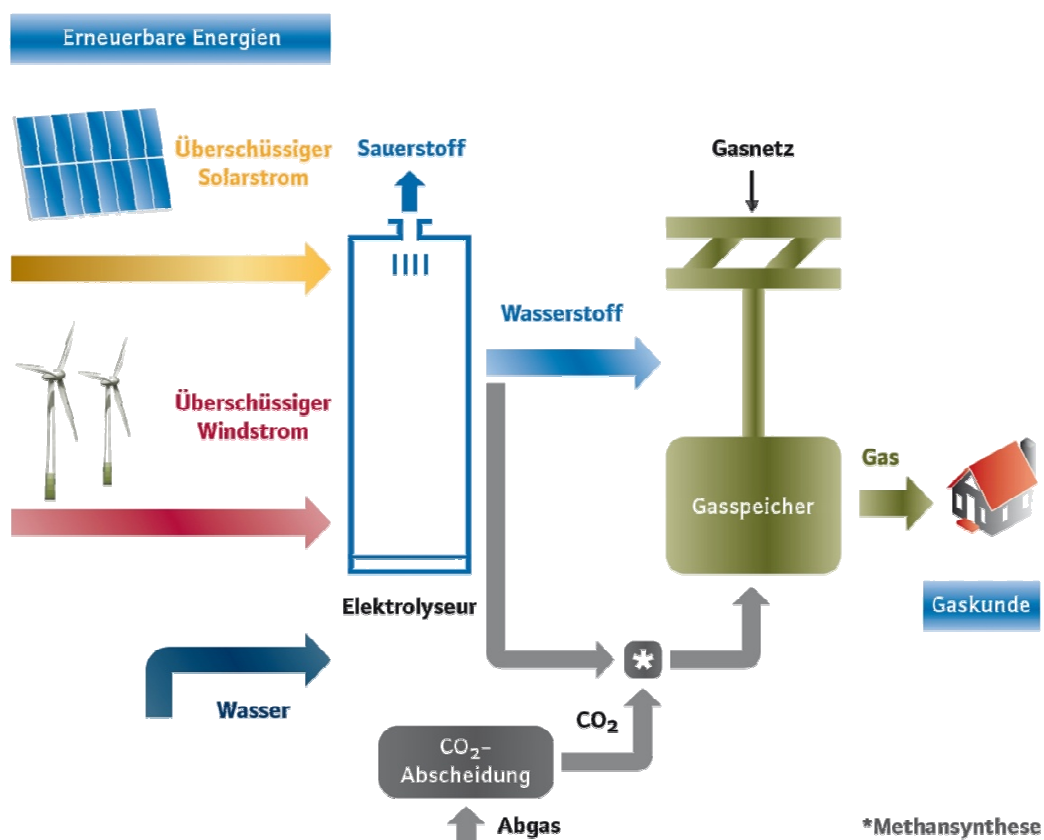


Abb. 8: P2G-Prinzip (BDEW)

Die Wirtschaftlichkeit und bestmögliche technische Anwendung der Speichertechnologien hängt von der notwendigen Speicherkapazität im Verhältnis zur installierten Leistung sowie dem Anschluss an die jeweilige Netzebene ab. So eignen sich Batterien bspw. gut für die Speicherung von Strom aus Photovoltaik-Anlagen, Windkraftanlagen könnten zukünftig an Wärmenetze angeschlossen werden. Folglich werden alle Speicherarten benötigt und sollten an einem spartenübergreifenden Markt interagieren. Hierfür sollte ein Konzept erstellt werden.

Um den Ausbau von Stromspeichern nicht zu gefährden ist die Schaffung geeigneter regulatorischer Rahmenbedingungen erforderlich. Daher müssen sämtliche Speichertechnologien dauerhaft von den Letztverbraucherabgaben befreit werden.

### **Elektromobilität**

Die Elektromobilität kann als ein Baustein im Smart Grid dazu beitragen, regenerativ erzeugten Strom besser zu integrieren und so eine nachhaltige Energieversorgung unterstützen.

#### *Unterstützung für Smart Grids: Elektromobile als Speicher*

Die Batterien der Elektrofahrzeuge stellen bei einer nennenswerten Marktdurchdringung und dem entsprechenden Aufbau, vornehmlich der privaten Ladeinfrastruktur mit hinreichender Ladeleistung, ein beachtliches Speicherpotenzial dar. Mit ihrer Hilfe kann Strom aus Wind und Sonne dann gespeichert werden, wenn er nicht anderweitig gebraucht bzw. direkt vor Ort verbraucht werden kann (z.B. durch Eigenverbrauch des Photovoltaik-Stroms).

Im Regierungsprogramm Elektromobilität vom Mai 2011 sind für das Jahr 2030 sechs Millionen Elektrofahrzeuge als Ziel vorgesehen. Die mögliche Leistungsaufnahme der Batterien dieser Fahrzeuge wird im zweiten Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität vom Mai 2011 mit neun Gigawatt angegeben. Zum Vergleich: Die installierte Leistung aller Pumpspeicherwerke in Deutschland liegt momentan bei knapp sieben Gigawatt und wird in 2030 voraussichtlich etwa acht Gigawatt betragen. Ausgegangen wird in dem Rechenbeispiel davon, dass 30 Prozent der Fahrzeuge am Netz sind, bei einer mittleren Batteriegröße von 15 Kilowattstunden und einer durchschnittlichen Lade-/Entladeleistung von 3,7 KW.

Eine wesentliche Voraussetzung für die Nutzung dieses Speicherpotenzials der Elektrofahrzeuge ist eine intelligente technische Netzeinbindung (inkl. kompatible Kommunikationsschnittstellen) und Ladesteuerung sowie eine Bilanzierung der Ein- bzw. Ausspeisung. Die Ladesteuerung trägt auch dazu bei, Netzausbaubedarf zu verringern. Zudem müssen insbesondere neue effiziente, konsistente und funktionsfähige Marktprozesse definiert werden (bspw. Abrechnungsprozesse für Kunden). Als Basis dienen hier die notwendigen energierechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen (vgl. Schritt 2, Zu- und abschaltbare Lasten, Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen). Von den Marktprozessen wird letztlich abhängen, ob eine Nachfrage entsteht und Automobilhersteller rückspeisefähige Fahrzeuge mit bidirektionalem Umrichter anbieten.

#### *Forschung und Entwicklung*

Im Regierungsprogramm Elektromobilität vom Mai 2011 wurden F&E-Leuchttürme definiert. Ein Schwerpunkt ist der Leuchtturm IKT und Infrastruktur. Darin wird momentan u.a. intensiv an den IKT-Schnittstellen zum Energiesystem und der optimalen Netzintegration der Ladeinfrastruktur in das Stromnetz geforscht (Bsp. gesteuertes vs. ungesteuertes Laden). Eine enge Verzahnung der Leuchttürme und Schaufenster mit E-Energy- und IKT-Projekten sowie eine Zusammenführung aller Ergebnisse ist unbedingt notwendig (vgl. Schritt 3).

#### *Elektromobile als zusätzliche Verbraucher*

Sollten Elektromobile im Vergleich zu stationären Speichern wegen geringerer Anschlussleistung, hoher Dezentralität und geringer Verfügbarkeit in Zukunft eine eingeschränktere Bedeutung als Speicher haben, so werden sie doch eine wichtige Funktion als zusätzliche flexible Verbraucher haben. Die Anwendung erneuerbarer Energien im Mobilitätssektor wird über 2022 hinaus deutlich zunehmen und ein Kernelement von Hybridnetzen darstellen.

#### **Hybridnetze**

Künftig werden die Energiesysteme Strom, Gas, Wärme und Verkehr mehr und mehr verschmelzen, so dass eine intensivere, optimierte und abgestimmte Nutzung der bereits vorhandenen Infrastrukturen erfolgen kann (Nutzung vorhandener Freiheitsgrade). Überall dort, wo eine Verknüpfung der Infrastrukturen erfolgt, kann von einer domänenübergreifenden Prozesskopplung gesprochen werden. Es bestehen folgende technische Möglichkeiten der einfachen Kopplung:

- Strom zu Gas (Power to Gas, P2G)
- Strom zu Wärme (Power to Heat, P2H)
- Strom zu Mobilität (Power to Mobility, P2M): Elektromobilität
- (Bio-)Gas zu Strom (Gas to Power, G2P)
- (Bio-)Gas zu Wärme (Gas to Heat, G2H)
- (Bio-)Gas zu Mobilität (Gas to Mobility, G2M)
- Mobilität zu Strom (Mobility to Power, M2P): Batterie

Diese einfachen Kopplungen können wechselseitig miteinander kombiniert werden. Zu beachten ist natürlich, dass mit jedweder Verknüpfung Wirkungsgradverluste einhergehen, die sich in der Wirtschaftlichkeit niederschlagen. Eine beliebige Netzkopplung ist vor diesem Hintergrund ausgeschlossen.

Ein denkbare Kopplungsmodell kann z.B. sein: Ein Windpark produziert Strom, der zeitweise nicht gänzlich ins Stromnetz aufgenommen werden kann. Die Überproduktion kann in diesem Fall künftig durch das P2G-Verfahren in so genannten regenerativen Wasserstoff oder in regeneratives Methan umgewandelt und ins Erdgasnetz eingespeist werden. Somit kann Strom aus Erneuerbaren Energien entweder in Gasspeichern saisonal gelagert werden oder in Gasanwendungen genutzt werden. Denkbar ist hier bspw. die Rückverstromung in einem Gaskraftwerk (G2P), die Nutzung zur Wärmeproduktion (G2H) oder die Nutzung im Bereich der Mobilität (G2M).

Losgelöst von der Schaffung notwendiger regulatorischer Rahmenbedingungen (vgl. Schritt 1 und 2) und der Forcierung von Forschung & Entwicklung zur technischen Umsetzung der jeweiligen Kopplung (vgl. Schritt 3) müssen folgende Fragen geklärt werden:

- Wo unterstützt die vorhandene Infrastruktur Kopplungsprozesse?
- Wo ist das größte Potenzial für Kopplungen? (Wirkungsgradanalyse, etc.)
- Welche räumliche und zeitliche Flexibilisierung ist hinsichtlich der Verknüpfung von Strom mit Gas, Wärme, Mobilität möglich? (These: Ein stromnetzgeführter Betrieb der Hybridnetze ist im Zuge der Energiewende ratsam.)
- Wie können Wandlungsprozesse betrieblich optimiert werden?
- Wie können Prozesskopplungen in der Fläche etabliert werden? (Bsp.: Bivalente Verbraucher)
- Wie sind energiewirtschaftliche Prozesse anzupassen? (Bsp.: Bilanzierung/Abrechnung)
- Wie sollte eine homogene Informations- und Kommunikationstechnologie zur Unterstützung der Kopplung aussehen? (vgl. Schritte 5 und 6) Wie kann diese wirtschaftlich installiert werden?
- Muss die Optimierung durch die hohe Komplexität der Hybridnetze regional erfolgen?
- Können systemisch wirkende Förderanreize gegeben werden, um die Kopplung der Netze mit Blick auf den notwendigen Handlungsbedarf voranzutreiben?

#### **Was ist konkret zu tun?**

- Alle Energiespeicher müssen von systemwidrigen Letztverbraucherabgaben befreit werden.
- Es sollte ein Konzept erarbeitet werden, wie Speicher an spartenübergreifenden Energiemärkten teilnehmen können. Darüber hinaus müssen die F&E-Anstrengungen intensiviert werden, um die Wirtschaftlichkeit der Speicheroptionen deutlich zu erhöhen.
- Optimale Standorte für Speicher können Erzeugungsanlagen, Netzengpassstellen und/oder Standorte mit Wärmenetzen (Power to Heat), Erdgasleitungen (Power to Gas) und ggf. CO<sub>2</sub>-Quellen (im Fall der Methanisierung) sein.
- Elektromobile benötigen eine intelligente technische Netzeinbindung (inkl. kompatible Kommunikationsschnittstellen) und Ladesteuerung sowie eine Bilanzierung der Ein- bzw. Ausspeisung. Zur Vermeidung eines unkoordinierten Netzausbaus sollten alle Elektromobile zwingend mit einer Ladesteuerung ausgerüstet werden.
- Zudem müssen im Zusammenhang mit Elektromobilität insbesondere neue effiziente, konsistente und funktionsfähige Marktprozesse definiert werden. bspw. Abrechnungsprozesse für den Kunden).

- Eine enge Verzahnung der Leuchttürme und Schaufenster mit den E-Energy- und IKT-Projekten sowie eine Zusammenführung aller Ergebnisse ist unbedingt notwendig.
- Hinsichtlich der Kopplung der Netze müssen – ausgehend von der Klärung grundsätzlicher Fragen zum Potenzial und den notwendigen technischen und prozessualen Anpassungen – Konzepte entwickelt und gefördert werden.

### 5.3 Realisierungs- und Marktphase

Variable Energieerzeugung und variabler Energieverbrauch werden künftig flächendeckend durch neue Produkte der Akteure im Energieendkundenmarkt gewährleistet und sind zentrale Pfeiler der intelligenten Energieversorgung. Insbesondere Energielieferanten/Aggregatoren werden für eine optimierte Energielogistik sorgen, die u.a. folgende Aspekte beinhaltet:

- Effizientes Zusammenführen von Erzeugung und Verbrauch sowie Optimierung des Speichereinsatzes
- Ermöglichung der Integration und des Ausgleichs fluktuierender Erzeugung und damit Reduktion unnötiger Abregelung von Erzeugung aus Erneuerbaren Energien
- Effizienteres und kurzfristigeres Bewirtschaften von Bilanzkreisen
- Nutzung von Lastverlagerungspotenzialen und Betrieb von virtuellen Kraftwerken
- Angebot und Erbringung von Systemdienstleistungen durch den Lieferanten (vgl. Schritte 1 und 7)

Viele der Produkte werden Dienstleistungen in Form von so genannten Energiemanagement-Systemen sein, welche dem Kunden die Möglichkeit bieten, Nutzen aus systemorientiertem Verhalten zu ziehen. So können die Kunden durch gezielte Steuerung/Regelung ihres Energieverbrauchs Kosten reduzieren und durch gezielte Steuerung/Regelung ihrer Energieerzeugung Erlöse erhöhen. Ein so genanntes Energiemanagement-System der Lieferanten, welches an den intelligenten Messsystemen der Kunden angeschlossen ist, gewährleistet die nötigen Informationen, wann eine Anpassung von Energieerzeugung und –verbrauch einen Mehrnutzen bietet. Es reduziert Komplexität, gibt eine Übersicht über variable Tarife und bietet den Kunden eine einfache Entscheidungsgrundlage.

Durch die Ausweitung des Regelenenergiemarktes auf die Verteilnetz-Ebene und die Einführung effizienter Prozesse zum Handel mit Lastflexibilitäten kann der notwendige Verteilnetzausbau auf das notwendige Maß reduziert werden. Die Netzbetreiber wägen kontinuierlich Netzausbau und marktgesteuerte Lastverlagerung ab. Damit künftig über den Regelleistungsmarkt hinaus Systemdienstleistungen angeboten werden können, müssen neben den gesetzlichen Regelungen, die einen Zugang aller Marktteilnehmer zum neuen, diskriminierungsfreien regionalen Markt ermöglichen (vgl. Schritt 2), Rahmenbedingungen entwickelt werden, die



- die Transparenz der Ausschreibung von Systemdienstleistungen garantieren (vgl. Regelenergieausschreibung unter Berücksichtigung der Netzclusterebene) sowie
- taugliche Bilanzierungs- und Abrechnungsregime schaffen (gemeinsame Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch)

In Hinblick auf die Schaffung von Hybridnetzen sollten zeitnah erste Produkte entwickelt werden, die die Zusammenführung von Strom-, Wärme-/Kälte-, Gasnetzen unterstützen und deren Speicherpotentiale optimal nutzen. Das Zusammenwirken der Sparten muss so gestaltet werden, dass ein gesamtwirtschaftliches Optimum entsteht. Die entsprechenden Regeln hierfür sind zu entwickeln.

## Schritt 9: Variable Erzeugung - Supply Side Management

Wer?	Was?	Wann?
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Erzeuger, VNB, ÜNB, Lieferanten, Aggregatoren, Speicherbetreiber, BKV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Weiterentwicklung von Märkten für Flexibilitäten und Systemdienstleistungen</li> <li>▪ Weiterentwicklung von Aggregation zu virtuellen Kraftwerken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Von 2014 an</li> </ul>

### Virtuelle Kraftwerke

Bei einer hohen Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen steigt die Bedeutung systemübergreifender Ansätze zur Integration fluktuierender Stromerzeugung (insbesondere aus Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen). Während die technische Integration vor allem Fragen der Netzintegration und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen betrifft, muss eine ökonomische Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommarkt vor allem durch eine langfristig freie Vermarktung gewährleistet werden. KWK-Anlagen, Wärmepumpen und weitere Flexibilitätsoptionen wie Elektro-Heizer, Elektromobile etc. haben in virtuellen Kraftwerken gebündelt hohes Potenzial, einen signifikanten Beitrag zum Ausgleich der erheblichen Gradienten der Residuallast zu leisten (vgl. Abb. 5). Dabei liegt der volkswirtschaftliche Mehrwert beim Betrieb virtueller Kraftwerke vor allem darin, künftig einen Großteil der bislang noch nicht genutzten Flexibilität dezentraler und zentraler Erzeugungsanlagen zusammenzufassen und für die Deckung der Residuallast zu erschließen. Die Rahmenbedingungen und die damit einhergehende Attraktivität der entsprechenden Geschäftsmodelle von virtuellen Kraftwerken werden der Schlüssel für den zukünftigen Erfolg sein (Direktvermarktung, Regelenergie, Bilanzkreismanagement, Netz- und Systemdienstleistungen auf Basis gebündelter Erzeugungseinheiten). Die notwendige Bündelung erfolgt hierbei durch Lieferanten/Aggregatoren.

#### *Verteilnetzebene*

Virtuelle Kraftwerke können in Zukunft marktseitig dazu beitragen, auftretende Engpässe, Spannungsbandverletzungen etc. im Verteilnetz wirtschaftlich sinnvoll zu beheben. Bedingung ist hierbei, dass mehrere Einzelanlagen des virtuellen Kraftwerks in ein und derselben Netzgruppe des betroffenen Verteilnetzbetreibers angeschlossen sind. Im Idealfall lassen sich eingespeiste Leistungen derart verschieben, dass Engpässe behoben und gleichzeitig die Summenleistung in der Bilanzierung nicht verändert wird. Darüber hinaus ist die Ausgestaltung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen Grundvoraussetzung (vgl. gelbe Phase im Ampelkonzept, Schritt 1 sowie EEG, Schritt 2).

#### *Übertragungsnetzebene*

Der Ausgleich der Residuallast erfolgt heute und in Zukunft zuverlässig und effizient durch die Vorhaltung von Regelleistung. Virtuelle Kraftwerke können sich durch den Zusammenschluss

(Pooling) kleiner Erzeugungsanlagen am Markt für Regelleistung beteiligen und zu dessen Vergrößerung sowie Flexibilisierung beitragen, sofern sie den Präqualifikationsbedingungen entsprechen. Die notwendigen Präqualifikationsverfahren für die Vorhaltung und Erbringung von Regelenergie für jede Einzelanlage sichern eine verlässliche Verfügbarkeit des Teilnehmers am Regelenergiemarkt.

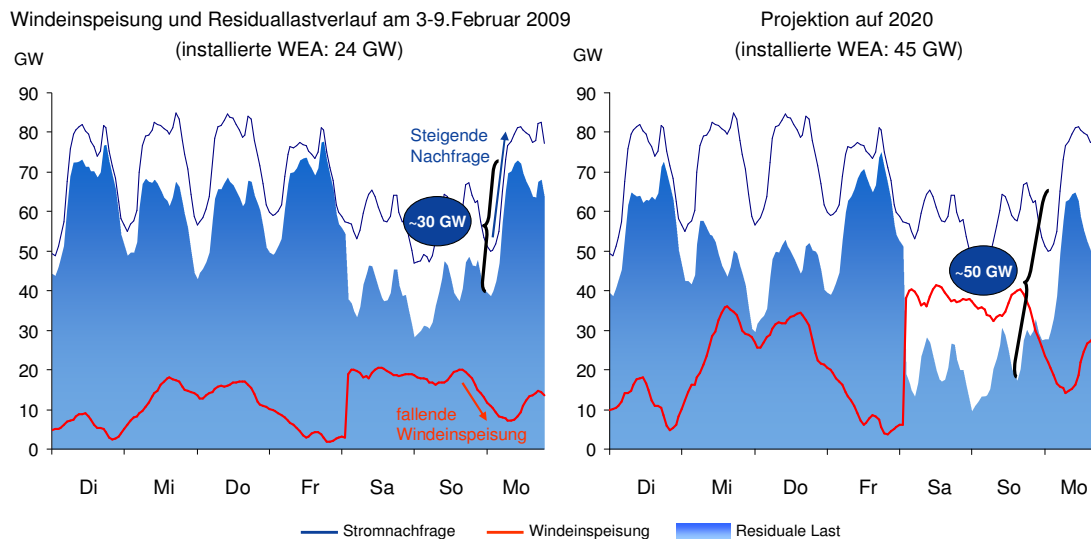


Abb. 9: „Erzeugungsstruktur 2020/2030“: Systemintegration Erneuerbare Energien  
Beherrschung von Leistungssprüngen nicht nur in der absoluten Höhe, sondern auch in der Steilheit. (BDEW)

### Variable Erzeugung des konventionellen Kraftwerksparks

Es ist wahrscheinlich, dass die installierte Kapazität zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von heute etwa 54 GW bis zum Jahr 2030 auf mindestens 120 GW ansteigen wird. Wie Auswertungen realer Einspeisedaten zeigen, kann die Einspeisung aus Photovoltaik- bzw. Windkraftanlagen zeitweise nahe null Prozent liegen, während hohe Einspeiseleistungen von mehr als 50 Prozent der installierten Erneuerbaren-Kapazitäten nur an fünf bis zehn Prozent der Jahresstunden erbracht werden.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird daher die Flexibilität konventioneller Kraftwerke benötigt. Diese werden künftig als Backup-Systeme für Zeiten unzureichender Erzeugung regenerativen Stroms vorgehalten und eine gegenüber der heutigen Situation um durchschnittlich 40 Prozent geringere Auslastung aufweisen. Da bereits in 2020 signifikant hohe Lastsprünge zu erwarten sind, sollten zügig entsprechende rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen werden.<sup>18</sup>

<sup>18</sup> Vgl. BDEW (2012): Diskussionspapier vom 25.09.2012: „Strategische Reserve – Absicherung des Energy Only-Markts, Diskussion einer Brückenlösung zur Absicherung der Versorgungssicherheit ohne verzerrende Markteingriffe“.

## Schritt 10 Variabler Verbrauch - Demand Side Integration

Wer?	Was?	Wann?
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Alle Marktteilnehmer auf der Ein- und Ausseiseite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Entwicklung breit angelegter Informations- und Aufklärungskampagnen zu Smart Grids und den Möglichkeiten für Verbraucher im Konsens von Politik und Branche</li> <li>▪ Entwicklung kommerzieller Demand-Response-Programme einschließlich dynamischer Strompreisbildung und flexibler Verträge bzw. vertraglicher Vereinbarungen i.S. einer optimalen Netzleistungsfähigkeit; Lastaggregation und Verkaufen von Lastreduktion am Markt (z.B. EEX, EPEX, Regelenergie)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Von 2014 an</li> </ul>

Demand Side Integration ist der Überbegriff für Demand Side Management (DSM) und Demand Side Response (DSR). Demand Side Management umfasst die direkte Beeinflussung des Energieverbrauchs auf der Verbraucherseite. Dabei kann der Energieverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt erhöht oder reduziert werden. Hierfür sind entweder im Vorfeld vertragliche Vereinbarungen bezüglich der Bereitstellung von Flexibilität getroffen worden, oder es muss bei Gefahr im Verzug im Sinne der Systemstabilität unmittelbar eingegriffen werden. Demand Side Response umfasst die Reaktion des Verbrauchers auf ein Anreizsignal, welches meist monetärer Art ist, sprich ein zeitabhängiger Tarif z.B. mit Hoch-, Mittel- und Niedrigtarifzeiten. Der Kunde kann seinen Energiebezug so optimieren, dass er seinen Energiebedarf in die günstigeren Tarifzeiten legt.<sup>19</sup>

Diese Zweiteilung spielt insbesondere in der gelben Ampelphase eine Rolle. Hier werden in Abhängigkeit von der Reaktionszeit zwei Mechanismen unterschieden (vgl. Schritt 1, S. 13). Falls Engpässe prognostiziert werden können besteht die Möglichkeit, dass Lieferanten auf Basis der Informationen der Netzbetreiber Anreize für Flexibilität setzen (DSR). Falls dies nicht möglich ist, muss kurzfristig Abhilfe geschaffen werden (DSM).

Eine im BDEW unter Mitgliedsunternehmen vorgenommene Abschätzung der Potenziale technischer Komponenten im Smart Grid ergab eine hohe Wertung für regelbare Lasten im Verteilnetz (vgl. Abb. 10). Wichtig ist hierbei jedoch, Industrie, Gewerbe und Haushalte als Kundengruppen zu differenzieren. So ist das Lastverschiebungspotenzial in Haushalten niedriger als das in Gewerbe und Industrie. In einem ersten Schritt sollte folglich industrielles Lastmanagement im Fokus stehen. Damit ist auch die Ausgestaltung der Verordnung für zu- und abschaltbare Lasten prioritär (vgl. Schritt 2).

<sup>19</sup> Vgl. VDE (2012): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration

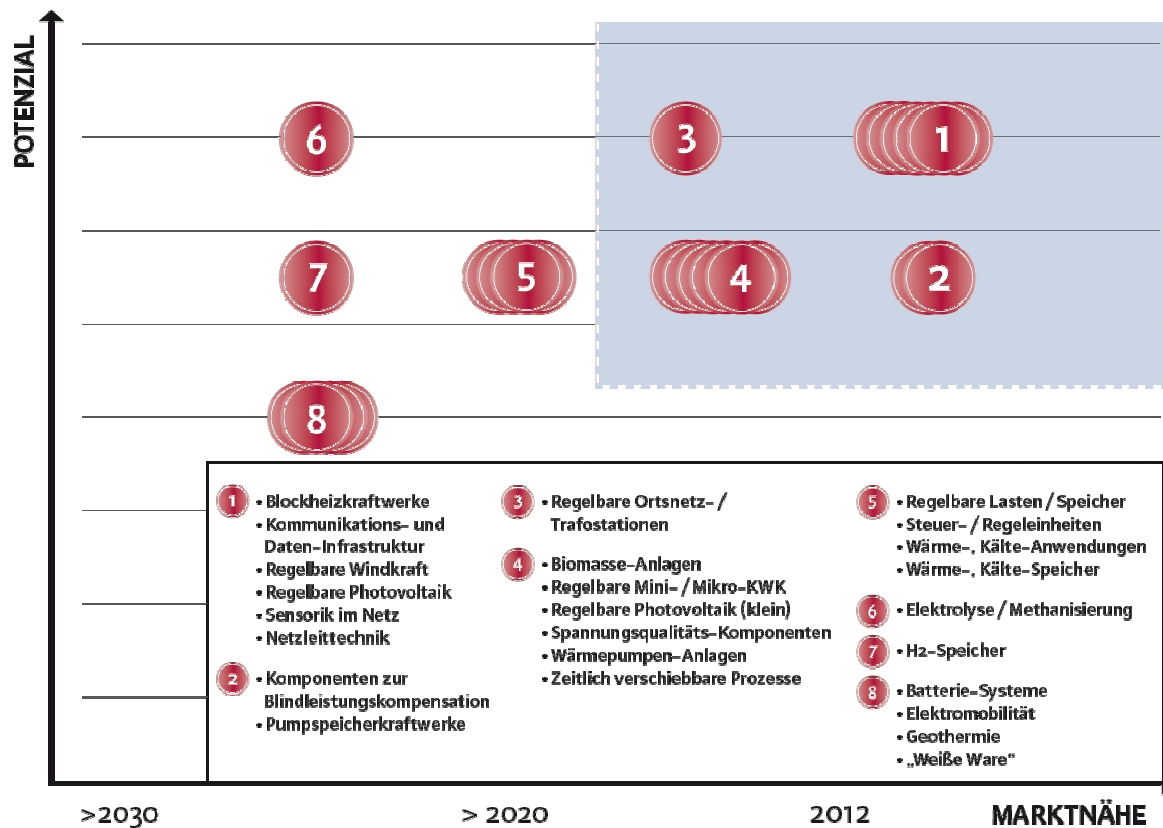


Abb. 10: Potenzial und Marktnähe technischer Komponenten im Smart Grid (BDEW)

Für eine valide Einschätzung der Lastverschiebungspotenziale ist außerdem entscheidend, auch den demografischen Wandel und die Entwicklung neuer Technologien (bspw. Elektromobilität) zu betrachten. Durch Entwicklungen wie die Einführung der Elektromobilität wird es künftig ein deutlich höheres koordinierbares Lastverschiebungspotenzial geben. Um dieses Potenzial zu heben, werden Lieferanten oder – als neue Marktrolle ausgestaltet – so genannte Aggregatoren/Demand Side Manager Produkte generieren, die das Bündeln von Lasten ermöglichen.

Grundvoraussetzung für funktionierendes Lastmanagement ist die Bereitschaft des Kunden, sich am Markt aktiv zu beteiligen. Lieferanten werden hier als (Geschäfts-)Partner der Kunden Lösungen entwickeln, die die Handhabbarkeit der Prozesse und ihre Komplexität vereinfachen und besonders im Haushaltskundenbereich Komfort bei der Energienutzung sicherstellen. Energiemanagementsysteme, die an die intelligenten Messsysteme angebunden sind, für Haushaltskunden ermöglichen so neben einem optimierten Energiebezug auch Smart Home Lösungen (effizienter Energieeinsatz).

Der entscheidende Faktor für den Erfolg intelligenter Produkte ist der Spagat zwischen einer marktorientierten Ausgestaltung des gesetzlichen Rahmens, welcher Systemstabilität garantiert (Kompatibilität technischer Komponenten gewährleisten etc.), und der Offenheit gegenüber Technologien, Verfahren und Prozessen, welche die Entwicklungsvielfalt intelligenter Produkte unterstützen.

### *Mögliche Entwicklung: Vom Arbeits- zum Leistungspreis*

Es ist denkbar, dass auf lange Frist, die Bedeutung der Arbeitspreise abnimmt und die von Leistungspreisen zunimmt. In diesem Fall stellt das intelligente Netz als auch die Erzeugung Kapazitäten bereit, die von Großhändlern und Energielieferanten in Produkten mit reinen Leistungspreiselementen vermarktet werden können. Am Großhandelsmarkt könnten dann virtuelle Kraftwerke und Energiesenken über leistungsbasierte Produkte und Verfügbarkeitsprämien vermarktet werden. Den Kunden werden von den Lieferanten dynamische Flatrates (Produkte mit variabler Leistungsverfügbarkeit) auf Basis der beschafften Kapazitäten angeboten. Die Produktpalette enthält u.a. auch Hausautomatisierung und Sicherheitsdienstleistungen sowie Teilautarkieansätze.

#### **Was ist konkret zu tun?**

- Damit Lieferanten künftig Systemdienstleistungen anbieten können, müssen neben den gesetzlichen Regelungen, die einen Zugang aller Marktteilnehmer zum neuen, diskriminierungsfreien regionalen Markt ermöglichen (vgl. Schritt 2), Rahmenbedingungen entwickelt werden, die die Transparenz der Ausschreibung von Systemdienstleistungen garantieren (vgl. Regelenergieausschreibung auf Netzclusterebene) sowie taugliche Bilanzierungs- und Abrechnungsregime schaffen.
- Es sollten zeitnah erste Produkte entwickelt werden, die die Zusammenführung von Strom-, Wärme-/Kälte-, Gasnetzen zu Hybridnetzen unterstützen.
- Der ordnungspolitische Rahmen für virtuelle Kraftwerke ist komplex, eine hohe Anzahl von Vorgaben beeinflusst das ökonomische Umfeld virtueller Kraftwerke auf indirektem Wege<sup>20</sup> und muss aufeinander abgestimmt werden.
- Es sollten zügig rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, die auskömmliche wirtschaftliche Anreize für den Betrieb konventioneller Kraftwerke als Backup-Systeme sichern.<sup>21</sup>

---

<sup>20</sup> Relevant sind u.a. Vorgaben aus: KWKG, EEG, EnWG, EnergieStG und StromStG, Energie- und Stromsteuerdurchführungsverordnung, ARegV, StromNEV, Schutzprofile des Bundesamtes für Sicherheit und Informationstechnik und StromNZV.

<sup>21</sup> Vgl. BDEW (2012): Strategische Reserve – Absicherung des Energy Only-Markts.

## 6. Fazit

Die zunehmende Dezentralisierung der Energieerzeugung, aber auch die Ziele im Bereich der Energieeffizienz und der Energieeinsparung machen Anpassungen im Bereich der Infrastrukturen (intelligenter Netzaus- und Umbau), aber auch in den Marktprozessen und der Marktkommunikation notwendig. Die Geschäftsmodelle der Energiewirtschaft wandeln sich. Um eine sichere, preiswerte und umweltfreundliche Energieversorgung auch künftig zu gewährleisten, muss es Ziel sein, wo es technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist, verteilte Energieerzeugung und verteilten Energieverbrauch zu bündeln und aufeinander abzustimmen. Hierfür werden zum einen intelligente Netze, zum Anderen regionale Marktplätze für flexible Leistung/Flexibilität benötigt.

Dies heißt aber auch, dass es eine verstärkte Interaktion von Marktakteuren und regulierten Netzbetreibern gibt. Um diese kontinuierliche Interaktion unbundlingkonform auszugestalten, kann das so genannte Ampelkonzept genutzt werden. Dieses unterscheidet Verantwortlichkeiten in Abhängigkeit von Systemzuständen und schafft einen Markt, der einen volkswirtschaftlich sinnvollen Netzaus- und Umbau ermöglicht.

Wichtig ist in einem ersten Schritt, die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen in Abhängigkeit vom Ampelkonzept auszugestalten und aufeinander abzustimmen. Es müssen Regelungen u.a. zu folgenden Fragen gefunden werden:

- Welche Flexibilität wird wo benötigt? (Unterscheidung der Netzebenen, aber auch städtischer und ländlicher Verteilnetze sowie Regionen)
- Wie sollen Anreize für flexible Erzeugung, Netze, Speicher und Lasten ausgestaltet werden? (Variable Tarife, Netzentgelte mit zum Teil regionaler Wirkung)
- Welche Daten werden im Smart Grid wie erhoben und verwertet? Wie kann Datenschutz und Datensicherheit bei hohem Datenvolumen gewährleistet werden? (Intelligentes Messsystem, Kommunikations- und Dienstplattform, Energieinformationsnetz)
- Wie müssen die Marktprozesse angepasst werden?
- Wie kann die Entwicklung neuer Technologien und Konzepte unterstützt werden?

Mit der vorliegenden Roadmap hat der BDEW hierzu erste Antworten, Konzepte und Einschätzungen geliefert, welche Akteure welche Aufgaben in welchem Zeitrahmen zu bewältigen haben.

Die Potenziale der intelligenten Energieversorgung sind hoch. Um diese zu heben ist es entscheidend zu erkennen, dass es keine einfachen Antworten in Form von „entweder oder“ gibt. Eine differenzierte Betrachtung ist notwendig.

## 7. Anhang

### 7.1 Glossar

Aggregator: Ein Aggregator bündelt Flexibilität, also positive und negative Lasten. Er kann als neu zu definierende Marktrolle oder als Funktion gesehen werden, die durch bestehende Marktrollen wie den Lieferanten wahrgenommen wird.

Intelligentes Messsystem (IM): Intelligente Messsysteme bestehen aus einer Messeinrichtung, die die kontinuierliche Verbrauchsmessung sicherstellt, und dem Gateway, über das die sichere Datenkommunikation stattfindet.

Normen: Normen beschreiben die technischen Mindestanforderungen, den Stand der „gelebten“ anerkannten Technik.

Prosumer: Verbraucher (*Consumer*) sind zunehmend auch Produzenten (*Producer*).

Standards: Unternehmen bzw. Branchen vereinbaren gemeinsame Standards, bspw. im Bereich der Technik um Marktprozesse zu vereinfachen und kosteneffizient zu gestalten. Standards ermöglichen es, auf eine einheitliche und anerkannte Art und Weise Marktprozesse und Technologien anzuwenden. Unternehmen legen auf Basis ihrer spezifischen Anforderungen und unter Beachtung der Gesetze, Verordnungen, Branchen-Standards und Normen ihre spezifischen Unternehmens-Standards fest.

Summenleistung: Die Summenleistung ist in der Bilanzierung die Summe positiver und negativer Energiemengen.

Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung: Bspw. Elektrogeräte in Haushalten oder Elektromobile.



## 7.2 Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BDSG	Bundesdatenschutzgesetz
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWi	Bundeswirtschaftsministerium
BMU	Bundesumweltministerium
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik im DIN und VDE
DSM	Demand Side Management
DSR	Demand Side Response
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
Egex	European Gas Exchange
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EU	Europäische Union
EEGI	European Electricity Grid Initiative
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
F&E	Forschung und Entwicklung
GW(h)	Gigawatt(stunde)
IKT	Informations- und Kommunikations-Technologien
KDP	Kommunikations- und Dienste-Plattform
KPI	Key Performance Indicator = Leistungskennzahl
KW(h)	Kilowatt(stunde)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MessZV	Messzugangsverordnung
M490	Standardisierungsmandat der EU-Kommission
NB	Netzbetreiber
P2G	Power to Gas
RLM	Registrierte Lastgangmessung

SLP Standardlastprofil  
StromNEV Stromnetzentgeltverordnung  
TR Technische Richtlinie  
ÜNB Übertragungsnetzbetreiber  
VNB Verteilnetzbetreiber

### **7.3 Abbildungsverzeichnis**

- Abb. 1      Komponenten in Smart Grids (BDEW)
- Abb. 2      10 Schritte zum Smart Grid in Deutschland (BDEW, angelehnt an Eurelectric)
- Abb. 3      Ampelkonzept (BDEW)
- Abb. 4      Zusammenwirken grundlegender Komponenten für Marktkommunikation im Smart Grid (BDEW)
- Abb. 5      Wechselwirkungen zwischen lokalen und zentralen Marktteilnehmern (BDEW)
- Abb. 6      Marktkommunikation im Smart Grid in Verbindung mit regionalen Marktplätzen (BDEW)
- Abb. 7      Potenziale verschiedener Speicheroptionen im Vergleich (DLR 2012)
- Abb. 8      P2G-Prinzip (BDEW)
- Abb. 9      „Erzeugungsstruktur 2020/2030“: Systemintegration Erneuerbare Energien  
Beherrschung von Leistungssprüngen nicht nur in der absoluten Höhe, sondern auch in der Steilheit. (BDEW)
- Abb. 10     Potenzial und Marktnähe technischer Komponenten im Smart Grid (BDEW)

#### **7.4 Quellenverzeichnis**

- BDEW (2011): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020
- BDEW (2012): Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern
- BDEW (2012): Smart Grids in Deutschland – Handlungsfelder für VNB auf dem Weg zu intelligenten Netzen.
- BDEW (2012): Stellungnahme vom 16.08.12: „Berücksichtigung von Kosten im Messwesen im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung“
- BDEW (2012): Strategische Reserve – Absicherung des Energy Only-Markts
- BDEW (2012): Diskussionspapier vom 25.09.2012: „Strategische Reserve – Absicherung des Energy Only-Markts, Diskussion einer Brückenlösung zur Absicherung der Versorgungssicherheit ohne verzerrende Markteingriffe“
- BAUM (2012): Ein Blick auf die Ergebnisse der E-Energy Modellregionen
- Dena (2012): dena-Verteilnetzstudie, Dezember 2012.
- IRIN (2011): Innovative Regulierung für Intelligente Netze, Kurzfassung des Abschlussberichts September 2011
- Stiftung neue Verantwortung (2012): Smart zur Energiewende – fünf Schlüssel zu gesellschaftlicher Akzeptanz von Smart Grids
- VDE (2012): Energiespeicher für die Energiewende
- VDE (2012): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration

## 7.5 Akteure und Marktchancen (Grafik)

### Dezentrale Energieerzeuger

- Effizientere Nutzung dezentraler Erzeuger und höhere Anschlussdichte
- Kostenreduzierung beim Netzzugang durch die Implementierung alternativer Netzregelungskonzepte (aktiver Netzbetrieb) → Derzeit unwirtschaftliche Erzeugerprojekte können rentabel werden.
- Erhöhte Marktchancen bei gegebener Möglichkeit der Zwischenspeicherung von Primärenergie oder Elektrizität (Koordinierte Zu- und Abschaltung von Erzeugern und Verbrauchern je nach Energieangebot und -nachfrage, Bsp. virtuelles Kraftwerk)

### Endverbraucher (Industrie, Gewerbe, Haushalt)

- Heben von Energieeffizienz- und Energieverlagerungspotenzialen durch Demand Side Management, Demand Response Aktivitäten, Energieinformationen, variable Tarife
- Kopplung von Energiemanagementaktivitäten im Haushalt mit Smart Home Anwendungen: Sicherheit, Automatisierung des Haushalts, etc.
- Unterstützung von Elektromobilität als Massenanwendung durch den Einsatz von Smart Grid Technologien (intelligente Netzführung, Messsysteme, etc.)
- Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit von Industriebetrieben: Sinkende Kosten durch Verlagerung des Energiebezugs und Prozessoptimierung

### Lieferanten

- Aggregation dezentraler Erzeuger und Verbraucher, Gestaltung und Betrieb virtueller Marktplätze
- Optimierung von Verbrauchsprofilen und deren Prognose
- Entwicklung neuer Produkte/(Energiemanagement-)Dienstleistungen für Verbraucher
- Angebot neuer Systemdienstleistungen für Netzbetreiber, Beitrag zur Sicherstellung der Systemstabilität
- Effizienteres und kurzfristigeres Bewirtschaften von Bilanzkreisen

### Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber

- Transparenz durch Sensorik, Effizienz durch Automatisierungstechnik und Fernwirkeinrichtungen
- Absicherung der Systemstabilität, neue unterstützende Systemdienstleistungen, Unterstützung des Netzbetriebs durch effiziente Verbindung/Nutzung dezentraler Einspeiser mit vielen verteilten Verbrauchern und Speichern
- Innovatives Assetmanagement: Optimierung der vorhandenen Netzkapazitäten und des Netzausbaus
- Anschluss flächendeckender Elektromobilität
- Neue und größere Transportkapazitäten bei Punkt zu Punkt Übertragungsanforderungen (z.B. durch HGÜ bei Anbindung von Offshore-Windkraft)

- Effektives Zusammenwirken von globaler und lokaler Optimierung, z.B. bei Regelenergie oder Systemdienstleistungen

**Ansprechpartner**

Eric Ahlers  
Telefon: +49 30 300199-1650  
Eric.Ahlers@bdew.de

Yvonne Aniol, LL.M. oec.  
Telefon: +49 30 300199-1120  
Yvonne.Aniol@bdew.de

**Mitautor:**

Benjamin Scholz