

# BDEW-Roadmap

**Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in  
Deutschland**

Executive Summary

Berlin, Februar 2013

## 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.

---

<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“.

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

erbaren Energien werden Direktvermarkter künftig eine **Kommunikationsschnittstelle** benötigen, durch die sie auf die vermarkteten Erzeugungsanlagen zugreifen können. Diese wird voraussichtlich durch eine Kombination von Intelligentem 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.



# 10 Schritte zu Smart Grids in Deutschland





