

# Smart Grid

Basiswissen-Dokument, Stand Januar 2018

## 1. Zusammenfassung

Mit Smart Grid („intelligentes Netz“) wird ein elektrisches Netz bezeichnet, das die Produktion, den Verbrauch und die Speicherung von elektrischer Energie selbsttätig koordiniert. Ein Smart Grid erlaubt demnach den Übergang von der nachfragegesteuerten Produktion zum angebotsgesteuerten Verbrauch, der in Zukunft der zufällig anfallenden Produktion aus Wind- und Sonnenenergie folgen soll. Zusammen mit anderen Technologien wie Pumpspeichern und flexiblen Gaskombianlagen soll es schliesslich dazu führen, dass die Versorgungssicherheit erhöht, die Kosten für das Verteilnetz und für Regelenergie gesenkt, erneuerbare Energiequellen ins Netz integriert sowie die Effizienz des Gesamtsystems erhöht werden.

Ein Smart Grid verbindet das bestehende Elektrizitätsnetz mit Anwendungen aus der Informations- und Kommunikationstechnik. Es bestehen bereits heute mehrere Technologien, die darin Anwendung finden können. Allerdings sind sie erst als Einzelkomponenten erprobt, so dass die technische Realisierung auch davon abhängt, wie stabil und effizient das Zusammenspiel sein wird. Denn ausser in Forschungsprojekten werden weltweit noch keine Smart Grids mit vollautomatischer Steuerung von Verbrauchern und Produktionsanlagen betrieben: Smart Grid existiert bislang nur als Konzept.

Als erste Stufe zum intelligenten Netz werden heute Smart Meters getestet und in einigen europäischen Ländern bereits flächendeckend eingeführt. Mit dieser Technologie soll der Endkunde zum Stromsparen motiviert sowie die Beherrschbarkeit von dezentraler Einspeisung gefördert werden. Demgegenüber stehen der Datenschutz, fehlende Standards sowie die Unklarheiten bei der Rollen- und Kostenaufteilung, die als Gründe für die Zurückhaltung bei der Einführung in der Schweiz zu nennen sind.

Entscheidend für die Einführung von Smart Grid wird schliesslich das wirtschaftliche Interesse sowie die Tangierung des individuellen Komforts der Beteiligten sein. Sobald sich dieses abzeichnet und die Komforteinbusse minimal ist, ist auch die Wandlung unseres heutigen Elektrizitätsnetzes zu einem Smart Grid wahrscheinlich.

## 2. Allgemeines

Mit Smart Grid wird ein elektrisches Netz bezeichnet, das die Produktion, den Verbrauch und die Speicherung von elektrischer Energie zentral koordiniert und optimiert. Smart Grids sind Stromnetze, die durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen (siehe Abbildung 1).

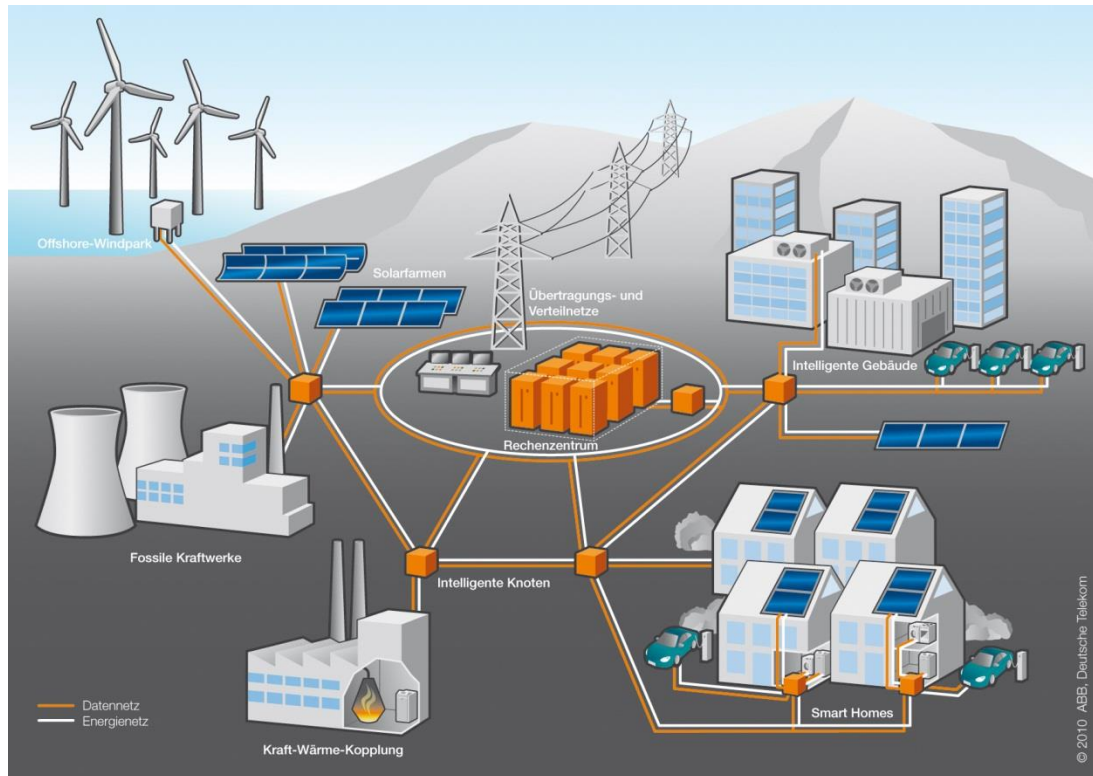


Abbildung 1: Schema eines Smart Grid. Quelle: ABB 2010.

Elektrische Energie lässt sich nicht direkt speichern, sondern muss aufwändig in eine andere Energieform umgewandelt werden. Mit Strom kann beispielsweise Wasser in einen Stausee hochgepumpt werden, wo die elektrische Energie als potentielle Energie<sup>1</sup> gespeichert werden kann. In einer Batterie kann die Energie chemisch gespeichert und bei Bedarf wieder in Strom rückgewandelt werden, wobei hier im Verhältnis zum Volumen nur geringe Mengen speicherbar sind. Bei allen Formen der Speicherung müssen zudem Verluste in Kauf genommen werden.

Die Stromproduktion wird laufend dem Verbrauch angepasst, damit zu jedem Zeitpunkt genau so viel Strom im Netz zu Verfügung steht, wie gebraucht wird. Weicht die produzierte von der verbrauchten Energie ab, verändert sich die Frequenz und Geräte können beschädigt werden. Bei grossen Abweichungen droht ein Blackout, weil die Kraftwerke zum Selbstschutz abgestellt werden. Kurzfristige Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage werden über sogenannte Regenergie ausgeglichen.<sup>2</sup> In Smart Grids hingegen optimiert ein Algorithmus in einem Rechenzentrum Angebot und Nachfrage zeitnah und vollautomatisch, indem er aktiv auf der Last- oder Produktionsseite eingreift oder Speicher auflädt.

<sup>1</sup> Potentielle Energie ist die Energie welche benötigt wird, um ein Objekt auf eine bestimmte Höhe anzuheben.

<sup>2</sup> Regenergie: Ausgleich unvorhergesehener Schwankungen zwischen der Einspeisung und Entnahme von Strom durch kurzfristige Erhöhung oder Senkung von Kraftwerksleistung.

In Smart Grids werden nicht nur Produktionsanlagen gesteuert, auch Lasten (z.B. Wärmepumpen, Boiler, grosse Kühlhäuser, etc.) können dem Bedarf entsprechend ein- oder ausgeschaltet werden. Mit diesem sogenannten Demand Side Management (DSM) kann die Nachfrage der Produktion angepasst und damit der Speicherbedarf bei vermehrter Einspeisung von nicht steuerbaren erneuerbaren Energien reduziert.

Folgende Unterschiede charakterisieren das bisherige System und Smart Grid:

- Konventionelles System:
  - Hierarchische Struktur, zentrale Steuerung und Überwachung
  - Hauptsächlich grosse zentrale Kraftwerke
  - Wenige grosse zentrale Energiespeicher (Pumpspeicherkraftwerke)
  - Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) nicht flächendeckendeingesetzt
  
- Smart Grid:
  - Verteilte Komponenten unterschiedlicher Grösse
  - Einbindung dezentraler Erzeuger (DEG: Distributed Energy Generation)
  - Einbindung vieler kleiner dezentraler Energiespeicher («Solarbatterien» und E-Mobil)
  - «Smarte» Komponenten
  - Durchgängige Verwendung von IKT bis zum Endkunden

Die „smarte“ Art der Netzbewirtschaftung soll schliesslich dazu führen, dass die Versorgungssicherheit auf dem hohen Niveau bleibt, die Kosten für das Verteilnetz und für Regelenergie gesenkt, erneuerbare Energiequellen ins Netz integriert sowie die Effizienz des Gesamtsystems erhöht werden.

Diese Anforderungen haben die unterschiedlichen Projekte in verschiedenen Ländern gemein, die sich mit Smart Grid beschäftigen. Die jeweilige Ausgangslage entscheidet jedoch über Prioritäten und Gewichtung. Während in den Vereinigten Staaten von einem teilweise veralteten Stromnetz ausgegangen wird und deshalb die Versorgungssicherheit im Vordergrund steht, geht es im europäischen Kontext im Zuge der vermehrten Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen um die Einbindung dezentraler und nicht steuerbaren Produktionsanlagen ins Elektrizitätsnetz.<sup>3</sup> Gemeinsam ist allen Vorstellungen, dass eine Recheneinheit selbsttätig Produktion, Last und Speicher steuert und somit das Gesamtsystem optimiert.

In einem ersten Schritt hin zu einem Smart Grid wird die dezentrale Produktion und der Verbrauch mit sogenannten Smart Meters in hoher Auflösung gemessen, wobei die Messwerte automatisch zur Recheneinheit übertragen werden. Für die heutigen Anwendungen wie die Zählerfernauslesung oder Produktionsprognosen von erneuerbaren Energiequellen reichen eine viertelstündliche Auflösung der Messdaten und ein täglicher Datenversand an den Verteilnetzbetreiber. Die künftige Allokation von Nachfrage und Angebot durch ein Rechenzentrum erfordert entsprechend höhere Auflösungen und einen zeitnahen Datenaustausch.

Smart Meters sind daher eine erste, aber nicht die einzige Voraussetzung für ein Smart Grid. Neben der Messung ist für die meisten Konzepte eine bidirektionale Kommunikation mit der zentralen Steuerungseinheit wichtig. Smart Meters können damit neben dem Messdatenversand auch Steuersignale empfangen und diese bei entsprechender Ausrüstung der Endgeräte auch steuern. Eine zuverlässige Kommunikation zwi-

---

<sup>3</sup> Quelle: Energieforum 2011

schen den Messgeräten und der Rechenzentrale ist daher wichtig und wird heute mit modernen Informations- und Kommunikationstechnologien bereits teilweise gewährleistet. Es gibt aber auch dezentrale Konzepte, welche ohne Kommunikation zu einer Zentrale auskommen. Wenn die Stromqualität gemessen wird, kann schon viel über den lokalen Zustand vom Verteilnetz gesagt werden. Mit intelligenten Algorithmen könnten sich Geräte selbst steuern und das Netz weniger belasten.

### 3. Fakten heute

Ausser in Forschungs- und Pilotprojekten werden weltweit noch keine Smart Grids mit vollautomatischer Steuerung von Verbrauchern und Produktionsanlagen betrieben: Smart Grid existiert bislang nur als Konzept.

#### 3.1 Der Stand in der Schweiz

Nur wenige Netzbetreiber haben im grösseren Umfang Smart Meter installiert. In Pilotprojekten installierten Smart Meter stand meist ein geringer (oder gar kein) Nutzen grossen Kosten gegenüber. Die wenigsten Endverbraucher interessieren sich für ihren Energieverbrauch, wodurch auch eine Visualisierung des Verbrauchs zu keinem Nutzen führt. Mit der Energiestrategie 2050 gibt es erstmals Vorgaben zur flächendeckenden Installation von Smart Meter (ein sogenannter Rollout). Bis 2028 sollen 80% der Zähler durch Smart Meter mit einem minimalen Funktionsumfang ersetzt werden.

##### 3.1.1 Die Vor- und Nachteile von Smart Metering und Smart Grid

Neben der Messung verspricht die Rückmeldung des Verbrauchs an den Konsumenten interessante Möglichkeiten zur Verbrauchsanalyse und -überwachung und damit zum Lastmanagement und zum Stromsparen. Über Bildschirme und Web-Portale, die den Stromverbrauch ohne Zeitverzögerung anzeigen, kann der Endverbraucher seinen Konsum verfolgen und kontrollieren. Die unmittelbare Rückmeldung soll den Konsumenten zu einem bewussteren Umgang und schliesslich zu einem geringeren Verbrauch motivieren. Leider haben die meisten Pilotprojekte aber zu ernüchternden Resultaten geführt. Die wenigsten Endverbraucher interessieren sich für ihren Stromverbrauch und spätestens nach ein paar Wochen werden die Visualisierungen kaum mehr beachtet.

Zeitvariable Tarife sind in der Schweiz schon längere Zeit vorhanden, die meisten Stromanbieter kennen die Unterteilung in Hoch- und Niedertarif. Mit Smart Meters könnten gar dynamische Tarife angeboten werden, die sich stärker an den Grosshandelspreis oder der Netzsituation anlehnen. Der finanzielle Anreiz könnte den Konsumenten motivieren, seinen Verbrauch dem Netzzustand zeitnah anzupassen. Energieeinsparungen würden allerdings erst dann realisiert, wenn der Verbrauch nicht nur zeitlich verschoben, sondern tatsächlich vermindert würde.

Einen weiteren Beitrag können Smart Meters zur Beherrschung von dezentraler Einspeisung leisten. Sie erlauben eine bidirektionale Kommunikation, können also nicht nur Daten senden, sondern auch Steuersignale empfangen und damit für die Steuerung von verteilten Produktionsanlagen und Verbrauchern eingesetzt werden. Bei hoher Belastung vom Netz könnten die Anlagen kurzfristig eingebremst werden, um eine Überlastung zu verhindern.

Diesen Vorteilen steht eine Reihe von Risiken und Hindernissen gegenüber, weshalb die Verbreitung von Smart Meters zumindest in der Schweiz noch nicht sehr weit gediehen ist. Mit der heutigen Regulierung hat

der Verteilnetzbetreiber keine Möglichkeit, die Kosten für Smart Meter abzuwälzen, obwohl der Nutzen gemäss Studien der Behörden vor allem beim Endkunden anfällt. Gemäss Eidgenössischer Elektrizitätskommission (ElCom) durften die Kosten bisher nur dann auf den Endkunden überwält werden, wenn sie zur Verbesserung der Effizienz oder der Netzsicherheit beitragen. Ohne die Implementierung eines Smart Grid sind Smart Meters jedoch zunächst Messgeräte, die nicht selbsttätig die genannten Wirkungen erzielen. Mit der Energiestrategie 2050 werden die Netzbetreiber jetzt aber verpflichtet, 80% der installierten Zähler bis 2028 durch Smart Meter zu ersetzen.

Im Momente fehlen aber Standards in der Technik, sodass die einzelnen Komponenten, die es für den Systembetrieb braucht, wie Zähler und Software zur Fernauslesung, nicht beliebig miteinander kombiniert werden können. Die Verteilnetzbetreiber begeben sich dadurch in eine Abhängigkeit vom Lieferanten, die bei einer unausgereiften Technik und der Grösse der aufzubringenden Investition von strategischer Bedeutung ist. Der Bedarf nach einer Standardisierung wurde in der Zähler- und Strombranche allerdings erkannt. So hat sich der Verein Smart Grid Schweiz als erstes Ziel gesetzt, die „Interoperabilität und Kompatibilität von Smart-Grid-Geräten und -Systemen über einen offenen, herstellernunabhängigen Schweizer Branchenstandard“<sup>4</sup> sicherzustellen.

Der hohe Automatisierungsgrad und die (je nach Ausgestaltung eines Smart Grids) notwendige Kommunikation bieten neue Angriffsfläche für Cyber Angriffe und Schwachstellen die zu Ausfällen führen könnten. Die Vielzahl notwendiger Schnittstellen zur Einbindung von Haushaltsgeräten bedingen einen Paradigmenwechsel, da heute noch viele Systeme aus Sicherheitsgründen beispielsweise keinen Zugriff auf das Internet haben. Auch die (zumindest bei der Einführung) hohen Kosten müssen von den Endverbrauchern akzeptiert werden.

Schweizer Verteilnetzbetreiber kennen mit der Rundsteuerung bereits ein bewährtes und effizientes Mittel des Lastmanagements, womit sie Endgeräte wie Elektroheizungen, Elektroboiler und Wärmepumpen ansteuern können. Damit werden Lastspitzen geglättet und die Netzbelastung ausgeglichen. Auch ein finanzieller Anreiz zur Lastflexibilisierung wird von den meisten Stromversorgern mit der Hoch-/Niedertarifierung bereits angeboten. Damit werden die Vorteile eines Smart Grid zu einem Teil bereits heute ausgeschöpft.

Allerdings könnte ein Smart Grid zusätzlichen Nutzen generieren, indem zum Beispiel mit Hilfe von Smart Meters und moderner Kommunikationstechnik einzelne Geräte individuell angesteuert werden und das Lastmanagement dadurch verfeinert wird. Die Eingliederung auch kleiner dezentraler Produktionsanlagen würde für den Netzbetreiber vereinfacht, was sein Interesse an der Einführung eines Smart Grid positiv beeinflusst. Dem stehen die im Vergleich zur Rundsteuerung höheren Kosten und Komplexität gegenüber.

### 3.1.2 Erste Erfahrungen in Pilotprojekten

Obwohl die Zukunft von Smart Metering in der Schweiz noch unsicher ist, setzt sich die Strombranche mit dem Thema auseinander, wie eine stattliche Anzahl von Konferenzen, Artikeln und Pilotprojekten belegt. Dabei spielt die Grösse des EVU eine geringere Rolle als der Handlungsbedarf.<sup>5</sup> Die Unternehmen wollen für ein späteres Rollout mit ihren Prozessen bereit sein, denn die Materie ist oft komplex, und es scheint, als ob nichts die eigenen Erfahrungen aufzuwiegen vermag.<sup>6</sup> Die frühzeitige Vorbereitung könnte sich im späteren

---

<sup>4</sup> Quelle: VSGS

<sup>5</sup> Quelle: Imholz 2011

<sup>6</sup> Quelle: Hüsler 2010

Markt als Vorsprung erweisen, der entscheidende Wettbewerbsvorteile bringt. Weitere Gründe für Feldversuche mit Smart Meters sind die Einführung der Fernauslesung, die durch die Optimierung der Prozesse zu tieferen Kosten führt, sowie der Ersatz von Rundsteueranlagen.

Erste Erfahrungen mit Smart Metering werden zurzeit von einigen Unternehmen gesammelt. Aus einem Pilotprojekt der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) liegen erste Ergebnisse vor. Im Vergleich mit den erwarteten Einsparungen von Haushalten, die das Bundesamt für Energie (BFE) auf der Basis einer Studie von Econcept und Erfahrungen aus dem Ausland auf 5 bis 6 % beziffert,<sup>7</sup> sind die Ergebnisse jedoch enttäuschend. Wie das BFE stellten auch die EKZ den grössten Spareffekt fest, wenn der Verbrauch dem Konsumenten unmittelbar auf einem Bildschirm grafisch angezeigt wird.<sup>8</sup> Gegenüber einer Kontrollgruppe konnten so jedoch lediglich Einsparungen von 3 % festgestellt werden. Die Darstellung des Verbrauchs auf einem Internetportal führte zu ähnlichen Ergebnissen, während bei Endkunden, die über ihren Verbrauch mit monatlicher Stromrechnung erfuhren, nur eine minimale Einsparung von 0,4 % festgestellt werden konnte.

Die Centralschweizerischen Kraftwerke (CKW) testen in ihrem Pilotprojekt dynamische Tarife und deren Einfluss auf das Verbraucherverhalten. Die Ergebnisse bestätigen die Erkenntnisse aus den Untersuchungen der EKZ und von Forschern der Universität von Oxford<sup>9</sup>, wonach der Spareffekt ziemlich klein ist. Bei Haushalten mit Smart Meter wurden gegenüber einer Vergleichsgruppe mit herkömmlichen Zählern einen Verbrauchsrückgang von ungefähr 3% festgestellt und die Verbrauchseinsparungen im Winter waren prozentual geringer als im Sommer.

### 3.2 Der Stand in der EU

Auch in der EU gibt es noch keine Realisierung eines Smart Grid im Sinne eines autonom gesteuerten Elektrizitätsnetzes. Mit der Einführung von Smart Metering hingegen wird in vielen Ländern ein erster Schritt in Richtung Smart Grid getan.

Die EU-Richtlinie 2006/32/EG verlangt eine Marktdurchdringung bei Privathaushalten von 80 % bis 2020 und von 100 % bis 2022. Diese Richtlinie ist denn meist auch der Grund für die weite Verbreitung der Messgeräte.<sup>10</sup> Das Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Kommission veröffentlichte im Jahr 2011 den ersten europaweiten Katalog zu Smart-Grid-Projekten. Der Katalog beziffert unter anderem die bisherigen Ausgaben der EU-Mitgliedstaaten und unterteilt diese in Kategorien wie Smart Network Management, Demand-Side-Management, Integration von dezentraler Produktion und Speicher, E-Mobilität, sowie die Integration von grossen erneuerbaren Produktionsanlagen. Die Investitionen im Bereich Smart Grid Forschung und Entwicklung sowie von Pilotanlagen sind in den letzten Jahren stark angewachsen. Im ersten Bericht des JRC 2011 lag die Priorität in der EU im Bereich der Installation von Smart Meters, wofür beinahe 75 % der Ausgaben getätigt wurden. In einigen Ländern wie Schweden und Italien fanden bereits flächendeckende Rollouts statt. Die Gründe für das Rollout waren jedoch sehr verschieden. Während Schweden Smart Meters für die monatliche Fernauslesung einführte, war in Italien die Verhinderung von Stromdiebstahl Hauptgrund für diese Massnahme. In Deutschland verzögert sich der Smart Meter Rollout aber, da die

---

<sup>7</sup> Quelle: BFE 2009

<sup>8</sup> Quelle: Mäder 2011

<sup>9</sup> Quelle: Darby 2010

<sup>10</sup> Quelle: Rüede 2010

Spezifikationen für die komplexen Geräte noch nicht klar sind und somit kein Hersteller entsprechende Produkte liefern kann.<sup>11</sup>

Wie Abbildung 2 und Abbildung 3 zeigen, fließt der grösste Anteil der Investitionen ins Smart Network Management mit 34% der Investitionen. Gefolgt vom Demand-side Management (25%) und der Integration von dezentraler Produktion und Speicher (22%). Die meisten Projekte fokussieren jedoch auf mehr als eine Anwendung.<sup>12</sup>

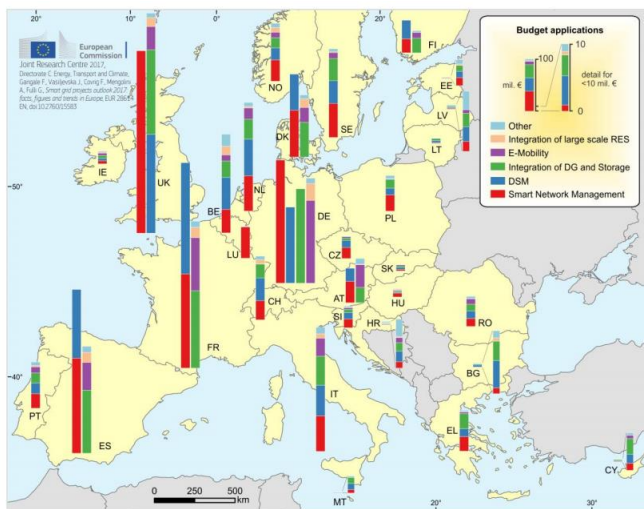


Abbildung 2 Investitionen in Smart Grid Applikationen in Europa. Quelle: JRC 2017

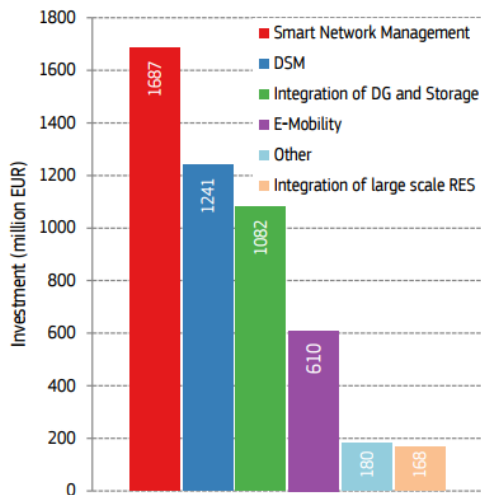


Abbildung 3 Investitionen pro Smart Grid Applikation. Quelle: JRC 2017

<sup>11</sup> Quelle: Wetzel 2017

<sup>12</sup> Quelle: JRC 2017

Der Hauptgrund für die Einführung von Smart Metering in der EU ist die Energieeinsparung. Obwohl erste Untersuchungen zeigen, dass der erzielte Effekt durch Einbezug des Endkunden oft nicht den Erwartungen entspricht, planen die meisten EU-Länder eine flächendeckende Einführung. Es wird dabei von einem volkswirtschaftlichen Nutzen ausgegangen, der allerdings bei den Endkunden anfällt, während die Kosten von den Netzbetreibern zu tragen sind. In einzelnen Ländern wie Deutschland oder den Niederlanden wurden die Messung und die Auslesung der Werte liberalisiert in der Hoffnung, mehr Wettbewerb und tiefere Preise zu erreichen. Die Anbieter konnten jedoch keine Mengenvorteile realisieren und die Kosten stiegen, anstatt zu sinken. Die Trennung führte schliesslich zu geringen Installationsraten, sodass in Deutschland darüber diskutiert wird, die Verantwortung wieder beim Netzbetreiber anzusiedeln. Die Niederlande haben diesen Schritt bereits getan.

#### **4. Zukünftige Entwicklungen**

Smart Grid existiert weltweit als theoretisches Konzept für das Management eines Stromnetzes, das den Ansprüchen nach Versorgungssicherheit, Effizienz und der Eingliederung erneuerbarer Energien gerecht werden soll. Obwohl viele Beteiligte eine Einführung erwarten, wurde bisher noch kein Smart Grid mit vollautomatischer Steuerung von Verbrauchern und Produktionsanlagen realisiert. Meistens stehen die hohen Kosten und grosse Komplexität einer Einführung im Weg. Die Entwicklung ist deshalb schwierig einzuschätzen. Einzelne Komponenten existieren jedoch bereits, der Einzug des Smart Grid wird von deren Fortschritt abhängig sein.

##### **4.1 Die Entwicklung von Smart Metering**

Mit der Energieverordnung zur Energiestrategie 2050 müssen 80 Prozent aller Messeinrichtungen bis 2028 durch intelligente Zähler ersetzt werden. In der Verordnung werden Vorgaben zur Technologie und den Funktionalitäten gemacht, welche die Hersteller von Zählern zuerst umsetzen müssen. Die restlichen 20 Prozent der Zähler dürfen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz stehen.

##### **4.2 Die Entwicklung weiterer Technologien**

Ein Smart Grid verbindet und kombiniert das bestehende Elektrizitätsnetz mit Anwendungen und Geräten aus der Informations- und Kommunikationstechnik. Die künftige Entwicklung hängt daher auch vom Fortschritt der Einzelkomponenten ab:<sup>13</sup>

V2G (Vehicle to Grid): Dieses Konzept nutzt die Batterien von Elektrofahrzeugen zur Speicherung oder Entnahme von Strom. Für eine effiziente Anwendung sind allerdings eine genügende Anzahl von Fahrzeugen und eine noch höhere Zahl öffentlich verfügbarer Anschlussstellen erforderlich. Daneben beeinträchtigt eine rasche Abfolge von Zu- und Entladevorgängen die Lebensdauer der Batterien, sodass die Hersteller ihre Garantieleistungen einschränken. Bei den aktuellen Kosten für Fahrzeugbatterien ist die Nutzung für die Energieversorgung aufgrund dieser Alterungseffekte vermutlich aber noch viel zu teuer.

---

<sup>13</sup> Quelle: Santacana 2010



### 4.3 Weitere zukunftsbestimmende Faktoren

Im Unterschied zum bisherigen Elektrizitätsnetz beinhalten Smart Grids die Steuerung verschiedener Geräte. Dies wird nur funktionieren, wenn die zugrundeliegende Technologie standardisiert wird. Aus Kostengründen müssten die Steuergeräte zudem direkt bei der Herstellung eingebaut werden. Eine Nachrüstung in den Haushalten ist aufgrund der tiefen Energiepreisen kaum finanzierbar. Der im Jahr 2011 gegründete Verein Smart Grid Schweiz hat daher als wichtigstes Ziel, die „Kompatibilität von Smart-Grid-Geräten und -Systemen über einen offenen, herstellerunabhängigen Schweizer Branchenstandard“ sicherzustellen.<sup>14</sup>

Die Speicherung von Energie wird in künftigen Smart Grids eine zentrale Rolle spielen. Die Produktion von nicht steuerbaren Anlagen erfordert eine Flexibilität auf Verbraucherseite, die mit Speichern genügender Grösse und Anzahl realisiert werden kann. Hierfür besonders gut geeignet sind thermische Speicher wie beispielsweise Tiefkühlgeräte, die ohne Komfort-Einbussen des Endkonsumenten aufgeladen werden können.<sup>15</sup> Die künftigen regulatorischen Rahmenbedingungen werden über den Umfang von Speichern das Potenzial von Lastmanagement bestimmen und damit auch die Möglichkeiten von Smart Grid markant beeinflussen.

Daneben haben Schweizer EVU mit der Rundsteuerung und mit dem weit verbreiteten Hoch-/Niedertarif bereits heute effiziente und zuverlässige Mittel, um Lastmanagement zu betreiben. Smart Grid wird demgegenüber wesentliche Vorteile aufweisen müssen, um sich als Technologie durchsetzen zu können, beispielsweise durch den Einbezug des Endkunden ins Lastmanagement über die Anzeigen von Smart Meters, durch die individuelle Ansteuerung einzelner Geräte oder durch finanzielle Anreize mit dynamischen Tarifen.

Zum heutigen Zeitpunkt befindet sich Smart Grid in einem Forschungszustand. Die technische Realisierung ist herausfordernd, doch mit den verfügbaren Mitteln durchaus umsetzbar. Eine Einführung ist sehr wahrscheinlich, doch bleibt es schwierig, den Zeitpunkt hierfür abzuschätzen. Noch ist nämlich nicht geklärt, wer überhaupt wirtschaftliches Interesse an einem Smart Grid hat. Sind es die Netzbetreiber, die durch automatisiertes Lastmanagement Kosten sparen? Ist es der Endkunde, der als sogenannter Prosumer (producer and consumer) aktiv am Energiemarkt teilnehmen möchte? Oder wird die Politik das gesellschaftliche Interesse am sorgfältigen Umgang mit Energieressourcen schliesslich durchsetzen mit Vorschriften, die Smart Grid erfordern?

Entscheidend für die Einführung von Smart Grid wird das wirtschaftliche Interesse der Beteiligten sein. Sobald sich dieses abzeichnet, ist die Wandlung unseres heutigen Elektrizitätsnetzes zu einem Smart Grid wahrscheinlich.

Eine nennenswerte Lastverlagerung oder eine bessere Reduktion des Verbrauchs ist zu erwarten, wenn intelligente Endverbrauchsgeräte verbreitet sind und mittels Smart Grid und Smart Metering angesteuert werden können. Dies ist mittel- bis langfristig, also bis 2050, zu erwarten. Dann werden Smart Meter ein normaler Bestandteil jedes Versorgungsnetzes sein.

<sup>14</sup> Quelle: VSGS

<sup>15</sup> siehe auch Basiswissen-Dokument „Nachfrageflexibilisierung“

## 5. Quellenverzeichnis

ABB 2010	www.abb.com, abgerufen im Januar 2012
BFE 2009	Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz, Bundesamt für Energie (BFE), Bern 2009
Darby 2010	S. Darby, Smart metering: what potential for householder engagement? Building Research & Information, Vol 38/5 (p 442-457), 2010
Energieforum 2011	Smart Grids: Eine Vision mit vielen Fragezeichen, Energie-Nachrichten 3/2011, Energieforum Schweiz, Bern, 2011
Hüsser 2010	P. Hüsser, R. Mittelholzer, Smart Grid braucht Pilotprojekte, Bulletin SEV/VSE 12s/2010, Fehraltorf/Aarau, 2010
Imholz 2011	U. Imholz, R. Zurbrugg, Smart Metering: Pro und Contra für kleine lokale Elektrizitätsversorger, Bulletin SEV/VSE 7/2011, Fehraltorf/Aarau, 2011
JRC 2017	Smart grid projects outlook 2017
Mäder 2011	N. Mäder, EKZ-Projekt: Smart Meter sparen weniger als erwartet, Bulletin SEV/VSE 9/2011, Fehraltorf/Aarau, 2011
Rüede 2010	C. Rüede, M. Rauh, Internationale Erfahrungen mit Smart Metering – Lehren für die Schweiz, Bulletin SEV/VSE 4/2010, Fehraltorf/Aarau, 2010
Santacana 2010	E. Santacana et al., Die nächste Evolutionsstufe des Stromnetzes, Bulletin SEV/VSE 9/2010
VSGS	Verein Smart Grid Schweiz, <a href="http://www.smartgrid-schweiz.ch">http://www.smartgrid-schweiz.ch</a> , abgerufen im Januar 2012
Wetzel 2017	D. Wetzel, Nächster schwerer Rückschlag für die Energiewende, Welt, 22.11.17