



Daniel Pathmaperuma, Jens Schippl

ITA-Monitoring
„Intelligente Stromnetze“

Pre-Print: 06.12.2011

Erschienen in: Decker, M.; Fleischer, T.; Schippl, J.; Weinberger, N. (Hrsg.):
Zukünftige Themen der Innovations- und Technikanalyse.
Methodik und ausgewählte Ergebnisse.
KIT Scientific Reports 7605.
Karlsruhe: KIT Scientific Publishing 2012, S. 85-120

ITAS – Elektronische Pre-Prints

Allgemeine Hinweise

Wie mittlerweile viele wissenschaftliche Einrichtungen, bietet auch ITAS elektronische Pre-Prints an, die bereits zur Publikation akzeptierte wissenschaftliche Arbeiten von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern - in der Regel Buchbeiträge – darstellen.

Für die Autoren bietet dies den Vorteil einer früheren und besseren Sichtbarkeit ihrer Arbeiten; für die Herausgeber und Verlage die Möglichkeit einer zusätzlichen, werbewirksamen Bekanntmachung des jeweiligen Buchprojekts. Auf die in Aussicht stehende Veröffentlichung wird hingewiesen. Nach Erscheinen der Publikation werden der geänderte Status vermerkt und die bibliographischen Angaben vervollständigt.

Allgemeine Anregungen und Kommentare zu den ITAS Pre-Prints richten Sie bitte an (info@itas.kit.edu).

Empfohlene Zitierweise des vorliegenden Pre-Prints:

Pathmaperuma, D.; Schippl, J.:
ITA-Monitoring „Intelligente Stromnetze“ (Kurzstudie).
Karlsruhe: ITAS Pre-Print: 06.12.2011;
<http://www.itas.fzk.de/deu/lit/epp/2011/pasc11-pre01.pdf>

ITA-Monitoring Intelligente Stromnetze

Kurzstudie

Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) des Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Januar | 11

Projektleiter: Prof. Dr. Michael Decker

Autoren: Daniel Pathmaperuma (AIFB, KIT), Jens Schippl (ITAS, KIT)

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
1 Aufbau der Studie.....	7
2 Einführung in das Thema	9
3 Grundlegende Probleme und Lösungsansätze.....	11
3.1 Das Smart Grid.....	14
3.2 Komponenten eines Smart Grid	14
3.3 Anforderungen an ein Smart Grid	15
4 Offene Fragen.....	17
4.1 Technik und Sicherheit	17
4.2 Geräte und Netze	18
4.3 Protokolle und Informationen.....	20
4.4 Gesellschaftlich.....	21
4.5 Geschäftsmodelle und Märkte	23
4.6 Recht und Finanzen	24
5 Vorschläge zur methodischen Umsetzung	27
6 Literaturverzeichnis	33

Zusammenfassung

Hintergrund ist, dass mit dem Konzept Intelligente Netze (engl.: Smart Grids), neue Möglichkeiten für zukünftige Energiesysteme verbunden werden. Gleichzeitig bringt der Ansatz aber eine ganze Reihe an technischen und nicht-technischen Herausforderungen mit sich. Bisher ist das Energiesystem in einem Industrieland wie Deutschland sehr stark zentral und hierarchisch aufgebaut. Elektrische Energie wird vornehmlich in großen Kraftwerken produziert, und von dort aus an die Verbraucher verteilt. Da der Verbrauch im Tagesgang schwankt, müssen zu unterschiedlichen Zeiten unterschiedliche Energiemengen bereitgestellt werden. Diese Tagesganglinien sind aber relativ gut prognostizierbar. Nun gab es in den letzten Jahren und besonders mit dem Atomausstieg in 2011, einige Entwicklungen, die das etablierte, zentralistisch-hierarchische System in Frage stellen. Dazu zählt insbesondere der steigende Anteil von Wind- und Sonnenenergie. Beide Formen der Energiebereitstellung sind stark fluktuierend, d.h. sie stehen nur dann zu Verfügung, wenn die Sonne scheint bzw. ausreichend Wind weht. Zudem hat die elektrische Energie die Eigenschaft, dass sie schlecht speicherbar ist. Ein erhöhter Anteil an Sonne und Wind erfordert somit einen zeitlichen und geographischen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage. Da die Erzeugung von Windstrom vor allem im Norden ausgebaut wird, muss die Leistungsfähigkeit der Übertragungsnetze erheblich erhöht werden.

Die Entwicklung eines intelligenten Stromnetzes wird inzwischen von vielen Experten als Möglichkeit gesehen, um auf die Herausforderungen eines stark anwachsenden Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu reagieren, und gleichzeitig den kostenintensiven und politisch oft schwierigen Netzausbau zumindest teilweise zu ersetzen. Zudem soll dadurch die Abhängigkeit von meist fossil betriebenen Schattenkraftwerken reduziert werden. Dabei soll u.A. der Energieverbrauch insgesamt durch eine Erhöhung der Energieeffizienz reduziert werden. Das eigentlich Revolutionäre ist aber, dass in Zeiten, in denen wegen Windflaute oder geringer Sonneneinstrahlung weniger elektrische Energie zur Verfügung steht, auch der Energieverbrauch, also die Nachfrage gesenkt wird. Wichtig ist dabei, das Konzept der Lastverschiebung. Das kann beispielsweise bedeuten, dass Haushaltgeräte wie Wasch- oder Spülmaschinen in den Zeiten benutzt werden, wenn ausreichend Energie zur Verfügung steht. Dafür ist es notwendig, dass die einzelnen Komponenten Informationen untereinander austauschen können. Desweiteren kommt dem Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie dabei die eigentliche Schlüsselrolle zu.

Zwei grundsätzlich unterschiedliche Ansatzpunkte und Problemkontexte lassen sich in dem vielschichtigen Themenfeld „intelligente Stromnetze“ unterscheiden:

1. Die Flexibilisierung von und Einsparungen in den Netzen durch optimierte Steuerung, wobei es im Wesentlichen darum geht, Zustand und Eigenschaften der Übertragungs- und Verteilnetze von einem beliebigen Ort aus messen, und regeln zu können.¹
2. Die Flexibilisierung und Einsparung auf der Nachfrageseite, durch Lastverschiebung und optimierte Nutzung bzw. als Unterstützung bei der Realisierung von Einsparpotentialen. Auch bei diesem, auf so genannte „Smart Homes“ ausgerichteten Ansatz geht es vor allem, um die Möglichkeit zu messen und zu regeln, diesmal aber auf der Ebene der Gebäude mit ihren verschiedenen Verbrauchern.

Das Smart Grid ist also ein hochkomplexes System, das bisher vor allem als Idee existiert. Bestenfalls wurden Teile als prototypische Versuche implementiert. Mit der Umsetzung sind zahlreiche offene Fragen verbunden, die in der vorliegenden Studie angesprochen werden:

¹ Auch eine Flexibilisierung auf der Erzeugerseite kann hier zugerechnet werden, also Kraftwerke die bei Engpässen kurzfristig und effizient einspringen können und eventuell auf Basis von Biomasse durch regenerative Rohstoffe betrieben werden.

Technik und Sicherheit: Da das Smart Grid auf Diensten der Informations- und Kommunikationstechnik aufgebaut ist, wird es seine größte Verletzlichkeit eher durch „virtuelle“, informationstechnische Angriffe haben, die z.B. auf der massiven Verbreitung falscher Informationen beruhen könnten. Maßnahmen wie eine entsprechende Sicherheitsarchitektur oder Mindestqualitätsanforderungen an Software sind unumgänglich.

Geräte und Netze: Viele Fortschritte auf den Gebieten der Elektrotechnik und der Informatik können im Smart Grid zusammen wirken. Beispielsweise könnten über aktive Netzkomponenten Energieflüsse in einzelnen Netzabschnitten gesteuert werden. Indirekt könnte so auch der Aufbau eines europäischen HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs) -Netzes attraktiver werden, das den Transport von Windenergie von Nord nach Süd oder Sonnenenergie in die umgekehrte Richtung erleichtern könnte. Vorstellbar ist auch, dass sich Verbindungen zwischen Mittelspannungsnetzen besser nutzen lassen, wenn mehr Informationen über die Netzzustände zur Verfügung stehen und sich die Umspanntransformatoren per Fernbedingung schnell und einfach steuern lassen. Generell ist Automatisierung, besonders in den Haushalten, ein zentraler Punkt für effizientes Demand-Side Management, das viele offene Fragen mit sich bringt, z.B. hinsichtlich der Optimierung von Mensch-Maschine-Interaktionen.

Protokolle und Informationen: Die Kooperation sehr vieler, verschiedener Komponenten in einem einzigen System, noch dazu unter einer großen Zahl von Nebenbedingungen und Optimierungskriterien ist ein schwieriges Problem. Hier müssen gut funktionierende Optimierungsverfahren sowie dynamische und effiziente Steuerungsalgorithmen entwickelt werden. Eine dezentrale Verwaltung bietet sich für ein solches System aus mehreren Gründen an, bringt aber ebenfalls viele offene Fragen hinsichtlich Architektur und Umsetzung mit sich.

Gesellschaftlich: Während das Smart Grid darauf abzielt, das Gesamtsystem zu optimieren, ergeben sich für den Endverbraucher nicht zwingend Vorteile. Eine Voraussetzung für die erfolgreiche Verbreitung des Systems ist aber die Akzeptanz der Nutzer. Gerade im Hinblick auf die Flexibilisierung des Nutzerverhaltens im Smart Grid und, genereller zu Einstellungen und Präferenzen im Umgang mit Energie, sind weitere Untersuchungen erforderlich.

Geschäftsmodelle und Märkte: Vor allem die verbesserte Verfügbarkeit von Informationen, aber auch die Verbreitung von kleinen, dezentralen Anlagen wird die Märkte für Elektrizität verändern. Kunden könnten sehr viel fundiertere Entscheidungen treffen, Produzenten könnten strategischer entscheiden. Der Verbraucher kann mit einer PV-Anlage auf dem Dach auch zum Produzenten werden. Die Möglichkeit der Ferndiagnose und Steuerung ermöglicht völlig neue Betriebsmodi und Modelle für verbaute Komponenten. So kann eine Anlage in einem Haus stehen, betrieben wird sie aber durch eine Dienstleistungsgesellschaft. Auch hier stellen sich Fragen der Nutzerakzeptanz wie auch juristische Fragen (Rollenzuordnung, Haftung).

Recht und Finanzen: Das derzeitige Geflecht aus Besteuerung und Subventionierung von Energie ist bereits relativ komplex und könnte in einem intelligenten Netz noch komplexer werden. Hier bedarf es angemessener Regelungen, wobei auch ein Vergleich mit dem Europäischen Recht interessant scheint. Der erforderliche Austausch von Information wirft wieder zu klärende Datenschutzfragen auf, die den Aufbau einer nachvollziehbaren und prüfaren Sicherheitsarchitektur erfordern.

Abschließend macht die vorliegende Studie Vorschläge, wie ITA-Studien zur Lösung der offenen Fragen umgesetzt werden könnten:

Potentialanalyse zu intelligenten Netzen über Szenarienbildung: Inwieweit intelligente Netze eine Alternative zu Schattenkraftwerken und Netzausbau darstellen können, ist die eigentliche Kernfrage, die als Ausgangspunkt für weitere Teilfragen gesehen werden muss. Bisher ist nicht klar, inwieweit bzw. in welcher Konfiguration ein intelligentes Netz diesen Ausbau ersetzen kann. Methodisch würde sich eine mo-

dellgestützte Szenarienbildung anbieten, durchaus unter Bezugnahme auf existierende Szenarien. Stakeholder und Nutzer sind in den Prozess einzubeziehen; der Prozess soll als diskursive Plattform zur Integration unterschiedlicher Interessenslagen und Wissensbestände angesehen werden.

Technikentwicklung und Expertendiskurse zu Sicherheit, Vertrauenswürdigkeit und Datenschutz:

Die Messung und Steuerung des Netzzustandes von jedem Ort aus wird vermutlich auf Akzeptanzprobleme stoßen, solange sich nicht der Schutz vor Manipulation nachweisbar garantieren lässt. Im Kontext der oben genannten Szenarien sollten die Themen Sicherheit und Qualitätsanforderungen gesondert betrachtet werden. Verschiedene Konzepte zur Datenaggregation und -filterung zusammen mit entsprechenden Sicherheitskonzepten sollten von Experten erarbeitet werden.

Expertenworkshops zur Weiterentwicklung zentraler Komponenten: Ebenfalls förderlich für die Entwicklung der Szenarien wäre eine bessere Abschätzung der Entwicklungspotentiale zentraler Komponenten des Smart Grid. Dazu gehört u.a. eine Betrachtung von sich entwickelnden „Home-Automation-Technologien“ aus Energiesicht. Forschungsaktivitäten könnten durch Expertenworkshops gezielt angeschoben werden.

Weitere Analyse zu Speicheroptionen: Auch wenn sich elektrische Energie nur unter erheblichen Verlusten speichern lässt, so existieren doch eine ganze Reihe von Speichermöglichkeiten, und neue Optionen werden diskutiert. Sinnvoll erscheint eine Integration der Entwicklungspotentiale der Speichertechnologien in die oben genannten Szenarien. Andersrum könnten aus den Szenarien verschiedene Anforderungsprofile für Speichertechnologien abgeleitet werden.

Analyse möglicher Akteurskonstellationen und -motivationen: Auf den verschiedenen Ebenen des Smart Grid sind sehr unterschiedliche Akteure eingebunden. Um mögliche Innovationsbarrieren und Erfolgsfaktoren greifbar zu machen, bedarf es neben der Untersuchung der technischen Charakteristika einer Untersuchung der Motivationen und Einstellungen der relevanten Akteure mittels empirischer Sozialforschung.

Feldversuche mit Nutzern in realen Smart Homes: Es mangelt an belastbaren empirischen Daten zu Nutzerverhalten und -einstellungen, da es gegenwärtig so gut wie keine (Energy) Smart Homes gibt. Sinnvoll erscheinen umfassend wissenschaftlich begleitete Feldversuche, die noch deutlich größer angelegt sind als bisherige Ansätze, damit neben den zu implementierenden Technologien auch auf eine angemessene Differenzierung im Hinblick auf geographische, architektonische bzw. sozio-demographische Faktoren geachtet werden kann.

Diskussion und Modellierung von Geschäftsmodellen und Regulierungsmöglichkeiten: Ein intelligentes Netz bringt Veränderungen mit sich, die von den Nutzern durchaus auch als Nachteil empfunden werden könnten, z.B. wenn Haushaltsgeräte nicht mehr ohne weiteres zu jeder beliebigen Uhrzeit nutzbar sind. Deshalb käme Geschäftsmodellen und Regulierungsmöglichkeiten in einem intelligenten Netz, besonders was die Realisierung von Potentialen zur Lastverschiebung in privaten Haushalten betrifft, erhebliche Bedeutung zu.

Mensch-Maschine-Schnittstellen (MMS): Der nutzungsfreundlichen Gestaltung von MMS kommt im Smart Grid eine besondere Rolle zu – gerade auch unter Akzeptanzgesichtspunkten. Wichtig wäre die Spezifizierung von Anforderungen an MMS und die Entwicklung entsprechender Geräte und Tests mit verschiedenen Nutzergruppen.

Benötigte Investitionen: Der Umbau der elektrischen Energieversorgung zu einem intelligenten Netz ist mit erheblichen Investitionen verbunden. Sinnvoll erscheint die Entwicklung und Beurteilung verschiedener Finanzierungsszenarien mit Experten.

Öffentlichkeitsarbeit: Intelligente Netze würden zu weit reichenden Umstrukturierungen führen, von denen viele Nutzer betroffen wären (direkt als Kunden und indirekt als Steuerzahler) und denen damit eine deutliche gesellschaftliche Relevanz zugeschrieben werden kann. Eine solch tief greifende Veränderung lässt sich kaum ohne gesellschaftliche Unterstützung durchführen, sodass es erforderlich erscheint, die Öffentlichkeit gezielt über Potentiale und Nutzen intelligenter Netze zu informieren.

Internationale Perspektive/ Vergleiche mit dem Ausland: Ansätze ein intelligentes Netz aufzubauen bzw. einzuführen sind in vielen Ländern erkennbar. Diese Entwicklungen sollten systematisch in den Blick genommen werden.

1 Aufbau der Studie

Die vorliegende Studie beschreibt zunächst in Kapitel 2 die wesentlichen Rahmenbedingungen und Treiber, die eine Neuausrichtung des Energiesystems und den damit zusammenhängenden Aufbau Intelligenter Stromnetze (Smart Grid) erforderlich erscheinen lassen. Dazu gehört auch ein kurzer historischer Abriss der Entstehung der heutigen Stromnetze und ihrer Rolle im Energiesystem. In Kapitel 3 werden die technischen Herausforderungen, die sich durch eine Erhöhung des Anteils fluktuierender erneuerbarer Energiequellen ergeben, detaillierter dargestellt. Weiter wird das Konzept der intelligenten Netze als mögliche Lösung der genannten Probleme beschrieben.

Schon bei dieser Beschreibung wird deutlich, dass der Aufbau eines intelligenten Netzes mit weit reichenden Veränderungen und großen Investitionen verbunden wäre. Kapitel 4 widmet sich ausführlich den zahlreichen offenen Fragen die teils technischer, oft aber auch nicht-technischer Natur sind. Kapitel 5 entwickelt schließlich methodische Vorschläge, die aufzeigen, wie eine ITA zur Klärung der offenen Fragen beitragen könnte.

2 Einführung in das Thema

Die elektrische Energie wird vom Menschen seit nunmehr über 150 Jahren auf breiter Basis genutzt. In dieser Zeit entstanden überall auf der Welt elektrische Netze mit der zugehörigen Infrastruktur. Diese unterscheidet sich regional zwar leicht, das grundlegende Konzept ist jedoch überall das Gleiche (Flosdorff, Hilgarth 2005; Heuck et al. 2005).

Anfangs versorgten die Elektrizitätswerke begrenzte Gebiete, z.B. einzelne Städte mit Energie. Dies geschah über eigene Netze, die baumförmig vom Werk zu den Endverbrauchern führten. Mit der Zeit stieg der Umfang der Nutzung elektrischer Energie, die Netze wurden größer, und mehrere Kraftwerke waren notwendig, um die einzelnen Netze mit ausreichend Energie versorgen zu können. Es war in diesem Zuge folgerichtig, die einzelnen Netze untereinander zu verbinden, sodass fortan auch ein Energiefluss zwischen den einzelnen Netzen möglich war. Dies diente vor allem der Stabilität und Versorgungssicherheit der an dieses Verbundnetz angeschlossenen Verbraucher. Fiel nun ein Kraftwerk aus, konnte der Energiebedarf durch die anderen Kraftwerke im Verbundnetz mitgetragen werden.

Eines der weltweit am besten ausgebautesten und stabilsten Netze überhaupt, entstand in Europa und hier speziell in Deutschland. Dies stellt nicht zuletzt auch einen Wettbewerbsvorteil dar. Stromausfälle oder gar regelmäßige, geplante Abschaltungen ganzer Netzabschnitte² aufgrund von Engpässen sind hier nahezu unbekannt.

Das klassische, klar hierarchische Konzept des Energieflusses wurde jedoch stets beibehalten: Wenige große Kraftwerke stellen elektrische Energie bereit, diese wird über verschiedene Ebenen bis zum Endverbraucher transportiert. Die Energie fließt dabei streng unidirektional vom Erzeuger zum Verbraucher. Dabei wird die Energie vornehmlich aus Großkraftwerken bezogen, die üblicherweise aus einer Wärmequelle Wasser zum Verdampfen bringen (Verbrennung von fossilen Brennstoffen wie Kohle, Öl oder Gas, später auch Kernspaltungsprozesse). Der Wasserdampf wiederum treibt über Turbinen Generatoren an, die den Strom erzeugen. Großkraftwerke dieser Art liegen üblicherweise in einem Leistungsbereich von einigen Hundert Megawatt bis hin zu einigen Gigawatt.

Angetrieben durch Faktoren wie den technischen Fortschritt, die Ölkrisen der 1970er Jahre und nicht zuletzt auch aufgrund des aufkommenden Umweltbewusstseins Ende der 70er Jahre wurden dann die ersten Anlagen zur Erzeugung elektrischen Stroms aus regenerativen Energiequellen entwickelt. Ein Schwerpunkt war neben der Photovoltaik vor allem die Stromerzeugung aus Wind.

Die Windkraftanlagen entwickelten sich rasant, die Leistung der einzelnen Anlage stieg ebenso wie die Zahl der installierten Anlagen insgesamt. Heutzutage werden Anlagen mit einer Leistung von 2 bis 6 Megawatt (MW) verbaut. Dabei geht der Trend eindeutig zu Windparks, großen Ansammlungen von Windkraftanlagen, die eine gemeinsame Anschlussstelle an das Stromnetz haben.

Im Gegensatz zu Windkraftanlagen sind Photovoltaik(PV)-anlagen nahezu beliebig skalierbar. Hier reicht die Spanne von Solarfarmen mit einer Gesamtleistung von bis zu 60 MW bis hinunter zum Betrieb von elektronischen Kleinstgeräten wie z.B. Taschenrechnern mit einem Energiebedarf von nur wenigen Milliwatt. Dementsprechend können nun auch kleinere Anlagen mit einer Leistung von einigen Kilowatt produziert werden, die auf einem gewöhnlichen Gebäudedach Platz finden.

Einhergehend mit diesem technischen Wandel setzt sich mehr und mehr die Erkenntnis durch, dass die Gewinnung von elektrischer Energie auf Basis von fossilen Brennstoffen keine nachhaltige Lösung ist. Aus

² So z.B. in Kalifornien im Januar 2001, als aufgrund von Produktionsengpässen im Rotationsverfahren einzelne Netzabschnitte für 60 bis 90 Minuten vom Netz getrennt wurden. Die Meldung sorgte international für Schlagzeilen.

der begrenzten Verfügbarkeit dieser Primärenergieträger lässt sich eine Preisdynamik absehen, die elektrischen Strom aus diesen Quellen auf Dauer teurer werden lässt.³ Hinzu kommen negative Einflüsse auf die Umwelt, die mit der Förderung und Verbrennung fossiler Energieträger verbunden sind⁴. Dazu gehört neben den Schad- und Schwebstoffen, die dabei in die Atmosphäre gelangen, vor allem auch Kohlendioxid (CO₂). Es gibt sehr starke Indikatoren, die einen Zusammenhang zwischen der Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre und der Erderwärmung nahe legen.

Neben diesen Kosten- und Umweltüberlegungen spielt auch die Abhängigkeit von bestimmten Erzeugungsregionen bei der Diskussion um den künftigen Energiemix eine Rolle, da die Vorkommen fossiler Brennstoffe sehr ungleich über die Erde verteilt sind.

Als weiterer wichtiger Faktor für die Veränderung des deutschen bzw. des europäischen Energiesystems sei auch auf die zunehmende Liberalisierung hingewiesen, die für mehr freien Wettbewerb im Energiesektor führen soll, wodurch grundsätzlich die Möglichkeiten für eine dezentralere Organisation des Energiesystems gestärkt werden (vgl. z.B. Vogel 2009).

³ Diese Entwicklung ist auch heute schon an Öl- und Gaspreisen erkennbar.

⁴ Hierzu zählen Schadstoffe, die bei der Verbrennung in die Luft gelangen, Schadstoffe, die bei der Förderung fossiler Brennstoffe in die Umwelt gelangen, so z.B. bei der Ölförderung, oder der Landschaftsverbrauch z.B. beim Braunkohle-Tagebau.

3 Grundlegende Probleme und Lösungsansätze

Auf Basis der vorgenannten Überlegungen wurden Förderprogramme für Stromgewinnungsanlagen aus erneuerbaren Energien aufgelegt. Dazu zählen z.B. festgelegte Einspeisevergütungen für regenerativ erzeugten Strom und die Verpflichtung an die Netzbetreiber, diesem Strom im Netz Vorrang vor Strom aus fossilen Energieträgern zu geben. Nicht zuletzt auch aufgrund dieser gezielten Fördermaßnahmen finden Kleinanlagen eine stetig wachsende Verbreitung. So kann nun praktisch jeder Verbraucher auch zum Energieerzeuger werden; er ist also Konsument und Produzent zugleich, wofür der Begriff Prosumer geprägt wurde.

Diese Veränderung ist auf den ersten Blick klein, beinhaltet jedoch ein revolutionär neues Konzept. Erstmals ist der Energiefluss in den Netzen nicht mehr streng unidirektional. Abhängig vom aktuellen Verbrauch einzelner Regionen kann es nun vorkommen, dass ganze Netzabschnitte keine Stromsenken sondern Stromquellen darstellen; die elektrische Energie fließt bidirektional. Damit geht die Zeit der unidirektionalen Netze ihrem Ende zu.

Die zweite grundlegende Veränderung besteht in der Größe und Zahl der Stromerzeugungseinheiten. Neben den monolithischen Großkraftwerken spielen kleine, dezentrale Erzeugungseinheiten eine immer größere Rolle. Dies kann das Energienetz auf der einen Seite deutlich robuster machen, da der störungs- oder wartungsbedingte Ausfall einer einzelnen Anlage einen sehr viel kleineren Einfluss auf die Gesamtproduktionskapazität hat, als dies z.B. bei einem Großkraftwerk der Fall wäre. Auf der anderen Seite wird das Energiesystem so jedoch auch unübersichtlicher und schwieriger zu steuern, insbesondere weil die Energieeinspeisung oft im Niederspannungsnetz erfolgt.

Zu diesen Veränderungen kommt noch eine weitere, deren Ursache in einer grundlegenden Eigenschaft regenerativer Energiequellen liegt: Die Stromerzeugung aus diesen Quellen kann nicht (Photovoltaik, Wind) bzw. nur begrenzt (Wasserkraft) gesteuert werden. Eine Photovoltaikanlage erzeugt Strom, sobald die Sonne scheint. Bei fehlender Sonneneinstrahlung kann somit kein Strom produziert werden. Ähnlich verhält es sich bei Windkraftanlagen. Nun lassen sich Wind- und Sonnenscheindauer/-intensität bzw. auch die Windrichtung⁵ nur bedingt prognostizieren, wodurch auch die Prognose des Stromdargebots aus diesen Quellen begrenzt ist. Hinzu kommt das Fehlen einer Steuermöglichkeit; die Stromerzeugung ist also unabhängig vom aktuellen Bedarf.

Dies wiederum bedeutet aber ebenfalls eine revolutionäre Änderung im althergebrachten Energiesystem. Die Ursache hierfür liegt in einer bestimmten Eigenschaft elektrischer Energie: Sie lässt sich nur sehr schlecht speichern. Deshalb ist das aktuelle Energiesystem auch darauf ausgelegt, zu jedem Zeitpunkt genau so viel Strom zu produzieren, wie verbraucht wird. Da Großkraftwerke teilweise sehr lange Ansprechzeiten haben, ist hierfür eine möglichst genaue Lastprognose notwendig. Eben diese Lastprognose wird durch die eben beschriebene, unstete dezentrale Energieerzeugung deutlich schwieriger. Die unvermeidlichen kurzfristigen Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch werden heutzutage durch so genannte Regelkraftwerke ausgeglichen, welche auf jede Abweichung sofort mit einer Anpassung der Stromproduktion reagieren. Je größer diese Abweichungen sein können, desto größer muss die vorgehaltene Leistung der Regelkraftwerke sein.

Hinzu kommt, dass der Energiebedarf keineswegs gleichmäßig ist, sondern über den Tag teilweise stark schwankt. Das elektrische Netz muss jedoch, ebenso wie die Stromerzeugungsanlagen, darauf ausgelegt sein, auch höchste Lastspitzen noch bedienen zu können. Da diese relativ selten vorkommen, ist ein großer Teil des Energiesystems die meiste Zeit über ungenutzt bzw. wird in Bereitschaft gehalten. Bei elektrischen

⁵ Relevant bei Windkraftanlagen, bei denen die Ausrichtung nicht regelbar ist.

Übertragungsnetzen geht man z.B. von einer durchschnittlichen Nutzung von nur 40 bis 60 % aus (Zahlen von 2006 aus Konstantin 2009). Zu der Reserve, die bei den Erzeugungsanlagen vorgehalten werden muss, um diese Lastspitzen bedienen zu können, kommen nun noch weitere Kraftwerke im Leerlauf hinzu, die für Zeiten vorgehalten werden müssen, in denen das Dargebot aus Erzeugungsanlagen von erneuerbarer Energie wetterbedingt gering ist. Diese Regelkraftwerke werden auch Schattenkraftwerke genannt. Ihre Zahl muss mit dem Anteil steigen, den erneuerbare Stromerzeugung am Gesamtenergiemix hat. Diese Kraftwerke dauerhaft in Bereitschaft zu halten, ist jedoch ein erheblicher Kostenfaktor, der regenerativen Strom verteuert.⁶

Des Weiteren korrelieren Stromverbrauchsschwerpunkte nicht zwingend mit Gebieten, die für die regenerative Stromgewinnung geeignet sind. So entstehen derzeit z.B. in den deutschen Küstengebieten Windparks mit einer Gesamtleistung im mittleren zweistelligen Gigawattbereich⁷. Die dort gewonnene elektrische Energie muss über das bestehende Netz zu den Verbrauchszentren transportiert werden. Die Topologie des aktuellen Netzes ist jedoch aus vorgenannten, historischen Gründen so ausgelegt, dass sie die klassische Struktur der einzelnen Großkraftwerke in örtlicher Nähe zu Verbrauchszentren optimal unterstützt. Durch den starken Ausbau der Windkraft kommen diese Netze an ihre Kapazitätsgrenzen, was einen Netzausbau erforderlich macht. Die Alternative wäre, die Windparks gerade dann vom Netz trennen zu müssen, wenn diese besonders viel Strom produzieren, man würde also „kostenlosen“ grünen Strom verfallen lassen, um den Bedarf dann wiederum aus lokalen, fossil betriebenen Quellen zu decken. Ein Ausbau der Netze würde auf der anderen Seite dazu führen, dass die ungenutzte Reservekapazität in den Netzen von schon jetzt 40 bis 60 % weiter steigen würde, um auch die Leistungsspitzen aus der Windkraft, die nur an wenigen Tagen im Jahr erreicht werden, bedienen zu können.

Zu all den genannten systemimmanenten Effekten kommt nun noch eine weitere Komponente hinzu. Aus der gleichen Überlegung heraus, mit der man bei der Stromerzeugung von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energieträger umsteigt, will man auch bei der Mobilität von Energieträgern auf fossiler Basis Abstand nehmen. Erste Schritte in diese Richtung stellen die Plug-in-Hybrid-Konzepte einzelner Hersteller dar, reine Elektroautos sollen in den nächsten Jahren folgen. Der Vorteil: Ein Elektrofahrzeug bezieht seine Fahrenergie aus einer Batterie und fährt somit (lokal) quasi emissionsfrei. Lokal emissionsfrei bedeutet in diesem Fall, dass elektrisches Fahren alleine noch nicht sicherstellt, dass die aufgewendete Energie auch tatsächlich emissionsfrei gewonnen wurde; das Auto stößt zwar keine Abgase aus, der Strom kann jedoch nach wie vor aus einem Kohlekraftwerk stammen, sodass das Auto in der Gesamtbilanz keineswegs emissionsfrei ist.

Unabhängig davon, auf welche Art der Strom gewonnen wird: Wahrscheinlich wird mittel- bis langfristig ein erheblicher Teil der Energie, die bisher über Pipelines und Tanklaster verteilt wurde, in Zukunft zusätzlich über die Stromnetze fließen. Aufgrund der durchschnittlichen Auslastung von nur 30 bis 40 % stellt dies kein grundsätzliches Problem dar, das Ganze ist nur eine Frage geschickten Managements (vgl. Reiner et al. 2009; Schönfelder et al. 2009). Würde die zusätzliche Energie in den lastschwachen Zeiten übertragen, würde dies zu einer besseren Auslastung und somit erhöhter Rentabilität der Netze führen. Dafür wäre allerdings eine Koordination der Verbraucher und Erzeuger nötig, die im heutigen Netz nicht existiert. Ohne diese Koordination wird es wahrscheinlich eher zum umgekehrten Effekt kommen: Die Lastspitzen werden noch erhöht, die Leitungen müssten weiter ausgebaut werden, um diese Spitzen bedienen zu können, was die Spreizung zwischen Höchst- und Niedriglast vergrößert und die durchschnittliche Auslastung

⁶ Verteuern bedeutet in diesem Fall, dass der tatsächliche Marktpreis aufgrund der Bereithaltungskosten der Regelkraftwerke über dem Preis liegt, den eine regenerative Anlage alleine bräuchte, um eine bestimmte Energiemenge zur Verfügung zu stellen. Vgl. Derk Jan Swider - Handel an Regelernergie- und Spotmärkten - Deutscher Universitätsverlag / GWV Fachverlage GmbH, 2006

⁷ Die Bundesregierung erwartet bis 2030 eine installierte Offshore-Erzeugungsleistung von 20 GW, vgl. dena-Fact-Sheet 2010

der einzelnen Leitungen (und damit die Rentabilität) senkt. Was für die Auslastung der Netze gilt, gilt ebenso für die Kraftwerke: Um auch zu Spitzenzeiten genügend Strom zur Verfügung stellen zu können, müssen entsprechende Kapazitäten vorgehalten werden, die zu Schwachlastzeiten nicht ausgelastet werden können.

Diesen Problemen kann man mit dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern begegnen, die das Problem der Verteilung über ausgelastete Netze und der zeitnahen Erzeugung abfedern können. Viele Experten gehen davon aus, dass auch die Elektrofahrzeuge mit ihren Batterien eine spürbare Erleichterung bringen könnten (vgl. Anderson et al. 2009; Die Bundesregierung 2009; Engel 2009, Fraunhofer IAO & PwC 2010).

Alle genannten Probleme lassen sich auf zwei grundsätzlich unterschiedliche Arten lösen. Lösungsansatz Nummer eins ist ein einfacher, unbedachter Ausbau: Man baut die Netze aus, errichtet neue Kraftwerke und lässt Ältere weiter laufen. So könnte man das aktuelle System weiterführen, ohne grundlegende, systematische Veränderungen vornehmen zu müssen. Diese Methode hat den Vorteil, dass man auf bewährte Verfahren und bekannte Technik setzen kann; elektrische Netze werden seit über 150 Jahren erfolgreich betrieben, Kraftwerke sind erprobt. Die Einbußen an Effizienz könnte man hinnehmen und auf den Verbraucher umlegen. Damit würde man das Problem jedoch nur verschieben, denn langfristig ist es unerheblich, dass noch für 30 Jahre ausreichend Öl vorhanden ist oder größere Kohlevorkommen noch nicht erschlossen sind: Endlich sind diese Rohstoffe auf jeden Fall, und je näher man der Erschöpfung dieser Quellen kommt, umso deutlicher wird sich die Verknappung der Primärenergieträger auch auf den Preis auswirken. Und auch wenn man in der bisher ungelösten Frage der CO₂-Emissionen deutlich vorankommen würde: Bereits heute gestalten sich Planung und Bau jedes einzelnen Kilometers geplanter Netztrasse und jedes einzelnen zu errichtenden Kraftwerks als äußerst aufwändig, da fast immer mit langwierigen juristischen Streitigkeiten mit Anliegern gerechnet werden muss. Dies wird den notwendigen Ausbau in den kommenden Jahren stark behindern.

Der zweite Lösungsansatz ist das intelligente Stromnetz. Dieser Weg scheint zunächst der aufwändigere zu sein. Viele der notwendigen Technologien sind erst ansatzweise vorhanden oder noch nicht ausgereift, viel Forschungs- und Entwicklungsarbeit muss hier noch geleistet werden. Hinzu kommt, dass viele traditionell gewachsene Strukturen aufgebrochen werden und neue Akteure auf neuen Märkten aktiv werden müssen. Damit sind nicht nur Unsicherheiten und Befürchtungen verbunden, sondern auch Investitionen in erheblichem Umfang.

Treffen die Prognosen von Fachleuten jedoch zu, sollte sich der Aufwand lohnen (vgl. BDI 2008; BMWI 2010; Pepermansa et al. 2005). Für die notwendige Regelung von Erzeugung und Verbrauch stellt das Smart Grid die Grundlage dar. Es ermöglicht vor allem die Kommunikation der einzelnen Netzkomponenten, sodass sich aus deren Zusammenspiel ein stabileres und effizienteres Gesamtsystem ergeben kann (vgl. Heile 2010; Coll-Mayor, Paget, Lightner 2007; Smart Grid 2010).

Bis so ein Smart Grid umgesetzt sein könnte, wäre in jedem Fall noch viel Arbeit zu leisten. Fortschritte sind dabei nicht nur auf technologischer, sondern vor allem auch auf gesellschaftlicher Ebene nötig. Etablierte Routinen verlieren unter Umständen ihre Gültigkeit, scheinbar „irrationale“ Handlungen könnten dagegen gesamtwirtschaftlich sinnvoll werden. So wird in Zukunft der Energieverbrauch nicht mehr zwingend mit Effizienz korrelieren. Ein Speicher, der eine Effizienz von nur 30 % hat und somit 70 % der eingespeicherten Energie verpuffen lässt, könnte in einem grünen Smart Grid immer noch sehr interessant sein, da es allemal besser ist, „kostenlosen“ grünen Strom aus Windkraftwerken ineffizient zu speichern, als ihn komplett verfallen zu lassen und zu Spitzenlastzeiten doch wieder auf fossil betriebene Kraftwerke zurückgreifen zu müssen. Für den wirtschaftlichen Betrieb solcher Speicher fehlen jedoch noch die passenden Geschäftsmodelle.

3.1 Das Smart Grid

Der Begriff Smart Grid wird sehr weitläufig gebraucht. Der Name legt nahe, dass das Netz in irgendeiner Art und Weise intelligent ist. Betrachtet man allerdings alle Komponenten eines Smart Grid, so fällt auf, dass das System hochgradig dezentral strukturiert ist, dementsprechend findet sich keine „zentrale“ Intelligenz. Solch eine zentrale Intelligenz müsste über umfassendes Wissen über alle integrierten Komponenten verfügen, was schon allein technisch als kaum realisierbar erscheint. Deshalb müssen sich die Komponenten darauf beschränken, auf Basis der ihnen zur Verfügung stehenden Informationen die jeweils beste Entscheidung zu treffen. Damit sich aus dem Zusammenspiel der Komponenten ein intelligentes Gesamtsystem ergeben kann, bedarf es des intensiven Informationsaustausches zwischen den einzelnen Komponenten.

Der Begriff Smart Grid ist dennoch nicht ungerechtfertigt. Die Intelligenz des Netzes entsteht durch das Zusammenwirken der unzähligen einzelnen Komponenten in einer ähnlichen Weise wie in einem Ameisenstaat: Keine Ameise ist Spezialist für Logistik, Architektur oder Abfallentsorgung, dennoch erfüllt der Ameisenstaat als Ganzes genau diese Aufgaben nahezu perfekt. Möglich wird dieses Zusammenwirken, weil das Verhalten jeder einzelnen Ameise so ausgefeilt ist, dass sie trotz ihrer sehr begrenzten lokalen Informationen und Handlungsmöglichkeiten immer im Sinne des Gesamtsystems handelt.

Um dieses Prinzip in einem technischen System umsetzen zu können, ist es vor allem notwendig, dass die einzelnen Komponenten Informationen untereinander austauschen können (vgl. BDI 2008; CEC 2007). Diese Informationen ermöglichen es auf der einen Seite, bestimmte Zustände im Netz überhaupt zu erkennen. Dazu zählen nicht nur die intelligenten Stromzähler, die in Echtzeit Auskunft über den aktuellen Verbrauch eines Haushalts geben können, ein Wert, der bisher nur einmal jährlich erhoben wurde.⁸ Vielmehr gehört zum Smart Grid eine Vielzahl an Sensoren, die im Netz selbst untergebracht sind und Auskunft über dessen Zustand geben, vom einzelnen Ortsnetztransformator bis hin zur tatsächlichen Auslastung einzelner Leitungen.

Erst auf dieser Basis können verschiedene Methoden aufbauen, die die Erzeugung und den Verbrauch aufeinander anpassen und dabei ein Maximum an Effizienz sicherstellen.

3.2 Komponenten eines Smart Grid

Das Smart Grid setzt sich, wie auch das heutige Energiesystem, aus einer großen Zahl verschiedener Komponenten zusammen. Das Netz an sich ist dabei nur ein kleiner Teil des Gesamtkonstruktes, zu dem unter anderem auch Kraftwerke, Steuereinrichtungen, Umspannstationen, Großverbraucher (z.B. Stahlwerke) und die Haushalte zählen. Jede dieser Komponenten muss auf seine Weise für eine Integration in das Smart Grid vorbereitet werden.

So muss die Netzinfrastruktur mit zusätzlichen Sensoren ausgestattet werden, die z.B. die Auslastung und die Temperatur der einzelnen Leitungen in Echtzeit liefern können. Gleiches gilt für Umspannwerke. Hinzu kommen Vorrichtungen zur Leistungsflusskontrolle. Diese oft auf Supraleitungstechnologie basierenden Bauteile ermöglichen die Beeinflussung der tatsächlichen Leistungsflüsse. Die Möglichkeit der Ferndiagnose und -beeinflussung muss auch für z.B. lokale Ortsnetztransformatoren hergestellt werden⁹. So lassen sich auch Aussagen über die Zustände einzelner Netzabschnitte bis hinunter zu einzelnen Straßenzügen machen. Zudem wird so eine schnelle Reaktion auf Störungen möglich, die heute schon allein deshalb un-

⁸ Zukünftig wird eine viertelstündliche Übermittlung der Verbrauchswerte durch die intelligenten Stromzähler angestrebt.

⁹ Es gibt hier bereits erste Schritte, indem Ortsnetztransformatoren um die Möglichkeiten der Ferndiagnose und – Schaltechnik nachgerüstet wurden, es besteht jedoch Nachholbedarf, da die Mehrzahl noch alter Bestand ist.

möglich ist, weil üblicherweise zunächst ein Techniker zu dem zu schaltenden Trafo fahren und dort die entsprechende Schaltung manuell vornehmen muss.

Die erfassten Daten müssen in den Steuerzentralen aggregiert und weiter verteilt werden, aus ihnen lassen sich Prognosen und Fahrpläne für einzelne Bereitstellungsanlagen ebenso ableiten wie z.B. Preis- oder Steuersignale, mit denen der Verbraucherverhalten beeinflusst werden kann.

Diese Verbrauchsbeeinflussung, oft Lastregelung oder Demand Side Management genannt, erfordert in den einzelnen Haushalten nicht nur intelligente Stromzähler, die diese Werte empfangen und den Verbrauch kommunizieren, sondern vor allem auch Geräte, die auf derartige Signale reagieren können, wie z.B. verschiedene Küchengeräte oder einzelne Komponenten der Unterhaltungselektronik ebenso wie Komponenten der thermischen Gebäudetechnik wie Klimaanlage, Lüftung und Heizungen sowie Beschattung und Beleuchtung.

Eine immer größere Rolle spielt in diesem Zusammenhang auch die Einbindung dezentraler Anlagen und die damit verbundene Möglichkeit der Eigennutzung von Strom aus z.B. einer PV-Anlage oder einem μ BHKW¹⁰.

Als neue Komponenten werden im Smart Grid auch dezentrale Speicher eine Rolle spielen. Diese können sowohl thermisch als auch elektrisch sein; die Möglichkeiten der technischen Realisierung reichen von Warmwasserspeichern über z.B. Bleiakkus¹¹ in Gebäuden bis hin zu der Mitnutzung der Batterien von Elektrofahrzeugen, während diese, z.B. in Parkhäusern, an das Stromnetz angeschlossen sind.

3.3 Anforderungen an ein Smart Grid

An das Smart Grid werden eine ganze Reihe verschiedener Anforderungen gestellt werden. Als untere Schranke können dabei die Anforderungen gesehen werden, die an das bestehende Energiesystem gestellt werden. Dazu gehören vor allem die Zuverlässigkeit und die Stabilität zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit und -qualität.

Das Smart Grid muss diese Eigenschaften nicht nur haben, es muss auch möglich sein, diese zuverlässig zu prüfen bzw. deren Existenz und Güte zu beweisen. Hinzu kommt ein gewisses Maß an Transparenz, welche zum einen schon aus abrechnungstechnischen Gründen geboten ist, zum anderen aber auch notwendig ist, um allen beteiligten Akteuren, das notwendige Vertrauen in das System vermitteln zu können.

Außerdem muss das Smart Grid die Versprechen einlösen, die im Vorfeld gemacht wurden. Dazu zählt vor allem die effiziente Nutzung der eingesetzten Ressourcen und Rohstoffe. Daneben soll durch die informationelle Vernetzung auch das Erkennen von Fehlern und Störungen im Netz einfacher und schneller werden, so dass Ausfälle nicht nur seltener werden, sondern auch schneller behoben werden können.

¹⁰ μ BHKW steht für Mikro-Blockheizkraftwerk, ein Aggregat, welches gleichzeitig Strom und Wärme zur Verfügung stellt und dabei, dank Kraft-Wärme-Kopplung, die eingesetzten Energieträger sehr effizient nutzt.

¹¹ Bleiakkus bieten aktuell das beste PreisLeistungsverhältnis und werden deshalb häufig für stationäre Anwendungen eingesetzt.

4 Offene Fragen

Aus dem bisher Dargelegten wird deutlich, dass das Smart Grid ein hochkomplexes System ist, an das sehr verschiedene Anforderungen gestellt werden. Bei all den Möglichkeiten darf deshalb nie die Tatsache aus den Augen verloren werden, dass viele der beschriebenen Möglichkeiten und Lösungen bisher vor allem als Ideen auf dem Papier oder bestenfalls als prototypische Versuche implementiert wurden. Vielfach sind die verwendeten Technologien noch sehr neu, und es existiert keine Langzeiterfahrung im Betrieb oder eine Best-Practice für den Aufbau bzw. die Implementierung. Auch sagt eine erfolgreiche technische Realisierung noch nichts über die Wirtschaftlichkeit eines Verfahrens aus.

Neben den technischen gibt es auch eine ganze Reihe von juristischen, gesellschaftlichen und marktwirtschaftlichen Fragestellungen, die sich in diesem Kontext ergeben. Vielfach eröffnet die neue Technologie Möglichkeiten, die bisher undenkbar waren; es ergeben sich neue Akteure und neue Dienstleister, andere hingegen verlieren an Bedeutung oder verschwinden ganz. An anderen Stellen werden neue gesetzliche Rahmenbedingungen und Kontrollinstanzen notwendig. Es muss beispielsweise verhindert werden, dass ein Endkunde zukünftig die Möglichkeit hat, willentlich einen negativen Einfluss auf das Energiesystem zu nehmen.

Die Erforschung dieser Fragestellungen ist aufwändig. Ob sich der Aufwand eines Smart Grid wirtschaftlich lohnen könnte, muss noch untersucht werden. Fest steht nur, dass die Begegnung aller kommenden Probleme auf den bisherigen Lösungswegen sehr teuer wird. Im folgenden Abschnitt werden einige Fragestellungen aus diesem Kontext näher beleuchtet.

4.1 Technik und Sicherheit

Es liegt in der Natur technischer Innovationen, sie für eine Vielzahl von Anwendungen verwenden zu können, die bei ihrer Entwicklung noch nicht absehbar waren, positive Effekte können ebenso erzielt werden wie negative.

Das heutige Energiesystem ist (mehr oder weniger) eine monolithische Black-Box; nur wenige Experten verfügen über genaue Kenntnisse über Funktion und Aufbau des Systems. Diese Einschränkung stellt schon für sich alleine eine gewisse Sicherheit dar, da potentielle Angreifer Informationen über das System erst relativ aufwändig zusammentragen müssen. Diese Sicherheit ist jedoch trügerisch, viele vitale Informationen werden keineswegs geheim gehalten, sondern sind nur umständlich zu beschaffen, was für den engagierten Angreifer mit hoher krimineller Energie kein Hindernis darstellen sollte.

Durch die informationelle Vernetzung der verschiedenen Komponenten im Energiesystem wird das System insgesamt transparenter. Diese Transparenz kann zum einen zur Hebung von erheblichen Effizienzpotentialen führen, ermöglicht aber zum anderen auch einige denkbare neue Angriffsszenarien. Da es immer einfacher ist, einem Angriffsszenario zu begegnen, wenn man sich der Gefahr schon beim Systementwurf bewusst ist, sollten Fragen der Sicherheit und Stabilität von Anfang an auch mit berücksichtigt werden. Die Sicherheit und Stabilität des Systems sollte dabei aus sich selbst heraus gewährleistet werden und nicht auf äußeren Kontroll- und Sicherheitsmechanismen aufbauen.

Da das Smart Grid auf Diensten der Informations- und Kommunikationstechnik aufgebaut ist, wird es nicht, wie z.B. das heutige System, vor allem durch physische Angriffe auf einzelne Komponenten, wie z.B. Kraftwerke oder Verteilstationen gefährdet sein. Seine größte Verletzlichkeit wird das Smart Grid demnach eher durch „virtuelle“, informationstechnische Angriffe haben, die z.B. auf der massiven Verbreitung falscher Informationen beruhen könnten.

Einige Gefährdungen werden im Folgenden exemplarisch dargestellt:

Eine der am wenigsten kritischen denkbaren Angriffspunkte stellen die intelligenten Stromzähler dar, die seit Kurzem bei Endkunden verbaut werden. Im Gegensatz zum elektromechanischen Verfahren, bei welchem die abgenommene Strommenge in einem geeichten und verplombten Gerät, dem sog. Ferraris-Zähler, beim Endkunden gezählt und jährlich von einem Techniker vor Ort abgelesen wird, basieren die neuen Zähler auf einem automatisierten Verfahren. Zwar wird die Strommenge nach wie vor vor Ort gemessen, jedoch erfolgt sowohl die Aufsummierung als auch die Übermittlung an den Energielieferanten elektronisch, also gesteuert durch Programme bzw. Software.

Nun hat Software die Eigenschaft, leicht veränderlich zu sein. Auf einen intelligenten Stromzähler kann eine neue Software installiert werden, deren Funktion von der ursprünglichen abweicht. Ebenso könnten die Abrechnungsdaten auf dem Weg vom Kunden zum Versorger abgefangen und manipuliert werden. Deshalb ist es immens wichtig, die intelligenten Zähler vor jeglicher Manipulation zu schützen. Denkbare Angriffsszenarien wären z.B. Kunden, die ihre Stromrechnung manipulieren, indem sie veränderte Software auf ihre Zähler laden oder aber auch Schadsoftware, die sich über das Internet verbreitet und die Funktion der Zähler stört, ähnlich wie heute schon Viren und Würmer für PC-Systeme. Eine solche Manipulation ist bei geschickter Durchführung sehr schwierig festzustellen.

Derartige Manipulationen müssten sich nicht auf Abrechnungssysteme beschränken. So hat ein Energiesystem, welches zu einem Teil auf dezentraler Erzeugung aufbaut, zwar das Potential, aufgrund seiner Redundanz sehr viel störungsresistenter zu sein, birgt aber gleichzeitig die Gefahr, durch Datenmanipulation großflächige Störungen erst zu ermöglichen. Die Möglichkeit, sehr viele, auch kleine, Ressourcen zu koordinieren, erlaubt einen Verzicht auf überflüssig vorgehaltene Reservekapazitäten. Sobald aber die Daten, auf der die Berechnung der notwendigen Kapazitäten beruht, fehlerhaft sind, können Engpässe im System auftreten.

Derartige Störungen müssen dabei nicht zwingend vorsätzlich in das System eingebracht werden. In jedem softwaregesteuerten System kann es zu Fehlern kommen. Solche zufälligen Fehler, so genannte "Bugs", haben das gleiche Störpotential wie vorsätzlich ins System eingestreute Falschinformationen. Aus diesem Grund muss beim Betrieb vitaler Netzkomponenten mit besonderer Sorgfalt vorgegangen werden, da auch ein ungewollt vom Hersteller verursachter Fehler sehr weite Auswirkungen haben kann. Hier wäre z.B. eine Qualifizierung nach bestimmten Mindestqualitätsanforderungen an Steuerungssoftware und ihre Entwickler denkbar, ohne die eine Verwendung der entsprechenden Komponenten an bestimmten vitalen Punkten des Smart Grid ausgeschlossen wird. Da es sich beim Energiesystem um eine kritische Infrastruktur der Daseinsvorsorge handelt, werden die Anforderungen an den Nachweis der funktionalen und extrafunktionalen Eigenschaften der einzelnen Programme und ihr Zusammenwirken deutlich höher sein als in anderen Bereichen. Dies erfordert erhebliche Fortschritte bei der Zertifizierung der Software (und nicht nur des Software-Erstellungsprozesses). Außerdem muss es möglich sein, systematisch und verlässlich die auf zahlreichen Einzelkomponenten des Smart Grid installierte Software bei Bedarf zu aktualisieren und durch Fernwartung fehlerhaftes Verhalten zu erkennen und zu beheben. Die Unterscheidung zwischen erlaubtem und unerwünschtem veränderndem (oder auch nur lesendem) Zugriff muss durch eine geeignete großflächig verteilte Sicherheitsarchitektur ermöglicht werden.

4.2 Geräte und Netze

Das Smart Grid bringt nicht nur neue Gefährdungen, sondern auch viele neue Möglichkeiten. Hier wirken die Fortschritte, die in den letzten Jahren auf den Gebieten der Elektrotechnik und der Informatik gemacht wurden, zusammen. Ein Beispiel hierfür sind die so genannten aktiven Netzkomponenten. Hierzu zählt die Steuerung von Energieflüssen auf Netzabschnitten im Transport- und Übertragungsnetz mit Hilfe sogenannter Thyristor-Controlled Series Capacitor (TCSC) ebenso wie die Verwendung von (fern-)steuerbaren Photovoltaik-Wechselrichtern zur Blindleistungskompensation, wodurch die Netzverluste verringert wer-

den, und somit die Nutzung effizienter wird. Hinzu kommt die Möglichkeit der automatischen dezentralen Netzrekonfiguration nach Netzstörungen.¹² Die Vielzahl der einzelnen Technologien und Maßnahmen lässt sich mit Hilfe einer geeigneten informationstechnischen Infrastruktur synergetisch zusammenführen.

Diese Möglichkeit der Steuerung von Energieflüssen ist bisher nicht gegeben. Netzbetreiber können so zukünftig steuern, wer ihre Netze in welcher Weise nutzen kann. Dies wirft vor allem in der europaweiten Nutzung der Übertragungsnetze interessante Fragen auf, flossen doch bisher immer wieder erhebliche Energiemengen aus den Windstandorten im Norden Deutschlands über ausländische Netze, besonders in den Niederlanden, zu den im Südwesten gelegenen Verbrauchsschwerpunkten. Bisher war es den betroffenen, ausländischen Netzbetreibern nicht möglich, dies zu steuern oder zu verhindern. Durch die neuen Technologien wären sie nun jedoch in der Lage, diese Energieflüsse bereits an den Ländergrenzen zu beschränken, was zu einer deutlich erhöhten Last auf den deutschen Netzen führen würde.

Auf diese Weise könnte der Markt für Übertragungsdienstleistungen verändert werden, da nun die Möglichkeit besteht, die Preise für Übertragungskapazitäten gezielt dem Bedarf anzupassen. Denkbar wäre hier z.B. die Nutzung dieses neuen Marktes, um einen Anreiz für den Aufbau eines HGÜ(Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung)-Netzes zu setzen.

Der Transport von elektrischer Energie erfolgt üblicherweise über Hoch- und Höchstspannungsleitungen, wobei Spannungen von 220 bis 380 kV bei einer Frequenz von 50 Hz zum Einsatz kommen. Wechselspannungsleitungen haben jedoch neben ihrem Ohmschen Widerstand einen zusätzlichen kapazitiven Widerstand. Zwar lässt sich der Wechselstrom aufgrund seiner einfachen Transformierbarkeit leichter handhaben, aber die hohen Widerstände machen den Transport über große Entfernungen verlustreich. Eine Gleichstromübertragung ist in der technischen Realisierung aufwändiger, da an beiden Seiten der Übertragungsstrecke eine Stromrichteranlage den Wechselstrom in Gleichstrom und wieder zurück in Wechselstrom wandeln muss, bevor er weiter genutzt werden kann. In diesen Stromrichteranlagen fallen zusätzliche Verluste an. Für Übertragungen über längere Strecken sind diese Verluste jedoch geringer, als die Verluste einer vergleichbaren Wechselstromleitung mit ihrem relativ hohen kapazitiven Widerstand. Auch entfallen bei HGÜ-Leitungen die für die Kompensation von Blindleistung auf Wechselstromleitungen notwendigen Kompensationsspulen, weshalb sie in Europa vor allem zur Realisierung von Unterseeverbindungen zum Einsatz kommen.

In Zukunft werden immer größere Stromproduktionsschwerpunkte, bedingt durch Standortbedingungen, von den Verbrauchszentren entfernt entstehen. Ein Beispiel hierfür sind große Offshore-Windparks an den nordeuropäischen Küsten oder große Solarkraftwerke im Mittelmeerraum. Die dort bereitgestellte elektrische Energie muss über weite Strecken transportiert werden, wofür sich die HGÜ-Technik anbietet. Hier ist seit längerem ein europaweites HGÜ-Backbone im Gespräch, welches vor allem auch die Integration von Solar-Großkraftwerken in Nordafrika in das europäische Energiesystem ermöglichen soll. Ebenso könnten so die Fluktuationen erneuerbarer Energien besser verteilt und ausgeglichen werden. Einen ersten Schritt in diese Richtung stellt die „North Seas Countries' Offshore Grid Initiative“ (NSCOGI) dar.¹³

Der aktuelle Stand der Forschung lässt nur HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zu, ein vermaschtes Netz, wie es beim existierenden Wechselstromnetz realisiert ist, ist bisher nicht möglich.

Bisher ähnelt der Netzaufbau einem Baum; Niederspannungsnetze sind meist ringförmig und an ein bis zwei Punkten an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Es gibt normalerweise schaltbare Verbindungen

¹² Hier kommen z.B. im Verteilnetz der USA Komponenten der Firma S&C Electric Company zum Einsatz.

¹³ Der Aufbau der NSCOGI wurde 2008 von der EU-Kommission empfohlen, die Gründung erfolgte 2009 durch Deutschland, Großbritannien, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Dänemark, Schweden und Irland. Vorrangiges Ziel ist die Netzanbindung von Offshore-Anlagen in das europäische Energienetz, langfristig soll auf ein europäisches Supergrid hingearbeitet werden.

zwischen einzelnen Niederspannungsnetzen, diese sind allerdings im Normalfall nicht geschaltet (aus Gründen der Ausfallsicherheit beim Auftreten einer Störung). Eine Verschaltung dieser Netze könnte in bestimmten Fällen bzw. bei bestimmten Konfigurationen sehr sinnvoll sein und das Mittelspannungsnetz entlasten. Bisher wird von dieser Möglichkeit jedoch nicht Gebrauch gemacht (bzw. nur in Fehlerfällen), vor allem weil die entsprechenden Schaltstellen nur von Hand bedient werden können. Wäre jedoch der Zustand der jeweiligen Netzabschnitte bekannt und auch die dazugehörigen Umspanntransformatoren fernbedienbar, dann könnte über diese Möglichkeit nachgedacht werden. Neben der genannten Netzentlastung könnten so vor allem auch Personalkosten für Betrieb und Wartung eingespart werden.

Momentan wird bei Smart Grid-Ansätzen vor allem über die Energieflüsse nachgedacht, elektrotechnische Effekte bleiben oft unberücksichtigt oder werden nur am Rande betrachtet. Hier ist neben der Sicherstellung der Netzstabilität vor allem auch, die Einhaltung der Netzqualität zu berücksichtigen. Die Smart Grid-Technologie bietet sehr gute Möglichkeiten, auf diese Kriterien zu reagieren. Bisher gibt es jedoch keinen Ansatz, der dies für größere Netzabschnitte umsetzbar macht, da nicht zuletzt schon allein die mathematische Modellierung dieser Effekte hochgradig komplex ist. Ohne diese Modellierung kann jedoch nicht zielführend und präzise auf diese Effekte eingegangen werden.

Die treibende Kraft hinter der Home-Automation waren bisher vor allem Komfort- und Sicherheitsfeatures. Die Potentiale, die diese Technologie aus Energiesicht hat, wurden bisher höchstens am Rande bzw. als Nebeneffekt abgeschöpft. Mit der zunehmenden Verbreitung von dezentralen Erzeugungskomponenten (PV, μ BHKW) wird es jedoch immer wichtiger, die so erzeugte Energie nicht nur „blind“ ins Netz einzuspeisen, sondern mit Intelligenz und System. Ziele sind hier u.a. die lokale Verwendung dezentral erzeugter Energie sowie die lokale Speicherung und zeitversetzte Nutzung bzw. Rückspeisung dieser Energie. Home-Automation ist auch für das Demand Side Management eine Grundlage. Nur so kann z.B. dynamisch auf variable Strompreise¹⁴ reagiert werden. Als Kommunikations-Backbone ist das Internet gut geeignet und größtenteils verfügbar, Haushaltsgeräte müssen in Zukunft jedoch die Fähigkeit besitzen, auf Informationen und Signale zu reagieren.

Dabei basieren viele Ideen des Smart Grid darauf, dass dynamisch auf bestimmte Situationen reagiert wird. Diese Reaktionen sollen zwar weitgehend automatisch erfolgen, erfordern jedoch oft zumindest eine grundlegende Konfiguration durch den Benutzer. Die Erforschung der Mensch-Maschine-Interaktion erfolgt im Moment recht verteilt. Eine Bündelung dieser kontextsensitiven Systeme könnte auch einer einheitlichen und integrierten Benutzersicht auf das Energiesystem förderlich sein. Erst das Verständnis der Vorgänge ermöglicht es dem Benutzer, die Smart Grid-Potentiale voll auszuschöpfen. Nur so kann sichergestellt werden, dass der Benutzer durch die vielfältigen neuen Möglichkeiten des Smart Grid, insbesondere mit Blick auf die Steuerbarkeit intelligenter Haushaltsgeräte, nicht überfordert und frustriert wird.

4.3 Protokolle und Informationen

Die Fragen, welche Komponente wann, welche Informationen übermitteln soll, kann nicht für sich alleine stehend beantwortet werden. Um hier Entscheidungen treffen zu können, muss zunächst geklärt werden, auf welchen Koordinationsmechanismen das Smart Grid aufbauen soll. Die Kooperation sehr vieler, verschiedener Komponenten in einem einzigen System, noch dazu unter einer großen Zahl von Nebenbedingungen und Optimierungskriterien ist ein beliebig schwieriges Problem. Jede einzelne Komponente hat ihre eigenen technischen Rahmenbedingungen, Betriebs- und Investitionskosten. Hinzu kommen die verschiedenen Auswirkungen auf die lokale und globale Umwelt sowie auf andere Komponenten im Gesamtsystem. Es ist auszuschließen, dass für ein derartig komplexes Problem eine exakte, optimale Lösung gefunden werden kann, insbesondere, da das System in sich schon hochgradig dynamisch in seiner Zusammen-

¹⁴ Diese Verfügbarkeit solcher variablen Strompreise ist ab Januar 2011 gesetzlich vorgeschrieben.

setzung ist. Hier müssen gut funktionierende Optimierungsverfahren und dynamische und gleichzeitig effiziente Steuerungsalgorithmen entwickelt werden.

Eine dezentrale Verwaltung bietet sich für ein solches System aus mehreren Gründen an. Zunächst schließen allein schon technische Randbedingungen eine zentrale Steuerung aller Smart Grid-Komponenten aus. Hinzu kommt die Verletzlichkeit, die durch einen einzelnen neuralgischen Punkt in das System eingeführt würde, fiel dieser aus, so käme die gesamte Funktion des Systems zum Erliegen. Das Smart Grid soll aber genau diese zentrale Schwachstelle zugunsten einer höheren Sicherheit und Zuverlässigkeit vermeiden. Abhilfe könnte hier eine gestaffelt-hierarchische Architektur schaffen. Diese setzt allerdings ein gewisses Maß an Planung voraus.

Eine Möglichkeit, diese Probleme zu umgehen, ist eine dezentrale Verwaltung. Hier gibt es keine zentrale Steuerinstanz, alle Komponenten koordinieren sich selbstständig untereinander. Eine solche Steuerung könnte auf elegante Art und Weise die Probleme herkömmlicher Steuerungsansätze lösen. Ein solches System ähnelte durch die eindeutige Adressierbarkeit aller Komponenten und das dezentrale Angebot von Systemdienstleistungen dem Internet; der Ausfall beliebiger einzelner Komponenten beeinträchtigt dabei das verbleibende System nur marginal. Allerdings ist eine solche dezentrale Architektur sehr schwierig umzusetzen. Hinzu kommt, dass es aufgrund der fehlenden Zentralinstanz auch keine Stelle gibt, an der der Zustand des Gesamtsystems überwacht werden kann, Garantien für bestimmte Leistungen bzw. deren Qualität sind schwer zu implementieren.

Die Forschung wird hier noch klären müssen, welcher Ansatz langfristig der Beste sein wird, vielleicht ergibt sich sogar eine Mischform der vorgestellten Ansätze.

Mehr oder weniger direkt von der Architektur der Steuerung und der dazu gehörigen Informationsflüsse ist die Bildung von Märkten für bestimmte Dienstleistungen abhängig. Hier konkurrieren die Ideen von etablierten zentralen Dienstleistungsbörsen mit dem Ansatz der spontanen Bildung dynamischer lokaler Märkte. Auch hier müssen die genauen gegenseitigen Abhängigkeiten und Beeinflussungen zwischen der Topologie des Energiesystems und den dazugehörigen Märkten noch sehr genau untersucht werden. Verlässliche Prognosen über die Auswirkungen bestimmter Entscheidungen sollten vorliegen, bevor diese Entscheidungen getroffen werden und dadurch die Ausprägung des zukünftigen Energiesystems auf lange Zeit festlegen.

4.4 Gesellschaftlich

Eine Grundvoraussetzung für die erfolgreiche Verbreitung eines Systems ist neben seinen technischen Eigenschaften vor allem auch die Akzeptanz, die ihm seine Nutzer entgegenbringen. Die Erforschung dieser Akzeptanz ist ein schwieriges Unterfangen. Zum einen sind die Nutzer des Energiesystems sehr verschieden, hier zählen die Endverbraucher in den einzelnen Haushalten ebenso dazu wie gewerbliche Unternehmen, Industrieanlagen¹⁵, große Energiekonzerne und Netzbetreiber. Mit der kommenden Verbreitung der Elektromobilität werden vermutlich auch die Automobilkonzerne bzw. die Autofahrer eigene Anforderungen an das Energiesystem, z.B. hinsichtlich der Ladeleistung, der Abrechnung von Ladevorgängen oder einer eventuellen Rückspeisung, stellen.

Während das Smart Grid darauf abzielt, das Gesamtsystem zu optimieren, ergeben sich für den Endverbraucher nicht unbedingt nur Vorteile. Ob das Potential zur Reduktion der Stromrechnung tatsächlich „signifikante“ Summen erreicht, ist bisher noch offen. Unter anderem spielt hier die Gesamtentwicklung der Energiekosten eine entscheidende Rolle. Manche für ein Smart Grid vorgesehene Charakteristika können

¹⁵ Größere Industrieverbraucher verfügen oft schon über Sondertarife, in denen nicht nur die Energiemenge sondern auch die Verbrauchszeiten eine Rolle spielen.

besonders von den privaten Verbrauchern auch als Nachteil oder Einschränkung wahrgenommen werden. Im aktuellen Energiesystem war es für die Verbraucher praktisch nie notwendig, sich Gedanken über verschiedene Tarife oder Lastverschiebung zu machen. Verbraucher zeigen bisher wenig Bemühungen, den häuslichen Stromverbrauch zu optimieren. Verschiedene Studien stützen diese Aussagen. So zeigt eine Untersuchung aus dem Jahr 2006 dass drei Viertel der Befragten nicht wissen, wie viel Strom ihr Haushalt pro Jahr verbraucht und was eine Kilowattstunde kostet (Kuckartz, Rheingans-Heintze, Rädiker 2007). Andere Daten weisen darauf hin, dass eine Grundbereitschaft für ein stromsparendes Verhalten im eigenen Haushalt bei vielen Bürgern vorhanden zu sein scheint.¹⁶ Insgesamt agieren die Haushalte im Umgang mit Strom sehr unterschiedlich.¹⁷ Gerade im Hinblick auf die Flexibilisierung des Nutzerverhaltens im Smart Grid und, genereller, zu Einstellungen und Präferenzen im Umgang mit Energie sind weitere Untersuchungen erforderlich.¹⁸

Weiter haben Untersuchungen gezeigt, dass sich die Gestaltung von Abrechnungen und Zählern auf die Realisierung von Einsparpotentialen auswirken kann (Darby 2006). Gerade den intelligenten Zählern (Smart Meters) kann dabei eine Schlüsselrolle zukommen, da sie an der Schnittstelle zwischen Verbraucher und Energiesystem arbeiten. Allerdings zeigt eine forsa-Studie, dass gut die Hälfte der Verbraucher in Deutschland den Begriff „intelligente“ Zähler noch nicht gehört haben; sogar 91% haben den Begriff „Smart Meter“ noch gar nicht gehört (forsa 2010). Die Ergebnisse machen deutlich, dass bisher ein großer Teil der Bevölkerung an der Meinungsbildung überhaupt nicht beteiligt ist. In der genannten forsa-Befragung konnten sich dann (nach Klärung des Begriffs) 72% eine Nutzung gut vorstellen, vor allem eine bessere Kontrolle und Übersicht über den eigenen Stromverbrauch wurde als möglicher Vorteil genannt. Bedenken wurden vor allem im Hinblick auf Datenschutz/ Datensicherheit und zusätzliche Kosten geäußert.

Sicherlich wird der Endverbraucher vor allem auf die Bedienbarkeit, Verlässlichkeit und die Kosten des Systems schauen. Eine erste spürbare Veränderung werden die tagesvariablen¹⁹ Strompreise darstellen. Diese müssen nicht nur in verständlicher und nachvollziehbarer Weise präsentiert und dargestellt werden; ein, nur eingeweihten Fachleuten verständliches, Auf und Ab wäre nicht zielführend. Zudem muss der Nutzer auch die Möglichkeit haben, auf variable Preise zu reagieren. Dieser erhöhte Aufwand muss auch gerechtfertigt werden, die Geräte müssen sich in angemessener Zeit amortisieren, um breite Akzeptanz zu finden.

Die technische Umstellung der gesamten Netzinfrastruktur wird mit erheblichen Kosten verbunden sein. Diese werden zunächst von den Betreibern aufgebracht werden müssen, die sie wiederum an die Endkunden weitergeben. An dieser Stelle ist es unbedingt erforderlich, einerseits auf die notwendige Transparenz zu achten, um anfallende Kosten nachvollziehen zu können. Andererseits werden die Umstellungen die klassischen Industriestrukturen verändern. Hier muss allen Akteuren die Möglichkeit gegeben werden, auf eine wirtschaftlich und gesellschaftlich vertretbare Art und Weise auf diese Veränderungen reagieren zu können. Nicht zuletzt wird die erhöhte Effizienz in Verbindung mit den erweiterten Automatisierungsmöglichkeiten zu einer neuen Dienstleistungslandschaft im Energiesektor führen.

¹⁶ Vgl.: co2online Klima-Barometer: Jeder Zweite kontrolliert Energieverbrauch regelmäßig. <http://www.lifepr.de/pressemeldungen/co2online-ggmbh-gemeinnuetzige-beratungsgesellschaft/boxid/160481> (Zugriff 14.01.2011)

¹⁷ Vgl. <https://www.vzbv.de/go/presse/1321/9/48/index.html> (Zugriff 13.01.2011)

¹⁸ Vgl. dazu auch Beyea 2010; der darauf hinweist, dass mit anonymisierten Daten aus Smart Homes eine ganze Reihe interessanter sozialwissenschaftlicher Fragen mit Energiebezug bearbeitet werden könnten

¹⁹ Es ist davon auszugehen, dass der Strompreis zukünftig über den Tag verschieden sein wird. Ob die Einteilung im Stundentakt oder 15-minütig erfolgt, ist nicht erheblich. Der Gesetzgeber schreibt momentan lediglich die Existenz eines Tarifs mit über den Tag verschiedenen Preisen vor.

4.5 Geschäftsmodelle und Märkte

Vor allem die verbesserte Verfügbarkeit von Informationen, aber auch die Verbreitung von kleinen, dezentralen Anlagen wird die Märkte für Elektrizität verändern. Kunden könnten sehr viel fundiertere Entscheidungen treffen, Produzenten könnten strategischer entscheiden.

Diese Rollen können auch zusammenfallen, der Verbraucher (Consumer) kann mit einer PV-Anlage auf dem Dach oder einem μ BHKW im Keller auch zum Produzenten (Producer) werden, hierfür wurde der Begriff der Prosumers geprägt (vgl. S. 11). Durch seine Entscheidungen nimmt er direkten Einfluss auf Angebot und Nachfrage, er beeinflusst unter Umständen auch den aktuellen Preis für verfügbare Energie. Dies ist vor allem dann interessant, wenn sich verschiedene Prosumer auf virtuellen Marktplätzen zu größeren Einheiten zusammenschließen und so ihren Einfluss potenzieren. Durch diese Entscheidungen werden aber nicht nur Verfügbarkeit und Preise beeinflusst, sondern auch die Art der Stromerzeugung und dadurch auch die Effizienz und die damit verbundenen Umweltfolgen. An dieser Stelle ist es besonders wichtig, darauf zu achten, dass individuell-wirtschaftliche Entscheidungen nicht im Gegensatz zu gesamtwirtschaftlichen und gesellschaftlichen Interessen stehen.

Die Möglichkeit der Ferndiagnose und Steuerung ermöglicht völlig neue Betriebsmodi und Modelle für verbaute Komponenten. Das wohl prominenteste Beispiel ist der massenhafte Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen in Einfamilienhäusern. Dabei dient die KWK-Anlage in Form eines μ BHKW dem Haus als Heizung. Die Anlage wird jedoch vom Hauseigentümer nicht gekauft, sondern nur für eine Leihgebühr aufgestellt. Betrieben wird sie durch eine Dienstleistungsgesellschaft, die sowohl für die Wartung der Anlage zuständig ist, als auch ihr Management übernimmt. Die Anlagen werden dabei so gesteuert, dass einerseits der Wärmebedarf des Hauses gedeckt wird und andererseits die Wärmeproduktion mit Zeiten hohen Strombedarfs zusammenfällt. So kann der im μ BHKW produzierte Strom zu einem guten Preis weiterverkauft werden²⁰. Ein Stromhandel z.B. an der European Energy Exchange (EEX)²¹ ist für Endkunden derzeit nicht zu realisieren, da die erforderlichen Mengen und Kapazitäten fehlen. Zukünftig werden Endkunden jedoch in der Lage sein, ihre Kapazitäten in virtuellen Kraftwerken zu bündeln und so, z.B. am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können.

Dies ist nur ein Beispiel für denkbare neue Betreiberkonzepte. Auf ähnliche Weise könnten die Batterien in zukünftigen Elektroautos ebenso von Dienstleistern verleast werden. Dabei würde ein zentraler Dienstleister dafür sorgen, dass die Mobilitätsbedürfnisse der Teilnehmer zwar gedeckt werden, aber gleichzeitig auch Regelleistung aus den Fahrzeugbatterien bereitgestellt werden kann.

Diese beiden Beispiele zeigen, dass neuartige Betreiberkonzepte geeignet sein können, den Markthochlauf neuer Technologien zu beschleunigen. Allerdings gibt der Endkunde dabei einen beträchtlichen Teil seiner gewohnten Selbstbestimmung auf. Zwar wird er den tatsächlichen Unterschied nur in den seltensten Fällen überhaupt bemerken, die Vorstellung der Fremdbestimmtheit bleibt jedoch. Neben diesen bisher unbeantworteten Fragen der Nutzerakzeptanz und Vorbehalte stehen auch juristische Fragen. Wenn derartige Dienstleistungen aufeinander aufbauen, stellt sich sehr schnell die Frage der Verantwortlichkeit und der Haftung im Falle einer etwaigen Fehlfunktion.

Bei der steigenden Zahl von Erzeugungsanlagen und somit auch Erzeugern muss darauf geachtet werden, dass sich nicht eine Struktur ergibt, die zu Lasten des Gesamtgefüges geht. Diese Entwicklung lässt sich

²⁰ Die 1998 gegründete LichtBlick AG stieg Ende 2009 als Erste mit einem solchen Konzept in den deutschen Markt für dezentrale Stromerzeugung ein. Ziel sind zunächst 100.000 verteilte BHKW mit einer elektrischen Leistung von 20 kW, zu einem virtuellen Kraftwerk zusammen zu schalten. Dieses hätte rechnerisch eine Leistung von 2 GW (entspricht ca. 2 Atomkraftwerken), die innerhalb von einer Minute zur Verfügung stehen könnte und somit geeignet erscheint, um Schwankungen von z.B. auch größeren Windparks ausgleichen zu können.

²¹ Die European Energy Exchange (EEX) ist ein Marktplatz für Energie und energienahe Produkte.

z.B. beim Anschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen beobachten. Die Netzbetreiber müssen regenerativ erzeugten Strom vorrangig abnehmen. Dies führt dazu, dass sich ein Anlagenbetreiber wenig Gedanken um den Netzanschluss machen muss, und diesen Faktor bei der Standortwahl unberücksichtigt lässt. Ebenso könnte der Betreiber eines älteren Kraftwerks versucht sein, seine Anlage aus persönlichem Gewinnstreben so lange wie möglich laufen zu lassen, auch wenn das unter Umweltschutzaspekten oder auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll ist. Um diesen Konflikt von individuellem versus sozialem Optimum beizeiten begegnen zu können, muss frühzeitig darauf geachtet werden, dass Informationsasymmetrien abgebaut werden bzw. gar nicht erst entstehen. Erst auf einer solchen Grundlage werden Akteure in die Lage versetzt, gesamtheitlich sinnvolle und nachhaltige Entscheidungen zu treffen. Auch eine politische Lenkung kann nur auf Grundlage einer solchen Informationsbasis zweckmäßig erfolgen.

Zum Angleichen von individuellem und sozialem Optimum stehen verschiedene Markt-, Regulierungs- und Anreizsysteme zur Auswahl. Die Bewertung der einzelnen Werkzeuge und Maßnahmen ist jedoch sehr schwierig, da die Folgen, bedingt durch die komplexen Zusammenhänge, oft nahezu völlig unabsehbar sind. Neben der Erforschung dieser Fragen ist deshalb auch die Entwicklung von Koordinationsmechanismen notwendig, die es erlauben, Entwicklungen frühzeitig zu erkennen, um schnell und effizient darauf reagieren zu können.

Dabei sollte der Forschungsschwerpunkt nicht nur auf regulatorischen und wettbewerbspolitischen Handlungsempfehlungen liegen, sondern weit darüber hinausgehen und auch neuartige Anreizsysteme und Vergütungsmodelle entwickeln und erproben.

4.6 Recht und Finanzen

Das derzeitige Geflecht aus Besteuerung und Subventionierung von Energie ist bereits relativ komplex. Wie selbstverständlich wird Heizöl anders besteuert als Diesel, obwohl es sich rein technisch gesehen um das gleiche Produkt handelt. Unterschieden wird hier nach der Art der Verwendung. Ebenso wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen unterschiedlich subventioniert, Solarstrom erhält eine deutlich höhere Förderung als z.B. Strom aus Windkraftanlagen. Mit der zunehmenden Verbreitung von dezentralen Erzeugungsanlagen muss auch für diese ein nachvollziehbares Konzept entwickelt werden. Auch in Privathaushalten wird Solarstrom anders gefördert als Strom aus einem μ BHKW, einen extra Bonus erhält neuerdings, wer seinen selbst produzierten Strom auch selbst nutzt. Strom, der dazu verwendet wird, ein Elektrofahrzeug zu laden, wird im Moment nicht anders besteuert als Strom, der in Unterhaltungselektronik verbraucht wird. Spätestens, wenn ein nennenswerter Teil der Fahrzeugflotte jedoch aus Elektromobilen besteht, wird sich der Gesetzgeber auch hier Gedanken über die unterschiedliche Besteuerung von Haushalts- und Fahrstrom machen müssen. Um alle diese Energieflüsse überblicken zu können, müsste künftig jede Erzeugungsanlage, jeder Einspeisepunkt und jede Entnahmestelle über einen eigenen Stromzähler verfügen. In einem Haushalt kämen so leicht sechs oder mehr Stromzähler zusammen. Darüber hinaus wird sich in Zukunft die Frage stellen, wie z.B. Strom versteuert werden soll, der zunächst in ein Elektrofahrzeug geladen wird, dann jedoch nicht zum Fahren verwendet, sondern zur Entlastung des Netzes wieder in jenes zurückgespeist wird.²² Diese Thematik wird noch komplexer, wenn man die Verlustleistung bei jedem Lade- und Rückspeisevorgang bedenkt. Eine ähnliche Frage stellt sich, wenn ein Dienstleister seinen Strom in einzelnen Haushalten herstellt und dann gewerblich verkauft und wie in einem solchen Fall zwischen gewerblich verkauftem Strom und der Eigennutzung der einzelnen Haushalte unterschieden wird. Hier besteht die Möglichkeit, durch rechtzeitige regulatorische Maßnahmen verständli-

²² Momentan wird „Fahrstrom“ nicht anders besteuert als üblicher Haushaltsstrom. Bei einer nennenswerten Verbreitung von Elektrofahrzeugen ist jedoch zu erwarten, dass der Gesetzgeber eine Steuer analog zur Mineralölsteuer erheben wird. Diese Frage stellt sich also unabhängig von evtl. zum Einsatz kommenden Geschäftsmodellen.

che und einheitliche Richtlinien zu schaffen, und so ein aufwändiges und schwieriges kontinuierliches Nachbessern von Regularien zu vermeiden.

In diesem Zusammenhang ist nicht nur die Betrachtung des deutschen Rechtsrahmens interessant, sondern besonders auch der Vergleich mit dem europäischen Recht. Ein frühzeitiger Abgleich kann hier langwierige Verfahren vermeiden und Rechtssicherheit schaffen. Zudem kann so eine europaweite Harmonisierung in Einklang mit den eigenen Interessen, die ohnehin notwendig ist, besser vorangetrieben werden.

Wie bereits erwähnt, baut das Smart Grid zu einem großen Teil darauf auf, dass bestimmte Informationen zwischen Akteuren ausgetauscht werden. Dazu werden diese Informationen zunächst erhoben und elektronisch gespeichert und verarbeitet. Diese Daten können jedoch dazu verwendet werden, sensible Informationen über einzelne Akteure des Energienetzes zu erhalten oder zu erstellen. Auf der anderen Seite können viele Leistungen und Fähigkeiten des Smart Grid ohne diese Informationen nicht funktionieren. Deshalb ist es wichtig, die Datenschutzfragen bei allen Entwürfen von Anfang an im Blick zu behalten. In den allermeisten prototypischen Entwürfen, die bisher entwickelt und getestet werden, werden diese Datenschutz-Fragestellungen explizit ausgeklammert. Hier besteht die Gefahr, dass technologische Lösungen zu de-facto-Standards erhoben werden, die nie dafür ausgelegt waren, den Anforderungen des Datenschutzes zu genügen. Solange jedoch ein Benutzer befürchten muss, dass seine Daten einer beliebigen, unbekanntenen Öffentlichkeit zugänglich sind, wird er sich dagegen sträuben, derartige Daten zur Verfügung zu stellen.

Um diese Probleme anzugehen, ist eine nachvollziehbare und prüfbare Sicherheitsstruktur notwendig, die gewährleistet, dass jeder Akteur nur auf die Daten Zugriff erhält, die er zur Erfüllung seiner Rolle auch benötigt. Mechanismen, diese Daten zu anonymisieren, zu aggregieren und zu verschlüsseln, müssen entworfen und getestet werden. Ebenso muss eine hoheitliche Instanz benannt werden, die die Einhaltung dieser Richtlinien und Mechanismen prüfen und notfalls erzwingen kann.

Es sollte schon beim Entwurf des Systems darauf geachtet werden, dass einzelnen Akteuren keine Monopolstellungen bei der Datenverarbeitung zufällt, da diese auf lange Sicht die Stabilität des Energiesystems beeinträchtigen und Maßnahmen gegen einzelne Akteure aufgrund ihrer systemkritischen Funktion von vornherein unmöglich machen würde.

Unabhängig von den Datenschutzfragen muss auch die Erhebung der aktuellen Fähigkeiten der einzelnen Komponenten²³ sowie die Art, diese zu kommunizieren, vereinheitlicht werden. Vor der Einigung auf gemeinsame Standards müssen die verschiedenen Möglichkeiten jedoch noch eingehend untersucht werden. Dabei sollte ein besonderes Augenmerk darauf gelegt werden, welche Fähigkeiten aus Netzsicht besonders wichtig sind. Dies könnten z.B. verschiedene Freiheitsgrade beim Verbrauch sein, die Möglichkeit der zeitlichen Verschiebung des Bedarfs an bestimmten Energiemengen oder die Fähigkeit, bestimmte Funktionalitäten zur Erbringung von Netzdienstleistungen auch ferngesteuert zur Verfügung zu stellen.

Der technische Mehraufwand in den einzelnen Komponenten, der notwendig ist, um all diese Fähigkeiten zu ermöglichen, wird zunächst vom Endkunden bezahlt werden müssen. Um diesem einen Anreiz zu geben, diese Investitionen auch zu tätigen, ist es wichtig, in diesem Kontext nicht nur Fragen der rein technischen Kommunikation zu klären, sondern von Anfang an darauf zu achten, dass alle erbrachten Leistungen auch über entsprechende Vergütungsmechanismen verfügen. Auf diese Weise könnte man die schnelle Verbreitung derartiger „smarten“ Komponenten und damit auch des Smart Grids an sich unterstützen.

²³ Dies bezieht ganz konkret z.B. auf die Fähigkeit einer Waschmaschine, einer Spülmaschine oder eines Wäschetrockners, den Startzeitpunkt in einem gewissen Rahmen variabel zu halten.

5 Vorschläge zur methodischen Umsetzung

Die Entwicklung eines intelligenten Stromnetzes wurde in den vorhergehenden Kapiteln als Möglichkeit diskutiert, um auf die Herausforderungen eines stark anwachsenden Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu reagieren. Ein erhöhter Anteil an Sonne und Wind erfordert einen zeitlichen und geographischen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage. Da die Erzeugung von Windstrom vor allem im Norden ausgebaut wird, müsste die Leistungsfähigkeit der Übertragungsnetze erheblich erhöht werden. Ein intelligentes Stromnetz („Smart Grid“) sehen viele Experten als Möglichkeit den kostenintensiven und politisch oft schwierigen Netzausbau zumindest teilweise zu ersetzen. Zudem soll dadurch die Abhängigkeit von meist fossil betriebenen Schattenkraftwerken reduziert werden. Bisher richtet sich das Stromangebot nach der Nachfrage. Grundidee des intelligenten Netzes ist es, dass sich die Nachfrage stärker nach dem Angebot richtet, was bedeutet, dass in Phasen einer Flaute oder geringer Sonneneinstrahlung weniger Energie verbraucht würde. Aufgrund dessen würden die bisher für solche Situationen vorgehaltenen Schattenkraftwerke weitgehend unnötig werden. Dem Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie kommt dabei die eigentliche Schlüsselrolle zu.

Zwei grundsätzlich unterschiedliche Ansatzpunkte und Problemkontexte lassen sich in dem vielschichtigen Themenfeld „intelligente Stromnetze“ unterscheiden:

1. Die Flexibilisierung von und Einsparungen in den Netzen durch optimierte Steuerung, wobei es im Wesentlichen darum geht, Zustand und Eigenschaften der Übertragungs- und Verteilnetze von einem beliebigen Ort aus messen und regeln zu können.²⁴
2. Die Flexibilisierung und Einsparung auf der Nachfrageseite, durch Lastverschiebung und optimierte Nutzung bzw. als Unterstützung bei der Realisierung von Einsparpotentialen. Auch bei diesem, auf so genannte „Smart Homes“ ausgerichteten, Ansatz geht es vor allem um die Möglichkeit zu messen und zu regeln, diesmal aber auf der Ebene der Gebäude mit ihren verschiedenen Verbrauchern. Hier kommen Nutzerakzeptanz und Nutzerverhalten eine besondere Bedeutung zu.

Die große Herausforderung besteht darin, in den beiden Bereichen sowie auf der Ebene des Gesamtsystems, die Kommunikation und Koordination zwischen allen Systemkomponenten zu optimieren. Dafür ist es notwendig, dass die einzelnen Komponenten Informationen untereinander austauschen können. Erst auf dieser Basis können verschiedene Methoden aufbauen, die die Erzeugung und den Verbrauch von elektrischer Energie durch intelligente Steuerung aufeinander abstimmen.

Beide Bereiche sind durch heterogene Akteurskonstellationen gekennzeichnet; sie unterscheiden sich zunächst dadurch, dass die privaten Endnutzer in den Smart Grids nicht als einzelne Akteure auftreten; Privatpersonen und auch kommerzielle Nutzer haben in der Regel keinerlei Interesse an Vorgängen in den Netzen, solange diese – wie heute in Deutschland der Fall – zuverlässig bezahlbaren Strom liefern. Für die Vorgänge im eigenen Haus hingegen interessieren sich die Bewohner aber meistens schon; hier können sich Akzeptanzfragen, Präferenzen oder die Gestaltung von Nutzeroberflächen bzw. Mensch-Maschine-Schnittstellen (MMS)²⁵ ganz anders bemerkbar machen. Innerhalb der Smart Homes lässt sich, zunächst technisch, aber auch mit Blick auf das Nutzerverhalten, zwischen zählenden (Smart Metering) und verbrauchenden Geräten unterscheiden. Der Geräteebene lassen sich auch batteriebetriebene Elektrofahrzeuge zuordnen, die als Zwischenspeicher in einem intelligenten Netz diskutiert werden.²⁶

²⁴ Auch eine Flexibilisierung auf der Erzeugerseite kann hier zugerechnet werden, also Kraftwerke die bei Engpässen kurzfristig und effizient einspringen können und eventuell auf Basis von Biomasse durch regenerative Rohstoffe betrieben werden.

²⁵ Benutzerschnittstelle, auch HMI (Human Machine Interface) genannt

²⁶ Vgl. ITA-Monitoring Kurzstudie zur Elektromobilität (Kaiser, Meyer, Schippl 2012)

Diese Unterscheidungen sollten bei der nun folgenden Behandlung methodischer Ansätze zur Bearbeitung der in Kapitel 4 skizzierten offenen Fragen berücksichtigt werden. Dabei sind prinzipiell die nachstehenden methodischen Ansätze vorstellbar, die auch zum Zwecke einer umfassenden Betrachtung kombiniert werden könnten:

1. **Technikentwicklung**

- Dies betrifft die Weiter- und Neuentwicklung der relevanten Komponenten in einem intelligenten Netz.

2. **Feldversuche**

- Erforderlich wären größer als bisher angelegte Feldversuche, die durch eine systematische Berücksichtigung der Verbraucherseite begleitet werden.

3. **Szenarien und Modellierung**

- Überprüfung der technischen Potentiale sowie der Machbarkeit über Modelle,
- Modellierung der Effekte von Marktinstrumenten, dazu auch Eruiere von Reaktionen auf der Verbraucherseite,
- Durchspielen möglicher Akteurskonstellationen, und
- Testen von Auswirkungen verschiedener Rahmenbedingungen („Windchannelling“).

4. **Empirische Sozialforschung:**

- Schriftliche Befragungen,
- Interviews,
- Fokusgruppen etc.

5. **Diskursive Ansätze**

- Eher vorbereitend oder nachbereitend: Z.B. Diskussionsreihen zu Vor- und Nachteilen eines Smart Grid; könnte auch durch kleinere Befragungen vorab unterstützt werden;
- Nachbereitende Diskussion der Ergebnisse von Feldversuchen und/ oder Modellrechnungen

Diese Methoden werden im Folgenden in Zusammenhang mit unterschiedlichen offenen Fragen gebracht:

Potentialanalyse zu intelligenten Netzen über Szenarienbildung

Inwieweit intelligente Netze eine Alternative zu Schattenkraftwerken und Netzausbau darstellen können, ist die eigentliche Kernfrage, die als Ausgangspunkt für weitere Teilfragen gesehen werden muss. Bisher ist nicht klar, inwieweit bzw. in welcher Konfiguration ein intelligentes Netz diesen Ausbau ersetzen kann. Es fehlt an klaren Visionen oder Leitbildern, die die unterschiedlichen Vorstellungen von einem intelligenten Netz integrieren oder klar kontrastieren. Es bleibt bisher unscharf, welche Voraussetzungen auf den verschiedenen Ebenen wie Netz, Gebäude und Endgeräte bzw. auf der Integrationsebene erfüllt werden müssen. Auch scheint es unterschiedliche Vorstellungen zu geben, wer für die Steuerung welcher Bereiche Verantwortung tragen soll.

Vorgehensweise: Als methodisches Gerüst würde sich eine modellgestützte Szenarienbildung anbieten, wobei sich Daten, die mittels der unten genannten Punkte gewonnen werden, in die Szenarien integrieren lassen sollten. Die Entwicklung der Szenarien sollte unter Ausnutzung von oder zumindest Bezugnahme auf existierende Szenarien erfolgen.²⁷ Stakeholder und Nutzer sind in den Prozess einzubeziehen; der Prozess soll als diskursive Plattform zur Integration unterschiedlicher Interessenslagen und Wissensbestände angesehen werden. Eine Vorgehensweise könnte z.B. so aussehen, dass in einer ersten Phase mit Stakeholdern und Nutzern die groben Rahmen der Szenarien entwickelt werden, in einer zweiten Phase Experten eher „isoliert“ mit Modellen arbeiten, und in einer dritten Phase die Ergebnisse im Diskurs zwischen Nutzern, Stakeholdern, Experten und Politikern mit Blick auf die oben formulierte Ausgangsfrage bewertet

²⁷ Vgl. z.B. die Szenarien in BDI 2008; vgl. auch CEC 2007; <http://www.susplan.eu>

werden. In einem ähnlichen Ansatz könnten Lastverschiebungspotentiale für verschiedene Modellhaushalte berechnet und sowohl mit Experten als auch mit Bürgern diskutiert werden.

Technikentwicklung und Expertendiskurse zu Sicherheit, Vertrauenswürdigkeit und Datenschutz

Unter Berücksichtigung von bzw. Einbindung in die oben genannten Szenarien sollte die Themen Sicherheit und Qualitätsanforderungen gesondert betrachtet werden. Die Messung und Steuerung des Netzzustandes von jedem Ort aus und die Integration von Smart Homes in ein übergeordnetes System wird vermutlich auf Akzeptanzprobleme stoßen, solange nicht der Schutz vor Manipulation und unberechtigtem Zugriff nachweisbar garantiert werden kann. Damit hängt auch die Frage der adäquaten Aggregation bzw. Filterung von Daten auf den unterschiedlichen Hierarchieebenen des intelligenten Netzes zusammen.

Es gilt also, Manipulationen auszuschließen und zuverlässigen Datenschutz zu garantieren. Mindestanforderungen an die Qualität von Software sowie die Zertifizierung der Software sind grundlegende Themen für die Stabilität eines intelligenten Netzes. Wichtig ist die frühzeitige Beachtung von Sicherheit, Verlässlichkeit und Vertrauenswürdigkeit als zentrale Eigenschaften aller beteiligten Informationsverarbeitungs- und Kommunikationskomponenten im Smart Grid. Dies muss die Entwicklung von Prinzipien einer Energieinformatik einschließen, die über Hard- und Softwarearchitekturen und methodische Ansätze speziell die Wechselwirkungen zwischen Informations- und Kommunikationstechnologien und physikalischen Effekten des Energiesystems geeignet berücksichtigt.

Vorgehensweise: Ausgehend von bereits existierenden und absehbaren technischen Entwicklungen könnten verschiedene Konzepte zur Datenaggregation und Filterung zusammen mit entsprechenden Sicherheitskonzepten von Experten skizziert und von anderen Experten anhand transparenter Kriterien bewertet werden.

Expertenworkshops zur Weiterentwicklung zentraler Komponenten

Ebenfalls förderlich für die Entwicklung der Szenarien oder Visionen wäre eine bessere Abschätzung der Entwicklungspotentiale einiger zentraler Komponenten des Smart Grid. Dazu gehören u.a.:

- Förderung der Integration von Context-Aware-Systems, Ambient-Assisted-Living-Projekten und Smart-Energy-Projekten auf Gebäude- und Geräteebe"; Betrachtung der Home-Automation-Technologien aus Energiesicht (siehe dazu Demiris 2008).
- Mathematische Modellierung elektrotechnischer Effekte (vor allem Blindleistung und Oberwellen im Niederspannungsnetz).

Weitere Punkte sind im Abschnitt „Offene Fragen“ angesprochen.

Vorgehensweise: Forschungsaktivitäten in den genannten Themenfeldern könnten durch Expertenworkshops gezielt vorbereitet, angeschoben und eventuell auch koordiniert werden. Die Entwicklung von Roadmaps könnte hier ein sinnvolles Instrument sein (vgl. BDI 2008).

Weitere Analyse zu Speicheroptionen

Wie oben ausgeführt, lässt sich elektrische Energie nur unter erheblichen Verlusten speichern. Dennoch existieren eine ganze Reihe von Speichermöglichkeiten, und neue Optionen werden diskutiert: Neben der Speicherung über Medien, wie Wasserstoff, zählt dazu auch die Speicherung in Batterien in zukünftigen Elektrofahrzeugen. Auf der einen Seite haben viele der Technologienlinien noch Entwicklungspotentiale, auf der anderen Seite sind die Anforderungsprofile aus Sicht des Smart Grid nicht eindeutig, da noch nicht

klar ist, wie genau das Smart Grid aussehen wird, bzw. wie „intelligent“ das zukünftige Netz tatsächlich sein wird.

Vorgehensweise: Integration der Entwicklungspotentiale der Speichertechnologien in die oben genannten Szenarien. Andersrum könnten aus den Szenarien verschiedene Anforderungsprofile für Speichertechnologien abgeleitet werden.

Analyse möglicher Akteurskonstellationen und -motivationen

Auf den verschiedenen Ebenen des Smart Grid sind sehr unterschiedliche Akteure eingebunden. Um mögliche Innovationsbarrieren und Erfolgsfaktoren greifbar zu machen, bedarf es neben der Untersuchung der technischen Charakteristika einer Untersuchung der Motivationen und Einstellungen der relevanten Akteure, dazu gehören explizit auch die Akteure auf der Nachfrageseite, d.h. der kommerziellen und privaten Nutzer oder gegebenenfalls auch Prosumer. Es stellt sich auch die Frage, welche Akteure von den Entwicklungen in welcher Weise betroffen wären, oder auch, welche Akteure die Treiber einer Entwicklung zum Smart Grid oder Smart Home sind bzw. wer aus wessen Sicht die Treiber sein sollten (z.B. Energieversorgungsunternehmen, Konsumenten, dezentrale Produzenten, die Gebäudewirtschaft, Netzbetreiber oder die (FuE-)Politik)?

Vorgehensweise: Empirische Sozialforschung (Interviews, Befragungen, Fokusgruppen), um Motivationslagen verschiedener Akteure zu beleuchten. Dies setzt zunächst eine grobe Erfassung möglicher relevanter Akteure voraus, die sich aus den oben skizzierten Szenarien ableiten und mittels empirischer Sozialforschung (iterativ) verfeinern ließe.

Feldversuche mit Nutzern in realen Smart Homes

Nutzerakzeptanz und -verhalten in einem Smart Home sind ein wesentlicher Faktor für das Gelingen des Smart Grid-Konzepts. Jedoch mangelt es zurzeit an belastbaren empirischen Daten zu Nutzerverhalten und -einstellungen, da es gegenwärtig so gut wie keine Smart Homes gibt. Abhilfe kann nur das Testen des Nutzerverhaltens in einer realen Smart Home-Umgebung schaffen. Auch die mögliche Integration batteriebetriebener Elektrofahrzeuge als Zwischenspeicher in Niedriglastzeiten sollte hier Berücksichtigung finden, sowie auch die Bereitschaft der Nutzer bzw. Besitzer der Batterien, sich auf entsprechende Geschäftsmodelle einzulassen.

Vorgehensweise: Sinnvoll erscheinen umfassend wissenschaftlich begleitete Feldversuche, die noch deutlich größer angelegt sind als bisherige Ansätze²⁸, damit neben den zu implementierenden Technologien besonders auch auf eine angemessene Differenzierung im Hinblick auf geographische, architektonische bzw. sozio-demographische Faktoren geachtet werden kann (z.B. gezielte Auswahl eines Neubaugebiets und eines umzurüstenden älteren Bestandes). Solche Ansätze sind mit erheblichen Kosten verbunden, die sich aber angesichts der großen Lösungsversprechen, die mit dem Smart Grid einhergehen, sowie angesichts des vermutlich großen Interesses der Privatwirtschaft an solchen Daten, deutlich relativieren sollten.

Diskussion und Modellierung von Geschäftsmodellen und Regulierungsmöglichkeiten

Ein intelligentes Netz bringt auf der individuellen Ebene nicht zwingend signifikante Vorteile, für die Realisierung eines Optimums auf der Systemebene sind aber unter Umständen bestimmte individuelle Verhaltensweisen erforderlich. Solche Veränderungen können von den Nutzern durchaus auch als Nachteil empfunden werden, wenn z.B. Haushaltsgeräte nicht mehr ohne weiteres zu jeder beliebigen Uhrzeit nutzbar

²⁸ die aber die Ansätze und Ergebnisse aus den Modelregionen des E-Energy Programms unbedingt berücksichtigen sollten (<http://www.e-energy.de>)

sind. Zum Angleichen von individuellem Verhalten an die Systemerfordernisse stehen verschiedene Markt-, Regulierungs- und Anreizsysteme zur Auswahl. Wie bereits oben erwähnt, sollte dabei der Forschungsschwerpunkt nicht nur auf regulatorischen und wettbewerbspolitischen Handlungsempfehlungen liegen; es sollten auch neuartige Anreizsysteme und Vergütungsmodelle entwickelt und erprobt werden. Geschäftsmodellen und Regulierungsmöglichkeiten kämen in einem intelligenten Netz, besonders was die Realisierung von Potentialen zur Lastverschiebung in privaten Haushalten betrifft, erhebliche Bedeutung zu. Aufbauend auf zahlreichen existierenden Arbeiten und Ansätzen (z.B. „Lichtblick“, siehe S. 23, Fußnote) sollte dieser Bereich deshalb vertiefend betrachtet werden. Eine Frage könnte sein, wie sich Anreize für Gewerbeunternehmen (KMUs) schaffen lassen, durch ein intelligentes Energiemanagement wesentliche Beiträge für eine Stabilisierung des Smart Grids zu liefern. Auch die Zusammenhänge zwischen der Topologie des Energiesystems, und den dazugehörigen Märkten wären zu berücksichtigen.

Vorgehensweise: Desk-Top-Research und Experteninterviews zur Aufbereitung des State-of-the-Arts, gefolgt von Expertendiskursen und Modellierungsarbeiten. Dazu: Explizite Einbeziehung juristischer Expertise zur Klärung rechtlicher Fragen (unter Berücksichtigung der europäischen Ebene) bzgl. Regulierung und Geschäftsmodellen. Auch Haftungsfragen und Datenschutzaspekte wären in diesem Kontext zu berücksichtigen.

Mensch-Maschine-Schnittstellen (MMS)

Der nutzungsfreundlichen Gestaltung von MMS kommt im Smart Grid eine besondere Rolle zu, gerade auch unter Akzeptanzgesichtspunkten. Beispielweise wäre zu klären, in welcher Form Verbrauchsdaten und Verschiebungspotentiale für ‚jedermann‘ verständlich dargestellt werden können. Hierbei wären auch regulatorische Fragen zur Standardisierung intelligenter Haushaltsgeräte, insbesondere im Hinblick auf Kommunikationsprotokolle, einzubinden.

Vorgehensweise: Spezifizierung von Anforderungen an MMS; Entwicklung entsprechender Geräte und Tests mit verschiedenen Nutzergruppen.

Benötigte Investitionen

Der Umbau der elektrischen Energieversorgung zu einem intelligenten Netz ist mit erheblichen Investitionen verbunden. Je nach Rolle der unterschiedlichen Akteure sind unterschiedliche Finanzierungsmodelle denkbar.

Vorgehensweise: Entwicklung und Beurteilung verschiedener Finanzierungsszenarien mit Experten.

Öffentlichkeitsarbeit

Die Einführung eines intelligenten Netzes würde zu weit reichenden Umstrukturierungen im Energiesektor führen, von denen viele Nutzer betroffen wären (direkt als Kunden und indirekt als Steuerzahler) und denen damit eine deutliche gesellschaftliche Relevanz zugeschrieben werden kann. Eine solche, doch recht tief greifende Veränderung lässt sich kaum ohne gesellschaftliche Unterstützung durchführen, sodass es erforderlich erscheint, die Öffentlichkeit gezielt über Potentiale und Nutzen intelligenter Netze zu informieren. In diesem Zusammenhang sollten auch mögliche Motivationen, sich auf das Smart Grid einzulassen, erfragt werden. Dies besonders vor dem Hintergrund, dass der Nutzen eines Smart Grid weniger auf der unmittelbar individuellen Ebene zu verorten ist. Nach dem gegenwärtigen Wissensstand ist höchstens mit relativ geringen Energieeinsparungen und monetären Vorteilen für die Kunden zu rechnen. Es geht vielmehr um den Nutzen für das Gesamtsystem, eben um die Möglichkeit fluktuierende erneuerbare Energiequellen zu integrieren, und das System trotzdem verlässlich und kostengünstig zu betreiben. Eventuell kön-

nen hier Geschäftsmodelle (s.o.), die auf eine direkte Beteiligung der Bürger am Versorgungsunternehmen abzielen, zur Motivation beitragen.

Vorgehensweise: Sobald die Klärung oben genannter Fragen voran geschritten ist, wäre es angebracht, sowohl Informationsaktionen wie auch diskursive Veranstaltungen durchzuführen (z.B. „Bürgerdialoge Smart Grid“).

Internationale Perspektive/ Vergleiche mit dem Ausland

Ansätze ein intelligentes Netz aufzubauen bzw. einzuführen sind in vielen Ländern erkennbar. Diese Entwicklungen sollten systematisch in den Blick genommen werden, um einen evtl. länderspezifischen Umgang mit den in Kapitel 4 dargestellten, offenen Fragen analysieren zu können. Die internationale Perspektive ist ebenso von Bedeutung, weil gerade der Umstieg auf regenerative Energiequellen eine gut abgestimmte Europäische Kooperation benötigt.

Vorgehensweise: Systematische Vergleiche von Ausgangslagen sowie von technischen und politischen Ansätzen in verschiedenen Ländern.

6 Literaturverzeichnis

- Anderson, P.H.; Mathews, J.A.; Rask, M.* (2009): Integrating private transport into renewable energy policy: The strategy of creating intelligent recharging grids for electric vehicles. In: *Energy Policy* 37, S. 2481-2486
- BDI (Bundesverband der deutschen Industrie)* (2008): Internet der Energie. IKT für die Energiemärkte der Zukunft.
- Beyea, J.* (2010): The Smart Electricity Grid and Scientific Research. In: *Science* Vol. 328, S. 979-980
- BMWi* (2010): E-Energy. IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft. <http://www.e-energy.de/> (Zugriff 20.12.2011)
- Coll-Mayor, D.; Paget, M.; Lightner, E.* (2007): Future intelligent power grids: Analysis of the vision in the European Union and the United States. In: *Energy Policy* 35 (2007), S. 2453–2465
- Commission of European Countries (CEC, 2007)*: SET-Plan, Strategic Energy Technology Plan. European Commission, Brüssel
- Darby, S.* (2006): The effectiveness of feedback on energy consumption. A review for DEFRA of the literature on metering, billing and direct displays. Environmental Change Institute. University of Oxford
- Demiris, G.* (2008): Smart Homes and Ambient Assisted Living in an Aging Society. New Opportunities and Challenges for Biomedical Informatics. In: *Methods of Information in Medicine* 2008 47/1, S. 56-57
- dena-Fact Sheet* (2010): Die Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee, Mai 2010
- Die Bundesregierung* (2009): Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/nationaler-entwicklungsplan-elektromobilitaet-der-bundesregierung>
- Engel, T.* (2009): Die Netzintegration von Elektrofahrzeugen Teil 1 der Serie: Auf welchem Weg kommt der Strom in die vielen Elektromobile? In: *Sonnenenergie* 2009 (2), S. 75-79
- Flosdorff, R.; Hilgarth, G.* (2005): Elektrische Energieverteilung
- forsa* (2010): Erfolgsfaktoren von Smart Metering aus Verbrauchersicht. Bericht. forsa. Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH
- Fraunhofer IAO & PwC* (2010): Elektromobilität Herausforderung für Industrie und öffentliche Hand, <http://www.iao.fraunhofer.de/images/downloads/elektromobilitaet.pdf> (Zugriff 1.10.2010)
- Heile, B.* (2010): Smart Grids for Green Communication. Industry Perspective. In: *WEEE Wireless Communications*, June 2010
- Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.* (2005): Elektrische Energieversorgung
- Kaiser, O. S.; Meyer, S.; Schippl, J.* (2012): Elektromobilität. In: Decker, M.; Fleischer, Th.; Schippl, J.; Weinberger, N. (Hg.): Zukünftige Themen der Innovations- und Technikanalyse:Methodik und ausgewählte Ergebnisse. KIT Scientific Report 7605. Karlsruhe, S. 19ff.
- Konstantin, P.* (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt
- Kuckartz, U.; Rheingans-Heintze, A.; Rädiker, S.* (2007): Klimawandel aus der Sicht der deutschen Bevölkerung. Projekt „Umweltbewusstsein in Deutschland“ Philipps-Universität Marburg 02/2007. (http://www.umweltbewusstsein.de/deutsch/2006/download/ub2006_klimawandel.pdf Zugriff 14.01.2011)
- Pepermansa, G.; Driesenb, J.; Haeseldonckx, D.; Belmans, R.; D'haeseleerc, W.* (2005): Distributed generation: definition, benefits and issues. In: *Energy Policy* 33 (2005), S. 787–798
- Reiner et al.* (2009): Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems, ETG-Kongress
- Smart Grid* (2010): European Technology Platform for the Electricity Networks of the Future. <http://www.smartgrids.eu> (Zugriff 12.11.2010)

Schönfelder et al. (2009): Elektromobilität - Eine Chance zur verbesserten Netzintegration Erneuerbarer Energien.
Umweltwirtschaftsforum

Swider, D. J. (2006): Handel an Regelenenergie- und Spotmärkten

Vogel, P. (2009): Efficient instrument signals for distributed generation. In: *Energy Policy* 37, S. 3665-367

Autorenverzeichnis

Pathmaperuma, Daniel. Dipl.-Inform.; Institut für Angewandte Informatik und Formale Beschreibungsverfahren (AIFB), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Campus Süd, Kaiserstraße 89, 76133 Karlsruhe; Tel.: +49 (0) 721 / 608 - 4 65 86; Fax: +49 (0) 721 / 608 - 4 57 15; E-Mail: daniel.pathmaperuma@kit.edu; Internet: <http://www.aifb.kit.edu>

Schippl, Jens. Dipl.-Geograph; Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Postfach 36 40, 76021 Karlsruhe; Tel.: +49 (0) 721 / 608 - 23994; Fax: +49 (0) 721 / 608 - 24806; E-Mail: jens.schippl@kit.edu; Internet: <http://www.kit.edu>

Kontakt Daten

Dipl.-Geograph Jens Schippl

Tel.: +49 (0) 7 21 / 6 08 - 2 39 94

Fax: +49 (0) 7 21 / 6 08 - 2 48 06

E-Mail: jens.schippl@kit.edu

ITAS – Institutsprofil und Forschungsprogramm

Das Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) erarbeitet und vermittelt Wissen über die Folgen menschlichen Handelns und ihre Bewertung in Bezug auf die Entwicklung und den Einsatz von neuen Technologien. Das ITAS erforscht wissenschaftliche und technische Entwicklungen in Bezug auf systemische Zusammenhänge und Technikfolgen. Umweltbezogene, ökonomische, soziale sowie politisch-institutionelle Fragestellungen stehen dabei im Mittelpunkt. Wesentliche Ziele sind die Orientierung der Forschungs- und Technikpolitik, die Einflussnahme auf die Gestaltung sozio-technischer Systeme im Hinblick etwa auf Kriterien nachhaltiger Entwicklung sowie die Durchführung diskursiver Verfahren zu offenen oder kontroversen technologiepolitischen Fragen. Die Ergebnisse der Forschung und Beratung sind öffentlich.

Für weitere Informationen: <http://www.itas.kit.edu>

Anschrift

Institut für Technikfolgenabschätzung
und Systemanalyse (ITAS)

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Postfach 36 40, 76021 Karlsruhe

Leitung: Prof. Dr. Armin Grunwald

Sekretariat: Bettina Schmidt-Leis

Tel.: + 49 (0) 7 21 / 6 08 - 2 25 01

Fax: + 49 (0) 7 21 / 6 08 - 2 48 06

