

Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen unter Einbeziehung von Lastmanagement und Smart Metering

Supply of system services from distributed generation by integration of demand side management and smart metering

Dipl.-Ing. Hellmuth Frey, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe, Deutschland

Kurzfassung

Eine starke zentrale Erzeugungsstruktur ist und bleibt die Grundlage einer zuverlässigen Energieversorgung. Trotzdem wird dezentrale und regenerative Erzeugung künftig einen deutlich höheren Anteil im Vergleich zu heute erlangen. Dies hat Auswirkungen auf die Planung und den Betrieb der Netze, die künftig eine höhere Eigenerzeugung aufnehmen müssen. Smart Metering und der Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien bieten die Möglichkeit, beide Strukturen effizient miteinander zu verknüpfen. So entstehen so genannte Smart Grids, die die Energieeffizienz des Gesamtsystems erhöhen. Smart Metering und Smart Grids haben das Potenzial, die Energiewirtschaft künftig stark zu verändern.

Abstract

A strongly centralized structure of energy generation is the basis for a reliable energy supply. Nevertheless, distributed and renewable energy generation will significantly increase in the next years. This has an impact on planning and operation of the grid which has to take over a higher share of customer generation. Smart metering and the use of modern information and communication technologies offer the chance to efficiently combine these two structures. Thus we get so called smart grids which increase the total efficiency of the system. Smart metering and smart grids therefore have the potential to strongly change the future energy industry.

1 Künftige Rolle der dezentralen Energieerzeugung

Die Europäische Union hat sich Ziele hinsichtlich der Anteile regenerativer und KWK-Stromerzeugung gesetzt, um

- eine nachhaltige Versorgung vor dem Hintergrund der begrenzten Reichweite und der Exportabhängigkeit von fossilen Primärenergieträgern zu sichern,
- zu den Klimazielen gemäß Kyoto-Protokoll signifikant beizutragen.

Für das Jahr 2010 gilt eine Zielsetzung von 22 % regenerativer Erzeugung [2] und 18 % KWK-Anteil [3] am Elektroenergieverbrauch. Alle Länder haben sich in diesem Rahmen zu eigenen Zielen verpflichtet – für Deutschland ist die Zielstellung für regenerative Energien 12,5 %.

Für das Jahr 2020 ist vorgesehen, dass 20 % des gesamten Primärenergieträgereinsatzes aus regenerativen Quellen stammen soll.

Im Energiesystem gilt grundsätzlich die Verabredung, dass die Netzbenutzer völlig frei sind, Energie zu beziehen, wann und so viel sie wollen und dass dieses Verhalten heute nicht steuerbar ist. Einspeiser hingegen liefern Energie, wann und so viel sie wollen, auch dieser Vorgang ist nicht steuerbar. Die Erfüllung dieser Verabredung ist Aufgabe der Energieunternehmen.

Das Netz übernimmt dabei eine wichtige Aufgabe und funktioniert, indem Erzeugung und Last zu jedem Zeitpunkt gleich groß sind. Aufgabe des Energieunternehmens ist dabei die Anpassung der Erzeugung an die Last. Das Vorhalten von Energiereserven und die Regelung übernehmen bestehende steuerbare Kraftwerke. Dieses Verfahren funktioniert gut, ist aber aufwändig. Es verschlechtert den Wirkungsgrad und erhöht den Einsatz von Primärenergie im Energiesystem.

Hinzu kommt, wie in **Bild 1** dargestellt, dass durch eine verstärkte Einspeisung von erneuerbaren Energien die Menge der nicht steuerbaren Leistung im Netz ansteigt.

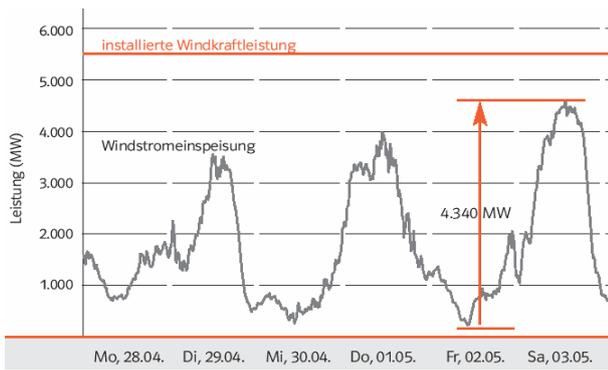


Bild 1 Verstärkte Einspeisung nicht steuerbarer Energie am Beispiel der Windkraft

Wichtig ist, die Energieeffizienz im Gesamtsystem zu betrachten. Die heutige Ausgangssituation steigender nicht steuerbarer Leistung führt zu immer mehr Kraftwerken, die für Regelaufgaben in „Standby“ oder Teillast betrieben werden müssen. Das heißt, dass diese Anlagen für andere Aufgaben nicht oder nur teilweise verfügbar sind und die eingesetzten Mittel entsprechend gebunden sind, was volkswirtschaftlich nicht effizient ist.

2 Eigenschaften von Smart Grids und virtuellen Kraftwerken

Moderne Netze müssen künftig vielen Herausforderungen gerecht werden. Es gibt eine ganze Reihe technischer Entwicklungen in den Bereichen der konventionellen Erzeugung, der regenerativen Energien, der zunehmenden Stromtransite, des Stromhandels, der Stromspeicherung, der dezentralen Erzeugung, der Biogaseinspeisung und im Bereich der Elektromobilität. Jeder dieser Einflussfaktoren stellt Anforderungen an die technische und informationstechnische Leistungsfähigkeit der Netze. Ein weiterer Aspekt im Übertragungsnetz sind die Netzanforderungen durch Offshore-Windpark-Projekte und die zunehmend häufiger auftretenden lokalen Netzengpässe.

Künftig müssen gerade die Anforderungen des vermehrten Einsatzes dezentraler Erzeugung erfüllt werden. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien wird Einspeisung vermehrt auch im Nieder- und Mittelspannungsnetz angesiedelt sein. Dies kann zu einem Wechsel der Lastflussrichtung oder zu weiteren Investitionen wie z.B. der Anpassung der Schutztechnik führen. Die Netze verändern sich dabei von einer statischen Nutzung und Infrastruktur „wie gebaut“ hin zu einer dynamisch sich anpassenden „lebendigen“ Infrastruktur inkl. eines pro-aktiven Betriebsmanagements.

Damit werden sich für Verteilnetzbetreiber künftig neue Anforderungen ergeben. Die weiter steigende Nachfrage wird auch die gut ausgebauten Verteilnetze an die Grenze der Belastbarkeit bringen. Zwar sind die Netze im zeitlichen Mittel noch aufnahmefähig, aber die heute tageszeitabhängigen Spitzenlasten bereiten nicht nur den Stromer-

zeugungsunternehmen zunehmend Probleme. Der Ausgleich des Tageslastgangs kann somit helfen, teure nur für wenige Stunden am Tag benötigte Investitionen zu vermeiden. Daher sind künftig alle Maßnahmen einzusetzen, die eine Verschiebung der Nachfrage nach Kriterien des wirtschaftlichen Netzbetriebs ermöglichen. Aufgabe des Verteilnetzbetreibers wird also zukünftig das Lastmanagement auch für Privatkunden sein.

Es wird aber nicht nur Veränderungen in den elektrischen Netzen geben, auch die Gasnetze werden sich künftigen Veränderungen stellen müssen. Es ist davon auszugehen, dass sowohl beim Strom als auch im Gasbereich so genannte Smart Grids entstehen werden. **Bild 2** zeigt die zukünftige Gestalt der Netze und die Rolle des Verbrauchers, der künftig eben auch Erzeuger von elektrischer Energie sein kann [4].

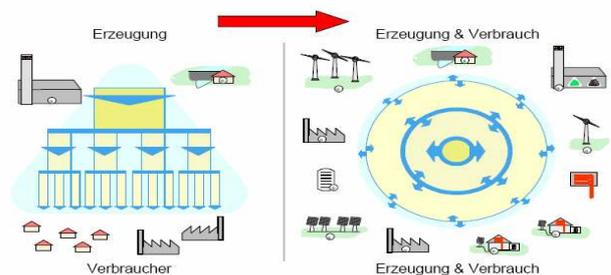


Bild 2 Veränderung der Netze durch zunehmenden Einsatz dezentraler Erzeugung

Wenn viele kleine Erzeuger und regelbare Lasten mittels entsprechender Kommunikationstechnik miteinander verbunden werden, entsteht ein so genanntes virtuelles Kraftwerk, das in **Bild 3** dargestellt ist. Dieses besteht also aus vielen kleinen, dezentralen Anlagen, die sich in Summe so wie ein herkömmliches großes Kraftwerk verhalten [5].

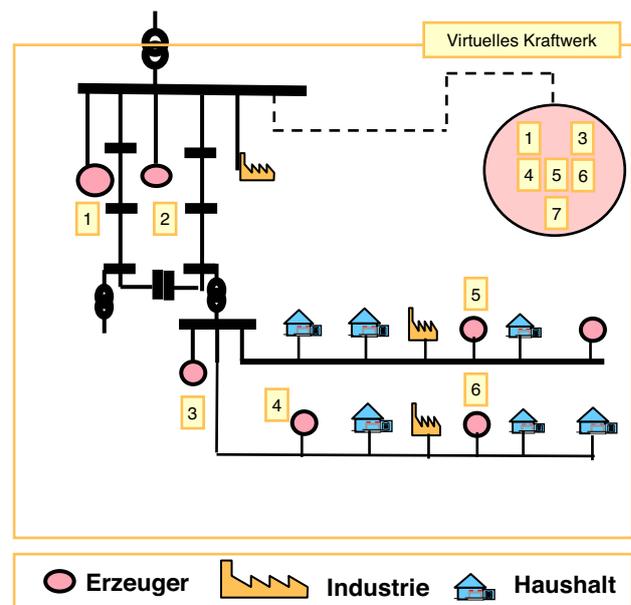


Bild 3 Schema eines virtuellen Kraftwerks

Ein virtuelles Kraftwerk muss daher die Fähigkeiten haben:

- Fahrpläne einzuhalten
- die Regelung des Systems zu unterstützen und
- zum Netzwiederaufbau nach Störungen beizutragen.

Ein virtuelles Kraftwerk verbindet dezentrale Einspeiser, Verbraucher und Speicher (Strom und Wärme) und optimiert deren Einsatz im Sinne des Gesamtsystems. Dieses Optimierungsziel ist meist nicht deckungsgleich mit der „lokalen“ Optimierung bzw. Fahrweise einer Einzelanlage. Berücksichtigung finden beim Einsatz virtueller Kraftwerke auch alle Bezugs- und Lieferverträge. Weiterhin müssen vertragliche Parameter aus geltenden Gesetzen, z. B. EEG, KWK-G, Energie-/Mineralölsteuergesetz, CO₂-Zertifikate sowie ökologische Aspekte berücksichtigt werden. Ein virtuelles Kraftwerk besteht damit in Summe aus den Komponenten „Erzeuger“, steuerbare bzw. beeinflussbare Verbraucher, Speicher (Wärme und Strom, ggf. Gas), der Software zur Steuerung und Optimierung sowie einer kostengünstigen Kommunikationstechnik

Die Stromversorgung in Europa und insbesondere in Deutschland muss neuen Anforderungen genügen, an die die gewachsene Struktur entsprechend angepasst werden muss. Dazu zählen insbesondere

- die Integration bereits existierender oder geplanter fluktuierender Erzeugungsquellen mit großen Leistungen (Windenergie Onshore / Offshore) in die Übertragungsnetze (Hoch- und Höchstspannung),
- die Bildung eines europäischen Strombinnenmarktes mit entsprechend wachsendem Handelsvolumen über Ländergrenzen und existierende Übertragungsnetzbebereiche hinweg,
- die Zunahme von lastferner Erzeugung als Folge der Liberalisierung des Strommarktes und damit die Zunahme des Transports großer Leistungen über weite Strecken,
- die Integration der erwarteten starken Zunahme von dezentralen Erzeugungskapazitäten mit zum Teil fluktuierender Charakteristik (z.B. Photovoltaik) insbesondere in die Verteilungsnetze (Mittel- und Niederspannung),
- die Hebung von Energieeffizienzpotenzialen durch den Einsatz von Energiemanagementsystemen im Bereich der Vermeidung von Regelleistung und der verbrauchsseitigen Steuerung.

Die „traditionelle“ integrierte Planung von Stromerzeugung und –übertragung ist obsolet geworden angesichts der durch die Liberalisierung unabhängig gewordenen Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur. Die angelaufenen Erneuerungs- und Ausbauprogramme für die Erzeugungskapazitäten in Deutschland und auch in Teilen von Europa machen deutlich, dass zunehmend neue Anbieter von Strom mit eigenen Erzeugungskapazitäten im Markt

tätig werden und damit der Handel über eine erweiterte Basis verfügt.

Unter grundsätzlich veränderten Rahmenbedingungen gilt es also, die Funktionalität der Stromnetze aufrechtzuerhalten. Das erfordert z.B. bei den Übertragungsnetzen ein weitaus höheres Maß an Flexibilität im Bereich der Spannungshaltung und effizienten Lastflusssteuerung. Die dramatisch gestiegene und weiter steigende Komplexität der teilweise gegensätzlichen Anforderungen erklärt den Zwang zu einer vernetzten, systemweiten Innovationsbetrachtung des Stromversorgungssystems. Die notwendige Berücksichtigung der Wechselwirkungen im Systemzusammenhang macht eine analoge Systemforschung und Entwicklungsarbeit erforderlich. Einzelne Komponenten allein hinsichtlich ihrer jeweiligen singulären wirtschaftlich-technischen Innovationspotenziale zu optimieren, ist folgerichtig nicht mehr Ziel führend. Als ein Investitionshemmnis in innovative Technologien muss die Tatsache betrachtet werden, dass Marktregulierung (Anreizregulierung) in Deutschland heute noch keine Anreize für Innovationen schafft.

Dabei kann, wie in **Bild 4** dargestellt, die klassische Wertschöpfungskette, bestehend aus Vertrieb, Erzeugung und Netzen, durch den Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sinnvoll um neue Geschäftsmodelle ergänzt werden.



Bild 4 Ergänzung der Wertschöpfungskette durch neue Geschäftsmodelle

Diese Geschäftsmodelle sind zum Beispiel:

- Dezentrale Erzeugungsanlagen können durch intelligente Vernetzung wirtschaftlich optimal genutzt werden (z.B. in virtuellen Kraftwerken).
- Intelligentes Be-/Entladen von stationären und mobilen Stromspeichern (inkl. Plug-In-Hybrid-/ Elektrofahrzeuge) auf Basis dynamischer Tarife schafft Mehrwert durch Vergleichmäßigung der Last für Netze und Großkraftwerke.
- Vernetzte Steuerung von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern bildet die Grundlage für kostenoptimalen Netzbetrieb und Ausfallsicherheit.
- Online-Kommunikationsbeziehung zwischen Kundenzähler und den EVU-Systemen bildet die Grundlage für engpassorientierte Steuerung dezentraler Erzeugung, Lastmanagement und neue Produkte (z.B. durch zeitvariable Tarife).
- Intelligentes Hausenergiemanagement maximiert die Energieeffizienz und ermöglicht Produktinnovationen für Komfort, Sicherheit und Laststeuerung.

Die EU-Kommission hat im „Aktionsplan für Energieeffizienz“ die jährlichen Kosten für die Nichtausschöpfung der Energieeinsparungspotenziale in Europa auf 100 Milliarden Euro beziffert. Der Hintergrund ist die im Frühjahr 2006 getroffene Einschätzung, dass in der EU ein Energieeinsparungspotenzial von rund 20 Prozent bis zum Jahr 2020 schlummert.

Um dieses Potenzial zu heben, sieht der Aktionsplan für Energieeffizienz der EU-Kommission unter anderem die Förderung des Ausbaus von dezentralen Kapazitäten zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte unterhalb der 20 MW-Schwelle als einen zentralen Punkt vor. Ausgehend von der Tatsache, dass heute nur 13 Prozent des verbrauchten Stroms in einem kombinierten Kraft-Wärme-Prozess erzeugt werden, soll die Förderung einer mehr verbrauchsnahen Erzeugung mit dieser Technologie ganz besonders die Verluste im Stromverteilnetz zurückführen.

3 Nutzen von Lastmanagement und Smart Metering für die Netzführung

Dezentrales Energiemanagement bezieht im Rahmen eines „Virtuellen Bilanzkreises“ typische dezentrale Erzeugungsanlagen wie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (erneuerbar / konventionell) im Grundlastbetrieb ebenso ein wie fluktuierende Erzeugungstechnologien (Wind / Photovoltaik), aber auch den externen Bezug und die Lieferung von Strom nach extern aus dem Bilanzkreis. Die Auswertung aller Parameter einschließlich der beeinflussbaren und der nicht beeinflussbaren Last führt zur Erstellung eines Transfer-Profiles zum umgebenden Netz. Die „Intelligenz“ des dezentralen Energiemanagementsystems steckt in der leittechnischen Beherrschung der Komplexität aus unterschiedlich beeinflussbaren Erzeugungsanlagen und dem optimierten Bedarf an Strom.

Das Ziel ist die Vermeidung von ineffizienten Last- und Erzeugungsspitzen durch internen Ausgleich im „Virtuellen Bilanzkreis“ und damit die Vermeidung der Vorhaltung entsprechender Reserveleistungen im Versorgungssystem. Heutige Feldversuche (z.B. Virtuelles Kraftwerk Stadtwerke Unna, Virtuelles Kraftwerk Harz) beziehen sich primär auf die „Glättung“ der Bedarfslinien durch zusätzliche Einspeisung in Zeiten des Spitzenbedarfs (Peak Load). In großflächigen Leitprojekten gilt es, unterschiedliche dezentrale Erzeugungskapazitäten mit den Möglichkeiten der Laststeuerung (prozessgesteuerter Lastabwurf z.B. in der industriellen Produktion oder durch anreizgesteuertes Verhalten privater Verbraucher) zu kombinieren und dadurch eine optimierte Energieeffizienz der betrachteten Versorgungsinfrastruktur zu erreichen.

Smart Metering ist ein wichtiger technologischer Baustein für zukünftige „intelligente Verteilnetze“. Mit Smart Metering wird das Messen des Gas-, Wasser-, Wärme- oder Stromverbrauchs unter Nutzung einer elektronischen Messeinheit mit einer bidirektionalen Kommunikation be-

zeichnet. Mit dieser Schnittstelle können die Energieverbrauchsdaten nahezu beliebig oft ausgelesen werden und neue Informationen z.B. über dynamische Tarife übermittelt werden.

Die heute in Deutschland eingesetzte Zählertechnologie erfüllt im Großkundenbereich alle Voraussetzungen für eine individuelle, zeitbezogene Messung. Im Haushaltskundensegment dagegen ist festzustellen, dass die herkömmlichen mechanischen Zähler den neuen Anforderungen noch nicht gerecht werden. Aber eine direkte Übernahme der Industriemesstechnologie auf die Haushaltskunden lässt sich wirtschaftlich nicht darstellen, hier müssen speziell dafür entwickelte Zähler zum Einsatz kommen.

Um neue Smart Metering Technologien zu testen, erfolgen erste flächendeckende Versuche in Deutschland sowie im europäischen Ausland. Neben der Möglichkeit zur Zählerfernablesung werden auch weitere zusätzliche Funktionen wie z.B. Fernab- und -aufschaltung, Leistungsbegrenzung, Tarifregister und Fehlerüberwachung getestet.

Die auf dem Markt verfügbaren Ablesesysteme sind jedoch entweder sparten- oder herstellerbezogen und verzeichnen eine kurze Lebensdauer auf dem Markt. Dabei hat Smart Metering nur dann einen wirtschaftlichen Nutzen, insbesondere für Querverbundsunternehmen, wenn eine sparten- und herstellerübergreifend standardisierte Gerätetechnik zum Einsatz kommt. Diese grundlegenden Anforderungen bedeuten die Schaffung eines Standards. Die dazu notwendige Technologie für die Fernablesung und -steuerung sowohl von Großkunden als auch von Haushaltszählern ist also prinzipiell verfügbar. Die grundlegenden Standards, die eine Interoperabilität der Geräte untereinander sicherstellen sollen, existieren allerdings noch nicht, sondern befinden sich erst in der Konzeption.

Smart Metering bringt Vorteile für den Messdienstleister bzw. für das Energieversorgungsunternehmen:

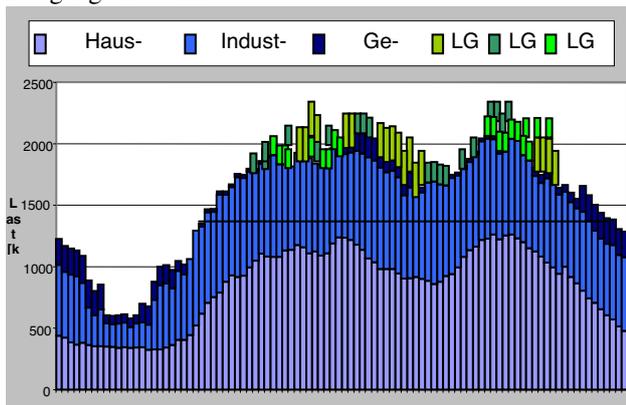
- Messdaten können direkt und regelmäßig ausgelesen werden. Eine jährliche, mühsame, manuelle Abfrage kann somit durch eine kontinuierliche und automatisierte Ablesung ersetzt werden.
- Insgesamt vereinfacht die durchgehende Automatisierung den Administrationsaufwand in den Unternehmen. Die Messdatenübertragung per Kommunikationsschnittstelle ermöglicht einen einfachen und durchgängig automatisierten Kundenwechsel. Die Datenzuverlässigkeit steigt und führt zu weniger Reklamationen der Kunden.
- Energieversorger können flexible Tarife anbieten. Durch flexible Tarife werden Verbraucher motiviert, teure Spitzenlastzeiten zu meiden und damit zu einer Glättung des Lastganges beizutragen (Lastverschiebung, Spitzenlastkompensation).

Smart Metering bringt aber auch Vorteile für den Endkunden:

- Regelmäßige Informationen über den Energieverbrauch erhöhen die Transparenz und ermöglichen bewusstes, energieeffizientes Handeln.
- Flexible Tarife ermöglichen einen gerechteren und für den preisbewussten Kunden günstigeren Energiebezug.
- Bei Tarifänderungen würde nicht mehr mit vom Energieversorger geschätzten Daten, sondern mit realen Verbrauchsdaten stichtagsgenau abgerechnet.
- Vereinfachte Prozesse ermöglichen einen einfachen Wechsel zu einem günstigeren Stromanbieter.
- Ähnlich dem Mobilfunkmarkt werden auf Basis der modernen Technologie neue Dienstleistungen entstehen. Beispielsweise sind hier erweiterte Energieverbrauchsberatungen denkbar.

Heute sind die Verteilnetze im Mittel- und Niederspannungsbereich meist noch in der Lage, die Einspeisung dezentral erzeugten Stromes ohne Qualitätsprobleme zu ermöglichen. Bei einem weiteren Anstieg wird das Thema Lastmanagement interessant. Dafür wurden neue Konzepte entwickelt, die durch Übermittlung eines aktuellen Leistungspreises die Verbraucher zum zeitlichen Verschieben der Stromnachfrage bewegen. Eine schematische Darstellung dieser Lastverschiebung ist in **Bild 5** dargestellt [5].

Lastgang unbeeinflusst:



Lastgang durch Lastmanagement beeinflusst:

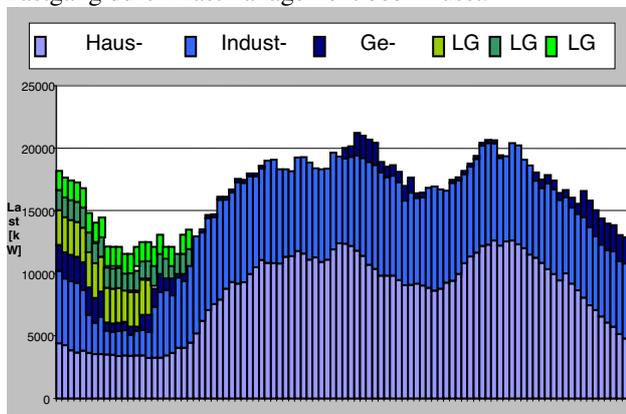


Bild 5 Lastverschiebung durch Lastmanagement

Der bisherige starke Anstieg der dezentralen Energieeinspeisung wurde massiv durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) gefördert. Ein weiteres Wachstum müssen die Netzbetreiber mit größeren Anstrengungen zur Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit und der Stromqualität begleiten. Die Verteilnetze können zukünftig wahrscheinlich nicht mehr zu jeder beliebigen Zeit jeden gerade produzierten Strom aus den fluktuierenden Energiequellen Sonne und Wind aufnehmen. Verschärfen würde sich die Situation, wenn in großem Umfang die heutigen Heizungen durch Kombigeräte ersetzt werden, die neben der Wärme auch Strom erzeugen. Heute sind bereits Kleinblockheizkraftwerke verfügbar, die mit so unterschiedlichen Techniken wie Gasmotoren, Stirlingmotor oder Brennstoffzelle arbeiten.

Es wird aber allgemein davon ausgegangen, dass mit verstärktem Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik sich die Neuorientierung beim Betrieb von Verteilnetzen problemlos realisieren lässt. Für virtuelle Kraftwerke, die aus mehreren kleineren Stromerzeugungseinheiten bestehen, sind bereits heute dezentrale Energiemanagementsysteme im Einsatz. Durch Erweiterung können diese auch für eine sehr großen Zahl von dezentralen Kleinstromerzeugern ausgebaut werden.

Alle diese Ansätze werden in einem vier Jahre laufenden Praxistest in sechs verschiedenen Förderprojekten im E-Energy-Vorhaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi 2006) unter verschiedenen Randbedingungen umgesetzt, um Erfahrung aus dem Alltagsbetrieb zu gewinnen [6].

In diesen Projekten sollen Netze und IKT zusammenwachsen und die Umsetzbarkeit erprobt werden. Dazu sollen die höhere Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaverträglichkeit aufgezeigt werden, indem entsprechende informationstechnische Systeme und Dienstleistungen geschaffen werden, die Energieerzeugung, -übertragung und -verbrauch intelligent vernetzen. Dies soll nicht nur in Studien durchgeführt werden sondern durch den Aufbau von „Leuchtturmprojekten“ zur Generierung von Handlungswissen zur Bewältigung der Komplexität sowie Aufzeigen:

- der technischen Machbarkeit,
- der ökonomischen Effizienz,
- der Versorgungssicherheit,
- der ökologischen Verträglichkeit,
- der Interessen bzw. des Nutzens bei den Beteiligten und
- der politisch-gesellschaftlichen Akzeptanzfähigkeit

Folgende Punkte werden im Rahmen des Projektantrages MEREGIO, den die EnBW mit den Partnern ABB, IBM, SAP, der Universität Karlsruhe und der Firma Systemplan GmbH zu dieser Ausschreibung eingereicht hat, in einer Modellregion im Gebiet der EnBW umgesetzt werden:

- Verstärkte Einbindung dezentraler Erzeugung,
- Brennstoffzellen, PV-Anlagen, BHKWs, industrielle Eigenenerzeugung etc.,
- Optimierung der Datenverfügbarkeit in einem Netzgebiet,
- Identifikation der zu ermittelnden Messwerte,
- Konzeption zur Messung, Aufbereitung und Verteilung der Messwerte an die relevanten Stellen,
- Verbesserung der Verbrauchstransparenz durch intelligente Zähler,
- Erprobung dynamischer Stromtarife,
- Nachweis der Erhöhung der Energieeffizienz

Besondere Bedeutung hinsichtlich eines optimierten Netzmanagements haben auch die zukünftig über eine bidirektionale Kommunikation mit dem Netzbetreiber verbundenen elektronischen Haushaltszähler. Dieser kann mit Smart Metering wertvolle Information über den Zustand des Verteilnetzes gewinnen, die Einhaltung der zulässigen Spannungspegel überwachen auf dezentrale Stromerzeuger oder Lasten einwirken. Für die Datenübertragung können alle möglichen Kommunikationsmedien zum Einsatz kommen. Das reicht von Funkmodulen über Mobiltelefonnetze bis hin zu Internetverbindungen und der Übertragung über die Stromleitung selbst. Mögliche Konflikte zwischen dem Netzbetreiber und dem Stromlieferant über die Nutzung der gleichen Daten und den Zugriff auf die Anlage des Kunden müssen geklärt werden. Der Verteilnetzbetreiber benötigt die Werte in Echtzeit, während für Verrechnungszwecke eine monatliche Datenauswertung ausreicht.

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung und die Einhaltung der relevanten Qualitätskriterien wie der Spannungstoleranzen oder minimale Oberschwingungen werden unter den neuen Randbedingungen hohe Anforderungen an die Verteilnetzbetreiber stellen. Ist die Einspeiseleistung in einem Nieder- oder Mittelspannungsweig zu groß, können Spannungsüberhöhungen vorkommen, die möglicherweise angeschlossene Geräte zerstören könnten. Der heute übliche Kurzschlusschutz kann zu hohe Ströme auf Teilabschnitten eines Mittelspannungsringes mit hoher Einspeiseleistung an einzelnen Verteilnetztransformatoren möglicherweise nicht mehr erkennen und somit nicht abschalten. Zukünftig werden daher in auch den kleineren Mittelspannungsanlagen und in den Ortsnetzstationen spezialisierte Automatisierungssysteme zum Einsatz kommen, die neben der Messung der Stromqualität auch einen Schalter zur Spannungsanpassung ansteuern können. Für diese Zwecke und auch zur Entkopplung von Mittelspannungsteilnetzen können leistungselektronische Komponenten eingesetzt werden.

4 Zusammenfassung

Die heutigen Strukturen der Stromversorgungsinfrastruktur in Deutschland und Europa sind den kommenden Anforderungen nicht gewachsen. Zur Hebung der Energieeffi-

zienziele der EU (20 % Reduzierung der CO₂-Emissionen bis 2020) und der politisch motivierte Ausbau der Erneuerbaren Energien (20 % Anteil an der Stromversorgung bis 2020) machen zwingend einen Paradigmenwechsel vom passiven zum aktiven Stromverteilungsnetz notwendig. Dabei gilt es ein intelligentes Regelsystem im Smart Grid dazu einzusetzen, einen möglichst energieeffizienten Ausgleich zwischen stark schwankenden Lastanforderungen und teilweise ebenfalls fluktuierenden Erzeugungskapazitäten zu erzielen. Dazu ist verstärkt der Einsatz von kommunikationstechnischen Komponenten und leittechnischer Intelligenz erforderlich. Für den zunehmenden Transport großer elektrischer Leistungen über lange Strecken, bedingt durch die Ausweitung lastferner Erzeugungskapazitäten, für den Stromhandel und die Bildung von regionalen Lastschwerpunkten durch die verstärkte Urbanisierung weltweit, werden leistungselektronische Komponenten zur schnellen Steuerung des Lastflusses und der Erhöhung von Übertragungskapazitäten benötigt. Die Früherkennung möglicher Instabilitäten wegen Spannungs- oder Frequenzabweichungen bzw. thermischer Überlast durch Weitbereichsüberwachung im komplexen Stromverbundnetz (UCTE) kann wesentlich dazu beitragen, Folgeschäden auf Grund von großflächigen Netzstörungen zu vermeiden.

Einhergehend mit der Einführung neuer sparsamerer Energieverbraucher und der Installation neuer Energieerzeugungstechnologien, werden sich auch die Geschäftsmodelle im Energiesektor in den nächsten Jahren wandeln. Bislang erzielten vertikal integrierte Energieerzeuger ihre Umsatzerlöse überwiegend aus dem Verkauf von Energie an Kunden, zukünftig werden diese Einnahmen durch die Umsetzung von Energiesparmaßnahmen sowie durch einen gesteigerten Wettbewerb sinken. Parallel dazu werden neue Technologien wie Smart Metering und bidirektional kommunizierende Endgeräte eine ganz neue Art von Markttransparenz entstehen lassen, die die Grundlage für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle im Energiesektor bilden.

5 Literatur

- [1] VDE – Studie Smart Distribution: „Intelligente Integration virtueller Kraftwerke in die Verteilungsnetze“, Herausgeber: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Juli 2008
- [2] Green Paper „Towards a European strategy for security of energy supply“ European Communities, 2001
- [3] Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften C343/195, DE 5.12.2001
- [4] VDE-Studie: Dezentrale Energieversorgung 2020, Herausgeber: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2006
- [5] Smart Grids, VDE Bundespressekonferenz 30.3.2006, Berlin
- [6] <http://www.e-energie.info.de>