

Oktober 2009

Forschungsschwerpunkt

## **Entwicklung einer „intelligenten“ Infrastruktur zur Stromversorgung mit hoher Anpassungsfähigkeit an sich schnell verändernde Anforderungen (Smart Grid)**

### **Motivation, Zielsetzungen und mögliche Hemmnisse für eine „intelligente“ Infrastruktur zur Stromversorgung**

Die Herausforderungen, denen die Infrastruktur zur Stromversorgung in Europa und in wachsendem Maße auch weltweit ausgesetzt ist, bestehen

- in dem steigenden Bedarf an Energie
- in der Urbanisierung und damit der Bildung von bevölkerungsreichen Verbrauchsschwerpunkten
- in der begrenzten Verfügbarkeit von natürlichen Ressourcen
- im Klimawandel und der
- fortschreitenden Liberalisierung und Öffnung der Energiemärkte.

Die Stromversorgung in Europa und insbesondere in Deutschland muss völlig neuen Anforderungen genügen, denen die gewachsene Struktur nicht mehr gerecht werden kann. 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 Übertragungsnetzbereiche 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.

Bei der Lösungsfindung für eine entsprechend anpassungsfähige intelligente Infrastruktur ist gleichgewichtig den Kriterien Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit für das Gesamtsystem der Energieversorgung Rechnung zu tragen.

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. Die im Oktober 2006 für Deutschland veröffentlichten Zahlen des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) haben aufgezeigt, dass konventionelle Kraftwerke mit einer Leistung von zusammen 31.400 MW in Planung oder im Bau waren mit einer voraussichtlichen Inbetriebnahme bis zum Jahr 2020. Zusätzlich schätzte der VDEW, dass kleinere Anlagen und Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien (unterhalb 20 MW) bis zum Jahr 2020 mit einer gesamten Leistung von 12.000 MW in Betrieb gehen werden. Neu war vor allen Dingen, dass rund die Hälfte der großen Kraftwerksprojekte — also Erzeugungskapazitäten von etwa 15.000 MW — von Marktteilnehmern geplant wurden, die bis dahin nicht oder nur geringfügig in der Stromproduktion tätig waren.

Die Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030) der Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) arbeitete im März 2008 heraus, dass die Realisierung eines Großteils der Kraftwerksprojekte, die zur Vermeidung einer Stromlücke ab etwa 2015 notwendig wären, höchst unwahrscheinlich geworden ist. Als Gründe dafür wurden insbesondere

- die fehlende Akzeptanz in der Öffentlichkeit und
- die unklare Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreises und der Rahmenbedingungen des Emissionshandels ab dem Jahr 2013

genannt. Diese Probleme bestehen weiterhin, eine substanzielle Verbesserung der Akzeptanz von Großinvestitionen in Stromversorgungsinfrastruktur ist generell kurzfristig nicht zu erwarten. Das bedeutet, dass nicht nur keine integrierte Planung mehr möglich ist, sondern Investitionsplanungen für große Erzeugungskapazitäten sich kurzfristig ändern können.

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 zielführend. Als ein Investitionshemmnis in innovative Technologien muss die Tatsache betrachtet werden, dass Marktregulierung (Anreizregulierung) in Deutschland heute noch keine Anreize für Innovationen schafft.

### **Handlungsbereiche für die Anpassung an variierende Anforderungen an die Stromnetze und die Flexibilisierung im Betrieb**

Die „Intelligenz“ der zukünftigen Stromversorgungs-Infrastruktur wird in stark steigendem Maße durch den Einsatz von elektronischen sowie kommunikations- und leittechnischen Komponenten und Systemen geprägt sein.

Generell gilt, dass die Evolution zum „Smart Grid“ bedeutet, dass ein Paradigmenwechsel stattfindet: aus der heutigen statischen Konzeption der Infrastruktur und einer Nutzung „wie gebaut“ hin zu einer dynamisch sich anpassenden „lebendigen“ Infrastruktur mit einem proaktiven Management des Betriebes.

Durch den starken Zubau von dezentralen Erzeugungskapazitäten der Photovoltaik (lt. Bundesnetzagentur im Zeitraum Januar bis Juli 2009: gesamt 826 MW) bekommt die fluktuierende Einspeisung insbesondere in die Nieder- und Mittelspannungsebenen der Stromnetze zunehmende Bedeutung. Das Ziel einer Optimierung im Gesamtversorgungssystem muss der Ausgleich von Stromverbrauch und Stromerzeugung zur Vermeidung von teurer und ineffizienter Regelenergie sein. Dabei ist die dezentrale Erzeugung stärker einzubeziehen. Smart Metering fungiert hier als Enabler durch seine Schnittstellenfunktion zwischen Versorger und Verbraucher. Damit rückt das Gebäude als "Prosumer" – also als Verbraucher und Erzeuger erstmals in den Fokus.

Heute:

Zentrale Erzeugung und verteilte Last

Lastfluss ohne effektive Kontrolle

Morgen:

Zentrale und dezentrale Erzeugung;  
Umkehrung Lastfluss möglich

Lastflusssteuerung durch  
Leistungselektronik

Stromerzeugung analog zu Bedarf	gesteuerte Stromerzeugung, fluktuierende Erzeugung und Strombedarf in dynamischem Ausgleich
Vorrangige Einspeisung dezentraler Erzeugung	Einspeisung/Eigenverbrauch abhängig von Preissignalen der Netzbetreiber
Manuelle Schaltvorgänge/Problemlösung	Automatische Reaktion, vorausschauende Problemvermeidung
Feste Schutzfunktionen	Überwachte Überlastung von Engpässen / Problemzonen
Periodische Instandhaltung	Planbare, zustandsbezogene Instandhaltung

### **Stromnetze zur Übertragung** (Hoch- und Höchstspannung)

Durch die Zunahme des grenzüberschreitenden Stromhandels und der Einspeisung aus Windenergieanlagen (WEA) insbesondere in Regionen mit geringem Verbrauch wächst die Zahl der Engpässe im deutschen und europäischen Übertragungsnetz signifikant. Zusätzlich steigt die Gefahr möglicher Schwingungs- und Spannungsprobleme aufgrund in den Randzonen der Netze konzentrierter WEA-Einspeisung. In Kombination mit einer hohen Grundauslastung der Kuppelleitungen entwickelt sich der Bedarf an schnell regelbaren Elementen zur Steuerung des Wirk- und Blindleistungsflusses rapide.

Diese besonderen Netzbelastungen durch unkalkulierbare Verschiebungen der Lastflüsse, wie sie zum Beispiel durch Windstromeinspeisung oder Stromhandel hervorgerufen werden können, werden durch flexible Wechselstromübertragungs-Systeme oder auch die Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) beherrschbar. Neue, auf leistungselektronischen Bauelementen basierende Technologien wie HGÜ und FACTS bieten ein großes Problemlösungspotenzial aufgrund ihrer systemtechnischen Vorteile im Vergleich zu konventioneller Drehstromtechnik.

In vielen Fällen ist es vorteilhaft, wenn sich Gleichstromübertragung und flexible Wechselstromübertragungs-Systeme (FACTS — Flexible Alternating Current Transmission System). Während die HGÜ-Verbindung dem Stromtransport über größere Entfernungen dient oder der Kopplung asynchroner Netze per HGÜ-Kurzkupplung, regelt FACTS die Netzspannung und den Lastfluss im Netz.

Für diese bereits verfügbaren, aber in Deutschland noch nicht zur Anwendung kommenden Technologien muss über die Realisierung eines Pilotprojektes im

deutschen und / oder europäischen UCTE-Netz die Möglichkeit geschaffen werden, Technologiepotenziale systemisch und im realen Betrieb zu erforschen. Nur so ist die Evaluierung der Vorteile einzelner innovativer Bauelemente und Komponenten bezogen auf den Nutzen für das Gesamtsystem möglich.

### **Energiemanagement-Systeme auf der Übertragungsebene**

Moderne Netzleittechnik muss zukünftig eine größere Anzahl an Informationen erfassen und für das Bedienpersonal zur schnellen Verarbeitung aufbereiten, als dies in den „top down“ geplanten Systemen der Vergangenheit der Fall war. Das Ziel ist die Echtzeit-Verfügbarkeit von relevanten Betriebsdaten zur Vermeidung von kritischen Betriebszuständen. Die sogenannte Weitbereichsüberwachung (Schutz- und Leittechnik) ist somit für die sichere sowie effiziente Netz- und Betriebsführung großer Verbundnetze von stark zunehmender Bedeutung (national bzw. europaweit).

Die Weitbereichsüberwachung dient dazu, ein Frühwarnsystem gegen Netz-Instabilitäten durch die dynamische Überwachung auf der Basis von Online-Informationen aufzubauen. Dadurch, dass sie im Fehlerfall schnellere und genauere Information als bisher möglich liefern kann, wird ein stabiler Systembetrieb auch während Störungen oder in Engpasssituationen ermöglicht. Die Früherkennung eventueller Instabilitäten wegen Spannungs- oder Frequenzabweichungen bzw. thermischer Überlast kann helfen, immense Folgeschäden auf Grund von großflächigen Stromausfällen zu vermeiden.

Die regionale Verantwortungsstruktur für den Betrieb der Netze und die volkswirtschaftliche Zuordnung der Folgekosten großflächiger Netzstörungen sind heute noch Hemmnisse für Investitionen in solche innovativen Lösungen. Der Nachweis der erwarteten Funktionalität in einem komplexen (deutschen / europäischen) Leitprojekt ist notwendig.

### **Dezentrales Energiemanagement auf der Verteilnetzebene (Mittel- und Niederspannung)**

Die EU-Kommission hat im „Aktionsplan für Energieeffizienz“ die jährlichen Kosten für die Nichtausschöpfung unserer 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

verbrauchsnahe Erzeugung mit dieser Technologie ganz besonders die Verluste im Stromverteilnetz zurückführen.

Dezentrales Energiemanagement bezieht im Rahmen eines „Virtuellen Bilanzkreises“ typische dezentrale Erzeugungsanlagen wie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (erneuerbare / 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 / 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.

Im Rahmen der Europäischen Technologie Plattform (ETP) Smart Grids sind regionale Leitprojekte auf eine grenzüberschreitende Dimension auszudehnen.

Der ZVEI hat im Jahr 2008 in seinem Projekt "Das Smart Building im Smart Grid" die Lastverschiebepotenziale zwischen Gebäuden und dem Stromnetz einer Expertenuntersuchung unterzogen. Es wurden Antworten gesucht auf diese Fragen:

Welche Energieeffizienzpotenziale bietet der konsequente Einsatz von moderner Kommunikations- und Leittechnik im „intelligenten“ Gebäude, das mit dem „intelligenten“ Stromnetz kommunizieren kann? Welche technischen Lösungen sind bereits vorhanden, aber nicht im Einsatz? Welche wirtschaftlichen Voraussetzungen müssen vorhanden sein, damit die Entwicklung von neuen technischen Lösungen angeregt wird?

Die nach Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ab 2011 einzuführenden flexiblen Tarife schaffen dadurch den Anreiz zur Vermeidung ineffizienter Regelenergie, dass sie den Verbraucher animieren zur gezielten, zeitlich optimierten Nutzung elektrischer Geräte wie Waschmaschine, Trockner oder Spülmaschine. Das Lastverschiebepotenzial aller bundesdeutschen Haushalte beträgt etwa 2,5 TWh im Monat. Theoretisch bieten heute schon die "Dauerläufer" unter den häuslichen Geräten wie Kühl- und Gefrierschrank, Umwälzpumpen und Klimaanlage ein Regelpotenzial von 4 GW. Der Verbraucher würde sich über

günstigere Tarife bei hohem Energieangebot (Starkwind oder nachts) und teurere Tarife bei großer Energienachfrage (mittags) oder geringem Stromangebot (Schwachwind) indirekt an der Regelung des Stromnetzes beteiligen.

Während die Technik für das „smarte“ Gebäude und seine Einrichtungen weitgehend vorhanden ist, fehlt es insbesondere an Kommunikationstechnik bzw. Überwachungs- und Analysetools für einen optimierten Betrieb der Verteilnetze auf der Mittel- und Niederspannungsebene. Das Grid ist folgerichtig noch nicht „smart“, Systemforschung muss also auch hier ansetzen.

## **Zusammenfassung**

Die heutigen Strukturen der Stromversorgungsinfrastruktur in Deutschland und Europa sind den kommenden Anforderungen nicht gewachsen. Zur Hebung der Energieeffizienzziele der EU (20 % Reduzierung CO<sup>2</sup>-Emissionen bis 2020) und der politisch motivierte Ausbau der Erneuerbaren Energien (20 % bzw. sogar 30 % 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.

Smart Metering fungiert hier als Enabler durch seine Schnittstellenfunktion zwischen Versorger und Verbraucher. Damit rückt das Gebäude als "Prosumer" — also als Verbraucher und Erzeuger — erstmals in den Fokus.

Für den zunehmenden Transport großer elektrischer Leistungen über lange Strecken durch die Ausweitung lastferner Erzeugungskapazitäten, 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.