

Anforderungen an die Schnittstelle zwischen physikalischen und kommerziellen Prozessen in Smart-Grid-Konzepten

Requirements for Interfaces between physical and commercial Processes in Smart Grid Concepts

Dr.-Ing. Klaus von Sengbusch, ABB AG, Mannheim, Deutschland, klaus.von-sengbusch@de.abb.com

Dr.-Ing. Hermann Müller, ABB AG, Mannheim, Deutschland, hermann.mueller@de.abb.com

Kurzfassung

Der wachsende Druck, Emissionen von Klimagasen zu reduzieren, führt zu einem verstärkten Ausbau dezentraler Energieerzeugungsanlagen sowie Anreizen zum Energiesparen durch die flächendeckende Einführung intelligenter Zähler. Da eine verstärkte dezentrale Energieerzeugung zu regionalen Netzengpässen führen und gleichzeitig durch intelligente Zähler eine umfassende Informations- und Kommunikationsinfrastruktur aufgebaut wird, die auch zur effizienteren Nutzung des Verteilungsnetzes verwendet werden kann, werden neue intelligente Netzführungskonzepte auch in Deutschland interessant. In diesem Beitrag wird diskutiert, welche Veränderungen dafür bei Netzführungssystemen erforderlich sind, und wie Schnittstellen zu übergeordneten kommerziellen Systemen ausgestaltet werden können.

Summary

The growing pressure to lower emission of climate gases leads to an extension of decentralized generation as well as incentives to lower energy consumption by installing smart meters. As a decentralized energy generation will cause regional bottlenecks in the distribution networks and a complex information and communication infrastructure which can also be used for network operation will be set up for metering systems anyway, new intelligent concepts for network operation are getting cost-effective also in Germany. This paper discusses how network control concepts have to be changed and how interfaces between commercial and technical system could be designed.

1 Einleitung

Aufgrund der Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen stoßen auch die Verteilungsnetze in einigen Regionen Deutschlands zunehmend an ihre Auslastungsgrenze. Diese Entwicklung beschleunigt die Diskussion um Smart-Grid-Konzepte, in denen durch informationstechnische Vernetzung von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen sowie durch zusätzliche Automatisierungstechnik im Netz Energiesysteme optimal geführt und auslastet werden.

In diesen Konzepten sollen Energiesysteme in der Lage sein, selbstständig auf Ausfälle zu reagieren und mögliche Engpässe durch eine Kombination von Maßnahmen im Netz, bei Verbrauchern, bei Erzeugungsanlagen und ggf. auch durch den Einsatz von Energiespeichern zu beseitigen.

Bis vor wenigen Jahren wurden diese Visionen von Smart Grids nahezu ausschließlich als Forschungsthema behandelt (z.B. in [1]). Eine Umsetzung schien zumindest in Zentraleuropa aufgrund funktionierender bestehender Strukturen in weiter Ferne. Durch den starken Ausbau der Windenergie, den Ausbau der Fotovoltaik sowie die Ein-

führung fernauslesbarer Stromzähler bilden sich heute aber zunehmend Ansätze heraus, in denen zumindest eine Teilumsetzung von Smart-Grid-Konzepten wirtschaftlich interessant wird.

1.1 Smart Grids

Ein wesentliches Element von Smart Grids ist die Möglichkeit, auch den Letztverbrauchern Informationen über Energiepreise zu übermitteln, so dass diese - automatisiert oder manuell - ihr Verbrauchsverhalten an die aktuelle Einspeisesituation anpassen können. Dafür ist es erforderlich, dass ein übergeordnetes IT-System die regionale Koordination von Verbrauch und Einspeisung übernimmt und aktuelle Energiepreise berechnet.

Aufgrund der insgesamt geringen Netzverluste ist es nahezu sicher, dass eine Regionalisierung von Energiemärkten allein zur Reduzierung von Netzverlusten nicht sinnvoll sein wird. Folglich kann - wenn es keine Netzengpässe gibt - das Netz als Element in einem übergeordneten kommerziellen IT-System vernachlässigt werden. Stattdessen wäre es in diesem Fall sinnvoll, den vom IT-System erfassten Netzbereich so groß wie möglich zu

gestalten, um den Energiemarkt liquide zu halten und ein volkswirtschaftliches Optimum zwischen Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur zu finden.

Diese Überlegung stößt in der Praxis allerdings schnell an ihre Grenzen, da die Voraussetzungen für die Errichtung von Erzeugungsanlagen regional unterschiedlich sind, was zu einer regionaler Häufung von Anlagen und damit zu Netzengpässen führt. Dies zeigt sich heute bereits im Bereich der regenerativen aber auch im Bereich der konventionellen Erzeugung. Verstärkt wird sich dieser Trend, wenn - wie erwartet - der Anteil der dezentralen Energieerzeugung in den kommenden Jahren erheblich ansteigen wird. Exemplarisch zeigt Bild 1 die Erwartungen der International Energy Agency (IEA) bezüglich des weltweiten Zubaus von Fotovoltaik- und Windenergieanlagen bis 2030.

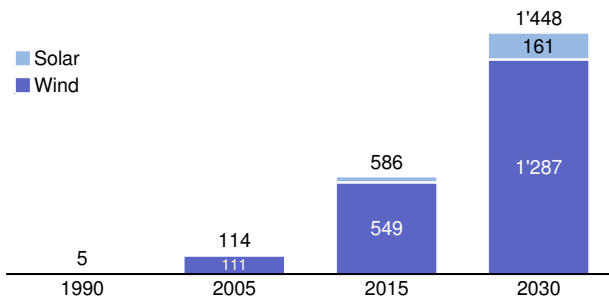


Bild 1 Weltweit in Fotovoltaik- und Windenergieanlagen erzeugte elektrische Energie in TWh/Jahr [2]

Ein intelligentes Netzmanagement wird damit auch in Deutschland, wo Verteilungsnetze in der Vergangenheit praktisch nie an ihre Belastungsgrenzen stießen, eine zentrale Rolle spielen. Somit stellt sich die Frage, welche Aufgaben das klassische Netzführungssystem übernehmen wird und welche Informationen zwischen Netzführungssystem und übergeordneten kommerziellen IT-Systemen, die den Energiehandel abwickeln, ausgetauscht werden müssen.

2 Schnittstellen zwischen technischen und kommerziellen Systemen

2.1 Lösungen in Europa

In Europa wurden bereits erste Lösungen umgesetzt, bei denen auf Ländergrenzen Kapazitäten des Übertragungsnetzes gehandelt werden (Bild 2). Dabei wird zwischen sogenannten expliziten und impliziten Auktionen unterschieden. Während bei expliziten Auktionen die Netzkapazität unabhängig von der zu übertragenden Energie gehandelt wird, erfolgt bei impliziten Auktionen eine Kopplung von Stromhandelsgeschäften und Kapazitätsvergabe.

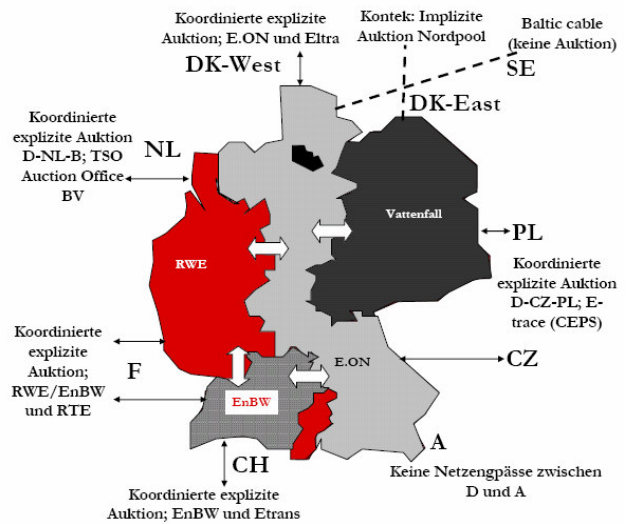


Bild 2 Umgesetzte Kapazitätsvergaben an den Grenzen Deutschlands, Stand: Nov. 2006 [3]

Explizite und implizite Methoden können auch kombiniert werden. So ist zum Beispiel beim sogenannten Open Market Coupling (OMC) eine separate Auktion von Übertragungsrechten im Jahres- und Monatsbereich sowie eine implizite Auktion im Day-Ahead Markt vorgesehen. Auf diese Weise werden vorhandene Übertragungskapazitäten optimal zur Maximierung des Wohlfahrtsgewinnes genutzt.

Neu sind aktuelle Entwicklungen, Verfahren zum Engpassmanagement nicht mehr allein auf vorab berechneten Kapazitäten basieren zu lassen. Dies wird immer dann relevant, wenn aufgrund der Unsicherheit über den tatsächlichen physikalischen Lastfluss in vermaschten Netzen hohe Sicherheitsmargen bei der Vorab-Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden müssen. Derzeit gibt es an den Grenzen Deutschlands verschiedene Projekte, die 2009 in Betrieb gehen sollen. Alle Projekte sind allerdings nennenswert verzögert, was die Komplexität des Themas zeigt. Organisatorisch erfolgt die Vermarktung der Übertragungskapazität meist in einer eigenständigen Einrichtung. Diese Einrichtung betreibt kommerzielle sowie technische IT-Systeme zur lastflussbasierten Kapazitätsermittlung und -vergabe. Dafür werden dieser Organisation von den Netzbetreibern aktuelle Daten über den Netzzustand sowie eine vereinfachte, meist linearisierte Netztopologie bereitgestellt. Bei impliziten Auktionen sind zusätzlich Schnittstellen zu den Strombörsen der angrenzenden Länder vorhanden.

Neben diesen Lösungen zur Vermarktung grenzüberschreitender Übertragungskapazität gibt es derzeit innerhalb der Länder noch keine Kopplung zwischen technischen und kommerziellen Systemen zur Vermeidung von Netzengpässen. Gegebenfalls auftretende Netzengpässe werden vom Netzbetreiber zum Beispiel durch die Verlagerung von Einspeisestandorten oder die Abschaltung von Erzeugungsanlagen beseitigt. Im nördlichen Hochspannungsnetz in Deutschland ist dies bereits nahezu täglich

che Praxis. Diese Vorgehensweise hat den grundsätzlichen Nachteil, dass sie nicht marktkonform ist, da Netzbetreiber die zur marktkonformen Beurteilung möglicher Maßnahmen erforderlichen Informationen nicht vorliegen, und durch Vorrangregelungen derzeit bereits gesetzlich marktkonforme Lösungen ausgeschlossen sind.

2.2 Lösungen im amerikanischen Raum

Im nordamerikanischen Raum und anderen amerikanisch geprägten Ländern finden sich in den Übertragungsnetzen Konzepte, die in anderer Weise mit dem Thema Engpassmanagement umgehen und den zuvor beschriebenen Visionen von Smart Grids näher kommen. Diese Konzepte basieren auf einem sogenannten Independent System Operator (ISO), der nicht nur für die Führung der Netze, sondern auch für die Abwicklung des Energiehandels zuständig ist. Dafür werden vom ISO neben klassischen Netzführungssystemen sogenannte Business Management Systeme (BMS) eingesetzt, deren Funktionsweise im Folgenden kurz beschrieben wird:

BMS stellen Schnittstellen zu Verbrauchern und Erzeugungsanlagen zur Verfügung und übernehmen für den Teil der Erzeugungskapazität, der nicht über bilaterale Verträge gebunden ist, die Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung. Einzelne Erzeugungseinheiten können ihre Angebote diskriminierungsfrei einstellen. Ein Angebot beinhaltet neben einem Preis, zu dem die Anlage Energie erzeugen kann bzw. möchte, auch technische Restriktionen z.B. bezüglich Anfahrzeiten. Auch Verbraucher können ihre Nachfrage in diese Systeme einstellen, so dass das BMS anschließend ein Matching von Angebot und Nachfrage durchführen kann und den Kraftwerkseinsatz bestimmt.

Wesentlicher Unterschied zu einer Strombörse in Deutschland sind die technischere Orientierung der Systeme sowie die direkten Schnittstellen zum Netzführungssystem. BMS liegen somit wesentlich mehr Informationen als einer reinen Strombörse vor. Folglich können Netzrestriktionen direkt im Energiehandel berücksichtigt werden.

Um das BMS vom Netzführungssystem IT-technisch so weit wie möglich zu entkoppeln, liegen heute nahezu alle Applikationen, die über ein Standard-Netzführungssystem für Übertragungsnetze hinausgehen, im BMS. Da diese Applikationen ein Netzmodell benötigen, ist ein wesentliches Element der Schnittstelle zwischen BMS und Netzführungssystem die Übergabe dieses Netzmodells. Dafür wird heute meist das standardisierte CIM-Format [4] verwendet.

Vom BMS werden die Netzdaten aufbereitet. Parallel dazu wird ein optimaler Kraftwerkseinsatz zunächst ohne Netzrestriktionen berechnet. Anschließend wird überprüft, ob die Netzsicherheit bei diesem Kraftwerkseinsatz gewährleistet ist. Ist dies nicht der Fall, berechnet ein Modul unter Berücksichtigung vereinfachter, meist linearisierter Netzrestriktionen einen neuen Kraftwerkseinsatz, der ebenfalls

wieder hinsichtlich Netzsicherheit bewertet wird. Dieser iterative Prozess wird so lang fortgesetzt, bis ein optimaler zulässiger Kraftwerkseinsatz gefunden ist (Bild 3).

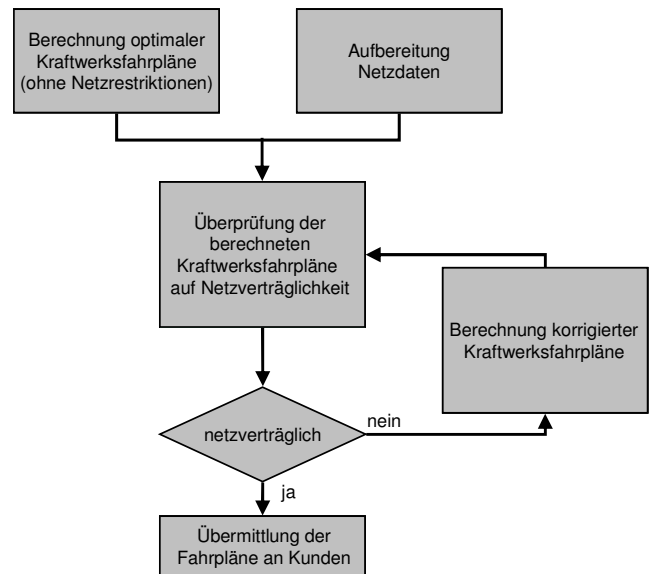


Bild 3 Ablauf der Ermittlung des optimalen Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen in BMS

3 Schnittstellen zwischen technischen und kommerziellen Systemen in Verteilungsnetzen

Sowohl BMS als auch die Verfahren zur lastflussbasierten Kapazitätsvergabe weisen bereits an vielen Stellen Merkmale auf, die auch für Smart-Grid-Konzepte im Verteilungsnetz relevant sind. Im Folgenden wird diskutiert, welche Lösungen zu den Anforderungen in europäischen Verteilungsnetzen passen können, und an welchen Stellen neue Konzepte erforderlich sind:

Wie bereits erwähnt sind Smart Grids u.a. durch eine hohe dezentrale Energieerzeugung gekennzeichnet. Da derzeit zu erwarten ist, dass viele dieser Erzeugungseinheiten dargebotsabhängig und damit unregelmäßig Energie liefern werden, wird eine zu hohe Energieeinspeisung aufgrund regionaler Häufungen von Erzeugungsanlagen der vermutlich mit Abstand häufigste Grund für Netzengpässe im Verteilungsnetz sein. Um diese Art von Netzengpässen auch im Mittel- und Niederspannungsnetz überhaupt im Betrieb erkennen zu können, ist es erforderlich, detaillierte Kenntnisse über den aktuellen Netzzustand auch in diesen Netzebenen zu haben. Dies ist heute in praktisch allen Netzführungssystemen nicht der Fall. Folglich sind derzeitige Netzanschlussrichtlinien auch darauf ausgelegt, Netzengpässe in diesen Spannungsebenen durch restriktive Vorab-Prüfungen gar nicht erst entstehen zu lassen [5]. Es ist sehr wahrscheinlich, dass in Smart Grids von diesem Konzept abgewichen wird und sich lediglich die Frage

stellt, wie mit minimalem Aufwand eine Online-Erfassung des Netzzustandes erreicht werden kann.

Eine naheliegende Lösung ist der Zugriff auf Daten der Stromzähler. In den Zählern werden ohnehin Strom und Spannung gemessen. Kommunikationseinrichtungen sind in den auch in Deutschland schon bald flächendeckend verfügbaren fernauslesbaren Zählern ebenfalls vorhanden. Ergänzt um einzelne Messungen in Ortsnetzstationen wird die Leittechnik so in der Lage sein, aktuelle Netzzustände in der Verteilebene zu schätzen. Damit ist eine Grundvoraussetzung für die umfassende Umsetzung von Smart Grids geschaffen.

Mit Kenntnis des aktuellen Netzzustandes ist es grundsätzlich möglich, die zuvor beschriebenen Konzepte in den europäischen und amerikanischen Übertragungsnetzen auf die Verteilebene zu übertragen. Dabei sind jedoch zwei Randbedingungen zu berücksichtigen, die eine 1:1-Übertragung verhindern: Zum einen werden Netzanschlussbegehren von Erzeugungsanlagen heute meist nicht aufgrund der Stromtragfähigkeit von Leitungen abgelehnt, sondern aufgrund einer zu starken Spannungsanhebung durch die Anlagen. Zum anderen ist es unwahrscheinlich, dass in Europa Netzbetreiber den Betrieb eines Energiemarktplatzes übernehmen werden.

Aus diesen Randbedingungen lassen sich folgende Ansätze für den Umgang mit Restriktionen durch Spannungshaltung und Stromtragfähigkeit der Leitungen in Smart-Grid-Konzepten ableiten:

3.1 Ansätze zur Vermeidung unzulässiger Spannungsänderungen

Die Spannung in elektrischen Netzen kann durch den Verbrauch und die Erzeugung von Blindleistung verändert werden. Bei Verbrauchern ist eine Regelung der Blindleistung vermutlich auch langfristig wirtschaftlich nicht sinnvoll. Bei Erzeugungsanlagen gibt es hingegen bereits heute die Möglichkeit, den $\cos\phi$ und damit die Blindleistungsabgabe der Anlagen in gewissen Grenzen zu verändern. Gibt es folglich - wie in Smart-Grid-Konzepten vorausgesetzt - eine wesentlich höhere Dichte dezentraler Erzeugungsanlagen, so stehen von primärtechnischer Seite eine Vielzahl regelbarer Blindleistungsquellen zur Verfügung. Spannungsprobleme müssten folglich nahezu immer vermeidbar sein.

Für die Anlagen, die in einem solchen Szenario Blindleistung erbringen, ist dies allerdings nicht vorteilhaft, da gegebenenfalls, z.B. durch eine Strombegrenzung der Wechselrichter, nicht mehr die volle Wirkleistung abgegeben werden kann. Ein interessanter Ansatz, um diesen Zielkonflikt marktkonform zu lösen, ist die Einführung eines Marktes für Blindleistung. Anhand eines detaillierten Netzmodells kann in solch einem Markt bestimmt werden, welchen Wert Blindleistung an einzelnen Netzknoten hat. Da es sich bei Blindleistung um ein Produkt handelt, das

zum einen nicht weiträumig transportiert werden kann und zum anderen auch in den Anlagen des Netzbetreibers in großem Umfang selbst erzeugt bzw. verbraucht wird, ist es naheliegend, dass solch ein Marktplatz vom Netzbetreiber geführt wird. Dieser Markt kann gleichzeitig zur Minimierung der Netzverluste genutzt werden, da auch Netzverluste durch gezielte Spannungsänderungen beeinflusst werden können, und beim Netzbetreiber auch weiterhin die Aufgabe der Beschaffung der Verlustenergie liegen wird. Eine direkte Kopplung dieses Marktes mit dem Markt für Energie ist nicht erforderlich, da - wie bereits erwähnt - Netzverluste im Verteilungsnetz allein mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht den Einsatz von Erzeugungsanlagen bestimmen werden.

3.2 Ansätze zur Vermeidung von Überlastungen

Ein regionaler Energiemarkt, wie er in vielen Smart-Grid-Konzepten vorgesehen ist, wird vermutlich in Europa nicht direkt beim Netzbetreiber liegen. Um Netzengpässe im Verteilungsnetz berücksichtigen zu können, sind folglich Schnittstellen zwischen dem Netzführungssystem des Netzbetreibers und den kommerziellen Systemen des Marktplatzbetreibers erforderlich. Diese Schnittstellen müssen - wenn die Spannungshaltung über einen Blindleistungsmarkt bereits sichergestellt ist - maßgeblich auf die Einhaltung der maximalen Stromtragfähigkeit der Leitungen ausgelegt sein. Mit diesen Informationen wäre das kommerzielle System in der Lage, Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen selbst z.B. durch Preisreize bei Verbrauchern und Erzeugungsanlagen zu initiieren.

Unter der naheliegenden Voraussetzung, dass auch im Verteilungsnetz Engpässe meist an ähnlichen Stellen auftreten, sind die Anforderungen den in Abschnitt 2.1 beschriebenen Anforderungen bei lastflussbasierter Kapazitätsvergabe an europäischen Grenzen ähnlich. Lediglich die wesentlich unetwärtigere Belastung insbesondere in Niederspannungsnetzen sowie die höhere Ungenauigkeit bei Messungen wird Anpassungen bei der konkreten Ausgestaltung erfordern.

Setzt man ein solches Konzept um, wird es ähnlich wie bei der lastflussbasierten Kapazitätsvergabe im Übertragungsnetz erforderlich sein, im Netzführungssystem Netzengpässe im Voraus zu erkennen. Nur so können durch finanzielle Anreize der kommerziellen Systeme wirtschaftlich günstige Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen gefunden werden. Um Engpässe auf Basis eines Netzmodells erkennen zu können, ist es erforderlich, Einspeisung und Verbrauch an jedem Netzknoten zu prognostizieren. Natürlich werden diese Prognosen immer mit großen Unsicherheiten behaftet sein. Um aber Sicherheitsmargen auf ein Minimum reduzieren zu können, wird es sinnvoll sein, bereits verfügbare Daten in kommerziellen Systemen in geeigneter Form an das Netzführungssystem zu übertragen. Vor diesem Hintergrund erscheint auch in Smart-

Grid-Konzepten eine zeitliche Staffelung von Energiehandelsgeschäften sinnvoll.

Selbstverständlich wird es nicht immer möglich sein, allein über Anreize der kommerziellen Systeme Netzengpässe zu vermeiden. Ein aktuelles Prozessabbild in hoher Genauigkeit, das zur Sicherstellung eines zuverlässigen Netzbetriebs verwendet wird, wird es folglich auch zukünftig geben. Dieses Prozessabbild wird - ähnlich wie in heutigen 110-kV-Netzen - Basis für Netzsicherheitsrechnungen sein, die völlig unabhängig von kommerziellen Systemen bei drohender Gefahr für die Netzstabilität eine unmittelbare Abschaltung von Erzeugungsanlagen oder auch Verbrauchern durch den Netzbetreiber zur Folge haben können.

4 MEREGIO

Im Projekt MEREGIO, einem der sechs Gewinnerprojekte des Technologiewettbewerbs E-Energy [6], sollen die zuvor skizzierten Smart-Grid-Konzepte inklusive Schnittstellen zwischen Netzführungssystem und kommerziellen Energiehandelssystemen in einer Modellregion realisiert werden. An diesem Projekt sind EnBW, SAP, IBM, KIT, Systemplan und ABB beteiligt. ABB ist für die Realisierung des Netzführungssystems verantwortlich. 2010 werden alle Teilsysteme inklusive Schnittstellen verfügbar sein und miteinander kommunizieren können. In einem anschließenden einjährigen Modellversuch mit insgesamt 1000 Kunden werden Funktionsweise und Praktikabilität der Konzepte überprüft. Um Versorgungsunterbrechungen bei Kunden ausschließen zu können und dennoch umfassende Tests der Systeme im Umgang mit Netzrestriktionen zu ermöglichen, werden einige Tests mit realen Kunden auf einem virtuellen Netz basieren, dessen Lastfluss im Netzführungssystem online simuliert wird.

5 Zusammenfassung

Zunehmende dezentrale Erzeugung beschleunigt die Diskussion um Smart Grids, in denen durch informationstechnische Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch Energiesysteme optimal geführt und ausgelastet werden sollen. In Smart Grids ist es erforderlich, Netzrestriktionen beim Energiehandel zu berücksichtigen. Die dafür erforderlichen Schnittstellen können sich an heute verfügbaren Lösungen in Übertragungsnetzen orientieren. BMS im amerikanischen Raum und lastflussbasierte Kapazitätsvergabe an Landesgrenzen in Europa zeigen bereits mögliche Lösungsansätze auf.

Aufgrund der Besonderheit von Verteilungsnetzen ist eine 1:1-Übertragung allerdings nicht möglich. Dem Thema Spannungshaltung kommt auf der Verteilebene eine höhere Bedeutung zu. Eine Lösung für Smart Grids könnte hier ein vom Netzbetreiber geführter Markt für Blindleistung sein. Zur Vermeidung von Überlastungen können als Schnittstellen zwischen physikalischen und kommer-

ziellen Prozessen in Europa insbesondere Ansätze der lastflussbasierten Kapazitätsvergabe übernommen werden. Diese müssen allerdings an die Besonderheiten der Verteilungsnetze angepasst werden. Eine wesentliche Herausforderung wird dabei die Prognose der Netzauslastung sein, die die hohe Stochastik des Lastflusses insbesondere in der Niederspannungsebene geeignet berücksichtigen muss.

6 Literatur

- [1] Strategic Research Agenda for Europe's electricity Networks of the Future
<http://ec.europa.eu/research/rtdinfo/>
- [2] International Energy Agency (IEA)
<http://www.iea.org>
- [3] Frontier Economics, IAEW, Consentec
Ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagementmethoden
<http://www.bundesnetzagentur.de>
November 2006
- [4] Common Information Model (CIM)
IEC 61970
- [5] Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
Technische Richtlinie des BDEW
Juni 2008
- [6] E-Energy - Informations- und kommunikationstechnologiebasiertes Energiesystem der Zukunft
<http://www.bmwi.de>