Wirtschaftliche und technische Integration verteilter Erzeugung in der Praxis - Feldtest im Projekt DINAR -

Dr. Christian Bendel, David Nestle, Jan Ringelstein
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V., Verein an der Universität Kassel,
Königstor 59, 34119 Kassel,
Phone: +49 561 7294226, Fax: +49 561 7294200, Mail: cbendel@iset.uni-kassel.de

Kurzform

Die Integration erneuerbarer und dezentraler Erzeuger in die bestehende Energieversorgungsstrategie stellt eine enorme Herausforderung dar. Ein wesentlicher Aspekt des dazu notwendigen wirtschaftlichen Energiemanagements ist die Berücksichtigung der Stromkosten. Strompreise, die den variablen Grenzkosten der Stromerzeugung entsprechen, sind auch für die Versorgung im Niederspannungsnetz (NSN) von Interesse. Durch statistische Mittelung und Prognose lässt sich die Gesamtreaktion der Kunden eines Versorgungsgebietes auf variable Tarife relativ genau voraussagen. Damit besteht ein für den Kunden flexibles, für Netzbetreiber und Energieanbieter relativ verlässliches Instrument. Wegen fehlender Messungen ist die Beobachtbar- und Steuerbarkeit des NSN dennoch nicht gegeben, obwohl hier der höchste Zuwachs an dezentralen Erzeugern und Verbrauchern zu erwarten ist.

Schon heute ist der Anschlusspunkt im NSN, gegeben durch den Zählerschrank, als technische und juristische Grenze zwischen öffentlichem Netz und Gebäudenetz bzw. Kunde definiert. Diese Grenze bleibt im Konzept des bidirektionalen Energiemanagement Interface (BEMI) erhalten und wird durch eine intelligente Kommunikationsschnittstelle erweitert. Dadurch sowie durch das Prinzip „dezentrale Entscheidung auf Basis zentraler und dezentraler Informationen“ schafft BEMI eine Plattform, auf der Erzeuger und Verbraucher im NSN zur Integration von Erzeugern mit schwankender Verfügbarkeit wesentlich beitragen können.

Abstract

Decentralized electrical generation (DG) units are connected to the network in Europe with an increasing number and generation capacity. This includes renewable energy sources with fluctuating generation characteristics as well as more controllable generation from biomass and co-generation. For the integration of DG into grid operation the variable cost of generation is important. Since the combined customer reaction on variable tariffs in the low voltage net can be predicted, a variable tariff system can be a flexible and transparent instrument for generation and load man-

agement. Today, however, this potential in most cases cannot be activated due to lack of standards and missing economical incentives**.**
In the concept presented in this work the grid connection point is extended by intelligent components to a Bidirectional Energy Management Interface (BEMI). This allows a technically efficient design of an energy management system and avoids fundamental organizational changes to the current grid regime. The concept of decentralized decision based on information from a central control station covers the requirements of the system operator as well as the local customer. Using the same concept the management of a pool of devices, containing BEMI-equipped households as well as other decentralized resources is possible. This is expected to bring additional benefits for both system operators and local customers.

1. Einführung

Die Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) in das NSN hält unvermindert an, wobei die maximal mögliche Energie, die als Primärenergie zur Wandlung zur Verfügung steht, ins Netz eingespeist wird. Wann und in welcher Höhe derzeit die Einspeisung erfolgt, bleibt letztlich dem Betreiber vorbehalten bzw. wird vom Wetter und der Tageszeit bestimmt. Ebenso ist nicht reglementiert, wann und wie viel Energie aus dem Netz bezogen wird, solange die Anschlussbedingungen eingehalten werden. Die Netzbetreiber sind wegen fehlender Beobachtbar- und Steuerbarkeit der DEA „blind“ bezüglich der Einspeisung im NSN. Den Verbrauch auf der Niederspannungsseite versucht man über Lastkurven zu managen.
Experten erwarten Netzprobleme, wenn die unreglementierte dezentrale Einspeisung von DEA die 25% Grenze der gesamten Energieerzeugung erreicht. Nicht berücksichtigt wurde hier der Anteil des unreglementierten Verbrauchs. Dieses Szenario gilt, wenn weiter mit der jetzigen Strategie - „Maximale Energieeinspeisung“ verfahren wird.

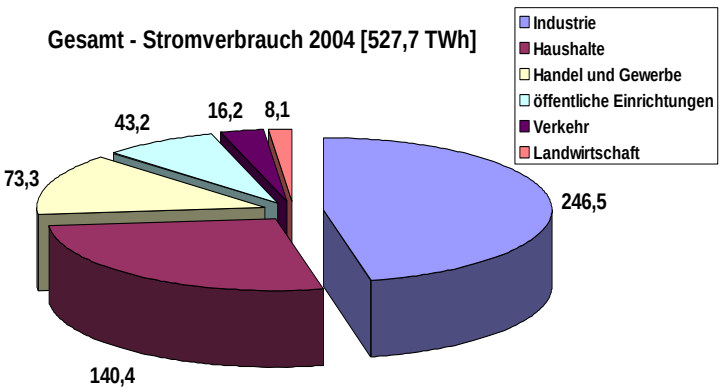

Abbildung 1: Stromverbrauch in Deutschland 2004, ca. 50% auf der Niederspannungsseite

Die energetische und wirtschaftliche Bedeutung des Stromverbrauchs im NSN wird darin ersichtlich, dass etwa 50% des Gesamtverbrauchs [1] dort erfolgt (Abb. 1). Hier sind gleichzeitig die anzahlmäßig höchsten Zuwachsraten für DEA zu erwarten. Welchen energetischen Anteil diese erreichen werden, ist in Fachkreisen noch strittig. Einig

ist man sich aber über das wirtschaftliche Potenzial, welches mit neuen technischen Lösungen erschlossen werden soll.
Das Forschungsprojekt DINAR, gefördert durch das BMU (FKZ 0329900E; FKZ 0329900D) und mit finanzieller Beteiligung von 17 Industriepartnern, hatte sich das Ziel gesetzt, eine technische und wirtschaftliche Lösung für ein bidirektionales Energiemanagement im NSN zu finden, wobei Verbrauch und Erzeugung als Einheit betrachtet werden. Allerdings geht man strategisch einen neuen Weg, der sich wesentlich von bisherigen Lösungen unterscheidet. Die zentrale Steuerung (wie z.B. beim virtuellen Kraftwerk, VK) wird durch eine dezentrale Steuerung ersetzt, bei gleichzeitigem Wegfall der Notwendigkeit einer Online-Kommunikation. An Bedeutung gewinnt der dezentrale Netzanschlusspunkt, der messtechnisch „beobachtet“ wird.

2 Derzeitiger Bearbeitungsstand

Die Komplexität solcher Lösungsstrategien erfordert die Berücksichtigung der derzeitigen gravierenden Veränderungen des Strommarktes. Recherchen führten zu folgendem Zwischenergebnis:

2.1 Prognose

Eine wesentliche Voraussetzung für die Netzregelung bei hohem Anteil fluktuierender Erzeuger ist zunächst, den schwankenden Verlauf der Einspeisung für das betrachtete Versorgungsgebiet zu ermitteln und zu prognostizieren. Zusammen mit angemeldeten oder statistisch bekannten Lastprofilen kann die zu deckende Restlast ermittelt werden. Für den Bereich der Windkraft existieren dafür bereits Lösungen, die sich in der Praxis bewährt haben [2], für den Bereich der Photovoltaik sind entsprechende Systeme in Vorbereitung. Doch auch eine sehr gute Prognose ändert nichts daran, dass die verfügbare Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht beeinflussbar ist, so dass bei sehr hoher Durchdringung die gesamte Einspeisung aus fluktuierender Erzeugung die Netzlast übersteigen kann. Ohne Energiespeicherung und ohne ein Energiemanagement, das zu einem solchen Zeitpunkt bevorzugt Verbraucher einschaltet und dezentrale bzw. zentrale Erzeuger abschaltet, muss man die fluktuierenden regenerativen Erzeuger abregeln, was aber keine Primärenergie-Einsparung erbringt. Laut DENA-Netzstudie [3] tritt dies für Deutschland erstmalig zwischen 2015 und 2020 auf, was die Dringlichkeit entsprechender Maßnahmen im Bereich Energiemanagement und –speicherung verdeutlicht.

2.2 Optionen

Durch Ausgleichseffekte innerhalb eines großen geographischen Gebietes sowie zwischen unterschiedlichen Erzeugungsarten wie Windkraft und Photovoltaik ver-

gleichmäßigt sich die Summe der Einspeisung fluktuierender Erzeuger. Damit sind Einsparungen an Speicher- und Regelaufwand erzielbar. Werden entsprechende Leitungskapazitäten installiert (z.B. HGÜ), ist eine Übertragung auch über große Entfernungen in der Regel kostengünstiger als eine lokale Speicherung [4].

2.3 Energiemanagement

Derzeit werden Lösungen im Rahmen einer Zielsetzung für den bidirektionalen Energietransfer inkl. des Energiemanagements mit bidirektionaler Kommunikation erarbeitet, die künftig eine neue Strategie - „Optimierte Energieeinspeisung“ - ermöglichen sollen. Da Speicherung und Übertragung elektrischer Energie immer mit Verlusten verbunden ist, sollten vor dem Einsatz dieser Optionen zunächst die Potenziale des Energiemanagements ausgeschöpft werden, die eine Verschiebung des Verbrauchs in Zeiten erlauben, in denen die Einspeisung durch fluktuierende Erzeuger hoch ist. Allerdings lassen sich dadurch i.d.R. nur Lastverschiebungen von wenigen Stunden bis maximal wenigen Tagen erreichen, weshalb zum saisonalen Ausgleich dieser Einspeisung zusätzliche Maßnahmen notwendig sein werden. Energiemanagement wird im industriellen Bereich schon seit langem eingesetzt. Gegenwärtig werden in diesem Bereich sogar Potenziale der Regelenergiebereitstellung erschlossen [5]. Die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für die Aktivierung dieses Potenzials sind gegeben. Das Potenzial zum Energiemanagement bei Privathaushalten und Kleingewerbe ist dagegen, mit Ausnahme der Nutzung von Rundsteuersignalen, bisher nicht erschlossen. Gerade dort kann das Management von Lasten und Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK) noch beträchtlich zur Netzregelung und Erbringung von Systemdienstleistungen beitragen, insbesondere da ca. 50% des elektrischen Energieverbrauchs in Deutschland im NSN stattfindet [6], [7].

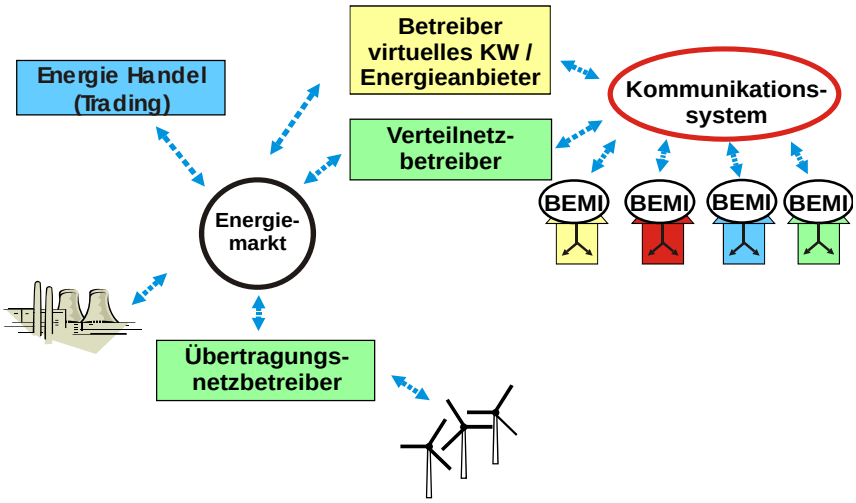

Abbildung 2: Kommunikation und Handel im liberalisierten Strommarkt mit Integration verteilter Erzeugung, BEMI – Bidirektionales Energiemanagement Interface, © ISET

Die Einbeziehung der gewaltigen Zahl von Einzelanlagen im NSN bei jeweils unabhängigen Kunden erfordert ein effizientes Kommunikations- und Handelssystem zwischen den Marktteilnehmern des liberalisierten Strommarktes (Abb. 2). Da sich die Stromkosten in Ab-

hängigkeit von Nachfrage und eingesetzten Erzeugungsanlagen dynamisch ändern, sind Strompreise, welche den variablen Grenzkosten der Stromerzeugung entsprechen, aus allokationstheoretischer Sichtweise volkswirtschaftlich effizient. Das gilt grundsätzlich auch für die Versorgung im NSN. Da sich die Kundenreaktion auf variable Tarife innerhalb eines Versorgungsgebietes relativ genau prognostizieren lässt, stellen diese ein für Netzbetreiber und Energieanbieter verlässliches, für den Kunden transparentes und flexibles Instrument zur Beeinflussung der Nachfrage dar.

3 Lösungsansatz und Realisierung

3.1 Multifunktionale Kommunikation [8]

Die ermittelten Defizite bei der Einbindung von dezentralen Energieerzeugern im NSN führten zu einer neuen Entwicklung eines „bidirektionalen Energiemanagement Interface – BEMI“ (Abb. 3), welches erstmals Energieerzeuger und Verbraucher gleichberechtigt managet und den Netzanschlusspunkt unter qualitätssichernden Kriterien beobachtet und bewertet [10], [11].

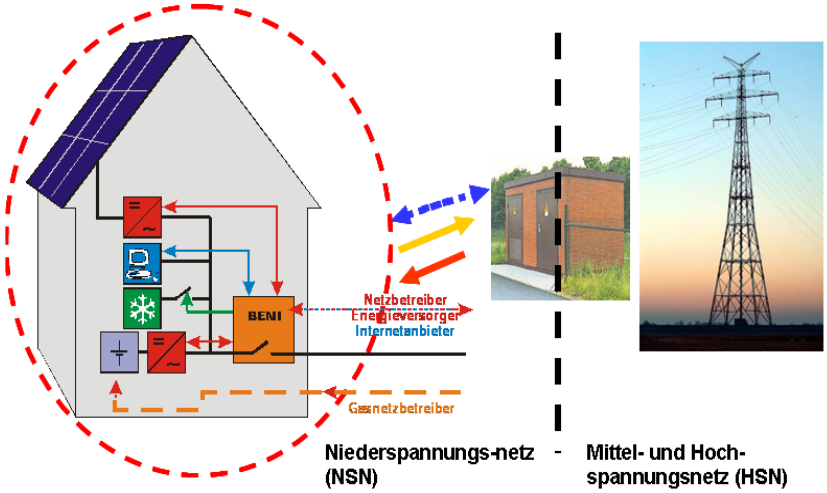

Abbildung 3: Bidirektionales Energiemanagement Interface – BEMI als technische und juristische Schnittstelle, © ISET

Die Realisierung von Energiemanagement erfordert Kommunikationslösungen. Das betrifft einerseits die Übermittlung von Vorgaben und Zählerdaten zwischen übergeordneter Ebene und den bei den Kunden installierten BEMI, andererseits die Anbindung der Geräte, die durch das BEMI im Rahmen des Energiemanagements gesteuert werden. Dieses ist darauf ausgerichtet, auf elektrische Verbraucher und Erzeuger im NSN steuernd einzuwirken und ist daher eng verknüpft mit der Frage der Gebäudeautomatisierung. In vielen Gebäuden existieren für unterschiedliche Anwendungen sehr unterschiedliche Kommunikationssysteme. Bisher arbeiten diese Systeme weitgehend unabhängig voneinander und sind nur für ein begrenztes Anwendungsgebiet einsetzbar. Dadurch sind Kunden entweder gezwungen, in mehrere Systeme parallel zu investieren oder bestimmte Anwendungsfelder bleiben aus Kostengründen ungenutzt, obwohl technisch eine Erschließung mit relativ wenig Aufwand möglich wäre.

Die weitaus größte Verbreitung haben aber Kommunikationseinrichtungen erreicht, die bisher weitgehend unabhängig von der Energieversorgung betrachtet wurden, nämlich im Bereich der Telekommunikation, Internet und EDV-Vernetzung. Zunehmend wird aber eine Konvergenz der EDV-orientierten Gebäudevernetzung und der klassischen Gebäudeautomatisierung angestrebt. Durch die Mitnutzung von Kommunikationssystemen aus dem Bereich der Sprach- und Datenübertragung zu Zwecken der Netzregelung ist eine kostengünstige Anbindung der Verbraucher und Erzeugungsanlagen möglich, besonders, wenn ein Breitband-Internetanschluss mit Standleitungscharakter bereits vorhanden ist. Für das Energiemanagement kann auch bei grundsätzlich unsicheren Medien wie dem Internet mittels Verschlüsselungs- und Signierungstechnologien eine sichere Verbindung geschaffen werden.

3.2 BEMI - Erweiterung des bestehenden Netzanschlusspunktes

Schon heute ist der Netzanschlusspunkt, der durch den Zählerschrank gegeben ist, als technische und juristische Grenze zwischen dem öffentlichen Netz und dem Gebäudenetz definiert. Diese Grenze bleibt im Konzept des BEMI erhalten und wird durch eine intelligente Kommunikationsschnittstelle erweitert. In der technischen Realisierung ersetzt das BEMI den konventionellen Zählerschrank im Hausanschluss durch eine Erweiterung um wesentliche intelligente Komponenten (Abb. 4). So können Rechnerkern, Erzeugungs-/Lastgang-Zähler, Netzüberwachung und Kommunikationsschnittstellen direkt am Netzanschlusspunkt integriert werden. Energieanbieter und Verteilnetzbetreiber, die am Energiemanagement beteiligt sind, erhalten im Rahmen ihrer vertraglichen Rechte Zugriff auf das BEMI. Durch die Beibehaltung der bereits vorhandenen Schnittstelle werden einfache Vertragsstrukturen für Strom- bzw. Netzkunden möglich.

Abbildung 4: Bidirektionales Energiemanagement Interface – BEMI in praktischer Ausführung (Feldtestvariante), © ISET

3.3 Standardisierung als Voraussetzung zur technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit

Für eine kostengünstige Kommunikation sind Standards entscheidend, die für eine einheitliche Sprache bei den Kommunikationspartnern sorgen. Auf diese Weise wird

der Aufwand für individuelle Entwicklungslösungen und Anlagenplanung auf ein Minimum reduziert. Das BEMI kommuniziert einerseits bidirektional mit der Leitstelle des Energieanbieters auf Grundlage von Protokollen nach IEC 61850, die von der IEC als „Seamless Telecontrol Communication Architecture“ für die zukünftige Kommunikation in der Energieversorgung präferiert sind (Abb. 5). Andererseits kommuniziert das BEMI mit den Lasten und Erzeugern über bekannte standardisierte Schnittstellen wie z.B. EIB, CAN. Damit wird eine offene Kommunikationsstruktur entwickelt (Abb. 6). Es entsteht ein Standard, der alle Kommunikationsschichten umfasst und sich auf jedem Gerät, das über einen TCP/IP-Stack verfügt, problemlos realisieren lässt.

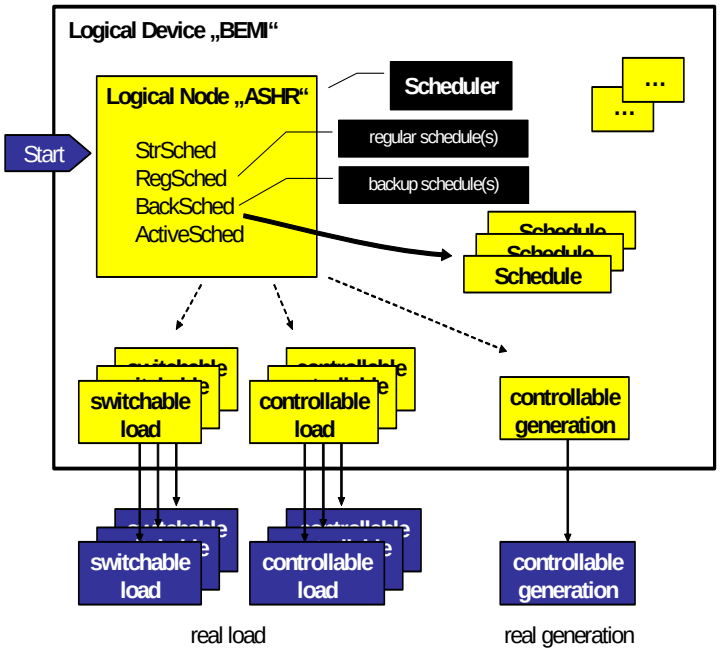

Abbildung 5: BEMI-Datenmodelle nach IEC 61850, © ISET

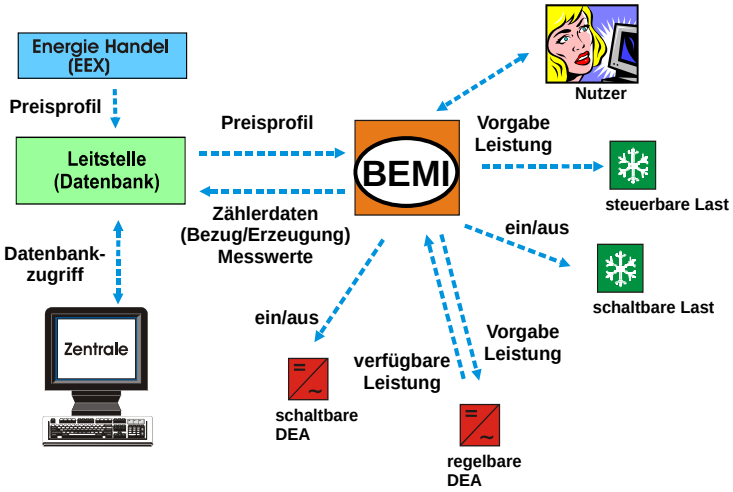

Abbildung 6: Kommunikationsstruktur des BEMI, © ISET

3.4 Technische Umsetzung

Der Rechnerkern des BEMI [10] bildet die dezentrale Intelligenz. Er empfängt von einer zentralen Leitstelle bestimmte Informationen, i.d.R. das Preisprofil für den Folgetag. Basierend darauf wird der optimale Einsatzplan für alle angeschlossenen Geräte berechnet. Dazu muss für jeden ins Management einbezogenen Gerätetyp ein entsprechender Algorithmus entwickelt werden. Dies sind z.B. Kühlgeräte, Elektroheizungen, Warmwasserboiler, Klimaanlagen, Waschmaschinen, Trockner, Spülmaschinen, PV- sowie KWK-Anlagen, künftig aber auch Systeme mit Batteriespeicher, Ladeeinrichtungen von Elektrofahrzeugen und PV-Wechselrichter mit Batteriespeichern.

Es sind drei grundsätzliche Typen von Geräten zu unterscheiden:

- Geräte mit Wärme-, Kälte- oder Batteriespeicher, deren Ladezustand (State of Charge, SOC) in einem definierten Bereich gehalten werden muss
- Geräte, die ein festes Programm abfahren (z.B. Waschmaschine)
- Geräte, die bei hohem Strompreis abgeregelt werden können, aber sonst kein Management erlauben (z.B. dimmbare Beleuchtung).

Die Algorithmen müssen so ausgelegt sein, dass bei Tarifänderung kein Lawineneffekt durch gleichzeitiges Schalten einer großen Anzahl von Geräten auftritt. Das kann durch geringfügige zufällige Verschiebung der Schalthandlungen geschehen [9]. Außerdem erhalten i.d.R. nicht alle Kunden die gleichen Tarifprofile, sondern diese werden so variiert, dass die Gesamtheit aller Kunden auf Grund der individuellen Reaktionen ein vorgegebenes Leistungsprofil im Rahmen der üblichen Prognoseunsicherheit einhält.

Der Optimierer entscheidet unter Berücksichtigung der Bedürfnisse der Kunden und der Parameter angeschlossener Geräte. Diese können vom Anschlussbetreiber nach Bedarf modifiziert oder aktualisiert werden. Damit entscheidet das BEMI dezentral auf Basis der Last-/Erzeugerprofile, dezentraler Informationen vom Netzanschlusspunkt und zentraler Informationen von der Leitstelle. Es ist keine ständige Online-Kommunikation erforderlich wie bei einer zentralen Entscheidungsstrategie. Dadurch können die Kommunikationskosten reduziert werden.

Abbildung 7: Bediendisplay PDA © ISET

Ein Lastgangzähler erfasst die verbrauchten und erzeugten Leistungsflüsse, archiviert diese und transferiert die Messwerte über die vereinbarten Kommunikationswege (gemäß Eichvorschrift) zu einem Bedienterminal bzw. zur Leitstelle. Die Lastgangerfassung ist entscheidend dafür, dass auch im liberalisierten Strommarkt der optimierte zeitliche Einsatz der Geräte abgerechnet und vergütet werden kann, was Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb des Systems ist. Über einen handelsüblichen PDA mit WLAN (Abb. 7) kann der Kunde sehr komfortabel Informationen abfragen und Modifikationen an Einsatzplänen und Parametern vornehmen. Das vom BEMI zur Verfügung gestellte Web-Interface kann über das Internet auch für Ferneingriffe genutzt werden. Verbrauchs- und Erzeugungsdaten für die Abrechnung und Messwerte für die Netzüberwachung werden auf einen zentralen

Server übertragen und dort dargestellt. Auch hier dient ein Web-Interface zur Abfrage der Reporting-Funktionen des Servers.
Durch den modularen Aufbau des BEMI kann dieses nach Bedarf für weitere Aufgaben befähigt werden. So ist es möglich, zugleich ein Monitoring einer angeschlossenen PV-Anlage zu realisieren, das über Web-Interface passwortgeschützt zugreifbar ist. Eine Netzüberwachungseinrichtung (BiSi) [11] kann die Inselnetzerkennung für angeschlossene Erzeuger realisieren und ist Bestandteil des BEMI. Die Überwachung ermöglicht weitere Anwendungen wie ein frequenzgesteuertes Energiemanagement für die Notfallversorgung eines lokalen Inselnetzes. Wie bereits im Bereich der Windkraft üblich, kann es in Zukunft auch bei PV-Anlagen notwendig werden, die Möglichkeit einer Abregelung vorzusehen, wenn sonst im übergeordneten Netz eine Überlastung auftritt.

3.5 Betriebsergebnisse

Im November 2005 wurde eine erste Implementierung des BEMI getestet. Zusätzliche Anforderungen, die für den praktischen Einsatz in Privathaushalten benötigt werden, wurden im Rahmen einer zweiten Implementierung im Juni 2006 umgesetzt und werden seitdem kontinuierlich getestet und optimiert:

- Automatische Schätzung von Geräteparametern (Leistung, Fähigkeit zur Speicherung von Wärme/Kälte)
- Kabellose Anbindung der gemanagten Geräte per WLAN
- Erweiterung des Algorithmus für Geräte mit thermischen Speichern: Einbeziehung der Kosten für Schaltvorgänge
- Reduktion von Schaltvorgängen durch Teillastbetrieb
- Übermittlung einer Prognose der Außentemperatur von der Zentrale
- Berechnung von Tarifen abweichend vom Spotmarktpreis der EEX durch die Leitstelle, um Lawineneffekte etc. zu vermeiden
- Möglichkeit der Freischaltung des Gebäudes vom öffentlichen Netz für Inselversorgung
- Summenmessung des Leistungsflusses zum Netz für die Abrechnung
- Nutzerkonten mit unterschiedlichen Schreib-/ Leserechten
- Logging-Funktion aller wichtiger Größen des Energiemanagements

Voraussetzung für die Entwicklung und den Test des Systems ist eine Aufzeichnung und geeignete Auswertung aller für das Energiemanagement relevanten Daten.
In Abb. 8 ist ein Ausschnitt einer entsprechenden Auswertung für ein Kühlgerät gezeigt. Der SOC des Geräts, der sich durch die aktuelle Temperatur des Kühlguts definiert, schwankt je nach Betrieb des Geräts.

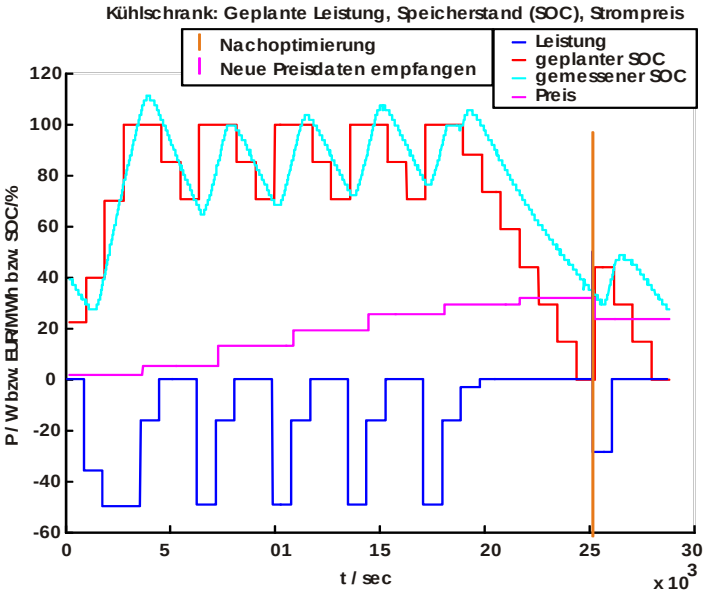

Abbildung 8: Management eines Kühlgeräts in Abhängigkeit vom Strompreis

Das Energiemanagement sorgt im gezeigten Fall dafür, dass die Temperatur durch Entladung des Kältespeichers im zulässigen Bereich gehalten wird, so dass sich der SOC verringert. Abb. 8 zeigt eine gute Übereinstimmung zwischen geplantem (prognostiziertem) und gemessenen SOC. Nach dem längeren Erwärmungsvorgang ohne Einschalten trat eine Abweichung zwischen geplantem und gemessenem SOC auf, weshalb das System automatisch eine Nachoptimierung des Fahrplans durchführte.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Durch Erweiterung der vorhandenen technischen und juristischen Schnittstelle zwischen öffentlichem Netz und Kunde mit intelligenten Komponenten sowie durch das Prinzip der dezentralen Entscheidung auf Basis zentraler und dezentraler Information schafft das BEMI eine Plattform, mit der Erzeuger und Verbraucher im NSN wesentlich zur Integration dargebotsabhängiger Energien beitragen können. Die Leistungsfähigkeit des BEMI wurde durch die vorgestellten Laboraufbauten demonstriert und im Testbetrieb weiterentwickelt. Unter Verwendung existierender BEMI-Technologie wird zur Zeit auch das Management eines dezentralen Anlagenpools untersucht, der sowohl mit BEMI ausgestattete Haushalte und gewerbliche/industrielle Betriebe als auch größere DEA umfasst. Das Prinzip der dezentralen Entscheidung soll hierbei beibehalten werden. Jedoch sollen die BEMI eine aktivere Rolle einnehmen und einer übergeordneten Einheit - dem „pool-BEMI“[1]- Angebote machen oder Informationen über freie Ressourcen, beispielsweise zur Verfügung stehendes Erzeugungs- oder Lastverschiebungspotenzial, liefern. Diese Angebote und Informationen des lokalen Kundenverhaltens und der Reaktion des Kunden kann das BEMI berücksichtigen. Das „pool-BEMI“ (Abb. 9) fungiert als Manager für den gesamten Anlagenpool und steht an Stelle der bisherigen Leitstelle. Es entscheidet über die Annahme von Angeboten des BEMI, aktiviert freie Ressourcen mit Hilfe von Preissignalen und stellt den BEMI zentrale Information in Form eines Tarifsignals zur Verfügung. Zusätzlich

[1] Seit 12/2006 Markenanmeldung ISET-*BEMI+*®

steht es in Verbindung mit dem Verteilnetzbetreiber und stellt diesem Mess- und Systemdienstleistungen zur Verfügung, die beispielsweise zur kontrollierten Umverteilung von Einspeiseleistung im Fall einer drohenden Netzüberlast genutzt werden können. Auch verteilte Erzeuger wie PV- oder Windkraftanlagen, können mit der BEMI-Technologie als aktive Einheiten in das System eingebunden werden. Damit kann das „pool-BEMI“ auch Fernwartungs- und Diagnosefunktionen unterstützen.

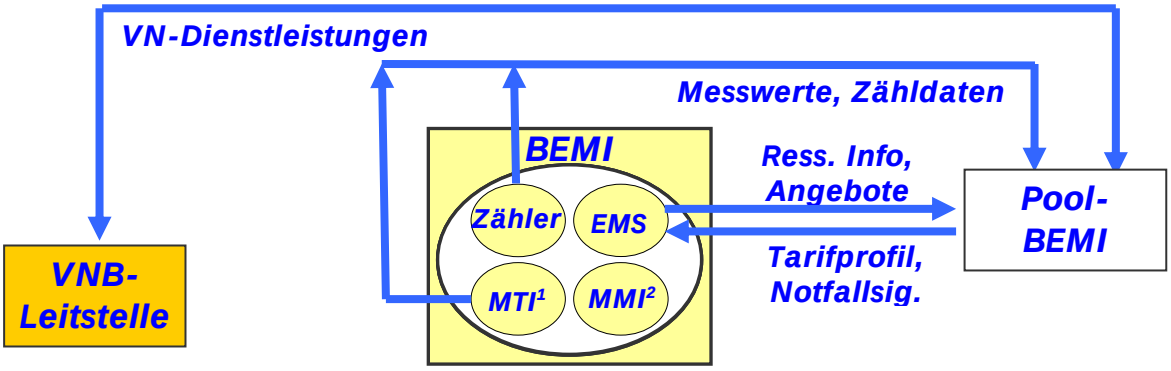

Abbildung 9: Struktur zur Nutzung einer „pool-BEMI“ [1,2], © ISET

Zwischen BEMI und „pool-BEMI“ wird für die Übertragung von Angeboten zusätzlicher bidirektionaler Datenaustausch nötig sein. Aus wirtschaftlichen Gründen ist es wichtig, die im Normalbetrieb benötigte Kommunikation auf ein Minimum zu beschränken. Das kann dadurch erreicht werden, dass die bekannte tägliche Übermittlung von Tarifsignalen im Normalbetrieb beibehalten wird und nur in besonderen Fällen – z.B. der Anforderung von Regelenergie – das „pool-BEMI“ dezentrale Informationen von den BEMI anfordert. Das Kommunikationssystem muss bei Bedarf schnell und sicher genug sein, um die Anforderungen an eine sichere Betriebsführung auch in kritischen Fällen zu erfüllen. In Fällen, die den sicheren Netzbetrieb gefährden, müssen dazu hoch priorisierte Meldungen verschickt werden können, die im bestehenden System bereits als „drohende Havariemitteilungen“ vorgesehen sind.
Mit der Erweiterung der erprobten BEMI-Technologie um ein „pool-BEMI“ soll, ähnlich zum derzeitigen Management von Geräten im Bereich eines Haushalts, das Management eines Pools von BEMI und verteilten Erzeugern ermöglicht werden, die im Bereich einer Siedlung oder eines Dorfes verteilt sind. Dabei bleibt das Konzept konform zum liberalisierten Markt, weil die gepoolten Geräte unabhängig von der Lage ihres Netzanschlusspunktes am Pool teilnehmen können. Wegen des Prinzips der dezentralen Entscheidung wird das System im Vergleich mit zentral geführten Virtuellen Kraftwerken (VK) besser skalierbar. Außerdem gibt es keinen „single point of

[1] Messtechnik-Interface [2] Mensch-Maschine-Interface

failure“. Das System wird dadurch unempfindlicher gegen Störungen der Kommunikationstechnik, die einen Schlüsselfaktor für die Robustheit des Gesamtssystems darstellt. Damit und durch einen möglichen Inselnetzbetrieb wird das Potenzial eröffnet, die Versorgungszuverlässigkeit weiter zu erhöhen. Die Gefahr von Stromausfällen durch Störungen im übergeordneten elektrischen Netz, wie im November 2005 im Münsterland, kann so entschärft werden.

Literatur

[1] C. Bendel, D. Nestle: Energieerzeugung im Niederspannungsnetz – technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005

[2] C. Ensslin, N. Ovsianniko-Koulikowsky, J. Oyarzabal, C. Roggatz, Y.-M. Saint-Drenan, U. Spanel: Integration of Wind Power into Power System Operation – Prediction Tools and Operator Training, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005

[3] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), 02/2005

[4] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 901 41 803, 2004

[5] H. Armbrüster: Neue Chancen durch Regelenergiemärkte, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005

[6] C. Bendel, D. Nestle: Bidirectional Energy Management Interface (BEMI) for technical and economical integration of DER in the low voltage grid – common technical and legal interface for energy, 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Barcelona, 2005

[7] C. Bendel, D. Nestle: Decentralized Electrical Power Generators in the Low Voltage Grid – Development of a Technical and Economical Integration Strategy, International Journal of Distributed Energy Resources, 01/2005, S. 63-70

[8] D. Nestle, C. Hardt, T. Loh, V. Schlebusch: Multifunktionale Kommunikation im Niederspannungsnetz, Tagungsband 8. Kassler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2003

[9] P. Taylor, D. Rollinson, I. Williamson: Self Tuning Intelligent Load Control for the Stable and Efficient Integration of Wind into Stand Alone Electrical Power Systems, Global Windpower Paris, 04/2002

[10] Patentanmeldung EP 1 339 153, „Einrichtung zum Anschluss eines Gebäudes oder dgl. an ein elektrisches Niederspannungsnetz“, Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 27.08.2003

[11] Patentanmeldung EP 1 340 988 A3, „Verfahren und Vorrichtung zur Messung der Impedanz eines elektrischen Energieversorgungsnetzes“, Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 02.10.2003