

Integration dezentraler regenerativer Energieversorgungsanlagen in den Netzbetrieb – Versorgungssicherheit im Wohnbereich

Einführung

Dr. Christian Bendel
ISET
cbendel@iset.uni-kassel.de

David Nestle
ISET
dnestle@iset.uni-kassel.de

Die Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) in das Niederspannungsnetz hält unvermindert an. Die Erzeuger speisen die maximal mögliche Energie ins Netz ein. Zu welchem Zeitpunkt und in welcher Höhe die Einspeisung erfolgt, bleibt jedoch letztlich dem Betreiber vorbehalten bzw. wird vom Wetter und der Tageszeit bestimmt. Ähnlich gilt für den Energieverbrauch, dass Zeitpunkt und Menge des Energieverbrauchs aus dem Netz nicht reglementiert ist, solange die Anschlussbedingungen eingehalten werden. Die Netzbetreiber jedoch sind wegen fehlender Beobachtbar- und Steuerbarkeit der DEA „blind“ bezüglich dieser Einspeisungen auf der Niederspannungsseite. Die energetische und wirtschaftliche Bedeutung der Stromverbraucher im Niederspannungsnetz (also vor allem Privathaushalte, Kleingewerbe, aber auch öffentliche Verbraucher) wird darin ersichtlich, dass etwa 50% des elektrischen Gesamtverbrauchs in Deutschland auf der Niederspannungsseite erfolgt [1]. Gleichzeitig sind hier auch die anzahlmäßig höchsten Zuwachsraten für DEA zu erwarten.

Verschiedene neue Strategien sind für eine „optimale Energieeinspeisung“ möglich. Dazu gehört eine genaue Prognose der fluktuierenden Erzeugung, um die Planung für andere Erzeuger sowie Lastmanagement durchzuführen. Auch Speicherung sowie die Nutzung von Ausgleichseffekten bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die über große geographische Gebiete verteilt sind, können eine wichtige Rolle spielen.

Kurz- bis mittelfristig betrachtet sollten aus Effizienzgründen zunächst die Potenziale des Energiemanagements ausgeschöpft werden, da jede Speicherung und Übertragung elektrischer Energie mit Verlusten verbunden ist.

Dezentrales Management von Strom und Wärme

Steuerbare Erzeuger im Verteilnetz sind vor allem Kraftwärmekopplungs-(KWK-)Anlagen, die sowohl Wärme als auch Strom liefern. Photovoltaikanlagen wären zwar abregelbar, dies würde aber keine Einsparung an Primärenergie erbringen. Eine solche Steuerung sollte daher auf Notfälle und andere Sicherheitsmaßnahmen beschränkt bleiben. Aus der großen Bedeutung von KWK-Anlagen für ein Energiemanagement im Verteilnetz folgt, dass Integration von Strom- und Wärmeerzeugung im Wohnbereich eine zentrale Aufgabe bei der künftigen Unterstützung von Netzregelung und Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz ist.

Das Forschungsprojekt DINAR¹ mit finanzieller Beteiligung von 17 Industriepartnern hat sich das Ziel gesetzt, eine technische und wirtschaftliche Lösung für ein bidirektionales Energiemanagement im Niederspannungsnetz zu finden, wobei Verbrauch und Erzeugung als Einheit betrachtet werden. Denn es wäre ökonomisch unsinnig, bezüglich Energiemanagement künstlich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu trennen und unterschiedliche Systeme zu entwickeln und aufzubauen. Im Gegensatz zum Prinzip der zentralen Steuerung (virtuelles Kraftwerk) wird hier eine dezentrale Steuerung eingesetzt, wodurch die Notwendigkeit einer Online-Kommunikation zwischen einer Leitstelle

¹ gefördert durch das BMU
(FKZ 0329900E; FKZ 0329900D)

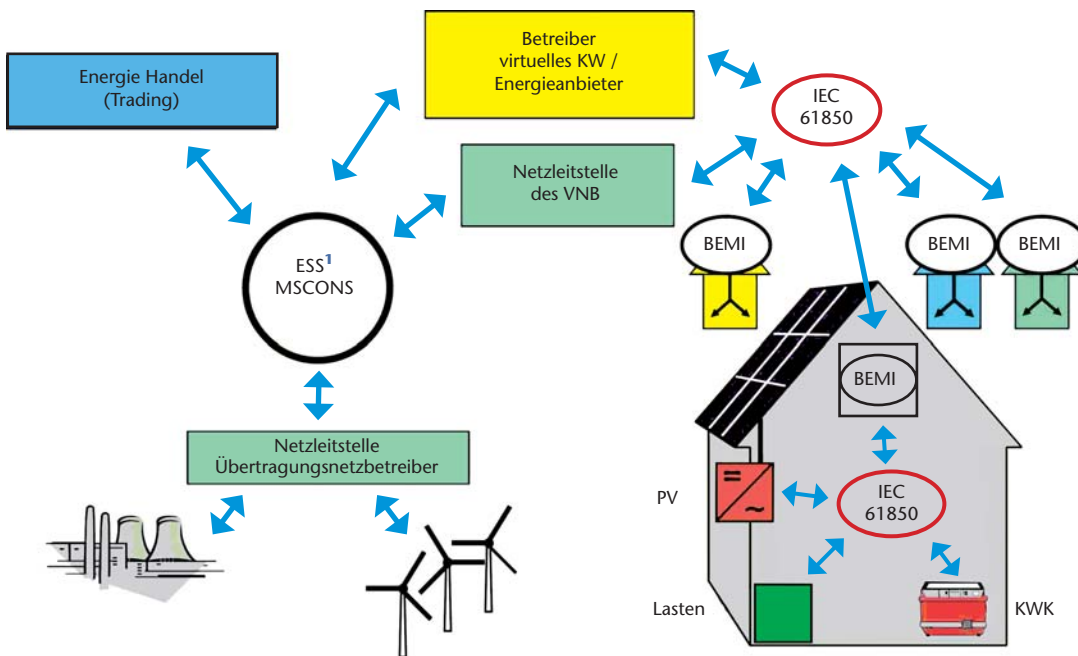


Abbildung 1 Kommunikation und Handel im liberalisierten Strommarkt mit Integration verteilter Erzeugung (IEC 61850 ist ein Übertragungsprotokoll der International Electrotechnical Commission)

¹ ESS = Fahrplandaten- und Messdatenaustausch

und dem dezentralen Energieerzeuger wegfällt. Ein solches System erfordert ein effizientes Kommunikations- und Handelssystem zwischen den Marktteilnehmern des liberalisierten Strommarktes (Abb.1)

Die Energieanbieter und Verteilnetzbetreiber, die am Energiemanagement beteiligt sind, erhalten dann im Rahmen ihrer vertraglichen Rechte Zugriff auf das BEMI. Durch die Beibehaltung der bereits vorhandenen technischen und juristischen Schnittstelle sind auch zukünftig einfache Vertragsstrukturen für den Strom- bzw. Netzkunden möglich [2].

Intelligente Schnittstellen mit dem bidirektionalen Energiemanagementinterface (BEMI)

Im elektrischen Netz sind am Energiemanagement stets verschiedene Partner beteiligt, die zum Teil juristisch und wirtschaftlich unabhängig voneinander sind – in der Regel Netzbetreiber, Energieversorger und Kunden. Die Schnittstellen zwischen diesen Partnern sind für eine effektive Zusammenarbeit entscheidend. Schon heute ist der Netzanschlusspunkt, der durch den Zählerschrank gegeben ist, als technische und juristische Grenze zwischen dem öffentlichen Netz und einem Gebäudenetz definiert. Diese Grenze bleibt im Konzept des BEMI erhalten. In der technischen Realisierung ersetzt das BEMI den konventionellen Zählerschrank im Hausanschluss und wird durch eine intelligente Kommunikationsschnittstelle erweitert (Abb.2).



Abbildung 2 Realisierung des BEMI im Testbetrieb

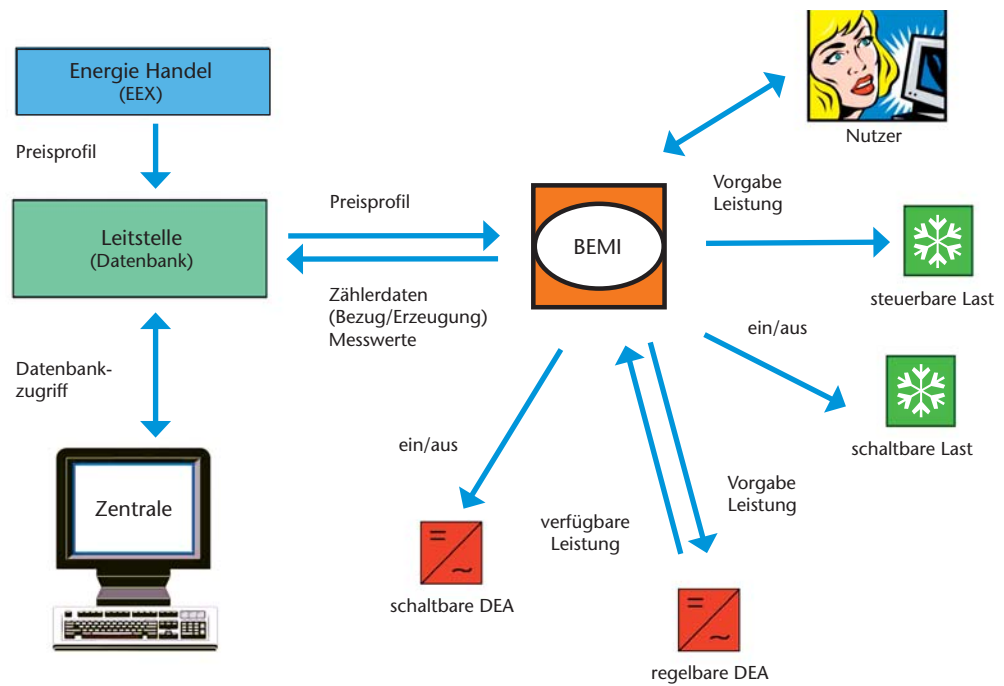


Abbildung 3
Kommunikationsstruktur für Energiemanagement mit BEMI

Für eine kostengünstige Kommunikation werden Standards benötigt, die für eine einheitliche Sprache bei den Kommunikationspartnern sorgen. Auf diese Weise wird der Aufwand für individuelle Entwicklungslösungen und Anlagenplanung auf ein Minimum reduziert. Einerseits kommuniziert das BEMI bidirektional mit der Leitstelle des Energieanbieters auf Grundlage von Kommunikationsprotokollen (nach IEC 61850), die von der internationalen Normung als „Seamless Telecontrol Communication Architecture“ präferiert sind für die zukünftige Kommunikation in der Energieversorgung. Andererseits kommuniziert das BEMI mit den Lasten und Erzeugern über bekannte standardisierte Schnittstellen (zum Beispiel EIB, CAN). Damit wird eine offene Kommunikationsstruktur entwickelt (Abb.3).

Technische Umsetzung

Der Rechnerkern des BEMI empfängt von einer zentralen Leitstelle bestimmte Informationen, i.d.R. das Preisprofil für den Folgetag. Auf Basis dieser Information berechnet dann der Optimierer im Rechnerkern den optimalen Einsatzplan für alle angeschlossenen Geräte unter Berücksichtigung der Bedürfnisse der Nutzer des Gebäudes und der Parameter der angeschlosse-

nen Erzeuger und Verbraucher. Auf diese Weise entscheidet das BEMI dezentral auf Basis der

- Last-/Erzeugerprofile,
- dezentraler Informationen vom Netzanschlusspunkt und
- zentraler Informationen von der Leitstelle [3].

Zur Optimierung für jeden Gerätetyp, der in das Energiemanagement einbezogen ist, muss ein entsprechender Managementalgorithmus entwickelt werden. Solche Geräte sind zum Beispiel:

- Kühl- und Gefriergeräte
- Elektroheizungen
- Warmwasserboiler
- Klimaanlage
- Waschmaschinen
- Trockner
- Spülmaschinen
- KWK-Anlagen
- zukünftig aber auch Systeme mit Batteriespeicher wie unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV)
- Elektrofahrzeuge, die am Gebäude aufgeladen werden
- PV-Wechselrichter, die mit einem Batteriespeicher ausgerüstet sind



Abbildung 4
BEMI-Testbetrieb in
der DeMoTec-
Versuchshalle des ISET

Auch hier wird deutlich, dass Erzeugung und Verbrauch zum Teil mit ganz ähnlichen Algorithmen optimiert werden können – und dass eine effektive und integrale Betrachtung von Strom- und Wärmebedarf notwendig ist, um die Vorteile und Anforderungen aus beiden Energieformen optimal nutzen zu können.

Ein Lastgang- bzw. Mehrtarifzähler 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 wiederum Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb des Systems ist. Gegenwärtig wird das System im Labor mit verschiedenen Geräten getestet, eine Felderprobung ist in Vorbereitung (Abb. 4).

Nutzer-Interaktion

Über ein Bediendisplay kann der Kunde Informationen abfragen und Modifikationen an Einsatzplänen und Parametern vornehmen. Der Einsatz eines handelsüblichen PDA² mit WLAN-Unterstützung erlaubt eine sehr komfortable Steuerung der Anlage (Abb. 5). Das vom BEMI zur Verfügung gestellte Web-Interface kann über das Internet auch für Ferneingriffe genutzt werden. Neben der lokalen Überwachung und Steuerung müssen natürlich auch Verbrauchs- und Erzeugungsdaten für die Abrechnung und



Abbildung 5
Interaktive Information
und Steuerung des
BEMI durch den
Nutzer mittels eines
mobilen PDA

² Personal Digital Assistant (PDA) (englisch für persönlicher digitaler Assistent) ist ein kleiner tragbarer Computer mit eigener Stromversorgung.

Messwerte für die Netzüberwachung auf einen zentralen Server übertragen und dort dargestellt werden. Diese Funktion wird gegenwärtig auf einem Linux-basierten Server mit Open-Source-Komponenten realisiert. Auch hier dient ein Web-Interface zur Abfrage der Reporting-Funktionen des Servers.

Zusammenfassung und Ausblick

Durch die 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 Niederspannungsnetz wesentlich zur Integration dargebotsabhängiger Energien beitragen können. Die Leistungsfähigkeit des BEMI wird durch die vorgestellten Laboraufbauten demonstriert und im Testbetrieb weiterentwickelt.

Literatur

- [1] C. Bendel, D. Nestle: Energieerzeugung im Niederspannungsnetz – technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005
- [2] 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
- [3] Patentanmeldung EP 1 339 153, „Einrichtung zum Anschluss eines Gebäudes oder dgl. an ein elektrisches Niederspannungsnetz“, Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 27.08.2003
- [5] Patentanmeldung EP 1 340 988 A3, „Verfahren und Vorrichtung zur Messung der Impedanz eines elektrischen Energieversorgungsnetzes“, Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 02.10.2003
- [6] P.D. Gorgas: Netzsicherheitsmanagement im Verteilnetz, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005