

Smart Grid - Integration von Haushalten mittels Vernetzung und Energie-Community

U. Trick¹, M. Steinheimer¹, P. Ruhrig¹, R. Tönjes² und D. Hölker²

¹ Fachhochschule Frankfurt am Main, Kleiststraße 3, 60318 Frankfurt/M., trick@e-technik.org

² Hochschule Osnabrück, Albrechtstraße 30, 49076 Osnabrück

Kurzfassung

Den Problemen, die sich aus der zunehmend volatilen und immer mehr dezentralen Energieerzeugung sowie den heutigen Verteilnetzen als „Black Box“ ergeben, wird hier durch die Einführung eines neuen Konzepts der Peer-to-Peer-netzten Energie-Community begegnet. Ausgehend von den Erfahrungen mit Kommunikationsmehrwertdiensten wird ein Service Management Framework eingeführt. Es ermöglicht zum einen personalisierte Dienste für das Smart Home und insbesondere das Energiemanagement inkl. der Einbindung von Multimediakommunikation. Zum anderen bietet es eine komfortable Vernetzung von Haushalten, Energielieferanten, Verteilnetzbetreibern und anderen mit den Zielen Kostenersparnis, Vermeidung von Netzausbau, Energieeinsparung, CO₂-Reduzierung etc. Erste Simulationen bestätigen die Wirksamkeit dieses neuen und leistungsfähigen Ansatzes, wobei vor allem die Vorteile von Batteriespeichern in den Haushalten, aber auch die möglichen Beiträge von Demand Side Integration (Lastverschiebung) offensichtlich werden.

Abstract

The problems arising from the increasingly volatile and decentralized power generation as well as the today's "black box" distribution networks are solved here by the introduction of a new concept of a peer-to-peer networked energy community. Based on the experience with communication value-added services a service management framework is introduced which allows on the one side personalized services for the smart home, especially the energy management, and includes the integration of multimedia communications. On the other side the concept provides a convenient networking of households, energy suppliers, distribution network operators and others with the objectives cost savings, avoidance of network expansion, energy saving, CO₂ reduction, etc. Initial simulations confirm the effectiveness of this new and powerful approach, most notably the benefits of battery storage in homes, but also the potential contributions of demand side integration (load shift).

1 Einführung

In den elektrischen Energieversorgungsnetzen der Zukunft geht die Tendenz hin zu stärker volatiler regenerativer Energieerzeugung mittels Windkraft- und Photovoltaikanlagen und weg von der zentralen hin zur dezentralen Erzeugung und Einspeisung, auch im bisher nicht überwachten Ortsnetz. Um trotzdem eine stabile und qualitativ gute Energieversorgung sicherstellen zu können, muss das Netz ausgebaut und vor allem durch Informations- und Kommunikationstechnik intelligent gemacht werden. Diese Entwicklung wird allgemein durch den Begriff „Smart Grid“ [1] umschrieben. Zur Lösung dieser Problematik werden verschiedene, sich zum Teil ergänzende Ansätze diskutiert. Erwähnt seien hier die Stichworte „Netzausbau“ [2; 3], „Virtuelle Kraftwerke“ [4; 5; 3] (vgl. auch Aktivitäten der Energielieferanten Lichtblick und Vattenfall), „Automatisierung der Verteilnetze“ [6; 3], „Zwangsabschaltung von Erzeugern und/oder Verbrauchern“ [7; 8], aber auch „Steuerung durch Preissignale“ [9]. Letzteres fällt unter die von der Bundesnetzagentur mit dem Begriff „Smart Market“ versehenen und präferierten Maßnahmen [2].

Trotz umfangreicher Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten auf den Gebieten Smart Grid und Smart Home in den letzten Jahren wurden bei den diskutierten Lösungen

bzw. veröffentlichten Forschungsergebnissen die nachfolgend skizzierten Lücken bzw. Mängel nicht behoben:

- Zwar werden dem Nutzer eines Smart Home Dienste für die Haushaltsautomatisierung und das Energiemanagement angeboten [10], allerdings wird die für den Nutzer in diesem Zusammenhang hilfreiche Unterstützung durch Kommunikation, speziell Multimediakommunikation nicht bzw. nur ansatzweise berücksichtigt.
- Auch die Eigenentwicklung von Diensten für das Energiemanagement durch den Nutzer selbst wird in Projekten [11] behandelt, allerdings beschränken sie sich auf reine Konfiguration und lassen ebenfalls Kommunikationsdienste außen vor.
- Die Durchführung notwendiger Tests vor Einsatz der vom Nutzer konfigurierten Dienste wird komplett außer Acht gelassen.
- Zwar gibt es Lösungen für die automatisierte energetische Optimierung eines einzelnen Haushalts bzw. eines Clusters von Haushalten, wobei diese allerdings normalerweise von einem zentralen oder kombiniert zentralen/dezentralen Ansatz für die intelligente Steuerung ausgehen [11; 4; 9; 12]. Eine komplett dezentrale Lösung ist zwar komplexer, würde aber unbestreitbare Vorteile bei der Skalierbarkeit, der Ausfallsicherheit sowie insbesondere der individuellen, auch auf Privatinitiative basierenden Vernetzbarkeit

bieten. Ein entsprechender Ansatz mit allerdings nur eingeschränktem Anwendungsbereich ist bisher nur in [13] zu finden.

- Zudem ist bei bekannten Lösungen [11] der Verteilnetzbetreiber mit seiner Leitstelle direkt eingebunden. Nachteil hierbei, insbesondere im Hinblick auf die Sicherheit, ist, dass damit die Kommunikationsinfrastruktur der Kunden und des Verteilnetzbetreibers nicht mehr getrennt sind und damit Angriffe auf das Energienetz nicht von vornherein verhindert werden können. Eine Cluster-Lösung zur energetischen Optimierung ohne Kommunikationsschnittstelle zum Elektroenergiesystem wäre deutlich vorteilhafter.
- Ebenfalls bisher nicht betrachtet wurde die eigenständige Cluster-Bildung von Haushalten, d.h. wie sich auf komfortable Art und Weise Haushalte zu Clustern für das Energiemanagement zusammenschließen. Bisherige Lösungen [11; 9; 12] gehen von einer Cluster-Organisation durch eine zentrale Instanz aus. Vorteilhaft wäre hier eine Vernetzung auf Basis einer freiwilligen Energie-Community, um die Selbstorganisation der Vernetzung zu ermöglichen, Fragen des Datenschutzes zu klären, gemeinsame Interessen der Haushalte zu definieren etc.

Um die genannten Lücken zu schließen, wurde im Oktober 2011 das BMBF-FHprofUnt 2011-Projekt „Easy - Service Creation for Home and Energy Management (e-SCHEMA)“ gestartet [14; 15; 16]. Hierbei werden vier aufeinander aufbauende, im Folgenden beschriebene Lösungsansätze zum Thema „Haushalte im Smart Grid“ verknüpft, wobei alle dem Bereich „Smart Market“ zuzuordnen sind.

2 Dienstplattform für Haushalte

Im ersten Teil dieser neuen Gesamtlösung kann der Nutzer über ein z.B. im DSL-Router integriertes Service Management Framework (SMF) [17; 18] selbst entsprechend seinen persönlichen Anforderungen mittels SCE (Service Creation Environment) Mehrwertdienste für das Energiemanagement und weitere Smart Home-Anwendungen designen, z.B. durch grafische Verknüpfung von Apps der Haushaltsgerätehersteller (**Bild 1**). Im einfachsten Fall konfiguriert er zeitliche Abläufe, z.B. wann die Waschmaschine starten soll. Dies kann aber auch abhängig sein von einem entsprechenden Preissignal bei wechselnden Stromtarifen. Der personalisierte Energiemanagementdienst wird auf einer SDP (Service Delivery Platform) ausgeführt. Die für die Dienste benötigten Messwerte werden vom angebotenen Smart Meter bereitgestellt. Auf dieser Basis liefert das aus SCE und SDP bestehende SMF auch Informationen über den erfolgten und prognostizierten Energieverbrauch. Der Vorteil dieser Teillösung ist, dass Komfortempfinden und Rechte des Nutzers jederzeit berücksichtigt werden, Nachteil ist, dass die Energieverbrauchsoptimierung nur aus Sicht des einzelnen Nutzers stattfindet.

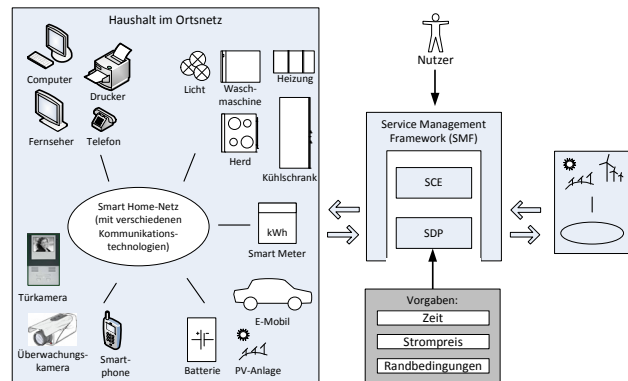


Bild 1 Service Management Framework zur Steuerung dezentraler Energieverbraucher und -erzeuger

In einem zweiten Schritt stellt daher das SMF in Bild 1 einen speziellen Dienst zur Verfügung, der selbständig unter Berücksichtigung von Nutzervorgaben (z.B. keine zeitlichen Einschränkungen für das Kochen, Minimierung der Stromkosten, maximal zulässige Leistungsaufnahme) aus z.B. Apps einen Mehrwertdienst komponiert, der den Energieverbrauch entsprechend den vorgegebenen Randbedingungen optimiert. Der resultierende Dienst sorgt dann beispielsweise dafür, dass die Lastkurve des Haushalts unter den gegebenen Randbedingungen so konstant wie möglich verläuft, um teure Leistungsspitzen zu vermeiden. Hier erfolgt die Energieverbrauchsoptimierung nicht nur aus Sicht des Nutzers, sondern des Haushalts, wobei sie besonders wirkungsvoll ist, wenn nicht nur Energieverbraucher, sondern auch z.B. zur Kompensation von Verbrauchsplateaus -erzeuger und/oder -speicher im Haushalt vorhanden sind.

In beiden Fällen geht die Leistungsfähigkeit des SMF deutlich über die derzeitiger Smart Home-Steuerungen hinaus, indem sie nicht nur das beschriebene Energiemanagement und IT-Dienste (z.B. Kalenderzugriff vor dem Laden des Elektrofahrzeugs) integriert, sondern auch Kommunikationsanwendungen (z.B. SMS oder Anruf, wenn die Waschmaschine fertig gewaschen hat). Da das SMF auf jeden Fall via IP an externe Netze wie Internet, Fest- und Mobilfunknetze angebunden ist, bieten sich als Applikationsprotokolle SIP (Session Initiation Protocol) für die Signalisierung und z.B. RTP (Real-time Transport Protocol) für den Nutzdatenaustausch an, d.h. die typischen Protokolle für die Multimedia over IP-Kommunikation [16]. Insofern handelt es sich beim SMF um die Kombination einer Smart Home-Steuerung und eines SIP Application Servers, wobei die Realisierung auf Basis OSGi (Open Services Gateway initiative) [23] erfolgt.

3 P2P-vernetzte Haushalte und Energie-Community

Die unabhängige Optimierung einzelner Haushalte führt nicht automatisch zu einer Optimierung für das Orts- bzw. Verteilnetz. Weitaus wirkungsvoller ist das Zusammen-

spiel vieler Haushalte. Daher werden bei der dritten Lösung die SMFs der einzelnen Haushalte vernetzt, vorteilhafterweise ohne zentrale Instanz mittels SIP-basiertem Peer-to-Peer-Netzwerk (P2P) [19] (**Bild 2**). Die Peers repräsentieren Haushalte, aber auch Energielieferanten, Verteilnetzbetreiber und andere Marktteilnehmer. Die Kommunikation ist anonym und verschlüsselt, zudem gibt jeder Peer nur das an Informationen weiter, was der Nutzer möchte. Zwischen den Peers auszutauschende Informationen sind z.B. der aktuelle Verbrauch, die Prognose, Kennzahlen zu Energieerzeugern und -speichern (auch von Elektrofahrzeugen) sowie Strompreise und Netzentgelte. Auf dieser Basis bietet die SMF einen speziellen Dienst bzw. Algorithmus, der selbständig unter Berücksichtigung der Informationen von allen anderen Peers den Energieverbrauch gemeinsam für das ganze P2P-Netzwerk (bis hin zum kompletten Ortsnetz) optimiert. Die hierfür notwendige Datenhaltung erfolgt verteilt auf Basis von DHT (Distributed Hash Table) und dem Chord-Algorithmus [24].

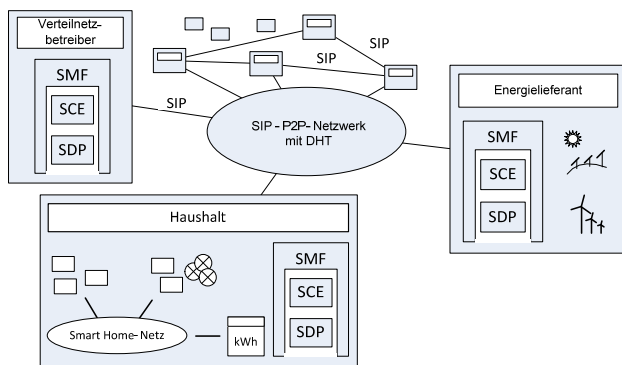


Bild 2 Peer-to-Peer-Netzwerk für das Haushaltsübergreifende Energiemanagement

Bisher nicht gelöst ist, wie die Nutzer komfortabel dem Netzwerk beitreten und sich auf eine gemeinsame rechtliche Basis einigen. Dies kann vorteilhaft und neu in Form einer Energie-Community geschehen, d.h. die Vernetzung der Haushalte erfolgt durch Beitritt der Nutzer zu einem sozialen Netzwerk für Energie-Peers (**Bild 3**). Daher bietet die SMF auch Funktionalität für die Energie-Community. Die Mitglieder haben gleiche Interessen und ökonomische Ziele (z.B. Energieverbrauchsreduzierung, Kostenersparnis, Bewahrung der Umwelt), ihre Profile könnten den Energieverbrauch sowie vorhandene Speicher- und Erzeugungskapazität enthalten. Die Bildung von Subcommunities ist möglich (z.B. für Straße, Ortsteil, Ortsnetzstation, Kunden eines Energielieferanten oder Verteilnetzbetreibers). Die gesamte Community oder auch eine Subcommunity kann geschlossen auftreten und z.B. Regelenergie anbieten. Zudem sind Wettbewerbe zwischen Subcommunities z.B. mit dem Ziel einer Energieverbrauchsreduzierung denkbar, bei denen u.a. vergleichbare Haushalte ihre Verbrauchswerte austauschen. Die Energieverbrauchsoptimierung erfolgt aus Sicht der gesamten Community, auch Ortsnetz-übergreifend. Insofern repräsentieren die beiden kombinierten Ansätze des P2P-

Netzwerkes und der Energie-Community eine umfassende neue Lösung zur Schaffung eines Smart Markets für Haushalte.

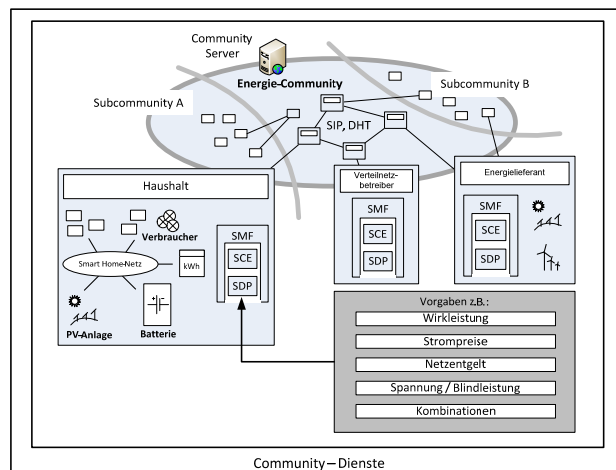


Bild 3 Energie-Community

Betreiber des Community Servers könnte z.B. eine Stadt oder ein Landkreis sein, die oder der ambitioniert das übergeordnete Ziel Klimaschutz verfolgt (vgl. das Förderprogramm „Masterplan 100% Klimaschutz“ des Bundesumweltministeriums). In Form der Energie-Community mit P2P-Vernetzung würde hierfür ein sehr leistungsfähiges Instrumentarium zur Verfügung stehen, das zusätzlich Preis- und Kostenreduktionspotenziale bietet.

4 Anwendungsszenarien

Die gemäß Kapitel 3 in einer Energie-Community bzw. in Subcommunities vernetzten Haushalte können entsprechend der in **Tabelle 1** genannten verschiedenen Anwendungsszenarien vorteilhaft zusammenwirken. Dabei nutzen sie die Flexibilisierungsmöglichkeiten, die sich durch den Einsatz dezentraler Speicher, Erzeuger und/oder zeitversetzt einzuschaltender Verbraucher (Demand Side Integration (DSI)) auf tun. Je nach Anwendungsfall können sich dadurch Vorteile für den Verteilnetzbetreiber, den Bilanzkreisverantwortlichen, Energielieferanten, die Verbraucher oder auch die Umwelt etc. ergeben. Um die Wirksamkeit der skizzierten Energie-Community aufzuzeigen, werden im Folgenden einige konkrete, simulierte Anwendungsszenarien diskutiert.

Den Simulationen liegen folgende Parameter zugrunde: 1- bis 5-Personenhaushalte, anhand von Datenblättern bzw. Messungen ermittelte bzw. geschätzte Werte für Verbraucher (Kochen, Spülen, Kühlen, Gefrieren, Beleuchtung, Bürotechnik, Unterhaltungselektronik, Waschen, Trocknen, Warmwasserbereitung sowie Verschiedenes wie z.B. Bügeln), Erzeuger wie Photovoltaik-Anlagen (PV) und Blockheizkraftwerke (BHKW) und Batteriespeicher sowie Wahrscheinlichkeitsverteilungen zu Haushalten, Geräteverfügbarkeiten und deren Nutzung [20; 21].

Beitrag der Energie-Community	Im Haushalt angewandte Betriebsmittel	Vorteil	Hauptnutznießer	Community-Typ, Subcommunity
Vermeidung von Lastspitzen	Speicher und/oder DSI und/oder Erzeuger	Kostenersparnis bei Netzentgelten, weniger Netzausbau erforderlich	Verteilnetzbetreiber	regionale Subcommunity für Haushalte eines Verteilnetzbetreibers
Vermeidung von Regelenergie	Speicher und/oder DSI und/oder Erzeuger	Kostenersparnis bei Regelenergie	Bilanzkreisverantwortlicher	regionale Subcommunity für Haushalte eines Bilanzkreises
Vermeidung von „Überlastung der Netzbetriebsmittel“	Speicher und/oder DSI und/oder Erzeuger	weniger Netzausbau erforderlich	Verteilnetzbetreiber	lokale Subcommunity für Haushalte an einer Ortsnetzstation des Verteilnetzbetreibers
Optimierter Strompreis	Speicher und/oder DSI und/oder Erzeuger und/oder Informationen aus Community	möglichst günstiger Stromeinkauf	Energielieferant + Verbraucher	überregionale Subcommunity für Haushalte eines Energielieferanten
Spannungshaltung	Speicher und/oder DSI und/oder Erzeuger	weniger Netzausbau erforderlich	Verteilnetzbetreiber	lokale Subcommunity für Haushalte an einer Ortsnetzstation des Verteilnetzbetreibers
Anreize zum Energiesparen	Informationen aus Community	geringere Energiekosten	Verbraucher	überregionale Subcommunity für ähnlich strukturierte Haushalte oder Haushalte mit ähnlichen Interessen
Anreize zur CO ₂ -Reduzierung	Informationen aus Community	weniger Energie aus fossilen Brennstoffen	Umwelt	überregionale Subcommunity für Haushalte mit Ziel CO ₂ -Reduzierung
Abgestimmtes Laden von Elektrofahrzeugen	Informationen aus Community	weniger Netzausbau erforderlich, geringere Energiekosten	Verteilnetzbetreiber + Verbraucher	regionale Subcommunity für Haushalte mit Elektrofahrzeugen
u.a.				

Tabelle 1 Anwendungsszenarien für Energie-Community

Als Batteriespeicher kommt ein handelsübliches Modell mit 5400Wh max. und 1400Wh min. Ladekapazität, 4800W max. Lade- und 4000W max. Entladeleistung sowie 97% Wirkungsgrad beim Laden und Entladen zum Einsatz. Die eingesetzte PV-Anlage liefert 4000W Peak-Leistung. Für DSI wurden ausschließlich Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschinen herangezogen. Darüber hinaus ist noch darauf hinzuweisen, dass die Simulationen nur 24 Stunden betrachten, d.h. Geräte werden erst ab 0 Uhr gestartet bzw. laufen nicht länger als 24 Uhr, zudem sind die Speicher um 0 Uhr zu 30% geladen.

Um die Leistungsfähigkeit der Simulation aufzuzeigen, wurde in einem ersten Schritt der reine Leistungsverbrauch für 1000 Haushalte bzw. 2024 Personen bei einer Verteilung von 39,7% 1-, 34,6% 2-, 12,7% 3-, 9,6% 4- und 3,4% 5-Personen-Haushalte [20] ermittelt und mit dem Standardlastprofil H0 für einen Werktag im Sommer gemäß [22] verglichen. Das Ergebnis geht aus **Bild 4** hervor. Die gute Übereinstimmung zwischen beiden Kurven zeigt die Qualität des zugrundegelegten Simulationsmo-

dells, zumal die Berechnung für unendlich viele Haushalte eine noch bessere Übereinstimmung ergibt.

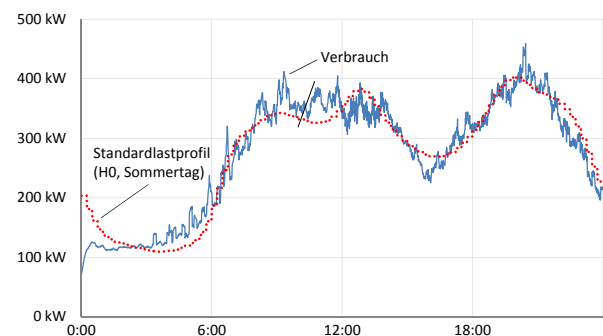


Bild 4 Für 1000 Haushalte simulierte Lastkurve sowie H0-Standardlastprofil für einen Werktag im Sommer

Szenario 1 behandelt die „Vermeidung von Lastspitzen“ mittels Batteriespeichern für eine Community von 1000 Haushalten. Das in **Bild 5** dargestellte Ergebnis zeigt, dass für eine 20%-ige Spitzenlastreduktion (459284W → 367427W) bereits 23 Batteriespeicher ausreichen, d.h. nur 2,3% der Haushalte mit jeweils einem Batteriespeicher ausgerüstet werden müssten. Erwähnenswert hierbei ist,

dass nicht die Kapazität der Batteriespeicher, sondern die maximale Entladeleistung der begrenzende Faktor ist.

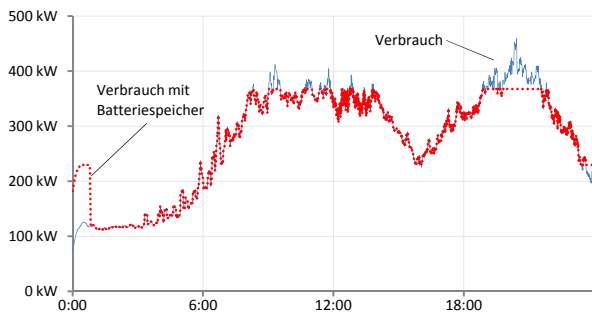


Bild 5 Simulation der Lastkurve für 1000 Haushalte und 23 Batteriespeicher mit 20% Spitzenlastabsenkung

Im Vergleich wird in Szenario 2 das gleiche Thema „Vermeidung von Lastspitzen“ mit DSI angegangen. Wiederum wurde der Verbrauch von 1000 Haushalten zugrundegelegt. Gemäß **Bild 6** ist bei Einbeziehung von 50% aller Wasch-, Spülmaschinen und Wäschetrockner eine Spitzenlastreduktion von 10% (459284W → 413356W) allein durch DSI erreichbar.

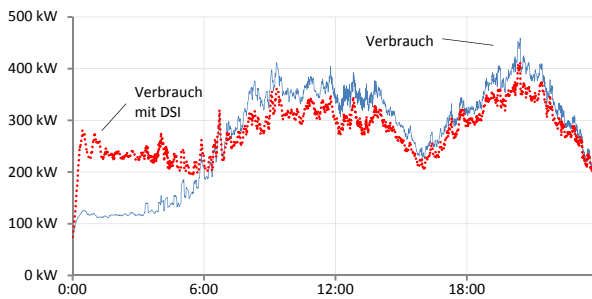


Bild 6 Simulation der Lastkurve für 1000 Haushalte und 50% DSI mit 10% Spitzenlastabsenkung

Szenario 3 für die „Vermeidung von Lastspitzen“ kombiniert nun Batteriespeicher und DSI. Das Ergebnis für 1000 Haushalte und 20% Spitzenlastreduktion (459284W → 367427W) zeigt **Bild 7**. In diesem Anwendungsfall sind 18 Batteriespeicher (1,8%) und 20% DSI notwendig.

Insgesamt zeigt sich in den Szenarien 1 bis 3, dass Batteriespeicher für die Spitzenlastreduzierung besonders wirksam sind.

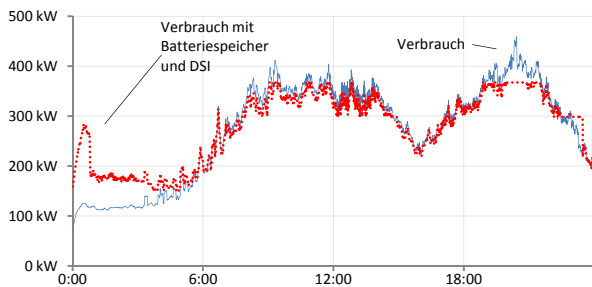


Bild 7 Simulation der Lastkurve für 1000 Haushalte, 18 Batteriespeicher und 20% DSI mit 20% Spitzenlastabsenkung

Ein zweiter Schwerpunkt in Tabelle 1 ist die „Vermeidung von Überlastung der Netzbetriebsmittel“. Dies wird in den folgenden Szenarien 4 und 5 konkret am Beispiel der Leistungsbelastung eines Ortsnetztransformators behandelt. Dabei werden bezüglich des Verbrauchs 50 Haushalte mit 102 Personen (20 1-, 17 2-, 6 3-, 5 4- und 2 5-Personen-Haushalte) pro Ortsnetzstation zugrunde gelegt. Zudem speisen 22 PV-Anlagen mit jeweils 4kWp ein. D.h., es wird von einer Ortsnetzstation auf dem Land mit einer sehr hohen PV-Konzentration ausgegangen, 44% der Haushalte haben eine PV-Anlage. Dies führt dazu, dass um die Mittagszeit ca. das Doppelte (-71649W) der Spitzenlast (35663W) aus den Abendstunden ins Netz eingespeist wird. Geht man davon aus, dass der Ortsnetztrafo so dimensioniert wurde, dass normalerweise 70% Leistung nicht überschritten werden, wäre er durch die PV-Einspeisung zu 140% be- und damit überlastet.

Dem wird in Szenario 4 nach **Bild 8** durch den Einsatz von 10 Batteriespeichern entgegengewirkt. Dies bedeutet, dass durch diese Maßnahme die 40%-ige Überlastung auf 0% zurückgefahren werden kann. Dazu müssen 20% der Haushalte bzw. näherungsweise die Hälfte der PV-Anlagen mit je einem Batteriespeicher ausgestattet werden.

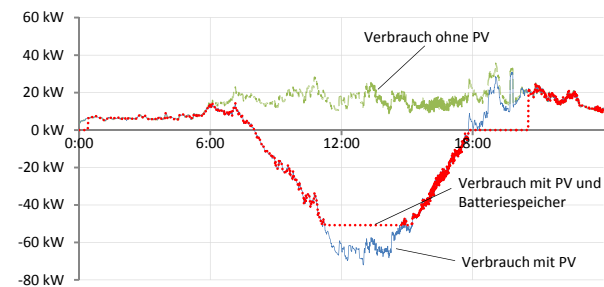


Bild 8 Simulation der Leistungskurve für 50 Haushalte, 22 PV-Anlagen und 10 Batteriespeicher an einer Ortsnetzstation

Szenario 5 gemäß **Bild 9** liefert das gleiche Endergebnis durch Kombination von 8 Batteriespeichern und 24% DSI.

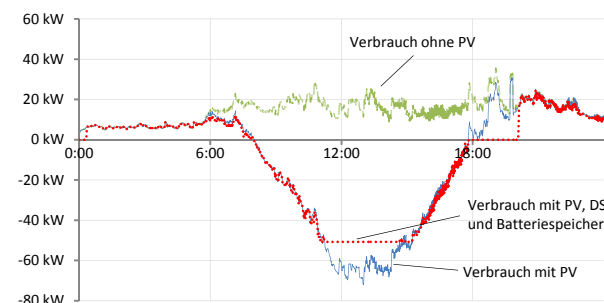


Bild 9 Simulation der Leistungskurve für 50 Haushalte, 22 PV-Anlagen, 8 Batteriespeicher und 24% DSI an einer Ortsnetzstation

Auch in den Szenarien 4 und 5 zeigt sich wiederum die besondere Wirksamkeit des Einsatzes von Batteriespei-

chern mit dem Nachteil der zusätzlichen Kosten, wobei diese aber zumindest zum Teil vorteilhafterweise auch von Elektrofahrzeugen bereitgestellt werden können.

Weitere in Tabelle 1 genannte Anwendungsfälle greifen die Themen Energiesparen und CO₂-Reduzierung auf. Hier könnten z.B. über die Community gelieferte Daten zum Energieverbrauch vergleichbarer Haushalte, zu CO₂-Äquivalenten der aktuell bezogenen Energie, zu Möglichkeiten der energetischen Modernisierung, Effizienz und Optimierung sowie zu Fördermöglichkeiten und Prämien (vgl. z.B. Aktivitäten der Stadt Frankfurt) in der Community gestreut und in der Folge wirksam werden. Darüber hinaus könnten spezielle Subcommunities von Nutzern, Herstellern und Serviceanbietern von Elektrofahrzeugen sowie dem Verteilnetzbetreiber deren Einführung und Handhabung erleichtern.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Mit dem Konzept der personalisierten Dienste und vor allem der P2P-vernetzten Energie-Community wird eine neue und sehr leistungsfähige Lösung für das Smart Home und vor allem den Smart Market im Bereich des Verteilnetzes vorgestellt und durch erste Simulationsergebnisse bestätigt. Vorteile zeichnen sich nicht nur für die Kunden, sondern für alle Teilnehmer an der Wertschöpfungskette ab. Weitere Untersuchungen, u.a. zu den verschiedenen Anwendungsszenarien und gegenseitigen Abhängigkeiten, aber auch zur Wirtschaftlichkeit und vor allem zu Sicherheit und Datenschutz sind noch notwendig.

Das dieser Publikation zugrunde liegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) unter dem Förderkennzeichen 17018A/B11 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

6 Literatur

- [1] Köhler-Schute, C.: Smart Grids. Aus „Smart Grids – Die Energieinfrastruktur im Umbruch“. KS-Energy-Verlag, Januar 2012, S. 16-43
- [2] Bundesnetzagentur; „Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn, Dezember 2011
- [3] Grönner, J.: „Smart Country“. 4. Göttinger Energietagung „Dezentralisierung und Netzausbau“, 22.-23.03.2012
- [4] www.regmodharz.de
- [5] Tröschel, M.: Aktive Einsatzplanung in holonischen Virtuellen Kraftwerken. Dissertation Universität Oldenburg, 02.11.2010
- [6] Stiegler, M.; Klöcker, P.; Wrede, S.: Zukünftige Herausforderungen und Lösungsansätze für Mittel- und Niederspannungsnetze – Erfolgsfaktor Automatisierung. Aus „Smart Grids – Die Energieinfrastruktur im Umbruch“. KS-Energy-Verlag, Januar 2012, S. 44-54
- [7] Graßmann, N.; Kreibich, C.: Energierechtliche Rahmenbedingungen für Smart Grids. Aus „Smart Grids – Die Energieinfrastruktur im Umbruch“. KS-Energy-Verlag, Januar 2012, S. 116-126
- [8] Gutzwiller, R.; Koch, S.; Meier, D.; Wiederkehr, M.: Lokales Lastmanagement – Stromverbrauch sinnvoll mit der Erzeugung koordinieren. Bulletin SEV/AES 22/23 2008, S. 9-13
- [9] Weidlich, Anke et al.: Smart Houses Interacting with Smart Grids to achieve next-generation efficiency and sustainability. Deliverable D5.5 EU project Smart House/Smart Grid, 31.10.2011
- [10] www.connected-living.org/ziele/sercho_technologie/
- [11] Hauser, Eva et al.: Modellstadt Mannheim – Arbeitspaket 5: Untersuchung des technischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens. BMWi-Projekt im Rahmen E-Energy, 05.07.2011
- [12] www.smarthouse-smartgrid.eu/
- [13] Kamper, A.: Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, 27.07.2009
- [14] www.ecs.hs-osnabrueck.de/e-schema.html
- [15] Steinheimer, M.; Trick, U.; Ruhrig, P.: Energy communities in Smart Markets for optimisation of peer-to-peer interconnected Smart Homes. Proc. CSNDSP 2012, Poznan, 18.-20.07.2012
- [16] Trick, U.; Steinheimer, M.; Ruhrig, P.; Tönjes, R.; Hölker, D.; Fischer, M.: Herausforderungen an die Kommunikationstechnik im Smart Home/Grid. VDE/ITG Fachtagung Mobilkommunikation 2012, Osnabrück, Mai 2012
- [17] Lehmann, A.; Eichelmann, T.; Trick, U.; Lasch, R.; Ricks, B.; Tönjes, R.: TeamCom: A Service Creation Platform for Next Generation Networks. Proc. of ICIW 2009, Venice, pp. 12-17
- [18] Eichelmann, T.; Fuhrmann, W.; Trick, U.; Ghita, B.: Discussion on a framework and its service structures for generating JSLEE based value-added services. Proc. of ITA 2011, Wrexham, pp. 169-176
- [19] Lehmann, A.; Fuhrmann, W.; Trick, U.; Ghita, B.: New possibilities for the provision of value-added services in SIP-based peer-to-peer networks. Proc. of SEIN 2008, Wrexham, pp. 167-176
- [20] Statistisches Bundesamt: Bauen und Wohnen – Mikrozensus – Zusatzerhebung 2010. Fachserie 5, Heft 1, April 2012
- [21] Hölker, D.: e-SCHEMA - Simulation. Int. Bericht, Hochschule Osnabrück, 23.08.2012
- [22] E.ON Mitte: Normierte Standardlastprofile H0, L0-L2, G0-G6 für Hessen. E.ON Mitte AG, 2011
- [23] Alves, A.: OSGi in Depth. Manning, 2011
- [24] Stoica, I. et al.: Chord: A Scalable Peer-to-peer Lookup Service for Internet Applications. IEEE/ACM Transactions on Networking, Vol. 11, Issue 1, 2003, pp. 17-32