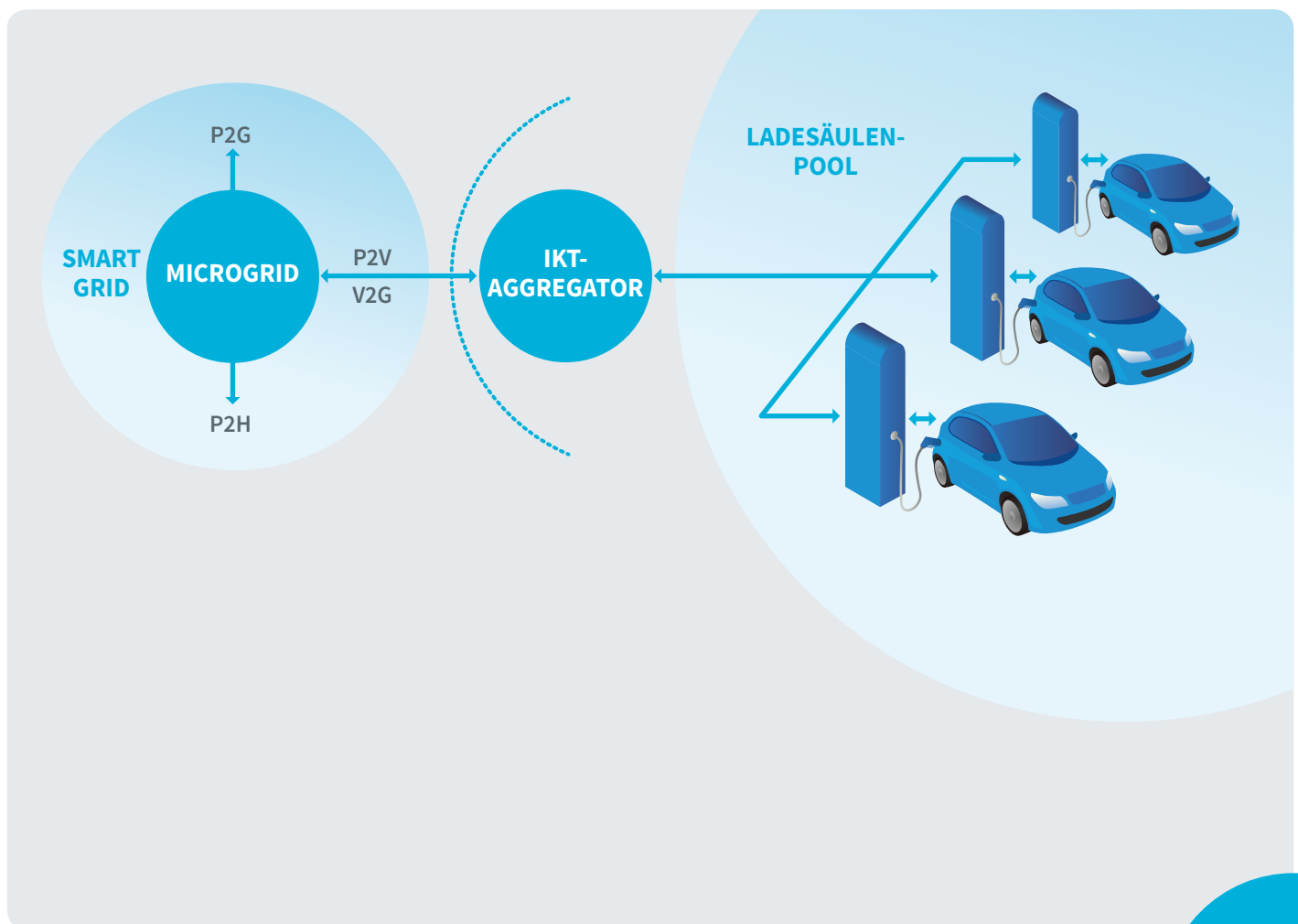


Microgrids und Elektromobilität in der Praxis: **Wie Elektroautos das Stromnetz stabilisieren können**

Workshop | 21. bis 22.04.2015 | BTU Cottbus-Senftenberg



Titel Microgrid (autarke Teilmenge eines Smart Grids) kommuniziert bidirektional (Power to Vehicle; Vehicle to Grid) über IKT-Aggregator mit dem Ladesäulenpool. Eigene Darstellung auf Grundlage von Blasius Chart 3.

Inhalt

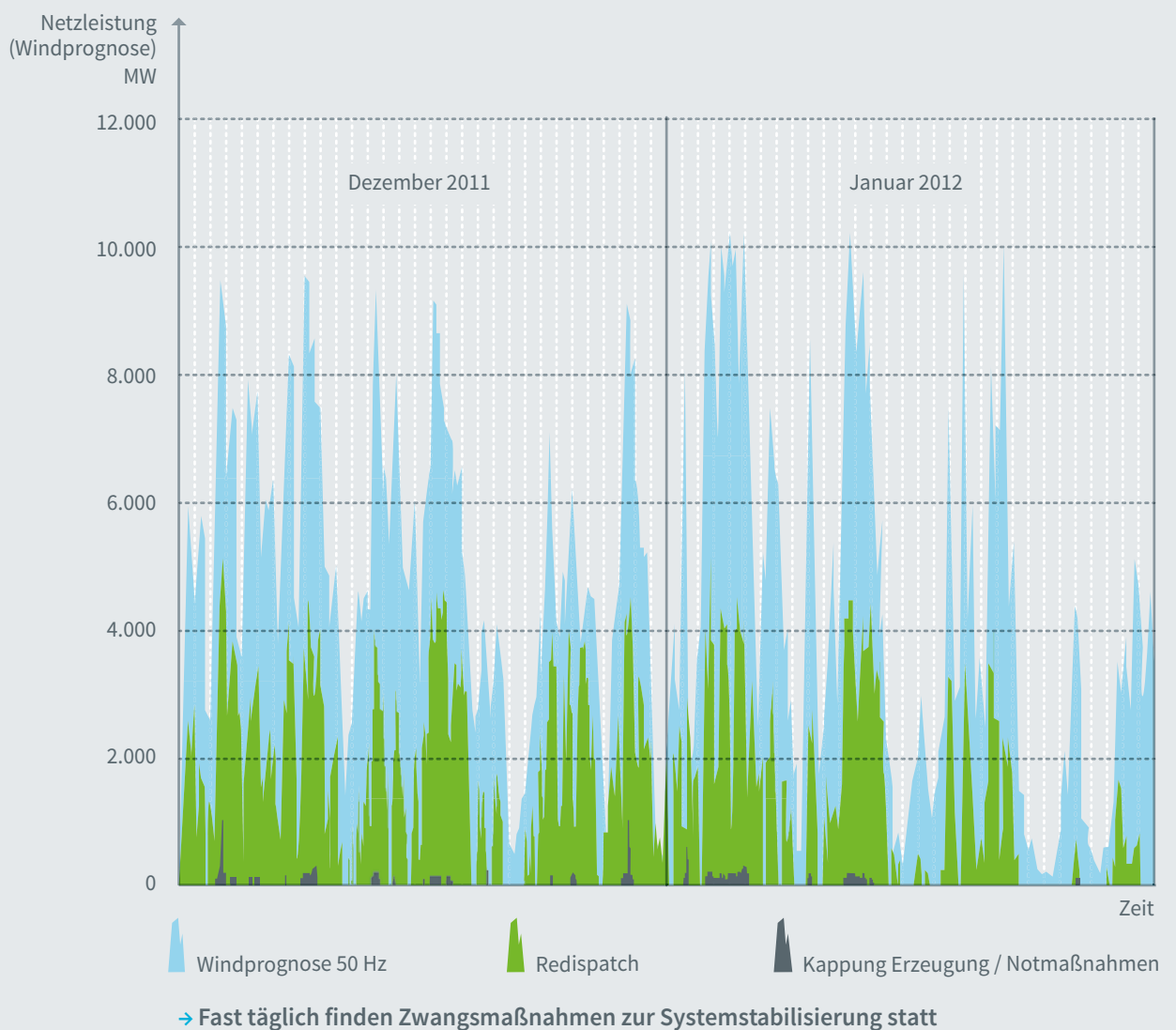
Inhalt	I
Einleitung	1
Wie Elektroautos das Stromnetz stabilisieren können	2
Der zunehmende Zwang zur Systemstabilisierung	2
Die potentielle Pufferkapazität von Elektroautos	3
Experimentierfeld Microgrid	4
Ein Reallabor der Energiewende	5
Der Strommarkt braucht die Elektromobilität	6
Anhang	A
Abbildungsverzeichnis	A
Impressum	B

Darstellung in A01: Für die grün markierten Strommengen gab es zu den dargestellten Zeiten im Nordosten Deutschlands keine Abnehmer. In einem Redispatch mussten konventionelle Kraftwerke im Nordosten zurückgefahren und in anderen Regionen Deutschlands hochgefahren werden, denn die Stromleitungen, über die der Überschuss hätte abfließen können, waren an ihrer Belastungsgrenze. Dunkelgrau markiert sind die Strommengen, die durch Abschaltung von EE-Anlagen eingespart werden mussten.

Einleitung

Wissen weiterzugeben, Erfahrungen auszutauschen und über den Horizont der eigenen Branche und Fachdisziplin hinauszudenken – diese Gelegenheit nutzten die 30 an diesem Workshop teilnehmenden Experten mit Gewinn. Sie lernten viel voneinander und knüpften wichtige Kontakte, um gemeinsam tragfähige Lösungen für die Verbindung von Energieversorgung und Elektromobilität zu entwickeln.

A01: Redispatch Winter 2011/2012.
Eigene Darstellung nach dem Webinar von Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz, BTU Cottbus-Senftenberg. Quelle: <https://www.youtube.com/watch?v=6syrUqzu104> (bei Minute 8:40).



Wie Elektroautos das Stromnetz stabilisieren können

Der zunehmende Zwang zur Systemstabilisierung

Zuviel Energiezufuhr ist für die Stabilität eines Stromnetzes genauso gefährlich wie zuwenig. Deshalb müssen dessen Betreiber Stromangebot und -nachfrage ständig miteinander in Einklang bringen. Früher war das einfach: Denn die Bereitstellung konventionell erzeugter Energie ist gut planbar und lässt sich über die Auslastung der entsprechenden Kraftwerke zuverlässig steuern. Für Energie aus erneuerbaren Quellen gilt das nicht. Sie stammt zum allergrößten Teil aus Wind und Sonne. Ihre Verfügbarkeit hängt vom Wetter ab, das sich nicht sicher prognostizieren lässt. Selbst bei guter Prognose ist sie manchmal extrem schwer zu steuern. So kann zum Beispiel ein Wintersturm mehr als 200 Gigawattstunden überschüssige Windenergie mit sich führen, die nicht ohne weiteres gespeichert, abtransportiert oder verbraucht werden kann.

Bundesweit wird die Stromversorgung bereits heute (Stand Anfang 2015) zu 27 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen (EE) gespeist, bis 2020 sollen es etwa 40 Prozent sein. In Ostdeutschland wird die Durchdringung mit EE-Strom dann voraussichtlich schon 100 Prozent betragen. Gleichzeitig wird aber dort wegen des geringen Industrieanteils relativ wenig Strom verbraucht. Geographisch gesehen ist die Stromnachfrage nicht unbedingt dort, wo das Angebot ist. Das bringt das Leitstellenpersonal der Stromnetzbetreiber immer häufiger in Situationen, in denen es oft innerhalb von Minuten Maßnahmen zur Systemstabilisierung zu ergreifen hat. Dann muss es entweder nur den Einsatzplan zur Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken durch deren Herauf- oder Herunterfahren in einem „Redispatch“ kurzfristig ändern oder zusätzlich EE-Anlagen ab- oder zuschalten (Abbildung A01). Der Netzbetreiber 50 Hertz verzeichnete in den vergangenen Jahren jeweils zwischen 200 und 250 solcher Gefährdungstage.

Auch wenn die Wetterprognosen zuverlässig sind und keine Extremwetterlagen auftreten, müssen die Netzbetreiber wegen des hohen EE-Anteils mit unplanbaren Leistungsgradienten rechnen, die innerhalb einer Viertelstunde eine Größenordnung von +/- einem Gigawatt erreichen und sofort ausbalanciert werden müssen. Ein Netzausbau für den raschen Abbau solcher Gradienten ist deshalb ebenso dringlich wie die Schaffung neuer Speicherkapazitäten.

Die potentielle Pufferkapazität von Elektroautos

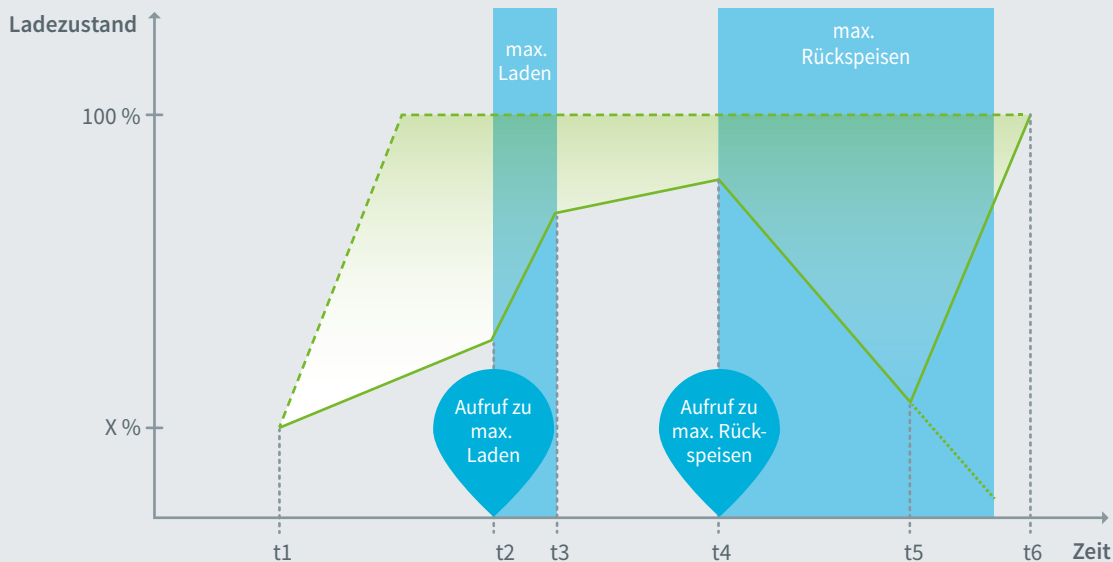
Die Batterien von Elektroautos könnten dazu beitragen, solche Speicherkapazitäten zu schaffen, wenn sie intelligent mit dem Stromnetz verbunden sind. Das zeigt folgendes Beispiel: Nehmen wir an, fünf Prozent aller Fahrzeuge in Ostdeutschland seien Elektrofahrzeuge und jedes habe eine 20kWh-Batterie. Die Hälfte dieser 500.000 Fahrzeuge sei ans Stromnetz angeschlossen. Dort laden sie normalerweise während der Arbeitszeit oder über Nacht mit einer geringen Leistung von zwei bis vier Kilowatt. Falls der Netzbetreiber Bedarf anmeldet, können sie mit einer weitaus höheren Leistung von 20 kW geladen oder entladen werden. Dann stünde dem Netzbetreiber für die Dauer von 30 bis 60 Minuten eine positive oder negative Regalleistung von insgesamt vier bis fünf Gigawatt als Puffer zur Verfügung – mehr als genug, um plötzlich auftretende Netzschwankungen ausgleichen zu können.

Wie sich das auf den Ladevorgang eines einzelnen Elektrofahrzeugs auswirkt, veranschaulicht Abbildung A02.

Drei Bedingungen müssen erfüllt sein, um Elektrofahrzeuge auf diese Art als bidirektionale Pufferspeicher einzusetzen:

- die Batterien der Fahrzeuge müssen rückspeisefähig sein,
- die Leitstelle des Netzbetreibers muss jederzeit IKT-vermittelt mit jedem Elektrofahrzeug in Verbindung treten und auf schnelles Laden oder Rückspeisen umschalten können,
- die Leitstelle muss die Voreinstellungen jedes Fahrzeugs berücksichtigen und den Wünschen des jeweiligen Nutzers stets Vorrang geben (z. B: „Heute um 18 Uhr will ich aus dem Büro 40 Kilometer weit nach Hause fahren und bis dahin darf die Batterie nicht unter 20 Prozent entladen werden.“)

Der prinzipielle Nachweis, wie sich der Stromfluss aus dem Netz in ein Elektroauto und zurück je nach Bedarf so über eine Leitstelle steuern lässt, dass das Fahrzeug zum netzdienlichen Energiespeicher werden kann, gelang 2013 erstmals im Projekt „e-SOLCar“, bei dem die Brandenburgische Technische Universität (BTU) Cottbus-Senftenberg mit German E-Cars, Siemens und Vattenfall kooperierte. Im weiteren Verlauf des Projekts dehnte die BTU – unterstützt von ihren Partnern – den „Proof-of-Concept“ auf ihren gesamten Elektrofahrzeugpool aus. Sie integrierte die Fahrzeuge mitsamt deren Ladeinfrastruktur in ein Microgrid auf dem Campus der Universität.



Erforderlich sind:

- Kommunikation Übertragungsnetz – Fahrzeug
- Umbau des Fahrzeuges auf Rückspeisung
- Abstimmung Nutzervorgaben – Netzaufrufe

A02: Möglicher Beitrag von Elektrofahrzeugen zur Netzstabilisierung. Eigene Darstellung nach dem Webinar von Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz, BTU Cottbus-Senftenberg. Quelle: <https://www.youtube.com/watch?v=6syrUqzu10> (bei Minute 20:30).

Experimentierfeld Microgrid

Ein Microgrid ist nicht über seine Größe definiert, sondern über seine Funktion. Es kann einen Häuserblock, aber auch eine ganze Gemeinde oder das Werksgelände eines Chemieunternehmens umspannen. Entscheidend ist, dass es sich um ein begrenztes, autarkes und intelligentes Stromnetz handelt. Es ist zwar in der Regel an ein überregionales Netz bzw. Smart Grid gekoppelt, kann die Verbindung zu diesem aber sofort kappen, wenn die Sicherheit der lokalen Versorgung es erfordert und ein Stromausfall verhindert werden soll. Für die Erforschung der Zusammenhänge zwischen Energieversorgung und Elektromobilität sind inselnetzfähige Microgrids ein ideales Experimentierfeld.

Das Microgrid auf dem Campus der BTU bestand aus folgenden Komponenten:

- einer 1000 Quadratmeter großen Photovoltaikanlage mit einer Leistungsspitze von 120 Kilowatt,
- einem stromgeführten, blindleistungsfähigen Mini-Blockheizkraftwerk (BHKW – 40 kW thermische/28 kW elektrische Leistung),
- einem Großbatteriespeicher mit einer Kapazität von 2 MWh, wovon 0,5 MWh nutzbar sind.

Darstellung in A02: Ein Elektrofahrzeug, das zum Zeitpunkt t1 langsam zu laden beginnt, wird im Zeitraum t2–t3 von der Netzleitstelle zu maximal schnellem Laden aufgefordert. Zum Zeitpunkt t4 wird es zu maximalem Rückspeisen ins Netz aufgefordert, unterbricht diesen Vorgang jedoch bei t5, um zum Zeitpunkt t6 seinem Nutzer wunschgemäß zur Verfügung zu stehen.

Eine zentrale Mess-, Regel- und Leittechnik, die eine variable Master-Slave-Regelung der Erzeuger und Speicher ermöglicht, bindet 15 Ladesäulen à 22 kW (max. Anschlussleistung 110 kW) ein. Als Stromverbraucher bzw. mobile Speicher docken dort 15 elektrisch umgerüstete Opel Corsa-Fahrzeuge (Cetos)¹ an. Die Voreinstellungen der jeweiligen Nutzer (z. B. Wunschladung, Abfahrtszeit) werden über ein gegenüber DIN 61851-1 erweitertes Kommunikationsprotokoll vom Fahrzeug zur Ladesäule übertragen.

Die intelligente Verknüpfung der beiden Leitsysteme von Microgrid und Ladesäulenpool über einen Aggregator in diesem Versuchsaufbau resultierte in einem Energiemanagement, das ökonomische, ökologische und netzdienliche Determinanten gleichermaßen einbezieht. Es vermeidet Spitzenlasten im Ladepark und hält Kapazitäten für überschüssige erneuerbare Energie vor. Es ermöglichte die Entwicklung einer prototypischen Lade-App für die Nutzer der Fahrzeuge. Die gewonnenen Erkenntnisse werden zukünftig auch helfen, Ladeparks so bedarfsgerecht wie möglich zu gestalten und damit Kosten zu sparen sowie aggregierte Ladepark-Pools zu bilden.

Ein Reallabor der Energiewende

An diesen Erfolg von e-SolCar und dem Cottbuser Microgrid knüpft mit „Smart Capital Region“ eines der Kernprojekte des Schaufensters Berlin-Brandenburg an. Es will ein Konzept dafür entwickeln, die überschüssigen regenerativen Energien aus Brandenburg radial nach Berlin zu leiten und damit mittelfristig eine nachhaltige Strom- und Wärmeversorgung der Hauptstadt zu verwirklichen. Das erfordert von den beteiligten Stromversorgern und Netzbetreibern eine realistische Prognose der zukünftigen Relation zwischen Last und Erzeugung in Berlin und Brandenburg. Von den Wissenschaftlern der BTU erfordert es im Microgrid eine präzise Modellierung und Simulation des Zusammenspiels jener technischen Komponenten, die später im Versorgungskonzept der Hauptstadtregion in viel größerem Maßstab benötigt werden. Zu diesem Zweck erweiterten sie das Microgrid um folgende steuerbare Lasten:

1 Insgesamt wurden in dem Projekt „E-SolCar“ 45 Elektrofahrzeuge erprobt, darunter auch 12 umgerüstete Mercedes Sprinter (Plantos) und vier Toyota Highlander; diesen Fahrzeugen standen 77 Ladepunkte zur Verfügung. In rund 10.000 Ladevorgängen „tankten“ sie während der Projektlaufzeit etwa 130 GWh Energie.

- einen Warmwasserspeicher (Elektroboiler – Power to heat),
- einen Elektrolyseur (150 kW – Power to gas),
- ein Absorptionskälteaggregat, das im Sommer aus Wärme Kälte erzeugen kann.

Darüber hinaus wurden 25 Universitätsgebäude mit intelligenten Stromzählern (smart meter) ausgestattet und die Leistung des Mini-BHKW auf 70 kW thermisch / 40 kW elektrisch erhöht.

Zu dem Projekt, das einem Reallabor der Energiewende gleicht, gehören auch zwei Trainingszentren, in denen Netzkonzepte entwickelt und Leitstellenpersonal ausgebildet wird.

Der Strommarkt braucht die Elektromobilität

In seinem im Herbst 2014 vorgelegten Diskussionspapier „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (Grünbuch) benennt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) die Versorgungssicherheit und die Entwicklung der Energiepreise nachdrücklich als zentrale Herausforderungen für die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Deutschland. Dass die Elektromobilität für die Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle spielen kann, haben die Präsentationen und Diskussionen dieses Schaufenster-Workshops eindrucksvoll gezeigt. Technisch sind dafür besonders im Bereich der Netzsteuerung noch hohe Hürden zu meistern, wenn Forschungserfolge flächendeckend umgesetzt werden sollen. Um den Ausbau lokaler intelligenter Netze zu forcieren und bundesweit im Energieversorgungsnetz mehr Intelligenz zu implementieren, bedarf es vor allem einer größeren Flexibilität des Strommarktes.

Individuelle Netzentgelte mit beispielsweise deutlich geringeren Strompreisen bei zeitversetztem Stromverbrauch ermöglichen ein Marktdesign, das die Kunden dazu bewegt, ihre Stromnachfrage intelligent zu verschieben und damit das Lastmanagement zu unterstützen. Auf Anbieterseite wiederum kann ein flexiblerer Strommarkt die Erlöspotentiale schaffen, die für die notwendigen IKT-Investitionen erforderlich sind. Ordnungspolitisch wäre es auch wünschenswert, die Regelungen des Bilanzkreismanagements zu überdenken. Denn deren derzeitige Statik kann die Dynamik in der Flexibilität, wie sie Elektroautos darstellen, nur unzureichend abbilden.

Das Grünbuch des BMWi vermerkt eine Flexibilitätsoption, die Elektroautos für den Strommarkt bieten: „Batterien von Elektroautos können verstärkt in Situationen mit niedriger Residuallast geladen werden“. Darüber hinaus werden rückspeisefähige Elektroautos in Zukunft auch in Zeiten hoher Residuallast – wenn die Nachfrage groß, das Angebot erneuerbarer Energien aber gering ist – immer netzdienlicher sein können. Die dafür notwendigen Voraussetzungen, Instrumente, Rahmenbedingungen und Verhaltensweisen zu entwickeln, ist eine Herausforderung, der sich Wissenschaft, Wirtschaft, Politik, Stromverbraucher und Elektrofahrzeugnutzer stellen müssen. Im Rahmen des Schaufensterprogramms Elektromobilität soll in einem nächsten Schritt das potentielle Zusammenspiel von Strommarkt und Elektroautos in Kooperation mit einer entsprechenden Fakultät aus betriebswirtschaftlicher Sicht beleuchtet und das erarbeitete Wissen Kommunen und Stadtwerken zur Verfügung gestellt werden.

Anhang

Abbildungsverzeichnis

Titel	Microgrid (autarke Teilmenge eines Smart Grids) kommuniziert bidirektional (Power to Vehicle; Vehicle to Grid) über IKT-Aggregator mit dem Ladesäulenpool	
A01:	Redispatch Winter 2011/2012_____	1
A02:	Möglicher Beitrag von Elektrofahrzeugen zur Netzstabilisierung_____	4

Impressum

Herausgeber

Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität (BuW)

Deutsches Dialog Institut GmbH
Eschersheimer Landstraße 223
60320 Frankfurt am Main
Telefon: +49 (0)69 159003-0
Telefax: +49 (0)69 759003-66
info@buw-elektromobilitaet.de
www.schaufenster-elektromobilitaet.org

Verfasser

Detlef Schuman, BridgingIT GmbH

Lektorat

Wissenswort
Joachim Pietzsch

Layout, Satz, Illustration

Medien&Räume | Kerstin Gewalt

Die Konsortialpartner

■ **BridgingIT GmbH**
N7, 5-6 · 68161 Mannheim
www.bridging-it.de



■ **Deutsches Dialog Institut GmbH**
Eschersheimer Landstr. 223 · 60320 Frankfurt am Main
www.dialoginstitut.de



■ **VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.**
Technik & Innovation · Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main
www.vde.com



Kontakt für die Öffentlichkeitsarbeit

Deutsches Dialog Institut GmbH · Eschersheimer Landstr. 223 · 60320 Frankfurt am Main
+49 (0)69 153003-0 · info@buw-elektromobilitaet.de · www.schaufenster-elektromobilitaet.org

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages