

Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems

Dipl.-Ing. Ulrich Reiner, IEH Karlsruher Institut für Technologie (KIT) Deutschland, reiner@ieh.uni-karlsruhe.de
Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried, IEH Karlsruher Institut für Technologie (KIT) Deutschland,
leibfried@ieh.uni-karlsruhe.de

Dipl.-Inform. Florian Allerdig, AIFB Karlsruher Institut für Technologie (KIT) Deutschland, allerdig@kit.edu
Prof. Dr. Hartmut Schmeck, AIFB Karlsruher Institut für Technologie (KIT) Deutschland, schmeck@kit.edu

Kurzfassung

Der Beitrag zeigt die Auswirkungen einer zunehmenden Verbreitung von Elektrofahrzeugen auf reale Verteilnetze. Das Potenzial von Elektrofahrzeugen zur Lastverlagerung im intelligenten Verteilnetz wird anhand einer geeigneten Simulationsumgebung ermittelt. Durch die dezentrale Zwischenspeicherung von regenerativ erzeugtem Strom in Fahrzeugakkus ergeben sich neue Möglichkeiten zur Senkung von Lastspitzen im Verteilnetz.

Abstract

This contribution shows the impact of an increasing quantity of electric vehicles on actual distribution networks. The potential of electric vehicles for load transfers in Smart Grids will be identified using a simulation environment. Distributed storage of renewably generated electrical energy will offer new opportunities for peak demand reduction.

1 Einleitung

Die Bundesregierung strebt in ihrem Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität [1] an, bis 2020 in Deutschland 1 Mio., bis 2030 5 Mio. Elektrofahrzeuge zu betreiben. Viele Fahrzeughersteller reagieren darauf mit großen Entwicklungsanstrengungen, sodass in naher Zukunft mit den ersten in Serie gefertigten Elektrofahrzeugen gerechnet werden kann.

Für die Energietechnik bedeutet die ungesteuerte Aufladung dieser mobilen, elektrischen Speicher im Stromnetz einerseits eine zusätzliche Belastung der Netze und der Erzeugung. Andererseits eröffnet eine intelligente Integration der Fahrzeuge im Netz neuartige Nutzungsmöglichkeiten. Mit einer bidirektionalen Stromnetz- und Kommunikationsanbindung zwischen Netz und Fahrzeug können ungenutzte Akkukapazitäten für Netzdienstleistungen, wie dezentraler Zwischenspeicherung regenerativer Energie zur Lastspitzenglättung und dezentralem Lastmanagement genutzt werden.

Der Energieaustausch zwischen Netz und Fahrzeug kann durch ein dezentrales Energiemanagementsystem gesteuert werden. Das Potenzial, welches sich durch diese Art der intelligenten Integration von Elektrofahrzeugen ergibt, ist in dieser Arbeit untersucht worden.

2 Integration von Elektrofahrzeugen im Verteilnetz

Aufgrund der relativ langen Ladezeiten heutiger Li-Ion Elektrofahrzeugbatterien ist eine Vollaufladung innerhalb weniger Minuten bisher kaum möglich [2,3]. Es ist daher zu erwarten, dass bei der ersten Fahrzeuggeneration die

Aufladung nicht zentral, wie an konventionellen Tankstellen, sondern meist dezentral am Niederspannungsnetz erfolgen wird. Dies kann am eigenen Hausanschluss oder an öffentlich aufgestellten Stromzapfsäulen auf Parkplätzen erfolgen.

2.1 Ungesteuerte Aufladung

Die Aufladung mit Fahrerenergie erfolgt bei der ersten Fahrzeuggeneration noch ungesteuert. Ungesteuert bedeutet hier, dass eine Ladung der Batterien stattfindet, sobald das Fahrzeug mit dem Netz verbunden ist. Die Ladedauer ist abhängig vom aktuellen Ladezustand, der Batterietechnologie/-kapazität und der Netzanschlussleistung. Bei vollständig geladener Batterie endet die Aufladung.

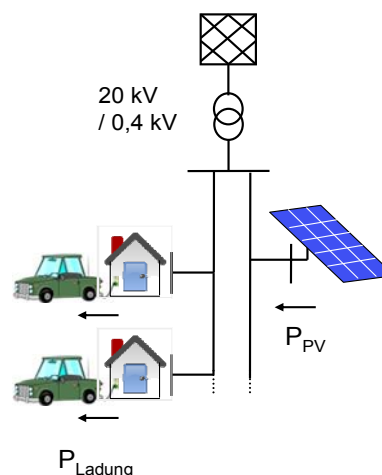


Bild 1 ungesteuerte Aufladung von Elektrofahrzeugen

In Bild 1 ist die Aufladung von Elektrofahrzeugen in einem Ortsnetz schematisch dargestellt. Der Leistungsfluss findet ausschließlich vom Netz zum Fahrzeug hin statt. Eine gezielte Aufladung mit regenerativ eingespeister Energie im Netzabschnitt findet nicht statt.

2.1.1 Auswirkungen auf den Netzlastgang bei ungesteuerter Ladung

Bei zunehmender Verbreitung von Elektrofahrzeugen ist vor allem nachmittags und abends mit einem zeitlich konzentrierten Aufladeverhalten zu rechnen. Die Auswirkung einer hohen Gleichzeitigkeit auf den Lastgang wird im folgenden Szenario dargestellt:

Es wurde die Aufladung von 20 Fahrzeugen in einem Wohngebietsnetz simuliert. Der Netzabschnitt wird über einen Transformator mit einer Scheinleistung von 630 kVA versorgt. Es wird ausschließlich die Wirkleistungsübertragung betrachtet. Die Aufladung findet abends zur Zeit des höchsten Leistungsbezugs dieses Netzabschnitts statt.

Es wird angenommen, dass 70 % der Fahrzeuge seit der letzten Aufladung am Vortag eine Strecke von 50 km zurückgelegt haben, die restlichen 30 % eine Strecke von 25 km. Als Netzanschlussleistung wurde ein dreiphasiger Anschluss mit 10 kW gewählt. In Bild 2 sind der ursprüngliche Tageslastgang, sowie der resultierende Lastgang mit 20 Fahrzeugen dargestellt.

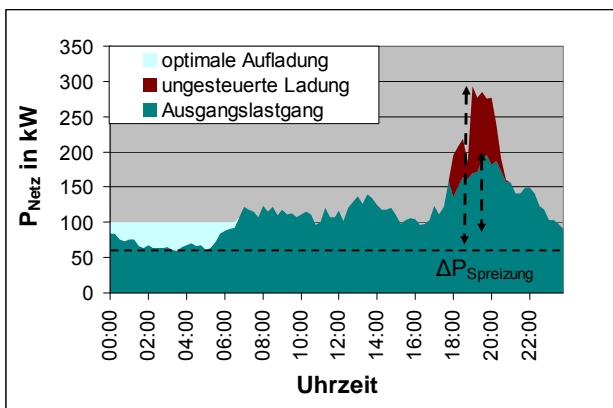


Bild 2 resultierender Lastgang eines Netzabschnitts mit ca. 100 Haushalten bei ungesteuerter/optimaler Aufladung

Bei der ungesteuerten Aufladung erkennt man eine deutliche Erhöhung der Lastgangspreizung, sowie der Spitzenlast:

ungesteuerte Aufladung:	ohne EV	mit EV	Veränderung
$\Delta P_{\text{Spreizung}}$	135 kW	232 kW	+ 72 %
P_{Spitze}	195 kW	293 kW	+ 50 %

optimale Aufladung:	ohne EV	mit EV	Veränderung
$\Delta P_{\text{Spreizung}}$	135 kW	100 kW	-26 %
P_{Spitze}	195 kW	195 kW	0 %

Zum Vergleich wurde die Ladung der 20 Fahrzeuge auf Zeiten niedriger Netzlast verteilt. Dies stellt den optimalen Aufladefall dar. Durch Ladung während der Schwachlastzeit am Morgen kann die Lastspreizung um 26 % reduziert werden, die Spitzenlast bleibt dabei unverändert.

Um sich nicht auf ein Szenario beschränken zu müssen, kann das Varianzband betrachtet werden, in dem sich der resultierende Netzlastgang abhängig von der Gleichzeitigkeit bei der Aufladung bewegen wird. In Bild 3 und 4 werden die Maxima des Varianzbandes eines Tageslastgangs in Abhängigkeit von der Netzanschlussleistung der Fahrzeuge und der Fahrzeugverbreitung (0, 10, 40, 100 %) dargestellt. Eine Verbreitung von 100 % bedeutet hier, dass jedem Hausanschluss ein Fahrzeug zugeordnet ist. Mehrere Fahrzeuge pro Haushalt werden nicht betrachtet. Die obere Grenze des Varianzbandes beschreibt die maximal zu erwartende Netzlast bei 100 % gleichzeitiger Aufladung. Die Auswertung in Bild 3 zeigt, dass bei einer angenommenen Anschlussleistung von 3 kW pro Fahrzeug die resultierende Last jederzeit unterhalb der Nennleistung des Transformators liegen wird, und somit unkritisch ist.

Bei dieser relativ geringen Netzanschlussleistung muss allerdings mit sehr langen Ladezeiten für die Elektrofahrzeuge gerechnet werden. Je nach Akkukapazität sind Ladezeiten von 10 bis 20 h zu erwarten, und somit für tägliche Fahrzeugnutzung nicht optimal.

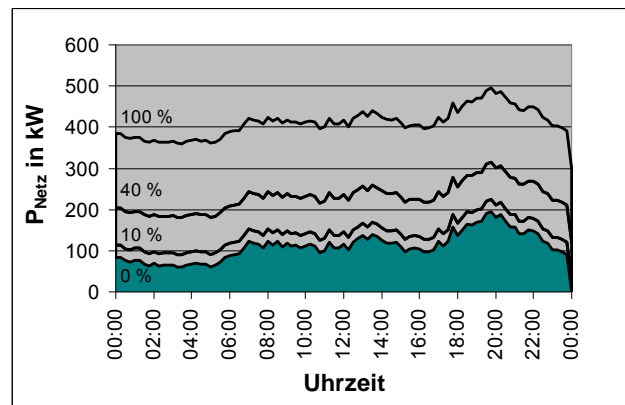


Bild 3 Tageslastgang Ortsnetz, Varianzband bei 0,10,40 und 100% Verbreitung, $P_{\text{Netzanschluss}} = 3 \text{ kW}$

In Bild 4 ist das Varianzband für das gleiche Netz mit einer Anschlussleistung von 10 kW pro Fahrzeug dargestellt. Hieraus wird ersichtlich, dass ab einer Verbreitung von 40 % die Netzlast den Bereich der Nennleistungsgrenze des Transformators erreichen kann. Die ursprüngliche Auslastung ohne Elektrofahrzeuge liegt bei etwa 30 %.

Eine höhere Netzanschlussleistung der Fahrzeuge bedeutet auf der einen Seite mehr Flexibilität für den Nutzer, da schnell Reichweite nachgeladen werden kann. Auf der an-

deren Seite wird in dem betroffenen Netzabschnitt die Netzbelastung erhöht, was im schlimmsten Fall einen teuren Ausbau der Netzinfrastruktur erforderlich macht.

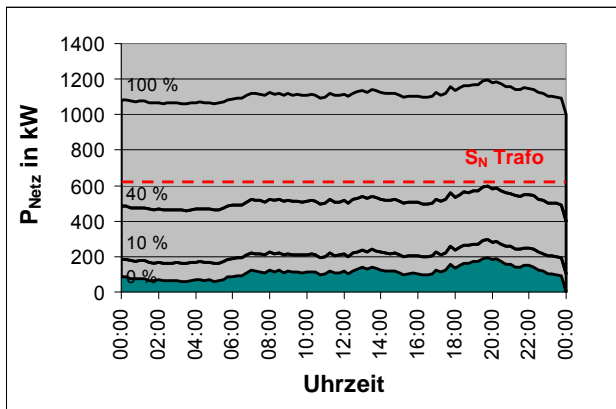


Bild 4 Tageslastgang Ortsnetz, Varianzband bei 0,10,40 und 100% Verbreitung, $P_{\text{Netzanschluss}} = 10 \text{ kW}$

Ein intelligentes Integrationskonzept kann die zusätzliche Belastung durch Ladung von Elektrofahrzeugen reduzieren.

2.2 Intelligente Integration

Ein Integrationsansatz zukünftiger Elektrofahrzeuge in ein intelligentes Verteilnetz ist schematisch in Bild 5 dargestellt. Ein Energiemanagementsystem (EMS) kommuniziert mit den Elektrofahrzeugen eines Netzabschnitts und überwacht die auftretenden Lastflüsse durch verteilte Messstellen. Dazu können zukünftig intelligente Stromzähler verwendet werden, die aktuelle Messwerte über Schnittstellen anbieten. Die Fahrzeuge sind bidirektional an das Stromnetz angebunden, damit wird eine Rückspeisung aus dem Fahrzeugakku ins Netz möglich. Das EMS koordiniert den Energieaustausch zwischen Fahrzeugen und Netz und überwacht regenerative Einspeiser.

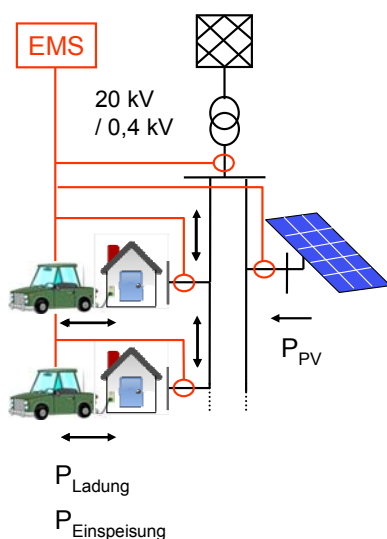


Bild 5 Intelligente Integration: Bidirektionale Anbindung der Fahrzeuge

Die Elektrofahrzeuge im Netz stellen in diesem Ansatz dezentrale, elektrische Speicher und steuerbare Verbraucher dar, die gezielt zur Beeinflussung des Netzlastgangs verwendet werden können. Die Aufladung mit Fahrenergie kann gezielt zu Schwachlastzeiten erfolgen. Des Weiteren kann überschüssige regenerative Energie in den Fahrzeugen zwischengespeichert und bei Anstieg des Verbrauchs rückgespeist werden, um Lastspitzen zu senken.

3 Simulation einer intelligenten Netzintegration von Elektrofahrzeugen

Zur Untersuchung des Potenzials von Elektrofahrzeugen als dezentrale Speicher und steuerbare Verbraucher im Niederspannungsverteilstromnetz wurde eine geeignete Simulationsumgebung entwickelt. Als Eingangsgröße dienen Netzdaten realer Verteilnetze und deren gemessene Tageslastgänge, sowie die Einspeiseleistungen lokaler Photovoltaikanlagen.

Die Anzahl der simulierten Elektrofahrzeuge, die Anschlussleistung und Speicherkapazität sind variabel. Die Simulationsumgebung berücksichtigt außerdem das individuelle Fahrverhalten der simulierten Elektroautos über den Tagesverlauf.

Das realisierte Energiemanagementsystem steuert den Energieaustausch zwischen Fahrzeug und Netz. Für das Lastmanagement kann Energie in den Fahrzeugakkus geladen und wieder ins Netz eingespeist werden.

In der Simulationsumgebung werden zwei Arten von Energieaustausch zwischen Fahrzeugen und Netz unterschieden:

3.1 „Fahrenergie“

Ein verbreitetes Ladekonzept sieht eine Vorausplanung der Fahrenergie vor, welche bis zu einem wählbaren Abfahrtszeitpunkt in der Fahrzeugbatterie gespeichert sein soll. Dadurch ergeben sich Freiheitsgrade, die bei der Koordination der einzelnen Ladevorgänge genutzt werden können. Das Energiemanagementsystem ist damit in der Lage, die Fahrzeuge in ihrem Netzabschnitt als steuerbare Verbraucher aktiv in das Lastmanagement einzubinden.

Die Vorausplanung der Fahrenergie muss nicht zwingend durch den Fahrzeugnutzer direkt erfolgen, stattdessen kann das Fahrzeug das Fahrverhalten „beobachten“ und selbstständig die benötigte Fahrenergie abschätzen.

Ein vollständig geladener Akku ist gerade für alltägliche Pendler- oder Einkaufsfahrten nicht immer erforderlich, die restliche freie Akkukapazität kann für Netzdienstleistungen genutzt werden. Ein Sicherheitspuffer für unvorhergesehene Fahrstrecken stellt die Flexibilität des Fahrers sicher. Bei bevorstehenden größeren Fahrstrecken kann der Fahrer eine Vollauffüllung buchen, mit der die komplette Fahrzeugreichweite erzielt werden kann.

3.2 „Spotenergie“

Neben der oben genannten Fahrenergie soll Spotenergie zwischen Netz und Fahrzeug ausgetauscht werden. Diese Energie wird für die Verrichtung von Netzdienstleistungen verwendet. Bei einem Überangebot im Netz (hohe regenerative Einspeisung, geringe Netzauslastung) können die Fahrzeuge angewiesen werden, Spotenergie aufzunehmen. Die zwischengespeicherte Energie kann netzstützend zur Glättung von Lastspitzen eingespeist werden. In Zukunft ist es ebenfalls vorstellbar, freie Fahrzeugkapazitäten gebündelt zur Teilnahme am Strommarkt zu verwenden. Eine strikte Trennung von Spot- und Fahrenergie ist notwendig. Damit wird ausgeschlossen, dass Fahrzeuge über die gebuchte Fahrenergie hinaus entladen werden.

3.3 Energiemanagementsystem

Mithilfe des simulierten Energiemanagementsystems (EMS) können verschiedene Lastmanagement Konzepte untersucht werden. Neben der reinen Aufladung von Fahrenergie zu günstigen Ladezeitpunkten können mit dem System die Zwischenspeicherung regenerativer Energie und diverse Lastglättungsstrategien untersucht werden. Zur Koordination der Fahrenergieladung werden Lastprognosen für den betrachteten Netzabschnitt verwendet.

4 Ergebnisse der Simulationsumgebung

Für die Simulation wurde ein reales Ortsnetz mit geöffneter Ringstruktur modelliert. Etwa 100 Hausanschlüsse werden über Niederspannungsfreileitungen strahlenförmig versorgt. Der Ortsnetztransformator in diesem Netz weist eine Nennleistung von 400 kVA auf.

Im Netz werden 20 Elektrofahrzeuge simuliert, die dreiphasig mit 10 kW Netzanschlussleistung am Netz angebunden sind. Der Nennenergiegehalt der Fahrzeuge liegt bei 20 kWh, was eine Reichweite zwischen 100 – 140 km ermöglicht [4]. Die Fahrzeuge weisen unterschiedliche Fahrprofile auf. In Summe werden die Fahrzeuge in diesem Szenario mit einer Fahrenergie für 750 km Gesamtreichweite geladen. Für jedes Fahrzeug ergibt sich damit eine Reichweite von 37,5 km, was etwa der durchschnittlichen täglichen Fahrstrecke in Deutschland entspricht [5, 6].

Zusätzlich wurden in dem Netz mehrere Photovoltaikanlagen (PV) simuliert. Die Gesamtleistung beträgt 40 kWp. Diese Leistung entspricht ca. 8 Dachanlagen. Der zu Grunde gelegte Netzlastgang und der Einspeiselastgang wurden am gleichen Tag aufgenommen (im Monat August).

4.1 Fahrenergieladung und Aufnahme regenerativer Energie zur Lastspitzenglättung

In einer ersten Untersuchung wurde die photovoltaische Einspeisung im Netz simuliert, und die Veränderung des Ausgangslastgangs aufgezeichnet (Bild 6). Bis 6 Uhr mor-

gens ist der Leistungsbezug aus dem Netz am geringsten. Mittags und abends treten die Tagesspitzen auf.

Der resultierende Lastgang verläuft mittags, im Vergleich zum Ausgangslastgang, flacher. Die Leistungsspitzen sind um den Betrag der Einspeisung vermindert, jedoch deutlich ausgeprägt. Die Tagesspitzen am Abend bleiben unverändert, da keine Einspeisung mehr stattfindet.

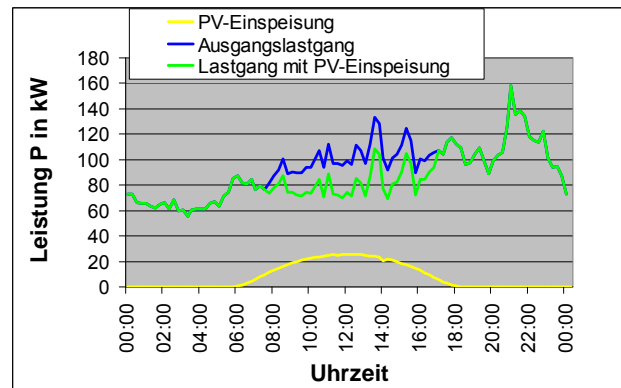


Bild 6 Netzlastgang ohne/mit photovoltaischer Einspeisung

Im nächsten Szenario wurden 20 Fahrzeuge im Netz, mit vorgegebenem Fahrprofil, simuliert. Die Be- und Entladung der Fahrzeuge wird vom EMS gesteuert. Es wurde ermittelt, welchen Beitrag die Fahrzeuge zur Lastspitzenglättung leisten können. Dazu wird Spotenergie in Form von überschüssiger regenerativer Energie aufgenommen, und bei Bedarf rückgespeist. Mit den Fahrzeugen am Netz sollen die Lastspitzen auf eine definierte Grenznetzlast $P_{\text{Soll}}=100$ kW reduziert werden.

In Bild 7 ist das Ergebnis der Simulation dargestellt. Der blaue Verlauf zeigt den Ausgangslastgang des Netzes, ohne Fahrzeugladung und photovoltaischer Einspeisung. Die Fahrenergieladung (rot) findet ausschließlich zwischen 0 und 7 Uhr morgens statt. Diese optimierten Aufladezeiten wurden vom Energiemanagementsystem anhand der Lastprognose ermittelt.

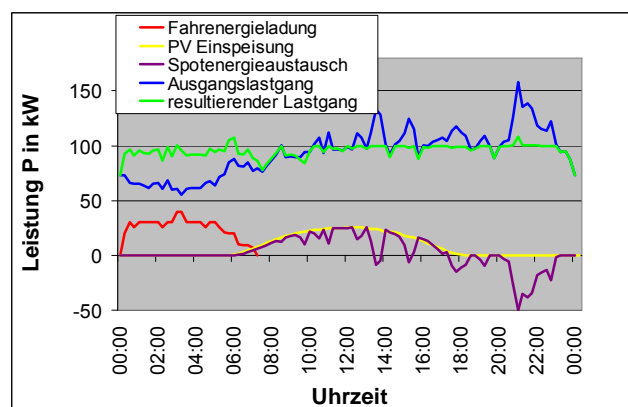


Bild 7 Simulation von 20 Fahrzeugen: Lastspitzenglättung $P_{\text{Soll}}=100$ kW

	ohne EV	mit EV	Veränderung
$\Delta P_{\text{Spreizung}}$	103 kW	35 kW	- 66 %
P_{Spitze}	158 kW	108 kW	- 32 %

In gelb wird der Verlauf der photovoltaischen Einspeisung über den Tag dargestellt. In Abhängigkeit von der momentanen Netzlast findet eine Zwischenspeicherung überschüssiger PV-Leistung in den Fahrzeugbatterien statt. Der resultierende Lastgang (grün) zeigt, dass die Schwachlastzeit am Morgen sehr gut für die koordinierte Ladung mit Fahrenergie genutzt werden kann. Des Weiteren kann mit der tagsüber zwischengespeicherten regenerativen Energie eine fast vollständige Glättung des Netzlastgangs am Abend erzielt werden. Die Lastgangspreizung wurde um 2/3 reduziert, während die Spitzenlast am Abend um 1/3 gesenkt werden konnte.

5 Erweiterung der intelligenten Steuerung

Wie bereits gezeigt wurde, besteht ein großes Potenzial in der intelligenten Koordination des Ladens und Rückspeisen aus Elektrofahrzeugen. In dem bisher betrachteten Szenario wird von einer zentralen Steuerkomponente (EMS) pro Netzabschnitt ausgegangen. Gesteuert wird hier ausschließlich der Lade- und Rückspeisevorgang des Fahrzeugs. In Zukunft ist zu erwarten, dass typische Verbraucher und Erzeuger in Haushalten zunehmend mit intelligenten Steuerungen ausgestattet werden, die zudem eine Kommunikation untereinander ermöglichen. In einem solchen „smart home“ besteht noch ein weit größeres Verschiebepotenzial, insbesondere falls hierbei das Elektrofahrzeug eingebunden wird. Es können einzelne Haushaltsgeräte mit hohen Freiheitsgraden, z.B. alle thermischen Speicher wie Kühl- und Gefrierschränke, Warmwasserbereitung und Klimasysteme, mit in die Optimierung des Lastgangs einfließen.

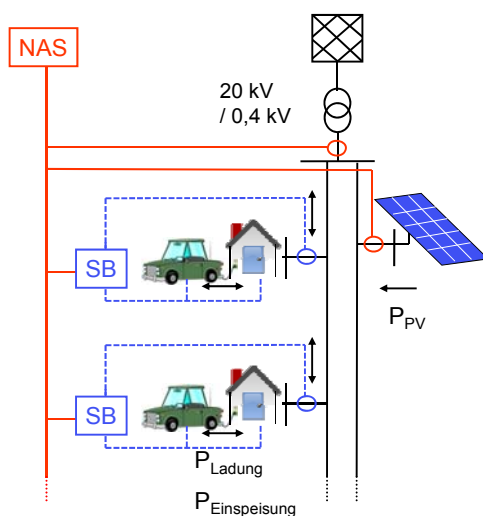


Bild 8 Hierarchisches Energiemanagement

Wird nun eine Vielzahl von Geräten im Haushalt zum Lastmanagement herangezogen, so steigt die Komplexität der benötigten Steuerung derart, dass hier ein dezentraler Ansatz vorgeschlagen wird, wie in Bild 8 dargestellt.

Jeder Haushalt verfügt über eine zentrale Steuerkomponente genannt „Steuerbox“ (SB), die die Koordination innerhalb des Haushaltes übernimmt. Diese kommuniziert einerseits mit den einzelnen Haushaltsgeräten und stellt das hausinterne Energiemanagement dar. Ebenso können hier Analysen des Nutzungsverhaltens betrachtet werden, die in die Vorausplanung des Lastgangs des Haushalts mit einfließen können. Hierbei zählen das Mobilitätsverhalten sowie das Nutzungsverhalten der Geräte im Haushalt.

Auf der anderen Seite findet eine Kommunikation mit der Netzabschnittsteuerung (NAS) statt. Hierüber kann seitens der Steuerbox Demand Management in Abhängigkeit der aktuellen Netzsituation betrieben werden. Dies kann in Form einer Verhaltensvorschrift durch die Netzabschnittsteuerung erfolgen. Es ist vorstellbar, dass die Steuerbox u.a. eine Lastprognose beispielsweise über die nächsten 24h an die Netzabschnittsteuerung übermittelt. Es wird sowohl auf ein „beobachtetes“ Benutzerverhalten zurückgegriffen, als auch auf direkte Vorgaben des Benutzers eingegangen. Eine solche Vorgabe könnte sich z.B. auf das Mobilitätsverhalten beziehen: Der Benutzer plant eine längere Fahrt und bucht dazu ein vollgeladenes Fahrzeug zu einem bestimmten Termin.

Es können verschiedene Verfahren vorgeschlagen werden, wie die Verhaltensvorschrift für die Steuerbox aussehen kann. Eine Möglichkeit besteht z.B. in der Bildung von Gerätepools [7], die dezentrale Erzeuger und Verbraucher enthalten. Ein Ausgleich des Pools kann erreicht werden indem die Lastgänge der Verbraucher an die dezentrale Erzeugung angeglichen werden. In [8] wird bereits ein Beispiel beschrieben, wie Haushaltsgeräte anhand von Preissignalen gesteuert werden können. Ein solches Preissignal kann in diesem Zusammenhang in die Vorausplanung des Haushaltes mit einfließen.

Durch die hausinterne Steuerung interagiert das Haus als autonomes System, das über definierte Schnittstellen mit der höheren Instanz, hier der Netzabschnittsteuerung kommuniziert. So werden die Informationsflüsse zwischen Netzabschnitt und Haushalt entkoppelt.

Die dadurch ermöglichte dezentrale Struktur reduziert zum einen den Kommunikationsaufwand außerhalb des Hauses deutlich und zum anderen kann innerhalb des Hauses ein wesentlich feineres Energiemanagement stattfinden. Aus Sicht der Steuerbox des Haushaltes sind wesentlich mehr Informationen über den Zustand des Hauses und seiner Geräte verfügbar. Die Trennung in einzelne Ebenen mit definierten Schnittstellen kann zudem sicherstellen, dass sensible persönliche Daten der Endkunden nicht nach außen dringen. Es kann klar abgegrenzt werden, welche Informationen in welchem Abstraktionsgrad die Steuerbox (SB) des Endkunden verlassen dürfen. So unterstützt diese hierarchische dezentrale Struktur direkt erforderliche Datenschutzaspekte.

6 Zusammenfassung

Die Simulationsergebnisse haben gezeigt, dass eine intelligente Integration von Elektrofahrzeugen mittels eines EMS ein hohes Potenzial für dezentrales Lastmanagement bietet. Durch die gesteuerte Aufladung der Fahrzeuge mit Fahrenergie zu Schwachlastzeiten können hohe Lastspitzen am Abend vermieden werden. Überschüssige regenerative Energie kann in den Fahrzeugakkus zwischengespeichert und zu Hochlastzeiten zur Lastspitzenglättung genutzt werden. Dadurch kann die Lastgangspreizung in einem Netzabschnitt deutlich reduziert werden.

Bereits eine relativ geringe Anzahl von Fahrzeugen kann durch die hohe Gleichzeitigkeit des Ladevorgangs starke Auswirkungen auf den Netzlastgang haben. Mittels einer intelligenten Integration können freie Kapazitäten im Verteilnetz zur Ladung genutzt werden. Eine Überlastung des Energienetzes wird damit ausgeschlossen und teurer Netzausbau vermieden.

Darüber hinaus bietet ein dezentrales, hierarchisches Energiemanagement zur Steuerung der Haushaltsgeräte ein deutlich höheres Potenzial zur Beeinflussung des Lastgangs. Die Komplexität wird reduziert, da durch Einführung der hierarchischen Ebenen nur noch ein Teil der Information zur zentralen Instanz, also der Netzabschnittsteuerung, übertragen werden muss. Dies reduziert nicht nur den Kommunikationsaufwand, sondern auch die Rechenkomplexität in der Netzabschnittsteuerung, was den Ressourcenbedarf an Rechenleistung, und damit die Anschaffungs- und Betriebskosten deutlich reduziert.

5 Literatur

- [1] Bundesregierung: Sachstand und Eckpunkte zum Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität; Berlin 2008
- [2] Jossen, Andreas; Weydanz Wolfgang: Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen; Reichardt Verlag 2006
- [3] Linden, David; Handbook of Batteries; McGraw Hill 2008
- [4] Naunin, Dietrich; Hybrid-, Batterie- und Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge; 4. Auflage; expert-Verlag 2007
- [5] Statistisches Bundesamt: Statistisches Jahrbuch 2008
- [6] Kiehne, Heinz A.; Batterien; 4. Auflage; expert-Verlag 2000
- [7] Kamper, A.; Eßer, A.: Strategies for decentralised balancing power. In: Lewis, A.; Mostaghim, S.; Randall, M. (Eds.): Biologically-inspired Optimisation Methods - Parallel Algorithms, Systems and Applications, Springer 2009
- [8] Eßer, Anke; Kamper Andreas; Franke, Markus; Möst, Dominik; O. Rentz: Scheduling of Electrical Household Appliances with Price Signals; In Proceedings of the Operations Research 2006