

Intelligentes Laden von batterieelektrischen Fahrzeugen im Kontext eines Stadtviertels

Smart Charging of Electric Vehicles in the Context of an Urban District

Thomas Kaschub, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), thomas.kaschub@kit.edu

Marc Mültin, Forschungsgruppe Effiziente Algorithmen, Institut für Angewandte Informatik und Formale Beschreibungsverfahren (AIFB), KIT, marc.mueltin@kit.edu

Prof. Dr. Hartmut Schmeck, Forschungsgruppe Effiziente Algorithmen, Institut AIFB, KIT, hartmut.schmeck@kit.edu

Prof. Dr. Wolf Fichtner, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, IIP, KIT, wolf.fichtner@kit.edu

Dr. Alois Kessler, Forschung und Innovation, EnBW Baden-Württemberg AG, Karlsruhe, a.kessler@enbw.com

Kurzfassung

Die Integration von Elektrofahrzeugen in das elektrische Verteilungsnetz eines Stadtviertels wird eine energietechnische Herausforderung für die Zukunft sein. In diesem Artikel wird das intelligente Laden von Fahrzeugbatterien unter Nutzung von Informations- und Kommunikationstechniken (IKT) in drei Szenarien untersucht und evaluiert: Lastverschiebung mittels Preis- und Steuersignalen sowie Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom.

Abstract

The integration of electric vehicles into the electricity distribution network of an urban district will be a future challenge. In this paper, smart charging based on information and communication technologies (ICT) is investigated and evaluated with respect to three scenarios – load shifting by means of price and control signals as well as self consumption of PV energy.

1 Einführung

In der deutschen Klima- und Energiepolitik spielt der Verkehrssektor eine wichtige Rolle. Dies zeigt sich beispielhaft an den Eckpunkten für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung [1], bei dem 10 der 29 Punkte auf den Verkehrssektor abzielen und einer hiervon bereits auf die Elektromobilität fokussiert. Der Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität [2] konkretisiert dies weiter, wobei im Wesentlichen drei Chancen durch Elektromobilität gesehen werden:

- Reduzierung der Abhängigkeit von Erdölimporten,
- Minimierung von Emissionen (u. a. CO₂, Staub und Lärm), sowie eine
- bessere Integration in ein multimodales Verkehrssystem.

Ziel dieses Programmes ist es, sowohl Forschung und Entwicklung als auch Marktvorbereitung und -einführung zu fördern. Mit dem Konjunkturpaket II wird das Programm „IKT für Elektromobilität“ vom BMWi gefördert, unter dessen Dach auch das Projekt MeRegioMobil durchgeführt wird. Ziel dieses Projektes ist es, die mobilen elektrischen Speicher der Fahrzeuge durch den Entwurf innovativer Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) und deren Umsetzung in schlüssigen Gesamtkonzepten effizient in das bestehende Energiesystem zu integrieren.

1.1 Integration von Elektromobilität in das Energiesystem

Die Umstellung von einem erdölbasierten Personenstraßenverkehr auf Elektromobilität wird nach [3] bei Vollpenetration von Pkw und Klein-Lkw zu einer zusätzlichen Stromnachfrage von rund 150 TWh führen, was einer Erhöhung der gesamtdeutschen Stromnachfrage um ca. 28 % entspricht. Bei der zusätzlichen Stromnachfrage muss jedoch vor allem der zeitliche Verlauf über Tag und Jahr beachtet werden. Dabei ist zu erwarten, dass heutige Spitzenlastzeiten durch ungesteuertes Laden der Elektrofahrzeuge nochmals verstärkt werden [3].

Durch Einsatz von IKT im Elektrizitätssystem auf allen Netzebenen und bei den Verbrauchern wird eine Möglichkeit geschaffen, die Netzregelung auch auf der Verbraucherseite einzuführen. Bekannte Komponenten eines sogenannten „intelligenten Stromnetzes“ sind digitale und kommunikationsfähige Stromzähler (intelligente Zähler) sowie zeit- und lastvariable Strompreistarife. Im Hinblick auf die Elektromobilität betrifft dies insbesondere die Ladestationen, welche ebenfalls mit intelligenten Stromzählern und kommunikationsfähigen Komponenten sowohl in Richtung Fahrzeug (Ladeprotokoll) als auch zum Stromnetz (Strompreissignale) ausgerüstet sind. Dies erfordert allerdings im Fahrzeug entsprechende Komponenten, die Einfluss auf den Ladevorgang nehmen.

1.2 Schwerpunkte der Untersuchung

In dieser Untersuchung werden die soeben beschriebenen IKT Komponenten vorausgesetzt, und mittels einfacher Szenarien wird untersucht, wie Elektrofahrzeuge gesteuert geladen werden können. Als Referenzfall wird das unregelmäßige Laden zu Hause genutzt. Daran schließen sich drei Szenarien zum geregelten Laden an:

- **HT/NT-Tarif:** Soweit möglich wird der **Preis als Signal** für die Verschiebung des Ladens in Schwachlastzeiten genutzt.
- **Netzlastglättung:** Durch ein **Steuersignal** wird soweit möglich das Laden in Schwachlastzeiten verschoben und eine konstante Last angestrebt.
- **PV-Eigenverbrauch:** Soweit möglich wird der durch die eigene Photovoltaik-Anlage erzeugte Strom als Eigenverbrauch zum Laden genutzt.

Als Betrachtungsraum wird das Mittelspannungsnetz (10 kV-Ebene) eines Wohngebietes herausgegriffen, welches ein Versorgungsgebiet eines Umspannwerkes (110/10 kV) umfasst. Wohngebiete sind deshalb für die Integration von Elektromobilität besonders interessant, weil derzeit noch keine ausgebaute Ladeinfrastruktur besteht und somit das Aufladen der Fahrzeugbatterie fast ausschließlich zu Hause stattfinden und dort eine zusätzliche Last verursachen wird.

2 Rahmenbedingungen und Annahmen

Zur Abbildung des Betrachtungsgebietes mit seinen wesentlichen Charakteristika sind einige Annahmen und Randbedingungen festzulegen. Diese werden im Folgenden erläutert.

2.1 Betrachtetes Stadtviertel mit Energiebedarf und Photovoltaikeinspeisung

Die folgenden Betrachtungen basieren auf einem beispielhaften Verteilungsnetz eines Stadtviertels, welches durch verschiedene Parameter definiert wird. Dieses Stadtviertel repräsentiert ein reines Wohngebiet mit 25 000 Wohnungen unter Vernachlässigung von Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben wie bspw. Einzelhändlern. Bei dem daraus resultierenden Energiebedarf werden des Weiteren vernachlässigbare Anteile wie der der Straßenbeleuchtung ignoriert. Das Gebiet wird von einem Umspannwerk (110/10 kV Transformator) mit 30 MVA Scheinleistung versorgt und enthält mehrere Ortsnetzstationen von 100-630 kVA [4, S. 452], die allerdings nicht näher betrachtet werden.

Zur Erfassung der relevanten Parameter wurde auf die Einteilung des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) zurückgegriffen, welches Kreistypen nach Stadt-Umland-Beziehungen [5] zusammenfasst. Anwendung findet dabei der Typ 1 Kernstadt, welcher kreisfreie Städte über 100 000 Einwohner repräsentiert, um die speziellen Probleme im hochverdichteten Raum abzubilden. Die Auswertung von [6] ergab eine durchschnittliche Belegungsdichte von 1,88 Bewohnern

pro Wohnung und 479 Pkw pro 1 000 Einwohner im Jahr 2006 [7]. Die Pkw-Dichte variiert jedoch stark, wenn man einzelne Stadtviertel betrachtet. Eine Auswertung der Raumtypen bei mehr als 100 000 Einwohnern am Ortsrand ergibt eine Dichte von 551 Pkw pro 1 000 Einwohner im Jahr 2008 [8], die in unserer Untersuchung Anwendung findet.

Der Strombedarf eines Haushalts variiert je nach Anzahl der Personen im Haushalt. Nach [9] kann bei der oben festgestellten Belegungsdichte ein Jahresstrombedarf von rund 3 400 kWh pro Wohnung angenommen werden. Hochgerechnet auf das betrachtete Gebiet ergibt dies einen jährlichen Strombedarf von rund 85 GWh.

Für die dezentrale Eigenerzeugung werden insbesondere Photovoltaikanlagen berücksichtigt, deren Einsatz aufgrund ihrer Förderung durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in den letzten Jahren stark zugenommen hat. In Deutschland waren im Jahr 2008 nach [10] 5 877 MW_p (8 877 MW_p in 2009) installiert mit einer Einspeisung von 4 420 GWh (6 200 GWh in 2009). Bezogen auf die Fläche mit einem Kilowatt installierter Peakleistung (kW_p) wurden damit durchschnittlich 752 kWh pro Jahr Strom erzeugt. Bei ca. 40 Mio. Wohnungen in Deutschland ergibt dies für das Betrachtungsgebiet 3 673 kW_p bzw. 2 763 MWh Stromerzeugung durch Photovoltaik pro Jahr.

Eine maximale Abschätzung der möglichen Photovoltaik-Einspeisung bietet das wirtschaftlich nutzbare Potenzial an Dachflächen nach [11], das für Deutschland auf 160 GW_p bestimmt wurde. Für die betrachtete Klasse Vorstadt wurde ein Potenzial von 5,7 kW_p pro Hausanschluss bzw. Wohnung bestimmt, wobei von 150 W/m² ausgegangen wurde. Derzeit beträgt der Anteil von Freiflächenanlagen, die bspw. auf Brachflächen installiert werden, ca. 8 % [12]. Solche Freiflächenanlagen spielen aufgrund ihres Platzbedarfes in Wohngebieten keine Rolle, weshalb diese Anlagen vernachlässigt werden können. Bezogen auf das betrachtete Wohngebiet ist also von einem Potenzial von 143 MW_p und 107 GWh Jahreserzeugung auszugehen. Damit liegt das Potenzial etwas über dem derzeit angenommenen Strombedarf des Wohnviertels.

Nicht berücksichtigt werden Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, da diese derzeit noch relativ wenig verbreitet sind [13, S. 35].

2.2 Elektromobilität

Zur Abbildung des Strombedarfs aus Elektromobilität werden ausschließlich batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) mit einer Reichweite von 100 km und einem Verbrauch von 0,2 kWh/km [14, S. 75] betrachtet. In diesem Verbrauch sind alle Verluste mit eingerechnet. Damit entspricht dies einer Batterie mit 20 kWh Nutzenergieinhalt. Zugrunde gelegt wird jeweils, dass das derzeitige Mobilitätsverhalten auf eine Vollpenetration mit Elektrofahrzeugen übertragen werden kann. Hierbei werden lediglich Fahrzeuge in Privatbesitz und mit Stellplatz auf dem eigenen Grundstück berücksichtigt. Wegfolgen über 100 km bleiben komplett unberücksichtigt, wobei angenommen werden kann, dass diese Langstrecken-Fahrten

beispielsweise mit einem Leihfahrzeug durchgeführt werden.

Die Ladelastrurve wird erzeugt durch die Auswertung der Wegerohdaten der Studie *Mobilität in Deutschland* [15]. Dabei werden ausschließlich Wege betrachtet, bei denen als Hauptverkehrsmittel ein Privat-Pkw genutzt wurde. Ausgeschlossen wurden ebenfalls alle Wege, die als Mitfahrer zurück gelegt wurden, um Wegdoppelungen zu vermeiden. Zudem werden ausschließlich Fahrten aus dem zusammen gefassten Regionstyp Kernstadt berücksichtigt. Weiterhin wurden Wegfolgen ignoriert, die größer als 100 km sind, bevor eine Lademöglichkeit besteht. Diese Restriktion ergibt sich aus oben genannten Fahrzeugkennwerten und schließt in unserer Betrachtung rund 46 % aller Wegekilometer aus.

Die aus den Mobilitätsdaten der Studie ermittelten Wege führen nach Ankunft an einem Ort mit Lademöglichkeit zu einem Ladebedarf. Dieser soll hier ausschließlich an Steckdosen mit 3,7 kW Ladeleistung (230 V bei 16 A) gedeckt werden [14, S. 75]. Grundlage hierfür ist, dass in der Untersuchung keine spezielle Ladeinfrastruktur angenommen wird, d. h. weder öffentliche Ladestationen noch Lademöglichkeiten mit höheren Leistungen. Basierend auf dieser Annahme werden folgerichtig nur Fahrzeuge berücksichtigt, die in der Regel auf einem Stellplatz des eigenen Grundstücks abgestellt werden. Dadurch entfallen etwa weitere 56 % der bisher berücksichtigten Wegekilometer.

Unterwöchige Unterschiede des Mobilitätsverhaltens werden durch die Betrachtung des Wochenlastgangs berücksichtigt. Da in der Mobilitätsstudie [15] die Befragung der einzelnen Haushalte jeweils nur einen Zeitraum von 24 Stunden abdeckt, wird für Anschlusswege über die Tagesgrenze hinweg die erste Fahrt desselben Fahrzeuges dieses Tages verwendet. Um die unterschiedlichen Lastgänge der Haushalte und der PV-Einspeisung in den Jahreszeiten abzubilden, wird zwischen Sommer und Winter mit jeweils einer beispielhaften Woche unterschieden. Die Übergangszeiten Frühling und Herbst werden nicht gesondert dargestellt, da diese keine ausgeprägten Besonderheiten vorweisen und zwischen den Extremen Sommer und Winter liegen.

Zur Ermittlung der Fahrleistung des betrachteten Wohngebietes werden die empirischen nationalen Verkehrsdaten auf den zusammengefassten Kreistyp Kernstadt heruntergebrochen. In Deutschland waren nach [16] im Jahr 2007 46,6 Mio. Pkw mit einer Fahrleistung von 584 Mrd. km zugelassen. Dies entspricht einer durchschnittlichen Fahrleistung von ca. 12,5 Tsd. km pro Fahrzeug.

Aus den vorhergehend (Abschnitt 2.1) hergeleiteten Größen ergeben sich 25 897 zugelassene Fahrzeuge im Betrachtungsgebiet, was einer jährlichen Fahrleistung von 323,7 Mio. km entspricht. Aufgrund der ca. 25 % geringeren Fahrleistung in Kernstädten (vgl. [15] und [6]) wurden die Fahrleistungen mit dem Faktor 0,74 gewichtet. Durch die ausgeschlossenen Wegfolgen über 100 km und Fahrzeuge ohne Stellplatz auf dem eigenen Grundstück ergibt sich aus den verwendeten Mobilitätsdaten ein Ver-

rechnungsfaktor von 0,237. Dies entspricht einem Gesamtladebedarf von 11,4 GWh pro Jahr im Betrachtungsgebiet.

3 Auswirkungen der drei Szenarien auf die Lastkurve (Ergebnisse)

Mit den soeben erläuterten Annahmen aus Abschnitt 2 werden im Folgenden verschiedene Integrationsmöglichkeiten von Elektrofahrzeugen in das bestehende Energiesystem anhand der Szenarien untersucht und evaluiert. Zunächst wird eine Übersicht über die betrachteten Szenarien mit ihren Charakteristika gegeben, um anschließend die Simulationsergebnisse darzustellen und zu erläutern.

3.1 Übersicht der Integrationsansätze

Als Referenzfall wird das **ungesteuerte Laden** angenommen. Dieser Fall fällt strenggenommen nicht unter die Integrationsmöglichkeiten, da hier ausschließlich eine weitere Stromnachfrage entsteht. Geladen wird immer unmittelbar dann, wenn eine Wegefolge zu Hause endet.

Im ersten Szenario wird ein **HT/NT-Tarif** angenommen mit dem Ziel, möglichst in der Zeit des Niedertarifs (NT) zu laden. Dieses Preissignal hat eher informativen als direkt steuernden Charakter, jedoch folgt die Optimierung der Ladestrategie in der Simulation direkt diesem Signal. Die NT-Zeitspanne wird hier von 21 – 6 Uhr angenommen. Die verfügbaren NT-Tarife unterscheiden sich jedoch sowohl in der Zeitspanne des NT als auch in der Preisspanne, die zwischen dem HT- und dem NT-Preis liegt. Nimmt man eine Preisdifferenz von 8 Ct/kWh und eine durchschnittliche Jahresfahrleistung von 12 500 km an, so können bei einer Lastverlagerung von 50 % des Ladebedarfes im Jahr 100 € eingespart werden.

Im zweiten Szenario wird eine **Lastglättung** im betrachteten Verteilungsnetzgebiet durchgeführt. Angestrebt wird eine konstante Auslastung. Erreicht werden soll diese Glättung durch ein individualisiertes und bindendes Steuersignal, mit dem das Laden einzelner Fahrzeuge gesteuert wird.

Im dritten Szenario wird analysiert, wie sich der **Eigenverbrauch aus Photovoltaik** durch Elektromobilität verändert. Nach dem aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetz [17] wird der Eigenverbrauch stärker gefördert und stellt damit schon heute eine interessante Alternative zur Netzeinspeisung dar. Dabei wird sowohl die aktuelle Verbreitung von PV-Anlagen als auch das generelle Potenzial auf Hausdächern untersucht.

In den Szenarien wird soweit möglich die **Randbedingung** eingehalten, dass ein Elektrofahrzeug vollgeladen ist, wenn der nächste Weg ansteht. Sobald der letztmögliche Zeitpunkt zum Ladebeginn erreicht ist, wird in jedem Fall geladen, unabhängig von der angestrebten Optimierung. Für alle Ladeszenarien wird deshalb vorausgesetzt, dass der Zeitpunkt der jeweiligen Folgefahrt bekannt ist.

3.2 Referenzfall ungesteuertes Laden

Die Basiskurve (blau) zeigt das Standardlastprofil des Stadtviertels (s. Bild 1). Mit einer Maximallast von 22,7 MW ist das Umspannwerk damit zu maximal 76 % ausgelastet. Die Ladelastkurve (grün) hat ebenfalls einen vom Wochentag abhängigen Lastverlauf. Dieser unterscheidet sich auch an den Werktagen und zeigt das dynamische individuelle Mobilitätsverhalten. Anhand dieser zwei Kurven ist eine grundsätzliche Ähnlichkeit der beiden Lastkurven erkennbar. In den Nachtzeiten ist die Last am geringsten und in den Abendstunden am höchsten. Anhand der kumulierten Lastkurve (rot) zeigt sich eindrücklich die deutliche Zunahme der Lastspitzen am frühen Abend. Damit steigt die Spitzenlast auf ca. 25,4 MW und somit auch die maximale Auslastung des Umspannwerkes auf knapp 85 %. Bei Umspannwerken, die knapp an der Lastgrenze arbeiten, kann diese Steigerung der Maximallast problematisch sein. Bei den nachgelagerten Ortsnetzstationen kann sich diese Problematik durch örtliche und zeitliche Häufungen von Elektrofahrzeugen verstärken [18]. Weiterhin zeigt sich auch am Nachmittag eine Erhöhung der Zwischenlastspitze, die allerdings keine grundsätzlichen Auswirkungen hat. Durch die weiterhin geringe Nachtlast ergibt sich jedoch eine größere Spreizung zwischen Schwach- und Spitzenlast.

Um diese Spreizung zu senken, wurden schon vor Jahrzehnten elektrische Nachtspeicherheizungen und mit ihnen ein günstiger Nachtstromtarif eingeführt. Dieser wird bis heute angewendet und soll in einem ersten Szenario für Elektrofahrzeuge zum Einsatz kommen.

3.3 HT/NT-Tarif

In Bild 2 kann man an der neuen Ladelastkurve (grün) starke Veränderungen feststellen. Die ausgeprägten Löcher der Nachtzeit sind verschwunden, die Kurve ist jedoch unsteter und die Spitzenlast hat sich in die Nacht verschoben. Eine einfache Verschiebung der Ladelast in die NT-Zeit führt zu zwei starken Peaks zu Beginn und Ende der

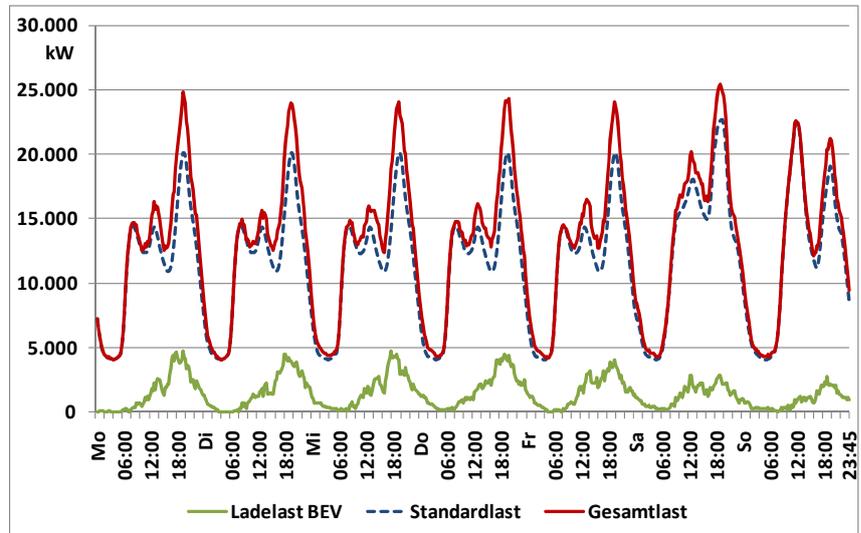


Bild 1: Referenzfall – ungesteuertes Laden in einer Winterwoche

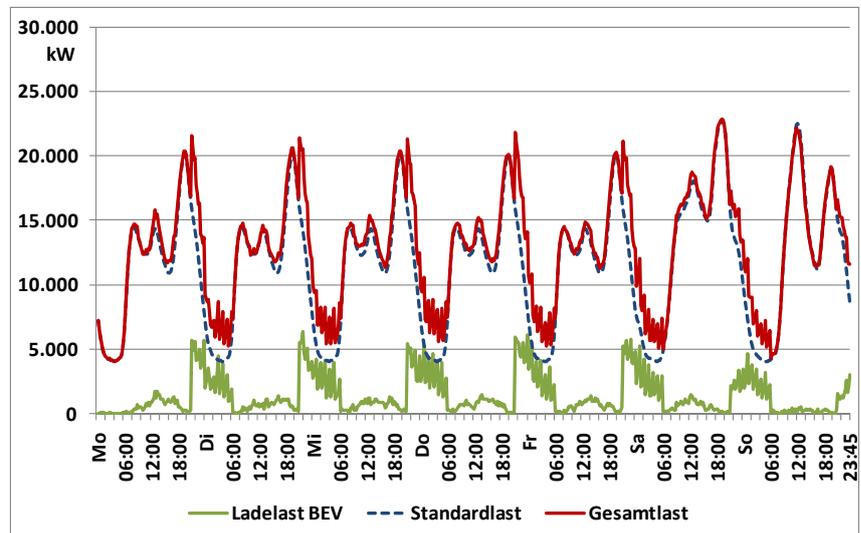


Bild 2: HT/NT-Laden – gesteuertes Laden bevorzugt zu Nachtstromzeiten in einer Winterwoche

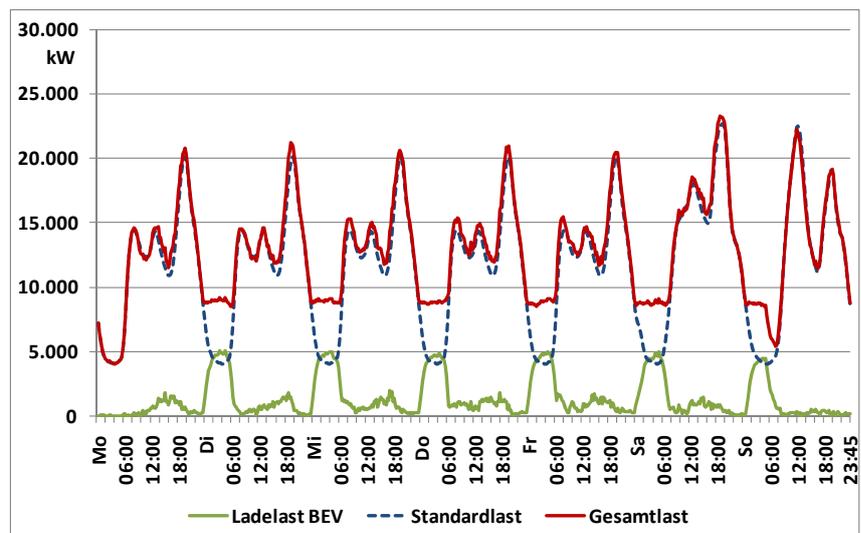


Bild 3: Netzlastglättung – gesteuertes Laden mit Lastschwellenwert in einer Winterwoche

NT-Zeit. Nimmt man eine erweiterte Logik in der dezentralen Steuerung an, so kann der jeweilige Beginn der optimalen Ladezeit innerhalb eines Verschiebepotenzials auf die gesamte NT-Zeit zufällig verteilt werden, wie in Bild 2 dargestellt. Durch eine erweiterte Regelstrategie ist es denkbar, sowohl die Ladelastspitzen als auch die Unstetigkeiten zu reduzieren. Anhand des Gesamtlastgangs (rot) ist eine erhebliche Reduzierung der Lastspitzen durch Elektromobilität zu sehen. Die maximale Last liegt nun bei rund 23,1 MW im Vergleich zu 25,4 MW bei ungesteuertem Laden.

3.4 Netzlastglättung

Dieses Szenario geht einen Schritt weiter und versucht, mit einem Lastgrenzwert die Ladung einzelner Fahrzeuge in die Schwachlastzeit zu verlagern und damit die Gesamtlast zu glätten. Dieser Grenzwert kann nur durch Erfahrung gewonnen werden. In Bild 3 ist die Ladelastkurve (grün) bei einer Grenzlast von 8 500 kW (bezogen auf die Gesamtlast) aufgetragen. Diese Grenzlast wirkt sich ausschließlich auf den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge aus und nicht auf andere Verbraucher. Dabei wird deutlich, dass hierdurch eine starke Ladelastverlagerung in Schwachlastzeiten stattfindet und eine relativ konstante Mindestgrundlast erreicht werden kann. Die Lastspitze sinkt im Vergleich zum ungesteuerten Laden um ca. 2 MW auf 23,3 MW.

3.5 PV-Eigenverbrauch

In Bild 4 ist die PV-Erzeugungskurve (orange) für das Untersuchungsgebiet mit einer maximalen Leistung von lediglich ca. 2,5 MW eingezeichnet. Die Kurve zeigt einen beispielhaften Verlauf der Sonneneinstrahlung über den Tag. Durch gesteuertes Laden wird versucht, möglichst viel PV-Strom zum Laden zu nutzen. In dieser Woche können rund 41 % des Ladebedarfes durch PV gedeckt werden, beim ungesteuerten Laden sind es ca. 31 %. Dies ist allerdings nur eine obere Abschätzung, da keine Zuordnung zum einzelnen Haushalt erfolgte. Bedeutend ist auch, dass rund 77 % des Ladebedarfs aufgrund des Kriteriums „Laden zum letztmöglichen Zeitpunkt“ erfolgt, was somit das Hauptkriterium für die Lastverschiebung ist. Dieses Ladekriterium ist auch hauptverantwortlich für die in der Gesamtlastkurve (rot) zu erkennende Reduktion der Spitzenlast.

Die Stromerzeugung durch PV hat am Abend nur noch einen sehr geringen Beitrag. Damit ist es auch nur schwer

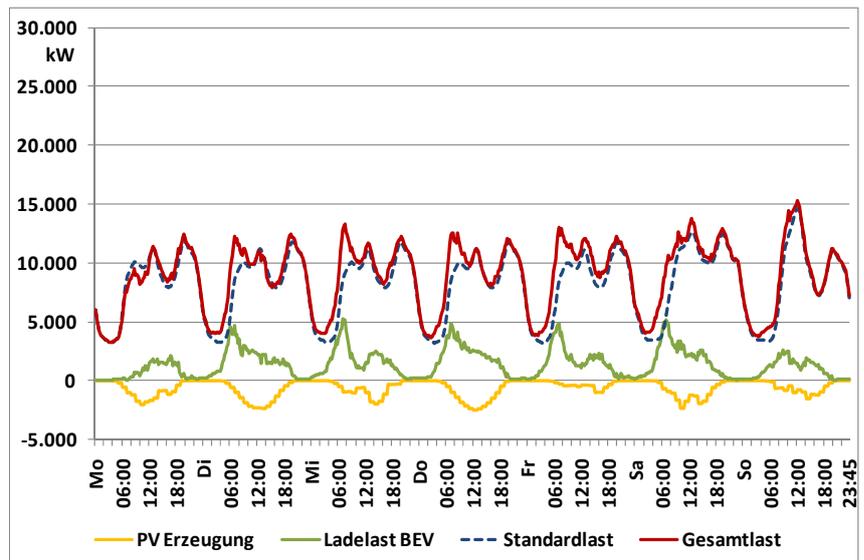


Bild 4: PV-Erzeugung und Eigenverbrauch in einer Sommerwoche

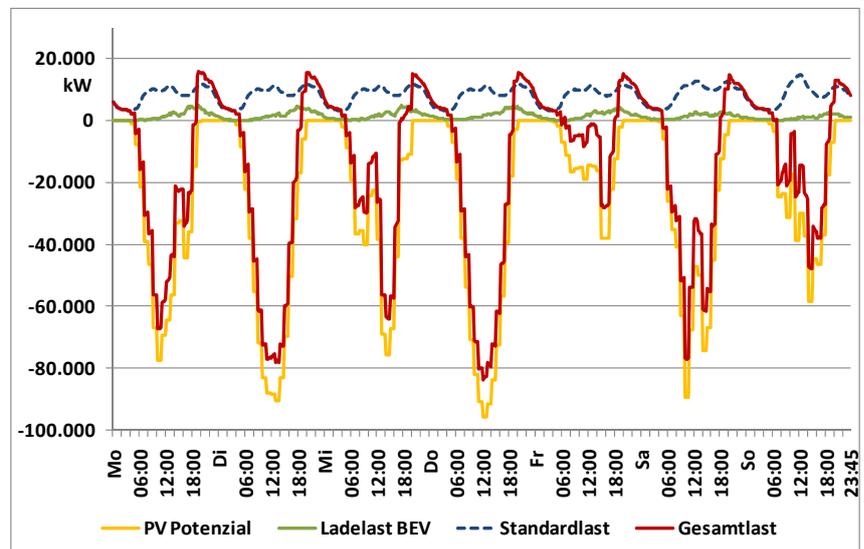


Bild 5: PV-Potenziale in einer Sommerwoche

möglich, durch eine Ladestrategie den PV-Strom aus Wohngebieten sinnvoll zur Ladelastdeckung zu nutzen, ohne stationäre Speicher vorauszusetzen.

Der bereits in Abschnitt 2.1 beschriebene Ausbau von Photovoltaik kann durch eine maximale Abschätzung anhand des Potenzials geschehen. In Bild 5 ist für eine Sommerwoche dieses Potenzial aufgetragen. Dabei ist zu erkennen, dass die potenzielle Stromspeisung durch Photovoltaik im Sommer die Last im Wohngebiet deutlich übersteigt. Selbst im Winter kann die potenzielle Einspeisung die Last übersteigen. Es zeigt sich auch, dass die Sonneneinstrahlung im Winter noch unregelmäßiger ist als im Sommer.

4 Fazit

Die Simulation eines Stadtviertels zur Abbildung der Integration von Elektrofahrzeugen in das Elektrizitätsnetz unter Einsatz von IKT zeigt, dass durch gesteuertes Laden bei einer hohen Penetrationsrate von Elektrofahrzeugen die Gesamtlastkurve erheblich geglättet werden kann.

4.1 Zusammenfassung

Zunächst konnte gezeigt werden, dass ungesteuertes Laden der Elektrostraßenfahrzeuge zu Hause zu einer erhöhten Last und Spitzenlast im Verteilungsnetz führt (vgl. Bild 1). Weiterhin konnte gezeigt werden, dass durch gesteuertes Laden mit Hilfe von Preis- und Steuersignalen erhebliches technisches Potenzial besteht, diese Spitzenlasterrhöhung zu vermeiden. Allerdings erfordern diese geregelten Ladevorgänge eine lokale Abstimmung der Ladevorgänge und intelligente Regelungsalgorithmen.

Die Auswertung der Elektrizitätserzeugung aus PV und deren Verwertung zur Deckung des Ladebedarfs aus Elektromobilität zeigen hingegen nur begrenzte Möglichkeiten auf. Andere Kriterien eines gesteuerten Ladens erscheinen deshalb erfolgsversprechender.

4.2 Ausblick

Die durchgeführten und beschriebenen Simulationen sollten an mehreren Stellen erweitert werden. Dies betrifft u. a. die Unterteilung in verschiedene Nutzergruppen, womit sich die Penetration von Elektrofahrzeugen genauer abbilden lässt. Dabei sind auch Nutzervorgaben bei gesteuertem Laden von Relevanz, die bspw. eine sofortige Mindestladung vorgeben.

Daher ist es wichtig, das technische Lastverschiebepotenzial z. B. um Preiselastizitäten zu ergänzen. Zukünftig kann man von einem stetigen Ausbau der Ladeinfrastruktur ausgehen, so dass nicht nur zu Hause geladen werden kann, sondern auch bspw. beim Arbeitgeber oder beim Einkaufen. Dies könnte deutliche positive Auswirkungen auf das Potenzial der Nutzung von PV-Strom für das Laden der BEVs haben.

Weiterhin sollte durch die aktuelle Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) parallel zur dezentralen Erzeugung aus PV auch Mikro-KWK berücksichtigt werden. Von Seiten der IKT können erweiterte und differenzierte Ladesteuerungsmöglichkeiten durch die Kombination von Preis- und Steuersignalen sowie bspw. Anforderungen an die Echtzeitkommunikation und IKT-Infrastruktur untersucht werden. Diese kombinierten Anreizsysteme werden in den vom BMWi geförderten Projekten MeRegio und MeRegioMobil unter Führung der EnBW sowohl im Feldtest als auch im prototypischen Smart Home praxisnah erprobt.

Die Untersuchungsergebnisse werden zum einen in die aktuell laufenden Arbeiten zur Optimierung von Algorithmen einfließen, die somit neue Möglichkeiten für die Anwendung im intelligenten Energiesystem bieten, und zum anderen werden die Erkenntnisse in eine erweiterte und integrierte Energiesystemanalyse zur Bewertung des Gesamtsystems unter techno-ökonomischen Gesichtspunkten aufgenommen.

5 Literatur

- [1] Bundesregierung: Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, Meseberg, Dezember 2007.
- [2] Bundesregierung: Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung, August 2009.

- [3] Gerbracht, H.; Möst, D. & Fichtner, W.: Elektromobilität - Auswirkungen auf das Energiesystem, Energie-wirtschaftliche Tagesfragen, 2009, 11, 66-69.
- [4] Schwab, A. J. (Hrsg.): Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, Springer-Verlag Berlin, 2006.
- [5] BBSR Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung: Laufende Raumbbeobachtung - Raumabgrenzungen, Bonn, 2008.
- [6] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2010, daraus: Wohngebäude- und Wohnungsbestand vom und Bevölkerung nach Geschlecht vom 31.12.2008,
- [7] Indikatoren und Karten zur Raum- und Stadtentwicklung [Elektronische Ressource], INKAR, Ausgabe 2009, Hrsg.: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) - Bonn 2009. - CD-ROM.
- [8] Zumkeller, D.; Chlond, B.; Ottmann, P.; Kagerbauer, M. & Kuhnimhof, T.: Deutsches Mobilitätspanel (MOP) 2007, Auftraggeber: BMVBS Bundesministers für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung, 2008.
- [9] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Stromverbrauch im Haushalt, Anhang zur Presseinformation, Berlin, 25.02.2010.
- [10] BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energiedaten – Zahlen und Fakten, Berlin, 17.05.2010.
- [11] Lödl, M.; Kerber, G.; Witzmann, R.; Hoffmann, C. & Metzger, M.: Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland, In: 11. Symposium Energieinnovation, 10.-12.02.2010, Graz/Austria, 2010.
- [12] BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Solarenergie, insbesondere der Photovoltaik-Freiflächen, Ergänzungsbericht 2007, Berlin, 2008.
- [13] BAFA Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Bericht 2009 / 2010, Eschborn, 2010.
- [14] ETG Energietechnische Gesellschaft im VDE: Elektrofahrzeuge – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V., Frankfurt am Main, 2010.
- [15] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: Mobilität in Deutschland 2008.
- [16] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: Verkehr in Zahlen 2008/2009, Berlin, 2009.
- [17] BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Entwicklung der Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie, Berlin, 12.07.2010.
- [18] Reiner, U.; Leibfried, T.; Allerding, F. & Schmeck, H.: Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems, In: ETG-Kongress 2009, 28.10.2009, Düsseldorf, 329-335.