

Herausforderungen und Chancen für das Stromnetz durch Elektromobilität

Challenges and opportunities for the power grid by electric-mobility

Dipl.-Ing. Alexander Probst, IEH Uni Stuttgart, alexander.probst@ieh.uni-stuttgart.de

Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen, IEH Uni Stuttgart, stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de

Kurzfassung

In diesem Beitrag wird dargestellt, bis zu welchem Grad das derzeitige Netz einen flächendeckenden Einsatz von Elektrofahrzeugen verkraftet und wann zusätzliche Maßnahmen, wie beispielsweise Netzausbau oder ein Lademanagement, notwendig werden. Zu diesem Zweck werden Simulationen mit DIGSILENT PowerFactory durchgeführt. Dazu werden verschiedene Zukunftsszenarien mit steigendem Anteil an Elektrofahrzeugen zugrunde gelegt und in einen Ausschnitt eines städtischen Netzmodells von Stuttgart integriert. Hier wird untersucht, wie sich der Tageslastverlauf mit zunehmendem Grad der Elektrifizierung verändert und wie ein Lademanagement diesen beeinflussen kann. Zusätzlich kann das Lademanagement Netzdienstleistungen anbieten. Welche Netzdienstleistungen sinnvollerweise von Elektroautos unterstützt oder übernommen werden können, hängt dabei sowohl von ökonomischen als auch technischen Aspekten ab, die hier dargelegt werden.

Abstract

This contribution shows to what extent the current electricity grid can cope with the nationwide deployment of electrical vehicles and at what point in time additional measures, such as grid extension or load management systems are necessary. To this end, simulations were conducted with DIGSILENT PowerFactory. In addition, different scenarios with an increasing share of electric vehicles will be used and are implemented into a section of an urban grid model of Stuttgart. It is studied how the daily load curve changes with increasing degree of electrification and how it is influenced by a load management system. In addition, the load management system may offer grid services. Which grid services usefully can be supported or taken over by electric vehicles depends both on economic and technical aspects that are outlined in this contribution.

1 Einleitung

Die Speicherung von elektrischer Energie ist eine Aufgabe, die so alt ist wie die Existenz von Stromnetzen. Um Schwankungen der Netzfrequenz in möglichst kleinem Rahmen zu halten, wird die Elektrizitätserzeugung sehr genau dem Verbrauch nachgeführt, so dass stets ein Gleichgewicht vorherrscht. Jedoch ändert sich die Nachfrage nach Strom über den Tag hinweg ständig, so dass Kraftwerke ihre Erzeugung anpassen und teuren Spitzenlaststrom bereitstellen müssen.

Betrachtet man die aktuelle Entwicklung, dass zunehmend Anstrengungen unternommen werden, Elektroautos marktreif zu etablieren, stellt sich die Frage, ob sich vielleicht ein zusätzlicher Nutzen der elektrischen Speicher auf den Parkplätzen ergibt. Fahrzeuge werden über den Tag hinweg meistens nicht länger als eine Stunde gebraucht und stehen die meiste Zeit ungenutzt auf einem Firmen- oder Privatparkplatz. Beispielsweise könnten die elektrischen Speicher dieser Fahrzeuge im Verbund zentrale Pumpspeicherkraftwerke unterstützen, die bei Überangebot Strom aufnehmen und bei Lastspitzen diesen Strom wieder zurück ins Netz speisen können. Insbesondere im Hinblick auf das erklärte Ziel der EU bis 2020 einen Anteil von 40% an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erreichen [1], ist es wichtig, ausreichend Speicherkapazitäten bereitzustellen, da Wind- und Solarkraftwerke nur sehr unregelmäßig Strom liefern, je-

doch die Versorgung auch bei bewölkten und windstillen Tagen sichergestellt sein muss.

Auf der anderen Seite haben Elektroautos auch einige Nachteile, wie die erhöhten Anschaffungskosten, lange Ladezeiten und geringe Reichweite, die alle mit dem Energiespeicher, der Batterie, zu tun haben. Hier besteht die berechtigte Hoffnung, dass sich die Batterietechnik in den nächsten Jahren maßgeblich verbessern wird. Die Verbreitung von Elektrofahrzeugen stellt aber das Netz auch vor neue Herausforderungen. Nach der Arbeit, wenn viele Berufstätige nach Hause fahren, wird das Auto zum Laden an die Steckdose angeschlossen. Zu dieser Zeit würde die Stromnachfrage rapide steigen. Um dies zu vermeiden, ist ein Lademanagement denkbar, welches die einzelnen Ladevorgänge koordiniert und auf Zeiten eines Stromüberangebots wartet, um die Fahrzeuge zu laden und um somit Angebot und Nachfrage wieder ins Gleichgewicht zu setzen. Auf der anderen Seite können bei Stromknappheit auch Entladevorgänge initiiert werden, um das Netz zu entlasten. Dieses Konzept wird gemeinhin auch „vehicle to grid“ genannt. Jedoch entstehen dadurch auch Kosten durch den Akkverschleiß, die nicht unberücksichtigt bleiben dürfen.

1.1 Fragestellung und Zielsetzung

Heute zweifelt kaum mehr jemand daran, dass sich langfristig Elektromobilität durchsetzen wird. Dies hat verschiedene Gründe, wie beispielsweise ihre Umweltfreund-

lichkeit und der verringerte CO₂-Ausstoß. Bereits bei dem derzeitigen deutschen Strommix können Elektroautos mit den sparsamsten Dieselmotoren bei den Emissionen konkurrieren. Jedoch wird sich bei einer zunehmenden Verbreitung von erneuerbaren Energien ein deutlich günstigeres Bild für die Elektroautos ergeben. Abgesehen davon sind Elektroautos lokal emissionsfrei und auch deutlich leiser als konventionelle Fahrzeuge. Dies wird insbesondere in Metropolen die Lebensqualität erhöhen. Ein weiteres politisches Motiv ist auch die Diversifizierung der Primärenergie. Strom kann im Gegensatz zu Diesel und Benzin aus verschiedenen Energiequellen gewonnen werden und nicht nur aus Erdöl. Auch die Diskussion um das globale Ölfördermaximum weckt Bedenken über die Nachhaltigkeit und zukünftige Energiepreise. Es ist damit zu rechnen, dass die Energiepreise und insbesondere die Rohölpreise rapide steigen werden. Dadurch kann es eines Tages sogar günstiger sein ein Elektroauto zu fahren [2].

Die Frage, die sich daraus ergibt, ist, ob das heutige Stromnetz in der Lage dazu ist künftigen Elektroautos ausreichend Ladeleistung bereitzustellen. Wie viele Elektroautos verkraftet das Netz? Und gibt es eventuell sogar Möglichkeiten für die Elektroautos sich an Netzdienstleistungen zu beteiligen und so das Netz zu entlasten? Das Ziel dieses Beitrags ist es, den Einfluss von Elektromobilität auf die Stabilität des Stromnetzes zu untersuchen und gleichzeitig abzuschätzen, inwieweit es Möglichkeiten zur Unterstützung bei Netzdienstleistungen gibt.

Zu diesem Zweck wird ein typisches städtisches Niederspannungsnetz untersucht, in das Ladestationen und Elektroautos eingebunden und modelliert werden. Dabei wird sowohl der Anteil an Elektroautos an der Gesamtzahl von Fahrzeugen, als auch ihre Anschlussleistung ans Stromnetz variiert, um die Frage zu beantworten, ab wann es bei ungesteuertem Laden zu Problemen im Netz kommen kann. Anschließend wird ein Lösungsvorschlag durch ein Lademanagementsystem gegeben, welches die Fahrzeuge gezielt lädt und so die gleichzeitige Belastung des Stromnetzes reduziert. Abschließend wird untersucht, ob es wirtschaftlich ist mit Elektroautos Netzdienstleistungen, wie beispielsweise Frequenzhaltung, anzubieten. Dabei spielen insbesondere die Kosten und die Weiterentwicklung der Batterie eine wichtige Rolle.

2 Simulationsgrundlagen

2.1 Netzmodell

Für die Simulation wird ein reales innerstädtisches Niederspannungs-Teilnetz von Stuttgart-Vaihingen verwendet. In **Bild 1** ist das in PowerFactory (www.digsilent.de) modellierte Netz zu sehen. In dem Netz gibt es fünf Ortsnetztransformatoren (in grün dargestellt), die an drei Stellen (rot markiert) das 400 V Niederspannungsnetz aus der darüber gelegenen 10 kV – Ebene speisen. Das Netz beinhaltet in etwa 1.000 Privathaushalte mit einer Anschlussleistung von 1.006 kW. Zusätzlich gibt es Gewerbelasten mit einer Anschlussleistung von 986 kW, Nachtspeicherheizung mit 1.378 kW und Schwachlasten, wie Straßenbe-

leuchtung, mit 150 kW. Diese Lasten werden in der Netzberechnungssoftware über Standardlastprofile eingebunden.

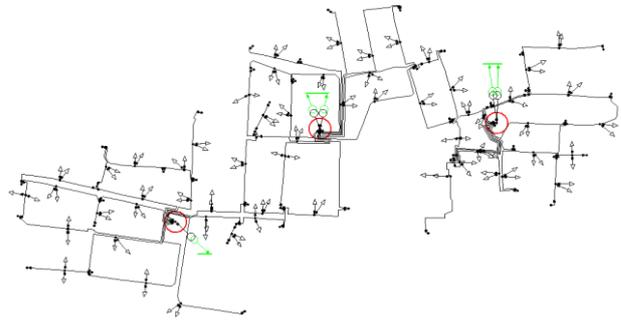


Bild 1 Verwendetes Niederspannungsnetz

2.2 Modellierung der Elektroautos

Da bei der hier gegebenen Aufgabenstellung keine transienten Vorgänge, wie sie beispielsweise bei Kurzschlussberechnungen vorkommen, untersucht werden, kann auf ein einfaches Modell zurückgegriffen werden. Das Elektroauto wird, wie in **Bild 2** dargestellt im Wesentlichen durch einen selbstgeführten pulsweitenmodulierten Umrichter (PWM) und einer Gleichspannungsquelle modelliert.

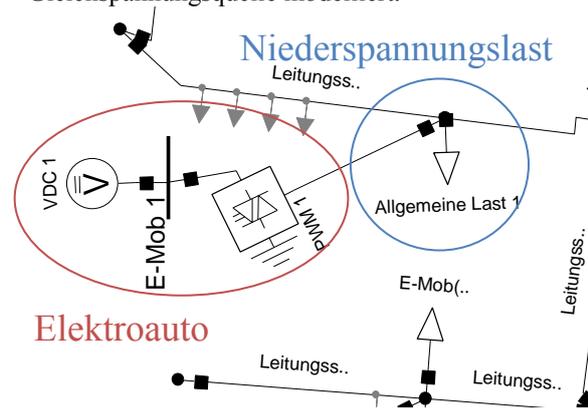


Bild 2 Einbindung eines Elektroautos bestehend aus PWM und Gleichspannungsquelle

Im Hintergrund übernimmt nun das Batteriemodell die Kontrolle über diese Elemente. Beispielsweise integriert das Modell den Strom, der durch den PWM fließt, um den Ladezustand, den State of Charge (SOC) der Batterie zu bestimmen. Stößt die Batterie an ihre Kapazitätsgrenze wird der PWM durch das Modell angewiesen den Stromfluss zu unterbinden. Die Kapazität ist dabei abhängig von der Ladeleistung. Weiterhin kann das Modell beispielsweise die Spannung an der Gleichspannungsquelle in Abhängigkeit vom Ladezustand einstellen.

2.3 Simulationsszenarien

Für die Simulationsszenarien dient der Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität [3] der Bundesregierung als Orientierung. Dieser strebt an, dass im Jahr 2020 eine Million Elektroautos auf deutschen Straßen fahren, was in etwa 2,5% der ca. 40 Millionen Fahrzeuge in Deutschland entspricht. Für 2030 werden 5 Millionen (12,5%) und für

2050 werden 20 Millionen (50%) Elektrofahrzeuge angestrebt. Für das Vaihinger Netz mit etwa 1.000 Haushalten kann bei einem bundesdeutschen Durchschnitt von 1,016 PKW pro Haushalt mit ca. 1.000 Fahrzeugen gerechnet werden. Damit gibt es im Jahr 2020 in etwa 25 Elektrofahrzeuge im Netz, 2030 ca. 125 und 2050 ca. 500 Elektroautos. Als Anschlussleistung für die Elektrofahrzeuge wird mit 3 kW, wie an einer normalen Steckdose verfügbar, und 10 kW gerechnet. Pro Tag und Auto wird eine Energie von 10 kWh nachgeladen, was bei einem Verbrauch von 20 kWh/100 km in etwa der Strecke von 50 km entspricht. Es wird angenommen, dass die Fahrzeuge größtenteils nach der Arbeit zwischen 16:30 Uhr und 19:30 Uhr mit ihrer Ladung beginnen. Dazu wird der Beginn der Aufladung über eine Normalverteilung mit Mittelwert 18:00 Uhr und einer Standardabweichung von 0,8 Stunden ermittelt.

Auch der Stromverbrauch wird sich bis 2020 verändern. Jedoch arbeitet hier das Wirtschaftswachstum, das zu einem erhöhten Verbrauch führt, den Energieeffizienzmaßnahmen entgegen, so dass es schwierig ist eine verlässliche Prognose abzugeben. Eine Studie vom VDE [4] aus dem Jahr 2008 versucht eine Abschätzung für den Stromverbrauch bis ins Jahr 2025. Jedoch weichen die Prognosen schon für das Jahr 2010 aufgrund der Finanzkrise bereits deutlich ab, da der Bruttostromverbrauch von 2010 in etwa 6% unter dem von 2008 liegt. In dieser Arbeit wird der Verbrauch für die nächsten Jahre aufgrund der genannten Schwierigkeiten als konstant angenommen.

3 Ergebnisse bei ungesteuerter Aufladung

Die Simulation erstreckt sich über einen Werktag. Der Lastgang bei 3 kW Ladeleistung ist in **Bild 3** zu sehen.

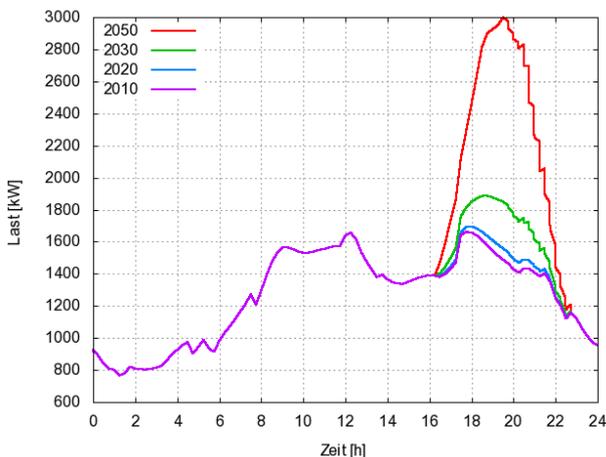


Bild 3 Lastgang Elektromobilität mit 3 kW Ladeleistung

Es wird deutlich, dass bei 3 kW Ladeleistung bis zum Jahr 2020 mit einer Million Elektroautos kaum eine Mehrbelastung gegenüber 2010 bezüglich des Lastflusses zu erwarten ist. In **Tabelle 1** sind die Spitzenlasten der verschiedenen Szenarien aufgetragen und zum Vergleich auch die relative Erhöhung zu 2010. Dabei wird deutlich, dass die Last frühestens 2030 eine maßgebliche Mehrbelastung darstellen wird.

Szenario	Werktag 3 kW	Werktag 10 kW
2010	1.662 kW	1.662 kW
2020	1.696 kW (+2%)	1.750 kW (+5%)
2030	1.887 kW (+14%)	2.306 kW (+39%)
2050	2.997 kW (+80%)	5.695 kW (+343%)

Tabelle 1 Spitzenlasten (absolute/relative Erhöhung)

Wie kritisch diese Lasterhöhung in dem Niederspannungsnetz ist, zeigt die nächste Darstellung für das Szenario 2030. Hier sind zum einen überlastete Netzelemente in rot und Netzknoten mit 5% Unterspannung in grün dargestellt. Dabei wurde die 5% Grenze als kritisch angenommen, da von Mittelspannungsebene bis zum Endkunden an der Niederspannungsebene ein Spannungsband von $\pm 10\%$ eingehalten werden muss [5]. Teilt man das verfügbare Band gleichmäßig auf unter der Annahme, dass ein Spannungsabfall in der Mittel- und Niederspannungsebene gleichzeitig und gleichmäßig stattfindet, ergibt sich eine maximale Abweichung von $\pm 5\%$ sowohl für das Nieder- als auch Mittelspannungsnetz.

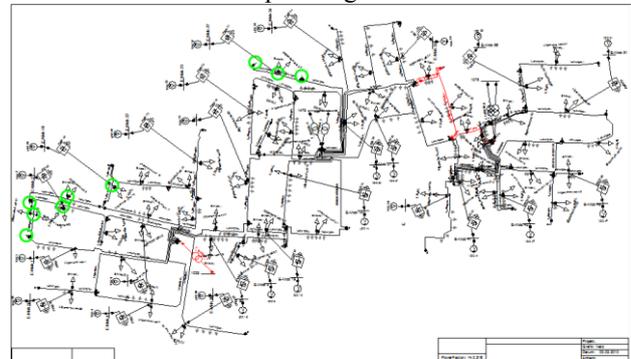


Bild 4 Überlast und Unterspannung im Szenario 2030 (10 kW)

In **Bild 4** ist zu sehen, dass ein Ortsnetztransformator unten links überlastet ist. Dieser könnte bis 2030 jedoch vergleichsweise einfach ausgetauscht werden. Kritischer ist die oben rechts dargestellte überlastete Leitung im Netz. Leitungen zu verstärken ist ungemein teuer. Auch ist zu erkennen, dass an neun Netzanschlusspunkten das Spannungsband verletzt wird, was ebenso zusätzlichen Netzausbau notwendig machen könnte. Für das Szenario 2050 zeigt die Untersuchung maßgebliche und weitreichende Überlastungen der Netzelemente. Für das Szenario 2020 kommt es zu keinen Überlasten oder Unterspannungen bei den gewählten Ausgangsdaten. Jedoch kann es auch hier zu kritischen Situationen kommen, wenn es beispielsweise zu einer lokalen Häufung von Elektrofahrzeugen in einer Nachbarschaft kommt. Bereits fünf Fahrzeuge an einer Leitung in einer Nachbarschaft führen lokal zu Situationen, die flächendeckend erst 2030 und später zu erwarten sind. Und dass sich in einer bestimmten Nachbarschaft das Elektroauto im Vergleich überproportional häufig durchsetzt, ist nicht gerade unwahrscheinlich, zumal in städtischen Netzen die Konzentration an Elektroautos ohnehin höher sein dürfte. Im Vaihinger Niederspannungsnetz wurde der Netzknoten identifiziert, der die größte Spannungsempfindlichkeit bezüglich einer Wirk-

leistungsänderung $\frac{\partial U}{\partial P}$ aufweist. Sollten hier 5 Fahrzeuge mit jeweils 10 kW Ladeleistung angeschlossen werden, wird das Spannungsband knapp verletzt, wie **Bild 5** zeigt.

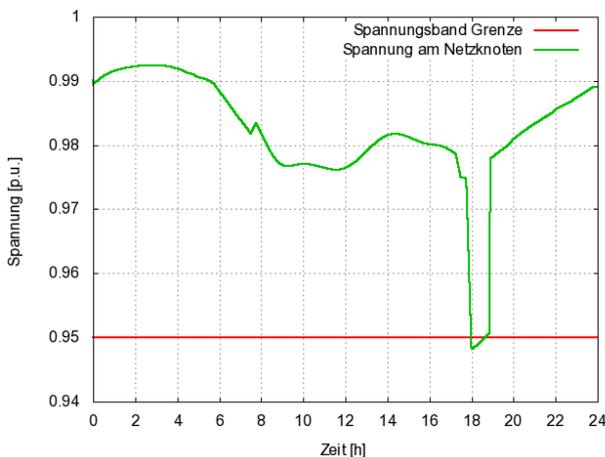


Bild 5 Spannungsänderung beim Laden von 5 Elektrofahrzeugen mit jeweils 10 kW Ladeleistung

Durch Überlast wären Netzelemente erst bei höheren lokalen Konzentrationen gefährdet. Zusammenfassend kann man feststellen, dass bis 2020 vereinzelt Probleme durch Unterspannung aufgrund lokaler Häufungen entstehen können. Überlastete Netzelemente zeigt die Simulation in diesem Netz erst ab 2030. Dass die Konzentration an Elektrofahrzeugen in Städten im Vergleich zum Bundesdurchschnitt deutlich höher liegen dürfte, verschärft die Problematik. Hinzu kommt, dass der Strombedarf unabhängig von der Elektromobilität steigen dürfte, was für zusätzliche Belastung sorgt. Daher muss spätestens ab 2025 mit Überlastungen aufgrund von Elektromobilität gerechnet werden, sofern die Fahrzeuge ungesteuert geladen werden. Daher ist bis dahin eine intelligente Aufladung notwendig.

4 Lademanagementsystem (LMS)

Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit Möglichkeiten, wie die im letzten Abschnitt beschriebenen, entstehenden Probleme durch eine intelligente Aufladung entschärft werden können.

4.1 Gesteuerte Lasten

Die Ursachen für die identifizierten Netzengpässe sind zum einen die stark zeitlich korrelierte Aufladung der Fahrzeuge nach der Arbeit und zum anderen das zeitliche Zusammentreffen mit den ohnehin schon vorhandenen Lastspitzen in den Abendstunden. Ein Lademanagementsystem könnte nun die Aufladung der Fahrzeuge zeitlich koordinieren, so dass diese nacheinander geladen werden. Außerdem könnte die Aufladung auch auf die Nacht verschoben werden, in der die Netzauslastung ohnehin deutlich geringer ausfällt. Ob es hierzu ausreichend ist, den Fahrzeughaltern Anreize beispielsweise in Form eines vergünstigten Strompreises anzubieten, oder ob letztlich der Netzbetreiber entscheidet, ob ein Fahrzeug geladen

wird, muss noch untersucht werden. Denn es ist denkbar, dass der ein oder andere Fahrer trotz höherer Preise sein Auto sofort voll laden möchte. Vermutlich wird es zu einer Kombination aus Anreizen und Schaltungshoheit seitens der Energieversorger kommen, sollte das Netz in einen gefährlichen Zustand geraten.

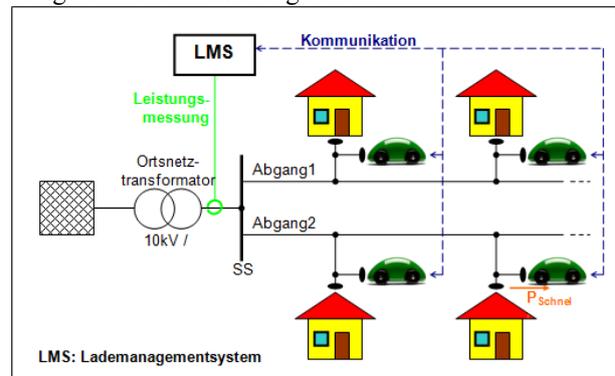


Bild 6 Konzept eines Lademanagementsystem

Ein solches Lademanagementsystem kann beispielsweise wie in **Bild 6** dargestellt ausgeführt werden. Es kommuniziert via Power Line Communication oder über eine Datenverbindung, wie sie beispielsweise beim Mennekes Ladestecker [6] vorgesehen ist. Für die Fahrzeughalter gibt es zum Beispiel zwei Prioritätsstufen, zwischen denen sie wählen können. Zum einen gibt es die Schnellladung, bei der die Ladung nur verzögert wird, sollte eine Netzüberlastung bevorstehen. Und zum anderen gibt es eine Normalladung, die das Fahrzeug spätestens bis zum nächsten Morgen lädt. Weiterhin weiß das LMS über die Auslastung des zugehörigen Ortsnetztransformators und kann die Aufladung der Fahrzeuge nun zeitlich so koordinieren, dass der Lastgang ausgeglichen wird, wie in **Bild 7** dargestellt.

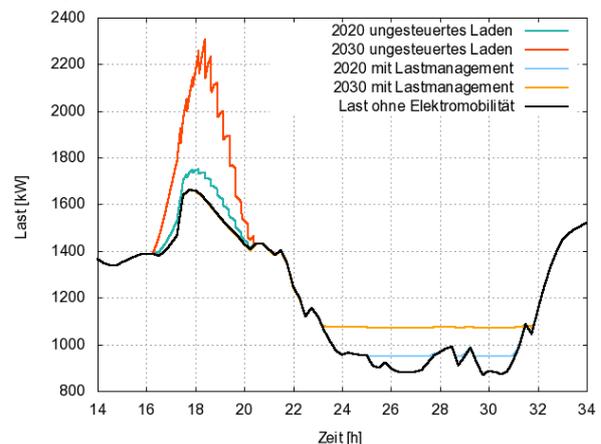


Bild 7 Resultierender Lastgang durch Lademanagement

Die Darstellung zeigt deutlich, dass es unproblematisch für das Netz ist die nötige Energiemenge bereitzustellen. Vielmehr ist die Leistung der begrenzende Faktor. Die Energiemenge zum Laden aller Fahrzeuge kann während der Nacht zwischen 23 Uhr und 8 Uhr aufgebracht werden. Jegliche Netzüberlastungen und Unterspannungszustände, wie in Abschnitt 3 beschrieben, können durch dieses System bis einschließlich des Szenarios 2050 vermieden werden.

4.2 Weitere Netzdienstleistungen

Neben der Steuerung der Lasten ist es denkbar, dass das Lademanagementsystem sich auch an Aufgaben wie Spannungsstützung durch Blindleistungsregelung oder dem Anbieten von Regelenergie zur Frequenzhaltung beteiligt. Die Spannungsabweichung vom Transformator zum Verbraucher ergibt sich nach [7] näherungsweise zu

$$\Delta U = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U^2}.$$

Sie wird sowohl durch den Wirkleistungs- als auch den Blindleistungsfluss bestimmt. Auf Niederspannungsebene ist es jedoch so, dass $R > X$ gilt und damit der Einfluss der Wirkleistung deutlich größer ist. Durch Photovoltaikanlagen kann es heute schon zu Spannungsüberhöhungen kommen, weshalb darüber nachgedacht wird, dass diese Blindleistung zur Kompensation beziehen müssen. Viel effektiver ist es hier jedoch steuerbare Lasten einzusetzen und die Spannung wenigstens zum Teil auch über die Wirkleistung zu regeln. Dies könnte das Lademanagement für die Elektroautos zusätzlich berücksichtigen.

5 Wirtschaftlichkeit von Regelenergie durch Elektroautos

Bei einer Million Elektrofahrzeuge im Jahr 2020 mit durchschnittlich 25 kWh Batteriekapazität fahren auf deutschen Straßen Speicher mit einer Gesamtkapazität von 25 GWh. Im Jahr 2010 gibt es eine installierte Leistung von 6,5 GW an deutschen Pumpspeicherkraftwerken mit einer Speicherkapazität von in etwa 40 GWh¹. Das heißt, dass selbst die kleine Anzahl von einer Million Elektroautos, die für 2020 erwartet wird, zu einer beträchtlichen Menge an zusätzlicher Speicherkapazität führt. Auch, wenn sicherlich nicht jedes Auto genutzt werden kann, stehen die meisten Fahrzeuge länger als sie fahren und könnten so für Netzdienstleistungen eingesetzt werden. Ob das wirtschaftlich sein wird, hängt größtenteils von den Kosten für die Batterie und den möglichen Vergütungen für Netzdienstleistungen ab. Angesichts der beträchtlichen Speicherkapazität ist es lohnend dies genau zu untersuchen.

5.1 Batteriekosten

Derzeit kostet eine Kilowattstunde einer Lithium-Ionen-Batterie durchschnittlich ca. 400 € und hält ca. 1.200 Vollzyklen. Die Times Online [9] fand heraus, dass bei dem noch dieses Jahr erscheinenden Nissan Leaf die Batterie sogar nur 300 €/kWh in der Produktion kosten soll. Damit wird das große Potential bei der Kostenreduktion deutlich, welches Lithium-Ionen Batterien in den nächsten Jahren durch Serienfertigung und wissenschaftlichen Fortschritt haben. Bei dem industriellen Durchschnitt von ca. 400 €/kWh ergibt sich bei 1.200 Vollzyklen ein Preis von 0,33 €/kWh Ladungsumsatz, sofern man die Kosten ohne Kapitalverzinsung betrachtet. Praktisch wird aber

¹ Ermittelt anhand von Datenblättern der entsprechenden Energieversorger und [8]

schnell klar, dass man zusätzlich auch die Kapitalverzinsung betrachten muss: Ein vergleichbarer Akku, der eine doppelt so lange Lebensdauer von beispielsweise 2.400 Vollzyklen hat, darf nicht auch doppelt so teuer sein. In diesem Fall wäre es nämlich günstiger, nacheinander zwei Akkus mit einer Lebensdauer von 1.200 Zyklen zu kaufen, um auf dieselbe Lebensdauer zu kommen, da sich das zwischenzeitlich gesparte Geld verzinst. Demnach muss man die Kosten mit Kapitalverzinsung betrachten, die unter anderem davon abhängen, wie viel die Batterie genutzt wird. Unter den Annahmen, dass ein Elektroauto eine Batteriekapazität von 25 kWh hat, 15.000 km pro Jahr zurücklegt und 20 kWh/100 km verbraucht, ergeben sich mit einer Kapitalverzinsung von 5% Kosten pro kWh Ladungsumsatz in Höhe von 0,42 €. Steigt die jährliche Fahrleistung oder der Verbrauch, sinken die Kosten, da sich der Ausnutzungsgrad der Batterie erhöht. Das Minimum bleiben jedoch die Kosten ohne Kapitalverzinsung. Für das Jahr 2020 werden Kosten von 250 €/kWh prognostiziert und eine Lebensdauer von ca. 3.000 Vollzyklen. Daraus ergeben sich Kosten in Höhe von 0,08 € pro kWh Ladungsumsatz ohne Kapitalverzinsung und 0,14 € mit einer Verzinsung von 5%. Auf der anderen Seite ist es wahrscheinlich, dass die 3.000 möglichen Zyklen während der Lebensdauer eines Autos kaum ausgeschöpft werden. Mit einer Ladung kommt ein Elektroauto ca. 125-150 km weit, was bei 3.000 Zyklen einer Strecke von 375.000 km – 450.000 km entsprechen würde. Es ist davon auszugehen, dass viele Fahrzeuge deutlich früher ausgemustert werden, was bedeutet, dass die zusätzlichen Zyklen durch Netzdienstleistungen zumindest zum Teil quasi umsonst sind, da die Batterie andernfalls nach etwa 13 Jahren aufgrund ihres kalendarischen Alters unabhängig von der Nutzungsintensität ohnehin ihren Dienst verweigert. Damit ergeben sich die zusätzlichen Kosten nur aus der Kompensation von Wirkungsgradverlusten und den Mehrkosten für einen bi- statt uni-direktionalen Umrichter.

5.2 Kosten und Vergütungen bei Netzdienstleistungen und Rückspeisung

Prinzipiell sind drei Arten denkbar, wie sich mit dem gezielten Aufladen oder gar der Rückspeisung von Energie aus den Batterien von Elektroautos wirtschaftlicher Nutzen ziehen lassen könnte:

1. Stromhandel an der Strombörse EEX,
2. Frequenzhaltung,
3. Vorhalten von Wirkleistungs-Sekundenreserve.

Für den Stromhandel an der Strombörse EEX in Leipzig spielt der Preisunterschied zwischen Kauf und Verkauf die maßgebliche Rolle. Aber auch der Wirkungsgrad beim Laden und Entladen von Batterie und Wechselrichter in Höhe von ca. 70% muss berücksichtigt werden. Lädt man eine kWh reicht dies für die Rückspeisung von 0,7 kWh. Auf Intraday-Basis beträgt der durchschnittliche Preisunterschied mit Stand 2010 in etwa 30 €/MWh mit einem Potential bis hin zu 60 €/MWh. Bei also maximal 0,06 € pro kWh können derzeit und auch 2020 nicht die Kosten für den Akkuverschleiß selbst ohne Kapitalverzinsung gedeckt werden. Nur in der beschriebenen Situation, dass

2020 eventuell die Lebensdauer der Batterie die des Fahrzeugs übersteigt, würde es Sinn machen mit einem Elektroauto Stromhandel an der Börse zu betreiben. Jedoch wäre auch dann der Erlös aufgrund der Wirkungsgradverluste sehr überschaubar.

Frequenzhaltung durch Primärregelung wird monatlich und pauschal mit einem Leistungspreis vergütet. Aktuelle Preise liegen bei ca. 15.000 €/MW pro Monat, was pro kW und zur Verfügung gestellter Stunde 0,021 € macht. Unter der Annahme, dass ein Fahrzeug täglich 20 Stunden zur Verfügung steht und 2 kW bereitstellen kann, ergibt sich ein monatlicher Erlös von 25 €. Die nötige Sicherheit in der Bereitstellung kann über Pooling mit anderen Anbietern geschehen, wodurch allerdings zusätzliche Kosten entstehen. Der aufkommende Akkuverschleiß aufgrund tatsächlichen Primärregeleinsatzes ist vergleichsweise schwer abzuschätzen.

Dies ist bei der Wirkleistungs-Sekundenreserve anders, da hier auch historische Daten über den Abruf zur Verfügung stehen. Außerdem wird neben der zur Verfügung gestellten Leistung auch die tatsächlich verrichtete Arbeit vergütet. Der Vorteil bei der Wirkleistungs-Sekundenreserve ist der, dass man explizit nur negative Regelernergie zum Laden der Fahrzeuge anbieten kann. Geladen werden müssen sie ohnehin, so dass hier nicht die Kosten für den Akkuverschleiß bei der Rückspeisung zu Buche schlagen. Generell wird hier zwischen Haupt- und Nebenzeit unterschieden. Für die Elektrofahrzeuge ist die Nebenzeit von 20:00 Uhr bis 8:00 Uhr morgens geeignet, da sie hier geladen werden müssen und in der Regel auch verfügbar sind. Die Nebenzeit erstreckt sich jedoch auch über Samstag, Sonn- und Feiertage. Hier muss für Ersatz gesorgt sein, da die Elektroautos weniger Nachladung benötigen. Unterstellt man wie in den vorhergegangenen Simulationen eine Ladung von 10 kWh pro Nacht und Elektroauto an einem Werktag, kann jedes eine Sekundenreserveleistung von 0,833 kW für 12 Stunden anbieten. Im EnBW Netz wird in der Nacht durchschnittlich eine negative Reserve in Höhe von 200-300 MW benötigt. Daraus resultiert ein Arbeitspreis von in etwa 6 €/MWh, der an den Energieversorger zu zahlen ist. In den seltenen Fällen, bei denen noch mehr Leistung notwendig ist, wird der Preis günstiger und es kann sogar vorkommen, dass der Energieversorger an den Energieverbraucher zahlt. Nimmt man einen Preis von 30 €/MWh in der Nacht an der Strombörse an, spart man 24 €/MWh oder 0,24 € für 10 kWh an jedem Werktag. Auf monatlicher Basis ergäbe sich mit Leistungs- und Arbeitspreis insgesamt ein Gewinn von in etwa 12,15 € pro Fahrzeug ohne dass Kosten in Form von Verschleiß entstehen. Es bleibt jedoch fraglich, ob dieser Gewinn ausreicht, um auch die Kosten für die Umsetzung zu tragen.

Im Zuge des flächendeckenden Ausbaus erneuerbarer Energien wird es aber vermutlich dazu kommen, dass der Bedarf an Regelernergie und Speichern im Netz deutlich ansteigt [10]. Somit werden sich die Preise erhöhen und dieses Konzept wird immer interessanter.

6 Fazit

Diese Untersuchung hat gezeigt, dass das betrachtete Niederspannungsnetz bis 2020 gut gewappnet ist, die nötige Leistung und Energie für Elektromobilität zur Verfügung zu stellen. Nur lokale Häufungen von Elektroautos in bestimmten Nachbarschaften könnten auch schon 2020 problematisch sein. Eine Lösung dafür wäre ein Lademanagement, welches die Ladung vieler Elektroautos koordiniert und auch Netzdienstleistungen zur Verfügung stellen kann.

Darüber hinaus wurde abgeschätzt, wie wirtschaftlich das Anbieten von Netzdienstleistungen durch Elektroautos ist. Es lässt sich folgern, dass es heute schon Sinn machen kann negative Wirkleistungs-Sekundenreserve vorzuhalten. In Zukunft ist davon auszugehen, dass die Preise für Regelernergie aufgrund fluktuierender erneuerbarer Energien ansteigen werden, was das Anbieten von Netzdienstleistungen noch rentabler machen dürfte. Darüber hinaus ist es denkbar, dass bei ausgemusterten Elektroautos die Batterie stationär für solche Regelaufgaben wiederverwendet werden könnte. Nach 1.200 Zyklen, was bei derzeitigen Reichweiten in etwa 150.000 km entspricht, hat die Batterie noch 80% ihrer Kapazität. Auch ein Restwert der Batterie macht Elektroautos wirtschaftlicher, da die Kosten nicht vollständig über die Lebensdauer der Fahrzeuge abgeschrieben werden müssen.

7 Literatur

- [1] European Commission: Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage, Brüssel, 2010
- [2] Energie Impuls OWL e.V.: Klimafreundliche Elektromobilität - Finanzielle Hürden zur Markteinführung bis 2020, 2010
- [3] Deutsche Bundesregierung: Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität, 2009
- [4] VDE Studie: Effizienz- und Einsparpotentiale elektrischer Energie in Deutschland, 2008
- [5] DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2008
- [6] MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG: Elektroautos – MENNEKES übernimmt Vorreiterrolle bei Ladesteckvorrichtungen, Pressebericht, Kirchhundem, 2009
- [7] Basse, H.: Spannungshaltung in Verteilnetzen bei Stützung durch dezentrale Erzeugungsanlagen mit lokaler Blindleistungsregelung, IEH Uni Karlsruhe, 2008
- [8] VDE Studie: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, 2009
- [9] Times Online: The Leaf out of the green book, Online-Artikel, 4. April 2010, http://business.timesonline.co.uk/tol/business/industry_sectors/transport/article7086781.ece
- [10] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung: Jahresbericht 2009