



Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3

Lade-Infrastruktur und Netzintegration



Inhalt

1	Allgemeine Zielsetzung der AG 3	3
2	Elektromobilität im Spannungsfeld von Energieversorgungsnetz und regenerativer Erzeugung	4
3	Mögliche Netzbelastungen in Folgeinfolge der Integration der Elektroautos	6
3.1	Typische Netzstrukturen und Anschlusspunkte für Elektromobilität	6
3.2	Bewertungskriterien für eine Netzkapazitätsanalyse	7
3.3	Ansatz zur Beurteilung der Netzkapazität	8
3.4	Kapazität (untersuchter) Verteilnetze zur Integration Elektromobilität	8
3.5	Auswirkung investiver Maßnahmen bezüglich Netzintegration Elektromobilität	8
4	Anforderungen an die Ladeinfrastruktur	9
4.1	Abgrenzung Ladearten	9
4.2	Heute vs. Absehbar	9
4.3	Grundbedürfnis Verbraucher	9
4.4	Anforderung Energiesysteme	10
4.5	Anforderungen Geschäftsmodelle	10
5	Technologieentwicklung des Ladepunktes	10
5.1	Entwicklung der Hardware des Ladepunktes und Einsatzmöglichkeiten	11
5.2	Anwendungsregeln als Grundlage zuverlässigen und schnellen Marktaufbaus	13
6	Potenziale durch die Integration der Elektromobile in das Smart Grid	14
6.1	Ausbaustufen der intelligenten Einbindung der Ladeinfrastruktur	15
6.2	Energiewirtschaftliche Potenziale einer intelligenten Ladeinfrastruktur	18
7	F&E- Roadmap	19
7.1	Ladestation	19
7.2	Netzbetrieb/ Smart Grid	20
7.3	Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)	21
7.4	Geschäftsmodelle/ Systemansätze	21
8	Nächste Schritte zum Endbericht	22

1 Allgemeine Zielsetzung der AG 3

Die Arbeitsgruppe hat folgende Schwerpunkte definiert:

Infrastrukturbedarf: Der Aufbau eines Massenmarktes für Elektromobilität bedarf einer effizienten und wirtschaftlichen Lade-Infrastruktur. Dieser Bedarf wird durch die Arbeitsgruppe Lade-Infrastruktur und Netzintegration auf Basis der in der NPE konsolidierten Markthochlaufszszenarien und Nutzungsszenarien bis 2020 ermittelt. Hierbei werden sich verändernde Mobilitätskonzepte und das Zusammenspiel der Verkehrsträger in der elektromobilen Zukunft berücksichtigt. Ein Ausblick auf den weiteren Bedarf nach 2020 wird – sofern möglich – gegeben. Finanzielle Vorleistungen (z. B. zum Aufbau eines Smart Grids), die vor 2020 erfolgen, aber erst nach 2020 ihren vollen Nutzen entfalten, werden dabei Berücksichtigung finden.

Netzintegration und Versorgungssicherheit: Die Einbindung der Elektrofahrzeuge und der dafür notwendigen Lade-Infrastruktur in die Versorgungsnetze und die Gestaltung des Zusammenspiels zwischen Erzeugung, Verbrauch und lokaler Netzkapazität wird anhand der für den Infrastrukturaufbau ermittelten Verbrauchs- und Lade-Infrastrukturszenarien aufgezeigt. Die unmittelbaren Auswirkungen der Elektromobilität auf die Netzstabilität werden untersucht. Die stark zunehmende volatile Erzeugung aus erneuerbaren Quellen, vor allem in den Verteilnetzen, ist ein Beeinflussungsfaktor unabhängig von der Elektromobilität und wird in die Rechnungen einbezogen. Vorgaben zu notwendigen Maßnahmen in Hinblick auf den Erhalt der hohen Netzstabilität und Versorgungssicherheit werden erarbeitet. Das Zusammenspiel zwischen Elektrofahrzeug, Lade-Infrastruktur und Netz über Smart-Grid-Lösungen wird technisch beschrieben und in Hinblick auf Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit bewertet.

Technologie-Roadmap: Von der Arbeitsgruppe wird ein Überblick über die technologischen Möglichkeiten der Lade-Infrastruktur erarbeitet, die bis 2020 zu erwarten und zu erschließen sind. Neben der Leistungsübertragung am Ladepunkt werden innovative Kommunikationssysteme aufgezeigt. Diese Optionen werden auf Basis einer zeitlichen Einordnung mit in die Betrachtungen zum Infrastrukturbedarf und den Infrastrukturaufbau-Empfehlungen einbezogen.

Wertschöpfungspotenziale: Lade-Infrastrukturaufbau, Netzaus- bzw. -umbau im Kontext der Elektrifizierung des Individualverkehrs eröffnen neue Geschäftsfelder für eine „Elektromobilitäts-Infrastrukturbranche“ in Industrie und Handwerk. Die deutsche Elektrotechnikindustrie, aber auch die deutsche Informations- und Kommunikationsindustrie, sind in vielen Infrastrukturbereichen führend. Mit dem Elektrohandwerk sind flächendeckend Dienstleister zum Aufbau der Infrastruktur vorhanden. Es ist Ziel, Wertschöpfungskette und -potenziale im Kontext der Elektromobilität zu beschreiben und Wege zu einem erfolgreichen Ausbau der Position aufzuzeigen.

Eine aussagekräftige Bearbeitung dieser Themenbereiche legt eine zeitliche Teilung nahe. Im Zwischenbericht werden vor allem Aussagen zu verfügbaren und zu entwickelnden Technologien, grundlegende Betrachtungen zur Netzintegration und zur Rolle der Elektromobilität im Energiesystem sowie erste Überlegungen zu den im Zeitverlauf notwendigen informations- und kommunikationstechnischen Anforderungen an die Lade-Infrastruktur vorgelegt.

Empfehlungen zum Infrastrukturaufbau im Zusammenhang mit der angestrebten Leitmarktdimension von 1 Mio Fahrzeugen in Deutschland sowie verlässliche Empfehlungen für eine Infrastruktur nach 2020, können nur auf Basis valider Markterwartungen und Markthochlaufszszenarien zu Fahrzeugtypen, -verteilung und -nutzung erarbeitet werden. Diese werden derzeit im Rahmen der NPE erarbeitet.

Die Arbeitsgruppe ist sich an diesem Punkt einig, vor dem Hintergrund der erwarteten finanziellen und regulativen Implikationen auf einem sicheren Fundament zu arbeiten und keine ungedeckten Annahmen vorzulegen. Daher werden die beschriebenen Empfehlungen sukzessive und nach Vorliegen der Ausgangsparameter erarbeitet und spätestens mit Abgabe des Endberichts im Frühjahr 2011 vorgelegt.

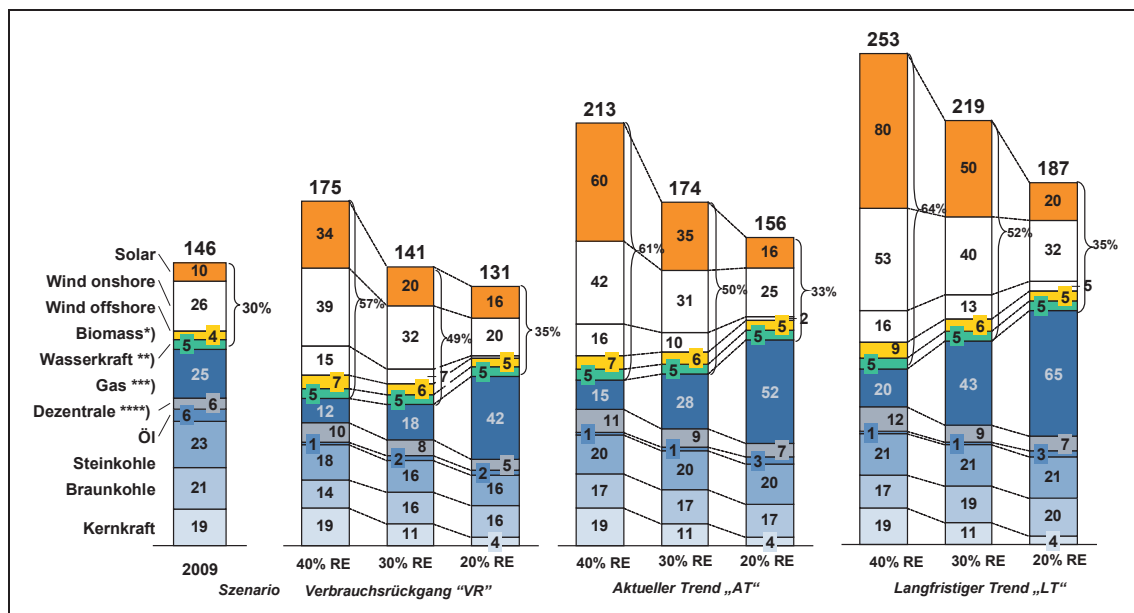
2 Elektromobilität im Spannungsfeld von Energieversorgungsnetz und regenerativer Erzeugung

In Deutschland gilt als Common Sense, dass Elektromobilität mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen verwirklicht werden soll. Dadurch soll ein Beitrag zur klimaverträglichen individuellen Mobilität geleistet werden. Die mit diesem Vorhaben verbundenen technologischen Voraussetzungen können ein Alleinstellungsmerkmal gegenüber globalen Wettbewerbern sein und so die Vorreiterrolle Deutschlands in den Bereichen Automobilindustrie und erneuerbaren Energien zusammenzuführen.

Elektromobilität ist im Spannungsfeld von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie zu betrachten. Eine isolierte Diskussion der Batterie als Verbraucher wird den verschiedenen Anforderungen an die Einbindung des Elektroautos nicht gerecht - stellvertretend seien hier genannt: Gewährleistung der Netzsicherheit auch bei höherer Durchdringung und damit verbunden steigenden Gleichzeitigkeitsgraden, möglichst schnelle und störungsarme Ladung und vor allem auch wirtschaftliche Nutzung des Elektroautos als Energiespeicher bzw. Anbieter von Netzdienstleistungen. Das gesamte Energiesystem durchläuft einen Veränderungsprozess, in dem Elektroautos ihre Rolle spielen werden.

Derzeitige Entwicklungen zeigen, dass die volatile regenerative Einspeisung weiter zunehmen wird. Dies wirkt sich auf die konventionelle Erzeugung ebenso aus wie auf die Struktur und den Betrieb der elektrischen Versorgungsnetze. Um die Versorgungsaufgabe wahrnehmen zu können, wurden über Jahrzehnte die Netze so entwickelt, dass sie von einer ausreichenden Anzahl über Deutschland verteilter, leistungsstarker Einspeisepunkte elektrische Energie in die Lastzentren transportieren und dort verteilen können. Die Netzstruktur wurde auf die Optimierung dieser Aufgabe ausgerichtet.

Mit dem Ausbau der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen bestimmt seit einigen Jahren vorwiegend die Verfügbarkeit von Wind und Sonne sowie regional unterschiedliche Energiekonzepte die Standorte der neuen Erzeuger in Deutschland. Gleichzeitig ist diese Erzeugung nur eingeschränkt plan- und steuerbar und steht nicht nachfragegerecht, sondern wetterabhängig und damit eher erratisch zur Verfügung.



Szenarien zur Entwicklung der Einspeiseleistungen in GW bis 2020 in Deutschland (Quelle: VDE)

Nach politischem Willen soll 2020 in Deutschland 18 % des Gesamtenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen kommen. Die Erzeugung elektrischer Energie wird einen überproportionalen Beitrag leisten, so dass gemäß Energiekonzept und Nationalem Aktionsplan erneuerbare Energien in 2020 der Anteil mindestens 35 % betragen wird. Für die angestrebte Entwicklung im Energiekonzept ergibt sich eine installierte Leistung allein der beiden fluktuierenden Quellen (Wind und Solar) von rund 80 GW. Sie liegt damit im Bereich der erwarteten Spitzenlast.

Die deutschen Übertragungs- und teilweise auch die Verteilnetze sind nicht für diese zukünftigen Anforderungen ausgelegt. Aus dieser Situation erwachsen zwei wesentliche Herausforderungen an das Energiesystem:

- 1. Aufgrund der steigenden Leistung erneuerbarer Erzeugung kommt es zu Zeiten mit einem Überangebot an elektrischer Energie.** Die durch fluktuierende erneuerbare Quellen erzeugbare Leistung übersteigt die aktuelle Last. Die Häufigkeit, in der dieses Phänomen auftritt, wird zunehmen. Die Abgabe von gefördertem Strom ins Ausland ist eine mögliche Folge. Finden sich keine Verbraucher/Speicher, die diese Energie nutzen/aufnehmen können, müssen in letzter Konsequenz Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien abgeregelt werden.
- 2. Die heutigen elektrischen Versorgungsnetze können hohe Energiemengen der erneuerbaren Erzeugung nicht transportieren und verteilen.** Die elektrischen Netze sind so konzipiert, dass der Energiefluss von den Übertragungs- in die Verteilnetze erfolgt. Zudem sind gerade die Verteilnetze so ausgelegt, dass sie geeignet sind, die (durchmischte) Stromnachfrage abzudecken. Ein starker Zuwachs an Einspeisung z. B. durch Solarenergie kann zu technischem Anpassungsbedarf führen. Dies gilt vor allem in ländlichen Strukturen.

Beide Aspekte werden massiv einen wirtschaftlich vertretbaren weiteren Ausbau erneuerbarer Energien erschweren.

Neben den erzeugungs- und netzseitigen Veränderungen sind auch die Energieverbraucher einem Wandel unterworfen. Während auf der einen Seite herkömmliche Lasten wie bspw. Leuchten oder Hausgeräte durch Effizienzsteigerungen einen geringeren Leistungs- und Energiebedarf aufweisen werden, kommen andererseits neue Verbraucher mit vergleichsweise großer Leistung (z. B. Wärmepumpen und thermische Speicher, aber auch Elektrofahrzeuge) hinzu. Gleichzeitig eröffnet der Wandel auf der Verbraucherseite über Lastmanagement auch neue Chancen für eine effiziente Reaktion auf die erzeugungsseitigen Herausforderungen.

Neue Verbraucher, wie beispielsweise Elektrofahrzeuge, stellen im häuslichen Bereich während des Ladevorgangs eine hohe Last über einen u. U. langen Zeitraum dar. Die maximal genutzte Leistung eines Haushalts beträgt heute in der Regel 3–4 kW. Schließt man zusätzlich ein Elektrofahrzeug mit 3,7 kW an, verdoppelt sich die maximale Leistungsentnahme. Würden die Fahrzeuge mit z. B. 11 kW „betankt“, so vervierfacht sich die maximale Leistungsentnahme nahezu auf bis zu 15 kW.

In der Vergangenheit wurde die Netzbeanspruchung unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors des maximalen Verbrauchs von kleiner als 1 berechnet, da nicht alle Haushalte gleichzeitig ihre Höchstleistung beziehen. Dieser Gleichzeitigkeitsfaktor ist individuell für den jeweiligen Netzteil (Niederspannungskabel, Ortsnetztransformatoren, Mittelspannungskabel, Umspannwerke). Geht man nun davon aus, dass neue Verbraucher wie beispielsweise Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge potenziell gleichzeitig in Betrieb (hier: Laden) genommen werden, steigt der Gleichzeitigkeitsfaktor und damit die Beanspruchung des Netzes mit der Gefahr der Netzüberlastung. Intelligente Lade-Infrastruktur mit der Möglichkeit, z. B. Ladevorgänge in der Ladeleistung und/oder Ladezeiträume der Fahrzeuge zu steuern und damit sinnvoll in das Gesamtsystem zu integrieren, können daher bei entsprechender Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge und Vorhandensein intelligenter Netzstrukturen sinnvoll sein.

Bei einem regional konzentrierten Roll-out der Elektrofahrzeuge kann nicht ausgeschlossen werden, dass schon in der ersten Phasen bis 2020 punktuelle Engpässe entstehen.

Die Elektromobilität kann mit dem Ladevorgang ein Risiko darstellen, wenn nicht die erforderlichen technischen Maßnahmen ergriffen werden. Sie bietet zugleich die Möglichkeit, elektrische Energie zu speichern. Damit kann sie einen Beitrag zur Stabilität eines künftigen Energiesystems leisten:

Der Nutzen von Speichern im Netzbetrieb wird kontinuierlich steigen. Die Batterien der Elektrofahrzeuge stellen hier eine Zukunftsoption dar; perspektivisch eröffnen sich mit der gezielten Einbindung demnach Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle. Fahrzeugbatterien sind kleinskalige Speicher, die aufgrund ihrer Menge aber einen Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems liefern können:

- Beitrag zur in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber liegenden Ausregelung der Netze
- Integration in Netzbetriebssysteme der Verteilnetzbetreiber, um Überlastung und damit Störungen in den Verteilernetzen zu verhindern
- Aufnahme der Einspeisung aus erneuerbaren Energien zum bilanziellen Ausgleich der für die Vermarktung der erneuerbaren Energien zuständigen Marktakteure
- Lokale Aufnahme von dezentral erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien, wodurch die Beanspruchung des Netzes gesenkt werden könnte

Genauere Vorhersagen über die Beanspruchung derzeitiger Netze bzw. die Höhe des energiewirtschaftlichen Potenzials lassen sich nur konkret mit Blick auf Art der Elektroautos, regionale Verteilung und Nutzerverhalten anstellen. Diese werden in der nächsten Phase der Betrachtungen gemeinsam mit den Automobilherstellern erarbeitet und lassen Empfehlungen hinsichtlich Netzausbau und -integration der Elektrofahrzeuge in Deutschland zu.

3 Mögliche Netzbelastungen infolge der Integration der Elektroautos

Störungsfrei Laden und die Stabilität der hinter dem Ladepunkt liegenden Netzteile nicht gefährden – das sind die wesentlichen Herausforderungen für die Integration der Elektrofahrzeuge in das Netz. Im Folgenden wird ein Berechnungsansatz vorgestellt, mit dem auf Basis der noch zu bestimmenden Hochlauf- und Infrastrukturszenarien eine Prognose für die netzseitigen Implikationen der Ladung von Elektroautos ermittelt werden kann.

Absehbar werden regional unterschiedliche Nieder- und Mittelspannungsnetze unterschiedliche Handlungsbedarfe bedingen – diesbezüglich dürfte heute vor allem die Besiedlungsdichte prägend für die vorhandenen Kapazitäten des Netzes sein. Die „Belastungen“ durch Einspeisung erneuerbarer Energie in die Nieder- und Mittelspannungsnetze sind ebenfalls regional verschieden und müssen zwingend als Parameter in die Empfehlungen zu Ausbauanforderungen in Vorbereitung auf eine stärkere Marktdurchdringung mit Elektrofahrzeugen einbezogen werden.

3.1 Typische Netzstrukturen und Anschlusspunkte für Elektromobilität

Im Nationalen Entwicklungsplan zur Elektromobilität wird für 2030 ein Anteil von 10 % Elektrofahrzeugen (BEV, PHEV, RE) am Gesamtfahrzeugbestand als Zielgröße formuliert, was einem Fahrzeugbestand von ca. 5 Mio. Elektrofahrzeugen in Deutschland entspricht. Im Rahmen dessen soll bis 2020 als Nahziel ein Fahrzeugbestand von 1 Mio. Elektrofahrzeugen realisiert werden.

Die für die Ladung der Fahrzeugbatterien aufzubauende Lade-Infrastruktur wird aus dem öffentlichen elektrischen Versorgungsnetz gespeist. Am bereitgestellten (Haus-)Anschlusspunkt des Kunden wird ein durch den Netzbetreiber standardisiertes Einphasen- bzw. Dreiphasennetz mit einer Frequenz von 50 Hz bereitgestellt.

Der Aufbau der Lade-Infrastruktur erfolgt absehbar vor allem im privaten Bereich der Hausinstallation des Nutzers/Fahrzeugbesitzers (Garage/Garagenstellplatz, Carport, Parkplatz im Privatgrundstück) unter Nutzung des bestehenden Hausanschlusspunktes. Zudem wird es gerade im städtischen/halb-städtischen Bereich die Errichtung von Lade-Infrastrukturen im öffentlichen Parkstraßenraum von Städten und Gemeinden geben.

Der Anschluss der aufzubauenden Lade-Infrastruktur erfolgt in den genannten Fällen grundsätzlich an das Niederspannungsnetz (dreiphasig 400 V, ggf. einphasig 230 V Wechselspannung, genormt nach EN 50160). Übliche Netzstrukturen sind hierbei im ländlichen/halbstädtischen Bereich Strahlennetze, einseitig gespeist durch eine Transformatorenstation. Diese Strahlennetze bestehen aus mehreren, sich ggf. noch verzweigenden Stickleitungen, an denen die flächig verteilten Hausanschlüsse über abzweigende Hausanschlussleitungen angeschlossen sind.

Im städtischen Bereich sind die Niederspannungsnetze durch die dort vorhandene größere Anschlussdichte von Hausanschlüssen und Abnehmern (Haushalte) oft als zweiseitig (durch zwei Transformatorenstationen) oder gar mehrseitig gespeiste geschlossene Ring- oder Maschennetze ausgeführt. Die Kapazität dieser Netze bezüglich anzuschließender Punktlasten (bspw. Elektrofahrzeuge) ist zwar höher als die der Strahlennetze, was aber durch die größere Anschlussdichte derselben im städtischen Bereich auch notwendig sein kann.

Weitere zu betrachtende Standorte für aufzubauende Lade-Infrastrukturen sind gewerbliche Bereiche, wie Einkaufsmärkte, Parkhäuser, Parkraum beim Arbeitgeber, Tankstellen etc., wo auch mehrere Ladesäulen zusammen errichtet werden können. In diesen Fällen betreibt der Gewerbetreibende in der Regel bereits ein eigenes NS-Arealnetz, welches bei Leistungen ab etwa 100 kVA durch eine eigene Kundenstation versorgt wird. In diesem Fall ist der Anschlusspunkt im Mittelspannungsnetz, wo grundsätzlich eine individuelle Betrachtung auf Basis der angemeldeten Leistung erfolgt. Dies ist bereits gängige Praxis und nicht Gegenstand der Netzkapazitätsanalyse.

Alle Netzstrukturen zeichnen sich dabei durch physikalische bzw. elektrotechnische Begrenzungen aus, d. h. bei Erreichen bestimmter Grenzwerte (z. B. in Bezug auf den sog. Spannungsabfall), ergibt sich die Notwendigkeit, das Netz anders aufzubauen bzw. zu verstärken. Dabei ist immer von der maximal möglichen Leistungsbeanspruchung auf den einzelnen Netzanschlüssen auszugehen.

3.2 Bewertungskriterien für eine Netzkapazitätsanalyse

Die wesentliche Dimensionierungsgröße für ein elektrisches Stromversorgungsnetz ist die elektrische Leistung aller angeschlossenen Verbraucher und Einspeiser, welche zu einer thermisch wirksamen Belastung der Netzanlagen führt.

Im Rahmen der Netzkapazitätsanalyse wird mittels einer Lastflussberechnung untersucht, inwiefern der Leistungsbedarf des Ladevorganges der Batterien der Elektrofahrzeuge durch das elektrische Netz bereitgestellt werden kann. Dabei wird die bereits vorhandene Netzvorbelastung berücksichtigt.

Neben der thermischen Belastung der Betriebsmittel ist die Einhaltung der in der EN 50160 beschriebenen Normspannung ($\pm 10\%$ UN) an allen Anschlusspunkten zu prüfen.

Folgende Kenngrößen und Kriterien sind für die Netzkapazitätsanalyse maßgebend:

- maximale Trafostationsauslastung in % der installierten Trafoleistung P_{Tr} [MVA]
– Kriterium der Grenzwertüberschreitung: Auslastung $> 100\%$ P_{Tr}
- maximale Auslastung des Leitungsnetzes in % des jeweils thermisch zulässigen Grenzwertes der betroffenen Kabel- bzw. Freileitungen P_{th} [MVA]
– Kriterium der Grenzwertüberschreitung: Auslastung $> 100\%$ P_{th}
- maximaler Spannungsabfall DU (an allen Anschlusspunkten) in % der Spannung an der Niederspannungssammelschiene der Trafostation U_{Tr} [V]

Bei Überschreitung eines der genannten Kriterien der Dimensionierungskenngrößen ist die Netzkapazität nicht ausreichend.

3.3 Ansatz zur Beurteilung der Netzkapazität

Zukünftige Netzzustände können exemplarisch durch komplexe Lastflussberechnungen mit geeigneter Netzberechnungssoftware ermittelt werden. Mit diesen werden die oben dargestellten Kenngrößen ermittelt und die angegebenen Kriterien auf mögliche Grenzwertüberschreitungen geprüft.

Dazu ist das jeweilige Niederspannungsnetz als eine, dem realen Schaltzustand entsprechende, Verknüpfung der berechnungsrelevanten Betriebsmittel-Impedanzen (Netzmodell) aufzunehmen und in die Software zu implementieren. Dabei wird das Leitungsnetz entsprechend der Realität so segmentiert, dass die flächig verteilten Netzlasten sowie Netzeinspeisung(en) („normale“ Hausanschlüsse, Ladestellen für Elektrofahrzeuge und ggf. dezentrale Erzeugungsanlagen) entsprechend der Lage ihrer Einbindung im Netz ins Netzmodell integriert werden können.

Entsprechende Netzmodelle für unterschiedliche reale Versorgungsstrukturen liegen bei den MS- und NS-Netzbetreibern vor. Es wurden beispielhaft Analysen mit statistisch verteilten Ladepunkten, unterschiedlichen Ladeleistungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren durchgeführt. In der Fortsetzung dieser Analysen werden für den NPE-Endbericht die abgestimmten Werte aus den Hochlaufszszenarien verwendet werden, so dass die Auswirkungen der Elektromobilität auf die Netze für die Szenarien bestimmt werden können.

Unberücksichtigt bleiben z. Z. dezentrale Erzeuger im Niederspannungsnetz (wie bspw. Photovoltaik), weil zunächst unterstellt wird, dass deren lastfluss-kompensierender Einfluss zur vorrangigen Ladezeit der Elektrofahrzeuge (abends, nachts) nicht genutzt werden kann. Da diese Situation bspw. an einem Wochenende sich anders darstellen kann, wird dies zu ergänzen sein. In den MS-Netzen sind dezentrale Erzeuger, wie Windenergie oder industrielle Anlagen berücksichtigt.

3.4 Kapazität (untersucher) Verteilnetze zur Integration Elektromobilität

Nach ersten Modelluntersuchungen sind in den Niederspannungsnetzen generell keine größeren Probleme zu erwarten. Hierzu wurden verschiedene Szenarien auf Basis von einer Million E-Fahrzeuge in unterschiedlichen Netzstrukturen modelliert. In lokalen Strukturen mit Häufungen von Elektrofahrzeugen oder Ladestationen mit höheren Ladeleistungen sind allerdings Grenzwertüberschreitungen nicht auszuschließen.

Anhand der branchenübergreifend noch abzustimmenden Hochlaufszszenarien wird die Modellierung geeigneter Netzbereiche konkret durchgeführt werden. Die daraus resultierenden Empfehlungen werden in den Endbericht einfließen.

3.5 Auswirkung investiver Maßnahmen bezüglich Netzintegration Elektromobilität

Sofern Engpässe durch z. B. geringere Querschnitte älterer Leitungsbestände vorliegen, wird im Zuge der laufenden Netzinvestitionen eine entsprechende Netzanpassung vorgenommen werden.

Bei höheren lokalen Durchdringungsgraden (Anteil Elektrofahrzeuge >10 %) insbes. im Falle besonderer Häufungen von genutzten Lade-Infrastrukturen/Elektrofahrzeugstandorten, ist die Möglichkeit des zeit-/lastgesteuerten Ladens von Fahrzeuggruppen über Fernsteuerung eine Alternative zum möglicherweise notwendigen Netzausbau. Ohnedies wird im Zuge der diskutierten zeitlichen Synchronisierung der Fahrzeugladung mit dem (Über-) Angebot an regenerativem Strom (Wind) die notwendige Errichtung/Nutzung von informationstechnischen Übertragungswegen (Smart Grid) angestrebt.

Durch den zum Teil diskutierten Einsatz höherer Ladeleistungen auch ohne Anschluss an das Mittelspannungsnetz könnte ein Erreichen der benannten Grenzwerte ggf. auch bereits im Rahmen des für 2030 vorgesehenen Durchdringungsgrades von 10 % Elektrofahrzeugen erfolgen. Wegen der mit der notwendigen Verstärkung der Hausinstallation und der sicherheitsrelevanten Aspekte verbundenen Kosten ist jedoch eher vereinzelt von Ladeleistungen über 15 KW auszugehen. In bestimmten Nutzungsfällen kann dies z. B. für gewerbliche Nutzer oder für hohe Mobilitätsanforderungen jedoch sinnvoll sein.

4 Anforderungen an die Lade-Infrastruktur

4.1 Abgrenzung Ladearten

Neben dem reinen, ungesteuerten Ladevorgang unterscheidet man zwischen mehreren technologisch aufwändigeren Systemen, die die Einbindung des Elektroautos in lokale nutzerseitige Systeme aus Erzeugung aus erneuerbaren Energien, Verbrauchern und Speichern (Smart Home) oder in die Betriebsführung des Netzes beinhalten (Grid for Vehicle, Vehicle to Grid). In beiden letztgenannten Fällen ist die Möglichkeit einer intelligenten bidirektionalen Kommunikation (z. B. Plug and Charge gem. ISO/IEC 15118) Voraussetzung. G4V und V2G ermöglichen es, den Lade- und ggf. den Entladezeitpunkt sowie die Ladeleistung entsprechend der Netzauslastung und des benötigten Energie-Reservebedarfs zu verschieben. Dabei wird zwischen „gesteuertem Laden“ sowie „gesteuertem Laden und Entladen“ unterschieden. Verschiedene Optimierungsgrößen bzw. -systemteile sind evtl. zu berücksichtigen. Dabei kann es zu Widersprüchen zwischen der Kundenvorgabe (bspw. Uhrzeit der Aufladung), den Bedürfnissen bzw. Möglichkeiten des Netzes und den von der Preisentwicklung auf dem Strommarkt getriebenen Anforderungen des Stromlieferanten geben. Die Netzoptimierung richtet sich nach den technischen Betriebsparametern (vgl. Kapitel 3).

Während (vorhandene) Schuko-Steckdosen nur zur ungesteuerten Ladung und nur mit geringen Ladeleistungen nutzbar sind oder nur unter Zuhilfenahme einer zusätzlichen Hausautomation gesteuert werden können, sind Standard-Ladestellen (Säule oder Wallbox) in allen drei beschriebenen Ladearten zu betreiben. Für die zukünftige Ultra-Schnellladung bzw. -schnelle Zwischenladung wird dagegen nur eine begrenzte Steuerungsfähigkeit benötigt, da der Nutzer hier den unmittelbaren Ladevorgang mit voller Leistung erwartet.

4.2 Heute vs. Absehbar

Die Anforderungen an die Lade-Infrastruktur werden sich über die Marktentwicklungsphasen der Elektromobilität verändern. So ist zum Beispiel für die Nutzung der Fahrzeugbatterien für Netzdienstleistungen eine lokale Mindestdichte an Fahrzeugen und eine entsprechende IKT-Fähigkeit der Netze erforderlich. Insofern ist in den ersten Marktentwicklungsphasen energiewirtschaftlich keine über sicherheitsrelevante Kommunikation hinausgehende Intelligenz der Lade-Infrastruktur notwendig. Bei größerer Marktdurchdringung/Fahrzeugdichte ist ein steigender Regelbedarf aus Netzsicht sehr wahrscheinlich, insbesondere, da zeitlich parallel der weitere Aufbau der volatilen Erzeugung aus Wind und Sonne vorangehen wird.

Wegen der stetigen technologischen Entwicklungen erscheint im Grundsatz eine Lade-Infrastruktur sinnvoll, die modular aufgebaut ist, so dass einerseits Zusatzwünsche von Kunden (z. B. Smart Home Solutions) erfüllt werden können und zudem das System aus zukünftigen Möglichkeiten Nutzen ziehen kann. Erfahrungssammlung und Vorbereitung für intelligente Lösungen sind daher zu berücksichtigen; hierbei spielt das rechtzeitige Formulieren von Standards für offene und nicht-proprietäre Schnittstellen zwischen den Modulen zur Sicherstellung späterer Kompatibilität eine große Rolle.

4.3 Grundbedürfnis Verbraucher

Der Verbraucher erwartet von der Lade-Infrastruktur in erster Linie, dass sie ihn zuverlässig, preiswert und komfortabel mit Strom versorgt. Eine Selbstverständlichkeit ist dabei, dass die Nutzung absolut sicher ist. Aufgrund der anspruchsvollen Betriebsbedingungen unter denen Ladestationen, insbesondere im öffentlichen Raum stehen werden, muss auch die dauerhafte Betriebssicherheit gewährleistet werden. Der Ladevorgang sollte komfortabel und einfach sein, was die Handhabung von Kabel, Stecker, induktiven Ladesystemen etc. und die Bedienung der Funktionen betrifft.

Öffentliche und öffentlich zugängliche Lade-Infrastruktur muss für alle Verbraucher diskriminierungsfrei und kostengünstig zugänglich sein. Der Aufbau von öffentlicher Lade-Infrastruktur sollte aus Kostengründen bedarfsorientiert, d. h. angepasst an die Marktdurchdringung im privaten Bereich, erfolgen.

4.4 Anforderung Energiesysteme

Ein einzelner Ladevorgang stellt aus Sicht der Energiesysteme einen zusätzlichen Verbraucher dar, der auch bei höheren Anschlussleistungen im Gesamtsystem kaum wahrgenommen würde. Hier steht dann das Thema Betriebssicherheit der Einzelanlage im Vordergrund. Mit zunehmender Anzahl von Ladestellen in einem Netzgebiet (und über dezentrale Erzeugungsanlagen) können, wie in Kapitel 3 beschrieben, technische Grenzwerte erreicht werden, die nicht überschritten werden dürfen, so dass ein Ausbau der Netze oder eine intelligente Steuerung von (dezentraler) Erzeugung und Verbrauchern notwendig würde. Die Verbrauchssteuerung schließt dabei Anreize für Verbraucher mit ein.

Die Optimierung der Netze berücksichtigt neben diesen technischen Parametern auch wirtschaftliche Größen. Durch eine Lastvergleichmäßigung können Investitions- und Betriebskosten reduziert werden. Für alle Regelkreise sind Daten zu den aktuellen Zuständen des (Verteil-)Netzes und (statistisch valide) regional segmentierte Informationen, wie z. B. Zeiten und nutzbarer Leistung angeschlossener Lasten notwendig.

4.5 Anforderungen Geschäftsmodelle

Die mit der Elektromobilität verbundenen Geschäftsmodelle können sehr verschieden sein. Sie reichen von einer (Mehr-)Lieferung von Strom im Rahmen eines bestehenden Haushalts-Stromlieferungsvertrags ggf. mit Bereitstellung einer dem Kundenbedarf und der Haushaltsinstallation entsprechenden Ladestelle, bis hin zu komplexen Optimierungsaufgaben für den Kunden, der mehrere Verbraucher und Erzeuger in seinem Haushalt ökonomisch und/oder ökologisch optimal gesteuert haben will und dabei volatile Börsenpreise oder volatile Einspeisung erneuerbarer Energien nutzen will. Entsprechend verschieden sind die Anforderungen an die Lade-Infrastruktur. Während der sichere Betrieb in der ersten Stufe ausreichendes Kriterium ist, werden bei komplexeren Geschäftsmodellen die Anforderungen steigen; insbesondere die Kommunikationsfähigkeit und letztlich der externe Zugriff auf Steueralgorithmen gewinnen an Bedeutung.

Öffentliche Ladestationen müssen für die Akzeptanz unbürokratische Abrechnungsvorgänge vorsehen. Der Wechsel zwischen den Ladesäulen verschiedener Anbieter muss technisch möglich und einfach sowie kostengünstig sein. Datenschutzgesichtspunkte sind nach Möglichkeit bereits im Design der Technik und der Prozesse zu berücksichtigen.

5 Technologieentwicklung des Ladepunktes

Als Grundlage für Empfehlungen zu einem Infrastrukturchochlauf bis 2020 ist ein Blick auf die technologische Entwicklung am Ladepunkt notwendig. Die Entwicklung der Ladetechnologie muss dabei im Spannungsfeld verschiedener Anforderungskontexte betrachtet werden:

Wesentlich wird der Beitrag innovativer Ladetechnologien zur Steigerung der Einsatzmöglichkeiten und Kundenakzeptanz vor allem in Hinblick auf Ladegeschwindigkeit und Komfort sein. Eine Gefährdung des Kunden und der Umgebung des Ladepunktes muss ausgeschlossen werden.

In Hinblick auf eine steigende Marktdurchdringung muss der Ladepunkt in bestehende und sich entwickelnde Kommunikationsinfrastrukturen im Netzbetrieb und in der marktgetriebenen Interaktion mit dem Nutzer (Billing, Verkehrsmanagement etc.) integrierbar sein.

5.1 Entwicklung der Hardware des Ladepunktes und Einsatzmöglichkeiten

Es wird zwischen privater, öffentlicher und halböffentlicher Lade-Infrastruktur unterschieden. Es deutet sich an, dass zumindest in der Anfangsphase der Marktentwicklung in Deutschland bis 2020 der Schwerpunkt auf dem Aufbau privater Heim- und Arbeitsplatzladestationen liegen wird. Der Aufbau halböffentlicher und öffentlicher Ladepunkte wird mit steigender Anzahl an Elektroautos zunehmen. Grundlage für eine abschließende Planung ist neben den Betrachtungen zu Anzahl, Verteilung und Nutzung der Fahrzeuge die verfügbare Technologie am Ladepunkt.

Aus heutiger Perspektive werden auf Seiten der Primärtechnologie bis 2020 folgende Möglichkeiten zur Gestaltung des Ladepunktes entstehen bzw. können entwickelt werden.

Home-Charging: stellt zunächst die erwartbar häufigste Lademöglichkeit dar. In der Regel wird das Auto über längere Zeit am Netz sein und geladen (bspw. Laden über Nacht), Schnellladebedarf besteht nur in Ausnahmefällen.

Eine Ladung allein über herkömmliche Steckdosen ist nicht zu empfehlen, könnte jedoch die Akzeptanzschwelle bei der Einführung von Elektrofahrzeugen erheblich senken, wenn der Nutzer die Sicherheit bekommt, sein Fahrzeug ohne zusätzliche Installation laden zu können.

Theoretisch würde eine Ladeleistung von 3,7 kW bei 16 A in den meisten Fällen an der Heimsteckdose möglich sein. Hausinstallationen sind in der Regel jedoch nicht darauf ausgelegt, einen Dauerbetrieb mit 16 A zu ermöglichen. Im Falle eines ungesteuerten Ladevorganges an der Haushaltsteckdose ist dann der Strom ggf. auf 10 A zu begrenzen. Für einen Kleinwagen mit typischer Batterie würde eine Vollladung so mehrere Stunden dauern, was aber bei der Einführung von Elektrofahrzeugen und dem Laden zu Hause über Nacht ohnehin der Standardfall sein dürfte.

Die herkömmliche Steckdose könnte bei einem Betrieb mit 16 A in einer nicht klar eingrenzenden Anzahl von Fällen ein Sicherheitsrisiko darstellen – Temperaturen im Sicherungsautomaten von über 70°C sind ein realistisches Szenario, Hausbrand eine mögliche Folge. Eine Anpassung der Hausinstallation durch Verlegen eines separaten Stromkreises hinter dem Ladepunkt sollte Voraussetzung sein, durch eine Ausführung mit halogenfrei isolierten Kabeln könnte zusätzliche Sicherheit gewonnen werden.

Das Home-Charging bietet mit die größten Potenziale für eine intelligente Einbindung des Fahrzeuges in Netz und weitere Kommunikationsinfrastrukturen. Die Home-Charging Ladepunkte sollten vor allem in Hinblick auf die Erhaltung der Netzstabilität, einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien und die mittelfristige Nutzung energiewirtschaftlicher Potenziale von Vehicle-to-Grid-Anwendungen optional kommunikationsfähig gemacht werden können, oder die Möglichkeit einer späteren Nachrüstung enthalten.

Öffentliche Niederspannungsladepunkte: werden primär im öffentlichen und halböffentlichen Raum verbaut. Gegenüber dem Home-Charging werden an öffentlichen Niederspannungsladestationen besondere Anforderungen hinsichtlich Vandalismussicherheit, fortlaufender Überprüfung der elektrischen und Betriebssicherheit, Zugangsschutz, Freigabe des Ladevorgangs, Messung und Abrechnung gestellt. Niederspannungsladepunkte sollten nach TAB (Technische Anschlussbedingungen) und den einschlägigen beim FNN erarbeiteten VDE-Anwendungsregeln an das Niederspannungsnetz angeschlossen sein. Die geforderten Ladeleistungen entsprechen im Wesentlichen dem Home-Charging. Im Bereich des AC-Ladens sind im Betrachtungszeitraum Ladeleistungen von 44 kW bei 400 Volt technisch abbildbar. Ladevorgänge unter 30 Minuten sind bis 2015 zu erreichen.

Aufgrund der höheren Ladeleistung ist eine Steuerung unter Berücksichtigung verfügbarer Netzkapazitäten notwendig. Eine intelligente Einbindung in die Netzbetriebsführung ist von Anfang an zu empfehlen.

Induktives Laden: Das induktive Laden ist nicht als Alternative zu Home- oder öffentlichen Niederspannungs-Ladestationen zu sehen, sondern ist eine bestimmte Ausprägung. Anstatt des Steckers oder zusätzlich dazu bietet induktives Laden die Möglichkeit, das Fahrzeug automatisiert, also ohne Eingriff des Fahrers, und somit komfortabler und vandalismussicherer ans Netz zu bringen. Neben der noch ausstehenden Entwicklung der technischen Voraussetzungen am Ladepunkt, erfordert diese Technologie auch auf Seiten des Automobils besondere Bauteile.

Beim induktiven Laden besteht besonderer Normungs-/Standardisierungsbedarf. Dabei sollte vermieden werden, durch zu weit gehende Vorfestlegungen Innovationen zu bremsen. Es bietet sich an, einen „Arbeitspunkt“ (Kontaktstelle) der Induktionstechnik festzulegen, so dass Automobil- und Stationsseite unabhängig voneinander (weiter-) entwickelt werden können. Ohne eine solche Festlegung gibt es weder für Automobil noch für Infrastrukturfirmer einen Anreiz, in die Technologie zu investieren. Dieser „Arbeitspunkt“ sollte nur so viele Parameter festlegen, wie nötig, der Rest sind Innovationsleistungen im wettbewerblichen Markt.

Durch induktives Laden steigt die Wahrscheinlichkeit, dass ein Fahrzeug (vor allem beim Home-Charging) mit dem Netz verbunden ist. Dadurch ist das Potenzial, das Elektroauto über Vehicle-to-Grid-Anwendungen für Netzdienstleistungen zu nutzen, besser nutzbar. Wie beim steckergebundenen Laden ist eine intelligente Einbindung in die Netzbetriebsführung von Beginn an zu prüfen.

Grundsätzlich bietet die berührungsfreie induktive Energieübertragung im Gegensatz zu den kabelgebundenen Lösungen AC- und DC-Ladung auch die Möglichkeit, Fahrzeuge während der Fahrt mit elektrischer Energie zu versorgen. Die so übertragene elektrische Energie kann einerseits zum Laden des Energiespeichers Batterie genutzt werden, kann aber andererseits dem Antrieb direkt zugeführt werden und damit zu einer Entlastung der Batterie beitragen. Diese Möglichkeit wird bereits bei Transporteinrichtungen im industriellen Einsatz genutzt und befindet sich derzeit für schienengebundene Nahverkehrssysteme in der Erprobung.

DC-Laden: Das Laden mit Gleichstrom ist eine Alternative zum AC-Laden vor allem bei höheren Ladeleistungen. Das DC-Laden ist dadurch besonders bei öffentlichen Ladesäulen und Schnellladestationen sinnvoll einsetzbar. Beim DC-Laden sind vor allem die kleineren Abmessungen der Anschlusskabel vorteilhaft, durch die eine einfachere Handhabbarkeit ermöglicht wird. Ladevorgänge mit Gleichstrom bedeuten, dass der Gleichrichter nicht mehr im Fahrzeug, sondern in der Ladesäule installiert ist.

Die Ladeströme, die je nach verwendeter Batterietechnologie angepasst werden müssen, sind von der Ladesäule nach Vorgaben durch das Fahrzeug (Batteriemanagement) einzustellen.

DC-Laden erfordert ebenfalls eine Anpassung des verwendeten Steckers. Entsprechende Vorschläge zur Erweiterung des Typ2-Steckers zum so genannten Combo-Stecker liegen vor.

Schnellladung: Der begrenzende Faktor für die Schnellladung ist derzeit die Batterietechnologie. Ladeströme über 150 A sind mit heutiger Batterietechnologie nur auf Kosten der Lebensdauer der Batterie durchführbar. Aus diesem Grund muss derzeit die Ladestromstärke mit steigendem Energieinhalt der Batterie gesenkt werden. Dadurch ergibt sich bis 2020 absehbar lediglich die Möglichkeit einer schnellen Zwischenladung bis 80 % der Batteriekapazität (SOC).

Um Fahrten eines rein batterieelektrischen Fahrzeuges über die Reichweite der Batterieladung hinaus möglich zu machen, ist eine erhebliche Verkürzung der Ladedauer grundlegende Voraussetzung. Dafür ist die Ladung mit Gleichstrom der geeignete Weg. Die Gleichstrom-Infrastruktur erfordert wesentlich höhere Investitionen und wird sicher nur punktuell zur Verfügung gestellt werden, vergleichbar mit den heutigen Tankstellen für fossilen Kraftstoff.

Durch Ladeleistungen mit Gleichstrom bis oder über 100 kW können Batterien in weniger als 15 min geladen werden. Mit steigender Ladeleistung sind Ladevorgänge mit einer Dauer ähnlich der konventioneller Betankung möglich. Der Aufbau von Schnellladestationen in ausreichender Dichte steigert die Flexibilität bei der Nutzung des Elektroautos. Aus Sicht der Netzintegration fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist allerdings eine möglichst lange Verbindung des Autos mit der Infrastruktur wünschenswert. Durch Verbindung der DC-Lade-Infrastruktur mit lokalen Speichern könnte die durch die Verkürzung der Verbindung des Autos mit der Infrastruktur entstehende Abschwächung der Potenziale zur Integration ausgeglichen werden. Für unterschiedliche Nutzer werden sich daher unterschiedliche Marktangebote entwickeln.

	Home Charging			Öffentliche AC Ladepunkte				Induktives Laden				DC Laden		Schnell- ladung			
Ladeleistung	3,7 kW	11 kW	22 kW	3,7 kW	11 kW	22 kW	44 kW	3,7 kW	11 kW	22 kW	60 kW	< 20 kW	< 50 kW	60 kW			
Spannungsebene	230 V	400 V	400 V	230 V	400 V	400 V	400 V	230 V	400 V	400 V		450 V dc	< 450 V dc	400 V dc			
Stromstärke	16 A	16 A	32 A	16 A	16 A	32 A	63 A	16 A	16 A	32 A		32 A	< 100 A	150 A			
von SOC min	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %			
nach SOC max	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	80 %	100 %	100 %	100 %	80 %	100 %	80 %	80 %			
Ladedauer bei 20 kWh Batterie	3,8 h 230 min	1,3 h 80 min	0,6 h 40 min	3,8 h 230 min	1,3 h 80 min	0,6 h 40 min	0,3 h 20 min	3,8 h 230 min	1,3 h 80 min	0,6 h 40 min		0,6 h 40 min	0,3 h 20 min	0,2 h 12 min			
Zeitliche Verfügbarkeit 2010–2020																	
2010–2013	+	+	+	+	+	+		Eine zeitliche Zuweisung wird in Abstimmung mit den Fahrzeug- herstellern zum zweiten Bericht angestrebt.				+					
2014–2017							+									+	+
2018–2020																	

Aussagen zur empfohlenen Verteilung, zu Kostenaspekten und Wirtschaftlichkeit werden im Rahmen der für die 2. Phase der NPE vorgesehenen Szenariobetrachtungen für den Infrastrukturoberlauf gemacht.

Der Einsatz von Batteriewechselstationen wurde hier nicht berücksichtigt, da dies u. a. eine Standardisierung der verwendeten Batterien und des Einbauorts im Fahrzeug voraussetzen würde. Eine Einigung (aller) internationalen Fahrzeughersteller dazu wird als sehr unwahrscheinlich eingeschätzt, da dies Freiheitsgrade bei Konstruktion und Design begrenzen würde.

5.2 VDE/FNN Anwendungsregeln als Grundlage zuverlässigen und schnellen Marktaufbaus

Derzeit ist der Marktaufbau von einer Zersplitterung technischer Möglichkeiten geprägt, Interoperabilität ist nicht gewährleistet. Themen wie Zugang zur Steckdose, Gehäuse, Sicherheit sind derzeit nicht hinreichend standardisiert. Damit sind Risiken für Technologieanbieter verbunden. Der Aufbau einer einheitlichen Infrastruktur wird durch fehlende Regeln erschwert. Eine Abstimmung der technischen Lösungen aufeinander ist Grundlage für eine schnellere Marktentwicklung und im Interesse der Anbieter – selbst wenn diese in wirtschaftlicher Konkurrenz zueinander stehen.

Die Normung und Standardisierung kommt diesem Problem aufgrund der notwendigen internationalen Abstimmungen nur langsam und wahrscheinlich zu spät nach. Tragfähige Lösungen für den Übergang sind deshalb notwendig – auch um die Marktposition deutscher Technologien und Lösungen zu verbessern.

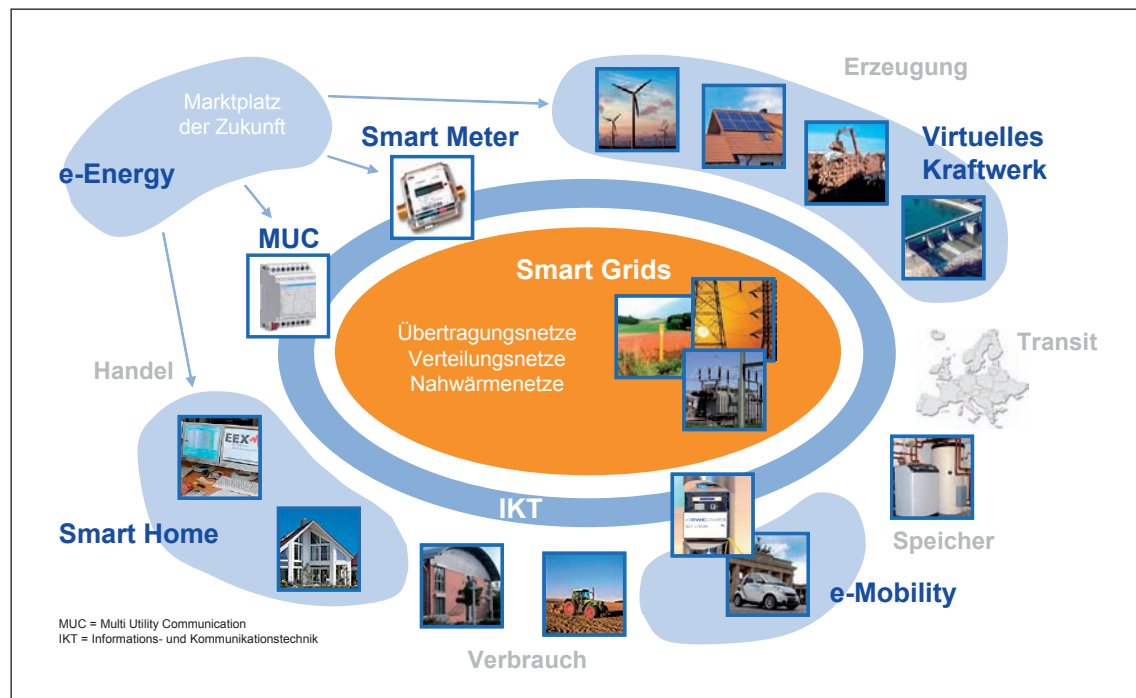
Eine sinnvolle Möglichkeit diesem Problem zu begegnen ist die Definition verschiedener Anwendungsregeln. Anwendungsregeln sind keine Normen, aber auf nationaler Ebene ein gangbarer Weg, um schnell technische Regeln zu etablieren und Rechtssicherheit zu schaffen. Dabei bauen sie auf etablierten Normen bzw. weit fortgeschrittenen Normen auf und sind mit Fortschreiten der entsprechenden Normung schnell anpassbar.

In der weiteren Arbeit der NPE soll sicher gestellt werden, dass die möglichen Anwendungsregeln in den zuständigen Gremien erarbeitet und definiert und Vorschläge für eine nationale Umsetzung gemacht werden.

Eine Risikoabwägung in Hinblick auf nachträgliche Änderungen durch internationale Normungsaktivitäten muss erfolgen. Es ist festzustellen, wie Industrie und Politik im Rahmen einer sinnvollen Diversifizierung des Risikos zusammenarbeiten können.

6 Potenziale durch die Integration der Elektromobile in das Smart Grid

Smart Grid beschreibt den intelligenten Betrieb elektrischer Netze unter Berücksichtigung der Interoperabilität des Netzbetriebs mit der Erzeugung und Last. In diesem Zusammenhang stellt Smart Grid zwei wesentliche Anforderungen: Beobachtbarkeit durch Messung und Datenbereitstellung sowie Steuerbarkeit von Netz, Erzeugung und Last. Ziele von Smart Grid sind: Öffnen von Energiemärkten, Sicherung der Versorgungsqualität, bessere Nutzung erneuerbarer Energien, Integration der Verbraucher in die Leistungsbilanzierung und Transparenz über den Energieverbrauch herstellen.



Im Wandel der Energieversorgung nimmt die Notwendigkeit von Smart Grid

- aufgrund der steigenden Anzahl benötigter und verfügbarer Daten und
- durch die steigende Komplexität der im Energiesystem erschwerten Entscheidungsfindung in der Netzbetriebsführung zu.

Smart Grid muss dabei mehr als nur die Zustände im Netz berücksichtigen: Erzeugung und Verbraucherverhalten müssen in das Smart Grid einbezogen werden. Wie beschrieben zieht die zunehmende dezentrale Erzeugung schwer beherrschbaren Lastflüsse nach sich, macht die in-time Erfassung der Netzzustände notwendig und bedingt eine Steuerung der Verbraucher. Das intelligente Laden/Entladen von Fahrzeugen (Smart Charging) wird mit steigender Durchdringung der Elektromobilität ein wesentlicher Bestandteil im Smart Grid.

Elektromobilität wird die erste ernstzunehmende Anwendung sein, die aufgrund der benötigten Leistungen und den Möglichkeiten zur zeitlichen Verschiebung des Energieflusses das Potential hat, einen dringend benötigten Beitrag zur Netzstabilisierung zu leisten. Dies ist jedoch nur über eine intelligente Einbindung der Lade-Infrastruktur in das Smart Grid möglich.

6.1 Ausbaustufen der intelligenten Einbindung der Lade-Infrastruktur

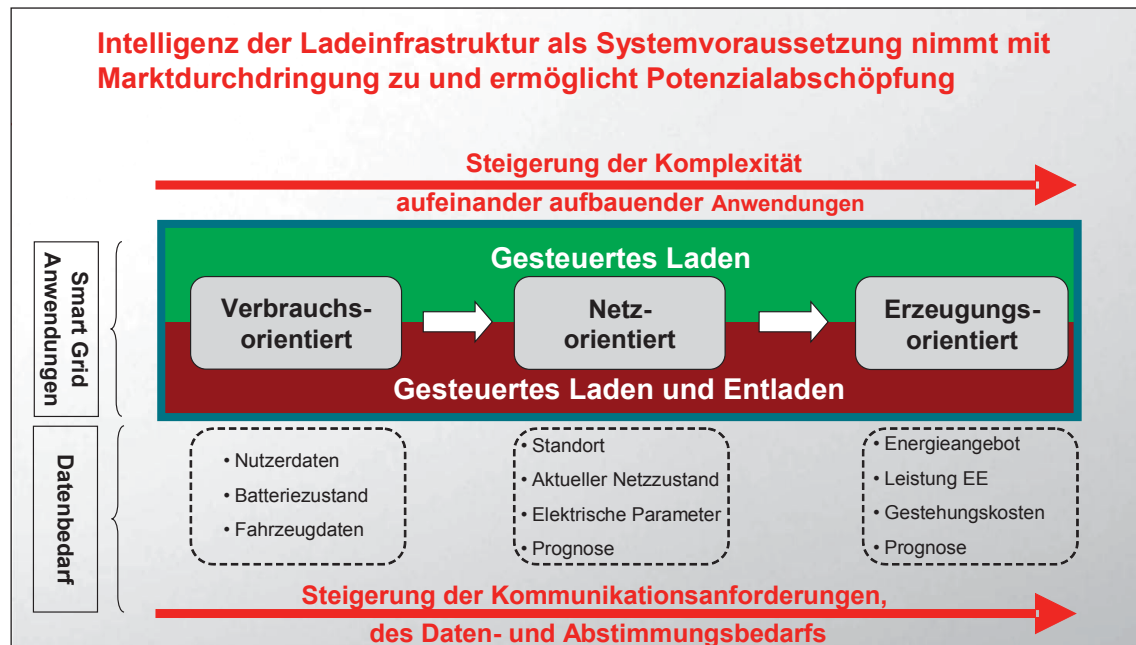
Definitives: Zur Beschreibung der verschiedenen Evolutionsgrade der intelligenten Einbindung des Elektrofahrzeugs in das Netz werden international verschiedene Begriffe verwendet. Die deutsche Energiewirtschaft unterscheidet je nach Richtung des Stromflusses zwischen Grid to Vehicle (Strom fließt unidirektional Richtung Fahrzeug) und Vehicle to Grid (Strom fließt bidirektional zwischen Netz und Fahrzeug). International besteht ebenfalls Uneinheitlichkeit. Eine Unterscheidung entlang der Nomenklatur der deutschen Energiewirtschaft wird hier zugrunde gelegt.

Gesteuertes Laden wird in mehreren Ausbaustufen kommen. Am Anfang stehen Anwendungen von geringerer Komplexität (Daten, Anwendungen, Interaktion der Akteure). Die energiewirtschaftlichen Potenziale steigen mit zunehmendem Komplexitätsgrad. Kunde und Energiesystem profitieren dann stärker.

Einflussfaktoren für eine Steigerung der Komplexität und der Möglichkeiten der Einbindung sind:

- Ausbauzustand des Smart Grid „hinter dem Ladepunkt“ (Anzahl kontrollierbarer Parameter wie Spannung, Ströme, Erzeugung, Prognosen je nach Verfügbarkeit von Smart-Grid-Anwendungen)
- Eine höhere Anzahl der Fahrzeuge im Markt bzw. in einer Region
- Entwicklungsstand der Batterietechnologie
- Randbedingungen wie lokale Häufung von erneuerbaren Erzeugern (v. a. Photovoltaik)

Es ist davon auszugehen, dass die Anforderungen an die Ladesteuerung mit Beschleunigung des Markthochlaufs wachsen werden. Um technologiebedingte Limitierungen zu vermeiden, sollten die Systeme erweiterbar ausgelegt werden, Basis ist hier die Kommunikationsfähigkeit bzw. die Möglichkeit zur Nachrüstung der Lade-Infrastruktur. Die Kommunikationsfähigkeit („Intelligenz“) wird sowohl auf Seiten des Fahrzeuges als auch auf Seiten des Netzes erforderlich sein – der Ladepunkt wird in der Regel lediglich eine Übertragungsfunktion haben.



Innerhalb der Dabei sind folgende Ausbaustufen zu betrachten:

Stufe 1 – Nutzergesteuertes Laden: Der Kunde bestimmt Zeitpunkt, Dauer und benötigte Energie des Ladevorgangs. Die Wahl eines bestimmten Stromtarifs (z. B. Nachtstrom oder ein Tarif, der zu Zeiten mit Überangebot an Ökostrom lädt) wird ebenfalls durch den Nutzer vorgegeben. Die Steuerung erfolgt über den Nutzer selbst, entweder über Eingaben im Fahrzeug oder am Ladepunkt.

Für das nutzergesteuerte Laden sind folgende Informationen notwendig:

- Nutzerverhalten
- Zeitpunkt der nächsten Nutzung
- Fahrtstrecke oder Energiebedarf
- Batteriezustand
- Energieinhalt
- Ladeleistung
- Ladekurve
- Alterungszustand
- Fahrzeugdaten
- Energiebedarf/km
- Fahrleistungen

Am Ladepunkt sind netzseitig Informationen über die zur Verfügung stehende maximale Ladeleistung bereitzustellen. Die Technologien sind weitgehend vorhanden.

Stufe 2 – Netzgesteuertes Laden: Das netzgesteuerte Laden berücksichtigt neben den Kundenanforderungen entsprechend Stufe 1 den Zustand des Versorgungsnetzes zu jedem gegebenen Zeitpunkt. Nach Vorgaben aus dem Netz (bspw. drohende Überlastung) wird die Ladeleistung begrenzt oder der Ladezeitpunkt verschoben. Um dies ohne Kundeneinschränkungen gewährleisten zu können, muss das steuernde System die Anforderungen aller Kunden eines Netzgebiets kennen, für das Netzgebiet eine Ladestrategie entwickeln und diese fortlaufend anpassen. Das netzgesteuerte Laden erfordert zudem ein enges Zusammenspiel mit dem Stromlieferanten, der den Ladestrom für das Fahrzeug bereitstellt.

Über den Bedarf an Daten für das nutzergesteuerte Laden (Stufe 1) werden weitere Informationen über das Netz wie Ströme und Spannungen an verschiedenen Punkten in der Netztopologie benötigt. Unter Zuhilfenahme von Prognosen und Netzberechnungen werden die Ladestrategien im Netz untersucht und vorgegeben. Dies ist eine Aufgabe, die Smart Grid auch für andere Verbraucher und Erzeuger mittelfristig bereitstellen muss – Synergieeffekte für die Einbindung von bspw. Wärmepumpen oder Nachtspeicheröfen sind gegeben. Die Intelligenz zur Ladestrategie unter Berücksichtigung der Netzparameter liegt im Smart Grid. Folgende Informationen werden verarbeitet:

Spannungen an verschiedenen Netzpunkten

- Ströme
- Betriebsmittelbelastbarkeiten
- Grenzwerte bezüglich Strömen, Spannungen und Frequenz
- Netztopologie
- Prognosen bezüglich Schaltzuständen und Lastverlauf für verschiedene Orte im Netz

Stufe 3 – Erzeugungsgesteuertes Laden: Das erzeugungsgesteuerte Laden dient primär dem Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung durch vornehmlich Wind- und Solarenergie. Um dies zu ermöglichen ist auf der einen Seite die Netzsituation und die Netzlast zu berücksichtigen, die im netzorientierten Laden bereits vorliegen sollte; zum anderen werden Informationen zum aktuellen Erzeugungsmix benötigt, also insbesondere Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien, um den Ladevorgang an deren Angebot ausrichten zu können.

Weiterhin kann bei lokaler Kombination von dezentralen Erzeugungsanlagen mit Elektromobilität, der Strom direkt von der Fahrzeugbatterie abgenommen werden, um Netzlasten von vornherein zu vermeiden indem der lokale Nutzungsgrad der dezentral erzeugten erneuerbaren Energien optimiert wird (Eigenverbrauch).

Ist die Einspeisung erneuerbarer Energien geringer als zuvor prognostiziert, liegt also ein plötzliches Leistungsdefizit vor, muss die Steuerung in der Lage sein, bereits begonnene Ladevorgänge entsprechend einer ermittelten Ladestrategie zu unterbrechen. Dies gilt auch bei plötzlichen Kraftwerksausfällen, bei denen das Unterbrechen der Ladevorgänge grundsätzlich auch als Regelenergie verwendet werden kann. In die Ermittlung der Ladestrategien ist auch der wirtschaftliche Kraftwerksbetrieb der konventionellen Einheiten zu berücksichtigen.

Das erzeugungsgesteuerte Laden baut dabei auf dem Nutzer- und Netzgesteuerten Laden auf. Weitere Informationen zur Erzeugung und dabei vor allem Prognosen der regenerativen Erzeugung und dem darauf basierenden Betrieb der konventionellen Kraftwerke werden benötigt.

Stufe 4 – Bidirektionales Laden: Das bidirektionale Laden ist eine Zukunftsoption. Beim bidirektionalen Laden wird nicht nur Energie in die Fahrzeugbatterie eingespeist, sondern es kann auch wieder Energie aus der Fahrzeugbatterie entnommen werden (bidirektionale Verbindung). Der Einsatz muss vor allem in Hinblick auf die Auswirkungen auf die Lebensdauer eng mit der Batterieentwicklung abgestimmt sein. Sofern die technischen Voraussetzungen für das bidirektionale Laden geschaffen sind, können die Autobatterien genutzt werden, um z. B. Schwankungen in Stromangebot und -nachfrage am Energiemarkt auszugleichen. Voraussetzung für diese Ausbaustufe ist allerdings eine ausreichend große Zahl von Fahrzeugen, damit das nutzbare Speichervolumen aller Fahrzeugbatterien eine energiewirtschaftlich relevante Dimension erreicht.

In den Ladestationen der Nutzer zu Hause oder am Arbeitsplatz sind technische Vorrichtungen vorzusehen, die einen Steuerungseinfluss seitens des Netzbetreibers bzw. des Demand-Side-Managers ermöglichen. Der Netzbetreiber trägt Sorge, dass der Ladevorgang keinen negativen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit hat, der Demand-Side-Manager/Energiemanager steuert den Ladevorgang je nach Energieangebot. Es ist darauf zu achten, dass dieses Zusammenspiel marktbasierend und diskriminierungsfrei erfolgt. Es ist sicherzustellen, dass allen Marktpartnern die notwendigen Informationen zur Verfügung stehen.

6.2 Energiewirtschaftliche Potenziale einer intelligenten Lade-Infrastruktur

Die Energiewirtschaft steht mit dem zunehmenden Ersatz konventioneller, steuerbarer Kraftwerke durch volatile Erzeugung mit Wind und Sonne, mit dem einhergehenden Ausbau der Transport- und Verteilnetze und dem Aufbau von Elektromobilität und der dazugehörigen Infrastruktur vor großen Herausforderungen. Die unterschiedlichen Typen der Lade-Infrastruktur und Arten des Zugriffs auf diese durch Netzmanagement, Energielogistiker oder Kundenapplikationen können im Grundsatz helfen, diesen zu begegnen. Voraussetzung für die Nutzung ist eine sinnvolle Informationsdichte in einem Netzbereich und eine intelligente Netzsteuerung.

Dem zunehmenden Nutzen intelligenter Systeme stehen in der Regel. zunehmende Kosten entgegen. In der Bewertung der Optionen ist daher der Nutzen für Kunden und/oder Netzbetrieb und/oder Dienstleister in Relation zu den Kosten zu sehen. Die Einbindung von Elektrofahrzeugen ins Stromnetz ist in einer Kosten-Nutzen-Rechnung mit anderen Optionen zur Netzstabilisierung zu vergleichen (Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherung, stationäre Batterien, u. a.).

Plug and Charge: Bei ungesteuertem Laden ist in der Lade-Infrastruktur für die o. g. Marktteilnehmer kein zusätzlicher Nutzen vorgesehen. Hier werden ausschließlich die Grundbedürfnisse einiger Verbraucher (Abschnitt 4.3) bedient. Durch Plug-and-Charge-Kunden werden vor allem Netzkapazitäten blockiert, die dann zu bestimmten Zeiten für ein kundenfreundliches Laden der weiteren Elektrofahrzeugnutzer nicht zur Verfügung stehen.

Nutzergesteuert: Zusatznutzen für den Kunden ergibt sich durch eine zeitliche Verschiebung des Ladevorgangs (bspw. auf Schwachlastzeiten) dann, wenn dadurch zu günstigeren Tarifzeiten (Voraussetzung entsprechender Stromliefervertrag) geladen werden kann oder Netzbetreiber oder Dienstleister den Zugriff auf die angeschlossenen Last angemessen vergüten. Netzseitig können Netzüberlastungen vermieden werden. Zudem kann durch die Verschiebung der Last in die Niedertarifzeiten ein Netzausbau für eine begrenzte Zeit verschoben werden.

Netzgesteuert: Die zeitliche Verschiebung von Lasten liegt im Interesse des Netzbetriebs. So können Grenzwertüberschreitungen im laufenden Betrieb im Netz vermieden und damit die hohe Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet werden. Gleichzeitig kann auch der konventionelle Ausbau der Netze vermieden oder verschoben werden. Über das Zusammenspiel mit den Nutzervorgaben ist zudem eine Einzelsteuerung möglich – alternativ wäre bspw. bei hoher Gleichzeitigkeit eine nutzerübergreifende Reduzierung der Ladeleistung nötig. Hierzu muss die nutzbare Kapazität zu Lastverschiebung oder Lastaufnahme für zukünftige Zeiträume bekannt sein, und technisch, kommunikativ und vertraglich/juristisch adressierbar und nutzbar sein. Eine zeitliche Verschiebung des Aufladevorgangs ist dabei stets mit dem Lieferanten des (Erneuerbare-Energien-) Stroms abzustimmen.

Erzeugungsgesteuert: Durch dezentrale erneuerbare Energien können regionale oder überregionale Energieangebote bestehen. Um die erzeugten Energien bei steigendem Anteil erneuerbarer Energie nutzen zu können, sollten Lasten der natürlich vorgegebenen Erzeugungskurve folgen können. Elektrofahrzeuge können hierbei am Marktgeschehen teilnehmen und dezentral erzeugten Strom direkt speichern. Durch das erzeugungsgesteuerte Laden der Fahrzeuge können die Anteile regional als auch überregional erzeugten elektrischen Energien aus erneuerbaren besser genutzt werden. Zugleich lassen sich dadurch die konventionellen Kraftwerke besser/effizienter nutzen.

Bei 1 Mio. Fahrzeuge mit einem durchschnittlichen täglichen Energiebedarf von 5 kWh/Fahrzeug (entspricht ungefähr 40 km Fahrleistung am Tag) könnten systemübergreifend potenziell 5 GWh über Niederlastzeiten in der Nacht oder über Überangebotszeiten von Ökostrom über einen Tag verteilt werden. Bei einer Verteilung über acht Stunden würde dies eine Grundlast von 625 MW bedeuten, vorausgesetzt, dass alle Fahrzeughalter einer Last- oder Ökostroptimierung zugestimmt haben und alle Fahrzeuge auch am Netz sind.

Bidirektionales Laden (Ausbauoption für die drei vorher beschriebenen Optimierungsansätze): Bidirektionales Laden kann theoretisch in den oben genannten. Ausbaustufen ausgeführt werden. Der jeweilige potenzielle Nutzen wird durch die Bidirektionalität verstärkt: Durch Umkehrung des Leistungsflusses wird gegenüber Lastausschaltung ein doppelter Effekt erreicht und alle am Netz angeschlossenen Fahrzeuge, d. h. auch die, die zum Zeitpunkt nicht geladen werden, können theoretisch genutzt werden. Hinzu kommen zusätzliche Dienstleistungen, wie Spannungshaltung oder Blindleistungsregelung, die nur durch bidirektionales Laden zum Tragen kommen.

Im weiteren Verlauf der Betrachtungen sind die energiewirtschaftlichen Potenziale dahingehend zu untersuchen, wie stark die beschriebenen Effekte unter Variation der Elektrofahrzeugdurchdringung und der erneuerbaren Erzeugung sind. Hierbei sind regionale und überregionale Aspekte zu betrachten.

7 F&E-Roadmap

Zum Aufbau eines Leitmarktes Elektromobilität und zur Entwicklung der deutschen Industrie zum Leitanbieter und zur sinnvollen Einbindung der mittelständischen und handwerklichen Dienstleistungsanbieter, schlägt die Arbeitsgruppe 3 eine Ausweitung des Infrastrukturbegriffs auf die gesamte Systemkette vor. Eine solche erweiterte Betrachtung umfasst neben der reinen Lade-Infrastruktur die Weiterentwicklung der Stromnetze, die Optimierung des Systems durch den Einsatz intelligenter Netzbetriebsführung, die fluktuierende Einspeisung regenerativer Energien, die Betrachtung der Auswirkungen von dezentraler Erzeugung und (geregelter) Ladevorgänge für die Elektromobilität auf die unterschiedlichen Netzebenen sowie die Verwendung von Batterien der Elektroautos als Energiespeicher bzw. -puffer.

Obwohl bereits Elemente einer Lade-Infrastruktur mit Erfolg eingesetzt werden, sind weitere Entwicklungen in diesem Segment notwendig.

Gesamtprojektvolumen in Mio. €	2011	2012	2013	Total
Ladestation	71	87	97	255
Netzbetrieb und Smart Grid	45	57	56	158
Infrastrukturbezogene IKT	55	62	63	180
Geschäftsmodelle	46	45	30	121
Total	217	251	246	714

Neben der reinen Technologieentwicklung wird es in den notwendigen Forschungs- und Entwicklungsvorhaben vor allem auch darum gehen, den Betrieb der Infrastruktur und die Interaktion der einzelnen Komponenten zu untersuchen.

Weiterhin besteht zum verstärkten Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) zu Steuerungs-, Abrechnungs- und Controllingzwecken Forschungsbedarf. Gefragt sind intelligente Lösungen im Rahmen von Smart Grid und neue Geschäftsmodelle. Infrastrukturbezogene Forschung und Entwicklung kann in vier übergeordneten Themenbereichen zusammengefasst werden:

7.1 Ladestation

Ladestationen beschreiben alle Arten von der Schuko-Steckdose, über Schnellladung und Batterie-tauschstationen hin zum induktiven Laden. Hier geht es im Wesentlichen um die Primärtechnik – sowohl der Ladestationen als auch der Fahrzeuge. Die Akzeptanz der Elektromobilität wird in engem Zusammenhang mit Komfort, Zuverlässigkeit und dauerhafter Sicherheit der Lade-Infrastruktur gesehen. Eine sukzessive Weiterentwicklung der „Hardware“ in Richtung technologischer Innovationen unterstützt die schnelle Ausbreitung der Elektromobilität und ist einer der Erfolgsfaktoren für die Entwicklung einer leistungsfähigen, exportorientierten Elektromobilitätsindustrie.

Forschungsschwerpunkte sind:

- Designkonzepte für Ladeinfrastruktur (Akzeptanz und Anwenderfreundlichkeit)
- Kundenakzeptanz von flexiblen/netzgesteuerten Ladevorgängen
- Weiterentwicklung der AC-Ladetechnologie
- DC Ladetechnik: Steckkontaktierung, Schutzschaltgerätechnik, Handling des Ladevorgangs
- Induktives Laden: Sicherheit, Auswirkungen auf die Umwelt, Leistungselektronik, Werkstoffforschung, Gewichtsreduktion und technologische Optimierung autoseitig

7.2 Netzbetrieb/Smart Grid

Durch den Anschluss von Photovoltaik-Anlagen und auch Elektroautos in Verteilungsnetzen kann es in der Niederspannung bei entsprechender Konzentration zu Netzauswirkungen wie beispielsweise Oberschwingungen, Spannungsschwankungen oder zu Überlastungen einzelner Netzkomponenten kommen. Gleichzeitig werden schon jetzt für alle fluktuierenden Erzeuger dringend Speicher/Puffer benötigt, die zu integrieren sind. Dies kann ebenfalls in den jeweiligen Netzen zu Beeinflussungen führen. Für eine netzverträgliche Integration ist eine gesteuerte Ladung zwingend notwendig. Hierzu sind Untersuchungen des Verhaltens unter Realbedingungen notwendig.

Unter Smart Grid ist das Messen und Beobachten sowie Steuern in elektrischen Versorgungsnetzen zu verstehen. Elektrofahrzeuge stellen unkontrolliert eine Belastung für das Netz dar und sind kontrolliert eine Quelle/Senke für eine möglichst gleich bleibende Netzlast, bzw. eine Last, die sich an das übrige Verbraucherverhalten und die Einspeisung der erneuerbaren Energien anpassen kann. Smart Grid kann sowohl die derzeitige Erzeugung als auch den Bedarf an elektrischer Energie erfassen sowie prognostizieren und damit zu einer Integration zusätzlicher Erzeugung aus erneuerbaren Energien beitragen.

Forschungsschwerpunkte sind:

- Erfassung der Potentiale von Smart Grid Anwendungen
- Primärenergiebedarf und Netzbelastung unter Berücksichtigung der Eigenschaften der Batterien von Elektrofahrzeugen
- Technische Lösungen zur Realisierung des bidirektionalen Austausches elektrischer Energie zwischen Elektrofahrzeug und Versorgungsnetz
- Sicherung der Versorgungsqualität bei der Integration erneuerbarer Energien und Elektromobilität über innovative Netzbetriebsführungen mit steuerbaren Betriebsmitteln
- Nutzung lokal erzeugter erneuerbarer Energie (z. B. Solar) zur direkten Ladung einer Fahrzeugbatterie, um damit lokale Netze zu entlasten
- Optimierung eines zukünftigen Speichermixes unter Berücksichtigung steigender Durchdringung von Elektromobilität nach 2020
- Untersuchung notwendiger Smart-Grid-Lösungserweiterungen (Marktmodelle und Komponenten zur Integration der Elektromobilität in das Smart Grid)
- Methoden und Verfahren zur kurzfristigen Einschätzung und Disposition des lokalen Energiebedarfs, Verfahren zur Disposition von Ladevorgängen

7.3 Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)

Funktionierende Datenübermittlung zwischen den Systemen (Auto-Lade-Infrastrukturnetz) ist eine Grundlage für Abrechnungsprozesse, Netzintegration, Lademanagement sowie Kommunikation zu Wartungszyklen. Die IKT als Grundlage dieser Datenübermittlung muss entwickelt, harmonisiert und unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten optimiert werden. Die Sicherheit der Datenübertragung ist dabei genauso wichtig wie der Schutz persönlicher Informationen und die Entwicklung übergreifender Standards.

Forschungsschwerpunkte sind:

- IKT-Anforderungen zur dynamischen Prognose der Belastung von Teilnetzen mit dem Ziel, Ladevorgänge entsprechend des Stromangebots und der Mobilitätsbedürfnisse von Elektroauto-Nutzern zu optimieren
- Messung und Erfassung von Verbrauchsdaten, Datenreduktion, Aggregation, Bereitstellung sicherer und standardisierter Prozeduren und Protokolle
- Entwicklung zuverlässiger Modelle und Verfahren für nutzerbezogene Abrechnung flexibler E-Tarife auch für Ladung an verschiedenen Standorten und unter einfachem und kostengünstigem Wechsel des Anbieters (Roaming).
- Protokolle und Verfahren für einen sicheren Transport von Sensor-, Regel- und Steuerdaten, Abrechnungsdaten, ... ; Abhörsicherheit; QoS
- Verfahren und Protokolle, die den Datenschutz garantieren (Privacy by Design)
- Definition und Realisierung geeigneter Schnittstellen und Protokolle, Kommunikation mit Fahrzeugseitiger Charge-Control-Unit
- Bereitstellung und Anpassung von Zugangs-Technologien und -Protokollen, Definition geeigneter Schnittstellen (Verzahnung mit ISO/IEC 15118 und IEC 61850)

7.4 Geschäftsmodelle/Systemansätze

Mit der Elektromobilität können neue Geschäftsmodelle – über das reine Laden hinaus – entstehen. Die Kundenbedürfnisse werden sich – vergleichbar mit dem Mobilfunk – dabei erst noch entwickeln.

Forschungsschwerpunkte sind:

- Wirtschaftlichkeit von Betreibermodellen
- Total-Cost-of-Ownership-Betrachtungen für Betreiber und Investoren
- Ausarbeitung von Anreizen für Infrastrukturbetreiber und Beschreibung notwendiger Infrastrukturkomponenten
- Einbindung der Elektromobilitäts-Infrastruktur in Konzepte der Stadt- und Verkehrsplanung sowie in Architekturkonzepte
- Business-Case-Analysen zur Rückspeisung von Elektrizität aus dem Auto ins Netz

8 Nächste Schritte zum Endbericht

Auf Basis der bisher erarbeiteten Erkenntnisse zu Infrastrukturtechnologien und grundlegenden Anforderungen an den Aufbau eines Leitmarkts in Deutschland, werden auf Basis abgestimmter Aussagen zum Markthochlauf der Elektromobile (Anzahl, regionale Verteilung, Nutzerprofile) ein konkreter Umsetzungsplan für den Infrastrukturbedarf bis 2020 erarbeitet. Darin werden folgende Punkte betrachtet:

- Verteilung (regional/Art/Anzahl)
- technische Mindestanforderungen
- Bezahlssysteme
- zeitlicher Aufwuchs

Mit den ermittelten Datensätzen werden die Berechnungen zur Netzkapazität und Grenzwertbelastung finalisiert. Zusätzlich werden Aussagen zum Zusammenspiel zwischen erneuerbarer Erzeugung und eMobility (Strommengen, Grünstrom) abgeleitet. Neben der Strominfrastruktur werden Anforderungen an die ITK betrachtet.

Eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung bildet die Grundlage für konkrete Aussagen zu Standortentwicklung für die Infrastrukturindustrie.

Empfehlungen hinsichtlich der Gestaltung von Rahmenbedingungen und anderen regulativen Ansätzen werden nach Abschluss einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erstellt.

Zeitplan: Die Umsetzung erfolgt in sechs Schritten:

1. Abstimmung der ermittelten Hochlaufszenerien, Verteilung der Elektromobile in Deutschland und erwarteter Nutzerprofile bis Dezember 2010.
2. Abstimmung zur systematischen Ermittlung des Lade-Infrastrukturbedarfs bis 2020 und Empfehlung über genaue Spezifikation bis Januar 2011.
3. Ermittlung von Auswirkungen auf Netzkapazität, Quantifizierung der Vehicle-to-Grid-Potenziale, Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Lade-Infrastruktur bis Februar 2011.
4. Abstimmung der Anforderungen an die IKT bis Februar 2011.
5. Abstimmung Gesamtwirtschaftliche Betrachtungen bis Februar 2011.
6. Politische Handlungsempfehlungen und Gestaltung Rahmenbedingungen bis März 2011 – Endbericht.

Verfasser:

Arbeitsgruppe 3 „Ladeinfrastruktur und Netzintegration“
der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE)

Redakteure:

Dr. Stefan Becker
Political Affairs and Communications
Energy Mix, Environment, Efficiency
E.ON AG
E.ON-Platz 1
40479 Düsseldorf

Martin Ledwon
Vice President
Government Affairs
Siemens AG
Verbindungsbüro Berlin
Charlottenstraße 57
10117 Berlin

Herausgeber:

Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität
der Bundesregierung (GGEMO)
Scharnhorststraße 34–37
10115 Berlin

Grafik/Design:

Theim Kommunikation GmbH
Carl-Thiersch-Str. 3
91052 Erlangen

Druck:

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie