

Positionspapier

Elektromobilität braucht Netzinfrastuktur

Netzanschluss und -integration von Elektromobilität

Berlin, 15. Juni 2017

1. Management Summary

Die Elektromobilität ist eine Zukunftstechnologie, die in den nächsten Jahren zunehmend an Bedeutung gewinnen wird. Der BDEW ist überzeugt, dass die Elektromobilität im Zuge der Energie- und Verkehrswende eine wichtige Rolle spielen wird. Für den Markthochlauf und den Erfolg der Elektromobilität ist es wichtig, dass die infrastrukturellen Voraussetzungen synchron entwickelt werden. Es gilt vorausschauend Strukturen zu entwickeln, die eine volkswirtschaftlich optimale Entwicklung aller erforderlichen Komponenten ermöglichen. Die Verteilnetzbetreiber als verlässlicher und kompetenter Infrastrukturmanager unterstützen die Bundesregierung in der Erreichung ihrer ambitionierten Ziele, da auch sie die Elektromobilität als geeignetes Mittel betrachten, um die energie- und klimapolitischen Ziele unter Wahrung des wirtschaftlichen Wachstums und Erhalt des Innovationsstandorts Deutschland umzusetzen.

Die Ladung von Elektrofahrzeugen findet maßgeblich im Verteilnetz statt. Im BDEW sind über 95% des deutschen Verteilnetzes repräsentiert. Ladestationen für Elektromobilität werden primär an die Nieder- und Mittelspannungsebene des Stromverteilnetzes angeschlossen und sind damit relevant für Verteilnetzbetreiber. Die Verteilnetzbetreiber haben somit eine wichtige Rolle bei der Elektrifizierung des Verkehrssektors und unterstützen die Elektromobilität durch den bedarfsgerechten Netzanschluss der Ladeinfrastruktur. Sie arbeiten an intelligenten Lösungen, um eine sachgerechte Netzeinbindung zu gewährleisten.

Die zunehmende Elektromobilität führt allerdings zu einer veränderten Belastung des Stromnetzes. Die Verteilnetze müssen deshalb für die Anforderungen der Elektromobilität in bestimmten Bereichen verstärkt und umgerüstet werden. Das gemeinsame Ziel sollte sein, das Stromnetz optimal für die Elektromobilität vorzubereiten. Das Positionspapier „Elektromobilität braucht Netzinfrastuktur“ befasst sich mit den verschiedenen Fragestellungen des Netzanschlusses. Fragestellungen zur Integration von Flexibilitäten werden vom BDEW in separaten Projekten adressiert.

Generell müssen die technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers (TAB) und die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten werden. Daraus lassen sich folgende Grundvoraussetzungen für den Netzanschluss und die Netzintegration der Elektromobilität ableiten:

1. Ladeeinrichtungen sind beim Netzbetreiber anzumelden
2. Der Netzanschluss von Ladeeinrichtungen > 4,6 kVA sollte dreiphasig erfolgen
3. Netzdienliches Lastmanagement mit Elektromobilität muss möglich sein
4. Ladevorgänge müssen in kritischen Netzsituationen durch Netzbetreiber gesteuert werden können (rote Phase gemäß BDEW Ampelkonzept)
5. Ladestationen müssen in der Lage sein, Blindleistung zu generieren (Systemdienstleistung: Spannungs- und Frequenzhaltung am Netzanschlusspunkt)

2. Hintergrund

Der Klimaschutzplan der Bundesregierung sieht eine Reduzierung des CO₂-Ausstoßes im Verkehrssektor bis zum Jahr 2030 um 40 Prozent vor. Dazu sollen bis zum Jahr 2020 eine Million und perspektivisch bis 2030 sechs Millionen Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen unterwegs sein. Im Rahmen der Nationalen Plattform Elektromobilität wurde zwischen der Bundesregierung und den Wirtschaftsverbänden das Ziel formuliert, dass Deutschland Leitmarkt für Elektromobilität und Leitanbieter für Elektrofahrzeuge wird. Nach einer Marktvorbereitungsphase, in der bereits wichtige Rahmenbedingungen verbessert wurden, ist es in der Phase des Markthochlaufs bis zum Jahr 2020 wichtig, bestehende Barrieren zu beseitigen und mit einer gezielten Förderung den Massenmarkt vorzubereiten.

Zum 31.12.2016 wurden 7.407 öffentliche Ladepunkte und davon 292 DC-Schnellladepunkte in Deutschland bei der BDEW-Umfrage gezählt. Die Anzahl der benötigten öffentlich zugänglichen Ladepunkte wird mit der Anzahl der Elektrofahrzeuge wachsen. Für das Jahr 2020 hat der BDEW und die Nationale Plattform Elektromobilität einen Bedarf von ca. 70.000 öffentlich zugänglichen Ladepunkten und ca. 7.100 Schnellladepunkten ermittelt. Bei der Abschätzung des Bedarfs an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur kommt die Bundesregierung und die Begleitforschung auf ca. 35.000 bis 36.000 Normalladepunkte und damit zu einer sehr viel geringeren Schätzung als die Wirtschaft. Um den Ausbau nachhaltig und dennoch effizient zu gestalten, sind Vorgaben zu Standardisierungen und Rahmenbedingungen zu treffen.

Gleichwohl die Elektromobilität eine ähnlich große Herausforderung für die Verteilnetze ist wie die Integration der Erneuerbaren Energien (insb. Photovoltaik-Anlagen) sind Elektrofahrzeuge und deren Ladeinfrastruktur aus Netzbetreibersicht in erster Linie elektrische Lasten, die weder bevorzugt noch benachteiligt behandelt werden dürfen.

In Deutschland erfolgen Aufbau und Betrieb der Ladeinfrastruktur unter einem wettbewerblichen Ansatz. Während in anderen europäischen Ländern die Verteilernetzbetreiber initial zum Aufbau der Infrastruktur verpflichtet sind, gewähren sie in Deutschland einem wettbewerblichen Anbieter den Anschluss für Ladepunkte an ihre Netze. Der flächendeckende Rollout der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität muss daher den bestehenden Rahmenbedingungen unterliegen und in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern erfolgen. Das gemeinsame Ziel sollte sein, das Stromnetz optimal für die Elektromobilität vorzubereiten und den dafür notwendigen Netzausbau unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten so gering wie möglich aber so umfassend wie nötig umzusetzen. Dadurch können auch die Kosten für den elektromobilen Endkunden und die Allgemeinheit, die über die mit einem Netzausbau verbundene Erhöhung der Netzentgelte ebenfalls beteiligt ist, begrenzt werden.

Die Elektromobilität führt zu einer veränderten Belastung des Stromnetzes. Durch hohe Ladeleistungen wird die Belastung für Verteilnetze aufgrund von Elektromobilität stark zunehmen, wenn es eine hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge gibt. Auch kann es zu negativen Netzwirkungen von Ladeinfrastruktur und Ladeeinrichtungen der Fahrzeuge kommen (unangemeldete Ladestationen, Phasenschieflast, Oberschwingungen, etc.). Daher ist es unabdingbar die technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers (TAB) und die allgemein

anerkannten Regeln der Technik sowie die einzelnen Normen zur Ladeinfrastruktur einzuhalten.

Die Verteilnetze müssen für die Anforderungen der Elektromobilität in bestimmten Bereichen verstärkt werden (konventioneller Netzausbau kombiniert mit innovativen und intelligenten Lösungen). Daher arbeiten die Verteilnetzbetreiber gemeinsam mit Herstellern und Anwendern an intelligenten und zukunftsfesten Lösungen zur schnellen und effizienten Erweiterung bzw. optimierten Nutzung der Netzkapazität für die optimale Netzintegration von Elektromobilität.

Ein wesentliches Element zur kosteneffizienten Gestaltung des Netzanschlusses und der Netzintegration von Elektrofahrzeugen sind Informationen. Der Netzbetreiber benötigt rechtzeitig Informationen über die geplante Ladeinfrastruktur im betreffenden Netzbereich. Um die zusätzlichen Lasten möglichst bereits bei der Auslegung des Netzes berücksichtigen zu können, ist eine Mitwirkung der Kunden und Ladesäulenbetreiber erforderlich. Ladeinfrastruktur mit einer Ladeleistung über 4,6 kVA ist beim Netzbetreiber anzumelden. In der Regel wird der Elektroinstallateur in Vollmacht des Kunden die Verantwortung übernehmen, dem Netzbetreiber die notwendigen Informationen zur technischen Beurteilung des beabsichtigten Anschlusses einer Ladeeinrichtung mitzuteilen. Hierbei sollten auch die Fahrzeug- und Ladesäulenhersteller den Kunden beratend unterstützen. Zwar können Haushaltsgeräte, wie z.B. ein elektrischer Durchlauferhitzer, ähnliche Leistungen abrufen, jedoch werden die Geräte im Verhältnis zur Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge nur für kurze Zeit und weniger gleichzeitig verwendet.

Schon heute ist die Beurteilung und Zustimmung des Netzbetreibers für alle größeren elektrischen Einzelgeräte mit Nennleistungen über 12 kVA, wie z.B. der Anschluss einer elektrisch beheizten Sauna, in den Technischen Anschlussbedingungen geregelt. Der Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit Bemessungsleistungen von mehr als 12 kVA bedarf daher der vorherigen Beurteilung und Zustimmung des Netzbetreibers. Grundsätzlich **empfehlen** die Netzbetreiber, jede Ladeinfrastruktur auch mit geringeren Leistungen als 4,6 kVA, beim zuständigen Netzbetreiber anzumelden. Dadurch kann sichergestellt werden, dass die vom Kunden benötigte Leistung aus dem Stromnetz zuverlässig bereitgestellt werden kann.

Grundsätzlich sollte jede Ladeinfrastruktur dreiphasig angeschlossen und betrieben werden. Zweiphasiges Laden mit Neutralleiteranschluss und einphasiges Laden ist nur zulässig, wenn gewährleistet wird, dass die maximale zulässige Phasenschieflast / Unsymmetrie von 4,6 kVA am Netzverknüpfungspunkt eingehalten wird. Schiefasten führen zu erhöhten Netzverlusten und können Betriebsmittelüberlastungen zur Folge haben (insb. Neutralleiter).

Durch ein Lademanagement und eine übergeordnete Steuerung von Ladeeinrichtungen in einem Netzbereich können die Kosten für die erforderlichen zusätzlichen Netzkapazitäten auf ein effizientes Maß begrenzt werden. Daher empfiehlt der BDEW, Ladesäulen schon heute mit Steuerungs- und Kommunikationsfunktionen zum Empfangen von Steuersignalen auszustatten, um den Wandel zu einer intelligenten Ladeinfrastruktur zu ermöglichen. Dies dient auch der verbesserten Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auf allen Netzebenen. Die Investition in eine intelligente Ladeinfrastruktur mit Steuerungsmöglichkeiten sollte dem Kunden

über Fördergelder bezuschusst werden, um die Investitionsdifferenz auszugleichen. Langfristig führt dies zu einer Reduktion der Netzausbaukosten und der damit verbundenen Netzentgelte für alle Kunden. Gleichzeitig wird dem Netzbetreiber die Steuerung für einen sicheren und störungsfreien Netzbetrieb ermöglicht. In kritischen Netzsituationen muss daher die Steuerung durch den Netzbetreiber Vorrang vor marktlichen / vertrieblichen Interessen haben. Diese Regelungen sollten Voraussetzung für Fördermaßnahmen sein.

Daneben können zukünftig die Nutzung der Möglichkeiten zur Blindleistungs- und Wirkleistungsregelung, seitens der Ladeinfrastruktur die eigene Netzintegration positiv unterstützen und vorhandene Netzkapazitäten effizienter nutzen. Die Netzbetreiber können insbesondere einspeise- und entnahmeseitige Wirkleistung als netzdienliche Flexibilität zur effizienten Bewirtschaftung des Netzes nutzen. Dies gilt grundsätzlich auch für Blindleistungsprodukte. Die intelligente Einbindung der Elektromobilität in die Verteilnetze bietet darüber hinaus auch Chancen für eine frequenzstützende Wirkung.

3. Maßnahmen zur effizienten Einbindung der Elektromobilität in die Netzinfrasturktur

Um eine sichere und störungsfreie Versorgung zu gewährleisten, legen die Netzbetreiber in Form von technischen Anschlussbedingungen (TAB) Anforderungen an den Anschluss und den Betrieb von elektrischen Anlagen am Niederspannungsnetz fest (§ 20 Niederspannungsanschlussverordnung – NAV), um eine sichere und störungsfreie Versorgung, insbesondere im Hinblick auf die Erfordernisse der Verteilnetze, zu gewährleisten. Die TAB umfassen somit auch Anforderungen für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und werden Bestandteil der Netzanschlussverträge zwischen Netzbetreibern und dem Betreiber der Ladeeinrichtung als Anschlussnehmer.

Die TAB entsprechen den allgemein anerkannten Regeln der Technik. Gemäß § 49 Abs. 1 EnWG, sind die technische Sicherheit bei der Errichtung und dem Betrieb von Energieanlagen (und damit auch von Ladeeinrichtungen) zu gewährleisten und dabei die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.

Als allgemein anerkannte Regeln der Technik gelten die technischen Regeln des VDE. Die technischen Anschlussregeln für den Anschluss und den Betrieb von Anlagen an das Niederspannungsnetz werden aktuell beim Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) erarbeitet. Hiervon umfasst sind auch die Vorgaben für den Anschluss und den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge. Konkret wird derzeit die VDE AR-N 4100 (TAR Niederspannung) erstellt. Die Veröffentlichung des Entwurfs der TAR Niederspannung ist seit Ende April 2017 verfügbar. Mit dem Inkrafttreten der VDE-AR-N 4100 ist voraussichtlich Ende 2017 zu rechnen. Bis dahin ist das bestehende Regelwerk anzuwenden.

Des Weiteren darf nach § 13 Abs. 2 NAV die Errichtung, Erweiterung, Änderung und Instandhaltung von Ladeeinrichtungen am Niederspannungsnetz außer durch den Netzbetreiber nur durch ein in ein Installateurverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragenes Installationsunternehmen durchgeführt werden. Damit ist gewährleistet, dass die Arbeiten nur von qualifizierten Elektrofachkräften ausgeführt werden.

Die Einhaltung der TAB des jeweiligen VNB und der allgemein anerkannten Regeln der Technik muss nachhaltig gewährleistet sein, damit Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge effizient in die Netze integriert werden können ohne den sicheren und störungsfreien Netzbetrieb negativ zu beeinflussen.

Die folgenden fünf Maßnahmen sind Grundvoraussetzung für eine effiziente und volkswirtschaftlich sinnvolle Einbindung der Elektromobilität:

3.1 Anmeldung von Ladeeinrichtungen beim Netzbetreiber

Anders als andere elektrische Verbraucher (z.B. Durchlauferhitzer) können Ladevorgänge von E-Fahrzeugen das Stromnetz stärker und vor allem zeitlich länger belasten. Der Grund hierfür ist die vergleichsweise hohe Leistung verknüpft mit dem besonderen Last-

verhalten. Speziell bei besonders großen Leistungen und lokalen Häufungen von Ladevorgängen können bereits bei geringen Durchdringungsgraden Netzengpässe die Folge sein.

Damit der Netzbetreiber das Verteilnetz, den Netzanschluss und die Messeinrichtungen leistungsgerecht auslegen und mögliche Netzurückwirkungen beurteilen kann, sind vom Kunden vor dem Anschluss einer Ladeeinrichtung die erforderlichen Daten zu liefern.

Um frühzeitig potenzielle Netzengpässe identifizieren zu können, benötigen die Netzbetreiber Informationen über die geplante Ladeinfrastruktur in einem Netzbereich. Nur so kann die zusätzliche Last im Netz durch Ladevorgänge bereits bei der Auslegung des Netzes berücksichtigt werden. Aus diesem Grund ist eine Mitwirkung der Kunden erforderlich. In der Regel wird der Elektroinstallateur in Vollmacht des Kunden die Verantwortung übernehmen, dem Netzbetreiber des beabsichtigten Anschlusses einer Ladeeinrichtung die notwendigen Informationen zur technischen Beurteilung mitzuteilen. Hierbei sollten auch die Fahrzeug- und Ladesäulenhersteller den Kunden beratend unterstützen.

Grundsätzlich ist aus den vorgenannten Gründen die **vorherige Meldung** sämtlicher geplanter Ladeeinrichtungen beim Netzbetreiber zu empfehlen. Ladeeinrichtungen mit Bemessungsleistungen größer 4,6 kVA müssen beim Netzbetreiber rechtzeitig vor deren Netzanschluss gemeldet werden.

Der Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit Bemessungsleistungen von mehr als 12 kVA bedarf darüber hinaus der vorherigen Beurteilung und Zustimmung des Netzbetreibers, wie es schon heute für alle größeren elektrischen Einzelgeräte mit Nennleistungen über 12 kVA, wie z.B. der Anschluss einer elektrisch beheizten Sauna, in den TAB geregelt ist. Dies dient ausschließlich der Prüfung ausreichend vorhandener Netzkapazitäten und der Durchführung einer ggf. erforderlichen Netzverstärkung vor dem Anschluss der Ladeeinrichtungen.

- ➔ Grundsätzlich **empfehlen** die Netzbetreiber jede Ladeinfrastruktur (auch < 4,6 kVA) beim zuständigen VNB anzumelden. Dadurch kann sichergestellt werden, dass die vom Kunden benötigte Leistung aus dem Stromnetz zuverlässig bereitgestellt werden kann.
- ➔ Ladeeinrichtungen mit Bemessungsleistungen größer 4,6 kVA müssen beim Netzbetreiber rechtzeitig vor deren Netzanschluss angemeldet werden. Anlagenbetreiber werden entsprechend verpflichtet, ihre Ladeinfrastruktur > 4,6 kVA (privat und öffentlich) frühzeitig vor Installation und Inbetriebnahme beim zuständigen VNB anzumelden.
- ➔ Der Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit Bemessungsleistungen von **mehr als 12 kVA** bedarf darüber hinaus der **vorherigen Beurteilung und Zustimmung** des Netzbetreibers. Eine vorherige Beurteilung und Zustimmung des Netzbetreibers für Einzelgeräte mit einer Nennleistung von mehr als 12 kVA ist bereits heute nach den TAB verpflichtend. Eine unverhältnismäßige zeitliche Verzögerung beim Anschluss von Ladeeinrichtungen durch die erforderliche Zustimmung des

Netzbetreibers bezüglich der technischen Beurteilung der jeweiligen Netzsituation ist zu vermeiden.

- ➔ Zur Sicherstellung eines störungsfreien Netzbetriebs, müssen die NetZRückwirkungen der einzelnen Ladeeinrichtungen sowie deren Überlagerung mit anderen Ladeeinrichtungen im Netz gemeinsam betrachtet und bewertet werden. Die Beurteilung der NetZRückwirkungen erfolgt nach „Technische Regeln zur Beurteilung von NetZRückwirkungen“, D-A-CH-CZ:2007 und den Anforderungen der im Entwurf befindlichen VDE-AR-N-4100.
- ➔ Da mit der Anmeldung eine Reihe technischer Daten geliefert werden müssen, sollte die Anmeldung grundsätzlich durch fachkundige Dritte im Auftrag des Anlagenbetreibers erfolgen, z.B. durch ein in das Installateurverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragenes Installationsunternehmen, das mit der Errichtung der Ladeinfrastruktur beauftragt wurde.
- ➔ Gemeldet wird nur die Ladeinfrastruktur, nicht das E-Auto.
- ➔ Zu berücksichtigen sind auch portable Ladeeinrichtungen (Mode 2 Ladekabel, IC-CPD) für Ladeleistungen > 4,6 kVA, wie sie von verschiedenen Herstellern mit den Fahrzeugen mitgeliefert werden oder wie sie von Drittanbietern verfügbar sind.

Forderung des BDEW

Der Anlagenbetreiber muss verpflichtet sein, einen geplanten Anschluss einer Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge beim Verteilnetzbetreiber für Ladeinfrastruktur mit Bemessungsleistungen von **mehr als 4,6 kVA** anzumelden.

Der Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit Bemessungsleistungen von **mehr als 12 kVA** muss darüber hinaus der **vorherigen Beurteilung und Zustimmung** des Netzbetreibers bedürfen.

3.2 Der Netzanschluss von Ladeeinrichtungen > 4,6 kVA¹ sollte dreiphasig erfolgen

Das Stromnetz in Deutschland ist dreiphasig aufgebaut. Die gesamte Übertragungskapazität des Stromnetzes ist zu gleichen Teilen auf die drei Phasen aufgeteilt. Unsymmetrischen Belastungen des Stromnetzes durch ein- und zweiphasige Verbraucher, müssen im Stromnetz minimiert werden, da durch die resultierende Phasenschieflast Betriebsmittel früher ausgelastet bzw. sogar überlastet werden können, die Netzverluste steigen und die Netzkapazität nicht voll ausgenutzt werden kann.

Ein- und zweiphasige Ladevorgänge der Elektromobilität sind ggü. anderen kurzzeitig aktiven unsymmetrischen Verbrauchern (z. B. Wasserkocher etc.) wegen ihrer langen Ladedauer, vergleichsweise hohen Ladeleistungen und wahrscheinlich hoher Gleichzeitigkeit mit anderen Ladeeinrichtungen im selben Netzbereich problematisch. Das zweiphasige Laden, das sogenannte 2p-Laden, ist bis 4,6 kVA je Phase möglich, jedoch nur mit Neutralleiteranschluss. Dies entspricht technisch zwei einphasigen Anschlüssen, 2x 1p-Laden, in einem Gerät mit einer maximalen Stromstärke von 2x 20A und einer Leistung von 2x 4,6 kVA. Damit wird das Schieflastkriterium eingehalten. Nicht zulässig ist 2p-Laden in Leiter-Leiter-Anschluss, da hier die Spannungsunsymmetrie um den Faktor 1,73 anwächst.

Um die Auswirkungen unsymmetrischer Belastungen auf ein netztechnisch verträgliches Niveau zu begrenzen, sind Ladestationen für Elektromobilität vorzugsweise dreiphasig anzuschließen und zu betreiben und ein- und zweiphasige Ladevorgänge in der Leistung zu begrenzen. Dieses Prinzip hat sich bereits beim Anschluss von Erzeugungsanlagen bewährt.

- ➔ Eine maximale Schieflast von 4,6 kVA am Netzverknüpfungspunkt / Netzanschluss ist einzuhalten. Diese maximale Unsymmetrie ist auch während des Betriebs der Ladeeinrichtung dauerhaft einzuhalten.
- ➔ Ladeeinrichtungen mit Bemessungsleistungen größer 4,6 kVA sollten immer dreiphasig angeschlossen und betrieben werden und müssen die drei Außenleiter gleichmäßig belasten. Bei nicht symmetrischer Belastung, z.B. durch ein- oder zweiphasig ladende Fahrzeuge, ist die Begrenzung der maximalen Phasenschieflast von 4,6 kVA zu berücksichtigen.
- ➔ Ladeeinrichtungen mit Bemessungsleistungen bis 4,6 kVA können einphasig (zwischen einem der drei Außen- und dem Neutralleiter) angeschlossen werden.
- ➔ Sollen an einem Netzanschluss mehr als drei Ladeeinrichtungen einphasig angeschlossen werden, so ist ein Managementsystem notwendig, um eine gleichmäßige Verteilung der Ladeleistungen auf die drei Außenleiter zu gewährleisten. Dabei darf

¹ Eine Absenkung dieses Wertes wird durch den FNN im Rahmen Anhörung zur VDE-AR-N 4100 untersucht und ggf. zukünftig wirksam.

an keinem der Außenleiter die Summe der Bemessungsleistungen der an diesem Außenleiter einphasig angeschlossenen Ladeeinrichtungen 4,6 kVA überschreiten². Bei mehr als drei einphasigen Ladeeinrichtungen an einem Netzanschluss ist über ein Lastmanagement die Einhaltung einer maximalen Schieflast von 4,6 kVA sicherzustellen.

- ➔ Zweiphasiges Laden, 2p-Laden, ist bis 4,6 kVA je Phase möglich, jedoch nur mit Neutralleiteranschluss. Je Phase darf die Summe der Bemessungsleistungen 4,6 kVA nicht überschreiten.
- ➔ Von den oben genannten Anforderungen kann nur abgewichen werden, wenn dauerhaft durch ein Managementsystem sichergestellt ist, dass am Netzanschlusspunkt die max. Unsymmetrie von 4,6 kVA nicht überschritten wird. Dies gilt auch bei einem Ausfall des Managementsystems.
Grundsätzlich wird empfohlen, jede Ladestation bereits heute dreiphasig anzuschließen und zu betreiben. Dreiphasige Ladeeinrichtungen ermöglichen höhere Ladeleistungen und damit eine schnellere Wiederverfügbarkeit des Elektroautos für den Kunden und sind auf die zukünftig steigenden Batteriekapazitäten und den damit steigenden Ladeenergiebedarf ausgerichtet.
- ➔ Der Netzbetreiber muss im Falle von einphasig angeschlossenen Ladeeinrichtungen bei Bedarf den zu verwendenden Außenleiter vorgeben dürfen, alternativ sollte ein Phasenwahlgerät installiert werden. Die Erfahrung beim Anschluss von Erzeugungsanlagen hat gezeigt, dass bestimmte Außenleiter bevorzugt zum einphasigen Anschluss genutzt werden, was in einem Netzbereich mit mehreren Ladeeinrichtungen in Summe zu Unsymmetrie-Problemen führen kann.

(Details siehe BDEW Positionspapier „[Potentielle Netzschiefasten durch das Laden von Elektrofahrzeugen](#)“)

Forderung des BDEW

Grundsätzlich sollte jede Ladeinfrastruktur dreiphasig angeschlossen und betrieben werden. Im Ausnahmefall sind ein- und zweiphasige Ladesysteme möglich, wenn gewährleistet wird, dass die maximal zulässige Phasenschiefast / Unsymmetrie am Netzverknüpfungspunkt von 4,6 kVA eingehalten wird und der zu verwendende Außenleiter im Bedarfsfall vom Netzbetreiber vorgegeben werden darf.

² Es sind also einphasige Anschlüsse bis zu maximal $3 \times \leq 4,6$ kVA verteilt auf die Außenleiter zulässig

3.3 Netzdienstliches Lastmanagement mit Elektromobilität

Durch intelligentes Lastmanagement kann die Belastung des Stromnetzes deutlich verringert und durch die verbesserte Integration von Elektromobilität können auch die Kosten für den Netzausbau deutlich reduziert werden.

§ 14a EnWG ermöglicht die Gewährung eines verringerten Netznutzungsentgeltes für Elektromobilität, wenn der Kunde dem Netzbetreiber die netzdienstliche Steuerung der Ladeeinrichtung ermöglicht. Zudem muss die Ladeeinrichtung über einen separaten Zählpunkt (Messlokation) verfügen.

Damit der Kunde die Vorteile einer Anmeldung als § 14a-Anlage nutzen kann, ist grundsätzlich die technische Möglichkeit zu gewährleisten, dass Ladeinfrastruktur und Elektrofahrzeuge durch den Netzbetreiber fernsteuerbar ihre aktuelle Ladeleistung reduzieren können.

Durch ein Lademanagement und eine übergeordnete Steuerung von Ladeeinrichtungen in einem Netzbereich können die Kosten für die erforderlichen zusätzlichen Netzkapazitäten auf ein effizientes Maß begrenzt werden. Daher fordert der BDEW, Ladesäulen schon heute mit Steuerungs- und Kommunikationsfunktionen zum Empfang von Steuersignalen des Netzbetreibers auszustatten, um den Wandel zu einer intelligenten Ladeinfrastruktur zu ermöglichen. Die Investition in eine intelligente Ladeinfrastruktur sollte über Fördergelder des Bundes dem Kunden bezuschusst werden, um die Investitionsdifferenz auszugleichen sowie die langfristigen Netzausbaukosten und damit verbundenen Netzentgelte für die Kunden zu begrenzen.

- ➔ In diesem Zusammenhang sollten Ladeeinrichtungen und Elektrofahrzeuge technisch in der Lage sein, die aktuelle Last unmittelbar an das Netzmanagement zu übertragen, sowie Steuerbefehle zu empfangen und umzusetzen, d.h. ihre aktuelle Ladeleistung bei Steuerbefehl zu reduzieren.
- ➔ Die Regelungen des § 14a EnWG sollen reformiert werden, um vermehrt Anreize für steuerbare Lasten zu schaffen. Die § 14a Fähigkeit sollte vorerst jedoch nur an den Einsatz von Smart Metern bzw. Gateways gekoppelt sein, soweit dies wirtschaftlich vertretbar ist.
- ➔ Intelligente Messsysteme bieten gegenüber der konventionellen Messtechnik eine Vielzahl neuer Möglichkeiten, die es erlauben, die bisherige Fixierung auf einen separaten Zählpunkt für die unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen zu hinterfragen.³ Eine solche Lösung bietet den Vorteil, dass der Kunde und ggf. weitere Lösungsanbieter eine Vielzahl von Geräten in die Flexibilitätsbereitstellung integrieren können.
- ➔ Will der Kunde von diesem Vorteil als Verbraucher profitieren, setzt das einen eigenen Zähler für die Ladeeinrichtung voraus.

³ Z.B. Bei Wiedereinführung von gemeinsamer Messung könnte der Kunde mit intelligenten Messsystemen durch die Zählerstandsgangmessung und eine geeignet programmierte Tarifsanwendungsfall 5 (ereignisvariabel) nachweisen, dass er auf Anforderung seinen Leistungsbedarf reduziert.

- Wir empfehlen, Ladestationen für Elektromobilität als steuerbare Lasten gemäß § 14a EnWG anzumelden.
- Um die Vorteile einer intelligenten Steuerung für den Netzbetreiber und Kunden sinnvoll ausschöpfen zu können, wird empfohlen, dass sowohl die Ladeinfrastruktur als auch das E-Fahrzeug mindestens die Bandbreite von 0-11 (besser 22) kW abdecken können.

Hintergrund:

Durch die Änderungen des § 14a EnWG im Rahmen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende wird nicht mehr von unterbrechbaren, sondern von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung gesprochen. Der BDEW begrüßt diese Änderung, da aus seiner Sicht eine alleinige Logik der Unterbrechung nicht mehr zeitgemäß ist, sondern zukünftig die Steuerbarkeit und somit die stufenweise Bedarfsanpassung nach oben wie nach unten ermöglicht werden muss. So wird zukünftig der Weg zum bivalenten Laden von Elektrofahrzeugen energiewirtschaftlich geebnet und die Netzdienlichkeit sowie Marktintegration effizient umgesetzt.

(Siehe auch BDEW Positionspapier „[Ausgestaltung des § 14a EnWG](#)“)

Forderung des BDEW

Jede Ladestation soll die technische Möglichkeit bieten, als steuerbare Verbrauchseinrichtung gemäß § 14 a EnWG angemeldet werden zu können. Dafür soll die Ladesäule mit Steuerungs- und Kommunikationsfunktionen zum Empfang von Steuersignalen ausgestattet werden. Die Reform des § 14a EnWG muss stärkere finanzielle Anreize setzen, Ladestationen für Elektromobilität, insbesondere im nicht-öffentlichen Bereich, als steuerbare Verbrauchseinrichtungen anzumelden. Die Umsetzung dazu muss stark beschleunigt werden.

3.4 Ladevorgänge nach Tarifvorgaben (Strommarkt) gemäß „Ampelkonzept“

Bei zeitlicher Verschiebung von Ladevorgängen aufgrund von zeitvariablen Strompreisen (Virtuelles Kraftwerk) können sehr hohe Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge entstehen. Durch die resultierende, sehr hohe summierte Ladeleistung wird das Stromnetz besonders stark belastet und es können Netzengpässe entstehen. Dies kann Netzausbaukosten verursachen, die in keinem Verhältnis zu den Einsparungen durch zeitvariable Stromtarife stehen.

Zudem könnten die tariflichen Anreize für Lastverlagerungen in bestimmten Situationen einer netzdienlichen Lastreduzierung durch ein Lademanagement entgegenstehen.

- Einen Ansatz zur Vereinbarkeit von Marktinteressen (vertriebliche Anreize über variable Tarife) mit den Kapazitätsgrenzen des Stromnetzes (Steuerung durch den Netzbetreiber) bietet das „Ampelkonzept“. Zur Vermeidung von kritischen Netzsituationen

muss die Steuerung durch den Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung des sicheren und störungsfreien Netzbetriebs Vorrang vor marktlichen / vertrieblichen Interessen haben, um lokal abgegrenzte Bereiche im Stromnetz zu regeln (rote Ampelphase). In der gelben Ampelphase kann der Netzbetreiber einspeise- und entnahmeseitige netzdienliche Flexibilität zur effizienten Bewirtschaftung seines Netzes einsetzen.

(Details siehe BDEW Diskussionspapier „[Smart Grids Ampelkonzept](#)“)

Forderung des BDEW

In kritischen Netzsituationen muss die Steuerung durch den Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung des sicheren und störungsfreien Netzbetriebs Vorrang vor marktlichen / vertrieblichen Interessen haben. Einen Ansatz zur Vereinbarkeit von Marktinteressen (vertriebliche Anreize über variable Tarife) mit den Kapazitätsgrenzen des Stromnetzes (Steuerung durch den Netzbetreiber) bietet das „Ampelkonzept“.

3.5 Systemdienstleistung: Spannungs- und Frequenzhaltung am Netzanschlusspunkt

Die europäische Normung (EN 50160) legt die „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ fest, u.a die Einhaltung eines Spannungsbandes von +/- 10% der Nennspannung. Durch Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen wird elektrische Energie über den Netzanschluss aus dem Verteilnetz entnommen und dadurch lokal die Spannung abgesenkt. Der Spannungsfall kann die Anschlussmöglichkeiten weiterer Lasten wie z.B. Ladeeinrichtungen in einem Netzbereich begrenzen, insbesondere bei Häufungen von Ladeeinrichtungen oder an Netzausläufern. Dieser Spannungsabsenkung kann zum Teil durch die Bereitstellung von Blindleistung am Netzverknüpfungspunkt der Ladeinfrastruktur entgegengewirkt werden. Diese Blindleistung könnten die Wechselrichter in der Ladeinfrastruktur bzw. das Fahrzeug bei entsprechender technischer Auslegung bereitstellen, auch nachdem das Fahrzeug vollständig geladen ist. Elektromobilität hat somit die Möglichkeit die eigene Netzintegration positiv zu unterstützen. Vorhandene Netzkapazitäten können dadurch effizienter genutzt werden. Das gleiche Prinzip mit umgekehrtem Wirkmechanismus (Spannungsabsenkung durch Blindleistungsbezug) ist bereits erfolgreicher Standard bei Photovoltaik-Anlagen.

- ➔ Wir fordern daher, dass Ladestationen, bestehend aus Ladeinfrastruktur und Elektrofahrzeug, über die technische Fähigkeit zur Bereitstellung von Blindleistung verfügen sollen. Dafür müssen auch die technischen und normativen Voraussetzungen geschaffen werden. Zudem müssen Verteilnetzbetreiber befähigt werden, ortsfesten Ladepunkten eine Blindleistungsstrategie vorgeben zu dürfen⁴. Details dazu werden in der in Erarbeitung befindlichen VDE AR-N 4100 beschrieben.

⁴ Z.B. durch Vorgabe eines festen Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$, einer $\cos \varphi$ (U)-Kennlinie oder einer Q(U)-Kennlinie, entsprechende Vorgaben enthält aktuell die VDE-Anwendungsregel VDE AR-N 4105 und der aktuelle Entwurf der VDE-AR-N 4100.

Neben einem zentral gesteuerten Lastmanagement sowie einer Blindleistungsbereitstellung sollte ein dezentrales Spitzenlastmanagement⁵ in jeder Ladesäule vorgesehen werden. Damit kann nach Ausschöpfen der Blindleistungsbereitstellung der Wechselrichter eine Drosselung der Ladeleistung zur Spannungsstützung automatisiert umsetzen (Wirkleistungsbegrenzung). Dies ist insbesondere in ländlichen Netzen vorteilhaft, da hier im Allgemeinen vor Erreichen der thermischen Grenzen, Spannungsgrenzwerte unterschritten werden.⁶

Darüber hinaus wäre durch eine Regelbarkeit des Ladevorgangs eines Elektrofahrzeugs und dessen dezentrale Steuerung, eine Regelung der Wirkleistungsabgabe bei Über- und Unterfrequenz⁷ im Netz umsetzbar. Hierüber könnte eine frequenzstützende Wirkung der Ladeinfrastruktur für das Gesamtsystem ermöglicht werden.

Ein weiterer Hintergrund für o.g. Forderungen sind mögliche zukünftige Probleme nach lokalen oder regionalen Netzausfällen beim Netzwiederaufbau und der Spannungswiederkehr. Eine sofortige, unregelmäßige Zuschaltung einer Vielzahl von Ladeeinrichtungen würde u. U. zu einer Netzüberlastung mit wiederholten Abschaltungen führen.

Forderung des BDEW

Jede Ladestation soll zukünftig technisch in der Lage sein, Blindleistung generieren zu können sowie Wirkleistung und Regelenergie für das Gesamtsystem zur Verfügung zu stellen. Verteilnetzbetreiber müssen das Recht haben, eine Blindleistungsstrategie vorzugeben. Durch ein verbindlich umzusetzendes dezentrales Spitzenlastmanagement⁵ werden die Anschlusskapazitäten bestehender Verteilnetze darüber hinaus erhöht.

⁵ Vgl. P(U)-Steuerung

⁶ Der Spannungswert unterschreitet die Toleranzgrenze von -10% der Nennspannung des Netzes

⁷ Vgl. P(f)-Regelung