

Abschlussbericht des EP Elektromobilität

Versionsnummer:	2018-1.0
Ersteller:	EP Elektromobilität des AK Verteilernetze
Ausstellungsdatum:	2018.02.01
Anzahl der Seiten:	24

Inhaltsverzeichnis

A. Executive Summary	3
B. Entwicklung der Elektromobilität	5
C. Anmeldung beim Netzbetreiber	6
D. Auswirkungen der Elektromobilität auf die Netzplanung	7
D.1 Lastannahmen und Gleichzeitigkeitsfaktoren	7
D.2 Anforderungen hinsichtlich Netzzrückwirkungen und Power Quality.....	9
D.2.1 Aktuelle Situation.....	9
D.2.2 Anschlussprüfung	10
D.2.3 Anforderungen hinsichtlich Netzzrückwirkungen.....	11
D.2.4 Minimale Kurzschlussleistung am Anschlussort – Empfehlung der Expertengruppe	12
D.3 Ladeeinrichtung am Netz	13
D.3.1 Ladeleistungen	13
D.3.2 Spannungshaltung am Netzanschlusspunkt	14
D.3.3 Frequenzverhalten der Ladesäule.....	14
D.3.4 Verhalten der Ladesäulen im Fehlerfall.....	14
D.3.5 Steuerungskonzepte für das Laden von Elektroautos.....	15
E. Strukturelle Unterschiede in der Ladeinfrastruktur inkl. Ausführungsbeispielen.....	17
E.1 Schnellladesäulen.....	17
E.2 Tiefgaragen im Wohnbau.....	17
E.2.1 Rechenbeispiel für den Anschluss ans Verteilernetz:	18
E.3 Öffentliche Parkhäuser - Einkaufszentren	19
E.4 Öffentliche Parkhäuser - Berufsparken	19
E.5 Verteilte Ladungen – Ladung beim Privatkunden in Einfamilienhäusern.....	20
E.5.1 Ländliches Gebiet.....	20
E.5.2 Städtisches Gebiet	20
F. Netzentgeltsystem, Allgemeine Bedingungen Verteilernetze und die resultierenden Auswirkungen auf die technische Nutzung der Netze	21
G. Literaturhinweis	23

Allgemeines

A. Executive Summary

Die Elektromobilität in Österreich nimmt langsam aber sicher an Fahrt auf. Nicht zuletzt durch die 2017 gestartete Investitionsförderung bei der Anschaffung von E-Fahrzeugen, zahlreichen Begünstigungen wie dem Entfall der motorbezogenen Versicherungssteuer, Vorsteuerabzugsfähigkeit, Entfall der Sachbezugsbesteuerung, Parkbegünstigungen in Städten, geringe Wartungskosten und vielen weiteren Vorteilen wird für immer mehr Privatpersonen und Unternehmen die Anschaffung eines Elektroautos zur wirtschaftlichen Alternative. Inzwischen übertrumpfen sich die Autohersteller mit den maximal erzielbaren Reichweiten und mit Elektroautos können nahezu ohne Komforteinbußen alle notwendigen Fahrten erledigt werden. Alle namhaften Hersteller arbeiten intensiv an Fahrzeugverbesserungen und erweitern ihre Modellpalette.

Elektromobilität ist für die Stromnetze eine neue Aufgabe und sie kommt vielleicht schneller, als derzeit angenommen wird. Die Bedeutung des Stromnetzes für das wirtschaftliche und gesellschaftliche Leben wird durch zusätzliche Dienstleistungen für die Elektromobilität weiter erhöht. Der energieintensive Lebensbereich Mobilität wandert vom Öl zum Strom. Durch die höhere Effizienz der E-Mobilität können in etwa 2/3 der Primärenergie (je nach elektrischer Energieerzeugung) eingespart werden.

Diese Entwicklung der „Verkehrswende“ bietet ein großes Potenzial, um die energie- und klimapolitischen Ziele der österreichischen Regierung zu erreichen und zusätzlich die Ressourcenabhängigkeiten zu verringern und wird auch entsprechend von den österreichischen Verteilernetzbetreibern mitgetragen.

Der zusätzliche elektrische Energiebedarf aus den Verteilernetzen wird nur um etwa 16 Prozent steigen, wenn 100 Prozent Elektromobile auf Österreichs Straßen unterwegs sind.¹

Um den benötigten Strom zu den Endkunden zu transportieren, werden die Stromnetze – hier insbesondere die Niederspannungsnetze – vor neue Herausforderungen gestellt.

Mit „netzfreundlicher“ Ladung mit niedriger Leistung, intelligenter Ladeleistungssteuerung oder Laden aus Batteriespeichern kann der Ausbaubedarf im Niederspannungsnetz reduziert werden.

Die Ladeleistungen von Elektromobilen betragen ein Vielfaches der derzeit üblicherweise an Hausanschlüssen geplanten Leistungen von 3 kW bis 5 kW. Unterschiedliche und meist kurze Einschaltzeiten etwa beim Kochen und Waschen waren bisher typisch für Haushaltslasten. Durch die langen Ladedauern von mehreren Stunden, tritt nun allerdings eine hohe Gleichzeitigkeit des Leistungsbedarfs im Netz auf, wodurch eine wesentlich

¹ Dr. Armin Gaul, Ausbau der Ladeinfrastruktur aus Netzbetreibersicht, 2018

stärkere Belastung der Verteilernetze entsteht. Bestehende Niederspannungsnetze stoßen ohne Maßnahmen schnell an Ihre Grenzen.

An jedem Ort hohe Ladeleistungen zur Verfügung zu stellen, ist in Anbetracht des derzeit bestehenden Tarifmodells (dzt. leistungsbezogene Tarif-Komponente nicht verursachergerecht berücksichtigt) volkswirtschaftlich nicht vertretbar. Zukünftig müssen sich Schnellladestationen im öffentlichen Raum, Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz und Lademöglichkeiten zu Hause sinnvoll ergänzen. Vielfach werden Elektromobile zu Hause über die ganze Nacht geladen. Damit ist ausreichend Zeit vorhanden, um die Akkumulatoren mit geringerer Leistung voll aufzuladen. Hohe Ladeleistungen zur Verfügung zu stellen ist in privaten Haushalten einerseits technisch meist schwierig realisierbar und andererseits mit hohen Kosten verbunden.

Die österreichische Netzregulierungsbehörde spricht sich in solchen Fällen klar für das Verursacherprinzip aus: wer mehr Leistung will, muss dafür bezahlen! Laden mit geringer Leistung schont die Geldtasche und die Batterie!

Eine Umsetzungsstrategie für den Netzanschluss der Ladeinfrastruktur umfasst neben dem klassischen Netzausbau die Entwicklung intelligenter Lösungen für netzfreundliches Laden sowie zweckmäßige rechtlich-regulatorische Rahmenbedingungen.

Ein verstärkter Netzausbau bedeutet zusätzliche Kabel und zusätzliche Trafostationen. D.h. in bestehenden Siedlungen, in Vorgärten, entlang von Gemeindestraßen und in Ortszentren sind Grabungsarbeiten erforderlich.

B. Entwicklung der Elektromobilität

Die Anzahl an rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen (BEV) bzw. Plug in Hybrids (PHEV) stieg in den letzten Jahren deutlich an. So fahren mit Stand Ende 2017 bereits 14618 BEVs auf Österreichs Straßen.

Auch die Anzahl an Plug-In Hybrids hat sich im letzten Jahr nahezu verdoppelt.

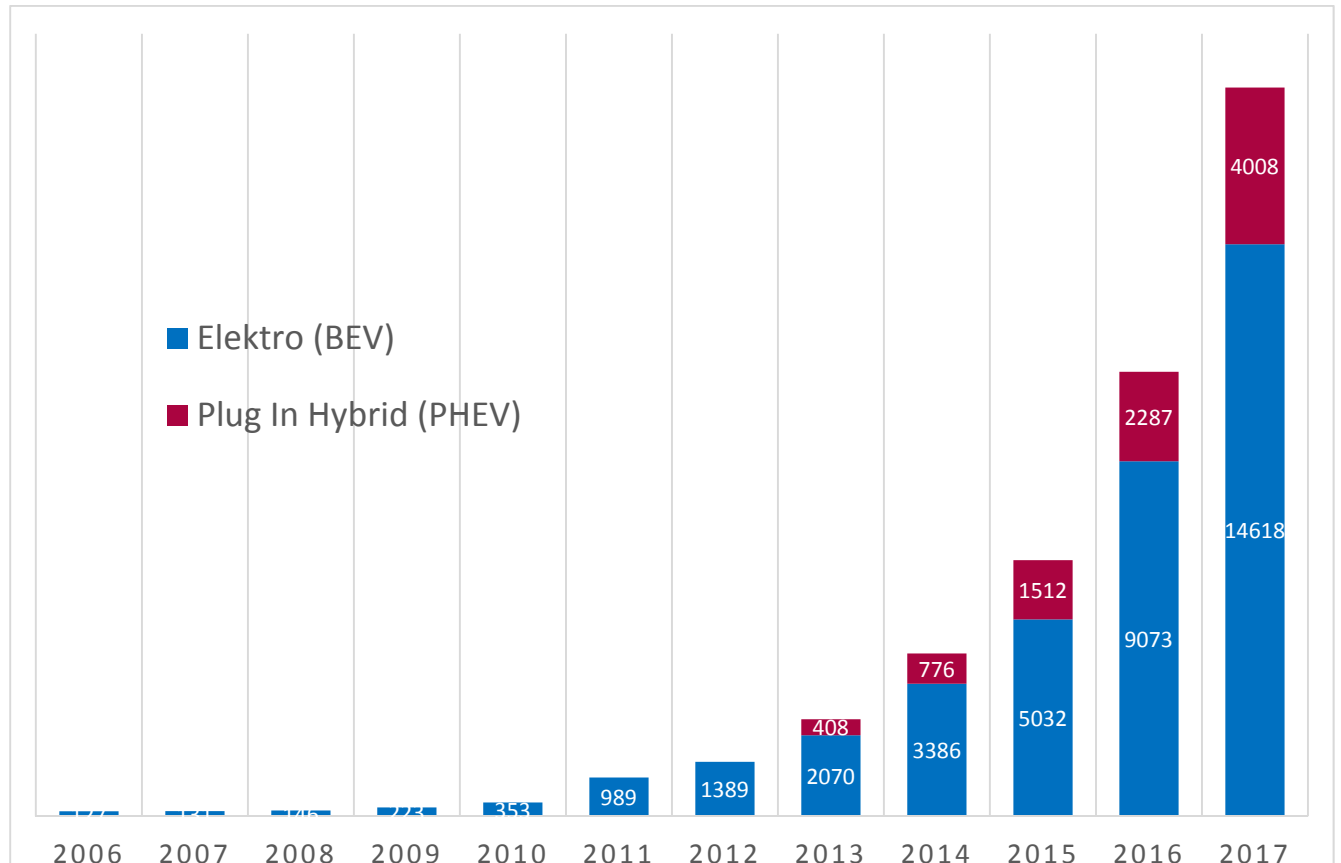


Abbildung 1 Bestand an Elektrofahrzeugen in Österreich (Quelle: Statistik Austria)

Mit 1. März 2017 trat eine große Förderaktion des Bundes in Kraft, womit es für Private als auch für Betriebe sehr interessant wurde, beim nächsten Autokauf über ein Elektrofahrzeug nachzudenken.

So werden reine Elektrofahrzeuge mit 4000 €, Plug-in-Hybride mit 1500 € gefördert. Zusätzlich entfällt die Normverbrauchsabgabe (NoVA) und es entfällt die motorbezogene Versicherungssteuer / Kraftfahrzeugsteuer.²

² www.umweltfoerderung.at

Netzplanung

Bei der bisherigen Netzplanung werden Haushalte oft auf Grund von Gleichzeitigkeiten mit sehr geringen Leistungen berücksichtigt. Je nach Netzbetreiber, Anzahl der Wohneinheiten sowie weiteren Einflussfaktoren hat sich ein Leistungswert zwischen 1 kW und 4 kW als Annahme für die Haushaltsleistung im dicht verbauten Siedlungsgebiet bewährt. Mit steigender Durchdringung von Elektrofahrzeugen stößt man mit konventionellen Planungsansätzen schnell an seine Grenzen, da auf Grund der vergleichsweise hohen Ladeleistungen und gleichzeitig langen Ladedauern der Leistungsbedarf der Haushalte steigt. Durch tarifliche Anreize können möglicherweise die Nutzer dazu bewegt werden, die Ladeleistungen zu reduzieren und dafür die Ladedauern zu erhöhen. Unabhängig davon wird sich bei steigender Durchdringungen von Elektromobilität die Auslastung der Verteilernetze, und hier insbesondere der Niederspannungsnetze, deutlich erhöhen.

C. Anmeldung beim Netzbetreiber

Bei der Errichtung einer Ladestation für Elektrofahrzeuge handelt es sich um einen Anschluss eines netzrückwirkungsrelevanten Betriebs- und Verbrauchsmittels. Gemäß TOR D1 bzw. TAEV sind diese Ladestationen dem zuständigen Netzbetreiber zu melden. Der Netzbetreiber wird in weiterer Folge die Ladeeinrichtung beurteilen. Notwendig hierfür sind der Lageplan mit der Bezeichnung und Grenzen des Grundstückes inkl. geplantem Aufstellort sowie die technischen Daten der Ladesäule. Kann die gewünschte Ladeleistung am angefragten Netzanschlusspunkt nicht zur Verfügung gestellt werden, so legt der Verteilernetzbetreiber die maximale zulässige Leistung fest bzw. schlägt technische Alternativen zur Lieferung der Ladeleistung vor.

Der Anschluss der Ladestation selbst hat von einer befugten Fachkraft zu erfolgen. Diese prüft in diesem Zuge auch die Eignung der Hausinstallation für die Ladung von Elektrofahrzeugen.

D. Auswirkungen der Elektromobilität auf die Netzplanung

D.1 Lastannahmen und Gleichzeitigkeitsfaktoren

Gleichzeitigkeitsfaktoren werden seit jeher in der Gebäude- und Anschlussplanung eingesetzt, um die Anschlussleistung bzw. die Auslastung der Betriebsmittel zu bestimmen. Diverse Forschungen in den letzten Jahren haben sich in diesem Zusammenhang insbesondere auch mit der bislang unbekanntenen Gleichzeitigkeit bei der Ladung von Elektrofahrzeugen auseinandergesetzt.³

In diesem Bericht wurden die bekannten Kurven aus der TAEV um die Ergebnisse dieser Forschungen erweitert.

Ergebnisse des Expertenpools sind mehrere Gleichzeitigkeitskurven und demnach mehrere Planungsvorschläge in Abhängigkeit von gewissen Gegebenheiten - **Basis für diese Gleichzeitigkeitskurven der Ladesäulen bildet jeweils ein 11 kW Ladepunkt:**

Kurve 2 berücksichtigt die steigende Gleichzeitigkeit gesteuert durch dynamische Tarifmodelle wie sie mit Smart Metern mit Sicherheit in der Praxis umgesetzt werden, bzw. schon jetzt in manchen Gegenden Österreichs durch einen Doppeltarif existieren.

Bei der Gleichzeitigkeitskurve 5 handelt es sich um absolut zufälliges Laden ohne mögliche Anreize. Als **Empfehlung des Expertenpools** für die aktuelle Situation ist **Gleichzeitigkeitskurve 4** zu sehen. Diese Kurve versteht sich als Mittelweg von derzeitigen Ladeleistungen von 3,6 kW bis 11 kW und zukünftigem flächendeckendem netzdienlichen Laden.

Sobald netzdienliches Laden einen flächendeckenden Standard aufweist, eine P(U) Regelung standardmäßig aktiviert ist, und ggf. eine zentrale Ansteuerung der Ladestellen erfolgt, so kann auf Kurve 5 übergegangen werden.

³ Wieland (TU Graz), Schober (FH Vorarlberg)

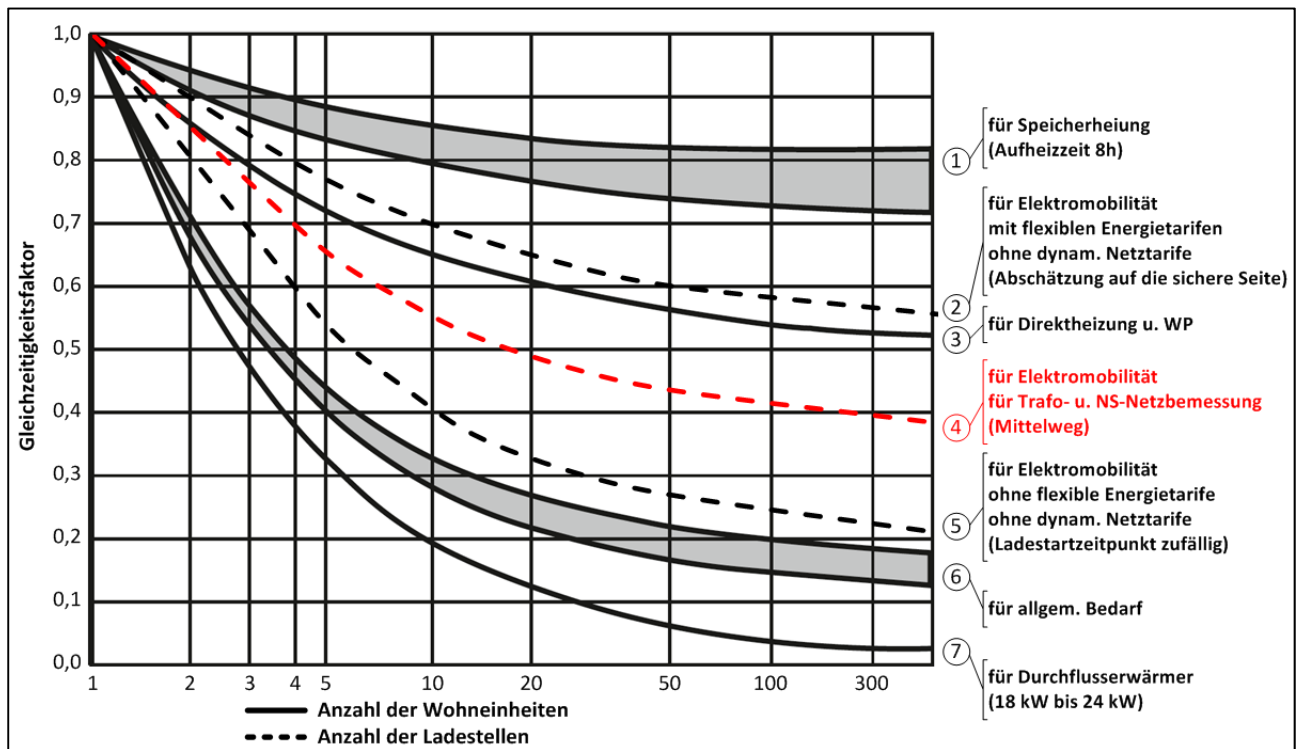


Abbildung 2 Vergleich der Gleichzeitigkeiten von Wohneinheiten bzw. Ladestellen (11kW)

Im Folgenden wird auf die einzelnen Kurven näher eingegangen:

KL	Beschreibung	Anwendung
2	E-Mobilität unter Berücksichtigung zukünftiger dynamischer Energietarife mit Smart Metern (bzw. bereits aktuell Doppeltarif)	Dimensionierung des Netzanschlusskabels ab Anschlusspunkt zum Anschlussobjekt und der Hauptleitung ab dem Hausanschlusskasten bis zum Zählerverteiler (Elektriker)
4	E-Mobilität unter Berücksichtigung von Mischeffekten (dynamische Energietarife, teilweise Netztarife mit Leistungspreiskomponente, abgestimmt auf aktuelle Ladeleistungen, von 3,6 kW – 11 kW, P(U) Funktion wirksam)	Für die operative Bemessung von Netzkabeln ab Station bis Verteilerknoten und Trafos Empfehlung des Expertenpools für die Netzplanung
5	E-Mobilität bei rein stochastischem Laden, ohne tarifliche Anreize	Für die Dimensionierung von NS-Zielnetzen wenn in der Zukunft netzdienlich geladen wird

D.2 Anforderungen hinsichtlich Netzurückwirkungen und Power Quality

Es gibt derzeit bei der E-Mobilität in Bezug auf Netzurückwirkung noch keine verbindlichen Normen. Bei den derzeit am Markt befindlichen Elektrofahrzeugen bestehen erhebliche Unterschiede bei den leitungsgebundenen Störaussendungen und Störfestigkeiten während des Ladevorganges. Anders als bei „normalen Geräteanschlüssen“ ist eine Beurteilung der Netzurückwirkungen an einer Ladesäule für ein bestimmtes Elektroauto problematisch, da an der gleichen Ladesäule auch andere Elektrofahrzeuge mit anderen Störaussendungen geladen werden können (mobile Verbraucher).

Um die Ladeinfrastruktur auch bei hoher Durchdringung problemlos in die Netzinfrastruktur integrieren zu können, ist es notwendig, durch verbindliche Normen die leitungsgebundenen Störaussendungen zu begrenzen bzw. zu definieren. An jeder Ladestation soll jedes E-Fahrzeug mit der für die Ladestation zugelassenen Leistung geladen werden können, ohne unzulässige Netzurückwirkungen zu verursachen. Dies ist mit den derzeitigen E-Fahrzeugen nicht durchgängig möglich.

Eine Durchführung von Anschlussbeurteilungen mit den höchsten Störaussendungen von E-Mobilen die derzeit (noch) im Verkehr sind, ist nach Ansicht der Expertengruppe dennoch nicht zu empfehlen.

Bis zum Vorliegen verbindlicher E-Mobilitätsnormen ist es dem Netzbetreiber nicht möglich, verbindliche Beurteilungsregeln festzulegen, oder verbindliche Anforderungen an die notwendige Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt anzugeben. Im Folgenden werden daher die Anforderungen der Netzbetreiber hinsichtlich Netzurückwirkungen und Sicherung der Power Quality beschrieben.

D.2.1 Aktuelle Situation

Derzeit verursachen Elektrofahrzeuge Netzurückwirkungen, welche andere Netzbenutzer beeinträchtigen können.

Häufig festgestellte Probleme sind:

- Einschaltströme (die zul. 4% an Prüfimpedanz wird überschritten)
- Oberschwingungen (Grenzwerte nach EN 61000-3-3 bzw. EN 61000-3-11 mit $R_{sc}=33$ werden überschritten)
- Unsymmetrie (Ladephasen ermöglichen 32 A / 7,4 kW Ladung einphasig)
- Höhere Frequenzen; aktuelle Messungen zeigen, dass bei Ladevorgängen teilweise als hoch zu bezeichnende Netzurückwirkung im Bereich von 30 kHz bis 60 kHz auftreten.

Von IEC wurden im Jahr 2015 einige Normentwürfe ausgearbeitet. Darin wird hinsichtlich leitungsgebundener Störaussendungen auf die Normen IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-3, IEC 61000-3-11 und IEC 61000-3-12 verwiesen.

Festlegungen in IEC 61851-21 CDV:

Limitierung der Oberschwingungen

- Bis 16 A auf Grenzwerte nach IEC 61000-3-2
- >16 A -75 A auf Grenzwerte für Kurzschlussleistungsverhältnis von $S_{kv}/S_a=33$ entsprechend IEC 61000-3-12

Spannungsänderung, Flicker.....

- Bis 16 A Prüfung nach IEC 61000-3-3
- >16 A -75 A Prüfung nach IEC 61000-3-11

Festlegungen IEC 61980-1 (wireless charging)

Limitierung der Oberschwingungen

- Bis 16 A auf Grenzwerte nach IEC 61000-3-2
- >16 A -75 A auf Grenzwerte für Kurzschlussleistungsverhältnis von $S_{kv}/S_a=33$ entsprechend IEC 61000-3-12

Spannungsänderung, Flicker.....

- Bis 16 A Prüfung nach IEC 61000-3-3
- >16 A -75 A Prüfung nach IEC 61000-3-11

Für Ladeströme >16 A bis 75 A wurden die zulässigen Oberschwingungsemissionen auf jene für ein Kurzschlussleistungsverhältnis $S_{kv}/S_a = 33$ und somit auf einen definierten Wert festgelegt. Ebenso ist durch den Verweis auf die IEC 61000-3-2 die zulässige Oberschwingungsstromemission für Ladeströme bis 16 A klar definiert.

Hingegen ist der Verweis auf die IEC 61000-3 problematisch zu sehen, da bei einer nicht erfolgreichen Prüfung an der Normimpedanz (Prüfung an 570 kVA) die Prüfung nach IEC 61000-3-11 möglich ist (Prüfung an 750 kVA). Auch der Verweis auf die IEC 61000-11 problematisch zu sehen, da bei einer nicht erfolgreichen Prüfung (Prüfung an 750 kVA) der Hersteller eine Mindestimpedanz angeben kann.

D.2.2 Anschlussprüfung

Laut TOR D1 handelt es sich beim Anschluss einer Ladebox für Elektrofahrzeuge um ein netzrückwirkungsrelevantes Betriebsmittel (Betriebsmittel mit leistungselektronischen Komponenten). Somit ist eine Meldung des Anschlusses beim Netzbetreiber ab einer Leistung von 1,3 kVA (einphasig) bzw. 3,68 kVA (dreiphasig) notwendig.

Problematisch sind die Anschlüsse von Ladeboxen mit CEE-Stecker zu sehen, da sie unkontrolliert an beliebigen Netzanschlusspunkten angeschlossen werden können (z.B. Hausanschlusssicherung 25 A -> 16 A Ladebox problemlos möglich; in Landwirtschaften auch 35 A)

Es wird empfohlen, bis zum Vorliegen gültiger Prüfnormen für E-Mobile bereits die unter D.2.3 angegebenen Prüfbedingungen bei der Anschlussbeurteilung heranzuziehen.

D.2.3 Anforderungen hinsichtlich Netzurückwirkungen

Wenn eine Ladestation mit einer bestimmten Ladeleistung im Netz zugelassen wurde, muss ein Elektrofahrzeug ohne unzulässige Netzurückwirkungen geladen werden können. Hierfür müssen alle On-Board Ladeeinheiten und „wireless charging systems“ mit Netzstecker an einer definierten Prüfimpedanz geprüft werden. DC-Ladeeinrichtungen und kontaktlose Ladesysteme, die ohne Steckvorrichtung fix installiert sind, können wie „normale“ Geräte geprüft und beurteilt werden. Die folgenden Anforderungen sollten in die entsprechenden Normen für E-Mobilität aufgenommen werden.

Prüfimpedanzen, Oberschwingungsstromemissionen

Alle On-Board Ladeeinheiten und „wireless charging systems“ mit Netzstecker müssen an den folgenden Prüfimpedanzen geprüft werden und die Oberschwingungsstromemissionen definiert werden.

Ladestrom	Prüfung
<=16 A	Prüfung an 570 kVA entsprechend EN 61000-3-2
	OS-Emission EN 61000-3-3
>16 A bis 75 A	Prüfung entsprechend EN 61000-3-11 an 750 kVA bzw. $S_a \cdot 33$ <ul style="list-style-type: none"> • 20 A ($S_n=14$ kVA) 750 kVA • 25 A ($S_n=17$ kVA) 750 kVA • 32 A ($S_n=22$ kVA) 750 kVA • 64 A ($S_n=44$ kVA) 1450 kVA • 75 A ($S_n=52$ kVA) 1715 kVA
	OS-Emission entsprechend EN 61000-3-12 für Kurzschlussleistungsverhältnis von $S_{kv}/S_a=33$

Tabelle 1 Übersicht der Prüfungen

Fix installierte DC-Ladeeinrichtungen und kontaktlose Ladesysteme (ohne Stecker) sind entsprechend EN 61000-3-2, -3, -11 und -12 zu prüfen, durch VNB entsprechend der angegebenen Daten zu beurteilen und der Anschluss mit der notwendigen Kurzschlussleistung herzustellen.

Einphasige Ladung

Um den zulässigen Unsymmetriegrad einzuhalten und unter Einhaltung der Prüfbedingungen nach IEC 61000-3-2 (3,3% Spannungsänderung an Prüfimpedanz) ist eine einphasige Ladung bis zu 16 A (3,68 kVA) zulässig. Derzeit sind 22 kVA Ladeeinheiten in der Lage auch mit 32 A (7,4 kVA) zu laden. Eine Begrenzung der einphasigen Ladeströme ist vorzuschreiben.

D.2.4 Minimale Kurzschlussleistung am Anschlussort – Empfehlung der Expertengruppe

Untersuchungen der Arbeitsgruppe zeigen, dass aufgrund der Netzurückwirkungen derzeit am Markt befindlicher Elektrofahrzeuge, bei einphasiger Ladung bis einschließlich 16 A, eine Mindestkurzschlussleistung von 570 kVA notwendig ist. Bei einphasiger Ladung bis 32 A wäre eine Mindestkurzschlussleistung von ca. 1200 kVA nötig. Würde ab einem Ladestrom von 16 A nur noch dreiphasiges Laden erlaubt sein, würde sich die erforderliche Mindestkurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt auf ca. 750 kVA reduzieren.

D.3 Ladeeinrichtung am Netz

D.3.1 Ladeleistungen

Mittlerweile hat sich eine Vielzahl an unterschiedlichen Ladeleistungen etabliert, wobei einige für bestimmte Einsatzbereiche vorgesehen sind (z.B. Schnellladesäulen auf Autobahnraststätten).

Nachfolgende Grafik zeigt die benötigte Ladezeit für eine gewisse Ladeenergie in Abhängigkeit der Ladeleistung. Angemerkt sei, dass hier von konstanter Ladeleistung ausgegangen wird, was in etwa bis 80 % SOC (state of charge) Gültigkeit hat.

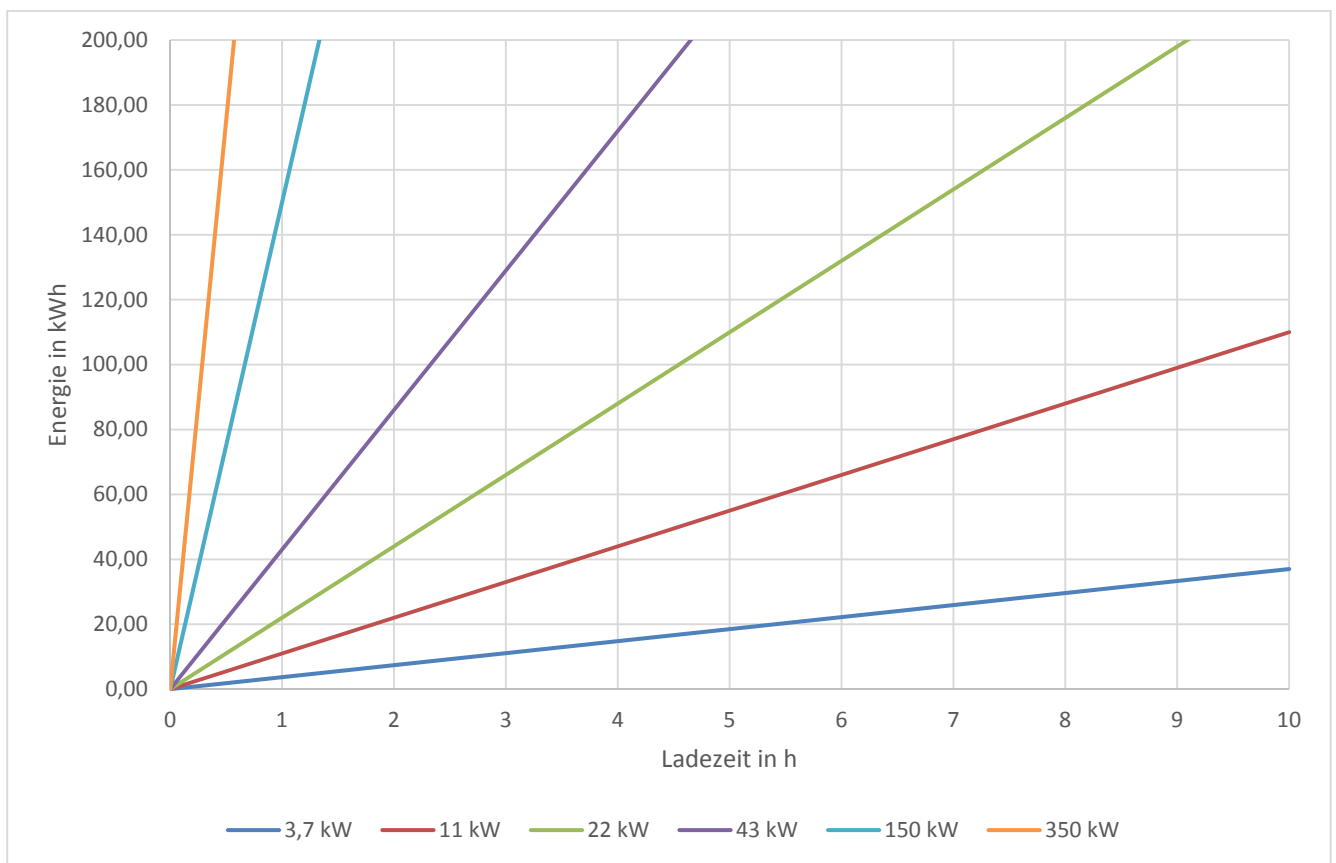


Abbildung 3 Geladene Energiemenge als Funktion von Ladeleistung und Ladezeit

Um zukünftig sowohl das netzdienliche Laden zu ermöglichen, als auch die Anforderungen der Elektromobilität zu erfüllen, wird es einen Mix aus all diesen Ladeleistungen benötigen.

D.3.2 Spannungshaltung am Netzanschlusspunkt

Die Ladeeinrichtungen sollen eigenständig auf Anforderungen des Netzes reagieren können, ähnlich wie sich dies bei den Wechselrichtern der PV Anlagen bewährt hat.

Durch die bezogene Leistung eines Ladepunktes kommt es im Netz zu einem Spannungsabfall und demnach zu einer Spannungsabsenkung am Verknüpfungspunkt. Durch gezieltes Bereitstellen von Blindleistung könnte diesem Effekt entgegen gewirkt werden, und somit eine größere Durchdringung der Ladesäulen im Netz ohne aufwendige Netzausbaumaßnahmen erreicht werden. Da die Ladetechnik zum Laden der Akkus jedoch im Elektroauto implementiert ist, ist aktuell eine gezielte Blindleistungsbereitstellung bzw. eine Spannungsregelung nicht möglich.

Konduktive Ladestationen könnten zudem nur netzdienlich Blindleistung regeln wenn gerade ein Fahrzeug geladen bzw. zumindest angesteckt ist.

Bei induktiven, also kabellosen Ladesystemen ist die Ladetechnik in der Ladesäule selbst integriert. Hier wäre grundsätzlich eine generelle, stationäre Blindleistungsregelung denkbar.

Aktuell realisierbar und bereits in Feldversuchen⁴ positiv getestet ist eine P(U) Regelung welche relativ einfach in der Ladesäule realisierbar ist. Diese begrenzt linear die maximal mögliche Ladeleistung in Abhängigkeit der gemessenen Spannung.

Diese Regelung kann als Vorstufe für eine Auslösung durch ein Unterspannungsschutzorgan gesehen werden und sollen die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes gemäß EN 50160 auch für Betriebszustände abweichend vom Normalbetrieb sicherstellen.

D.3.3 Frequenzverhalten der Ladesäule

Um die Leistungsbilanz auszugleichen, und somit die 50 Hz im Verbundnetz stabil zu halten, müssen Ladeeinrichtungen über einen Unterfrequenzschutz verfügen. Dieser stoppt bei einer unteren Frequenzschwelle den Ladevorgang. Zusätzlich kann eine frequenzgesteuerte Leistungsregelung (P(f)) zur Netzstabilität beitragen, indem die Ladeleistung mit sinkender Frequenz reduziert wird.

D.3.4 Verhalten der Ladesäulen im Fehlerfall

Kommt es im vorgelagerten Netz zu einem Fehler, welcher sich an der Ladesäule durch einen Spannungseinbruch äußert, so soll dadurch die Ladung für eine gewisse Zeitspanne nicht beeinträchtigt werden (low voltage ride through, LVRT). Zusätzlich muss verhindert werden, dass es bei einem großflächigen Ausfall der Stromversorgung zu keinem zeitgleichen Wiedereinschalten der Ladeeinrichtungen kommt. Generell dürfen eine Unterbrechung und ein Wiedereinschalten der Ladung zu keinem Problem mit dem Elektrofahrzeug führen.

⁴ <https://www.enu.at/e-mobilitaet-der-zukunft-testen>

Kommt es auf Grund einer Netzstörung zu einer längeren Versorgungsunterbrechung, so darf es bei Spannungswiederkehr zu keiner unkontrollierten Massenzuschaltung von ladenden Elektrofahrzeugen kommen, da dies die Stabilität im Übertragungsnetz maßgeblich stören könnte.

D.3.5 Steuerungskonzepte für das Laden von Elektroautos

Entgegen dem ungesteuerten Laden, bei dem der Ladevorgang unmittelbar nach dem Anschluss an die Ladestation beginnt und kontinuierlich bis zum Erreichen des Vollladezustandes andauert, gibt es auch Steuerungskonzepte, bei denen der Ladevorgang in Abhängigkeit von Parametern wie z. B. Strompreis, Netzengpässen, PV-Eigenerzeugung, lokales Lastmanagement etc. innerhalb eines bekanntzugebenden Zeitraumes auf einzelne Zeitfenster aufgeteilt wird bzw. die Höhe der Ladeleistung beeinflusst wird.

Im Hinblick auf einen verhältnismäßigen Netzausbau gewinnt mit fortschreitender Durchdringung ein „netzfreundliches“, gesteuertes Laden an Relevanz.

Hierbei gibt es zum einen Konzepte, die ungeachtet der aktuellen Anforderungen des Netzes betrieben werden bzw. außerhalb des Einflussbereiches des Netzbetreibers liegen (preisgesteuert, eigenverbrauchsoptimiert - lokales Lastmanagement). Gerade eine Steuerung auf Basis von Preissignalen kann u. U. zu einer ungewollt hohen Gleichzeitigkeit („Schwarmverhalten“) führen und dadurch im Hinblick auf Engpassituationen im Netz mitunter sogar kontraproduktiv wirken (vgl. Gleichzeitigkeitskurven Punkt D.1)

Zum anderen bestehen Konzepte, bei denen die Steuerung der Ladung in Abhängigkeit der aktuellen Netzreserven erfolgt („netzfreundliche“ Steuerung).

Zu unterscheiden ist zwischen einer zentralen Steuerung durch den Netzbetreiber und lokalen autonomen Steuerungen.

Hinsichtlich zentraler Steuerungen beschränken sich die Möglichkeiten gegenwärtig einerseits aufgrund der fehlenden IKT-Infrastruktur (Anm.: auch durch die flächendeckende Implementierung von Smart Metern (intelligente Messgeräte) werden diesbezüglich nicht die notwendigen Voraussetzungen geschaffen), andererseits bestehen auch rechtliche Hürden, da sowohl die Ladeinfrastruktur als auch die Elektroautos selbst keine Netzbetriebsmittel, sondern Bestandteil der Kundenanlagen sind.

Im Rahmen dieser aktuellen rechtlichen/regulatorischen Rahmenbedingungen wäre im Hinblick auf eine zentrale Steuerung z. B. eine Ansteuerung über gegebenenfalls vorhandene Rundsteuereinrichtungen bzw. über Zeitschaltuhren in Kombination mit einem „unterbrechbaren Netztarif“ realisierbar, wie diese etwa auch im Zusammenhang mit Elektroheizungen, Wärmepumpen, Elektroboiler, usw. bei den meisten österreichischen Netzbetreibern bereits Anwendung findet.

Sowohl die technischen Voraussetzungen als auch der entsprechende tarifliche Anreiz für die Netzkunden müssen gegeben sein, um die Nutzung des Netzes jederzeit oder zu vertraglich vereinbarten Zeiten zu unterbrechen (zusätzlicher Zähler erforderlich).

Eine dezentrale Steuerung in der Kundenanlage, wie sie im Punkt E.2 beschrieben wird, ist bereits aktuell möglich und wird so bereits erfolgreich eingesetzt.

Neben der notwendigen rechtlichen/regulatorischen Anpassungen und der Entwicklung langfristiger Lösungen (z. B. Smart Grid-Konzepte) bedarf es in einem ersten Schritt jedenfalls robuster autonomer Lösungen, die lokal realisiert werden und im Falle einer später möglichen übergeordneten, zentralen Steuerung, im Störfall (z. B. Ausfall von Kommunikationswegen) als Rückfallebene fungieren.

So können z. B. in Bezug auf Spannungshaltungsprobleme die bereits unter Punkt D.3.2 erwähnten Steuerungsmöglichkeiten auf lokaler Ebene Abhilfe schaffen.

Von den Betrachtungen im Rahmen des EP Elektromobilität bisher ausgeschlossen blieben Konzepte, die eine Rückspeisung in das Netz berücksichtigen (Vehicle2Grid).

Die rechtlich-/regulatorischen Rahmenbedingungen zur Nutzung von Batteriespeichern durch Netzbetreiber, um Engpässen im Verteilernetz (Auslastungsprobleme, Spannungshaltungsprobleme) zu begegnen, sind derzeit nicht gegeben.

Es existieren gegenwärtig keine Vergütungsmodelle für die Inanspruchnahme der Batterie und den dadurch bedingten zusätzlichen Verschleiß.

In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage nach der Akzeptanz der E-Fahrzeugbesitzer (Batterie ist teuerste Komponente am Auto).

Die Anforderungen an E-Auto-Batterien (möglichst hohe Reichweite, hohe Leistung, ...) bedingen hohe Energiedichten (eingeschränkter Platz zur Verfügung). Dadurch sind sie in der Regel deutlich teurer gegenüber stationären Hausspeicher-Batterien, bei denen Volumen und Gewicht eine untergeordnete Rolle spielen. Die Nutzung von E-Autobatterien für netzdienliche Zwecke (Rückspeisung ins Netz) wäre demnach unwirtschaftlich gegenüber konkurrierenden Systemen.

Auch die eingeschränkte Verfügbarkeit (E-Auto unterwegs) macht die Nutzung der E-Auto-Batterie für netzdienliche Zwecke problematisch, v. a. im Hinblick auf die lokale Engpassbeseitigung (keine verlässliche Verfügbarkeit).

E. Strukturelle Unterschiede in der Ladeinfrastruktur inkl. Ausführungsbeispielen

Die Ladeinfrastruktur in der Praxis kann sehr vielfältig ausfallen. Demnach sind auch die Anforderungen hinsichtlich maximal verfügbarer Leistung unterschiedlich. Im Nachfolgenden wird auf gängige Realisierungen eingegangen und teilweise mit Beispielen hinterlegt. Generell erfolgt die Empfehlung dem Kunden bei der Installation der Ladeeinrichtung eine zusätzliche Leerverrohrung für eine Datenleitung für zukünftige Steuerungseingriffe vom Netzbetreiber vorzuschreiben.

Dies sollte auch in den Netzzugangsverträgen vermerkt werden, sodass eine zukünftige Steuerung durch den Verteilernetzbetreiber im Falle von Netzengpässen ermöglicht werden kann.

E.1 Schnellladesäulen

Unter Schnellladesäulen werden Ladepunkte mit Ladeleistungen jenseits der maximal üblichen Leistungen von 11 kW bzw. 22 kW verstanden. Mittlerweile sind Ladesäulen mit bis zu 350 kW Ladeleistung erhältlich⁵. In der Regel erhalten Schnellladesäulen einen eigenen Abzweig am Ortsnetztransformator bzw. bei steigender Leistung werden sie direkt ins Mittelspannungsnetz integriert. Für den Anschluss und die Integration von Schnellladepunkten hat der Netzbetreiber eine dementsprechende Beurteilung zu erstellen. Diese stellt im Regelfall jedoch keine größere Herausforderung dar, da hier mit der Nennleistung der Ladesäule gerechnet werden kann.

Bei Schnellladesäulen ist ein Lastmanagement nicht zulässig, da eine Leistungsbegrenzung an einer Schnellladesäule kontraproduktiv wäre. Wir empfehlen bei der Anschlussbeurteilung keine Gleichzeitigkeitsfaktoren zu berücksichtigen.

E.2 Tiefgaragen im Wohnbau

Bei Tief- oder Parkgaragen im (Neu-) Wohnbau ist je nach Landes-Bauordnung eine gewisse Anzahl an Leerverrohrungen bzw. fix installierten Ladesäulen zu errichten.

Dabei wird im Idealfall mittels intelligenter Lastmanagement-Systeme die vom Netz verfügbare Leistung auf die einzelnen Ladepunkte verteilt und somit sichergestellt, dass die maximal verfügbare Leistung nicht überschritten wird.

Diese maximale Leistung ist im Einvernehmen mit dem Betreiber bzw. Errichter abzuklären. Als Planungshilfe kann die Gleichzeitigkeitskurve aus Punkt D.1 herangezogen werden.

Es ist auch denkbar nach Rücksprache mit dem Elektroplaner der Wohnhausanlage die einzelnen Ladestellen nur für geringe Ladeleistungen („Langsamladung“) auszulegen, und dafür zusätzlich eine gewisse Anzahl an Schnellladepunkten zu installieren. Diese könnte je nach Tarifgestaltung auch für Gäste nutzbar gemacht werden.

⁵ <http://electricmobility.efacec.com/portfolio-items/efacec-first-projects-of-high-power-charging/>

Ob hier eine ähnliche Konstellation wie bei gemeinschaftlichen PV Anlagen gemäß Elwog §16a gefunden wird, zeigt sich wohl in der näheren Zukunft.

Über das Nachrüsten von Ladestationen in bestehenden großvolumigen Wohngebäuden wird auf die Studie des bmvit verwiesen⁶.

E.2.1 Rechenbeispiel für den Anschluss ans Verteilernetz:

Bei einer Wohnanlage mit 100 Wohnungen sollen 20 % der Parkplätze mit Ladesäulen ausgerüstet werden. Es sollen 2 unterschiedliche Szenarien geprüft werden:

Szenario 1: Langsamladen bei den Parkplätzen, dafür Installation von 2 Schnellladesäulen mit 44 kW.

Szenario 2: 11 kW Laden an den Parkplätzen, dafür keine zusätzlichen Schnellladesäulen.

Zum Szenario 1:

20 x 3,68 kW (Langsamladen)	=	73,6 kW
2 x Schnellladesäule: 2 x 44 kW	=	88 kW
100 Wohneinheiten á 1 kW	=	100 kW
20 kW Allgemeiner Bedarf	=	20 kW
	Σ	281,6 kW

Zum Szenario 2 (Gleichzeitigkeit aus Punkt D.1):

20 x 11 kW x 0,47	=	103,4 kW
100 Wohneinheiten á 1 kW	=	100 kW
20 kW Allgemeiner Bedarf	=	20 kW
	Σ	223,4 kW

⁶

https://www.bmvit.gv.at/service/publikationen/verkehr/elektromobilitaet/downloads/nachruestung_ladestationen.pdf

E.3 Öffentliche Parkhäuser - Einkaufszentren

In Zukunft wird sich das Laden im halböffentlichen Raum, also Parkhäuser, Einkaufszentren, Kinos,... als eine Möglichkeit für all jene darstellen, die keine eigene Ladesäule besitzen. Insbesondere Fahrzeugnutzer ohne fix zugewiesenen Parkplatz oder einer eigenen Garage werden auf Lademöglichkeiten im halböffentlichen Raum angewiesen sein, dies wird auch als sogenanntes „destination charging“ bezeichnet.

Hier sind Ladeleistungen im Bereich von 11 kW wohl notwendig, da bei einer mittleren Verweildauer von einigen Stunden der Kunde davon ausgehen möchte, dass in der Zeit sein Auto geladen wird.

Bei mehreren Ladesäulen hilft die Implementierung eines Lademanagements um die Leistung auf einen planbaren Wert zu reduzieren. Die Dimensionierung der Summen-Ladeleistung ist abhängig von der mittleren Verweildauer (und demnach max. möglicher geladener Energiemenge) und ist mit dem Elektroplaner abzustimmen.

E.4 Öffentliche Parkhäuser - Berufsparken

Öffentliche Parkhäuser mit langen Stehzeiten, wie sie beim Parken beim Arbeitgeber vorkommen, stellen eine Besonderheit dar. Man kann hier von einer tendenziell langen Ladezeit ausgehen und somit die Ladeleistung dementsprechend reduzieren. In solch einem Fall ist es zweckmäßig, folgende Berechnung mit dem Errichter des Parkhauses anzustellen.

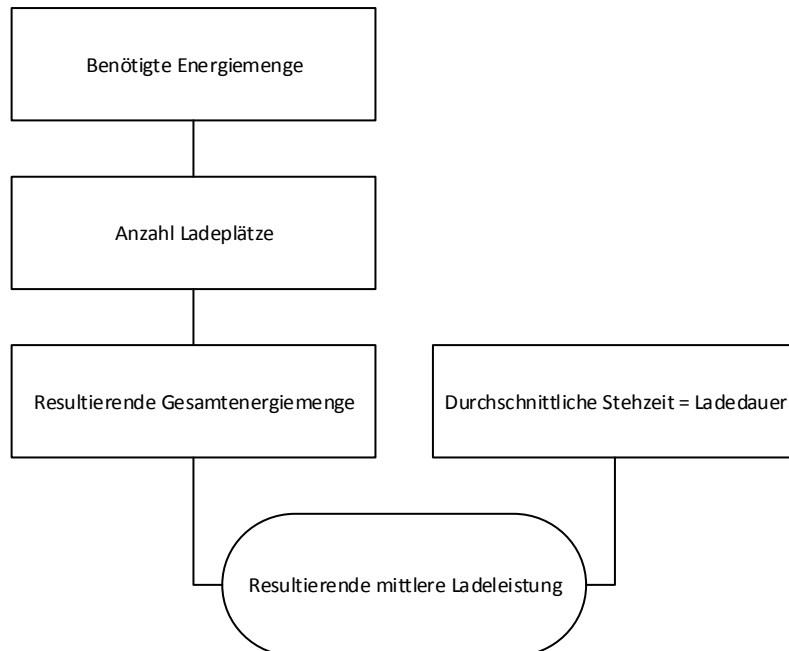


Abbildung 4 Mögliche Dimensionierung der Gesamt-Ladeleistung

Ein mögliches Dimensionierungsbeispiel könnte folgendermaßen aussehen:

Parkhaus mit 1000 Parkplätzen, davon sollen 20 % mit Ladestellen ausgerüstet werden.

Benötigte Energiemenge pro Auto und Tag:	15 kWh
Anzahl der Ladeplätze:	200
Notwendige Gesamtenergie pro Tag:	3000 kWh
Durchschnittliche Parkdauer:	8 h
Dimensionierungsleistung Ladeplätze:	3000 kWh / 8 h = 375 kW

Mittels eines dezentralen Lademanagements hat nun der Kunde dafür zu sorgen, dass diese Leistung eingehalten wird.

Nicht inkludiert sind natürlich die übrigen elektrischen Verbraucher wie Beleuchtung, Klima, Heizung, Aufzüge,... Diese sind gesondert mit dem Planer abzustimmen.

E.5 Verteilte Ladungen – Ladung beim Privatkunden in Einfamilienhäusern

Die Ladesäule beim Privatkunden wird in der Regel vom Hausverteiler versorgt. Sind in einem Niederspannungsstrang mehrere Ladepunkt in Betrieb, so treten hier punktuell große Belastungen im Niederspannungsnetz auf. Für die Netzplanung stellt sich hier die große Herausforderung der Lastannahme. Hier kann auf die im Punkt D.1 angegebene Gleichzeitigkeitskurve zurückgegriffen werden.

E.5.1 Ländliches Gebiet

Die ländlichen Gebiete sind gekennzeichnet durch lange Netzausläufer. Demnach kommt es bei starker Belastung zu entsprechenden Spannungsabfällen an der Leitung und somit zu Spannungsproblemen (Unterspannung) an der Übergabestelle. Hier wird eine dezentrale, autonome Regelung der Ladesäule notwendig werden, um im Starklastfall die Spannungsgrenzen gemäß EN 50160 einhalten zu können. Erste Feldtests konnten dies bereits in der Praxis bestätigen.⁷

E.5.2 Städtisches Gebiet

Die städtischen Gebiete zeichnen sich durch eine hohe Stationsdichte, kurzen Leitungen und einer großen Anzahl an Verbrauchern aus. Bei einer steigenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen wird die Spannung auf Grund der kurzen Leitungslängen nur geringfügig einsinken. Jedoch kann es hier zu Überlastungen des Niederspannungsnetzes und möglicherweise zum Auslösen der Strangsicherung kommen.

In Bezug auf solche Auslastungsprobleme können auf lokaler Ebene im einfachsten Fall Vorzählersicherungen („Tarifschalter“) eingesetzt werden (z. T. bei einigen österreichischen Netzbetreibern bereits im Einsatz). In Abhängigkeit vom erworbenen Netznutzungsrecht begrenzt eine Vorzählersicherung den maximalen Leistungsbezug.

⁷ <https://www.enu.at/e-mobilitaet-der-zukunft-testen>

Rechtliche und regulatorische Aspekte

F. Netzentgeltsystem, Allgemeine Bedingungen Verteilernetze und die resultierenden Auswirkungen auf die technische Nutzung der Netze

Im Energiesystem der Vergangenheit, mit vorherrschender Energierichtung vom Verteilernetz in Richtung Kunde, war das Verhalten der angeschlossenen Kunden hinsichtlich Leistungsbezug und auftretender Gleichzeitigkeit weitestgehend bekannt. Rückspeisungen durch erneuerbare Energien stellten die Ausnahme dar. Durch den Anstieg an dezentraler Einspeisung (z.B. Photovoltaik) und neuen Verbrauchern (z.B. Wärmepumpen) hat sich das Kundenverhalten an der Schnittstelle Verteilernetz/Kunde geändert. Rückspeisungen in das Verteilernetz und höhere Leistungsspitzen stellen nicht mehr die Ausnahme sondern den Regelfall dar. Durch die Zunahme an Elektromobilen und die damit verbundenen Ladevorgänge wird sich die Residuallast am Netzverknüpfungspunkt weiter ändern.

Um diesen eingetretenen und weiter zu erwartenden Veränderungen im Energiesystem Rechnung zu tragen, sind auch Veränderungen im Netzentgeltsystem sowie in den Allgemeinen Bedingungen Verteilernetze (AB-VN) erforderlich.

Die notwendigen Eigenschaften einer neuen Netzentgeltstruktur sind Verursachergerechtigkeit, Gleichbehandlung aller Systembenutzer, Kostenorientierung und Netzdienlichkeit. Die Kostentragung und der Kostenbeitrag der Kunden müssen im Ausmaß der Inanspruchnahme des Verteilernetzes erfolgen, ansonsten droht unsachgemäße Quersubventionierung. Wesentlich für eine verursachergerechte Tarifierung ist die Erhöhung der Leistungskomponente, da die Netze auf die höchste Leistungsanforderung hin ausgelegt werden müssen. Die Erfassung der Leistung ist nach dem abgeschlossenen Smart Meter Roll-Out möglich. Bei der Elektromobilität wird eine höhere Leistungspreiskomponente auch einen Anreiz zum netzdienlichen Laden darstellen.

Wenn es für den Kunden spürbar teurer wird, setzen Bemühungen zu einer Leistungsminimierung seinerseits ein. Damit kann der Aufwand der Netzbetreiber für eine zentrale oder lokale Netzregelung bei mitunter schlechterer Treffsicherheit kleiner bleiben.

Die letzte Überarbeitung der AB-VN fand bei den meisten Verteilernetzbetreibern in den Jahren 2013 bzw. 2014 statt. Es erfolgten Anpassungen aufgrund des EIWOG 2010, der END-VO und diversen Smart Meter Verordnungen. Grundsätzlich gab es keine Änderungen in Bezug auf technische und monetäre Netzanschluss- und Netznutzungsbedingungen. Die neue Verbrauchergruppe E-Mobilität ist in den derzeitigen AB-VN nicht bzw. nur ungenügend abgedeckt. Die Festlegung der Netznutzung durch die begrenzende Sicherung bzw. über den Jahresenergieverbrauch wirkt im Kontext mit der Ladung von Elektromobilen Diskussionen auf.

In der Expertengruppe erfolgte eine Sichtung der teilweise sehr unterschiedlichen Netzentgeltsystematiken in den österreichischen Bundesländern. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Geschäftsbedingungen für die sich abzeichnende neue

Zusatzbeanspruchung E-Mobilität mit dem einhergehenden „Leistungshunger“ auch im Haushaltsbereich noch nicht ausgelegt sind. Einzig die sehr restriktive und seit Jahrzehnten etablierte Regelung im Bundesland Tirol ist grundsätzlich schon derzeit für die treffsichere Weiterverrechnung des Netzbereitstellungsentgeltes geeignet (Tarifschalter). Eine solche Einführung als neue Lösung in den anderen Bundesländern scheint aber unrealistisch, zumal die Regulierungsbehörde im April 2017 bei der Vorstellung der Netztarife 2.0 eine andere Zielrichtung anstrebt. Da ein Großteil der Streitfälle zum Netztarif das Netzbereitstellungsentgelt betreffen, soll dieses in der derzeitigen Form durch ein neues Netznutzungsentgelt mit einer Leistungspreiskomponente ersetzt werden. Dagegen rührte sich aber für den Haushaltsbereich erster Widerstand. Damit ist derzeit noch unklar, ob eine verursachergerechte Kostenwälzung nach dem Smart Meter Rollout politisch durchsetzbar ist.

Zusammenfassung:

1. Weder Netzentgeltsystematik noch AB-VN sind für die E-Mobilität vorbereitet.
2. Netztarife mit einer spürbaren Leistungspreiskomponente sind ein Anreiz zum netzdienlichen Laden. Damit können in der zukünftigen Auslegung elektrischer Verteilernetze bei verstärkter Integration der Elektromobilität ein großer Anteil an Netzrestrukturierungs- und Netzausbaukosten vermieden werden
3. Voraussetzung für die Umsetzung einer neuen Netzentgeltstruktur ist der flächendeckende Smart Meter Rollout (dauert regional voraussichtlich bis 2022)

G. Literaturhinweis

- VDE-AR-N 4102:2012-04 "Anschlusschränke im Freien am Niederspannungsnetz der allgemeinen Versorgungseinrichtungen"
- E VDE-AR-N 4100 „Technische Anschlussregeln Niederspannung“ (zurzeit in Bearbeitung)
- Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)
- ÖVE/ÖNORM E 8001-4-722: Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V - Teil 4-722: Stromversorgung für Elektrofahrzeuge
- ÖVE/ÖNORM EN 61439-1: Niederspannungs-Schaltgerätekombination Teil 1: Allgemeine Festlegungen
- IEC TS 61439-7: Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 7: Assemblies for specific applications such as marinas, camping sites, market squares, electric vehicles charging stations
- ÖVE/ÖNORM EN 61851 Reihe, Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge
- ÖVE/ÖNORM EN 61851-3 Reihe, Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge Teil 3: Light EV