

SIEMENS



Totally Integrated Power

Technische Schriftenreihe Ausgabe 9

Elektrische Infrastruktur für E-Car Ladestationen

www.siemens.de/tip-cs

Energie und Elektromobilitätsprogramm

Die verstärkte Förderung regenerativer Energiequellen scheint dazu geführt zu haben, dass Deutschland in den letzten Jahren zu einem der größeren Stromexporteure innerhalb von Europa geworden ist. Der Umstieg von Verbrennungsmotoren mit fossilen Kraftstoffen auf Elektrizität im Verkehrssektor könnte diesen Effekt dämpfen. Durch die Energiespeichermöglichkeiten in den Antriebsbatterien der Fahrzeuge würde ein Puffer für den schwankenden Energieertrag von Wind und Sonne geschaffen und das Ziel – gemäß Energiekonzept und Nationalem Aktionsplan – von über 38 % Anteil erneuerbarer Energien an der elektrischen Energieerzeugung bis zum Jahr 2020 [1] in Deutschland erreichen helfen.

Eine Voraussetzung dafür ist die engmaschige Steuerung der Energieflüsse, wie es Smart Grids verwirklichen sollen. Dies wird im „Regierungsprogramm Elektromobilität“ der Bundesrepublik Deutschland [2] angerissen. Laut diesem Programm sollen bis zum Jahr 2020 mindestens eine Million Elektrofahrzeuge in Deutschland genutzt werden; bis 2030 sollen es sechs Millionen sein. Dabei ist offen, welche Fahrzeugtypen elektrifiziert werden. Eine Schätzung des Zweirad-Industrie-Verbands [3] für 2012 geht bereits von 1,3 Millionen Elektrofahrrädern in Deutschland aus, sodass im Folgenden die Betrachtung des "Regierungsprogramms Elektromobilität" von einer Million Elektrofahrzeugen auf Pkw bezogen wird.

Rahmenbedingungen für den elektrifizierten Pkw-Verkehr

Ausgehend von der Überlegung, dass Diesel-Pkw häufig auf längeren Strecken genutzt werden, wird die mittlere Tagesfahrstrecke von etwa 30 km für Otto-Pkw [4] auf E-Cars im innerstädtischen Betrieb übertragen. Bei der Berücksichtigung eines mittleren Energieverbrauchs von 20 kWh je 100 km Fahrleistung [5] ergibt sich ein durchschnittlicher Energiebedarf von 6 kWh pro Tag und Fahrzeug. Der Jahresenergieverbrauch von einer Million E-Cars würde 2,2 TWh betragen und entspräche 0,4 % des Nettostromverbrauchs in Deutschland (541 TWh). Zur Einordnung dieser Zahlen sei vermerkt, dass für das Jahr 2010 in Deutschland eine Fahrleistung der Kraftfahrzeuge insgesamt von über 360 Milliarden Kilometer angegeben worden ist [5]. Würde diese Fahrleistung durch die Nutzung elektrischer Energie erbracht werden müssen, würde dies einem Bedarf von 72 TWh entsprechen.

Da die Nutzer kurze Ladezeiten wünschen, lassen die Aussagen zum Energiebedarf nur bedingt Schlüsse für den Leistungsbedarf und damit für die Belastung der elektrischen Energieverteilungsnetze zu. Für die "Betankung" der E-Cars im Jahr 2020 wird mit 0,95 Ladepunkten pro Fahrzeug gerechnet [6]. Rund 150.000 der dann insgesamt

950.000 Ladepunkte sollen das Normalladen im öffentlichen Raum ermöglichen, etwa 7.000 Schnellladestationen werden erwartet. Die restlichen Ladepunkte dienen der Normalladung im privaten Bereich. Die Ladestationen müssen den geltenden Normen und Anschlussbedingungen entsprechen (siehe Abschnitt "Zusammenfassung" ab Seite 14). Selbstverständlich hängt die Zahl der Ladestationen sowohl von der Anzahl und den Eigenschaften der Fahrzeuge, dem Mobilitäts- und Ladeverhalten der Nutzer als auch von der verfügbaren Netzstruktur ab. Durch die Integration der Ladeinfrastruktur in bestehende Mittel- und Niederspannungsnetze ergeben sich **vier typische Ladesituationen:**

- Steckerladestationen am eigenen Haus, Garage oder Tiefgarage (Home Charging mit eher kleiner Leistung)
- Öffentliche Wechselstromladestationen mit mehreren leistungsstärkeren Ladepunkten (zum Beispiel in Parkhäusern, auf Firmenparkplätzen, Großparkplätzen)
- Schnellladestationen mit Gleichstrom ähnlich den Kraftstofftankstellen
- Batterieaustauschstationen

Für die Planung der elektrischen Energieverteilung spielen nur die ersten drei Ladesituationen eine Rolle. Zwar wird entsprechend den oben genannten Zahlen [6] für 2020 ein starkes Übergewicht des Home Charging erwartet, aber eine Betrachtung der Wohnungsstruktur führt zu einer anderen Aufteilung bei einer nachhaltigen Nutzung von E-Cars.

Laut Statistischem Bundesamt gibt es über 40 Millionen Wohnungen in Deutschland, die sich wie folgt verteilen:

- Rund 11,5 Millionen Einfamilienhäuser
- Rund 3,6 Millionen Zweifamilienhäuser; dementsprechend mit ca. 7,2 Millionen Wohnungen
- Rund 3,08 Mehrfamilienhäuser mit sicherlich über 20 Millionen Wohnungen

In Anbetracht der großen Anzahl von Mehrfamilienhäusern und der Mobilitätsvielfalt ist davon auszugehen, dass weit weniger als die Hälfte der Ladeprozesse an Home Charging-Stationen stattfinden werden. Viel stärker werden Ladestationen mit einem hohen Leistungsbedarf und einer Anbindung an das Mittelspannungsnetz benötigt. Durch Steuerung der Ladevorgänge kann dann vielleicht ein niedriger Gleichzeitigkeitsfaktor angenommen werden. Bevor ein Beispiel für die Leistungsbedarfsabschätzung einer Ladestation beschrieben wird, folgt eine Beschreibung der Ladebetriebsarten und zugehöriger Ladeeinrichtungen.

Ladebetriebsarten für Elektrofahrzeuge

Gemäß IEC 61851-1 (VDE 0122-1) wird für das konduktive Laden von Elektrofahrzeugen zwischen vier Arten unterschieden. Eine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung RCCB (residual current circuit breaker) mindestens vom Typ A entsprechend IEC 61008-1 (VDE 0664-10) in Verbindung mit einer Überstrom-Schutzeinrichtung oder eine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung mit eingebautem Überstromschutz RCBO (residual current circuit breaker with overcurrent protection; mindestens Fehlerstrom Typ A)

entsprechend IEC 61009-1 (VDE 0664-20) wird für alle Ladebetriebsverfahren gefordert. Die Ladebetriebsarten 1 bis 3 beschreiben das Laden eines Elektrofahrzeugs mit einem im Fahrzeug befindlichen Ladegerät (on-board charger), wohingegen bei Ladebetriebsart 4 das Ladegerät nicht im Fahrzeug installiert ist (off-board charger). Zu beachten ist, dass für die USA aufgrund der unterschiedlichen Netzspannungen besondere Forderungen gelten.

Ladebetriebsart 1

Bei der Ladebetriebsart 1 wird das Elektrofahrzeug über ein- oder dreiphasige Wechselstromnetze mit einer genormten Steckdose angeschlossen (Standardschnittstelle gemäß IEC 60309-1, -2 – entsprechend VDE 0623-1, -2 – und IEC 60884-1). Der Ladestrom darf 16 A und die Spannung darf 250 V bei einphasigem Wechselstrom und 480 V bei dreiphasigem Wechselstrom nicht übersteigen.

Die Rückspeisung durch das Elektrofahrzeug in die ortsfeste Installation ist nicht zugelassen.

Der Einsatz eines Überspannungsableiters wird empfohlen. In Schweden und Japan ist die Verwendung einer Fehlerstrom-Schutzeinrichtung Typ AC bei der Verbindung mit Hausinstallationen zulässig. In den USA ist die Ladebetriebsart 1 verboten.

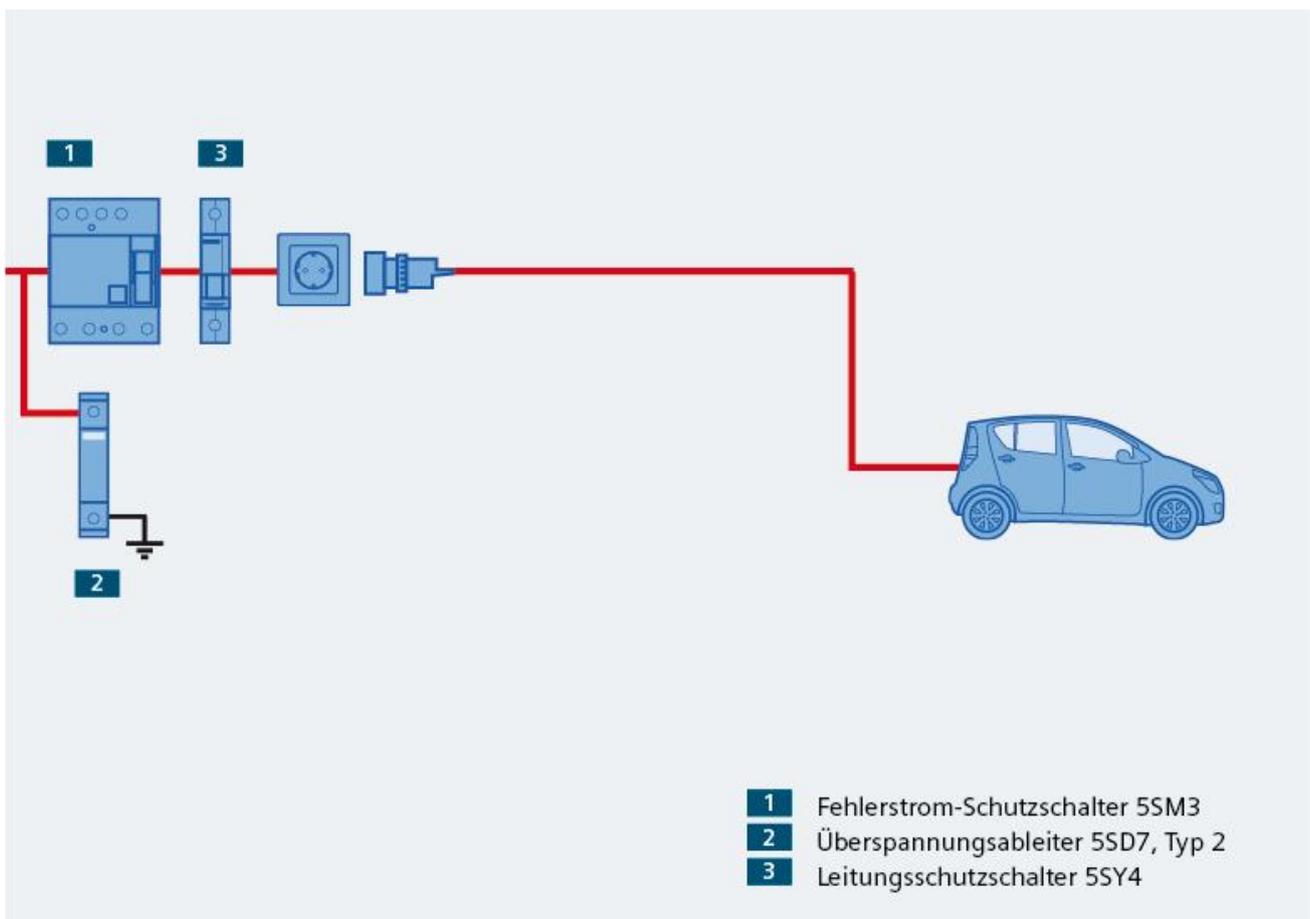


Abb. 1: Ladeinfrastruktur für Ladebetriebsart 1

Ladebetriebsart 2

Bei der Ladebetriebsart 2 wird das Elektrofahrzeug an ein- oder dreiphasige Wechselstromnetze mit einer Führungsfunktion der Ladesteuerung (Pilotfunktion über ein Inline-Modul in der Ladeleitung) angeschlossen. Das Steuerungsgerät muss im Stecker oder maximal 0,3 Meter (in Deutschland 2 Meter) vom Stecker oder von der Stromversorgungseinrichtung für das Elektrofahrzeug entfernt angebracht sein. Besitzt die In-Cable Control Box (ICCB) Überfahrfähigkeiten gemäß IEC 62196-1 (VDE 0623-5-1), darf die Entfernung mehr als 0,3 Meter betragen. Zur Schutzpegelerhöhung ist im Inline-Modul eine Fehlerstromschutzeinrichtung enthalten.

Der Ladestrom darf 32 A und die Spannung 250 V bei einphasigem Wechselstrom und 480 V bei dreiphasigem Wechselstrom nicht übersteigen. Über den Control Pilot zur Realisierung der Pilotfunktion ist eine Kommunikation zwischen der ICCB und dem Fahrzeug möglich.

Die Rückspeisung durch das Elektrofahrzeug in die ortsfeste Installation ist nicht zugelassen.

Die Anwendung dieser Ladebetriebsart erfordert auf der Netzseite einen Fehlerstrom-Schutzschalter sowie eine Überspannungsableiter. Der Einsatz eines Überspannungsableiters wird empfohlen.

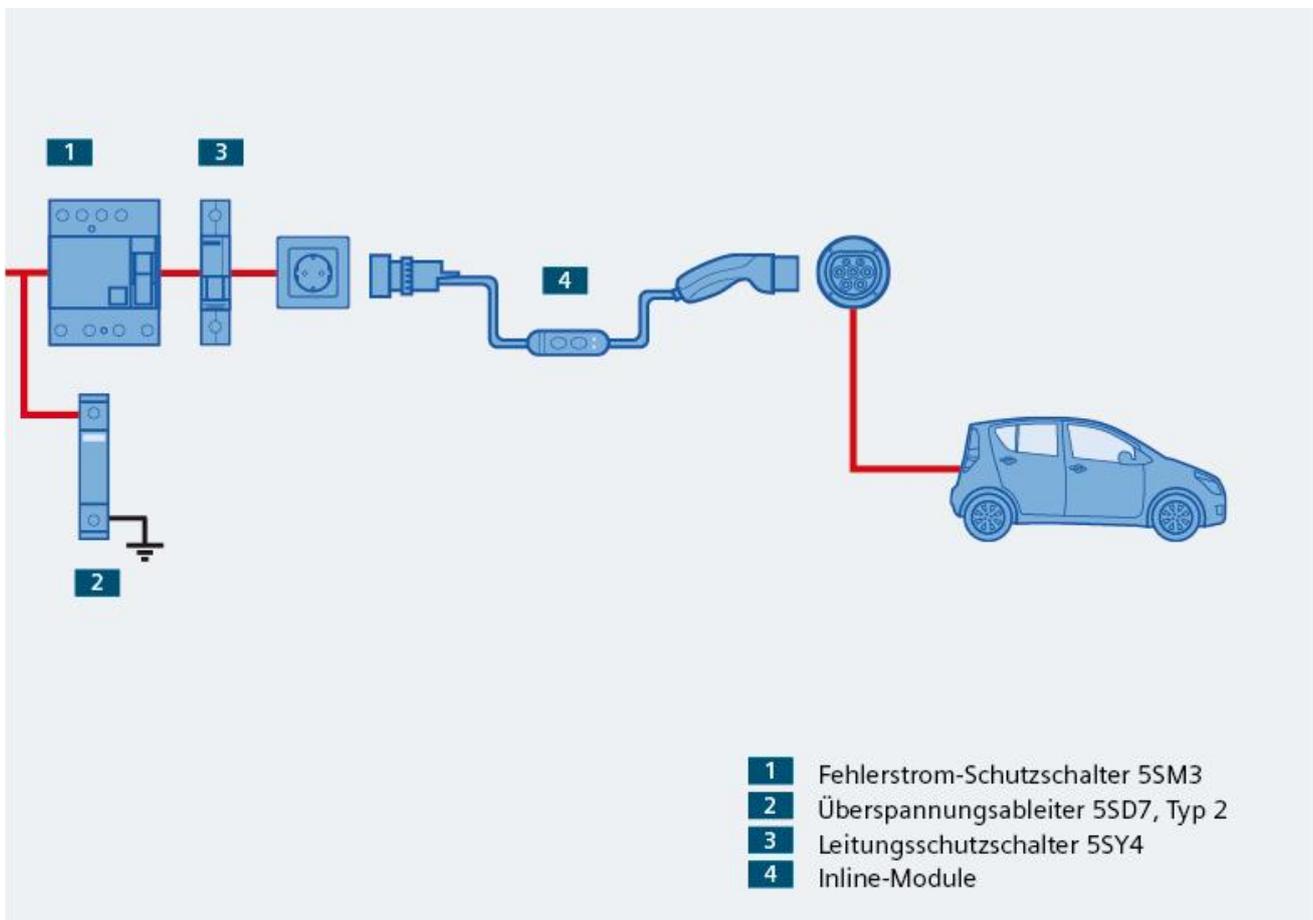


Abb. 2: Ladeinfrastruktur für Ladebetriebsart 2

Ladebetriebsart 3

Im Gegensatz zur Ladebetriebsart 2 werden für die Ladebetriebsart 3 in der IEC 61851-1 (VDE 0122-1) keine Beschränkungen hinsichtlich Strom und Spannung der Wechselstromversorgung gemacht. Das Elektrofahrzeug wird an ein- oder dreiphasige Wechselstromnetze, mit einer Führungsfunktion der Ladesteuerung (Pilotfunktion), über ein Bordladegerät des Elektrofahrzeuges sowie einem Lade-Controller in der Ladestation angeschlossen.

Die Anwendung dieser Ladebetriebsart erfordert auf der Netzseite einen Fehlerstrom-Schutzschalter sowie eine Überstromschutzeinrichtung.

Der Einsatz eines Überspannungsableiters wird empfohlen. Es muss ein elektrisches oder mechanisches System vorhanden sein, das sicherstellt, dass das Ein- oder Ausstecken nur möglich ist, wenn die Versorgung der Steckdose oder des Fahrzeugsteckers ausgeschaltet ist. Im Gegensatz zu den Ladebetriebsarten 1 und 2 ist eine Rückspeisung denkbar, da die Kommunikation und Steuerung zwischen Fahrzeug und Ladestation bidirektional erfolgen kann sowie eine geeignete Steckerverriegelung gegeben ist. Allerdings müssen Vorkehrungen gegen die unbeabsichtigte Einspeisung in die ortsfeste Installation durch das Elektrofahrzeug getroffen werden.

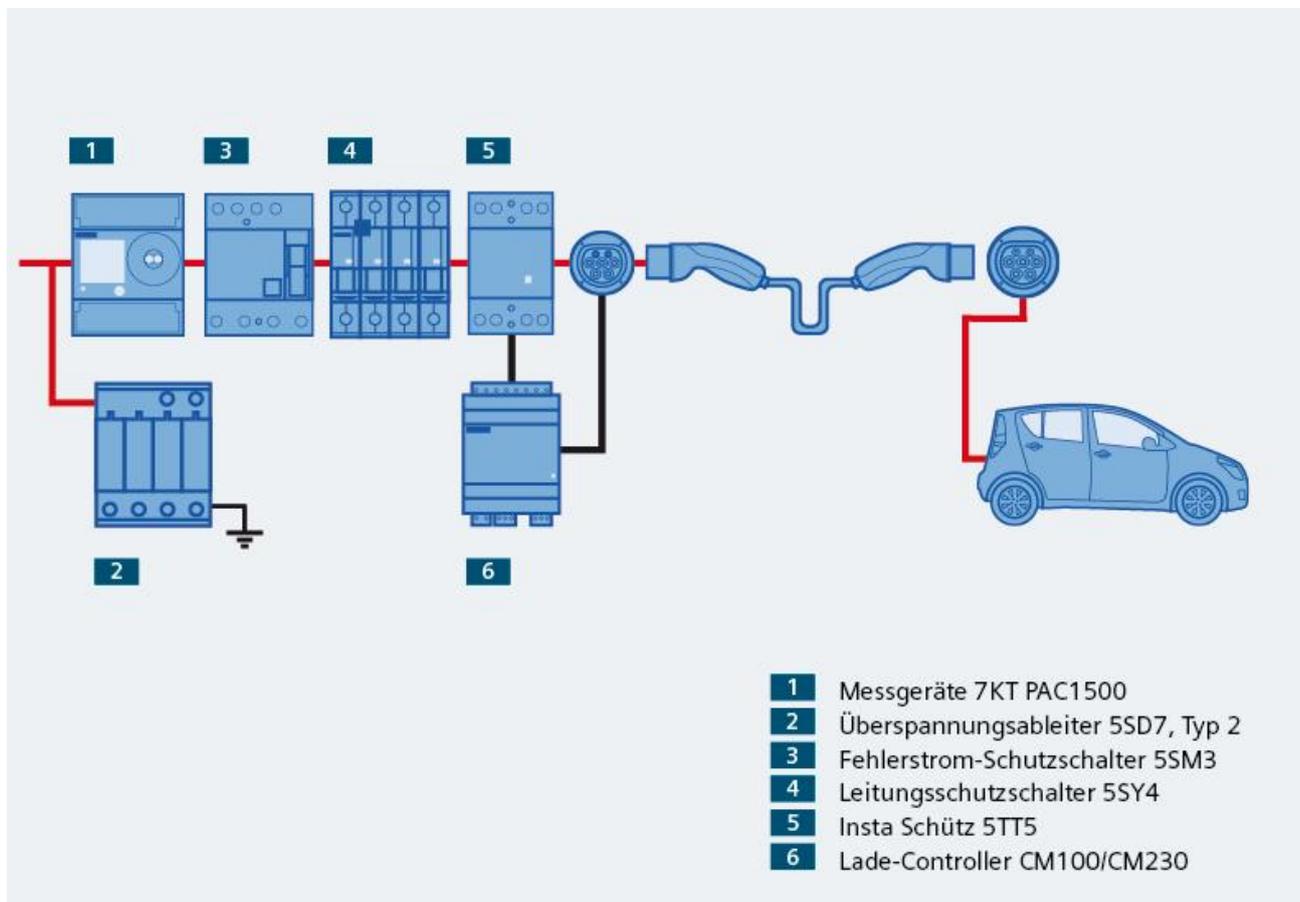


Abb. 3: Ladeinfrastruktur für Ladebetriebsart 3

Ladebetriebsart 4

Die Norm IEC 61851-1 (VDE 0122-1) bietet für die Ladebetriebsart 4 mit einer Wechselstromversorgung weite Umsetzungsmöglichkeiten. Die Verbindung zwischen Elektrofahrzeug und externem Ladegerät soll mit einer Pilotfunktion vom Fahrzeug bis zur Einrichtung, die ständig mit dem Wechselstromnetz verbunden ist. Allerdings ist der Anschluss gemäß Fall "C" nach IEC 61851-1 (VDE 0122-1) vorgegeben. Dabei muss die Versorgungsleitung samt Fahrzeugkupplung für den Ladevorgang dauerhaft an der Ladestation angeschlossen sein.

Die Anwendung dieser Ladebetriebsart erfordert auf der Netzseite einen allstromsensitiven Fehlerstrom-Schutzschalter sowie Überstromschutzeinrichtungen für Wechsel- und Gleichstrom. Der Einsatz von Überspannungsableitern wird empfohlen.

Für Gleichstromladestationen in der Ladebetriebsart 4 fordert der Normentwurf IEC 69/206/CDV:2011 (IEC61851-23; Entwurf VDE 0122-2-3) eine Reihe von Funktionen, die beachtet werden müssen. Unter anderem muss ein elektrisches oder mechanisches System vorhanden sein, das sicherstellt, dass das Ein- oder Ausstecken nur möglich ist, wenn die Versorgung der Fahrzeugkupplung ausgeschaltet ist. Außerdem müssen Vorkehrungen gegen die unbeabsichtigte Einspeisung in die ortsfeste Installation durch das Elektrofahrzeug getroffen werden.

Überprüfung des vorschriftsmäßigen Fahrzeuganschlusses

- Ständige Überwachung des Potentialausgleichs und/oder Schutzerdungsdurchgangs
- Ein-/Ausschalten des Systems
- Messung von Strom und Spannung
- Sperren, Verriegeln und Freigeben der Fahrzeugkupplung
- Schutz der Ladestation vor Überspannung und Überstrom
- Prüfung der Isolierung vor dem Laden
- Schutz der Batterie vor Überspannung und/oder Überstrom
- Überprüfung der Spannung auf dem Ladekabel vor der Entriegelung der Fahrzeugkupplung
- Integrität der Steuerkreisversorgung
- Kurzschlussprüfung zwischen Plus und Minus des Gleichstromausgangskreises vor dem Ladevorgang
- Vom Benutzer ausgelöste Ladestromabschaltung
- Überlastschutz für parallele Leiter
- Fehlerschutzanforderungen

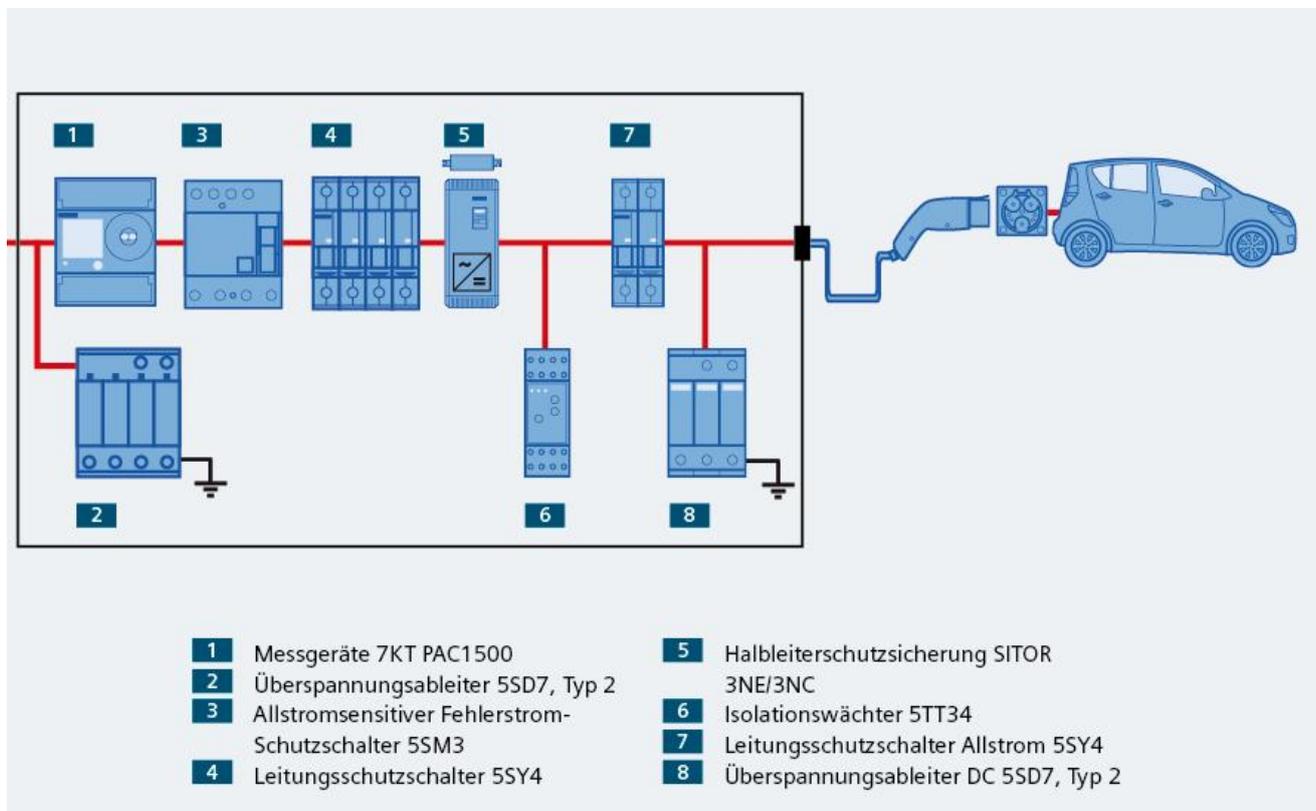


Abb. 4: Ladeinfrastruktur für Ladebetriebsart 4

Ladeeinrichtungen für verschiedene Ladesituationen

Entsprechend den vorher beschriebenen Ladesituationen werden komplette Ladeeinrichtungen angeboten. Allerdings ist bei der Integration in bestehende elektrische Energieverteilungsstrukturen auf die Strombelastung zu achten. Beim Home Charging an einer herkömmlichen Steckdose würden die Ladezeiten entweder mehrere Stunden betragen, oder hohe Ladeströme könnten zu einem Brandrisiko in der Hausverteilung führen.

Hier muss zur Verlegung eines separaten Stromkreises mit halogenfreien Kabeln geraten werden. Im Hinblick auf die Integration in ein Smart Grid sollte zumindest die optionale Rückspeisung vom Elektrofahrzeug ins Netz möglich sein. Daher sollten selbst im Bereich des Home Charging Ladeeinrichtungen mit der Ladebetriebsart 3 gewählt werden.

Ladeeinheit Siemens WB100A (Wallbox)

Die systemgeprüfte CE-konforme Ladeeinheit WB100A ermöglicht das Laden von Fahrzeugen in der Ladebetriebsart 3 gemäß IEC 61851-1 (VDE 0122-1) mit Ladekabel und Stecker, die den Anforderungen der Normengruppe IEC 62196 (VDE 0623) entsprechen und sind für die Innen- und Außenanwendung geeignet. Für höchste Sicherheit beim Ladevorgang sorgen die vorverdrahteten SENTRON Schutz-, Schalt- und Überwachungsgeräte in der Ladeeinheit. Verwechslungen mit unterdimensionierten Ladekabeln sind ausgeschlossen, da die Stromtragfähigkeit auf den Bemessungsstrom der Ladeeinheit und des Leitungsschutzschalters ausgelegt ist.



Abb. 5: Wallboxen Siemens WB100A

Passend für alle Anforderungen kann optional zwischen 16 A oder 32 A und ein- oder dreiphasig mit Steckertyp 1 oder 2 (siehe Abb. 6) nach IEC 62196-2 (VDE 0623-5-2) gewählt werden.

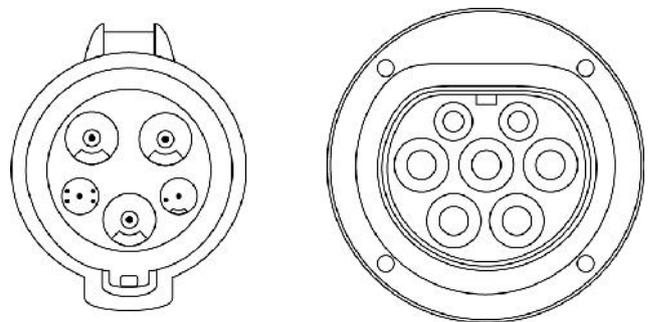


Abb. 6: Schematische Draufsicht für Steckertyp 1 (links) und 2 (rechts) nach IEC 62196-2 (VDE 0623-5-2)

Technische Daten:

Bemessungseingangsspannung/Frequenz:
230/400 V AC, 50/60 Hz

Bemessungseingangsstrom:
16 oder 32 A, ein- oder dreiphasig

Maximal zulässiger Anschlussquerschnitt: bis 16 mm²

Fehlerstrom-Schutzeinrichtung:
FI-Schutzschalter, 30 mA, Typ A oder B

Bemessungsausschaltvermögen (I_{cn}): 10 kA

Schutzklasse: II

Umgebungsbedingungen:

Umgebungstemperatur: -25 °C bis +40 °C

Schutzart: IP 54 gemäß IEC 60529 (VDE 0470-1)

Einbauort: Geeignet für Innen- und Außenbereich

Ladesäule für Drehstromladung

Mit einer kompakten Ladesäule können bei dreiphasigem Laden die Ladebetriebsart 3 realisiert werden, beziehungsweise über eine optionale einphasige Steckdose die Ladebetriebsarten 1 und 2. Es können pro Ladesäule zwei Fahrzeuge gleichzeitig geladen werden, wodurch Installations- und Wartungskosten gespart werden. Es besteht die Möglichkeit, die Ladeanschlüsse mit geeichten Zählern (MID-konform) zur genauen Abrechnung der geladenen Energie und/oder mit einem Einspeisezähler zur exakten Verrechnung der Gesamtenergieaufnahme zwischen Stromlieferant und Betreiber auszurüsten.

Über die Ethernet-Schnittstelle oder ein integriertes GSM/GPRS-Modem kann die Ladesäule an die Leitwarte und so an eine Smart Grid-Netzsteuerung angebunden werden. In Kombination mit einer Ladesteuerungs-Software kann eine Reihe von kundenfreundlichen Applikationen realisiert werden:

- Übersteigt die geforderte Leistung die angebotene Menge, wird der Ladevorgang ausgesetzt und automatisch fortgesetzt, wenn die entsprechende Leistung verfügbar ist
- Die vorhandene Leistung wird gleichmäßig auf die angeschlossenen Fahrzeuge verteilt
- Der Test des integrierten FI-Schutzschalters kann per Fernwartung von der Leitwarte aus durchgeführt werden

- Reservierungsmöglichkeiten für einen Ladeanschluss
- Differenzierte Abrechnungsmöglichkeiten als Kundenservice

Zur Identifikation an der Ladesäule hält der Nutzer seine vom Betreiber gelieferte RFID-Karte an den markierten Bereich des eingebauten LCD-Displays. Nach erfolgreicher Identifizierung werden die Blenden der Ladeanschlüsse (auf der linken beziehungsweise rechten Seite) freigegeben, sodass ein Ladestecker eingesteckt werden kann. Die Ladesäule überprüft automatisch die elektrische Kompatibilität von Ladesäule, Kabel und Fahrzeug und beginnt nach erfolgreicher Prüfung mit dem Ladevorgang.

Zum Anschluss der Ladesäule an das Niederspannungsnetz des Versorgers ist, abhängig vom spezifischen Typ der Ladesäule, ein Hausanschlusskasten integriert, oder es kann ein passender Hausanschlusskasten (DIN 43627) eingebaut werden. Bei Anschlussnetzen mit hoher Kurzschlussleistung kann im Hausanschlusskasten eine entsprechende NH-Sicherung als Backup-Schutz eingebaut und damit der Kurzschlussschutz für die Ladesäule realisiert werden. Die integrierte Temperaturüberwachung von Steckdosen und Innenraum mit Abschaltung beziehungsweise Unterbrechung des Ladevorganges bei zu hohen Temperaturen dient als zusätzlicher Überlastschutz.

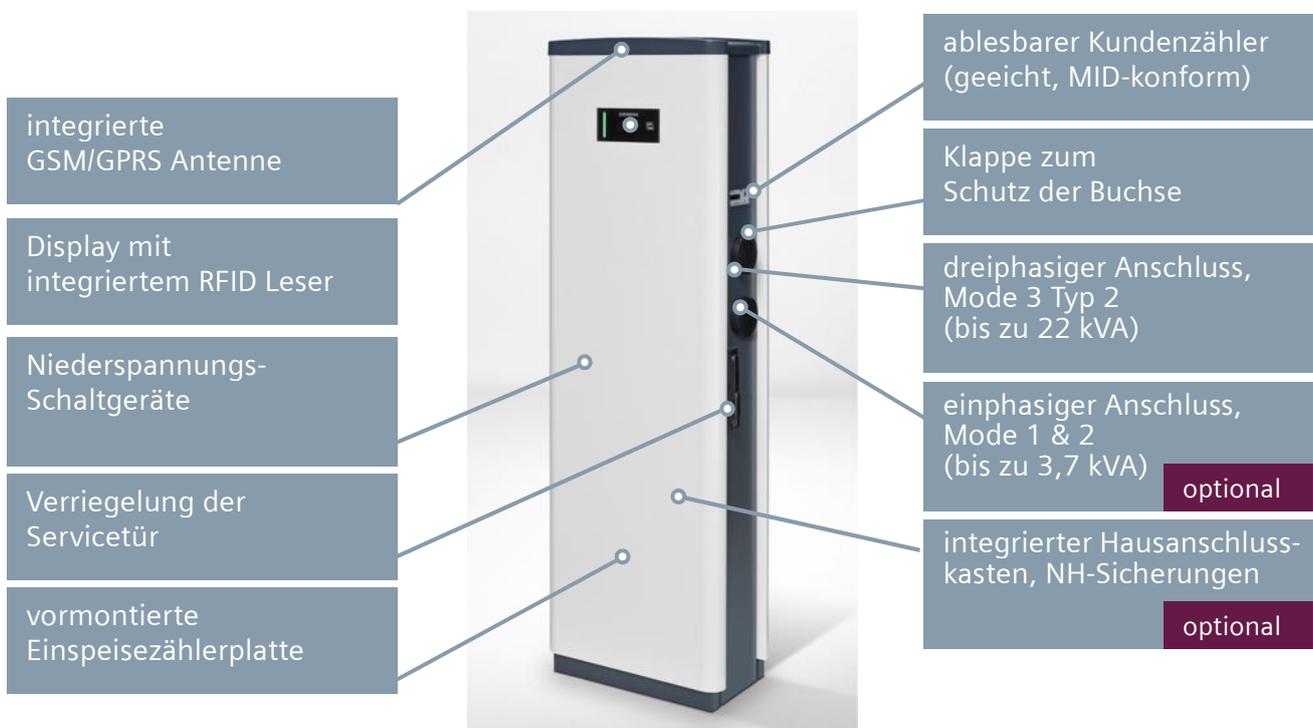


Abb. 7: Beispiel einer AC-Ladesäule

Technische Daten:

Bemessungseingangsspannung/Frequenz: 400 V AC, 50 Hz
Bemessungseingangsstrom:
2 x 32 A (integrierter Hausanschlusskasten)
Anschlussleistung: 44 kVA
Maximal zulässiger Anschlussquerschnitt: 5 x 50 mm²
Fehlerstrom-Schutzeinrichtung:
2 x FI-Schutzschalter, 30 mA, Typ A (optional Typ B)
Bemessungsausschaltvermögen (I_{cn}): 10 kA
Abmessungen B x H x T: ca. 500 x 1.650 x 290 mm
Gewicht: ca. 100 kg

Umgebungsbedingungen:

Umgebungstemperatur: -25 °C bis +40 °C
Schutzart: IP44 gemäß IEC 60529 (VDE 0470 -1)
Mechanische Festigkeit:
IK 08 gemäß IEC 62262 (VDE 0470-100)
Relative Luftfeuchte (nicht kondensierend): 95 %
Maximale Höhe des Aufstellungsorts: 2.000 m

Schnellladesäule für Gleichstromladung

Wichtigster Einsatzbereich einer DC-Schnellladesäule sind Ladestellplätze im Freien mit einer durchschnittlichen Parkdauer von weniger als einer Stunde. Dazu können zum Beispiel Restaurant- oder Kaufhausparkplätze sowie Parkplätze für Verwaltungs- und Firmenfahrzeuge mit häufigen Service- und Außendienstesätzen gehören. Durch die sehr kurzen Ladezeiten von typischerweise etwa 15 bis 30 Minuten lassen sich darüber hinaus neue Servicemodelle für Kaffee- und Fitnesspausen während des Ladevorgangs an Fernstrecken entwickeln.

Die Schnellladesäule arbeitet nach der Ladebetriebsart 4 mit einem Anschluss Fall "C" gemäß IEC 61851-1 (VDE0122-1). Das heißt, ein Kabel mit Fahrzeugstecker ist fest an der Ladesäule montiert. Die Ladesäule erfüllt die CHAdeMO-Spezifikation und ist außerdem CE-konform.

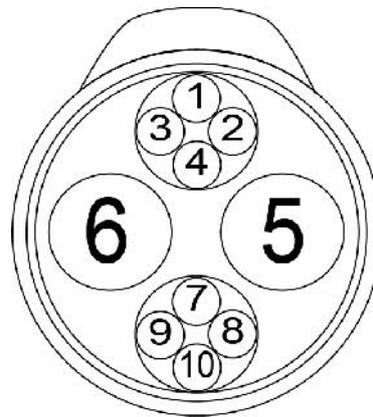


Abb. 8: Pin-Anordnung für Gleichstrom-Schnellladen nach CHAdeMO (Pin 5 und Pin 6 dienen zur Gleichstromversorgung, ansonsten Kommunikationsanschlüsse, Pin 3 ist nicht belegt)

Kernelement einer Schnellladesäule ist das DC-Ladegerät mit moderner Leistungselektronik für die Einstellung der Ladespannung. Die mit 20 kHz getakteten IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor) arbeiten nahezu geräuschlos, da ihre Arbeitsfrequenz außerhalb des Hörbereichs der meisten Menschen liegt. Hochwertige Filter sorgen eingangsseitig für eine Dämpfung der ohnehin schon geringen Rückwirkungen. Die galvanische Trennung sorgt für

die sichere Trennung zwischen speisendem Netz und Ladegleichspannung. Zudem ist der DC-Ladestromkreis mit einer Isolationsüberwachungseinrichtung ausgestattet.

Ladetechnisch sorgen eine Glättungsdrossel und ein DC-Filterkreis für eine Senkung von Störspannungen, die die Fahrzeugbatterien belasten und zu unnötigen Verlusten und Batteriealterung führen könnten.

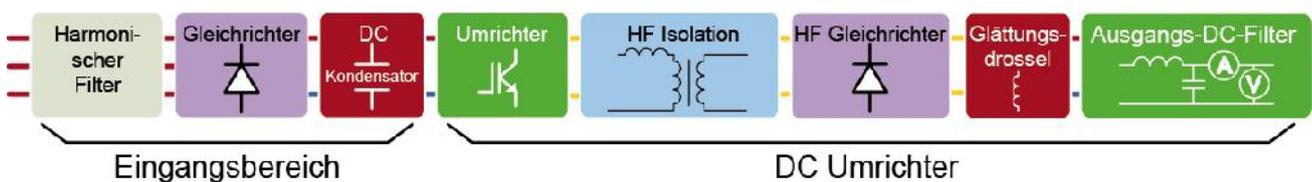


Abb. 9: Schematischer Aufbau des DC-Ladekreises

Für die Vernetzung der Ladesäulen ist eine Ethernet-Schnittstelle eingebaut, ein GSM/GPRS-Modem lässt sich optional integrieren. Analog zu einer AC-Ladesäule ist damit die Anbindung an eine Ladesteuerungs-Software

möglich. Für die Kommunikation mit dem Anwender ist zusätzlich zum RFID-Reader ein Farb-Display eingebaut.

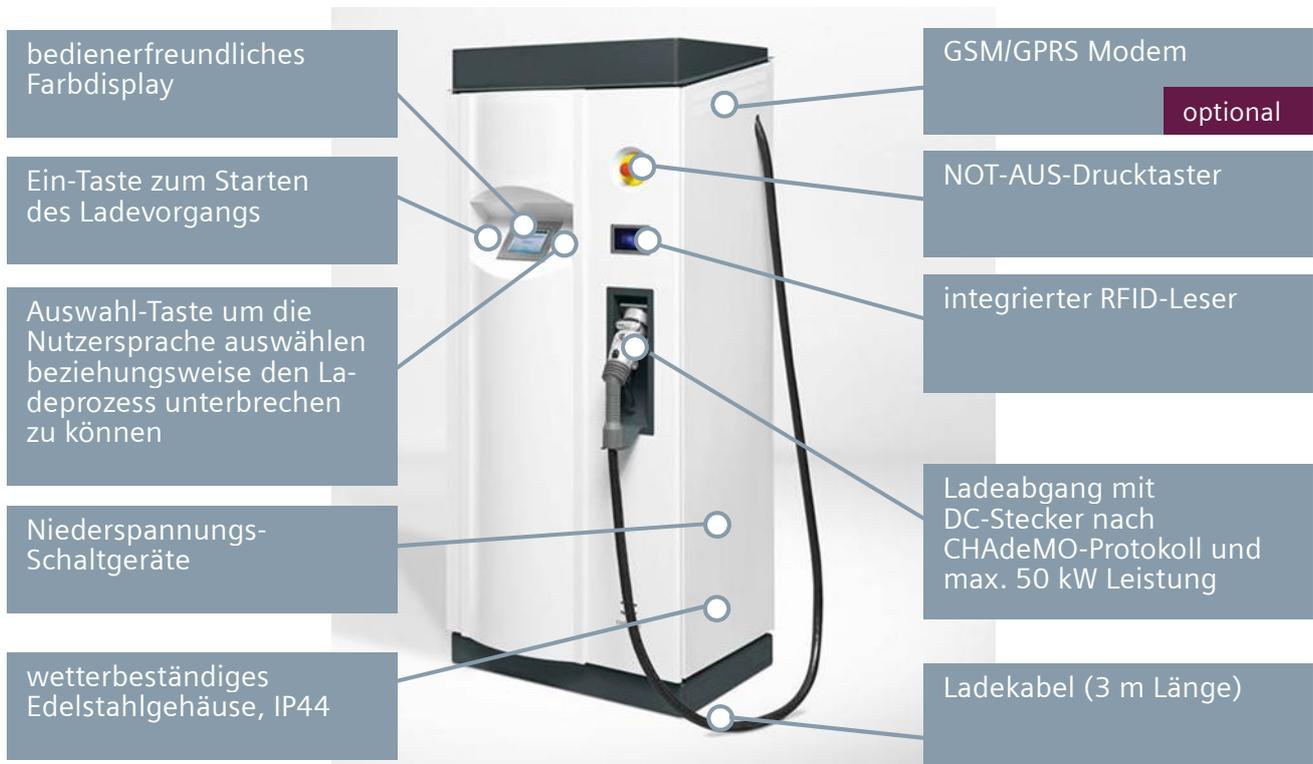


Abb. 10: Beispiel einer DC-Schnellladesäule

Technische Daten

Bemessungseingangsspannung/Frequenz: 3-ph 400 VAC/50 Hz bis 60 Hz
 Bemessungseingangs-Strom/-Leistung: 80 A / 55,4 kVA
 Wirkungsgrad: > 94 % bei Bemessungsleistung (417V/120A)
 Leistungsfaktor: > 0,95 bei maximaler Leistung
 Fehlerstrom-Schutzschalter: Jeweils (eingangsseitig) am Steuerstromkreis und am vorgeschalteten Gleichrichter
 Kurzschlusschutz: Ja
 Temperaturüberwachung: Ja
 Bemessungsausgangsspannung: 50 bis 500 VDC
 Ladestrom/Ausgangsleistung: Max. 120 A/max. 50 kW
 Steckerart gemäß CHAdeMO Spezifikation: JEVS G105-1993
 Ladebetriebsart gemäß IEC 61851-1 (VDE0122-1): 4
 Anschlussart gemäß IEC 61851-1 (VDE0122-1): Fall "C"
 Ausgangsseitiger Leitungsschutz: Schmelzsicherung 160 A/30 kA
 Maximaler Anschlussquerschnitt: 4 x 50 mm²
 Abmessungen B x H x T: ca. 800 x 1.900 x 660 mm
 Gewicht: ca. 420 kg
 Erforderliches Kurzschlussleistungsverhältnis am Anschlusspunkt: $R_{sc} \geq 220$

Umgebungsbedingungen

Umgebungstemperatur: -10 °C bis +40 °C
 Umgebungstemperatur (beheizt): -30 °C bis +40 °C
 Schutzart: IP 44 gemäß EN 60529
 Relative Luftfeuchte: max. 90 % ohne Kondensation
 Maximale Höhe des Aufstellungsorts: 2.000 m

Qualitative Beschreibung der elektrischen Energieverteilung für Ladestationen

Die vorliegende Technische Schrift beschränkt sich im Wesentlichen auf die Planung von Ladestationen außerhalb des Home Charging-Bereichs. Deshalb ist von einer größeren Anzahl von Ladesäulen und einem entsprechend hohen Leistungsbedarf auszugehen. Dies wird im Abschnitt "Empirische Ermittlung des Leistungsbedarfs für eine Modellladestation" (Seite 14) quantitativ aufgezeigt. In diesem Abschnitt wird zunächst der grundlegende Aufbau der Stromversorgungsinfrastruktur beschrieben. Wichtige Kriterien bei der Stromversorgung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge sind:

- Geringe Übertragungsverluste
- Hohe Spannungsqualität
- Hohe Energieeffizienz
- Geringe Netzrückwirkungen
- Geringe Wartungs- und Instandhaltungskosten
- Sicherheit vor Vandalismus

Aufgrund des hohen Leistungsbedarfs für die Versorgung einer Ladestation und den damit verbundenen Übertragungsverlusten wird üblicherweise ein aus dem Mittelspannungsnetz versorgter Verteilungstransformator am Lastschwerpunkt installiert. Dadurch wird auch erreicht, dass sich ein hohes Kurzschlussniveau günstig auf Netzrückwirkungen auswirkt. Es sollten auch keine ausgedehnten Niederspannungsnetze für die elektrische Energieverteilung zu den einzelnen Ladesäulen, für die Beleuchtungseinrichtungen sowie gegebenenfalls die MSR- (Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik) und Sicherheitstechnik an den Stellplätzen geplant werden, sondern auf die Nähe zu den Verteilungstransformatoren und Niederspannungs-Hauptverteilungen (NSHV) geachtet werden.

Bei der Raum- und Platzbedarfsermittlung sind eine geregelte Blindleistungskompensationsanlage und Maßnahmen zur Vermeidung von Netzrückwirkungen, wie zum Beispiel eine Verdrosselung oder der Einbau von Oberschwingungsfiltren, vorzusehen. Zur Kontrolle und Überwachung der Netz- und Spannungsqualität, beziehungsweise zur Netzanalyse und zur Einhaltung der Forderungen hinsichtlich der Versorgungsqualität entsprechend der Norm EN 50160, sollte ein Überwachungsgerät wie zum Beispiel der Power Quality Recorder SICAM Q80 eingesetzt werden.



Abb. 11: SICAM Q80 Power Quality Recorder

Transformator und NSHV werden in geeigneten, nicht für die Öffentlichkeit zugänglichen, Räumen untergebracht. Bei der Planung sind die entsprechenden Vorschriften für Transformatorstationen in Gebäuden unterschiedlicher Nutzung zu berücksichtigen. In Deutschland kommen zum Beispiel für die Sicherheitsbeleuchtungsanlagen nach EN 50172 (VDE 0108-100), für die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) nach EMVG (Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln) und BImSchV (Bundes-Immisionsschutzverordnung), für den Bau von Betriebsräumen nach der jeweiligen EltBauV (Verordnung für den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen) und weitere – Vorschriften bezüglich Umweltverträglichkeit, Wärme-, Schall- und Brandschutztechnische Anforderungen zum Tragen.

Für die Übertragung des Stroms von der NSHV zu den Ladesäulen werden nachfolgend Stromschienenverteilersysteme und Kabel miteinander verglichen. Dazu werden beide Technologien kurz vorgestellt und deren Vor- und Nachteile aufgezeigt.

Anschluss der Ladesäulen mittels Schienenverteilersystem SIVACON 8PS

Angesichts des Leistungsbedarfs der Ladesäulen bietet sich ein Schienenverteilersystem an, das von der Decke beziehungsweise Tragkonstruktion des Gebäudes abgehängt wird.

Das Schienenverteilersystem wird in der NSHV direkt am Abgang eines Leistungsschalters angeschlossen und oberhalb einer Ladesäulenreihe installiert. Die Schienenverteiler sollten in einer Höhe angebracht werden, in der sie nur mit Leitern oder Bühnen erreicht werden können.

Vorteile:

- Einfachere Wartung, da die Abschaltung der gesamten Ladesäule vor Ort möglich ist
- Geringe Brandlast, da die Schienenverteilersysteme PVC- und halogenfrei sind
- Große Flexibilität zum Beispiel durch steckbare Abgangskästen und einfache Erweiterbarkeit bei nachträglicher Änderung und Nachrüstung
- Sehr gute Zuordnung der Schutzgeräte zu den jeweiligen Ladesäulen
- Hohe Spannungsqualität durch einen geringeren Spannungsfall
- Hohes Kurzschlussniveau am Anschlusspunkt der Ladesäule (positiver Effekt hinsichtlich Netzurückwirkungen)
- Geringerer Aufwand bei der Fehlersuche durch räumliche Zuordnung der Schutzgeräte
- Geringerer Platzbedarf in der NSHV, da sich die Schutzgeräte in den Abgangskästen bei den Ladesäulen befinden

Die einzelnen Ladestationen werden über systemspezifische Abgangskästen mit einem Schaltgerät in sicherungsloser (Kompaktleistungsschalter MCCB) oder sicherungsbehafteter (Sicherungslasttrenner) Technik angeschlossen. Das Schaltgerät in den Abgangskästen kann als Backup-Schutz für die Ladesäule projektiert werden. Vom Abgangskasten zur Ladesäule wird ein Kabel verlegt, dessen Schutz (Kurzschlusschutz) vom Schaltgerät im Abgangskasten realisiert wird (Voraussetzung ist der Überlastschutz in der Ladesäule).

Nachteile:

- Zunächst höhere Investmentkosten, die sich im Laufe der Zeit jedoch durch geringere Wartungskosten und größere Flexibilität bei Nachrüstungen amortisieren.

Anschluss der Ladesäulen mittels Kabel und Leitungen

Von der NSHV aus werden in Kabeltrassen oder im Fußbodenbereich (Unterflurinstallation) Leitungen für den Anschluss der einzelnen Ladesäulen verlegt.

Vorteile:

- Geringere Investmentkosten
- Backup-Schutz der Ladesäulen kann verringert werden, da die Kabel eine zusätzliche Kurzschlussstrombedämpfung verursachen
- Einfache Verlegung der Kabel im Fußboden und Anschluss der Ladesäule von unten

Die zu den Ladesäulen gehörigen Schalt- und Schutzgeräte (sicherungslos/sicherungsbehaftet) befinden sich in der NSHV. Jede Ladesäule erhält ein eigenes Zuleitungskabel.

Nachteile:

- Höhere Brandlast
- Unflexible Verlegung bei Änderungen und Nachrüstungen
- Höherer Spannungsfall und damit geringere Kurzschlussleistung beeinflussen Spannungsqualität und Netzurückwirkungen
- Erhöhter Platzbedarf in der NSHV, die dadurch größer wird (mehr Felder)
- Höherer Wartungsaufwand, da die Schalt- und Schutzgeräte für die einzelnen Säulen nicht vor Ort sind (räumliche Zuordnung)

Netzurückwirkungen beim Aufladen von Elektrofahrzeugen

Leider wird häufig nur der Leistungsbedarf als Kriterium für die Netzauslegung von Ladestationen herangezogen. Da für die Wandlung des Netzwechselstroms zum Batteriegleichstrom Leistungselektronik verwendet wird, sind die Rückwirkungen auf das Netz ein wesentlicher Auslegungsfaktor. Insbesondere der Einfluss der unterschiedlichen Ladestromrichterschaltungen durch Oberschwingungen gilt es bei der Planung zu beachten [7]:

- Die Höhe der Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt der Ladestation ist ausschlaggebend für die Spannungsverzerrung durch Oberschwingungen
- Bei der Einbindung einer großen Anzahl von Ladegeräten (zum Beispiel auf öffentlichen Parkplätzen) oder Schnellladestationen in das Netz muss am Anschlusspunkt eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung zur Verfügung stehen. Deshalb sollten die Einbindung auf der Mittelspannungsebene erfolgen und – wenn möglich – geeignete Netzkonzepte zur Verbesserung der Netzstabilität projektiert werden
- Ein stabiles Mittelspannungsnetz beziehungsweise eine hohe Kurzschlussleistung reduziert die Auswirkungen von Oberschwingungsströmen
- Durch die Einbindung in das Mittelspannungsnetz werden die Auswirkungen auf weitere, sensible Verbraucher im Niederspannungsnetz reduziert
- Die Einspeisung hochfrequenter Stromanteile in das Mittelspannungsnetz durch die im Niederspannungsnetz angeschlossenen Stromrichter kann durch Hochfrequenzfilter und die dämpfenden Eigenschaften von Transformatoren und Kabeln stark gemindert werden.

Für die Wechselstromladung wird der Gleichrichter des Elektrofahrzeugs genutzt, sodass in der Regel keine Aussage über die Netzurückwirkungen, die von den Stromrichtern herrühren, möglich ist. Für die DC-Schnellladesäule wird durch die Angabe des erforderlichen Kurzschlussleistungsverhältnis R_{sc} (siehe technische Daten im Abschnitt "Schnellladesäule für Gleichstromladung") eine Vorgabe für die erforderliche Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt gegeben. Die Bestimmung von R_{sc} wird im Abschnitt "Einbindung in das Niederspannungsnetz des Versorgers" beschrieben.

Typische Elektronikbausteine für die Realisierung der Stromrichterschaltungen sind Dioden, Thyristoren und Transistoren. Im Folgenden wird zwischen netzgeführten Stromrichtern mit Thyristoren und selbstgeführten Stromrichtern mit Transistoren unterschieden, um aufzuzeigen, welche unterschiedlichen Auswirkungen diese auf das Oberschwingungsspektrum haben kann. Dabei kann dies nur eine theoretische Annäherung sein.

Stromrichter basierend auf Thyristortechnologie

Die charakteristischen Oberschwingungsströme dieses Stromrichtertyps mit entweder sechs- oder zwölf-pulsigen Thyristorbrücken kommen theoretisch nur im Bereich der folgenden Ordnungen vor:

6-pulsig 5./7., 11./13., 17./19., 23./25., ...
harmonische Oberschwingung,
12-pulsig 11./13., 23./25., ...
harmonische Oberschwingung

$$\text{Ordnungszahl } h = n \times k \pm 1$$

k: Pulszahl des Stromrichters, hier 6 oder 12

n: Ganze Zahl größer Null

h: Harmonische Schwingung der Ordnung h

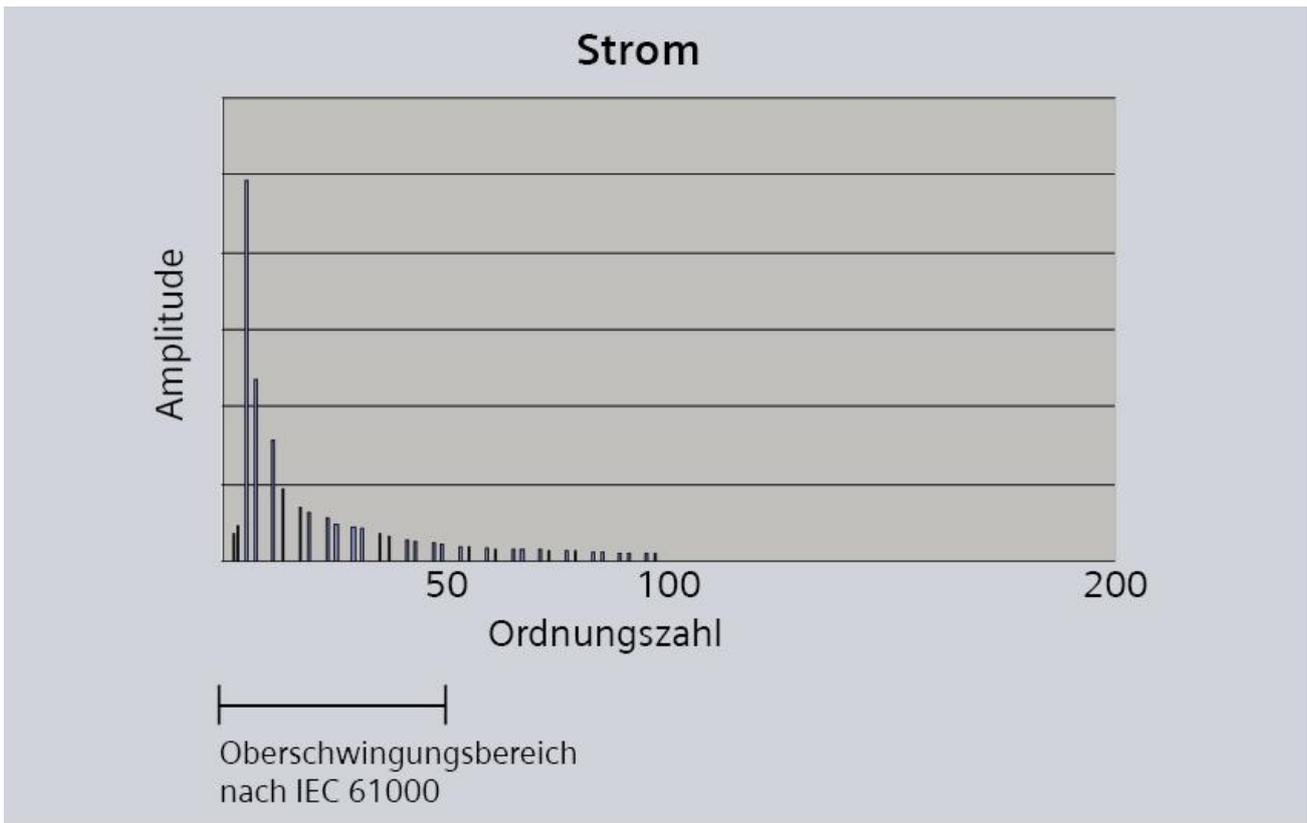


Abb. 12: Frequenzanalyse für die Oberschwingungen eines Thyristor-Gleichrichters [6]

Stromrichter basierend auf Transistortechnologie und Pulsweitenmodulation (PWM)

Aufgrund der Schaltfrequenzen von Leistungstransistoren im Kilohertzbereich werden durch PWM-Stromrichter auch Oberschwingungen mit Frequenzen oberhalb der bei Thyristor-basierten Stromrichtern üblichen Bandbreite erzeugt, zum Beispiel oberhalb der 49. harmonischen Ordnung mit etwa 2,5 kHz und mehr. Infolge der steigenden Nutzung von PWM-Stromrichtern, wie sie in den Ladegeräten der Elektrofahrzeuge verwendet werden, gewinnt die Beachtung der Oberschwingungen höherer Ordnung zunehmend an Bedeutung.

Der Vorteil von Frequenzen im kHz-Bereich ist ihre räumlich begrenzte Ausbreitung um die Quelle herum. Typischerweise können Frequenzen mit störenden Auswirkungen oberhalb des in den Normen (in der EN 50160 wird die Ordnungszahl $h = 40$ vereinbart) betrachteten Bereichs nur im Netzbereich gefunden werden, in dem sie erzeugt wurden. Denn sie können kaum Transformatoren überwinden und werden durch die Kapazitäten längerer Kabel nahezu kurzgeschlossen. In Abb. 13 wird ein PWM-Transistorstromrichter mit einer Schaltfrequenz von etwa 2,5 kHz (Ordnungszahl $h = 50$; Frequenz = $h \times 50$ Hz) betrachtet.

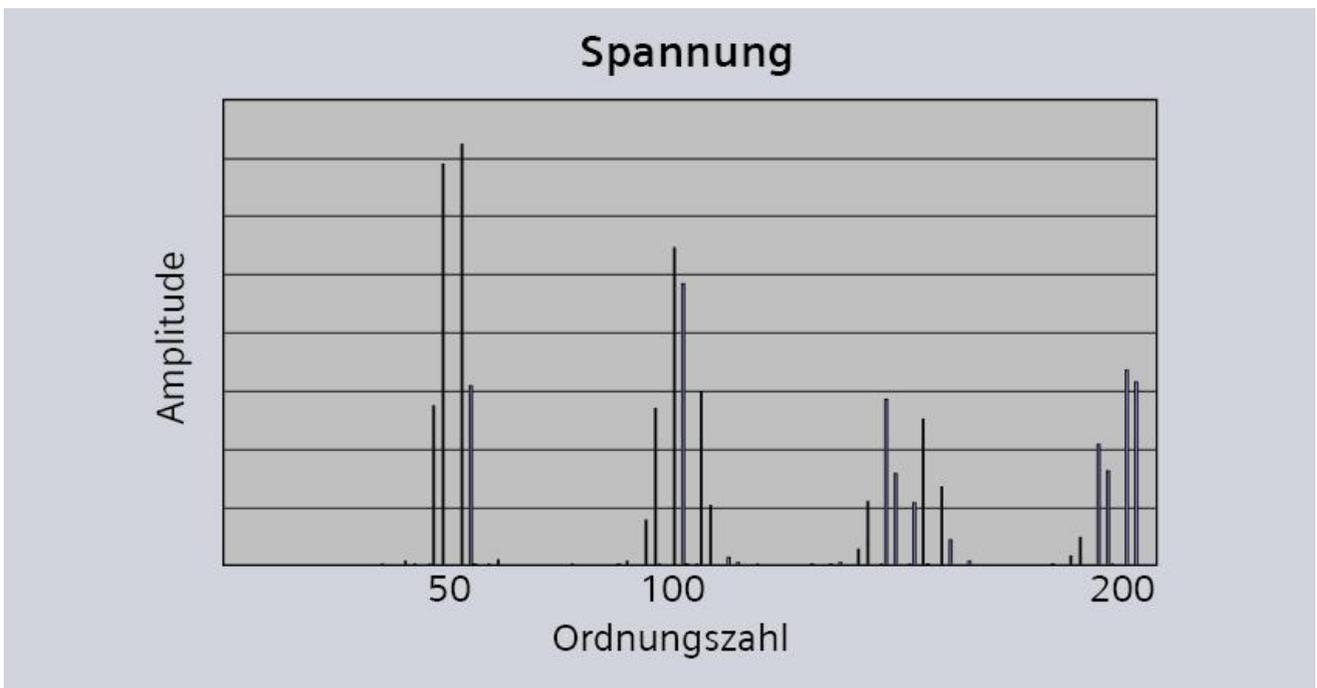


Abb. 13: Frequenzanalyse für die Oberschwingungen eines PWM-Transistorstromrichters [6]

Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

In den Abschnitten 4.2.5 und 5.2.5 der Norm EN 50160 werden die Anforderungen hinsichtlich der Oberschwingungsspannung für die Nieder- und die Mittelspannung festgelegt. In Tab. 1 werden die 10-Minuten-Mittelwerte des Spannungseffektivwerts jeder einzelnen Oberschwingung aus der EN 50160 aufgelistet, die unter normalen Betriebsbedingungen innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls zu 95 % eingehalten werden müssen.

Auf Resonanzen, die höhere Spannungen bei einer einzelnen Oberschwingung hervorrufen können, wird hingewiesen. Darüber hinaus wird gefordert, dass der Gesamtoberschwingungsgehalt *THD* (*Total Harmonic Distortion*) der Versorgungsspannung (Summe aller Oberschwingungen bis zur Ordnungszahl 40) kleiner oder gleich 8 % sein muss.

$$THD_U = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2} \leq 8\%$$

Ungerade Harmonische				Gerade Harmonische	
Keine Vielfachen von 3		Vielfache von 3			
Ordnung	Relative Spannungsamplitude	Ordnung	Relative Spannungsamplitude	Ordnung	Relative Spannungsamplitude
h	U_h	h	U_h	h	U_h
5	6,0 %	3	5,0 %	2	2,0 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0 %
11	3,5 %	15	0,5 %	6 bis 24	0,5 %
13	3,0 %	21	0,5 %		
17	2,0 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

Tab.1: Elektromagnetische Verträglichkeitspegel für die einzelnen Oberschwingungsspannungen im Verhältnis zur Grundschwingungsspannung U_1 nach EN 50160

Anmerkung:

Für die Oberschwingungen oberhalb der 25. Ordnung werden keine Werte angegeben, da sie gewöhnlich niedrig, allerdings wegen Resonanzerscheinungen weitgehend unvorhersehbar sind. Die IEC 61000 gibt den Wert von 0,2 % für jede Frequenz oberhalb der 50. Harmonischen an. Dies ist jedoch keine normative Grenze, sondern ein empfohlener Wert und nicht bindend. Ein Grund dafür ist, dass die breite Anwendung Transistor-basierter Stromrichter mit PWM-Technologie erst in den letzten Jahren stark zugenommen hat.

Einbindung in das Niederspannungsnetz des Versorgers

Bei einer Leistungsentnahme von weniger als etwa 100 kVA wird diese direkt dem Niederspannungsnetz des Versorgers entnommen. Der Anschluss der Ladestationen an das Niederspannungsnetz erfolgt entsprechend EN 50160 mit einer einphasigen Spannung von 230 V und einer dreiphasigen Spannung von 400 V.

Der Aufbau der Ladeinfrastruktur erfolgt zum einen im häuslichen und betrieblichen Umfeld der Nutzer, zum anderen an öffentlichen Ladepunkten im Parkstraßenraum. Dabei gibt es verschiedene Netzformen:

- Im ländlichen Bereich handelt es sich um Strahlennetze. An einer Transformatorenstation sind mehrere, sich gegebenenfalls noch verzweigende Stichleitungen angeschlossen. Abzweigend versorgen Hausanschlussleitungen die Abnehmer.
- In der städtischen Umgebung sind die Niederspannungsnetze oft als zweiseitig (durch zwei Transformatorenstationen) oder gar mehrseitig gespeiste, geschlossene Ring- oder Maschennetze ausgeführt.

Ladeeinrichtungen kleiner oder gleich 16 A, die die Forderungen der IEC 61000-3-2 (VDE0838-2) erfüllen, dürfen ohne weitere Prüfungen an jedem Anschlusspunkt im öffentlichen Netz angeschlossen werden. Für Geräte mit einem Bemessungsstrom größer 16 A aber kleiner oder gleich 75 A ist das Kurzschlussleistungsverhältnis R_{sce} nach IEC 61000-3-12 (VDE 0838-12) ausschlaggebend. Nach [8] gibt der Faktor R_{sce} das Verhältnis der 3-poligen Kurzschlussleistung $S_{K,VP}$ am Verknüpfungspunkt (VP) zur Geräteleistung $S_{r,G}$ beziehungsweise zur Anlagenleistung S_A an:

$$R_{sce} = \frac{S_{K,VP}}{S_{r,G}} = \frac{S_{K,VP}}{S_A}$$

für einphasige Geräte gilt
$$R_{sce} = \frac{S_{K,VP}}{3S_{r,G}}$$

für zweiphasige Geräte gilt
$$R_{sce} = \frac{S_{K,VP}}{2S_{r,G}}$$

Bei der in [8] beschriebenen Kurzschlussleistung $S_{K,VP}$ handelt sich nicht um die **subtransiente Anfangskurzschluss-Wechselstromleistung S_k** , wie in der Norm IEC 60909-0 (VDE 0102) beschrieben, sondern um ein **Maß für die Netzimpedanz**.

Die Bestimmung $S_{K,VP}$ unterscheidet sich von der für S_k im Wesentlichen durch:

- Kein Spannungsfaktor c ($c=0,95$ für I_{kmin} ; $c=1,1$ für I_{kmax})
- Geringere Leitertemperaturen (70 °C statt 80 °C für I_{kmin} ; 20 °C für I_{kmax}) für Resistanzermittlung
- Berücksichtigung von passiven Verbrauchern (Kondensatoren und Drosseln in Kompensationsanlagen beziehungsweise Filtern)

Eine grobe Ermittlung des Kurzschlussleistungsverhältnisses am Anschlusspunkt kann mit SIMARIS design durchgeführt werden. Dazu wird der am Verknüpfungspunkt (VP) ermittelte minimale dreipolige Kurzschlussstrom I_{k3min} ins Verhältnis zum aufgenommenen Gerätestrom $I_{r,G}$, beziehungsweise Anlagenstrom I_A gesetzt.

$$R_{sce} = \frac{I_{K3min;VP}}{I_{r,G}} = \frac{I_{K3min;VP}}{I_A}$$

Verteiler: NSVS 1.1A.1.1.1			
max. zulässige Abschaltzeit = 5s			
gf	= 1	cos(φ)	= 0,9 ind.
I _{gw}	= 31,754 A	I _{bw}	= 31,754 A
I _{gb}	= -15,379 A	I _{bb}	= -15,379 A
I _{gs}	= 35,283 A	I _{bs}	= 35,283 A
I _{k3max}	= 39,602 kA	φ ₃	= -78,94 °
I _{pk}	= 87,66 kA		
I _{k1maxph_n}	= 37,217 kA	φ _{1ph_n}	= -75,298 °
I _{k1maxph_pe}	= 35,867 kA	φ _{1ph_pe}	= -75,665 °
I _{k3min}	= 34,091 kA	φ ₃	= -78,032 °
I _{k2min}	= 29,524 kA	φ ₂	= -78,032 °
I _{k1minph_n}	= 31,862 kA	φ _{1ph_n}	= -73,499 °
I _{k1minph_pe}	= 30,716 kA	φ _{1ph_pe}	= -73,893 °

Abb. 14: Minimaler dreipoliger Kurzschlussstrom aus einer Rechnung mit SIMARIS design

Mit dieser Überprüfung befindet man sich auf der sicheren Seite, da bei der Berechnung des dreipoligen minimalen Kurzschlussstromes mit SIMARIS design die Festlegungen wie in IEC 60909-0 (VDE 0102) getroffen werden (Spannungsfaktor 0,95 für die Berechnung von I_{kmin} und Resistanzwerte für Kabel und Leitungen sowie Schienenverteiler-Systeme bei 80 °C).

Gemäß [8] müssen keine Bewertungen der Oberschwingungen erfolgen, wenn folgende Bedingung erfüllt ist:

$$S_{k,VP} / S_A \geq 150 \text{ für das Niederspannungsnetz}$$

$$S_{k,VP} / S_A \geq 300 \text{ für das Mittelspannungsnetz}$$

Ist eine dieser beiden Bedingung nicht erfüllt, müssen genauere Betrachtungen durchgeführt werden, wie in [9] beschrieben.

Für den Anschluss einer Schnellladesäule für die Gleichstromladung ist für einen Faktor $R_{sce} \geq 220$ mindestens eine Kurzschlussleistung $S_{k,VP}$ von ca. 12 MVA nötig, was in öffentlichen Niederspannungs-Verteilungsnetzen in der Regel nicht der Fall ist.

Empirische Ermittlung des Leistungsbedarfs für eine Modellladestation

Als Modell für die Berechnung des Leistungsbedarfs für Ladesäulen auf einem Firmenparkplatz beziehungsweise auf einem öffentlichen Parkplatz sollen 100 Stellplätze für eine Mischung von E-Cars unterschiedlicher Ladetechnik mit elektrischer Energie versorgt werden:

- Ladezeit zwischen einer halben und acht Stunden
- 8 % der Stellplätze sind für eine Gleichstrom-Schnellladung innerhalb von 30 Minuten geeignet
- 92 % der Stellplätze sind mit Wechselstromladesäulen ausgestattet, die für eine Ladung innerhalb von einer bis acht Stunden genutzt werden

Damit ergibt sich folgende Ausrüstung des Parkplatzes:

- 8 DC-Schnellladesäulen für einen Stellplatz
- 46 AC-Ladesäulen für je zwei Stellplätze

Es ist davon auszugehen, dass die Schnellladesäulen gleichzeitig genutzt werden. Deshalb sind die DC-Schnellladesäulen mit einem Gesamtstrom von $8 \times 80 \text{ A} = 640 \text{ A}$ zu versorgen.

Bei den Wechselstromladesäulen wird folgende Leistungsverteilung für die Ladung der einzelnen Fahrzeuge angenommen:

20 % der AC-Ladesäulen werden mit voller Leistung betrieben; 9 Ladesäulen mit $2 \times 32 \text{ A}$ belastet	=	576 A
28 % der AC-Ladesäulen werden mit halber Leistung betrieben; 13 Ladesäulen mit $2 \times 16 \text{ A}$ belastet	=	416 A
52 % der AC-Ladesäulen werden mit 25 % der Gesamtleistung belastet; 24 Ladesäulen mit $2 \times 8 \text{ A}$ belastet	=	384 A
Summe:		1.376 A

Diese Auslastung entspricht einem Gleichzeitigkeitsfaktor von etwa 0,47 für die AC-Ladesäulen.

Die gesamte Strombelastung für die 100 Stellplätze mit Lademöglichkeit für AC- und DC-Ladung beträgt dann

$$640 \text{ A} + 1.376 \text{ A} = 2.016 \text{ A}.$$

Daraus resultiert ein Leistungsbedarf von etwa 1.390 kVA, den der speisende Transformator liefern soll. Der passende Normtransformator (TUMETIC, GEAFOL) mit 1.600 kVA Nennleistung und $u_k = 6 \%$ kann einen maximalen Anfangskurzschlusswechselstrom I_k'' von etwa 42 kA liefern und damit Kurzschlussverhältnisse an den Ladesäulen entstehen lassen, die über ihren Spezifikationen liegen. Es ist daher generell auf den Backup-Schutz zu achten.

Die Annahme eines Gleichzeitigkeitsfaktors macht nur Sinn, wenn eine Steuerung der Lastverteilung, zum Beispiel mit der Software Suite Charge eMosphere, erfolgt. Ohne Steuerung sollte der Leistungsbedarf mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor 1 bestimmt werden; in unserem Modell also ein Maximalstrom von 3.538 A mit dem Leistungsbedarf von etwa 2.450 kVA. Ein entsprechender Normtransformator mit einer Bemessungsleistung von 2.500 kVA würde demzufolge einen maximalen Anfangskurzschlusswechselstrom von etwa 66 kA liefern können.

Die in den Ladeeinrichtungen verbauten elektrischen Komponenten haben nur eine begrenzte Kurzschlussfestigkeit. Für einen Kurzschlussschutz entsprechend IEC 60364-4-43 (VDE 0100-430) ist es in der Regel unabdingbar, dass beim Anschluss der Ladeeinrichtungen am Versorgungsnetz ein entsprechender Backup-Schutz projektiert wird. Bei einer DC-Schnellladesäule und bei der Wallbox WB100A muss er außerhalb der Ladeeinrichtung vor dem Anschlusskabel im Stromkreis realisiert werden. Bei einer Drehstromladesäule kann der Backup-Schutz mittels einer optional im integrierten Hausanschlusskasten eingesetzten NH-Sicherung (Größe 00) erzielt werden.

Beim Backup-Schutz unterstützt ein vorgeordnetes Schutzorgan das nachgeordnete Schutzorgan bei der Beherrschung des maximalen Kurzschlussstroms. Als vorgeordnetes Schutzorgan kann eine Schmelzsicherung oder ein Kurzschlussstrom-begrenzender Leistungsschalter (zum Beispiel ein Kompaktleistungsschalter MCCB vom Typ 3VA oder 3VL) eingesetzt werden.

Herstellerspezifische Backup-Schutztabellen helfen bei der Bestimmung der Kurzschlussfestigkeit. In einem mit SIMARIS design projektiertem Netz werden Kurzschlussfestigkeiten und Backup-Schutz geprüft und, falls Probleme aufgetreten sind, wird eine Fehlermeldung ausgegeben.

Zusammenfassung

Noch befindet sich die Umsetzung relevanter Normen und Richtlinien für die sichere Bereitstellung elektrischer Energie für Elektrofahrzeuge in der Anfangsphase. Der Elektroplaner muss sich die Vorgaben aus den verfügbaren Unterlagen (siehe Abb. 15) zusammenstellen und wird darüber hinaus zunehmend mit dem Problem der Oberschwingungen durch die Leistungselektronik in den Ladegeräten für die Fahrzeugbatterien konfrontiert.

Die hinsichtlich ihrer Technik unterschiedlichen Ladegeräte in den Fahrzeugen erlauben kaum eine Vorhersage zu den Netzurückwirkungen, sodass eine allgemeine Lösung des Problems mit passiver Filterung der erzeugten Oberschwingungen nicht in Frage kommt. Zusätzlich gibt es

keine Aussagen zu den hochfrequenten Störungen, die durch PWM-Transistorstromrichter ins Netz gespeist werden. Diese werden wohl auch nicht durch aktive Filter gemindert. Im Gegenteil können aktive Filter die Quelle für weitere hochfrequente Netzurückspeisungen sein.

Durch hohe Anforderungen an das Kurzschlussniveau des speisenden Netzes können die Netzurückwirkungen günstig beeinflusst werden. Darum sollten Ladestationen mit Schnellladesäulen und entsprechend hohen Ladeströmen in den meisten Fällen direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Schnellladung im Heimbereich ist deshalb kritisch zu sehen.

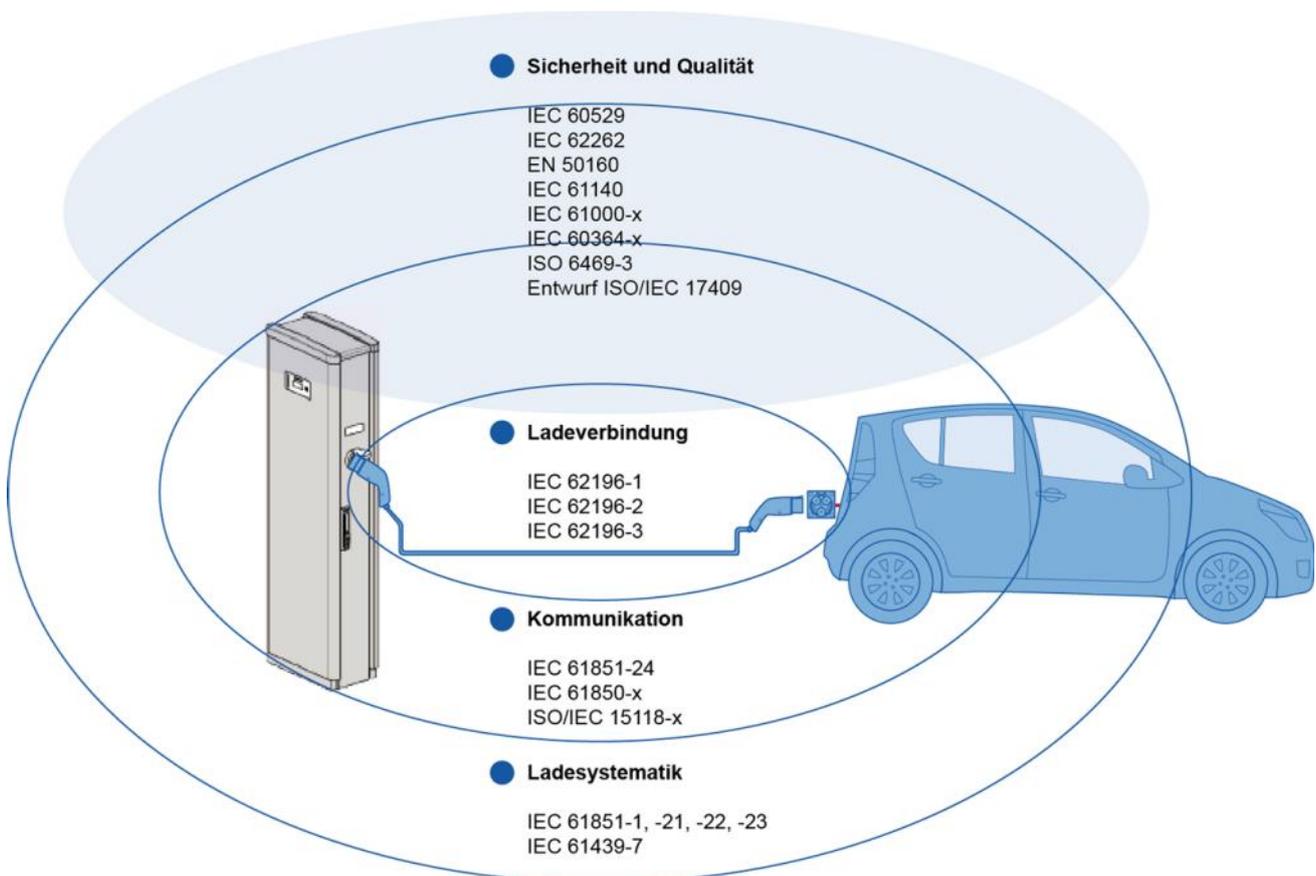


Abb. 15: Wichtige Normen rund um die elektrische Energieversorgung bei der Elektromobilität

Literaturhinweise

- [1] Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010
- [2] Regierungsprogramm Elektromobilität; mehrere Bundesministerien, 2011
- [3] Pressemitteilung: E-Bikes weiterhin mit Rückenwind unterwegs; Zweirad-Industrie-Verband, 2012
- [4] Internetseite aufgerufen am 08.10.2013: <http://www.bmu.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/elektromobilitaet/erkenntnisse-auf-einen-blick/>
- [5] DIW Wochenbericht Nr. 48.2011; Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2011
- [6] Ladeinfrastruktur bedarfsgerecht ausbauen; Nationale Plattform Elektromobilität AG, 2012
- [7] Report: Use cases for communication interface towards EV and other devices WP 4.4.5 Power quality in medium voltage networks; Bernhard Jansen (IBM), 2011
- [8] Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen; VEÖ, VSE, CSRES, VDN; 2007
- [9] Applikationshandbuch für die elektrische Energieverteilung – Rechenzentren; Siemens AG, 2013

Siemens AG
Sektor Infrastructure & Cities
Division Low and Medium Voltage
Medium Voltage & Systems
Mozartstr. 31c
91052 Erlangen
Deutschland

E-Mail: consultant-support.tip@siemens.com

Die Informationen in dieser Broschüre enthalten lediglich allgemeine Beschreibungen beziehungsweise Leistungsmerkmale, welche im konkreten Anwendungsfall nicht immer in der beschriebenen Form zutreffen beziehungsweise welche sich durch Weiterentwicklung der Produkte ändern können. Die gewünschten Leistungsmerkmale sind nur dann verbindlich, wenn sie bei Vertragsschluss ausdrücklich vereinbart werden. Alle Erzeugnisbezeichnungen können Marken oder Erzeugnisnamen der Siemens AG oder anderer, zuliefernder Unternehmen sein, deren Benutzung durch Dritte für deren Zwecke die Rechte der Inhaber verletzen kann.

Änderungen vorbehalten • 1013
© Siemens AG 2013 • Deutschland