

Auswirkungen von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf den Investitionsbedarf in ein elektrisches Niederspannungsnetz

Simon Marwitz, Marian Klobasa

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, +49 721 6809-0, Simon.Marwitz@isi.fraunhofer.de, Marian.Klobasa@isi.fraunhofer.de, <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/e/mitarbeiter-seiten/mas.php>, <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/e/mitarbeiter-seiten/mak.php>

Kurzfassung:

Zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors können Elektrofahrzeuge einen wesentlichen Beitrag leisten, falls die Batterien der Fahrzeuge mit elektrischer Energie aus emissionsarmen Quellen geladen werden. Die Ladevorgänge der Fahrzeuge zeigen sich in Form von zusätzlich Leistungsnachfrage an elektrischen Niederspannungsnetzen. Um die zusätzliche Leistungsnachfrage mit geringen Kosten zusammen mit Erneuerbaren Energien ins Energiesystem zu integrieren, wurden verschiedenen Ladestrategien entwickelt. Diese Ladestrategien unterteilen sich in direkte, indirekte und autonome Verfahren. Welche Ladestrategie in die Fahrzeuge implementiert werden sollte ist unklar. Um dies bewerten zu können, müssen zusätzlich Investitionen in Fahrzeug-IKT und Netze, die durch verschiedene Ladestrategien entstehen, gegenübergestellt werden. Daher wurde in diesem Beitrag eine direkte, eine indirekte und eine autonome Ladestrategie an einem ein ländliches Niederspannungsnetz getestet. Bei einer Durchdringungsrate von 20 % Elektrofahrzeugen am Netz zeigen sich erste Netzüberlastungen, die zu Netzausbau führen. Würde im hier betrachteten Fall ausgebaut, würden sich ca. 3000 € Investitionsbedarf pro angeschlossenen Haushalt ergeben.

Keywords: Elektrofahrzeuge, Ladestrategien, Netzinvestitionen

1 Einleitung

Elektrofahrzeuge sind eine Option, um den Verkehrssektor zu dekarbonisieren. Hierbei beziehen diese Fahrzeuge zusätzlich elektrische Energie von elektrischen Niederspannungsnetzen, im Gegensatz zu konventionellen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor. Erfolgt dieser Energiebezug ungesteuert, führt dies zu teilweise starken Netzbelastungen (Veldman 2015).

Nach EN 50160 sollte die Netzspannung im Verteilnetz in 5 % aller Zehn-Minutenintervalle über eine Woche nicht über oder unter 10 % der Nennspannung des Netz liegen. Für ein Niederspannungsnetz, als Teil eines Verteilnetzes, wird die Grenze beispielsweise auf ± 4 % der Netznennspannung gesetzt (Dallmer-Zerbe 2014). Um dieses Stabilitätsgrenze einzuhalten, wurde ein Netzampel-Konzept entwickelt. Die Ampel sagt aus, wann der Netzbetreiber eingreift, um einen sicheren Netzbetrieb sicherzustellen und wann Netzteilnehmer in der sogenannten grünen Phase frei nach Marktkriterien handeln dürfen (BDEW 2015).

Ladestrategien können innerhalb der grünen Phase eingesetzt werden, um beispielsweise Erlöse an Strommärkten zu generieren. Gleichzeitig können diese auch eingesetzt werden, um Netze zu entlasten und somit die grüne Netzphase auszuweiten.

Je nachdem, wer die finale Kontrolle über die Ladevorgänge hat bzw. letztendlich entscheidet, zu welchem Zeitpunkt ein Elektrofahrzeug wie viel elektrische Energie bezieht, werden Ladestrategien in direkte, indirekte und autonome Strategien unterschieden (siehe Tabelle 1 und (Dallinger 2015)).

Tabelle 1: Vor- und Nachteile von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge

Ladestrategie	Finale Steuerungsinstanz	Vorteile	Nachteile
Direkt (Fahrzeugflotte zentral gesteuert)	Aggregator	Perfekte Kontrolle über eine Fahrzeugflotte	Bidirektionale IKT nötig (Informationsfluss vom Aggregator zum Fahrzeug und vice versa)
Indirekt (Steuerung über ökonomische Anreize)	Fahrzeugnutzer	Geringerer IKT-Aufwand als bei direkter Kontrolle	Voraussage der Ladeleistung mit Fehlern behaftet (unklar ob Nutzer niedrigen Preis zum Laden akzeptiert)
Autonom (Steuerung anhand von Netzsignalen)	Fahrzeug	Einfache Ladeinfrastruktur (keine IKT nötig)	Spannungsmessung und höherer Aufwand in Leistungselektronik am Fahrzeug nötig

Zurzeit ist unklar, wer die Fahrzeuge in letzter Konsequenz steuern soll. Um dies bewerten zu können, müssen Netzinvestitionen den IKT-Investitionen in Elektrofahrzeugen gegenübergestellt werden.

Hierzu wird in diesem Betrag der Netzinvestitionsbedarf für drei verschiedene Ladestrategien betrachtet, um daraus Zielkosten für IKT in Elektrofahrzeugen abzuschätzen. In Kapitel 2 stellen wir ein ländliches Niederspannungsnetz, die Eingangsparameter sowie die Methodik einer direkten, indirekten und autonomen Ladestrategie vor. Für das Netz betrachten wir einen Fall mit und einen Fall ohne Netzausbau. Die Auswirkungen der Ladestrategien auf das Netz wird in Kapitel 3 dargestellt. Abschließend werden in Kapitel 4 Schlussfolgerungen bezüglich Zielkosten von IKT-Systemen gezogen.

2 Methodik

Im Beitrag werden die Auswirkungen von verschiedenen Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf ein ländliches Niederspannungsnetz getestet. Getrieben durch Spannungsverletzungen der Ladevorgänge der Fahrzeuge, wird der Netzausbaubedarf abgeschätzt. Anschließend werden die reduzierten Netzbelastungen, nachdem das Netz ausgebaut wurde, dargestellt. Hierzu wird im Folgenden das Netzmodell, die genutzten Eingangsdaten und die verwendeten Ladestrategien anhand derer sich der Leistungsbedarf der Elektrofahrzeuge ausrichtet, vorgestellt.

2.1 Netzmodell und Eingangsdaten

Um die Netzauswirkungen der direkten, indirekten und autonomen Ladestrategie aus Abschnitt 2.2 auf ein ländliches Niederspannungsnetz mit 25 Netzknoten zu ermitteln, wird ein Wechselstrommodell mit gekoppelter Elektrofahrzeugsimulation genutzt. Das Netzmodell implementiert die Leitungsgleichungen, die per unit (p.u.) Darstellung für Spannungen, Ströme, Widerstände und Leistungen sowie das Gauß-Seidel-Verfahren aus (Schwab 2009).

Die Netzknoten 2 bis 19, 22 bis 25, sowie 20 und 21 sind über jeweils ein 30 m langes Kabel verbunden. Zwischen Knoten 1 und 2 hat das Kabel eine Länge von 50 m, zwischen Knoten 4 und 22 500 m und zwischen Knoten 19 und 20 1.000 m. Bei der Bildung dieses generischen Netzes richtet sich die Methodik nach (Saint-Drenan 2012). Falls das Netz überlastet wird, setzen wir 73 Euro pro Meter an Netzinvestitionsbedarf an (Fraunholz 2014). Für diesen Überlastungsfall wird das Netz zwischen Knoten 20 und dem Transformator über ein 1.000 m langes Kabel verstärkt. Alle verwendeten Kabel sind vom Typ NAYY 150 mm².

In Deutschland kommen auf einen Haushalt ca. 1,33 Fahrzeuge (MiD 2008). In diesem Beitrag verfügen die Haushalte an Knoten 3, 8, 13, 18, 21, 24 und 25 jeweils über ein Elektromotars als (Battery Electric Vehicle, BEV), dies entspricht einer BEV-Penetration von ca. 20 % (siehe Abbildung 1).

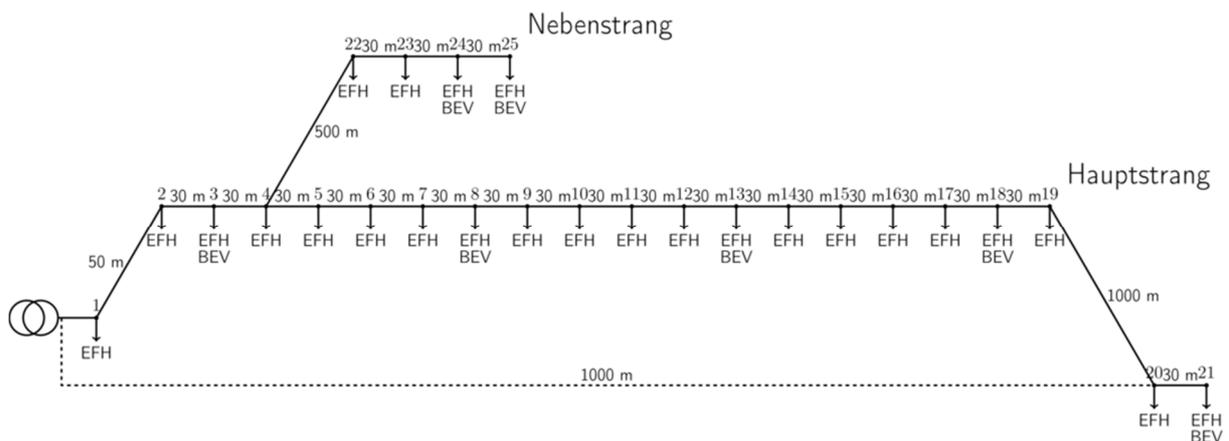


Abbildung 1: Ländliches Niederspannungsnetz mit 25 angeschlossenen Einfamilienhäusern (EFH), 7 Elektrofahrzeugen (BEV) einem Ortsnetztransformator, sowie mit 1.000 m Kabelausbau, falls es am Hauptstrang zu spannungsbedingten Netzüberlastung kommt (gestrichelte Linie).

Die Ladeleistung der BEVs liegt bei 10,8 kVA, ihre Batteriekapazität bei 17,6 kWh und der Ladewirkungsgrad bei 97 %, die Daten hierzu stammen aus (Dallinger 2015). Da elektrische Netze auf Spitzenleistungen ausgelegt werden, setzen wir hier den extremen Fall an, dass alle Fahrzeuge gleichzeitig an jedem Tag um 19 Uhr ihren Netzknoten erreichen und diesen um 7 Uhr am nächsten Morgen verlassen. Zudem nehmen wir an, dass jedes BEV seinen Netzanschlusspunkt mit einem Ladestand von 5 % erreicht.

An allen Knoten des Netzes sind Einfamilienhaushalte (EFH) mit einem jährlichen elektrischen Energiebedarf von 5.000 kWh angeschlossen, dies entspricht dem Durchschnittsverbrauch eines Vierpersonenhaushalts (EnergieAgentur.NRW 2011). Wir nehmen an, dass Raumwärme von einer konventionellen Öl- oder Gasheizung bereit gestellt wird. Mittels der Profile aus (VDI 2008) wird der Energiebedarf in einen fünfzehnminütigen Leistungsbedarf der EFH übersetzt und jedem Haushalt zugeordnet. Es wird über eine Woche von Montag bis Sonntag in der Übergangszeit in Deutschland bei heiterem Wetter simuliert. Zudem erhal-

ten die Fahrzeuge täglich von 23 Uhr bis 6 Uhr am Morgen einen niedrigen Energiebezugpreis. Diesen nutzen sie ausschließlich innerhalb der indirekten Ladestrategie (siehe Abbildung 2).

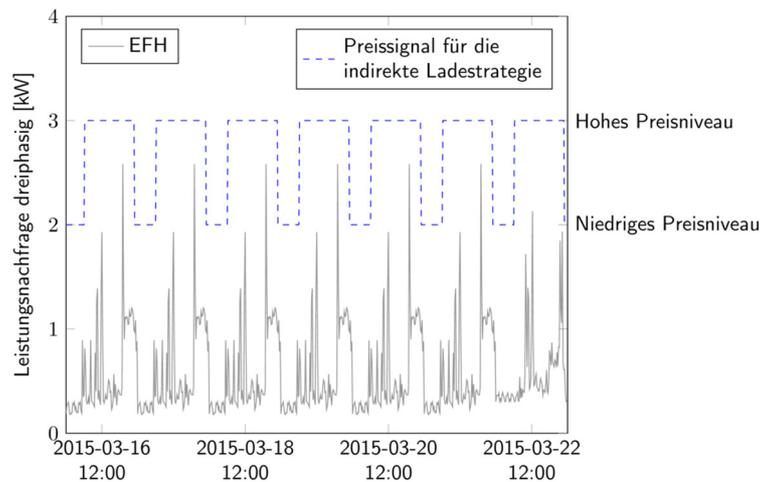


Abbildung 2: Leistungsprofil eines Einfamilienhauses (EFH) aus (VDI 2008) (linke Achse), niedriges Preisniveau täglich zwischen 23 Uhr und 7 Uhr, hohes Preisniveau zwischen 7 Uhr und 23 Uhr (rechte Achse), beides von Montag bis Sonntag während der Übergangszeit bei heiterem Wetter.

Zur Berechnung der Netzspannungen wird die Netztopologie in eine Knotenadmittanzmatrix (KAM) übersetzt. Über die KAM und einen sich über eine Simulationsschritt veränderten Leistungsvektor der Knotenleistungen, berechnen das Modell mittels des Gauß-Seidel-Verfahrens aus (Schwab 2009) die Leistungsströme, Spannungsabfälle über Leitungen, Leistungsverluste und Knotenspannungen. Das Verfahren wird kurz in (Klingler 2016) dargestellt.

2.2 Ladestrategien

Im Folgenden wird eine direkte Strategie, in der ein zentraler Aggregator eine Fahrzeugflotte steuert sowie eine indirekte Strategie, in der jeder Fahrzeugnutzer anhand eines Preissignals entscheidet, wann er seine Fahrzeugbatterie lädt und zuletzt eine autonome Ladestrategie, in der das Fahrzeug seinen Energiebezug anhand der Netzspannung steuert, beschrieben. Das Grundprinzip der Strategien wurde in (ISESO 2015) vorgestellt. Für diesen Beitrag werden die Strategien leicht angepasst, indem beispielsweise Ladeleistungen der Fahrzeuge reduziert werden. Bei der direkten Ladestrategie wird die Ladereihenfolge der Fahrzeuge nicht priorisiert. Bei der autonomen Ladestrategie wird eine andere Blindleistung zu Spannungsstatik innerhalb der autonomen Ladestrategie verwendet.

2.2.1 Direkte Ladestrategie

Bei der direkten Ladestrategie steuert ein zentraler Aggregator eine Fahrzeugflotte. Der Aggregator ist zu jedem Simulationsschritt t darüber informiert, wie viel Leistung $P_{EFH,n,t}$ durch Einfamilienhäuser an jedem Netzknoten n bezogen wird und kann daher die Ladevorgänge aller Elektrofahrzeuge perfekt steuern.

Der Aggregator setzt die maximale Knotenleistung $P_{PEV,max}$ an jedem Knoten auf den maximalen dreiphasigen Leistungsbezug eines Elektrofahrzeugs und reduziert die tatsächliche Ladeleistung $P_{PEV,n,t}$ jedes Fahrzeugs nach Gleichung 1, bis die Batterien der Elektrofahr-

zeuge vollständig geladen sind bzw. diese einen Ladestand (State of Charge, SOC) von 100 % aufweisen (siehe Abbildung 3).

$$P_{PEV,n,t} = P_{PEV,max} - P_{EFH,n,t} \quad (1)$$

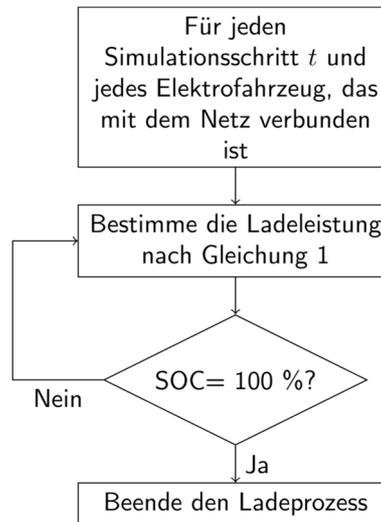


Abbildung 3: Steuerungslogik der direkten Ladestrategie

2.2.2 Indirekte Ladestrategie

Innerhalb der indirekten Ladestrategie entscheidet jeder Fahrzeugnutzer, wann er sein Fahrzeug belädt. Hier erhält er das Preissignal, wie in Abbildung 2 beschrieben, und bestimmt beim Erreichen des Netzanschlusspunkt den Zeitraum, bis seine nächste Fahrt beginnt (siehe Gleichung 2).

$$T_{GCT} = t_{Abfahrt} - t_{Ankunft} \quad (2)$$

Wir nehmen an, dass der Fahrer zu einem möglichst niedrigen Preis sein Auto lädt. Falls er zu mehreren Zeitpunkten denselben niedrigen Preis erhält, präferiert er den frühestmöglichen Zeitpunkt um mit voller Ladeleistung Energie vom Netz zu beziehen (siehe Abbildung 4).

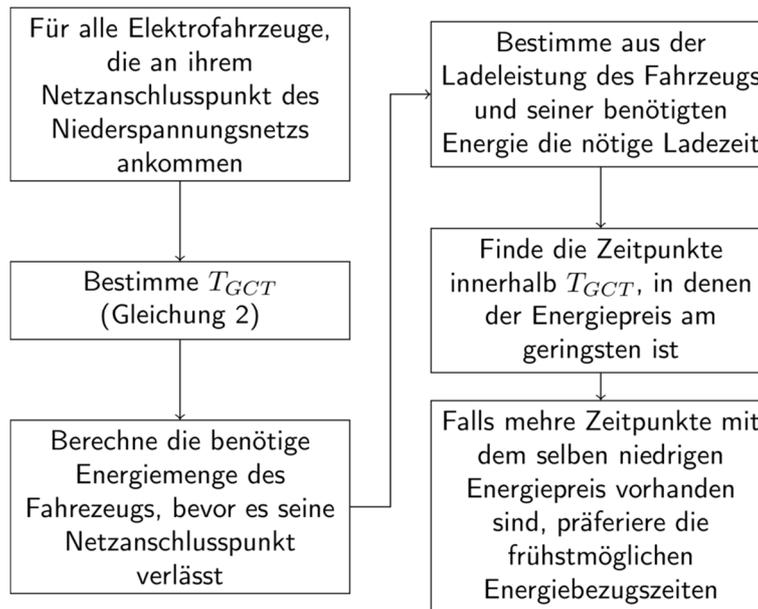


Abbildung 4: Steuerungslogik der indirekten Ladestrategie

In diesem Beitrag erhält jeder Nutzer einen niedrigen Preis ab 23 Uhr. Daher beginnt der Ladevorgang jedes Fahrzeugs in diesem Fall um 23 Uhr, bis die Batterie einen SOC von 100 % erreicht.

2.2.3 Autonome Ladestrategie

Bei der autonomen Ladestrategie wird zu jedem Zeitpunkt, in dem das Fahrzeug, mit dem mit dem Netz verbunden ist, die Netzspannung gemessen. Aus der Netzspannung entsprechend Abbildung 5 wird der Blindleistungsbezug Q_t zum Zeitpunkt t des Fahrzeugs eingestellt. Das Fahrzeug bezieht kapazitive Blindleistung vom Netz, falls die Netzspannung unter 0,99 p.u. fällt. Bis 0,97 p.u. steigt der kapazitive Blindleistungsbezug linear mit der Netzspannung, bei Werten unter 0,97 p.u. bezieht das Fahrzeug mit seiner Nennleistung S_{max} ausschließlich kapazitive Blindleistung. Analog hierzu wird ab einer Netzspannung von 1,01 p.u. vom Fahrzeug induktive Blindleistung vom Netz bezogen. Diese steigt linear, bis ab 1,03 p.u. ausschließlich induktive Blindleistung vom Netz bezogen wird. Im Netzspannungsbereich von 0,99 bis 1,01 p.u. wird keine Blindleistung vom Netz bezogen (siehe Abbildung 5).

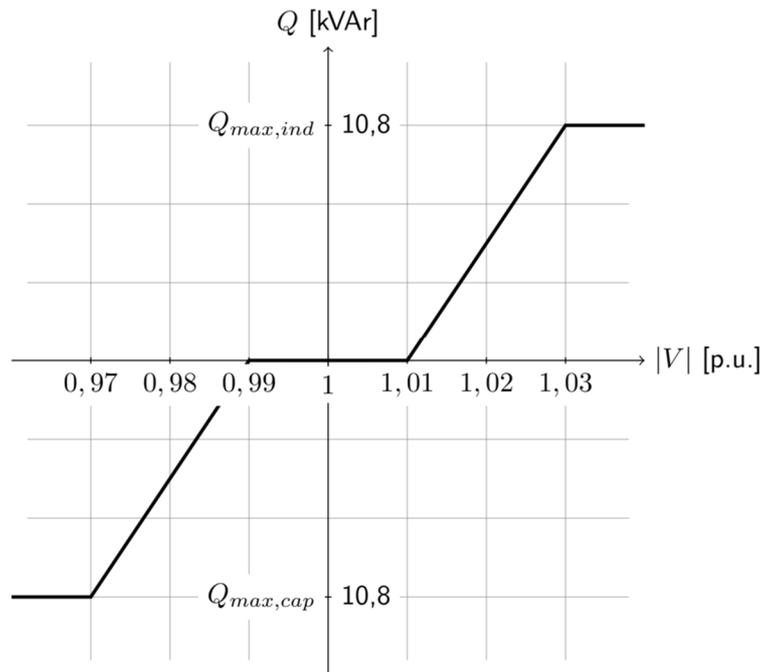


Abbildung 5: Dreiphasige Blindleistungsbereitstellung (Q) als Funktion des Absolutwerts der Knotenspannung (V) für die autonome Ladestrategie im Per-unit-System. Kapazitiver Blindleistungsbedarf, falls die Netzspannung unter 0,99 p.u. sinkt, induktiver Blindleistungsbedarf falls die Netzspannung über 1,01 p.u. ansteigt. Keine Blindleistungsbereitstellung zwischen 0,99 p.u. und 1,01 p.u..

Dieser Vorgang wiederholt sich für jeden Simulationsschritt. Solange der SOC des Fahrzeugs noch keine 100 % erreicht hat, wird aus Gleichung 3 die Wirkleistung P_t bestimmt und hiermit die Batterie des Fahrzeugs geladen.

$$P_t = \sqrt{S_{max}^2 - Q_t^2} \quad (3)$$

Sobald ein Ladestand von 100 % erreicht ist, mindestens ein Fahrzeug mit dem Netz verbunden ist und die Netzspannung am Netzanschlusspunkt des Fahrzeugs außerhalb von 0,99 und 1,01 p.u. liegt, wird weiterhin entsprechend Abbildung 5 Blindleistung vom Netz bezogen und hiermit die Netzspannung stabilisiert (vgl. Abbildung 6).

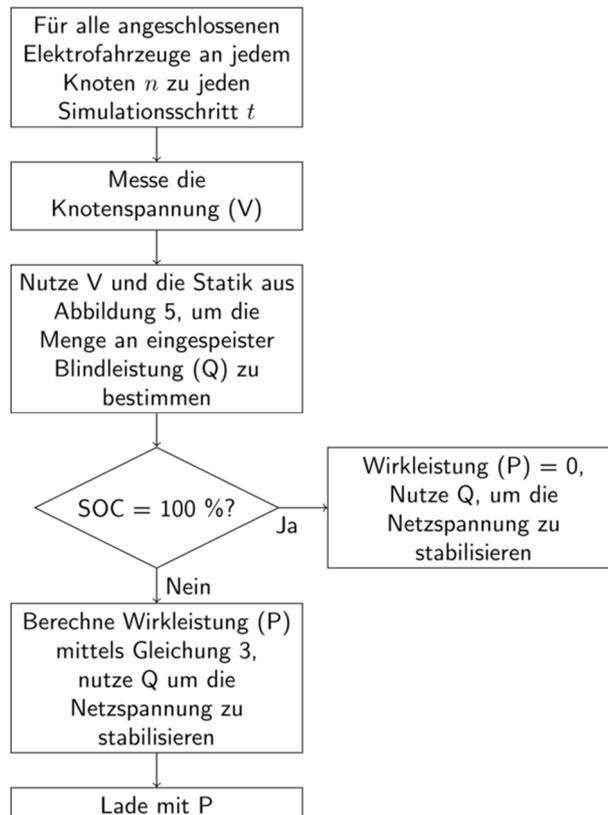


Abbildung 6: Steuerungslogik der autonomen Ladestrategie

3 Ergebnisse und Diskussion

Im Folgenden werden die Auswirkungen der direkten, indirekten und autonomen Ladestrategien auf die Netzspannungen des ländlichen Verteilnetzes (Kapitel 2) aufgezeigt. Hierbei werden die Netzspannungen mit und ohne Netzerweiterung dargestellt. Zudem wird als Referenz der Fall ohne Elektrofahrzeuge aufgezeigt. Wir speichern die Spannung im Per-unit-System an jedem Knoten zu jedem Simulationszeitschritt. Diese auf die Nennspannung bezogenen Spannungswerte werden anschließend vier 25 %-Quantilen zugeordnet und als Boxplot dargestellt. Die Darstellung ohne Netzausbau befindet sich in Kapitel 3.1, die mit Netzausbau in Kapitel 3.2.

Das Minimum der Netzspannung tritt für alle Fälle an dem Netzknoten auf, welcher am weitesten vom Ortsnetztransformator entfernt ist. Dies ist am untersuchten Netz der Knoten 21. Aufgrund der Annahme, dass für die indirekte Ladestrategie alle Fahrzeuge den gleichen Preis erhalten, bricht die Netzspannung bei dieser Steuerungsvariante am stärksten ein.

3.1 Netzbelastungen ohne Netzausbau

Falls keine Elektrofahrzeuge mit dem Netz verbunden sind, wird lediglich Leistung von den in Kapitel 2.1 dargestellten Einfamilienhäusern vom Netz bezogen. Für diesen Fall sinkt die Netzspannung in der simulierten Woche lediglich bis auf 0,982 p.u. Somit fällt an keinem Netzknoten und zu keinem Simulationsschritt die Netzspannung unter 4 % der Netznennspannung, und daher treten auch keine spannungsbedingten Netzüberlastungen auf (siehe Abbildung 7, ohne Elektrofahrzeuge).

Im indirekten Fall erhalten alle Fahrzeuge um 23 Uhr einen niedrigen Energiepreis und beginnen gleichzeitig mit dem Laden. Dies führt dazu, dass die Netzspannung ab diesem Zeitpunkt stark einbricht. Insbesondere an Knoten 20 und 21 fällt die Netzspannung auf ca. 0,95 p.u. und damit unter die erlaubte Grenze von 0,96 p.u.. An den vorgelagerten Netzknoten des Hauptstrangs wird dieser Wert zwar nicht unterschritten, allerdings bricht auch dort die Spannung während der Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge relativ stark ein (siehe Abbildung 7, indirekte Steuerung).

Werden die Fahrzeuge mit der autonomen Ladestrategie betrieben, treten wie im indirekten Fall ebenfalls Netzüberlastungen an Knoten 20 und Knoten 21 auf. Die Spannung bricht hier allerdings im geringeren Ausmaß ein, da nicht die volle Wirkleistung bezogen wird. Zudem wird die Netzspannung durch kapazitiven Blindleistungsbezug gestützt. Allerdings erhöhen sich durch den verringerten Wirkleistungsbezug die Ladezeiten der Fahrzeuge (siehe Abbildung 7, autonome Steuerung).

Falls Elektrofahrzeuge mit dem Netz verbunden werden, treten die geringsten Netzbelastungen auf, wenn die Fahrzeuge die indirekte Ladestrategie verwenden. Hier erreicht die Netzspannung mit 0,961 den niedrigsten Wert und bleibt somit für alle Simulationsschritte an jedem Knoten innerhalb des Spannungsbands (siehe Abbildung 7, direkte Steuerung).

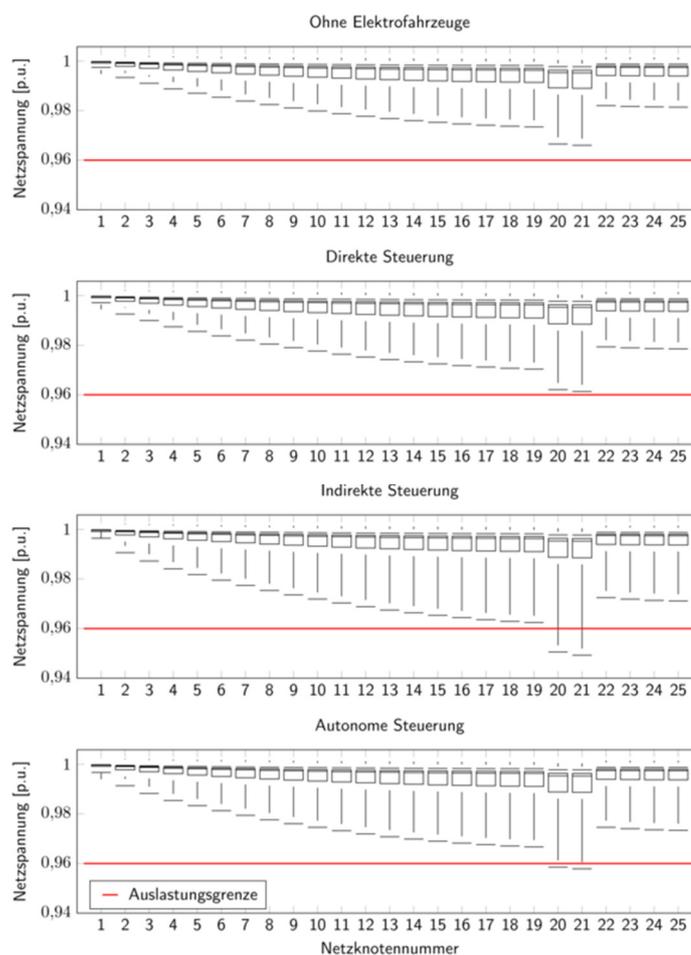


Abbildung 7: Netzspannungen im Per-unit-System an allen Netzknoten des ländlichen Niederspannungsnetzes aus Abbildung 1 ohne Netzerweiterung - für den Fall, dass keine Elektrofahrzeuge mit dem Netz verbunden sind und falls Fahrzeuge direkt, indirekt oder autonom gesteuert werden.

3.2 Netzbelastungen mit Netzausbau

An dem verstärkten Netz aus Kapitel 2.1 treten keine Netzüberlastungen auf. Nachteilig ist hier, dass zusätzliche Investitionen von ca. 3.000 Euro pro Netzanschlusspunkt bzw. Netzknoten entstehen. Die Belastung ist auch hier für den Referenzfall, also falls keine Elektrofahrzeuge mit dem Netz verbunden sind, am geringsten. Etwas höhere Netzbelastungen entstehen, falls alle Elektrofahrzeuge die direkte Ladestrategie implementieren, gefolgt von der autonomen Ladestrategie. Die höchsten Netzbelastungen treten auch hier bei der indirekten Ladestrategie auf.

Für den Fall, dass keine Elektrofahrzeuge mit dem Netz verbunden sind, befindet sich an allen Knoten bei über 75 % aller Simulationsschritte die Netzspannung über 0,99 p.u. und liegen somit sehr nahe an der Nennspannung bzw. weit entfernt vom Überlastungsfall (siehe Abbildung 8, ohne Elektrofahrzeuge).

Ladevorgänge, die mittels indirektem Steuerverfahren durchgeführt werden, führen zu den niedrigsten Spannungswerten. Das Minimum der Spannungswerte liegt mit 0,963 p.u. nicht unter dem kritischen Wert von 0,96 p.u. Würden weitere Fahrzeuge mit dem Netz verbunden werden, würden bei dieser Ladestrategie als erstes Spannungsbandverletzungen auftreten (siehe Abbildung 8, indirekte Steuerung).

Falls die Fahrzeuge autonom gesteuert werden, fällt die Netzspannung am betrachteten Niederspannungsnetz nicht unter 0,966 p.u. und ist somit näher an der Nennspannung als im indirekten Fall. Aufgrund der in Abbildung 5 dargestellten Blindleistungs- zu Netzspannungsstatik wird nur selten Blindleistung zur Spannungshaltung bereitgestellt, da nur selten die Spannungen unter 0,99 p.u. fallen (siehe Abbildung 8, autonome Steuerung).

Werden die Elektrofahrzeuge direkt gesteuert, fällt die Netzspannung am geringsten und nicht unter 0,972 p.u. Somit ist diese fast einen Prozentpunkt von der erlaubten Spannungsbandgrenze entfernt (siehe Abbildung 8, direkte Steuerung).

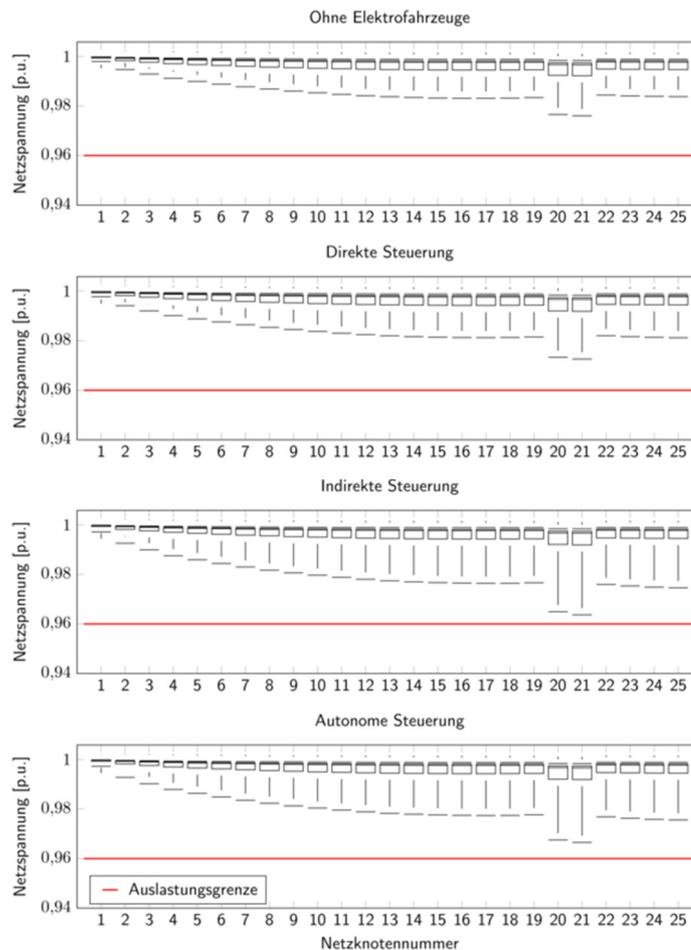


Abbildung 8: Netzspannungen im Per-unit-System an allen Netzknoten des ländlichen Niederspannungsnetzes aus Abbildung 1 mit Netzerweiterung - für den Fall, dass keine Elektrofahrzeuge mit dem Netz verbunden sind und falls Fahrzeuge direkt, indirekt oder autonom gesteuert werden.

4 Schlussfolgerungen

Wie weit Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen elektrische Niederspannungsnetze belasten und hierdurch zu konventionellen Netzausbau führen, ist abhängig von Ladestrategie, die die Fahrzeuge implementieren. Bei starken Netzen und/oder geringen Penetrationsraten von Elektrofahrzeugen ist die verwendete Ladestrategie nicht bedeutsam. In diesem Fall können Netzteilnehmer frei am Markt agieren (grüne Netzphase nach (BDEW 2015)). Die im Betrag vorgestellte autonome Ladestrategie erweitert durch Blindleistungseinspeisung und Wirkleistungsreduktion in Zeiten geringer Netzspannungen die grüne Ampelphase, da somit Netzspannungen gestützt werden. Das hier vorgestellte indirekte Verfahren belastet die Netze am stärksten, da hier alle Fahrzeugnutzer diskriminierungsfrei auf den niedrigen Ladepreis reagieren und mit voller Leistung Energie vom Netz beziehen. Hier könnten durch individuelle Preissignale für jedes Fahrzeug Netzbelastungen reduziert werden. Im vorgestellten direkten Verfahren steuert ein zentraler Aggregator alle Fahrzeuge, indem er die maximale Netzlast auf einen festen Wert für jeden Netzknoten begrenzt.

Durch Netzausbau kann die Aufnahmefähigkeit von weiteren Fahrzeugen bis zu einem gewissen Punkt gesteigert werden. Würden die Netzinvestitionen aus dem hier betrachteten Szenario ausschließlich auf Haushalte in diesem Niederspannungsnetz umgelegt, müssten

jeder der 25 Haushalte Netzinvestitionen von ca. 3.000 Euro tragen. Diese Betrachtung ist sehr vereinfacht, da Netzinvestitionen über deutlich größere Netzgebiete mittels Netznutzungsentgelte, finanziert werden.

Setzt man für ein Elektrofahrzeug ein Viertel der Lebensdauer im Vergleich zum ausgebauten Kabel (Abbildung 1) an, so müssten bei konstanter Elektrofahrzeugpenetration 73.000 Euro auf 28 Fahrzeuge umgelegt werden. Dies entspräche Zielinvestitionen für Fahrzeug-IKT von ca. 2.600 Euro. Diese Investitionen sind dann sinnvoll, wenn dadurch sichergestellt werden kann, dass konventioneller Netzausbau in das 1.000-Meter-Kabel vermieden wird. Nachteilig sind für den Fall in IKT-Investitionen zudem, dass gegebenenfalls Ladeleistungen der Fahrzeuge reduziert werden müssen und sich somit die Ladezeiten erhöhen. Zudem könnten bei steigender Elektrofahrzeugpenetration IKT-Investitionen nicht ausreichend sein und somit zusätzlicher konventioneller Netzinvestitionsbedarf entstehen.

Danksagung

Der vorliegende Betrag wurde über die Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg finanziert. Die Autoren bedanken sich hierfür bei der Stiftung.

Literatur

- BDEW 2015 Smart Grids Ampelkonzept, Ausgestaltung der gelben Phase, Diskussionspapier, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/\\$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf), aufgerufen am 27.01.2016, 2015
- Dallinger 2015 Dallinger et al., Plug-in electric vehicles automated charging control, http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP04-2015_PEV-automated-charging-control_marwitz_dallinger_wesche-et-al.pdf, aufgerufen am 27.01.2016, 2015
- dena 2012 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030, 2012
- EN 50160 European Committee for Electrotechnical Standardization, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, Draft May 2005, 2005
- EnergieAgentur.NRW 2011 EnergieAgentur.NRW, Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“ Anteile, Verbrauchswerte und Kosten von 12 Verbrauchsbereichen in Ein- bis Sechs-Personen-Haushalten, http://www.energieberatung-leppig.de/images/Inhalte/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf, aufgerufen am 27.01.2016, 2011
- Fraunholz 2014 Fraunholz, Identifikation von Kostenfunktionen für Kapazitätserweiterungsmaßnahmen im Stromverteilnetz, 2014
- ISESO 2015 Marwitz et al., Comparison of control strategies for electric vehicles on a low voltage level electrical distribution grid, <https://www.iseso.org/>, aufgerufen am 27.01.2016, Veröffentlichung in Vorbereitung

- Klingler 2016 Klingler et. al., Can residential self-consumption contribute to load reduction in low-voltage grids?, 14. Symposium Energieinnovationen, 10.-12.02.2016, Graz/Austria, 2016
- MiD 2008 Mobilität in Deutschland 2008, Ergebnisbericht, http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2008_Abschlussbericht_1.pdf, aufgerufen am 27.01.2016, 2010
- iZEUS 2014 intelligent Zero Emission Urban System – iZEUS, <http://www.izeus.de/>, aufgerufen am 27.01.2016, 2014
- Saint-Drenan 2012 Saint-Drenan et al., Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Ergänzte Fassung vom 29.05.2012, 2012
- Schwab 2009 Schwab, Elektroenergiesysteme Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, Springer Berlin, ISBN 3642219586, 2009
- VDI 2008 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen, VDI 4655, 2008
- Veldman 2015 Veldman et al., Distribution Grid Impacts of Smart Electric Vehicle Charging From Different Perspectives, IEEE Trans. Smart Grid (IEEE Transactions on Smart Grid), 2015