

Intelligente Lade- und Energiemanagementsysteme für elektrische Busdepots: Herausforderungen und Potenziale zur Bewältigung der Energiekrise und Umsetzung der Energiewende

Smart charging and energy management systems for electric bus depots: Challenges and potentials for overcoming the energy crisis and realising the transformation of the energy system

Dr. Daniel Mayorga González, PSI GridConnect GmbH, Berlin, Deutschland, dmayorga@psi.de

Dr. Michael Merten, PSI Software AG, Aachen, Deutschland, mmerten@psi.de

Dr. Kamil Korotkiewicz, PSI GridConnect GmbH, Dortmund, Deutschland, kkorotkiewicz@psi.de

Dr. Nico Hübner, PSI GridConnect GmbH, Karlsruhe, Deutschland, nhuebner@psi.de,

Dr. Philippe Steinbusch, PSI GridConnect GmbH, Dortmund, Deutschland, psteinbusch@psi.de

Martin Frenzel, PSI Software AG, Oldenburg, Deutschland, mafrenzel@psi.de

Martin Stiegler, PSI GridConnect GmbH, Karlsruhe, Deutschland, mstiegler@psi.de

Kurzfassung

Diese Publikation beschreibt die Architektur und Grundfunktionalität eines Lade- und Energiemanagementsystems für Elektrobuss-Depots auf Basis der bereits im Einsatz befindlichen Softwarelösungen PSISmartcharging und PSIngo/Smartcharging. Sie beschreibt sowohl die Prozessankopplung zur Erfassung der Felddaten als auch die Anbindung an periphere Systeme auf Basis relevanter Standards und Protokolle. Darüber hinaus wird die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für das vorgelagerte Stromnetz dargestellt und die Integration in den in Entwicklung befindlichen Redispatch 3.0 Prozess diskutiert. Das Papier erläutert, wie der Einsatz moderner Lade- und Energiemanagementsysteme den Verkehrsunternehmen nicht nur monetäre Anreize bietet, sondern auch zur Umsetzung der Energiewende und zur Lösung der Energiekrise beiträgt.

Abstract

This publication describes the architecture and basic functionality of a charging and energy management system for electric bus depots. It describes both the process coupling for the collection of field data and the connection to peripheral systems based on standards. Furthermore, the provision of ancillary services for the upstream power grid is presented and the integration into Redispatch 3.0, which is currently under development, is discussed. The contribution explains how the use of modern charging and energy management systems not only offers transport operators monetary incentives, but also contributes to the implementation of the energy transition and to solving the current energy crisis.

1 Einleitung

Öffentliche Verkehrsbetriebe unternehmen derzeit große Anstrengungen, um den öffentlichen Personenverkehr nachhaltiger und umweltfreundlicher zu gestalten. Getrieben wird dieser Prozess u.a. durch politische Vorgaben, wie etwa der Clean Vehicle Directive [12] innerhalb der EU. Demnach sind Verkehrsbetriebe in EU-Mitgliedstaaten verpflichtet, bei Neuausschreibungen von Bussen, Mindestquoten an „sauberen Fahrzeugen“ zu beschaffen. In diesem Zusammenhang entscheiden sich immer mehr Betriebe für die Elektrifizierung ihrer Busflotten. Dabei stehen sie vor vielen Herausforderungen, aber auch vor einer Fülle von Potenzialen, die es ihnen in Zukunft ermöglichen werden, eine effiziente, wirtschaftliche und umweltfreundliche Mobilität in den Städten und Kommunen zu realisieren.

Die Elektrifizierung der Busflotte eines Verkehrsbetriebs erfordert nicht nur die Beschaffung und Inbetriebnahme von Elektrofahrzeugen, sondern auch eine grundlegende Anpassung der Infrastruktur und Prozesse in den Busdepots selbst. Von der Planung, der Inbetriebnahme und dem Betrieb der Ladeinfrastruktur bis hin zur Reorganisation der Betriebsführungsprozesse sind Verkehrsunternehmen mit einer deutlichen Steigerung der Komplexität im Tagesgeschäft konfrontiert. Um Management und Betriebspersonal zu entlasten, stehen jedoch effiziente und leistungsfähige Softwaretools zur Verfügung, die eine automatisierte und optimale Überwachung und Steuerung der betreffenden Prozesse ermöglichen.

Bei der Elektrifizierung einer Busflotte muss ein Verkehrsbetrieb u. a. zwei wesentliche neue Verantwortlichkeiten wahrnehmen:

- (a) Überwachung und Steuerung der elektrischen Ladeinfrastruktur des Busdepots unter Berücksichtigung von Mobilitäts-, Sicherheits- und Kapazitätsaspekten.
- (b) Optimierung der Ladevorgänge zur Minimierung der Kosten, des Energieverbrauchs, der Belastung der öffentlichen Netzinfrastruktur und der Umweltbelastung.

Die Umsetzung dieser Aufgaben erfordert die Erfassung und Verarbeitung einer erheblichen Datenmenge in Echtzeit sowie einen kontinuierlichen Entscheidungsprozess, der eine Vielzahl von Optimierungskriterien unter ständiger Veränderung von Einflussfaktoren berücksichtigt. So müssen Verkehrsbetriebe schon bei einer sehr überschaubaren Ladeinfrastruktur ab ein paar Ladepunkten geeignete Systeme zur Automatisierung dieser Prozesse einsetzen.

2 Lade- und Energiemanagementsysteme für elektrische Busdepots

Moderne Lademanagementsysteme - Zuständigkeitsbereich (a) - ermöglichen es, alle relevanten Prozessdaten von Ladeinfrastruktur, Fahrzeugen und Umsystemen (z. B. Betriebshofmanagementsysteme (DMS), Intermodal Transport Control Systems, ICTS) der Busbetriebshöfe eines Verkehrsunternehmens automatisch zu erfassen und zu verarbeiten, um ein digitales Abbild der realen Systeme in Echtzeit zu generieren. Auf dieser Basis werden multikriterielle Optimierungsalgorithmen eingesetzt, die auf Basis der vergangenen, aktuellen und prognostizierten Prozesswerte und Umweltinformationen des Systems eine optimale Steuerung der Ladevorgänge innerhalb des Busdepots realisieren. Dabei gewährleisten diese Systeme die Erfüllung der Mobilitätsziele des Depots unter optimaler Auslastung der Ladeinfrastruktur ohne die Sicherheit und Stabilität der Netzinfrastruktur zu gefährden.

Moderne Energiemanagementsysteme für Busbetriebshöfe - Zuständigkeitsbereich (b) - bauen auf einem Lademanagementsystem auf und ermöglichen auf Basis des digitalen Abbildes des Systems die Optimierung der Ladevorgänge, um einen kostenoptimalen Betrieb zu realisieren. Energiemanagementsysteme berücksichtigen nicht nur die Ladeinfrastruktur, sondern auch die gesamte relevante Infrastruktur des Betriebshofes. Dazu gehören die Infrastruktur zur Erzeugung elektrischer Energie (z. B. PV-Anlagen, Windenergieanlagen, Blockheizkraftwerke), die Infrastruktur zur Wärmeerzeugung und Kühlung der Gebäude (z. B. Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen, Klimaanlage) sowie die Infrastruktur zur Speicherung elektrischer Energie (z. B. Batterien, Elektrolyseure, mit Wasserstoffspeicher). So ermöglichen Energiemanagementsysteme die Überwachung und Steuerung aller relevanten Ressourcen, Verbraucher und Erzeuger eines Betriebshofes, um eine sichere und wirtschaftliche Ladung der Busflotte des Verkehrsunternehmens unter optimalen Bedingungen zu ermöglichen. Dabei können mehrere Depots und private Netze zur Verteilung elektrischer Energie integriert, über-

wacht und gesteuert werden, sodass die Synergien zwischen den Teilsystemen für eine globale Optimierung genutzt werden können.

Der Einsatz von Lade- und Energiemanagementsystemen (LEMS) in elektrischen Betriebshöfen ermöglicht auch das Verhalten der Betriebshöfe im Sinne der Unterstützung des öffentlichen Stromnetzes zu optimieren. So können sich die Depots auf der Basis von monetären Anreizen (präventiv) und ad-hoc Steuersignalen (kurativ) netzdienlich verhalten. Die vorhandenen Speicherkapazitäten und die Flexibilität zur zeitlichen Verschiebung des Energieverbrauchs werden genutzt, um Systemdienstleistungen für das vorgelagerte Stromnetz (Verteilnetz) zu erbringen. Auf diese Weise können sich die Speicher am Engpassmanagement der vorgelagerten Stromnetze beteiligen und am Regelleistungsmarkt teilnehmen. Durch die spannungsebenenübergreifende Einbindung in Redispatch-Prozesse (Redispatch 2.0 und 3.0) können Depots zudem zu einer sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung beitragen. Auf diese Weise können Verkehrsunternehmen nicht nur einen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende und zur Lösung der Energiekrise leisten, sondern auch finanzielle Vorteile erzielen, die ihrem Unternehmen zu wirtschaftlichem Erfolg verhelfen.

3 Ziele und Aufbau der Publikation

Das Papier beschreibt die Architektur und Grundfunktionalität eines LEMS auf Basis der bereits produktiv im Einsatz befindlichen Softwarelösungen PSImartcharging und PSIngo/Smartcharging. Es wird dabei sowohl die Prozesskopplung von Felddaten auf Basis relevanter Protokolle und Standards, als auch der weitestgehend standardisierte Datenaustausch mit peripheren Systemen wie Betriebshofmanagementsystemen und ITCS behandelt. Ebenso wird auf die elektrische und kommunikationstechnische Schnittstelle zum Verteilnetzbetreiber eingegangen. Weiterhin werden die Funktionen eines LEMS zur Optimierung der Ladevorgänge zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen für das vorgelagerte Stromnetz beschrieben. Es wird kurz auf Aspekte der IT-Sicherheit eingegangen. Monetäre Anreize für Verkehrsunternehmen werden ebenfalls diskutiert. Das Papier schließt mit einer Diskussion über eine vollständige Integration der Flexibilität von Busdepots in den zukünftigen Redispatch 3.0 Prozess.

4 Architektur und Betrieb eines Lade- und Energiemanagementsystems

Die Prinzipielle Architektur und Systemlandschaft eines LEMS für Busdepots wird in der Abbildung 1: Systemübersicht und periphere Systeme eines Lade- und Energiemanagementsystems für elektrische Busdepots Abbildung 1 dargestellt. Insbesondere zeigt die Abbildung die

Teilsysteme, die zusammenarbeiten müssen, um eine optimale und koordinierte Planung und Steuerung der Ladevorgänge im Busdepot sicherzustellen. Darüber hinaus,

zeigt die Abbildung die wichtigsten Kommunikationsschnittstellen zwischen den Teilsystemen und die verwendeten Protokolle.

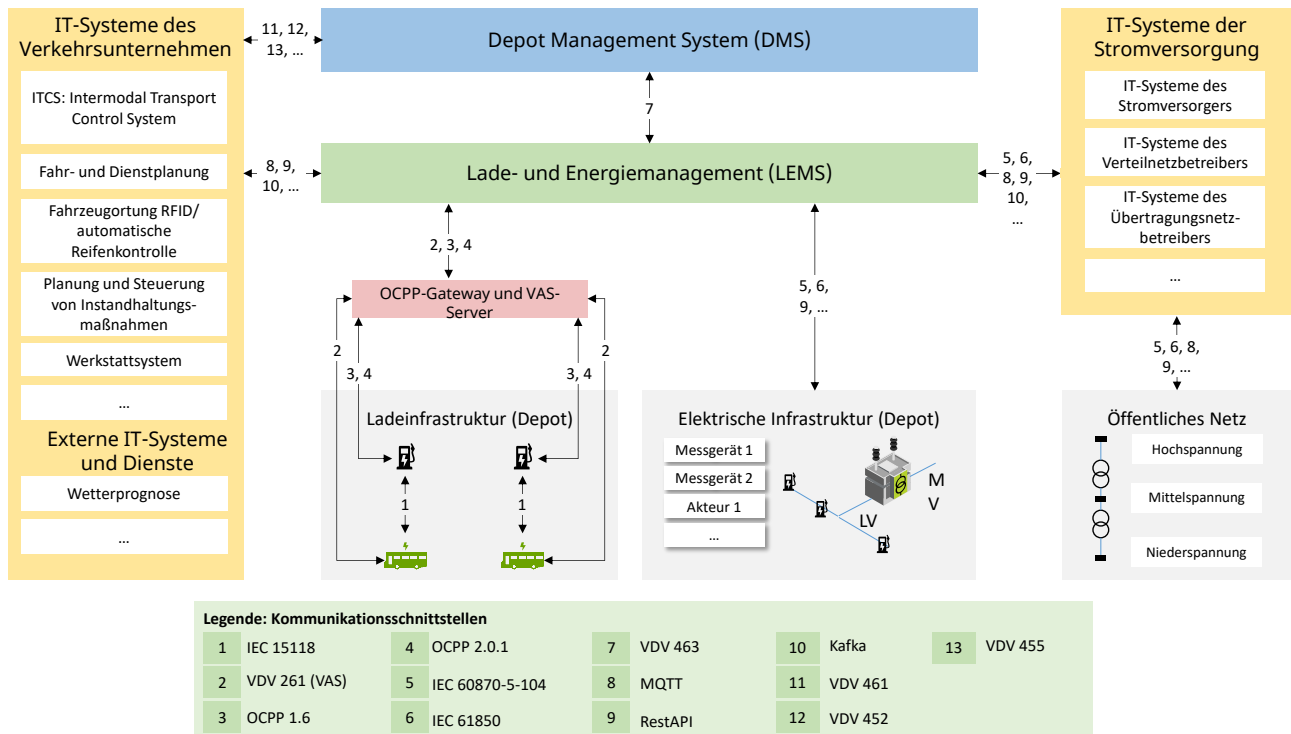


Abbildung 1: Systemübersicht und periphere Systeme eines Lade- und Energiemanagementsystems für elektrische Busdepots

4.1 Kommunikationstechnische Anbindung der Ladepunkte und der elektrischen Infrastruktur des Betriebshofs

Zur Überwachung und Steuerung der elektrischen und Ladeinfrastruktur im Depot benötigt das LEMS eine bidirektionale Kommunikationsanbindung mit den zu überwachenden und zu steuernden Komponenten (Ladegeräte, Busse, Messgeräte, Aktoren). Üblicherweise erfolgt dies über ein privates TCP/IP-Netz, bei dem ein OCPP-Gateway mit VAS-Serverfunktionen integriert ist. Alternativ können die Funktionalitäten des OCPP-Gateways aus einer Cloud in virtualisierter Form bereitgestellt werden.

Die Kommunikation zwischen den Bussen, den Ladepunkten, dem OCPP-Gateway und dem LEMS erfolgt auf Basis standardisierter Protokolle. Dabei wird das Open Charge Point Protocol (OCPP) für die Anbindung der Ladepunkte (Ladegeräte) an das LEMS verwendet [1, 2]. Die Kommunikation zwischen Bussen und Ladepunkten wird auf Basis der Normreihe ISO 15118 [3] umgesetzt, die eine bidirektionale Kommunikation zwischen Elektrofahrzeugen und Ladestationen regelt. Ferner findet die VDV-Schrift Nr. 261 „Empfehlung zur Anbindung eines dispositiven Backends an einen Elektrobus, ergänzend zur ISO-Norm 15118“ [10] als Ergänzung der Normenreihe ISO 15118 hinsichtlich Vorkonditionierung Verwendung.

Die Kommunikation zwischen dem LEMS und den Messgeräten und Aktoren der elektrischen Infrastruktur wird auf Basis der Protokolle IEC 60870-5-104 [5] und IEC 61850 [6] realisiert. Alternativ können einzelne Messgeräte oder Aktoren auf Basis von IoT-Protokollen wie MQTT und RestAPI mit dem LEMS verbunden werden.

4.2 Schnittstelle zum Datenaustausch zwischen dem Lade- und Energiemanagementsystem und den relevanten IT-Systemen des Betriebshofbetreibers

Der Datenaustausch zwischen LEMS, DMS und ITCS erfolgt auf Basis der VDV-Schrift 463 [4], die das Datenformat und das Transportprotokoll für die Kommunikation zwischen diesen Systemen spezifiziert.

Die Kommunikation zwischen dem DMS und den relevanten IT-Systemen des Verkehrsunternehmens wird u.a. auf Basis der VDV-Schriften VDV 461[7], VDV 452[8] und VDV 455 [9] realisiert. Auch eine direkte Kommunikationsverbindung zwischen dem LEMS und den IT-Systemen des Verkehrsunternehmens und externer Dienste ist möglich. So kann beispielsweise ein Datentransfer von Wetterdaten und Wetterprognosen über MQTT, Rest-API oder Kafka realisiert werden.

4.3 Schnittstelle zum Datenaustausch zwischen dem Lade- und Energiemanagementsystem und den relevanten IT-Systemen der Stromversorgung

Damit das Verhalten eines Betriebshofes zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen für das vorgelagerte Verteilernetz eingesetzt werden kann, sind Schnittstellen erforderlich um den Datenaustausch zwischen dem LEMS und den IT-Systemen der Energieversorgung zu ermöglichen. Die Integration kann über konventionelle Protokolle (IEC 60870-5-104) oder modernere (IEC 61850) erfolgen. Insbesondere in der bestehenden Leitsystemarchitektur besteht überwiegend Kompatibilität mit IEC 60870-5-104. Auf dieser Basis können Daten zur Koordination des netzdienlichen Einsatzes von Flexibilität zur Lastverschiebung ausgetauscht werden. Eine weitere Alternative ist die Anbindung des LEMS an den IT-Systemen der Energieversorgung über eine massendatenfähige Streamingplattform, die die Anbindung unterschiedlicher Datenquellen und den Datenaustausch zwischen verschiedenen Anwendungen ermöglicht. – PSI setzt hierbei auf eine hochperformante Kafka-basierte Architektur mit der Lösung PSIconnect. Über Kafka-Schnittstellen lässt sich eine direkte Kommunikation zwischen LMS und der Streamingplattform aufbauen. Die Kommunikation zu weiteren Systemen (bspw. Leitsystem) ist von dieser Schnittstelle weitgehend unabhängig

4.4 IT-Sicherheitsaspekte

Das IT Sicherheitsgesetz 2.0 (Zweites Gesetz zur Erhöhung der Sicherheit informationstechnischer Systeme bzw. IT-SiG 2.0, seit 28. Mai 2021 in Kraft) verpflichtet Betreiber kritischer Infrastrukturen (KRITIS), ihre IT gemäß dem "Stand der Technik" abzusichern. Aktuell gehören 10 Sektoren, u.a. der Energiesektor und der Transport- und Verkehrssektor, zur kritischen Infrastruktur. Für Verkehrsunternehmen wurden Schwellwerte für jährliche Fahrgastzahlen und Größe der abgedeckten Region definiert, ab wann entsprechende Anforderungen umzusetzen sind.

Für Last- und Lademanagementsysteme ist daher zu prüfen, in wie fern diese KRITIS-konform aufgesetzt werden müssen. PSI bietet hier Lösungen, die hohe Sicherheitsstandards u.a. durch Netzwerksegmentierung erreichen. Der Datenverkehr zwischen den einzelnen Teilsystemen ist durch Netzwerkroutern auf das Notwendigste eingeschränkt. Einzelne Netzwerksegmente bilden eine DMZ hin zu den potentiell unsichereren Depot-IT-Netzwerken und den Büronetzen des Kunden. In diesen DMZ Netzwerksegmente werden LMS-Teilsysteme betrieben, die die Kommunikationsaufgaben zu Ladestationen, Fahrzeugen und dem Büronetzwerken der Kunden unterstützen und die Kernsysteme des LMS, die in einem eigenen Netzwerksegment betrieben werden, vor unbefugtem Zugriff absichern. Die Kommunikation zu Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur und zu Bürosystemen erfolgt verschlüsselt. Zudem verfügen PSI Lösungen über eine integrierte abgeschottete Nutzer-

Rollen- und Rechteverwaltung. Sicherheitsrelevante Ereignisse werden protokolliert und eine integrierte Systemüberwachung alarmiert Nutzer bei kritischen Infrastruktureignissen.

5 Grundfunktionen eines Lade- und Energiemanagementsystems für elektrische Busbetriebshöfe

Der primäre Zweck eines LEMS für elektrische Busbetriebshöfe ist es, Ladevorgänge einer elektrischen Busflotte innerhalb eines Betriebshofes so zu planen, überwachen und steuern, dass folgende Ziele erreicht werden:

- (a) Sicherstellung einer zuverlässigen und pünktlichen Verkehrserbringung: Dies ist gegeben, wenn die Ladevorgänge so geplant und gesteuert werden, dass jederzeit ausreichend Busse mit einem ausreichenden Ladezustand zur Abfahrt bereitstehen, sodass die geplanten Routen und Fahrzeiten nach Vorgaben des DMS eingehalten werden können
- (b) Einhaltung der vom DMS bereitgestellten Vorgaben zur Vorkonditionierung der Busse: Dies ist gegeben, wenn alle Busse vor Abfahrt die vom DMS vordefinierte Vorkonditionierungsziele erfüllen (z.B. Zieltemperatur des Innenbereichs des Busses).
- (c) Vermeidung von Überlasten der elektrischen Infrastruktur des Betriebshofes: Dies ist gegeben, wenn jederzeit alle Betriebsgrenzen (z.B. thermische oder spannungsbezogene Grenzen) aller elektrischen Betriebsmittel des Betriebshofstromnetzes eingehalten werden.
- (d) Minimierung der Spitzenlast am Netzanschlusspunkt: Dies ist gegeben, wenn die Ladevorgänge so geplant und gesteuert werden, dass die maximale Aufnahmeleistung am Netzanschlusspunkt (NAP) des Betriebshofs über eine Abrechnungsperiode minimiert wird.

Zur Erfüllung dieser Ziele müssen Ladevorgänge im Voraus geplant und in Echtzeit gesteuert werden unter Berücksichtigung der von den peripheren Systemen bereitgestellten Vorgaben. Die Planung der Ladevorgänge basiert auf Planungsdaten und Prognosen die von den peripheren Systemen über standardisierte Schnittstellen bereitgestellt werden. Die Echtzeitsteuerung der Ladevorgänge basiert auf der im Voraus definierten Planung und berücksichtigt zudem Echtzeitinformationen die von den peripheren Systemen bereitgestellt werden sowie die Prozesswerte der lokalen elektrischen- und Ladeinfrastruktur.

Neben den oben aufgeführten primären Zielen eines LEMS (a-d) ermöglichen moderne Systeme weiterführende Optimierungsfunktionen. Dabei müssen die primären Ziele (a-d) stets eingehalten werden. Im folgende werden weiterführende Optimierungsfunktionen eines LEMS erläutert. Anschließend, in Abschnitt 6, wird diskutiert wie die Ladevorgänge innerhalb eines Busbetriebshofes gesteuert

werden können, sodass sich das Depot aus Verteilnetzperspektive netzdienlich verhält.

- (e) Kostenminimierung durch Berücksichtigung dynamischer Stromtarife: Für Großverbraucher wie ein Busdepot können diverse Stromtarife in Betracht gezogen werden. Entscheidet sich der Betreiber für einen HT/NT-Tarif oder ein Modell mit dynamischen Preisen, können diese Informationen vom LEMS berücksichtigt werden, um die Energiebeschaffungskosten zu minimieren. Soweit die primären Optimierungsziele (a-d) erreicht werden können, werden die verbleibende Flexibilität genutzt, um die höchsten Ladeleistungen in Intervalle mit niedrigeren Strompreisen zu verlagern.
- (f) Abbildung 2 illustriert wie die Leistung am Netzanschlusspunkt in Abhängigkeit dynamischer Preise zur Kostenminimierung angepasst werden kann.

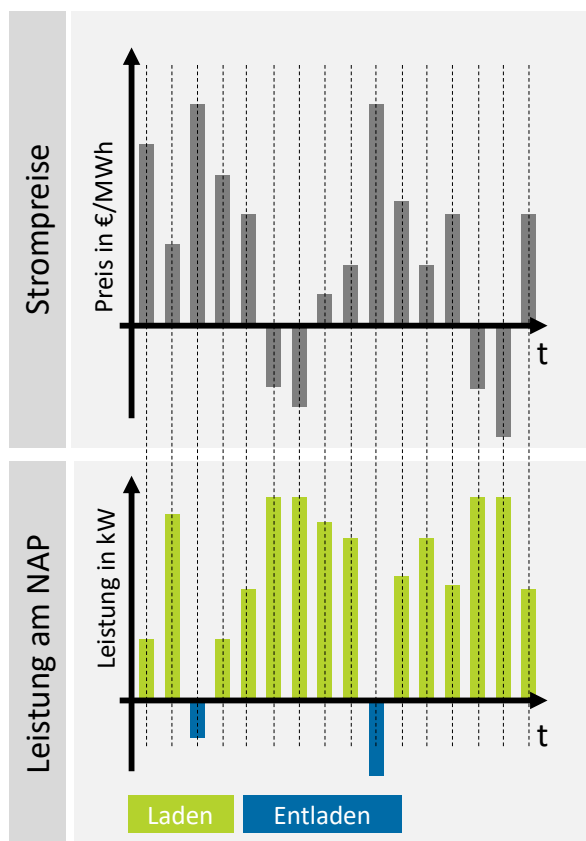


Abbildung 2: Verschiebung von Ladevorgängen auf Zeiten niedriger Strompreise, zur Minimierung der Energiebeschaffungskosten.

- (g) Optimale Ladepläne unter Berücksichtigung von Eigenerzeugung und Depotlast: Verfügt ein Depot über Erzeuger wie PV-Anlagen oder BHKWs, können diese vom LEMS berücksichtigt werden, um ein globales Optimum zu erreichen. Ebenso können zusätzliche Lasten in die Optimierung einbezogen werden, so dass Ladevorgänge in Zeiten hoher Eigenerzeugung oder geringen Eigenverbrauchs verlagert werden können.

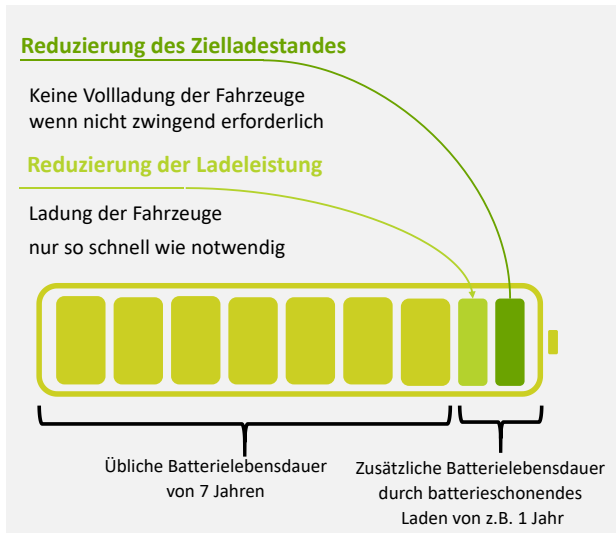


Abbildung 3: Kostenersparnis durch Batterie-schonendes Laden

- (h) Maximierung der Batterie-Lebensdauer: Die Verlängerung der Batterie-Lebensdauer der E-Busse ist ein weiteres Optimierungsziel, das monetäre Vorteile bietet. Die Lebensdauer der Batterien kann verlängert werden, indem mit einer geringeren Ladeleistung geladen wird und indem der Zielladezustand reduziert wird. Gängige, in Elektrobussen eingesetzte, Lithium-Ionen-Batterien weisen geringere Alterungseffekte bei kleinen Ladeströmen auf. Sofern betriebsbedingt also ausreichend Zeit für einen Ladevorgang zur Verfügung steht, z.B. über Nacht, ist eine geringe Ladeleistung vorteilhaft. Schnellladungen sollten vermieden werden. Bei den bei Elektrobussen gängig eingesetzten Batteriezelltypen hängt die Alterung außerdem vom durchschnittlichen Ladezustand ab. Die schnellste Alterung erfolgt bei längeren Standzeiten unter Vollladung, also 100 % SoC (State-of-Charge). Sollte also beispielsweise für einen Umlauf am kommenden Morgen nicht die volle Batteriekapazität notwendig sein, ist es kosteneffizienter den Elektrobuss auf einen Zielladezustand kleiner 100 % zu laden. Letzteres ist oft betrieblich möglich, da nicht die maximal mögliche Busreichweite benötigt wird. Wenn vom Bushersteller bereitgestellt, können weitere Vorgaben zur Verlängerung der Lebensdauer berücksichtigt werden. Die monetären Vorteile eines batterie-schonenden Ladens lassen sich anhand eines exemplarischen Rechenbeispiels verdeutlichen. Bei einer Flotte von 100 Elektrobussen belaufen sich die Investitionskosten der Batteriesysteme auf insgesamt etwa 7.000.000€ (Annahme: 350 kWh pro Bus und Batteriekosten in Höhe von 200€/kWh). Kann in diesem Szenario die Lebensdauer der Batterien durch batterie-schonendes Laden von 7 auf 8 Jahre verlängert werden (Abbildung 3), so ergeben sich jährliche Einsparungen in Höhe von 125.000 €. Letzterer Wert soll lediglich eine Größenordnung des Kosteneinsparpotenzials vermitteln. Die genaue Reduktion der Batteriealterung hängt von vielen Betriebshof individuellen Parametern, wie etwa Umlauflängen, Standzeiten, Einsatzintervallen, Batteriezellchemie oder Außentemperaturen ab.

6 Netzdienliche Optimierung der Ladevorgänge eines Busdepots

Aus Sicht des vorgelagerten Stromnetzes stellt ein Elektrobus-Depot einen stromintensiven Verbraucher mit Lastverschiebungspotenzial dar, wodurch erhebliche netzentlastende Vorteile erzielt werden können. Durch die Optimierung von Betriebsweisen kann dieses Potenzial sowohl im Echtzeit- als auch im Planbetrieb zur Netzstützung und Entlastung der Netze genutzt werden. Aufgrund ihrer stark planbasierten Charakteristik eignen sich Depots besonders für eine präventive Optimierung. In den folgenden Abschnitten wird erläutert, wie das elektrische Verhalten eines Busdepots aus Sicht des Verteilnetzes so beeinflusst werden kann, dass die vorhandene Flexibilität unter Berücksichtigung von Eigenerzeugung und konventionellen Lasten zur Netzentlastung genutzt werden kann.

6.1 Das elektrische Verhalten eines e-Busbetriebshofes

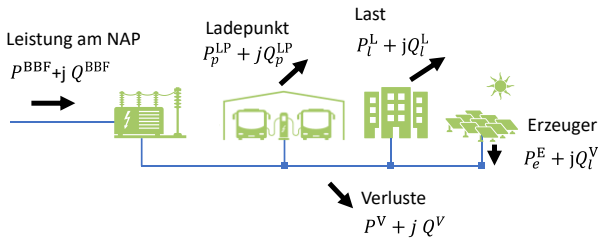


Abbildung 4: Übersicht über Leistungsflüsse in einem elektrischen Busbetriebshof

Aus der Perspektive des Verteilnetzes kann ein Busdepot als Verbraucher betrachtet werden. Falls es über Erzeuger wie Photovoltaikanlagen oder BHKWs verfügt, kann es in Zeiten, in denen die erzeugte Energie die Last überschreitet, auch als Erzeuger agieren. Die momentane Leistung, die am Netzanschlusspunkt eines Busdepots vom Verteilnetz entnommen wird, kann durch folgende Gleichungen beschrieben werden

$$P^{BBF} = \sum_{\forall l \in L} P_l^L + \sum_{\forall p \in P} P_p^{LP} + P^V - \sum_{\forall e \in E} P_e^E \quad (1)$$

$$Q^{BBF} = \sum_{\forall l \in L} Q_l^L + \sum_{\forall p \in P} Q_p^{LP} + Q^V - \sum_{\forall e \in E} Q_e^E \quad (2)$$

Gleichung 1 beschreibt die Wirkleistung, die von einem Betriebshof aus dem Netz zu einem bestimmten Zeitpunkt entnommen wird. P_l^L ist die Leistung der konventionellen Last l und L die Menge aller konventionellen Lasten des Betriebshofs. P_p^{LP} ist die Wirkleistung des Ladepunkts p und P die Menge aller Ladepunkte des Betriebshofs. P^V ist die Summe aller Übertragungsverluste im Stromverteilungsnetz des Betriebshofs. P_e^E ist die Leistung des Erzeugers e und E die Menge aller Erzeuger des Betriebshofs. Ferner, beschreibt Gleichung 2 die Blindleistung, die von einem Betriebshof aus dem Netz zu einem bestimmten Zeitpunkt entnommen wird. Dabei wird auf die gleiche No-

menklatur wie in Gleichung 1 zurückgegriffen. Eine Übersicht über Quellen und Senken in einem Betriebshof die sein momentanes elektrische Verhalten beeinflussen werden in der Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. dargestellt.

6.2 Steuerung des elektrischen Verhalten von Ladepunkten, Lasten und Erzeugern zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Das LEMS eines Busbetriebshofs überwacht und steuert das elektrische Verhalten von Ladepunkten, Lasten und Erzeugern. Es erhält kontinuierlich Prozesswerte aus der elektrischen und Ladeinfrastruktur und erstellt daraufhin ein Prozessabbild des Betriebshofs. Basierend auf den ermittelten Messwerten, generiert das System Steuersignale und Befehle, die an Ladepunkte und Akteure über die Kommunikationsschnittstellen übermittelt werden.

Durch Anpassung des Wirk- und Blindleistungsverhaltens von Ladepunkten, Erzeugern und Verbrauchern kann neben den Ladevorgängen auch der Netzzustand beeinflusst werden. Die in den Ladestationen eingesetzten Frequenzumrichter ermöglichen nicht nur die Steuerung des Wirkleistungsverhaltens der Ladepunkte, sondern auch die flexible Bereitstellung von Blindleistung

6.3 Steuerung des Bus-Depots nach dem Ampelkonzept in Netzen mit Kapazitätsengpässen

Bereits heute müssten eine hohe Anzahl an Stromnetzen der Nieder- Mittel und Hochspannung aufgrund zunehmender dezentraler Stromerzeuger und neuartiger Lasten mehr Strom transportieren, als ihre Kapazitäten erlauben. So gibt es immer mehr Fälle, in denen die Integration zusätzlicher Lasten und Erzeuger provisorisch abgelehnt werden muss, da sonst die Systemsicherheit gefährdet wäre. In diesem Zusammenhang setzen immer mehr Verteilnetzbetreiber auf ein aktives Engpassmanagement und die Ausschöpfung vorhandener Kapazitäten in der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene. Dazu werden autonome Überwachungs- und Steuerungssysteme wie die Smart-Grid-Plattform PSIngo eingesetzt. Diese Systeme ermöglichen, die vorhandene Flexibilität zur zeitlichen Last- und Erzeugungsverschiebung in Abhängigkeit von der aktuellen Engpasssituation in einem Netz für das Engpassmanagement zu nutzen. Nach dem BDEW-Netzampelkonzept [11] kann die Engpasssituation eines Netzes in einem aktuellen oder zukünftigen Zeitintervall nach den Ampelfarben grün, gelb oder rot klassifiziert werden. Eine grüne Ampelphase bedeutet, dass aktuell keine Engpässe vorhanden sind und auch keine Engpässe prognostiziert werden. In einer gelben Ampelphase wird unterstellt, dass in einem zukünftigen Zeitintervall ein Engpass auftreten wird, wenn keine Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Wird hingegen ein Engpass in Echtzeit erkannt, wird die Engpasssituation des Netzes mit der roten Ampelphase gekennzeichnet.

Wird für das vorgelagerte Netz, an das ein Busdepot angeschlossen ist, ein aktives Engpassmanagement nach dem BDEW-Netzampelkonzept eingesetzt, kann die Flexibilität des Depots in das Engpassmanagement integriert werden. Zu diesem Zweck führt der Netzbetreiber Netzzustandsprognosen durch, um die Netzampelphasen zukünftiger Zeitintervalle zu ermitteln. Diese Prognosen (Liste der zukünftigen Zeitintervalle mit zugeordneter Netzampelphase) werden an das LEMS des Depots übermittelt. (Abbildung 5-a) Diese Informationen können vom Optimierer des LEMS berücksichtigt werden, um eine optimale Planung der Ladevorgänge unter Berücksichtigung von prognostizierten Netzengpässen zu ermitteln (Abbildung 5-b). Dabei stellt der Optimierer sicher, dass alle primären Ziele des LEMS (Abschnitt 5-a bis 5-d) gleichzeitig erreicht werden. So kann das Depot dazu beitragen, das Netz bei prognostizierten Engpässen zu entlasten ohne die Mobilitätsanforderungen des Betriebshofbetreibers zu gefährden. Werden darüber hinaus sicherheitsgefährdende Netzengpässe in Echtzeit erkannt, können Ladevorgänge bei vorhandener Flexibilität auf spätere Zeitintervalle verschoben werden, wie Abbildung 5-c zeigt.

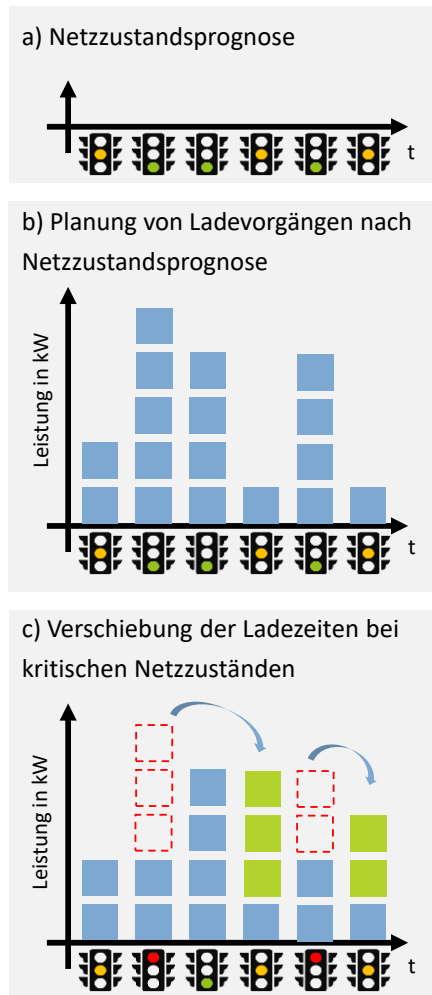


Abbildung 5: Planung und Steuerung von Ladevorgängen nach dem Ampelkonzept

6.4 Frequenzhaltung durch Bereitstellung von Regelleistung

Für einen stabilen Netzbetrieb muss die erzeugte Leistung zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht mit der verbrauchten Leistung stehen. Die Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz ist ein Indikator für dieses Gleichgewicht und damit der Netzstabilität. Wenn mehr Leistung erzeugt als verbraucht wird steigt die Netzfrequenz auf über 50Hz. Wenn hingegen mehr Energie dem elektrischen Netz entnommen wird als eingespeist wird, sinkt die Netzfrequenz und nimmt Werte unterhalb von 50Hz an. Für einen stabilen Netzbetrieb muss die Netzfrequenz innerhalb eines zulässigen Bandes bleiben.

Im europäischen Verbundnetz schreibt ein Zusammenschluss mehrerer Übertragungsnetzbetreiber verschiedene Regelleistungsarten aus, um die Frequenzstabilität sicher zu stellen. Technisch unterscheiden sich diese Regelleistungsarten in der Geschwindigkeit und Erbringungsdauer mit der auf Netzungleichgewichte reagiert werden muss. Folgende Produkte werden ausgeschrieben:

- Frequency Containment Reserve (FCR)
- automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)
- manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)

Marktteilnehmer, zu denen in Zukunft auch Elektrobustreiber zählen können, werden für Ihren Beitrag zur Netzstabilität vergütet. Aufgrund der komplexen Teilnahmebedingungen, sowohl technisch, vertraglich als auch im Bietverfahren ist die Auslagerung der Marktteilnahme empfehlenswert. Denkbar ist hier die Bündelung mehrerer Busdepots und anderer elektrischer Einheiten zu einem virtuellen Kraftwerk. Die Administration dieser virtuellen Kraftwerke wird von verschiedenen Anbietern übernommen und nicht direkt von den ÖPNV Betreibern. Das Last- und Energiemanagement nimmt entsprechende Steuersignale entgegen und integriert diese in die Lastverteilung auf die Ladestationen. Aufgrund anfallender Pönalen bei Nichterbringung von Regelleistung muss dieser entsprechende Priorität eingeräumt werden.

6.5 Beitrag zur Spannungshaltung durch Blindleistungsregelung

Durch Blindleistungsregelung kann in den höheren Spannungsebenen, aber auch in Mittel- und Niederspannungsnetzen, das Spannungsniveau beeinflusst werden. Um die vorgegebenen Grenzwerte an Spannungsqualitätsmerkmale nach DIN EN 50160 einzuhalten, kann durch die dynamische Einstellung des Leistungsfaktors an einem Verbraucher eine Spannungsregelung realisiert werden. Die Steuerbarkeit des Blindleistungsaustauschs am Übergabepunkt des Depots zum vorgelagerten Netz kann in der Netzfürung aktiv genutzt werden, um bedarfsgerecht Einfluss auf die Versorgungsqualität zu nehmen. Moderne Netzregelungsalgorithmen, wie sie bspw. in PSIngo zum Einsatz kommen, ermöglichen eine autonome Blindleistungsanpassung, die zur selektiven Einflussnahme auf topologisch verortete Spannungsgrenzwertverletzungen

dient. In aller Regel ist die Blindleistungsregelung mit keinerlei Einschränkungen des Endverbrauchers verbunden, weshalb sie in der Netzführung gegenüber einer Wirkleistungsregelung besonders attraktiv ist.

6.6 Integration der Flexibilität zur Lastverschiebung in den Redispatch Prozess

Im Zuge des bisherigen Wandels im Energieversorgungssystem wurden insbesondere durch die Einführung des Redispatch 2.0 neue Rollenbilder definiert. Die fortwährende Dezentralisierung der Erzeugungsleistung sowie die zunehmende sektorenübergreifende Elektrifizierung (insb. Mobilitäts- und Wärmesektor) machen deutlich, dass die Einbindung weiterer Ressourcen in das spannungsebenenübergreifende Engpassmanagement zu erwarten ist. Unter dem Begriff Redispatch 3.0 wird derzeit die Einbindung von EE-Anlagen mit einer installierten Leistung unterhalb von 100 kW verstanden. Somit fallen künftig Kleinstanlagen über entsprechende Aggregatoren mit in die Verantwortung und können zusätzlich durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen ergänzt werden. Durch die planbasierte Steuerung von sowohl Erzeugung als auch Verbrauch ergeben sich neuartige Freiheitsgrade in der Betriebsoptimierung. Elektrifizierte Busbetriebshöfe nehmen hierbei einen besonders hohen Stellenwert ein und können einen deutlichen Beitrag zum präventiven Engpassmanagement leisten.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Der Trend zur Elektrifizierung der Busflotten von Verkehrsbetrieben wird in Zukunft voranschreiten. Vor diesem Hintergrund entscheiden sich immer mehr Verkehrsunternehmen dazu, die Planung und Steuerung von Ladevorgängen auf ihren Betriebshöfen durch ein Lade- und Energiemanagementsystem (LEMS) zu automatisieren. Diese Systeme müssen nicht nur in der Lage sein, die Ladeinfrastruktur eines Busdepots zu überwachen und zu steuern, sondern auch auf koordinierte Weise mit einer Vielzahl von peripheren Systemen zu interagieren. Dabei ist es bei der Auswahl eines LEMS von entscheidender Bedeutung, die Verwendung und Unterstützung von herstellerunabhängigen und standardisierten Kommunikationsschnittstellen sicherzustellen, um die Investitionssicherheit und Wahlfreiheit hinsichtlich der zu integrierenden Ladeinfrastruktur, Fahrzeugen und Drittsystemen zu gewährleisten. Neben der Integration mit den IT-Systemen der Verkehrsunternehmen, müssen auch Schnittstellen zum Datenaustausch und Koordination mit Stromversorgern und Netzbetreibern vorhanden sein, um den netzentlastenden und stützenden Einsatz der Betriebshöfe zu ermöglichen.

Zukunftsfähige und performante LEMS mit netzdienlichen Optimierungsfunktionen werden eine zentrale Rolle in der Systemlandschaft eines Verkehrsbetreibers in Zukunft einnehmen. Sie werden nicht nur zur Verwirklichung einer effizienten, wirtschaftlichen und umweltfreundlichen Mobilität in Städten und Gemeinden führen, sondern auch einen

entscheidenden Beitrag zum sicheren und stabilen Betrieb der öffentlichen Stromnetze leisten.

8 Literatur

- [1] Open Charge Alliance (OCA). (2018). „Open Charge Point Protocol 2.0.1.“ [Online]. Verfügbar: <https://www.openchargealliance.org/protocols/ocpp-201/>
- [2] Open Charge Alliance (OCA). (2015). „Open Charge Point Protocol 1.6.“ [Online]. Verfügbar: <https://www.openchargealliance.org/protocols/ocpp-16/>
- [3] ISO. (2019). „ISO 15118-1:2019 Straßenfahrzeuge - Fahrzeug-zu-Netzwerk-Kommunikationsschnittstelle - Teil 1: Allgemeine Informationen und Anwendungsdefinition“, 02.2019.
- [4] VDV. (2021). „VDV-Schrift 463: Ist-Daten-Schnittstelle zum Lademanagementsystem - Betriebshofmanagement & ITCS“. 04.2021.
- [5] IEC, „IEC 60870-5-104: Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles“.
- [6] IEC. (2013) „IEC TR 61850-1:2013 - Introduction and overview“.
- [7] VDV (2021). „VDV-Schrift 461: Ist-Daten-Schnittstelle Leitsystem (ITCS) – Betriebshofmanagementsystem“, 06.2021.
- [8] VDV. (2021) „VDV-Schrift 452 VDV-Standard-schnittstelle Liniennetz/Fahrplan inkl. Erweiterungen“, 02.2021.
- [9] VDV. (2005) „VDV-Schrift 455 ÖPNV Datenmodell 5.0 ""Schnittstellen - Initiative"" VDV- Standard-schnittstelle Dienstplan Teil A+B Version 1.0“, 02.2005.
- [10] VDV. (2017) „VDV-Schrift 261 Empfehlung zur Anbindung eines dispositiven Backends an einen Elektrobuss“, 01.2020.
- [11] bdew. (2017), „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz“, 10.02.2017.
- [12] EU. (2019) “Directive (EU) 2019/1161 of the European Parliament and of the Council of 20 June 2019 amending Directive 2009/33/EC on the promotion of clean and energy-efficient road transport vehicles”