

Dokumentation

Erstellung eines Elektromobilitätskonzeptes bezogen auf den AVV-Regionalbusverkehr

Erstellt von:

eebc European Electrical Bus Company GmbH
Bessie-Coleman-Straße 7
60549 Frankfurt am Main

Auftraggeber:

Augsburger Verkehrs- und Tarifverbund GmbH
Schrannenstraße 3
86150 Augsburg

Version:

Version 2-2 erstellt am 29.06.2023

Förderhinweis:

Das Projekt *Erstellung eines Elektromobilitätskonzeptes bezogen auf den AVV-Regionalbusverkehr* wird im Rahmen der Förderrichtlinie Elektromobilität des BMDV mit insgesamt 21.300 Euro durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr gefördert. Die Förderrichtlinie wird von der NOW GmbH koordiniert und durch den Projektträger Jülich (PtJ) umgesetzt.



Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Projektträger:



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Digitales
und Verkehr



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Erstellung dieser Studie wurde im Rahmen der „Förderrichtlinie Elektromobilität“ durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) gefördert. Fördermittel dieser Maßnahme werden auch im Rahmen des Deutschen Aufbau- und Resilienzplans (DARF) über die europäischen Aufbau- und Resilienzfazilitäten (ARF) im Programm NextGenerationEU bereitgestellt. Die Förderrichtlinie wird von der NOW GmbH koordiniert und durch den Projektträger Jülich (PtJ) umgesetzt.

Inhalt

INHALT	I
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	1
I EINLEITUNG	3
II ELEKTROMOBILITÄTSKONZEPT FÜR DEN AVV-REGIONALBUSVERKEHR	5
1 AP 1: Analyse der Ist-Situation der lokalen Gegebenheiten	5
1.1 Erarbeitung der Rahmenbedingungen	5
1.1.1 Darstellung	6
1.1.2 Datenbasis	7
1.1.3 Energiemengen pro Umlauf	8
1.1.4 Resultierende Lastkurven und Basisentwurf Ladesystem	9
1.2 Nutzung von Dritten	31
1.3 Aufgaben und Rollen der Beteiligten	32
2 AP 2: Bedarfsanalyse	33
2.1 Standortkonzept	33
2.2 Technische Gestaltung der Ladeinfrastruktur	34
2.2.1 Aufbauprinzip	35
2.2.2 Modularität	37
2.2.3 Kooperationsfähigkeit	40
2.2.4 Wichtigkeit kleiner Modulgrößen im Systemverbund	41
2.2.5 Schnittstellenausführung	43
2.2.6 Managementsysteme	45
2.2.7 Erneuerbare Energiequellen und stationäre Speicher	50
2.3 Infrastrukturkonzept	53
2.3.1 Modulbaukasten	53
2.3.2 Rudimentärer und optimierter Ladeplan	54
2.4 Infrastrukturkonzept pro Depot	56
2.4.1 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Friedberg	59
2.4.2 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Bobingen	61
2.4.3 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Thierhaupten	63
2.4.4 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Schwabmünchen LB Wertach 01	65
2.4.5 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Schwabmünchen LB Stauden 01	67
2.4.6 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Schwabmünchen LB Stauden 02	69
2.4.7 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Schwabmünchen LB Bobingen 01	71
2.4.8 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Schwabmünchen LB Lechfeld 01	73
2.4.9 Zusammenlegung Schwabmünchener Depots	75
2.5 Anforderung an das Lademanagement und Abrechnungsmanagement	77
2.6 Betreibermodelle	78
2.6.1 Herausforderungen bei der Errichtung und im Betrieb von Ladeinfrastruktursystemen und Notwendigkeit für Betreibermodelle	78
2.6.2 Zugänglichkeit von Ladeinfrastruktursystemen und Rollendefinitionen	80
2.6.3 Mögliche Betreibermodelle	83
2.6.4 Fallbeispiele für Betreibermodelle	85

2.7	Optionen zur Umstellungsstrategie	87
2.7.1	Beurteilung Depots für die Eignung zur Elektrifizierung	88
2.7.2	Exemplarische Depotumstellung	90
3	AP 3: Maßnahmenkatalog	92
3.1	Maßnahmenübersicht	93
3.2	Aufwand und Wirtschaftlichkeit	96
3.3	Zeitnahe Systemumsetzung	102
4	AP 4: Umsetzungsplan	103
4.1	Maßnahmenzeitplan	103
4.2	Konzeptdefinition pro Standort	104
4.2.1	Betrieb	104
4.2.2	Technik	104
4.2.3	Energiebezug	104
4.3	Kritische Faktoren	105
5	Fazit	106

Abkürzungsverzeichnis

<i>Abkürzung</i>	<i>Bedeutung</i>
AC	Wechselspannung / Wechselstrom
AP	Arbeitspaket
AVV	Augsburger Verkehrs – und Tarifverbund GmbH
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (engl.: Battery Electric Vehicle)
BZ	Brennstoffzelle
CCS	Combined Charging System – Ladesystem für Fahrzeuge
CNG	Komprimiertes Erdgas (von engl. Compressed Natural Gas)
CP	Control Pilot (Kontakt)
CPO	Charge Point Operator
CVD	Clean Vehicles Directive (Richtlinie (EU) 2019/1161 bzw. 2009/33/EG)
DC	Gleichspannung / Gleichstrom
E-Bus	Elektrobus
eebc	EEBC European Electrical Bus Company GmbH
EU	Europäische Union
FIFO	First-in-First-Out
HGB	Handelsgesetzbuch
ID	Identifikation / Identifikationsnummer
IT	Informationstechnik
LB	Linienbündel
LFP	Lithium-Eisenphosphat
Li-Ion(en)	Lithium-Ionen
LIS	Ladeinfrastruktur
LIS	Ladeinfrastruktur
LMP	Lithium Metall Polymer
LNG	Flüssigerdgas (von engl. Liquefied Natural Gas)
LP	Ladepunkt

LPG	Flüssiggas oder Autogas (von engl. Liquefied Petroleum Gas)
LTO	Lithium Titanium Oxid
Max	Maximal
Min	Minimal
MS	Mittelspannung (Spannungen > 1.000 V AC)
NMC	Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid
NS	Niederspannung (Spannungen < 1.000 V AC)
OCPP	Open Charge Point Protocol
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PV	Photovoltaik
PwC	PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
REX	Range Extender
RFID	Radio-Frequency Identification
SaubFahrzeugBeschG	Saubere-Fahrzeug-Beschaffungs-Gesetz
SOC	State of Charge – Ladestand (Traktionsbatterie)

Einheiten werden im Dokument entsprechend dem Internationalen Einheitensystem angeführt („SI-Einheiten“) und sind nicht als Abkürzung separat aufgeführt.

I Einleitung

Emissionsfreier Verkehr ist bereits seit einiger Zeit im Fokus der Öffentlichkeit. In Politik, Wissenschaft und Gesellschaft herrscht breiter Konsens, dass dieser einen wesentlichen Bestandteil zur Einhaltung der Klimaziele darstellt. Die Forderungen nach entsprechenden Antriebstechnologien im ÖPNV werden aktuell sukzessive verschärft. So ist die sog. Clean Vehicles Directive (CVD) mit Stand Mai 2021 als Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz (SaubFahrzeugBeschG) in nationales Recht umgesetzt. Auch wenn die Quotenvorgaben bisher nur auf Länderebene „heruntergebrochen“ sind, gilt die Verpflichtung der einzelnen Aufgabenträger, Betreiber und anderen Akteuren zur Quotenerfüllung als unausweichlich.

Entsprechend steht auch die Augsburger Verkehrs – und Tarifverbund GmbH (AVV) vor der Herausforderung, emissionsfreie Antriebsalternativen in ihrem Einsatzgebiet auf die Straße zu bringen. Verschärft wird der Umstand hier dadurch, dass eine Vielzahl an Linienbündeln in den relevanten Bezugszeiträumen des SaubFahrzeugBeschG neu vergeben werden müssen. Während in vielen Fällen das Gesetz in Bezug auf Fahrzeugneubeschaffungen angewendet wird, und entsprechend ein steter Zuwachs neuer Fahrzeuge dekarbonisiert wird, steht hier ein eher sprunghafter Anstieg der emissionsfreien Fahrzeugflotte zur Diskussion. Hintergrund ist, dass die Quotenvorgaben auf die vergebene Leistung bezogen werden, also die eingesetzte Flotte in Summe die Quotenanteile erfüllen muss, während ansonsten die Quotenvorgaben nur auf neu beschaffte Busse angewendet werden.

Im Zuge des Ausbaus eines elektrischen Busverkehrs hat der AVV erkannt, dass die dafür notwendige Infrastruktur aus der Position als Aufgabenträger mit besonderem Schwerpunkt betrachtet werden soll. Entsprechend wird die Konzepterstellung für die Ladeinfrastruktur gefordert, die eng mit der Vergabe der Betriebsleistungen verzahnt ist. Im Auftrag des AVV wird in dieser Studie untersucht, wie Ladeinfrastruktur sinnvoll und effizient für die Konzessionsnehmer vorgesehen werden kann.

Im Rahmen des SaubFahrzeugBeschG stehen mehrere Alternativen zur Verfügung, um Vorgaben für emissionsfreie und saubere Fahrzeuge zu erfüllen. Die fahrzeugbezogene Machbarkeitsuntersuchung ist nicht Teil dieser Studie, stattdessen steht hier die Ladeinfrastruktur im Vordergrund. Der Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen mit Depotladung wurde im Vorfeld der Untersuchung definiert. Ohne eine genaue Analyse der Fahrzeugeinsätze und Umläufe (Teil einer fahrzeugbezogenen Machbarkeitsuntersuchung) kann nicht erhoben werden, ob Aufenthaltsdauern an Wendestellen vorliegen, die sinnvoll für eine Fahrzeugladung nutzbar sind. Die Ausrichtung auf Depotladung für batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) wird als schlüssig und belastbar interpretiert, da dies einerseits üblicherweise die günstigste Alternative zur Dekarbonisierung im Bus-ÖPNV darstellt und andererseits langfristig als sinnvoll gilt. Im Zuge steigender Batteriekapazitäten ist anzunehmen, dass die Notwendigkeit von Zwischenladen langfristig auf Sonderfälle reduziert wird. Dies können beispielsweise Innenstadtlinien in Großstädten sein, die ein sehr hohes Fahrgastaufkommen mit sehr dichter Taktfrequenz abdecken müssen. Im regional geprägten Einsatzgebiet der AVV scheint Depotladung, vorbehaltlich einer Detailuntersuchung, als die sinnvollste Herangehensweise für BEV.

Im technischen Fokus steht hier ein übertragbares und skalierbares Modellkonzept, das auf diverse Anwendungsfälle übertragen werden kann. Im Betrachtungsumfang sind mehrere (virtuelle) Fahrzeugdepots eingeschlossen, die sich zum Beispiel anhand der Größe der Fahrzeugflotte oder den erwarteten Energiemengen (Ladebedarf) voneinander unterscheiden. Das Modellkonzept kann als eine Art Baukasten interpretiert werden, der für die verschiedenen Depots – auf Basis

derselben Grundbausteine – anforderungsspezifisch aufgebaut wird. Damit können die scheinbar gegenteiligen Motivationen Effizienz und Flexibilität, beziehungsweise die darauf zurückgehenden Strategien Optimierung und Überdimensionierung, in Einklang gebracht werden. Modulare Systeme erlauben ein zielgerichtetes Mitwachsen der Ladeinfrastruktur und können gleichzeitig für die jeweilige Entwicklungsstufe sehr effizient ausgelegt werden.

Für die betriebswirtschaftlichen Fragestellungen haben wir die PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PwC) als Unterauftragnehmer in dieses Projekt einbezogen.

Einordnung der Datenbasis

Für die vorliegende Untersuchung wurde auf einen Datenstand der Verkehrsverträge und Umlaufdaten des AVV von Januar 2023 zurückgegriffen. Exemplarisch wurden vornehmlich die Umlaufdaten von kürzlich überplanten Linienbündeln im südlichen Landkreis Augsburg herangezogen, die sich zum Zeitpunkt der Konzepterstellung bereits im Vergabeverfahren befanden und noch im Dieselbetrieb ausgeschrieben wurden. Aufgrund der noch offenen Vergabeverfahren wurden zudem die Betriebshofadressen der bestehenden Betreiber als Ausgangsbasis herangezogen oder mögliche neue Standorte, die sich aus dem Kontext Altbetreiber/mögliche Neubetreiber ergeben haben. Deshalb sind diese Busdepots als fiktive Adressen zu betrachten. Aufgrund der Geschlossenheit des Teilnetzes im südlichen Landkreis Augsburg wurde davon ausgegangen, bei Prüfung eines Einsatzes von E-Bussen eine gute Vergleichbarkeit des bereits vergebenen Dieselbetriebes zu einer Elektrifizierung der Flotte zu erhalten.

Des Weiteren wurden einzelne Linien (AVV-Regionalbuslinien 100 und 506) einer Prüfung unterworfen, die eine gute Voraussetzung für eine Elektrifizierung geboten haben und die in zukünftiger Planung wenige bis keine Veränderungen hinsichtlich Bedienhäufigkeiten und Linienführungen erfahren werden.

Mit der Prüfung des Verkehrsvertrages Holzwinkel wurde ein Verkehrsvertrag geprüft, der sich bei einer Inbetriebnahme im Dezember 2026 aktuell zwar in der Überplanung befindet, aber im Ausschreibungsprozess hinsichtlich Kostensteigerung und Umsetzungsmöglichkeiten mit E-Bussen für zukünftige Ausschreibungen Signalwirkung haben könnte.

Eine vollständige Untersuchung aller AVV-Verkehre konnte im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie zum einen aufgrund des Zeithorizontes der Studie nicht umgesetzt werden und zum anderen ist der Großteil der Linienbündel, die zukünftig ausgeschrieben werden, aufgrund der geänderten Anforderungen durch die Aufgabenträger des AVV dem Zwang einer kompletten Überplanung unterworfen. Daher können zum heutigen Zeitpunkt keine Aussagen über die Gestaltung und den Umfang zukünftiger Fahrzeugumläufe getroffen werden. Die Fahrzeugumläufe stellen aber für eebc eine unabdingbare Basis für die in der Machbarkeitsstudie dargestellten Berechnungen dar.

Da im Rahmen der Untersuchung die Ladeinfrastruktur im Fokus stand, ist die hier zugrundeliegende Datenbasis der bereits überplanten Linienbündel jedoch ausreichend, um ein hinreichend übertragbares und skalierbares Modellkonzept für zukünftige Depots zu erhalten und Rückschlüsse auf die Ladeinfrastrukturanforderungen von neu überplanten Fahrzeugumläufen zu ziehen.

II Elektromobilitätskonzept für den AVV-Regionalbusverkehr

1 AP 1: Analyse der Ist-Situation der lokalen Gegebenheiten

Im Fokus von AP 1 stehen insbesondere die Vermittlung von Grundlagen und die Erarbeitung von Rahmenbedingungen für die weitere Untersuchung. Die Grundlagenvermittlung erfolgte als Workshop, um ausreichenden Raum für Fragen und Diskussionen zu ermöglichen.

Da Ladeinfrastruktur, beziehungsweise deren Gestaltung, den inhaltlichen Schwerpunkt dieser Untersuchung darstellt, werden die Rahmenbedingungen im Rahmen der Lastprognose definiert. Eine fahrzeugbezogene Machbarkeitsuntersuchung ist nicht Teil der Studie. Um die zu erwartende Energiemenge für batterieelektrische Busse definieren zu können, wird ein Verbrauchsprofil erarbeitet. Dieses entspricht grundsätzlich dem Vorgehen bei einer fahrzeugbezogenen Machbarkeitsuntersuchung und fußt auf den beigestellten Umlaufdaten als Verbrauchsgrundlage.

Ergänzend werden hier die Aspekte *Nutzung durch Dritte* und *Aufgaben und Rollen der Beteiligten* behandelt.

1.1 Erarbeitung der Rahmenbedingungen

Um das übergeordnete Ziel des Vorhabens zu erfüllen und ein belastbares „Gesamtkonzept für eine möglichst effiziente Ladeinfrastruktur“ zu erfüllen, wird die Fahrzeugflotte (pro Standort) als Energiesenke, also als Energie- oder Stromverbraucher betrachtet. Die Ladeinfrastruktur entspricht dabei dem Gegenstück und wird im Sinne einer Energiequelle betrachtet, die elektrische Energie zum Betrieb der Busflotte verfügbar macht. Als Rahmenbedingungen werden hier die Ladeintervalle hergeleitet, die auf Basis einer (angenommenen) vollständig elektrifizierten Flotte pro Standort anfallen.

Im Verlauf der Untersuchung wurde von der ursprünglichen Betrachtung des Depots Schwabmünchen für fünf Linienbündel abgewichen und stattdessen jedes Depot als Einzeldepot aufgefasst. Die Umlaufdaten beziehen sich hierbei nach wie vor auf denselben Standort. Auch wenn in der Praxis abweichende Standorte mit entsprechend abweichenden Ein- und Aussetzfahrten vorliegen, kann dieser Umstand im Rahmen dieser Untersuchung vernachlässigt werden. Aufgrund des auf Ladeinfrastruktur ausgerichteten Untersuchungsfokus müssen in jedem Fall Reserven kalkuliert werden, um eine verkehrsunternehmensspezifische Einsatzplanung zu gewährleisten. Überschaubare Abweichungen in den Transferstrecken haben keinen Einfluss auf die finalen Infrastrukturkonzepte. Bei gravierenden Abweichungen kann das Konzept evaluiert und auf geänderte Anforderungen angepasst werden.

1.1.1 Darstellung

Hinweis

Kurzbezeichnung für Ladesysteme

Im Rahmen des Berichts werden Ladesysteme stellenweise in einer Kurzschreibweise dargestellt. Die Angabe bezieht sich dabei auf im folgenden Dokument näher beschriebenen LIS-Einheiten (Untereinheiten eines Ladesystems). Als Kurzschreibweise wird beispielsweise „2 x 300 kW @ 4 LP“ angeführt. Dies bedeutet in diesem Fall zwei LIS-Einheiten mit je 300 kW Systemleistung, an die jeweils vier Ladepunkte (pro LIS-Einheit) angebunden werden können.

Lastgang

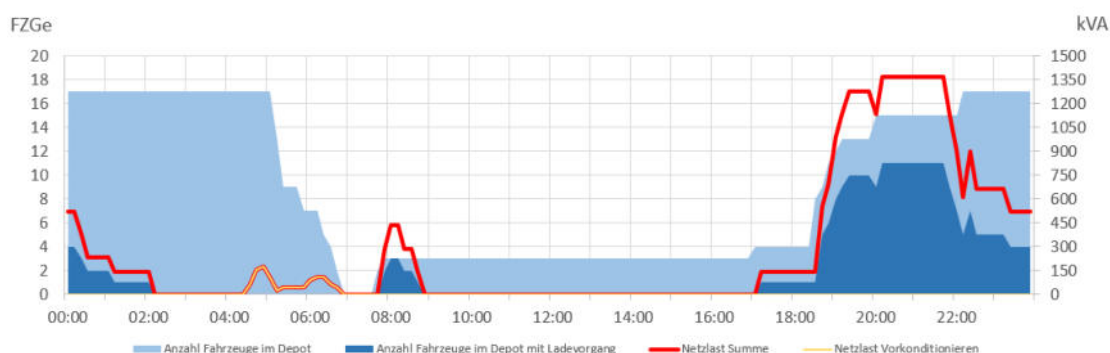


Abb. 1: Darstellung Lastgang

In der Lastganggrafik sind vier Werteverläufe abgebildet. An der linken Y-Achse aufgezeichnet sind die Fahrzeugzahlen, die als ausgefüllte blaue Kurven in der Grafik aufgeführt sind. In hellblau ist die Anzahl der im Depot anwesenden Fahrzeuge aufgeführt. Maßgeblich ist hier die Anzahl der für den Betrieb genutzten Fahrzeuge (im Beispiel maximal 17 Fahrzeuge). Reservefahrzeuge und ähnliches sind vernachlässigt. In dunkelblau ist die Anzahl gleichzeitig ladender Fahrzeuge aufgeführt.

Der rote Liniengraph hat die größte Aussagekraft im Diagramm. Er stellt die am Netzanschlusspunkt resultierende Last dar. Die Netzlast ist in kVA als sogenannte Scheinleistung angegeben. Der höchste Punkt wird als Lastspitze bezeichnet.

Lastgänge werden hier üblicherweise in zwei Varianten dargestellt: In einer nicht optimierten und einer optimierten Variante, die als solche gekennzeichnet sind. Im Dokument sind auch leicht abweichende Lastgangdarstellungen aufgeführt, die nach demselben Prinzip aufgebaut sind.

1.1.2 Datenbasis

Die Datenbasis für die Untersuchung sind seitens des AVV beigestellte Umlaufdaten. Als Umlaufdaten werden Zeit-Weg-Profile erachtet, die das Einsatzprofil eines Fahrzeugs abbilden. Beigestellt wurden tabellarische Umlaufdaten, die innerhalb des Umlaufs alle Fahrstrecken von Wendepunkt zu Wendepunkt inklusive notwendiger Zusatzinformationen (z.B. Zeitangaben, Fahrstrecken, Fahrzeugtyp und gefahrene Linie im Abschnitt) klar definieren. Die Umlauflisten wurden nach Vorgaben des AVV verschiedenen Betriebshöfen zugeordnet, beziehungsweise durch den AVV in dieser Form beigestellt. Die Zuordnung basiert auf einem Status Quo zum Zeitpunkt der Konzepterstellung. Da die betrachteten Linienbündel während der Konzepterstellung neu vergeben wurden beziehungsweise sich im Vergabeprozess befinden, handelt es sich hierbei um eine Momentaufnahme und teils fiktive Zuordnung.

Hinweis

Ursprünglich waren dem Depot Schwabmünchen fünf Linienbündel zugeordnet. Im Verlauf der Untersuchung wurde hiervon abgewichen und stattdessen eine Betrachtung pro Linienbündel für das Depot Schwabmünchen favorisiert. Aus diesem Grund enthält die Depotbezeichnung hier auch das jeweilige Linienbündel. Die Depotbezeichnung dient hier der Zuordnung und muss nicht zwingend mit einem bereits existierenden Depot übereinstimmen.

Betrachtet werden die folgenden Depots, wobei die Umläufe die aufgeführten Linienbündel bedienen.

<i>Depotbezeichnung</i>	<i>Linienbündel</i>
Friedberg	Holzwinkel
Bobingen	Königsbrunn01 und Linie 100
Thierhaupten	Linie 506
Schwabmünchen LB Wertach 01	Wertach01
Schwabmünchen LB Stauden 01	Stauden01
Schwabmünchen LB Stauden 02	Stauden02
Schwabmünchen LB Bobingen 01	Bobingen01
Schwabmünchen LB Lechfeld 01	Lechfeld01

Tab. 1: Betrachtungsumfang der Untersuchung

1.1.3 Energiemengen pro Umlauf

Entsprechend der beschriebenen Methodik wurden die Energiemengen pro Umlauf bestimmt. Da die Umlaufbasis auf dem aktuell umgesetzten Dieselbusverkehr basiert, zeigt sich insgesamt ein erwartetes Bild. Große Anteile der Umläufe weisen Energiemengen auf, die heute und in absehbarer Zeit nicht aus marktüblichen Traktionsbatterien im ÖPNV gedeckt werden können.

In der Praxis bedeutet dies eine Neukonstellation der Umläufe, so dass die Fahrtstrecken pro Umlauf den Möglichkeiten des Stands der Batterietechnik entsprechen. Mit Hinblick auf die auszulegende Ladeinfrastruktur kann die tatsächliche Umsetzung hier vernachlässigt werden. Vielmehr stellen die Energiemengen, ohne jegliche betriebliche Anpassung, ein Maximalbeziehungsweise Zielszenario dar.

Bei Unterstellung einer idealen technologischen Entwicklung der Energiespeichertechnik, wird (kann) die Ladung der Fahrzeuge vollständig über Nacht erfolgen. In diesem Fall muss die Energiemenge aller Fahrzeuge in dem nächtlichen Zeitintervall erbracht werden, das durch die aktuellen Dieselbus-Umläufe ausreichend genau vorgegeben wird. Für das Maximalszenario wird zunächst eine unendliche Batterie angenommen. Da dies in der Praxis nicht umsetzbar ist, wird an entsprechender Stelle ein abweichendes Szenario definiert, bei denen Teile des Ladebedarfs am Tag erfüllt werden.

Dennoch bleibt das auf die Energiemengen pro Umlauf zurückgehende Maximalszenario über Nacht erhalten, um das theoretische Maximum als Auslegungsgrundlage zu erhalten und letztlich (überschaubare) Reserven für die Systemauslegung beizubehalten.

Die berechneten Strommengen werden im Folgenden pro Umlauf als Ladebedarf in den Berechnungen berücksichtigt.

1.1.4 Resultierende Lastkurven und Basisentwurf Ladesystem

1.1.4.1 Grundlegende Beschreibungen

Als Lastkurve wird der zeitliche Verlauf der Netzlast bezeichnet. Also die Menge elektrischer Leistung über einer Zeitachse, die aus dem Stromnetz für die Fahrzeugladung bezogen wird. Die Netzlast entspricht dabei der Summe aller Ladeleistungen, überlagert mit Übertragungsverlusten des Ladesystems. Der Gesamtwirkungsgrad von Netzanschluss bis Ladeschnittstelle wird mit 90 % angesetzt.

Beispielverlauf Netzlast

Der erwartete Lastverlauf entspricht dem in folgender Abbildung vereinfachten Verlauf. Das Ladesystem wird durch zwei Maximalwerte von außen begrenzt. Die maximale Netzanschlussleistung (1), beziehungsweise Maximalleistung des MS/NS Transformators¹, stellt die physikalische Leistungsgrenze dar, die nicht überschritten werden kann. Tarif- und anwendungsabhängig kann darüber hinaus eine zeitweise Lastbegrenzung vorliegen (2). Hierbei wird ein Zeitintervall definiert, währenddessen ein gegenüber der Netzanschlussleistung reduzierter Lastwert nicht überschritten werden darf. Diese Lastbegrenzung kann beispielsweise auch tariflich motiviert sein, wenn eine Wertüberschreitung zwar zulässig ist, jedoch zu ungünstigeren Tarifkonditionen². Selbstverständlich sind Konstellationen möglich, bei denen vertraglich eine dauerhafte Leistungsbegrenzung festgelegt wird, die immer unter der Netzanschlusskapazität rangiert.

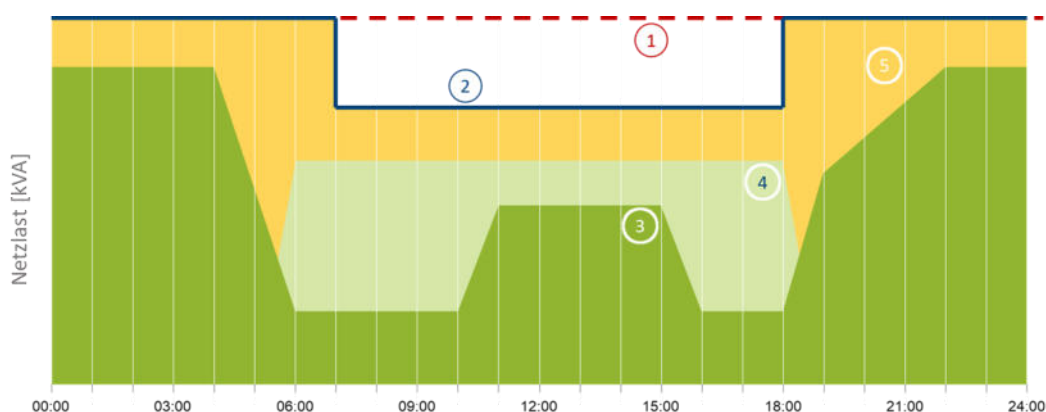


Abb. 2: Fiktiver Lastverlauf mit mehreren Nutzergruppen (Beispieldarstellung)

¹ MS/NS Transformator = Mittelspannungs- zu Niederspannungstransformator für die Anbindung des Ladesystems an das Mittelspannungsnetz.

² Bei einer hypothetischen Tarifabweichung von 1 Ct./kWh ergibt sich bei einer Energiemenge von 350 kWh (angenommener Verbrauchswert Solobus) pro Tag bereits ein Kostendelta von 3,50 €, je nachdem welcher Tarif für die Ladung des Busses angesetzt werden kann.

Den höchsten Stellenwert für die Untersuchung hat der Ladebedarf für die E-Bus Flotte (3). Typischerweise werden die größten Energiemengen außerhalb der Betriebszeiten über Nacht erbracht mit entsprechend hohen Leistungswerten in diesem Zeitraum. Im Idealfall liegt über den Tagesverlauf kein oder ein sehr kleiner Lastbedarf vor, wenn die Fahrzeuge im Einsatz sind. In der Praxis sind vielfach auch sogenannte Mittagsspitzen zu verzeichnen, bei denen ein nennenswerter Lastbedarf parallel zum Fahrbetrieb vorliegt (im Bild etwa 11:00 bis 15:00 Uhr).

Die Mittagsspitze geht dabei auf zwei auslösende Faktoren zurück. Einerseits sind typischerweise kurze Umläufe zu verzeichnen (z.B. Verstärkerfahrten), die frühzeitig das Depot anlaufen und entsprechend einen Ladebedarf auslösen. Andererseits muss ein Effekt berücksichtigt werden, für dessen exakte Quantifizierung eine fahrzeugbezogene Machbarkeitsuntersuchung erforderlich ist. Sogenannte reichweitenkritische Umläufe können die notwendigen Energiemengen, um einen anspruchsvollen (langen) Dieselbusumlauf eins-zu-eins zu ersetzen, nicht aus der Traktionsbatterie decken. Diese Umläufe müssen angepasst werden, um den Betrieb zu ermöglichen. Der kritische Umlauf wird vor vollständiger Entladung der Fahrzeugbatterie von einem vollgeladenen Ersatzfahrzeug abgelöst (Brechen von Umläufen). Das abgelöste Fahrzeug wird im Depot nachgeladen, bevor es wiederum zur Verfügung steht, um einen weiteren reichweitenkritischen Umlauf abzulösen (sog. Springerbusprinzip).

Grundsätzlich ist der Lastverlauf der E-Bus Flotte sehr gut planbar. Auch wenn Abweichungen, zum Beispiel aufgrund von Sondereinsätzen oder Verzögerungen im Betriebsablauf, nicht ausgeschlossen sind, kann der Lastverlauf gut prognostiziert werden. Empfohlen wird grundsätzlich eine Leistungsreserve, um genannte Abweichungen zu kompensieren.

Unter Ziffer (4) ist im Schaubild ein exemplarischer Energiebedarf für eine feste externe Nutzergruppe aufgeführt. Unter der Bedingung, nicht mit dem Ladebedarf der ÖPNV-Flotte zu interferieren, kann ein entsprechend gut planbarer zusätzlicher Lastanteil berücksichtigt werden. Hierbei werden Zeitrahmen und Energiekontingente fest definiert, wobei sichergestellt wird, dass Ladebedarf der E-Bus Flotte (3) und Ladebedarf von festen weiteren Nutzergruppen (4) in Summe die Netzkapazitäten nicht überschreiten.

Die Lastreserve (5) ergibt sich als Differenz zwischen Netzkapazität (1)/(2) und den bisher beschriebenen Ladebedarfen. Abzüglich einer Betriebsreserve, die für unerwartete Situationen vorgehalten wird, steht diese Energiemenge grundsätzlich für weitere Nutzergruppen zur Verfügung.

Lastmanagement

Im Schaubild oben (Abb. 2) wird der Einsatz eines Lademanagementsystems unterstellt. Aufgabe eines entsprechenden Systems ist es den Lastverlauf zu optimieren. Durch zeitliche Verschiebung von einzelnen Ladevorgängen, wird die Summe aller Ladeleistungen von allen Ladepunkten im System beeinflusst oder optimiert.

Neben der zeitlichen Verschiebung, besteht auch die Möglichkeit die Ladeleistung (zeitabhängig) pro Ladepunkt zu reduzieren. Auch wenn das angewendete Verfahren abweicht, sind die Ergebnisse übertragbar. In der Praxis werden teilweise auch Mischansätze verfolgt, um das System maximal effizient auszunutzen. Im Rahmen der Untersuchung und Systemauslegung ist der dargestellte Ansatz bevorzugt, da sich dieser als Ladeplan direkt auf die Praxis übertragen lässt und die resultierenden Netzanforderungen (nach Optimierung) als Planungsgrundlage hinreichend genau abbildet.

Die Lastgangoptimierung ist im Wesentlichen durch zwei Faktoren eingeschränkt: Aufenthaltsdauer und Ladebedarf. Bei langen Aufenthaltsdauern und im Kontrast dazu möglichst geringen Ladebedarfen, besteht ein großer Spielraum, den einzelnen Ladevorgang zu verschieben und damit eine Verbesserung des Lastgangs zu erzielen (Optimierungspotenzial). Umgekehrt, bei kurzen Aufenthaltsdauern und großen Ladebedarfen, besteht wenig oder kein Spielraum, Ladeintervalle zu verschieben oder Ladeleistungen zu begrenzen. Dieser Umstand ist häufig während der Mittagsspitzen zu beobachten. Umläufe werden hier so geplant, dass Fahrzeuge möglichst bald nach Vollladung für einen Folgeumlauf zur Verfügung stehen. Entsprechend liegt ein geringes Optimierungspotenzial vor. Auch wenn die Energiemenge am Tag typischerweise kleiner ist als die über Nacht geladene Energie, ist es keineswegs ausgeschlossen, dass hier ausgeprägte Lastspitzen vorliegen. Die Lastspitzen können im Extremfall auch die nächtlichen Lastspitzen überschreiten. In derartigen Fällen kann auch der Einsatz stationärer Speicher zur Kompensation in Betracht gezogen werden.

1.1.4.2 *Basisentwurf Ladesystem*

In Anbetracht des übergeordneten Ziels der Untersuchung ein übertragbares Modell für die Ladeinfrastruktur zu entwerfen, das auch für die Vielzahl der betrachteten Betriebshöfe und Depots übertragbar ist, wird vor der Detailauslegung eine Abschätzung anhand von Richtwerten umgesetzt.

Der bemessende Faktor ist hier ein Leistungswert pro Fahrzeug („kW pro Bus“). Dieser gibt einen Durchschnittswert der zu installierenden Leistungselektronik wieder, die anteilmäßig auf die gesamte Fahrzeugflotte umgelegt wird. Im Vorgriff auf Kapitel 2.2 *Technische Gestaltung der Ladeinfrastruktur* kann hier bereits angeführt werden, dass ein sogenanntes Matrix-Ladesystem als Grundlage für den späteren Systementwurf herangezogen wird. Entsprechende Systeme sind Stand der Technik und weisen einen internen modularen Aufbau auf, wobei die einzelnen Lademodule auf mehrere Ladeschnittstellen verschaltet werden können. Diese Systeme arbeiten in einem kooperativen Verbund, indem die Modulleistung an mehreren Punkten im Ladesystem abgerufen werden kann. Im Durchschnitt muss pro Fahrzeug nur ein vergleichsweise kleiner Anteil Ladeinfrastruktur verbaut werden, ohne (bei adäquater Systemauslegung) relevante Performanceeinbußen hinnehmen zu müssen.

Für den Basisentwurf wird auf Ergebnisse aus bereits absolvierten Machbarkeitsstudien zurückgegriffen, die hier statistisch ausgewertet werden.

In der folgenden Darstellung sind Peak-Werte aufgezeichnet (blaue große Punkte). Diese sind aus anderen Studien entnommen und entsprechen der Lastspitze nach Ausführung der Lastgangoptimierung. Die Lastspitze ist in kVA (Scheinleistung) auf der Y-Achse aufgezeichnet. Ziel der Darstellung ist die Korrelation zwischen Lastspitze und Flottengröße. Die Peakwerte werden also über der X-Achse aufgezeichnet, auf der die Flottengröße dargestellt ist. Ein Punkt bei (40;5.000) würde also einer Lastspitze von 5.000 kVA bei einer Flotte von 40 Bussen entsprechen.

Zu beachten ist, dass die Anzahl der Busse hier der Einsatzflotte entspricht. Also alle für den Regelbetrieb notwendigen Busse exklusive Reservebusse. Bezugstag ist jeweils ein Wochentag Schule mit hohen Fahranforderungen (maximale Einsatzflotte). Hier wird auf die Einsatzflotte zurückgegriffen, um Aufwand und Nutzen unabhängig von (verkehrsunternehmensabhängigen) Fahrzeugrückhaltungen ins Verhältnis zu setzen.

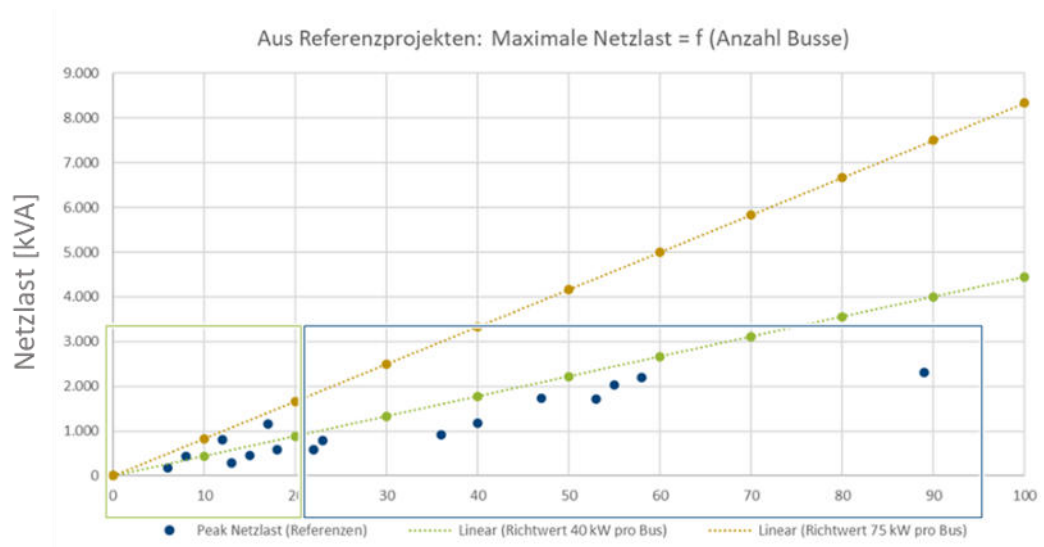


Abb. 3: Mittlere Leistungswerte (resultierende Netzlast) für Ladeinfrastruktur pro Bus aus Referenzprojekten

Ergänzend sind im Diagramm lineare Verläufe eingebunden. Diese entsprechen den Lastspitzen, wenn pro Fahrzeug ein fester Wert an Ladeinfrastruktur angenommen wird und das Ladesystem unter Volllast betrieben wird. Hier steigt die Lastspitze linear zur Fahrzeuganzahl an. Angesetzt sind typische Auslegungsrichtwerte von 40 kW pro Bus und von 75 kW pro Bus. Berücksichtigt wird hierbei selbstverständlich auch der Wirkungsgrad der Ladeinfrastruktur mit 90 %. Die Geradenfunktionen berechnen sich also mit:

$$\text{Lastpeak}_{40} = f(\text{Anzahl Busse}) = 40 \text{ kW/Bus} * \text{Anzahl Busse} * (1/0,9) \text{ und}$$

$$\text{Lastpeak}_{75} = f(\text{Anzahl Busse}) = 75 \text{ kW/Bus} * \text{Anzahl Busse} * (1/0,9)$$

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass die Peakwerte abhängig von der Flottengröße unterhalb der linearen Verläufe rangieren. Für kleinere Flotten (grüner Kasten) liegen die Peakwerte unterhalb einer durchschnittlich installierten Leistung von 75 kW pro Bus, während größere Flotten (blauer Kasten) sogar unterhalb eines Durchschnittswerts von 40 kW pro Bus beobachtet werden. Diese Abweichung wird darauf zurückgeführt, dass in größeren Ladesystemen, beziehungsweise bei größeren Flotten, ein größerer Spielraum für die Lastgangoptimierung vorliegt. Das Ladesystem kann effizienter eingesetzt werden, weshalb durchschnittlich pro Bus weniger Infrastruktur vorgesehen werden muss.

Als Basis für eine erste Systemauslegung werden Sicherheitsfaktoren beaufschlagt, um Abweichungen im Betriebsablauf kompensieren zu können und im vorliegenden Fall Reserven für die verkehrsunternehmensabhängige Dekarbonisierungsstrategie vorzuhalten.

Aus den Daten wird ein dreistufiger Richtwertesatz abgeleitet. Dieser wird nicht auf die Einsatzflotte, sondern auf die Gesamtflotte (inklusive Reservebusse) bezogen, was gleichbedeutend mit einem ersten Reserveaufschlag ist. Darüber hinaus werden die Leistungswerte pro Bus gegenüber der Datenbasis leicht erhöht und wie folgt zusammengefasst:

- Kleine Flotten (< 20 Fahrzeuge): 100 kW Richtwert pro Bus der Gesamtflotte
- Mittlere Flotten (≈ 20 Fahrzeuge): 75 kW Richtwert pro Bus der Gesamtflotte
- Größere Flotten (> 20 Fahrzeuge): 50 kW Richtwert pro Bus der Gesamtflotte

Dieser Richtwertesatz wird in den folgenden Abschnitten in Bezug zu den Lastkurven gesetzt, um zu evaluieren, ob außerordentliche Besonderheiten zu verzeichnen sind, die im Rahmen der Detailauslegung als solche berücksichtigt werden müssen. Die Werte sind hier ausdrücklich nur als Richtwert zu verstehen. Im späteren Verlauf der Untersuchung werden konkrete Ladesysteme entworfen, die direkt in Bezug auf die jeweilige Lastsituation ausgelegt sind.

1.1.4.3 *Als Rahmenbedingungen dargestellte Lastkurven*

Hier folgend werden die Lastkurven pro Depot dargestellt. Die Darstellung erfolgt für einen nicht optimierten sowie für einen optimierten Ansatz. Im ersten Fall beginnt der Ladevorgang unmittelbar nach Ankunft am Ladeplatz, unter Berücksichtigung einer zehnminütigen Rangierzeit im Depot. Im zweiten Fall wurde der Lastverlauf so optimiert (vgl. Beschreibung der Methodik in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**), dass die resultierende Lastspitze minimal ist.

Anmerkung

Im späteren Verlauf der Studie wird ein drittes Optimierungsmodell eingeführt, das erst auf Basis des abgeschlossenen Infrastrukturkonzepts erfolgen kann. Hierbei wird ein als rudimentärer Ladeplan bezeichneter Ansatz verfolgt. Bei Kenntnis des Systemaufbaus werden sehr einfache Beschränkungen unterstellt, bei dem – pro Systemeinheit des Ladesystems – Ladevorgänge unmittelbar nach dem Vorherigen beginnen, ohne die jeweilige Lastsituation in den benachbarten Systemeinheiten zu berücksichtigen. In Spitzenphasen kann dabei die parallele Ladung von zwei Fahrzeugen an einer einzelnen Systemeinheit erlaubt sein, wenn die Einheit entsprechend dimensioniert ist.

Dieser rudimentäre Ladeplan entspricht einem sehr einfachen Lastmanagementansatz, der üblicherweise problemlos über die Betriebssoftware der Ladesysteme umgesetzt werden kann. An dieser Stelle der Untersuchung wird zunächst ein Ansatz verfolgt, der im weiteren Verlauf auch als optimierter Ladeplan bezeichnet wird, um ihn begrifflich vom rudimentären Ladeplan abzugrenzen. Im optimierten Ladeplan werden alle Ladevorgänge aller möglichen Systemeinheiten pro Depot parallel berücksichtigt.

Dem optimierten Lastgang wird eine angenommene Mittagsspitze überlagert. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass für eine zeitnahe Elektrifizierung der jeweiligen Depots eine Umlaufanpassung in Kauf genommen werden muss. Dabei verlagern sich Teile des Energiebedarfs in den Tag.

Die Abschätzung der Mittagsspitze erfolgt hier pauschal und tendenziell überdimensioniert. Angenommen wird ein Zeitintervall über 5 Stunden, das mittig im Betriebstag platziert wird. Darüber hinaus wird angenommen, dass in diesem Zeitintervall zwei Fahrzeuge nacheinander nachgeladen werden können. Damit können im Zeitintervall zwei kritische Umläufe, beziehungsweise die zuvor auf diesen Umläufen eingesetzten Fahrzeuge, nachgeladen werden. Hierbei wird vereinfacht angenommen, dass die Ladeleistung von 130 kW über das gesamte Zeitintervall bezogen wird und damit zwei Fahrzeuge nachgeladen werden. In der Praxis wird zwischen den Ladevorgängen eine Unterbrechung erfolgen. In diesem Kontext wird ein Springerbusprinzip vorausgesetzt, also dass der reichweitenkritische Umlauf abgelöst wird, das zugehörige Fahrzeug zum Laden einrückt und nach Vollladung ein weiteres Fahrzeug auf einem kritischen Umlauf ablöst. Die Höhe der Lastspitze wird ausschließlich an der Anzahl der reichweitenkritischen Umläufe festgemacht (pauschale Annahme: Zwei kritische Umläufe über das gesamte Zeitintervall). Die netzseitige Amplitude berechnet sich also wie folgt:

$$S_{Peak_Mittag} = \frac{\text{Anzahl Umläufe "kritisch"}}{2} * \frac{130 \text{ kW Ladeleistung}}{0,9 \text{ Wirkungsgrad}}$$

Ohne die Fahrzeugseite in einer detaillierten Machbarkeitsuntersuchung näher in Augenschein zu nehmen, kann keine konkrete Berechnung der Mittagsspitze erfolgen. Um belastbare Werte zu berechnen, muss eine Umlaufanpassung erfolgen. Basierend auf den Erfahrungen aus vergleichbaren Projekten kann jedoch angenommen werden, dass die Herangehensweise hinreichend genau ist. Vielmehr ist davon auszugehen, dass in der Praxis eine geringere Lastspitze am Tag auftritt.

Einerseits können Umläufe so angepasst werden, dass die Nachladung außerhalb des fünfstündigen Zeitfensters erfolgt, was die Amplitude in Summe absenkt. Die nachzuladende Energiemenge wird damit über einen weiteren Zeitraum verteilt. Darüber hinaus sind die Energiedefizite pro Umlauf in vielen Fällen kleiner als hier unterstellt, so dass mehr als zwei Fahrzeuge in einem 5-Stunden-Intervall geladen werden können. In jedem Fall wird bei der Systemauslegung sichergestellt, dass eine ausreichende Leistungsreserve vorhanden ist, um notfalls auch eine (wider Erwarten) höhere Lastspitze decken zu können.

Die Mittagsspitze wird dem optimierten Lastverlauf überlagert. Entsprechend bleibt der nächtliche Lastverlauf erhalten. In der Praxis bedeutet ein Zwischenladen am Tag eine Reduktion des Ladebedarfs über Nacht. Dieser Umstand wird hier vernachlässigt, da die Systemauslegung sowohl kurzfristig (mit Mittagsspitze), als auch langfristig (ohne oder mit kleiner Mittagsspitze) Bestand haben soll. Durch die Überlagerung werden beide Fälle als Maximalwert für das Systemdesign berücksichtigt.

1.1.4.4 Lastkurven Depot: Friedberg

Steckbrief Rahmenbedingungen für Systemauslegung Depot Friedberg		
	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	16	6
Angenommene Reserveflotte	2	2
Linienbündel	Holzwinkel	
	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Lastpeak vor Optimierung	1.300 kVA	- 0 %
Lastpeak nach Optimierung ohne Mittagsspitze	889 kVA	- 32 %
Lastpeak nach Optimierung mit Mittagsspitze	1.156 kVA	- 11 %
Richtwert „Leistung pro Bus“	75 kW pro Bus	

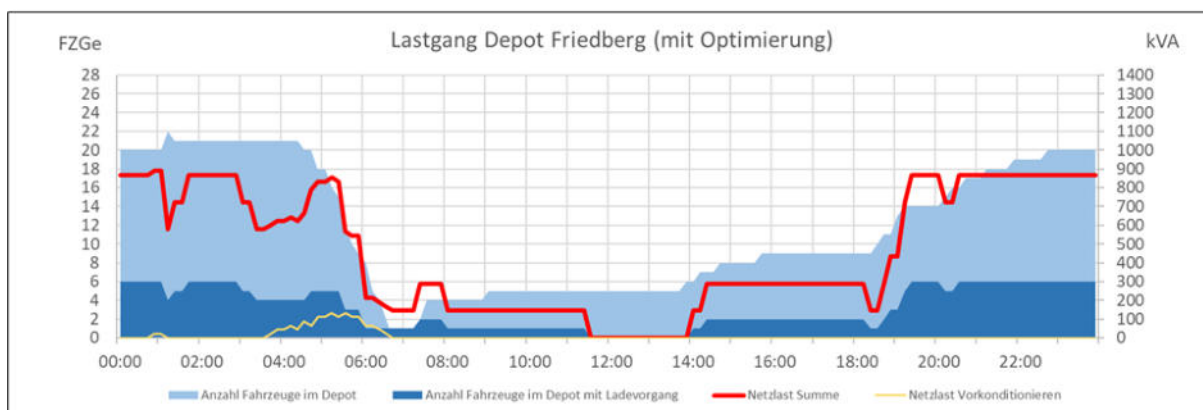
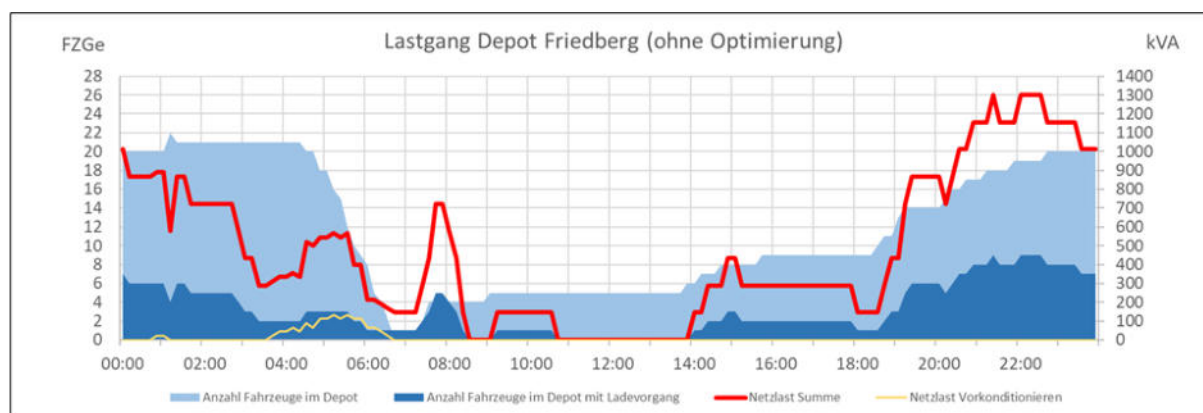


Abb. 4: Lastgang vor und nach Optimierung Depot Friedberg

Der Lastgang kann durch Optimierung stark verbessert werden. Über Nacht verbleibt eine hohe Lastanforderung, die jedoch in der Amplitude stark gedämpft werden kann. Vor Optimierung ist um ca. 08:00 Uhr eine starke Lastspitze erkennbar, die durch Optimierung sehr stark verkleinert werden kann. Im Tagesverlauf verbleiben einzelne Ladevorgänge. Die Lastspitze kann von 1.300 kVA auf 889 kVA (-32 %) reduziert werden.

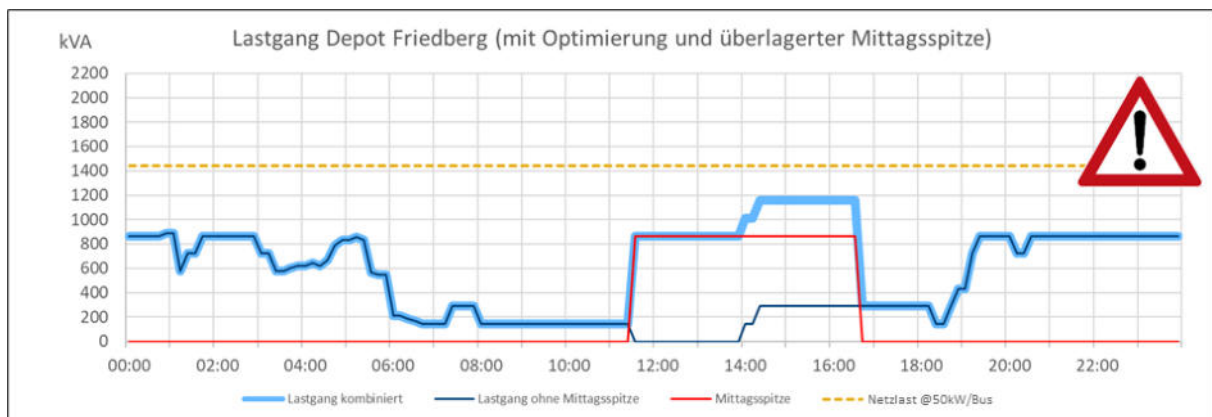


Abb. 5: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „50 kW pro Bus“ Depot Friedberg

Die überlagerte Mittagsspitze führt zu einer neuen Lastspitze bei ca. 1.156 kVA, was immer noch eine Reduktion um ca. 11 % gegenüber dem nicht optimierten System bedeutet. Aufgrund der sehr hohen Anzahl kritischer Umläufe muss hier von einer ausgeprägten Lastspitze am Tag ausgegangen werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass mit adäquater Umlaufanpassung die Mittagsspitze breiter gestreckt und damit weniger stark ausfallen kann. Die Reserve gegenüber dem Auslegungsrichtwert von 50 kW pro Bus wird als zu gering eingeschätzt, so dass hier eine Erhöhung auf 75 kW pro Bus angesetzt wird.

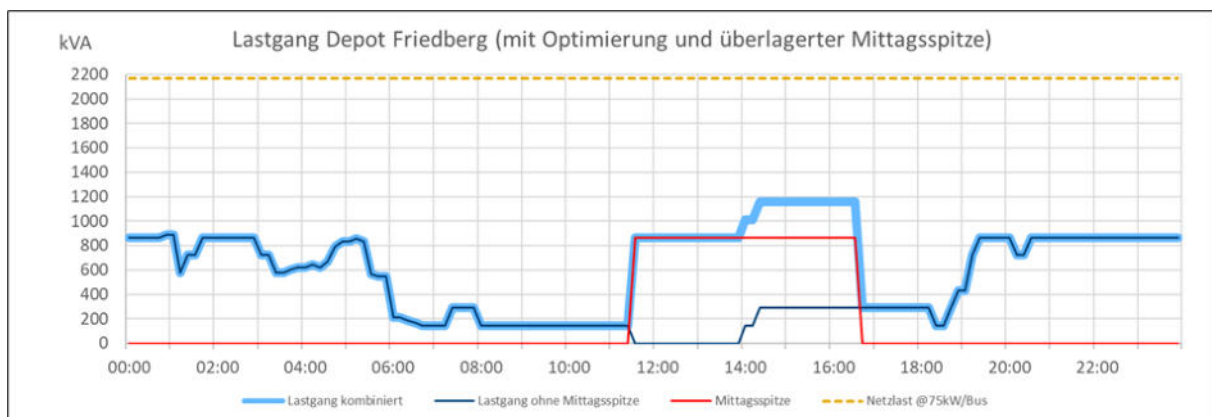


Abb. 6: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „75 kW pro Bus“ Depot Friedberg

1.1.4.5 Lastkurven Depot: Bobingen

Steckbrief Rahmenbedingungen für Systemauslegung Depot Bobingen		
	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	10	0
Angenommene Reserveflotte	2	0
Linienbündel	Königsbrunn01 und Linie100	
	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Lastpeak vor Optimierung	1.011 kVA	- 0 %
Lastpeak nach Optimierung ohne Mittagsspitze	767 kVA	- 24 %
Lastpeak nach Optimierung mit Mittagsspitze	767 kVA	- 24 %
Richtwert „Leistung pro Bus“	100 kW pro Bus	

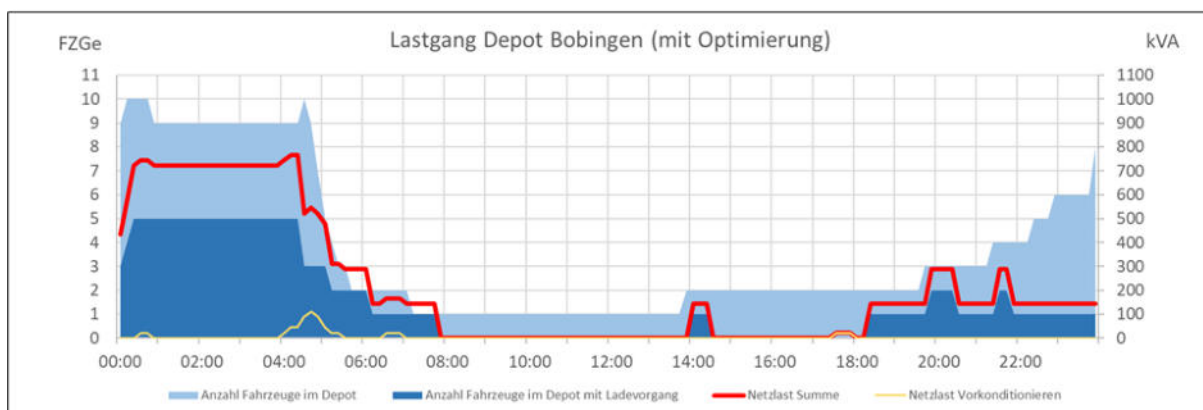
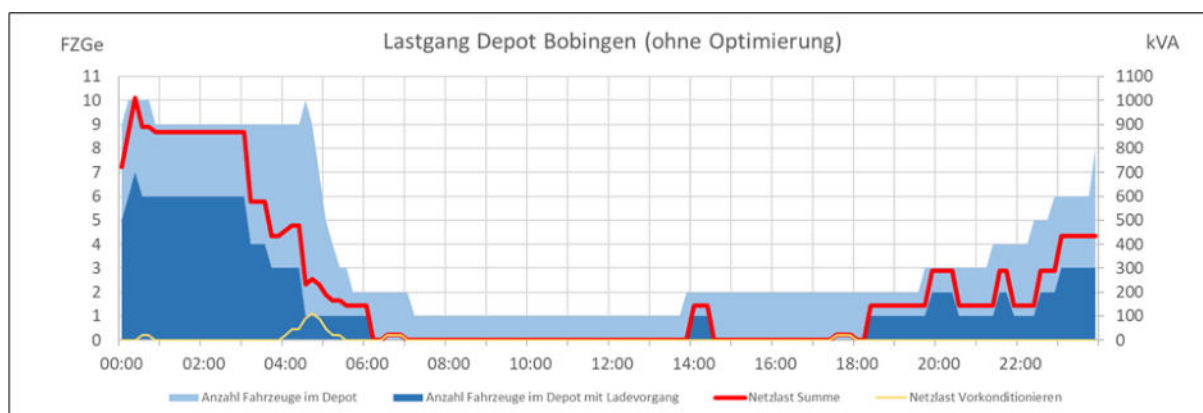


Abb. 7: Lastgang vor und nach Optimierung Depot Bobingen

Der Lastgang kann durch Optimierung stark verbessert werden. Fröhorgens am Folgetag verbleibt eine hohe Lastanforderung, die jedoch in der Amplitude merklich gedämpft werden kann. Im Tagesverlauf sind nahezu keine Ladevorgänge präsent. Die Lastspitze kann von 1.011 kVA auf 767 kVA (-24 %) reduziert werden.

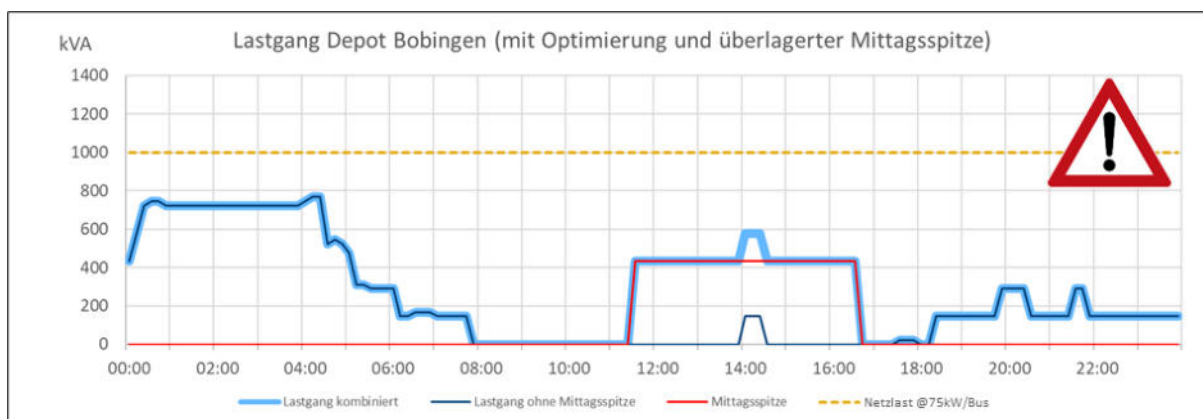


Abb. 8: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „75 kW pro Bus“ Depot Bobingen

Die überlagerte Mittagsspitze führt zu einer neuen Lastspitze, die jedoch unterhalb der nächtlichen Spitze liegt. Eine Reserve gegenüber dem Auslegungsrichtwert von 75 kW pro Bus wird als zu gering eingeschätzt, so dass hier eine Erhöhung auf 100 kW pro Bus angesetzt wird.

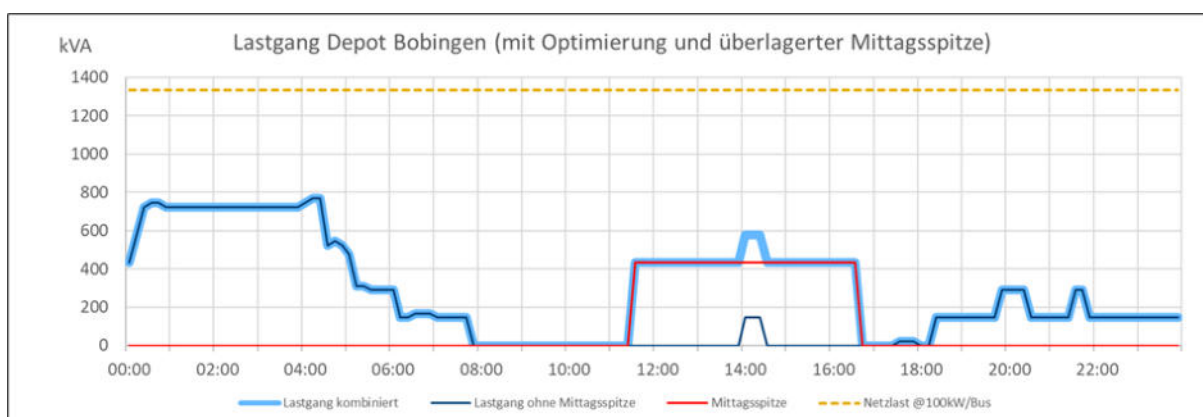


Abb. 9: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „100 kW pro Bus“ Depot Bobingen

1.1.4.6 Lastkurven Depot: Thierhaupten

Steckbrief Rahmenbedingungen für Systemauslegung Depot Thierhaupten		
	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	7	0
Angenommene Reserveflotte	1	0
Linienbündel	Linie 506	
	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Lastpeak vor Optimierung	433 kVA	- 0 %
Lastpeak nach Optimierung ohne Mittagsspitze	433 kVA	- 0 %
Lastpeak nach Optimierung mit Mittagsspitze	455 kVA	+ 5 %
Richtwert „Leistung pro Bus“	75 kW pro Bus	

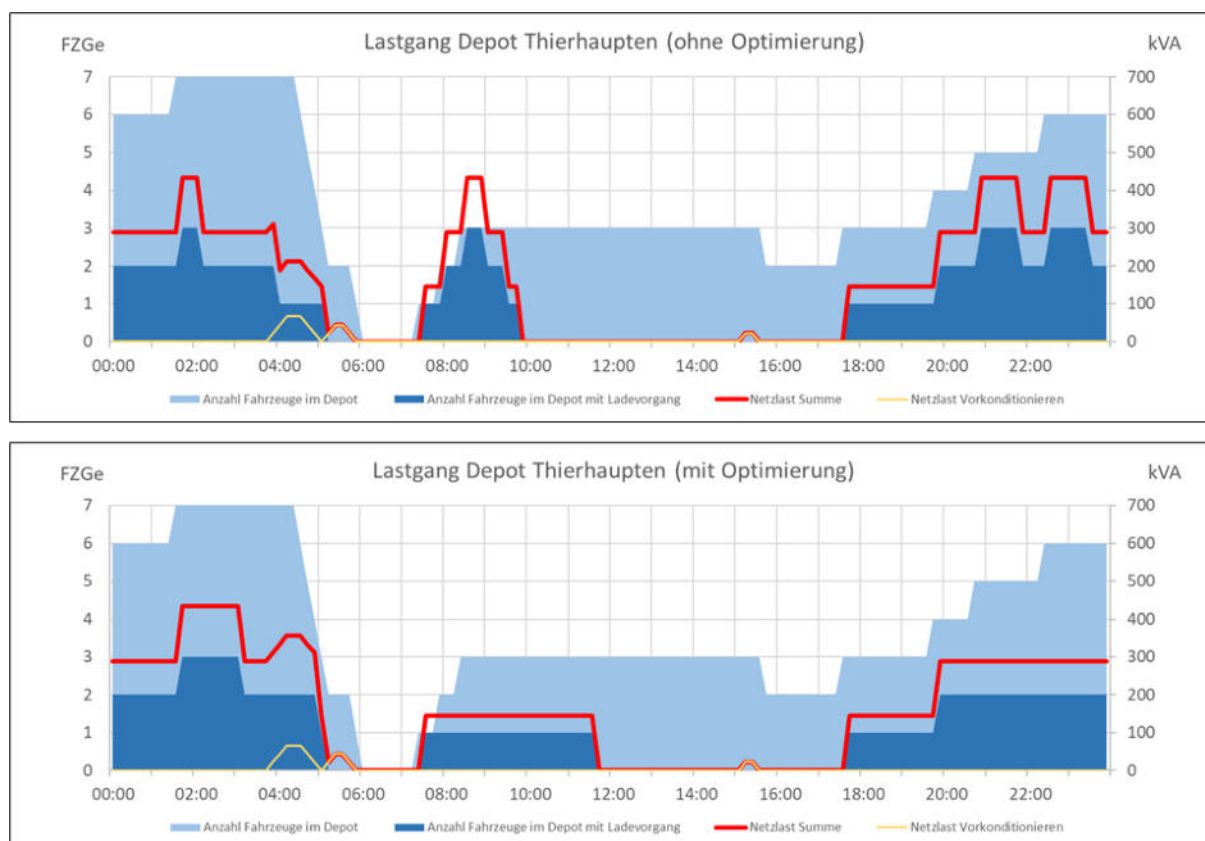


Abb. 10: Lastgang vor und nach Optimierung Depot Thierhaupten

Der Lastgang kann durch Optimierung verbessert werden. Aufgrund der vergleichsweise geringen Fahrzeugzahlen ist die Auswirkung jedoch überschaubar. Vor Optimierung ist um ca. 08:00 Uhr eine starke Lastspitze erkennbar, die durch Optimierung sehr stark verkleinert werden kann. Im Tagesverlauf verbleiben einzelne Ladevorgänge. Die Lastspitze bleibt mit 433 kVA unverändert.

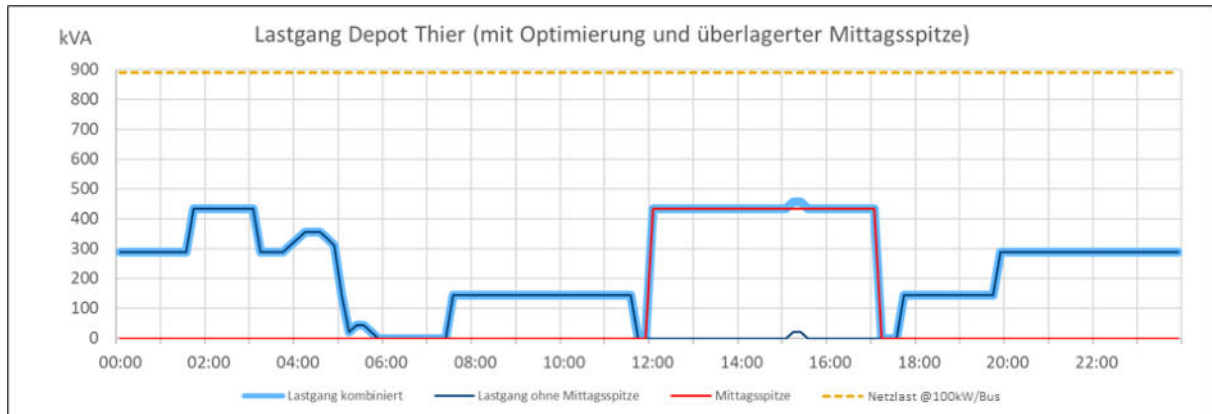


Abb. 11: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „100 kW pro Bus“ Depot Thierhaupten

Die überlagerte Mittagsspitze führt zu einer neuen Lastspitze bei ca. 455 kVA. Die marginale Steigerung geht auf eine Vorkonditionierung am Nachmittag zurück. Es ist davon auszugehen, dass die Lastspitze am Tag weiter reduziert werden kann, wenn Zwischenladungen von reichweitenkritischen Umläufen über einen breiteren Zeitraum gestreckt werden als hier angenommen. Die Reserve gegenüber dem Auslegungsrichtwert von 100 kW pro Bus wird als überdimensioniert eingeschätzt, so dass hier eine Reduktion auf 75 kW pro Bus angesetzt wird.

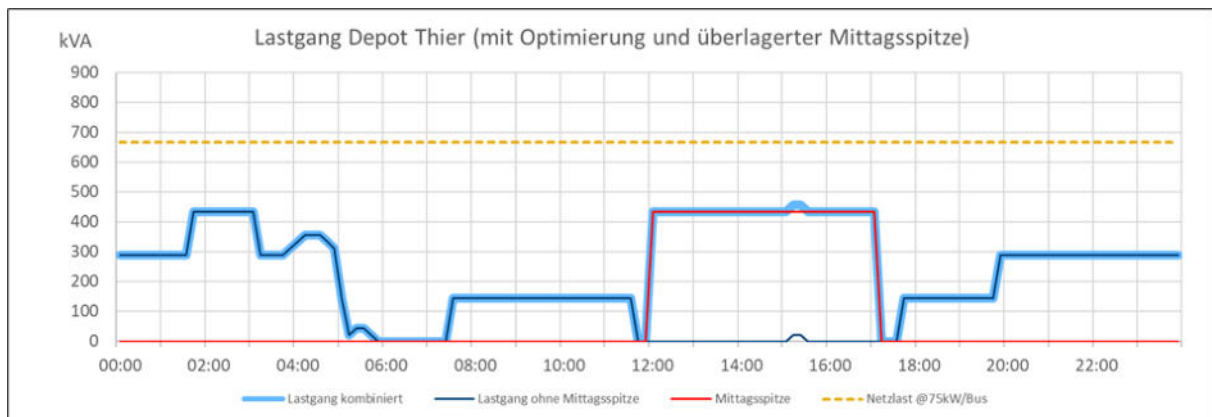


Abb. 12: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „75 kW pro Bus“ Depot Thierhaupten

1.1.4.7 Lastkurven Depot: Schwabmünchen LB Wertach 01

Steckbrief Rahmenbedingungen für Systemauslegung Depot Schwabmünchen LB Wertach 01		
	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	6	9
Angenommene Reserveflotte	2	2
Linienbündel	Wertach01	
	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Lastpeak vor Optimierung	1.011 kVA	- 0 %
Lastpeak nach Optimierung ohne Mittagsspitze	744 kVA	- 26 %
Lastpeak nach Optimierung mit Mittagsspitze	744 kVA	- 26 %
Richtwert „Leistung pro Bus“	75 kW pro Bus	

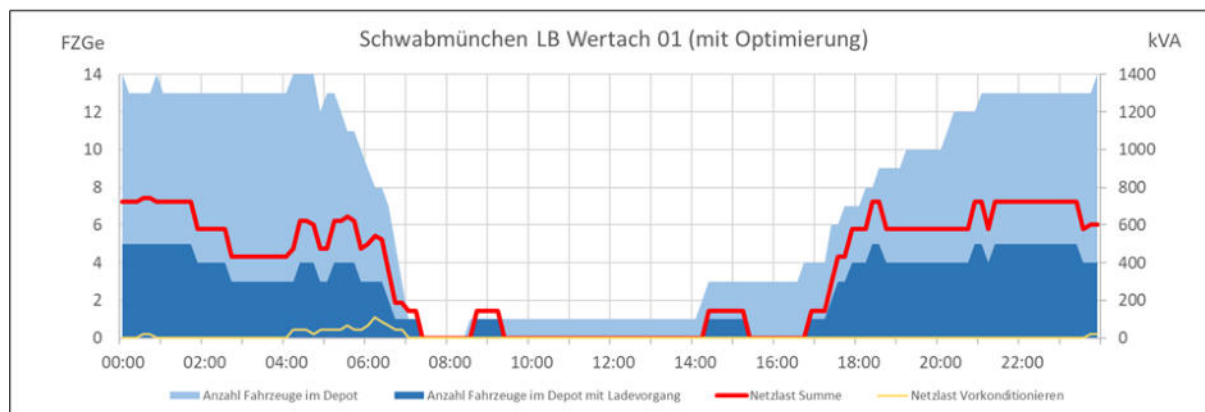
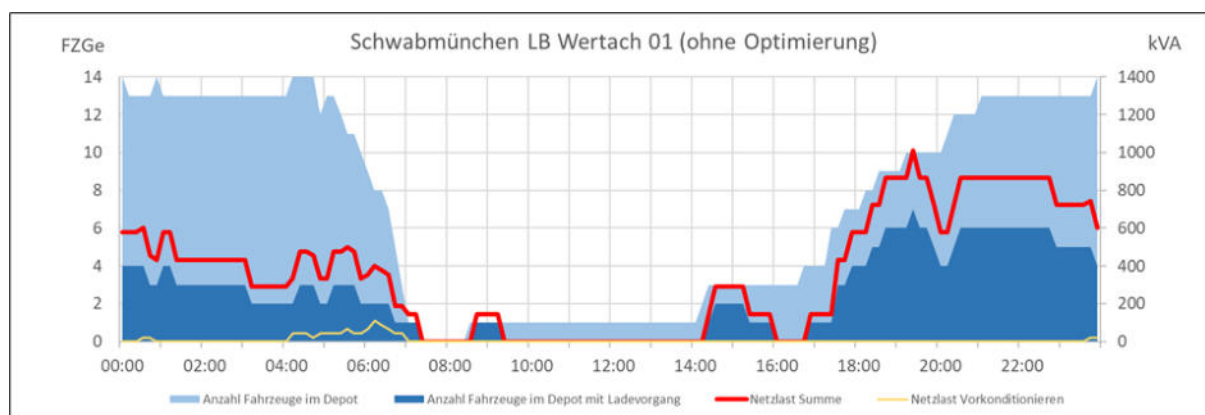


Abb. 13: Lastgang vor und nach Optimierung Depot Schwabmünchen LB Wertach 01

Der Lastgang kann durch Optimierung stark verbessert werden. Die Kurvenform selbst bleibt weitestgehend erhalten, jedoch können Ladevorgänge aus den späten Abendstunden in den Folgetag verlagert werden, was zu einer Angleichung der Werte unterhalb des ursprünglichen Maximalwertes führt. Über Nacht verbleibt insgesamt eine hohe Lastanforderung bei ca. 744 kVA, was eine Reduktion um ca. 26 % gegenüber dem Ursprungswert (1.011 kVA) bedeutet.

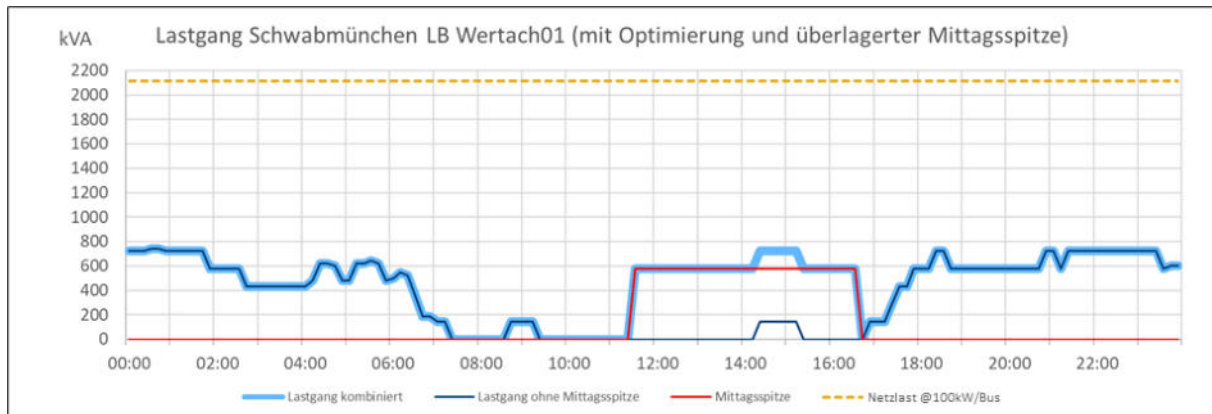


Abb. 14: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „100 kW pro Bus“ Depot Schwabmünchen LB Wertach 01

Die überlagerte Mittagsspitze führt zu einer neuen Lastspitze, die jedoch unterhalb der nächtlichen Spitze liegt. Eine Reserve gegenüber dem Auslegungsrichtwert von 100 kW pro Bus wird als zu groß eingeschätzt, so dass hier eine Verringerung auf 75 kW pro Bus verfolgt wird. Die Reserve erscheint immer noch sehr großzügig, jedoch würde bei angenommenen 50 kW pro Bus nur ein einzelner Ladevorgang als Leistungsreserve erhalten bleiben. Vielmehr wird bei der späteren Systemauslegung der Netzanschlusstransformator tendenziell klein dimensioniert.

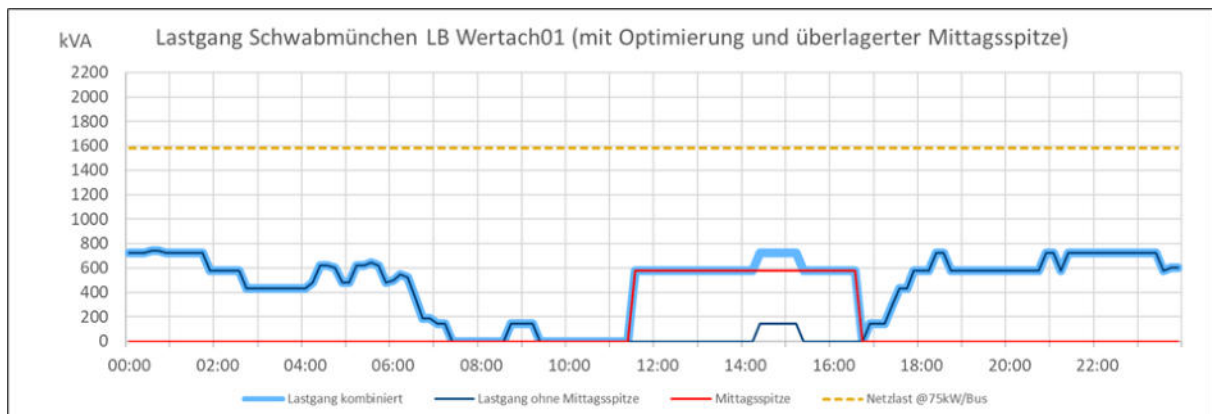


Abb. 15: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „75 kW pro Bus“ Depot Schwabmünchen LB Wertach 01

1.1.4.8 Lastkurven Depot: Schwabmünchen LB Stauden 01

Steckbrief Rahmenbedingungen für Systemauslegung Depot Schwabmünchen LB Stauden 01		
	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	8	0
Angenommene Reserveflotte	2	0
Linienbündel	Stauden01	
	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Lastpeak vor Optimierung	433 kVA	- 0 %
Lastpeak nach Optimierung ohne Mittagsspitze	433 kVA	- 0 %
Lastpeak nach Optimierung mit Mittagsspitze	433 kVA	- 0 %
Richtwert „Leistung pro Bus“	75 kW pro Bus	

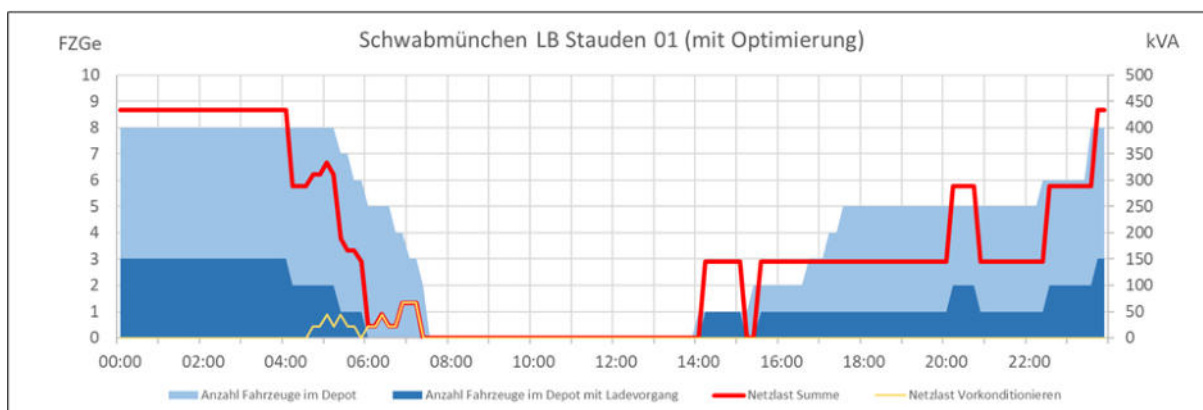
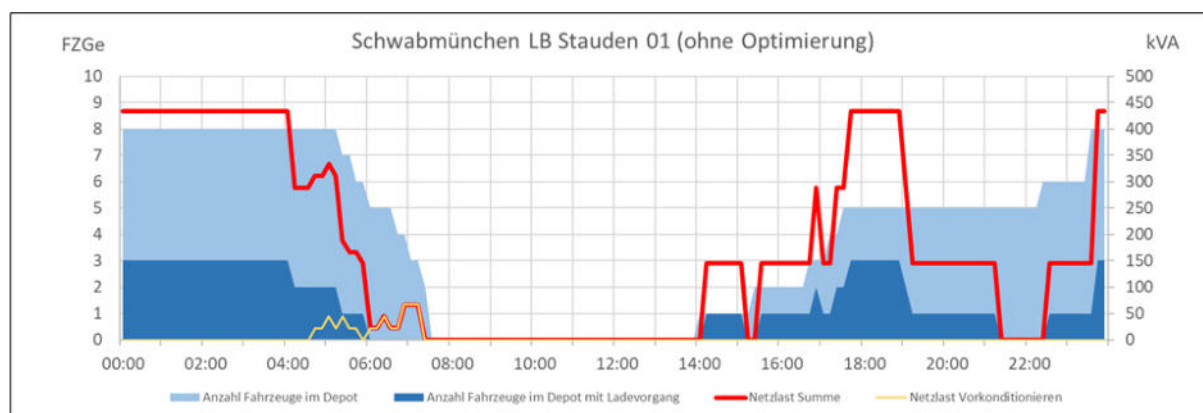


Abb. 16: Lastgang vor und nach Optimierung Depot Schwabmünchen LB Stauden 01

Der Lastgang kann durch Optimierung verbessert werden. Aufgrund der vergleichsweise geringen Fahrzeugzahlen ist die Auswirkung jedoch überschaubar. Vor Optimierung ist um ca. 18:00 Uhr eine starke Lastspitze erkennbar, die durch Optimierung sehr stark verkleinert werden kann. Im Tagesverlauf verbleiben einzelne Ladevorgänge. Die Lastspitze bleibt mit 433 kVA unverändert.

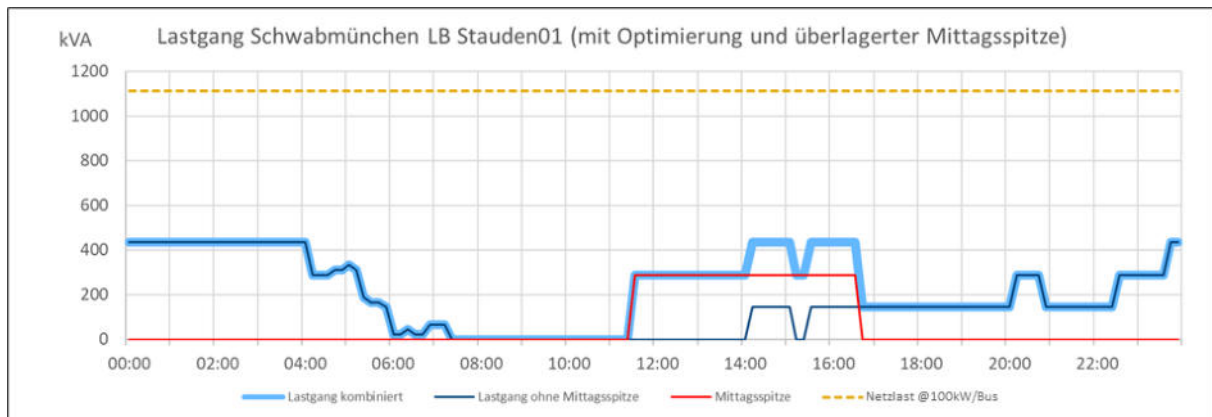


Abb. 17: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „100 kW pro Bus“ Depot Schwabmünchen LB Stauden 01

Die überlagerte Mittagsspitze führt zu einer neuen Lastspitze, die jedoch unterhalb der nächtlichen Spitze liegt. Eine Reserve gegenüber dem Auslegungsrichtwert von 100 kW pro Bus wird als überdimensioniert eingeschätzt, so dass hier eine Absenkung auf 75 kW pro Bus verfolgt wird.

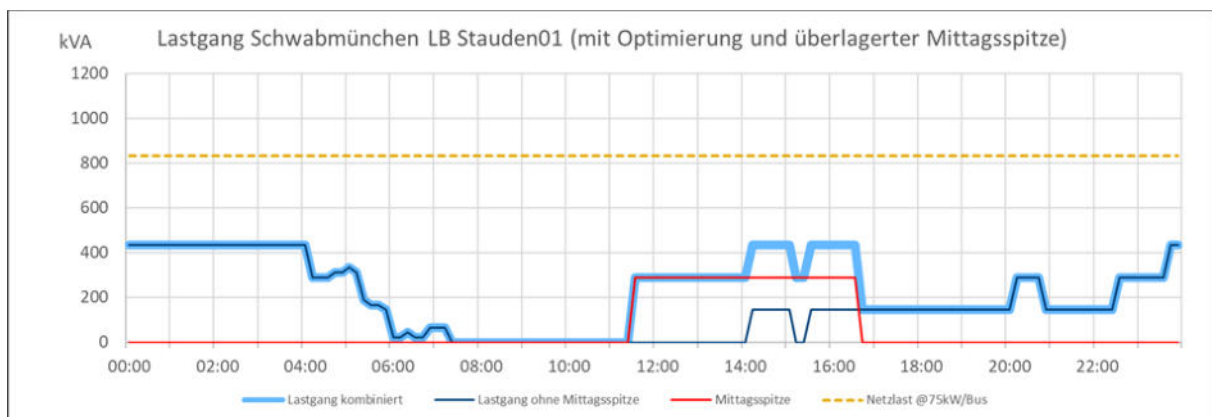


Abb. 18: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „75 kW pro Bus“ Depot Schwabmünchen LB Stauden 01

1.1.4.9 Lastkurven Depot: Schwabmünchen LB Stauden 02

Steckbrief Rahmenbedingungen für Systemauslegung Depot Schwabmünchen LB Stauden 02		
	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	9	0
Angenommene Reserveflotte	2	0
Linienbündel	Stauden02	
	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Lastpeak vor Optimierung	456 kVA	- 0 %
Lastpeak nach Optimierung ohne Mittagsspitze	333 kVA	- 27 %
Lastpeak nach Optimierung mit Mittagsspitze	433 kVA	- 5 %
Richtwert „Leistung pro Bus“	75 kW pro Bus	

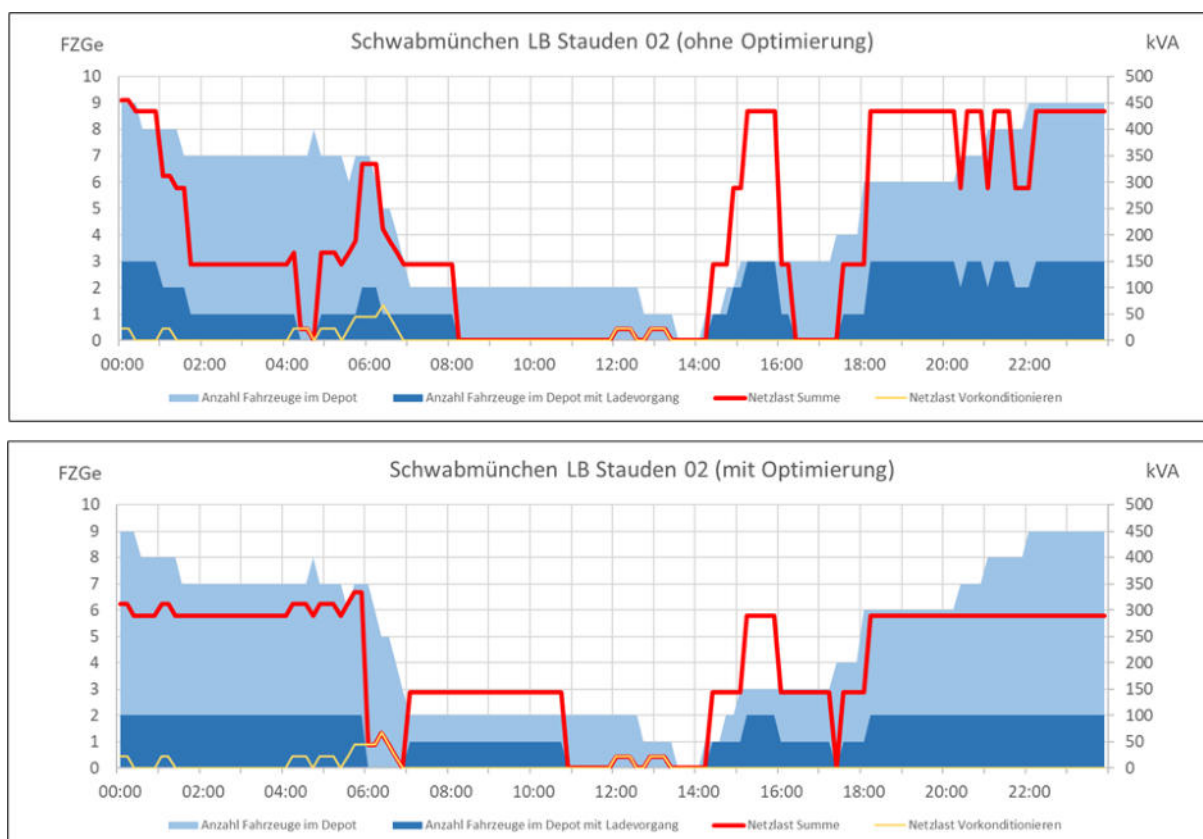


Abb. 19: Lastgang vor und nach Optimierung Depot Schwabmünchen LB Stauden 02

Der Lastgang kann durch Optimierung verbessert werden, was aufgrund der geringen Fahrzeugzahl eher geringe Auswirkungen hat. Die Kurvenform des Lastgang bleibt im Wesentlichen erhalten, wobei Ladevorgänge aus dem späten Abend gut in die frühen Morgenstunden des Folgetages verlagert werden können. Die Lastspitze um 16 Uhr bleibt erhalten, kann jedoch in der Amplitude reduziert werden. Die Lastspitze kann von 456 kVA auf 333 kVA (-27 %) reduziert werden.

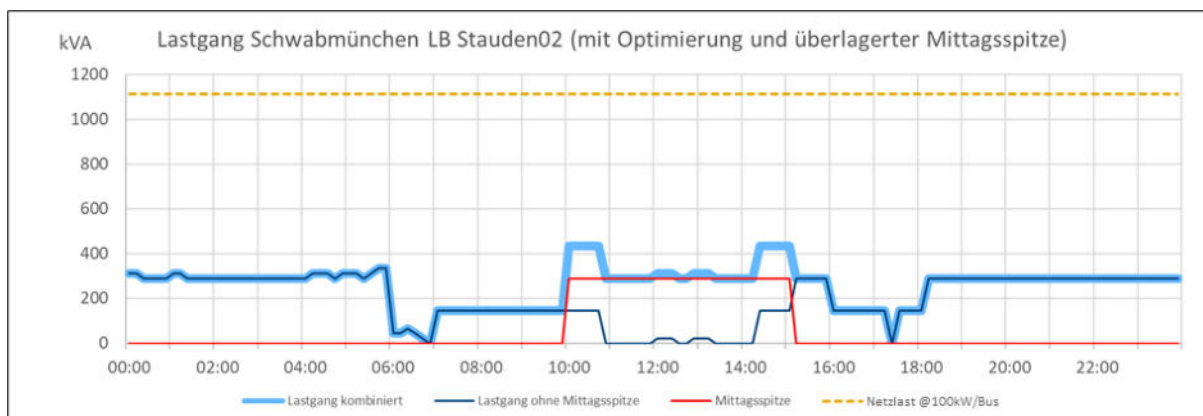


Abb. 20: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „100 kW pro Bus“ Depot Schwabmünchen LB Stauden 02

Die überlagerte Mittagsspitze führt zu einer neuen Lastspitze bei ca. 433 kVA, was immer noch eine Reduktion um ca. 5 % gegenüber dem nicht optimierten System bedeutet. Auch hier ist anzunehmen, dass bei adäquater Umlaufanpassung die Mittagsspitze auf das Niveau der Nachtspitze (oder tiefer) reduziert werden kann. Die Reserve gegenüber dem Auslegungsrichtwert von 100 kW pro Bus wird als zu hoch eingeschätzt, so dass hier eine Reduktion auf 75 kW pro Bus veranschlagt wird.

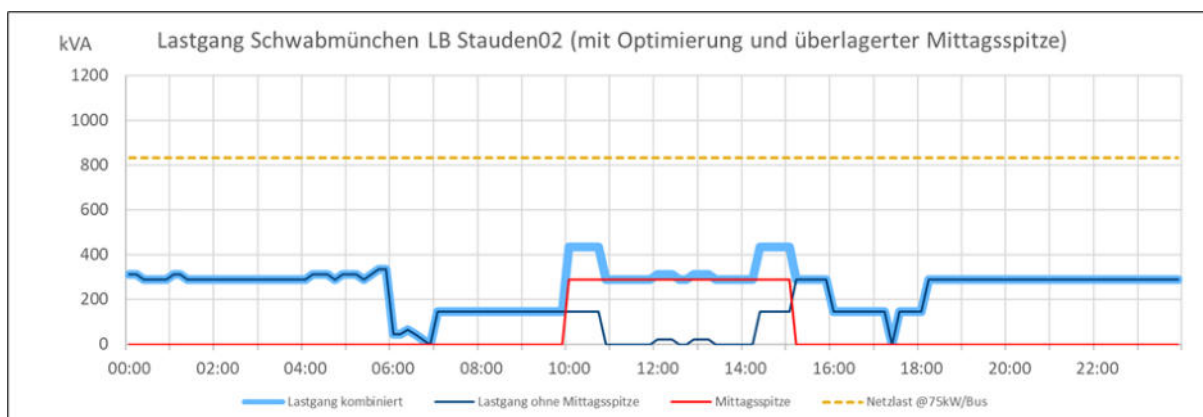


Abb. 21: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „75 kW pro Bus“ Depot Schwabmünchen LB Stauden 02

1.1.4.10 Lastkurven Depot: Schwabmünchen LB Bobingen 01

Steckbrief Rahmenbedingungen für Systemauslegung Depot Schwabmünchen LB Bobingen 01		
	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	8	4
Angenommene Reserveflotte	2	1
Linienbündel	Bobingen01	
	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Lastpeak vor Optimierung	722 kVA	- 0 %
Lastpeak nach Optimierung ohne Mittagsspitze	333 kVA	- 54 %
Lastpeak nach Optimierung mit Mittagsspitze	578 kVA	- 20 %
Richtwert „Leistung pro Bus“	50 kW pro Bus	

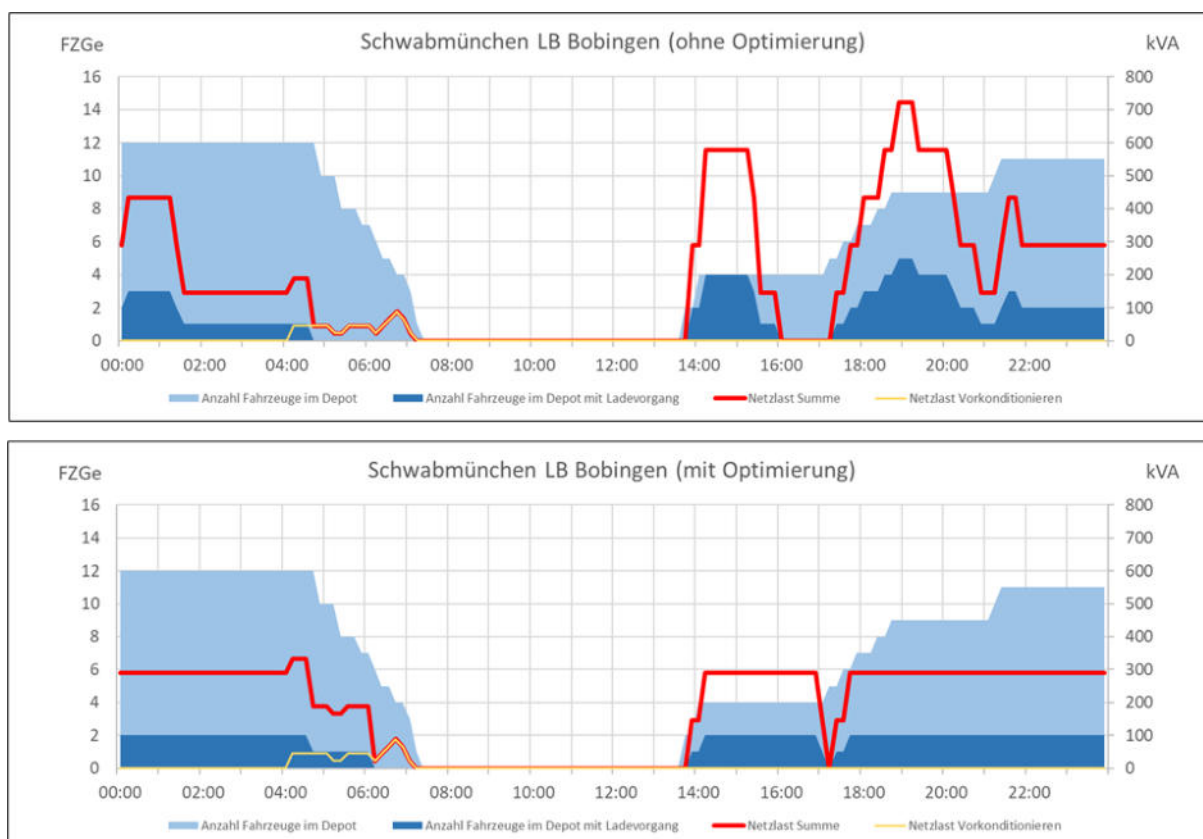


Abb. 22: Lastgang vor und nach Optimierung Depot Schwabmünchen LB Bobingen 01

Der Lastgang kann durch Optimierung stark verbessert werden. Die ausgeprägten Lastspitzen vor Optimierung können effektiv geglättet und über die Nacht verteilt werden, so dass die Lastspitze von 722 kVA auf 333 kVA (-54 %) abgesenkt werden kann. Der resultierende Lastverlauf ist sehr symmetrisch und entspricht nahezu dem Idealzustand.

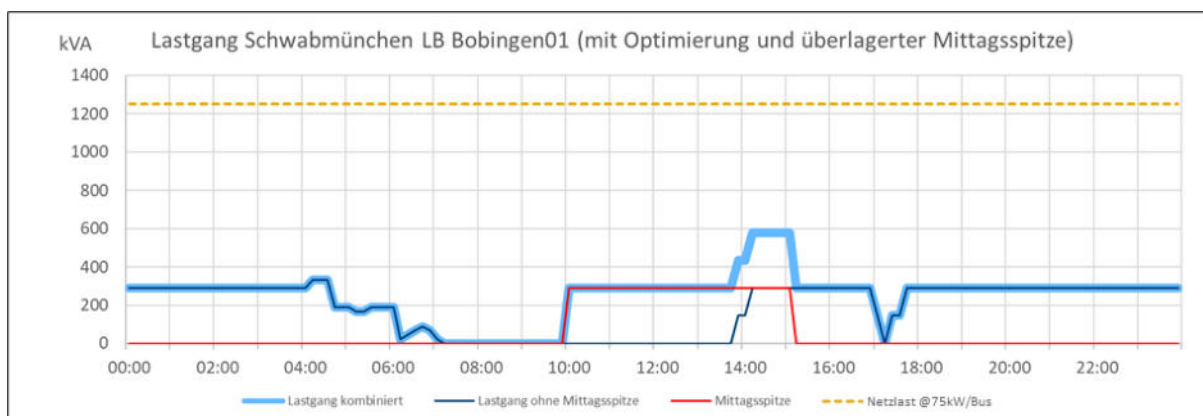


Abb. 23: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „75 kW pro Bus“ Depot Schwabmünchen LB Bobingen 01

Die überlagerte Mittagsspitze führt zu einer neuen Lastspitze bei ca. 578 kVA, was immer noch eine Reduktion um ca. 20 % gegenüber dem nicht optimierten System bedeutet. Aus dem Kurvenverlauf wird ersichtlich, dass der Peakwert nur über etwa einer Stunde anliegt, so dass es höchstwahrscheinlich ist, auch inklusive Mittagsspitze den Maximalwert von 333 kVA erreichen zu können (mittels Umlaufanpassung). Die Reserve gegenüber dem Auslegungsrichtwert von 75 kW pro Bus wird für den Anwendungsfall als zu hoch dimensioniert eingeschätzt. Ein Richtwert von 50 kW pro Bus bietet in Anbetracht der kleinen Fahrzeugmengen ein ausreichendes Reservepotenzial, insbesondere wenn angenommen wird die Mittagsspitze weiter absenken zu können.

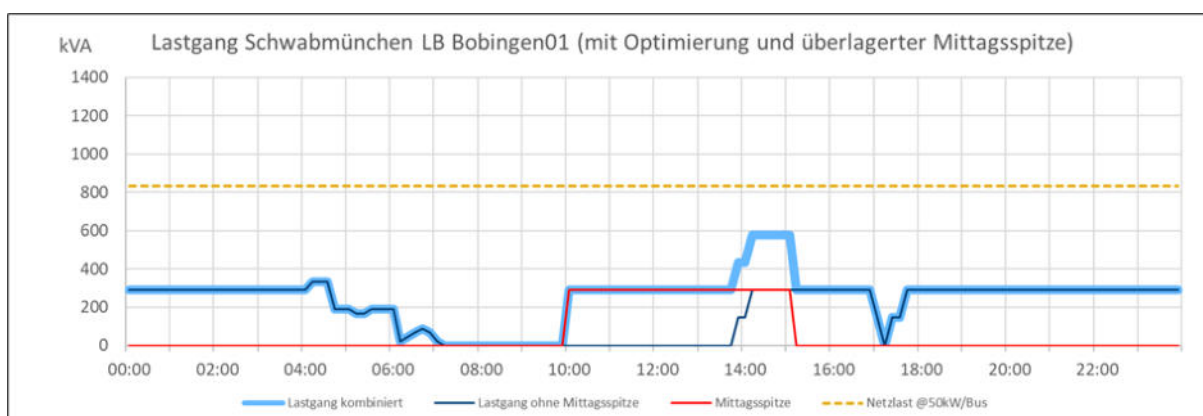


Abb. 24: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „50 kW pro Bus“ Depot Schwabmünchen LB Bobingen 01

1.1.4.11 Lastkurven Depot: Schwabmünchen LB Lechfeld 01

Steckbrief Rahmenbedingungen für Systemauslegung Depot Schwabmünchen LB Lechfeld 01		
	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	7	5
Angenommene Reserveflotte	2	1
Linienbündel	Lechfeld01	
	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Lastpeak vor Optimierung	722 kVA	- 0 %
Lastpeak nach Optimierung ohne Mittagsspitze	289 kVA	- 60 %
Lastpeak nach Optimierung mit Mittagsspitze	433 kVA	- 40 %
Richtwert „Leistung pro Bus“	50 kW pro Bus	

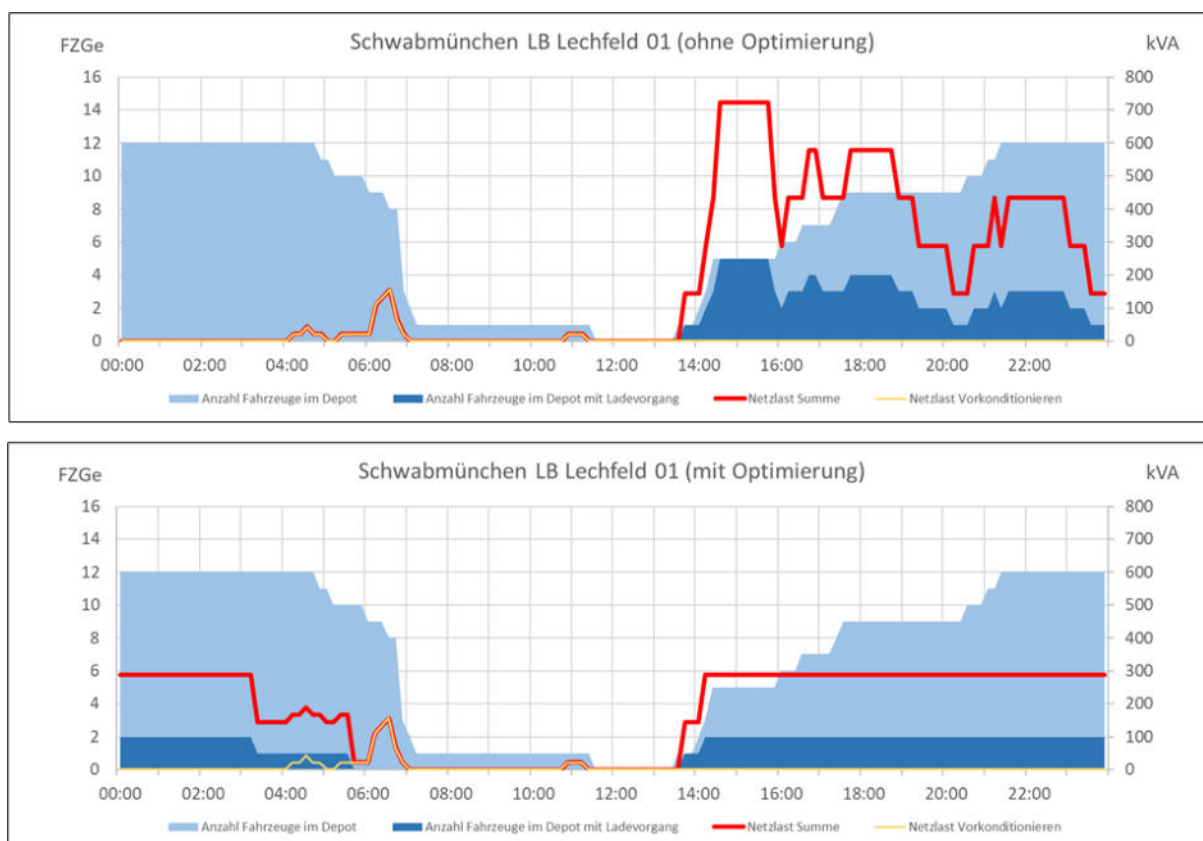


Abb. 25: Lastgang vor und nach Optimierung Depot Schwabmünchen LB Lechfeld 01

Der Lastgang kann durch Optimierung sehr stark verbessert werden und erreicht eine nahezu ideale Kurvenform. Zwischen ca. 14 Uhr und 3 Uhr liegt ein konstanter Lastbezug von 289 kVA vor, was eine Reduktion um 60 % gegenüber dem nicht optimierten Fall bedeutet.

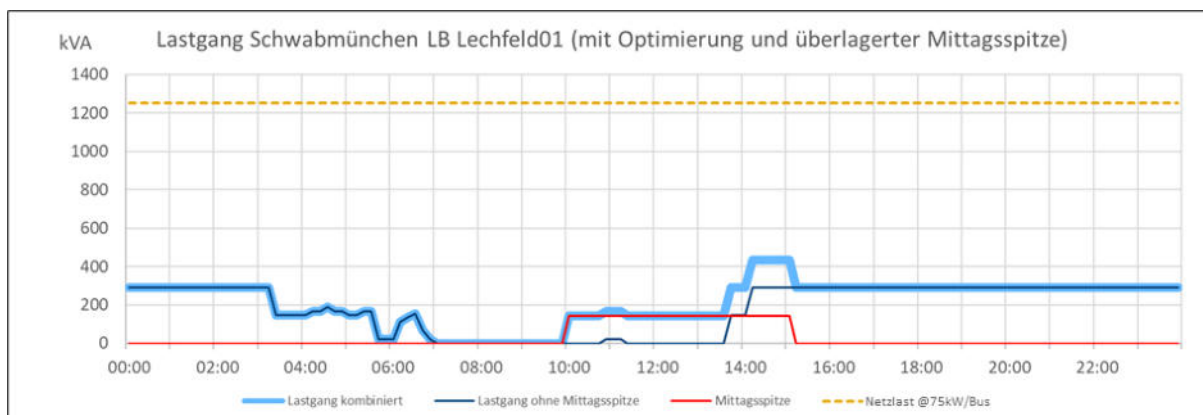


Abb. 26: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „75 kW pro Bus“ Depot Schwabmünchen LB Lechfeld 01

Für das Linienbündel Lechfeld 01 liegt die Besonderheit vor, dass nur ein einziger Umlauf die angesetzte Batteriekapazität marginal (!) überschreitet. Die verfolgte Methodik zur Abschätzung einer Mittagsspitze ist in diesem Extremfall sehr ungenau. Trotz Verkürzung des Mittagsspitzenintervalls auf vier Stunden, kommt es zu einer Überlagerung von Lastgang und Mittagsspitze, die sich in den Kennwerten als neue Lastspitze bei 433 kVA bemerkbar macht. In der Praxis sollte dies sehr gut vermeidbar sein, so dass 289 kVA als erwartete Lastspitze im Normalbetrieb weiter erhalten bleiben kann. Trotz der kleinen Fahrzeugmengen, wird ein Auslegungsrichtwert von 75 kW pro Bus als zu hoch eingestuft. Bei einem Wert von 50 kW pro Bus bleiben ausreichende Reserven erhalten.

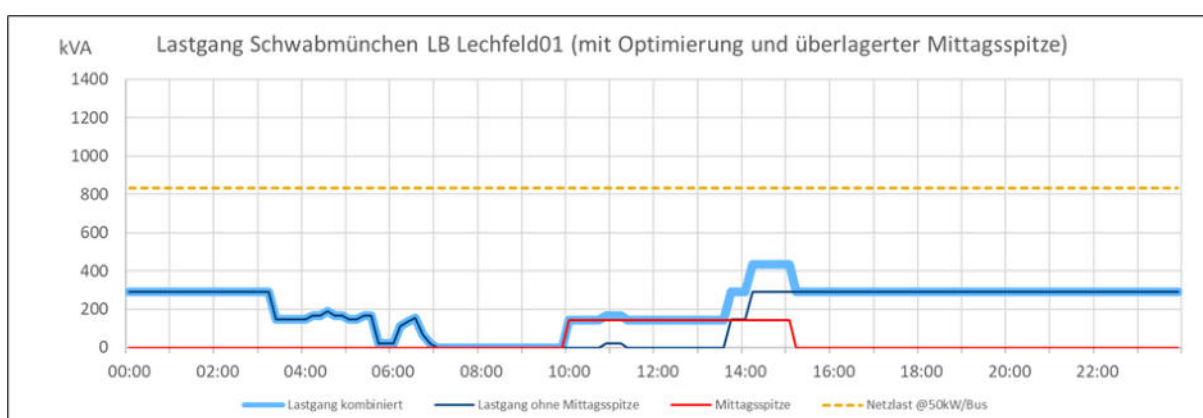


Abb. 27: Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „50 kW pro Bus“ Depot Schwabmünchen LB Lechfeld 01

1.2 Nutzung von Dritten

Durch den AVV wurden potenzielle Nutzergruppen für einen Erstkontakt adressiert. Im ersten Anlauf gestaltet es sich hierbei schwierig, Akteure zu identifizieren, die einerseits eine entsprechende Größe aufweisen und andererseits vor der Herausforderung stehen zeitnah einen Bedarf an Ladeinfrastruktur decken zu müssen, ohne dies durch betriebseigene Konzepte abdecken zu können oder zu wollen. Für kleinere Betriebe ist das Konzept bisher noch zu abstrakt, um hier einen planbaren Input abrufen zu können. Hier liegt typischerweise entweder ein akuter Handlungsbedarf vor, für den das Konzept zeitlich nicht ausreichend scharf definiert werden kann, oder das Thema wird als Thema der Zukunft eingestuft. Auch wenn ein Bewusstsein vorliegt, dass Elektromobilität mittelfristig unumgänglich ist, fehlen personelle Ressourcen, um an langfristig ausgerichteten Konzeptentwicklungen zu partizipieren. Größere Betriebe, die ggf. sogar in Konzernstrukturen eingebunden sind, setzen verstärkt auf betriebsinterne Strategien, um Ladekonzepte zu etablieren. Bisher konnten keine Partner identifiziert werden, die im Rahmen des Planungsprozess eingebunden werden, wobei nicht auszuschließen ist, dass auf Basis der ausgearbeiteten Untersuchung hier ein größeres Interesse ausgelöst werden kann.

1.3 Aufgaben und Rollen der Beteiligten

<i>Rolle</i>	<i>Mögliche Aufgaben</i>
AVV als Aufgabenträgerverbund	Koordination und Unterstützung der Aufgabenträger bei der Planung und Umsetzung von Ladeinfrastrukturvorhaben
ÖPNV-Aufgabenträger Stadt Augsburg und die Landkreise Augsburg, Aichach-Friedberg und Dillingen a.d. Donau	Refinanzierung der Ladeinfrastruktursysteme, ggf. Konzeptionierung und Aufbau der notwendigen Ladeinfrastruktursysteme (tatsächliche Ausgestaltung verschiedener Betreibermodelle denkbar, siehe Kapitel Betreibermodelle)
Lokal aktive Verkehrsunternehmen	Erbringung der Verkehrsleistung (fahrzeugseitig), ggf. Errichtung und Betrieb der Ladeinfrastruktur, ggf. aber auch Nutzer der durch Aufgabenträger errichteten Ladeinfrastruktur
Ggf. weitere ÖPNV-fremde Nutzer, wie beispielsweise Betreiber kommunaler Nutzfahrzeugflotten, Einsatzfahrzeuge sowie weiterer (kommunaler) PKW-Flotten wie beispielsweise Flotten der Kommunalverwaltung	Zusätzliche Drittnutzer der Ladeinfrastruktursysteme
zuständigen Stromnetzbetreiber	Gewährleistung Netzanschluss der Ladeinfrastrukturen

Tab. 2: Aufgaben und Rollen der Beteiligten

Die jeweiligen Rollen und Aufgaben müssen je nach geplanter und umzusetzender Organisation (z.B. in Form eines definierten Betreibermodells) aufeinander abgestimmt werden.

2 AP 2: Bedarfsanalyse

2.1 Standortkonzept

Im Rahmen der Untersuchung wurden zunächst alle Depots, die hier unter dem Überbegriff „Schwabmünchen LB xxx“ geführt werden, als einzelnes großes Depot geführt. In Abstimmung mit dem AVV wurde entschieden, dass dies aufgrund der Vergabe an mehrere Verkehrsunternehmen nicht zielführend ist. Stattdessen wurde das Depot in fünf (fiktive) Sub-Depots getrennt, die jeweils einem Linienbündel zuzuordnen sind.

Die nun bestehende Aufteilung erscheint auf Basis des aktuellen Kenntnisstandes sinnvoll. Da die genaue Umsetzung des Fahrbetriebs mit Batteriebussen unbekannt ist, muss die Infrastrukturplanung in jedem Fall mit sinnvollen Reserven erfolgen. Dies wird auch vor dem Hintergrund von Abweichungen im Betriebsablauf und eventuellen Angebotserweiterungen oder ähnlichem als sinnvoll erachtet. In jedem Fall sollten zusätzliche Transferstrecken zu einem weiter entfernten Depot über die angesetzten Leistungsreserven gut kompensierbar sein.

Im Allgemeinen lässt sich festhalten, dass tendenziell bei größeren Depots, hier also bei einer Zusammenlegung von mehreren kleinen Depots unter dem Überbegriff Schwabmünchen, Synergieeffekte zum Tragen kommen. Die Auswirkung muss für belastbare Aussagen, entsprechend der in dieser Untersuchung verfolgten Herangehensweise, konkret berechnet werden. Es kann jedoch festgehalten werden, dass eine geringere Infrastrukturmenge als bei Ausführung als Einzeldepots sehr wahrscheinlich ist. Dies geht auf den allgemeinen Umstand zurück, dass bei größeren Fahrzeugmengen ein Ladesystem tendenziell besser ausgenutzt werden kann. Ähnliches gilt für den Mittelspannungstransformator, der voraussichtlich kleiner dimensioniert werden kann als die Summe aller Trafos der Einzeldepots.

Dennoch gibt es auch Argumente, die für eine Aufteilung in kleine Depots sprechen:

- Es ist anzunehmen, dass die resultierenden kleineren Anforderungen an das Versorgungsnetz besser realisierbar sind als hohe Anschlussleistungen, die bei großen Depots sichergestellt sein müssen.
- Viele kleine Depots können besser an strategisch sinnvollen Punkten des Liniennetzes platziert werden und gewährleisten einen besseren Anschluss an das Einsatzgebiet. Auch wenn dies für die Ladeinfrastruktur von untergeordneter Bedeutung ist, wird die Umlaufanpassung stark vereinfacht, wenn das Depot zum Nachladen in der Nähe der Linien ist.
- Auch bei großen Depots müssen aus Gründen der Verfügbarkeit und Redundanz sowie der Minimierung von elektrischen Verlusten kleinere Sub-Einheiten gebaut werden, die dem Einzel-Depot-Ansatz zum Teil sehr nahekommen.

Neben Vorteilen in Bezug auf die Anschaffungskosten für Ladesysteme kann eine Zusammenlegung von Depots Vorteile in Bezug auf Reserveflotten und Werkstattunterhaltung bedeuten. Da die Leistungen voraussichtlich an mehrere Verkehrsunternehmen vergeben werden, ist es jedoch offen, inwiefern hier Synergieeffekte effektiv realisierbar sind. In diesem Kontext lässt sich festhalten, dass sowohl Werkstatt als auch Reserveflotte nicht untrennbar mit dem Depot verbunden sind. Sofern mehrere kleine Depots in der näheren Umgebung angesiedelt sind, ist die Unterhaltung einer gemeinsamen Zentralwerkstatt grundsätzlich möglich. Gleiches gilt für die Vorhaltung einer Reserveflotte, wofür jedoch eine sehr gute Abstimmung unter den

Verkehrsunternehmen erforderlich ist. Aus technischer Perspektive wird dies als lösbar angesehen, jedoch wird angenommen, dass die Umsetzung mit mehreren Verkehrsunternehmen herausfordernd ist und nicht zwingend als Zielgröße definiert werden sollte.

2.2 Technische Gestaltung der Ladeinfrastruktur

Ladeinfrastrukturen für batterieelektrische Busse sind elektronische Baugruppen, die die notwendige Ladeenergie bereitstellen. Batterieelektrische Busse werden, anders als batterieelektrische Pkw, grundsätzlich über Gleichströme geladen, was auf die Traktionsbatterie (Gleichspannung) zurückgeht, die entsprechend geladen werden muss. Bei Wechselstromladung von Fahrzeugen ist ein sogenanntes On-Board-Ladegerät (AC/DC Wandler) im Fahrzeug verbaut, was im Bussektor aufgrund der zugehörigen Größen und Gewichte nicht verfolgt wird. Die Gleichrichtung erfolgt hier zwingend im Ladegerät.

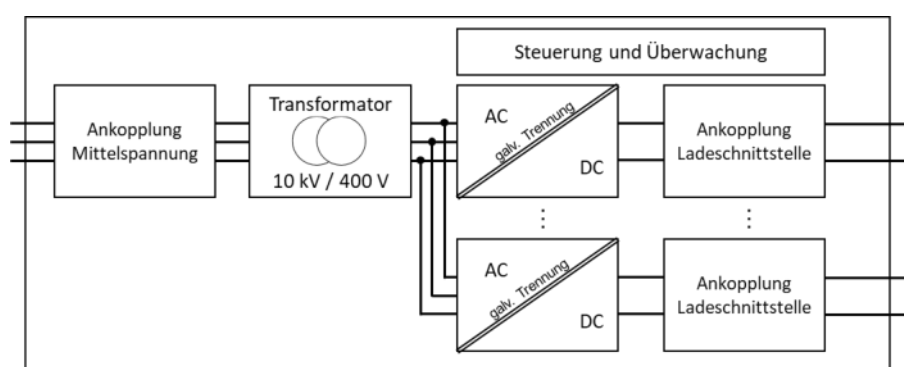


Abb. 28: Schematische Darstellung Hauptkomponenten Ladesystem

Die Gleichrichtung erfolgt aktiv, also derart, dass der Ausgangsstrom auf einen angestrebten Wert geregelt wird. Der Sollwert für den Ladestrom wird vom Batteriemanagementsystems des Fahrzeugs an das Ladegerät übermittelt. Ladesysteme stehen über Kommunikationsschnittstellen sowohl in Verbindung mit dem Fahrzeug als auch mit nachgeschalteten Systemen auf Betriebshofseite. Die fahrzeugseitige Kommunikation wird schnittstellenunabhängig entsprechend des CCS-Standards umgesetzt, so dass die Ladeschnittstelle selbst grundsätzlich austauschbar ist. Betriebshofseitig liegen Quasistandards, wie das Protokoll OCPP vor, um die Anbindung sicherzustellen.

Abhängig von der Anzahl der Ladegeräte liegen unterschiedliche Anforderungen an die Netzanbindung vor. Wie im Schaubild ersichtlich ist, wird der AC/DC Wandler über eine dreiphasige 400 V Spannung (Niederspannung) versorgt, die in allen Liegenschaften verfügbar ist (normales Haus-haltsnetz). Sehr geringe Anzahlen von Ladestationen können teilweise ohne weitere Anpassungen an das vorhandene 400 V Netz angebunden werden. Aufgrund der hohen Leistungsaufnahme von Ladesystemen für Busse ist das lokale Niederspannungsnetz jedoch schnell überlastet. Als Faustformel kann man davon ausgehen, dass ab etwa drei Ladestationen eine separate Spannungsversorgung aus dem Mittelspannungsnetz (10/20 kV) erforderlich ist. Die Netzanbindung erfolgt dann über einen entsprechenden Netztransformator. Für sehr große Mengen an Ladestationen (Richtwert über 100 Ladestationen) kann angenommen werden, dass der Anschluss an das Hochspannungsnetz (110 kV) erfolgt, um das Mittelspannungsnetz nicht zu überlasten.

Im Fokus der Untersuchung stehen hier die verschiedenen Gestaltungsmöglichkeiten zwischen Mittelspannungsanschluss und Ladeschnittstelle.

Im Wesentlichen unterscheiden sich Ladesysteme für Batteriebusse hinsichtlich

- Aufbauprinzip
- Modularität
- Kooperationsfähigkeit
- Schnittstellenausführung
- Abstellkonzept
- Managementsysteme

Darüber hinaus unterscheiden sich Ladesysteme selbstverständlich anhand der Anzahl und Dimensionierung der einzelnen Systembausteine.

2.2.1 Aufbauprinzip

Unter dem Begriff Aufbauprinzip wird sich hier auf die grundsätzliche Aufbaustruktur eines Ladesystems mit mehreren Ladepunkten bezogen. Unterschieden wird zwischen zentralen und dezentralen Strukturen, wobei in der Praxis auch Mischformen denkbar sein können.

Die Zentralität bemisst sich hier an der Leistungselektronik. Im dezentralen Ansatz ist diese über die Summe der Ladepunkte dezentral verteilt. Dies entspricht der typischen Pkw-Ladesäule, bei der sämtliche Elektronik im Gehäuse mit der Ladeschnittstelle verbaut ist. Das abgeschlossene Ladesystem wird über eine 400 V Verbindung an den Netztransformator angeschlossen. Abhängig von der Anzahl der Ladepunkte wird der dezentrale Ansatz mehrfach parallel ausgeführt und jeweils an das 400 V Netz angeschlossen.

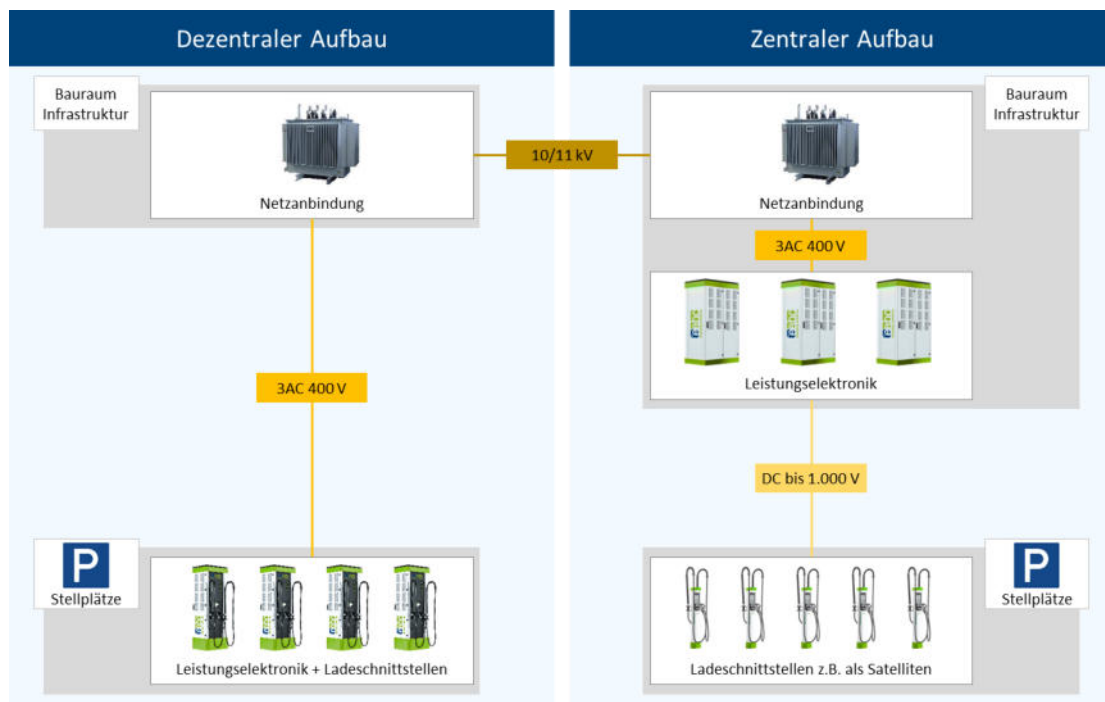


Abb. 29: Dezentraler und zentraler Aufbau von Ladeinfrastrukturen

Im zentralen Ansatz sind Ladeschnittstelle und Leistungselektronik räumlich voneinander getrennt und über eine Gleichstromverbindung (DC-Strecke) miteinander verbunden. Die Leistungselektronik wird gruppiert in Elektronikgehäusen installiert und kann ortsflexibel installiert werden. Die Ladeschnittstelle wird bei diesem Aufbau auch als Ladesatellit bezeichnet. Der Ladesatellit kann auch als Ladesäule aufgebaut sein, wobei der Platzbedarf hier wesentlich geringer ist als für Ladesäulen aus dem dezentralen Ansatz. Darüber hinaus stehen weitere mögliche Schnittstellenausführungen zur Verfügung, um beispielsweise den Platzbedarf weiter zu reduzieren (Vgl. 2.2.5 *Schnittstellenausführung*).

Im Einsatzrahmen des ÖPNVs sind üblicherweise zentrale Aufbauten von Vorteil, was auf drei Hauptfaktoren zurückgeführt werden kann:

- Zentrale Aufbauten ermöglichen den Einsatz sogenannter Matrix-Systeme, die später unter der Überschrift Kooperationsfähigkeit beschrieben werden.
- Aufgrund der üblicherweise begrenzten Stellflächen in Depots sind zentrale Systeme im Vorteil, da große Mengen der Infrastruktur außerhalb der Stellflächen aufgebaut werden und im Umfeld der parkenden Busse nur minimale Bauflächen erforderlich sind.
- Im zentralen Aufbau werden Leistungselektronik und Netztransformator üblicherweise möglichst nah aneinander verbaut und im Idealfall sogar über Kupferverschiebungen miteinander verbunden. Damit werden die stärker verlustbehafteten Wechselstromstrecken auf ein Minimum begrenzt. Die längsten Kabelstrecken werden über effizientere Gleichstromleitungen abgedeckt, was eine geringere Verlustleistung der Anlage gegenüber dezentralen Aufbauten bewirkt.

Der Hauptvorteil von dezentralen Ladesystemen geht auf die vollintegrierte Struktur zurück. Bei kleinen Systemen kann der Bauaufwand für die Installation sehr überschaubar ausfallen, sofern ein 400 V Netz mit ausreichenden Kapazitäten erreichbar ist. Der Ansatz eignet sich auch sehr gut für temporäre eingesetzte Systeme. Nach Außerbetriebsetzung kann die gesamte Systemeinheit vom Versorgungsnetz getrennt und verkrant werden, um an anderer Stelle weiter verwendet zu werden. Die besonderen Eigenschaften beider Ansätze sind hier wie folgt zusammengefasst und nach einem Ampelfarbensystem von vorteilhaft über neutral bis nachteilig bewertet.

	<i>Dezentraler Aufbau</i>	<i>Zentraler Aufbau</i>
Verluste / Effizienz	Höhere Verluste aufgrund langer AC-Strecken	Geringere Verluste, wenn der Trafo nahe der Elektronik platziert wird
Platzbedarf	Hoher Platzbedarf im Bereich der Stellplätze.	Geringer Platzbedarf am Stellplatz (Bauraum außerhalb erforderlich)
Kooperationsfähigkeit	Teilen von Ladeinfrastruktur nur sehr begrenzt pro Ladesäule möglich	Ermöglicht den Einsatz von Matrix-Ladesystemen
Wartung	Infrastruktur verteilt über das Depot, dafür ein System pro Ort (gut nachvollziehbar)	Wartung am zentralen Ort, jedoch komplexeres System
Bauanforderung	Gering, wenn Spannungsversorgung vorhanden ist.	Flächendeckende Baumaßnahmen mit umfassender Planung
Variabilität	Ladesystem kann mit überschaubarem Aufwand umpositioniert werden.	Umsetzung erfordert vollständige De- und Neumontage

Tab. 3: Gegenüberstellung dezentrale und zentrale Aufbauvarianten

2.2.2 Modularität

Naturgemäß ist jedes Ladesystem modular aufgebaut und der Begriff Modularität kann auf verschiedene Ebenen ausgedehnt werden. Streng genommen kann eine mehrfache Ausführung von Ladesäulen nach dem dezentralen Ansatz als mehrere Module vom Typ Ladesäule interpretiert werden. Hier wird der Begriff auf ein Leistungsmodul reduziert.

Ein Leistungsmodul ist vereinfacht ein AC/DC Wandler, also eine leistungselektronische Komponente, die den benötigten Ladestrom für die Ladeschnittstelle bereitstellt. Das Modul transformiert dafür die Wechselspannung zu einer Gleichspannung. Mehrere Leistungsmodul können parallel betrieben werden, um ein Vielfaches der Modulleistung für die Fahrzeugladung bereitzustellen.

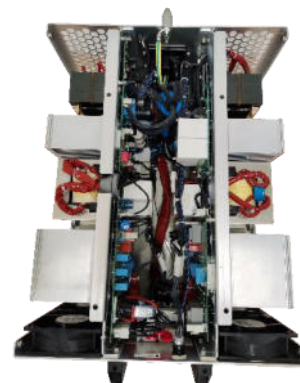


Abb. 30: Leistungsmodule

Mit Bezug auf die hier diskutierte Modularität eines Ladesystems stehen drei Unterscheidungsmerkmale im Vordergrund. Primäres Merkmal ist die Anzahl und Größe (Leistungsklasse) der Module, vergleichbar mit einem Grundbaustein, der in einer gewissen Größe mehrfach eingesetzt wird. Darüber hinaus stehen Bauteilgleichheit, beziehungsweise Bauteilkompatibilität, sowie die Art der internen Schnittstellen im Fokus.

Für die weitere Betrachtung wird vorausgesetzt, dass in allen Systemen baugleiche oder vollkompatible Module eingesetzt werden. Bei Neueinführung eines Ladesystems kann dies vorausgesetzt werden. Bei einer nachträglichen Erweiterung sollte dieser Aspekt berücksichtigt werden, um Wartungsvorteile und reduzierte Lagermengen für Ersatzteile zu gewährleisten. Ziel ist es, Module mit gleicher Leistungsklasse auch identisch (oder schnittstellengleich) auszuführen, um die Variantenvielfalt auf ein Minimum zu begrenzen.

Im folgenden Abschnitt wird jeweils ein Ladesystem mit 300 kW Systemleistung herangezogen, um die weiteren Unterscheidungsmerkmale zu diskutieren. Angenommen wird hier ein fiktives Gehäuse (Schaltschrank) in dem bis zu 150 kW Leistungselektronik installiert werden können. In Summe werden hier also zwei Gehäuse pro Ladesystem angenommen. Die Gehäuse verfügen darüber hinaus über einen Bauraum für Verschaltungselektroniken (Gelb).



Abb. 31: Modulares System 2 x 1 x 150 kW

Im ersten Fall mit sehr geringer Modularität ist pro Gehäuse ein einzelnes Lademodul verbaut, das mit einer Leistungsklasse von 150 kW beziffert ist. Jedes Gehäuse ist mit einer eigenen Ladeschnittstelle ausgestattet. Jeder dieser zwei Ladepunkte kann mit einer Ladeleistung zwischen 0 und 150 kW bedient werden. Eine weitere Aufteilung der Leistung ist nicht möglich, da nur ein einzelnes Modul über die Verschaltungselektronik an die Ladeschnittstelle angebunden werden kann. In diesem Spezialfall entspricht die Verschaltungselektronik einem einfachen Leitungsweg zur Durchleitung der Modulleistung. Der Aufbau ähnelt einer einfachen Pkw-Ladesäule.

Für Systeme mit gesteigerter Modularität sind zwei Beispiele aufgeführt. Der Hauptunterschied ist die verwendete Modulgröße mit 75 kW beziehungsweise 50 kW Modulleistung.

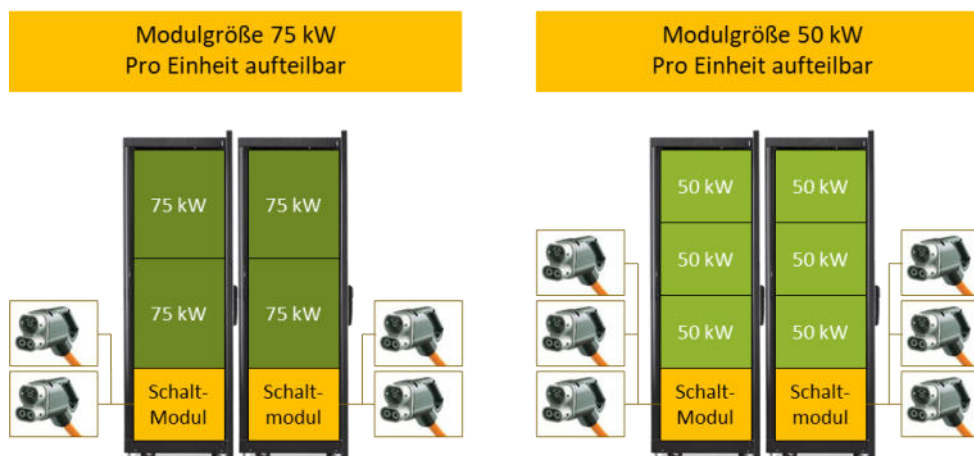


Abb. 32: Modulare Systeme 2 x 2 x 75 kW und 2 x 3 x 50 kW

Um pro Einheit eine Gesamtleistung von 150 kW zu erreichen, sind entweder zwei 75 kW oder drei 50 kW Module verbaut. Im Ansatz mit 75 kW Modulen stehen zwei Subeinheiten zur Verfügung, die über das Schaltmodul an zwei Ladeschnittstellen verschaltet werden können. Dabei können beide Module beliebig den Ladepunkten³ zugeordnet werden, also eines oder beide der verfügbaren Module. Im Ansatz mit 50 kW Modulen können drei kleinere Moduleinheiten flexibel auf drei Ladepunkte verteilt werden. Mit demselben Infrastrukturaufwand (300 kW pro Beispiel) können also bereits aufgrund der Modulgröße und Modulanzahl Vorteile durch eine feinere Aufteilung der Systemleistung erzielt werden. Bei der Verschaltung ist zu berücksichtigen, dass in der Regel immer die gesamte Modulleistung blockiert wird. Um im ersten Fall eine Leistung von 80 kW zu erzielen, müssen beide Module eingesetzt werden. Die übrigen 70 kW können nicht weiter genutzt werden.

Ansatz: 1 x 2 x 75 kW	
Ladepunkt 1	Ladepunkt 2
0 kW	0 kW
0 kW	150 kW
150 kW	0 kW
75 kW	75 kW

Ansatz: 1 x 3 x 50 kW		
Ladepunkt 1	Ladepunkt 2	Ladepunkt 3
0 kW	0 kW	0 kW
0 kW	0 kW	150 kW
0 kW	150 kW	0 kW
150 kW	0 kW	0 kW
0 kW	50 kW	100 kW
0 kW	100 kW	50 kW
50 kW	0 kW	100 kW
100 kW	0 kW	50 kW
100 kW	50 kW	0 kW
50 kW	100 kW	0 kW
50 kW	50 kW	50 kW

Tab. 4: Übersicht Verschaltungsmöglichkeiten bei verschiedenen Modulgrößen

³ Grundsätzlich können auch weitere Ladepunkte (variantenunabhängig) vorgesehen werden. Hier wird dem Verständnis halber immer eine Ladeschnittstelle pro Modul angenommen. Zusätzliche Ladepunkte können sinnvoll sein, um dieselbe Ladeinfrastruktur nacheinander für die Ladung an mehreren Fahrzeugen zu nutzen, was hier zunächst nicht im Vordergrund steht.

Die Auswirkung wird besonders deutlich, wenn die Möglichkeiten der Leistungsverteilung tabellarisch aufgezeichnet werden (s.o.). Hierbei gilt, dass die eingetragenen Leistungswerte immer von Null bis zum angegebenen Wert gelten; eine geringere Leistung kann immer bezogen werden.

Die Modularität des Ladesystems kann darüber hinaus weiter gesteigert werden, wenn das Schaltmodul als Schnittstelle über mehrere Systeminstanzen (Gehäuse) ausgedehnt wird.

Die nebenstehende Darstellung entspricht grundsätzlich dem zuvor dargestellten Fall, mit der Besonderheit, dass sechs Module vollständig variabel auf sechs Ladepunkte verschaltet werden können. In der Praxis sind Ansätze verbreitet, bei denen 2, 4, 6 oder 8 Ladepunkte an eine Systemleistung von 600 kW und mehr verschaltet werden können. Leistungsmodule rangieren üblicherweise zwischen 25 kW und 100 kW, wobei 50 kW den typischen Wert darstellen. Es gilt anzumerken, dass insbesondere sehr kleine Leistungsmodule teilweise zwar individuell, wie oben beschrieben, betrieben werden können, aber kein eigenständiges mechanisches Modul darstellen. Üblich ist beispielsweise der Einsatz von 50 kW Modulen (interpretierbar als kleinste Baueinheit im System), die intern als zwei individuelle 25 kW Gleichrichter fungieren. Im Fehlerfall muss jedoch das gesamte 50 kW Modul getauscht werden.

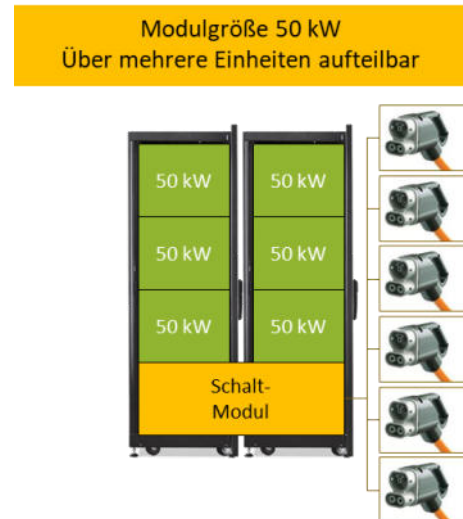


Abb. 33: Modulares System 1 x 6 x 50 kW

Durch den Einsatz von Verschaltungsmodulen über mehrere Systemeinheiten (LIS-Einheiten) hinweg wird praktisch der Bezugsrahmen vergrößert. Mehrere LIS-Einheiten können ihre Modulleistungen flexibel an das Verschaltungsmodul weiterleiten. Dieses kann die Leistungen dann flexibel kombinieren und an alle angebundenen Ladeschnittstellen weiterreichen. Angenommen es werden zwei Systeme mit einer Modulleistung von 3 x 50 kW betrachtet (Vgl. Beispiel in Tab. 4). Bei getrennter Ausführung können die Modulleistungen nur auf drei Ladepunkte verschaltet werden. Bei Ausführung mit einem gemeinsamen Verschaltungsmodul kann das Doppelte der Leistung auf alle sechs Ladeschnittstellen verteilt werden. Somit können beispielsweise am frühen Abend drei Busse auf den ersten drei Ladeplätzen mit 3 x 100 kW geladen werden, während in der Nacht dieselbe Leistung an drei anderen Ladepunkten bereitgestellt werden kann. Bei getrennter Ausführung wäre dies nicht möglich, da jeweils nur 150 kW zur Verfügung stehen, die auf die ersten oder auf die letzten drei Ladeplätze verteilt werden können.

Für den AVV lässt sich zusammenfassen, dass ein Konzeptansatz idealerweise auf dasselbe Leistungsmodul über alle verschiedenen Depots oder Ladeeinrichtungen hinweg zurückgeführt wird. Dabei gilt es eine möglichst kleine Modulgröße zu etablieren, um

- möglichst große Freiheitsgrade bei der Leistungsverteilung zu erzielen
- in Verbindung mit sinnvoll dimensionierten Schaltmodulen sog. Matrix-Systeme umsetzen zu können (Vgl. auch Kooperationsfähigkeit unten)
- die Ausfallsicherheit und Anlagenredundanz zu erhöhen (bei Ausfall eines Moduls bleibt die restliche Anlage in Betrieb)

- Ladesysteme möglichst präzise auf die Anforderungen anpassen zu können
- Wartungs- und Reparaturvorteile durch möglichst kleine und kostengünstige Tauschkomponenten zu erzielen

2.2.3 Kooperationsfähigkeit

Unter Kooperationsfähigkeit wird hier die Möglichkeit verstanden, Leistung über mehrere Systemeinheiten vererben zu können. Die Thematik wurde unter Modularität bereits aufgegriffen, da die Themen eng miteinander verwandt sind.

Als dediziertes System wird hier ein Ansatz verstanden, bei dem eine abgeschlossene Systeminstanz (LIS-Einheit) eine geringe Anzahl Ladepunkte (≤ 3 LP) bedient. Darüber hinaus bestehen keine weiteren Verbindungen. Sobald die an die Ladepunkte angeschlossenen Fahrzeuge vollgeladen sind, wird die Infrastruktur nicht weiterverwendet, bis ein Fahrzeug wechselt.

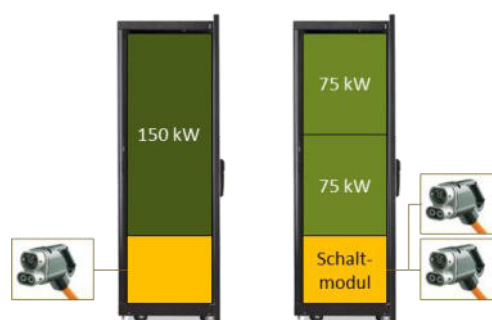


Abb. 34: Dedizierte Ladesysteme (Beispiel)

Nicht abgerufene Leistungen können nur für die pro Einheit angeschlossenen Ladeschnittstellen verwendet werden. Für eine Fahrzeugflotte sind entsprechend viele LIS-Einheiten erforderlich, was in einem tendenziell schlechten Anlagenausnutzungsgrad und hohen zu installierten Infrastrukturkosten pro Bus mündet.

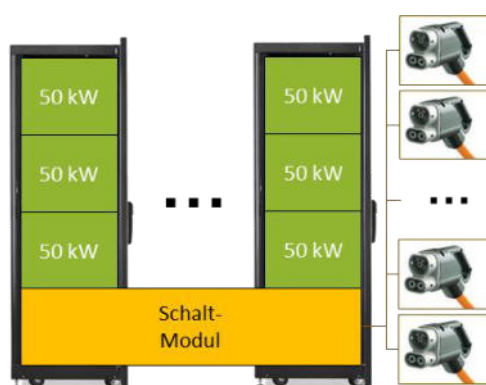


Abb. 35: Kooperatives Ladesystem (Beispiel)

Bei kooperativen Systemen wird der Bezugsrahmen ausgedehnt. Typisch sind vier bis acht angebundene Ladepunkte, die an mehrere LIS-Einheiten angeschlossen werden. Hierbei ist es eine Definitionsfrage, ob dies schlicht als größere dedizierte LIS-Einheit mit einer größeren Anzahl Ladepunkten verstanden wird, oder ob dies als kooperatives System gekennzeichnet wird. In jedem Fall stehen mehr Ladepunkte in einem kooperativen Verbund, als bei hier dediziert genannten Systemen, was sich stark positiv auf den Anlagenausnutzungsgrad auswirkt (adäquate Planung vorausgesetzt). Dies geht darauf zurück, dass nicht genutzte Leistung in einem größeren Systemverbund vererbt werden

kann, der nicht auf wenige Ladepunkte beschränkt ist. Entsprechende Systeme müssen anwendungsspezifisch geplant werden, erreichen jedoch in der Praxis deutlich geringere Werte für die zu installierten Infrastrukturkosten pro Bus, was sich in geringeren Anschaffungskosten

niederschlägt⁴. Der große Systemverbund eines kooperativen Systems steigert außerdem die Ausfallsicherheit, weil bei Ausfall eines Moduls auf ein größeres Netzwerk betriebsbereiter Module zurückgegriffen werden kann.

Die Begriffe dedizierte und kooperative Systeme sind naturgemäß nicht klar voneinander zu trennen. Eine weitere Erhöhung des Kooperationsgrades wird insbesondere softwaretechnisch erreicht, indem zum Beispiel die Ladevorgänge in jeder Systeminstanz übergeordnet gesteuert und aufeinander abgestimmt werden, um die Netzlast zu optimieren.

2.2.4 Wichtigkeit kleiner Modulgrößen im Systemverbund

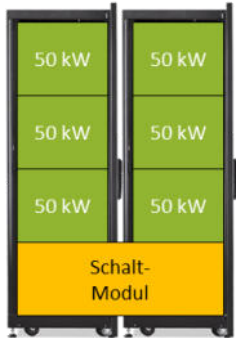
Wie aus den vorangestellten Beschreibungen deutlich wird, haben kleine Modulgrößen in Verbindung mit möglichst kooperativen Systemen deutliche Vorteile in Bezug auf Systemauslegung, Anlagenausnutzungsgrad (bzw. geringere Systemkosten) und Wartung. Im typischen Lastverlauf einer Flottenladung können Modulgrößen von ca. 50 kW auf den ersten Blick ausreichend fein sein, um die erwarteten Mehrwerte zu erzielen.

In diesem Kontext wird jedoch häufig vernachlässigt, dass es durchaus relevante Lastanforderungen mit wesentlich kleineren Leistungswerten gibt. Betont werden soll hier insbesondere das sogenannte Vorkonditionieren, also das elektrische Vorheizen der Fahrzeuge vor Betriebsbeginn, um diesen Energieaufwand nicht aus der Traktionsbatterie während der Fahrt decken zu müssen. Dabei liegt ein sehr geringer Leistungsbezug (≈ 20 kW) über 30 bis 60 Minuten an. In vielen Fällen können sich Ladevorgänge und Vorkonditionierungen überschneiden, was zu Problemen führen kann. Bei großen Modulgrößen muss ein komplettes Modul für die Vorkonditionierung verwendet werden, weshalb dessen Leistung nicht für einen parallelen Ladevorgang nutzbar ist. Alternativ kann das Ladesystem insgesamt überdimensioniert werden, oder Vorkonditionierungen müssen bei entsprechenden Konflikten übersprungen werden, wenn ansonsten die rechtzeitige Ladung eines Fahrzeugs gefährdet ist.

Es gilt zu berücksichtigen, dass Leistungsmodule immer vollständig einem Ladepunkt zugeordnet werden müssen. Auch bei sehr geringen Leistungen wird ein Lademodul vollständig blockiert. Die Auswirkung dessen wird über ein Rechenbeispiel deutlich.

Betrachtet werden zwei Systeme mit 300 kW Systemleistung und mindestens vier Ladeschnittstellen an dem im Beispiel vier Fahrzeuge geladen werden sollen. Im ersten Fall werden 50 kW Module eingesetzt, während im zweiten Fall 25 kW Module eingesetzt werden. Fahrzeugseitig werden in beiden Fällen dieselben Anforderungen gestellt. Zwei Fahrzeuge sollen parallel vorkonditioniert werden (20 kW), ein Fahrzeug ist am Ende seines Ladevorgang mit reduzierter Leistung (60 kW) und ein Fahrzeug soll mit 130 kW geladen werden.

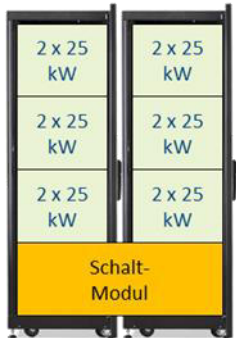
⁴ In der Praxis kann in der Regel eine Ladeinfrastruktur mit 40-50 % der Leistung einer Ladeinfrastruktur umgesetzt werden, die für eine Ladesäule ohne Modularität und Kooperationsfähigkeit erforderlich wäre. Das Kosteneinsparpotenzial ist von diversen Einflussfaktoren (Hersteller, genaue Ausführung, Sondermaßnahmen) abhängig, sollte aber in erster Näherung proportional zur implementierten Leistungselektronik sein.

Ladesystem: 6 x 50 kW = 300 kW			Leistungsanforderung Fahrzeug		
	Module	Leistung blockiert	Leistung angefordert	Leistung erhalten	Bus Nummer
	50 kW	50 kW	⇔	20 kW	Bus 1
	50 kW	50 kW	⇔	20 kW	Bus 2
	50 kW	100 kW	⇔	60 kW	Bus 3
	50 kW				
	50 kW	100 kW	⇔	130 kW	Bus 4
	50 kW			100 kW	

Tab. 5: Beispielhafter Leistungsbezug Ladesystem mit 50 kW Modulgröße

Im Ansatz mit 50 kW Modulgröße können zwar alle Leistungsanforderungen der ersten drei Busse erfüllt werden, jedoch kann für den letzten Bus nur noch eine Leistung von 100 kW statt 130 kW bereitgestellt werden. Grund hierfür ist die Nutzung aller Module des Ladesystems. In den ersten drei Ladevorgängen sind in Summe 100 kW blockiert, die fahrzeugseitig nicht genutzt werden können. Obwohl nur 200 kW von möglichen 300 kW genutzt werden, muss bereits Ladeleistung reduziert werden.

Im Vergleich mit einem Ladesystem gleicher Gesamtleistung und kleinerer Modulgröße zeigt sich hingegen ein anderes Bild. Für die Vorkonditionierungen mit kleiner Leistung muss jeweils nur ein Modul blockiert werden. Für die ersten drei Busse werden lediglich in Summe 25 kW (ungenutzt) blockiert, die fahrzeugseitig nicht verwertet werden können. Entsprechend kann der vierte Bus die volle Ladeleistung von 130 kW abrufen. Bei Bedarf können sogar 150 kW abgerufen werden, ohne auf das letzte noch freie 25 kW Modul zurückgreifen zu müssen. In Summe können hier die angeforderten 230 kW Ladeleistung erfüllt werden, wobei sogar eine Leistungsreserve von 25 kW frei verfügbar bleibt.

Ladesystem: 12 x 25 kW = 300 kW			Leistungsanforderung Fahrzeug		
	Module	Leistung blockiert	Leistung angefordert	Leistung erhalten	Bus Nummer
	25 kW	25 kW	⇔	20 kW	Bus 1
	25 kW	25 kW	⇔	20 kW	Bus 2
	25 kW	75 kW	⇔	60 kW	Bus 3
	25 kW				
	25 kW	150 kW	⇔	130 kW	Bus 4
	25 kW				
	25 kW				
	25 kW				
	25 kW				
	25 kW				
	25 kW	frei			
			25 kW Reserve		

Tab. 6: Beispielhafter Leistungsbezug Ladesystem mit 25 kW Modulgröße

Die Modulgröße sollte in jedem Fall so klein wie möglich gewählt werden. Dies bezieht sich nicht zwingend auf die mechanische Moduleinheit, sondern auf die kleinste praktisch nutzbare Moduleinheit. Es ist durchaus möglich, dass ein 50 kW Modul intern zum Beispiel aus zwei individuellen 25 kW Modulen besteht.

2.2.5 Schnittstellenausführung

Für die Netzanbindung wird im Anwendungsfall des AVV angenommen, dass ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz erforderlich ist und ein entsprechender Transformator vorgesehen werden muss. Auf Basis der notwendigen Anzahl an Ladepunkten pro Depot ist eine Versorgung aus einem vorhandenen 400 V Netz extrem unwahrscheinlich.

Für die informationstechnische Anbindung des Ladesystems an Back-End Strukturen muss eine entsprechende Schnittstelle vorgesehen werden. Dies ist marküblicher Standard und wird über das Open Charge Point Protocol (OCPP) gewährleistet, das in vielen Fällen um herstellerspezifische Cloudlösungen ergänzt wird.

Hinsichtlich der Ladeschnittstelle gibt es aktuell zwei denkbare Alternativen: Ladestecker oder Pantograph. Der CCS Typ 2 Ladestecker ist die Standardlösung für Depotladungsanwendungen und erlaubt Ladeströme bis 200 A, was bei gängigen Batteriespannungen einer Ladeleistung von 130 bis 150 kW entspricht. Diese Leistungswerte sind üblicherweise ausreichend für den Systementwurf. Alternativ können Pantographensysteme vorgesehen werden, die höhere Ladeleistungen erlauben. Leistungswerte bis 300 kW sind im Allgemeinen unkritisch, bewirken jedoch eine schnellere Batteriealterung. Sofern keine zeitkritischen Anwendungen vorliegen, ist es auch bei Pantographenladung über Nacht sinnvoll, einen Leistungswert in der Größenordnung von 150 kW anzustreben.

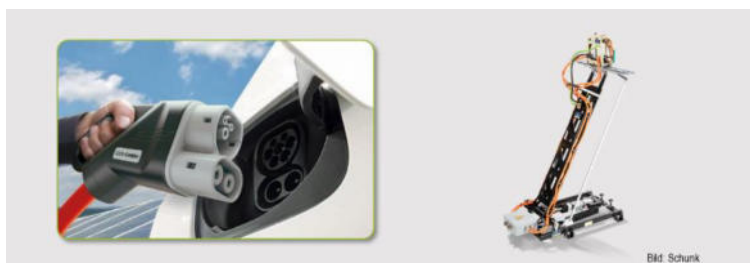


Abb. 36: CCS Typ 2 Stecker und Pantograph

Auch bei reduzierter Leistung können Pantographen Vorteile auslösen. In erster Linie bewirkt die Schnittstellenplatzierung auf dem Fahrzeugdach eine minimale Beeinträchtigung der Fahrzeugstellflächen, was insbesondere bei sehr beengten Abstellungen von Vorteil sein kann. Darüber hinaus wird die Schnittstelle per Knopfdruck oder anderweitigem Steuerbefehl bedient. Der manuelle Aufwand für das Bedienpersonal entfällt ebenso wie Handhabungsfehler als potenzielle Fehlerquelle. Perspektivisch ist es denkbar, dass entsprechende Schnittstellen in Verbindung mit automatischen (fahrerlosen) Fahrten auf dem Betriebshof nutzbar sein können.

Pantographen werden zwar in verschiedenen Ausführungsformen angeboten, jedoch ist die im Bild dargestellte (dachmontierte) Ausführung marktdominierend und wird von Busherstellern weitläufig angeboten. Es gilt jedoch zu beachten, dass üblicherweise aufgrund des notwendigen Bauraums auf dem Fahrzeugdach die Batteriekapazität reduziert werden muss. Für die

Untersuchung wird eine Ladung per Ladestecker als kostengünstigste Lösung angesetzt, da keine Motivatoren für eine Pantographenladung erkennbar sind.

Ladestecker können auf verschiedenen Ordnungs- oder Bediensystemen aufbauen. Neben der aus dem Pkw-Sektor bekannten Ausführung als Wallbox stehen insbesondere die Typen Ladesäule und Deckenabroller im Fokus. Die Art der Ausführung ist für die weitere Untersuchung unerheblich und erfolgt abhängig vom Installationsort.



Abb. 37: Ladesäule und Deckenabroller für CCS-Schnittstellen

2.2.6 Managementsysteme

Auch wenn eine Vielzahl möglicher Managementsysteme am Markt verfügbar sind, kann für den hier betrachteten Anwendungsfall angenommen werden, dass keine aufwendigen/komplexen IT-Strukturen neu geschaffen werden müssen. Die vergleichsweise kleinen Fahrzeugmengen pro Depot können in vielen Bereichen durch einfache Strukturen und Betriebsanweisungen manuell organisiert werden, so dass die Software hier nur als ausführendes Organ eingesetzt wird.

Betriebshofmanagement

Betriebshofmanagementsysteme können mehrere Managementsysteme unter einem Dach zusammenfassen. Sinnvoll sind derartige Systeme für Großflotten (weit über 50 Fahrzeuge), wenn vermeintliche Randaspekte wie Fahrzeugdisposition, preisoptimierter Energieeinkauf, Werkstattmanagement, automatisierte Umlaufoptimierung oder Stellplatzzuweisung automatisiert in direkter Verbindung mit dem Lademanagement ausgeführt werden sollen. Bei den hier relevanten Fahrzeugmengen ist dies nicht sinnvoll. Vielmehr stehen nur Teilmengen im Fokus.

Stellplatzmanagement

Beim Einsatz von Matrix-Ladesystemen können Stellplätze nicht beliebig angefahren werden. Die Belegung muss so erfolgen, dass das Ladesystem möglichst effizient ausgenutzt wird. In der Regel werden die einrückenden Fahrzeuge möglichst symmetrisch auf die verschiedenen Instanzen des Ladesystems (LIS-Einheiten) verteilt. Depot Friedberg mit einer Einsatzflotte von 22 Fahrzeugen (angenommene Reserve = 4 Fahrzeuge) stellt die größte Einsatzflotte im Betrachtungsumfang dar. Selbst für diesen Fall ist nicht davon auszugehen, dass die Zuweisung von Stellplätzen laufend optimiert und durch ein IT-System gesteuert werden muss. Vielmehr ist eine feste Zu- und Abfahrtsreihenfolge nach einem einfachen Prinzip hier die praktikabelste Lösung. Da die Depots nicht konkret bekannt sind, beziehungsweise keine Detaildaten der Parkplatzgeometrie vorliegen, muss diese Aussage auf Annahmen gestützt werden. Bei sehr herausfordernden Parkplatzgeometrien können besondere Umstände vorliegen, die ein entsprechendes System rechtfertigen. Dies wird hier jedoch als sehr unwahrscheinlich eingeschätzt.

Abrechnungsmanagement

Die Etablierung eines Abrechnungsmanagementsystems ist nur erforderlich, wenn die Ladeinfrastruktur externen Nutzern zugänglich gemacht werden soll, oder die bezogenen Strommengen aus anderen Gründen abgerechnet werden müssen. Die genaue Ausführung eines solchen Systems ist abhängig von der Zielsetzung, also welche Nutzergruppen stehen im Fokus und in welchem Ausmaß wird eine Nutzung durch Dritte angestrebt. Grundsätzlich sind drei Funktionseinheiten relevant für das Abrechnungsmanagement:

- Mengenerfassung
- Nutzeridentifikation und Autorisierung
- Datenverarbeitung

Im Vordergrund steht zunächst die Mengenerfassung, um die geladenen Energiemengen korrekt zu erfassen. Die Energiemengen werden pro Ladevorgang erfasst und einem Nutzerprofil zugeordnet. Die Energiemengenmessung erfolgt innerhalb des Ladesystems und muss eichrechtskonform umgesetzt werden. Da die Energiemenge möglichst verlustfrei bestimmt werden muss, erfolgt die Messung unmittelbar vor dem Ladekabel im Gleichstromkreis.

Eichrechtskonforme Messeinrichtungen für DC-Ströme sind nicht zwingend standardmäßig Teil einer Ladeinfrastruktur.

Über die Nutzeridentifikation und Autorisierung werden Ladevorgänge hinterlegten Nutzerprofilen zugeordnet, in denen die bezogenen Energiemengen gespeichert werden. Von Bedeutung ist hier die eindeutige Identifikation des Nutzers unter Einhaltung aller relevanten Sicherheitskriterien. Als Identifikationsmedium sind diverse Varianten verfügbar, die in ein Ladesystem integriert werden können. Auch diese sind nicht zwingend standardmäßig Teil einer Infrastruktur. Typische Identifikationsvarianten sind beispielsweise:

- Nutzerkarten mit RFID-Chip
- Kombination von Log-In und Passwort
- Automatische Identifikation über die Fahrzeug-ID (übermittelt über Ladestecker)

Der Begriff Datenverarbeitung bezieht sich hier im Wesentlichen auf das Speichern und Exportieren von Daten. Die erfassten Energiemengen werden mit Zusatzinformationen (z.B. Zeitstempel) in einer Datenbank hinterlegt und dem Nutzerprofil zugeordnet. Von Bedeutung ist, dass die Speicherung entsprechend sicherheits- und datenschutzrechtlicher Vorgaben erfolgt und entsprechend manipulationssicher ausgeführt ist. Die Daten werden über eine Schnittstelle an externe Verwaltungssysteme übergeben, über die Aspekte wie Guthabenverwaltung, Rechnungslegung und ähnliches verwaltet werden.

Anmerkung

Ladeinfrastrukturen erfüllen nicht zwingend die sicherheits- und datenschutzrechtlichen Anforderungen für ein Abrechnungsmanagementsystem und müssen im Ausschreibungsprozess als notwendig (Muss-Kriterium) spezifiziert werden. Sofern gewünscht, sollten die Parameter möglichst genau benannt und eine Systemausführung für eine eichrechtskonforme Abrechnung gefordert werden.

Lademanagementsysteme

Wie anhand der dargestellten Lastgangoptimierungen ersichtlich ist, sind entsprechende Managementsysteme bereits für sehr kleine Flotten sinnvoll und sollten für eine Ladeinfrastruktur vorgesehen werden.

Das Lademanagementsystem steht über die Ladeschnittstelle auf einer physikalischen Ebene in Verbindung mit den angebundenen Fahrzeugen. Am Beispiel der CCS-Schnittstelle erfolgt dies über den Control-Pilot-Kontakt (CP). Über die Schnittstelle können Informationen ausgetauscht und Anforderungen als Telegramm übertragen werden. Die Schnittstelle ist international als ISO 15118 Standard normiert. Vom Kommunikationsstandard sind beispielsweise auch Anforderungen für den Start eines Ladevorgangs oder eines Vorkonditionierungsvorgangs abgedeckt. Leistungsbegrenzungen oder die Sperrung eines Ladepunktes erfolgen direkt innerhalb der Ladeinfrastruktur, ohne Informationsübertragung zu den Fahrzeugen.

Auf der Informationsebene steht das Lademanagementsystem in direkter Verbindung zu allen Instanzen der Ladeinfrastruktur und damit (indirekt) auch mit allen Sub-Systemen und angeschlossenen Fahrzeugen. Darüber hinaus kann das Managementsystem an weitere IT-Systeme angebunden werden, um das Gesamtsystem im Sinne eines Betriebshofmanagementsystems auszubauen oder andere Funktionen, wie ein übergeordnetes Energiemanagement oder Abrechnungsmanagement, abzudecken.



Abb. 38: Schema Kommunikation

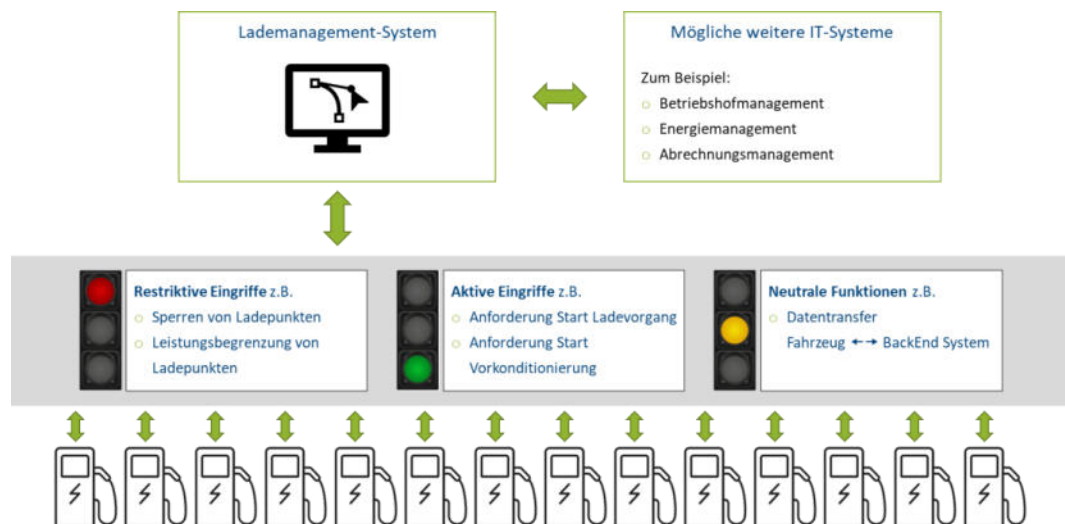


Abb. 39: Lademanagementsystem Informationsebene

In Richtung der Ladeinfrastruktur und Fahrzeuge kann ein Lademanagementsystem Funktionen aus drei Kategorien abdecken:

- Restriktive Eingriffe

Restriktive Eingriffe blockieren Funktionen oder den Umfang von Funktionen und Aktionen, die ansonsten ausgeführt werden würden, um die Gesamtheit der Ladevorgänge zu optimieren. Dies betrifft zum Beispiel das zeitweilige Sperren von Ladepunkten oder die Begrenzung von Ladeleistungen an einzelnen Ladepunkten. Selbstverständlich können die Eingriffe auch auf einen größeren Umfang bezogen sein und ganze Systemeinheiten sperren oder limitieren.

- Aktive Eingriffe

Aktive Eingriffe lösen Aktionen aus, die ohne einen Eingriff zu diesem Zeitpunkt nicht erfolgen würden. Das Managementsystem versendet in diesem Fall eine Anforderung an das Fahrzeug bestimmte Aktionen einzuleiten. Beispielsweise den Start eines Lade- oder eines Vorkonditionierungsvorgangs. Nach Erhalt der Aufforderung stellt das Fahrzeug seinerseits eine Leistungsanfrage an das Ladesystem, um den Vorgang zu starten.

- Neutrale Funktionen

Ergänzend kann das Lademanagementsystem neutrale Funktionen umsetzen, die keine Aktion zur Folge haben. Dies betrifft im Wesentlichen den Austausch diverser Datensätze über die Kommunikationsschnittstelle zum Fahrzeug, um diese an angebundene IT-Systeme weiterzureichen oder in eigenen Softwareroutinen auszuwerten. Grundsätzlich können alle Datensätze aus der Fahrzeugsteuerung übertragen werden. Typische Beispiele sind der Ladestand der Batterie oder Daten aus dem Fehlerspeicher.

Lademanagementsysteme können diverse Funktionen übernehmen, die für den Anwendungsfall nicht relevant sind. Der Übergang von Lade- zu Betriebshofmanagementsystemen ist fließend und nicht klar definiert. Zwecks besserer Verständlichkeit wurden hier Kategorien eingeführt, um die Performance verschiedener Lademanagementsysteme voneinander abzugrenzen.

Die einfachste Kategorie für Lademanagementsysteme wird im Rahmen dieser Untersuchung als rudimentäres System beziehungsweise Ladeplan bezeichnet. Grundlage sind fest definierte Vorgaben und Zeitpunkte, an denen eine Funktion ausgeführt wird. Die Routinen werden auf einen überschaubaren Infrastruktumfang begrenzt und bei größeren Gesamtsystemen mehrfach parallel ausgeführt. Mögliche Triggerpunkte bei denen eine Funktion ausgeführt oder gewechselt wird, sind zum Beispiel Beendigungen von Ladevorgängen oder feste Zeitintervalle. Bei einem Triggerevent kann beispielsweise ein neuer Leistungswert vorgegeben werden, ein Ladepunkt gesperrt oder freigegeben werden. Der Ansatz ist am ehesten mit einer Steuerung im Feld der Regelungstechnik vergleichbar. Primär erfolgt die Steuerung hier abhängig von der Zeitachse.

Optimierte Ladepläne sind eng verwandt mit rudimentären Systemen. Hier ist einerseits der Betrachtungsraum größer, da alle Ladevorgänge für die Lastgangoptimierung in Betracht gezogen werden. Bei rudimentären Ladeplänen liegt der Fokus hingegen nur auf einzelnen LIS-Einheiten. Die Software wird für optimierte Ladepläne nicht pro LIS-Einheit ausgeführt, sondern ist übergeordnet angesiedelt, um auf alle LIS-Einheiten im Verbund zugreifen zu können. Grundsätzlich wird auch hier auf feste Triggerpunkte zugegriffen, wobei diese komplexer entworfen sind.

Während im rudimentären Ladeplan ein Ladevorgang beginnt, wenn ein Ladevorgang an einem direkten „Nachbar-Ladepunkt“ aus derselben LIS-Einheit beendet ist, kann dies im optimierten

Ladeplan anders erfolgen. Auch hier wird ein Ladevorgang gestartet oder freigegeben, wenn ein anderer Ladevorgang abgeschlossen ist. Die Reihenfolge der Ladevorgänge wird so entwickelt, dass die Netzlast aller Ladevorgänge möglichst ideal erfolgt. Das bedeutet in der Praxis, dass teilweise ein Ladevorgang in LIS-Einheit A erst freigegeben wird, wenn ein Ladevorgang in LIS-Einheit B abgeschlossen ist. Die Entwicklung der optimalen Ladereihenfolge ist damit nicht auf ein Subsystem mit wenigen Ladepunkten beschränkt, sondern berücksichtigt stets alle Ladevorgänge der Flotte. Es ist gut möglich, dass Ladevorgänge im Ladeplan nacheinander verknüpft werden, die an zwei ganz verschiedenen Orten (Parkplätzen) im Depot ausgeführt werden.

In optimierten Systemen können darüber hinaus auch komplexere Funktionen Einzug erhalten, indem beispielsweise Ladeabläufe nicht nach einem festen Ladeplan, sondern nach speziellen Algorithmen gesteuert werden. Für den AVV wird es als sinnvoll eingeschätzt, hier auf einfache und gut nachvollziehbare Verfahren zu setzen, weshalb optimierte Ladepläne hier weiterhin als feste Struktur aufgefasst werden.

Die Begriffe rudimentäre und optimierte Ladepläne sind hier eingeführt, um eine weitere Unterscheidung innerhalb der Managementsysteme zu ermöglichen. Beide Varianten sind eng miteinander verwandt und nicht eindeutig voneinander abgrenzbar. Letztlich handelt es sich um dieselben Softwarefunktionen, die auf derselben Systemarchitektur realisiert werden. Der Unterschied geht vielmehr darauf zurück, wie detailliert das System parametrisiert und gepflegt wird. Vereinfacht formuliert wird im optimierten Ladeplan mehr Aufwand betrieben, um mit denselben Werkzeugen ein besseres Ergebnis zu erzielen.

Für den Anwendungsfall im AVV darf aufgrund der überschaubaren Anzahlen von Ladeplätzen pro Betriebshof der Fokus nicht zu stark auf die Performance des Lademanagementsystems gelegt werden. Grundsätzlich ist ein potentes System, das eher dem optimierten Ansatz entspricht, vorteilhaft aber nicht zwingend erforderlich („Nice to have“). Die Ausführung eines rudimentären Ladeplans sollte jedoch in jedem Fall möglich sein. Es sollte sichergestellt werden, dass die Ladesysteme mit einem grundlegenden Lademanagementsystem ausgestattet sind. Am Markt werden Systeme angeboten, bei denen die Lademanagementfunktionen Teil des Hardware-Lieferumfangs sind. Die Einführung eines eigenständigen Systems (zusätzliche Softwarelösung) schätzen wir als nicht erforderlich ein.

Es wird empfohlen, mindestens die folgenden Funktionsbestandteile zu realisieren:

- Begrenzung der Ladeleistung (zeitabhängig) pro Systemeinheit (LIS-Einheit) und pro Ladepunkt
- Sperren und Freischalten von Ladepunkten (zeitabhängig)
- Priorisierung von Ladepunkten oder Fahrzeugen
- Auswertung oder Einlesen von Betriebs- und Fahrzeugdaten (z.B. Fahrzeugkennung, momentane Ladeleistung und Ladestatus)

Mit dem beschriebenen Funktionsumfang kann ein rudimentärer Ladeplan gut umgesetzt werden, indem für verschiedene Zeitintervalle ein maximaler Leistungswert pro LIS-Einheit definiert wird und die Priorisierung der Ladevorgänge entsprechend der Ankunftsreihenfolge erfolgt.

In Konsequenz erfolgen die Ladevorgänge nacheinander, sofern die Leistungsgrenzen keine Parallelladung erlauben. Um einen optimierten Ladeplan umzusetzen, ist eine Softwareumgebung erforderlich, über die eine entsprechende Parametrierung erfolgen kann. Sofern dies herstellerseitig nicht angeboten wird oder herstellereitig parametrisiert werden kann, steht der Aufwand

einer externen Software dem Nutzen gegenüber, der durch eine feinere Lastgangoptimierung erzielt werden kann. Um dies bewerten zu können, ist eine Abstimmung mit dem Energienetzbetreiber und Energieversorger erforderlich, um das Kosteneinsparpotenzial abzuschätzen. Wir gehen jedoch davon aus, dass die Mehrwerte überschaubar sind und den Zusatzaufwand nicht rechtfertigen. Eine präzise Ausarbeitung der Parameter oder Ladepläne kann erst erfolgen, wenn das Ladesystem und der Betriebshof (inklusive Abstellung) in Gänze bekannt sind.

Grundsätzlich sind der Funktion von Lademanagementsystemen wenig Grenzen gesetzt. In höheren Evolutionsstufen werden eine Vielzahl von Einflussfaktoren ausgewertet, um eine ständige Optimierung des Ladeplans auszuführen. Entsprechende Systeme sind (bisher) mit verhältnismäßig hohen Kosten verbunden und müssen anwendungsspezifisch erstellt oder parametrisiert werden, je nachdem welche Funktionen umgesetzt werden. Ein fiktives komplexes Lademanagementsystem kann die Ladeabläufe beispielsweise in Abhängigkeit der aktuellen Batteriezustände planen. Dafür kann das System über Remote-Access auf die Speicherstände der Busse auf Linie zugreifen, um die erwartete Ladung bei Ankunft zu prognostizieren, Ladeplätze dafür gezielt zuzuweisen und gleichzeitig die Lastkurve in Abhängigkeit von Energie-Spotmarktpreisen zu steuern. Entsprechende Systeme erfordern eine Vielzahl an Schnittstellen zu weiteren IT-Systemen und werden nach Stand der Technik als aufwendig bewertet. Für Großunternehmen mag der Nutzen dem Aufwand überwiegen. Für die vergleichsweise kleinen Depots im AVV Gebiet werden derartige Ansätze als überdimensioniert bewertet.

2.2.7 Erneuerbare Energiequellen und stationäre Speicher

Im Zuge der Elektrifizierung von Busflotten steht immer wieder das Thema Einbindung von erneuerbaren Energien zur Debatte. Grundsätzlich lässt sich hierzu festhalten, dass alle elektrischen Energiequellen für Ladeinfrastrukturen geeignet sind und der Einsatz von erneuerbaren Erzeugungsanlagen einen positiven Beitrag zur Energiewende leistet – unabhängig davon, ob die Energie in einer E-Bus Flotte verwendet wird, oder ungenutzt ins Netz gespeist wird.

Verständlicherweise wird im Kontext der Dekarbonisierung vielfach das Ziel erfüllt, emissionsfreien Strom für emissionsfreie Fahrzeuge zu nutzen. Sobald der Verbund aus erneuerbaren Energien und Ladeinfrastruktur an das Stromnetz angebunden ist, kann nicht uneingeschränkt sichergestellt werden, dass die genutzten Elektronen auch regenerativ erzeugt wurden. Dies ist jedoch unerheblich, wenn Produktion und Nutzung bilanziell ausgeglichen sind. Unabhängig vom Emissionsfaktor ist die Eigenerzeugung regenerativer Energie langfristig am wirtschaftlichsten, wenn diese im eigenen Netz verbraucht wird.

Abgesehen von Ausnahmefällen ist die einzige praktikable Möglichkeit, erneuerbare Energie vor Ort für die Eigennutzung zu gewinnen, der Aufbau einer Photovoltaikanlage. Um den Eigennutzungsgrad zu maximieren, sind stationäre Energiespeicher in der Regel erforderlich. Schließlich liegt der Ladebedarf primär über Nacht vor, während Energie am Tag erzeugt wird. Alternativ kann die grüne Energie bilanziell erzeugt werden, also über sogenannte Ökostrom Tarife, Beteiligungen an entfernten Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Art, oder ähnliches. Bezogen auf die Emissionen sind alle Varianten grundsätzlich gleichwertig, wobei Ökostromtarife gegebenenfalls hinterfragt werden sollten. Diese gehen vielfach auf einen Bilanzhandel zurück, bei dem zum Beispiel Länder mit naturgemäß hohen regenerativen Anteilen an der Stromerzeugung Zertifikate ausgeben und somit ihre Bilanz rechnerisch verschlechtern, um die Bilanz für den Zieltarif in Deutschland zu verbessern.

Um einen vollständig sauberen Fahrzeugeinsatz zu gewährleisten, muss sichergestellt sein, dass die Energie aus neu errichteten Erzeugungsanlagen gewonnen wird. Andernfalls geht die Emissionsfreiheit des eigenen Systems immer zu Lasten des Emissionsbeitrages des deutschen Stromnetzes (oder anderen internationalen Netzen). Dabei sollte jedoch auch nicht außer Acht gelassen werden, dass eine erhöhte Nachfrage nach sauberen Stromtarifen zumindest Impulse für einen entsprechenden Ausbau setzt.

Es kann häufig beobachtet werden, dass elektrische Fahrzeugflotten als potenzielle Regellenergiespeicher diskutiert werden. Also steuerbare Speicher, die geladen werden, wenn viel erneuerbare Energien erzeugt werden und im umgekehrten Fall die Energie wieder ins Netz geben. Es lässt sich nicht leugnen, dass entsprechende Regelspeicher erforderlich sind. Die fluktuative erneuerbare Energieproduktion entspricht nicht der Energienachfrage. Energiespeicher können Produktion und Nachfrage zeitlich entkoppeln.

Inwiefern Elektrofahrzeuge im Allgemeinen als Regellenergiespeicher sinnvoll sind, soll an dieser Stelle nicht behandelt werden. Für E-Bus Flotten im ÖPNV kann festgehalten werden, dass diese nicht als typische Speicher eingesetzt werden sollten. Die zusätzlichen Be- und Entladungen führen zu einer höheren Zyklenbelastung der Batterien und damit zu einer schnelleren Alterung. Da im ÖPNV harte Nutzungsanforderungen vorliegen, ist Batteriealterung hier ein zentrales Thema und zusätzliche Alterungseinflüsse sollten vermieden werden. Zusätzlich ist die rechtzeitige Ladung aller Fahrzeuge, ohne das Netz zu überlasten, eine grundlegende Problemstellung, weshalb es als kritisch aufgefasst wird, die Fahrzeuge (ungeplant) zu entladen.

Dennoch können E-Busflotten für eine reduzierte Form der Regellenergiespeicherung nutzbar sein. Sofern ausgeschlossen wird, dass Energie ins Netz zurückgespeist wird, können Fahrzeugflotten als (in Grenzen) steuerbare Energiesenken aufgefasst werden. Indem Energie bevorzugt dann bezogen wird, wenn die erneuerbare Energieproduktion hoch ist, wird die Nachfragekurve dahingehend verschoben, dass sie sich mit der Produktionsseite überschneidet. Dies ist sowohl im Rahmen einer Eigenproduktion als auch im größeren Kontext denkbar. Problematisch ist hier vielmehr, inwiefern sich der Energiebezug tatsächlich steuern lässt. Aufgrund der Fahr- und Umlaufpläne sind die Zeitfenster im Wesentlichen auf die Nacht beschränkt. Der Nutzen für betriebseigene PV-Anlagen ist also überschaubar.

Im Lademanagement kann problemlos umgesetzt werden, dass alle vorhandenen Fahrzeuge möglichst viel Leistung beziehen, indem die Beschränkungen (zur Begrenzung der Netzlast) aufgehoben werden, sofern ein entsprechendes Signal erzeugt wird. Im eigenen Netz ist dies grundsätzlich unproblematisch. Als steuerbare Last für das nationale Stromnetz liegen wiederum zu berücksichtigende Einflüsse vor. Grundsätzlich kann auch hier der Bezug maximiert werden, wenn eine Überproduktion von erneuerbarer Energie vorliegt. Jedoch muss die Energie – nach wie vor – aus dem Stromnetz bezogen werden. Es ist also einerseits zu berücksichtigen, dass im lokalen, regionalen Stromnetz auch eine Überkapazität vorliegt. Andererseits muss tariflich sichergestellt sein, dass die gezielte Erhöhung des Strombezuges keine Mehrkosten auslöst. E-Busflotten sind also grundsätzlich für einen gesteuerten Strombezug geeignet, sofern regional die entsprechenden Mechanismen geschaffen werden und die gewünschten Bezugszeiträume entsprechend signalisiert werden.

Insgesamt kann hier angeführt werden, dass die Wirkung einer solchen gesteuerten Last nicht klar abschätzbar ist, aber voraussichtlich überschaubar ausfällt. Die Frage ist schlicht, welche Fahrzeugmengen mit Ladebedarf im Depot stehen, aber vom Lademanagementsystem verzögert werden, wenn eine entsprechende Überproduktion auftritt. Darüber hinaus muss das Ladesystem

die zusätzliche Ladung neben der geplanten Ladung erbringen können. Typischerweise sind die Leistungsreserven eher überschaubar, wenn viele Fahrzeuge im Depot sind.

In Summe lässt sich festhalten, dass E-Busse beziehungsweise deren Traktionsbatterien keineswegs gleichbedeutend mit stationären Batterien sind. Traktionsbatterien bleiben mobile Batterien, die in einem engen Einsatzrahmen für eine Nutzung geplant sind. Um hier Mehrwerte zu erzielen, bietet sich der Einsatz stationärer Speicher an. Diese sind frei von Fahr- und Umlaufplänen und können als dedizierte Regelenergiespeicher eingesetzt werden. Dies ist auch für die Eigenerzeugung von Energie sinnvoll, indem stationäre Speicher am Tag geladen und über Nacht entladen werden.

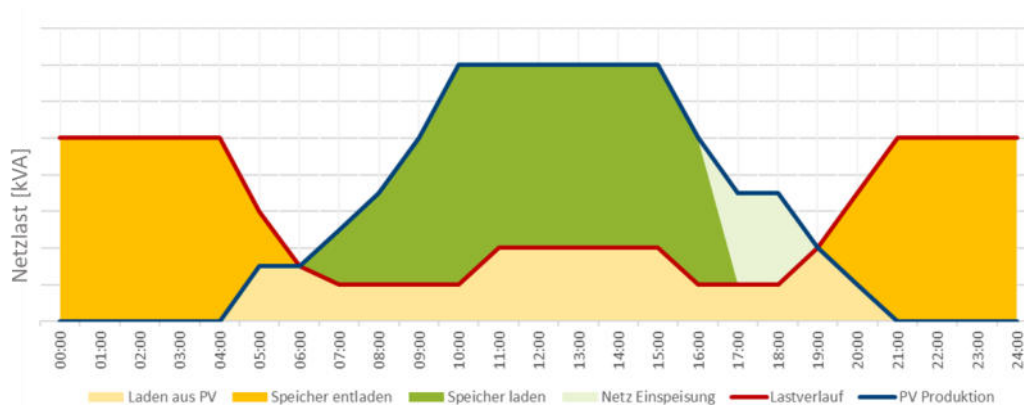


Abb. 40: Stationärer Speicher als Regelenergiespeicher für PV-Eigenerzeugung

Insbesondere vor der Annahme, dass zukünftig ausgemusterte Traktionsbatterien als sogenannte Second Life Batterien für einen stationären Nutzen günstiger verfügbar werden, kann eine entsprechende Nutzung sinnvoll sein.

2.3 Infrastrukturkonzept

2.3.1 Modulbaukasten

Das Infrastrukturkonzept für den AVV beruht auf einem Modulbaukasten, der für die acht verschiedenen Depots anforderungsbedingt angepasst wird.

Leistungsmodul

Das Leistungsmodul stellt die kleinste Baugruppe des dargestellten Konzepts dar. Wie in Kapitel 2.2 *Technische Gestaltung der Ladeinfrastruktur* im Detail dargestellt, hat der Einsatz kleiner Module entscheidende Vorteile. Wir gehen hier von einem 50 kW Leistungsmodul aus. Dabei wird empfohlen, in der Praxis nach Möglichkeit eine kleinere Größe zu wählen, um Konflikte mit Vorkonditionierungsvorgängen zu minimieren.

Die Ausführung kann dabei, wie eingangs beispielhaft dargestellt, zum Beispiel als 2x25 kW Modul erfolgen. Alternative Ausführungen sind gleichwertig, sofern eine Schrittweite der Leistungsverteilung von ca. 20 kW erreicht wird. Dabei ist es unerheblich, ob für ein 200 kW System vier 2x25 kW Module, zehn 20 kW Module oder zwanzig 10 kW Module verbaut werden.

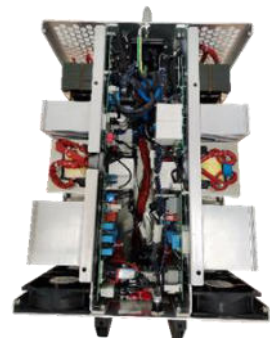


Abb. 41: Leistungsmodul

Das Leistungsmodul sollte ausgangsseitig mindestens einen Spannungsbereich zwischen 300 und 900 V (U_{DC}) abdecken und mindestens einen maximalen Ausgangsstrom von 75 A ermöglichen. Das Leistungsmodul sollte außerdem über eine Schnellmontageeinrichtung, zum Beispiel als Einschubsystem, verfügen und innerhalb von wenigen Minuten austauschbar sein, um Stillstandszeiten zu minimieren.

Verschaltungsmodul

Unter dem Namen Verschaltungsmodul wird hier die Systemeinheit beschrieben, die die einzelnen Lademodule auf mehrere Ausgänge (Ladeschnittstelle) verschalten kann. Für die Systemauslegung sind zwei Varianten angenommen: Für 4 oder 8 Ladepunkte.

Dabei gilt, dass das Verschaltungsmodul alle Leistungsmodule einer Systemeinheit (LIS-Einheit) auf alle Ausgänge verschalten kann. Dabei müssen mindestens 150 kW am Ausgang realisierbar sein (3 Module). Die Verschaltungsmodule müssen geeignet sein, mindestens folgende Systemleistungen als LIS-Einheit zu verarbeiten:

- Variante mit 8 Ladepunkten: Mindestens für bis zu 600 kW
- Variante mit 4 Ladepunkten: Mindestens für bis zu 400 kW

Hinweis

Die hier vorgesehenen Varianten für 8 Ladepunkte können auch mit Verschaltungsmodulen für 4 Ladepunkte umgesetzt werden, wenn die LIS-Einheit ebenfalls als zwei Einheiten mit halbierten

Leistung umgesetzt wird. Zum Beispiel können statt eines 600 kW Systems mit 8 LP zwei 300 kW Systeme mit 4 LP realisiert werden, wenn gewünscht.

Gehäuse und Systemvarianten

Die exakte Gehäuseausführung ist in der Praxis abhängig vom Systemlieferanten. Hier wird angenommen, dass in einem Einzelgehäuse Bauraum für 4 Leistungsmodule sowie sämtliche weitere Elektronik inklusive Elemente des Verschaltungsmoduls vorhanden ist. Anschlussbaugruppen, Steuerungs- und Sicherheitskomponenten sind ebenfalls in dem Gehäuse integriert. Als Größe für ein Einzelgehäuse wird 2.200 mm x 650 mm x 850 mm (HxBxT) abgeschätzt.

Für die verschiedenen Systemvarianten müssen mehrere Einzelgehäuse zu Gruppen verschaltbar sein, die jeweils an ein einzelnes (zentrales) Verschaltungsmodul angebunden sind. Pro LIS-Einheit sind im Konzept die folgenden Leistungsgrößen als Verbundeinheit vorgesehen: 300 kW, 400 kW und 600 kW. In Anbetracht der genannten Annahmen und Modulgrößen ergibt sich eine Maximalleistung von 200 kW pro Einzelgehäuse. Folglich müssen mindestens drei Einzelgehäuse kombinierbar sein, um den Zielwert von 600 kW zu erreichen. Die resultierenden LIS-Einheiten müssen dann über ein gemeinsames Verschaltungsmodul nutzbar sein.

Bevorzugt können alle Verschaltungsmodule in allen drei Systemgrößen eingesetzt werden. LIS-Einheiten mit 300 kW und 8 Ladepunkten sowie LIS-Einheiten mit 600 kW und 4 Ladepunkten sind im Konzept nicht angesetzt und können bei Bedarf ignoriert werden. Mindestens müssen folgende Varianten für LIS-Einheiten möglich sein:

- LIS-Einheit mit 300 kW
 - o Variante für 4 Ladepunkte
- LIS-Einheit mit 400 kW
 - o Variante für 4 Ladepunkte
 - o Variante für 8 Ladepunkte
- LIS-Einheit mit 600 kW
 - o Variante für 8 Ladepunkte

2.3.2 Rudimentärer und optimierter Ladeplan

Im folgenden Kapitel wird ein rudimentärer Ladeplan als Vergleichswert gegenüber dem optimierten Ladeplan eingeführt. Die optimierte Variante entspricht dabei dem Optimierungsansatz aus AP 1, bei dem alle Lastgänge im Depot für die Optimierung in Betracht gezogen wurden. Der rudimentäre Plan ist hingegen auf eine Gruppe von jeweils vier Fahrzeugen beschränkt. Ladesysteme mit 8 angebundenen Ladepunkten werden hier regelungstechnisch als zwei separate Systeme mit jeweils vier Ladepunkten aufgefasst.

Die einrückenden Fahrzeuge werden nacheinander gleichmäßig auf die Vierergruppen verteilt, um eine möglichst symmetrische Auslastung zu erzielen. Dies lässt sich über eine entsprechende Installation der Ladetechnik gepaart mit einer festen Zufahrtsreihenfolge in der Regel gut umsetzen.

Für die Ladevorgänge wird (pro Vierergruppe) eine einfache Verschränkung angenommen: Die Ladevorgänge werden nacheinander ausgeführt und beginnen jeweils, sobald der vorherige beendet wurde. Sofern die Aufenthaltsdauer für dieses Prinzip nicht ausreicht, wird zeitweise die Ausführung von zwei Ladevorgängen parallel erlaubt. Dabei wird selbstverständlich sichergestellt, dass dies nur erfolgt, wenn die jeweilige Systemvariante entsprechende Leistungsreserven für die Ausführung von 2 Ladevorgängen parallel hat.

Es gilt zu beachten, dass Ladepläne auf den Idealzustand ausgelegt sind. Abweichungen im Betriebsablauf, wie beispielsweise Verspätungen oder Sonderfahrten außerhalb des Fahrplans, können sich auf den Lastverlauf auswirken. Die Verzögerung eines Ladevorgangs (z.B. aufgrund Verspätung) wirkt sich auf alle danach geplanten Ladevorgänge aus, wenn diese im gleichen Maß verzögert werden können. Wichtig ist dabei, dass alle Ladevorgänge rechtzeitig vor der jeweils geplanten Abfahrt abgeschlossen werden. Wenn hierbei ein Konflikt wahrscheinlich ist, also wenn das Lademanagementsystem berechnet, dass die Ladung erst beendet würde, wenn der Bus bereits abfahren soll, kann der Ladevorgang nicht zeitlich nach hinten verschoben werden. Anstatt nacheinander erfolgen dann die Ladevorgänge zeitweise parallel. Gegenüber dem Plan erhöht sich für die Dauer der Überschneidung die bezogene Ladeleistung und damit auch die Netzlast.

Auswirkungen werden also erst nach außen sichtbar, wenn Ladevorgänge so weit verzögert werden, dass sie mit anderen Vorgängen überlappen, die nicht verzögert werden können. Die Auswirkungen auf den Lastgang sind dabei stark abhängig vom Grad der Verzögerung und inwiefern Reserven bestehen, die Lastkurve insgesamt zu verzögern. Ein Maß kann hier nicht konkret beziffert werden. Der maximale Leistungsbezug kann die installierte Systemleistung des Ladesystems jedoch nicht überschreiten. Der hier verfolgte Entwurf beinhaltet sinnvolle Reserven, die betriebsübliche Verspätungen kompensieren können. Dies kann in der Regel gut durch eine zeitliche Verschiebung nach hinten erfolgen. Darüber hinaus sind auch für die Höhe der Netzlast Reserven vorgesehen, so dass auch eine zeitweise Erhöhung der Lastspitze möglich ist. Sofern das Ladesystem Extremsituationen abdecken soll (z.B. Veranstaltungen mit Sonderbusverkehr, bei denen große Teile der Busflotte außerhalb des Fahrplans eingesetzt werden), sollte vor Systemaufbau im Detail geprüft werden, ob eine Überdimensionierung des Ladesystems erforderlich sein kann.

Anmerkung

Im Normalfall können die betrachteten Ladepläne gut in bestehenden Betriebshofstrukturen umgesetzt werden. In der Realisierungsphase muss dies jedoch erneut ins Auge gefasst werden. Alle Ladepläne bedingen eine symmetrische Auslastung der verschiedenen Sub-Systeme (LIS-Einheiten) des Ladesystems. Dies bedeutet zum einen die Sicherstellung einer freien Zu- und Abfahrt und zum anderen die Zuordnung der Ladesysteme zu den Stellenplätzen derart, dass in Kombination mit den Zu- und Abfahrtsreihenfolgen die symmetrische Auslastung erreicht wird. Die Realisierbarkeit hängt von der vorliegenden Parkplatzgeometrie ab. Üblicherweise ist dies gut möglich, kann in Sonderfällen jedoch Anpassungen erfordern.

2.4 Infrastrukturkonzept pro Depot

Hier folgend werden die Infrastrukturkonzepte primär anhand eines Steckbriefs und grafischen Darstellungen dargelegt. Der Übersicht halber wird auf eine wiederholte Textbeschreibung der Inhalte verzichtet, sofern keine Besonderheiten unterstrichen werden sollen.

Im tabellarischen Steckbrief ist das Auslegungskonzept dargestellt, wobei der Steckbrief aus Kapitel 1.1.4 *Resultierende Lastkurven und Basisentwurf Ladesystem* aufgegriffen und erweitert wird. In diversen Depots sind zwei Varianten von Ladeinfrastrukturen aufgeführt. In diesen Fällen sind beide Varianten in der gegebenen Anzahl erforderlich, um die Gesamtflotte pro Standort zu laden. Dargestellt sind Art und Anzahl der LIS-Einheiten entsprechend dem oben beschriebenen Modulbaukasten, Dimensionierung des Netztransformators und weitere Kenndaten des Ladesystementwurfs.

In den folgenden Steckbriefen werden die folgenden Werte dokumentiert.

Übersicht

Aufgeführt werden Hintergrundinformationen zur jeweils dargestellten Teilflotte. Dies beinhaltet Angaben zur **Einsatzflotte**, wobei die ausschließlich für den Fahrbetrieb notwendige Fahrzeugflotte⁵ aufgeführt ist. Ergänzend wird eine abgeschätzte Fahrzeugmenge für die **angenommene Reserveflotte** aufgeführt. Auch wenn die genaue Reserveflotte unbekannt ist, wird hier eine Menge abgeschätzt, um Ladeplätze dafür in die Konzeptionierung aufzunehmen. Für eine bessere Zuordnung der Ergebnisse ist das jeweilige **Linienbündel** ebenfalls aufgeführt.

Systementwurf

In der Rubrik Systementwurf werden die Eckdaten der Ladesystemkonzepte als Minimal- oder Maximalwerte aufgeführt. Diese spiegeln die mögliche Performance des Ansatzes wieder. Benannt wird die minimal notwendige bzw. empfohlene Größe des **MS/NS Transformatoren** in kVA als Bindeglied zwischen Mittelspannungsnetz und Niederspannungsversorgung an den Ladestationen. Da in vielen Fällen eine Kombination von zwei Sub-Varianten von Ladeinfrastruktur sinnvoll erscheinen, werden Werte für den **Systementwurf – Anteil von Systemvariante A und B** angegeben. Sofern hier Eintragungen erfolgt sind, sind beide Varianten in der gegebenen Anzahl Teil des Gesamtkonzepts für den Betriebshof. Aufgeführt sind die Anzahl von Ladeinfrastruktur-Einheiten (LIS-Einheiten), die durch Angabe von Systemleistung und mögliche Anzahl von Ladepunkten weiter charakterisiert sind. Als **Systemleistung gesamt** wird die maximal mögliche Gesamtladeleistung dokumentiert, wenn alle LIS-Einheiten unter Volllast laufen. Dieser Wert kann durch die Transformatorgröße in der Praxis auf einen kleineren Wert reduziert sein. Dies geht darauf zurück, dass die Ladung der Busse zeitlich versetzt erfolgt. Trotz Systemreserven muss das Ladesystem nicht unter Volllast laufen. Der Transformator kann kleiner dimensioniert werden. Dieser Umstand wird, wenn zutreffend, in den Einträgen **Max. Anzahl Ladungen möglich nach**

⁵ Der Wert wurde auf Basis der Umlaufdaten berechnet, indem geprüft wurde, ob mehrere Umläufe hintereinander von einem Fahrzeug ausgeführt werden können und wie viele Fahrzeuge in Summe notwendig sind. Es ist zu beachten, dass die Studie auf die Ladeinfrastruktur ausgerichtet ist und keine fahrzeugseitige Detailanalyse beinhaltet. Für die genaue Umsetzungsplanung kann eine abweichende Fahrzeugmenge resultieren. Dies ist abhängig von der Umlaufplanung (z.B. durch den Betreiber).

Entwurf beziehungsweise **Max. Anzahl Ladungen möglich bei größerem Trafo** deutlich. Im ersten Fall ist die maximale Anzahl gleichzeitiger Ladungen nach Systementwurf, also mit gegebenenfalls klein dimensioniertem Transformator, dargestellt. Im zweiten Fall wird dargestellt, wie viele Ladungen möglich sind, wenn ein beliebig großer Transformator vorhanden ist.

Anmerkung

Die Anzahl gleichzeitig möglicher Ladungen ist ein Performancemerkmale des Ladesystems. Damit wird angegeben, wie viele Busse gleichzeitig mit einer Ladeleistung geladen werden können, die nach marktüblichem Stand der Technik über einen CCS Ladestecker realisierbar ist (130 kW). 130 kW ist dabei im Sinne eines Minimalwertes angeführt, der erfüllbar sein muss. Sofern der Entwurf Reserven beinhaltet, die eine Ladung mit 150 kW statt 130 kW erlaubt, ist dieser Leistungswert entsprechend angegeben.

Für die Berechnung „nach Entwurf“ wird angenommen, dass die Nennleistung des Transformators nicht überschritten werden darf. In der Praxis sind Transformatoren kurzzeitig (!) überlastfähig, so dass eine kurzzeitige Leistungserhöhung dennoch möglich sein kann.

Da hier Maximalwerte angeführt sind, um das System zu beschreiben, ist es selbstverständlich möglich, mehr Ladepunkte zu versorgen, wenn die Ladeleistung reduziert wird. Statt 4 Ladepunkten mit 100 kW können 8 Ladepunkte mit 50 kW versorgt werden, wenn diese Menge an Ladepunkten verfügbar ist.

Die angegebene **Anzahl Ladepunkte gesamt** entspricht den Stellplätzen, die mit einer Ladeschnittstelle versehen werden können. Entsprechend dem Modulbaukasten werden zwei Varianten von Verschaltungsmodulen berücksichtigt. Eine Variante mit vier Ladepunkten und eine Variante mit acht Ladepunkten. Entsprechend sind die Angaben stets ein Vielfaches von vier. Hierbei handelt es sich um einen Maximalwert für den jeweiligen Systementwurf. Bei angenommenen 18 Bussen und bis zu 20 möglichen Ladepunkten nach Systementwurf, würden nur 18 Ladeschnittstellen installiert und angeschlossen. Da Reserveflotten und mögliche Ausbaupläne unbekannt sind, wird hier der Maximalwert dokumentiert. Im genannten Beispiel könnte das Ladesystem langfristig um zwei weitere Ladepunkte ergänzt werden.

Berechnete Lastpeaks

In dieser Kategorie sind die im Vorfeld berechneten Lastgangspitzenwerte (Last-Peaks) aufgeführt und um einen neuen Wert ergänzt. Im Eintrag **ohne Optimierung** ist die Lastspitze aufgeführt, die resultiert, wenn alle Busse unmittelbar nach Ankunft beginnen zu laden. Im Rahmen von Kapitel 1.1.4 *Resultierende Lastkurven und Basisentwurf Ladesystem* wurden optimierte Ansätze eingeführt, die hier unter den Überschriften **Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze** und **Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze** wiederholt werden. Im Verlauf der Untersuchung wurde ein rudimentärer Ladeplan eingeführt (Vergleiche Beschreibung in 2.3.2 *Rudimentärer und optimierter Ladeplan*). Um diesen von den bisherigen Ladeplänen abzugrenzen, wird für diese der Begriff „optimiert“ verwendet. Die Lastspitze bei Ausführung eines **Rudimentären Ladeplans ohne Mittagsspitze** ist ebenfalls im Steckbrief angeführt. Für alle Varianten wurden die bisher theoretischen Werte auf das Konzept der Ladeinfrastruktur übertragen. Damit wurde geprüft, ob sich die erwarteten Lastkurven auch mit dem gegebenen Entwurf realisieren lassen. Das Szenario mit Mittagsspitze wurde nur beibehalten, um darzulegen, dass selbst diese hypothetische Abschätzung aus dem Ladesystem erfüllbar ist.

Erwartete Anzahl Ladevorgänge gleichzeitig

Im Gegensatz zu den zuvor angegebenen Anzahlen für mögliche gleichzeitige Ladevorgänge, ist hier der Erwartungswert aufgeführt, den das Ladesystem erfüllen muss. Abhängig vom jeweiligen Ladeplan müssen mehr oder weniger Ladevorgänge gleichzeitig erfolgen können. Analog zu den berechneten Lastpeaks erfolgt auch hier die Unterteilung in Angaben zu den möglichen Ladeplänen

- **ohne Optimierung**
- **Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze**
- **Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze**
- **Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze**

Am Ende des Steckbriefs wird die Brücke zu den Annahmen per Richtwert geschlagen. Dargestellt ist der **Richtwert „Leistung pro Bus“**, der abhängig von der Flottengröße als erster Richtwert für die zu installierende Leistungselektronik pro Bus angesetzt wurde. Multipliziert mit der Flottengröße ist die resultierende Gesamtsystemleistung unter dem Eintrag **Systemleistung Vergleichswert nach Richtwert** aufgeführt.

2.4.1 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Friedberg

Steckbrief Ladeinfrastrukturkonzept Depot Friedberg		
Übersicht	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	16	6
Angenommene Reserveflotte	2	2
Linienbündel	Holzwinkel	
Systementwurf		
MS/NS Transformator	1.600 kVA	
Systementwurf Anteil von Systemvariante A	3 x 600 kW @ 8 LP	
Systementwurf Anteil von Systemvariante B	1 x 300 kW @ 4 LP	
Systemleistung gesamt	2.100 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich nach Entwurf	11 x 130 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich bei größerem Trafo	14 x 150 kW	
Anzahl Ladepunkte gesamt	28 LP	
Berechnete Lastpeaks	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Ohne Optimierung	1.300 kVA	- 0 %
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	1.011 kVA	- 22 %
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	889 kVA	- 32 %
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	1.156 kVA	- 11 %
Erwartete Anzahl Ladevorgänge gleichzeitig	Anzahl	
Ohne Optimierung	9	
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	7	
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	6 (zzgl. Vorkonditionierung)	
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	8	
Richtwert „Leistung pro Bus“	75 kW pro Bus	
Systemleistung Vergleichswert nach Richtwert	(22 + 4 Reserve) x 75 kW = 1.950 kW	

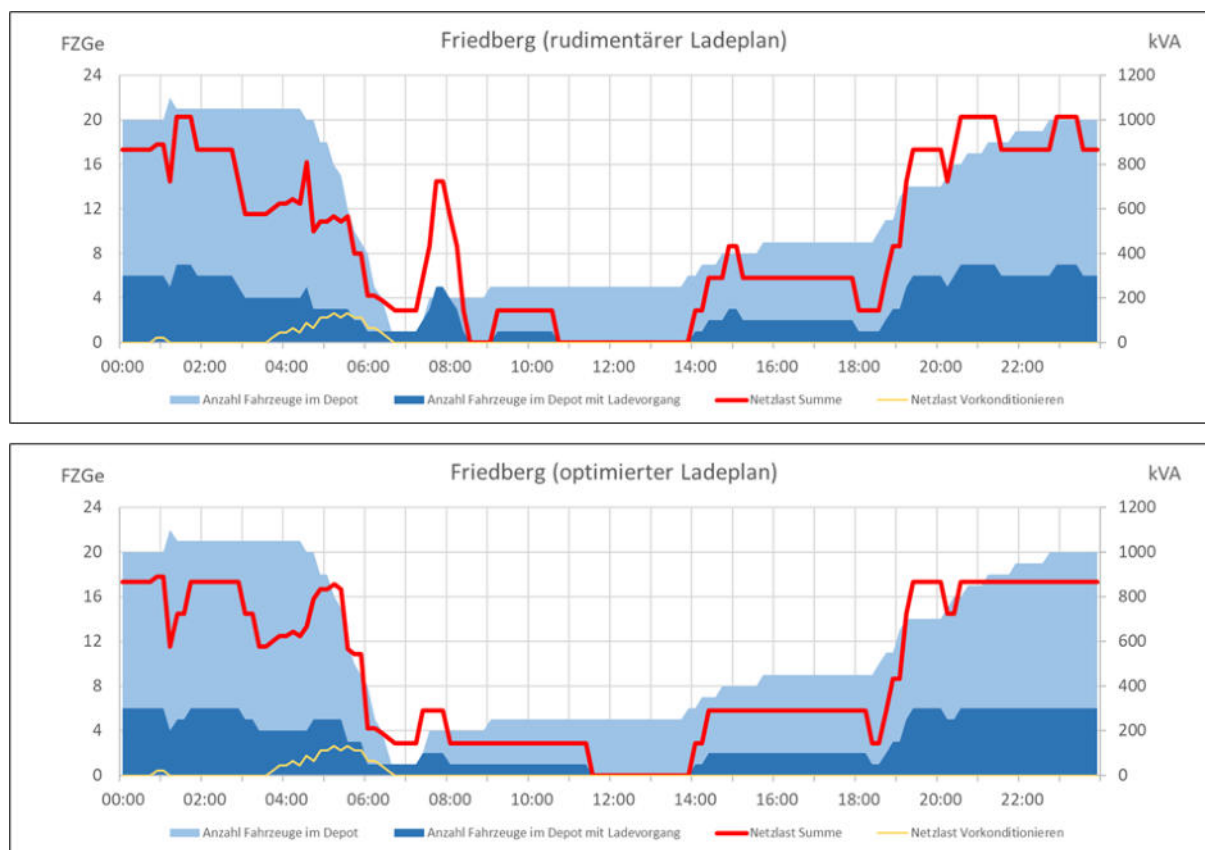


Abb. 42: Lastgang nach rudimentärem und optimiertem Ladeplan Depot Friedberg

2.4.2 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Bobingen

Steckbrief Ladeinfrastrukturkonzept Depot Bobingen		
Übersicht	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	10	0
Angenommene Reserveflotte	2	0
Linienbündel	Königsbrunn01 und Linie100	
Systementwurf		
MS/NS Transformator	1.250 kVA	
Systementwurf Anteil von Systemvariante A	3 x 400 kW @ 4 LP	
Systementwurf Anteil von Systemvariante B	---	
Systemleistung gesamt	1.200 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich nach Entwurf	6 x 130 kW + 3 x 100 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich bei größerem Trafo	6 x 150 kW + 3 x 100 kW	
Anzahl Ladepunkte gesamt	12	
Berechnete Lastpeaks	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Ohne Optimierung	1.011 kVA	- 0 %
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	889 kVA	- 12 %
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	767 kVA	- 24 %
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	767 kVA	- 24 %
Erwartete Anzahl Ladevorgänge gleichzeitig	Anzahl	
Ohne Optimierung	7	
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	6 (zzgl. Vorkonditionierung)	
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	5 (zzgl. Vorkonditionierung)	
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	5 (zzgl. Vorkonditionierung)	
Richtwert „Leistung pro Bus“	100 kW pro Bus	
Systemleistung Vergleichswert nach Richtwert	(10 + 2 Reserve) x 100 kW = 1.200 kW	

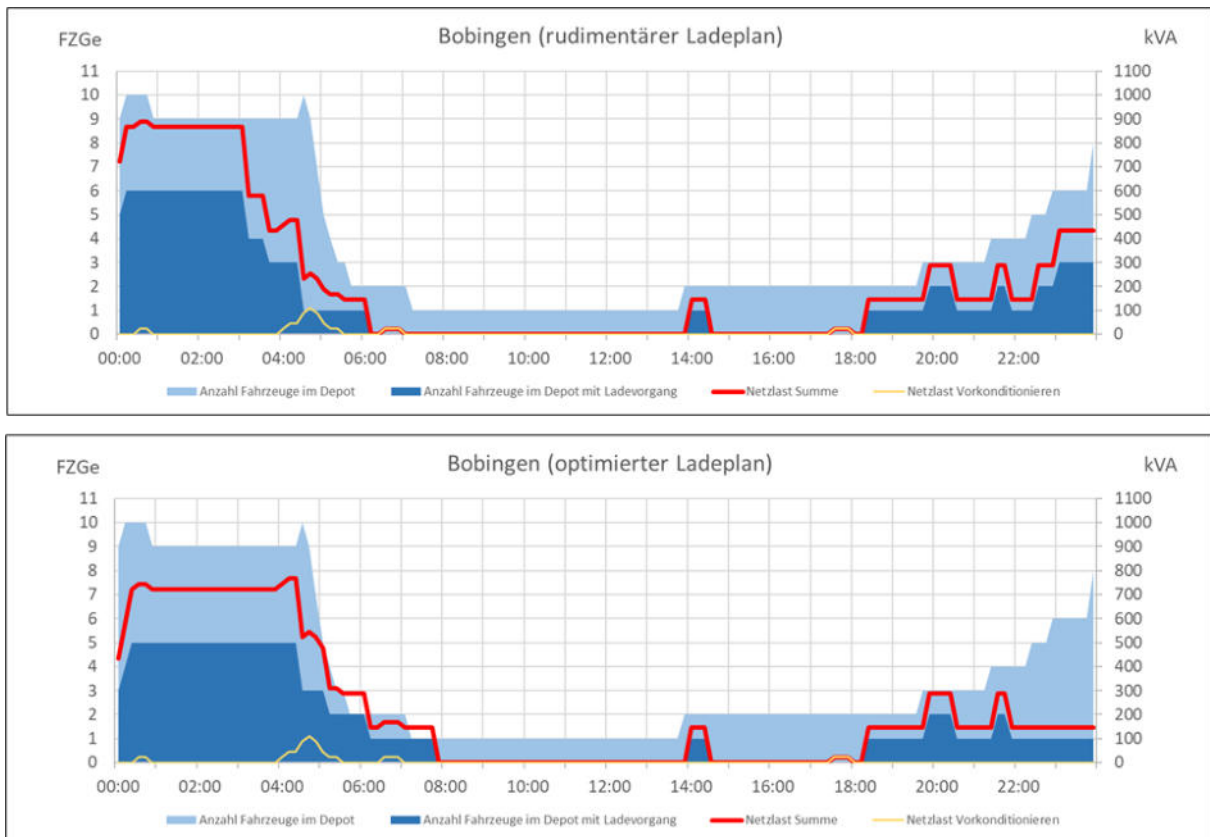


Abb. 43: Lastgang nach rudimentärem und optimiertem Ladeplan Depot Bobingen

Anmerkung

Die Reserve der Systemauslegung erscheint gegebenenfalls zu klein. Dabei gilt zu beachten, dass neben den 6 Ladevorgängen bei voller Leistung noch drei zusätzliche Ladevorgänge bei 100 kW, also ca. 75 % bezogen auf 130 kW möglich sind. Aufgrund der Tatsache, dass hier eine vergleichsweise große Menge kritischer Umläufe vorliegt, ist darüber hinaus davon auszugehen, dass sich hier der Ladebedarf über Nacht stark reduziert, weshalb der Ansatz als gut passend eingeschätzt wird.

2.4.3 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Thierhaupten

Steckbrief Ladeinfrastrukturkonzept Depot Thierhaupten		
Übersicht	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	7	0
Angenommene Reserveflotte	1	0
Linienbündel	Linie 506	
Systementwurf		
MS/NS Transformator	800 kVA	
Systementwurf Anteil von Systemvariante A	2 x 300 kW @ 4 LP	
Systementwurf Anteil von Systemvariante B	---	
Systemleistung gesamt	600 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich nach Entwurf	4 x 150 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich bei größerem Trafo	unverändert	
Anzahl Ladepunkte gesamt		
Berechnete Lastpeaks	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Ohne Optimierung	433 kVA	- 0 %
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	433 kVA	- 0 %
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	433 kVA	- 0 %
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	455 kVA	+ 5 %
Erwartete Anzahl Ladevorgänge gleichzeitig	Anzahl	
Ohne Optimierung	3	
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	3	
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	3	
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	3 (zzgl. Vorkonditionierung)	
Richtwert „Leistung pro Bus“	75 kW pro Bus	
Systemleistung Vergleichswert nach Richtwert	(7 + 1 Reserve) x 75 kW = 600 kW	

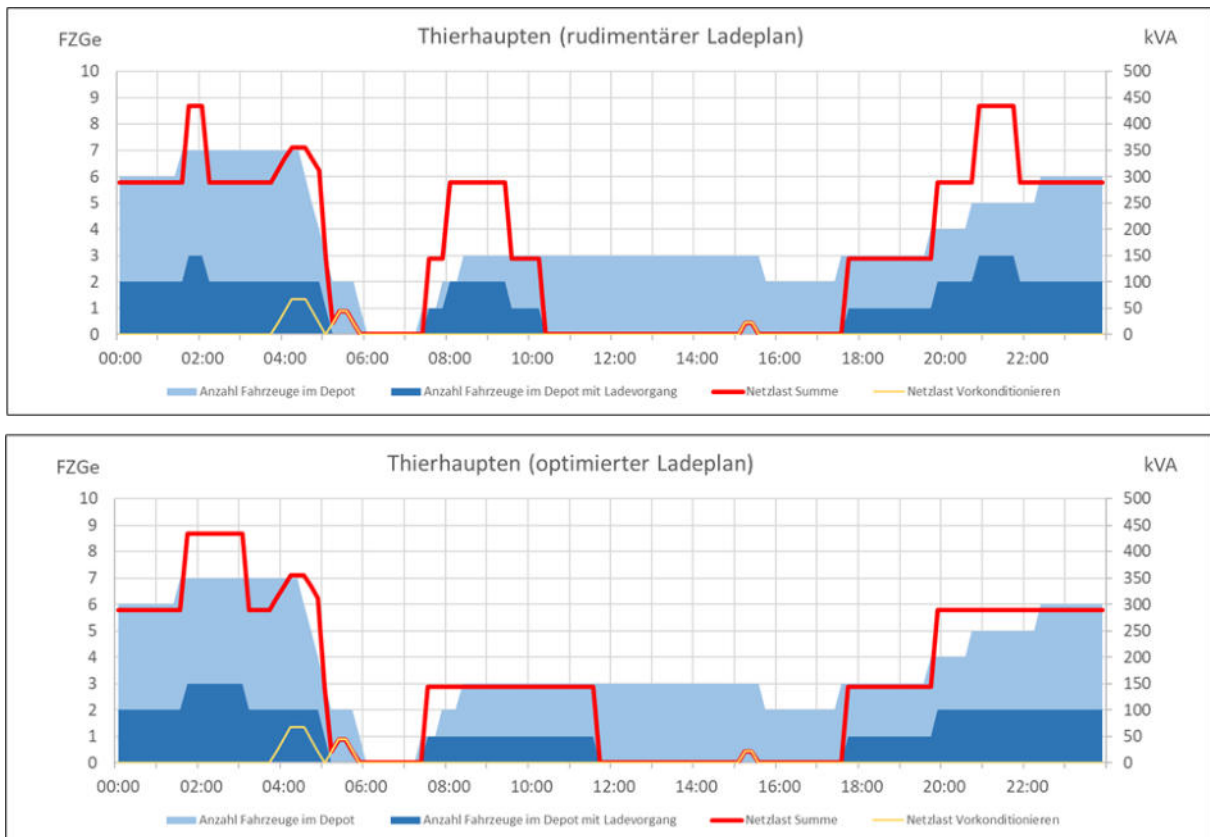


Abb. 44: Lastgang nach rudimentärem und optimiertem Ladeplan Depot Thierhaupten

Anmerkung

Auch hier erscheint die Systemreserve mit einem zusätzlichen Ladevorgang zunächst klein. In Anbetracht der kleinen Fahrzeugflotte wird dies als unkritisch bewertet. Darüber hinaus ist aus den Lastgängen zu entnehmen, dass die maximale Anzahl von drei gleichzeitig ladenden Fahrzeugen nur über wenige Stunden vorliegt. Über die meiste Zeit des Tages liegt die effektive Reserve also bei zwei Ladevorgängen.

Die Auslegung des Transformators könnte auf 630 kVA Nennleistung reduziert werden, wenn die zur Verfügung stehende Ladeleistung auf 130 kW reduziert wird.

2.4.4 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Schwabmünchen LB Wertach 01

Steckbrief Ladeinfrastrukturkonzept Depot Schwabmünchen LB Wertach 01		
Übersicht	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	6	9
Angenommene Reserveflotte	2	2
Linienbündel	Wertach01	
Systementwurf		
MS/NS Transformator	1.250 kVA	
Systementwurf Anteil von Systemvariante A	2 x 600 kW @ 8 LP	
Systementwurf Anteil von Systemvariante B	1 x 300 kW @ 4 LP	
Systemleistung gesamt	1.500 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich nach Entwurf	8 x 130 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich bei größerem Trafo	10 x 150 kW	
Anzahl Ladepunkte gesamt	20	
Berechnete Lastpeaks	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Ohne Optimierung	1.011 kVA	- 0 %
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	744 kVA	- 26 %
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	744 kVA	- 26 %
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	744 kVA	- 26 %
Erwartete Anzahl Ladevorgänge gleichzeitig	Anzahl	
Ohne Optimierung	7	
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	5 (zzgl. Vorkonditionierung)	
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	5 (zzgl. Vorkonditionierung)	
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	5 (zzgl. Vorkonditionierung)	
Richtwert „Leistung pro Bus“	75 kW pro Bus	
Systemleistung Vergleichswert nach Richtwert	(15 + 4 Reserve) x 75 kW = 1.425 kW	

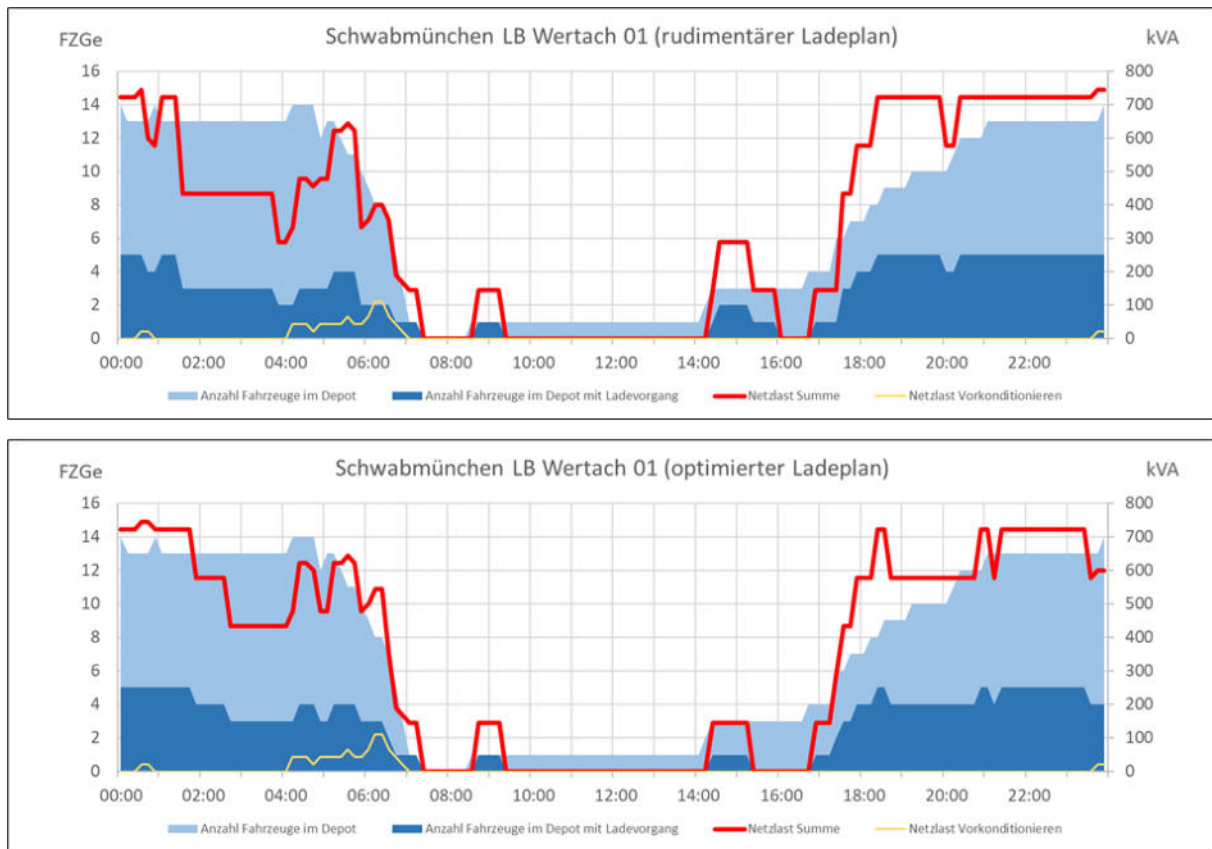


Abb. 45: Lastgang nach rudimentärem und optimiertem Ladeplan Depot Schwabmünchen LB Wertach 01

2.4.5 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Schwabmünchen LB Stauden 01

Steckbrief Ladeinfrastrukturkonzept Depot Schwabmünchen LB Stauden 01		
Übersicht	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	8	0
Angenommene Reserveflotte	2	0
Linienbündel	Stauden01	
Systementwurf		
MS/NS Transformator	800 kVA	
Systementwurf Anteil von Systemvariante A	1 x 600 kW @ 8 LP	
Systementwurf Anteil von Systemvariante B	1 x 300 kW @ 4 LP	
Systemleistung gesamt	900 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich nach Entwurf	5 x 130 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich bei größerem Trafo	6 x 150 kW	
Anzahl Ladepunkte gesamt	12	
Berechnete Lastpeaks	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Ohne Optimierung	433 kVA	- 0 %
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	433 kVA	- 0 %
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	433 kVA	- 0 %
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	433 kVA	- 0 %
Erwartete Anzahl Ladevorgänge gleichzeitig	Anzahl	
Ohne Optimierung	3	
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	3	
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	3	
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	3	
Richtwert „Leistung pro Bus“	75 kW pro Bus	
Systemleistung Vergleichswert nach Richtwert	(8 + 2 Reserve) x 75 kW = 750 kW	

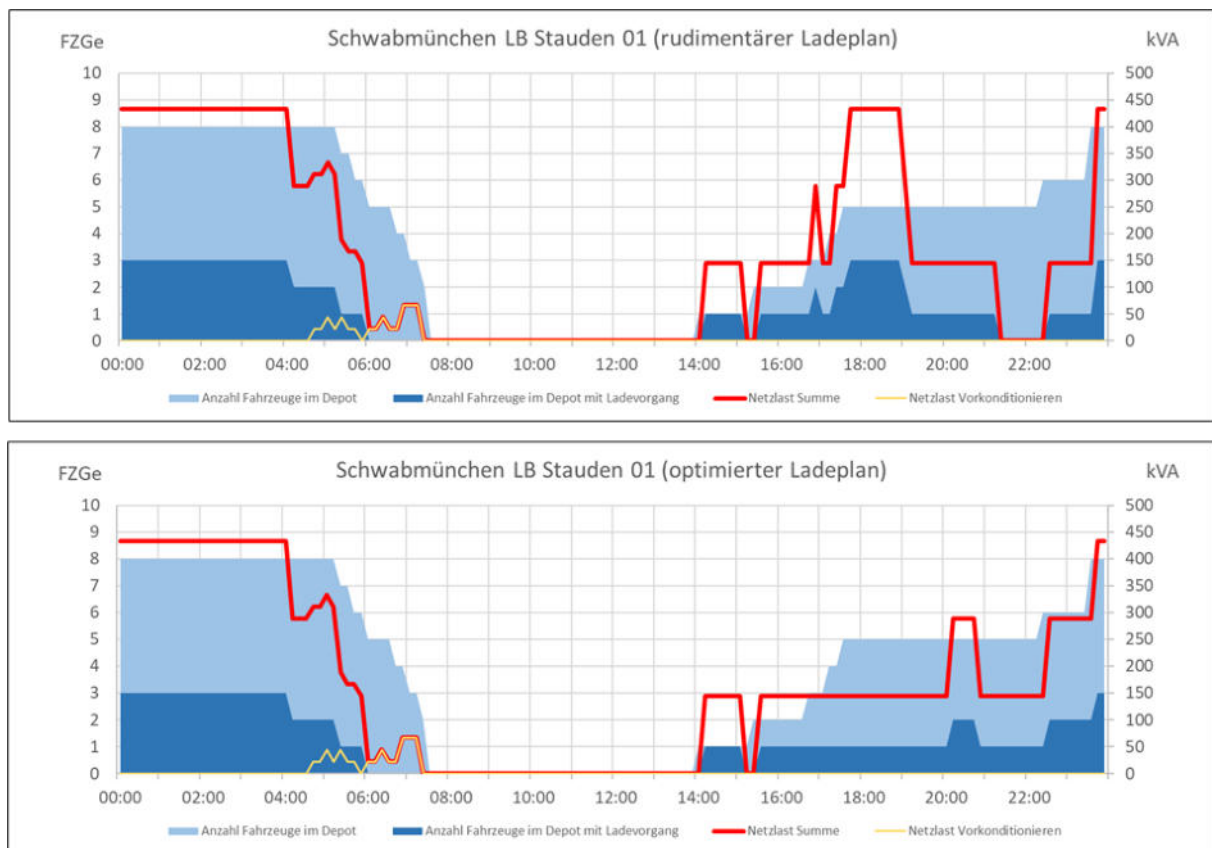


Abb. 46: Lastgang nach rudimentärem und optimiertem Ladeplan Depot Schwabmünchen LB Stauden 01

2.4.6 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Schwabmünchen LB Stauden 02

Steckbrief Ladeinfrastrukturkonzept Depot Schwabmünchen LB Stauden 02		
Übersicht	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	9	0
Angenommene Reserveflotte	2	0
Linienbündel	Stauden02	
Systementwurf		
MS/NS Transformator	800 kVA	
Systementwurf Anteil von Systemvariante A	1 x 600 kW @ 8 LP	
Systementwurf Anteil von Systemvariante B	1 x 300 kW @ 4 LP	
Systemleistung gesamt	900 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich nach Entwurf	5 x 130 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich bei größerem Trafo	6 x 150 kW	
Anzahl Ladepunkte gesamt	12	
Berechnete Lastpeaks	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Ohne Optimierung	456 kVA	- 0 %
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	456 kVA	- 0 %
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	333 kVA	- 27 %
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	433 kVA	- 5 %
Erwartete Anzahl Ladevorgänge gleichzeitig	Anzahl	
Ohne Optimierung	3 (zzgl. Vorkonditionierung)	
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	3 (zzgl. Vorkonditionierung)	
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	2 (zzgl. Vorkonditionierung)	
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	3	
Richtwert „Leistung pro Bus“	75 kW pro Bus	
Systemleistung Vergleichswert nach Richtwert	(9 + 2 Reserve) x 75 kW = 825 kW	

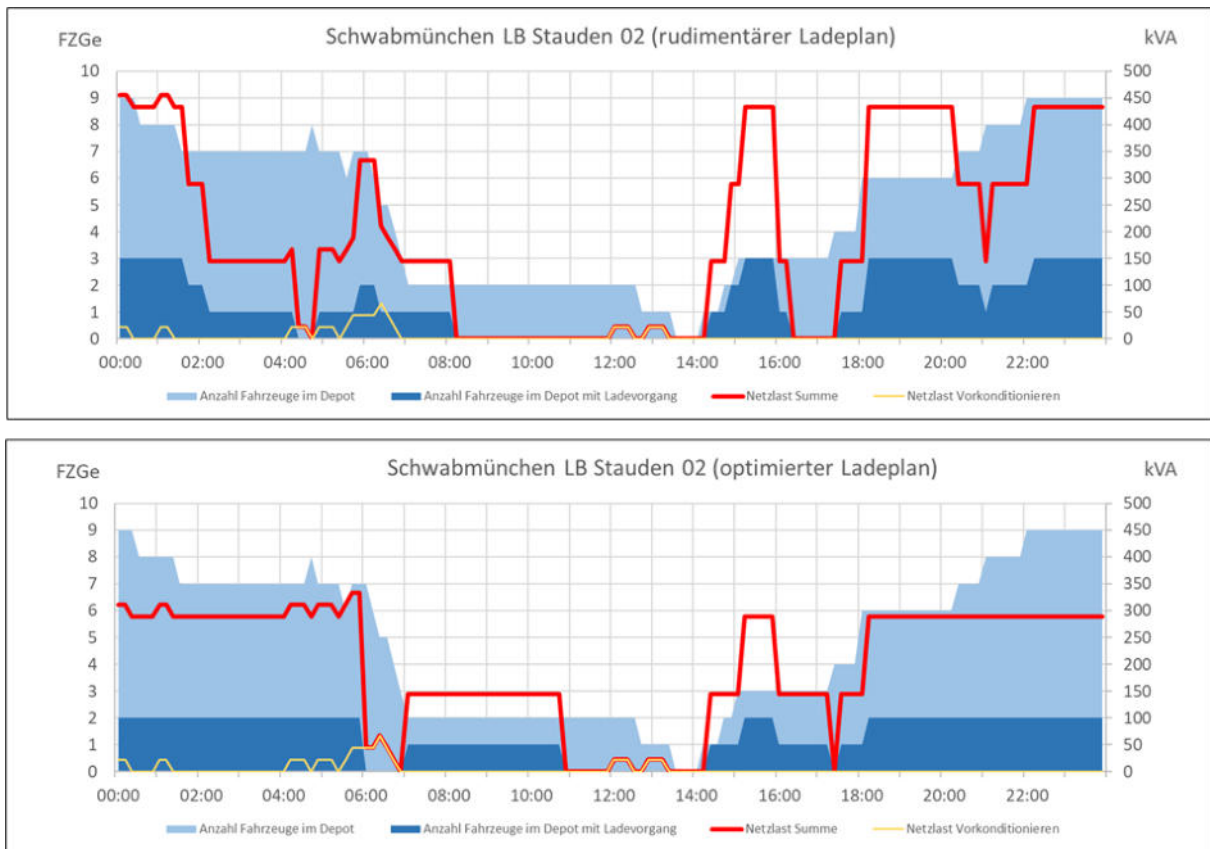


Abb. 47 Lastgang nach rudimentärem und optimiertem Ladeplan Depot Schwabmünchen LB Stauden 02

2.4.7 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Schwabmünchen LB Bobingen 01

Steckbrief Ladeinfrastrukturkonzept Depot Schwabmünchen LB Bobingen 01		
Übersicht	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	8	4
Angenommene Reserveflotte	2	1
Linienbündel	Bobingen01	
Systementwurf		
MS/NS Transformator	800 kVA	
Systementwurf Anteil von Systemvariante A	2 x 400 kW @ 8 LP	
Systementwurf Anteil von Systemvariante B	---	
Systemleistung gesamt	800 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich nach Entwurf	4 x 130 kW + 2 x 100 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich bei größerem Trafo	4 x 150 kW + 2 x 100 kW	
Anzahl Ladepunkte gesamt	16	
Berechnete Lastpeaks	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Ohne Optimierung	722 kVA	- 0 %
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	578 kVA	- 20 %
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	333 kVA	- 54 %
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	578 kVA	- 20 %
Erwartete Anzahl Ladevorgänge gleichzeitig	Anzahl	
Ohne Optimierung	5	
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	4	
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	2 (zzgl. Vorkonditionierung)	
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	4	
Richtwert „Leistung pro Bus“	50 kW pro Bus	
Systemleistung Vergleichswert nach Richtwert	(12 + 3 Reserve) x 50 kW = 750 kW	

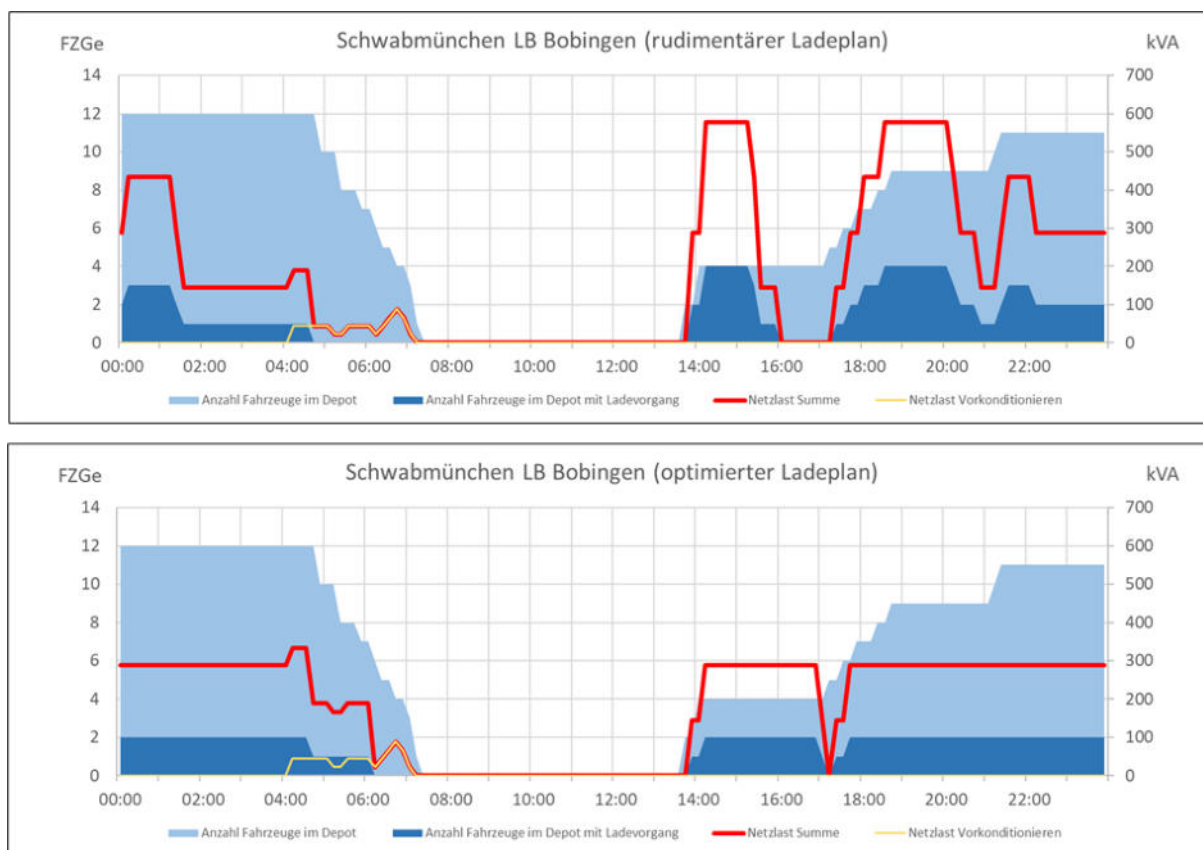


Abb. 48: Lastgang nach rudimentärem und optimiertem Ladeplan Depot Schwabmünchen LB Bobingen 01

Anmerkung

Die Systemleistung erscheint gegenüber dem optimierten Ladeplan mit Mittagsspitze zunächst gering. Jedoch ist die Reserve mit 2 x 100 kW möglicher Ladeleistung selbst in diesem Fall weit davon entfernt, als kritisch eingeschätzt zu werden. Bei genauerer Betrachtung des Lastverlaufs inklusive Mittagsspitze ist erkennbar, dass hier ein ausgeprägter Peak vorliegt, der auf die Überlagerung des Lastgangs mit der fiktiven Mittagsspitze zurückgeht (Vgl. Abb. 24: *Optimierter Lastgang mit Mittagsspitze und Richtwert „50 kW pro Bus“ Depot Schwabmünchen LB Bobingen 01* auf Seite 28). Es sollte problemlos möglich sein, über eine adäquate Umlaufanpassung den Umstand zu entspannen, ähnliche Maximalwerte wie im optimierten Ladeplan ohne Mittagsspitze zu erreichen.

Darüber hinaus wird deutlich, dass ein rudimentärer Ladeplan in diesem speziellen Fall wesentliche Nachteile auslöst.

2.4.8 Ladeinfrastrukturkonzept Entwurf Depot: Schwabmünchen LB Lechfeld 01

Steckbrief Ladeinfrastrukturkonzept Depot Schwabmünchen LB Lechfeld 01		
Übersicht	Solobus	Gelenkbus
Einsatzflotte	7	5
Angenommene Reserveflotte	2	1
Linienbündel	Lechfeld01	
Systementwurf		
MS/NS Transformator	630 kVA	
Systementwurf Anteil von Systemvariante A	2 x 400 kW @ 8 LP	
Systementwurf Anteil von Systemvariante B	---	
Systemleistung gesamt	800 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich nach Entwurf	4 x 130 kW	
Max. Anzahl Ladungen möglich bei größerem Trafo	4 x 150 kW + 2 x 100 kW	
Anzahl Ladepunkte gesamt		
Berechnete Lastpeaks	Wert	Änderung ggü. Wert ohne Optimierung
Ohne Optimierung	722 kVA	- 0 %
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	578 kVA	- 20 %
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	289 kVA	- 60 %
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	433 kVA	- 40 %
Erwartete Anzahl Ladevorgänge gleichzeitig	Anzahl	
Ohne Optimierung	5	
Rudimentärer Ladeplan ohne Mittagsspitze	4	
Optimierter Ladeplan ohne Mittagsspitze	2	
Optimierter Ladeplan mit Mittagsspitze	3	
Richtwert „Leistung pro Bus“	50 kW pro Bus	
Systemleistung Vergleichswert nach Richtwert	(12 + 3 Reserve) x 50 kW = 750 kW	

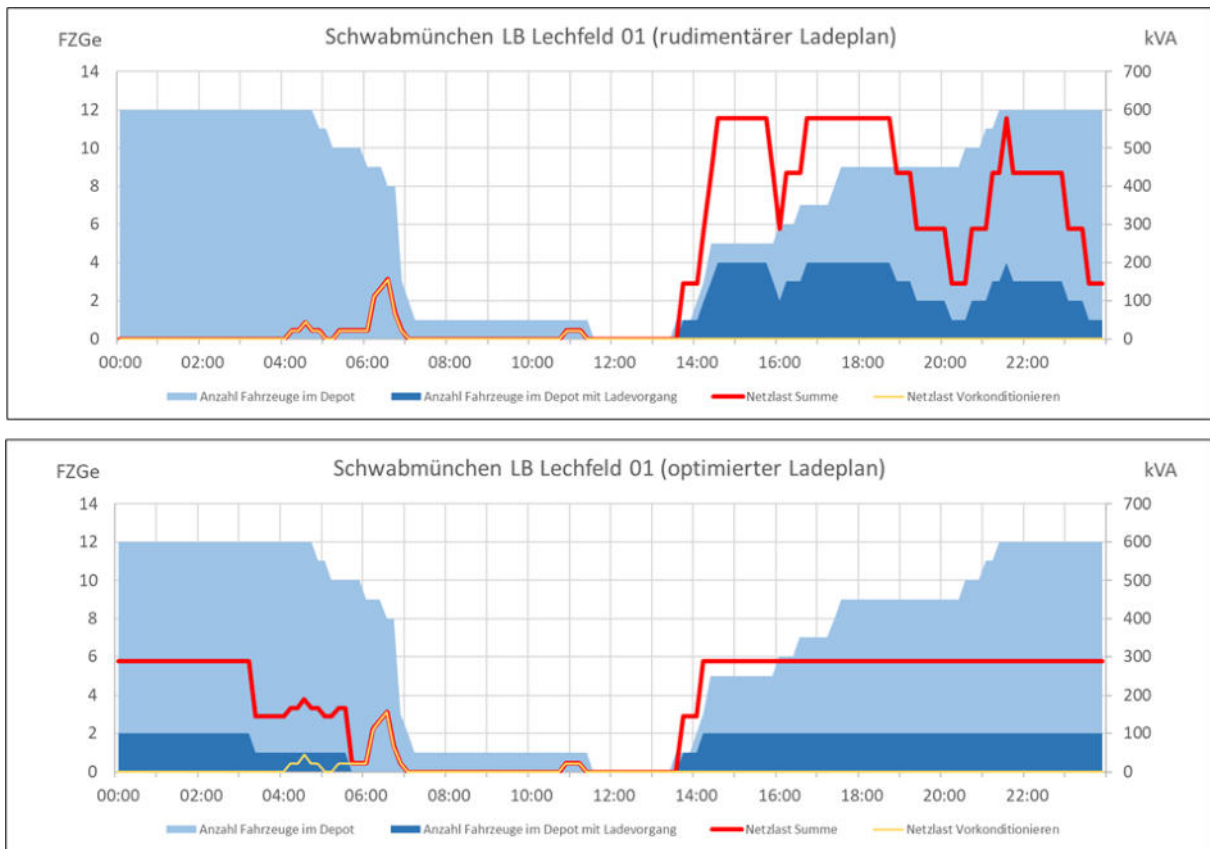


Abb. 49: Lastgang nach rudimentärem und optimiertem Ladeplan Depot Schwabmünchen LB Lechfeld 01

Anmerkung

Im vorliegenden Beispiel wird deutlich, dass ein rudimentärer Ladeplan hier deutliche Schwächen aufweist. Zwar kann der Energiebedarf durch das Ladesystem abgedeckt werden, jedoch ist dann zeitweise keine Leistungsreserve verfügbar.

Auslöser ist hier die Tatsache, dass vergleichsweise viele Fahrzeuge in einem engen Zeitfenster einrücken und in mehreren Ladesystemen (LIS-Einheiten) parallel geladen werden. Die Ladung aller Fahrzeuge ist gegen Mitternacht bereits abgeschlossen. Dies muss nicht zwingend kritisch sein, da eine Verzögerung gut über eine Verschiebung der Ladevorgänge in die Nachtstunden kompensiert werden kann.

Im optimierten Ladeplan wird die Ladung der Fahrzeuge weiter gestreckt, so dass weniger Ladevorgänge parallel erfolgen, was sich deutlich auf die Lastkurve auswirkt.

2.4.9 Zusammenlegung Schwabmünchener Depots

Um die Auswirkung einer Zusammenlegung verschiedener Depots, die hier unter dem Präfix Schwabmünchen geführt werden, belastbar quantifizieren zu können, wäre eine erneute detaillierte Konzeptentwicklung inklusive Lastgangoptimierung und dedizierter Systemauslegung erforderlich. Im Rahmen dieses Dokuments kann im Nachgang der Untersuchungsdurchführung jedoch eine Abschätzung vorgenommen werden.

Bei der Zusammenlegung von Einzeldepots ergeben sich grundsätzlich mögliche Synergieeffekte, die sich letztlich in einem reduzierten Umfang der Ladeinfrastruktur niederschlagen. Jedoch darf auch nicht vernachlässigt werden, dass die gemeinsame Nutzung eines hypothetischen Zentraldepots mit mehreren Verkehrsunternehmen zusätzliche Herausforderungen birgt. Sofern angenommen wird, dass alle Verkehrsunternehmen mit ihrer eigenen Flotte agieren, muss im Betriebshof eine räumliche Trennung der Einzelflotten gewährleistet sein. Dies kann beispielsweise durch separate Parkfelder pro Verkehrsunternehmen erfolgen. Um einen Teil der Ladeinfrastruktur mehreren Verkehrsunternehmen zugänglich zu machen, müssen Parkplatzgeometrie und Umlaufpläne aller Verkehrsunternehmen aufeinander abgestimmt werden.

Es muss realistisch möglich sein, die Ladeschnittstellen der verschiedenen Verkehrsunternehmen an dieselbe Infrastruktur anzubinden. Gleichzeitig müssen die Ladevorgänge der verschiedenen Akteure in Summe so anpassbar sein, dass alle Fahrzeuge rechtzeitig geladen und weiterhin ausreichende Reserven abrufbar sind. Dieser Aspekt wirkt sich insbesondere bei einer Blockaufstellung aus, da hier aufgrund der Abstellreihenfolge zusätzliche Randbedingungen vorliegen, die im Ladeplan berücksichtigt werden müssen.

Grundsätzlich ist es möglich, räumlich getrennte Ladeplätze verschiedener Verkehrsunternehmen an eine gemeinsame Infrastruktur anzubinden, jedoch müssen dann auch die Ladepläne beider Verkehrsunternehmen langfristig aufeinander abgestimmt sein. Eine Verzögerung in einem Betrieb wirkt sich auf den anderen Betrieb aus und umgekehrt. Änderungen im Umlaufplan, Angebotserweiterungen und ähnliches müssen nicht nur im Kontext des eigenen Betriebs in den Ladeplan eingepflegt werden, sondern können Einfluss auf andere Unternehmen haben. Unerwartete Ereignisse wirken sich dann im Extremfall über den gesamten Betriebshof aus. Wenn die Zuordnung jedoch einem logischen Muster folgt, agieren die Ladesysteme in Sinneinheiten, die beispielsweise auf die Solobusse der eigenen Flotte beschränkt sind. Eine Verzögerung eines Busses würde sich dann nur auf die eigene Flotte auswirken. Da die Abstellreihenfolge fest in Verbindung mit der Ladeinfrastruktur (symmetrische Auslastung aller LIS-Einheiten) stehen sollte, werden Abweichungen automatisch kompensiert.

Ohne eine Detailuntersuchung, die die oben beschriebenen Gesichtspunkte bewertet, wird angenommen, dass die Lastspitzen der Einzeldepots erhalten bleiben und parallel anfallen können. Damit wird zwar ein Einsparpotenzial übergangen, die Ladereihenfolge pro Betrieb bleibt jedoch erhalten und das Konzept bleibt im Rahmen der bisherigen Einschränkungen weiterhin gesichert praktikabel.

Im Rahmen einer überschlägigen Abschätzung kommen wir zu den folgenden Ergebnissen:

Ausbauplan Schwabmüncher Depots:

- Stufe 1: Wertach01 und Schwabmünchen Lechfeld01
- Stufe 2: Erweiterung um Bobingen01
- Stufe 3: Erweiterung um Stauden01
- Stufe 4: Erweiterung um Stauden02

Die Zusammenlegung wirkt sich hier insbesondere auf die Ausführung der MS/NS Transformatoren aus. Statt fünf Einzeltransformatoren bietet sich hier ein Ansatz mit drei Einheiten an:

- Stufe 1: 1.600 kVA
- Stufe 2 & 3: Erweiterung um zweiten Transformator mit 1.250 kVA
- Stufe 4: Erweiterung um dritten Transformator mit 800 kVA

Aufgrund der Fixkosten für Betongebäude und Mittelspannungs-Schalttechnik führt diese Reduzierung zu Einsparungen im unteren sechsstelligen €-Bereich.

Für die Ladeinfrastruktur selbst kann voraussichtlich eine 300 kW LIS-Einheit mit vier Ladepunkten eingespart werden. Diese fasst die ungenutzten Ladepunkte zusammen, die sich bei Einzelbetrachtung daraus ergeben, dass immer mindestens vier Ladepunkte zu einem System zusammengefasst werden. Es ist anzunehmen, dass bei Ausführung einer Detailanalyse weitere Einsparpotenziale ausgenutzt werden können.

Abschließend lässt sich festhalten, dass die Zusammenlegung der Depots aus Perspektive der Infrastruktur lohnend sein kann, wenn entsprechende Parkflächen mit separaten Arealen pro Verkehrsunternehmen gewährleistet sind und die Netzlast an einem zentralen Standpunkt gesichert ist. Es wird jedoch auch angenommen, dass das Einsparpotenzial überschaubar ist und keine Paradigmenwechsel auslöst.

2.5 Anforderung an das Lademanagement und Abrechnungsmanagement

Aufgrund der fiktiven Depotbetrachtung ohne Festlegung auf konkrete Betreibermodelle im Rahmen der Untersuchung sind die Anforderungen an Lade- und Abrechnungsmanagementsysteme hier auf einen allgemeinen Kontext beschränkt. Entsprechend ist die Beschreibung der Thematik auf allgemeiner Ebene in Kapitel 2.2.6 *Managementsysteme* ab Seite 45 dargestellt.

2.6 Betreibermodelle

2.6.1 Herausforderungen bei der Errichtung und im Betrieb von Ladeinfrastruktursystemen und Notwendigkeit für Betreibermodelle

Die Flottentransformation zur Dekarbonisierung des ÖPNV mit Bussen stellt Verkehrsunternehmen und Aufgabenträger vor besondere betriebliche, technische bzw. technologische, wirtschaftliche und teils rechtliche Herausforderungen. Dies betrifft sowohl die Umstellung der Antriebe der Fahrzeugflotte als auch den Aufbau und Betrieb der entsprechend notwendigen Infrastrukturen. Das folgende Kapitel widmet sich der Ableitung von organisatorischen Lösungsansätzen für diese Herausforderungen und leitet in diesem Kontext modellhafte mögliche Betreibermodelle für die AVV-Verkehre notwendige Ladeinfrastruktur ab. Der Fokus liegt dabei, in Anlehnung an die zuvor erarbeiteten Systemkonzeptionen für die jeweiligen Depots, auf der notwendigen Ladeinfrastruktur für Batteriebusse.

Der Aufbau eines Ladeinfrastruktursystems benötigt ausreichend Flächen auf dem Betriebsgelände. Dies betrifft sowohl Flächen innerhalb der Betriebsgebäude für die Ladeinfrastrukturkomponenten (z. B. für Ladeelektronik, Ladesäulen, Stecker, Verkabelungen, etc.) als auch auf den Freiflächen hauptsächlich für den Netzanschluss mit Transformatoren. Verkehrsunternehmen stehen somit vor der Herausforderung der Bereitstellung ausreichender Flächen, die häufig auf bereits im laufenden konventionell durchgeführten Dieselbus-Betrieb knapp bemessen sind. Die Erschließung von neuen Betriebsflächen ist häufig für einzelne Verkehrsunternehmen wirtschaftlich und organisatorisch nicht darstellbar.

Sofern ausreichende Flächen und Bauräume vorhanden sind, schließen sich darüber hinaus technische bzw. technologische Herausforderungen bei der Errichtung und im Betrieb von ortsfesten Ladeinfrastruktursystemen an, die im Wesentlichen in der technischen Komplexität dieser Systeme begründet sind. Hieraus erwächst die Notwendigkeit einer frühzeitigen Systemkonzeption und Planung, die sich schon bei relativ geringer Anzahl an Ladepunkten umfangreich darstellt und den Einbezug vieler externer Akteure (Behörden, Energieversorger, Hersteller, Architektur- und Planungsbüros) notwendig macht. Insbesondere kleine und mittlere Verkehrsunternehmen stehen hier vor deutlichen Herausforderungen – allein schon dadurch, dass durch das Projektmanagement zeitliche Kapazitäten gebunden werden. Die technische Komplexität kann somit häufig ein Hemmnis für die Errichtung und den Betrieb der Ladeinfrastruktur bedeuten. In diesem Kontext besteht ein weiteres technologisch begründetes Risiko bei der Errichtung eines Ladeinfrastruktursystems: Die schnelle technologische Entwicklung birgt das Risiko, dass ein heute installiertes System bereits in 10 Jahren technologisch, insbesondere im Hinblick auf die verfügbare Systemleistung, überholt sein könnte. Gerade für kleine und mittlere Verkehrsunternehmen stellt dies sodann auch zusätzlich ein wirtschaftliches Risiko dar.

Die Errichtung eines Ladeinfrastruktursystems ist mit einem hohen Investitions- und Liquiditätsbedarf verbunden. Privatwirtschaftliche Verkehrsunternehmen, die diese Investitionen nicht mit Eigenkapital decken können, müssten den notwendigen Liquiditätsbedarf dann mit Fremdkapital bedienen. Die dadurch entstehenden Finanzierungskosten sind jedoch gerade in den vergangenen Monaten aufgrund der sogenannten „Zinswende“ deutlich angestiegen. Kommunale Unternehmen haben hier häufig einen Finanzierungsvorteil durch einen vereinfachten Kapitalzugang zu günstigeren Konditionen. Ein weiteres wirtschaftliches Risiko liegt in den unterschiedlichen Nutzungs- und Vergabezeiträumen für Fahrzeuge, Ladeinfrastruktur und

Verkehrsleistung. Die Lebensdauer eines Batteriebusses kann derzeit (bei Durchführung eines Batteriewechsels) mit 12 bis 14 Jahren⁶ abgeschätzt werden, die Erbringung der Verkehrsleistungen in den unterschiedlichen Linienbündeln vergibt der AVV für durchschnittlich 8-10 Jahre. Diese zeitliche Differenz stellte für die Verkehrsunternehmen in der Vergangenheit eine im Fuhrparkmanagement lösbare Herausforderung dar. Mit zusätzlichem Einbezug der Ladeinfrastruktur, der derzeit eine Lebensdauer von durchschnittlich etwa 20 Jahren⁷ (Komponenten zum Netzanschluss teilweise sogar mehr als 30 Jahre) zugeschrieben wird, ergibt sich eine zusätzliche zeitliche Lücke in Bezug auf den Vergabezeitraum der Verkehrsleistungserbringung. Diese Zeitlücke ist insbesondere bei Vergabe-/Marktmodellen mit Betreiberwechseln (Wettbewerbsvergaben) kritisch, denn es muss die dauerhafte Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur auch für einen eventuellen Neubetreiber nach 8-10 Jahren gewährleistet sein. Im Falle von kommunalen Verkehrsunternehmen und Direktvergaben ist dies hingegen relativ unproblematisch und steuerbar.

In dem Fall, dass die Errichtung und der Betrieb eines Ladeinfrastruktursystems für die Erbringung der Verkehrsleistung notwendig oder Teil der Wettbewerbsvergabe sind, eröffnen sich bei nicht-öffentlicher Zugänglichkeit rechtliche Herausforderungen. Steht die Ladeinfrastruktur ortsfest auf dem privaten Betriebsgrundstück eines beauftragten privatwirtschaftlichen Verkehrsunternehmens, so kann eine schuldrechtliche Vereinbarung mit der Pflicht zur Übertragung der Infrastruktur an einen möglichen Neubetreiber, der aus der anschließenden Wettbewerbsvergabe hervorgeht, notwendig werden. In diesem Fall eröffnet sich dann auch die Fragestellung um dingliche Nutzungsrechte an den Grundstücken des Verkehrsunternehmens. Dieser Sachverhalt kann erwartungsgemäß zu einem großen Hemmnis für die Errichtung der Ladeinfrastruktur führen. An dieser Stelle ist hier die Ausweitung der Vergabedauer auf 15 Jahre gemäß VO1370/2007 Artikel 4 (4) als möglicher Lösungsansatz denkbar. Dieser Ansatz wird bereits im Landkreis Hameln-Pyrmont umgesetzt. Der Landkreis vergibt als Aufgabenträger über eine Direktvergabe eines öffentlichen Dienstleistungsauftrags die Erbringung von Personenverkehrsdiensten mit Elektrobussen für den Zeitraum vom 01.01.2025 bis 31.12.2039 an die Verkehrsgesellschaft Hameln-Pyrmont mbH (Betreiber). Die zeitliche Lücke zwischen Nutzungsdauer der Ladeinfrastruktur und Vergabezeitraum für die Erbringung der Verkehrsleistung wird somit kürzer, bleibt aber dennoch bestehen. Der beschriebene Sachverhalt bietet darüber hinaus das Potenzial für neue Geschäftsmodelle bzw. Organisationsformen für Aufgabenträger. Diese sind verschiedene Formen von Betreibermodellen, die in unterschiedlich definierten Rollenzuweisungen für Aufgabenträger und Verkehrsunternehmen die Errichtung und den Betrieb von Ladeinfrastruktursystemen organisieren und finanzieren. Im Folgenden werden modellhaft verschiedene Formen von Betreibermodellen erarbeitet, die für den AVV relevant sind.

⁶ Vgl. hierzu beispielsweise: Fraunhofer IVI „E-Bus-Standard – Ansätze zur Standardisierung und Zielkosten für Elektrobusse“ (2021) oder:

Dietmannsberger et al. „Auswirkungen von Batteriebusreichweiten im Gelenkbussegment auf die Systemkosten und Systememissionen bei der Umstellung von Busflotten“ (2021)

⁷ S.o.

Technische Risiken und Herausforderungen bei der Errichtung und im Betrieb von ortsfesten Ladeinfrastruktursystemen

- technische Komplexität erfordert frühzeitige und umfangreiche Konzeptionierung und Planung
- Risiko einer schnellen technischen Entwicklung („wie sieht der Ladestandard in 10 Jahren aus?“)

Betriebliche Risiken und Herausforderungen bei der Errichtung und im Betrieb von ortsfesten Ladeinfrastruktursystemen

- Problem häufig: Verfügbarkeit ausreichender Flächen zur Installation und Nutzung von LIS (Betriebshöfe)
- hohe Komplexität des Betriebs von LIS erfordert hohen Aufwand und Knowhow für einen reibungslosen Betrieb

Wirtschaftliche Risiken und Herausforderungen bei der Errichtung und im Betrieb von ortsfesten Ladeinfrastruktursystemen

- hoher Investitions- bzw. Liquiditätsbedarf zur Errichtung der Ladeinfrastruktur (LIS), schlechtere Finanzierungsbedingungen als AT/Kommunen
- wirtschaftliches Risiko aufgrund unterschiedlicher Zeiträume:
vrs. Lebensdauer LIS (ca. 20 Jahre) - Vergabe Linienbündel (derzeit 9 Jahre) - Lebensdauer Fahrzeuge (ca. 12 Jahre)
→ unproblematischer bei kommunalen Verkehrsunternehmen/Direktvergaben
→ in Marktmodellen mit Betreiberwechseln (i.d.R. Wettbewerbsvergaben) muss dauerhafte Verfügbarkeit der LIS sichergestellt werden
- **Problem Zugriff auf LIS bei nicht-öffentlicher bzw. privat genutzter LIS**
→ keine Nutzung Dritter/Neubetreiber auf Grund fehlender Zugänglichkeit
→ schuldrechtliche Vereinbarung über Pflicht zur Übertragung Infrastruktur an Neubetreiber
→ dingliche Nutzungsrechte an Grundstücken
→ Ausweitung der Vergabedauer auf 15 Jahre gem. VO1370/2007 Art. 4 (4) denkbar
→ **aber auch Potenzial für neue Geschäftsmodelle!**

Abb. 50: Hintergrund und Notwendigkeit für Betreibermodelle (Übersicht)

2.6.2 Zugänglichkeit von Ladeinfrastruktursystemen und Rollendefinitionen

In Bezug auf Ladeinfrastruktur und das zugehörige Angebot wird grundsätzlich zwischen privatem, halböffentlichem und öffentlichem Laden unterschieden. Diese Kategorien werden durch den Parameter der Zugänglichkeit charakterisiert, der durch die räumlichen und technischen Voraussetzungen maßgeblich bestimmt wird (räumliche und technische Zugänglichkeit).

Private Ladeinfrastruktur wird in der Regel auf einer privaten Fläche aufgebaut, die Infrastruktur ist demnach nicht öffentlich zugänglich. Im ÖPNV-Kontext wäre dies ein Depot oder ein Betriebshof eines Verkehrsunternehmens, auf dem die Ladeinfrastruktur errichtet wird. Eine Bereitstellung der Ladeinfrastruktur für andere Parteien erfordert eine Erlaubnis des Grundstückseigentümers. Privates Laden ist jedoch auch auf öffentlich zugänglichen Flächen möglich, beispielsweise im Rahmen des Gelegenheitsladens von Bussen an Endhaltestellen. Hier bestimmt die technische Zugänglichkeit darüber, welche Parteien die Ladeinfrastruktur nutzen können (beispielsweise über eine Zugangskarte oder einen Zugangscode).

Halböffentliches Laden wird in der Regel an stark frequentierten Stationen im Verkehr angewandt und praktiziert, jedoch befinden sich die Grundstücke der halböffentlich errichteten Ladepunkte in privater Hand, was sie von der rein öffentlichen Ladeinfrastruktur unterscheidet. Der räumliche Zugang zu den Ladepunkten wird im Falle des halböffentlichen Ladens nur zu definierten Zeiten gewährt. Gleiches kann auch für die technische Zugänglichkeit gelten. Auf den ÖPNV gemünzt würde halböffentliche Ladeinfrastruktur das Laden an Zielorten oder prägnanten Stationen entlang der Strecke in privater Hand bedeuten, welche bestenfalls für Gelegenheitsladungen per Schnellladung geeignet sind.

Öffentliches Laden bedeutet hingegen, den Ladevorgang im meist städtischen, öffentlichen Bereich abzuwickeln, der meist auch im Eigentum der öffentlichen Hand liegt. Der räumliche und technische Zugang ist hier zeitlich nicht beschränkt. Beispiele hierfür sind das Laden am Straßenrand oder auf öffentlichen Parkplätzen. Der dominierende Anwendungsfall in diesem Bereich ist ebenfalls Gelegenheitsladen mittels Schnellladesystem. Das öffentliche Laden spielt im ÖPNV-Kontext im Sinne der Gewährleistung eines störungs- und unterbrechungsfreien Betriebsablaufes praktisch keine Rolle (Beispiel: privater Pkw blockiert Ladesäule).

Privates Laden			Öffentliches Laden	
Depotladen	Gelegenheits-laden	Halböffentliches Laden	Öffentliches Laden	Öffentliches DC-/Autobahnladen
Laden im Betriebshof über einen längeren Zeitraum (meist über Nacht) mit Leistungen von 50 bis 150 kW	Laden während der Wartezeiten und ausgewählten Haltestellen (meist Endhaltestellen) mit hohen Ladeleistungen	Laden an Zielorten oder prägnanten Zwischenstationen in privater Hand, die für Gelegenheitsladungen geeignet sind	Laden im öffentlichen, städtischen Bereich, meist in öffentlichem Besitz, meist ebenfalls Gelegenheitsladen als Anwendungsfall	DC- und HPC-Laden im öffentlichen Bereich, insbesondere entlang von Autobahnen und Hauptverkehrsachsen, sowie in Metropolen
• Laden der eigenen Fahrzeugflotte • Ggf. Bereitstellung der LIS für andere VUs	• Mögliche Nutzung mehrerer VUs abhängig vom Betreibermodell der Ladestation	• Je nach Gebiet ein oder auch mehrere Verkehrsunternehmen abhängig von Betreibermodell der Ladestation	• Sowohl Verkehrsunternehmen als auch private Betreiber von Elektrofahrzeugen	• Nachfrager von Schnellladen auf Langstrecken und in Innenstädten
Für ÖPNV relevante Anwendungen				

Abb. 51: Formen der Zugänglichkeit von Ladeinfrastruktur

Gleichzeitig gibt es eine Vielzahl von Akteuren im Elektrobus-Ökosystem, die eine Rolle beim Betrieb von Ladeinfrastruktur spielen. Nachfolgend werden die verschiedenen Akteure, sowie ihre Bedeutung und ihre Rolle für den Ladeinfrastrukturbetrieb vorgestellt.

Der Ladesäulenbetreiber oder auch Charge Point Operator (CPO) betreibt operativ die Ladepunkte des Infrastruktursystems. Der Betreiber verantwortet somit den reibungslosen Betrieb der Ladesäulen, die in den gängigen Szenarien des ÖPNV privat und/oder halböffentlich errichtet und installiert werden. Darunter fallen ebenfalls Aspekte wie die grundsätzliche Funktionsfähigkeit, Wartung, Instandhaltung und Kontrolle, sowie anfallende Reparaturen. Die Rolle des Ladesäulenbetreibers kann je nach Ausrichtung des Betreibermodells sowohl der Aufgabenträger als auch das Verkehrsunternehmen einnehmen. Alternativ können die Parteien auch eine dritte Partei als Ladesäulenbetreiber beauftragen, was Vorteile bezüglich Erfahrung und Knowhow, die spezialisierte Anbieter haben, mit sich bringen kann. Je nach konkreter Ausgestaltung kann der Ladesäulenbetreiber ein im Hintergrund arbeitendes System oder Netzwerk (Backendsystem) einbringen, was die Kommunikation und Vernetzung der Ladepunkte untereinander, aber auch die Kommunikation mit den Fahrzeugen ermöglicht und zudem die Abrechnung bewerkstelligt. Darüber hinaus bieten Backendsystembetreiber weitere Dienste rund um die Vernetzung von Ladepunkten an, die bei Bedarf bezogen und implementiert werden können, um eine reibungslose Integration und einen zuverlässigen Betrieb sicherzustellen.

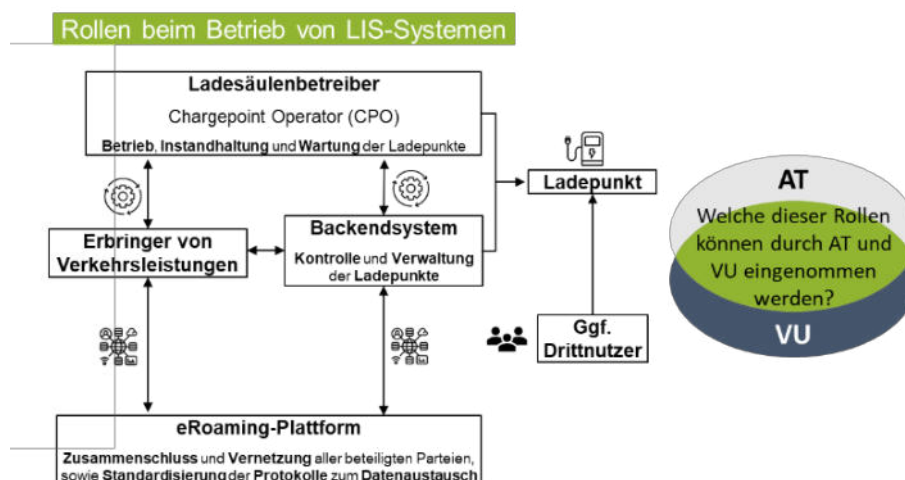


Abb. 52: Rollen bei Errichtung und Betrieb ortsfester Ladeinfrastruktur

Als zusätzliche Komponente zum Backendsystem des Ladesäulenbetreibers besteht die Möglichkeit, eine eRoaming-Plattform zu integrieren. Diese übernimmt die Abstimmung in der Kommunikation aller Verkehrsparteien wie Leitstelle, Fahrzeuge, Ladeinfrastruktur etc. und stellt einen problemlosen Datenaustausch durch eine Standardisierung von Protokollen sicher. Dies ist vor allem relevant, wenn ein halb-öffentliches Betreibermodell gewählt würde, oder die privat betriebene Ladeinfrastruktur mit bestimmten Partnern geteilt wird. Die Entscheidung für oder gegen ein solches System hängt maßgeblich von der Ausgestaltung des Betriebs der Ladeinfrastruktur ab, wie der Ladesäulenbetreiber die im Hintergrund arbeitende Software bezieht oder aufbaut.

Die ÖPNV-Aufgabenträger, in der Regel die Gebietskörperschaften, stehen in der Verantwortung, ein ausreichendes ÖPNV-Angebot im Sinne der Daseinsvorsorge sicherzustellen. Die spezifische Rolle des Aufgabenträgers im Kontext des Betriebs von Ladeinfrastruktur für E-Busse ist vielfältig und je nach Szenario und Ausgestaltung der möglichen Betreibermodelle unterschiedlich. Das Gleiche gilt für die Verkehrsunternehmen, die ebenfalls verschiedene Rollen bekleiden können. Die verschiedenen Kombinationen und Verantwortlichkeiten, die Aufgabenträger und Verkehrsunternehmen im Zuge der unterschiedlichen Interpretation und Gestaltung von Betreibermodellen einnehmen können, werden im folgenden Abschnitt thematisiert.

2.6.3 Mögliche Betreibermodelle

In diesem Abschnitt werden die verschiedenen Möglichkeiten der Ausgestaltung von Betreibermodellen beschrieben und vorgestellt. Der Fokus liegt dabei auf den verschiedenen Rollen, die sowohl Aufgabenträger als auch Verkehrsunternehmen in diesem Kontext einnehmen können. Daraus ergeben sich im Grunde vier mögliche Varianten, wie Beschaffung, Aufbau und Betrieb der Ladeinfrastruktur bewerkstelligt und wie die Verantwortlichkeiten unter den involvierten Parteien verteilt werden können. Die Fahrzeugflotte und deren Ausgestaltung werden für diese Betrachtung außer Acht gelassen.

1. Variante „Eigenständige Finanzierung, Aufbau und Betrieb durch Verkehrsunternehmen“

Die erste Variante stellt den bisher klassischen und weit verbreiteten Anwendungsfall im ÖPNV dar. Der Aufbau und der Betrieb der Ladeinfrastruktur versteht sich dabei als ein wesentlicher Bestandteil der Vergabe von Verkehrsleistungen durch den Aufgabenträger. Die Finanzierung der Ladeinfrastruktur erfolgt dabei nach erfolgreich abgeschlossenem Vergabeverfahren für die Verkehrsleistung durch das entsprechende Verkehrsunternehmen. Die Kosten des Aufbaus und Betriebs der Ladeinfrastruktur werden zusätzlich zu den weiteren Kostenpositionen für die Erbringung der Verkehrsleistung im Angebot eingepreist und nach erfolgter Beauftragung entsprechend laufend mit dem Bestellerentgelt vergütet. Darunter fallen zum einen die Investitions- und Kapitalkosten für den Aufbau der Ladeinfrastruktur und zum anderen die Kosten für den Betrieb der Ladeinfrastruktur (Wartung, Instandhaltung etc.).

Die Konzeptionierung, der Aufbau und der Betrieb der Ladeinfrastruktur erfolgt dabei in Regie und Verantwortung des Verkehrsunternehmens üblicherweise auf dessen eigenen Betriebsflächen. Hinsichtlich der Rollenverteilung fungiert in dieser Variante das Verkehrsunternehmen als Ladesäulenbetreiber und entscheidet demnach über die Wahl der Netzwerk- und Softwarearchitektur. Je nach Konzeptionierung und Dimensionierung des Ladeinfrastruktursystems kann so auch die räumliche und technische Zugänglichkeit für die Fahrzeuge Dritter gewährt werden. Dies können beispielsweise andere Verkehrsunternehmen sein, die Verkehrsleistungen auf weiteren Linienbündeln des AVV erbringen oder auch Fahrzeuge privater Flotten (z. B. eines Taxiunternehmens). Insbesondere im Hinblick auf die Gewährleistung eines störungsfreien Fahrbetriebs wird die Nutzung der Ladeinfrastruktur üblicherweise jedoch vordergründig für den Betrieb der eigenen Flotte vorgesehen. In dieser Variante trägt das Verkehrsunternehmen sowohl das wirtschaftliche als auch das technologische und betriebliche Risiko für das Ladeinfrastruktursystem vollständig. Die Ladeinfrastruktur bleibt jedoch auch nach dem Ende der Konzession vollständig im Eigentum des Verkehrsunternehmens. Der Aufgabenträger hat in der Regel keinen Zugriffsanspruch. Im Falle der Vergabe an einen Neubetreiber nach 8-10 Jahren muss ggf. der Aufbau und Betrieb der erforderlichen Ladeinfrastruktur wiederholt vergeben werden. Das Verkehrsunternehmen wird in der Regel versuchen, die kompletten Kosten für die Ladeinfrastruktur während der Vertragslaufzeit zu amortisieren.

2. Variante „Finanzierung durch den Aufgabenträger“

Eine zweite Variante eines möglichen Betreibermodells berücksichtigt eine andere Form der Finanzierung der Investitionen in das Ladeinfrastruktursystem. Die Finanzierung wird hier unmittelbar durch den Aufgabenträger übernommen. Verkehrsunternehmen müssen die Kosten für das Ladeinfrastruktursystem somit gegenüber dem Aufgabenträger im Rahmen der Vergabe nicht einpreisen. Diese Variante verlagert das wirtschaftliche Risiko und den notwendigen Liquiditätsbedarf von den Verkehrsunternehmen zum Aufgabenträger. Geringere Finanzierungskosten des Aufgabenträgers können so einen positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit der

Verkehrsleistungserbringung haben und ggf. den Wettbewerb stärken.

Der Aufbau und Betrieb des Ladeinfrastruktursystems kann dabei auf den privaten Betriebsflächen des Verkehrsunternehmens erfolgen. Das betriebliche Risiko trägt somit weiterhin das Verkehrsunternehmen. Hinsichtlich der Konzeptionierung, Dimensionierung und der Frage zum Einbezug weitere Nutzergruppen müssen sich Verkehrsunternehmen und Aufgabenträger entsprechend abstimmen und klare Regelungen vereinbaren. Hier spielt die Zugänglichkeit der Betriebsflächen eine wesentliche Rolle (v. a. dingliche Nutzungsrechte an Grundstücken). Darüber hinaus kann auch eine schuldrechtliche Vereinbarung über die Pflicht zur Übertragung der Infrastruktur an einen eventuellen Neubetreiber notwendig werden, wenn der Betreiber der Verkehrsleistungen wechselt.

Für die Abrechnung der Kosten für die Ladeinfrastruktur bestehen für den Aufgabenträger unterschiedliche Möglichkeiten. Im Zuge einer kostenlosen Beistellung der Infrastruktur erhebt der Aufgabenträger kein Entgelt für deren Nutzung. Sofern die Ladeinfrastruktur weiteren Nutzergruppen zugänglich gemacht werden soll, kann auch die Abrechnung über ein Nutzungsentgelt in Betracht gezogen werden. Dieses Nutzungsentgelt kann sowohl für alle Nutzer als auch ausschließlich für Drittnutzer und somit parallel zur kostenlosen Beistellung erhoben werden. Denkbar ist auch ein Abrechnungsmodell, das neben einem Nutzungsentgelt auch ein Entgelt für den tatsächlich bezogenen Fahrstrom enthält (im Sinne eines „Pay-Per-Use“-Modells, siehe auch Fallbeispiel Vorarlberg).

Denkbar ist in diesem Kontext auch die Vergabe von Aufbau und Betrieb des Ladeinfrastruktursystems an ein drittes Unternehmen (siehe Fallbeispiel Vorarlberg) durch den Aufgabenträger. In diesem Fall würde das Verkehrsunternehmen als Betreiber der Fahrzeuge Ladedienstleistungen des Ladeinfrastrukturbetreibers beziehen. Der Ladeinfrastrukturbetreiber erhält hierfür ein entsprechendes Entgelt vom Aufgabenträger. Die Verortung der Ladeinfrastruktur ist zum einen auf Flächen des Ladeinfrastrukturbetreibers denkbar. Dies würde die Zugänglichkeit für Drittnutzer erhöhen, je nach Lage jedoch auch zeitgleich den betrieblichen Aufwand des Verkehrsunternehmens. Zum anderen besteht auch die Möglichkeit, die Betriebsflächen der Verkehrsunternehmen hierfür zu nutzen.

3. Variante „Infrastrukturgesellschaft des Aufgabenträgers“

In einer dritten möglichen Variante gründet der Aufgabenträger eine eigene Gesellschaft speziell für den Ladeinfrastrukturbetrieb. Dabei übernimmt der Aufgabenträger über diese Gesellschaft die Finanzierung sowie den Aufbau und den Betrieb der Ladeinfrastruktur und behält über den gesamten Prozess die Verantwortung. Die Errichtung der Ladeinfrastruktur kann auf eigenen oder fremden, aber zugänglichen, Grundstücksflächen erfolgen. Verkehrsunternehmen und ggf. andere Flotten nutzen die Ladeinfrastruktur der Gesellschaft und zahlen dafür ein entsprechendes Nutzungsentgelt. Denkbar ist aber auch hier eine kostenlose „Beistellung“ im Rahmen der Verkehrsleistungserbringung. Der Aufgabenträger agiert somit unabhängig von den Verkehrsunternehmen und behält somit eine hohe Flexibilität hinsichtlich zukünftiger Entscheidungen und Geschäftsentwicklungen, wie bspw. der zukünftigen technologischen Ausrichtung oder zukünftiger ÖPNV-Betreiber. Nicht zuletzt für die Gründung der Infrastrukturgesellschaft und die Übernahme von Risiken bewirkt dies im Umkehrschluss jedoch auch einen zusätzlichen finanziellen und organisatorischen Aufwand. Positiv können sich auch hier vorteilhaftere Finanzierungsbedingungen des Aufgabenträgers bzw. der Ladeinfrastrukturgesellschaft auswirken. Die Ladeinfrastrukturgesellschaft übernimmt vollständig die betrieblichen, technologischen und wirtschaftlichen Risiken des Aufbaus und Betriebs der Ladeinfrastruktur. Für die Integration von Diensten wie Backendsystemen von Dritten für die Gewährleistung dieses breiten Softwareangebots besteht für den Aufgabenträger und die Ladeinfrastrukturgesellschaft

die Möglichkeit von längerfristigen oder dauerhaften Kooperationen mit Drittanbietern. Verkehrsunternehmen übernehmen dann die reine Rolle der Erbringung der ÖPNV-Verkehrsleistung.

4. Variante „Integriertes, kommunales Verkehrsunternehmen“

Die vierte Variante beschreibt eine Art „Rekommunalisierung“ der gesamten Mobilitätsgestaltung in der jeweiligen Gebietskörperschaft und mündet in der Gründung eines integrierten, kommunalen Verkehrsunternehmens, welches alle Funktionen vereint. Die öffentliche Hand verantwortet in diesem Fall das gesamte Leistungsspektrum in Form eines eigenen Verkehrsunternehmens. Dieses reicht von der Beschaffung und dem Aufbau über den Betrieb der Ladinfrastruktur bis hin zum Betrieb der Fahrzeugflotte im Rahmen der ganzheitlichen Erbringung der Verkehrsleistung. Diese Variante ist sehr tiefgreifend und hätte ggf. zur Folge, dass die heutigen Verkehrsunternehmen zur Leistungserbringung nicht mehr notwendig sind.

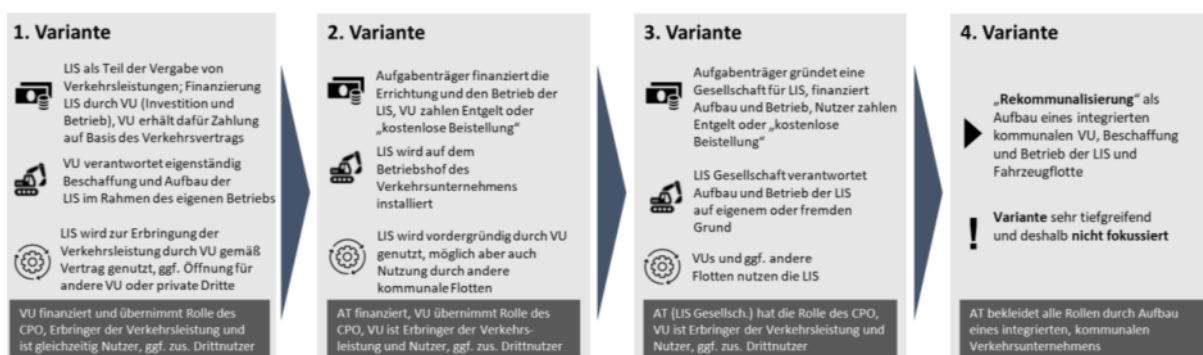


Abb. 53: Grundlegende Betreibermodelle⁸

2.6.4 Fallbeispiele für Betreibermodelle

Der Verkehrsverbund Vorarlberg hat als Aufgabenträger für den ÖPNV im österreichischen Bundesland Vorarlberg die Errichtung und den Betrieb von Ladeinfrastruktur fremdvergeben. Das dort angewendete Betreibermodell lässt sich der dargestellten 2. Variante zuordnen. In diesem konkreten Fall erhielt der Vorarlberger Energiedienstleister illwerke vkw AG den Zuschlag für den Auftrag. Die illwerke vkw AG ist Eigentümer der Ladeinfrastruktur und verantwortet alle Leistungen von Planung und Bau, über Inbetriebnahme bis hin zum Betrieb und zur Energiebereitstellung über die gesamte Vertragslaufzeit. Die Ladeinfrastruktur wird dabei auf den jeweiligen Betriebsflächen der Verkehrsunternehmen errichtet. Die Gemeinden, Gemeindeverbände und Verkehrsunternehmen können Ladedienstleistungen gegen Zahlung eines Entgeltes von der illwerke vkw AG beziehen. Die Verkehrsunternehmen tragen somit ein geringes wirtschaftliches Risiko und können hohe Investitionskosten für die Errichtung der Ladeinfrastruktur durch die Zahlung eines monatlichen Entgelts vermeiden. Die Höhe des Entgelts bestimmt sich u. a. durch die Vertragsdauer und die bezogene Energiemenge.

⁸ Grafik im Großformat in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** im Anhang

Steckbrief Vorarlberg (AT)		
Standort	Bundesland Vorarlberg	
Aufgabenträger	Verkehrsverbund Vorarlberg	
Gegenstand	illwerke vkw AG baut LIS im Verbundgebiet auf, betreibt diese und bietet die LIS-Leistung (Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Betrieb und Energielieferung gegen monatliche Pauschale (Entgelt) an. Die Beauftragung der Verkehrsunternehmen erfolgt individuell für die Errichtung der LIS auf den Depots.	
Zeitraum	Landesweite Errichtung von 137 Ladepunkten bis 2025	
Zielsetzung	Möglichkeit für Gemeinden, Gemeindeverbände, Verkehrsunternehmen oder der Verkehrsverbund als Betreiber der Vorarlberger Buslinien LIS individuell aus der Rahmenvereinbarung beziehen.	

Abb. 54: Steckbrief Fallbeispiel Vorarlberg

Ein weiteres Fallbeispiel orientiert sich an der dritten Variante der möglichen Betreibermodelle, bei der eine eigens gegründete Gesellschaft verantwortlich für die Ladeinfrastrukturbereitstellung für den ÖPNV ist. Der Kreis Lippe und der zugehörige Aufgabenträger „Kommunale Verkehrsgesellschaft Lippe mbH“ (KVG Lippe mbH) haben hierzu im März 2023 die „Infrastrukturgesellschaft für postfossile Mobilität Lippe mbH“ für die Errichtung, Installation und Betrieb von Ladeinfrastruktur gegründet. Die Infrastrukturgesellschaft ist eine Tochtergesellschaft der KVG Lippe mbH. Zudem besteht die Überlegung, über die Gesellschaft zusätzlich auch Fahrzeuge bereitzustellen, um somit das Angebot der Infrastrukturgesellschaft ganzheitlicher zu gestalten und mögliche Skaleneffekte nutzen zu können. Der spezifische Zuständigkeits- und Aufgabenbereich der Infrastrukturgesellschaft Lippe befindet sich jedoch derzeit noch in Abstimmung.

Steckbrief KVG Lippe		
Standort	Kreis Lippe	
Aufgabenträger	Kommunale Verkehrsgesellschaft Lippe mbH	
Gegenstand	Gründung der Infrastrukturgesellschaft für postfossile Mobilität Lippe mbH für die Bereitstellung (Planung, Errichtung, Inbetriebnahme) und ggf. Betrieb (je nach Ausgestaltung und Vereinbarung) der Ladeinfrastruktur im Kreis Lippe.	
Zeitraum	Beschlussannahme zur Gründung der Gesellschaft 2023	
Zielsetzung	Die gegründete Infrastrukturgesellschaft für postfossile Mobilität im Kreis Lippe soll die Aufgabe übernehmen, Fahrzeuge bereitzustellen und Ladeinfrastruktur zu errichten.	

Abb. 55: Steckbrief Fallbeispiel Kreis Lippe

2.7 Optionen zur Umstellungsstrategie

Das Ladeinfrastrukturkonzept ist modular aufgebaut, so dass es einerseits auf verschiedene Depots übertragbar ist und andererseits die Möglichkeit zum Mitwachsen im Zuge eines sukzessiven Flottenausbaus besteht. Aufgrund der zeitlich eng aufeinander folgenden Vergabe der Linienbündel ist die Option zum Mitwachsen hier nicht primär relevant, da die Quoten zum Ende der jeweiligen Referenzperioden kurzfristig erfüllt werden müssen.

Die Umsetzung einer Mischflotte von Diesel- und Batteriebusen pro Standort ist zwar grundsätzlich möglich, kann aber auf Basis der Datenlage nicht differenziert werden. Für eine entsprechende Betrachtung müssten die Umläufe als geeignet beziehungsweise nicht geeignet für Elektromobilität bewertet werden, was ohne fahrzeugbezogene Umlaufanalyse und einhergehender Umlaufanpassung nicht möglich ist. Bei Realisierung einer Teilflotte als erste Ausbaustufe für eine Flottenumstellung muss berücksichtigt werden, dass hier gegebenenfalls zunächst ein größerer Infrastrukturanteil pro Fahrzeug (Durchschnittswert) installiert werden muss.

Die Auswahloption ist hier auf Basis des Datenstands auf eine vollständige Depotumstellung begrenzt. Aufgrund der abgestimmten Aufteilung in acht Einzeldepots mit vergleichsweise kleiner Fahrzeugzahl pro Standort, sollte auf dieser Basis eine ausreichend genaue Auswahl erfolgen können, um die Infrastruktur für eine Elektrifizierung vorzuhalten.

Anmerkung

Insgesamt ist die Anzahl der notwendigen Fahrzeuge pro Linienbündel oder Standort abhängig von der Umlaufplanung des Verkehrsunternehmens. Die verfolgte Auslegung beruht auf der auf Basis der vorliegenden Umläufe hergeleiteten Einsatzflotte zuzüglich einer angenommenen Reserve.

Die Infrastruktur ist primär darauf ausgelegt, den resultierenden Energiebedarf zu decken. Es ist möglich, dass seitens des Verkehrsunternehmens eine größere Fahrzeugzahl veranschlagt wird. In Bezug auf die erforderlichen Energiemengen hat dies keinen Einfluss, sofern die Fahrstrecken pro Linienbündel weitestgehend gleichbleiben. Die in diesem Fall resultierenden Energiemengen können weiterhin aus dem veranschlagten Ladesystem abgedeckt werden. Bei größeren Fahrzeugflotten kann die Vorhaltung zusätzlicher Ladeschnittstellen für eine größere Reserveflotte ggf. notwendig sein. Es ist anzunehmen, dass diese zusätzlichen Ladeschnittstellen mit überschaubarem Aufwand an den Systemvorschlag angebunden werden können. Sind die Flotten größer als ursprünglich angenommen, kann eine Vergrößerung der Infrastruktur jedoch nicht gänzlich ausgeschlossen werden.

2.7.1 Beurteilung Depots für die Eignung zur Elektrifizierung

Um bevorzugte Depots für eine Systemumstellung auszuwählen, muss auf die Energiemengen pro Umlauf zurückgegriffen werden. Infrastrukturseitig sind keine Impulse erkennbar, die als technisches Pro- oder Kontraargument für eine Umstellung eines Standorts bewertet werden. Ohne die Ausführung einer Umlaufanpassung kann hier zunächst auf Richt- und Erfahrungswerte zurückgegriffen werden. Einzelne Depots scheinen auf den ersten Blick besser geeignet zu sein als andere:

- Depot Schwabmünchen LB Lechfeld 01 - Gesamtflotte
Nur ein einziger Umlauf (Gelenkbus) überschreitet den aktuellen Grenzwert für Batteriekapazität marginal.
- Depot Schwabmünchen LB Bobingen 01 - Gesamtflotte
Die Gelenkbusumläufe sind allesamt unkritisch. Solobusumläufe überschreiten die Grenzwerte im überschaubaren Maß und können voraussichtlich (ohne Fahrzeugmehrbedarf) gut angepasst werden.
- Depot Schwabmünchen LB Stauden 02 – Solobusflotte (= Gesamtflotte)
Solobusumläufe überschreiten die Grenzwerte im überschaubaren Maß und können voraussichtlich (ohne Fahrzeugmehrbedarf) gut angepasst werden.
- Depot Schwabmünchen LB Wertach 01 – nur Solobusflotte
Nur ein einziger Umlauf überschreitet den aktuellen Grenzwert für Batteriekapazität. Es ist anzunehmen, dass dies durch Umlaufanpassung ohne Fahrzeugmehrbedarf kompensiert werden kann.
- Depot Friedberg - Solobusflotte
Solobusumläufe überschreiten die Grenzwerte im überschaubaren Maß und können voraussichtlich (ohne Fahrzeugmehrbedarf) gut angepasst werden.

Um die Eignung der Depots für eine Umstellung quantifizieren zu können, wird folgende Herangehensweise gewählt. Es gilt zu beachten, dass dies vorbehaltlich einer Umlaufanpassung erfolgt und lediglich für eine erste Abgrenzung der Standorte herangezogen werden kann.

Um ein Maß für die Machbarkeit der Gesamtflotte pro Standort abzubilden, wird der Mittelwert aller berechneten Energieverbräuche über die Gesamtzahl der Umläufe gebildet. Dies kann als idealisierte Umlaufanpassung verstanden werden, bei der alle Umläufe exakt denselben Verbrauchswert auffassen. In der Praxis wird dies nicht umsetzbar sein, da die Umläufe die Fahrplanvorgaben erfüllen müssen und nicht beliebig umstrukturiert werden können. Die Aussagekraft des Datensatzes ist sehr begrenzt und kann lediglich als Indikator herangezogen werden, wo eine Umlaufanpassung die größte Erfolgschance aufweist, keinen oder einen kleinen Mehrbedarf zu verursachen.

Zu beachten ist die Besonderheit im Depot Bobingen, dass hier zwei Linienbündel für Solobusse vorliegen. Da das Potenzial der Umlaufanpassung nur individuell pro Linienbündel abgeschätzt wird, sind hier beide Bündel als Einzelzeilen aufgeführt.

<i>Depot</i>	<i>Linienbündel</i>	<i>Fahrzeugtyp</i>	<i>Anzahl Umläufe</i>	<i>Mittlere Energiemenge pro Umlauf</i>
Friedberg	Holzwinkel	Solo	17	288 kWh
		Gelenk	6	743 kWh
Bobingen	Königsbrunn01	Solo	8	384 kWh
	Linie100	Solo	3	425 kWh
Thierhaupten	Linie506	Solo	8	409 kWh
Schwabmünchen LB Wertach 01	Wertach01	Solo	8	247 kWh
		Gelenk	9	579 kWh
Schwabmünchen LB Stauden 01	Stauden01	Solo	8	429 kWh
Schwabmünchen LB Stauden 02	Stauden02	Solo	11	363 kWh
Schwabmünchen LB Bobingen 01	Bobingen01	Solo	8	374 kWh
		Gelenk	4	185 kWh
Schwabmünchen LB Lechfeld 01	Lechfeld01	Solo	7	270 kWh
		Gelenk	5	339 kWh

Tab. 7: Mittlere Energieverbräuche pro Umlauf

Wenn unterstellt wird, dass die hell und dunkelgrün hinterlegten mittleren Energiemengen ohne Fahrzeugmehrbedarf in der Realität umsetzbar sind, ergibt sich für die Linienbündel Stauden02, Bobingen01 und Lechfeld01 aus dem Schwabmünchener Depot eine abgeschätzte Fahrzeugmenge von 24 Solobussen (+ 6 Reservebusse) und 9 Gelenkbussen (+2 Reservebusse). Die Soloflotten der Depots Friedberg oder Schwabmünchen LB Wertach01 bieten darüber hinaus Potenzial, um die Fahrzeugmenge zu erhöhen. Dies gilt letztlich auch für eine Vielzahl weiterer Depots. Sofern nur eine sehr kleine Menge Fahrzeuge eines Depots elektrifiziert werden soll, kann auf die einfachsten Umläufe in der gegebenen Konstellation zurückgegriffen werden. In diesem Fall bietet es sich an zu prüfen, ob Umläufe mit langer Aufenthaltsdauer im Depot gefunden werden können, die über eine sehr kleine Ladeinfrastruktur nachgeladen werden können. Möglich kann hier auch der Einsatz mobiler Ladegeräte sein, die mit geringer Leistung laden, aber ohne Bauaufwand eingeführt werden können.

2.7.2 Exemplarische Depotumstellung

Bei bekannter Örtlichkeit wird zunächst die Detailplanung ausgeführt. Hierbei wird einerseits begutachtet, ob bauliche oder ähnliche Einschränkungen vorliegen, die die Installation von Ladetechnik auf dem Grundstück erschweren. Parallel wird mit dem Netzbetreiber abgeklärt, ob die Netzanschlusskapazität für das geplante System ausreichend ist oder ob ein kostenintensiver Netzausbau erforderlich ist. Bei geringfügiger Überschreitung kann der Einsatz eines stationären Energiespeichers zur weiteren Lastspitzenabsenkung untersucht werden. Im Anschluss werden die Elektroinstallation sowie die erforderlichen Baumaßnahmen möglichst im Detail geplant.

Die Ausführungsplanung der Elektroinstallation und Baumaßnahmen wird teilweise als Teil der Installationsleistung ausgeschrieben. Von Bedeutung ist dann eine belastbare und unabhängige Vorplanung, um die Leistungen adäquat ausschreiben zu können. Im Zweifel können Vorplanung und Ausschreibungsprozess von externen Fachleuten begleitet werden.

Die Implementierung beginnt mit vorbereitenden Baumaßnahmen, die abhängig von der Depotsituation vor der Installation sind. Üblicherweise umfasst dies die Vorbereitung von Fundamenten, Kabelgräben und Tragkonstruktionen. In Extremfällen können hier auch umfangreichere Baumaßnahmen eingebunden sein. Das Spektrum ist hierbei sehr weit gefasst und reicht von der Nachrüstung von Brandschotts über die Verlegung von Toranlagen bis hin zu Anhebung von Hallendächern oder sogar Neubauten von Hallen. Letztere sind im Allgemeinen eher für größere Betriebshöfe relevant, die langfristig als Zentraldepot für Batteriebusse umgerüstet werden sollen.

Betriebshöfe können sukzessive, parallel zur anwachsenden Batteriebusflotte, mit Ladeinfrastruktur ausgerüstet werden. Sinnvollerweise werden – auch bei sukzessivem Ausbau – Baumaßnahmen großflächig ausgeführt. Ziel ist es, den Betriebsablauf im Depot möglichst selten zu stören und die Installation möglichst umfassend vorzubereiten. Bei großen Depots kann dies in einzelnen Bauphasen erfolgen, wobei immer nur eine Teilfläche des Depots beeinträchtigt wird. In diesem Fall können die Maßnahmen häufig auch gut zeitlich voneinander getrennt werden.

Bei ausreichendem Baufortschritt kann die Elektroinstallation erfolgen. Die Installation kann dabei sukzessive erweitert werden, sofern dies mit der Umstellungsstrategie vereinbar ist. Ein sukzessiver Ausbau ist hier auf mehreren Ebenen vorstellbar und wird abhängig von der Umstellungsstrategie ausgeführt. Auch hier werden Maßnahmen in Sinneinheiten vorbereitet. Dies bedeutet in der Praxis typischerweise, dass alle Ladeplätze in einem Bereich des Betriebshofs mit Leerrohren bestückt werden, oder dass bereits Kabel verlegt werden. Sofern die Installationswege gut erreichbar sind (z.B. über Kabeltrassen), kann dies auch zurückgestellt werden. LIS-Einheiten werden entweder voll ausgestattet installiert oder zumindest für den angestrebten Zustand im Vollausbau ausgelegt. Dabei können Gehäuse für eine Anfangsphase teilausgestattet und langfristig mit zusätzlichen Leistungsmodulen erweitert werden.

Für jedes beschaffte Fahrzeug erfolgt der Vollausbau jedes Ladepunkts. Im Zuge dessen werden die Ladeschnittstellen installiert und angeschlossen, sowie die DC-Verbindungen zwischen Ladepunkt und Leistungselektronik angeschlossen. Bevorzugt werden Kabelwege infrastrukturseitig bereits bei Installation der Gehäuse aufgelegt, um den Installationsaufwand zu reduzieren. Das nachträgliche Auflegen von DC-Leitungen ist zwar möglich, kann jedoch die (teilweise) Demontage der im Gehäuse verbauten Leistungselektronikkomponenten erfordern. Sofern Kabel nachträglich aufgelegt werden, muss eine adäquate und ordentliche Kabelführung sichergestellt werden, um nachträglich ausreichenden Raum für die Kabeleinführung vorzuhalten.

Nach Abschluss einer Installationsphase wird das System parametrierung und auf die neuen Systemelemente abgestimmt. Abhängig von der IT-Infrastruktur kann dies auch Anpassungen im Backend-System erfordern (z.B. bei Abrechnung von Ladevorgängen gegenüber Dritten). Üblicherweise muss die Steuerungssoftware des Ladesystems und das Lademanagementsystem neu parametrierung werden.

Der Installationsprozess wird beliebig oft wiederholt, bis die Anlage voll ausgebaut ist.

Sofern eine Werkstatt im Depot vorgesehen ist, muss auch diese auf die Anforderungen von Batteriebusen angepasst werden. Aufgrund der auf dem Fahrzeugdach installierten Komponenten ist das zentrale Element hier ein Hocharbeitsstand mit entsprechender Absturzsicherung. Die Lösungen sind hier weitreichend von einfachen rollbaren Arbeitsständen mit Gurthalterungen bis hin zu festinstallierten Werkstattssystem über zwei Etagen mit umliegenden Absturzsicherungen und Fangnetzen. Sinnvollerweise wird eine ausreichende Krananlage vorgesehen, um auch schwere Dach-Komponenten in Eigenregie austauschen zu können.

3 AP 3: Maßnahmenkatalog

Aufgrund der parallelen Vergabe der hier betrachteten Linienbündel sind die Gestaltungsspielräume auf der Zeitachse sehr eng und haben keinen relevanten Einfluss. Der Gestaltungsspielraum ist hier im Wesentlichen auf die Auswahl der zu elektrifizierenden Depots reduziert, um die Quotenvorgaben zu erfüllen. Dabei gilt, dass eine Teilumstellung pro Depot (oder Linienbündel) selbstverständlich möglich ist. Dies wird hier so interpretiert, dass eine Mischflotte aus Diesel- und Elektrobussen zum Einsatz kommt. Ohne Ausführung einer fahrzeugbezogenen Machbarkeitsuntersuchung lässt sich hier kein belastbares und sinnvolles Maß für eine Flottenaufteilung festlegen. Grund hierfür ist, dass die hier nur als Eingangsgröße für die Ladesysteme prognostizierten Energiemengen pro Umlauf bereits einen deutlichen Anpassungsbedarf aufzeigen.

Da die Quoten über die Vergabe von Leistungen sprunghaft zu erfüllen sind, entfällt hier der Spielraum für die technische Entwicklung und Maßstab sind ausschließlich bereits heute unkritische Umläufe. In den betrachteten Linienbündeln liegt ein nennenswerter Anteil Umläufe vor, die mit heutigen Batteriekapazitäten nicht erfüllbar sind. Um für Elektrobusse ein geeignetes Einsatzumfeld zu schaffen, sollten Dieselbusumläufe nicht als unumstößliche Auslegungsgrundlage angesetzt werden. Da diese auf Basis der Reichweiten und Möglichkeiten der Dieselselbsttechnik entworfen wurden, ergibt sich ein anderes Bild, wenn die Randbedingungen der Elektromobilität angesetzt werden. Auch wenn die zur Erfüllung notwendige Fahrzeugflotte gegenüber dem Dieselbus steigen kann, kann ein wesentlich höheres Maß machbarer Umläufe erzielt werden, wenn eine Umlaufanpassung vollzogen wird. Vorbehaltlich dieser Anpassung ist eine seriöse Auswahl geeigneter Ansätze zur Abgrenzung einer Mischflotte nicht möglich.

Im Rahmen der Vergabe als Aufgabenträger liegt hier insgesamt die Einschränkung vor, dass auf Basis des Status Quos zwar hinreichend genaue Ergebnisse für eine Strategieentwicklung erarbeitet werden können, die exakten Verhältnisse zur Umsetzung aber bis zur Vergabe unbekannt sind, wenn keine entsprechenden Vorgaben in den Ausschreibungsunterlagen spezifiziert sind. Einerseits bedeutet dies, dass die hier im Vordergrund stehenden Depotflächen unbekannt sind und andererseits, dass die genaue Umsetzung durch die Verkehrsunternehmen abhängig von deren betriebsinterner Planung ist. Im Umfeld des batterieelektrischen Bus-ÖPNVs hat dies direkten Einfluss auf die Fahrzeugmenge und damit auch auf die Quotenvorgaben beziehungsweise deren Erfüllung.

Vor diesem Hintergrund wurde das Ziel abgestimmt, das Konzept so konkret wie möglich zu definieren, dabei aber gleichzeitig ein hohes Maß an Flexibilität zu gewährleisten, um Ladeinfrastrukturkonzepte im Rahmen der Möglichkeiten übertragbar auf verschiedene Anwendungen zu gestalten. Die Charakteristika werden jeweils pro Depot ausgearbeitet, so dass der AVV nach eigenen Gesichtspunkten auswählen kann, welche Depots für eine Umstellung elektrifiziert werden sollen und welche weiterhin mit Dieselsbussen betrieben werden. Da die Entscheidungsgrundlage ohne Ausführung einer fahrzeugbezogenen Machbarkeitsuntersuchung erarbeitet wird, wird hier immer die vollständige Elektrifizierung eines Depots als Basis angesetzt.

Aufgrund der unklaren Realisierung sind auch die wesentlichen Player und Stakeholder nicht klar zu benennen, weshalb dieses Thema auf einer allgemeinen Ebene angesiedelt wird.

3.1 Maßnahmenübersicht

Strategie definieren

Als Basis für die Realisierung muss zunächst die Umstellungsstrategie final festgelegt werden. Sofern eine Teilumstellung pro Depot, mit Diesel- und Batteriebusen an einem Standort, verfolgt werden soll, wird die Umsetzung einer detaillierten Umlaufanalyse inklusive Umlaufanpassung empfohlen. Alternativ kann auch die Umsetzung einer Umlaufplanung im eigenen Haus mit typischen Reichweiten für Batteriebusse einen guten Indikator darstellen, um eine Umlaufmenge für die Elektrifizierung auszuwählen.

Netzkapazitäten erfragen

Bei Kenntnis der in Frage kommenden Standorte (Depots) sollte unmittelbar die vor Ort verfügbare Netzanschlussleistung beim lokalen Netzbetreiber auf Mittelspannungsebene erfragt werden. Hierfür sollte, auch bei Teilumstellung, die finale Ausbaustufe (Vollumstellung) als Zielwert zu Grunde gelegt werden. Grundsätzlich gilt hierbei:

- Die angegebene Lastspitze (im optimierten Szenario) muss auf jeden Fall umsetzbar sein. Leistungs- und Ausbaureserven sind in diesem Fall jedoch nicht sichergestellt. Dieser Wert eignet sich jedoch gut, um eine Lastprognose im Normalbetrieb zu prognostizieren und ein Tarifmodell mit dem Energieversorger abzustimmen.
- Der angegebene MS/NS Transformator sollte im Nennpunkt aus dem Versorgungsnetz betrieben werden können, um die bei der Auslegung unterstellten Reserven abdecken zu können.

Sofern die Netzkapazität nicht dem Lastbedarf entspricht, sollte zunächst evaluiert werden, ob ein anderes der möglichen Depots stattdessen für eine Elektrifizierung herangezogen werden kann. Alternativ kann der Einsatz eines stationären Speichers sinnvoll sein, um die Lastspitze zu reduzieren. Hierbei ist eine Einzelfallbetrachtung erforderlich. Der Speicher muss mit Hinblick auf die Lastkurve und die tatsächlich verfügbare Netzlast im Kontext der (größenabhängigen) Speicherkosten dimensioniert werden. Hierbei ist eine für Batteriebusse optimierte Umlaufbasis sehr sinnvoll, da die Lastkurve durch Verschiebung der Energiemengen in den Tag verändert wird.

Umläufe anpassen

Auch wenn die konkrete Umlaufkonstellation nicht zwingend im Fokus des AVV als Aufgabenträger steht, kann durch eine auf Batteriebusse ausgerichtete Umlaufplanung eine präzisere Auslegungsbasis für die Infrastruktur erzielt werden. Fokus liegt hier weniger auf einer Verkleinerung der Infrastruktur, da diese auch für Abweichungen im Betriebsablauf, Flottenausbau und ähnliches sinnvoll ist. Vielmehr können auf dieser Basis, bei genauer Kenntnis der Depots, Detailplanungen wie die Anbindung der Ladepunkte an die verschiedenen Subeinheiten des Ladesystems (LIS-Einheiten) genauer erfolgen.

Betreibermodell definieren

Dieser Aspekt sollte im Idealfall bereits im Kontext der Strategieentscheidung behandelt werden, um frühzeitig die weitere Planung auf das Modell auszurichten. Spätestens vor Beginn der Integrationsplanung sollte das Modell definiert sein, damit die Beteiligten im Planungsprozess eingebunden werden können, beziehungsweise diesen gegebenenfalls als Element der Aufgaben als Betreiber selbst ausführen.

Nutzung durch Dritte spezifizieren

Auch dieser Aspekt sollte spätestens vor Aufnahme konkreter Planungsmaßnahmen entschieden sein. Sofern eine Nutzung von Dritten verfolgt wird, wird eindringlich empfohlen, ebenfalls Maßnahmen zu planen, die den Vorrang des ÖPNVs sicherstellen. Seitens der Ladeinfrastruktur kann dies grundsätzlich softwareseitig erfolgen, jedoch sollten die Stellplätze physisch von den Fahrwegen dritter Nutzer getrennt sein. Sofern eine Abrechnung gegenüber Dritten verfolgt wird, muss das Ladesystem entsprechend konform dafür ausgeschrieben werden (z.B. Eichrecht).

Empfohlen: Verifikation der Ergebnisse

Der hier dokumentierte Entwurf von Ladesystemen basiert, der Natur eines Konzepts entsprechend, auf Annahmen und Richtwerten. Nach Kenntnis aller Parameter wird die Validierung der Ergebnisse empfohlen, wobei die Integrationsplanung bereits eingegliedert werden kann.

Integrationsplanung (Vorplanung)

Die Integrationsplanung erfordert die Kenntnis über den konkreten Depotstandort sowie über die dort vorhandenen Liegenschaften, Stellplätze und verfügbaren Bauräume. Im Rahmen der Integrationsplanung erfolgt:

- Eine grundlegende Einschätzung, ob Batteriebusse mit höheren Fahrzeughöhen als Dieselbusse in die bestehenden Strukturen integriert werden können. Dies betrifft auch Werkstätten, falls vorhanden.
- Eine Planung der Stellplätze unter Berücksichtigung einzuhaltender (beziehungsweise empfohlener) Abstandsmaße und Brandschutzeinrichtungen.
- Eine Ausführungsplanung der Ladeschnittstellen. Bei sehr beengter Abstellung ist die Vorsehung von Deckenabrollern in der Regel sinnvoll. Hierfür muss jedoch sichergestellt sein, dass entsprechende Tragkonstruktionen für Deckenabroller und Kabeltrassen in die Liegenschaft integriert werden können.
- Eine grobe Elektroinstallationsplanung, bei der die Platzierung der Elektronikgehäuse, Netzanschluss und Leitungswege basierend auf den Umständen vor Ort umgesetzt wird.

Bau- und Elektroplanung

Auf der Integrationsplanung aufbauend können die notwendigen Hoch- und Tiefbaumaßnahmen sowie die Elektroinstallation umfassend geplant werden.

Dabei werden die notwendigen Baumaßnahmen im Detail geplant. Abhängig von der Depotstruktur können Leitungen gegebenenfalls überirdisch verlegt werden, was den Bauaufwand reduziert. Darüber hinaus sind diverse Fundamente vorzusehen, für die eine Begutachtung des Baugrunds erfolgen sollte. Sofern zutreffend, wird in diesem Kontext auch die Tragfähigkeit der Deckenstruktur von Hallen geprüft, um hier Tragkonstruktionen für Infrastrukturkomponenten vorzusehen. Alternativ kann die Installation zusätzlicher Tragkonstruktionen verfolgt werden.

Ergänzend werden die notwendigen Elektroinstallationen in Abstimmung mit dem Baukonzept geplant. Beide Maßnahmen sind eng miteinander verknüpft und sollten unbedingt in enger Abstimmung erfolgen. Geplant werden unter anderem die Kabelwege, genaue Platzierung der Komponenten, Erdungs- und Sicherheitskonzepte, Detailausführung Netzanschluss und ähnliches.

Implementierungsprozess einleiten

Der Implementierungsprozess umfasst zwei Kernthemen: Ausschreibung und Realisierung. Im Ausschreibungsprozess müssen die Anforderungen an das Ladesystem möglichst konkret und detailliert spezifiziert werden, um vergleichbare Angebote einholen zu können und sicherzustellen, dass das zu bauende System den Anforderungen entspricht.

Im Rahmen der Realisierung wird sichergestellt, dass die angebotenen Leistungen des Auftragnehmers entsprechend der Anforderungen auch in die Praxis umgesetzt werden. Die Bauzeit einer Ladeinfrastruktur umfasst typischerweise 9 bis 12 Monate, sofern keine exorbitanten baulichen Anpassungen an der Depotstruktur erforderlich sind. Aufgrund aktueller Lieferengpässe kann die Installation eines MS/NS Transformators einen längeren Zeitraum in Anspruch nehmen. Es wird empfohlen, diese Leistung möglichst schnell umzusetzen und diese gegebenenfalls von der eigentlichen Ladeinfrastruktur getrennt auszuführen.

3.2 Aufwand und Wirtschaftlichkeit

Im Folgenden werden der zuvor beschriebene Ladeinfrastrukturaufbau und -betrieb für die einzelnen Standorte (und den damit zugeordneten Linienbündeln) hinsichtlich der zu erwartenden Kosten betrachtet. Hierbei wird zwischen dem initialen Liquiditätsbedarf für die Investitionen für den Aufbau der Ladeinfrastruktursysteme und dem jährlich notwendigen Finanzierungsbedarf (Ebene Zuschussbedarf) unterschieden.

Im direkten Vergleich der Antriebstechnologien zeigt sich deutlich der Vorteil einer Dieselbusflotte hinsichtlich der Lade- bzw. Betankungsinfrastruktur: Durch das über Jahrzehnte aufgebaute Antriebsmonopol sind an fast jedem Betriebshof konventionelle Diesel-Tankstellen vorzufinden. Die für den Betrieb von Batteriebussen notwendige Ladeinfrastruktur muss dagegen vom Netzanschluss bis hin zum Ladestecker grundlegend neu aufgebaut werden. Hierbei fallen insbesondere Investitionskosten für

- a) vorbereitende Elektroinstallationen und den Netzanschluss (also für Transformatoren und Gehäuse, Verkabelungen, auch Baukostenzuschuss),
- b) die Elektroinstallationen für die Ladeinfrastruktur „im engeren Sinne“ für die Ladepunkte (Ladeelektronik inkl. Gehäuse, Ladesäulen mit Ladestecker, Verkabelungen, Software),
- c) Tiefbau- und Stahlarbeiten (Betriebsgelände, Netzzugang) sowie
- d) planerische Kosten (technische, elektrische Auslegung/Feinplanung, Baubegleitung und -überwachung, Projektmanagement hinsichtlich Umsetzung und Vergabe der Gewerke)

an.

Grundlegende Prämissen der Kostenbetrachtung

Für die Kostenbetrachtung werden die folgenden grundlegenden betriebswirtschaftlichen Prämissen gesetzt:

- Abschreibungsdauer
 - o Transformatoren: 20 Jahre
 - o Ladeinfrastruktur Komponenten (Ladeelektronik, Ladepunkte): 10 Jahre
- **Planerische** Kosten werden pauschal mit 15 % auf gesamte Investitionen angesetzt
- **Betriebskosten** pro Ladepunkt für Wartung und Instandhaltung: 1.000 € pro Jahr

Ergebnisse der Kostenbetrachtung – initialer Liquiditätsbedarf für Ladeinfrastrukturaufbau

Für die Errichtung der Ladeinfrastruktursysteme in den Depots Friedberg, Bobingen, Thierhaupten und Schwabmünchen kann gemäß den angesetzten betriebswirtschaftlichen Prämissen und des zugrundeliegenden Ausbaumumfangs, wie in der folgenden Grafik dargestellt, der initiale Liquiditätsbedarf abgeschätzt werden.

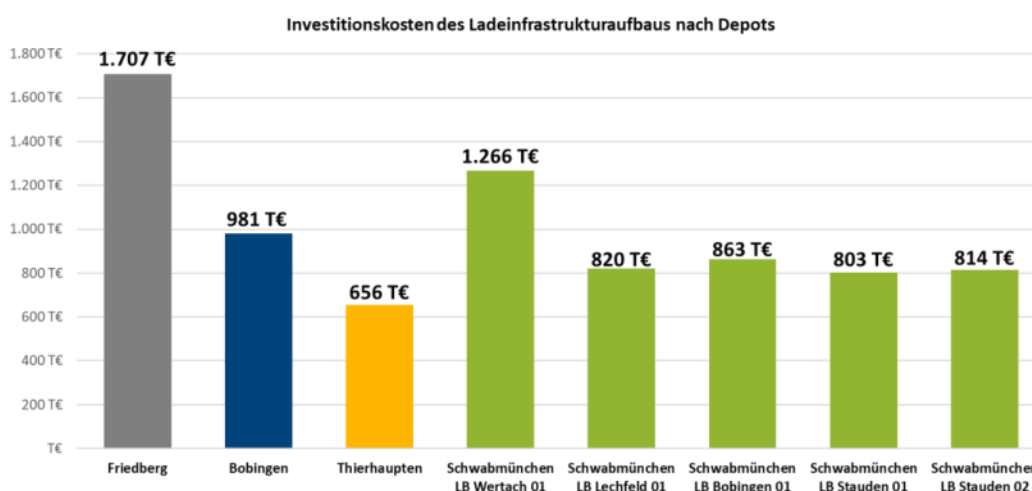


Abb. 56: Investitionskosten des Ladeinfrastrukturaufbaus nach Depots

Die folgende Abbildung unterscheidet darüber hinaus die notwendigen Investitionen für die oben genannten Komponenten (a-d) der Ladeinfrastruktursysteme.

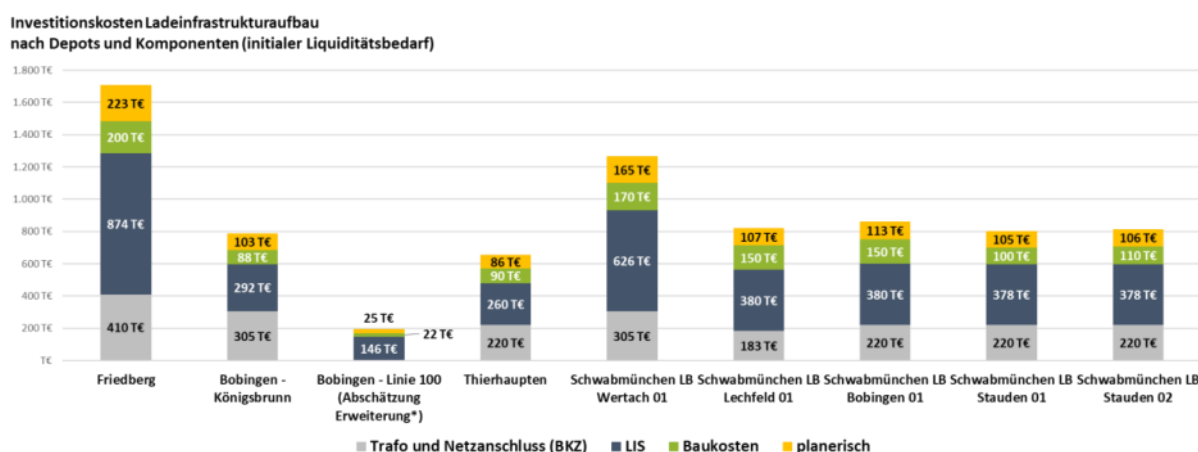


Abb. 57: Investitionskosten Ladeinfrastrukturaufbau nach Depots und Komponenten (initialer Liquiditätsbedarf)

***Hinweis:** Grundlage für die Auslegung der Ladeinfrastruktur für das Depot Bobingen ist der gleichzeitige Betrieb der Linienbündel Königsbrunn01 und Linie100. Aufgrund der Auslegung für eine gemeinsame Nutzung kann das geplante Ladesystem nur vorbehaltlich einer detaillierten Untersuchung separat für beide Linienbündel betrachtet werden. Es ist anzunehmen, dass 2 x 300 kW Ladeinfrastruktur mit jeweils 4 Ladepunkten (LP) ausreicht.

Ergebnisse der Kostenbetrachtung – jährlicher Finanzierungsbedarf

Zusätzlich werden die kostenseitigen Effekte des Ladeinfrastrukturaufbaus und -Betriebs auf Basis einer Betrachtung in Anlehnung an eine Gewinn- und Verlustrechnung gemäß HGB abgebildet. Investitionen werden folglich entsprechend ihres Abschreibungsbetrags berücksichtigt, um den zu erwartenden jährlichen Finanzierungsbedarf zu ermitteln. Des Weiteren werden neben den jährlichen Abschreibungen auch die einmaligen Kosten für Bau und Planung sowie die jährlichen Betriebskosten der Ladeinfrastruktursysteme (insbesondere für Wartung) mit einbezogen. Für den sukzessiven Aufbau der Ladeinfrastruktursysteme in den jeweiligen Depots werden zwei Szenarien unterschieden, die sich hinsichtlich des unterstellten Jahres der Betriebsbereitschaft für das Depot Schwabmünchen unterscheiden.

Szenario 1 Depot	Jahr der Betriebsbereitschaft	Szenario 2 Depot	Jahr der Betriebsbereitschaft
Friedberg	2026	Friedberg	2026
Bobingen - Königsbrunn	2023	Bobingen - Königsbrunn	2023
Bobingen - Linie 100	2025	Bobingen - Linie 100	2025
Thierhaupten	2026	Thierhaupten	2026
Schwabmünchen - alle LB	2023	Schwabmünchen - alle LB	2032

Abb. 58: Betrachtete Szenarien für die Darstellung des jährlichen Finanzierungsbedarfs

Der jährliche Finanzierungsbedarf entspricht den Kosten, die der AVV den Nutzern der Ladeinfrastruktursysteme in Rechnung stellen müsste (im Falle einer kostenlosen Beistellung = Kosten der Beistellung). Der Wert versteht sich dabei als Form eines Nutzungsentgelts, die variablen Kosten für den Fahrstrombezug sind hierin nicht enthalten.

Finanzierungsbedarf für Ladeinfrastrukturaufbau und Betrieb
alle Depots (Jahr der Betriebsbereitschaft),
Szenario 1 "Schwabmünchen 2023"

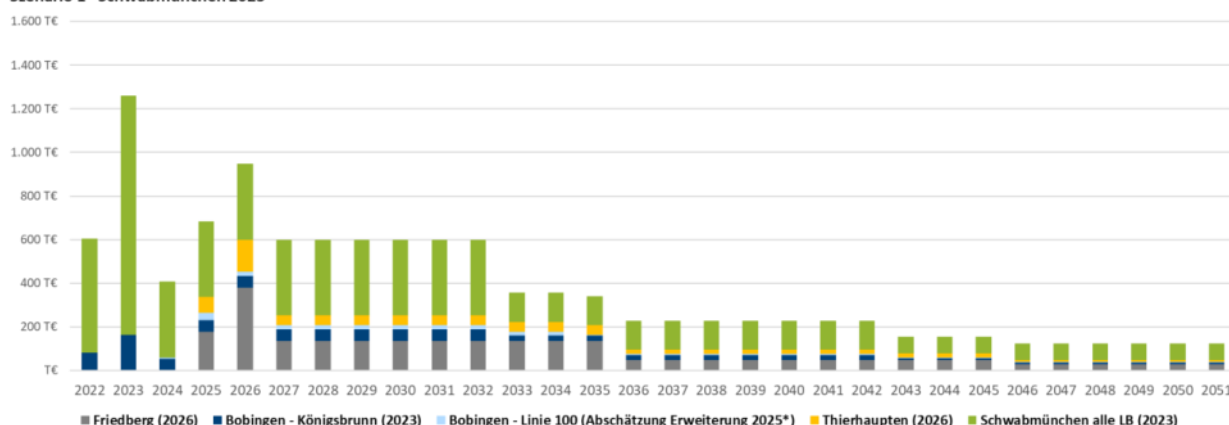


Abb. 59: Jährlicher Finanzierungsbedarf der Ladeinfrastruktur für alle Depots, Szenario 1

Finanzierungsbedarf für Ladeinfrastrukturaufbau und Betrieb
alle Depots (Jahr der Betriebsbereitschaft),
Szenario 2 "Schwabmünchen 2032"

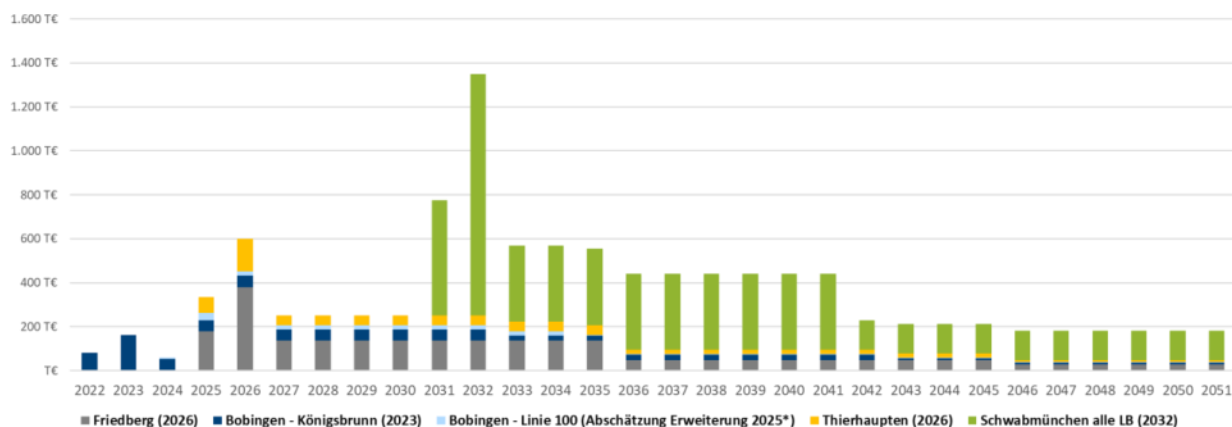


Abb. 60: Jährlicher Finanzierungsbedarf der Ladeinfrastruktur für alle Depots, Szenario 2

Die Tabellen Tab. 8: Detailübersicht Finanzierungsbedarf nach Depots und Tab. 9: Detailübersicht Finanzierungsbedarf nach Depots, Szenario 2 auf den folgenden Seiten zeigen zudem eine Detailübersicht des jährlichen Finanzierungsbedarfs nach Depots mit einer Unterscheidung nach Abschreibungen, Betriebskosten sowie einmaligen Kosten für planerisches und bauliches.

Tab. 8: Detailübersicht Finanzierungsbedarf nach Depots, Szenario 1

[illegible]

[illegible]

Tab. 9: Detailübersicht Finanzierungsbedarf nach Depots, Szenario 2

3.3 Zeitnahe Systemumsetzung

Die entsprechenden Inhalte sind in Abschnitt 2.7 *Optionen zur Umstellungsstrategie* aufgeführt.

4 AP 4: Umsetzungsplan

4.1 Maßnahmenzeitplan

Die exakte Auslegung eines Maßnahmenzeitplans ohne genaue Kenntnis der Örtlichkeiten unterliegt einer nicht zu vernachlässigenden Ungenauigkeit. Insbesondere Baumaßnahmen und Lieferzeiten für Komponenten können hier starke Auswirkungen haben. Der Zeitplan ist hier unter den Annahmen erstellt, dass

- Baumaßnahmen im überschaubaren Maß erforderlich sind und keine grundlegenden Maßnahmen an den bestehenden Gebäuden und Liegenschaften erforderlich sind, sowie dass keine baulichen Einschränkungen (z.B. Bodenbeschaffenheit, Bebauungspläne) vorliegen, die die Ausführung erschweren.
- Lieferzeiten für Komponenten zum Ausführungszeitpunkt wieder in einem üblichen Zeitrahmen erfolgen und zum Beispiel die aktuell sehr langen Lieferzeiten für Transformatoren wieder auf ein Normalmaß zurückgehen.

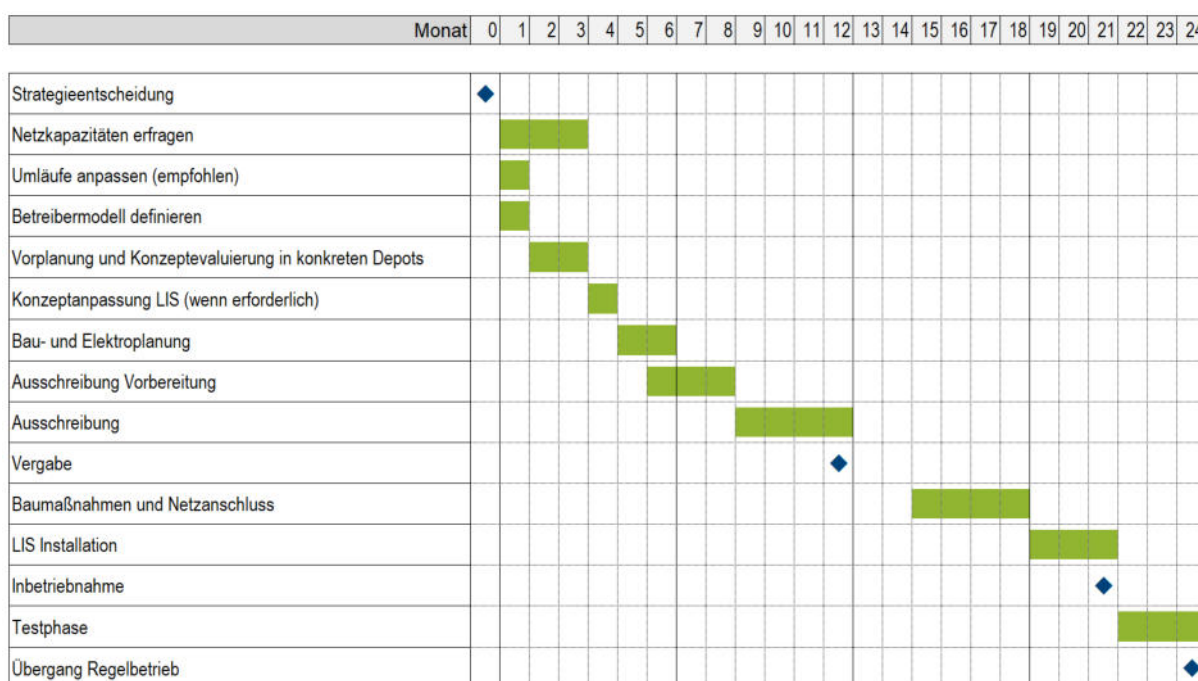


Abb. 61: Maßnahmenzeitplan

In Summe gehen wir von einem Zweijahreszeitraum ab festgelegter Strategieentscheidung aus, um das Ladesystem umzusetzen. Im achtmonatigen Vorlauf bis zur Ausschreibung liegt ein Potenzial vor, um die Abläufe zu verkürzen, wenn das Projekt effizient vorangetrieben wird. Das Potenzial sollte jedoch nicht überbewertet werden. Es wird empfohlen, im Planungsprozess ausreichende Zeitintervalle vorzusehen, um eine hohe Qualitätsgüte sicherzustellen. Planungsfehler können langfristig Zusatzkosten auslösen!

4.2 Konzeptdefinition pro Standort

4.2.1 Betrieb

Die entsprechenden Inhalte sind in Abschnitt 2.6 *Betreibermodelle* aufgeführt. Die Aussagen können in der aufgeführten Form auf alle Standorte übertragen werden. Ohne genaue Kenntnis der konkreten Standorte (vor Vergabe) sind keine ortspezifischen Besonderheiten erkennbar.

4.2.2 Technik

Die entsprechenden Inhalte sind in Abschnitt 2.4 *Infrastrukturkonzept pro Depot* aufgeführt und bereits pro Standort im Detail aufgeführt.

4.2.3 Energiebezug

Die entsprechenden Inhalte sind in Abschnitt 2.2.7 *Erneuerbare Energiequellen und stationäre Speicher* aufgeführt. Die Aussagen können in der aufgeführten Form auf alle Standorte übertragen werden. Ohne genaue Kenntnis der konkreten Standorte (vor Vergabe) sind keine ortspezifischen Besonderheiten erkennbar.

Grundsätzlich bieten sich Photovoltaikanlagen an, um innerhalb der Liegenschaft grünen Strom zu gewinnen. Weitere Optionen bestehen über die Tarifgestaltung mit dem Energieversorger.

Die Netzanbindung vor Ort kann mit dem Energienetzbetreiber abgeklärt werden, wenn belastbare Ortsangaben vorliegen.

4.3 Kritische Faktoren

Für die Systemimplementierung wird die Zeitachse als größter Risikofaktor betrachtet. Die kurze Zeitspanne im Vergabeprozess zwischen Zuschlagserteilung und Betriebsaufnahme ist sehr ambitioniert, um Ladeinfrastrukturen zu installieren. Denkbar ist hier ein Übergangsbetrieb für 1-2 Jahre mit (bestehenden) Dieselfahrzeugen für die Zeit des Ladeinfrastrukturaufbaus und die Anschaffung der notwendigen emissionsfreien Fahrzeuge. Mit Blick auf die rechtlichen Anforderungen sind die Perioden der Clean Vehicles Directive (CVD) bzw. des Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetzes in diese Überlegung mit einzubeziehen (siehe dazu Anhang **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Wie in Anhang **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt, ist von einer Erfüllungskontrolle erst am Ende der jeweiligen CVD-Perioden auszugehen (Ende 2030). Erst zu diesem Zeitpunkt sind die Mindestquoten zu erfüllen, der zwischenzeitliche Einsatz von Dieselfahrzeugen beispielsweise im Rahmen einer Übergangszeit für den Aufbau der Ladeinfrastrukturen ist somit möglich. Dies betrifft im Wesentlichen die Vergaben für die Jahre ab 2026. Hier empfiehlt sich ein jeweils frühestmöglicher Start mit dem Aufbau der notwendigen Ladeinfrastrukturen, um den Zeitraum bis zur Erfüllungskontrolle Ende des Jahres 2030 im Sinne der Flottentransformation möglichst lang auszuweiten.

Hinsichtlich der Systemgestaltung ist die konkrete Realisierung nach Vergabe ein weiterer Risikofaktor, wenn auch in weit geringerem Ausmaß. Da die Fahrzeugmenge und Lastkurve erst bei konkreter Umlaufplanung des Betreibers exakt bekannt sind, verbleibt hier eine gewisse Unsicherheit, dass überschaubare Systemanpassungen erforderlich sind.

5 Fazit

Auf Basis der Datengrundlage konnte für die acht verschiedenen Depots dieser Untersuchung ein modulares Ladeinfrastrukturkonzept entworfen werden. Hierbei wird eine geringe Varianz eingesetzter Baugruppen erzielt und das Konzept kann sehr gut auf die Anforderungen der Depots angepasst werden.

Insgesamt bewegen sich die Infrastrukturen in einem Wertekorridor zwischen 50 kW und 100 kW zu installierender Ladetechnik (Leistung) pro Bus. Diese Werte entsprechen Erfahrungswerten aus Referenzprojekten und stellen keine außerordentlichen Herausforderungen dar.

Die Konzepte sollten bei Kenntnis der relevanten Depots einer Evaluierung und Detailplanung unterzogen werden, um ortsbezogene Besonderheiten zu evaluieren. Aufgrund des Planungsansatzes mit ausreichenden Reserven werden hier jedoch keine wesentlichen Änderungen infrastrukturseitig erwartet. Inwiefern bauliche Anpassungen erforderlich sind, kann erst bei Kenntnis der Installationsorte untersucht werden.

Auch wenn die CVD-Vorgaben für den AVV höchst anspruchsvoll sind, liegt infrastrukturseitig ein Konzept vor, das die Realisierung ermöglicht. Kritisch ist hier insbesondere die Zeitachse für eine Systemetablierung.

Empfohlen wird der Einsatz von CCS-Ladeschnittstellen, die entweder als Typ Ladesäule oder Deckenabroller vor Ort implementiert werden können. Motivator sind neben den geringeren Infrastrukturkosten insbesondere die größeren möglichen Batteriekapazitäten der Fahrzeuge, wenn keine Pantographen oder vergleichbares vorgegeben werden.

Die Ladeinfrastruktur ist in mehrere Modulebenen aufgeteilt, wobei mehrere LIS-Einheiten pro Depot vorgesehen werden. Eine LIS-Einheit wird an vier bis acht Ladepunkte angebunden und ermöglicht in diesem Verbund die Umsetzung intelligenter Lade-Algorithmen. Mehrere Lademodule mit kleiner Leistung arbeiten hier kooperativ im Verbund, um den angebundenen Ladepunkten bedarfsabhängig Leistungsmodule zur Verfügung zu stellen.

Empfohlen wird die Realisierung eines Lademanagementsystems mit überschaubarem Umfang. Im Verlauf der Untersuchung wird der Begriff optimierter Ladeplan hierfür herangezogen. Das Lademanagement erfolgt dabei nicht vollautomatisch, sondern kann über vergleichsweise einfache Randbedingungen umgesetzt werden. Entsprechende IT-Systeme sind Teil des Lieferumfangs vieler Hersteller von Ladeinfrastruktur. Die Einführung eines zusätzlichen Lademanagementsystems ist zwar möglich, wird hier jedoch nicht als notwendig eingeschätzt.

Die Einbindung erneuerbarer Energiequellen stellt in jedem Fall einen Mehrwert dar. Dies kann entweder bilanziell über entsprechende Tarife oder Beteiligungen an Erzeugungsanlagen erfolgen, sowie über vor Ort installierte Erzeuger. Für den letzten Fall stellen Photovoltaikanlagen die gängigste Alternative dar.

Für die Errichtung und den Betrieb von Ladeinfrastruktursystemen wurden modellhaft verschiedene mögliche Betreibermodelle ausgearbeitet, die insbesondere die technologischen und wirtschaftlichen Herausforderungen der Verkehrsunternehmen adressieren. Diese sind im strategischen Kontext der wettbewerblichen Vergabe von Verkehrsleistungen zu prüfen und ggf. eine Umsetzung zu entscheiden. In diesem Kontext ist schließlich auch über die Nutzung der Ladeinfrastruktur durch Dritte zu entscheiden.

An dieser Stelle sei auch noch einmal auf die Möglichkeit zur Verlängerung der Vergabedauer auf 15 Jahre nach VO1370/2007 Artikel 4 (4) hingewiesen.

Hinsichtlich der Kosten wurden sowohl der initiale Liquiditätsbedarf und der jährliche Finanzierungsbedarf ermittelt. Der Liquiditätsbedarf stellt dabei die Summe der Investitionskosten für die Errichtung der Ladeinfrastruktur an den Betriebsstandorten dar. In Summe besteht nach der ersten Abschätzung ein Liquiditätsbedarf von rund 8 Mio. €, der sich auf die verschiedenen Depotstandorte je nach Umfang der Ladeinfrastrukturkonzeption verteilt. Diese Investitionskosten teilen sich dann zudem auch je nach Depot abschätzungsweise auf das Jahr vor und im Jahr der Erreichung der Betriebsbereitschaft auf. Der tatsächliche Liquiditätsbedarf ist indessen im Anschluss an die Entscheidungsfindung und Feinplanung einer konkreten Ladeinfrastrukturkonzeption zu validieren.

Der Finanzierungsbedarf stellt hingegen die jährlichen Kosten für Errichtung (Basis sind hier die Abschreibungen der Komponenten) und den Betrieb der Ladeinfrastruktursysteme dar. Dieser Wert kann herangezogen werden, sofern ein Nutzungsentgelt oder die Kosten einer möglichen Beistellung für Verkehrsunternehmen zu bestimmen sind.

© 2023 eebc European Electrical Bus Company GmbH