



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Verkehr BAV
Programm Umsetzung der Energiestrategie 2050
im öffentlichen Verkehr (ESöV 2050)

BIENE – BatterIESchwarm im BahnstromNETz

Integration und Bewirtschaftung von Batterien auf Schienenfahrzeugen

Schlussbericht vom 31.03.2022

Steffen Wienands (Kontakt) / Marco Beyeler / Stefan Schori / Stefan Brönnimann / Michael Höckel,
Berner Fachhochschule, Technik und Informatik (BFH-TI), Quellgasse 21, CH-2503 Biel, www.ti.bfh.ch

Markus Halder (Kontakt) / Andreas Fuchs / Philipp Wenk / René Vollenwyder / Matthias Minder / Markus Schafroth (alle SBB Energie), Ueli Kramer (SBB CoC Energiespeicher), Oliver Schulz (SBB IT)
SBB AG, Infrastruktur Energie, Industriestrasse 1, CH-3052 Zollikofen, www.sbb.ch

Impressum

Herausgeberin:

Bundesamt für Verkehr BAV

Programm Umsetzung der Energiestrategie 2050 im öffentlichen Verkehr (ESöV 2050)

CH-3003 Bern

Programmleiter

Tristan Chevroulet, BAV

Projektnummer: 218

Bezugsquelle

Kostenlos zu beziehen über das Internet

www.bav.admin.ch/energie2050

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor-in oder sind ausschliesslich die Autoren-innen dieses Berichts verantwortlich.

Bern, den 31.03.2022

Executive Summary in Deutsch

Dieselbetriebene Schienenfahrzeuge der SBB verbrauchen über 11 Mio. Liter Diesel pro Jahr und stossen rund 30'000 t CO₂ aus. Die SBB plant als Beitrag zur Ambition «klimaneutrale SBB» einen Technologieträgerwechsel zu batteriebetriebenen Fahrzeugen. Diese Studie schafft Voraussetzungen für deren Integration in das 16.7 Hz Bahnstromnetz.

Analysiert wurde der zukünftige Energiebedarf im Batteriebetrieb basierend auf Einsatz- und Verbrauchsdaten der heutigen Dieselflotte. Die zu erwartende Zusatzlast für das Bahnstromnetz ist mit durchschnittlich 4 Megawatt und maximal 8 Megawatt durch die geringe Gleichzeitigkeit der Ladung deutlich geringer als ursprünglich angenommen. Die maximale Zusatzlast liegt bei etwa 1 % heutiger Maximallasten im Bahnstromnetz und wird deshalb als unkritisch eingeschätzt. Lokale Überlasten an spezifischen Abstellanlagen können durch ein Lademanagement verhindert und teure infrastrukturelle Leistungsreserven reduziert werden.

In den Batterien der mit dem Bahnstromnetz verbundenen Fahrzeuge ist jederzeit eine Kapazität von 60 – 80 Megawattstunden verfügbar. Dies entspricht der Kapazität eines mittleren Kraftwerks in einer Stunde. Über ein zentrales Lademanagement kann diese Kapazität von SBB Energie im Sinne aller Bahnstromkunden bewirtschaftet werden. Ein besonders hohes Nutzenpotenzial ist dann gegeben, wenn die Kapazität selten und kurz benötigt wird, beispielsweise in Überlastsituationen und zur Abddeckung extremer Lastspitzen.

Ein zentrales Lademanagement dient vor allem auch den Fahrzeugbesitzern und -nutzern. Es sichert eine ausreichende Batteriekapazität für die nächsten Einsätze, ermöglicht batterieschonendes Laden und unterstützt das Asset-Management hinsichtlich einer Optimierung der Lebenszykluskosten (LCC). Allein das in der Studie abgeschätzte Nutzenpotenzial durch eine reduzierte Batteriealterung liegt bei über 1 Mio. CHF pro Jahr.

Basierend auf den Stakeholder-Bedürfnissen wurde eine zentrale Batteriemanagement-Plattform konzipiert und mit einem ersten Proof of Concept in einer Simulationsumgebung getestet. Empfohlen wird, eine solche Plattform «as a service» von SBB Energie in der Funktion als Systemführer Bahnstrom nutzerorientiert zu entwickeln und allen Bahnstromkunden zur Verfügung zu stellen. Mit einer einheitlichen Lösung können Synergien genutzt und eine Gesamtsystemoptimierung realisiert werden.

Résumé en français

Les véhicules ferroviaires des CFF fonctionnant au diesel consomment plus de 11 millions de litres de diesel par an et émettent environ 30'000 t de CO₂. Pour contribuer à l'ambition "CFF climatiquement neutres", les CFF prévoient un changement de plate-forme technologique afin de remplacer les actuels véhicules sur rails fonctionnant au diesel par des véhicules alimentés par batterie. Cette étude établit les conditions préalables à leur intégration au réseau de courant de traction 16,7 Hz.

Une analyse des futurs besoins énergétiques en mode batterie a été réalisée sur la base des données d'utilisation et de consommation de l'actuelle flotte diesel. La charge supplémentaire escomptée pour le réseau de courant de traction est, avec une valeur moyenne de 4 MW et un maximum de 8 MW, nettement plus réduite que prévu initialement en raison de la faible simultanéité de la recharge. La charge supplémentaire maximale représente environ 1% des charges maximales actuelles sur le réseau de courant de traction et est, par conséquent, considérée comme non critique. Des surcharges locales sur des installations de garage spécifiques peuvent être évitées via une gestion de la charge et les réserves de puissance onéreuses côté infrastructure peuvent être réduites.

Les batteries des véhicules reliés au réseau de courant de traction disposent à tout moment d'une capacité de 60 à 80 MWh. Cela correspond à une heure de la capacité d'une centrale électrique moyenne. Via une gestion centralisée de la charge, cette capacité peut être gérée par CFF Énergie au profit de tous les clients du courant de traction. Le bénéfice potentiel est alors particulièrement élevé en cas de besoin peu fréquent et bref de cette capacité, par exemple dans des situations de surcharge et pour la couverture de pics de charge extrêmes.

Une gestion centralisée de la charge présente une utilité aussi et avant tout pour les propriétaires et utilisateurs de véhicules. Elle assure une capacité de batterie suffisante pour les prochaines utilisations, permet une recharge qui préserve la batterie et épaulle la gestion des actifs en termes d'optimisation

des coûts du cycle de vie (LCC). Selon cette étude, le bénéfice potentiel annuel estimé lié à un vieillissement réduit de la batterie s'élève, à lui seul, à plus de 1 million de CHF.

Sur la base des besoins des parties prenantes, une plate-forme de gestion centralisée des batteries a été conçue et a fait l'objet d'une première démonstration de faisabilité dans un environnement de simulation. Il est recommandé que CFF Énergie, en tant que gestionnaire de système du courant de traction, développe une telle plate-forme «as a service» et que celle-ci soit mise à la disposition de tous les clients du courant de traction. Une solution unifiée permet d'exploiter des synergies et de réaliser une optimisation du système dans son ensemble.

Executive Summary in English

SBB's diesel-powered rail vehicles consume over 11 million litres of diesel per year and emit around 30,000 tonnes of CO₂. As a contribution to the ambition of a "climate-neutral SBB", SBB is planning a technology changeover to battery-powered vehicles. The study at hand outlines the prerequisites for the integration into the 16.7 Hz railway electricity grid.

Based on mission- and fuel-consumption-data of today's Diesel-vehicles, the future energy demand in battery operation was estimated. An additional load of 4 MW on average and 8 MW peak is forecasted; this is much less than previously expected and is due to the low simultaneity of the charging. The additional load of 8 MW is only about 1 percent of today's maximum load in the railway electricity grid.

Local overload-situations can be avoided using a centralized charge management, avoiding expensive power reserves on the grid infrastructure.

At any moment these traction batteries connected with the railway electricity grid will have 60 to 80 MWh unused capacity. This amount of energy corresponds to that usually delivered by a power plant of average size in one hour. Using a centralized charge management, SBB energy could manage this capacity for the advantage of all stakeholders. Very useful would be to discharge some of this capacity during seldom moments with extremely high loads in the grid.

A centralized charge management is, not least, very useful for battery-vehicle owners and -users. It helps guarantee the energy needed for coming missions, in addition allows battery-friendly charging and hence minimization of battery-ageing. By using such a charge management, the battery-asset management can optimize life cycle costs. The value estimated in this study of reduced battery ageing is higher than 1 Mio CHF per year.

Based on the needs of stakeholders, a centralized battery-management-platform was conceptualized. In a simulation environment, a proof of concept has been tested. It is recommended that SBB energy as the responsible for the 16.7 Hz railway electricity grid develops such a platform "as a service" that will serve all customers. Such a unified approach would allow to harvest synergies and would allow optimization across the whole prosumer-system.

Zusammenfassung

Die SBB setzt aktuell rund 700 dieselbetriebene Schienenfahrzeuge für Wartungsarbeiten, Baustellen-einsätze, das Rangieren, Lösch- und Rettungseinsätze und für den Gütertransport auf der letzten Meile ein. Diese verbrauchen über 11 Mio. Liter Diesel pro Jahr und verursachen damit einen CO₂-Ausstoss von 30'000 t. Die Dieseltraktion ist damit für rund 30% des gesamten CO₂-Ausstosses der SBB verantwortlich. Um die selbstgesteckten Klimaziele zu erreichen, setzt die SBB auf eine Elektrifizierung der Dieselflotte. Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen gegenüber 2018 halbiert, bis 2040 um über 90 % gesenkt werden. Der Technologieträgerwechsel von diesel- zu batteriebetriebenen Schienenfahrzeugen und die Integration der Traktionsbatterien der Schienenfahrzeuge in das Bahnstromnetz stellt eine grosse Herausforderung dar.

Um die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Elektrifizierung zu schaffen, wurden im Projekt BIENE vier Arbeitsfelder definiert. In Arbeitspaket 1 wurden die Chancen analysiert, welche sich mit einem zentralen Batteriemanager bieten würden und die Risiken, die ohne einen solchen entstehen könnten.

Dazu wurden Verbrauchs- und GPS-Daten der Diesel-Fahrzeuge analysiert und Batterie-Ladeprofile synthetisiert. Die Analyse zeigt, dass der Energiebezug ab Batterie stark von Einsatzart und Einsatzort abhängt. Fahrzeuge, die überwiegend unter Fahrleitung operieren, benötigen nur eine geringe Batteriekapazität für Anschlussgleise oder nicht elektrifizierte Rangierbereiche. Für viele Fahrzeuge ist der Energiebedarf eher gering. Sie werden nur sehr unregelmässig genutzt, weisen teilweise längere Stehzeiten auf oder benötigen nur geringe Energiemengen für ihren Einsatz. Auf der anderen Seite erfahren einzelne Lokomotiven eine sehr intensive Nutzung bei kontinuierlichem Einsatz ohne Oberleitung, z.B. auf nicht elektrifizierten Rangiergleisen oder langen Baustellen-Einsätzen.

Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass der zusätzlich zu erwartenden Netzbezug durch die Elektrifizierung der Flotte gering ist. Durchschnittlich ist eine Zusatzlast von etwa 4 Megawatt (MW) zu erwarten, minütliche Lastspitzen können bis zu 8 MW erreichen. In Relation zur Gesamtlast im SBB-Netz liegt die Zusatzlast bei rund 1 % der Maximalleistung im Bahnstromnetz. Sie ist daher für die Betrachtung eines netzweiten Risikos zu vernachlässigen. Der geringe Gleichzeitigkeitsfaktor für die Ladevorgänge der Batteriespeicher führt zu geringen durchschnittlichen Ladeleistungen im Vergleich zur installierten Leistung. Dauerbelastungsanalysen im lokalen Stromnetz müssen erst dann erfolgen, wenn gleichzeitige Schnellladungen von drei oder mehr Fahrzeugen zu erwarten sind. Sowohl der Energiebedarf für einzelne Einsätze der Dieselfahrzeuge als auch die Gleichzeitigkeit zukünftiger Ladevorgänge ist geringer als ursprünglich angenommen.

Der durchschnittliche Ladezustand der Batteriespeicher ist für alle untersuchten Fahrzeugtypen bei den angenommenen Ladestrategien durchgängig hoch (Ladezustand 80 – 100 %). Dies resultiert insbesondere aus den vielen abgestellten Fahrzeugen und jenen mit geringen Energieverbräuchen. Für die Gesamtflotte ergibt sich eine sehr hohe Verfügbarkeit und damit ein besonders grosses Potential für eine zusätzliche energiewirtschaftliche, system- oder netzdienliche Bewirtschaftung der Speicher. Es wurde gezeigt, dass durchgehend 60 bis 80 Megawattstunden (MWh) für eine Bewirtschaftung zur Verfügung stehen. Berücksichtig ist dabei, dass alle Fahrzeuge im Batteriebetrieb auf nicht elektrifizierten Gleisen nicht für eine Bewirtschaftung erreichbar sind.

Eine zentrale Batteriemanagement-Plattform könnte den reibungslosen Einsatz der Schienenfahrzeuge gewährleisten und gleichzeitig die energiewirtschaftliche Speicherbewirtschaftung der Gesamtflotte ermöglichen. Es wurde darüber hinaus gezeigt, dass höhere Ladezustände der Batteriespeicher zu deutlich erhöhter kalendärischer Alterung führen. Ein vorausschauendes Management ist auch aus diesem Grund von erhöhter Wichtigkeit. Durch das Absenken des durchschnittlichen Ladezustand kann die kalendärische Alterung der Speicher signifikant reduziert werden. Um die Einsatzfähigkeit der Batterie-Schienenfahrzeuge weiterhin gewährleisten zu können, müsste dies mit einer guten Prognostizierbarkeit für den nächsten Einsatzzeitpunkt und Energiebedarf einhergehen.

Untersuchungen zur Batteriealterung machen deutlich, dass an Standorten mit intensiver Batterienutzung Schnellladen zu einer deutlich erhöhten zyklischen Alterung führt. Für diese Nutzung wurde gezeigt, dass eine Schnellladung mit 1.5 C¹ statt mit 0.33 C eine drei Mal so hohe zyklische Alterung für Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid Batterien (NMC) nach sich zieht. Die Lithiumtitanat-Batterietechnologie (LTO) ist wesentlich resistenter gegenüber hohen Ladeleistungen, so dass die Alterung bei unterschiedlichen Ladeleistungen weniger stark variiert. Bei intensiver Batterienutzung kann die Lebensdauer des Speichers durch batterieschonendes Laden für NMC fast verdoppelt werden; für LTO verlängert es die Lebensdauer um etwas weniger als 10 %. Für Speicher, die eine weniger intensive Nutzung

¹ C-Rate ist eine Leistungsangabe bezogen auf die Nennkapazität. Beispiel: 1.5 C entsprechen einer Leistung des 1.5-fachen der Nennkapazität (bei 500 kWh also 750 kW).

erfahren, sind die Effekte geringer. Insbesondere bei der NMC-Technologie wird die Implementierung einer vorausschauenden, batterieschonenden Ladestrategie grosse Auswirkungen auf die Lebensdauer und die damit verbundenen Kosten haben. Darüber hinaus wurde der Effekt des Lastspitzenschneidens und der Effekt des Absenkens des Ladezustands bei Nichtgebrauch des Speichers auf die Alterung quantifiziert. Bereits für ein Absenken des Ladezustands über das Wochenende konnten deutliche Kosteneinsparungsmöglichkeiten aufgezeigt werden.

In einer umfangreichen Analyse wurden die wertgenerierenden Anwendungen, die durch eine zentrale Ladesteuerung entstehen würden, zusammengefasst und deren Nutzen bewertet. Diese Nutzenbewertung der Steuerung und Bewirtschaftung wurde in Abbildung 1 visualisiert. Von einem zentralen Lade- management würden insbesondere die Fahrzeugbesitzer und -nutzer profitieren. So kann der Ladezustand für den nächsten Fahrzeugeinsatz zuverlässig und transparent sichergestellt werden (1.a), die Batterien schonend geladen (1.b.) sowie die Lebenszykluskosten reduziert werden (1.c.).

Wie in dieser Studie aufgezeigt, besteht eine grosse Flexibilität der Batterien, die als energiewirtschaftliche Chance durch eine zentrale Steuerung nutzbar gemacht werden könnte. Die Untersuchung zeigt, dass ein besonders hohes Nutzenpotenzial dann gegeben ist, wenn die Kapazität selten und kurz benötigt wird. Dies ist besonders in seltenen Überlastsituationen (3.a.) und zur Abdeckung extremer Lastspitzen der Fall (3.b. und 3.c.).

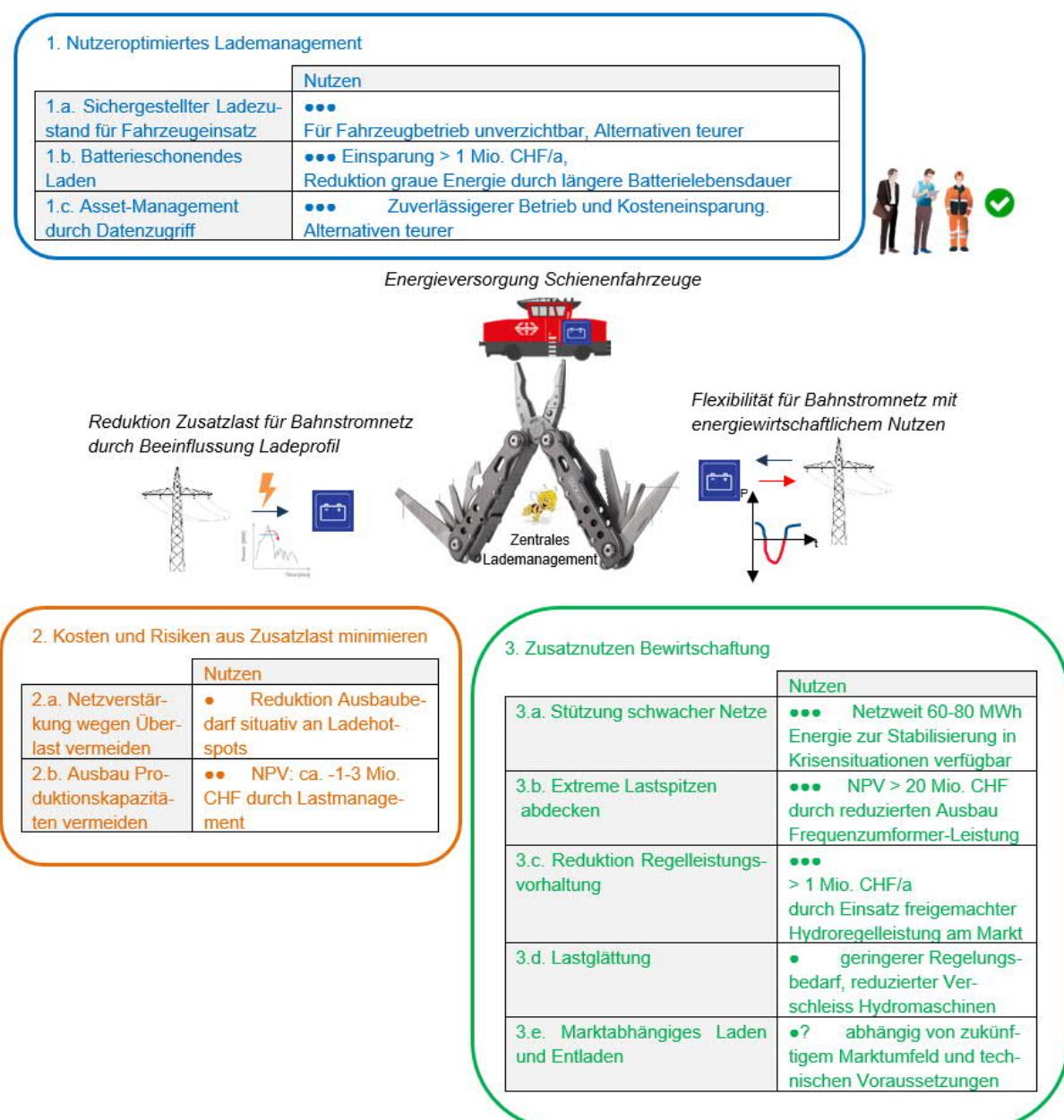


Abbildung 1: Nutzen einer zentralen Steuerung und Bewirtschaftung von Batterien auf Schienenfahrzeugen.

Die durch ein zentrales Lademanagement vermeidbaren Kosten und Risiken, die aufgrund der Zusatzauflast entstehen würden, sind aufgrund des vergleichsweise geringen zusätzlichen Leistungsbedarfs (durchschnittlich etwa 4 MW, maximal bis zu 8 MW) der Batterien geringer als ursprünglich angenommen (2 a. und 2 b.).

Die Ergebnisse der Risiko- und Chancenanalyse zeigen den Nutzen eines zentralen Lademanagements für die zukünftige Batteriefahrzeugflotte auf. In Arbeitspaket 2 wurden aus der Analyse abgeleitete Nutzeranforderungen an eine technische Lösung formuliert, am Markt verfügbare Optionen für Demand Side Management vorgestellt sowie ein IT-Lösungskonzept zur Batterieladesteuerung auf Basis der bestehenden Lastmanagement-Laststeuerung LMLS der SBB beschrieben. Die Anforderungen der Nutzer an ein Lademanagement werden in Abbildung 2 skizziert. Die Bedürfnisse wurden in Interviews mit ausgewählten Fachvertretern ermittelt und geschärft.

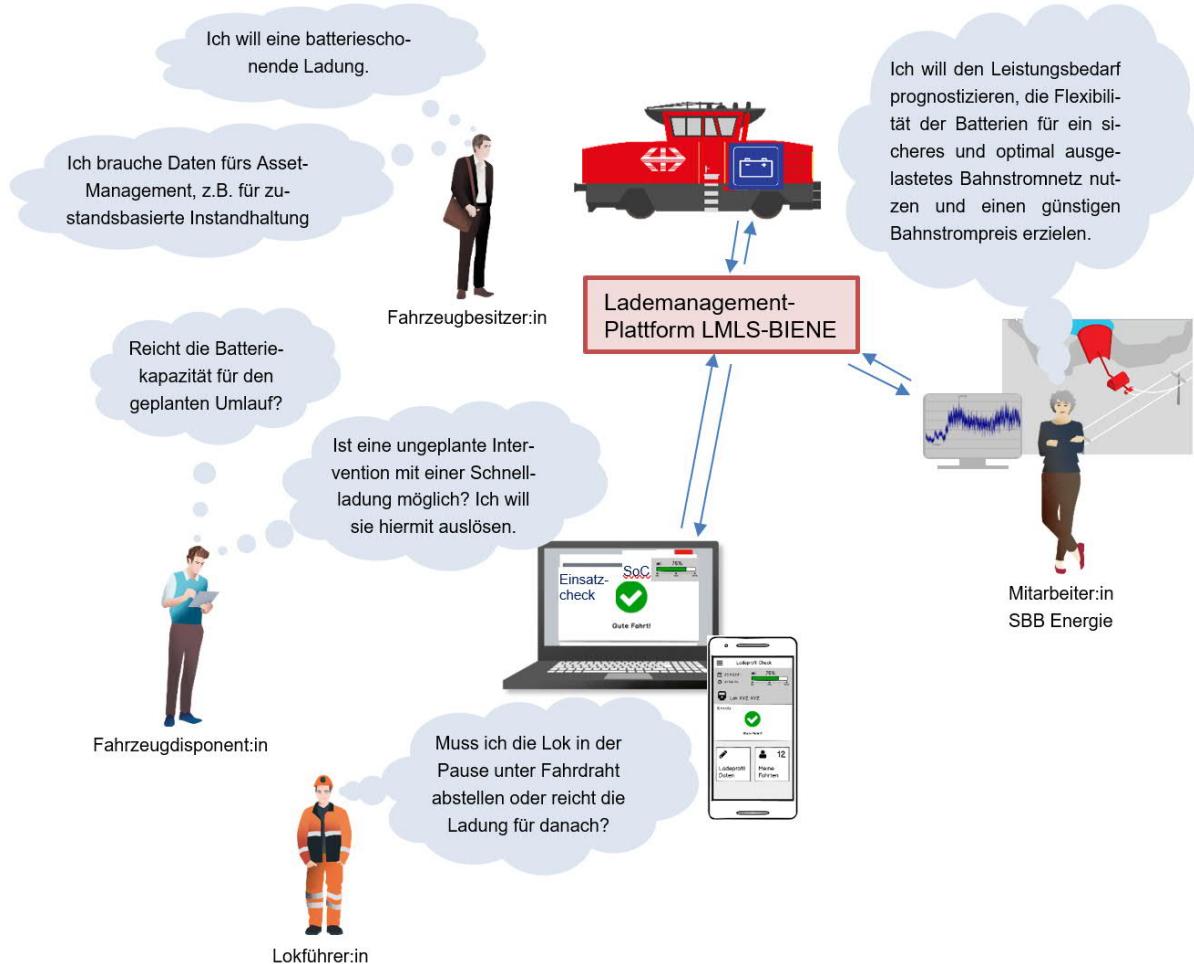


Abbildung 2: Anforderungen der unterschiedlichen Nutzer an eine Lademanagement-Plattform.

Das IT-Lösungskonzept als Kernfunktionalität eines zentralen Lademanagements wurde ausführlich dokumentiert. Es beschreibt die Kommunikation zwischen der zentralen Laststeuerung LMLS und den Batteriefahrzeugen. Um die Nutzeranforderungen zu erfüllen und die Schienenfahrzeug-Batterien aus Gesamtnutzensicht optimal zu steuern, wurden folgende Optimierungskriterien für eine zentrale Batteriemanagement-Plattform definiert: 1.) Sicherstellung einer ausreichend hohen Batteriekapazität für den kommenden Einsatz, 2.) Minimierung der Batteriealterung, 3.) Vermeidung von kritischen Netzbelastrungen und 4.) Erzielen eines möglichst hohen energiewirtschaftlichen Nutzens.

Arbeitspaket 3 geht auf weitere Rahmenbedingungen für die Integration der batteriebetriebenen Fahrzeuge in das Bahnstromnetz ein. Erwartungen und Bedürfnisse von Stakeholdern wurden aufgenommen und nötige Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Elektrifizierung der Dieselflotte erfasst. Es wurde deutlich, dass ein Lademanagement für den Betrieb der Batteriefahrzeuge nötig sein wird. Dies auch deshalb, weil durch den Technologiewechsel etwa 25-mal weniger Antriebsenergie auf dem Fahrzeug vorhanden sein wird, dafür kann via Fahrleitung bereits während der Fahrt und in der Abstellung geladen werden. Eine Kapazitätsplanung ist für einen zuverlässigen Fahrzeugeinsatz unumgänglich.

Darüber hinaus profitiert das Gesamtsystem von einem zentralen Lademanagement durch die Skalierung (keine Einzellösungen nötig). Es wurde auch klar, dass die Stakeholder-Bedürfnisse über die Themen der Ladesteuerung hinausgehen. In einem Koordinationsprojekt zur Elektrifizierung der Dieselflotte sollen die Aufgaben bzgl. Lademanagement, Ladeinfrastruktur und Fahrzeuganforderungen abgestimmt angegangen werden. Drei exemplarische Geschäftsmodelle wurden bewertet. Dabei zeigt sich, dass die Akzeptanz und das Bedürfnis für ein Geschäftsmodell «Loadmanagement as Service» sehr breit ist. Empfohlen wird, dass SBB Energie als Systemführer Bahnstrom eine zentrale Energiemanagement-Plattform entwickelt und allen Nutzern zur Verfügung stellt. Mit einer einheitlichen Lösung können Synergien genutzt werden und ein Gesamtsystemoptimierung erzielt werden.

Mithilfe eines Proof of Concept wurde in Arbeitspaket 4 eine Demonstrationsumgebung simuliert, um die Lösung für alle Stakeholder visualisieren zu können. In einem Webinterface kann eine Lokomotive und ihr Einsatz virtuell zusammengestellt werden und die Wirkung unterschiedlicher Ladestrategien auf den Batterieladezustand und das Leistungsprofil aufgezeigt werden. Zudem kann der Einfluss einer kurzzeitigen Entladung zur Abdeckung von Lastspitzen im Bahnstromnetz oder ein Beitrag zur Glättung des Bahnstrom-Lastprofils simuliert werden. Die in der Simulationsumgebung getesteten Anwendungsfälle zeigen, dass der Batteriemanager in diesen realen Einsatzprofilen eine ausreichende, alterungsoptimierte Ladung sicherstellen konnte. Zudem konnte gezeigt werden, dass die energiewirtschaftlichen Anwendungsfällen keine Auswirkungen auf die Einsatzfähigkeit der Fahrzeuge haben.

Darüber hinaus wurde die Machbarkeit einer automatisierten Prognose des zukünftigen Fahrzeugeinsatzes auf Basis historischer Einsatzdaten geprüft. Die Analysen zeigen für geplante, regelmässige Einsätze wie bei Cargo-Rangierumläufen, dass die Einsatzzeiten und zu erwartenden Energieverbräuche ausreichend aus historischen Daten abgeleitet werden können. Bei wechselnden Fahrzeugeinsätzen beispielsweise von Baufahrzeugen auf unterschiedlichen Baustellen wäre eine Schnittstelle zu bestehenden Planungstools hilfreich. Für kurzfristige, ungeplante Einsätze muss eine manuelle Nutzereingabe möglich sein, mit der bei Bedarf auch eine Schnellladung ausgelöst werden kann.

Auf Basis der BIENE-Studie ist geplant, eine erste Version einer Batteriemanagement-Plattform mit einer End-to-End Kommunikation von der Laststeuerung über die zentrale Fahrzeugplattform APFZ auf ein erstes Pilotfahrzeug oder eine Laborschnittstelle zu realisieren. In diesem Zusammenhang sollen zudem die Anforderungen an zukünftige Batteriefahrzeuge definiert werden, bevor die ersten Flotten umgerüstet oder neu beschafft werden. Ebenso müssen relevante Aspekte zur Ladeinfrastruktur geklärt werden. Vorgesehen ist eine enge Zusammenarbeit mit weiteren zukünftigen Batteriefahrzeugbetreibern, die von SBB Energie versorgt werden. Geprüft werden soll auch, ob sich das Vorhaben mit weiteren Partnern als Pilotprojekt mit Förderung des Bundesamtes für Energie eignet.

Synthèse

Les CFF utilisent actuellement près de 700 véhicules sur rails fonctionnant au diesel pour les travaux de maintenance, les interventions sur les chantiers, les manœuvres, les interventions d'extinction et de sauvetage, ou encore le transport de marchandises sur le dernier kilomètre. Celles-ci consomment plus de 11 millions de litres de diesel par an et génèrent ainsi des émissions de CO₂ de 30'000 t. La traction diesel est donc responsable d'environ 30% des émissions totales de CO₂ des CFF. Pour atteindre les objectifs climatiques qu'ils se sont fixés, les CFF misent sur l'électrification de la flotte diesel. D'ici à 2030, ils entendent réduire de moitié les émissions de gaz à effet de serre par rapport à celles de 2018, puis de plus de 90% d'ici à 2040. Le changement de plateforme technologique, à savoir le passage de la propulsion diesel à la propulsion par batterie pour les véhicules sur rails, et l'intégration des batteries de traction des véhicules en question au réseau de courant de traction représentent un défi de taille.

Pour réunir les conditions préalables à l'électrification réussie, quatre domaines de travail ont été définis dans le projet BIENE. Le lot de travaux 1 a permis d'analyser les opportunités offertes par un gestionnaire de batteries centralisé et les risques possibles liés à l'absence d'un tel gestionnaire.

Pour ce faire, des données de consommation et GPS des véhicules diesel ont été analysées et des profils de recharge de batterie ont été synthétisés. L'analyse montre que la fourniture d'énergie par la batterie dépend fortement du type et du lieu de l'utilisation. Les véhicules majoritairement exploités sous la ligne de contact ont seulement besoin d'une faible capacité de batterie pour les voies de raccordement ou les zones de manœuvre non électrifiées. Pour de nombreux véhicules, les besoins en énergie sont plutôt modestes. L'utilisation de ces véhicules est très irrégulière, et ils ont parfois des temps d'immobilisation prolongés ou ont seulement besoin de quantités réduites d'énergie pour leur utilisation. D'un autre côté, certaines locomotives font l'objet d'une utilisation très intensive dans le cadre d'un service en continu sans ligne de contact, p. ex. sur des voies de triage non électrifiées ou lors de longues interventions sur des chantiers.

Par ailleurs, il a pu être montré que la consommation supplémentaire escomptée sur le réseau du fait de l'électrification de la flotte est faible. En moyenne, il faut s'attendre à une charge supplémentaire de 4 MW environ et des pics de charge se produisant toutes les minutes peuvent atteindre 8 MW. Par rapport à la charge totale sur le réseau des CFF, la charge supplémentaire représente 1% environ de la puissance maximale sur le réseau de courant de traction. Par conséquent, elle est négligeable dans le cadre de la prise en compte d'un risque à l'échelon du réseau. Le facteur minime de simultanéité pour les processus de recharge des accumulateurs de batterie aboutit à des puissances de charge moyennes faibles par rapport à la puissance installée. Des analyses de charge permanente sur le réseau électrique local doivent être effectuées uniquement si des recharges rapides simultanées de trois véhicules ou plus sont escomptées. Les besoins en énergie pour les utilisations individuelles des véhicules diesel tout comme la simultanéité des futurs processus de recharge sont inférieurs aux postulats initiaux.

L'état de charge moyen des accumulateurs de batterie est constamment élevé pour tous les types de véhicules examinés avec les stratégies de recharge présumées (état de charge de 80 à 100%). Cela est dû notamment aux nombreux véhicules remisés et aux véhicules peu énergivores. Pour la flotte dans son ensemble, il en résulte une extrême disponibilité et donc un potentiel particulièrement élevé d'exploitation supplémentaire des accumulateurs à la fois économique en énergie et avantageuse pour le système et le réseau. Il a été démontré que 60 à 80 MWh sont disponibles en continu pour l'exploitation. À cet égard, il est tenu compte du fait que les véhicules en mode batterie ne sont pas tous accessibles pour une exploitation sur des voies non électrifiées.

Une plate-forme centralisée de gestion des batteries pourrait garantir une exploitation parfaite des véhicules sur rails et permettre simultanément une organisation écoénergétique des accumulateurs de l'ensemble de la flotte. Par ailleurs, il a été démontré que des états de charge plus élevés des accumulateurs de batterie accélèrent considérablement le vieillissement. Une gestion prévisionnelle revêt, pour cette raison, une importance accrue. Un abaissement de l'état de charge moyen peut ralentir significativement le vieillissement des accumulateurs. Pour pouvoir continuer à garantir la disponibilité opérationnelle des véhicules-batteries, il faudrait associer cette approche et une bonne prévisibilité du prochain moment d'utilisation et des besoins en énergie.

Des études sur le vieillissement des batteries montrent clairement que, sur les sites utilisant celles-ci intensivement, la recharge rapide entraîne un vieillissement cyclique nettement plus élevé. Pour cette utilisation, il a été démontré qu'une recharge rapide à 1,5 C² au lieu de 0,33 C provoque un vieillissement cyclique trois fois plus élevé pour les batteries NMC. La technologie de batterie LTO est nettement plus

² Le taux C est une indication de la puissance par rapport à la capacité nominale. Exemple: 1,5 C correspond à une puissance de 1,5 fois la capacité nominale (soit 750 kW pour 500 kWh).

résistante aux puissances de charge élevées, de sorte que le vieillissement varie moins fortement à différentes puissances de recharge. En cas d'utilisation intensive des batteries, la durée de vie des accumulateurs peut pratiquement être doublée par une mise en charge qui économise la batterie; pour les batteries LTO, la durée de vie s'en trouve allongée d'un peu moins de 10%. Pour les accumulateurs faisant l'objet d'une utilisation moins intensive, les effets sont moindres. En particulier, pour la technologie NMC, la mise en œuvre d'une stratégie de recharge prévoyante et respectueuse des batteries aura des répercussions importantes sur la durée de vie et les coûts associés. D'autre part, les effets sur le vieillissement du découpage des pics de charge et de l'abaissement de l'état de charge en cas d'inutilisation des accumulateurs ont été quantifiés. Un abaissement de l'état de charge pendant le week-end a d'ores et déjà mis en évidence des possibilités d'économies de coûts significatives.

Une analyse circonstanciée a permis de synthétiser les applications porteuses de valeur qui résulteraient d'un contrôle centralisé de la charge et d'évaluer leur utilité. Cette évaluation du bénéfice du contrôle et de l'exploitation est visualisée sur l'illustration 3. Une gestion centralisée de la charge profiterait tout particulièrement aux propriétaires et utilisateurs de véhicules. Ainsi, il est possible de garantir de manière fiable et transparente l'état de charge pour la prochaine utilisation du véhicule (1.a), de réaliser une mise en charge qui économise les batteries (1.b.) et de réduire les coûts du cycle de vie (1.c.).

Comme le montre cette étude, il existe une grande flexibilité des batteries, laquelle pourrait être exploitée comme une opportunité d'économie d'énergie à travers un contrôle centralisé. L'étude montre l'existence d'une utilité potentielle particulièrement élevée en cas de besoin peu fréquent et bref de la capacité. C'est particulièrement le cas dans de rares situations de surcharge (3.a.) et pour couvrir des pics de charge extrêmes (3.b. et 3.c.).

Les coûts et les risques supplémentaires susceptibles de découler de la charge et pouvant être évités grâce à une gestion centralisée de la charge sont, en raison des besoins en puissance supplémentaires comparativement réduits (environ 4 MW en moyenne et 8 MW au maximum), inférieurs aux postulats initiaux (2 a. et 2.b.).

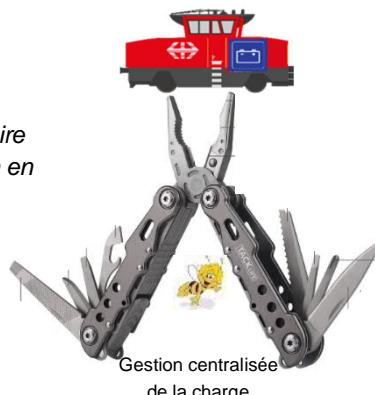
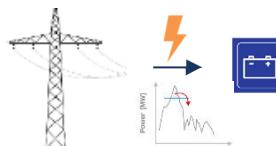
1. Gestion de la charge optimisée pour l'utilisateur

	Bénéfice
1.a. État de charge garanti pour l'utilisation du véhicule	••• Indispensable pour l'exploitation du véhicule, alternatives plus onéreuses
1.b. Mise en charge qui économise la batterie	••• Économie > 1 million de francs/an, Réduction de l'énergie grise grâce à une plus longue durée de vie des batteries
1.c. Gestion des actifs via un accès aux données	••• Exploitation plus fiable et réduction des coûts. Alternatives plus onéreuses

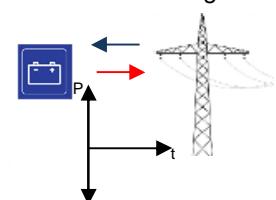


Alimentation électrique des véhicules sur rails

Réduction de la charge supplémentaire pour le réseau de courant de traction en influant sur le profil de charge



Flexibilité pour le réseau de courant de traction avec un bénéfice en termes d'économie d'énergie



2. Réduire au minimum les coûts et les risques liés à la charge supplémentaire

	Bénéfice
2.a. Éviter le renforcement du réseau en raison d'une surcharge	• Réduction du besoin d'extension selon la situation aux points de recharge
2.b. Éviter l'extension des capacités de production	•• VAN: env. 1 à 3 millions de francs grâce à la gestion de la charge

3. Utilité supplémentaire pour l'exploitation

	Bénéfice
3.a. Soutien des réseaux à courant faible	••• 60 à 80 MWh d'énergie disponible à l'échelon du réseau pour la stabilisation en situation de crise
3.b. Couverture des pics de charge extrêmes	••• VAN > 20 millions de francs par une extension réduite de la puissance des convertisseurs de fréquence
3.c. Réduction du maintien de puissance de régulation	••• > 1 million de francs/a par la mise en œuvre d'une puissance de régulation hydraulique libérée sur le marché
3.d. Lissage de la charge	• Besoin de régulation réduit et usure réduite des machines hydrauliques
3.e. Charge et décharge dépendantes du marché	•? en fonction du futur environnement de marché et des prérequis techniques

Illustration 3: avantage d'un contrôle et d'une exploitation centralisés des batteries des véhicules sur rails.

Les résultats de l'analyse des risques et des opportunités montrent l'utilité d'une gestion centralisée de la charge pour la future flotte de véhicules-batteries. Dans le lot de travaux 2, les exigences des utilisateurs découlant de l'analyse ont été formulées concernant une solution technique, les options disponibles sur le marché concernant la gestion de la demande (Demand Side Management) ont été présentées et un concept de solution informatique de contrôle de la charge des batteries sur la base de l'approche existante de contrôle de charge de la gestion de la charge (LMLS) des CFF a été décrit. Les

exigences des utilisateurs concernant la gestion de la charge sont représentées sur l'illustration 4. Les besoins ont été déterminés et affinés lors d'entretiens avec des spécialistes sélectionnés.

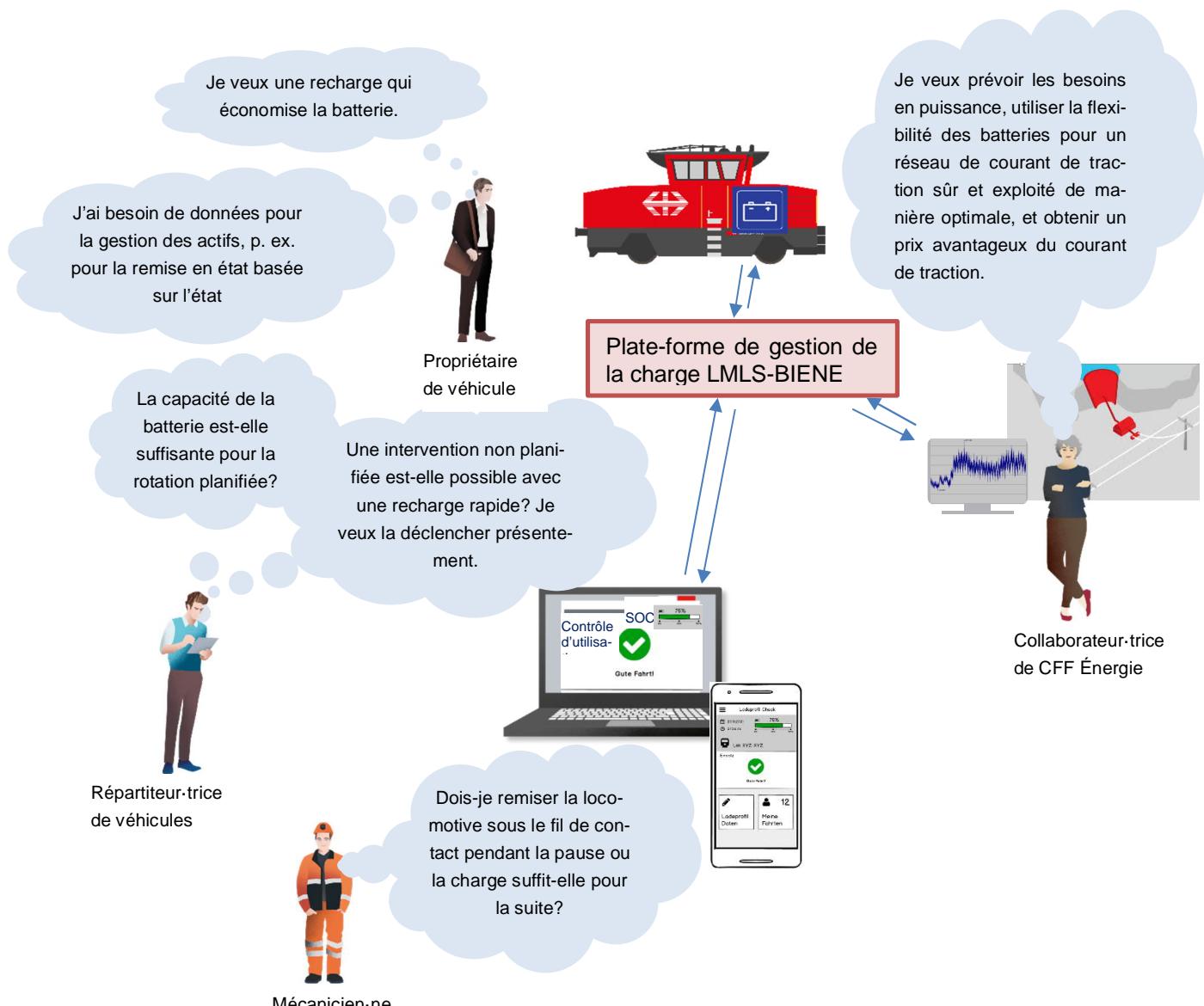


Illustration 4: exigences des différents utilisateurs concernant une plate-forme de gestion de la charge.

Le concept de solution informatique en tant que fonctionnalité clé d'une gestion centralisée de la charge a été documenté en détail. Il décrit la communication entre le contrôle centralisé de la charge LMLS et les véhicules-batteries. Pour satisfaire aux exigences des utilisateurs et assurer une gestion optimale des batteries de véhicules sur rails du point de vue de l'utilité globale, les critères d'optimisation suivants ont été définis pour une plate-forme centralisée de gestion des batteries: 1.) garantie d'une capacité de batterie suffisamment élevée pour l'utilisation à venir; 2.) réduction au minimum du vieillissement des batteries; 3.) prévention des charges critiques au niveau du réseau et 4.) obtention du plus grand bénéfice possible en matière d'économies d'énergie.

Le lot de travaux 3 aborde des conditions-cadres supplémentaires pour l'intégration des véhicules fonctionnant par batterie au réseau de courant de traction. Les attentes et les besoins des parties prenantes ont été pris en compte et les conditions-cadres nécessaires pour une électrification réussie de la flotte diesel ont été répertoriées. La nécessité d'une gestion de la charge est apparue clairement pour l'exploitation des véhicules-batteries. Cela tient aussi au fait, qu'avec le changement de technologie, l'énergie de traction disponible sur le véhicule sera divisée par près de 25, de sorte qu'il sera possible de procéder à la recharge via la ligne de contact pendant le stationnement, mais aussi pendant le trajet. Une planification des capacités est indispensable pour une utilisation fiable des véhicules. Par ailleurs,

le système dans son ensemble bénéficie d'une gestion centralisée de la charge à travers la mise à l'échelle (aucune solution individuelle nécessaire). Il est aussi apparu que les besoins des parties prenantes dépassent les thèmes du contrôle de la charge. Dans un projet de coordination pour l'électrification de la flotte diesel, les tâches relatives à la gestion de la charge, à l'infrastructure de recharge et aux exigences des véhicules doivent être abordées de manière concertée. Trois modèles d'activité types ont été évalués. Ils montrent que l'acceptation et le besoin d'un modèle d'activité du type «Load-management as Service» sont très répandus. Il est recommandé que CFF Énergie, en tant que gestionnaire de système du courant de traction, développe une plate-forme de gestion centralisée de l'énergie et la mette à la disposition de tous les utilisateurs. Une solution unifiée permet d'exploiter des synergies et de réaliser une optimisation du système dans son ensemble.

Une démonstration de faisabilité au cours du lot de travaux 4 a permis de simuler un environnement de démonstration, afin de pouvoir visualiser la solution pour toutes les parties prenantes. Dans une interface Web, une locomotive et son utilisation peuvent être regroupées virtuellement et il est possible de montrer l'effet de différentes stratégies de recharge sur l'état de charge de la batterie et sur le profil de puissance. Par ailleurs, il est possible de simuler une décharge de courte durée pour couvrir les pics de charge sur le réseau de courant de traction ou une contribution au lissage du profil de charge du courant de traction. Les cas d'application testés dans l'environnement de simulation montrent que le gestionnaire de batteries pourrait garantir une mise en charge suffisante et optimisée par rapport au vieillissement dans ces profils d'utilisation réels. En outre, il a pu être démontré que les cas d'application écoénergétiques n'ont pas de répercussions sur la disponibilité opérationnelle des véhicules.

D'autre part, la faisabilité d'une prévision automatisée de la future utilisation des véhicules sur la base de l'historique des données d'utilisation a été vérifiée. Les analyses montrent, pour les utilisations régulières planifiées telles que les rotations de manœuvre de Cargo, qu'il est possible de déduire de manière suffisante les temps d'utilisation et les consommations d'énergie escomptées à partir des données d'historique. Lors des changements de mise en œuvre des véhicules, par exemple de véhicules de chantier sur différents chantiers, une interface avec les outils de planification existants serait utile. Pour les utilisations imprévues à brève échéance, une entrée manuelle d'utilisateur doit être possible afin de pouvoir aussi déclencher une recharge rapide selon les besoins.

En se basant sur l'étude BIENE, il est prévu de réaliser une première version d'une plate-forme de gestion des batteries avec une communication de bout en bout du contrôle de la charge via la plate-forme centralisée de véhicule APFZ sur un premier véhicule pilote ou une interface de laboratoire. Dans ce contexte, il convient en outre de définir les exigences des futurs véhicules-batteries avant la conversion ou l'acquisition des premières flottes. De même, les aspects pertinents concernant l'infrastructure de recharge doivent être clarifiés. Il est prévu de mettre en place une collaboration étroite avec de futurs exploitants supplémentaires de véhicules-batteries alimentés par CFF Énergie. Il convient aussi de vérifier si le projet avec d'autres partenaires se prête à un projet pilote subventionnable par l'Office fédéral de l'énergie.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary in Deutsch.....	3
Résumé en français	3
Executive Summary in English	4
Zusammenfassung.....	5
Synthèse.....	9
Inhaltsverzeichnis	15
Ausgangslage	18
Ziel der Arbeit	19
1. Risiken- und Chancenanalyse	20
1.1. Grundlegende Annahmen für die Analyse	20
1.1.1. Geplante Elektrifizierung der Flotte.....	20
1.1.2. Annahmen zur Ladeinfrastruktur.....	22
1.1.3. Analyse des aktuellen Fahrzeugeinsatzes	26
1.1.4. Methodik der Oberleitungszuteilung.....	26
1.1.5. Methodik zur Erstellung synthetischer Lastdaten für Infrastrukturfahrzeuge	27
1.2. Batteriealterung	33
1.2.1. Grundlegende Alterungsmechanismen.....	33
1.2.2. Lithium-Plating	33
1.2.3. Wachstum der SEI-Schicht.....	34
1.2.4. Kalendarische und zyklische Alterung	34
1.2.5. Ursache und Wirkung von Alterungsmechanismen.....	34
1.2.6. Generelle Empfehlungen zum Speichereinsatz.....	35
1.3. Simulationsmodell Open-Sesame	37
1.3.1. Charakteristik der im Modell implementierten Zelltypen	37
1.3.2. Kostenfunktion	39
1.4. Batteriealterung bei unterschiedlichen Ladestrategien.....	43
1.4.1. Simulationsaufbau.....	45
1.4.2. Resultate	45
1.4.3. Finanzielle Vorteile einer tieferen Ladeleistung	47
1.4.4. Fazit.....	47
1.5. Auswirkungen von Lastspitzenreduktion auf die Speicherdegradation	48
1.5.1. Lastspitzenreduktion durch kurze Entladen	49
1.5.2. Berechnung der Kosten für das Schneiden von Lastspitzen über den SoH	50
1.5.3. Kosten in Abhängigkeit von der Entladeleistung	52
1.5.4. Kosten für das Schneiden von Lastspitzen (Speicherenergielpreis)	52
1.5.5. Gegenüberstellung der Berechnungsmethoden	55
1.6. Glätten des Gesamtlastprofil mit den Batteriespeichern.....	56
1.7. Absenkung des SoC bei Nichtgebrauch des Speichers	59
1.7.1. Dauerhaftes Absenken des State of Charge	61
1.7.2. Beispiel zur Absenkung des SoC.....	63
1.8. Risiken für das Bahnstromnetz durch ungesteuertes Laden	66
1.9. Abschätzung der verfügbaren Flexibilität.....	66

1.9.1.	Methodik	67
1.9.2.	Datenanalyse und Flexibilität Am 843.....	67
1.9.3.	Datenanalyse und Flexibilität Eem 923.....	71
1.9.4.	Datenanalyse und Flexibilität der Infrastruktur-Fahrzeuge.....	73
1.9.5.	Datenanalyse und Flexibilität der Gesamtflotte	76
1.10.	Wertgenerierende Anwendungen (Value-Cases) einer zentralen Ladesteuerung.....	79
1.10.1.	Nutzeroptimiertes Lademanagement (Verfügbarkeit, Alterung, Diagnose).....	80
1.10.2.	Kosten und Risiken aus Zusatzlast minimieren.....	84
1.10.3.	Zusatznutzen Bewirtschaftung.....	87
1.10.4.	Zusammenfassende Bewertung und Priorisierung der Value-Cases	92
2.	Konzept für zentrale Ladesteuerung	95
2.1.	Nutzeranforderungen an die Lösung	95
2.2.	Marktsituation	97
2.3.	IT-Lösungskonzept Laststeuerung	99
2.3.1.	Die zentrale Steuerung.....	100
2.3.2.	Die End-to-End Integrationsarchitektur	101
2.4.	Der zentrale Batteriemanager	102
2.5.	Einbettung in Systemlandschaft von SBB Energie.....	105
2.6.	Anforderungen an Ladeinfrastruktur und Fahrzeug.....	106
3.	Rahmenbedingungen für die Integration ins Bahnstromnetz	108
3.1.	Stakeholdererwartungen	108
3.2.	Geschäftsmodelle	111
3.3.	Regulatorische Rahmenbedingungen	113
4.	Proof of Concept	114
4.1.	Ziele und Beschreibung des PoC	114
4.2.	PoC/Simulationsumgebung für BIENE-Lademanagement	115
4.2.1.	Einsatzprofilcheck Rangierumlauf:.....	116
4.2.2.	Energieoptimiertes Laden.....	118
4.2.3.	Energiewirtschaftliche Optimierung	118
4.2.4.	Abstellung ohne Lademöglichkeit	120
4.2.5.	Anforderung Schnelllladung	121
4.3.	Auswertung Einsatzprofile für automatische Übernahme ins Lademanagement.....	123
4.3.1.	PoC Erkennung von Einsatzattern.....	123
4.3.2.	PoC Analyse Einsatzprofile im Rangierteam Oensingen	125
4.3.3.	Erkenntnisse zur Machbarkeit einer automatischen Einsatzprofilerkennung	128
4.4.	Auswertung PoC.....	129
5.	Fazit und nächste Schritte	131
6.	Symbol- und Abkürzungsverzeichnis	133
7.	Anhang	135
7.1.	Konzept LMLS Architektur Datenübertragung Schienenfahrzeuge BIENE (pdf-Datei).....	135
7.2.	Technische Infos zum Demonstrator «Batteriemanager» und vordefinierte Szenarien	135
7.2.1.	Definition der Simulationsdaten und Parameter	135
7.2.2.	Definition des Einsatzprofils und Darstellung von SoC- und Leistungsprofil.....	137

7.2.3. Einsatzprofil-Szenarien	138
--------------------------------------	-----

Ausgangslage

Die SBB hat sich mit der Ambition «Klimaneutrale SBB» das Ziel gesetzt, bis 2030 die Treibhausgasemissionen gegenüber 2018 zu halbieren und die Treibhausgasemissionen bis 2040 um über 90 % zu senken. Auch im Handlungsfeld der Dieseltraktion wurden Massnahmen beschlossen. Die SBB setzt aktuell rund 700 dieselbetriebene Schienenfahrzeuge für Wartungsarbeiten, Baustelleneinsätze, das Rangieren, Lösch- und Rettungseinsätze und für den Gütertransport auf der letzten Meile ein. Der aktuelle Dieselverbrauch der SBB für die Traktion von Schienenfahrzeugen beträgt über 11 Mio. Liter pro Jahr. Es ist das erklärte Ziel der SBB, den Verbrauch von fossilem Diesel bis 2030 um 50 Prozent (oder 5 Mio. Liter Diesel) und bis 2040 um 92 % zu reduzieren.

Um dieses Ziel zu erreichen, setzt die SBB auf eine Elektrifizierung der Dieselflotte. Eine klimaneutrale Schienenfahrzeugflotte wird zu einer hohen Anzahl batteriebetriebener Fahrzeuge führen, die über den Fahrdräht geladen werden. Über einen Stromabnehmer werden die Fahrzeuge auf elektrifizierten Abschnitten versorgt und die Traktionsbatterien für den Einsatz in nicht elektrifizierten Bereichen geladen.

Der Wechsel von Diesel- zu Batterieloks stellt einen Technologieträgerwechsel mit grossen Herausforderungen für Fahrzeugbesitzer und -nutzer wie auch für die Energieversorgung dar. Erfolgen Ladevorgänge ungesteuert, könnte dies zu zusätzlichen Belastungen für das Bahnstromnetz führen.

Gleichzeitig könnten die Traktionsbatterien zusätzlich bewirtschaftet werden und einen aktiven Beitrag zur netzbetrieblichen und energiewirtschaftlichen Optimierung liefern. Ein zentrales Lade- bzw. Batteriemanagement würde die Schwarmbewirtschaftung aller Traktionsbatterien im SBB-Netz ermöglichen.

Das Projekt BIENE schafft Voraussetzungen für eine ökonomisch und ökologisch erfolgreiche Elektrifizierung. Es konzipiert die Integration der Traktionsbatterien der Schienenfahrzeuge ins Bahnstromnetz und zeigt die Risiken ohne und die Chancen mit einer zentralen Bewirtschaftung der Schienenfahrzeug-Batterien auf.

Ziel der Arbeit

Das Projekt BIENE schafft Voraussetzungen für eine ökonomisch und ökologisch erfolgreiche Elektrifizierung. Es konzipiert die Integration der Traktionsbatterien der Schienenfahrzeuge ins Bahnstromnetz und zeigt die Risiken ohne, und die Chancen mit einer zentralen Bewirtschaftung der Schienenfahrzeug-Batterien auf. Die Integration der zukünftigen Schwarm- Batteriespeicher in das Bahnstromnetz soll system-, netz- und marktdienlich erfolgen um die geplante Elektrifizierung der Dieselflotte der SBB sowie potenziell anderer Bahnunternehmen als wichtigen Beitrag zu den Zielen der Energiewende zu unterstützen. Zudem werden notwendige und wichtige Grundsteine für den effizienten Nutzen und Umgang mit dem wertvollen Asset «Traktionsbatterien» gelegt. Dies führt insgesamt zur effizienten Ausgestaltung des zu elektrifizierenden Diesel-Fahrzeugparks inkl. des nötigen Einbezuges einer zuverlässigen Bahnstromversorgung. Das Gesamtsystem kann damit optimal dimensioniert, kosteneffizient ausgestaltet und weiterentwickelt werden.

Um dies zu erreichen wurden unterschiedliche Arbeitspakete des Projekts definiert: 1.) Analyse der Risiken ohne, und Analyse der Chancen mit zentralem Lade- und Batteriemanagementsystem; 2.) Konzeption eines Lösungskonzepts zur Integration ins Bahnstromnetz, 3.) Berücksichtigung nötiger Rahmenbedingungen für die Integration der Batteriefahrzeuge ins Bahnstromnetz und 4.) Aufzeigen der generellen Funktionsfähigkeit der konzipierten Lösung für eine zentrale Steuerung der Batterieladung in einem Proof of Concept.

Die Analyse der Risiken und Chancen findet auf Basis einer umfassenden Analyse historischer Verbrauchs- und Einsatzdaten der Dieselfahrzeuge statt. Diese werden für die Erstellung synthetischer Batterieladeleistungsprofile herangezogen. Es soll abgeschätzt werden, welche Risiken sich für das Bahnstromnetz durch ungesteuertes Aufladen der Batteriespeicher sowohl lokal als auch für das gesamte Bahnstromnetz ergeben. Die sich durch ein zentrales Batteriemanagement ergebenden Chancen umfassen die Analyse der Bewirtschaftungsmöglichkeiten der Speicher für den Netzbetrieb und für die energiewirtschaftliche Optimierung. Das primäre Ziel der Batteriespeicher ist die Gewährleistung des emissionsfreien Antriebs der Fahrzeuge für den täglichen Einsatz. Darüber hinaus ergeben sich für eine Bewirtschaftung nutzbare Speicherkapazitäten und -leistungen. Die zur Verfügung stehende Flexibilität der Batteriespeicher soll abgeschätzt werden, wertgenerierende Anwendungen, welche durch eine zusätzliche Bewirtschaftung der Speicher entstehen würden, definiert werden und ihr Nutzen quantifiziert werden. Ein weiteres Ziel ist die Abschätzung der Batteriealterung für unterschiedliche Ladeverhalten über ein Degradationsmodell.

Die Ausarbeitung des Lösungskonzepts zur Integration ins Bahnstromnetz umfasst die Erarbeitung der Nutzeranforderungen an die zentrale Steuerungsplattform sowie die Definition der übergeordneten IT-Lösung für die Ansteuerung. Anforderungen an die Ladeinfrastruktur werden festgehalten. Es soll eine Übersicht der bestehenden Marktsituation bezüglich technischer Auslegung, Kommunikation, Prognostik, Normierung und Steuerungslogik erarbeitet werden. Sicherheits- und Security-Aspekte werden berücksichtigt. Rahmenbedingungen für die Integration ins Bahnstromnetz wie beispielsweise Stakeholdererwartungen, regulatorische Rahmenbedingungen oder mögliche Geschäftsmodelle werden ausgearbeitet.

Mithilfe eines Proof of Concepts soll ein erster Lösungsvorschlag für alle Stakeholder in einer Demonstrationsumgebung visualisiert werden. Darüber hinaus werden erste Untersuchungen zur Prognostizierbarkeit des Fahrzeugeinsatzes der ganzen Fahrzeugflotte oder einzelner Fahrzeuge angestellt.

1. Risiken- und Chancenanalyse

1.1. Grundlegende Annahmen für die Analyse

1.1.1. Geplante Elektrifizierung der Flotte

Es ist zu unterscheiden zwischen Baustellenfahrzeugen und Rangierloks.

Nachfolgend werden die Bezeichnungen der heutigen Fahrzeuge aufgeführt und nicht mögliche Bezeichnungen zukünftiger Batteriefahrzeuge³. Diese Fahrzeuge werden heute noch rein mit Dieselantrieb thermisch betrieben. Ausnahmen sind die Zweisystemlokomotiven Aem 940 und Eem 923 die unter Fahrleitung elektrisch und auf nicht elektrifizierten Abschnitten mit einem Dieselmotor angetrieben werden.

Die Angaben zu Fahrzeuganzahl und Umrüstzeiten entsprechen dem Kenntnisstand März 2022 und können sich noch verändern. Es bestehen noch grosse Unsicherheiten, welche Fahrzeugprojekte in welchem Ausmass und wann umgesetzt werden. Berücksichtigt ist nur die Flotte der SBB.

Baustellen- und Spezialfahrzeuge

Dies umfasst alle Fahrzeuge für den Baustellenbetrieb oder Unterhalt. Darunter fallen selbstfahrende Fahrzeuge, Wagen mit Energiespeichern (heute Dieselgeneratoren), aber auch Baustellentraktoren für den Transport sowie den Vorschub auf den Baustellen. Die Fahrzeuge verfügen meist auch über Spezialvorrichtungen wie Kräne, Hebebühnen etc.

Die im Zusammenhang mit BIENE auf Grund ihres Einsatzzweckes und der zu installierenden Batteriekapazität wesentlichen Fahrzeuge sind die folgenden:

- 123 Fahrzeuge Tm 234-5 (Ta 234-x) mit je ca. 300 kWh, Neubeschaffung ca. 2029-2036
- 13 Fahrzeuge Xem (EHFZ) mit je ca. 500 kWh, Umbau noch unklar, ca. 2030-2032
- 11 Fahrzeuge Xem (FLFZ) mit je ca. 500 kWh, Umbau noch unklar, ca. Mitte/Ende Dreissiger
- 16 Fahrzeuge LRZ 04/08/14/18 mit je ca. 500 kWh, Neubeschaffung 2032-2040+

Nur diese Baustellen- und Spezialfahrzeuge werden über einen Oberleitungsbetrieb verfügen. Alle anderen Fahrzeuge werden via Fremdeinspeisung stationär oder via Zugfahrzeug (z.B. Tm 234-5) geladen werden müssen.

Rangierloks

Eine Rangierlok kann auch auf Baustellen eingesetzt werden, dient aber primär dem Verschub von Material aber auch Fahrzeugen. Der Einsatz kann lokal auf Rangierbahnhöfen, aber auch schweizweit sein.

Die im Zusammenhang mit BIENE auf Grund ihres Einsatzzweckes und der zu installierenden Batteriekapazität wesentlichen Fahrzeuge sind die folgenden Fahrzeuge:

- 47 Fahrzeuge Aem 940 mit je ca. 450 kWh, Umbau noch unklar, ca. Mitte Dreissiger
- Ca. 80 Fahrzeuge (genaue Anzahl derzeit unklar) Am 841, Am 842, Am 843 Infra und Cargo Ersatz mit je ca. 500 kWh, Neubeschaffung ca. 2027-2032
- 30 Fahrzeuge Eem 923 mit je ca. 250 kWh, Umbau noch unklar, ca. 2024-2026

Nur diese Rangierloks verfügen in Zukunft auch über einen Oberleitungsbetrieb.

Die obig aufgeführten Batteriegrössen sind noch unbestätigt aber geben eine Grössenordnung an. Insbesondere bei den Rangierfahrzeugen haben wir ein ausgeprägtes Leistungsbedürfnis und somit weniger eine Energiefrage als eine Leistungsfrage zu lösen. In der Auslegung wird der Betrieb inklusive Gelegenheitsladung wie z.B. Streckenfahrt unter Oberleitung berücksichtigt.

In der hier aufgeführten Betrachtung ist der künftige Bedarf von bis zu zehn leichten Rangierloks von Personenverkehr nicht aufgeführt. Es ist jedoch zu beachten, dass diese Fahrzeuge mehrheitlich auf den Industriewerken von Personenverkehr für weniger anspruchsvolle Rangierarbeiten bezüglich Energiebezug und Leistung eingesetzt werden.

³ Ein «m» steht in den Fahrzeugbezeichnungen für thermischen Antrieb, das «e» für elektrischen Antrieb via Oberleitung, ein «a» würde dann für zukünftige Fahrzeuge mit Batterieantrieb (Akku) verwendet werden.

Nachfolgend wird der geplante Pfad des Diesel-Phase-outs auf die Gesamtflotte projiziert. Im abgebildeten Szenario werden alle Fahrzeuge bei der Neubeschaffung mit Batterieelektrischen Alternativen beschafft. Außerdem werden Flotten wie Aem 940, EHFZ und Eem 923 zu geeigneten Zeitpunkten (Opportunitätsfenstern) umgerüstet.

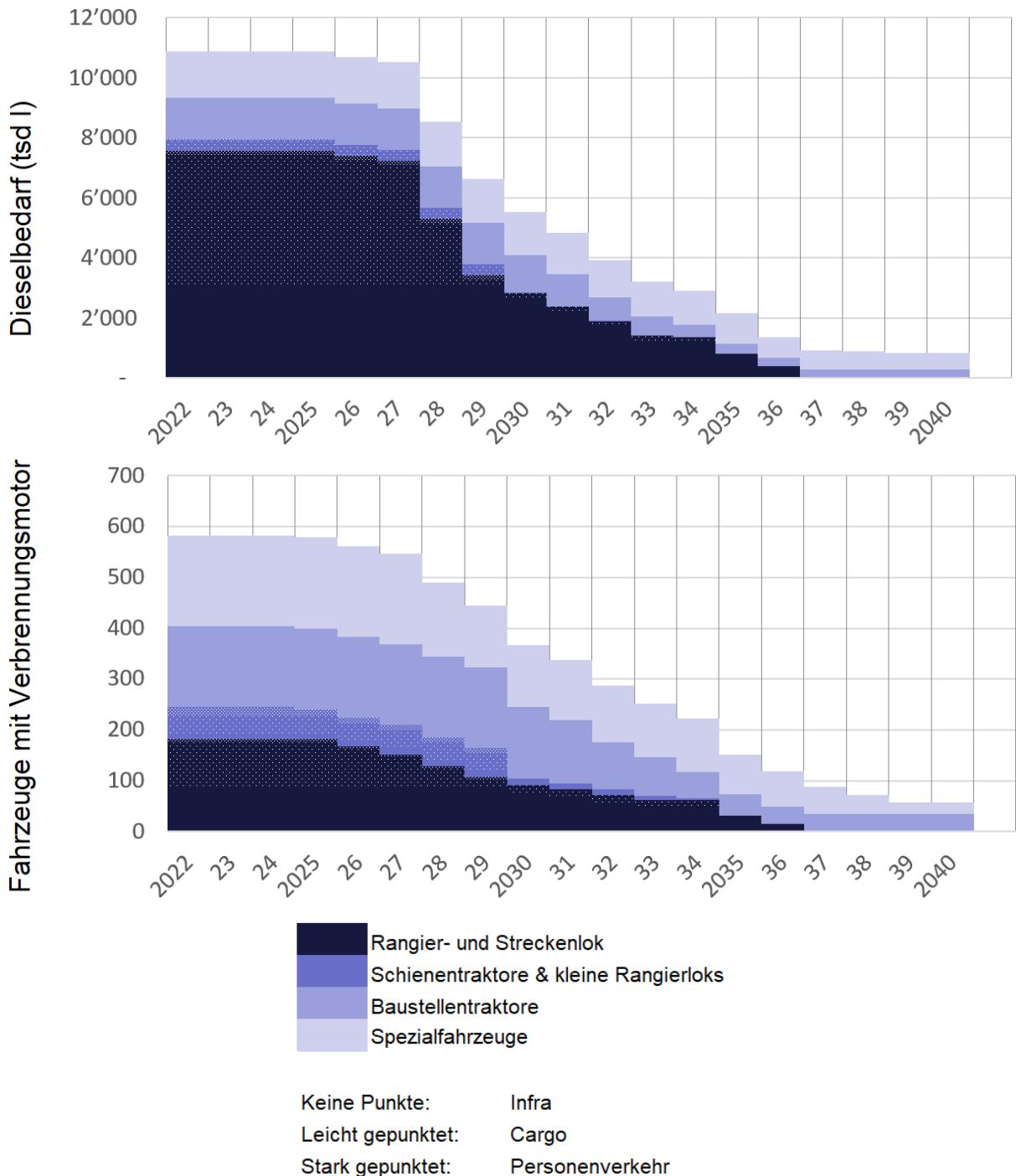


Abbildung 5: Geplanter Pfad des Dieselverbrauchs der Gesamtflotte der SBB bis 2040 (oben Dieselbedarf, unten Anzahl Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor).

Aus diesem Szenario kann der Hochlauf der installierten Batteriekapazität SBB-weit abgeleitet werden. Dies ist die Summe aller Energiespeicher für die Anwendungen im Bereich Dieseltraktion, wie oben erläutert. Im Hauptfokus für das Projekt BIENE sind die Loks und Traktoren mit einer zu erwartenden Kapazität von rund 120 MWh. Diese werden mit einem Pantographen ausgestattet sein. Noch nicht gesichert ist, welcher Anteil der Spezialfahrzeuge ebenfalls mit Bahnstrom via Pantographen oder insbesondere Steckerlösungen geladen werden können. Dies sind Fahrzeuge aus kleineren Flotten, die in Summe ebenfalls eine beachtliche Speicherkapazität aufweisen dürften.

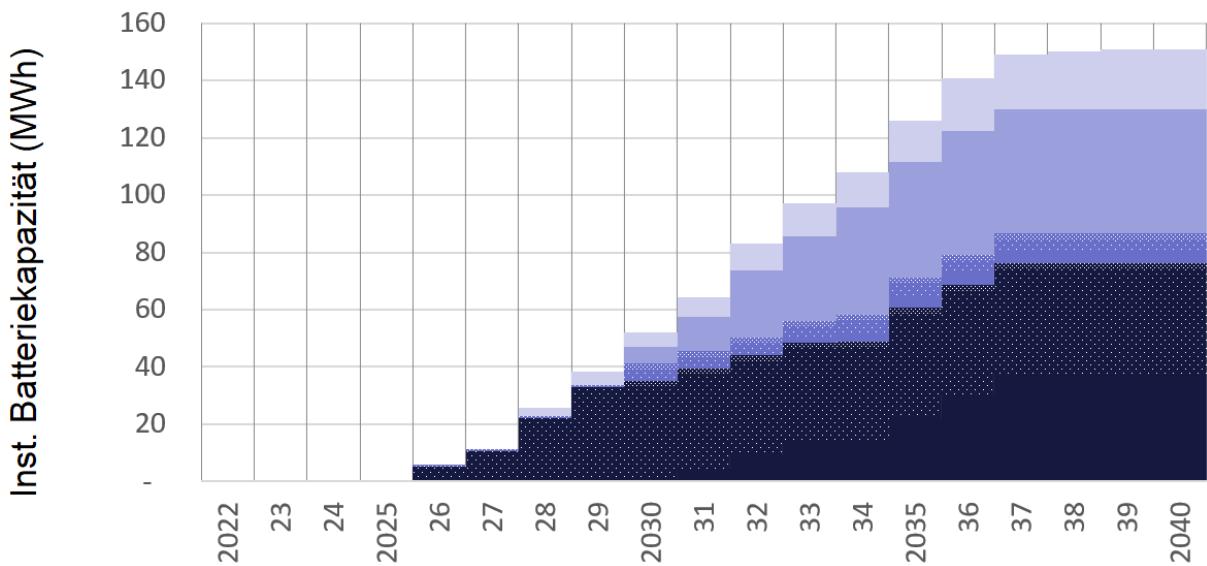


Abbildung 6: Prognostizierte Zunahme der installierten Batteriespeicherkapazität durch die Elektrifizierung der Dieselflotte SBB-weit bis 2040. Legende siehe Abbildung 3.

1.1.2. Annahmen zur Ladeinfrastruktur

Nachfolgend wird anhand der heutigen zu elektrifizierenden Fahrzeugtypen die zu erwartende Ladeinfrastruktur hergeleitet.

Die Abbildung zeigt den zu erwartenden Energiebezug ab Oberleitung der künftig batterieelektrischen Oberleitungsfahrzeuge. Diese Fahrzeuge sollen mehrheitlich unter Oberleitung abgestellt werden. Standortspezifische Analysen werden zeigen, inwiefern in zusätzlichen Oberleitungsausbau (bei nicht elektrifizierten Abstellorten) oder doch in Fremdeinspeisung ab 50 Hz oder 16.7 Hz investiert werden soll. Die Grafik impliziert die Anteile, mit welchen die Flotten nach heutigem Kenntnisstand via Oberleitung und via Fremdeinspeisung geladen werden können.

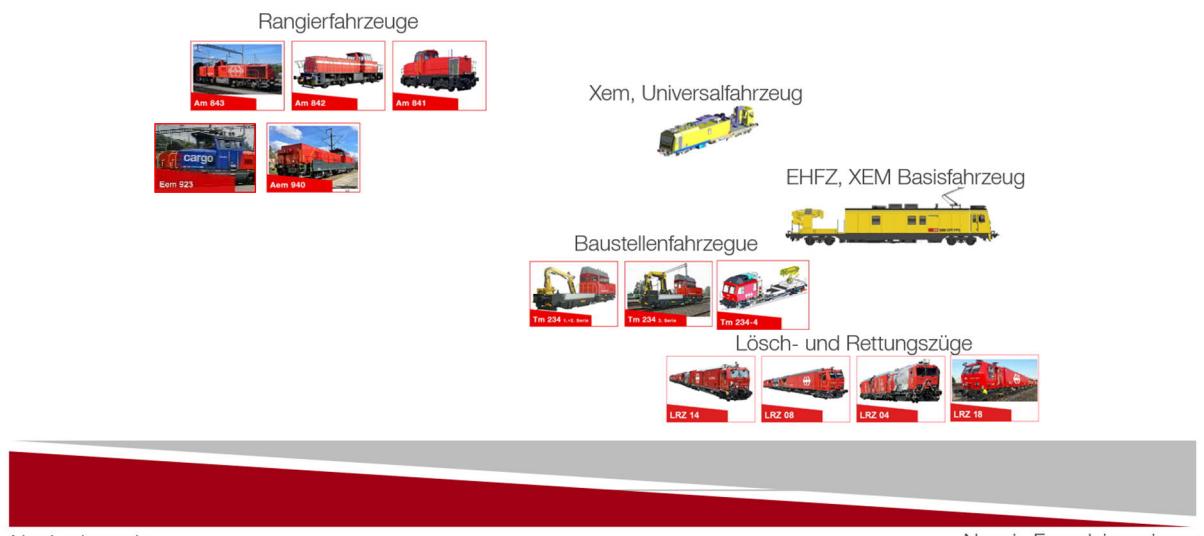


Abbildung 7: Aufteilung der Fahrzeuge gemäss erwarteten Lademöglichkeiten – entweder via Oberleitung oder via Fremdeinspeisung.

Neben den batterieelektrischen Oberleitungsfahrzeugen wird es eine grosse Menge an reinen Batteriefahrzeugen geben, welche ab Fremdeinspeisung via 50 Hz oder 16.7 Hz geladen werden müssen. Die Möglichkeit einer Ladung ab Zugfahrzeug soll sich langfristig via den Neubeschaffungen der Rangier- und Baustellenfahrzeugen ebenfalls etablieren.

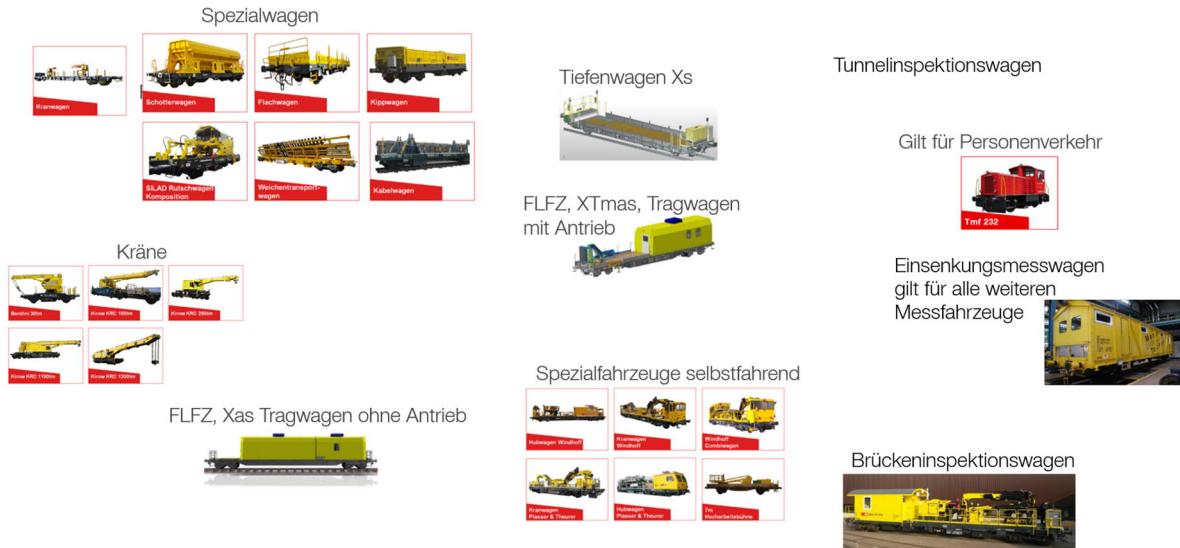


Abbildung 8: Vielfalt der Spezialfahrzeuge, welche künftig nur ab Fremdeinspeisung geladen werden können.

Es zeichnet sich ab, dass SBB Personenverkehr nur Bedarf für eine leichte Rangierlok mit Pantographen und Batterie haben wird. Da das Fahrzeug mehrheitlich in einem Bereich unterwegs sein wird, in welchem kaum oder gar keine Oberleitungen verfügbar sind, wird primär die Ladung ab Fremdeinspeisung zum Einsatz kommen. Da Abbildung 8 Fahrzeuge zeigt, die ausschliesslich ab Fremdeinspeisung geladen werden, ist oben beschriebenes Fahrzeug nicht enthalten.

Bei Ladung ab Fremdeinspeisung bietet sich nach heutigem Stand der CEE 32A an, da dies der zurzeit meistverbreitete Stecker in der Fläche ist. Nachfolgende Übersicht zeigt aber, dass dieser Steckertyp auf Grund seiner Leistungsfähigkeit nur bedingt, bis gar nicht geeignet ist.

Fahrzeug Tm 234.4	Ladeausrüstung	Versorgung
  Kapazität: 430 kWh Spannung: 750 V DC	Ladeausrüstung Versorgungsstrom (AC), Ladestrom (DC)  On-board  Mobil  Stationär	 230 V AC / 16 A 3.6 kW 80 h

Geschätzte Dauer für die Aufladung nach einem Referenzzyklus (290kWh)		
	400 V AC / 16 A 11 kW	27 h
	400 V AC / 32 A 22 kW	13.5 h
	400 V AC / 63 A 44 kW	6.5 h
	400 V AC / 125 A 86 kW	3.4 h
	150 kW DC Muss gebaut werden	2h
	15 kV AC / 29 A 430 kW	40 min (batterielimitiert)

Abbildung 9: Darstellung der Lademöglichkeiten der Tm 234.4 via Fremdeinspeisung und mögliche Ladestecker

Ladestecker Nutzfahrzeuge - Typenvergleich

	CEE 32 A 22 kW AC	CEE 64 A 44 kW AC	400 V AC 16 A – 125 A	Pinbelegung CEE-Stecker					
CEE									
CCS	Bis 44 kW AC Typ 2, «Mennekes» 	CCS Typ2 Combo AC und DC möglich 	Bis 250 kW DC ungekühlt Bis 500 kW DC gekühlt 	IEC 62196-3 und VDE-zertifiziert Ungekühlt: <ul style="list-style-type: none"> ■ 40 A / 1000 V DC (metrisch) ■ 80 A / 1000 V DC (metrisch) ■ 150 A / 1000 V DC (metrisch) ■ 200 A / 1000 V DC (metrisch) ■ 250 A / 1000 V DC (metrisch) Gekühlt – High Power Charging: <ul style="list-style-type: none"> ■ 400 A / 1000 V DC (metrisch) ■ 500 A / 1000 V DC (metrisch) <p>Pinbelegung Typ 2 Stecker</p> <table border="1"> <tr> <td>AC & DC Ladesteckvorrichtungen Typ 2</td><td>AC ein- bis dreiphasig max. 500V AC 3 x 13A oder 1 x 80A</td><td>AC ein- bis dreiphasig DC-Low max. 500V AC / DC 3 x 13A AC oder 1 x 70A AC oder 1 x 80A DC</td><td>DC-Mid max. 500V DC 1 x 140A</td><td>DC-High ≥ 500V DC 1 x 200A</td></tr> </table> <small>www.MENNEKES.de</small>	AC & DC Ladesteckvorrichtungen Typ 2	AC ein- bis dreiphasig max. 500V AC 3 x 13A oder 1 x 80A	AC ein- bis dreiphasig DC-Low max. 500V AC / DC 3 x 13A AC oder 1 x 70A AC oder 1 x 80A DC	DC-Mid max. 500V DC 1 x 140A	DC-High ≥ 500V DC 1 x 200A
AC & DC Ladesteckvorrichtungen Typ 2	AC ein- bis dreiphasig max. 500V AC 3 x 13A oder 1 x 80A	AC ein- bis dreiphasig DC-Low max. 500V AC / DC 3 x 13A AC oder 1 x 70A AC oder 1 x 80A DC	DC-Mid max. 500V DC 1 x 140A	DC-High ≥ 500V DC 1 x 200A					

Abbildung 10: Typenvergleich unterschiedlicher CEE- und CCS-Ladestecker für Lademöglichkeiten für Nutzfahrzeuge.

Weiter gibt es noch einige bahnspezifische Stecker wie IEC 60309 oder gem. EN 50546. Das CoC-Energiespeicher evaluiert die Varianten. Aufgrund der diversen Infrastrukturgegebenheiten und unterschiedlichen Ladebedürfnisse ist langfristig ein codierter CSS Typ2 zu etablieren.

Die zu realisierende stationäre Ladeeinrichtung soll einzig Spannung und Strom in der geforderten Menge zur Verfügung stellen. Die Ladeintelligenz wird auf den Fahrzeugen realisiert.

Die grösste Herausforderung in der Ladeinfrastruktur für Fremdeinspeisung wird die Planung der nötigen Installationsorte sein. Neue Anlagen werden in der Realisierung teuer. Für Fahrzeuge mit Stromabnehmer ist die Investition in Fahrdrift aus Gesamtkostensicht wohl meist zu favorisieren. Betriebliche Anpassungen werden hier ein weiteres wichtiges Element sein, um Kosten gering zu halten. Für reine Batteriefahrzeuge ohne Stromabnehmer muss eine Ladeinfrastruktur mit Steckerladung aufgebaut werden. Auch hierfür ist eine Speisung mit Bahnstrom zu favorisieren. Der Bahnstrompreis ist deutlich geringer als der Strompreis bei 50 Hz-Speisung. Zudem kann die Flexibilität wie in den nachfolgenden Abschnitten gezeigt wird im Bahnstromnetz energiewirtschaftlich genutzt und damit eine bessere Gesamtsystemoptimierung erzielt werden.

Auf der anderen Seite kann die heute schweizweit verfügbare Dieseltankanlageninfrastruktur rückgebaut und so Kosten reduziert resp. verschoben werden.

Egal ob Ladung via Oberleitung oder via Fremdeinspeisung, ein «Langsamladen» mit <1C muss zur Reduktion der Batteriealterung angestrebt werden. Wie später in diesem Bericht noch hergeleitet ist, ist auch eine nötige Planbarkeit der Einsätze anzustreben, damit ein optimiertes Laden implementiert werden kann.

Tabelle 1: Definition Langsam – Mittel/Normal – Schnell-Laden

Stromstärke als Vielfaches des Nennstrom	Bezeichnung	Lade-dauer [Stunden]	Relevanz für die Planung	Bemerkungen
Bsp. 6 C (> 4 C)	Ultraschnell-Laden	Bsp. 0.2 (ca. 10 Min)	Vermeiden	Die Erwärmung geht mit dem Strom im Quadrat. Batterieschädigung wahrscheinlich
<= 4 C	Schnellladen	>= 0.25	Nur wenn nötig	Für minimale Batteriealterung Anzahl Schnellladungen minimieren
<= 2 C		>= 0.5		
<= 1 C	Normalladen	>= 1	Noch OK	
<= 0.5 C	Normalladen	>= 2	OK	
<= 0.25 C	Langsam Laden	>= 4	Ideal	Extrem kleine Ladeströme sind ineffizient. weil dann Leistungselektroniken im Teillastbereich arbeiten.

Je nach Einsatztyp der Batterieloks kommen verschieden lange Fahrzeiten und Stehzeiten vor. Die zum Batterieladen zur Verfügung stehende Zeit wird in den meisten Fällen ausreichend gross sein, um ein batterieschonendes Laden zu ermöglichen. Dies auch, da nicht elektrifizierte oder Oberleitungsspannungs-freigeschaltete Strecken räumlich und zeitlich selten sind.

1.1.3. Analyse des aktuellen Fahrzeugeinsatzes

Die mit Diesel betriebenen Lokomotiven der SBB werden derzeit für unterschiedliche Zwecke im Rangier- und Baustellenbetrieb eingesetzt. Die Analyse der derzeitigen Fahrzeugnutzung dient als wichtige Grundlage für das Projekt BIENE. So geben die vorhandenen Daten Auskunft zu den Fahrzeiten und Stehzeiten der Fahrzeuge und über den Energieverbrauch im Einsatz. Um ein umfassendes Bild des derzeitigen Einsatzes zu erhalten, wurden unterschiedliche Datenquellen verwendet. Diese unterscheiden sich bezüglich Datenschärfe und vorhandener Informationen.

Tabelle 2: Vorhandene Daten zur Fahrzeugnutzung bei SBB Infrastruktur und SBB Cargo.

Fahrzeugtyp:	Quellen:	Datenumfang:	Auflösung:	Vorhandene Parameter:
Cargo Am 843	• Railnova	• Daten über zwei Monate • 40 von 45 Fahrzeuge	• Minuten	• Fahrzeugposition • Dieserverbrauch • Fahrzeugstatus (besetzt, Standby etc.)
Cargo Eem 923	• Stadler	• Daten über zwei Wochen • 30/30 Fahrzeuge	• Sekunden	• Fahrzeugposition • Traktionsleistung und Leistung ab Fahrdrift • Status des Stromabnehmers (gesenkt/ an Fahrleitung) • Weitere Informationen
Infra Am 841 Am 842 Am 843 Tm 232 Tm 234 Aem 940	• Interne Bestelldaten • Jährliche Dieselverbräuche • Beobachtungen von Baustellenbegleitungen	• Daten über zwei Jahre (Bestelldaten)	• Stunden (Bestelldaten) • Jahresverbrauch Diesel	• Start und Endzeitpunkt einer Schicht gemäss den Fahrzeugbestellungen • Schichteinsatzart (Fahrbahnunterhalt, Fahrleitung unterhalt, Baustellen) • Grobe Angaben zum Dieselverbrauch

1.1.4. Methodik der Oberleitungszuteilung

Aus den Rohdaten der Fahrzeuge kann mithilfe der GPS-Position der Fahrzeuge und Streckeninformation analysiert werden, ob sich das Fahrzeug auf einem Streckenabschnitt mit oder ohne Oberleitung befindet. Dies ist insofern bei Fahrzeugen wie der Am 843 relevant, welche heute nur Diesel betrieben sind und sich aus den historischen Daten nicht ableiten lässt, welcher Verbrauch künftig ab Oberleitung versorgt werden könnte und welchen Anteil des Verbrauchs aus einer Batterie bezogen werden müsste.

Datengrundlage für die Analyse ist die Schienennetzkarte der Open Railway Map (ORM). Der ORM Datensatz enthält Informationen zum Elektrifizierungsgrad sämtlicher Schienennetzabschnitte in Europa. Um die Analyse zu beschleunigen, wurden nur die Netzknoten in der Schweiz berücksichtigt. Im Anschluss wurde die Granularität der Netzknoten verfeinert, indem zwischen den Netzknoten in 20m Schritten neu Netzknoten interpoliert wurden. Diese Punkte sollen helfen die Zuteilung zu verbessern.

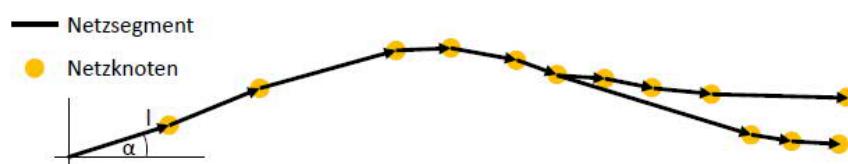


Abbildung 11: ORM-Streckenabschnitt mit Netzknoten und Netzknoten.

Nach der Interpolation sind für das Schweizer Streckennetz insgesamt 817'000 Netzknoten bekannt. Ein Algorithmus teilt nun sämtliche GPS-Positionen aus den historischen Daten dem Netzknoten zu, zu welchem die GPS-Position die kleinste Euklidische Distanz aufweist.

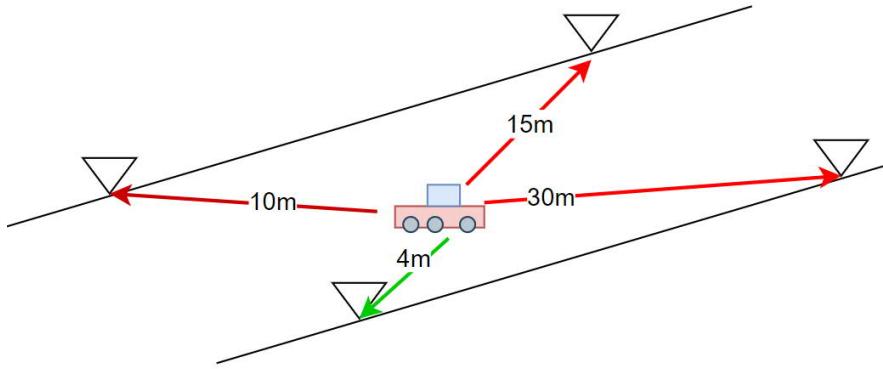


Abbildung 12: Zuweisung der Lokposition zu Netzpunkt.

Bei der Zuweisung der GPS-Positionen kann es aufgrund der Nähe von parallel verlegten Geleisen zu Falschzuweisungen kommen. Störend ist dies vor allem in dem Fall, wenn sich eine nicht elektrifizierte Nebenstrecke neben einer Hauptstrecke befindet. Hier kann die Information zum Vorhandensein einer Oberleitung falsch zugewiesen worden sein. Bei der Am 843 konnte dieses Problem entschärft werden indem starkes ripple im Oberleitungsinformationssignal ausgefiltert wurde. So kann es aber sein, dass es gerade bei parallel liegenden Geleisen zu Falschzuweisungen kommt.

1.1.5. Methodik zur Erstellung synthetischer Lastdaten für Infrastrukturfahrzeuge

Die SBB Infrastruktur verwendet Dieselloks unterschiedlicher Leistungsklassen und Bautypen für den Unterhalt der Bahnstrecken, für Rettungs- und Löschzüge und diverse Spezialfahrzeuge, sowie zum Rangieren auf den Rangierbahnhöfen. Leider gibt es für die Fahrzeuge von Infrastruktur derzeit keine Datenaufzeichnungen zu Nutzung, Standort und Energieverbrauch. Um dennoch Nutzungsprofile der grössten Diesellokflotte der SBB in BIENE nutzen zu können, mussten alternative Datenquellen verwendet werden, um daraus Nutzungsprofile synthetisieren zu können. Zum Einsatz kamen dabei die Bestelldaten sämtlicher Infrastrukturfahrzeuge. Die Bestelldaten sind in Excel-Tabelle zusammengefasste Informationen zum Startzeitpunkt und Endzeitpunkt einer Fahrzeugbestellung. Dabei handelt es sich jedoch noch nicht um den Zeitpunkt, an welchem das Fahrzeug auch tatsächlich in den Einsatz geht. Oftmals werden zuerst Vorbereitungen getroffen, Material geladen etc. Auch beim Endzeitpunkt handelt es sich lediglich um die Zeit der Fahrzeogrückgabe. Auf Baubegleitungen konnte beobachtet werden, dass die Fahrzeuge oftmals schon deutlich früher wieder abgestellt werden. Weitere SBB-Interne Quellen ergänzten die vorhandenen Daten mit Angaben zum durchschnittlichen Energieverbrauch. Dank den Baubegleitungen, welche seitens SBB durchgeführt wurden, liessen sich die vorhandenen Bestelldaten schärfen.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Infrastrukturfahrzeuge ein Teil des Gesamtenergiebedarfs aus der Fahrleitung beziehen können und einen weiteren Teil aus der Batterie bezogen wird. Die durchschnittlichen stündlichen Energieverbräuche beziehen sich jedoch nur auf den Energiebezug ab Batterie. Dieser wurde aus den vorhandenen Kenntnissen der SBB zum Fahrzeugeinsatz abgeleitet.

Eine Herausforderung der Bestelldaten ist die zeitliche Ungenauigkeit. Die Fahrzeugbestellungen konzentrieren sich meist auf fixe Zeiten (06:00 Uhr morgens oder 12:00 Uhr mittags). Bei den Baustellenbegleitungen konnte jedoch beobachtet werden, dass die Lok meist deutlich später in den tatsächlichen Einsatz geht. Anhand der Beobachtungen von den Baustellenbegleitungen wurde die Bestelldaten daher zeitlich diversifiziert. Der eigentliche Startzeitpunkt des Lokeinsatzes wurde vom Bestellzeitpunkt entkoppelt indem ein zeitlicher Offset hinzugefügt wurde und mittels Gauss-Verteilung eine zufälliger Lok-Einsatzbeginn in fünfminütiger Auflösung ermittelt wurde. Gleiches Vorgehen wurde für die Diversifizierung des Lok-Einsatzendes von Bestellendzeitpunkt gewählt. Dabei wurde der Offset und die Varianz für drei Fälle unterschieden: lange Schicht, mittlange Schicht und kurze Schicht.

Tabelle 3: Aufteilung der Schichten in unterschiedliche Gruppen mit unterschiedlichen Normalverteilungsfunktionen.

	Kurze Schicht	Mittel-lange Schicht	Lange Schicht
Zeitliches Kriterium für Einteilung:	< 6 h	6 h - 12 h	> 12 h
Offset (Erwartungswert Normalverteilung)	1.5 h	2 h	3 h
Beginn/Ende gemäss Bestelldaten +/- h			
Standardabweichung (Sigma)	0.5 h	1 h	1 h

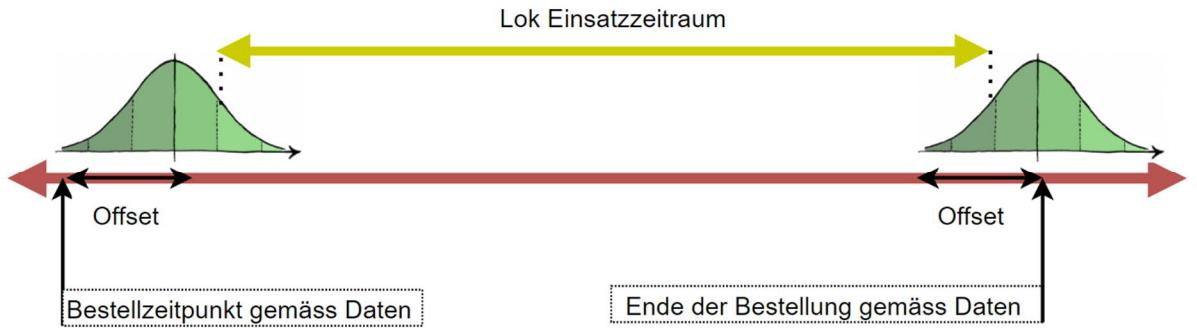


Abbildung 13: Diversifikation des Lok-Einsatzzeitraumes dank Normalverteilungen und Offset am Anfang und Ende des Bestellzeitraumes.

Tm 232 und Tm 234

Die Tm 232 ist ein zweiachsiger Bautraktor von welchem derzeit drei Generationen im Einsatz sind (Tm 232 1-3). Die erste Generation der Tm 232 wird derzeit abgelöst durch die Tm 234. Die Tm's werden für den Streckenunterhalt und bei Baustellen verwendet. Die Fahrzeugbestellungen konnten dank den Baustellenbegleitungen in vier Einsatzarten eingeteilt werden. Für jede Einsatzart wurde ein stündlicher Energieverbrauch ab Batterie bestimmt. Ausnahme bilden Schichten, welche länger als 12 Stunden dauern. Bei diesen Schichten wurde jeweils angenommen, dass die volle Batteriekapazität verwendet wird (350 kWh im Falle der Tm 232). Um den Energieverbrauch weiter diversifizieren zu können wurde wiederum eine Normalverteilung verwendet.

Tabelle 4: Tm 23x Einsatzzeiteinteilung und Energieverbrauch

Einsatzart:	Dominanz der Einsatzart:	Ø Energieverbrauch pro Einsatzstunde [kWh]:	Standardabweichung [kWh]:
Fahrbahnunterhalt	65 %	22	2
Fahrleitungsunterhalt	20 %	11	2
Kabelleitungsunterhalt	5 %	8	2
Streckenbesichtigung	1 %	5	2

Das Produkt aus der Lokeinsatzzeit und des durchschnittlichen Energieverbrauchs ergibt den Gesamtenergieverbrauch der Schicht:

$$W_{tot} = W_{\emptyset \text{Einsatzart}} * t_{Einsatzzeitraum \text{Lok}} \quad (1)$$

Das erwähnte Vorgehen zur Synthese von Verbrauchsprofilen für die Tm 23x, führte zu folgender Verbrauchsverteilung:

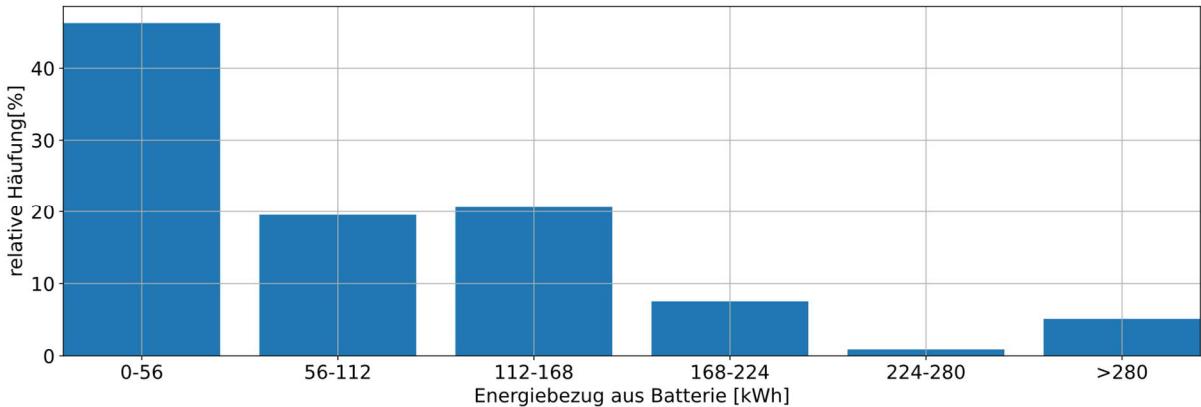


Abbildung 14: Energiebezug ab Batterie für alle Schichten der Tm 23x in zwei Jahren (relative Häufung).

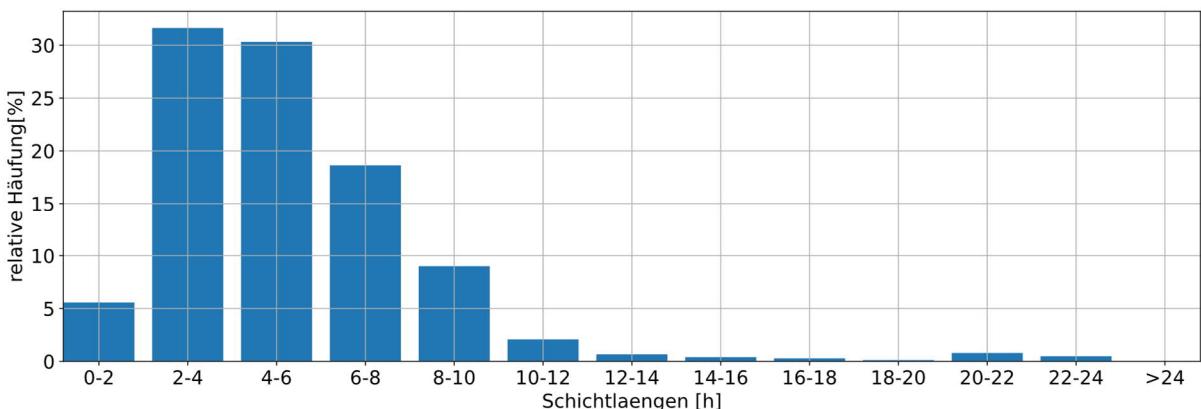


Abbildung 15: Synthetisierte Lokeinsatzdauer Tm 23x aller Schichten über 2 Jahre (relative Häufung).

Am 843

Die Am 843 der SBB Infrastruktur wird für schwere Arbeiten im Baustellenbetrieb eingesetzt. Anders als bei der Tm 23x fehlte für die Am 843 die Datengrundlage um die Schichten in unterschiedliche Einsatzarten zu clustern. Aus diesem Grund wurde ein durchschnittlicher stündlicher Energiebezug ab Batterie definiert (42 kWh). Die Berechnung der Lokeinsatzdauer wurde wiederum gleich gemacht wie für die Tm 23x.

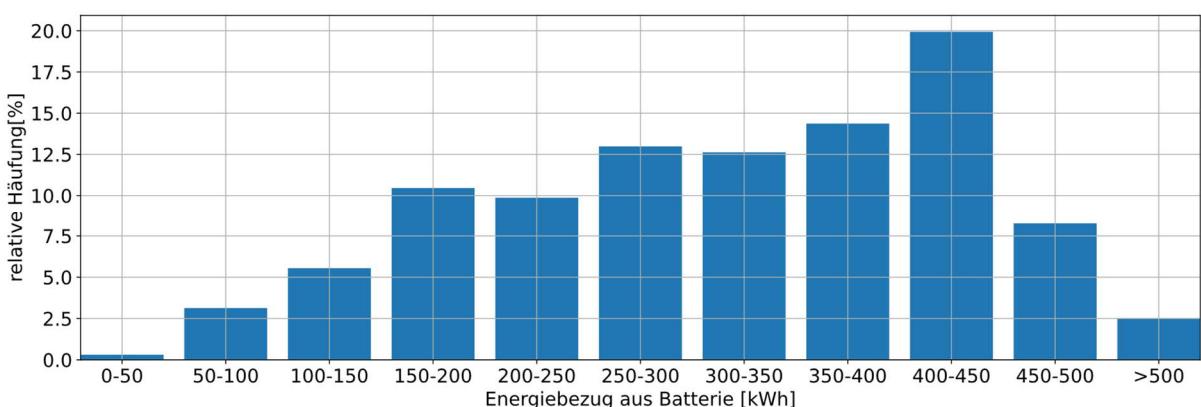


Abbildung 16: Energiebezug ab Batterie für alle Schichten der Am 843 Infrastruktur in zwei Jahren (relative Häufung).

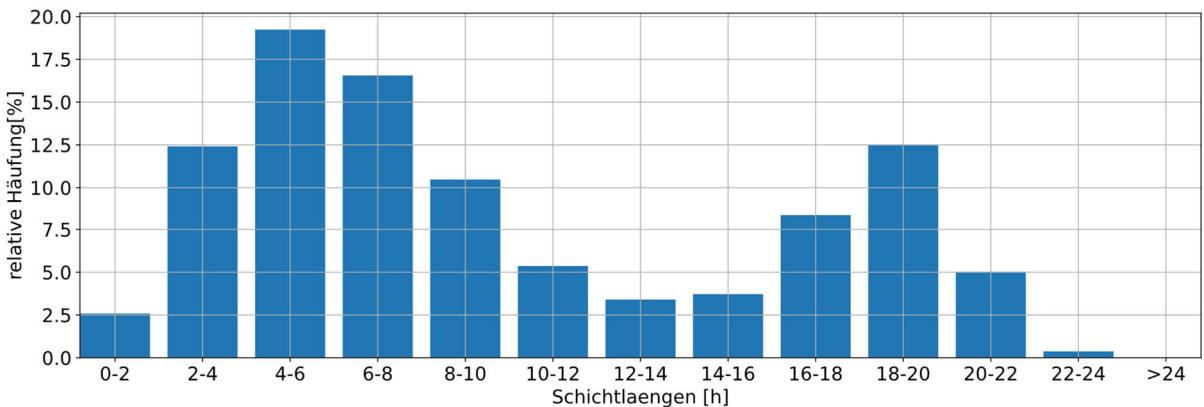


Abbildung 17: Synthetisierte Lokeinsatzdauer Am 843 aller Schichten über 2 Jahre (relative Häufung).

In Abbildung 17 ist zu sehen, dass es bei der Am 843 eine Häufung der Einsatzzeitdauern zwischen 18 und 20 Uhr gibt. Diese Häufung wirkt sich auch auf den Energiebezug ab Batterie für die betrachteten Schichten aus.

Am 841/842 und Aem 940

Bei der Am 841/842 handelt es sich um eine Diesel-elektrische Lokomotive aus den 1990er Jahren. Die Lokomotiven werden zurzeit weitgehend ausgemustert und teilweise durch die Aem 940 ersetzt. Ein weiterer Teil wird bis 2030 durch den Nachfolger der Am 843 ersetzt. Bei der Aem 940 handelt es sich um eine Hybridlokomotive mit Pantographen und Dieselmotor. Für BIENE werden alle drei Fahrzeugtypen zusammengefasst und es wird davon ausgegangen, dass die betrachteten Schichten in Zukunft ausschliesslich von der Aem 940 gemacht werden. Für die Aem 940 wird ein durchschnittlicher stündlicher Energiebezug ab Batterie von 37.5 kWh angenommen.

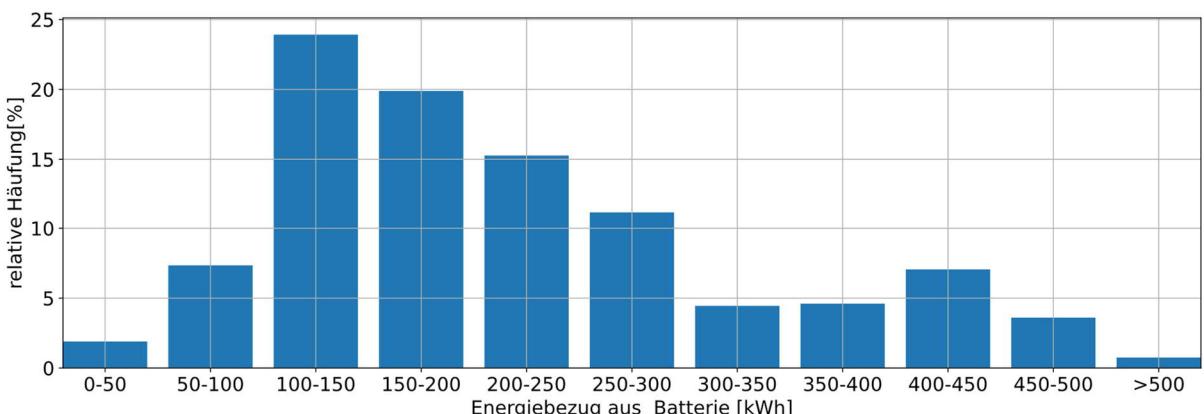


Abbildung 18: Energiebezug ab Batterie für alle Schichten der Am 841/842 und Aem 940 Infrastruktur in zwei Jahren (relative Häufung).

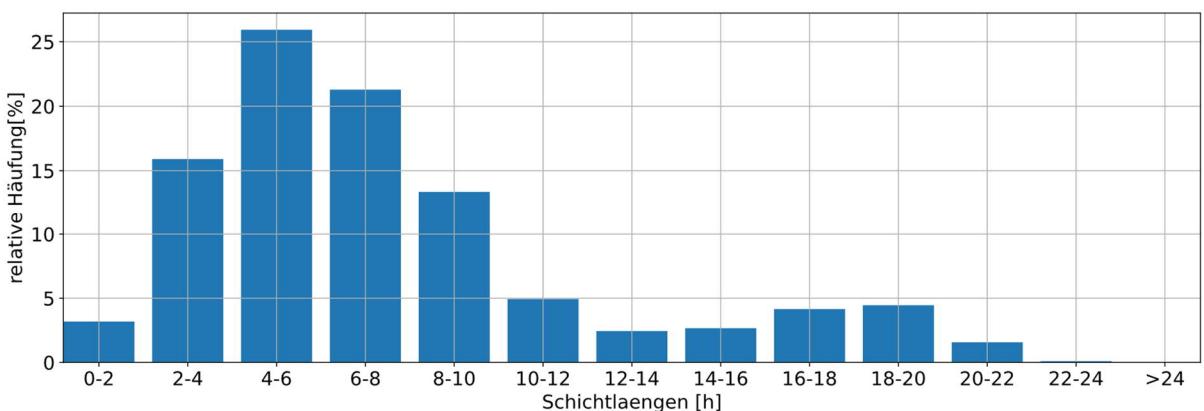


Abbildung 19: Synthetisierte Lokeinsatzdauer Am 841/842 und Aem 940 aller Schichten über 2 Jahre (relative Häufung).

Auf Basis der Annahmen zum Verbrauch und Einsatzzeitraum konnten für die Infrafahrzeuge Lastprofile generiert werden. Für die Cargo-Fahrzeuge, bei welchen aufgezeichnete Fahrzeugeinsatzdaten vorhanden sind, konnten die Lastdaten direkt aus den historischen Messdaten extrahiert werden.

Erstellen synthetischer Batterie-Ladeprofile

Die im vorhergehenden Kapitel erstellten Lastprofile der Loks, welche auf historischen Lokeinsätzen basieren, dienen nachfolgend dazu, um den Einsatz eines auf der Lok verbauten Speichers zu simulieren. Für die Simulation wurde ein vereinfachtes Speichermodell verwendet. Um die Speichereinsätze simulieren zu können, mussten Annahmen für die Ladeleistung getroffen werden.

Der mögliche Ladezeitpunkt war anhand des Lokeinsatzes und der Elektrifizierung des Abstellortes bereits bekannt. Für die Analyse wurden zwei unterschiedlich konstante Ladeleistungen angenommen. Die Ladeleistung kommt in der Simulation immer dann zum Einsatz, wenn der Speicher geladen werden muss. Sie ist demnach über den gesamten Ladeprozess konstant.

Tabelle 5: Erläuterung der beiden simulierten Ladeleistungen – 1.5 C und 0.33 C.

Konstante Ladeleistung	Erklärung
1.5 C	Hohe konstante Ladeleistung. Entspricht einem Worst-Case Szenario, bei welchem die Fahrzeuge stets mit hoher Ladeleistung laden. Der Ladevorgang ist dadurch jedoch verkürzt.
0.33 C	Tiefe konstante Ladeleistung. Hat einen Best-Case Charakter, da die Ladespitzen tiefer ausfallen und batterieschonend geladen werden kann. Der Ladevorgang dauert jedoch länger.

Um die Auswirkungen des Batterieladevorgangs auf die Gesamtlast im Netz analysieren zu können, wurden die Ladeprofile der einzelnen Loks aufsummiert. Das so entstandene Summenlastprofil entspricht der zusätzlichen Gesamtnetzbelastung aufgrund der Ladevorgänge. Dabei wird keine lokale Differenzierung vorgenommen. Weiter wurde die zusätzliche Netzelastung aufgrund der direkten Traktion ab Fahrleitung berechnet. Diese wurde über sämtliche Fahrzeuge aufsummiert.

Die Standardladeleistung hat einen direkten Einfluss auf die Ladespitzen. Eine hohe Ladeleistung bringt in der Summe auch hohe Ladespitzen mit sich. Bedingt dadurch, dass bei höherer Ladeleistung der Ladeprozess früher abgeschlossen ist, verringert sich die Wahrscheinlichkeit, dass eine Vielzahl an Fahrzeugen gleichzeitig lädt. Das Summenladelastprofil wird mit zunehmender Ladeleistung der Fahrzeuge dynamischer.

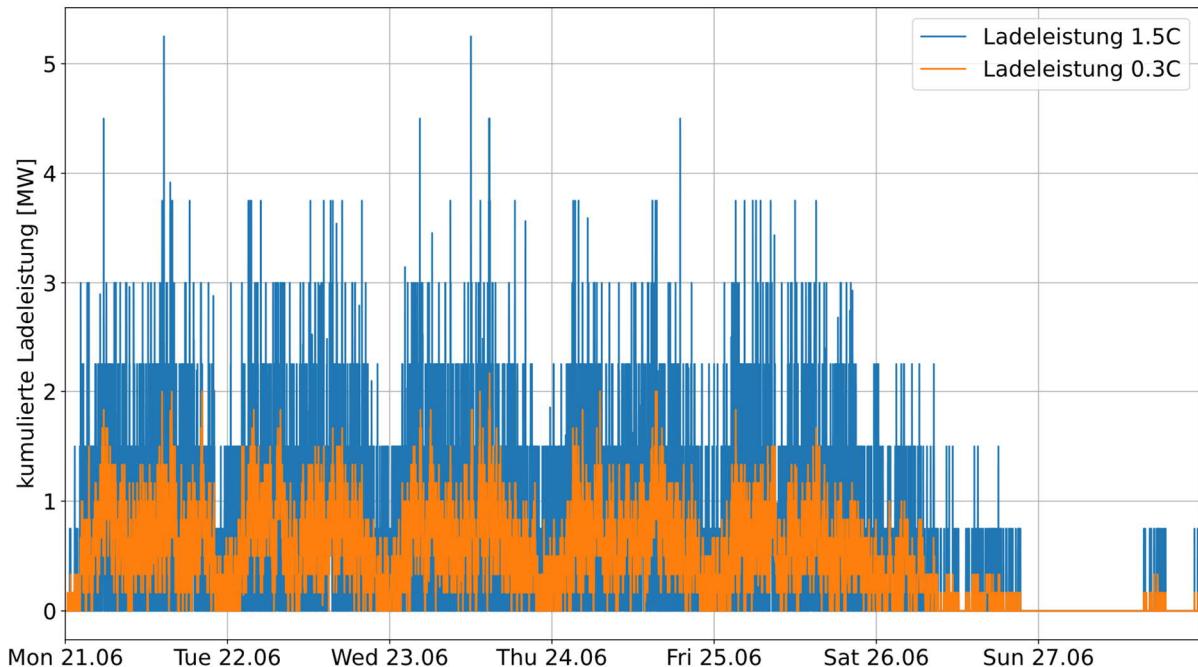


Abbildung 20: Summenladeleistung der Am 843 von SBB-Cargo. Ausgewertet über eine Woche.

Abbildung 20 zeigt das Summenlastprofil von 40 Am 843 Loks der Cargo über eine exemplarische Woche. Durch die hohe Ladeleistung werden deutlich höhere Lastspitzen erzeugt. Bei tiefer Ladeleistung hingegen sind die Lastspitzen tiefer, dauern jedoch länger an. Ähnliches Bild zeigt sich bei der Summenlast der Infrastrukturfahrzeuge:

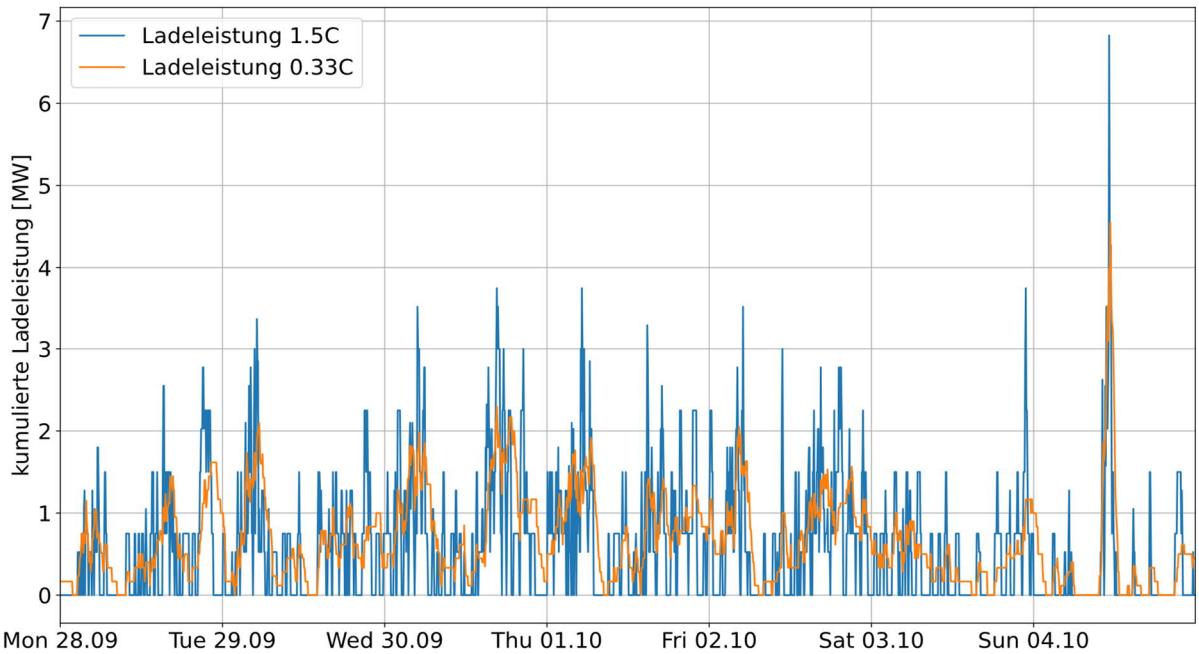


Abbildung 21: Summenlastprofil sämtlicher Infrastrukturfahrzeuge über eine Woche

Nachfolgend wurden maximale Netzlastspitzen durch das Laden über eine Simulation eruiert und daraus der Gleichzeitigkeitsfaktor berechnet.

Tabelle 6: Maximale Summenladelast Am 843.

Konstante Ladeleistung:	Maximale Summenlast	Maximaler Gleichzeitigkeitsfaktor:	Auftreten der maximalen Gleichzeitigkeit:
167 kW (0.33 C)	2.5 MW	7/45 = 33.3 %	3-mal in 8 Wochen
750 kW (1.5 C)	5.25 MW	15/45 = 15.5 %	5-mal in 8 Wochen

Tabelle 7: Maximale Summenladelast Em 923.

Konstante Ladeleistung:	Maximale Summenlast	Maximaler Gleichzeitigkeitsfaktor:	Auftreten der maximalen Gleichzeitigkeit:
50 kW (0.33 C)	0.35 MW	7/29 = 24.1 %	3-mal in 4 Wochen
225 kW (1.5 C)	0.9 MW	4/29 = 13.79 %	10-mal in 4 Wochen

Tabelle 8: Maximale Summenladelast aller Infrastrukturfahrzeuge.

Konstante Ladeleistung:	Maximale Summenlast	Maximaler Gleichzeitigkeitsfaktor: ⁴	Auftreten der maximalen Gleichzeitigkeit:
1.5 C	10 MW	10/118.05 MW = 8.43 %	1-mal in 2 Jahren
0.33 C	5.9 MW	5.9/25.97 MW= 22.71 %	1-mal in 2 Jahren

Die maximale Ladeleistung ist deutlich tiefer als die installierte Ladeleistung der Fahrzeuge. Die Gleichzeitigkeit ist aus diesem Grund in beiden Ladeszenarien tief.

Wie in den vorhergehenden Abbildungen zu sehen ist, finden die Lastspitzen der einzelnen Fahrzeuggruppen nicht zur gleichen Zeit statt und es kommt deshalb im Betrachtungszeitraum zu keiner Lastspitze über 8 MW.

⁴ Die Gleichzeitigkeit wurde für die Infrastrukturfahrzeuge über die mögliche Ladeleistung berechnet, um die unterschiedlichen Speicherkapazitäten der unterschiedlichen Fahrzeuge zu berücksichtigen.

1.2. Batteriealterung

Li-Ionen Batterien sind dank ihren positiven Eigenschaften, die dominante Batterietechnologie der Gegenwart für unterschiedliche mobile und stationäre Anwendungen. Gegenüber anderen Batterietechnologien weisen sie folgende Stärken auf:

- Hoher Ladewirkungsgrad
- Hohe Zyklusfestigkeit
- Hohe Energiedichte
- Hohe Leistungsabgabe und Leistungsaufnahme

Wie andere Batterietechnologien altern Li-Ionen Batterien mit der Zeit und Anwendungsdauer. Die dabei wirkenden Alterungsmechanismen werden durch unterschiedliche Faktoren beeinflusst. Dieses Kapitel soll ein Einblick in die theoretischen Grundlagen der Batteriealterung geben.

1.2.1. Grundlegende Alterungsmechanismen

Eine Li-Ionen Zelle kann in vier Hauptkomponenten gegliedert werden. Die Anode, die Kathode, den Elektrolyten und den Separator. An allen Komponenten treten Alterungsmechanismen auf, welche sich auf unterschiedliche Art und Weise auf die Degradation der Li-Ionen Zelle auswirken. Während einige der Alterungsmechanismen einen grossen Einfluss auf die Funktionsweise der Li-Zelle haben, beispielsweise wachsende Lithium Dendriten, welche die Zelle kurzschiessen können, haben andere Alterungsmechanismen nur einen kleinen Einfluss auf die Funktionsweise.

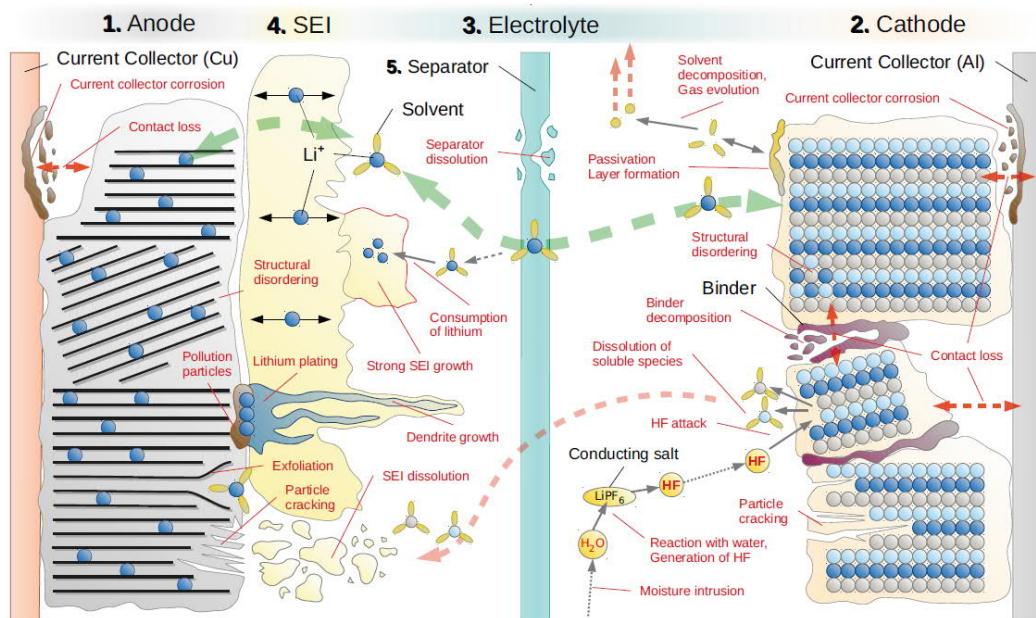


Abbildung 22: Auftretende Alterungsmechanismen in einer Lithium-Ionen Batteriezelle [1].

In Abbildung 22 sind die Wirkungsorte und die Bezeichnung für unterschiedliche Alterungseffekte aufgeführt. Die unterschiedlichen Alterungsmechanismen stehen grösstenteils in Zusammenhang zueinander und treten oftmals parallel zueinander auf. Die Degradationsprozesse treten zudem, selbst auf Zellebene, räumlich inhomogen auf [2]. So kommt es bereits auf Zellebene zu lokalen Unterschieden beim Degradationszustand. Auf Batteriepackebene führt dies zu einer Variation an unterschiedlich degradierten Zellen. Im Rahmen von Batteriealterungssimulationen muss dabei berücksichtigt werden, dass die Resultate der Simulation bestenfalls für eine durchschnittlich gealterte Zelle des Batteriepacks zutreffend sind. In der Realität kommt es jedoch zu Unterschieden in der Alterung der einzelnen Zellen eines Batteriepacks. Nachfolgend sind zwei wichtige Alterungsmechanismen erklärt.

1.2.2. Lithium-Plating

Unter Lithium-Plating versteht man das Abscheiden von metallischem Lithium an der negativen Elektrode. Die Lithium-Ionen werden dabei nicht wie gewünscht im Grafit eingelagert. Lithium-Plating entsteht unter bestimmten Betriebsbedingungen während des Ladevorgangs [2] :

- Tiefe Temperatur ($<0^{\circ}\text{C}$)
- Hoher Ladestrom (Schnellladung)
- Hohe Zellspannung

Auswirkungen von Lithium-Plating:

Bedingt durch den Kontaktverlust des metallischen Lithiums zur negativen Elektrode führt Lithium-Plating zum Verlust von aktivem Lithium für den eigentlichen Energiespeicherprozess. Die Energiespeicherkapazität der Zelle wird dadurch verringert. Die ionische Leitfähigkeit des Elektrolyten nimmt ab, was einem Anstieg des Innenwiderstands entspricht. In der Literatur wird Lithium-Plating als der dominante Alterungsmechanismus bei der Batterieladung beschrieben [3].

1.2.3. Wachstum der SEI-Schicht

Unter der Elektrolytgrenzschicht (Solid Electrolyte Interface, kurz. SEI) versteht man die Grenzschicht zwischen dem Elektrolyten und der Anode einer Zelle. Dipl. -Chem. Mathias Petzl [2] beschreibt die SEI-Schicht in seiner Dissertation wie folgt:

«*Die SEI ist durchlässig für Lithiumionen, weitgehend elektrolytundurchlässig und elektrisch nichtleitend. Folglich schützt die SEI den Elektrolyten vor weiterer Reduktion, sowie die Elektrode vor Korrosion (Oxidation). Ohne diese Grenzschicht würde fortlaufend Elektrolyt und aktives Lithium verbraucht werden, wodurch die Lebensdauer der Batterie stark verkürzt wäre. Durch die SEI wird also Funktion und Betrieb von graphitbasierten Lithium-Ionen-Batterien überhaupt erst ermöglicht. Daher wird das elektrochemische Verhalten der Graphitelektrode massgeblich von der SEI bestimmt.*»

([2], Seite 27)

Nach der Produktion der Zelle kommt es bei den ersten Zyklen der Zelle zur Formierung der SEI-Schicht. Dieser Prozess ist jedoch danach nicht abgeschlossen, sondern es kommt aufgrund des Batteriebetriebs zur teilweisen Auflösung der SEI-Schicht. Die SEI-Schicht wird dadurch neuformiert und wächst an. Da für diesen Prozess aktives Lithium notwendig ist, kommt es über die Zeit zum Verlust an aktivem Lithium, was mit einem Kapazitätsverlust einhergeht [2].

1.2.4. Kalendarische und zyklische Alterung

Eine gängige Art, die Alterung zu klassifizieren, bietet die Einteilung in kalendarische und zyklische Alterung. Unter kalendarischer Alterung versteht man dabei jene Alterung, welche unabhängig von der Nutzung auftritt und der fortlaufenden Zeit geschuldet ist. Die zyklische Alterung auf der anderen Seite fasst jene Alterungsvorgänge zusammen, welche beim Lade- und Entladevorgang der Zelle wirken. Es ist zu beachten, dass es auch während der zyklischen Batteriebeanspruchung zu kalendarischer Alterung kommt. Die kalendarische Alterung ist stark verknüpft mit der Oxidation des Elektrolyten und dem Wachstum von Oberflächenschichten. Die kalendarische Alterung ist deshalb in erster Linie abhängig von der Zelltemperatur und dem Speicherfüllstand State of Charge [3].

Die zyklische Alterung umfasst im Allgemeinen jene Alterungsmechanismen, welche die Reversibilität von Zellmaterialien beeinträchtigen. Dabei sind unter anderem die strukturellen Änderungen in der Zelle relevant. Die Mechanismen der zyklischen Alterung sind signifikant komplexer als jene der kalendarischen Alterung. Um die zyklische Alterung beschreiben zu können, sind mehrere Parameter notwendig, welche die Nutzung und den Zustand der Zelle beschreiben. So ist beispielsweise die C-Rate⁵ und die Entladetiefe eines Zyklus von Bedeutung (vgl. [3]).

1.2.5. Ursache und Wirkung von Alterungsmechanismen

Wie im vorhergehenden Kapitel gezeigt hat der Gebrauch der Batterie einen entscheidenden Einfluss auf deren Alterung. Ohne dass sämtliche Alterungsmechanismen im Detail bekannt sind, kann mittels Ursache-Wirkungsdiagramm dargestellt werden, wie sich ein spezifischer Einflussparameter auf die Degradation auswirkt. Dabei kommt die starke Verknüpfung der Mechanismen zur Geltung:

⁵ Die C-Rate beschreibt den auf die Nennkapazität bezogenen Lade und Entladestrom. 1C bedeutet, dass die Batterie innerhalb einer Stunde vollständig entladen wird.

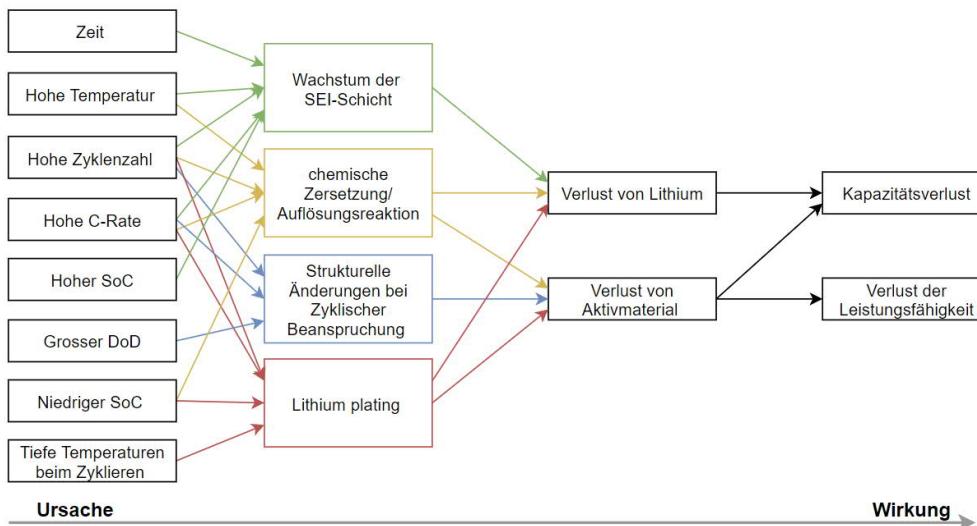


Abbildung 23: Ursache und Wirkung von Degradation einer Li-Ionen Zelle (Grundlage Grafik: [4])

1.2.6. Generelle Empfehlungen zum Speichereinsatz

Anhand der vorhergehend erklärten Alterungsmechanismen von Lithium-Ionen Zellen wurden generelle Empfehlungen zum Einsatz von Lithium-Ionen-Speicher zusammengestellt. Diese sollen aufzeigen, mit welchen Bewirtschaftungsstrategien sich die Lebensdauer der Speicher verlängern lässt.

Temperatur:

Die Zelltemperatur hat Auswirkungen auf die kalendarische und zyklische Degradation von Lithiumionen Zellen. Hohe Zelltemperaturen führen zum Wachstum der SEI-Schicht und provozieren eine schnellere chemische Zersetzung unterschiedlicher Zellkomponenten. Eine Erhöhung der Temperatur um 10 °C verdoppelt die Alterungsgeschwindigkeit von elektrochemischen Komponenten [5]. Auf der anderen Seite sind tiefe Temperaturen insbesondere beim Laden der Zellen schädlich, da die Gefahr des Lithium-Plating besteht (Siehe 1.3.2). Die Nenntemperatur, für welche die Hersteller die Lebensdauer garantieren, beziehen sich meistens auf 20 oder 25°C. Die Lebensdauergarantien gelten dabei oftmals für einen engen Temperaturbereich [5]. Um den Temperatureinfluss auf die Alterung reduzieren zu können, muss die Temperatur der Zellen mit einem thermischen Management beeinflusst werden. Bei Batteriepacks in der Größenordnung wie sie auf Rangierloks zum Einsatz kommen, sind dies in den allermeisten Fällen Systeme mit Wasserkühlung und Heizsystem zur aktiven Beeinflussung der Zelltemperatur. Da die Umgebungstemperatur beim Einsatz der Loks nicht beeinflusst werden kann, empfiehlt es sich bei der Beschaffung auf ein gutes thermisches Management zu achten, welches die Zelltemperatur im vorgegebenen Einsatzbereich halten kann. Die Zelltemperatur hat nicht nur einen signifikanten Einfluss auf die Zelldegradation, sondern auch auf die Sicherheit des Speichersystems. So besteht bei hohen Temperaturen die Gefahr des thermischen Durchgehens (engl. Thermal Runaway). Dabei kommt es in der Zelle zu selbstverstärkenden wärmeproduzierenden Vorgängen, welche zum Brand oder zu einer Explosion der Zelle führen können. Um die Gefahr eines thermischen Durchgehens der Zellen zu verhindern, wird die Temperatur der Zellen eines Lithium-Ionen Batteriepacks konstant durch das BMS (Battery Management System) überwacht.

State of Charge:

Der State of Charge steht in Relation mit der Zellspannung. Ein hoher Potentialunterschied in der Zelle (hohe Zellspannung) führt zu Zersetzungsvorgängen des Elektrolyts und damit zu Nebenreaktionen an den Grenzschichten des Elektrolyts zu den übrigen Komponenten der Zelle. Dabei werden Ionen verbraucht, wodurch die Kapazität sinkt sowie Grenzschichtwiderstände steigen und damit auch der gesamte Innenwiderstand der Zelle [6]. Aus diesem Grund ist es empfehlenswert hohe SoC Zustände im Betrieb zu vermeiden oder die Speicher nur kurzzeitig vollgeladen zu lassen. Auf der anderen Seite führen Tiefentladungen der Zelle zu irreversiblen Schäden an der Zelle und müssen deshalb auf jeden Fall verhindert werden. Zudem begünstigt ein tiefer SoC das Lithium-Plating. Der State of Charge beeinflusst nicht nur die kalendarische Batteriealterung, sondern wirkt auch bei der zyklischen Belastung der Zelle. Teilzyklen sollten aus diesem Grund, wenn möglich bei einem moderaten SoC von ca. 50% gemacht werden. Die untenstehende Grafik soll dies illustrieren:

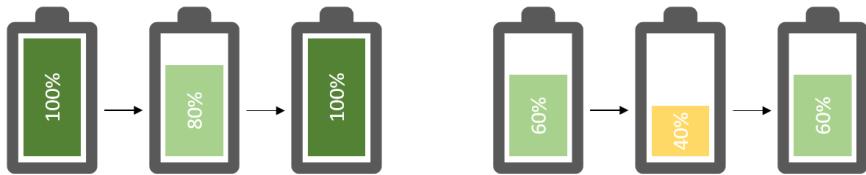


Abbildung 24: Links: 20% DoD Zyklus bei hohem SoC; Rechts: 20% DoD bei 50% Ø-SoC

C-Rate:

Die C-Rate ist ein weiterer einflussreicher Parameter, der die Degradation der Zelle beeinflusst. Dabei kann unterschieden werden zwischen der C-Rate beim Laden des Speichersystem und der C-Rate beim Entladen des Speichers. Die Entlade C-Rate ist abhängig von der Anwendung. Bei einem Schienenfahrzeug beeinflussen das Streckenprofil, die angehängte Last und die Beschleunigung die Belastung des Speichersystem und so auch die geforderten C-Raten. Die C-Rate kann bei gleichbleibender Last einzigt verändert werden, indem die Speicherkapazität vergrössert wird. Der Ladestrom und damit die C-Rate beim Laden des Speichers auf der anderen Seite, können beeinflusst werden, indem mehr Zeit zum Laden zu Verfügung gestellt wird. Grundsätzlich kann gesagt werden, dass mit zunehmender C-Rate auch der Stress für die Zellen steigt und damit die Degradation verstärkt wird. Denn je grösser der Strom in der Zelle ist, desto größer ist der Temperaturanstieg sowie der Druck gegenüber dem Diffusionswiderstand wandernder Ionen durch die unterschiedlichen Schichten [6]. Das Erreichen einer tiefen C-Rate ist aus diesem Grund erstrebenswert.

DoD:

Die Entladetiefe (engl. Depth of Discharge, kurz DoD) beschreibt wie tief die Zelle für einen Zyklus entladen wird. Ein DoD von 40% bedeutet beispielsweise das 40% der Batteriekapazität entladen und wieder geladen wurden. Bei Vollzyklen oder Zyklen mit hohem DoD kommt es zu strukturellen Änderungen in den Lithium Ionen Zellen, was die Speicherkapazität reduzieren lässt. So erfährt die Einlagerungselektrode bei jedem Lade- und Entladezyklus eine Volumenänderung aufgrund der Einlagerung von Lithium-Ionen. Darunter leidet die Gitterstruktur. Es können also mit zunehmender Zyklenzahl weniger Ionen eingelagert werden und die nutzbare Kapazität der Zelle sinkt [6]. Die Zyklfestigkeit der Zellen ist dabei nichtlinear abhängig vom DoD. Zyklen mit kleinem DoD haben deshalb einen weitaus kleineren Einfluss auf die Alterung als Vollzyklen. Aus diesem Grund sollten die Entladezyklen nach Möglichkeit klein gehalten werden. Dies kann erreicht werden, indem möglichst jede Möglichkeit genutzt wird, um das Speichersystem wieder aufzuladen, oder in dem das Speichersystem überdimensioniert wird, damit sich der DoD der Zyklen verkleinert.

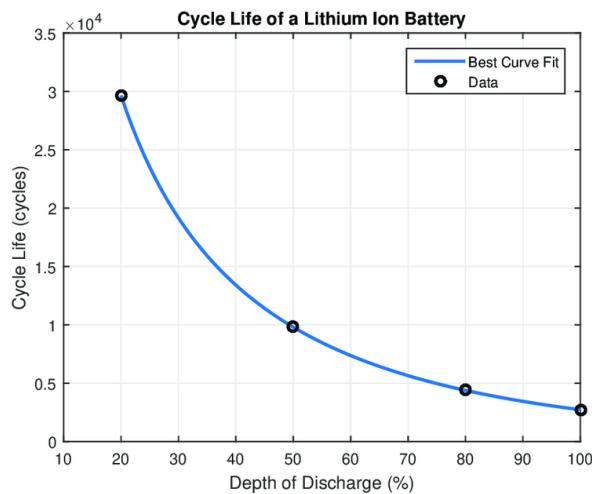


Abbildung 25: Abhängigkeit der Zyklfestigkeit von der Entladetiefe

1.3. Simulationsmodell Open-Sesame

Für die Simulation der Batteriedegradation im Projekt BIENE, wurde das im Rahmen einer Masterarbeit von der BFH entwickelte Batteriesimulationsmodell Open-Sesame verwendet. Nachfolgend wird diese Simulationsumgebung kurz vorgestellt:

Open-Sesame ist eine Open-Source Simulationsumgebung, welche in Python erstellt wurde. Die Simulation der Batteriealterung beruht dabei auf einem semi-empirischen Modell. Beim semi-empirischen Modell werden keine physikalischen oder chemischen Prozesse der Zelle nachgebildet, sondern die Alterung wird anhand von Funktionen beschrieben, welche bestmöglich die Messergebnisse aus Läbormessungen nachbilden. Dazu werden sogenannte Stressfaktoren benutzt. Sie beschreiben den Einfluss einer Einflussgröße, beispielsweise der aktuellen C-Rate, auf die Alterung. Im Modell sind drei unterschiedliche Lithiumionen Zelltypen implementiert. Diese unterscheiden hinsichtlich des verwendeten Kathodenmaterials:

- Nickel-Mangan-Kobalt (NMC)
- Lithium-Titanat Oxid (LTO)
- Lithium Eisenphosphat (LFP)

Die Zelltypen besitzen in der Simulation jeweils eine eigene Bibliothek, in welcher die individuelle Charakteristik der Zellen beschrieben ist. Dank der modularen Programmstruktur von Open-Sesame ist es möglich, weitere Zelltechnologien zu ergänzen, oder die Bibliothek von bestehenden Zellen zu verändern. So kann das Modell an aktuelle Entwicklungen der Li-Ionen Technologie adaptiert werden. Untenstehende Grafik zeigt die auf die Alterung einwirkenden Einflussgrößen. Ausser der Temperatur werden sämtliche Einflussgrößen aus dem SoC-Profil abgeleitet. Dieses wird wiederum aus dem Lastprofil des Speichers generiert. State of Resistor (SoR) beschreibt die Zunahme des Innenwiderstands in Prozent.

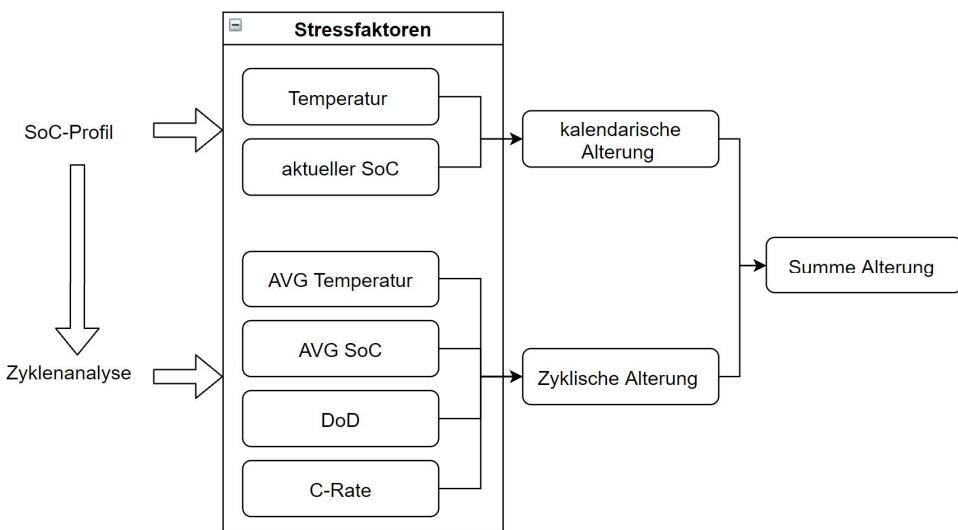


Abbildung 26: Stressfaktoren Open-Sesame. Für den SoR und den SoH gibt es jeweils 6 Stressfaktoren.

1.3.1. Charakteristik der im Modell implementierten Zelltypen

Die in Open-Sesame implementierten Zellchemien (NMC, LTO und LFP) weisen hinsichtlich Degradation eine unterschiedliche Charakteristik auf. Nachfolgend werden die Referenzwerte der Degradation aufgeführt. Diese haben einen grossen Einfluss auf die Alterung und sind aus diesem Grund von grossem Interesse. Die Referenzwerte für Open-Sesame stammen von Messkampagnen mit den spezifischen Zellen. Es ist deshalb zu beachten, dass die Modelle nur die gemessenen Zellen umschreiben. Andere Zellen vom gleichen oder von anderen Herstellern der gleichen Zellchemie, können bereit eine andere Degradationscharakteristik aufweisen. Auch bei Zellen des gleichen Produktionsbatches kann sich die Degradation aufgrund von Abweichungen in der Produktion unterscheiden. Die Referenzwerte der Alterung können jedoch, wie auch die Stressfaktoren, ohne weiteres in der Simulation verändert und angepasst werden. Änderung dieser Art müssen in der «chemical_library.py» der jeweiligen Zellchemie gemacht werden. Nachfolgend werden die drei implementieren Zellchemien bezüglich den Referenzwerten verglichen:

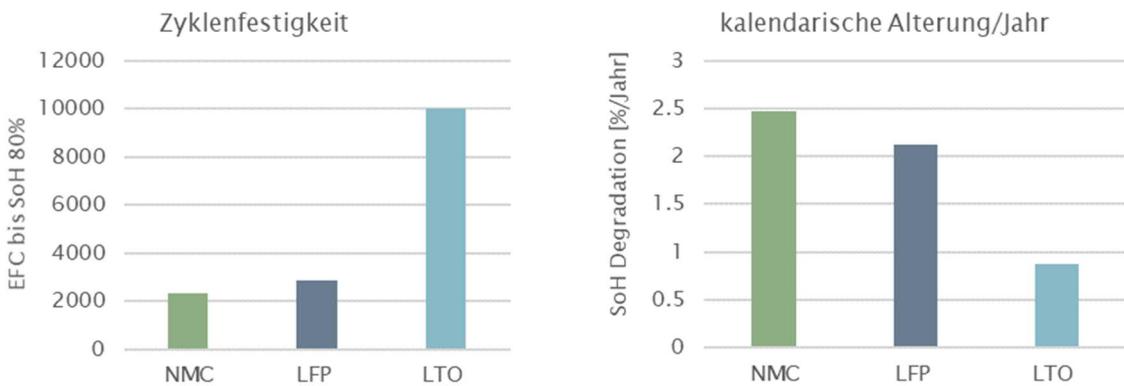


Abbildung 27: Gegenüberstellung der Zellchemien bezüglich kalendarischer Alterung und Zyklifestigkeit

Die Referenzwerte der kalendarischen Alterung und der Zyklifestigkeit beziehen sich auf den Betrieb unter den folgenden Bedingungen:

- Kalendarische Alterung: 60 % SoC, bei 25°C Zelltemperatur
- Zyklische Alterung: 100 % DoD, 1-C Laden/Entladen⁶, bei 25°C Zelltemperatur

In nachfolgender Abbildung wurden die drei Zelltypen in einer Simulation verglichen. Dabei wurden zwei Vollzyklen pro Tag bei Referenzbedingung gefahren. Der Rest der Zeit verweilte die Batterie auf einem SoC von 50 %:

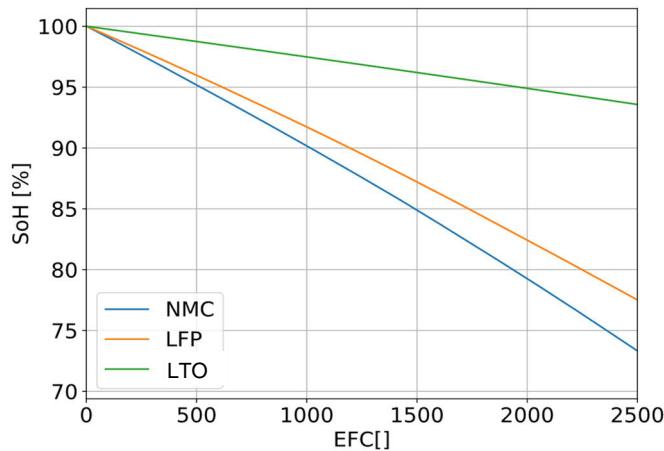
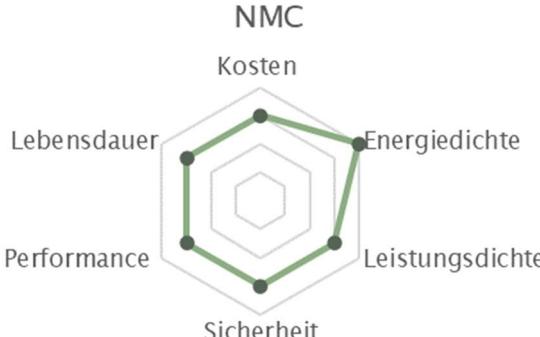
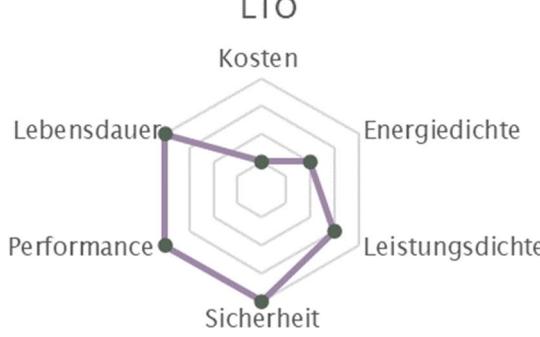
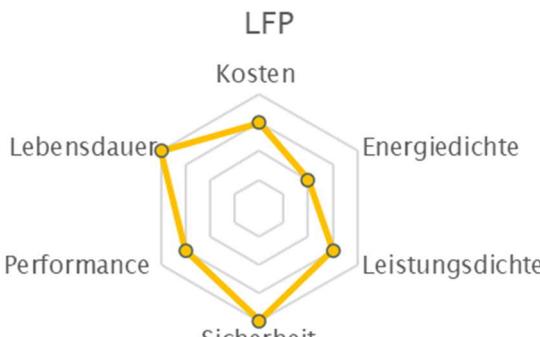


Abbildung 28: Zyklifestigkeit der Zellchemien im Vergleich.

⁶ Bei LTO ist die Referenzbedingung für die Entladung auf eine C-Rate von 2 gesetzt

Neben der Zyklenfestigkeit gibt es weitere Merkmale, in welchen sich die Zelltypen unterscheiden:

Tabelle 9: Vergleich der unterschiedlichen Zelltypen (Vgl. [7]).

Spinnendiagramm:	Hauptmerkmale:
 <p>NMC</p>	<p>NMC Zellen stechen durch eine hohe Energiedichte heraus. Ein tiefer Innenwiderstand erlaubt hohe Lade- und Entladeströme, was zu einer guten Gesamtperformance führt.</p> <p>Nachteilig ist die kürzere Lebensdauer von NMC im Vergleich zu LTO.</p>
 <p>LTO</p>	<p>Die bedeutendsten Vorteile von LTO sind die Resistenz gegenüber hohen C-Raten beim Laden und Entladen, sowie der Robustheit gegenüber Entladungen bei tiefen Temperaturen. Darüber hinaus ist LTO eine der sichersten Li-Ionen Zelltypen.</p> <p>Nachteilig sind die hohen Anschaffungskosten und die tiefe Energiedichte von LTO.</p>
 <p>LFP</p>	<p>Die Gefahr des thermischen Durchgehens ist bei LFP Zellen deutlich geringer. Sie zeichnen sich deshalb als sehr sichere Lithium-Ionen Zelle aus. Zudem weisen LFP Zellen eine hohe Zyklenfestigkeit auf.</p> <p>Der markante Nachteil von LFP Zellen ist die tiefe Energiedichte. Diese disqualifizieren LFP Zellen für einige Anwendungen.</p>

1.3.2. Kostenfunktion

Bei der Verwendung von Batteriespeichersystemen spielen die ökonomischen Aspekte eine entscheidende Rolle. Sie sind oft ausschlaggebend bei der Entscheidung für oder gegen den Einsatz eines Batteriespeichers. Im Rahmen dieser Arbeit wurden Berechnungsmethoden in Open-Sesame implementiert, welche es erlauben die jährlichen Speicher Kosten zu berechnen und als Basis für die Optimierung der Speichergrösse dienen.

Initialkosten

Unter Initialkosten werden sämtliche Kosten verstanden, welche bis zur erfolgreichen Inbetriebnahme des Batteriespeichers anfallen. Aus dem englischen Sprachraum ist der Begriff Capital Expeditors (kurz Capex) bekannt. Bezogen auf die Umrüstung oder Ausrüstung von Dieselloks auf einen alternativen Antrieb mit Batteriespeicher beinhalten die Initialkosten:

- Planungskosten
- Kosten für das Engineering

- Anschaffungskosten Batteriesystem
- Anschaffungskosten Leistungselektronik
- Kosten für Anpassungen am Fahrzeug
- Kosten für die Homologation

Viele dieser Kostenparameter können im Rahmen dieser Arbeit nicht beziffert werden. Die Analyse beschränkt sich aus diesem Grund auf die Anschaffungskosten des Batteriespeichers. Rechtfertigen lässt sich dieses Vorgehen dadurch, dass sämtliche weiteren Initialkostentreiber unabhängig von der Batterielebensdauer und der verwendeten Zelltechnologie der Batterien sind. Beschränken sich die Initialkosten nur auf das Batteriepack bietet dies den Vorteil, dass sich die Kosten für den Speicher über dessen spezifische Einsatzdauer im Fahrzeug aufteilen lassen, ohne dabei den prozentualen Kostenanteil von den über die Lebensdauer des Speichers hinaus bestehenden Anlagenteile zu berücksichtigen (Leistungselektronik, Anpassungen am Fahrzeug). Bei einer Lebenszyklusanalyse (LCC) des Assets "Rangierlok mit Batteriespeicher" müssen diese Kosten vollständiger Weise jedoch berücksichtigt werden. Die Initialkosten wurden wie folgt berechnet:

$$Kosten_{Capex}[\text{CHF}] = \text{spez. Speicherkosten} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{kWh}} \right] * \text{Batteriespeichergrösse} [\text{kWh}] \quad (2)$$

Formel 2 zeigt die Berechnung der Investitionskosten für das Batteriespeichersystem.

Speicherkosten

Die Initialkosten des Batteriespeichers haben einen grossen Einfluss auf die Kostenrechnung der Speicheranwendung. Die hier aufgeführten Kosten beruhen auf den Erfahrungen der SBB bezüglich Batteriespeichersystemen [8]. Die Preise von Systemen für die Bahnanwendung sind aufgrund der hohen Sicherheitsanforderungen der Bahnindustrie höher als vergleichbare Speichersysteme in anderen Industriezweigen, beispielsweise der Automobilindustrie. Für LFP waren seitens SBB keine Preisangaben vorhanden.

Tabelle 10: Kosten Batteriespeicher pro kWh Speicherkapazität.

Zelltechnologie	Speicherkosten pro kWh (Bahnanwendung 2021):	Zu erwartender Preisverfall:
LTO	1800 CHF/kWh [8]	3%/Jahr
NMC	900 CHF/kWh [8]	4%/Jahr
LFP	1080 CHF/kWh ⁷	4%/Jahr ⁸

Betriebs- und Unterhaltskosten

Wie der Name bereits erklärt, fallen in diese Rubrik sämtliche Kosten für den Betrieb des Batteriespeichers und für dessen Unterhalt (in Englisch werden diese Kosten "Operation and Maintenance Kosten" genannt, kurz: O&M). In die Rubrik der Betriebs- und Unterhaltskosten fallen unter anderem:

- Energiekosten für die im Zusammenhang mit dem Speicher verursachten Verluste
 - Kühl/Heizenergie für die Speicherklamatisierung
 - Ein- und Ausspeicherverluste
- Kosten für die präventive und kurative Instandhaltung des Speichers:
 - Periodische Sichtprüfung
 - Ersatz von Fehlerhaften Komponenten
- Kosten fürs Batteriemonitoring

Die für Betrieb und Unterhalt anfallenden Kosten wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt, da sie bei Li-Ionen Speichern eher eine untergeordnete Rolle spielen. Der Vollständigkeit halber, wurden die Formeln bezüglich O&M dennoch implementiert.

⁷ Unter Berücksichtigung einer proportionalen Kostenabhängigkeit NMC zu LFP, bei Verwendung der Quelle [13]

⁸ Annahme: Gleicher Preisverfall wie NMC

$$O\&M \text{ Kosten }_{opex} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{Jahr}} \right] = \text{spez. O\&M Kosten} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{kWh} * \text{Jahr}} \right] * \text{Speicherkapazität [kWh]} \quad (3)$$

Formel 3 verdeutlicht die Berechnung der jährlichen Betriebs- Unterhaltskosten.

Nettobarwert

Die Bestimmung des Nettobarwerts (in Englisch: Net Present Value NPV) ist eine Möglichkeit, um die Gesamtkosten einer Anlage über einen längeren Zeitraum zu bestimmen. Dabei werden alle Kostenfaktoren in der Betrachtungszeit berücksichtigt [9]. Mit dem Kalkulationszinssatz können die Opportunitätskosten der Investition berücksichtigt werden. So ist eine Investitionssumme heute teurer zu gewichten als die gleiche Investitionssumme in X Jahren. Dies ist bedingt durch die Kapitalvermehrung dank Bankzinsen, oder alternative Anlegemöglichkeiten der Investitionssumme [10]. Beim NPV können die Erlöse durch die Anlage über die Zeit ebenfalls eingerechnet werden. Im Falle des Batteriespeichers auf einer Lok sind diese Erlöse jedoch nicht offensichtlich. Sie wurden im Rahmen dieser Arbeit nicht in den NPV eingerechnet. Der Barwert lässt sich wie folgt berechnen:

$$NPV = \text{Initialkosten}_{\text{Jahr } 0} + \frac{\text{Kosten}_{\text{Jahr } 1}}{1+i} + \frac{\text{Kosten}_{\text{Jahr } 2}}{(1+i)^2} + \dots + \frac{\text{Kosten}_{\text{Jahr } T}}{(1+i)^T} = \sum_{t=0}^T \frac{\text{Kosten}_t}{(1+i)^t}$$

In Formel 4 wird die Berechnung des NPV dargestellt. Sämtliche Initialkosten werden dem Jahr 0 zugeordnet. T ist das letzte Betriebsjahr. Klein "i" ist der Kalkulationszinssatz.

Die jährlichen Kosten in den Jahren 1-T sind im Falle des Batteriespeichers die jährlichen Betriebs- und Unterhaltskosten. Die Kosten für den Ausbau und die Entsorgung, oder aber die Erlöse durch den Verkauf und die Weiterverwendung des Speichers, müssen dem letzten Einsatzjahr zugeordnet werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Erlöse/Kosten jedoch nicht berücksichtigt.

Für die Berechnung der Batteriespeicherkosten wurde die NPV-Methode leicht modifiziert. Damit die Einsatzdauer des Batteriespeichers nicht auf ein Jahr gerundet werden muss, wurden die Kosten des letzten Jahres prozentual berechnet. Ein Beispiel: Die Speichereinsatzdauer beträgt 8.5 Jahre. Die jährlichen Speicherkosten des letzten Jahres würden in diesem Falle halb so gross ausfallen.

Annuität

Die Gesamtkosten von Anlagen mit unterschiedlichen Lebensdauern lassen sich mit der NPV-Methode nur bedingt miteinander vergleichen. Die Berechnung der Annuität schafft dabei Abhilfe. Unter der Annuität (in Englisch: Equivalent Annual Cost EAC) bezeichnet man einen konstanten Geldeinsatz (CHF/Jahr) über den Betrachtungszeitraum. Dank der Annuität können Lebenszykluskosten verschiedener Anlagen miteinander verglichen werden, auch wenn die Nutzungsdauern unterschiedlich sind. Der Annuitätsfaktor (in Englisch: Capital Recovery factor CRF) errechnet sich wie folgt [9]:

$$\text{Annuitätenfaktor}_{CRF} = \frac{i * (1+i)^T}{(1+i)^T - 1} \quad (5)$$

Die Berechnung des Annuitätenfaktors wird in Formel 5 dargestellt. Ist der kalkulatorische Zinssatz Null, so entspricht die Annuität den mittleren jährlichen Kosten. Ist er grösser als Null, ist die Annuität ein Äquivalent zu den mittleren jährlichen Kosten, das den Zeitwert des Geldes mitberücksichtigt [9]. Mittels Annuitätenfaktor und dem NPV lässt sich nun die Annuität berechnen:

$$\text{Annuität} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{Jahr}} \right] = \text{Annuitätenfaktor}_{CRF} * NPV \quad (6)$$

Die Berechnung der Annuität erfolgt gemäss Formel 6. Die Annuität bietet die Möglichkeit, unter Berücksichtigung der Einsatzdauer des Speichers, den Speicherbetrieb hinsichtlich minimaler Kosten zu optimieren.

Speicherungskosten pro kWh

Das Batteriesimulation mit Open-Sesame und die ökonomischen Berechnungsmethoden ermöglichen es die Kosten pro ausgespeicherte kWh Energie zu berechnen. Dazu wird die Summe der aus dem Batteriespeicher bezogenen Energie über die Simulationsdauer berechnet. Dieser Energiedurchsatz

wird auf ein Jahr hoch, respektive je nach Simulationsdauer, runter gerechnet. Mithilfe der Annuität können so die Speicherungskosten berechnet werden:

$$\text{Speicherungskosten} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{kWh}} \right] = \frac{\text{Annuität} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{Jahr}} \right]}{\text{Energiedurchatz Speicher} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{Jahr}} \right]} \quad (7)$$

Die Speicherungskosten (Formel 7) sind stark abhängig vom Speichereinsatzprofil und der Lebensdauer des Speichers. Wird der Speicher nicht verwendet, sind die Speicherungskosten gleich der Annuität. Die Speicherungskosten sind bei der Primäreranwendung, der Verwendung der Batterie als Traktionsbatterie auf der Lok, eher sekundär. Interessant kann diese Grösse bei der Sekundäreranwendung des Speichers sein. So können die Speicherungskosten beim Entscheid helfen, ob Energie über den Speicher ein- und wieder ausgespeichert werden soll. Beispielsweise bei der Energiearbitrage als sekundäre Batterieanwendung:

$$\text{Energiepreis}_{\text{Zeitpunkt } X} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{kWh}} \right] \geq \text{Energiepreis}_{\text{jetzt}} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{kWh}} \right] + \text{Speicherungskosten}_{\text{Batterie}} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{kWh}} \right]$$

Die Speicherungskosten (Formel 8) werden als Entscheidungshilfe bei der Energiearbitrage eingesetzt. Sind die Kosten für die Energie zu einem Zeitpunkt X in der Zukunft grösser als die Speicherungskosten und der aktuelle Energiepreis zusammen, ist die Arbitrage wirtschaftlich sinnvoll. Es bleibt zu beachten, dass die Arbitrage über den Speicher, die Speicherungskosten durch das veränderte Speichereinsatzprofil wiederum selbst beeinflussen. Ist dieser sekundäre Batterieeinsatz jedoch deutlich seltener als der eigentliche Primäreinsatz, kann dies vernachlässigt werden.

Degradationskosten

Die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers ist stark von der Degradation des Speichersystems abhängig. Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Berechnungsmethode entwickelt, welche die spezifischen Kosten für die Batteriedegradation ermittelt. Die Degradationskosten in CHF/%SoH. Dazu wird die Batteriedegradation über den Simulationszeitraum ermittelt und auf ein Jahr runtergerechnet. Mithilfe der Annuität können so die Degradationskosten berechnet werden:

$$\text{Degradationskosten} \left[\frac{\text{CHF}}{\% \text{SoH}} \right] = \frac{\text{Annuität} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{Jahr}} \right]}{\text{Batteriedegradation} \left[\frac{\Delta \text{SoH}}{\text{Jahr}} \right]} \quad (9)$$

Die Berechnung der Degradationskosten erfolgt gemäss Formel 9. Mit dieser Grösse lässt sich im Nachgang der Simulation anhand der Degradation analysieren, welche Kosten eine spezifische Speichernutzung verursacht hat. Ein Beispiel: Die Batterie wurde genutzt, um Lastspitzen im Netz aktiv zu schneiden. Im Nachgang der Simulation kann analysiert werden, welche Degradation dies verursacht hat und dank den spezifischen Degradationskosten kann berechnet werden, welchen Kostenanteil diese Nutzung zu tragen hat. Bleibt erwähnt, dass die Degradation nicht nur von Lastprofil abhängig ist, sondern auch vom aktuellen Speicherzustand. Das Schneiden einer Lastspitze bei hohem SoC und tiefer Batterietemperatur wird eine andere Degradation verursachen als das Schneiden der gleichen Lastspitze bei tiefem SoC und hohen Batterietemperaturen.

Sensitivitätsanalyse Degradationskosten

Die Berechnungsmethode aus Kapitel 1.5.2 auf Grundlage des delta-SoH bringt dank Kostenunabhängigkeit von der Speichernutzung entscheidende Vorteile für die Kostenrechnung von sekundären Speicheranwendungen. Nachfolgend wurden die Kosten für jede Degradation des Speichers um 1% SoH ermittelt. Diese Kosten werden im Rahmen dieser Arbeit Degradationskosten genannt.

Die Degradationskosten sind abhängig von den Anschaffungskosten für das Speichersystem. Die Anschaffungskosten können derzeit nur geschätzt werden. Damit mit den Berechnungsresultaten dieser Arbeit auch bei veränderten Initialkosten eine Kostenabschätzung gemacht werden kann, wurden die Degradationskosten einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Die Initialkosten in CHF/kWh wurden dabei als variable Grösse definiert.

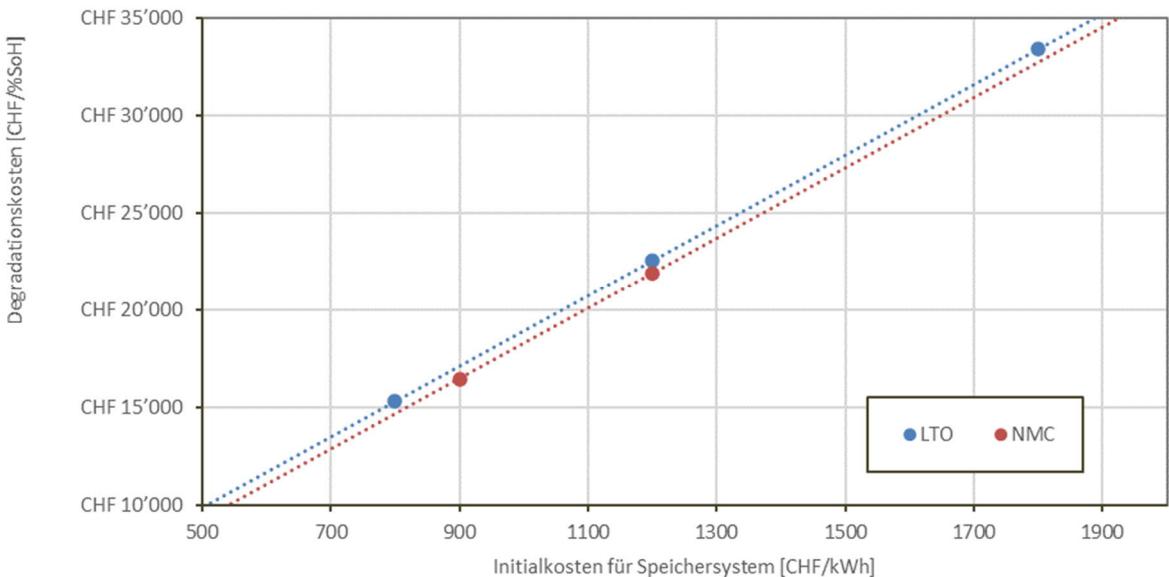


Abbildung 29: Sensitivitätsanalyse der Degradationskosten

Die Degradationskosten sind linear abhängig von Speicherinitialkosten. Für die simulierte LTO-Zelle gilt daher folgende Funktion:

$$\text{Degradationskosten}_{[\frac{\text{CHF}}{\% \text{SoH}}]} = 18.124 * \text{Speicherinitialkosten}_{[\frac{\text{CHF}}{\text{kWh}}]} + 789.53 \quad (10)$$

Die Degradationskostenfunktion in Abhängigkeit der Speicherinitialkosten wird in Formel 10 beschrieben. Obwohl die beiden die Degradationskosten für NMC und LTO sehr ähnlich sind, führen Sekundäranwendungen wie die Lastspitzenreduktion (Kapitel 1.5.2) zu deutlich unterschiedlichen Kosten. Dies ist der unterschiedlich starken Alterung der beiden Zelltypen geschuldet. Vertraut man auf die Initialkosten welche in Kapitel 1.3.2 erwähnt wurden, so ergeben sich folgende Degradationskosten:

Tabelle 11: Degradationskosten unter den ursprünglichen Annahmen für die Initialkosten

Zelltyp:	Degradationskosten [CHF/%SoH]:
LTO	CHF 33'412
NMC	CHF 16'417

In sämtlichen Analysen dieser Arbeit wurde in der Folge mit den Degradationskosten aus Tabelle 11 gerechnet.

1.4. Batteriealterung bei unterschiedlichen Ladestrategien

Durch die Ladestrategie und die damit verbundene Ladeleistung wird das Alterungsverhalten der Zellen massgeblich beeinflusst. So bedeutet eine Schnellladung mehr Stress für die Zellen und führt zu einem grösseren Verlust an aktivem Lithium (Siehe: Kapitel 1.2). Die Schnellladung der Speicher sollte deshalb beim Betrieb des Batteriespeichers auf ein Minimum reduziert werden. In diesem Kapitel werden zwei Ladestrategien hinsichtlich deren Auswirkung auf die Batteriealterung gegenübergestellt. Dazu wird der Batteriespeichereinsatz auf der Am 843 von SBB Cargo simuliert. Es wird dabei wiederum der Ansatz der konstanten Ladeleistung verfolgt. Diese Ladestrategie sieht vor, dass wenn immer möglich mit derselben Ladeleistung geladen wird, bis der Speicher wieder auf den Ziel-SoC geladen werden konnte.

Für die Analyse wurden die beiden Extremzonen ausgewählt. Ein batterieschonendes Laden mit 0.33 C und das schnellere Laden mit 1.5 C:

Tabelle 12: Ladestrategien, welche bezüglich Alterung gegenübergestellt wurden.

C-Rate:	Ladeleistung bei 450 kWh Speichersystem:	Szenario:
0.33 C	150 kW	Schonendes Laden
1.5 C	675 kW	Schnellladung

Für die Analyse wurden fünf typische Fahrzeugeinsatzprofile der Am 843 von Cargo ausgewählt. Diese unterscheiden sich hinsichtlich der Speichernutzung und der allgemeinen Fahrzeugnutzung.

Tabelle 13: Ausgewählte Standorte für die Speicher-Bewirtschaftungsanalyse.

Standort:	Energiebezug ab Netz [MWh]: ⁹	Energiebezug ab Batterie [MWh]:	EFC/Jahr: ¹⁰	Einschätzung Batte- riegebrauch:
Thun	3.68	0.61	71	Sehr tief
Aarau	2.36	1.23	142	Eher tief
Muttenz	1.23	2.76	319	durchschnittlich
Bern	3.68	3.22	372	Eher hoch
Genf	5.66	4.10	474	Sehr hoch

Die ausgewählten Wochenprofile stammen aus den Messdaten der Am 843. Der Vollständigkeit halber werden nachfolgend sämtliche Wochenprofile der Messreihe aufgeführt:

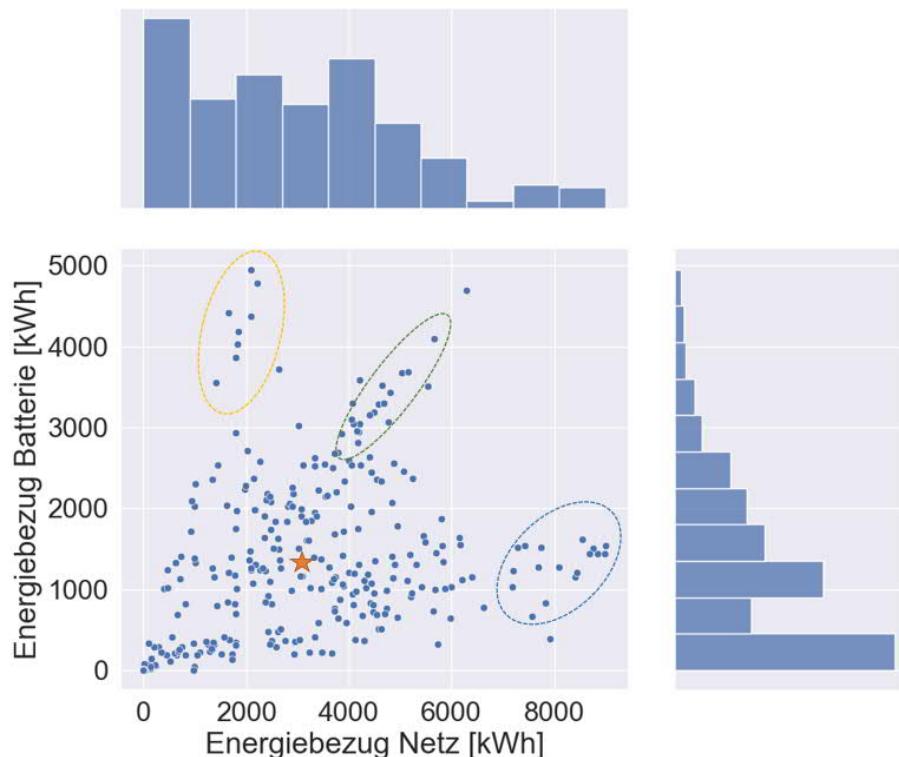


Abbildung 30: Wöchentlicher Energieverbrauch ab Batterie und ab Fahrleitung Am 843 (Total: 328 Wochen).

In Abbildung 30 wurden die wöchentlichen Energieverbräuche ab Batterie und ab Fahrleitung gegenübergestellt. Anhand dieser Gegenüberstellungen wurden unterschiedliche Wochenprofile für die Altersanalysen selektiert. Es ist keine Korrelation zwischen dem wöchentlichen Energiebezug ab

⁹ Energiemenge welche wöchentlich ab Fahrleitung bezogen wird (ohne die Energie für die Batterieladung)

¹⁰ Anzahl Vollzyklen errechnet aus dem wöchentlichen Energiedurchsatz der Batterie

Netz und dem wöchentlichem Energiebezug ab Batterie erkennbar. Es lassen sich jedoch drei ausreisende Gruppen erkennen. Die Datenpunkte in den drei Kreisen wurden jeweils an denselben Standorten aufgezeichnet (gelb: Sion VS, grün: Genf, blau: Sulgen TG und Luzern). Der orange Stern zeigt den Mittelwert beider Energieverbräuche. Es ist deutlich ersichtlich, dass die Fahrzeugeinsätze stark hinsichtlich ihres Energiebezugs – Energiebezug ab Batterie oder Energiebezug ab Oberleitung – variieren können. Darüber hinaus ist festzustellen, dass für einige Einsatzorte der Einsatzort ein relevanter Parameter für die Bestimmung der Art des Energiebezugs und der Einsatzprognostizierbarkeit ist.

1.4.1. Simulationsaufbau

Für die Simulation wurde eine Speicherkapazität von 450 kWh gewählt. Der Ziel-SoC wurde aufgrund der häufigen Teilentladungen von weniger als 200 kWh auf 80 % SoC eingestellt. Durch die Absenkung des Ziel-SoC von 100 % auf 80 % kann die kalendarische Alterung verringert werden. Die Wochenprofile der fünf Standorte wurden in der Simulation wiederholend simuliert, um die Zeitdauer von drei Jahren abbilden zu können ($3 \cdot 52$ Wochen). Bei diesem Vorgehen wird bewusst ignoriert, dass sich die Wochenprofile teils unterscheiden können und dass die Fahrzeuge von Zeit zu Zeit den Standort tauschen. Die Temperatur wurde über die ganze Simulationsdauer auf den Nominalwert von 25°C eingestellt.

1.4.2. Resultate

Die Ladeleistung hat nur Auswirkungen auf die zyklische Batteriealterung. Die kalendarische Batteriealterung wird von der Ladeleistung nicht tangiert. Nachfolgend liegt der Fokus deshalb auf der Batteriealterung verursacht durch die Lade-/Entladezyklen.

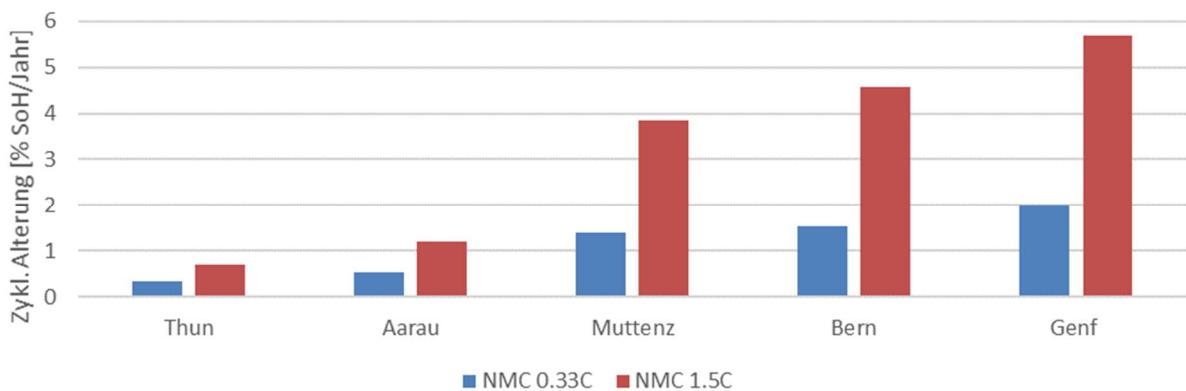


Abbildung 31: Simulierte zyklische SoH-Degradation pro Jahr bei unterschiedlicher Ladeleistung (NMC-Zellen).

Die zyklische Alterung der Zellen unterscheidet sich an den verschiedenen Standorten stark. Während das Batteriesystem in Genf intensiv genutzt wird, ist es in Thun nur wenig im Einsatz. Die konstante Ladeleistung hat auch einen grossen Einfluss auf die zyklische Alterung. So verursacht die konstante Lade-Rate von 1.5 C in Genf eine fast dreimal so hohe zyklische Alterung verglichen mit einer batterieschonenden Ladung mit 0.33 C.

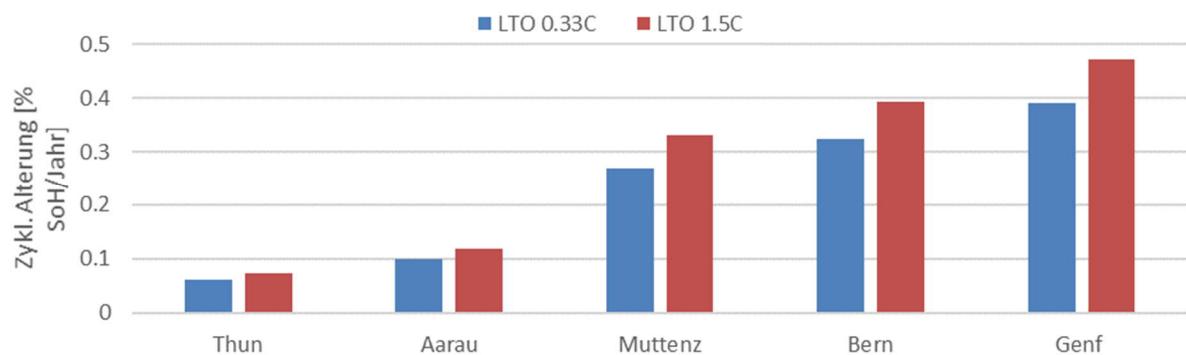


Abbildung 32: Simulierte zyklische SoH-Degradation pro Jahr bei unterschiedlicher Ladeleistung (LTO-Zellen).

Etwas anders zeigt sich das Bild bei Betrachtung der LTO-Technologie. Diese ist deutlich resistenter gegenüber hohen Ladeleistungen. Die Unterschiede zwischen batterieschonendem Laden und der Schnellladung in Bezug auf die zyklische Alterung sind deutlich geringer als bei NMC. Aufgrund der höheren Zyklusfestigkeit von LTO gegenüber NMC ist die jährliche zyklische Alterung deutlich tiefer als

bei NMC. Betrachtet man die gesamte Lebensdauer des Speichersystems zeigt sich die Auswirkung der unterschiedlichen Ladestrategien deutlich:

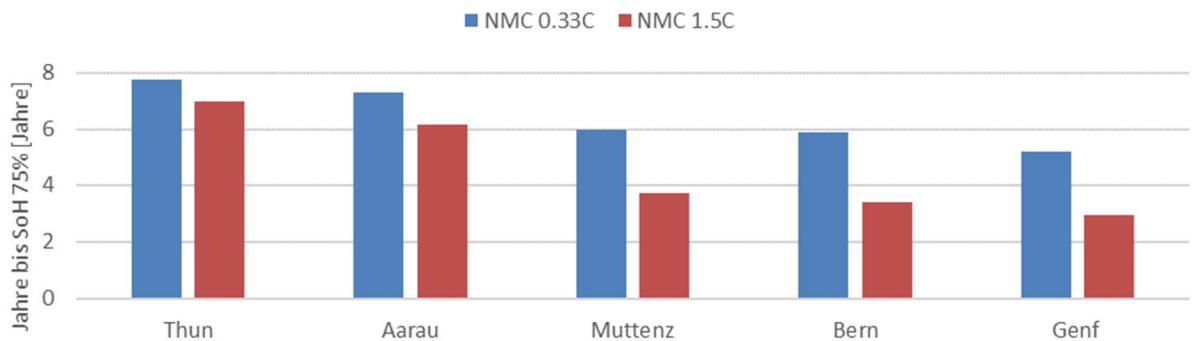


Abbildung 33: Auswirkung der unterschiedlichen Lade C-Raten auf die Lebensdauer der Batteriespeichersysteme (NMC).

Die Lebensdauer ist für die simulierten NMC-Zellen stark vom Standort und von der Ladeleistung abhängig. Vor allem an Standorten mit intensivem Batteriegebrauch ist die Auswirkung der Ladeleistung auf die Lebensdauer markant, während an Standorten mit tiefer Batterienutzung in erster Linie die kalendarische Alterung die Lebensdauer massgeblich beeinflusst. Ein anderes Bild zeigt sich bei der LTO-Technologie:

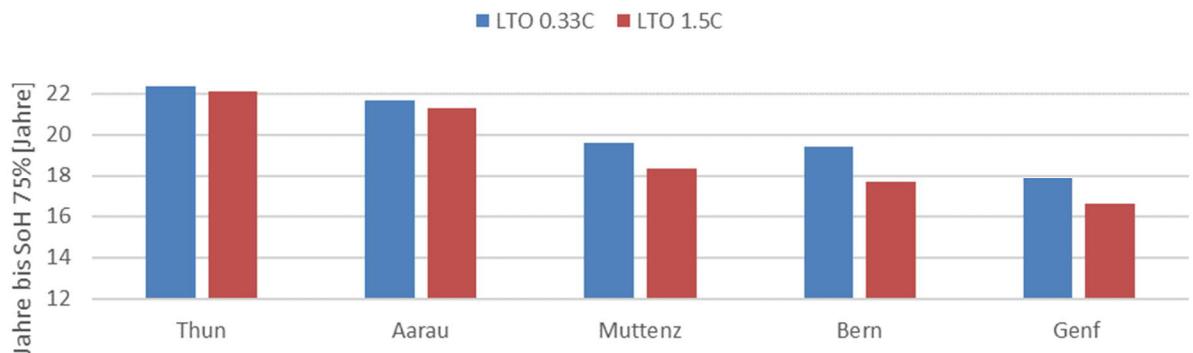


Abbildung 34: Auswirkung der unterschiedlichen Lade C-Raten auf die Lebensdauer der Batteriespeichersysteme (LTO).

Bei den simulierten LTO-Zellen hat die Ladeleistung zwar auch einen Einfluss auf die Lebensdauer, insgesamt ist dieser Einfluss aber weitaus kleiner als bei NMC. Insgesamt altert eine LTO-Zelle deutlich langsamer als eine NMC-Zelle. Die kalendarische Alterung hat gegenüber der zyklischen Alterung in diesem Anwendungsfall die grösseren Auswirkungen auf die Lebensdauer. Dies gilt bei LTO für sämtliche Standorte und für NMC für die Standorte mit tiefer Batterienutzung. Bei der Gegenüberstellung von kalendarischer und zyklischer Alterung wird dies deutlich:

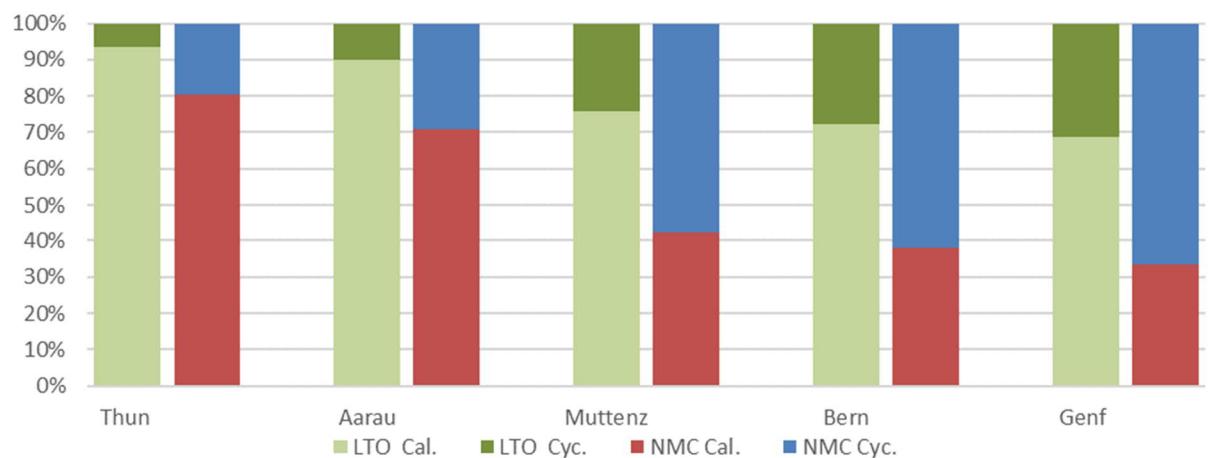


Abbildung 35: Gegenüberstellung kalendarische und zyklische Alterung je Standort (für die C-Rate von 1.5C).

1.4.3. Finanzielle Vorteile einer tieferen Ladeleistung

Vorhergehende Analysen zeigten welchen positiven Einfluss auf die Batteriealterung sich dank batterieschonender Ladung erzielen lässt. Dies macht sich auch in der Kostenrechnung des Speichers bemerkbar, denn eine längere Lebensdauer des Speichers führt zu tieferen jährlichen Kosten. An dieser Stelle wurden die Kosten zwischen batterieschonender Ladestrategie und Schnellladung verglichen. Dazu wurden die Initialkosten des Speichersystem durch die Anzahl der Betriebsjahre geteilt. Die Differenz zwischen den jährlichen Kosten der beiden Ladestrategien werden als jährliche Kosteneinsparung pro Fahrzeug ausgewiesen. Diese Kosteneinsparungen sind, wie auch schon der Einfluss der Ladeleistung auf die Gesamtdegradation, abhängig von der Nutzung des Fahrzeugs und der damit verbunden Häufigkeit der Batterieladung. In dieser Betrachtung wurde deshalb die Kostenrechnung auf Basis der durchschnittlichen Nutzung für den Standort Muttenz gemacht. Sie beruht auf den Annahmen bezüglich den initialen Speicherkosten in Kapitel 1.3.2.

Tabelle 14: Jährliche Kosteneinsparungen durch batterieschonendes Laden im Vergleich zum Schnellladen

Zellchemie:	Kosteneinsparung [%]:	Jährlich eingesparte Kosten Am 843 Cargo Flotte (45Fz):
LTO	-10.02%	262'571 CHF
NMC	- 60.5%	6'975'000 CHF

Bei den Resultaten aus Tabelle 14 ist jedoch Vorsicht geboten, da es sich um die Resultate aus Extremzonen handelt. Dass immer eine Schnellladung mit 1.5 C immer angewandt wird, wenn geladen werden muss, ist eher unrealistisch. Bei NMC würde eine solche Ladestrategie zu starker Alterung der Zellen führen und dadurch sehr hohe Kosten verursachen. Ein Betrieb, bei welchem die Zellen nur mittels Schnellladung geladen werden, scheint insbesondere bei NMC nicht realistisch.

1.4.4. Fazit

Die Ladeleistung hat wie erwartet einen grossen Einfluss auf die Alterung der Zellen. Während der Einfluss bei LTO eher gering ist, sind bei NMC-Zellen deutliche Degradationsunterschiede feststellbar. Am deutlichsten zeigt sich dies, wenn die Zelle häufig benutzt wird und so die zyklische Alterung auch einen bedeutenden Einfluss an der Gesamtdegradation hat. Am Standort Genf wurde dank batterieschonendem Laden eine doppelt so hohe Lebensdauer für NMC-Zellen simuliert. Die Relevanz einer batterieschonenden Ladestrategie wird auch durch die Wahl der Zellchemie entschieden. Bei NMC wird die Implementierung einer batterieschonenden Ladestrategie erhebliche Auswirkungen auf die Lebensdauer und damit die Kosten haben. Ist der Batterieeinsatz prognostizierbar oder planbar, kann die Ladeleistung durch eine Intelligenz entsprechend eingestellt werden. Die Zellalterung lässt sich dadurch positiv beeinflussen.

1.5. Auswirkungen von Lastspitzenreduktion auf die Speicherdegradation

Im SBB-Energienetz treten aufgrund der dynamischen Lasten im Netz und des Taktfahrplans Lastspitzen auf, welche die Grundlast im Netz um ein Vielfaches übersteigen können. In einigen wenigen Fällen pro Jahr sind diese Lastspitzen ausserordentlich hoch und können zur Gefahr für die Netzstabilität werden. Die Lastspitzen sind in der Regel von sehr kurzer Dauer (<60 Sekunden), bestimmen aber die notwendige verfügbare Netzeistung. Durch die Reduktion von Lastspitzen kann der Netzausbau durch Zubau von weiteren Kraftwerken und Frequenzumformern verhindert oder verzögert werden. SBB-Energie betreibt aus diesem Grund bereits ein Lastmanagement, welches kurzzeitig Lasten im Energienetz ausschalten kann und so die Lastspitze vermindert. Derzeit werden Heizungen in den Bahnwaggons und Weichenheizungen im Schienennetz durch das Lastmanagement kurzzeitig ausgeschalten. Sind in Zukunft Rangier- und Baustellenlokomotiven mit Batteriespeicher und bidirektonaler Lademöglichkeit über die Fahrleitung vorhanden, können diese genutzt werden, um die Lastspitzen im Netz zu reduzieren. Prinzipiell gibt es verschiedene Möglichkeiten, um mit Batteriespeichern Lastspitzen zu reduzieren:

Tabelle 15 : Möglichkeiten, um die im Gesamtnetz auftretenden Lastspitzen mittels Loks mit Batteriespeichern reduzieren zu können.

Art:	Erklärung:	Möglichkeit zur Lastspitzenreduktion:	Auswirkung für die Batterie:
Unterbrechung des Ladevorgangs	Die Lastspitze wird reduziert, indem die Batterieladung auf den Loks kurzzeitig unterbrochen wird und nach dem Abklingen der Lastspitze fortgeführt wird.	Die Anzahl Loks, welche gerade Laden, entscheidet, wie stark die Lastspitze reduziert werden kann.	Der Ladeprozess wird unterbrochen. Keine negativen Auswirkungen auf die Batterielebensdauer bekannt.
Entladung während Lastspitze	Während der Lastspitze speist die Batterie Energie ins Fahrleitungsnetz ein. Dies, sofern die Lok aktuell mit dem Fahrleitungsnetz verbunden ist.	Der Lastspitze kann die maximale Entladeleistung sämtlicher mit dem Netz verbundenen Loks entgegengesetzt werden.	Es kommt zu zusätzlichen Lade-/Entladezyklen.
Lastreduktion auf der Lok	Die Batterie deckt/ reduziert die Lastspitze der Lok (Speisung ab Batterie statt Fahrleitung).	Lastspitze kann maximal um die aktuelle Netzbelastung der Batterie-Loks reduziert werden.	Es kommt zu zusätzlichen Lade-/Entladezyklen.

Die drei vorgestellten Arten der Lastspitzenreduktion haben unterschiedliche Auswirkungen auf die Alterung und den Betrieb der Batteriespeicher. Es wird davon ausgegangen, dass das Unterbrechen der Batterieladung, um eine Lastspitze zu brechen, keine Auswirkungen auf die Batterielebensdauer hat, da keine zusätzlichen Zyklen gefahren werden und die Ladeleistung nicht verändert wird. Ein Unterbruch von 20-60 Sekunden würde die Ladezeit nur unwesentlich verlängern. Das Potential einer solchen Lastspitzenreduktion ist jedoch begrenzt auf die Summe der Ladeleistung aller Fahrzeuge, welche zum jeweiligen Zeitpunkt laden. Im Rahmen des BIENE-Projekts wurde die Summe der Ladeleistung anhand der historischen Nutzungsdaten abgeschätzt. Aufgrund der tiefen Gleichzeitigkeit (max. 5 MW Ladeleistung) ist das Potential einer solchen Lastspitzenreduktion begrenzt.

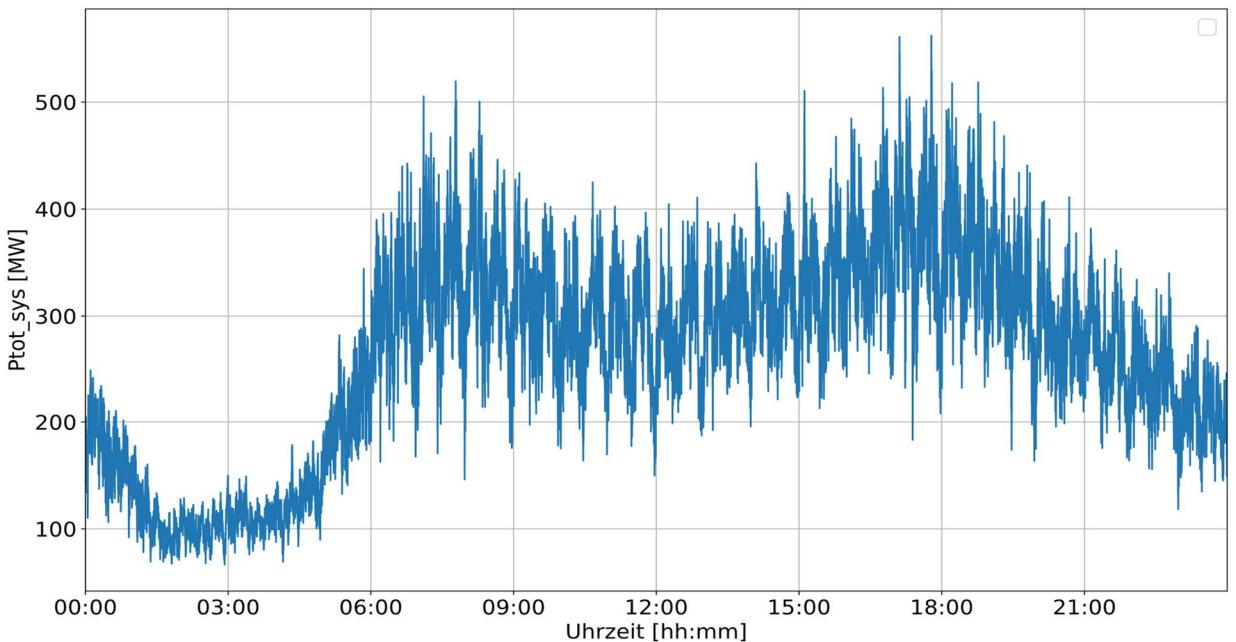


Abbildung 36: Gesamtlast im SBB Energienetz am 21.07.2021

1.5.1. Lastspitzenreduktion durch kurze Entladung

Die Rangierloks sind nicht konstant im Einsatz, sondern sind des Öfteren auf Nebengleisen abgestellt. In Zukunft ist davon auszugehen, dass die Mehrheit der abgestellten Loks während der Zeitdauer der Abstellung mit dem Fahrleitungsnetz verbunden sein wird, um die Batterieladung vorzunehmen oder Nebenverbraucher direkt ab der Fahrleitung zu speisen. Die abgestellten Loks bieten in Zukunft die Möglichkeit, kurzzeitig während einer Lastspitze ins Netz einzuspeisen, um so die Lastspitze nicht nur zu reduzieren, sondern in entgegengesetzter Richtung der Lastspitze zu arbeiten. Durch dieses Vorgehen kommt es auf den Batteriespeichern der Loks zu zusätzlichen Zyklen, welche die Alterung der Zellen zusätzlich vorantreiben. Ist der Batteriespeicher nicht im gleichen Besitz wie die Energienetzinfrastruktur, ist zudem zu klären, welche Kosten die zusätzliche Batteriebeanspruchung verursacht.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde der Einfluss der Lastspitzenreduktion auf die Alterung des Batteriespeichers und die verursachten Kosten untersucht. Dazu wurden die Wochenprofile von den Standorten aus Kapitel 1.4 verwendet. Den Wochenprofilen wurde die Speicherentladung durch das Entladen während der Lastspitze und das anschliessende verzögerte Wiederaufladen auf das SoC-Level vor der Lastspitze hinzugefügt. Angenommen wurde, dass die Loks beim Auftreten einer Lastspitze mit der maximalen Leistung von 1.5 MW über einen Zeitraum von 30 Sekunden, der typischen Dauer einer Lastspitze, entladen werden. Die entladene Energie wird anschliessend mit einer Ladeleistung von 225 kW (0.5C bei 450 kWh Speichergrösse) wieder in das Speichersystem geladen. Mit diesem Vorgehen kann die Alterung durch die Entladung und Ladung berücksichtigt werden. Die Häufigkeit der Lastspitzenreduktion mittels Batteriespeicher wurde dabei variiert:

Tabelle 16 : Die drei simulierten Nutzungsszenarien (A, B und C) mit unterschiedlich häufigem Speichereinsatz.

Speichereinsatz-szenario:	Anzahl Lastspitzeneinsätze:	Speichereinsatz bei Lastspitze:
A	Einmal pro Woche	Entladen mit 1.5 MW während 30 Sekunden
B	Einmal pro Wochentag	Entladen mit 1.5 MW während 30 Sekunden
C	Zweimal pro Stunde (34-mal pro Wochentag)	Entladen mit 1.5 MW (LTO) bzw. 0.75 MW (NMC) während 30 Sekunden ¹¹

Die Szenarien A und B konzentrieren sich auf die maximale Lastspitze pro Tag oder Woche. Der Einsatz des Speichers zur Lastspitzenreduktion ist deutlich seltener als in Szenario C. Bei diesem werden pro

¹¹ Im Szenario C musste die Entladeleistung bei NMC reduziert werden, da die hohe Anzahl Entladungen mit hoher C Rate (1.5 MW = 3.33 C) die Batterie zu stark forcierten.

Stunde zwei Lastspitzen gebrochen. Typischerweise kann es sich dabei um die durch den Taktfahrplan verursachten Lastspitzen nach jeder vollen und halben Stunde handeln (Beschleunigen der Züge nach Ausfahrt aus den Knotenpunkten). Da sich der Gesamtlastverlauf in den Nachtstunden von jenem am Tag unterscheidet, wurde das Schneiden der Lastspitzen nur für die Zeit von 06:00 -22:30 Uhr simuliert. Insgesamt schneidet der Speicher in Szenario C 170 Lastspitzen pro Woche.

Das Setup für die Speichersimulation wurde wie folgt definiert:

- Ziel-SoC: 80 %
- Speichergrösse 450 kW
- Konstante Ladeleistung: 225 kW (0.5)
- Simulationsdauer: 6 Jahre (NMC), 15 Jahre (LTO)
- Speicherinitialkosten [CHF/kWh]: 900.- (NMC), 1800.- (LTO)

Zur Berechnung der Kosten wurden die Kostenmodelle aus Kapitel 1.3.2 verwendet. Zur Ermittlung der Kostenanteile des Lastspitzenschneidens wurden zwei Berechnungsmethoden angewendet. Bei der ersten wird die Degradation (delta-SoH) während der Zeitspanne des Lastspitzenschneidens eruiert und in Relation zur Gesamtdegradation gesetzt. Dies ist dank der hochauflösenden Degradationsberechnung durch Open-Sesame möglich. Bei der zweiten Berechnungsmethode werden die Kosten für die Lastspitzenreduktion über die ausgespeicherte Energie aus dem Speichersystem berechnet.

1.5.2. Berechnung der Kosten für das Schneiden von Lastspitzen über den SoH

Die Lastspitzenreduktion durch Entladen des Speichers verursacht auf den Speichersystem zusätzliche zyklische Belastung. Diese lässt das Speichersystem zusätzlich altern. Die Degradation des Speichers bei jeder geschnittenen Lastspitze ist dabei nicht konstant, sondern variiert mit dem Zustand des Speichers (SoC, Temperatur). Zudem ist die verursachte Alterung abhängig vom aktuellen SoH des Speichersystems. Auf einem Speichersystem, welches bereits eine fortgeschrittene Alterung aufweist, führt das Lastspitzenschneiden zu tieferen Entladezyklen (DoD) und zu einer stärkeren C-Rate, als dies bei einem neuen Speicher auf welchem sich noch die volle Speicherkapazität nutzen lässt der Fall ist.

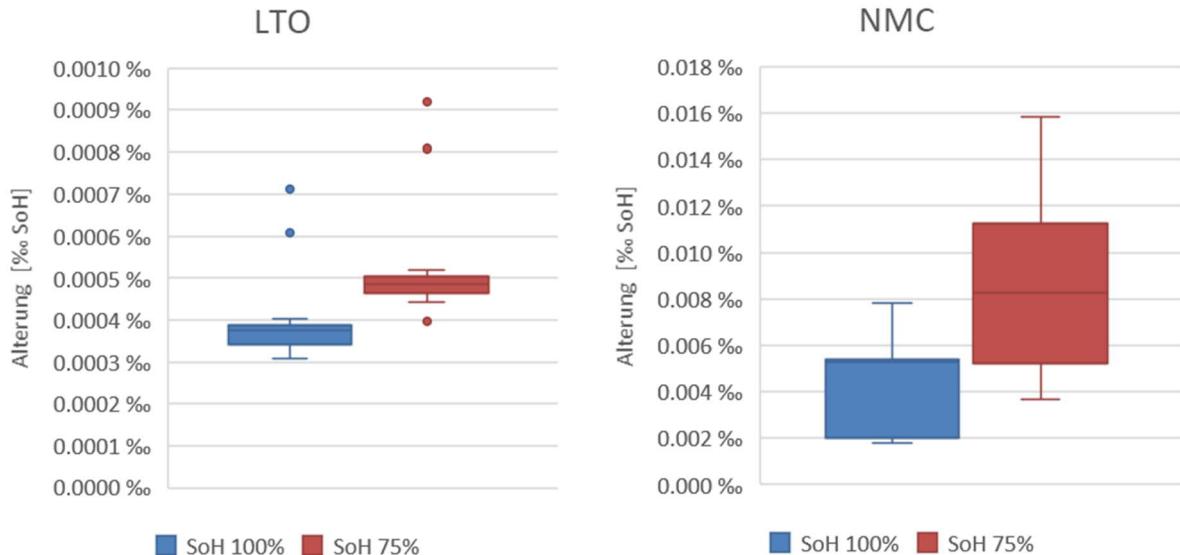


Abbildung 37: Batteriealterung, verursacht durch das Schneiden einer Lastspitze (1.5 MW – 30 sec) bei einem Batterie-SoH von 100 % (Neu) und 75 % (fortgeschrittene Alterung).

In Abbildung 37 wird die verstärkte Alterung durch das Schneiden von Lastspitzen bei bereits fortgeschrittener Degradation des Speichers sichtbar. Gemäss den Simulationsergebnissen altern dabei die NMC-Zellen zehnfach stärker als die LTO-Zellen. Geschuldet ist dies der unterschiedlichen Zyklensfestigkeit der beiden Zelltypen. Mithilfe der Annuität und der Degradation über die Gesamt simulationszeit konnten die Kosten, welche durch das Schneiden der Lastspitzen auf den Speichersystemen verursacht werden, berechnet werden. Hierzu wurde die Batteriealterung mit und ohne Lastspitzenreduktion simuliert und gegenübergestellt. Sämtliche Mehrkosten werden der Lastspitzenreduktion zugeordnet und durch die Anzahl geschnittener Lastspitzen geteilt. Dadurch erhält man die durchschnittlichen Kosten zum Schneiden einer Lastspitze mit dem Speichersystem. Dieser Preis ist weitgehend unabhängig von der sonstigen Speichernutzung (Rangierbetrieb), da nur die zyklische Alterung verursacht durch die Lastspitzenreduktion berücksichtigt wird.

Tabelle 17 : Vergleich der Kosten für das Lastspitzenschneiden in den unterschiedlichen Szenarien (LTO).

Szenario:	Zykl. Alterung durch Lastspitzenschneiden:	Jährliche Speicher Kosten Lastspitzenschneiden:	Kosten je geschnittene Lastspitze (1.5 MW-30Sec):
Einheit	[%SoH in 15 Jahren]	[CHF/Jahr]	[CHF]
A	0.02%	44	0.84
B	0.1%	220	0.84
C	4.1%	8999	1.01

Tabelle 18: Vergleich der Kosten für das Lastspitzenschneiden in den unterschiedlichen Szenarien (NMC).

Szenario:	Zykl. Alterung durch Lastspitzenschneiden:	Jährliche Speicher Kosten Lastspitzenschneiden:	Kosten je geschnittene Lastspitze (X MW-30Sec):
Einheit:	[%SoH in 6 Jahren]	[CHF/Jahr]	[CHF]
A	0.1%	223	4.30 (1.5 MW)
B	0.5%	1'131	4.35 (1.5 MW)
C	6.1%	16'690	1.88 (0.75 MW)

Die Kosten, welche durch das Lastspitzenschneiden auf den Speichersystemen verursacht werden, unterscheiden sich zwischen NMC und LTO stark. Dies ist in erster Linie darauf zu ergründen, dass die simulierte NMC-Zelle eine deutlich tiefere Zyklusfestigkeit aufweist. Die LTO-Zellen auf der anderen Seite sind zudem deutlich resistenter gegenüber hohen Entladeraten. Im Szenario A und B mit wenigen Speichereinsätzen zum Schneiden von Lastspitzen, ist der Einfluss auf die Gesamtdegradation bei beiden Zelltypen klein. Szenario C unterscheidet sich diesbezüglich deutlich. Hier hat das Schneiden massgeblichen Einfluss auf die Speicherdegradation. Dies wird in unten angeführten Grafiken deutlich:

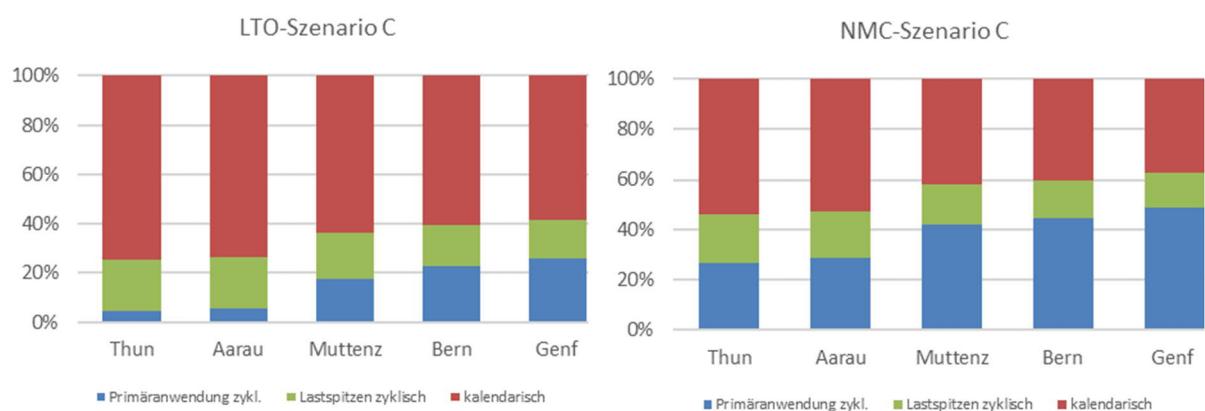


Abbildung 38: Aufteilung zyklische und kalendarische Alterung für 5 unterschiedliche Standorte (Szenario C).

Abbildung 38 zeigt den Anteil der Lastspitzenreduktion gemäss Szenario C auf die Gesamtdegradation. An Standorten mit wenig Speichernutzung durch die Primäreranwendung (Thun, Aarau) ist die Degradation durch das Lastspitzenabschneiden gar stärker als durch die Primäreranwendung. Die kalendarische Alterung hat bei LTO aber immer noch den grössten Anteil an der Gesamtaufwertung. In der vorhergehenden Betrachtung wurden, die durch die kalendarische Alterung verursachten Kosten nicht auf das Lastspitzenabschneiden übertragen. Angesichts des dominierenden Einflusses im Vergleich zur Primäreranwendung stellt sich die Frage, ob die Kosten der kalendarischen Alterung nicht proportional zwischen Primäreranwendung (Cargo-Fahrbetrieb) und Sekundäreranwendung (Lastspitzenabschneiden) geteilt werden sollten.

1.5.3. Kosten in Abhängigkeit von der Entladeleistung

Die gemachten Analysen basieren auf einer C-Rate von 3.33 C für das Entladen. Um die Auswirkungen der Lastspitzenreduktion bei tieferen C-Raten auf die Kosten zu ermitteln, wurden die Auswirkungen von tiefen Entladeleistungen simuliert. Der unten aufgeführte Kostenfaktor dient dazu die berechneten Kosten für 3.33 C auf andere Entlade-C-Raten umzurechnen.

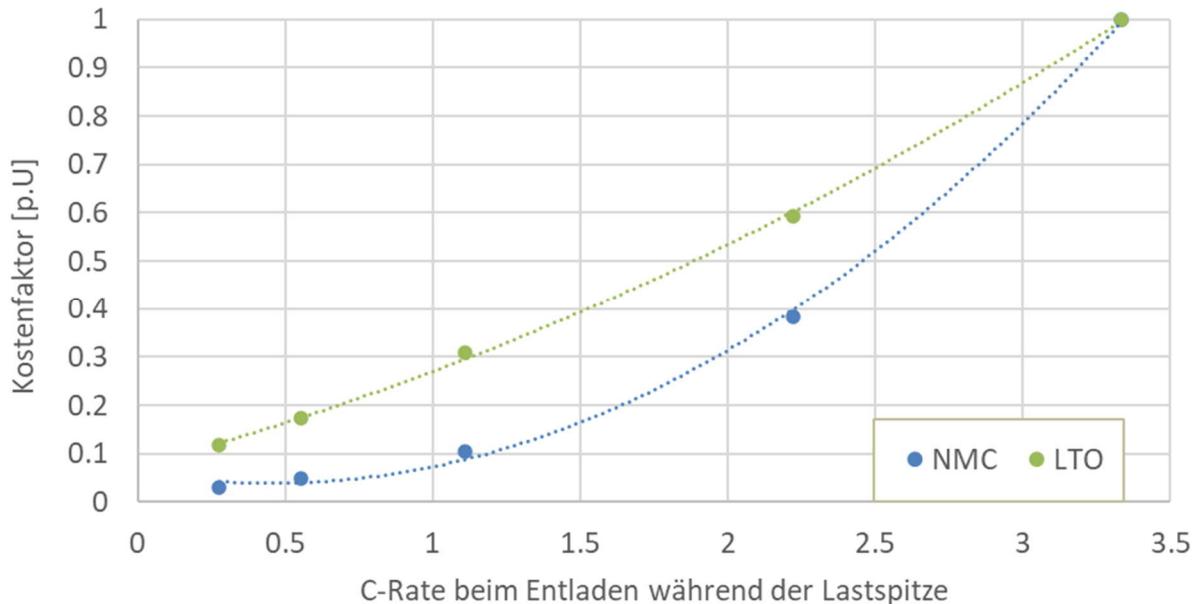


Abbildung 39: Kostenfaktor in Abhängigkeit der C-Rate beim Entladen.

Hochgerechnet auf die Gesamtflotte (gerechnet mit 200 Fahrzeugen) würde das Abschneiden von Lastspitzen (bis zu 50 Spitzen/Jahr) bei unterschiedlichen Entlade-C-Raten folgende Kosten auf den Speichersystemen verursachen:

Tabelle 19: Kosten des Abschneidens von Lastspitzen (50/Jahr) in Abhängigkeit der Entlade C-Rate.

C-Rate	NMC	LTO
0.5 C	2'188 CHF	1'530 CHF
1 C	4'600 CHF	2'720 CHF
1.5 C	44'600 CHF	8'800 CHF

1.5.4. Kosten für das Abschneiden von Lastspitzen (Speicherenergielpreis)

Nachfolgender Ansatz teilt die Gesamtkosten zwischen Primäreranwendung und Sekundäreranwendung auf. Dies wird erreicht, indem die jährlichen Speicherkosten durch die Anzahl Kilowattstunden gerechnet werden, welche innerhalb eines Jahres aus dem Batteriespeicher ausgespeichert werden. Der Speicherenergielpreis in CHF/kWh gibt in diesem Sinne den Preis für jede Kilowattstunde wieder, welche aus dem Speichersystem ausgespeichert wird. Dieser Preis enthält nur die Speicherkosten und nicht die Kosten für die Produktion und den Transport der Kilowattstunde. Diese müssten dem Speicherenergielpreis hinzugezählt werden. Der Speicherenergielpreis ist stark von der Nutzung abhängig.

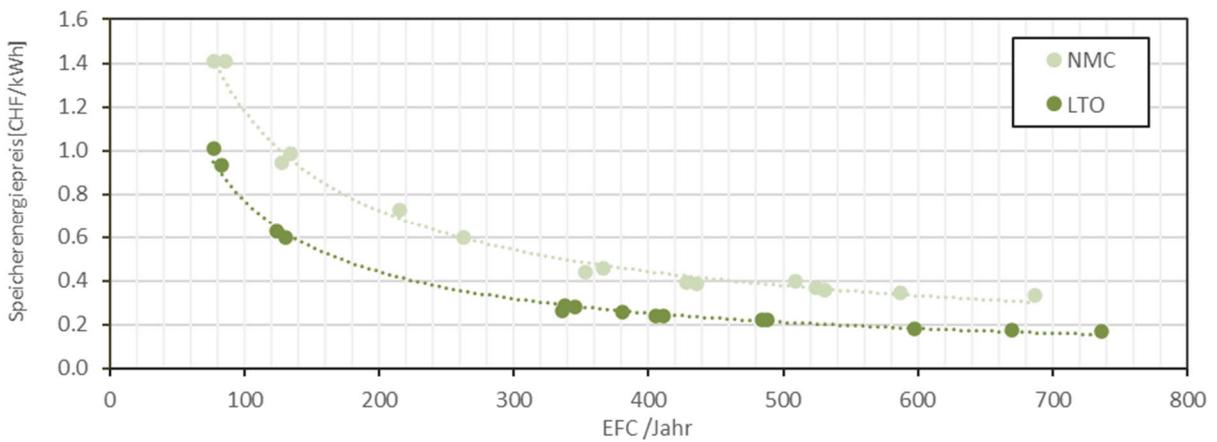


Abbildung 40: Speicherenergiepreis in Abhängigkeit der Speichernutzung.

Abbildung 40 zeigt den Einfluss der Anzahl EFC (EFC = Anzahl Vollzyklenäquivalente) auf den Speicherenergiepreis. Dieser wurde für die Szenarien A-C für die fünf ausgewählten Standorte berechnet. Die gepunktete Linie zeigt die Trendlinie für NMC und LTO. Aufgrund des besseren Verhältnisses zwischen Zyklenfestigkeit und Initialkosten (beides Inputparameter, welche mit Unsicherheiten belegt sind), sind die Speicherenergiekosten für LTO tiefer als jene für NMC. Anders als bei vorhergehendem Ansatz über den Delta-SoH ist dieser Ansatz über die ausgespeicherte Energie stark abhängig von der Speichernutzung.

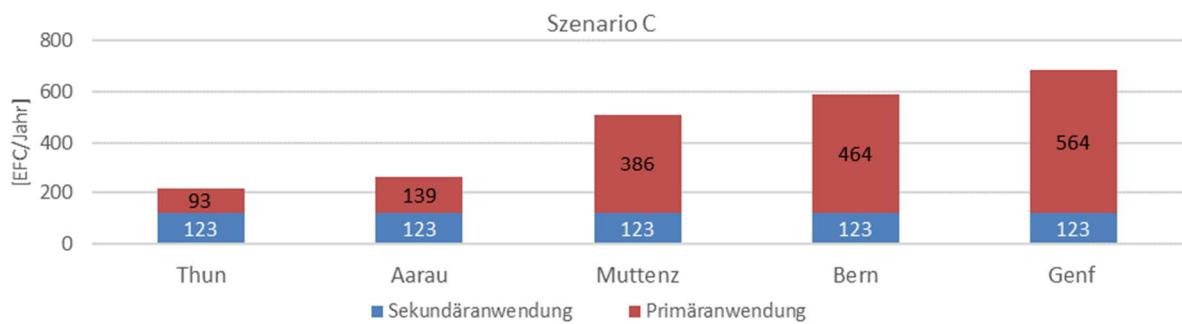


Abbildung 41: Vollzyklenäquivalente (EFC) aufgeteilt in Primär- und Sekundäreranwendung.

In Abbildung 41 wurden die EFC von der Primäreranwendung und Sekundäreranwendung gegenübergestellt. Am Standort mit sehr geringer Batterienutzung durch den Rangierbetrieb (Thun), macht das Schneiden der Lastspitzen gemäss «Szenario C» 57% der Vollzyklenäquivalente aus. Es wurden in diesem Szenario 123 EFC/Jahr durch das Lastspitzenschneiden verursacht. Im Szenario A sind es 1.44 EFC/Jahr. Im «Szenario B» 7.22 EFC/Jahr. Die Anzahl EFC durch das Lastspitzenschneiden beeinflussen den Speicherenergiepreis.

Ausgehend vom Speicherenergiepreis und der Anzahl ausgespeicherter Kilowattstunden pro Lastspitze, wurden die Kosten pro Lastspitze berechnet:

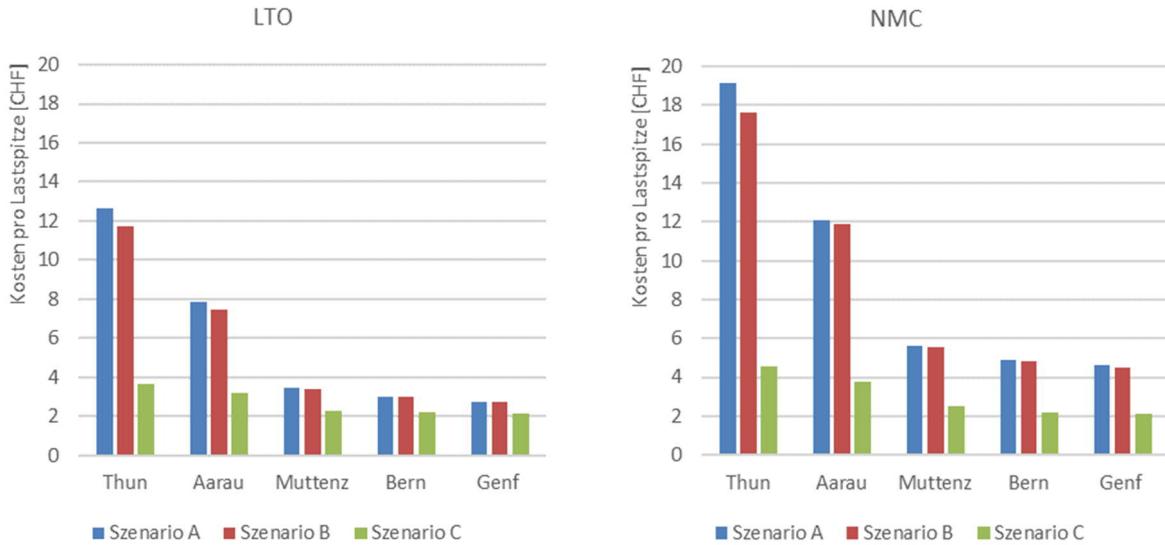


Abbildung 42: Kosten zum Schneiden einer Lastspitze in den drei unterschiedlichen Szenarien A, B und C. Die Kosten sind abhängig von der sonstigen Speichernutzung an den jeweiligen Standorten.

Abbildung 42 zeigt die Abhängigkeit der Kosten zum Schneiden einer Lastspitze von der sonstigen Speichernutzung. Eine intensive Speichernutzung durch die Primärerwendung reduziert bei dieser Berechnungsmethode den Preis fürs Lastspitzenschneiden. Um diese Berechnungsmethode praktisch umsetzen zu können, müsste eine durchschnittliche Primärnutzung und der Umfang der Sekundärnutzung definiert werden. Ausgehend von dieser Abschätzung liesse sich ein mittlerer Speicherenergiepreis berechnen. Nachfolgend wird davon ausgegangen, dass der Einsatz in Muttenz der durchschnittlichen Nutzung über die Gesamtflotte entspricht.

Tabelle 20: Vergleich der Kosten für das Lastspitzenschneiden in den unterschiedlichen Szenarien (LTO)

Szenario:	Anzahl EFC durch das Lastspitzenschneiden:	Jährliche Speicherkosten verursacht durch Lastspitzen:	Kosten je geschnittene Lastspitze (1.5 MW – 30 sec):
Einheit	[EFC/Jahr]	[CHF/Jahr]	[CHF]
A	1.44	170	3.47
B	7.22	919	3.4
C	245	19'865	2.26

Tabelle 21: Vergleich der Kosten für das Lastspitzenschneiden in den unterschiedlichen Szenarien (NMC)

Szenario:	Anzahl EFC durch das Lastspitzenschneiden:	Jährliche Speicherkosten verursacht durch Lastspitzen:	Kosten je geschnittene Lastspitze (1.5 MW – 30 sec):
Einheit	[EFC/Jahr]	[CHF/Jahr]	[CHF]
A	1.44	287	5.63 (1.5 MW)
B	7.22	1'495	5.53 (1.5 MW)
C	123	22'272	2.53 (0.75 MW)

1.5.5. Gegenüberstellung der Berechnungsmethoden

Die beiden Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Kosten zum Schneiden von Lastspitzen unterliegen unterschiedlichen Berechnungsgrundsätzen. Der Hauptunterschied findet sich beim Einbezug der kalendarischen Alterung in die Kosten für die Sekundäranwendung. Nachfolgend wurden die Hauptunterschiede gegenübergestellt:

Rubrik:	Methode «Delta-SoH» oder auch Degradationskosten	Methode «Speicherenergiepreis»
Berücksichtigung kalendarische Alterung:	Die Kosten der kalendarischen Alterung bei Nichtgebrauch des Speichers werden der Primäranwendung zugeschrieben.	Die Kosten durch die kalendarische Alterung werden proportional nach Speichergebrauch zwischen Primär- und Sekundäranwendung geteilt.
Kostenabhängigkeit von der Speichernutzung:	Die Tarife für das Lastspitzen-schneiden sind weitgehend unabhängig von der Speichernutzung.	Die Tarife sind stark abhängig von der Speichernutzung.
Finanzielle Bevorteilung von Primär-/Sekundärnutzung:	Bevorteilt die Sekundärnutzung. Sie partizipiert nicht an den Kosten der kalendarischen Alterung.	Keine Bevorteilung.
Verwendbarkeit der Berechnungsmethode:	Da der SoH in Realität nicht konstant eruiert wird, ist eine direkte Nutzung schwierig. Digital Twin, welcher anhand der Speichernutzung die Degradation simuliert, könnte Abhilfe schaffen.	Vordefinierter Speicherenergiepreis lässt sich zusammen mit Energiemessung relativ einfach nutzen.

Tabelle 22: Gegenüberstellung der Berechnungsmethoden zur Bestimmung der Kosten zum Schneiden von Lastspitzen.

Beide Berechnungsmethoden haben Ihre Vor- und Nachteile. Die Nutzung der einen oder anderen Methode ist abhängig von der Speicheranwendung. So kann argumentiert werden, dass im Falle der Am 843 die Batteriespeicher in erster Linie dazu beschafft werden, um einen emissionsreduzierten Antrieb der Loks zu ermöglichen. Folglich hat diese Primäranwendung auch die Hauptkosten der Batterie zu tragen. Die Sekundäranwendung hat lediglich jene Kosten zu decken, welche durch die Zusatznutzung effektiv verursacht werden. Ein weiteres Argument, welches für die Verwendung der Degradationskosten spricht, ist die Priorisierung zwischen Primär- und Sekundäranwendung. Die Sekundäranwendung kann jeweils nur dann zum Einsatz kommen, wenn die Lok an der Fahrleitung angeschlossen ist und nicht für die Primäranwendung verwendet wird.

Die Resultate bezüglich der verursachten Kosten auf den Speichersystemen durch das Schneiden von Lastspitzen wird seitens SBB mit dem monetären Nutzen der Lastspitzenreduktion gegenübergestellt. Die Resultate können aufgrund der Abhängigkeit von derzeit noch nicht präzisen definierbaren Annahmen (z.B. den Initialkosten für das Speichersystem) als Größenordnung verstanden werden.

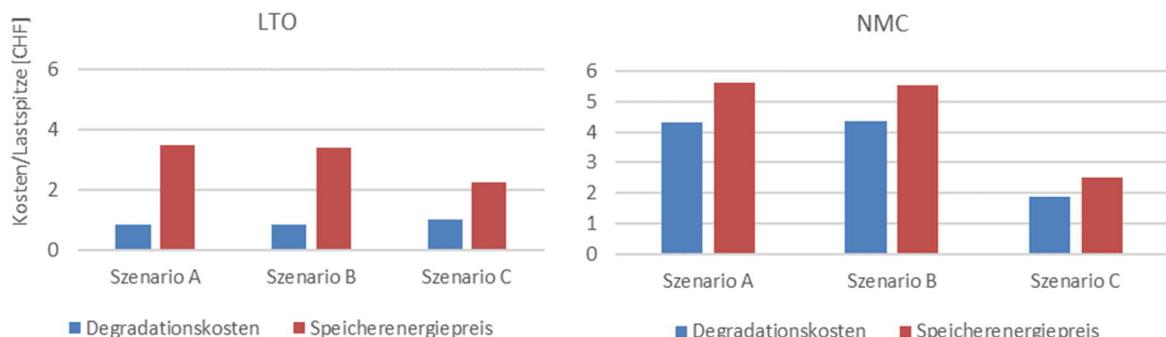


Abbildung 43: Gegenüberstellung der Kosten pro geschnittene Lastspitze bei unterschiedlichen Nutzungsszenarien, unterschiedlicher Berechnungsmethode und Zellchemie.

1.6. Glätten des Gesamtlastprofil mit den Batteriespeichern

Lastspitzen sind nicht die einzige Herausforderung im Energienetz der SBB. Die Dynamik im Lastprofil erfordert eine hohe Leistungsreserve der Kraftwerke und erhöht die mechanische Beanspruchung der Erzeugungsanlagen. Die Erzeugungsanlagen sind im Falle der SBB in erster Linie Wasserkraftwerke. Das Glätten des Lastprofils kann die mechanische Beanspruchung des Kraftwerksparks reduzieren. In Zukunft könnte das Gesamtlastprofil der SBB mithilfe der Speichersysteme auf den Loks geglättet werden. Die Auswirkungen des Glättens auf die Alterung des Speichersystems wurde in diesem Kapitel untersucht.

Das typische Gesamtlastprofil der SBB (Abbildung 36) ist gezeichnet durch den Taktfahrplan. Durch die zeitgleiche Abfahrt und Ankunft einer Vielzahl an Zugverbindungen an den Knotenpunkten im Netz ergeben sich Nachfrage-Maxima und -Minima im Gesamtlastprofil. Typischerweise tritt ein Maximum ca. 10 Minuten nach jeder vollen und halben Stunde auf. Das Nachfragerminimum hingegen ist ca. 5 Minuten vor jeder vollen und halben Stunde zu beobachten, wobei sich beide nicht auf die Minute genau determinieren lassen. Die Lastunterschiede zwischen Nachfrage-Maximum und -Minimum sind zur Hauptverkehrszeit (HVZ) besonders hoch.

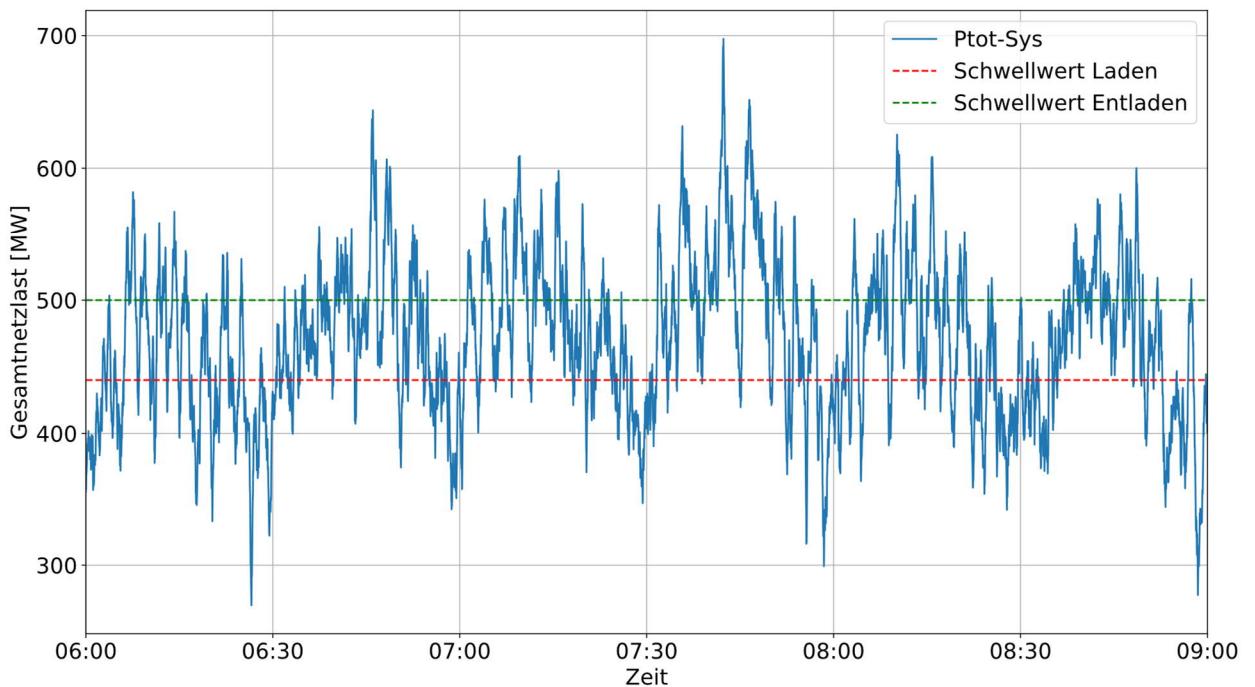


Abbildung 44: Gesamtnetzlast (Ptot-Sys) in der Hauptverkehrszeit am 5.02.2015.

Abbildung 44 zeigt den Gesamtnetzlast in der Hauptverkehrszeit. In die Abbildung wurden zwei Schwellenwerte eingefügt. Um das Profil glätten zu können, muss ein Speichersystem, oder mehrere Speichersysteme zusammen, die Netzgesamtlast zwischen den festgesetzten Schwellwerten halten. Ab den festgesetzten Schwellwerten soll das Speichersystem Laden, respektive Entladen, um die Gesamtlast im festgesetzten Band halten zu können. Die Schwellwerte wurden so gesetzt, dass gleich viel Energie aus dem System entladen wird, wie in den Lasttälern in das System geladen werden kann. Ein Speichersystem, welches die Gesamtnetzlast zwischen den festgesetzten Schwellwerten halten kann, müsste eine Leistung von 200 MW besitzen. Beim nachfolgenden Ansatz trägt ein Speichersystem auf der Lok mit einer Maximalleistung von 1.5 MW jeweils zur Glättung bei. Um das Gesamtlastprofil tatsächlich zwischen die beiden Schwellwerte bringen zu können, müssten demnach 133 Fahrzeuge an der Glättung beteiligt sein. Ob es betrieblich möglich sein wird, Batteriespeicher von 133 Fahrzeugen während drei Stunden nur für die Lastglättung zu reservieren, kann im Rahmen dieser Arbeit nicht beantwortet werden. Nachfolgend wird jedoch gezeigt, welche Alterung und welche Kosten ein solcher Betrieb auf den Speichersystemen verursachen könnte. Dafür wurde als erstes ein Lastprofil des Speichers generiert. Dieses ist so skaliert, dass es bei der maximalen Spitze von 200 MW im Gesamtlastprofil die volle Leistung von 1.5 MW liefert.

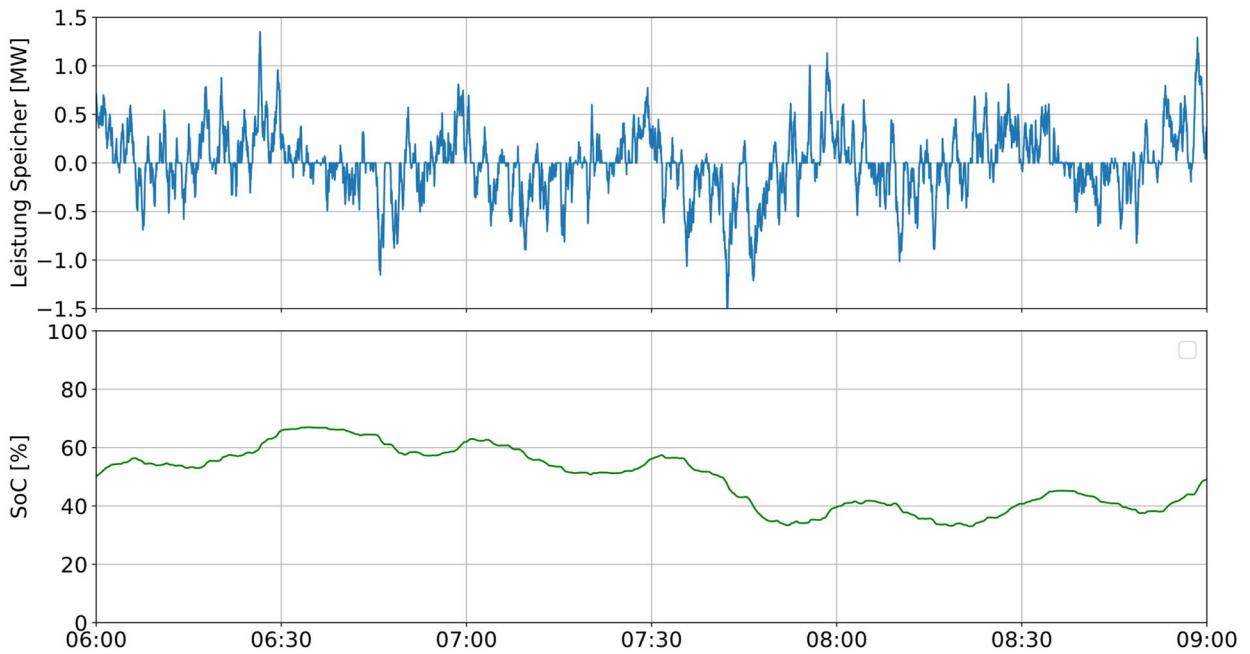


Abbildung 45: Glätten des Lastprofil (Positiv=Laden, Negativ=Entladen).

Der SoC zu Beginn der Lastglättung wurde in der Simulation auf 50% gesetzt. Am Ende der Simulation ist der SoC wieder beinahe auf 50%. Wird der SoC des Speichersystems fürs Lastglätten heruntergesetzt, hat dies, verglichen mit einem hohen SoC von 80%, positive Auswirkungen auf die Alterung. Es muss jedoch beachtet werden, dass der Batteriespeicher nach dem Lastglätten noch nicht vollgeladen ist und deshalb unter Umständen noch nicht direkt für den weiteren Einsatz bereitsteht. Das in Abbildung 45 abgebildete Lastprofil verursacht auf dem Speichersystem nachfolgende Degradation. Die zyklische Alterung ist dabei bei beiden Zelltypen dominierend:

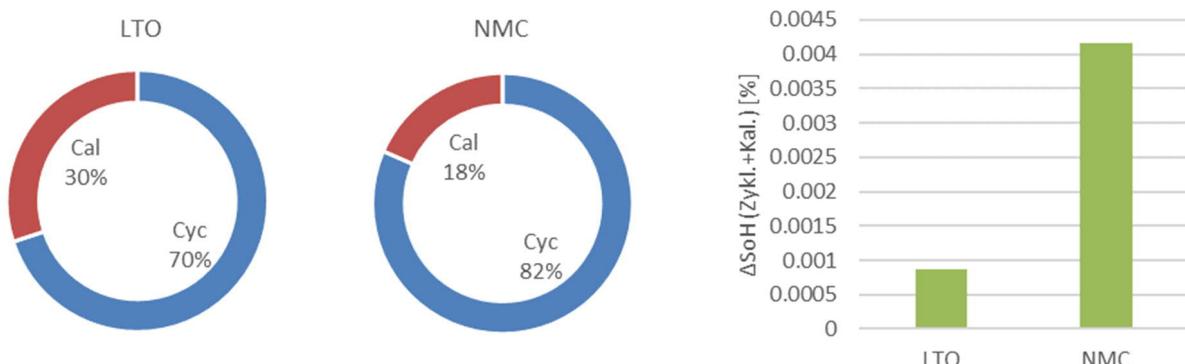


Abbildung 46: Simulationsresultate Glätten während 3h HVZ.

Die dargestellten Resultate beziehen sich auf das Glätten während der morgendlichen Hauptverkehrszeit. Aufgrund des ähnlichen Lastgangs kann davon ausgegangen werden, dass das Glätten der abendlichen Hauptverkehrszeit eine ähnliche Speicherdegradation verursacht. Mithilfe der Degradationskosten aus Kapitel 1.3.2 wurden die durch das Glätten verursachten Kosten berechnet. Die errechneten Kosten gelten unter den gemachten Annahmen bezüglich Speicher Kosten und Alterung. Sie können seitens SBB dem Nutzen des Glättens, während der HVZ gegenübergestellt werden:

Tabelle 23: Kostenrechnung Lastglätten während der HVZ.

Zelltyp:	eine HVZ, ein Fz:	Eine HVZ, 133 Fz:	Eine HVZ, 365 Tage, 133 Fz:
LTO	CHF 29	CHF 3'843	CHF 1'402'684
NMC	CHF 68	CHF 9'092	CHF 3'318'701

Im vorhergehenden Ansatz wurde das Lastprofil geglättet in dem die Speicher proportional zum auftretenden Nachfrage-Maximum und -Minimum ins Netz Laden und Entladen. Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass die maximale Lade/Entladeleistung der Speicher nur selten und kurzzeitig gefordert wird, was sich vorteilig auf die Batteriealterung auswirkt. Der Nachteil ist jedoch, dass viele Fahrzeuge am Glätten beteiligt sein müssen.

Nachfolgend wird deshalb ein Ansatz verfolgt, bei welchen die Fahrzeuge, wenn sie an der Glättung des Profils beteiligt sind, jeweils mit konstanter Lade/Entladeleistung laden und entladen. Diese Entladung ist gegenläufig zum aktuellen Gesamtlastprofil. Durch Zu- und Abschalten von weiteren Batteriespeichern zu unterschiedlichen Zeitpunkten kann das gewünschte Gesamtlastprofil moduliert werden.

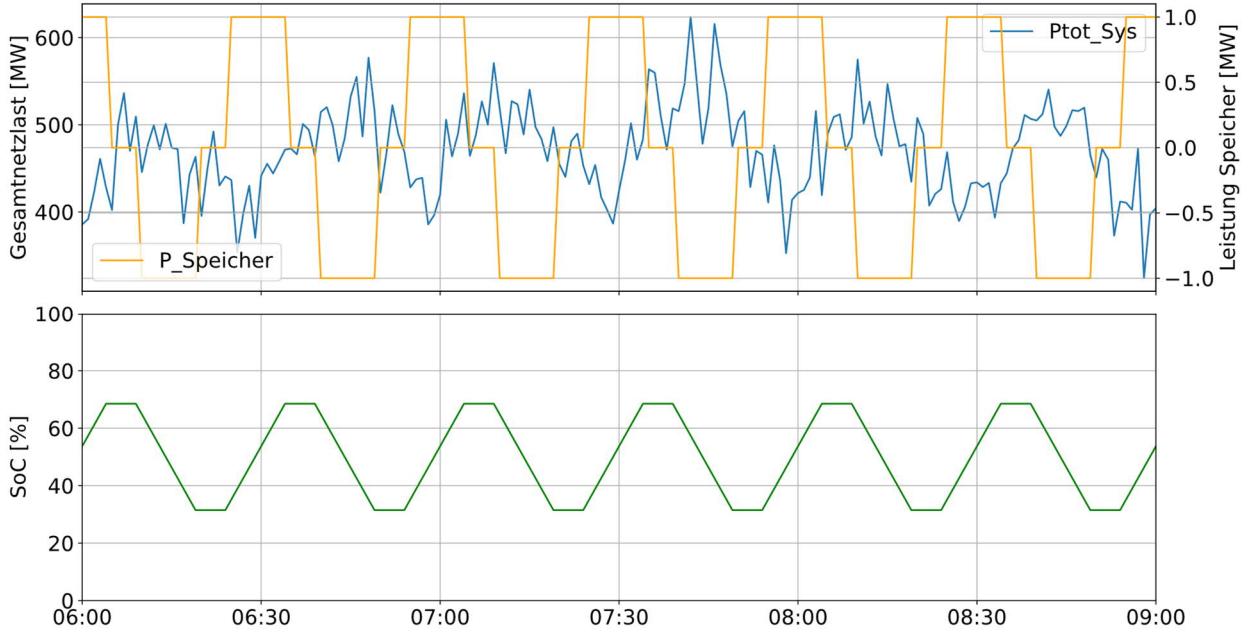


Abbildung 47: Glätten durch den Lastprofil gegenläufiges laden und Entladen des Speichers (positive Speicherleistung = Laden des Speichersystems).

In Abbildung 47 wurde die Lade- und Entladeleistung des Speichers auf 1 MW eingestellt. Um den Einfluss der Speicherleistung beim Glätten auf die Kosten zu illustrieren, wurde im Rahmen dieser Analyse die Speicherleistung variiert. Abbildung 48 zeigt den Zusammenhang zwischen Speicherleistung beim Glätten und den Degradationskosten. Die beiden Größen stehen in einem quadratischen Verhältnis zueinander. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, eine sekundäre Netzanwendung wie das Lastspitzenschneiden oder das Glätten, mit möglichst vielen verfügbaren Speichern bei kleiner Lade-Entladeleistung durchzuführen.

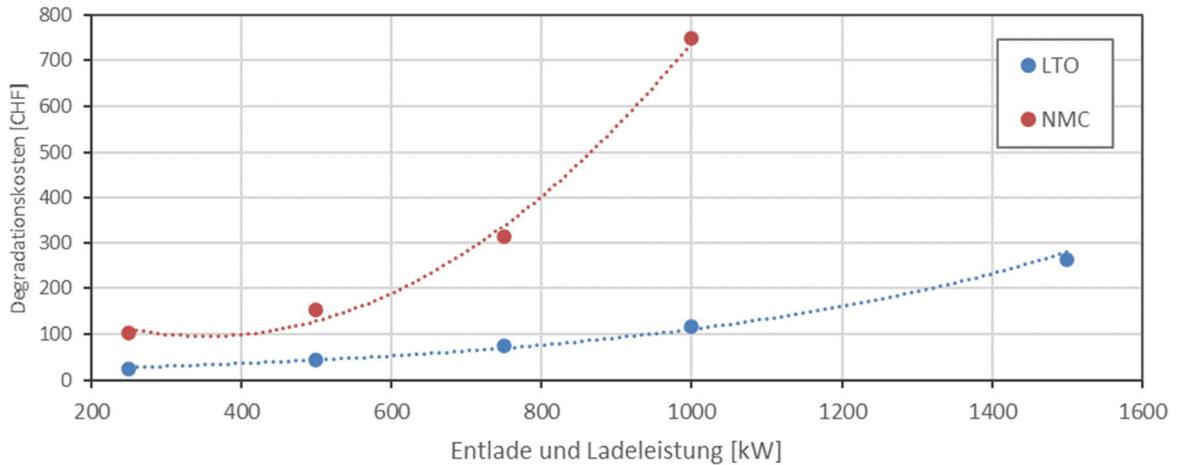


Abbildung 48: Degradationskosten pro HVZ Einsatz in Abhängigkeit der Entladeleistung.

1.7. Absenkung des SoC bei Nichtgebrauch des Speichers

Bei den vorhergehenden Analysen zeigte sich, dass die kalendarische Alterung einen beachtlichen Teil der Speicherdegradation verursacht. Verhindern lässt sich die kalendarische Alterung nicht. Jedoch kann sie mit einer intelligenten Speicherbewirtschaftung reduziert werden. Eine Möglichkeit dazu bietet sich bei Kontrolle des Ladezustands (SoC) von abgestellten und nichtgebrauchten Fahrzeugen. Die kalendarische Alterung ist bei hohem SoC grösser als bei tiefem SoC. In diesem Kapitel wurde die Auswirkung eines reduzierten SoC auf die Batteriealterung untersucht. In nachfolgender Grafik wurde die Alterung bei unterschiedlichem SoC-Niveau simuliert.

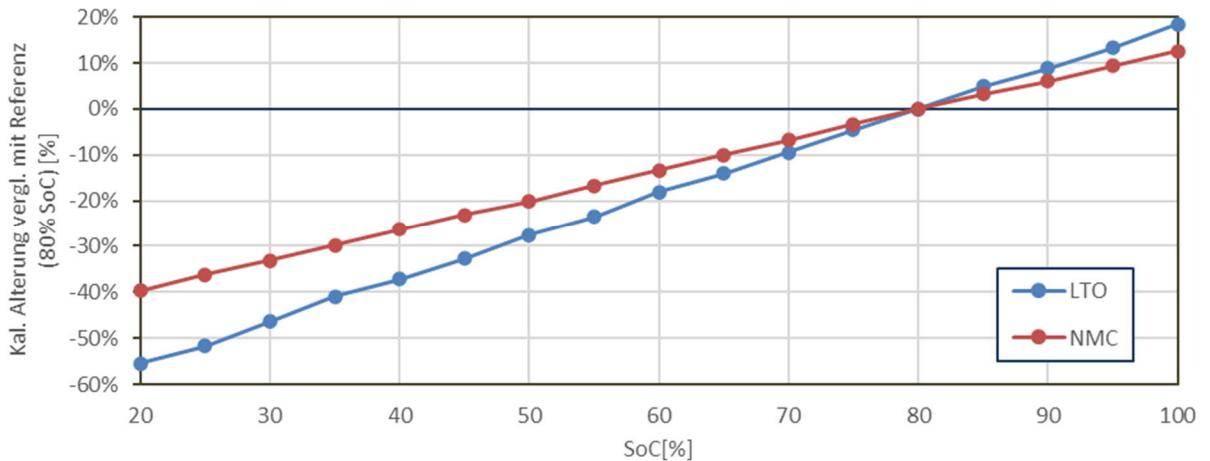


Abbildung 49 : Kalendarische Alterung in Abhängigkeit des SoC-Niveaus bei Nichtgebrauch/Lagerung.

Dank tiefem SoC kann die kalendarische Alterung deutlich reduziert werden. Die Ergebnisse geben den Stressfaktor für die kalendarische Alterung in Abhängigkeit des SoC wieder. Die Grafik zeigt, dass sich die kalendarische Alterung durch Absenken des SoC von 80 % auf 40 %, um mehr als 35 % reduzieren lässt (LTO). Natürlich kann der SoC nicht dauerhaft abgesenkt werden, da sonst zu wenig Speicherkapazität bei allfälligen Batterieentladungen vorhanden wäre. Für bestimmte Zeitdauer, beispielsweise über ein Wochenende bei welchem das Fahrzeug nicht verwendet wird, lässt sich der SoC aber durchaus absenken. Der Einfluss einer solchen Betriebsweise wurde mithilfe dreier Szenarien untersucht. Das fiktive Ausgangsszenario ist dabei wie folgt: Ein Fahrzeug war bis Freitag um Mitternacht im Einsatz und wurde dabei auf eine SoC von 42 % entladen. Bis Sonntag Mitternacht ist das Fahrzeug abgestellt und nicht mehr im Einsatz. Die drei Szenarien unterscheiden sich wie folgt:

Tabelle 24: Szenarien für den Betrachtungsfall «tiefer SoC am Wochenende».

Szenario:	Beschreibung:
1	Das Fz wird direkt nach Ankunft in der Nacht von Freitag auf Samstag geladen. Das Fz steht danach mit einem SoC von 80 % bereit für den nächsten Einsatz
2	Das Fz verweilt bis Sonntagabend auf einem SoC von 42 %. Am Sonntagabend wird es geladen auf einen SoC von 80 %
3	Das Fz wird zu Beginn der Abstellung auf 20 % SoC entladen. Am Sonntagabend wird das Fz auf 80 % SoC geladen.

Das Szenario 1 unterscheidet sich von den Szenarien 2 und 3 dahingehend, dass in Szenario 1 das Fahrzeug direkt geladen wird, um wieder voll einsatzfähig zu sein. Eine solche Ladestrategie wird immer dann verfolgt, wenn der nächste Einsatzzeitpunkt unbekannt ist. Ist der nächste Einsatzzeitpunkt bekannt und wird der Speicher durch eine Intelligenz bewirtschaftet, kann Szenario 2 und 3 realisiert werden. Eine Entladung des Speichers wie sie in Szenario 3 gemacht wird, könnte zudem zu einem netzdienlichen Zeitpunkt gemacht werden.

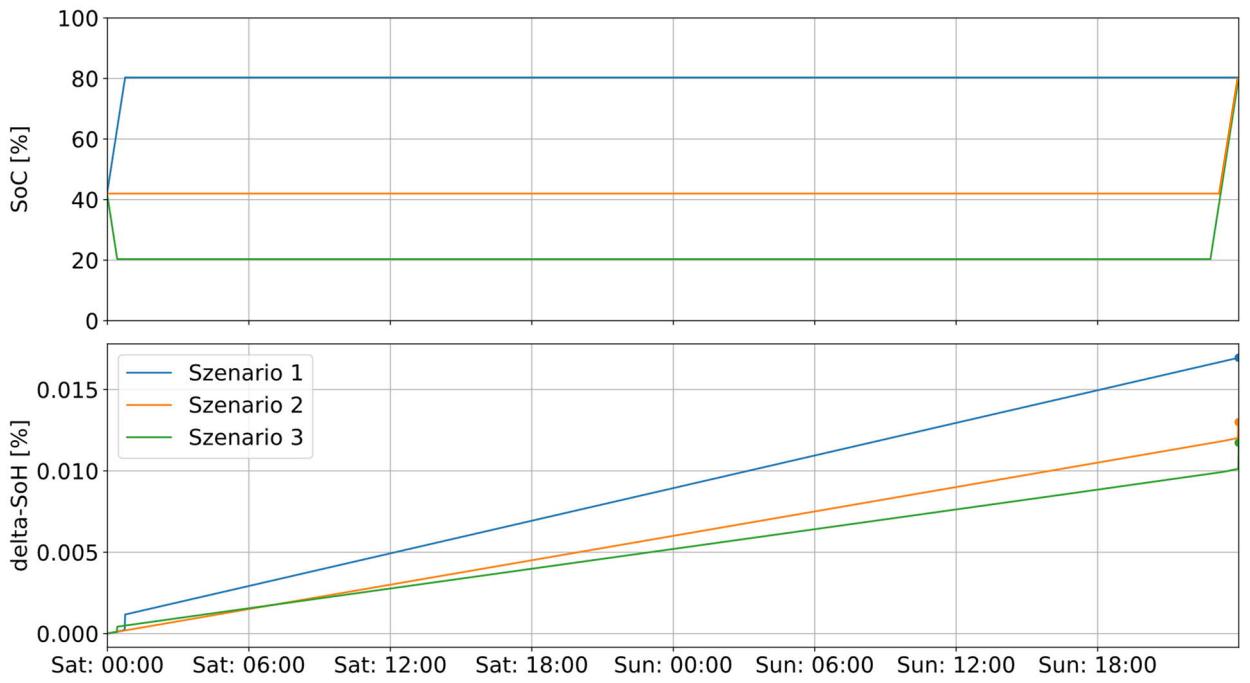


Abbildung 50: Abstellung übers Wochenende bei unterschiedlichem SoC (NMC).

Abbildung 50 zeigt den SoC Verlauf und die Degradation des Speichersystems in den drei unterschiedlichen Szenarien. Die Sprünge in den Degradationsresultaten stammen von den Lade- und Entladezyklen, deren Alterungseinfluss nach Beendung dem Degradationsprofil hinzugaddiert wird. In Szenario 2 und 3 gibt es einen solchen Sprung am Ende des Profils, da der Ladevorgang zu diesem Zeitpunkt endet. Die Resultate zeigen eine geringere Alterung in Szenario 2 und 3, verglichen mit Szenario 1.

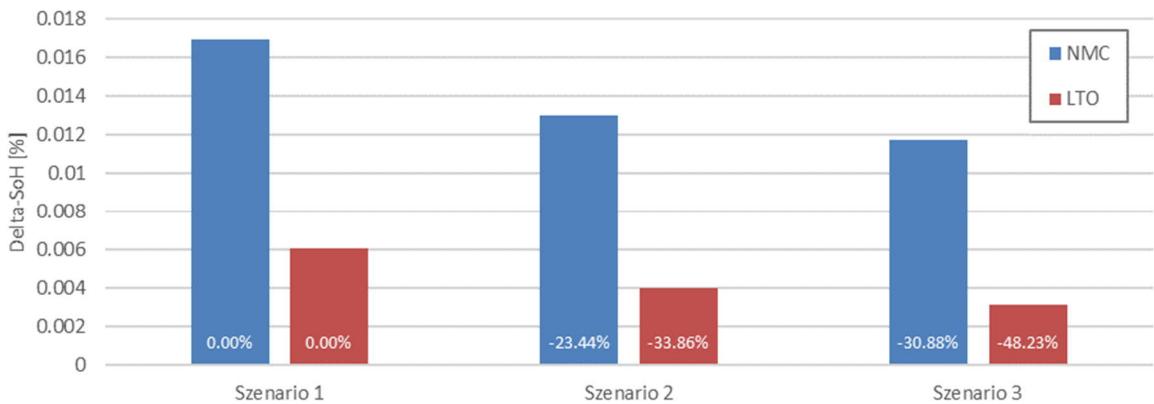


Abbildung 51: Alterungsvergleich von den unterschiedlichen Szenarien.

Dank tiefem SoC bei Nichtgebrauch des Fahrzeugs, konnte am hier gezeigten Beispiel die Alterung im Szenario 3 im Vergleich zu Szenario 1 für LTO-Zellen, um bis zu 48% reduziert werden. Szenario 2 und 3 lassen sich jedoch nur realisieren, wenn der nächste Einsatzzeitpunkt bekannt ist, damit vor-gängig geladen werden kann. Eine vorausschauende Einsatzplanung und die Möglichkeit den SoC der Fahrzeuge bei Abwesenheit des Lokpersonals zu beeinflussen, sind die Voraussetzung für ein batterieschonende Abstellung. Nachfolgend wurde mithilfe der Degradationskosten aus Kapitel 1.3.2 und den obenstehenden Resultaten, die Kosteneinsparungen für Szenario 2 und 3 gegenüber Szenario 1 berechnet. Dabei wurde davon ausgegangen, dass rund die Hälfte der Am 843 Flotte am Wo-chenende abgestellt ist und nicht im Einsatz steht. Die abgestellten Fahrzeuge würden in diesem Falle nach Szenario 2 und 3 bewirtschaftet.

Tabelle 25 : Kostenreduktion durch Reduktion des SoC bei abgestellten Fahrzeugen (NMC).

Einsatzszenario:	Kosteneinsparung (1Fz, ein Wochenende):	Kosteneinsparung (halbe Flotte ¹² /Wochenende):	Kosteneinsparung (halbe Flotte/Jahr):
Szenario 2	65 CHF	1'436 CHF	74'655 CHF
Szenario 3	86 CHF	1'891CHF	98'319 CHF

Tabelle 26: Kostenreduktion durch Reduktion des SoC bei abgestellten Fahrzeugen (LTO).

Einsatzszenario:	Kosteneinsparung (1Fz, ein Wochenende):	Kosteneinsparung (halbe Flotte/Wochenende):	Kosteneinsparung (halbe Flotte/Jahr):
Szenario 2	68 CHF	1'505 CHF	78'281 CHF
Szenario 3	97 CHF	2'144 CHF	111'497 CHF

Tabelle 25 und Tabelle 26 zeigen ähnliche Kosteneinsparungen für LTO und NMC. Die Absenkung des SoC während der Abstellung lohnt sich in den gezeigten Fällen bereits für die Zeitdauer eines Wochenendes. Ein konsequentes Absenken des SoC bei abgestellten Fahrzeugen hat demnach positive Auswirkungen auf die Alterung. Bleibt erwähnt, dass sich eine solche Bewirtschaftung nur bewerkstelligen lässt, wenn der nächste Einsatzzeitpunkt bekannt ist und das Fahrzeug entsprechend vorbereitet werden kann.

1.7.1. Dauerhaftes Absenken des State of Charge

Bei der weiteren Analyse der Fahrzeugnutzungsprofile der Am 843 konnte festgestellt werden, dass in einigen simulierten Speicherprofilen die Batterienutzung sehr moderat ausfällt. So wurde bei einigen Wochenprofilen der Am 843 nur eine Kapazität von 10-20 % genutzt. Der Rest der Kapazität wurde nicht verwendet. Eine geringe Nutzung der Speicherkapazität ermöglicht das dauerhafte Absenken des SoC. Dadurch kann die Degradation des Batteriespeichers positiv beeinflusst werden. Um hierzu eine Aussage machen zu können wurden Lastprofile mit unterschiedlichen Bewirtschaftungsmethoden simuliert. Bei diesen Bewirtschaftungsmethoden wurde jeweils ein anderer Ziel-SoC definiert. Der Ziel-SoC ist jener State of Charge, bei welcher in der Simulation die Ladung beendet wird.

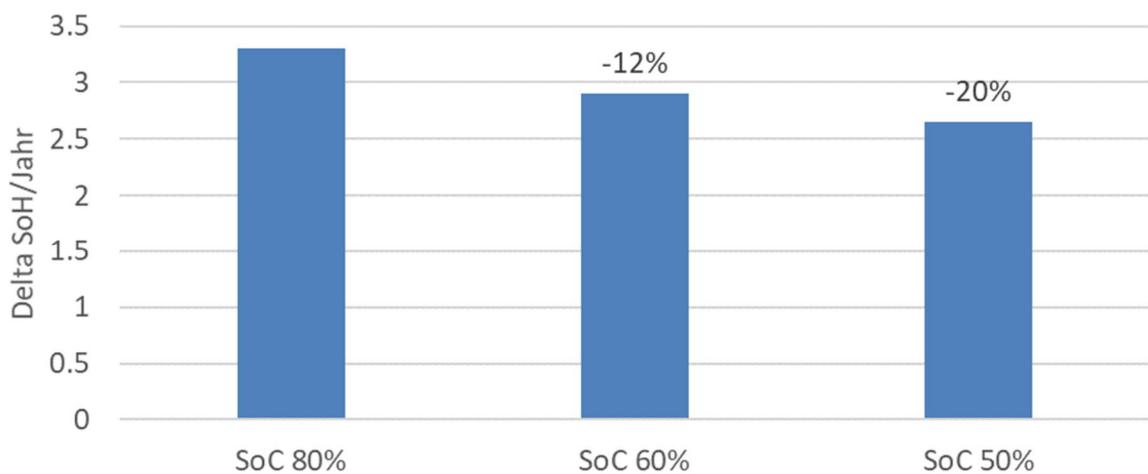


Abbildung 52: Jährliche Batteriealterung bei unterschiedlichen State of Charge.

Es zeigte sich, dass durch Absenken des SoC um 30 % die Alterung um 20 % reduziert werden konnte. Die Reduktion der Alterung ist proportional mit der Reduktion der jährlichen Kosten. Um eine Aussage über die Kosteneinsparung der Gesamtflotte machen zu können, wurde die Flotte auf die Berechnungsmethoden aufgeteilt. Diese Aufteilung basiert auf Annahmen, bei welchen die Erfahrungen der Flottenutzung der Am 843 und der Eem 923 miteingeflossen sind.

¹² 22 Fahrzeuge

Aufteilung der Flotte auf die Bewirtschaftungsmethoden:

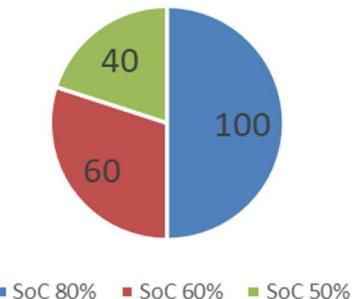


Abbildung 53: Aufteilung der Flotte auf die drei untersuchten Bewirtschaftungsmethoden gemäss den getroffenen Annahmen.

Es wurde angenommen, dass sich bei 60 Fahrzeugen eine Absenkung des SoC auf 60 % realisieren liesse. Bei weiteren 40 Fahrzeugen könnte der SoC gar dauerhaft auf 50 % abgesenkt werden. Auf Basis dieser Annahmen und den zu erwartenden Kosteneinsparungen aufgrund der geringeren Alterung konnten die Kosteneinsparungen hochgerechnet werden:

Tabelle 27: Kosteneinsparungen durch dauerhaftes Absenken des SoC

Bewirtschaftungsmethode	Einsparungen / Fahrzeug	Kumulierte Einsparungen
SoC 80%	0	0
SoC 60%	CHF 4'258	CHF 255'477
SoC 50%	CHF 6'855	CHF 274'205
Total		CHF 529'682

1.7.2. Beispiel zur Absenkung des SoC

Die Am 843 wird bei SBB Cargo für den Rangierdienst und für die Erschliessung von Endkunden an das Schienenstreckennetz, der sogenannten letzten Meile, eingesetzt. Diese «letzte Meile» ist dabei oftmals nicht elektrifiziert, da die Strecke vielerorts über Strassenabschnitte oder direkt in Fabrikhallen führt. Die Messdaten der Am 843 zeigten, dass die Endkunden in vielen Fällen nach einer fest definierten Zeitplanung bedient werden. So wurden beispielsweise in einer Lebensmittelfabrik jeden Morgen um sieben Uhr drei Güterwagen abgeholt und zum nächsten Rangierbahnhof gebracht. Die fixe Uhrzeit ist auch daher bedingt, dass Strassenabschnitte des Schienennetzes im Vorgang reserviert werden müssen, damit sie befahren werden können. Für die Bewirtschaftung der Speicher hat dieser Fahrzeugeinsatz entscheidende Vorteile. Denn sind Einsatzzeitpunkt und Energieverbrauch bekannt, kann der Speicher entsprechend vorbereitet werden. In diesem Kapitel wurde anhand eines konkreten Beispiels untersucht, inwiefern sich der Speichergebrauch mithilfe von historischen Fahrzeugeinsätzen prognostizieren lässt. Anhand der Ergebnisse wurde ein Bewirtschaftungsvorschlag gemacht. Dieser konnte mit dem ursprünglichen Speichergebrauch verglichen werden.

Für die Analyse wurde der Standort Basel gewählt. Basel kombiniert das typische Einsatzgebiet der Am 843 Loks von SBB Cargo, da es sowohl Rangierbetrieb auf Rangierbahnhöfen gibt als auch mehrere Unternehmen mit Anschlussgleisen bedient werden. Von einer Lok am Standort in Basel wurde das Einsatzprofil auf sich wiederholende Einsatzmuster untersucht. Es zeigte sich, dass die Lok während vier Wochen, jeweils von Montag bis Donnerstag ein sehr ähnliches Einsatzmuster hat. In nachfolgender Grafik wurden die simulierten SoC-Profilen von den Wochentagen Montag bis Donnerstag aus vier Wochen übereinandergelegt. Die aufgeführten Median- und Perzentilwerte beziehen sich daher auf insgesamt 16 Einsatztage.

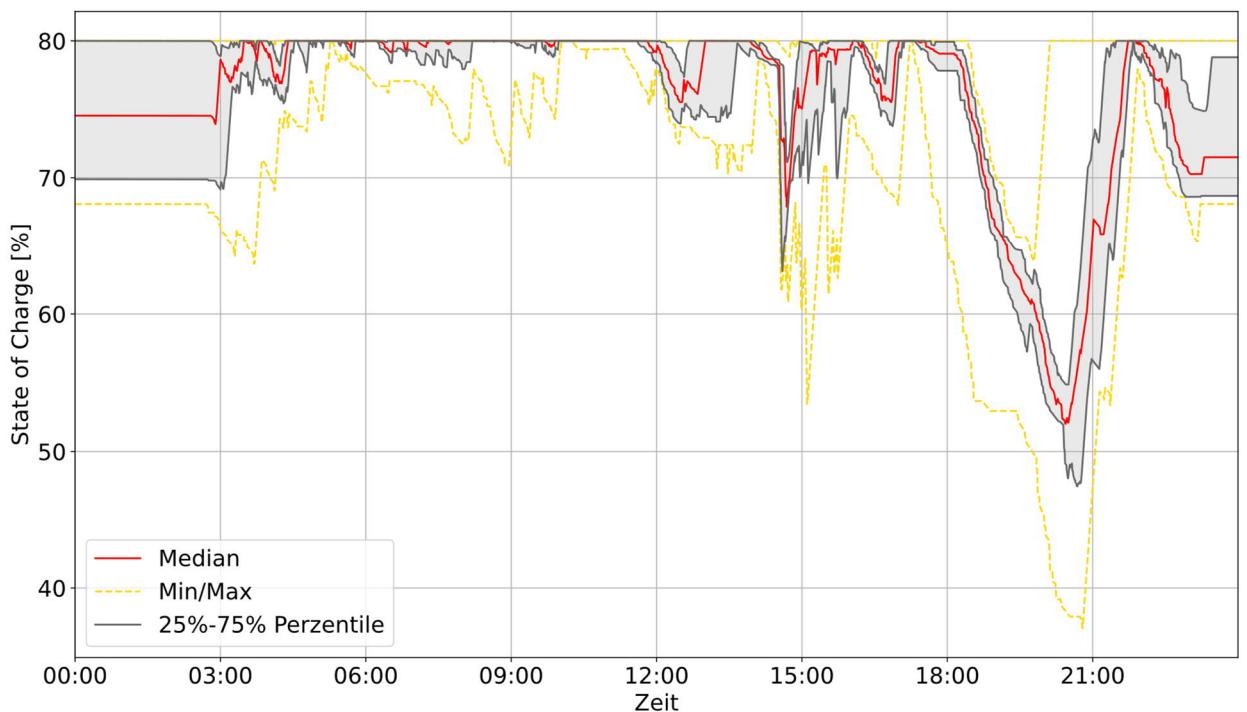


Abbildung 54: Speichereinsatzprofile von 16 Wochentagen am Standort Basel-Muttenz

In Abbildung 54 zeigt sich, dass sich der Speichereinsatz der 16 Tage gleicht. In den Abendstunden von 18:00 Uhr - 21:00 Uhr wird der Speicher intensiv genutzt. Die Nutzung ist dabei in Bezug auf Startzeitpunkt und Entladetiefe sehr ähnlich. In der Simulation wurde ein Ziel-SoC von 80% eingestellt. Der Speicher wird daher immer bis auf diesen Zielwert geladen. Das breite graue Band in den Nachtstunden von 23:00 Uhr bis 03:00 Uhr kommt davon, dass die Lok nicht vollständig geladen an einem Abstellort ohne Elektrifizierung abgestellt wurde. Der Speicherstand bei der Abstellung hat sich dabei an den Wochentagen etwas unterschieden. Nachfolgend wurde der Fokus auf die Phase mit intensiver Speichernutzung von 18:00 Uhr bis 22:00 Uhr gelegt. Untenstehend wurde die GPS-Position der Lok im erwähnten Zeitraum aufgezeichnet (gelbe Punkte). Der Kartenausschnitt zeigt das Areal neben dem St.Jakob-Park Fussballstadion. Sämtliche Geleise in den orangen Sektoren sind nicht elektrifiziert.

Der Streckenabschnitt oberhalb des Stadions wird von der Am 843 benötigt, um mit den Güterwagen zwischen den Gleisen rangieren zu können. Die Verweildauer im elektrifizierten Streckenabschnitt ist daher nur kurz. Ein kurzeitiges Heben des Stromabnehmers in dieser Zeit wurde in der Simulation,

aufgrund der kurzen Verweildauer, nicht angegründacht. Die GPS-Position konnte in den Hallen der Camion-Transport AG nur ungenau aufgezeichnet werden (kreisförmige Aufzeichnung).



Abbildung 55: Fahrzeugeinsatz zwischen 18:00-21:30 Uhr in Basel

Anhand eines typischen Tageslastprofils wurde eine alternative alterungsoptimierte Bewirtschaftungsstrategie getestet. Die optimierte Bewirtschaftungsstrategie wurde im Anschluss mit der ursprünglichen Bewirtschaftungsstrategie verglichen. Diese wird nachfolgend «passive Bewirtschaftung» genannt, da die Bewirtschaftung nicht aktiv an die Nutzung angepasst wird. Die Batterie wird dabei stets auf 80% SoC vollgeladen, damit sie für die nachfolgenden Einsätze bereitsteht. Aufgrund der geringen Batterienutzung bis 16:00 Uhr, wurde bei der optimierten Batteriebewirtschaftung der SoC vor 16:00 Uhr auf 55% abgesenkt. Ab 16:00 wurde die Batterie dann auf einen SoC von 70% geladen, um für die intensive Speichernutzung in den Abendstunden bereit zu sein. Im Falle des gewählten Tageslastprofils hätte der Speicherstand von 55% SoC im Grundsatz ausgereicht, um die Nutzung in den Abendstunden mit genügend Energie zu versorgen. Da es gemäss Abbildung 54 aber auch zu tieferen Entladungen während den Abendstunden kommen kann, wurde bei der optimierten Speicherbewirtschaftung der SoC auf 70% erhöht, um auch für intensivere Abendschichten vorbereitet zu sein.

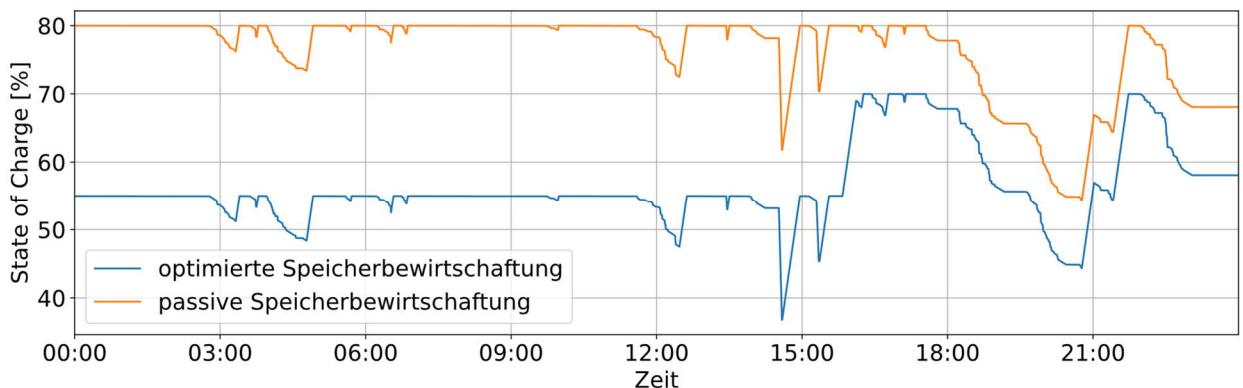


Abbildung 56 : SoC-Profil der zwei unterschiedlichen Speicherbewirtschaftungsstrategien.

In Abbildung 56 wurde der State-of-Charge der beiden Bewirtschaftungsstrategien dargestellt. Für beide Speichernutzungsprofile wurde in der Folge die Auswirkung auf die Alterung des Speichers simuliert.

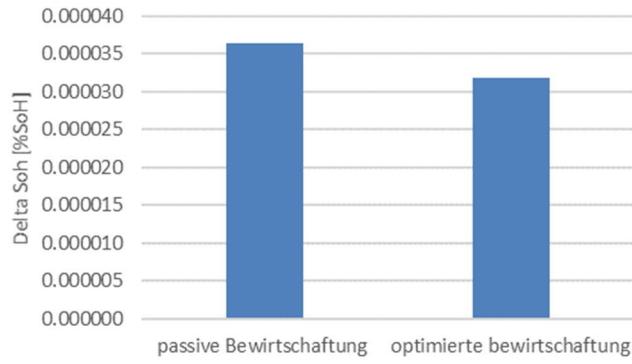


Abbildung 57: Simulierte Alterung passive/optimierte Bewirtschaftung (LTO-Zellen).

Die optimierte Bewirtschaftung führte, verglichen mit der passiven Bewirtschaftung, in der Simulation zu einer 12% tieferen SoH Degradation des Speichers. Gemäss den Simulationsresultaten hat die vorrausschauende Bewirtschaftung demnach einen positiven Einfluss auf die Alterung des Speichers. Die optimierte Bewirtschaftungsstrategie beruht darauf, dass der Fahrzeugeinsatz in naher Zukunft bekannt ist, damit der Speicherstand entsprechend vorbereitet werden kann. Im Falle der Am 843 im Einsatz für SBB Cargo ist eine solche Bewirtschaftungsstrategie aufgrund der oftmals bekannten zukünftigen Fahrzeugnutzung aber durchaus denkbar. In der hier angewendeten optimierten Bewirtschaftungsstrategie wurde nur der SoC verändert. Man könnte die Speichernutzung aber auch hinsichtlich Ladeleistung und weiteren Einflussgrössen optimieren und so ggf. weitere positive Alterungseffekte erzielen. Die Ladeleistung wurde in dieser Simulation in beiden Fällen auf 0.5C eingestellt.

1.8. Risiken für das Bahnstromnetz durch ungesteuertes Laden

Die Betrachtungen haben gezeigt, dass einzelne in elektrifizierten Geleisen stehende Lokomotiven kein Problem darstellen. Besonders bei langsamem, batterieschonendem Laden. Sowohl der Energiebedarf für einzelne Einsätze der Dieselfahrzeuge als auch die Gleichzeitigkeit zukünftiger Ladevorgänge wurde überschätzt.

Heikel wird es erst ab ca. 3 Fahrzeugen im gleichen Fahrleitungsabschnitt die schnell laden. In diesen Fällen muss analysiert werden, ob die Fahrleitung der "Dauerbelastung" standhält. Eine generelle Aussage ist äusserst schwierig zu treffen da diese Abstellgeleise häufig an Bahnhofs- oder Nebenschaltposten angeschlossen und mit älterer Fahrleitung ausgerüstet sind. Die Anlagen sind auch sehr unterschiedlich je nach Gegebenheiten vor Ort. Wir versuchen deshalb hier kurz aufzuzeigen, was alles geprüft werden muss:

- Wie viele Fahrzeuge sollen abgestellt werden und mit welcher Leistung wird geladen
- Welcher Fahrleitungstyp ist vorhanden (N-FL, R-FL)
- Wie ist der entsprechende Fahrleitungsabschnitt versorgt.

Mit diesen Angaben kann abgeschätzt werden, ob die Fahrleitung der Belastung standhält. Sollten die Fahrzeuge immer wieder am gleichen Standort abgestellt sein, muss auch geprüft werden, ob der zusätzliche Ladestrom Auswirkungen auf den 24h Mittelwert des Stromes hat (Prüfung der NISV).

In den zur Verfügung gestellten Listen ist auch ersichtlich, dass heute die Fahrzeuge meistens in nicht elektrifizierten Geleisen abgestellt werden. Wenn diese Geleise auch zukünftig genutzt werden sollen, muss entsprechende Ladeinfrastruktur sei dies mittels Fahrleitung oder anderer Lösungen aufgebaut werden.

Die in Abschnitt 1.9.5 abgeschätzte Gesamtnetzlast ist in Relation zum aktuellen netzweiten Leistungsbedarf der SBB gering. Abschätzungen zum zusätzlichen Leistungsbedarf für die Traktion der Infrastruktur-Fahrzeuge müssten bei entsprechender Datenverfügbarkeit noch angestellt werden. Aufgrund der geringen Netzlast ist davon auszugehen, dass der zusätzliche Leistungsbedarf durch die Elektrifizierung der Dieselflotte im aktuellen Bahnstromnetz der SBB zu keinen Problemen führt - dies weder bei ungesteuertem Laden noch bei batterieschonendem Laden. Darüber hinaus deutet die hohe zur Verfügung stehende Flexibilität der Batteriespeicher auf vielfältige Möglichkeiten hin, höhere netzweite Lastspitzen durch Ladeverschiebungen oder andere Massnahmen mitigieren zu können.

1.9. Abschätzung der verfügbaren Flexibilität

Unter «Flexibilität» wird der Freiheitsgrad verstanden, mit welchem die Batteriespeicher über den normalen Betrieb hinaus genutzt werden können. Sie beschreibt daher, wie viel Energie und wie viel Leistung zu jedem Zeitpunkt für eine zusätzliche Bewirtschaftung zur Verfügung steht. Die Flexibilität wird nicht anhand einzelner Loks analysiert, stattdessen wird die gesamte Flotte eines Lokomotiv-Typs betrachtet.

Die Analyse des Grundbetriebs der Flotten bildet die Basis für die Abschätzung der Flexibilität. Die Flexibilität wird neben den Energie- und Leistungsgrenzen durch 1.) Ladezeiten der Loks, 2.) Einsatzzeiten, in welchen sich die Lok nicht unter einer Oberleitung befindet und 3.) den aktuellen SOC der Loks limitiert.

Die Abschätzung der Flexibilität gibt einen Überblick über die Möglichkeiten der Bewirtschaftung und bildet die Grundlage für die Chancenbewertung. Darüber hinaus bietet sie einen Einblick in die aktuelle Nutzung der Fahrzeuge.

Die untersuchten Parameter sind 1.) Batterieladeleistung bei 1.5 C, 2.) Netzgesamtlast, 3.) SOC, 4.) Verfügbarkeit, 5.) Verfügbare Energie. Die Batterieladeleistung beschreibt den Netzbezug ab Oberleitung bei ungesteuertem Laden mit 1.5 C. Die Netzgesamtlast bezieht darüber hinaus auch den Leistungsbedarf ab Oberleitung für die Traktion (ohne den Umweg über die Batterie) mit ein. Gleichzeitig gibt die Netzgesamtlast an, mit welcher zusätzlichen Leistung durch die geplante Elektrifizierung gerechnet werden muss. Der SOC gibt den Ladezustand aller Fahrzeuge an, auch jener, welche sich zum aktuellen Zeitpunkt nicht unter einer Oberleitung befinden. Die Verfügbarkeit gibt an, wie hoch der Anteil der Fahrzeuge ist, die sich zum jeweiligen Zeitpunkt unter einer Oberleitung befinden. Die verfügbare Energie berücksichtigt die Parameter Batteriekapazität, SOC und Verfügbarkeit und gibt die zum jeweiligen Zeitpunkt für eine Bewirtschaftung zur Verfügung stehende Energiemenge an.

1.9.1. Methodik

Es werden die Loktypen Am 843 (Cargo), Eem 923 (Cargo) und die Infra-Fahrzeuge (Aem 940, Am 841, Am 842, Am 843, Tm 232 und Tm 234) in ihrer Gesamtheit betrachtet.

Für die Am 843 liegen Messdaten für Verbrauch und GPS-Koordinaten vor, welche wie in Kapitel 1.1.4 beschrieben, Oberleitungsabschnitten zugeteilt wurden. Die Am 843 werden aktuell vollständig über die Dieselgeneratoren angetrieben. Der gemessene Dieselverbrauch der Am 843 teilt sich in Bezug ab Oberleitung und Bezug ab Batterie – sofern nicht unter Oberleitung – auf. Es liegen Messdaten für 41 Fahrzeuge über einen Zeitraum von acht Wochen vor. Die angenommene Batteriekapazität beträgt 500 kWh.

Für Eem 923 liegen ebenfalls Messdaten vor. Die Eem 923 ist aktuell bereits mit einem Pantographen ausgestattet, der gemessene Dieselverbrauch bezieht sich daher nur auf den Verbrauch ab Batterie (ohne Oberleitung). Für die Eem 923 liegen Messdaten über einen Zeitraum von vier Wochen über durchschnittlich 25 Fahrzeuge vor. Die angenommene Batteriekapazität beträgt 150 kWh.

Die Verbrauchsdaten der Infra-Fahrzeuge wurden anhand von Baustellenbesichtigungen abgeschätzt. Oberleitungsdaten liegen für die Infra-Fahrzeuge nicht vor. Es wurden lediglich der Bezug ab Batterie und die Zeiten ohne Oberleitung abgeschätzt, nicht der Bezug ab Oberleitung. Es liegen Abschätzungen über einen Zeitraum von acht Wochen vor. Dabei handelt es sich um vier Wochen im Juni und vier Wochen im November. Es werden 186 Fahrzeuge berücksichtigt, wovon 91 Fahrzeuge eine Batteriekapazität von 350 kWh und 95 Fahrzeuge eine Batteriekapazität von 500 kWh aufweisen.

Bei den hier verwendeten Batteriekapazitäten handelt es sich um Abschätzungen, die zum Zeitpunkt der Analyse vorgenommen wurden. Diese werden jedoch weiterhin angepasst und können daher in einer aktuelleren Planung von den hier verwendeten Kapazitäten abweichen. Bei den in Kapitel 1.1.1 benannten Kapazitäten handelt es sich um aktuellere Schätzungen.

Tabelle 28 fasst die wichtigsten Unterschiede in Bezug auf Datenqualität und -verfügbarkeit der Fahrzeuge zusammen. Aus den Verbrauchsdaten wurden die Batterieladeleistungsprofile bei Ladeleistungen von 1.5 C erstellt.

Tabelle 28: Datenverfügbarkeit und -qualität der unterschiedlichen Fahrzeugtypen zur Abschätzung der Flexibilität

Typ	Zuteilung	Datenqualität	Verfügbare Parameter	Auflösung	Zeitraum	Anzahl Fahrzeuge	Kapazität
Am 843	Cargo	Messdaten	Bezug ab Batterie,	1 Sekunde	8 Wochen	41	500 kWh
			Bezug ab Oberleitung, Oberleitungsinformationen				
Eem 923	Cargo	Messdaten	Bezug ab Batterie, Bezug ab Oberleitung, Oberleitungsinformationen	1 Sekunde	4 Wochen	Ø 24.5	150 kWh
Infra-Fahrzeuge	Infra	Abschätzungen	Bezug ab Batterie, Oberleitungsinformationen	15 Minuten	8 Wochen	186	91 x 350 kWh, 95 x 500 kWh

Da die Nutzung der Loks stark über eine Woche variiert, wurden für die Analyse Wochenprofile erstellt. Dazu wurden für die unterschiedlichen Parameter für jede Woche die Mittelwerte aller Fahrzeuge eines Typs erstellt. Um typische Wochenprofile zu erhalten, wurden die über die Fahrzeuge gemittelten Wochendaten übereinandergelegt und die Minimal-, Maximal-, 25 %-Quantil-, 75 %-Quantil- und Mittelwerte errechnet.

Für eine visuelle Darstellung der Daten ist die für Am 843 und Eem 923 aufgenommene Auflösung von einer Sekunde über einen Zeitraum von einer Woche zu hoch – es wären lediglich grobe Farbbänder erkennbar. Daher wurden die Werte mittels der Funktion Moving Average (gleitender Durchschnitt) innerhalb von 15-Minuten-Schritten gemittelt. Jedoch werden dadurch auch die kurzen, für das SBB-Netz relevanten Lastspitzen geglättet und in der Darstellung nicht mehr erkennbar. Eine Aussage über die sekündlichen Lastspitzen wird daher schriftlich vorgenommen.

1.9.2. Datenanalyse und Flexibilität Am 843

Untersucht wurden 41 Fahrzeuge mit einer Gesamtkapazität von 20.5 MWh – 500 kWh pro Fahrzeug. Abbildung 58 zeigt die bezogene Leistung bei ungesteuerter Batterieladung von 1.5 C, also mit einer Ladeleistung von 750 kW je Fahrzeug. Die Fahrzeuge werden dabei geladen, sobald der SOC unter 100 % liegt und sich das Fahrzeug unter einer Oberleitung befindet.

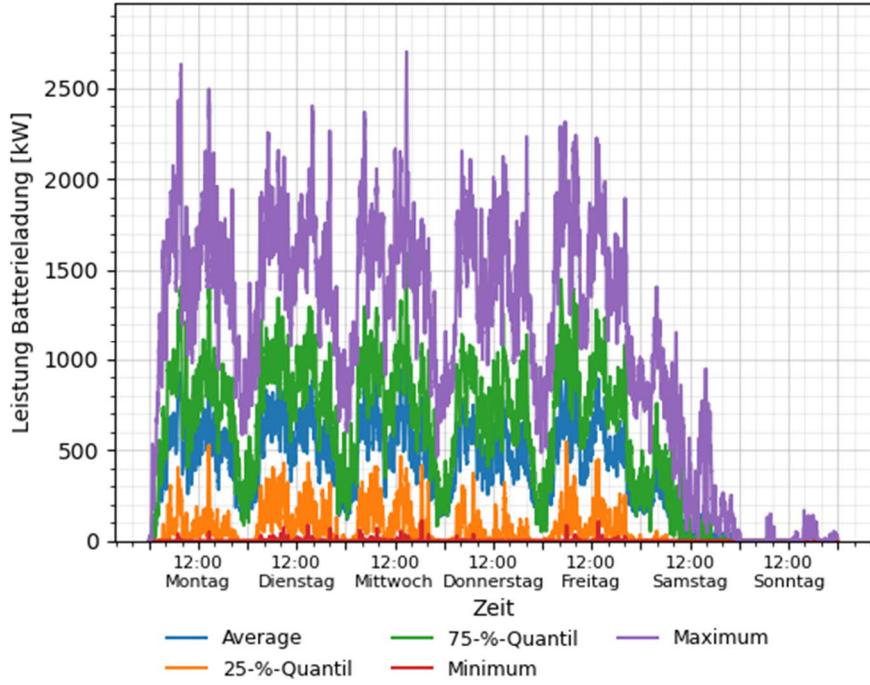


Abbildung 58: Wochenprofil der Batterie-Ladeleistung für Am 843 bei ungesteuertem Laden. 41 Fahrzeuge, 20.5 MWh Gesamtkapazität.

Zwischen Werktagen und dem Wochenende ist ein deutlicher Unterschied erkennbar. Die Ladezeiten zwischen den unterschiedlichen Werktagen ähneln sich. So weisen sie die höchsten Ladespitzen etwa zwischen 4:00 und 8:00 Uhr auf, eine verringerte Ladung zwischen 8:00 und 12:00 Uhr und erneute Ladespitzen am frühen Nachmittag zwischen 12:00 und 16 Uhr. Die durchschnittliche Ladeleistung an Werktagen beträgt etwa 0.7 MW. Die 15-Minuten-Spitzenwerte erreichen 2.7 MW, sekündliche Spitzenwerte können 5.3 MW erreichen.

Abbildung 59 zeigt die Netzgesamtlast. Diese zeigt sowohl die Batterie-Ladeleistung bei ungesteuertem Laden mit 1.5 C, beinhaltet aber auch die für die direkte Traktion des Fahrzeugs von der Oberleitung bezogene Leistung.

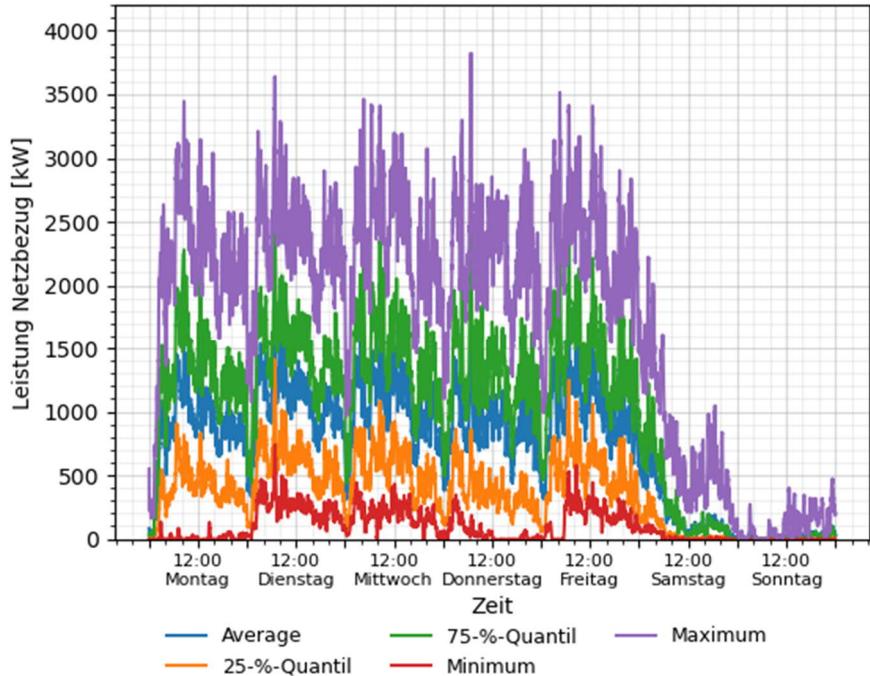


Abbildung 59: Wochenprofil der Netzgesamtlast für Am 843. 41 Fahrzeuge, 20.5 MWh Gesamtkapazität.

Die Netzgesamtlast weist eine geringere Regelmässigkeit auf als die Batterie-Ladeleistung. Die durchschnittliche Last beträgt an Werktagen etwa 1.1 MW. Die 15-Minuten-Spitzenwerte erreichen im Maximum 3.8 MW, die sekündlichen Spitzenwerte können bis zu 7.8 MW erreichen.

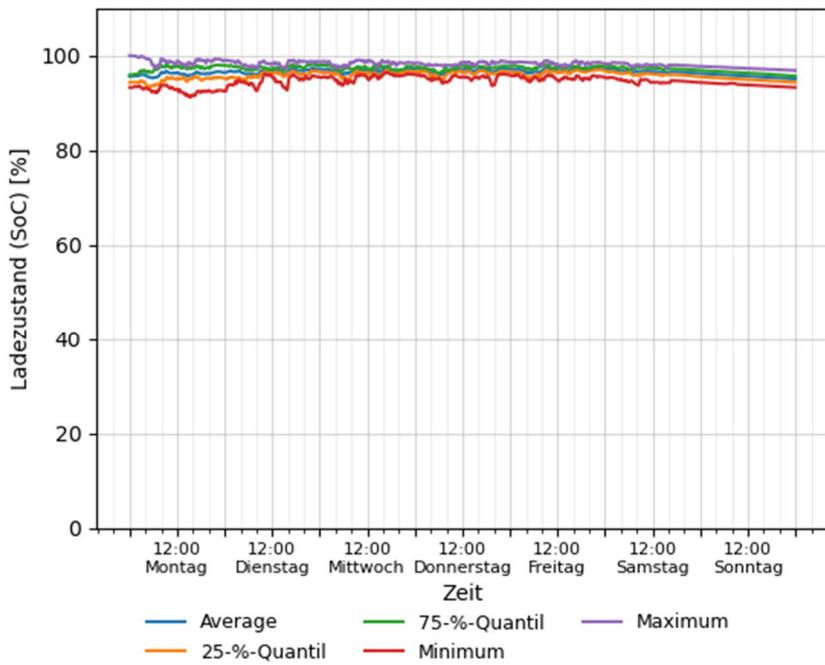


Abbildung 60: Wochenprofil des SOC für Am 843. 41 Fahrzeuge, 20.5 MWh Gesamtkapazität.

Der in Abbildung 60 dargestellte Ladezustand aller Am 843 Batterien weist einen durchgängig hohen Wert auf. Auch wenn einzelne Fahrzeuge die volle Batteriekapazität für den Einsatz benötigen, weisen die Fahrzeuge im Durchschnitt eine geringe Ausnutzung der vorhandenen Batteriekapazität auf. Dies könnte auch auf hohe Stehzeiten bzw. eine geringe Nutzung der Fahrzeuge zurückgeführt werden. Gleichzeitig führen dauerhaft hohe Ladezustände bei Batteriespeichern zu erhöhter kalendrischer Alterung. Eine Bewirtschaftung erscheint daher aus verschiedenen Gründen sinnvoll.

Die in Abbildung 61 dargestellte Verfügbarkeit gibt an, welcher Anteil aller Am 843 Fahrzeuge sich zum jeweiligen Zeitpunkt unter einer Oberleitung befindet.

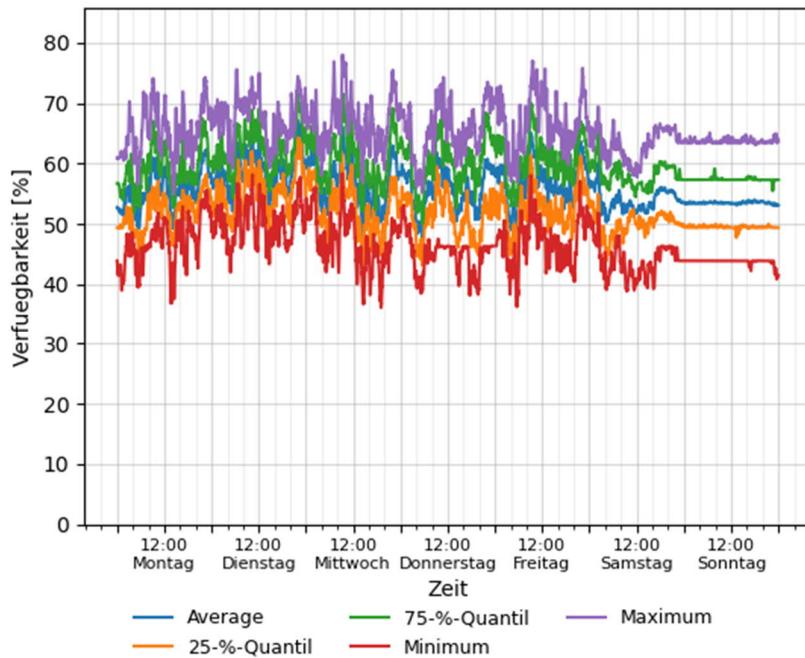


Abbildung 61: Wochenprofil der Verfügbarkeit (unter Oberleitung) für Am 843. 41 Fahrzeuge, 20.5 MWh Gesamtkapazität.

Die Verfügbarkeit ist durchgehend hoch. Es sind also zu jedem Zeitpunkt mindestens 35 % der Gesamtflotte ansteuerbar und könnten potentiell für eine Bewirtschaftung genutzt werden. Die durchschnittliche Verfügbarkeit beträgt etwa 55 %.

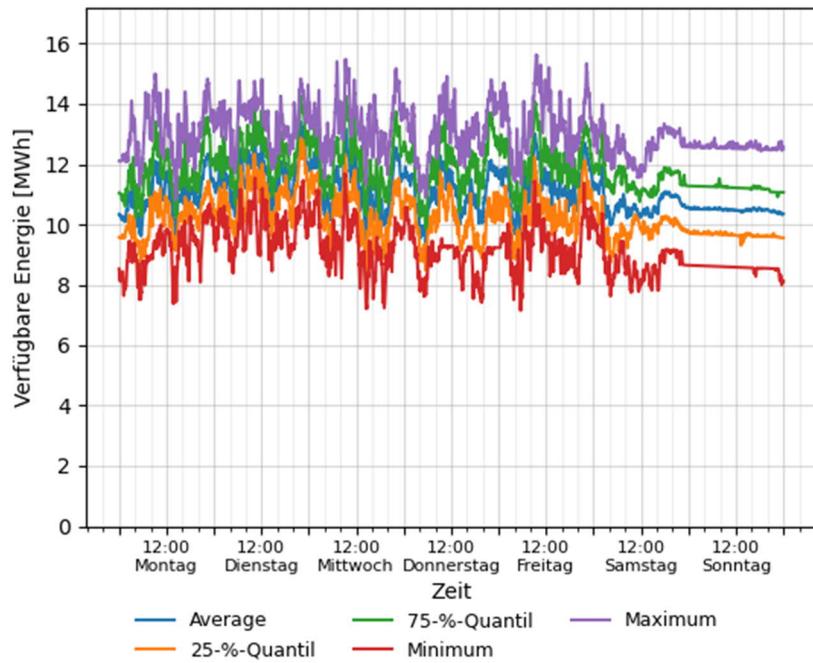


Abbildung 62: Wochenprofil der verfügbaren Energie (unter Oberleitung) für Am 843. 41 Fahrzeuge, 20.5 MWh Gesamtkapazität.

Abbildung 62 zeigt die zu jedem Zeitpunkt die in den Batterien effektiv zur Verfügung stehende Energie an – die Fahrzeuge müssen sich dabei unter einer Oberleitung befinden und somit für eine Bewirtschaftung zur Verfügung stehen. Die maximale Batteriekapazität aller Am 843 Cargo-Fahrzeuge beträgt 20.5 MWh. Es ist klar erkennbar, dass die verfügbare Energie massgeblich durch die Verfügbarkeit definiert wird. Die Grafik verdeutlicht, dass zu jedem Zeitpunkt mindestens 7 MWh für die Bewirtschaftung zur Verfügung stehen, im Durchschnitt sogar eher 10 bis 11 MWh. Dabei handelt es sich um Energie, die von den Batterien entladen und im Netz für wertgenerierende Anwendungen genutzt werden könnte. Sofern das Ziel ist auch Kapazitäten für die Batterieladung bereitzustellen, könnten die Batteriespeicher der Fahrzeuge – wo individuell möglich – vor jedem Einsatz nicht voll, sondern nur zu einem Teil geladen werden. Das Potenzial für mögliche Batterieentladungen würde sich somit zugunsten von potenziellen Batterieladung verschieben.

1.9.3. Datenanalyse und Flexibilität Eem 923

Untersucht wurden 29 Fahrzeuge mit einer Gesamtkapazität von 4.35 MWh – 150 kWh pro Fahrzeug. Die Messdaten liegen über einen Zeitraum von 4 Wochen vor. Jedoch wurden nicht in allen Wochen Daten von allen 29 Fahrzeugen aufgenommen. So liegen in einer Woche Messdaten von 20, in einer anderen Woche Messdaten von 29 Fahrzeugen vor. Im Schnitt sind pro Woche Daten von 24.5 Fahrzeugen vorhanden. Die Ladeleistung bei ungesteuerter Ladung von 1.5 C, also 225 kW pro Fahrzeug wird in Abbildung 63 dargestellt.

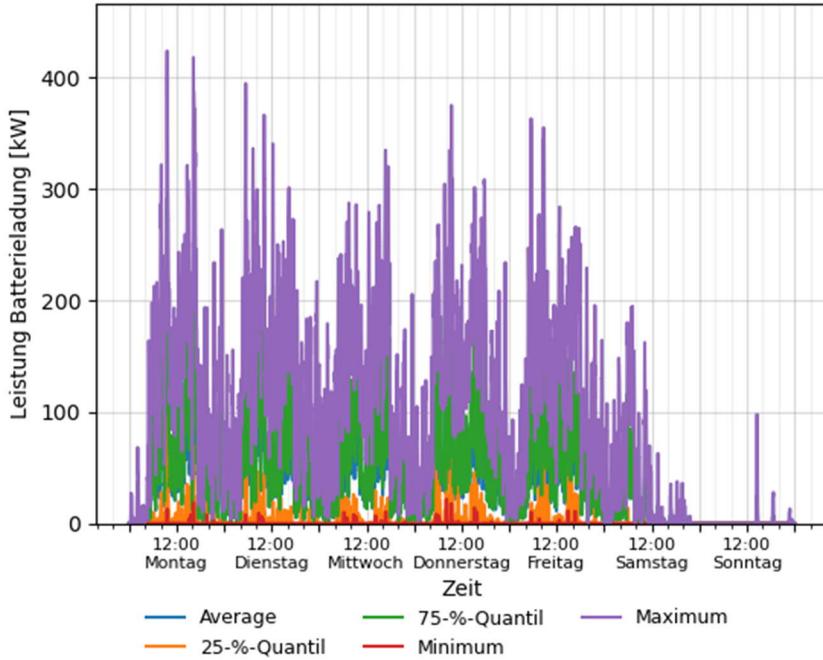


Abbildung 63: Wochenprofil der Ladeleistung für Eem 923 bei ungesteuertem Laden. 29 Fahrzeuge, 4.35 MWh Gesamtkapazität.

Es können sekündliche Ladeleistungsspitzen von etwa 900 kW auftreten, die durchschnittliche Ladeleistung beträgt etwa 50 kW. Da die Eem 923 aktuell bereits über Pantographen verfügen, kommt über die Batterieladeleistung hinaus keine zusätzliche Last bei einer zukünftigen Elektrifizierung der Fahrzeuge auf das Netz zu.

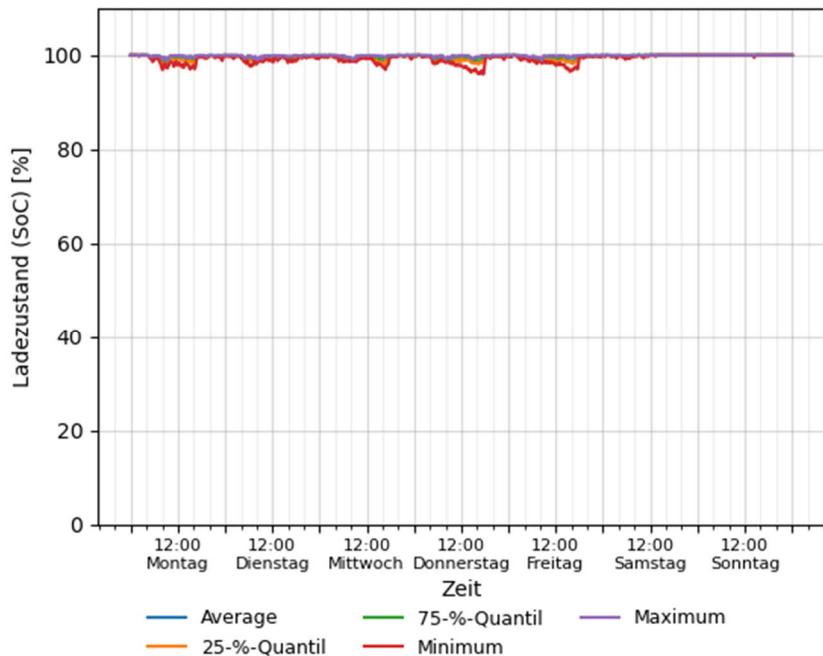


Abbildung 64: Wochenprofil des SOC für Eem 923. 29 Fahrzeuge, 4.35 MWh Gesamtkapazität.

Abbildung 64 zeigt, dass auch der Ladezustand der Eem 923 durchgehend hoch ist.

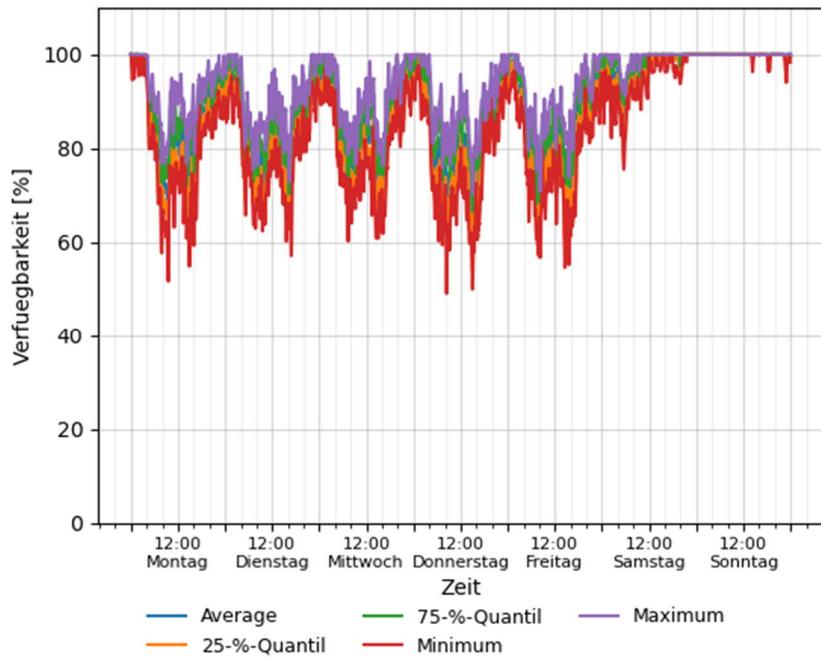


Abbildung 65: Wochenprofil der Verfügbarkeit (unter Oberleitung) für Eem 923. 29 Fahrzeuge, 4.35 MWh Gesamtkapazität.

Die Verfügbarkeit der Eem 923 Fahrzeuge unter Oberleitungen wird in Abbildung 65 visualisiert. Für die Werkstage ergibt sich eine gewisse Regelmässigkeit der Nutzung. Jedoch sind zu jedem Zeitpunkt mindestens 50 % der Fahrzeuge verfügbar. Dies erklärt unter anderem den hohen durchschnittlichen Ladenzustand der Batterien.

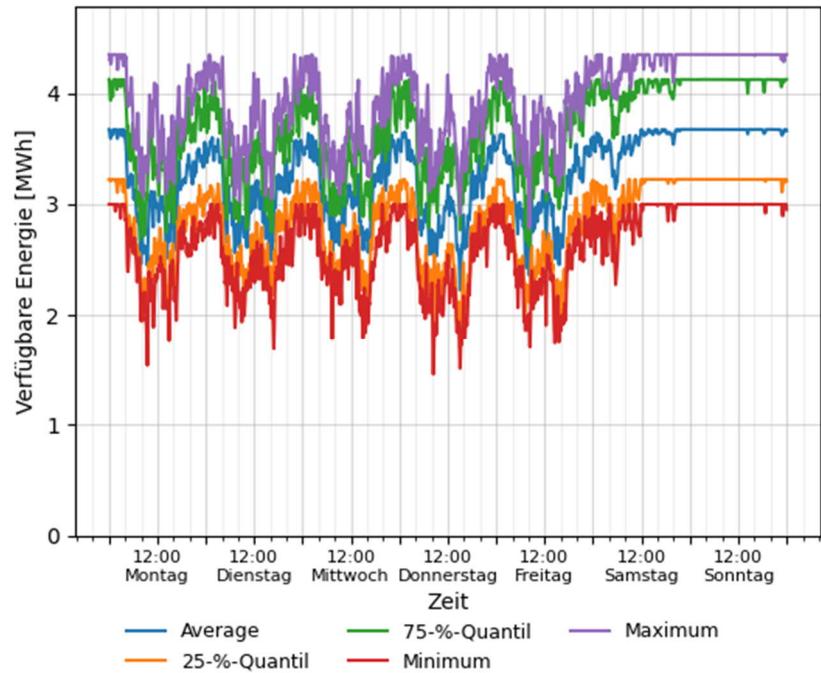


Abbildung 66: Wochenprofil der verfügbaren Energie (unter Oberleitung) für Eem 923. 29 Fahrzeuge, 4.35 MWh Gesamtkapazität.

Die für die Bewirtschaftung zur Verfügung stehende Energie wird in Abbildung 66 aufgezeigt. Dabei stehen zu jedem Zeitpunkt mindestens 1.5 MWh zur Verfügung.

1.9.4. Datenanalyse und Flexibilität der Infrastruktur-Fahrzeuge

Bei den Daten zu den Infrastruktur-Fahrzeugen handelt es sich um geschätzte Werte aus Baustellenbesichtigungen. Dabei wurden 186 Fahrzeuge über einen Zeitraum von 8 Wochen abgebildet. 91 Fahrzeuge verfügen über eine Batteriekapazität von 350 kWh, 95 Fahrzeuge über eine Kapazität von 500 kWh. Die gesamte Speicherkapazität der hier betrachteten Infrastruktur-Fahrzeuge beträgt somit 79.35 MWh und ist somit deutlich grösser als die gesamte Speicherkapazität der betrachteten Am 843 oder Eem 923. Es wurde nur der Energiebezug ab Batterie abgeschätzt, nicht der zusätzliche Bedarf, der ab Oberleitung für die direkte Traktion der Lok bezogen würde. Die Ladeleistung bei ungesteuertem Laden beträgt erneut 1.5 C, also 525 kW bzw. 750 kW pro Fahrzeug.

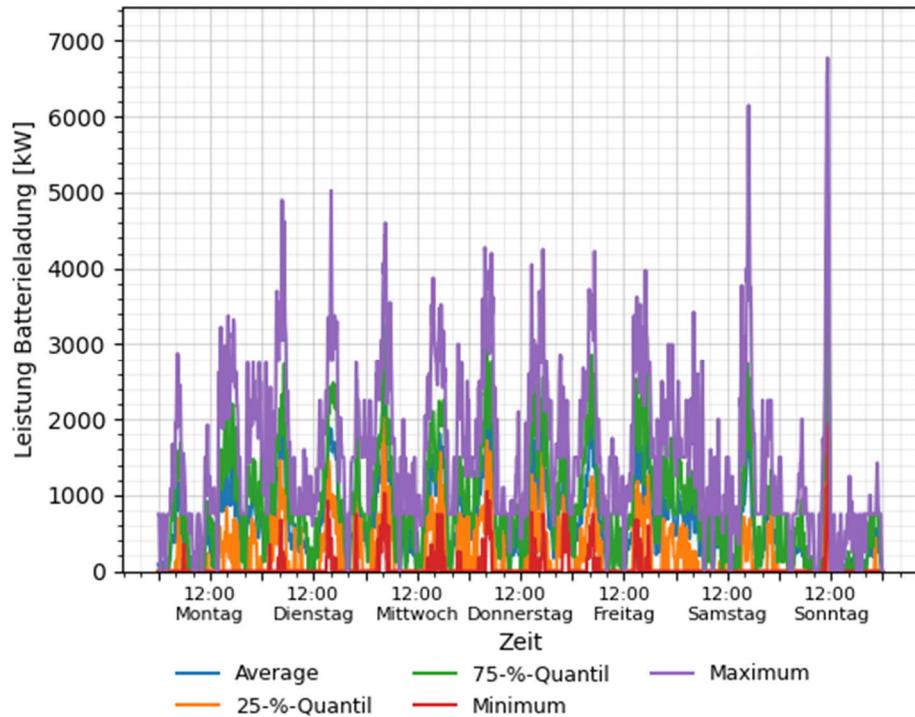


Abbildung 67: Wochenprofil der Ladeleistung für Infra-Fahrzeuge (ungesteuertes Laden). 186 Fahrzeuge, 79.35 MWh Gesamtkapazität.

Die Batterie-Ladeleistung in Abbildung 67 weist Leistungsspitzen von etwa 6.8 MW auf. Über die Amplitude kurzzeitig auftretender Lastspitzen kann keine Aussage getroffen werden, da die Auflösung der geschätzten Werte 15 Minuten beträgt. Die grössere Lastspitze am Sonntagmittag ist voraussichtlich eine zu hohe Schätzung.

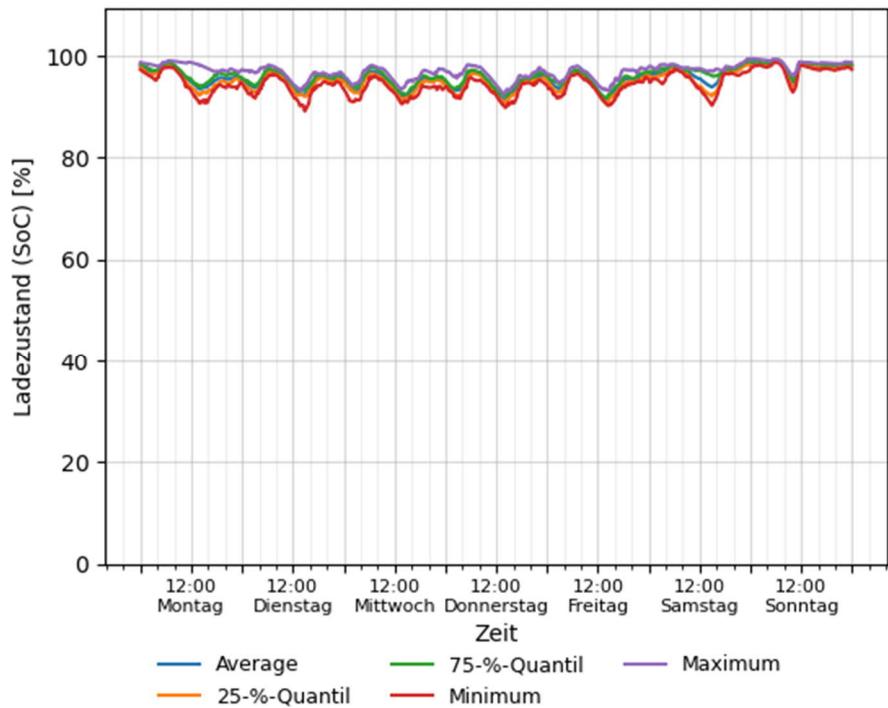


Abbildung 68: Wochenprofil des durchschnittlichen Ladezustands für 186 Infra-Fahrzeuge.

Abbildung 68 zeigt, dass auch der Ladezustand der Infra-Fahrzeuge durchgehend hoch ist.

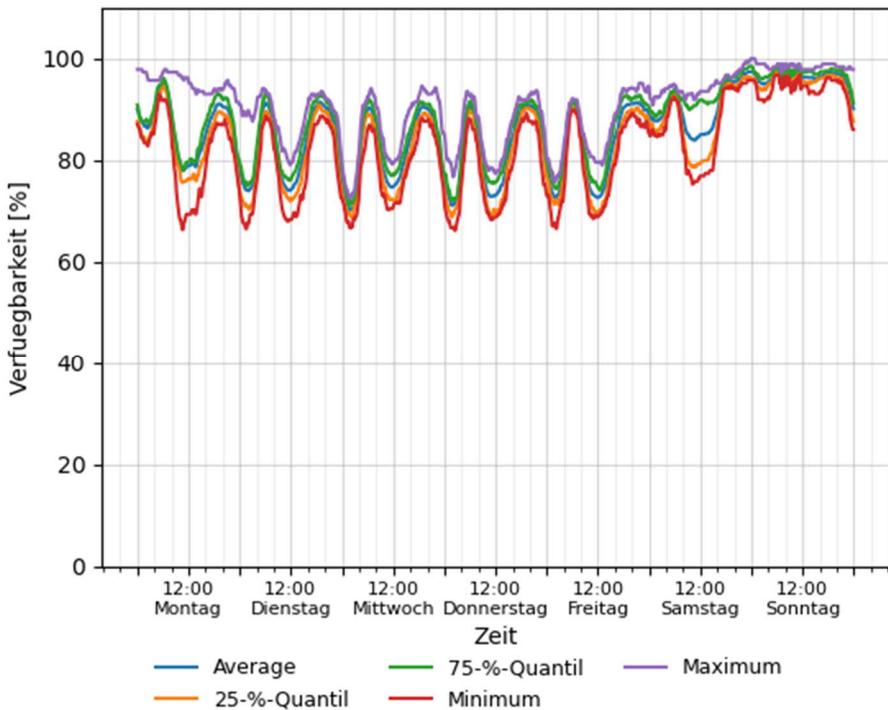


Abbildung 69: Wochenprofil der Verfügbarkeit (unter Oberleitung) für 186 Infra-Fahrzeuge.

Die durchschnittliche Verfügbarkeit der 184 Infra-Fahrzeuge über eine Woche wird in Abbildung 69 aufgezeigt. Die Tagesschicht finden typischerweise zwischen 7:00 und 16:00 Uhr statt, Nachschichten ca. zwischen 21:30 und 6:00 Uhr. Freitagabends sind die Nachschichten sehr eingeschränkt. Für Grossbaustellen gibt es darüber hinaus intensivere Wochenendschichten, bei denen mehrere Fahrzeuge eingesetzt werden.

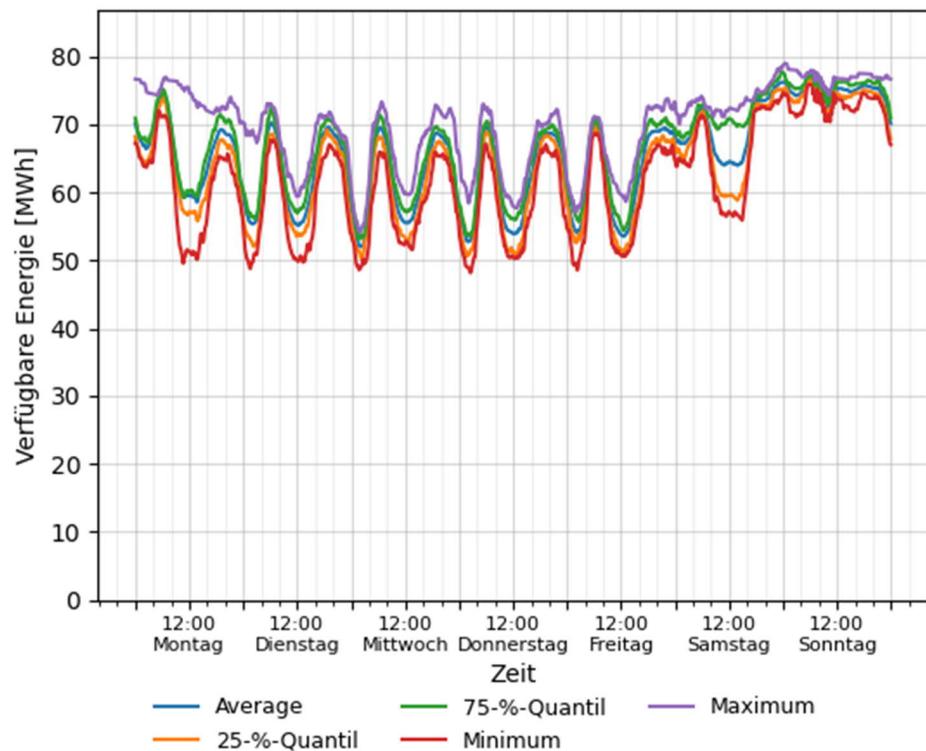


Abbildung 70: Wochenprofil der verfügbaren Energie (unter Oberleitung) von 186 Infra-Fahrzeugen. 79.35 MWh Gesamtkapazität.

Die durch die Batterien der Infra-Fahrzeuge zur Verfügung stehende Energie ist stark durch die Verfügbarkeit geprägt. Abbildung 70 zeigt die über die Woche zur Verfügung stehende Energiemenge, sofern die Batterien immer auf den maximalen Ladezustand aufgeladen werden. Dabei wird deutlich, dass zu jedem Zeitpunkt eine grössere Energiemenge, mindestens ca. 50 MWh, zur Verfügung steht.

1.9.5. Datenanalyse und Flexibilität der Gesamtflotte

Die Flexibilitäten wurden ebenfalls für die Gesamtflotte, also die Summe der drei vorangegangenen Fahrzeugtypen, berechnet. In die Berechnung fliessen die Daten der 41 Am 843 Fahrzeuge, durchschnittlich 24.5 Eem 923 Fahrzeuge und die 186 Infrastruktur-Fahrzeuge. Für eine Übersicht der Daten wird auf Tabelle 28 verwiesen. Insgesamt werden demnach knapp 252 Fahrzeuge mit einer Gesamtkapazität von 103.5 MWh betrachtet.

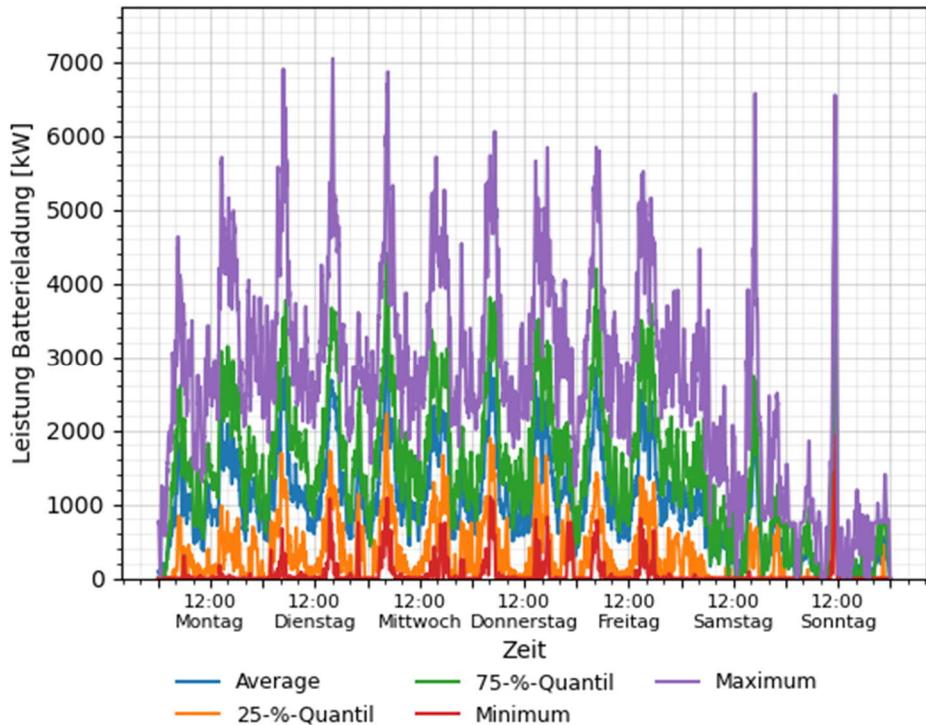


Abbildung 71: Wochenprofil der Ladeleistung für die Fahrzeugflotte (ungesteuertes Laden). 252 Fahrzeuge, 103.5 MWh Gesamtkapazität.

Die Batterieladeleistung aller Fahrzeuge im Wochenprofil wird in Abbildung 71 gezeigt. Die Leistungsspitzen erreichen 7 MW, in minutiöser Auflösung etwa 8 MW. Die Spitzenlasten treten immer etwa gegen 16 Uhr und 6 Uhr auf. Die Grafik stellt die Batterieladeleistung bei Ladeleistungen von 1.5 C dar. Sofern davon ausgegangen würde, dass die Batteriespeicher batterieschonend mit einer geringeren Leistung (in den vorangegangenen Kapiteln 0.33 C) geladen werden, würden die Leistungsspitzen – sowohl positiv als auch negativ – in Abbildung 71 weniger extrem ausfallen. Es würde die gleiche Energiemenge über einen längeren Zeitraum geladen werden. Dies würde zu einem Abflachen des Ladeprofils führen, durchschnittliche Ladeleistungen von ca. 2 MW sind zu erwarten. In Wochen mit höherer Auslastung könnten diese auf etwa 4 MW ansteigen.

In Anbetracht des gesamten Lastbedarfs im SBB-Bahnstromnetz, in welchem Leistungsspitzen von 500 MW regelmäßig vorkommen, erscheint der durch die Elektrifizierung der Flotte zusätzlich aufkommende Bedarf für das Laden sehr moderat.

Abbildung 72 weist eine Abschätzung des durch die Elektrifizierung der Flotte zusätzlichen Netzbezugs auf. Diese setzt sich aus der Batterie-Ladeleistung bei ungesteuertem Laden mit 1.5 C für die Fahrzeuge des Typs Am 843, Eem 923 und die Infrastruktur-Fahrzeuge zusammen. Dazu wird die für die direkte Traktion des Fahrzeugs mit Bezug ab Oberleitung für Am 843 mit einberechnet.

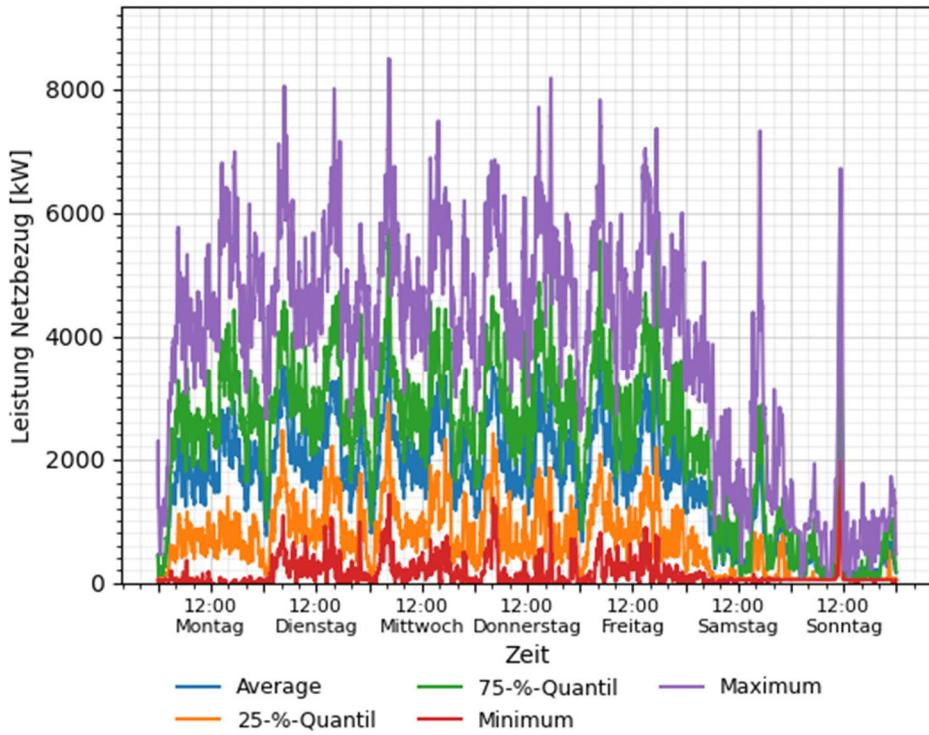


Abbildung 72: Wochenprofil der Netzgesamtlast für Am 843, sowie der Batterieladeleistung für Eem 923 und die Infra-Fahrzeuge.

Die Fahrzeuge des Typs Eem 923 verfügen bereits über einen Pantographen, hier ist also kein zusätzlicher Direktbezug ab Oberleitung zu erwarten. Auf Grundlage der Verbrauchsdaten der Infrastruktur-Fahrzeuge konnte die Batterieladeleistung abgeschätzt werden, für den zusätzlichen Bezug ab Oberleitung für die Traktion konnte allerdings keine seriöse Abschätzung vorgenommen werden. Es ist allerdings bekannt, dass die Infra-Fahrzeuge die Oberleitung meistens zu Beginn und zum Ende einer Schicht nutzen.

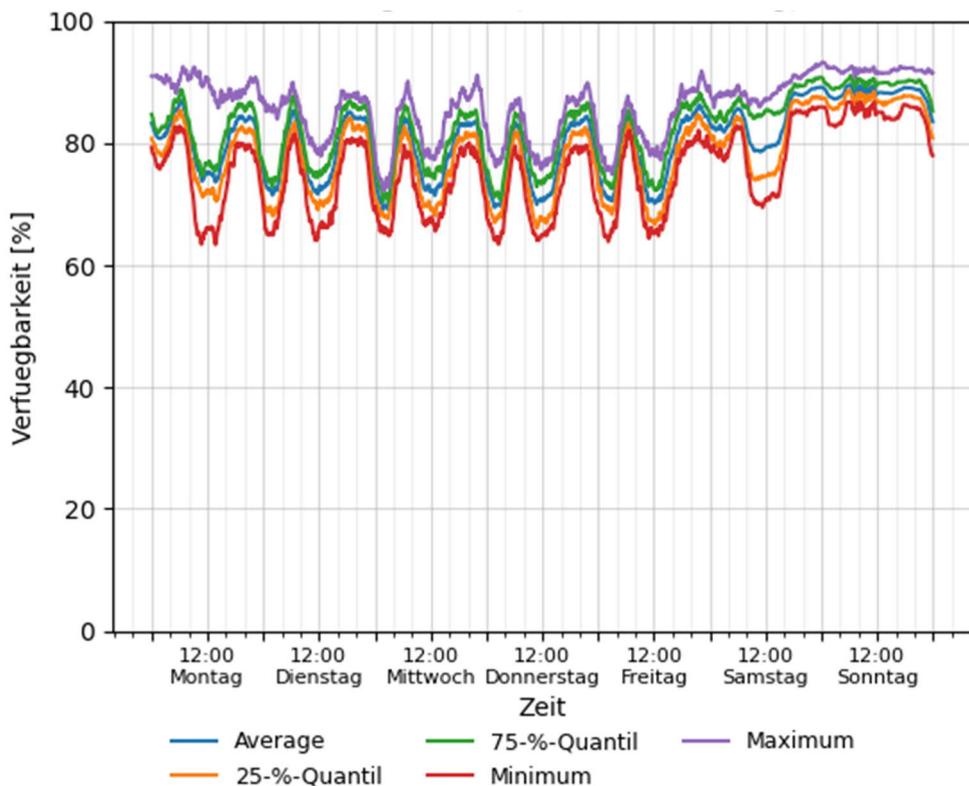


Abbildung 73: Wochenprofil der Verfügbarkeit (unter Oberleitung) für 252 Fahrzeuge, 103.5 MWh Gesamtkapazität.

Die Verfügbarkeit gibt an, welcher Anteil der Gesamtkapazität zu jedem Zeitpunkt für eine Bewirtschaftung zur Verfügung steht, d.h. sich unter einer Oberleitung befindet. Das durchschnittliche Wochenprofil der Verfügbarkeit ist in Abbildung 73 visualisiert. Dabei ist ersichtlich, dass die Verfügbarkeit aufgrund

der hohen Anzahl und Kapazitäten der Infrastruktur-Fahrzeuge von diesen geprägt ist. Die Gesamtkapazität beträgt 103.5 MWh, wovon dauerhaft etwa 60 %, also etwa 60 MWh zur Verfügung stünden. Die verfügbare Energie in MWh wird in Abbildung 74 dargestellt. Diese Energiemenge könnte aus den Speichern entladen werden.

Dabei ist wichtig festzuhalten, dass für alle Fahrzeugtypen der durchschnittliche Ladezustand durchgehend sehr hoch, nahe 100 % ist. Viele Fahrzeuge erfahren nur unregelmässig Einsätze, in denen meistens nicht die volle verbaute Batteriekapazität abgerufen wird. Dass die Verfügbarkeit nicht ebenso hoch ist, hängt lediglich mit der Verfügbarkeit der Fahrzeuge unter Oberleitung zusammen. Die Limitierung für die Bewirtschaftung entsteht also vorwiegend daraus, dass Fahrzeuge sich nicht unter einer Oberleitung befinden und somit nicht an das SBB-Bahnstromnetz angeschlossen sind. Es ergibt sich ein besonders grosses Potenzial für eine Bewirtschaftung der Batteriespeicher. Darüber hinaus führen höhere Ladezustände zu deutlich erhöhter kalendarischer Alterung – ein vorausschauendes Management bzw. eine detaillierte Einsatzplanung der Batterien ist daher von erhöhter Wichtigkeit.

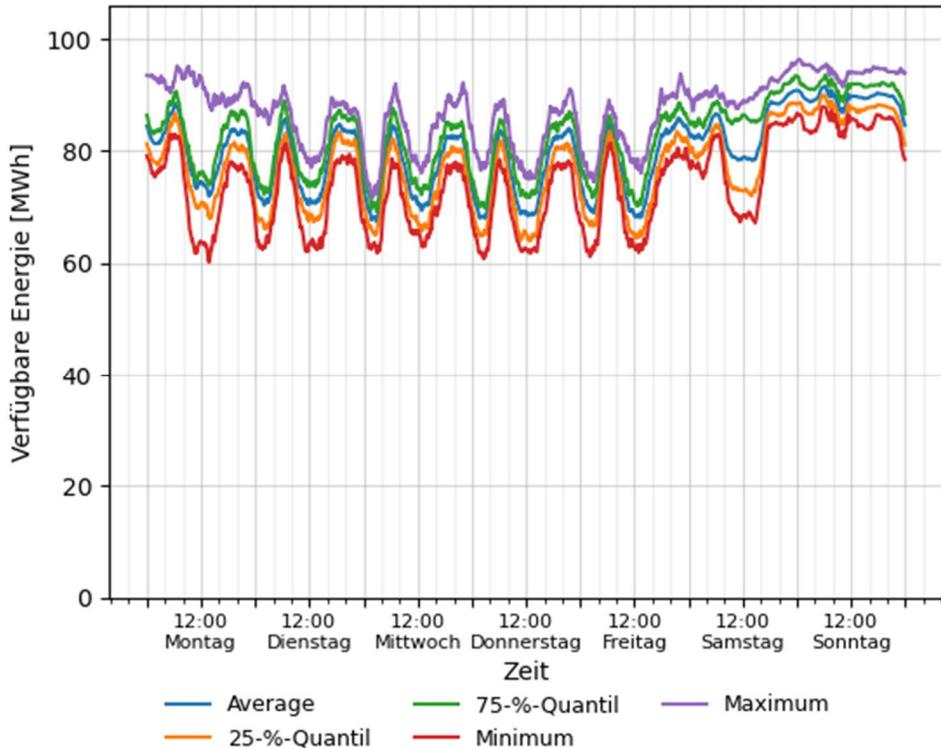


Abbildung 74: Wochenprofil der verfügbaren Energie (unter Oberleitung) von 252 Fahrzeugen. 103.5 MWh Gesamtkapazität.

Ein Lademanagement könnte dazu genutzt werden für Fahrzeuge, welche nur eine geringere Energiemenge für den nächsten Einsatz benötigen, einen Ladezustand von z.B. 70 % anzustreben. Dies würde die Flexibilität für das Entladen der Batterie reduzieren, jedoch gleichzeitig auch Flexibilität für das Aufladen der Batteriespeicher bereitstellen, beispielsweise um die Speicher in Lasttälern zu laden. Darüber hinaus würde die Absenkung des Ziel-SoC bzw. durchschnittlichen Ladezustands die Alterung der Batteriespeicher reduzieren, siehe Kapitel 1.7.1. Um die Einsatzfähigkeit der Batterie-Schienenfahrzeuge weiterhin gewährleisten zu können müsste dies allerdings mit einer guten Prognostizierbarkeit für den nächsten Einsatzzeitpunkt einhergehen. Eine zentrale Plattform für das Einsatz- und Bewirtschaftungsmanagement – auch um die Speicherbewirtschaftungsmöglichkeiten der Fahrzeuge untereinander abzustimmen – könnte dies bewerkstelligen.

1.10. Wertgenerierende Anwendungen (Value-Cases) einer zentralen Ladesteuerung

Die im Rahmen der Elektrifizierung der Dieselflotte eingesetzten Batterien dienen zunächst einmal dem emissionsfreien Antrieb der Fahrzeuge. Durch ihre technischen Eigenschaften können sie aber auch zusätzlich netz-, system- oder marktdienlich im Bahnstromnetz der SBB eingesetzt werden und damit weiteren Nutzen generieren. Batterien können bildlich gesprochen als Multifunktionstools angesehen werden. Neben dem Hauptnutzen der Energieversorgung der Schienenfahrzeuge können sie weitere energiewirtschaftliche Funktionen erfüllen, wenn sie mit dem Bahnstromnetz verbunden sind:

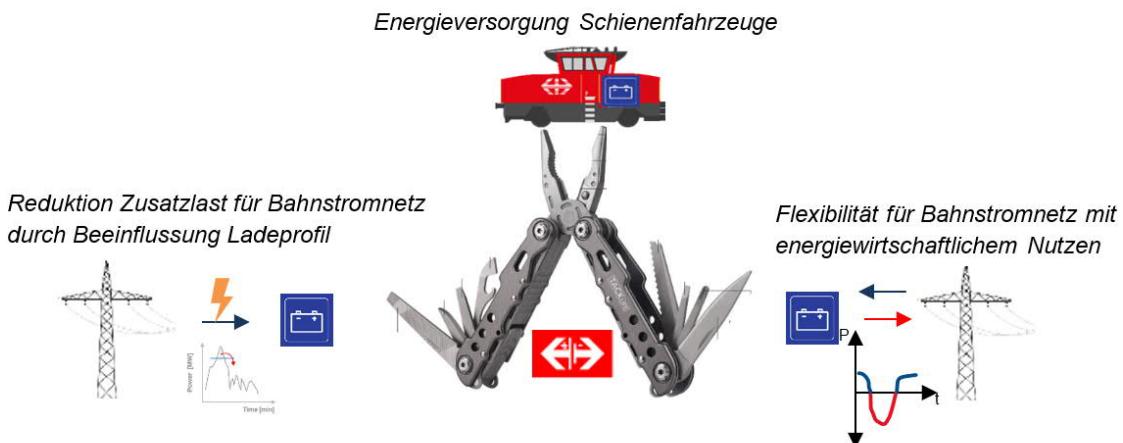


Abbildung 75: Einsatz von Batterien zum Antrieb von Schienenfahrzeugen sowie als Flexibilität für Bahnstromnetz.

Batterien auf Schienenfahrzeugen stellen zunächst Zusatzverbraucher im Bahnstromnetz dar, die durch ungesteuerte Ladungen zusätzliche Kosten und Risiken seitens Bahnstromversorgung verursachen können. Mit einer zentralen Steuerung dieser neuen Bahnstromlast sollen diese Kosten und Risiken minimiert werden. Eine zentrale Steuerung könnte aber zusätzlich auch vorhandene Flexibilitäten der Batterien energiewirtschaftlich als Chance nutzen.

Dieser Abschnitt beschreibt «**wertgenerierende Anwendungsfälle (value cases) einer zentralen Steuerung und Bewirtschaftung** zukünftiger Batterien auf Schienenfahrzeugen sowie die Methodik zur Bewertung deren Nutzen.

Abbildung 75 greift dazu das Bild des Multifunktionstool wieder auf. Ein zentrales Lademanagement soll primär für die Fahrzeugnutzer ein zuverlässiges und batterieschonendes Laden ermöglichen. Zudem sollen die Kosten und Risiken im Bahnstromnetz aus der Zusatzlast Batterieladung reduziert werden. Zusätzlich kann das «Tool» aber auch weitere Funktionen durch die Nutzung der Flexibilitäten erfüllen. In der Nutzenbewertung ist dabei zu beachten, dass nicht immer alle Funktionen gleichzeitig in Anspruch genommen werden können und je nach Situation eine Funktion wertvoller ist als eine andere.

Die Value-Cases werden unabhängig voneinander bewertet, um die Größenordnung des jeweiligen Nutzenbeitrags abschätzen zu können. Die Bewertung erfolgt soweit möglich monetär über jährliche Einsparungen. Bei eingesparten Investitionen beispielsweise zum Ausbau des Bahnstromnetzes in der Zukunft wird der Nutzen auf den heutigen Wert abdiskontiert als Nettoarbarwert, Net Present Value (NPV) ausgewiesen. Sofern eine monetäre Bewertung im Rahmen der Studie nicht möglich war, wird der Nutzen qualitativ beschrieben und wenn möglich mit konkreten Beispielen als Referenz ergänzt.

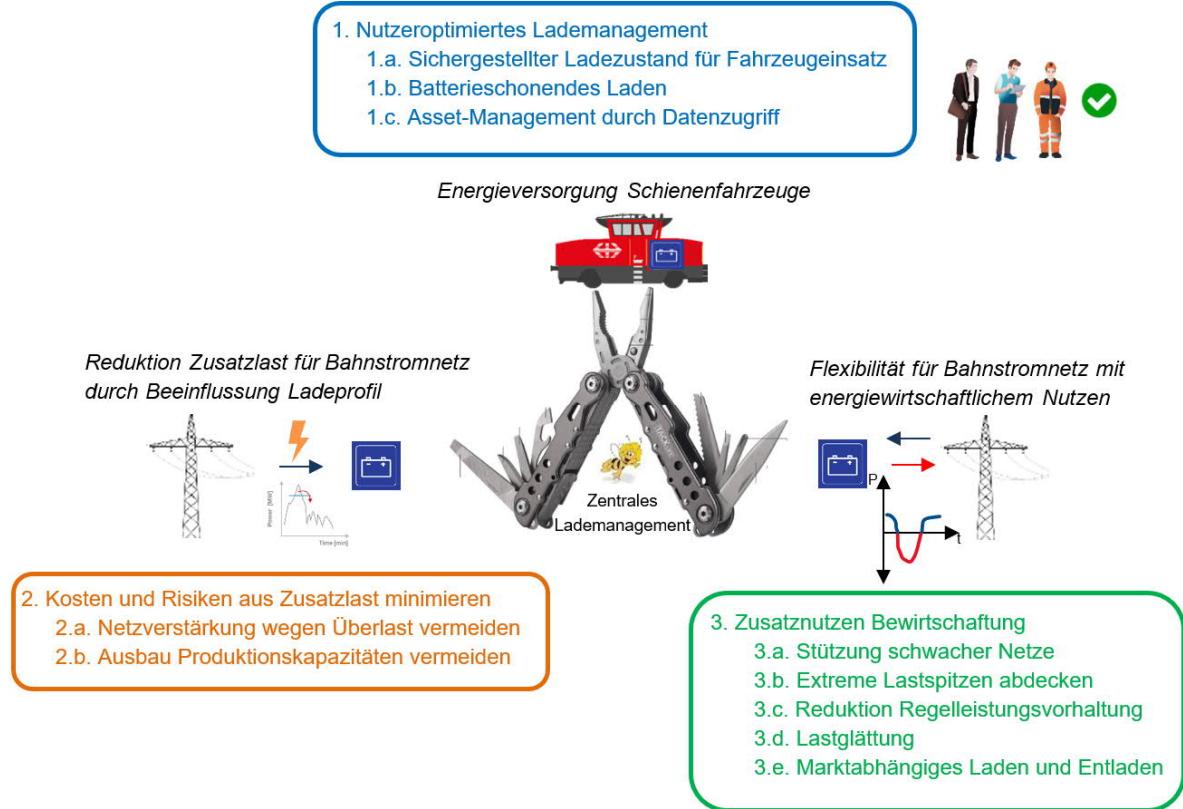


Abbildung 76: Value-Cases/Nutzen einer zentralen Steuerung und Bewirtschaftung von Batterien auf Schienenfahrzeugen.

Nachfolgend werden die in Abbildung 76 dargestellten Value-Cases und ihr Nutzen genauer beschrieben. Zudem wird die Methodik zur Nutzenbewertung skizziert.

1.10.1. Nutzeroptimierte Lademanagement (Verfügbarkeit, Alterung, Diagnose)

Value Case	1.a. Sicherstellter Ladezustand für Fahrzeugeinsatz
Beschreibung	<p>Durch ein zentrales Lademanagement mit online verfügbaren Informationen zum aktuellen Ladezustand des Fahrzeugs sowie der benötigten Kapazität für zurückliegende Einsätze haben die Fahrzeuginsitzer eine wertvolle Entscheidungsgrundlage für den Fahrzeugeinsatz: Der Fahrzeugdisponent kann beispielsweise entscheiden, ob ein Fahrzeug für eine kurzfristige Intervention ausreichend geladen ist oder mit einer Schnellladung ausreichend geladen werden kann.</p> <p>Während des Einsatzes kann der Nutzer gewarnt werden, wenn der aktuelle Ladezustand durch beispielsweise ungeplant höheren Verbrauch nicht für den zu erwartenden restlichen Einsatz bis zur planmässigen nächsten Ladung ausreichen sollte.</p> <p>Dass die verfügbare Batteriekapazität für einen zuverlässigen Betrieb sehr relevant sein wird, zeigt der Vergleich einer mit Diesel oder via Batterie betriebenen Am 843-Lokomotive:</p> <p>Die elektrische Version mit einer 500 kWh-Batterie im Vergleich zu einem 3500 Liter-Dieseltank bedeutet:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ca. 25-mal weniger Antriebsenergie an Bord. Selbst wenn 2/3 des Einsatzes unter Oberleitung gefahren wird, ist die Reichweite 8- bis 10-mal geringer.¹³

¹³ Annahmen: Tankinhalt: 3500 Liter = 35000 kWh, minus 2/3 Wärmeverluste = 12000 kWh, minus 2/3 unter Oberleitung = 4000 kWh

	<ul style="list-style-type: none"> - die Ladezeit ist selbst bei schneller Ladung ca. 25-mal länger als die Tankzeit (kann aber unter Oberleitung auch in der Fahrt und Abstellung erfolgen, ohne dezidierter Tankfahrt.)¹⁴
Methodik Nutzenbewertung	<p>Bewertung gemäss Einschätzung Fahrzeugnutzer, u.a. Interviews mit:</p> <ul style="list-style-type: none"> - SBB Infrastruktur: zentrale Fahrzeugdisposition SBB: Beat Müller, Unterhaltsplanung Zürich: Dominik Vajner, Patrik Hirt - SBB Cargo: Flächendisposition: Bruno Lüthi, Transportvorbereitung Rangierteam Oensingen: Peter Kaufmann, Rangierloksführer: Kurt Brenzikofler - BLS: Flottenmanagement: Patrick Gasser, Gabriel Abegglen, Fahrzeugdisposition Marc Wyss
Nutzen	<p>Für einen zuverlässigen Fahrzeugeinsatz sind Informationen zum Ladezustand sowie die Möglichkeit zur Beeinflussung der Ladung unverzichtbar. Eine einfache Lösung wäre den Ladezustand auf dem Fahrzeug abzulesen und Ladeanforderungen auf dem Fahrzeug direkt einzugeben. Eine automatisierte Lösung über ein online-Lademanagement mit Fernzugriff weist dagegen folgende Nutzenpotenziale aus:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Der Ladezustand der Batterie kann auch ausserhalb des Fahrzeugs abgelesen und z.B. von einem Fahrzeugdisponenten in einer weit entfernten Zentrale für die Einsatzplanung berücksichtigt werden. Zudem kann online auf die Ladung Einfluss genommen werden, beispielsweise durch Anforderung einer Schnellladung für einen zusätzlichen, ungeplanten Einsatz. - Der Nutzen liegt damit in einem wesentlich geringeren Aufwand, da niemand vor Ort Werte manuell ablesen, übermitteln und/oder eingeben muss. - Der für den nächsten Einsatz benötigte Energiebedarf kann aus den Daten vergangener Einsätze abgeleitet werden. Insbesondere wenn regelmässige, standortabhängige Touren von wechselnden Fahrzeugen gefahren werden, sind zentralen Daten für Einsatzprognosen wertvoll. Mit einem selbstlernenden System kann der Aufwand für die Einsatzplanung reduziert werden. - Eine Warnfunktion kann das Risiko eines «Liegenbleibens» mit leeren Batterien reduzieren. (Automatische Warnung, wenn die Gefahr besteht, dass der Ladezustand nicht für geplante Einsatz reicht) - Mit einem funktionierenden System wächst das Vertrauen in die Einsatzfähigkeit der Fahrzeuge. Die Flexibilität in der Einsatzplanung kann erhöht werden, wenn die Batteriekapazität mit zunehmender Erfahrung weiter ausgenutzt werden kann. <p>Wird kein gemeinsames zentrales Lademanagementsystem für alle Bahnstromnutzer entwickelt, müssten SBB Cargo, Infrastruktur, Personenverkehr, BLS und weitere zukünftige Batteriefahrzeugbesitzer jeweils eigene Lösungen finden, wenn sie die Vorteile eines zentralen Lademanagements nutzen wollen. Synergien können nicht genutzt werden. Bei der Wahl proprietärer Lösungen der Fahrzeughersteller sind zusätzliche Abhängigkeiten mit entsprechender Kostenfolgen zu erwarten.</p>

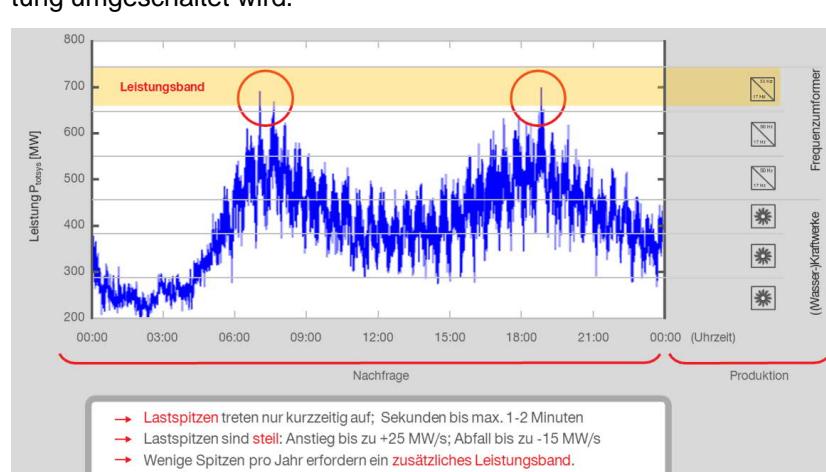
¹⁴ Annahmen: Tankzeit: ca. 30 min. für 3500 l bzw. 12000 kWh Antriebsenergie (-> 12 h mit 2C Schnellladung)

Value Case	1.b. Batterieschonendes Laden
Beschreibung	<p>Hohe Ladeströme verursachen grösseren Stress für die Zellen und beschleunigen dadurch die Alterung. Ein unnötiger hoher Ladezustand (SoC) in den Zellen erhöht die kalendarische Alterung (vgl. Kapitel 1.2)</p> <p>Bei einer lebensdaueroptimierten Bewirtschaftung ist es wichtig, Schnellladungen, wenn immer möglich zu vermeiden und wenn möglich batterieschonend mit tiefen Ladeströmen auf einen nicht unnötig hohen Ladezustand zu laden. Für eine bezüglich Lebensdauer optimierte Ladung ist es wichtig, die zur Verfügung stehende Ladezeit und den Energiebedarf für den nächsten Einsatz zu kennen. Dieser könnte manuell eingegeben oder automatisch aus zentralen Einsatzplanungs-Tools oder bei systematischen Einsatzmustern aus der Analyse bisheriger Einsatzdaten ermittelt werden.</p> <p>Wird eine automatische Lösung mit der Option kombiniert, bei ausserplanmäsigem Einsatz eine schnellere Ladung manuell anfordern zu können, lassen sich die Vorteile einer automatisierten Optimierung nutzen, ohne die Möglichkeit für eine davon abweichende Ladeanforderung auszuschliessen.</p>
Methodik Nutzenbewertung	In Kapitel 1.4 wurde die Auswirkung der Ladestrategie auf die Batteriealterung anhand von 5 Fahrzeugeinsätzen der Am 843 von Cargo mit unterschiedlicher Nutzung untersucht. Dabei wurden zwei Szenarien unterschieden. Im ersten Szenario wird konsequent batterieschonend (0.33C) geladen. Im zweiten hingegen wird stets mit immer mit einer hohen Ladeleistung von 1.5C geladen. Dies wurde für zwei Zelltypen mit unterschiedlichen Zyklen analysiert. Die Bewertung erfolgt über einen Vergleich der beiden Szenarien.
Nutzen	<p>Die Simulationsresultate von LTO und NMC unterscheiden sich stark. LTO ist beständig gegenüber hohen Ladeleistungen. Die Kosteneinsparungen der batterieschonenden Ladestrategie gegenüber dem Schnellladung beträgt bei LTO ca. 10%. Pro Fahrzeug ergibt dies jährliche Einsparungen von ca. 6 kCHF. Ein anderes Bild zeigte sich bei den NMC Zellen. Diese zeigten sich in der Simulation deutlich sensibler gegenüber der Schnellladung. Die Kosteneinsparungen betragen hier bis zu 60%. Pro Fahrzeug entspricht dies jährlichen Einsparungen von bis zu 150 kCHF. Es muss jedoch beachtet werden, dass der Betrieb mit konsequenter Schnellladung für die NMC-Zellen kaum praktikabel ist. Die Batterielebensdauer würde sich halbieren und wäre noch bei ca. 3 Jahren.</p> <p>Unter Annahme einer Einsparung von 10% der jährlichen Batteriekosten, würde dies auf die Gesamtflotte hochgerechnet Einsparungen von ca. 1.1 Mio CHF/Jahr ergeben. Hierbei ist zu beachten das es sich hierbei um den Vergleich zweier Extremszenarien handelt. Wobei ein konsequentes batterieschonendes Laden mit dem konsequenteren Laden mit höherer Ladeleistung verglichen wird. Die geschätzten Einsparungen sind deshalb als Maximaleinsparungen zu verstehen.</p> <p>Zusätzlich kann durch eine automatisierte Absenkung des SoC unter Berücksichtigung der zukünftigen Einsatzanforderung die kalendarische Alterung reduziert werden. Mit den im Kapitel 1.7.1 beschriebenen Annahmen können jährliche Einsparungen von rund 0.5 Mio. CHF abgeschätzt werden.</p> <p>Ein zusätzlicher ökologischer Nutzen entsteht durch die Einsparung grauer Energie durch eine verlängerte Lebensdauer der Batterien.</p>

Value Case	1.c. Daten für Asset-Management
Beschreibung	<p>Der Kommunikationskanal für ein zentrales Lastmanagement kann für die systematisch Erfassung relevanter Batteriezustands- und Einsatzdaten und genutzt werden. Die Daten können für eine zustandsbasierte Instandhaltung, vorrausschauenden Ersatz von Batterien und vorbereitend für einen 2nd-Life Einsatz der Batterien verwendet werden. Weiter bieten die Daten eine wichtige Grundlage das System gem. Bedarf auslegen zu können.</p> <p>Mit einem «Asset-Manager» können Events gemeldet werden, welche die Batterie stressen (hohe/tiefe Temperaturen, hohe Ströme, Extreme Spannungen). Solche Events können damit reduziert der Betrieb zu Gunsten der Lebensdauer bei Bedarf angepasst werden. Ein weiteres wichtiges Element ist die Überwachbarkeit von garantierten Bedingungen durch den Systemlieferant, damit frühzeitig und faktenbasiert Ansprüche geltend gemacht werden können.</p> <p>Darüber hinaus ergibt sich die Chance, heute divergierende Produktentwicklungen hinsichtlich Flottenmonitoring und Datenloggern zu harmonisieren.</p>
Methodik Nutzenbewertung	<p>Eine Abschätzung des monetären Nutzens erfolgt über eine angenommene Lebensdauerverlängerung der Batterien durch ein optimiertes Asset-Management und damit insgesamt reduzierten Investitionskosten (CAPEX). Der Nutzen aus reduzierten Betriebskosten (OPEX) wird über angenommene Kosten für vermiedene Tagesausfälle der eingesetzten Fahrzeuge abgeschätzt.</p> <p>Alternativ zur Verwendung der Lademanagementplattform als «Asset-Manager» könnte ein dezidiertes Asset-Managementsystem eingesetzt werden. Zur Nutzenbewertung werden die Kosten für ein solches alternative System angenommen, auf die dann verzichtet werden kann. Angenommen werden folgende Kosten für alternative Monitoringgeräte: Einmalkosten von ca. 7000 CHF und monatliche Gebühren von ca. 150 CHF.</p> <p>Annahmen für eine Hochrechnung: Fahrzeugflotte: 350-700 Fahrzeuge (abhängig davon, welche Fahrzeuge an das System angeschlossen werden). Einmalkosten je Fahrzeug 5000 CHF, Jahresgebühr: 1500 CHF.</p> <p>Die verbesserte Erschliessung neuer Use-Cases für das Primärsystem wie z.B. Second-Life-Einsatz und der Nutzen aus der Harmonisierung von Datenloggern konnte im Rahmen dieser Studie nicht monetär bewertet werden.</p>
Nutzen	<p>Der monetäre Nutzen kann wie folgt beispielhaft bewertet werden: wenn die Lebensdauer der potenziell installierten Batteriekapazität von nahezu 100 MWh durch geeignetes Management oder optimierten Betrieb um 1 Jahr bei garantierten 8 Jahren verlängert werden kann, werden bei Investitionskosten von 1000 CHF/kWh rund 12.5 Mio. CHF einzig durch eine Lebensdauererweiterung eingespart. Ein Teil davon wird durch ein alterungsoptimiertes Laden erzielt und wurde damit schon als Nutzen von «1.b. Batterieschonendes Laden» ausgewiesen.</p> <p>Aus OPEX Sicht bezüglich Wartung und Instandhaltung hilft eine Fehlereffektivierung und frühzeitige Fehlerprognose (prädiktiv) die Verfügbarkeit zu erhöhen. Bei Tagessätzen von rund 600 CHF und einer Flottengrösse von rund 700 Fahrzeugen kommen schnell Tagesausfälle in zweistelliger Grössenordnung hinzu, die vermieden werden könnten. Somit lässt sich auch hier ein finanzieller Mehrwert durch gesteigerte Verfügbarkeit erzielen. Weitere Use-Cases sind denkbar wie gezielte Wartung, da Fehler bekannt, etc. Dies ein Aspekt von vielen und soll somit als grobe Orientierungsgrösse dienen.</p> <p>Wird ein alternatives System zum Asset-Management eingesetzt, sind Einmalkosten von 1.7-3.5 Millionen Franken und Jahresgebühren von 0.5 - 1 Mio. CHF zu erwarten.</p>

1.10.2. Kosten und Risiken aus Zusatzlast minimieren

Value Case	2.a. Netzverstärkung wegen Überlast vermeiden.
Beschreibung	<p>Ein ungesteuertes Laden zukünftiger Batterien stellt zunächst eine zusätzliche Netzbelastung dar. Wird die verfügbare Kapazität der jeweiligen Netzebenen überschritten, muss das Netz verstärkt werden.</p> <p>Werden die Batteriefahrzeuge gut verteilt geladen, sollte das Bahnstromnetz diese Zusatzlast im Regelbetrieb in grossen Teilen abdecken können. Kritische Überlasten sind jedoch zu erwarten:</p> <ul style="list-style-type: none"> - bei lokalen Ladehotspots durch viele gleichzeitig ladende Fahrzeuge besonders in schwachen Netzabschnitten. - bei eingeschränkter Infrastruktur, z.B. wegen unterbrochenen Zuleitungen durch Baustellen oder Unfälle. <p>Werden Batterien zentral bewirtschaftet, können extreme Netzbelastungen verhindert und damit der Bedarf für Netzausbauten reduziert oder verhindert werden.</p> <p>Die benötigte Reduktion der Ladeleistung ist abhängig vom jeweiligen Lastprofil und der Kapazität im Speisebereich.</p>
Methodik Nutzenbewertung	<p>Für die Nutzenbewertung wurden mögliche Ladehotspots im Netz identifiziert. Deutlich wurde, dass die für SBB Cargo eingesetzten Fahrzeuge auf die Rangierteams verteilt sind und damit nicht in grösserer Anzahl konzentriert abgestellt werden.</p> <p>Bei SBB Infrastruktur werden die Fahrzeuge von der zentralen Lokdisposition schweizweit verplant. Es gibt mehrere Standorte, an denen Fahrzeuge konzentriert abgestellt werden. Grösster Standort ist das Depot F in Zürich mit bis zu 20 und mehr gleichzeitig abgestellten Fahrzeugen. An diesem Standort wurden, wie auch an einigen anderen, die Fahrleitungen in der Vergangenheit abgebaut. Die Ladeinfrastruktur muss daher neu aufgebaut werden. Aus betrieblichen Gründen wie beispielsweise einer erleichterten Beladung der Fahrzeuge wird voraussichtlich auf Steckerlösungen anstatt Fahrleitungen gesetzt. Kann die Ladung mit einem zentralen Lademanagement beeinflusst werden, muss diese Ladeinfrastruktur nicht auf extreme Ladespitzen ausgelegt werden. Die damit erzielbare Kosteneinsparung wurde im Rahmen dieser Studie nicht vertiefter analysiert und konnten daher nicht monetarisiert werden.</p> <p>Wie in Kapitel 1.8 beschrieben können an einzelnen Standorten mit bestehender möglicherweise auch älterer N-Fahrleitung kritische Ladeströme bei gleichzeitigem Schnellladen von 3 und mehr Fahrzeugen kommen. Mit einem Lademanagement könnte auf eine Verstärkung der Fahrleitung oder der Bau neuer Speiseleitungen für sehr seltene Extremsituationen verzichtet werden. Für eine grobe Orientierung der Grössenordnung wurden exemplarische Kosten für Verstärkungsmassnahmen ausgewiesen.</p>
Nutzen	<p>Eingesparte Investitionen und Unterhalt für nicht benötigte Netzausbauten (Verstärkung Leitungen, Trafos,...).</p> <p>Zur groben Einordnung der Grössenordnung eingesparter Netzausbaukosten: 100 m Fahrleitungsverstärkung kosten rund 15'000 CHF (Ersatz/Ausbau des Kettenwerks oder Installation einer Zusatzleitung zum Kettenwerk).</p>

Value Case	2.b. Ausbau Produktionskapazität vermeiden.
Beschreibung	<p>Ein ungesteuertes Laden zukünftiger Batterien erhöht den Leistungsbedarf im Bahnstromnetz, der mit Kraftwerks- und Frequenzumformer-Kapazität jederzeit abgedeckt werden muss.</p> <p>Diese neu hinzukommenden Verbraucher wurden in den bisherigen Prognosen für die Dimensionierung der Bahnstromversorgung nicht berücksichtigt.</p> <p>Können Batterien zentral beeinflusst werden, lassen sich extreme Lastpeaks und damit ein zusätzlicher Bedarf für den Ausbau der Produktionskapazitäten verhindern. Batterien werden dazu neben Heizungen als zusätzlicher Lastpool in die Lastmanagement-Laststeuerung aufgenommen und deren Ladung beim Überschreiten definierter Lastschwellen unterbrochen.</p> <p>Über das Lastmanagement kann dabei nicht nur die Ladung von Batterien unterbrochen werden. Denkbar ist auch, den Leistungsbezug der elektrifizierten Dieselfahrzeuge, die unter Oberleitung fahren, zu begrenzen, indem während einer Lastspitze auf einen Leistungsbezug aus der Batterie anstatt der Oberleitung umgeschaltet wird.</p>  <p>→ Lastspitzen treten nur kurzzeitig auf; Sekunden bis max. 1-2 Minuten → Lastspitzen sind stell: Anstieg bis zu +25 MW/s; Abfall bis zu -15 MW/s → Wenige Spitzen pro Jahr erfordern ein zusätzliches Leistungsband.</p>
Methodik Nutzenbewertung	<p>Grundlage Bewertung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Analyse maximale zusätzliche Minuten spitze bei ungesteuerte Ladung mit 1.5 C. Die in Kapitel 1.9.5 beschriebene Analyse berücksichtigt die Netzesammlast (Batterieladung und Netzbezug unter Oberleitungs betrieb) für die Cargo-Fahrzeuge Am 843 und Eem 923 sowie die Ladeleistung der Infrafahrzeuge. Die zusätzliche Last durch Einsatz der elektrifizierten Infrafahrzeuge unter Oberleitung konnte im Rahmen der Studie nicht abgeschätzt werden. - Bewertung Wirkung Lastmanagement zum Schneiden von Lastspitzen aus Update Business-Case thermisches Lastmanagement 2018: Referenz: Net Present Value (NPV) für Verzicht auf insgesamt 80 MW Umrichterleistung bis 2035 durch Abschalten von Heizlast bei Lastspitzen: 29 Mio. CHF (auf heute diskontierte Wirkung der eingesparten Investitionen und LCC-Kosten, reine Wirkungsbetrachtung ohne Berücksichtigung der Kosten fürs Lastmanagement). Anpassung der Wirkung als konservative Schätzung unter Annahme gesunkenener Preise für FU-Leistung: 20-25 Mio. CHF.

	<p>Bewertung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Über MW Lastreduktion skalierte Wirkung auf Investitionsbedarf und Kosten gemäss Business-Case thermisches Lastmanagement.
Nutzen	<p>Eingesparte Investitionen und Unterhalt für nicht benötigte zusätzliche Frequenzumrichterleistung im Bahnstromnetz zur Abdeckung des zusätzlichen Leistungsbedarfs für die Batterieladung.</p> <p>Angenommen wird eine maximale zusätzliche Netzgesamtlast auf Basis der Analysen in Kapitel 1.9.5 von 5-10 MW.</p> <p>Abschätzung NPV = $(5-10 \text{ MW} / 80 \text{ MW}) \times 20-25 \text{ Mio. CHF} = 1.3-3.1 \text{ Mio. CHF}$.</p> <p>Konservativ abgeschätzt wird unter Berücksichtigung der Unsicherheiten eine Wirkung von 1-3 Mio. CHF als auf heute diskontierter Nettoarbarwert (NPV) durch den Verzicht auf zusätzliche Umrichterleistung.</p>

Weitere Value-Cases ohne vertiefte Bewertung:

- Zusätzliche Regelleistung vermeiden:

Der Leistungsbedarf für die Ladung der Batterien ist betrieblichen Schwankungen unterworfen und nicht ohne zentrales Lademanagement nicht vollständig vorhersehbar. Damit erhöht sich bei ungesteuertem Laden der Regelleistungsbedarf im Bahnstromnetz durch diese neuen Verbraucher. Wird die Ladung zentral gesteuert bzw. so beeinflusst, dass sie einen geplanten Leistungsbedarf nicht überschreitet, muss weniger oder keine zusätzliche Regelleistung vorgehalten werden.

Wurde in Absprache mit dem CoC Energiewirtschaftliche Bewertung von SBB Energie nicht vertieft, da sich der Nutzen indirekt durch Realisierung des Use Case 2.1.a (Reduktion ganzjährige Regelleistungsvorhaltung) realisieren und nur schwer davon abgrenzen lässt.

- Erhöhung der $\frac{1}{4}$ h Monatsspitze vermeiden:

Der maximale 15min Import an Leistung aus dem 50Hz Netz wird ex-ante für einen Monat lang festgelegt. Er definiert den Leistungspreis für den ganzen Monat gegenüber Swissgrid. Durch Batterien als zusätzliche Verbraucher erhöht sich die Bahnstromlast und damit auch der Leistungspreis. Bei einer zentralen Steuerung könnte die Ladung in den $\frac{1}{4}$ h mit dem höchsten Leistungsbedarf unterbrochen werden.

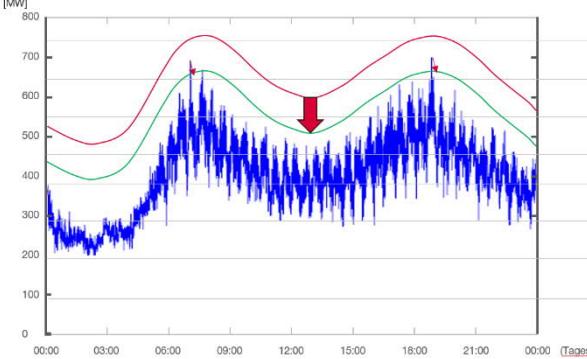
Wurde in Absprache mit dem CoC Energiewirtschaftliche Bewertung von SBB Energie nicht vertieft, da sich der Nutzen indirekt durch Realisierung der Bewirtschaftungs-Use Cases realisieren und nur schwer davon abgrenzen lässt.

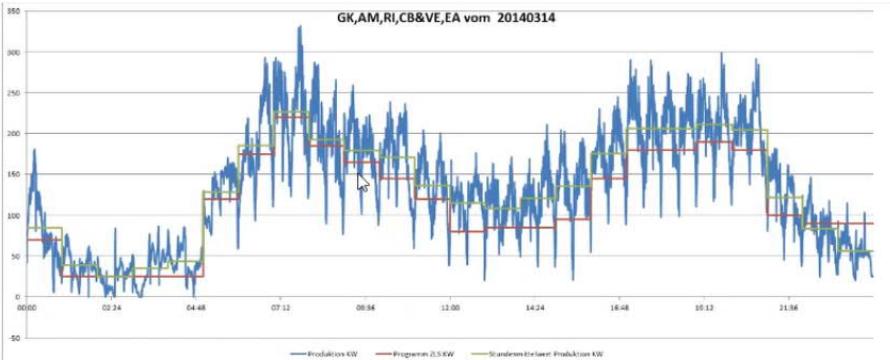
1.10.3. Zusatznutzen Bewirtschaftung

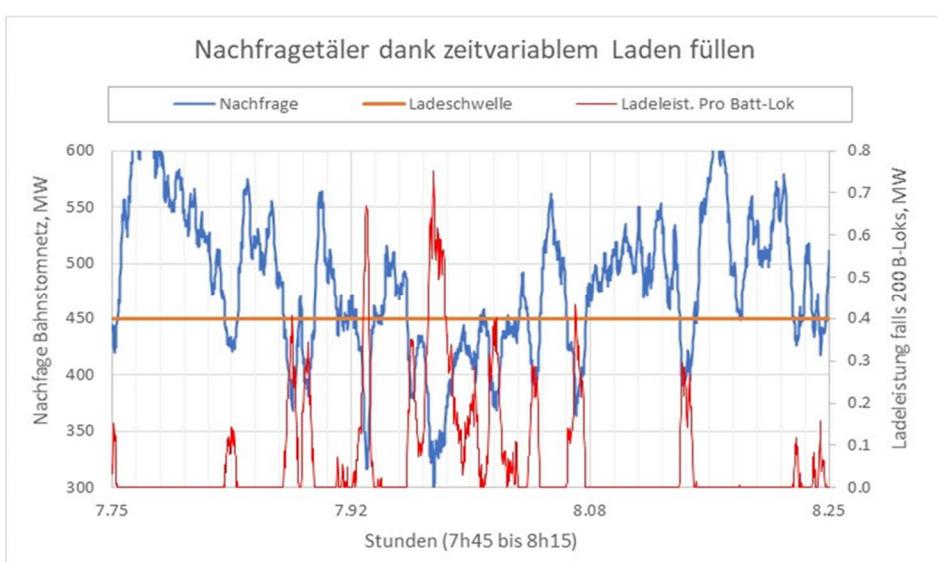
Value Case	3.a. Stützung schwacher Netze
Beschreibung	<p>Drohen in einem Netzabschnitt oder netzweit Überlasten, die nicht durch die Batteriefahrzeuge selbst, sondern beispielsweise durch eingeschränkte Infrastruktur verursacht wurden, können Batterien mithelfen, das Netz zu stabilisieren. Neben der gezielten Unterbrechung von Batterie-Ladevorgängen könnten durch gezielte Entladung von Batterien während zu hohem Leistungsbezug lokale Schutzabschaltung oder ein netzweiter Frequenzeinbruch verhindert werden.</p> <p>Sofern die Überlast durch Entladen der Batterien ausreichend reduziert wird, kann auf weitergehende Massnahmen wie eine Anordnung an die Lokführer zur Reduktion der Zugkraft verzichtet werden.</p>
Methodik Nutzenbewertung	Der Nutzen wird qualitativ beschrieben.
Nutzen	<p>Stabiles Bahnstromnetz ohne Eingriffe in Bahnbetrieb, Reduktion Reisendenverspätungsminuten.</p> <p>In Kapitel 1.9.5 wird die insgesamt im Bahnstromnetz verfügbare Batteriekapazität mit 60-80 MWh abgeschätzt. Dies entspricht der Energiekapazität eines mittleren Kraftwerks für eine Stunde. Mit einer Entladeleistung von 1 C können 60-80 MW für eine Stunde zur Verfügung gestellt werden, bei 2 C sind es 120-160 MW für eine halbe Stunde. (zum Vergleich: Kraftwerk Ritom: 52 MW, Rupperswil-Auenstein: 54 MW).</p> <p>Bei lokalen Überlasten beispielsweise nach einem Ausfall des UW Zürich können alle in der Region befindlichen Batteriefahrzeuge dazu beitragen, Schutzabschaltungen zu verhindern und einen unterbrechungsfreien Bahnbetrieb zu ermöglichen.</p>

Value Case	3.b. Extreme Lastspitzen abdecken (-> FU-Dimensionierung).
Beschreibung	<p>Mit einer kurzzeitigen Entladung von Batterien am Bahnstromnetz können resultierende Lastspitzen im Bahnstromnetz abgedeckt werden, die unabhängig von der Zusatzlast Batterieladung entstehen. Im Winter werden damit bei Lastpeaks ergänzend zum Abschalten von Heizungen durch die Entladung von Batterien zusätzliche Energiequellen zur Abdeckung der Lastspitzen angezapft und ein zusätzlicher Importbedarf über Frequenzumrichter verhindert.</p> <p>Im Unterschied zu Heizungen können mit Batterien resultierende Lastpeaks ganzjährig durch Ladestopps und kurzzeitigem Entladen kompensiert werden. Mit zunehmendem Klimatisierungsbedarf für extreme Sommertemperaturen und bereits geschnittenen Lastspitzen im Winter werden die Lastspitzen im Sommer zunehmend dimensionierungsrelevant.</p>
Methodik Nutzenbewertung	<p>Grundlage Bewertung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Flexibilitätspotenzial zur kurzfristigen Entladung über alle Batteriefahrzeuge im Netz: 60 -80 MWh Energie in Batterien verfügbar (vgl Kapitel 1.9.5). Annahme: mit 1 C für wenige Sekunden bis max. eine Minute immer verfügbar ohne Einfluss auf Fahrzeugverfügbarkeit. - Annahme: Nutzen vergleichbar zu thermischen Lastmanagement. Auch nach Einsatz des thermischen Lastmanagements mit Heizungen entstehen Lastspitzen über dem stochastischen Rauschen des Lastprofils, insbesondere können bisher unbeeinflussbare Spitzen im Sommer abgedeckt werden. <p>Referenz: Net Present Value (NPV) für Verzicht auf insgesamt 80 MW Umrichterleistung bis 2035 durch Abschalten von Heizlast bei Lastspitzen: 29 Mio. CHF (Wirkung auf eingesparte Investitionen und</p>

	<p>LCC-Kosten, reine Wirkungsbetrachtung ohne Berücksichtigung der Kosten fürs Lastmanagement für Business-Case Lastmanagement 2018)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Berücksichtigung Kosten für Batteriealterung bei 50 Entladungen pro Jahr mit 1 C für die Gesamtflotte (vgl. Kapitel 1.5): 4'600 CHF (NMC), 2'720 CHF (LTO), <p>Bewertung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wirkung auf Investitionsbedarf und Kosten analog zu Business-Case Lastmanagement. Anpassung der Wirkung als konservative Schätzung unter Annahme gesunkenener Preise für Frequenzumrichterleistung: NPV = - 20-25 Mio. CHF. - Wirkung auf Batteriealterung mit wenigen Tausend Franken pro Jahr für die Gesamtflotte in Relation zum Nutzen vernachlässigbar.
Nutzen	<p>Eingesparte Investitionen und Unterhalt für nicht benötigte zusätzliche FU-Leistung, die ansonsten durch den generellen Leistungsanstieg der Verbraucher im Bahnstromnetz (Mehrverkehr, leistungsfähigere Züge) benötigt würden.</p> <p>Auf heutigen Wert diskontierter Nettobarwert (NPV): 20-25 Mio. CHF.</p>

Value Case	3.c. Reduktion ganzjährige Regelleistungsvorhaltung
Beschreibung	<p>Via Reduktion von Lastspitzen:</p> <p>Die vorzuhaltende Regelleistung im Bahnstromnetz wird aus den Lastschwankungen des Vorjahres bestimmt (99% Quantile der Differenz zwischen stündlichem Energiefahrplan und dem maximalen bzw. minimalem Sekundenwert von Ptot_sys).</p> <p>Werden mithilfe von Batterien Lastspitzen im Bahnstromnetz geschnitten und werden Lasttäler dank Ladung dieser Batterien gefüllt, reduziert sich die vorzuhaltende Regelleistung im Bahnstromnetz. Der Handel erhält vor allem durch die weniger vorzuhaltende Hydroregelleistung mehr Freiheitsgrade und kann in marktattraktiven Zeiten mehr Hydroenergie verkaufen und muss bei hohen Marktpreisen weniger Energie zukaufen.</p> <p>Die zu schneidenden Lastspitzen und Lasttäler (vgl. Abbildung 78) dauern wenige Sekunden bis zu etwa einer Minute. Über die Höhe des Schwellenwertes kann die Anzahl der Ladeunterbrechungen und über die Höhe einer noch zu definierenden «Schwellenwertkurve» kann das Laden beeinflusst werden.</p>  <p>Abbildung 78: Tages-Lastprofil Bahnstrom mit variabler Schwellenwertkurve zum Schneiden von Lastspitzen.</p> <p>Via Unterstützung Energieausgleichsregler:</p> <p>Der Energieausgleichsregler von SBB Energie beeinflusst die Regelung der Kraftwerke so, dass nicht vom mit der Swissgrid vereinbarten 15-Min. Leistungsbedarf abgewichen wird. Ein Teil der dazu nötigen Regelung der Kraftwerke</p>

	<p>könnte von Batterien statt von Hydro-Speicherkraftwerken übernommen werden. Die so freigemachten KW-Bänder können vom Handel ökonomisch vorteilhafter eingesetzt werden.</p>  <p>Abbildung 79: Tages-Produktionsprofil der Kraftwerke von SBB Energie (blau), Prognose (rot), Stundenmittelwert Produktion (grün)</p>
Methodik Nutzenbewertung	<p>Grundlage Bewertung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bewertung Wirkung Lastmanagement zum Schneiden von Lastspitzen aus Update Business-Case thermisches Lastmanagement 2018: Nutzen durch zusätzliche Vermarktung Hydroenergie abgeschätzt mit OptRe-Modell für Reduktion der vorzuhaltenden Hydroregelleistung um 15 MW: 300'000 CHF pro Jahr. - Annahmen zum Potenzial: <ul style="list-style-type: none"> o Für kurzfristiges Unterbrechen der Ladeleistung: Durchschnittliche Ladeleistung bei optimierten Laden: ca. 3 MW. (vgl. Kapitel 1.9.5) o Für Abdeckung der Lastspitzen durch Entladung: Gesamtkapazität aller Batterien für Entladung 60 - 80 MWh. Annahme: Kapazität wird täglich vollständig eingesetzt, Lastspitzen können damit um 30 MW gesenkt werden. - Wirkung auf Batteriealterung (vgl. Kapitel 1.5): <ul style="list-style-type: none"> o Ladeunterbrechung ohne zusätzliche Wirkung auf Alterung o Kosten bei allfälliger Entladung, 1x pro Tag mit 1 C: 13'000 CHF / a (LTO), 63'000 CHF / a (NMC) <p>Bewertung:</p> <p>Über MW Lastreduktion skalierte Wirkung auf zusätzliche Vermarktung Regelenergie gemäss Business-Case thermisches Lastmanagement.</p>
Nutzen	<p>Ganzjährige Reduktion Regelleistungsvorhaltung sowohl für Spitzen wie auch für Täler (mehr Freiheitsgrade für Handel, Freimachen Hydroregelleistung).</p> <p>Doppelte Wirkung, weil Batterieladung im Unterschied zu Heizungen ganzjährig und nicht nur im Winterhalbjahr möglich ist.</p> <p>Abschätzung Wirkung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - nur mit Ladeunterbrechung: $(3 \text{ MW} / 15 \text{ MW}) \times 300'000 \text{ CHF} \times 2 = 120'000 \text{ CHF/a}$ - mit kurzzeitiger Entladung (1 x pro Tag): $(30 \text{ MW} / 15 \text{ MW}) \times 300'000 \text{ CHF} \times 2 = 1.2 \text{ Mio. CHF / a.}$ <p>Nutzen unter Berücksichtigung der Alterung: 1.19 Mio. CHF / a (LTO), 1.14 Mio. CHF / a (NMC)</p>

Value Case	3.d. Lastglättung
Beschreibung	<p>Möglicher Ansatz: Laden in den Leistungstälern und reduziertes oder gestopptes Laden in den Lastspitzen. Damit Glättung des Lastprofils und Reduktion des verbleibenden Regelleistungsbedarfs für die Kraftwerke.</p> <p>Zusätzlich wird die Dynamik des Lastprofils reduziert. Bei gleichmässigerem Einsatz ist ein reduzierter Verschleiss der Kraftwerkskomponenten zu erwarten.</p>  <p>Abbildung 80 Variation der Ladeleistung der Batterieloks, um die Nachfrager im CH Bahnstromnetz optimal auszunutzen</p>
Methodik Nutzenbewertung	<p>Grundlage Bewertung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Durchschnittliche Ladeleistung bei optimiertem Laden: ca. 3 MW. - Wenn nur in Lasttälern geladen wird: Verdoppelung der Ladezeit bzw. Verdoppelung der Ladeleistung in Viertelstunden mit niedriger Leistung (Lasttälern), keine Zusatzleistung während Viertelstunden mit hohen Leistungen: d.h. 6 MW zusätzlicher Leistungsbedarf in Lasttälern, keine Zusatzlast in Hochlast-Viertelstunden. - Keine zusätzliche Wirkung auf Batteriealterung (vgl. Kapitel 1.5). <p>Bewertung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Die Reduktion der Regelleistungsvorhaltung kann sowohl über ein Schneiden von Lastspitzen oder Unterstützung des Energieausgleichsreglers (vgl. 3.c.), als auch mit einem kontinuierlichen Glätten des Lastprofils erzielt werden. Da nicht beide Wirkungen aufaddiert werden können, wird auf eine zusätzliche Nutzenbewertung durch das Glätten verzichtet. - Die Wirkung auf einen reduzierten Verschleiss durch ein geglättetes Lastprofil konnte im Rahmen dieser Studie nicht monetär bewertet werden.
Nutzen	<p>Reduktion Regelleistungsvorhaltung Hydrowerke und Einsatz am Markt (vgl. 3.c.)</p> <p>Reduzierter Verschleiss Kraftwerkskomponenten durch geglättetes Lastprofil.</p>

Value Case	3.e. Marktähniges Laden
Beschreibung	<p>Im Rahmen der Flexibilität wird bei günstigen Strompreisen geladen.</p> <p>Zu unterscheiden sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> - EPEX spot market energy arbitrage: Day Ahead Marktpreis-optimales Bewirtschaften. - Intra-day market arbitrage (ID Marktpreis-optimales Bewirtschaften): ID Marktpreis-optimale Bewirtschaftung setzt sich zusammen aus preis-optimalem Laden der Batterien (bei abweichender Fahrzeug-Nutzung zu Vortagsplanung oder Intraday-Preis-Opportunitäten unter Berücksichtigung der geplanten Fahrzeug-Nutzung) und Arbitrage-Geschäften (Lade-Entlade-Zyklen) für Handelsgeschäfte (Kauf-Verkaufsgeschäfte) am Intraday Markt (Fristigkeit anhand Intraday-Prognose)
Methodik Nutzenbewertung	<p>Erste Bewertung durch die Firma FSight im Auftrag von SBB Energie für Day Ahead Marktpreis-optimales Bewirtschaften. «Isolierte» Optimierung gegenüber dem Markt ohne Portfoliosicht SBB Energie mit Eigenproduktion).</p> <p>Bewertung aus Portfoliosicht SBB Energie über Simulation eines Pumpspeicherwerkes, das in der Funktionalität einem virtuellen Kraftwerk mit Schwarmbatterien entspricht. Annahme der Kapazität 30 MWh, 15 MW, wenn rund die Hälfte der in Kapitel 1.9.5 ausgewiesenen Flexibilität am Markt eingesetzt werden kann und alterungsoptimiert mit 0.5 C entladen wird. Bewertung durch das CoC Energiewirtschaftliche Bewertung von SBB Energie.</p> <p>Eine Intra-Day marktpreisoptimierte Bewirtschaftung konnte im Rahmen der Studie nicht bewertet werden.</p>
Nutzen	<p>Die Abschätzung aus Portfoliosicht SBB Energie über die Simulation eines Pumpspeicherkraftwerks ergibt einen energiewirtschaftlichen Nutzen von rund 150'000 CHF / a.</p> <p>Die «isolierte» Optimierung gegenüber dem Markt ohne Portfoliosicht SBB Energie weist einen Nutzen von ca. 1 Mio. CHF / a durch Day Ahead Marktpreis-optimales Bewirtschaften aus.</p> <p>Dem Nutzen gegenüber steht die zusätzliche Alterung durch Entladungen zu markattraktiven Zeiten. Bei einmaligem Entladen der gesamte Batteriekapazität pro Tag mit 1 C wurden in Kapitel 1.5 folgende Kosten abgeschätzt: 13'000 CHF / a (LTO), 63'000 CHF / a (NMC).</p> <p>Die Bandbreite der Ergebnisse zeigt die grosse Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen und Unsicherheiten in der Bewertung. Sie sollen hier als erste Grössenordnung dienen. Für eine langfristig optimale Integration eines «virtuellen Kraftwerks» aus Schwarmbatterien müssen die Nutzen-, wie auch Kosten-effekte mit allen Abhängigkeiten vertiefter analysiert werden.</p>

Weitere Value Cases ohne vertiefte Bewertung:

- Viertelstunden-Monatsspitze reduzieren:
Der maximale 15min Import an Leistung aus dem 50Hz Netz wird ex-ante für einen Monat lang festgelegt. Die Möglichkeit zur Entladung von Batterien im Rahmen ihrer Flexibilität könnte dabei gezielt mit einberechnet werden.
Wird in Absprache mit dem CoC Energiewirtschaftliche Bewertung von SBB Energie nicht vertieft, da sich der Nutzen indirekt durch Realisierung der Bewirtschaftungs-Use Cases realisieren und nur schwer davon abgrenzen lässt.
- Unterstützung beim Wiederhochfahren des Netzes nach Blackout:
Zentral gesteuerte Batterien bieten sich als idealer Verbraucher an, der dosiert beim Wiederhochfahren des Netzes zugeschaltet werden kann. Da dieser mögliche Nutzen schwer zu quantifizieren

ist, wird er in der Nutzenbewertung nicht weiterverfolgt. Die Option soll aber mit dem Projekt Netz-wiederaufbau in 5 Minuten abgestimmt werden.

- Kurze Lastsprünge ausgleichen im Subsekundenbereich:
Kurze Lastsprünge im Netz können das Netz destabilisieren. Sie können über die mit der Laststeuerung verbundenen Messgeräte an den Kupplungen detektiert werden und bei einer schnellen Verbindung zu den Fahrzeugen könnten Batterien beitragen, diese Lastsprünge auszugleichen. Für das auftretende Phänomen bei Lastsprüngen nach Kurzschluss werden die verursachenden Fahrzeuge umprogrammiert und eine Lösung ist in Aussicht. Die Option wird daher zunächst nicht weiter vertieft.
- Geringerer Verschleiss der Hydromaschinen:
Bei einer kontinuierlichen Glättung und damit geringeren Dynamik des Lastprofils können Hydromaschinen kontinuierlicher fahren. Da die Wirkung auf den Verschleiss mit den vorhandenen Daten und Wissen momentan nicht berechnet werden kann, wird auf eine weitere Bewertung verzichtet.
- Schutz der Kupplungen.
Die Laststeuerung schaltet bei Unterfrequenz und extremem Importstrom in die Schweiz über die Kupplungen zwischen dem DB und SBB Netz, sowie der Kupplung zwischen dem ÖBB- und SBB-Netz, Lasten vom Netz weg, um den Importstrom begrenzen zu helfen.
In Zukunft könnte bei Überfrequenz und extremem Leistungs-Export Batterieladung zugeschaltet werden, um diese Form von Export gegen oben begrenzen zu helfen.
- Verbesserte Lastprognose.
Für eine optimale Regelung des Bahnstromnetzes und einen optimierten Energiehandel ist eine gute Lastprognose unverzichtbar. Werden Batterien geplant über das zentrale Lademanagement geladen, kann die Last für diese Verbrauchergruppe zuverlässig prognostiziert werden.

1.10.4. Zusammenfassende Bewertung und Priorisierung der Value-Cases

Abbildung 81 gibt einen Überblick über die in den vorigen Abschnitten beschriebene Nutzenbewertung der Value-Cases. Von einem zentralen Lademanagement profitieren vor allem die Fahrzeugbesitzer und -nutzer (1.a-c.). Die Batterien können batterieschonend geladen, die LCC-Kosten reduziert und gleichzeitig der Ladezustand für den nächsten Fahrzeugeinsatz zuverlässig und transparent sichergestellt werden.

SBB Energie und damit alle Bahnstromkunden profitieren vor allem von einer Bewirtschaftung der im Netz verfügbaren Batteriekapazität von 60 – 80 MWh. Diese entspricht der Kapazität eines mittleren Kraftwerks in einer Stunde. Ein besonders hohes Nutzenpotenzial ist dann gegeben, wenn die Kapazität selten und kurz benötigt wird. Dies ist besonders in sehr seltenen Überlastsituationen (3.a.) und zur Abdeckung extremer Lastspitzen der Fall (3.b. & c.).

Wie die Analysen in Abschnitt gezeigt haben, wird der zusätzliche Leistungsbedarf der Batteriefahrzeuge im Netz sehr viel geringer sein, als es die hohe Gesamtkapazität erwarten lässt (durchschnittlich rund 4 MW zusätzlicher Leistungsbedarf bei ca. 100 MWh Nennkapazität der installierten Batterien). Die durch ein zentrales Lademanagement vermeidbaren Kosten und Risiken aus dieser Zusatzlast sind damit geringer als ursprünglich angenommen (2 a. & b.).

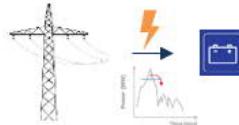
1. Nutzeroptimiertes Lademanagement

Nutzen	
1.a. Sichergestellter Ladezustand für Fahrzeugeinsatz	••• Für Fahrzeugbetrieb unverzichtbar, Alternativen teurer
1.b. Batterieschonendes Laden	••• Einsparung > 1 Mio. CHF/a, Reduktion graue Energie durch längere Batterielebensdauer
1.c. Asset-Management durch Datenzugriff	••• Zuverlässigerer Betrieb und Kosteneinsparung. Alternativen teurer

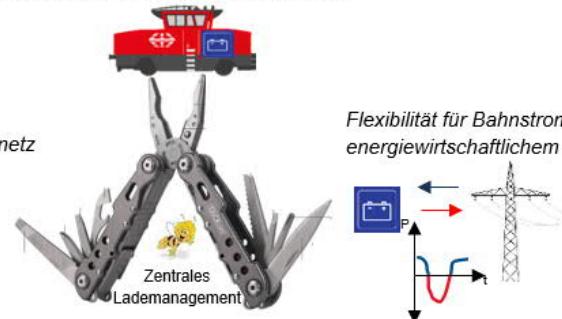


Energieversorgung Schienenfahrzeuge

Reduktion Zusatzlast für Bahnstromnetz durch Beeinflussung Ladeprofil



Flexibilität für Bahnstromnetz mit energiewirtschaftlichem Nutzen



2. Kosten und Risiken aus Zusatzlast minimieren

Nutzen	
2.a. Netzverstärkung wegen Überlast vermeiden	• Reduktion Ausbaubedarf situativ an Ladehotspots
2.b. Ausbau Produktionskapazitäten vermeiden	•• NPV: ca. -1-3 Mio. CHF durch Lastmanagement

3. Zusatznutzen Bewirtschaftung

Nutzen	
3.a. Stützung schwacher Netze	••• Netzwelt 60-80 MWh Energie zur Stabilisierung in Krisensituationen verfügbar
3.b. Extreme Lastspitzen abdecken	••• NPV > 20 Mio. CHF durch reduzierten Ausbau Frequenzumformer-Leistung
3.c. Reduktion Regelleistungsvorhaltung	••• > 1 Mio. CHF/a durch Einsatz freigemachter Hydoregelleistung am Markt
3.d. Lastglättung	• geringerer Regelungsbedarf, reduzierter Verschleiss Hydromaschinen
3.e. Marktabhängiges Laden und Entladen	•? abhängig von zukünftigem Marktumfeld und technischen Voraussetzungen

Abbildung 81: Bewertete Value-Cases/Nutzen einer zentralen Steuerung und Bewirtschaftung von Batterien auf Schienenfahrzeugen.

Die in Abbildung 81 aufgeführten Value Cases wurde für eine Weiterverfolgung im Projekt BIENE aufgrund des zu erwartenden Nutzens ausgewählt. Nicht ausgewählte Value Cases wurden im Anschluss an die Tabellen in den Abschnitten 1.10.1 bis 1.10.3 mit einer Begründung aufgeführt, weshalb diese im Projekt nicht weiterverfolgt werden.

Für die zur Weiterverfolgung ausgewählten Value Cases wurde folgende Priorisierungsreihenfolge basierend auf den Kriterien Handlungsdruck, Nutzen und Umsetzbarkeit festgelegt:

Prio	Kategorie (Value Cases)	Handlungsdruck	Nutzen	Umsetzbarkeit
1.	Zentrale Lade-steuerung für optimiertes, batteriescho-nendes Laden. (1.a.-c.)	Hoch ●●● • Bisher keine Erfahrungen im Einsatz von Batterieloks. Nutzer brauchen v.a. zu Beginn Unterstützung, bis Erfahrung aufgebaut werden kann. Für Einsatzplanung und sichergestellten Betrieb zwingend nötig. • Einsatzdaten der ersten Fahrzeuge für Beschaffung, Dimensionierung, Asset-Management wichtig.	Hoch ●●● • Sichergestellte Batteriekapazität: Fahrzeuge dürfen nicht liegen bleiben. • Geringere Kosten durch Synergien: eine Lösung für alle • Optimale Basis für Beschaffung, Reduktion LCC.	Hoch ●●● • Akzeptanz/Umsetzbarkeit hoch, da Fahrzeugbetreiber/-besitzer von Lademanagement profitieren. • Lösungsvorschlag baut auf Nutzerbedürfnissen auf. Nutzerinteresse ist stark, mit agiler, nutzerorientierter Entwicklung kann schrittweise Mehrwert geschaffen werden.
2.	Bestehende LMLS-Funktio-nalitäten weiter-gehend nutzen: Lastspitzen ab-decken und Schutz vor Überlast. (3.a.-c., 2.a. & b.)	Gering ● Kein unmittelbarer Handlungsdruck vor allem mit zunächst geringer Anzahl Batteriefahrzeuge.	Hoch ●●● • Mit zunehmender Batteriekapazität im Netz sehr hoher energiewirtschaftlicher Nutzen. • Ausbaubedarf für Ladeinfrastruktur kann v.a. an Ladehotspots reduziert werden.	Hoch ●●● • Anbindung Batterien an LMLS einfach zu realisieren. Funktionalität «Lastspitzen Schneiden» schon vorhanden, «Schutz vor Überlast» in Entwicklung. • Da Eingriff für Lastspitzen abdecken nur selten und kurz, sehr geringer Einfluss auf Ladedauer und Batterielebensdauer. • Hohe Akzeptanz für Einsatz in kritischen Überlastsituationen.
3.	Unterstützung Energieaus-gleichsregler und «Lastprofil Glätten». (3.c. & d.)	Gering ● Kein unmittelbarer Handlungsdruck.	● ? Zusatznutzen zu 3.c. bzgl. Reduktion Regelleistungsvorhaltung zu klären. Ebenso zusätzliche Nutzen durch geringere Lastdynamik, z.B. über reduzierten Verschleiss Hydromaschinen.	Mittel ●● • Weiterentwicklung Energieausgleichsregler nötig. • Lastglättung: Vorarbeiten für Weichenheizungen laufen, Synergien in Methodikentwicklung. • Für gesteuertes Laden in Lasttätern mit verlängerter Ladezeit müssen Anforderungen aus nächstem Einsatz bekannt sein.
4.	Marktabhängi-ges Laden und Entladen. (3.e.)	Gering ● Kein unmittelbarer Handlungsdruck.	? ● ? Detaillierte Nutzenbe-wertung nötig.	Schwierig ● • Neue Funktionalität mit Koppelung zu Marktoptimierungstool (komplexe Entwicklung). • Akzeptanz/Umsetzbarkeit herausfordernd, v.a. wenn häufiges Entladen der Batteriealterung erhöht.

2. Konzept für zentrale Ladesteuerung

Die Ergebnisse der Risiko- und Chancenanalyse in Abschnitt 1 zeigen den Nutzen eines zentralen Lademanagements für die zukünftige Batteriefahrzeugflotte. Nachfolgend werden aus der Analyse abgeleitete Nutzeranforderungen an eine technische Lösung formuliert, am Markt verfügbare Optionen vorgestellt sowie ein IT-Lösungskonzept zur Batterieladesteuerung auf Basis der bestehenden Lastmanagement-Laststeuerung LMLS der SBB beschrieben.

Das Lösungskonzept wird in die Systemlandschaft von SBB Energie eingebettet, die Funktionen eines zentralen Batteriemanagers beschrieben und relevante Aspekte bzgl. Ladeinfrastruktur, Ladeverfahren und Fahrzeuge aufgeführt.

2.1. Nutzeranforderungen an die Lösung

Der Wechsel von Diesel- zu Batteriefahrzeugen stellt einen Technologieträgerwechsel mit entsprechenden Herausforderungen dar. Beispiele dafür sind:

- Die an Bord verfügbare Antriebsenergie ist rund 25-mal geringer als auf einer Diesellok, die verfügbare Batteriekapazität ist im täglichen Einsatz sehr relevant (vgl. Abschnitt 1.10.1). Nutzer wollen auf einen Blick sehen können, ob die Energie zum Fahren einer Mission ausreicht. Die Erfahrung mit Elektrofahrzeugen zeigt, dass ein "Batterimanager" [11] auf einem mobilen Endgerät dazu sehr hilfreich ist¹⁵. Wichtig ist dabei, dass es für das operative Personal keine kritische Mehrbelastung durch Kontrolle der Batterieladung entsteht. Erwartet wird, dass ein zentraler Batterimanager automatisch eine ausreichende Batterieladung sicherstellt und das Lokpersonal dadurch entlastet wird.
- Während die Tankstellenlogistik für Dieselfahrzeuge etabliert ist, muss die Ladeinfrastruktur für Batteriefahrzeuge noch entsprechend dimensioniert und aufgebaut werden, sofern diese nicht über bestehende Fahrleitungen via Stromabnehmer geladen werden können.
- Während Dieselmotoren nur dem Antrieb dienen, kann die Flexibilität von Batterien energiewirtschaftlich mit Wirkung auf Bahnstrompreis und Netzstabilität genutzt werden.
- Das Assetmanagement muss Erfahrungen mit dem neuen Asset Batterien aufbauen. Dieses Asset ist einfach digitalisierbar und kann transparent über den gesamten Lebenszyklus betreut werden. Die Ladestrategie hat starken Einfluss auf die Lebensdauer der Batterien.

¹⁵ D.Schär, F.Baumgartner, M.Tavares, D.Gantenbein, A.Fuchs. Elektrofahrzeuge als schaltbare Nutzlast. Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES, Band (Jahr):103 (2012), Heft 7

Ein zentrales Lademanagement kann die verschiedenen Nutzergruppen für einen optimierten Betrieb der neuen Batteriefahrzeuge unterstützen. Abbildung 82 skizziert die Erwartungen von Fahrzeugbesitzern/Asset Manager, Fahrzeugdisponenten, Lokführern und Mitarbeitern von SBB Energie an ein Lademanagement. Die Bedürfnisse wurden in Interviews mit ausgewählten Fachvertretern ermittelt und geschärft (vgl. Abschnitt 1.10).

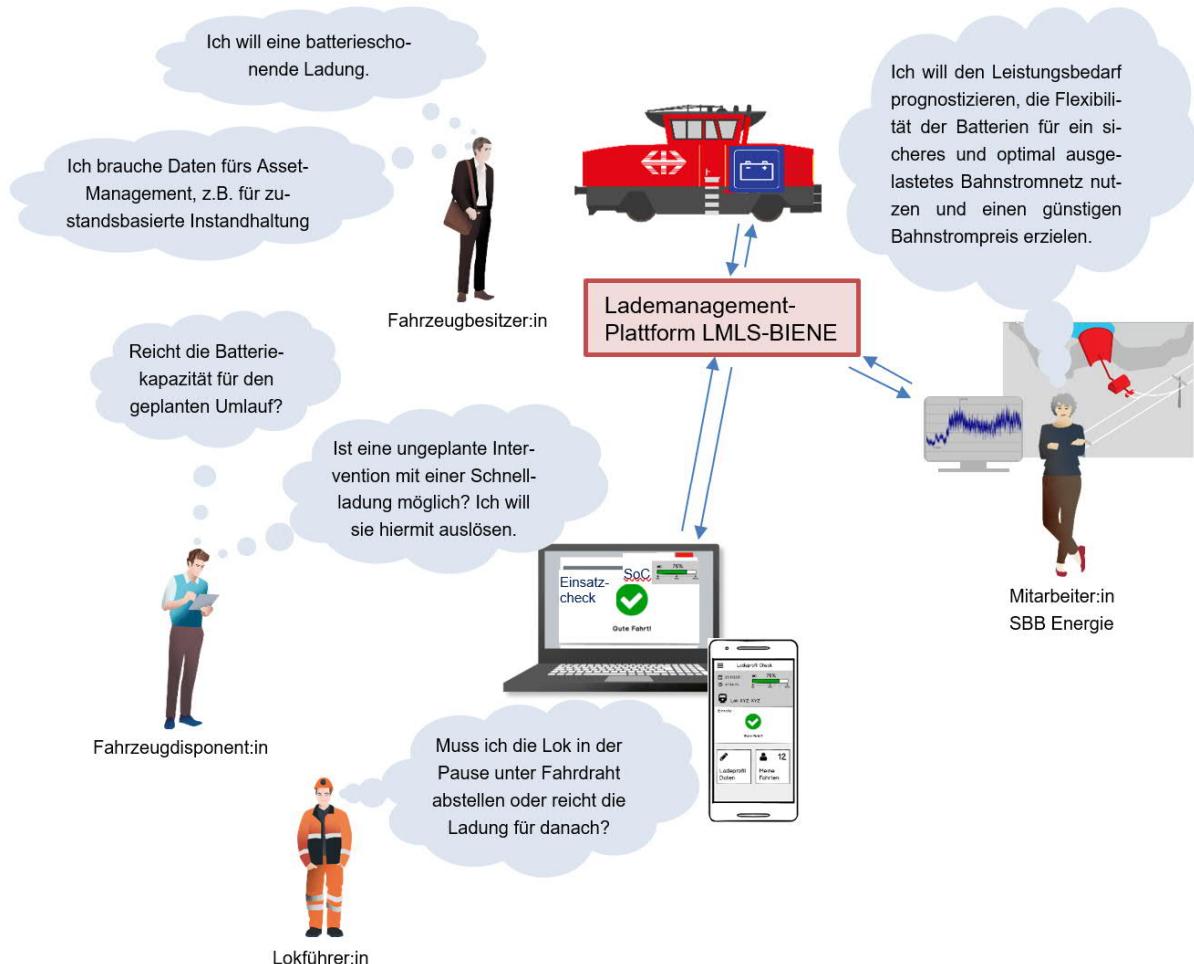


Abbildung 82: Nutzererwartungen an ein zentrales Lademanagement.

2.2. Marktsituation

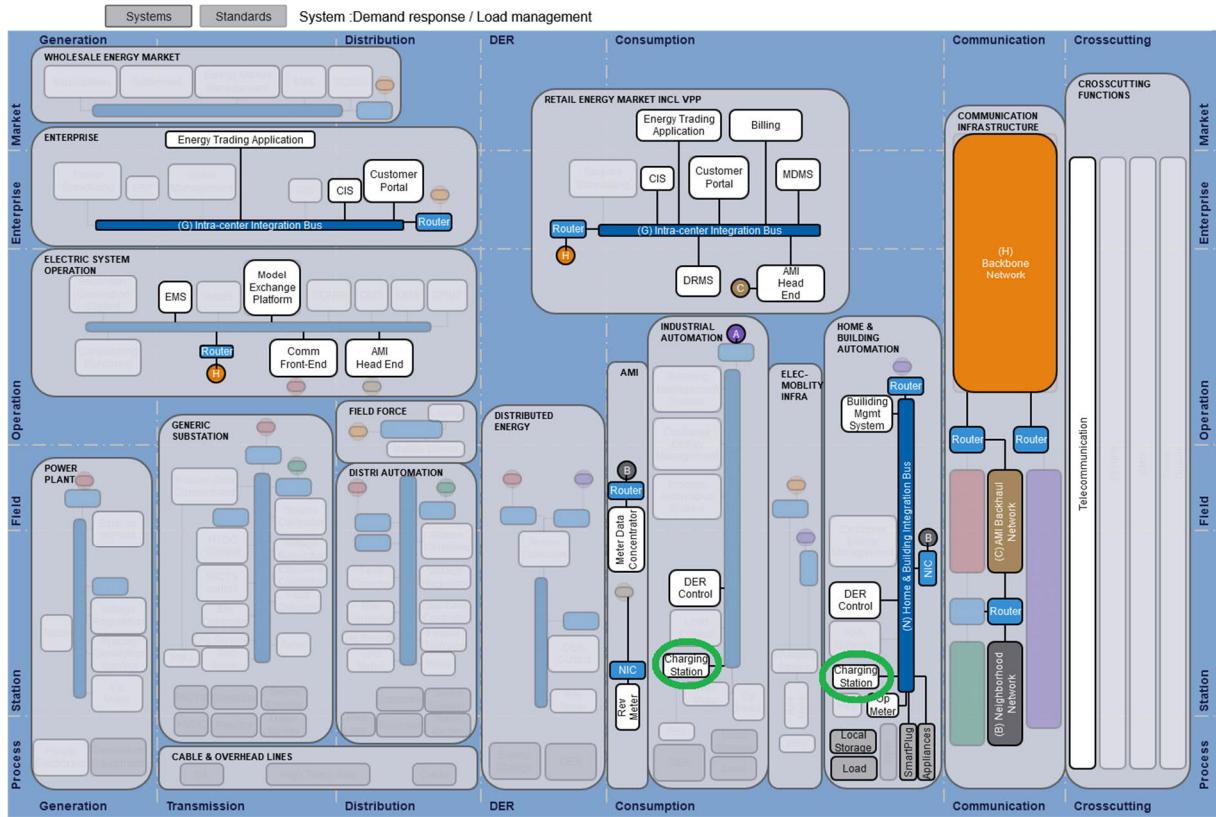


Abbildung 83: DSM in der IEC TC 57 Referenzarchitektur (Smart Grid Standards Map)

Da sich Anbieter von Lastmanagement/Laststeuerung- bzw. Demand Side Management (DSM) Lösungen eng am Normenstapel der IEC TC 57 orientieren, sollte die spezifische Funktion des DSM mit batterieelektrischen Fahrzeugen innerhalb der Smart Grid Standards Map genauer betrachtet werden. Demnach sind alle entsprechenden Use Cases (Id 19 – 38) der Referenzarchitektur nur während der Ladezeiträume möglich, also immer dann, wenn Fahrzeuge mit Ladestationen verbunden sind (Charging Station in Abbildung 83).

Einen Überblick existierender DSM Lösungen gibt Tabelle 29. Sie ist zwar nicht vollständig, führt aber typische Beispiele marktüblicher Lösungsklassen auf:

- Lastmanagement, Vehicle to Grid (V2G): In Tabelle 29 kennzeichnen diese Klassen Produkte, die (lokale) Flexibilität nur dann ausnutzen, wenn eine Verbindung der Fahrzeuge mit den im Smart Grid integrierten Ladestationen hergestellt ist. V2G Produkte unterstützen Batterien mit bidirektionalem Leistungsfluss, so dass elektrische Energie auch ins Smart Grid zurückgegeben werden kann.
- Train to Grid (T2G): Diese Lösungsklasse befindet sich im experimentellen Stadium. Einen Markt entsprechender Produkte gibt es offenbar noch nicht.

Tabelle 29: Typische DSM Lösungen

Klasse	Produkt/Projekt	Beschreibung
Lastmanagement	E.ON - Lastmanagement mit Ladestationen	Das Angebot richtet sich primär an BEV/PEV Flottenbetreiber: „So funktioniert es: Mithilfe eines Smart Meters wird auch der Verbrauch des Standorts gemessen und beim Lastmanagement berücksichtigt. Wenn also der Verbrauch im Gebäude sinkt, laden die E-Autos schneller und mit höherer Ladeleistung. Dies ermöglicht es den Betreibern, bei maximaler Effizienz innerhalb ihrer Verbrauchsgrenzen zu bleiben und hohe Kosten für das Überschreiten der Netzkapazität zu vermeiden. Darüber hinaus ist es zu bestimmten Tageszeiten

		<i>günstiger, Energie zu verbrauchen, weshalb die Lösung die verfügbare Kapazität zu Spitzen- und Nebenzeiten optimiert, um die Kosten zu senken.“</i>
	<u>chargeIT - Last-management</u>	Ein Angebot des reinen Dienstleisters chargeIT an Stadtwerke, Firmen & Flotten, Wohnungsbau und Tankstellen für lokales Lastmanagement mit Ladestationen: „ <i>In vielen Fällen steht nur eine begrenzte Stromversorgung zur Verfügung. Mit einer dynamischen Lastverteilung kann der Verbrauch in Echtzeit gemessen, der Strom auf alle Komponenten verteilt und die Versorgung sichergestellt werden. Die zur Verfügung stehende Anschlussleistung wird dynamisch auf die jeweiligen Ladepunkte verteilt und Lastschwankungen werden automatisch ausgeglichen. Das Laden ganzer E-Fahrzeug-Flotten kann so netzfreundlich optimiert werden. Die Netzstabilität wird gesichert, der Netzausbau vermieden und das Laden von E-Fahrzeugen erfolgt verstärkt aus regenerativen Energiequellen.</i> “
	<u>Amp X - Demand-side flexibility at a massive scale</u>	Komplettangebot für Netz-, Flexibilitätsmanagement (in Unterwerken) und Steuerung: „ <i>Our transactive-ready Demand-Side Management (DSM) solution uses behind-the-meter autonomy, linked with 'Internet of Things' (IoT) technologies to allow millions of devices, such as rooftop PVs, home batteries, EV chargers, HVAC, pool pumps, washing machines and tumble-dryers to be managed efficiently and transparently to the user, and to provide flexibility to the grid. The Amp X DSM solution can contribute to the balancing of the power system in the increasing presence of volatile generation from renewable sources. It will be especially effective with the increasing penetration of EVs and EV charging stations.</i> “
Vehicle to Grid (V2G)	<u>ElaadNL - Researching & testing smart and sustainable charging</u>	Projekt: „ <i>Autos stehen die meiste Zeit (95%) still. Wenn Autos dann an Ladestationen angeschlossen sind, sind sie auch ein Teil eines Energienetzes. Weil ein Auto zu angepassten Zeiten und mit einer angepassten Geschwindigkeit geladen werden kann, kann es also nicht nur Energie speichern, sondern auch Energie liefern. Das alles erfolgt 'intelligent', nämlich zur richtigen Zeit. Wenn der Wind kräftig weht und wenn es viele Sonnenstunden gibt, werden wir die Autobatterie aufladen und die zurzeit nicht benötigte Energie in der Batterie des Autos speichern. Wenn die Nachfrage nach Energie zunimmt, kann die gespeicherte Energie wieder zurückgeliefert werden. Auf diese Weise wird der Überfluss an Energie aus Sonnen und Wind optimal ausgenutzt.</i> “
	<u>TenneT Kooperationsprojekt Stabilisierung des Stromnetzes - Vehicle 2 Grid</u>	Large Scale Projekt: „ <i>Können bi-direktionale ladbare Batterien von Elektrofahrzeugen dazu beitragen das Stromnetz stabil zu halten? Das testet TenneT derzeit in einem gemeinsamen Pilotprojekt mit Nissan und The Mobility House.</i> “
	<u>The Mobility House Vehicle to Grid</u>	Projekt: „ <i>The Mobility House entwickelt im Rahmen eines Pilotprojektes auf der Madeira-Insel Porto Santo die weltweit erste Softwareplattform, welche das Zusammenspiel zwischen herkömmlichen Elektroautos, bidirektionalen Elektrofahrzeugen (Vehicle-to-Grid, V2G) und stationären Second-Life Batteriespeichern optimiert.</i> “
	<u>sun2wheel AG - DAS (extrem grosse) POTENTIAL VON «V2X»</u>	Im Privathaushalt: „ <i>Mit der Ladestation von sun2wheel den eigenen Solarstrom optimal nutzen. Die Batterie Ihres E-Autos ist grösser als Ihr tägliches Mobilitätsbedürfnis. Das Ladesystem von sun2wheel macht diese freie Speicherkapazität nutzbar für Ihren Haushalt.</i> “
Train to Grid (T2G)	<u>Advanced Rail Energy Storage (ARES)</u>	Skurril. Das schienenbasierte Analogon zum Pumpspeicherkraftwerk: „ <i>The Power of Gravity - Advanced Rail Energy Storage (ARES) uses proven rail technology to harness the power of gravity, providing a utility-scale storage solution at a cost that beats batteries. ARES‘</i>

		<i>highly efficient electric motors drive mass cars uphill, converting electric power to mechanical potential energy. When needed, mass cars are deployed downhill delivering electric power to the grid quickly and efficiently. ARES systems are machines and have a 40-year service life with no degradation and no thermal runaway.“</i>
	<u>Reduction of Electricity Prices Using the Train to Grid (T2G) System in Urban Railway</u>	Paper: „Smart transportation technologies are being rapidly developed for enhancing the smart grid establishment. Such technologies are mostly focused on electric vehicles. However, the electric railroad has advantages in various aspects such as facility construction and utilization over an electric vehicle. Therefore, in this paper, we introduce the train-to-grid system using the electric railroads for the smart grid, and propose a reduction method for the electricity prices.“

BIENE geht mit seinen Anforderungen an DSM über die Fähigkeiten der im Markt verfügbaren Lösungen hinaus: Lastmanagement/Laststeuerung mit batterieelektrischen Lokomotiven soll auch während der Fahrt unter Oberleitung möglich sein. Konzeptionelle Synergien mit dem V2G Lösungsraum werden in einem mit der Firma [sun2wheel AG](#) etablierten Austausch zwar geschöpft. Die für BIENE erforderliche IT-Lösung muss aber von SBB selbst entwickelt werden.

2.3. IT-Lösungskonzept Laststeuerung

Das IT-Konzept bzw. die End-to-End Architektur des Projekts BIENE, setzt auf die als Prinzipien formulierten Best-Practices des IT-Lösungsdesigns. Ein zentrales Prinzip der SBB Architekturrichtlinien betrifft die Bereitstellung von IT-Anwendungen, die vor allem durch folgende Leitlinien geprägt ist:

1. Wir decken einen Geschäftsbedarf mit einer bestehenden Anwendung ab und verwenden diese wieder.
2. Wir setzen auf dem Markt verfügbare Produkte ein, welche mit ihren Funktionen die notwendigen Geschäftsfähigkeiten abdecken und passen, wo nötig, die Arbeitsweise (Prozesse) im Geschäft dem Produkt an. Deckt das Produkt nicht alle notwendigen Geschäftsfähigkeiten ab, so ist auf eine wirtschaftlich vorteilhafte Erweiterungsmöglichkeit unter Berücksichtigung von bestehenden Anwendungen oder Teilen davon zu setzen. Ist kein Produkt auf dem Markt verfügbar, so setzen wir auf eine Individualentwicklung.

Darüber hinaus werden weitere Grundsätze des Lösungsdesigns berücksichtigt:

3. Skalierbarkeit. Das Design trägt vom Prototyp bis zum Betrieb mit mehreren hundert Loks.
4. Es wird das Design einer Lösung entwickelt, das die aus den definierten Value- und Use Cases abgeleiteten Geschäftsanforderungen erfüllt.
5. Die Lösung befriedigt die aus den gängigen IT-Integrationstechnologien (IoT, IIoT, Messaging, Publish-Subscribe) herrührenden Anforderungen.
6. Die Lösung realisiert die IT-Security Vorgaben End-to-End.
7. Bereits vorhandene OT-/IT-Plattformen und Systeme werden verwendet.
8. Das Design der Lösung ist in technologischer Hinsicht agnostisch: Sie stellt keine Anforderung an die Informationsarchitektur ihrer OT-Schicht. Die Lieferanten des Lokumbaus können in der Wahl der OT Komponenten eigenen Richtlinien folgen. Die Realisierung teurer, SBB spezifischer «bells and whistles» ist nicht erforderlich/gewünscht.
9. Die maximale Unabhängigkeit der Lösung von der Wahl individueller, technischer OT Komponenten der HW Lieferanten muss erreicht werden: Die Implementation des Regelalgorithmus erfolgt also durch SBB IT. Lokumbauten unterschiedlichsten Typs können mit derselben Lösung betrieben werden. Das Entstehen kritischer Abhängigkeiten zu den Lieferanten wird vermieden. SBB behält die Entscheidungs- und Wahlfreiheit. Das IP bleibt bei SBB. SBB kann in Business Value Added investieren, statt in zusätzliche OT Komponenten der Lieferanten.

2.3.1. Die zentrale Steuerung

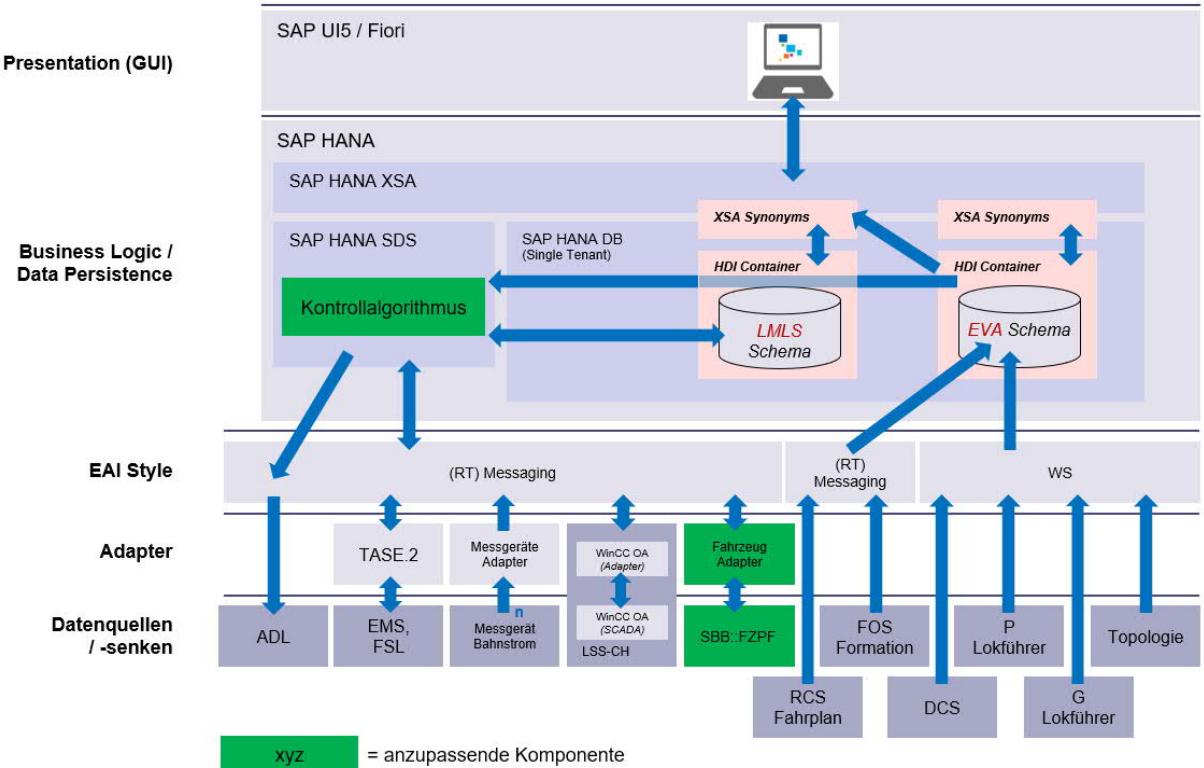


Abbildung 84: IT-Komponentenarchitektur der Anwendung LMLS

Ein wesentliches Funktionsmerkmal der im Projekt BIENE anzustrebenden IT-Lösung, ist die zentrale Überwachung und Beeinflussung von Leistungsflüssen auf Lokomotiven. Im Rahmen der Value-, der Use Cases und damit auch des IT-Lösungskonzepts, sind die mit Batteriepacks ausgestatteten Loks ausschliesslich in ihrer Bedeutung als Energieverbraucher aus dem und Energielieferanten ins Bahnstromnetz zu betrachten.

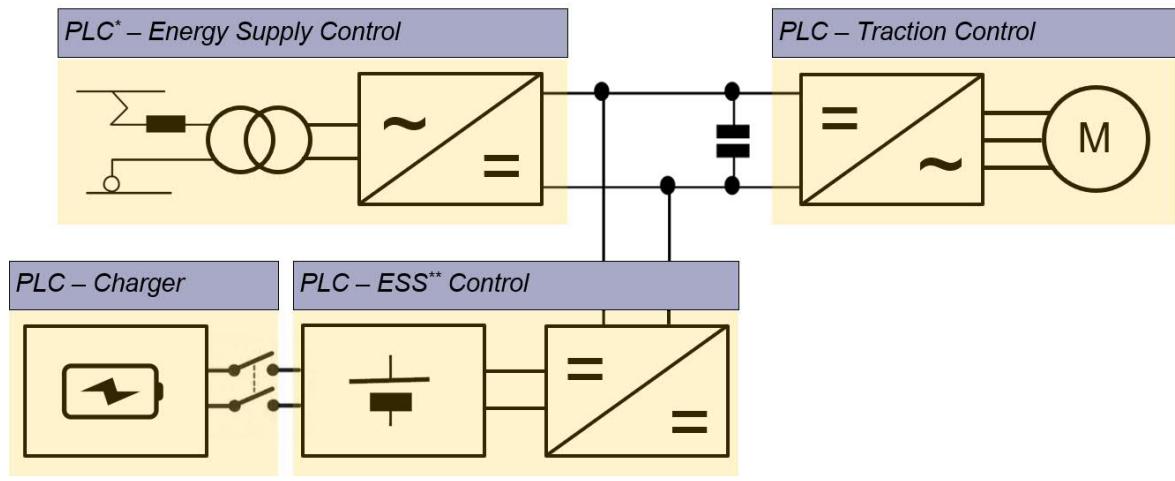
Mit der Anwendung LMLS (Lastmanagement / Laststeuerung) existiert bereits ein IT-Produkt, das den Leistungsbezug von Verbrauchern im Bahnstromnetz - Wagen- und Weichenheizungen - durch einen Kontrollalgorithmus automatisch und in Echtzeit steuert. Nach Anpassungen von lediglich 3 Komponenten (Abbildung 84), würde LMLS auch BIENE Anforderungen erfüllen.

Bisher moduliert LMLS die Gesamtleistung im Bahnstromnetz dadurch, dass Wagen- und Weichenheizungen den im Kontrollalgorithmus realisierten Geschäftsregeln folgend, ein- und ausgeschaltet werden. Auf diese Weise «schneidet» LMLS Lastspitzen im Bahnstromnetz und steuert gleichzeitig Leistungsflüsse aus den benachbarten 16.7 Hz-Netze von DB und ÖBB. Die nächste LMLS-Ausbauweise geht darüber hinaus, um in vorgegebenen geographischen Regionen der Schweiz Einfluss auf die Leistung von Zügen zu ermöglichen. So werden Lokführer zur Reduktion der Zugkraft und damit zur Reduktion der Leistungsaufnahme angehalten, um das Bahnstromnetz in kritischen Versorgungssituationen regional restriktiv zu entlasten.

Zur Implementation der aus den BIENE Value-Cases herrührenden Anforderungen, muss der Kontrollalgorithmus (Abbildung 84) um ein logisches Lademanagementmodul erweitert werden. Dieses Modul soll den Ladungszustand der Batteriepacks hinsichtlich Verfügbarkeit, Alterung und energiewirtschaftlichem Nutzen optimieren, indem es die Leistungsflüsse auf den Loks entsprechend steuert. Die dafür nötige, bidirektionale Kommunikation mit den Loksystemen, ist nach Anpassungen der existierenden Komponenten Fahrzeugadapter und Fahrzeugplattform SBB::FZPF (Abbildung 84) möglich. Über diese Verbindung empfängt das logische Lademanagementmodul in Echtzeit vom Kontrollalgorithmus geforderte Messwerte der Loks. Genauso kann es auch Steuerungsbefehle an jede Lok senden.

Sollte sich nach der Anforderungsstabilisierung herausstellen, dass weitere Datenquellen / -senken erforderlich sind, wäre deren Integration problemlos möglich.

2.3.2. Die End-to-End Integrationsarchitektur



*: Programmable Logic Controller

**: Energy Storage System

Abbildung 85: Die relevanten, physischen Module der Lok

Der fürs Projekt BIENE relevante Ausschnitt der IT-Architektur einer Lok, ist durch die entsprechenden physischen Bausteine vorgegeben, die schematisch in Abbildung 85 dargestellt sind.

Zur Überwachung und Beeinflussung der Leistungsflüsse einer Lok sind demnach im Sinne des Projekts BIENE in Betracht zu ziehen:

- Energy Supply - Das Modul zur Energieversorgung aus dem Bahnstromnetz
- Traction – Das Antriebsmodul der Lok
- Energy Storage System – Das Batteriepaket
- Charger – Das externe Ladegerät

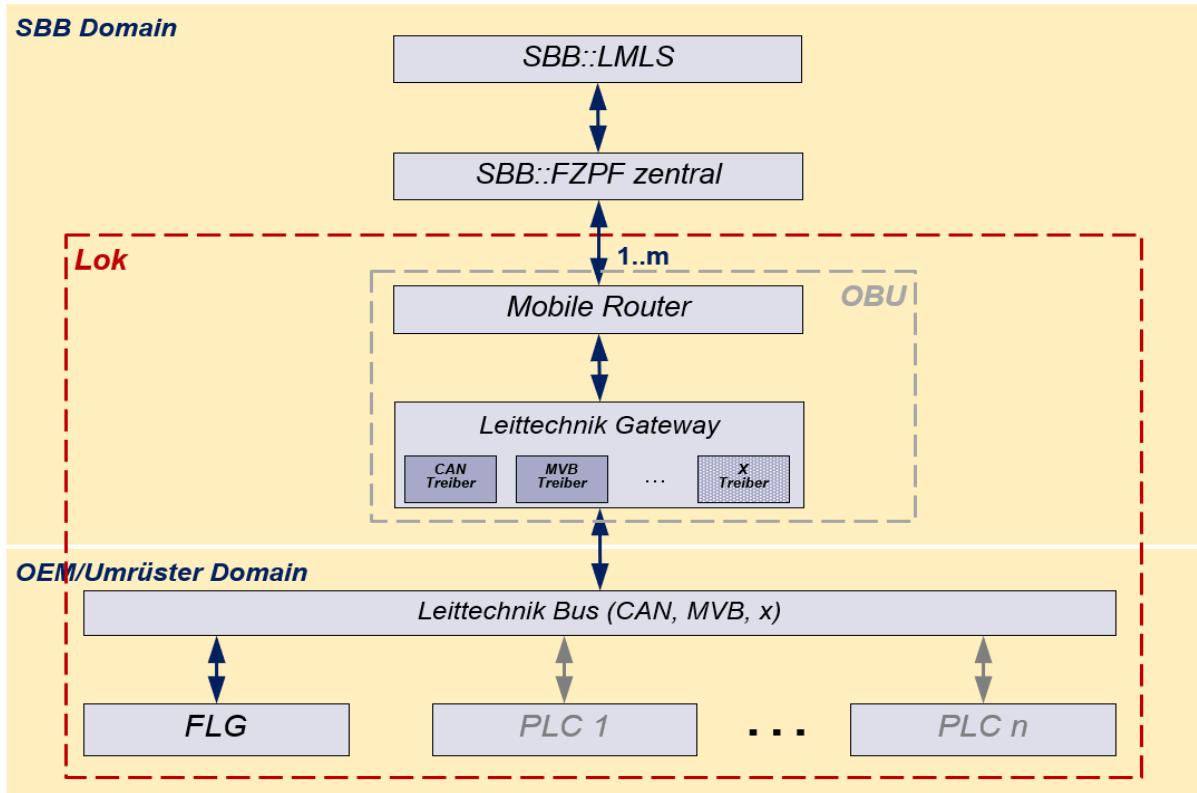


Abbildung 86: IT End-to-End Komponentenarchitektur

Die physischen Module sind über ihre lokalen Steuerungen (PLCs) in der generischen IT-Komponentenarchitektur repräsentiert (Abbildung 86).

Die Fähigkeit zur bidirektionalen Kommunikation mit der SBB Fahrzeugplattform SBB::FZPF, wird auf jeder Lok durch den Einbau eines Mobile Routers ermöglicht, der seinerseits mit einem Leittechnik Gateway den existierenden Leittechnik Bus der Lok integriert. Der Austausch von Messwerten und Steuerungsbefehlen erfolgt aus Sicherheitsgründen nicht direkt mit den Modulsteuerungen PLC 1 – PLC n, sondern über ein Fahrzeugleitgerät FLG. Es ist durchaus möglich, die Funktionen des Fahrzeugleitgeräts FLG im Leittechnik Gateway zu integrieren.

Eine im Rahmen des Projekts BIENE erfolgte, detaillierte Untersuchung (Anhang 7.1) ergab, dass die bereits durch die SBB Fahrzeugplattform SBB::FZPF verwendeten OBUs

- Mobile Router: Hirschmann OWL LTE M12-S20T5A12221GTDBHXX.X.XX
- Leittechnik Gateway: Produkt der Firma Duagon

auch BIENE-Anforderungen erfüllen. Die Over-the-Air Schnittstelle zwischen Mobile Router und der Fahrzeugplattform SBB::FZPF wird als geschütztes, sicheres VPN ([Virtual Private Network](#)) realisiert (siehe Abbildung 86).

2.4. Der zentrale Batteriemanager

Als Kernfunktionalität eines zentralen Lademanagements wurde im vorigen Abschnitt das IT-Lösungs-konzept einer Steuerung mit der Kommunikation zwischen der zentralen Laststeuerung LMLS und den Batteriefahrzeugen beschrieben. Die nötigen Steuersignale zur Erfüllung der in Abschnitt 2.1 dargestellten Nutzeranforderungen können durch einen zentralen Batteriemanager erzeugt werden.

Der zentrale Batteriemanager berechnet ein aus Gesamtnutzensicht optimales Lade-/Entladeprofil für die angeschlossenen Fahrzeuge. Optimierungskriterien sind:

- eine ausreichend hohe Batteriekapazität für den kommenden Einsatz,
- möglichst geringe Batteriealterung,
- unkritische Netzbelastung und
- möglichst hoher energiewirtschaftlicher Nutzen.

Der Batteriemanager benötigt dazu Fahrzeugdaten unter anderem zum aktuellen Ladezustand der Batterien und Anforderungen zum zukünftigen Einsatz. Ein Modul Einsatzprofil-Generator prognostiziert, bis zu welchem Zeitpunkt welcher Ladezustand erreicht werden muss. Mögliche Quellen dafür sind:

- historische Daten wie Einsatzzeiten und Energieverbrauch aus vergangenen Einsätzen
- Planungstools der Fahrzeugdisposition
- Manuelle Eingaben über ein entsprechendes Frontend

Eine gute Grundlage für die Prognose des zukünftigen Einsatzprofils liefern historische Daten vor allem bei vergleichbaren, sich regelmäßig wiederholenden Einsätzen. Beispiele dafür sind der Einsatz von Rangierfahrzeugen in Cargo-Rangier-Teams, die eine oder mehrere Fahrplanperioden täglich für die gleichen Umläufe eingesetzt werden.

Bei SBB Infrastruktur werden die Baufahrzeug zentral für den Einsatz auf Baustellen geplant. Hier wäre eine Schnittstelle zu entsprechenden Planungstools wie dem Baustellenassistent BSA hilfreich. Gleichzeitig laufen auch hier viele Einsätze getaktet durch äußere Rahmenbedingungen wie nächtliche Streckensperrungen oder Schichtzeiten mit vergleichbaren Zeiten und Arbeitsprozessen ab. Eine Kombination aus Planungsdaten und historischen Daten wie beispielsweise dem gemessenen Energiebedarf pro Stunde für typische Arbeiten kann die Prognosequalität verbessern.

Manuelle Eingaben werden bei ungeplanten und untypischen Einsätzen nötig sein. So kann beispielsweise für einen kurzfristig nötigen Interventionseinsatz eine schnellere Ladung zu einem früheren Zeitpunkt als üblich angefordert werden. Ebenso kann über manuelle Eingaben geprüft werden, ob zukünftige Fahrzeugumläufe mit der vorhandenen Batteriekapazität machbar sind.

Abbildung 87 skizziert die Funktionen des Batteriemanagers mit den alternativen Quellen für einen Einsatzprofil-Generator. Zusätzlicher benötigt der Batteriemanager Zustandsdaten aus dem Fahrzeug und eine Schnittstelle für Anforderungen seitens SBB Energie. Über entsprechende Viewer können die Nutzergruppen auf die für sie relevanten Informationen zugreifen. Ein Fahrzeugdisponent oder Lokführer beispielsweise auf den aktuellen Ladezustand einer Batterielok, ein Fachspezialist beim Asset Management auf Zustands- und Betriebsdaten.

Die Abbildung soll als grobe Beschreibung möglicher Funktionsblöcke dienen. Ein detailliertes Architekturmodell ist erst auf Basis einer vertiefteren Businessanalyse möglich.

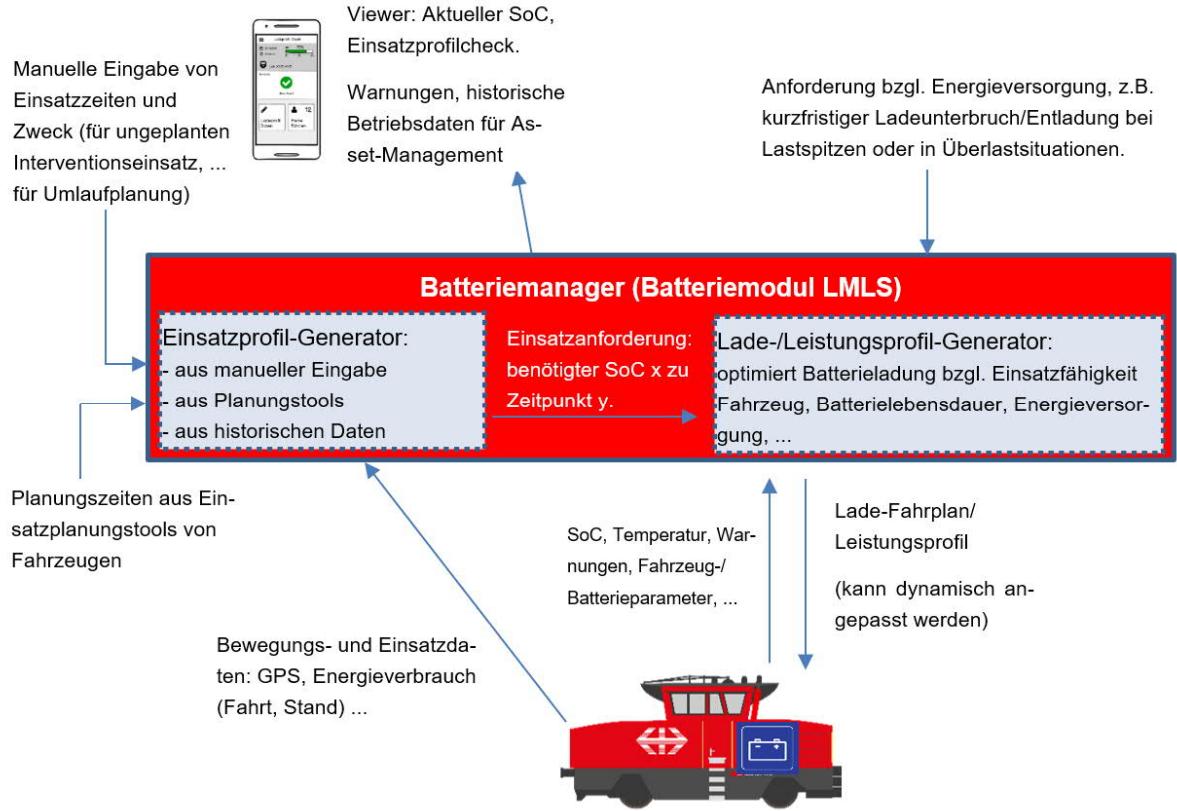


Abbildung 87: Skizze Funktionen Batteriemanager

Zukünftige Batteriefahrzeuge werden als «Connected Vehicles» mit einer Mobilfunkverbindung zwischen dem Fahrzeug und zentralen IT-Anwendungen betrieben. Diese Konfiguration erlaubt folgende Funktionszuordnung:

- Lokal, auf der Batterielok, Steuerung/Regelung von Ladevorgängen sowie Überwachung derselben, um physikalische Grenzen einzuhalten (z.B. Batterietemperatur, Maximal-Lade/Entlade-Strom, Batteriespannungsbereich).
- Zentral, in IT-Systemen, Erfassung von Ort und Zustand der Batterielok, Überprüfung und Sicherstellung der Einsatzfähigkeit der Batterielok (ausreichende Ladung) typischerweise über die kommenden 24 Stunden. Optimierer erlauben die Minimierung der Alterung der Batterie sowie Optimierung seitens Bahnstromversorgung.
- Darstellung des Batterielok-Zustands und der koordinierten Einsatz- und Batterie-Bewirtschaftungs-Planung auf mobilen oder stationären Geräten für Lokführer, Fahrzeugdisponenten, Techniker, Asset-Manager.

Ein derartige Funktionszuordnung erlaubt das Erreichen folgender Ziele:

- Personen auf der Lok sowie die Batterielok-Hardware sind durch lokale Schutzmechanismen vor Schaden und Zerstörung geschützt. Diese Schutzmechanismen funktionieren auch nach Zusammenbruch der Verbindung von Lok und zentralen IT-Systemen.
- In zentralen IT-Systemen kann die betriebliche und energetische Einsatz-Planung unter Berücksichtigung der Belastung der Fahrleitung sowie des Bahnstromnetz optimiert werden. Betriebliche Erfahrungen können zentral rasch zu Verbesserungen der Optimierung führen, da nicht lokal, auf Fahrzeugen, Optimierungs- sowie Steuerungs-/Regelungs-Routinen angepasst werden müssen.

Ohne zentralen Batteriemanager müsste die Ladung zukünftiger Batteriefahrzeuge dezentral nur auf den Fahrzeugen gesteuert werden. Nachteile davon wären:

- Batterien werden tendenziell zu schnell und auf einen unnötig hohen Ladezustand geladen, wenn die Ladung nicht individuell nach den tatsächlichen Bedürfnissen angepasst werden kann. Die Batteriealterung nimmt damit stark zu mit entsprechenden Zusatzkosten für einen frühzeitigen Ersatz.

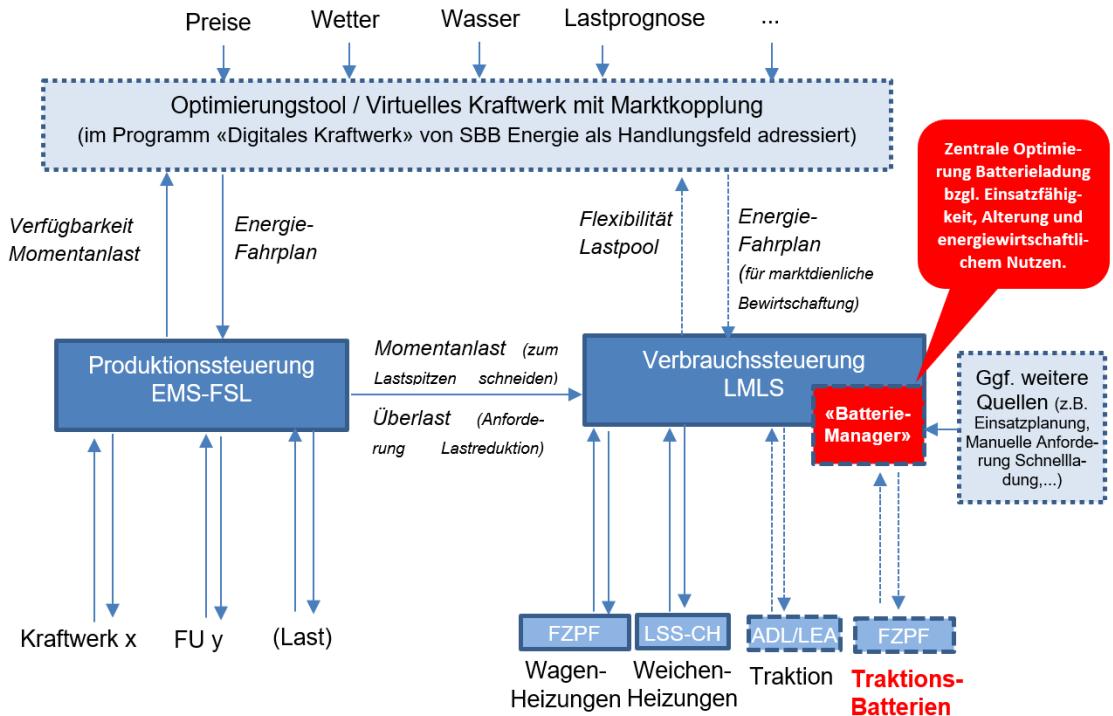
- Die Möglichkeit entfällt, für einen ungeplanten Interventionseinsatz zentral eine Schnellladung maximal möglichen Strömen anzufordern.
- Unnötig hoher Ladeströme belasten das Bahnstromnetz, insbesondere an lokalen Ladehot-spots muss die Ladeinfrastruktur teuer auf unbeeinflussbare seltene Gesamt-Maximallasten dimensioniert werden.
- Die grosse im Bahnstromnetz verfügbare Batteriekapazität kann nicht zusätzlich energiewirtschaftlich genutzt werden.
- Ein zentrales datenbasiertes Asset-Management mit Früherkennung kritischer Zustände und vorausschauender Instandhaltung kann nicht über das gleiche System unterstützt werden.

Mit einem zentralen Batteriemanager können Zielkonflikte aus den unterschiedlichen Anforderungen gemäss einem transparenten Satz von Regeln im Sinne einer Gesamtsystemoptimierung gelöst werden.

2.5. Einbettung in Systemlandschaft von SBB Energie

Für die Realisierung der energiewirtschaftlichen Value-Cases muss das zentrale Lademanagement geeignet in die Toollandschaft von SBB Energie eingebettet werden. Abbildung 88 skizziert dabei das Zusammenspiel der Tools:

- Energiemanagementsystem-Fahrstromleitsystem (EMS-FSL) als Steuerplattform für den Einsatz der Produktionsanlagen.
- Lastmanagement-Laststeuerung (LMLS) als Steuerplattform der Verbraucher.
- Handelstools, mit deren Hilfe auf Basis von Prognosen ein Energiefahrplan für den Einsatz der Produktionsanlagen sowie von Flexibilitäten auf Verbraucherseite erstellt wird.



Abkürzungen in der Grafik:

- EMS-FSL: Energiemanagementsystem-Fahrstromleitsystem von SBB Energie
- LMLS: Lastmanagement-Laststeuerung
- FU: Frequenzumformer
- FZPF: Fahrzeugplattform des Personenverkehrs
- LSS-CH: Leit- und Störmeldesystem von SBB Infrastruktur
- ADL/LEA: Kanal auf Tablet des Lokpersonals (ADL (Adaptive Lenkung) und (elektronischer Lokführerassistent LEA))

Abbildung 88: Skizze Zusammenspiel EMS – LMLS – Handelstools

Das zentrale Lademanagement ist dabei als Modul der LMLS dargestellt, Batterien als weitere Verbrauchergruppe der LMLS, neben den bereits angebundenen Verbrauchern wie Heizungen. Batterien erweitern den Lastpool der LMLS für den Einsatz zum Schneiden von Lastspitzen oder zur gezielten Lastreduktion in Überlastsituationen.

Für einen automatisierten, marktorientierten Laden und Entladen der Batterien (vgl. Value-Case 3.d in Abschnitt 1.10.3) wäre eine Koppelung mit einem Handels-/Optimierungstool nötig, das die verfügbaren Flexibilitäten der Schwarmbatterien in einer Gesamtoptimierung berücksichtigt. Die Konzeption eines solchen Gesamtoptimierungstools ist als Handlungsfeld „Virtuelles Kraftwerk“ im Programm „Digitales Kraftwerk“ von SBB Energie adressiert.

2.6. Anforderungen an Ladeinfrastruktur und Fahrzeug

Der anstehende Technologieträgerwechsel von Diesel- zu Batterie-Fahrzeugen bedingt nicht nur fahrzeugseitige Umbauten oder Neubeschaffungen. Gleichzeitig muss von einer Tankstelleninfrastruktur auf eine geeignete Ladeinfrastruktur umgestellt werden. Im Folgenden werden mit dem Lösungskonzept für eine zentrales Lademanagement verbundene Aspekte und Anforderungen seitens Ladeinfrastruktur und Fahrzeugen beschrieben.

Generell wird mit dem in dieser Studie beschriebenen Lademanagementkonzept keine zusätzliche Intelligenz und Kommunikation mit der Ladeinfrastruktur benötigt. Die Kommunikation erfolgt direkt mit dem Fahrzeug [12]. Das zentrale Lademanagement kann damit unabhängig von der Ladeinfrastruktur über Stromabnehmer, Stecker oder Zugfahrzeug/Zugsammelschiene realisiert werden (Dass die Vermeidung "intelligenter Ladeinfrastruktur" Kosten senkt, wurde für Strassenfahrzeuge von Fuchs im 2012 gezeigt¹⁶⁾.

Laden via Stromabnehmer

Das Schienennetz in der Schweiz ist nahezu vollständig elektrifiziert ist. Nur ein Teil der Nebengleise wie Anschlussgleise und ein Teil der Gleise auf Rangierbahnhöfen verfügt über keine Fahrleitung. Dieser Fahrzeuge, die heute einen Teil ihres Einsatzes unter Fahrleitung absolvieren, sollten bei einer zukünftigen Elektrifizierung aus mehreren Gründen durch Batterie-Fahrzeuge mit Pantographen ersetzt werden:

- Die Kapazität der Batterien kann wesentlich geringer dimensioniert werden, wenn die Energie für Fahrten unter Fahrleitung nicht aus der Batterie, sondern aus der Fahrleitung bezogen werden kann. Auf Hauptstrecken müssen höhere Geschwindigkeiten über längere Strecken zurückgelegt werden als beispielsweise auf kurzen Anschlussgleisen in ein Fabrikgelände. Analysen des Energiebedarfs der Zweisystemlok Eem 923 zeigen für Streckenfahrten mit bis zu 100 km/h einen Energiebedarf von rund 500 kWh pro Stunde, im Rangiereinsatz benötigt die Eem 923 umgerechnet nur rund 6 kWh pro Stunde (vgl. Abschnitt 4.3.2).
- Die Fahrzeit unter Fahrleitung kann zum Laden genutzt werden. Besonders bei wechselnden Einsätzen zwischen Abschnitt mit und ohne Fahrleitung beispielsweise in Rangierdiensten kann immer wieder nachgeladen werden. Wie die Simulationsergebnisse einiger beispielhaften Einsatzprofile zeigen, wäre die Ladung während der Streckenfahrten ausreichend, so dass eine Abstellung in diesen Fällen sogar ohne Ladeoption denkbar wäre.
- Die «Ladeinfrastruktur» ist bereits vorhanden, auf dem Hauptstreckennetz und auf elektrifizierten Abstellgleisen.

Viele Abstellgleise sind jedoch nicht elektrifiziert, in der Vergangenheit wurden zudem an einigen Abstellgleisen Fahrleitungen aus Kostengründen zurückgebaut. Der zukünftige Bedarf an Ladeinfrastruktur muss hier nun frühzeitig abgestimmt und aufgebaut werden, um ausreichend Lademöglichkeiten für abgestellte Batteriefahrzeuge verfügbar zu haben. Wenn immer möglich sollten Fahrzeuge dann auch unter Fahrleitung abgestellt werden. Die Flexibilität für zukünftige Einsätze mit der Möglichkeit einer kurzfristigen schnellen Nachladung steigt, ebenso ist die Batteriekapazität als Flexibilität im Bahnstromnetz in dieser Zeit verfügbar.

Laden via Stecker

Wie in Abschnitt 1.1.2 beschrieben, werden insbesondere Spezialfahrzeuge von SBB Infrastruktur zukünftig über Stecker in der Abstellung geladen. Dabei handelt sich um Fahrzeuge, die nicht für eine selbstständige Streckenfahrt ausgelegt sind und auch schon heute zu Baustellen geschleppt werden müssen.

Zusätzlich wird voraussichtlich auch bei Fahrzeugen mit Pantographen die Option zur Steckerladung vorgesehen. So ist die Beladung von Baufahrzeugen ohne Oberleitung mit geringeren Gefahren und Einschränkungen verbunden. Im Depot F in Zürich wird daher die zurückgebaute Fahrleitung sehr wahrscheinlich nicht wieder aufgebaut, sondern eine Ladeinfrastruktur via Stecker für die grosse Anzahl der dort abgestellten Infrastrukturfahrzeugen realisiert.

Die Fremdeinsparung über das Bahnstromnetz sollte in diesen Fällen wirtschaftlicher sein als eine Versorgung über das öffentliche 50-Hz-Stromnetz:

¹⁶ Andreas Fuchs., Cost-effective, Smart Charging Infrastructure for Electric Cars. The International Advanced Mobility Forum 2012, Geneva International Motor Show.

- Der Bahnstrompreis ist für die Bahnstromkunden (10.5 Rp/kWh) wesentlich günstiger als der 50-Hz-Strompreis (16-20 Rp/kWh).
- Für SBB Energie sind Batteriefahrzeuge attraktive zusätzliche Bahnstromverbraucher im Sinne der für die Infrastruktur abgeleiteten neuen SBB Strategie 2030, um Restkapazitäten im Energienetz nutzen sowie den Energiebedarf durch eine Echtzeitoptimierung beeinflussen zu können.
- Für Fahrzeuge mit hoher Batteriekapazität müssen hohe Leistungen zur Verfügung gestellt werden. Insbesondere wenn mehrere Fahrzeuge am gleichen Ort laden, müsste auch eine vorhandene 50-Hz Infrastruktur verstärkt werden.

Für Kleinverbraucher wie Batterien zur Versorgung von Baumaschinen, Hebebühnen oder Kranen ist zu prüfen, ob der Zusatzaufwand für eine Versorgung via Bahnstrom durch den geringeren Bahnstrompreis und dem Zusatznutzen als weitere Flexibilität im Bahnstromnetz vertretbar ist. Denkbar wäre es, auch Verbraucher mit 50-Hz-Fremdeinspeisung mit dem zentralen Lademanagement zu verbinden, um vergleichbaren Nutzen für die Besitzer und Anwender realisieren zu können. So könnten auch kleinere Verbraucher batterieschonend geladen, der Ladezustand remote geprüft werden, Daten fürs Assetmanagement zur Verfügung gestellt und bei leistungsabhängigen Stromtarifen die maximale Leistungsaufnahme beeinflusst werden.

Laden via Zugfahrzeug/Zugsammelschiene

Für Fahrzeuge und Batterieanwendungen, die zu Baustellen geschleppt werden, wäre langfristig als weitere Option eine Ladung via Zugfahrzeug denkbar. Dies hätte den Vorteil, dass ebenfalls während der Fahrt und nicht erst in der Abstellung geladen werden kann und die Batteriekapazität in dieser Zeit als Flexibilität zur Verfügung stehen könnte.

Fahrzeuganforderungen

Für die Funktionsfähigkeit des konzipierten zentralen Lademanagements müssen zukünftige Batteriefahrzeuge über die im Anhang 7.1 beschriebenen Kommunikationsstandards und Schnittstellen verfügen. Die Fahrzeugauslegung muss Laden und Entladen sowohl im Stehen als auch im Fahren mit zu definierenden Anforderungen ermöglichen. Zudem sind einzuhaltende Standards für eine Kompatibilität mit der Ladeinfrastruktur (via Pantographen, Stecker, Zugsammelschiene) zu definieren.

Das SBB CoC Energiespeicher hat dazu eine erste Anforderungsliste für Batterie-Fahrzeuge entwickelt, die im Nachgang zu diesem Projekt weiter verfeinert wird, damit sie bereits in den ersten Beschaffungen und/oder Umrüstungen berücksichtigt werden kann. Ziel muss es sein, die Anforderungen von Beginn an so geschärft zu haben, dass ein zentrales Lademanagement ohne teure Nachrüstungen auf Fahrzeugseite realisiert werden kann.

3. Rahmenbedingungen für die Integration ins Bahnstromnetz

Die Beantwortung der Fragestellungen:

- Welche regulatorischen Rahmenbedingungen (Marktmodell, Regulation) sind für eine optimale Auslegung und Weiterentwicklung des Gesamtsystems nötig und sinnvoll bzgl. Anreizen, welche Finanzierungs-/Geschäftsmodelle für Umrüstung und Betrieb der Fahrzeuge?
- Wie wird sichergestellt, dass eine diskriminierungsfreie Lösung für alle EVUs im Bahnstromnetz mit zukünftigen batterieelektrischen Fahrzeugen erzielt wird?

wurde unter Einbezug der Stakeholder angegangen. Dieser Ansatz wurde bewusst vor Ausarbeitung möglicher regulatorischer Rahmenbedingungen verfolgt. Gründe dafür waren:

- Öffnen der Sicht für Stakeholder-Bedürfnisse, nicht nur Perspektive Energieversorgung (Vermeidung unvollständiger oder schlecht argumentier-/akzeptierbarer Lösung),
- Akzeptanz schaffen über Verständnis und Transparenz des Vorhabens,
- Commitment schaffen für gemeinsame Lösung mit Gleichgewicht optimale Wohlfahrt und Machbarkeit der Lösung (Komplexität).

Die thematische Erarbeitung setzt auf zwei Workshop-Sequenzen mit Stakeholdern auf. Der gesamte Ablauf wurde folgendermassen gestaltet:

- Interne Analyse aktueller regulatorischer Rahmenbedingungen
- Workshop 1: «Stakeholder-Bedürfnisse und Stakeholder-Erwartung an den Nutzen einer Batterie-Bewirtschaftung»
- Interne Aufarbeitung der Erkenntnisse
- Workshop 2: «Review der Erkenntnisse, Bewertung von Lösungsansätzen»
- Aufarbeitung der Resultate und Schlussfolgerung für weiteres Vorgehen

Die Teilnehmer (ca. 15 Personen) für die Stakeholder-Workshops rekrutierten sich über die Divisionen bei SBB (Infrastruktur, Cargo, Personenverkehr und Energie) sowie der BLS als Vertreter ausserhalb SBB. Die Vertretung von Fahrzeug-Nutzern zu -Eignern wurde ausgeglichen angesetzt.

3.1. Stakeholdererwartungen

Als Stakeholder für Batterie-betriebene Lokomotiven wurden folgende Akteure identifiziert:

- **Fahrzeugeigner:** zuständig für ganzheitliche und langfristige Betrachtung des Lebenszyklus der Fahrzeuge oder Flotte von Beschaffung, Inbetriebnahme, Einsatz, Unterhalt bis hin zur Ausserbetriebnahme, ist verantwortlich für das kontinuierliche Optimieren des Life-Cycle Management.
- **Fahrzeugnutzer:** Koordiniert und nutzt Fahrzeuge für Aufgabenausführung mit dedizierten Einsatzanforderung an Reichweite und Traktionsstärke, z.B. für Baustellen- oder Rangier-Einsätze.
- **Energieversorger/ISB:** Verantwortlich für den sicheren Anschluss für Verbraucher, für sichere, kostengünstige Versorgung sowie stabilen Netzbetrieb.
- **BAV:** steuert den Ausbau und die Finanzierung der Bahninfrastruktur und ist u.a. das Bundesamt, das Vorschriften (EBG, EBV) für einen sicheren Bau und Betrieb erlässt.

Die Stakeholdererwartungen wurden über strukturierte, offene Fragestellungen abgeholt und widerspiegeln Bedürfnisse aus dem Aufgaben- und Verantwortungsbereich der Rollen. Folgende Tabelle gibt einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen, zusammengetragenen Bedürfnisse.

Tabelle 30: Zusammenfassung der Stakeholder-Bedürfnisse an Batterie-betriebene Lokomotiven. *Bemerkung: Bedürfnisse BAV wurden stellvertretend durch interne SBB-Mitarbeiter argumentiert.

Rolle	Beschreibung/Bedürfnisse
Fahrzeugeigner	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einfaches und günstiges Life-Cycle-Management sicherstellen, z.B. Standardlösungen ▪ Robuste, zuverlässige Lösungen mit geringem Instandhaltungsaufwand sowie Möglichkeit von Second-Life Verwertung ▪ Lösung mit geringem oder einfachen Zulassungsaufwand, Typen-übergreifende Synergien nutzen ▪ Effiziente Beschaffung, insbesondere mit Blick auf potentielle Nachrüstungen sowie einfache Zulassungskonzepte ▪ Ermöglichen von Asset-Information (z.B. Ladezustand/Reichweite, Leistungs-/Zustands-Monitoring)
Fahrzeugnutzer	<ul style="list-style-type: none"> ▪ «per default» betriebsbereite Fahrzeuge, Übersicht über Verfügbarkeit/Umsetzbarkeit bzgl. anstehendem Einsatz ▪ Übersicht über Lademöglichkeiten, einfache Lademöglichkeiten ▪ Einsatzsicht und keine «technische Batterie-Sicht», kein Kümmern um Ladekonzept sondern um möglichen Einsatz-Rayon ▪ Abdeckung der Leistungsanforderungen im Einsatz-Rayon
Energieversorger/ISB	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netz-weite Überlasten verhindern durch koinzidente Lade-Anforderungen, steuerbarer Zugriff für Netzsicherheit ▪ Planbarkeit des Konsums – Optimierungsmöglichkeit für Energiebeschaffung ▪ Chancen der Flexibilität von Batterien für System-, Netz- oder Markt-dienlichen Einsatz nutzen können (siehe Value-Cases) ▪ Mit Smarter Lösung oder Dienstleistung der richtige Systemverantwortliche sein, Produktkosten/Bahnstrompreis niedrig halten
BAV (Regulator)*	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diskriminierungsfreie, zukunftsfähige Lösungen, einfach anwendbar und umsetzbar ▪ Gesamtsystemkosten optimieren ▪ Gesamtsystem muss profitieren können (auch kleinere ISB/EVUs) ▪ Strategie Bund muss eingehalten werden ▪ Diskriminierungsfreie Tarifgestaltung

Der Nutzen einer gemeinsamen Batterie-Elektrifizierung und -Bewirtschaftung wird einheitlich und grossmehrheitlich als positiv aufgenommen und bewertet. Den Hauptnutzen als Konsequenz einer Bewirtschaftung sehen die Stakeholder punkto:

- Risiko sowie Kosten für Bahnstromversorgung reduzieren
- Zusätzlich Ertragsmöglichkeiten und Benefit eines attraktiven Bahnstrompreis
- Transparenz von Daten über das Asset Batterie (weil aktive Bewirtschaftung), welche zu vertieften Asset-Einsichten führen, mehr Planbarkeit bringen sowie zu einer Reduktion von LCC/TCO führen können
- Standardisierung, da eine zentrale Bewirtschaftung eine Standardisierung benötigt. Dies wiederum führt zu einfacheren, handhabbaren Lösungen, geteiltem Aufwand in der Erarbeitung sowie zugänglichem Experten-Wissen

Die Haupt- oder Gesamterkenntnisse aus dem ersten Workshop (Juni 2021) sind jedoch, dass

- I) Traktionsbatterien im Bahnbereich (Wechsel des Energieträgers) ein komplett neues Asset sind, welche neue Herausforderungen und Chancen bieten.
- II) ein gemeinsam abgestimmtes Vorgehen zusätzlichen Nutzen eröffnet.
- III) zusätzlicher Nutzen hinsichtlich Themen möglich ist, welcher über die Bewirtschaftung oder ein Lademanagement von Batterien hinausgehen (z.B. Standardisierung, Migration, Finanzierung, koordinierte und sichergestellte Ladeinfrastruktur u.a.).

Diese Erkenntnisse folgen aus der Analyse der Eingaben vom Workshop und Clustering in Themenfeldern (siehe nachfolgende Abbildung), welche mit den relevanten Fragestellungen unterlegt wurden.

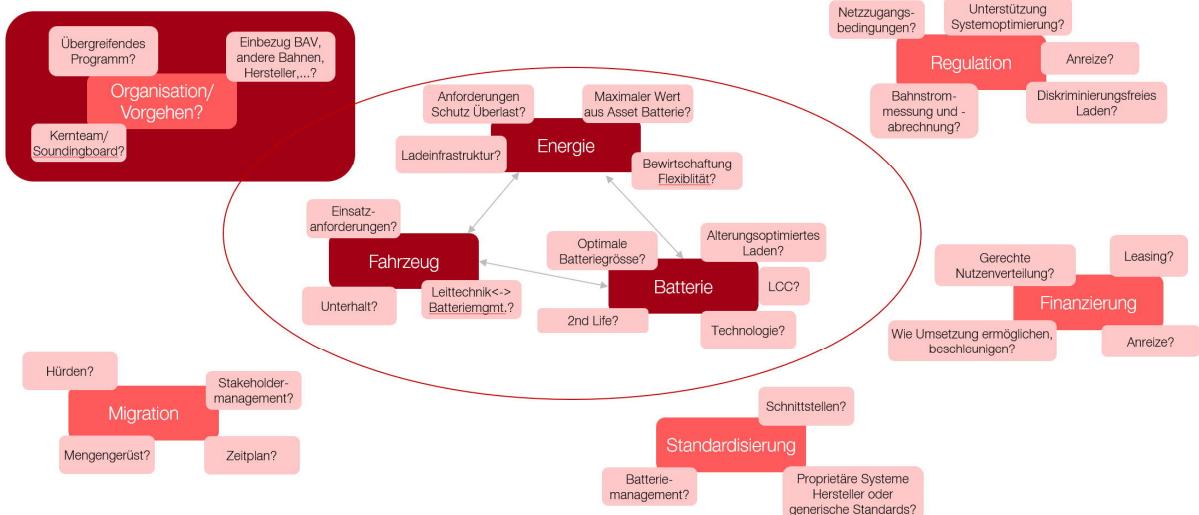


Abbildung 89: Erkenntnisse aus dem Stakeholder-Workshop vom 11. Juni 2021, Handlungsfelder (dunkles rot) und Fragestellungen (hellrot).

Als Konsequenz der Analyse ergab sich die Empfehlung eines koordinierenden Nachfolgeprojektes von BIENE.

Um diese Empfehlung zu erhärten, wurde in einem zweiten Workshop mit den Stakeholdern ein NABC (Need/Bedürfnis-Approach/Vorgehen-Benefit/Nutzen-Concerns/Risiken) Bild erarbeitet.

Motivation/Bedürfnis (Need):	Vorgehensweise (Approach):
<ul style="list-style-type: none"> - Klimaneutrale SBB → Elektrifizierung heutiger Dieselschienenfahrzeuge sowie größere Arbeitsmaschinen und Baustellenversorgungen, die ab Bahnstrom versorgt werden. - Technologieträgerwechsel von Diesel zu Batterie mit neuen technischen, organisatorischen Herausforderungen bzgl. Ladeinfrastruktur, Fahrzeugdisposition/Lademanagement, Regulation, Geschäftsmodellen, etc. - Zuständigkeiten sind unklar und gesamtheitliche Führung des Technologieträgerwechsels Diesel → Batterie fehlt. - Risiken für die Bahnstromversorgung bei ungesteuertem Laden, aber auch energiewirtschaftliche Chancen aus Flexibilitäten, die vernetzte Batteriesysteme mit sich bringen. - Grosser Handlungsdruck, da Beschaffungs- und Umrüstscheide jetzt anstehen und Fragen zu Systemwahl inkl. Ladeinfrastruktur via Bahnstrom oder Ortsnetz, Batteriedimensionierung, Lademanagement, Finanzierung, technische Anforderungen, Standardisierung etc. geklärt werden müssen. 	<ul style="list-style-type: none"> - Auf BIENE-Projekt aufbauen (Lösungskonzept für zentrales Lademanagement, Kosten-/Nutzenabschätzung, Rahmenhandlung) - Agiles Koordinationsprojekt starten mit dem Ziel, bis Ende 2023 ein erstes Batterie-Pilotfahrzeug mit zentralem Lademanagement auf der Schiene zu haben. Zukünftige Skalierbarkeit sicherstellen. - Handlungsfelder: übergreifende Grundlagen (Finanzierung/Business Case, Regulation, Prozesse), zentrales Lademanagement, Batterie (Technologie, Dimensionierung), Fahrzeuganforderungen, Ladeinfrastruktur (Systemwahl, Ausbauplanung), Nutzenanforderungen - Im Projektscope sind Batterie-Anwendungen im Bahnumfeld (erster Fokus auf Schienenfahrzeuge und Baumaschinen sowie Baustellenversorgung). - Projektteam: Flottenmanagement Infra, PP, Cargo, Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, Energie, CoC Energiespeicher, Dritte
Koordinationsprojekt Elektrifizierung Dieselloks	
Nutzen (Benefit):	Bedenken/Risiken (Concerns):
<ul style="list-style-type: none"> - Einsparungen durch abgestimmte Entscheidungsprozesse und Anforderungen für einheitliche Lösungen und deren Beschaffung. - Risikominimierung durch iteratives Vorgehen mit Pilot. Erfahrungen nutzbar für erfolgreiche Skalierung. - Smarte Lösungen anstatt teurer Hardware: Beispiel Lademanagement statt Netzverstärkung, optimierte Batteriedimensionierung, LCC-Optimierung/2nd Life/Kreislaufwirtschaft. - Bahn im Griff durch koordinierten Technologieträger-wechsel von Diesel zu Batterie und Reduktion von Komplexität 	<ul style="list-style-type: none"> - Finanzieller Druck: kurzfristige Einsparungen vs. LCC-Optimierung.. - knappe Ressourcen aus Linie. - Zeitlicher Druck: Entscheide für Umbauten und Beschaffung werden kurzfristig benötigt. - Unterschiedliche Interessen müssen für Gesamtsystemoptimierung unter einen Hut gebracht werden - Rahmenbedingungen (Regulation, Anreize, Geschäftsmodelle) müssen erst noch gestaltet werden. - Als Querschnittsthema schwer zuordbar und dadurch schwerfällige(r)e Entscheide.

Abbildung 90: NABC für ein Koordinationsprojekt

Die Anforderungen an ein nachfolgendes Koordinationsprojekt wurden dabei mit den Stakeholdern diskutiert. Die Handlungsfelder dafür sind in nachfolgender Abbildung dargestellt. Das Projekt sollte vorzugsweise agil durchgeführt werden und sich an den kommenden Umrüstungsprojekten orientieren.

Übergreifende Aufgaben	Zentrales Lademanagement	Anforderungen Fahrzeug und Batterie	Ladeinfrastruktur
<ul style="list-style-type: none"> • Koordination • Regulation • Finanzierung • Stakeholdermanagement 	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung zentrales Lademanagement auf Pilotlok oder Laborsimulation (SoC, batterieschonendes Laden, Schnellladung anforderbar, Lastspitzen schneiden) • Generische Anforderungen Lademanagement für Lok-Beschaffung • Weitere Funktionalitäten Lademanagement 	<ul style="list-style-type: none"> • Anforderungen / Dimensionierung Batterie • Systemanforderungen bidirektionale Ladefähigkeit • Generisches Lastenheft • Schulungsunterlagen für Nutzer Batterielok 	<ul style="list-style-type: none"> • 1 installierte Pilotladestation mit Bahnstrom für kleinere Leistungen • Entscheidungsgrundlage für Wahl Ladeinfrastruktur anhand 3 Beispielstandorte • Ladelandkarte • Entscheidungsbaum für Wahl Ladevariante (Oberleitung, Stecker Bahnstrom, Stecker 50 Hz-Netz)

Abbildung 91: Handlungsfelder für geplantes Koordinationsprojekt (Entwurf)

Begründung für eine agile Projekt-Koordination sind die rasant weiter fortschreitenden technologischen Entwicklungen sowie die heute noch nicht abschliessend zu definierenden Anforderungen (welche stark mit den technologischen Neuerungen einhergehen).

Der Teilnehmerkreis für ein Koordinationsprojekt wird vorzugsweise breit, über die SBB hinaus gewählt. Ein Austausch mit Akteuren, die bereits erste Erfahrungen mit Batterie-betriebenen Fahrzeugen gesammelt haben, ist sicherzustellen.

Die Umstellung von fossiler zu Batterie-betriebener elektrischer Traktion bringt wesentliche Veränderungen in der Planung des Fahrzeugeinsatzes. Die folgenden vier Punkte stellen die wesentlichsten Ansprüche an (Verhaltens-)Veränderungen dar, welche in den Prozessen adaptiert werden müssen:

- Örtlichkeit des Ladens (vorher: Ort der Betankung)
- Dauer des Ladens (vorher: Dauer der Betankung)
- Möglichkeit des Ladens während Einsatz, im Stand und/oder während Fahrzeit (vorher: nur ausserhalb des Einsatzes)
- Auswirkungen der Ladesteuerung auf Alterung der Batterie (vorher: ohne Impact)

Aus der Diskussion der Bedürfnisse kristallisieren sich zwei wesentliche Thesen heraus:

These	Begründung der These
Lademanagement wird für Betrieb benötigt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ca. 25x weniger Energiespeicher auf E-Lok als auf Diesel-Lok ▪ Befüllung dauert ca. 25x länger einer E-Lok <p>Damit keine E-Loks im Einsatz liegen bleiben, muss Kapazitätsplanung während des Betriebs berücksichtigt werden.</p> <p>Handling sollte so einfach wie möglich sein und damit so weit wie möglich automatisiert.</p>
Gesamtsystem profitiert von zentralem Lademanagement	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Synergien in Umsetzung können multipliziert werden, was zu geringeren Kosten gegenüber Individuallösungen führt. ▪ Mehrwert aus Flexibilitätsbewirtschaftung führt zu geringeren Energieversorgungskosten, was über den Bahnstrompreis Nutzen für alle ergibt.

Ausgehend vom Lademanagement als zentrale These werden im nachfolgenden Abschnitt drei Geschäftsmodelle entworfen. Dabei wird je eine Variante entworfen, welche geringer resp. ausgeprägter Interaktion zwischen Versorger und Kunde punkto Laden aufnimmt.

3.2. Geschäftsmodelle

Für eine erste Diskussion und Bewertung mit den Stakeholdern wurden drei Geschäftsmodelle skizziert und im 2. Workshop besprochen.

Im Folgenden werden die drei Varianten kurz beschreiben:

1) «Loadmanagement for Risk Reduction»

Service/Produkt:

- SBB Energie macht Vorgaben für Anschlussbedingungen zu Netzsicherheit und Stromlieferung (evtl. orts-/streckenabhängiger Ladeleistung oder Leistungstarif, Kommunikationsschnittstelle für Lastreduktion).
- SBB Energie definiert Ladestromverfügbarkeit/-tarifierung auf Basis von technischen Anschlussbedingungen.

Kunde:

- Fahrzeugsitzer berücksichtigt Anschlussbedingungen in Fahrzeuganforderungen bei Beschaffung.
- Fahrzeugnutzer plant Einsatz auf technischem Niveau (z.B. State-of-Charge der Batterie, Energiebedarf für Arbeitseinsatz).
- Hat minimal Beschaffungsaufgaben, jedoch auch maximale individuelle Lösungserarbeitung.

2) «Loadmanagement as a Service»

Service/Produkt:

- SBB Energie stellt Lademanagement (kostenfrei) zur Verfügung.

- SBB Energie stellt Plattform (inkl. Applikation für Abruf Ladezustand und Einsatzprofil-Check sowie Daten für Asset-Management).
- Fahrzeugbesitzer erlaubt Flexibilitätsnutzung und erstellt Schnittstellen-Voraussetzungen (u.a. Schnittstelle für Betriebsdaten und Lade-Steuerung).
- Fahrzeugnutzer stellt Einhaltung vorgegebener Planungs-/Daten-Austausch-Prozesse sicher.

Kunde/Benefit:

- Einsatzfähigkeit/-Verfügbarkeit wird dem Kunden auf Niveau der Einsatzplanung gewährleistet sein, Schnellladung für ungeplante Einsätze kann bei Bedarf jederzeit angefordert werden.
- Batteriealterung mit bestimmten Kriterien minimiert.
- Kunde benötigt kein eigenes Lademanagement sowie Diagnose-/Asset-Management-System.
- Profitieren von Wirkung auf Bahnstrompreis, wenn SBB Energie im vereinbarten Rahmen Flexibilitäten nutzen kann.

3) «Battery as a Service»

Service/Produkt:

- SBB Energie wird zum Service Provider für Batterie-Technologie und bündelt Service für Know-how bei Beschaffung, Engineering und Instandhaltung&Betrieb.
- SBB Energie erstellt weiterhin «Loadmanagement as a Service» und kann durch Vorwärtsintegration Engineering, Beschaffung sowie Entsorgung verbesserte Integration und 2nd-Life-Services sichern.

Kunde:

- Fahrzeugbesitzer hat zentrales, internes Kompetenzzentrum als Dienstleister. Fahrzeugbesitzer kann auf Niveau Fahrzeug-Einsatz spezifizieren und Skaleneffekte über eigene Flotte erreichen.
- Benefits aus «Loadmanagement as a Service» werden durch Beratung in Beschaffung, Engineering und Entsorgung Geschäftsfälle ergänzt.
- Erweiterungen wie Finanzierung/Leasing wären denkbar, Asset-Management für Batterien als neue Geschäftsfähigkeit kann zentral und technisch-integriert, organisational als Service bezogen werden.

Im Folgenden wird ein Überblick über die diskutierten Geschäftsmodelle inklusive deren Einschätzung (Vor-/Nachteile) gegeben:

Ge-schäfts-modell	«Loadmanagement for Risk Reduction»	“Loadmanagement as a Service”	“Battery as a Service”
Anwen-der-Sicht	 <p>Ich will alles selbstständig machen.. Ich weiß: - Welche Batterie ich brauch auf der e-Lok - Wann, wie und wieviel ich laden muss - Wann ich wieder am Fahrdraht bin - Wieviel kWh meine Batterie hat - Wie ich die Batterie schonend lade</p>	 <p>Ich plan meine Einsätze selber und die Batterie habe ich als Teil der Lok selbst beschafft Ich weiß, wann, wie und wo ich fahren will! Für das Loadmanagement nutze ich eine zentrale Plattform der SBB, mit der ich eine ausreichende, batterie- und netzschonende Ladung sicherstellen kann.</p>	 <p>Ich plane meine Anforderung für die E-Lok über den ganzen Lebenszyklus Ich weiß, welchen Einsatz-Rayon (km) und Traktionsstärke meine e-Lok haben muss. Die Batterie lease ich. Eine zentrale Stelle optimiert das Assetmanagement für alle Batterien in der SBB. Für das Loadmanagement nutze ich eine zentrale Plattform der SBB.</p>
Auswir-kung auf Re-gulation	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geringe regulatorische Anpassungen nötig (Anforderung für Netzzugang) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zusätzliche Anforderungen an Datenaustausch und Steuerung ▪ Informationspflicht 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gleiche Anforderung wie «Loadmanagement as a Service»
Vorteil	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Selbständigkeit, geringer Abstimmungsaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Akteure müssen nicht in eigenes Lademanagement investieren (ein System für alle) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Knowhow in einer Hand («Sorglos-Paket»)

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Batterien werden alterungsoptimiert geladen ▪ Verfügbarkeit/Einsatz kann auf Niveau Einsatz-Rayon (Strecke, o.ä.) sichergestellt werden ▪ Profitieren von Wirkung auf Bahnstrompreis 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ LCC-Optimierung inkl. 2nd Life, etc., grösste Chancen für Gesamt-Optimierung
Nachteil	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fahrzeugnutzer kann Komplexität kaum selbst managen (zu hohe Anforderungen) ▪ Kein zusätzlicher Batterie-Nutzen ▪ «Jeder erfindet das Rad», verteilte Expertise ▪ Risiko heterogener Ausführungen/Konzepten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vereinheitlichte Prozess-Schritte bei Planung (kleinster gemeinsamer Nenner muss gefunden werden) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Umsetzbarkeit sehr aufwendig, Schnittstelle auf Asset, Batterie als Teil des Gesamtsystems Lok ▪ geteilte Rollen mit allen Konsequenzen ggü. Service-Provider und Lieferanten (u.a. Garantie, Lieferantenbeziehungen, zusätzliche Verträge) ▪ Handhabung von Ausnahme- oder Spezial-Situation gestalten sich schwierig ▪ Abhängigkeit zu «weit entfernter zentraler Stelle»

Als Geschäftsmodell mit richtiger Flughöhe wird aus Stakeholder-Sicht klar «Loadmanagement as a Service» favorisiert. Zum einen ist die Komplexität des Alleingangs hoch und ineffizient für die einzelnen Akteure sowie aus Systemsicht. Zum anderen scheitert jedoch ein Geschäftsmodell mit höherem Potential der System-Optimierung aufgrund der hohen Komplexität am Vertrauen der Akteure.

Die beteiligten Akteure signalisierten, sich auf Anpassungen im Planungsprozess und Datenaustausch zugunsten einer erleichterten Planung und Betriebes des Fahrzeuges einzulassen. Zusätzlich wird das Batterie-Management als Expertenwissen eingeschätzt, welches einen Service benötigt. Hierfür scheint die Funktion des Systemführers Bahnstrom die richtige und wird breit akzeptiert.

Nichtsdestotrotz sollte die «Battery as a Service» oder eine abgewandelte Option in einem zukünftigen Koordinationsprojekt weiterhin vertieft oder geprüft werden.

3.3. Regulatorische Rahmenbedingungen

Mögliche Anforderungen an neue Fahrzeuge können über die Netzzugangsbedingungen gestellt werden. Als Systemführerin verantwortet die SBB Energie bereits eine Reihe solcher Anforderungen in den Netzzugangsbedingungen (z.B. Anforderungen an die Eingangsadmittanz oder die Frequenzabhängige Leistungsbegrenzung). Diese müssen diskriminierungsfrei erfolgen. Zu beachten ist, dass wenn immer möglich entsprechende Normen oder international geltende Vorgaben beigezogen werden und dass diese Bedingungen nur für neue Fahrzeuge gelten. Für Bestandsfahrzeuge besteht Bestandsschutz.

Die bestehenden Normen (z.B. EN50388:2012 resp. die aktuelle preEN50388) und Vorgaben decken die Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Energienetz ab. Fahrzeuge mit Batterien für die Traktion müssen sich wie heutige Fahrzeuge verhalten. Sobald eine Fahrleitung spannungslos wird, muss der Hauptschalter und in einem zweiten Schritt der Stromabnehmer gesenkt werden. So kann eine Personengefährdung und auch Schäden am Fahrzeug ausgeschlossen werden. Damit wird auch ausgeschlossen, dass die Fahrzeuge «netzbildend» sind. Sie dürfen nicht auf eine Fahrleitung ohne Spannung versuchen, ein Netz aufzubauen, bzw. die Fahrzeuge können als «netzgeführt» bezeichnet werden.

Eine Erweiterungsoption könnte sein, beispielsweise eine standardisierte Schnittstelle für die Kommunikation zum Fahrzeug in den Netzzugangsbedingungen festzulegen, damit SBB Energie als Systemführer Bahnstrom beispielsweise in Überlastsituationen Einfluss auf die Ladung und optional auch auf eine Entladung nehmen kann.

Ein weiteres regulatorisches Aufpassfeld ist das Bahnstromtarifsystem mit Leistungstarifen. Dieses sollte keine Fehlanreize setzen, die Flexibilität der Batterien für eine individuelle Kostenoptimierung zu nutzen, die nicht im Sinne des Gesamtsystems liegt.

4. Proof of Concept

Mithilfe eines Proof of Concepts (PoC) soll die generelle Funktionsfähigkeit der konzipierten Lösung für eine zentralen Steuerung der Batterieladung aufgezeigt werden. Die nachfolgenden Kapitel beschreiben die Ausgestaltung und Durchführung des PoCs und bewerten die Ergebnisse. Wichtige Erkenntnisse werden so aufbereitet, dass sie in eine spätere Lösungsentwicklung einfließen können.

4.1. Ziele und Beschreibung des PoC

Mit dem PoC sollen folgende Ziele erreicht werden:

- Die Lösung wird für alle Stakeholder «greifbar». Der PoC kann zu Demonstrationszwecken eingesetzt werden, wie eine zentrale Steuerung der Batterieladung funktionieren könnte.
- Die Funktionsfähigkeit wesentlicher Elemente der in Abschnitt 2 beschriebenen Lösung wird in einer einfachen Simulationsumgebung nachgewiesen.
- Der PoC stärkt das Vertrauen für alle Beteiligte in die angepeilte Lösung, z.B.
 - o für Fahrzeughalter, dass die Fahrzeuge immer ausreichend geladen sind,
 - o für Fahrzeugbesitzer, dass die Batterien schonend geladen werden,
 - o für Energie, dass das Bahnstromnetz nicht gefährdet wird und energiewirtschaftlicher Nutzen erzielt werden kann,
 - o für alle, dass sich die Kosten für die Lösung auszahlen, da mit einer funktionsfähigen Lösung die abgeschätzten Nutzenpotenziale gehoben werden können. Ein erfolgreicher PoC reduziert das Investitionsrisiko.

Der PoC soll dabei helfen, folgende Fragestellungen zu beantworten:

- Können die zentralen Algorithmen für die Batteriesteuerung mit den verfügbaren Informationen so ausgestaltet werden,
 - o dass die Fahrzeughalter immer ausreichend geladene Batterien für den nächsten Einsatz gewährleistet haben,
 - o dass die Batterien schonend geladen werden,
 - o dass unter dieser Bedingung die wertgenerierenden Anwendungsfälle umsetzbar sind und Wirkung zeigen, z.B. das Abdecken von Lastspitzen durch kurzfristiges Entladen?
- Wie kann der zu erwartende nächste Einsatz der Fahrzeuge und die dafür benötigte Batteriestandmindestladung bestimmt werden?
 - o Können künftige Einsatzprofile aus historischen Einsatzdaten automatisch abgeleitet werden?
 - o Sind Planungstools im Einsatz, die dafür verwendet werden?
 - o Wird zusätzlich für eine manuelle Nutzereingabe eines ungeplanten bzw. untypische Einsatzes via eine App benötigt? Wie soll diese ausgestaltet werden?

Der PoC soll in einer einfachen Simulationsumgebung mit wenigen Beispieldfahrzeugen umgesetzt werden. Auf Basis der Lösungskonzeption sind wichtige Elemente des PoC in Abbildung 92 in gelb dargestellt:

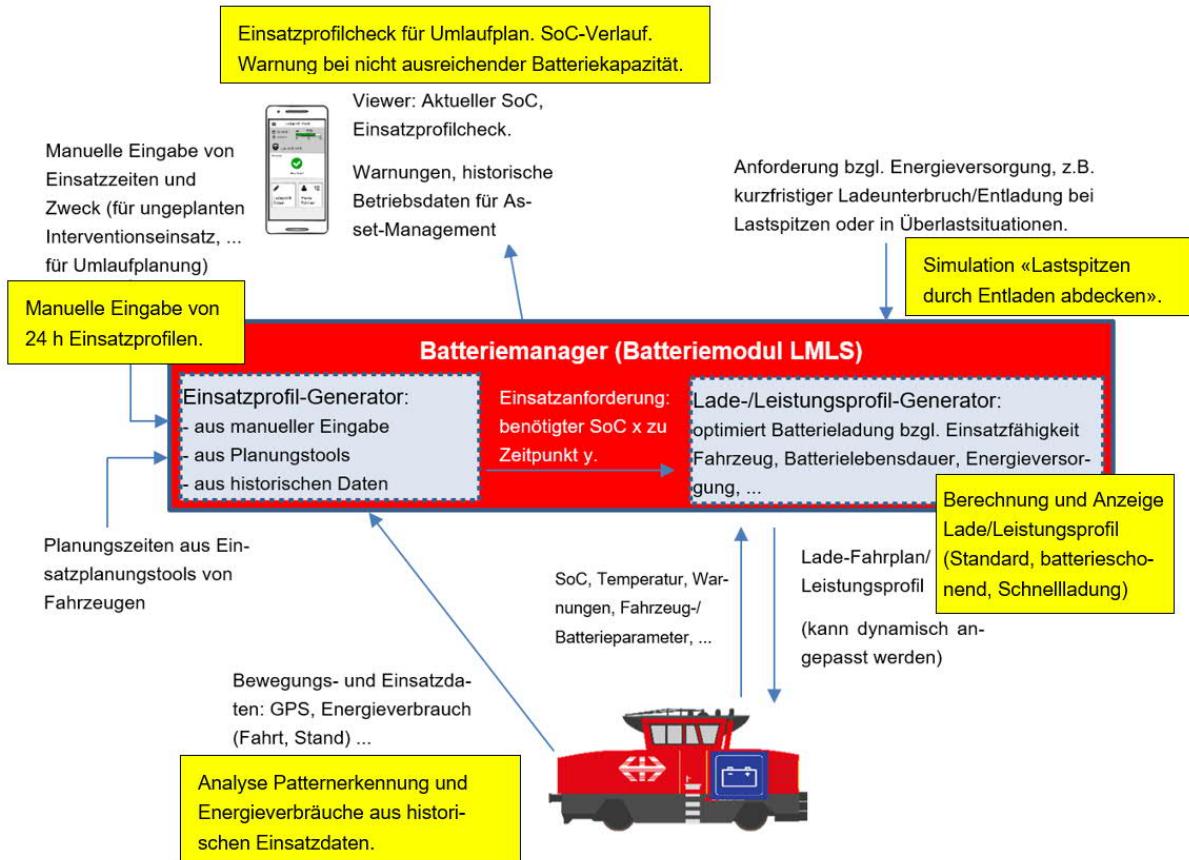


Abbildung 92: Skizze PoC Batteriemanager

Im nächsten Abschnitt 4.2 wird die Simulationsumgebung eines BIENE-Batteriemanagers vorgestellt. Die Analyse historischer Einsatzdaten hinsichtlich einer automatischen Erkennung von Einsatzprofil-Pattern wird in Abschnitt 4.3 beschrieben.

4.2. PoC/Simulationsumgebung für BIENE-Lademanagement

Die im Abschnitt 2.1 beschriebenen Nutzerbedürfnisse wurden unter anderem durch Interviews mit den Nutzergruppen Fahrzeugdisponenten und Lokführer erhoben. Herausfordernd dabei war, dass Batterieloks momentan noch nicht für den Rangierdienst oder Bau bzw. Instandhaltung im Infrastrukturbereich eingesetzt werden. So mussten sich Fahrzeugdisponenten und Lokführer erst in die zukünftige Situation versetzen, Batteriefahrzeuge zu planen, zu disponieren und zu betreiben. Dazu sollte ein interaktives Tool helfen, mit dem der zukünftige Einsatz von Batteriefahrzeugen simuliert werden kann.

Eine erste Feedbackschlaufe konnte mit einer einfachen Excel-Anwendung realisiert werden. Unter Berücksichtigung der gesammelten Rückmeldungen wurde dann ein Java-Script als interaktiver Demonstrator eines möglichen zentralen Batteriemanagers programmiert.

Nach manueller Eingabe eines 24h-Einsatzprofils eines Batteriefahrzeugs oder Auswahl eines vordefinierten Szenario-Profiles wird geprüft, ob das Einsatzprofil mit der angenommenen Batteriekapazität des Fahrzeugs machbar ist. Dabei kann zwischen drei Ladeverfahren ausgewählt werden:

- Standard (ohne Optimierung): Ladung mit 1.5 C Ladestrom auf maximale Kapazität
- Batterieschonend: Ladung mit 0.33 C auf einen frei wählbaren Maximalbatterieladestand.
- Schnellladung: Verdoppelte Ladeleistung gegenüber der Standardladung (3 C).

Eine zusätzliche Optimierungsfunktion passt den Ladestrom so an, dass die definierte Batterie-Reserve nie unterschritten wird und dabei so batterieschonend wie möglich geladen wird.

Die Simulation berechnet mit vordefinierten, veränderbaren Fahrzeug- und Ladeparametern den Verlauf des Ladezustandes (State of Charge, SoC) sowie das Leistungsprofil (Ladung/Entladung) der Fahrzeugbatterie. Zudem ermöglicht es die Simulation einer kurzfristigen Entladung zur Abdeckung von Lastspitzen im Bahnstromnetz.

Anhang 7.2 beschreibt das Tool mit den voreingestellten Parametern im Detail. Zudem werden die Ergebnisse folgender, vordefinierter Einsatzprofil-Szenarien mit unterschiedlichen Ladestrategien dargestellt:

- Rangierumlauf einer elektrifizierten Eem 923 in und um Oensingen (Tour Olten et al.)
- Rangierumlauf einer elektrifizierten Am 843 in und um Oensingen (Tour Oensingen, Niederbipp, Oberbuchsiten)
- Rangierumlauf einer elektrifizierten Am 843 in und um Solothurn mit Rangierfahrt Arch
- Nächtlicher Baudiensteinsatz für Fahrbahnunterhalt Infrastruktur
- Nächtlicher Baudiensteinsatz mit zusätzlichem täglichen Interventionseinsatz Fahrbahnunterhalt Infrastruktur

Nachfolgenden werden exemplarische Anwendungsfälle des Batteriemangers für typische Fragestellungen vorgestellt.

4.2.1. Einsatzprofilcheck Rangierumlauf

Fragestellung: Reicht die Batteriekapazität für den geplanten Rangierumlauf einer elektrifizierten Eem 923 in Oensingen?

Abbildung 93 zeigt die Umlaufplanung einer Eem 923 in Oensingen für die Wochentage Dienstag bis Freitag. Ein solcher Umlaufplan wird schweizweit in dieser Form auf Grundlage einer Excel-Vorlage erstellt.

SBB CFF FFS Cargo			Dienstplan												Lötschberg		Oensingen /										
Version : 1.0 Gültig ab 12.12.2021															Team Name												
Tour Nr Funkt.	Tag VP	Neue Ligne AZ / Tot.	Wangen b.O		Olten Hammer		Olten RB		Hägendorf		Oberbuchsitten				Oensingen												
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Eem 923	DI-FR				64803 OEN- OB- HAE- OLH	64806 OLH- OEN	64807L OEN-OLRB	64808L OLRB- OB- OEN		64823 OEN-HRK-HAE-WBOL- OLH-OLRB			64834 OLRB- OLH	54834 OLH-OEN	64835 OEN- OLH	64855 OLH- OLRB		64778 OLRB- OLH- OB	64876 OB- OEN	64881 OEN- OB		64890 OB- OEN					
			ab CHEN 00:35 an 08:00:40	ab 08:01:00	ab 08:01:07	an 08:01:34	an 08:01:40	an 08:01:43	an 08:01:53	ab 08:01:54	ab 08:01:55	an 08:01:56	ab 08:01:57	an 08:01:58	an 08:01:59	an 08:01:59	ab CHEN 13:43 an 08:14:33	ab CHEN 14:44	an 08:15:00	ab CHEN 15:12 an 08:15:49	an 08:15:53	ab CHEN 18:53 an 08:18:57	ab CHEN 19:17 an 08:19:28	an 08:20:31	an 08:20:37	an 08:21:09 an 08:21:15	an 08:21:16 an 08:21:22

Abbildung 93: Umlaufplan einer Eem 923 in Oensingen

Die schwarzen Balken stehen für Zugfahrten, die als Streckenfahrt immer unter Oberleitung stattfinden. Einige Rangiereinsätze wie in Wangen bei Olten können ebenfalls mit Energieversorgung via Oberleitung durchgeführt werden. Andere Rangiereinsätze wie die Bedienung eines nicht elektrifizierten Anschlussgleises müssen heute mit Dieselantrieb, zukünftig mit Batterieantrieb geleistet werden. Abbildung 94 zeigt ein solches Anschlussgleis, das im Umlaufplan vom Rangierbahnhof Olten aus gegen 11:00 Uhr bedient wird.



Abbildung 94: Einsatz einer Eem 923 für eine Anschlussgleisbedienung nahe Olten.

Der Einsatzplaner konnte die Einsatzzeiten aus dem Umlaufplan in das Simulationstool übertragen und den Betriebsarten zuordnen. Dazu muss er wissen, an welchen Rangierbahnhöfen ein Einsatz ohne Fahrleitung im Batteriebetrieb nötig ist.

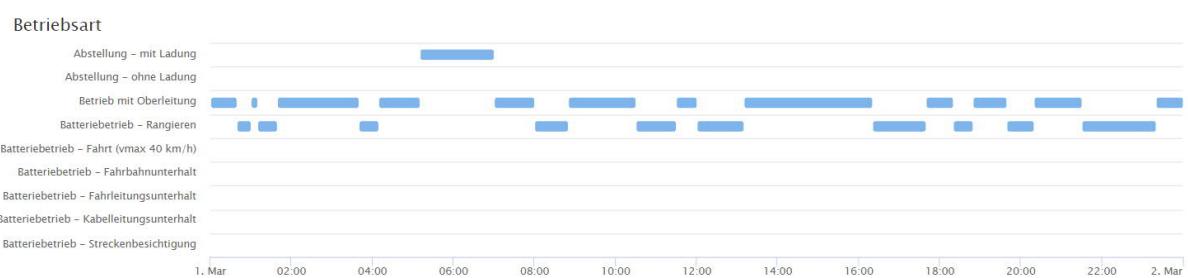


Abbildung 95: Übertragener Umlaufplan Eea 923 in Oensingen mit Aufteilung auf Betriebsarten.

Das Simulationstool zeigt (vgl. Screenshot in Abbildung 96), dass der Einsatz problemlos möglich ist.

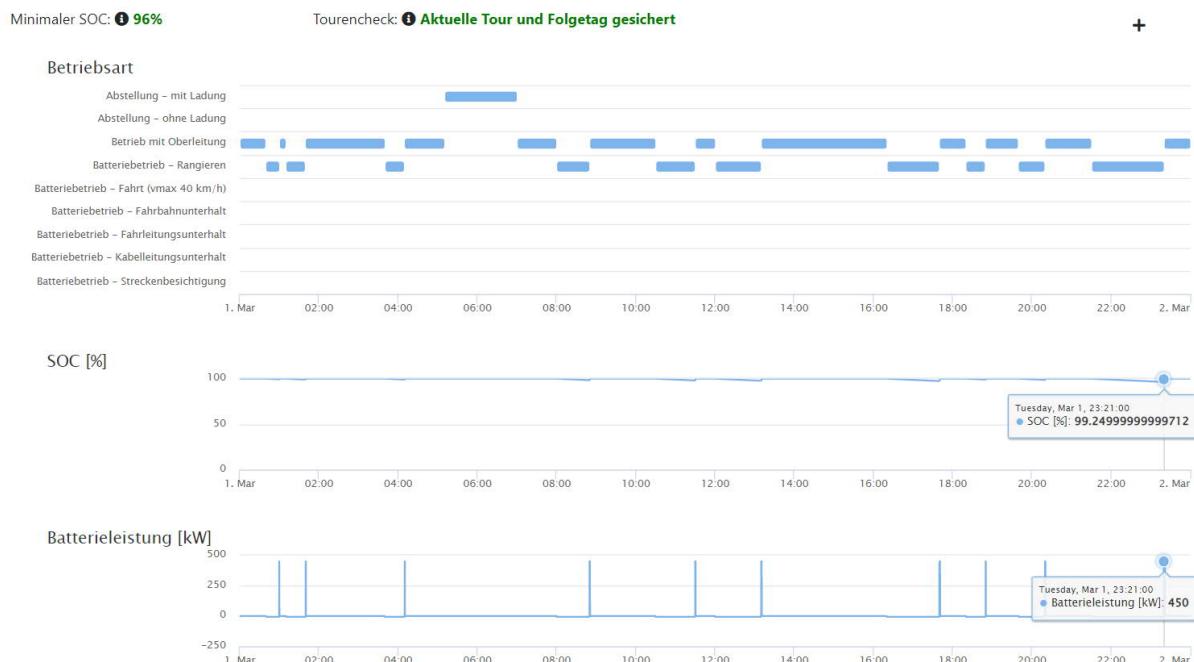


Abbildung 96: SoC und Ladeprofil für Eea 923 Rangierumlauf Oensingen, Standardladung (keine Optimierung)

Der Batterieladestand (State of Charge, SoC) bleibt bei einer Standardladung ohne explizite Batterieschonung immer bei über 96 %. Die im Batteriebetrieb benötigte Energie ist meist in weniger als einer Minute mit einer Ladeleistung von 450 kW nachgeladen.

4.2.2. Energieoptimiertes Laden

Fragestellung: Wie wirkt sich eine alterungsoptimierte Ladung auf das Ladeprofil aus?

Wie das Beispiel des Rangierumlaufs der Eem 923 in Oensingen zeigt, muss die installierte Batteriekapazität für diesen Einsatz nur zu einem sehr kleinen Teil ausgenutzt werden. Zudem besteht ausreichend Zeit zwischen den Einsätzen im Batteriebetrieb, um mit einer batterieschonenderen Ladeleistung nachladen zu können.

Der Batteriemanager passt nun die Ladeleistung automatisch von 450 kW auf nur noch 60 kW an. Dies entspricht den als Minimum definierten 0.2 C bei 300 kWh installierter Batteriekapazität. Auf eine weitere Absenkung wird verzichtet, weil der Wirkungsgrad bei sehr geringen Ladeströmen abnimmt. Auch mit minimaler Ladeleistung ist die Batterie in wenigen Minuten wieder nachgeladen. Nach dem längsten Batterieeinsatz des Tages zwischen 21:30 Uhr und 23:20 Uhr werden nur 8 Minuten für das Nachladen benötigt. Die kurze Nachladezeit ist plausibel, vergleicht man den durchschnittlichen Leistungsbedarf ab Batterie fürs Rangieren von rund 6 kW mit der hohen Ladeleistung von 60 kW.

Gleichzeitig kann der Batteriemanager den maximalen Batterieladestand SoC stark absenken und damit die kalendarische Alterung der Batterie reduzieren (vgl. Abschnitt 1.7). In diesem Beispiel wurde auf eine SoC von 40 % abgesenkt. Denkbar wäre sogar eine weitere Absenkung, weil der SoC nie unter 36 % fällt und damit ausreichend Reserven bestehen.



Abbildung 97: SoC und Ladeprofil für Eea 923 Rangierumlauf Oensingen, batterieschonende Ladung.

4.2.3. Energiewirtschaftliche Optimierung

Fragestellung: Welchen Einfluss auf das Ladeprofil hat eine Ladung nur in Lasttälern zur Glättung des Lastprofils im Bahnstromnetz?

Wenn ausreichend Zeit für die Nachladung gegeben ist, könnte die Ladung gezielt nur in den Lasttälern im Bahnstromnetz erfolgen (vgl. Value-Case 3d in Abschnitt 1.10.3). Bedingt durch den Taktfahrplan befinden sich die Lasttäler in grober Abschätzung zwischen den Minuten xx:19 und xx:34 sowie xx:49 und xx:04 jeder Stunde.

Abbildung 98 zeigt für das Beispiel des Rangierumlaufs der Eea 923 in Oensingen in der Zeit zwischen 17:00 und 19:00 Uhr, dass die Ladung gezielt in die Lasttäler geschoben werden kann. Nach dem Rangiereinsatz im Batteriebetrieb um 17:40 wird nicht sofort nachgeladen, sondern erst 9 Minuten später

ab 17:49 während einem Lasttal im Bahnstromnetz. Das Nachladen um 18:50 kann unbeeinflusst erfolgen, da es komplett in die Zeit eines Lasttals fällt.

Da in diesem Beispiel immer ausreichend Zeit unter Oberleitung zum Nachladen gegeben ist, wäre eine solche Ladestrategie problemlos anwendbar.

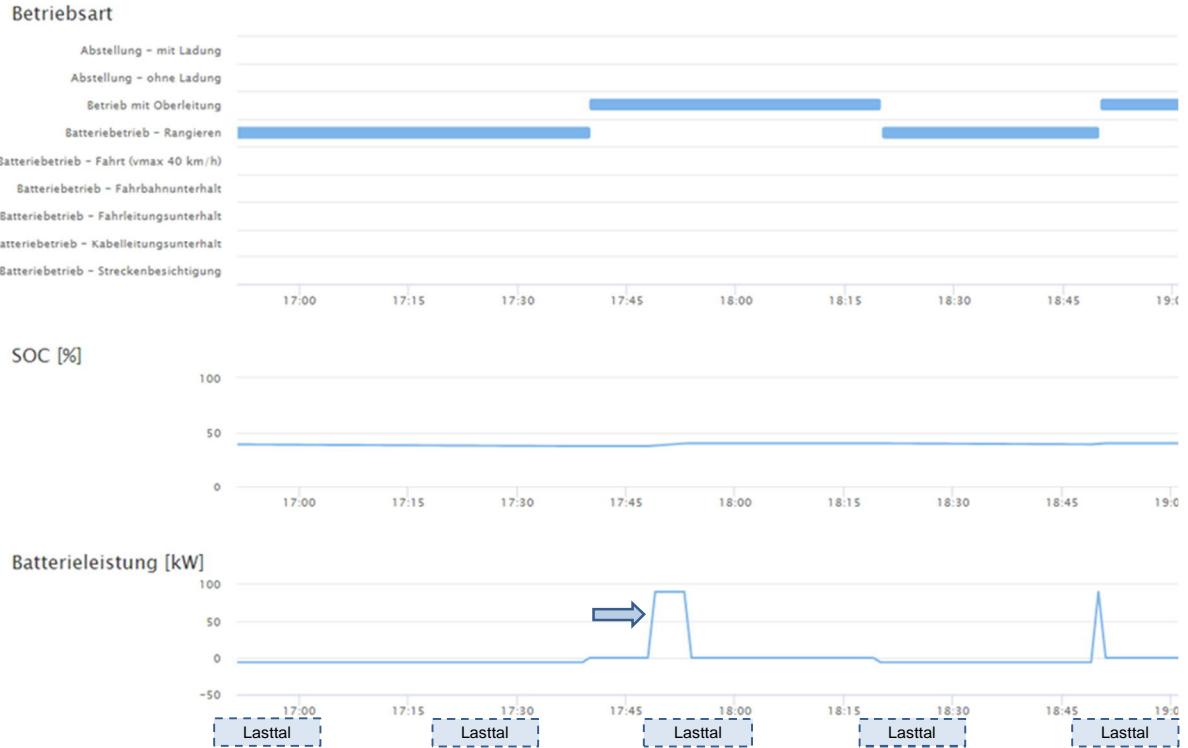


Abbildung 98: SoC und Ladeprofil für Eea 923 Rangierumlauf Oensingen, batterieschonende Ladung mit Glättung des Bahnstrom-Lastprofils (Laden nur zwischen den Minuten 19 und 34 sowie 49 und 04).

Fragestellung: Welchen Einfluss auf das Ladeprofil hat die Abdeckung einer extremen Lastspitze im Bahnstromnetz durch kurzzeitige Entladung?

Exemplarisch soll eine 50 Sekunden dauernde Lastspitze im Bahnstromnetz in der morgendlichen Hauptverkehrszeit um 07:13 Uhr durch eine Entladung der Batterien mit 1 C abgedeckt werden (vgl. Value-Case 3b im Abschnitt 1.10.3). Abbildung 99 zeigt den Effekt auf das Lade- bzw. Leistungsprofil der Eem 923 in unserem Beispiel in Oensingen. Der SoC der Batterie geht in dieser Zeit nur um knapp 2% zurück und ist mit batterieschonender Ladung bereits in weniger als 5 Minuten wieder nachgeladen. Die aus der Batterie entnommene Energie ist durch die kurze Zeit der Lastspitze sehr gering. Daher ist der Einfluss auf den Ladezustand der Batteriefahrzeuge vernachlässigbar.

Minimaler SOC: 36%

Tourencheck: Aktuelle Tour und Folgetag gesichert

+



Abbildung 99: SoC und Ladeprofil für Eea 923 Rangierumlauf Oensingen, batterieschonende Ladung mit Abdecken einer 50-sekündigen Lastspitze im Bahnstromnetz durch Entladung um 07:13 Uhr.

4.2.4. Abstellung ohne Lademöglichkeit

Fragestellung: Kann bereits während der Fahrt zu und von einem Baustelleneinsatz ausreichend geladen werden, wenn ohne Lademöglichkeit abgestellt werden muss?

Abbildung 100 zeigt einen typischen Einsatz eines Batteriefahrzeugs für den Fahrbahnunterhalt. Die Tour beginnt um 22:00 Uhr mit einer 30-minütigen Streckenfahrt unter Fahrleitung vom Abstellort bis zur Baustelle. Ab 22:30 wird auf dem gesperrten und stromlosen Streckenbereich im Batteriebetrieb gearbeitet, um 05:00 Uhr erfolgt die Rückfahrt zum Abstellort und eine Abstellung während des Tages. Die installierte Batteriekapazität von 300 kWh reicht für den nächtlichen Einsatz, der SoC sinkt auf minimal 52 %. Mit einer nicht optimierten Standard-Ladung mit 450 kW (1.5 C) ist die Batterie bereits wieder vollgeladen, wenn das Fahrzeug am Abstellort ankommt. Das Fahrzeug müsste aus betrieblichen Gründen nicht unter Oberleitung abgestellt werden, um den gleichen Einsatz am nächsten Tag fahren zu können. Die Fahrzeugbatterie wäre in dieser Zeit aber auch nicht für eine Bewirtschaftung erreichbar.

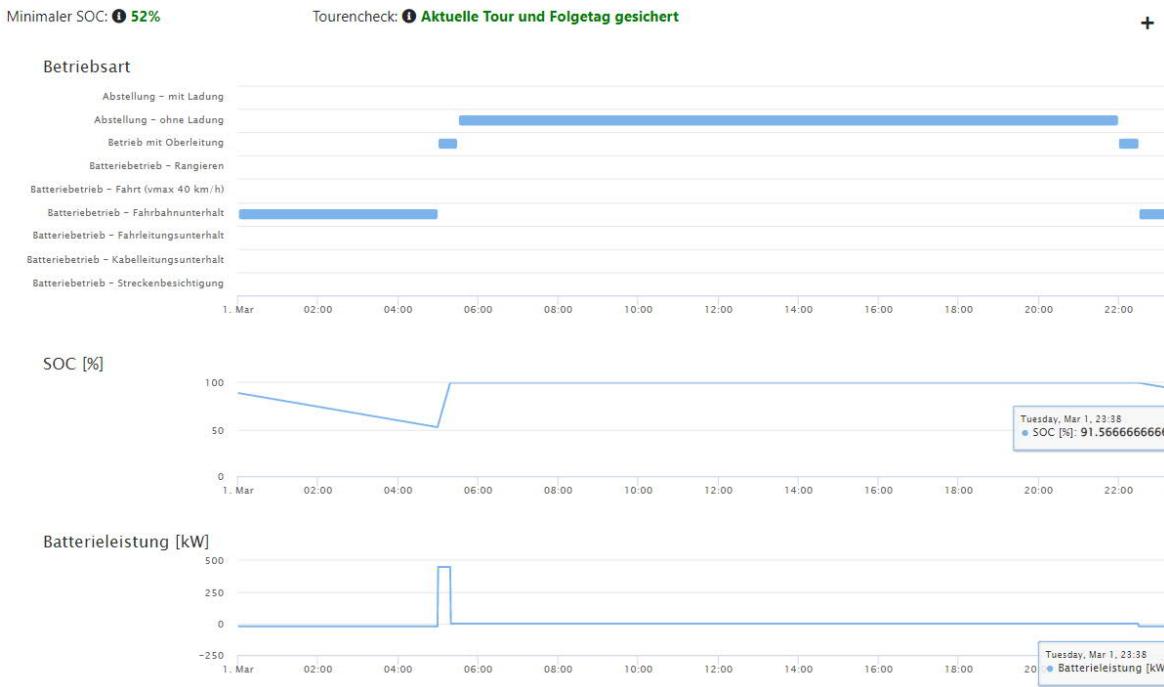


Abbildung 100: SoC und Ladeprofil (Standardladung ohne Optimierung) für eine elektrifizierte Tm 234 mit nächtlichem Einsatz im Fahrbahnhunterhalt.

Wird auch die Fahrt am nächsten Tag als mögliche Ladezeit mitberücksichtigt, kann der Ladestrom während der Hin- und Rückfahrt auf batterieschonendere 144 kW (0.48 C) abgesenkt werden, ohne dass eine weitere Ladung untertags nötig wird. In einer weiteren Optimierung könnte der maximale Ladezustand abgesenkt werden und damit zusätzlich noch eine reduzierte kalendarische Alterung erreicht werden.

4.2.5. Anforderung Schnellladung

Fragestellung: Kann mithilfe des Batteriemanagers eine ausreichende Ladung für einen ungeplanten Interventionseinsatz sichergestellt werden?

Als Beispiel soll erneut eine elektrifizierte Tm 234 dienen, die für den nächtlichen Fahrbahnhunterhalt eingesetzt wird. Frühmorgens wird sie unter Fahrleitung abgestellt. Um 08:00 kommt eine Meldung vom Operation Management Center Infrastruktur an den Bereich Verfügbarkeit und Unterhalt (I-VU), dass eine kurzfristige Intervention wegen Fahrbahnschäden nötig ist. I-VU meldet an Lenkung und Disposition Fahrzeuge (LDF), dass ein Fahrzeug für den gemeldeten Einsatzort benötigt wird.

Der Fahrzeugdisponent prüft mit dem BIENE-Batteriemanager, ob die Batteriekapazität des in Frage kommenden Fahrzeugs für den Einsatz ausreichend ist. Er gibt eine Abfahrt um 08:30 ein, ab 08:50 soll der Einsatzort erreicht sein. Die Arbeiten sind bis 16:00 geplant.

Obwohl das Fahrzeug energieoptimiert nur mit reduzierter Ladeleistung von 90 kW (0.33 C) geladen wurde, reicht die Batteriekapazität problemlos für den ungeplanten Einsatz aus. Sicherheitshalber wurde die Batterie vollgeladen, um mit grösseren Reserven starten zu können.

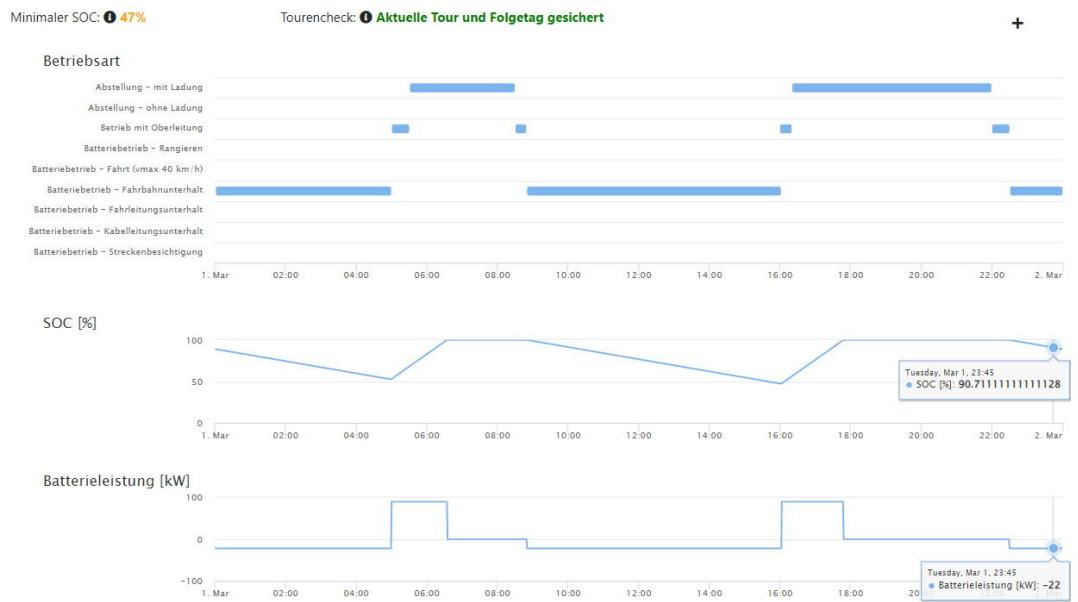


Abbildung 101: SoC und optimiertes Ladeprofil für eine elektrifizierte Tm 234 mit nächtlichem Einsatz im Fahrbahnunterhalt und kurzfristigem Interventionseinsatz ab 08:30 Uhr.

Angenommen, das Fahrzeug hätte um 08:00 morgens nur einen Batterieladestand von 20 %, wäre eine langsame, batterieschonende Ladung nicht mehr ausreichend. Der Batteriemanager fordert nach Eingabe des neuen Einsatzprofils für den kurzfristigen Interventionseinsatz automatisch eine ausreichend hohe Ladeleistung an. Wie in Abbildung 102 zu sehen, kann die Batterie mit 450 kW (1.5 C) in einer guten halben Stunde vollgeladen werden. Bei einer tatsächlichen Schnellladung mit 900 kW (3 C) wäre das Fahrzeug sogar in einer Viertelstunde wieder vollgeladen.

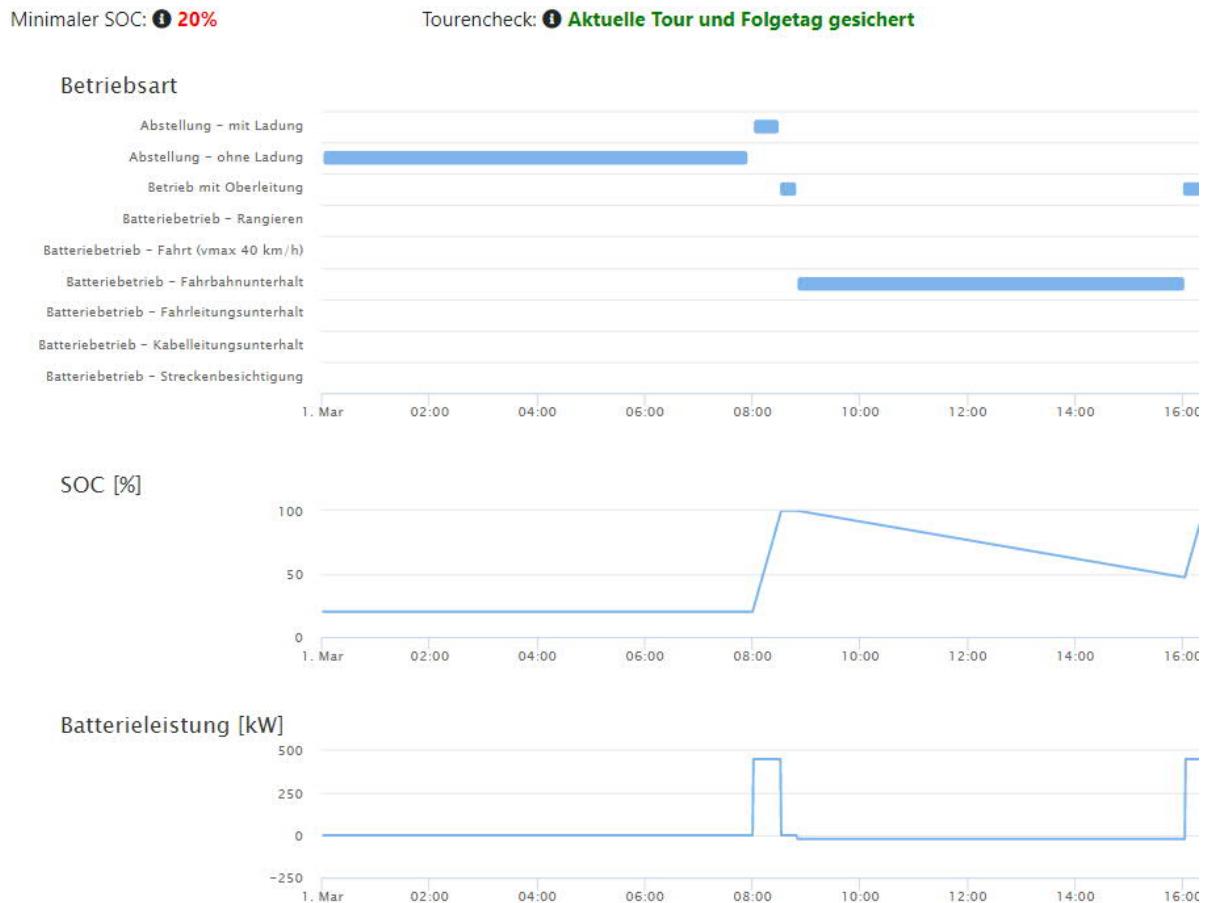


Abbildung 102: SoC und Ladeprofil für eine elektrifizierte Tm 234 für einen kurzfristigem Interventionseinsatz. Start Ladung ab 08:00 mit einem SoC von 20 %, Fahrt zur Baustelle um 08:30, Batteriebetrieb ab 08:50 Uhr.

4.3. Auswertung Einsatzprofile für automatische Übernahme ins Lademanagement

Grundlage für ein optimiertes Lademanagement ist die Kenntnis über den zu erwartenden Einsatz des jeweiligen Fahrzeuges. Wie in Kapitel 4.2 deutlich wird, werden folgende Informationen benötigt:

- Wann und wie lange kann das Fahrzeug geladen werden (Abstellung mit Lademöglichkeit, Fahrt unter Oberleitung)?
- Wann und wie lange ist das Fahrzeug im Batteriebetrieb im Einsatz? Welcher Energiebedarf ist in dieser Zeit zu erwarten?

In der im Kapitel 4.2 vorgestellten Simulationsumgebung wird das Einsatzprofil manuell eingegeben. Im Rahmen des BIENE Projektes wurde untersucht, inwieweit Einsatzprofile aus historischen Daten automatisch erkannt werden können.

Beauftragt wurde dazu die Firma FSight, die in einem Vorgängerprojekt für die SBB den möglichen energiewirtschaftlichen Nutzen einer marktorientierten Bewirtschaftung der Fahrzeughärtterien abgeschätzt hatte.

Ergänzend dazu konnten im BIENE Projekt gezielte Analysen für den Einsatz einer Eea 923 und einer Am 843-Lokomotive im Rangierteam Oensingen durchgeführt werden.

4.3.1. PoC Erkennung von Einsatzmustern

Dieser Abschnitt beschreibt das Ziel, die Methodik und die Ergebnisse der von der Firma FSight durchgeführten Analyse zur Erkennung typischer Einsatzmuster auf Basis historischer Daten.

Ziel:

Erkennen von Bewegungsmustern in den GPS-Daten von Rangierlokomotiven Typ Eem 923 und Am 843. Für jedes Bewegungsmuster soll außer dem Energieverbrauch mit und ohne Oberleitung berechnet, sowie der Start- und Endzeitpunkt und die jeweilige Streuung.

Methodik:

- Um die Koordinaten in einer einzigen Variablen zusammenzufassen, definieren sie den neuen Parameter LatLon als $\sqrt{(\text{latitude}^2 + \text{longitude}^2)}$. Alle Analysen finden auf diesem eindimensionalen Parameter statt.
- Splitten der Daten nach Sleeping-Period: Die Daten werden in verschiedene Einsätze unterteilt, indem Perioden der Inaktivität identifiziert und die Daten damit unterteilt werden.
- Sie messen die Ähnlichkeit aller Einsätze einer einzelnen Lokomotive mit dem Dynamic Time Warping Algorithmus. Dabei wird sowohl untersucht, ob die Lokomotive am gleichen Ort durchfährt, als auch, wie stark sich die Durchfahrzeiten unterscheiden.
- Nun werden die Einsätze geclustered, so dass ähnliche Einsätze zum gleichen Cluster gehören. Diese identifizierten Cluster sind nun die gefundenen Bewegungsmuster. Dabei kann eine Lokomotive auch mehrere verschiedene Bewegungsmuster haben.
- Schliesslich kann nun der typische Start-Zeitpunkt sowie der Energieverbrauch dieses Bewegungsmusters gemessen werden.

Resultate:

- Bereits eine explorative Analyse der Daten zeigt, dass sich die Bewegungsmuster zu wiederholen scheinen (hier sichtbar sind die Daten während ca. einer Woche):

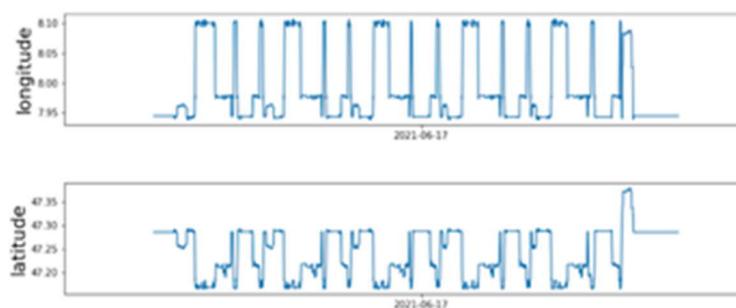


Abbildung 103: Exemplarisches Bewegungsmuster einer Woche

Der beschriebene Algorithmus erkennt diese Bewegungsmuster. Hier ist ein Beispiel eines gefundenen Musters:

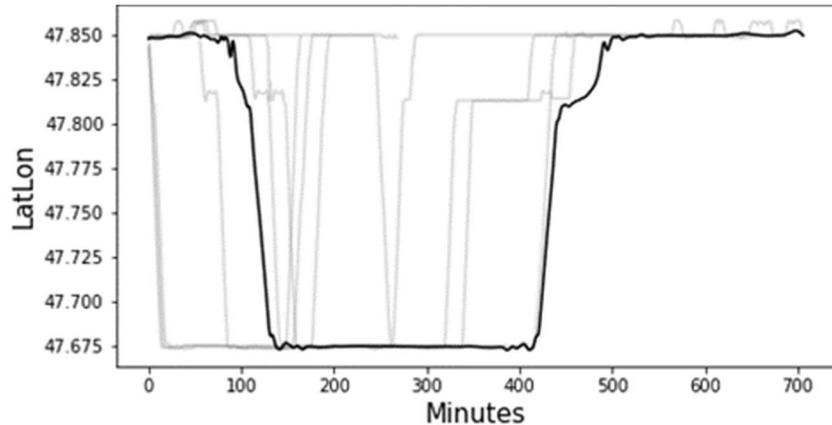


Abbildung 104: Ausschnitt eines typischen Bewegungsmusters verschiedener Fahrten (grau) und eines durchschnittlichen Einsatzes (schwarz)

In grau dargestellt sind die tatsächlichen Einsätze, welche zu diesem Pattern gehören, während in schwarz der «Durchschnittseinsatz» eingezeichnet ist. Dieses Bewegungsmuster scheint aus drei Stationen zu bestehen, wobei in A begonnen wird ($\text{LatLon}=47.85$), danach wird über B ($\text{LatLon}=47.825$) nach C gefahren ($\text{LatLon}=47.675$). Zurück geht es dann wieder über B nach A. Anhand der verschiedenen grauen Linien wird eine grosse Streuung innerhalb dieses Einsatzpatterns sichtbar.

Der typische Energieverbrauch (zusammen mit der statistischen Unsicherheit) dieses Patterns sieht so aus:

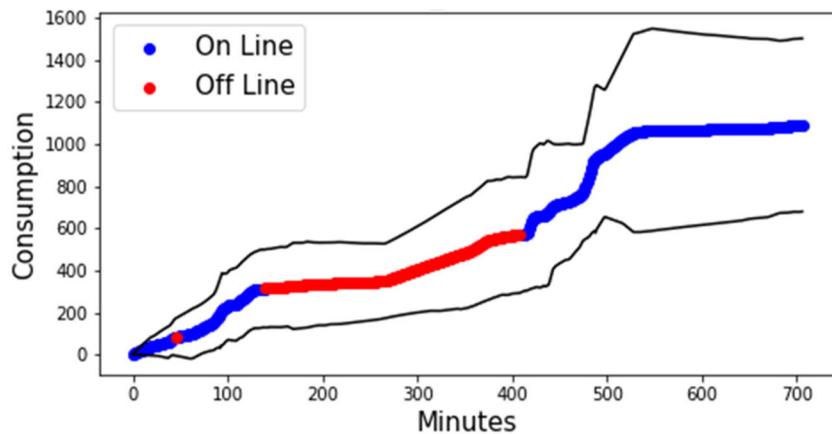


Abbildung 105: Typischer Energiebedarf des in vorheriger Abbildung dargestellten Einsatzpatterns

Schlussfolgerungen:

- Die Bewegungsdaten der Rangierlokomotiven sind von sich wiederholenden Patterns gekennzeichnet.
- Diese Bewegungsmuster können identifiziert und charakterisiert werden.

Diese Grundsatzanalyse von F-Sight bestätigt, dass das Vorhaben des datengetriebenen Energiemanagements erfolgsversprechend ist. Allerdings hat sie gewisse Nachteile:

- Zweidimensionale Realitäten werden eindimensional in LatLon analysiert, LatLon schwierig interpretierbar
- Keine Unterteilung in Rangiereinsatz und Verschiebung.
- Die erkannten Muster können nicht mit dem Einsatzplan abgeglichen werden.
- Start- und Endzeiten der Einsätze werden nicht sehr robust erkannt, was das ganze Clustering sowie die Bewegungsmuster-Statistiken verfälscht.

Diesen Nachteilen wird wie folgt in den ergänzenden Analysen im nachfolgenden Abschnitt 4.3.2 entgegengewirkt:

- Unterteilung der Daten in Rangiereinsätze, Verschiebung und Pause.
- Jedem Rangiereinsatz wird dessen Standort zugeordnet.

- Anstatt die etwas obskure Variable «LatLon» zu verwenden, werden nun einfach die Bewegungsmuster zwischen den Standorten untersucht.
- Dadurch können die Resultate direkt mit dem Umlaufplan verglichen werden.

4.3.2. PoC Analyse Einsatzprofile im Rangierteam Oensingen

Einleitung

Ziel dieser Analyse ist es, auf Grund des Umlaufplans einer Rangierlokomotive vom Typ Am 843 oder Eem 923 den Energiebedarf eines Rangiereinsatzes zu prognostizieren. Dazu wurde einerseits eine Methodologie entwickelt, mit welcher Bewegungsmuster aus GPS-Daten mit dem Umlaufplan verglichen werden können. Diese werden beispielhaft auf die Lokomotiven in Oensingen angewendet. Andererseits wird der Energieverbrauch eines Rangiereinsatzes in Abhängigkeit von dessen Dauer betrachtet und für beide Lokomotivtypen ein worst-case Modell bereitgestellt. Als Grundlage dieser Analyse werden die Standort- sowie Energiebedarfsdaten von Am 843 und Eem 923 Lokomotiven verwendet, welche minütlich während mehreren Wochen erhoben wurden.

Identifikation von Bewegungsmuster

In einem ersten Schritt wurden aus den GPS-Daten Bewegungsmuster ableiten. Um dieses Problem zu vereinfachen, wurden die Lokomotive zu jedem Zeitpunkt entweder einem Standort oder am Status «Verschiebung» zugeordnet. Diese Vereinfachung erlaubt es, die komplexen Bewegungsmuster besser zu interpretieren und schliesslich mit dem Umlaufplan zu vergleichen. Damit ist die Analyse komplementär zur Arbeit von FSight, welche die Bewegungsmuster direkt aus den GPS-Daten ableiten.

Als erstes werden Zeitfenster gesucht, in welchen sich die Lokomotive während 60 Minuten (bis auf kleine GPS-Ungenauigkeiten) gar nicht bewegt. Diese werden als «inaktiv» markiert. Während der restlichen Zeit wird zwischen Minuten unterschieden, in denen sich die Lokomotiven innerhalb eines Bahnhofs bewegten («stationär»), und Minuten, in denen die Lokomotive von einem Bahnhof zu einem anderen fuhr («Verschiebung»). Als Unterscheidungskriterium dient: Ist die Lokomotive zum Zeitpunkt $t+5\text{min}$ weniger als 500 m vom Standort zum Zeitpunkt t entfernt, wird angenommen, dass sie in einem standortgebundenen Rangiereinsatz ist. Zusätzlich dazu muss eine Verschiebung mindestens 3 Minuten dauern und eine stationäre Phase muss mindestens 5 Minuten betragen.

In einem zweiten Schritt werden ausschliesslich die stationären, aktiven Minuten betrachtet. Indem die Lokalisierungsdaten während den stationären Zeitpunkten geclustert werden, können die einzelnen Einsatzstandorte getrennt werden. Dies erfolgt mit dem Clustering Algorithmus DBSCAN mit einem Nachbarschaftsradius von 500 m. Diese Cluster können nun nach dem Standort benannt werden. Die Resultate des Clusterings für die Eem 923_13 Lokomotive sind in Abbildung 106 dargestellt.

Nachdem jedes Cluster nach seinem Standort benannt wurde, kann man die Bewegungsmuster der Lokomotive grafisch darstellen und mit dem Umlaufplan vergleichen. Als Beispiel werden Umlaufplan und tatsächliche Bewegungsdaten der Eem 923 Lokomotive für den Zeitraum Dienstag bis Freitag in Abbildung 107 verglichen. Da der Standort Olten RB und Olten Hammer zu nahe beieinander liegen, konnten sie nicht in unterschiedliche Cluster unterteilt werden und werden deshalb in den tatsächlichen Bewegungsmuster als derselbe Standort behandelt.

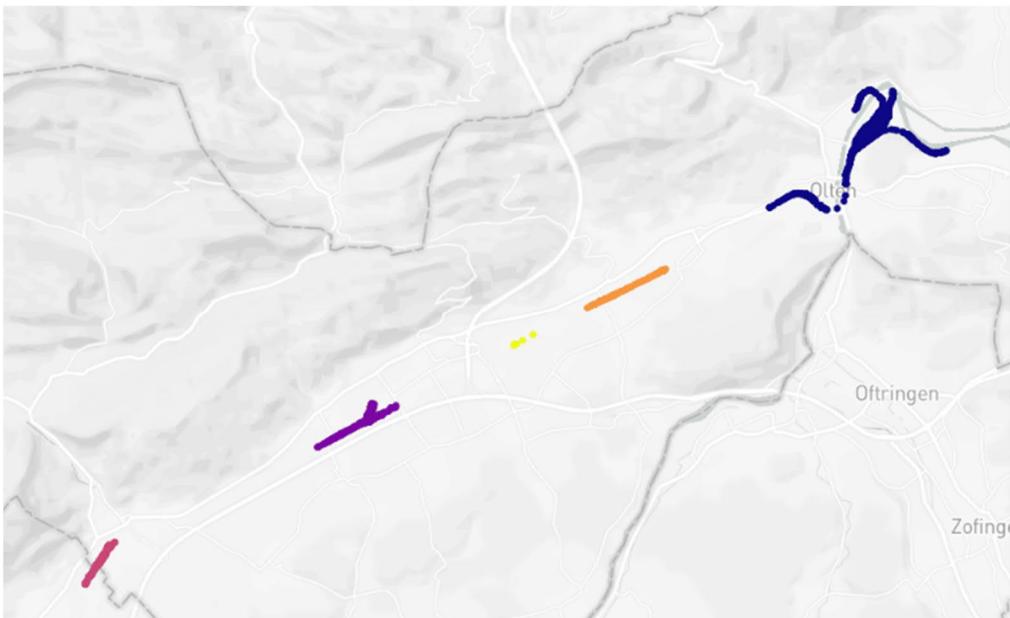


Abbildung 106: Resultate des Clustering für Eem 923_13 Lokomotive in Oensingen.

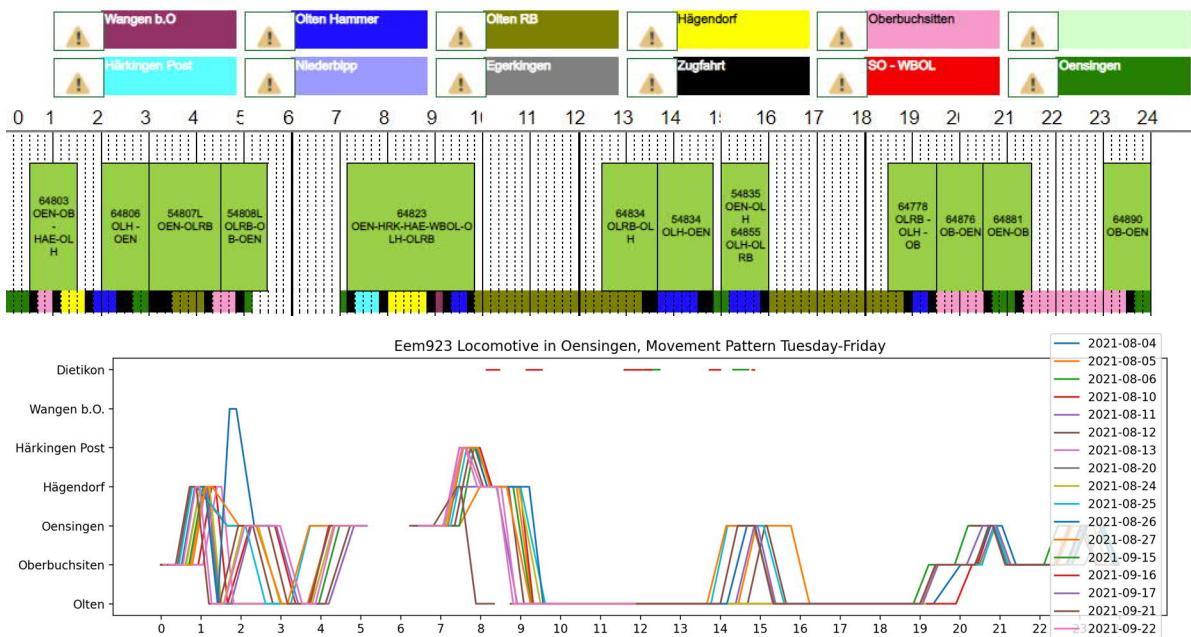


Abbildung 107: Umlaufplan (oben) sowie tatsächliche Bewegungsmuster der Oensinger Eem 923-Lokomotive für den Zeitraum Dienstag-Freitag.

In Abbildung 107 wird ersichtlich, dass aus den Daten ein ungefährer Umlaufplan abgeleitet werden kann. Gleichzeitig wird deutlich, dass der Umlaufplan nicht immer klar eingehalten wird. Einerseits werden nicht immer alle Stationen bedient, andererseits kann sich der Verschiebungszeitpunkt um bis zu einer Stunde verschieben. Der hier dargestellte Umlaufplan ist für das Jahr 2022 gültig, während die Daten aus 2021 stammen. Laut Angabe des verantwortlichen Rangierteams in Oensingen wurde der Umlaufplan über den Fahrplanwechsel aber nicht verändert und kann damit für die Analyse verwendet werden.

Bei den Am 843 Lokomotiven wurde genau gleich vorgegangen, auch hier konnte der Umlaufplan erfolgreich identifiziert werden. Auf Grund ihrer geografischen Nähe konnte allerdings nicht zwischen Rangiereinsätzen in Niederbipp und Oensingen unterschieden werden.

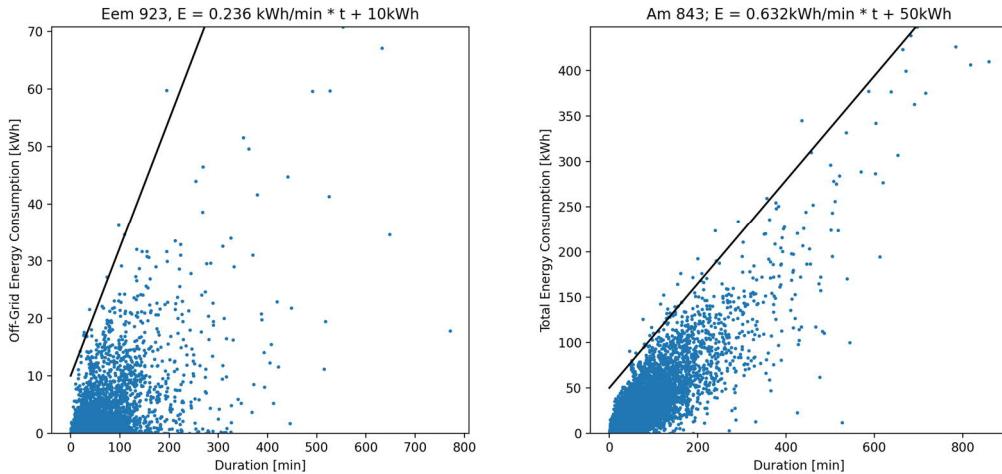


Abbildung 108: Links: Verbrauchte Off-Grid Energie während einem Rangiereinsatz im Vergleich zur Einsatzdauer bei Eem 923 Lokomotiven. Rechts: Insgesamt verbrauchte Energie während einem Rangiereinsatz einer Am 843 Lokomotive. In beiden Fällen wird mit der schwarzen Linie der «worst-case» Energiebedarf als lineare Funktion der Einsatzdauer modelliert. Diese Linie ist so gewählt, dass 99.9% der vergangenen Einsätze weniger Energie aufgewendet haben.

Energiebedarf für Rangiereinsatz

Da die gemessenen Daten mit dem Umlaufplan erfolgreich verknüpft werden konnten, kann darauf geschlossen werden, dass die Methoden zur Bestimmung der stationären Phasen gut funktionieren. Damit können nun Dauer und Energiebedarf aller Einsätze im Datensatz ermittelt und verglichen werden.

Beim Energiebedarf muss zwischen der Energie, welche Off-Grid – also ohne Oberleitung, in Zukunft aus der Batterie – bezogen wird, und On-Grid Energie, welche direkt aus der Oberleitung verwendet werden kann, unterschieden werden. Da dieses Projekt zum Ziel hat, den Batteriespeicher planen zu können, ist nur die Off-Grid Energieverbrauch von Interesse. Allerdings kann man diesen Unterschied nur bei Eem 923 Lokomotiven vornehmen, bei Am 843 Loks stehen die Daten nicht zur Verfügung.

Der Energieverbrauch in Abhängigkeit von der Einsatzdauer ist in Abbildung 108 dargestellt. Für die Eem 923 Lokomotiven wird direkt der Off-Grid Verbrauch angegeben, bei den Am 843 Loks die gesamte verbrauchte Energie.

Zudem wurde ein lineares Modell erstellt, welches in 99.9% aller vergangenen Einsätze den Energiebedarf ausreichend prognostiziert hätte. Somit wären nur 0.1% aller Einsätze nicht realisierbar gewesen. Dieses Modell ist in Abbildung 108 schwarz eingezeichnet. Da bei den Am 843 Loks der gesamte Energiebedarf modelliert wird, überschätzt das Modell den effektiven Off-Grid Bedarf. Sobald für diesen Lokomotivtyp der Off-Grid Verbrauch gemessen werden kann, kann das Modell wohl noch etwas nach unten korrigiert werden.

Energiebedarf nach Standort

Schliesslich ist von Interesse, wie stark sich der Energiebedarf pro Minute zwischen den unterschiedlichen Standorten unterscheidet. Hierfür werden wieder die Daten der Lokomotiven aus Oensingen betrachtet. Die Resultate dieser Auswertung sind in Abbildung 109 ersichtlich. Es kann festgestellt werden, dass sowohl die Streuung als auch der mediane minütige Energieverbrauch vom Standort abhängt. Dies deutet darauf hin, dass für ein optimales Ladesystem der Energiebedarf je nach Standort unterschiedlich modelliert werden sollte. Da hierfür allerdings noch nicht genügend Daten vorliegen, wird vorgeschlagen, als Erstapproximation einfach zwischen den Einsatzstandorten mit einer Oberleitung und Einsatzstandorten mit Off-Grid Situationen zu unterscheiden.

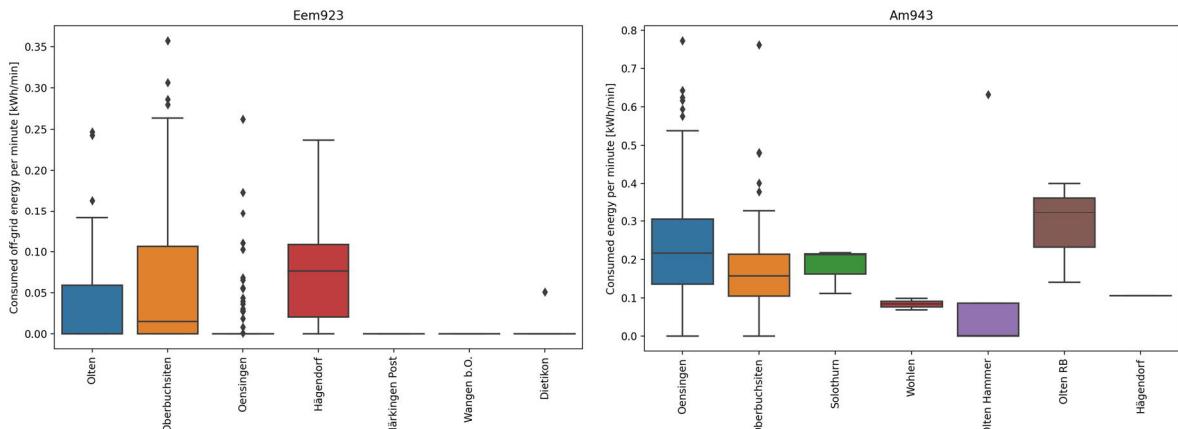


Abbildung 109: Verbrauchte Energie pro Minute nach Standort aufgeschlüsselt, für Lokomotiven in Oensingen. Bei der Eem 923 (links) wird der Off-Grid Verbrauch pro Minute angegeben, bei der Am 843 (rechts) die gesamte verbrauchte Energie.

Schlussfolgerungen zur Einsatzprofilanalyse Oensingen

Es konnte ein robustes System entwickelt werden, das GPS-Bewegungsmuster in Dienstfahrpläne übersetzt. Einziger nennenswerter Fehler ist bislang die Tatsache, dass Standorte, die zu nahe beieinander sind, nicht getrennt werden. Ausserdem wird ein Modell zur Schätzung des Energiebedarfs in Abhängigkeit der Einsatzdauer im worst-case sowohl für Eem 923 wie auch für Am 843 Lokomotiven bereitgestellt. Sobald mehr Daten vorhanden sind, können diese Schätzungen auf den Einsatzstandort zugeschnitten werden. Mit der heutigen Datenlage macht diese Unterscheidung allerdings noch nicht Sinn.

4.3.3. Erkenntnisse zur Machbarkeit einer automatischen Einsatzprofilerkennung

Aus den in Abschnitt 4.3.1 und 4.3.2 beschriebenen Analysen können folgende Erkenntnisse in Bezug auf eine automatische Einsatzprofilerkennung für das Lademanagement basierend auf historischen Daten gezogen werden:

- Die Analysen waren mit der vorhandener Datenqualität herausfordernd. So ist die Methodik zur Zuordnung der Fahrten auf Strecken mit oder ohne Fahrleitung bei der Am 843-Diesellok aufgrund der eingeschränkten Genauigkeit der GPS-Daten fehlerbehaftet. Ein selbstlernendes System mit realen Einsatzdaten einer Batterielok wird diese Probleme nicht haben. Die Daten unterscheiden dann klar zwischen Oberleitungsbetrieb und Batteriebetrieb.
- Die Einsätze im Batteriebetrieb werden typischerweise keine Streckenfahrten sein (Streckenfahrten finden unter Oberleitung oder geschleppt statt). Die Einsätze im Batteriebetrieb auf Baustellen und beim Rangieren sind durch viele Standzeiten geprägt, in denen ein Dieselmotor im Leerlauf mehr Energie verbraucht als ein Elektromotor. Der aus dem Dieselverbrauch berechnete Energieverbrauch ab Batterie ist tendenziell überschätzt. Auch hier wird ein zukünftiges System mit Daten einer Batterielok den tatsächlichen Verbrauch genauer widerspiegeln.
- Einsätze im Bahnumfeld sind überwiegend geplant, ungeplante Einsätze die Ausnahme. Dies erleichtert eine automatische Einsatzprofilerkennung basierend auf historischen Daten.

Im Cargo-Einsatz kann festgestellt werden:

- o Tagesspezifische Umläufe in den Rangierteams sind über ein ganzes Jahr meist unverändert. In der betrieblichen Realität ergeben sich dann täglich auch stärkere Streuungen der tatsächlichen Zeiten und Energieverbräuche abhängig vom jeweiligen Rangieraufkommen.
- o Die Fahrzeuge sind den Rangierteams zugeordnet. Sie können aber auch einmal wechseln, beispielsweise wenn sie in eine Werkstatt müssen. Die Einsatzprofilerkennung muss also Fahrzeugnummer, -typ und Einsatzort berücksichtigen.
- o Eine automatische Einsatzprofilerkennung scheint unter Berücksichtigung dieser Erkenntnisse machbar zu sein.

Im Infrastruktur-Einsatz konnte aus Interviews in Erfahrung gebracht werden:

- Die Planung des Fahrzeugeinsatzes hängt stark mit Baustellenplanung zusammen, die mit zunehmender Genauigkeit einen Vorlauf von Jahren, Monaten und dann Tagen hat. Ergänzend zu den geplanten Einsätzen gibt es kurzfristige Interventionen, z.B. für Reparaturarbeiten bei Unfällen oder Natureinwirkungen.
- Die meisten Fahrzeuge werden schweizweit von der Lokdisposition Fahrzeuge (LDF) geplant.
- Da die Fahrzeuge mehr oder weniger «spezialisiert» sind (z.B. mit Fahrleitungskran für Fahrleitungsbau und -unterhalt) sind sie meist in typischen Arbeitsschichten unterwegs: überwiegend nachts für vergleichbare Arbeiten zu ähnlichen Zeiten, wenn auch an unterschiedlichen Orten.
- Eine automatische Erkennung des zukünftigen Einsatzes rein aufgrund historischer Daten sollte für geplante Arbeiten zu einem gewissen Grad möglich sein. Zu prüfen ist eine ergänzende Kontrolle durch die Fahrzeugdisponenten oder Verknüpfung mit Dispositionssystemen.

Für kurzfristige, ungeplante Einsätze wird zwingend eine manuelle Eingabe des Einsatzes nötig sein, oder eine Verknüpfung mit einem Dispositionssystem, das auch solche Einsätze abbildet. Zur Fahrzeugdisposition wird bei SBB Infrastruktur das Tool Baustellenassistent (BSA) eingesetzt. Über die Angabe des nächsten Einsatzbeginns und der geplanten Arbeiten (z.B. Fahrbahn- oder Fahrleitungsunterhalt) können dann wieder typische Energieverbräuche über historische Einsatzmuster für eine Einsatzprofilprognose verwendet und ein alterungsoptimiertes Ladeprofil berechnet werden.

4.4. Auswertung PoC

Zusammenfassend können die zu Beginn des PoC gestellten Fragen wie folgt beantwortet werden:

Frage	Erkenntnis aus PoC
Können die zentralen Algorithmen für die Batteriesteuerung mit den verfügbaren Informationen so ausgestaltet werden,	<p>Die Anwendungsfälle in der Simulationsumgebung zeigen, dass der BIENE-Batteriemanager in allen Fällen eine ausreichende Ladung für das jeweilige Einsatzprofil anfordern konnte. Die Ladeleistung wird entsprechend angepasst. Die Auslegung auf hohe Leistungen im Bahnstromsystem ermöglicht bei Bedarf eine Schnellladung in sehr kurzer Zeit (Minuten, nicht Stunden).</p> <p>Wenn die auf dem Fahrzeug vorhandene Batterie-Kapazität auch bei Vollladung nicht für die vorgesehenen Einsätze reichen sollte, gibt der Batteriemanager eine entsprechende Warnung aus. Betrieblich müssen dann Zwischenladungen vorgesehen oder Fahrzeuge mit höherer Batteriekapazität eingesetzt werden.</p>
○ dass die Fahrzeugnutzer immer ausreichend geladene Batterien für den nächsten Einsatz gewährleistet haben,	Der Batteriemanager ist in der Lage, die Ladeleistung so anzupassen, dass der benötigte Ladezustand möglichst batterieschonend erreicht wird. Ebenso kann der maximale Batterieladestand SoC je nach Einsatzprofil gezielt abgesenkt werden, um die kalendarische Alterung zu reduzieren.
○ dass die Batterien schonend geladen werden,	Die Simulationsbeispiele zeigen, dass die energiewirtschaftlichen Anwendungsfälle ohne Auswirkung auf die Einsatzfähigkeit der Fahrzeuge umsetzbar sind.

<p>Wie kann der zu erwartende nächste Einsatz der Fahrzeuge und die dafür benötigte Batteriemindestladung bestimmt werden?</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Können künftige Einsatzprofile aus historischen Einsatzdaten automatisch abgeleitet werden? 	<p>Die Analysen zeigen für geplante, regelmässige Einsätze wie bei Cargo-Rangierumläufen, dass die Einsatzzeiten und zu erwartenden Energieverbräuche mit entsprechenden betrieblichen Schwankungen ausreichend aus historischen Daten abgeleitet werden können.</p>
<ul style="list-style-type: none"> ○ Sind Planungstools im Einsatz, die dafür verwendet werden? 	<p>Besonders für wechselnde Fahrzeugeinsätze wie beispielsweise für Infrastruktur-Baufahrzeuge wäre eine Schnittstelle zu Planungstools hilfreich, um die zu erwartenden Einsatzzeiten genauer berücksichtigen zu können. Mit typischen Einsätzen verbundene Energieverbräuche lassen sich dann wiederum aus historischen Daten ableiten.</p> <p>Als Planungstool bei SBB Infrastruktur wird aktuell das Tool Baustellen-Assistent (BSA) eingesetzt.</p>
<ul style="list-style-type: none"> ○ Wird zusätzlich eine manuelle Nutzereingabe für einen ungeplanten bzw. untypischen Einsatz via einer App benötigt? Wie soll diese ausgestaltet werden? 	<p>Für kurzfristige, ungeplante Einsätze ist die manuelle Nutzereingabe unverzichtbar. Die Eingabe sollte möglichst unkompliziert sein, ggf. auch mit einer Schnittstelle zu Planungstools, in denen auch kurzfristige Fahrzeugeinsätze disponiert werden. Ansonsten über direkte Eingabe in einer Web-Anwendung oder App. Das Simulationstool zeigt eine mögliches User Interface. Über Eingabe von Zeitbalken mit/ohne Batteriebetrieb und Zuordnung zu Einsatzarten ist eine unkomplizierte Eingabe des Einsatzprofils möglich, mit der dann die benötigte Ladung ausgelöst werden kann.</p>

5. Fazit und nächste Schritte

Der Beschluss zur Elektrifizierung bedeutet nicht nur einen einfachen 1:1 Ersatz von Dieselmotoren mit Batterien, sondern einen massgeblichen **Technologieträgerwechsel** mit Einfluss auf den Betrieb und die Ladeinfrastruktur inkl. Energieversorgung. Das in der BIENE-Studie konzipierte **zentrale Lademanagement** zukünftiger Batteriefahrzeuge ist ein wesentliches Hilfsmittel, die Herausforderungen dieses Technologieträgerwechsels erfolgreich meistern zu können.

Die **Fahrzeugnutzer** benötigen **Unterstützung** für den Einsatz der Batteriefahrzeuge. Die verfügbare Antriebsenergie an Bord ist wesentlich geringer als bei Dieselloks, dafür kann via Fahrleitung bereits während der Fahrt und in der Abstellung geladen werden. Die Nutzer müssen die Machbarkeit von Fahrzeug-Einsatzplänen überprüfen können und die Ladegeschwindigkeit bei Bedarf anpassen können, beispielsweise durch die Anforderung einer Schnellladung für einen kurzfristigen, ungeplanten Interventionseinsatz.

Die Ladestrategie hat massgeblichen Einfluss auf die **Batteriealterung** und damit auf die LCC-Kosten der Fahrzeuge. Ein zentrales Lademanagement ermöglicht eine batterieschonende Ladung unter Berücksichtigung der Einsatzanforderungen mit einem Kostensparpotenzial von über 1 Mio. CHF pro Jahr. Eine zentrale Erfassung von Zustands- und Betriebsdaten ermöglicht ein **kostenoptimiertes Asset-Management** der neuen Technologie.

Die Analyse der zu erwartenden Zusatzzlast für das Bahnstromnetz zeigt einen nur moderaten Anstieg von bis zu 8 MW bei einer ungesteuerten Ladung. Verglichen mit der bestehenden Last im Bahnstromnetz, die mit hoher Dynamik in einem Bereich von bis zu 760 MW liegt, wird diese netzweite **Zusatzzlast** als **unkritisch** eingeschätzt. An spezifischen Abstellanlagen vor allem von Infrastrukturfahrzeugen, an denen gleichzeitig eine Vielzahl von Fahrzeugen geladen werden müssen, kann es zu Überlasten kommen. Mit einem zentralen Lademanagement können Überlasten verhindert und teure infrastrukturelle Leistungsreserven reduziert werden.

In den Batterien der mit dem Bahnstromnetz verbundenen Fahrzeuge ist eine **flexible Kapazität von 60 – 80 MWh** verfügbar. Diese entspricht der Kapazität eines mittleren Kraftwerks in einer Stunde. Über ein zentrales Lademanagement kann diese Kapazität von SBB Energie im Sinne aller Bahnstromkunden bewirtschaftet werden. Ein besonders hohes Nutzenpotenzial ist dann gegeben, wenn die Kapazität selten und kurz benötigt wird. Dies ist besonders in sehr seltenen Überlastsituationen und zur Abdeckung extremer Lastspitzen der Fall. Der finanzielle Nutzen durch Reduktion der Regelleistungsreserven wird mit über 1 Mio. CHF pro Jahr abgeschätzt, der Nettoarbarwert (NPV) durch vermiedene Investitionen bei reduzierten Lastspitzen im Bahnstromnetz mit über 20 Mio. CHF.

Das in der BIENE-Studie konzipierte, zentrale Lademanagement baut auf der bestehenden **Lastmanagement-Laststeuerung (LMLS)** der SBB auf. Bestehende Funktionalitäten beispielsweise zum Abdecken von Lastspitzen können mit der zusätzlichen Anbindung von Fahrzeugbatterien an die LMLS-Plattform als erweitertem Lastpool genutzt werden. Als Kommunikationsweg zu den Fahrzeugen werden Schnittstellen über die ebenfalls bestehende Fahrzeugplattform APFZ definiert.

Kernelement eines zentralen Batteriemanagers ist eine **Prognose** der jeweiligen **Fahrzeug-Einsatzprofile**. Bei regelmässigen, vergleichbaren Einsätzen beispielsweise in geplanten Rangierumläufen können Einsatzzeiten und zu erwartende Energieverbräuche auf Basis historischer Daten prognostiziert werden. Für wechselnde Planungen ist voraussichtlich eine Schnittstelle zu Planungstools und die Möglichkeit zur manuellen Eingabe kurzfristiger Einsätze nötig. Der zentrale Batteriemanager kann dann auf Basis dieser Prognose ein **optimiertes Lade-/Leistungsprofil** für jedes Fahrzeug erstellen, das eine für den nächsten Einsatz ausreichende Ladung mit einer batterieschonenden und energiewirtschaftlich optimierten Ladestrategie erstellt.

Das Konzept konnte als erster **Proof of Concept** in einer einfachen Simulationsumgebung getestet werden. Der Nutzen wurde von zukünftigen Anwendern beispielsweise zur Berücksichtigung der Batteriekapazität in der Fahrzeugdisposition bestätigt. Empfohlen wird, die Nutzer und ihre Bedürfnisse weiter in einem iterativen Vorgehen von Entwicklungsschritten und Nutzertest einzubeziehen.

Neben der technischen Entwicklung sind wichtige Rahmenbedingungen von Anfang an zu berücksichtigen. Zu prüfen ist, ob eine standardisierte Schnittstelle für die Kommunikation zum Fahrzeug in den Netzzugangsbedingungen festgelegt werden kann. Vorgeschlagen wird zudem, dass eine **zentrale Lademanagementplattform «as a service» von SBB Energie** in der Funktion als Systemführer Bahnstrom entwickelt und allen Bahnstromkunden zur Verfügung gestellt wird. Mit einer einheitlichen Lösung können Synergien genutzt und eine Gesamtsystemoptimierung realisiert werden. Aufgrund der hohen ausgewiesenen Nutzenpotenziale und der Möglichkeit, auf bereits entwickelte Elemente der

Lastmanagement-Laststeuerung (LMLS) der SBB aufbauen zu können, wird eine kurze Amortisationszeit der nötigen Investition in die konzipierte Lösung erwartet.

Für die **nächsten Schritte** ist geplant, eine agile Entwicklung einer zentralen Lademanagementplattform in der digitalen Zone der SBB anzuschieben. Ziel ist es, in den nächsten zwei Jahren eine erste Version mit einer End-to-End Kommunikation von der Laststeuerung über die zentrale Fahrzeugplattform APFZ auf ein erstes Pilotfahrzeug oder eine Laborschmittstelle zu realisieren. In diesem Zusammenhang sollen zudem die Anforderungen an zukünftige Batteriefahrzeuge definiert werden, bevor die ersten Flotten umgerüstet oder neu beschafft werden. Ebenso müssen relevante Aspekte zur Ladeinfrastruktur geklärt werden, beispielsweise die Versorgung von Fahrzeugen ohne Pantographen oder von Baustellen. Vorgesehen ist eine enge Zusammenarbeit mit weiteren zukünftigen Batteriefahrzeugbetreibern wie der BLS. Geprüft werden soll auch, ob sich das Vorhaben mit weiteren Partnern als Pilotprojekt mit Förderung des Bundesamtes für Energie eignet. Die Ergebnisse der BIENE-Studie und das weitere Vorgehen werden in relevanten Arbeitsgruppen des Verband öffentlichen Verkehr (VöV) vorgestellt und abgestimmt. Geplant sind zudem weitere Kommunikationsmaßnahmen beispielsweise über Fachzeitschriften.

Die Massnahmen sollen die Umsetzung der Ambition «klimaneutrale SBB» massgeblich unterstützen. Mit der Elektrifizierung der Diesel-Schienenfahrzeugflotte sollen über **11 Mio. Liter Diesel pro Jahr** eingespart und der damit verbundene Ausstoss von rund **30'000 t CO₂ reduziert** werden.

6. Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

ADL	Adaptive Lenkung (System der SBB zur adaptiven Lenkung von Zügen)
APFZ	Applikationsplattform in Fahrzeugen (Kommunikationsplattform von Zentrale zu Fahrzeugen von SBB Personenverkehr)
BAV	Bundesamt für Verkehr
BFH / BFH-TI	Berner Fachhochschule / Technik und Informatik
BMS	Batterie-Management-System
BSA	Baustellenassistent – Software bei SBB Infrastruktur zur Planung und Disposition von Baustellen
C-Rate	Batterieleistung bezogen auf die Nennkapazität
DoD	Depth of Discharge (Deutsch: Entladetiefe) in Prozent
EFC	Equivalent Full Cycles (Deutsch: Vollzyklenäquivalente)
EFH	Einfamilienhaus
EMS	Energiemanagementsystem (Englisch: Energy Management System)
EMS-FSL	Energiemanagementsystem-Fahrstromleitsystem von SBB Energie
E-Mobilität	Elektromobilität
FZPF	Fahrzeugplattform von SBB Personenverkehr
FU	Frequenzumformer
HAK	Hausanschlusskasten
HS	Hochspannung
HVZ	Hauptverkehrszeit
LDF	Zentrale Lokdisposition der Fahrzeuge von SBB Infrastruktur
LEA	Elektronischer Lokführerassistent (Tablet des Lokführers)
LCC	Life-Cycle-Costs (Deutsch: Lebenszykluskosten)
LFP	Batteriezellentechnologie: Lithium-Eisenphosphat
LMIS	Lastmanagement-Laststeuerung (Eigenentwicklung der SBB zur gezielten Beeinflussung von Lasten im Bahnstromnetz)
LSS-CH	Leit- und Störmeldesystem von SBB Infrastruktur
LTO	Batteriezellentechnologie: Lithiumtitanat
MFH	Mehrfamilienhaus
MS	Mittelspannung
NMC	Batteriezellentechnologie: Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid
NPV	Net Present Value (Deutsch: Netto Barwert)
NS	Niederspannung
PDU	Power Distribution Unit
PowerFactory	Netzsimulations-Tool der Firma DIgSILENT
PoC	Proof of Concept
SEI	Solid Electrolyte Interface – Passivierungsschicht an der Anodenoberfläche von Lithium-Ionen-Batteriezellen
SoC	State of Charge (Deutsch: Ladezustand) in Prozent
SoR	State of Resistor – Zunahme des Innenwiderstands in Prozent
Summenlastprofil	Lastprofil über eine Gruppe von (Bahn-) Stromnachfragern

TS	Trafostation
UW	Unterwerk
Virtuelles Kraftwerk	IT-Lösungen, welche erlauben, die Nachfrageseite des Stromkonsum, bspw. Heizungen, Batterien, Traktionsmotoren, so zu beeinflussen, dass auch vorteilhafte stromnetzdienliche, allenfalls energiemarktdienliche Effekte resultieren, ohne dass die Stromkonsumenten untragbare, lokale Nachteile erleiden.
VK	Verteilkabine
WR	Wechselrichter

Literaturverzeichnis

- [1] C. Schlasza, P. Ostertag, D. Chrenko, R. Kriesten und D. Bouquain, «Review on the aging mechanisms in Li-ion batteries for electric vehicles based on the FMEA method,» IEEE, Karlsruhe, 2014.
- [2] M. Petzl, «Zerstörungsfreie Charakterisierung von Lithium-Plating in Lithium-Ionen-Batterien,» Universität Ulm, Göppingen, 2015.
- [3] P. Keil, «Aging of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicles,» TU München, München, 2017.
- [4] J. Guo, J. Yang, Z. Lin, C. Serrano und A. M. Cortes, «Impact Analysis of V2G Services on EV Battery Degradation,» IEEE, Birmingham, UK, 2019.
- [5] K.-P. Kairies und D. U. Sauer, *Alterungsmechanismen von Lithium-Ionen Batterien*, Aachen, 2019.
- [6] M. Dietze, «Entwicklung optimierter Betriebs- und Ladestrategien für Fahrzeuge mit Vehicle-2-Grid-Funktionalität,» Karlsruhe, 2015.
- [7] V. Karimov, «onecharge.com,» 22 Feb 2017. [Online]. Available: <https://www.onecharge.biz/blog/types-of-lithium-ion/>. [Zugriff am 21 12 2021].
- [8] U. Kramer, Interviewee, *Informationen zu Speicherkosten*. [Interview]. 03 11 2021.
- [9] T. Herrmann, «Lebenzyklusanalysen Kursunterlagen zum Mastermodul: Life Cycle Management,» ZHAW, Zürich, 2020.
- [10] «www.dasWirtschaftslexikon.com,» 2016. [Online]. Available: <http://www.daswirtschaftslexikon.com/e/kalkulationszinssatz/kalkulationszinssatz.htm>. [Zugriff am 24 09 2021].
- [11] F. M. D. A. D.Schär, «Elektrofahrzeuge als schaltbare Nutzlast,» *Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse*, 2012.
- [12] A. Fuchs, «Cost-effective, Smart Charging Infrastructure for Electric Cars,» *Proc. of International Advanced Mobility Forum – IAMF*, 7,8 March 2012.
- [13] M. Wentker, M. Greenwood und J. Leker, «A Bottom-Up Approach to Lithium-Ion Battery Cost Modeling with a Focus on Cathode Active Materials,» MDPI, Münster DE, 2019.

7. Anhang

7.1. Konzept LMLS Architektur Datenübertragung Schienenfahrzeuge BIENE (pdf-Datei)

Im Rahmen des Projekts wurde ein Auftrag an den externen Partner Cideon vergeben, der die detaillierte Untersuchung des Kommunikations- und Schnittstellenkonzepts zwischen Fahrzeug und übergeordneter Steuerungsplattform zum Ziel hatte. Das Konzept liegt als eigenständiges Dokument vor (Konzept LMLS Architektur Datenübertragung Schienenfahrzeuge BIENE, Roman Tschannen, 2021).

7.2. Technische Infos zum Demonstrator «Batteriemanager» und vordefinierte Szenarien

Das interaktive BIENE-Batteriemanager-Simulationstool wurde als JavaScript-Anwendung programmiert und kann über einen lokalen Link auf marktüblichen Browsern gestartet werden.

Das Simulationstool ermöglicht die Eingabe frei wählbarer Einsatzprofile. Alternativ kann aus vordefinierten Einsatzprofilszenarios ausgewählt werden. Auf dieser Basis wird die Ladeenergie inkrementiert und die Entladeenergie der Batterie je nach Einsatzart dekrementiert. Es resultieren die Kurven für Ladezustand SOC (%) und für den Leistungsverlauf (kW).

Alle Berechnungsparameter sind transparent dargestellt und können angepasst werden.

Dieser Anhang beschreibt die Bedienung des Tools und die angenommenen Berechnungsparameter. Abschliessend werden die Ergebnisse der vordefinierten Einsatzprofil-Szenarien dargestellt.

7.2.1. Definition der Simulationsdaten und Parameter

Simulationsdaten

The screenshot shows the 'BIENE interaktiv' simulation interface. At the top right are buttons for 'SBB CFF FFS' (with a red train icon), 'Daten speichern' (store data), and 'Daten laden' (load data). Below this is a section titled 'Simulationsdaten' with two input fields: 'Lokomotive' containing 'Eea 923 / Ta234' and 'Szenario' which is empty. Further down are four input fields: 'Ladeverhalten' (Standard (keine Optimierung)), 'Mithilfe bei Glättung Bahnstromlast' (keine Mithilfe), 'SOC zu Simulationsbeginn [%]' (80), and 'Simulationspräzision [s]' (60). The entire interface has a light gray background with white input fields and black text.

Abbildung 110: Screenshot Eingabemaske Simulationsdaten

In den obersten Eingabefeldern kann die Batterie-*Lokomotive* ausgewählt werden:

- Eine *Eea 923* bzw. *Ta 234* als elektrifizierte Varianten der bestehenden *Eem 923* von SBB Cargo und *Tm 234* von SBB Infrastruktur¹⁷.
- Eine *Aa 843* als elektrifizierte Variante der schweren Diesellok *Am 843*, die bei SBB Cargo und SBB Infrastruktur im Einsatz ist.

Folgende vordefinierte *Szenarien* können ausgewählt werden:

- *Rangieren Oensingen (Tour Olten)*
- *Rangieren Oensingen (Tour Oensingen, Niederbipp, Oberbuchsiten)*
- *Rangieren Solothurn (Tour Arch – Oberbuchsiten)*
- *Infra-Fahrbahnunterhalt*
- *Infra-Fahrbahn-Unterhalt Intervention*

Beim *Ladeverhalten* kann ausgewählt werden zwischen:

¹⁷ Ein *m* steht in den Fahrzeugbezeichnungen für thermischen Antrieb, das *e* für elektrischen Antrieb via Oberleitung, ein *a* würde dann für zukünftige Fahrzeuge mit Batterieantrieb (Akkumulator) verwendet werden. Die Fahrzeugbezeichnungen mit *a* sind hier als «Arbeitstitel» verwendet und nicht offiziell.

- *Standard (keine Optimierung)*: es findet keine Optimierung statt, die Ladung erfolgt mit 1.5 C, d.h. dem 1.5-fachen der Batterie-Nennkapazität.
- *Batterieschonung*: Die maximale Ladung der Batterie wird auf 80% limitiert. Die maximale Ladeleistung wird auf 1/5 der Standardladung limitiert. Dies entspricht 0.33 C.
- *Schnellladen*: Die maximale Ladeleistung wird verdoppelt gegenüber der Standardladung. Ladung mit 3 C.

Unter *Mithilfe bei Glättung Bahnstromlast* kann zwischen den Optionen ausgewählt werden:

- *Keine Mithilfe*
- *Glätten*: Die Ladeleistung wird jeweils auf die Hälfte limitiert. Dies entspricht dem zu erwartenden Durchschnittswert bei zeitweiser Unterbrechung der Ladung aufgrund der aktuellen Netzauslastung (Laden nur in Lasttälern des Bahnstrom-Lastprofils. Durch den Taktfahrplan wechseln sich grosse Lasttäler und Zeiten mit hohem Leistungsbedarf im 30-Minuten-Rhythmus ab)

Unter *SoC zu Simulationsbeginn [%]*:

Eingabe des Batterieladestandes bei Simulationsbeginn.

Unter *Simulationspräzision [s]*:

Eingabe der Schrittweite für die Berechnung der berechneten SoC- und Batterieleistungskurven. Je kleiner der Wert ist, desto langsamer ist die Berechnung.

HINWEIS: wenn zu gross, können kurze Leistungsspitzen unsichtbar werden.

Rechts oben befinden sich noch die Optionen *Daten speichern* und *Daten laden*. Mit *Daten speichern* können alle Werte (ausser geänderte Fahrzeug-Parameter) im Browser-Cache abgespeichert werden. Dieser Stand kann dann mit *Daten laden* wiederhergestellt werden.

Optimierung

The screenshot shows a user interface for optimization settings. At the top left, the word "Optimierung" is written in bold. Below it is a text input field labeled "Batterie-Reserve [%]" with a small information icon. To the right of the input field is a horizontal slider with a value of "20" indicated. To the right of the slider is a rectangular button with the word "Optimierung" centered inside it.

Abbildung 111: Screenshot Eingabemaske Optimierung

Unter *Batterie-Reserve [%]*:

Eingabe der gewünschten Batterie-Reserve, die nicht unterschritten werden darf.

Schaltfläche Optimierung:

Durch Klick auf Optimierung wird der Ladestrom optimiert. Dabei wird sichergestellt, dass der minimale SoC die Batterie-Reserve nicht unterschreitet, dabei aber eine maximale Batterieschonung erfolgt (minimale Ladeleistung). Als minimale Ladeleistung wird 0.2 C verwendet, weil der Wirkungsgrad der Komponenten bei extrem niedrigen Ladeleistungen schlechter wird.
HINWEIS: der gesetzte SoC zu Simulationsbeginn wird als Ausgangspunkt verwendet und kann überschrieben werden.

Erweiterte Parametrierung

Lokomotive Eea 923 / Ta234	Erweiterte Parametrierung		Lokomotive Aa 843	Erweiterte Parametrierung			
Batteriekapazität [kWh]	300	Maximaler Batterieladestand bei Batterieschonung [%]	500	Maximaler Batterieladestand bei Batterieschonung [%]	80		
Betriebsart		Batterieleistung [kW]		Betriebsart		Batterieleistung [kW]	
Abstellung - mit Ladung	450	Abstellung - ohne Ladung	0	Abstellung - mit Ladung	750	Abstellung - ohne Ladung	0
Betrieb mit Oberleitung	450	Batteriebetrieb - Rangieren	-6	Betrieb mit Oberleitung	750	Batteriebetrieb - Fahrt (vmax 40 km/h)	-12
Batteriebetrieb - Rangieren	-6	Batteriebetrieb - Fahrt (vmax 40 km/h)	-80	Batteriebetrieb - Fahrt (vmax 40 km/h)	-120	Batteriebetrieb - Fahrbahnunterhalt	-42
Batteriebetrieb - Fahrbahnunterhalt	-22	Batteriebetrieb - Fahrbahnunterhalt	-11	Batteriebetrieb - Fahrbahnunterhalt	-20	Batteriebetrieb - Fahrliegsunterhalt	-15
Batteriebetrieb - Fahrliegsunterhalt	-8	Batteriebetrieb - Fahrliegsunterhalt	-5	Batteriebetrieb - Fahrliegsunterhalt	-10	Batteriebetrieb - Streckenbesichtigung	-10
Batteriebetrieb - Kabelleitungsunterhalt	-8	Batteriebetrieb - Kabelleitungsunterhalt	-5	Batteriebetrieb - Kabelleitungsunterhalt	-10	Batteriebetrieb - Streckenbesichtigung	-10
Batteriebetrieb - Streckenbesichtigung	-5						

Abbildung 112: Erweiterte Parametrierung für die Eea 923 /Ta 234 (links) sowie Aa 843 (rechts)

Die Felder mit den erweiterten Parametrierungen können ein- und ausgeblendet werden. Abbildung 112 zeigt die voreingestellten Parameter für die Eea 923 bzw. Ta 234 auf der linken, für die Ae 843 auf der rechten Seite.

Ein sehr relevanter Parameter ist die Batteriekapazität in kWh. Daneben kann festgelegt werden, bis zu welchem maximalen Batterieladestand bei einem batterieschonenden Ladeverhalten geladen werden soll. Mit einem abgesenkten SoC kann die kalendarische Alterung reduziert werden.

In der Tabelle mit der Batterieleistung in kW abhängig von der Betriebsart bedeuten positive Werte, dass die Batterie geladen wird, negative Werte, dass die Batterie entladen wird.

Die Werte für die Ladung in Abstellung und bei Betrieb unter Oberleitung entsprechen der Standard-Ladeleistung mit 1.5 C.

Der durchschnittliche Leistungsbedarf je Betriebsart wurde aus folgenden Quellen abgeschätzt:

- für den *Batteriebetrieb - Rangieren* aus den in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Analysen für den Rangierbetrieb in Oensingen
- für den *Batteriebetrieb – Fahrt (vmax 40 km/h)* aus Analysen von Energieverbrauchsmessungen zur Bahnstromverrechnung auf der Eem 923, durchgeführt vom Systemdesign von SBB Energie.
- für die verschiedenen Infrastruktur-Betriebsarten aus Tabelle 4 in Abschnitt 1.1.5.

Am Ende der Parametrierungen können zudem Werte für einen kurzzeitigen Leistungsbezug aus der Batterie definiert werden, beispielsweise für das Abdecken einer Lastspitze im Bahnstromnetz.

Zeitpunkt des kurzzeitigen Leistungsbezugs aus der Batterie	Dauer des kurzzeitigen Leistungsbezugs aus der Batterie [s]	Leistung während des kurzzeitigen Leistungsbezugs aus der Batterie [kW]
01.03.2022 12:00	0	0

Abbildung 113: Parameter zur Simulation eines kurzzeitigen Leistungsbezugs aus der Batterie

Im ersten Feld ist der Zeitpunkt für den Leistungsbezug zu definieren, im mittleren die Dauer in Sekunden, während im letzten Feld die Leistung während des Leistungsbezugs in kW eingegeben werden kann.

7.2.2. Definition des Einsatzprofils und Darstellung von SoC- und Leistungsprofil

Für jede Simulation muss zunächst ein Tages-Einsatzprofil definiert werden. Dazu können Zeitbalken mit + (rechts oben) dazugefügt, in der zeitlichen Länge intuitiv mit Mausklick und Verschieben angepasst und der jeweiligen Betriebsart zugeordnet werden. Mit Doppelklick auf einen Zeitbalken kann dieser wieder gelöscht werden.

Abbildung 114 zeigt ein einfach erstelltes Ladeprofil für eine Aa 843, die von 10:00-16:00 Uhr im Batterie-Rangierbetrieb eingesetzt und die restliche Zeit unter Oberleitung abgestellt wird. Unter dem via Zeitbalken definierten Einsatzprofil ist der Verlauf des SoC mit einer langsamen Entladung während des Rangiereinsatzes dargestellt. Darunter befindet sich das zugehörige Leistungsprofil der Batterie: In der Abstellung ist die Batterie vollgeladen, ab 10 Uhr entlädt sie mit 12 kW, ab 16 Uhr wird sie mit einer «Standard-Ladeleistung» von 750 kW in kurzer Zeit wieder aufgeladen. Oben links wird der minimale SoC während des Tages dargestellt (> 50 %: grün, 30-50%: orange, < 30% rot).

Der Tourencheck zeigt an, ob die aktuelle Tagetour mit den gewählten Einstellungen fahrbar ist (SoC immer > 0). Zusätzlich wird geprüft, ob auch für den Folgetag dieselbe Tour nochmals fahrbar ist (d.h. Tagesend-SoC \geq Start-SoC).

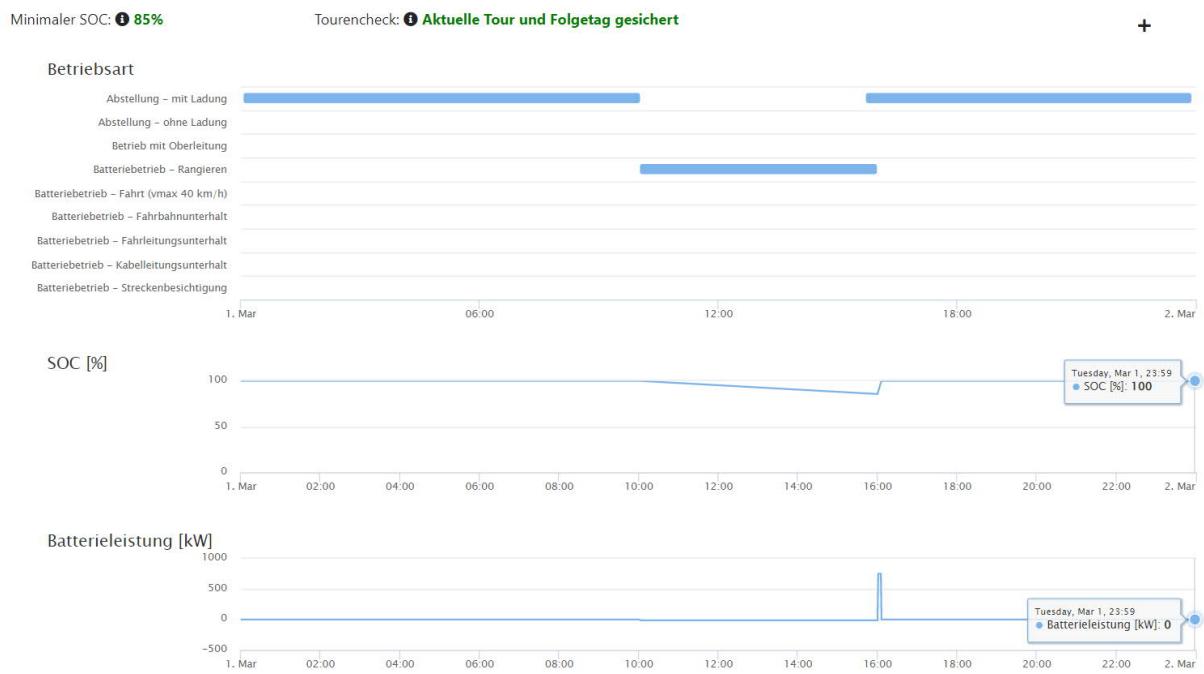


Abbildung 114: SoC-Verlauf und Batterieleistung für ein neu definiertes Einsatzprofil

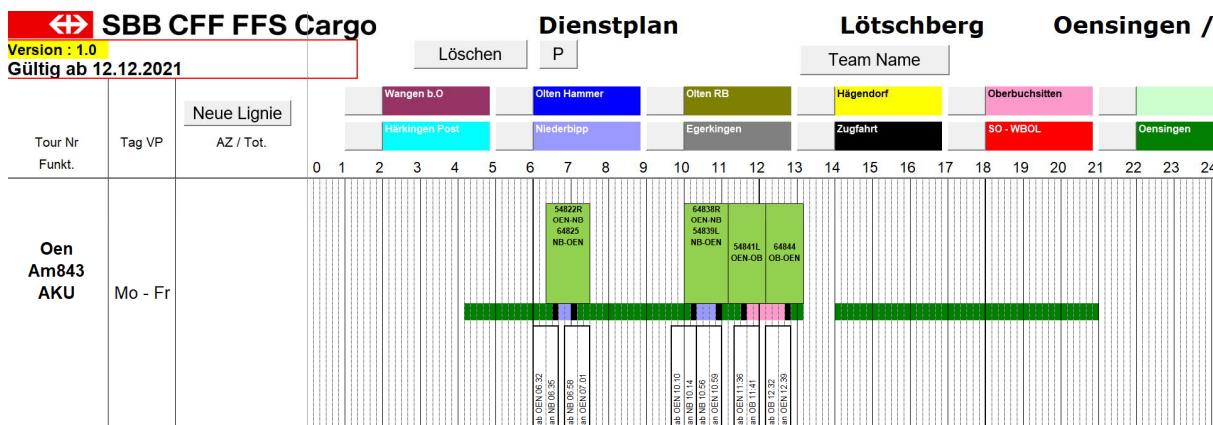
Alternativ zur manuellen Eingabe eines Einsatzprofils kann auch aus vordefinierten Szenario-Profilen ausgewählt werden. Diese werden im nächsten Abschnitt vorgestellt.

7.2.3. Einsatzprofil-Szenarien

Rangieren Oensingen (Tour Olten)

Das Einsatzprofil-Szenario für die Rangiertour einer Eea 923 in Oensingen Richtung Olten wird exemplarisch in Abschnitt 4.2.1 mit Standard-Ladung und in Abschnitt 4.2.2 mit energiesparender Ladestrategie dargestellt.

Rangieren Oensingen (Tour Oensingen, Niederbipp, Oberbuchsiten)

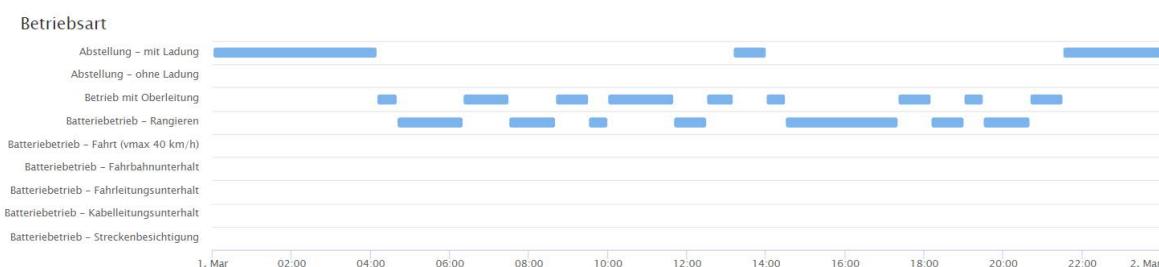


Mit Standardladung:

Minimaler SOC: 93%

Tourencheck: **Aktuelle Tour und Folgetag gesichert**

中

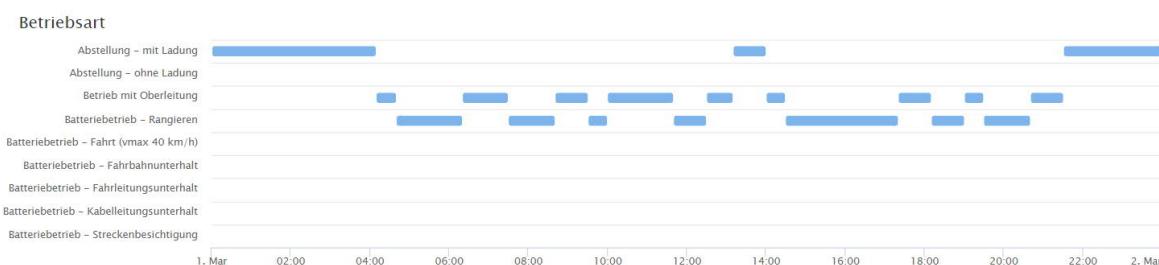


Mit batterieschonender, optimierter Ladung, max. SoC auf 50 % begrenzt.

Minimaler SOC: 43%

Tourencheck: **Aktuelle Tour und Folgetag gesichert**

1



Rangieren Solothurn (Tour Arch – Oberbuchsiten)

SBB CFF FFS Cargo			Dienstplan												Lötschberg				Solothurn					
			Löschen						P			Team Name												
Version : 1.0 Gültig ab 12.12.2021						Solothurn		Oten Hammer		Oberbuchsiten		Luterbach		Oberburg / Burgdorf		Grenchen Süd / Bellach								
Tour Nr	Tag VP	AZ / Tot.	Solothurn	Oten Hammer	Oberbuchsiten	Luterbach	Oberburg / Burgdorf	Grenchen Süd / Bellach																
Funkt.		New Line	Arch / Lüsslingen / Leuzingen	Niederbipp	Bibrist / Wiler / Kirchberg-A.	Zugfahrt	Gerafingen	Oensingen																
		0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																						
Am 843	Mo-Fr		64756 SO-WRN	64729 WRE-SO	64767 SO-LUE-LE-ARCH	64768 ARCH-SO-BIST	64763 SO-BIST-SO	64771 SO-LUF-SO	64777 SO-OEN	54607 OEN-OE	64780 OB-SO	64790 Mo.Mi.Fr-DU.DO-MI.BELE-GS	64793 GS-SO											
			An SO 05:30 An ARW 05:40	An ARW 06:44	An SO 07:58 An UEL 07:22 (08:00 An UEL 08:07 (08:30 An ARW 08:36	An ARW 09:29	An SO 10:26	An BST 10:34	An BST 11:22	An UFT 12:09	An UFT 12:53	An SO 13:26	An SO 14:49 An SO 15:57	An SO 16:38	An SO 16:52	An GB 17:57	An SO 20:20 An SO 21:33	An SO 21:45	An GS 22:40	An GS 22:50				

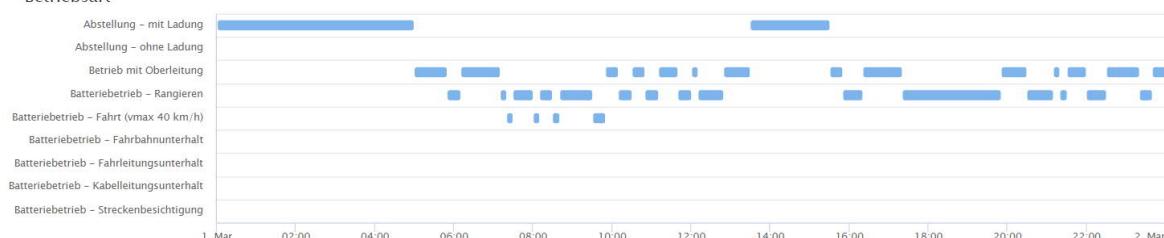
Mit Standardladung:

Minimaler SOC: 75%

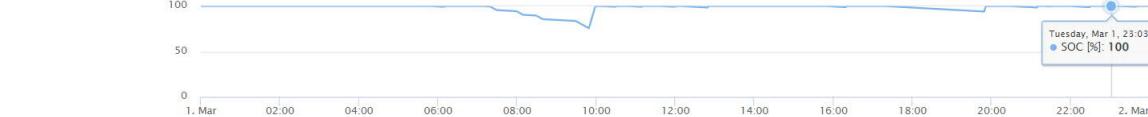
Tourencheck: Aktuelle Tour und Folgetag gesichert



Betriebsart



SOC [%]



Batterieleistung [kW]



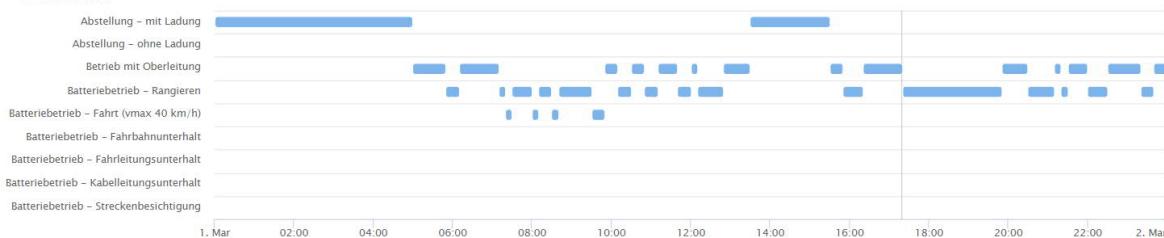
Mit batterieschonender, optimierter Ladung, max. SoC auf 50 % begrenzt.

Minimaler SOC: 25%

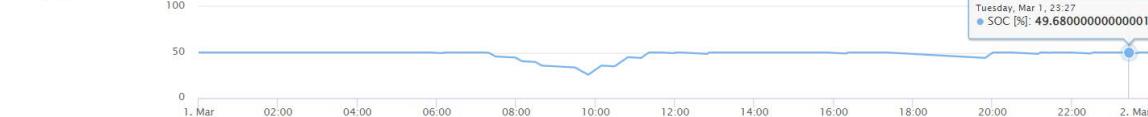
Tourencheck: Aktuelle Tour und Folgetag gesichert



Betriebsart



SOC [%]



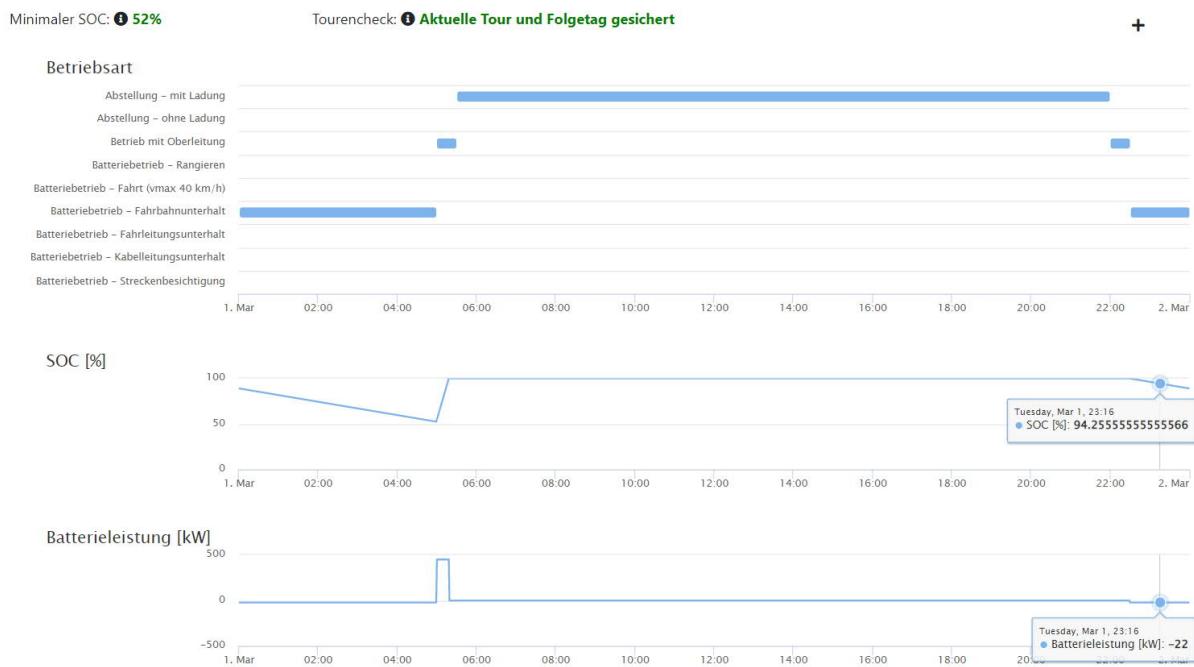
Batterieleistung [kW]



Infra-Fahrbahnunterhalt

Profil-Beschreibung in Abschnitt 4.2.4, hier Abstellung unter Oberleitung.

Mit Standardladung:



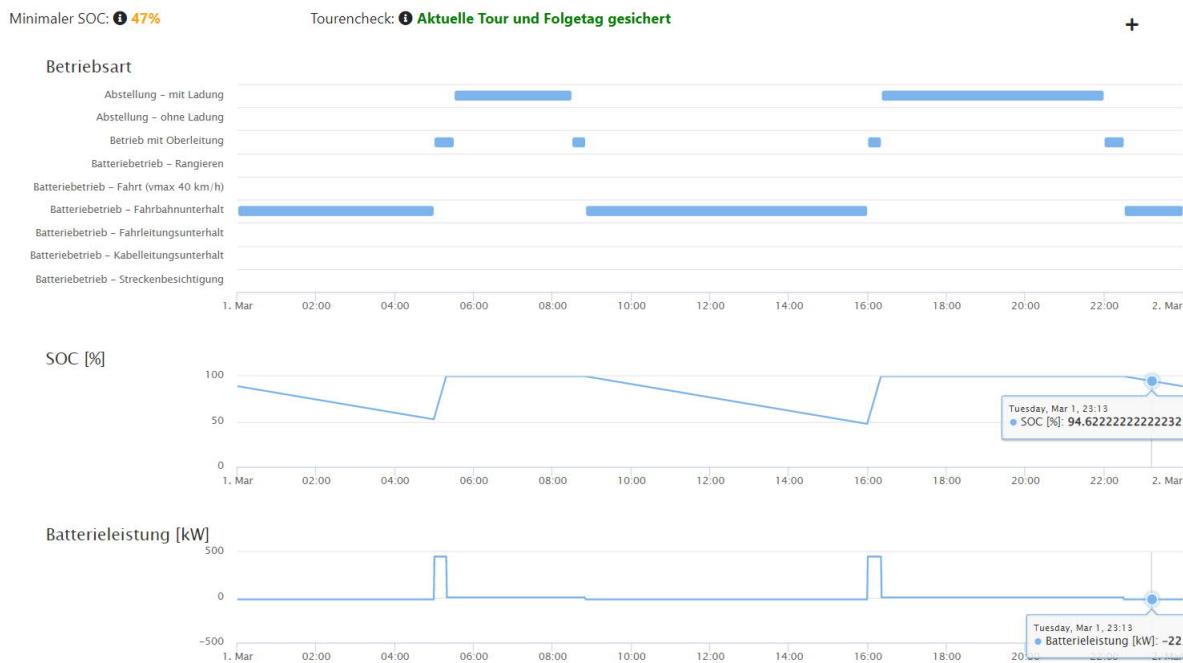
Mit batterieschonender, optimierter Ladung, max. SoC auf 80 % begrenzt.



Infra-Fahrbahn-Unterhalt Intervention

Profil-Beschreibung in Abschnitt 4.2.5

Mit Standardladung:



Mit batterieschonender, optimierter Ladung, max. SoC auf 80 % begrenzt.

