ABSCHLUSSBERICHT

ZUKUNFTS-ORIENTIERT ELEKTRISCH MOBIL

Wir elektrifizieren den ländlichen Raum.

NETZlabor E-Mobility-Chaussee
www.netze-bw.de/e-mobility-chaussee

Netze BW
Ein Unternehmen der EnBW

Zukunftsorientiert. Elektrisch. Mobil.

Abschlussbericht zum NETZlabor E-Mobility-Chaussee

Netze BW GmbH

Liebe Leserinnen und Leser,

die Mobilität in Deutschland und in der Welt ist im Wandel. Nachdem der Verbrennungsmotor praktisch die gesamte Geschichte des Automobils begleitet hat, ist jetzt sein Ende eingeläutet. Dem Elektroauto gehört die Zukunft. Der Klimawandel, zu dessen Bekämpfung auch der Sektor „Verkehr" seinen Teil beitragen muss, ist die Triebfeder dafür.

Diese Umstellung ist mit enormen Herausforderungen verbunden. Für alle Beteiligten, vom Hersteller bis zur Autofahrerin und zum Autofahrer. Aber, woran man auf den ersten Blick vielleicht gar nicht denkt: auch für den Netzbetreiber!

Es hat ja Auswirkungen, wenn in einer Straße, einem Viertel oder gar flächendeckend sehr viele Elektroautos gleichzeitig am Netz geladen werden. Aber welche genau? Und wie verhalten sich die Nutzer*innen dieser neuen Fahrzeugart?

Um dies nicht nur theoretisch zu betrachten, sondern ganz praktisch auszuprobieren, hat die Netze BW ein Pilotprojekt durchgeführt. Bei uns in Wankheim, in der Römerstraße. Fahrzeuge wurden kostenlos gestellt, die Ladeinfrastruktur gleich mit dazu. Ebenfalls kostenlos. Ein super Angebot, das gerne angenommen wurde. Nun ist es zu Ende und die Ergebnisse liegen vor und helfen sicher dabei, die Netze besser auf den neuen Ansturm an Verbrauchern, nämlich den zu ladenden E-Autos, vorzubereiten.

Ich danke der Netze BW dafür, dass sie unsere Gemeinde als Modellgebiet ausgesucht hat. Den teilnehmenden Bürger*innen danke ich dafür, dass sie sich als Pionier*innen zur Verfügung gestellt haben.

Dr. Jürgen Soltau
Bürgermeister Kusterdingen

Liebe Leserinnen und Leser,

Fachwelt und Politik sind sich einig, dass für die Dekarbonisierung des Individualverkehrs Verbrenner durch Elektromotoren ersetzt und die Energie dafür perspektivisch zu 100 % regenerativ gewonnen werden muss. Elektromobilität ist lokal emissionsfrei, effizient in der Energienutzung, leise und bietet ein attraktives Fahrerlebnis. Wenn dieser Konsens weiter in konkretes Handeln mündet, wird es ein exponentielles Wachstum von Elektrofahrzeugen geben.

Zukünftig kommen so bis zu 40 Millionen neue Kund*innen in unser deutsches Stromnetz. Kund*innen, die auf der einen Seite komfortabel – also zu jeder Zeit mit hoher Leistung und in ausreichend großer Menge – laden wollen. Auf der anderen Seite jedoch haben diese Kund*innen mit 11 oder 22 kW den mit Abstand größten Leistungsbedarf, den wir bei Privathaushalten sehen. Durch die jüngsten Förderprogramme beobachten wir derzeit einen starken Anstieg an Anfragen für den Netzanschluss privater Ladepunkte.

Um die Herausforderungen für unser Stromnetz real zu erproben, hat die Netze BW mehrere NETZlabore ins Leben gerufen. Beginnend mit der E-Mobility-Allee (suburbaner Raum, geprägt von Einfamilienhäusern) und dem E-Mobility-Carré (Mehrparteienhaus mit Tiefgarage) wenden wir uns nun mit der E-Mobility-Chaussee in unserem dritten Feldversuch den ländlichen Regionen Baden-Württembergs und unserer Verantwortung als ländlicher Verteilnetzbetreiber zu. Elektromobilität ist längst eine massentaugliche Alternative zu konventionell angetriebenen Fahrzeugen geworden. Die durch stetige Entwicklung gesteigerten Reichweiten machen sie mittlerweile auch für die Bevölkerung auf dem Land sehr attraktiv. Über 60 % der Gemeinden und Kommunen unseres Versorgungsgebietes liegen in ländlichen bis sehr ländlichen Regionen.

Drei technische Lösungsansätze, allen voran das Lademanagement, wurden in insgesamt 16 verschiedenen Testphasen über einen Zeitraum von eineinhalb Jahren einem echten Praxistest hinsichtlich netztechnischer Wirksamkeit, aber auch Kundenakzeptanz unterzogen.
Es galt herauszufinden, mit welchen Mitteln der intelligenten Netzoptimierung die Integration der Elektromobilität in diese herausfordernden Netzumgebung bestmöglich unterstützt werden kann.

Die Erkenntnisse der E-Mobility-Chaussee helfen uns dabei einzuschätzen, welche Kapazitäten unser Stromnetz im Extremfall bereitstellt und wie wir diese optimal nutzen können, um unseren Kund*innen einen schnellstmöglichen Anschluss zu gewährleisten. Ich freue ich mich, hier die gesammelten Ergebnisse mit Ihnen teilen zu können.

Ein herzliches Dankeschön an alle, die dabei mitgeholfen haben! Insbesondere gilt mein Dank natürlich, wie immer, den E-Pionier*innen, ohne die unsere NETZlabore kein solcher Erfolg wären - diesmal in Kusterdingen-Wankheim - wie auch den Beteiligten aus Gemeinde, Elektrohandwerk, Forschung und dem ganzen Projektteam der Netze BW. Dieses spannende Projekt hat unsere Erwartungen übertroffen und reiht sich nahtlos in die bisherige Erfolgsgeschichte unserer NETZlabore ein. Wir freuen uns, wenn unsere Erkenntnisse und Erfahrungen dazu beitragen, den Hochlauf der Elektromobilität in Baden-Württemberg weiter voranzubringen.

Dr. Martin Konermann
Technischer Geschäftsführer Netze BW GmbH

INHALTSVERZEICHNIS

Die Welt muss grüner werden 6

Netze BW macht das Stromnetz fit 16

NETZlabor E-Mobility-Chaussee 22

01 Planung 30

02 Projektvorbereitung 34

03 Testphasen 50

04 Fazit 130

Interview 132

Die Zukunft fährt elektrisch 136

Quellenverzeichnis & Impressum 138

DIE WELT MUSS GRÜNER WERDEN

Politik. Wirtschaft. Gesellschaft. Überall sind der rasch voranschreitende Klimawandel und dessen ernstzunehmende Folgen ein intensiv diskutiertes Thema. Der Klimawandel kann nicht mehr vollkommen aufgehalten werden, aber wir können die Folgen noch deutlich abschwächen. So soll die Erderwärmung bis zum Ende dieses Jahrhunderts auf deutlich unter 2 Grad Celsius begrenzt werden – möglichst auf 1,5 Grad Celsius [1]. Dafür muss der Ausstoß von Treibhausgasen, vor allem von Kohlenstoffdioxid (CO_2), deutlich sinken.

Die Ursachen für den Klimawandel liegen in verschiedenen Bereichen, wie dem hohen Energieverbrauch der Industriestaaten, der Abholzung von Wäldern oder dem Schadstoffausstoß der Verbrennungsmotoren von PKWs und LKWs – um nur einige Beispiele zu nennen. Derzeit stammt rund ein Fünftel der EU-weiten Emissionen aus dem Verkehr, Tendenz steigend [2].

Vor diesem Hintergrund hat sich die Bundesregierung mit der Änderung des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 [3] das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 treibhausgasneutral zu werden. Schon bis 2030 müssen alle Bereiche – Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft – ihre Treibhausgasemissionen noch stärker reduzieren. Als erste große Etappe auf dem Weg zur Klimaneutralität muss der CO_2-Ausstoß bis 2030 um 65 % gegenüber 1990 verringert werden. Der Verkehrssektor ist neben den oben genannten Bereichen mit einem Anteil von circa 18 % einer der Hauptverursacher von Treibhausgasemissionen in Deutschland.

Speziell für den Verkehrssektor ist durch das im Sommer 2021 von der EU-Kommission vorgelegte Maßnahmenpaket „Fit for 55" [4] eine Verschärfung der CO_2-Minderungsziele zu erwarten. Nach dem Konzept der Kommission sollen sämtliche Neuwagen ab dem Jahr 2035 vollständig emissionsfrei sein. Das bedeutet ein faktisches Aus für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren und fossilen Kraftstoffen.

Bereit für die Verkehrswende?

Für den Verkehrsbereich bedeuten die neuen Ziele der Bundesregierung, dass bis zum Jahr 2030 bereits 15 Millionen Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen erwartet werden. Zudem soll bis 2030 ein Drittel der Fahrleistung im schweren Straßengüterverkehr elektrisch oder mittels strombasierter Kraftstoffe erfolgen. Konkret bedeutet das, dass LKWs und Busse elektrisch, betrieben durch Batterien oder Brennstoffzellen mit Wasserstoff, fahren werden. Auch Konzepte wie elektrische Oberleitungen an Autobahnen und Landstraßen werden erprobt.

Die Automobilbranche reagiert bereits auf diese Entwicklung in Form einer umfangreichen E-Mobilitätsoffensive mit einer größeren Modellvielfalt an E-Fahrzeugen. Durch steigende Reichweiten und schnellere Ladevorgänge dank höherer Ladeleistung soll Elektromobilität noch alltagstauglicher werden.

Die Elektromobilität nimmt Fahrt auf

Um die E-Fahrzeuge rasch auf die Straße zu bringen und den ambitionierten Zielen optimal zu begegnen, benötigt es zusätzliche Investitionen, rechtliche Rahmenbedingungen und weitere Maßnahmen. Ein neuer „Zukunftsfonds Automobilwirtschaft" mit einer Milliarde Euro soll die Automobilindustrie bei ihrer Transformation hin zu nachhaltiger und digitaler Mobilität unterstützen [5].

Um auch den Menschen den Einstieg in die Elektromobilität attraktiv zu gestalten, wird die Elektromobilität in Deutschland stark gefördert. So gibt es beispielsweise Kaufprämien für den Erwerb eines E-Fahrzeuges und Steuererleichterungen. Dadurch sind die Kosten für E-Fahrzeuge heute schon in vielen Bereichen konkurrenzfähig zu Benzin- und Dieselfahrzeugen.

Die E-Mobilitätsoffensive der Automobilbranche und die Kaufanreize tragen dazu bei, dass die Anzahl der E-Fahrzeuge in Deutschland so schnell wie noch nie zuvor steigt. Aktuell fahren bereits ca. 1,5 Millionen E-Fahrzeuge (inklusive Plug-in-Hybrid [6]) auf unseren Straßen.

Ladeinfrastruktur – entscheidender Eckpfeiler der Elektromobilität

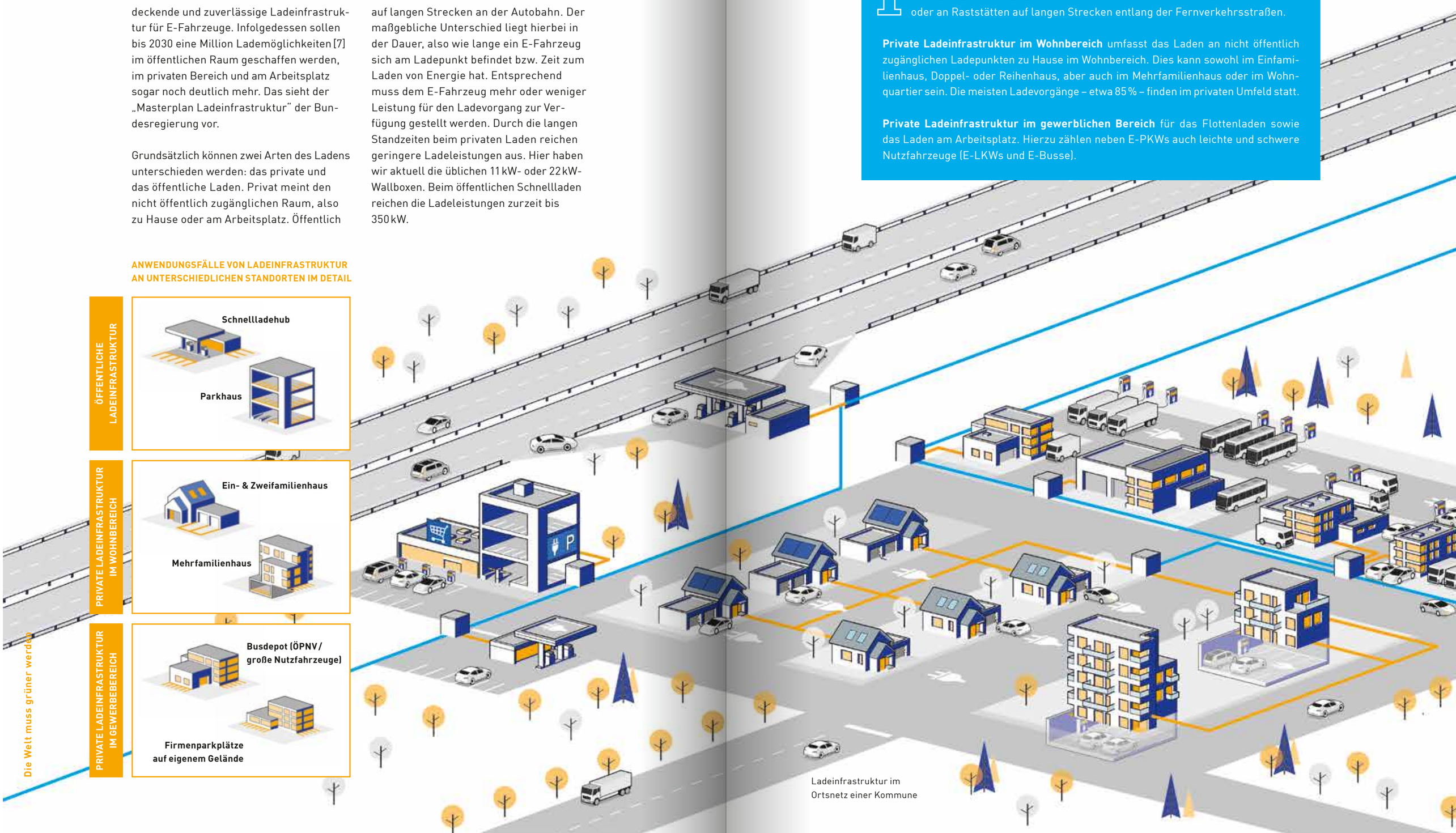
Grundvoraussetzung für den Umstieg auf die Elektromobilität ist eine flächendeckende und zuverlässige Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge. Infolgedessen sollen bis 2030 eine Million Lademöglichkeiten [7] im öffentlichen Raum geschaffen werden, im privaten Bereich und am Arbeitsplatz sogar noch deutlich mehr. Das sieht der „Masterplan Ladeinfrastruktur" der Bundesregierung vor.

Grundsätzlich können zwei Arten des Ladens unterschieden werden: das private und das öffentliche Laden. Privat meint den nicht öffentlich zugänglichen Raum, also zu Hause oder am Arbeitsplatz. Öffentlich umfasst das Gelegenheitsladen beispielsweise beim Einkauf oder das Schnellladen auf langen Strecken an der Autobahn. Der maßgebliche Unterschied liegt hierbei in der Dauer, also wie lange ein E-Fahrzeug sich am Ladepunkt befindet bzw. Zeit zum Laden von Energie hat. Entsprechend muss dem E-Fahrzeug mehr oder weniger Leistung für den Ladevorgang zur Verfügung gestellt werden. Durch die langen Standzeiten beim privaten Laden reichen geringere Ladeleistungen aus. Hier haben wir aktuell die üblichen 11 kW- oder 22 kW-Wallboxen. Beim öffentlichen Schnellladen reichen die Ladeleistungen zurzeit bis 350 kW.

Öffentliche Ladeinfrastruktur umfasst das Gelegenheitsladen beispielsweise beim Einkauf oder das Laden an einem öffentlichen Schnellladehub in Städten oder an Raststätten auf langen Strecken entlang der Fernverkehrsstraßen.

Private Ladeinfrastruktur im Wohnbereich umfasst das Laden an nicht öffentlich zugänglichen Ladepunkten zu Hause im Wohnbereich. Dies kann sowohl im Einfamilienhaus, Doppel- oder Reihenhaus, aber auch im Mehrfamilienhaus oder im Wohnquartier sein. Die meisten Ladevorgänge – etwa 85 % – finden im privaten Umfeld statt.

Private Ladeinfrastruktur im gewerblichen Bereich für das Flottenladen sowie das Laden am Arbeitsplatz. Hierzu zählen neben E-PKWs auch leichte und schwere Nutzfahrzeuge (E-LKWs und E-Busse).



Ladeinfrastruktur im Ortsnetz einer Kommune

Elektromobilität braucht starke Stromnetze

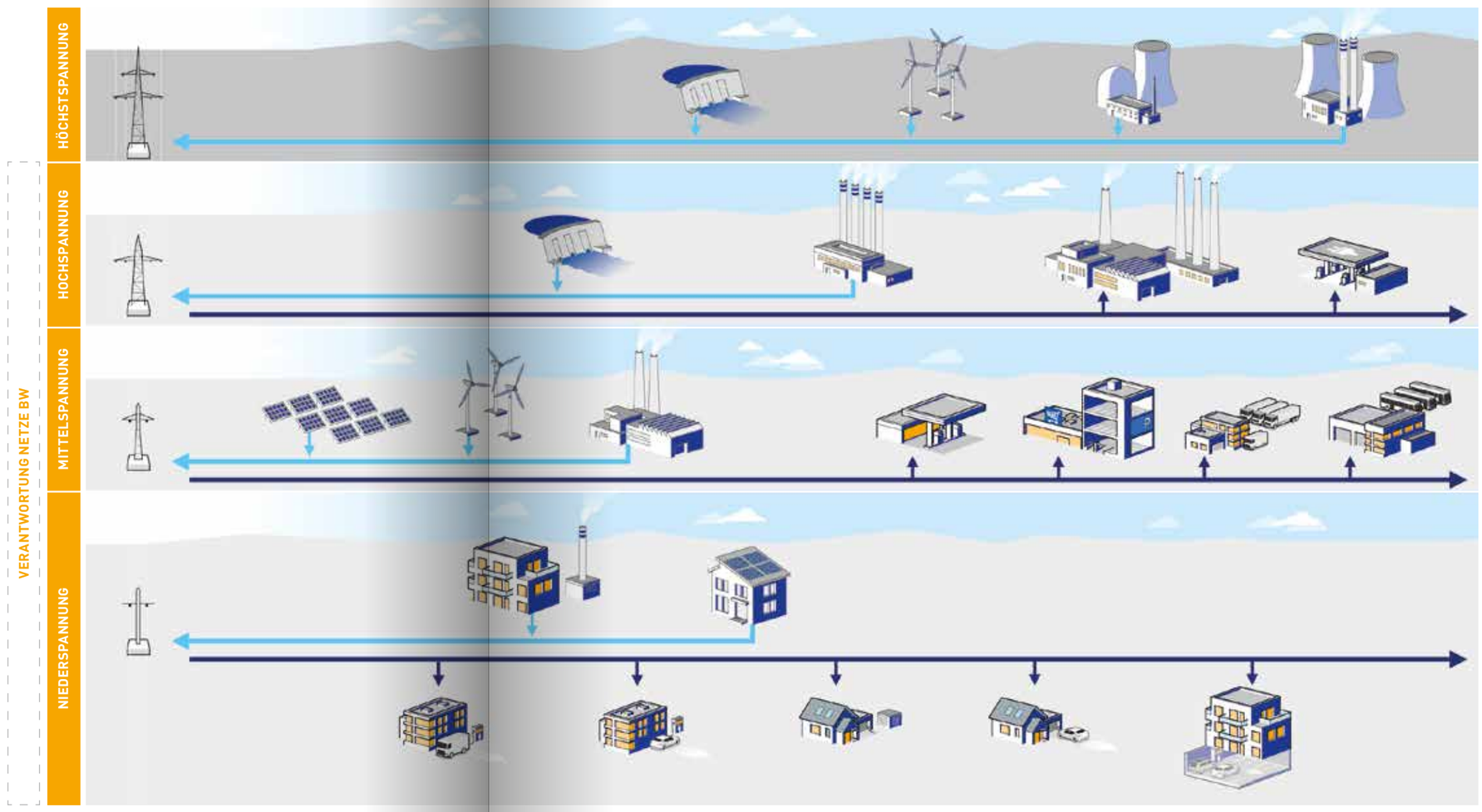
Die Basis für den flächendeckenden Aufbau von Ladeinfrastruktur und die zuverlässige Versorgung von E-Fahrzeugen mit Strom ist ein leistungsfähiges Stromnetz. Denn ladende E-Fahrzeuge haben einen hohen Leistungsbedarf, der aus dem Stromnetz gedeckt werden muss.

Wie ist unser Stromnetz aufgebaut und in welcher Spannungsebene wird Ladeinfrastruktur angeschlossen?
Für die Stromübertragung von Kraftwerken und dezentralen Erzeugungsanlagen hin zu den Verbrauchern ist unser Stromnetz zuständig. Das kann über Freileitungen auf Masten oder durch erdverlegte Kabel stattfinden. Dafür gibt es vier Spannungsebenen: Die höchste Spannung beträgt 380 kV, die niedrigste 400 V (Drehstrom) – das ist die Spannung, die in der Elektroinstallation in deutschen Haushalten anliegt.

Das Höchstspannungsnetz arbeitet mit 380 und 220 kV. Mit ihm wird Strom über weite Strecken transportiert. Für diese Netzebene sind die sogenannten Übertragungsnetzbetreiber zuständig. Das Übertragungsnetz in Deutschland ist circa 36.600 km lang [8] und mit speziellen Kuppelleitungen mit den Stromnetzen anderer europäischer Länder verbunden. Gemeinsam bilden diese das europäische Verbundnetz.

Das Hochspannungsnetz der Netze BW mit 110 kV misst 629 km Länge. Zusammen mit dem Mittelspannungsnetz (30, 20 und 10 kV, 27.855 km) liefert es elektrische Energie für Unternehmen und Stadtwerke oder kleine Energieversorger. Von dort gelangt der Strom in den Orten und Städten im Niederspannungsnetz (230 oder 400 V, 60.235 km) weiter zu den Haushalten, zum Gewerbe und zu landwirtschaftlichen Betrieben.

Die benötigte Leistung bestimmt die Spannungsebene des Stromnetzes, in der die Ladeinfrastruktur angeschlossen wird. Private Ladeeinrichtungen im Wohnbereich werden daher maßgeblich in der Niederspannung angeschlossen. Öffentliche und gewerbliche Ladeparks mit hoher kumulierter Gesamtleistung werden aus der Mittelspannung mit Strom versorgt. Perspektivisch könnten einzelne Ladeparks auch direkt mit dem Hochspannungsnetz verbunden werden, vor allem dann, wenn weitere E-Fahrzeugarten, wie beispielsweise der batteriebetriebene LKW mit besonders hohen Ladeleistungen, betrachtet werden.



Ein E-Auto lädt selten allein – Herausforderungen für das Niederspannungsnetz

Stromverbraucher wie ladende Elektrofahrzeuge spielten bei der ursprünglichen Konzeption und Auslegung unseres Niederspannungsnetzes noch keine Rolle. Deren Leistungsbedarf übersteigt den üblichen Haushaltsverbrauch jedoch deutlich (Abbildung 1). Dennoch ist unser Stromnetz durchaus in der Lage, vereinzelt auftretende Ladevorgänge zu verkraften. Kritisch wird es immer dann, wenn der Bezug hoher Ladeleistungen lokal zur gleichen Zeit auftritt. Tritt dieser Fall ein, kann der Leistungsbedarf der E-Fahrzeuge die Kapazitätsgrenze im Stromnetz übersteigen und es kann temporär zu kritischen Belastungsspitzen kommen. Um das zu verhindern und um die Stromnetze gemäß dem Leistungsbedarf der Elektromobilität ausreichend zu dimensionieren, ist die Anzahl der gleichzeitig ladenden E-Fahrzeuge eine wichtige Kenngröße für den Verteilnetzbetreiber (VNB).

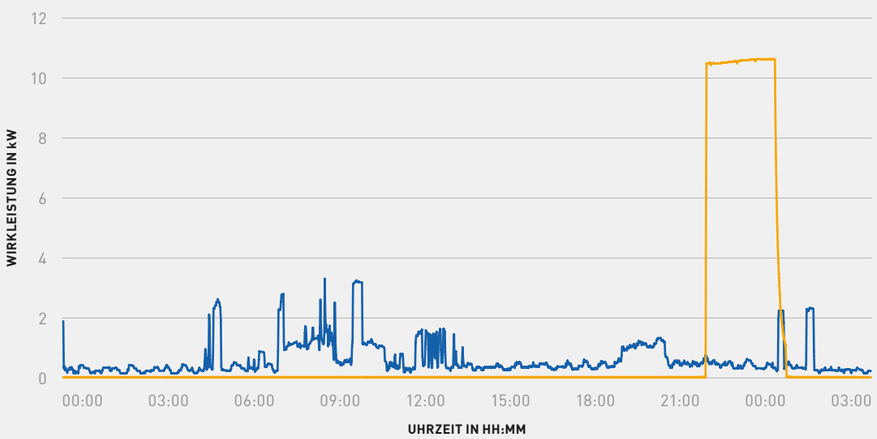


Abbildung 1: Gängiges Lastprofil mit und ohne Elektrofahrzeug bei einem Einfamilienhaus (Referenzbeispiel aus E-Mobility-Allee mit Ladeleistung 11 kW)

Ladeprofil Elektrofahrzeug
Haushaltslastprofil

Die meisten Ladevorgänge – etwa 85 % – finden im privaten Umfeld statt. Im Versorgungsgebiet der Netze BW wurden allein im Frühjahr 2022 rund 2.000 neu installierte private Ladepunkte gemeldet – eine Steigerung von knapp 150 % gegenüber dem Vorjahr. Die größte Herausforderung beim privaten Laden ist die zeitgleiche Bereitstellung der Leistung für viele Verbraucher, und mit der steigenden Anzahl installierter Ladeinfrastruktur nimmt auch die Wahrscheinlichkeit einer größeren Gleichzeitigkeit zu.
Daher ist es unerlässlich, den Verteilnetzbetreiber über neu installierte Ladeinfrastruktur frühzeitig in Kenntnis zu setzen. Nur so ist es möglich, den Hochlauf von Ladeinfrastruktur genauer zu prognostizieren, um rechtzeitig Netzverstärkungen anstoßen zu können. Intelligente Netzoptimierung und netzdienliches Lademanagement ermöglichen bis zum erfolgten Netzausbau eine Erhöhung der Aufnahmekapazität des bestehenden Netzes für E-Fahrzeuge. So kann der Netzbetreiber seinen Kund*innen einen schnellen Anschluss ihrer Ladepunkte und somit den Zugang zur Elektromobilität gewähren.

Beim öffentlichen Laden ist nicht die Leistungsbereitstellung die größte Herausforderung, sondern die Geschwindigkeit in der Umsetzung eines Netzanschlusses. Im Rahmen der Genehmigungspflicht müssen Anfragen und Berechnungen geprüft werden, bevor das Stromnetz entsprechend verstärkt werden kann. Allerdings dauern Genehmigungsverfahren, unter anderem für neue Leitungstrassen, oft lange, weshalb es für den Verteilnetzbetreiber entscheidend ist, möglichst frühzeitig in die Planung neuer Ladeinfrastruktur eingebunden zu werden.

NETZE BW MACHT DAS STROMNETZ FIT FÜR DIE ZUKUNFT DER ELEKTRO-MOBILITÄT

Die Netze BW GmbH ist ein Unternehmen des EnBW-Konzerns und der größte Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg. „Wir kümmern uns drum." Getreu diesem Markenversprechen arbeitet die Netze BW rund um die Uhr daran, dass Baden-Württemberg sicher und zuverlässig mit Energie versorgt wird. Die Garantie der Versorgungssicherheit hat für die Netze BW oberste Priorität, um von Kund*innen und Kommunen als starker und kompetenter Partner wahrgenommen zu werden. Dafür hält der Verteilnetzbetreiber die Stromnetze in Schuss und investiert in die Netze der Zukunft. Als „Möglichmacher der Elektromobilität" sieht sich die Netze BW in der besonderen Verantwortung, die qualifizierte, schnelle und kundenfreundliche Integration von Elektromobilität in das Stromnetz zu gewährleisten.

Damit E-Fahrzeuge schnellstmöglich in das Stromnetz integriert werden und die Kund*innen laden können, hat die Netze BW relevante, ganzheitliche und zukunftsorientierte Handlungsschwerpunkte zur Realisierung in der Praxis definiert. Diese umfassen die Bereitstellung eines kundenzentrierten Netzanschlusses, die frühzeitige Erkennung von Netzengpässen durch Transparenz im Stromnetz, die intelligente Optimierung des bestehenden Stromnetzes sowie eine vorausschauende und zukunftssichere Netzentwicklung.

KUNDENZENTRIERTER NETZANSCHLUSS

Die Anmeldung von Ladeinfrastruktur bei der Netze BW soll für die Kund*innen unkompliziert und vor allen Dingen schnell sein. Um die steigenden Neuanmeldungen in einem kurzen Zeitraum bearbeiten zu können, entwickelt die Netze BW einen digitalen Ende-zu-Ende-Prozess für den Netzanschluss von Ladeinfrastruktur.

- **Digitale Kundenschnittstelle zur Meldung von Ladeinfrastruktur mit Verkürzung von Rückmeldezeiten**
- **Effiziente und schnelle Bearbeitung komplexer Kundenanfragen**
- **Automatisierte und digitalisierte Planungs- und Netzberechnungsprozesse**

TRANSPARENZ IM VERTEILNETZ

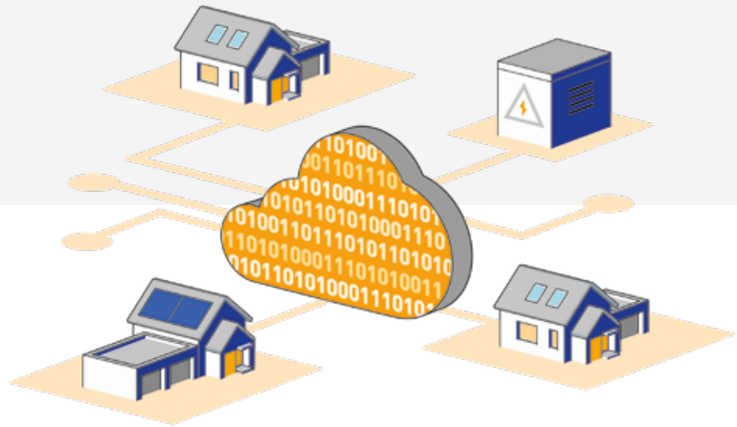
Durch die Zunahme an E-Fahrzeugen und dem damit verbundenen Aufbau von Ladeinfrastruktur wird die Lastsituation im Stromnetz verändert. Um Transparenz über die Verteilung der Ladepunkte und somit die Auslastung im Stromnetz zu haben, arbeitet die Netze BW an einer konsequenten Digitalisierung des Verteilnetzes in unterschiedlichen Bereichen:

- **Darstellung der aktuellen Verteilung und Häufung gemeldeter Ladepunkte im Verteilnetz**
- **Identifikation nicht gemeldeter Ladepunkte mittels Daten und Algorithmen**
- **Prognose der zukünftigen Verteilung und Häufung von Ladepunkten im Verteilnetz**
- **Netzzustandsüberwachung in Echtzeit durch Messtechnik in Ortsnetzstationen**

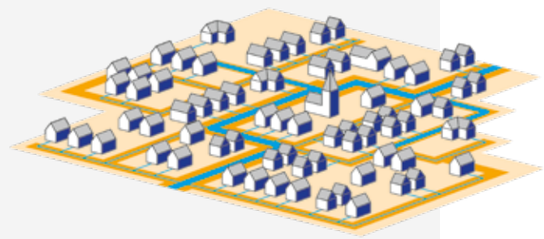
INTELLIGENTE NETZOPTIMIERUNG

Jede Kundin und jeder Kunde der Netze BW soll in der Lage sein, das E-Fahrzeug sofort und zuverlässig laden zu können. Um dies flächendeckend auch in Gebieten mit stark ausgelasteten Stromnetzen zu gewährleisten, entwickelt Netze BW innovative Lösungen für eine schnelle Steigerung der Aufnahmekapazität von Ladeinfrastruktur in das Stromnetz.

- **Intelligentes Lademanagement für netzdienliches Laden**
- **Standardisierung und Skalierung des intelligenten Messsystems mit Steuerbox**
- **Intelligente Betriebsmittel (z. B. Batteriespeicher und Spannungsregler)**



ZUKUNFTSSICHERE NETZENTWICKLUNG



Für den steigenden Leistungsbedarf der E-Mobilität wird das Stromnetz bedarfsgerecht und vorausschauend weiterentwickelt und ausgebaut. Hierfür werden bereits heute Maßnahmen in Hinblick auf die Zukunft ergriffen:

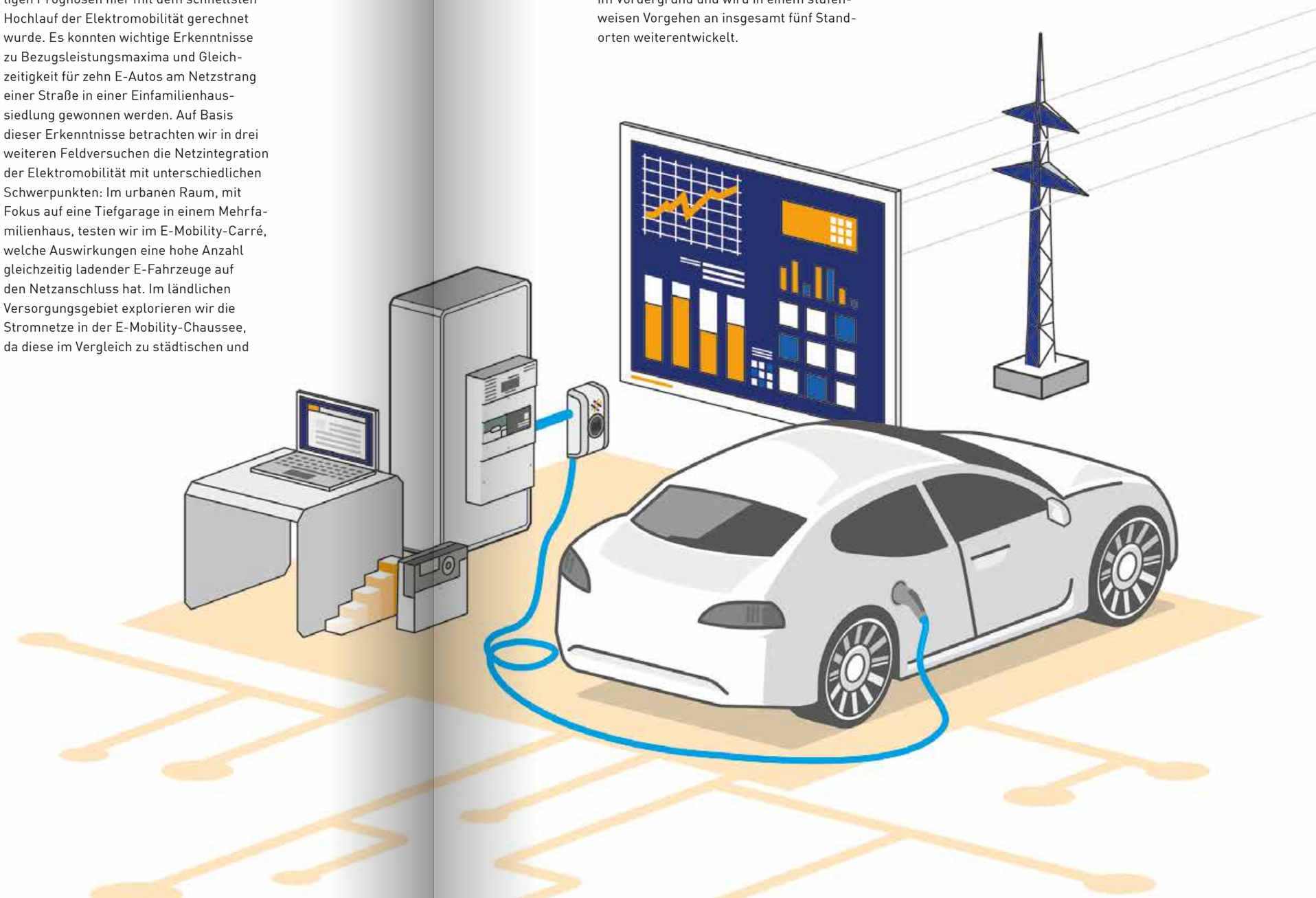
- **Anpassung von Netzplanungsprämissen unter Berücksichtigung gewonnener Erkenntnisse zu Ladeverhalten, Gleichzeitigkeit etc.**
- **Investition von 500 Mio. € zur Verstärkung des Mittel- und Niederspannungsnetzes bis 2025**
- **Kontinuierliche Beobachtung der Entwicklung der E-Mobilität und der daraus resultierenden Anforderungen an das Stromnetz (z. B. E-LKWs, Entwicklung öffentlicher Schnelllade-infrastruktur, bidirektionales Laden)**

NETZlabore ermöglichen Tests unter realen Bedingungen

Die individuelle Mobilität genießt einen hohen Stellenwert in der Bevölkerung. Ein Fahrzeug, angetrieben durch fossile Brennstoffe, immer und überall in wenigen Minuten volltanken zu können, ist selbstverständlich. Der Umstieg auf die Elektromobilität und deren Integration in den Alltag wirft einige Fragen auf. Daher ist es neben technischen Lösungen zur Netzoptimierung ebenso wichtig, Kundenakzeptanz für die Elektromobilität zu schaffen und das Ladeverhalten von Menschen kennenzulernen. Stets als konstante Begleiterscheinung wahrgenommen, wird ein alter Bekannter zum neuen bedeutenden Mitspieler im Hinblick auf die individuelle Mobilität: das Stromnetz. Vor welchen neuen Herausforderungen dieses steht und wie wichtig ein stabiles und leistungsstarkes Stromnetz ist, wird im Kontext der Elektromobilität nochmals deutlicher.

In Feldversuchen, den NETZlaboren, untersucht die Netze BW unter realen Bedingungen, welche unterschiedlichen Auswirkungen das Laden von E-Fahrzeugen auf das Stromnetz hat. Hier wird eine relevante Durchdringung von Elektromobilität in einzelnen Stromkreisen realisiert. Somit ist es möglich, Erkenntnisse zum tatsächlichen Ladeverhalten von Kund*innen und vor allem dessen Effekt auf das Stromnetz zu analysieren.

Das im Oktober 2019 abgeschlossene NETZlabor E-Mobility-Allee hat den Grundstein für weitere NETZlabore gelegt. Der Fokus dieses NETZlabors lag bewusst auf dem vorstädtischen Raum, da nach damaligen Prognosen hier mit dem schnellsten Hochlauf der Elektromobilität gerechnet wurde. Es konnten wichtige Erkenntnisse zu Bezugsleistungsmaxima und Gleichzeitigkeit für zehn E-Autos am Netzstrang einer Straße in einer Einfamilienhaussiedlung gewonnen werden. Auf Basis dieser Erkenntnisse betrachten wir in drei weiteren Feldversuchen die Netzintegration der Elektromobilität mit unterschiedlichen Schwerpunkten: Im urbanen Raum, mit Fokus auf eine Tiefgarage in einem Mehrfamilienhaus, testen wir im E-Mobility-Carré, welche Auswirkungen eine hohe Anzahl gleichzeitig ladender E-Fahrzeuge auf den Netzanschluss hat. Im ländlichen Versorgungsgebiet explorieren wir die Stromnetze in der E-Mobility-Chaussee, da diese im Vergleich zu städtischen und vorstädtischen Gebieten eine ganz eigene Netztopologie aufweisen. Die Technik zur netzdienlichen Steuerung von Ladevorgängen über intelligente Messsysteme steht beim Praxistest „Intelligentes Heimladen“ im Vordergrund und wird in einem stufenweisen Vorgehen an insgesamt fünf Standorten weiterentwickelt.



NETZLABOR E-MOBILITY CHAUSSEE

1 Stromnetz.
8 Haushalte.
3 Lösungsansätze.

Welche Herausforderungen stellt die zunehmende Elektrifizierung der Mobilität an das Stromnetz in ländlichen Regionen? Wie ist das Nutzungs- und Ladeverhalten der Projektteilnehmer*innen und durch welche technischen Lösungsansätze kann hier die Integration der Elektromobilität ins Stromnetz optimal gewährleistet werden? Diesen Fragestellungen geht die Netze BW im Praxistest E-Mobility-Chaussee genau auf den Grund.

SPANNUNG AUF DEM LAND

Eine Herausforderung für das Stromnetz

Die Strukturen des Verteilnetzes im ländlichen Raum unterscheiden sich wesentlich von denen städtischer oder vorstädtischer Regionen. Während Städte und Gemeinden größere Siedlungsgebiete als Gesamtkonzept erschließen, wurden Netzbetriebsmittel früher meist an einzelne Gebäude angebaut, die in einer Straße oder am Ortsrand lagen. Diese Entwicklung erschwert die Planung und Auslegung der Stromnetze: Netzbetriebsmittel werden oft für Jahrzehnte des Betriebs ausgelegt. Einzelne, teils private Bauvorhaben können dabei nicht im Vorfeld berücksichtigt werden. Und so wuchsen Stromnetze auf dem Land oftmals „natürlich" mit. Die Konsequenz: Die Strecken zwischen den Verbrauchern und ihren Anschlüssen wurden länger, die Gesamtzahl der Anschlusskund*innen, die über einen Stromkreis versorgt werden mussten, stieg an. Durch die längeren Stromkreise erhöhte sich das Risiko von größeren Spannungsschwankungen - ein Risiko, das durch hohe Leistungen, wie sie E-Autos benötigen, nun noch verstärkt wird.

Eine weitere Herausforderung: Wegen der längeren Distanzen zwischen den Anschlüssen sind Ausbau und Betrieb ländlicher Stromnetze deutlich aufwendiger und teurer als in der Stadt. Schließlich müssen auch hier die geltenden Standards hinsichtlich der Versorgungsqualität eingehalten werden. Dazu ist es erforderlich, freie Kapazitäten im Netz zu identifizieren und diese – beispielsweise durch Lademanagement oder Batteriespeicher – möglichst optimal auszunutzen.

Der Betrieb ländlicher Verteilnetze ist also ein komplexes Unterfangen und mit besonderen Fragestellungen verbunden. Da die Netze BW etwa 60 % ihrer Netze in ländlichen bis sehr ländlichen Regionen unterhält, ist die Aufgabe, allen dort lebenden Menschen ein Stromnetz zur Verfügung zu stellen, das fit für die Elektromobilität ist. Mit dem Praxistest E-Mobility-Chaussee sollten die Grundlagen dafür erforscht werden.

Die Phasen des NETZlabors E-Mobility-Chaussee im Überblick:

JAN - MAI 2019

01 PLANUNG

02 PROJEKT-VORBEREITUNG

JUN - DEZ 2019

JAN 2020 - JUL 2021

03 TESTPHASE

04 FAZIT

DEZ 2021

Planung

Das NETZlabor E-Mobility-Allee war ein erster wichtiger Meilenstein in der praktischen Erprobung der Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf das Stromnetz. Die E-Mobility-Chaussee ist eine logische Weiterentwicklung dieses Testansatzes. Im Fokus stehen hier speziell die ländliche Netztopologie und ihre Herausforderungen durch die Elektromobilität. Im ersten Schritt wird dazu ein möglichst repräsentativer Standort ausgewählt sowie das dortige Stromnetz geprüft.

Projektvorbereitung

Die Auswahl des passenden Projektumfelds ist essenziell für den Feldversuch. Durch Simulationsrechnungen und Referenzmessungen erfolgt eine Bestandsaufnahme der Situation vor dem finalen Aufbau des NETZlabors. Die Berechnungen unterstützen außerdem bei der Auswahl der E-Fahrzeuge, bei der Skalierung der Testphasen sowie bei der Beurteilung des technischen Nutzens einzelner Lösungsansätze.

Testphase

In den insgesamt 16 Testphasen werden verschiedene technische Lösungsansätze untersucht, wie beispielsweise ein Strangregler, ein zentraler Batteriespeicher sowie statisches und dynamisches Lademanagement. Darüber hinaus wird auch die Eigenverbrauchsoptimierung (Autarkie) eines einzelnen Haushalts betrachtet. Im Vordergrund steht dabei die Schnittstelle zwischen Mensch und Technik, sprich die maximale technische Effizienz bei gleichzeitig größter Verträglichkeit mit dem Nutzungsverhalten der Kund*innen.

Fazit

Die letzte Projektphase fasst alle Erkenntnisse zusammen und gibt einen Ausblick über den Einsatz der getesteten Lösungsansätze im zukünftigen Netzbetrieb.

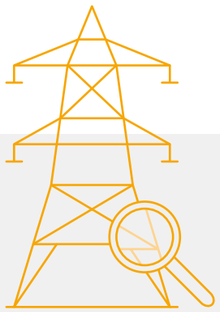
Projektziele & Projektmission

Zur Ausrichtung des Forschungsprojekts stellten sich die Projektverantwortlichen der Netze BW einige Kernfragen bezüglich ländlicher Netze, den zukünftigen E-Pionier*-innen und möglicher Optimierungsfelder. Daraus wurden Projektziele und Projektmission abgeleitet.

KUND*INNEN kennenlernen:

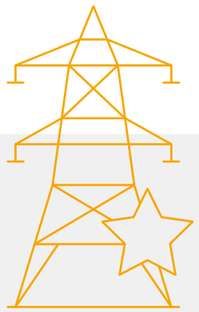
- Welche Kundenstrukturen (z. B. Altersverteilung und Berufsgruppen) gibt es im ländlichen Gebiet?
- Wie stellt sich das Ladeverhalten der E-Pionier*innen im ländlichen Gebiet dar?
- Wie wirkt sich das Nutzungsverhalten der E-Pionier*innen auf das ländliche Netz aus?
- Gibt es eine erhöhte Gleichzeitigkeit bei Ladevorgängen und welchen Einfluss haben weitere Fahrtstrecken und längere Fahrtzeiten?
- Wie kommt die Elektromobilität grundsätzlich bei den E-Pionier*innen an?
- Werden die Möglichkeiten der Elektromobilität als Optimierung empfunden?

NETZ kennenlernen:



- Welche Grundstruktur haben die ländlichen Netze – beispielsweise hinsichtlich angeschlossener Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen, Stromkreislängen etc.?
- Welche Auswirkungen hat das Ladeverhalten verschiedener Fahrzeugtypen in ländlichen Gegenden?
- Wie ist die Netzbelastung auf einzelnen Phasen – gibt es Probleme mit asymmetrischen Belastungen?
- Besteht das Risiko einer Spannungsbandverletzung?
- Gibt es weitere Faktoren, die für den sicheren Netzbetrieb berücksichtigt werden müssen, wie z. B. das vorgelagerte Mittelspannungsnetz?

NETZ optimieren:



- Mit welchen Techniken lassen sich kurzfristige Netzengpässe vermeiden (z. B. über Lademanagement) oder überbrücken (z. B. per Batteriespeicher oder Strangregler)?
- Welche Lösungen funktionieren sowohl technologisch und wirtschaftlich als auch für unsere Kund*innen am effizientesten?
- Können ganz oder teilweise autarke Haushalte mit Photovoltaikanlage, dezentralem Batteriespeicher o. ä. die Auslastung in ländlichen Netzen mit hoher Durchdringung von E-Fahrzeugen positiv beeinflussen?
- Welchen Input können die Forschungsergebnisse der Netze BW für den mittel- und langfristigen Netzausbau im ländlichen Gebiet liefern?

01

JAN - MAI 2019

PLANUNG

Wie fit ist das Land für E-Mobilität?

Besonderheit und Charakteristika ländlicher Netze

Ein Großteil der Netze im Versorgungsgebiet sind ländlich. Das bringt Charakteristika mit sich, die zu berücksichtigen sind: Je länger das Kabel, also die Entfernung vom Verbraucher zur versorgenden Umspannstation (UST) ist, desto höher sind die Spannungsschwankungen und desto eher kann es zu unzulässigen Spannungsbandverletzungen kommen. Teilweise gehen in einem ländlichen Straßenzug zwar weniger Hausanschlüsse von einem Kabel ab als in der Stadt, dafür gilt es aber längere Strecken mit diesem meist langen Kabel zu überbrücken. Weil auf dem Land weniger Knotenpunkte (Kabelverteiler) im Stromnetz zur Verfügung stehen, die die Stromkreise zwischen zwei Umspannstationen miteinander verbinden würden, enden diese häufig in Stichleitungen. Im Falle einer Netzstörung könnte der Ausfall von Teilstücken im Stromkreis somit nicht durch Umschaltungen an Knotenpunkten kompensiert werden.

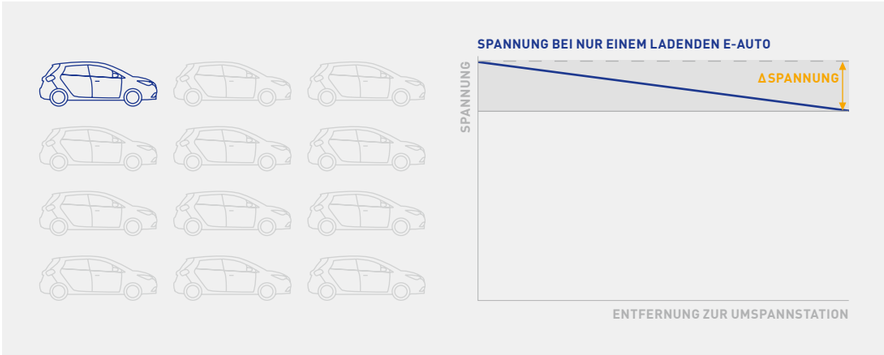
Der Standort: repräsentativ, aber nicht durchschnittlich

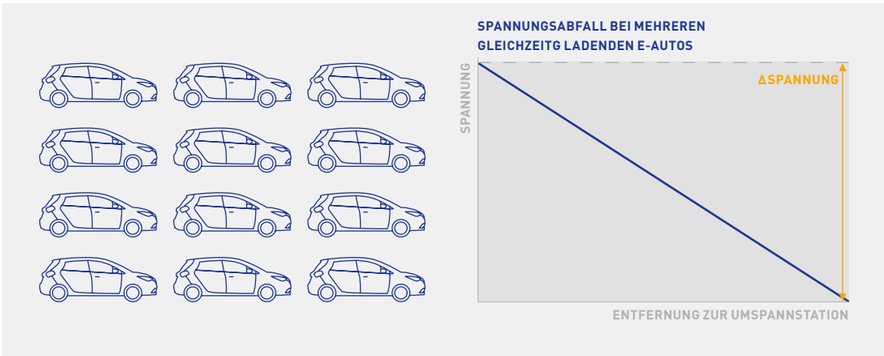
Um einen möglichst repräsentativen Standort für das NETZlabor zu finden, werden mehrere Schlüsselfaktoren berücksichtigt: Natürlich soll eine Gemeinde im ländlichen Raum ausgewählt werden. Doch darüber hinaus sind sowohl die Länge des Stromkreises als auch die Anzahl an Hausanschlüssen ausschlaggebend, um bestimmte Auswirkungen bei Spannung und Kapazität feststellen zu können. Ein Ausschlusskriterium stellen Freileitungen dar. Aktuell bilden diese zwar noch einen relevanten Teil ländlicher Ortsnetze, in Zukunft werden sie jedoch aufgrund des schrittweisen Rückbaus nicht mehr im heutigen Maß vertreten sein.

Die Wahl des Standorts fällt schließlich auf die Römerstraße in der Gemeinde Kusterdingen im Landkreis Tübingen. Die Römerstraße entspricht allen zuvor genannten Kriterien und der Stromkreis weist die typischen – herausfordernden – Merkmale eines ländlichen Niederspannungsnetzes auf. Besonders hervorzuheben ist dessen Länge von
850 Metern. Bei dem ausgewählten Stromkreis handelt es sich zudem um eine Stichleitung. Diese ermöglicht einerseits eine einfache Messung der Spannungsschwankungen und stellt andererseits einen weiteren Extremfaktor für den Test dar. Ideale Voraussetzungen für das NETZlabor der Netze BW.

Ein E-Auto ist unkritisch, entscheidend ist die maximale Gleichzeitigkeit

Stromnetze in ländlichen Regionen unterliegen ohnehin teilweise größeren Spannungsschwankungen. Zusätzliche Verbraucher, wie ladende E-Fahrzeuge, können den Spannungsfall zum Leitungsende weiter verstärken. Dabei ist es häufig so, dass der Effekt einzelner E-Fahrzeuge häufig zwar bereits messbar, fällt für das Netz jedoch noch unkritisch aus. Erhöht sich die Gleichzeitigkeit, laden also mehrere E-Fahrzeuge zur selben Zeit, erhöhen sich ebenso die Belastung im Stromnetz und der daraus resultierende Spannungsfall, der relevant für den Erhalt der Netzstabilität wird.



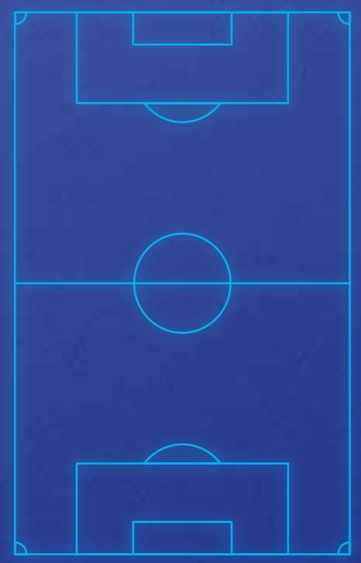


Die Gleichzeitigkeit beschreibt die Anzahl der gleichzeitig ladenden E-Fahrzeuge, bezogen auf die Gesamtzahl der installierten Ladepunkte im NETZLabor E-Mobility-Chaussee.

WUSSTEN SIE, DASS ...

der Stromkreis mit einer Länge von 850 m etwa 8 1/2 aneinander gereihten Fussballfeldern entspricht?

8 1/2 x



02

JUN – DEZ 2019

PROJEKTVORBEREITUNG

Wie belastbar ist das Stromnetz im Extremfall?

Neben der Auswahl des Standorts ist für die Realisierung des NETZlabors die Vorabprüfung des Stromnetzes ein weiterer wichtiger Faktor. Über welche freien Kapazitäten verfügt das örtliche Stromnetz? Mit Hilfe einer Netzberechnungssoftware können in kürzester Zeit Simulationen des bestehenden Netzes erstellt werden. Dabei wird einerseits der IST-Zustand betrachtet, also noch ohne zusätzliche Verbräuche wie z.B. durch Elektrofahrzeuge. Zum anderen gilt es herauszufinden, wie viele zusätzliche Ladepunkte bzw. E-Fahrzeuge das Netz theoretisch aufnehmen kann, bevor es zu einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes oder zu einer Überlastung der Stromleitungen kommt.

In drei Berechnungsfällen mit insgesamt sechs unterschiedlichen Parametereinstellungen werden die technischen Grenzen des Netzes und die „wirksamsten" Standorte für Elektrofahrzeuge bestimmt – je weiter die Fahrzeuge von der versorgenden Umspannstation entfernt eingesetzt werden, um so größer ihre Wirkung auf das Spannungsband. Alle Simulationen werden unter der Betrachtung eines „worst case" durchgeführt. Das heißt, es wird sowohl für den Einspeise- als auch für den Bezugsfall das Maximum angenommen wird, denn jeder Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, sein Netz für den höchsten anzunehmenden Lastfall auszulegen, auch wenn dieser nur selten oder gar nicht eintritt.

Bei der zu errechnenden Belastung durch die Elektrofahrzeuge wird ebenso verfahren. Für den Extremfall wird berücksichtigt, dass alle E-Fahrzeuge gleichzeitig mit voller Ladeleistung das Netz belasten, und zwar möglichst am Leitungsende – um sicherzugehen, dass selbst dann genügend Reserven im Stromnetz verbleiben, um stets die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die Prämisse des Feldversuchs ist es, die technischen Grenzen des Stromnetzes auszuloten. Diese werden zwar im Regeltestbetrieb vermutlich nicht erreicht. Jedoch ist der Versuch so angelegt, dass sich die Erkenntnisse jeder Testphase nachträglich hochrechnen lassen, um auch den Grenzfall zu betrachten.

Bestandsaufnahme durch Referenzmessungen

Um einen Überblick über die bestehende Auslastung des Netzes zu erhalten, werden in der E-Mobility-Chaussee vorab relevante Messpunkte für Referenzmessungen ohne E-Fahrzeuge eingebaut. Sie dienen dazu, die Simulation zu validieren: Wie stark ist der Stromkreis in der Straße wirklich ausgelastet? Stimmen die Werte des Stromkreises mit denen der Simulation überein? Auf diese Weise kann später ein genauer Vergleich der Kabelauslastung mit und ohne E-Fahrzeuge vorgenommen werden. Hierfür werden an verschiedenen Punkten im Netz Messgeräte verbaut, die neben der Erfassung von Strom- und Spannungswerten auch PowerQuality-Messungen der Klasse A liefern.
Die Grundauslastung des Netzes ist abhängig von der Jahreszeit: Da im Winter zunehmend elektrisch geheizt wird, ergibt sich eine höhere Netzauslastung als im Sommer. Die Referenzmessungen fanden erstmals während einer milden Oktoberwoche 2019 statt. Diese Daten werden als Referenz für die warmen Tage genutzt. Der zweite Messzeitraum fand während einer kalten Dezemberwoche statt.

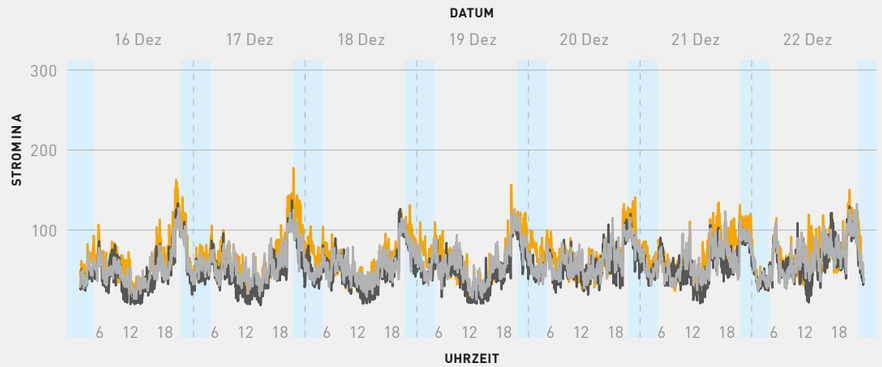


Abbildung 2: Stromverlauf der Römerstraße während einer Winterwoche (ohne Elektrofahrzeuge)

I1
I2
I3

Auch ohne den Einsatz der E-Fahrzeuge zeichnet sich ein klares Lastprofil ab. Es ist zu erkennen, dass es am Abend zu einem höheren Leistungsbezug in der Straße kommt. Zudem sieht man, dass eine der drei Phasen gelegentlich höher belastet ist als die anderen beiden. Dieses Phänomen wird im Sommer wie auch im Winter gleichermaßen beobachtet. Der Unterschied der Jahreszeiten macht sich in der Auslastung sichtlich bemerkbar: So werden während der milden Oktobertage Spitzenwerte von 20 % der Auslastungsgrenze des Stromkreises erreicht, in der kalten Dezemberwoche werden Werte erfasst, die bei 34 % der Auslastungsgrenze liegen.

Darüber hinaus wird die Spannung am Ende der Straße gemessen, denn bei langen Stromkreisen, wie sie öfter in ländlichen Gegenden zu finden sind, ist der Spannungsfall über das Kabel ebenfalls zu betrachten. Auch hier unterscheiden sich die gemessenen Werte in den verschiedenen Zeiträumen, in beiden Fällen wird eine negative Spannungsdifferenz über die Mittagszeit verzeichnet. Das ist in der Regel auf das Einspeisen von dezentralen Erzeugungsanlagen wie z. B. Photovoltaikanlagen zurückzuführen. Die maximale Spannungsdifferenz zwischen der Umspannstation und dem stationsfernsten Messpunkt liegt im Oktober bei 5 V und im Winter bei 10 V. Zur Einordnung: Das zulässige Spannungsband liegt bei +/-10 % von 230 V – was max. 253 V und min. 207 V entspricht.

Vorher-Nachher-Vergleich:
Und wie sehen die Werte nach Ausgabe der Elektrofahrzeuge aus? Die maximale Auslastung des Stromkreises erhöht sich vor allem während des Winters maßgeblich und steigt von 34 % auf 64 % an. Durch die höhere Stromabnahme steigt auch die Spannungsdifferenz innerhalb des Kabels. Denn je mehr Leistung benötigt wird, desto größer ist der Spannungsfall. Dieser erreicht zeitweise 10 V. Im Sommer hingegen macht sich der Einsatz der E-Fahrzeuge nicht so stark bemerkbar.

HIER AUFKLAPPEN.

850 METER

02

Die Auswahl der Elektrofahrzeuge

Das Projekt E-Mobility-Chaussee wurde mit den nachfolgend aufgeführten E-Fahrzeugen durchgeführt. Hinzu kam ein BMW i3, der bereits in einem der teilnehmenden Haushalte vorhanden war. Die E-Fahrzeuge wurden den E-Pionier*innen für die Dauer des Projektzeitraums inklusive einer entsprechenden Wallbox überlassen.

Nissan Leaf

Der Nissan Leaf lädt nur einphasig mit 4,6 kW. Die vergleichsweise niedrige Ladeleistung belastet das Stromnetz eher geringfügig. Allerdings benötigt dieses Fahrzeug einen längeren Zeitraum zum Laden. Dadurch ist es wahrscheinlicher, dass sich die Ladevorgänge mehrerer E-Fahrzeuge zeitlich überschneiden (Gleichzeitigkeit). Eine höhere Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge führt wiederum zu einer höheren Belastung des Niederspannungs-Verteilnetzes.

BATTERIEKAPAZITÄT	40 kWh
LADEZEIT 0-100 %	8,5 h (AC)
LADELEISTUNG	4,6 kW (AC)
LADEVERHALTEN	einphasig
ALLTAGSREICHWEITE	ca. 220 km

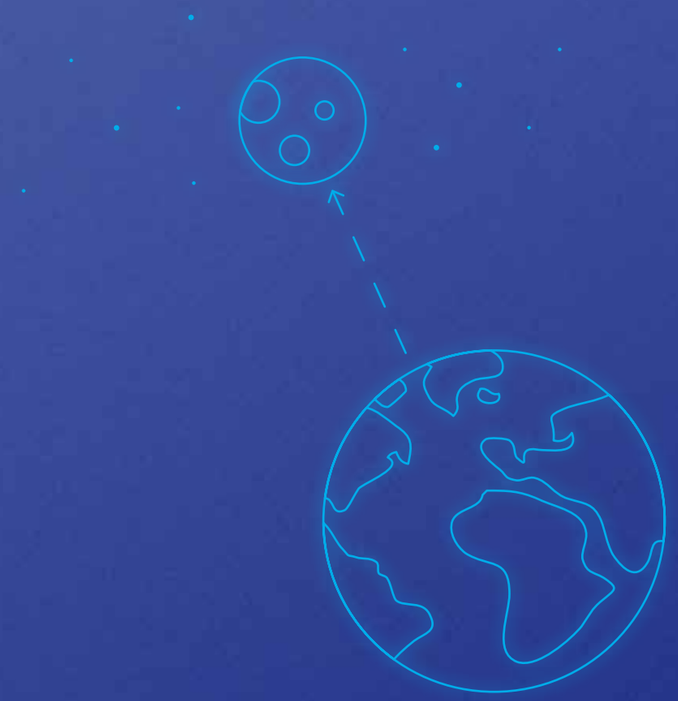
Renault ZOE

Der Renault ZOE kann AC-seitig mit 22 kW laden. Das ist die derzeit höchste Ladeleistung an privaten Wallboxen. Damit stellt der Renault ZOE die größte Herausforderung für das Stromnetz dar. Vor allem, wenn mehrere E-Fahrzeuge gleichzeitig laden.

BATTERIEKAPAZITÄT	41 kWh
LADEZEIT 0-100 %	2,15 h (AC)
LADELEISTUNG	22 kW (AC)
LADEVERHALTEN	dreiphasig
ALLTAGSREICHWEITE	ca. 250 km

WUSSTEN SIE, DASS ...

die während der Projektlaufzeit insgesamt zurückgelegten Kilometer (ca. 130.000 km) etwa einem Drittel der Entfernung der Erde zum Mond entspricht?

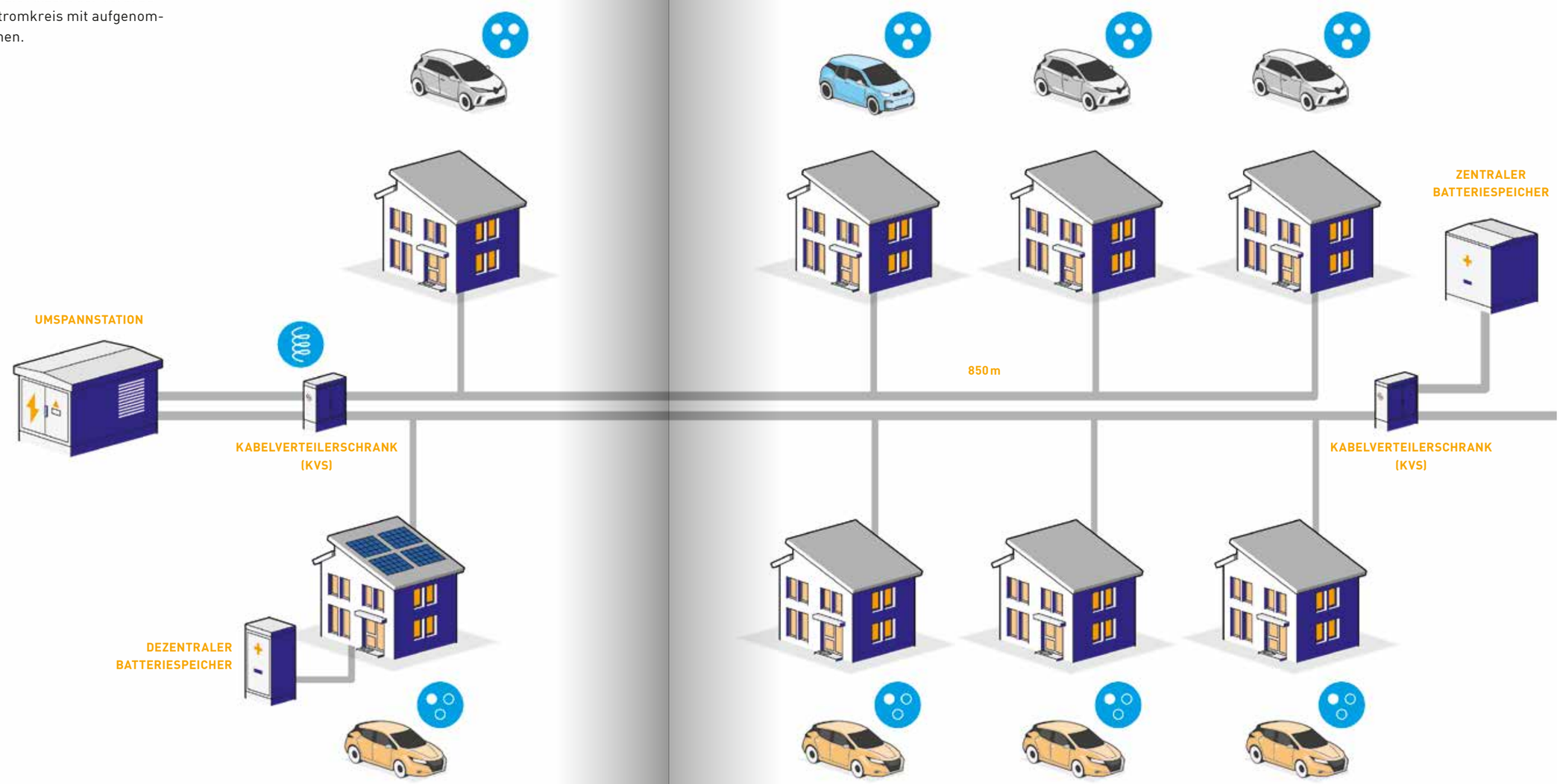


02

Die Aufteilung: einphasig versus dreiphasig

Um die Auswirkungen, die aus den unterschiedlichen Ladeleistungen resultieren, differenzieren zu können, werden die E-Fahrzeuge über den Stromkreis bewusst aufgeteilt. Der Nissan Leaf nutzt nur eine der drei leitenden Phasen. Laden mehrere E-Autos auf derselben Phase, kommt es zu einer asymmetrischen Belastung im Stromnetz. Das senkt dessen Belastungsgrenze und somit die Anzahl der Verbraucher, die in den Stromkreis mit aufgenommen werden können.

Der Stromkreis der Römerstraße besteht aus zwei Kabeln. Das ermöglicht eine gezielte Trennung einphasiger und dreiphasiger Lasten auf je ein Kabel.
Zur Verstärkung des Phasenasymmetrie-Effekts wird die Last der einphasigen Nissan Leafs im Stromnetz bewusst auf einer Phase gebündelt.



02

Wie laden E-Pionier*innen?

Das Ladeverhalten beim freien Laden

Um herauszufinden, welche Auswirkungen Elektrofahrzeuge auf das Stromnetz haben können, wenn im Extremfall viele davon gleichzeitig laden, ist es wichtig, das natürliche Ladeverhalten der Projektteilnehmer*innen genau zu analysieren. Im Gegensatz zu den üblichen Haushaltsverbrauchern wie Ofen, Herd oder Waschmaschine wirkt sich das Laden von E-Fahrzeugen stärker auf das Stromnetz aus. Bedeutet in der Praxis: Zu Zeiten, in denen alle oder die meisten Projektteilnehmer*innen ihre E-Autos zur gleichen Zeit laden möchten, kann sich der Leistungsbedarf schnell aufsummieren und es können Belastungsspitzen im Stromnetz entstehen.

Die Möglichkeit des freien Ladens und die damit verbundene „natürliche Gleichzeitigkeit" soll die Auswirkungen auf den durchschnittlichen Tageslastgang aufzeigen. Gleichzeitig ist die Testphase Referenz für die Netzzustandsmessungen vor Ausgabe der E-Fahrzeuge. Die spannende Frage lautet, welche Unterschiede sich im Tageslastgang durch den Verbraucher E-Fahrzeug ergeben.

Theoretisch liegt die maximale Ladeleistung mit acht von acht ladenden E-Fahrzeugen bei 176 kW (22 kW je Wallbox). Durch die unterschiedlichen Ladeleistungen der E-Fahrzeuge liegt die maximal zu erwartende Leistung jedoch nur bei 103,4 kW.

Die erste Testphase soll Erkenntnisse bringen über das alltägliche, uneingeschränkte Nutzungsverhalten mit den neuen Elektrofahrzeugen. Sie liefert die Grundlage für alle folgenden Tests von Lösungsansätzen zur Verbesserung des Netzzustandes. Darüber hinaus können auf Basis der Testphase Fahrpläne für statische Betriebsmodi mit Speicher und Lademanagement entwickelt werden.

Das freie Laden als Bemessungsgrundlage

Die Daten des freien Ladens dienen als Basis für eine Gegenüberstellung der Ergebnisse jeder einzelnen Testphase der E-Mobility-Chaussee. Durch diesen Vergleich zwischen den uneingeschränkten Auswirkungen der E-Fahrzeuge auf das Stromnetz und der Netzoptimierung mittels verschiedener technischer Lösungsansätze können wir das Potenzial einer Testphase sehr genau bestimmen. Positive Auswirkungen auf die Netzstabilität, aber auch eventuelle Schwächen, wie eine mögliche Einschränkung des Nutzungsverhaltens, werden so offen gelegt.

Ladeverhalten und Auslastung im Sommer

Im Sommer liegt die mittlere Grundauslastung des Strangs ohne Ladevorgänge von E-Fahrzeugen bei circa 50 A. Die Ladevorgänge heben diesen Wert bis auf maximal 140 A, haben also deutlichen Einfluss auf den Tageslastgang eines Stromkreises.
Abbildung 3 zeigt den Zusammenhang von Ladevorgängen bzw. erhöhter Gleichzeitigkeit (blaue Blöcke) und auftretenden Belastungsspitzen. Deutlich zu erkennen ist die einphasige Belastung (orange - I1) durch ladende Nissan Leafs. Die Belastung steigt vor allem in den Abendstunden zwischen 19 und 23 Uhr. Dies entspricht dem erwarteten Elektromobilitäts-Nutzungsverhalten an Werktagen. Die Wochenendnutzung sowie entsprechende Strompeaks weichen vom abendlichen Muster ab – hier ist keine Regelmäßigkeit zu erkennen. Das ist nachvollziehbar, da das Nutzungsverhalten am Wochenende deutlich individueller ausfällt als an einem klassischen Arbeitstag.

Die Spannung reagiert auf einzeln ladende E-Fahrzeuge nur gering – zum Strangende fällt sie geringfügig ab. Sobald zwei E-Fahrzeuge laden, wird der Effekt des Spannungseinbruchs jedoch deutlicher erkennbar, insbesondere durch die einphasige Belastung der Nissan Leafs.

BEMESSUNGSGRUNDLAGE FREIES LADEN IM SOMMER

Maximale Auslastung der Sicherung:
140 A

Maximale Gleichzeitigkeit:
4 E-Autos

Maximale Spannungsdifferenz:
11,5 V

Maximale Phasenasymmetrie:
1,1 %

Die Römerstraße wird von zwei parallel verlaufenden Kabelsträngen, ausgehend von der Umspannstation, versorgt. Um die Auswirkungen aller E-Fahrzeuge auf beiden Straßenseiten zu erfassen, wird die Summe der Ströme (I) beider Kabelstränge betrachtet.

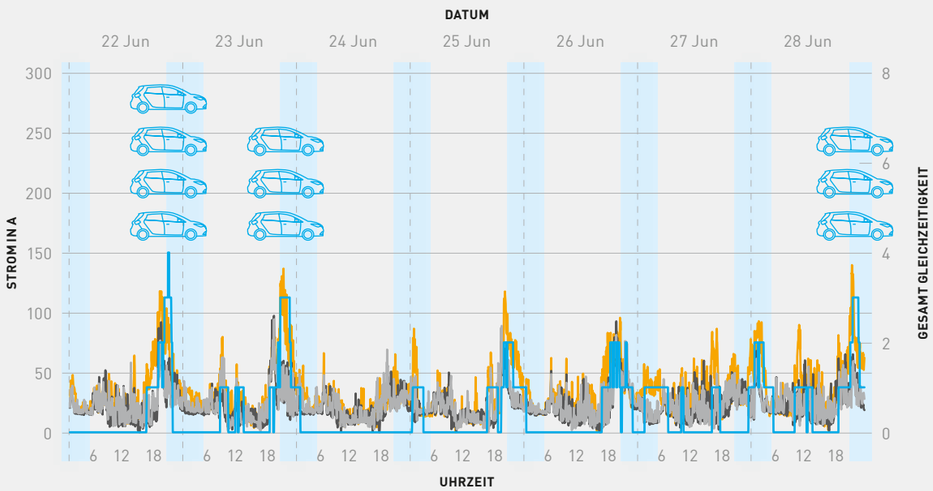


Abbildung 3: Stromverlauf beider Kabel während des freien Ladens im Sommer (inkl. Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge)

I1
I2
I3
Gesamt Gleichzeitigkeit

Ladeverhalten und Auslastung im Winter

Im Winter steigt die Grundauslastung des Strangs auf 80 A, liegt also im Vergleich zum Sommer um 60 % höher. Bemerkenswert an dieser Darstellung (Abbildung 4): An Werktagen treten abends regelmäßig Belastungsspitzen von bis zu 200 A auf, obwohl die maximale Gleichzeitigkeit nur kurz bei maximal drei E-Fahrzeugen in der Spitze lag. Zum Vergleich: Im Sommer waren es 140 A bei maximal vier gleichzeitig ladenden E-Fahrzeugen.
Grund sind die Wärmestromanlagen. Diese tragen ab 20 Uhr deutlich zur Auslastung des Stromkreises bei, auch weil deren Betriebszeitraum in die Zeit der höchsten Gleichzeitigkeit fällt.

Der Spannungsfall über die Länge des Strangs ist relativ ähnlich zu den Werten im Sommer, mit etwa 10 V Spannungsdifferenz. Die Maximalwerte werden hauptsächlich auf Phase 1 (I1) erreicht, was nur auf E-Fahrzeuge (also den Nissan Leaf) zurückzuführen ist, während die Heizungen das Netz gleichmäßiger belasten. Dies zeigt sich auch in der Phasenasymmetrie, die im Vergleich zum Sommer (1,1 %) mit 0,9 % etwas geringer ausfällt – hauptsächlich, weil nur maximal drei E-Fahrzeuge gleichzeitig geladen haben.

BEMESSUNGSGRUNDLAGE FREIES LADEN IM WINTER

Maximale Auslastung der Sicherung:
205 A

Maximale Gleichzeitigkeit:
4 E-Autos

Maximale Spannungsdifferenz:
10 V

Maximale Phasenasymmetrie:
0,9 %

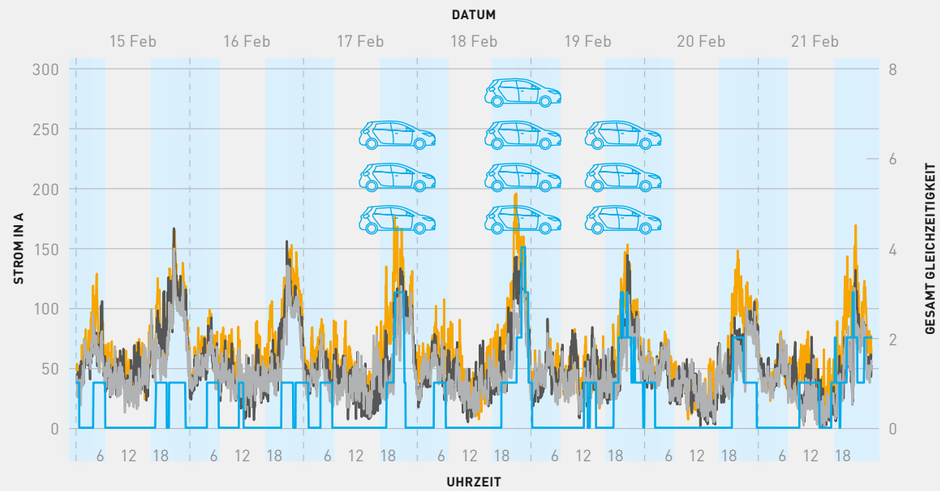


Abbildung 4: Stromverlauf beider Kabel während des freien Ladens im Winter (inkl. Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge)

I1
I2
I3
Gesamt Gleichzeitigkeit

02

Nutzungsverhalten der Kund*innen

Wie erwartet, unterscheiden sich die ländlichen Nutzer*innen in ihrem Verhalten nur unwesentlich von denen in Städten und Vorstädten.

Im Sommer lädt die meiste Zeit über (ca. 72 %) kein E-Fahrzeug, was sich mit den Erkenntnissen aus dem NETZlabor E-Mobility-Allee deckt (dort waren es 70 - 75 % der Zeit ohne Ladevorgänge). Während 20 % der Zeit lädt nur ein E-Fahrzeug, eine höhere Gleichzeitigkeit tritt nur sehr selten und kurz auf.

Im Winter hingegen verkürzt sich der Zeitraum, in dem kein E-Fahrzeug lädt, auf knapp unter 60 %. Da die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge nicht ansteigt – maximal drei E-Fahrzeuge statt vier im Sommer – und zu 30 % der Zeit nur ein E-Fahrzeug lädt, lässt sich schließen, dass der Verbrauch der E-Fahrzeuge im Winter deutlich zunimmt und ein einzelner Ladevorgang somit mehr Zeit beansprucht. Die E-Fahrzeuge brauchen also länger, bis sie voll geladen sind: Im Schnitt dauert ein Ladevorgang im Sommer 115 Minuten (Energiemenge 11,3 kWh) und im Winter 152 Minuten (Energiemenge 12,3 kWh).

Typischerweise findet ein Großteil der Ladevorgänge zwischen 19 und 23 Uhr (Abbildung 5) statt, am Samstag und Sonntag werden Ladevorgänge teils schon nachmittags gestartet. Hier verteilt sich auch die Gleichzeitigkeit mehr über den Tag (orange Balken), da am Wochenende jeder seinem eigenen Tagesrhythmus folgt.

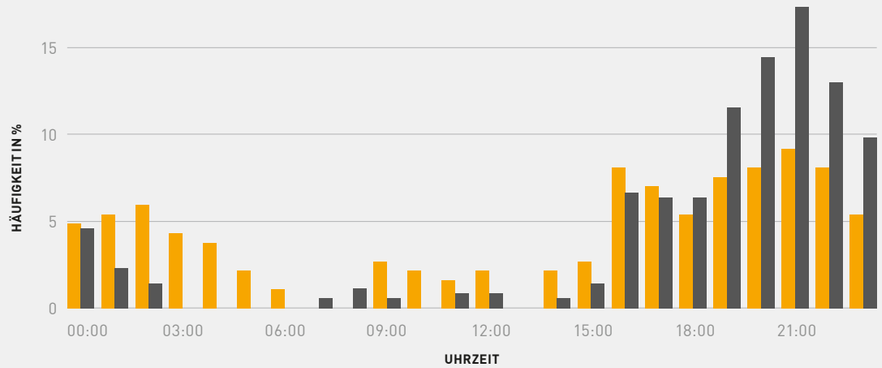


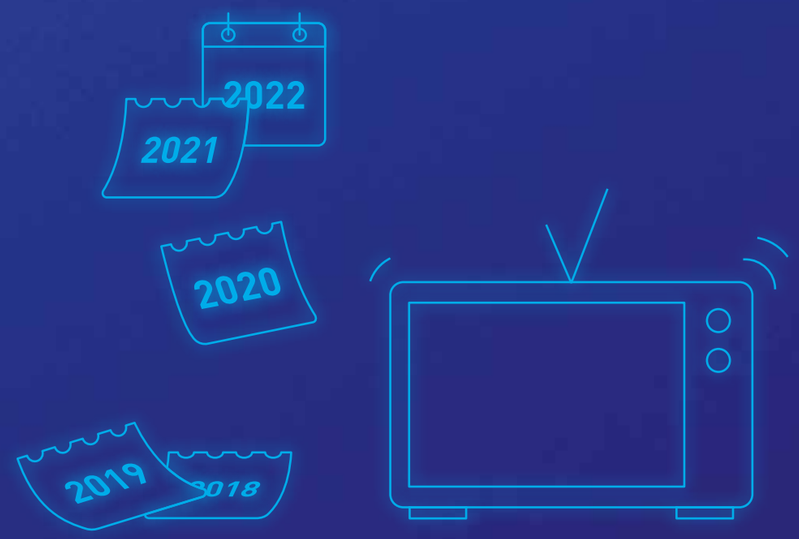
Abbildung 5: Durchschnittliche Verteilung der Ladehäufigkeit über 24 Stunden während des freien Ladens

Wochenende —
Werktag —

Abschließend konnte beim freien Laden festgestellt werden, dass sich durch die natürliche Verteilung der Ladevorgänge keine sehr hohe Gleichzeitigkeit ladender E-Fahrzeuge ergibt (Abbildung 5). Die simulierte Maximalbelastung, die zur Auslegung des Feldversuchs bestimmt wurde, stellte sich nicht ein – was auch Auswirkungen auf das Spannungsniveau während aller folgenden Testphasen hat. Nachdem die Spannung in der Römerstraße bereits vor Auslieferung der E-Fahrzeuge über dem Wert von 230 V lag und die E-Fahrzeuge selbst in der alltäglichen Nutzung eine geringere Belastung für das Stromnetz darstellten als zuvor angenommen, müssen nun alle Testphasen und gegebenenfalls benötigte Grenzwerte auf diese Situation angepasst werden.
Auch wenn die Spannung in den folgenden Testphasen nicht deutlich unter 230 V (Normspannung) fällt, lassen sich die Effekte der E-Fahrzeuge dennoch verwerten und für weitere Simulationen nach Beendigung des Feldversuchs aggregieren.

WUSSTEN SIE, DASS ...

mittels der insgesamt über den Testzeitraum von allen E-Pionier*innen nachgeladenen Energie von 29.478 kWh acht Haushalte 4 Jahre, 2 Monate und 12 Tage am Stück Fernsehen schauen könnten?



„Für uns als Verteilnetzbetreiber ist es wichtig zu wissen, was die E-Mobilität mit dem Stromnetz macht. Aber ohne unsere Kund*innen geht es nicht. Nur wenn wir es schaffen, diese Mensch-Technik-Schnittstelle optimal herzustellen, können wir unsere technischen Lösungsansätze zur intelligenten Netzoptimierung für beide Seiten möglichst effektiv und effizient gestalten.“

Patrick Vasile, Projektleiter

03

JAN 2020 - JUL 2021

TESTPHASE

Technische Lösungsansätze für die optimale Integration von E-Mobilität in das ländliche Stromnetz

Gemeinsam mit den Teilnehmer*innen des NETZlabors E-Mobility-Chaussee - unseren E-Pionier*innen – untersuchten wir in insgesamt 16 Testphasen, wie sich das Laden von Elektrofahrzeugen auf das lokale Stromnetz auswirkt und welche technischen Lösungsansätze sowohl maximale Effizienz für den Erhalt der Netzstabilität bieten als auch die Bedürfnisse der Kund*innen berücksichtigen. Die optimale Integration von Elektromobilität in unser Stromnetz kann nur gelingen, wenn beide Komponenten, nämlich Mensch und Technik, miteinander in Einklang gebracht werden. So müssen die Lösungsansätze sowohl netzdienlich als auch gut integrierbar in den Alltag mit Elektromobilität sein. Daher steht für uns eine klare Mission im Fokus des Projekts: Das Netz kennenlernen, den Kunden kennenlernen und das Netz entsprechend optimieren.

Die erwähnten Lösungsansätze lassen sich in zwei Kategorien unterteilen:

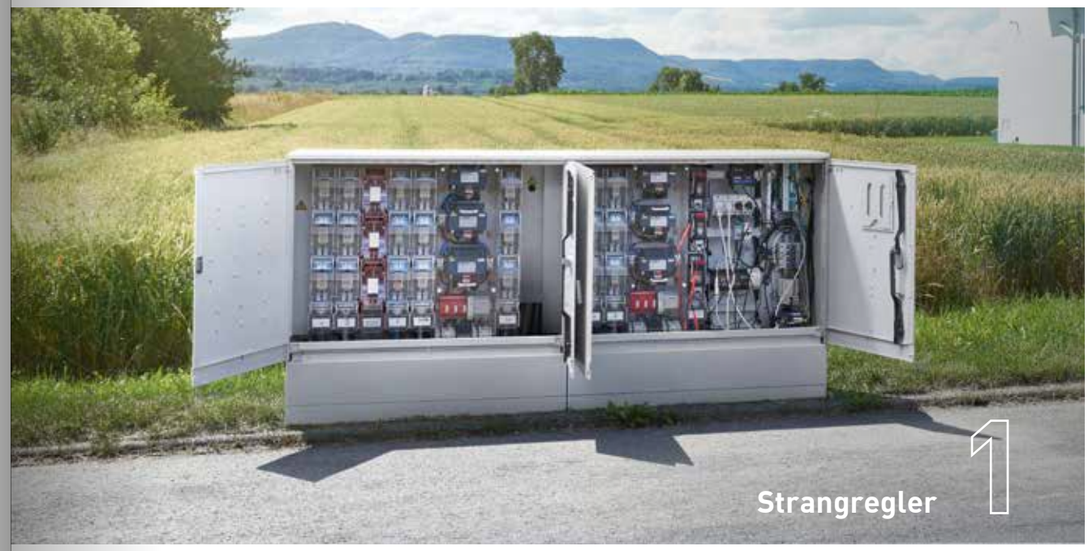
Maßnahmen zur Netzoptimierung ohne Einwirken auf die Ladeleistung der Kund*innen:

- Strangregler
- zentraler Batteriespeicher, fahrplanbasierter (statischer) Betrieb
- zentraler Batteriespeicher, spannungsgeführter (dynamischer) Betrieb

Maßnahmen zur Netzoptimierung mit Einwirken auf die Ladeleistung der Kund*innen:

- Lademanagement, statischer Betrieb
- Lademanagement, dynamischer Betrieb

Über einen Zeitraum von knapp 1,5 Jahren werden verschiedene Versuche und Strategien getestet, mit denen die Netzintegration von Elektromobilität begünstigt werden soll. Die Ausdehnung der Projektlaufzeit ermöglicht zudem das Testen jedes Lösungsansatzes sowohl während des Winters, also der Heizperiode, als auch in den warmen Sommermonaten, in denen die Belastung im Stromnetz niedriger ausfällt. Die Testphasen finden dabei mindestens einmal im jeweiligen Zeitraum statt. In unserer Definition werden die Monate April bis einschließlich September dem Sommer zugeordnet, Testphasen im Oktober bis März zählen als Winter-Tests.



NETZ OPTIMIEREN OHNE KUNDE

NETZ OPTIMIEREN MIT KUNDE

03

Der technische Aufbau des NETZlabors

Bei der Installation der für den Feldversuch benötigten technischen Bestandteile und Lösungsansätze ist die praxisnahe Planung sehr wichtig. Sprich, der vollständige Aufbau der Ladeinfrastruktur erfolgt nach einem Prinzip, das so in jedem herkömmlichen ländlichen Straßenzug durchführbar ist.
Betriebsmittel wie ein Strangregler oder Batteriespeicher können ihre größte Wirkung auf die Netzstabilität nur dann entfalten, wenn der optimale Standort dafür gegeben ist. Dieser wird allerdings oft durch lokale Gegebenheiten, die Verfügbarkeit von Flächen oder durch das Stromnetz selbst bestimmt. Für die Umsetzung von Lademanagement sind zudem bei den teilnehmenden Haushalten die notwendigen technischen Vorkehrungen zu treffen. Um Daten und Ergebnisse zu speziell eingesetzten technischen Lösungen und dem Ladeverhalten der E-Pionier*innen zu gewinnen und daraus wichtige Erkenntnisse abzuleiten, wird extra für das NETZlabor zusätzliche Messtechnik installiert.

1 Umspannstation (UST)

2 Strangregler

3 Dezentraler Batteriespeicher

4 Wallboxen mit Lademanagement (in allen teilnehmenden Haushalten)

5 Kabelverteilerschrank (KVS019)

6 Zentraler Batteriespeicher

03

Im Rahmen des Projektes erhalten sieben Haushalte innerhalb eines abgegrenzten Stromkreises der Römerstraße in Kusterdingen jeweils ein Elektrofahrzeug und eine übliche Ladeeinrichtung. Installiert werden KEBA P30 Wallboxen mit einer maximalen Anschlussleistung von 22 kW. Die eingesetzten E-Fahrzeuge sind drei Renault ZOEs sowie vier Nissan Leafs mit einer Realladeleistung von 22 kW dreiphasig (Renault) bzw. 4,6 kW einphasig (Nissan). Hinzu kommt ein weiterer Haushalt, der bereits vor Projektbeginn mit einem eigenen BMW i3 (11 kW dreiphasig) elektrisch unterwegs war, jedoch noch ohne eigene Ladeinfrastruktur. Auch dieser Haushalt erhält eine KEBA P30 Wallbox.

Von der **Umspannstation** 1 aus wird die E-Mobility-Chaussee mit Strom versorgt. Der Transformator in der Umspannstation ist dabei die Schnittstelle zwischen dem regionalen und dem lokalen Verteilnetz. Die an dieser Station gemessenen Werte bilden die Grundlage zur Beurteilung der Auslastung des Niederspannungsnetzes und der Auswirkungen von Ladeinfrastruktur.

Der **Strangregler** 2 ist ein technisches Betriebsmittel, das auf das Spannungsniveau in einem einzelnen Stromkreis reagiert und dieses bei Bedarf anhebt oder absenkt. Dieser Lösungsansatz kann eine kostengünstige Alternative zu einem kompletten Netzausbau sein, insbesondere in ländlichen Netzen, in denen die Spannung häufiger ein Problem darstellt als die Auslastung des Stromkabels.

Während des gesamten Testzeitraums wurde ein Haushalt, der bereits über eine eigene Photovoltaikanlage (PV-Anlage) mit 4,6 kWp (installierte Leistung) verfügte, zusätzlich zum E-Fahrzeug mit einem **dezentralen Batteriespeicher** 3 ausgestattet. Diese Speichereinheit besaß eine Kapazität von 19 kWh und wurde mit dem Ziel eingesetzt, durch eine Steigerung des Eigenverbrauchanteils des von der PV-Anlage erzeugten Stroms die Belastung am Hausanschluss zu verringern. Diese Optimierung sollte es zudem möglich machen, das E-Fahrzeug auch in den Abendstunden noch mit PV-Strom zu beladen.
Beim **Lademanagement** 4 werden Ladevorgänge entweder mittels vorgegebenen Fahrplänen oder Echtzeit-Messwerten aus dem Stromnetz gesteuert. Anders als bei den statischen Varianten, die täglich im vorgegebenen Rhythmus und unabhängig von der Netzsituation Steuerungs- und Freigabebefehle ausführen, greift das dynamische Lademanagement nur ein, wenn es die Netzsituation erfordert. In der Theorie sollte dies zu einer wesentlich geringeren Dauer des Eingriffs in die Ladeleistung führen – was letztendlich allerdings von der Auslastung des Stromnetzes abhängt. Das dynamische Lademanagement wurde in zwei Varianten getestet – einmal **spannungsgeführt** und einmal **stromgeführt**.

Ein **Kabelverteilerschrank** 5 ist ein Knotenpunkt im Niederspannungsverteilnetz. Durch die exponierte Lage am Ende der Römerstraße bietet sich dieser Kabelverteilerschrank an, Spannungswerte aus dem Netz zu erfassen. Der zu erwartende Spannungsfall ist an diesem stationsfernsten Messpunkt im NETZlabor am größten. Die Messwerte bilden die Datengrundlage für viele Testphasen des Feldversuchs.

Während der Strangregler nur einen Effekt auf das Spannungsniveau erzielen kann, hat der **zentrale Batteriespeicher** 6 mehr Wirkmöglichkeiten: Durch Einspeisung am Strangende – ähnlich einer EEG-Erzeugungsanlage – kann er sowohl einen positiven Effekt auf das Spannungsniveau ausüben als auch die Gesamtauslastung des Stromkreises reduzieren, beispielsweise wenn der eingespeiste Strom zeitgleich in der Straße verbraucht wird.
Für den Betrieb werden zwei definierte Modi getestet: zum einen der statische **fahrplanbasierte** Modus und zum anderen der dynamische **spannungsgeführte** Modus.

Der Strangregler ersetzt einen Kabelverteilerschrank als Knotenpunkt im Netz. Durch seinen Betrieb wird das Spannungsniveau im weiteren Netzverlauf angehoben und erlaubt mit den Kapazitäten bestehender Betriebsmittel die Überbrückung größerer Distanzen oder die Integration höherer Lasten im Netz.

03

STRANGREGLER

Der Strangregler: Schaltstelle für das Spannungsniveau

Der Strangregler ist ein technisches Bauteil, das lediglich auf das Spannungsniveau in einem einzelnen Stromkreis reagiert. Dieses wird durch den Regler angehoben oder abgesenkt, je nachdem, was erforderlich ist. Dieser Lösungsansatz ist eine kostengünstige Alternative zu einem kompletten Netzausbau, insbesondere in ländlichen Netzen, in denen die Spannung häufiger ein Problem darstellen kann als die Auslastung des Stromkabels.

Der Strangregler ist im Grunde eine technische Erweiterung eines Kabelverteilerschranks. Er stellt den mittleren Messpunkt im Stromkreis dar und dient als Schaltstelle im Niederspannungsnetz. Das von der Umspannstation eingehende Spannungsniveau wird von ihm erfasst und auf Grenzwerte geprüft. Falls die Spannung zu niedrig oder zu hoch ist, erfolgt eine Anhebung oder Senkung des Spannungsniveaus um 6 V im weiteren Kabelverlauf.

Die Auswertung der Sommer- und Winter-Testphasen

Die maximale Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge lag im Sommer- und Wintertestzeitraum bei vier E-Fahrzeugen – wie auch schon in der Testphase des freien Ladens.

Die höchste Belastung am Abgang variierte zwischen circa 110 A im Sommer und ca. 230 A im Winter. Zum Vergleich: Beim freien Laden waren es im Sommer 140 A und im Winter 205 A.

Die absolute Netzspannung in den durch den Strangregler geregelten Abschnitten sank nie weit unter den parametrierten unteren Grenzwert von 232 V. Auch der obere Grenzwert des Strangreglers (240 V) wurde nie überschritten.
Die Grafik (Abbildung 6) zeigt die Belastungsspitzen durch eine höhere Gleichzeitigkeit ladender Elektrofahrzeuge während des Wintertestzeitraums: Die größte Gleichzeitigkeit von vier E-Fahrzeugen am Abend des 29.01. verursacht ein Belastungsmaximum von ca. 230 A. Entsprechend sollte zu diesem Zeitpunkt die Spannungsdifferenz zwischen Umspannstation und stationsfernstem Messpunkt ebenfalls ein Maximum erreichen.

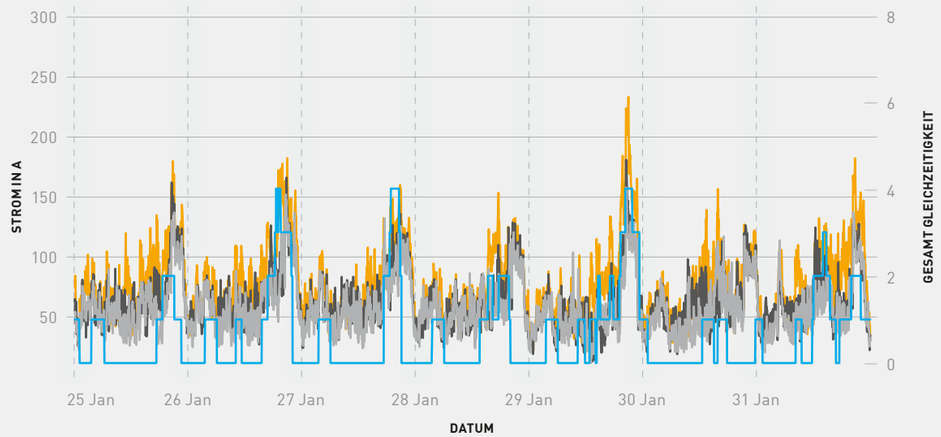


Abbildung 6: Stromverlauf während des Strangreglerbetriebs (inkl. Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge)

I1
I2
I3
Gesamt Gleichzeitigkeit

1

03

STRANGREGLER

In Abbildung 7 sieht man die Spannungsdifferenz für denselben Zeitraum in beiden Kabeln separat. Eigentlich sollte die Spannung beider Kabel durch die Strangreglereinheit geregelt werden. Durch eine auftretende Funktionsstörung des Strangreglers auf Kabel 1 (obere Bildhälfte) lässt sich jedoch gut bewerten, welchen Verlauf die Spannungsdifferenz bei dieser erhöhten Gleichzeitigkeit – einmal mit Regelung, einmal ohne – tatsächlich genommen hat. Innerhalb der farblich markierten Fläche wird deutlich: Ohne Eingriff des Strangreglers (obere Kurve) steigt die Spannungsdifferenz auf diesem Kabel bei steigender Gleichzeitigkeit auf > 10 V, die Spannung sinkt von der Umspannstation also bis zum Leitungsende um mehr als 10 V.

Mit Eingriff des Strangreglers auf dem anderen Kabel hält sich ein Anstieg der Spannungsdifferenz hingegen in Grenzen: Zum Zeitpunkt der höchsten Gleichzeitigkeit (hellblauer Bereich) kehrt der Strangregler durch seinen Eingriff die Spannungsdifferenz sogar ins Negative, das heißt, die Spannung auf diesem Kabel war am Strangende höher als an der Umspannstation.

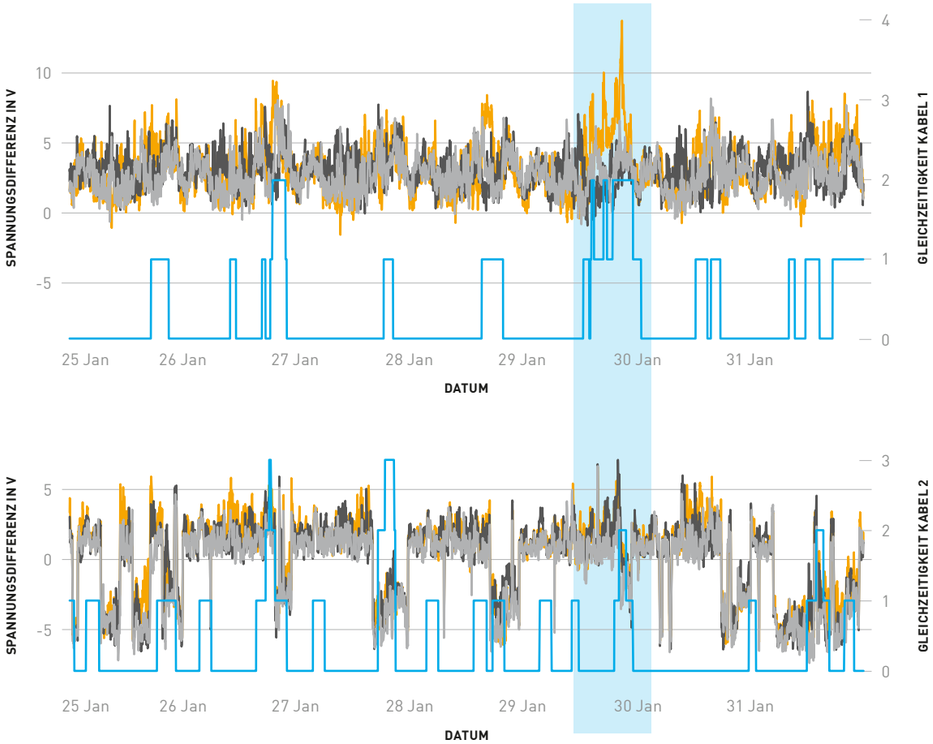


Abbildung 7: Spannungsdifferenz zwischen der UST und dem KVS019 für je ein Kabel der Römerstraße; oben: ohne Strangreglereingriffe; unten: mit Strangreglereingriffen

ΔU1
ΔU2
ΔU3
Gleichzeitigkeit gerade (oben)
Gleichzeitigkeit ungerade (unten)

Einzeln ladende E-Fahrzeuge reichen meist aus, um das Spannungsniveau derart zu beeinflussen, dass die Spannung den erforderlichen Grenzwert des Strangreglers unterschreitet - beinahe bei jedem erfassten Ladevorgang hebt der Strangregler das Spannungsniveau an.
Allerdings ist auch zu beobachten, dass die Spannung bereits unabhängig von Ladevorgängen eine gewisse Volatilität aufweist, die sich durch übergeordnete Effekte aus dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz erklären lässt und teilweise zu Eingriffen des Strangreglers führt. Ladende E-Fahrzeuge sollten das Spannungsniveau eigentlich senken, beeinflussen in diesem speziellen seltenen Fall die Spannung – verglichen mit den übergeordneten Effekten – jedoch nur so marginal, dass ein Spannungshub aus dem Mittelspannungsnetz überwiegt und der Strangregler senkend eingreifen muss.

Strangregler und Kund*innenverhalten

Zum Nutzungsverhalten während der Strangregler-Testphase gibt es keine besonderen Beobachtungen. Der Strangregler beeinflusst durch seinen Einsatz weder Ladeleistung noch Mobilitätsverhalten der Kund*innen – er ist ein reines Netzbetriebsmittel. Das Laden mit Einsatz des Strangreglers bleibt frei und uneingeschränkt, lediglich mit einer für die Nutzer*innen unsichtbaren netzseitigen Kontrolle.
Abbildung 8 stellt den Spannungsverlauf über einen mehrwöchigen Zeitraum dar, der hellblaue Bereich zeigt dabei die Einsatzzeit des Strangreglers.

Es ist klar zu erkennen, dass während des Einsatzes des Strangreglers die Spannung im Stromnetz angehoben wird: Vor und nach der Testphase liegen die niedrigsten Spannungswerte deutlich und regelmäßig unter 230 V. Auch nach der Testphase senkt sich das Spannungsniveau wieder und die Minimalspannung liegt häufig wieder unter 230 V. Während des Strangreglereinsatzes bleibt die Spannung konstant im Bereich des vorgegebenen Regelungsfensters, also zwischen 232 V und 240 V, mit Ausnahme einzelner, sehr kurzer Ausreißer.

Die grafische Kurve bildet das Spannungsniveau am KVS019 ab – dem Strangende. Die Spannungsregelung erfolgt jedoch in der Mitte des Stromkreises am KVS017. Bis zum Strangende verändert sich die Spannung in der Regel über diese Entfernung um wenige Volt (positiv wie negativ). Daher liegen die Grenzen der Kurve nicht genau auf 232 V bzw. 240 V, den Regelungsgrenzen des Strangreglers. Es ist jedoch davon auszugehen, dass das Gerät die Ausgangsspannung am Regelungspunkt sehr genau getroffen hat und diese einhalten konnte.

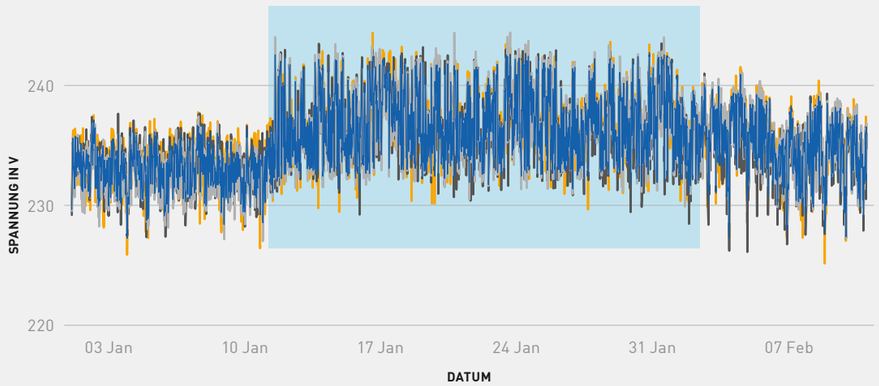


Abbildung 8: Verlauf der Absolutspannung während des Strangreglerbetriebs über mehrere Wochen

U1
U2
U3
Mittelwerte

Der Strangregler:
Vorteile und Einschränkungen

Der Einsatz eines Strangreglers ist technisch einfach umsetzbar und vergleichsweise kurzfristig zu realisieren: Bestehende Kabelverteiler werden gegen Schränke mit integrierter Regelungseinheit getauscht.

Der Strangregler ist daher vor allem für abgelegene Netze oder Stichleitungen ohne weitere Umschaltmöglichkeiten geeignet, um die Kapazitäten des Stromnetzes bei auftretenden Spannungsschwankungen besser auszunutzen.

Ein großer Vorteil der Lösung ist, dass der Strangregler nicht nur auf Effekte innerhalb des Niederspannungsstromkreises reagiert, also z. B. auf Lasten unmittelbar aus den Haushalten, sondern auch auf Schwankungen aus dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz. Zu Zeiten mit hoher (über-)regionaler Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien wie PV und Wind kann dies gegenläufige Effekte aus dem vorgelagerten Netz zum lokalen Verteilnetz ausgleichen. Eine positive Wirkung auf die gemessene Phasenasymmetrie wurde im Übrigen nicht erwartet, da das eingesetzte Gerät nicht phasenselektiv arbeitet.

Einige wenige Einschränkungen sind für die Anwendung dennoch zu beachten. Zum einen ist es für die Parametrierung des Gerätes essenziell, das vorherrschende Spannungsniveau des Einsatzgebietes genau zu kennen. Zum anderen ist zur laufenden Kontrolle des Betriebsstatus eine Überwachung der Netzdaten auch während des Einsatzes empfehlenswert, denn das von uns getestete Gerät selbst sendet keine Statusmeldungen o.ä..

Eine hohe Einspeisung in der Region bedeutet nicht automatisch, dass auch in einer Straße wie der E-Mobility-Chaussee zeitgleich eine hohe Einspeisung stattfindet. Würde regional die Spannung gesenkt, um die Einspeisung über die Hoch- und Mittelspannungsebene aufnehmen zu können, könnten sich bei hohem Leistungsbezug in einer Straße zur gleichen Zeit Kaskadeneffekte ergeben, durch die die Spannung lokal im Niederspannungsnetz sogar noch weiter gesenkt würde – der Strangregler wirkt dem zuverlässig entgegen.

Strangreglereinheit im KVS017

Die wichtigsten Erkenntnisse zum Strangregler

PRO

Schnelle und vergleichsweise einfache Installation

Der Strangregler ist nur etwas größer als ein normaler Kabelverteilerschrank, wie er standardmäßig als Knotenpunkt im Niederspannungsverteilnetz eingesetzt wird. Ein 1:1-Tausch würde nur einen vergleichsweise sehr geringen baulichen Aufwand erfordern.

Keine Installation zusätzlicher Sensorik notwendig

Die Funktion des Strangreglers hängt nicht von Dritt-Messsystemen ab. Das Gerät verfügt über eine eigene Messung der Ein- und Ausgangsspannung und passt seine Regelung anhand der vorprogrammierten Parameter an. Manche Modelle bieten zudem auch die Möglichkeit, auf eigene gesammelte Messdaten des Gerätes zuzugreifen und z. B. Status-Updates über dessen Funktion zu senden.

Kein Einfluss auf Nutzungsverhalten

Der Strangregler wirkt nur auf das Spannungsniveau im öffentlichen Verteilnetz ein. Die Anlagen der Kund*innen sind von seiner Regelung nicht betroffen. Eine Einschränkung im Nutzungsverhalten, z. B. über gedrosselte Ladeleistung, findet nicht statt.

CONTRA

Geringe Flexibilität

Wird ein Kabelverteilerschranks gegen einen Strangregler ausgetauscht, kann dieser auch nur auf die über den Kabelverteiler verbundenen Stromkreise positiv einwirken. Strangregler sind daher nur sehr punktuell im Einzelfall in einer bestimmten Straße oder einem einzelnen Stromkreis einzusetzen.

Keine Reduktion von Lastspitzen

Der Strangregler kann nur das Spannungsniveau anheben oder senken. Die Auslastung des Stromkreises bleibt davon unberührt. Er kann also durch die Regelung der Netzspannung dazu beitragen, dass mehr Verbraucher als üblich in das Netz integriert werden, bevor es zu Grenzwertverletzungen kommt. Dadurch kann das Netz allerdings überlastet werden, denn meist gehen signifikante Spannungsschwankungen mit einer hohen Auslastung der Betriebsmittel einher.

Transparenz über Funktionsweise erfordert Messung

Wenn der eingesetzte Strangregler über keinerlei abrufbare Messdaten zur Funktion verfügt, sind externe Messgeräte erforderlich, die sowohl die Eingangs- als auch die Ausgangsspannung erfassen. Aus der Differenz dieser Messwerte kann dann die Funktionsfähigkeit abgeleitet werden. Alternativ ist ein Gerät mit integriertem Mess- und Kommunikationsmodul einzusetzen.

03

ZENTRALER BATTERIESPEICHER

Der zentrale Batteriespeicher: Unterstützung für Spannungsniveau und Gesamtauslastung

Während der Strangregler nur einen Effekt auf das Spannungsniveau erzielen kann, bietet der zentrale Batteriespeicher mehr Wirkmöglichkeiten: Durch Einspeisung am Strangende – ähnlich einer EEG-Anlage – kann er sowohl einen positiven Effekt auf das Spannungsniveau ausüben als auch die Gesamtauslastung des Stromkreises reduzieren. Beispielsweise, wenn der eingespeiste Strom zeitgleich in der Straße verbraucht wird.

Speist der Batteriespeicher zu Zeiten in das Netz ein, in denen kein Verbrauch stattfindet, kann er das Spannungsniveau allerdings ungewollt anheben. Ähnliches gilt für eine Beladung des Speichers zu Zeiten, in denen im Netz viel Strom verbraucht wird. Dann kommt die Belastung durch den Batteriespeicher noch dazu und führt ebenfalls zu einer Verschlechterung des Netzzustandes. Diese Fälle gilt es also zu vermeiden.

Für den Betrieb werden zwei definierte Modi getestet: zum einen der statische **fahrplanbasierte** Modus und zum anderen der dynamische **spannungsgeführte** Modus.

Fahrplanbasierter (statischer) Betrieb

Fahrplanbasierter (oder statischer) Betrieb bedeutet, dass die Be- und Entladung des Speichers zu vorher fest definierten Zeiträumen erfolgt. Zur Festlegung dieser Zeiten werden noch vor Beginn der Testphase die Messdaten aus dem freien Laden herangezogen, also ein reines Lastprofil mit E-Fahrzeugen durch uneingeschränktes Ladeverhalten. Die Festlegung des Zeitfensters zur Speicherentladung orientiert sich dabei an den Zeitpunkten der höchsten Netzauslastung bzw. der höchsten Spannungsdifferenzen, die maßgeblich durch Ladevorgänge von E-Fahrzeugen verursacht werden. Eine Beladung findet im Zeitraum niedriger Netzauslastung bzw. bei geringen Spannungsdifferenzen statt.

Spannungsgeführter (dynamischer) Betrieb

Anders als im fahrplanbasierten Betrieb passt der Batteriespeicher im spannungsgeführten Betrieb seine Be- und Entladeleistung automatisch und in Echtzeit an das jeweilige Spannungsniveau des Stromnetzes an.

Gemessen wird die Spannung am stationsfernsten Messpunkt (im Kabelverteilerschrank KVS019), da hier der zu erwartende Spannungsfall am größten ist. Durch die Überwachung dieses sensibelsten Messpunktes für Spannungsschwankungen kann der Speicher am schnellsten auf Niveauschwankungen reagieren. Der messpunktnahe Standort ermöglicht zudem den größtmöglichen Effekt des Batteriespeichers auf die Netzstabilität.

2

03

ZENTRALER BATTERIESPEICHER / FAHRPLANBASIERTER BETRIEB

Die Sommer-Testphase

Zur Ermittlung des Be- und Entladezeitraums wird die durchschnittliche Verteilung von Ladevorgängen und Gleichzeitigkeit (Abbildung 9) über 24 Stunden auf Basis des 14-tägigen Testzeitraums des freien Ladens visualisiert.

Das hellgraue Zeitfenster markiert die Spanne, in der sich der Speicher entlädt – genau im Zeitraum der höchsten Gleichzeitigkeit (17.30 bis 23.30 Uhr). Das dunkelgraue Fenster stellt den Beladezeitraum dar, die Spanne der niedrigsten Gleichzeitigkeit (01.00 bis 07.30 Uhr). Sowohl Be- als auch Entladung finden mit konstant 10 kW statt. Um mit der Kapazität von 66 kWh den geplanten Zeitraum überbrücken zu können, fällt die Entladeleistung eher gering aus. Auch die Beladeleistung ist entsprechend niedrig, damit der Zeitraum der geringsten Netzauslastung voll ausgenutzt werden kann.

Die maximal fünf gleichzeitig ladenden E-Fahrzeuge im Testzeitraum führten zu einer Belastungsspitze von ca. 150 A. Zum Vergleich: In der Testphase mit freiem Laden waren es 140 A bei vier zeitgleich ladenden E-Fahrzeugen. Dies lässt auf einen positiven Effekt des Batteriespeichers auf die Auslastung des Strangs schließen. Die maximale Spannungsdifferenz betrug dabei etwa 7,5 V (11 V beim freien Laden), was den deutlichen Effekt des Batteriespeichers auf das Spannungsniveau am Leitungsende zeigt – vor allem bei hoher Gleichzeitigkeit.

Die Simulationsrechnungen für die Be- und Entladezeiten treffen sehr gut zu: 66,3 % aller Ladevorgänge im Testzeitraum fallen in die Entladezeit des Speichers und nur 6,6 % der Ladevorgänge finden während einer Beladung des Speichers statt.

Die Grafik (Abbildung 10) zeigt deutlich, dass die durchschnittliche Auslastung des Stromkreises durch den Betrieb des Batteriespeichers niedrig gehalten wird. Vor allem die typische Belastungsspitze am Abend, verursacht durch mehrere gleichzeitig ladende E-Fahrzeuge, kann durch eine gezielte Entladung gesenkt werden. Während der Speicherbeladung in den frühen Morgenstunden liegt die Netzauslastung auf demselben Niveau. So ergibt sich eine sehr konstante Auslastung über einen langen Zeitraum, ohne dabei eine kritische Situation für das Netz darzustellen. Der Batteriespeicher wirkt sich also auch hier positiv auf die Netzbelastung aus.

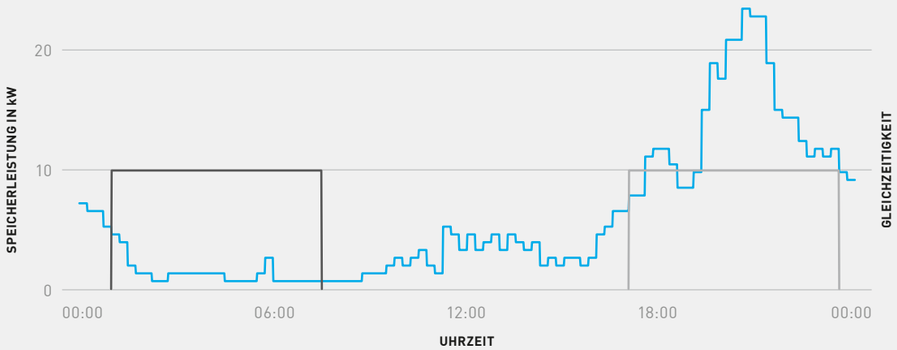


Abbildung 9: Be- und Entladezeiträume sowie Be- und Entladeleistungen während des fahrplanbasierten Batteriespeicherbetriebs im Sommer (inkl. der durchschnittlichen Gleichzeitigkeit über 24 Stunden)

Entladen
Laden
Gleichzeitigkeit

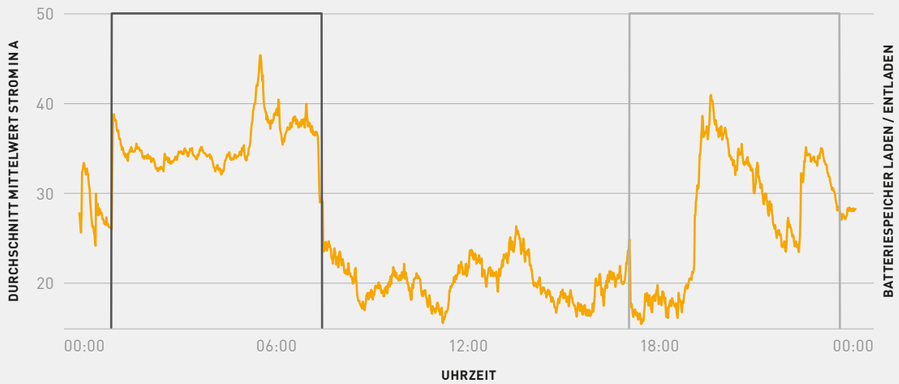


Abbildung 10: Durchschnittliche Auslastung eines Kabels über 24 Stunden während des fahrplanbasiert Batteriespeicherbetriebs im Sommer (inkl. der Be- und Entladezeiträume)

Durchschnitt Mittelwert Strom
Laden
Entladen

ZENTRALER BATTERIESPEICHER / FAHRPLANBASIERTER BETRIEB

Die Winter-Testphase

Nachdem sich die Simulationsrechnung zur Fahrplanerstellung im Sommer hauptsächlich an den Lastspitzen der E-Fahrzeuge orientiert, zielt diese im Winter eher auf eine Reduzierung der Belastung durch Wärmestromanlagen in der Straße ab.

Es wird davon ausgegangen, dass das Nutzungsverhalten der E-Pionier*innen eher variiert, die Heizungen dagegen eine verlässliche Last im Netz darstellen. Diese gilt es zu minimieren, um mehr Kapazität für Ladevorgänge zu schaffen.

Im Winter findet die Entladung (Abbildung 11, hellgraue Linie) zwischen 20.15 und 23.30 Uhr mit 20 kW statt, die Beladung (Abbildung 11, dunkelgraue Linie) zwischen 01.00 und 07.30 Uhr mit 10 kW.
Die Entladeleistung ist höher als im Sommer, weil die zu erwartende Last im Netz höher simuliert wurde. Daher ist auch der Zeitraum der Entladung kürzer – der Speicher ist schneller leer.

Maximal vier gleichzeitig ladende E-Fahrzeuge im Testzeitraum Winter führen zu einer Belastungsspitze von ca. 170 A, im Sommer waren es 150 A bei fünf E-Fahrzeugen. Die Spannungsdifferenz bei höherer Gleichzeitigkeit liegt im Maximum bei > 10 V (im Sommer 7,5 V).

Ziel der Entladung ist es, die Belastung durch Wärmestromanlagen zu reduzieren, insbesondere in deren Hauptbetriebszeitraum zwischen 20.00 und 00.00 Uhr. Da die Wärmestromanlagen Ziel der Simulation waren, die E-Pionier*innen aber früher laden, liegt die durchschnittlich höchste Gleichzeitigkeit (Abbildung 11, hellblaue Kurve) außerhalb des Entladezeitraums. Die höchste Lastspitze im Netz, die durch die E-Fahrzeuge entsteht, wird also verpasst und der Spannungsfall kann durch die Entladung des Batteriespeichers während des Zeitraums der höchsten natürlichen Gleichzeitigkeit nicht effizient begrenzt werden.

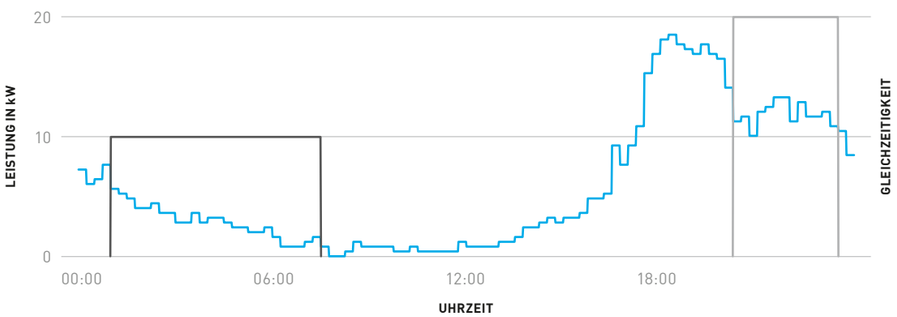


Abbildung 11: Be- und Entladezeiträume sowie Be- und Entladeleistungen während des fahrplanbasierten Batteriespeicherbetriebes im Winter (inkl. der durchschnittlichen Gleichzeitigkeit über 24 Stunden)

Entladen
Laden
Gleichzeitigkeit

Die Erwartung, dass eine Lastspitze im Netz durch die installierten Wärmestromanlagen während der Winter-Testphase verlässlicher auftritt als ein Belastungspeak ladender Elektrofahrzeuge, erfüllte sich nicht. Die Temperaturen fielen für die kalte Jahreszeit verhältnismäßig mild aus, weshalb Wärmestromanlagen nur moderat betrieben wurden und bei weitem nicht die volle Leistung abrufen mussten. Der Speicher pufferte also eine nicht vorhandene Lastspitze im Netz, weshalb die Auswirkungen der E-Fahrzeuge im Verhältnis dazu deutlicher ausfielen. Das Nutzungsverhalten unserer E-Pionier*innen erwies sich während der Testphase also als prognostizierbarer als der Winter bzw. die kalten Temperaturen. Aber natürlich kann ein Fahrplan für einen Batteriespeicher nicht permanent an die Wettervorhersage angepasst werden. Abbildung 12 zeigt, dass die maximale Belastung des Stromkreises vor der Entladung des Speichers ihren Höhepunkt erreicht. Insgesamt fallen nur 27,9 % der Ladevorgänge in den Entladungszeitraum des Speichers, 13,5 % der Ladevorgänge finden während der Speicherbeladung statt.

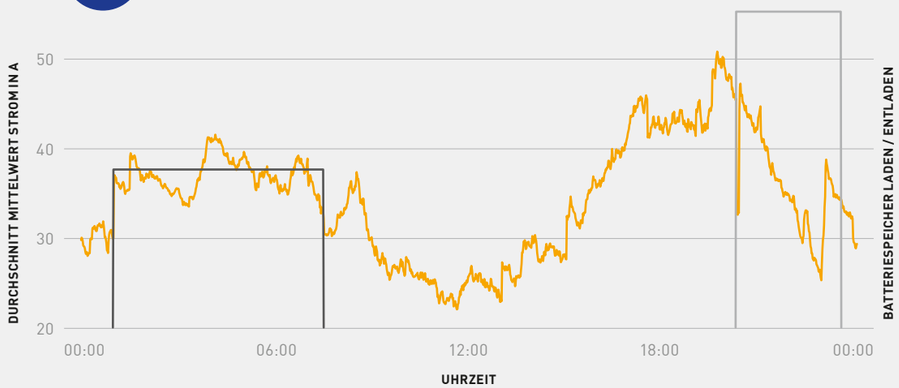


Abbildung 12: Durchschnittliche Auslastung eines Kabels über 24 Stunden während des fahrplanbasierten Batteriespeicherbetriebs im Winter (inkl. der Be- und Entladezeiträume)

Durchschnitt Mittelwert Strom
Laden
Entladen

Fahrplanbasierter Batteriespeicher und Kund*innenverhalten

Im Sommer lädt während 74 % der Zeit kein E-Fahrzeug, ein Wert, der mit der Testphase „Freies Laden" vergleichbar ist. Zu rund 21 % der Zeit wird ein E-Fahrzeug geladen. Im Winter wird zu 67 % der Zeit kein E-Fahrzeug geladen. In 23 % der Zeit lädt ein E-Fahrzeug. Die durchschnittliche Ladedauer beträgt im Sommer 103 Minuten und im Winter 163 Minuten, die durchschnittliche Energiemenge pro Ladevorgang liegt zwischen 9 und 15 kWh. Hier bestehen keine großen Unterschiede zum freien Laden, weder im Sommer noch im Winter.

Die Verteilung der Gleichzeitigkeit zwischen Werktag und Wochenende ist vor allem im Winter sehr ausgeglichen. Die typische höchste Gleichzeitigkeit liegt zwischen 18 und 19 Uhr.
Dies liegt vermutlich an der geringeren Mobilität am Wochenende durch die kurzen, dunklen und kälteren Tage.

03

ZENTRALER BATTERIESPEICHER / SPANNUNGSGEFÜHRTER BETRIEB

Die Sommer-Testphase

Für den Betrieb werden Grenzwerte festgelegt – eine Schwelle für die Beladung und eine für die Entladung. Die Messdaten werden in Echtzeit nach einer Über- bzw. Unterschreitung dieser definierten Schwellen abgetastet. Der Speicher dosiert seine Be- und Entladeleistung dann so, dass der Schwellwert genau eingehalten wird. Fällt die Schwellwertüber- bzw. -unterschreitung drastischer aus, muss der Speicher mehr Leistung bereitstellen, fällt sie schwächer aus, genügt auch weniger Leistung, um die Spannung im Toleranzbereich zu halten.

Der Vorteil des fahrplanbasierten Betriebs ist, dass die Be- und Entladezeiten sowie die Ladeleistung auf die Kapazität des Betriebsmittels abgestimmt werden. Man weiß also immer, wann der Speicher leer ist und wann er wieder voll sein wird.

Die zentrale Fragestellung für den spannungsgeführten Betrieb lautet daher: Reicht die Kapazität des Speichers aus, um alle Spannungsschwankungen abzufedern?

Im Sommer wird für die Entladung ein Grenzwert von 230 V festgelegt. Dieser kommt in zwei Anwendungsfällen zum Tragen: Erstens, wenn der Mittelwert aller drei Phasen diese Schwelle über- oder unterschreitet. Oder zweitens, sobald ein absoluter Phasenwert die Grenzwerte verletzt. Der Grenzwert für die Beladung wird mit > 232 V definiert. Der Test wird daher in zwei Teilen durchgeführt, erst nach Mittelwert, dann nach Absolutwert je Phase. Während der Testphase sind die allabendlichen Belastungsspitzen zu erkennen, die vor allem bei einer Gleichzeitigkeit von bis zu vier E-Fahrzeugen mit ca. 100 A eintreten. Gleichzeitig verursachten während des spannungsgeführten Betriebs nach Mittelwert aller drei Phasen selbst mehrere Nissan Leafs keine große Phasenasymmetrie. Die mittlere Gesamtspannung erreicht nie die untere Grenze von 230 V.
Die Grafik (Abbildung 13) zeigt den sogenannten State of Charge (SoC), also den Füllstand des Batteriespeichers im Verhältnis zum Spannungsniveau am Ende der Römerstraße für eine gesamte Testwoche während der Steuerung nach den Absolutwerten je Phase. Der Speicher reagiert selbst bei einer Gleichzeitigkeit von bis zu fünf E-Fahrzeugen nicht, da das Spannungsniveau den Grenzwert für eine Entladung nicht unterschreitet. Nur in einem einzigen gemessenen Fall während der Sommer-Testphase stützt der Batteriespeicher durch eine Entladung die Netzspannung und entlädt sich dabei bis auf 57,2 %. Er bewirkt damit eine negative Spannungsdifferenz am Leitungsende und hebt das Spannungsniveau deutlich an.

In der warmen Jahreszeit hat der Batteriespeicher genug Leistung, um die Netzspannung in der Römerstraße vor einem Unterschreiten des Grenzwertes zu stabilisieren.

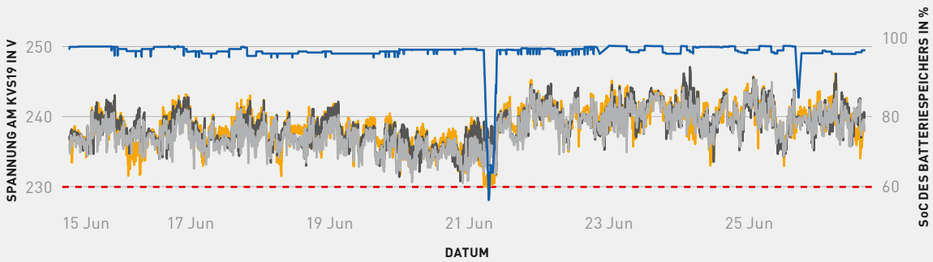
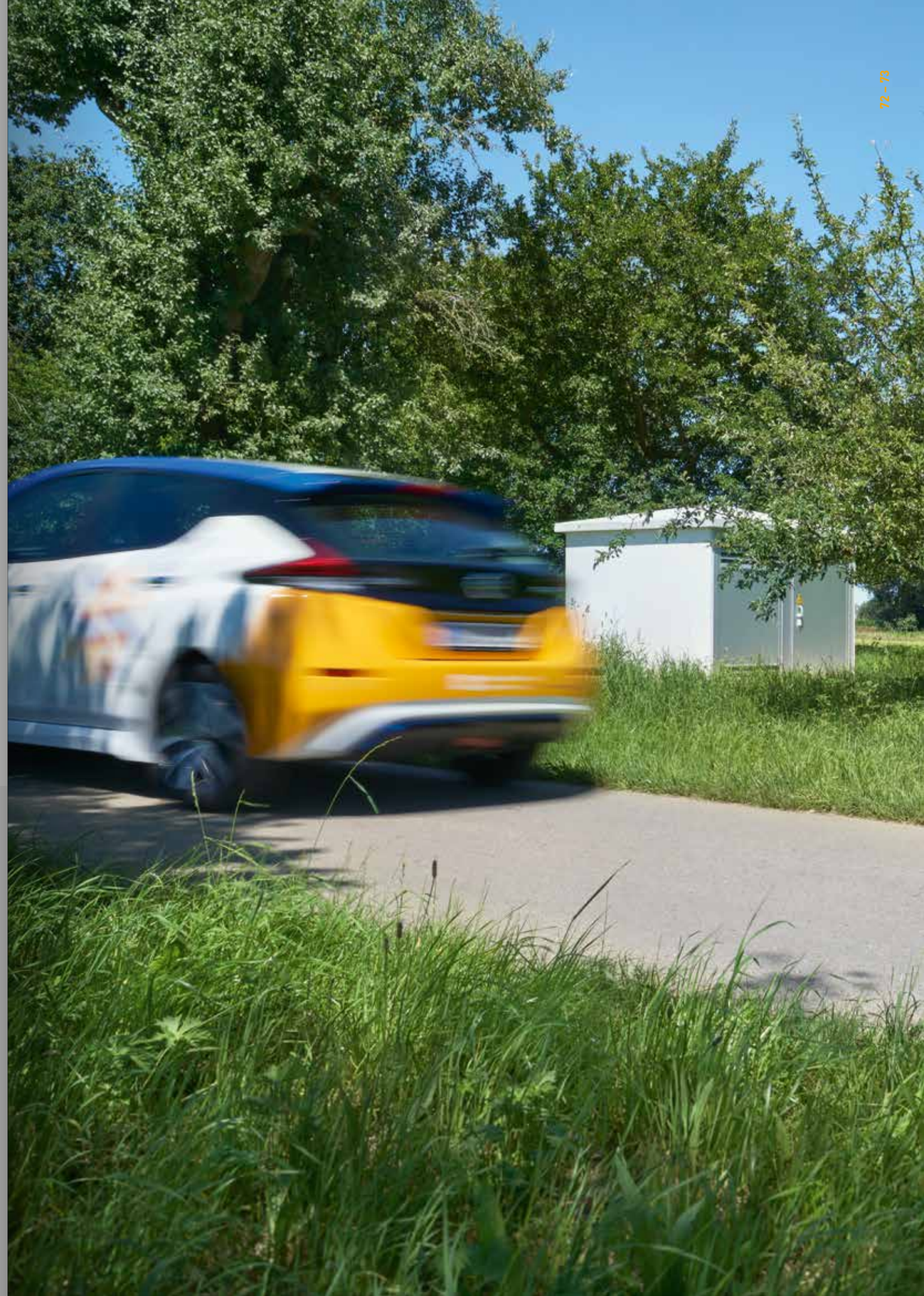


Abbildung 13: Absolutspannung während des spannungsgeführten Batteriespeicherbetriebs (inkl. Entlade-Grenzwert und Entladeprofil des Speichers)

U1
U2
U3
Batterie SoC
Grenzwert für Entladung des Batteriespeichers



ZENTRALER BATTERIESPEICHER / SPANNUNGSGEFÜHRTER BETRIEB

Die Winter-Testphase

Der Grenzwert für die Entladung des zentralen Batteriespeichers liegt im Winter ebenfalls bei 230 V. Auch hier wird in zwei unterschiedlich getesteten Szenarien entladen, sobald der Mittelwert aller drei Phasen oder ein absoluter Wert einer einzelnen Phase die Schwelle unterschreitet. Der Grenzwert für die Beladung wird in Referenz zur Sommer-Testphase ebenfalls mit > 232 V festgelegt.
Im Winter (Abbildung 14) liegen die Belastungsspitzen am Abend, insbesondere im Zeitraum der höchsten (über die gesamte Laufzeit im Projekt gemessenen) Gleichzeitigkeit mit sechs von acht E-Fahrzeugen und ca. 250 A Auslastung – die Sicherungsgrenze eines Standard-Niederspannungskabels.
Bei dieser bislang noch nicht gemessenen Lastspitze und höchsten Gleichzeitigkeit wäre eigentlich zu erwarten, dass der Speicher wegen des deutlichen Spannungseinbruchs dieser Situation entgegenwirkt und die Spannung wieder anhebt. Aber durch die hauptsächlich einphasige Belastung durch die Nissan Leafs (Abbildung 15 oben, blauer Bereich) sinkt der Spannungsmittelwert aller drei Phasen nur selten und kurz unter 230 V. Das hat zur Folge, dass ein Eingreifen des Batteriespeichers zwar nicht ganz ausbleibt, dieses aber so gering ausfällt, dass einphasig die Spannung über einen längeren Zeitraum bis auf 225 V absinkt. Erst nachdem zu einem etwas späteren Zeitpunkt auf Kabel 2 (Abbildung 15 unten, blauer Bereich) dreiphasig ladende Fahrzeuge hinzukommen, sinkt auch auf den anderen beiden Phasen die Spannung. Nun unterschreitet der Mittelwert die vorgegebene Schwelle für die Entladung des Batteriespeichers.
In Abbildung 16 wird deutlich, dass bei einer Steuerung nach Mittelwert aller drei Phasen (Abbildung 16, blauer Bereich 16.1) der Speicher selbst bei extremer Gleichzeitigkeit nur geringe Eingriffe vornimmt. Die Ursache: Die nur einphasig ladenden Fahrzeuge haben das Spannungsniveau ebenso einphasig beeinflusst, der Mittelwert war im grünen Bereich und die Entladung erfolgte dementsprechend sehr dosiert. An anderer Stelle (Abbildung 16, blauer Bereich 16.2) greift der Speicher dagegen deutlicher ein und entlädt sich beinahe vollständig, obwohl nur drei Fahrzeuge – vermutlich aber alle dreiphasig – laden und den Mittelwert aller Phasen stärker beeinflussen.

Dies offenbart eine klare Schwäche des spannungsgeführten Betriebs mit Steuerung nach dem Mittelwert im Umgang mit der mit Phasenasymmetrie.

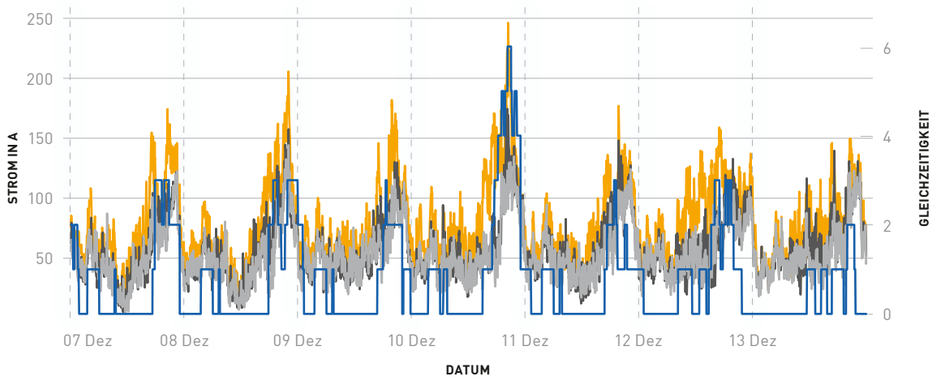


Abbildung 14: Stromverlauf (Summe beider Kabel) während des spannungsgeführten Batteriespeicherbetriebs im Winter (inkl. Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge)

I1
I2
I3
Gesamt Gleichzeitigkeit

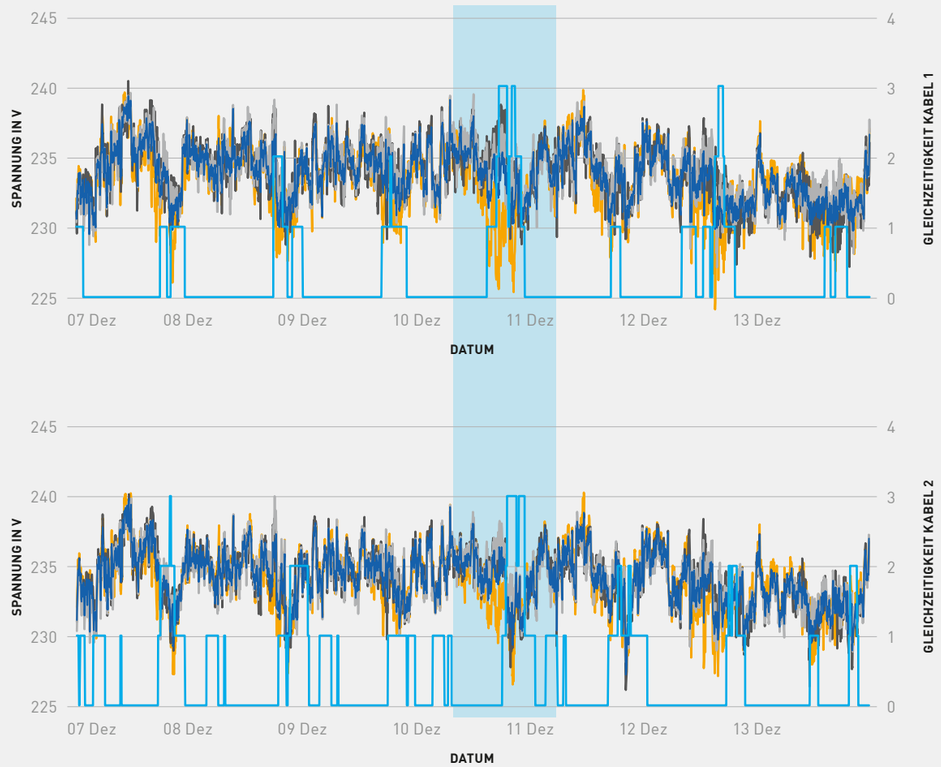


Abbildung 15: Absolutspannung während des spannungsgeführten Batteriespeicherbetriebs für je ein Kabel (inkl. Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge je Kabel)

U1
U2
U3
Mittelwerte
Gleichzeitigkeit gerade (oben)
Gleichzeitigkeit ungerade (unten)

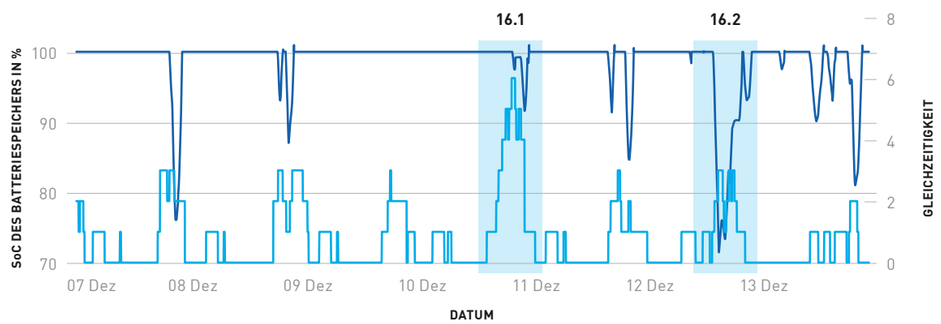


Abbildung 16: Entladeprofil des Batteriespeichers im spannungsgeführten Betrieb (inkl. Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge)

Batterie SoC
Gesamt Gleichzeitigkeit

03

ZENTRALER BATTERIESPEICHER / SPANNUNGSGEFÜHRTER BETRIEB

Abbildung 17 zeigt den Speichereinsatz nach Umstellung und Reaktion auf den Absolutwert jeder einzelnen Phase. Man sieht, dass der Speicher jetzt auch auf einphasige Ereignisse reagiert.

Die rote Linie stellt die unterste Spannungsgrenze (230 V) dar. Wird diese unterschritten, versucht der Batteriespeicher, durch Entladung das Spannungsniveau wieder auf genau 230 V zu halten und passt seine Entladeleistung dementsprechend stufenlos an.

Im Vergleich zur Steuerung nach dem Mittelwert ist der Speicher jetzt viel häufiger aktiv: Entladungen erfolgen täglich in den Abendstunden, Beladungen in den frühen Morgenstunden. Zum Wochenende (Abbildung 17) sinkt die Spannung so oft und lange unter 230 V, dass der Speicher zwischen diesen Grenzwertverletzungen nicht mehr genug Zeit für eine vollständige Wiederaufladung hat. Immer, wenn der State of Charge auf 0 sinkt, treten teils deutliche Grenzwertunterschreitungen bis unter 225 V auf. Diese Ereignisse häufen sich, wenn der Speicher nicht über die volle Kapazität verfügen kann. Die meiste Zeit über schafft er es jedoch, durch Entladung die Spannung genau auf 230 V zu halten. Ein ähnlicher Effekt lässt sich in die entgegengesetzte Richtung beobachten. Ist der Speicher bei einem Spannungsniveau > 232 V vollständig aufgeladen, ist es ihm nicht mehr möglich, durch die Beladeleistung die Spannung zu senken. In diesen Fällen übersteigt die Spannung die vorgegebene Grenze.

Abbildung 18 macht deutlich, dass Entladungen des Batteriespeichers jetzt nicht nur bei auftretenden Ladevorgängen erfolgen, sondern auch zu Zeiten, in denen gar kein Fahrzeug lädt. Das System reagiert im spannungsgeführten Betrieb nach Absolutwerten je Phase allgemein sensibler auf Veränderungen des Spannungsniveaus. Im Vergleich stellt der spannungsgeführte Batteriespeicher insgesamt zwar die deutlich bessere Betriebsvariante dar, jedoch ist seine Kapazität von 66 kWh teilweise nicht ausreichend, um die durch den Leistungsbedarf in der Römerstraße entstehenden Spannungsschwankungen zu jeder Zeit abzupuffern.

Spannungsgeführter Batteriespeicher und Kund*innenverhalten

Beim Nutzer*innenverhalten sind keine wesentlichen Unterschiede zu vorherigen Testphasen oder zum freien Laden feststellbar.

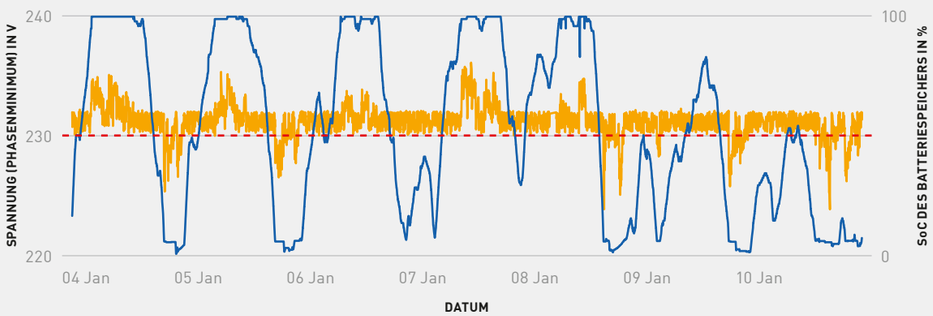


Abbildung 17: Spannungsverlauf (Phasenminimum) während des spannungsgeführten Batteriespeicherbetriebs mit Grenzwert und zugehörigem Aktionsprofil des Speichers (Be- und Entladung)

Spannung (Minimum) [V]
Batterie SoC
Grenzwert

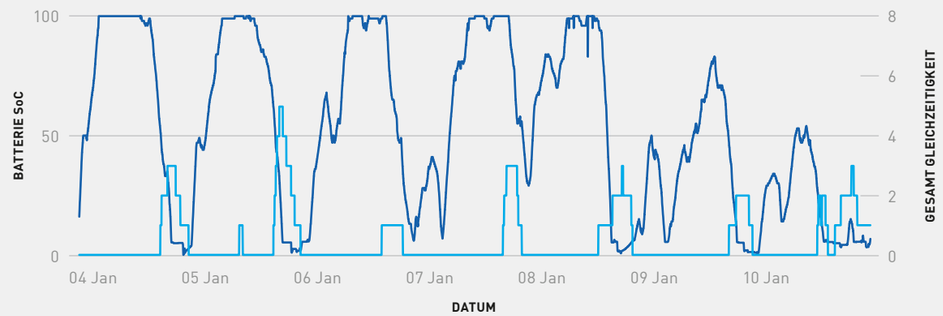


Abbildung 18: Aktionsprofil des zentralen Batteriespeichers (Be- und Entladung) inkl. Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge

Batterie SoC
Gesamt Gleichzeitigkeit

Fahrplanbasiert versus spannungsgeführt – ein Fazit

Zunächst lässt sich allgemein ein großer Vorteil des Batteriespeichers feststellen: Für die Kund*innen bringt er keinerlei Einschränkungen! Die Entladung des Batteriespeichers hebt das Spannungsniveau am Leitungsende zuverlässig an – um etwa 1,5 V bei 10 kW Entladeleistung und um etwa 3 V bei 20 kW Entladeleistung. Dabei ist sein Standort entscheidend. Der Batteriespeicher muss möglichst stationsfern ins Netz einspeisen, um eine große Wirkung auf die Spannung am Leitungsende zu haben.

Hieraus lässt sich auch gleich die technische Einsatzgrenze des Batteriespeichers ableiten: Wenn eine Entladung mit 20 kW zu einer Spannungsanhebung von 3 V führt, ist davon auszugehen, dass ein ladendes E-Fahrzeug mit dieser Ladeleistung und einer ähnlichen Position im Netz die gleiche Auswirkung auf das Spannungsniveau in die andere Richtung hat. Lädt also ein E-Fahrzeug am stationsfernsten Punkt mit 20 kW, dann verschlechtert sich das Spannungsniveau um durchschnittlich 3 V. Der Batteriespeicher kann mit seinen maximal 60 kW Leistung rein rechnerisch höchstens drei E-Fahrzeuge à 20 kW puffern. Käme ein viertes hinzu, ist der Speicher an seiner Einspeisungsgrenze und die Spannung sinkt wieder um die ca. 3 V, die jedes E-Fahrzeug auslöst. Durch die Kapazität und die maximale Einspeiseleistung ergibt sich daher ganz konkret, wie viel der Speicher im Netz faktisch bringt. Sollen beispielsweise sechs E-Fahrzeuge (mit 20 kW Ladeleistung) zusätzlich integriert werden, müsste der Speicher auf 6 x 20 kW ausgelegt sein und würde eine Gesamtleistung von 120 kW benötigen. Die Kapazität sollte daher mindestens 120 kWh betragen, damit die Leistung für einen realistischen Zeitraum von etwa einer Stunde verfügbar ist.

Die fahrplanbasierte Variante erweist sich im Feldversuch bereits für die Fahrplanerstellung als relativ unflexibel. Es sind Messdaten aus dem Stromnetz erforderlich, um den Speicher entsprechend an das Lastprofil anzupassen. Außerdem müssen Be- und Entladezeiträume simuliert werden. Eine 100%ige Treffgenauigkeit beim Puffern der Lastspitzen durch E-Fahrzeuge ist bei dieser Variante unwahrscheinlich, da das individuelle Nutzerverhalten nicht vollständig planbar ist. So besteht immer das Risiko von Kaskadeneffekten durch gleichzeitig stattfindende Ladevorgänge während der Beladezeiten des Speichers.

Der spannungsgeführte Betrieb ist hier wesentlich netzdienlicher, insbesondere bei Betrachtung der Absolutwerte jeder einzelnen Phase. Diese Variante ist im Vergleich sehr flexibel und passt sich der jeweiligen Netzsituation an. So kann das Spannungsniveau meist konstant innerhalb der vorgegebenen Grenzwerte gehalten werden. Voraussetzung ist allerdings die Position der Messtechnik an einem stationsfernen Punkt im Netz sowie die Echtzeitübertragung der Messdaten zur Steuerungsmöglichkeit. Zudem zeigte sich während der Testphase, dass der Speicher im Betrieb nach Absolutwerten sehr häufig auf einphasige Spannungsabfälle reagiert. Teilweise reichte die Kapazität von 66 kWh nicht mehr aus, um die Spannung bei 230 V zu halten.

Da es in den Sommermonaten lokal und regional zu einer erhöhten Einspeiseleistung von EEG-Anlagen kommt, liegt das Spannungsniveau in der Römerstraße während dieser Zeit deutlich höher als im Winter. Den Speicherbetrieb im Sommer aufrecht zu erhalten, stellt sich als unwirtschaftlich dar – hohe Verluste bei geringer Einsatzwahrscheinlichkeit.
Es ist davon auszugehen, dass kritische Spannungsschwankungen im Stromnetz zum Großteil nur während der Wintermonate auftreten.

Eine interessante Beobachtung am Rande: Während des gesamten Testzeitraums im spannungsgeführten Modus lässt sich häufiger eine höhere Gleichzeitigkeit – mit maximal sechs zeitgleich ladenden E-Fahrzeugen – feststellen, als während des freien Ladens. Auch wenn der Speicher keine Auswirkungen auf die Kund*innen hat.

03

ZENTRALER BATTERIESPEICHER

Die wichtigsten Erkenntnisse zum zentralen Batteriespeicher

PRO

Große Pufferwirkung für gleichmäßige Auslastung

Die Entladungen des Speichers finden zu Spitzenlastzeiten statt. Zu dieser Zeit senkt der Speicher die Auslastung des Stromkreises. Während der Beladezeiten herrscht oft nur eine geringe Auslastung im Netz, die der Speicher durch die Beladung etwas anhebt. So sorgt die Speicherlösung für eine etwas ausgeglichenere Auslastung des Stromnetzes zwischen Hoch- und Schwachlastzeiten.

Stabilisiert Spannung und entlastet Umspannstation

Anders als der Strangregler wirkt sich der Speicher positiv auf die Auslastung des Stromkreises aus, wenn auch nur indirekt. Primär wird mit der Entladung des Speichers zu Hochlastzeiten eine Anhebung des Spannungsniveaus erzielt. Da durch die Einspeisung des Speichers allerdings effektiv Verbraucher von ihm versorgt werden, entlastet das die Umspannstation – diese muss die Verbraucher nicht mehr versorgen.

Kein Einfluss auf Nutzungsverhalten

Wie der Strangregler beeinflusst auch der Batteriespeicher die Kund*innen nicht in ihrem Nutzerverhalten, da keine direkte Steuerung von Ladeleistung o.Ä. erfolgt.

CONTRA

Hoher Platzbedarf

Je höher die Kapazität des Speichers, desto größer sein Platzbedarf. In unserem Versuch benötigt der Speicher in etwa die Fläche einer Umspannstation. Einen geeigneten Standort zu finden, stellt damit eine Herausforderung dar.

Hoher Aufwand bei Installation und Betrieb

Je größer und sperriger die Batteriespeichersysteme mit zunehmender Kapazität sind, um so mehr schweres Gerät ist für Transport und Installation notwendig. In unserem Forschungsaufbau ist zudem auch der Betrieb des Speichers sehr aufwandsintensiv.

Kein optimales Kosten-/Nutzenverhältnis

Der Speicher hat den Flächenbedarf einer Umspannstation, seine Kosten sind jedoch deutlich höher. Zudem nutzt er nur einem einzelnen Stromkreis. Es ist also abzuwägen, ob für die Investition in mehr Speicherkapazität nicht besser das Netz der Umspannstationen erweitert wird. Das würden dann gleichermaßen eine Entlastung für die umliegenden Bestandsstationen bedeuten und mehr Flexibilität im Netzbetrieb bieten. Darüber hinaus wäre mehr Potenzial, beispielsweise für zukünftige Neuanschlüsse in Neubaugebieten, vorhanden.

03

LADEMANAGEMENT

Das Lademanagement: stabile Steuerung bei garantierter Verfügbarkeit

Die Netze BW testet auch hier verschiedene Verfahren: drei statische und zwei dynamische Lademanagement-Varianten.

Ziel eines jeden netzdienlichen Lademanagements ist es, Überlastungen des Stromnetzes durch gleichzeitig auftretende Ladevorgänge zu vermeiden – und den Kund*innen zugleich maximale Freiheit in deren Mobilitäts- und Nutzungsverhalten zu ermöglichen.

Beim Lademanagement reduzieren wir im Bedarfsfall Ladeleistung. Ladevorgänge werden niemals abgeschaltet. Selbst während des stärksten Eingriffs erhalten Kund*innen eine Mindestlade-leistung von 5,5 kW.

Dies hat gute Gründe: Zum einen benötigen manche E-Fahrzeuge einen Mindestladestrom, um bei erneuter Freigabe die Ladeleistung auch selbstständig wieder hochzufahren. Erfahrungen aus früheren NETZlaboren haben gezeigt, dass einige Fahrzeugmodelle bei vollständigem Entzug der Ladeleistung erst nach manuellem Aus- und wieder Einstecken des Kabels an der Wallbox den Ladevorgang wieder aufnehmen. Zum anderen möchte die Netze BW ihren Kund*innen das Laden jederzeit ermöglichen und folgt daher dem Motto, selbst zu Hochlastzeiten eine Mindestladeleistung von 5,5 kW bereitzustellen.

Eine vollständige Abregelung der Ladeleistung ist weder aus netztechnischer Sicht noch in Bezug auf die getesteten Lösungsansätze erforderlich. Die Ladeleistung wird abhängig von der verfügbaren Netzleistung lediglich in Hochlastzeiten kurzzeitig reduziert. So wird die Netzstabilität sichergestellt und die Kund*innen können trotzdem zu jeder Zeit weiter laden.

Statisches Lademanagement

Beim statischen Lademanagement wird – ähnlich wie beim statischen Betrieb des Batteriespeichers – die Ladeleistung anhand von festgelegten Fahrplänen geregelt.
Diese Fahrpläne werden zunächst durch Simulationsrechnungen und die Auswertung von Referenzmessungen erstellt. Die Basis dafür liefern das freie Laden und die ermittelten Lastprofile mit Belastungsspitzen durch die E-Autos. Diese Pläne werden täglich unverändert an die Ladeinfrastruktur übermittelt.

Dynamisches Lademanagement

Der gesamte Netzzustand (Auslastung, Spannungsniveau) der Römerstraße wird in Echtzeit von Messsystemen ermittelt. Die Ladeleistung der Wallboxen passt sich dynamisch (stufenweise) an die Netzzustandsdaten an und wird entsprechend erhöht oder reduziert. Dieses System ermöglicht eine gezielte Steuerung der Netzauslastung und greift nur dann in die Ladeleistung der Kunde*innen ein, wenn die Netzsituation es erfordert.

LADEMANAGEMENT

Gesteuertes Laden von E-Fahrzeugen: Anwendungsfälle von Lademanagement

Lademanagement sorgt dafür, dass einerseits die maximal zur Verfügung stehende Leistung optimal unter den E-Fahrzeugnutzer*innen verteilt wird, andererseits aber Lastspitzen im Stromnetz vermieden werden. Indem die im Stromkreis zur Verfügung stehende Leistung aufgeteilt wird, kann ein Lademanagementsystem gezielt Ladevorgänge steuern. Hierbei kann zwischen folgenden Anwendungsfällen unterschieden werden:

Netzverträgliches Laden

In diesem Anwendungsfall nutzt der*die Kund*in die Flexibilität, die beim privaten Laden von E-Fahrzeugen entsteht, zur lokalen Optimierung der Ladevorgänge hinter dem Netzanschlusspunkt. Meist wird hier ein kundeneigenes Lademanagementsystem eingesetzt, mit dem Lastflüsse überwacht und im Bedarfsfall optimiert werden. Das geschieht meist in Kombination mit einem Energiemanagementsystem. Ziel ist beispielsweise die Begrenzung der Netzanschlussleistung oder die Optimierung des Eigenverbrauchs.

Netzdienliches Laden

Empfängt das installierte Lademanagementsystem Steuersignale von einem Verteilnetzbetreiber, so spricht man von netzdienlichem Laden. Die Steuersignale dienen dazu, das Stromnetz gezielt und im Bedarfsfall zu entlasten. Entsprechend optimiert der Verteilnetzbetreiber die Nutzung lokaler Bestandsnetze zur Vermeidung von Netzengpässen. Netzdienliches Laden erhöht die Aufnahmekapazität des bestehenden Stromnetzes für Ladeinfrastruktur und ermöglicht damit das Laden möglichst vieler E-Fahrzeuge, beispielsweise in einem Straßenzug. Zum einen erhalten unsere Kund*innen somit einen maximal schnelle Netzanschluss und zum anderen gibt das netzdienliche Laden notwendige Zeit für zukunftssicheren und nachhaltigen Netzausbau.

Das Steuersignal kann in zwei Formen ausgeprägt sein: Als statisches Lastfenster und als dynamisches Signal. Für beide Formen wurden im NETZlabor E-Mobility-Chaussee die Auswirkungen auf das Stromnetz analysiert.

Systemdienliches Laden

Die gesamten Stromnetze in Europa sind miteinander vernetzt. Um die Systemstabilität in diesen Verbundnetzen zu gewährleisten, können im dritten Anwendungsfall systemdienliche Steuersignale an die Ladeinfrastruktur gesendet werden, um das Gleichgewicht aus Stromerzeugung und Stromverbrauch stabil zu halten. Hier optimiert also der Übertragungsnetzbetreiber.

Marktorientiertes Laden

Bei dynamischen Preisen für die Energie- und Netznutzung kann ein marktorientiertes Lademanagement zum Einsatz kommen. Die Steuerung der Ladevorgänge basiert dabei auf einem marktbasierten und zeitvariablen Preissignal. Dies wiederum kann zu höheren Gleichzeitigkeiten führen, da bei niedrigen Kosten die Wahrscheinlichkeit hoch ist, dass viele Anwohner*innen einer Straße ihr E-Fahrzeug zu einem bestimmten Zeitpunkt gleichzeitig laden möchten.

Fokus im NETZLabor E-Mobility-Chaussee

Die Untersuchungen, wie eine optimale Integration der Elektromobilität in ländliche Stromnetze gelingen kann, konzentrieren sich im Projekt E-Mobility-Chaussee vor allem auf die beiden Anwendungsfälle netzverträgliches Laden und netzdienliches Laden. Hierbei kommen jeweils unterschiedliche Lademanagementsysteme zum Einsatz, die in den folgenden Kapiteln erläutert werden.

03

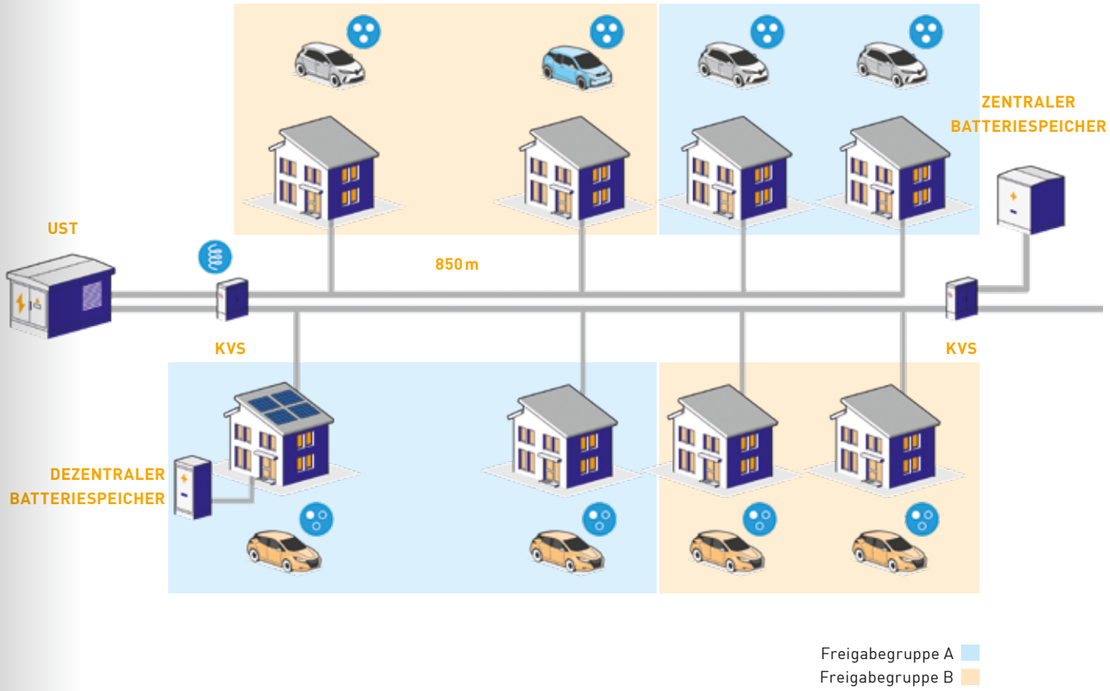
LADEMANAGEMENT / STATISCHER BETRIEB

Freigabegruppe oder Intervallademanagement – die einfachste Form der Ladesteuerung

Die „Freigabegruppe" oder das sogenannte „Intervallademanagement" ist die erste von drei statischen bzw. fahrplanbasierten Lademanagement-Varianten bei der Erprobung in der E-Mobility-Chaussee und wurde bereits in der E-Mobility-Allee getestet. Es ist der einfachste Lösungsansatz, denn er erfordert keinerlei Kenntnis über das Nutzer*innenverhalten oder den Lastgang im Stromkreis.
Die E-Pionier*innen werden dazu möglichst gleichmäßig – entsprechend ihrer Verteilung über die Straße – in zwei Gruppen aufgeteilt: Freigabegruppe A und Freigabegruppe B.

Es erhält immer nur eine der Gruppen die Freigabe für maximale Ladeleistung, die andere Gruppe wird auf die Minimalleistung von 5,5 kW begrenzt. Die Freigaben wechseln alle 15 Minuten zwischen den Gruppen. Jede Gruppe erhält also alle 15 Minuten für die jeweils nächsten 15 Minuten die Freigabe zum Laden mit voller Leistung, danach wieder eine Reduktion für 15 Minuten auf 5,5 kW. Die Intervallfreigabe läuft rund um die Uhr unabhängig von der Netzsituation, also ganz gleich, ob die Belastung im Netz gerade besonders hoch ist oder nicht.

In Gruppe A befinden sich zwei Nissan Leaf (4,6 kW) und zwei Renault ZOE (22 kW), in Gruppe B sind es zwei Nissan Leaf sowie ein BMW i3 (11 kW) und ein Renault ZOE. Bei insgesamt acht Fahrzeugen ist theoretisch mit einer maximalen gleichzeitigen Ladeleistung von 73,4 kW zu rechnen. Rein rechnerisch könnte durch diese Aufteilung von Intervallen und Gruppen bei maximaler Gleichzeitigkeit eine Reduzierung der Gesamtladeleistung von 30 % im Vergleich zum freien Laden erzielt werden.



Die Testphase im Sommer ergibt folgende Ergebnisse und Erkenntnisse:

Gleichzeitig werden maximal vier E-Fahrzeuge geladen und verursachen damit eine Belastungsspitze von 130 A im Netz. Beim freien Laden waren es 140 A bei vier E-Fahrzeugen, die höhere Belastungsspitze kann aber auch in der abweichenden Zusammensetzung der E-Fahrzeuge begründet sein.

Die maximale Spannungsdifferenz liegt bei etwas unter 8 V. Beim freien Laden waren es 11,5 V. Das Intervall-System hat also einen positiven Effekt auf die Spannung im Netz. Darüber hinaus hat es indirekt auch geringfügige positive Auswirkungen auf die Phasenasymmetrie: Durch die gleichmäßige Verteilung der einphasig ladenden Nissan Leafs wird verhindert, dass alle vier E-Fahrzeuge eine Phase gleichzeitig maximal belasten.

Die durchschnittlich nachgeladene Energie pro Ladevorgang und Tag fällt mit 8,5 kWh deutlich geringer aus als beim freien Laden (11,3 kWh). Dies lässt auf eine seltenere Nutzung der E-Fahrzeuge in diesem Zeitraum schließen, ist jedoch kein Effekt, der durch das Wirken der Testphase bedingt wäre. Die maximale Gleichzeitigkeit (mit vier E-Fahrzeugen) dauert 90 Minuten, ein Ladevorgang dauert im Schnitt 107 Minuten. Beim freien Laden waren es 115 Minuten.

Fazit der Variante „Freigabegruppe"

Obwohl durch die Versuchsanordnung theoretisch ein Nutzen für die Netzauslastung zu erwarten war, stellt sich diese Form des Lademanagements als nicht zielführend heraus. Die Belastung auf das Spannungsniveau konnte zwar begrenzt werden, allerdings sind die Kund*innen in der ihnen zur Verfügung stehenden Leistung durchaus eingeschränkt. Und durch die ständige Begrenzung und Freigabe dauern die Ladevorgänge signifikant länger als beim freien uneingeschränkten Laden – um bis zu 30 % beim BMW i3 und um bis zu 60 % bei Renault ZOE und Nissan Leaf. Die Unterschiede zwischen den E-Fahrzeugen lassen sich mit dem individuellen Ladeverhalten der Kund*innen begründen und haben anscheinend keinen technischen Ursprung. Insgesamt führt dies zu einer sowohl höheren als auch länger andauernden Gleichzeitigkeit. Die E-Pionier*innen müssen deutlich länger warten, bis ihre E-Fahrzeuge wieder vollgeladen sind.

Daher ist diese Variante ungeeignet für einen späteren flächendeckenden Einsatz. Auf einen zweiten Testzeitraum im Winter wird deshalb verzichtet.

03

LADEMANAGEMENT / STATISCHER BETRIEB

Freigabequote – die bekannteste Form der Ladesteuerung

In der Testphase „Freigabequote“ kommt eine Form des Lademanagements zum Einsatz, die die Ladeleistung während der Hochlastzeit, vornehmlich in den Abendstunden, steuert. Diese betrifft alle E-Fahrzeuge und alle E-Pionier*innen gleichzeitig, beschränkt sich jedoch auf vier Stunden pro Tag.

Ausgehend von den Standardlastprofilen, der zu erwartenden Nutzung von E-Fahrzeugen und dem daraus resultierenden Ladeverhalten liegt der Zeitraum der höchsten Netzbelastung theoretisch zwischen 19 und 23 Uhr. Diese Annahme konnte sowohl über eine Simulation von 50 repräsentativen Niederspannungssträngen in einer gemeinsamen Studie mit der RWTH Aachen als auch im ersten NETZlabor E-Mobility-Allee bestätigt werden. Ein Steuern seitens des Netzbetreibers während dieses Zeitraumes sollte also den größten Effekt zur Lastspitzenglättung beitragen.

Wie Auswertungen zum freien Laden und aus der Testphase „Freigabegruppe“ zeigen, fallen auch in der E-Mobility-Chaussee die meisten Ladevorgänge – ebenso wie die höchste Gleichzeitigkeit – in diesen Abschnitt des Tages (Abbildung 19). Außerdem tritt im Niederspannungsnetz auch ohne E-Fahrzeuge die höchste Lastspitze zwischen 19 und 23 Uhr auf. Außerhalb dieses Zeitraums kann uneingeschränkt die maximale Ladeleistung von 22 kW je Wallbox bezogen werden. Im Extremfall, also bei maximaler Gleichzeitigkeit, wäre dies eine zusätzliche Belastung von
103,4 kW durch Ladevorgänge. In Anbetracht des klassischen Nutzungsverhaltens von E-Fahrzeugfahrer*innen und die dadurch entstehende Entzerrung der Ladevorgänge über einen längeren Zeitraum ist diese maximale Gleichzeitigkeit jedoch vor allem außerhalb der Hauptladezeit zwischen 19 und 23 Uhr sehr unwahrscheinlich.

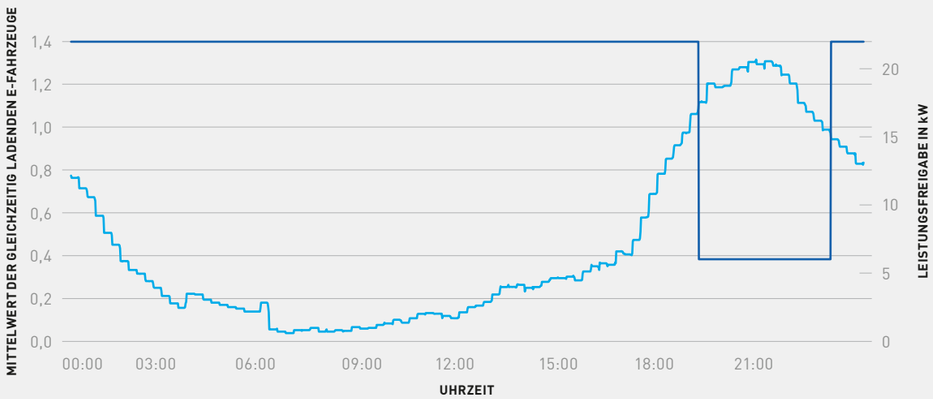


Abbildung 19: Sperr- und Freigabeprofil der Wallbox-Ladeleistung im Verhältnis zur durchschnittlichen Verteilung der Ladevorgänge über 24 Stunden

Durchschnitt Gesamt Gleichzeitigkeit
Leistungsfreigabe [kW]

Projektleiterin Natali Böttcher bei der Einweisung der E-Pionier*innen in netzdienliche Lademanagementkonzepte

LADEMANAGEMENT / STATISCHER BETRIEB

Die Sommer-Testphase

Zwischen 19 und 23 Uhr wurde die Ladeleistung auf einen Minimalwert von 5,5 kW gedrosselt – genau zur Zeit der durchschnittlich höchsten Gleichzeitigkeit. Das Lademanagement wurde mit verschiedenen Reduktionsstufen getestet, um sowohl aus Kund*innen- als auch Verteilnetzbetreibersicht das Optimum zu bestimmen - mit dem Ergebnis, am nächsten Morgen ein vollgeladenes E-Fahrzeug zur Verfügung zu haben.

Durch fünf gleichzeitig ladende E-Fahrzeuge entsteht eine hohe Gleichzeitigkeit. Die größte Belastung liegt bei ca. 165 A.

Beim freien Laden waren es 140 A mit maximal vier E-Fahrzeugen. Die größte Spannungsdifferenz liegt knapp unter 11 V, ähnlich wie beim freien Laden mit 11,5 V.

Die Reduktion führt also effektiv nicht dazu, die Spitzenbelastung uneingeschränkt unter dem Niveau des freien Ladens zu halten. Warum ist das so?

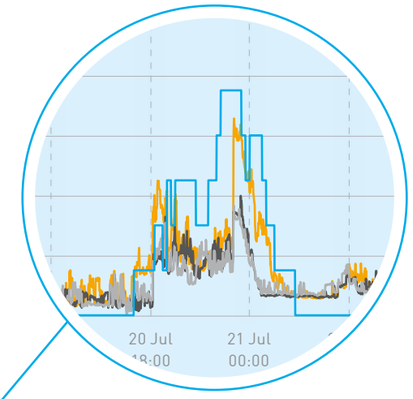


Abbildung 20b

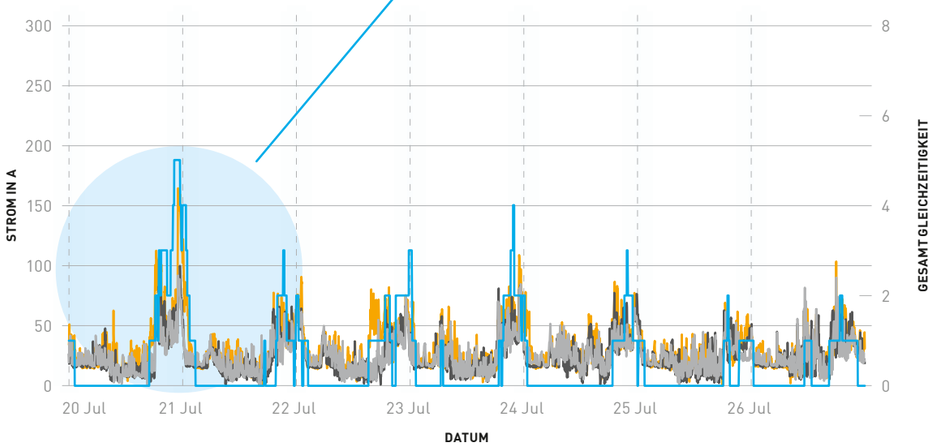


Abbildung 20a: Stromverlauf einer Woche während der Freigabequote (Lademanagement) inkl. der Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge; 20b: Effekt der Freigabequote auf die Gleichzeitigkeit und die Auslastung des Stromnetzes

I1
I2
I3
Gesamt Gleichzeitigkeit

Abbildung 20a gibt Aufschluss: Sie zeigt den Stromverlauf während einer Sommer-Testwoche. Abbildung 20b markiert die maximale Gleichzeitigkeit und damit die höchste Lastspitze.

Ab etwa 18 Uhr nimmt die Gleichzeitigkeit zu – die E-Pionier*innen kommen nach Hause und schließen ihre E-Fahrzeuge an die Wallbox an. Ein erster natürlicher Peak wird kurz vor 19 Uhr (Abbildung 20b) erreicht. Die Steuerung ist hier noch nicht aktiv, alle Nutzer*innen haben die volle Ladeleistung. Ab 19 Uhr greift die Regelung und die Ladeleistung wird für jede Wallbox in der Straße effektiv 4 Stunden lang auf 5,5 kW reduziert.

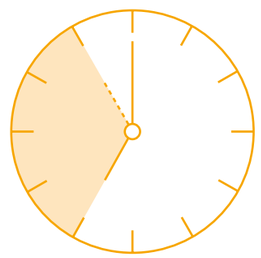
Die Auswirkungen: Erst sinkt die Gleichzeitigkeit für kurze Zeit, weil ein E-Fahrzeug zwischenzeitlich voll geladen ist. Allerdings wird der Ladeprozess bei anderen E-Fahrzeugen durch die sehr starke Drosselung so verzögert, dass eine Vollladung bis zum Ende der Regulierung um 23 Uhr offensichtlich nicht möglich ist. Zwischen 19 und 23 Uhr stauen sich die Ladevorgänge quasi auf, die Gleichzeitigkeit wird so künstlich gesteigert.

Nach 23 Uhr, also mit erneuter Freigabe der Ladeleistung, entsteht durch die höhere Gleichzeitigkeit eine sehr hohe Lastspitze, die ohne die Reduktion der Ladeleistung vermutlich nicht aufgetreten wäre.

Zuvor konnte die Steuerung die Belastung auf das Netz jedoch effektiv von > 100 A auf ca. 50 bis 75 A reduzieren. Das System funktioniert also, allerdings wäre eine längere Drosselung sinnvoller gewesen.

WUSSTEN SIE, DASS ...

die meisten Ladevorgänge der E-Pionier*innen im Zeitraum von **19 bis 23 Uhr** stattgefunden haben und somit hier die höchsten Gleichzeitigkeiten zu beobachten sind?



LADEMANAGEMENT / STATISCHER BETRIEB

Abbildung 21a zeigt die Spannungsdifferenz, also den Spannungsfall zum Leitungsende, für den gleichen Zeitraum: Man sieht zunächst den Anstieg der Spannungsdifferenz durch die erhöhte Gleichzeitigkeit auf ca. 7 bis 8 V. Dann wird sie durch den Eingriff der Regelung auf > 5 V reduziert.

Nach 23 Uhr erkennt man vor allem einphasig einen sehr deutlichen Anstieg der Spannungsdifferenz auf 11 V. Dies liegt vor allem an den Nissan Leafs. Diese sind vom Aufstauen der Ladevorgänge besonders betroffen, da sie mit ihrer fahrzeugseitig geringen Ladeleistung ohnehin länger laden.

Ansonsten steigt die Spannungsdifferenz auch bei mehreren ladenden E-Fahrzeugen gleichzeitig nur auf etwas über 5 V – ein weiterer Beweis für die Funktionalität des Systems.

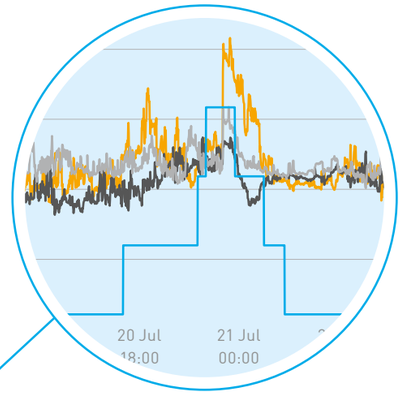


Abbildung 21b: Effekt der Freigabequote auf die Gleichzeitigkeit und die Spannungsdifferenz

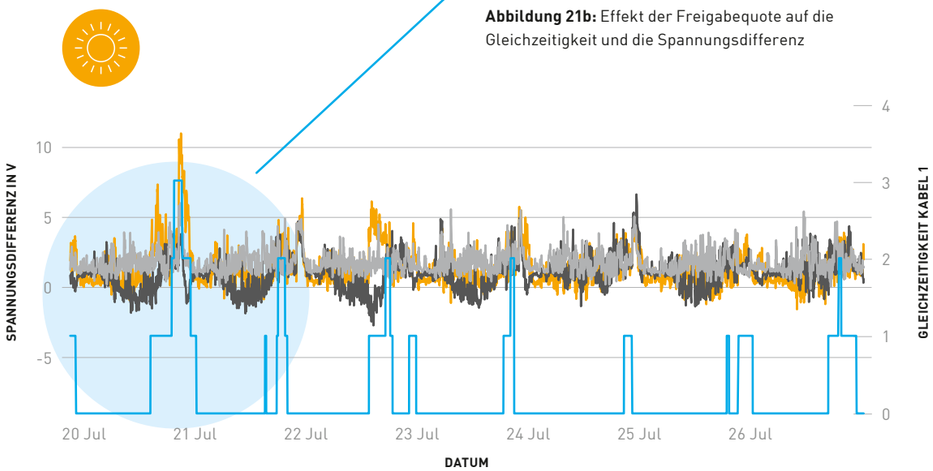


Abbildung 21a: Spannungsdifferenz zwischen der UST und dem KVS019 (Kabel 1) während der Freigabequote (inkl. der Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge)

ΔU1
ΔU2
ΔU3
Gleichzeitigkeit gerade

Auswirkungen auf die Kund*innen im Sommer

In Abbildung 22a sieht man die Verteilung der Ladehäufigkeit über 24 Stunden mit der Freigabequote: Die meisten Ladevorgänge finden zwischen 19 Uhr und 0 Uhr statt.

Zum Vergleich Abbildung 22b, die die Verteilung der Ladehäufigkeit über 24 Stunden während des freien Ladens zeigt: Es ist deutlich zu erkennen, dass bei uneingeschränktem Ladeverhalten die meisten Ladevorgänge um 21 Uhr stattfinden. Danach nehmen sie wieder ab, weil die E-Fahrzeuge durch die verfügbare maximale Ladeleistung zügig vollgeladen sind.

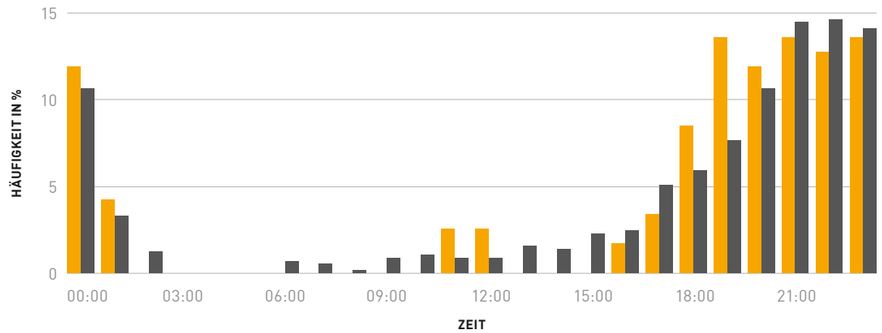


Abbildung 22a: Durchschnittliche Verteilung der Ladehäufigkeit über 24 Stunden während der Freigabequote im Sommer

Wochenende
Werktag

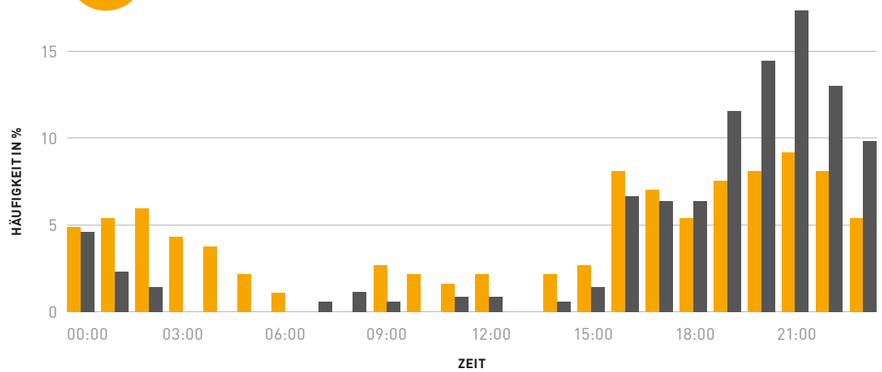


Abbildung 22b: Durchschnittliche Verteilung der Ladehäufigkeit über 24 Stunden während des freien Ladens (Vgl. Abbildung 5, Seite 46)

Wochenende
Werktag

Auch während der Freigabequote gibt es eine ähnliche Steigerung bis 21 Uhr. Im Gegensatz zum freien Laden ist danach jedoch kein absinkendes Niveau, sondern eher ein Plateau bis 23 Uhr erkennbar (Abbildung 22a). Ab 0 Uhr werden die Ladevorgänge dann – in beiden Darstellungen – zügig abgeschlossen, so dass spätestens zwischen 1 und 2 Uhr alle E-Fahrzeuge voll geladen sind, und zwar auch bei starker Reduktion der Ladeleistung während des Tests der Freigabequote.
Die durchschnittlich geladene Energie pro Ladevorgang und Tag beträgt beim Lademanagement mit Freigabequote 11,26 kW.

Beim freien Laden waren es 11,33 kW. Das heißt: Das Ladeniveau ist fast gleich, aber die durchschnittliche Ladedauer ist trotz massiver Drosselung temporär nur etwa 6 % höher!

Im Endergebnis sind die E-Fahrzeuge nach derselben Zeit voll geladen wie beim freien Laden. Dies kann an den Nissan Leafs liegen, die durch ihre sehr geringe Ladeleistung von 4,6 kW ohnehin sehr lange für eine volle Ladung brauchen – die Auswirkung durch die Drosselung der Ladeleistung macht sich hier kaum bemerkbar.

Die Winter-Testphase

Die Ladebegrenzung fällt im Winter mit mindestens 11 kW Ladeleistung etwas weniger aus als in der Sommer-Testphase.

Der Steuerungszeitraum wird von 20 bis 0 Uhr festgelegt – um eine Stunde nach hinten versetzt, da im Winter in genau diesem Zeitraum auch die meisten Wärmestromanlagen in Betrieb gehen.
Bei der Wahl dieses Zeitraumes spielte die Eintrittswahrscheinlichkeit der beiden zu erwartenden Lastspitzen von E-Mobilität und Wärmestromanlagen eine ausschlaggebende Rolle. Die Entscheidung erfolgte schließlich für eine Abdeckung des Betriebszeitraumes der Wärmestromanlagen durch die Reduktion der Ladeleistung. Die Wärmestromanlagen unterliegen keinem individuell variierenden Kundenverhalten, sondern folgen einem zentralen Sperr- und Freigabeintervall. Es sollte vermieden werden, dass zusätzlich zu der regelmäßigen Lastspitze der Wärmestromanlagen noch eine Lastspitze ladender Elektrofahrzeuge hinzu kommt.
Zudem sollte der Effekt des Aufstauens aus der Sommer-Testphase nun vermieden werden. Andernfalls würde nach Freigabe der Ladeleistung um 23 Uhr die provozierte Belastungsspitze mit den immer noch in Betrieb stehenden Wärmestromanlagen zusammenfallen.

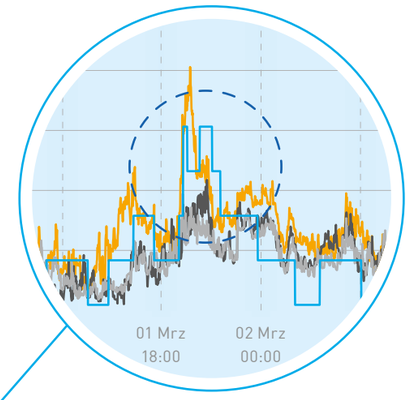


Abbildung 23b: Effekt der Freigabequote auf die Gleichzeitigkeit und die Auslastung des Stromnetzes

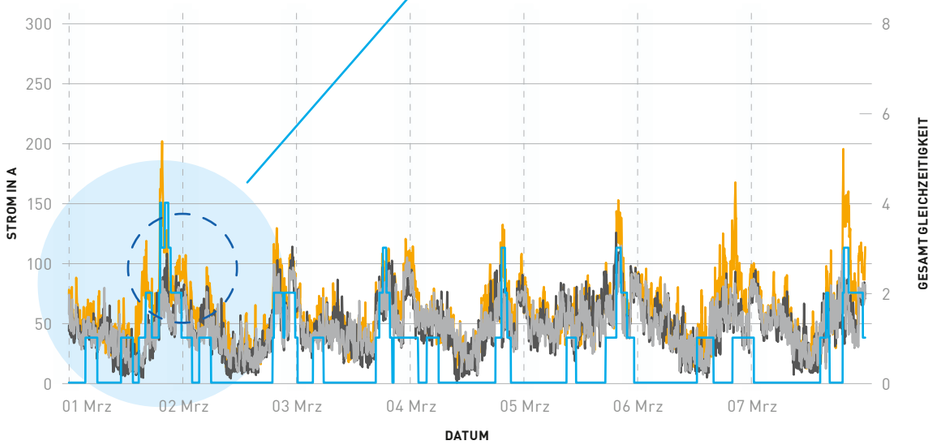


Abbildung 23a: Stromverlauf einer Woche während der Freigabequote (Lademanagement) im Winter inkl. der Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge

I1
I2
I3
Gesamt Gleichzeitigkeit

Die Grafik links (Abbildung 23a) zeigt während der Testphase zwar kein Aufstauen durch die Leistungsreduktion, dafür jedoch einen natürlichen Anstieg der Gleichzeitigkeit während der typischen Heimkehrzeit von 18 bis 19 Uhr, der nicht abgefangen wird. Die maximale Lastspitze von > 200 A liegt dieses Mal also vor dem Eingriff der Drosselung und nicht danach, wie noch im Sommer. Die Höhe dieser Auslastung lässt sich zum einen natürlich durch die uneingeschränkte Ladeleistung bei einer Gleichzeitkeit von vier E-Fahrzeugen, aber auch durch den allgemein höheren Verbrauch während der Wintermonate erklären.

Nach 20 Uhr (Abbildung 23b) ist aber deutlich erkennbar, dass durch die weiterhin hohe Ladeleistung von 11 kW während der Drosselung die Ladevorgänge vergleichsweise zügig abgeschlossen werden. Die effektive Begrenzung erfolgt auf ca. 100 A.

Nach Abschluss der meisten Ladevorgänge fällt die Belastung nicht gleich ab, da die Heizungen immer noch laufen (gestrichelter Kreis).

Die Darstellung der Spannungsdifferenz zeigt zwar keinen Peak durch das Aufstauen und die anschließende Freigabe der Ladeleistung um 23 Uhr wie im Sommer. Jedoch besteht vor der aktiven Steuerung um 19 Uhr eine ähnlich hohe Spannungsdifferenz von > 10 V durch die natürlich gestiegene Gleichzeitigkeit (Abbildungen 24a und 24b).

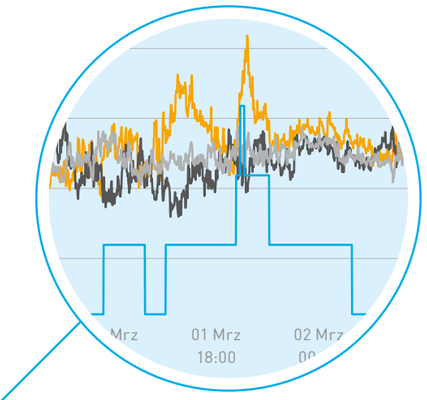


Abbildung 24b: Effekt der Freigabequote auf die Gleichzeitigkeit und die Spannungsdifferenz

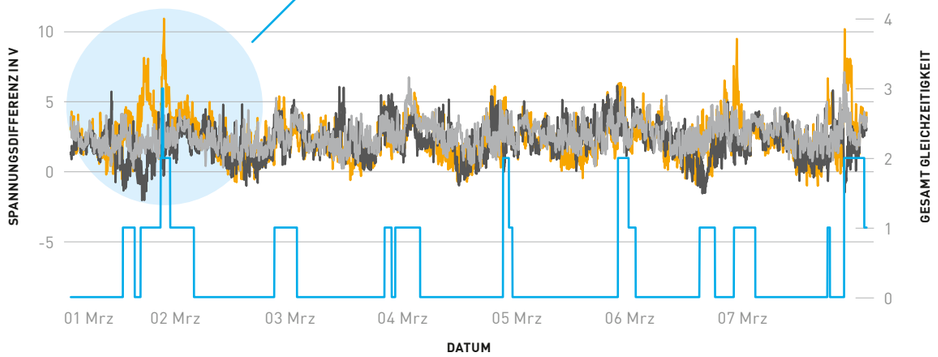


Abbildung 24a: Spannungsdifferenz zwischen der UST und dem KVS019 (Kabel1) während der Freigabequote im Winter inkl. der Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge

Δ U1
Δ U2
Δ U3
Gleichzeitigkeit gerade

LADEMANAGEMENT / STATISCHER BETRIEB

Auswirkungen auf die Kund*innen im Winter

In Abbildung 25 ist die Verteilung der Ladehäufigkeit über 24 Stunden während der Winter-Testphase zu sehen: Wieder ist die Belastungsspitze durch die höchste Gleichzeitigkeit gegen 19 Uhr deutlich erkennbar. Im Gegensatz zur Sommer-Testphase bildet sich jedoch trotz Drosselung kein Plateau – die E-Fahrzeuge laden relativ schnell voll. Auschlaggebend hierfür ist mit Sicherheit auch die geringere Reduktion auf 11 kW, im Sommer waren es 5,5 kW.

Ab 3 Uhr steigt die Gleichzeitigkeit wieder an, dies ist jedoch anhand der Daten auf einzelne Nutzer*innen zurückzuführen und kein Effekt der Drosselung – daher nicht repräsentativ.

Die durchschnittliche Dauer eines Ladevorgangs während des Testzeitraums beträgt etwa 140 Minuten. Beim freien Laden im Winter waren es 152,4 Minuten. Die Differenz ist vermutlich wieder den länger ladenden Nissan Leafs zuzuschreiben.

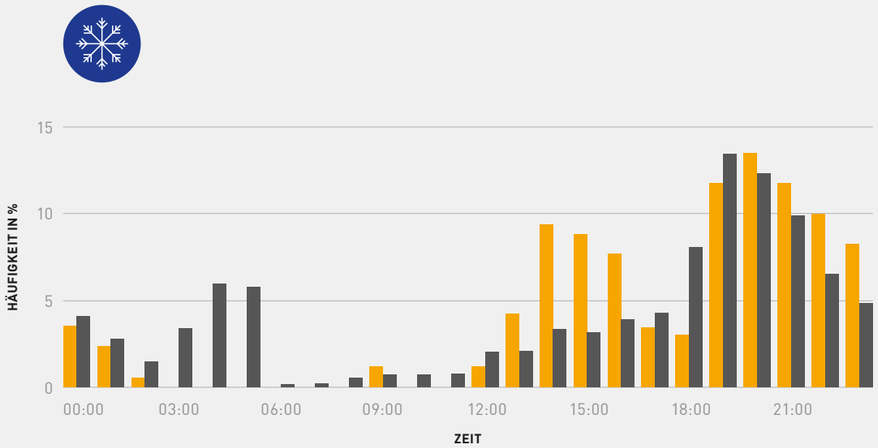


Abbildung 25: Durchschnittliche Verteilung der Ladehäufigkeit über 24 Stunden während der Freigabequote im Winter

Wochenende
Werktag

Empfehlungen auf Basis der Testergebnisse

Für optimale Rahmenbedingungen in der E-Mobility-Chaussee sollten die Quotenregelung sowohl um eine Stunde nach vorn als auch nach hinten verlängert und die Ladeleistung während des Regelungszeitraumes auf 11 kW festgelegt werden.
So würde im Sommer der Aufstau-Effekt verhindert, weil die Ladeleistung hoch genug wäre, um die Ladevorgänge auch während der Regelung abzuschließen. Im Winter würde so der erste Lade-Peak abgefangen.
Denkbar wäre auch eine stufenweise Wiederfreigabe von Ladeleistung gegen Ende des Regelungszeitraums, um den Zeitraum der maximalen Leistungsbegrenzung für die Kund*innen möglichst gering zu halten.

Fazit der Variante „Freigabequote“

Besondere Auffälligkeiten sind einerseits das Aufstauen im Sommer – dies kann, muss aber nicht passieren. Andererseits ist ein (bewusstes) Versäumen des Peaks im Winter zu beobachten – die höchste natürliche Gleichzeitigkeit wurde um eine Stunde verpasst.

Die Zeitpunkte der höchsten Gleichzeitigkeit liegen immer nahe am Regelungszeitraum. Eine erhöhte Gleichzeitigkeit außerhalb des Steuerungszeitraums bei maximaler Ladeleistung aller E-Fahrzeuge fällt jedoch nicht mit sonstigen Verbrauchern im lokalen Netz zusammen.

Die maximale Spannungsdifferenz liegt zu jeder Test-Jahreszeit bei ca. 11 V, unabhängig von den beiden oben genannten Phänomenen. Der Maximalwert liegt sogar etwas höher als beim freien Laden, was am Aufstauen bzw. am Verpassen des Lade-Peaks liegt. Insbesondere das Aufstauen erzeugt eine größere Belastungsspitze im Netz als der ungesteuerte Betrieb – ein Negativeffekt, der bei einer höheren Anzahl an E-Fahrzeugen noch deutlich dramatischer ins Gewicht fallen würde und daher bei der Anwendung einer Freigabequote nicht zu vernachlässigen ist.

Die meiste Zeit über schafft es die Steuerung allerdings, den Netzzustand zu verbessern. Es wird eine um 27,5 % geringere Durchschnittsauslastung des Stromkreises erreicht.

Ansonsten bewegen sich die Werte „Maximum Strom“, „Minimum Spannung“ etc. relativ gleich zum freien Laden – in diesem Fall ein positiver Effekt der Freigabequote, trotz der erwähnten Negativeffekte.

Auswirkungen auf das durchschnittliche Spannungsniveau oder die Phasenasymmetrie hat diese Form des Lademanagements nicht.

Für die E-Pionier*innen erhöht sich im Sommer die Dauer der durchschnittlichen Ladevorgänge nur minimal – die Freigabequote hat keine negativen Auswirkungen. Auch im Winter hat die Drosselung der Ladeleistung auf 11 kW für vier Stunden täglich keine Auswirkung auf die Dauer der Ladevorgänge. Die Kund*innen werden in ihrem Nutzungsverhalten wenig bis gar nicht eingeschränkt.

03

LADEMANAGEMENT / STATISCHER BETRIEB

Kunden-App-Quote – Mitbestimmungsrecht bei der Leistungsreduktion

Bei der Lademanagement-Variante „Freigabegruppe" aus dem vorigen Kapitel waren weder Kenntnisse über das Verhalten von Nutzer*innen mit E-Fahrzeugen noch Messwerte aus dem Stromnetz erforderlich, bei der Variante „Freigabequote" nur die Informationen über das Ladeverhalten. In der Testphase „Kunden-App-Quote" werden nun zur Erstellung eines Lademanagement-Fahrplans alle Informationen über Ladeverhalten und Netzauslastung aus dem freien Laden einbezogen.

Es wird also nicht wie bisher statisch an vier Stunden pro Tag die Ladeleistung reduziert. Stattdessen wird ein Profil mit vielen einzelnen Drosselungs- und Freigabeschritten erstellt, das sich am durchschnittlichen Lastprofil aus dem Zeitraum des freien Ladens orientiert. Der Fahrplan selbst läuft während der Testphase jeden Tag gleich ab.

Grundlage zur Erstellung dieses Fahrplans sind der Zeitpunkt der maximalen und minimalen Auslastung des gemittelten Tageslastgangs. Diese bilden die jeweiligen Fixpunkte für die Bestimmung der Maximal- und Minimalladeleistung, anhand derer sich alle Zwischenstufen errechnen.

Für diesen Prozess wurden Grenzwerte für die verfügbare Ladeleistung festgelegt: Der obere Grenzwert definiert die maximale Netzauslastung, wenn also nur noch die minimale Leistung an der Wallbox abrufbar ist. Beim unteren Grenzwert, also der minimalen Netzauslastung, steht die volle Ladeleistung zur Verfügung.
Ist das Lastprofil hoch, dann ist die Freigabe der Ladeleistung niedrig. Wenn das Lastprofil niedrig ist, kann viel Ladeleistung freigegeben werden.

Daraus ergibt sich ein aus vorigen Tests bekanntes Muster: Ab 18 Uhr steigt die Belastung im Stromnetz, auch wegen der gleichzeitigen Ladevorgänge der E-Fahrzeuge. Ab etwa 19 Uhr wird die Ladeleistung auf ihr Minimum reduziert und erst ab 0 Uhr wieder stufenweise freigegeben, weil dann das Belastungsniveau langsam wieder fällt.

Die vereinfachte Darstellung (Abbildung 26) zeigt die Minimal- und Maximallastgänge über 24 Stunden aus dem Zeitraum des freien Ladens mit insgesamt 14 Testtagen (orange und dunkelgrau) sowie den Mittelwert (dunkelblau). Es wird deutlich, dass der durchschnittliche Tageslastgang des Stromkreises stark mit der Verteilung der Gleichzeitigkeit zusammenhängt. Ein entsprechend daran orientiertes Drosselungsprofil sollte daher eine sehr große Wirkung auf die Auslastung haben.

Für den Testzeitraum erhielten die E-Pionier*innen eine App, über die sie einsehen können, ob sie sich gerade in einer Drosselungsphase befinden und wieviel Ladeleistung ihnen aktuell zur Verfügung steht. Über einen „Sofortladen"-Button in der App haben alle Nutzer*innen darüber hinaus die Möglichkeit, ihre jeweilige Begrenzung aufzuheben und die volle Ladeleistung von 22 kW am Ladepunkt abzurufen, zum Beispiel für den Fall, dass das E-Fahrzeug spontan gebraucht wird.

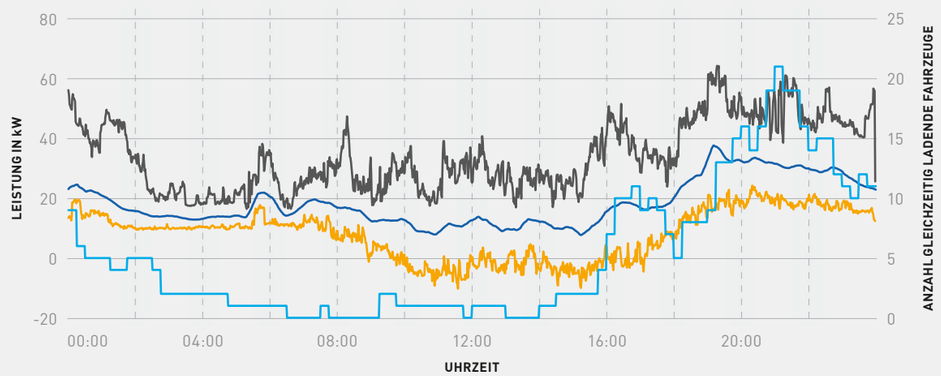


Abbildung 26: Gemitteltes Lastprofil der E-Mobility-Chaussee aus dem freien Laden in Abhängigkeit zur Gleichzeitigkeit auftretender Ladevorgänge

Min
Max
Trendlinie
Gleichzeitigkeit

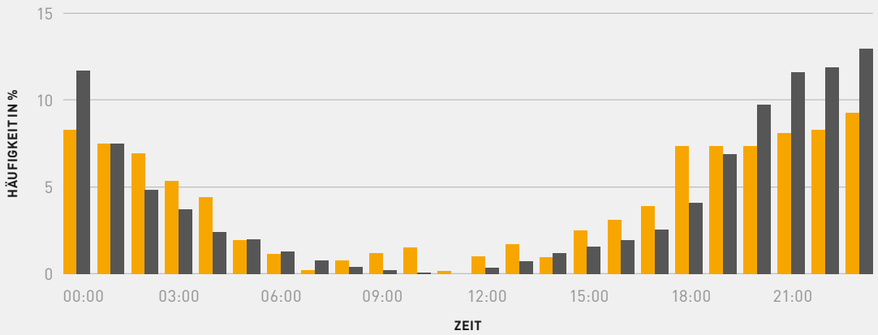


Abbildung 27: Durchschnittliche Verteilung der Ladehäufigkeit über 24 Stunden während der Testphase „Kunden-App-Quote“

Wochenende
Werktag

Auswirkungen auf die Kund*innen

In Abbildung 27 ist die durchschnittliche Verteilung der Ladevorgänge über 24 Stunden im Testzeitraum zu sehen.

Bemerkenswert: In keiner anderen Testphase war eine derartige Verlängerung der Ladevorgänge zu beobachten. Während beim freien Laden und anderen Lademanagement-Varianten die Ladevorgänge nach spätestens 0 Uhr zügig beendet wurden, werden sie durch den neuen Fahrplan bis in die frühen Morgenstunden verzögert. Auch Ladevorgänge, die zur Mittagszeit gestartet werden, dauern länger an.

Zwar steigt im Testzeitraum die durchschnittlich bezogene Energie pro Ladevorgang nur auf ca. 16,5 kWh (beim freien Laden waren es 11,3 kWh), aber die dafür benötigte durchschnittliche Ladedauer steigt um mehr als das 2,5-fache!

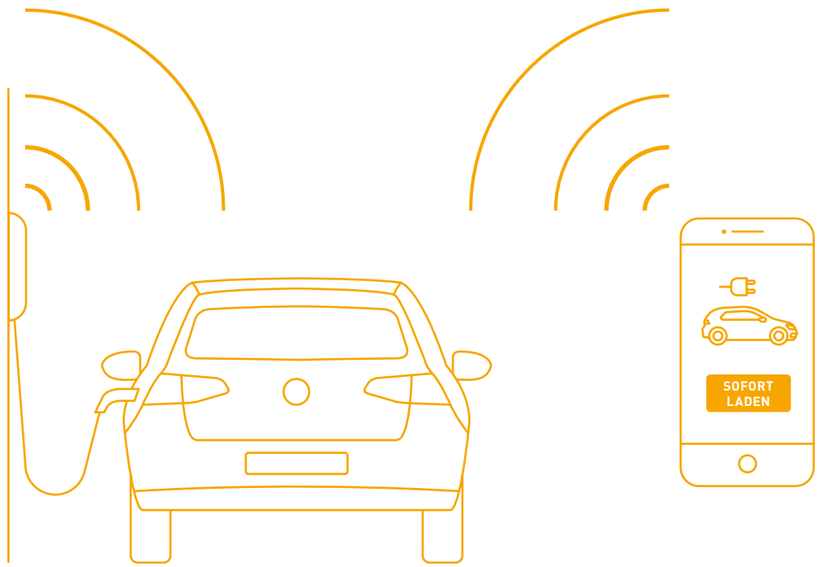
Begründet liegt dies im sehr konservativen Fahrplan, der auch zu Zeiten einer unkritischen, also für die Netzsicherheit ungefährlichen, Netzauslastung schon eine erste Reduktion der Ladeleistungen vornimmt. Um die Ergebnisse sichtbar zu machen, musste der Plan so konservativ entwickelt und an die reale Auslastung des Netzes angepasst werden. Die Wirkung unterscheidet sich jedoch nicht von einer Netzbelastung nahe der Auslastungsgrenze. Die Eingriffe durch den Fahrplan würden ähnlich drastisch ausfallen, was die Ergebnisse vor allem hinsichtlich der Kundenfreundlichkeit aussagekräftig macht.

Fazit der Variante „Kunden-App-Quote“

Diese Lademanagement-Variante greift durch die Steigerung der Ladedauer im Grunde genommen ins Nutzungsverhalten der Kund*innen ein, führt jedoch nur zu geringfügigen Verbesserungen der Netzsituation.

Zwar gaben die acht E-Pionier*innen vor Beginn der Testphase an, dass ihnen Transparenz und Mitbestimmungsrecht durch die Möglichkeit des Sofortladens sehr wichtig sind, effektiv wurde der „Sofortladen“-Button in der App jedoch nur ein einziges Mal genutzt. Offenbar kam es für die Kund*innen trotz erheblich gesteigerter Ladedauer nicht zu einer Nutzungseinschränkung. Insgesamt wurden App und Website nur drei Mal aufgerufen.

Zu geringer netztechnischer Nutzen im Verhältnis zu erheblichem Aufwand bei der Umsetzung der Transparenz- und Notfallfunktionen, unter anderem in Form des „Sofortladen“-Buttons, machen diesen Lademanagement-Ansatz für die Umsetzung uninteressant. Ein eigenmächtiges Außerkraftsetzen des Lademanagements durch die Kund*innen stellt keine Funktion für einen späteren flächendeckenden Einsatz dar.



„Die Reichweite des E-Fahrzeugs genügt eigentlich immer. Wir kommen abends nach Hause, hängen das Auto an die Wallbox, und am nächsten Morgen ist es wieder voll geladen.“

Anja und Steffen Reichl, E-Pioniere

03

LADEMANAGEMENT / DYNAMISCHER BETRIEB

Dynamisches Lademanagement – so viel Steuerung wie nötig, so wenig wie möglich

Beim dynamischen Lademanagement werden Ladevorgänge mittels Echtzeit-Messwerten aus dem Stromnetz gesteuert. Anders als bei den statischen Varianten, die täglich im vorgegebenen Rhythmus und unabhängig von der Netzsituation Steuerungs- und Freigabebefehle ausführen, ist das dynamische Lademanagement nur dann aktiv, wenn es die Netzsituation erfordert. In der Theorie sollte das zu einer wesentlich geringeren Auswirkung auf die Kund*innen führen – was letztendlich allerdings von der Auslastung des Stromnetzes abhängt.

Da die Netze BW diese Art von Lademanagement bislang noch nicht in der Praxis erprobt hatte, liegt der Fokus der Testphase darauf, den bestmöglichen Weg zwischen Regelungstiefe und zugelassener Netzauslastung zu finden, um diesen in späteren Praxistests weiter zu verfeinern. Zudem blieb während der NETZlabor-Laufzeit nur die Möglichkeit, die dynamische Steuerung während der Sommermonate zu testen.
Das dynamische Lademanagement wurde in zwei Varianten getestet – einmal spannungsgeführt und einmal stromgeführt.

Erwartungshaltungen und Fragestellungen

In der E-Mobility-Chaussee kommt die dynamische Steuerung seitens der Netze BW erstmals zum Einsatz. Da bislang keine Praxiserfahrung mit diesem Lademanagement vorliegt, stellen wir dem Test die folgenden Annahmen und Fragen voran.

Annahme 1 betrifft die Netzstabilität:
Die Ladevorgänge von E-Fahrzeugen sind voraussichtlich für die größten Leistungsbezüge (in den Sommermonaten) im Niederspannungsnetz verantwortlich. Werden also Auswirkungen auf die gemessenen Werte von Strom und Spannung festgestellt, stammen diese aller Wahrscheinlichkeit nach von den Ladevorgängen. Eine Begrenzung der Ladeleistung sollte daher sofort zu einer Verbesserung der Netzstabilität führen.

Annahme 2 betrifft die Steuerungshäufigkeit:
Da das System immer nur dann steuert, wenn ein Grenzwert im Stromnetz über- bzw. unterschritten wird, sollte die Aktivität im Vergleich zur statischen Steuerung theoretisch geringer ausfallen. Den E-Pionier*innen sollte also länger die volle Ladeleistung zur Verfügung stehen.

Annahme 3 betrifft die Spannung:
In ländlichen Stromnetzen rechnet man für gewöhnlich mit größeren Schwankungen im Spannungsniveau, die durch die E-Fahrzeuge voraussichtlich noch verstärkt werden. Die Spannung sollte also die wichtigere Grenzgröße sein, weshalb dieser Test am Anfang stand.

Die speziellen Fragestellungen für diese Testphase lauten also:

- Kann durch die dynamische Steuerung eine Verbesserung des Strom- bzw. Spannungsniveaus herbeigeführt werden – auch im direkten Vergleich zur statischen Steuerung?
- Wie oft wird die Wallboxleistung gedrosselt, ohne dass E-Fahrzeuge zum Laden angeschlossen sind – also wie oft sind andere Lasten als die E-Fahrzeuge für eine Grenzwertverletzung verantwortlich?
- Wie oft werden Kund*innen auf das Leistungsminimum gesteuert?
  Wie lange befinden sie sich generell in einer Drosselung?
- Reicht die Ladeleistung trotz Drosselung um die E-Fahrzeuge jede Nacht bis zur nächsten Abfahrt am Morgen wieder voll aufzuladen?

Variante „Spannungsgeführt“

Die hinzugezogene Grenzgröße für die Echtzeit-Abtastung in dieser Variante ist der Spannungswert. Gemessen wird er im Kabelverteilerschrank KVS019 am Ende der Römerstraße (vgl. Abbildung technischer Aufbau Seite 54 - 55). Dies ist der Punkt mit der niedrigsten zu erwartenden Spannung im Falle großer Lasten im Netz.

Für die dynamische Regelung werden alle 15 Minuten die anliegenden Werte mit den Soll-Werten verglichen. Dann wird die Ladeleistung entweder freigegeben oder weiter reduziert (Abbildung 28). Das geschieht über mehrere Ansätze in unterschiedlichen Testphasen des spannungsgeführten Lademanagements: Entweder werden die Maximal- und Minimalwerte des 15-minütigen Intervalls ausgewertet oder der durchschnittliche Spannungswert aller drei Phasen. Der Schwellwert für die Reduktion der Ladeleistung ist hierbei eine Minimalspannung von 232 V. Wird dieser unterschritten, beginnt das System mit der schrittweisen Reduktion der Ladeleistung. Wird jedoch der zweite Schwellwert von 223 V unterschritten, überspringt das Lademanagement alle Regelungsgrafiken und es steht nur noch die Minimal-Ladeleistung von 5,5 kW zur Verfügung. Die Grenzen sind hier bewusst hoch angesetzt, um den generellen Einsatz und die Funktion einer dynamischen Regelung zu testen.

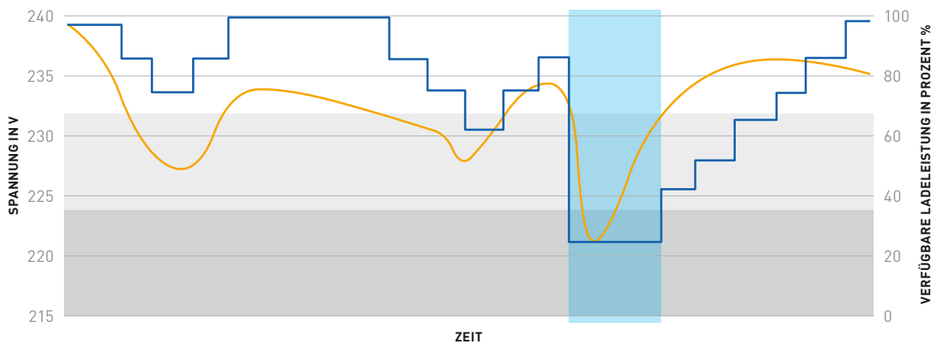


Abbildung 28: Schematische Darstellung der Funktionsweise des spannungsgeführten Lademanagements mit Leistungsbegrenzungs- und -freigabeschritten einer einzelnen Wallbox

Steuerbefehl
Spannung

LADEMANAGEMENT / DYNAMISCHER BETRIEB

Während der Testphase wird lediglich eine moderate Gleichzeitigkeit von drei E-Fahrzeugen beobachtet. Dies führt zu einer maximalen Auslastung von 150 A, hauptsächlich auf Phase 1. Im Vergleich dazu führten in der Testphase „Freies Laden" vier gleichzeitig ladende E-Fahrzeuge zu einer Auslastung von 140 A.

Dort lag die größte Spannungsdifferenz zwischen UST und KVS019 bei etwa 10 V. Bei Anwendung des Lademanagements wird lediglich eine maximale Spannungsdifferenz von 7,3 V gemessen.

Die durchschnittliche Spannungsdifferenz zum freien Laden verringert sich im Vergleich von 2,6 V auf 1 V. Die geringste Absolutspannung am Strangende liegt während der Testphase bei 226 V, beim freien Laden sank sie bei ähnlichen Belastungen bis auf unter 223 V ab. Diese Werte sprechen für einen grundsätzlich positiven Effekt der dynamischen Steuerung nach Spannungswerten auf den Netzzustand.

Abbildung 29 zeigt das Regelungsprofil (blaue Linie) während einer ganzen Woche von Montag bis Sonntag. Die Regelung erfolgte nach Minimal- bzw. Maximalwerten (Absolutwerte). Die gestrichelten Linien zeigen die Grenzwerte der Parametrierung. Die obere rote Linie markiert den Wert von 232 V, ab dem das dynamische Lademanagement stufenweise eingreift, die untere rote Linie zeigt den Wert von 223 V, bei dessen Unterschreitung eine sofortige Abregelung auf minimale Leistung (5,5 kW) stattfindet.

Wie man sieht, treten werktags weniger Grenzwertverletzungen im Spannungsniveau auf, die zu einer Drosselung der Ladeleistungen führen. Findet eine Drosselung statt, kann diese schnell wieder freigegeben werden. Zum Wochenende hin (rechts im Diagramm) nehmen sowohl Häufigkeit als auch Dauer sowie Tiefe der Lademanagement- Eingriffe zu.

Min./Max. und Mittelwert

Die „Min./Max.-Einstellung" ist der Betriebsmodus, in dem das System die absoluten Minimal- und Maximalwerte aus dem zurückliegenden 15-Minuten-Intervall einzeln auf Grenzwertverstöße überprüft.
Die „Mittelwert-Einstellung" ist eine Mittelung all dieser Einzelwerte aus den zurückliegenden 15 Minuten und eine darauffolgende Prüfung auf Grenzwertverletzungen.

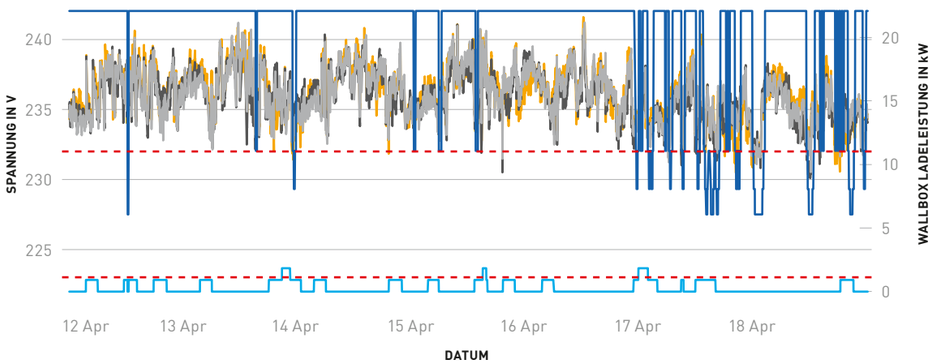


Abbildung 29: Verlauf der Absolutspannung (Kabel 2) über eine Woche während des spannungsgeführten Lademanagements (inkl. Regelungsprofil der Ladeleistung, beider Grenzwerte sowie der Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge)

U1
U2
U3
Leistungsfreigabe eines Haushalts
Gleichzeitigkeit ungerade

Fazit der Variante „Spannungsgeführt"

Während der gesamten Testphase wird eine minimale Spannung von 226 V gemessen, beim freien Laden waren es 223 V. Mit der Anhebung des minimalen Spannungsniveaus hat sich auch die durchschnittliche gemessene Spannungsdifferenz zwischen Leitungsanfang und -ende von 2,6 V auf bis zu 1 V verbessert.

Während der sogenannten „Min./Max.-Einstellung" wurde wider Erwarten seltener geregelt, den E-Pionier*innen steht in 92 % der Zeit die volle Ladeleistung zur Verfügung (beim zentralen Batteriespeicher führte eine Steuerung nach Min./Max. zu häufigeren Eingriffen des Betriebsmittels). Lediglich während ca. 2 % der Zeit gab es eine Reduktion der Ladeleistung auf 5,5 kW.

Das dynamische Lademanagement regelt öfter während der Mittelwert-Einstellung, hier steht den Nutzer*innen in 44 % der Zeit die volle Ladeleistung zur Verfügung. In 37 % wird auf 5,5 kW gedrosselt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass kürzere Messintervalle (1 Min bzw. 5 Min statt 15 Min) angesetzt wurden.
Überraschend ist dieses Ergebnis dennoch.
Wichtig ist zu erwähnen, dass die gewählten Parameter keine realistischen Grenzwerte darstellen. Sie wurden bewusst hoch angesetzt, um die Funktionsweise auszutesten.
Eine grundsätzliche Herausforderung bei dieser Variante stellt die Verbindung zu den Energiemanagementsystemen, also auch zu den Wallboxen, dar. Es ist während der Testphase nur sehr eingeschränkt möglich, bei jedem Haushalt zu jeder Zeit die exakt gleiche Drosselung einzustellen. Dies erfordert eine permanent stabile Internetverbindung, die vor allem in ländlich geprägten Gebieten nicht immer gegeben ist, sowie eine exakte zeitliche Synchronisation bei der Verarbeitung von Messwerten und Steuerbefehlen.
Nur 72 % aller Regelungen wurden zeitgleich an allen Haushalten durchgeführt.

Erstaunlich: Entgegen der ersten Erwartungen finden die Leistungsreduktionen an den Wallboxen durch einen verschlechterten Netzzustand nicht immer während eines Ladevorgangs statt. Die Spannung in der E-Mobility-Chaussee wird ebenso von dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz beeinflusst. So kommt es vor, dass die Spannung in der Straße auch ohne große zusätzliche Lasten wie E-Fahrzeuge fällt. Der eigentliche Grund für den Spannungsfall ist jedoch nicht entscheidend – wichtig ist, dass ein weiteres Absinken durch hohen Leistungsbezug mit dem dynamischen Lademanagement weitgehend verhindert wird. Diesen Effekt stellten wir bereits beim spannungsgeführten Batteriespeicherbetrieb fest. Auch dort musste der Speicher zum Wochenende hin so oft reagieren, dass er gar nicht mehr voll geladen werden konnte. So hat das spannungsgeführte Lademanagement letztendlich eher eine präventive Wirkung als die erwartete aktive.

Im normalen Netzbetrieb beträgt das zulässige Spannungsband +/-10 % von 230 V. Eine Verletzung gilt nur dann als solche, wenn diese im Mittel aller drei Phasen über einen längeren Zeitraum gemessen wird.

LADEMANAGEMENT / DYNAMISCHER BETRIEB

Variante “Stromgeführt”

Bei dieser Testphase unterliegt statt dem Spannungswert der Stromwert der Echtzeit-Prüfung. Auch hier werden wieder sowohl Schwellwert als auch Grenzwert definiert, an denen sich die Reduktion der Ladeleistung orientiert. Die Grenzen werden ebenfalls so gewählt, dass über den Testzeitraum hinweg mit ausreichenden Regelungen zu rechnen ist. Jedoch soll das System nicht unnötig oft und zu konservativ in das Mobilitätsverhalten der Kund*innen eingreifen, da sonst keine repräsentativen Aussagen über die Einschränkungen und Kundenakzeptanz getroffen werden können.

Zusätzlich zum Effekt, den Großverbraucher wie Elektrofahrzeuge auf das Spannungsniveau haben, konnten bereits über die gesamte Testlaufzeit Auslastungsspitzen im Stromverlauf zu Zeiten hoher Gleichzeitigkeit erkannt werden – hauptsächlich in den Abendstunden. Die Belastung des Stromkreises wird, anders als das Spannungsniveau, nicht vom vorgelagerten Mittelspannungsnetz oder anderen (über-) regionalen Faktoren beeinflusst. So besteht die Annahme, dass mit einer stromgeführten Regelung häufiger die tatsächlichen Verbraucher bzw. Verursacher von Kapazitätsengpässen erfasst und auf effiziente Art gesteuert werden können. Das heißt: nur so oft wie nötig.

Außerdem stellt das stromgeführte Lademanagement geringere technische Anforderungen an die Umsetzung. Es braucht weder die Werte der Ausgangsspannung an der Umspannstation, vor allem aber nicht das Spannungsniveau des stationsfernsten Verbrauchers bzw. Messpunkts. Es genügt ein Messpunkt an der Umspannstation, also am Abgang des Niederspannungskabel. Die dafür benötigte Messtechnik kann einfacher und schneller installiert und betrieben werden.

Es werden nur die Absolutwerte eines zentralen Messpunkts in der Umspannstation verarbeitet.
Während der Testphase werden wieder verschiedene Variationen und Einstellungen der Regelungsparameter getestet, also z. B. wie viel Zeit vergehen muss, bis das System auf eine Grenzwertüberschreitung reagiert bzw. Regelungsschritte wieder freigibt. Auch werden verschiedene Grenz- und Schwellwerte getestet, um herauszufinden, ob höhere oder niedrigere Werte einerseits zu mehr Beschränkungen auf der Kund*innenseite bzw. andererseits zu niedrigeren Belastungen im Stromnetz führen.

Die höchste Gleichzeitigkeit liegt während der gesamten Testphase bei maximal vier Fahrzeugen. Da die maximale Gleichzeitigkeit bei jeder Parametereinstellung immer identisch ist, kann die Wirkung der unterschiedlichen Einstellungen optimal verglichen werden.

Die höchste gemessene Auslastung des Stromkreises liegt bei ca. 130 A. Zum Vergleich: Beim freien Laden waren es 140 A bei der gleichen Anzahl Fahrzeuge. Die größte Spannungsdifferenz zwischen UST und Kabelende liegt bei maximal 8 V, beim freien Ladenwaren es ca. 11,5 V. Die niedrigste Absolutspannung beträgt dabei nie weniger als 226 V (freies Laden: ca. 223 V).

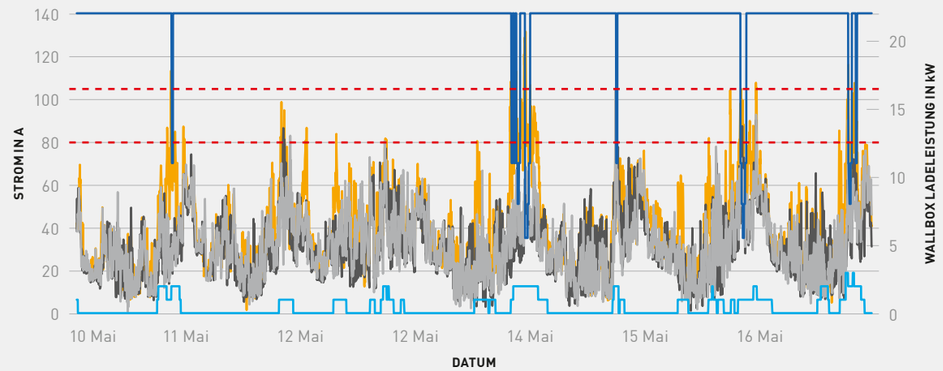


Abbildung 30: Stromverlauf über eine Woche während des stromgeführten Lademanagements inkl. Regelungsprofil der Ladeleistung, beider Grenzwerte sowie der Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge

I1
I2
I3
Leistungsfreigabe eines Haushalts
Gesamt Gleichzeitigkeit

In Abbildung 30 sieht man die Auslastung des Stromkreises mit beiden Kabeln für den Zeitraum vom 10.5. bis 16.05.: Die Schwellwert- bzw. Grenzwerteinstellungen liegen bei 100 A, respektive 125 A. Sobald ein Messwert 100 A überschreitet, greift nach dem eingangs definierten Zeitintervall die stufenweise Regelung. Werden 125 A überschritten, regelt das System sofort auf die Minimalladeleistung ab.

Im betrachteten Zeitraum greift das System nur sehr punktuell ein. Die erfassten Regelungen erfolgen stets in den Abend- bzw. Nachtstunden und hängen immer mit einer Gleichzeitigkeit von mindestens zwei ladenden E-Fahrzeugen zusammen, wobei nicht automatisch bei zwei oder mehr gleichzeitig ladenden E-Fahrzeugen eine Regelung erforderlich ist.

Oft genügen ein oder maximal zwei Regelungsschritte, um die Auslastung des Stromkreises wieder unter den erforderlichen Schwellwert zu bringen – entweder eine Drosselung auf 11 kW oder im zweiten Schritt auf 8 kW.

In wenigen Fällen muss das System alle drei Regelungsschritte bis auf die unterste Stufe durchlaufen. Diese Eingriffstiefe kann allerdings nach Ablauf des ersten Freigabeintervalls – also so kurz wie möglich und nötig – sofort wieder stufenweise freigegeben werden.

Eventuelle Grenzwertverletzungen (rote Linie), die zu einer sofortigen Regelung auf die niedrigste Stufe führen würden, treten im betrachteten Zeitraum nicht auf.

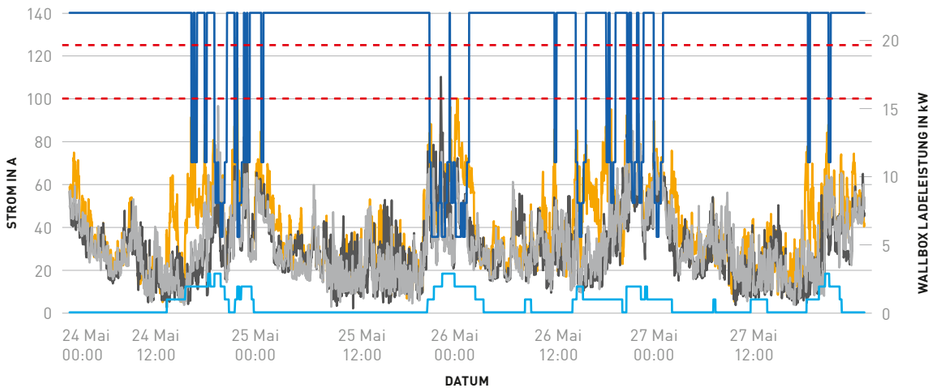


Abbildung 31: Stromverlauf während des stromgeführten Lademanagements mit niedrigeren Grenzwerten und höherer Steuerungsaktivität (inkl. beider Grenzwerte, Regelungsprofil der Wallbox-Ladeleistung sowie der Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge)

I1
I2
I3
Leistungsfreigabe eines Haushalts
Gesamt Gleichzeitigkeit

Abbildung 31 zeigt die Auslastung des Stromkreises eine Woche später mit reduzierten Grenz- und Schwellwerten: 80 A und 105 A statt zuvor 100 A und 125 A.

Im Vergleich zu den höheren Grenzwerten steuert das System bei niedriger Schwelle die Wallboxen der Kund*innen häufiger. Häufigkeit und Dauer der Ladevorgänge sind annähernd gleichgeblieben, die Stromspitzen ebenfalls – daher die häufigeren Eingriffe.

Allgemein ist zu erkennen, dass die Regelungen sich über längere Zeiträume erstrecken – die E-Pionier*innen haben über eine längere Zeit des Tages nur eine reduzierte Ladeleistung zur Verfügung.

Die Steuerungstiefe ist bei den meisten Regelungen deutlich höher, da die Belastung ladender E-Fahrzeuge erst durch größere Beschränkungen soweit reduziert werden kann, dass die Netzauslastung unter den Wert von 80 A sinkt.

Nach erfolgter Freigabe vom tiefsten Regelungsschritt, der Minimalladeleistung von 5,5 kW, kommt es wiederholt zu einem Jojo-Effekt: Nach erneuter Freigabe von mehr Ladeleistung und einer Gleichzeitigkeit größer gleich zwei Fahrzeugen springt die Netzauslastung sofort wieder über die zulässigen 80 A, was zu einer erneuten Drosselung der Ladeleistung führt.

Trotz höherer Aktivität des Lademanagements kann nicht verhindert werden, dass die maximale Auslastung, also die größten Strompeaks, um den Bereich von 120 bis 130 A liegen. Dem System gelingt es jedoch, diese Spitzenbelastungen sehr punktuell zu halten. Auch bei den beschriebenen Jojo-Effekten reduziert das System sofort wieder zuverlässig die Belastung.

Auswirkungen auf die Kund*innen

Abbildung 32 zeigt die Verteilung der Ladevorgänge des gesamten Testzeitraums, verteilt auf 24 Stunden.

Es zeigt sich dabei eine relativ unbeeinträchtigte Verteilung der Ladevorgänge. Wie beim freien Laden und allen anderen Testphasen, die Nutzer*innen nicht in ihrem Ladeverhalten einschränkten, findet ein Großteil der Ladevorgänge zwischen 19 und 23 Uhr statt. Die größte Gleichzeitigkeit wird allerdings etwas früher erreicht, bereits ab 20 Uhr (statt 21 Uhr). Den deutlichsten Unterschied im Vergleich zum freien Laden stellen die Ladevorgänge und Häufigkeiten am Wochenende dar. Allerdings ist dies kein Effekt, der durch die Testphase hervorgerufen wurde – hier spielen vermutlich andere Faktoren eine Rolle.

In der E-Mobility-Chaussee stellen wir fest, dass die Kund*innen zum Projektende hin ihr Auto häufiger laden – auch am Wochenende. Ein Gewohnheitseffekt, der aus Erfahrung der Netze BW für einen aufgeklärteren Umgang mit der E-Mobilität spricht.
Das beinahe tägliche Laden des E-Fahrzeugs an der Wallbox wird offensichtlich als ähnlich selbstverständlich angesehen wie das regelmäßige Laden des Smartphones. Die durchschnittlich nachgeladene Energiemenge liegt fast genau auf dem Niveau des freien Ladens – bei etwa 11,5 kWh pro Ladevorgang. Die dafür benötigte Ladezeit steigert sich im Vergleich zum freien Laden von 115 auf maximal 160 Minuten. Bei Tests mit höheren Grenz- und Schwellwerten und geringerer Aktivität des Systems werden lediglich ca. 130 bis 145 Minuten für die gleiche Energiemenge benötigt.

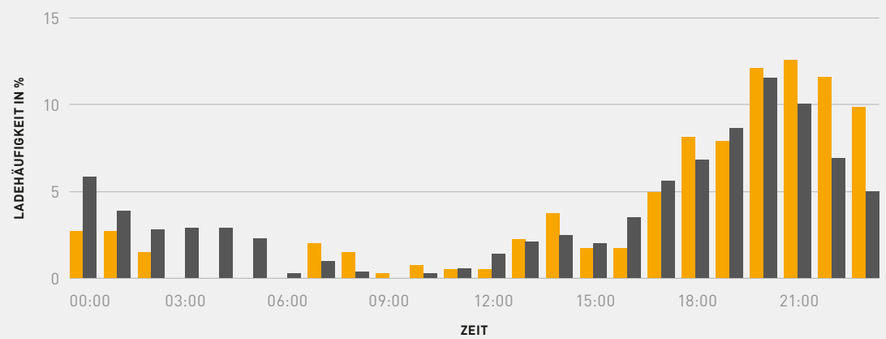


Abbildung 32: Durchschnittliche Verteilung der Ladehäufigkeit über 24 Stunden während des stromgeführten Lademanagements

Wochenende
Werktag

Fazit der Variante „Stromgeführt“

In dieser Variante wird eine direktere Abhängigkeit zwischen der Stromkreisauslastung und den gleichzeitig auftretenden Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen als zur Spannungsdifferenz deutlich. So kann das stromgeführte Lademanagement gezielter zu genau den Zeitpunkten aktiv sein, zu denen tatsächlich die Elektrofahrzeuge für eine Verletzung der Grenzwerte verantwortlich sind.

Je nach Höhe der Grenz- und Schwellwerte variiert die Zeit, in der Kund*innen die volle Ladeleistung an den Wallboxen abrufen können, zwischen 95 und 85 %. Wenn das System wegen niedrigerer Grenzen häufiger aktiv ist oder weniger Zeit zwischen den Regelungsschritten veranschlagt wird, dann wird die Ladeleistung entsprechend häufiger begrenzt.

Die Zeitspanne, in der den Kund*innen die Minimalladeleistung von 5,5 kW an den Wallboxen zur Verfügung steht, variiert auch hier wieder je nach Parametereinstellung zwischen 3 und etwas über 5 %.

In den meisten Fällen genügt ein erster Regelungsschritt von 22 kW auf die Begrenzung von 11 kW – diese Ladeleistung steht den Kund*innen zu etwa 3 bis 6 % der Zeit zur Verfügung.

Sehr interessant zu sehen: Im Fall einer weiteren Begrenzung auf die nächstniedrigere Stufe von 11 auf 8 kW muss fast immer auch auf 5,5 kW begrenzt werden. Die E-Pionier*innen können also die wenigste Zeit über tatsächlich 8 kW Ladeleistung abrufen, sondern befinden sich entweder bei 11 kW oder werden gleich weiter auf 5,5 kW reduziert. Die 8 kW bilden also quasi nur einen Zwischenschritt, der nach unten oder oben passiert wird. Dies liegt vor allem daran, dass im ersten Begrenzungsschritt auf 11 kW bereits 50 % Regelung erfolgen. Dieser erste große Regelungsschritt wurde bewusst gewählt, um den Effekt auf die Netzsituation gut sichtbar zu machen. Die darauffolgende Stufe von 11 auf 8 kW fällt dann so niedrig aus, dass sie kaum einen Unterschied macht. Entsprechend greift gleich die nächste Regelungsstufe von 8 auf 5,5 kW.

Für beide Testphasen (spannungs- und stromgeführtes Lademanagement) lässt sich sagen, dass die Funktionalität des Systems stark von der Kommunikationsanbindung zu den jeweiligen Haushalten abhängig ist. Die Steuerungsbefehle des Lademanagements werden via LTE-Mobilfunknetz übertragen und kommen nicht immer zeitsynchron bei allen Wallboxen an. Dabei sind immer andere Anschlüsse von teils kleineren zeitlichen Delays betroffen. Nur in 31 % aller Regelungen können vom Zeitpunkt der ersten Reduktion der Ladeleistung bis zur endgültigen Freigabe auf die vollen 22 kW alle Wallboxen zeitgleich angesteuert werden. Allerdings befinden sich während 87 % der Zeit alle Haushalte im selben Regelungsschritt und laden mit der gleichen Ladeleistung, unabhängig davon, ob die Reduktion oder Freigabe exakt zeitgleich erfolgt ist. Nur in 13 % des Testzeitraums kommt es vor, dass einem oder mehreren Haushalten unterschiedliche Ladeleistungen zur Verfügung stehen. Ein Großteil dieses Prozentsatzes entsteht sicherlich durch kurze zeitliche Verzögerungen in der Datensynchronisation, bei der Steuerbefehle in manchen Haushalten erst etwas später umgesetzt werden als in anderen. Für zukünftige Versuche sollte dieser Zeitraum weiter verkürzt werden, um die Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten.

03

LADEMANAGEMENT

Die wichtigsten Erkenntnisse zum Lademanagement

PRO

Eine singuläre Lösung

Wo Lademanagement eingesetzt wird, sind keine zusätzlichen Betriebsmittel notwendig – auf Strangregler, Batteriespeicher oder sonstige Überbrückungslösungen kann verzichtet werden.

Hohe Flexibilität

Lademanagement kann in unterschiedlichen Varianten umgesetzt werden. Statische Varianten erfordern weniger Aufwand bei der Umsetzung und bieten dafür einen etwas geringeren netzdienlichen Nutzen. Die dynamische Steuerung ist aus Netz- und Kund*innensicht die effizienteste Lösung, erfordert jedoch hohen technischen Umsetzungsaufwand.

Wirkung an der Wurzel

Während Strangregler und Batteriespeicher versuchen, die Auswirkungen der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen auf das Stromnetz zu verringern, greift Lademanagement das Problem sozusagen an der Wurzel an: Die Ladevorgänge werden direkt gesteuert. Aus netztechnischer Sicht ist das die effektivste Lösung, um positive Wirkungen im Verteilnetz zu erzielen. Die Ladeleistung wird dabei zeitweise und bedarfsgerecht reduziert.

CONTRA

Einfluss auf Nutzungsverhalten

Durch die direkte Steuerung bzw. die Reduktion von Ladeleistung direkt an den Wallboxen dauern Ladevorgänge im Durchschnitt etwas länger. 50 % der Kund*innen bemerken das, fühlen sich aber auch bei spürbaren Verlängerungen der Ladevorgänge nicht davon eingeschränkt. Man kann daher von einer hohen Akzeptanz ausgehen.

Hoher Digitalisierungsgrad erforderlich

Für dynamisches Lademanagement sind Echtzeitmesswerte aus dem Niederspannungsverteilnetz erforderlich. Diese müssen – ebenso in Echtzeit – nach Grenzwertverletzungen abgetastet werden und entsprechende Steuerbefehle über eine zu schaffende Schnittstelle an die Kundenladeinfrastruktur übertragen. Solche Daten werden von der Netze BW bislang nur in der Hochspannungsebene und in den Mittelspannungsnetzen erhoben. Eine vollständige Transparenz der Niederspannung ist eine technische Mammutaufgabe, da das Netz sehr kleinteilig ist.

STRESSTEST

Der Stresstest – eine bewusste Provokation des Stromnetzes

In den normalen Testphasen soll die Wirksamkeit der Maßnahmen unter realen Nutzungsbedingungen der E-Pionier*innen getestet werden. Beim Stresstest wird hingegen die maximale Belastung durch E-Fahrzeuge provoziert.

Während der gesamten Projektlaufzeit wurde im natürlichen Testbetrieb zu keinem Zeitpunkt eine höhere Gleichzeitigkeit als 75 % erfasst. Durch das individuelle Nutzungsverhalten, unterschiedliche Alltagsrhythmen sowie hohe und niedrige Ladeleistungen verschiedener E-Fahrzeuge ist eine maximale Gleichzeitigkeit von 100 % als beinahe vollständig unwahrscheinlich zu betrachten. Um dennoch die Auswirkungen auf das Stromnetz der Römerstraße zu untersuchen, wenn tatsächlich alle acht Fahrzeuge gleichzeitig ihren Ladevorgang starten, und zu ermitteln, ob die Kapazitätsreserven im Netz für eine störungsfreie Versorgung ausreichen, wurde ein Stresstest durchgeführt. Dabei sollte unter ständiger Überwachung durch die Netze BW (Betriebsservice, Projektteam) und ihrer Projektpartnerin (TU Dresden) die Gleichzeitigkeit innerhalb kürzester Zeit bis auf das Maximum von acht Fahrzeugen künstlich gesteigert werden. So garantierten wir zu jedem Zeitpunkt die vollständige Kontrolle über den Netzzustand - die Bewohner*innen der Römerstraße mussten nicht befürchten, dass tatsächlich der Strom ausfällt.
Während zweier Testtage wurde dieses Prozedere drei Mal durchgeführt, einmal im sogenannten Normalschaltzustand und in zwei Sonderschaltzuständen.
Die unterschiedlichen (Sonder-)Schaltzustände erzeugen eine künstliche Verknappung der Kapazitätsreserven des Stromkreises – statt zwei parallel versorgenden Kabeln ist nur eines im Einsatz – und durch eine Umschaltung an den Kabelverteilerschränken wird der Stromkreis künstlich verlängert. So soll das Netz an seine zulässige Grenze gebracht werden.

Zur Auffrischung hier noch einmal eine Veranschaulichung des Stromnetzes in der Römerstraße.

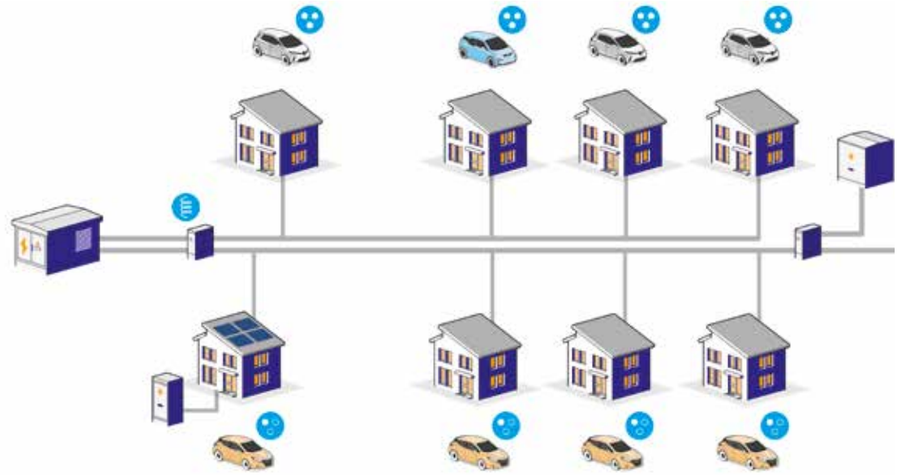
In der Grafik rechts (Abbildung 33) sehen wir schematisch die unterschiedlichen getesteten Schaltzustände:

DIENSTAG
Normalschaltzustand: Das Netz wird betrieben wie immer, die Kabel laufen parallel aus der Umspannstation im Kabelverteilerkasten KVS017 nach KVS019. Dort versorgt dann nur ein Kabel – das untere mit den Nissan Leafs – die dahinterliegenden Netzabschnitte.

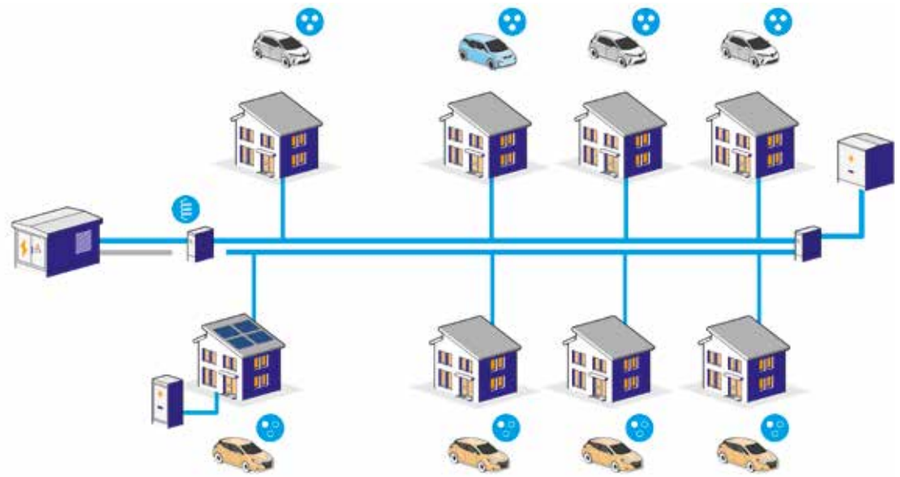
MITTWOCH VORMITTAG
Sonderschaltzustand 1: Das obere Kabel versorgt, ausgehend von der Umspannstation, den gesamten Stromkreis über KVS017, KVS019 und wieder zurück zu KVS017. Die Nissan Leafs liegen mit ihrer geringen Ladeleistung am faktischen Ende des Stromkreises.

MITTWOCH NACHMITTAG
Sonderschaltzustand 2: Nun versorgt das untere Kabel den gesamten Stromkreis, ausgehend von der Umspannstation, über KVS017, KVS019 und wieder zurück zu KVS017. Jetzt sind die Renault ZOEs mit ihrer hohen Ladeleistung am Stromkreisende.

DIENSTAG
Normalschaltzustand



MITTWOCH VORMITTAG
Sonderschaltzustand 1



MITTWOCH NACHMITTAG
Sonderschaltzustand 2

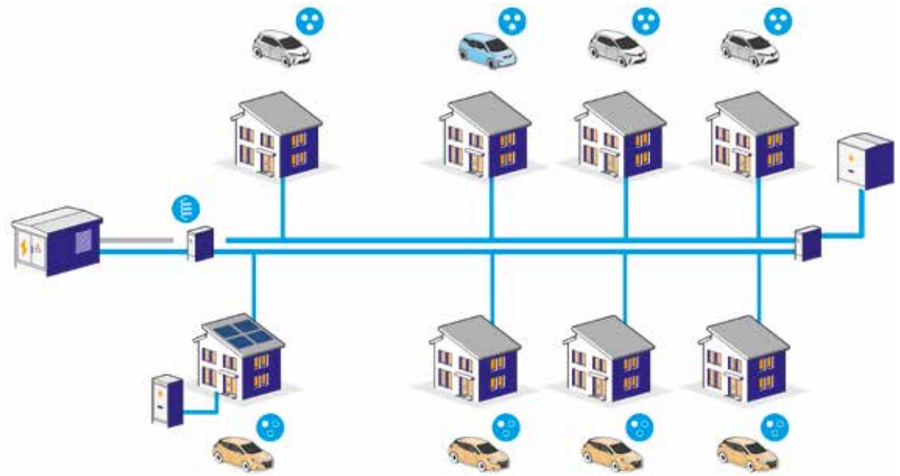


Abbildung 33

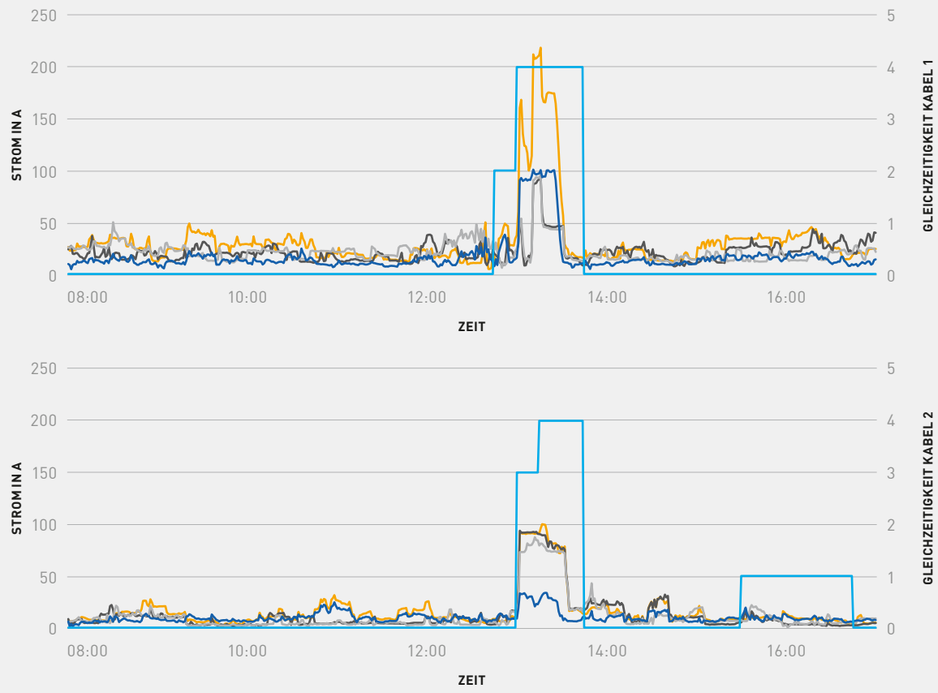


Abbildung 34: Stromspitze bei maximaler Gleichzeitigkeit aller Elektrofahrzeuge während des Stresstests im Normalschaltzustand; oben: Kabel 1 mit Renault ZOEs (3x 22 kW) und BMW i3 (1x 11 kW), unten: Kabel 2 mit Nissan Leafs (4x 4,6 kW)

I1
I2
I3
Neutralleiter
Gleichzeitigkeit

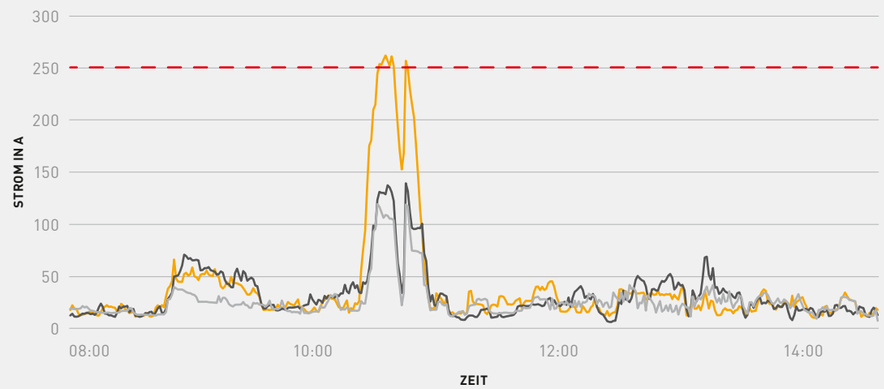


Abbildung 35: Stromspitze bei maximaler Gleichzeitigkeit aller Elektrofahrzeuge während des Stresstests im Schaltzustand 1 (Belastung auf einem Kabel), inkl. Sicherungsgröße des Abgangs

I1
I2
I3
Sicherungsgröße

Normalschaltzustand

Das Schaubild (Abbildung 34) zeigt die Auslastung beider parallel betriebener Kabel zum Zeitpunkt der maximalen Gleichzeitigkeit – das heißt, alle acht Fahrzeuge laden.

Im oberen Diagramm ist das Kabel mit den Nissan Leafs zu sehen. Es zeigt eine extrem hohe einphasige Belastung und eine Stromspitze von ca. 175 A, obwohl die maximale Ladeleistung pro Fahrzeug nur 4,6 kW beträgt. Danach folgt ein Knick in der Belastungsspitze, weil der Batteriespeicher testweise unterstützend entladen wurde. Um den Netzzustand bewusst weiter zu verschlechtern, wird der Batteriespeicher nach der Entladung zeitgleich zu den ladenden Fahrzeugen ebenfalls beladen - hier zu sehen an der zweiten, noch höheren Spitze von > 200 A. Dies entspricht bereits 80 % Auslastung der Sicherungsgröße dieses Kabels.

Das untere Diagramm zeigt das Kabel mit den Renault ZOEs und dem BMW i3. Hier ist eine verhältnismäßig niedrige Auslastung von ca. 100 A zu beobachten. Die Auslastung ist gleichmäßig dreiphasig und im Vergleich zum restlichen Verlauf klar zu erkennen, wenn auch weniger deutlich als die Spitze in der oberen Grafik. Insbesondere im Rahmen des zulässigen Spannungsbandes fällt der Spannungseinbruch hier eher nebensächlich aus.

Schaltzustand 1

In Abbildung 35 sehen wir die Lastspitze während des Sonderschaltzustands 1, gemessen auf einem Kabel – dem der Nissan Leafs am verlängerten Ende des Stromkreises.

Deutlich zu sehen ist, dass die Stromspitze kurzzeitig sogar die Belastungsgrenze, also die Sicherungsgröße des Stromkabels, übersteigt – damit ist die Kapazitätsgrenze des Netzes in diesem Schaltzustand erreicht. Der kleine Knick in der Belastungsspitze ist wieder auf den Batteriespeicher zurückzuführen der zur Unterstützung entladen wird. Die Belastung wird so kurzzeitig von > 250 A auf 150 A reduziert.

Von einer zusätzlichen Entladung des Speichers wurde abgesehen, da das Netz allein durch die acht E-Fahrzeuge vollständig ausgelastet war.

Ebenfalls sehr deutlich erkennbar ist die Phasenasymmetrie (orange) durch die einphasig ladenden Nissan Leafs: Während auf Phase 1 eine Belastung von > 250 A anliegt, sind Phase 2 und 3 nur mit < 150 A ausgelastet. Der Wert der Phasenasymmetrie liegt bei 1,92 % – erlaubt sind maximal 2 %.

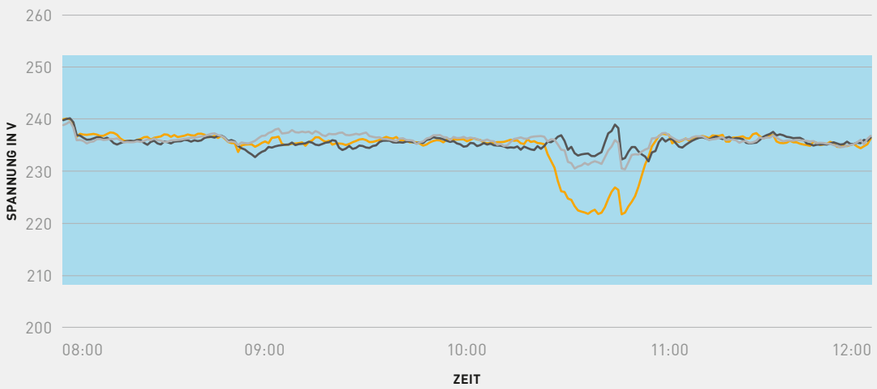


Abbildung 36: Spannungsverlauf bei maximaler Gleichzeitigkeit aller Elektrofahrzeuge während des Stresstests im Sonderschaltzustand 1 - Nissan Leafs mit geringer Ladeleistung am Leitungsende des verlängerten Stromkreises

U1
U2
U3

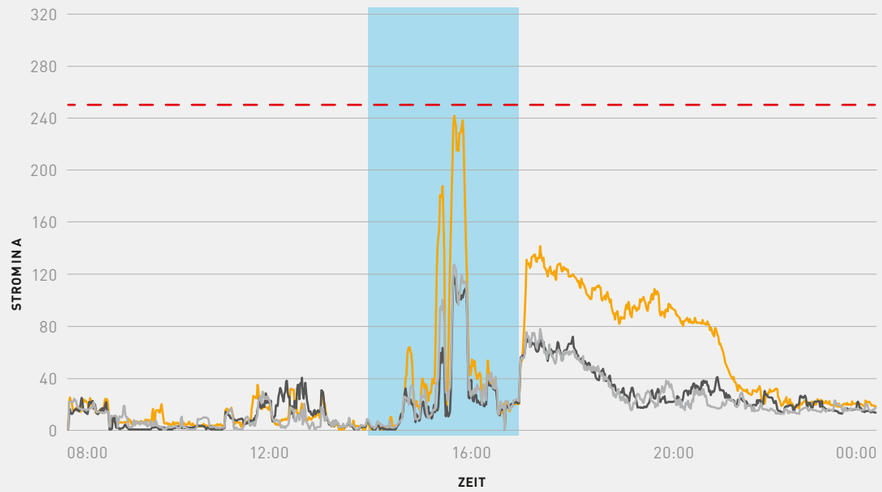


Abbildung 37: Stromspitze (ca. 16 Uhr) bei maximaler Gleichzeitigkeit aller Elektrofahrzeuge während des Stresstests im Schaltzustand 2 (Belastung auf einem Kabel), inkl. Sicherungsgröße des Abgangs; vgl. Stromspitze nach dem Stresstest (ab 17 Uhr) im Normalschaltzustand über längere Zeit, während Autos wieder vollständig aufladen

I1
I2
I3
Sicherungsgröße

Abbildung 36 zeigt das Spannungsniveau am Leitungsende für **Sonderschaltzustand 1:**

Die niedrigste Spannung liegt bei ca. 222 V. Verglichen zum zulässigen Spannungsband (blaue Fläche) ist das, wie schon in allen Regeltestphasen des Feldversuchs, erneut ein unkritischer Faktor – die Auslastungsgrenze des Kabels wird allerdings durch die gebündelte Last erreicht. Grund dafür sind die Nissan Leafs mit ihrer geringen Ladeleistung am Leitungsende. Sie verringern die Spannung geringfügiger, als es höhere Lasten tun würden. Auch das Spannungsniveau wird dadurch im Wesentlichen nur einphasig negativ belastet.

Sonderschaltzustand 2

In Abbildung 37 ist die Lastspitze zu sehen, die während des Sonderschaltzustands 2 auf einem Kabel gemessen wird – dem der Renault ZOEs bzw. BMW i3 am Leitungsende.

Die Auslastung des Kabels ist sowohl im Sonderschaltzustand 1 als auch im Sonderschaltzustand 2 immer gleich hoch, unabhängig davon, welche Verbrauchsleistung am Ende des Stromkreises liegt.

Und auch hier erreicht die Stromspitze kurzzeitig die Sicherungsgröße, das Stromkabel ist an seiner Kapazitätsgrenze (Abbildung 37, blaue Fläche).

Im Vergleich zu Sonderschaltzustand 1 am Vormittag wird nur ein etwas niedrigeres Niveau erreicht, was sich durch leichte Schwankungen in der Grundlast des Netzes erklären lässt, die nicht durch den Stresstest beeinflussbar sind.

Erneut ist eine sehr hohe einphasige Belastung (orange Kurve) durch die Nissan Leafs erkennbar – es ist also auch bei der Betrachtung der Phasenasymmetrie gleich, an welcher Stelle des Stromkreises sich die relevanten Verbraucher befinden.

Der Wert der Phasenasymmetrie liegt nahezu unverändert zu Sonderschaltzustand 1 bei 1,93 %.

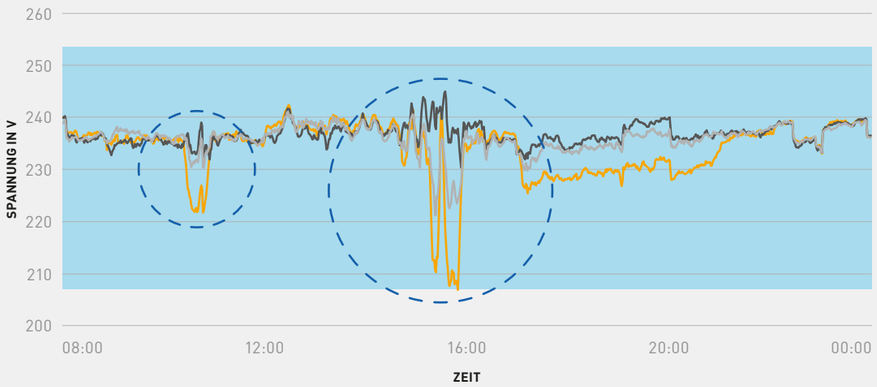


Abbildung 38: Spannungsverlauf bei maximaler Gleichzeitigkeit aller Elektrofahrzeuge während des zweiten Stresstest-Tages mit den Sonderschaltzuständen 1 (links) und 2 (rechts) im Verhältnis des zulässigen Spannungsbandes

U1
U2
U3

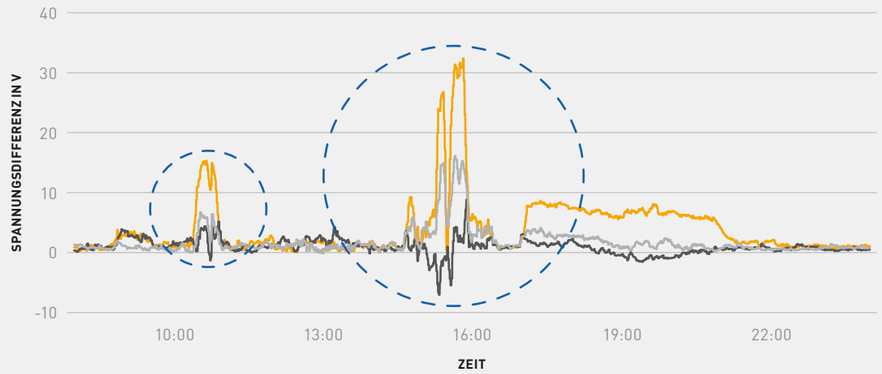


Abbildung 39: Spannungdifferenz zwischen UST und dem Stromkreisende bei maximaler Gleichzeitigkeit aller Elektrofahrzeuge während des zweiten Stresstest-Tages mit Sonderschaltzustand 1 (links) und 2 (rechts)

ΔU1
ΔU2
ΔU3

Abbildung 38 zeigt den Verlauf der Absolutspannung am faktischen Leitungsende für Sonderschaltzustand 1 (linker gestrichelter Kreis) und Sonderschaltzustand 2 (rechter gestrichelter Kreis) jeweils im KVS017.

Es wird deutlich, welchen Effekt die unterschiedlichen Fahrzeuge am Leitungsende auf die Spannung haben: Während die Nissan Leafs am Leitungsende (links) mit einer geringen Ladeleistung von 4,6 kW die Spannung nur auf knapp 222 V absenken, fällt die Spannung durch die sehr hohe Ladeleistung der Renault ZOEs von je 22 kW am Leitungsende (rechts) auf unter 207 V.

Die Schwelle von 107 V markiert die Grenze des zulässigen Spannungsbandes von +/-10 %, ausgehend von 230 V Grundspannung im Netz. Die zulässige Spannungsgrenze wird in der Römerstraße also allein durch eine andere Anordnung der Fahrzeuge im Stromnetz erreicht!

Abbildung 39 zeigt die Spannungsdifferenz zwischen Umspannstation und Leitungsende am zweiten Testtag – im Sonderschaltzustand 1 (linker gestrichelter Kreis) und Sonderschaltzustand 2 (rechter gestrichelter Kreis).

Im normalen Testbetrieb liegt die Differenz in der Spitze etwas über 11 V. Im Sonderschaltzustand 2 des Stresstests, mit den Renaults am Leitungsende, sind es über 30 V auf einer Phase.
Ein interessanter Effekt dieser massiven einphasigen Belastung ist, dass auf Phase 2 die Spannung nicht etwa absinkt, sondern durch die hohe Schieflast stattdessen angehoben wird. Dieses Phänomen belastete die Auswertung der Phasenasymmetrie während des Stresstests im Niederspannungsnetz der E-Mobility-Chaussee zusätzlich negativ.

Fazit des Stresstests

Auch wenn es sich in den Szenarien der Stresstests teilweise um Sonderschaltzustände handelt, können die getesten Situationen unter gewissen Umständen durchaus real im Netz auftreten - und nicht nur in der Römerstraße.
Der Versuch hat gezeigt, dass bereits eine kleine Anzahl gleichzeitig ladender E-Fahrzeuge einen (ländlichen) Niederspannungsstromkreis - unter gewissen Bedingungen - an seine Belastungsgrenze bringen kann.
Eine wichtige Erkenntnis: Die Anordnung der Fahrzeuge - besonders der dreiphasig ladenden E-Fahrzeuge - im Stromnetz spielt dabei eine entscheidende Rolle. Deren Position im Netz hat einen wesentlichen Einfluss vor allem auf Erreichen des unteren Spannungsgrenzwertes. In Stromkreisen mit erhöhter Anzahl von Ladeeinrichtungen und Fahrzeugen mit solch einer hohen Ladeleistung zeigt sich die Notwendigkeit des Einsatzes von Lademanagement oder anderen temporären technischen Lösungsansätzen zur Netzoptimierung einmal mehr, um auch in diesen seltenen Sonderschaltzuständen die Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
Dass selbst einphasig mit 4,6 kW ladende Fahrzeuge zu Problemen im Netzbetrieb führen können, zeigt der Versuchsaufbau mit den Nissan Leafs. Es genügten nur vier Fahrzeuge, die in der Projektkonfiguration bewusst auf dieselbe Phase angeschlossen wurden, um das Stromnetz an den Grenzbereich hinsichtlich der Phasenasymmetrie zu bringen. Es ist also unbedingt zu empfehlen, dass einphasige Verbraucher – zu denen auch Ladeinfrastruktur für einphasig ladende E-Fahrzeuge zählt – immer möglichst gleichmäßig auf alle drei Außenleiter verteilt werden.
Auch hier können Lademanagementsysteme, die niedrige einphasige Ladeleistungen (im Verhältnis zur Maximalladeleistung von dreiphasig 22 kW) regeln, die Netzstabilität und Versorgungsqualität aufrecht erhalten und einen sicheren Netzbetrieb für alle Anschlussnehmer*innen gewährleisten.

03

LADEMANAGEMENT

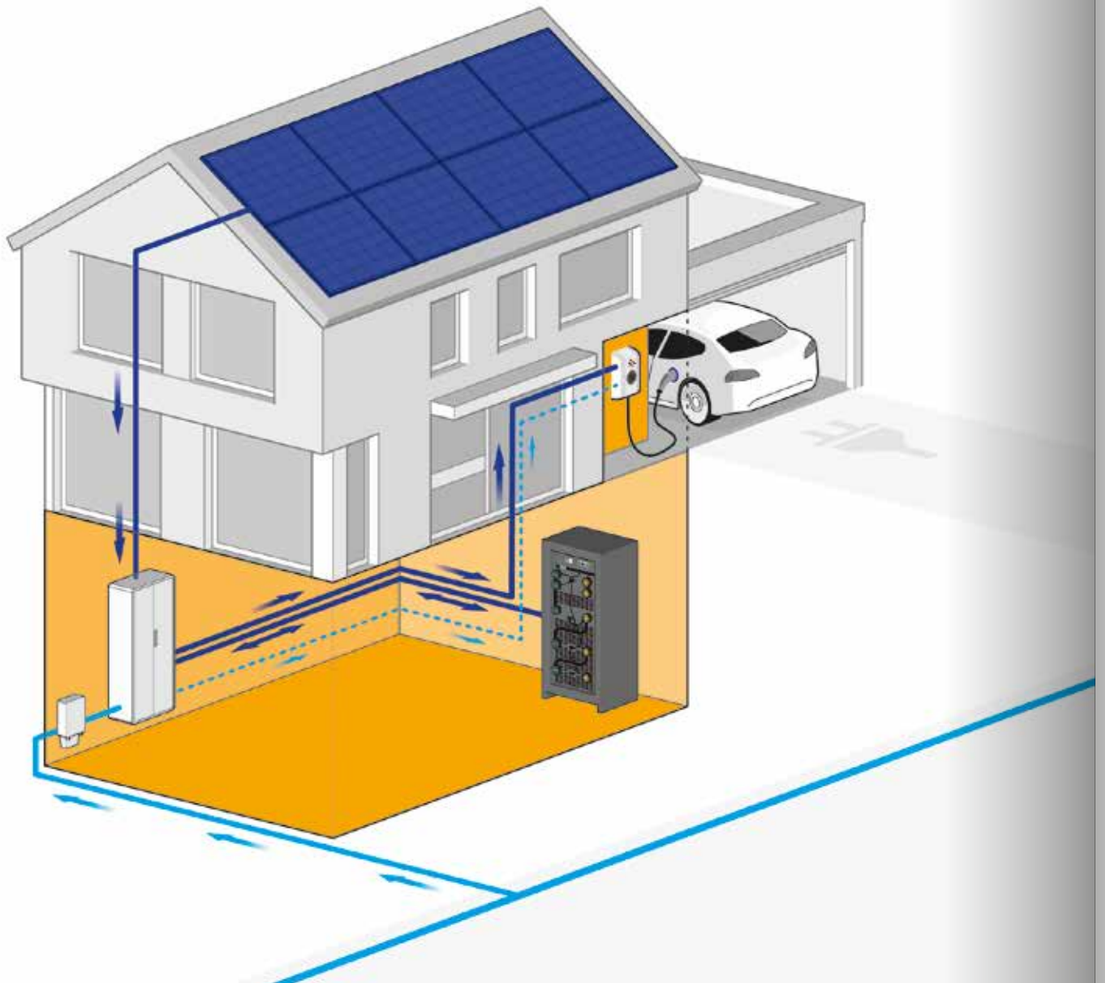
Wie autark lebt es sich in der E-Mobility-Chaussee?

Während der gesamten Testphase wurde ein Haushalt zusätzlich zum E-Fahrzeug mit einem dezentralen Batteriespeicher ausgestattet, der über eine Kapazität von 19 kWh verfügt. Eine Photovoltaik-Anlage mit 4,6 kWp war bereits vorhanden.

Ziel dieser Versuchsanordnung ist es, mit der Kombination aus PV-Anlage und Speicher die Belastungen am Hausanschlusspunkt zu verringern und den Verbrauch im Haushalt zu unterstützen. So sollte es auch in den Abendstunden noch möglich sein, das E-Fahrzeug mit PV-Strom zum laden.

Im Projektaufbau wurden diesem Haushalt abwechselnd ein Nissan Leaf (4,6 kW Ladeleistung einphasig) und ein BMW i3 (11 kW Ladeleistung dreiphasig) zur Verfügung gestellt.

Prinzipiell belädt sich der Speicher immer mit dem Strom, der in der Photovoltaikanlage umgesetzt wird, abzüglich des momentanen Verbrauchs im Haus. So steht die akute Versorgung inklusive des Beladens des E-Fahrzeugs immer an erster Stelle und die Beladung des Speichers erst an zweiter.



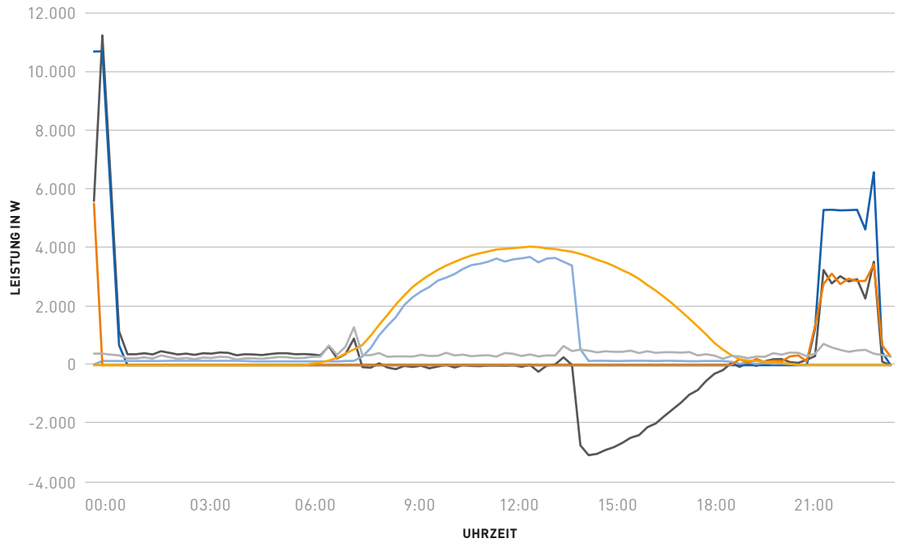


Abbildung 40: 24-Stunden-Leistungsdiagramm für Erzeugung, Einspeisung und Bezug während eines Sommertages

Photovoltaik-Erzeugung
Netzbezug
Hausverbrauch
Ladeleistung Wallbox
Ladeleistung Batterie
Entladeleistung Batterie

Ist der Speicher voll, dann wird, so wie hier (Abbildung 40) gezeigt, in das Netz eingespeist (schwarze Linie) und die Leistung kehrt sich ins negative. Erst in den Abendstunden, während eines Ladevorgangs, kommt es zur Entladung des Speichers. Der Ladevorgang wird dann in Teilen aus dem öffentlichen Netz und dem Batteriespeicher gespeist - das Netz wird dabei entlastet.

Zum Ende des Ladevorgangs in den frühen Morgenstunden entleert sich der Speicher vollständig und der Ladevorgang muss abschließend komplett mit Strom aus dem öffentlichen Netz getragen werden. Da dies jedoch vergleichsweise spät passiert, können Lastspitzen gut entzerrt werden und eine zusätzliche Belastung des Stromkreises der Römerstraße während der bekannten Hauptladezeit zwischen 19 und 23 Uhr durch diesen Haushalt wird vermieden.

Der allgemeine Einsatz eines Speichers bei Nutzung einer Photovoltaikanlage erzielt also eine geringere Belastung am Hausanschlusspunkt. Eine vollkommene Autarkie wird hierbei zwar kaum erreicht, allerdings kann ein Großteil des Verbrauchs durch die eigene Stromerzeugung abgedeckt werden.

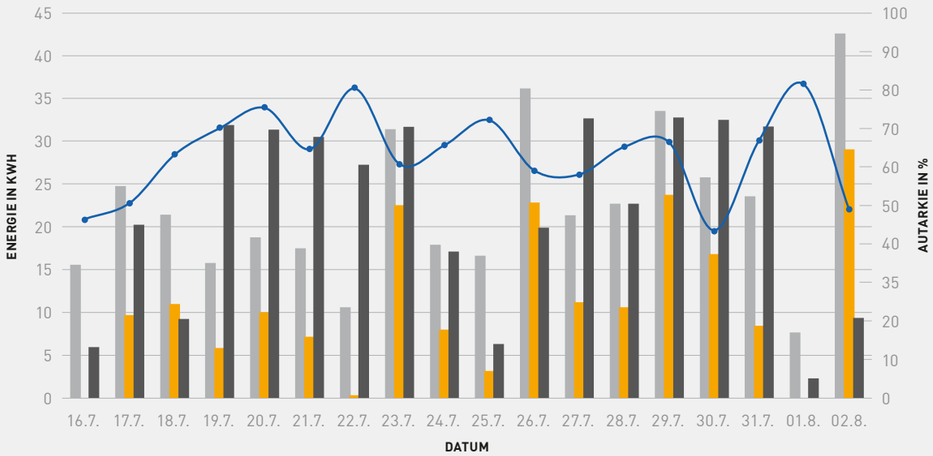


Abbildung 41: Energiemengenerzeugung und -bezug mit durchschnittlich erreichtem Autarkiegrad über mehrere Wochen

Ladeenergie
Erzeugte Photovoltaik-Energie
Gesamtverbrauch
Autarkiegrad

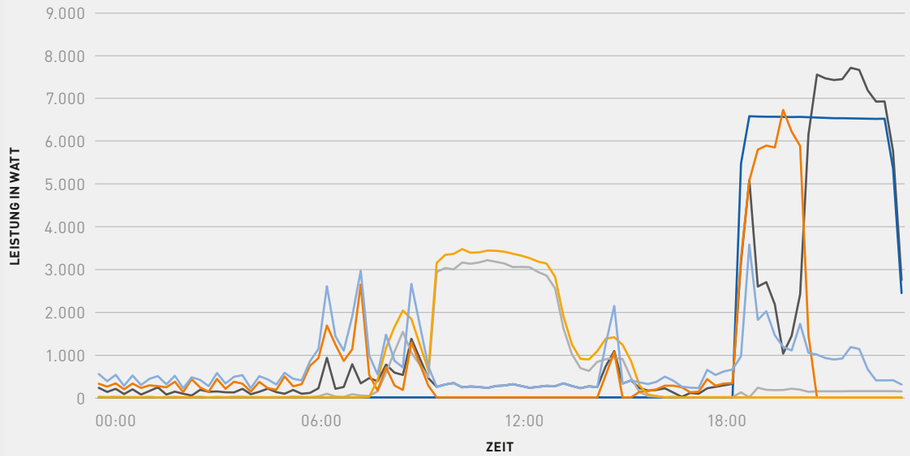


Abbildung 42: 24-Stunden-Leistungsdiagramm für Erzeugung, Einspeisung und Bezug während eines Wintertages

Photovoltaik Erzeugung
Netzbezug
Ladeleistung Batterie
Ladeleistung Wallbox
Hausverbrauch
Entladeleistung Batterie

Abbildung 41 zeigt einen zweiwöchigen Ausschnitt im Sommer. Zu sehen sind die erzeugte Photovoltaikleistung sowie die verbrauchte Leistung inklusive der Beladung des Fahrzeugs. An Tagen mit hohem Verbrauch ist die Beladung des E-Fahrzeugs maßgeblich daran beteiligt. Man sieht, dass an einigen Tagen sogar mehr Leistung an der PV-Anlage umgesetzt als tatsächlich verbraucht wird. Eine volle Autarkie wird dabei dennoch nicht erreicht: Der Speicher lädt sich über den Vormittag voll und am Nachmittag wird der Strom in das Verteilnetz eingespeist. Während der Abendstunden sowie in der Nacht entlädt sich der Speicher. Sobald er sich vollends entladen hat, muss wieder auf das öffentliche Netz zurückgegriffen werden – was hauptsächlich durch den hohen Bedarf der E-Fahrzeuge geschieht.

Im betrachteten Sommerzeitraum von sechs Wochen mit Einsatz der PV-Speicher-Kombination erfolgte insgesamt 660 Minuten lang ein Bezug über 5 kW aus dem öffentlichen Netz am Hausanschluss. Bei gleichem Nutzungsverhalten, aber ohne Zuhilfenahme einer solchen Kombination liegt die Summe bei 3.765 Minuten. Durch den Einsatz der Optimierung kann die Bezugszeit bei 5 kW also um 82,5 % minimiert werden. Das öffentliche Netz wird deutlich entlastet!

Auch die absolute Größe des maximalen Bezugs hat sich verringert, was durch den Mittelwert des maximalen Bezugs erkennbar ist. Dieser liegt ohne Optimierung im Testzeitraum bereits bei 7,6 kW. Er würde sogar noch höher liegen, wenn das eingesetzte E-Fahrzeug über mehr Ladeleistung verfügt. Einen Großteil der Testzeit stand dem Haushalt ein Nissan Leaf mit max. 4,6 kW Ladeleistung zur Verfügung. Mit der PV-Speicher-Kombination liegt der Mittelwert nur noch bei 4,3 kW, was einer Verringerung von 43,5 % entspricht.

Diese Werte sind jedoch lediglich für die Sommermonate repräsentativ. Während des Winters kommt die Photovoltaik-Speicher-Kombination an die Grenzen ihrer Betriebsmöglichkeit.

Hier (Abbildung 42) sieht man ein beispielhaftes Leistungsdiagramm für den Winter. Mittags wird eine geringe Leistung an der PV-Anlage umgesetzt und gleich in den Speicher eingespeist. In den Abendstunden findet ein Ladevorgang statt. Der Speicher kann diesen nur zu Beginn unterstützen – bis er leer ist. Zudem steigt aufgrund der kalten Jahreszeit mit weniger Sonnenstunden auch der Verbrauch im Haus im Gegensatz zu den Sommermonaten, insbesondere für Licht und Heizung. Auch wird im Winter tendenziell mehr Zeit im Haus verbracht, was ebenfalls dazu führt, dass hier mehr Leistung benötigt wird.

Fazit zum Thema Autarkie
Die Selbstversorgung über eine Photovoltaik-Anlage wird in den kommenden Jahren weiter attraktiv bleiben, auch weil nun immer mehr bestehende Altanlagen nicht mehr für ihre Netzeinspeisung gefördert und in erster Linie zur Selbstversorgung genutzt werden. Ein zusätzlicher Batteriespeicher ist daher nicht nur für neue PV-Anlagenbesitzer interessant, sondern auch für alle, deren Vergütungsverträge in den kommenden Jahren auslaufen. Auch der Preis der Speichertechnologie hat sich in den vergangenen Jahren immer weiter verringert.
Der Einsatz einer PV-Speicher-Kombination kann insbesondere vor dem Hintergrund der Energiewende Sinn ergeben – die Mobilität kann mit selbsterzeugtem Strom und vor allem ohne den Einsatz von fossilen Brennstoffen problemlos aufrechterhalten werden.

Eine vollkommene Selbstversorgung wäre allerdings nur durch eine Überdimensionierung von Speicher und PV-Anlage möglich. Während im Sommer der Speicher nachmittags durch die PV-Anlage bereits gefüllt ist und die weitere Erzeugungsleistung der PV-Anlage ins Netz eingespeist werden kann, reicht die umgesetzte Energie der Sonne während des Winters kaum für die Versorgung des Einfamilienhauses aus, da die Sonnenstunden abnehmen und der Himmel oft bedeckt ist. Dieser Lösungsweg ist weder realistisch noch aus Verbrauchersicht lukrativ. Somit wird auch in Zukunft ein Haus, das selbst Strom erzeugt, speichert und zur Eigenverbrauchsoptimierung nutzt, weiterhin auf das öffentliche Stromnetz angewiesen sein.

03

Elektromobilität im Alltag

Was die Messdaten über die E-Pionier*innen aussagen

Während des gesamten Testzeitraums werden nicht nur die Messdaten im Stromnetz erfasst, sondern auch die Aktivitäten an den Wallboxen der E-Pionier*innen. Diese Messungen umfassen die Zeiten des Ladens, die Ladedauer, Ladeleistungen sowie die Energiemengen. Daraus lassen sich über verschiedene Referenzzeiträume Veränderungen im Kund*innen- und im Ladeverhalten auswerten, beispielsweise im Vergleich von Sommer und Winterzeit, von Projektanfang und Projektende. Auch lässt sich bestimmen, ob es durch die pandemiebedingten Ausgangsbeschränkungen zu einer Einschränkung im Mobilitätsverhalten kam und ob sich dies negativ auf die Aussagekraft der Testergebnisse auswirkt.

Die wichtigsten Erkenntnisse aus den Testmessungen

Der Zeitpunkt der höchsten auftretenden Gleichzeitigkeit, also die Uhrzeit, zu der im Schnitt die meisten Fahrzeuge gleichzeitig laden, liegt zu Projektbeginn ebenso wie am Projektende bei 21 Uhr. Über den gesamten Projektzeitraum hinweg betrachtet finden im Zeitraum zwischen 19 und 23 Uhr mehr als die Hälfte aller erfassten Ladevorgänge statt.
In 60 bis 70 % der gesamten Zeit lädt allerdings gar kein E-Auto.
Wenn geladen wird, dann lädt die meiste Zeit über (>75 %) nur ein E-Auto. Es kommt daher nicht zu dem befürchteten Ansturm auf die Ladeinfrastruktur nach der Arbeit. Die durchschnittliche Gleichzeitigkeit während der Zeiträume, in denen mindestens ein Ladevorgang erfasst wird, liegt bei 1,4 von 8 möglichen Fahrzeugen.

Die zurückgelegten Distanzen der E-Pionier*innen sind sehr unterschiedlich. Die gefahrenen Strecken belaufen sich auf 500 bis 2.500 km pro Monat von den insgesamt ca. 127.000 Kilometern, die von allen Teilnehmenden elektrisch zurückgelegt wurden. Das lässt auf eine große Vielfalt unterschiedlicher Nutzungsprofile schließen. Im Durchschnitt werden 50 bis 100 km gefahren, bis das E-Auto erneut zum Laden an die Wallbox angeschlossen wird. Dabei werden im Schnitt 12 bis 16 kWh je Ladevorgang nachgeladen, was umgerechnet weniger als die Hälfte der Batteriekapazität der eingesetzten Fahrzeugmodelle entspricht. Die theoretisch verfügbare Reichweite wird also noch lange nicht ausgereizt.

Durchweg wird am Wochenende mehr Energie über die Wallbox entnommen – es werden weitere Strecken zurückgelegt und das Auto wird für die kommende Woche wieder voll geladen. Die E-Fahrzeuge laden im Durchschnitt 2,6 Stunden lang, wobei sich die Ladedauer im Winter aufgrund des gestiegenen Verbrauchs in der kalten Jahreszeit erhöhen kann. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass die einphasig ladenden Nissan Leafs im Schnitt ca. acht Stunden für eine volle Ladung von 0 auf 100 % benötigen – bei den meisten aktuell am Markt angebotenen Fahrzeugmodellen unterschiedlicher Hersteller ist das kein Referenzwert mehr.

Ein Vergleich zwischen Projektanfang und -ende zeigt, dass die Ladedauer zum Ende des Projekts leicht abnimmt. Das liegt vermutlich daran, dass das E-Auto aus Gewohnheit häufiger an die Steckdose angeschlossen wird und daher pro Ladevorgang weniger Leistung geladen werden muss. Man folgt dem Motto „Wenn das Auto steht, dann lädt es." Das Aufladen des E-Fahrzeugs läuft offenbar schon genauso intuitiv ab wie das tägliche Aufladen der Zahnbürste oder des Smartphones.

Erkenntnisse über die E-Pionier*innen aus den Fragebogen

Die meisten E-Pionier*innen waren bereits zum Anfang des Projekts weitestgehend aufgeschlossen gegenüber der E-Mobilität und konnten sich durch das Ausprobieren der neuen Technik davon überzeugen, dass es eine zukunftsfähige und vor allem alltagstaugliche Form der Mobilität ist.

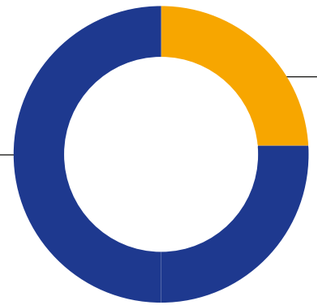
Sieben von acht E-Pionier*innen können sich nach Ende des Projekts ein E-Fahrzeug als Zweitauto zusätzlich zum aktuellen Fahrzeug mit Verbrennungsmotor vorstellen. Ebenfalls sieben von acht sehen das Elektroauto als eine gute Alternative zum Verbrenner an.

Die bevorzugt zurückgelegten Strecken sind hauptsächlich Kurzstrecken oder die Fahrt zur Arbeit. In einigen Fällen wird aber auch auf Langstrecken die Urlaubstauglichkeit der Fahrzeuge getestet.

Die unterschiedlichen Testszenarien bleiben auf Seiten der E-Pionier*innen nicht ganz unbemerkt. Knapp die Hälfte der Haushalte bemerkt den Wechsel zwischen den unterschiedlichen Testphasen dadurch, dass sich Ladezeiten in ihrer Wahrnehmung verlängern. Dies wird durch die Messdaten auch bestätigt. Allerdings fühlen sich die Kund*innen während der Testphasen „gar nicht" bzw. „überhaupt nicht" in ihrem Ladekomfort oder Nutzungsverhalten eingeschränkt. Insgesamt bedeutet das ein zufriedenstellendes Fazit für die meisten angewandten Lösungsansätze hinsichtlich ihrer Kundenfreundlichkeit.

Grundsätzlich wurde das E-Fahrzeug über die Projektlaufzeit für alle Teilnehmer*innen zum treuen Alltagsbegleiter und jegliche anfängliche Skepsis gehörte bald der Vergangenheit an.

25 % der E-Pionier*innen bemerkten das Lademanagement, die Hälfte von diesen fühlte sich dabei nicht eingeschränkt.



„Durch die Möglichkeit des NETZlabors konnte ich Elektromobilität im Alltag über einen langen Zeitraum testen. Dadurch wurde ich vom Skeptiker zum überzeugten E-Mobilisten.“

Berthold Grauer, E-Pionier

04 DEZ 2021

FAZIT

Lademanagement bietet das höchste Potenzial zur Integration einer großen Anzahl von E-Fahrzeugen in das Verteilnetz

Eine besondere Herausforderung in ländlichen Netzen ist die Gleichzeitigkeit der Elektromobilität: Bei gleichzeitigem Ladestart kann es hier eher zu größeren Spannungsschwankungen kommen, da die Stromkreise deutlich länger sind als in urbanen Gebieten. Das Projekt E-Mobility-Chaussee konzentrierte sich deshalb auf Einfamilienhäuser in ländlichen Gebieten.

Das Projekt in Kusterdingen verläuft durchweg positiv. Durch die verschiedenen Testphasen können wertvolle Erkenntnisse über die mögliche Netzintegration von Elektromobilität in ländlichen Gebieten gesammelt werden. Über die gesamte Projektlaufzeit ergibt sich eine maximale Gleichzeitigkeit von 75 %, also sechs von acht Fahrzeugen werden zeitgleich beladen. Im Durchschnitt liegt die Gleichzeitigkeit jedoch nur bei 17,5 %. Dies entspricht rechnerisch 1,4 von 8 Fahrzeugen.

Durch den **Strangregler** kann die Spannung im Strang, wenn nötig, deutlich und je nach Parametrierung gehoben oder gesenkt werden. Während seines Einsatzes bleibt die Spannung konstant im vorgegebenen Regelungsfenster zwischen 232 V und 240 V. Vor allem für abgelegene Stichleitungen ist der Strangregler eine denkbare Lösung. Allerdings ist für die laufende Überprüfung seiner Funktionalität entsprechende Messtechnik im Kabelverteilerschrank unbedingt empfehlenswert.

Mit dem **zentralen Batteriespeicher** kann die maximale Spannungsdifferenz von 11,5 V (Wert während des freien Ladens) auf bis zu 7,5 V gesenkt werden. Mit dem Fahrplan wurden die Peaks durch die ladenden Fahrzeuge zwar nicht immer exakt getroffen, Pluspunkt dieser Maßnahme ist jedoch ihre verhältnismäßig einfache Umsetzbarkeit.
Allerdings stellt der Einsatz von Batteriespeichern zur Netzoptimierung momentan kaum eine adäquate Lösung für Netzbetreiber dar, da dies aktuell nur zu Forschungszwecken gestattet ist. Außerdem muss ein geeigneter Stellplatz gefunden werden und die Installation ist mit aufwändigen Tiefbauarbeiten verbunden - beides benötigt unter Umständen viel Zeit.

Mit Hilfe des **Lademanagements** kann die Spannungsdifferenz um maximal 4,2 V gesenkt werden. Allerdings ist bei statischen Varianten ein Aufstauen von Ladevorgängen durch ein möglichst langes Zeitfenster des Lademanagements zu vermeiden. Eine Reduktion der Ladeleistung auf 11 kW bzw. 50 % der Ladeleistung von 19 bis 0 Uhr wäre nach Erkenntnissen aus dem Projekt optimal. Eine plausible Alternative zur Freigabequote mit Beschränkungsfenstern stellen sowohl strom- als auch spannungsgeführtes Lademanagement dar. Durch die Abhängigkeit von Stromkreisauslastung und gleichzeitig ladenden Fahrzeugen kann hier gezielter während der Ladevorgänge gesteuert werden. Allerdings setzen diese beiden Formen des Lademanagements ein gewisses Maß an Transparenz voraus – sprich: eine Ausstattung des Verteilnetzes mit entsprechender Messtechnik.

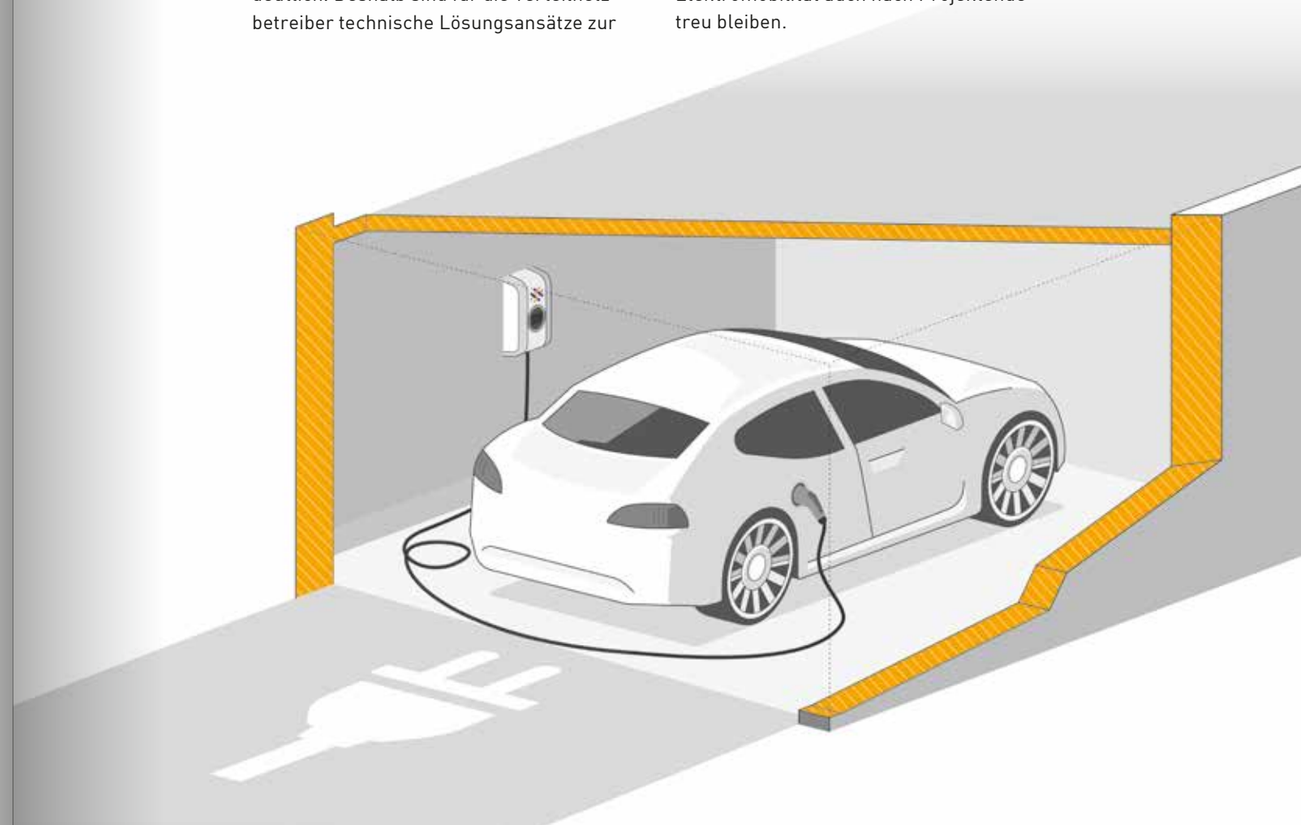
Im **Stresstest** schließlich werden die Kapazitäts- und Spannungsgrenzen des Stromkreises kontrolliert ertastet. Unter angemessenen Sicherheitsvorkehrungen werden alle acht Fahrzeuge leer ans Netz angeschlossen. Das Ergebnis: Im Normschaltzustand liegt die maximale Auslastung der Sicherungsgröße bei 64 %. In einem Sonderschaltzustand wird die Kapazität der Sicherungsgröße kurzzeitig überschritten. Daraus kann gefolgert werden, dass die Auswirkungen auf das Netz und insbesondere auf die Spannung auch davon abhängen, wie die Last im Netz verteilt ist. Denn je größer die Last am Ende des Stromkreises ist, desto höher ist auch deren Auswirkung auf das Netz.

Ein positiver Abschluss

Das NETZlabor E-Mobility-Chaussee brachte wertvolle Erkenntnisse über die Netzintegration in ländlichen Netzen. Insgesamt konnte aufgezeigt werden, dass das ländliche Netz in der Römerstraße dem Hochlauf der Elektromobilität grundsätzlich gewachsen ist. Während des Stresstests im Sonderschaltzustand mit acht Fahrzeugen wurden jedoch auch die Kapazitätsgrenzen der ländlichen Stromkreise deutlich. Deshalb sind für die Verteilnetzbetreiber technische Lösungsansätze zur Netzoptimierung wie das Lademanagement künftig essenzielle Tools für eine schnelle Netzintegration von Elektromobilität.

Nach Auswertung aller technischen Daten wird deutlich: Die Ergebnisse sind am Besten für ähnliche Netzstrukturen wie die in der Römerstraße nutzbar. Hieraus kann man klare Empfehlungen für verschiedene Lösungen ableiten. Eine pauschale Aussage für jedes ländliche Netz ist jedoch nicht möglich.
Die Ergebnisse liefern der Netze BW wertvolle Erkenntnisse zur Netzintegration von E-Mobilität in ländlichen Netzen. Durch das Sammeln der Nutzungsdaten konnte insbesondere die Kenntnis über die maximale Gleichzeitigkeit im Rahmen einzelner Testbedingungen erweitert werden.

Das Projekt NETZlabor E-Mobility-Chaussee kann sowohl für die Netze BW als auch für die Anwender*innen mit einem sehr positiven Fazit abgeschlossen werden. Das durchweg gute Verhältnis zur Gemeinde Kusterdingen wirkte außerordentlich unterstützend auf den Projektverlauf und einige der E-Pionier*innen werden der Elektromobilität auch nach Projektende treu bleiben.



INTERVIEW

Im Interview mit der Projektleitung des NETZlabors E-Mobility-Chaussee haben wir über die Erkenntnisse und ihre persönlichen Highlights im Laufe des Projekts gesprochen.

Was war überraschend? Mit welchen Erkenntnissen hätten Sie im Vorfeld nicht gerechnet?

Zunächst ist ein so groß angelegter Feldversuch immer etwas, bei dem alles, was man erfährt oder auswertet, etwas Neues mit sich bringt. Annahmen können entweder bestätigt oder widerlegt werden, anderes war vielleicht zuvor gänzlich unbekannt. Die größte Überraschung, die wir während der achtzehn Monate Praxistest jedoch erlebten, war das grundlegende Verständnis über die Spannungshaltung in ländlichen Verteilnetzen.

Die E-Mobility-Chaussee hatte als wesentliches Ziel, sich es Spannungsniveaus in einer ländlichen Netztopologie anzunehmen. Denn durch die schiere Länge der Stromkreise kann es besonders in diesen Regionen zu stärkeren Schwankungen des Spannungsniveaus kommen - ein Effekt, der durch Großverbraucher wie ladende Elektrofahrzeuge noch verstärkt wird. Wir stellten allerdings fest, dass neben der Überwachung des Spannungsniveaus die Auslastung der Netzbetriebsmittel (Kabel) eine ebenso zuverlässige Informationsquelle darstellt, um Grenzwertverletzungen in diesen Netzstrukturen frühzeitig zu erkennen. Eine Erkenntnis, mit der wir so vor dem Projekt nicht gerechnet hätten.

Was hat Ihnen am meisten Spaß gemacht bzw. am meisten Freude bereitet?

Natürlich sind die wertvollsten Momente eines solchen Projektes immer die Einsätze, die wir vor Ort in der Testumgebung durchführen können. Aber neben der technischen Arbeit war der größte Faktor, der uns persönlich die meiste Freude an der E-Mobility-Chaussee bereitete, immer das Verhältnis zu unseren E-Pionier*innen. Wir fühlten uns stets willkommen in der Römerstraße; selbst wenn es um die Behebung einer Störung an einer technischen Installation ging, konnten wir uns auf ein nettes Gespräch und große Wertschätzung für unsere Arbeit freuen – das macht in einem so langen Projekt viel aus und trägt zu einem sehr großen Teil auch zum Projekterfolg bei!

Natali Böttcher und Patrick Vasile, Projektleitung des NETZlabors E-Mobility-Chaussee

Wie war die Zusammenarbeit mit den E-Pionier*innen?

Wie schon gesagt, haben wir die Zusammenarbeit mit den Bewohnern der Römerstraße sehr genossen. Bereits bei der ersten Informationsveranstaltung stießen wir auf großes Interesse am Projektvorhaben und mussten nicht weiter für eine Projektteilnahme werben. Das sehr gute Verhältnis zu den Teilnehmer*innen der E-Mobility-Chaussee war von Anfang an ein tragendes Element des Feldversuchs und wir sind sehr froh, dass unsere acht teilnehmenden Haushalte der E-Mobility-Chaussee ein Gesicht geben konnten.

Wie würden Sie das Projekt in einem Wort beschreiben?

Unersetzlich.

Hatten Sie auch schwierige Phasen oder gab es Hindernisse während des Projekts?

Natürlich! Bei jedem Projekt gibt es ja immer kleine Startschwierigkeiten. Davon waren auch wir nicht ausgenommen. In den ersten Monaten des Feldversuchs mussten wir noch ein paar Kinderkrankheiten an den Installationen kurieren. Die LTE-Datenverbindung zwischen unserer Messtechnik und den Kundenhaushalten bereitete uns einiges Kopfzerbrechen. Aber dank unseren großartigen Projektpartnern und Kollegen lief bald alles sehr zügig wie geplant, und wenn mal zwischendurch technische Probleme auftraten, hat unser perfekt eingespieltes Team sie sehr schnell wieder beheben können.

Wie sehen Sie persönlich die Zukunft der Elektromobilität?

Dass sich unser aller Mobilität verändern muss und wird, steht mittlerweile außer Frage. Welchen Beitrag die Elektromobilität daran haben wird, sehen wir an den immer höheren Zielen unserer Bundesregierung in Bezug auf die Anzahl von Elektrofahrzeugen auf Deutschlands Straßen – und das ist nicht nur in Deutschland so! Weltweit ist dieser exponentielle Hochlauf nicht mehr aufzuhalten. Wir sind sehr froh darüber, dass wir auch in der Römerstraße das Feuer für die Elektromobilität entfachen konnten. Bereits vier der acht Testhaushalte sind direkt nach Projektende selbst auf ein E-Fahrzeug umgestiegen. Es braucht eben oft nur ein kurzes Austesten, um die letzten Zweifel schwinden zu lassen.

Wie war der Abschied von der Römerstraße und den E-Pionier*innen für Sie?

Nachdem wir bereits so viel über das gute Kundenverhältnis zu unseren E-Pionier*innen gesprochen haben, können Sie sich bestimmt denken, dass uns der Abschied aus der Römerstraße alles andere als leicht fiel. Aber auch wenn das Projekt E-Mobility-Chaussee für uns jetzt beendet ist, blicken wir zurück auf achtzehn sehr erfolgreiche Monate mit wertvollen Erkenntnissen, und das macht uns als Projektteam und E-Pionier*innen gleichermaßen stolz. Wir sind uns sicher, auch nach dem offiziellen Projektende wird es hier und da noch Kontakt in die Römerstraße geben, und darauf freuen wir uns.

E-Pionier*innen der E-Mobility-Chaussee zusammen mit der Projektleitung

DIE ZUKUNFT FÄHRT ELEKTRISCH

Neue Herausforderungen für die Integration von Elektromobilität ins Stromnetz

Mit dem NETZlabor E-Mobility-Chaussee wurde gezielt die Integration von Elektromobilität in das ländliche Stromnetz untersucht. Die hieraus gewonnenen Erkenntnisse und Erfahrungen ergänzen zusammen mit den anderen NETZlaboren der Netze BW zum privaten Laden zu Hause das Bild, wie sich künftig das Ladeverhalten der E-Mobilist*innen auf das Stromnetz auswirkt.

Denn auch über das Themenfeld der ländlichen Verteilnetze hinaus beschäftigt sich die Netze BW mit der Netzintegration von Elektromobilität. Bisher liegt der inhaltliche Fokus auf dem privaten Laden von Elektrofahrzeugen in Ein- und Mehrfamilienhäusern. Das private Laden wird weit über das Jahr 2022 hinaus im Fokus stehen - und zwar nicht nur in den noch laufenden NETZlaboren, sondern in allen Handlungsfeldern (Kundenzentrierter Netzanschluss, Transparenz im Verteilnetz, Intelligente Netzoptimierung, Zukunftssichere Netzentwicklung).

Durch die Marktdynamik und die damit verbundene Geschwindigkeit des Hochlaufs der Elektromobilität werden die Herausforderungen für eine erfolgreiche Integration der E-Fahrzeuge ins Stromnetz weiter verstärkt. Daher geht die Netze BW konsequent den frühzeitig eingeschlagenen Weg weiter, den Markt mitzugestalten und zum Hochlauf der Elektromobilität beizutragen.

Die steigenden Anmeldezahlen privater Ladeinfrastruktur in Wohngebäuden lassen sich auf die politischen Bestrebungen klimaneutraler Mobilität zurückführen, die die Netze BW stark befürwortet. Die dynamischen Entwicklungen in Branche und Politik setzen jedoch eine konsequente Weiterentwicklung der inhaltlichen Arbeit im Bereich Netzintegration Elektromobilität voraus. Hierzu bewertet die Netze BW fortlaufend die zukünftigen Herausforderungen für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Verteilnetze, priorisiert die notwendigen Maßnahmen und überführt diese in Umsetzungsaktivitäten. So liegen - neben dem Laden zu Hause - die thematischen Schwerpunkte auf der Entwicklung öffentlicher Schnellladeinfrastruktur, der Elektrifizierung des öffentlichen Personennahverkehrs sowie der Elektrifizierung des Lastverkehrs. Zudem wird konsequent die Nutzung von Flexibilitäten in verschiedenen Anwendungsfällen untersucht. Dies ist neben der netzdienlichen Optimierung von Ladevorgängen auch die Autarkie einzelner Haushalte durch Vehicle to Home (V2H) und Nutzung der Flexibilität von Ladevorgängen (Vehicle to Grid, V2G).

Hierbei hat die Netze BW stets das Ziel vor Augen, eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten und gleichzeitig mit intelligenten Lösungen im Stromnetz einen vorausschauenden und bedarfsgerechten Netzausbau voranzutreiben. Diese Aufgabe ist jedoch nicht allein durch die Netze BW stemmbar, sondern es bedarf auch weiterhin der engen Zusammenarbeit und Kooperationsbereitschaft innerhalb der Energiebranche und darüber hinaus. Nur so lassen sich die zukünftigen Herausforderungen gemeinsam lösen und eine klimaneutrale Mobilität sicherstellen.

Quellenverzeichnis

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (06/2016): Übereinkommen von Paris. URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf (15.09.2021)

[2] Europäische Umweltagentur (03/2020): Verkehr. URL: https://www.eea.europa.eu/de/themes/transport/intro (15.09.2021)

[3] Bundesregierung (2021): Klimaschutzgesetz 2021. Generationenvertrag für das Klima. URL: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672 (15.09.2021)

[4] Europäische Kommission (07/2021): „Fit für 55": auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030. Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Brüssel. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550&from=DE (15.09.2021)

[5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWI) (08/2021a): Eine Milliarde Euro für die Zukunft der Automobilindustrie. Pressemitteilung vom 18.08.2021. URL:https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/08/20210816-1-mrd-euro-fur-die-zukunftsthemen-der-automobilindustrie-expertenausschuss-legt-seine-forderempfehlungen-vor.html (18.08.2021)

[6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWI) (08/2021b): Erstmals rollen eine Millionen Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen. Pressemitteilung vom 02.08.2021. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/08/20210802-erstmals-rollen-eine-million-elektrofahrzeuge-auf-deutschen-strassen.html#:~:text=Insgesamt%20fahren%20heute%20auf%20deutschen,Prozent%20Plug-In-Hybride (02.08.2021)

[7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWI) (11/2019): Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung. Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030. URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile (15.09.2021)

[8] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWI) (2020): Das deutsche Stromnetz. Über große Distanzen bis in jede Steckdose. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html (16.09.2021)

Impressum

Herausgeber:
Netze BW GmbH

Konzept und Text:
Susanne Frank und Patrick Vasile, Netze BW GmbH
Oliver Ecke, Dreifacher Wort Wert

Design:
deerstreet-experience GmbH

Fotografie:
Pinkschwarz

Illustration:
Tobias Wandres

Kontakt E-Mobility-Chaussee:
e-mobility-chaussee@netze-bw.de
www.netze-bw.de/e-mobility-chaussee

Netze BW GmbH
Schelmenwasenstraße 15
70567 Stuttgart
www.netze-bw.de