

III. Bericht des Arbeitspakets Nr. 3 Demonstration nachhaltiger Mobilität

Mitglieder:

Barbara Koch, Leiterin des Lehrstuhls für Fernerkundung und Landschaftsinformationssysteme (FeLis), Direktorin des Steinbeis Innovationszentrums InnoSUN

Adem Uğurlu, Projektkoordinator, FeLis – Albert-Ludwigs-Universität-Freiburg

Wolfgang Brozio, FeLis - Albert-Ludwigs-Universität-Freiburg

Kristina Bach, FeLis - Albert-Ludwigs-Universität-Freiburg

Nicolas Krier, FeLis - Albert-Ludwigs-Universität-Freiburg

Natasha Gapare FeLis - Albert-Ludwigs-Universität-Freiburg

Silke Kilius, FeLis - Albert-Ludwigs-Universität-Freiburg

Vulla Parasote, Geschäftsführerin TRION Climate

Jeanne Le Chanony, TRION Climate

Sylvia Husel, TRION Climate

Max Krauter, TRION Climate



Interreg



Cofinancé par
l'Union Européenne
Kofinanziert von
der Europäischen Union

Rhin Supérieur | Oberrhein

III.1. Nachhaltige Mobilität

Um eine kartografische Bestandsaufnahme der nachhaltigen Mobilität in der Schweiz, in Frankreich und in Deutschland zu erstellen, hat TRION-climate e.V. eine Umfrage zur nachhaltigen Mobilität bei den Gebietskörperschaften des Oberrheingebiets durchgeführt. Die Ziele waren vielfältig:

- Best Practices im Bereich nachhaltige Mobilität identifizieren,
- Erfassung der Anzahl und Verteilung verschiedener Fahrzeugtypen in den Fuhrparks der Gebietskörperschaften,
- Bestandsaufnahme, zukünftige Entwicklungen und geplante Projekte zur nachhaltigen Mobilität im Oberrheingebiet,
- Erstellung einer Datenbank, gefolgt von einer kartografischen Visualisierung in Zusammenarbeit mit GeoRhena.

Die Arbeit begann im Frühjahr 2023 mit der Auswahl einer geeigneten Methodik, um ein kartografisches Inventar der nachhaltigen Mobilität zu erstellen. Es wurde entschieden, eine Umfrage bei den Gebietskörperschaften des Oberrheingebiets durchzuführen.

Dazu hat TRION-climate e.V. die Gebietskörperschaften im Oberrheingebiet (EPCI, Kreise, Städte usw.) mit den jeweiligen Ansprechpartnern erfasst und parallel einen Fragebogen für diese verschiedenen Körperschaften ausgearbeitet. Dieser Fragebogen wurde zunächst mit den Partnern des Interreg-Projekts CO2InnO getestet, bevor er öffentlich gestartet wurde.

Die Umfrage war in vier Hauptbereiche unterteilt:

- 1) Datenblatt der Gebietskörperschaft
- 2) Fahrzeugflotte und bewährte Praktiken
- 3) Politik, Barrierefreiheit und Kommunikation
- 4) Grenzüberschreitende Mobilität, aktuelle und zukünftige Projekte



Abbildung III-1: Auszug aus dem Fragebogen zur nachhaltigen Mobilität ©TRION-climate e.V.

Der geografische Geltungsbereich der Karte zur nachhaltigen Mobilität deckt das Mandatsgebiet der Oberrheinkonferenz ab:

- Auf französischer Seite: das Gebiet der Collectivité européenne d'Alsace
- Auf deutscher Seite: der westliche Teil des Landes Baden-Württemberg (die Stadtkreise Freiburg und Karlsruhe sowie die Landkreise Baden-Baden, Breisgau-Hochschwarzwald, Emmendingen, Karlsruhe, Lörrach, Ortenau, Rastatt und Waldshut) und der südliche Teil des Landes Rheinland-Pfalz (die Kreise Germersheim, Landau, Südliche Weinstraße und Südwestpfalz)
- Auf schweizerischer Seite: die Kantone Basel-Stadt, Basel-Landschaft, Jura, Solothurn und Aargau

Auch wenn die Schweiz nicht Teil des Projekts CO2InnO ist, bleibt TRION-climate e.V. ein trinationaler Verein und arbeitet weiterhin mit Frankreich, Deutschland und der Schweiz zusammen. Daher richtet sich die Umfrage an alle drei Länder.

Die Umfrage wendet sich an die Gebietskörperschaften des Oberrheingebiets, genauer gesagt: auf französischer Seite an die EPCI (Établissements Publics de Coopération Intercommunale = CC, CA und Eurométropole), auf deutscher Seite an die verschiedenen Kreise (Landkreis, Stadtkreis, kreisfreie Stadt), auf schweizerischer Seite an die Kantone und schließlich an Städte mit mehr als 20.000 Einwohnern. Diese Grenze entspricht der Definition einer „mittelgroßen Stadt“. Beteiligte Gebietseinheiten:

- 15 Kreise: Baden-Baden, Breisgau-Hochschwarzwald, Emmendingen, Freiburg im Breisgau, Germersheim, Landau in der Pfalz, Landkreis Karlsruhe, Lörrach, Ortenaukreis, Südwestpfalz, Rastatt, Stadtkreis Karlsruhe, Südliche Weinstraße, Südwestpfalz, Waldshut
- 22 EPCI: Saint-Louis Agglomération, CC Alsace Rhin Brisach, CC de Hanau-La Petite Pierre, CC de la Basse-Zorn, CC de la Région de Guebwiller, CC de la Vallée de Kaysersberg, CC de la Vallée de Munster, CC de la Vallée de la Doller et du Soultzbach, CC de l'Outre-Forêt, CC du Canton d'Erstein, CC du Centre du Haut-Rhin, CC du Pays de Niederbronn-les-Bains, CC du Pays de Ribeauvillé, CC du Pays de Saverne, CC du Pays Rhénan, CC du Ried de Marckolsheim, CC Sundgau, CC Sélestat, CC Sud Alsace Lague, Colmar Agglomération, Haguenau Agglomération, Mulhouse Alsace Agglomération
- 5 Kantone: Aargau, Basel-Landschaft, Basel-Stadt, Jura, Solothurn
- 28 Städte: Aarau, Achern, Bad Krozingen, Bretten, Bruchsal, Bühl, Emmendingen, Ettlingen, Gaggenau, Germersheim, Illkirch-Graffenstaden, Kehl, Lahr, Lörrach, Mulhouse, Oberkirch, Offenburg, Rastatt, Rheinfelden, Rheinstetten, Saint-Louis, Schiltigheim, Schopfheim, Stutensee, Waldkirch, Waldshut-Tiengen, Waghäusel, Weil am Rhein

Über 80 % der befragten Gebietskörperschaften haben an der Umfrage teilgenommen. Am

Ende dieser Befragung haben wir eine Reihe von Ergebnissen erhalten, zum Beispiel:

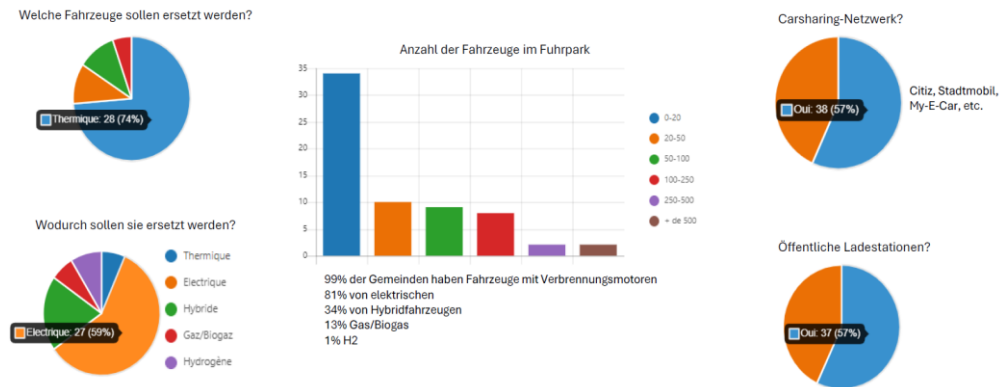


Abbildung III-2: Auszüge aus den Ergebnissen der Umfrage zur nachhaltigen Mobilität ©TRION-climate e.V.

Nach der Auswertung der Umfrageergebnisse hat TRION-climate e.V. diese analysiert und in Form von beschreibenden Steckbriefen für jedes Gebiet zusammengefasst. GeoRhena, das geografische Informationssystem für den Oberrhein, hat alle Informationen auf einer interaktiven Karte dargestellt.

Auf der Karte sind die zuvor genannten Gebiete farblich unterschiedlich dargestellt, um zu zeigen, welche Gebietskörperschaften auf die Umfrage geantwortet haben und welche nicht. Da es sich um eine interaktive Karte handelt, kann man auf jedes grün eingefärbte Gebiet klicken, um eine Datei aufzurufen, die die Antworten der jeweiligen Gebietskörperschaft der Umfrage zusammenfasst. So bietet die Karte für jede befragte Gebietseinheit ein übersichtlich zusammengefasstes Antwortprofil – mit nur einem Klick abrufbar.

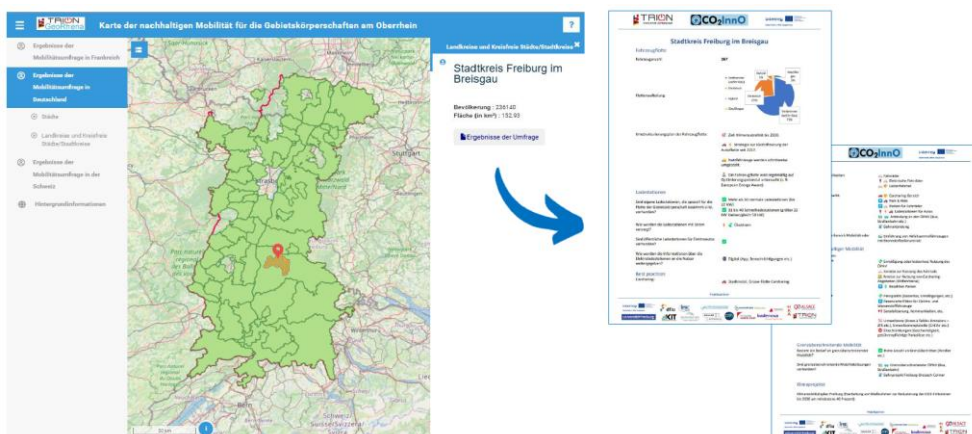


Abbildung III-3: Auszug aus der Karte zur nachhaltigen Mobilität der Gebietskörperschaften im Oberrheingebiet ©TRION-climate e.V.

Letztlich hat diese im Rahmen unseres Interreg-Projekts geleistete Arbeit es uns ermöglicht, gute Praktiken zu identifizieren, vor allem aber eine Bestandsaufnahme der nachhaltigen Mobilität im Oberrheingebiet zu erstellen.

Der derzeit wichtigste Entwicklungsschritt wäre, Antworten von sämtlichen befragten Gebiets-einheiten zu erhalten.

Darüber hinaus könnte die Karte thematisch weiterentwickelt werden – beispielsweise durch eine Spezialisierung auf öffentliche Fahrzeugflotten. Dies würde es ermöglichen, sich jeweils nur auf ein Thema zu konzentrieren und könnte somit auch ein anderes Zielpublikum ansprechen.

III.2. Nachhaltige Elektromobilität und deren Verknüpfung mit KWK

III.2.1. Hintergrund

Im Bereich Mobilität wird insbesondere auch das Einsparpotenzial von CO₂ Emissionen adressiert. In allen drei Anrainerstaaten des Oberrheingebiets geht rund ein Viertel bis ein Drittel der Emissionen auf den Verkehr zurück. Der Straßenverkehr macht dabei in allen Fällen über 95% der Emissionen aus (Umweltbundesamt, 2024; BAFU, 2025; Commissariat général au développement durable, 2021). Aufgrund dieser Zahlen ergibt es Sinn, die Dekarbonisierung des Verkehrs voranzutreiben. Mobilität ist im dicht vernetzten Oberrheingebiet essentiell, – gleichzeitig stellt der Verkehr jedoch einen erheblichen Emissionsfaktor dar. Die öffentlichen Verkehrsmittel sind dabei von großer Bedeutung, können und werden den Individualverkehr aber nicht ersetzen. In der vorgelegten Studie wird deshalb der Individualverkehr als eine auch in Zukunft wichtige Mobilitätskomponente untersucht.

Für die Transformation hin zur E-Mobilität ist auch die Anbindung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge an KWK-Systeme von Interesse. Ziel im Rahmen des Projektes ist es daher, vorhandene Strukturen zur E-Mobilität im Pkw-Bereich zu analysieren, eine Bestandsaufnahme durchzuführen und darauf aufbauend regionale Zielbilder zu entwickeln. Der nach wie vor dominierende Einsatz fossiler Brennstoffe im Individualverkehr führt zur Emission großer Mengen CO₂. Vor dem Hintergrund des politischen Ziels der Klimaneutralität ist daher eine rasche Umstellung auf emissionsarme oder treibhausgasneutrale Mobilitätslösungen im Personenverkehr erforderlich. Die Elektrifizierung des Individualverkehrs durch batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) bietet dabei das derzeit größte Potenzial zur zeitnahen CO₂-Reduktion, da sie als energetisch effizienteste verfügbare Mobilitätsform gilt.

Ein innovativer und wirtschaftlich interessanter Ansatz, der sich in diesem Zusammenhang eröffnet, ist die Rückspeisung von Strom aus Fahrzeugbatterien ins Netz (Vehicle-to-Grid, V2G). In Kombination mit Smart-Metering-Technologien kann so eine netzdienliche Energiespeicherung ermöglicht werden, die zur Stabilisierung und Flexibilisierung des Stromsystems beiträgt. Diese Technologie-Schnittstelle eröffnet neue Möglichkeiten, KWK-Anlagen und Elektromobilität als integrierte Energiesysteme zu denken.

Um die regionalen Potenziale realistisch abschätzen zu können, ist zunächst eine umfassende Analyse des Status quo sowie prospektiver Entwicklungen notwendig. Bisherige nationale

Analysen zur E-Mobilität sind oft nicht grenzüberschreitend angelegt. Eine differenzierte Betrachtung der Situation in der Oberrheinregion – über Deutschland, Frankreich und die Schweiz hinweg – fehlt weitgehend.

Besonders relevant sind dabei die Fragen, wie viele Elektrofahrzeuge derzeit in der Region zugelassen sind, wie hoch der Anteil an Ladeinfrastruktur, als ein Treiber der E-Mobilität, ist und wie sich dieser auf öffentliche, gewerbliche und private Standorte verteilt.

Aktuell liegt die Elektrifizierungsquote im Oberrheinraum in allen drei Ländern im Schnitt unter 5 % [vgl. KBA, 2024; Ministère de la Transition écologique, 2024; BfS, 2024]. Die Zahl zugelassener Fahrzeuge steigt kontinuierlich – der überwiegende Anteil besteht jedoch nach wie vor aus Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren.

Der motorisierte Individualverkehr sollte möglichst emissionsarm gestaltet werden, was insbesondere durch die fortschreitende Elektrifizierung von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen erreichbar ist.

Ein strukturelles Problem bei neuen Technologien wie der Elektromobilität ist das sogenannte *Henne-Ei-Dilemma*: Nachfrage und Infrastruktur bedingen sich gegenseitig. Inzwischen herrscht jedoch weitgehend Konsens, dass zunächst ein umfassender Ausbau der Ladeinfrastruktur erfolgen muss, um die Nachfrage nach E-Fahrzeugen zu stimulieren (Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg, 2018; Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg, o.d.).

Deutschland, Frankreich und die Schweiz folgen diesem Prinzip, unterscheiden sich jedoch in ihren methodischen Ansätzen und Zielsetzungen deutlich. Während Deutschland und Frankreich als EU-Mitglieder der Verordnung (EU) 2023/1804 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) unterliegen, ist die Schweiz als Nicht-EU-Mitglied formal nicht daran gebunden. De facto orientiert sie sich jedoch häufig an den EU-Vorgaben und ist über bilaterale Verträge mit der EU teilweise eingebunden.

Die nationalen Zielsetzungen zur Elektrifizierung des Verkehrs und zur Ladeinfrastruktur sind in den jeweiligen National Inventory Reports (NIR) und National Policy Frameworks (NPF) dokumentiert. In Deutschland sieht der aktuelle NPF (EAFO, 2022) bis 2030 den Aufbau von 1 Mio. Ladepunkten vor. Die Bundesregierung hat sich das Ziel von 15 Mio. (Deutscher Bundestag, 2024; BCG, 2024) Elektrofahrzeugen gesetzt. Frankreich (NOW, 2023) plant bis 2030 mit 4,5 Mio. BEV und 2,1 Mio. PHEV (AVERE, 2023) sowie 400.000 öffentlichen Ladepunkten (Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique, 2024). Die Vorgaben und Ziele wurden in den letzten Jahren mehrfach überarbeitet. In Deutschland wurde das Ziel von 15 Mio. EV bis 2030 erst im Koalitionsvertrag der Ampelregierung erhöht. Auch Frankreichs Projektionen variieren deutlich, etwa zwischen den offiziellen Zahlen der *Programmations pluriannuelles de l'énergie* (PPE) und den Schätzungen des Übertragungs-

netzbetreibers RTE, der bis 2035 von bis zu 15,6 Mio. EVs ausgeht. Eine verlässliche, einheitliche länderübergreifende Prognose zur Entwicklung der E-Mobilität im Oberrheingebiet ist daher schwierig.

Vor dem Hintergrund der Ziele ergeben sich für das Teilprojekt in WP3 folgende zentrale Fragestellungen:

1. **Wie hoch ist die aktuell installierte Ladeleistung für Elektrofahrzeuge im Oberrheingebiet und wie verteilt sie sich im Raum?**
2. **Welche Ladeleistung ist im Oberrheingebiet erforderlich, um die regulativen Anforderungen und Ziele der EU im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets zu erfüllen und wie verteilt sich diese im öffentlichen Raum?**
3. **Inwieweit werden die Vorgaben der AFIR erfüllt, und wo bestehen noch Lücken?**
4. **Wie verteilt sich diese Ladeleistung räumlich privat / gewerblich nach Ländern?**
5. **Wie stellt sich die Auslastung in Szenarien mit verschiedenen E-Auto-Anteilen in der Region dar?**
6. **Welche Potenziale ergeben sich für die Integration von Ladeinfrastruktur mit Rückspeisefunktion (V2G) an KWK-Anlagen?**

III.2.2. Durchgeführte Analysen

Zur Beantwortung der eingangs formulierten Forschungsfragen wurden verschiedene empirische und räumliche Analysen durchgeführt. Diese sollen, basierend auf öffentlich zugänglichen und regionsspezifischen Datenquellen, eine möglichst umfassende Bewertung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge im Oberrheingebiet ermöglichen. Aufgrund der heterogenen Datenverfügbarkeit zwischen Deutschland, Frankreich und der Schweiz konnten nicht alle Analysen flächendeckend durchgeführt werden, daher gibt es auch Analysen, die ausschließlich für einzelne nationale Teilgebiete belastbare Ergebnisse liefern.

Ein zentrales methodisches Element ist die **kartografische Erfassung** und die **Analyse** der Ladepunkte mit einem **Geographischen Informationssystem (GIS)**. Diese ermöglicht nicht nur eine räumlich differenzierte Bewertung, sondern auch die Identifikation von Versorgungsdichten, Infrastrukturlücken und regionalen Mustern. Trotz der administrativen und regulatorischen Unterschiede in den drei Ländern konnten allgemeine Strukturen und Trends identifiziert werden, die eine teilweise Generalisierung der Ergebnisse für die gesamte Region erlauben. Die folgenden Analyseschritte wurden durchgeführt:

1. **Bestandsaufnahme der Ladeinfrastruktur im Oberrheingebiet**

Auf Grundlage öffentlich verfügbarer Ladepunktdatenbanken (z. B. Open Charge

Map, Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur, GIREVE für Frankreich, evmap.ch für die Schweiz) wurde ein detailliertes, räumlich verortetes Ladepunktinventar erstellt. Dieses bildet die Basis für alle nachfolgenden Analysen.

2. **Analyse der Erfüllung der regulativen Anforderungen (AFIR & TEN-V)**

Die Ladepunkte wurden im Hinblick auf die Anforderungen der europäischen *Alternative Fuels Infrastructure Regulation* (AFIR, Verordnung (EU) 2023/1804) sowie der TEN-V (Trans-European Networks Verkehr) -Vorgaben (Verordnung (EU) Nr. 1315/2013) analysiert, insbesondere bezüglich der geforderten Mindestabständen und Ladeleistung entlang der TEN-V-Korridore (vgl. European Commission, 2023).

3. **Auslastungsanalyse öffentlicher Ladepunkte zum Aufnahmezeitpunkt sowie unter verschiedenen E-Mobilitätsszenarien**

Es wurden Szenarien mit einem Anteil von 50 % bzw. 100 % batterieelektrischer Fahrzeuge im motorisierten Individualverkehr modelliert. Auf Basis empirischer Ladeverhalten (z. B. aus Ladeprotokollen von Betreibern, Zeitreihenstudien oder Simulationen – vgl. Plötz et al., 2020; Agora Verkehrswende, 2021) wurde abgeschätzt, wie hoch die Auslastung der bestehenden Ladeinfrastruktur unter diesen Bedingungen wäre und ob Engpässe zu erwarten sind. Diese Erkenntnisse sind insbesondere für eine mögliche Anbindung an KWK-Anlagen relevant.

4. **Vergleich mit dem bestehenden Tankstellennetz**

Um die Nutzerfreundlichkeit und Akzeptanz neuer Ladeinfrastruktur zu erhöhen, wurde analysiert, inwieweit sich die Verteilung der Ladepunkte mit der Verteilung konventioneller Tankstellen deckt. Grundlage dieser Analyse sind kartierte Tankstellen aus quelloffenen Daten (OpenStreetMap, 2024).

5. **Abschätzung der Verfügbarkeit privater Ladeinfrastruktur**

Da keine konsistente Datenbasis für private Ladepunkte vorliegt, wurde deren Verfügbarkeit und Leistung im Rahmen von Fallstudien exemplarisch abgeschätzt. Datengrundlagen sind hierbei kommunale Energieberichte der Versorger. Die Ergebnisse erlauben zumindest eine Tendenzaussage über das Verhältnis von privaten zu öffentlichen Ladepunkten in unterschiedlichen Siedlungsstrukturen (vgl. ifeu, 2022).

6. **Literaturbasierte Analyse zur Integration von Vehicle-to-Grid (V2G) in KWK-Systeme**

Aufbauend auf internationalen Studien wurde untersucht, unter welchen technischen und regulatorischen Voraussetzungen eine Integration von V2G-Funktionalitäten in KWK-Strukturen sinnvoll erscheint (vgl. EPEX SPOT, 2023; IEA, 2022; FfE, 2020). Dabei wurde insbesondere auf Aspekte der Netzstabilität, Lastverschiebung und saisonaler Flexibilität eingegangen .

Die konkreten **Datenquellen, GIS-Methoden und Auswertungsergebnisse** zu den einzelnen Analysepunkten werden in den folgenden Abschnitten detailliert beschrieben.

Die Analyse der Elektromobilität im Oberrheingebiet basiert auf der detaillierten Erfassung, Strukturierung und Auswertung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Im Zentrum der Untersuchungen stand die Frage, ob die aktuell installierte Infrastruktur den Anforderungen genügt, wie sie genutzt wird und welche Lücken in Zukunft zu erwarten sind. Zudem wurde ein besonderes Augenmerk auf die Verteilung zwischen öffentlicher und privater Ladeinfrastruktur gelegt sowie auf strategisch relevante Standorte wie Tankstellen oder TEN-V-Knotenpunkte.

III.2.3. Kartierung der öffentlichen Ladepunkte

III.2.3.1. Methodisches Vorgehen bei der Analyse

Ausgangspunkt der Analyse ist die Erstellung einer GIS-Karte, die die geographische Verteilung aller öffentlichen Ladepunkte im Oberrheingebiet darstellt. Dabei wurde bewusst nicht mit „Ladestationen“, sondern mit „Ladepunkten“ gearbeitet, da eine Ladestation meist über mehrere Ladepunkte (also einzelne Anschlüsse) verfügen kann und somit Verzerrungen auftreten würden. Eine Analyse auf Ladepunktebene erlaubt daher eine genauere Analyse über die tatsächlich vorhandene Infrastruktur. Im Folgenden wird grundsätzlich der Begriff „Ladepunkt“ verwendet, wenn von einzelnen Ladeanschlüssen die Rede ist. Wenn mehrere Ladepunkte an einem Standort oder an einer Anlage zusammengefasst betrachtet werden, wird im Text hingegen auch der Begriff „Ladestation“ verwendet.

Grundlage für die Karte sind nationale Daten-Register der drei beteiligten Staaten:

- Deutschland: Bundesnetzagentur (BnetzA, 2024)
- Frankreich: Ministère de l'aménagement du territoire et de la décentralisation (data.gouv.fr, 2024)
- Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE, 2024)

Diese Register enthalten neben vielen weiteren Informationen jeweils georeferenzierte Informationen zu Ort, Leistung, Betreiber und Anschlusstyp der Ladeeinrichtung. Trotz erheblicher nationaler Unterschiede in der Datenstruktur konnte durch eine sorgfältige Harmonisierung eine Vergleichbarkeit der Daten hergestellt werden. Die wichtigste Anpassung war dabei, dass jede Datenzeile eines Datensatzes genau einen Ladepunkt mit der zugehörigen korrekten Ladeleistung enthält. Dies wurde durch die Programmierung von für diesen Zweck zugeschnittenen Skripten erreicht.

Für die kartographische Darstellung wurde das Oberrheingebiet in zwei Analyseebenen aufgeteilt: nationale Teilgebiete und lokale Verwaltungseinheiten. Die lokalen Verwaltungseinheiten umfassen 14 Stadt- und Landkreise in Deutschland, 41 Établissements Public de Coopération Intercommunale (EPCI oder auch Intercommunalités) in Frankreich und 5 Kantone in der

Schweiz, wobei es auch Teilgebiete gibt. Die 60 Verwaltungseinheiten ermöglichen eine granulare Analyse, insbesondere auf französischer Seite, wo die gewählten Intercommunalités eine bessere Vergleichbarkeit als die übergeordneten Départements bieten. Ergänzend wurden Bevölkerungs- und Zulassungszahlen integriert, um Kennzahlen wie Ladepunkte pro 1.000 Einwohner oder pro Elektro-Pkw zu berechnen.

In der GIS-Karte in Abbildung III-4 sind alle Ladepunkte und Wasserstofftankstellen (hellblau), die sich im Oberrheingebiet befinden, dargestellt (Stand 2024). Die Daten sind nicht völlig übereinstimmend mit Open Charge Map (OCM), deshalb wurde von einer Fusion beider Datenquellen abgesehen.

Die Ladepunkte sind nach ihrer Ladeleistung farblich differenziert dargestellt. **Normalladepunkte** (bis 22 kW) sind gelb, **Schnellladepunkte** (über 22 kW bis 50 kW) orange und **Hochleistungsladepunkte** (über 50 kW bis 350 kW und mehr) rot dargestellt.

Grundlage für die Klassifizierung der Normal- und Schnellladepunkte bilden die Definitionen der EU-Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Dort heißt es in Artikel 2, Punkt 4 und Punkt 5:

4. „Normalladepunkt“ ist ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von höchstens 22 kW an ein Elektrofahrzeug übertragen werden kann, mit Ausnahme von Vorrichtungen mit einer Ladeleistung von höchstens 3,7 kW, die in Privathaushalten installiert sind oder deren Hauptzweck nicht das Aufladen von Elektrofahrzeugen ist und die nicht öffentlich zugänglich sind.

5. „Schnellladepunkt“ ist ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von mehr als 22 kW an ein Elektrofahrzeug übertragen werden kann.

Die Begriffe werden in der Literatur nicht einheitlich verwendet. Die EnBW (Energie Baden-Württemberg AG) beispielsweise spricht – entgegen der Definition in der EU-Richtlinie – von einer Schnellladestation erst ab einer Leistung von 50 kW. Seit den Begriffsdefinitionen in der oben genannten EU-Richtlinie sind über 10 Jahre vergangen, mittlerweile ist vielerorts die Ladeleistung erheblich höher, sodass die Einführung einer weiteren Kategorie, die Ladestationen mit einer signifikant höheren Ladeleistung als 22 kW kennzeichnet, sinnvoll ist. Als Hochleistungsladestationen werden hier Stationen bezeichnet, die mehr als 50 kW, bis zu 350 kW und mehr für einen Ladevorgang bereitstellen können.

III.2.3.2. Ergebnisse der Auswertung der Ladestationen

In den städtischen Gebieten, insbesondere in und um Straßburg, Karlsruhe, Basel und Freiburg, zeigt sich eine hohe Dichte an Ladestationen, auch im schweizerischen Kanton Aargau ist diese bemerkenswert hoch. Insgesamt waren im März 2024 im deutschen Oberrheingebiet bei der BNetzA 4180 Ladepunkte registriert, im französischen Gebiet 2136 Ladepunkte und in den schweizerischen Kantonen des Oberrheingebiets 2267 Ladepunkte bei den entsprechenden Organisationen erfasst (siehe Abbildung III-4). Die national installierte Gesamtladeleistung

im Oberrheingebiet beträgt für Deutschland 175.434 kW, für Frankreich 113.680 kW und für die Schweiz 85.812 kW.

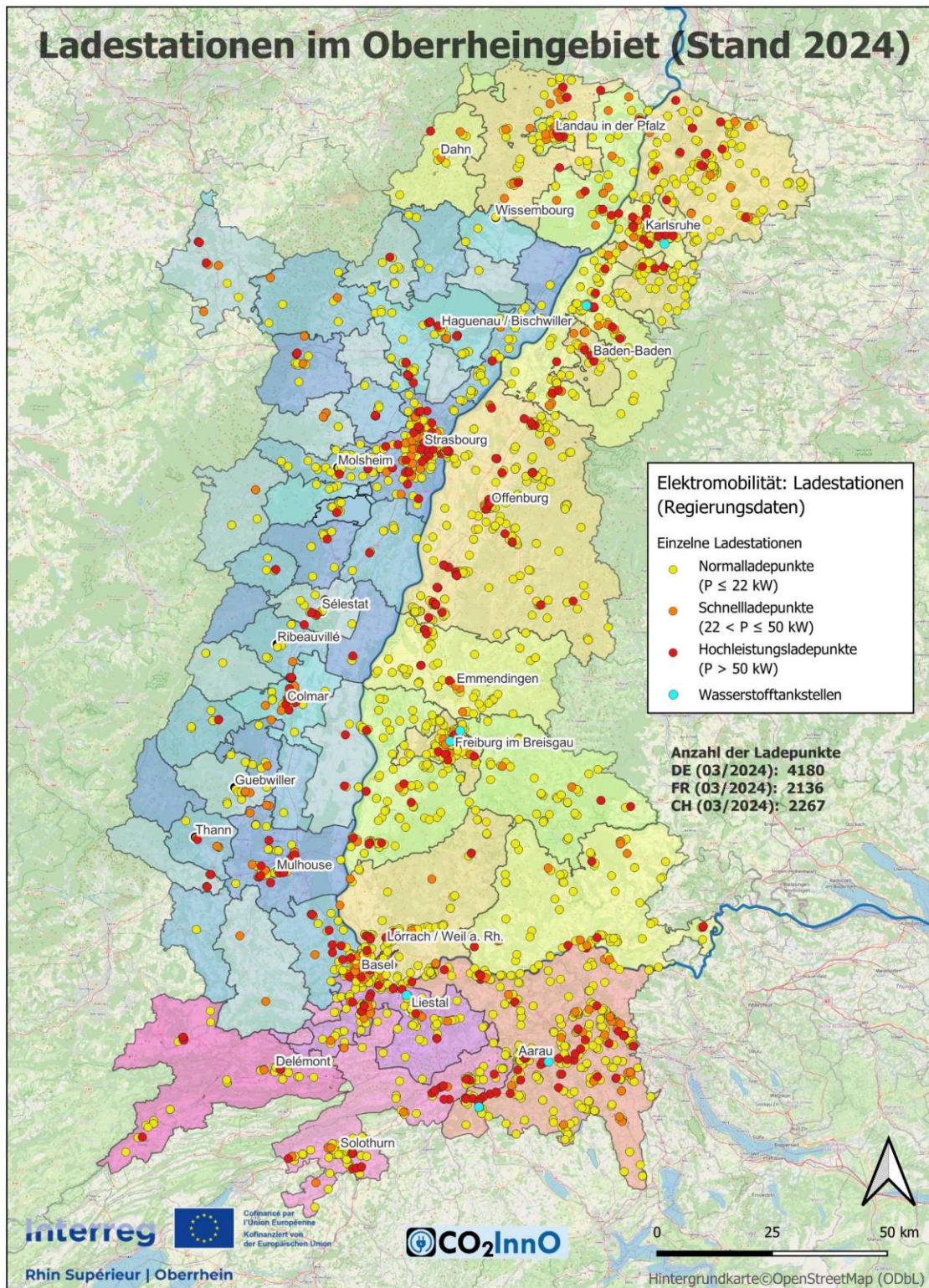


Abbildung III-4: GIS-Karte der Ladepunkte in den 60 Verwaltungseinheiten im Oberrheingebiet 2024

In Abbildung III-5 sind regionale Ladeleistung und regionale Ladeinfrastruktur zusammenge-

fasst dargestellt. In der Karte entspricht die Höhe jeder Säule der insgesamt verfügbaren Ladeleistung in einer Region. Der gelbe Anteil in den Diagrammen entspricht der verfügbaren Ladeleistung aus Normalladepunkten, der orange Anteil derjenigen aus Schnellladepunkten und der rote Anteil derjenigen aus Hochleistungsladepunkten. Die Region Aargau und der Ortenaukreis weisen die höchsten Ladeleistungen auf, was sich in den hohen Säulen im Vergleich zu anderen Regionen widerspiegelt. Dies liegt unter anderem auch daran, dass diese Regionen, die flächenmäßig größten sind. Auffällig ist zudem, dass im östlichen Oberrheingebiet insgesamt deutlich mehr Ladeleistung bereitgestellt ist als im westlichen Gebiet. Unter Berücksichtigung der Bevölkerungsdichte ergibt sich jedoch ein ausgeglicheneres Bild.

Auffällig ist, dass in einzelnen EPCIs nur eine geringe Ladeleistung vorhanden ist. Bei einigen EPCIs, wie dem CC du Pays de la Zorn, CC du Val d'Argent, CC de la Vallée de Saint-Amarin und CC de la Basse-Zorn, sind in den Regierungsdaten sogar keine Ladestationen verzeichnet. Zudem ist die Ladeinfrastruktur in weiteren Intercommunalités nach wie vor nur spärlich ausgebaut. Dennoch zeigen die Kfz-Zulassungszahlen für diese Gebiete, dass dort auch BEVs genutzt werden. Es ist daher anzunehmen, dass die meisten Ladevorgänge in diesen Regionen überwiegend zu Hause oder am Arbeitsplatz stattfinden.

Es herrscht mittlerweile weitgehend Konsens darüber, dass eine entsprechende Infrastruktur vorhanden sein muss, bevor sich eine nennenswerte Nachfrage nach öffentlichen Lademöglichkeiten entwickelt (NOW, 2024). Aufgrund der hohen Investitionskosten und die vergleichsweise geringen Anzahl von Elektrofahrzeugen in ländlichen Gebieten rechnet sich jedoch ein umfassender Infrastrukturausbau bisher oft noch nicht. Dies führt zu einem Dilemma: Einerseits ist die Akzeptanz von Elektromobilität insbesondere im ländlichen Raum nach wie vor eingeschränkt (International Council on Clean Transportation - ICCT, 2021; Direction interministérielle de la transformation publique, 2025), was den dortigen niedrigen Anteil an EVs erklärt. Andererseits, verhindert die geringe Anzahl an Fahrzeugen eine wirtschaftlich rentable Erweiterung der Ladeinfrastruktur. Dieses Dilemma ist nicht ausschließlich auf Frankreich beschränkt, manifestiert sich jedoch besonders deutlich in ländlichen EPCIs im Oberrheingebiet und lässt sich auch in anderen ländlichen Teilregionen des Untersuchungsgebiets beobachten. Für alle betroffenen Gebiete gilt, dass entweder eine gezielte Förderung der Akzeptanz von Elektrofahrzeugen oder ein konsequenter Ausbau der Infrastruktur erforderlich ist. Da diese beiden Faktoren eng miteinander verknüpft sind, muss ein geeigneter strategischer Ansatz gewählt werden, um die Elektrifizierung von Fahrzeugflotten und Ladeinfrastruktur effizient voranzutreiben.

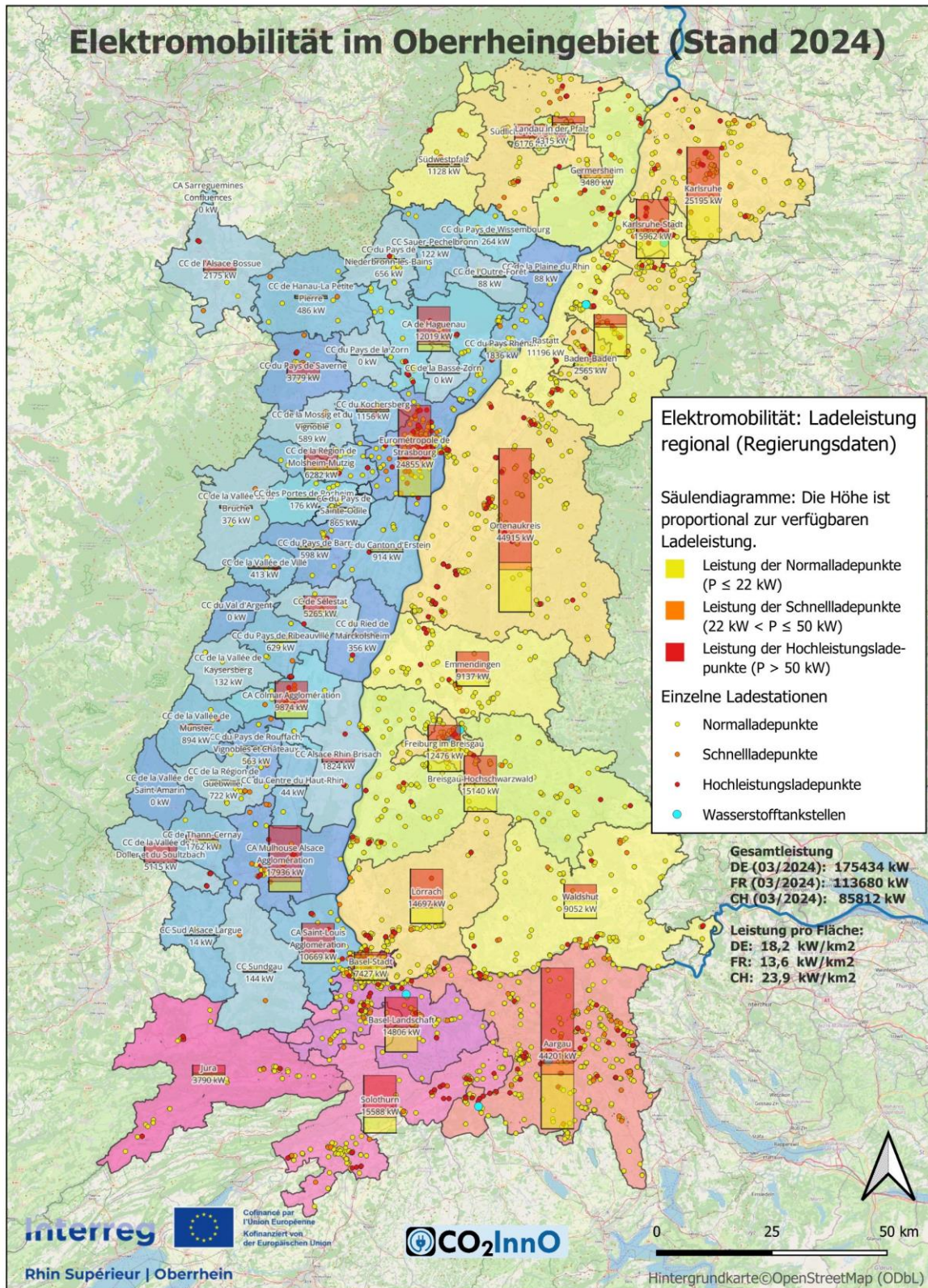


Abbildung III-5: Elektromobilität im Oberrheingebiet: Übersichtskarte Ladeleistung 2024

Die räumliche Verteilung der Ladeinfrastruktur im Oberrheingebiet variiert stark zwischen den drei Teilregionen und ist insgesamt sehr heterogen. Wie aus Abbildung III-4 hervorgeht, sind in Deutschland, Frankreich und der Schweiz unterschiedliche Verteilungsmuster der Lade-

punkte erkennbar. Aufgrund der verschiedenen länderspezifischen Gegebenheiten unterscheiden sich auch die Definitionen von städtischen und ländlichen Räumen. Zwar existiert keine einheitliche europäische Definition für Großstädte, gängig ist jedoch eine Einordnung ab 100.000 Einwohnern. Für die Vergleichbarkeit wurden zusätzlich 20.000 Einwohner als Schwelle für mittelgroße Städte und 5.000 Einwohner für kleine Städte festgelegt; Gebiete darunter werden nicht mehr als Städte betrachtet.

Die folgende Tabelle III.1 zeigt die nationalen Unterschiede in der Verteilung der Ladepunkte vom ländlichen Raum ("Nicht Stadt") bis hin zu großen Städten (ab 100.000 Einwohner) im Oberrheingebiet.

Tabelle III.1: Prozentuale Verteilung der Ladepunkte nach Besiedlungsdichte im Oberrheingebiet

	FR	CH	DE	Oberrhein
Nicht Stadt	36,5%	32,4%	16,1%	25,4%
Kleine Stadt	31,8%	49,2%	29,9%	35,5%
Mittelgroße Stadt	16,6%	5,5%	33,7%	22,0%
Große Stadt	15,1%	12,9%	20,3%	17,1%

Während sich beispielsweise in Frankreich und in der Schweiz über 30% der Ladepunkte im ländlichen Raum befinden, sind es in Deutschland lediglich ca. 16%. Die ungleiche Verteilung der Ladepunkte lässt sich nur teilweise durch demografische Unterschiede erklären. Auffällig ist, dass der Ausbau der Ladeinfrastruktur nicht direkt der Bevölkerungsdichte folgt, was auf weitere Einflussfaktoren hinweist. Die signifikanten Unterschiede zwischen Frankreich, der Schweiz und Deutschland deuten darauf hin, dass neben der Einwohnerzahl vor allem länderspezifische Rahmenbedingungen und regionale Besonderheiten den Ausbau maßgeblich bestimmen.

III.2.4. Regionale Verteilung private Ladeinfrastruktur und öffentlicher Ladeinfrastrukturen

Neben der öffentlichen Infrastruktur wurde die private Ladeinfrastruktur durch zwei Fallstudien, für die Datenquellen zur Verfügung standen, beleuchtet: Ein Datensatz wurde von OBELIS (Online-Berichterstattung Ladeinfrastruktur), einer Online-Plattform für die Berichterstattung aller geförderten Ladestationen des Bundesförderprogramms Ladeinfrastruktur, aus deren Datenbank bereitgestellt, weitere Datensätze wurden von den lokalen Verteilnetzbetreibern (VNB) eingeholt. Aufgrund unvollständiger Meldequoten ist jedoch von einer hohen Dunkelziffer bei den Datensätzen auszugehen, eine Tendenz lässt sich aber durchaus ableiten, die für weitere Planungen von Interesse ist. Die Untersuchungen decken für ein städtisches Gebiet

den Stadtkreis Freiburg i. Br. und für ein ländliches Gebiet den Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald ab.

Die jeweils gesamte installierte Ladeleistung aus den vorhandenen Datensätzen für die genannten Gebiete ist in der Tabelle III.2 für die private und die öffentliche Ladeinfrastruktur zusammengefasst. Die Daten für die öffentliche Ladeinfrastruktur stammen von der Bundesnetzagentur (BNetzA). Die Werte aus den beiden Datensätzen für private Ladestationen sind von den Versorgern VBN und OBELIS für die Vergleichsgebiete zur Verfügung gestellt worden. Abgesehen von der vorhandenen Dunkelziffer bei privaten Ladestationen, scheinen die Datensätze verlässliche Abschätzungen zwischen Land und Stadt zu erlauben. Es ist zu erkennen, dass die absolut installierte Ladeleistung im privaten Raum insgesamt größer als im öffentlichen Raum ist, im ländlichen Bereich sogar erheblich größer.

Tabelle III.2: Ladeleistung privat und öffentlich: Vergleich der Daten

	Leistung private Ladeinfrastruktur		Leistung öffentliche Ladeinfrastruktur
	VNB	OBELIS	BNetzA
Stadtkreis Freiburg i. Br.	16.937 kW	23.960 kW	12.476 kW
Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald	54.705 kW	66.600 kW	15.140 kW

Die jeweilige Anzahl der Ladepunkte ist in Tabelle III.3 zu finden. Im städtischen Raum ist die Anzahl privater Ladepunkte etwa doppelt so groß wie die Anzahl öffentlicher Ladepunkte. Im ländlichen Raum dagegen sind wesentlich mehr private Ladepunkte vorhanden, unter Berücksichtigung einer Dunkelziffer dürfte der Faktor etwa 10 sein. Die Analyse ergab, dass die durchschnittliche Leistung privater Ladepunkte (ca. 12 kW) erwartungsgemäß deutlich unter jener im öffentlichen Raum (ca. 44 kW) liegt.

Tabelle III.3: Anzahl der Ladepunkte privat und öffentlich: Vergleich der Daten

	Anzahl private Ladeinfrastruktur		Anzahl öffentliche Ladeinfrastruktur
	VNB	OBELIS	BNetzA
Stadtkreis Freiburg i. Br.	745	1198	425
Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald	2676	3330	400

III.2.5. AFIR-Vorgaben und Ladeinfrastruktur entlang des TEN-V Netzes

Ein zentrales Regelwerk für das Projekt stellt die AFIR-Verordnung der EU dar. Als unmittelbar

geltendes EU-Recht legt sie verbindliche Vorgaben für die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur, auch entlang der Hauptverkehrsachsen und zur Leistung von Ladepunkten, fest. Für das Projekt CO2InnO ist insbesondere die Kategorie Pkw und leichte Nutzfahrzeuge relevant. Die nachfolgenden Analysen im Projekt nehmen explizit Bezug auf die AFIR-Verordnung, gehen jedoch darüber hinaus, um den Ist-Zustand und Entwicklungsmöglichkeiten möglichst umfassend zu erfassen.

Die AFIR-Vorgabe für die erforderliche öffentlich zugängliche installierte Ladeleistung zur Erfüllung der Verordnung richtet sich nach der vorhandenen Anzahl von zugelassenen batterieelektrischen (BEV) und Plug-in-Hybrid (PHEV) Kraftfahrzeugen. Die Kfz-Daten wurden bei den entsprechenden zuständigen Stellen eingeholt.

- Deutschland: Pkw-Statistik nach Antriebsart, Kraftfahrtbundesamt (KBA, 2024)
- Frankreich: Innenministerium (*Ministère de l'Intérieur*, 2024).
- Schweiz: Schweizer Bundesamt für Statistik (BFS, 2024).

Die Analyse ergab, dass die AFIR-Verordnung derzeit für alle drei Länder im Oberrheingebiet erfüllt ist. Die genauen Leistungszahlen sind in folgender

Tabelle III.4 zusammengestellt.

Tabelle III.4: Öffentliche Ladeleistung: AFIR-Vorgaben und tatsächlich installierte Ladeleistung

	Anzahl BEV	Anzahl PHEV	AFIR-Vorgabe	Installierte Ladeleistung
Deutschland	51.062	28.556	89.225 kW	175.434 kW
Frankreich	20.883	12.902	37.470 kW	113.680 kW
Schweiz	25.893	12.895	43.977 kW	85.812 kW

Für eine Visualisierung und damit Hilfe zur Beurteilung, ob die derzeitige Verteilung der Ladepunkte bereits die beste Verteilung ist und ob die installierte Ladeleistung der Nachfrage gegenüber angemessen ist, wurde ein Rechteckgitter mit der Kantenlänge 5000 m zu Analyse-zwecken über die Karte des Oberrheingebiets gelegt.

Ein möglicher Verteilungsschlüssel für den Bedarf an Ladeleistung ist die Bebauung. Dabei wird angenommen, dass mit größerer bebauter Fläche der Bedarf der Ladeleistung steigt. Unberücksichtigt bleibt dabei der Einfluss der Höhe der Gebäude und ob es sich um Gewerbegebiete handelt.

Die Europäische Weltraumorganisation (ESA) bietet mit ESA WorldCover 2021 (Zanaga et al.,

2022) eine globale Landbedeckungskarte, die auch bebaute Flächen umfasst. Die Daten werden mit einer Auflösung von 10m bereitgestellt⁴. Aus diesen Daten lässt sich der Anteil der bebauten Fläche innerhalb eines Gitterpolygons ermitteln, der dann ein Maß für den Ladeleistungsbedarf darstellen kann.

Die regional installierte Ladeleistung (siehe Abbildung III-5) wurde nun anteilig auf die Gitterzellen, auch auf anteilige Gitterzellen, übertragen. Analog wurde die von der AFIR geforderte Ladeleistung mit dem Verteilungsschlüssel 'Bebauung' auf die Gitterelemente verteilt. Die Daten für die installierte Ladeleistung und die von der EU geforderte Ladeleistung werden in der GIS-Karte in Abbildung III-6 verglichen und räumlich aufgelöst dargestellt. Konkret wird in der Karte die Differenz von installierter Ladeleistung und AFIR-Forderung für jedes Gitterelement berechnet und das Ergebnis entsprechend farblich dargestellt.

Obwohl die AFIR-Verordnung für alle drei Länder im Oberrheingebiet insgesamt erfüllt ist, gibt es bei detaillierterer Betrachtung Regionen, in denen die öffentlich verfügbare Ladeleistung den AFIR-Anforderungen nicht entsprechen würde (rote Gitterelemente). Solche Regionen sind fast ausschließlich westlich des Rheins zu finden, meist auf französischem, aber auch auf deutschem Boden. Im französischen Oberrheingebiet gibt es überwiegend dünn besiedelte Regionen mit schwächerer Infrastruktur, hier wäre die AFIR-Forderung lokal häufiger unterschritten. Jedoch ist in den Ballungszentren Straßburg, Mulhouse oder Colmar die AFIR-Forderung zum Teil deutlich übererfüllt. In der Schweiz gibt es gemäß dieser Gitteranalyse keine Regionen, in denen die AFIR-Vorgabe unterschritten ist. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die AFIR-Leistungsvorgabe in den meisten Gittereinheiten deutlich erfüllt ist (gelbe und grüne Elemente).

Die Verknüpfung der Ladeinfrastruktur mit dem TEN-V-Korridor der EU stellt ein zentrales Element europäischer Mobilitätsplanung dar. Die AFIR-Verordnung legt fest, dass pro batterieelektrisches Fahrzeug (BEV) mindestens 1,3 kW und pro Plug-in-Hybrid (PHEV) 0,8 kW öffentliche Ladeleistung verfügbar sein sollen. Obwohl sich diese Regelung auf die nationale Ebene bezieht, wurde sie – neben der Gitteranalyse – für die Auswertung auch auf Kreis- und EPCI-Ebene durchgeführt. Der Abgleich der bestehenden Ladeleistung mit den AFIR-Vorgaben zeigt erhebliche Unterschiede innerhalb des Oberrheingebiets. Während einige städtische Gebiete die Zielwerte deutlich überschreiten, bestehen vor allem in ländlichen Regionen Lücken.

Eine gesonderte und detailliertere Betrachtung erfordert die Ladeinfrastruktur entlang der transeuropäischen Hauptverkehrsadern, für die die EU-Verordnung ebenfalls spezifische und verpflichtende Ausbauziele definiert.

⁴ vgl. https://developers.google.com/earth-engine/datasets/catalog/ESA_WorldCover_v200?hl=de

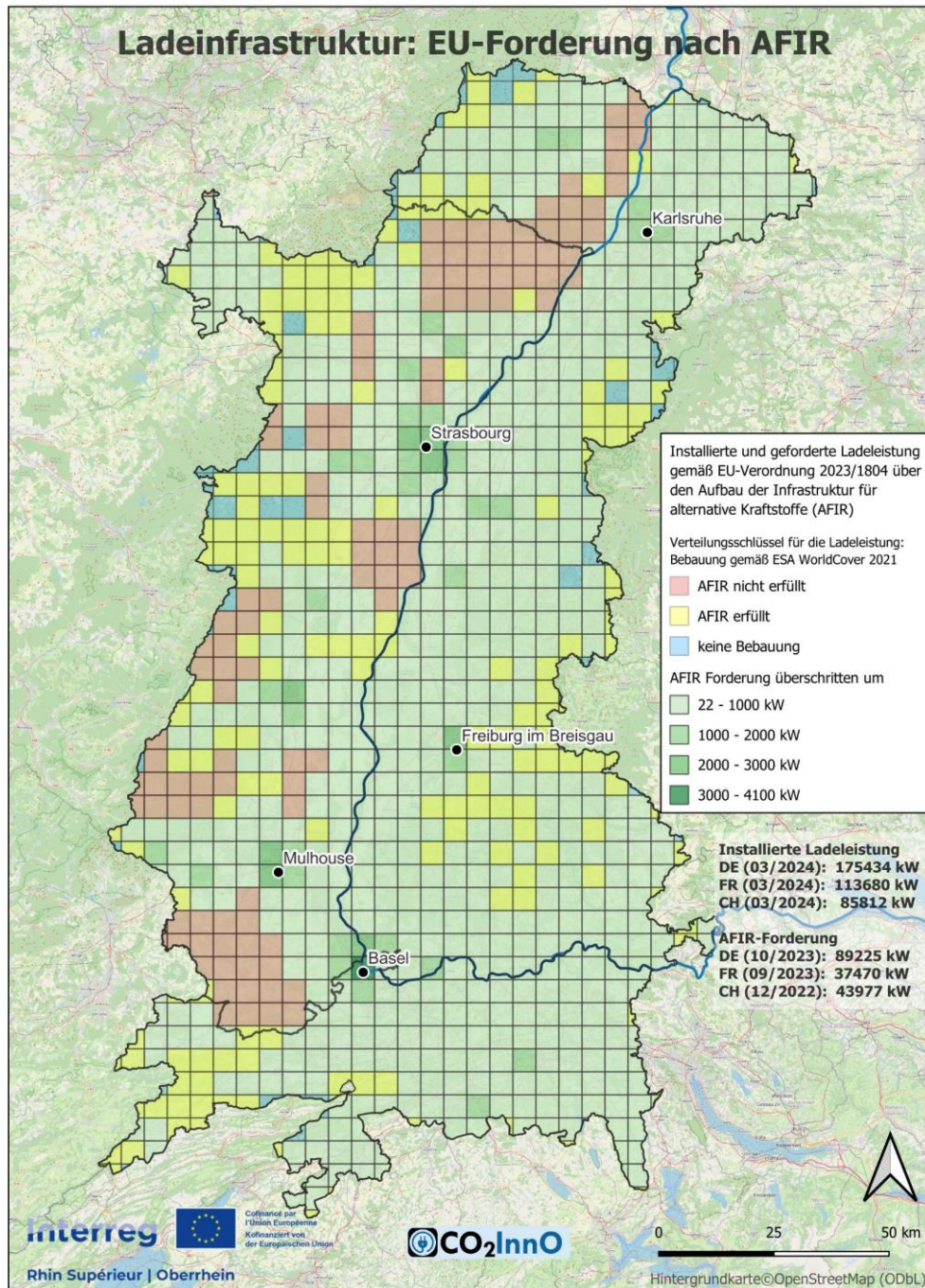


Abbildung III-6: Übersichtskarte zur Ladeleistung nach EU-Verordnung AFIR

III.2.5.1. Analyse der Ladeinfrastruktur entlang des TEN-V-Netzes

Diese Analyse konzentriert sich auf den Zustand der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge entlang des Kernnetzes des Transeuropäischen Verkehrsnetzes (TEN-V) in der Oberrheinregion und bewertet die Verfügbarkeit, Leistung und Zugänglichkeit von Ladestationen in Deutschland, Frankreich und der Schweiz und überprüft deren Konformität mit der **Verordnung (EU) 2023/1804 (AFIR)**.

Diese EU-Verordnung setzt klare Ziele für den Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Sie schreibt vor, dass bis zum **31. Dezember 2025** öffentlich zugängliche Ladepools für

Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge in jeder Fahrtrichtung mindestens alle **60 Kilometer** entlang des TEN-V-Kernetzes verfügbar sein müssen. Darüber hinaus muss jeder dieser Ladepools eine Gesamtleistung von mindestens **400 kW** bereitstellen und mindestens einen Ladepunkt mit einer Einzelleistung von **150 kW** oder mehr umfassen. Die Verordnung sieht zudem vor, dass Ladestationen entweder direkt an der TEN-V-Autobahn oder innerhalb einer Fahrstrecke von **drei Kilometern** von der nächsten Ausfahrt entfernt liegen müssen, um die Erreichbarkeit für E-Fahrer zu gewährleisten.

Zur Durchführung dieser Bewertung wurde das TEN-V-Straßennetz in der Oberrheinregion zunächst mithilfe des TEN-Tec-Kartenbetrachters und OpenStreetMap (OSM)-Daten in einer QGIS-Umgebung (Quantum-Geoinformationssystemsoftware) digitalisiert. Die Analyse wurde in zwei Hauptteile gegliedert:

1. **Analyse der Stationen direkt an der Autobahn:** Ein 220-Meter-Puffer wurde beidseitig der Autobahn erstellt, um Ladepunkte an Raststätten zu erfassen. Diese wurden zu „Ladepools“ gruppiert und deren Abstände entlang der Autobahn gemessen, um die Einhaltung der 60-km-Vorgabe zu prüfen.
2. **Analyse nach der „3-km-Regel“:** Es wurde die Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur innerhalb eines 3-Kilometer-Radius um Autobahnausfahrten untersucht. Mithilfe von OpenStreetMap-Daten konnten die Straßen in QGIS rekonstruiert und mit den Ladepunkten der Regierungsdaten verknüpft werden. Dabei zeigte sich, dass insbesondere die Städte Straßburg und Mulhouse einen wichtigen Beitrag leisten, da ein großer Teil ihrer Ladeinfrastruktur direkt an die Autobahn angrenzt. So entstehen Ladepools, die einer Ausfahrt zugeordnet werden können und auch bei der Erfüllung der Anforderungen für das TEN-T-Netz eine Rolle spielen.

III.2.5.2. Ergebnisse und Empfehlungen

Die Analysen zeigen signifikante Unterschiede in der Entwicklung der Ladeinfrastruktur zwischen den drei Ländern der Oberrheinregion.

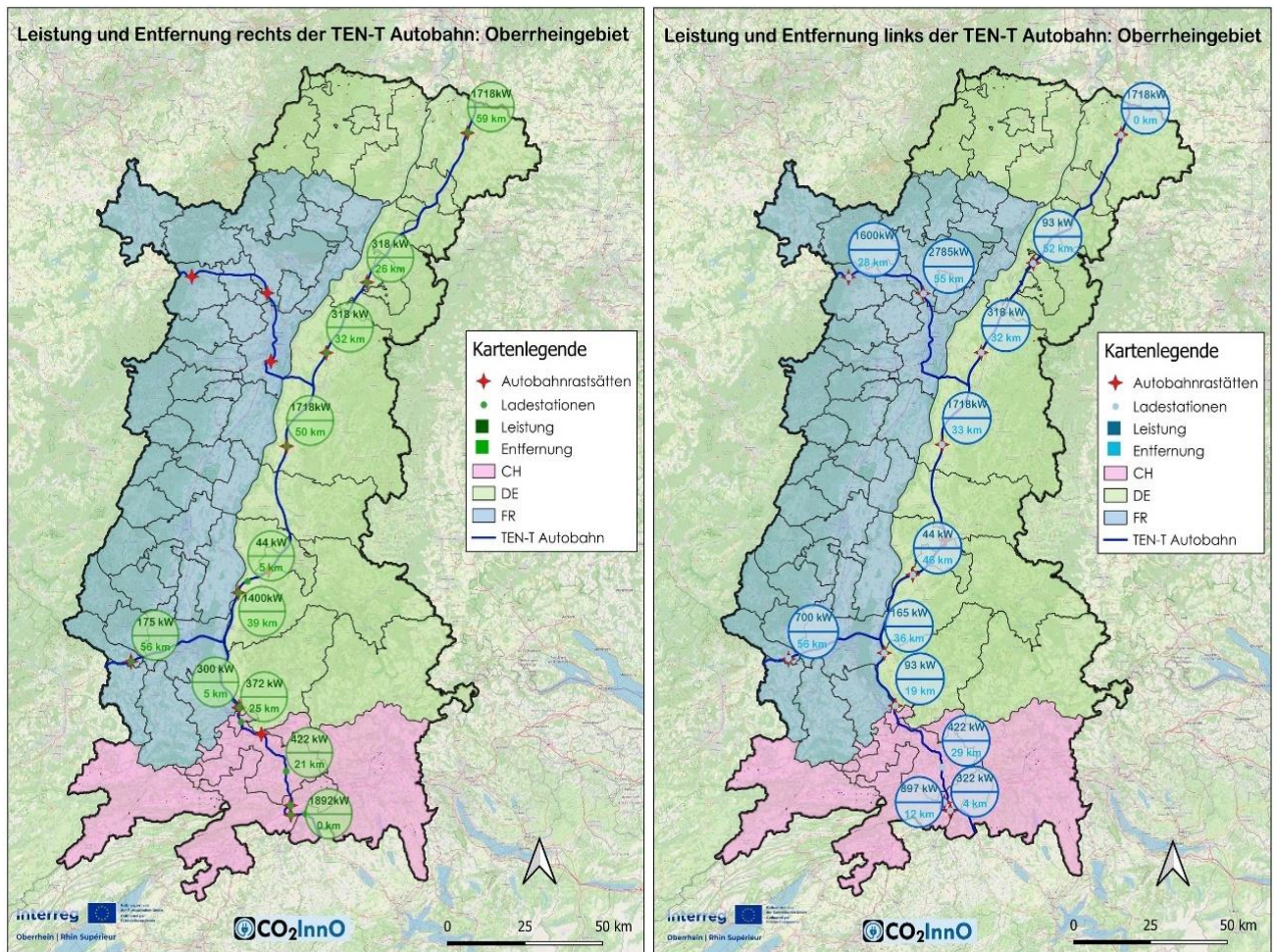


Abbildung III-7: Verfügbare Ladeleistung vs. AFIR-Vorgabe im TEN-V Korridor des Oberrheingebiets (rechts und links)

Ladestationen direkt an der TEN-V-Autobahn

- **Schweiz:** Die Ladeinfrastruktur ist im Allgemeinen gut ausgebaut und die Ladestationen befinden sich in der Regel innerhalb der geforderten 60-km-Abstände. Die meisten Stationen erfüllen die Leistungsanforderungen, obwohl auch ein Ladepool mit 322 kW unter der 400-kW-Vorgabe identifiziert wurde.
- **Deutschland:** Deutschland verfügt ebenfalls über ein relativ dichtes Netz, das die 60-km-Anforderung weitgehend erfüllt. Eine beträchtliche Anzahl dieser Stationen erreicht jedoch noch nicht die vorgeschriebene Gesamtleistung von 400 kW.
- **Frankreich:** Hier zeigt sich ein erheblicher Mangel an angemessener Ladeinfrastruktur gemäß AFIR. Es gibt lange Abschnitte ohne Ladestationen und die wenigen vorhandenen Stationen verfehlen oft die Leistungsanforderung von 400 kW.

Analyse nach der „3-km-Regel“

- **Deutschland:** Abseits der Autobahn gibt es in Deutschland sehr hohe Ladekapazität, wobei zahlreiche Standorte Gesamtleistungen von weit über 1500 kW aufweisen.
- **Schweiz:** Die Schweiz weist eine mäßige bis hohe Ladeleistung auf, die auf der rechten Fahrbahnseite des Verkehrskorridors mit Werten von über 3000 kW besonders stark ist.
- **Frankreich:** Im Vergleich dazu ist die Ladekapazität geringer und inkonsistenter.

Die Analyse zum Umfang der Ladeleistung innerhalb eines Radius von drei Kilometern zeigte, dass insbesondere durch die Großstädte, nahe der Autobahnen, viel Ladeleistung verfügbar ist. Insbesondere in Frankreich, wo Autobahnen teilweise Großstadtgebiete schneiden, wird damit die 60 km-Regel eingehalten, obwohl entlang der Autobahn selbst, nicht genug Ladeleistung entsprechend der AFIR Vorgabe installiert ist.

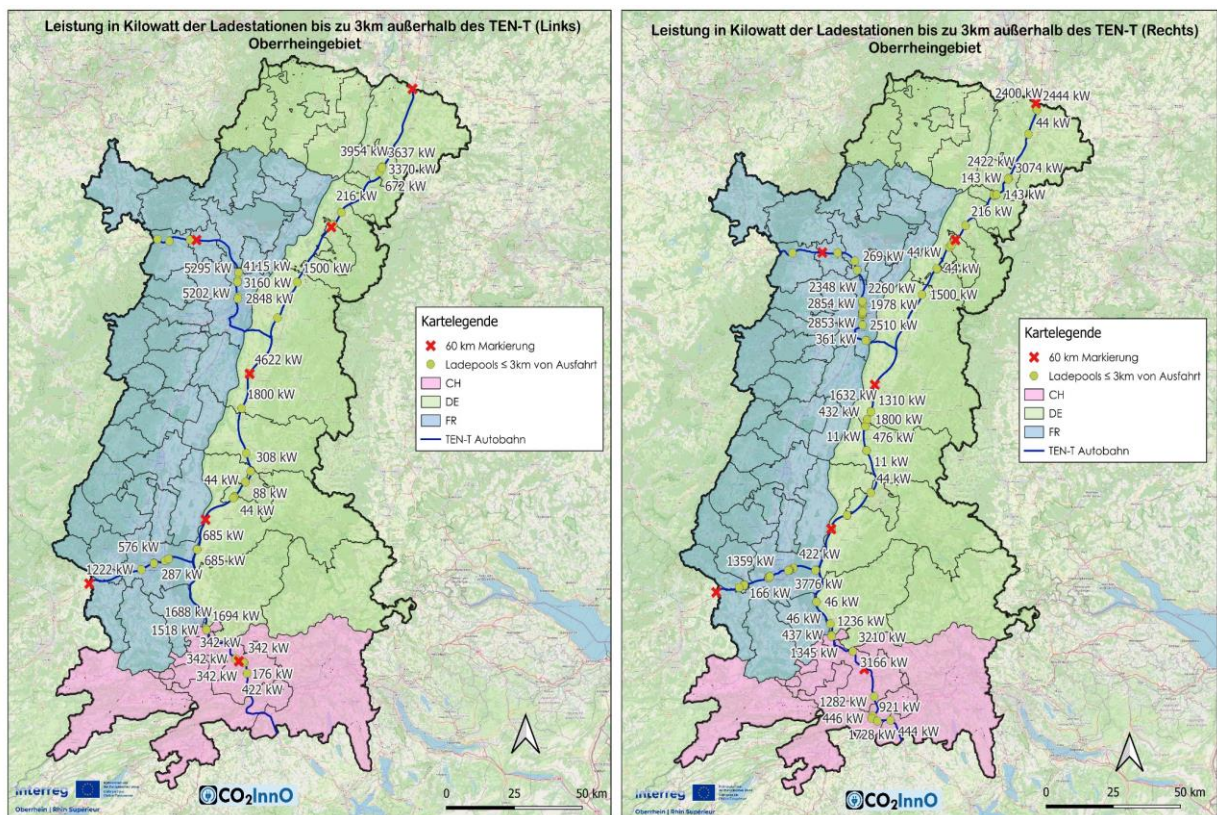


Abbildung III-8: Verfügbare Ladeleistung bis zu drei km außerhalb des TEN-V Korridors des Oberrheingebiets (links und rechts)

Die Analyse der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge entlang des TEN-V-Kernetzes in der Oberrheinregion zeigt eine klare Kluft zwischen Deutschland und der Schweiz einerseits und Frankreich andererseits. Während Deutschland und die Schweiz signifikante Fortschritte bei der Aufrüstung von Ladeleistung vorweisen, gibt es in Frankreich einige Abweichungen von

der AFIR Vorgabe entlang des TEN-V Korridors, bezogen auf die Autobahnanschlüsse. Betrachtet man jedoch auch die Leistung im Umkreis von drei Kilometern zu Autobahnausfahrten, so zeigt sich, dass gerade um französische Großstädte herum innerhalb der 3-km-Regel viel Ladeleistung zur Verfügung steht. Zurzeit ist allerdings noch nicht klar, wie diese beiden Vorgaben zum Stichtag miteinander verschränkt werden können. Um die EU-Ziele für nachhaltige Mobilität bis 2025 zu erreichen, sind erhebliche Investitionen und eine strategische Entwicklung erforderlich, um ein nahtloses und zuverlässiges Laden für alle E-Fahrer in diesem wichtigen europäischen Korridor zu gewährleisten. In **Frankreich** muss die Anzahl und Leistung der Ladestationen erhöht werden und in **Deutschland** muss die Aufrüstung der Leistungskapazität für Ladestationen, die die 400-kW-Vorgabe noch nicht erfüllen, vorangetrieben werden um die AFIR Vorgaben entlang der Transportkorridore vollständig zu erfüllen.

III.2.6. Entwicklungsszenarien für den Strombedarf der Elektromobilität am Oberrhein

Die Frage nach dem Ausbaubedarf der öffentlichen Ladeinfrastruktur beschäftigt politische Entscheidungsträger schon seit geraumer Zeit. Deshalb gibt es einige Studien zu diesem Thema. Verschiedene Studien ergeben verschiedene Schlüsselwerte für die Bewertung des Ausbaubedarfs. Zur Analyse im Rahmen von CO2InnO wurden die folgenden Schlüsselwerte für hochrelevant eingestuft:

1. Die Anzahl der Elektrofahrzeuge
2. Die Auslastung der Ladeinfrastruktur
3. Der Anteil der Leistung, der im öffentlichen Raum verfügbar sein muss.

Auf deutscher Seite befasst sich die NOW GmbH (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) mit der Entwicklung der Elektromobilitätsinfrastruktur auf nationaler Ebene. In der Neuauflage der Studie Ladeinfrastruktur nach 2025/2030 (NOW, 2024) werden mehrere Szenarien für den Markthochlauf von EVs, batterie- und hybridelektrisch diskutiert. Die NOW geht davon aus, dass 2030 17 Mio. Elektrofahrzeuge (BEV+PHEV) in der deutschen Flotte vorhanden sein werden. Prospektiv wäre dann mehr als ein Drittel der deutschen Privatfahrzeuge elektrisch unterwegs. Diese sollen insgesamt 37,8 TWh Strom pro Jahr benötigen. 16 TWh davon sollen im öffentlichen Raum verladen werden, was 42% der Energiemenge entspricht. Je nach Szenario ergibt sich ein unterschiedlicher Aufbau der Ladeinfrastruktur, wobei manche Szenarien deutlich mehr Normalladepunkte besitzen und andere weniger, dafür aber leistungsstärkere Hochleistungsladepunkte vorsehen. Aus den Daten im Bericht ergibt sich eine rechnerische Auslastung der Ladepunkte von ca. 10% im Referenzszenario, was grob auch der aktuellen Auslastung entspricht.

Die Avere auf französischer Seite hat die Ergebnisse verschiedener Studien zusammengetra-

gen und miteinander verglichen. Wichtig ist hier vor allem die Studie des ICCT von 2021 (Bernard et al.). Diese geht in Frankreich von 8,5 Mio. EVs im Jahre 2030 aus. Das entspricht dann etwa 20% der privaten Fahrzeuge in Frankreich. Dadurch soll sich der Strombedarf für Elektrofahrzeuge ausgehend vom Jahre 2020 um den Faktor 16 erhöhen und 16 TWh betragen. Die Avere führt aber auch eine andere Studie der CODA von 2019 an, die deutlich weniger Elektrofahrzeuge vorsieht, nämlich nur 5,3 Mio. (Avere-France, 2023). Die Avere kommt insgesamt zu dem Schluss, dass voraussichtlich 28% des Stroms im öffentlichen Raum verladen werden müssen und 72% zuhause oder beim Arbeitgeber geladen werden.

Ausgehend von diesen Zahlen lässt sich feststellen, dass es keinen einheitlichen Konsens für die Entwicklung der Elektrofahrzeugflotte im Oberrheingebiet gibt. Unterschiede in den Annahmen, aber womöglich auch im Verhalten der Bevölkerung, das in der Modellierung abgebildet wird, führen zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen. Um dem entgegenzuwirken, haben sich die Forschenden entschieden, losgelöst vom gesetzten Zeitrahmen, den Strombedarf zu prognostizieren und anhand von Szenarien greifbar zu machen. Die oben erläuterten Zahlen sind dabei für das Verständnis der Nachfrage höchst relevant. Die Anzahl der Elektrofahrzeuge ist die größte Stellschraube, da mehr EVs mehr Nachfrage bedeuten. Für die Szenarien wurden der Status quo mit ca. 5% EVs in der Flotte und Anteile von 25%, 50%, 75% und 100% herangezogen. Dadurch lässt sich die Elektrifizierung der Flotte von der zeitlichen Entwicklung trennen und untersuchen, was bei einer Vollelektrifizierung zu erwarten wäre.

Die Szenarien unterscheiden sich außerdem in dem angenommenen Anteil des öffentlichen Ladens. Dieser ist zurzeit noch sehr gering, da größtenteils zuhause geladen wird, was Nachfragen bei OBELIS und den Verteilnetzbetreibern bestätigt haben. In Zukunft aber wird nicht jeder Stellplatz zuhause elektrifiziert werden können und immer mehr Nutzende werden auf die öffentliche Ladeinfrastruktur zurückgreifen müssen. Aus diesem Grund wurde der Anteil der elektrifizierten Flotte jeweils auch mit verschiedenen Quoten für das öffentliche Laden kombiniert, um so mögliche Entwicklungen aufzuzeigen. Im Folgenden wird dieses Verhältnis als Ladeanteil benannt. Es lässt sich nur in einer Spanne bestimmen, wie viel Strom im öffentlichen Raum verladen wird und wie viel privat. Die angenommenen Werte in der Literatur reichen für den aktuellen Bedarf von 15% bis hin zu 30%, je nach Standort (BDEW, 2021; NOW, 2024; Adrenacci und Valentini, 2023). Im Schnitt kann aber 20% als realistischer Wert für die aktuelle Lage angesehen werden. Die Werte für den Ladeanteil in der Berechnung des öffentlich verladenen Stroms beginnen bei etwa 20% und gehen über 35%, 50% bis zu 65% hoch. Ein realistischer Wert für den Anteil der öffentlich verladenen Strommenge bis 2030 liegt, wie oben beschrieben, zwischen 28% und 42%. Um den Zeithorizont zu erweitern, wurde auch ein Szenario mit 65% eingefügt, da bei erhöhtem Elektroautoanteil eine höhere öffentliche Auslastung zu erwarten ist.

Die untenstehende Grafik visualisiert die Nachfragemodellierung im öffentlichen Raum für

Kombinationen verschiedener Ladeanteile als Kurven und Elektrifizierungsquoten auf der x-Achse. Ersichtlich ist der Bedarf jeder Kombination in TWh an der y-Achse. Mit zunehmender Elektrifizierung der Flotte steigt der Bedarf dabei linear an. Der Ladeanteil verändert dabei drastisch das Ergebnis der nötigen Leistung, da er in der Bedarfsberechnung ein Multiplikator ist.

Je nach Anstieg des Anteils der Energie, der im öffentlichen Raum abgerufen wird, erhöht sich die benötigte Strommenge drastisch. In der vorhandenen Literatur wird schon bei einem Elektroanteil um 30% ein Anteil von zwischen 28% und 47% der Leistung im öffentlich zugänglichen Raum verladen werden. Aus diesem Grund wurde die gestrichelte Kurve in der Grafik eingeführt. Sie beschreibt ein mögliches Entwicklungsszenario, bei dem je nach Elektrifizierungsgrad der Anteil an öffentlichem Laden erst überproportional steigt und dann einen Sättigungspunkt erreicht. Es ist ersichtlich, dass der Anteil des öffentlich verladenen Stroms maßgebend für die Größe des Bedarfs ist. So reicht die Einschätzung für das Oberrheingebiet von unter einer TWh bis zu fast fünf TWh. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig eher mehr Strom im (halb-) öffentlichen Raum verladen wird, als dies aktuell der Fall ist. Wenn 35% der Leistung im öffentlichen Raum verladen wird, würde man über 2,5 TWh Verladungspotenzial bei den öffentlichen Ladepunkten benötigen. Die dafür nötige Nennleistung hängt aber stark von der Auslastung der Ladepunkte ab.

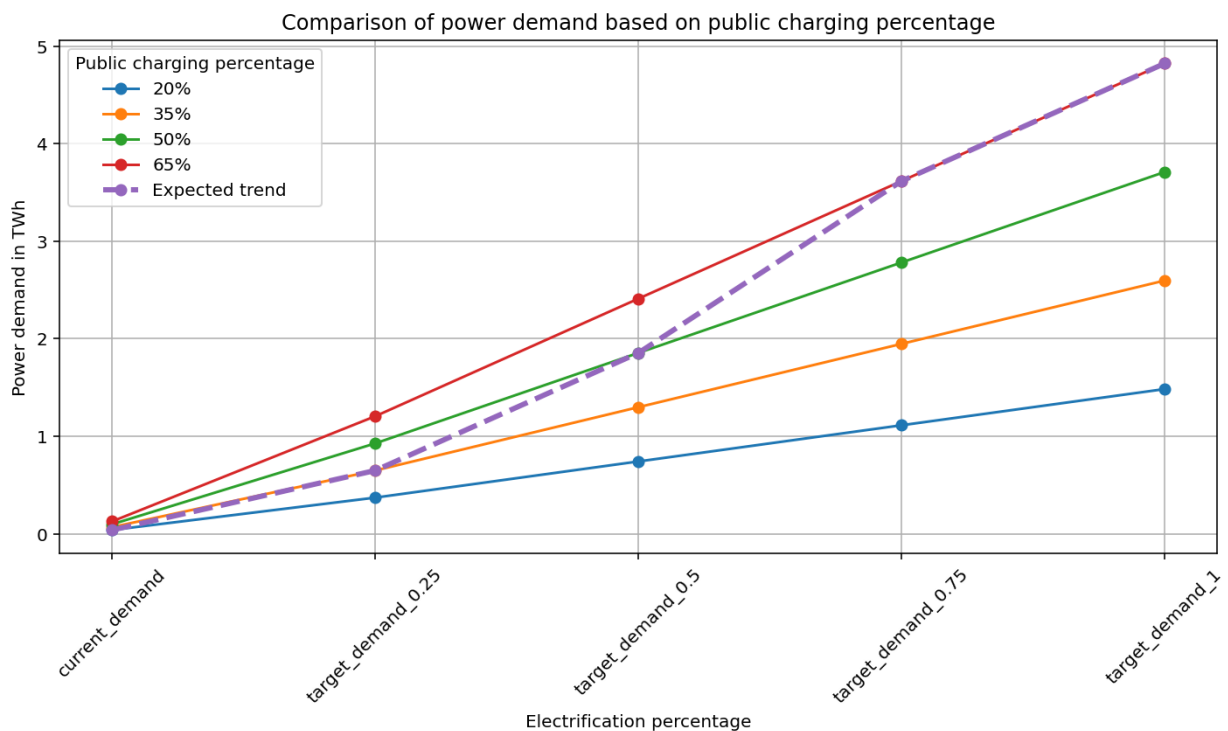


Abbildung III-9: Darstellung der unterschiedlichen Szenarien und des Ladebedarfs (eigene Berechnung)

III.2.6.1. Auslastungsanalysen öffentlicher Ladepunkte

Um zu bewerten, wie die Ladeinfrastruktur heute genutzt wird und wann Ladeleistung in den Szenarien vorwiegend abgerufen wird, wurden reale Auslastungsdaten aus zwei unterschiedlichen Quellen analysiert. Erstens stellten die Betreiber badenova AG und Naturenergie Hochrhein AG detaillierte Ladedaten für das Jahr 2023 zur Verfügung. Zweitens wurden API (Programmierschnittstelle) -Daten des Schweizer Bundesamts für Energie (BFE) für das erste Halbjahr 2025 ausgewertet. Dieser Ansatz wurde nötig, da keine schweizerischen Betreiberdaten verfügbar waren, sich aber die Möglichkeit ergab, einen eigenen Datensatz über öffentlich zugängliche Daten über eine öffentliche Schnittstelle des BFE (2024) zu erstellen. Die Zusammenführung und Auswertung dieser Datensätze ist für das Oberrheingebiet sehr wichtig, weil es auf keiner Seite des Rheins verwertbare quelloffene Datensätze zur Verarbeitung gibt⁵. Französische Betreiber waren nicht bereit, Daten zur Verfügung zu stellen, sodass keine Nutzungsanalyse für Frankreich möglich war.

Die Daten weisen je nach Quelle unterschiedliche Strukturen auf. Die Betreiber erfassen die Ladevorgänge einzeln, wodurch jedem Vorgang eine exakte Strommenge sowie eine eindeutige Dauer zugeordnet werden kann. Diese detaillierte Erfassung ermöglicht eine präzise Auswertung, da Beginn und Ende jedes Ladevorgangs minutengenau erfasst werden. Aus Datenschutz- und Wettbewerbsgründen wurden für die Analyse die Daten anonymisiert und aggregiert, sodass keine einzelnen Standorte oder einzelne Prozesse abgeleitet werden können. Bei den Daten aus der schweizerischen API beträgt die zeitliche Auflösung fünf Minuten und es ist nicht möglich zu identifizieren, ob es sich um einen anhaltenden Prozess oder separate Ladevorgänge handelt, die zeitlich nah beieinander liegen. Dennoch kann angenommen werden, dass beide Arten der Datensätze eine repräsentative Auswertung der Nutzung ermöglichen

Die Nutzungsdaten der Betreiber wurden des Weiteren nach Use Case (privat und öffentlich) aufgesplittet und dann aggregiert. Badenova lieferte dabei Daten öffentlicher Punkte und Natur Energie lieferte neben den öffentlichen Punkten auch die Ladevorgänge anonymisierter privater LIS. Dadurch konnte ein interessanter Vergleich angestellt werden. Nach der Aufbereitung der Datensätze und Bereinigung von fehlerhaften Daten verblieben rund 500 öffentliche und 500 private Ladepunkte, die verglichen werden konnten. Unten sind die durchschnittlichen Nutzungsmuster nach Datensatz aufgeschlüsselt.

Um fehlerhafte oder unvollständige Ladevorgänge zu eliminieren, wurden die Datensätze bereinigt. Ladepunkte mussten dabei mindestens 50% des Jahres verfügbar gewesen sein, um für die Analyse zu gelten, und es musste ein erfolgreicher Ladevorgang dokumentiert sein. Die Auslastung wurde als das Verhältnis der belegten zu der verfügbaren Zeit berechnet.

⁵ Innerhalb Europas ist die Situation, was Datensätze von Ladevorgängen angeht, ohnehin sehr dünn, weshalb der im Rahmen des Projektes erfasste Datensatz aus der Schweiz mit über 32 Mio. Einträgen frei zugänglich gemacht wird.

Die Auslastung allein vermittelt jedoch kein vollständiges Bild des Infrastrukturzustands und des tatsächlichen Bedarfs. Ergänzend wurden daher Bedarfsszenarien entwickelt, die präzise aufzeigen, wo und in welchem Umfang Leistungskapazitäten für die Flottenelektrifizierung erforderlich sind.

Die Elektrifizierung der Europäischen Fahrzeugflotte schreitet zwar voran, hat aber derzeit noch kein rasantes Tempo erreicht. Um dennoch den zukünftigen Energiebedarf im Oberrheingebiet zu ermitteln, wurden mehrere Szenarien entwickelt, die anhand von Quoten den Bedarf abschätzen lassen. Für die Entwicklung von Szenarien wurden Zulassungszahlen auf Kreisebene verwendet. Es wurden mehrere Szenarien mit unterschiedlichem BEV/PHEV-Anteil modelliert.

Um die Berechnungen vergleichbar zu halten, wurden einige Variablen als fix angesehen. Zum einen wurde für alle Szenarien die aktuelle Flotte an zugelassenen Kraftwagen herangezogen und als stagnierend angenommen. Des Weiteren musste beziffert werden, wie viel der benötigten Leistung im öffentlichen Raum verladen wird. Dies wurde für die Modellierung mit 20% angenommen. Dieser Wert wurde auch als konstant angenommen. Realistisch wird in Zukunft aber mehr Strom im öffentlichen Raum verladen werden müssen, da nicht alle privaten Stellplätze elektrifiziert werden können und nicht jedes BEV/PHEV einen eigenen Stellplatz besitzen wird. Der gesamte Strombedarf aller Elektroautos errechnet sich aus dem Durchschnittsverbrauch der Fahrzeuge multipliziert mit der jährlichen Fahrleistung. Diese Werte wurden mit jeweils 2.000 kWh/Jahr für ein BEV (vgl. ADAC, 2025) und 12545 km/Jahr (vgl. KBA, 2024) beziffert. Die Auslastung der Ladesäulen schwankt je nach Standort stark. So sind Werte von 3% bis 30% möglich (Tagesschau, 2025). Die durchschnittliche Auslastung der Ladesäulen wurde hier mit 12,5% angenommen, was sich mit den Ergebnissen der Auslastungsanalyse und gängiger Literatur deckt (Fraunhofer ISE/ISI, 2024). Ausgehend von diesen Annahmen ließen sich Szenarien mit je 25%, 50%, 75% und 100% Elektrifizierung erstellen.

III.2.6.2. Ergebnis der Auslastungsanalysen für öffentliche Ladestrukturen

Die Analyse der Ladevorgänge zeigt deutlich, dass die Auslastung zu Wochenbeginn höher ist als am Wochenende. Es lässt sich ein sehr klarer Abwärtstrend über die Woche hinweg erkennen. Dabei sinkt die durchschnittliche Auslastung pro Tag von knapp über 10% auf etwa 8,6%. Auch wenn dieser Rückgang auf den ersten Blick moderat erscheint, liefert er wertvolle Erkenntnisse zum Nutzungsverhalten von Fahrern von Elektrofahrzeugen. Es ist gut möglich, dass dieses Ladeverhalten stark vom grundsätzlichen Mobilitätsmuster der Nutzenden geprägt ist, das überwiegend durch Fahrten vom und zum Arbeitsplatz bestimmt wird. Zu erforschen bleibt, ob das Ladeverhalten sich signifikant von dem Tankverhalten bei Fahrern von Fahrzeugen mit konventionellen Verbrennungsmotoren unterscheidet.

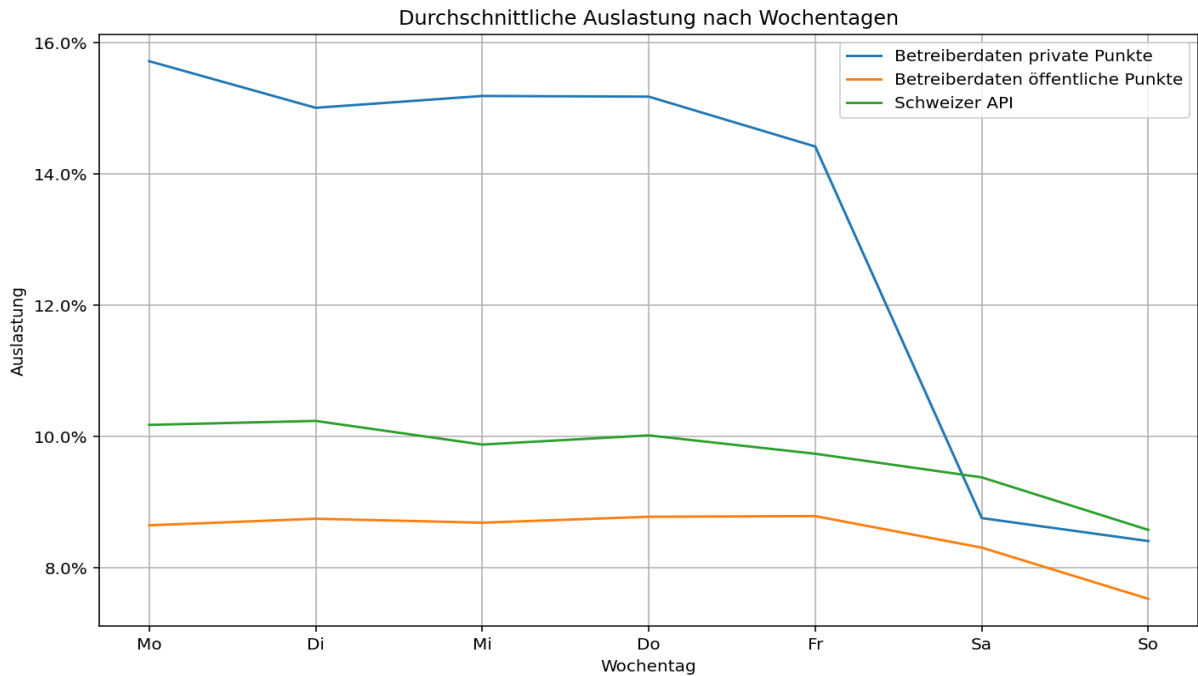


Abbildung III-10: Wochenverlauf und durchschnittliche Auslastung der öffentlichen Ladepunkte API: Programmierschnittstelle, die Auslastungsdaten liefert (eigene Darstellung)..

Eine weitere Analyse bezieht sich auf die Auslastung im Laufe eines Tages. In Abbildung III-11 ist der Verlauf der Auslastung von 0 bis 24 Uhr dargestellt. Tagsüber zwischen 9 und 15 Uhr ist die Auslastung mit ca. 11% am höchsten, das Maximum mit 11,5% Auslastung ist um ca. 10 Uhr.

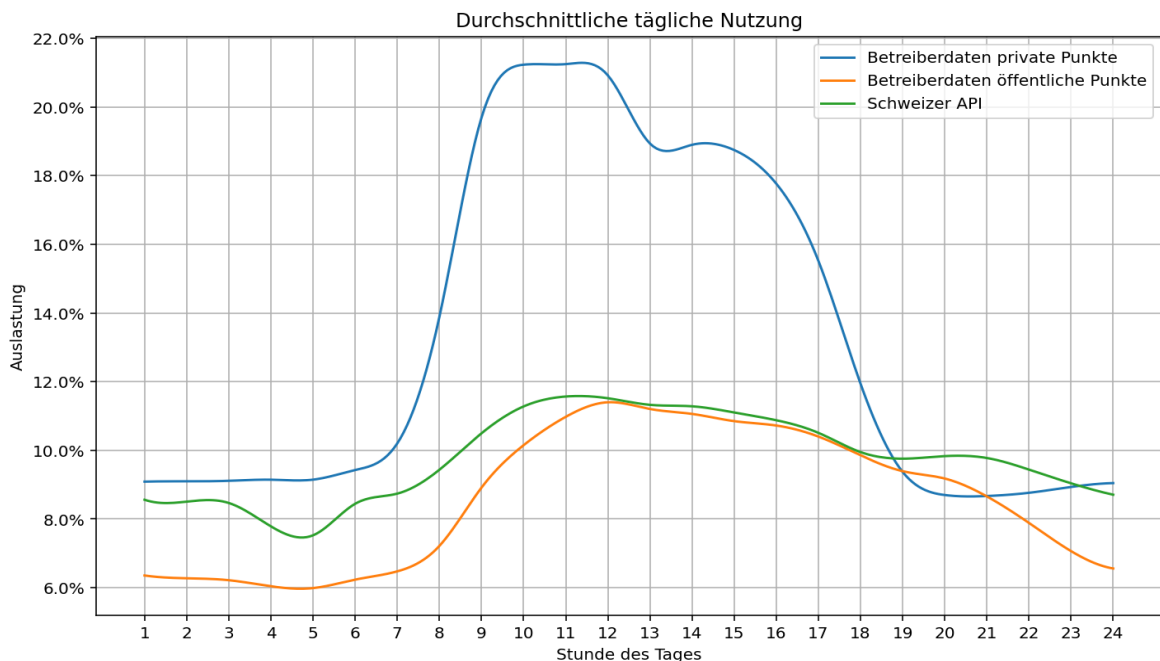


Abbildung III-11: Auslastung von öffentlichen Ladepunkten nach Uhrzeit (eigene Darstellung)

Die durchschnittliche Auslastung beträgt 9,9%. Bemerkenswert ist der Anteil der Ladevorgänge, die über Nacht stattfinden und so eine gewisse Minimallast darstellen. Im Schnitt sind an den schweizerischen Stationen auch um Mitternacht noch 8% der Ladepunkte belegt. Es ist gut möglich, dass einige NutzerInnen keinen eigenen Stellplatz mit Lademöglichkeit besitzen und so auf öffentliche Infrastruktur ausweichen (Andrenacci und Valentini, 2023).

Die öffentlichen Ladepunkte bestätigen die Feststellungen bestehender Literatur, dass ein Großteil der Ladevorgänge tagsüber und innerhalb der Woche stattfindet (Vgl. Hecht et al., 2024). Die höchste Auslastung ist fast immer in der ersten Hälfte der Woche zu verorten, gefolgt von einem markanten Rückgang am Wochenende, der in allen betrachteten Datensätzen öffentlicher Ladepunkte sichtbar ist. Diese Muster fielen auch beim Vergleich der Auslastung über einen Monat hinweg als Spitzen auf. Ein Erklärungsansatz ist, dass Elektrofahrzeuge innerhalb der Woche, insbesondere zum Pendeln und für Besorgungen, deutlich öfter genutzt werden als am Wochenende, was den erhöhten Bedarf erklärt. Die privaten Ladepunkte folgen einem anderen Muster, als in der existierenden Literatur beschrieben. Es lässt sich ein Trend zum späteren Laden beobachten, jedoch analog zur öffentlichen Auslastung lassen sich wenige Vorgänge über Nacht beobachten. Die Nutzung geht bei privaten Ladestationen am Wochenende massiv zurück, was untypisch für private Ladepunkte ist. Die Auslastung der privaten Ladepunkte ist im Schnitt aber höher als die der öffentlichen, was auch typisch ist. Auch wenn die Ergebnisse der privaten Nutzung nur auf wenigen Stichproben beruhen, kann doch die Tendenz abgelesen werden. Die Ergebnisse zur durchschnittlichen Auslastung der Ladepunkte sehen wie folgt aus:

- öffentliche Ladepunkte (DE + CH): 13,61%
- private Ladepunkte (DE): 18,96%

Die Nutzungsmuster öffentlicher Ladeinfrastruktur im Oberrheingebiet auf deutscher und schweizerischer Seite scheinen ähnlich zu sein.

Fakt ist, dass die Auslastung der öffentlichen und privaten Ladeinfrastruktur noch nicht besonders hoch ist und dass es dort noch Potenzial gibt. Für die Betreiber von Ladeinfrastruktur-Systemen ist eine hohe Nutzung essenziell, um die hohen Fixkosten für den Aufbau und Betrieb zu amortisieren, insbesondere bei Hochleistungsladestationen. Die in allen Datensätzen ersichtliche Nutzung lässt auf eine niedrigere Auslastung im Oberrheingebiet schließen als im nationalen Durchschnitt mit 17% in Deutschland (BDEW, 2024). Eine höhere Auslastung ist wünschenswert, allerdings muss die Netzstabilität gewährleistet sein. Die nachfolgenden Ergebnisse mit Ladeleistung unter verschiedenen Szenarien des Anteils von E-Mobilität müssen in Zukunft auch unterschiedliche Auslastung mitberücksichtigen. Die im Folgenden dargestellten Szenarien berücksichtigen die unterschiedliche Auslastung noch nicht, da dies im Rahmen des Projektes nicht mehr möglich war.

III.2.6.3. Szenario für die Entwicklung der Ladeleistung versus bestehender Ladeleistung

In der Tabelle III.5 sind der jeweils aktuelle jährliche Strombedarf in kWh für das deutsche, französische und schweizerische Teilgebiet sowie für das gesamte Oberrheingebiet für das Laden der Elektroautos und die entsprechenden Bedarfe in den vier Szenarien eingetragen. Diese berechnen sich aus der Größe der Pkw Flotte (n_{PKW}) multipliziert mit dem Jahresverbrauch eines BEV (P_{annual}), der im Schnitt bei 2000 kWh liegt, multipliziert mit dem Anteil des öffentlichen Ladens (p_{charge}), der aktuell bei ca. 20% liegt (vgl. vorherige Kapitel).

$$P_{demand} = n_{PKW} * P_{annual} * p_{charge}$$

Tabelle III.5: Gesamter jährlicher Strombedarf für Elektroautos in kWh für Teilgebiete von DE/FR/CH im Oberrhein aktuell und in vier Szenarien

Land	Aktuell	25%	50%	75%	100%
DE	102.124.000	865.082.000	1.730.164.000	2.595.246.000	3.460.328.000
FR	41.766.000	567.196.000	1.134.392.000	1.701.588.000	2.268.784.000
CH	51.786.000	422.000.500	844.001.000	1.266.001.500	1.688.002.000
Oberrheingebietges	195.676.000	1.854.278.500	3.708.557.000	5.562.835.500	7.417.114.000

Aktuell werden im Oberrheingebiet insgesamt rund 195,6 Mio. kWh Strom im Jahr für die derzeit vorhandenen 152.191 Elektroautos und Hybride benötigt. In Zukunft wird dies bei einem Elektroautoanteil von 50% batterieelektrischen Fahrzeugen auf 3.708,6 Mio. kWh pro Jahr steigen, bei einer Vollelektrisierung mit 3,7 Mio. elektrischen Autos sogar auf 5.562,8 Mio. kWh oder 5,6 TWh. Trotz dieses enorm gesteigerten Energiebedarfs für die Elektromobilität wird davon ausgegangen, dass die Elektrifizierung mit 15 Mio. Elektroautos in Deutschland den Gesamtstrombedarf nur um ca. 3-4% anhebt (Vattenfall, 2025). Somit sollte der Gesamtstrombedarf im Oberrheingebiet auch verhältnismäßig überschaubar bleiben. Als Referenzwert für die Größenordnung der benötigten Infrastruktur lässt sich die AFIR-Vorgabe heranziehen. Dort ist festgeschrieben, dass pro zugelassenen BEV eine Leistung von 1,3 kW und pro PHEV 0,8 kW installiert sein muss.

Tabelle III.6: Vergleich der installierten Ladeleistung mit der AFIR-Vorgabe

Land	Anzahl installierter Ladepunkte (2024)	Installierte Leistung in kW (2024)	AFIR-Vorgabe in kW
DE	4.180	175.434	89.225,4
FR	2.136	113.680	37.469,5
CH	2.267	85.812	43.976,9
Oberrheingebiet gesamt	8.583	374.926	170.672

Vergleicht man die Werte, die sich aus der Vorgabe ergeben, mit der aktuell installierten Leistung, lässt sich feststellen, dass aktuell im Schnitt im Oberrheingebiet schon fast die doppelte Leistung der Vorgabe installiert ist, in Frankreich sogar deutlich mehr.

Ein Vergleich der verfügbaren Ladeleistung pro Fahrzeug zeigt, dass Frankreich mit durchschnittlich 5,4 kW je Elektrofahrzeug deutlich über Deutschland und der Schweiz liegt, wo der Wert etwa 3,4 kW pro Fahrzeug beträgt. Das liegt daran, dass auf der französischen Seite des Oberrheins weniger Elektroautos zugelassen sind, wodurch die dort installierte Leistung pro Fahrzeug höher ausfällt. Es ist offensichtlich, dass in Frankreich viel Hochleistungsladeinfrastruktur vorhanden ist und der Ausbau weiter vorangeht.

Anhand der Kartierung der Ladepunkte lässt sich die räumliche Verteilung der Ladeleistung für verschiedene Szenarien genauer untersuchen. Es wurden daher für alle Szenarien alle Berechnungen für die Kreise, Kantone und Intercommunalités des Oberrheingebiets aufgeführt (siehe Anhang). Durch die räumlich differenzierte Auswertung lässt sich gut erkennen, wo der größte Ausbaubedarf unter den verschiedenen Szenarien besteht. Für eine komplett elektrifizierte Flotte haben insbesondere die im Kapitel zur Kartierung der öffentlichen Ladepunkte genannten Unterregionen mit einer hohen roten Säule Nachholbedarf, da hier zurzeit am wenigsten öffentliche Ladeinfrastruktur bereitsteht. Hingegen sind die bevölkerungsreichen Gebiete *Aargau*, *Karlsruhe*, *Ortenaukreis*, *Straßburg* und *Solothurn* auch bei 100% EVs schon gut versorgt. Allerdings müssen alle Gebiete ihre Infrastruktur noch weiter aufrüsten, um für 100% Elektrofahrzeuge die benötigte Ladeleistung vollumfänglich zur Verfügung zu stellen. Eine visuelle Darstellung der räumlichen Verteilung der Ladeleistung ist in den beiden folgenden Karten zu sehen. In diesen Karten wird die bestehende räumlich verteilte Ladeleistung zwei Szenarien mit 50% und 100% BEV/PHEV gegenübergestellt.

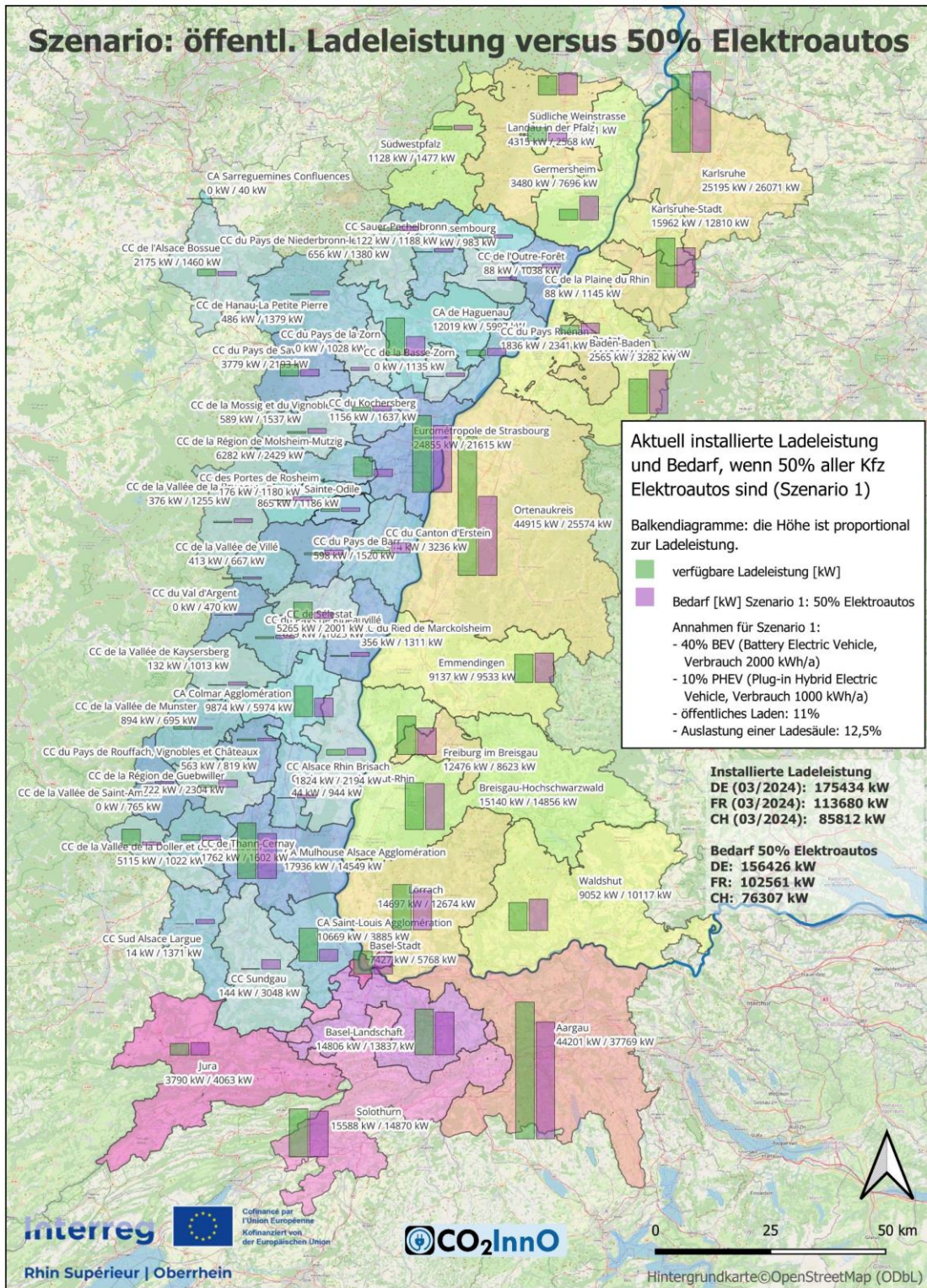


Abbildung III-12: GIS Karte: Szenario 50% EVs: Ladebedarf vs. verfügbare Ladeinfrastruktur in DE/FR/CH am Oberrhein

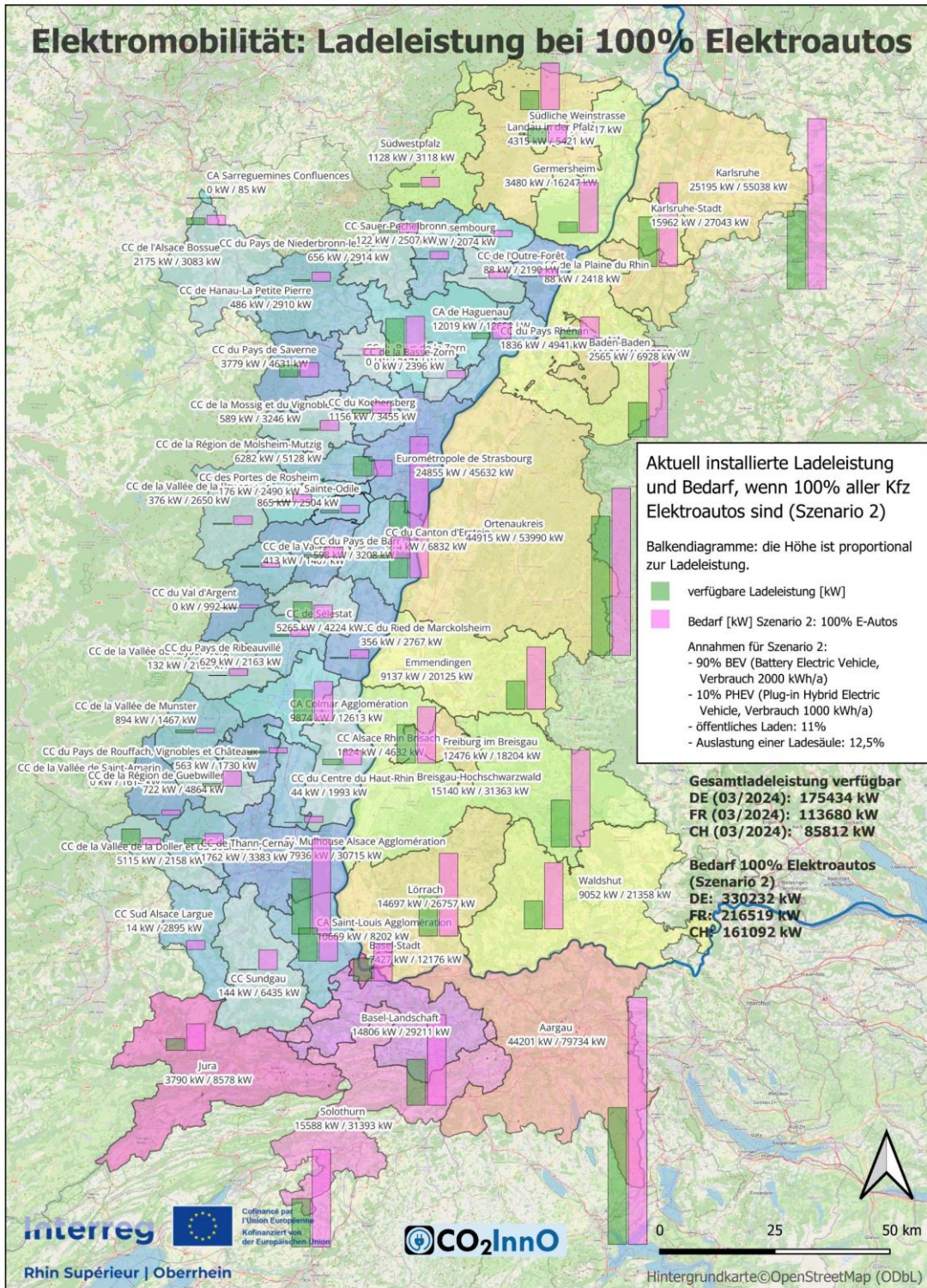


Abbildung III-13: GIS Karte: Szenario 100% EVs: Ladebedarf vs. verfügbare Ladeinfrastruktur in DE/FR/CH

III.2.7. Elektrifizierung von Tankstellen

Tankstellen gelten als potenzielle Ladehubs⁶ der Zukunft. Zur Analyse wurden OSM-Daten zu Tankstellen mit den Ladepunkten aus den Regierungsdaten kombiniert. Durch eine Proximitätsanalyse (50-Meter-Radius) konnten Ladepunkte zugeordnet werden.

Im Oberrheingebiet existieren 1.536 Tankstellen, von denen 130 auch Ladeinfrastruktur besitzen. Trotz des geringen Anteils (<10 %) zeichnen sich diese durch eine hohe durchschnittliche Ladeleistung (460 kW) aus.

Die GIS-Karte in Abbildung III-14 gibt einen Überblick über die im Oberrheingebiet vorhandenen Tankstellen. Zur besseren Differenzierung zwischen klassischen und mit Ladesäulen ausgestatteten Tankstellen wurden die elektrifizierten Tankstellen abgestuft nach verfügbarer Ladeleistung farblich gekennzeichnet. Die Darstellung unterscheidet zwischen:

- grauen Punkten: klassische Tankstellen für fossile Kraftstoffe
- blauen Punkten: Wasserstofftankstellen
- rötlichen Punkten: elektrifizierte Tankstellen mit Ladesäulen
 - Die rötlichen Farbnuancen zeigen die Ladeleistung
 - o orange/hellrot = <150 kW
 - o rot = 150 bis 400 kW
 - o pink = >400 kW.

In städtischen Gebieten ist die Anzahl der Tankstellen erwartungsgemäß hoch, auch im Kanton Aargau ist eine bemerkenswert hohe Dichte an Tankstellen vorhanden. Auffällig ist auch die höhere Dichte an elektrifizierten Tankstellen zwischen Straßburg und Freiburg, insbesondere in der Region um Herbolzheim, Ringsheim und Orschweier, wo sich der Europapark Rust befindet.

Insgesamt kann man davon ausgehen, dass die Verteilung von Tankstellen marktgetrieben ist. Dort, wo es eine hohe Nachfrage gibt, gibt es auch viele Tankstellen. Für die Elektrifizierung der Fahrzeugflotte hat man somit bereits eine erste Orientierung für die Nachfrage nach Ladestationen für Elektroautos. Die Integration von Ladepunkten an Tankstellen steht im Einklang mit AFIR-Vorgaben und nationalen Gesetzen, die Betreiber zur Nachrüstung verpflichten. Derzeit ist gesetzlich vorgesehen, dass Unternehmen mit mindestens 200 Tankstellen ab dem 1. Januar 2028 grundsätzlich an jeder Tankstelle mindestens einen öffentlich zugänglichen Schnellladepunkt mit einer Leistung von mindestens 150 kW betreiben müssen.

⁶ zentrale, öffentlich zugängliche Einrichtungen zum Laden von mehreren Elektrofahrzeugen

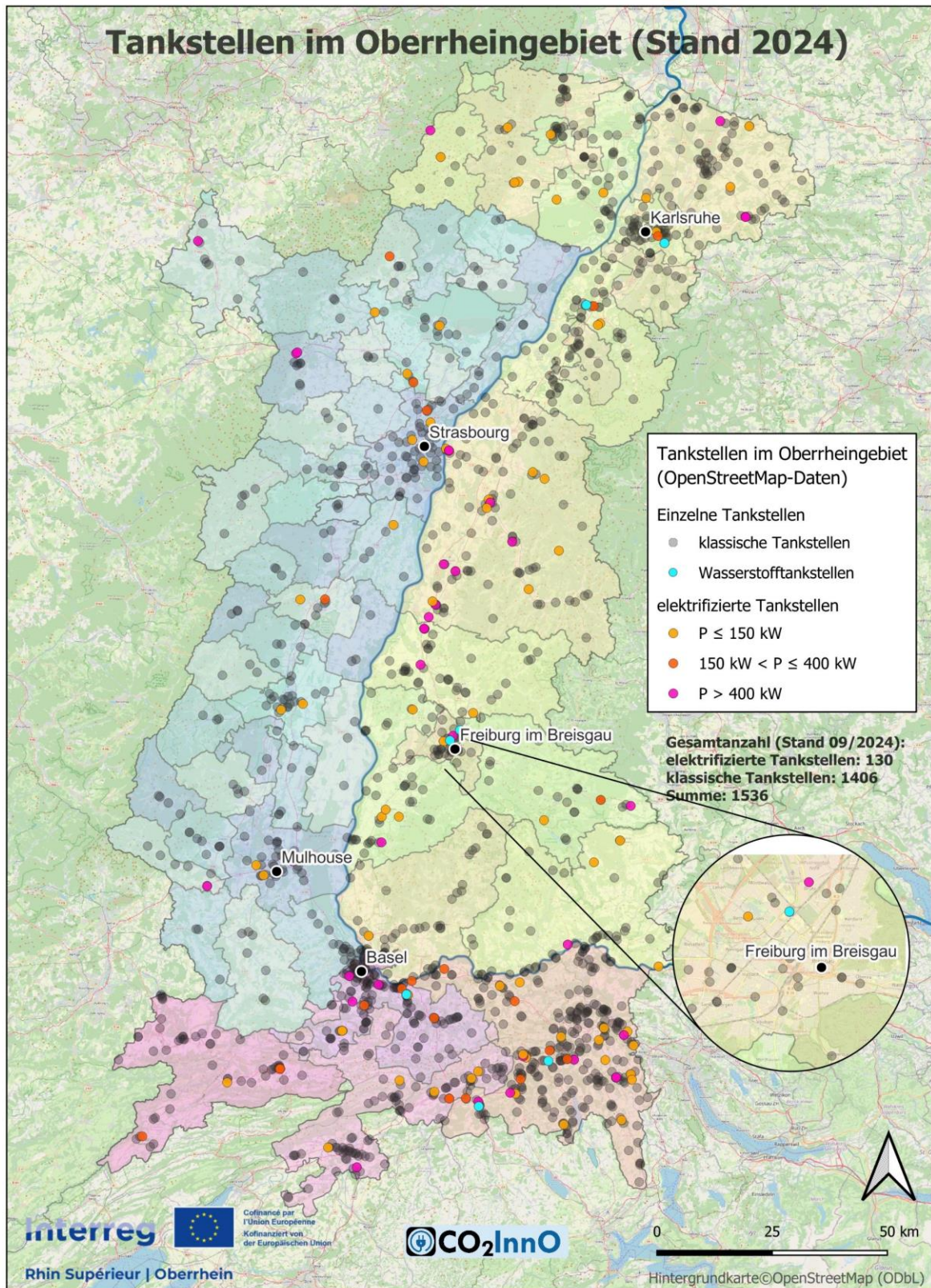


Abbildung III-14: GIS Karte: Tankstellen mit & ohne Ladeinfrastruktur im Oberrheingebiet

III.2.8. Vehicle-to-Grid (V2G) als Schlüsselkomponente der Energiewende: Eine kritische Analyse von Potenzialen, Herausforderungen und Handlungsfeldern

Die Transformation des Energiesystems hin zu einer dekarbonisierten, dezentralen und digitalisierten Struktur stellt eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts dar. Im Zuge des Ausbaus fluktuierender erneuerbarer Energien wie Photovoltaik und Windkraft gewinnt die Bereitstellung von Flexibilität zur Gewährleistung der Netzstabilität entscheidend an Bedeutung. Vehicle-to-Grid (V2G) – die Technologie zur bidirektionalen Energieübertragung zwischen Elektrofahrzeugen und dem Stromnetz – rückt hierbei zunehmend in den Fokus von Wissenschaft, Wirtschaft und Politik. Elektrofahrzeuge werden nicht mehr nur als Verbraucher, sondern als aktive, dezentrale Speichereinheiten konzipiert, die zur Stabilisierung des Netzes beitragen können.

III.2.8.1. Potenziale von Vehicle-to-Grid

V2G birgt das Potenzial, die Sektoren Energie und Mobilität intelligent zu koppeln und erhebliche Synergien zu heben. Die Analyse dieser Potenziale erfordert eine mehrdimensionale Betrachtung, die technologische, ökonomische und ökologische Aspekte umfasst.

Technologische Reife und Beitrag zur Netzstabilität

Die Grundaussage, dass die Technologie zur bidirektionalen Ladung „technisch bereits verfügbar“ ist, kann bestätigt werden, bedarf jedoch einer Differenzierung. Während die grundlegenden leistungselektronischen Komponenten in Ladestationen und Fahrzeugen existieren, ist die breite Marktverfügbarkeit serienmäßiger V2G-fähiger Fahrzeuge und privater Ladepunkte (z.B. Wallboxen) noch limitiert. Modelle wie der Nissan Leaf oder der Ford F-150 Lightning unterstützen die Technologie, doch die Mehrheit der E-Fahrzeuge ist aktuell auf unidirektionales Laden beschränkt. Die Standardisierung der Kommunikationsprotokolle, insbesondere der Norm ISO 15118-20 (Straßenfahrzeuge - Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation), ist ein entscheidender Faktor, der die Interoperabilität zwischen Fahrzeugen, Ladesäulen und dem Backendsystem der Energieversorger sicherstellt und erst die Grundlage für eine Skalierung schafft (Yu et al., 2022).

Eine grundlegende Prämisse des V2G-Konzepts ist die hohe Standzeit von Fahrzeugen. Die oft zitierte Studie von Kempton & Tomić (2005) belegt, dass Pkw bis zu 95 % ihrer Zeit geparkt sind. Trotz sich verändernder Mobilitätsmuster besteht somit ein großes Zeitfenster, in dem Fahrzeuge Netzdienstleistungen erbringen könnten.

In dieser Zeit können V2G-fähige Fahrzeuge quantifizierbar zur Netzstabilisierung beitragen. Ihre primäre Funktion ist die Bereitstellung von Flexibilität. Dies umfasst mehrere Anwendungsfälle:

- **Frequenzregulierung (Primär- und Sekundärregelung):** Durch extrem schnelle Reaktionszeiten können Fahrzeugbatterien kurzfristige Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgleichen und so die Netzfrequenz im Sollbereich von 50 Hz halten (Han et al., 2010).
- **Spannungsregelung:** In Stromnetzen sorgt Blindleistung für die richtige **Höhe** der Netzspannung. Blindleistung ist der Teil elektrischer Energie, der nicht direkt als Nutzenergie (Wirkleistung) verbraucht wird, sondern dazu dient, elektromagnetische Felder aufzubauen, die z.B. für Motoren oder Transformatoren benötigt werden. Durch die Bereitstellung von Blindleistung können E-Fahrzeuge zur lokalen Spannungshaltung in Verteilnetzen beitragen, was insbesondere bei hoher Einspeisung durch dezentrale PV-Anlagen relevant wird (Wang et al., 2021).
- **Lastverschiebung und Spitzenlastkappung (Peak Shaving):** Elektrofahrzeuge können dann laden, wenn der Strompreis niedrig ist (z.B. nachts oder bei hoher PV-Produktion). Bei hoher Netzlast und hohen Preisen können sie gespeicherte Energie zurück ins Stromnetz speisen. Dies kann den Bedarf an teuren und oft fossil betriebenen Spitzenlastkraftwerken reduzieren und somit die Netzausbaukosten senken. Eine Studie prognostiziert, dass die Spitzenlasten durch diese Maßnahmen um bis zu 6% reduziert werden können (Agora Energiewende, 2023).

Die im Ausgangstext erwähnte Synergie mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) ist plausibel: Während KWK-Anlagen eine grundlastfähige und wärmegeführte Energiequelle darstellen, kann V2G die kurzfristig benötigte volatile Flexibilität bereitstellen, um das Gesamtsystem zu optimieren.

Ökonomisches und ökologisches Potenzial

Die quantitativen Angaben zum Potenzial von V2G sind ambitioniert, finden sich jedoch in der Literatur wieder. Eine viel zitierte Studie von DNV (*Det Norske Veritas - The Norwegian Truth*) für den Übertragungsnetzbetreiber TenneT prognostiziert für 2040 jährliche Einsparungen im Energiesystem von bis zu 22,2 Milliarden Euro in einem optimistischen Szenario für Europa. Diese Summe resultiert primär aus vermiedenen Netzausbaukosten, geringeren Kosten für Regelleistung und einem effizienteren Einsatz von Erneuerbaren (DNV, 2022). Die damit einhergehende Verringerung des Bedarfs an stationären Batteriespeichern um bis zu 92 % unterstreicht das Potenzial von V2G, teure Redundanzen im Speichermarkt zu vermeiden. Die theoretische Speicherkapazität der europäischen EV-Flotte könnte laut derselben Studie bis 2040 tatsächlich 114 TWh erreichen, was die dezentrale Speicherkapazität massiv erhöhen würde.

Ökologisch ermöglicht V2G eine deutlich bessere Integration erneuerbarer Energien. Durch

intelligentes Laden wird Strom dann verbraucht, wenn er im Überfluss vorhanden ist (z.B. mittags bei starker Sonneneinstrahlung). Die Rückspeisung kann Verbrauchsspitzen am Abend decken und so den Einsatz fossiler Kraftwerke reduzieren. Studien legen nahe, dass die installierbare PV-Leistung bei einem V2G-Szenario um bis zu 40 % erhöht werden kann, ohne das Netz zu überlasten (Agora Energiewende, 2023).

Für Endverbraucher entstehen ebenfalls signifikante Vorteile. Die Angabe einer möglichen Einsparung von bis zu 52 % der jährlichen Stromkosten findet sich in Studien wie der von Yao et al. (2022), die spezifische Markt- und Nutzungskontexte analysieren. Solche Einsparungen sind stark abhängig von der Preisspreizung dynamischer Stromtarife, dem individuellen Fahrprofil und den regulatorischen Rahmenbedingungen (z.B. anfallende Gebühren). Zudem entstehen durch die Bereitstellung von Netzdienstleistungen über Aggregatoren neue Geschäftsmodelle, die Fahrzeugbesitzern zusätzliche Einnahmequellen erschließen können.

III.2.8.2. Implementierungshemmnisse und Herausforderungen

Trotz des enormen Potenzials stehen einer breiten Implementierung von V2G substantielle Hürden im Weg, die regulatorischer, technischer, wirtschaftlicher und sozialer Natur sind.

III.2.8.2.1. Regulatorische und rechtliche Rahmenbedingungen

Der rechtliche Rahmen in Deutschland und der EU ist in Bewegung, aber noch lückenhaft. Ein zentrales Hemmnis war die finanziell **doppelte Belastung mit Netzentgelten, Steuern und Abgaben** auf zwischengespeicherten Strom. Der zurückgespeiste Strom wurde wie Endverbraucherstrom behandelt, was die Wirtschaftlichkeit von V2G zunichte machte. Durch die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), insbesondere § 14a, der Verteilnetzbetreiber zu umfassender Netzsicherheit, Berichtspflichten und Zusammenarbeit – insbesondere im Kontext moderner Anforderungen wie E-Mobilität, Stromspeicherung und kommunaler Infrastruktur verpflichtet, werden mobile Speicher ab 2025 von den Netzentgelten für die Rückspeisung befreit, was eine entscheidende Verbesserung darstellt (BNetzA, 2023).

Dennoch fehlen weiterhin **harmonisierte technische Standards und Kommunikationsprotokolle** auf europäischer Ebene. Die bereits erwähnte ISO 15118-20 ist zwar ein Meilenstein, ihre Implementierung in Fahrzeugen und Ladeinfrastruktur muss jedoch flächendeckend erfolgen. Ebenso sind zentrale **steuerrechtliche Fragen** ungeklärt, etwa wie Einnahmen aus V2G-Dienstleistungen zu behandeln sind. Diese Unsicherheit hemmt die Entwicklung von Geschäftsmodellen.

Die EU-Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) schreibt ab 2027 tatsächlich **bidirektionale Kommunikationsfähigkeiten** für neue öffentliche Ladeinfrastruktur vor, was einen wichtigen Impuls darstellt. Dies ist jedoch nicht gleichbedeutend mit einer verpflichtenden V2G-Funktionalität, die auch die leistungselektronische Fähigkeit zur Rückspeisung umfasst.

III.2.8.2.2. **Infrastrukturelle und technische Herausforderungen**

Der **stockende Smart-Meter-Rollout** in Deutschland ist eine wesentliche infrastrukturelle Bremse. Intelligente Messsysteme sind die Voraussetzung für die Abrechnung dynamischer Stromtarife und die Steuerung von Ladevorgängen in Echtzeit. Das „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ soll den Rollout beschleunigen, doch die Umsetzung bleibt eine Herausforderung.

Die **Kosten für bidirektionale Wallboxen** sind aktuell noch signifikant höher als für unidirektionale Modelle (oft um den Faktor 2-3), was die Investitionsbereitschaft von Privatkunden dämpft. Mit steigender Produktion und Standardisierung wird hier eine Kostendegression erwartet.

Ein oft diskutierter Punkt ist die **Auswirkung auf die Batterielebensdauer**. Die zusätzliche Zyklisierung durch V2G führt unweigerlich zu einer beschleunigten Degradation (Alterung) der Batterie. Neuere Studien zeigen jedoch, dass bei intelligentem Batteriemangement, das den Ladezustand (State of Charge) in einem optimalen Fenster (z.B. 20-80 %) hält und die Zyklenzahl pro Tag begrenzt, die Degradation moderat ausfällt und die ökonomischen Vorteile die Nachteile überwiegen können (Zentralverband Deutsches Kraftfahrzeuggewerbe, 2023). Dennoch führt diese Unsicherheit zu einer **Zurückhaltung der Automobilindustrie**, die Garantien für die Batterielebensdauer aussprechen muss.

III.2.8.2.3. **Marktakzeptanz und neue Akteure**

Bei den **Verbrauchern** herrscht Skepsis. Die unklare Wirtschaftlichkeit, komplexe Vertragsmodelle mit Aggregatoren und die Sorge um die Batterielebensdauer hemmen die Akzeptanz. Transparente und einfach verständliche Angebote sind hier eine Grundvoraussetzung.

Zusätzlich müssen neue Marktrollen etabliert werden, insbesondere die der **Aggregatoren**. Diese bündeln das Flexibilitätspotenzial tausender einzelner Fahrzeuge zu virtuellen Kraftwerken und vermarkten diese an den Energiemärkten. Ihre Geschäftsmodelle sind entscheidend für die Skalierung von V2G (Solanke et al., 2020). Ein weiterer, oft vernachlässigter Aspekt ist die **Cybersicherheit**. Die Vernetzung von Millionen von Fahrzeugen mit dem kritischen Infrastrukturbereich des Stromnetzes eröffnet neue Angriffsvektoren, die robuste Sicherheitsarchitekturen erfordern.

III.2.8.3. **Internationale Perspektive und Ausblick**

Ein Blick ins Ausland zeigt, dass Deutschland im Bereich V2G im Vergleich zu Ländern wie **Großbritannien, den Niederlanden oder Frankreich** Nachholbedarf hat. In diesen Ländern gibt es bereits erste kommerzielle V2G-Angebote und eine größere Anzahl an Pilotprojekten, die von einer proaktiven Regulierung flankiert werden. Deutschland beschränkt sich noch weitgehend auf Pilot- und Forschungsprojekte, wie sie auch im **Ober rheingebiet** zu finden sind. Die grenzüberschreitende Dimension ist hierbei besonders relevant, da eine Harmonisierung

der regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen mit Frankreich und der Schweiz essenziell für eine integrierte und effiziente Nutzung von V2G in der Region wäre.

Die im Ausgangstext erwähnten rechtlichen Entwicklungen sind zentrale Wegbereiter. Die Verpflichtung zur Bereitstellung **dynamischer Stromtarife** ab 2025 wird die wirtschaftlichen Anreize für intelligentes Laden und V2G deutlich erhöhen. Die AFIR-Vorgaben werden die technologische Basis in der Ladeinfrastruktur verbreitern.

III.2.8.4. Fazit

Die Analyse bestätigt, dass Vehicle-to-Grid eine Schlüsseltechnologie mit transformativem Potenzial für das Energiesystem ist. Die im Ausgangstext genannten Potenziale zur Kostensenkung, Reduktion von Speicherbedarf und besseren Integration erneuerbarer Energien sind durch wissenschaftliche Studien und Berichte weitgehend gedeckt, wenn auch an anspruchsvolle Szenarien geknüpft. V2G ist mehr als eine technische Option; es ist ein integraler Baustein einer Sektorenkopplung, der die Dekarbonisierung des Verkehrs- und Energiesektors synergetisch vorantreiben kann.

Die Diskrepanz zwischen diesem Potenzial und der aktuellen Realität in Deutschland ist jedoch erheblich. Die im Text korrekt identifizierten Hürden – regulatorische Unsicherheit, infrastrukturelle Defizite und eine zögerliche Marktakzeptanz – hemmen die Skalierung.

Um das Potenzial von V2G zu heben, ist ein konzertiertes Handeln von Politik, Industrie und Wissenschaft erforderlich. Folgende Handlungsempfehlungen lassen sich ableiten:

1. **Schaffung von Rechts- und Planungssicherheit:** Die Politik muss die verbleibenden regulatorischen Hürden zügig abbauen. Dazu gehört die Klärung steuerrechtlicher Fragen und die Etablierung klarer, europaweit harmonisierter technischer Standards für die Kommunikation und Sicherheit. Die jüngsten Anpassungen im EnWG sind ein Schritt in die richtige Richtung, dem weitere folgen müssen.
2. **Beschleunigung des Infrastrukturaufbaus:** Der Rollout von intelligenten Messsystemen muss mit höchster Priorität vorangetrieben werden. Gleichzeitig sollten gezielte Anreize (z.B. über die KfW) für die Anschaffung von bidirektionalen Wallboxen geschaffen werden, um die anfänglichen Mehrkosten zu überbrücken und einen Massenmarkt zu stimulieren.
3. **Förderung von Akzeptanz und Geschäftsmodellen:** Es bedarf transparenter Informationen für Verbraucher über die Vorteile und Risiken von V2G, insbesondere bezüglich der Batterielebensdauer. Automobilhersteller sind gefordert, klare Garantiebedingungen für den V2G-Betrieb zu definieren. Die Entwicklung innovativer und kundenfreundlicher Geschäftsmodelle durch Aggregatoren und Energieversorger muss unterstützt werden.
4. **Stärkung von Forschung und grenzüberschreitender Kooperation:** Pilotpro-

jekte, insbesondere in Grenzregionen wie dem Oberrhein, müssen weiterhin gefördert werden, um praktische Erfahrungen zu sammeln und die grenzüberschreitende Interoperabilität zu testen und zu validieren.

5. Nur durch ein proaktives und koordiniertes Vorgehen kann die nahtlose Integration von Millionen von Elektrofahrzeugen als aktive Elemente ins Energiesystem gelingen. V2G ist keine ferne Vision mehr, sondern eine konkrete technologische Lösung, deren Aktivierung entscheidend dafür sein wird, die Energiewende kosteneffizient, sicher und nachhaltig zu gestalten.

III.3. Herausforderungen

Die Forschung zur Elektromobilität hat einige Unwegsamkeiten mit sich gebracht. Die erste große Herausforderung war, dass zurzeit kein flächendeckend einsetzbares V2G System existiert, sodass die Kombination dieser Technologie mit dezentralen BHKW-Netzen nur prospektiv analysiert werden konnte.

Des Weiteren hat sich die uneinheitliche Erfassung und Benennung von Ladeinfrastruktur innerhalb der EU und der Schweiz als problematisch erwiesen. Alle drei Länder benutzen unterschiedliche Systematiken, um Ladeinfrastruktur zu erfassen und veröffentlichen die Daten auch in sehr unterschiedlichen Formaten, was die Neuauflage von länderübergreifenden Karten und Analysen deutlich erschwert. Insbesondere die deutschen Daten mussten umfangreich aufbereitet werden, da in den Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur bis zu vier Ladepunkte am gleichen Standort in einem Eintrag zusammengefasst wurden. Um einen Vergleich mit Frankreich und der Schweiz auf Ladepunktebene überhaupt möglich zu machen, musste der Datensatz umstrukturiert werden. Zudem werden die Daten zu unterschiedlichen Stichtagen veröffentlicht. Diese Feststellungen treffen auch auf alle anderen herangezogenen Regierungsdaten, wie die Anzahl der PKW oder der BewohnerInnen von Gemeinden, zu. Dadurch wurde eine umfangreiche Vereinheitlichung und Aufbereitung der Daten für die Oberrheinregion notwendig, um eine vergleichbare Datenbasis aufzubauen. Was aber deutlich problematischer ist, ist die Tatsache, dass die von der EU in der AFIR für die Ladeinfrastruktur vorgeschriebene EVSEID⁷ (Electric Vehicle Supply Equipment ID) nicht immer (korrekt) als Identifizierungsmerkmal benutzt wird. In den deutschen Datensätzen sind diese gar nicht vorhanden, Ladepunkte werden durch eine separate ID gekennzeichnet, die nicht dem Standard entspricht. Der französische Datensatz wiederum sieht diese EVSEID zwar vor, sie wird aber nicht immer korrekt erfasst, wodurch eine sehr durchmischte Benennung ohne klaren Standard entsteht. Die größte Herausforderung war uneinheitliche Standards bei der Datenerfassung und -verarbeitung. Um vergleichbare Analysen auch zukünftig zu ermöglichen, sollte ein gemeinsamer Standard etabliert werden.

⁷ Artikel 5 sowie Anhang II der Verordnung (EU) 2023/1804 (AFIR)

Abgesehen von diesen Herausforderungen in der Aufbereitung der Daten gab es keine nennenswerten Schwierigkeiten, die zu einer Abweichung des Projekts geführt haben.

III.4. Ausblick

Die hier vorgestellte Forschung bietet einen Einblick in die aktuelle Entwicklung der nachhaltigen Mobilität im Oberrheingebiet und den prospektiven Schritten, die zu einer weitgehenden Dekarbonisierung des Sektors nötig sind. Die Forschenden haben über die Projektdauer einige Forschungsfelder identifiziert, die in Zukunft genauer betrachtet werden sollten und den Inhalt weiterer Forschung bilden könnten. Insbesondere die grenzüberschreitende Elektromobilität sticht als interessantes Feld hervor. Die Infrastruktur auf beiden Seiten des Rheins wurde zwar untersucht, aber das grenzüberschreitende Nutzungsverhalten der BewohnerInnen, bzw. die de facto Nutzung der Infrastruktur über Grenzen hinweg ist ebenfalls höchst interessant. Grenzüberschreitendes Carsharing ist hierbei ein nennenswertes Beispiel, das im Rahmen der rechtlichen Analyse auffällig wurde, da es keine einheitliche Regelung zu solch einem Fall gibt. Die Untersuchung von Vehicle-to-Grid-Technologien ist von sehr hohem Interesse, insbesondere in der Zukunft, wenn die Elektrifizierung des Mobilitätssektors voranschreitet. Dieser Verknüpfungspunkt zum Netz sollte weiter untersucht werden. Das verfügbare Energiespeicherungspotenzial sollte beziffert werden, um konkrete Anwendungsfälle und die Nutzbarkeit zu evaluieren.

III.5. Beitrag zur Roadmap

Die nachhaltige Mobilität im Oberrheingebiet ist enorm wichtig für die Transformation der Region zu einer klimaneutralen Innovationsregion. Durch emissionsarme Mobilität lassen sich nicht nur Treibhausgasemissionen reduzieren und die Luftqualität verbessern, sondern sie trägt auch dazu bei, ein resilienteres Energienetz aufzubauen. Elektrofahrzeuge können durch smartes Management zur besseren Nutzung von erneuerbaren Energien beitragen und im Idealfall als Speicher dienen, die in der Lage sind, die gespeicherte Energie wieder zurückzuspeisen. Dadurch können sie ein wesentlicher Bestandteil von dezentralen Smart Grids werden, die auf Pufferspeicher angewiesen sind, um Fluktuationen auszugleichen.

Um diese Ziele zu erreichen, sind jedoch noch einige wesentliche Schritte erforderlich. Zunächst müssen mehr Elektrofahrzeuge konventionelle Verbrenner ersetzen, damit nennenswerte Speicherkapazitäten entstehen und Emissionen reduziert werden können. Die Ladeinfrastruktur ist dank des raschen Ausbaus aktuell so gut ausgebaut, dass mehr Fahrzeuge unterstützt werden, als aktuell auf den Straßen sind. Aus diesem Grund sollte ein höherer Anteil von Elektrofahrzeugen an der Gesamtflotte angestrebt werden. Das bedeutet aber nicht, dass der Infrastrukturausbau stagnieren darf, denn auch Ladepunkte müssen stetig vermehrt werden. Darüber hinaus ist es auch wichtig, dass Vehicle-to-Grid-Technologien weiter erforscht

und nutzbar gemacht werden, damit ein netzdienlicher Einsatz der Elektromobilität möglich gemacht werden kann. Die Nutzung solcher Technologien beschränkt sich in Europa meist auf Forschungs- oder Pilotprojekte, muss aber auch in einem größeren Maße Anwendung finden, damit die nötigen Speicherkapazitäten abrufbar gemacht werden können. Ein System, in dem Privatfahrzeuge Teil der Netzversorgung sind, bringt in der Folge eigene Herausforderungen mit sich, nicht nur technischer Art, sondern auch, was das NutzerInnenentgelt und Datenschutz angeht. Ferner muss man auch bedenken, dass durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zu einem größeren Bestandteil der Energieversorgung dann auch wegen deren Volatilität und Abhängigkeit von Wetterbedingungen der Ausbau von effizienten und kostengünstigen Energiespeichern oder der Ausbau der Grundlastversorgung erforderlich wird. In Frankreich wird hierbei auf Kernkraft gesetzt, während Deutschland sich dieser entsagt hat und schon jetzt mit Dunkelflauten zu kämpfen hat (euronews, 2024). Die aktuell angestrebte Installation neuer Gaskraftwerke als *Backup-Lösung* könnte langfristig eine Option darstellen. Diese ist aber nur dann klimafreundlich, wenn, wie in diesem Projekt im Fokus, die Kraftwerke *H2-ready* sind (Staatsanzeiger, 2025).

Das Blockheizkraftwerk-Konzept könnte somit ein wesentlicher Bestandteil der Energieversorgung in Europa werden und gemeinsam mit anderen Emissionseinsparungen, wie der Elektromobilität im Individualverkehr und Wasserstoff im Schwerlastverkehr, zur Transformation beitragen.