



Hinweispapier für Energieversorgungsunternehmen

Betrachtungszeitraum: 07.2022 – 12.2024

In dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) geförderten Forschungsprojekts ELISA – Elektrischer, innovativer Schwerverkehr auf Autobahnen – wurde zwischen Mai 2019 und Dezember 2024 im Realbetrieb eine Pilotstrecke für die oberleitungsgebundene Energieversorgung von elektrisch angetriebenen Nutzfahrzeugen im öffentlichen Straßenraum erprobt. Der Realbetrieb des sogenannten eHighway-Systems wurde von einer wissenschaftlichen Evaluation begleitet. Die Forschung im Rahmen des Projekts ELISA zeichnet sich durch einen ganzheitlichen und interdisziplinären Evaluationsansatz aus, der das eHighway-System im Zusammenspiel mit seiner Systemumwelt analysiert. Wichtige Erkenntnisse aus der ersten Projektphase (Mai 2019 bis Juni 2022) wurden bereits in den Hinweispapieren zur ersten Phase veröffentlicht. Das aktuelle Hinweispapier berücksichtigt nun insbesondere die Ergebnisse der zweiten Projektphase (Juli 2022 bis Dezember 2024).

Dieses Hinweispapier richtet sich an Energieversorgungsunternehmen (EVU). Relevante Kernergebnisse aus dem Projekt ELISA werden aufgezeigt. Insbesondere werden Hinweise zur Stromversorgung der ELISA-Testanlage ausgesprochen. Darüber hinaus werden die netztechnischen Auswirkungen durch den Betrieb des Oberleitungssystems aufgegriffen und dargelegt. Ein weiterer Bestandteil, den dieses Hinweispapier umfasst, sind Ausführungen zum potenziellen Aufbau und Anwendung eines modellhaften Abrechnungssystems. Hinweise zur Akzeptanz des eHighway-Systems auf Seiten der Energieversorgungsunternehmen werden ebenfalls zusammengetragen.

1. Stand der Technik

Das eHighway-System ermöglicht das dynamische Laden von hybriden oder batterie-elektrischen Lkw über einen Pantographen während der Fahrt. Die sogenannten Oberleitungs-Lkw (O-Lkw) beziehen mittels eines auf dem Lkw installierten Pantographen Strom von einer über dem rechten Fahrstreifen errichteten Oberleitungsinfrastruktur. Der bezogene Strom wird gleichzeitig für den Antrieb und das Aufladen der Batterie genutzt. Wird der mit Oberleitungen ausgestattete Streckenabschnitt verlassen oder muss ein langsames Fahrzeug überholt werden, wird der Pantograph abgesenkt. In diesem Fall fährt der O-Lkw mit Energie aus der zuvor geladenen Batterie weiter.

In der ersten Projektphase zwischen Mai 2019 und Juni 2022 wurden fünf Oberleitungs-Hybrid-Lkw (OH-Lkw) der ersten Generation auf zwei fünf Kilometer langen Teststrecken in nördlicher und südlicher Fahrtrichtung auf der A5 zwischen Darmstadt und

Frankfurt erprobt. Aufbauend auf den positiven Erkenntnissen wurde für die zweite Projektphase die Oberleitungsanlage in südlicher Richtung auf 12 km verlängert, sodass insgesamt 17 km Oberleitungsinfrastruktur für die Erprobung zur Verfügung standen. Die verlängerte Teststrecke wurde im August 2023 in Betrieb genommen.

Parallel zur Erweiterung der Oberleitungsteststrecke wurden die fünf OH-Lkw der ersten Generation kontinuierlich bis Juni 2024 weiter eingesetzt. Weiterhin wurden fünf OH-Lkw der zweiten Generation mit einer deutlich leistungsstärkeren E-Maschine sowie einer größeren Batterie von bestehenden und neuen Transportunternehmen in Betrieb genommen. Ebenfalls wurde ein rein-elektrischer O-Lkw (O-BEV) von einem Transportunternehmen für einige Monate sowie für Forschungsfahrten auf der Teststrecke eingesetzt. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über die Konfigurationen der O-Lkw Generationen.

Tabelle 1: Oberleitungs-Lkw Generationen im ELISA-Realbetrieb (IVV 2025)

O-Lkw Generation	1	2	3
Fahrzeugtyp	Sattelzug	Sattelzug	Kofferaufbau
E-Maschine	130 kW	260 kW	230 kW
Batteriekapazität	18,5 kWh	99 kWh	297 kWh
Verbrennungsmotor	450 PS	360 PS	/
Plug-In Laden	Nicht möglich	Möglich	Möglich

Mit der Überprüfung des eHighway-Systems in den Realbetrieb sowohl durch das Projekt in Hessen als auch durch zwei weitere deutsche Projekte in Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg erreichte das eHighway-System das Technology Readiness Level (TRL) 7.

Mit dem Abschluss der Realerprobung in den Feldversuchen ist der Nachweis eines erfolgreichen Einsatzes des eHighway-Systems gelungen, sodass im nächsten Schritt die Markteinführung, das Erreichen der TRL 9 vorbereitet werden kann.

2. Hinweise für EVU

2.1. Umgang mit Lastspitzen

Im Zuge des Evaluationszeitraums vom 09.05.2019 bis zum 31.12.2024 lag der durchschnittliche Grundlastverbrauch der Oberleitungsanlage bei 3,65 kWh/15min und es wurde eine maximale Spitzenlast von 276,4 kW am 27.09.2023 an einem der insgesamt vier Netzverknüpfungspunkt¹ erfasst. Als Datengrundlage für die Analyse der Netzbelastung durch die Oberleitungsanlage diente eine hochauflösende Power-Quality-Messung, welche die Netzzustandsdaten an jedem Netzverknüpfungspunkt zum Mittelspannungsnetz erfasst. Auf Basis der Datenanalyse, und wie in Abbildung 1 aufgezeigt, wurde eine direkte Kausalität zwischen dem An- und Abkoppeln von O-Lkw an die Oberleitungsanlage und Netzauswirkungen im vorgelagerten Mittelspannungsnetz nachgewiesen. Zu erkennen sind hier die Leiterströme (IL1, IL2, IL3) sowie die Strangspannungen (UL1, UL2; UL3) im Zeitverlauf während eines An- und Abkopplungsereignisses. Unter Berücksichtigung der aktuellen Verkehrsdaten lässt sich somit

eine hohe Planungssicherheit für die Netzwirtschaft sicherstellen.

Während der gesamten Betriebszeit der Oberleitungsanlage sind keine unzulässigen Netzurückwirkungen in Form von Flickern entstanden. Die in der DIN EN 61000-3-11:2000 beschriebenen Grenzwerte wurden nicht überschritten. Eine höhere Frequenzierung der Oberleitungsanlage wäre bei der aktuellen Bezugsleistung der O-Lkw aus Netzbetriebs-sicht möglich. Ferner kann auch zukünftig mit einer abschätzbaren Netzbelastung gerechnet werden. Diese These stützt sich auf die bereits langfristig erhobenen Daten der Autobahnauslastung, die Energiebezugskennzahlen der O-Lkw und die hieraus zu errechnenden Standardlastprofile. Hierauf beruhend, ist von einer festen Planbarkeit bei der Netzdimensionierung auszugehen, wodurch eine Überdimensionierung des Anschlussnetzes verhindert werden kann.

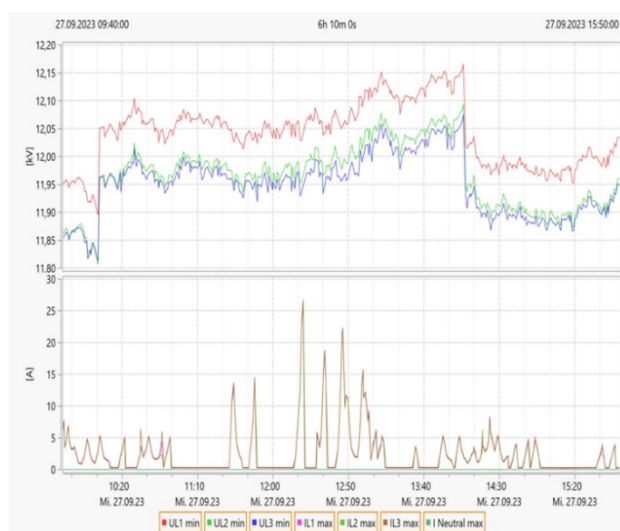


Abbildung 1: An- und Abkopplungsereignis einer Forschungsfahrt, gemessen mit PQ-Box (Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)

Mit steigender Bezugsleistung der O-Lkw und dem in Kausalität zusammenhängenden steigenden *Gleichzeitigkeitsfaktor* der Oberleitungsanlage, können kritische Netzzustände entstehen, für die geeignete Maßnahmen entwickelt werden müssen, um negative Rückwirkungen im vorgelagerten Mittelspannungsnetz zu vermeiden (Hein und Wauri 2024). Um unvorhersehbare Lastspitzen zu reduzieren, gibt es nach aktuellem Stand der Wissenschaft und Technik zwei Möglichkeiten, nämlich *Demand Side Management* und *Energiepufferspeicherung*. Beim *Demand Side Management* könnte die Ladeleistung der O-

¹ Ein Netzverknüpfungspunkt (NVP) bezeichnet die Stelle, an der eine elektrische Anlage, in diesem Fall eine Oberleitung, an das bestehende Stromnetz

angeschlossen wird. Er stellt die physische und technische Schnittstelle zwischen dem Netz des Anlagenbetreibers und dem öffentlichen Stromnetz dar.

Lkw im Rahmen hoher Nachfrage mittels Steuerung reduziert werden. Aufgrund des zeitlich eingeschränkten Ladekorridors der O-Lkw sollte eine Leistungsreduzierung durch die Oberleitungsanlage nur im Falle eines kritischen Netzzustandes im vorgelagerten Mittelspannungsnetz möglich sein. Die andere Möglichkeit wäre die Reduzierung von Lastspitzen mithilfe eines Energiespeichers (Hein et al. 2024). Ein Energiespeicher kann eine effiziente Integration der Oberleitung auch in schwach ausgebauten Netzgebieten ermöglichen und die Energiebereitstellung in Starklastzeiten reduzieren, wie es bereits bei Schnellladeparks in der Elektromobilität Anwendung findet.

2.2. Integration von dynamischen und stationären Ladetechnologien

Die Integration innovativer Technologien in den Verkehrssektor erfordert eine interdisziplinäre Betrachtung, die technische, sozioökonomische und infrastrukturelle Aspekte gleichermaßen berücksichtigt. Ein zentrales Beispiel hierfür ist die Berücksichtigung unvorhergesehener Nutzungsprobleme, wie etwa das Blockieren von Ladesäulen durch Lkw sowie die strategische Planung der Netzanschlusskapazitäten an zentralen Knotenpunkten entlang von Autobahnen. Insbesondere im Bereich der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, mit einem Fokus auf den Schwerlastverkehr, kann die Effizienz durch die Schaffung von Synergien zwischen stationären und dynamischen Ladesystemen erheblich gesteigert werden.

Das Konzept des dynamischen Ladens eröffnet hierbei neue Möglichkeiten, den Anschluss an das Mittelspannungsnetz flexibler und effizienter zu gestalten. Dies wird durch eine strategisch optimierte Auswahl der Netzanschlusspunkte erreicht, bei der die Einspeisung in sogenannte Oberleitungsabschnitten bevorzugt an Standorten erfolgt, die durch bestehende Netzinfrastrukturen leichter zugänglich und kostengünstiger erschließbar sind. Diese Herangehensweise trägt nicht nur zur Reduktion der Integrationskosten bei, sondern beschleunigt auch den Ausbau der Ladeinfrastruktur und somit einer nachhaltigen Mobilitätswende.

Darüber hinaus ermöglicht die Kombination von dynamischen und stationären Ladesystemen eine gleichmäßigere Verteilung der Ladeleistung, sowohl räumlich als auch zeitlich. Dies trägt zur Vermeidung von Leistungsspitzen bei und unterstützt eine nachhaltige und stabile Netzbelastung. Insgesamt bietet diese integrative Strategie eine vielversprechende Grundlage für die effiziente und zukunftsorientierte Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs.

Aus dem Abschnitt „Umgang mit Lastspitzen“ gehen die folgenden Hinweise für den Netzbetrieb und die Netzplanung hervor:

- Ankopplung- und Abkopplung der O-Lkw haben Auswirkungen auf das angeschlossene Mittelspannungsnetz.
- Gemäß Normung EN 50160 und den aktuellen Betriebsdaten entstanden bei dem Betrieb der Oberleitungsanlage keine kritischen Netzzustände im vorgelagerten Mittelspannungsnetz.
- Durch die Nutzung von Verkehrsdaten und die Berücksichtigung energiebezogener Infrastrukturen kann eine Methode zur Überwindung von Kapazitäts- und Platzbeschränkungen entwickelt werden, die die Effizienz und Nachhaltigkeit von Verkehrssystemen durch dynamisches Laden verbessert.
- Dank der hohen Planbarkeit des Gleichzeitigkeitsfaktors lässt sich aus netzwirtschaftlicher Perspektive eine effiziente und ressourcenschonende Integration des dynamischen Ladens in die Mittelspannungsnetze realisieren.
- Die Integration eines Lithium-Ionen-Speichers ist eine geeignete Maßnahme, um Lastspitzen beim dynamischen Laden zu reduzieren.
- Das Konzept des dynamischen Ladens ermöglicht eine flexible Integration und Steuerung von Ladeinfrastrukturen im Mittelspannungsnetz

2.3. Untersuchung der Strombereitstellung

Eine unterbrechungsfreie Stromversorgung stellt einen essenziellen Faktor für die zuverlässige Funktionalität des dynamischen Ladens dar. Insbesondere im Kontext eines *zentralisierten Ladekorridors*, wie er für den Betrieb der O-Lkw entlang des spezifischen Streckenabschnittes erforderlich ist, ergeben sich besondere Herausforderungen für die Energiebereitstellung. Die Möglichkeit, auf alternative Lademöglichkeiten auszuweichen, ist in solchen Szenarien stark eingeschränkt und wäre nur in einer Hybridlösung, exemplarisch in Verbindung mit dem stationären Laden möglich. Dies macht die Sicherstellung einer stabilen Energieversorgung zu einer zentralen Voraussetzung für den Betrieb und die Planbarkeit der Logistikprozesse. Um die langfristige Energieverfügbarkeit und die damit verbundene Planbarkeit für Spediteure zu gewährleisten, wurde eine detaillierte Analyse der marktlichen Beschaffungsoptionen durchgeführt.

Für die Stromversorgung der ELISA-Versuchsanlage wurden verschiedene Energieversorgungsmodelle bewertet. Diese Modelle gewährleisten eine einfache und zeitunabhängige Stromversorgung über den Markt. Das erste umsetzbare Modell zur

Energieversorgung beschafft *Energie über den Spotmarkt* und hat den Vorteil, dass auch kleine Strommengen von 6 MWh autonom beschafft werden können. Dieses Modell ermöglicht es, flexibel auf Nachfrageschwankungen von $\pm 0,25$ MW pro Stunde zu reagieren. Das Modell kann entweder für sich stehen oder durch das Average-Modell ergänzt werden. Das *Average-Modell* bezieht sich auf die tägliche Beschaffung im Jahr vor der physikalischen Lieferung. Durch eine Modellergänzung können prognostizierte Lastprofile abgedeckt werden, was zu einer frühen Beschaffung und somit zu einer Senkung der Stromkosten führen kann. Durch eine strategische Beschaffung könnten auch monatliche Tranchen erworben werden, um eine zuverlässige Versorgung sicherzustellen.

Die Beschaffung von Spitzenmengen, die zum Beispiel durch Verkehrsanomalien wie Staus entstehen können, stellt eine besondere Herausforderung dar. Je komplexer die Prognose und je schwankender die Nachfrage von Stunde zu Stunde ist, desto eher muss die Beschaffung auf kurzfristige Märkte (Intraday) verschoben werden. Im Intraday-Bereich gibt es jedoch Chancen und Risiken, die die Kostenabschätzung erschweren. Hierfür ist ein zuverlässiges Standardlastprofil erforderlich, damit kosteneffizient eingekauft werden kann. Abhängig vom Verbrauchsprofil der Versuchsanlage kann man flexibel reagieren und Modellsynergien nutzen.

Aus diesem Abschnitt gehen die folgenden Hinweise für die Energiebeschaffung hervor:

- Für die ELISA-Versuchsanlage wurde ein validiertes Standardlastprofil sowie ein präzises Prognosemodell erstellt, um eine kosteneffiziente und bedarfsgerechte Energiebeschaffung zu ermöglichen.
- Auf Basis der aktuellen Datengrundlage ist eine tagesunabhängige Energiebeschaffung für die ELISA-Versuchsanlage über die Energiemärkte unproblematisch.

2.4. Potential zur dezentralen Stromversorgung

Die Realisierung eines CO₂-neutralen Verkehrssektors ist untrennbar mit der Etablierung einer CO₂-neutralen Energieversorgung verbunden. Im Zentrum dieser Transformation steht der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien, die eine emissionsfreie Versorgung gewährleisten können. Wind- und PV-Energie sind hierbei von besonderer Bedeutung, da sie die zentralen Energieträger in der Ausbaustrategie Deutschlands für eine nachhaltige Energieproduktion darstellen (Statistisches Bundesamt 2024). Jedoch bringen die technischen Eigenschaften der erneuerbaren Energien, insbesondere ihre

fluktuierende Erzeugung, erhebliche Herausforderungen mit sich. Die Schwankungen müssen mit dem spezifischen Verbrauchsprofil der Oberleitungsanlagen harmonisiert werden, um eine effiziente und stabile Energieversorgung sicherzustellen.

Eine hohe Kompatibilität zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und dem Verbrauch der Oberleitungsanlagen, idealerweise ohne den Einsatz von Zwischenspeicherung, kann erhebliche Vorteile bieten. Sie ermöglicht eine direkte Nutzung der erzeugten Energie, wodurch Speicherkapazitäten und Rohstoffressourcen in der Energiebranche geschont werden können. Dies reduziert nicht nur die Notwendigkeit kostspieliger Speicherlösungen, sondern minimiert auch die Verluste, die bei der Speicherung und Umwandlung von Energie auftreten können.

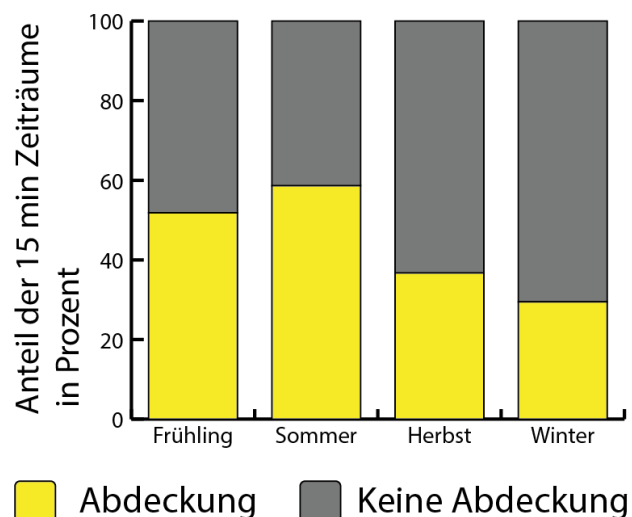


Abbildung 2: Diagramm Abdeckungsgrad Photovoltaikpark mit 2,5 MW_p (e-netz Südhessen AG, 2025)

Um die Potenziale einer dezentralen Energieversorgung durch erneuerbare Energien fundiert bewerten zu können, ist eine ganzheitliche Betrachtung sowohl der erzeugten als auch der verbrauchten Energiemengen erforderlich. Im Rahmen dieser Analyse wurden zunächst reale Lastprofile der Oberleitungsanlage erhoben. Diese Datenbasis wurde anschließend mit den tatsächlichen Erzeugungsdaten von PV- und Windkraftanlagen abgeglichen, um eine belastbare Grundlage für die Evaluierung zu schaffen. Die Lastprofile der Versuchsanlage wurden dabei aus den Leistungskennlinien der vergangenen sechs Jahre abgeleitet. Anschließend wurden anhand von Hochlaufszzenarien, die mithilfe der Zählstellen des Bundesamts für Straßenwesen (BASt) entlang der Autobahn A5 analysiert wurden, potenzielle zukünftige Verbrauchsmuster identifiziert und bewertet. Hierfür wurde zunächst eine Wahrscheinlichkeitsverteilung erstellt, die die Wahrscheinlichkeit einer Fahrt

Abbildung 4: Abdeckungsrate über Maximalleistungen durch Windkraft- und PV Anlagen mit einem Speicher der Kapazität 5 MWh und 5 MW Leistung (e-netz Südhessen AG, 2025)



auf der Oberleitungsanlage innerhalb eines 15-Minuten-Abschnittes eines O-Lkw evaluiert.

Eine Fahrt wurde erkannt, wenn der Verbrauch höher war als der Grundlastverbrauch der Oberleitungsanlage. Mit Hilfe dieser Wahrscheinlichkeitsverteilung wurde im nächsten Schritt ein Verbrauchsprofil erstellt. Dieses ergibt sich aus dem Verrechnen der tatsächlichen Streckenbelastung mit dem durchschnittlichen Strombezug je Fahrt der Generationen 2 und Generation 3 der O-Lkw, welcher zwischen dem 09.05.2019 und dem 31.12.2024 bei $\approx 9,20$ kWh lag. Bereits im Rahmen des Pilotbetriebs ließen sich deutliche Verbrauchsspitzen in den Mittags- und Nachmittagsstunden erkennen. Dieses charakteristische Verbrauchsmuster wurde durch die Einbeziehung der Daten des BAST weiter untermauert und in seiner Ausprägung noch klarer hervorgehoben. Hierdurch konnte ein realitätsnaher Anlagenverbrauch bei einer vollständigen Elektrifizierung durch das dynamische Laden evaluiert werden.

Anschließend wurde das Verbrauchsprofil der Oberleitungsanlage mit dem Erzeugungsprofil von einem 2,5 MW_p großen PV-Park und einer 3,3 MW starken Windkraftanlage verglichen. Wie aus Abbildung 2 zu entnehmen, liegt der durchschnittliche Abdeckungsgrad der PV-Anlage bei $\approx 55,75\%$, wobei er im Sommer auf $\approx 58,64\%$. In den Herbst- und Winterquartalen erreicht der PV-Park lediglich einen Abdeckungsgrad von $\approx 36,70\%$ im Herbst und $\approx 29,44\%$ im Winter. Einen besonders hohen Abdeckungsgrad erreicht die PV-Anlage in den Mittagsstunden, zeitgleich zum erhöhten Verkehrsaufkommen. Die Schwankungen im Abdeckungsgrad des PV-Parks sind auf die Jahreszeiteffekte zurückzuführen, die für PV charakteristisch sind. Die Analyse der Ausbauszenarien sowie die Implementierung des dynamischen Ladens lassen auf eine erhöhte Nutzung, insbesondere während der Mittagsstunden, schließen.

Gleichzeitig erreichen die PV-Anlagen in diesem Zeitraum ihre höchsten Erzeugungskapazitäten. Diese zeitliche Überlagerung von Verbrauch und Erzeugung deutet auf ein harmonisches Zusammenspiel zwischen dem Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten von PV-Anlagen in Spitzenlastzeiten hin.

Mit einem durchschnittlichen Abdeckungsgrad von nahezu 78 %, der über das gesamte Jahr hinweg ein konstant hohes Niveau aufweist, erzielt die Windkraftanlage eine deutlich bessere Abdeckung im Vergleich zur PV-Anlage. Dieser höhere durchschnittliche Abdeckungsgrad zeigt sich insbesondere in den Herbst- und Wintermonaten sowie während der Nachtstunden. Eine isolierte Analyse der gegenwärtigen Datenlage zeigt, dass das Erzeugungsprofil der Windkraftanlage eine höhere Übereinstimmung mit dem Verbrauchsprofil der Oberleitungsanlage aufweist. Bei einer Variation der relevanten Parameter wird jedoch ersichtlich, dass das Versorgungsprofil der Photovoltaikanlage während der Mittagsstunden eine gegenläufige Korrelation zur Verkehrsbelastung der Strecke aufweist. Wie im weiteren Verlauf detailliert erläutert wird, eröffnet diese Eigenschaft

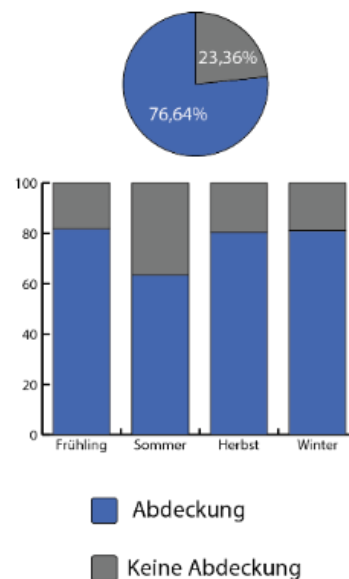


Abbildung 3: Diagramm Abdeckungsgrad Windkraft (e-netz Südhessen AG, 2025)

Wie im weiteren Verlauf detailliert erläutert wird, eröffnet diese Eigenschaft

sowohl ökonomische als auch konzeptionelle Potenziale.

Eine ganzheitliche Abdeckung durch die Energieträger Wind- und PV-Energie ist jedoch nach aktuellem Stand der Technik nicht zu erreichen, dies gilt sowohl für den Pilotstatus als auch unter Einbezug der tatsächlichen Verkehrsbelastung.

Um das Potenzial einer *dezentralen Stromversorgung* durch erneuerbare Energien auch bei einer erhöhten Frequentierung der Anlage fundiert bewerten zu können, wurde im nächsten Schritt ein synthetisches Lastprofil entwickelt. Dieses basiert auf den aktuellen Verbrauchsdaten sowie der realen Verkehrsbelastung und wurde durch eine Parametervariation weiter verfeinert. Dabei kamen die Erzeugungsdaten der Photovoltaik- und Windkraftanlagen aus einem Durchschnittsjahr 2024 zum Einsatz. Im Rahmen der Simulation wurde der durchschnittliche Energiebedarf von $\approx 9,20$ kWh pro Fahrt für die O-Lkw der Generationen 2 und 3 mit der prognostizierten Streckenbelastung des Jahres 2024 kombiniert und stundenweise aggregiert dargestellt. Auf Grundlage der Verbrauchs- und Erzeugungsanalysen wurde ein zusätzliches

Flexibilitätspotenzial in Form eines Lithium-Ionen-Speichers in das System integriert. Ziel war es, die Energieversorgung weiter zu optimieren und die erforderlichen Speicher- und Erzeugungskapazitäten zu ermitteln, die für eine vollständige Autarkie der Anlage notwendig wären. Für den Speicher wurde eine Lade- und Entladeleistung mit einer C-Rate von C1 angenommen, um realistische Betriebsbedingungen zu simulieren.

Die Analyse der Energieversorgung eines Oberleitungsabschnitts durch erneuerbare Energien zeigt, dass die maximale Abdeckungsrate durch Wind- und Photovoltaikanlagen von den installierten Leistungen sowie den spezifischen Eigenschaften der Technologien abhängt. Die Berechnungen basieren auf einem spezifischen Energieverbrauch von 9,20 kWh pro Fahrt für O-Lkw, wobei die Verkehrsfrequenz unter Berücksichtigung von Tageszeit- und Wochenendvariationen ermittelt wurde. Die Erzeugungsdaten der PV- und Windkraftanlagen stammen aus einem durchschnittlichen Referenzjahr 2024, und eine Parametervariation wurde durchgeführt, um die Abdeckungsrate zu bewerten.

Die getrennte Betrachtung der Technologien zeigt, dass Windkraftanlagen bei einer installierten Leistung von ≈ 1.320 MW eine Sättigung der Abdeckungsrate bei $\approx 79,56$ % erreichen, während PV-Anlagen ≈ 2.240 MW_p eine maximale Abdeckungsrate von $\approx 50,51$ % erzielen. Eine kombinierte Nutzung

beider Technologien verbessert die Abdeckungsrate, erreicht jedoch keine vollständige Deckung des Energiebedarfs. Beispielsweise wird bei einer Kombination von $\approx 557,24$ MW_p PV und $\approx 331,48$ MW Windkraft eine maximale Abdeckungsrate von $\approx 88,56$ % erzielt. Diese Sättigung ist auf die wetter- und tageszeitabhängigen Schwankungen der Erzeugung zurückzuführen, die eine vollständige Autarkie ohne zusätzliche Maßnahmen verhindern. Die Integration eines Energiespeichers kann die Versorgungssicherheit signifikant erhöhen. Die Abdeckungsrate in Abhängigkeit von der installierten Leistung der PV- und Windkraftanlagen sowie der Speicherkapazität (1 MWh, 5 MWh und 10 MWh) verdeutlichen diesen Effekt. Die Abdeckungsrate steigt mit zunehmender installierter Leistung beider Technologien und der Speicherkapazität. Beispielsweise wird bei einer Kombination von ≈ 50 MW Windkraft und ≈ 100 MW_p PV bereits eine Abdeckungsrate von $\approx 99,4$ % erreicht, während bei ≈ 100 MW Windkraft und ≈ 100 MW_p PV eine vollständige Abdeckung von ≈ 100 % möglich ist.

Aus diesem Abschnitt gehen die folgenden Hinweise für die dezentrale, auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung hervor:

- Auf Basis der aktuellen Datengrundlage ist eine tagesunabhängige Energiebeschaffung für die ELISA-Versuchsanlage über die Energiemärkte unproblematisch.
- Der Energieverbrauch durch dynamisches Laden und die Photovoltaikerzeugung erreichen mittags simultan ihre Höchstwerte, was eine Harmonisierung der Spitzenlast und eine Reduktion des Speicherbedarfs unterstützt.
- Das regionale Erzeugungspotential der Windkraft zeigt mit einem durchschnittlichen Abdeckungsgrad von 78 % eine hohe Grundlastdeckung, insbesondere in den Herbst- und Wintermonaten sowie während der Nachtstunden.
- Trotz des höheren Abdeckungsgrads der Windkraftanlage kann eine vollständige Versorgung der Oberleitungsanlage nur durch den ergänzenden Einsatz von Energiespeichern sichergestellt werden.

2.5. Aufbau eines modellhaften Abrechnungssystems für den Feldversuch

Bei der Erarbeitung eines Abrechnungssystems für die Oberleitungsanlage wurden die technischen, rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des Energiemarktes berücksichtigt. Auf Basis dessen fand zunächst eine Untergliederung basierend auf der rechtlichen Einordnung der Oberleitungsanlage in ein (geschlossenes) Verteilnetz, in eine Kundenanlage oder in einen Letztverbraucher statt oder eine Energieanlage eigener Art (Hein und Knezevic 2023).

Sollte die Oberleitungsanlage als (geschlossenes) *Verteilnetz* oder Kundenanlage eingestuft werden, wäre eine Abrechnung aufgrund der regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sehr kostenintensiv. Ein exemplarisches Beispiel hierfür sind die in kurzer Abfolge stattfindenden Lieferantenwechsel der O-LKW, deren Umsetzung aus energiewirtschaftlicher Perspektive mit erheblichen Herausforderungen verbunden wäre und die zugleich einen erhöhten Bedarf an Digitalisierung sowie einen signifikanten Mehraufwand im Bereich der Datenverarbeitung nach sich ziehen würden.

Wenn die Oberleitungsanlage als Letztverbraucher eingestuft würde, gäbe es vier mögliche Abrechnungsvarianten. Diese umfassen die Abrechnung, basierend auf dem Verbrauch von Kilowattstunden (kWh), die Abrechnung über die Verteilung der

Oberleitungskosten, die Abrechnung durch Integration in die Maut und die *Pauschalabrechnung*.

Für die Abrechnung der Oberleitungsnutzung auf Basis von kWh können zwei Möglichkeiten genutzt werden: Entweder wird ein Energiemengenzähler aus der Energiewirtschaft installiert oder es werden die Messwerte der verbauten Sensoren im Lkw genutzt.

Abbildung 6: Schaubild versch. Abrechnungsvarianten (Hein und Knezevic 2023).

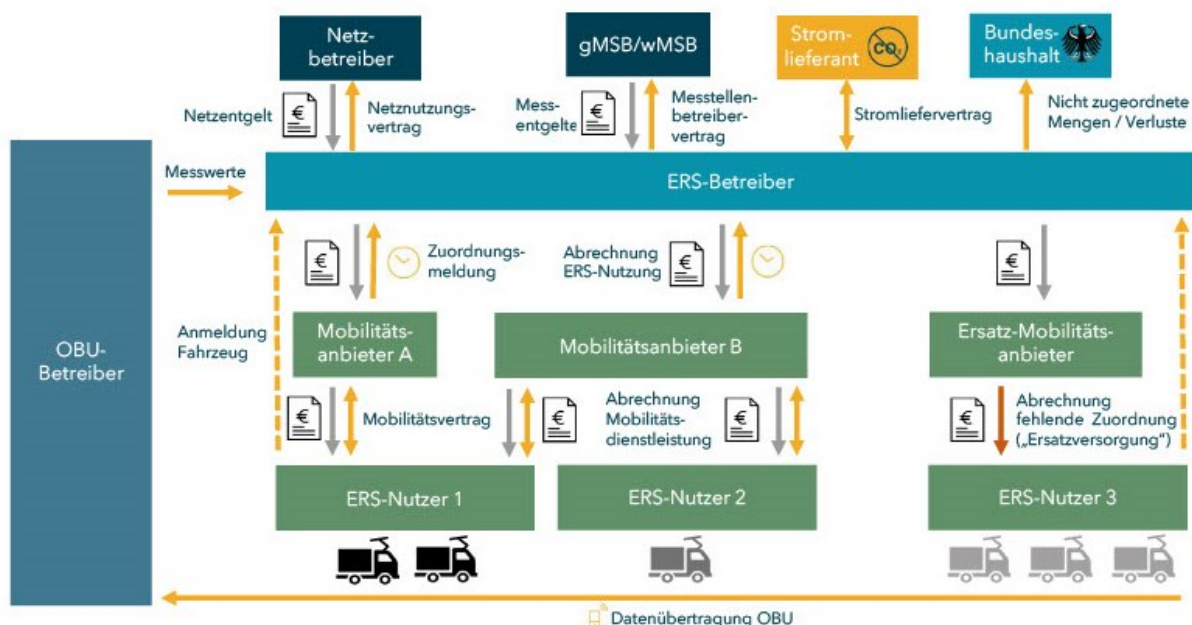
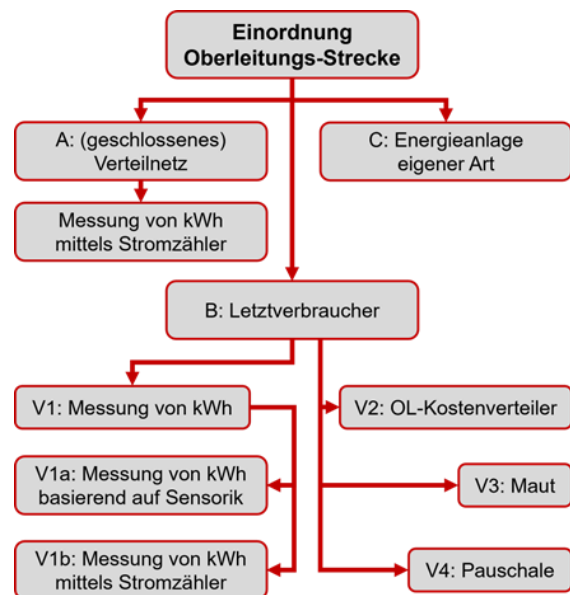


Abbildung 5: Schematische Darstellung des ELISA-Rollenmodells (Hein und Knezevic 2023).

Alternativ zur Abrechnung auf kWh-Basis gibt es die Option einer Kostenverteilung der Oberleitungsnutzung auf Basis von genutzten Oberleitungsabschnitten. Hierbei werden keine Energiekosten abgerechnet, sondern die Nutzung der Einheiten, basierend auf einem Verbrauchsschlüssel, an die Endkunden weitergegeben. Eine weitere Möglichkeit ist die kilometerabhängige Abrechnung als Straßennutzungsgebühr (Maut) (Hein und Knezevic 2023). Alternativ hierzu kann auch eine Pauschalabrechnung für Oberleitungsnutzer herangezogen werden, welche auf einer Einmalkalkulation basiert. Die Vor- und Nachteile dieser Varianten wurden von energiewirtschaftlichen Experten bewertet und in verschiedenen Kategorien aufgeführt. Eine Schwäche der Abrechnung auf Basis von Sensordaten ist der hohe Aufwand im Hinblick auf die Datenaufbereitung. Bei der Abrechnung auf Basis von Oberleitungsabschnitten fällt dieser Aufwand jedoch weg. Kritisch zu bewerten ist allerdings die schlechte Kostenplanbarkeit für Spediteure, da die Kosten erst am Ende der Abrechnungsperiode bekanntgegeben werden. Zudem werden in diesem Modell keine Anreize für Energieeinsparungen gesetzt (Knezevic und Hein 2023).

Die Evaluierung der verschiedenen Abrechnungsvarianten hat somit ergeben, dass die Abrechnung von Kilowattstunden auf Fahrzeugebene mit einem Energiezähler die gerechteste und am schnellsten umsetzbare Variante ist. Eine Verbrauchsmessung auf Basis eines Zählers ist notwendig, um das Abrechnungssystem effizient in die energiewirtschaftlichen Prozesse einzubinden. Im Rahmen des Projektes wurden drei Gleichstromzähler im Pantographen der O-Lkw verbaut und eine simulative Abrechnung konnte für die drei Speditionen gestellt werden (Knezevic und Hein 2023).

- Die marktwirtschaftlichen Prozesse der Energiewirtschaft können nur bei einer rechtlichen Einordnung der ELISA-Versuchsanlage als Letztverbraucher eingehalten werden.
- Zur Einhaltung des Mess- und Eichrechts und einer effizienten Einbindung in die energiewirtschaftlichen Prozesse ist eine Messeinrichtung auf den O-Lkw nötig.

2.6. ELISA-Rollenmodell

Im Rollenmodell von ELISA fungiert das eHighway-System als Letztverbraucher. Dabei wird die Annahme getroffen, dass es pro Oberleitungsabschnitt nur einen Netzbetreiber sowie zu einem Zeitpunkt nur einen Stromlieferanten gibt. Im Zuge des Versorgungsmodells nimmt hierauf beruhend der O-Lkw die Rolle eines nachgelagerten Endkunden an der

Oberleitung ein. Die rechtlichen Vorschriften des EnWG gelten hier bis zum Stromabnahmepunkt der Oberleitung. In Bezug auf die Oberleitung sind die aktuell geltenden Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität anwendbar.

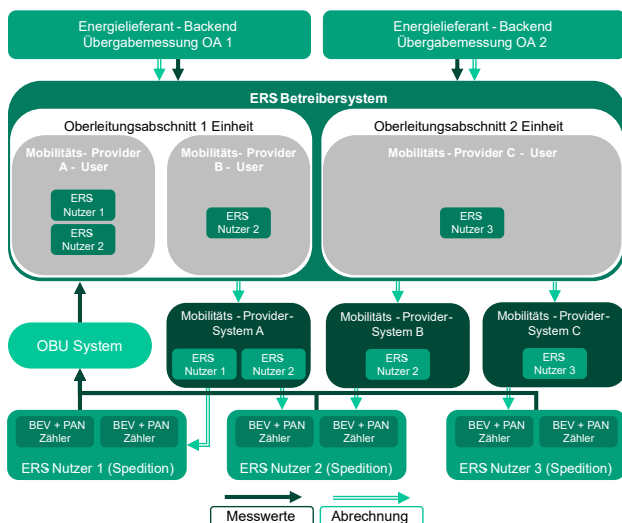
Neben dem Netzbetreiber und dem Stromlieferanten der Oberleitungsanlage bildet die Rolle des Mobilitätsanbieters eine wichtige Grundlage des in Abbildung 6 visualisierten Rollenmodells ab. Die Rolle des Mobilitätsanbieters ist vergleichbar mit der Rolle des EMP bei den stationären Ladesäulen. Synchron zum EMP nimmt der Mobilitätsanbieter hier die zentrale Rolle bei der Energiekostenabrechnung der Spediteure ein und gilt als „Single point of Contact“ für diese. Wie in Abbildung 6 dargestellt, ergibt sich ein entscheidender Unterschied durch die Vielzahl der O-Lkw, welche sich gleichzeitig mit der Oberleitungsanlage verbinden können, gegenüber dem klassischen EMP bei stationären Ladesäulen. Hierbei übernimmt der Mobilitätsanbieter auf Basis bestehender Verträge mit dem Spediteur die Kostenverrechnung gegenüber dem Oberleitungsbetreiber. Auf Basis der bestehenden Komplexität im Zuordnungsprozess und um Wettbewerb zu ermöglichen, muss die Rolle des Mobilitätsanbieters eingeführt werden. Die am Netzverknüpfungspunkt installierten Messeinrichtungen sind Grundlage für den späteren Abrechnungsprozess. Der grundzuständige Messstellenbetreiber oder wettbewerbliche Messstellenbetreiber übernimmt hier den Zählerbetrieb der Übergabemessungen.

Durch die Installation von Zählern auf den O-Lkw, welche beim späteren Abrechnungsprozess benötigt werden, entsteht eine weitere notwendige Rolle für die Messstellenbetreiber der O-Lkw. Die Zählerdaten werden über den Zählerbetreiber (z.B. OBU-Betreiber Maut oder auch klassische Messstellenbetreiber) an den ERS-Betreiber weitergeleitet. Schließlich ordnet der ERS-Betreiber die einzelnen Verbrauchsmengen den Fahrzeugen und Mobilitätsanbietern zu und übermittelt diese an die jeweiligen Mobilitätsanbieter. Dazu und für die ordnungsgemäße Nutzung der Oberleitung muss der ERS-Nutzer (z.B. ein Spediteur) das Fahrzeug einmalig direkt beim ERS-Betreiber anmelden bzw. registrieren. Der ERS-Betreiber bildet die Datendrehscheibe für die Abwicklung der Anmeldung, der Nutzung und deren Abrechnung. Der ERS-Betreiber schließt einen Stromliefervertrag mit einem Stromlieferanten und zusätzlich einen Netznutzungsvertrag mit dem zuständigen Netzbetreiber ab. Der ERS-Betreiber zahlt die Netznutzung sowie die Stromlieferung und entlastet sich durch die Weiterverrechnung an den Mobilitätsanbieter. Dabei hat er keine Gewinnerzielungsabsicht. Zusätzlich bildet er in seiner Funktion als Datendrehscheibe die

An- und Abmeldungen der Mobilitätsanbieter in Form von Zeitscheiben für die Zuordnung der Mobilitätsanbieter und ERS-Nutzer ab. Damit hat nur er allein eine Gesamtsicht auf die vertragliche Zuordnung der ERS-Nutzer und deren Oberleitungsnutzung. Überdies informiert er ggf. über die Beendigung einer Zuordnung. Hierbei benötigt der ERS-Betreiber die Zuordnungsinformationen, um die Nutzung der Oberleitung gegenüber den Mobilitätsanbietern verrechnen zu können.

Eine weitere wesentliche Aufgabe ist die Durchführung des „Clearings“ für sich überschneidende Anmeldungen. Bei Anmeldung und bereits bestehender Folgeanmeldung informiert der ERS-Betreiber die Mobilitätsanbieter, zu welchem Zeitpunkt eine Folgeanmeldung vorliegt. Für den Fall, dass der ERS-Betreiber bei einer Anmeldung eine bereits bestehende Zuordnung feststellt, ist für die Vertragsauflösung eine „Zwangsabmeldung“ denkbar. Des Weiteren stellt der ERS-Betreiber im Rahmen des Clearing-Prozesses nicht zugeordnete Zeiträume fest.

Abbildung 7: Systemlandschaft ELISA-Modell (Hein und Knezevic 2023).



Anhand der erarbeiteten Abrechnungsvariante, sowie dem evaluierten Rollenmodell wurde anschließend ein praxisnaher Abrechnungsprozess durchgeführt. Hierzu wurde zunächst, wie in Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zu sehen, die Systemlandschaft für das ELISA-Modell ausgearbeitet, sowie die relevanten Kommunikationsstränge definiert.

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zeigt dabei folgendes mögliches Szenario auf:

Nutzer 1 und 2 haben nur Oberleitungsabschnitt 1 befahren. Nutzer 2 hat unterschiedliche

Mobilitätsanbieter für den gleichen Oberleitungsabschnitt und nutzt hier zeitweise den einen und manchmal den anderen. Nutzer 3 nutzt nur Mobilitätsanbieter C und befährt nur ERS-Abschnitt 2.

Anschließend wurde die gezeigte Systemlandschaft simulativ umgesetzt und die im Gleichstromzähler erfassten Energiemengen wurden mittels der OBU-Einheit an die Backendsysteme eines Abrechnungsdienstleisters übertragen. Die COUNT+CARE GmbH & Co. KG übernahm die Rolle des Dienstleisters für die Datenverarbeitung. Die erfassten Energiemengen und Bewegungsdaten wurden in einem Backendsystem plausibilisiert, mit Ersatzwerten ergänzt und den jeweiligen Mobilitätsanbietern zugeordnet.

Die Abrechnung erfolgte auf Basis eines dynamischen Stromtarifs, der sich an den EEX-Preisen orientiert. Dieses Preismodell ermöglicht eine transparente und flexible Preisgestaltung, indem es die Energienachfrage an die Verfügbarkeit von grünem Strom koppelt. Es schafft Anreize, die Überleitungsinfrastruktur in Zeiten geringer Netzbelastung intensiver zu nutzen, und unterstützt die Integration erneuerbarer Energien.

Für den Abrechnungszeitraum vom 01.10.2023 bis zum 30.09.2024 wurden die durchschnittlichen Energiebeschaffungspreise für die drei Pilotfahrzeuge ermittelt:

- Pilotfahrzeug „Nena“: 243 Fahrten, Durchschnittlicher gewichteter Spotmarktpreis - 8,25 Ct/kWh
- Pilotfahrzeug „Steffi“: 854 Fahrten, gewichteter Durchschnittlicher Spotmarktpreis - 8,45 Ct/kWh
- Pilotfahrzeug „Ute“: 799 Fahrten, Durchschnittlicher gewichteter Spotmarktpreis - 8,72 Ct/kWh

Zusätzlich zu den Energiekosten müssten Dienstleistungsentgelte sowie potenzielle Steuern und Abgaben berücksichtigt werden. Die Abrechnung umfasste den Energieverbrauch, die angewendeten Tarife und eine detaillierte Kostenaufstellung.

Die Ergebnisse zeigen, dass ein dynamischer Stromtarif nicht nur ökonomische und ökologische Vorteile bietet, sondern auch eine verlässliche Grundlage für die Abrechnung und Analyse im Kontext elektrifizierter Straßensysteme darstellt. Dies ergibt sich durch in der Regel niedrige Strompreise während der Mittagsstunden und einem zeitgleichen Verbrauch durch die O-Lkw.

Mit fortschreitendem Ausbau des Überleitungsnetzes und steigender Liberalisierung innerhalb des Fahrstrommarktes ist eine Marktöffnung empfehlenswert. Marktakteure sowie Prozesse sollten dabei

schrittweise implementiert werden. Ein vierstufiger Markthochlaufplan erscheint sinnvoll.

Stufe 1 und damit die Markthochlaufphase beinhaltet die Einführung einer verbrauchsunabhängigen Fahrstromabrechnungsmethode bei gleichzeitiger Berücksichtigung der tatsächlichen Verbräuche für die Kalkulation. Die fahrzeugseitige Messung mit anschließender Abrechnung kann mit nicht eichrechtskonformen Zählern auf Basis von kWh erfolgen, da sich dies innerhalb des Projektes als technisch abbildbar erwiesen hat.

Stufe 2 beinhaltet die Einführung des Marktakteurs als „Basis-Mobilitätsanbieter“ und ist möglich, sobald eichrechtskonforme Gleichstromzähler für O-Lkw erhältlich sind. Der Akteur übernimmt den Kundenkontakt und die Fahrstromabrechnung gegenüber den ERS-Nutzern, wodurch sich der Aufwand beim ERS-Betreiber reduziert. Der Marktakteur tritt als Single-Point-of-Contact in Bezug auf die gesamte Infrastruktur auf und ermöglicht die O-Lkw-scharfe Fahrstromabrechnung. Ein Wettbewerb besteht in Stufe 2 noch nicht.

Stufe 3 beinhaltet die freie Wahl des Mobilitätsanbieters für ERS-Nutzer und damit einen freien Wettbewerbsmarkt. Den Gesamtüberblick über die ERS-Nutzung hat jedoch nur der ERS-Betreiber. Er hat keine Gewinnerzielungsabsicht und kennt die Preise der Mobilitätsanbieter nicht. Diese können neben den Mobilitätsdienstleistungen für das ERS auch Bündelprojekte anbieten.

Stufe 4 sieht zusätzlich zur freien Wahl des Mobilitätsanbieters durch die ERS-Nutzer auch die freie Wahl des Stromanbieters vor. Der Mobilitätsanbieter kann entweder selbst als Stromlieferant auftreten oder er hat mehrere Stromanbieter im Portfolio. Der freie Wettbewerb setzt beste Voraussetzungen zur nutzerfreundlichen Produktbildung. Eigene Fahrstromtarife setzen zusätzliche Anreize zum Stromsparen auf Seiten der ERS-Nutzer. Diese sind in Stufe 4 erstmalig netzentgeltpflichtig.

Aus diesem Abschnitt gehen die folgenden Hinweise für die Ausgestaltung des Marktdesigns hervor:

- Zur Einhaltung des Mess- und Eichrechts und einer effizienten Einbindung in die energiewirtschaftlichen Prozesse ist eine Messeinrichtung auf den O-Lkw nötig.
- Das Rollenmodell der Oberleitungsanlage harmonisiert mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Marktprozessen und lässt sich kosteneffizient in den Markt integrieren.
- Um Wettbewerb zu ermöglichen, muss die Rolle des Mobilitätsanbieters eingeführt werden.

- Die zeitliche Korrelation zwischen niedrigen Spotmarktpreisen und hohem Verkehrsaufkommen während der Mittagsstunden ermöglicht eine kosteneffiziente Energiebeschaffung durch die Implementierung eines dynamischen Energietarifs.
- Es wird empfohlen, einen vierstufigen Markthochlaufplan zu entwickeln, der sich am fortschreitenden Ausbau des Oberleitungsnetzes orientiert. Dieser Plan sollte optimale Bedingungen für eine schrittweise Markttöffnung schaffen, mit dem Ziel, am Ende einen freien Wettbewerb zwischen Mobilitätsanbietern, einschließlich Stromanbietern, zu ermöglichen.
- Ein bereits entwickelter vierstufiger Markthochlaufplan, der sich am fortschreitenden Ausbau des Oberleitungsnetzes orientiert, sollte genutzt werden, um optimale Bedingungen für eine schrittweise Markttöffnung zu schaffen. Ziel ist es, einen freien Wettbewerb zwischen Mobilitätsanbietern, einschließlich Stromanbietern, zu ermöglichen.

2.7. Akzeptanz auf Seiten der Energieversorgungsunternehmen

Für die Analyse der Akzeptanz auf Seiten der Energieversorgungsunternehmen wurden in den letzten drei Jahren zwei qualitative Expertenumfragen durchgeführt und die erhaltenen Rückläufer ausgewertet. Dabei ist die Anzahl der Teilnehmer im Vergleich zur ersten Umfrage (im Jahr 2022) von 77 auf 96 angestiegen, was die Aussagekraft der Auswertungen verstärkt. Die Umfragen zeigten, dass in der gesamten Energiebranche ein weitestgehend positives Stimmungsbild bzgl. der Oberleitungstechnologie vorhanden ist. Basierend auf der fehlenden Technologie Förderung der Politik ist eine leicht abfallende Tendenz wahrzunehmen. So waren bspw. 2024 nicht mehr über 70 % für einen Ausbau, wie 2022, sondern nur noch knapp 55 %.

Die Branche sieht die aktuellen Herausforderungen weniger in den rechtlichen Rahmenbedingungen oder dem technischen Reifegrad, sondern vielmehr bei der Errichtung der Oberleitungsinfrastruktur, der elektrischen Versorgung und den erforderlichen Investitionen. Besonders vielversprechend erscheinen die Potenziale der straßengebundenen Oberleitungstechnik, insbesondere im Hinblick auf ökologische Aspekte und die Einhaltung der Klimaschutzziele. Aufgrund des bereits fortgeschrittenen Reifegrads wird dieser Technologie eine kurzfristige Handlungsmöglichkeit mit weitreichendem Effekt für die Klimaschutzziele zugeschrieben. Gleichzeitig werden jedoch Risiken in der Akzeptanz der Bevölkerung und der Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen

Technologien gesehen, insbesondere angesichts der umfangreichen politischen Förderung für das stationäre Laden. der Transporttechnologien hat sich gezeigt, dass die originären Rollen der Energiewirtschaft wasserstoffbasierenden Technologien in Zukunft kein nennenswertes Potenzial im straßengebundenen Schwerlasttransport zusprechen. Die aktuell favorisierte Transporttechnologie ist die direkte Nutzung von Strom als Antriebstechnologie, sowohl aus stationären als auch aus dynamischen Ladeinfrastrukturen.

Bezugnehmend auf die Risikomatrix konnte 2024 ein allgemeiner Trend erkannt werden, nach welchem alle Risiken in Bezug auf ihre Tragweite und ihre Eintrittswahrscheinlichkeit höher bewertet wurden als bei der ersten Umfrage 2022. Es wird vermutet, dass diese Entwicklung auf den laufenden Transformationsprozess im technologischen Bereich der Energiebranche sowie auf den aktuellen politischen Diskurs zurückzuführen ist. Außerdem beeinflusst die Politik

erheblich die Brancheneinstellungen. Derzeit liegt der Fokus durch den Masterplan Ladeinfrastruktur II auf stationären Ladesystemen, wodurch alternative Technologien als risikobehafteter erscheinen. Eine allgemeine positive Haltung gegenüber der straßengebundenen Oberleitungstechnologie ist in den Jahren 2022 bis 2024 bestehen geblieben.

- Für zukünftige Umsetzungen der Oberleitungstechnologie müssen politische Rahmenbedingungen gesetzt und ordnungspolitische Instrumente zur Verfügung gestellt werden.
- Die Akzeptanz innerhalb der etablierten Rollen der Energiewirtschaft erweist sich als ausreichend, um die Implementierung von Prozessen zu gewährleisten und Wettbewerber zu identifizieren.

3. Schlussfolgerungen und Zukunftsaussichten

Die Ergebnisse der energietechnischen Untersuchung verdeutlichen die tiefgreifende Verflechtung und wechselseitige Abhängigkeit zwischen der Energiewende und der Verkehrswende. Eine nachhaltige Antriebstechnologie für den schweren Güterverkehr kann nur dann erfolgreich und zukunftsfähig implementiert werden, wenn sie die Prinzipien der sozialen, ökonomischen und ökologischen Nachhaltigkeit berücksichtigt und gleichzeitig mit einem durchdachten Energieversorgungskonzept harmonisiert. In diesem Kontext wurde die Oberleitungstechnologie aus Sicht der Energieversorger als eine Lösung untersucht.

Die durchgeführte Analyse der Oberleitungstechnologie zeigt, dass die Ankopplung und Abkopplung von O-Lkw direkte Auswirkungen auf das angeschlossene Mittelspannungsnetz haben können. Festzuhalten ist, dass im Rahmen des Betriebs der Oberleitungsanlage im Feldversuch ELISA gemäß der Norm EN 50160 und den aktuellen Betriebsdaten keine kritischen Netzzustände im vorgelagerten Mittelspannungsnetz festgestellt werden konnten. Es befinden sich bereits eine Vielzahl von fluktuierenden Erzeugern- und Verbrauchern in der Mittelspannung. Entscheidend ist, das Verbrauchsverhalten im Rahmen der Netzplanung zu kennen. Insbesondere die hohe Planbarkeit des Gleichzeitigkeitsfaktors, der beschreibt, wie viele Verbraucher innerhalb eines bestimmten Zeitraums tatsächlich gleichzeitig ihre maximale Leistung abrufen, ermöglicht aus netzwirtschaftlicher Perspektive eine ressourcenschonende und effiziente Integration des dynamischen Ladens in bestehende Mittelspannungsnetze. Ein zentraler Aspekt der Untersuchung war die Nutzung von Verkehrsdaten in Kombination mit energiebezogenen Infrastrukturen. Hierdurch konnte eine Methode entwickelt werden, die Kapazitäts- und Platzbeschränkungen überwindet und die Effizienz sowie Nachhaltigkeit von Verkehrssystemen durch dynamisches Laden signifikant verbessert. Darüber hinaus wurde die Integration eines Lithium-Ionen-Speichers als geeignete Maßnahme identifiziert, um Lastspitzen beim dynamischen Laden zu reduzieren. Dies trägt nicht nur zur Netzstabilität bei, sondern unterstützt auch die flexible Steuerung und Integration von Ladeinfrastrukturen. Das Konzept des dynamischen Ladens erweist sich somit als ein vielversprechender Ansatz, um die Herausforderungen der Energie- und Verkehrswende zu bewältigen.

Die Transformation des Verkehrssektors hin zu einer CO₂-neutralen Zukunft ist untrennbar mit der Etablierung einer emissionsfreien Energieversorgung verknüpft. Im Mittelpunkt dieser Entwicklung steht der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien, insbesondere von Wind- und PV-Energie, die als tragende Elemente der deutschen Ausbaustrategie für eine nachhaltige Energieproduktion dienen. Diese Energieträger bieten das Potenzial, eine emissionsfreie Versorgung zu gewährleisten, bringen jedoch aufgrund ihrer fluktuierenden Erzeugung erhebliche Herausforderungen mit sich. Eine zentrale Aufgabe besteht darin, diese Schwankungen mit den spezifischen Anforderungen der Oberleitungstechnologie zu harmonisieren, um eine effiziente und stabile Energieversorgung sicherzustellen. Im Zuge der allgemeinen Stromversorgung des Oberleitungsabschnittes konnten mit den zugrundeliegenden Primärdaten und der Hochfrequentierung des Mengengerüsts der O-

Lkw verschiedene Versorgungsszenarien der Oberleitungsanlage im Realbetrieb evaluiert werden. Die Analyse zeigt, dass die PV-Erzeugung und der Energieverbrauch durch dynamisches Laden mittags simultan ihre Höchstwerte erreichen. Diese zeitliche Übereinstimmung ermöglicht eine Harmonisierung der Spitzenlast und reduziert den Bedarf an Energiespeichern. Gleichzeitig weist die Windkraftanlage mit einem durchschnittlichen Abdeckungsgrad von 78 % eine höhere Grundlastdeckung auf, insbesondere in den Herbst- und Wintermonaten sowie während der Nachtstunden. Dennoch wird deutlich, dass selbst bei einem hohen Abdeckungsgrad der Windkraft eine vollständige Versorgung der Oberleitungsanlage nicht allein durch erneuerbare Energien gewährleistet werden kann. Der ergänzende Einsatz von Energiespeichern ist unerlässlich, um Versorgungslücken zu schließen und eine kontinuierliche Energieverfügbarkeit sicherzustellen. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Kombination aus dynamischem Laden, PV, Windenergie und Energiespeichern eine vielversprechende Grundlage für die Realisierung eines CO₂-neutralen Verkehrssektors darstellt. Die Harmonisierung von Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen sowie der gezielte Einsatz von Speichersystemen sind dabei entscheidende Faktoren, um die Herausforderungen der fluktuierenden erneuerbaren Energien zu bewältigen und eine nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten.

Wie zuvor aufgezeigt stellt die Oberleitungstechnologie eine vielversprechende Innovation innerhalb der energietechnischen Versorgungsnetze dar, deren großflächige Implementierung jedoch eine sorgfältige rechtliche und organisatorische Vorbereitung erfordert. Eine umfassende rechtliche Einordnung ist unabdingbar, um die bilanztechnischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu definieren, die sowohl die technischen Spezifikationen der Technologie als auch die makroökonomischen Anforderungen der Energieversorgungsunternehmen berücksichtigen. Im Mittelpunkt dieser Einordnung steht die Entwicklung eines modellhaften Abrechnungssystems, das nicht nur im Rahmen des Feldversuchs Anwendung findet, sondern auch einen nahtlosen Übergang vom Pilotbetrieb in den Regelbetrieb ermöglicht. Die durchgeführte Analyse verdeutlicht, dass das im Rahmen des Projekts entwickelte Rollenmodell der Oberleitungsanlage eine hohe Kompatibilität mit den bestehenden energiewirtschaftlichen Marktprozessen aufweist und sich zugleich auf kosteneffiziente Weise in die Marktstrukturen integrieren lässt. Zwei zentrale Elemente des Rollenmodells, die besondere Beachtung finden sollten, sind die Einführung der Rolle des Mobilitätsanbieters, die als essenziell für einen wettbewerbsfähigen und effizienten Betrieb gilt, sowie die Empfehlung, den Oberleitungsbetreiber durch eine staatliche, nicht gewinnorientierte Stelle zu betreuen. Während die Rolle des Mobilitätsanbieters die Grundlage für einen offenen und dynamischen Wettbewerb schafft, gewährleistet die staatliche Betreuung des Oberleitungsbetreibers eine faire Marktstruktur und eine effiziente Steuerung der Infrastruktur. Um die schrittweise Markttöffnung und den Übergang zu einem freien Wettbewerb zu ermöglichen, wird ein vierstufiger Markthochlaufplan vorgeschlagen. Dieser orientiert sich am fortschreitenden Ausbau des Oberleitungsnetzes und schafft optimale Bedingungen für die sukzessive Integration von Mobilitäts- und Stromanbietern. Am Ende dieses Prozesses steht ein offener Markt, der sowohl Innovationen als auch Wettbewerb fördert. Neben der Etablierung eines funktionierenden Marktes rückt die Preisbildung der Energiemengen in den Mittelpunkt der Betrachtung. Ein besonders relevanter Aspekt ist hierbei die zeitliche Korrelation zwischen niedrigen Spotmarktpreisen und erhöhtem Verkehrsaufkommen während der Mittagsstunden. Diese Synchronität eröffnet die Möglichkeit, durch die Einführung eines dynamischen Energietarifs eine wirtschaftlich effiziente Energiebeschaffung zu realisieren. Ein derartiges Preismodell stärkt nicht nur die ökonomische Attraktivität der Oberleitungstechnologie, sondern leistet zugleich einen Beitrag zur Stabilisierung der Energienetze, indem es Erzeugung und Verbrauch besser aufeinander abstimmt. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die erfolgreiche Implementierung der Oberleitungstechnologie nicht nur technologische und energiewirtschaftliche Herausforderungen adressiert, sondern auch eine präzise rechtliche und organisatorische Gestaltung erfordert. Die Kombination aus einem harmonisierten Rollenmodell, dynamischen Energietarifen und einem strukturierten Markthochlaufplan bietet eine solide Grundlage, um die Oberleitungstechnologie als integralen Bestandteil einer nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Verkehrsinfrastruktur zu etablieren.

Festzuhalten ist, dass die erfolgreiche Einführung der Oberleitungstechnologie eine enge Einbindung der Energiewirtschaft erfordert. Die Expertise und praktischen Erfahrungen der Branchenakteure liefern wertvolle Einblicke in die Akzeptanz, Praktikabilität und potenziellen Herausforderungen der Implementierung. Dies ermöglicht nicht nur eine realistische Einschätzung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit, sondern auch eine gezielte Anpassung an die spezifischen Anforderungen des Marktes. Gleichzeitig trägt sie dazu bei, mögliche Herausforderungen frühzeitig zu identifizieren und durch gezielte Maßnahmen zu bewältigen, wodurch die Akzeptanz und langfristige Nachhaltigkeit der Oberleitungstechnologie weiter gestärkt werden. Die Analyse zeigt, dass innerhalb der etablierten Rollen der Energiewirtschaft ein hohes Potenzial und eine breite Zustimmung vorhanden sind, um die Implementierung der erforderlichen Prozesse erfolgreich

voranzutreiben und potenzielle Wettbewerber frühzeitig zu erkennen. Für die zukünftige Umsetzung der Oberleitungstechnologie ist es jedoch unerlässlich, dass politische Rahmenbedingungen geschaffen und ordnungspolitische Instrumente bereitgestellt werden. Diese regulatorischen Maßnahmen bilden die Grundlage für eine strukturierte und nachhaltige Einführung der Technologie und sichern deren Integration in bestehende energiewirtschaftliche Prozesse.

4. Autorinnen und Autoren des Hinweispapiers

Christian R. Hein, e-netz Süd Hessen AG
Alexander Hepp, e-netz Süd Hessen AG
David Petermann, e-netz Süd Hessen AG
Kirstin Chesi, e-netz Süd Hessen AG
Kerstin-Lerchl Mitsch, e-netz Süd Hessen AG
Jan-Luca Wagner, e-netz Süd Hessen AG

Maximilian Burger, COUNT+CARE GmbH & Co. KG
Jens Schwarz, COUNT+CARE GmbH & Co. KG
Christian Eckert, COUNT+CARE GmbH & Co. KG
Nico Korpis, COUNT+CARE GmbH & Co. KG
Rüdiger Ott, COUNT+CARE GmbH & Co. KG
Moritz Ott, ENTEGA AG

Korrespondierender Autor: Christian R. Hein - christian.hein@e-netz-suedhessen.de

5. Schrifttum und weiterführende Literatur

Hein, Christian R./Lerchl-Mitsch, Kerstin/Petermann, David/Büchau, Nicole/Simon, Lucas/Spies, Vanessa/Winter, Andreas/Igel, Michael/Laxman, Nishanth/Wolschke, Christian (2024). Forschungsprojekt MobiGrid: Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz. ew - Magazin für die Energiewirtschaft.

Hein, Christian R./Wauri, Danny (2024). Forschungsprojekt ELISA: Synergieeffekte von Ladesystemen für den Schwerverkehr auf Fernstraßen. np Fachthema E-Mobilität.

Hein/Knezevic (2023). Die Abrechnung elektrischer Energie für Oberleitungs-LKW. Modellvergleich ELISA II-B und AMELIE 2.

Knezevic, Giverny/Hein, Christian (2023). Die Entwicklung und Regulierung eines neuartigen Netzsektors: Elektrische Straßensysteme an Fernstraßen. KLIMAUNDRECHT: Zeitschrift für das gesamte Klimarecht 2 (10), 289–320. Online verfügbar unter <https://www.klimr-beck.de>.

Statistisches Bundesamt (2024). Energieerzeugung. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/_inhalt.html.

6. Kontakt

Die Autobahn GmbH des Bundes

Geschäftsbereich Verkehrsmanagement,
Betrieb und Verkehr
Abteilung Verkehrsmanagement
Bessie-Coleman-Straße 7
60549 Frankfurt am Main

Siemens Mobility GmbH

Siemenspromenade 6
91052 Erlangen

Technische Universität Darmstadt

Institut für Verkehrsplanung und
Verkehrstechnik (IVV)
Otto-Berndt-Straße 2
64287 Darmstadt

e-netz Süd Hessen AG

Forschung & Entwicklung
Dornheimer Weg 24
64293 Darmstadt