

Elektromobilität in der KielRegion

Leitfaden für die Planung und Umsetzung



KielRegion

„Die Elektromobilität spielt als ein integrierter Bestandteil einer ganzheitlichen Mobilitätsstrategie eine wichtige Rolle in der KielRegion für die Mobilität der Zukunft.“



Jana Haverbier
Geschäftsführerin
KielRegion GmbH

Vorwort

Liebe/-r Leser/-in,

bis 2035 möchten wir den CO₂-Ausstoß in der KielRegion um 35 % senken. Die Elektromobilität spielt dabei eine wichtige Rolle: Allein im Jahr 2020 wurden rund 70.000 neue PKW in Schleswig-Holstein zugelassen, davon lag der Anteil der Elektroautos bei rund 20%.

Für eine gute und zuverlässige Nutzung von Elektromobilität brauchen wir in der Region den bedarfsgerechten Ausbau von Ladeinfrastruktur. Seit 2018 hat das regionale Mobilitätsmanagement der KielRegion mit vielen Kommunen und Unternehmen über die Errichtung von Ladeinfrastruktur gesprochen.

Was sind die Vorteile von Elektromobilität? Wie kann ich die Technologie für mich nutzen? An wen kann ich mich bei Fragen wenden? Welche Ladesäule brauche ich? Welche Förderung kann ich erhalten? Diese und weitere Fragen möchten wir auf den folgenden Seiten beantworten.

Mit diesem Leitfaden soll Ämtern, Städten und Verwaltungen in der KielRegion ein zentraler Zugang zu den wichtigsten Fragen und Unterstützungsangeboten rund um die Elektromobilität zur Verfügung gestellt werden.

Die Basis der Arbeit des Mobilitätsmanagements ist der Masterplan Mobilität. Diesen haben die Akteure aus der KielRegion, den Kreisen Plön und Rendsburg-Eckernförde sowie der Landeshauptstadt Kiel zwischen 2015 und 2017 in einem breit angelegten Beteiligungsprozess erarbeitet. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit fördert das Projekt im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative.

Inhaltsverzeichnis

An wen sich dieser Leitfaden richtet	1
Welche Ziele verfolgen wir?	
Wo stehen wir heute?	
Vor welcher Herausforderung stehen wir?	
Mehrwerte der Elektromobilität	4
Grundlagen Elektromobilität	5
Der Standort	
Die Ladestation	
Die elektrische Ladeinfrastruktur	
Der Betrieb von Ladeinfrastruktur	
Anwendungsfälle & Praxisbeispiele	
Kosten, Finanzierung & Förderung	14
Umsetzung von Ladeinfrastrukturprojekten	16
Initiierung Konzeptionierung,	
Genehmigung, Umsetzung & Betrieb	
Anwendungsfall Fuhrpark	31
Elektromobilität für das Amt Schrevenborn	
Mobilitätsoption 1: Aufbau eines E-Fuhrparks	
Mobilitätsoption 2: Teilnahme an einem E-Carsharing	
Mobilitätsoption 3: Das E-Bike als Mobilitätsergänzung	
Integration von Photovoltaikstrom	45
Elektromobilität und Photovoltaikstrom -	
das macht Sinn!	
Was ist Eigenversorgung?	
Wichtige Begriffe des EEG	
Umsetzungsvarianten	
Leitfragen zur Eigenversorgung	
Umsetzung von Photovoltaik-Projekten	53
Projektidee, Konzeption und Umsetzung	
Entwicklung eines PV-Konzepts	
am Beispiel des Amtes Preetz-Land	57
Ermittlung Standortfaktoren	
Technisches Anlagenkonzept	
Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	
und CO ₂ -Einsparung	

An wen sich dieser Leitfaden richtet

Dieser Leitfaden richtet sich an die Kreise, Städte, Gemeinden und Unternehmen der KielRegion und soll diese bei der Schaffung einer sozialverträglichen Mobilität in Form der Elektromobilität unterstützen. Im Fokus steht dabei der motorisierte Individualverkehr, welcher stark von der Schaffung einer nachfrageorientierten Ladeinfrastruktur abhängt. Dazu werden in diesem Leitfaden Grundlagen, umsetzungsorientierte Handlungsempfehlungen sowie Anwendungsbeispiele aus der Praxis dargestellt. Mithilfe dieses Leitfadens sollen die Akteure der KielRegion in der Lage sein, Elektromobilitätsprojekte gemeinsam voranzutreiben.

Warum Elektromobilität?

Welche Ziele verfolgen wir?

Europäische & nationale Ziele

Im Rahmen des Pariser Klimaabkommens haben sich weltweit 195 Staaten (darunter die EU) ambitionierte Klimaschutzziele gesetzt. Ziel ist es, die Treibhausgas(THG)-Emissionen bis 2050 im Vergleich zum Basisjahr 1990 um 80 bis 95 Prozent zu senken. Als Zwischenziele wurden für das Jahr 2020 eine Reduktion von mindestens 40 Prozent und für das Jahr 2030 mindestens 55 Prozent definiert. Das Reduktionsziel für das Jahr 2020 wurde nicht erreicht, weshalb der Handlungsbedarf wächst. Nach der Energiewirtschaft und der Industrie ist der Verkehrssektor der drittgrößte Verursacher von THG. Im Jahr 2019 betrug der Anteil an der Gesamtemission 20 Prozent und soll bis 2030 um 40 bis 42 Prozent gesenkt werden. Die 47,7 Millionen Pkw auf den deutschen Straßen sind mit 58,7 Prozent der größte THG-Emittent. Neben dem Einsatz synthetischer Kraftstoffe und der Stärkung des ÖPNV sowie des Radverkehrs, wird der Elektromobilität eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung des Verkehrssektors zugeschrieben. So sollen bis 2030 zehn Millionen E-Fahrzeuge in Deutschland zugelassen sein - diesen sollen eine Million Ladepunkte zur Verfügung stehen. Um diese Ziele zu erreichen, wurden von der Bundesregierung eine Vielzahl an Förderprogrammen und Subventionen initiiert, welche die Anschaffung eines E-Fahrzeugs attraktiver machen und bei dem Aufbau von Ladeinfrastruktur unterstützen.

Regionale Ziele

Die KielRegion hat sich in Form eines Ratsbeschlusses im November 2020 dazu verpflichtet, die europäischen und nationalen Klimaziele auch in ihrer Region zu erreichen und hat dafür verschiedene Strategien und Konzepte entwickelt. Neben dem „Masterplan 100% Klimaschutz“ der Landeshauptstadt Kiel wurde in einem umfassenden Beteiligungsverfahren mit der Politik, Fachplaner/-innen, Akteur/-innen der Region sowie Bürger/-innen der „Masterplan Mobilität“ entwickelt. Dieser stellt ein umsetzungsorientiertes Handlungskonzept zur Erreichung der definierten Klimaziele dar. So sollen die THG-Emissionen bis 2030 im Vergleich zum Jahr 2015 um 35 Prozent reduziert werden. Bis 2050 wird eine THG-Reduktion von 95 Prozent angestrebt. Der gemeinsamen Mobilitätsplanung von Städten und Gemeinden wird dabei eine zentrale Rolle zugeschrieben. Ein Teil der abgeleiteten Maßnahmen wird im Rahmen des „Green City Plans“ konkretisiert und umgesetzt.

Im Handlungsfeld „Anfahren und Handeln“ des Masterplans wird dem Einsatz alternativer Antriebe in Form der Elektromobilität das größte Potenzial bei der Verfolgung der Klimaziele zugesprochen. Dazu zählt die Elektrifizierung des ÖPNV, die Umstellung von Fahrzeugflotten, die Schaffung elektrifizierter Sharing-Angebote sowie der Aufbau bedarfsgerechter Ladeinfrastruktur für den motorisierten Individualverkehr, der besonders im ländlichen Raum auch zukünftig einen großen Anteil des Verkehrsaufkommens ausmachen wird. Im Rahmen dieses Handlungsfeldes wurden bereits erste Maßnahmen, wie z. B. die Entwicklung des Ladeinfrastrukturkonzeptes für die Landeshauptstadt Kiel und den Kreis Plön, durchgeführt.

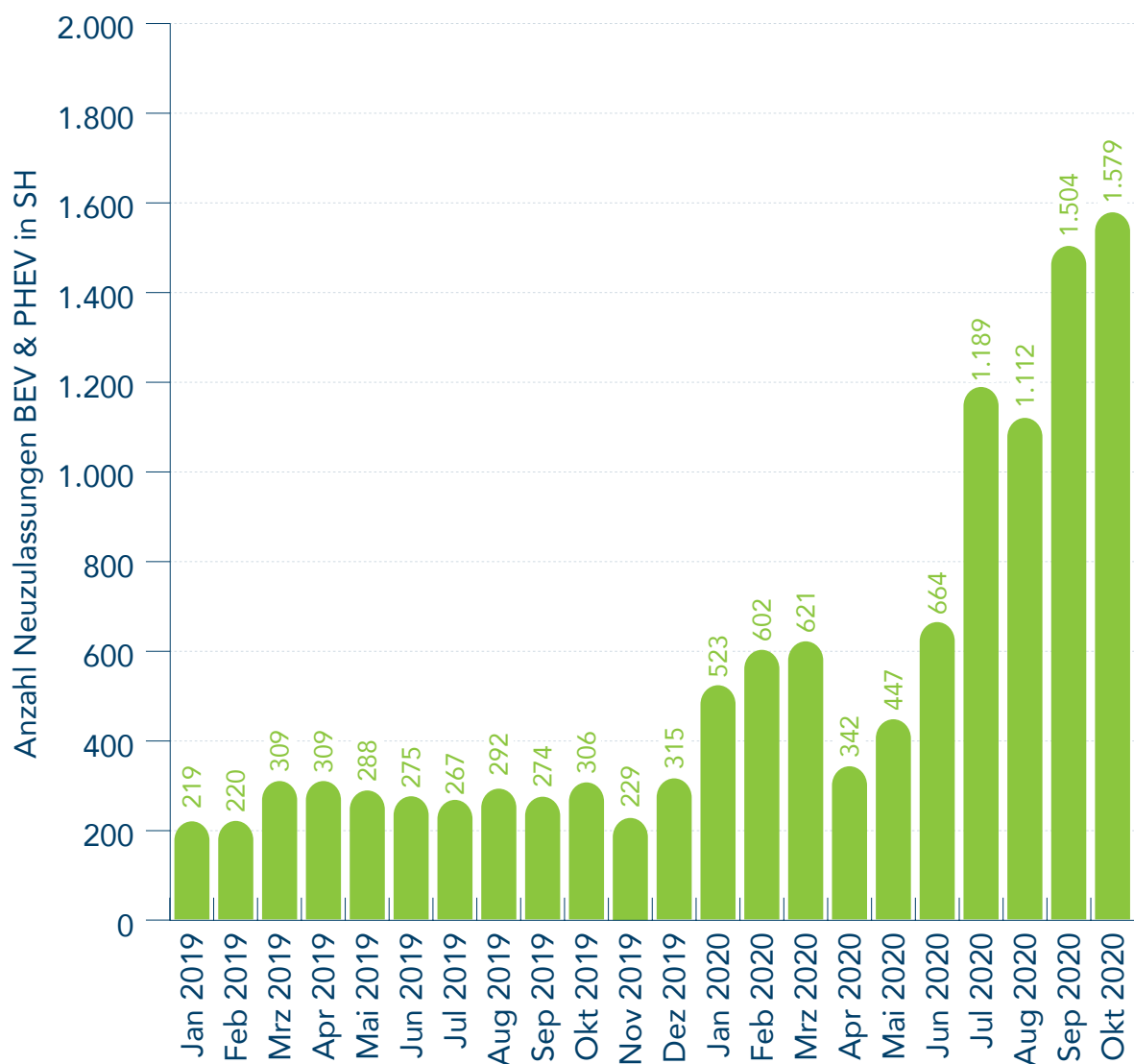


Abbildung 1: E-Fahrzeug Neuzulassungen in Schleswig-Holstein

Wo stehen wir heute?

Der aktuelle Marktanteil an elektrischen Pkw auf deutschen Straßen betrug im Januar 2020 mit 676.000 Fahrzeugen 1,43 Prozent. Davon sind ein Großteil der Fahrzeuge Hybridfahrzeuge (1,13 Prozent). Somit waren zu diesem Zeitpunkt bereits 136.617 vollelektrische Fahrzeuge angemeldet. Die aktuellen Zulassungszahlen

des Kraftfahrtbundesamtes (Stand Oktober 2020) zeigen einen rasanten Anstieg an Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen. Der Anteil an neuzugelassenen, vollelektrischen Fahrzeugen betrug 8,4 Prozent und an Hybridfahrzeugen 22,9 Prozent. Dabei ist zu beachten, dass nur ca. ein Drittel der zugelassenen Hybridfahrzeuge Plug-In Hybride sind, welche extern über eine Ladesäule geladen werden können. Dies entspricht mehr als einer Verdreifachung im Vergleich zum Vorjahresmonat. Der Ausbau öffentlicher Ladeinfrastruktur schreitet ebenfalls rasant voran. So waren im Juni 2020 rund 24.000 Ladepunkte verfügbar. Davon bieten zwei Drittel beschleunigtes Laden an. Wie Abbildung 1 zeigt, steigt der Neuzulassungsanteil von Elektrofahrzeugen in Schleswig-Holstein stärker an als im Bundesvergleich. Im Oktober 2020 wurden 1.579 Elektrofahrzeuge (vollelektrisch und Plug-In Hybride) neu angemeldet. Dies entspricht einem Anteil von 22 Prozent. Vollelektrische Fahrzeuge machten dabei mit 921 Fahrzeugen einen Anteil von 13 Prozent aus. Im Vergleich zum Vorjahresmonat hat sich die Zulassungsanzahl verfünffacht. Im April 2020 standen zur Versorgung der Elektrofahrzeuge 922 Ladepunkte im öffentlichen Raum zur Verfügung. Im ÖPNV wird die Elektrifizierung der Linienbusse vorangetrieben. Die DB-Tochter Autokraft hat im Rahmen des Pilotprojekts „PiLUDE“ den bundesweit ersten Diesel-Bus erfolgreich auf Elektroantrieb umgerüstet. Seit Juli 2020 ist dieser auf verschiedenen Buslinien unterwegs. Auch die Kieler Verkehrsgesellschaft (KVG) hat seit September auf vier Linien acht Elektrobusse im Betrieb, wodurch im Dezember 2020 bereits 23,2 Tonnen CO₂ eingespart worden sind. Zum Laden der Busse wird ausschließlich Grünstrom aus Wasserkraft bezogen. Bis zum Jahr 2030 möchte die KVG ihre gesamte Busflotte auf Elektroantrieb umstellen.

Vor welcher Herausforderung stehen wir?

Die Herausforderung bei der Erreichung der Klimaschutzziele ist die integrierte und kooperative Förderung der Elektromobilität in der KielRegion. Die Schaffung nachfrageorientierter Ladeinfrastruktur an den richtigen Standorten, in der richtigen Art und Anzahl ist ein Gemeinschaftsprojekt. So soll die Elektromobilität ebenfalls bei der Schaffung neuer Mobilitätsangebote und der Stärkung des Mobilitätsverbands mitgedacht werden. Die

Auslastung der Ladeinfrastruktur sowie der Mobilitätsangebote ist der wesentliche Faktor für eine wirtschaftliche Umsetzung solcher Projekte.

„Die Förderung der Elektromobilität ist ein Gemeinschaftsprojekt und erfordert die Kooperation verschiedener Akteure der KielRegion“



Martin Kliesow
Mobilitätsmanagement
KielRegion GmbH



Mehrwerte der Elektromobilität

Ökonomische Mehrwerte

- » Erschließung neuer Geschäftsfelder
- » Reduzierung der Fahrzeughaltungskosten der Bürger/-innen und Fuhrparkbetreiber/-innen
- » Reduzierung von Energiekosten durch Einsatz lokaler Energieversorgungsanlagen
- » Förderung des Mobilitätsverbunds

Ökologische Mehrwerte

- » Reduzierung der Schadstoffemission
- » Reduzierung des Verkehrslärms
- » Reduktion des fossilen Treibstoffverbrauchs
- » Förderung der Energiewende durch erhöhten Einsatz erneuerbarer Energien

Soziale Mehrwerte

- » Befähigung der Bürger/-innen und Akteure der KielRegion, sich stärker für Klimaschutz einsetzen zu können
- » Schaffung sozialverträglicher Mobilitätsangebote
- » Förderung des gemeinschaftlichen Bekenntnisses zum Klimaschutz

Grundlagen Elektromobilität: Aufbau einer Ladeinfrastruktur mit lokaler Energieerzeugungsanlage

Der Standort

Für den Aufbau von Ladeinfrastruktur kommen je nach Anwendungsfall verschiedene Standorte in Frage. Diese werden wie in Abbildung 2 hinsichtlich der Zugänglichkeit und des Eigentums der Parkflächen in drei Gruppen eingeteilt. Die Art der Zugänglichkeit und der jeweilige Anwendungsfall bestimmen, welche Anforderungen an die Ladetechnik und den Betrieb erfüllt werden müssen.

Zugänglichkeit	Verfügbarkeit	Eigentum der Fläche	Beispielstandort
Privat	Nur für einen bekannten Nutzerkreis verfügbar	privat	» Firmenparkplätze » Private Anwohnerparkplätze
Halböffentlich	Für einen unbekannten Nutzerkreis in einem bestimmten Zeitraum verfügbar	privat	» Parkhaus » Supermarktparkplatz
Öffentlich	Für einen unbekannten Nutzerkreis rund um die Uhr verfügbar	öffentlich	» Öffentliche Straßen » Öffentliche Parkplätze

Abbildung 2: Einteilung von Parkflächen in Abhängigkeit ihrer Zugänglichkeit

Die Ladestation

Betriebsart und Ladestation

Ein grundlegendes Unterscheidungsmerkmal von Ladestationen ist, welche Stromart sie dem E-Fahrzeug bereitstellen. Dabei unterscheidet man zwischen Wechselstrom (AC) und Gleichstrom (DC). Da das Stromnetz Wechselstrom bereitstellt, die E-Fahrzeugsbatterie jedoch Gleichstrom zum Laden benötigt, ist eine Umwandlung der Stromart durch einen Gleichrichter notwendig. Durch die im E-Fahrzeug verbauten Gleichrichter ist Ladeleistung mit Wechselstrom auf maximal 22 kW begrenzt. Höhere Ladeleistungen sind somit nur an DC-Ladestationen zu erzielen. Die Auswahl der notwendigen Ladeleistung hängt von dem Standort und dem Anwendungsfall ab. Umso länger die Parkzeit ist, desto geringer darf die Ladeleistung dimensioniert sein. In einigen Anwendungsfällen besteht nicht

der Anspruch, Ladebedarfe in kurzer Zeit zu decken, sondern nur die Reichweite zu verlängern. Abbildung 3 gibt einen Überblick über die Leistungsbereiche in Abhängigkeit der Standzeit.

Parkdauer	Lange Standzeiten	Mittlere Standzeiten	Kurze Standzeiten
Leistungs- bereich	3,7 bis 11 kW (AC)	11 kW (AC) bis 24 kW (DC)	> 50 kW (DC)
Standort- beispiele	» Anwohnerstellplatz » Beschäftigten- parkplatz	» Nahversorger- stellplatz » Fuhrparkstellplatz	» Tankstelle » Öffentlicher Stellplatz

Abbildung 3: Ladeleistung in Abhängigkeit von Parkdauer



Tipp:

Die Ladeleistung, die tatsächlich genutzt werden kann, hängt von der Höhe der vom Netz bereitgestellten elektrischen Leistung, der Ladestation, dem Ladekabel und dem E-Fahrzeug ab. Die bereitgestellte Ladeleistung kann nur so hoch sein, wie das am geringsten dimensionierte Glied der Versorgungskette.

Kommunikation und Lastmanagement

Weiterhin unterscheiden sich Ladestationen in Bezug auf Ihre funktionellen Eigenschaften. Neben verschiedenen Authentifizierungsarten (z. B. RFID-Karte oder -Chip, Schlüssel) unterscheidet man zwischen intelligenter und nicht intelligenter Ladetechnik. Diese bezieht sich auf Funktionen wie die Kommunikations- und Lastmanagementfähigkeit. Die Kommunikationsfähigkeit dient der Verwaltung der Ladestation über das Back-End-System – ein Datenbankserver. Über dieses System werden z. B. Ladestationen für neue Ladekarten freigegeben, abrechnungsrelevante Daten erhoben und der Betriebsstatus überwacht. Im öffentlichen Raum ist diese Anforderung zwingend notwendig, um die Ladestationen unbekannten Nutzer/-innen zugänglich zu machen. Dies wird durch die Integration der Ladestation in eRoaming-Netzwerk realisiert, wodurch Kund/-innen verschiedener Ladekartenanbieter an der Ladestation laden können. Wer diese Aufgaben übernimmt, wird im Kapitel „Betrieb von Ladeinfrastruktur“ näher erläutert. Die Lastmanagementfunktion wird benötigt, um die Ladestation entsprechend der verfügbaren elektrischen Leistung herunterzuregulieren. Auf diese Weise wird verhindert, dass einzelne E-Fahrzeuge gar nicht laden können. Weiterhin können im Rahmen dieser Funktionen bestimmte Nutzer/-innen priorisiert werden, sodass diesen mehr Ladeleistung zur Verfügung steht. Das Thema Lastmanagement wird im Kapitel „Elektrische Infrastruktur“ ausführlicher beschrieben.



Tipp:

Der Einsatz von Priorisierungsfunktionen ist besonders geeignet, wenn Carsharing-Fahrzeuge vorrangig geladen werden sollen. Dadurch wird eine hohe Verfügbarkeit sichergestellt.

Eichrechtskonformität

Die Eichrechtskonformität bezieht sich im Sinne des Verbraucherschutzes auf die Anforderungen der Mess- und Eichverordnung (MessEV) und des Mess- und Eichgesetz (MessEG). Das bedeutet, dass eine geeichte Messeinrichtung verwendet werden muss, welche als Gesamtsystem manipulationssicher ist. Zudem muss es Nutzer/-innen jederzeit möglich sein, ihre Ladedaten nachvollziehen zu können. Die Datenübertragung muss dabei verschlüsselt erfolgen. Die Abrechnung der geladenen Energie muss in Kilowattstunden (kWh) erfolgen. Eichrechtskonforme Ladetechnik muss immer dann eingesetzt werden, wenn verschiedene Nutzer/-innen an einem Ladepunkt laden und abgerechnet werden sollen. Dabei soll sichergestellt werden, dass die Energieverbräuche korrekt und verursachergerecht abgerechnet werden. Ist der Ladestation nur ein/-e feste/-r Nutzer/-in zugeordnet, dürfen über den vorgelagerten Stromzähler keine weiteren Verbraucher/-innen gemessen werden, so dass der Verbrauch der Ladestation direkt zuordenbar ist. Ist dies der Fall, kann nicht eichrechtskonforme Ladetechnik eingesetzt werden. Abbildung 4 veranschaulicht mögliche Zähler- und Nutzungskonzepte in Bezug auf die Anforderungen der Eichrechtskonformität.

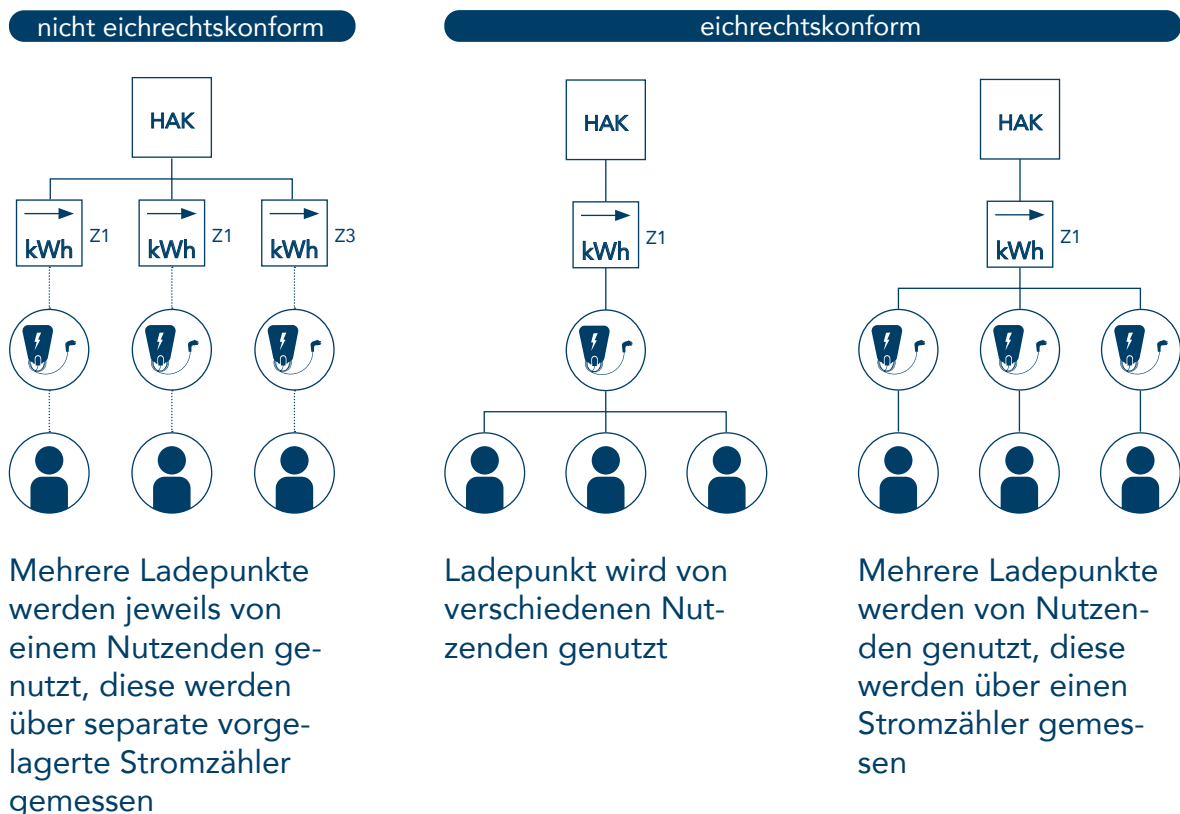


Abbildung 4: Zähler- und Nutzungskonzept



Tipp:

Wird das Laden als zusätzlicher Service neben anderen Dienstleistungen (Übernachtung, Einkaufen, Parken) angeboten, können die Stromkosten auf diese umgelegt werden. Dadurch wird keine eichrechtskonforme Ladestation benötigt und Kosten können eingespart werden.

Bidirektionales Laden

Das bidirektionale Laden soll es zukünftig möglich machen, dass der in der Fahrzeugbatterie geladene Strom auch wieder in das Stromnetz oder in das Gebäude eingespeist werden kann. Zum einen sollen dadurch die Netzstabilität unterstützt werden und zum anderen die Nutzung von erneuerbaren Energien erhöht werden. Beispielsweise kann Strom aus einer Photovoltaik(PV)-Anlage gespeichert werden und zu einem späteren Zeitpunkt zur Energieversorgung des Gebäudes eingesetzt werden. Diese Funktion muss sowohl von der Ladestation als auch vom E-Fahrzeug unterstützt werden. Die Entwicklung dieser Technik steht noch am Anfang, so unterstützen derzeit nur wenige japanische E-Fahrzeugmodelle und Ladestationen diese Betriebsfunktion. An dem europäischen Standard, der DIN ISO 15118, welcher eine einheitliche Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation für das bidirektionale Laden definiert, wird derzeit gearbeitet. Die Datenübertragung muss dabei verschlüsselt erfolgen. Die Abrechnung der geladenen Energie muss in Kilowattstunden (kWh) erfolgen. Eichrechtskonforme Ladetechnik muss immer dann eingesetzt werden, wenn verschiedene Nutzer/-innen an einem Ladepunkt laden und abgerechnet werden sollen. Dabei soll sichergestellt werden, dass die Energieverbräuche korrekt und verursachergerecht abgerechnet werden.

Der Ladestecker

Durch die weltweite, parallele Forschung im Bereich der Elektromobilität existieren verschiedene Ladestecker-Standards. In Deutschland und Europa hat sich der Ladestecker Typ 2 durchgesetzt. Dieser wird eingesetzt, um Ladeleistungen von maximal 22 kW (AC) bereitzustellen. Der CCS-Stecker (auch Combo 2 - Stecker) stellt den Standard für beschleunigte bis Schnellladevorgänge dar. Mit diesem Ladestecker kann gleichermaßen über Gleich- oder Wechselstrom geladen werden. Leistungen von 20 – 350 kW (DC) sind über den CCS-Stecker realisierbar.

Weiterhin existieren Ladestecker, welche sich im Ausland etabliert haben. Der Supercharger von Tesla verfügt über einen AC/DC-Ladestecker, welcher grundlegend dem Typ-2 Stecker entspricht. In Japan hat sich der CHAdeMO-Stecker durchgesetzt. Dieser ermöglicht Ladeleistungen von bis zu 100 kW (DC). Abbildung 5 zeigt die beschriebenen Steckertypen im Querschnitt.

Typ 2 Stecker



CCS Stecker



CHAdeMO Stecker



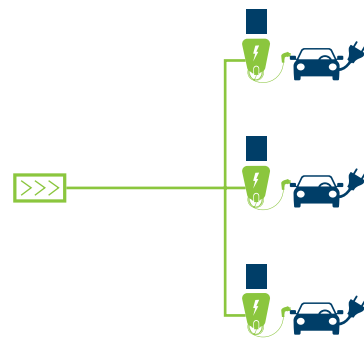
Abbildung 5: Ladesteckertypen

Die elektrische Ladeinfrastruktur

Die elektrische Infrastruktur beginnt an dem vom Verteilnetzbetreiber hergestellten Netzanschluss und führt zur Ladestation, um diese mit elektrischer Energie zu versorgen. Um die gewünschte Ladeleistung bereitzustellen, müssen der Netzanschluss und die elektrischen Leitungen ausreichend dimensioniert sein. Werden mehrere Ladepunkte über einen Netzanschluss versorgt, kann durch ein Lastmanagementsystem die verfügbare elektrische Leistung bedarfsgerecht innerhalb des sogenannten Ladeclusters verteilt werden. Der Einsatz eines solchen Systems ist abhängig von der erwarteten Auslastung der Ladepunkte und den Standzeiten der Nutzer/-innen. Variiert die Auslastung und es besteht kein Anspruch, Ladebedarfe in kurzer Zeit zu decken, kann die elektrische Netzanschlussleistung reduziert werden. Somit ist die elektrische Netzanschlussleistung ungleich der maximal möglichen Ladeleistung aller Ladepunkte. Durch ein Lastmanagementsystem können Investitionskosten für die Schaffung des Netzanschlusses sowie Betriebskosten reduziert werden, da Lastspitzen vermieden werden. Man unterscheidet zwischen den folgenden Lastmanagement-Arten:

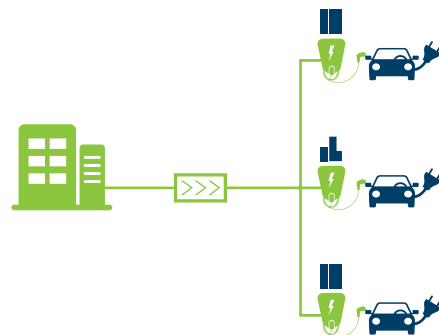
Statisches Lastmanagement

Die verfügbare elektrische Leistung zu Versorgung der Ladeinfrastruktur ist festgelegt und wird je nach Bedarf auf die einzelnen Ladepunkte verteilt.



Dynamisches Lastmanagement

Über den Netzanschluss werden neben der Ladeinfrastruktur weitere Verbraucher (z. B. Gebäude) versorgt. Je nach Lastzustand kann die gesamte Netzanschlusskapazität zur Versorgung der Ladepunkte genutzt werden.



Fahrplanbasiertes Lastmanagement

Die verfügbare elektrische Leistung basiert auf Ladeplänen, welche z. B. von der Versorgung anderer Verbraucher oder auch der lokalen Energieerzeugung abhängig sind.

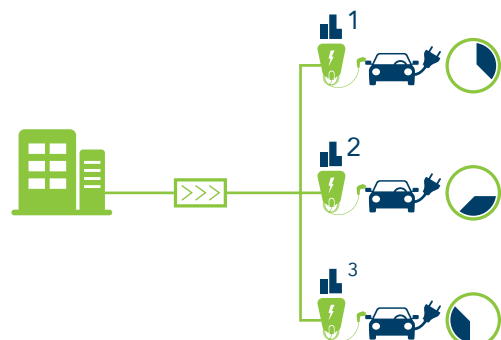


Abbildung 6: Arten des Lastmanagements

Der Betrieb von Ladeinfrastruktur

Je nach Anwendungsfall ist für den Betrieb von Ladeinfrastruktur die Kooperation verschiedener Akteure notwendig. Nachfolgend werden die einzelnen Rollen vorgestellt, die in Ladeinfrastrukturprojekten eine Rolle spielen.

Eigentümer/-innen

Der/die Eigentümer/-in der Ladeinfrastruktur investiert in die Planung, den Aufbau, die elektrische Infrastruktur sowie in die Ladetechnik. Je nach Betreibermodell kann diese/-r Akteur/-in ebenfalls die Vermarktung der Ladeinfrastruktur übernehmen. Andernfalls beauftragt er einen externen Dienstleister. Zudem kann der/die Eigentümer/-in neben der Nutzung der Ladetechnik den Ladestrom den Endkund/-innen als Service bereitstellen. Voraussetzung dafür ist, dass der/die Eigentümer/-in der Ladeinfrastruktur ebenfalls den Stromliefervertrag hält.

Standortpartner/-innen

Als Standortpartner/-innen werden Akteur/-innen verstanden, welche geeignete Parkflächen zum Aufbau von Ladeinfrastruktur zur Verfügung stellen können, jedoch selbst nicht in der Lage sind, den Aufbau und die Vermarktung zu bewerkstelligen. Durch die Kooperation von Akteur/-innen, welche die Absicht haben, Ladeinfrastruktur aufzubauen und Akteur/-innen mit geeigneten Parkplätzen entstehen Vorteile auf beiden Seiten.

Charge Point Operator

Der Charge Point Operator (CPO) ist der administrative Betreiber der Ladeinfrastruktur und verwaltet diese für den/die Eigentümer/-in. Die zentrale Aufgabe ist die Auswertung und Übermittlung von Ladevorgängen und abrechnungsrelevanten Daten. Diese Datenbereitstellung ist notwendig, um die Ladeinfrastruktur für Endkund/-innen auf einfache Weise, wie z. B. über eine RFID-Karte oder App, nutzbar zu machen. Realisiert wird diese Anforderung durch eine intelligente bzw. kommunikationsfähige Ladetechnik. Das Datenmanagement erfolgt auf dem sogenannten Back-End-System - einem Datenbank-Server. Über dieses System wird weiterhin der Betriebszustand der Ladetechnik überwacht. Bei auftretenden Störungen kann durch den CPO eine Fernanalyse des Systems durchgeführt werden und Störungen zum Teil per Fernsteuerung behoben werden. Ist dies nicht möglich, veranlasst der CPO einen Einsatz des technischen Betreibers zur Fehlerermittlung und Entstörung vor Ort.

E-Mobility Service Provider

Als E-Mobility Service Provider (EMP) werden Marktakeure verstanden, welche Ladeservices für Endkund/-innen anbieten. Dabei spielen zwei Services eine zentrale Rolle für den Betrieb von Ladeinfrastruktur: Zum einen ermöglichen EMPs dem/der Endnutzer/-in den Zugang zu den Ladestationen, indem sie eine Kooperation mit dem CPO eingehen. Dementsprechend vermarkten sie die Ladepunkte, rechnen die Ladevorgänge gegenüber dem/der Endkund/-in ab und geben einen Teil des Umsatzes an den/die Eigentümer/-in weiter. Dazugehörige Aufgaben sind beispielsweise die Tarifgestaltung und das Kundenmanagement. Der zweite bedeutende Service zur Vermarktung öffentlicher Ladepunkte ist die Kooperation mit einem E-Roaming-Anbieter. Über die E-Roaming-Plattform werden die Ladepunkte verschiedener EMPs für die Endnutzer/-innen verfügbar,

wodurch ein große Ladelandschaft entsteht. Für Nutzer/-innen bedeutet dies, dass man sich mit der von seinem EMP ausgehändigten Ladekarte an einer Vielzahl von Ladepunkten authentifizieren und das eigene Fahrzeug laden kann.

Technische/-r Betreiber/-in

Der/die technische Betreiber/-in ist für die jährliche Wartung und Instandhaltung der Ladeinfrastruktur verantwortlich. Weiterhin ist er/sie für die Entstörung zuständig, welche in Abhängigkeit des vertraglich festgelegten Service-Levels innerhalb eines definierten Zeitraums erfolgt. Typische Bereitschaftszeiten für eine Entstörung ab dem Meldezeitpunkt sind 24 oder 48 Stunden. Die nachfolgende Abbildung 7 veranschaulicht das Zusammenwirken der oben beschriebenen Akteure für den Betrieb von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur.

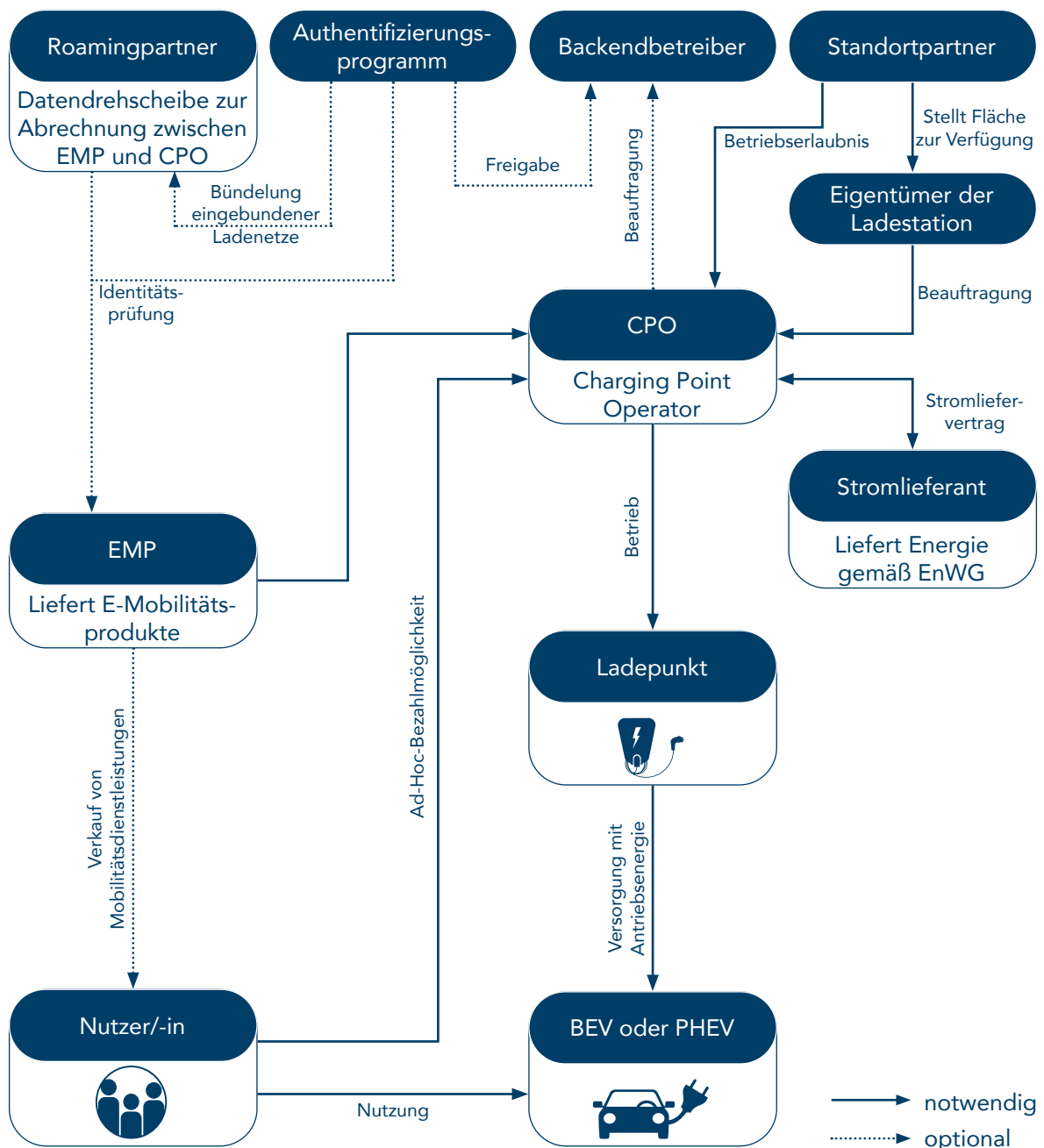


Abbildung 7: Übersicht Akteure in Ladeinfrastrukturprojekten

Anwendungsfälle & Praxisbeispiele

Anwendungsfall 1: Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur	
Beschreibung	Öffentliche Ladeinfrastruktur ist rund um die Uhr verfügbar und wird an Standorten aufgebaut, an denen entweder ein hohes Verkehrsaufkommen herrscht oder in Gebieten, in denen es Bürger/-innen nicht möglich, ist eigene Ladetechnik aufzubauen
Anforderungen Ladetechnik	Um die Zugänglichkeit für alle E-Fahrzeugnutzer/-innen sicherzustellen, wird eine intelligente eichrechts- und ladesäulenverordnungskonforme Ladetechnik benötigt werden.
Preismodell	» Startgebühr €/Ladevorgang » Strompreis €/kWh » Parkgebühr €/min
Mögliches Rollenmodell	
Standort-partner/-in	z. B. Stadt, Parkraumbewirtschafter, Regionale Unternehmen, Ämter
Eigentümer/-in	z. B. Energieversorger, Wohnungsunternehmen
Technische/-r Betreiber/-in	Externer Dienstleister

Abbildung 8: Anwendungsfall 1 - Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur

Anwendungsfall 2: Halböffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur	
Beschreibung	Halböffentliche Ladeinfrastruktur ist nicht 24 Stunden am Tag verfügbar. In dem Zeitraum, in dem die Ladeinfrastruktur verfügbar ist, soll sie für alle E-Fahrzeugnutzer zugänglich sein. Hier sind Eigentümer/-in und der Standortpartner/-in oftmals dieselbe juristische Person.
Anforderungen Ladetechnik	Um die Zugänglichkeit für alle E-Fahrzeugnutzer /-innen sicherzustellen, wird eine intelligente eichrechts- und ladesäulenverordnungskonforme Ladetechnik benötigt.
Preismodell	» Startgebühr €/Ladevorgang » Strompreis €/kWh » Parkgebühr €/min » Kostenfrei als Kund/-innenmehrwert (z. B. Supermärkte)
Mögliches Rollenmodell	
Standort-partner/-in	z. B. Parkraumbewirtschaftung, Supermärkte, Kommunale Unternehmen
Eigentümer/-in	z. B. Parkraumbewirtschaftung, Supermärkte, Kommunale Unternehmen
Technische/-r Betreiber/-in	Externe Dienstleistung

Abbildung 9: Anwendungsfall 2 - Halböffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur

Anwendungsfall 3: Private Ladeinfrastruktur	
Beschreibung	Private Ladeinfrastruktur wird nur einer bestimmten Personengruppe zugänglich gemacht, wodurch geringe technische Anforderungen an die Ladetechnik und den Betrieb entstehen. In diesem Anwendungsfall sind Eigentümer/-in und Standortpartner/-in oftmals dieselbe juristische Person.
Anforderungen Ladetechnik	Fall 1: Werden mehrere Ladepunkte über einen Stromzähler beliefert und wird mehreren Endnutzer/-innen der bezogene Strom in Rechnung gestellt, ist eine eichrechtskonforme, intelligente Ladetechnik notwendig. Fall 2: Wird nur ein Ladepunkt über einen Stromzähler versorgt oder werden den Endnutzer/-innen die Ladekosten nicht in Rechnung gestellt, kann eine einfache nicht intelligente und nicht eichrechtskonforme Ladetechnik eingesetzt werden
Preismodell	» Strompreis €/kWh » Stellplatzmiete bei fest zugeordneten Stellplätzen
Mögliches Rollenmodell	
Standort-partner/-in	z. B. Wohnungsunternehmen, Öffentliche Einrichtungen
Eigentümer/-in	z. B. Wohnungsunternehmen, Öffentliche Einrichtungen
Technische/-r Betreiber/-in	» Fall 1: Externe Dienstleistung » Fall 2: Ein/-e technische/-r Betreiber/-in wird eingebunden

Abbildung 10: Anwendungsfall 3 - Private Ladeinfrastruktur

Kosten, Finanzierung & Förderung

Kosten

Kosten Hardware				
Ladeleistung	Anzahl Ladepunkte	K-Fähig	Eichrechtskonformität	Kosten
11 kW / 22 kW AC	1	nein	nein	1.000 €
11 kW / 22 kW AC	2	ja	nein	1.500 €
12 kW / 22 kW AC	2	ja	ja	5.000 €
24 kW DC	2	ja	ja	20.000 €
50 kW DC	1	ja	ja	25.000 €

Abbildung 11: Hardwarekosten Ladeeinrichtung

Kosten Umsetzung	
Leistung	Kosten
Genehmigung/Planung/Standortsuche	1.000 €
Erstellung Netzanschluss pro Ladestation	2.000 €
Montage pro Ladestation	2.000 €
Investitionskosten pro Ladestation AC	5.000 €
Investitionskosten pro Ladestation DC	24.000 €

Abbildung 12: Kosten Umsetzung Ladeinfrastruktur

Kosten Betrieb	
Leistung	Kosten
Betrieb CPO und EMP	140 € / a
Wartung	200 € / a
Entstörung nach Aufwand	70 € / h

Abbildung 13: Betriebskosten Ladeinfrastruktur

Finanzierung

Die Wirtschaftlichkeit von Ladeinfrastrukturprojekten hängt vor allem von der Auslastung der einzelnen Ladepunkte ab. Durch eine Kooperation lokaler Unternehmen, Verbände und Vereine, Kommunen sowie des ÖPNV kann die Auslastung der Ladeinfrastruktur durch eine gemeinsame Nutzung maximiert werden. Dies kann durch eine gemeinschaftliche Auswahl von Ladestandorten und Ladetechnik erfolgen. Diese investiven Maßnahmen können zusätzlich durch eine Vielzahl von Fördermöglichkeiten ergänzt und realisiert werden (siehe Fördermittel). Zur Anschaffung von Ladeinfrastruktur können die nachfolgenden Finanzierungsmöglichkeiten in Betracht gezogen werden.

Kauf von Ladeinfrastruktur

In den meisten Fällen wird die benötigte Ladeinfrastruktur gekauft und eigenfinanziert. Durch die Finanzierung durch Eigenkapital entstehen keine zusätzlichen Kosten durch Zinsen oder sonstige Gebühren, wodurch sich die Gesamtkosten der Investition verringern. Ein weiterer Vorteil ist die damit verbundene Verbesserung der kurz- und langfristigen Liquidität der Organisation. Die Nachteile der Fremdfinanzierung durch eine Kreditaufnahme werden meistens erst bei hohen Investitionssummen in Kauf genommen.

Restwertleasing von Ladeinfrastruktur

Beim Restwertleasing wird dem Leasingnehmer die Ladeinfrastruktur gegen eine monatliche Leasinggebühr bereitgestellt. Dabei kann das Restwertleasing als Fremdfinanzierung verstanden werden. Je nach den Anforderungen an die Ladetechnik und den dazu in Anspruch genommenen Serviceleistungen beträgt die Leasingdauer zwei bis fünf Jahre. Am Ende dieses Zeitraums geht die Ladeinfrastruktur gegen die Zahlung des Restwerts in das Eigentum des Leasingnehmenden über. Einzelne Services, wie z. B. die Wartung und Instandhaltung, müssen oftmals zusätzlich beauftragt werden, wodurch zusätzliche Kosten entstehen. Im Vergleich zum Kauf von Ladeinfrastruktur aus Eigenkapital ist das Restwertleasing hinsichtlich der Gesamtkosten nachteilig. Zudem gibt es aktuell wenige Akteur/-innen, welche diese Dienstleistung anbieten.

Ladeinfrastruktur-Contracting

Beim Anlagen-Contracting stellen Anbieter/-innen (Contractor) den Contracting-Nehmer/-innen die Ladetechnik gegen eine monatliche Nutzungsgebühr zur Verfügung. Wie auch beim Leasing geht diese am Ende der Vertragslaufzeit in das Eigentum des Contracting-Nehmers über. Der Unterschied zum Leasingmodell ist, dass hier alle Services für den Betrieb durch den Contractor bereitgestellt werden. Zudem ist das Anlagen-Contracting in der Regel mit einer Stromlieferung verbunden, weshalb dieses Modell vor allem Energieversorgern angeboten wird. Hinsichtlich der Gesamtkosten ist dieses Modell ggü. des Kaufs von Ladeinfrastruktur ebenfalls nachteilig.

Fördermittel

Zur Unterstützung des Ausbaus von Ladeinfrastruktur existieren eine Vielzahl verschiedener nationaler sowie regionaler Förderprogramme. Gefördert werden

neben der notwendigen Hardware auch die Erstellung von Ladeinfrastrukturkonzepten sowie deren Umsetzung. Informationen zu aktuellen Förderprogrammen können unter folgendem Link auf der Homepage der KielRegion abgerufen werden.



Tipp:

Bei Fragen zu Kosten, Finanzierung und Fördermitteln steht die KielRegion beratend zur Seite. Ebenfalls unterstützt die KielRegion mit ihrer Expertise bei der Beantragung von Fördermitteln.

<https://www.kielregion.de/mobilitaet/foerdermoeglichkeiten/>

Umsetzung von Ladeinfrastrukturprojekten

Initiierung, Konzeptionierung, Genehmigung, Umsetzung & Betrieb

Für eine erfolgreiche Umsetzung von Ladeinfrastrukturprojekten sollte zu Beginn ein gemeinsames Verständnis zwischen den Akteur/-innen hinsichtlich der übergeordneten Ziele geschaffen werden. Zusätzlich sollte geprüft werden, welche weiteren Partner/-innen eingebunden werden können. Die nachfolgenden Leitfragen sollten dabei beantwortet werden:

- » Was wollen die Bürger/-innen?
- » Welche Netzwerke sind schon vorhanden?
- » Welche Partner/-innen können angefragt werden?
- » Wo gibt es bereits Kooperationen im Rahmen von LIS?

Ist der Beschluss gefasst, ist für eine reibungslose Umsetzung die Festsetzung eines Gesamtzeithorizontes notwendig. Dabei sollten unbedingt Genehmigungsprozesse, Ausführungs- und Bearbeitungszeiten für den Netzanschluss, Ausschreibungen und andere Leistungen beachtet werden. Im Regelfall sind die folgenden vier Ausschreibungen zu tätigen:

- » Planungsleistung
- » Bauleistung
- » Lieferung Hardware
- » Betrieb

Ziele

Zu Beginn gilt es, die gesellschaftliche Akzeptanz zu gewinnen und politische Überzeugungsarbeit zu leisten. Hilfreich können hierbei Fragen und Antworten zu den ökologischen, wirtschaftlichen und sozialen Mehrwerten eines LIS-Ausbaus für die Region sein. Zudem sollten die Ziele des Klimaschutzes und der Umsetzung der Mobilitätsstrategie transparent kommuniziert werden, da gesellschaftliche und politische Akzeptanz für die erfolgreiche Projektumsetzung sehr wichtig ist.

Meilensteine

Maßnahmen



Initilierung

- Definition Zielsetzung
- Aktivierung der Akteur/-innen
- Suche nach Partner/-innen

Umsetzungsbeschluss



Konzeptionierung

- ggf. Ausschreibung der Planung
- Ladeinfrastrukturkonzept
 - » Ladebedarfe
 - » Standortsuche und -auswahl
 - » Wahl der Ladeinfrastruktur
 - » Wahl des Betreibermodells
- Anfrage Netzbetreiber
- Bekanntmachung

Maßnahmenplan

Beschluss LIS-Ausbau
am Standort



Umsetzung

- Ausschreibung
- Dienstleistungsgespräche
- Fördermittelbeantragung
- Beantragung Netzanschluss
- Genehmigung
- Aufbau
- Meldung
- Betrieb
- Monitoring der Auslastung,
ggf. LIS-Erweiterung

Beauftragung

Öffentlichkeitsarbeit
und Eröffnung

Maßnahmen

Für den LIS-Ausbau in einer Kommune sollten möglichst viele Interessensgemeinschaften miteinbezogen werden. In den Regionen, in denen Projekte umgesetzt wurden, gilt es, die schon aktiven Partner/-innen sowie alle potenziellen Akteur/-innen anzusprechen. Auch ein überregionales Konzept sollte fokussiert werden, um ein nutzerfreundliches, einheitliches Bild in der KielRegion zu schaffen.

Maßnahmen zur Initiierung und zur Einordnung der Akzeptanz von Ausbauprojekten sind:

- » Kooperationsvorschläge an aktive Partner (viele Stadtwerke und EVUs sind schon aktive Betreiber von LIS)
- » Aktivierung von potenziellen Partnern (Regionale Firmen, Geschäfte, Hotels und Sport- und Freizeiteinrichtungen)
- » Umfragen in den Regionen (an Betriebe oder direkt an die Bürger/-innen)
- » Kooperationen mit Carsharing-Unternehmen und den weiterführenden ÖPNV
- » Anfrage bei Expert/-innen zur Potenzialanalyse

Ziel der Kommune sollte es dabei sein, regionalen Unternehmen, Bürger/-innen und Partner/-innen der Region Anreize und Potenziale zum Einstieg in die Elektromobilität zu ermöglichen.

Ladeinfrastrukturkonzept

Das Ladeinfrastrukturkonzept bildet die Grundlage für weiterführende Planungsaufgaben. Dafür sollte ein Ladeinfrastrukturkonzept entwickelt werden, an dem sich der LIS-Ausbau orientiert. Für die Erstellung des Konzeptes sind folgende Fragen zu beantworten:

- » Für welche Nutzer/-innen sind die Ladepunkte bestimmt?
- » Für welche Nutzungsgruppen (Use-Cases) wird die Ladeinfrastruktur benötigt?
- » Wo sind die Ladepunkte sinnvoll verortet?
- » Wie viele Ladepunkte sind notwendig und zu welchem Zeitpunkt (zukunftsorientierter Ausbau)?
- » Welche Ladetechnik und Leistung entsprechen den Anforderungen der Nutzer/-innengruppen?
- » Wie kann der LIS-Ausbau gefördert und finanziert werden?



Tipp:

Wichtig für einen erfolgreichen Ausbau ist die dynamische, halbjährliche Anpassung des Konzeptes an den aktuellen Stand des LIS-Ausbaus, die veränderten Verkaufs- bzw. Hochlaufzahlen der elektrischen Fahrzeuge und neue technische Trends (bspw. Wasserstoff, Sharing etc.).

Für überregionale Konzepte oder für größere Ballungsgebiete ist aufgrund der Komplexität und der dafür benötigten finanziellen und personellen Ressourcen eine Unterstützung von spezialisierten Firmen oder Planer/-innen empfehlenswert. Fachfirmen werten softwarebasiert große Datenmengen von Bevölkerung, Verkehr und Infrastruktur aus und erstellen ein bedarfsgerechtes Konzept. Konzepte für kleinere und mittlere Kommunen können aufgrund des eingeschränkten Suchraums

und einfacherer Strukturen selbst erstellt werden. Durch die Nähe zu den strukturellen Gegebenheiten sind kleine und mittlere Kommunen meist Expertinnen für ihre Region und können Abschätzungen daher oft konkreter darstellen als übergeordnete, modellgestützte Berechnungen. Ein Ladeinfrastrukturkonzept für kleinere und mittlere Kommunen kann in folgenden Schritten erstellt werden:

- » Ladebedarfe ermitteln (Ist, +2 Jahre, +5 Jahre)
- » Standortsuche und Standortauswahl
- » Wahl der Ladeinfrastruktur
- » Wahl des Betreibermodells
- » Maßnahmenplan aufstellen

Tipp:

Hilfreich kann auch eine Orientierung an bereits erfolgreich umgesetzten Projekten (Best Practice) sein. Diese sind unter dem Abschnitt 3 „Kompendium für den interoperablen und bedarfsgerechten Aufbau von Infrastruktur für Elektrofahrzeuge. Öffentliche Ladeinfrastruktur für Städte, Kommunen und Versorger“ nachzulesen.

Ladebedarfe ermitteln

Im ersten Schritt ist es notwendig, den Bedarf an LIS im betrachteten Gebiet zu ermitteln und unter Berücksichtigung der Bestands-LIS einen Ausbauplan zu erstellen. Mengenkorridore für benötigte Ladesäulen können unter Berücksichtigung von folgenden Kriterien abgeschätzt werden:

Bedarfsorientierte Kriterien

- » Verhältnis Elektroauto zu Ladepunkten
- » Verhältnis Parkplätze zu Ladepunkten
- » Use-Case orientiert (bspw.: Nähe zu und Beliebtheit von Orten wie Geschäften, Hotels, Freizeitmöglichkeiten, etc.)

Flächendeckende Kriterien

- » Maximale Entfernung
- » Tankstellendichte
- » Orte als Raster

Eine bedarfsorientierte Abschätzung könnte beispielsweise in einem Verhältnis zehn zu eins von Elektroautos zu öffentlichen Ladepunkten liegen. Eine solche Betrachtung mit Berücksichtigung einzelner Nutzer/-innengruppen wird im „Elektromobilitätskonzept für den Kreis Plön“ beschrieben und kann als Orientierung dienen. Eine Aufschlüsselung der Personenkraftwagen (FZ1.2) nach

Statistische Kennziffer und Zulassungsbezirk	Plug-In-Hybrid	Elektro
01002 KIEL, STADT	267	352
01057 PLOEN	94	210
01058 RENDSBURG-ECKERNFÖRDE	244	466

Abbildung 14: Anzahl der Plug-In-Hybride und Elektro-PKW's in der KielRegion (Stand 11.12.2020)

Kraftstoffarten wird jährlich am 1. Januar unter folgendem Link veröffentlicht:

https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand_node.html

Im „Ladeinfrastruktur-Konzept Landkreis Ebersberg“ wird eine Kombination aus flächendeckender und bedarfsorientierter Ladeinfrastruktur gewählt. In jeder Kommune mit über 5.000 Einwohner/-innen ist pro 5.000 Einwohner/-innen eine öffentliche Ladestation bis 2020 geplant. Zusätzlich werden weitere Ladepunkte für Automobil-Hotspots und den Durchgangsverkehr geplant.



Tipp:

Eine flächendeckende LIS schafft ein zuverlässiges Ladenetz und trägt in ländlichen Regionen zu einer höheren Akzeptanz und stärkeren Nutzung der Elektromobilität bei, während eine bedarfsgerechte LIS zunächst eine höhere Auslastung und somit Erträge erzielt.

Der Ausbauplan sollte nicht nur den aktuellen Bedarf berücksichtigen, sondern sich auch am prognostizierten Bedarf der nächsten drei bis fünf Jahren orientieren. Dementsprechend sollte der Ausbauplan für einen bestimmten Zeitraum entstehen. In die Dimensionierung des geplanten Ausbaus sollte selbstverständlich auch die Bestandsladeinfrastruktur einbezogen werden.

Zukünftige Bedarfe können anhand von Markthochlaufszszenarien der E-Mobilität, z. B. von der NPE, ermittelt werden. Es gibt Tools, die dabei unterstützen, wie z. B.: <https://portal.geospin.ai/>.

Eine Übersicht der LIS im öffentlichen Raum stellt der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft zur Verfügung (Link: <https://ladesaeulenregister.de/>). Private LIS kann bei ansässigen Firmen erfragt werden, die LIS an privaten Wohnsitzen ist ebenfalls zu berücksichtigen, jedoch schwierig zu ermitteln. Eine Übersicht hat der jeweilige Verteilnetzbetreiber. Generell wird beim Aufbau von öffentlichen Ladesäulen kein Fokus auf Wohnbezirke im ländlichen Raum gelegt, da hier meist genügend Platz für Fahrzeug und Wallbox auf dem eigenen Stellplatz ist.

Der Ausbauplan sollte sich außerdem am Budget orientieren und Fördermöglichkeiten auf Bundes- und Landesebene berücksichtigen. Auch die laufenden Betriebskosten von LIS sind zu berücksichtigen. Wird ein Bedarf an LIS ermittelt, der nur zum Teil von den finanziellen Mitteln aufgebaut und betrieben werden kann, sollten Kommunen Anreize schaffen oder eine Initiierung des LIS-Ausbaus durch andere Unternehmen fokussieren.

Standortsuche und -auswahl

Die Standortauswahl wird in Abhängigkeit des jeweiligen Anwendungsfalls getroffen. Wird beispielsweise ein Ausbau für Reisende und Pendler/-innen fokussiert, werden Standorte an Autobahnen und viel befahrenen Bundesstraßen berücksichtigt. Soll der LIS-Ausbau präferiert für Anwohner/-innen von Nutzen sein, sollten Standorte in Innenstadtlage, an Freizeiteinrichtungen oder an Bau- und Supermärkten betrachtet werden. Auch hier sollten die Zusammenarbeit und Beteiligung der ansässigen Standortpartner/-innen fokussiert werden.



Tipp:

Ein aktueller Trend zeigt, dass der Ausbau an Autobahnen und Bundesstraßen mit Schnellladern in der Regel durch Fachfirmen überregional ausgebaut wird. Bei Kommunen, Stadtwerken und EVUs liegt der Fokus eher im städtischen und kommunalen Raum.

Standortbeispiele

Abbildung 15 zeigt verschiedene Anwendungsfälle für Ladeinfrastruktur in Abhängigkeit der Zugänglichkeit, Aufenthaltsdauer und Ladeleistung. Um eine hohe Akzeptanz und Auslastung der LIS zu erzielen, sollten Standorte mit einer

Lade-Use-Case	Grundstücks-eigentümer/-in	Aufenthaltsdauer	Ladestation
Parkplätze an Arbeitsorten und Bildungszentren	privat	> 4 Stunden	AC: 3,7 kW
P&R-Parkplätze	öffentlich	> 4 Stunden	AC: 3,7 kW oder 11 kW
Bau- und Supermärkte	privat	< 1 Stunde	AC: 11 kW bzw. DC: 24 kW oder 50 kW
Gastronomie	privat	1 - 2 Stunden	AC: 3,7 kW oder 11 kW
Parkplätze in Innenstadtlage	öffentlich	1 - 2 Stunden	AC: 11 kW bzw. DC: 24 kW oder 50 kW
Sport- und Freizeiteinrichtungen und touristische Orte	Privat / öffentlich	1 - 2 Stunden	AC: 11 kW bzw. DC: 24 kW oder 50 kW
Hotels und Campingplätze	privat	> 4 Stunden	AC: 3,7 kW oder 11 kW
Autohöfe, Raststätten, Autobahnparkplätze	Privat / öffentlich	< 1 Stunde	DC > 50 kW

Abbildung 15: Standortbeispiele für LIS

hohen und konstanten Frequentierung durch Besucher/-innen ermittelt werden. Für die Nutzenden sollten die Auffindbarkeit, Sichtbarkeit und Zugangsmöglichkeit sichergestellt werden. Im innerstädtischen Raum existiert oft eine Nutzungsrivalität aufgrund des knappen Raums, weshalb Tiefgaragen oder Parkhäuser für den LIS-Ausbau bevorzugt berücksichtigt werden sollten. Hierzu sollte die Flächenverfügbarkeit vor Ort geprüft werden.

Ein Großteil der Investitionskosten entsteht durch die Errichtung des Netzanschlusses. Die Höhe hängt dabei stark von der Entfernung zum Netzanschlusspunkt ab sowie von möglichen baulichen Hindernissen (bspw. Baumwurzeln, Bauwerke, Straßenquerung etc.). Auch der eventuell entstehende Aufwand für eine Ertüchtigung der Fläche und der baulichen Eignung sollte berücksichtigt werden. Kriterien, die zum Ausschluss von Standorten führen sind bspw. Schutznormen, wie der Denkmal- oder Naturschutz, und andere städtebauliche Vorgaben.

Tip:

Die Bundesregierung plant bis Ende 2020, einen Flächenatlas für Ladeinfrastruktur einzuführen: hier sollen Kommunen und Unternehmen Flächen für den Ausbau von Ladeinfrastruktur definieren, welche entgeltlich oder unentgeltlich von Grundstückseigentümer/-innen zur Verfügung gestellt werden.

Eine übersichtliche Abschätzung des Nutzerpotenzials zeigt das Standorttool <https://www.standorttool.de/strom/ausbaupotenzial/>. Hier werden Potenziale in verschiedenen Szenarien in ganz Deutschland dargestellt.

Im Vorfeld sollten neben den möglichen Kosten auch die Leistungskapazitäten und die Entfernung zum Netz eruiert werden. Die Ertüchtigung oder Neulegung des Netzanschlusses ist regelmäßig mit einem großen monetären und zeitlichen Aufwand verbunden, sodass empfohlen wird, diesen schon bei der Standortauswahl mitzubetrachten. Die folgende Tabelle listet die Stadtwerke der jeweiligen Regionen auf, die für den Netzanschluss zuständig sind.

Stadtwerke & Energieversorgungsunternehmen	
Versorgungsbetriebe Kronshagen GmbH	24119 Kronshagen
Stadtwerke Kiel AG	24113 Kiel
Stadtwerke Schwentinental GmbH	24222 Schwentinental
Gemeindewerke Schönkirchen GmbH	24232 Schönkirchen
Stadtwerke Eckernförde GmbH	24340 Eckernförde
Versorgungsbetriebe Bordesholm GmbH	24582 Bordesholm
Stadtwerke Nortorf AöR	24589 Nortorf
Stadtwerke Rendsburg GmbH	24768 Rendsburg

Abbildung 16 Netzbetreiber in der Region

Eine Voranfrage beim Netzbetreiber über eine Ertüchtigung oder neuen Anschluss sollte daher frühzeitig stattfinden. Sobald der Standort festgelegt ist, sollte die Maßnahme beim Netzbetreiber angefragt werden. Eine Anfrage kann über das folgende Portal vorgenommen werden: https://www.sh-netz.com/de/energie-anschiessen/stromnetz/hausanschluss_strom/niederspannung.html

Eine Standorteignung der betrachteten Standorte kann ein folgendes Bewertungsschema vereinfachen:

Grundsätzliche Standorteignung		ja	nein	
Hintergründe im Hinblick auf...				
A.1.	...die Verfügbarkeit der Fläche			
A.2.	...die bauliche und technische Eignung der Fläche (Größe, Zugang, Leitungslänge, etc.)			
A.3.	...städtebauliche Belange			
rechtliche Hintergründe in Hinblick auf...				
A.4.	...den Status der Fläche in der Bauleitplaung			
A.5.	...spezielle Schutznormen (Denkmalschutz, Naturschutz, GrünflächenVO etc.)			
Relative Standorteignung				
...aus Anbieter/-innenperspektive		50 %	Bewertung 1-5	Ergebnis
B.1.	Geringer baulicher Aufwand	10 %		
B.2.	Geringer elektrotechnischer Aufwand	10 %		
B.3.	Geringer Aufwand Verwaltungsverfahren	5 %		
B.4.	Attraktivität, Wahrnehmbarkeit	20 %		
B.5.	Erweiterbarkeit	5 %		
... aus Nutzer/-innenperspektive		50 %	Bewertung 1-5	Ergebnis
C.1.	Erreichbarkeit, Erkennbarkeit, Zugänglichkeit	10 %		
C.2.	Attraktivität des Standortes	25 %		
C.3.	Verknüpfung zu ÖV und Umweltverbund	10 %		
C.4.	Geringer Parkdruck durch andere Fahrzeuge	5 %		
Gesamtpunktzahl				

Abbildung 17: Bewertungsschema aus Modellregion Hamburg, 2010

Wahl der Ladeinfrastruktur

Es sollte eine standortspezifische Auswahl der Ladeinfrastruktur vorgenommen werden, um den Anforderungen der Nutzenden gerecht zu werden - unter Berücksichtigung der Grenzen von Netzanschlussleistung, Platz und Budget. Die Ladetechnik und Ladeleistung sollten sich an der üblichen Aufenthaltsdauer der Nutzenden orientieren.

- » Wohn-, Arbeits- und Bildungsumfeld sowie an Hotels in der Regel über 7 Stunden (3,7 – 11 kW AC)
- » Parkplätze in Innenstadtlage, Bau- und Supermärkte, Gastronomiebetriebe, Sport- und Freizeiteinrichtungen und touristische Orte zwischen 2 und 4 Stunden (11 – 22 kW AC)
- » Autohöfe, Raststätten, Autobahnparkplätze unter 30 Minuten (ab 50 kW DC).

Die Anzahl der Ladepunkte an Standorten sollte in Abhängigkeit der erwarteten Auslastung festgelegt werden. Zudem sollte die LIS so aufgebaut werden, dass ohne größeren Aufwand weitere Ladepunkte angebunden werden können. Folgende Maßnahmen sollten zur Erweiterung der LIS des Standortes berücksichtigt werden:

- » Netzanschluss mit zusätzlichen Kapazitäten beantragen
- » Stromverteilung mit ausreichender Zuleitung und freien Abgängen für weitere Ladevorrichtungen aufbauen
- » Lastmanagementsystem aufbauen und den Anschluss weiterer Ladepunkte berücksichtigen
- » Ggf. vorgerüstete Fundamente und Leerrohre an den künftigen Orten der Ladepunkte

Die Art der Ladeeinrichtung richtet sich nach den örtlichen Gegebenheiten und dem jeweiligen Anwendungsfall. Dabei müssen im Wesentlichen folgende Punkte bestimmt werden:

- » Ladeleistung
- » Montageart
- » Schutzklasse
- » Schutzart
- » Kommunikationsfähigkeit
- » Lastmanagementfähigkeit
- » Art der Authentifizierung
- » Eichrechtskonformität

Die Anforderungen an Ladeeinrichtungen, welche im öffentlichen und halböffentlichen Raum betrieben werden, ergeben sich aus der Ladesäulenverordnung. Die Vorgaben der Ladetechnik sowie der Beschilderung und der Parkplatzkennzeichnung, des Anfahrt-Schutzes und weiteren Elementen sollten frühzeitig definiert werden und einem einheitlichen und ggf. überregionalen Konzept folgen. Die relevanten Regeln und Normen, sowie einzuhaltende Anforderungen sind zwingend zu berücksichtigen und mitunter in folgenden Dokumenten festgehalten:

- » Technische Mindestanforderungen in der Ladesäulenverordnung
- » Technische Anschlussregeln Niederspannung (VDE-AR-N 4100)
- » Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz der Schleswig-Holstein Netz AG
- » Energiewirtschaftsgesetz - § 49 Anforderungen an Energieanlagen
- » Verwaltungsvorschrift zur Straßenverkehrsordnung (VwV-StVO)

Wahl des Betreibermodells

Die Wahl des Betreibermodells hängt von verschiedenen Faktoren ab:

- » Art des/der Eigentümer/-in der Ladeinfrastruktur
- » Interesse / Kapazität für internen Personalaufwand
- » Technische Kompetenzen

Bei öffentlicher Nutzung sollte jeder Ladepunkt an ein Back-End-System angebunden und in ein Roamingnetz eingebunden werden. Für Kommunen wird empfohlen, die Investitionskosten selbst zu tragen und den Betrieb (EMP und CPO) auszulagern. Dies kann durch einen Dienstleister erfolgen oder durch unterschiedliche Parteien. Weiterführend ist im Einzelfall zu entscheiden, ob die Betriebskosten auch durch die Kommune übernommen werden und somit auch der Erlös der Ladevorgänge an die Kommune fließt, oder ob der Betrieb sowie die Erlöschancen ausgelagert werden. Hierbei gibt es die Möglichkeiten, mit überregionalen Partner/-innen zusammenzuarbeiten, die den LIS-Ausbau und -Betrieb professionell und ertragsorientiert umsetzen. Eine Kooperation mit regionalen Partner/-innen und Einzelhändler/-innen, regionalen Arbeitgeber/-innen, Stadtwerken oder Energieversorgungsunternehmen kann regionale Betriebe stärken und bringt oftmals mehr Nutzer/-innenakzeptanz durch die Nähe zu den Bürger/-innen mit sich.

	Einfluss auf den Preis für Ladevorgang	Relativer Arbeitsaufwand für die Kommune	Investitionskosten für die Kommune	Betriebskosten für die Kommune	Erlös bei der Kommune verbleibend	Ladeinfrastruktur ist Eigentum der Kommune
Konzession für Ladeinfrastruktur abschließen	nein	gering	0%	0%	keine	nein
Einzelne Standorte ausschreiben oder für Errichtung und Betrieb vergeben	nein	mittel	0%	0%	keine	nein
Übernahme der Investitions- und Betriebskosten durch die Kommune	nein	hoch	100%	0%	keine	ja
Ladeinfrastruktur selbst betreiben	ja	sehr hoch	100%	100%	vollständig	ja

Abbildung 18: LIS-Betreibermodelle aus DIN-SPEC91433 (2020-08)

Partner/-innen in der Region	Ladepunkte im Betrieb (Stand 05.11.2020)		
Unternehmen	Kreisfreie Stadt Kiel	Kreis Rendsburg- Eckern- förde	Kreis Plön
Stadtwerke und EVUs			
Stadtwerke Kiel AG	86	8	24
Stadtwerke Rendsburg GmbH		22	
Stadtwerke Eckernförde GmbH		10	
Versorgungsbetriebe Bordesholm GmbH		10	
Hansewerk AG		6	
Gemeindewerke Hohenwestedt GmbH		2	
Stadtwerke Husum GmbH			2
Stadtwerke Nortorf AöR		2	
Stadtwerke Plön Versorgungs GmbH			2
Andere Betreiber/-innen			
Charge-ON	2	14	4
Landeshauptstadt Kiel - Eigenbetrieb Parken	5		
Lidl Dienstleistung GmbH & Co. KG	2	2	
CLEVER A/S		3	
Allego GmbH	2		
Amt Hüttener Berge, Gemeinde Ascheffel		2	
APCOA Parking Deutschland GmbH	2		
Berufsbildungszentrum Nord-Ostsee-Kanal AöR		2	
Energiepark Schlei-Ostsee GmbH & Co. KG		2	
Fritz Feldmann GmbH & Co. KG		2	
GP JOULE Connect GmbH			2
innogy eMobility Solutions GmbH	2		
May & Olde GmbH		2	
Nord-Ostsee Automobile GmbH & Co. KG		2	
Vater Holding GmbH	1		1
Eider-Treene-Sorge GmbH		1	
Top-Kauf Butenschön		1	

Abbildung 19: Öffentliche Ladepunkte und Betreiber in der KielRegion

Maßnahmenpläne

Aus dem Ladeinfrastrukturkonzept sollten Maßnahmenpläne erstellt werden, die den Ausbauplan an den ausgewählten Standorten vorgeben. Unter Berücksichtigung der Investitions- und Betriebskosten sowie geplanten der Maßnahmen und Partner/-innen sollte ein realistischer und zukunftsorientierter Ausbau festgehalten werden. Der LIS-Ausbau an spezifischen Standorten kann mit einem einzuplanenden Zeithorizont in folgende Schritte unterteilt werden:

- » Erstellung der Ausschreibungsunterlagen (4 Wochen)
- » Ausschreibung (6 – 8 Wochen)
- » Verhandlungen und Vergabe (4 – 6 Wochen)
- » Verträge anpassen und schließen (4 Wochen)
- » Bestellungen auslösen (Netzanschluss ca. 16 – 30 Wochen, Hardware und Bauleistungen ca. 16 – 24 Wochen)
- » Genehmigungen einholen (12 – 16 Wochen)
- » Bau der LIS (2 Wochen)
- » Meldepflichten und Veröffentlichungen (1 Tag)

Ausschreibung

Je nach Betreibermodell entscheidet sich auch der Ausschreibungsumfang. Üblicherweise werden Ausschreibungen für den Aufbau im öffentlichen Raum im offenen Verfahren ausgeschrieben. Ohne eine Standortauswahl kann über eine Konzession der LIS-Ausbau angeregt und bezuschusst werden. Partner/-innen übernehmen dann die weiteren Prozessschritte. Bei einer Konzession werden eigene Ressourcen gespart, da der gesamte Prozess an Fachfirmen übergeben wird. Hier verlieren Kommunen jedoch Einfluss auf das weitere Projekt und auch auf den Preis für Endnutzer/-innen. Werden Standorte von Kommunen festgelegt, an denen Marktteilnehmer/-innen unter angegebenen Voraussetzungen einen LIS-Ausbau durchführen dürfen, können diese durch die Kommune an das BMVI für den Flächenatlas übermittelt werden. Soll der Ausbau direkt vorangetrieben werden, kann eine Ausschreibung mit den Losen wie Planungsleistung, Bauleistung, Lieferung, Hardware und Betrieb vorgenommen werden. Hierbei sollte eine genaue Definition von geforderter Ladetechnik und zusätzlichen Komponenten stattfinden. Eine genaue Dokumentation der Standorte ist ebenso erforderlich. Dieser Prozess kann mit Hilfe von Planungs- und Fachfirmen unterstützt werden und ggf. schon durch die Ausschreibung des Ladeinfrastrukturkonzeptes abgedeckt werden. Hilfreich sind folgende Bestandteile:

- » Anschrift, Flurstück
- » Fotodokumentation
- » Dokumentation der vorhandenen Infrastruktur
- » Dokumentation des Netzanschlusses inkl. Reserveleistung
- » Vorangefragter/beantragter neuer Netzanschluss

Bei der Vergabe sind übliche Schwellenwerte und Vergabevorschriften zu beachten. Für kleinere Leistungen und Installationen können Partner/-innen aus folgendem Installationsnetzwerk angefragt werden: <https://www.sh-netz.com/de/energie-service/kundenservice/installateursuche.html>

Nach den Bieter/-innengesprächen sollten Lieferant/-innen und Partner/-innen ausgewählt und Leistungen und Überschneidungen abgestimmt werden, sodass ein reibungsloser Prozess von Planung, Umsetzung und Betrieb entsteht. Verträge und Lieferbeziehungen mit folgende/-innen Partnern sind zu beachten: Netzbetreiber,

Stromlieferant, Standortpartner, Ladesäulenbetreiber, Errichter und Dienstleister für den Betrieb wie Roaming-Partner, Partner für Wartung, Instandhaltung und Entstörung. Ausschreibung des Ladeinfrastrukturkonzeptes abgedeckt werden. Hilfreich sind folgende Bestandteile:

- » Anschrift, Flurstück
- » Fotodokumentation
- » Dokumentation der vorhandenen Infrastruktur
- » Dokumentation des Netzanschlusses inkl. Reserveleistung
- » vorangefragter/beantragter neuer Netzanschluss

Bei der Vergabe sind übliche Schwellenwerte und Vergabevorschriften zu beachten. Für kleinere Leistungen und Installationen können Partner aus folgendem Installationsnetzwerk angefragt werden: <https://www.sh-netz.com/de/energie-service/kundenservice/installateursuche.html>

Genehmigung

LIS ist generell baugenehmigungsfrei, bei großen Maßnahmen ist allerdings die Landesbauordnung für das Land Schleswig-Holstein zu beachten.

Neben der Genehmigung muss eine Anpassung in das Straßenbild (bauordnungsrechtliches Verunstaltungsgebot), sowie die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs sichergestellt werden. Bei einer Leistung der LIS über 12 kW ist diese beim Netzbetreiber zu beantragen. Der Genehmigungsprozess im öffentlichen Raum ist zusätzlich verbunden mit einer Beantragung und Genehmigung der straßenrechtlichen Sondernutzung. Die Voraussetzung und der Beantragungsprozess sind in dem (§ 21) „Straßen- und Wegegesetz des Landes Schleswig-Holstein“ geregelt. Zusätzlich ist eine straßenverkehrsrechtliche Anordnung notwendig. Üblicherweise dauert dieser Prozess mehrere Wochen. Vorgelegt werden sollte das Standortkonzept und der Ausbauvorschlag mit einer ausführlichen Schilderung des Vorhabens. Dieser Prozess wird im „Genehmigungsprozess der E-Ladeinfrastruktur in Kommunen: Strategische und Rechtliche Fragen“ genauer beschrieben. Ist die Kommune die Antragsstellerin, kann dieser Prozess intern ablaufen, da die ausstellende Behörde der Sondernutzung in der Kommune angesiedelt ist.

Aufbau

Nach der Genehmigungsphase sollten der Tiefbau und Elektroarbeiten beauftragt und ausgeführt werden. Hier gilt es zu beachten, dass das Arbeiten im öffentlichen Raum ebenfalls genehmigt werden muss und dass Straßensperrungen, Leitungsabfragen und Scheinschächte für Grabungsarbeiten frühzeitig beantragt werden sollten. Nach Fertigstellung sollten folgende Prüfungen und Dokumentationen der Arbeiten stattfinden:

- » Prüfung der straßenverkehrsrechtlichen Anordnung
- » Prüfung und Abnahme der Tiefbau- und Elektroarbeiten
- » Eignungs-, Betriebssicherheits- und Funktionsprüfung
- » Prüfung der Authentifizierungs- und Abrechnungsmöglichkeiten

Eine Umwidmung (oder im privaten Bereich Kennzeichnung) der Parkflächen für Elektroautos sollte ebenfalls beachtet werden. Nach Fertigstellung sollte durch Werbemaßnahmen und Kommunikation an die Öffentlichkeit auf Lademöglichkeiten aufmerksam gemacht werden.

Meldepflichten und Veröffentlichungen

Pflichten der Meldung der LIS werden vom Ladesäulenbetreiber erfüllt. Die Infrastruktur ist an folgenden Stellen zu melden:

- » BNetzA (öffentliche LIS)
- » Eichamt (öffentliche LIS)
- » BDEW (öffentliche LIS)
- » Netzbetreiber
- » BDEW-Ladesäulenregister oder anderen Online-Plattformen (freiwillig)

Betrieb

Nach dem Aufbau und der Installation kann die Ladesäule in Betrieb genommen werden. Je nach Betreibermodell entscheidet sich, welche Partei den Betrieb der Ladesäule übernimmt. Dabei sind unterschiedliche Vorgaben und Richtlinien zu beachten. Besonders ist die Sicherheit öffentlich zugänglicher sowie gewerblich genutzter Ladestationen zu gewährleisten. Wichtig ist eine regelmäßige Überprüfung der technischen Sicherheit und die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften und Fristen für einen einwandfreien Betrieb der Ladesäulen. Bei dem Einsatz an normalen Tankstellen sind zusätzlich Sicherheitsvorkehrungen des Brand- und Explosionsschutzes zu beachten.

Für eine kunden- und bedienungsfreundliche Nutzung müssen das Bedienkonzept und die verfügbare Statusanzeige für die Nutzer-Authentifizierung anwendungsgerecht aufgebaut werden. Dabei gilt es, grundsätzlich einige wichtige Aspekte zu beachten:

- » Einfache und intuitive Bedienung
- » Gute Ablesbarkeit und Ausleuchtung der Anzeigen
- » Barrierefreier Umgang und gute Bedienbarkeit für Menschen mit Beeinträchtigung
- » Gute Erreichbarkeit der Bedienelemente

Um den Betrieb zu ermöglichen, ist die Zugänglichkeit der Ladestation entscheidend. Hier müssen je nach Betriebsart bestimmte Anforderungen erfüllt werden. Bei öffentlichen Ladesäulen muss nach der Richtlinie 2014/94/EU das punktuelle Aufladen ermöglicht werden, ohne mit Betreiber/-innen einen Vertrag zu schließen. Dafür stehen verschiedene Authentifizierungsverfahren zur Verfügung, die das spontane Laden mit Bezahlungsmöglichkeit an der Ladesäule ermöglichen:

- » Geldkarte, Debitkarte
- » RFID-Karte
- » Smartphone App / Internet
- » Plug&Charge

Auf Betreiber einer Ladestation fallen zudem weitere Pflichten, die sich in den technischen und wirtschaftlichen Betrieb aufteilen lassen. Die technische Betriebsführung umfasst die Wartung und Reparatur der Ladesäulen. Zudem muss eine Hotline für die Kundenbetreuung bereitgestellt und die Fernwartung der Anlage eingerichtet werden. Die Fernwartung der Ladesäulen ist durch ein Back-End-System möglich, worüber zudem die Übermittlung von Abrechnungsdaten sowie die Kommunikation mit der Ladesäule erfolgen. Zusätzlich bedarf es Servicemitarbeiter/-innen für Fälle, in denen eine Reparatur oder Entstörung vor Ort erfolgen muss. Zu der wirtschaftlichen Betriebsführung gehören vor allem die Abrechnungs- und Transaktionsmodalitäten. Eine zuverlässige Authentifizierung ist die Voraussetzung für die korrekte Abrechnung der übertragenen Energiemenge.

oder der genutzten Ladedienstleistung. Bei der Erfassung und Abrechnung sind die gesetzlichen und vertraglichen Anforderungen an Elektrizitätszähler und Abrechnung zu erfüllen. Zudem sind die Belange des Datenschutzes und der Datensicherheit zu beachten. Neben der Abrechnung ist das Monitoring der Auslastung der Ladeinfrastruktur wichtig. Für eine Kommune kann es sinnvoll sein, sich von Betreiber/-innen den aktuellen und daraus abgeleiteten, möglichen zukünftigen Bedarf an E-Ladeinfrastruktur übermitteln zu lassen, um eine zukünftige Planung für den Ausbau der Infrastruktur bedarfsgerecht auszulegen. Der Rückbau muss nach Beendigung der Sondernutzung oder nach dem Erlöschen der Sondernutzungserlaubnis erfolgen, die Kosten dafür übernimmt der/die Erlaubnisnehmer/-in. Der Rückbau im öffentlichen Raum wird dabei im jeweiligen Straßengesetz geregelt.

Anwendungsfall Fuhrpark

Elektromobilität für das Amt Schrevenborn

Stellvertretend für Gemeinden in der KielRegion wurde das Amt Schrevenborn aus 24226 Heikendorf auf Anwendungspotenziale von E-Mobilität im Fuhrpark untersucht. Ziel ist es, dass privat genutzte Pkw durch klimafreundlichere Mobilitätsalternativen ersetzt werden. Für die Mitarbeiter/-innen des Amtes Schrevenborn wurden verschiedene Mobilitätsangebote beleuchtet, die im Folgenden vorgestellt werden.

Die Mobilitätsangebote sollen zukunftsorientiert und nachhaltig sein und sich auf vollelektrische Antriebe fokussieren. Darüber hinaus sollen alle Handlungsoptionen unter wirtschaftlichen Aspekten mit dem aktuellen Status Quo, der Fahrtkostenerstattung für die Nutzung von Privat-Pkw, verglichen werden. Im Rahmen der durchgeführten Analyse wurden folgende Mobilitätsoptionen beleuchtet:

- » E-Fuhrpark (Poolwagen)
- » Teilnahme des Amtes an einem E-Carsharing
- » JobRad als ergänzendes Mobilitätsangebot

Ausgangslage

Derzeit legen alle Mitarbeiter/-innen des Amtes Schrevenborn die notwendigen Dienstfahrten mit dem eigenen Privat-PKW zurück. Anhand einer Fahrtkostenerstattung werden durch das Amt die gefahrenen Kilometer zu einer Wegstreckenentschädigung gemäß § 5 des Bundesreisekostengesetz i.H.v. 30 Cent/km erstattet. Eine aktuelle Auswertung durch das Amt hat ergeben, dass 2018 und 2019 durchschnittlich 26.500 km und somit in etwa 8.000 € erstattungsfähig waren. Aus den vorliegenden Daten konnten die Mobilitätsbedarfe der „Vielfahrer/-innen“ wie folgt ermittelt werden:

- » Hausmeister/-in/Bote
(ca. 8.800 km/Jahr)
- » Außendienst Kasse
(ca. 5.700 km/Jahr)
- » Bauamt Hoch-/Tiefbau
(ca. 5.600 km/Jahr)

Neben finanziellen Grundsätzen müssen die alternativen Mobilitätsangebote die dargestellten Mobilitätsbedarfe zuverlässig bedienen können. Dies setzt insbesondere bei einer möglichen Teilnahme an einem E-Carsharing eine hohe Verfügbarkeit der Sharing-Fahrzeuge voraus.

Mobilitätsoption 1 Aufbau eines E-Fuhrparks

Der E-Fuhrpark umfasst die Bereitstellung vollelektrischer Poolfahrzeuge. Im Rahmen eines sog. operativen Leasing-Modells kann das Amt die Fahrzeuge zu einer Monatsmietrate beziehen, in der bereits sämtliche Versicherungs- und Serviceleistungen, wie z. B. Wartung, Schadensmanagement und eine

Fuhrparksoftware, enthalten sind. Die Mitarbeiter/-innen können die Fahrzeuge über eine Buchungs-App reservieren und anschließend zu dienstlichen Zwecken nutzen. Eine technische Voraussetzung für die Implementierung der E-Poolwagen ist die Installation einer geeigneten Ladeinfrastruktur. Die Kosten für diese belaufen sich auf rund 9.000 €. Eine detaillierte Kostenübersicht kann Abbildung 28 entnommen werden.

Auswahl exemplarischer E-Pkw

Als mögliche Pool-Fahrzeuge werden zwei vollelektrische Kleinwagenmodelle vorgeschlagen. Zum einen der VW e-Up und zum anderen der Renault ZOE. Beide Fahrzeuge sind moderne, fünftürige Kleinwagen mit einem geringen Energieverbrauch. Die im Praxistests durch den ADAC ermittelten, realen Reichweiten der Fahrzeuge von 200 km (VW e-Up) bis 300 km (Renault ZOE) werden als ausreichend bewertet, um den täglichen Mobilitätsbedarf des Amtes abdecken zu können.

TCO-Betrachtung

Für die genannten Fahrzeugmodelle wurden die „Total Costs of Ownership“ (TCO) anhand von indikativen Preisannahmen berechnet. Es wurde eine Leasingdauer der Fahrzeuge über 36 Monate berücksichtigt. Abbildung 20 stellt die TCO beider E-Fahrzeuge gegenüber.



Tipp:

Kommunen können bei der Beschaffung von emissionsfreien Fahrzeugen durch die Gebäudemanagement Schleswig-Holstein AöR (GM.SH) unterstützt werden (Weitere Infos auf Anfrage unter: Hotline_beschaffung@gmsh.de).

Die TCO-Betrachtung führt zu dem Ergebnis, dass die spezifischen Kosten pro gefahrenem Kilometer sowohl für den Renault ZOE (44 Cent/km) als auch für den VW e-UP (38,4 Cent/km) die aktuelle Wegstreckenentschädigung i.H.v. 30 Cent/km übersteigen. Die ermittelten Kosten können dennoch als realistisch angesehen werden. Hingegen erscheint der aktuelle Satz der Wegstreckenentschädigung die realen Mobilitätskosten nicht vollumfänglich abzubilden. Als Indiz hierfür kann die bevorstehende Erhöhung der Pendlerpauschale für Wegstrecken ab dem 21. Kilometer auf 35 Cent/km ab 2021 und 38 Cent/km ab 2024 interpretiert werden. Die hier dargestellten Kosten stellen nur ein spezifisches Leasingmodell dar. Durch das Anpassen einzelner Leasingparameter, wie z. B. der Leasinglaufzeit, und durch das Ausschließen einzelner Serviceleistungen, wie z. B. dem automatisierten Fuhrparkmanagement, können die Kosten reduziert werden. Ungeachtet der erwartbaren Mehrkosten ist ein Pool-Fahrzeug für das Amt Schrevenborn eine interessante Mobilitätsoption, was nicht zuletzt in seinen Mehrwerten begründet ist, die im Folgenden erläutert werden.

TCO-Vergleich	Renault Zoe	VW e-Up
Allgemeine Angaben		
Laufzeit	36 Monate	36 Monate
Laufleistung	15.000 km / Jahr	15.000 km / Jahr
Alltagsreichweite ¹	335 km	220 km
Alltagsverbrauch ¹	19,0 kWh	16,7 kWh
Anschaffungswert brutto	22.361 €	16.235 €
Sonderzahlung netto ²	6.000 €	6.000 €
Monatliche Bruttokosten		
Operating Leasing	400 €	340 €
Kommunikationseinheit Fuhrparkmanagement	90 €	90 €
Stromkosten	60 €	50 €
Versicherung	inkl.	inkl.
Inspektion	inkl.	inkl.
Schadenmanagement	inkl.	inkl.
Wartung & Verschleiß	inkl.	inkl.
Monatliche Gesamtkosten	550 €	480 €
Jährliche Gesamtkosten	6.600 €	5.760 €
Kosten am Leasingende	19.800,00 €	17.280,00 €
Spezifische Kosten	44 ct/km	38,4 ct/km

Abbildung 20: TCO-Betrachtung E-Poolwagen

Mehrwerte eines E-Fuhrparks

Mitarbeitermotivation

Durch das Bereitstellen eines Pool-Fahrzeugs wird das finanzielle Risiko für Unfall- und andere Reparaturschäden vom Mitarbeitenden auf das Amt übertragen. Darüber hinaus bietet das Amt seinen Mitarbeiter/-innen eine Möglichkeit an, erste Erfahrungen im Bereich der Elektromobilität zu sammeln.

Umweltschutz und Nachhaltigkeit

Durch die gemeinschaftliche Nutzung eines E-PKWs können Schadstoff- und Lärmemissionen gegenüber dem motorisierten Individualverkehr (MIV) reduziert werden. Zudem bietet die Integration einer PV-Anlage die Möglichkeit, den ökologischen Fußabdruck noch weiter zu reduzieren.

Vorbildfunktion

Durch den Aufbau eines eigenen E-Fuhrparks nimmt das Amt Schrevenborn eine wichtige Vorreiterrolle in Bezug auf das Vorantreiben der Verkehrswende als wesentlichen Baustein zum Erreichen der Klimaziele ein. Insbesondere öffentlichen Institutionen wird im Rahmen der Energiewende eine wichtige Vorbildfunktion zugesprochen.

Mobilitätsoption 2

Teilnahme an einem E-Carsharing

Eine Alternative zum Aufbau eines eigenen E-Fuhrparks stellt die Teilnahme des Amtes an einem kommunalen E-Carsharing-Modell dar. Mögliche Umsetzungsmodelle für ein Carsharing werden im Folgenden erörtert.

Carsharing-Grundsätze

Carsharing-Angebote bestehen bereits in 840 Gemeinden in Deutschland, von denen 53 Prozent weniger als 20.000 Einwohner haben. Es kann somit davon ausgegangen werden, dass die Gemeinden der Amtes Schrevenborn (Heikendorf, Mönkeberg und Schönenkirchen) mit ihren Einwohnerzahlen von deutlich weniger als 10.000 Einwohner/-innen pro Gemeinde grundsätzlich für die Etablierung eines Carsharings geeignet sind. Die typischen Einsatzzwecke von Carsharing sind vorrangig Gelegenheits-

fahrten im Rahmen von z. B. Wocheneinkäufen, Arztbesuchen oder Tages- und Wochenendausflügen. Carsharing kann somit als eine günstige Alternative zum klassischen Zweitwagen betrachtet werden. Aufgrund seiner Flexibilität und des Komforts stellt Carsharing darüber hinaus eine ideale Ergänzung zu bestehenden ÖPNV-Angeboten und zur Fahrrad- und Fußwegeinfrastruktur in einer Gemeinde dar. Carsharing sollte als Baustein eines multimodalen Mobilitätsangebots verstanden werden. Die Nutzer/innenzahlen, wie auch die Anzahl der Sharingfahrzeuge, sind seit 2010 stark angestiegen (vgl. Abbildung 21). Eine bundesweite Förderung von Carsharing wurde im Jahr 2017 mit der Verabschiedung des Carsharinggesetzes etabliert. Dieses zielt darauf ab, den nachhaltigen Individualverkehr zu fördern. Es bevorrechtigt Sharingfahrzeuge, indem beispielsweise örtliche Straßenverkehrsbehörden Parkplätze für diese vorhalten und/oder diese von Parkgebühren befreien können. Studien haben gezeigt, dass Kommunen durch die Etablierung eines Carsharingangebotes finanziell entlastet werden können, da öffentliche Verkehrsmittel wie Bus und Bahn von Sharingnutzer/-innen bis zu 30 % öfter genutzt werden. Zudem nutzen 20 % der Nutzer/-innen vermehrt das Rad. Darüber hinaus zeigt sich, dass Carsharing-Angebote durch eine Reduzierung des MIV positive Effekte auf lokale CO₂- und Lärmemissionen haben. Vor allem die E-Carsharing-Modelle tragen zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bei. Dass Carsharing gut mit Elektromobilität kombiniert werden kann, zeigt der steigende Anteil von Elektrofahrzeugen an der deutschen Carsharingflotte, der heute bereits bei 18 % liegt. Zum Vergleich: Der Marktanteil von E-PKWs an der deutschen Gesamtflotte betrug zu Oktober 2020 etwa 1 %. Die Kommunen selbst

„Wie Carsharing auch in kleinen Orten funktionieren kann, möchten wir in Heikendorf zeigen. Wir planen für Dienstfahrten ein E-Fahrzeug anzuschaffen, dies möchten wir als „Dörpsmobil“ auch den Menschen im Amt Schrevenborn zur Verfügung stellen“



Ulrich Hehenkamp

Amtsleiter

Schrevenborn

können die erfolgreiche Etablierung eines Sharingdienstes maßgeblich fördern. So kann beispielsweise die Stellplatzordnung insofern angepasst werden, dass alternative Mobilitätsangebote, wie das Carsharing, davon profitieren. Darüber hinaus bietet es sich für Ämter und Gemeinden an, Poolfahrzeuge des eigenen Fuhrparks durch eine Teilnahme am Carsharing teilweise zu substituieren, um hohe Fixkosten zu vermeiden. Weitere Maßnahmen zur Förderung eines kommunalen Carsharing-Angebots können in der Bereitstellung von Geldern, einer aktiven Öffentlichkeitsarbeit zur Information der Einwohner/-innen und in der Unterstützung bei bürokratischen Anliegen gesehen werden.

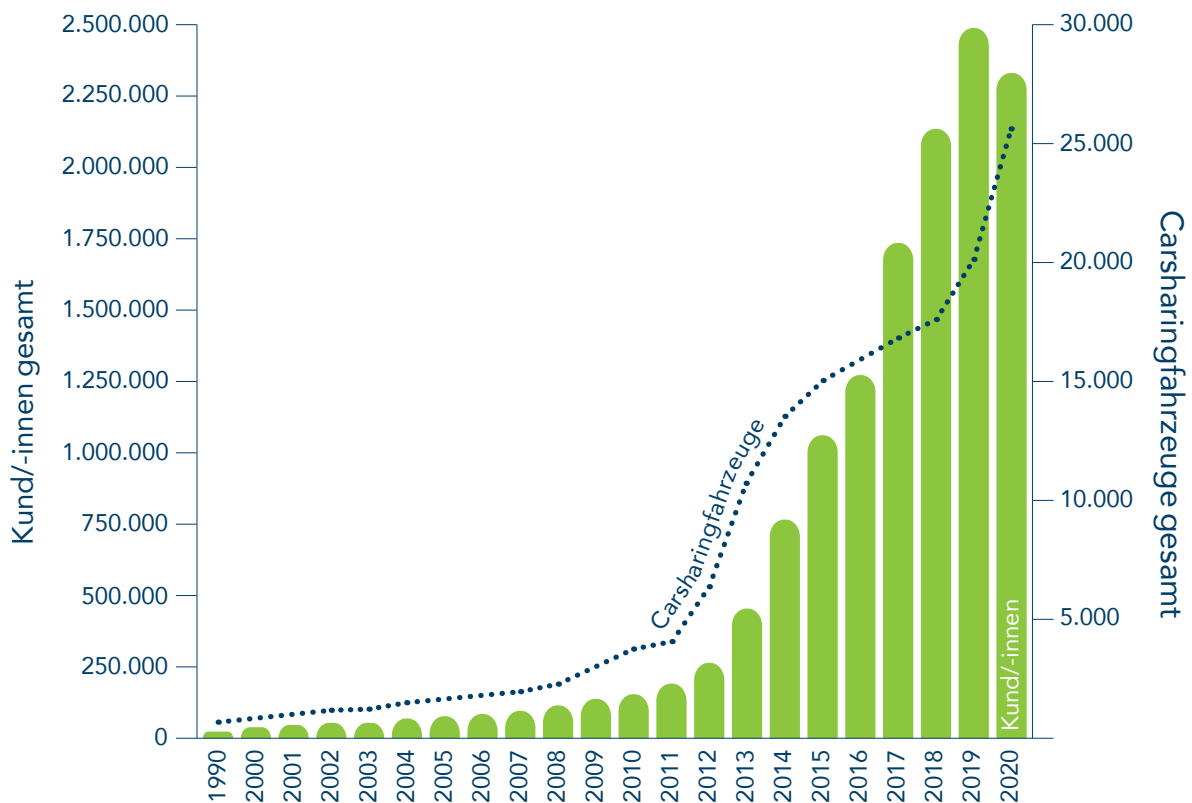


Abbildung 21: Marktentwicklung des Carsharings in Deutschland

Bestehende Carsharing-Angebote in der KielRegion

In der KielRegion gibt es derzeit mehrere kommerzielle Carsharing-Dienstleister, deren Angebote für eine Nutzung durch das Amt Schrevenborn in Betracht gezogen werden können. Mehrheitlich werden die Sharingfahrzeuge durch die Unternehmen stationsbasiert angeboten, was bedeutet, dass ein Fahrzeug nach einer Fahrt wieder an seinem ursprünglichen Standort abzustellen ist. Eine Übersicht der Carsharing-Standorte in der KielRegion zeigt Abbildung 22. Es wird deutlich, dass kommerzielle Sharing-Angebote vorrangig in urbanen, verdichteten Räumen umgesetzt werden, in denen im Allgemeinen höhere Buchungszahlen und somit ein wirtschaftlicher Sharing-Betrieb realisierbar sind. Aufgrund ihrer räumlichen Nähe zueinander sind die Carsharing-Stationen in Rendsburg, Büdelsdorf und Borgstedt zu einem Standort zusammengefasst. Eine Alternative zum stationsbasierten Carsharing bietet als größter Sharing-Dienstleister der KielRegion die StattAuto eG an, die acht Fahrzeuge ihrer Flotte im free floating-Modell betreibt. Diese Fahrzeuge können innerhalb der definierten Einsatzgebiete durch die Nutzer/-innen frei abgestellt werden. Eine Übersicht aller aktiven



Abbildung 22: Übersicht der Carsharing-Standorte in der KielRegion

Carsharing-Anbieter der KielRegion zeigt Abbildung 23. Darüber hinaus werden für jeden Anbieter die verfügbaren Tarifoptionen dargestellt. StattAuto bietet mehrere Tarife, mit und ohne Grundgebühr, an. Es werden Sonderkonditionen für ÖPNV-Abonnenten gewährt. Zudem ist deutschlandweit eine „Quernutzung“ von Fahrzeugen anderer Sharing-Anbieter möglich, die Mitglied im Bundesverband CarSharing e.V. sind. Die Deutsche Bahn bietet ihr Sharing-Angebot „Flinkster“ sowohl zu einem Standard-Tarif als auch zu einem Business-Tarif an, in dem sich bis zu fünf Personen eine Mitgliedschaft teilen können. Ergänzend zum Carsharing bietet die Deutsche Bahn mit „Call a Bike“ auch ein Bikesharing an, sodass den Bahnkunden ein intermodales Mobilitätsangebot über Zug, Auto und Rad zugänglich gemacht wird. Die Flow Carsharing GmbH aus Büdelsdorf bietet einen Tesla Model 3 zur Vermietung an. Dieser kann stunden- bis monatsbasiert gebucht werden. Die Verrechnung erfolgt auf Basis von Zeittarifen und Pauschalpreisen. Vereinsorganisierte Carsharing-Modelle sind als sog. Dörpsmobile bisher an vier Standorten (Gettorf, Hamdorf, Rendsburg und Schwedeneck) in der KielRegion vertreten. Im Gegensatz zu kommerziellen Sharing-Angeboten werden Dörpsmobil-Konzepte überwiegend im ländlichen Raum umgesetzt. Der Grundgedanke der Dörpsmobile besteht darin, in den Gemeinden eine moderne und preisgünstige Mobilitätsalternative zum Zweitwagen und ÖPNV zu schaffen. Dabei steht vor allem die Partizipation der Bürger/-innen und weniger der wirtschaftliche Betrieb des Carsharings im Fokus. Die Finanzierung der Carsharing-Vereine erfolgt üblicherweise auf Basis der Mitgliedsbeiträge und einem zeitbasierten Tarifmodell. Ob die Teilnahme des Amts Schrevenborn an einem bereits bestehenden, kommerziellen Carsharing-Angebot praktikabel ist, hängt im Wesentlichen von

der Verfügbarkeit eines Carsharing-Fahrzeugs ab. Da die Carsharing-Anbieter in der KielRegion i.d.R. stationsbasierte Sharingmodelle betreiben, wäre somit der Neubau einer Carsharingstation in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Amtsverwaltung Voraussetzung für eine Teilnahme durch das Amt. Eine mögliche Alternative zur Teilnahme an bereits existierenden Sharing-Angeboten besteht für das Amt Schrevenborn in der Umsetzung eines Dörpsmobil-Konzeptes am eigenen Standort in der Gemeinde Heikendorf. Im Folgenden wird eine mögliche Variante zur Gestaltung eines Dörpsmobilkonzeptes für das Amt Schrevenborn dargestellt.

Anbieter	Zeittarif	Kilometertarif	Monatsbeitrag
StattAuto EG	✓	✓	✓
Deutsche Bahn - Flinkster	✓	✓	✗
Flow Carsharing GmbH	✓	✗	✗
Stadtwerke Eckernförde GmbH	✗	✓	✗
Dörpsmobile	✓	✗	✓

Abbildung 23: Übersicht Carsharing-Anbieter in der KielRegion

Initiierung und Teilnahme an einem Dörpsmobil-Konzept

Kommunale E-Carsharingmodelle in Schleswig-Holstein auch werden i.d.R. vereinsbasiert realisiert. Der Carsharing-Verein bietet insbesondere im ländlichen Raum einen idealen Rahmen für die gemeinschaftliche Nutzung eines Fahrzeugs. Alle interessierten Einwohner/-innen können sich demokratisch und gleichberechtigt an den notwendigen Entscheidungsprozessen beteiligen. Darüber hinaus sind die Ablaufstrukturen eines Vereins den meisten Einwohner/-innen bereits aus ihrem Alltag geläufig, wodurch die Beteiligung leichter fällt. Der Carsharing-Verein wird Projektträger. Der Betrieb des Sharingfahrzeugs wird im Rahmen des Vereinsgeschäfts organisiert. Über den Verein werden Verträge abgeschlossen und der Verein haftet. Um den Verwaltungsaufwand für den meist ehrenamtlich geführten Verein so gering wie möglich zu halten, bietet es sich an, administrative Aufgaben wie die Buchungsverwaltung und Rechnungsstellung zu automatisieren und ggf. an einen externen Dienstleister abzugeben. Wie ein Dörpsmobil-Konzept für das Amt Schrevenborn gestaltet werden kann, wird im Folgenden exemplarisch für die Gemeinde Heikendorf dargestellt.



Tipp:

Eine ausführliche Darstellung zur Entwicklung eines Dörpsmobil-Konzeptes liefert das AktivRegionen-Netzwerk Schleswig-Holstein c/o Akademie für die Ländlichen Räume Schleswig-Holsteins e.V., abrufbar unter:
<https://www.doerpsmobil-sh.de/koordinierungsstelle/downloads>

Standortwahl

Die Amtsverwaltung als stark frequentierte Anlaufstelle im Zentrum von Heikendorf ist ein geeigneter Standort für ein Carsharingangebot. Die zentrale Lage, die räumliche Nähe zum umliegenden Wohngebiet sowie die bestehende Dichte an POIs (Points Of Interest, wie z. B. die Grundschule, die Sparkasse, die arko-Filiale, usw.) bieten ein gutes Potenzial für eine wirtschaftliche Auslastung des Sharingangebotes. Um die Carsharing-Attraktivität für Nutzer/-innen zu steigern, sollte eine fußläufige Erreichbarkeit des Fahrzeugs innerhalb von 5 Minuten gewährleistet sein. Dies entspricht in etwa einem Einzugsradius von 400 m um das Amtsgebäude. Bei erfolgreichem Betrieb des E-Carsharing ist eine Ausweitung des Sharing-Angebots auf weitere Standorte denkbar. Hier wären die Fahrzeuge primär für die Nutzung durch Anwohner/-innen und Tourist/-innen vorgesehen. Der Hafen und/oder der Strand sowie das Wohngebiet nordöstlich des Stadtzentrums könnten aufgrund ihrer Lage und soziodemografischen Strukturen geeignete Erweiterungsstandorte für das E-Carsharing darstellen (siehe Abbildung 24).

Nutzerkreis und Dimensionierung

Nutzerkreis

Die Amtsverwaltung fungiert als Ankermieter des E-Carsharings. Es sorgt für eine Grundauslastung des Sharingfahrzeugs von morgens bis in den Nachmittag. Hierfür wird dem Amt ein gesondertes Tarifmodell vorgeschlagen. Die Anwohner/-innen können das Fahrzeug ab dem Nachmittag und an den Wochenenden frei buchen. Durch einen geringen Mitgliedsbeitrag sowie günstige Tarifkonditionen werden sowohl Gelegenheits- als auch Vielnutzer/-innen angesprochen. Als eine perspektivische Nutzergruppe wird der Tourismus angesehen. Bei einer Erweiterung der Standorte kann dieser saisonal für eine hohe Auslastung der Fahrzeuge sorgen. Sollen Touristen als mögliche Nutzer/-innen erschlossen werden, ist zu beachten, dass diese das Carsharing oftmals spontan und nur ein bis wenige Male nutzen. Es wäre somit sinnvoll, ein angepasstes Tarifmodell aufzustellen, das keine Vereinsmitgliedschaft voraussetzt. Um eine Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs in der Hauptnutzungszeit des Amtes zu gewährleisten, wird unter der Woche der Zeitraum von 07:00 Uhr bis 16:00 Uhr für die interne Nutzung vorgehalten. Derzeit legen acht Mitarbeiter/-innen des Amtes gemeinsam ca. 26.500 km pro Jahr für dienstliche Fahrten zurück. Aufgrund der Personenanzahl kann es zu Terminüberschneidungen kommen, sodass das Sharing-Fahrzeug nicht zu jeder Zeit für jeden verfügbar ist. Es wird daher angenommen, dass rund 50 % der Fahrten durch das Sharingangebot abgedeckt werden können. Dies entspricht ca. 13.250 km.

Buchungsmodell und Abrechnung

Im vorgesehenen Betriebskonzept wird die gesamte Buchungs- und Abrechnungsverwaltung über ein vollautomatisiertes System eines externen Dienstleisters abgewickelt, sodass dem Verein hierdurch keine personellen Aufwände entstehen. Den prinzipiellen Ablauf einer Carsharing-Nutzung zeigt Abbildung 25. Wurde die Führerscheinkontrolle nach erfolgreicher Vereinsaufnahme eines Mitglieds durchgeführt, erhält das Vereinsmitglied Zugangsdaten zum Online-Buchungssystem. Dieses lässt sich sowohl per Webbrowser als auch per Handy-App aufrufen. Im Buchungssystem kann der/die Nutzer/-in das gewünschte Fahrzeug auswählen, eine Buchungsdauer hinterlegen und die gewünschte Zahlungsmethode definieren. Das System informiert den/die Nutzer/-in dabei stets über die aktuell gültigen Tarife. Nachdem die Buchung erfolgreich



Abbildung 24: Einzugsgebiet des E-Carsharingstandortes am Amt Schrevenborn & mögliche Erweiterungsstandorte (Hafen/Strand, Wohngebiet)

abgeschlossen wurde, kann der/die Nutzer/-in das Fahrzeug schlüssellos via Handy-App (Bluetooth-Schloss) öffnen und die Fahrt beginnen. Nach Beenden der Fahrt wird das Fahrzeug an die Ladeeinrichtung angeschlossen und wieder verriegelt. Die Abrechnung der Buchung erfolgt im Anschluss vollautomatisiert, indem die Sharingeinheit die Fahrdaten auswertet und in das Sharingportal des Dienstleisters überträgt. Es werden immer die realen Fahrdaten abgerechnet.

Technische Dimensionierung

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde die nachfolgende, technische Dimensionierung der E-Carsharing-Station am Amt Schrevenborn berücksichtigt:

- » **Fahrzeug:**
VW e-Up inkl. Sharingeinheit zur Fernübertragung der abrechnungsrelevanten Fahrdaten
- » **Ladeeinrichtung:**
Stationstyp: Alfen Double auf Stele mit 2 Ladepunkten und 11 kW Ladeleistung pro Ladepunkt, eichrechtskonform
- » **Netzanschluss:**
Zähleranschlusssäule mit integriertem 50 A Hausanschluss und Verrechnungszähler
- » Aus optischen Gründen könnte auch eine Ladestation mit integriertem Hausanschlusskasten installiert werden. Preislich fällt die berücksichtigte Lösung jedoch meist etwas günstiger aus.



Abbildung 25: Ablauf einer Carsharingnutzung

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bezieht sich auf den ausgewählten Carsharing-Standort am Amtsgebäude. Die Betrachtung berücksichtigt die gesonderte Situation des Amtes als Ankermieter sowie ein moderates Buchungsverhalten der umliegenden Anwohner/-innen. Zunächst werden die Investitions- und Betriebskosten für die Etablierung des Sharingdienstes aufgezeigt, wobei die Investitionskosten für die benötigte Ladeeinrichtung gesondert ausgewiesen werden. Anschließend wird ein auf das Betreibermodell abgestimmtes Tarifmodell vorgestellt, auf dessen Basis die Einnahmen und schließlich die Wirtschaftlichkeit des Sharings analysiert werden. Alle dargestellten Kosten stellen indikative Werte auf Basis marktüblicher Preise dar.

Investitionskosten E-Carsharing

Für die Implementierung des Sharingdienstes fallen die in Abbildung 26 aufgelisteten Kosten einmalig an. Die Investitionskosten für die Einrichtung des E-Carsharings belaufen sich auf rund 2.630 €.

Betriebskosten E-Carsharing

In Abbildung 27 sind die für den Verein jährlich zu tragenden Kosten dargestellt. Diese Kosten kommen jährlich auf den Verein zu. Es ist detailliert dargestellt, wie sich die Betriebskosten des E-Carsharing zusammensetzen. Im Einzelfall können die Betriebskosten je nach Eigen- oder Fremdverwaltungsanteil variieren.

Investitionskosten Ladeeinrichtung

Abbildung 28 zeigt die prognostizierten Investitionskosten für die benötigte Ladeinfrastruktur inklusive Netzanschluss. Bereits berücksichtigt wurde ein Förderzuschuss i.H.v. 1.500 € im Rahmen der Förderrichtlinie „Ladeinfrastruktur

des Landes Schleswig-Holstein“. Es wird deutlich, dass die Ladeinfrastruktur mit 8.920 € den maßgeblichen Anteil (ca. 77 Prozent) der Gesamtinvestitionen zur Implementierung eines E-Carsharing umfasst.

Tarifmodell

Abbildung 29 stellt zwei unterschiedliche Tarife für das E-Carsharing dar. Der „Amts-Tarif“ ist dem Amt Schrevenborn als Ankermieter vorbehalten. Für die Reservierung des Sharing-Fahrzeugs von Montag bis Freitag 07:00 bis 16:00 Uhr zahlt das Amt einen erhöhten Monatsbeitrag von 235 €. Ein Stundenpreis wird in diesem Fall nicht berechnet. Darüber hinaus zahlt das Amt einen reduzierten Kilometerpreis von 10 Cent. Alle weiteren Vereinsmitglieder zahlen einen Monatsbeitrag von 5 €, einen Stundenpreis von 3,50 € sowie einen Kilometerpreis von 0,20 €.

Einnahmen des Carsharings

Um eine Prognose zu möglichen Einnahmen des E-Carsharings treffen zu können, wurde zunächst die Auslastung des Sharingfahrzeugs abgeschätzt. Eine Auswertung

Kostenposition	Brutto-Preis
Überführung und Anmeldung	1.020 €
Fahrzeugbranding & Flyer	500 €
Einbau Sharingeinheit (E-Auto)	300 €
Bluetooth Schloss inkl. Einbau	104 €
Einrichtung Buchungsportal	220 €
Einrichtung Administratorzugang	180 €
Einrichtung Sharingstation	229 €
Eintrag ins Vereinsregister	75 €
Gesamtbetrag	2.628 €

Abbildung 26: Investitionskosten des E-Carsharing

Kostenposition	mtl. Brutto-Preise
Leasing	280 €
Versicherung	94 €
Strom	244 €
Wartung & Verschleiß	10 €
Reinigung	25 €
Sharingbetriebskosten	150 €
Gesamtbetrag	830 €

Abbildung 27: Jährliche Betriebskosten des E-Carsharing

Investitionskosten Ladeinfrastruktur	Brutto-Preise
Ladestation Alfén Double	3.950 €
Stele & Montage	200 €
Fundament	300 €
Tiefbauarbeiten	670 €
Installation	500 €
Inbetriebnahme	300 €
Zähleranschlüsse	2.550 €
Parkplatzmarkierung	500 €
Netzanschluss	1.000 €
Anfahrerschutz	450 €
Zwischensumme	10.420 €
Förderzuschuss (SH)	-1.500 €
Gesamt	8.920 €

Abbildung 28: Investitionskosten Ladeinfrastruktur

Tarife	„Amtstarif“	Normaltarif
Monatsbeiträge	235 €	5 €
Stundenpreis	0 €	3,50 €
Kilometerpreis	0,10 €	0,20 €

Abbildung 29: Tarifmodell

Einnahmestruktur E-Carsharing	Kostensatz	Einheiten	Jahresbetrag
Einnahmen aus „Amtstarif“			
Monatsbeiträge	235 €	1	2.820 €
Kilometerpreis	0,10 €/km	13.250 km	1.325 €
Einnahmen aus Normaltarif			
Monatsbeitrag	5 €/Person	20 Personen	1.200 €
Stundenpreis	3,50 €/h	400 h	1.400 €
Kilometerpreis	0,20 €/km	6.000 km	1.200 €
Gesamtbetrag			7.945 €

Abbildung 30: Einnahmenstruktur des E-Carsharing

vergleichbarer Dörpsmobilprojekte hat folgende Kennzahlen ergeben:

- » Mitglieder: 20-25
- » Jahresfahrleistung: 15-20.000 km/Jahr
- » Benutzungsstunden: 900-1.400 Stunden

Für das E-Carsharing Heikendorf wurden daraus folgende Annahmen zur Auslastung getroffen:

- » 21 Vereinsmitglieder
 - › 1x Amt
 - › 20x weitere Mitglieder
- » Jahresfahrleistung
 - › Amt: ca. 13.250 km
 - › weitere Mietglieder: ca. 6.000 km
- » Benutzungsstunden
 - › Amt: -
 - › weitere Mitglieder: ca. 400 h/Jahr

Werden die getroffenen Annahmen auf das Tarifmodell übertragen, ergibt sich folgende Einnahmestruktur nach Abbildung 30 für das E-Carsharing. Die prognostizierten Einnahmen des E-Carsharing summieren sich auf 7.945 € pro Jahr und werden ca. zu 52 % durch das Amt und 48 % durch die weiteren Vereinsmitglieder finanziert. Werden die Beiträge des Amtes auf die zurückgelegten Kilometer umgelegt, ergeben sich Mobilitätskosten von ca. 31,3 Cent/km.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Werden die jährlichen Einnahmen und Betriebskosten wie in Abbildung 31 gegenübergestellt, kann ein positiver Deckungsbeitrag i.H.v. 445 € ermittelt werden. Der berechnete Deckungsbeitrag führt zu einer Amortisation der Anfangsinvestitionen für die Implementierung des E-Carsharing-Modells innerhalb von sechs Jahren.

Förderbedarf E-Carsharing

Die durchgeführten Untersuchungen machen deutlich, dass E-Carsharing-Modelle nach dem Prinzip des Dörpsmobils in der Lage sind, die laufenden Betriebskosten und die Anfangsinvestitionen in die Sharingausstattung zu refinanzieren. Die Refinanzierung der Investition in die notwendige Ladeinfrastruktur kann durch den Sharingbetrieb hingegen nicht in angemessener Zeit realisiert werden. Für den Aufbau einer geeigneten Ladeinfrastruktur ist der Carsharing-Verein demnach auf finanzielle oder materielle Unterstützung angewiesen. Vergleichsprojekte haben gezeigt, dass die entsprechenden Ladeeinrichtungen regelmäßig durch externe Betreiber oder die Gemeinden selbst finanziert wurden.

Deckungsbeitrag pro Jahr	
Einnahmen	7.945 €
Betriebskosten	-7.500 €
Saldo	445 €

Abbildung 31: Ermittlung des Deckungsbeitrags

Mobilitätsoption 3

Das E-Bike als Mobilitätsergänzung

Das Amt Schrevenborn hat die Möglichkeit, seinen Mitarbeiter/-innen als ergänzendes Mobilitätsangebot zum PKW ein E-Bike anzubieten. Das Amt least das E-Bike über einen geeigneten Händler und überlässt es den Arbeitnehmer/-innen zur Bewältigung kürzerer Dienststrecken in Heikendorf und Umgebung. Wird den Mitarbeitenden das E-Bike als „Dienstrad“ auch für private Wege überlassen, kann es im Rahmen einer Gehaltsumwandlung als Sachbezug durch die Arbeitnehmer/-innen bezogen werden. Der dadurch entstehende geldwerte Vorteil ist von Arbeitnehmer/-innen mit 0,25 % des Bruttolistenpreises des E-Bikes zu versteuern. Finanziell vorteilhaft für Arbeitgeber/-innen und Arbeitnehmer/-innen ist, dass durch die verringerte Barauszahlung an die Mitarbeiter/-innen die Sozialabgaben sinken. Am Ende des Leasings kann das E-Bike für 17 % des Restwertes von Arbeitnehmern erworben werden (vgl. www.jobrad.org).

Zusammenfassung

Alle dargestellten Mobilitätsoptionen bergen den Vorteil, dass die Mitarbeitenden des Amtes ihre Privat-Fahrzeuge weniger für dienstliche Fahrten einsetzen müssen und auf diese Weise finanziell entlastet werden. Mit dem Aufbau eines eigenen E-Fuhrparks kann das Amt Schrevenborn beginnend mit der Anschaffung eines Poolfahrzeugs bis zu 50 % der derzeit erstattungsfähigen Reisekilometer durch die Mitarbeitenden abdecken. Damit möglichst viele Fahrten mit dem Privat-PKW der Mitarbeitenden ersetzt werden können, sind ein intelligentes Fuhrparkmanagement sowie eine geeignete Terminplanung notwendig. Die spezifischen Mobilitätskosten wurden für das Leasing eines VW e-Up auf ca. 38 Cent/kWh berechnet. Die Implementierung eines E-Carsharings in Heikendorf stellt für das Amt Schrevenborn eine weitere interessante Mobilitätsoption dar. Durch die gemeinschaftliche Nutzung des Fahrzeugs von Amt und Einwohner/-innen können die spezifischen Mobilitätskosten für das Amt gegenüber einem eigenen Leasingfahrzeug auf etwa 31 Cent/km reduziert werden. Darüber hinaus bietet das Sharing auch den Einwohner/-innen einen Mehrwert, da es das bereits vorliegende Mobilitätsangebot im ÖPNV-Bereich aufgrund seiner Flexibilität an Wochenenden sehr gut ergänzt. Bei entsprechender Nachfrage des Sharing-Dienstes kann dieser perspektivisch an weiteren Standorten in Heikendorf ausgebaut werden. Auch die Ergänzung des Carsharings durch weitere Sharing-Fahrzeuge, wie z. B. E-Bikes und E-Lastenbikes, ist denkbar. Unabhängig von den o.g. Mobilitätsvarianten kann das Amt Schrevenborn seinen Mitarbeiter/-innen auch E-Bikes zu lukrativen Konditionen anbieten, die insbesondere für kurze Dienstfahrten und den täglichen Weg zur Arbeit eingesetzt werden können.

Integration von Photovoltaikstrom

Elektromobilität und Photovoltaikstrom - das macht Sinn!

Es gibt viele gute Gründe dafür, warum Elektrofahrzeuge direkt an ihrem Standort mit Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) kombiniert werden sollten. So erreichen E-Fahrzeuge gerade dann eine gute Umweltbilanz, wenn der benötigte Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammt.

Doch auch wirtschaftlich können Betreiber/-innen einer PV-Anlage profitieren, wenn sie mit dem erzeugten PV-Strom tagsüber direkt ein E-Fahrzeug aufladen, da auf diese Weise der Anteil des eigenverbrauchten Stroms steigt und hohe Stromkosten für den Netzbezug vermieden werden.



Tipp:

Wenn der Ladevorgang eines E-Fahrzeugs in die Mittagszeit verlagert wird, steigt der Anteil des eigenverbrauchten PV-Stroms und somit die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage.

Viele Ämter in der KielRegion befassen sich derzeit mit der Fragestellung, ob E-Fahrzeuge sinnvoll in den Arbeitsalltag und somit auch in den eigenen Fuhrpark integriert werden können. Gleichzeitig verfügen viele Amtsgebäude über noch ungenutzte Potenzialflächen für die Installation von PV-Anlagen.

Was ist Eigenversorgung?

Das Prinzip

Technisch betrachtet, wird im Rahmen der Eigenversorgung der erzeugte PV-Strom direkt im Amtsgebäude verbraucht. Wird in einem Moment mehr Strom erzeugt als verbraucht werden kann (z. B. im Sommer), wird der überschüssige PV-Strom in das allgemeine Stromnetz eingespeist. Umgekehrt wird Strom vom Energieversorger dann bezogen, wenn weniger Strom erzeugt als verbraucht wird (z. B. im Winter). Eine technische Möglichkeit, den Anteil des eigenverbrauchten Stroms zu erhöhen, ist die Installation eines Batteriespeichers. Dieser wird in Überschusszeiten aufgeladen und gibt den Strom in Phasen geringer Solareinstrahlung wieder ab. Ob der Einsatz eines Batteriespeichers auch wirtschaftliche Vorteile bringt, sollte im Einzelfall geprüft werden. Wird überschüssiger PV-Strom letztlich in das allgemeine Stromnetz eingespeist, erhält der Anlagenbetreiber eine feste EEG-Vergütung in Cent/kWh durch den zuständigen Netzbetreiber. Gleichzeitig muss der Anlagenbetreiber auf jede selbstverbrauchte Kilowattstunde 40% des jeweils gültigen EEG-Umlagesatzes an den Netzbetreiber erstatten, sofern die PV-Anlage nicht unter die Bagatellgrenze von 30 kWp installierter Leistung fällt und die Eigenverbrauchsmenge 30.000 kWh pro Jahr nicht überschreitet (EEG 2021).

Der gesetzliche Rahmen

Die Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energieanlagen ist gesetzlich klar geregelt. Den gesetzlichen Rahmen für die Eigenversorgung bildet das Erneuerbare-Energien-Gesetz (kurz: EEG) in seiner jeweils gültigen Fassung (aktuell EEG 2021). Damit im rechtlichen Sinne eine Eigenversorgung vorliegt, müssen gemäß § 3 Abs. 1, Satz 1, Nr. 19 EEG 2021 folgende Anforderungen erfüllt sein:

» **Personenidentität**

Anlagenbetreiber/-innen und Stromverbraucher/-innen sind personenidentisch (gilt für juristische und natürliche Personen).

» **Keine Nutzung des öffentlichen Netzes**

Stromerzeugung und -verbrauch findet außerhalb des öffentlichen Stromnetzes (z. B. Kund/-innenanlage) statt.

» **Unmittelbarer räumlicher Zusammenhang**

Dies ist ein unbestimmter Rechtsbegriff. Im Allgemeinen wird angenommen, dass Stromerzeugung- und -verbrauch auf demselben Grund- bzw. Flurstück stattfinden.

» **Zeitgleichheit**

Der selbsterzeugte Strom wird direkt verbraucht
(Keine bilanzielle Eigenversorgung).

Werden die Anforderungen nach EEG erfüllt, ergeben sich im Rahmen der Eigengenerierung die in Abbildung 32 dargestellten Finanzströme durch den Betrieb einer PV-Anlage. Die Höhe der Einspeisevergütung ist dabei vom Inbetriebnahmedatum und der installierten Leistung der PV-Anlage abhängig.

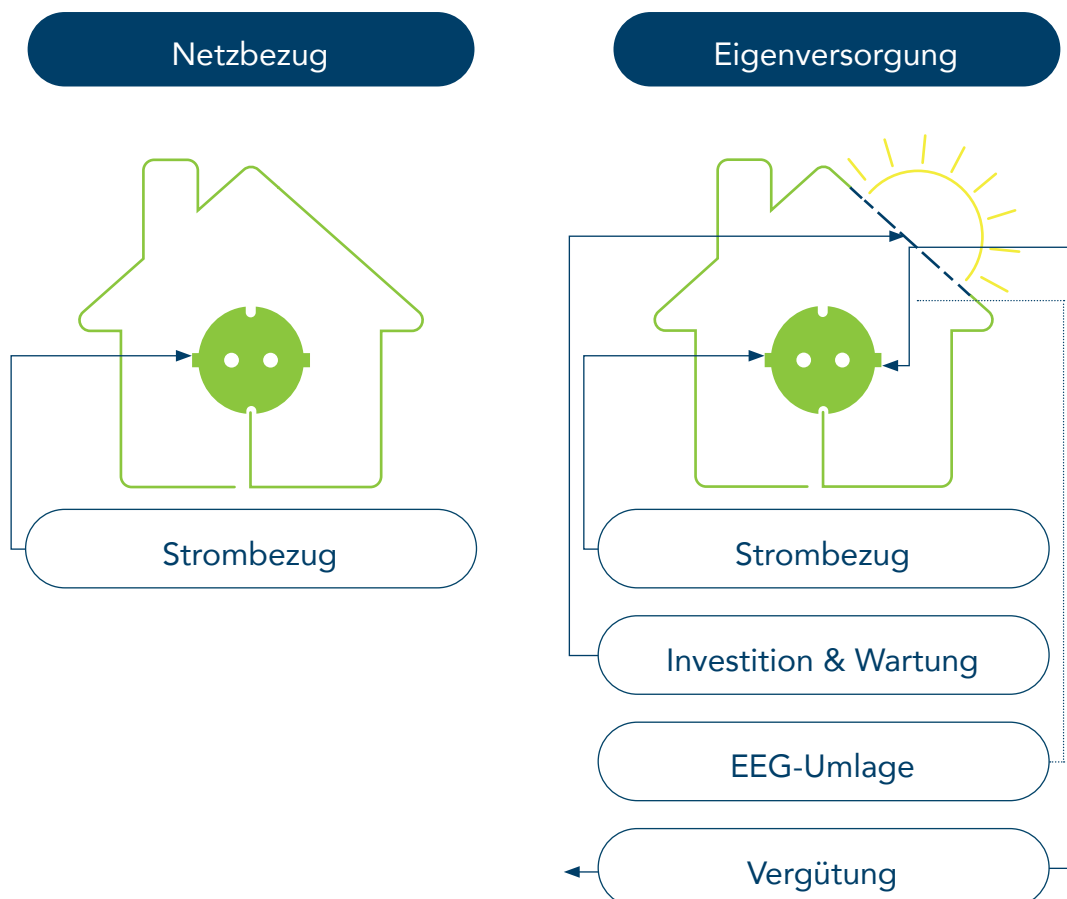


Abbildung 32: Finanzströme im Rahmen der Eigenstromversorgung

**Tipp:**

Bei Kleinanlagen ≤ 30 kWp installierter Leistung und einem Eigenverbrauch ≤ 30.000 kWh/Jahr entfällt die EEG-Umlage komplett.

Wichtige Begriffe des EEG

Im allgemeinen Sprachgebrauch werden Begriffe aus dem Bereich der erneuerbaren Energien oft auf Basis eines intuitiven Verständnisses verwendet. Allerdings handelt es sich in den meisten Fällen um feststehende Rechtsbegriffe, die über Legaldefinitionen in den entsprechenden Gesetztestexten verankert sind. Damit die Kommunikation mit den relevanten Akteuren für die Planung und den Betrieb einer PV-Anlage vereinfacht wird, werden im Folgenden wesentliche Begriffe kurz erläutert.

Anlagenbetreiber

Wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt (vgl. § 3, Abs. 1, Satz 1, Nr.2, EEG 2011).

Hinweis zur Betreibereigenschaft:

Der Bundesgerichtshof hat den Begriff des Betreibers einer KWK-Anlage bestimmt, welcher nach Auffassung der BNetzA ebenso für den Betreiber einer EE-Anlage anzulegen sind. Für die Bestimmung der Betreibereigenschaft kommt es somit darauf an,

- » wer die tatsächliche Herrschaft über die Anlage ausübt,
- » ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und
- » das wirtschaftliche Risiko trägt.

Vor diesem Hintergrund ist es zur Einnahme der Betreibereigenschaft nicht zwingend erforderlich, der/die Eigentümer/-in der Stromerzeugungsanlage zu sein. So kann auch in Miet- oder Pachtkonstellationen, in denen der/die Mieter/-in bzw. Pächter/-in kein Eigentum, sondern ein Nutzungsrecht an der EE-Anlage hat, die Betreibereigenschaft auf den/die Mieter/-in bzw. Pächter/-in fallen.

Letztverbraucher

Jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht (vgl. § 3, Abs. 1, Satz 1, Nr.33, EEG 2011)

EEG-Umlage

Seit dem 01. August 2014 muss für eigenverbrauchten PV-Strom eine anteilige EEG-Umlage (aktuell 40 %) gezahlt werden. Dies gilt ab einer installierten Leistung von mehr als 30 kWp (vgl. § 61b, Absatz 2, Satz 1, EEG 2011). Der EEG-Umlagesatz beträgt für das Jahr 2021 6,5 ct/kWh. Die im Rahmen der Eigenversorgung zahlbare EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom beträgt somit 2,6 ct/kWh. Sofern die Anforderungen nach Personenidentität nicht erfüllt werden kann, muss der volle EEG-Umlagesatz auf den eigenverbrauchten Strom gezahlt werden.

Eigenverbrauchsquote

Die Eigenverbrauchsquote ist der Quotient des selbst verbrauchten PV-Stroms zur gesamten PV-Stromerzeugung. Die Eigenverbrauchsquote gibt an, wie viel des erzeugten PV-Stroms selbst verbraucht wird. Sie wird üblicherweise als Jahresmittelwert angegeben.

Autarkiegrad

Der Autarkiegrad ist der Quotient des selbst verbrauchten PV-Stroms zum Gesamtstromverbrauch des Amts. Der Autarkiegrad gibt an, wie viel des Strombedarfs über den selbst erzeugten PV-Strom abgedeckt werden kann. Er wird üblicherweise als Jahresmittelwert angegeben.



Tipp:

Der aktuelle Satz der EEG-Umlage kann unter folgendem Link eingesehen werden:

www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht

Umsetzungsvarianten

Anwendungsbeispiel 1 - PV-Strom für eigenen Fuhrpark

In diesem Szenario wird der PV-Strom zur Versorgung des Amtsgebäudes und des amtseigenen Fuhrparks verwendet. Eine Stromlieferung an Dritte findet nicht statt. Auf diese Weise wird die EEG-Anforderung nach Personenidentität erfüllt, da Anlagenbetreiber und Ladestations- und Fuhrparkbetreiber identisch sind. Unerheblich für dieses Modell ist, ob der Anlagenbetreiber und Anlageneigentümer personenidentisch sind, solange der Anlagenbetreiber via Pachtzahlungen ein uneingeschränktes Nutzungsrecht und das wirtschaftliche Risiko an der PV-Anlage übernimmt. Abbildung 34 stellt das Betreibermodell der Eigenversorgung für eine PV-Anlage mit mehr als 30 kWp installierter Leistung schematisch dar.



Tipp:

Eine ausführliche Darstellung des rechtlichen Rahmens und der EEG-Umlagepflicht enthält der „Leitfaden zur Eigenversorgung“ der Bundesnetzagentur (BNetzA).

Damit die im Rahmen der EEG-Umlage meldepflichtigen Strommengen korrekt erfasst werden können, bedarf es eines geeigneten Messkonzepts, wie Abbildung 35 zeigt. Anhand der Zähler Z1 und Z2 können alle abrechnungsrelevanten Strommengen (Einspeisung, Eigenverbrauch und Netzbezug) ermittelt werden.

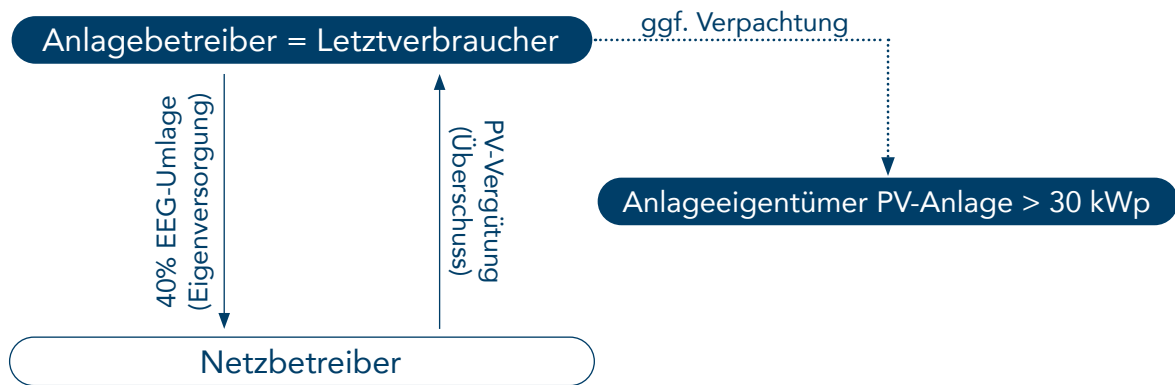
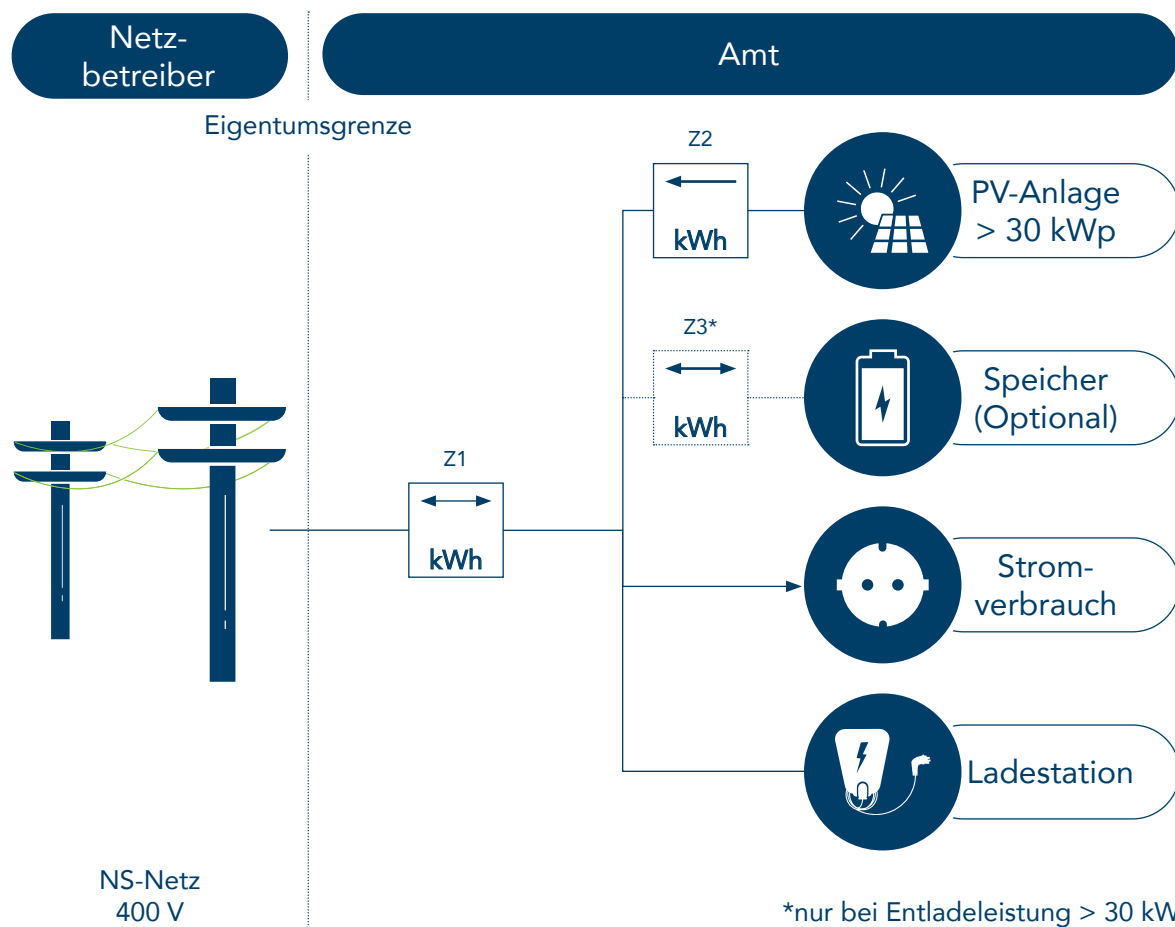


Abbildung 34: Betreibermodell Eigenversorgung (PV-Leistung > 30 kWp)



*nur bei Entladeleistung > 30 kW

Abbildung 35: Messkonzept Eigenversorgung für PV > 30 kWp

Anwendungsbeispiel 2 - PV-Strom für eigenen Fuhrpark und Dritte

Im Gegensatz zum ersten Anwendungsfall wird in diesem Szenario der erzeugte PV-Strom neben dem eigenen Fuhrpark auch an Dritte, wie z. B. Mitarbeiter/-innen oder Besucher/-innen, abgegeben. Da keine Personenidentität zwischen dem Anlagenbetreiber und den Mitarbeiter/-innen bzw. Besuchern/-innen besteht, liegt aus energierechtlicher Sicht eine Stromlieferung an Dritte vor, die gemäß EEG in voller Höhe mit der EEG-Umlage zu belasten ist. Der durch das Amt an Dritte gelieferte Ladestrom wird auch als sogenannte Direktlieferung innerhalb einer Kundenanlage bezeichnet. Abbildung 36 stellt das Betreibermodell der Direktlieferung schematisch dar.

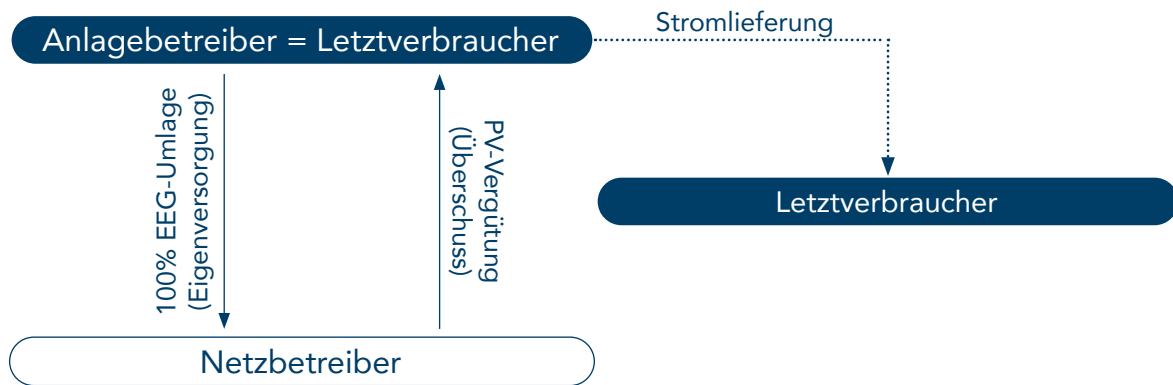


Abbildung 36: Betreibermodell Direktlieferung

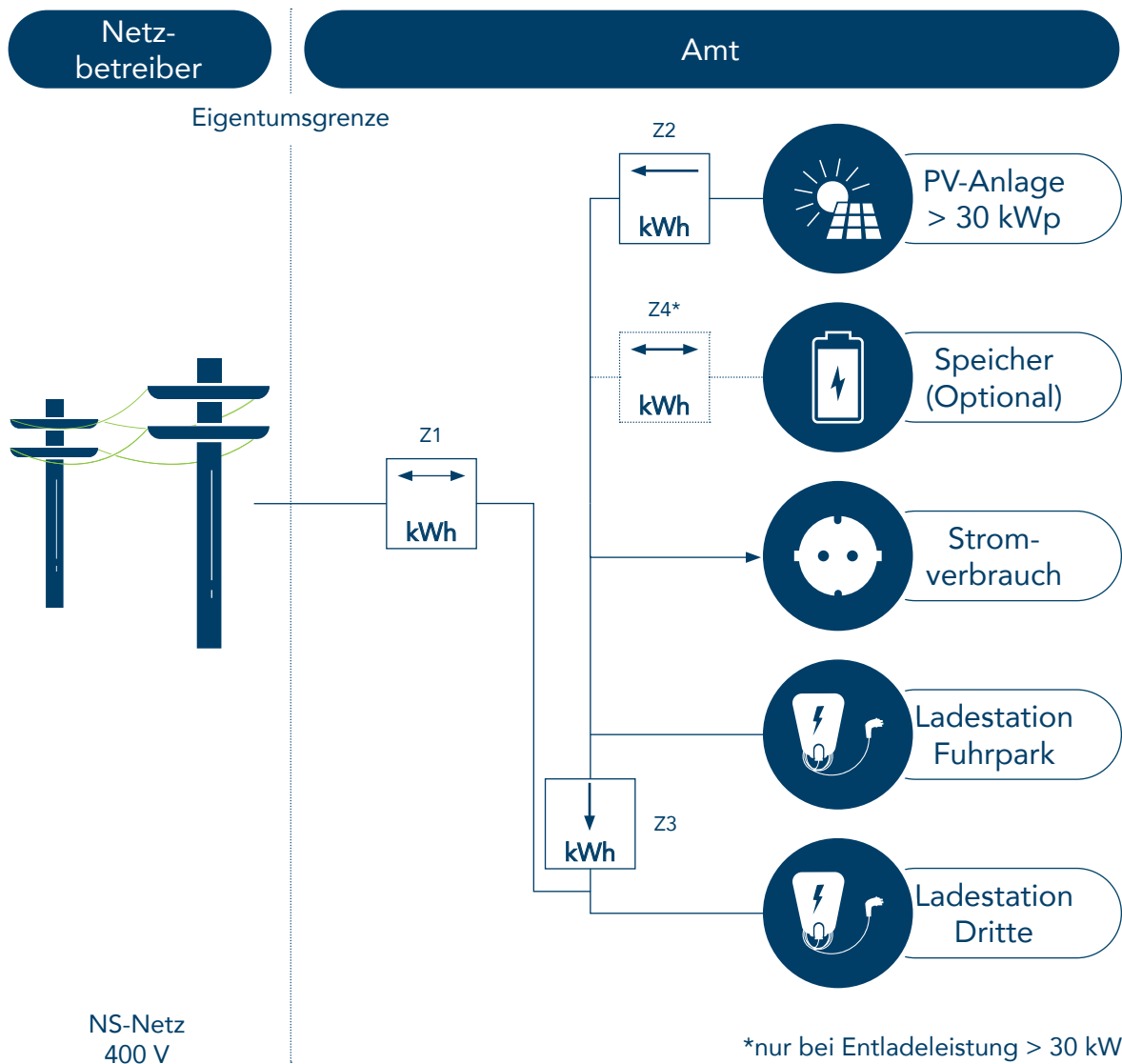


Abbildung 37: Messkonzept Direktlieferung und Eigenversorgung für PV > 30 kWp

Da in dem vorliegenden Anwendungsfall sowohl Ladestrommengen im Rahmen der Eigenversorgung als auch zum Zweck der Direktlieferung anfallen, muss das Messkonzept um eine weitere Messung erweitert werden, um die entsprechenden Strommengen voneinander abgrenzen zu können. Ein hierfür geeignetes Messkonzept zeigt Abbildung 37. Die Motivation einer mengenmäßigen Bilanzierung von Eigenversorgung und Direktlieferung besteht darin, 60 % der

EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch einsparen zu können. Denn sofern eine messtechnische Abgrenzung von Eigenversorgung und Direktlieferung nicht möglich ist, sind 100 % der EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch fällig.



Tipp:

Sobald Dritte mit PV-Strom versorgt werden, ist die ausschließliche Eigenversorgung i.S.d. EEG nicht gegeben. Damit die EEG-Umlage in voller Höhe nur auf die Direktlieferung gezahlt werden muss, ist ein geeignetes Messkonzept zu entwickeln und mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Abrechnungsfähige Messkonzepte zu den hier dargestellten und weiteren Betreibermodellen sind unter dem folgenden Link zu finden:

<https://www.e-netzeallgaeu.de/media/VBEW-Messkonzepte.pdf>

Leitfragen zur Eigenversorgung

Anhand des nachfolgenden Schemas soll dargestellt werden, welche Leitfragen bei der Entwicklung eines Eigen- oder Direktliefermodells entscheidend sind und in welcher Höhe die EEG-Umlage im jeweiligen Betreibermodell anfällt.

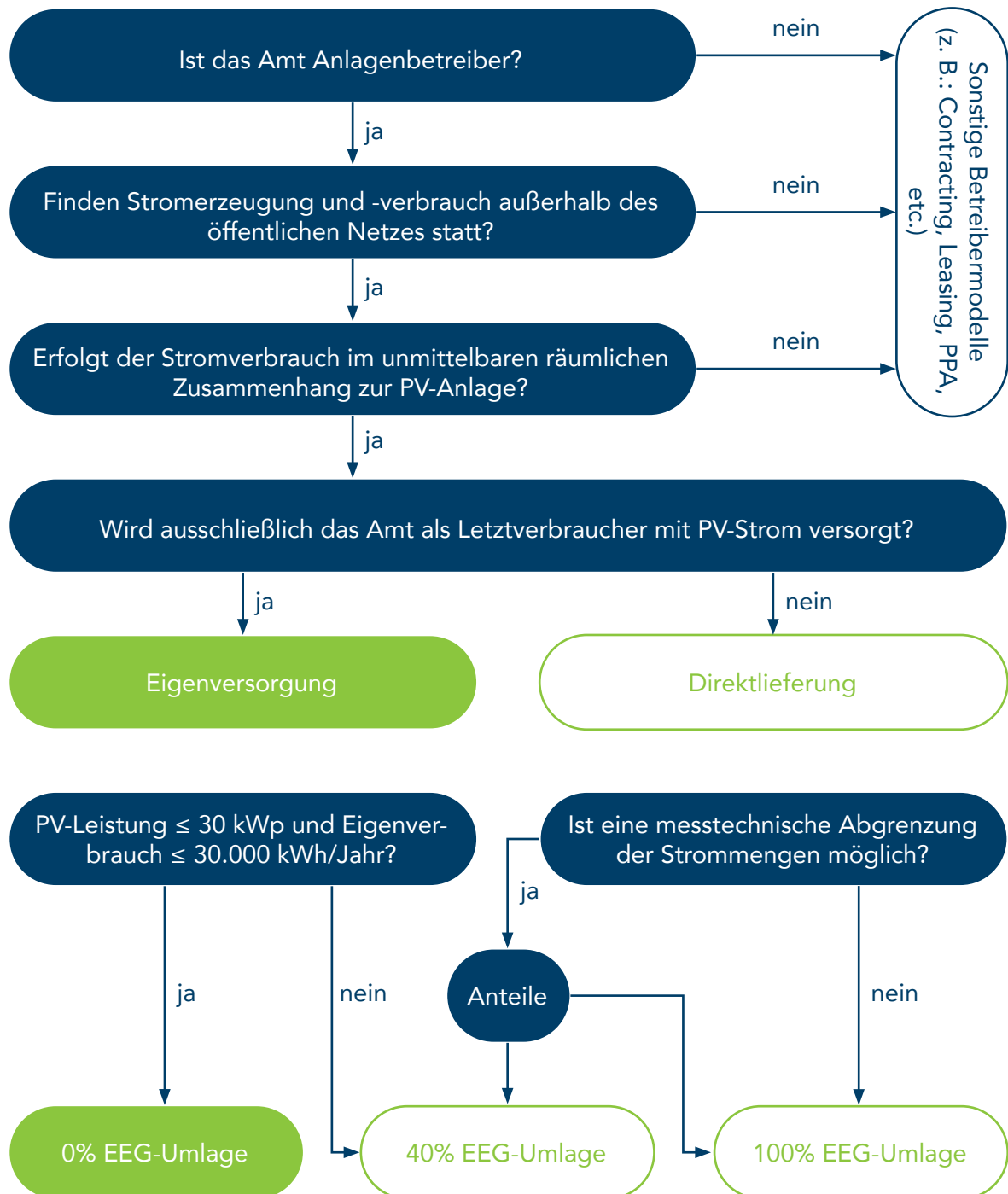


Abbildung 38: Leitfragenschema Eigenversorgung

Umsetzung von Photovoltaik-Projekten

Projektidee, Konzeption und Umsetzung

Die Projektidee ist der erste Schritt zur Planung einer PV-Anlage. In vielen Fällen resultiert die Idee aus der Motivation heraus, die kommunalen Umweltziele zu unterstützen und mit der Errichtung einer PV-Anlage eine Vorbildfunktion für Bürger/-innen der Amtsgemeinden zu übernehmen. Zusätzliche Mehrwerte können gehoben werden, wenn die PV-Anlage zur Stromversorgung des amtseigenen Elektrofuhrparks beiträgt und die Stromkosten mittelfristig gesenkt werden können.

Die Amtsverwaltung übernimmt im Rahmen eines PV-Projekts eine wichtige Rolle, da sie als Bauherr die übergeordnete Projektleitung verantwortet. Ihre Aufgabe ist es, die wesentlichen Planungsschritte zu kennen und die relevanten Akteur/-innen zu koordinieren. Selbstverständlich besteht die Möglichkeit, externe Planungsbüros mit der Projektleitung zu beauftragen.

Hinsichtlich der Zeitplanung sollten durch die Amtsverwaltung mindestens zwei Ausschreibungen berücksichtigt werden. So sind i.d.R. folgende Ausschreibung im Projektverlauf vorzunehmen:

- » Planungsleistung
- » Bauleistungen

Die Auftragswerte sowohl für die Planungs- als auch für die Bauleistungen für mittlere PV-Anlagen werden regelmäßig 100.000 € nicht übersteigen. Nach Schleswig-Holsteinischer Vergabeordnung (SHVgVO) vom 01.04.2019 können die Planungsleistungen somit über eine Verhandlungsvergabe oder beschränkte Ausschreibung nach UVgO vergeben werden. Für die Vergabe der Bauleistungen ist i.d.R. eine Freihändige Vergabe nach VOB/A zulässig. Im Folgenden werden die Aufgaben skizziert, die bei der Realisierung einer PV-Anlage durch die Amtsverwaltung übernommen werden sollten. Für die ausführliche Beschreibung fachplanerischer Inhalte sei an dieser Stelle auf den „Solaranlagen Ratgeber 2018“ der Anondi GmbH verwiesen.

Projektidee

Ist erstmal die Idee zur Errichtung einer PV-Anlage gefasst, sollte amtsintern in einem nächsten Schritt die grundlegende Projektumsetzbarkeit am Standort geprüft werden. Für diese vorläufige Machbarkeitsprüfung ist zunächst kein gesondertes Fachwissen notwendig. Folgende Fragen gilt es zu berücksichtigen:

- » **Gibt es eine geeignete Dachfläche?**
Zusammenhängende, unverschattete und unzerklüftete Dachflächen sind ideal.
- » **Ist das Dach Eigentum?**
Falls nicht: Kann das Dach gepachtet werden?
- » **Baugenehmigung nötig?**
Grundsätzlich sind gebäudeintegrierte PV-Anlagen nach § 63 LBO SH 2009 für die Gebäudeklassen 1 bis 3 verfahrensfrei, sofern keine Denkmal- oder Ensembleschutzbelange dagegensprechen.

Meilensteine

Beschluss „Konzeptionierung“

Ausschreibung und
Auftragsvergabe

Beschluss „Umsetzung“
+ Einstellung von Haushaltsmitteln
Auftragsvergabe

Maßnahmen



Projektidee

- Internen Kümmerer benennen
- Grundlegende Machbarkeitsprüfung
 - » Ziel definieren: Wer soll mit PV-Strom versorgt werden?
 - » Potentielle Dachflächen vorhanden?
 - » Eigentumsverhältnisse beachten

- Festlegen des Planungsumfangs



Konzeptionierung

- Ermittlung der Standortfaktoren
- Analyse von Energieverbrauch und -kosten
- Vor-Dimensionierung des PV-Systems
- Kostenschätzung
- Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
- Vorauswahl Solarfachfirmen
- Vor-Ort-Besichtigungen mit Bietern



Umsetzung

- Technische Ausführungsplanung (durch Solarfachbetrieb)
- Errichtung der PV-Anlage
- Anmeldung beim Netzbetreiber
- Anmeldung im Marktstammdatenregister
- Zählersetzung
- Technische Inbetriebnahme



Betrieb

- Erhalt EEG-Vergütung
- Meldung umlagepflichtiger Strommengen
 - » Eigenversorgung: bis 28.02. des Folgejahres an Verteilnetzbetreiber
 - » Direktversorgung: bis 31.05. des Folgejahres an Übertragungsnetzbetreiber

» **Welches Betreibermodell wird angestrebt?**

Sollen neben dem Amt weitere Letztverbraucher mit PV-Strom versorgt werden?

» **Soll die Einbindung eines Batteriespeichers geprüft werden?**

Dies wäre z. B. dann sinnvoll, wenn der amtseigene E-Fuhrpark in den Abendstunden aufgeladen wird.



Tipp:

Um Gewissheit über eine etwaige Genehmigungspflicht zu erlangen, ist es ratsam, vor Auftragsvergabe das zuständige Bauamt zu informieren.

Zur Klärung der grundlegenden Machbarkeit bietet es sich an, eine/-n zuständige/-n Amts-Mitarbeiter/-in als „Betreuer/-in“ zu benennen. Dieser begleitet das Projekt von der Idee bis zur Umsetzung und ist interne/-r wie auch externe/-r Ansprechpartner/-in. Sofern eine PV-Anlage am Standort grundsätzlich realisierbar ist, sollte der Beschluss gefasst werden, in die Konzeption und Planung der PV-Anlage einzusteigen.

Konzept und Planung

Soll das Konzept durch eine/-n externe/-n Planer/-in erstellt werden, muss zunächst der Planungsumfang festgelegt werden, der im Rahmen der Auftragsvergabe zu berücksichtigen ist. In der Praxis hat es sich bewährt, dass die technische Entwurfs- und Ausführungsplanung durch den späteren Solarfachbetrieb durchgeführt wird. Auf diese Weise kann i.d.R. eine höhere Anzahl von Angeboten eingeholt werden, als es anhand eines konkreten Leistungsverzeichnisses möglich wäre. Solarfachfirmen pflegen in den meisten Fällen langjährige Kooperationen zu spezifischen Systemlieferanten, sodass sie in ihrer Produktauswahl eingeschränkt sind und auf konkrete Leistungsverzeichnisse nicht oder nur zu unwirtschaftlichen Preisen anbieten können. Innerhalb der Konzeptentwicklung sollten durch den Planer folgende Leistungen abgebildet werden:

- » Ermittlung der Standortfaktoren (Dachflächen, Netzanschlusssituation, etc.)
- » Ermittlung von Stromverbrauch und -kosten
- » Vor-Dimensionierung des PV-Systems
- » Kostenschätzung
- » Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
- » Erstellung eines Leistungsprogramms
- » Vorauswahl von Solarfachfirmen
- » Fachliche Begleitung der Auftragsvergabe
- » Projektleitung

Spätestens mit Abschluss der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung kann ein Beschluss zur Umsetzung der PV-Anlage gefasst werden. Für den Fall, dass es nicht schon früher vorgenommen wurde, können auf Basis der vorliegenden Kostenschätzung nun auch die benötigten Haushaltsmittel eingestellt werden.

Auftragsvergabe

Bei positivem Beschluss zur Errichtung der PV-Anlage kann die Ausschreibung durchgeführt werden. Bei der Beschaffung der PV-Anlage ist das jeweils

geltende Vergaberecht zu beachten. Seriöse Fachbetriebe führen im Vorfeld der Angebotserstellung i.d.R. Vor-Ort-Besichtigungen durch, um die für die Ausführungsplanung benötigten Informationen zum Standort aufzunehmen.



Tipp:

Die für eine Angebotserstellung wesentlichen Standortinformationen finden Sie auf der angehängten Checkliste „Vor-Ort-Besichtigung“.

Sobald alle PV-Angebote eingegangen sind, sollten diese auf Vollständigkeit und rechnerische Richtigkeit geprüft werden. Die inhaltliche Angebotsprüfung sollte durch das begleitende Planungsbüro übernommen werden. Der Angebotsumfang sollte jedoch mindestens folgende Positionen enthalten:

- » Kosten für technische Anlagenkomponenten unter Nennung von Einheitspreisen und Stückzahlen
- » Montage- und Installationsarbeiten (ggf. Kosten für Gerüstbau und Absturzsicherungen)
- » Netzanschluss nach geltenden Normen
- » Anmeldeprozess beim Netzbetreiber
- » Eintragung ins Marktstammdatenregister
- » Dachzeichnung mit Modulfeldansicht
- » Ggf. Ballastierungsplan (bei ballastierter Anlagenmontage auf Flachdächern)
- » Technische Datenblätter zu den verwendeten Anlagenkomponenten (PV-Module, Wechselrichter, Montagesystem, ggf. Batteriespeicher)
- » Optional: technische Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten (E-Check, DGUV-Prüfung, etc.) und Anlagenreinigung

Errichtung und Inbetriebnahme

Ist der Auftrag erst einmal vergeben, kann bis zur letztlichen Inbetriebnahme der PV-Anlage eine Zeitspanne von ca. 8-10 Wochen eingeplant werden. Die letztendliche Dauer bis zum Projektabschluss ist maßgeblich von der Verfügbarkeit der PV-Module abhängig. Ist die Anlage errichtet, kann sie durch den Installateur beim Netzbetreiber angemeldet werden. Abbildung 38 zeigt den Anmeldeprozess exemplarisch für den größten Verteilnetzbetreiber Schleswig-Holsteins (SH-Netz).

Meldepflichten im Betrieb

Der Betreiber einer PV-Anlage ist gemäß § 74a, Abs. 1 EEG 2021 zur Mitteilung der sog. Basisangaben gegenüber dem Netzbetreiber verpflichtet. Die Mitteilung der Basisangaben erfolgt im Allgemeinen im Rahmen der Anmeldung beim Netzbetreiber. Darüber hinaus müssen durch den Betreiber der Anlage nach § 74a, Abs. 2 EEG 2021 für jedes Jahr die umlagepflichtigen Strommengen ermittelt und bis spätestens zum 28.02. des Folgejahres an den zuständigen Verteilnetzbetreiber übermittelt werden. Eine Liste der in der KielRegion vertretenen Verteilnetzbetreiber sehen Sie auf Seite 26. Werden durch den Anlagenbetreiber anteilig Dritte mit PV-Strom versorgt (Direktlieferung z. B. an einer Ladestation), müssen die umlagepflichtigen Strommengen an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber zum 31.05. des Folgejahres übermittelt werden. Der in der KielRegion zuständige Übertragungsnetzbetreiber ist die Tennet TSO GmbH.



Abbildung 38: Anmeldeprozess PV-Anlage (Schleswig-Holstein Netz AG, 2020)

Entwicklung eines PV-Konzepts am Beispiel des Amtes Preetz-Land

Für das Amt Preetz-Land in Schellhorn wird im Folgenden ein PV-Anlagenkonzept entwickelt, auf dessen Basis ein Umsetzungsbeschluss gefasst werden soll. Das PV-Konzept wird mit dem Ziel zur Eigenstromversorgung entwickelt. Eine Belieferung von Dritten z. B. an Ladestationen ist zum aktuellen Zeitpunkt nicht vorgesehen. Das Amtsgebäude verfügt über ausreichende Dachflächen, die sich im Eigentum des Amtes befinden. Es wird unterstellt, dass eine Baugenehmigung zur PV-Anlage am Standort nicht notwendig ist. Innerhalb der Konzeptentwicklung wird die Einbindung eines Batteriespeichers aus ökologischen und wirtschaftlichen Blickwinkeln geprüft.

Ermittlung Standortfaktoren

Lage des Amtes

Das Amt Preetz-Land befindet sich in der Straße Am Berg 2 in 24211 Schellhorn..

Verfügbare Dachflächen

Zur Installation der PV-Anlage stehen insgesamt drei Dachflächen zur Verfügung, wie Abbildung 39 zeigt. Abbildung 40 fasst die wesentlichen Merkmale der potenziellen Dachflächen zusammen.

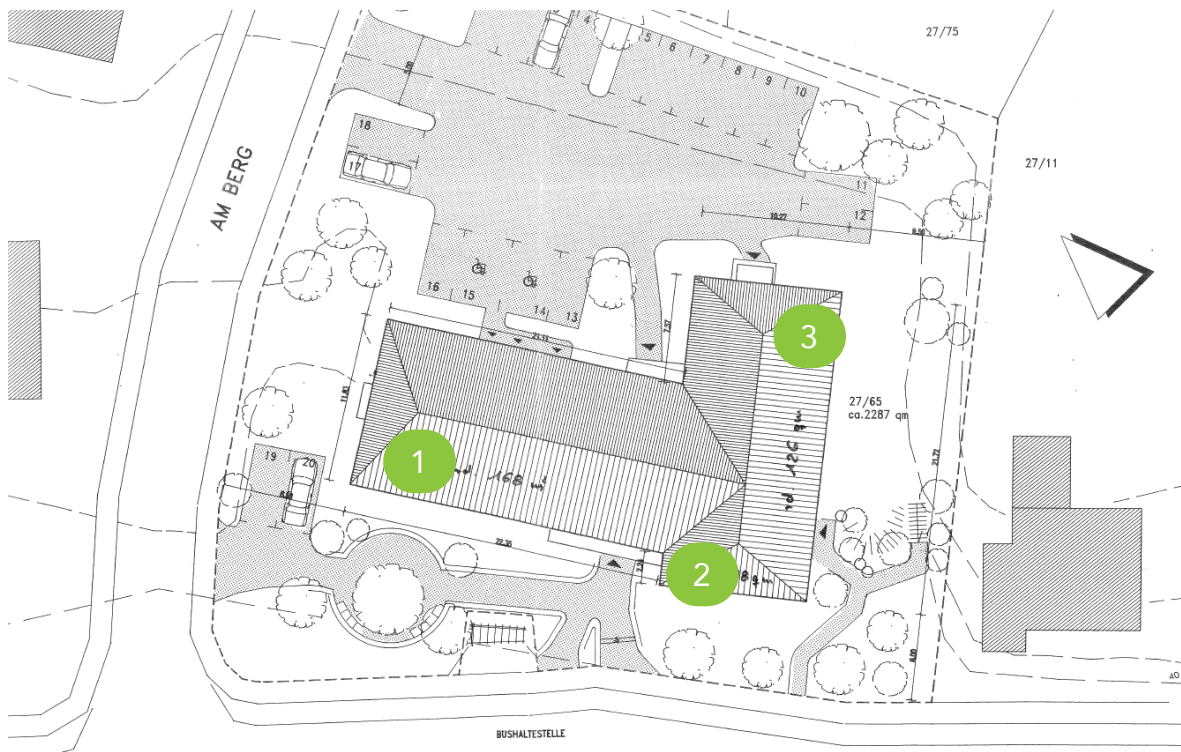


Abbildung 39: Dachflächen Amtsgebäude (Planauszug: Amt Preetz-Land, 2020)

Dachflächen	#1	#2	#3
Fläche	168 m ²	18 m ²	126 m ²
Azimut	ca. 210°	ca. 210°	ca 110°
Neigung	30°	43°	35°
Typ	Satteldach		
Eindeckung	Pfanne		
Firsthöhe	10,5 m		
Traufhöhe	6,5 m		

Abbildung 40: Merkmale der verfügbaren Dachflächen

Stromverbrauch (Jahresabrechnung 2019)	ca. 21.000 kWh/Jahr
Stromverbrauch (brutto)	23,3 Cent/kWh
Spannungsebene	Niederspannung
Anschlusskapazität	55 kVA
Netzbetreiber	SWKiel Netz GmbH

Abbildung 41: Objektdaten zur elektrischen Anlage

Technisches Anlagenkonzept

Anlagenleistung

Die Dimensionierung der PV-Leistung erfolgt auf Basis des erwarteten, jährlichen Strombedarfs von 21.000 kWh sowie unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Dachflächen. Eine mögliche Variante der Dachflächenbelegung sowie die daraus resultierende Anlagenleistung zeigen die Modulfeldansicht (Abbildung 42) sowie Abbildung 43. Es wurde eine Gesamtleistung von 29,7 kWp ermittelt, die auf die Dachflächen Nr. 1 und 3 des Amtsgebäudes installiert werden kann. Umgerechnet auf den Strombedarf, fällt die spezifische Anlagenleistung mit 1,4 kWp/MWh im Jahr hoch aus, sodass bereits ohne Batteriespeicher ein hoher Autarkiegrad realisiert werden kann. Dachfläche Nr. 2 wurde aufgrund der nur geringen Fläche von etwa 18 m² vernachlässigt. Wie aus der Modulfeldansicht hervorgeht, ist Dachfläche Nr. 3 aufgrund eines hohen Baumbestands im Süd-Osten von Schattenwurf betroffen sowie im Nordöstlichen Bereich von Entlüftungen und anderen Hindernissen durchdrungen. Inwiefern die Belegung von Dachfläche Nr. 3 sinnvoll ist oder ob stattdessen für Dachfläche Nr. 1 höhere Modulleistungen berücksichtigt werden sollten, kann bei einer Vor-Ort-Begehung mit einem Solarfachbetrieb geklärt werden.



Abbildung 42: Modulfeldansicht

Dachfläche	#1	#3
Ausrichtung	ca. 210° Südwest	ca. 110° Südost
Anzahl Module	71	19
Leistung Modul	330 Wpt	
Leistung Modulfeld	23,43 kWp	6,27 kWp
Leistung PV-Anlage	29,7 kWp	

Abbildung 43: Angaben zur PV-Anlage

Ertragsprognose und Eigenverbrauch

Die Ertragserwartung für den Standort beträgt in etwa

- » 28.000 kWh/Jahr bzw.
- » 940 kWh/kWp

Diese Prognose wurde mit Hilfe des frei verfügbaren PV-Performance-Tools PVGIS (siehe Link: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP) berechnet, welches durch die Europäischen Kommission online zur Verfügung gestellt wird.

Zur Berechnung der Eigenverbrauchsquote und des Autarkiegrads wurde das PV-Erzeugungsprofil mit einem für öffentliche Einrichtungen typischen Lastgang verglichen. Beide Werte wurden für jeweils eine Anlagenauslegung ohne und mit Batteriespeicher durchgeführt. Die nutzbare Speicherkapazität wurde zunächst über den geläufigen Auslegungsansatz von 1 kWh/kWp definiert und beträgt somit etwa 29 kWh. Für eine detaillierte Auslegung des Speichers müssen jedoch das genaue Verbrauchsverhalten des Amtes sowie seine Anforderungen an Wirtschaftlichkeit und Unabhängigkeit berücksichtigt werden. Für das Amt Preetz-Land wurden folgende Prognosewerte berechnet:

	Ohne Batteriespeicher	Mit 29 kWh Batteriespeicher
Energieverbrauchsquote	30 %	49 %
Autarkiegrad	39 %	65 %

Abbildung 44: Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad

Netzanschluss

Die Netzanschlussbedingungen richten sich nach den TAB NS Nord in ihrer jeweils aktuellen Fassung, nach der Netzrichtlinie VDE AR N 4105 sowie den Bestimmungen des Netzbetreibers.

Netz-Anlagenschutz (NA-Schutz):

Während eines Fehlerfalls trennt der NA-Schutz die PV-Anlage vom Stromnetz. Nach o.g. Richtlinien ist für Anlagenleistungen > 30 kWp ein zentraler NA-Schutz verpflichtend. Dieser wird in unmittelbarer Nähe des Hauptzählers installiert. Anlagen, die Leistungen bis zu 30 kWp aufweisen, können mit einem im Wechselrichter integrierten NA-Schutz ausgerüstet werden, wodurch Kosten eingespart werden können.

Hinweis:

Sofern ein Batteriespeicher ausschließlich zur Eigenversorgung verwendet wird und keine Einspeisung in das Stromnetz erfolgt, ist dessen Entladeleistung für die Bestimmung der Anlagenleistung nicht relevant.

Messkonzept

Für diese PV-Anlage ist das Messkonzept nach Abbildung 35 vorzusehen. Sofern der Batteriespeicher installiert wird, ist Zähler Z3 zu installieren.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und CO₂-Einsparung

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die getroffenen Annahmen für die relevanten Berechnungsparameter. Alle Berechnungen basieren auf der Kapitalwertmethode als dynamisches Investitionsrechenverfahren. Die Projektlaufzeit beträgt 20 Jahre und leitet sich aus der Vergütungsdauer gemäß § 25 EEG 2017 ab.

Berechnungsannahmen

Bei den dargestellten Werten handelt es sich um Brutto-Angaben.

Angaben zum Objekt	
Jährlicher Strombedarf	21.000 kW/h
Autarkiegrad	39 %
Ertragsdaten der PV-Anlage	
Leistung	29,7 kWp
Jährlicher Energieertrag	28.000 kWh
EEG-Vergütung	8,01 ct/kWh
40% EEG-Umlage	2,6 ct/kWh
Leistungsverlust	0,25 %/Jahr
Energieverbrauchsquote	
Ohne Batteriespeicher	30 %
Mit Batteriespeicher	49 %
Kosten	
PV-Anlage	35.640 €
Batteriespeicher	24.740 €
Gesamtkosten	60.390 €
Jährliche Wartung	1 % der Investition
Finanzierung	
Fremdkapitalanteil	0 %
Kreditlaufzeit	0 Jahre
Eff. Jahreszins	0 %
Preisentwicklungen	
Strompreis	+2%/Jahr
Inflation	+1%/Jahr

Abbildung 45: Angaben zum Objekt

Kapitalwert	Rendite	Stromkosten	Amortisation
41.987 €	9%	7,67 ct/kWh	ca. 9,3 Jahre

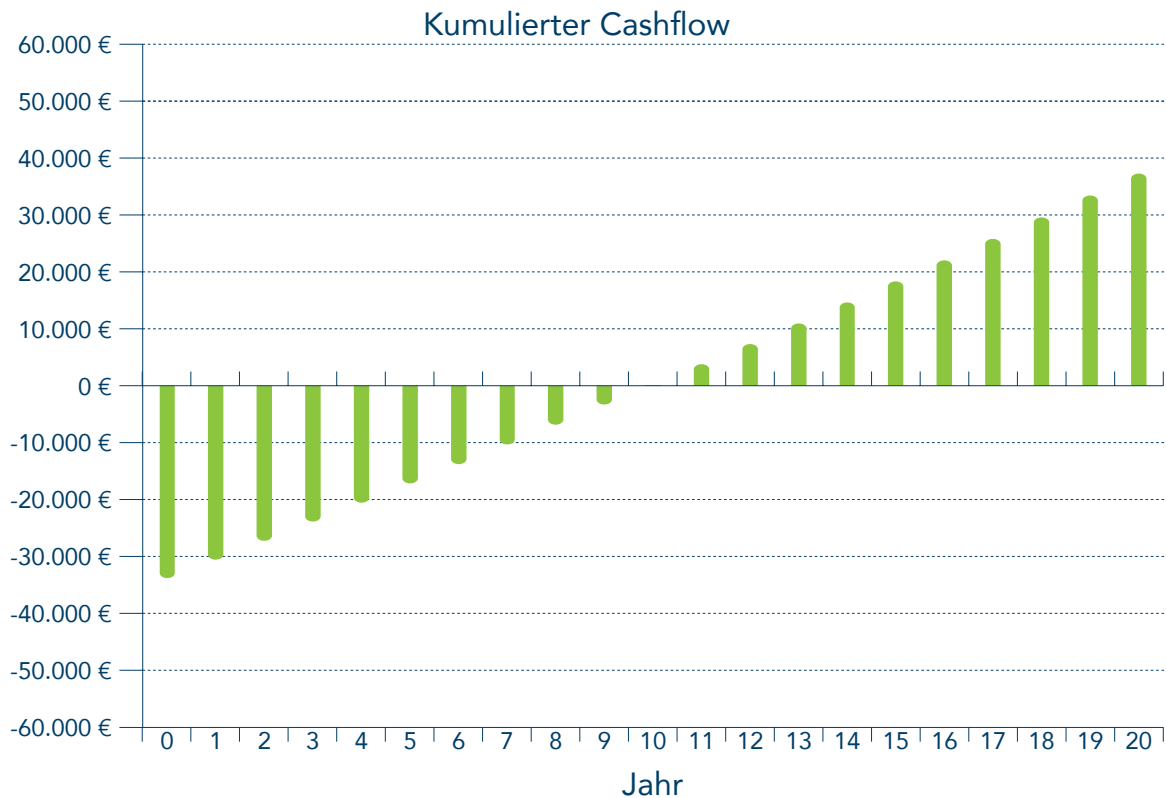


Abbildung 46: Ergebnis Photovoltaik ohne Batteriespeicher

Kapitalwert	Rendite	Stromkosten	Amortisation
32.372 €	4,4%	8,67 ct/kWh	ca. 13,5 Jahre

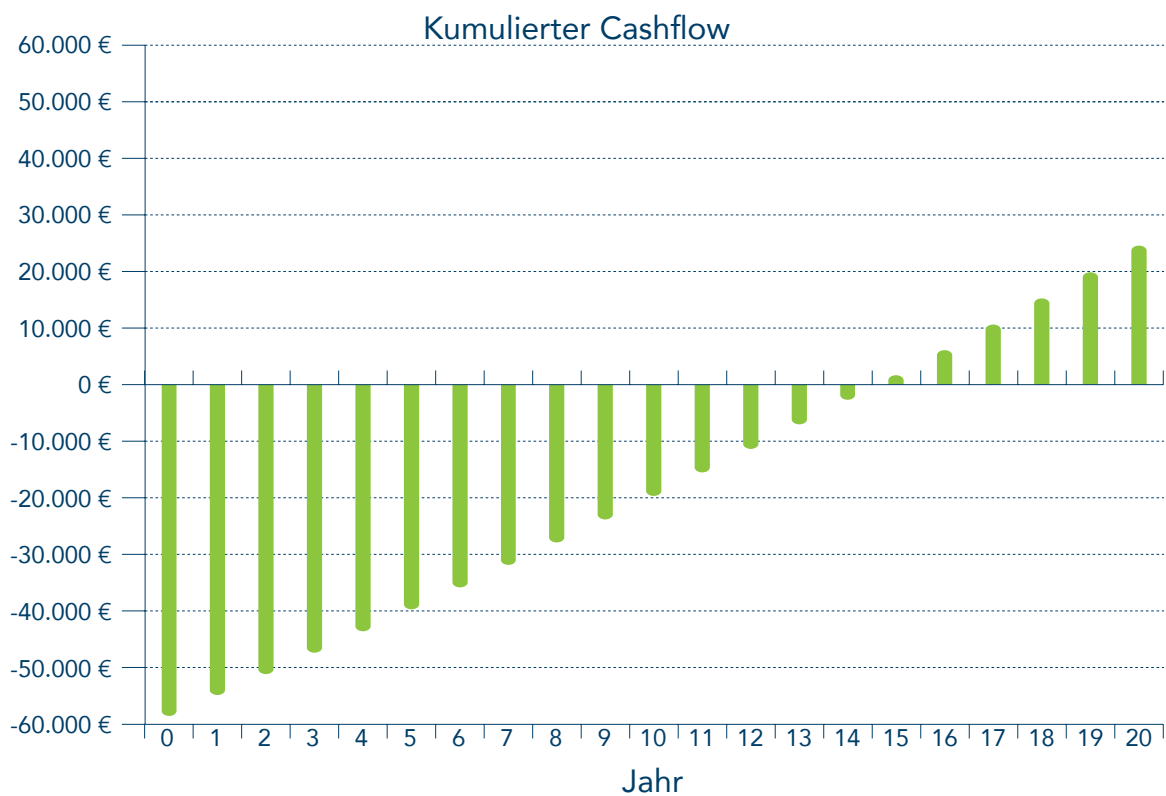


Abbildung 47: Ergebnis Photovoltaik mit Batteriespeicher

CO₂-Einsparungen

Wenn Strom einer PV-Anlage zur Eigenversorgung genutzt wird, muss weniger Strom aus dem allgemeinen Stromnetz entnommen werden. Auf diese Weise wird der Strommix, der aufgrund seiner fossilen Primärenergiebestandteile mit einem spezifischen CO₂-Emissionsfaktor belegt ist, in der Höhe des Eigenverbrauchs verdrängt.

Die Höhe der damit realisierten CO₂-Einsparungen kann über folgende Formel berechnet werden:

$$\text{CO}_2\text{-Einsparung} = \text{PV-Eigenverbrauch} \times \text{Emissionsfaktor}$$

Für die Ermittlung der CO₂-Einsparungen wurde die durch das Umweltbundesamt herausgegebene Schätzung zum Emissionsfaktor für das Jahr 2019 in Höhe von 427 gCO₂/kWh verwendet. Durch den Betrieb der PV-Anlage mit Batteriespeicher werden somit in etwa 5,8 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart. Bei einem Betrieb ohne Batteriespeicher werden jährlich ungefähr 3,6 Tonnen CO₂ eingespart.

Anhang

Dachreinigung	» Ausrichtung, Neigung und Maße des Daches (Trauf- und Firsthöhe etc.) » Art der Dacheindeckung (Bitumen, Blech, Ziegel, etc.) » Aufbau der Dämmung (Aufdach- oder Zwischensparrendämmung?) » Verschattung und Hindernisse (z. B. Luken, Dachfenster) » Gerüstbau möglich?
Netzanschluss und Zählerschrank	» Aktuelle Netzanschlusskapazität » Alter und Größe der Elektroverteilungen » Freies Zählerfeld im Zählerschrank vorhanden? » Potenzialausgleich- und/oder Blitzschutz vorhanden?
Wechselrichter und Kabelwege	» Standort Wechselrichter? » Kabelführung (Wechselrichter bis Modulfeld, Entfernung)? » Optional: Standort und Einbindung eines Batteriespeichers
Angaben zum Stromverbrauch	» Liegt die letzte Jahresabrechnung vor? » Zählernummer notiert? » Sollen besondere Verbrauchseinrichtungen wie z. B. E-Fahrzeuge oder eine Wärmepumpe in den Planungen berücksichtigt werden?

Abbildung 48: PV-Checkliste „Vor-Ort-Begehung“

	Aufgabe	Wichtige Ansprechpartner	Kommentar
Initiierung	» Kommunalpolitische Zielsetzung		
	» Akteure aktivieren:		
	» Politik & Verwaltung		
	» Lokale & überregionale Partner		
	» Interessensgemeinschaften		
	» Einbezug der potenziellen Nutzergruppen		
	» Koordinierungsstelle Elektromobilität berufen		
	» Fragen		
Konzeptionierung	» Größe des Vorhabens abschätzen und ggf. Planung extern vergeben.		
	» Ladeinfrastrukturkonzept erstellen:		
	» Ladebedarfe ermitteln		
	» Standortsuche und Auswahl		
	» Wahl der Ladeinfrastruktur		
	» Wahl des Betreibermodells und Partner		
	» Maßnahmenpläne aufstellen		
	» Voranfrage Netzbetreiber und Genehmigungsfähigkeit der Standorte prüfen		
	» Fragen		
Umsetzung	» Ausschreibung		
	» Verhandlungen und Vergabe		
	» Verträge anpassen und schließen		
	» Genehmigungen einholen		
	» Bau der Ladeinfrastruktur		
	» Meldepflichten und Veröffentlichungen		
	» Werbemaßnahmen und Kommunikation		
	» Fragen		
Betrieb	» Stromversorgung sicherstellen		
	» Übergabe an Betreiber (EMP, CPO etc.), Einbindung in Backendsystem und Roaming		
	» Festlegen von Preisen und Bedingungen		
	» Monitoring, Wartung und Instandhaltung		
	» Beauftragung Entstörung		
	» Fragen		

Abbildung 49: Checkliste Ansprechpartner/-innen

**Für Ihre Fragen
stehen wir gerne zur Verfügung!**

KielRegion GmbH

Wissenschaftspark Kiel
Neufeldtstraße 6
24118 Kiel

Tel.: 0431 53 03 55 0
Fax: 0431 53 03 55 29

info@kielregion.de

Redaktion

Henning Bergmann	KielRegion GmbH	h.bergmann@kielregion.de
Tommy Albrecht	inno2grid GmbH	tommy.albrecht@inno2grid.com
Robin Pieper	inno2grid GmbH	robin.pieper@inno2grid.com
Jan Schmitz	GP JOULE Connect GmbH	j.schmitz@gp-joule.de

Gestaltung & Layout

Mike Scheipers	inno2grid GmbH	mike.scheipers@inno2grid.com
----------------	----------------	--

Partnernetzwerk

KielRegion

Kiel. Sailing.City.
Kiel

 **NAH.SH**

 **Förde
Sparkasse**

 **Entwicklungs-
agentur**
für den Lebens- und
Wirtschaftsraum
Rendsburg



Kreis
Plön



Kreis Rendsburg-
Eckernförde

Stand: 03/2021