

# MACHBARKEITSSTUDIE ELEKTROMOBILITÄT IM BUSVERKEHR

RHEINER VERKEHRSBETRIEB MERSCH GMBH & CO. KG

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Digitales  
und Verkehr

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Energie

Gebäude

Mobilität

Umwelt

# DIE ENERGIELENKER GRUPPE

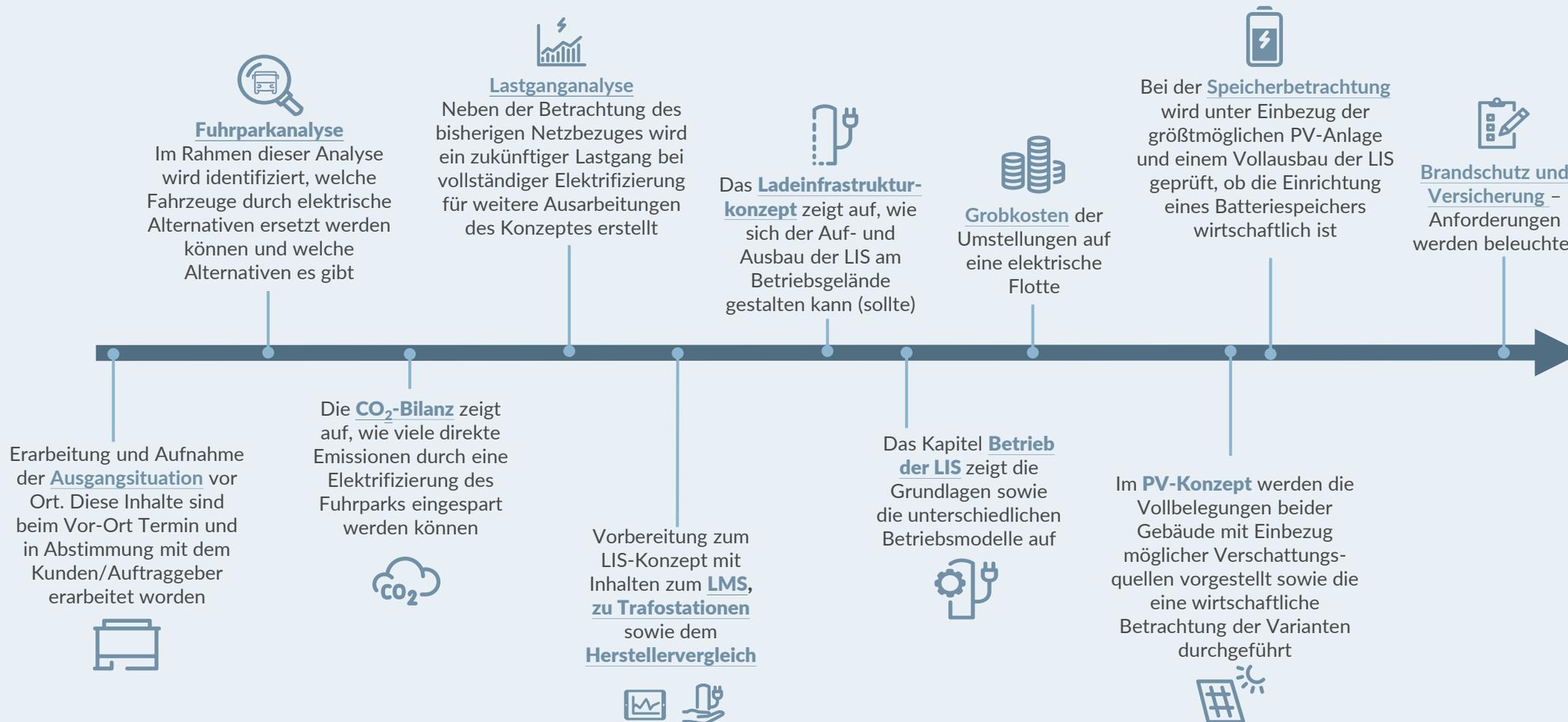
WIR SIND GESTALTER DER ENERGIEWENDE



- ▶ Über 350 Mitarbeitende
- ▶ 10 Bürostandorte in Deutschland
- ▶ Spezialisierung in den Feldern:  
Energie – Gebäude – Mobilität – Umwelt
- ▶ Beratungs-, Konzeptions- und Ingenieurleistungen
- ▶ Digitale Lösungen zur dezentralen  
Anlagensteuerung und Energiemanagement
- ▶ Serviceleistungen für dezentrale Energieerzeugungsanlagen

# KONZEPTINHALTE

## AUFBAU DES VORLIEGENDEN KONZEPTES



# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

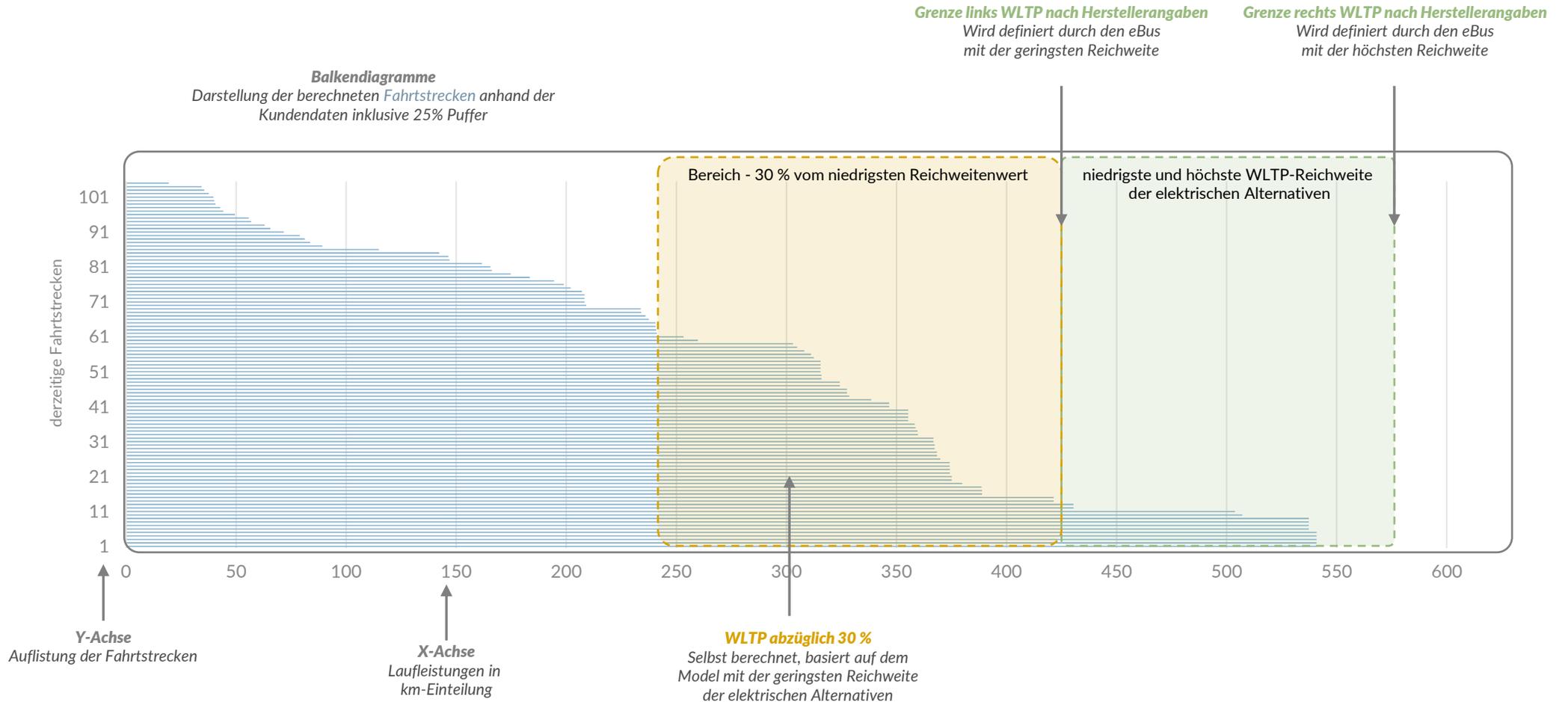
08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG



## BETRACHTUNG DERZEITIGER ELEKTRISCHER ALTERNATIVEN

### VERGLEICHENDE DARSTELLUNG DER TÄGLICHEN FAHRLEISTUNGEN AUF DEN DERZEITIGEN ROUTEN UND DER REICHWEITEN DER ELEKTRISCHEN ALTERNATIVEN



## ZUSAMMENFASSENDER ÜBERSICHT GROBKOSTENSCHÄTZUNG

### VERGLEICHENDE DARSTELLUNG DER GESCHÄTZTEN GROBKOSTEN ALLER INSTALLATIONSvarianten

	Variante 1	Variante 2	Variante 3 - mittige Trasse	Variante 3 - zwei Trassen	Variante 4	Erste Ausbaustufe
Hardware	1.400.000 €	1.350.000 €	1.400.000 €	1.400.000 €	1.400.000 €	465.000 €
Verteilungen (Last- und/oder Medienverteiler)	306.000 €	306.000 €	306.000 €	306.000 €	306.000 €	306.000 €
Kabel und Verlegesysteme	329.000 €	286.000 €	284.000 €	312.000 €	292.000 €	274.000 €
Lastmanagementsystem	13.000 €	13.000 €	13.000 €	13.000 €	13.000 €	13.000 €
Tiefbau	55.000 €	75.000 €	55.000 €	87.000 €	55.000 €	13.500 €
Blitz- und/oder Überspannungsschutz	13.000 €	13.000 €	13.000 €	13.000 €	13.000 €	13.000 €
Sonstige Kosten	6.500 €	6.500 €	6.500 €	6.500 €	6.500 €	6.500 €
<b>Zwischensumme</b>	<b>2.122.500 €</b>	<b>2.049.500 €</b>	<b>2.077.500 €</b>	<b>2.137.500 €</b>	<b>2.085.500 €</b>	<b>1.090.500 €</b>
Planungskosten	270.000 €	265.000 €	267.000 €	273.000 €	268.000 €	167.000 €
<b>Gesamtsumme (netto)</b>	<b>2.392.500 €</b>	<b>2.314.500 €</b>	<b>2.344.500 €</b>	<b>2.410.500 €</b>	<b>2.353.500 €</b>	<b>1.257.500 €</b>
Betrieb der LIS	10 bis 15 €/Monat und Ladepunkt					

Erforderliche Messungen, Dokumentationen und Inbetriebnahmen sind in den Preisen enthalten. Die Grobkosten können zu den tatsächlichen Kosten abweichen. Dies hängt von dem finalen Umfang der Ausführung und Umsetzung ab sowie den schwankenden Rohstoffpreisen für die benötigten Materialien.

## ÜBERBLICK ÜBER EINEN MÖGLICHEN AUFBAU FÜR DIE LIS

### EMPFOHLENE VARIANTE



- NSHV Niederspannungshauptverteilung
- Trafo Transformatorstation inklusive elektrischer Komponenten für die LIS
- Tiefbau zur Versorgung der PU's (große Querschnitte notwendig)
- Versorgungsweg für die NSHV
- Tiefbauarbeiten zur Versorgung der Dispenser, der DC-Säulen am Grünstreifen und der NSHV
- Trassen
- Dispenser für jeden Stellplatz
- DC-Ladesäulen zur Versorgung der Busse am Grünstreifen
- Power-Units Power-Units zur Versorgung der Dispenser
- Medienverteiler Zur Installation des LMS und der erforderlichen Datentechnik

# UMSETZUNGSBERATUNG ELEKTROMOBILITÄT FÜR BUSFLOTTE

## ÜBERGEORDNETE HANDLUNGSEMPFEHLUNG

### LADEHARDWARE

- ▶ Vernetzbare Ladeinfrastruktur
- ▶ Möglichkeit der Abrechnung und Authentifizierung
- ▶ Lastmanagementfähigkeit
- ▶ DC-Ladeinfrastruktur mit mind. 50 kW pro LP außen und 100 kW für LP im Carport
- ▶ Plug & Charge ready

### BACKEND

- ▶ Möglichkeit des Reportings
- ▶ Bereitstellung eines Monitorings
- ▶ Störungsmanagement

### UMSETZUNG

- ▶ Betriebssichere Installation
- ▶ Modularer Aufbau für einfache Skalierbarkeit
  - ▶ Ausreichende Vorbereitung für Vollausbau inklusive Verlegen erforderlicher Leitungen

### WEITERES VORGEHEN

- ▶ Förderungen beobachten
- ▶ Elektrische Alternativen wählen
- ▶ Umsetzungsvariante wählen
- ▶ Netzanschluss beantragen
- ▶ Ladeinfrastruktur aufbauen
- ▶ Backend implementieren



**Die übergeordnete Handlungsempfehlung gilt in Verbindung mit den im Konzept aufgezeigten Empfehlung zur Umsetzung der LIS am Betriebshof in Rheine**

## SCHLUSSFAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNG

### ELEKTRIFIZIERUNG DER BUSFLOTTE IST TECHNISCH MÖGLICH UND WIRTSCHAFTLICH VORTEILHAFT

- ▶ Im Rahmen dieses Konzeptes ist die Möglichkeit einer Elektrifizierung der Busflotte vom Rheiner Verkehrsbetrieb Mersch hinsichtlich elektrischer Alternativen, möglicher technischer Umsetzungsvarianten, brandschutz- und versicherungstechnischer Anforderungen und wirtschaftlicher Vorteile bei Betriebskosten geprüft worden
- ▶ Zusammenfassend kann konstatiert werden, dass eine Elektrifizierung der Busflotte mit dem heutigen Stand der Technik umsetzbar ist
  - ▶ Die verfügbaren elektrischen Alternativen weisen Reichweiten auf, die eine Elektrifizierung der derzeitigen Fahrtstrecken ermöglichen. Unter Berücksichtigung des zu erwartenden technischen Fortschritts und der einhergehenden Steigerung der Reichweiten ist eine vereinfachte Realisierung der Elektrifizierung aller Fahrtstrecken in Zukunft zu erwarten
  - ▶ Die erforderlichen Mengen an elektrischer Energie erfordern den Aufbau einer umfassenden und vernetzten elektrischen Infrastruktur und Ladehardware. Der bestehende Netzanschluss muss deutlich ausgebaut und mit einer eigenen Trafostation ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz geschaffen werden. Zur Verteilung der elektrischen Energie auf dem Betriebshof gibt es verschiedene Aufbauvarianten. Zu empfehlen ist dabei ein Aufbau von Dispensern entlang von Trassen im Carport, die aus Power-Units im Außenbereich gespeist werden. Für die Parkplätze im Außenbereich, sind DC-Ladesäulen mit Ladeleistungen ab 50 kW zu empfehlen
  - ▶ Der Aufbau der Ladeinfrastruktur sollte dabei in mehreren Ausbaustufen vorgenommen werden, wobei bei den Arbeiten für die erste Ausbaustufe auch die folgenden bis zum Vollausbau vorbereitet werden und die Komponenten ausreichend groß dimensioniert werden sollten. Insbesondere bezieht sich das auf die elektrischen Zuleitungen von den Power-Units bzw. der Trafostation zu den Dispensern oder den Ladesäulen
  - ▶ Für möglichst geringe Betriebskosten der elektrischen Flotte ist zu empfehlen, die vorhandene PV-Anlage nach Pachtende zu übernehmen und zu repowern. Um möglichst viel PV-Energie für die Busflotte nutzen zu können, ist weiterhin die Nutzung eines Batteriespeichers sinnvoll und zu prüfen

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

## AUSGANGSSITUATION

### DARSTELLUNG DES OBJEKTES - ELEKTROMOBILITÄT

#### Kunde

Rheiner Verkehrsbetrieb Mersch GmbH & Co.KG

Bonifatiusstraße 320

48432 Rheine

#### Legende

- ▶  Carport / Stellplätze Busse  
- Ladepunkte zu installieren -
- ▶  Werkstatt  
- mobile Ladepunkte möglich -
- ▶  Parkfläche West (Platz für bis zu 2 Busse)  
- Ladepunkte zu installieren -
- ▶  Parkfläche Ost (Platz für bis zu 3 Busse)  
- Ladepunkte zu installieren -



## AUSGANGSSITUATION

### DARSTELLUNG DES OBJEKTES - PHOTOVOLTAIK

#### Kunde

Rheiner Verkehrsbetrieb Mersch GmbH & Co.KG

Bonifatiusstraße 320

48432 Rheine

#### Legende

- ▶  Carport
  - Photovoltaik bereits installiert -
- ▶  Werkstatt
  - Photovoltaik bereits installiert -
  - NSHV und Netzanschluss -
- ▶  Bürogebäude
  - keine Photovoltaik installiert -



## BETRACHTUNG ELEKTRISCHER INFRASTRUKTUR

### NIEDERSPANNUNGSANSCHLUSS IN DER WERKSTATT

#### Ausgangssituation:

- ▶ Die **Einspeisung** aus dem öffentlichen Versorgungsnetz erfolgt innerhalb der Werkstatt des Betriebsgeländes
- ▶ Bisher erfolgt die **Versorgung** über einen Niederspannungsanschluss. Eine eigene Trafostation ist nicht vorhanden
- ▶ Es gibt keine leistungsstarken **elektrischen Verbraucher** auf dem Gelände des Betriebshofes, die einen hohen elektrischen Energiebezug (vergleichbar mit Ladeinfrastruktur) aufweisen
- ▶ Daher ist der bisherige elektrische **Netzanschluss** nicht für die hohen benötigten Leistungen der Ladeinfrastruktur ausgelegt
- ▶ Für den **Anschluss der PV-Anlagen** ist die PV-Verteilung, je nach Größe der PV-Anlage, zu installieren. Da die PV-Anlage bisher vermietet wird, muss der Anschluss einer künftigen PV-Anlage zur Eigenverbrauchsnutzung auf den eigenen Netzanschluss gelegt werden



# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

---

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

03.1 FUHRPARKANALYSE

03.2 CO<sub>2</sub>-BILANZ DES FUHRPARKS

03.3 LASTGANGANALYSE

03.4 VORBEREITUNG ZUM LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.5 LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.6 BETRIEB DER LADEINFRASTRUKTUR

03.7 GROBKOSTEN DER EMOB

## FUHRPARKANALYSE

### BESCHREIBUNG DER DATENLAGE

Im Folgenden wird die Fuhrparkanalyse sowie das abschließende Ergebnis aufgezeigt. Grundlage hierfür bilden die bereitgestellten Kundendaten, welche im Einzelnen folgende Inhalte umfassen:

- ▶ Auflistung der bestehenden Busflotte
- ▶ Standzeiten der Busse am Gelände des Betriebes
- ▶ Umlaufpläne und Zuordnung zu entsprechenden Bussen für den Wochenbetrieb sowie den Wochenendbetrieb innerhalb und außerhalb der Ferienzeiten
  - ▶ Durch Hinzunahme der Daten des Betriebes wird ermittelt, welche Buslinien innerhalb eines Tages durch ein Fahrzeug bedient werden, womit für jeden Tag ermittelt werden kann, wie viele Busse täglich benötigt werden und welche Strecke von diesen befahren wird
- ▶ Über das Jahr verteilt fallen verschiedene Fahrstrecken je nach Wochenzeit (innerhalb der Woche oder am Samstag/Sonntag) und je nach Schulbetrieb (Schulzeit oder Ferien) an
- ▶ Aufsummiert ergeben sich folgende Anzahl an Fahrstrecken:
  - ▶ **16** Fahrstrecken von **Montag bis Freitag** innerhalb der **Ferien**
  - ▶ **37** Fahrstrecken von **Montag bis Freitag** innerhalb der **Schulzeit**
  - ▶ **38** Fahrstrecken am **Samstag** (Schul- & Ferienzeit)
  - ▶ **14** Fahrstrecken am **Sonntag** (Schul- & Ferienzeit)

**Damit ergeben sich insgesamt 105 verschiedene Fahrstrecken, die durch die gesamte Busflotte abgedeckt werden müssen**

## FUHRPARKANALYSE

### ANNAHMEN & ZIEL DER ANALYSE

#### Annahmen:

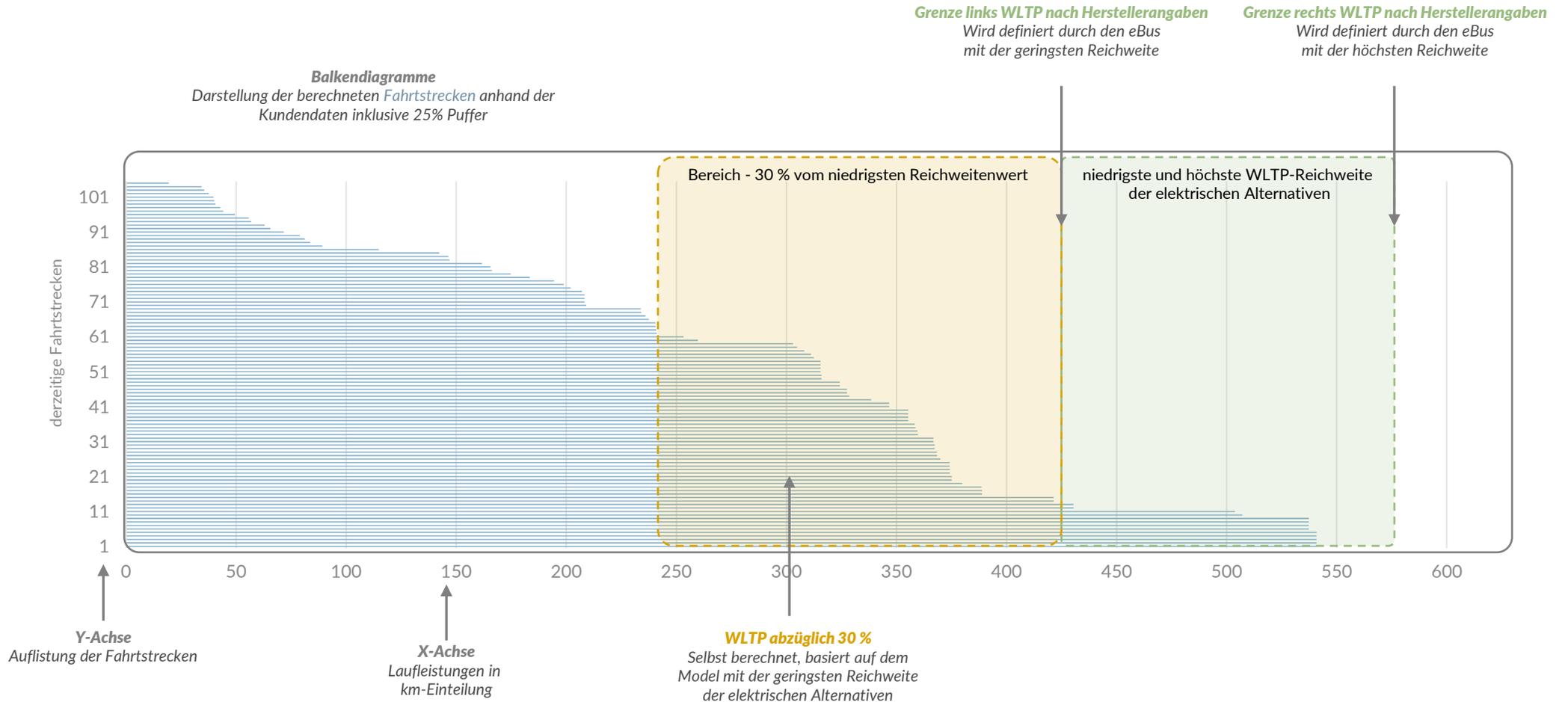
- ▶ Die Laufleistungen werden als entscheidendes Kriterium zur Bewertung der Fuhrparkanalyse verwendet
- ▶ Zur Abbildung von Ausreißern in der täglichen Fahrstrecke wird zusätzlich zu den benötigten Fahrtstrecken ein Puffer von 25 % addiert. Damit können abweichende Fahrstrecken (z. B. durch Baustellen) berücksichtigt werden
- ▶ Das einschränkende Kriterium ist die Reichweite der identifizierten elektrischen Fahrzeuge nach WLTP
  - ▶ Reichweiten nach WLTP werden mittels grüner Fläche im Balkendiagramm dargestellt. Diese Fläche basiert grundsätzlich auf Herstellerangaben und bilden eine gewisse Reichweiten-Range ab
  - ▶ Bei der gelben Fläche im Balkendiagramm wird von den Herstellerangabe nach WLTP nochmals 30 % abgezogen. Dies soll die Einflüsse der unterschiedlichen Fahrstile sowie Wettereinflüsse auf die tatsächliche Reichweite mitberücksichtigen

#### Ziel der Analyse:

- ▶ Ziel der Fuhrparkanalyse ist eine aussagekräftige Beurteilung, inwieweit die bestehende Busflotte durch elektrische Alternativen ersetzt werden kann. Dazu werden die täglich anfallenden Fahrtstrecken den Reichweiten möglicher elektrischer Alternativen gegenübergestellt und bewertet

## BETRACHTUNG DERZEITIGER ELEKTRISCHER ALTERNATIVEN

### VERGLEICHENDE DARSTELLUNG DER TÄGLICHEN FAHRLEISTUNGEN AUF DEN DERZEITIGEN ROUTEN UND DER REICHWEITEN DER ELEKTRISCHEN ALTERNATIVEN



## BETRACHTUNG DERZEITIGER ELEKTRISCHER ALTERNATIVEN

### BEWERTUNG DER DARSTELLUNG

- ▶ Der zuvor gezeigten Abbildung ist zu entnehmen, dass die kürzesten **35 Fahrtstrecken** hinsichtlich ihrer Reichweite durch alle vorgestellten elektrischen Alternativen abgedeckt werden können
  - ▶ Alle weiteren Fahrtstrecken des Betriebs enden im „**WLTP-30 %**“ oder im „**WLTP-Range**“ Bereich, was eine Elektrifizierung jedoch nicht ausschließt
- ▶ Durch Auswahl entsprechender Alternativen mit ausreichender Reichweite können auch die weiteren Fahrstrecken ebenfalls mit Beachtung des Abzugs von 30 % der WLTP-Reichweite elektrifiziert werden
  - ▶ Des Weiteren ist in den Fahrtstrecken ein **Puffer von 25 %** hinterlegt
- ▶ Bis auf die **weitesten 11 Fahrtstrecken** (inklusive Puffer Fahrstrecke von über **500 km**) sind alle Umlaufrouen mit den auf den folgenden Folien dargestellten Alternativen bedenkenlos zu elektrifizieren
- ▶ Nach Kundenaussagen ist zudem aufgrund geplanter Kostenreduzierungen seitens der Stadt Rheine eine Verkürzung der Fahrtstrecken bzw. eine Reduzierung der Taktung zu erwarten

▶ **Mit Berücksichtigung des einkalkulierten Puffers von 25 % auf die aktuellen Fahrtstrecken, des zu erwartenden technischen Fortschritts bis zur geplanten Umsetzung sowie einer womöglich reduzierten Anzahl an Fahrten, ist eine Elektrifizierung aller Strecken möglich.**

## FUHRPARKANALYSE

### ÜBERSICHT ELEKTRISCHER ALTERNATIVEN

Hersteller	Mercedes-Benz	MAN	BYD	Iveco	VDL
Modellreihe	eCitaro	Lion's City	eBus	E-Way	Citea Electric
Abbildungen der elektrischen Busse					
Buslänge	12,14 - 18,3 m	10,5 - 18,1 m	10,82 - 18,75 m	9,5 - 18 m	12,2 - 18,1 m
Sitzplätze	29 - 45	33 - 60	23 - 57	16 - 42	45 - 110
Fahrgastkapazität	88 - 146	Bis zu 120	70 - 140	Ab 71	89 - 153
Ø Speicherkapazität	378 - 441 kWh	320 - 640 kWh	348 - 563 kWh	245 - 385 kWh	490 - 674 kWh
Ladeleistungen	Bis zu 150 kW	40 - 150 kW	40 - 300 kW	100 - 450 kW	30 - 450 kW
Reichweite	Bis zu 320 km	300 - 350 km	Bis zu 510 km	Bis zu 543 km*	500 - 600 km

Die hier aufgezeigten elektrischen Alternativen bilden nur einen Teil der aktuell verfügbaren Fahrzeuge und Modelle ab. Vergleichbare Modelle sind ebenfalls nutzbar.

\*im Realbetrieb (2021, unter TÜV Nord Zertifikation) - Laut Herstellerangabe aus dem Jahr 2023 bis zu 400 km

## FUHRPARKANALYSE

### ÜBERSICHT ELEKTRISCHER ALTERNATIVEN

Hersteller	Solaris	Wrightbus	Karsan	Irizar
Modellreihe	Urbino electric	Kite Electroliner	e-ATAK & e-ATA	ie Bus
Abbildungen der elektrischen Busse				
Buslänge	9,27 – 24,7 m	10,95 – 12,47 m	8,32 – 18,3 m	10,62 – 18,73 m
Sitzplätze	27 - 68	37 - 45	18 - 52	26 - 52
Fahrgastkapazität	60 - 145	82 - 88	52 - 135	96 - 145
Ø Speicherkapazität	150 – 616 kWh	340 – 567 kWh	220 – 595 kWh	470 – 710 kWh
Ladeleistungen	Bis zu 540 kW	Bis zu 360 kW	22 – 150 kW	150 – 600 kW
Reichweite	300 – 600 km	Bis zu 480 km	300 – 450 km	Bis zu 350 km

Die hier aufgezeigten elektrischen Alternativen bilden nur einen Teil der aktuell verfügbaren Fahrzeuge und Modelle ab. Vergleichbare Modelle sind ebenfalls nutzbar.

## BIDIREKTIONALES LADEN ZUM SPEICHERN VON PV-ÜBERSCHÜSSEN

### ANWENDUNG AM BETRIEBSSTANDORT RHEINER VERKEHRSBETRIEB MERSCH

- ▶ **Besonderheit des Rheiner Verkehrsbetrieb Mersch:** Während der Schulzeit sind alle Busse außer den Gelenkbussen im Einsatz, sodass ein abwechselndes Laden mit PV-Strom durch Austauschen der Busse nicht möglich ist. Daher können im regulären Betrieb nur die Gelenkbusse mit Strom aus der eigenen PV-Anlage geladen werden. Da diese Busse jedoch am wenigsten eingesetzt werden, könnte in den Abendstunden, wenn die PV-Einspeisung sinkt, bidirektionales Laden in Betracht gezogen werden, um andere Busse zu laden
- ▶ **Aber:** Im Herstellervergleich der elektrischen Alternativen zeigt sich, dass (noch) nicht jedes Modell für das bidirektionale Laden geeignet ist (siehe Tabelle). Darüber hinaus ist zu beachten, dass für das bidirektionale Laden eine Installation der Ladepunkte am Rand des Betriebsgeländes (siehe Abbildung) notwendig ist.
  - ▶ Der Grund dafür ist, dass die Busse, die tagsüber den PV-Strom laden, die Ladepunkte unter dem Carport am Abend für die Busse freigeben müssen, die tagsüber im Einsatz waren und nun geladen werden sollen. Daher müssen die tagsüber geladenen Busse an den Rand des Betriebsgeländes umgeparkt werden.



Hersteller	Mercedes	MAN	BYD	Iveco	VDL	Solaris	Wrightbus	Karsan	Irizar
Modellreihe	eCitaro	Lion's City	eBus	E-Way	Citea Electric	Urbino electric	Kite Electroliner	e-ATAK & e-ATA	ie Bus
Bidirektionales Laden	👎	k. A.*	k. A.*	👍	k. A.*	👍	k. A.*	k. A.*	k. A.*

\* keine Angabe, Auskunft über bidirektionales Laden beim Hersteller angefragt und Antwort ausstehend; Quelle des Bildes: [www.tim-online.nrw.de](http://www.tim-online.nrw.de)

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

---

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

03.1 FUHRPARKANALYSE

03.2 CO2-BILANZ DES FUHRPARKS

03.3 LASTGANGANALYSE

03.4 VORBEREITUNG ZUM LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

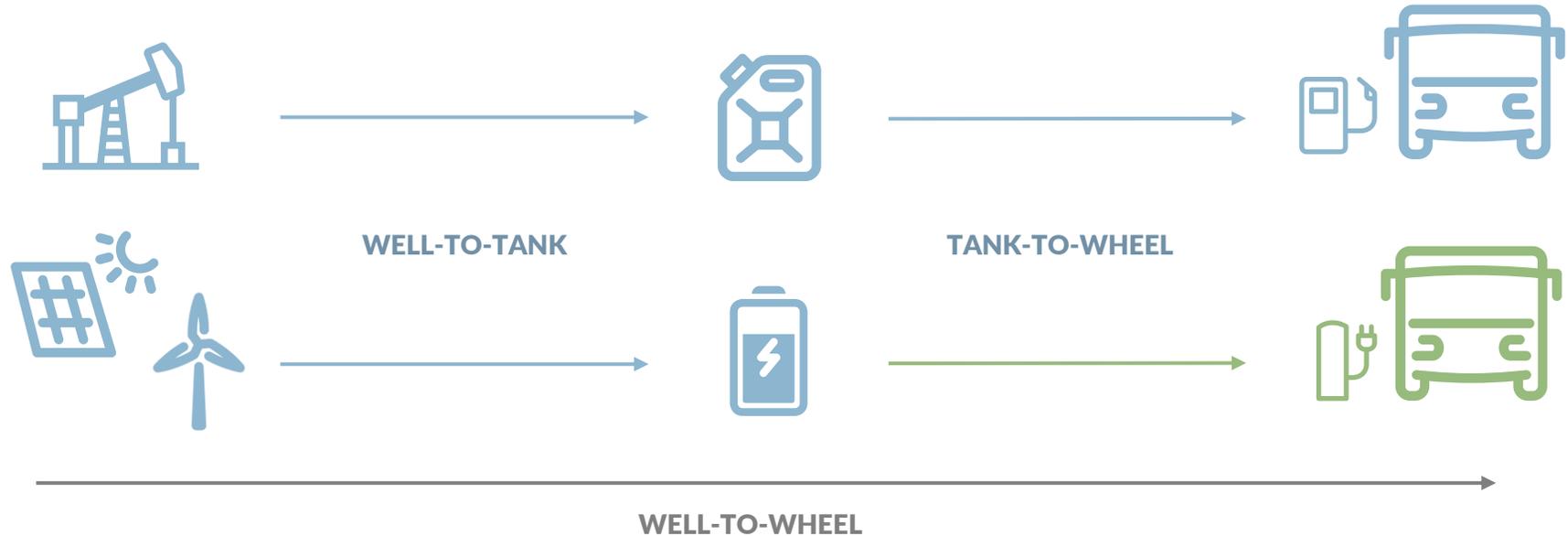
03.5 LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.6 BETRIEB DER LADEINFRASTRUKTUR

03.7 GROBKOSTEN DER EMOB

## CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN

### DIREKTE UND INDIREKTE EMISSIONEN



WELL-TO-TANK	+	TANK-TO-WHEEL	=	WELL-TO-WHEEL
Hierbei handelt es sich um alle CO <sub>2</sub> -Emissionen, die bei der Wirkkette bis zur Energiebereitstellung am Fahrzeug entstehen und nicht den Fahrzeugwirkungsgrad betreffen		Hierbei handelt es sich um alle CO <sub>2</sub> -Emissionen, die während des Fahrbetriebs bei der Verbrennung des Kraftstoffs/Energieträgers in der direkten Umgebung des Fahrzeugs entstehen		Hierbei handelt es sich um die Gesamtheit der CO <sub>2</sub> -Emissionen, die neben dem Verbrennungsprozess im Motor auch die Produktionsvorkette des jeweiligen Kraftstoffs/Energieträgers berücksichtigen

## CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN

### VORGEHEN

**Im Rahmen dieses Arbeitspaketes werden die CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale ermittelt, um den ökologischen Einfluss der Elektrifizierung des Fuhrparks aufzuzeigen.**

### VORGEHEN

Um die eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu berechnen, werden die **direkten Emissionen** (Tank-To-Wheel) betrachtet, d. h. die Emissionen, die bei der Nutzung des Fahrzeugs und Verbrennung des Kraftstoffes direkt an die Umgebung abgegeben werden

- ▶ Die **indirekten Emissionen** (Well-To-Tank), die bei der Gewinnung des Energieträgers bis hin zur Bereitstellung für den Endverbraucher entstehen, werden hier nicht weiter betrachtet
- ▶ Die Tank-To-Wheel Emissionen sind sowohl bei herkömmlich angetriebenen als auch bei elektrisch angetriebenen Fahrzeugen ermittelbar und können gegenübergestellt werden. Im Rahmen dieses Konzeptes kann hingegen nicht belastbar bestimmt werden, zu welchen Anteilen die Fahrzeuge mit PV-Strom geladen werden, da dies von Entscheidungen abhängt, die im Nachgang getroffen werden. Die ermittelten CO<sub>2</sub>-Einsparungen sind folglich niedriger als die realen, da die Nutzung von PV-Strom weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweist als die des durchschnittlichen deutschen Strommixes
- ▶ Die tatsächlichen Einsparungen sind höher als das in der CO<sub>2</sub>-Bilanz ermittelte Ergebnis, da die Well-To-Tank Emissionen bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren höher ausfallen als bei E-Fahrzeugen<sup>1</sup>, insbesondere bei Nutzung selbsterzeugter PV-Energie

## CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN

### BERECHNUNGSGRUNDLAGE

#### GRUNDLAGE FÜR DIE FOLGENDE CO<sub>2</sub>-BILANZIERUNG DES FUHRPARKS:

- ▶ Der benötigte Energieträger je Fahrzeug (Diesel)
- ▶ Der Treibstoffbedarf der einzelnen Fahrzeuge (l/a) oder die anfallende Kilometeranzahl eines Jahres (km/a) sowie der Durchschnittsverbrauch (l/100km)
- ▶ Zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen werden die CO<sub>2</sub>-Faktoren und Heizwerte des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle\* hinzugezogen
  - ▶ Mit Hilfe der Kundenangaben sind mit folgenden Faktoren die Emissionen je Fahrzeug zu bestimmen:
    - ▶ CO<sub>2</sub>-Faktor Diesel: 0,266 t CO<sub>2</sub>/MWh = 0,266 t CO<sub>2</sub>/ 1.000 kWh
    - ▶ Heizwert Diesel: 10,00 kWh/Liter

#### BEISPIELRECHNUNG:

- ▶ Um das Vorgehen der CO<sub>2</sub>-Bilanz zu verdeutlichen, wird nachfolgend eine Beispielrechnung anhand des Fahrzeugs mit dem Kennzeichen **ST ME 407** (erstes Fahrzeug in der Liste) durchgeführt:

*Verbrauchter Energieträger \* CO<sub>2</sub> – Faktor Diesel \* Heizwert Diesel = Emissionen*

$$6.380 \frac{\text{Liter}}{\text{Jahr}} * 0,266 \frac{\text{t CO}_2}{1000 \text{ kWh}} * 10,00 \frac{\text{kWh}}{\text{Liter}} = 16,97 \frac{\text{t CO}_2}{\text{Jahr}}$$

## JÄHRLICHE EMISSIONEN DES FUHRPARKS GEMÄß TANK-TO-WHEEL-BETRACHTUNG

### BUSSE

Kennzeichen	Kilometer [km/a] <sup>1</sup>	Benötigter Kraftstoff [l/a] <sup>1</sup>	CO <sub>2</sub> -Faktor Diesel [t CO <sub>2</sub> /MWh]	Heizwert Diesel [kWh/Liter]	Emissionen [t CO <sub>2</sub> /Jahr]
ST-ME 407	18.660	6.380	0,266	10,00	16,97
ST-ME 408	13.741	5.318	0,266	10,00	14,15
ST-ME 409	19.043	6.784	0,266	10,00	18,05
ST-ME 310	6.090	779	0,266	10,00	2,07
ST-ME 411	14.247	5.186	0,266	10,00	13,79
ST-ME 420	22.496	10.734	0,266	10,00	28,55
ST-ME 521	12.062	6.091	0,266	10,00	16,2
ST-ME 522	17.725	8.762	0,266	10,00	23,31
ST-ME 423	13.761	7.234	0,266	10,00	19,24
ST-ME 430	55.596	8.818	0,266	10,00	23,46
ST-ME 431	45.334	7.061	0,266	10,00	18,78
ST-ME 358	7.991	3.504	0,266	10,00	9,32
ST-ME 460	34.717	12.650	0,266	10,00	33,65
ST-ME 461	11.653	4.946	0,266	10,00	13,16
ST-ME 463	29.162	10.473	0,266	10,00	27,86
ST-ME 464	66.568	24.221	0,266	10,00	64,43
ST-ME 465	71.706	26.367	0,266	10,00	70,14

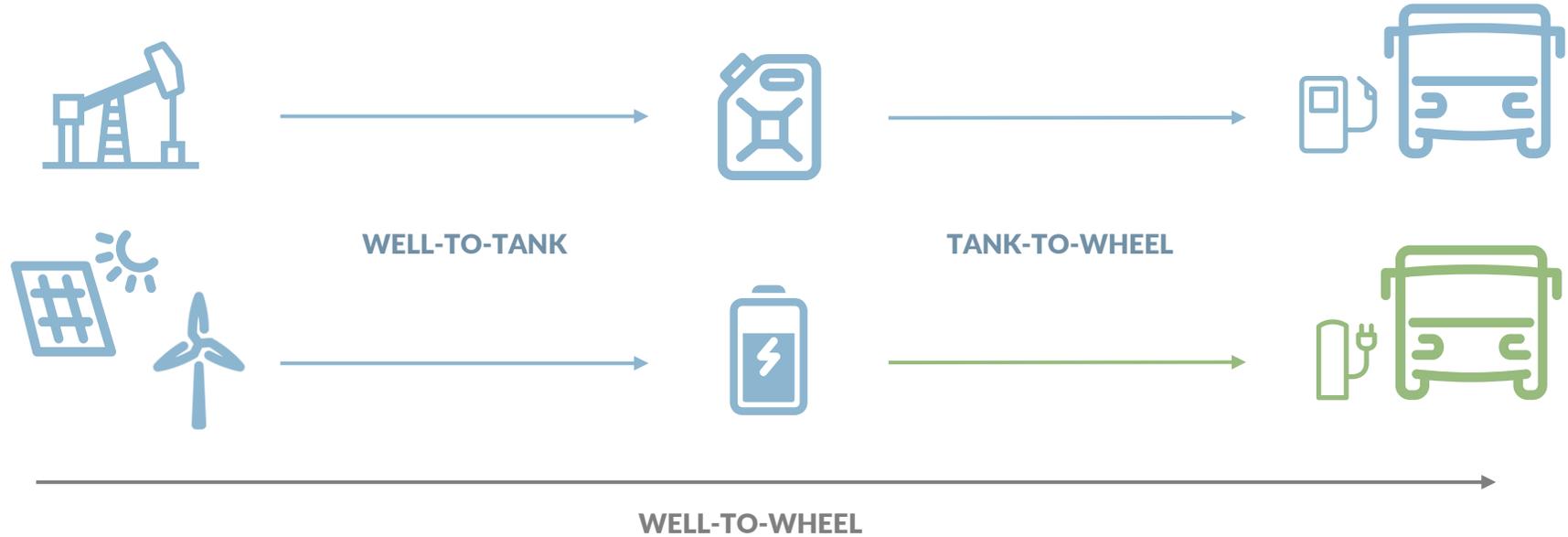
## JÄHRLICHE EMISSIONEN DES FUHRPARKS GEMÄß TANK-TO-WHEEL-BETRACHTUNG

### BUSSE

Kennzeichen	Kilometer [km/a] <sup>1</sup>	Benötigter Kraftstoff [l/a] <sup>1</sup>	CO <sub>2</sub> -Faktor Diesel [t CO <sub>2</sub> /MWh]	Heizwert Diesel [kWh/Liter]	Emissionen [t CO <sub>2</sub> /Jahr]
ST-ME 466	31.043	9.171	0,266	10,00	24,39
ST-ME 467	43.449	13.048	0,266	10,00	34,71
ST-ME 468	75.398	28.118	0,266	10,00	74,79
ST-ME 469	72.377	27.094	0,266	10,00	72,07
ST-ME 570	127.730	39.882	0,266	10,00	106,09
ST-ME 571	105.954	34.183	0,266	10,00	90,93
ST-ME 572	80.536	25.213	0,266	10,00	67,07
ST-ME 573	102.128	32.273	0,266	10,00	85,85
ST-ME 674	67.933	27.601	0,266	10,00	73,42
ST-ME 675	89.001	32.229	0,266	10,00	85,73
ST-ME 676	80.322	30.570	0,266	10,00	81,32
ST-ME 677	91.407	34.255	0,266	10,00	91,12
ST-ME 578	92.227	33.969	0,266	10,00	90,36
ST-ME 579	83.121	30.015	0,266	10,00	79,84
ST-ME 580	85.465	30.884	0,266	10,00	82,15
ST-ME 581	85.588	32.375	0,266	10,00	86,12
<b>Summe</b>	<b>1.774.231</b>	<b>616.187</b>	-	-	<b>1.639,06</b>

## JÄHRLICHE EMISSIONEN DES FUHRPARKS GEMÄß TANK-TO-WHEEL-BETRACHTUNG

### ERGEBNIS DER CO<sub>2</sub>-BILANZIERUNG



Der Tank-To-Wheel-Emissionsfaktor für vollelektrische Fahrzeuge ist gleich Null.

Somit können die direkten Emissionen von ca. **1.639 t CO<sub>2</sub>** jährlich durch die Fuhrparkumstellung auf vollelektrische Fahrzeuge vollständig reduziert werden.

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

---

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

03.1 FUHRPARKANALYSE

03.2 CO<sub>2</sub>-BILANZ DES FUHRPARKS

03.3 LASTGANGANALYSE

03.4 VORBEREITUNG ZUM LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.5 LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.6 BETRIEB DER LADEINFRASTRUKTUR

03.7 GROBKOSTEN DER EMOB

## LASTGANGANALYSE

### BESCHREIBUNG DES VORGEHENS BEI DER LASTGANGANALYSE

- ▶ Mit einem jährlichen Verbrauch von rund 45.000 kWh pro Jahr ist beim Betriebshof des Rheiner Verkehrsbetriebes derzeit keine registrierende Leistungsmessung installiert
  - ▶ Der jährliche Energieverbrauch wurde anhand eines Standardlastprofils analysiert, um energetische Kennzahlen der PV-Anlage ermitteln zu können und den aktuellen Verbrauch dem zukünftigen gegenüberzustellen
- ▶ Zur Auslegung von Komponenten der zukünftigen elektrischen Infrastruktur am Betriebshof und zur Abschätzung des zukünftigen Bedarfs an elektrischer Energie wird im Folgenden ein Lastgang für die elektrifizierte Busflotte ermittelt und dargestellt

#### Vorgehen

- ▶ Auswertung der Umlaufstrecken nach Linien
  - ▶ *Ergebnis: tägliche Fahrleistung und Standzeiten am Betriebshof*
  - ▶ *Sortierung nach Wochentagen*
- ▶ Berechnung von täglichen Energieverbräuchen
  - ▶ *Bestimmung des Energiebedarfs pro Linie aus täglicher Fahrstrecke und spezifischem Energieverbrauch*
- ▶ Bestimmung der Mindestladeleistung
  - ▶ *Verhältnis aus erforderlicher Energiemenge pro Bus und Standzeit am Betriebshof ergibt Mindestladeleistung, um Bus bis zum Fahrbeginn am nächsten Tag vollständig zu laden*
- ▶ Bestimmung des gesamten Lastgangs für die Elektromobilität
  - ▶ *Aufsummieren der Mindestladeleistungen jeder Linie pro Wochentag*
  - ▶ *Ergebnis: Definition eines Lastgangs für jeden Tag des Jahres*
  - ▶ *Einfügen der tagesspezifischen Lastgänge in eine Zeitreihe über ein Jahr definiert den Gesamtlastgang der Elektromobilität auf viertelstündlicher Basis über ein gesamtes Jahr*
- ▶ Nicht berücksichtigte Faktoren, die den realen Leistungsbezug beeinflussen
  - ▶ *Zeitliches Verschieben von Leistungsbezügen durch ein Lastmanagementsystem*
  - ▶ *Zeitliches Verschieben von Leistungsbezügen zum PV-optimierten Laden*

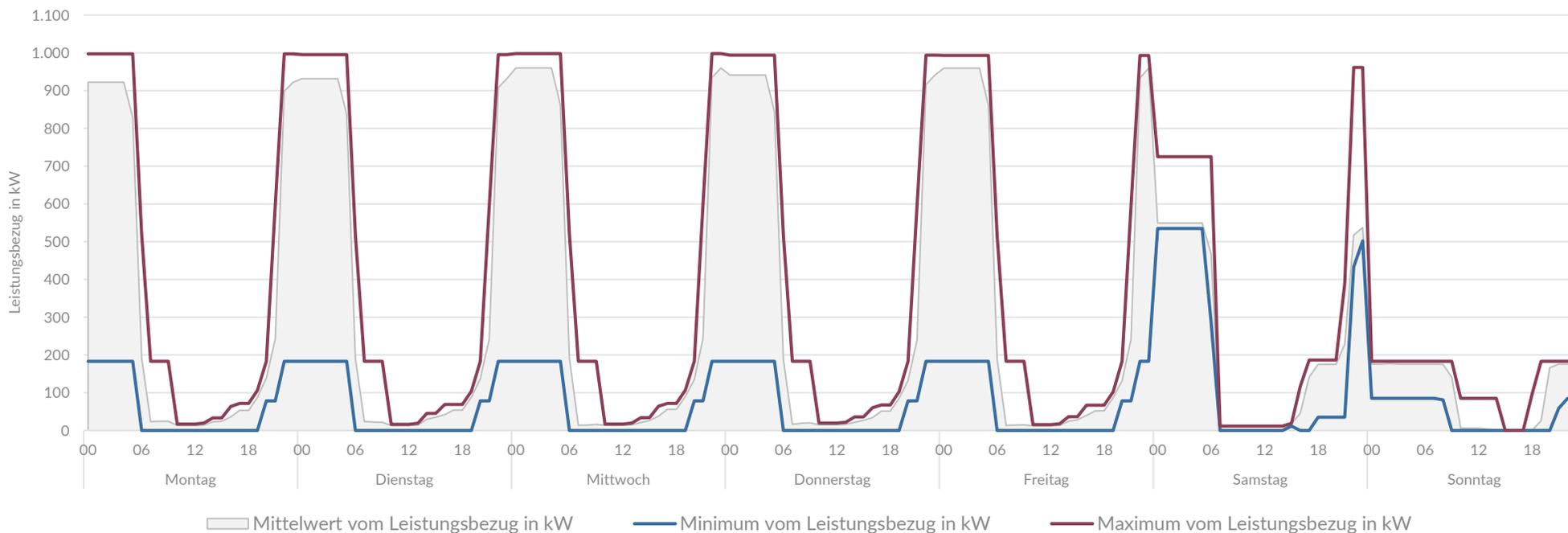




## LASTGANG DER LADEINFRASTRUKTUR FÜR DIE ELEKTRISCHE BUSFLOTTE

### DARSTELLUNG ÜBER EINE CHARAKTERISTISCHE WOCHE

- ▶ Der Leistungsbezug für die Ladeinfrastruktur der elektrifizierten Busflotte ist auf dieser Folie über eine charakteristische Woche dargestellt
- ▶ Innerhalb der Wochentage ist der zeitliche Leistungsbezug über einen Tag annähernd gleich
- ▶ An den Wochenenden ist von einem deutlich niedrigeren Energiebedarf auszugehen, weil weniger Buslinien bedient werden, die zusätzlich in einem kürzeren Zeitraum angefahren werden
- ▶ In die Kalkulation des Leistungsbezuges ist das Verschieben von Ladungen am Wochenende nur schwer zu berücksichtigen. Zu erkennen ist dies am deutlichen Leistungsabfall zu Mitternacht von Freitag auf den Samstag. Real wird diese Leistungsspitze am Freitagabend auf das Wochenende verteilt werden können

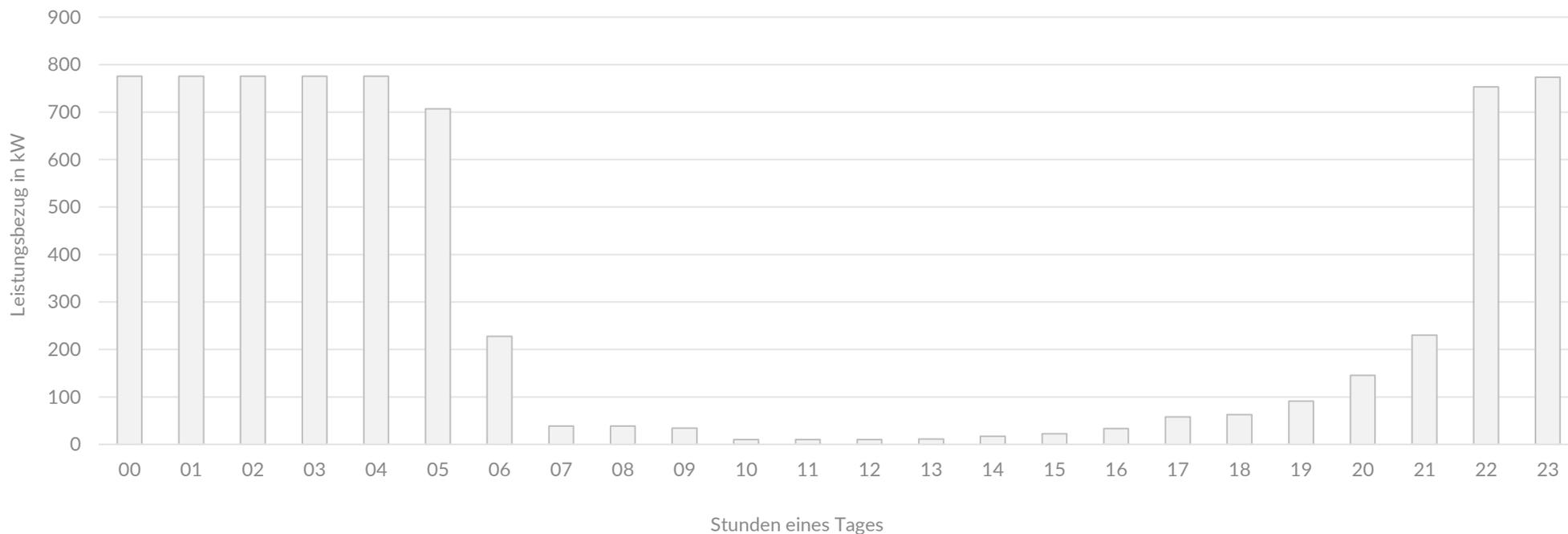


Darstellung basiert auf den berechneten Leistungsbezügen für die Ladeinfrastruktur der eBusflotte. Alle gezeigten Werte sind stündliche Mittelwerte

## LASTGANG DER LADEINFRASTRUKTUR FÜR DIE ELEKTRISCHE BUSFLOTTE

### DARSTELLUNG DES LEISTUNGSBEZUG IM JAHR 2023 ÜBER EINEN GEMITTELTEN TAG

- ▶ Das Diagramm zeigt den Leistungsbezug für die Ladeinfrastruktur der elektrifizierten Busflotte über einen gemittelten Tag
- ▶ Klar erkennbar ist der hohe der Leistungsbezug zwischen 22 Uhr und 5 Uhr morgens, die Bezugsspitzen betragen gemittelt rund 775 kW
- ▶ Der Leistungsbezug geht zu den Betriebsstunden der Busse zwischen 6 und 21 Uhr erwartungsgemäß deutlich zurück

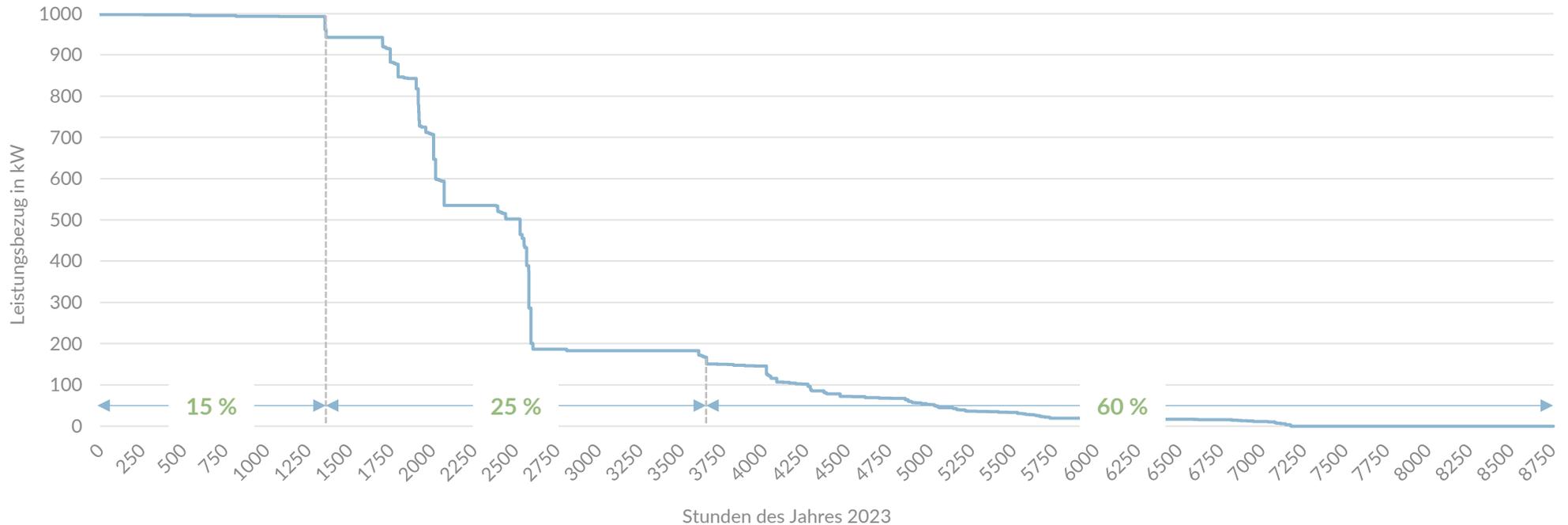


Darstellung basiert auf den berechneten Leistungsbezügen für die Ladeinfrastruktur der eBusflotte. Alle gezeigten Werte sind stündliche Mittelwerte

## LASTGANG DER LADEINFRASTRUKTUR FÜR DIE ELEKTRISCHE BUSFLOTTE

### DARSTELLUNG DER LEISTUNGSBEZÜGE SORTIERT NACH DER HÄUFIGKEIT IHRES AUFTRETENS

- ▶ Die Jahresdauerlinie stellt die Werte des Leistungsbezuges eines Jahres sortiert nach der Häufigkeit ihres Auftretens dar. Anhand dieser Sortierung lassen sich Aussagen ableiten, wie häufig Lastspitzen vorliegen oder in wie vielen Stunden ein bestimmter Leistungsbezug vorlag
- ▶ Nach dem simulierten Jahreslastgang liegt rund 15 % des Jahres (ca. 1.350 Stunden) ein Leistungsbezug von über 990 kW vor. In rund 25 % der Stunden des Jahres schwankt der Leistungsbezug zwischen 170 kW bis 990 kW. In den restlichen rund 5.100 Stunden ist der Leistungsbezug für die elektrische Busflotte kleiner als 170 kW und fällt bis auf wenige kW ab



Lastgang aus 2023

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

---

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

03.1 FUHRPARKANALYSE

03.2 CO<sub>2</sub>-BILANZ DES FUHRPARKS

03.3 LASTGANGANALYSE

03.4 VORBEREITUNG ZUM LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.5 LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.6 BETRIEB DER LADEINFRASTRUKTUR

03.7 GROBKOSTEN DER EMOB

## DYNAMISCHES LASTMANAGEMENT

### FUNKTIONSWEISE

#### WIE FUNKTIONIERT EIN DYNAMISCHES LASTMANAGEMENT (LMS)?

- ▶ Kontinuierliche Messung am Hausanschluss/Trafo
- ▶ Alle Ladestationen sind miteinander vernetzt
- ▶ Frei verfügbare Leistung am Hausanschluss wird automatisch den Ladesäulen zugewiesen
- ▶ Maximale Stromaufnahme der Ladeinfrastruktur beschränkt sich auf die verfügbare Differenz zwischen dem Maximalwert am Hausanschluss/Trafo und der aktuellen Stromaufnahme des Gebäudes

#### VORTEILE

- ▶ Vermeidung von Lastspitzen und optimale Energieverteilung auf die einzelnen Ladesäulen
- ▶ Priorisierung einzelner Ladevorgänge von bestimmten Benutzern oder Bussen möglich
- ▶ Sicherstellung, dass z.B. überschüssiger PV-Strom vorrangig für die Ladeinfrastruktur genutzt wird



## DYNAMISCHES LASTMANAGEMENT

### FUNKTIONSWEISE

#### BAUSEITIGE VORBEREITUNG

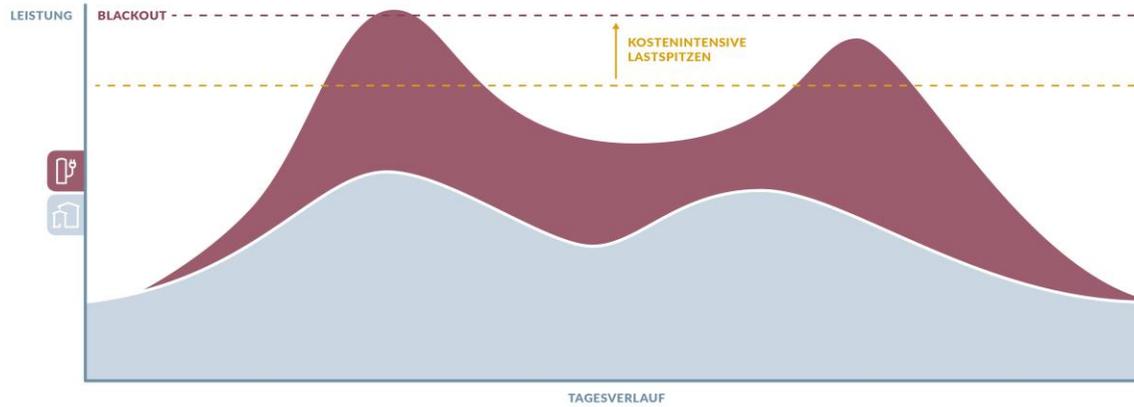
- ▶ Es wird mindestens eine kontinuierliche Leistungsmessung am Netzverknüpfungspunkt benötigt (final davon abhängig, wie die elektrische Infrastruktur aufgebaut ist). Weiterhin ist die Messung des Leistungsbezuges für die Ladegruppe denkbar
- ▶ Verbaute Zähler müssen via Modbus TCP oder Modbus RTU kommunizieren können
- ▶ Alle Ladepunkte müssen per Netzwerkkabel untereinander vernetzt sein, d. h. alle Datenleitungen müssen an zentraler Stelle in einem Switch zusammenlaufen (sternförmige Verdrahtung)
- ▶ Ladetechnik muss der genannten Auswahl mit benötigten Komponenten entsprechen
- ▶ Sollte eine kabelgebundene Kommunikation aus baulichen Gründen nicht erbracht werden können, dann gilt es zu prüfen, ob sogenannte W-Lan-Brücken genutzt werden können/dürfen



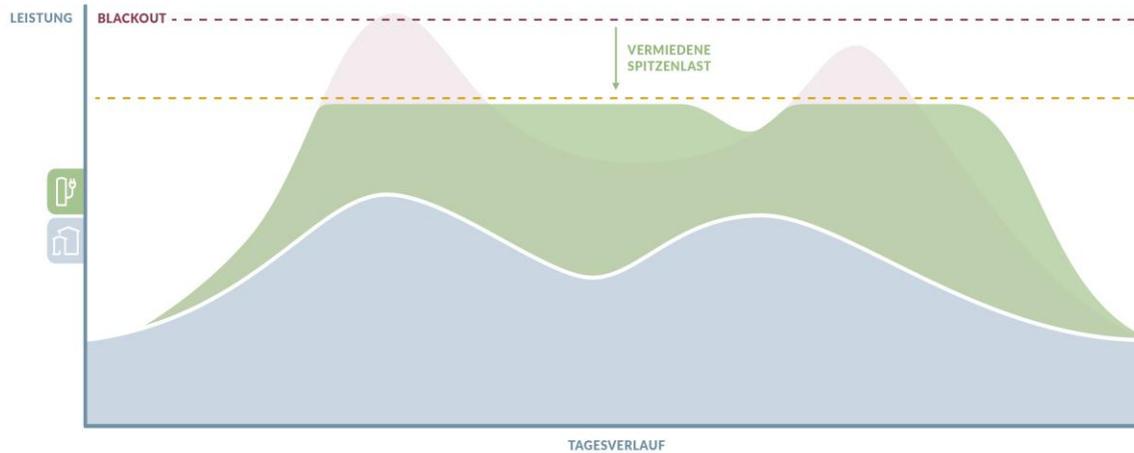
Das hier aufgezeigte Prinzip beinhaltet einen Aufbau einer separaten IT-Infrastruktur für die Ladefläche. Folglich sind hauseigene IT und Datenstruktur für die LIS entkoppelt.

## DYNAMISCHES LASTMANAGEMENT

VERMEIDUNG VON LASTSPITZEN DURCH INTELLIGENTE VERTEILUNG DES STROMS



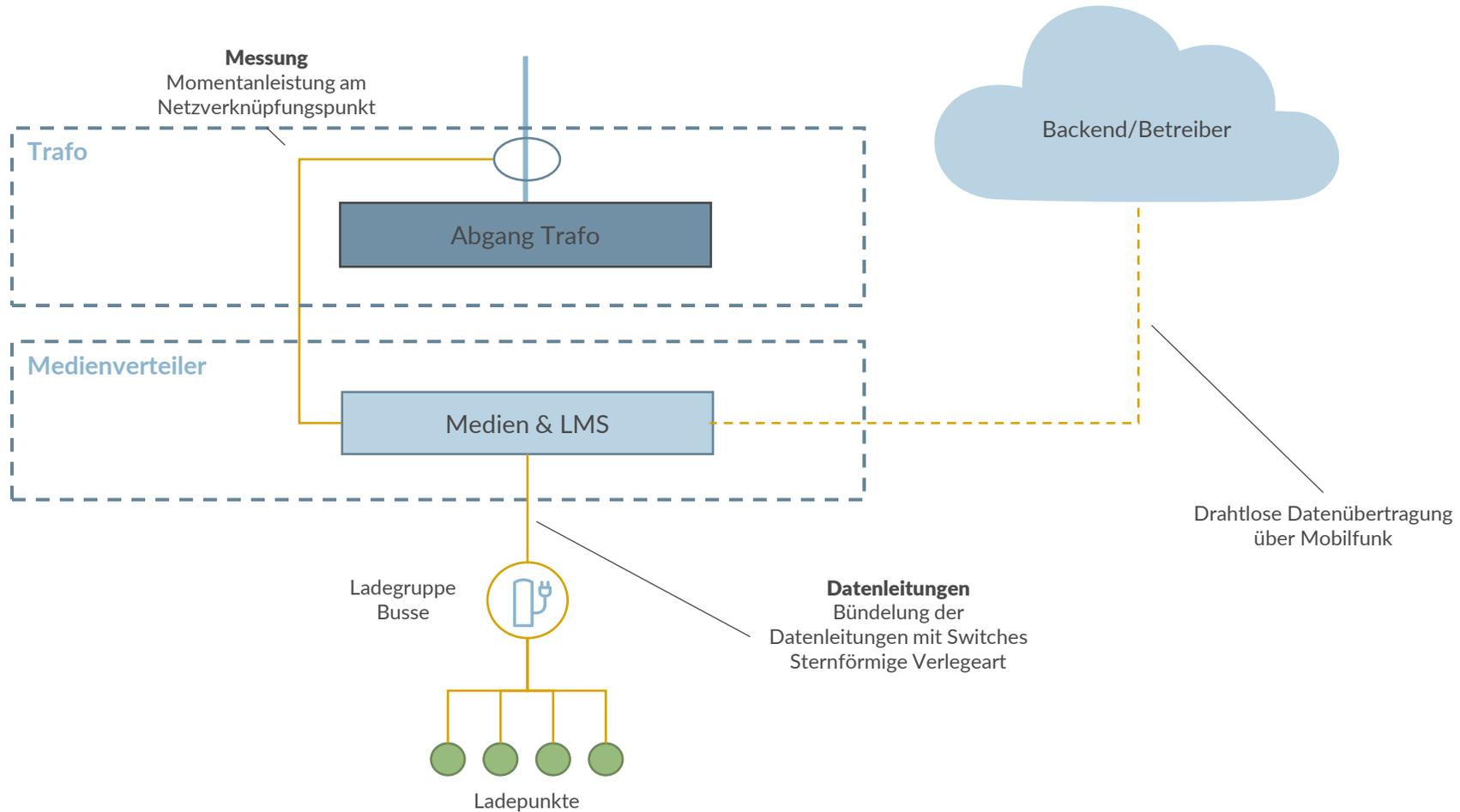
Ohne dynamischem Lastmanagement



Mit dynamischem Lastmanagement

## DYNAMISCHES LASTMANAGEMENT

### SCHEMATISCHER AUFBAU FÜR ÜBERGEORDNETES LMS



## BETRACHTUNG EINES NEUEN NETZANSCHLUSSES

### MITTELSPANNUNGSTRANSFORMATOR



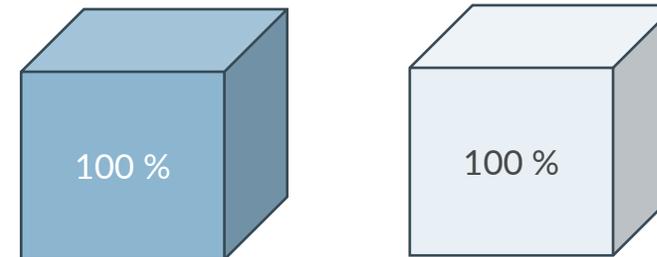
- ▶ Im Zuge der Errichtung einer PV-Anlage und dem Aufbau von Ladeinfrastruktur wird bei den voraussichtlichen Leistungsbezügen ein **kundeneigener Transformator** mit einer Leistung von ca. 1.200 kVA erforderlich
  - ▶ Die nächstgelegenen Mittelspannungsleitungen verlaufen entlang der **Düsterbergstraße** und der **Bonifatiusstraße** auf der betriebsfernen Straßenseite (Aussagen der Stadtwerke Rheine)
  - ▶ Im Zuge eines Mittelspannungsanschlusses ist somit eine Leitung unterhalb der Straße zu verlegen und zum Betriebsgelände zu führen
- ▶ Der Transformator könnte auf der Grünfläche an der westlichen Seite des Betriebsgeländes errichtet werden
  - ▶ Ein eigener Anschluss an das Mittelspannungsnetz umgeht zudem die Verpflichtung nach **§ 14a EnWG** für den Kunden, Zugriff für den Netzbetreiber auf die Ladestationen zu gewährleisten um diese abregeln zu können
- ▶ In welcher Weise und Position (Abstand zum Anschlusspunkt des öffentlichen Versorgungsnetzes) der Trafo errichtet werden kann, ist final mit dem Netzbetreiber abzustimmen und muss genehmigt werden
- ▶ Es ist ratsam, sich möglichst früh im Planungsprozess mit dem zuständigen Netzbetreiber abzustimmen, um Verzögerungen zu vermeiden und etwaige Anforderungen gezielt mit einplanen zu können

## AUSBAUFORM DES TRANSFORMATORS

### REDUNDANZ

- ▶ Eine Möglichkeit der Betriebssicherheit im Falle eines Transformatorausfalls ist der Aufbau von **Redundanz**
  - ▶ Dafür müsste ein zweiter Transformator auf dem Betriebsgelände errichtet werden, der bei einer Störung des ersten Trafos die Funktion übernehmen kann
  - ▶ Durch den Ausfall eines Transformators kann es zu langen **Ausfallzeiten** und **hohen Kosten** für den Betreiber kommen
- ▶ Im Falle der Durchführung der Redundanz sind die Kosten jedoch unter Umständen bereits bei der Installation durch einen zusätzlichen Transformator zu leisten. Hinzu kommen die erforderlichen Netzanschluss- und Wartungskosten
- ▶ Ein weiteres Argument gegen die Durchführung einer Redundanz am Standort Rheine ist die geringe Ausfallwahrscheinlichkeit eines Transformators, sodass die Redundanz und damit der zusätzliche Transformator über die gesamte Lebensdauer unter Umständen nicht benötigt wird
- ▶ Zudem liegt im Stromnetz eine geringe durchschnittliche Unterbrechungsdauer im Nieder- und Mittelspannungsnetz vor. Hinzu kommt die direkte räumliche Nähe, wodurch bei Eintreten einer Netzstörung beide Transformatoren ausfallen würden

#### Schematische Darstellung von Redundanz



**Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Installation eines zweiten Transformators - zur Redundanz - zum aktuellen Zeitpunkt nicht sinnvoll erscheint.**

**Auf der nachfolgenden Seite wird daher kurz die alternative Modularität eines Transformators beleuchtet.**

## MITTELSPANNUNGSTRANSFORMATOR

### MODULARITÄT

- ▶ Neben der Redundanz gibt es die Möglichkeit der Modularität, um Ausfälle in der eigenen Elektroinfrastruktur abzufangen
- ▶ Die Modularität beschreibt, ob die erforderliche Leistung durch eine große oder mehrere kleinere parallel arbeitende Einheiten zur Verfügung gestellt wird
- ▶ Für die Umsetzung von Modularität werden statt eines großen Transformators zwei Transformatoren halber Kapazität errichtet (beispielsweise statt eines Transformators mit einer Leistung von 1.200 kVA zwei Transformatoren mit Leistungen von 600 kVA zu verwenden)
  - ▶ Der „Entwurf“ des Transformators ist frühestmöglich mit dem zuständigen Netzbetreiber abzuklären
- ▶ Dies bringt wiederum sowohl Vor- als auch Nachteile mit sich

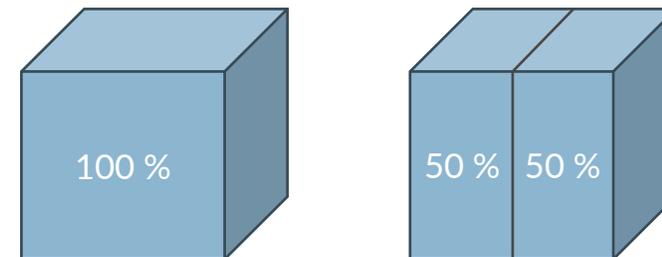
#### Vorteile

- ▶ Reduzierung von Überkapazität (Teilsysteme können geschont werden, wenn keine 100 % der Leistung abgerufen wird)
  - ▶ Wartung des Systems bei gleichzeitigem Betrieb möglich
- ▶ Im Fehlerfall eines Systems höhere Restkapazität (50 % statt 0 %)

#### Nachteile

- ▶ Steigende Kosten
- ▶ Steigende „Komplexität des Gesamtsystems, was tendenziell zu einer Abnahme der Zuverlässigkeit führen kann“
- ▶ Steigende Wahrscheinlichkeit eines Teilsystem-Ausfalls

#### Schematische Darstellung von Modularität



## ANFORDERUNGEN AN DIE LADEINFRASTRUKTUR

### DER KUNDE DEFINIERT DIE ANFORDERUNGEN

Zunächst werden aus den Anforderungen der Nutzergruppe (elektrifizierte Busflotte) sowie den Erkenntnissen aus der Abstimmung mit dem Kunden die Anforderungen an die Ladeinfrastruktur entwickelt. Diese werden im weiteren Verlauf vertiefend erläutert und anschließend ein Herstellervergleich für Ladeinfrastrukturhardware, die den zuvor definierten Anforderungen entspricht, durchgeführt.

#### ANFORDERUNGEN:

- ▶ Anbindung an ein Backend und ggf. Dienstleister für Reporting
- ▶ Fähigkeit zur Einbindung in ein Lastmanagementsystem zur Vermeidung ungewollter Lastspitzen
- ▶ Fernwartung der Ladestationen über einen VPN-Fernzugriff



## ANFORDERUNGEN AN DIE LADEINFRASTRUKTUR

### DETAILBESCHREIBUNG



#### AUTHENTIFIZIERUNG

Um verschiedene Nutzer (Fahrer/Busse) zu erfassen und um rückwirkend den Verbrauch der einzelnen Busse einsehen zu können, ist ein entsprechendes Backend notwendig. Durch dieses System wird ebenfalls die Nutzung der Ladeinfrastruktur durch unbefugte Dritte verhindert. Um einen Ladevorgang starten zu können, ist eine Authentifizierung notwendig.

**Mit Bezug auf den Anwendungsfall bietet sich primär eine Authentifizierung mittels RFID an.**



#### LASTMANAGEMENTFÄHIGKEIT

Der Einsatz eines dynamischen Lastmanagements bringt folgende Vorteile mit sich:

- ▶ Vermeidung ungewollter Lastspitzen
- ▶ Optimale Verteilung der vorhandenen elektrischen Energie
- ▶ Netzanschluss wird überwacht und somit nicht überlastet
- ▶ Mögliche Priorisierung einzelner Ladevorgänge, falls gewünscht



**In Bestandssystemen, bzw. in einer bestehenden elektrischen Infrastruktur, ist der Einsatz eines LMS mit wenigen Ausnahmen immer zu empfehlen. Mit Bezug auf das vorliegende Konzept muss ein LMS integriert werden.**

## ANFORDERUNGEN AN DIE LADEINFRASTRUKTUR

### DETAILBESCHREIBUNG



#### VERNETZBARE LADEINFRASTRUKTUR

Durch eine vernetzte Ladeinfrastruktur wird sichergestellt, dass alle Ladepunkte miteinander kommunizieren können. Eine wichtige Schnittstelle ist dabei OCPP 1.6.

- ▶ Gleichermaßen wichtig für das Lastmanagement sowie für die Kommunikation mit externen Diensten
- ▶ Voraussetzung für Monitoring & Fernwartung
- ▶ Einsatz einer Backend-Software ist gewährleistet



#### VPN-FERNWARTUNG

Durch den Aufbau einer VPN-Verbindung lassen sich Ladestationen aus der Ferne warten. Dies bringt zahlreiche Vorteile mit sich:

- ▶ Remote Konfiguration und Inbetriebnahme der Ladeinfrastruktur
- ▶ Einspielen von Firmware-Updates aus der Ferne
- ▶ Erfassen und Beheben von Störungen ohne Vor-Ort-Termin
- ▶ Schnellere Beseitigung von Störungen
- ▶ Kostenersparnis durch den Wegfall von Fahrtwegen



**Nicht jeder Hersteller bietet diese Möglichkeit. Bei der finalen Auswahl der Hardware muss die Fähigkeit der Fernwartung berücksichtigt werden, sofern diese Option gewünscht ist.**

## VORBEREITUNG ZUM LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

### GRUNDLEGENDE ANFORDERUNGEN AN DIE UMSETZUNG

- ▶ Die **örtlichen Gegebenheiten** des Verkehrsbetriebes geben einen ersten Rahmen vor, der für eine Umsetzung des Ladeinfrastrukturkonzeptes einzuhalten ist
- ▶ **Folgende Vorgaben** werden bei der weiteren Vorbereitung auf das Ladeinfrastrukturkonzept beachtet:
  - ▶ Der bisherige **Betriebsablauf** soll ungestört fortgeführt werden, das impliziert dass
    - ▶ die **Fahrtrichtungen** auf dem Betriebsgelände beibehalten werden
    - ▶ innerhalb des Carports keine Ladeinfrastruktur errichtet wird, die in den Fahrtwegen/Wendekreisen der Busse liegt
  - ▶ Innerhalb des Carports werden **keine Tiefbauarbeiten** durchgeführt
  - ▶ Für einen problemlosen und unkomplizierten Betrieb ist **pro Bus ein Ladepunkt** vorzusehen, da somit nach Ende der Umlaufroute die Busse einmal abgestellt und angeschlossen werden
  - ▶ Eine **geringere Anzahl** an Ladepunkten erfordert **höhere Ladeleistungen, Umparken der Busse** zu den Stellzeiten und damit ein hohen **Management-Aufwand**
- ▶ Die Umsetzung der Errichtung der Ladeinfrastruktur und der Leitungsverlegung ist von der Verortung der Ladeanschlüsse der eBusse abhängig. Dies variiert je nach Hersteller und je nach Bus

## VORBEREITUNG ZUM LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

### GRUNDLEGENDE ANFORDERUNGEN AN DIE UMSETZUNG

- ▶ Auf Grund von knappen räumlichen Gegebenheiten innerhalb der Werkstatt (NSHV) ist die elektrische Installation und der Anschluss der Ladeinfrastruktur **innerhalb der Trafostation** durchzuführen
  - ▶ Damit kann die bestehende NSHV im Grunde bestehen bleiben bzw. muss lediglich in Abhängigkeit einer (größeren) künftigen Photovoltaik-Anlage ergänzt werden
  - ▶ Die Werkstatt wird räumlich nicht durch zusätzliche Verteilerschränke o. Ä. eingegrenzt
- ▶ Innerhalb des Carports sind die **Aufstellmöglichkeiten** der Ladeinfrastruktur selbst ebenfalls **begrenzt**
  - ▶ Da die elektrische Energie für die eBusse **innerhalb der Stellzeiten** bereitgestellt werden und die Reichweite für jeden Tag gewährleistet werden muss, sind teilweise **hohe Ladeleistungen** notwendig, die nur mit **Schnellademöglichkeiten** (für viel genutzte Busse mit entsprechenden Laufleistungen) umsetzbar sind
- ▶ Bei der vorliegenden Größe des Fuhrparks und der bereits dargestellten benötigten elektrischen Energie bei kompletter Elektrifizierung, wird Platz für die **DC-Ladeinfrastruktur** benötigt
- ▶ Mögliche **Umsetzungsvarianten** und entsprechende **Hardware** verschiedener Hersteller werden auf den kommenden Folien vorgestellt

## HERSTELLERVERGLEICH

### ÜBERSICHT DER INSTALLATIONSOPTIONEN

- ▶ Für die Installation der Ladeinfrastruktur unter dem Carport stehen grundsätzlich die folgenden Optionen zur Verfügung:
  - ▶ Installation der LIS auf dem Boden oder an den tragenden Säulen des Carports (linke-untere Abbildung)
    - ▶ *Besonderheit:* Durch die weitere Gewährleistung der Durchfahrt unter dem Carport darf die Ladehardware nicht breiter als die Säulen sein (rechte-untere Abbildung)
  - ▶ Für die beiden folgenden Optionen bedarf es einer Installation eines Haupt-Stromschrankes bzw. einer Hauptstromversorgung (Power-Units), mit der die Leistung auf die einzelnen Ladepunkte an den Trassen verteilt werden
  - ▶ Installation der Ladehardware mittig an einer Trasse innerhalb des Carports (linke-obere Abbildung)
    - ▶ *Besonderheit:* Trasse ist an den Querbalken des Daches zu befestigen
  - ▶ Installation der Ladehardware an Trassen außerhalb des Carports (in der rechten-oberen Abbildung angedeutet)
    - ▶ *Besonderheit:* Statische Entlastung des Carports, außerdem wird LIS vollständig außerhalb des Carports verortet



## HERSTELLERVERGLEICH

### OPTION 1: INSTALLATION DER LADEINFRASTRUKTUR AUF DEM BODEN

Typ	Alpitronic HYC200	ABB 184	Kempower Satellite (erfordert Power Unit)
Anzahl DC-Ladepunkte	1 - 2 (optional zzgl. 1 AC-LP)	1 - 2 (optional zzgl. 1 AC-LP)	1 - 2
Festes Ladekabel	✓ Länge: bis zu 5 m	✓ Länge: bis zu 8 m	✓ Länge: bis zu 7 m
max. Leistung je Ladepunkt	200 kW	180 kW	400 kW
Modularität	✓ 100-kW-Power-Stacks	✓ k. A. zur Stack-Leistung	✓ (Power Unit)
Schnittstelle Backend	OCPP 1.6 J / 2.0.1	OCPP 1.6 J	OCPP 1.6 J / 2.0.1
Dynamisches Lastmanagement	✓	✓	✓
Eichrechtskonformität	✓	✓	✓
Blitz- und Überspannungsschutz	✓	✓	✓
Plug&Charge (ISO 15118)	✓	✓	✓
Breite x Tiefe der Ladesäule (ohne Kabel)	420 mm x 854 mm	565,5 mm x 880 mm	493 mm x 444 mm
Display	✓ 15,6" Touch-Display	✓ 7" Touch-Display	✓ 7" Touch-Display
Preis exkl. MwSt. (UVP)	ab 58.000 €	k. A.	k. A.



Alpitronic  
HYC200



Kempower  
Satellite



ABB 184

## HERSTELLERVERGLEICH

### OPTION 2: INSTALLATION DER LADEINFRASTRUKTUR AN DEN SÄULEN, QUERBALKEN UND TRASSEN

Typ	Siemens Sicharge Dispenser	ABB CCS Control Box	Kempower Control Unit
Anzahl DC-Ladepunkte	1	1	1
Festes Ladekabel	✓ Länge: bis zu 10 m	✓ Länge: bis zu 9,5 m	✓ Länge: bis zu 10 m
max. Leistung je Ladepunkt	300 kW	360 kW	240 kW
Max. Distanz zur Power Unit	100 m	150 m	80 m
Schnittstelle Backend	k. A.	OCPP 1.6 J	OCPP 1.6 J / 2.0.1
Dynamisches Lastmanagement	k. A.	k. A.	k. A.
Eichrechtskonformität	k. A.	k. A.	k. A.
Blitz- und Überspannungsschutz	✓	k. A.	✓
Plug&Charge (ISO 15118)	✓	✓	✓
Status-LED	✓	✓	✓
Display	✓ 7" Touch-Display	-	-
Preis exkl. MwSt. (UVP)	k. A.	ab 13.000 €	k. A.



Siemens  
Sicharge Dispenser



ABB  
CCS Control Box

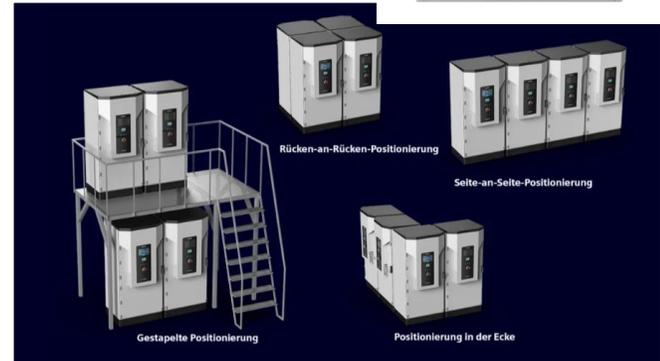


Kempower  
Control Unit

## HERSTELLERVERGLEICH

### POWER UNITS DER ZUGEHÖRIGEN DISPENSER

Typ	Siemens Sicharge UC	ABB HVC	Kempower Power Unit
Anzahl Dispenser	Bis zu 4 LP	2 oder 4 LP	Bis zu 8 LP
max. Leistung	150 kW	360 kW	200 kW
Modularität	-	k. A. ABER: Verschiedene Leistungsvarianten	✓ 50-kW-Module
Skalierbarkeit	✓ (bis zu 600 kW, siehe Bild)	200, 300 oder 360 kW	✓ (bis zu 600 kW, siehe Bild)
Schnittstelle Backend	OCPP 1.6 J	OCPP 1.6 J	OCPP 1.6 J / 2.0.1
Dynamisches Lastmanagement	✓	✓	✓
Eichrechtskonformität	✓	k. A.	✓
Blitz- und Überspannungsschutz	✓	✓	✓
Plug&Charge (ISO 15118)	✓	✓	✓
Status-LED	✓	✓	-
Display	✓ 10" Touch-Display	-	-
Preis exkl. MwSt. (UVP)	k. A.	k. A.	k. A.



## HERSTELLERVERGLEICH

### INSTALLATIONSOPTIONEN FÜR AC-LADEMÖGLICHKEITEN ODER MOBILE LADESTATIONEN

- ▶ Neben den vorgestellten DC-Installationsoptionen können für eine geringe Anzahl an Bussen ebenfalls **AC-Lademöglichkeiten oder mobile Ladestationen** in Betracht gezogen werden
  - ▶ Hierzu zählen z. B. die Schulbusse, welche am Rand des Betriebsgelände stehen (siehe Abbildungen) und eine überdurchschnittlich **hohe Standzeit** sowie lediglich **kurze Fahrtstrecken** in den Morgenstunden vorweisen
- ▶ **Alternativ** können diese Busse ebenso an den DC-Ladepunkten im Carport geladen werden
  - ▶ Dabei müssen die Busse, um das Blockieren der Parkplätze unter dem Carport zu verhindern, auf ihre üblichen Stellplätze gefahren werden, wenn die übrigen Busse wiederkommen

#### Vorteile der AC-LIS bzw. mobilen Ladestationen

- ▶ Kein Extraaufwand zum Umparken
- ▶ Bei Nutzung eines Lastmanagementsystems können alle Busse zum gleichen Zeitpunkt geladen werden

#### Nachteile der AC-LIS bzw. mobilen Ladestationen

- ▶ Steigende Kosten für Hardware, Kabelwege, Installation und Betrieb



## HERSTELLERVERGLEICH DC-WALLBOXEN

ETABLIERTE HERSTELLER ALS STELLVERTRETER FÜR EIN GROßES MARKTANGEBOT

Hersteller	Technagon	Alpitronic	Entratek
<b>Typ</b>	TEW5 / TEW6 (V2X ready)	Hypercharger HYC50 (V2G ready)	Power Capsule 2 / Dual
<b>Anzahl Ladepunkte</b>	1 / 2	1 oder 2	1 / 1 oder 2
<b>max. Leistung je Ladepunkt</b>	40 oder 60 kW / 49 oder 60 kW	50 kW	30 kW / 30 kW
<b>max. Gesamtleistung</b>	40 oder 60 kW / 49 oder 60 kW	50 kW	30 kW / 60 kW
<b>Netzwerk</b>	LAN, LTE	LAN, WLAN, LTE	LTE, LAN, WLAN, Bluetooth
<b>Dynamisches LMS</b>	✓	✓	✓
<b>RFID</b>	✓	✓	✓
<b>Eichrechtskonformität</b>	✓	✓	✓
<b>CPO-Backend (OCPP)</b>	1.6 (2.1 in Vorbereitung)	1.6 JSON	1.6 / 1.6 JSON
<b>VPN-Fernwartung</b>	✓	✓	✓
<b>Schutzeinrichtungen</b>	Bauseits vorhanden	Bauseits vorhanden	Bauseits vorhanden
<b>Plug &amp; Charge (ISO 15118)</b>	✓	✓	✓
<b>Festes Ladekabel</b>	✓ (5,5 m mit CMS)	✓ (4,45 m mit CMS)	✓ (5 m)
<b>Preis exkl. MwSt. (UVP)</b>	<b>15.926 € / 23.796 €</b> TEW5 / TEW6	<b>20.583 €</b>	<b>9.699 € / k. A.</b>



Technagon  
TEW6



Alpitronic  
Hypercharger  
HYC50



Entratek  
Power Capsule 2

Die genannten Preise beziehen sich ausschließlich auf die zu beschaffende Hardware in der jeweiligen vergleichbaren Grundausstattung. Kosten für Tiefbau, Montage, Elektroinstallation, Lastmanagement und Betrieb sowie extra Ausstattung werden nicht berücksichtigt.

## HERSTELLERVERGLEICH DC-LADESÄULEN

### ETABLIERTE HERSTELLER ALS STELLVERTRETER FÜR EIN GROßES MARKTANGEBOT

Hersteller	Elxon	Compleo	ABB
Typ	exHPC80-CCS	Cito 500	TERRA 54
Anzahl Ladepunkte	1 oder 2	2 (inkl. AC-Steckdose)	1 (zzl. AC möglich)
max. Leistung je Ladepunkt	60 oder 80 kW	DC: 50 kW AC: 22 kW (Steckdose)	DC: 50 kW AC: 22 kW (Steckdose) oder 43 kW (Festes Kabel)
max. Gesamtleistung	60 oder 80 kW	Je nach Konfiguration	Je nach Konfiguration
Netzwerk	LAN	LTE, LAN	LTE, LAN, SIM
Dynamisches LMS	✓	✓	✓
RFID	✓	✓	✓
Eichrechtskonformität	✓	✓	✓
CPO-Backend (OCPP)	2.0.1	1.6 JSON	2.x
VPN-Fernwartung	✓	✓	✓
Schutzeinrichtungen	Bauseits vorhanden	Bauseits vorhanden	Bauseits vorhanden
Plug & Charge (ISO 15118)	✓	✓	✓
Festes Ladekabel	✓ (5 m)	✓ (bis 3,4 m)	✓ (3,9 m, bis zu 8 m)
Preis exkl. MwSt. (UVP)	k. A.	<b>28.559 €</b>	<b>ab 22.140 €</b> je nach Konfiguration



Elxon  
exHPC80-CCS



Compleo  
Cito 500



ABB  
TERRA 54

## HERSTELLERVERGLEICH AC-LADESÄULEN

### ETABLIERTE HERSTELLER ALS STELLVERTRETER FÜR EIN GROßES MARKTANGEBOT

Hersteller	Alfen	Mennekes	Technagon
<b>Typ</b>	Eve Double PG-Line DE	AMEDIO Professional* PnC	P 40
<b>Anzahl Ladepunkte</b>	2	2	2
<b>max. Leistung je Ladepunkt</b>	22 kW (AC)	22 kW (AC)	22 kW (AC)
<b>max. Gesamtleistung</b>	44 kW	44 kW	44 kW
<b>Netzwerk</b>	LAN, LTE	LAN, (LTE)	LAN, (LTE)
<b>Dynamisches LMS</b>	✓	✓	✓
<b>RFID</b>	✓	✓	✓
<b>Installationszubehör</b>	✓	✓	✓
<b>Eichrechtskonformität</b>	✓	✓	✓
<b>CPO-Backend (OCPP)</b>	1.6	1.6	1.6
<b>VPN-Fernwartung</b>	nicht möglich	✓	✓
<b>Verbaute Schutzeinrichtungen</b>	<b>Bauseits vorhanden</b> FI-Schalter Typ B, pro Ladepunkt Lastsicherung (LS)	<b>Bauseits vorhanden</b> Personenschutz (FI) Lastsicherung (LS) ÜSS-Typ 2 ÜSS für Datenleitung	<b>Bauseits vorhanden</b> FI-Schalter Typ A Blitz- und ÜSS optional gegen Aufpreis
<b>Plug &amp; Charge (ISO 15118)</b>	-	✓	-
<b>Festes Ladekabel</b>	nicht verfügbar	nicht verfügbar Ladekabel können jedoch fest verriegelt werden	optional
<b>Preis exkl. MwSt. (UVP)</b>	<b>5.429 €</b>	<b>6.241 €</b>	<b>6.025 €</b>



Alfen  
Eve Double  
PG-Line DE



MENNEKES  
AMEDIO  
Professional\*  
PnC



Technagon  
P 40

Die genannten Preise beziehen sich ausschließlich auf die zu beschaffende Hardware in der jeweiligen vergleichbaren Grundausstattung. Kosten für Tiefbau, Montage, Elektroinstallation, Lastmanagement und Betrieb sowie extra Ausstattung werden nicht berücksichtigt.

## MOBILE LADESTATIONEN

### WENN FLEXIBILITÄT GEWÜNSCHT IST

#### VORTEILE

- ▶ Mobile Ladestationen ermöglichen Ladevorgänge an Schuko- oder CEE-Steckdosen – dadurch lassen sich Fahrzeuge unabhängig von dem Ausbau spezieller Ladeinfrastruktur laden
- ▶ Verschiedene Adapter ermöglichen Ladevorgänge an unterschiedlichen Steckdosen
- ▶ Lohnen sich insbesondere dann, wenn an einem Ort nur selten geladen wird (z.B. in der Werkstatt)

#### NACHTEILE

- ▶ Um schneller laden zu können, müssen leistungsstarke CEE-Steckdosen verfügbar sein
- ▶ Derzeit sind keine eichrechtskonformen Modelle verfügbar
- ▶ Kein dynamisches Lastmanagement möglich
- ▶ Komfort beim Ladevorgang ist eingeschränkt

#### GUT ZU WISSEN

- ▶ Mobile Ladestationen schützen durch interne Sicherheitseinrichtungen gegen falsch verdrahtete Steckdosen und fehlenden Schutzleiter sowie Gleichstrom-Fehlerströme
- ▶ Mit mobilfunkfähigen Ladestationen können Ladedaten jederzeit ausgelesen werden, auch wenn kein WLAN verfügbar ist und ohne dass eine Verbindung via Bluetooth mit einem Smartphone hergestellt werden muss
- ▶ OCPP-kompatible Ladestationen ermöglichen außerdem die Anbindung an ein Backend

## HERSTELLERVERGLEICH MOBILE LADESTATIONEN

### WENN FLEXIBILITÄT GEWÜNSCHT IST



Hersteller	EEBC	EEBC	EEBC	Heliox	Kempower	Kempower
<b>Typ</b>	MDCC 22	MDCC 40	MDCC 75	Mobile 40kW	Movable Charger 1 x CCS	Movable Charger 2 x CCS
<b>max. Leistung</b>	bis zu 22 kW (DC)	bis zu 40 kW (DC) oder 2 x 20 kW (DC)	bis zu 75 kW (DC)	bis zu 40 kW (DC)	bis zu 40 kW (DC)	bis zu 40 kW (DC) oder 2 x 20 kW (DC)
<b>kompatible Steckdosen (Auswahl)</b>	CEE 32 A 5pol	CEE 63 A 5pol	CEE 125 A 5pol	CEE 63 A 5pol CEE 32 A 5pol CEE 16 A 5pol	CEE 63 A 5pol CEE 32 A 5pol	CEE 63 A 5pol CEE 32 A 5pol
<b>Netzwerk</b>	-	WLAN, 4G, GSM, Ethernet	-	4G	WLAN, 4G, GSM, Ethernet	WLAN, 4G, GSM, Ethernet
<b>Kabellänge</b>	4,5 m (Ladeleitung) 6m (Anschluss)	5 m (Ladeleitung) 5m (Anschluss)	4,5 m (Ladeleitung) 6m (Anschluss)	Kabel separat erhältlich	5 m und 7 m	5 m und 7 m
<b>Schutzklasse</b>	IP42	IP54	IP42	IP52; IK10	IP 54; IK10	IP 54; IK10
<b>Standortfunktion via GNSS</b>	-	✓	-	-	✓	-
<b>Eichrechtskonformität</b>	-	-	-	-	-	-
<b>CPO-Backend (OCPP)</b>	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>Preis exkl. MwSt. (UVP)</b>	<b>11.500 €</b>	<b>17.000 € bzw. 19.000€</b>	<b>27.500 €</b>	<b>14.000 € bis 18.000 €</b>	<b>15.737 €</b>	<b>17.758 €</b>

Die genannten Preise beziehen sich ausschließlich auf die zu beschaffende Hardware in der jeweiligen vergleichbaren Grundausstattung. Kosten für Tiefbau, Montage, Elektroinstallation, Lastmanagement und Betrieb sowie extra Ausstattung werden nicht berücksichtigt.

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

---

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

03.1 FUHRPARKANALYSE

03.2 CO<sub>2</sub>-BILANZ DES FUHRPARKS

03.3 LASTGANGANALYSE

03.4 VORBEREITUNG ZUM LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.5 LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.6 BETRIEB DER LADEINFRASTRUKTUR

03.7 GROBKOSTEN DER EMOB

## LADEGRUPPE BUSSE

### AUF- UND AUSBAU DER LADEINFRASTRUKTUR

- ▶ Die folgenden Folien des Ladeinfrastrukturkonzeptes zeigen verschiedene Umsetzungsvarianten zum Aufbau von Ladeinfrastruktur am Betriebshof in Rheine auf. Essenziell für einen funktionalen Betrieb der elektrischen Flotte ist ein bedarfsorientierter Auf- und Ausbau der Ladeinfrastruktur vor Ort
- ▶ Die Ausstattung jedes Stellplatzes innerhalb des Carports mit einem eigenen Ladepunkt ermöglicht jederzeit eine Ladung und verhindert ein Umparken
  - ▶ Aufgrund der hohen Auslastung der Busflotte ist die Installation von einem Ladepunkt pro Stellplatz zu empfehlen. Bei Reduzierung der verfügbaren Ladepunkte, wird die Standzeit des Busses am Ladepunkt verringert und eine höhere Ladeleistung zur Vollladung des Busses erforderlich. Weiterhin ist nach dem Ladevorgang des Busses ein Umparken erforderlich, um einen weiteren Bus an dem Ladepunkt laden zu können. In Hinblick auf die möglichen Ladezeiten, wäre dieses Umparken nachts durchzuführen
  - ▶ Ein zusätzliches Argument für die Elektrifizierung jedes Stellplatzes ist die bestmögliche Nutzung der Standzeiten und eine gleichmäßige Ladung der Busse, was langfristig die Batterien schont
- ▶ Mit dem Ausblick in Zukunft bidirektionales Laden einzusetzen und selbst erzeugten PV-Strom für die eigene Busflotte nutzen zu können, wird zur Erzielung der höchstmöglichen Eigenverbrauchsquote ebenfalls ein Ladepunkt je Fahrzeug benötigt
  - ▶ Der Ausbau der Ladeinfrastruktur auf dem Betriebshof sollte dabei analog zur Elektrifizierung des Fuhrparks vorgenommen werden
  - ▶ Elektrische Infrastrukturen wie Leitung, Dateninfrastruktur, Verteilungen (Last und Medien) und Verlegesysteme sind so zu dimensionieren, dass ein weiterer Ausbau bis zum Vollausbau mit geringstmöglichen zusätzlichen Arbeiten an den genannten Komponenten erbracht werden kann
- ▶ Über das LMS können einzelne Ladepunkte (Busse) priorisiert werden. Somit kann gemäß des Ladebedarfs/der Nutzung sichergestellt werden, dass bestimmte Fahrzeuge bevorzugt geladen werden
- ▶ Die Ladehardware (Power-Units, Ladesäulen und Dispenser) ermöglicht je nach Verortung auch einen Betrieb im Freien und bietet so Flexibilität bei dem Aufbau der Ladeinfrastruktur. Bei jeglicher LIS außerhalb des Carports ist auf die Wetterfestigkeit zu achten (entsprechende Schutzklasse)

# LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

## ERLÄUTERUNG ZUM VORGEHEN

- ▶ Das Ladeinfrastrukturkonzept wird in mehrere Schritte aufgeteilt
- ▶ Im ersten Schritt werden mögliche und notwendige Leitungswege für die Ladeinfrastruktur aufgezeigt
  - ▶ Hierbei ist besonders hervorzuheben, dass, sofern die Einfahrtrichtung der Busse in das Carport nicht ohne weiteres geändert werden kann, die Verortung der LIS und die Ladeanschlüsse der Busse zwingend zusammen passen müssen, um einen reibungslosen Betrieb gewährleisten zu können
  - ▶ Zum jetzigen Stand (November 2024) ist der Standard der meisten Hersteller, die Ladeanschlüsse der Busse im vorderen Bereich der Busse anzuordnen. Auch bei den Herstellern der Busse, die bisher im Fuhrpark vertreten sind (Mercedes, MAN, VDL), ist dies der Fall. Für das Ladeinfrastrukturkonzept wird angenommen, dass sich dieser Standard in Zukunft etablieren wird. (Analog zur Norm beim Megawattladen im Bereich elektrischer LKW)
  - ▶ Je nach Entscheidung für eBusse bzw. Verortung LIS, werden damit Verbindlichkeiten für weitere bauliche/technische Maßnahmen getroffen
- ▶ Im zweiten Schritt werden verschiedene Ausbauvarianten der LIS für die Busse, die im Carport geparkt werden vorgestellt
  - ▶ Dabei werden die Vor- und Nachteile der einzelnen Varianten gegenübergestellt
- ▶ Im Anschluss werden die Umsetzungsvarianten der LIS für die Busse am Grundstücksrand (Grünstreifen) mit jeweiligen Vor- und Nachteilen aufgezeigt
- ▶ Daraufaufgehend werden verschiedene Ausbaustufen der LIS gezeigt, die stufenweise durchgeführt werden können, ohne den gesamten Fuhrpark in einem Schritt umzustellen
- ▶ Welche Folgen und Auswirkungen, baulichen und technischen Verbindlichkeiten mit den Entscheidungen der LIS einhergehen, wird nachfolgend erläutert

## LEITUNGSWEGE FÜR DIE LADEINFRASTRUKTUR

### TIEFBAU UND TRASSEN SIND NOTWENDIG

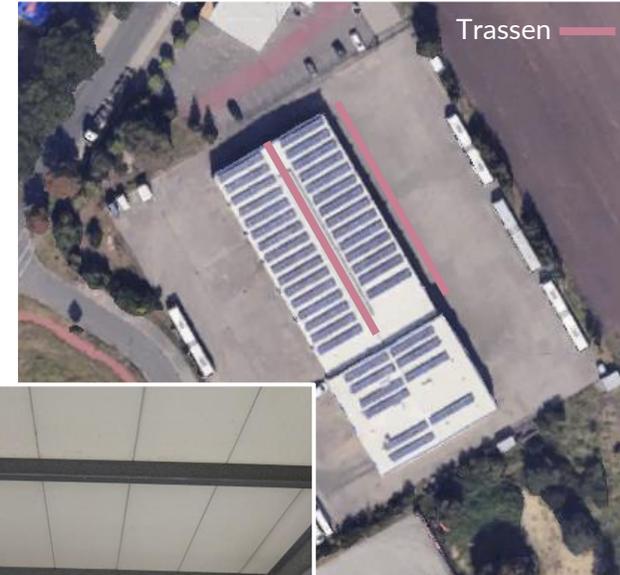


- ▶ In der nebenstehenden Abbildung sind mögliche Tiefbauwege (dunkelrot) aufgezeigt
  - ▶ Der Tiefbau ist einerseits zur Versorgung der Power-Units notwendig, und andererseits, um die Satelliten versorgen zu können. Weiterhin sind Tiefbauarbeiten für die Versorgungsleitungen der Trassen zu erforderlich
- ▶ Des Weiteren sind Tiefbauarbeiten von der Trafostation für eine Leitungsverlegung zur NSHV und u. U. zur Versorgung der Ladesäulen an den Säulen des Carports und für die Busse am Grünstreifen notwendig
- ▶ Trassen (hellrot) zur Aufhängung der Dispenser und zur Kabelführung sind an fünf verschiedenen Stellen möglich
  - ▶ Welche Trassen notwendig sind, wird bei den verschiedenen Umsetzungsvarianten der LIS für die Busse im Carport aufgezeigt
- ▶ Für die Zuleitung der in der Halle gelegenen Trassen sind Wanddurchbrüche vom Außenbereich in den Innenbereich notwendig, um die Dispenser zu versorgen
- ▶ Analog zu den dargestellten Tiefbauwegen und Trassenverläufen für Stromleitungen, sind hier ebenfalls Datenleitungen bis zu einem Medienverteiler zu verlegen. Dieser ist gemeinsam mit den Power-Units zu positionieren (blau markiert) und beinhaltet die Datentechnik für das Lastmanagementsystem

## LADEGRUPPE BUSSE - CARPORT

### LADEINFRASTRUKTUR FÜR DIE IM CARPORT BEFINDLICHEN BUSSE – VARIANTE 1

- ▶ Bei der **ersten Variante** wird eine Trasse an der Außenseite des Carports errichtet (siehe unterste Abbildung)
  - ▶ Die Dispenser befinden sich folglich außerhalb des Carports direkt an der Vorderseite der Busse
- ▶ Für einen Anschluss der Busse in der Mitte des Carports ist eine weitere Trasse an den bestehenden Querbalken des Carports zu befestigen
  - ▶ Damit können alle Busse über Dispenser geladen werden
  - ▶ Die Dispenser werden von den Power-Units versorgt



#### Vorteile

- ▶ Keine Platzeinbußen innerhalb des Carports
- ▶ Geringe Kabelbündelung, da die Zuleitungen zu den Dispensern auf zwei Trassen verteilt sind (kleinere Kabelquerschnitte)

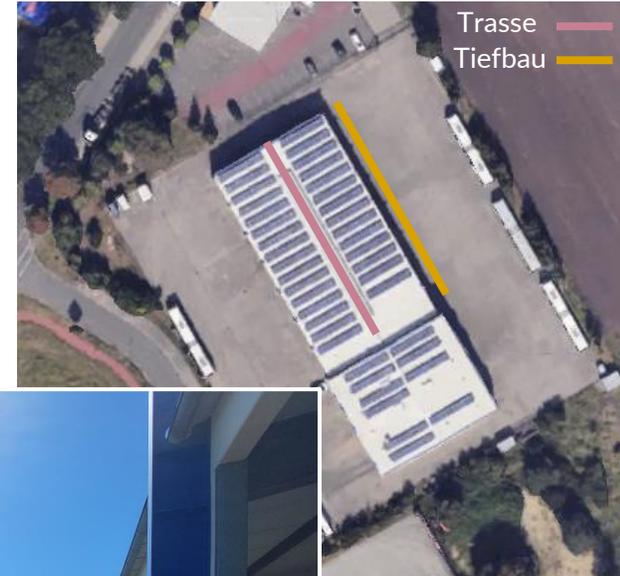
#### Nachteile

- ▶ Statik des Carports muss die Trasse in der Carportmitte zulassen

## LADEGRUPPE BUSSE - CARPORT

### LADEINFRASTRUKTUR FÜR DIE IM CARPORT BEFINDLICHEN BUSSE – VARIANTE 2

- ▶ Die **zweite Variante** wird mit einer Trasse in der Mitte des Carports (obere Abbildung rot) und Ladesäulen an einer der Carportseiten errichtet
  - ▶ Für die Ladesäulen sind Tiefbauarbeiten entlang **der östlichen** Seite des Carports durchzuführen (gelb dargestellt). Die Zuleitungen werden von unten in die Säulen geführt. Dafür ist gesondert ein Kabelschutz notwendig. Die Biegeradien der Zuleitung sind einzuhalten
- ▶ Eine Hälfte der Busse wird über Ladesäulen, die andere über Dispenser geladen
  - ▶ Die Ladesäulen werden direkt aus der Trafostation versorgt, die Dispenser von den Power-Units
  - ▶ Die gleiche Ausführung ist ebenfalls mit Dispensern an den Säulen des Carports umsetzbar, demzufolge wird dieselbe Power-Unit-Anzahl, wie in Variante 1, benötigt



#### Vorteile

- ▶ Wenig Kabelbündelung, da die Zuleitungen zu den Dispensern / Säulen auf zwei Kabelwege verteilt sind (kleinere Kabelquerschnitte)

#### Nachteile

- ▶ Platzeinbußen innerhalb des Carports an den Säulen
- ▶ Beschädigungen an Ladesäulen möglich
- ▶ Statik des Carports muss die Trasse in der Carportmitte zulassen

## LADEGRUPPE BUSSE - CARPORT

### LADEINFRASTRUKTUR FÜR DIE IM CARPORT BEFINDLICHEN BUSSE – VARIANTE 3

- ▶ Für die **dritte Umsetzungsvariante** der Ladeinfrastruktur werden explizite technische Forderungen an die Ladeanschlüsse der eBusse gestellt
- ▶ Dafür wird vorausgesetzt, dass die eBusse über zwei Ladeanschlüsse, an der Vorderseite sowie der Rückseite verfügen
  - ▶ Derzeit bieten nur weniger Hersteller Modelle an, bei denen die Möglichkeit angeboten wird –die eCitaro Reihe ist ein Beispiel. Zum Umsetzungszeitraum könnten weitere Modelle von weiteren Herstellern angeboten werden
  - ▶ Aktuell ist die Ausstattung mit zwei Ladeanschlüssen eine Sonderspezifikationen, die Aufpreise implizieren. Je nachdem wie der Entwicklungsprozess der eBusse fortschreitet, hat sich dies zum Umsetzungszeitraum gegebenenfalls geändert
- ▶ Haben die eBusse zwei Ladeanschlüsse, sind weitere Aufbaumöglichkeiten für die LIS möglich
- ▶ Es könnten dadurch zwei Trassen außerhalb des Carports errichtet werden (gelb dargestellt), oder alternativ eine Trasse in der Mitte des Carports (blau dargestellt), an der die komplette LIS für die elektrische Busflotte installiert wird

#### Eine Trasse mittig

##### Vorteile

- ▶ Nur eine Trasse zur Versorgung der Busse im Carport benötigt
- ▶ Alle elektrischen Bauteile sind innen verortet

##### Nachteile

- ▶ Mittige Trasse bedeutet hohe statische Anforderung an Carportkonstruktion
- ▶ Hohe Kabelhäufung von Power-Units zu Dispensern, dies führt zu höherer Kabeldimensionierung
- ▶ Zwei Ladebuchsen an Bussen erforderlich

#### Zwei Trassen außen

##### Vorteile

- ▶ Innerhalb des Carports sind für die LIS keine Arbeiten erforderlich
- ▶ Geringere Kabelhäufung zur Versorgung der LIS

##### Nachteile

- ▶ Es sind zwei Trassen zu errichten
- ▶ Zwei Ladebuchsen an Bussen erforderlich



## LADEGRUPPE BUSSE - CARPORT

### LADEINFRASTRUKTUR FÜR DIE IM CARPORT BEFINDLICHEN BUSSE – VARIANTE 4

- ▶ Die **vierte Variante** benötigt zwei Trassen innerhalb des Carports, die **mittig über den Stellplätzen** der Busse anzubringen sind
- ▶ Durch die mittige Anordnung kann unabhängig von der Verortung der Ladeanschlüsse der eBusse jeder Bus an allen Stellplätzen aufgeladen werden
  - ▶ Wie dem [Herstellervergleich](#) zu entnehmen ist, betragen die Leitungslängen der Dispenser **bis zu 10 m**



#### Vorteile

- ▶ Flexibilität bei der Auswahl der Busse hinsichtlich der Ladeanschlüsse
- ▶ Auch bei Abweichung des Standards des Anschlusses vorne rechts, kann ein Bus geladen werden
- ▶ Aufteilung der Zuleitungen zu den Dispensern
- ▶ Ladeinfrastruktur (Dispenser) wird im Innenraum verortet

#### Nachteile

- ▶ Mittlere Trassen erfordern ausreichende statische Lastreserven
- ▶ Es werden zwei Trassen benötigt



## LADEGRUPPE BUSSE - GRÜNSTREIFEN

### LADEINFRASTRUKTUR FÜR DIE AM GRÜNSTREIFEN GEPARKTEN BUSSE

- ▶ Für die Busse, die am Grünstreifen geparkt werden, gibt es, wie bereits im vorherigen Kapitel vorgestellt, mehrere Ladeoptionen
  - ▶ Sollen die Busse zum bidirektionalen Laden eingesetzt werden, sind fest installierte DC-Ladesäulen erforderlich
  - ▶ Zu berücksichtigen ist dabei, dass der Baumbestand im Grünstreifen die Installationsarbeiten erheblich verkomplizieren wird
- ▶ Die Ladeinfrastruktur könnte auf den Grünstreifen mit ca. 1 m (rot) und 3 m (grün) Breite errichtet werden
- ▶ Die Zuleitungen zur LIS kann für den süd-westlichen Bereich (rot dargestellt) direkt vom Trafo aus über Tiefbau erfolgen, für den anderen Grünstreifen könnte die Trasse außen als Kabelweg genutzt werden und von dort aus Tiefbau bis zum Grünstreifen durchgeführt werden
  - ▶ Somit ist für den Grünstreifen Tiefbau von den Power Units bzw. vom Trafo zur Trasse und mittig des Hofes von der Trasse direkt zum Grünstreifen hin notwendig
- ▶ Die Kabelverlegung über eine Trasse verringert den erforderlichen Tiefbauaufwand
- ▶ LIS auf der gepflasterten Fläche nahe dem Grünstreifen führt zu eingeschränkten Fahrtwegen. In diesem Fall ist ein Anfahrtschutz vor den Ladesäulen erforderlich



## LADEGRUPPE BUSSE - GRÜNSTREIFEN

### LADEINFRASTRUKTUR FÜR DIE AM GRÜNSTREIFEN GEPARKTEN BUSSE

- ▶ Für DC-Lademöglichkeiten können weitere Power-Units und Dispenser oder alternativ Ladesäulen genutzt werden
  - ▶ Verortung ebenfalls auf den Grünflächen
- ▶ Da der Ladebedarf bei den dort abgestellten Gelenkbussen eher gering ist, können auch DC-Säulen mit geringerer Leistung genutzt werden. Damit ist der Ladevorgang dennoch schneller als bei AC-Säulen und es können im Vergleich zu DC-Säulen mit höheren Leistungen Kosten eingespart werden
- ▶ Sofern eine feste Installation von LIS gefordert wird, sind zusätzliche Tiefbaumaßnahmen erforderlich
- ▶ Um diese Tiefbaumaßnahmen und zusätzliche Ladeinfrastruktur einzusparen, ist auch ein Laden der Busse innerhalb des Carports denkbar. Der Nachteil dieser Option ist ein erhöhter Aufwand an Koordination, wann welcher Bus im Carport geladen werden kann und wann dieser Bus umgeparkt werden muss, um den Stellplatz im Carport wieder freizumachen
- ▶ Außerdem sind mobile Ladestation zum Laden der Busse grundsätzlich denkbar
  - ▶ Diese können allgemein für Umbauarbeiten, Reparaturen etc. die Arbeit vereinfachen und können über bestehende CEE-Steckdosen geladen werden
  - ▶ **Vorteile:**
    - ▶ Bestehende Infrastruktur kann genutzt werden
    - ▶ Kostengünstige Hardware
  - ▶ **Nachteile:**
    - ▶ Keine Einbindung in ein LMS möglich
    - ▶ Nur herstellerbezogene Lösungen für ein Backend möglich
- ▶ Bei jeglicher LIS außerhalb des Carports ist auf die Wetterfestigkeit zu achten (entsprechende Schutzklasse)
- ▶ Des Weiteren ist beim AC-Laden eine Kompatibilität zwischen Mindestladeleistung der Busse und maximaler Ladeleistung der LIS erforderlich

## LADEGRUPPE BUSSE - GRÜNSTREIFEN

### VARIANTENVERGLEICH

	Vorteile	Nachteile
<b>DC-Ladesäule/ Dispenser</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Schnelle Aufladung möglich</li> <li>▶ Auch Busse mit weiteren Strecken können dort aushilfsweise geparkt werden</li> <li>▶ Bei Ausweitung der Strecken sind keine Umbauten notwendig zur Gewährleistung der Reichweiten</li> <li>▶ Bidirektionales Laden möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ DC-LIS ist kostspieliger</li> <li>▶ erfordert Tiefbau</li> </ul>
<b>AC-Ladesäule/ Wallbox</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Günstiger als DC-LIS</li> <li>▶ Bidirektionales Laden möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Geringere Ladeleistung als DC-LIS</li> <li>▶ Erfordert Tiefbau</li> </ul>
<b>Mobile Ladestation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zusätzlich praktisch für Reparaturarbeiten etc.</li> <li>▶ Keine zusätzlichen Tiefbauarbeiten erforderlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Hoher Managementaufwand</li> <li>▶ Bidirektionales Laden nicht möglich</li> <li>▶ Erfordert entsprechende Ladeanschlüsse für die Ladestationen</li> <li>▶ Geringere Ladeleistung als DC-LIS</li> </ul>

➤ **Aufgrund der aufgeführten Vorteile ist zusammenfassend trotz der höheren Investitionskosten die Installation von fest installierter DC-Ladeinfrastruktur an den Stellplätzen vor den Grünstreifen zu empfehlen**

## AUSBAUSTUFEN

### ARBEITEN MÖGLICHST VORRAUSSCHAUEND VORNEHMEN

- ▶ Da die Umstellung des Fuhrparks von etwa 30 Bussen **in einem Schritt nicht üblich und kundenseitig nicht geplant** ist, sind verschiedene Ausbaustufen vorzunehmen
  - ▶ Um die angestrebte vollständige Elektrifizierung der Busflotte zu realisieren, bedarf es einer zukunftsorientierten Planung des Vorhabens
- ▶ Trotz stufenweiser Elektrifizierung der Busse, empfiehlt es sich, Arbeitsschritte wie Trassenerrichtung und Tiefbau sowie die Leitungsverlegung im ersten Bauabschnitt zu planen und zu erbringen. Die Auslegung und Dimensionierung aller Komponenten muss dabei für den angestrebten Vollausbau erfolgen
- ▶ Für die Elektrifizierung des Fuhrparks im Carport muss **vor Baubeginn final** eine Umsetzungsvariante identifiziert und entsprechend geplant werden:
  - ▶ Folglich können alle benötigten Tiefbauarbeiten zur Elektrifizierung des Carports durchgeführt werden
  - ▶ Es ist von essenzieller Bedeutung, die Leitungen auch im Hinblick auf die zukünftige **Kabelhäufung zu dimensionieren**
- ▶ Allgemein üblich ist für verschiedene Ausbaustufen die Tiefbauarbeiten gebündelt durchzuführen und die Kabelverlegung im Zuge der Elektrifizierung je nach Bedarf an Dispensern/ Ladesäulen vorzunehmen
  - ▶ **In diesem Fall ist aufgrund der großen Kabelquerschnitte und der daraus resultierenden erhöhten Schwierigkeit bei der Installation zu empfehlen, die Leitungen bereits zu verlegen und nur die Ladehardware nach Bedarf nachzurüsten**



## AUSBAUSTUFEN

### ARBEITEN MÖGLICHST VORAUSSCHAUEND VORNEHMEN

- ▶ Aus den zuvor aufgeführten Gründen ist zu empfehlen, im Zuge der Elektrifizierung der ersten Busse die gesamten Leitungen von den Power-Units zu den Dispensern zu verlegen. Aufsummiert sind dafür folglich 28 Leitungen notwendig, was eine große Investitionssumme bedeutet, die Installation der späteren Ausbaustufen jedoch enorm vereinfacht
- ▶ Bei der Umstellung der ersten Busse sind im Zuge der elektrischen Installation ausreichend Power-Units zu installieren, um alle Dispenser der elektrifizierten Stellplätze mit Energie versorgen zu können
  - ▶ Alle Leitungen für die bereits komplett elektrifizierten Stellplätze werden an Power-Unit und Dispenser angeschlossen
- ▶ Die restlichen Leitungen für diejenigen Stellplätze, an denen noch keine eBusse stehen, werden innerhalb des Carports an den Trassen bis hin zu den künftigen Dispenser-Positionen gezogen
- ▶ Außerhalb des Carports werden diese Leitungen passend abgelängt und in der Erde bis zur nächsten Ausbaustufe gelagert
  - ▶ Es ist zu beachten, dass die Leitungen vor äußeren Einflüssen zu schützen sind, daher müssen die Kabelenden sorgfältig abgedichtet werden, um Korrosion zu verhindern und eine Langlebigkeit der Leitungen zu gewährleisten
  - ▶ Der Ablageort der Leitungen ist in geeigneter Weise zu markieren
- ▶ Durch Einhaltung dieser Schritte wird eine schnelle und kostengünstigere Erweiterung um weitere Ausbaustufen ermöglicht
- ▶ Für eine praktikable stufenweise Umstellung muss die LIS im Carport „**hintereinander**“ erweitert werden, d. h. dass sowohl in der vorderen als auch in der hinteren Reihe eBusse geparkt **und** geladen werden können. Andernfalls müssen die Busse je nach Ankunftszeit umgeparkt werden

## AUSBLICK

### ALLGEMEIN ZU BEACHTEN IST...

- ▶ Um eine praktikable Umstellung des Fuhrparks vorzunehmen, bedarf es dafür einer zukunftsorientierten Planung
  - ▶ Dabei ist hervorzuheben, dass durch die Entscheidungen bauliche Verbindlichkeiten getroffen werden, die in der weiteren Umsetzung nur schwer abzuändern bzw. nur kostenintensiv zu korrigieren sind
- ▶ Grundsätzlich sind die benötigten Versorgungsleitungen zu den Power-Units und Dispensern bis zu den Trassen ins Erdreich zu legen. Dabei ist zu beachten, dass die Herstellervorgaben hinsichtlich der maximalen Leitungslängen zwischen Power-Unit und Dispenser eingehalten werden
  - ▶ Die Leitungen können frei ins Erdreich oder in Leerrohre gelegt werden
    - ▶ Während die direkte Verlegung ins Erdreich günstiger realisiert werden kann und die Verlegung schneller durchgeführt werden kann, führt eine Verlegung in Leerrohren zu einer höheren Lebensdauer (Schutz vor mechanischer Beschädigung und Witterungseinflüssen) und erleichtert Reparaturarbeiten
    - ▶ Datenkabel, die für eine Einbindung ins Backend und für das Lastmanagement benötigt werden, sollten im Leerrohr verlegt werden. Bei Leitungslängen über 100 Metern ist ggfs. eine Umstellung auf Lichtwellenleiter zur Datenübertragung erforderlich
- ▶ Für ein Backend und ein LMS ist ein entsprechender Medienverteiler zu installieren
- ▶ Zur Abschaltung der Ladeinfrastruktur ist die Installation eines Feuerwehrotschalters zu empfehlen. Über diesen kann zentral die gesamte Ladeinfrastruktur abgeschaltet werden. Dieser ist so zu platzieren, dass er im Brandfall schnell erreichbar ist und gefahrlos bedient werden kann (Bspw. Außen am Carport oder an der Trafostation)
- ▶ Außerdem wird ein Überspannungsschutz für Strom- und Datenleitungen nach Vorgaben der allgemeingültigen Normen und Anschlussbedingungen benötigt

## ZUSAMMENFASSUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNG LIS-KONZEPT

### EMPFOHLENE UMSETZUNGSVARIANTE

- ▶ Für den Aufbau von Ladeinfrastruktur auf dem Betriebshof in Rheine ergeben sich verschiedene Varianten, die jede ihre eigenen Vor- und Nachteile aufweisen
- ▶ Zur Realisierung der Ladeinfrastruktur wird die [Umsetzungsvariante 1](#), bei der eine Trasse außerhalb des Gebäudes vor den Säulen des Carports errichtet und eine Trasse mittig an der Carportdecke angebracht wird, priorisiert empfohlen. Sollte die Statik des Carports das zusätzliche Gewicht von zwei Trassen und den daran installierten und verlegten Dispensern und Kabeln tragen können, ist die [Umsetzungsvariante 4](#) nachfolgend zu betrachten
  - ▶ Bei beiden Varianten wird für jeden Stellplatz ein Dispenser benötigt. Unter der Voraussetzung, dass eine Power-Unit 4 Ladepunkte (Dispenser) versorgen kann, werden somit für das Carport 7 Power-Units und 28 Dispenser benötigt
- ▶ Für die Elektrifizierung der Busse, die am Grünstreifen verortet werden, werden [DC-Ladesäulen mit geringeren Ladeleistungen](#) empfohlen, da diese kostengünstiger sind als leistungsstärkere Alternativen, und dennoch die geforderte Ladegeschwindigkeit (auch für die Option bidirektionales Laden zu nutzen) bieten. Für den eher geringen Energiebedarf durch die kurzen Umlaufrouen der dort stationierten Busse, sind auch die niedrigeren Ladeleistungen ausreichend
  - ▶ Für diese Umsetzung werden keine Power-Units benötigt, weil die Ladesäulen direkt an Abgänge in der Trafostation angeschlossen werden. Da die Busse wie bisher an den Stellplätzen abgestellt werden sollen, ist bei diesen eBussen besonders zu beachten, auf welcher Seite des Busses der Ladeanschluss ist bzw. ist die Länge des Ladekabels der Ladesäule zu beachten
- ▶ Die aufgezeigte Vorgehensweise ermöglicht eine komplette Elektrifizierung der Busflotte
- ▶ Auf der folgenden Folie werden abschließend die benötigten Leitungswege der empfohlene Variante aufgezeigt

## ÜBERBLICK ÜBER EINEN MÖGLICHEN AUFBAU FÜR DIE LIS

### EMPFOHLENE VARIANTE



- NSHV** Niederspannungshauptverteilung
- Trafo** Transformatorstation inklusive elektrischer Komponenten für die LIS
- Tiefbau zur Versorgung der PU's (große Querschnitte notwendig)
- Versorgungsweg für die NSHV
- Tiefbauarbeiten zur Versorgung der Dispenser, der DC-Säulen am Grünstreifen und der NSHV
- Trassen
- Dispenser für jeden Stellplatz
- DC-Ladesäulen zur Versorgung der Busse am Grünstreifen
- Power-Units** Power-Units zur Versorgung der Dispenser
- Medienverteiler** Zur Installation des LMS und der erforderlichen Datentechnik

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

---

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

03.1 FUHRPARKANALYSE

03.2 CO<sub>2</sub>-BILANZ DES FUHRPARKS

03.3 LASTGANGANALYSE

03.4 VORBEREITUNG ZUM LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.5 LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.6 BETRIEB DER LADEINFRASTRUKTUR

03.7 GROBKOSTEN DER EMOB

## BETRIEB MITTELS CPO-BACKEND

### UMFANGREICHE FUNKTIONALITÄTEN



## BETRIEB MITTELS CPO-BACKEND

### UMFANGREICHE FUNKTIONALITÄTEN

#### OCPP (OPEN CHARGE POINT PROTOCOL)

Dieses freie Anwendungs- und Kommunikationsprotokoll dient der Kommunikation/Datenaustausch zwischen Ladestation (und damit dem angeschlossenen Elektrofahrzeug) und einem zentralen Managementsystem. Mit diesem universellen Protokoll wird die Kommunikation vereinfacht und standardisiert, es handelt sich hierbei um eine sogenannte Open-Source-Anwendung. Somit können Hardware sowie Backend- und Managementsysteme unabhängig vom Anbieter und Hersteller miteinander kommunizieren.

#### SCHNITTSTELLE BACKEND

- ▶ LAN (wenn vorhanden)
- ▶ Mobilfunk (LTE/4G) via Sim-Karte

#### RFID (RADIO-FREQUENCY IDENTIFICATION)

Identifizierung mit Hilfe elektromagnetischer Wellen bezeichnet eine Technologie für Sender-Empfänger-Systeme zum automatischen und berührungslosen Identifizieren und Lokalisieren von Objekten.

- ▶ Authentifizierung am Ladepunkt über RFID-Card, welche individuell Nutzern oder Fahrzeugen zugeordnet werden kann

#### BACKEND

- ▶ Eine Autorisierung kann auch mittels Freigabe über ein integriertes Backend durchgeführt werden

#### ISO 15118 (PLUG & CHARGE)

Die ISO 15118 beinhaltet Vorgaben zur Kommunikation zwischen Ladepunkt und Elektrofahrzeug. Hiermit ist es möglich sich mittels des Fahrzeugs an der Ladesäule zu authentifizieren und spart eine zusätzlich RFID-Card.

# STÖRUNGSMANAGEMENT

## ABLAUF UND OPTIONEN

### ▶ **Wer soll im Störfall informiert werden?**

Diese Frage, wer im Störfall der Ansprechpartner ist, muss von Beginn an klar zu beantworten sein!

- ▶ Beim Erkennen einer Störung wird versucht diese per Remote zu beheben. Sollte die Endstörung auf diesem Wege nicht erfolgen können, wird die vorher festgelegte Person oder Instanz informiert. Der Dienstleister sollte bis zur Behebung der Störung in die Kommunikation involviert bleiben.
- ▶ Das Störungsmanagement erfolgt proaktiv. In der Regel erkennt der Dienstleister die Störungen bevor der Kunde sie entdeckt. Kunden und Nutzer können den Dienstleister je Betriebsmodell zu üblichen Geschäftszeiten 08-17 Uhr per Telefon oder Mail erreichen. Eine 24/7 First-Level Hotline kann zusätzlich gebucht werden.
- ▶ **Bei eichrechtskonformer Hardware muss im Rahmen einer Reparatur oder dem Austausch einzelner Komponenten immer ein zertifizierter Servicetechniker des Herstellers hinzugezogen werden. Die Zertifizierung bezieht sich darauf, dass die Berechtigung vorliegt, um an einer geeichten Messstelle Arbeiten vornehmen zu dürfen.**
- ▶ In geschlossenen Nutzerkreisen kann es somit von Vorteil sein, wenn Hardware mit **geeichten MID-Zählern** verbaut wird



# ABRECHNUNGS- UND AUTHENTIFIZIERUNGSVERFAHREN LADEINFRASTRUKTUR

## ÜBERSICHT

- ▶ Da die Ladevorgänge innerhalb eines Busdepots in einem geschlossenen Umfeld stattfinden und primär der eigenen Flotte dienen, ist ein Abrechnungssystem für den Standort nicht zu empfehlen.
- ▶ Spezifische Gründe für die Empfehlung sind im Folgenden aufgelistet.
  - ▶ **Interne Nutzung:** Im Busdepot werden die Ladesäulen ausschließlich für die eigenen Fahrzeuge genutzt, die zur firmeneigenen Flotte gehören. Der Ladestrom wird nur von eigenen Fahrzeugen genutzt, sodass keine Notwendigkeit besteht, die Ladevorgänge extern abzurechnen, wie es bei öffentlichen Ladesäulen für verschiedene Nutzer der Fall ist.
  - ▶ **Vereinheitlichte Kostenstruktur:** Im Depot hat das Unternehmen volle Kontrolle über den Strombezug und die Verteilung der Energiekosten. Es gibt keine unterschiedlichen Nutzergruppen, die separat abgerechnet werden müssten. Die Betriebskosten für das Laden der Busse können somit einfach in die Gesamtkosten der Depot-Infrastruktur integriert werden.
  - ▶ **Verwaltungsaufwand:** Ein Abrechnungssystem würde zusätzliche Verwaltung und Komplexität verursachen, die im internen Betrieb überflüssig ist.
  - ▶ **Investitions- und Wartungskosten:** Die Einführung eines Abrechnungssystems bedeutet zusätzliche Investitionen in Hardware und Software, sowie laufende Kosten für die Wartung des Systems. Diese Investition würde keinen Mehrwert schaffen, da es für interne Zwecke nicht erforderlich ist, Transaktionen zwischen verschiedenen Akteuren zu verfolgen.
- ▶ Die Einbindung der Ladegruppe in ein Backend zum Erfassen von Ladevorgängen und zum Monitoring der Ladehardware ist für die interne Datenerfassung von Energieverbräuchen dennoch empfehlenswert
  - ▶ Wie zuvor beschrieben, ist dabei die Nutzung von RFID-Chips, die jeweils einem bestimmten Bus zugeordnet werden, für den Anwendungsfall optimal
  - ▶ Durch Vorhalten des RFID-Chips an die Ladehardware, wird der Ladevorgang des jeweiligen Busses gestartet und die verladene Energiemenge registriert
  - ▶ Sollte die Ladehardware und die elektrifizierten Busse zum Umsetzungszeitraum über eine Plug & Charge Funktion verfügen, sind die Vorteile der RFID-Chips nicht mehr relevant und deren Nutzung hinfällig

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

---

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

03.1 FUHRPARKANALYSE

03.2 CO<sub>2</sub>-BILANZ DES FUHRPARKS

03.3 LASTGANGANALYSE

03.4 VORBEREITUNG ZUM LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.5 LADEINFRASTRUKTURKONZEPT

03.6 BETRIEB DER LADEINFRASTRUKTUR

03.7 GROBKOSTEN DER EMOB

# GROBKOSTENSCHÄTZUNG FÜR DEN AUFBAU VON LADEINFRASTRUKTUR

## DARSTELLUNG DER UNTERSCHIEDLICHEN KOSTENGRUPPEN

### **HARDWARE:**

Bezieht sich auf die Ladehardware (DC- und AC-Ladesäulen für die Parkplätze der Gelenkbusse, Power-Units und Dispenser zur Versorgung der Busse in den Carports) inklusive aller notwendigen Bestandteile wie Fundamente, Ladekabel und Montage

### **VERTEILUNGEN:**

Hier werden alle Kosten erfasst, die mit der Verteilung der elektrischen Energie im Rahmen der Elektromobilität zu tun haben. Das können neue Innen- oder Außenverteiler sein (Last und Medien). Ebenso die An- und Einbindung in bestehende Elektroverteilungen. Neben der Planung und dem fertigen Produkt fließen hier ebenso Lieferung und Montage mit ein. Im Außenbereich müssen noch Fundamente und ggf. Schaltschrankheizungen berücksichtigt werden. In diesem Anwendungsfall beinhaltet dieser Punkt insbesondere die Kosten für eine eigene Kundenstation zur Bereitstellung von ausreichend elektrischer Energie.

### **TIEFBAU:**

Alle relevanten Tiefbauarbeiten fallen in diese Kategorie. Die Erstellung von Kabelgräben samt Oberflächenarbeiten (Asphalt, Pflaster oder Erdreich). Das Ausheben von Kopflöchern für Fundamente oder am Gebäudeaustritt, Handschachtungen, das Aufnehmen und setzen von Randsteinen sowie der notwendige Bodenaustausch sind ebenfalls Bestandteile dieser Arbeiten

### **BLITZSCHUTZ:**

Alles rund um das Thema Blitzschutz, Überspannungsschutz und Potenzialausgleich wird hier kostentechnisch dargestellt. Unter anderem werden diese Arbeiten erfasst:

Tiefenerder für Ladesäulen im Außenbereich, Überspannungsschutz am Gebäudeaustritt oder in Verteilungen sowie den zu erbringenden Potenzialausgleich zum Bestand, inklusive aller Messungen für die Inbetriebnahme

## GROBKOSTENSCHÄTZUNG FÜR DEN AUFBAU VON LADEINFRASTRUKTUR

### DARSTELLUNG DER UNTERSCHIEDLICHEN KOSTENGRUPPEN

#### **KABEL- UND VERLEGSYSTEME:**

Berücksichtigt sämtliche Kabeltrassen für Daten- und Stromleitungen gleichermaßen. Alle Leitungen und die dazugehörigen Verlegesysteme werden hier dargestellt. Unter anderem sind dies: Trassen zur Kabelverlegung und zur Befestigung der Dispenser innerhalb des Carports, Leerrohre, Leitungskosten für Strom- und Datenleitungen

#### **LASTMANAGEMENTSYSTEM:**

Neben der eigentlichen Hardware können Kosten für Lizenzen anfallen. Dazu müssen entsprechende Messstellen an der bestehenden NSHV zur Messung des Hausverbrauches sowie an der Ladegruppe eingerichtet werden. Zur Datenübertragung werden Patchkabel, Switches, VPN-Router, Verbindungs- und Befestigungsmaterial berücksichtigt und einkalkuliert

#### **SONSTIGE KOSTEN:**

Berücksichtigen sämtliche typische Kosten, die den anderen Kategorien nicht einfach zugeordnet werden können, wie bspw.: Wanddurchbrüche, Brandschutzmaßnahmen, Baustelleneinrichtung, Anfahrtschutz, Einweisungen, Inbetriebnahmen, Stunden für Sonderleistungen, Wanddurchführungen usw.

#### **PLANUNGSKOSTEN:**

Sind abhängig vom Umfang der Planungen und unter Umständen der Baubegleitung

#### **LAUFENDE KOSTEN FÜR DEN BETRIEB DER LADEINFRASTRUKTUR:**

Diese Kosten variieren anhand des gewählten Betriebsmodells. Nicht einkalkuliert ist eine einmalige Einrichtungsgebühr der Ladepunkte

## WEITERE ERLÄUTERUNGEN ZU DEN GROBKOSTEN

### GROBKOSTEN UNTERLIEGEN MARKTÜBLICHEN SCHWANKUNGEN

- ▶ Die im Folgenden dargestellten Grobkosten berücksichtigen die zuvor aufgeführten inhaltlichen Themen der Ladeinfrastruktur, sowie die Hardware und die Fachplanung
- ▶ Die genannten Grobkosten basieren dabei auf aktuellen Marktpreisen im November 2024. Aufgrund verschiedener Faktoren wie der globalen politischen Lage, zeitweiliger Lieferkettenprobleme sowie einer gestiegenen Nachfrage, ist die Preisentwicklung für Komponenten fluktuierend. Die dargestellten Grobkosten stellen folglich eine Momentaufnahme der Preise dar, die sich zu einem möglichen Zeitpunkt der Installation bereits gewandelt haben kann
- ▶ Weiterhin stellen die Grobkosten jeweils eine mögliche Umsetzungsvariante dar. Zum einen werden die erforderlichen finanziellen Aufwendungen für den Vollausbau der Ladeinfrastruktur am Baubetriebshof aufgeführt, zum anderen ist eine Realisierung auf verschiedenste Art und Weisen möglich
  - ▶ Beispielsweise ist die Auswahl der gewünschten Hardware ein signifikanter Einflussfaktor auf die geschätzten Kosten. Die Entscheidung für eine DC- oder AC-Ladesäule im Außenbereich hat als Beispiel hohe Auswirkungen auf die Kosten
- ▶ Die Grobkosten dienen zusammenfassend als erste Ein- und Abschätzung, wie viel der Aufbau von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität am Betriebsgelände kosten wird. Mit Fortschreiten der Fachplanung werden die Kosten immer genauer aufgeschlüsselt und exakter zu bestimmen

## GROBKOSTENSCHÄTZUNG – UMSETZUNGSVARIANTE 1

### VOLLAUSBAU MIT 5 DC-LADESÄULEN IM AUßENBEREICH FÜR DIE GELENKBUSSE UND 28 DISPENSERN IM CARPORT

Hardware	1.400.000 €
Verteilungen (Last- und/oder Medienverteiler)	306.000 €
Kabel und Verlegesysteme	329.000 €
Lastmanagementsystem	13.000 €
Tiefbau	55.000 €
Blitz- und/oder Überspannungsschutz	13.000 €
Sonstige Kosten	6.500 €
<b>Zwischensumme</b>	<b>2.122.500 €</b>
Planungskosten	270.000 €
<b>Gesamtsumme (netto)</b>	<b>2.392.500 €</b>
Betrieb der LIS	10 bis 15 €/Monat und Ladepunkt

#### HARDWARE

- ▶ 5 DC-Ladesäule an Außenparkplätzen der Gelenkbussen
- ▶ 7 Power Units und 28 Dispenser zur Elektrifizierung der Parklätze im Carport

#### VERTEILUNGEN

- ▶ Neue Transformatorstation mit 1.200 kVA-Leistung
- ▶ Medienverteiler zur Einbindung der Ladepunkte ins LMS

#### KABEL UND VERLEGESYSTEME

- ▶ Stromleitung als Erdkabel, Datenkabel durch Leerrohr. Kabelführung im Rahmen der Fachplanung definieren
- ▶ 2 Trassen zur Verlegung der Kabel im/am Carport und Aufhängung der Dispenser

#### LASTMANAGEMENTSYSTEM

- ▶ Lizenz für Einbindung in das LMS, Messungen

#### TIEFBAU

- ▶ Einrichten von Leitungsgräben in Grünflächen und Pflaster mit Bodenaustausch und Wiederherrichtung der Flächen

#### BLITZ- UND ÜBERSpannungSSCHUTZ

- ▶ ÜSS beim Gebäudeeintritt, Setzen von zwei Tiefenerders, Messung

#### SONSTIGE KOSTEN

Baustelleneinrichtung, Inbetriebnahme etc.

#### PLANUNGSKOSTEN

- ▶ Angelehnt an HOAI mit Berücksichtigung der Leistungsphasen 3-8

Erforderliche Messungen, Dokumentationen und Inbetriebnahmen sind in den Preisen enthalten. Die Grobkosten können zu den tatsächlichen Kosten abweichen. Dies hängt von dem finalen Umfang der Ausführung und Umsetzung ab sowie den schwankenden Rohstoffpreisen für die benötigten Materialien.

## GROBKOSTENSCHÄTZUNG – UMSETZUNGSVARIANTE 2

### VOLLAUSBAU MIT 5 DC-LADESÄULEN IM AUßENBEREICH, 8 DC-LADESÄULEN UND 14 DISPENSERN IM CARPORT

Hardware	1.350.000 €
Verteilungen (Last- und/oder Medienverteiler)	306.000 €
Kabel und Verlegesysteme	286.000 €
Lastmanagementsystem	13.000 €
Tiefbau	75.000 €
Blitz- und/oder Überspannungsschutz	13.000 €
Sonstige Kosten	6.500 €
<b>Zwischensumme</b>	<b>2.122.500 €</b>
Planungskosten	265.000 €
<b>Gesamtsumme (netto)</b>	<b>2.314.500 €</b>
Betrieb der LIS	10 bis 15 €/Monat und Ladepunkt

#### HARDWARE

- ▶ 5 DC-Ladesäule an Außenparkplätzen der Gelenkbussen
- ▶ 8 DC-Ladesäulen an östlichen Stützen des Carports
- ▶ 4 Power Units und 14 Dispenser zur Elektrifizierung der Parklätze im Carport

#### VERTEILUNGEN

- ▶ Neue Transformatorstation mit 1.200 kVA-Leistung
- ▶ Medienverteiler zur Einbindung der Ladepunkte ins LMS

#### KABEL UND VERLEGESYSTEME

- ▶ Stromleitung als Erdkabel, Datenkabel durch Leerrohr. Kabelführung im Rahmen der Fachplanung definieren
- ▶ Eine Trasse zur Verlegung der Kabel im Carport und Aufhängung der Dispenser

#### LASTMANAGEMENTSYSTEM

- ▶ Lizenz für Einbindung in das LMS, Messungen

#### TIEFBAU

- ▶ Einrichten von Leitungsgräben in Grünflächen und Pflaster mit Bodenaustausch und Wiederherrichtung der Flächen

#### BLITZ- UND ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

- ▶ ÜSS beim Gebäudeeintritt, Setzen von zwei Tiefenerders, Messung

#### SONSTIGE KOSTEN

Baustelleneinrichtung, Inbetriebnahme etc.

#### PLANUNGSKOSTEN

- ▶ Angelehnt an HOAI mit Berücksichtigung der Leistungsphasen 3-8

Erforderliche Messungen, Dokumentationen und Inbetriebnahmen sind in den Preisen enthalten. Die Grobkosten können zu den tatsächlichen Kosten abweichen. Dies hängt von dem finalen Umfang der Ausführung und Umsetzung ab sowie den schwankenden Rohstoffpreisen für die benötigten Materialien.

## GROBKOSTENSCHÄTZUNG – UMSETZUNGSVARIANTE 3 MIT EINER ZENTRALEN TRASSE

VOLLAUSBAU MIT 5 DC-LADESÄULEN IM AUßENBEREICH UND 28 DISPENSERN AN MITTIGER TRASSE IM CARPORT

Hardware	1.400.000 €
Verteilungen (Last- und/oder Medienverteiler)	306.000 €
Kabel und Verlegesysteme	284.000 €
Lastmanagementsystem	13.000 €
Tiefbau	55.000 €
Blitz- und/oder Überspannungsschutz	13.000 €
Sonstige Kosten	6.500 €
<b>Zwischensumme</b>	<b>2.077.500 €</b>
Planungskosten	267.000 €
<b>Gesamtsumme (netto)</b>	<b>2.344.500 €</b>
Betrieb der LIS	10 bis 15 €/Monat und Ladepunkt

### HARDWARE

- ▶ 5 DC-Ladesäule an Außenparkplätzen der Gelenkbussen
- ▶ 7 Power Units und 28 Dispenser zur Elektrifizierung der Parklätze im Carport

### VERTEILUNGEN

- ▶ Neue Transformatorstation mit 1.200 kVA-Leistung
- ▶ Medienverteiler zur Einbindung der Ladepunkte ins LMS

### KABEL UND VERLEGESYSTEME

- ▶ Stromleitung als Erdkabel, Datenkabel durch Leerrohr. Kabelführung im Rahmen der Fachplanung definieren
- ▶ Eine mittige Trasse zur Verlegung der Kabel im Carport und Aufhängung der Dispenser

### LASTMANAGEMENTSYSTEM

- ▶ Lizenz für Einbindung in das LMS, Messungen

### TIEFBAU

- ▶ Einrichten von Leitungsgräben in Grünflächen und Pflaster mit Bodenaustausch und Wiederherrichtung der Flächen

### BLITZ- UND ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

- ▶ ÜSS beim Gebäudeeintritt, Setzen von zwei Tiefenerders, Messung

### SONSTIGE KOSTEN

Baustelleneinrichtung, Inbetriebnahme etc.

### PLANUNGSKOSTEN

- ▶ Angelehnt an HOAI mit Berücksichtigung der Leistungsphasen 3-8

Erforderliche Messungen, Dokumentationen und Inbetriebnahmen sind in den Preisen enthalten. Die Grobkosten können zu den tatsächlichen Kosten abweichen. Dies hängt von dem finalen Umfang der Ausführung und Umsetzung ab sowie den schwankenden Rohstoffpreisen für die benötigten Materialien.

## GROBKOSTENSCHÄTZUNG – UMSETZUNGSVARIANTE 3 MIT ZWEI ÄUßEREN TRASSEN

VOLLAUSBAU MIT 5 DC-LADESÄULEN IM AUßENBEREICH UND 28 DISPENSERN AN ZWEI TRASSEN IM CARPORT

Hardware	1.400.000 €
Verteilungen (Last- und/oder Medienverteiler)	306.000 €
Kabel und Verlegesysteme	312.000 €
Lastmanagementsystem	13.000 €
Tiefbau	87.000 €
Blitz- und/oder Überspannungsschutz	13.000 €
Sonstige Kosten	6.500 €
<b>Zwischensumme</b>	<b>2.137.500 €</b>
Planungskosten	273.000 €
<b>Gesamtsumme (netto)</b>	<b>2.410.500 €</b>
Betrieb der LIS	10 bis 15 €/Monat und Ladepunkt

### HARDWARE

- ▶ 5 DC-Ladesäule an Außenparkplätzen der Gelenkbussen
- ▶ 7 Power Units und 28 Dispenser zur Elektrifizierung der Parklätze im Carport

### VERTEILUNGEN

- ▶ Neue Transformatorstation mit 1.200 kVA-Leistung
- ▶ Medienverteiler zur Einbindung der Ladepunkte ins LMS

### KABEL UND VERLEGESYSTEME

- ▶ Stromleitung als Erdkabel, Datenkabel durch Leerrohr. Kabelführung im Rahmen der Fachplanung definieren
- ▶ Eine mittige Trasse zur Verlegung der Kabel im Carport und Aufhängung der Dispenser

### LASTMANAGEMENTSYSTEM

- ▶ Lizenz für Einbindung in das LMS, Messungen

### TIEFBAU

- ▶ Einrichten von Leitungsgräben in Grünflächen und Pflaster mit Bodenaustausch und Wiederherrichtung der Flächen

### BLITZ- UND ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

- ▶ ÜSS beim Gebäudeeintritt, Setzen von zwei Tiefenerders, Messung

### SONSTIGE KOSTEN

Baustelleneinrichtung, Inbetriebnahme etc.

### PLANUNGSKOSTEN

- ▶ Angelehnt an HOAI mit Berücksichtigung der Leistungsphasen 3-8

Erforderliche Messungen, Dokumentationen und Inbetriebnahmen sind in den Preisen enthalten. Die Grobkosten können zu den tatsächlichen Kosten abweichen. Dies hängt von dem finalen Umfang der Ausführung und Umsetzung ab sowie den schwankenden Rohstoffpreisen für die benötigten Materialien.

## GROBKOSTENSCHÄTZUNG – UMSETZUNGSVARIANTE 4

### VOLLAUSBAU MIT 5 DC-LADESÄULEN IM AUßENBEREICH UND 28 DISPENSERN AN ZWEI TRASSEN IM CARPORT

Hardware	1.400.000 €
Verteilungen (Last- und/oder Medienverteiler)	306.000 €
Kabel und Verlegesysteme	292.000 €
Lastmanagementsystem	13.000 €
Tiefbau	55.000 €
Blitz- und/oder Überspannungsschutz	13.000 €
Sonstige Kosten	6.500 €
<b>Zwischensumme</b>	<b>2.085.500 €</b>
Planungskosten	268.000 €
<b>Gesamtsumme (netto)</b>	<b>2.353.500 €</b>
Betrieb der LIS	10 bis 15 €/Monat und Ladepunkt

#### HARDWARE

- ▶ 5 DC-Ladesäule an Außenparkplätzen der Gelenkbussen
- ▶ 7 Power Units und 28 Dispenser zur Elektrifizierung der Parklätze im Carport

#### VERTEILUNGEN

- ▶ Neue Transformatorstation mit 1.200 kVA-Leistung
- ▶ Medienverteiler zur Einbindung der Ladepunkte ins LMS

#### KABEL UND VERLEGESYSTEME

- ▶ Stromleitung als Erdkabel, Datenkabel durch Leerrohr. Kabelführung im Rahmen der Fachplanung definieren
- ▶ zwei Trassen, mittig über den Parkplätzen positioniert, zur Verlegung der Kabel im Carport und Aufhängung der Dispenser

#### LASTMANAGEMENTSYSTEM

- ▶ Lizenz für Einbindung in das LMS, Messungen

#### TIEFBAU

- ▶ Einrichten von Leitungsgräben in Grünflächen und Pflaster mit Bodenaustausch und Wiederherrichtung der Flächen

#### BLITZ- UND ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

- ▶ ÜSS beim Gebäudeeintritt, Setzen von zwei Tiefenerders, Messung

#### SONSTIGE KOSTEN

Baustelleneinrichtung, Inbetriebnahme etc.

#### PLANUNGSKOSTEN

- ▶ Angelehnt an HOAI mit Berücksichtigung der Leistungsphasen 3-8

Erforderliche Messungen, Dokumentationen und Inbetriebnahmen sind in den Preisen enthalten. Die Grobkosten können zu den tatsächlichen Kosten abweichen. Dies hängt von dem finalen Umfang der Ausführung und Umsetzung ab sowie den schwankenden Rohstoffpreisen für die benötigten Materialien.

## GROBKOSTENSCHÄTZUNG – ERSTE AUSBAUSTUFE ZUR ELEKTRIFIZIERUNG VON 12 BUSSEN

### VORBEREITETE INFRASTRUKTUR FÜR VOLLAUSBAU UND 12 DISPENSER IM CARPORT ZUR VERSORGUNG

Hardware	465.000 €
Verteilungen (Last- und/oder Medienverteiler)	306.000 €
Kabel und Verlegesysteme	274.000 €
Lastmanagementsystem	13.000 €
Tiefbau	13.500 €
Blitz- und/oder Überspannungsschutz	12.500 €
Sonstige Kosten	6.500 €
<b>Zwischensumme</b>	<b>1.090.500 €</b>
Planungskosten	167.000 €
<b>Gesamtsumme (netto)</b>	<b>1.257.500 €</b>
Betrieb der LIS	10 bis 15 €/Monat und Ladepunkt

#### HARDWARE

- ▶ 3 Power Units und 12 Dispenser zur Elektrifizierung der Parklätze im Carport

#### VERTEILUNGEN

- ▶ Neue Transformatorstation mit 1.200 kVA-Leistung
- ▶ Medienverteiler zur Einbindung der Ladepunkte ins LMS

#### KABEL UND VERLEGESYSTEME

- ▶ Stromleitung als Erdkabel, Datenkabel durch Leerrohr. Kabelführung im Rahmen der Fachplanung definieren (alle Kabel am Carport für Vollausbau vorbereitet, Außenbereich nicht berücksichtigt)
- ▶ Gemäß Umsetzungsvariante 1 mit einer Trasse im und einer Trasse vor dem Carport

#### LASTMANAGEMENTSYSTEM

- ▶ Lizenz für Einbindung in das LMS, Messungen

#### TIEFBAU

- ▶ Einrichten von Leitungsgräben in Grünflächen und Pflaster mit Bodenaustausch und Wiederherrichtung der Flächen

#### BLITZ- UND ÜBERSpannungSSCHUTZ

- ▶ ÜSS beim Gebäudeeintritt, Setzen von zwei Tiefenerders, Messung

#### SONSTIGE KOSTEN

Baustelleneinrichtung, Inbetriebnahme etc.

#### PLANUNGSKOSTEN

- ▶ Angelehnt an HOAI mit Berücksichtigung der Leistungsphasen 3-8

Erforderliche Messungen, Dokumentationen und Inbetriebnahmen sind in den Preisen enthalten. Die Grobkosten können zu den tatsächlichen Kosten abweichen. Dies hängt von dem finalen Umfang der Ausführung und Umsetzung ab sowie den schwankenden Rohstoffpreisen für die benötigten Materialien.

## ZUSAMMENFASSENDER ÜBERSICHT GROBKOSTENSCHÄTZUNG

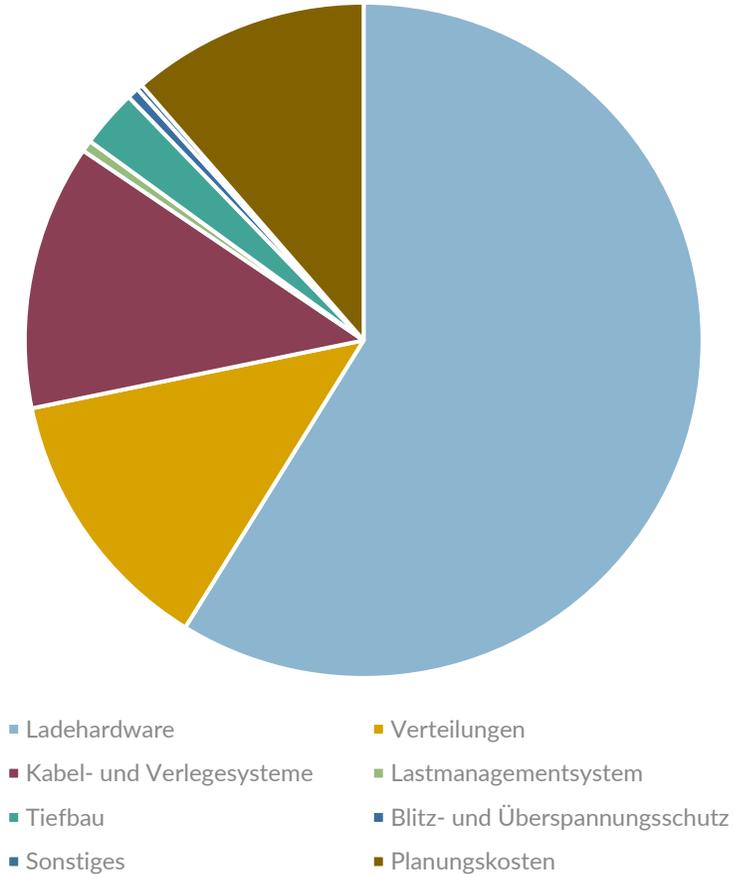
### VERGLEICHENDE DARSTELLUNG DER GESCHÄTZTEN GROBKOSTEN ALLER INSTALLATIONSvarianten

	Variante 1	Variante 2	Variante 3 - mittige Trasse	Variante 3 - zwei Trassen	Variante 4	Erste Ausbaustufe
Hardware	1.400.000 €	1.350.000 €	1.400.000 €	1.400.000 €	1.400.000 €	465.000 €
Verteilungen (Last- und/oder Medienverteiler)	306.000 €	306.000 €	306.000 €	306.000 €	306.000 €	306.000 €
Kabel und Verlegesysteme	329.000 €	286.000 €	284.000 €	312.000 €	292.000 €	274.000 €
Lastmanagementsystem	13.000 €	13.000 €	13.000 €	13.000 €	13.000 €	13.000 €
Tiefbau	55.000 €	75.000 €	55.000 €	87.000 €	55.000 €	13.500 €
Blitz- und/oder Überspannungsschutz	13.000 €	13.000 €	13.000 €	13.000 €	13.000 €	13.000 €
Sonstige Kosten	6.500 €	6.500 €	6.500 €	6.500 €	6.500 €	6.500 €
<b>Zwischensumme</b>	<b>2.122.500 €</b>	<b>2.049.500 €</b>	<b>2.077.500 €</b>	<b>2.137.500 €</b>	<b>2.085.500 €</b>	<b>1.090.500 €</b>
Planungskosten	270.000 €	265.000 €	267.000 €	273.000 €	268.000 €	167.000 €
<b>Gesamtsumme (netto)</b>	<b>2.392.500 €</b>	<b>2.314.500 €</b>	<b>2.344.500 €</b>	<b>2.410.500 €</b>	<b>2.353.500 €</b>	<b>1.257.500 €</b>
Betrieb der LIS	10 bis 15 €/Monat und Ladepunkt					

Erforderliche Messungen, Dokumentationen und Inbetriebnahmen sind in den Preisen enthalten. Die Grobkosten können zu den tatsächlichen Kosten abweichen. Dies hängt von dem finalen Umfang der Ausführung und Umsetzung ab sowie den schwankenden Rohstoffpreisen für die benötigten Materialien.

## ZUSAMMENFASSENDER FOLIE GROBKOSTEN

### ZUSÄTZLICHE ERLÄUTERUNGEN ZU DEN ZUVOR AUFGEZEIGTEN GROBKOSTENSCHÄTZUNGEN



- ▶ Das Diagramm auf der linken Seite zeigt die mittleren prozentualen Anteile der einzelnen Kostengruppen am Gesamtpreis
- ▶ Der mit deutlichem Abstand größte Anteil sind die Kosten für die Ladehardware in Form der Ladesäulen, Power-Units und deren Dispensern. Die nächstgrößeren Anteile weisen die Verteilungen und die Kabel- und Verlegesysteme auf, gefolgt von den Kosten für die Fachplanung
- ▶ Auf der zuvor gezeigten Folie mit den zusammengefassten Grobkosten aller Varianten für den Vollausbau fällt auf, dass die Unterschiede im Gesamtpreis verhältnismäßig marginal sind. Eine Begründung dafür liefert die hier gezeigte prozentuale Aufteilung der Kostengruppen. Weil drei der vier größten Kostengruppen (Ladehardware, Verteilungen und Planungskosten) nahezu konstante Größen sind über alle Umsetzungsvarianten, resultieren die wesentlichsten Differenzen in den Gesamtkosten aus den Kabel- und Verlegesystemen
- ▶ Auch bei den Kabel- und Verlegesystemen sind die Kostenunterschiede im Vergleich zur Gesamtsumme verhältnismäßig gering. Das ist mit der Empfehlung zu begründen, bei anstehenden Arbeiten stets den Vollausbau vorzubereiten, auch wenn eine Vollelektrifizierung noch nicht geplant ist

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

## VERSCHATTUNGSANALYSE

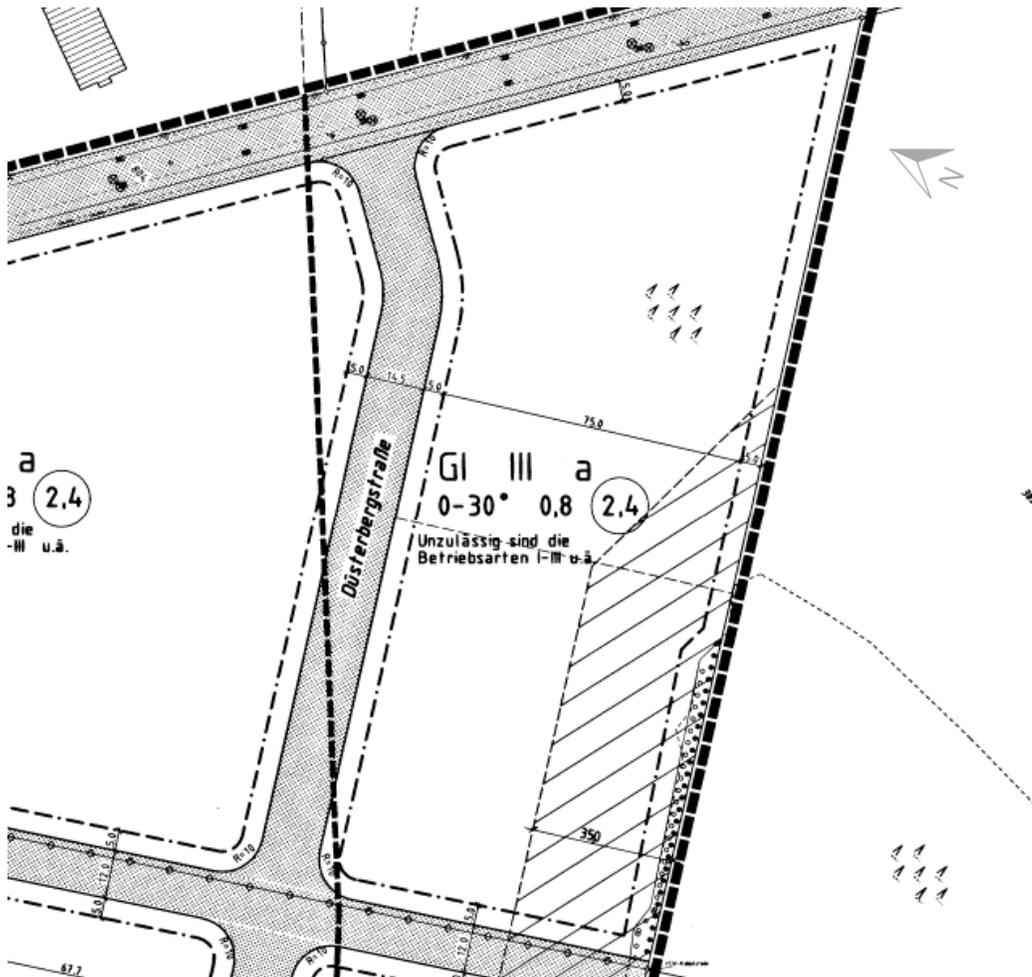
### KEINE SIGNIFIKANTEN VERSCHATTUNGEN AUF DEN DACHFLÄCHEN



- ▶ Auf den Dachflächen der Halle und des Bürogebäudes treten keine signifikanten Verschattungen auf
- ▶ Die süd-östlichen Bäume weisen eine Höhe von 13 Meter auf und sorgen auch in den Wintermonaten für keine Verschattungen
- ▶ Aufgrund des Höhenversatzes zwischen der Fahrzeughalle und der Waschhalle, sollte ein ausreichender Randabstand eingehalten werden, um starke Verschattungen zu vermeiden (im Bild dunkelrot markiert)
- ▶ Die Blitzschutzfangstangen am Bürogebäude und am Übergang der beiden Hallenteile (rote Punkte) führen zeitweise zu Verschattungen im umliegenden Bereich

## BETRACHTUNG VON PHOTOVOLTAIK-CARPORTS ÜBER DEM BETRIEBSHOF

### UMSETZUNG NICHT OHNE AUSWIRKUNGEN AUF DIE BETRIEBSABLÄUFE MÖGLICH



- ▶ Das Gelände liegt im Geltungsbereich des Bebauungsplan Nr. 130 „Baarentelgen Süd“. Dieser sieht ein Industriegebiet gemäß § 9 BauNVO für den Vorhabenbereich vor
- ▶ Grundsätzlich wäre die Errichtung einer Carport PV in dem Gebiet zulässig. Im Regelfall ist dies ohne eine weitere Baugenehmigung möglich, sofern die Maximalgröße nicht überschritten wird
- ▶ In diesem Fall ist für die Errichtung eine Baugenehmigung erforderlich, da es sich um die Errichtung einer baulichen Anlage handelt, welche nicht unter die verfahrensfreien Bauvorhaben nach § 62 BauO NRW fällt, auch wenn es sich hierbei um Carports bzw. i. S. d. Gesetzes überdachte Stellplätze handelt. Sie überschreiten die maximale Größe der Brutto-Grundfläche von 30 m<sup>2</sup>, die in § 62 (1) Nr. 1b BauO NRW beschrieben sind
- ▶ Aufgrund eines einzuhaltenden Abstandes von 5 m zur Grundstücksgrenze ist beim Aufbau eine Positionierung von Stützen in der Fahrspur der Busse erforderlich. Wegen dieses erheblichen Eingriffs in die Betriebsabläufe, wird eine Umsetzung von PV-Carports nicht empfohlen

## PV-BELEGUNGSVARIANTE: VOLLBELEGUNG DES BÜROGEBÄUDES

### SCHRÄGDACHBELEGUNG AUF DEM BÜROGEBÄUDE – MIT BERÜCKSICHTIGUNG DES LASTGANGS DER LIS



#### Daten PV-Anlage

Generatorleistung	49 kWp
Spezifischer Jahresertrag	905 kWh/kWp
Generatorenergie / a	44 MWh
Eigenverbrauchsanteil	79 % (51 %)
Autarkie	1 % (51 %)
CO <sub>2</sub> -Einsparung / a	17 t/a*

- ▶ Mit Berücksichtigung des simulierten Lastgangs der Ladeinfrastruktur werden rund **80 %** der erzeugten Energie für den Eigenverbrauch genutzt. Wird nur der aktuelle Stromverbrauch zu Grunde gelegt, erreicht die Anlage eine Eigenverbrauchsquote von ca. 51 %
- ▶ Der zukünftige Bedarf an elektrischer Energie kann mit der Anlagenleistung nur ca. **1 %** des elektrischen Energiebedarfs gedeckt werden

## PV-BELEGUNGSVARIANTE: VOLLBELEGUNG ALLER DACHFLÄCHEN

KOMBINATION AUS SCHRÄGDACHBELEGUNG AUF DEM BÜRO & DER HALLE – INKL. LASTGANG DER LIS



### Daten PV-Anlage

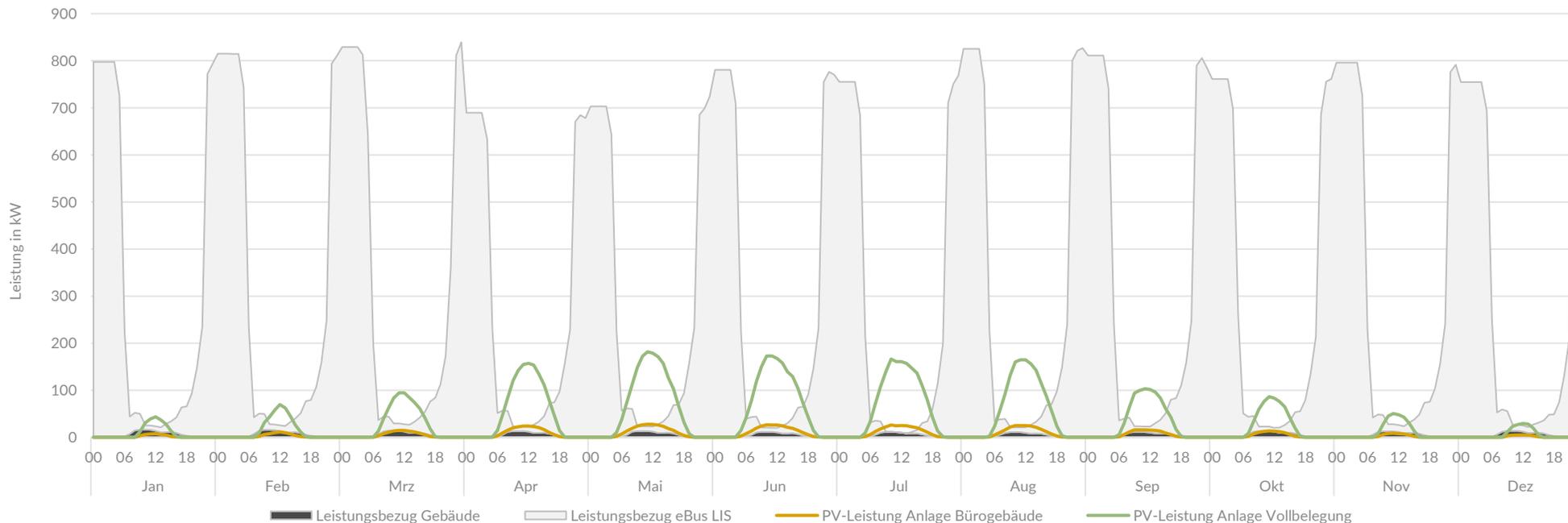
Generatorleistung	355 kWp
Spezifischer Jahresertrag	888 kWh/kWp
Generatorenergie / a	315 MWh
Eigenverbrauchsanteil	30 %
Autarkie	4 %
CO <sub>2</sub> -Einsparung / a	120 t/a*

- ▶ Mit Installation der knapp 360 kWp Anlage lässt sich der Autarkiegrad auf rund 4 % leicht steigern. Die nur geringe Erhöhung des Autarkiegrades trotz des Zubaus von rund 300 kWp PV-Leistung ist mit der zeitlichen Diskrepanz zwischen Erzeugung der PV-Anlage und Energiebezug der Ladeinfrastruktur zu begründen (siehe Erzeugerlastgang auf folgender Folie)
- ▶ Von der generierten PV-Energie werden nur rund 61 MWh pro Jahr zur Ladung der elektrifizierten Busse genutzt
- ▶ Zur Erhöhung dieser Menge ist die Implementierung eines Batteriespeichersystems sinnvoll. Dabei ist sowohl ein stationärer als auch die Nutzung von Batteriekapazitäten in Bussen, die tagsüber am Standort stehen ([bidirektionales Laden](#)), denkbar

## ERZEUGERLASTGÄNGE DER BELEGUNGSVARIANTEN

### ZEITLICHE DISKREPANZ ZWISCHEN PV-ERZEUGUNG UND LEISTUNGSBEZUG DER LADEINFRASTRUKTUR

- ▶ Da die Busse ihren Energiebedarf in den Abend- und Nachstunden nachladen, wird die Quote der eigenverbrauchten PV-Energie durch den zusätzlichen Leistungsbezug kaum gesteigert
- ▶ In dem untenstehenden Diagramm ist die zeitliche Verschiebung zwischen Leistungsbezug und PV-Erzeugung anhand des grünen Graphen und der grauen Fläche deutlich zu erkennen
- ▶ Darüber hinaus verdeutlicht der Vergleich zwischen der hellgrauen und dunkelgrauen Fläche die Menge an Energie, die zusätzlich durch die Ladeinfrastruktur bzw. die elektrische Busflotte zu kalkulieren ist



Darstellung basiert auf dem Standardlastprofil G1 mit den zur Verfügung gestellten Jahresenergieverbrauch von rund 45.000 kWh im Jahr 2023 sowie den berechneten Leistungsbezügen für die Ladeinfrastruktur der eBusflotte

## GROBKOSTENSCHÄTZUNG

Position	Variante 1: 355 kWp - Vollbelegung aller Dachflächen	Variante 2: 49 kWp - Vollbelegung des Bürogebäudes
PV-Anlage auf dem Bürogebäude inkl. Montage	64.000 €	64.000 €
(repowerte) PV-Anlage auf der Halle inkl. Montage	332.000 €	-
+ Projektierung	48.000 €	10.500 €
= Kosten (netto)	444.000 €	75.500 €
Spezifische Kosten (€/kWp)	1.252 €/kWp	1.541 €/kWp

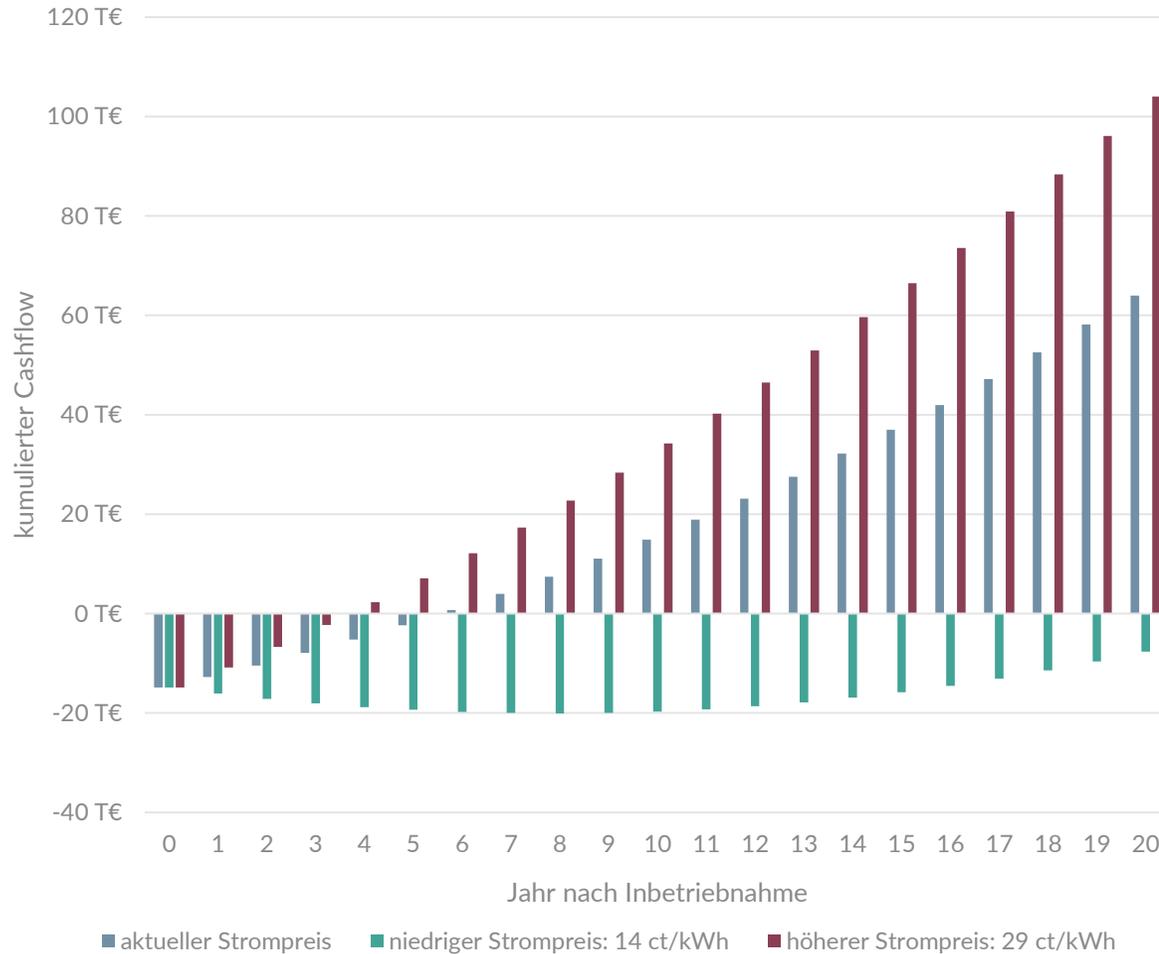
- ▶ Die dargestellten Grobkosten beinhalten Material-, Installations- und Netzanschlusskosten sowie Kosten für eine Fachplanung, angelehnt an die HOAI unter Berücksichtigung der Leistungsphasen 3-7
- ▶ Die Netzanschlusskosten sind unter anderem abhängig von den Anforderungen des Netzbetreibers und können daher erst im Rahmen der Fachplanung endgültig bewertet werden.
- ▶ Die genannten Grobkosten basieren auf aktuellen Marktpreisen. Aufgrund verschiedener Faktoren ist die Preisentwicklung für Komponenten von PV-Anlagen stark fluktuierend. Die dargestellten Grobkosten stellen folglich eine Momentaufnahme der Preise dar, die sich zu einem möglichen Zeitpunkt der Installation bereits geändert haben kann

➤ **Aktuell werden Maßnahmen im Bereich Photovoltaik nicht durch direkte Förderungen des Landes Nordrhein-Westfalen oder des Bundes unterstützt. Derzeit ist nicht zu erwarten, dass Photovoltaikprojekte zukünftig wieder gefördert werden.**

\* HOAI: Honorarordnung für Architekten und Ingenieure

## WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG DER PV-ANLAGE AUF DEM BÜROGEBÄUDE

### VERGLEICH VERSCHIEDENER STROMPREISSZENARIEN - INKL. AKTUELLEM UND EMOB-VERBRAUCH



Kennzahlen	aktueller Strompreis	niedriger Strompreis	höherer Strompreis
Gesamt-Investition [T€]	75,7	75,7	75,7
Kumulierter Cashflow nach 20 a [T€]	64	- 7,7	140
Interne Kapitalverzinsung	20 %	- 3 %	31 %
Amortisationsdauer EK	5,8 a	> 20 a	3,5 a
Ø DSCR	1,9	1	2,4
Return on Investment	4,3	- 0,5	7

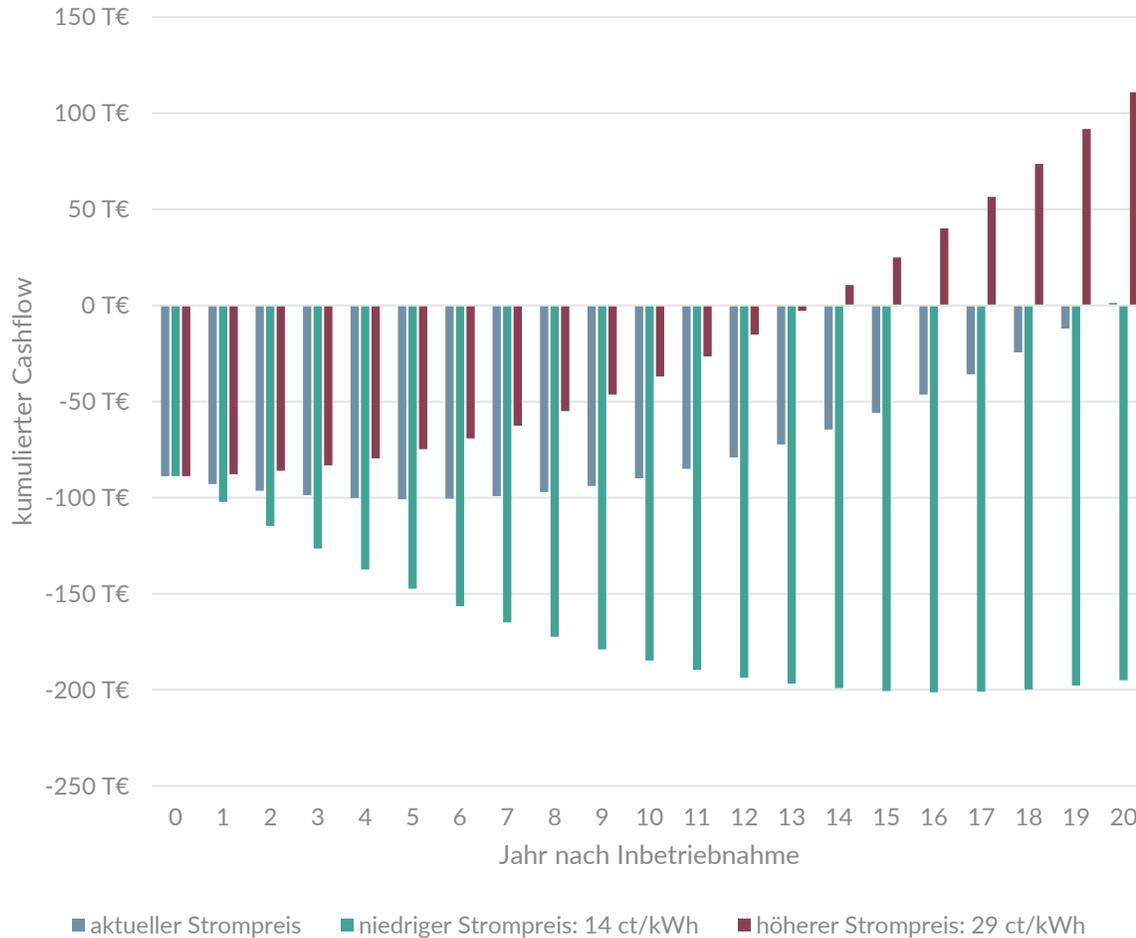
- ▶ Die um etwa 27 % höhere Eigenverbrauchsquote sorgt in allen drei Szenarien für bessere wirtschaftliche Ergebnisse als die zuvor gesehen
- ▶ Im Szenario des niedrigeren Strompreises erreicht die Anlage dennoch innerhalb von 20 Jahren keine Amortisation. Hier bleibt zu berücksichtigen, dass die Anlage deutlich länger als 20 Jahre in Betrieb ist und sich die Investition dennoch lohnen wird

Aktueller Strompreis: 23,62 ct/kWh (netto), Preisänderungsfaktor Strompreis 1 %/p.a, Wartungskosten 1,5 % pro Jahr, FK-Anteil: 80 %, FK-Zins: 4,53 % (KfW 270, Stand Okt. 24), Vergütung

Überschusseinspeisung 7,06 ct/kWh nach dem EEG 2023 bei einer Inbetriebnahme nach dem 01.08.2025

# WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG EINER INSTALLATION AUF BÜROGEBÄUDE UND HALLE

## VERGLEICH VERSCHIEDENER STROMPREISSZENARIEN - INKL. AKTUELLEM UND EMOB-VERBRAUCH



Kennzahlen	aktueller Strompreis	niedriger Strompreis	höherer Strompreis
Gesamt-Investition [T€]	444	444	444
Kumulierter Cashflow nach 20 a [T€]	1,3	- 195	111
Interne Kapitalverzinsung	0 %	-	6 %
Amortisationsdauer EK	20 a	> 20 a	13,2 a
Ø DSCR	1,2	0,8	1,4
Return on Investment	0	- 2,2	1,3

- ▶ Die Vollbelegung auf dem Bürogebäude und der Halle erreicht beim aktuellen Strompreis nach 20 Jahren eine Amortisation
- ▶ Insgesamt sind die wirtschaftlichen Ergebnisse deutlich schlechter als bei den zuvor gezeigten Varianten. Zu begründen ist dies mit der geringen Eigenverbrauchsquote von rund 30 % bei einer deutlich höheren Investitionssumme
- ▶ Die Einbindung eines Batteriespeichers könnte die Ergebnisse durch die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch verbessern

Aktueller Strompreis: 23,62 ct/kWh (netto), Preisänderungsfaktor Strompreis 1 %/p.a, Wartungskosten 1,5 % pro Jahr, FK-Anteil: 80 %, FK-Zins: 4,53 % (KfW 270, Stand Okt. 24), Vergütung

Überschusseinspeisung 7,42 ct/kWh nach dem EEG 2023 bei einer Inbetriebnahme nach dem 01.08.2025

## ZUSAMMENFASSUNG PV-ANLAGE AM BETRIEBSHOF

### Allgemein

- ▶ Die Installation einer PV-Anlage auf dem Bürogebäude ist bereits mit dem jetzigen Stromverbrauch empfehlenswert
  - ▶ Die Berücksichtigung des prognostizierten zukünftigen Verbrauches, verbessert die wirtschaftlichen Ergebnisse der Anlage durch den erhöhten Eigenverbrauch
- ▶ Die Übernahme der Anlage auf dem Carport im Jahr 2031 und ein Repowern für den Ausbau auf insgesamt ca. 360 kWp ist im Hinblick auf die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch insbesondere mit einer Zwischenspeicherung empfehlenswert
  - ▶ Mit einem Batteriespeicher bietet die Anlage großes Potential zur Bereitstellung von PV-Energie für die elektrifizierte Busflotte
  - ▶ Die Anlage alleine erreicht eine Amortisation nach etwa 20 Jahren



### Daten PV-Anlage auf Büro und Carport

PV-Generatorleistung	355 kWp
PV-Generatorenergie/a	315 MWh/a
Spez. Jahresertrag	888 kWh/kWp*a
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen	120 t/Jahr*
Investitionskosten Schätzung	444 T€

### Kumulierter Cashflow bei Strompreis von 24 ct/kWh



\*CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 380 g CO<sub>2</sub>/kWh (Strommix DE 2023), Quelle: Umweltbundesamt

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

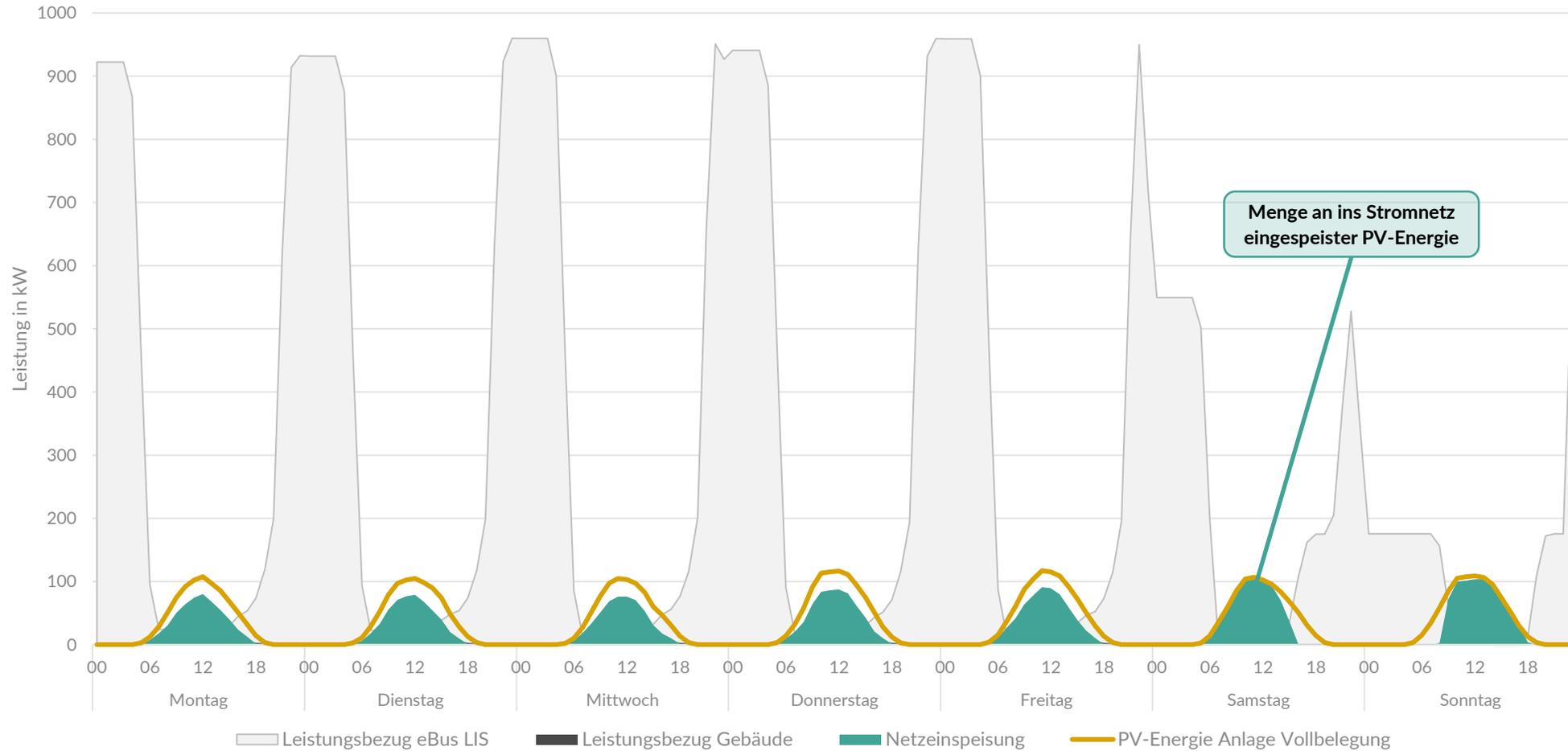
## EINBINDUNG EINES BATTERIESPEICHERSYSTEMS

### EIN BATTERIESPEICHERSYSTEM SCHAFFT SYNERGIEN UND ERHÖHT ERFOLGREICHE SEKTORENKOPPLUNG

- ▶ Ein Batteriespeichersystem kann die zeitliche Diskrepanz zwischen Energieerzeugung und -verbrauch durch das Zwischenspeichern und die spätere Bereitstellung von Energie überbrücken
- ▶ Im Bereich der Photovoltaik können dadurch größere Mengen generierter PV-Energie zur Eigenverbrauchsdeckung genutzt werden
  - ▶ Am Betriebshof generiert die PV-Anlage tagsüber große Überschüsse, die in das Netz eingespeist werden, weil der Verbrauch überwiegend abends und in den Nachtstunden anliegt (siehe Erzeugerlastgang auf der folgenden Folie)
  - ▶ Werden diese Mengen an eingespeister Energie mindestens teilweise in einem Batteriespeichersystem zwischengespeichert, stünde die PV-Energie aus den Mittagsstunden abends zur Ladung der elektrischen Fahrzeugflotte zur Verfügung
  - ▶ Die Erhöhung der verfügbaren Energie für die Ladeinfrastruktur und die damit einhergehende deutliche Steigerung der Eigenverbrauchsquote, machen den Einsatz eines Batteriespeichersystem potenziell in zweifacher Hinsicht interessant
- ▶ Weiterhin kann ein Batteriespeicher tagsüber zu Zeiten günstiger Börsenstrompreise auch mit Netzstrom geladen werden, wenn die Energiebeschaffung zumindest zum Teil über den Spotmarkt vorgenommen wird
  - ▶ Auf den Folien 108-110 wird ein kurzer Überblick zur aktuellen Situation an der Strombörse aufgezeigt, um die Vorteile einer Batterieladung aus dem Netz zu günstigen Zeiten darzustellen

## ERZEUGERLASTGANG

GEGENÜBERSTELLUNG VON VERBRAUCH UND ERZEUGUNG VERDEUTLICHT ZEITLICHE DISKREPANZ



Darstellung basiert auf dem Standardlastprofil G1 mit den zur Verfügung gestellten Jahresenergieverbrauch von rund 45.000 kWh im Jahr 2023 sowie den berechneten Leistungsbezügen für die Ladeinfrastruktur der eBusflotte. Alle gezeigten Werte sind stündliche Mittelwerte

## ÜBERBLICK VERSCHIEDENER MÖGLICHKEITEN ZUR EINBINDUNG DER BATTERIESPEICHER

### IM WESENTLICHEN DREI OPTIONEN BEI DER BETRACHTUNG VON BATTERIESPEICHERSYSTEMEN

- ▶ Zur Zwischenspeicherung von nicht direktverbraucher PV-Energie sind im Wesentlichen zwei Möglichkeiten der Einbindung von Batteriespeichersystemen denkbar
  - ▶ Dabei werden nur Kurzzeitspeicher zur Überbrückung von Stunden oder maximal Tagen betrachtet und saisonale Speicher zur Speicherung über Wochen oder Monate nicht berücksichtigt
  - ▶ Die regelmäßig anfallenden Ladungen in den Abend- und Nachstunden bieten keinen sinnvollen Anwendungsfall für eine saisonale Speicherung
- ▶ Denkbare Möglichkeiten zur Stromspeicherung, die im Folgenden hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile genauer dargestellt werden, sind:
  - ▶ Installation eines stationären Batteriespeichers auf dem Betriebshof. Beispielweise eine Containerlösung, die im Außenbereich installiert wird und modular erweiterbar ist
  - ▶ Nutzung der Speicher an Bord der elektrischen Busse per bidirektionalem Laden
- ▶ Alternativ ist die Installation von PV-Anlagen und Ladeinfrastruktur ohne die Einbindung eines Batteriespeichers ebenfalls möglich
  - ▶ Dies ist aufgrund von diversen Gründen, die auf den nachfolgenden Folien aufgezeigt werden, nicht empfehlenswert

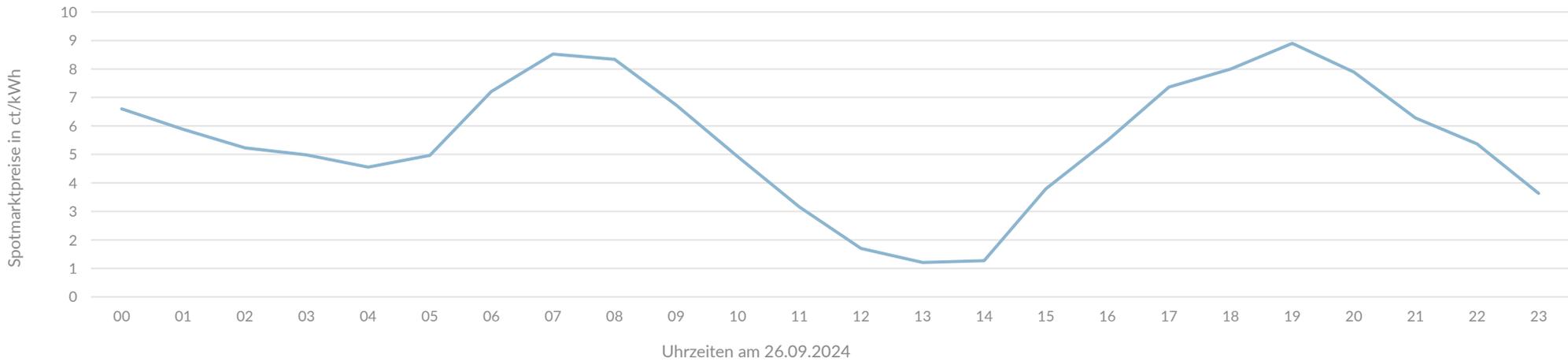
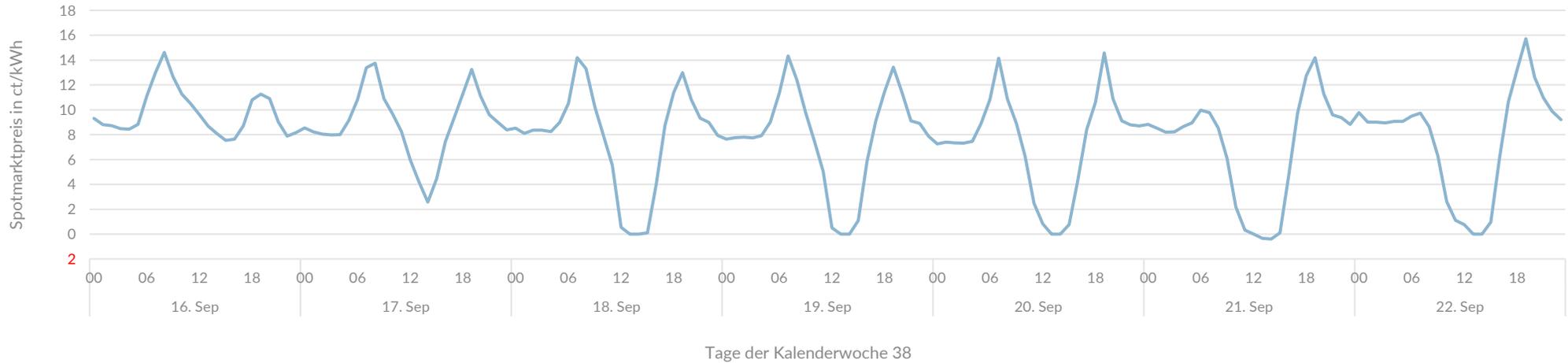
## EXKURS: AKTUELLE SITUATION AM STROMMARKT

### AUSWIRKUNGEN AUF WIRTSCHAFTLICHKEIT VON PV-ANLAGEN UND ZUKÜNFTIGE STROMKOSTEN

- ▶ Die Energieeinspeisung aus Erneuerbaren Energien sorgt an der Strombörse für niedrigere Preise. Insbesondere Photovoltaikanlagen sorgen bei sonnigem Wetter aufgrund der synchronen Einspeisung für sehr niedrige Preise am Spotmarkt
  - ▶ Diese so genannte „Mittagsdelle“ hat Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen, da die Differenz zwischen dem verdrängten Strompreis und den Stromgestehungskosten der PV-Energie geringer wird. Der Strombezug, der durch den Eigenverbrauch der PV-Anlage verdrängt wird, ist folglich an der Börse günstig einzukaufen, wodurch der monetäre Wert der selbst generierten PV-Energie sinkt
  - ▶ Aufgrund des stetigen Ausbaus der Erneuerbaren und insbesondere der Photovoltaik, ist ein Anstieg der Stunden mit negativen Strompreisen seit einigen Jahren deutlich sichtbar und in Zukunft weiter zu erwarten
  - ▶ Insbesondere in den Abendstunden, in denen der Verbrauch wieder ansteigt, kommt es nach Ende der PV-Einspeisung häufig zu stark ansteigenden Börsenstrompreisen, was die Betriebskosten für die elektrifizierte Busflotte ansteigen lassen würde
  - ▶ Auf der folgenden Folie sind beispielhaft die stündlichen Spotmarktpreise aus der Kalenderwoche 38 und eines Tages, dem 26.09.2024, dargestellt, um den Effekt grafisch zu verdeutlichen. Weiterhin ist auf der Folie 110 der Erzeugerlastgang mit den beispielhaften Strompreisen zusammen dargestellt
- ▶ Bei Berücksichtigung dieser Thematik ist zu beachten, dass derzeit politisch Gegenmaßnahmen geplant sind und eingeleitet werden sollen, um die Anzahl an Stunden mit negativen Strompreisen nicht dauerhaft ansteigen zu lassen
  - ▶ Bspw. ist bereits geplant, dass die feste Einspeisevergütung für PV-Anlagen in Situationen, in denen der Börsenstrompreis länger als eine Stunde negative Werte erzielt, nicht ausbezahlt wird. Das Inkrafttreten dieses Mechanismus ist derzeit noch für 2026 geplant, könnte aber aufgrund der derzeitigen Situation bereits in das Jahr 2025 vorgezogen werden
  - ▶ Weiterhin sind derzeit eine große Anzahl an Projekten zur Installation von netzdienlichen Batteriespeichern in der Planung, die die Situation durch einen erhöhten „Verbrauch“ (durch die Zwischenspeicherung) entspannen werden
- ▶ Im Hinblick auf die geplante Umsetzung des Ladeinfrastruktur Vorhabens im Jahr 2028 sowie der möglichen Übernahme und einem Repowern der bestehenden PV-Anlage im Jahr 2031, kann derzeit aufgrund der ungewissen Rahmenbedingungen nicht abgeschätzt werden, wie sich diese Situation in 3-6 Jahren darstellt. Dennoch sollte dies bei den Planungen für die Elektrifizierung der Busflotte mitbetrachtet werden

## EXKURS: AKTUELLE SITUATION AM STROMMARKT

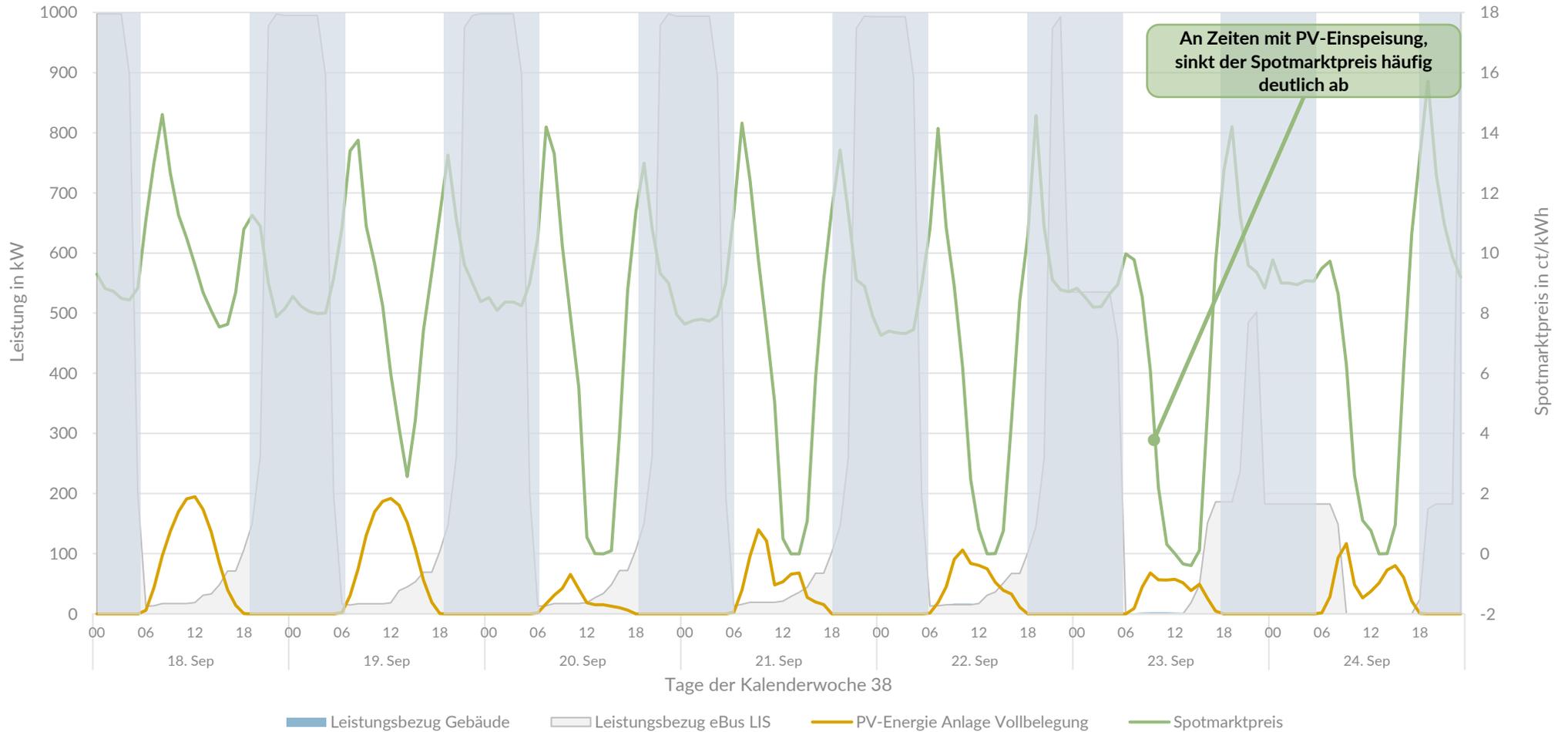
### BEISPIELHAFTE DARSTELLUNG EINER KALENDERWOCHE UND EINES TAGES DIESES JAHRES



Die dargestellten Werte beziehen sich auf den Börsenpreis am Spotmarkt. Quelle der Daten ist die gemeinsame Homepage der vier Übertragungsnetzbetreiber: [netztransparenz.de](https://www.netztransparenz.de)

## EXKURS: AKTUELLE SITUATION AM STROMMARKT

### DARSTELLUNG DES VERBRAUCHS UND ERZEUGUNG GGÜ. DEM BÖRSENSTROMPREIS IN DER KW 38



Darstellung basiert auf dem Standardlastprofil G1 mit den zur Verfügung gestellten Jahresenergieverbrauch von rund 45.000 kWh im Jahr 2023 sowie den berechneten Leistungsbezügen für die Ladeinfrastruktur der eBusflotte. Alle gezeigten Werte sind stündliche Mittelwerte. Quelle der Daten für die Spotmarktpreise ist die gemeinsame Homepage der vier Übertragungsnetzbetreiber: [netztransparenz.de](https://www.netztransparenz.de)

## ÜBERSICHT VERSCHIEDENER OPTIONEN ZUR IMPLEMENTIERUNG EINES BATTERIESPEICHERS

Kein Batteriespeicher	Installation eines stationären Speichersystem 	Nutzung von mobilen Batteriespeichern 
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Alleinige Installation einer PV-Anlage auf dem Bürogebäude und der Halle</li> <li>▶ Keine Einbindung eines Batteriespeichers oder Nutzung von mobilen Speichern</li> </ul> <p><b>Vorteile</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ Keine zusätzlichen Investitionskosten</li> <li>+ Geringere Komplexität und ggfs. Fehleranfälligkeit des Gesamtsystems</li> </ul> <p><b>Nachteile</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Keine Möglichkeit überschüssige PV-Energie zwischenspeichern, um Sie der Ladeinfrastruktur zur Verfügung zu stellen</li> <li>– Keine Möglichkeit von geringen oder negativen Strompreisen zu profitieren, die tagsüber auftreten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Einbindung eines stationären Batteriespeichers auf dem Betriebshof</li> <li>▶ Erforderlich ist sowohl hohe Speicherkapazität als auch hohe Lade- und Entladeleistung, um signifikanten Beitrag zur Ladung der elektrifizierten Busflotte leisten zu können</li> </ul> <p><b>Vorteile</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ Möglichkeit zur Zwischenspeicherung von PV-Energie zur Ladung von eBussen</li> <li>+ Möglichkeit tagsüber günstigen Netzstrom laden zu können</li> <li>+ Elektrifizierungs-Reihenfolge der Busse bleibt unabhängig</li> </ul> <p><b>Nachteile</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– zusätzliche Investitionskosten</li> <li>– (zusätzlicher Platzbedarf)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Nutzung der Batteriespeicher an Bord der Busse, die tagsüber am Betriebshof stehen</li> <li>▶ Erfordert bidirektionales Ladehardware an Ladehardware und Bussen</li> </ul> <p><b>Vorteile</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ Möglichkeit der Zwischenspeicherung von PV-Energie zur Ladung von eBussen</li> <li>+ Möglichkeit tagsüber günstigen Netzstrom laden zu können</li> <li>+ Keine zusätzlichen Investitionskosten durch weitere Systemkomponente</li> </ul> <p><b>Nachteile</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Busse, die tagsüber am Betriebshof stehen, müssten zuerst elektrifiziert werden</li> </ul>

## BIDIREKTIONALES LADEN ZUM SPEICHERN VON PV-ÜBERSCHÜSSEN

### SPEICHERKAPAZITÄTEN DURCH UNGENUTZTE FAHRZEUGE SCHAFFEN

- ▶ Bidirektionales Laden bezeichnet die Möglichkeit der Nutzung von **Fahrzeugen als Zwischenspeicher**. Ungenutzte Busse, die am Betriebshof stehen, können somit als ein gemeinsamer Großspeicher genutzt werden. Der Bedarf an stationären Batteriespeicherkapazitäten wird dadurch reduziert
  - ▶ Hierzu werden die Speicher der Fahrzeuge nicht nur geladen, sondern können ebenfalls **zur Verbrauchsdeckung** wieder entladen werden. Damit wird insgesamt ein höherer Anteil an PV-Energie genutzt und der Netzbezug reduziert. Somit sparen Besitzer eines Fahrzeuges mit Speicher Netz- und Stromkosten
  - ▶ Darüber hinaus gibt es die **Möglichkeit der Netzeinspeisung**. Hierbei gibt es die Idee, dass die Fahrzeugbesitzer den Strom in Zeiten hoher Strompreise in das Netz einspeisen können. Damit wird der Besitzer/Anlagenbetreiber mit den Fahrzeugen nicht nur Geld sparen, sondern ebenfalls erwirtschaften
- ▶ Die **technischen Voraussetzungen** zum bidirektionalen Laden sind jedoch von Fahrzeug- und Hardwareherstellern noch nicht endgültig umgesetzt
  - ▶ Intelligentes Laden ist beim bidirektionalen Laden eine zwingende Voraussetzung
- ▶ Darüber hinaus sind die **rechtlichen Rahmenbedingungen** jedoch von Fahrzeug- und Hardwareherstellern noch nicht einheitlich umgesetzt. Das bidirektionale Laden ist in ersten Normen und Gesetzen aufgenommen, es gibt aber weiterhin große rechtliche Unsicherheiten hinsichtlich der realen Umsetzung und Anforderungen an Betreiber bzgl. deren Rolle als Stromlieferant und -käufer
  - ▶ Ferner sind für die Netzeinspeisung variable Strom-Tarife anstelle eines Festpreises erforderlich. Diese sind zum Jahr 2025 geplant

## BIDIREKTIONALES LADEN ZUM SPEICHERN VON PV-ÜBERSCHÜSSEN

### SPEICHERKAPAZITÄTEN DURCH UNGENUTZTE FAHRZEUGE SCHAFFEN

- ▶ Weiterhin erfordert das bidirektionale Laden durch den stetigen Austausch von elektrischen Energiemengen ein genaues **Erfassungs- und Abrechnungssystem**. Insbesondere in Kombination mit dienstlich genutzten Fahrzeugen stellt das Abrechnen komplizierte Anforderungen dar, die bisher in keinem System umgesetzt werden können
- ▶ Aktuelle Hemmnisse in der Umsetzung ist außerdem die eingeschränkte Verfügbarkeit von Fahrzeugen und Ladeinfrastruktur. Zudem führt die Fähigkeit des bidirektionalen Ladens bei der Hardware zu höheren Anschaffungskosten
- ▶ Folgende Punkte stellen nicht stationäre Speicher gegenüber stationären Speichern schlechter:
  - ▶ Aktuell werden stationäre Stromspeicher, die ausschließlich für die Zwischenspeicherung von Strom aus dem öffentlichen Netz genutzt werden, entsprechend § 118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre nach Inbetriebnahme (nach EnWG-Novelle bei Inbetriebnahme bis 03.08.2029) von der Zahlung etwaiger Netzentgelte hinsichtlich des Bezugs befreit
  - ▶ Eine gleichzeitige Zwischenspeicherung von Grau- und Grünstrom führt aktuell dazu, dass für den zwischengespeicherten Strom keine Vergütung nach dem EEG (Einspeisevergütung, Marktprämie) in Anspruch genommen werden darf
- ▶ Da es sich bei dem vorliegendem Anwendungsfall jedoch um einen geschlossenen Nutzerkreis handelt und das bidirektionale Laden in diesem Anwendungsfall nur zur Versorgung der eigenen elektrischen Infrastruktur genutzt werden soll, ist dies für diesen Fall nicht kritisch zu betrachten

**Bidirektionales Laden kann, wenn rechtliche und technische Rahmenbedingungen festgelegt sind, zukünftig hilfreich sein, zusätzliche Kapazitäten zur Verbrauchsdeckung bereitzustellen. Die Einführung von bidirektionalem Laden ist ab 2025 geplant.**

## VERGLEICH BETRIEBSKOSTEN

### BETRACHTUNG VERSCHIEDENER SZENARIEN

- ▶ Beim Vergleich von Betriebskosten in verschiedenen Szenarien geht es auf den nachfolgenden Folien darum, die laufenden jährlichen Kosten unterschiedlicher Optionen und Ansätze zu bewerten und gegenüberzustellen. Diese Analyse ist entscheidend, um wirtschaftlich fundierte Entscheidungen zu treffen, da Betriebskosten über die Zeit einen nicht zu vernachlässigen Einfluss auf die Gesamtwirtschaftlichkeit haben
- ▶ Je nach Szenario werden die Betriebskosten durch verschiedene Faktoren beeinflusst, wie etwa der Vollausbau der Flottenumstellung, Energieverbräuche, Netzentgelte oder Börsenpreise am Spot-Markt
- ▶ Im Folgenden werden die Szenarien nun kurz erläutert:

#### Szenario 1

Aktuelle Betriebskosten der Rheiner Verkehrsbetriebe Mersch ohne Elektrifizierung der Flotte

#### Szenario 2

Vollausbau der elektrischen Flottenumstellung und der Einkauf der benötigten Energiemenge zu einem festen Strompreis

#### Szenario 3

Vollausbau der elektrischen Flottenumstellung und der Einkauf der benötigten Energiemenge zum Spotmarktpreis an der Strombörse

#### Szenario 4

Vollausbau der elektrischen Flottenumstellung, Strombezug über einen Festpreis und Einbindung eines Speichers, der ausschließlich mit dem PV-Strom der eigenen PV-Anlage aufgeladen wird

#### Szenario 5

Vollausbau der elektrischen Flottenumstellung, Einkauf zum Spotmarktpreis an der Strombörse und Einbindung eines Speichers, der ausschließlich mit dem PV-Strom der eigenen PV-Anlage aufgeladen wird

#### Szenario 6

Vollausbau der elektrischen Flottenumstellung, Einkauf zum Spotmarktpreis an der Strombörse und Einbindung eines Speichers, der mit PV-Strom und mit Netzstrom aufgeladen wird

## VERGLEICH BETRIEBSKOSTEN

### ANNAHMEN & VORGEHEN

- ▶ Für die Aufstellung der Betriebskosten der jeweiligen Szenarien werden aktuelle Kundendaten des Betriebshofs hinzugezogen
  - ▶ Neben dem Dieserverbrauch und dem Dieselpreis für die aktuellen Betriebskosten, wird auch der prognostizierte zukünftige Lastgang des Standortes für die Betriebskosten hinterlegt. Wird im Folgenden der gesamte Leistungsbezug erwähnt, so bezieht sich dies auf die elektrische Ladeinfrastruktur und auf die Leistungsbezüge der Gebäude des Betriebshofs
- ▶ Da der zukünftige Strompreis (Netzentgelte und Umlagen sind abhängig vom Netzanschluss und von der Höhe des Leistungsbezugs, Lastspitzen usw.) im Hinblick auf die Energiebezugssteigerungen bei einer Fuhrparkumstellung vom aktuellen abweichen wird, wird nur für das erste Szenario der Strompreis des Kunden (laut Kundenangaben künftig 23,62 ct/kWh netto/28,11 ct/kWh brutto) genommen, für die weiteren Strompreise werden die Preisblätter des zuständigen Netzbetreibers sowie entsprechende Preise an der Börse zu Grunde gelegt
  - ▶ Zur Berechnung der Netzentgelte werden die Preisblätter\* für das Jahr 2025 bei fehlenden Angaben die Preisblätter aus dem Jahr 2024 verwendet
  - ▶ Für die Szenarien der Betriebskosten wird folglich der gesamte Energiebezug der bestehenden Verbraucher inklusive der Ladeinfrastruktur mit einbezogen. Die jährlichen Wartungskosten für die neu errichtete Ladeinfrastruktur ist bei jedem Szenario in den Stromkosten inkludiert
- ▶ In allen betrachteten Szenarien wird ein Vollausbau der PV-Anlage ([PV-Konzept](#)) angenommen. Da die PV-Anlagen aktuell noch verpachtet ist, wird nach dem Repowering mit einer Inbetriebnahme der PV-Anlage im Jahr 2030 gerechnet, der Vergütungssatz nach EEG beträgt bei 355 kWp rund 5,67 ct/kWh, dieser Wert wird bei den Szenarien-Berechnungen zugrunde gelegt

\*Preisblätter

## VERGLEICH BETRIEBSKOSTEN

### ANNAHMEN & VORGEHEN

- ▶ Wie im „[Exkurs: Aktuelle Situation am Strommarkt](#)“ vorgestellt, besteht eine zeitliche Diskrepanz zwischen der Stromerzeugung der PV-Anlage und den hohen Strompreisen
  - ▶ Das macht es umso erstrebenswerter, den erzeugten PV-Strom zwischenzuspeichern, um die Energie abends nutzen zu können, wenn der Energiebedarf durch die Busflotte und der Strompreis an der Börse hoch ist. Dafür werden für die Betriebskostenbetrachtung ebenfalls Speicherszenarien aufgezeigt
  - ▶ Bei jedem Szenario wird angestrebt den Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage zu maximieren. Dafür ist PV-Strom in jeder Betrachtungsvariante direkt für den Eigenverbrauch zu nutzen ODER (bei gegebenem Speicher) zwischenzuspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt für den Eigenbedarf zu nutzen
- ▶ Um aufeinander und auf den Spotmarkt abgestimmte Lade- und Entladeprozesse eines Speichers zu ermöglichen, sind dynamische und intelligente Managementsysteme notwendig
- ▶ Mehrkosten nach Ausbau der Ladeinfrastruktur entstehen durch jährliche Wartungsarbeiten an LIS und Trafostation. Diese Kosten fallen beim bisherigen Betrieb nicht an
- ▶ Für die Speicherszenarien wird ein Speicher mit einer Kapazität von 1000 kWh und einer C-Rate ([hier erklärt](#)) von 0,5 gewählt, Ziel ist eine Zwischenspeicherung der PV-Energie, des Weiteren ist in Szenario 6 eine Ladung des Speichers zu Zeiten hoher Stromkosten sowie eine Entladung bei niedrigen Kosten angedacht

## VERGLEICH BETRIEBSKOSTEN

### ANNAHMEN & VORGEHEN

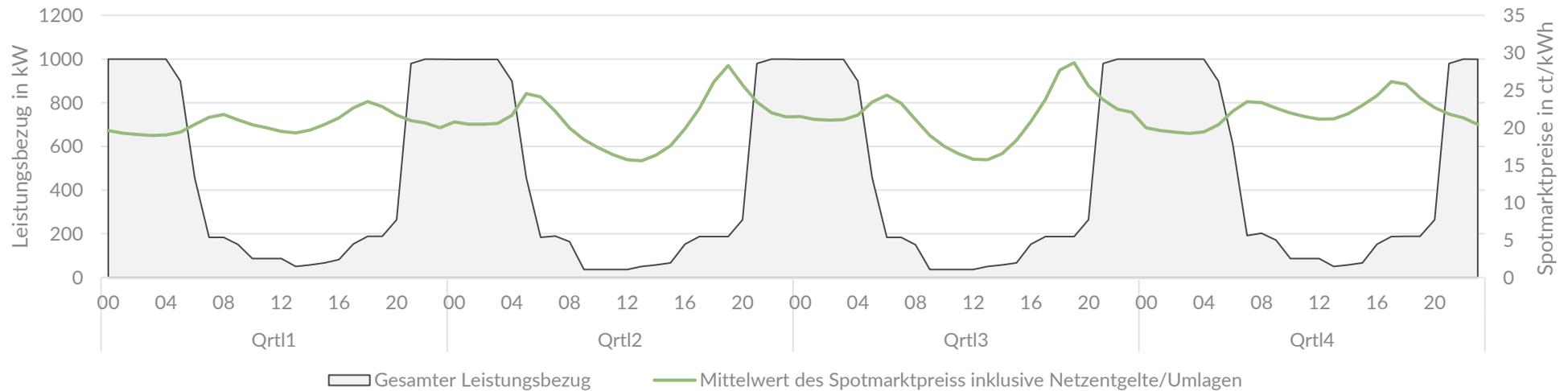
- ▶ Nach einem Vollausbau der Ladeinfrastruktur und entsprechender Fuhrparkumstellung erhöht sich Strombedarf auf einen prognostizierten Wert von rund 2,6 GWh jährlich
  - ▶ Für den zukünftigen Energiebezug besteht die Möglichkeit den Strom über die Strombörse zu beziehen, alternativ ist ein Stromliefervertrag mit festen Strompreisen abzuschließen
    - ▶ Zur Berechnung der Szenarien mit Einkauf am Spotmarkt, sind die Börsenpreise des Jahres 2024 (01.01. – 31.10.2024) hinterlegt worden. Da zum Zeitpunkt der Konzepterstellung noch keine Werte für den Rest des Jahres gegeben waren, sind die Börsenpreise für letzten zwei Monate mit denen des letzten Jahres aufgefüllt worden (01.11. – 31.12.2023)
    - ▶ Ein Einkauf an der Strombörse birgt Chancen und Risiken. Zum einen kann im Optimalfall in Kombination mit einem Speicher Strom bezogen werden, wenn dieser günstig ist, zum anderen sind bei starkem Preisanstieg möglich, dass Strom zu hohen Kosten bezogen werden muss
      - ▶ Weiterhin muss intern oder per Beauftragung eines Dienstleisters der Stromeinkauf übernommen werden
  - ▶ Vergleichend dazu kann die Wahl eines Stromtarifes mit festem Strompreis zu einem höheren Durchschnittspreis führen. Der Vorteil ist die Planungssicherheit der Kosten
    - ▶ Bei einem festen Strompreis kann ein Stromspeicher wirtschaftlich gesehen zudem nur genutzt werden, um den eigenen PV-Strom zu laden, da bei konstantem Einkaufspreis die Ladung des Speichers mit Netzstrom wirtschaftlich hinfällig wird
  - ▶ **Zur Darstellung der erläuterten Annahmen und Betrachtungspunkte werden im Folgenden die verschiedenen Szenarien aufgezeigt**

## VERGLEICH BETRIEBSKOSTEN

### SZENARIO 1,2 & 3 - OHNE EINBINDUNG EINES BATTERIESPEICHERS

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Dieselskosten* <sup>1</sup>	788.719 €	0 €	0 €
Stromkosten* <sup>2</sup>	2.362 €	460.942 €	541.005 €
Vergütung PV* <sup>3</sup>	15.876 €	14.956 €	14.956 €
Gesamtkosten	775.205 €	445.986 €	526.049 €

- ▶ In der Grafik unten ist zu erkennen, dass die Energie nicht idealerweise dann bezogen wird, wenn der Strompreis möglichst tief ist (i. d. R. um die Mittagszeit). Für die angenommenen Werte ohne Einbindung eines Speichers ergibt sich im Vergleich der preiswerteste Betrieb bei Nutzung eines festen Strompreises (Szenario 2)



\*<sup>1</sup> Dieselpreis 1,28 €/l; \*<sup>2</sup>Strompreis für Szenario 1=23,62 ct/kWh; - für Szenario 2=18,00 ct/kWh; - für Szenario 3 Börsenstrompreis inklusive Netzentgelte/Umlagen + 1 ct/kWh für Stromeinkauf von insgesamt 13,76 ct/kWh; \*<sup>3</sup> es wird angenommen, dass jede ins Netz eingespeiste kWh für 5,67 ct/kWh verkauft wird

## VERGLEICH BETRIEBSKOSTEN

### SZENARIO 1,2 & 3 – OHNE EINBINDUNG EINES BATTERIESPEICHERS

- ▶ Die Ergebnisse der vorherigen Folie sind stark abhängig von der Entwicklung der beteiligten Preiskomponenten wie Dieselpreis, Netzentgelte & Umlagen, Spotmarktpreis sowie von Angeboten für einen festen Strompreis
- ▶ Bei Vergleich der Stromkosten der Szenarien 2 und 3 bei Änderung des festen Strompreises, werden ausgeglichene Stromkosten bei einem Strompreis von ca. 21,1 ct/kWh erreicht
- ▶ Zur Sensibilisierung für den Einfluss des festen Strompreises sind unten zwei weitere Betriebskosten-Vergleiche bei Änderung des festen Strompreises aufgeführt. Die Kosten für das Szenario 1 bleiben auf Basis des künftigen Strompreises (23,62 ct/kWh) konstant

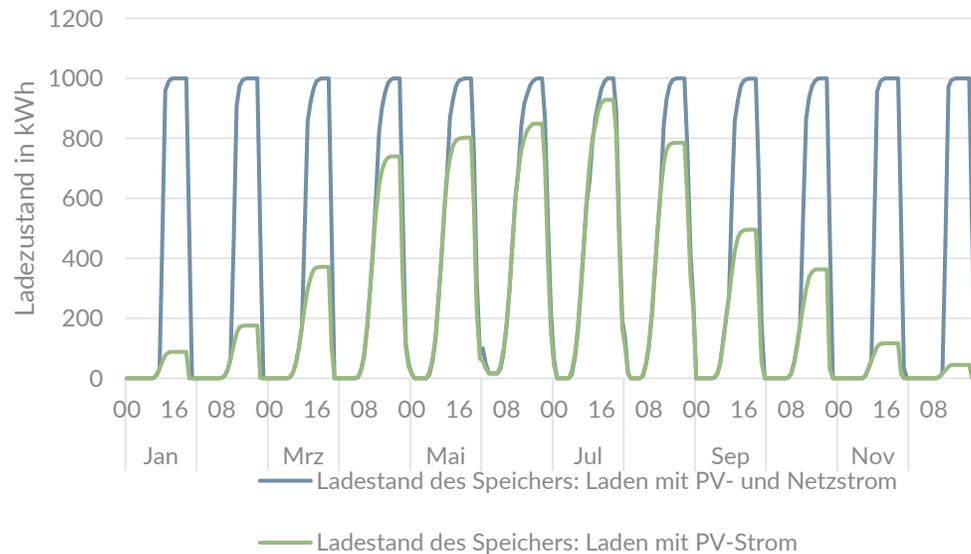
	Festpreis von 15 ct/kWh			Festpreis von 28 ct/kWh		
	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Dieselskosten <sup>*1</sup>	788.719 €	0 €	0 €	788.719 €	0 €	0 €
Stromkosten <sup>*2</sup>	2.362 €	384.118 €	541.005 €	2.362 €	717.021 €	541.005 €
Vergütung PV <sup>*3</sup>	15.876 €	14.956 €	14.956 €	15.876 €	14.956 €	14.956 €
Gesamtkosten	775.205 €	369.162 €	526.049 €	775.205 €	702.065 €	526.049 €

<sup>\*1</sup> Dieselpreis 1,28 €/l; <sup>\*2</sup> Strompreis für Szenario 1=23,62 ct/kWh; - für Szenario 2 – siehe Tabellenüberschriften; - für Szenario 3 Börsenstrompreis inklusive Netzentgelte/Umlagen + 1 ct/kWh für Stromeinkauf von insgesamt 13,76 ct/kWh; <sup>\*3</sup> es wird angenommen, dass jede ins Netz eingespeiste kWh für 5,67 ct/kWh verkauft wird

## VERGLEICH BETRIEBSKOSTEN

### SZENARIO 4, 5 & 6

	Szenario 4	Szenario 5	Szenario 6
<b>Stromkosten<sup>*1</sup></b>	429.286 €	503.607 €	501.298 €
<b>Vergütung PV<sup>*2</sup></b>	2.501 €	2.501 €	2.501 €
<b>Gesamtkosten</b>	426.785 €	501.106 €	498.797 €

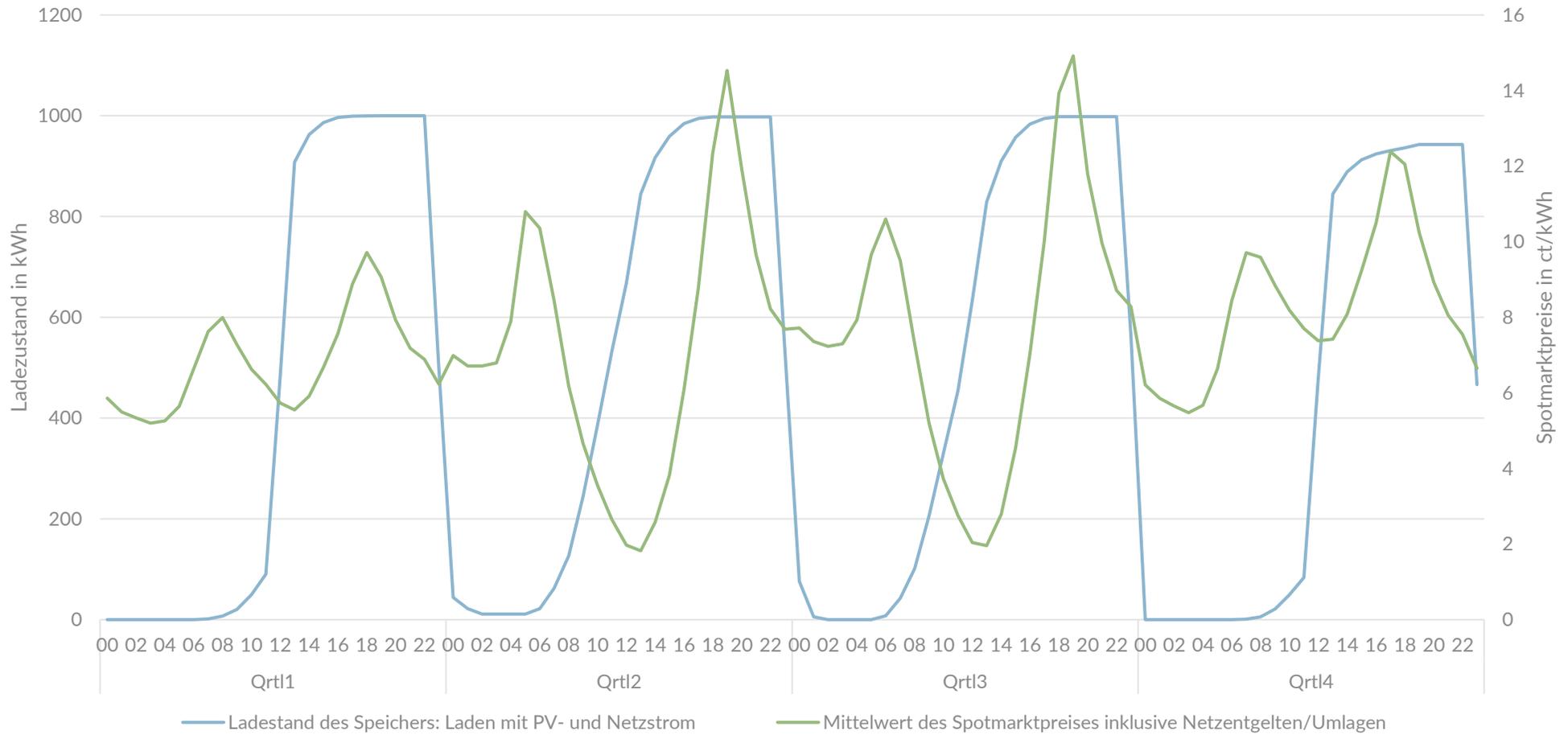


- ▶ In der Tabelle sind die Betriebskosten der drei Szenarien, in denen die Einbindung eines Speichers betrachtet wird, aufgelistet
- ▶ Es ist zu erkennen, dass die Betriebskosten des Szenarios 4, bei dem der Speicher für die Zwischenspeicherung von PV-Strom genutzt wird, am geringsten sind
- ▶ Mit Rückblick auf die Szenarien 2 & 3 ist auch hier ein entscheidender Faktor die Höhe des festen Strompreises
- ▶ Da sich die Szenarien 4 und 5 technisch nicht voneinander unterscheiden, sondern lediglich der Stromeinkauf für den Unterschied der Betriebskosten sorgt, zeigt dieser Anwendungsfall mit den genannten Annahmen, wie groß der Einfluss verschiedener Angebote bezüglich eines Stromeinkaufs ist
- ▶ Die untere Grafik zeigt für jeden Monat die gemittelten Speicherstände. Durch Bezug von Strom aus dem Netz zur Ladung des Speichers kann er deutlich effizienter genutzt werden. Je nach Wahl des Speicherbetriebes ist es folglich sinnvoll, den Speicher entsprechend dem Anwendungsfall zu dimensionieren

<sup>\*1</sup> Strompreis für Szenario 4 = 18 ct/kWh; - für Szenario 5 & 6: Börsenstrompreis inklusive Netzentgelte/Umlagen + 1 ct/kWh für Stromeinkauf von insgesamt 13,76 ct/kWh; <sup>\*2</sup> es wird angenommen, dass jede ins Netz eingespeiste kWh für 5,67 ct/kWh verkauft wird

## VERGLEICH BETRIEBSKOSTEN

DARSTELLUNG DES BATTERIESPEICHER-LADEZUSTANDS GEGENÜBER DEN SPOTMARKTPREISEN



## VERGLEICH BETRIEBSKOSTEN

### SZENARIO 4, 5 & 6

- ▶ Für das Laden und Entladen sind für die betrachteten Szenarien jeweils zeitliche Grenzen festgelegt worden, da für den Eigenverbrauch der Speicherenergie eBusse mit ausreichendem Energiebedarf am Betriebshof sein müssen
- ▶ Obwohl der Spotmarktpreis starken Schwankungen unterliegt, können dennoch Einbrüche des Preises in der Mittagszeit (12 Uhr) und in der Nacht verzeichnet werden (ca. 22 – 4 Uhr). Für die Betrachtung des Szenarios 4, bei dem ein fester Strompreis bezogen wird, ist dies nicht von Relevanz, da durch größtmöglichen Eigenverbrauch der PV-Energie die Betriebskosten minimiert werden, unabhängig vom Börsenpreis. Für die Szenarien 5 & 6 hingegen ist es von großer Bedeutung, zu welchen Zeitpunkten sowohl die eigens produzierte PV-Energie genutzt wird und wann der Speicher mit Strom aus dem Netz geladen wird (Szenario 6)
- ▶ Im betrachteten Fall wird der Ladeprozess des Speichers um 12 Uhr mittags gestartet, der Entladevorgang beginnt um 22 Uhr. Das ist jedoch nicht zwingend immer die optimalsten Zeitpunkte für jede Jahreszeit, um die Lade- und Entladevorgänge zu beginnen. Bindet man dynamische und intelligente Systeme mit einer Schnittstelle zum Spotmarkt, zum aktuellen und zukünftigen Leistungsbezug, dem Energiebedarf der Busse und zur Erzeugung der PV-Anlage, sind deutlich effizientere Umsetzungen und wirtschaftlichere Speichereinbindungen in Kombination mit der Ladung des Speichers aus PV- und Netzstrom möglich. Dafür müssen alle genannten Prozesse aufeinander abgestimmt werden

## VERGLEICH BETRIEBSKOSTEN

### AUSBLICK

- ▶ Es ist festzuhalten, dass nach einem Vollausbau der elektrischen Infrastruktur und der enormen Erhöhung des elektrischen Energiebedarfs durchdachte Entscheidungen hinsichtlich des Strombezugs und einer Einbindung eines Speichers zu treffen sind
- ▶ Da die aktuellen politischen Entwicklungen und der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der zunehmende Ausbau elektrischer Ladeinfrastruktur die Voraussage einer Entwicklung des Strompreises sowie der Vergütung von PV-Anlagen schwierig gestalten, ist die Marktentwicklung zu beobachten
  - ▶ Für die Entscheidungsfindung des Energiebezugs der Betriebshofs sollten verschiedene Anbietermodelle, wie feste Strompreise, der Einkauf an der Strombörse inklusive Einkäuferkosten und auch Modelle, die eine Kombination (z. B. Grundlastdeckung durch Festpreis, Zukauf durch Deckung von Lastspitzen) aus beidem sind, angefragt werden
  - ▶ Die Entwicklung der Strompreise und Netzentgelte hat einen enormen Einfluss auf das Ergebnis. Unterliegt die Spotmarktpreis zukünftig geringeren Schwankungen, kann von einer Einbindung eines Speichers zur Ladung von Strom aus dem Netz abgeraten werden
- ▶ Abschließend ist am Ende des Kapitels Speicherbetrachtung und Betrachtung der Betriebskosten zu erkennen, dass der Betrieb mit Umstellung auf eine elektrische Flotte zukünftig günstiger wird als der jetzige Betrieb
  - ▶ Zudem wird nach aktuellem Stand die Einbindung eines Batteriespeichers empfohlen, um die überschüssige PV-Energie zwischenspeichern und den Energiebedarf aus dem Netz zu senken

## HERSTELLERVERGLEICH BATTERIESPEICHER

### GRUNDLEGENDE INFORMATIONEN ÜBER BATTERIESPEICHERSYSTEME

- ▶ Bei der Aufstellung von Batteriespeichern gibt es im wesentlichen zwei Aufstellungsarten
  - ▶ Bei der **Innenaufstellung** werden Batteriespeicher in Innenräumen, wie Technikräumen oder Kellern aufgestellt. Diese bieten Schutz vor Witterungseinflüssen und sorgen für stabile Umgebungstemperaturen
  - ▶ Für die **Außenaufstellung** werden die Batteriespeicher in wetterfesten Gehäusen oder Containern im Freien installiert. Dies ist ideal für größere Systeme und ermöglicht flexiblere Platzierungen, erfordert jedoch höhere Schutzarten. In dem Fall der vor Ort gegebenen Situation, lässt sich nur eine Außenaufstellung realisieren
- ▶ Die C-Rate beschreibt wie schnell eine Batterie im Verhältnis zu ihrer Kapazität geladen oder entladen wird. Sie gibt an, wie viel Ladung in einer bestimmten Zeitspanne fließt.
  - ▶ Beispiel: Eine C-Rate von 1 bedeutet, die Batterie wird in 1 Stunde vollständig geladen oder entladen, bei einer C-Rate von 0,5 dauert dies 2 Stunden
- ▶ Bei Batteriespeichern gibt es üblicherweise zwei Arten von Garantien, die für den Käufer von Interesse sind, die **Systemgarantie** und die **Kapazitätsgarantie**
  - ▶ Systemgarantie (auch manchmal als „Produktgarantie“ bezeichnet) deckt das gesamte Batteriespeichersystem und sichert gegen Defekte und Fehler in den Komponenten ab. Dazu zählen typischerweise die Batterie, integrierte Wechselrichter und Steuerungseinheiten
  - ▶ Kapazitätsgarantie sichert zu, dass die Batterie über eine bestimmte Zeitspanne eine **Mindestkapazität** beibehält, da die Batterien im Laufe der Zeit und durch Zyklen an Kapazität verlieren
- ▶ Mögliche **Hersteller** und entsprechende **Batteriespeicher** werden auf der kommenden Folie vorgestellt

## HERSTELLERVERGLEICH BATTERIESPEICHER

ETABLIERTE HERSTELLER ALS STELLVERTRETER FÜR EIN GROßES MARKTANGEBOT

Hersteller	Tesvolt	Voltfang	Seine Batteriesysteme
Typ	TPS HV 80 E	Voltfang 2	BSC-Reihe
Speicherkapazität	80 - 1280 kWh	74 kWh - 1740 kWh	436 - 2133 kWh
Leistung	50 - 800 kW	74 - 920 kW	352 - 792 kVA
C-Rate	0,6 oder 0,9C	0,5 oder 1C	Max. 1C
Wirkungsgrad Batterie	bis zu 98 %	98%	k.A.
Erwartete Lebenslaufzeit/Zyklen	6000 - 8000 Zyklen	15 - 20 Jahre 6000 Zyklen garantiert	7300
Schutzart	k.A.	IP-55, IK-10	IP-65
Kapazitätsgarantie	10 Jahre	5 Jahre	10 Jahre
Systemgarantie	5 Jahre	5 Jahre	10 Jahre
Kommunikation	k.A.	Modbus-TCP/Ethernet	RJ45 (Ethernet)
Outdoor Aufstellung	✓	✓ (5m Abstand zum nächsten Gebäude)	✓
Preis exkl. MwSt. (UVP)	k. A.	k. A.	k. A.



Seine BSC-Reihe



Voltfang 2



Tesvolt TPS HV80 E

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

## ALLGEMEINES ZU FÖRDERUNGEN

### DYNAMISCHE FÖRDERKULISSEN ERFORDERN REGELMÄßIGE KONTROLLEN

GEFÖRDERT WIRD AUF BUNDES-, LANDES- SOWIE KOMMUNALER EBENE.

HIERBEI VERFOLGEN DIE UNTERSCHIEDLICHEN FÖRDERPROGRAMME UNTERSCHIEDLICHE ANSÄTZE UND ZIELE.

**Die Förderkulissen sind dynamisch und müssen im Rahmen einer Planung und Umsetzung immer wieder geprüft werden.** Förderungen sind grundsätzlich begrenzt, entweder zeitlich oder es wird für eine Fördermaßnahme ein Budget bereitgestellt. Ist dieses ausgeschöpft, ist die Maßnahme somit ausgelaufen. Grundsätzlich muss immer geprüft werden, wer oder was gefördert wird, beispielsweise:

- ▶ Hardware (Ladeinfrastruktur)
- ▶ Planung
- ▶ Ausbau des Hausanschlusses
- ▶ Öffentliche oder nicht öffentliche Ladeinfrastruktur
- ▶ Förderungen sind ebenfalls abhängig von Betriebs- oder Investitionsmodell



**Im Hinblick auf den geplanten Umsetzungstermin sind die Entwicklungen bei Förderungen zu beobachten und hinsichtlich ihrer Aktualität und Nutzbarkeit zu prüfen.**



## THG-QUOTENVERMARKTUNG

### WAS SIND THG-QUOTEN?

- ▶ **Treibhausgasminderungsquoten** sind ein politisches Werkzeug, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehr zu senken
- ▶ Die Inverkehrbringer von fossilen Kraftstoffen (z.B. Mineralölunternehmen) können Quoten nicht eigenständig einhalten und erwerben zur Einhaltung THG-Quotenmengen von Dritten
- ▶ Diese Dritten sind u.a. **Ladesäulen- & Flottenbetreiber**
- ▶ Betreiber von Elektrofahrzeug-Flotten und Ladesäulen können eingesparte Emissionen durch UBA zertifizieren lassen und durch den THG-Quotenhandel Zusatzerlöse generieren
- ▶ Durch Zusatzerlöse kann die Wirtschaftlichkeit der Flotte weiter erhöht werden oder es kann mit den Erlösen transparent in nachhaltige Projekte investiert werden (bspw. CO<sub>2</sub>-Kompensation oder direkter Ausbau von regenerativer Energie)
- ▶ Relativ komplexer Prozess, um die Zusatzerlöse zu generieren die Vermarktung sollte daher durch spezialisierte Unternehmen durchgeführt werden THG-Quote für Verkehr wird von derzeit 8 % schrittweise bis 2030 auf 25% gesteigert
- ▶ **Die THG-Quotenvermarktung ist für private (nicht mindestens halböffentliche) Ladestationen nicht möglich**
- ▶ **Derzeit sind die Preise für THG-Quoten sehr niedrig. Auch hier ist die zukünftige Entwicklung des Marktes zu beobachten, um ggfs. Zusatzerlöse durch die Nutzung von eBussen erzielen zu können**



## THG-QUOTENVERMARKTUNG

### THG-ERLÖSE FÜR DAS JAHR 2023

**E-PKW**  
(M1)



Bis zu  
**275 €**  
pro Jahr

**E-Motorräder**  
(L)



Bis zu  
**275 €**  
pro Jahr

**E-Nutzfahrzeuge**  
(N1)



Bis zu  
**410 €**  
pro Jahr

**E-Nutzfahrzeuge**  
(N2)



Bis zu  
**2.810 €**  
pro Jahr

**E-Nutzfahrzeuge**  
(N3)



Bis zu  
**4.565 €**  
pro Jahr

**E-Busse**  
(M3)



Bis zu  
**9.850 €**  
pro Jahr

**Ladestationen**  
(mind. Halböffentlich)



Bis zu  
**0,19 €**  
je kWh



**Die Marktpreise der THG-Quoten sind zum Zeitpunkt der Planung und Umsetzung neu zu prüfen**



# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

## BRANDSCHUTZRECHTLICHE EINSCHÄTZUNG

### ZUSAMMENFASSUNG DER ANFORDERUNGEN DER FEUERWEHR RHEINE

- ▶ Die genannten Anmerkungen beziehen sich auf Aussagen vom vorbeugenden Brandschutz der Feuerwehr Rheine sowie des Versicherungsmaklers

#### Photovoltaik

- ▶ Hinsichtlich der Installation von PV-Anlagen sind geltendes Recht und übliche normative Vorgaben zu beachten
- ▶ Abgesehen von den sich daraus ergebenden Anforderungen keine weiteren spezifischen Vorgaben der Feuerwehr Rheine
- ▶ Empfohlen ist aber eine Einrichtung (z.B. Leistungsschalter) zur Trennung der PV-Anlage, um eine schnelle Spannungsfreiheit z.B. im Falle eines Löscheinsatzes zu ermöglichen

#### Elektromobilität und eBusse

- ▶ Keine rechtlichen Grundlagen, um Vorgaben zu machen
  - ▶ Abstimmung mit den obersten Baubehörden und Ministerien ergab, dass Ladeinfrastruktur und eBusse kein erhöhtes Brandrisiko darstellen und somit keinen Sonderregelungen unterliegen
- ▶ Brandschutzkonzept liegt nicht vor, muss auch für ein „Carport“ (offene Halle) nicht erstellt werden
- ▶ Alle Maßnahmen zum Brandschutz sollten verhältnismäßig sein, d.h.: Nachrüsten von Brandmeldeanlagen, Löscheinrichtungen oder Brandwänden bringt für die Brandbekämpfung oder das Eindämmen eines Brandes kaum einen Mehrwert, erhöhen die Kosten allerdings enorm
- ▶ Wie bei der Photovoltaik ist eine Abschaltvorrichtung zu empfehlen, die im Einsatzfall die Ladeinfrastruktur und die eBusse stromlos schalten kann

**Aus brandschutzrechtlicher und versicherungstechnischer Sicht sind die konzeptionierten Umsetzungsvarianten in diesem Konzept umsetzbar.**

**Wie oben beschrieben, ist die Installation einer Abschaltvorrichtung für die Ladegruppe und PV-Anlage zu empfehlen.**

**Im Rahmen der Fachplanung sind die brandschutzrechtlichen Vorgaben erneut zu prüfen und einzuhalten. Weiterhin ist die Konsultation der Gebäudeversicherung vor Beginn des konkreten Vorhabens empfehlenswert.**

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

ANHANG

# UMSETZUNGSBERATUNG ELEKTROMOBILITÄT FÜR BUSFLOTTE

## ÜBERGEORDNETE HANDLUNGSEMPFEHLUNG

### LADEHARDWARE

- ▶ Vernetzbare Ladeinfrastruktur
- ▶ Möglichkeit der Abrechnung und Authentifizierung
- ▶ Lastmanagementfähigkeit
- ▶ DC-Ladeinfrastruktur mit mind. 50 kW pro LP außen und 100 kW für LP im Carport
- ▶ Plug & Charge ready

### BACKEND

- ▶ Möglichkeit des Reportings
- ▶ Bereitstellung eines Monitorings
- ▶ Störungsmanagement

### UMSETZUNG

- ▶ Betriebssichere Installation
- ▶ Modularer Aufbau für einfache Skalierbarkeit
  - ▶ Ausreichende Vorbereitung für Vollausbau inklusive Verlegen erforderlicher Leitungen

### WEITERES VORGEHEN

- ▶ Förderungen beobachten
- ▶ Elektrische Alternativen wählen
- ▶ Umsetzungsvariante wählen
- ▶ Netzanschluss beantragen
- ▶ Ladeinfrastruktur aufbauen
- ▶ Backend implementieren



**Die übergeordnete Handlungsempfehlung gilt in Verbindung mit den im Konzept aufgezeigten Empfehlung zur Umsetzung der LIS am Betriebshof in Rheine**

## SCHLUSSFAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNG

### ELEKTRIFIZIERUNG DER BUSFLOTTE IST TECHNISCH MÖGLICH UND WIRTSCHAFTLICH VORTEILHAFT

- ▶ Im Rahmen dieses Konzeptes ist die Möglichkeit einer Elektrifizierung der Busflotte vom Rheiner Verkehrsbetrieb Mersch hinsichtlich elektrischer Alternativen, möglicher technischer Umsetzungsvarianten, brandschutz- und versicherungstechnischer Anforderungen und wirtschaftlicher Vorteile bei Betriebskosten geprüft worden
- ▶ Zusammenfassend kann konstatiert werden, dass eine Elektrifizierung der Busflotte mit dem heutigen Stand der Technik umsetzbar ist
  - ▶ Die verfügbaren elektrischen Alternativen weisen Reichweiten auf, die eine Elektrifizierung der derzeitigen Fahrtstrecken ermöglichen. Unter Berücksichtigung des zu erwartenden technischen Fortschritts und der einhergehenden Steigerung der Reichweiten, ist eine vereinfachte Realisierung der Elektrifizierung aller Fahrtstrecken in Zukunft zu erwarten
  - ▶ Die erforderlichen Mengen an elektrischer Energie erfordern den Aufbau einer umfassenden und vernetzten elektrischen Infrastruktur und Ladehardware. Der bestehende Netzanschluss muss deutlich ausgebaut und mit einer eigenen Trafostation ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz geschaffen werden. Zur Verteilung der elektrischen Energie auf dem Betriebshof gibt es verschiedene Aufbauvarianten. Zu empfehlen ist dabei ein Aufbau von Dispensern entlang von Trassen im Carport, die aus Power-Units im Außenbereich gespeist werden. Für die Parkplätze im Außenbereich sind DC-Ladesäulen mit Ladeleistungen ab 50 kW zu empfehlen
  - ▶ Der Aufbau der Ladeinfrastruktur sollte dabei in mehreren Ausbaustufen vorgenommen werden, wobei bei den Arbeiten für die erste Ausbaustufe auch die folgenden bis zum Vollausbau vorbereitet werden und die Komponenten ausreichend groß dimensioniert werden sollten. Insbesondere bezieht sich das auf die elektrischen Zuleitungen von den Power-Units bzw. der Trafostation zu den Dispensern oder den Ladesäulen
  - ▶ Für möglichst geringe Betriebskosten der elektrischen Flotte ist zu empfehlen, die vorhandene PV-Anlage nach Pachtende zu übernehmen und zu repowern. Um möglichst viel PV-Energie für die Busflotte nutzen zu können, ist weiterhin die Nutzung eines Batteriespeichers sinnvoll und zu prüfen
- ▶ Unabhängig von den Ausarbeitungen dieses Konzeptes ist die Entwicklung der eBusse und möglicher LIS bis zum Beginn der Umsetzung zu beobachten. Der stetige Ausbau öffentlicher LIS und Vereinbarungen zwischen Herstellern führen zu Standards. Daher ist von einer kontinuierlichen Entwicklung auf jetzigen Standards auszugehen

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

## ANHANG

---

ANHANG EMOB

ANHANG PV

## CO<sub>2</sub>-ÄQUIVALENT

### DEFINITION

Für das Treibhauspotenzial eines Stoffes oder die klimaschädliche Wirkung einer Aktivität bildet das CO<sub>2</sub>-Äquivalent ein metrisches Maß, anhand dessen die Emissionen verschiedener Treibhausgase auf der Grundlage ihres GWP verglichen werden können.

Dazu werden die Mengen anderer Gase in die äquivalente Menge von CO<sub>2</sub> umgerechnet. Neben Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) gibt es weitere Treibhausgase, die alle über ein unterschiedliches GWP verfügen.

Hierbei steht GWP für **Global Warming Potential (Erwärmungspotenzial)**, Kohlenstoffdioxid hat dementsprechend ein GWP von 1.

Treibhausgas	Erwärmungspotenzial (GWP)
<b>Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>)</b>	1
<b>Methan (CH<sub>4</sub>)</b>	25
<b>Lachgas (N<sub>2</sub>O)</b>	298
<b>Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFC)</b>	124 bis 14.800
<b>Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC)</b>	7.390 bis 12.200
<b>Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>)</b>	22.800
<b>Stickstofftrifluorid (NF<sub>3</sub>)</b>	17.200

## ZIELE MIT BLICK AUF DIE ELEKTROMOBILITÄT

### POLITISCHES FORCIEREN DES AUSBAUS VON LIS



#### ELEKTROFAHRZEUGE

- ▶ Ziel der Bundesregierung: 15 Millionen Elektrofahrzeuge bis Ende 2030
- ▶ Hybride werden mittel- bis langfristig von rein elektrischen Fahrzeugen abgelöst
- ▶ Bis 2030 muss nach EU-Vorgaben der CO<sub>2</sub>-Ausstoß von neuzugelassenen Fahrzeugflotten im Vergleich zum Basisjahr 2021 um 55 % sinken
- ▶ Im Jahr 2035 müssen neu zugelassene Fahrzeuge CO<sub>2</sub> neutral sein



#### LADEINFRASTRUKTUR

- ▶ Eine Million öffentliche Ladepunkte in Deutschland bis 2030
- ▶ Laut Bundesnetzagentur wurden bis Anfang 2023 rund 67.000 öffentliche Normalladepunkte und 13.000 Schnellladepunkte installiert
- ▶ Größere Parkplätze, die zu Wohn-, Firmen- oder sonstigen Gebäuden gehören, müssen künftig mit Ladeinfrastruktur ausgestattet werden oder für diese mittels Leerrohren vorbereitet werden (GEIG)

## MAßNAHMEN ZUR UMSETZUNG DER ZIELE IM VERKEHRSSSEKTOR

### FORDERN UND FÖRDERN

#### AUF BUNDESEBENE

- ▶ Regierungsprogramm Elektromobilität
- ▶ Nationale Plattform Zukunft der Mobilität
- ▶ Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz
- ▶ Steuerung über die Gesetzgebung
  - ▶ Elektromobilitätsgesetz (EmoG)
  - ▶ Ladesäulenverordnung (LSV)
  - ▶ Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr
  - ▶ Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) und Wohnungseigentumsmodernisierungsgesetz (WEMoG)

#### ANREIZE SCHAFFEN DURCH FÖRDERUNGEN

- ▶ Kauf von Elektroautos wird gefördert
- ▶ Steuerliche Vorteile bei der Nutzung von Elektroautos
- ▶ Förderung der Hardware (Wallboxen und/oder Ladesäulen)
- ▶ Förderung des Ausbaus der Ladeinfrastruktur (öffentlich und privat)
- ▶ Förderung für die Beratung und Planung



**Gefördert wird auf Bundes-, Landes- sowie kommunaler Ebene. Hierbei verfolgen die unterschiedlichen Förderprogramme unterschiedliche Ansätze und Ziele.**

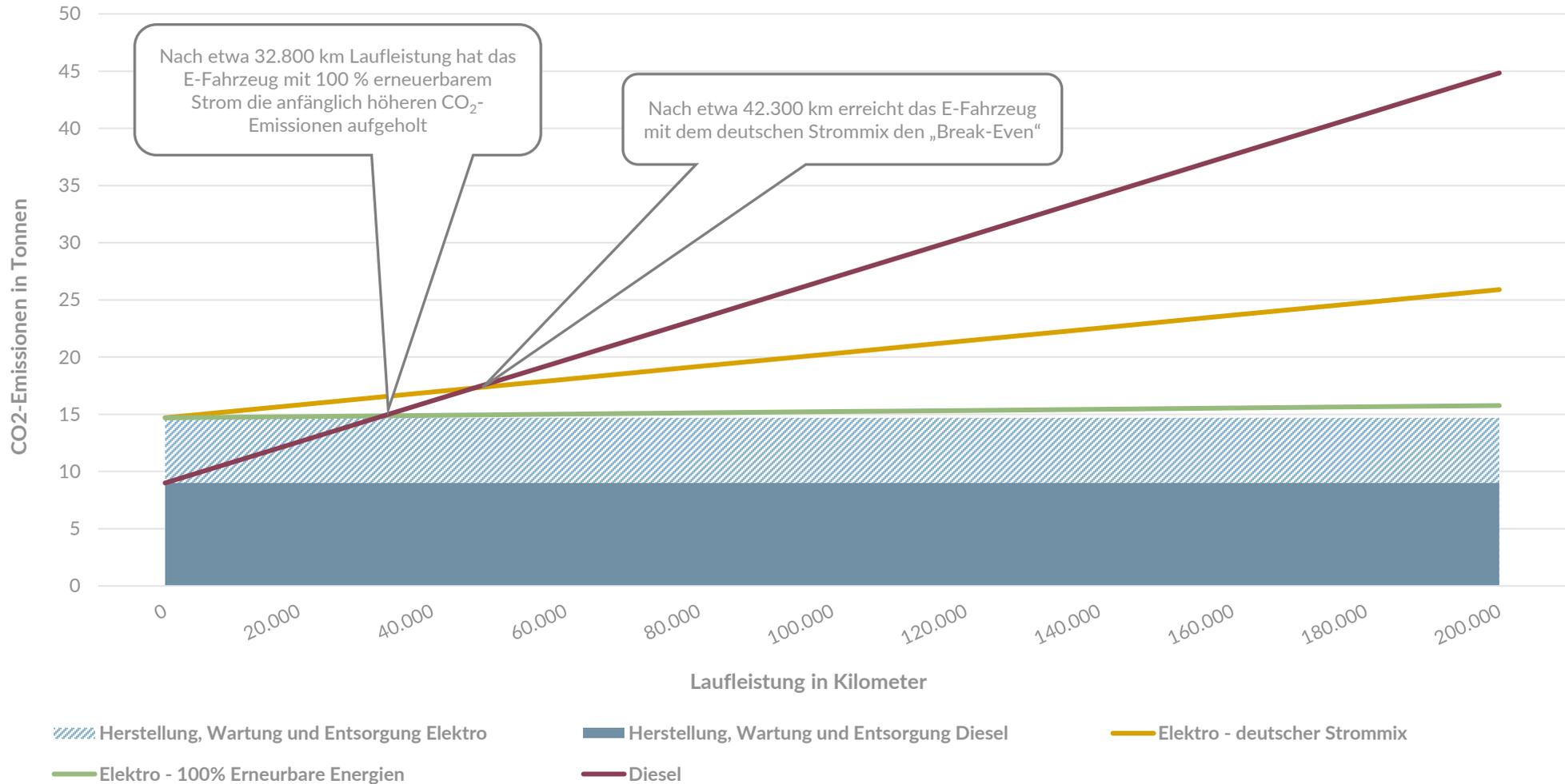
## ENTWICKLUNG DER LADEINFRASTRUKTUR BIS 2030 IN DEUTSCHLAND

### LADEN ZU HAUSE UND AM ARBEITSPLATZ



## EMISSIONSVERGLEICH VERBRENNER MIT ELEKTROFAHRZEUGEN

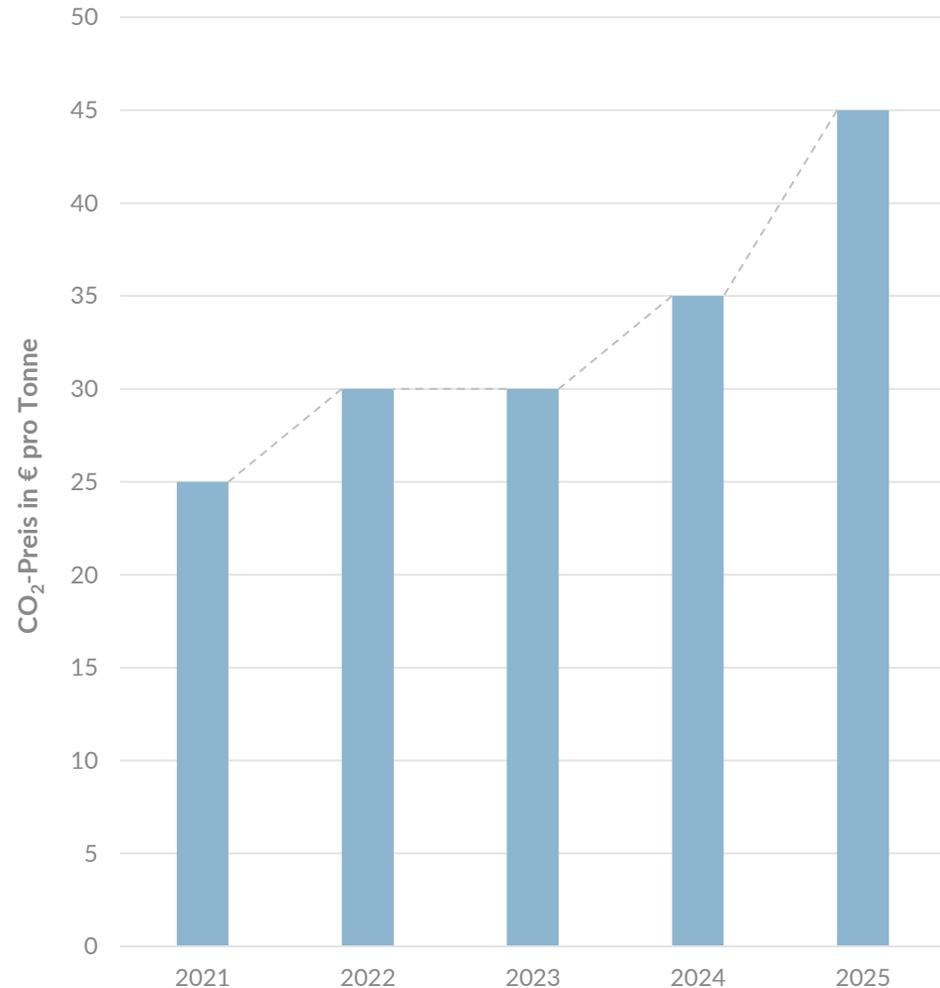
ELEKTROFAHRZEUGE SCHON NACH KURZER ZEIT UMWELTFREUNDLICHER ALS VERBRENNER



## CO<sub>2</sub>-BEPREISUNG FOSSILER ENERGIETRÄGER IN DEUTSCHLAND

### GRUNDLAGE FÜR THG-QUOTEN

- ▶ Ab 1. Januar 2021 erhalten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Brennstoffen einen Preis
- ▶ Es sollen Anreize geschaffen werden, um ihren Verbrauch zu verringern und Emissionen einzusparen
- ▶ Unternehmen, die solche Brennstoffe in Umlauf bringen, müssen Emissionsrechte in Form von Zertifikaten kaufen
- ▶ Es ist davon auszugehen, dass diese Kosten an die Endverbraucher weitergegeben werden
- ▶ Somit werden die Preise für Heizöl, Erdgas, etc. weiterhin deutlich steigen
- ▶ Endverbraucher sollten sich also selbst nach klimafreundlichen Alternativen umsehen
- ▶ Unternehmen, die bereits am europäischen Zertifikathandel teilnehmen, sind von der neuen CO<sub>2</sub>-Bepreisung ausgeschlossen



## ALLGEMEINE VORTEILE DER ELEKTROMOBILITÄT

ZAHLREICHE FAKTOREN SOWIE ZUKUNFTSPROGNOSEN SPRECHEN FÜR ELEKTROMOBILITÄT

### Life Cycle Analysis

Schon jetzt bessere CO<sub>2</sub>-Bilanz als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor

### Keine lokalen Emissionen

Reduzierung der Belastung durch Feinstaub, Lärm und Abgase

### Keine Fahrverbote

Wertverlust durch Fahrverbote ist ausgeschlossen



### Kosten

Geringere Kosten durch Förderungen, Steuererleichterungen & geringere Wartungs- und Energiekosten

### Laden am Standort

Der Weg zur Tankstelle entfällt und der Kraftstoffpreisvergleich entfällt

### Fahrkomfort

Mehr Fahrspaß durch höheres Drehmoment beim Anfahren und geringere Lärmbelastung

© Shutterstock/moreimages

## EIN BLICK IN DIE ZUKUNFT

- ▶ Aufgrund des stetig wachsenden Anteils an erneuerbaren Energien im Stromnetz wird die Ökobilanz eines E-Fahrzeugs immer besser
- ▶ Die zunehmende Nachfrage im Bereich E-Mobilität wird in Zukunft für nahezu jeden Anwendungsbereich eine Alternative zu Verbrennern bieten
- ▶ Die aktuelle Entwicklung der Batterieforschung gibt Anlass zu prognostizieren, dass die zukünftige Reichweite der E-Fahrzeuge deutlich zunehmen wird und somit auch längere Strecken ohne Zwischenladung möglich sein werden

## ÜBERBLICK ANTRIEBSARTEN

### BEV UND PHEV IM VERGLEICH



#### BATTERY ELECTRIC VEHICLE (BEV)

- ▶ Reiner Elektromotor
- ▶ Reichweite richtet sich nach Batteriekapazität und Verbrauch
- ▶ Bremsvorgang generiert Strom, welcher den Akku lädt (Rekuperation)
- ▶ Kein Ausstoß von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) oder Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) im Fahrbetrieb



#### PLUG-IN-HYBRID ELECTRIC VEHICLE (PHEV)

- ▶ Elektro- und Verbrennungsmotor
- ▶ Externe Lademöglichkeit mittels eines Steckers (engl.: Plug)
- ▶ Bremsvorgang generiert Strom, welcher den Akku lädt (Rekuperation)
- ▶ Zwei Antriebe = höheres Gewicht und verkleinerte Ladefläche

## BEWERTUNG – BATTERY ELECTRIC VEHICLE (BEV)

### VORTEILE ÜBERWIEGEN IN DEN MEISTEN FÄLLEN

#### VORTEILE

- ▶ Förderungen, Steuererleichterungen sowie geringere Wartungs- und Energiekosten
- ▶ Keine Fahrverbote zu erwarten
- ▶ Nutzung von THG-Quoten
- ▶ Keine lokalen Emissionen
- ▶ Vorteile für Unternehmen
- ▶ Stetiger Ausbau der öffentlichen LIS
- ▶ Stetige Verbesserung der Reichweiten
- ▶ Fahrkomfort



#### NACHTEILE

- ▶ Laden dauert länger als Tanken, erhöht die gesamte Reisedauer
- ▶ Höhere Anschaffungskosten
- ▶ Weniger Modelle verfügbar im Vergleich zu Verbrennern
- ▶ Reichweiten und Ladedauer sind noch abhängig von der Außentemperatur



**Bereits heute überwiegen die Vorteile und ermöglichen in den meisten Anwendungsfällen einen Austausch von konventionell betriebenen PKW. Zudem ist davon auszugehen, dass die technische Entwicklung einen Großteil der dargestellten Schwächen zukünftig ausgleichen wird.**

## BEWERTUNG – PLUG-IN-HYBRID ELECTRIC VEHICLE (PHEV)

### PLUG-IN ALS AUSLAUFMODELL

#### VORTEILE

- ▶ kurze Strecken können elektrisch gefahren werden (Reichweite in der Regel 40–50 km)
- ▶ längere Fahrten mit Verbrennungsmotor
- ▶ bei richtiger Anwendung eine sinnvolle Kombination, um innerstädtisch Emissionen zu vermeiden



#### NACHTEILE

- ▶ bei fehlenden Anreizen zum elektrischen Laden wird erfahrungsgemäß viel konventionell gefahren
- ▶ hohes Gewicht durch Batterie und zusätzlichen Elektromotor
- ▶ höherer Verbrauch des konventionellen Motors
- ▶ Auslaufende Förderungen
- ▶ Verlust von steuerlichen Vorteilen



**Bei richtiger Nutzung stellt der Plug-in-Hybrid eine gute Kombination dar, allerdings müssen hierfür Anreize zur regelmäßigen Ladung der Batterie geschaffen werden**

## DAUER EINES LADEVORGANGS

### WEITERE EINFLUSSFAKTOREN AUF DIE LADEDAUER

#### TEMPERATUR

- ▶ Das Batteriemanagementsystem überwacht stets die Temperatur (Temperaturmanagement)
- ▶ Besetztes Temperaturfenster liegt zwischen 20 und 30 °C
- ▶ Ist diese nicht optimal, wird die Ladeleistung zur Schonung der Zellen reduziert
- ▶ Ist das Auto zu heiß (Außentemperaturen oder Fahrstil) oder kalt (besonders bei „Straßen-Parkern“ im Winter) fällt die Ladeleistung geringer aus
- ▶ Der Einfluss der Außen- und Betriebstemperatur kann im Zuge der Ladung durch das Temperaturmanagement ausgeglichen werden, wodurch die Ladeleistung wieder ansteigt

#### LADEZUSTAND (SOC - STATE OF CHARGE)

- ▶ Je voller die Batterie ist, desto langsamer lädt sie sich auf
- ▶ Als Orientierung dient die 80-Prozent-Regel
- ▶ Zur Schonung der Zellen wird die Ladeleistung sukzessiv reduziert



## ELEKTROFAHRZEUG-BATTERIE RICHTIG LADEN

### FAKTOREN ZUR ERMÖGLICHUNG EINER LÄNGEREN BETRIEBSDAUER

#### VERMEIDEN VON EXTREMEN

- ▶ Optimalfall: Ladezustand zwischen 20 % und 80 %
  - ▶ Energiespeicher kann volle Leistung abrufen
- ▶ Zu vermeiden:
  - ▶ Ständige Ladung auf 100 %
  - ▶ Kälte & Hitze

#### LADEGESCHWINDIGKEIT

- ▶ Eine Batterie behält seine physikalischen Eigenschaften am längsten bei Belastung mit geringen Stromstärken
- ▶ Zur Schonung der Batterie: Langsames Laden mit geringer Leistung
- ▶ C-Wert sollte beim Laden  $< 1$  sein



**Die genannten Aspekte schonen die Batterie und tragen zu einer verlängerten Betriebsdauer bei. Dennoch sind die Batterien auf Ladungen mit hohen Leistungen ausgelegt und können ohne Bedenken mit diesen geladen werden.**

# ÜBERSICHT

---

01 ABSTRACT

02 AUSGANGSSITUATION

03 EMOB-KONZEPT

04 PV-KONZEPT

05 SPEICHERBETRACHTUNG

06 FÖRDERUNGEN

07 BRANDSCHUTZ & VERSICHERUNG

08 FAZIT & HANDLUNGSEMPFEHLUNG

## ANHANG

---

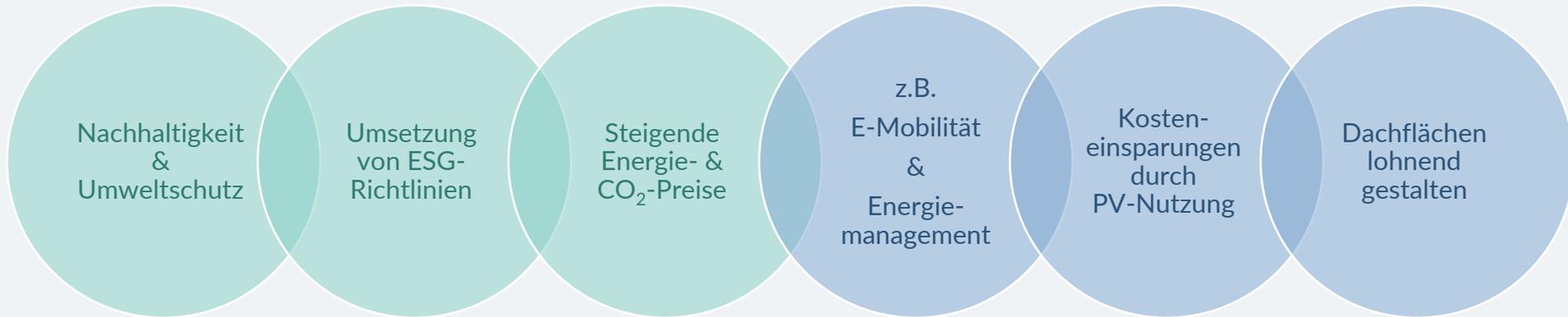
ANHANG EMOB

ANHANG PV

## RELEVANZ PHOTOVOLTAIK

### WARUM IST PHOTOVOLTAIK WICHTIG?

» *Druck aus dem Markt und der Gesellschaft zur CO<sub>2</sub>-Reduktion* «



» *Relevanz auf ökonomischer- und Portfolioebene* «

## ALLGEMEINE VORTEILE DER PHOTOVOLTAIK

### WAS SPRICHT FÜR MEHR PHOTOVOLTAIKANLAGEN?

#### Klimawandel

Verdrängung von fossilem Strom aus dem Markt beschleunigt die Energiewende.

#### Dezentrale Energieversorgung

Strom wird dort verbraucht, wo er erzeugt wird.

#### Einsparungen & Erträge

Geringere Energiekosten und Vergütungen führen zu Einsparungen und Erträgen.



#### Unabhängigkeit vom Strompreis

Durch Eigenstromversorgung gesteigerte Unabhängigkeit von steigenden Strompreisen.

#### Green Marketing

Photovoltaik kann zur Imagesteigerung beitragen und Interesse am Klimaschutz signalisieren.

#### Einsatzmöglichkeiten

Mögliche Sektorenkopplung durch Einbindung von Elektromobilität und Wärmepumpen.

### Ein Blick in die Zukunft

- ▶ Durch kontinuierliche Forschung und Entwicklung werden Solarzellen effizienter, was die Energieausbeute von PV-Anlagen erhöht.
- ▶ Sinkende Herstellungs- und Installationskosten machen PV-Anlagen zunehmend erschwinglich und fördern ihre breite Nutzung.
- ▶ Intelligente Netztechnologien wie Smart Grids sollen eine nahtlose Einbindung von PV-Anlagen in das Gesamtsystem der Energieversorgung ermöglichen.

Bildquelle: energielenker Gruppe

## VORTEILE FÜR IHR UNTERNEHMEN - UMWELT UND ERFOLG VERBINDEN

### CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY (CSR)

#### Hintergrund

Nicht nur immer mehr Verbraucher, sondern auch Mitarbeitende, Kunden, die Öffentlichkeit und die Politik erwarten, dass Unternehmen nicht nur ökonomisch, sondern auch ökologisch und gesellschaftlich denken.

#### Definition CSR

„Der Begriff „Corporate Social Responsibility“ (kurz „CSR“) steht für die gesellschaftliche Verantwortung, die ein Unternehmen trägt. CSR fordert vom Unternehmen ein Handeln, das freiwillig über bestehende gesetzliche Bestimmungen hinaus auch Verantwortung für ökologische, ökonomische und soziale Nachhaltigkeit in der Gesellschaft übernimmt.“

#### Vorteile für Unternehmen

- ▶ Leichtere Kundengewinnung und Festigung der Beziehung
- ▶ Zukunftssicherheit
- ▶ Image & Reputationssteigerung
- ▶ Mehr Innovationen

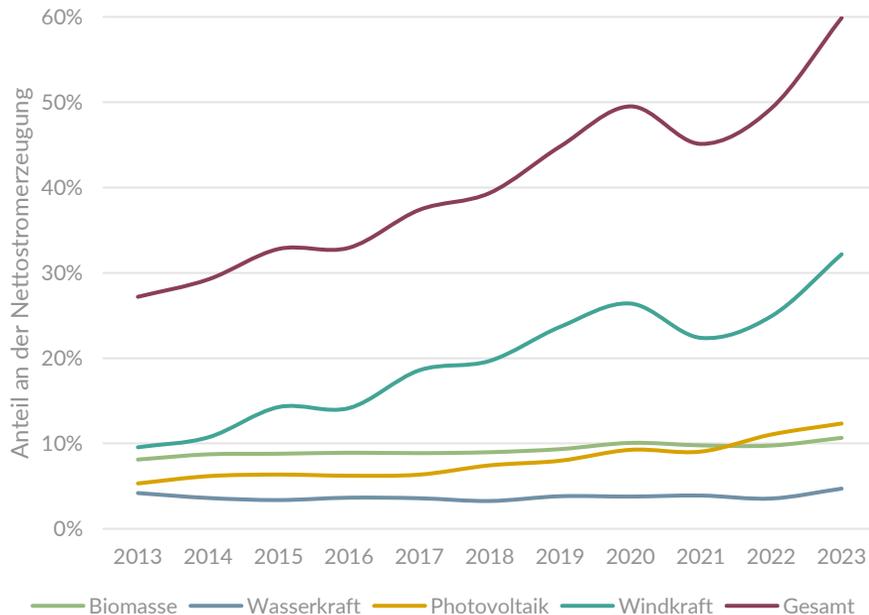


## PHOTOVOLTAIK HIER UND HEUTE

### DIE NUTZUNG VON PV-STROM NIMMT ZU ...

#### Status Quo

- ▶ Ende 2023 waren in Deutschland PV-Module mit einer Leistung von ca. 81 GWp installiert (verteilt auf rund 3,7 Mio. PV-Anlagen).
- ▶ Der Netto PV-Zubau im gleichen Jahr belief sich auf rund 14 GWp und übertraf damit deutlich das Ziel von 9 GWp.
- ▶ An sonnigen Tagen kann die PV zeitweise über zwei Drittel unseres momentanen Stromverbrauchs decken.
- ▶ Mit Stromgestehungskosten zwischen rund 3 und 11 ct/kWh geringe Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen Technologieformen.



#### Daten zum deutschen Strommix im Jahr 2023

##### Deckung des Bruttostromverbrauchs im gesamten Jahr

- ▶ Anteil der Erneuerbaren ca. 52 %
- ▶ Anteil Photovoltaik ca. 12 %
- ▶ Stromerzeugung aus PV-Anlagen ca. 59,9 TWh
  - ▶ davon Netzeinspeisung ca. 53,5 TWh

##### Maximale Anteile der Solarenergie (am 07. Juli 2023 um 13:15 Uhr)

- ▶ In das Netz eingespeiste Solarleistung ca. 40,1 GWp
- ▶ An der gesamten Stromerzeugung zu diesem Zeitpunkt ca. 68 %
- ▶ An der gesamten Tagesenergie aller Stromquellen ca. 37 %

## PHOTOVOLTAIK HIER UND HEUTE

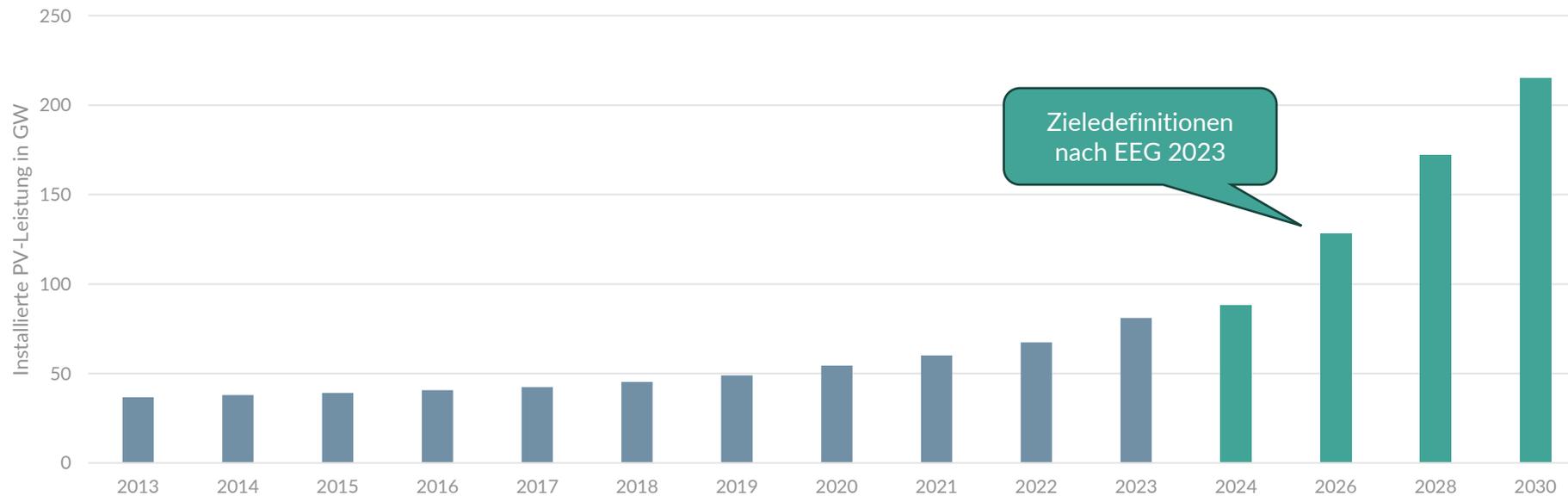
... DOCH DIE ZIELE BIS 2040 BLEIBEN NOCH IN WEITER FERNE

### Zieldefinition (nach EEG 2023)

- ▶ 88 GW im Jahr 2024
- ▶ 128 GW im Jahr 2026
- ▶ 215 GW im Jahr 2030
- ▶ 309 GW im Jahr 2035
- ▶ 400 GW im Jahr 2040

### Dafür notwendiger jährlicher Netto-Zubau

- ▶ 13 GW im Jahr 2024\*
- ▶ 18 GW im Jahr 2025
- ▶ 22 GW ab dem Jahr 2026
- ▶ **Zuzüglich** der derzeit noch nicht ins Gewicht fallenden Ersatzinstallationen von bis zu 15 GW pro Jahr bei Altanlagen.



Quellen: [Fraunhofer ISE - Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland](#), [Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz - Photovoltaik-Strategie](#), [EEG 2023](#)

\* Zur Zielerreichung des EEG würde bereits ein Zubau von 7 GW ausreichen, da die Ausbauziele im Jahr 2023 (9 GW) mit 14 GW deutlich übertroffen wurden

## RELEVANZ PHOTOVOLTAIK

### PHOTOVOLTAIK STELLT EINE RELEVANTE MAßNAHME ZUR ERREICHUNG DER UMWELTZIELE DAR

UN Global Compact	European Green Deal	Agenda 2030
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Die weltweit größte Unternehmensinitiative für Nachhaltigkeit.</li> <li>▶ 24.584 Teilnehmer aus 167 Ländern</li> <li>▶ Globalisierung soll sozialer sowie ökologischer gestaltet werden.</li> <li>▶ Unterstützung für die Unternehmen, ihre Strategien und Operationen nach zehn Prinzipien zu Menschenrechten, Arbeit, Umwelt und Anti-Korruption in Einklang zu bringen und Maßnahmen zu ergreifen, die gesellschaftliche Ziele vorantreiben.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Paket politischer Initiativen, mit dem die EU auf den Weg gebracht werden soll, einen grünen Wandel zu vollziehen, um schließlich ihr Ziel zu erreichen, bis 2050 klimaneutral zu werden.</li> <li>▶ Mit dem Paket „Fit für 55“ werden die Klimaziele des Grünen Deals in Rechtsakte übertragen.</li> <li>▶ Mit der Verordnung über das Europäische Klimagesetz ist das politische Ziel der EU zu einer rechtlichen Verpflichtung geworden.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Globaler Plan zur Förderung nachhaltigen Friedens und Wohlstands und zum Schutz unseres Planeten.</li> <li>▶ 17 Ziele für Nachhaltige Entwicklung (Sustainable Development Goals, SDGs)</li> <li>▶ SDG 7: Bezahlbare und saubere Energie Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern.</li> <li>▶ „Energie ist für fast jede große aktuelle Herausforderung von zentraler Bedeutung. [...] der Zugang zu Energie für alle ist unerlässlich.“</li> </ul>

Quellen: [UN Global Compact](#), [European Green Deal](#), [Agenda 2030](#)

## ÖKOLOGISCHE BILANZ EINER PHOTOVOLTAIKANLAGE

### WARUM IST DIESE IN BEZUG AUF PHOTOVOLTAIK RELEVANT?

#### CO<sub>2</sub>-Bilanzierung

- ▶ PV-Anlagen stoßen im Betrieb keine schädlichen Treibhausgase oder andere Abgase aus.
- ▶ Für die ökologische Bilanz einer PV-Anlage müssen jedoch die CO<sub>2</sub>-Emissionen und die investierte Energie über die gesamte Wertschöpfungskette und damit über den gesamten Lebenszyklus einer Anlage inklusive Herstellung (Vorketten) und Entsorgung der Anlage berücksichtigt werden.
- ▶ Die Gesamtemissionen sind dabei gerade von Faktoren, wie beispielsweise dem Produktionsstandort der Module, dem Installationsort der Anlage, der verfügbaren Globalstrahlung, der Modultechnologie und der Nutzungsdauer der Anlage, abhängig.
- ▶ Ausgehend von einer Nutzungsdauer von 30 Jahren und einer Globalstrahlung von 1200 kWh/m<sup>2</sup>, beträgt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Produktion, abhängig vom Produktionsstandort China oder Europa, rund 37g (EU) bis 57g CO<sub>2</sub>-Äq. pro kWh (CN) bei einem Schrägdach. Für Freiflächenanlagen (FFA) belaufen sich diese Werte auf 35g (EU) bis 54g CO<sub>2</sub>-Äq. pro kWh (CN).
- ▶ Insgesamt konnten im Jahr 2022 durch die Nutzung der PV in Deutschland netto 41,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Vermieden werden.

#### Energetische Amortisationszeit

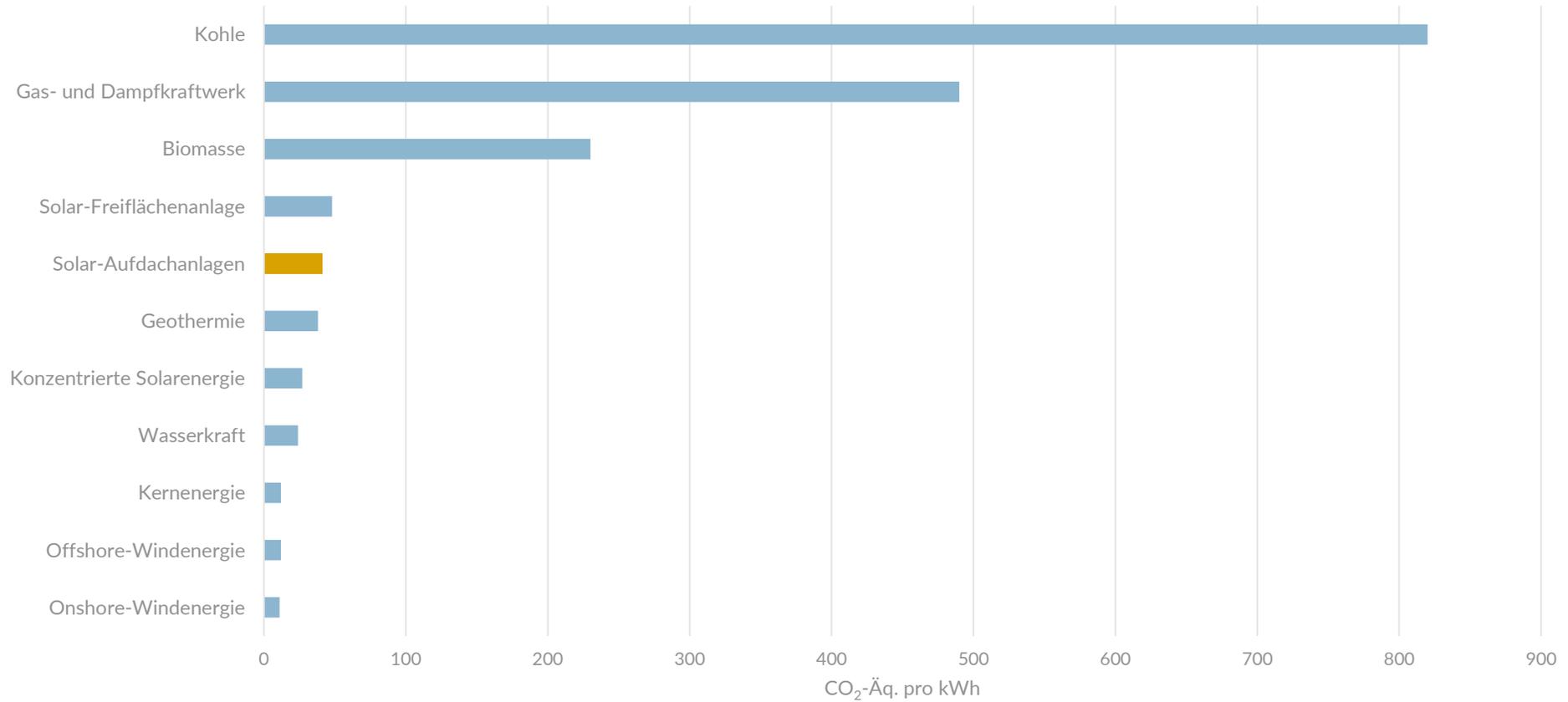
Nach rund 1,3 Jahren Betrieb haben Anlagen mit marktüblichen monokristallinen Si-Modulen so viel Energie produziert, wie für ihre Herstellung benötigt wurde.

#### Erntefaktor

Bei einer Lebensdauer von 25 bis 30 Jahren und einer jährlichen Ertragsdegradation von 0,35 % folgen daraus Erntefaktoren von 11 bis 18.

## CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM VERGLEICH

IM DIREKTEN VERGLEICH ZU ANDEREN ERZEUGUNGSFORMEN WIRD DER GERINGE CO<sub>2</sub>-FUßABDRUCK DER PHOTOVOLTAIK DEUTLICH



Quelle: *The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*, dargestellt ist der Median der Emissionen während des gesamten Lebenszyklus

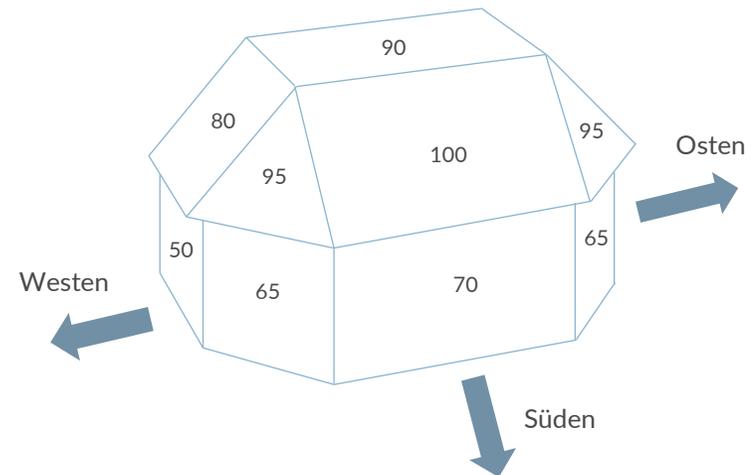
## SPEZIFISCHER JAHRESERTRAG

### BEEINFLUSSUNG DURCH VERSCHIEDENE FAKTOREN

#### Definition spezifischer Jahresertrag

Der spezifische Jahresertrag definiert das Verhältnis aus jährlichem Energieertrag zur installierten PV-Generatorleistung (kWh/kWp)

- ▶ Der Jahresertrag kann durch verschiedene Faktoren beeinflusst werden, z. B.
  - ▶ Standortabhängige Jahreseinstrahlung
  - ▶ Neigung und Ausrichtung der installierten Module
  - ▶ Verschattung durch Bäume, Schornsteine etc.
  - ▶ Auswahl der Module
  - ▶ Verschaltung
- ▶ In Deutschland kann mit einem mittleren spezifischen Jahresertrag von rund 1.000 kWh/kWp gerechnet werden.
- ▶ Da der Jahresertrag von vielen verschiedenen Faktoren abhängt, wird er i. d. R. mit Hilfe einer Simulationssoftware berechnet.



Einfluss von Ausrichtung und Neigung auf den Jahresertrag [%]

## EFFIZIENZ PHOTOVOLTAIK

### BEWERTUNGSKRITERIEN ZUR EFFIZIENZERMITTLUNG EINER PV-ANLAGE

<b>Eigenverbrauchsanteil</b> 	<b>Autarkie</b> 	<b>Ausrichtung</b> 
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Der Eigenverbrauchsanteil beschreibt den Teil des selbst erzeugten Stroms, welcher direkt selbst verbraucht und nicht in das Netz eingespeist wird.</li> <li>▶ Die Maximierung des Eigenverbrauchsanteils sollte das Hauptziel bei Anlagenbetreibern sein, da dies hohe Einsparungen bei den Stromkosten ermöglicht.</li> <li>▶ Eine Steigerung des Eigenverbrauchs kann durch verschiedene Eigenschaften erzielt werden:             <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Ost/West-Ausrichtung</li> <li>▶ Einsatz eines Batteriespeichers</li> <li>▶ Intelligentes Lastmanagement</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Der Autarkiegrad beschreibt den Anteil des Eigenbedarfs, welcher durch PV-Strom oder Strom aus einem Batteriespeicher gedeckt wird.</li> <li>▶ Ein hoher Autarkiegrad bedeutet, dass wenig Strom aus dem Netz zu höheren Preisen bezogen werden muss.</li> <li>▶ Autarkie bedeutet in diesem Fall nicht gänzliche Unabhängigkeit vom Netz, da die PV-Anlage im Falle eines Stromausfalls abgeschaltet wird.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Eine Ausrichtung in südliche Richtung verspricht die höchsten Erträge, führt jedoch zu Spitzen in der Erzeugung in den Mittagsstunden.</li> <li>▶ Die Montage einer Ost/West-Anlage verringert diese Spitzen am Mittag, erzielt jedoch im Mittel geringere Erträge pro installierte Leistung.</li> <li>▶ In Zeiten sinkender Einspeisevergütungen und steigender Strompreise bieten sich Ost/West-Anlagen an, da sie einen höheren Eigenverbrauchsanteil am selbst erzeugten Strom ermöglichen.</li> </ul>

## EINSPEISEMÖGLICHKEITEN EINER PV-ANLAGE

### VERGLEICH ÜBERSCHUSS- UND VOLLEINSPEISUNG

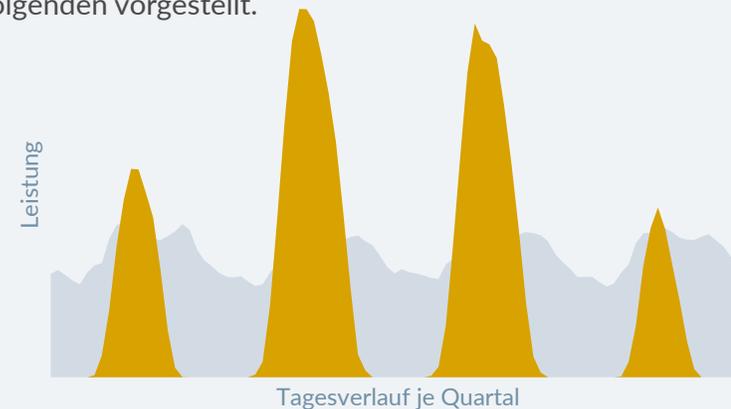
#### Überschusseinspeisung

- ▶ Bei Anlagen in der Überschusseinspeisung ist es Ziel, dass die Erzeugung der PV-Energie möglichst dem Lastgang der Liegenschaft entsprechen soll – dementsprechend wird die Anlage dimensioniert.
- ▶ Ein möglichst hoher Eigenverbrauch senkt die Energiebezugskosten.
- ▶ Spitzen in der Erzeugung in den Mittagsstunden werden z.B. durch Ost/West-Ausrichtung vermieden.
- ▶ Überschüsse können vermarktet werden.



#### Volleinspeisung

- ▶ Das Ziel ist es, möglichst viel Energie zu erzeugen und in das Versorgungsnetz einzuspeisen.
- ▶ Durch eine Süd-Ausrichtung wird der maximale spezifische Jahresertrag erzielt.
- ▶ Durch Ost/West-Anlagen können hingegen besonders in den Morgen- und Abendstunden höhere Erträge erzielt werden, wenn die Börsenpreise höher sind.
- ▶ Eingespeiste Mengen können grundsätzlich über oder außerhalb des EEG vermarktet werden – beide Formen werden im Folgenden vorgestellt.



## VERWENDUNGSFORMEN VON PV-ENERGIE

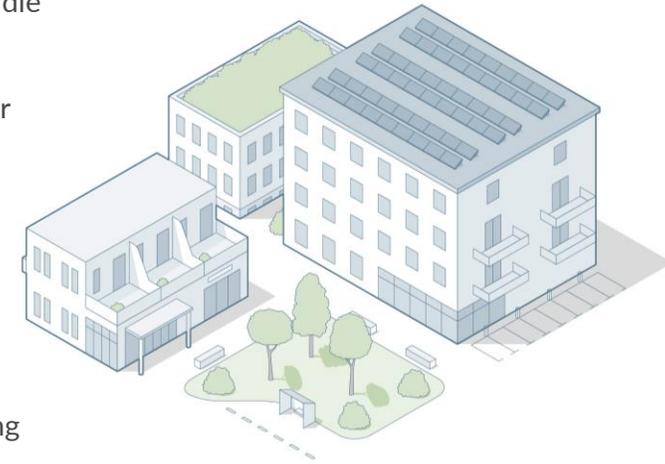
### VERGLEICH ÜBERSCHUSS- UND VOLLEINSPEISUNG SOWIE CONTRACTING

Eigenverbrauch mit Überschusseinspeisung	Volleinspeisung ohne Eigenverbrauch	Contracting
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Die selbst erzeugte Energie wird primär zur Deckung des eigenen elektrischen Energiebedarfs genutzt.</li> <li>▶ Nicht verbrauchte Energie kann gegen eine Vergütung (EEG oder Direktvermarktung, je nach Anlagengröße) in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden.</li> <li>▶ Um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten, sollte ein hoher Eigenverbrauchsanteil erzielt werden.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Ist der Energiebedarf so gering, dass nur ein kleiner Eigenverbrauchsanteil erzielt wird, kann sich die vollständige Einspeisung der erzeugten Energie lohnen.</li> <li>▶ Bei dieser Variante wird sämtliche Energie zu einem festgelegten Vergütungssatz abgenommen.</li> <li>▶ Der Vergütungssatz ist i. d. R. höher als bei der Überschusseinspeisung, jedoch kann der eigene Strompreis nicht kompensiert werden.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Bei dieser Betriebsform werden die eigenen Flächen einem Contractor zur Verfügung gestellt, welcher dann selbst eine PV-Anlage installiert.</li> <li>▶ Die Kosten sowie das Risiko der Investition werden vom Contractor getragen.</li> <li>▶ Abhängig von den Besitzverhältnissen der Immobilie zahlt entweder der Gebäudeeigentümer eine Anlagenpacht oder der Contractor eine Dachpacht.</li> </ul>

## HINWEISE ZUR STATISCHEN EIGNUNG VON DACHFLÄCHEN

### SIND DIE EIGENEN DACHFLÄCHEN FÜR EINE PHOTOVOLTAIKANLAGE GEEIGNET?

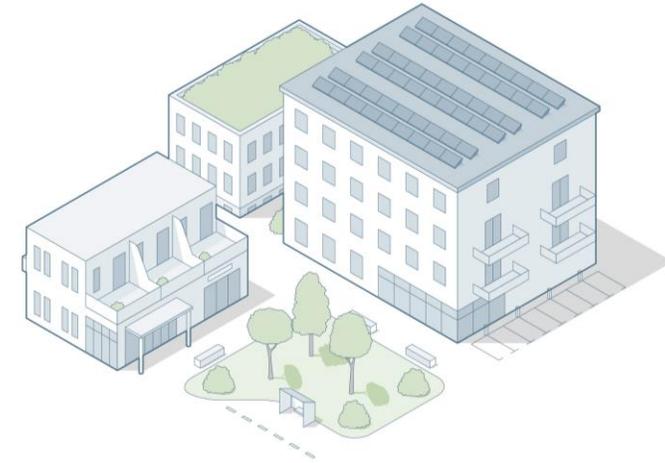
- ▶ Dachflächen, die mit einer PV-Anlage belegt werden sollen, müssen in statischer Hinsicht für die zusätzlichen Belastungen ausgelegt sein.
- ▶ Die zusätzlichen Belastungen resultieren zum einem aus dem hinzukommenden Gewicht, aber vor allem aus dynamischen Kräften, die sich insbesondere aus der Windlast ergeben.
- ▶ Auf Grundlage der Statischen Berechnung des Gebäudes kann der Ausnutzungsgrad aller lastabtragenden Bauteile bestimmt werden.
- ▶ Freie Kapazitäten können für die PV-Anlage genutzt werden.
- ▶ Die statische Eignung der Dachflächen ist spätestens im Rahmen der Fachplanung zu prüfen – oft bietet es sich aber an, bereits im Rahmen der Konzeption eine erste Bewertung durch einen Statiker einzuholen.
- ▶ Durch spezielle aerodynamisch und gewichtsoptimierte Montagesysteme kann die Belastung des Daches vielfach reduziert werden.
- ▶ Standardsysteme sorgen im Mittel für zusätzliche Lasten von ca. 20-25 kg/m<sup>2</sup>.
- ▶ Bei der Verwendung spezieller Gründachsysteme ist Lasten ab 110 kg/m<sup>2</sup> für das gesamte System zu rechnen.
- ▶ Zur Gewährleistung der wasserabweisenden Funktion des Daches ist es zu empfehlen, so weit möglich durchdringungsfreie Aufständersysteme zu nutzen.



## HINWEISE ZUM DACHZUSTAND VON DACHFLÄCHEN

### SIND DIE EIGENEN DACHFLÄCHEN FÜR EINE PHOTOVOLTAIKANLAGE GEEIGNET?

- ▶ In der Regel sollte die Dachhaut vor der Installation in einem guten Zustand sein, damit Reparaturen, die einen Rückbau der PV-Anlage erfordern, während der Lebensdauer der PV-Anlage (etwa 20 bis 30 Jahre) ausgeschlossen werden können.
- ▶ In einigen Fällen ist es erforderlich, den Zustand der Dachhaut vor der Montage durch einen Gutachter zu überprüfen.
- ▶ Für die Installation der PV-Anlage ist es wichtig, dass das Dach ausreichend durchtrittssicher ist. Um die Annäherung an nicht durchtrittssichere Bereiche zu verhindern, ist es möglicherweise erforderlich, Abschränkungen anzubringen.
- ▶ Grundsätzlich sind bei Montage- und Wartungsarbeiten Maßnahmen zur Absturzsicherung zu treffen.
- ▶ Besondere Schwierigkeiten entstehen bei Dachflächen mit asbesthaltiger Dachhaut. Eine PV-Anlage kann hier nicht errichtet werden. Es ist notwendig, das Dach vor der Installation zu sanieren.



## PHOTOVOLTAIK CONTRACTING

SOLARSTROM ERZEUGEN, OHNE SELBST ZU INVESTIEREN



### Der Contractor baut die PV-Anlage ...

- ▶ Investition in die PV-Anlage
- ▶ Verantwortung für Instandsetzung, Betrieb und Wartung
- ▶ Finanzielles Risiko beim Contractor

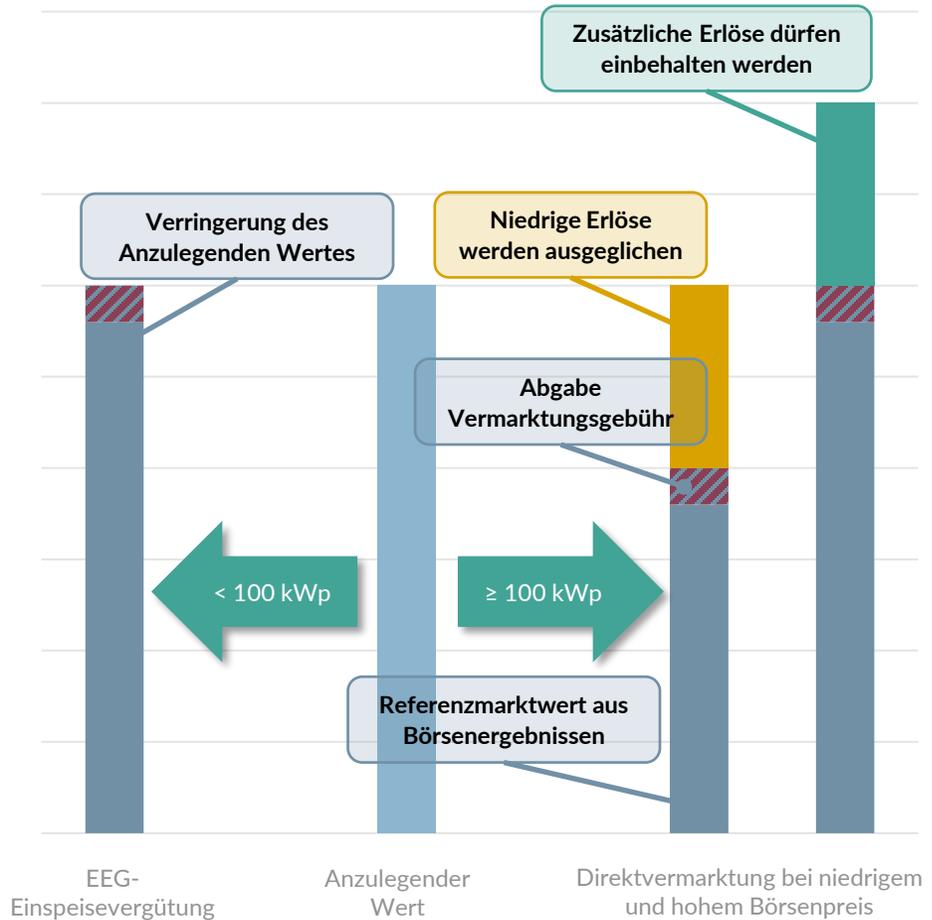
### ... und der Eigentümer pachtet die PV-Anlage

- ▶ Keine Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten
- ▶ Senkung der Energiekosten
- ▶ Unabhängigkeit dank dezentraler Stromerzeugung
- ▶ Beitrag zum Klimaschutz und aktive Gestaltung der Energiewende

## UNTERSCHIEDE ZWISCHEN DEN ARTEN DER ZAHLUNGSANSPRÜCHE

### VERGLEICH EINSPEISEVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNG

- ▶ Bei Anlagen mit einer Leistung  $\leq 100$  kWp ist es zu empfehlen, für den eingespeisten Strom vom Netzbetreiber (NB) eine auf 20 Jahre fixierte Einspeisevergütung in Anspruch zu nehmen.
- ▶ Für Anlagen mit einer Leistung  $> 100$  kWp besteht die sogenannte Direktvermarktungspflicht (§ 21 EEG 2023).
- ▶ Der anzulegende Wert ergibt sich aus § 48 des EEG 2023 und wird im Fall der Einspeisevergütung um eine festgelegte Pauschale verringert (§ 53 EEG 2023).
- ▶ Bei der Direktvermarktung basiert die Vergütung auf dem Monatsmittelwert des Spotmarktpreises (§ 23a EEG 2023).
- ▶ Für die Vermarktung der Energiemengen muss eine von der Anlagenleistung abhängige Vermarktungsgebühr an den Direktvermarkter abgeführt werden.
- ▶ Liegen die Börsenpreise unterhalb des anzulegenden Werts erhält der Betreiber der PV-Anlage einen Ausgleich durch den NB (sog. Marktprämie, § 23a EEG 2023).
- ▶ Erlöse, die oberhalb des anzulegenden Werts liegen, dürfen vollständig einbehalten werden.



Quelle: EEG 2023

## VERMARKTUNGSERLÖSE

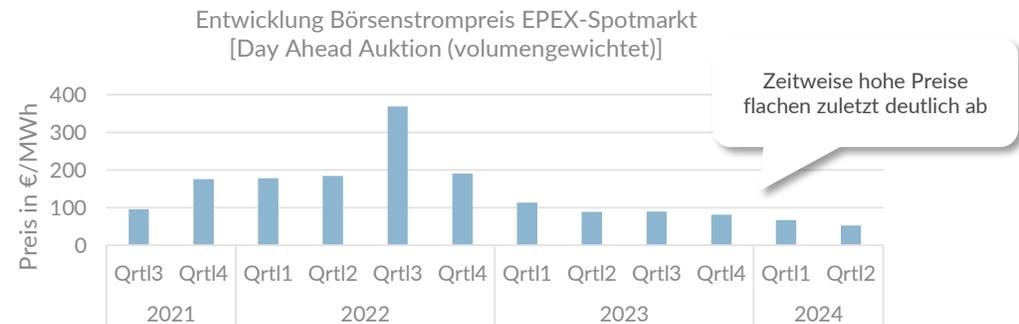
### EINSPEISEVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNG

- ▶ Bei einer Anlagenleistung von **≤ 100 kWp** und Inanspruchnahme der Einspeisevergütung bemisst sich die Höhe der Vergütung an der insgesamt installierten Anlagenleistung.
- ▶ Die Vergütungssätze werden jährlich durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht und betragen mit Überschusseinspeisung aktuell:
  - ▶ 8,51 ct/kWh bis 10 kWp,
  - ▶ 7,43 ct/kWh bis 40 kWp
  - ▶ 7,64 ct/kWh bis 1.000 kWp
- ▶ Von den genannten Einspeisevergütungssätzen werden jeweils 0,4 ct/kWh abgezogen (§ 53 EEG 2023).
- ▶ Die finale Einspeisevergütung berechnet sich unter stufenweiser anteiliger Anwendung der Vergütungssätze, siehe nachfolgendes Beispiel einer 50 kWp PV-Anlage mit Überschusseinspeisung:



$$\text{Einspeisevergütung} = (((10 \text{ kWp} * 8,51 \text{ ct/kWh}) + (30 \text{ kWp} * 7,43 \text{ ct/kWh}) + (10 \text{ kWp} * 7,64 \text{ ct/kWh})) / 50 \text{ kWp}) - 0,4 \text{ ct/kWh} = 7,29 \text{ ct/kWh}$$

- ▶ Bei einer Anlagenleistung von **> 100 kWp bzw. Direktvermarktung** richtet sich die Vergütung für überschüssigen eingespeisten Strom nach den am Spotmarkt erzielten Erlösen für Stromverkäufe.
- ▶ Diese Erlöse werden unter Abzug einer i. d. R. leistungsabhängigen Vermarktungsgebühr durch den Direktvermarkter direkt an den Erzeuger weitergegeben.
- ▶ Die Direktvermarktung ist durch das Marktprämienmodell abgesichert, sodass auch bei geringen oder negativen Börsenpreisen ein Erlös erzielt wird.
- ▶ In gewissen Fällen kann es sinnvoll sein, die Anlage kleiner als 100 kWp zu dimensionieren, um so die Kosten für den Direktvermarkter einzusparen.

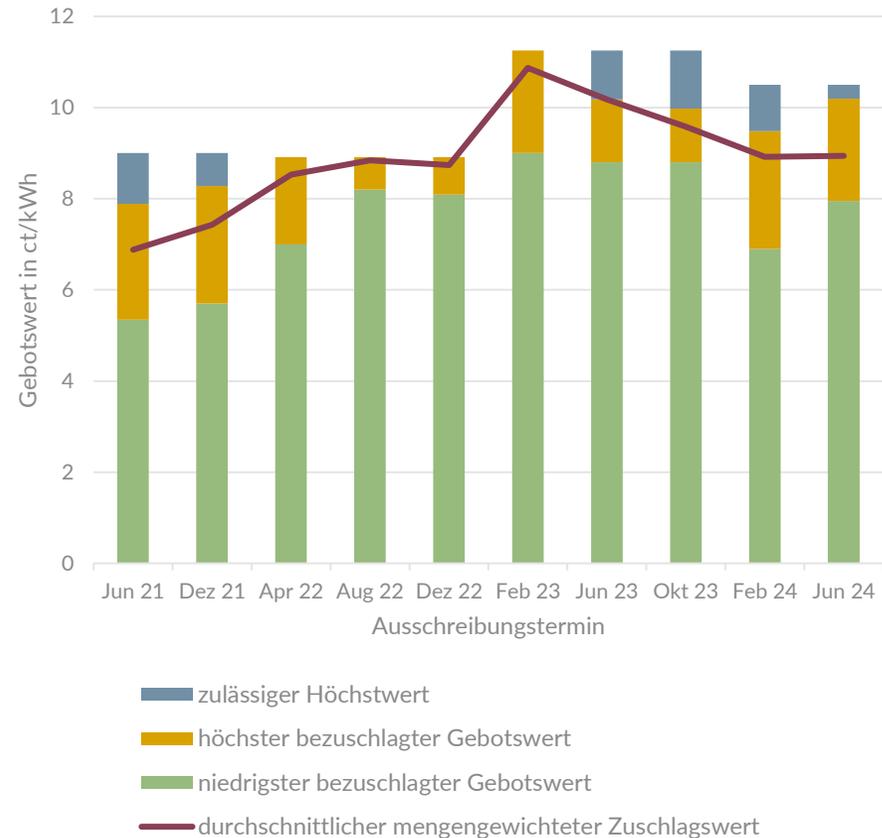


## VERMARKTUNGSLÖSE

### BESTIMMUNG DES ANZULEGENDEN WERTS

- ▶ Bei Anlagen mit einer Leistung  $\leq 1.000$  kWp kann der anzulegende Wert über feste Werte aus dem EEG bestimmt werden.
- ▶ Der anzulegende Wert ist dabei nach der Anlagengrößen gestaffelt und sinkt bei größeren Anlagen.
- ▶ Anlagen, die ihre Energie vollständig in das Netz einspeisen, erhalten einen Zuschlag.
- ▶ Bei Anlagen mit einer Leistung  $> 1.000$  kWp wird der anzulegende Wert wettbewerblich bestimmt (siehe vorangegangene Folie). Bei ihnen gibt es keine Unterscheidung zwischen Voll- und Teileinspeisung.
- ▶ Freiflächen- und Dachanlagen werden separat ausgeschrieben.
- ▶ Die Zuschläge erfolgen im pay as bid Verfahren – der Angebotswert ist durch das EEG nach oben gedeckelt.
- ▶ Im Juni 2023 wurden bei der Ausschreibung für Dachanlagen erstmals mehr Leistung angeboten als ausgeschrieben wurde.
- ▶ Bei FFA ist die Förderfähigkeit abhängig vom Standort der Anlage.

Ausschreibungsergebnisse für Solar-Anlagen des zweiten Segments

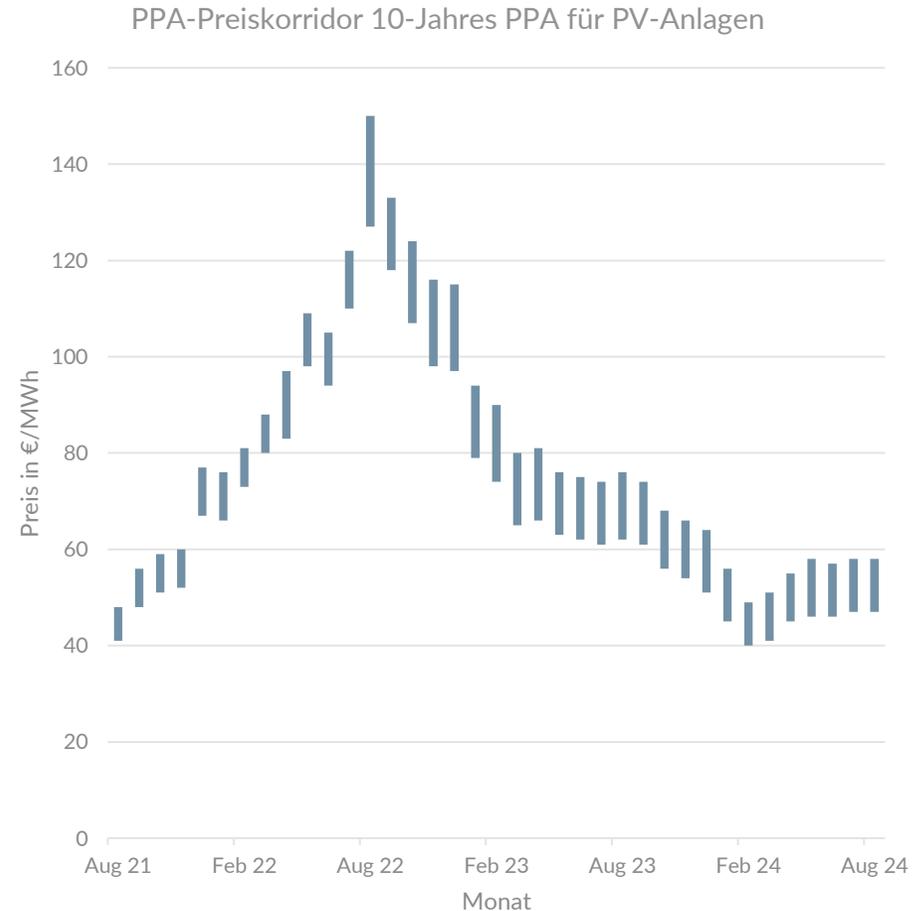


Quelle: Bundesnetzagentur - Beendete Ausschreibungen / Statistiken

## VERMARKTUNGSERLÖSE

### VERMARKTUNG ÜBER PPAS - ALLGEMEINE DATEN UND INFORMATIONEN

- ▶ Power Purchase Agreements (PPAs) sind mehrjährige Stromlieferverträge, die zwischen zwei Parteien geschlossen werden.
- ▶ Sie können vom Stromerzeuger mit einem Endkunden wie z.B. einem Industriebetrieb oder einem Zwischenhändler (Vermarkter) geschlossen werden.
- ▶ Soweit keine Förderung über das EEG erfolgt, können Herkunftsnachweise (HKN) mitvermarktet werden.
- ▶ Abhängig von Regulierung und Marktumfeld können sich unterschiedliche Situationen ergeben, in denen PPAs eine vorteilhafte Form der Finanzierung sind.
- ▶ Vertragszeiten von PPAs liegen üblicherweise zwischen fünf und zwölf Jahren. Im Anschluss an die Laufzeit kann ein neues PPA abgeschlossen werden.
- ▶ Aktuell stagnieren die verhandelten Preise für neu abgeschlossene PV-PPAs mit einer Laufzeit von 10 Jahren.



Quellen: [Enervis PPA-Price-Tracker für Photovoltaik](#) - [pv magazine group GmbH & Co. KG](#)

## PPA

---

### DER BETRIEB VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN IN EINEM PPA BIRGT FÜR ALLE BETEILIGTEN PARTEIEN SOWOHL CHANCEN ALS AUCH RISIKEN

#### Chancen

- ▶ Planungssicherheit durch langfristig festgelegte Energiepreise
- ▶ Größere Unabhängigkeit von der Entwicklung der Energiepreise
- ▶ Minimierung des finanziellen Risikos auf Seiten des PPA-Nehmers
- ▶ Erhaltene HKN können gehandelt werden

#### Risiken

- ▶ Langfristige Bindung an andere Vertragspartei und errichtete Anlagen (Ausfallrisiko)
- ▶ Bürokratie und komplexes Vertragswesen kann viele interne Ressourcen binden
- ▶ Bei steigenden Energiepreisen kann der PPA-Geber von diesen nicht profitieren (anderweitige Vermarktung der Energie nicht möglich)
- ▶ Bei sinkenden Energiepreisen kann der PPA-Nehmer von diesen nicht profitieren

## VERMARKTUNG ÜBER PPAS

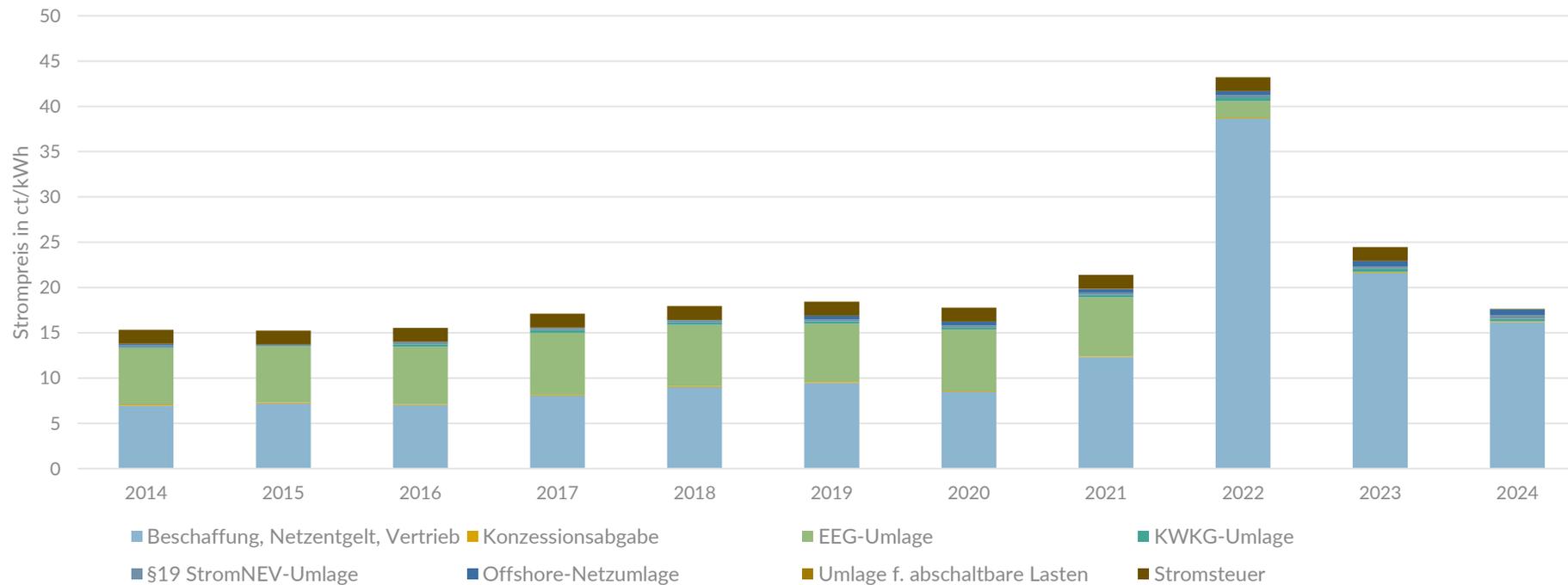
### UNTERSCHIEDUNG VON DREI GRUNDLEGENDEN OPTIONEN

On-Site PPA	Off-Site/Sleeved PPA	Synthetische/Virtuelle PPA
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Es besteht eine direkte physische Verbindung zwischen Erzeugungsanlage (z.B. PV) und Abnehmer.</li> <li>▶ Die Erzeugungsanlage befindet sich in unmittelbarer räumlicher Nähe und hinter dem Zählpunkt des Abnehmers.</li> <li>▶ Da eine physische Verbindung unter Ausschluss des öffentlichen Netzes besteht, fallen keine Netzentgelte bei der Stromlieferung an.</li> <li>▶ Die Dimensionierung der Anlage sollte sich am Verbrauchsprofil der zu beliefernden Partei orientieren.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Off-Site bzw. Sleeved PPA bezeichnet die bilanzielle Abnahme einer physischen Strommenge unter Verwendung des öffentlichen Stromnetzes. Daher fallen alle üblichen Steuern, Abgaben und Umlagen an.</li> <li>▶ Aufgaben wie das Bilanzkreismanagement, die Lieferung von Reststrommengen und der Verkauf von Überschüssen können durch einen Dienstleister abgewickelt werden (Sleeved PPA).</li> <li>▶ Die Standortwahl der Erzeugungsanlage ist unabhängig vom Ort des Verbrauchs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Beim Virtual PPA findet keine physische Lieferung der vereinbarten Strommenge statt. Daher stellt diese Form des PPA die administrativ einfachste Variante dar.</li> <li>▶ Auf der Erzeugerseite wird der Strom durch einen Dienstleister am Markt angeboten. Auf der Verbraucherseite wird im selben Umfang Strom über einen anderen Dienstleister am Markt gekauft.</li> <li>▶ Die Preisdifferenz zum vereinbarten Strompreis wird zwischen den beiden Dienstleistern je nach Marktlage ausgeglichen (Contract for Difference).</li> </ul>

## STROMPREISENTWICKLUNG

### FÜR INDUSTRIEKUNDEN

- ▶ Mit Beginn des Jahres 2022 stiegen die Industriestrompreise mit Beginn des Ukraine Konflikts auf Rekordhochs von bis zu 55 ct/kWh.
- ▶ Eine Beruhigung der Lage an den Strombörsen hat bereits eingesetzt.
- ▶ Auch der Wegfall der EEG-Umlage im Jahr 2022 wirkt sich positiv auf den Strompreis aus.



Quelle: [BDEW-Strompreisanalyse](#)



**GESTALTEN SIE MIT!**

Für Klima und Zukunft

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!