

## **Potentialanalyse und Empfehlungen zur Elektrifizierung einer E-Lkw-Flotte bei gleichzeitigem Ausbau des Energiesystems am Logistikzentrum**

Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE

Im Auftrag von Streck Transportges. mbH

---

Ort: Freiburg

Datum: 20. April 2026

## Impressum

---

# Potentialanalyse und Empfehlungen zur Elektrifizierung einer E-Lkw-Flotte bei gleichzeitigem Ausbau des Energiesystems am Logistikzentrum

### Projektleitung

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg  
Arne Surmann, [arne.surmann@ise.fraunhofer.de](mailto:arne.surmann@ise.fraunhofer.de)

### Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Arne Surmann, [arne.surmann@ise.fraunhofer.de](mailto:arne.surmann@ise.fraunhofer.de); Andreas Hensel, [andreas.hensel@ise.fraunhofer.de](mailto:andreas.hensel@ise.fraunhofer.de), Zeliha Kamaci, [zeliha.kamaci@ise.fraunhofer.de](mailto:zeliha.kamaci@ise.fraunhofer.de)

### Sprachliche Korrektur des Textes

Daniela Wack

### Projektteam

Benedikt Köpfer, Andreas Hensel, Zeliha Kamaci, Deniz Pekmezci, Wolfgang Biener, Tobias Rohrer

### Veröffentlicht

April 2026

### Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autor\*innen gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung der Auftraggeberin wider. Für die Abschnitte „Zusammenfassung“ und „Einleitung“ wurde künstliche Intelligenz (Claude Sonnet 4.6) verwendet und anschließend überarbeitet, die weiteren Kapitel sind ohne KI verfasst worden.

## Inhaltsverzeichnis

---

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>4</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>5</b>
<b>2 Marktübersicht Ladeinfrastruktur</b> .....	<b>6</b>
<b>3 Simulationssetup</b> .....	<b>9</b>
3.1 Methodik: Ablauf der Simulation .....	9
3.2 Methodik: Erläuterung der Optimierung .....	10
3.3 Szenarien & Parameter .....	12
3.3.1 „Ad-hoc Batterie“ .....	14
3.3.2 „Aktueller Planungsstand“ .....	14
3.3.3 „Nahverkehr elektrifiziert“ .....	14
3.3.4 „Maximale Anzahl E-Lkw“ .....	15
3.3.5 „Flexibler Netzanschluss“ .....	15
3.3.6 „Vollständig elektrifiziert“ .....	16
3.4 Darstellungsformen und KPIs .....	16
3.4.1 Darstellung von Input und empfohlenem Output .....	17
3.4.2 Darstellung des Nettobarwerts als Heat Map .....	17
3.4.3 Darstellung der Kostenaufschlüsselung als gruppierte Säulen .....	19
3.4.4 Darstellung der PV-Energiebilanz als Säulendiagramm .....	19
<b>4 Ergebnisse</b> .....	<b>21</b>
4.1 Szenario 1 „Ad-hoc Batterie“ .....	21
4.2 Szenario 2 „Aktueller Planungsstand“ .....	24
4.3 Szenario 3 „Nahverkehr elektrifiziert“ .....	27
4.4 Szenario 4 „Maximale Anzahl E-Lkw“ .....	31
4.5 Szenario 5 „Flexibler Netzanschluss“ .....	35
4.6 Szenario 6 „Vollständig elektrifiziert“ .....	40
<b>5 Synthese - Gesamtempfehlung</b> .....	<b>44</b>
<b>6 Ausblick</b> .....	<b>46</b>
6.3 Energiereserve für den Blackout .....	46
<b>7 Anhang</b> .....	<b>49</b>

## Zusammenfassung

---

Die vorliegende Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE untersucht, wie das Energiesystem am Logistikstandort von Streck Logistik kostenoptimal ausgebaut werden kann, um eine schrittweise Elektrifizierung der Lkw-Flotte bei gleichzeitiger Einhaltung des bestehenden Netzanschlusses von 2 MW zu ermöglichen. Grundlage der Analyse bilden 140 Jahressimulationen in sechs definierten Szenarien – vom kurzfristigen Einstieg mit zwei Nahverkehrs-E-Lkw bis hin zur vollständigen Elektrifizierung aller 60 Nah- und 80 Fernverkehrsfahrzeuge. Eingesetzt wurden die Fraunhofer-eigenen Frameworks NRGISE zur Energiesystemssimulation und OptiCharge zur modellprädiktiven Ladesteuerung, ergänzt durch eine technoökonomische Auswertung auf Basis von Nettobarwertberechnungen.

Die Ergebnisse zeigen, dass als **unmittelbare Maßnahme** die Installation eines stationären Batteriespeichers mit **1-2 MWh Kapazität** in Kombination mit einer **Photovoltaikanlage auf einem Viertel der verfügbaren Dachfläche** (ca. 2.275 kWp) empfohlen wird. Diese Konfiguration ermöglicht es, rund 60 % der Gebäudelast und 77 % der Lademenge aus dem eigenen PV-Speichersystem zu decken und die jährlichen Stromkosten, gegenüber dem ungesteuerten Betrieb ohne Batterie und PV, um bis zu 62,5 % zu reduzieren. Mit zunehmendem Elektrifizierungsgrad der Flotte empfiehlt sich die **Erweiterung des Speichers auf 2 MW Leistung und 4 MWh Kapazität**, welche sich als **wirtschaftlich robuste Konfiguration über alle Szenarien hinweg** – von der ersten Ausbaustufe bis zur nahezu vollständigen Elektrifizierung – erweist. Eine darüberhinausgehende Speichererweiterung oder eine vollständige Dachbelegung mit PV ist aufgrund des Ladeprofils der E-Lkw, das zeitlich nicht mit dem solaren Erzeugungsgang übereinstimmt, wirtschaftlich nicht sinnvoll und führt zu erheblicher Einspeisung oder gar Abregelung.

Ein zentrales Ergebnis der Studie ist, dass der **Mehrwert eines integrierten Energiemanagementsystems (EMS)**, das sowohl den stationären Batteriespeicher als auch alle Ladevorgänge der E-Lkw koordiniert (sogenannte „Vollsteuerung“), in allen Szenarien **erheblich** ist. Gegenüber einer rein batteriegesteuerten Betriebsweise lassen sich durch die Vollsteuerung Einsparungen im sechsstelligen Euro-Bereich pro Jahr erzielen, wobei der Mehrwert mit steigender Anzahl der Nahverkehrs-E-Lkw aufgrund deren hoher Ladeflexibilität deutlich zunimmt. **Ab dem Szenario mit vollständig elektrifiziertem Nahverkehr** (60 Fahrzeuge) ist ein **ganzheitliches EMS zwingend** erforderlich, um den Netzanschluss nicht zu überschreiten und alle Fahrzeuge zuverlässig laden zu können.

Hinsichtlich eines flexiblen Netzanschlusses nach § 8a EEG zeigt die Studie, dass ein wirtschaftlicher Mehrwert von rund 411.000 € gegenüber dem starren Anschluss nur dann realisierbar ist, wenn der erweiterte Netzanschluss im Niedriglastzeitfenster mit einer atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV kombiniert wird, sodass kein zusätzliches Leistungsentgelt anfällt. Der lokale Netzbetreiber hat grundsätzliche Bereitschaft zur Prüfung eines solchen Anschlusses signalisiert. Für die empfohlene Ladeinfrastruktur wird je ein Ladepunkt pro Fahrzeug vorgeschlagen – mit 150 kW für Nahverkehrs- und 350 kW für Fernverkehrsfahrzeuge – wobei eine AC-gekoppelte Niederspannungslösung für den Einstieg als praktikabel und kosteneffizient eingestuft wird.

Abschließend identifiziert die Studie weiteres Wertschöpfungspotenzial durch die Öffnung der Ladeinfrastruktur für externe Fahrzeuge und Partner, die Nutzung des Batteriespeichers für Regelleistung und Bilanzkreisoptimierung sowie die Möglichkeit des Energy Sharings nach § 42c EEG. Darüber hinaus kann der Speicher bei Ausstattung mit netzbildenden Wechselrichtern als Notfallreserve dienen: **Mit 4 MWh steht an mehr als 50 % der Jahrestage ausreichend Energie zur Verfügung, um den Depotbetrieb für mindestens zwei Stunden bei einem Netzausfall aufrechtzuerhalten.**

# 1 Einleitung

---

Der Straßengüterverkehr ist eine tragende Säule der deutschen Wirtschaft – und gleichzeitig einer der größten Verursacher von CO<sub>2</sub>-Emissionen im Transportsektor. Rund ein Drittel der verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland entfallen auf den Schwerlastverkehr<sup>1</sup>, der bislang fast ausschließlich von Dieselmotoren angetrieben wird. Vor dem Hintergrund der ambitionierten Klimaziele der Bundesregierung – Klimaneutralität bis 2045 – sowie der verschärften EU-Flottenemissionsstandards für schwere Nutzfahrzeuge<sup>2</sup> rückt die Elektrifizierung des Güterverkehrs zunehmend in den Fokus von Politik, Wirtschaft und Wissenschaft.

Moderne batterieelektrische Lkw (E-Lkw) haben in den vergangenen Jahren erhebliche technologische Fortschritte erzielt und erreichen mittlerweile Reichweiten, die für einen Großteil der nationalen Transportrouten ausreichen. Auch die Wirtschaftlichkeit der in der Beschaffung zunächst teureren E-Lkw ist gegeben<sup>3</sup>. Unsicherheit besteht derzeit in der Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur an Verkehrsachsen. Vor diesem Hintergrund gilt insbesondere das Depotladen als vielversprechender erster Schritt zur Ladeinfrastruktur, da es bestehende Betriebsabläufe nur minimal verändert und ohne ein flächendeckendes öffentliches Ladenetz auskommt. Für Speditionen und Logistikunternehmen bietet dieses Modell Planungssicherheit und Kostentransparenz. Gleichzeitig stellt es Unternehmen vor neue Herausforderungen hinsichtlich Netzanschlusses, Lademanagement und Investitionsplanung – Themen, die in Deutschland aktuell intensiv diskutiert werden und auch die Firma Streck Transport umtreiben. In diesem Zusammenhang zeigt unsere Studie einen sinnvollen Ausbaupfad für das Depotladen und die Lkw-Elektrifizierung und beantwortet folgende Fragen:

- Wie groß sollte die PV-Anlage sein?
- Wie groß sollte die Batterie sein?
- Wie viele Ladesäulen werden benötigt?
- Wie groß sollte die Ladeleistung sein?
- Wie viele E-Lkw können mit dem elektrischen Energiesystem geladen werden?
- Wird am Standort ein Energiemanagementsystem benötigt?

Die Beantwortung der Fragen erfolgt mit Hilfe von Energiesystemsimulationen in sechs verschiedenen Szenarien:

1. „Ad-hoc Batterie“
2. „Aktueller Planungsstand“
3. „Nahverkehr elektrifiziert“
4. „Maximale Anzahl E-Lkw“
5. „Flexibler Netzanschluss“
6. „Vollständig elektrifiziert“

Dem vorangestellt gibt Abschnitt 2 einen Überblick über die derzeit am Markt verfügbaren Konzepte und Komponenten zur Ladeinfrastruktur von E-Lkw. Abschnitt 3 beschreibt, die methodische Vorgehensweise und die Auswahl der betrachteten Szenarien. Abschnitt 4 präsentiert die Simulationsergebnisse der sechs Subsznarien und die jeweiligen Empfehlungen, die in Abschnitt 5 zusammengeführt einen empfohlenen Entwicklungspfad aufzeigen. Abschließend zeigt Abschnitt 6 zusätzliche Anwendungsfälle für den Batteriespeicher und eine Öffnung des Ladeparks. Darin wird ein Blick auf zu zusätzliche Backupspeicherfähigkeit geworfen.

---

<sup>1</sup> Umweltbundesamt. (2024). *Emissionen des Verkehrs*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs> (aus der Infografik: Umwelt und Verkehr).

<sup>2</sup> Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union. „Verordnung (EU) 2024/1610 zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/1242 hinsichtlich der Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge.“ *Amtsblatt der Europäischen Union* (14. Mai 2024). <https://data.europa.eu/eli/reg/2024/1610/oj>.

<sup>3</sup> Siehe dazu Seite 13 Abbildung 7 in folgender Quelle: KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH (Hrsg.) (2026): „Faktencheck E-Lkw. Vom Diesel zum Strom: Elektrische Lkw in der Praxis“. Karlsruhe/Stuttgart: KEA-BW. Online verfügbar unter: <https://www.kea-bw.de/publikationen>.

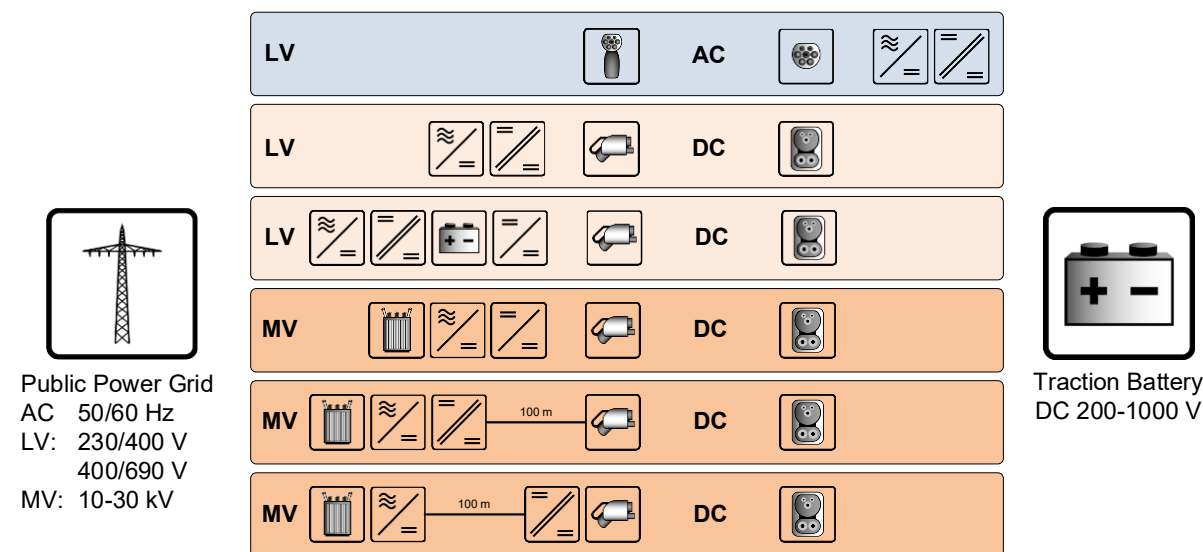
## 2 Marktübersicht Ladeinfrastruktur

In der folgenden Grafik sind die verschiedenen aktuell erhältlichen Konzepte für Schnellladeinfrastruktur veranschaulicht. Auf **Niederspannungsebene (LV)** werden zwei Grundprinzipien dargestellt:

- **AC-Laden:** Klassisches Wechselstromladen für Pkw an der öffentlichen oder privaten Infrastruktur. Es eignet sich vor allem für längere Standzeiten, z. B. zu Hause oder am Arbeitsplatz. Die Leistungselektronik ist hier der Onboardcharger (OBC).
- **DC-Laden:** Gleichstromladen auf LV-Ebene für mehrere Fahrzeugklassen wie Pkw und auch Lkw im CCS-Standard, leichte Nutzfahrzeuge oder kleinere Busse. Hier kommen bereits Schnellladefunktionen zum Einsatz, jedoch noch auf Basis des Niederspannungsnetzes.

Auf **Mittelspannungsebene (MV)** wird ausschließlich **DC-Laden** gezeigt. Diese Konzepte adressieren leistungsstarke Anwendungen:

- **Schnell- und Ultrafast-Charging** mit sehr hohen Ladeleistungen für Pkw und Nutzfahrzeuge.
- Ladeinfrastruktur für **Busse, Lkw und Baumaschinen**, bei denen kurze Standzeiten und hohe Energiebedarfe im Vordergrund stehen.
- Teilweise direkt an das Mittelspannungsnetz angebundene Ladesysteme, um Netzengpässe im Niederspannungsbereich zu umgehen und hohe Ströme effizient bereitstellen zu können.



**Abbildung 1 Übersicht zu leistungselektronischen Konzepten von heutiger Ladeinfrastruktur**

Für die adressierte Anwendung in einem Logistik-Hub kommen vor allem die direkt an die Mittelspannung angebundene Konzepte in Frage. In der folgenden Grafik sind die Vor- und Nachteile explizit dargestellt:

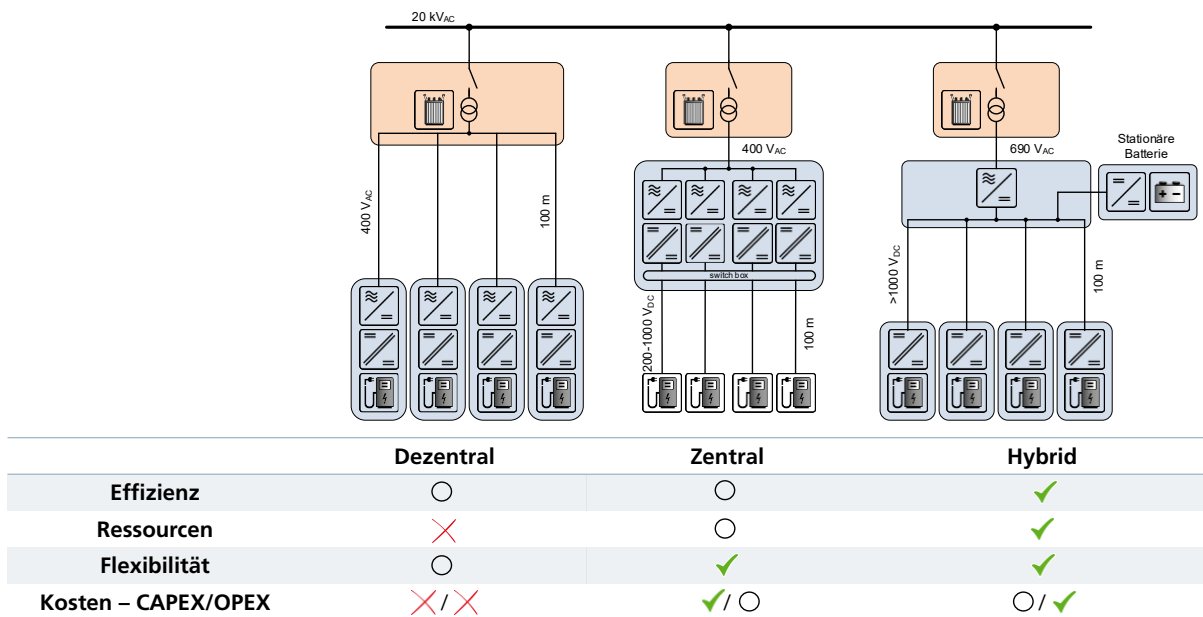


Abbildung 2 Qualitative Einordnung der Vor- und Nachteile der verschiedenen Konzepte

Die folgende Tabelle zeigt eine Darstellung von am Markt agierenden Herstellern mit den grundsätzlichen Parametern ihres Produktes. Sie zeigt eine Momentaufnahme ohne Anspruch auf Vollständigkeit.

Tabelle 1 Marktübersicht von Anbietern von Ladeinfrastruktur

Hersteller	Modell	Konzept	Anzahl Lade- punkte	Granul arität /kW	Leistung /kW	Spannung /V	Strom /A	Abmessungen /mm	Leistungs- Volumen dichte /m³	Gewicht /kg	η	
												CCS/MCS
Alpitronic	HYC400	dezentral	2	50	400	150-1000	500	2235x732x663	1,08	369	775	97,5
Delta	UFC500	dezentral	2		500	200-920	500	2079x732x663	1,01	496	700	96
Siemens	Sicharge D	dezentral	2		300	150-1000	500	2300x845x820	1,59	188	820	96
ABB	A400	dezentral	2		400	150-980	600	2256x810x790	1,44	277	730	97
Alpitronic	HYC1000	zentral	8	62,5	1000	150-1000	1000	2200x1567x1244	4,29	233	2000	97,5
Tesla	SuperCharger V4	zentral	8	125	1200	150-1000	1200	1945x1500x1200	3,50	343		
Power Electronics		zentral	8	360	1440	150-1000		2300x3000x2020	13,94	103		95
Siemens	SICHARGE UC800	zentral			800	150-1000	800	2x 2000x1526x1109	6,77	118	5560	96
Kempower		zentral			1200	200-1250	1500	2x 2195x1850x871	7,07	170	2570	95
Ekoenergetyka	Axon Side 360 DLBS	zentral	24	60	1440	150-1000		4x 2300x1000x1050	9,66	149	5200	95
MR	DC//DC Charger	hybrid			150	200-920	500	2210x350x710	0,55	273	400	98
MR	AC/DC PCS400	hybrid			340	680-1200	460	2000x800x800	1,28	266	820	

- Ladeleistungen bis 400kW können an die Niederspannung angeschlossen werden.
- Darüber hinaus muss der Anschluss an die Mittelspannung erfolgen.
- Es gelten die Anschlussbedingungen gemäß VDE AR 4100 bzw. 4110.
- Aktuelle Produkte arbeiten entweder mit Wasserkühlung oder forcierter Luftkühlung.
- Heutige MCS-Lösungen basieren meist auf CCS-Modulen.
- Es gibt ausschließlich unidirektionale Lösungen am Markt.
- **Für den konkreten Anwendungsfall sollte eine AC-Lösung angestrebt werden, die mit dem 400V-Netz kompatibel ist.**
- Die **Integration des stationären Speichers sollte ebenfalls AC-gekoppelt erfolgen**, da DC-gekoppelte Lösungen nicht wirklich verfügbar sind.

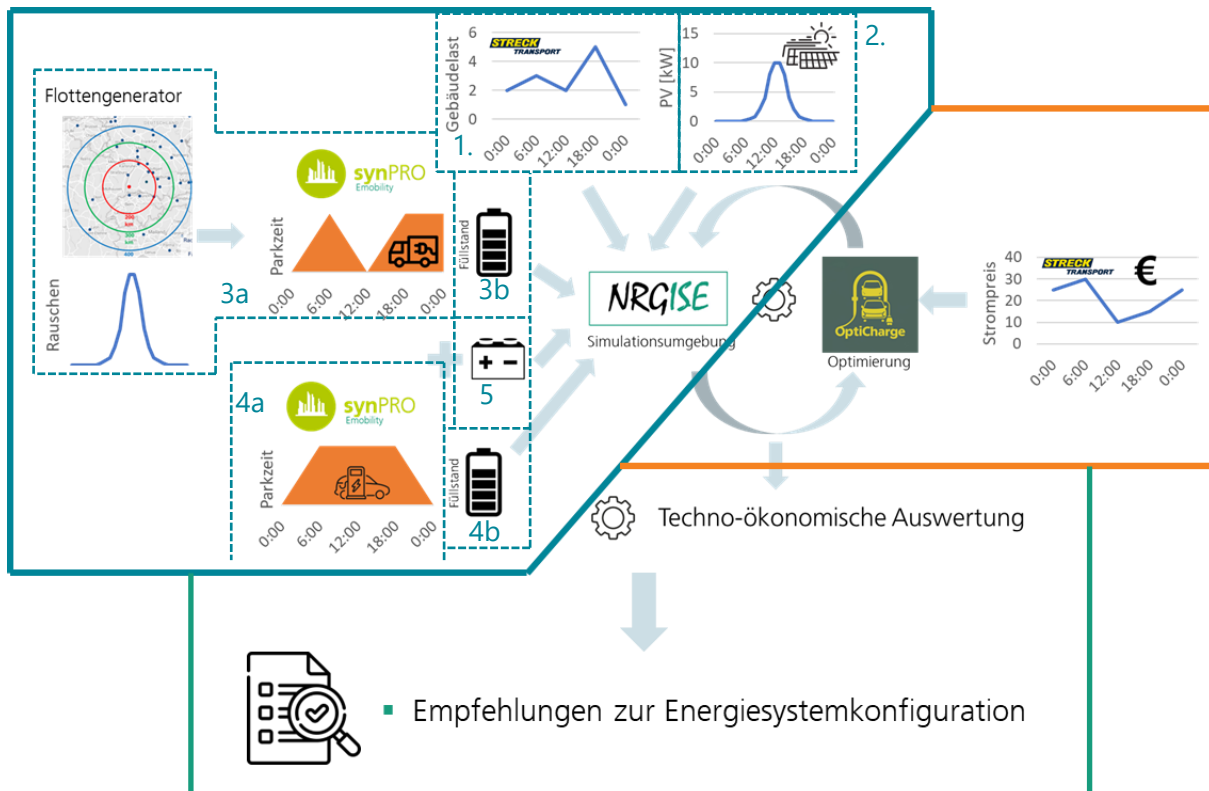
### 3 Simulationssetup

#### 3.1 Methodik: Ablauf der Simulation

Die Simulation setzt sich aus drei verschiedenen Komponenten zusammen:

- Abbild des **Energiesystems** mit dem Fraunhofer Framework NRGISE
- **Modellprädiktive Regelung** mit dem Fraunhofer Framework OptiCharge
- nachgelagerte **technoökonomische Auswertung**

Das Zusammenspiel von Simulation des Energiesystems und Optimierung zeigt Abbildung 3 .



**Abbildung 3 Simulationssetups inklusive Energiesystemabbild, Optimierung und Auswertung**

Das **Energiesystem** setzt sich zusammen aus:

1. einer gemessenen Lastzeitreihe für den Logistikstandort, die alle als nicht steuerbar angenommen Lasten vereint
2. einer synthetisch mit PV-Lib<sup>4</sup> erzeugten PV-Zeitreihe für eine west-ost ausgerichtete Anlage variabler Größe
3. a) einem Flottenprofilgenerator, der im Hintergrund eine Routenplanung zwischen zwei Orten durchführt und die sich ergebene Strecke mit einem stochastisch schwankenden Verbrauch multipliziert, um einen Speicherfüllstand in einem vorher definierten Ankunftszeitfensters bereitzustellen. Diese Daten dienen als Input für ein lineares Speichermodell b), das einen Abfahrtszeitpunkt und einen Zielspeicherfüllstand beinhaltet.

<sup>4</sup> Anderson, K., Hansen, C., Holmgren, W., Jensen, A., Mikofski, M., and Driesse, A. "pvlib python: 2023 project update." Journal of Open Source Software, 8(92), 5994, (2023). DOI: 10.21105/joss.05994.

4. a) einem PKW-Profilgenerator<sup>5</sup>, der den Ladebedarf am Arbeitsplatz, die Ankunfts- und die Abfahrtszeit bereit stellt für ein Batteriemodell b) analog zu 3b)
5. einem stationären Batteriemodell variabler Größe

In jedem Simulationszeitschritt ermittelt das Energiesystemmodell den aktuellen Zustand aller steuerbaren Batteriespeicher. Dieses Systemabbild wird als aktueller Zustand an die **Optimierung** geschickt, die zusätzliche Informationen über die Preisentwicklung des Day-Ahead-Preises, PV- sowie Lastprognosen einbezieht, um einen optimalen Fahrplan für die Batterien zu ermitteln und konkret die Steuerung der Batterien für den nächsten Zeitschritt dem Energiesystem zu senden. Dieses Verfahren wird als 15-minütlich aufgelöste Jahressimulation wiederholt. Die genaue Funktion der Optimierung und die zugehörigen Ziele sind in Kapitel 3.2 beschrieben.

Der Simulation nachgelagert erfolgt eine **technoökonomische Auswertung**, um die wichtigsten energetischen und finanziellen Schlüsselindikatoren zu bestimmen.

## 3.2 Methodik: Erläuterung der Optimierung

In der Optimierung werden zwei Modi verglichen:

### „Batteriegesteuert“

Die Batterie wird so geladen, dass...

1. ausreichend Energie für die E-Lkw-Ladung bei bestehendem Netzanschluss zur Verfügung steht.
2. die maximal mögliche PV-Energie selbst verbraucht wird (Gebäudelast + E-Kfz) und minimale Abregelung erfolgt (keine Ladung, sobald ein PV-Überschuss besteht, sondern zur Mittagsspitze).
3. preisoptimiert Energie aus dem Netz bezogen und eingespeist<sup>6</sup> wird sowie der Leistungspreis so gering wie möglich bleibt.

Die E-Kfz werden nach dem Prinzip „first come, first served“ so geladen, dass...

1. alle Fahrzeuge so schnell wie möglich mit maximaler Leistung vollgeladen werden.
2. ein Fahrzeug, wenn es aufgrund des Netzanschlusses aktuell nicht geladen werden kann, zeitlich verzögert geladen wird.

### „Vollgesteuert“

Die stationäre Batteriesteuerung bleibt unverändert.

Die E-Kfz werden so optimiert geladen, dass...

1. alle Fahrzeuge so schnell wie möglich auf einen minimalen Füllstand von 70 %<sup>7</sup> geladen werden.
2. alle Fahrzeuge PV-optimiert und preisoptimiert geladen werden.
3. der Füllstand bei Abfahrt möglichst gleichmäßig priorisiert ist (im Zweifel: „first depart, first served“).

Die Betriebsmodi und das generelle Verhalten der Optimierung werden in den folgenden zwei Abbildungen exemplarisch erläutert.

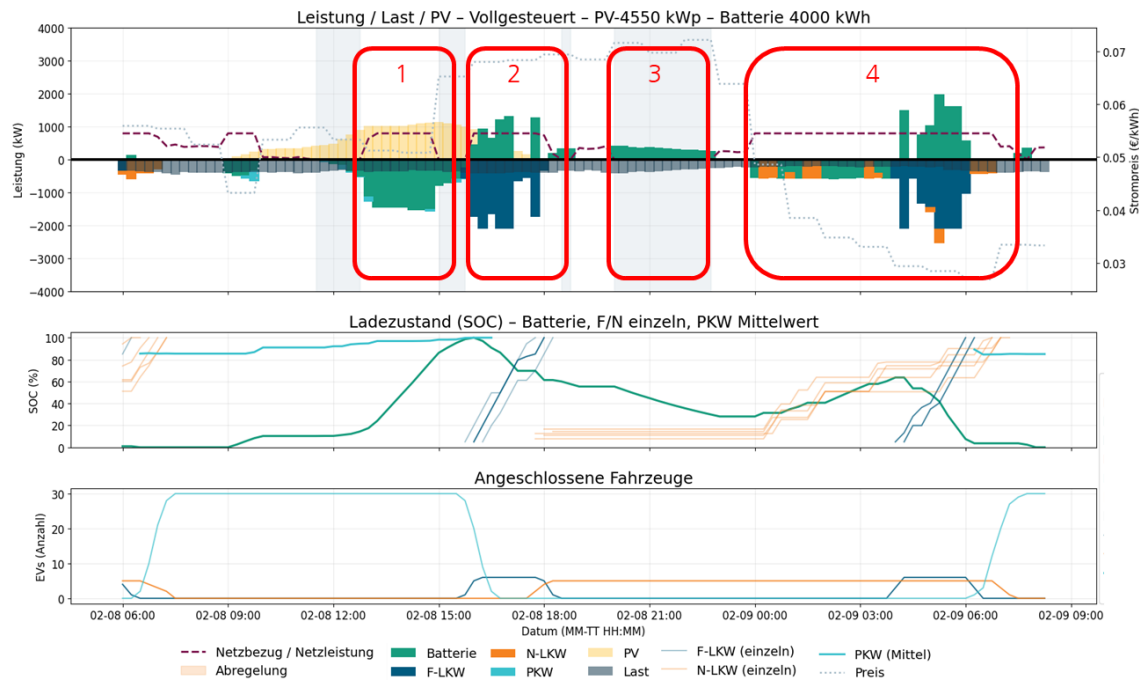
In Abbildung 4 ist ein System mit 5 Fern- und 6 Nahverkehrs-Lkw, einem 8450 kWp PV-System und einer 4 MWh Batterie bei 2 MW Netzanschluss dargestellt, für den batteriegesteuerten Modus. Es ist zu erkennen, dass am 04.04. um die Mittagszeit der Batteriespeicher geladen wird (siehe 1). Die

<sup>5</sup> Der Lastprofilgenerator für das Pkw-Modell ist hier veröffentlicht: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.010>.

<sup>6</sup> Für die Einspeisung, also den Verkauf am Markt ist eine Partnerschaft mit einem Direktvermarkter notwendig.

<sup>7</sup> Dieser Wert hat sich in den Simulationen als sinnvoll herausgestellt, um die begrenzte Flexibilität nutzen zu können. Sollte entweder der Zielspeicherfüllstand reduziert werden oder die Parkzeiten verlängert werden, so würde auch der minimale SOC reduziert werden.





**Abbildung 5 Ausschnitt für drei Tage mit niedriger solarer Einstrahlung für den vollgesteuerten Modus. Im oberen Teil sind Leistungen und Strompreise dargestellt. Im mittleren Teil sind die Speicherfüllstände aller Fahrzeuge und des stationären Speichers und im unteren Teil die verbundenen Fahrzeuge (30 Pkw, 5 Fern- und 6 Nahverkehrs-Lkw) dargestellt.**

### 3.3 Szenarien & Parameter

Für den Standort wurden insgesamt 6 verschiedene Szenarien definiert, die in den folgenden Unterkapiteln beschrieben werden. Die Szenarien wurden wie folgt benannt:

- 1. „Ad-hoc Batterie“
- 2. „Aktueller Planungsstand“
- 3. „Nahverkehr elektrifiziert“
- 4. „Maximale Anzahl E-Lkw“
- 5. „Flexibler Netzanschluss“
- 6. „Vollständig elektrifiziert“

Jedes der Szenarien wurde mit mindestens 5 Batteriegrößen<sup>8</sup> und mindestens 4 PV-Anlagengrößen<sup>5</sup> simuliert. Für Szenario 1 wurde eine weitere Batteriezwichengröße simuliert, für die Szenarien 1-3 eine weitere PV-Anlagengröße. Dies erfolgte, um die Sensitivität bei kleinen Anlagengrößen in den Szenarien mit wenigen E-Lkw zu erhöhen. Insgesamt ergeben sich 140 Jahressimulationen<sup>9</sup>.

Die simulationsübergreifenden technischen Parameter sind in den nachfolgenden Tabellen gelistet.

**Tabelle 2 Szenarienübergreifende technische Parameter zur Energieinfrastruktur**

	Varianten			
<b>PV-Anlage</b>	650 kWp	4550 kWp	8450 kWp	
<b>Batteriegröße</b>	0 MWh	1 MW, 2 MWh	2 MW, 4 MWh	3 MW, 6 MWh
<b>Gebäudelast</b>	RLM (15-min Auflösung für 2024)			

<sup>8</sup> Inklusive Anlagengröße 0 bzw. keine Batterie/PV-Anlage

<sup>9</sup> 3 Szenarien \* 4 PV-Größen \* 5 Batterien + 2 Szenarien \* 5 PV-Größen \* 5 Batterien + 1 Szenario \* 5 PV-Größen \* 6 Batterien = 140

**Tabelle 3 Szenarienübergreifende Elektromobilitätsdaten**

Elektrofahrzeugtyp	Nahverkehr-E-Lkw <sup>a)</sup>	Fernverkehrs-E-Lkw <sup>b)</sup>	E-Pkw
<b>Nutzbare Batteriegröße</b>	270	540	60
<b>Verbrauch</b>	90 kWh / 100 km	90 kWh / 100 km	15 kWh / 100 km
<b>Ankunftszeitraum<sup>c)</sup></b>	17:00 – 18:00 Uhr	1: 16:00 – 17:00 Uhr 2: 03:00 – 04:00 Uhr	07:00 – 08:00 Uhr
<b>Abfahrtszeitraum<sup>c)</sup></b>	05:00 – 07:00 Uhr	1: 18:00 Uhr – 19:00 Uhr 2: 05:00 Uhr – 06:00 Uhr	16:00 – 17:00 Uhr
<b>Tagesdistanz</b>	150 – 260 km <sup>d)</sup>	550 – 600 km	40 – 60 km
<b>Ladebedarf</b>	100 % am Standort	100 % am Standort	Variabel, ca. 20 % am Standort
<b>Wallboxen (E-Pkw)</b>	30 x 11 kW		

a) Nahverkehrs-E-Lkw sind Lkw mit 12-25 t Gesamtgewicht.  
b) Fernverkehrs-E-Lkw sind Lkw mit zulässigem Gesamtgewicht von 40 t.  
c) Ankunfts- und Abfahrtszeiträume wurden einer statistischen Streuung unterworfen, so dass Fahrzeuge auch in den zwei angrenzenden Viertelstundenblöcken vor oder nach dem hier angegebenen Zeitraum eintreffen oder abfahren können.  
d) Zwei konkrete Routen nach Waldshut und ins Kinzigtal (ca. 150 km) werden im „Ad-hoc Batterie“ Szenario berücksichtigt. Alle weiteren Strecken werden mit 250 km und einer statistischen Streuung angenommen, was einer fast vollständigen Nutzung der Batteriekapazität entspricht.

Die ökonomischen Annahmen über alle Szenarien hinweg sind identisch, eventuell anfallende Skaleneffekte bei Batterie und PV-System werden vernachlässigt. Die Parameter sind in Tabelle 4 aufgelistet. Die ökonomischen Größen „Arbeitspreis“ und „Leistungspreis“ werden in der Optimierung verwendet, alle ökonomischen Parameter darüber hinaus in der, der Simulation nachgelagerten wirtschaftlichen Auswertung. Die Anschaffungskosten für E-Lkw sowie eine Gegenüberstellung von Dieselskosten und Stromkosten sind nicht Teil dieser Studie. Es wird davon ausgegangen, dass die Entscheidung für die Elektrifizierung der Flotte wirtschaftlich ist<sup>10</sup>, sofern ausreichend Ladeinfrastruktur zur Verfügung steht.

**Tabelle 4 Szenarienübergreifende ökonomische Simulationsparameter**

<b>Batteriekosten</b>	CAPEX <sup>a1)</sup> : 332 €/kWh OPEX <sup>a2)</sup> : 6,64 €/kWh	<b>Arbeitspreis</b>	Day-Ahead-Preis <sup>d)</sup> + 7,4 ct /kWh <sup>e)</sup>
		<b>Leistungspreis<sup>f)</sup></b>	206,72 €/kW/a
<b>PV-Systemkosten<sup>b)</sup></b>	CAPEX <sup>b1)</sup> : 1000 €/kWp OPEX <sup>b2)</sup> : 21,5 €/kWp	<b>Diskontierungsfaktor<sup>g)</sup></b>	3,5 %
		<b>Vergütung PV<sup>c)</sup></b>	3 ct/kWh

a1) 250 €/kWh reine Batteriekosten gemäß internem Angebot für Streck Transport zzgl. 82 €/kWh Installationskosten nach KTH „Cost models for battery energy storage systems“ ([LINK](#))  
a2) 2 % des CAPEX nach Mongird, K. et. Al.: „An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics“ ([LINK](#))  
b) Fraunhofer ISE: „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“ ([LINK](#)) b1) Tabelle 1 b2) Tabelle 2  
c) Angabe durch Streck Transport  
d) 15min aufgelöste Zeitreihe für 2024 gemäß ISE Energy Charts ([LINK](#))  
e) Fixer Offset für Steuern und Umlagen gemäß statistischem Bundesamt ([LINK](#))  
f) badenovaNETZE GmbH „Netzentgelte Stromnetz ab 01.01.2024“, Netznutzungsentgelt für Entnahmestellen mit registrierender Lastgangmessung (RLM), Mittelspannung ([LINK](#))  
g) Angabe durch Streck Transport

<sup>10</sup> Siehe dazu Seite 13 Abbildung 7 in folgender Quelle: KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH (Hrsg.) (2026): „Faktencheck E-Lkw. Vom Diesel zum Strom: Elektrische Lkw in der Praxis“. Karlsruhe/Stuttgart: KEA-BW. Online verfügbar unter: <https://www.kea-bw.de/publikationen>.

### 3.3.1 „Ad-hoc Batterie“

**Motivation:** Am Standort soll ein stationärer Batteriespeicher eingebaut werden, um zum einen mit dem bestehenden Netzanschluss ausreichend zusätzliche Leistung zum Laden der E-Lkw vorrätig zu haben, und zum anderen Überschüsse aus einer, derzeit weiter im Ausbau befindlichen, PV-Anlage zwischenspeichern. Die Frage ist, welche Leistung und welche Energie der Speicher haben soll.

**Parameter:** Die Simulationsparameter zum Szenario sind in nachfolgender Tabelle gelistet. Gegenüber den allgemeinen Parametern wurden zwei neue Batteriezwischengrößen für 500 kWh und 1000 kWh eingeführt, während die 6000 kWh-Batterie nicht simuliert wurde. Für die PV-Anlage wurde die Zwischengröße ¼ Dachbelegung bzw. 2275 kWp eingefügt. In diesem Szenario sind die zwei bereits vorhandenen Nahverkehrs-E-Lkw berücksichtigt sowie die vorhandenen 30 Wallboxen.

**Tabelle 5 Abweichende Simulationsparameter „Ad-hoc Batterie“**

Energiesysteminfrastruktur			
<b>Netzanschluss</b>	2 MW (statisch)	<b>Ladesäulen (E-Lkw)</b>	2 x 150 kW
<b>Zusätzliche PV-Größen</b>	2275 kWp	<b>Zusätzliche Batterien</b>	0,25 MW 0,5 MWh   0,5 MW 1 MWh
Mobilitätsdaten			
<b>Nahverkehrs-Lkw</b>	2	<b>Fernverkehrs-Lkw</b>	0

### 3.3.2 „Aktueller Planungsstand“

**Motivation:** In der ersten Ausbaustufe sollen am Ende 6 Nah- und 5 Fernverkehrs-E-Lkw am Standort laden. Hierzu sind die Ausbauempfehlungen für das Energiesystem zu bestimmen.

**Parameter:** Die Simulationsparameter zum Szenario sind in nachfolgender Tabelle gelistet. Für die PV-Anlage wurde die Zwischengröße ¼ Dachbelegung bzw. 2275 kWp eingefügt. Die Anzahl der E-Lkw ergibt sich aus der Motivation.

**Tabelle 6 Abweichende Simulationsparameter „Aktueller Planungsstand“**

Energiesysteminfrastruktur			
<b>Netzanschluss</b>	2 MW (statisch)	<b>Ladesäulen (E-Lkw)</b>	6 x 150 kW + 5 x 350 kW
<b>Zusätzliche PV-Größen</b>	2275 kWp		
Mobilitätsdaten			
<b>Nahverkehrs-Lkw</b>	6	<b>Fernverkehrs-Lkw</b>	5

### 3.3.3 „Nahverkehr elektrifiziert“

**Motivation:** In dieser Ausbaustufe sind alle 60 Nahverkehrs-Lkw, welche im Umkreis von 200 km fahren, elektrifiziert. Es wird davon ausgegangen, dass dieser Radius abgefahren werden kann, ohne dass eine externe Zwischenladung erfolgen muss. Hierzu sind die Ausbauempfehlungen für das Energiesystem zu bestimmen.

**Parameter:** Die Simulationsparameter zum Szenario sind in nachfolgender Tabelle gelistet. Für die PV-Anlage wurde die Zwischengröße ¼ Dachbelegung bzw. 2275 kWp eingefügt. Die Anzahl der Fernverkehrs-E-Lkw wird gegenüber dem vorangegangenen Szenario nicht verändert.

**Tabelle 7 Abweichende Simulationsparameter „Nahverkehr elektrifiziert“**

Energiesysteminfrastruktur			
<b>Netzanschluss</b>	2 MW (statisch)	<b>Ladesäulen (E-Lkw)</b>	60 x 150 kW + 5 x 350 kW
<b>Zusätzliche PV-Größen</b>	2275 kWp		
Mobilitätsdaten			
<b>Nahverkehrs-Lkw</b>	60	<b>Fernverkehrs-Lkw</b>	5

### 3.3.4 „Maximale Anzahl E-Lkw“

**Motivation:** In dieser Ausbaustufe gilt es herauszufinden, wie viele E-Lkw mit der Energieinfrastruktur gemäß dem Szenario „Aktueller Planungsstand“ maximal betrieben werden können, ohne dass dafür der Logistikbetrieb verändert wird. Es wird davon ausgegangen, dass alle Ziele angefahren werden können, ohne dass eine externe Zwischenladung erfolgen muss.

**Parameter:** Die Anzahl der Fernverkehrs-E-Lkw ist kein Inputparameter, sondern ein Ergebnis der schrittweisen Erhöhung dieses Wertes. Die Anzahl der Nahverkehrs-E-Lkw bleibt gegenüber dem vorangegangenen Szenario unverändert. Zu beachten ist, dass für die Bestimmung der Anzahl der Fernverkehrs-E-Lkw die Batteriegröße<sup>11</sup> aus dem Ergebnis des Szenario 2 genommen wurden und anschließend die PV-Batteriegröße variiert wurde, ohne dass die E-Lkw-Anzahl nachgeführt wird.

**Tabelle 8 Abweichende Simulationsparameter „Maximale Anzahl E-Lkw“**

Energiesysteminfrastruktur			
<b>Netzanschluss</b>	2 MW (statisch)	<b>Ladesäulen (E-Lkw)</b>	60 x 150 kW + Zu bestimmen x 350
Mobilitätsdaten			
<b>Nahverkehrs-Lkw</b>	60	<b>Fernverkehrs-Lkw</b>	Zu bestimmen

### 3.3.5 „Flexibler Netzanschluss“

**Motivation:** In dieser Ausbaustufe wird überprüft, inwieweit ein flexibler Netzanschluss mit zwei verschiedenen Netzanschlusskapazitäten für Tages- und Nachtzeitfenster die Ökonomie verbessert und ggf. mehr E-Lkw integrierbar macht. Ziel ist es hier Bedarfe abzuleiten, welche Zeitfenster sinnvollerweise für einen flexiblen Netzanschluss benötigt werden, um damit beim Verteilnetzbetreiber diese zu beantragen.

**Parameter:** Die Simulationsparameter zum Szenario sind in nachfolgender Tabelle gelistet. Vor allem relevant ist hier das Zeitfenster mit flexiblem Netzanschluss, bei dem die garantierten 2 MW um weitere 2 MW temporär erweitert werden. Zur Ermittlung der Hochlastzeitfenster wurden zunächst die gegebenen Zeitfenster in der Mittelspannung für das Bezugsjahr des örtlichen Stromversorgers angesehen<sup>12</sup>. Hier gibt es jedoch nur Zeitfenster in der Wintersaison, für die weiteren Jahreszeiten sind keine Hochlastzeitfenster angegeben. Daher wurde aus dem typischen Lastverlauf in Deutschland<sup>13</sup> ein eigenes Hochlastzeitfenster in der Zeit von 06:00 bis 22:00 Uhr abgeleitet. Die Hochlast-

<sup>11</sup> Die PV Größe ist hier irrelevant, da zu den kritischen Zeiten der Fernverkehrsladungen keine PV-Leistung zur Verfügung steht, die PV-Anlagengröße also keinen Einfluss auf die Bestimmung der maximalen Fernverkehrszahl hat. Die Ladung des Nahverkehrs ist aufgrund hoher Standzeiten, als Ergebnis von Szenario 3, unkritisch.

<sup>12</sup> Quelle: <https://a.storyblok.com/f/307935/x/d593ca34d7/strom-hochlastzeitfenster-2024.pdf>

<sup>13</sup> [https://www.energy-charts.info/charts/price\\_spot\\_market/chart.htm?l=en&c=DE&interval=year&year=2024&legendItems=ey4&minuteInterval=60min](https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=en&c=DE&interval=year&year=2024&legendItems=ey4&minuteInterval=60min)

zeitfenster des Netzbetreibers befinden sich innerhalb dieses Zeitraums, womit die getroffene Annahme als konservative Einschätzung eingeordnet werden kann. Im Gespräch mit dem örtlichen Netzversorger wurde die prinzipielle Bereitschaft geäußert, nach vorheriger Netzverträglichkeitsprüfung den flexiblen Netzanschluss, basierend auf den hier vorliegenden Ergebnissen, zu genehmigen, konkrete Zeitfenster wurden jedoch nicht genannt.

In der Optimierung gehen wir davon aus, dass innerhalb des Niedriglastzeitfensters, in dem der erhöhte Netzanschluss zur Verfügung gestellt wird, der Leistungspreis auf den bestehenden Leistungspreis bei 2 MW gedeckelt wird. Dies würde einem Szenario entsprechen, bei dem der erweiterte, flexible Netzanschluss in derselben Zeit wie ein atypisches Netznutzungszeitfenster besteht<sup>14</sup>.

**Tabelle 9 Abweichende Simulationsparameter „Flexibler Netzanschluss“**

<b>Energiesysteminfrastruktur</b>			
<b>Netzanschluss</b>	2 MW + 2MW (zeitl. beschränkt)	<b>Ladesäulen (E-Lkw)</b>	60 x 150 kW + 10 x 350
<b>Mobilitätsdaten</b>			
<b>Nahverkehrs-Lkw</b>	60	<b>Fernverkehrs-Lkw</b>	10
<b>Leistungspreis</b>	206,72 €/kW/a im Zeitraum 06:00 bis 22:00 Uhr, im Zeitraum 22:00 bis 06:00 Uhr wird der Leistungspreis bei 413.440 €/a (entspricht 2MW) gedeckelt.		

### 3.3.6 „Vollständig elektrifiziert“

**Motivation:** Im letzten Szenario untersuchen wir einen vollständig elektrifizierten Standort mit deutlich vergrößertem Netzanschluss, vollständig elektrifizierter E-Lkw-Flotte, vollständig belegter PV-Dachanlage und großem Batteriespeicher. Mit dieser Simulation sollen zum einen die üblichen technoökonomischen Parameter bestimmt werden und zum anderen analysiert werden, ob alle E-Lkw versorgt werden können.

**Parameter:** Die Simulationsparameter zum Szenario sind in nachfolgender Tabelle gelistet. Die vollständig elektrifizierte Lkw-Flotte umfasst 60 Nahverkehrs- und 80 Fernverkehrsfahrzeuge, unter der Annahme, dass die derzeitige Fuhrparkkapazität nicht verändert werden muss. Der Netzanschluss berücksichtigt einen im Planungsverfahren befindlichen Netzausbau durch ein neues Umspannwerk. Im Falle der Durchführung stehen 15 MW an Netzanschluss zur Verfügung. In diesem Szenario wird kein flexibler Netzanschluss angenommen.

**Tabelle 10 Abweichende Simulationsparameter „Vollständig elektrifiziert“**

<b>Energiesysteminfrastruktur</b>			
<b>Netzanschluss</b>	15 MW	<b>Ladesäulen (E-Lkw)</b>	60 x 150 kW + 80 x 350
<b>Mobilitätsdaten</b>			
<b>Nahverkehrs-Lkw</b>	60	<b>Fernverkehrs-Lkw</b>	80

## 3.4 Darstellungsformen und KPIs

Für die Auswertung der Simulationen werden immer dieselben Darstellungsformen gewählt, welche im Folgenden erläutert und dann im Ergebniskapitel nur noch verwendet und ausgewertet werden.

<sup>14</sup> Ob diese simultane Bereitstellung von atypischer Netznutzung und flexiblen Netzanschluss möglich ist, ist rechtlich zu klären.

### 3.4.1 Darstellung von Input und empfohlenem Output

Am Anfang jedes Kapitels werden noch einmal die Eingangsgrößen, die in Kapitel 3.3 erläutert werden, zusammengefasst. Zusätzlich werden die Empfehlungen aus dem Szenario bereits quantitativ vorweggenommen und anschließend erläutert. Die zugehörige Eingangsvisualisierung ist in Abbildung 6 zu sehen. In Blau sind die **Eingangsgrößen**, in Grün die Empfehlungen aus den Simulationen zu sehen. Dabei sind die folgenden Eingangsparameter zu finden: 1. Die zur Verfügung stehende Netzanschlussleistung. 2. Die PV-Anlagengrößen, welche variiert wurden. 3. Das Verbrauchsprofil für nicht steuerbare Gebäudelasten. 4. Die Batteriegrößen, welche variiert wurden (wobei jeder Kapazität eine halb so große Leistung entspricht). 5. Die Anzahl der Fernverkehrs-Lkw, die elektrifiziert werden sollen. 6. Die Anzahl der Nahverkehrs-Lkw, die elektrifiziert werden sollen. Aus der Simulation folgen die Ausgangsparameter: 7. Die empfohlene Anlagengröße. 8. Die empfohlene Batteriegröße. 9. Die empfohlene Anzahl und Größe der Ladepunkte.

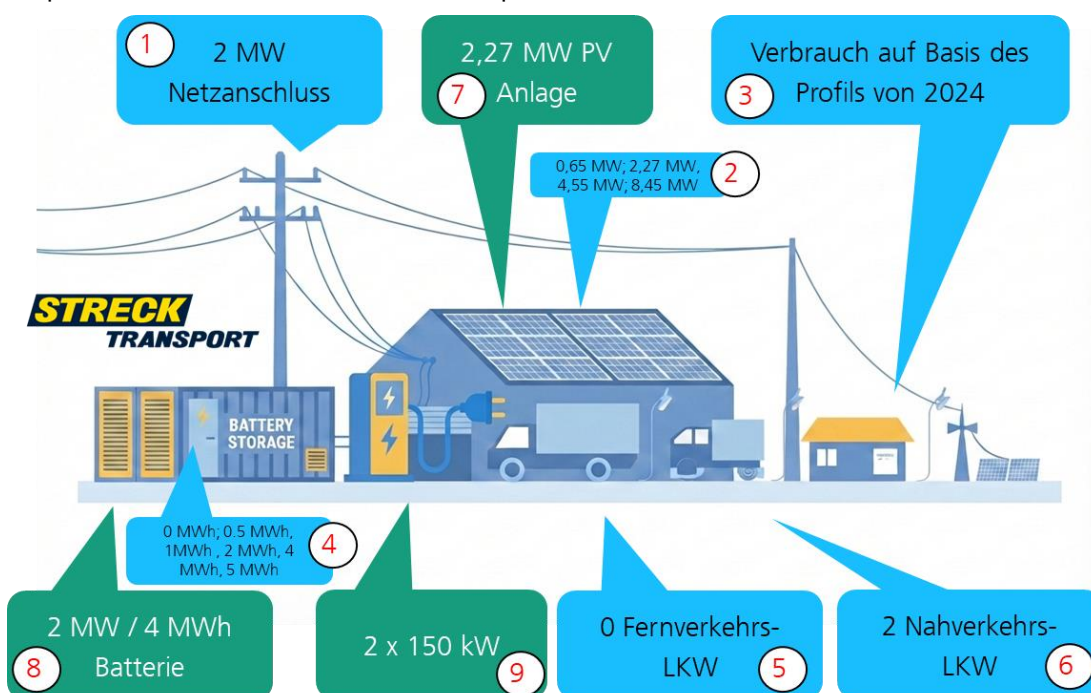


Abbildung 6 Eingangsparameter und Empfehlungen

### 3.4.2 Darstellung des Nettobarwerts als Heat Map

Der erste Key Performance Indikator (KPI) ist der Nettobarwert bzw. Net Present Value (NPV). Der Nettobarwert ist die Differenz zwischen dem Wert von Zahlungsmittelzuflüssen und dem Wert von Zahlungsmittelabflüssen über einen bestimmten Zeitraum unter Berücksichtigung eines Diskontierungsfaktors. Der Diskontierungsfaktor berücksichtigt entweder den Kreditzins, welcher für die Aufbringung des anfänglichen Investitionskredits notwendig ist, oder die entgangenen Zinseinnahmen, welche ohne Kredit bei einer Allokation des Invest in ein anderes Projekt angefallen wären. Der NPV wird im Folgenden verwendet, um zu entscheiden, ob das Investment positiv ( $NPV > 0$ ) oder negativ ( $NPV < 0$ ) zu bewerten ist.

Die Formel zur Berechnung des NPV lautet wie folgt:

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

$I_0$  ist die Anfangsinvestition für Batterie und PV-Anlage (siehe CAPEX in Tabelle 4).

$T$ : ist der Betrachtungszeitraum. In dieser Studie pauschal 20 Jahren (Typisch für PV-Anlagen).

$r$  ist der Diskontierungssatz (3,5 % nach Tabelle 4).

$CF_t$  entspricht der Gesamtkostensparnis im Jahr  $t$  und wird wie folgt berechnet:

$$CF_t = \epsilon_{Referenz} - \epsilon_t - D - rp$$

$\epsilon_{Referenz}$  beschreibt die Stromkosten in einem Referenzszenario. Das ist im Falle der NPV-Darstellung für den batteriegesteuerten Fall das Szenario „Batterie = 0“ und „PV = 0“. Im vollgesteuerten Fall sind PV und Batterie ebenfalls 0. Jedoch wird es mit dem batteriegesteuerten Szenario verglichen. Folglich ergibt sich durch die Steuerung der Ladevorgänge ein positiver Wert (siehe roter Rahmen in Abbildung 7), auch wenn Batterie und PV nicht vorhanden sind.

$\epsilon_t$  sind die Stromkosten aus der Jahressimulation, welche Arbeitspreis, Leistungspreis und Veräußerung von PV-Strom beinhalten.

$D$  sind die operativen Kosten (siehe OPEX in Tabelle 4).

$rp$  beschreibt die Kosten zum Ersatz der Batterie nach 10 Jahren (Typische Garantiezeit).

Der NPV wird am Ende jeder Jahressimulation berechnet und für jede PV-Batteriekombination innerhalb eines Szenarios in Form einer Heat Map aufbereitet (siehe Abbildung 7). Dabei wird sowohl die Darstellung für den batteriegesteuerten als auch für den vollgesteuerten Fall bereitgestellt. Die Farbskala repräsentiert die Wirtschaftlichkeit von Rot für eine negative Investition über Gelb für eine kostendeckende Investition bis Grün für eine positive Investition. Auf der X-Achse sind die verschiedenen PV-Anlagengrößen, auf der Y-Achse die Batteriegrößen aufgetragen. Man beachte, dass in der Beispieldarstellung auch bei PV = 0 und Batterie = 0 ein positiver Wert steht (siehe roter Rahmen). Dies ist darauf zurückzuführen, dass es sich um die Darstellung einer vollgesteuerten Optimierung handelt und als Referenz der batteriegesteuerte Fall verwendet wird. Um den reinen Mehrwert der Vollsteuerung zu ermitteln, muss die Differenz zwischen vollgesteuert und batteriegesteuert gebildet werden.

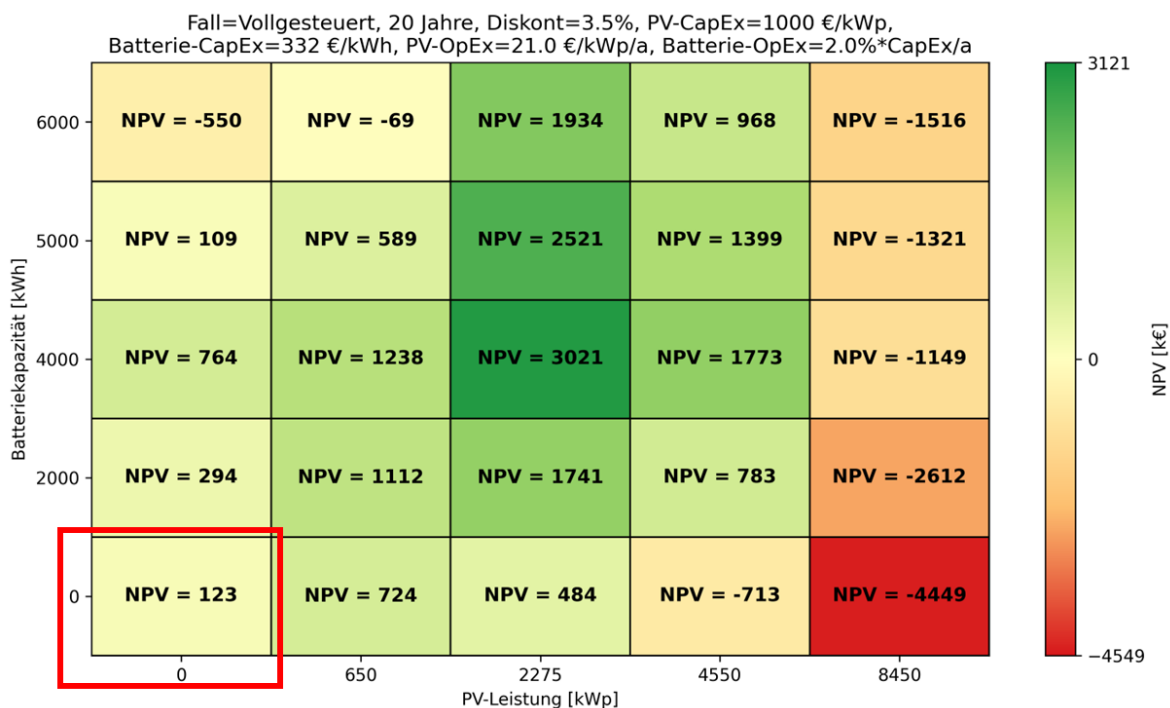


Abbildung 7 NPV-Darstellung als Heat Map für einen vollgesteuerten Fall

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass auch ein negativer NPV ein sinnvolles Investment sein kann, wenn zum Beispiel der Batteriespeicher unbedingt benötigt wird, um ausreichend Energie für

die Ladung von Lkw vorzuhalten. Sollte mit einer Konfiguration aus PV-Speichersystem und EMS nicht genügend Energie geladen werden können, so wird die zusätzlich benötigte Energiemenge in den Darstellungen in Kapitel 4 mit dem durchschnittlichen Arbeitspreis (ca. 23 ct/kWh) multipliziert, um eine Vergleichbarkeit der NPV-Werte zu schaffen. Dies gilt bezüglich  $\epsilon_{Referenz}$  und  $\epsilon_t$ . Im Anhang ist eine alternative Darstellung mit 60 ct/kWh aufgeführt.

### 3.4.3 Darstellung der Kostenaufschlüsselung als gruppierte Säulen

Der wichtigste Parameter bei der Berechnung des NPV sind die Stromkosten, die im Ergebnisstil als Säulendiagramme präsentiert werden. Eine Beispieldarstellung ist in Abbildung 8 zu sehen. Der Strompreis setzt sich dabei aus den folgenden drei Komponenten zusammen:

1. **Arbeitspreis:** Der Preis, welcher pro kWh anfällt, die aus dem Netz bezogen wird. Der Preis setzt sich zusammen aus Day-Ahead-Preis plus Steuern und Umlagen.
2. **Leistungspreis:** Der Preis, der für die höchste 15min Leistungsspitze im Jahr berechnet wird
3. Erlöse aus Einspeisung: Gewinne, die durch den börslichen Verkauf des PV-Überschussstroms anfallen. In der Studie wird vereinfacht ein Pauschalwert angenommen.

Quantitative Werte für die drei Preiskomponenten sind in Tabelle 4 zu finden. Zusammen ergeben sich die **Nettostromkosten**, wobei Netto hier als Kosten–Erlöse zu verstehen ist, Steuern und Umlagen sind im Preis inbegriffen. Die Abbildung 8 gruppiert jeweils die Batteriegrößen einer zugeordneten PV-Anlagengröße. Die Gesamtbilanz bezieht sich auf das Jahr. Diese ergibt sich beim Arbeitspreis aus dem jeweiligen 15min Preis pro kWh und der Verbrauchsmenge (kWh) für Ladung und Gebäudelast, die aus dem Netz gezogen werden muss, also nicht durch PV-Eigenstrom gedeckt werden kann. Die beiden Säulen für Arbeits- und Leistungspreis pro Batteriegröße und pro PV-Anlagengröße sind übereinander angeordnet und ergeben den Bruttostrompreis, von dem die PV-Erlöse abgezogen werden, um die Nettostromkosten (als Punkt dargestellt) zu ermitteln. Unterhalb der Säulendiagramme sind als eingängige Größen auch der durchschnittliche Arbeitspreis pro kWh und ein fiktiver durchschnittlicher Arbeitspreis pro kWh, bei dem die Einspeisung gegengerechnet wurde, zu finden.

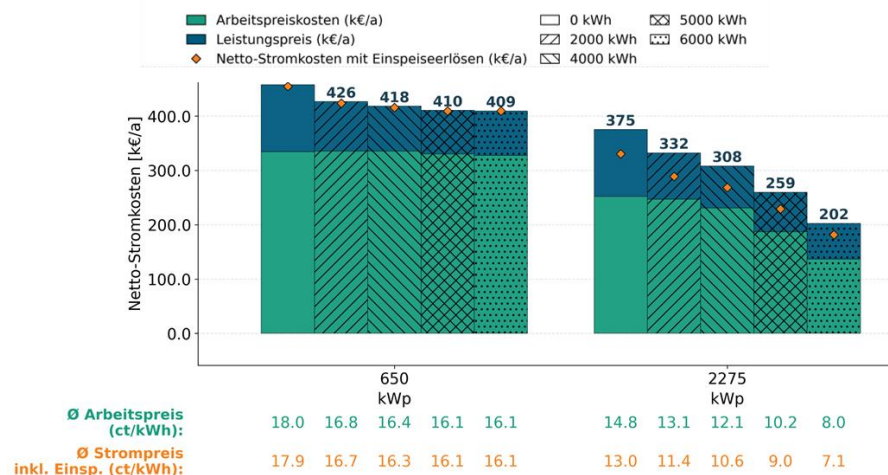


Abbildung 8 Stromkostenbestandteile als Säulendiagramm

### 3.4.4 Darstellung der PV-Energiebilanz als Säulendiagramm

Neben den ökonomischen Darstellungen ist auch die Energiebilanz interessant. Dabei beschränkt sich diese Studie auf die Erzeugungsseite und die Aufteilung der PV-Flüsse in die Gebäudelast, die Ladung von stationären und mobilen Batterien, die Einspeisung ins Netz und die Abregelung. Im

Synthesekapitel wird jeweils für das empfohlene Setup aus jedem Szenario auch die Lastbilanz aufgestellt. Dies ist jedoch eine spezielle Darstellung, die im zugehörigen Kapitel erklärt wird. Als Darstellungsform wurde wieder ein Säulendiagramm gewählt, bei dem nun nach Batteriegrößen gruppiert wurde und innerhalb jeder Gruppe die verschiedenen PV-Anlagengrößen nebeneinandergestellt sind. Pauschal gilt: Je weniger Abregelung, desto besser. Darüber hinaus gilt betriebswirtschaftlich: Je weniger Einspeisung, bzw. je mehr Eigenverbrauch (PV→Last + PV→Laden), desto besser. Allerdings müssen die energetischen Zahlen immer in den wirtschaftlichen Kontext aus den beiden vorherigen KPIs gesetzt werden.

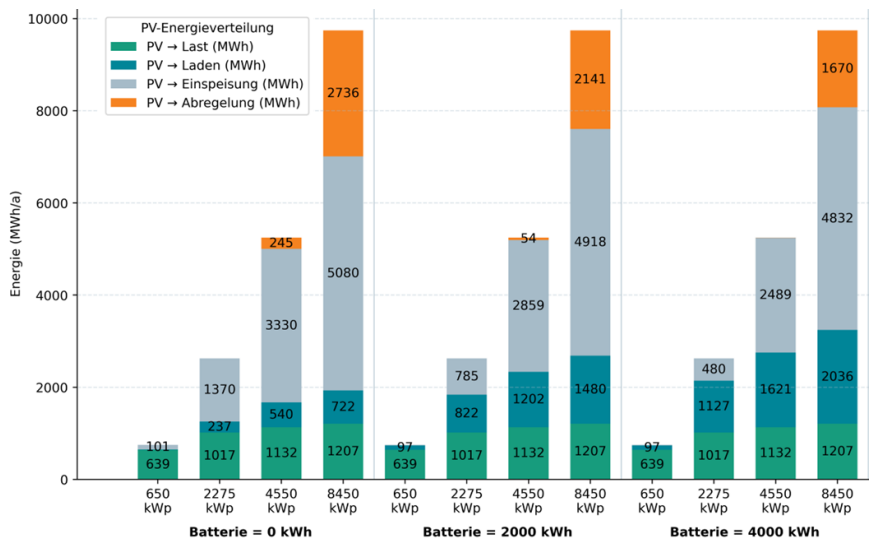


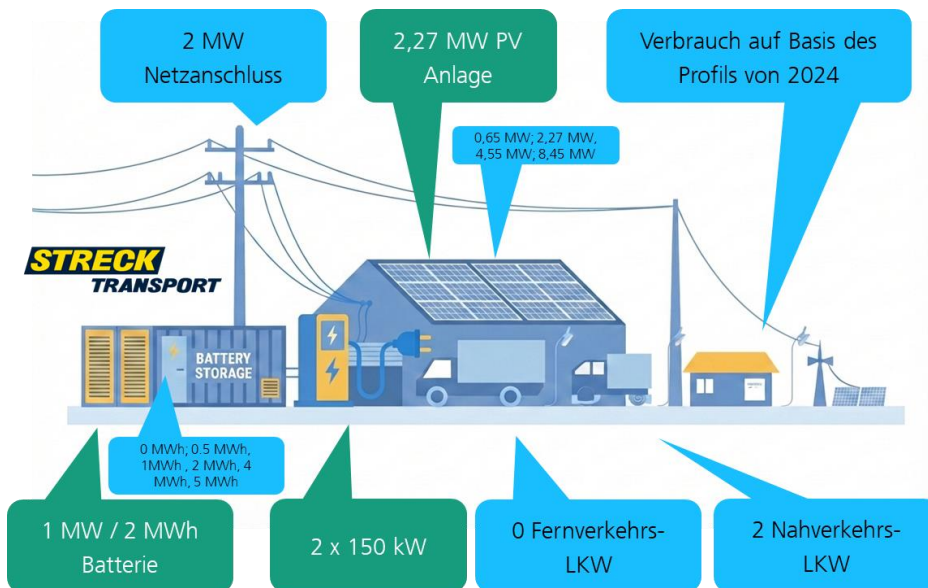
Abbildung 9 PV-Energiebilanz als Säulendiagramm

## 4 Ergebnisse

Die nachfolgenden Ergebnisse werden pro Szenario präsentiert. Die wiederkehrenden Abbildungen wurden im vorangegangenen Kapitel 3.4 erläutert.

### 4.1 Szenario 1 „Ad-hoc Batterie“

Im Szenario 1 „Ad-hoc Batterie“ wurde ein Batteriespeicher für das bestehende Energiesystem am Standort simuliert.



**Abbildung 10** Eingangsparmeter und Empfehlungen für „Ad-hoc Batterie“

Die Auswertung des NPV für den batteriegesteuerten Fall findet sich in Abbildung 11. Hier ergibt sich die größte Wirtschaftlichkeit bei einer PV-Anlagengröße von 650 kWp in Kombination mit einer 500 kW/ 1 MWh Batterie. Es ist zu erkennen, dass bei der PV-Anlagengröße von 650 kWp alle Batteriegrößen von 0 bis 2 MWh einen positiven NPV aufweisen. Auch die Kombination von 2275 kWp mit einem 2 MWh Speicher ist lukrativ, vor Allem mit Blick auf folgende Szenarien mit größerer E-Lkw-Durchdringung. In Abbildung 12 ist der vollgesteuerte Fall dargestellt. Hier erhöht sich der Umfang an Kombinationen mit positivem NPV stark. Dies ist vor Allem der Tatsache geschuldet, dass nur Nahverkehrs-E-Lkw im Szenario betrachtet werden und diese einen tendenziell auf Grund langer Standzeiten einen großen Flexibilitätsrahmen bereitstellen. Der NPV gegenüber der Batteriesteuerung in der Konfiguration 650 kWp + 1 MWh wird fast verdoppelt. Das lukrativste Szenario liegt nun bei 2275 kWp + 2 MWh.

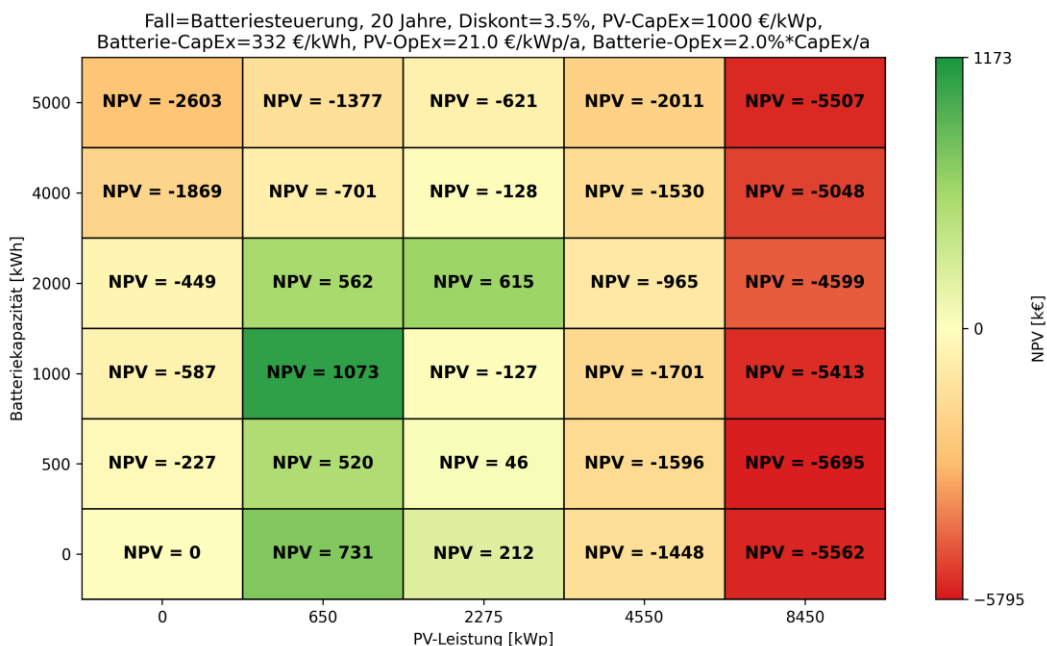


Abbildung 11 NPV-Darstellung für einen batteriegesteuerten Fall im Szenario „Ad-hoc Batterie“

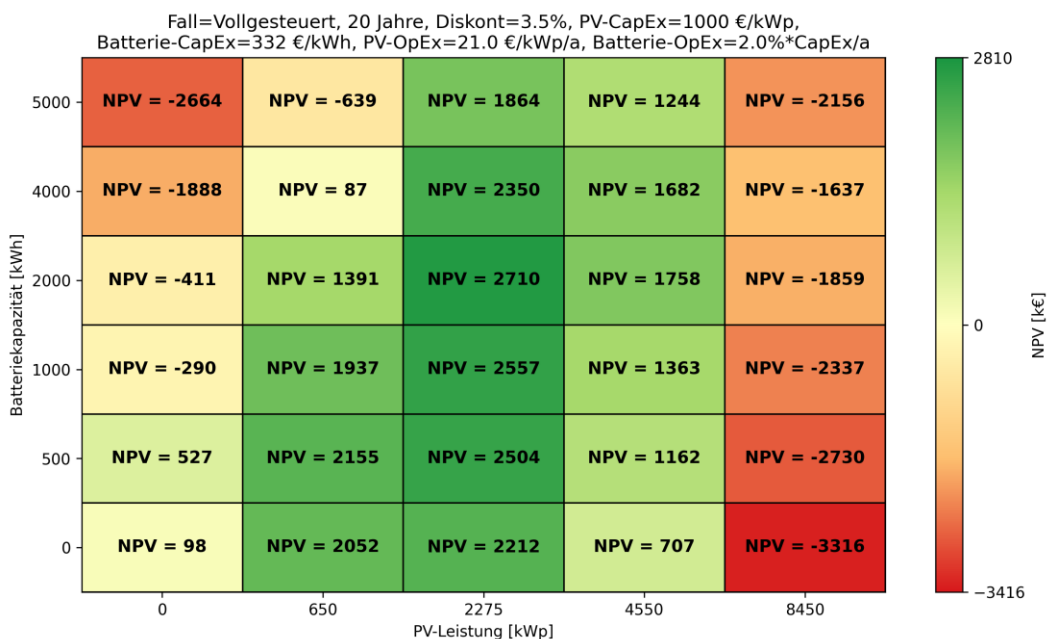
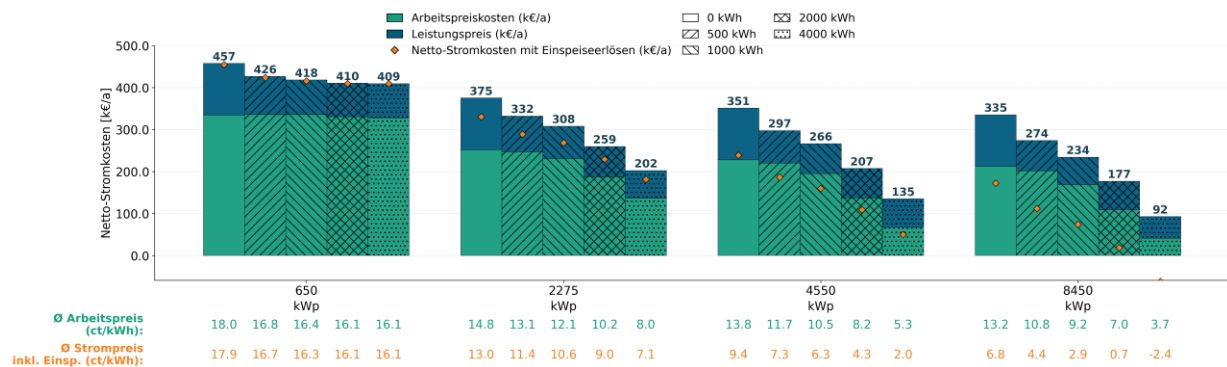


Abbildung 12 NPV-Darstellung für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Ad-hoc Batterie“

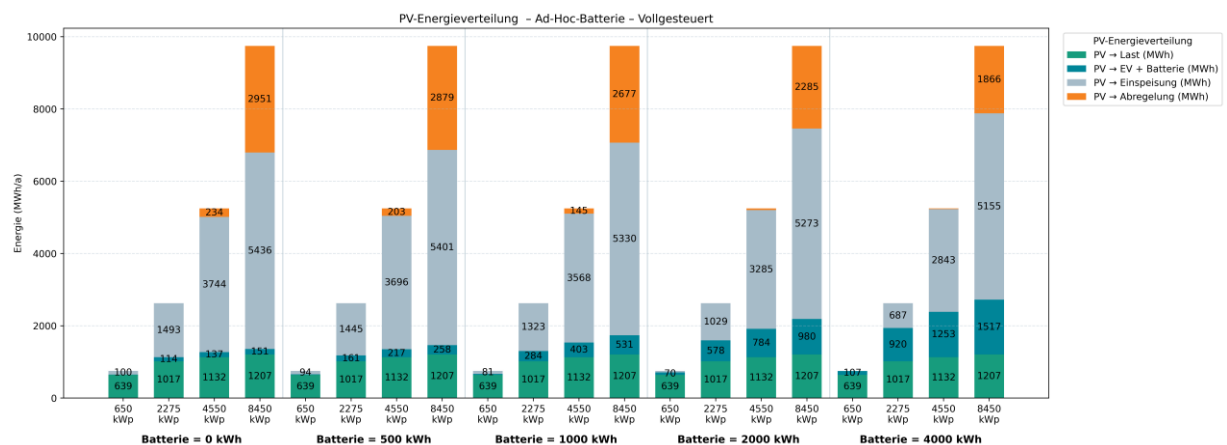
Die Entwicklung der Stromkostenbestandteile für das vollgesteuerte Szenario ist in Abbildung 13 zu sehen. Es fällt auf, dass die Einsparungen auf der Stromkostenseite (Arbeitspreis + Leistungspreis) von 650 kWp zu 2275 kWp wesentlich größer ausfallen als eine weitere Steigerung der PV-Anlagengröße von 2275 kWp auf 4550 kWp, und dies über alle Batteriegrößen hinweg. Bei der Betrachtung des Nettostrompreises (inklusive Einspeisung) ist der Effekt weniger stark. In der Gesamtbilanz ist also auch eine größere Anlage sinnvoll, vorausgesetzt die Erlöse aus dem Verkauf entsprechen im Schnitt den hier getroffenen Annahmen von 3 ct/kWh. Der Faktor der Reduktion des Einkaufspreises ist als höher zu bewerten als der des Nettostrompreises. In der empfohlenen Konstellation (2275 kWp + 2 MWh) ergeben sich akkumulierte jährliche Arbeitspreiskosten von 187.107 € bei einem

Leistungspreis von 72.852 €, die Nettostromkosten betragen 229.097 €. Gegenüber dem Szenario ohne Batterie und PV-Anlage und ohne EMS (610.481 €) werden die Kosten um 62,5 % reduziert.



**Abbildung 13 Stromkostenbestandteile für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Ad-hoc Batterie“**

In Bezug auf die PV-Energie im vollgesteuerten Fall (siehe Abbildung 14) lässt sich erkennen, dass ein Großteil der PV-Leistung im Falle der Vollbelegung der Dächer (8450 kWp) abgeregelt werden würde und dies auch mit großem Batteriespeicher der Fall wäre. In sämtlichen kleineren Anlagenkombinationen schrumpft die Abregelung auf ein vertretbares Maß zurück. Bis 2275 kWp findet keine Abregelung statt. Weiterhin lässt sich feststellen, dass ein großer Teil der PV-Energie ab 2275 kWp eingespeist wird. Lediglich bei Batteriegrößen ab 2 MWh überwiegt der Eigenverbrauch.



**Abbildung 14 PV-Energiebilanz für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Ad-hoc Batterie“**

- Im **batteriegesteuerten Fall** wird eine **Kombination aus 650 kWp PV-Anlage und 1 MWh Speicher** empfohlen.
- Im **vollgesteuerten Fall** empfiehlt sich die Kombination **2275 kWp + 2 MWh Speicher**.
- Die Steuerung der E-Lkw hat einen sehr großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.
- PV-Anlagen bis zu 4550 kWp kommen nur mit geringer Abregelung aus.
- Ab 2 MWh Batteriegröße ist der Eigenverbrauch >50 %.

## 4.2 Szenario 2 „Aktueller Planungsstand“

In Szenario 2 „Aktueller Planungsstand“ wurden Batterie und PV-Anlagengröße für 6 Nahverkehrs- und 5 Fernverkehrs-E-Lkw variiert.

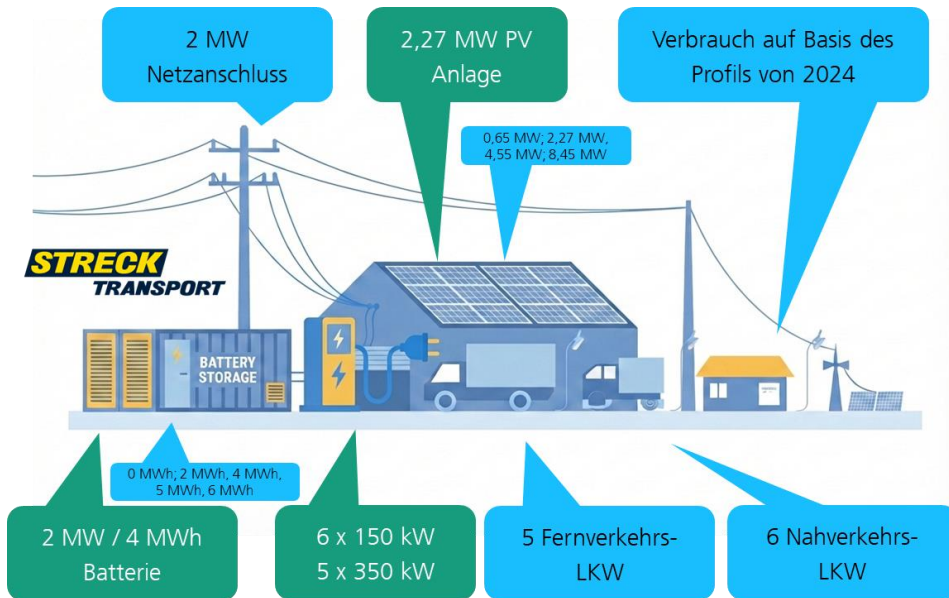


Abbildung 15 Eingangssparameter und Empfehlungen für „Aktueller Planungsstand“

Die Auswertung des NPV für den batteriegesteuerten Fall findet sich in Abbildung 16. Hier ergibt sich die größte Wirtschaftlichkeit bei einer PV-Anlagengröße von 2275 kWp in Kombination mit einer 4 MWh Batterie. Es ist zu erkennen, dass ein großer Anteil der Szenarien einen positiven NPV aufweisen, viele Kombinationen also denkbar sind. Lediglich für eine Vollbelegung der Dachfläche ist die Last zu gering, als dass eine positive Wirtschaftlichkeit erreicht werden könnte.

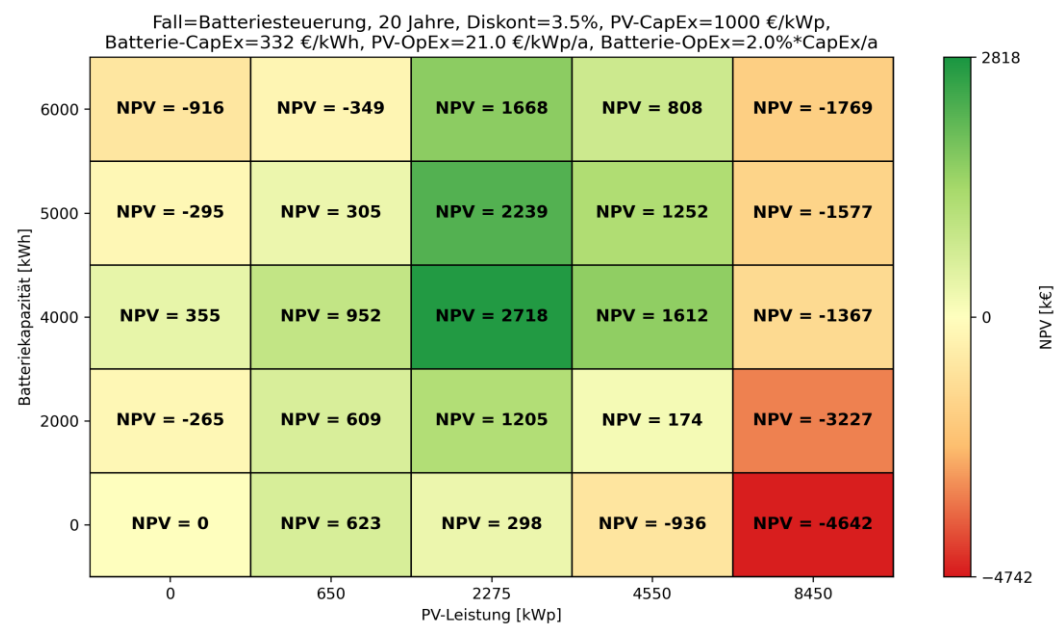
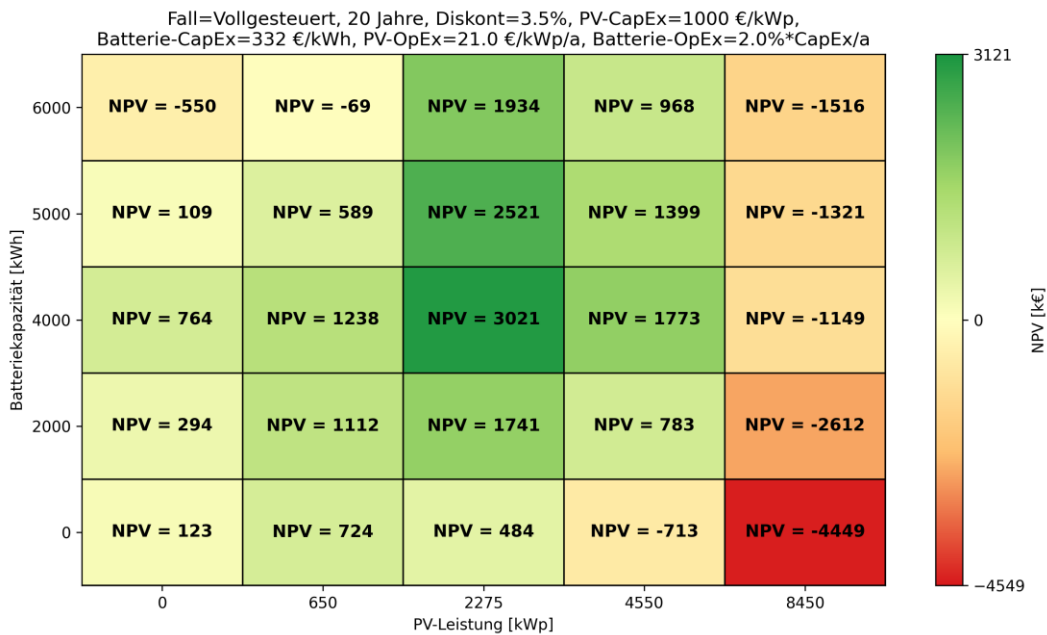


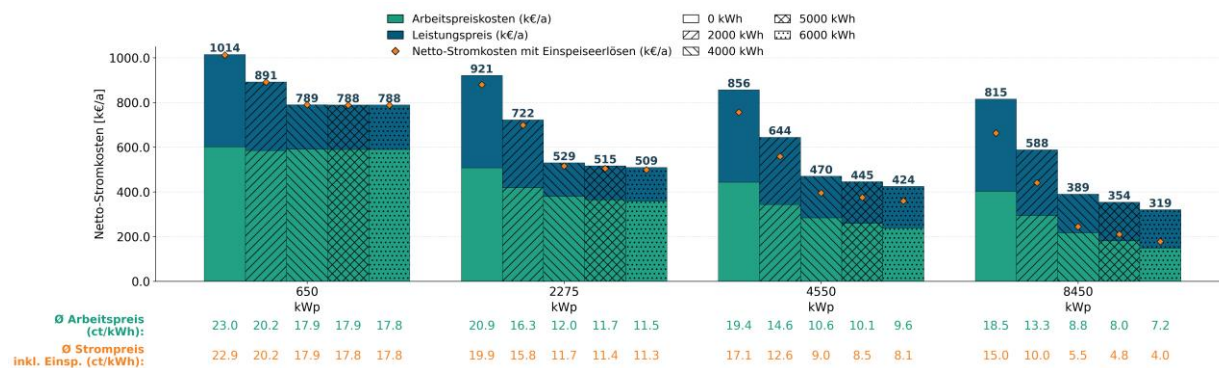
Abbildung 16 NPV-Darstellung für einen batteriegesteuerten Fall im Szenario „Aktueller Planungsstand“

In Abbildung 17 ist der vollgesteuerte Fall dargestellt. Hier bleiben die Unterschiede zwischen den Kombinationen ähnlich, zur Batteriesteuerung, wobei sämtliche NPV-Werte um wenige hunderttausend Euro erhöht werden. Die Auswirkung der Einbindung der E-LKW in das EMS erhöht die Wirtschaftlichkeit deutlich weniger als im Ad-hoc Szenario. Dies ist vor Allem auf die nicht flexiblen Fernverkehrs-Lkw zurückzuführen. Der NPV gegenüber der Batteriesteuerung in der Konfiguration 2275 kWp + 2 MWh erhöht sich bei Vollsteuerung um 303.000 €. Gegenüber den als gering einzuschätzenden zusätzlichen Kosten der Einbindung der Ladesäulen in ein bestehendes EMS, lohnt sich die Einbindung.



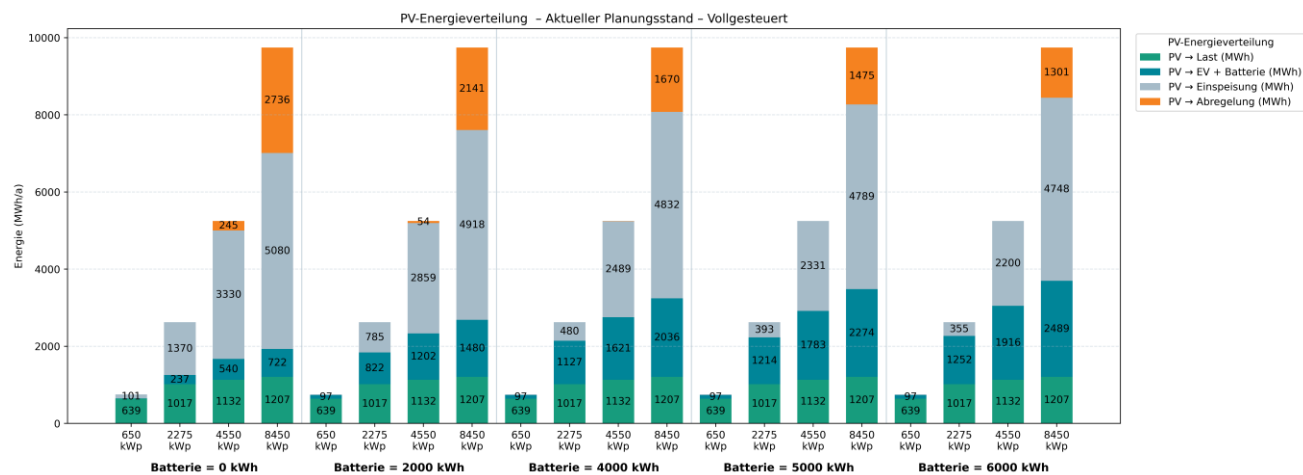
**Abbildung 17 NPV-Darstellung für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Aktueller Planungsstand“**

Die Entwicklung der Stromkostenbestandteile für das vollgesteuerte Szenario ist in Abbildung 18 zu sehen. Es fällt auf, dass die Einsparungen auf der Stromkostenseite (Arbeitspreis + Leistungspreis) von 650 kWp zu 2275 kWp wesentlich größer ausfallen als eine weitere Steigerung der PV-Anlagengröße von 2275 kWp auf 4550 kWp und dies über alle Batteriegrößen hinweg. Bei der Betrachtung des Nettostrompreises (inklusive Einspeisung) ist der Effekt weniger stark. In der Gesamtbilanz ist also auch eine größere Anlage sinnvoll, vorausgesetzt die Erlöse aus dem Verkauf entsprechen im Schnitt den hier getroffenen Annahmen von 3 ct/kWh. Der Faktor der Reduktion des Einkaufspreises ist als höher zu bewerten als der des Nettostrompreises. Weiterhin fällt auf, dass ab einer Batteriegröße von 4 MWh die Nettostromkostenreduktion bei weiterer Speichervergrößerung stagnieren. Im Vorfeld verläuft die Einsparung von 0 auf 2 MWh und auf 4 MWh linear. In der empfohlenen Konstellation (2275 kWp + 4 MWh) ergeben sich akkumulierte jährliche Arbeitspreiskosten von 379.138 € bei einem Leistungspreis von 150.783 €, die Nettostromkosten betragen 515.520 €. Gegenüber dem Szenario ohne Batterie und PV-Anlage und ohne EMS (1.122.149 €) werden die Kosten um 54,1 % reduziert.



**Abbildung 18 Stromkostenbestandteile für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Aktueller Planungsstand“**

In Bezug auf die PV-Energie im vollgesteuerten Fall (siehe Abbildung 19) lässt sich erkennen, dass ein großer Anteil der PV-Leistung im Falle der Vollbelegung der Dächer (8450 kWp) abgeregelt werden würde und dies auch mit großem Batteriespeicher der Fall wäre. In sämtlichen kleineren Anlagenkombinationen schrumpft die Abregelung auf ein vertretbares Maß zurück, mit 4 MWh Batterie verschwindet die Abregelung. Weiterhin lässt sich feststellen, dass ein großer Teil der PV Energie ab 2275 kWp eingespeist wird, jedoch ist dieser Effekt aufgrund der höheren E-Lkw-Durchdringung deutlich geringer als im vorangegangenen Ad-hoc-Szenario. Insgesamt ist der Anteil der Energie, der zum Laden der Batterien verwendet wird, deutlich gestiegen. Ab 4000 MWh Batteriespeicher kann durch weitere Kapazitätserhöhung nur noch eine geringe Steigerung der Eigenverbrauchsquote erreicht werden.

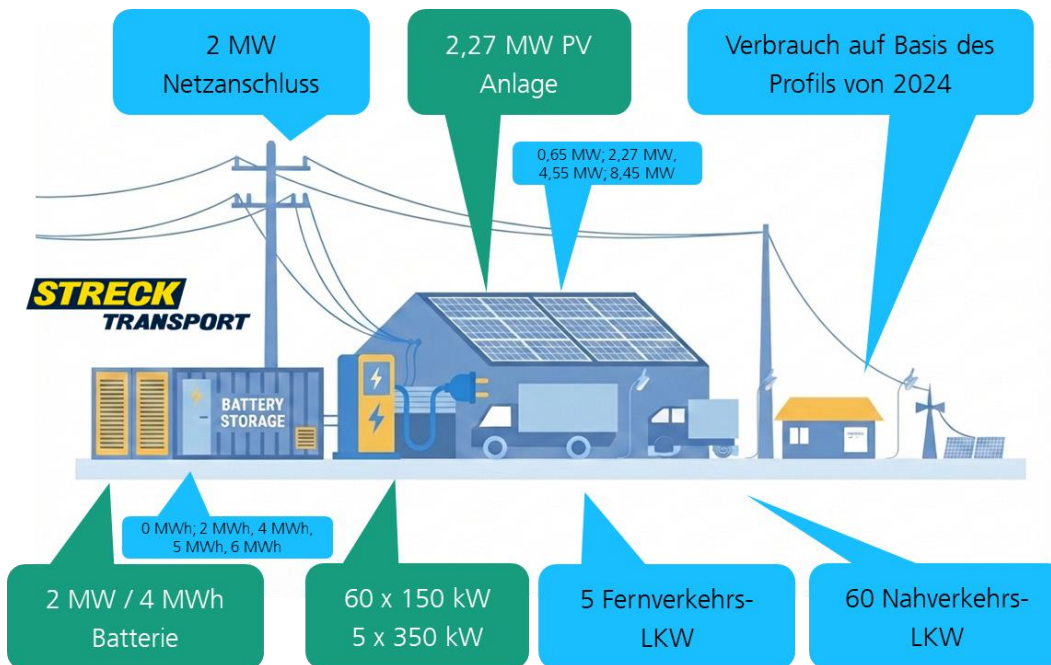


**Abbildung 19 PV-Energiebilanz für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Aktueller Planungsstand“**

- Im batteriegesteuerten und vollgesteuerten Fall wird eine **Anlagenkombination aus 2275 kWp und 4 MWh Batterie** empfohlen.
- Die **Vollsteuerung ergibt einen weniger ausgeprägten Mehrwert** gegenüber dem Ad-hoc-Szenario, ist aber trotzdem lukrativ.
- Ab einer Kapazität von 4 MWh ist eine weitere Erhöhung der stationären Batteriekapazität nicht sinnvoll, da der Eigenverbrauch und folglich auch die Stromkostenreduktion stagniert.

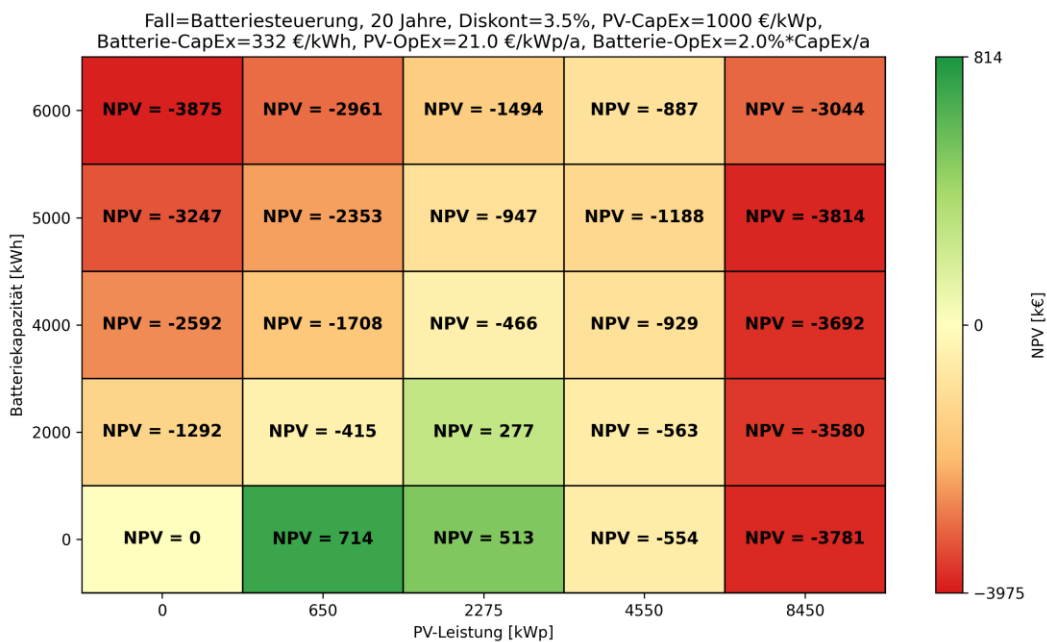
### 4.3 Szenario 3 „Nahverkehr elektrifiziert“

In Szenario 3 „Nahverkehr elektrifiziert“ wurden Batterie und PV-Anlagengröße variiert unter der Annahme, dass alle Nahverkehrs-Lkw elektrifiziert werden.

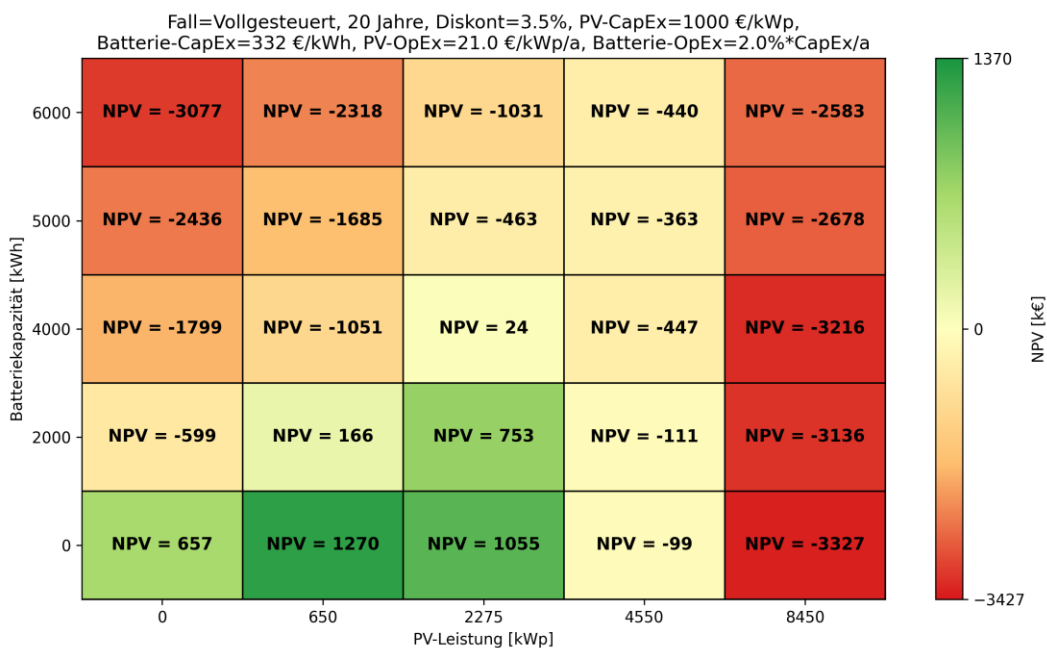


**Abbildung 20 Eingangsparemeter und Empfehlungen für „Nahverkehr elektrifiziert“**

Die Auswertung des NPV für den batteriegesteuerten Fall findet sich in Abbildung 21. Hier fällt auf, dass die Anzahl der wirtschaftlichen Szenarien stark eingeschränkt ist. Eine Batterie scheint auf den ersten Blick nicht sinnvoll. An dieser Stelle ist es wichtig, die Metrik hinter der Darstellung genauer zu erklären. Es wird davon ausgegangen, dass in allen Fällen die zu Grunde liegenden Energiebedarfe identisch sind und im Depot gedeckt werden können. Dies ist ohne Batteriespeicher jedoch häufig nicht der Fall, gerade im rein batteriegesteuerten Fall. Um die fehlenden Energiemengen trotzdem abbilden zu können, wird in dieser Darstellung diese Energiemenge mit dem durchschnittlichen Stromkostenpreis (Arbeitspreis) multipliziert und dem NPV-Cashflow zugeschrieben. Damit bleiben die Szenarien vergleichbar. Allerdings ist die Aussagekraft der alleinigen Heat-Map-Betrachtung ohne Kontext reduziert. Der durchschnittliche Arbeitspreis (ca. 23 ct/kWh) bildet die konservativste Annahme ab. Eine optimistischere Darstellung mit 60 ct/kWh als Preis für an der Autobahn geladene Energie ist im Anhang zu finden (siehe Abbildung 50). Die Batterie wird zwingend benötigt, um mit 2 MW Netzanschluss die E-Lkw laden zu können. Abbildung 22 zeigt den vollgesteuerten Fall. Hier fällt auf, dass gegenüber der Batteriesteuerung ein deutlicher Mehrwert durch gesteuertes E-Lkw-Laden entsteht. Aufgrund der großen Anzahl der Nahverkehrs-Lkw, die eine hohe Flexibilität mitbringen und gleichzeitig eine große Last darstellen, welche ungesteuert nicht handelbar wird, ist ein holistisches EMS hier Pflicht.

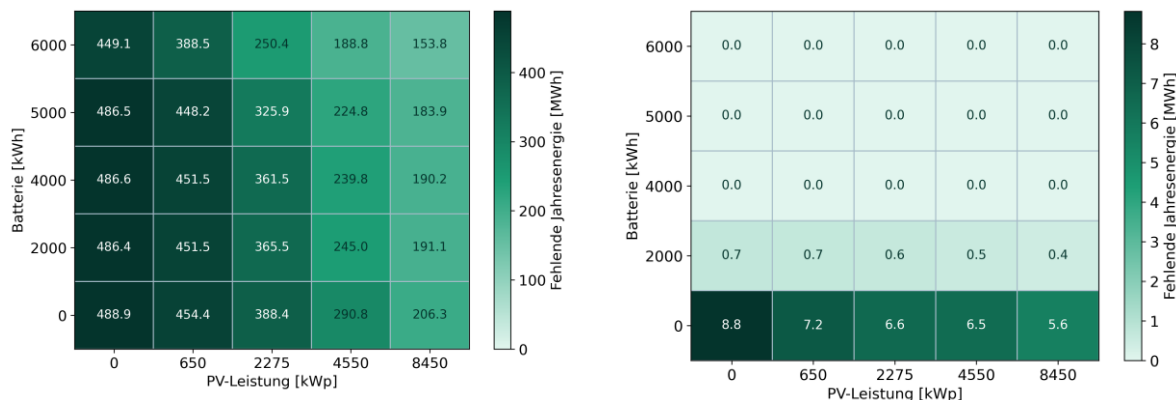


**Abbildung 21 NPV-Darstellung für einen batteriegesteuerten Fall im Szenario „Nahverkehr elektrifiziert“**



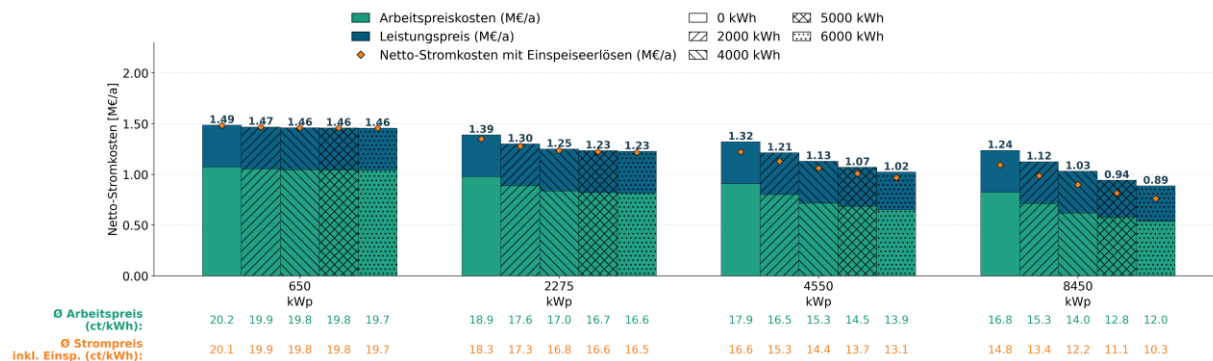
**Abbildung 22 NPV-Darstellung für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Nahverkehr elektrifiziert“**

In Abbildung 23 sind die fehlenden Energiemengen dargestellt, die von den Lkw benötigt werden, die jedoch noch in der Kombination aus Netzanschluss, Batterie und PV-Anlage bereitgestellt werden können. Es ist zu sehen, dass ab 4000 MWh Batteriespeicher genügend Energie bereitgestellt werden kann. Diese Kombination zeigt einen leicht positiven NPV an (siehe Abbildung 22). Die Funktion der Batterie ist jedoch nahezu vollständig darauf beschränkt, Kapazität für Ladungen vorzuhalten. Eine darüber hinaus gehende optimierte Beschaffung ist nicht möglich, und der Netzanschluss wird vollständig ausgeschöpft, was eine Leistungspreisreduktion ausschließt.



**Abbildung 23 Darstellung der gesamten fehlenden Jahresenergiemengen für die vollständige Ladung der E-Lkw, links für einen batteriegesteuerten Fall und rechts für den vollgesteuerten Fall im Szenario „Nahverkehr elektrifiziert“**

Die Entwicklung der Stromkostenbestandteile für das vollgesteuerte Szenario ist in Abbildung 24 zu sehen und veranschaulicht, dass keine Spitzenlastreduktion und auch nur eine geringe Arbeitspreisreduktion möglich sind. In diesem Szenario ist erstmals eine größere Kostenersparnis bei der Steigerung von 2275 kWp zu 4550 kWp gegenüber der Steigerung von 650 kWp auf 2275 kWp zu beobachten. Insgesamt ergibt sich aber keine ausreichend große Steigerung für einen positiven NPV, weswegen die Empfehlung von 2275 kWp bestehen bleibt.



**Abbildung 24 Stromkostenbestandteile für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Nahverkehr elektrifiziert“**

In Bezug auf die PV-Energie im vollgesteuerten Fall (siehe Abbildung 25) lässt sich erkennen, dass ein großer Anteil der PV-Leistung im Falle der Vollbelegung der Dächer (8450 kWp) abgeregelt werden würde und dies auch mit großem Batteriespeicher so wäre. In sämtlichen kleineren Anlagenkombinationen schrumpft die Abregelung auf ein vertretbares Maß zurück, mit 4 MWh Batterie verschwindet die Abregelung. Weiterhin lässt sich feststellen, dass ein hohes Maß an Eigenverbrauch mit Vierteldachbelegung auftritt und auch bei Halbdachbelegung mit Batteriespeicher mindestens 50 % Eigenverbrauch vorliegen.

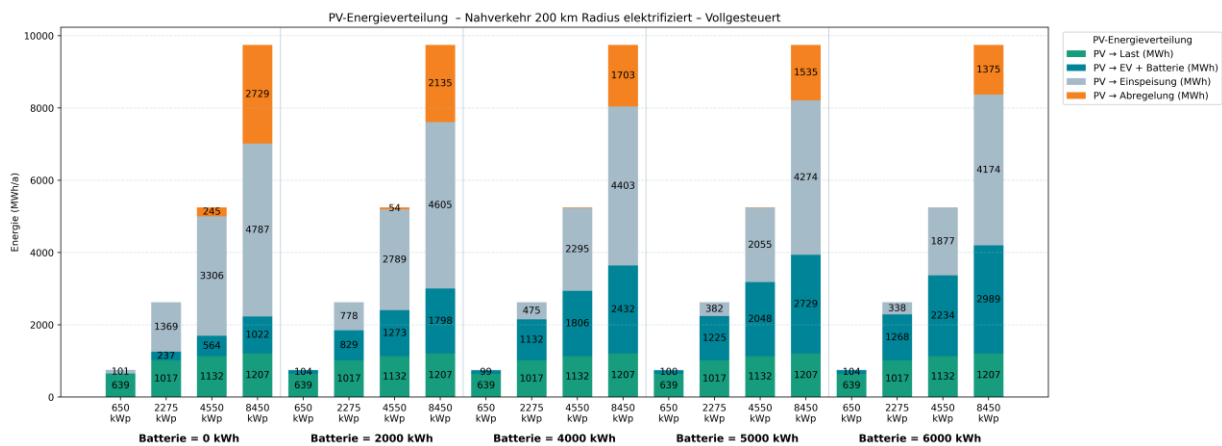
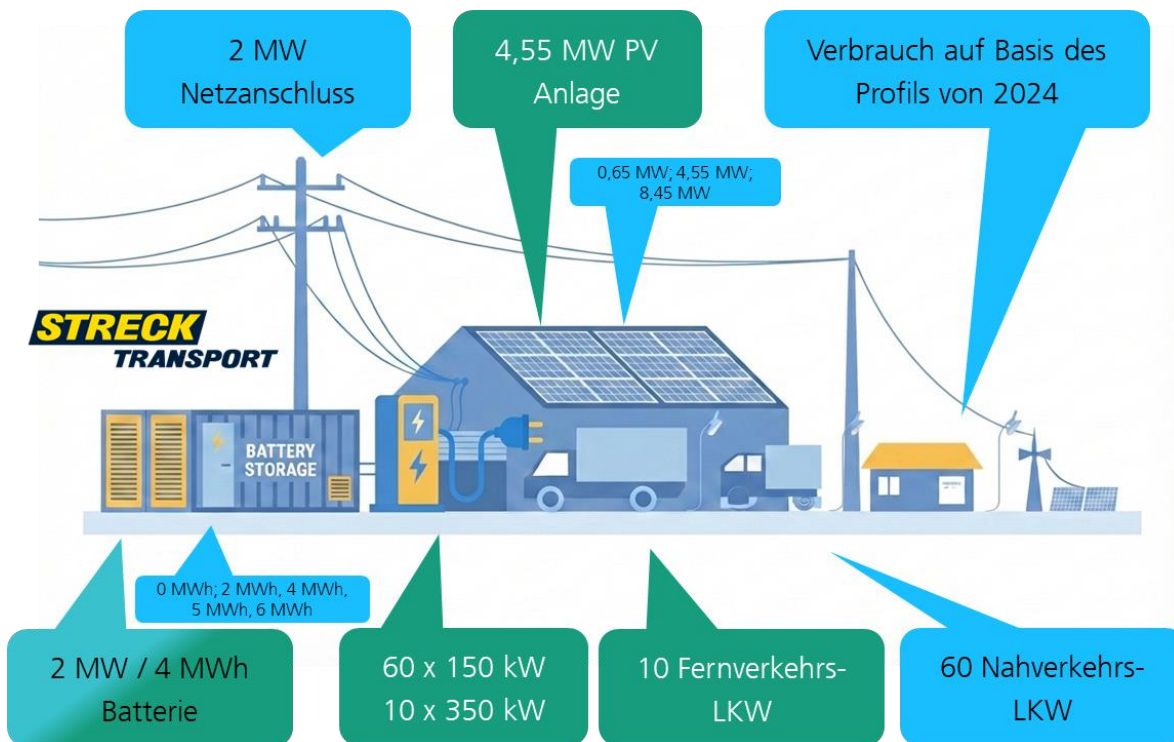


Abbildung 25 PV-Energiebilanz für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Nahverkehr elektrifiziert“

- In diesem Szenario wurden Konstellationen betrachtet, bei denen nicht alle Fahrzeuge vollständig geladen werden können, was die Darstellungsformen verzerrt.
- Es wird eine **Anlagenkombination aus 2275 kWp PV-Anlage und 4 MWh Speicher** empfohlen.
- Eine **Vollsteuerung wird bei großem Anteil E-Lkw immer sinnvoller** und ist in diesem Szenario der **wichtigste Parameter für die Wirtschaftlichkeit**.
- **Nahverkehrs-E-Lkw stellen eine große Flexibilität dar**, vor allem in Bezug auf optimierte Beschaffung und Spitzenlastkappung. **PV-Eigenverbrauch kann nur durch den stationären Speicher optimiert werden.**
- Der **2 MW Netzanschluss wird vollständig ausgenutzt**, und es erfolgt keine Reduktion des Leistungspreises.

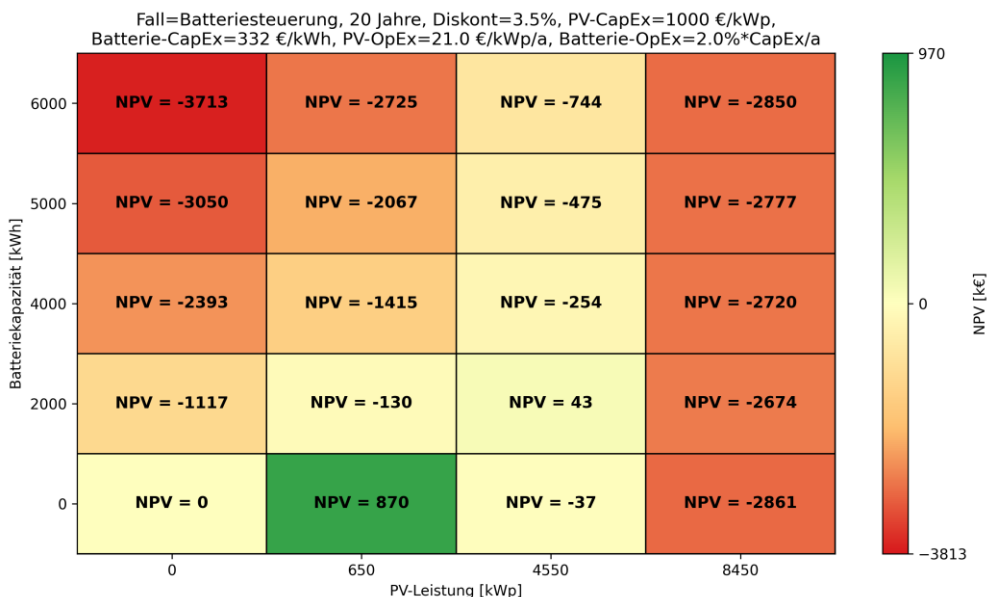
#### 4.4 Szenario 4 „Maximale Anzahl E-Lkw“

In Szenario 4 „Maximale Anzahl E-Lkw“ wurde die Anzahl der Nahverkehrs-E-Lkw aus dem vorangegangenen Szenario unverändert gelassen. Diese Zahl entspricht bereits der vollständigen Elektrifizierung des Nahverkehrs. Die Anzahl der Fernverkehrs-E-Lkw wurde nicht vorgegeben, sondern simulativ bestimmt. Dabei wurde vorgegeben, dass die Batterieempfehlung aus dem Szenario 2 „aktueller Planungsstand“ verwendet werden soll. Für die sich ergebene Anzahl von 10 Fernverkehrs-E-Lkw wurde erneut die optimale Systemkonfiguration bestimmt, wobei der Vollständigkeit halber auch hier wieder die üblichen Konfigurationen verwendet wurden. Relevant ist aber vor allem die Anzahl der E-Lkw, die mit aktuellem Planungsstand versorgt werden können.



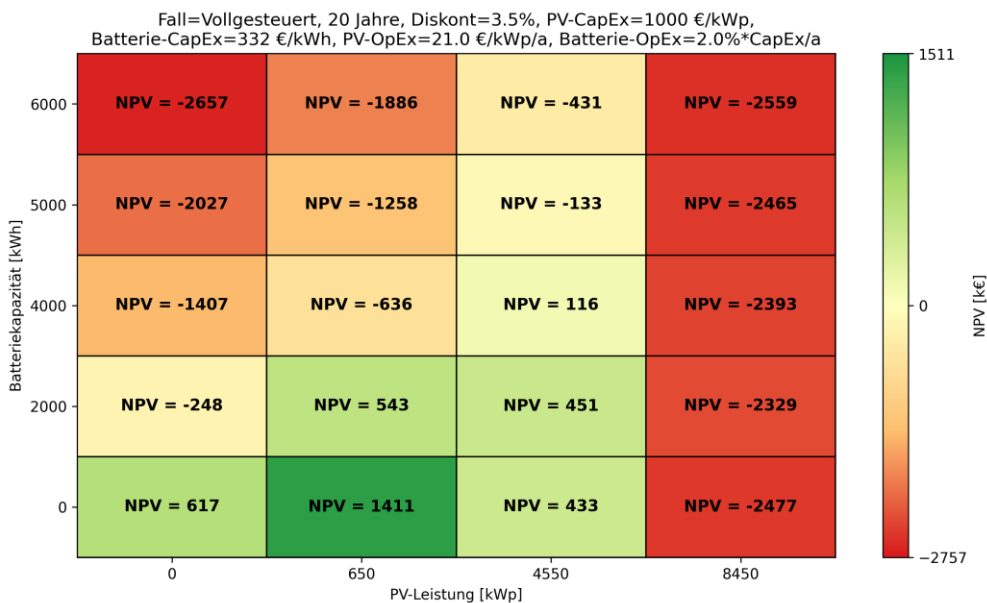
**Abbildung 26 Eingangsparameter und Empfehlungen für „Maximale Anzahl E-Lkw“**

Die Auswertung des NPV für den batteriegesteuerten Fall findet sich in Abbildung 27. Wie auch im vorangegangenen Szenario fällt auf, dass die Anzahl der wirtschaftlichen Szenarien stark eingeschränkt ist, was auf die in Szenario „Nahverkehr elektrifiziert“ erläuterte Metrik der NPV-Ausgleichskalkulation für nicht geladene Energiemengen zurückzuführen ist. Mit der aus Szenario 2 empfohlenen Batteriegröße von 2 MW und 4 MWh können bis zu 10 Fernverkehrs-E-Lkw neben den 60 Nahverkehrs-E-Lkw geladen werden. Alle kleineren Kombinationsmöglichkeiten weisen folglich bei dieser Flottengröße eine Lücke in der Energieversorgung auf, welche in Abbildung 29 dargestellt sind. Größere Batteriespeicher könnten mehr Fernverkehrs-E-Lkw versorgen, was jedoch nicht weiter untersucht wurde.



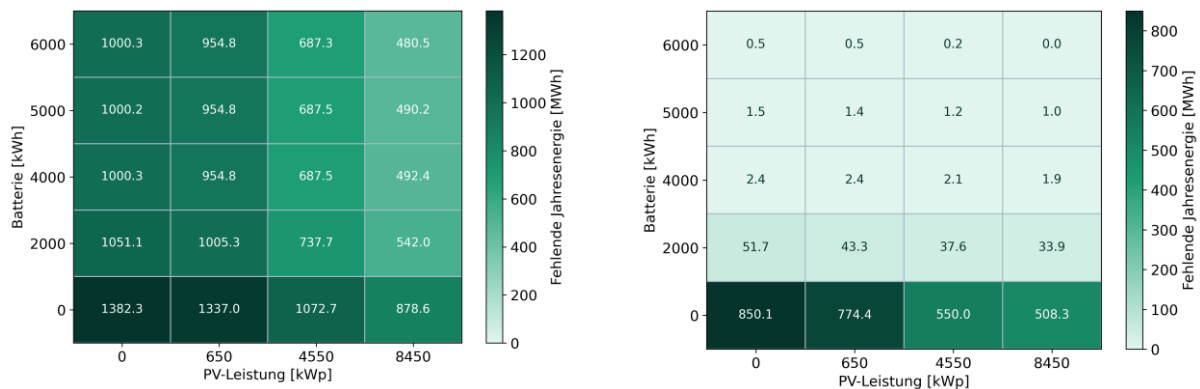
**Abbildung 27 NPV-Darstellung für einen batteriegesteuerten Fall im Szenario „Maximale Anzahl E-Lkw“**

In Abbildung 28 ist der NPV für den vollgesteuerten Fall dargestellt. Aufgrund der großen Anzahl der Nahverkehrs-Lkw, welche eine hohe Flexibilität mitbringen und gleichzeitig eine große Last darstellen, die ungesteuert nicht handelbar wird, ist der Mehrwert der Vollsteuerung gegenüber der reinen Steuerung der Batterie ersichtlich. Für die Eingangsbatteriegröße ergibt sich ein positiver NPV in Kombination mit einer PV-Anlage von 4550 kWp<sup>15</sup>.



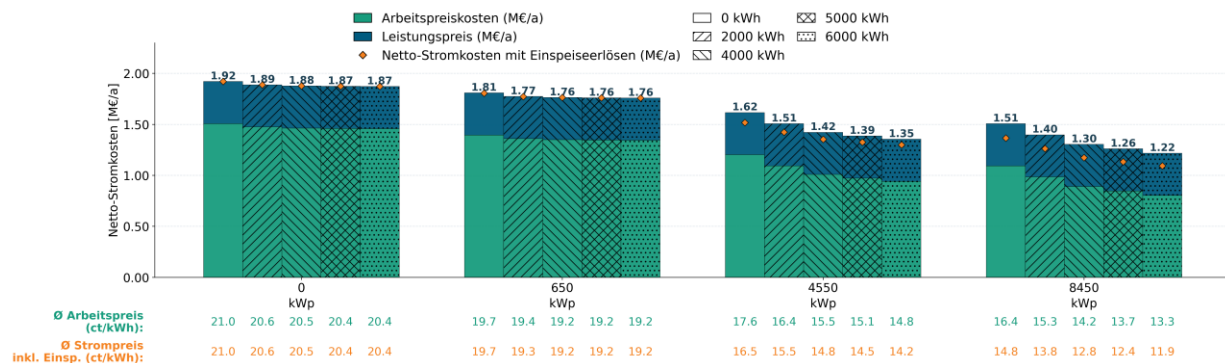
**Abbildung 28 NPV-Darstellung für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Maximale Anzahl E-Lkw“**

<sup>15</sup> An dieser Stelle sei angemerkt, dass die PV-Anlagengröße 2275 kWp ab diesem Szenario nicht mehr untersucht wurde. Im ursprünglichen Simulationsumfang dieser Studie waren nur 650 kWp 4550 und 8450 kWp zu untersuchen und erst im Nachgang wurde die Größe 2275 kWp für die ersten drei Szenarien ergänzt.



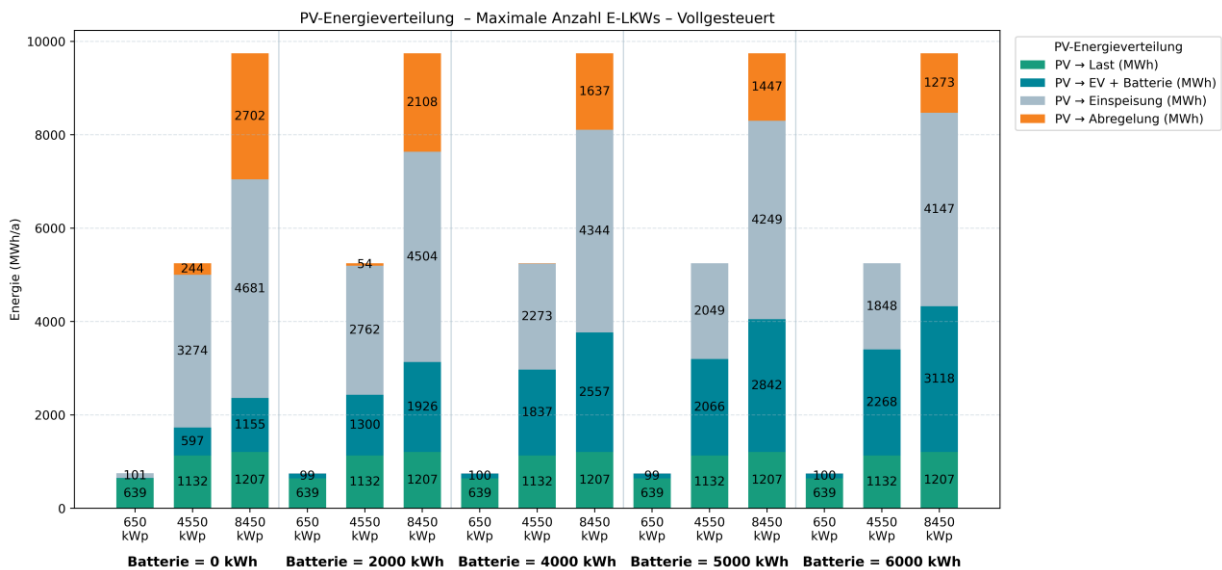
**Abbildung 29 Darstellung der gesamten fehlenden Jahresenergiemengen für die vollständige Ladung der E-Lkw, links für einen batteriegesteuerten Fall und rechts für den vollgesteuerten Fall im Szenario „Maximale Anzahl E-Lkw“**

Die Entwicklung der Stromkostenbestandteile für das vollgesteuerte Szenario ist in Abbildung 30 zu sehen. Aufgrund der Eingangsfrage nach der maximal ladbaren Anzahl der E-Lkw bei gegebener Infrastruktur ist keine Reduktion des Leistungspreises möglich, andernfalls handelte es sich nicht um das maximale Szenario. Der Arbeitspreis kann durch die Batterie leicht gesenkt werden. Allerdings sind auch hier die Freiheitsgrade stark eingeschränkt. Ein größerer Effekt ist durch die PV-Anlagengröße zu erkennen. Zwar sind die prozentuellen Einsparungen im Vergleich zu den ersten zwei Szenarien weitaus geringer, absolut gesehen ist eine Belegung des halben Daches aber lukrativ und führt, wie im vorangegangenen Abschnitt geschrieben, zu einem positiven NPV.



**Abbildung 30 Stromkostenbestandteile für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Maximale Anzahl E-Lkw“**

Je größer die Last durch E-Lkw wird, desto sinnvoller ist auch die Erweiterung der PV-Anlage. Allerdings bleibt das generelle Problem bestehen, dass die Ladung der Lkw außerhalb der sonnigen Stunden erfolgt. In Bezug auf die PV-Energie im vollgesteuerten Fall (siehe Abbildung 31) lässt sich erkennen, dass bei der empfohlenen Batteriegröße von 4000 kWh und einer Halbdachbelegung über die Hälfte der eigenen Erzeugung für Ladung und Gebäudelast genutzt werden kann. Abregelung kann in dieser Konstellation vollständig verhindert werden.

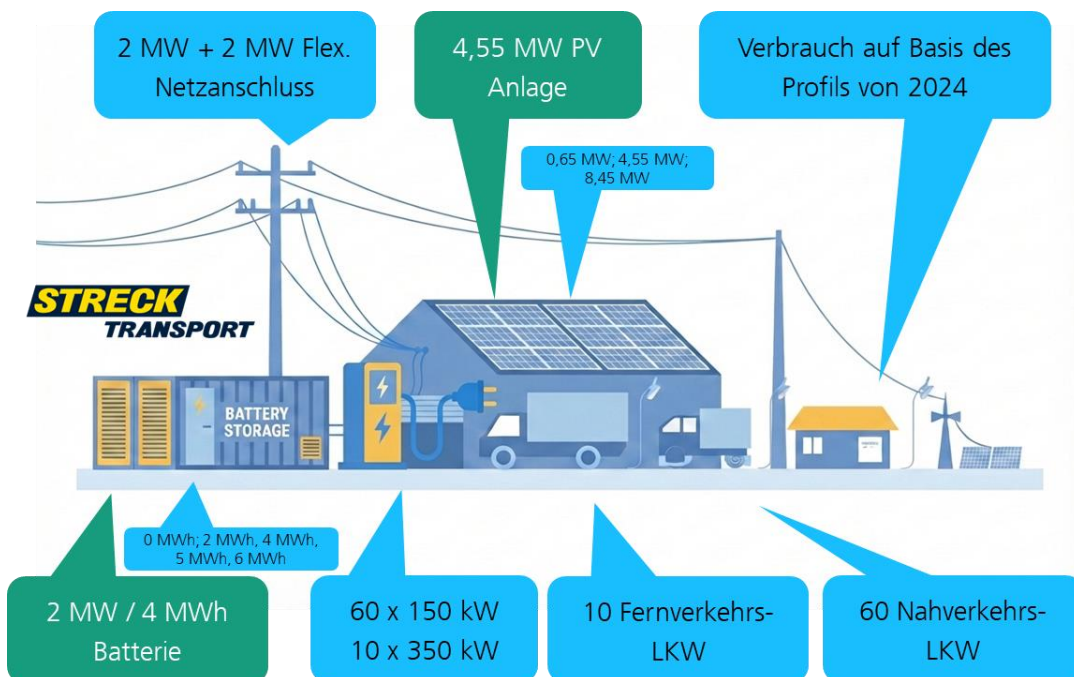


**Abbildung 31 PV-Energiebilanz für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Maximale Anzahl E-Lkw“**

- In diesem Szenario wurden Konstellationen betrachtet, bei denen nicht alle Fahrzeuge vollständig geladen werden können, was die Darstellungsformen verzerrt.
- Es können zusätzlich zu den 60 Nahverkehrs-E-Lkw bis zu **10 Fernverkehrs-E-Lkw** mit der Infrastruktur aus dem Szenario „aktueller Planungsstand versorgt werden“.
- Eine Ausnutzung der halben Dachfläche mit **4550 kWp bei 4 MWh** Batteriespeicher weist einen positiven NPV auf.
- Eine **Vollsteuerung** ist in diesem Szenario unbedingt **notwendig**.
- **Nahverkehrs-E-Lkw** stellen eine **große Flexibilität** dar, vor allem in Bezug auf optimierte Beschaffung und Spitzenlastkappung.
- **Fernverkehrs-E-Lkw** stellen **kaum Flexibilität** bereit und müssen über den stationären Speicher optimiert werden.
- Der 2 MW **Netzanschluss wird vollständig ausgenutzt**, und es erfolgt keine Reduktion des Leistungspreises.

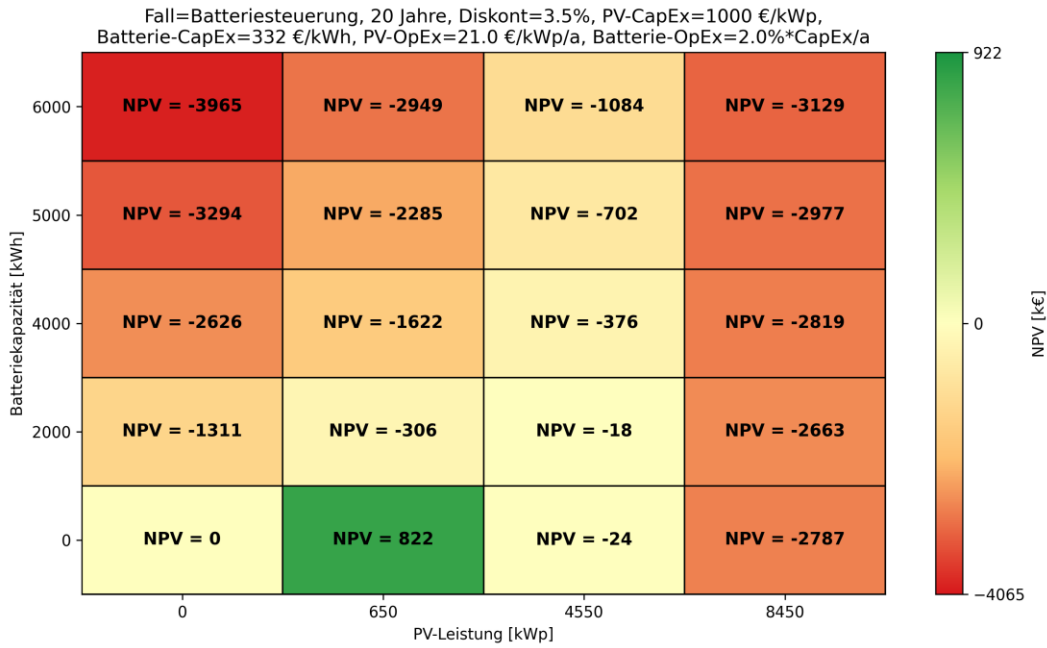
## 4.5 Szenario 5 „Flexibler Netzanschluss“

Im Szenario „Flexibler Netzanschluss“ wurde das Szenario-Setup „Maximale Anzahl E-Lkw“ genommen und unter der Annahme, dass ein flexibler Netzanschluss nach §8a EEG genehmigt werden würde, neu optimiert. Dieser erlaubt eine temporäre Erhöhung in Schwachlastzeiträumen. Im Ergebnis zeigte sich zunächst, dass der flexible Anschluss von der Optimierung nur minimal genutzt wurde, da in der Abwägung zwischen Erweiterung des Flexibilitätsrahmens zur arbeitspreisoptimierten Beschaffung und Leistungspreisreduktion auch bei größeren Batteriespeichern der Anreiz den Leistungspreis gering zu halten überwiegt. Daher wurde eine weitere Simulation gestartet, diesmal mit der Annahme, dass im selben Zeitraum des erhöhten Netzanschlusses auch eine atypische Netznutzung nach §19 Abs. 2 StromNEV vorliegt und kein zusätzliches Netzentgelt für den Leistungspreisbezug anfällt. Ob diese Kombination zulässig ist, wurde nicht überprüft.

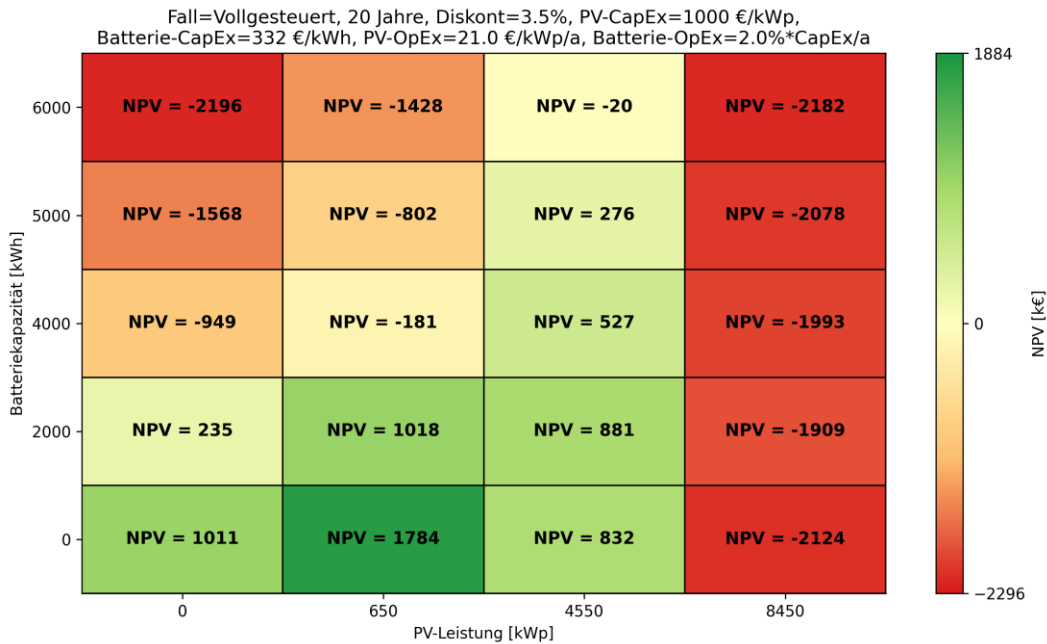


**Abbildung 32 Eingangssparameter und Empfehlungen für „Flexibler Netzanschluss“**

Die Auswertung des NPV für den batteriegesteuerten Fall findet sich in Abbildung 33. Es fällt auf, dass trotz der Möglichkeit des flexiblen Netzanschlusses der NPV-Wert nahezu identisch bleibt. Dies ist auf zwei Dinge zurückzuführen: 1. Alle Batteriegrößen bis 4 MWh haben eine zu geringe Leistung, als dass der flexible Anschluss sinnvoll genutzt werden könnte. Lediglich bei parallelen Ladevorgängen in günstigen Zeitfenstern kann die Batterie vom zusätzlichen Leistungsangebot profitieren. 2. Die Preisvolatilität im flexiblen Zeitraum ist sehr gering, und der Arbeitspreis kann kaum optimiert werden. Die Preisvolatilität am Day-Ahead-Markt ist in Abbildung 36 zu sehen. Der größte Preisunterschied besteht durchschnittlich zwischen mittags PV-Spitze (12:00-14:00 Uhr) und Feierabend Stromlastspitze (19:00-21:00 Uhr). Hier ist das Optimierungspotential besonders hoch, der Netzanschluss jedoch nicht flexibel. In Abbildung 34 ist der NPV für den vollgesteuerten Fall dargestellt. Aufgrund der großen Anzahl der Nahverkehrs-Lkw, die eine hohe Flexibilität mitbringen und gleichzeitig eine große Last darstellen, welche ungesteuert nicht handelbar wird, ist der Mehrwert der Vollsteuerung gegenüber der reinen Steuerung der Batterie ersichtlich. Auch gegenüber der Steuerung ohne flexiblem Netzanschluss (vgl. Abbildung 28) ergibt sich ein deutliches Plus von 411 k € für das empfohlene Setup mit 4 MWh Speicher und 4550 kWp. Durch die aggregierte Leistung der Nahverkehrs E-Lkw ergibt sich ein relevantes Potential, während der flexiblen Phase auch geringe Preisschwankungen zu nutzen.



**Abbildung 33 NPV-Darstellung für einen batteriegesteuerten Fall im Szenario „Flexibler Netzanschluss“**



**Abbildung 34 NPV-Darstellung für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Flexibler Netzanschluss“**

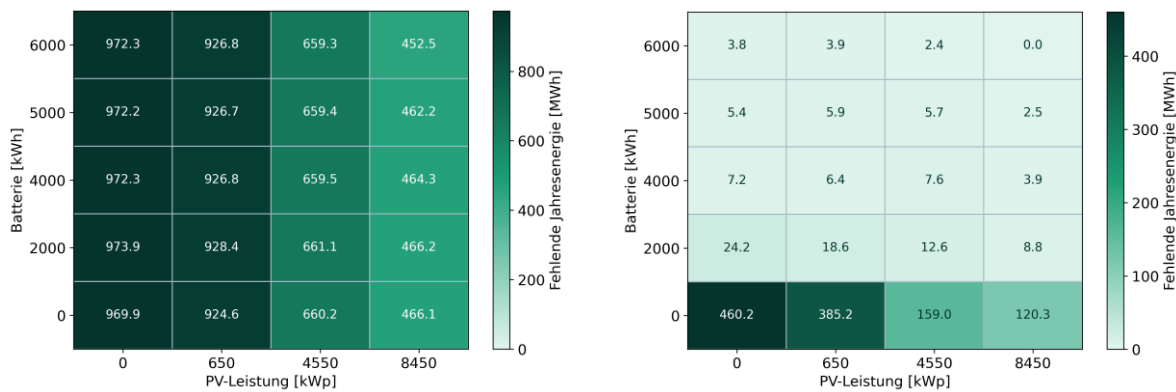


Abbildung 35 Darstellung der gesamten fehlenden Jahresenergiemengen für die vollständige Ladung der E-Lkw, links für einen batteriegesteuerten Fall und rechts für den vollgesteuerten Fall „Flexibler Netzanschluss“

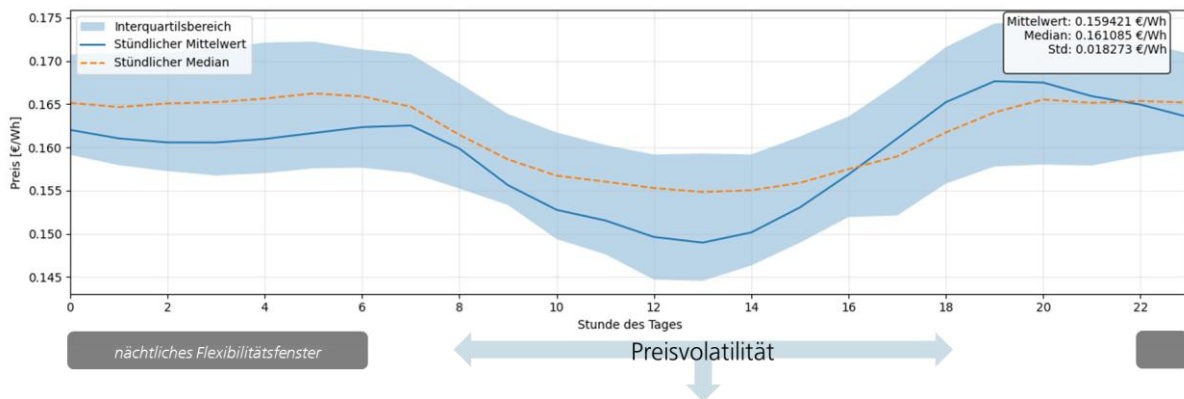


Abbildung 36 Preisvolatilität am Day-Ahead-Markt. Dargestellt sind Mittelwert, Median und die 25 %- und 75 %-Quantile.

Die Entwicklung der Stromkostenbestandteile ist in Abbildung 37 und Abbildung 38 dargestellt. Die erste Abbildung zeigt den für die Optimierung angenommenen Fall mit atypischer Netznutzung, also unter der Annahme, dass keine Erhöhung des Leistungspreises erfolgt, wenn im nächtlichen Flexibilitätsfenster die Leistung erhöht wird.

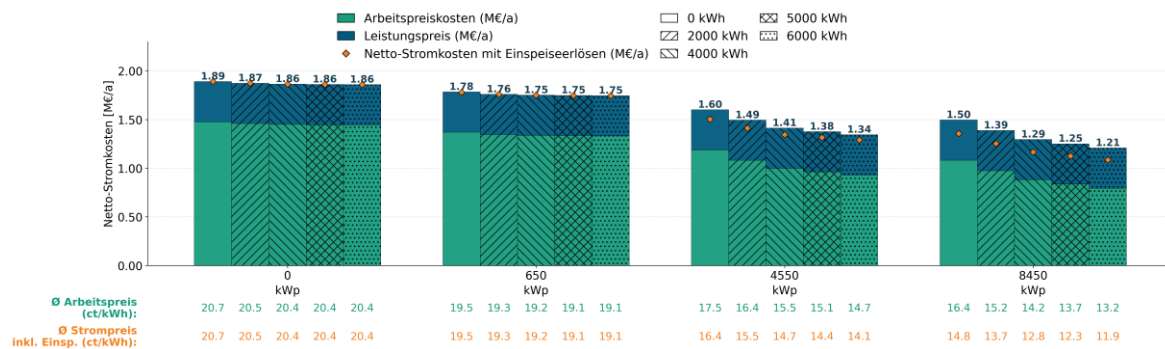
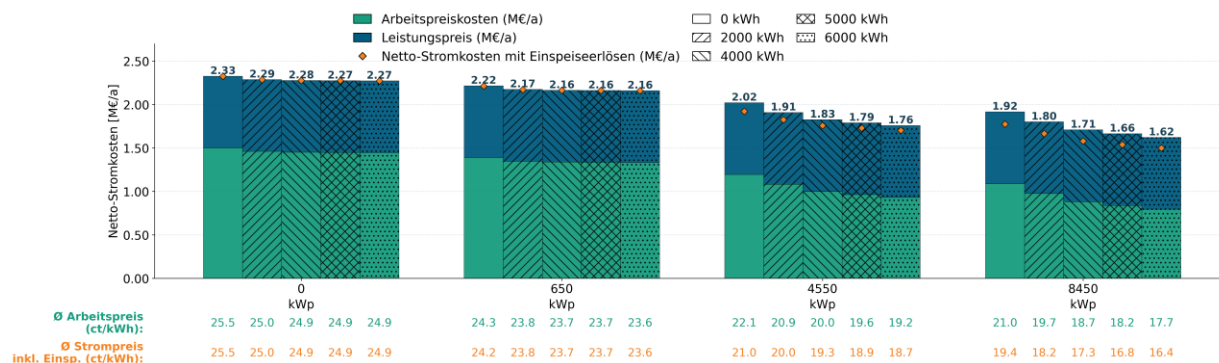


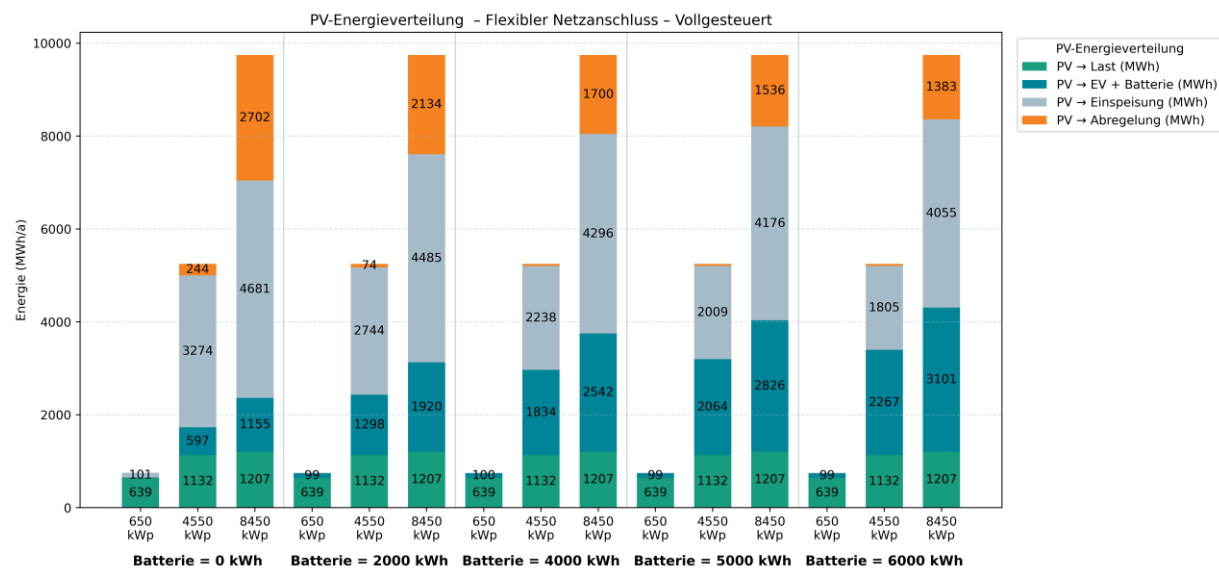
Abbildung 37 Stromkostenbestandteile für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Flexibler Netzanschluss“ mit 2 MW Deckel für das Leistungsentgelt durch atypische Netznutzung

Abbildung 38 liegt dieselbe Optimierung zu Grunde. Allerdings wurde hier der Leistungspreis auch während des flexiblen Fensters erhöht. Damit stellt die zweite Abbildung einen fiktiven Fall dar und visualisiert die am Eingang dieses Kapitels getroffene Aussage, warum die Optimierung keine Leistungspreiserhöhung in Kauf nimmt. Dies bedeutet gegenüber der Referenz (siehe Abbildung 30 aus dem Szenario „Maximale Anzahl E-Lkw“) einen massiven Preisanstieg von 1,42 auf 1,83 Mio. € für die Empfehlung 4 MWh + 4550 kWp. Mit gedeckeltem Leistungsentgelt kann ein geringer Gewinn von 10k € jährlich erwirtschaftet werden.



**Abbildung 38 Stromkostenbestandteile für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Flexibler Netzanschluss“ mit normalem Leistungsentgelt**

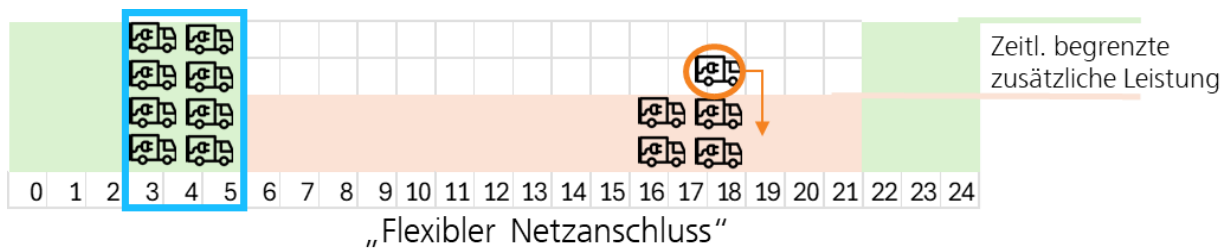
In Bezug auf die PV-Energie im vollgesteuerten Fall (siehe Abbildung 31) lässt sich gegenüber dem Szenario „Maximale Anzahl E-Lkw“ kaum eine Änderung erkennen. Dies entspricht den Erwartungen, da die PV-Erzeugung außerhalb des angenommenen Flexibilitätsfensters liegt.



**Abbildung 39 PV-Energiebilanz für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Flexibler Netzanschluss“**

Zusätzlich zu den Standarddarstellungen wird in Abbildung 40 noch einmal gezeigt, was der flexible Netzanschluss mit Blick auf die Fernverkehrs-E-Lkw-Ladung bedeutet. Die grundlegende Motivation hinter einem flexiblen Netzanschlussgesuch im Falle der vorliegenden Studie bestand darin, die engen Standzeitfenster der E-Lkw besser versorgen zu können. Dies ist unter den getroffenen Annahmen zum flexiblen Anschluss jedoch nur in den frühen Morgenstunden hilfreich. In diesen kommen

die Fernverkehrs-Lkw von ihren nächtlichen Fahrten zurück ins Depot und fahren wieder ab bevor um 06:00 Uhr der flexible Anschluss endet. Blicke es bei diesem einen Ladezyklus am Tag, so könnte die Anzahl der ladbaren Fernverkehrs-Lkw einfach verdoppelt werden. Da aber ein zweiter Ladezyklus am Nachmittag zwischen 16:30 Uhr und 18:30 Uhr ansteht und dieser bei beschränktem Netzanschluss stattfindet, können trotzdem nur 10 E-Lkw geladen werden, und der Mehrwert des flexiblen Anschlusses beschränkt sich, wie in den vorangegangenen Absätzen gezeigt, auf die arbeitspreisoptimierte Energiebeschaffung durch Nahverkehrs-Lkw in der Nacht. Trotzdem könnte der flexible Netzanschluss sinnvoll sein, wenn der Betriebsablauf geändert werden würde, indem beispielsweise längere Standzeiten am Nachmittag zugelassen und/oder eine Zwischenladung auf der Autobahn (oder beim Kunden/Partner) in Kauf genommen werden würde. Für diese Studie wurde keine Änderung im Logistikbetrieb betrachtet.

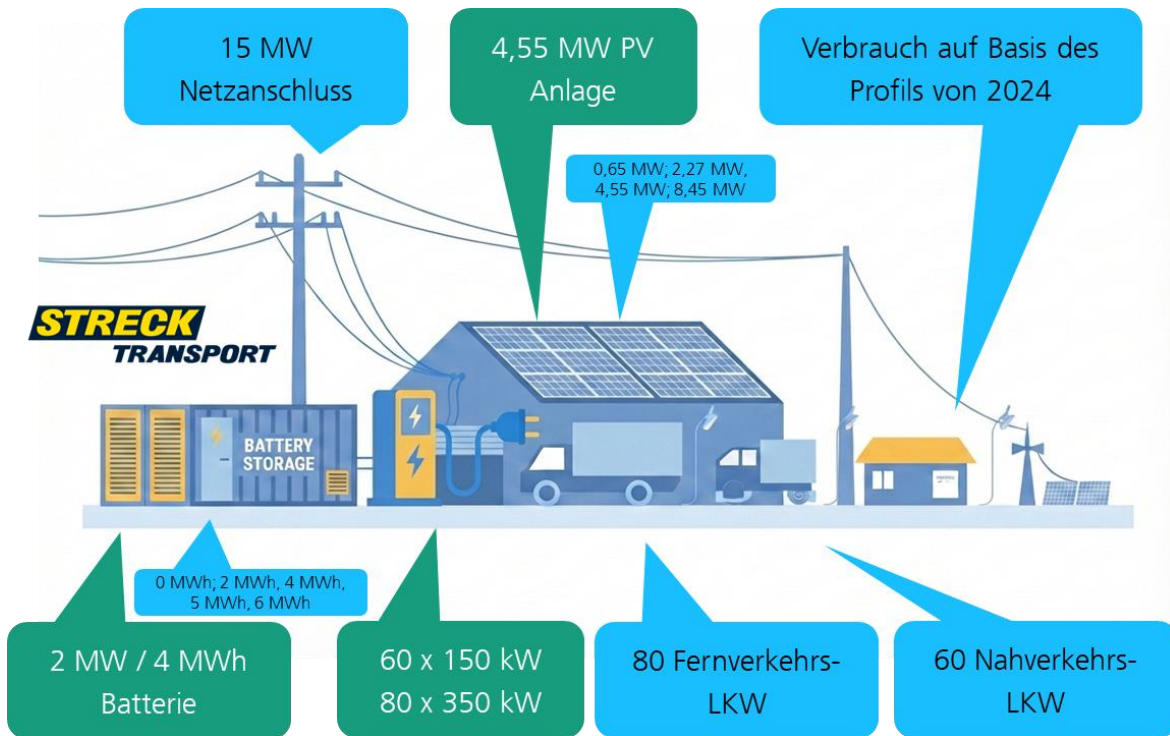


**Abbildung 40 Visualisierung der möglichen Erweiterung der Fernverkehrsflexibilität durch flexiblen Netzanschluss (blauer Rahmen) und Betriebsänderung durch längere Standzeit (oranger Kreis)**

- Ein **flexibler Netzanschluss** kann das **früh morgendliche Ladezeitfenster des Fernverkehrs sinnvoll adressieren** und mehr E-Lkw-Ladungen ermöglichen.
- **Das zweite Fernverkehrsladezeitfenster** liegt im nicht flexiblen Bereich und müsste durch **Anpassungen im Betrieb** adressiert werden.
- Da in der Studie keine Betriebsanpassung zugelassen wurde, beschränkt sich der Nutzen des flexiblen Netzanschlusses auf die preisoptimierte Energiebeschaffung durch Nahverkehrs E-Lkw in der Nacht. Dies spart aufgrund geringer Day-Ahead-Börsenspreads im empfohlenen Fall (4 MWh Batterie und 4450 kWp) 10 k€ an jährlichen Stromkosten und führt zu einem positiven NPV von 527k € (+400k € gegenüber dem Szenario ohne flex. Anschluss).
- Bei der Prüfung der realen Zeitfenster, die der Netzbetreiber zur Verfügung stellen kann, sollten konkret die beiden Fernverkehrsparkzeiten genannt werden.

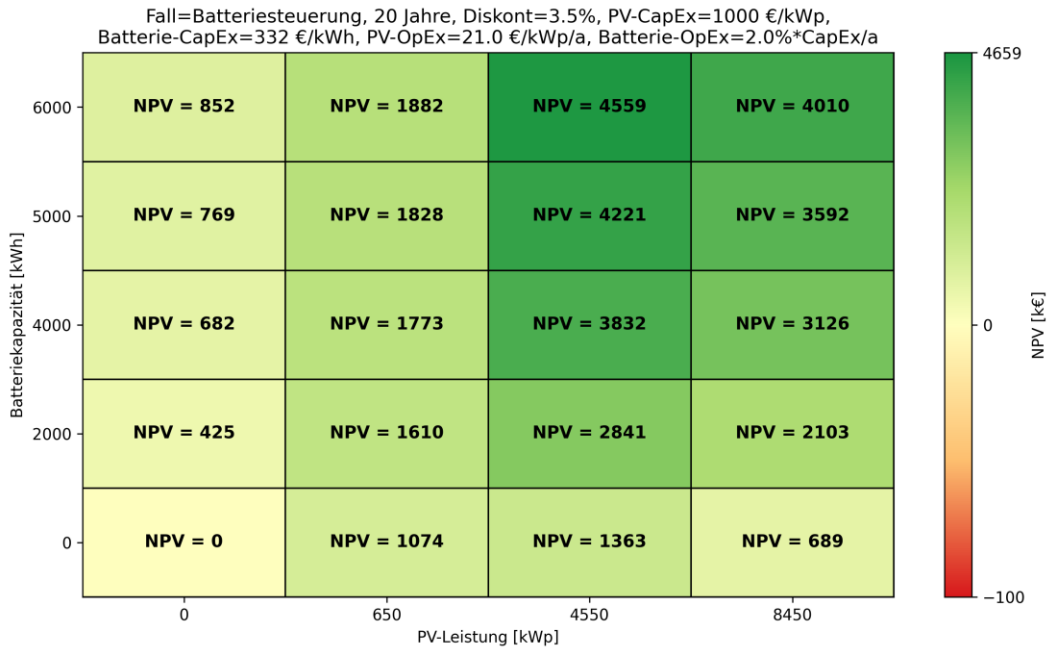
## 4.6 Szenario 6 „Vollständig elektrifiziert“

Im abschließenden Szenario „Vollständig elektrifiziert“ gehen wir von einem Zukunftsszenario aus bei dem alle Nah- und Fernverkehrs-Lkw elektrisch fahren und gleichzeitig ein 15 MW Netzanschluss zur Verfügung steht.

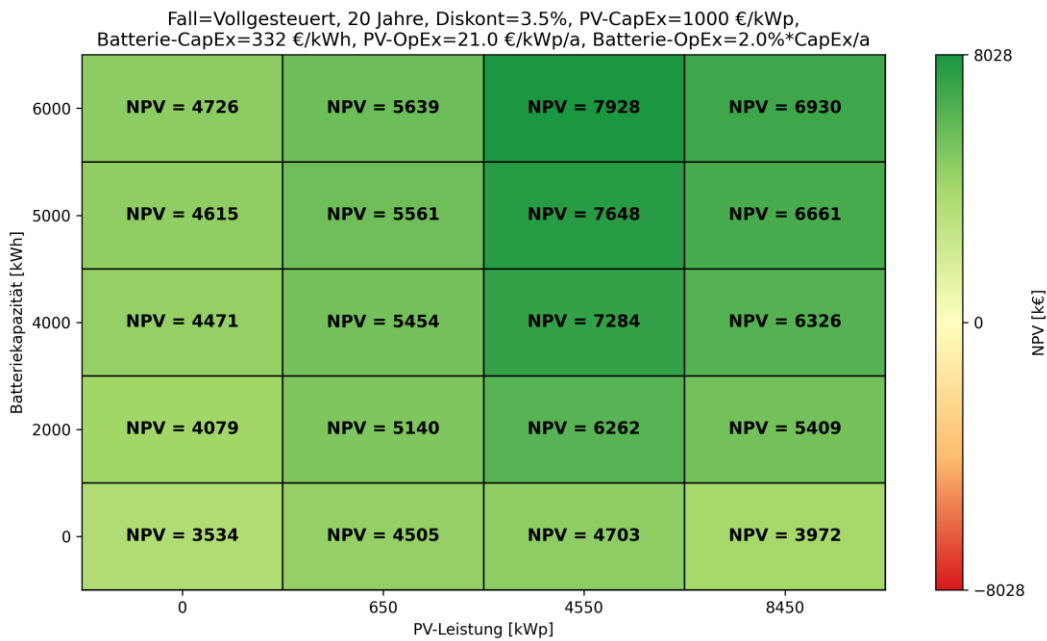


**Abbildung 41 Eingangsparemeter und Empfehlungen für „Vollständig elektrifiziert“**

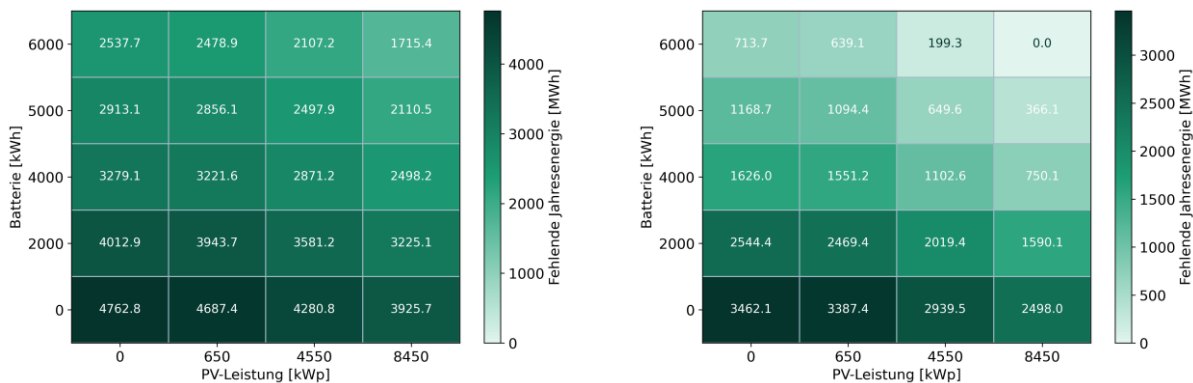
Die Auswertung des NPV für den batteriegesteuerten Fall findet sich in Abbildung 42, der Vollgesteuerte Fall ist in Abbildung 43 dargestellt. Es fällt auf, dass alle Szenarien einen positiven NPV aufweisen. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass bei der nun insgesamt zu ladenden Energiemenge von 23 MWh die PV-Energie aus einem PV-Batteriesystem immer abgenommen werden kann. Dazu kommt, dass die Batterie durch den großen Netzanschluss, trotz großer Flotte, wesentlich mehr Freiheitsgrade aufweist und damit stärker wirtschaftlich arbeiten kann. Insgesamt kann nur mit der Maximalkonfiguration genügend Energie bereitgestellt werden, um alle Fernverkehrs-E-Lkw in 2 Stunden komplett zu laden. In diesem Szenario bestand die Vorgabe, dass die Hälfte der Ladung am Standort erfolgen muss und dass die restliche Energie anderenorts beschafft wird. Eine Übersicht über die fehlende Gesamtlademenge ist in Abbildung 44 gegeben. Die wirtschaftlichste Kombination ist nun mit der größten Batteriekonfiguration gegeben. Der Mehrwert gegenüber den vorangegangenen Szenarien ist jedoch gering, weswegen weiterhin die 2 MW / 4 MWh Größe empfohlen wird. Auffällig ist, dass die PV-Dachvollbelegung zwar nun wirtschaftlich ist, jedoch nicht das optimale Szenario darstellt. Eine Halbdachbelegung bleibt die wirtschaftlichste Variante, das Lastprofil der E-Lkw passt auch bei größerer Anzahl nicht zur PV-Glocke. Beim Blick weg von der NPV-Betrachtung und hin zur Frage der Autarkie fällt auf, dass der maximale Ausbau 3 MW / 6 MWh Speicher und PV-Dachvollbelegung in der Lage wäre den kompletten Ladebedarf zu decken.



**Abbildung 42 NPV-Darstellung für einen batteriegesteuerten Fall im Szenario „Vollständig elektrifiziert“**

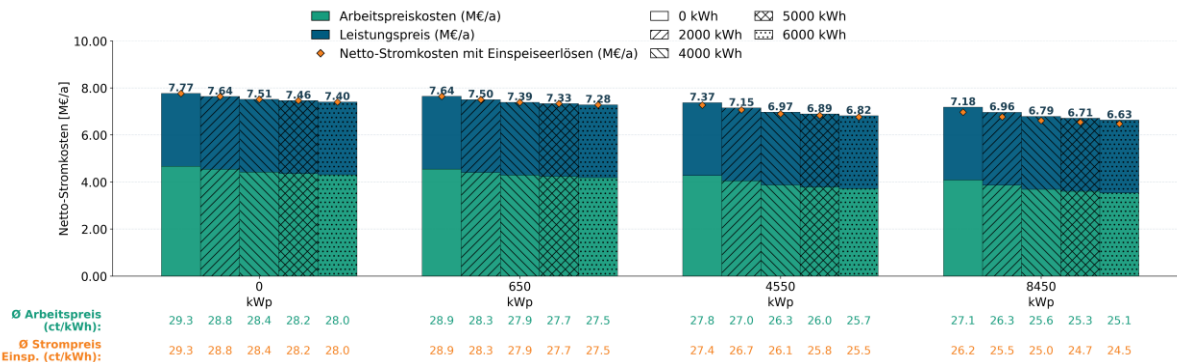


**Abbildung 43 NPV-Darstellung für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Vollständig elektrifiziert“**



**Abbildung 44 Darstellung der gesamten fehlenden Jahresenergiemengen für die vollständige Ladung der E-Lkw, links für einen batteriegesteuerten Fall und rechts für den vollgesteuerten Fall im Szenario „Vollständig elektrifiziert“**

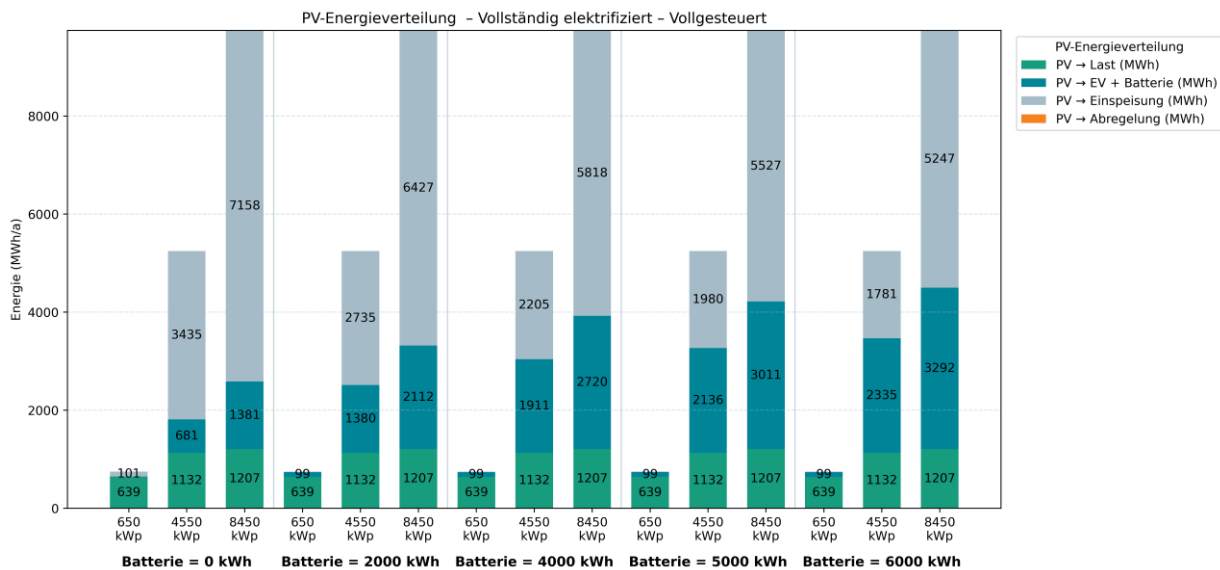
Die Entwicklung der Stromkostenbestandteile für das vollgesteuerte Szenario ist in Abbildung 45 zu sehen. Erwartungsgemäß sind die Kosten stark gestiegen, da deutlich mehr Energie geladen werden muss. Mit vollständiger Elektrifizierung sollte mit jährlichen Kosten von über 7 Mio. € gerechnet werden, wobei dies etwa 2/3 der benötigten Lademenge beinhaltet und die restliche Energie andernorts zu wahrscheinlich höheren Preisen geladen werden muss. Über alle Anlagengrößen hinweg ist zu erkennen, dass der prozentual einzusparende Anteil durch eine PV-Batterieerweiterung gering ist. Zwar ist eine maximale absolute Einsparung von 1 Mio.<sup>16</sup> groß, relativ gesehen macht dies jedoch nur 15 % Kostenreduktion aus. Im Szenario der vollständigen Elektrifizierung werden alternative Beschaffungsformen (ggf. PPA mit Windparksanlagen) bzw. die Entwicklung der Börsenpreise starke Einflussgrößen sein.



**Abbildung 45 Stromkostenbestandteile für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Vollständig elektrifiziert“**

Je größer die Last durch E-Lkw wird, desto sinnvoller ist auch die Erweiterung der PV-Anlage. Allerdings bleibt das generelle Problem, dass die Ladung der Lkw außerhalb der sonnigen Stunden erfolgt. In Bezug auf die PV-Energie bei vollständig elektrifizierter Flotte (siehe Abbildung 46) lässt sich erkennen, dass aufgrund des großen Netzanschlusses keine Abregelung mehr erfolgt. Die geladene Energiemenge erhöht sich gegenüber den Szenarien 4 und 5 jedoch nur noch minimal (von 1834 Szenario 5 auf 1911 MWh für 4000 kWh 4550 kWp). Es kommt weiterhin zu einer hohen Einspeisung, die zwar keine Abregelung bedeutet aber auch keinen lukrativen Eigenverbrauch darstellt.

<sup>16</sup> 6,63 Mio. € bei 8450 kWp + 6 MWh gegenüber 7,77 Mio. € für keine PV und keine Batterie aber Vollsteuerung (Ohne Vollsteuerung 8,01 Mio. €)

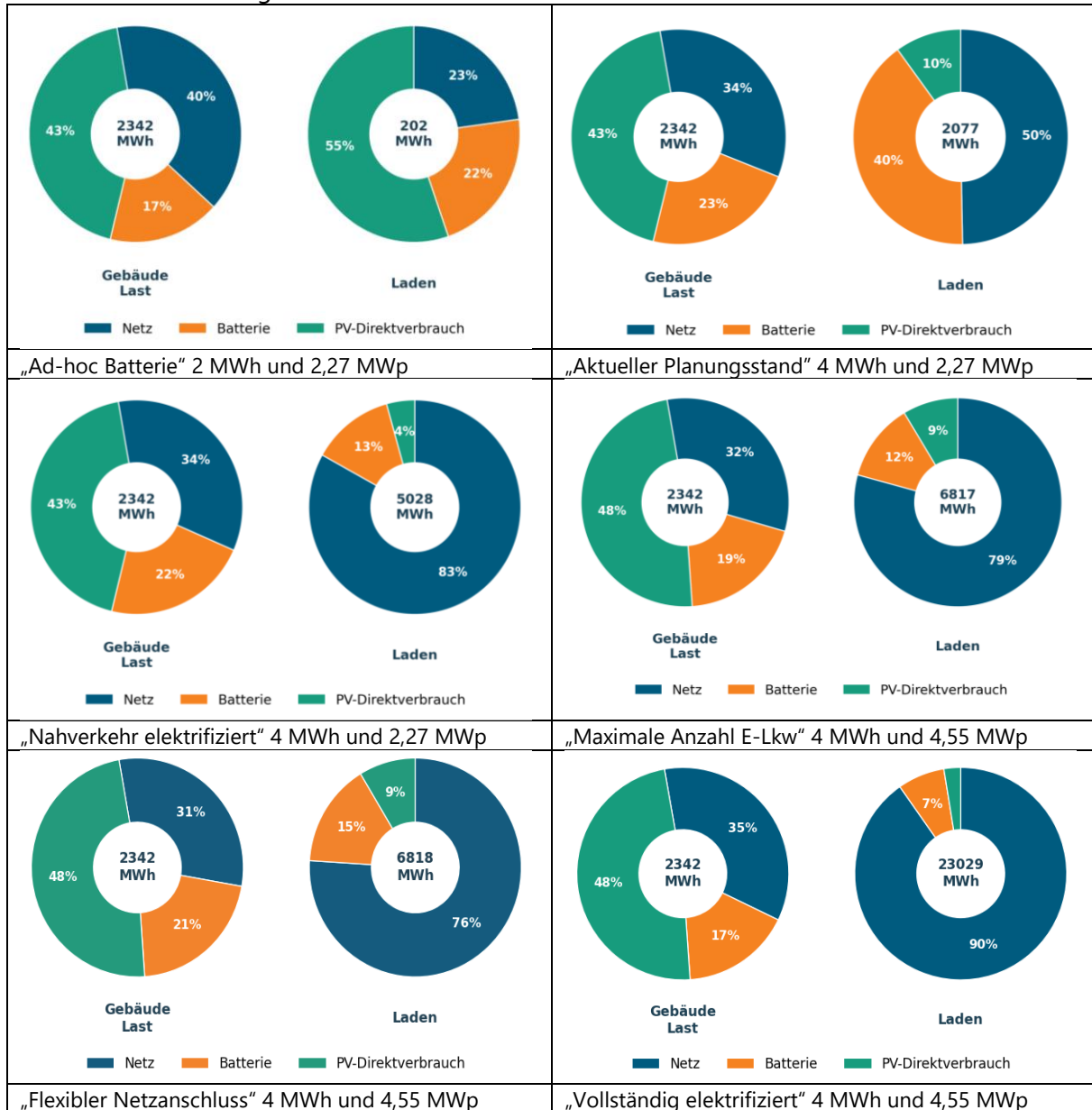


**Abbildung 46 PV-Energiebilanz für einen vollgesteuerten Fall im Szenario „Vollständig elektrifiziert“**

- Bei vollständiger Elektrifizierung wird **ein Teil der Lademenge außerhalb des Depots** geladen werden müssen. Die Eingangsanforderung, die Hälfte der Energie am Standort laden zu wollen, ist gut zu erreichen.
- Ein **vollgesteuertes EMS ist notwendig**, um die große Anzahl der Fahrzeuge zu steuern. Mit Blick auf den Zeithorizont zu diesem Endausbau werden die kommerziell zur Verfügung stehenden EMS voraussichtlich standardmäßig alle Komponenten bedienen können.
- Ein großer Batteriespeicher mit 6 MWh ist am wirtschaftlichsten. Jedoch empfehlen wir weiterhin den **4 MWh Speicher**, da dieser nur minimal schlechter gestellt ist und durch alle Szenarien hinweg einen guten NPV aufweist.
- Mit einer Halbdachbelegung **4550 kWp** ist das wirtschaftliche Optimum erreicht, eine Vollbelegung ist sinnvoll, falls sich Änderungen im Betriebsablauf ergeben oder Fremdfahrzeuge auf dem Gelände zwischen 08:00 und 15:00 Uhr laden.

## 5 Synthese - Gesamtempfehlung

Nachdem alle Szenarien für sich genommen ausgewertet wurden, soll in diesem Kapitel eine Gesamtbewertung erfolgen. In Abbildung 47 sind die Energiebilanzen aller empfohlenen Ausbaustufen für die 6 Szenarien dargestellt.



**Abbildung 47 Prozentuelle Darstellung der Gebäudelast und geladenen Energiemengen über alle empfohlenen Anlagengrößen der Szenarien**

Insgesamt empfehlen wir zunächst als Ad-hoc Maßnahme eine 1 MWh und 2 MWh Batterie aufzustellen und ¼ der Dachfläche mit PV zu belegen. Damit können 60 % der Gebäudelast und 77 % der Lademenge aus dem eigenen PV-Speichersystem versorgt werden. Im Anschluss empfiehlt es sich, den Speicher auf 2 MW und 4 MWh zu erweitern. Dies ist bereits ab dem Szenario 2 sinnvoll und bleibt bis zum Szenario 6 eine sinnvolle Konfiguration. Zwischenzeitlich wird der NPV für das Batteriesystem geschmälert, da Flexibilitätsgrade durch das Vorhalten von Energie für die Versorgung der

Fernverkehrs-E-Lkw eingeschränkt werden. Allerdings bleibt ein 4 MWh Speicher zusammen mit einem EMS, welches eine Vollsteuerung von Batterie und Ladesäulen beinhaltet, von Szenario 2 bis Szenario 6 wirtschaftlich. Wird die auswertig geladene Energiemenge höher bepreist (siehe Abbildungen im Anhang), so werden die Szenarien deutlich positiver. Ab dem Szenario 4 empfehlen wir die Belegung des halben Daches, wobei ab diesem Szenario mehr als  $\frac{3}{4}$  der Energie aus dem Netz bezogen wird. Eine Erweiterung der PV-Anlage hin zur Ausnutzung der vollen Dachfläche ist aufgrund des Ladeprofils der E-Lkw, welches nicht zum Tageserzeugungsgang der PV-Anlage passt, nicht sinnvoll. Es wird auch bei Nutzung eines Batteriespeichers immer eine signifikante Einspeisung (ca. 50 % im Szenario 4) ins Netz verbleiben.

Bezüglich des Ladeinfrastrukturbedarfs wurde in allen Szenarien davon ausgegangen, dass genügend freie Ladesäulen bereitstehen, um alle E-Lkw zu versorgen. Für die Nahverkehrsfahrzeuge wurde 150 kW Ladeleistung angenommen, wobei diese aufgrund der hohen Standzeiten theoretisch noch weiter abgesenkt werden könnte. Für die Fernverkehrsfahrzeuge wurde 350 kW Ladeleistung angenommen, wobei perspektivisch das Thema Megawattladen immer mehr an Bedeutung erfahren wird. Für den eigenen Fuhrpark sind 350 kW ausreichend, um innerhalb der durchschnittlich 2h Ladefenster die durchschnittlichen 600 kWh zu laden. Für externe Fahrzeuge, die eine Zwischenladung benötigen und keine Synergien mit regulären Pausenzeiten eingehen wollen, könnte eine höhere Leistung ein Argument für den Standort sein. Eine Erhöhung der Ladeleistung würde in der Regel bedeuten, dass statt parallelen Ladevorgängen mehr seriell geladen wird, da es für den limitierten Netzanschluss nicht relevant ist, ob 10 Lkw mit 200 kW parallel oder 2 Lkw mit jeweils 1 MW seriell geladen werden. Für größere Ladeleistungen spräche, dass dann weniger Ladepunkte benötigt werden. Allerdings müsste dann gewährleistet werden, dass Lkw nach der Ladung zeitnah umgeparkt werden, um den Ladepunkt wieder freizumachen - entweder durch die Fahrer oder einen Fuhrparkmanager, der für das Umparken angestellt werden müsste. Da die Fläche zumindest für den eigenen Fuhrpark nicht der limitierende Faktor ist - die Lkw parken 2h, auch wenn diese nicht geladen werden - bleibt es bei der Empfehlung, für jeden Lkw eine Ladesäule bzw. einen Ladepunkt vorzusehen. Die Entscheidung ist jedoch vor allem ein logistisches Planungsproblem und weniger ein energetisches Problem, weswegen hier eine eigene Abwägung durch Streck erforderlich ist. Bezüglich des Energiesystems vor Ort kann eine Ladeleistung bis 400 kW in der Niederspannung angeschlossen werden. Alles darüber hinaus muss in der Mittelspannung angeschlossen werden<sup>17</sup>. Es wird empfohlen, zunächst eine niederspannungskompatible AC Ladelösung zu installieren. Mangels Verfügbarkeit wird auch der Speicher als AC-gekoppelte Variante empfohlen.

---

<sup>17</sup> Es gelten die Anschlussbedingungen gemäß VDE AR 4100 bzw. 4110

## 6 Ausblick

---

Um die Ausnutzung der PV-Energie zu erhöhen, könnten entweder weitere Unternehmen im Umfeld des Streck Depot in Hochdorf versorgt werden (z.B. durch „Energy Sharing“ § 42c EEG), oder die Ladeinfrastruktur für weitere E-Fahrzeuge von zunächst Partnern und perspektivisch auch für Externe geöffnet werden. Die Öffnung hin zu einem öffentlichen Ladehub für E-Lkw ist auch für die Amortisation der Ladeinfrastruktur, welche nicht in diesem Bericht betrachtet wurde, sinnvoll. Gerade die Schnellladesäulen für den Fernverkehr sind nur in kurzen Zeitfenstern belegt (2 x 2h am Tag) und könnten in der Zwischenzeit für Externe geöffnet werden. Vor allem die günstige Autobahnlage machen den Standort attraktiv. Dazu ist ein fortschrittliches Managementsystem notwendig, welches den Fernverkehrsfahrern aufzeigt, wann die Ladeinfrastruktur zur Verfügung steht und dann von diesen gebucht werden kann. Planbarkeit steht hier für die Öffnung des Fuhrparks im Vordergrund. Daher empfiehlt sich dieser Schritt auch erst für einen größeren Netzanschluss wie im Szenario 6 vorgesehen. An Wochenenden könnte es weiterhin sinnvoll sein, die Schnellladeinfrastruktur kostengünstig auch für private Pkw zu öffnen, um den PV-Strom nicht ins Netz einspeisen zu müssen.

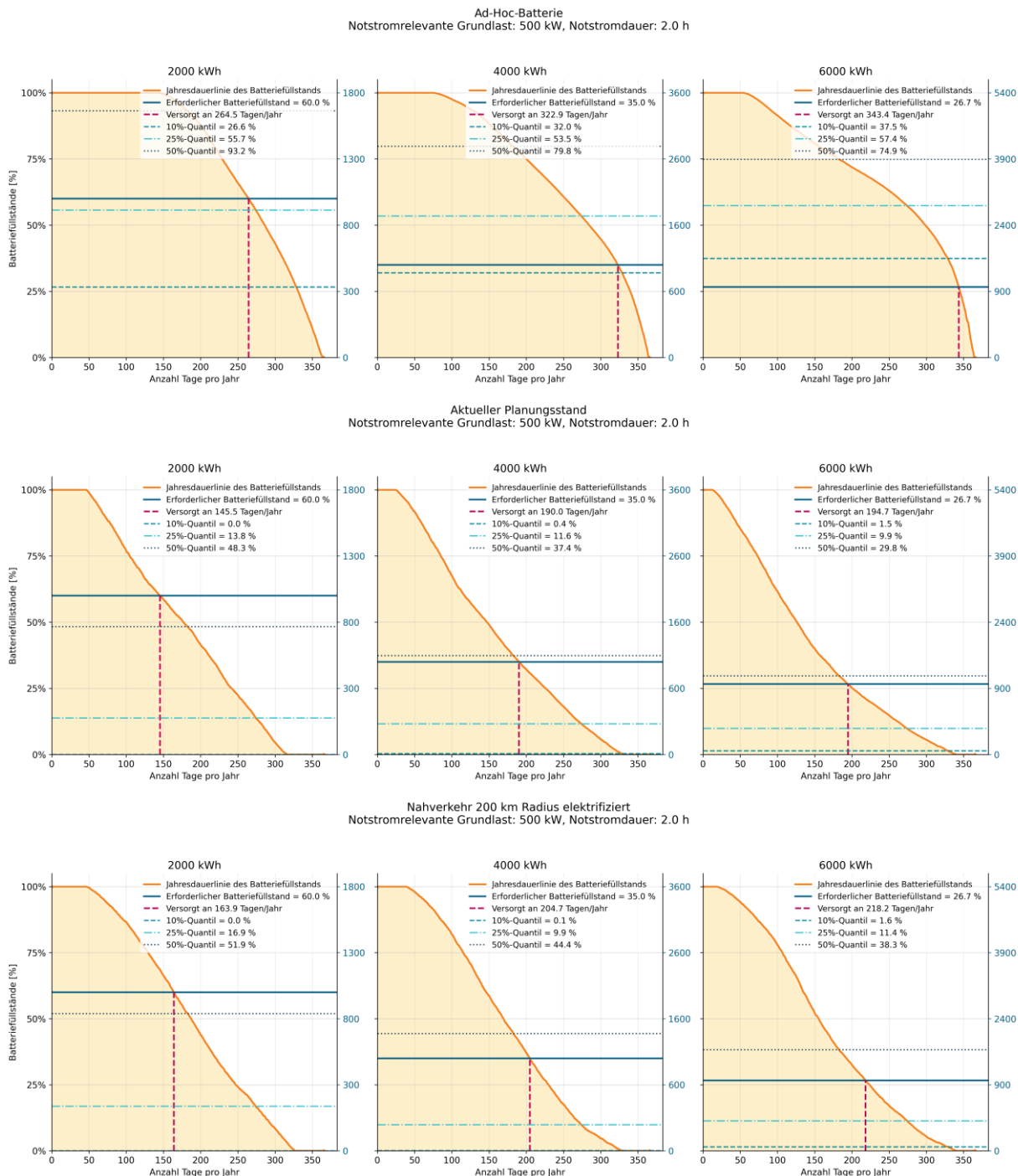
Über die hier beschriebenen Anwendungsfälle hinaus kann der Batteriespeicher auch für weitere Front-of-the-Meter Anwendungen verwendet werden, zum Beispiel für die Erbringung von Regelleistung oder im Zuge der Bilanzkreisoptimierung eines Energieversorgers. Auch die Nahverkehrs-Lkw könnten über die derzeitige Steuerung hinaus planbare Netzdienstleistungen über Nacht verrichten. Der Vorteil, der in der Steuerung von E-Lkw gegenüber der Pkw Steuerung liegt, ist die hohe Planungssicherheit, die gerade bei Netzdienstleistungen gegeben sein muss. Auch ein bidirektionaler Betrieb der Nahverkehrs-Lkw am Wochenende wäre eine denkbare Option, wenn dies mit der bestehenden Infrastruktur durch ein Upgrade des EMS erfolgen kann. Außerdem kann sich die Ladeinfrastruktur durch bessere Auslastung schneller amortisieren, beispielsweise indem auch weitere Unternehmen am Standort laden, entweder direkte Partner oder auch externe Nutzende. Dazu ist ein digitales Belegungsmanagement notwendig, das auch Externen Informationen zu Verfügbarkeit und Buchungsoptionen in freien Ladefenstern bereitstellt.

Ein weiterer Anwendungsfall beleuchtet die Nutzung des Speichers als Backupenergieservoir. Hier liegt die Annahme zu Grunde, dass, wenn ein Speicher sowieso angeschafft wird, eine Erweiterung des Wechselrichters zur Inselfähigkeit (netzbildend) nur geringe Kosten bedeuten würde. Im Falle eines temporären Netzausfalls könnte so der Depotbetrieb für eine gewisse Zeit aufrecht erhalten bleiben. Entweder wird dafür dediziert ein Energiepuffer bereitgehalten, oder es wird in Kauf genommen, dass im ungünstigen Fall keine Energie zur Verfügung steht, die Wahrscheinlichkeit eines gleichzeitigen Blackouts und einer leeren Batterie aber ausreichend gering ist.

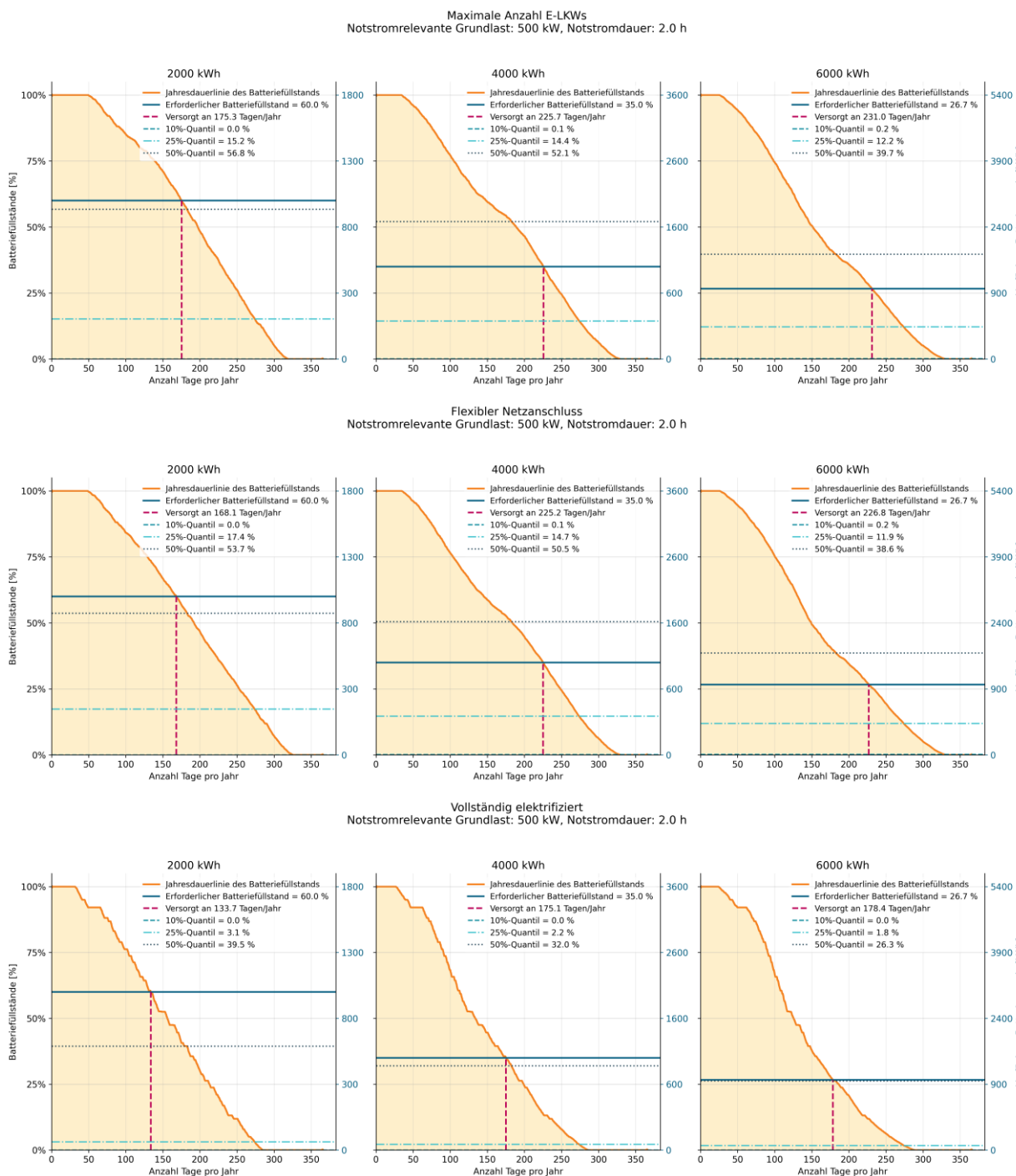
### 6.3 Energiereserve für den Blackout

Für eine bessere Abschätzung der Backupfähigkeit ohne Anpassung der Batteriesteuerung, also ohne, dass dediziert Energie vorgehalten wird, wurden im Folgenden die Jahresdauerlinien für die verschiedenen Szenarien dargestellt, und zwar jeweils für die Batteriegößen 2 MWh, 4 MWh und 6 MWh. Zugrunde liegt außerdem eine 4550 kWp PV-Anlage. Gezeigt wird die Jahresdauerlinie des Batteriefüllstand. Dazu werden alle Füllstände über das Jahr hinweg absteigend sortiert. Auf der zweiten Y-Achse ist die benötigte Energiemenge (1 MWh) dargestellt, die sich aus der Annahme ergibt, dass 500 kW für 2 Stunden versorgt werden sollen. Zu beachten ist hier, dass für die Bereitstellung von 1 MWh bei 90 % Wirkungsgrad 1,11 MWh Batteriekapazität benötigt wird, weswegen 100 % Batteriefüllstand bei einer 2000 kWh Gesamtkapazität 1800 kWh Energiebereitstellung entsprechen. Zusätzlich zu dieser Energiemenge, welche als durchgezogene horizontale blaue Linie abgebildet ist,

wurden die 10 %-, 25 %- und 50 %-Tagesquantile eingezeichnet. Diese sind so zu verstehen, dass beispielsweise das 10 % Quantil den Grenzspeicherfüllstand anzeigt, der an 10 % der Tage unterschritten wird. Andersherum formuliert steht an 90 % der Tage mindestens dieser Speicherfüllstand zur Verfügung.



**Abbildung 48 Darstellung der Backupspeicherfähigkeit für die Szenarien 1-3 unter der Annahme, dass eine Last von 500 kW für 2 Stunden bereitgestellt werden soll. PV-Anlagengröße: 4550 kWp**

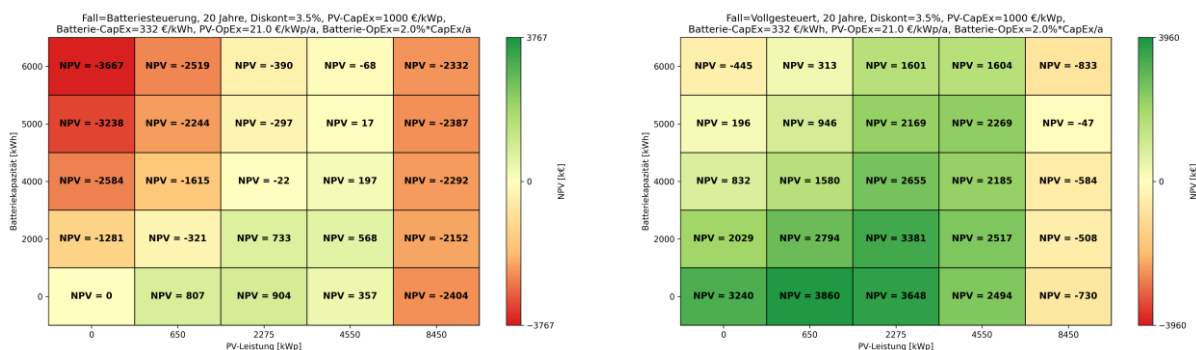


**Abbildung 49 Darstellung der Backupspeicherfähigkeit für die Szenarien 4-6 unter der Annahme, dass eine Last von 500 kW für 2 Stunden bereitgestellt werden soll. PV-Anlagengröße: 4550 kWp**

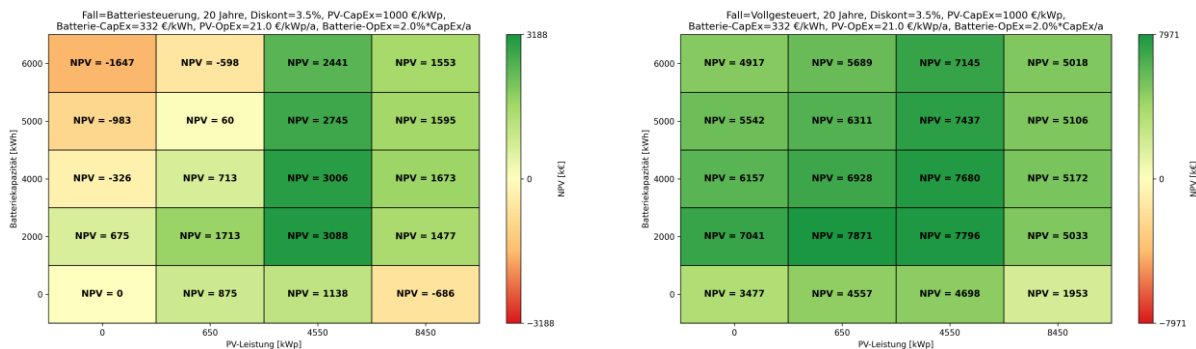
Es ist zu erkennen, dass die Anzahl der Tage, bei denen die Backupenergiemenge zur Verfügung steht, erwartungsgemäß mit steigender Anzahl der Szenarien und damit zunehmender Ladeenergiemenge fällt. Mit zunehmender Batteriegöße steigt die Anzahl der Tage, wobei dieser Effekt weniger ausgeprägt ist als erwartet. Mit der durch die Szenarien 2-6 empfohlenen Batteriespeichergröße von 4 MWh kann bis auf Szenario 6 immer mindestens die Hälfte der Zeit ein zweistündiger Betrieb im Depot aufrecht gehalten werden. In der Zeit erfolgt dann keine Lkw-Ladung.

## 7 Anhang

Im Folgenden sind alternative NPV-Werte aufgeführt für alle Szenarien, bei denen in einigen Konfigurationsstufen nicht genügend Energie im Depot geladen werden kann. Im Ergebniskapitel wurde für diese Energie der durchschnittliche Arbeitspreis angenommen. In den folgenden Abbildungen wird stattdessen mit 60 ct/kWh gerechnet. Diese Zahl ergibt sich aus der Durchsicht verschiedener Referenzpreise für Schnellladungen an externer Infrastruktur. In den aufgeführten Tarifen der zu Grunde liegenden Quelle<sup>18</sup> schwanken die Werte zwischen 50 ct/kWh und 80 ct/kWh.



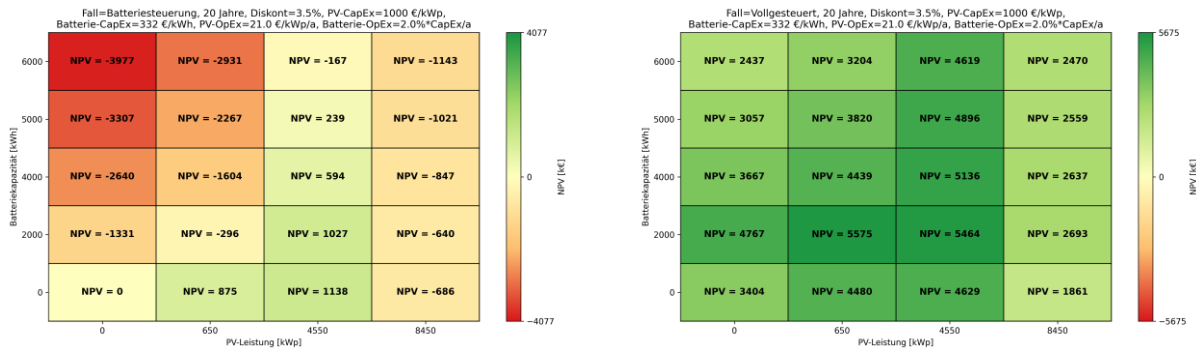
**Abbildung 50 Alternative NPV-Berechnung, bei der 60 ct/kWh für nicht am Standort geladene Energie angenommen wurde für das Szenario „Nahverkehr elektrifiziert“**



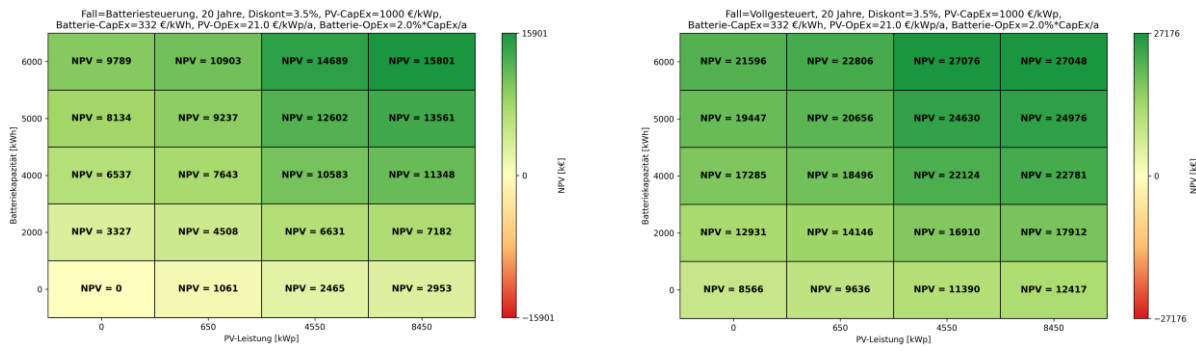
**Abbildung 51 Alternative NPV-Berechnung, bei der 60 ct/kWh für nicht am Standort geladene Energie angenommen wurde für das Szenario „Maximale Anzahl E-Lkw“**

<sup>18</sup> André Gießle, ADAC e.V. (12/2025): *Elektroauto laden: Was kostet der Strom an der Ladesäule?* URL: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/elektroauto-ladesaeulen-strompreise/> (abgerufen am: 08.04.2026).

## Empfehlungen zur Elektrifizierung eines E-Lkw Depots



**Abbildung 52 Alternative NPV-Berechnung, bei der 60 ct/kWh für nicht am Standort geladene Energie angenommen wurde für das Szenario „Flexibler Netzanschluss“**



**Abbildung 53 Alternative NPV-Berechnung, bei der 60 ct/kWh für nicht am Standort geladene Energie angenommen wurde für das Szenario „Vollständig elektrifiziert“**