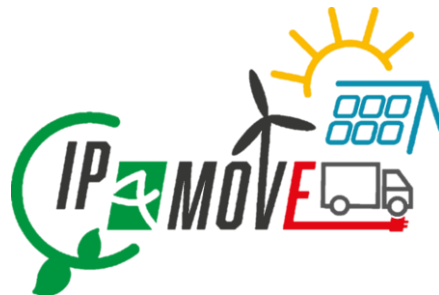


iP4MoVE

–

Intelligente Plattform für E-Mobilität und Vernetzung von Energieinformationen



Abschlussbericht

Dieses Vorhaben wurde aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) gefördert.



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung



EFRE.NRW
Investitionen in Wachstum
und Beschäftigung

Autor:innen:

Tobias Schröer

Peter Bachmann

Dennis Kurz

Doris Hacker

Ulrich Hacker

Maria Kourkouli

Stefan Küpper

Nikita Maksymchuk

Tim Pietrowski

Sarai Kölle

Arthur Mühlbeier

Thomas Gilster

Yucheng Luo

Dennis Hochsattel

Lukas Leonards

Leonard Simons

Martin Perau

Sebastian Junglas

Andreas Kraut

Inhaltsverzeichnis

1	Abstract Projekt ‚iP4MoVE‘	1
2	Vorhabenbeschreibung und Zielsetzung	3
3	Struktur des Abschlussberichts	10
4	Arbeitspaket 1: Projektmanagement	11
4.1	Partnerstruktur	12
5	Arbeitspaket 2: Anforderungsanalyse	16
5.1	Ziele und Vorgehensweise im Arbeitspaket	16
5.2	Übergreifende Anforderungsanalyse.....	16
5.3	Referenzarchitekturen.....	21
5.4	Reality-Check zur praxisorientierten Anforderungsermittlung	25
5.5	Tarif- und Funktionsmodell.....	27
6	Arbeitspaket 3: Mobilität	35
6.1	Ziele und Vorgehensweise des Arbeitspakets.....	35
6.2	Festlegung der Randbedingungen der Simulation	37
6.3	Detaillierte Beschreibung der Szenarien	40
6.4	Erkenntnisse der Simulationsstudien	42
6.5	Ermittlung der Ladebedarfe und geeigneter Ladestandorte in NRW	43
7	Arbeitspaket 4: Energie	52
7.1	Ziele und Vorgehensweise des Arbeitspakets.....	52
7.2	Annahmen über und Anforderungen an lokale Energiequartiere	53
7.3	Quartierbildung und -beschreibung	55
7.3.1	Beispielhafte Quartierbildung und -beschreibung.....	55
7.3.2	Auslegung des Energiequartiers	58
7.3.3	Batteriesystemauslegung für Quartierspeicher.....	58
7.3.4	Simulationsmodell für die Quartiersauslegung	69
7.4	Maßnahmen zur Erhöhung der Autonomie lokaler Quartiere	114
8	Arbeitspaket 5: Plattform	122
8.1	Ziele und Vorgehensweise des Arbeitspakets.....	122
8.2	Bausteine des Plattformmodells	122
8.2.1	Rollenmodell	123
8.2.2	Interaktionsmodell	125
8.2.3	Preismodell	127
8.3	Kommunikation zwischen beteiligten Komponenten	135
8.4	Geschäftsmodelle für den Sektor Kopplung	148
9	Arbeitspaket 6: Aufbau eines Demonstrators	156
9.1	Ziele und Vorgehensweise des Arbeitspakets.....	156

9.2	Hauptdemonstrator	156
9.3	Nebendemonstrator	162
10	Arbeitspaket 7: Dissemination	169
11	Ausblick und Handlungsempfehlungen	172
12	Literaturverzeichnis.....	174
13	Anhang	180

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1 Herausforderungen der Sektoren Energie und Mobilität (eigene Darstellung)	4
Abbildung 2-2 Zielsetzung (eigene Darstellung)	8
Abbildung 3-1 Struktureller Ablauf des Forschungsprojekts ‚iP4MoVE‘ (eigene Darstellung)	10
Abbildung 4-1 Protokollvorlage (eigene Darstellung).....	11
Abbildung 4-2 Partnerstruktur (eigene Darstellung).....	12
Abbildung 5-1 Ausschnitt Anforderungsanalyse Energie – Fokus Quartier (eigene Darstellung)	17
Abbildung 5-2 Grobgranulare Datenquellen der ‚iP4MoVE‘-Plattform (technische Sicht) (eigene Darstellung)	18
Abbildung 5-3 Kommunikationsinfrastruktur aus technologischer Sicht (eigene Darstellung)	18
Abbildung 5-4 Analyse möglicher Kommunikationstechnologien (eigene Darstellung)	20
Abbildung 5-5 Ausgewähltes Referenzfahrzeug (eigene Darstellung).....	21
Abbildung 5-6 Wirtschaftliche Anforderungen der Plattform (eigene Darstellung)	22
Abbildung 5-7 Technische Anforderungen der Plattform (eigene Darstellung)	23
Abbildung 5-8 Übersicht Anbindung Backends an Datendrehscheibe (eigene Darstellung)	24
Abbildung 5-9 Datenaustausch zwischen Akteuren mit dem OCHP über eCHS (eigene Darstellung)	24
Abbildung 5-10 Kommunikation zwischen LIS-Backend und Ladesäule (eigene Darstellung)	25
Abbildung 5-11 Anforderungen an LIS seitens LDL (eigene Darstellung)	26
Abbildung 5-12 Dynamischer Preisbildungsmechanismus (eigene Darstellung)	29
Abbildung 5-13 Funktions-Workflow Planung (eigene Darstellung).....	31
Abbildung 5-14 Funktions-Workflow Durchführung und Abrechnung (eigene Darstellung)	33
Abbildung 6-1 Referenztouren ab Depot Bedburg (eigene Darstellung).....	38
Abbildung 6-2 Abgeleitete Ladeinfrastruktur (eigene Darstellung).....	40
Abbildung 6-3 Standorte der Ladeinfrastrukturen in Deutschland (mit Fokus auf NRW) (eigene Darstellung)	45

Abbildung 6-4 Jahresfahrleistung von Schwerlastverkehr auf Autobahnen in NRW (eigene Darstellung)	46
Abbildung 6-5 Beispielrechnung zur Ermittlung der Ladevorgänge in NRW (eigene Darstellung)	47
Abbildung 6-6 Benötigte Ladevorgänge, Ladepunkte und Ladeleistung (eigene Darstellung)	49
Abbildung 7-1 Quartiersdefinition im Netzmodell von der Hochspannungsebene bis zum Netzanschluss (eigene Darstellung)	54
Abbildung 7-2 Berechnung der Energiebilanz eines Standorts (eigene Darstellung)	54
Abbildung 7-3 Industriequartier: Werksnetz Sengethal (eigene Darstellung)	56
Abbildung 7-4 Wohnquartier Kelsterbach mit integrierter Energie- und Technikzentrale (eigene Darstellung)	57
Abbildung 7-5 Klassifizierung von Energiespeichersystemen (eigene Darstellung) .	59
Abbildung 7-6 Struktur der Kostenoptimierung (eigene Darstellung)	64
Abbildung 7-7 Grafische Darstellung des ganzheitlichen Modells (eigene Darstellung)	65
Abbildung 7-8 Übersicht des Alterungsverlaufs und des Batteriewechsels innerhalb von 25 Jahren Simulation (eigene Darstellung)	66
Abbildung 7-9 Prozess und Ergebnisse der Optimierung (eigene Darstellung)	67
Abbildung 7-10 Einfluss der Batteriealterungsrate auf die optimale Batteriegröße (eigene Darstellung)	68
Abbildung 7-11 Aufbau Simulationsmodell (eigene Darstellung)	69
Abbildung 7-12 Skalierte Erzeugungskurve Windenergie (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)	71
Abbildung 7-13 Skalierte Erzeugungskurve Solarenergie (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)	72
Abbildung 7-14 Ladeniveau Wärmespeicher BHKW (Simulationsjahr) (eigene Darstellung)	73
Abbildung 7-15 Stufengeführte Betriebsweise des BHKW (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)	75
Abbildung 7-16 Blockweiser Betrieb BHKW mit Mindestlaufzeit (eigene Darstellung)	76
Abbildung 7-17 Gradtagszahlen 2020 (eigene Darstellung)	76
Abbildung 7-18 Tagesprofile Heizwärmebedarf (eigene Darstellung)	77
Abbildung 7-19 Haushaltswärmebedarf (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)	78
Abbildung 7-20 Strombedarf Haushalte (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)	79

Abbildung 7-21 Transformierte Ladeanforderungen für einen Werktag (eigene Darstellung)	81
Abbildung 7-22 Ausgerollte Ladeanforderungen (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)	82
Abbildung 7-23 Offene Position ohne ausgleichende, aktive Maßnahmen (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)	84
Abbildung 7-24 Offene Position mit aktivem Ausgleich über BHKW (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)	85
Abbildung 7-25 Stromerzeugung des BHKW (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)....	86
Abbildung 7-26 Offene Position mit aktivem Ausgleich über BHKW und Stromspeicher (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)	87
Abbildung 7-27 Ladezustand Stromspeicher Szenario Min & Max (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)	88
Abbildung 7-28 Auszugleichende Short-Positionen (eigene Darstellung).....	89
Abbildung 7-29 Ausgeglichenene Short-Positionen (eigene Darstellung)	90
Abbildung 7-30 Ladeniveau Stromspeicher Min.- & Max.-Szenario (eigene Darstellung)	90
Abbildung 7-31 Offene Position Minimal-Szenario 1 (eigene Darstellung)	91
Abbildung 7-32 Offene Position Maximal-Szenario 6 (eigene Darstellung)	92
Abbildung 7-33 Speicherniveau vor EEX-Ausgleich (eigene Darstellung).....	93
Abbildung 7-34 Offene Position ohne EEX-Ausgleich (eigene Darstellung)	94
Abbildung 7-35 Energiefluss von und zu der EEX (eigene Darstellung)	94
Abbildung 7-36 Offene Position nach Ausgleich über EEX (eigene Darstellung)	95
Abbildung 7-37 Kumulierter Cashflow über die Börse EPEX (eigene Darstellung)...	96
Abbildung 7-38 Aggregierte negative offene Position pro Szenario (eigene Darstellung)	97
Abbildung 7-39 Anlagenstruktur mit H2-Speicher (eigene Darstellung).....	101
Abbildung 7-40 Offene Position ohne H2-Speicher (eigene Darstellung)	102
Abbildung 7-41 Ladeniveau des Stromspeichers (eigene Darstellung)	103
Abbildung 7-42 Lade- und Entladevorgang H2-Speicher (eigene Darstellung)	104
Abbildung 7-43 Ladeniveau des H2-Speichers (eigene Darstellung)	105
Abbildung 7-44 Offene Position nach Ausgleich über H ₂ -Speicher (eigene Darstellung)	106
Abbildung 7-45 Energiefluss von und zu der EEX (eigene Darstellung)	107

Abbildung 7-46 Prozentualer Anteil der Energiequellen am Strommix (eigene Darstellung).....	111
Abbildung 7-47 In App-Reservierungsprozess: Kalenderbasiert mit fließenden Buchungszeiträumen.....	116
Abbildung 7-48 Unterschiedliche Modelle zur Nutzung betrieblicher Ladeinfrastruktur mit festen Buchungszeitfenstern für Mitarbeiter (grün) und Anwohner (blau) (eigene Darstellung).....	116
Abbildung 7-49 Rollenverteilung bei der Abrechnung von Ladevorgängen und die Unterscheidung zwischen Ad-hoc- und vertragsbasierter Abrechnung (eigene Darstellung).....	118
Abbildung 7-50 3-Säulen-Modell für die Anreizgestaltung auf Basis von Preissignalen im E-Roaming (eigene Darstellung).....	119
Abbildung 7-51 Kalkulationstabelle der V2G-Potenzialanalyse (eigene Darstellung).....	121
Abbildung 8-1 Plattform <i>iP4MoVE</i> (eigene Darstellung).....	122
Abbildung 8-2 Rollenmodell (eigene Darstellung).....	124
Abbildung 8-3 Prozess Day-ahead-Planung (eigene Darstellung).....	126
Abbildung 8-4 Operativer Intra-day-Prozess (eigene Darstellung).....	127
Abbildung 8-5 Preismatcher als Plattform-Service (eigene Darstellung).....	129
Abbildung 8-6 Preismatrix Beispiel (eigene Darstellung).....	129
Abbildung 8-7 Preismatrix Beispiel in Grafik (eigene Darstellung).....	129
Abbildung 8-8 Verfügbarer Strom aus Quartier (eigene Darstellung).....	130
Abbildung 8-9 Power Balance Base (eigene Darstellung).....	131
Abbildung 8-10 Preismatcher Bilanz zus. Ladeanforderung (eigene Darstellung)..	132
Abbildung 8-11 Preise mit Zusammensetzung Ladestrom 22.04.2022 (eigene Darstellung).....	132
Abbildung 8-12 Preise mit Zusammensetzung Ladestrom 11.03.2022 (eigene Darstellung).....	133
Abbildung 8-13 Preise mit Zusammensetzung Ladestrom 27.04.2022 (eigene Darstellung).....	134
Abbildung 8-14 Zusammensetzung Ladestrompreis 11.11.2022 (eigene Darstellung).....	134
Abbildung 8-15 Kommunikation Quartier-Plattform (eigene Darstellung).....	139
Abbildung 8-16 DLT-Workflow zwischen Quartier und Plattform (eigene Darstellung).....	139

Abbildung 8-17 Darstellung der unterschiedlichen Kommunikationskonzepte (eigene Darstellung)	140
Abbildung 8-18 Rollenverteilung und Datenaustausch im E-Roaming (eigene Darstellung)	141
Abbildung 8-19 Erweiterte ChargePointInfo-Klasse im OCHP-Protokoll (eigene Darstellung)	142
Abbildung 8-20 Erweiterte ParkinSpotInfo-Klasse im OCHP-Protokoll (eigene Darstellung)	143
Abbildung 8-21 Ausprägungen und Beschreibungen des Attributs VehicleType (Enumeration)	144
Abbildung 8-22 Ausprägungen und Beschreibungen der <i>Restrictions</i> der Parkflächen (eigene Darstellung)	144
Abbildung 8-23 Ausprägungen des Attributs <i>FacilityType</i> (Enumeration) (eigene Darstellung)	145
Abbildung 8-24 Erweiterte Ausprägungen des Attributs <i>ConnectorStandard</i> (Enumeration) (eigene Darstellung)	146
Abbildung 8-25 Mock-up einer E-LKW-spezifischen Station im Backend der SMART/LAB (eigene Darstellung)	147
Abbildung 8-26 E-LKW-spezifische Filtermöglichkeiten in der Nutzerschnittstelle (Mock-up: lademap) (eigene Darstellung)	147
Abbildung 8-27 Business-Model-Canvas (OSTERWALDER U. PIGNEUR 2011, S. 48). 151	
Abbildung 8-28 Ergebnisse des Workshops zur Geschäftsmodellierung (eigene Darstellung) (eigene Darstellung)	152
Abbildung 9-1 Aufbau Demonstrator (eigene Darstellung)	157
Abbildung 9-2 Demonstrator – Übersicht Projekt (eigene Darstellung)	158
Abbildung 9-3 Demonstrator – Übersicht Herausforderungen (eigene Darstellung)	159
Abbildung 9-4 Demonstrator – Übersicht Ziele (eigene Darstellung)	159
Abbildung 9-5 Demonstrator – Übersicht Szenarien (eigene Darstellung)	160
Abbildung 9-6 Demonstrator – Übersicht Energiesimulation (eigene Darstellung)	161
Abbildung 9-7 Demonstrator – Übersicht Tourenplanung (eigene Darstellung)	161
Abbildung 9-8 Demonstrator – Übersicht Vergleich der Szenarien (eigene Darstellung)	162
Abbildung 9-9 Zielbild Nebendemonstrator CO ₂ -Zertifizierung (eigene Darstellung)	164
Abbildung 9-10 Detailansicht zu einem Ladevorgang (eigene Darstellung)	166

Abbildung 9-11 Zusammensetzung des Ladestroms nach Energiequellen – Wind und BHKW (eigene Darstellung).....	166
Abbildung 9-12 Zusammensetzung des Ladestroms nach Energiequellen – Wind und PV (eigene Darstellung)	167
Abbildung 9-13 Übersicht der gefahrenen Touren (eigene Darstellung).....	167
Abbildung 9-14 Gesamtübersicht zu Energie- und CO ₂ -Nutzung je Tour (eigene Darstellung)	168
Abbildung 9-15 Gesamtübersicht zu Energie- und CO ₂ -Nutzung je Tour (eigene Darstellung)	168
Abbildung 10-1 Vortrag bei dem <i>5th E-Mobility Integration Symposium</i> (eigene Darstellung).....	170
Abbildung 10-2 Abschlussveranstaltung ‚iP4MoVe‘ (eigene Darstellung)	171

Tabellenverzeichnis

Tabelle 6-1 Liste der Referenztouren	38
Tabelle 6-2 Liste der ausgewählten Szenarien.....	42
Tabelle 6-3 Jahresfahrleistung LKW auf Autobahnen in NRW	46
Tabelle 6-4 Annahmen und Hochrechnungen für die Modellkalkulation.....	47
Tabelle 7-1 Kennzahlen für die Bewertung unterschiedlicher Speichertechnologien	59
Tabelle 7-2 Preismodell von Energieerzeugung und -speichertechnologien	61
Tabelle 7-3 Ladeanforderungen Tour	80
Tabelle 7-4 Ladeanforderungen Depot-Standzeiten.....	80
Tabelle 7-5 Auslegung des Quartiersspeichers für die verschiedenen Szenarien....	83
Tabelle 7-6 Speicherkapazität Stromspeicher in Abhängigkeit des Szenarios	92
Tabelle 7-7 Simulationsergebnisse Referenzsimulation	97
Tabelle 7-8 Zusätzliche Ladeanforderungen Tour	98
Tabelle 7-9 Zusätzliche Ladeanforderungen Depot.....	99
Tabelle 7-10 Simulationsergebnisse mit zusätzlicher Ladeanforderung und H ₂ - Speicher	107
Tabelle 7-11 Übersicht Leistungsszenarien.....	108
Tabelle 7-12 Ergebnisse Leistungsszenarien	109
Tabelle 7-13 Wetterbedingungen	110
Tabelle 7-14 Format der Gebotsschnittstelle	112
Tabelle 7-15 Beispielhafter Datensatz Gebot	113
Tabelle 7-16 Annahmen bei der Potenzialanalyse für das bidirektionale Laden 2030	120
Tabelle 8-1 Komponenten und Schnittstellen	135
Tabelle 8-2 Übersicht der Module.....	137
Tabelle 8-3 Analyse bestehender, plattformbasierter Geschäftsmodelle.....	148

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current
AP	Arbeitspakete
BAB	Bundesautobahnen
BHKW	Blockheizkraftwerk
CPO	Charge-Point-Operator
DC	Direct Current
DSL	Digitaler Teilnehmeranschluss
eCHS	<i>European Clearing House System</i>
E-LKW	Elektrischer Lastkraftwagen
EMS	Energiemanagementsystem
ETA	<i>Estimated Time of Arrival</i>
EOL	End-of-Life-Kriterium
iP4MoVE	Intelligente Plattform für E-Mobilität und Vernetzung von Energieinformationen
KPI	Key-Performance-Indicator
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LDL	Logistikdienstleister
LIS	Ladeinfrastruktur
LoRaWAN	<i>Long Range Wide Area Network</i>
LP	Ladepunkt
NFC	<i>Near Field Communication</i>
NRW	Nordrhein-Westfalen
OCHP	Open-Clearing-House-Protokoll
PLC	PowerLine-Communication
POI	Point-of-Interest
PV	Photovoltaik
RFID	Radio-Frequency-Identification
SoC	State of Charge
SoH	<i>State of Health Niveau</i>
TMS	Transport-Management-System
UAP	Unterarbeitspaket

WLAN	<i>Wireless Local Area Network</i>
WMS	<i>Warehouse-Management-Systeme</i>
WP	<i>Wind Power</i>

Formelverzeichnis

Formel 7-1 LCOE	61
Formel 7-2 Gleichung zur Kostenminimierung von Batteriespeichersystemen.....	64
Formel 7-3 Formel zur Gesamalterung.....	66

1 Abstract Projekt ‚iP4MoVE‘

In dem Projekt ‚iP4MoVE‘ (*Intelligente Plattform für E-Mobilität und Vernetzung von Energieinformationen*) wurde eine Intelligente, datenbasierte Plattform entwickelt, die es ermöglicht, den E-Mobilitätssektor mit innovativen Energiequartieren zu koppeln. Die Plattform bildet gemeinsam mit einer kontextbasierten Applikation die Grundlage für die Vermittlung zwischen den Energieinformationen, also dem Energieangebot und der Energienachfrage, sowie dem echtzeitfähigen Austausch zwischen Elektrofahrzeugen und -Quartieren bzw. der Verfügbarkeit von Ladestationen innerhalb und außerhalb eines Quartiers. Das Forschungsprojekt stellt einen wichtigen Beitrag zur ökologischen und ökonomischen Gestaltung der Elektromobilität, mit dem Fokus auf den Straßengüterverkehr, und der nachhaltigen Quartiersbildung dar. Es wird dazu beigetragen, dass durch die Integration regenerativer Energiequellen und Speichertechnologien Treibhausgasemissionen reduziert werden. Wichtige Bestandteile dessen sind die Ermittlung des optimalen Elektrifizierungsgrads im Lastverkehr und die Bestimmung des ressourcenoptimalen Einsatzes von Transporten und Logistikketten. Die prototypische Umsetzung des Vorhabens zeigt exemplarisch synergetische Potenziale, insbesondere am Standort NRW, auf und bildet einen Baustein für eine Smarte Mobilität (Mobilität 4.0).

2 Vorhabenbeschreibung und Zielsetzung

Bereits im Jahr 2017 erklärte Ulrich Schmack, damaliger Geschäftsführer von *Digital Energy Solutions*, dass "die Kilowattstunde an sich [...] in Zukunft keinen Wert mehr [hat]. Sie wird aber etwas wert, wenn sie zur richtigen Zeit am richtigen Ort entweder erzeugt oder verbraucht wird" (s. energate 2017). Das erfolgreiche Koppeln verschiedener Sektoren mittels innovativer Technologien ist auch im Sinne der Energiewende vonnöten.

Durch die Intelligente Vernetzung der Sektoren „Energie“ und „Mobilität“ werden beide Sektoren im Sinne der Energiewende und damit unter der Zielsetzung „Dekarbonisierung durch den Einsatz regenerativer Energien“ optimiert.

Die Problematik im Sektor „Energie“ ergibt sich aus den Randbedingungen regenerativer Energien. Die Erzeugung regenerativer Energie unterliegt naturbedingten Schwankungen. Zudem findet die Erzeugung durch beispielsweise Windkraft oder Photovoltaik dezentral statt. Dies führt zu einer unregelmäßigen Erzeugung elektrischer Energie und damit zu einem Zustand, der zwischen Über- und Unterangebot schwankt. Bisher bestand durch den Einsatz von Speichermöglichkeiten eine begrenzte Möglichkeit, Flexibilität in der Nachfrage nach Energie bereitzustellen, die dem Ausgleich dieser Schwankungen dienlich ist.

Durch die Vernetzung mit dem traditionell getrennt betrachteten Sektor „Mobilität“ entsteht eine energieorientierte Quartiersbildung, die zwei entscheidende Faktoren miteinander verbindet und somit weitere Flexibilitäten eröffnet:

- Die ökologisch und ökonomisch sinnvolle Planung von Ladezyklen, Ladezeiten und Ladeorten, abgestimmt mit einer logistisch sinnvollen Routenplanung
- Eine lokal optimierte Auslastung durch angepasste Energiespeicherung und angepassten Energieverbrauch

Eine Intelligente und innovative Plattform, die den Austausch und die Verarbeitung von Informationen der beiden Sektoren „Energie“ und „Mobilität“ in Echtzeit ermöglicht, dient als Steuerungselement für die Optimierung des Energieeinsatzes. So können beispielsweise E-LKW und E-Kleintransporter im industriellen Umfeld neben ihrer originären Funktion als Frachtfahrzeug als Speicher genutzt werden, um Schwankungen im Falle eines Über- oder Unterangebots während mittlerer und längerer Standzeiten abzufangen. In der folgenden Abbildung 2-1 werden die Herausforderungen des Energiesektors und des Mobilitätssektors zusammenfassend vorgestellt.

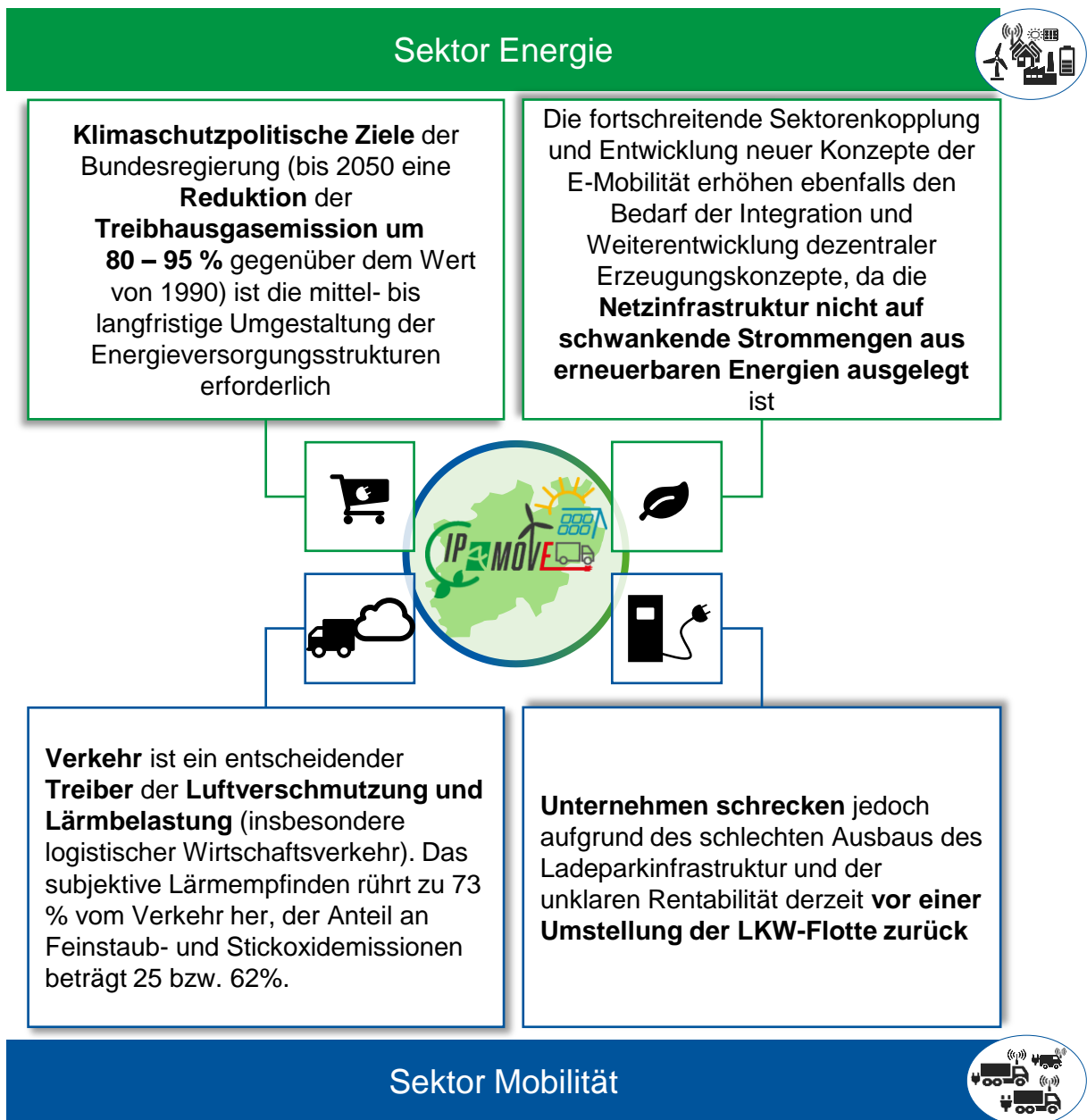


Abbildung 2-1 Herausforderungen der Sektoren Energie und Mobilität (eigene Darstellung)

Elektrofahrzeuge sind das Kernelement des „Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität“ zur Gestaltung eines zukunftsfähigen Verkehrs (s. Wietschel et al. 2013). Technologische Entwicklungen, steigende regionale, nationale und internationale Umweltstandards sowie der Kostenanstieg fossiler Brennstoffe führen zu einer zunehmenden Elektrifizierung gewerblicher Flotten deutscher Industrieunternehmen und erfordern nachhaltige Lösungsansätze (s. Fraunhofer IAO 2015). Dazu bietet sich insbesondere eine Betrachtung des logistischen Wirtschaftsverkehrs an, der in Europa zu über 70 Prozent im Straßenverkehr abgewickelt wird (s. Statistisches Bundesamt 2022) und aufgrund steigender Urbanisierung und zunehmenden Onlinehandels weiter wachsen wird (s. Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie 2014). Bereits 2017 war der Verkehr der größte Treiber der Luftverschmutzung und Lärmbelastung in Ballungsgebieten (s. Europäische Umweltagentur 2016; Hacker et

al. 2015). Zum Zeitpunkt des Projektstarts im Jahr 2017 machten gewerbliche Nutzfahrzeuge rund 60 Prozent des Neuwagenmarkts in Deutschland aus und boten aufgrund ihrer hohen Planbarkeit und Wirtschaftsorientierung großes Potenzial hinsichtlich des Ausbaus der Elektromobilität (s. Nationale Plattform Elektromobilität 2014). Durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen in multimodalen Logistikketten können die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors um bis zu 80 Prozent reduziert (s. Hacker et al. 2014) und wirtschaftliche Vorteile generiert werden (s. Fraunhofer IAO 2015). Trotz der immensen Vorzüge, welche mit der Elektrifizierung einer Fahrzeugflotte einhergehen, haben Unternehmen große Bedenken bezüglich der Anschaffung von Elektrofahrzeugen. Die unklare Rentabilität einer Umstellung des Fuhrparks sowie Sorgen hinsichtlich der möglichen Reichweiten erklären die geringe Elektrifizierung von multimodalen Logistikketten (s. Plötz et al. 2014). Die Durchführung von Simulationen zur Ermittlung potenzieller Elektrifizierungsgrade und die Formulierung von Handlungsempfehlungen hinsichtlich einer optimalen Routengestaltung ermöglichen eine transparente Darstellung der Auswirkungen einer Fahrzeugflottenumstellung und minimieren damit die Bedenken der Unternehmen. Die unternehmensoptimale Konfiguration der gewerblichen Flotten, insbesondere in multimodalen Logistikketten, ist von einer Vielzahl interner und externer ökonomischer sowie ökologischer Faktoren abhängig (s. Logistics Alliance Germany 2012; Hacker et al. 2015). Die Entwicklung vieler dieser Faktoren, wie die Verfügbarkeit geeigneter Ladeinfrastrukturen, ist hochdynamisch und hat einen erheblichen Einfluss auf den Elektrifizierungsgrad der Flotten und deren Intelligenten Einsatz (s. Nationale Plattform Elektromobilität 2014; Wietschel et al. 2013).

Zur Erreichung der Klimaschutzpolitischen Ziele der Bundesregierung (bis 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemission um 80 – 95 Prozent gegenüber dem Wert von 1990) ist die mittel- bis langfristige Umgestaltung der Energieversorgungsstrukturen erforderlich (s. Forschungszentrum Jülich 2017). Seit den 1990er Jahren sinkt daher der Primärenergieverbrauch. Der Einsatz von konventionellen Primärenergieträgern ist bis auf Erdgas kontinuierlich gesunken, während der Anteil an erneuerbaren Energien deutlich gestiegen ist (s. Umweltbundesamt 2022). Zunehmende Netzentgelte und Abgaben führen zu einer Erhöhung der Strompreise und folglich zu einer steigenden Nachfrage an dezentraler Energieversorgung. Die fortschreitende Sektorenkopplung und Entwicklung neuer Konzepte der E-Mobilität erhöhen ebenfalls den Bedarf der Integration und Weiterentwicklung dezentraler Erzeugungskonzepte, da die Netzinfrastuktur nicht auf schwankende Strommengen aus erneuerbaren Energien ausgelegt ist (s. Henle 2017).

Als Schlüsselinstrument zukünftiger Energieversorgungskonzepte wird der Aufbau von nachhaltigen Energiequartieren angesehen (s. Deutsches Institut für Urbanistik 2015). Dadurch werden ökologische und wirtschaftliche Synergien aufgedeckt und für verschiedene Handlungsfelder weiterentwickelt (s. EnergieAgentur.NRW 2020). Im Zentrum stehen hierbei die Wasserversorgung, der Umgang mit Abfällen und Recycling, die Entwicklung des Verkehrs, ein ausgewogenes Angebot von Wohn- und Gewerbeflächen sowie die Altersmischung der Bevölkerung (s. Deutsche Energie Agentur

2017). Ein weiterer wichtiger Bestandteil des Quartierskonzepts ist die Energieversorgung (s. Henle 2017). Die Größe und Konzeption begründen, weshalb Quartiere für die dezentrale Energieversorgung geeignet sind. Mittels kommunaler Energiekonzepte dienen Quartiere als Bindeglied zwischen Gemeinden sowie Gebäuden und binden die einzelnen Energieverbraucher in die nationalen Klimaschutzziele auf Bundesebene ein (s. Roselt 2016). Kommunen und kommunale Stadtwerke können Quartierskonzepte in Form von Bürgerenergieprojekten selbst initiieren und umsetzen oder als Unterstützer von Bürgerenergieprojekten auftreten (s. Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. 2022, S.6 - 11). Bürgerenergieprojekte entstehen, wenn Bürger sich zusammenschließen und gemeinsam z. B. große Photovoltaikanlagen, Windparks oder Nahwärmenetze organisieren und/oder finanzieren (s. EnergieAgentur.NRW 2022). Die Quartiersansätze stellen somit einen wichtigen Schritt zur Realisierung nachhaltiger Konzepte im urbanen Raum dar (s. Forschungsinitiative Energie Wende Bauen 2017). Zur erfolgreichen Umsetzung der Quartiersansätze mangelte es zu Projektbeginn jedoch noch an Vernetzung und Intelligenter Technik (s. Henle 2017). Hier setzt das Forschungsvorhaben ‚iP4MoVE‘ an und ermöglicht mithilfe einer innovativen, intelligenten Plattform den fortlaufenden, zeitnahen Austausch von Daten innerhalb und zwischen den Sektoren Mobilität und Energie. Insgesamt ist das Ziel, neue energetische Potenziale und Intelligente, innovative Mobilitätskonzepte durch die Vernetzung und Kopplung der Sektoren Energie und Mobilität zu ermöglichen. Die Strommengen aus erneuerbaren Energien müssen trotz zunehmenden Netzausbaus zur Vermeidung einer Überlastung des überregionalen Stromnetzes temporär abgeregelt werden (s. Arbeitsgemeinschaft Norddeutscher Industrie- und Handelskammer e. V. 2015). Aktuelle Hochrechnungen zufolge ist mittel- bis langfristig von einem Überangebot an Strom und daher von einer Abregelung durch weiterhin bestehende Netzengpässe (s. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V 2017) und dadurch entstehende Unterversorgungen auszugehen. Zum Projektstart existieren keine betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Anreize zur Nutzung des sogenannten „Überschussstroms“ (ebd.). Eine Sektorenkopplung ermöglicht die Nutzung des Überangebots und dadurch eine Stabilisierung des Stromsystems (s. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V 2017; Eder 2017). Ein Intelligenter Einsatz von Flexibilitäten unter Berücksichtigung von technischen, wirtschaftlichen und logistischen Randbedingungen kann dazu einen wesentlichen Beitrag leisten.

Die Elektromobilität sieht sich zwei wesentlichen Herausforderungen ausgesetzt: Elektrofahrzeuge sollen zum einen eine vergleichbare Reichweite wie Verbrennungsmotoren haben, zum anderen soll das Beladen (Infrastruktur Ladesäulen) der Elektrofahrzeuge genauso schnell erfolgen wie das Betanken von Verbrennungsfahrzeugen. Des Weiteren erfordern klimaschutzpolitische Ziele die Ausgestaltung neuer Energiekonzepte.

Vor diesem Hintergrund besteht die besondere Relevanz der Sektorenkopplung als Lösungsansatz zur Bewältigung der Herausforderungen. Eine Intelligente Vernetzung der Sektoren (Elektro-)Mobilität und Energie (oder *Power to Mobility*) ermöglicht die

Schaffung von Synergieeffekten sowie die Flexibilisierung der Energienutzung in Industrie, Haushalt, Gewerbe und Verkehr (s. WIP TU Berlin 2018).

Auf der Seite der Mobilität soll zur stärkeren Verbreitung und Akzeptanz von Elektromobilität ein optimaler Elektrifizierungsgrad von Logistiknetzwerken ermittelt werden, sodass Elektromobilität nicht weiter nur als Kurzstreckenkonzept fungiert. Zu diesem Zweck wird der Einsatz von E-LKW und E-Kleintransportern unter Berücksichtigung logistischer, ökonomischer und ökologischer Szenarien analysiert und bewertet. Auf der Seite des Energiesektors steht die Ermittlung geeigneter Zonen zur Bildung lokaler (ländlicher und urbaner) Energiequartiere im Mittelpunkt, was zusätzlich die Berücksichtigung der optimalen Positionierung der Ladepunkte an den Transportrouten erfordert. Durch die Kopplung dieser Sektoren ist, neben dem bedarfsgerechten Informationsaustausch zwischen Fahrzeug und Ladeinfrastruktur und der Versorgungsunterstützung durch die Quartiere, die Vermittlung von lokalem Angebot und Nachfrage möglich (s. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie et al. 2011). Durch die Kommunikation zwischen Bedarfsträger (z. B. E-LKW) und Anwendern der Plattform lässt sich eine ökologisch und ökonomisch sinnvolle Planung und Steuerung von Angebot, Ladezyklen, -zeiten und -orten realisieren. Dabei werden neben der Optimierung des Ressourceneinsatzes die verfügbare Energie sowie ihre Preise und technische Randbedingungen direkt mitberücksichtigt. Ebenfalls wird ein intelligenter Ausbau der Netz- und Lade-Infrastruktur mitsamt einer optimalen Speicherdimensionierung auf Basis gewonnener Daten und Erkenntnisse möglich, welche zusätzlich als Basis für die Optimierung von Transporten und Routen dienen kann. Das Vorhaben leistet damit einen Beitrag zur Smarten Mobilität („Mobilität 4.0“). Ein weiterer wichtiger Aspekt der Projektinnovation ist die Berücksichtigung klimawirksamer Effekte. In erster Linie ergeben sich diese aus einem erhöhten Elektrifizierungsgrad des Güterverkehrs sowie aus einer Senkung der effektiven CO₂-Emissionen der Elektromobilität durch einen höheren Anteil klimaneutraler bzw. erneuerbarer Energieträger in der Versorgung. Neben diesen direkten Auswirkungen können sich indirekte klimawirksame Effekte ergeben, wie eine Akzeptanzsteigerung im Kontext des industriellen Lastverkehrs und damit die Anregung zur Sensibilisierung für mögliche Investitionen in neue Technologien. Hieraus lässt sich das übergeordnete Ziel des Projekts ableiten, wobei eine intelligente Plattform zur zielführenden Kopplung der Sektoren entwickelt werden soll. Basierend auf der Ermittlung relevanter Parameter, der betrachteten Antriebsformen sowie der Identifikation von technischen Randbedingungen und Einflussfaktoren zur Bestimmung optimaler Ladeinfrastrukturen wird ein Modell zur Ermittlung des optimalen Elektrifizierungsgrades multimodaler Logistikketten entwickelt. Auf Basis einer intelligenten Vernetzung der Sektoren leistet das Forschungsvorhaben einen essenziellen Beitrag zur zunehmenden Nutzung von Elektromobilität, vorzugsweise im Bereich des Frachtverkehrs sowie zur Planung und Schaffung einer diesbezüglich notwendigen (Lade-)Infrastruktur und zur Nutzung von Informationen und Daten des Smart Grids beim Quartiersbetrieb und dessen optimaler Bewirtschaftung. Des Weiteren unterstützt die Plattform Unternehmen im Kontext von Investitions- und Planungs-

entscheidungen im Bereich der Elektromobilität. Die Intelligente Plattform des Forschungsprojekts soll dabei zudem die Planung von Ladezyklen, -zeiten und -orten sowie Routen unter Berücksichtigung des optimalen Ressourceneinsatzes auf Basis von Daten ermöglichen. Diese Zielsetzung wird in Abbildung 2-2 graphisch zusammengefasst.

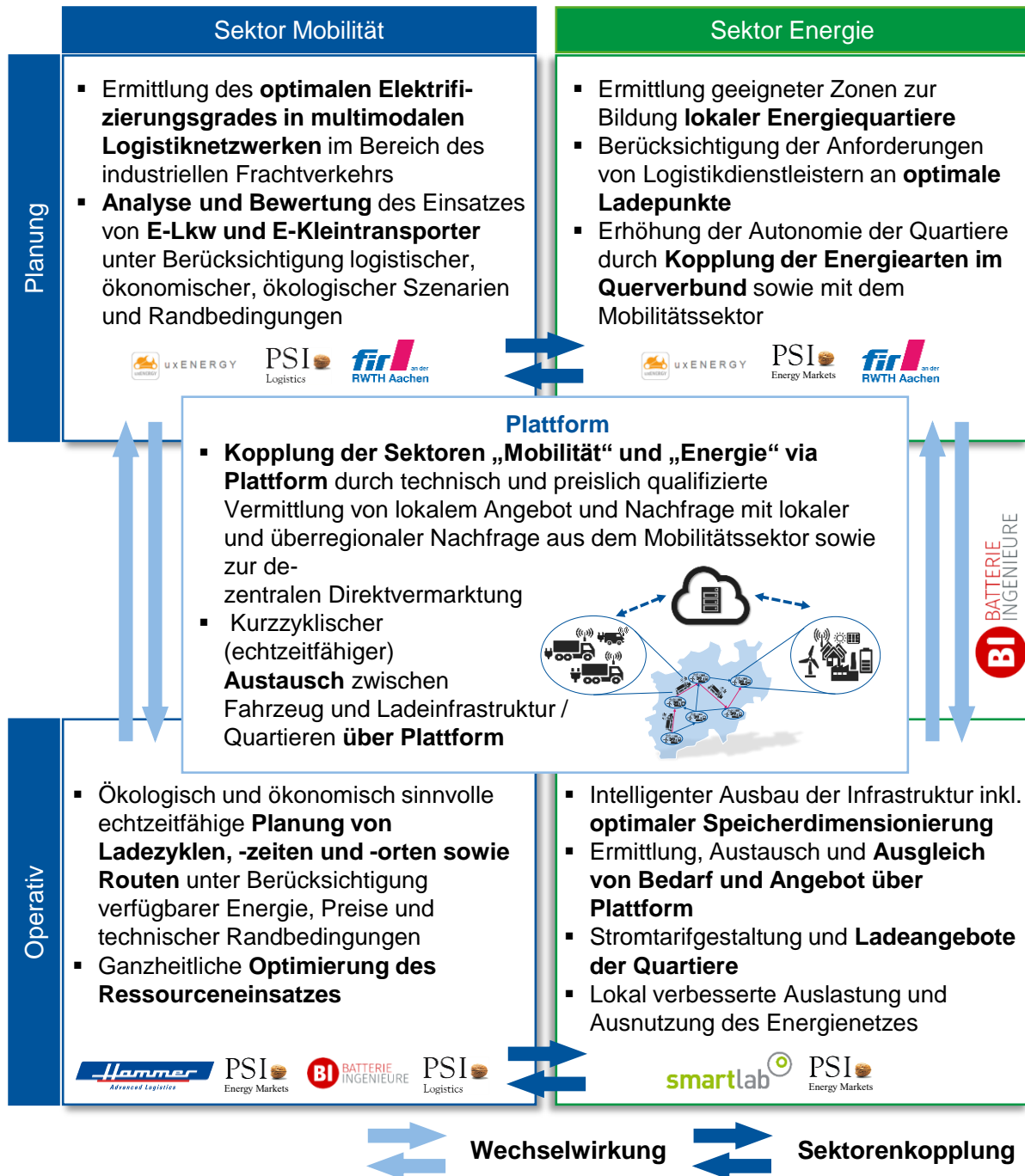


Abbildung 2-2 Zielsetzung (eigene Darstellung)

Im ersten Schritt zur Konzeptionierung und Entwicklung von Quartieren werden geeignete Zonen zur Bildung von Energiequartieren anhand identifizierter Einflussfaktoren sowie Randbedingungen ermittelt. Des Weiteren werden die Anforderungen von Logistikdienstleistern an eine optimale Ladeinfrastruktur berücksichtigt. Dabei werden typische Transportrouten zugrunde gelegt und auf dieser Basis optimale Positionen an

Fernverkehrsstrecken und in der Nähe von Quartieren identifiziert. Die Sektorenkopplung auf Basis von elektrischer Energie und einer ausgeglichenen Bilanzierung trägt zu einer zusätzlichen Erhöhung der Autonomie von Quartieren bei. Anhand zuvor ermittelter relevanter Einflussfaktoren wird der optimale Aufbau der Infrastruktur einschließlich einer optimalen Speicherdimensionierung vorgenommen. Die Gestaltung von Stromtarifen sowie Ladeangeboten, z. B. durch dynamische Preissignale der Quartiere, strebt eine lokal verbesserte Auslastung und Ausnutzung des Energienetzes an. Die Sektorenkopplung wird über eine Plattform realisiert, indem lokale Angebot und Nachfrage mit lokaler und überregionaler Nachfrage aus dem Sektor Mobilität vermittelt werden. Darüber hinaus ermöglicht die Plattform einen Informationsaustausch zwischen Fahrzeugen und Quartieren. Beispielhaft für diesen Informationsaustausch ist die Anfrage eines Elektrofahrzeugs nach einer an der geplanten Route liegenden Ladestation, unter den Nebenbedingungen: Restfahrstrecke, gegebenenfalls Umweg und Auslastung der Ladestationen an die Plattform. Nach Auswahl des passenden Angebots kann gegebenenfalls eine Reservierung der Ladekapazität erfolgen. Quartiere werden über die extern gelegenen Ladestationen zu potenziellen Anbietern von verfügbaren Kapazitäten. Zur preislich qualifizierten Vermittlung von Angebot und Nachfrage bedarf es eines fundierten Preis- und Geschäftsmodells. Hiermit ist ein quantitativer Vergleich des aktuellen Bedarfs mit der zur Verfügung stehenden Strommenge möglich. Abhängig von dem Verhältnis zwischen aktuellen sowie prognostizierten Angeboten und Nachfragen findet eine tageszeitaktuelle Bestimmung des Preises zur Einspeisung und Entnahme von Strom statt. Hierfür ist eine schnelle und verlässliche Kommunikationsbasis für Reservierung und Abrechnung zwischen den Sektoren notwendig. Eine diesbezügliche Analyse der Eignung der zur Verfügung stehenden Alternativen wie bspw. die Blockchain-Technologie wird im Rahmen des Vorhabens durchgeführt. Potenzielle Preis- und Geschäftsmodelle werden im Rahmen des Forschungsvorhabens identifiziert und ausgearbeitet. Aufbauend auf der Plattform zum bedarfsgerechten Informationsaustausch zwischen Fahrzeug und Ladeinfrastruktur bzw. Quartieren sowie Vermittlung von lokalem Angebot und Nachfrage, soll den Anwendern eine Applikation bereitgestellt werden, die es erlaubt, Empfehlungen an den elektrifizierten Frachtverkehr auszusprechen und, ähnlich einer Navigation, den Anwender zu befähigen, die für ihn optimalen Batteriewechsel- und/oder Ladestationen an einem Quartier oder einer Fernverbindung anzufahren. Die Applikation wird demonstrieren, welche Potenziale sich anhand einer Intelligenten Vernetzung der Sektoren für Anwender im Feldversuch realisieren lassen.

3 Struktur des Abschlussberichts

Die Struktur des Abschlussberichts folgt der zeitlichen Abfolge der Arbeitspakete, beginnend mit dem übergeordneten AP 1, dem Projektmanagement (s. Abbildung 3-1). Anschließend werden das Vorgehen und die Ergebnisse der in AP 2 durchgeführten Anforderungsanalyse vorgestellt. In den Abschnitten zu AP 3 und AP 4 werden die Forschungsergebnisse im Sektor Mobilität bzw. Energie dargestellt. Darauf folgen Erläuterungen zu AP 5, in diesem AP wurden die Ergebnisse aus den vorausgegangenen Arbeitspaketen genutzt, um eine leistungsfähige Plattform zu entwickeln. Ausführungen zu dem Vorgehen bei der prototypischen Umsetzung und zur Validierung der Erkenntnisse aus den Arbeitspaketen zwei bis fünf erfolgen in dem Kapitel zu AP 6. Abschließend werden in dem Kapitel „AP 7: Dissemination“ Maßnahmen zur Öffentlichkeitsarbeit erläutert.

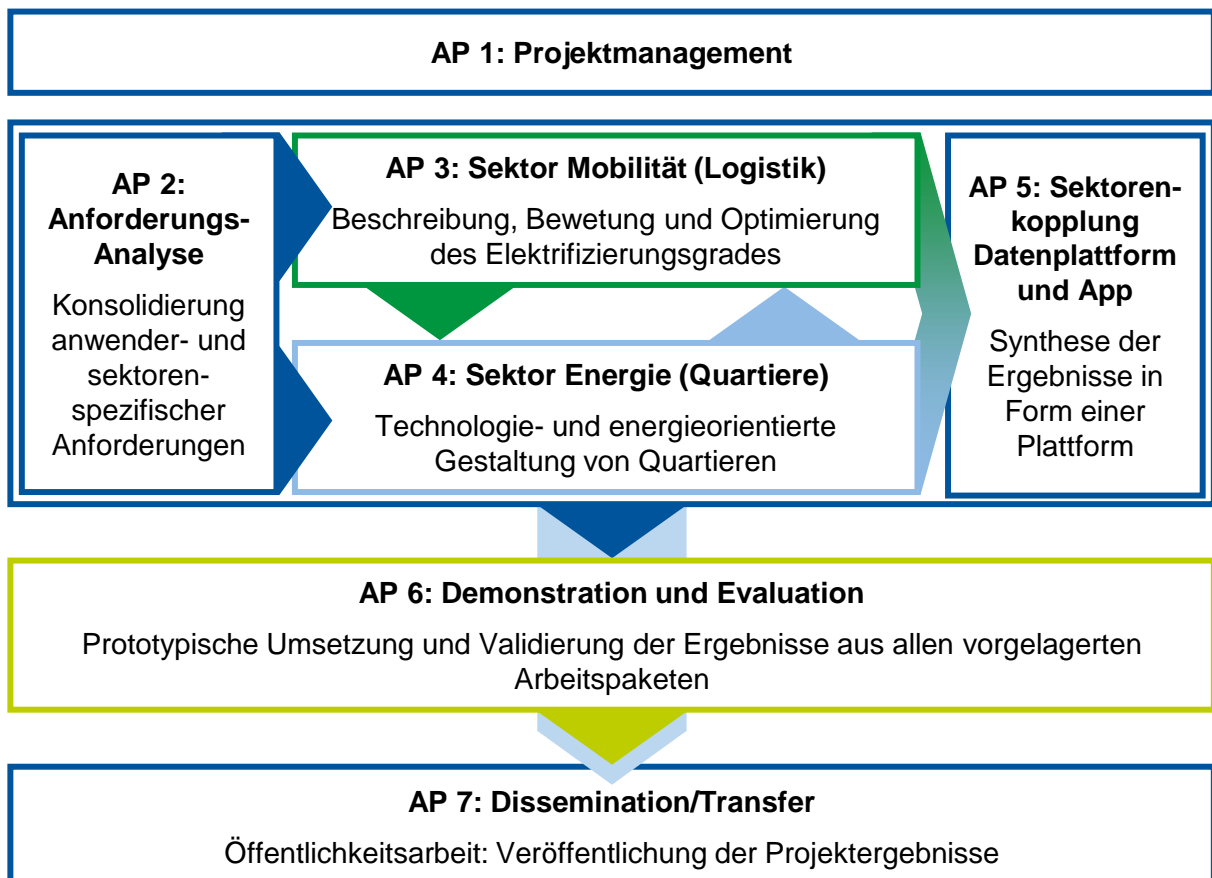


Abbildung 3-1 Struktureller Ablauf des Forschungsprojekts ‚iP4MoVE‘ (eigene Darstellung)

In den folgenden Kapiteln werden die Arbeitspakete, deren Vorgehensweise sowie deren Ergebnisse vorgestellt und erläutert.

4 Arbeitspaket 1: Projektmanagement

Zur projektbegleitenden Koordination der Aktivitäten der Konsortialpartner im Rahmen der Arbeitspakete und zur Sicherstellung einer effizienten Zusammenarbeit wurden im Rahmen des APs 1, dem Projektmanagement, regelmäßige Projekttreffen organisiert und durchgeführt. Hierbei wurden Arbeitsfortschritte kontinuierlich überwacht, wodurch Transparenz über den Projektfortschritt realisiert wurde. Das Vorgehen im Arbeitspaket kann in drei Aktivitäten gegliedert werden: Zunächst wurden die Kommunikationsstrukturen zwischen Konsortialpartnern und Projektträger eingerichtet, sodass eine effiziente und komfortable Zusammenarbeit im Konsortium ermöglicht wurde. Zusätzlich wurden Kommunikationskanäle eingerichtet, über die die Projektinhalte nach außen kommuniziert werden können (z. B. Webseite, Kollaborationsplattform). Zusätzlich wurden in regelmäßigen Abständen Projekttreffen organisiert und durchgeführt, um die Arbeit der Konsortialpartner zu synchronisieren und gemeinsame Arbeitspakete zu bearbeiten. Hierbei wurden die Projekttreffen protokolliert und die Protokolle anschließend den Partnern zur Verfügung gestellt (s. Abbildung 4-1).



Protokoll Jour Fixe – iP4moVe

Datum/Zeit:		
18.05.2021 / 13:00 Uhr		
Teilnehmer		
PSI Energy Markets GmbH <input checked="" type="checkbox"/>	PSI Energy Markets GmbH <input checked="" type="checkbox"/>	smartlab <input checked="" type="checkbox"/>
BI BATTERIE INGENIEURE <input checked="" type="checkbox"/>	BI BATTERIE INGENIEURE <input checked="" type="checkbox"/>	Hammer <input checked="" type="checkbox"/>
fir RWTH Aachen <input checked="" type="checkbox"/>		
Leitung		Protokollführung
Andreas Kraut		Andreas Kraut

Abbildung 4-1 Protokollvorlage (eigene Darstellung)

Die dritte Aktivität im Projektmanagement galt dem Controlling des Projektfortschritts und dem Abgleich mit dem Projektplan. Das Controlling erlaubte es, Abweichungen zu erkennen und ggf. steuernd einzugreifen, sodass der Projektplan eingehalten werden konnte. Als Tool des Projektmanagements wurden Meilensteine definiert, die zu einem bestimmten Zeitpunkt erreicht wurden. Der Projektplan wurde dabei in regelmäßigen Abständen überprüft. Das Projekt wurde dabei in Zusammenarbeit sieben geförderter Partner durchgeführt, die im Folgenden kurz vorgestellt werden.

4.1 Partnerstruktur



Abbildung 4-2 Partnerstruktur (eigene Darstellung)

FIR e. V. an der RWTH Aachen

Der FIR e. V. an der RWTH Aachen (kurz das FIR) verfügt über umfangreiche Erfahrungen in den Bereichen des Produktions-, Dienstleistungs- und Informationsmanagements und der Business-Transformation sowie im Projektmanagement von Forschungs- und Industrieprojekten. Die innovative Gestaltung und Integration von flexiblen und marktorientierten Abläufen und Strukturen zur Produktionsprozessoptimierung mittels IT-Systemen sind Kernkompetenzen des FIR.

Zahlreiche Forschungsprojekte in Zusammenarbeit mit der Industrie, wie bspw. „Smart Watts“ (BMW) und „Wandlungsfähig durch integrierte IT-Strukturen und dezentrale Produktionsplanung und -steuerung“ (BMBF), bieten eine geeignete und herausfordernde Plattform für die Erarbeitung innovativer Lösungen. Ferner bringt das FIR einen breitgefächerten Erfahrungsschatz aus aktuellen Forschungsergebnissen aus den relevanten Themengebieten des Smart Grids, des Transport- und Logistikmanagements

sowie der Elektromobilität mit ein (Projekte: FIAixEnergy, EWIMA, OSCar, Polar, Smart Watts, Smart.NRW, Green-Net, FINESCE, LiMobility).

Das FIR verfügt über ausgewiesene Expertise im Bereich der Elektromobilität. Es entwickelt und arbeitet in zahlreichen Forschungsaktivitäten mit der StreetScooter GmbH und Kooperationen mit der e.GO Mobile AG (Prof. Günther Schuh) zusammen an der Entwicklung und Konzeptionierung bezahlbarer Fahrzeuge sowie an Themen der Smart Mobility (Mobilität 4.0).

Im Rahmen dieses Projekts übernahm das FIR die Aufgabe des Verbundkoordinierenden. Des Weiteren konzentrierte sich das FIR auf die Anforderungsanalyse sowie Ausgestaltung des Sektors Mobilität.

PSI Energy Markets GmbH

Die PSI Energy Markets GmbH ist seit vielen Jahren als IT-System-Hersteller erfolgreich in der Energiewirtschaft tätig und als Tochter des PSI-Konzerns Teil eines der größten Dienstleister für die Energieindustrie.

Die für das Projekt hauptsächlich relevanten Kompetenzen der *PSI Energy Markets* liegen in der Entwicklung und Einführung von Standardsoftware im Bereich Energiewirtschaft. Hauptprodukte sind das Energiehandels- und Vertriebssystem *PSImarket*, ein System zur stochastischen Optimierung von Kraftwerken *PSI timesteps* sowie ein System zur Vermarktung und Steuerung von virtuellen Kraftwerken *PSI vpp*. Insbesondere die Funktionen des Handels und der Abrechnung sind in diesem Kontext von zentraler Bedeutung und können durch eine Erweiterung um Schnittstellen zu der Plattform gewinnbringend eingesetzt werden.

Die *PSI Energy Markets* hat sich bisher langjährige Erfahrungen und Kompetenzen im Bereich Planung, Optimierung, Handel und Vertrieb sowie Abrechnung aus der Gas- und Stromversorgung erarbeitet und ist ständig bestrebt, diese Kompetenzen weiter auszubauen. Die Belegschaft ist aus verschiedenen Disziplinen zusammengesetzt, um die vielschichtigen fachlichen und technischen Aspekte der Energiewirtschaft durch IT-Systeme in Entwicklung und Betrieb umzusetzen.

PSI Logistics GmbH

Die *PSI Logistics* entwickelt und verkauft seit über 48 Jahren erfolgreich Standardsoftwaresysteme in der Logistik, insbesondere im Transport, Lager, Airport und in der Supply-Chain-Planung. Sowohl Logistikdienstleister wie die Deutsche Post und Schweizerische Post als auch Produzenten wie *Bosch*, *Daimler*, *Würth*, *Tchibo* nutzen die Lösungen der *PSI* für die täglichen wie auch strategischen Aufgaben in der Logistik.

Im Forschungsprojekt brachte die *PSI Logistics* insbesondere das Wissen und die Kompetenz zur Steuerung und Planung von Transportsystemen ein, die nach unterschiedlichen und komplexen Parametern optimiert werden können. Die komplette Transportsteuerung (Planung, Durchführung, Abrechnung) erfolgt durch Lösungen der *PSI Logistics GmbH*.

uxEnergy

Die *AMSIT GmbH* bzw. *uxEnergy* arbeitet seit mehr als 20 Jahren auf dem Gebiet der Internet- und Kommunikationstechnologie. Ein Gebiet ist die Durchführung von Unternehmensgründungen im Auftrag von Investoren. Ein weiteres Gebiet ist die Entwicklung von entsprechenden Geschäftsfeldern in der Telekommunikations-, IT- und Energiewirtschaft. Als ein Beispiel aus den letzten Jahren ist hier die Ausgestaltung des IoT-Geschäftsfeldes für die QSC AG in Form der Gründung der *Q-Loud GmbH*.

Ihre Kompetenz in Forschung und Entwicklung leitet sich aus der langjährigen Zusammenarbeit mit der *RWTH Aachen* ab, hier seien insbesondere die Fakultäten Elektrotechnik und Maschinenbau genannt.

BatterieIngenieure GmbH & Co. KG

Die *BatterieIngenieure GmbH* wurde 2015 gegründet und verbindet jahrelange Erfahrung zweier Firmen im Bereich Beratung, Entwicklung und Testing von Batterien. Der Fokus des Unternehmens liegt im Segment der Dienstleistungen rund um das Thema Batterie. Dies schließt explizit auch die Entwicklung neuer Produkte und Batterien sowie die Beratung im Bereich Speichersysteme und die Netzintegration von Speichern ein. Die Kenntnisse aus zahlreichen Industrieprojekten wurden durch die *BatterieIngenieure* in dieses Forschungsvorhaben eingebracht.

Hammer GmbH & Co. KG

Die *Hammer GmbH & Co. KG* gehört zu den größten Logistikdienstleistern der Euregio. Das im Jahr 1946 gegründete Unternehmen legt großen Wert auf innovative Logistiklösungen und die Früherkennung von Branchentrends. Im Projekt ‚iP4MoVE‘ konnte die *Hammer GmbH & Co. KG* die Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt und insbesondere aus der Validierung derer zur Weiterentwicklung der bestehenden Infrastruktur und Flottenausrüstung nutzen. Aufbauend darauf wurde eine Synergieprüfung zu anderen im Einsatz befindlichen oder geplanten Innovationen geprüft, um die Geschäftsmodellentwicklung voranzutreiben. Darüber hinaus hatten die Erkenntnisse im Bereich Elektrifizierungsgrad einen Einfluss auf die weitere Gestaltung des Business-Case haben. Insgesamt diente die *Hammer GmbH & Co. KG* als Anwendungsexperte und wichtiger Inputgeber zur Sicherstellung der Anwendbarkeit der Forschungsergebnisse.

SMART/LAB

Die *SMART/LAB Innovationsgesellschaft mbH* verfügt über umfangreiche Erfahrungen in den Bereichen Elektromobilität und Smart Grids. Zum einen sind dies Erfahrungen aus dem Tagesgeschäft der etablierten *ladenetz.de*-Stadtwerke- und *ladenetz.de*-Business-Partner-Geschäftskunden-Netzwerke sowie der grenzüberschreitenden europäischen Roaming-Plattform *e-clearing.net*. Zum anderen sind dies Erfahrungen aus den zahlreichen an anderer Stelle genannten Forschungsprojekten, auch im Namen der *STAWAG* und *INFRAWEST*.

Spezifische Kenntnisse betreffen deshalb die Anbindung, den Betrieb sowie die Abrechnung von Ladeinfrastruktur und der dazugehörigen Fahrstromverträge, sowohl im privaten als auch im gewerblichen Umfeld, und die damit verbundenen Protokolle und Datenaustauschmöglichkeiten (vom Fahrzeug über die Ladeinfrastruktur und das Backend-System bis hin zur Roaming-Plattform). Zudem sind Erfahrungen im Bereich der Intelligenten Netzführung auf VN-Ebene sowie mit Intelligenten Messsystemen (Smart Meter) verfügbar. Insbesondere an der Schnittstelle zwischen Mobilität und Energie sowie in der netzseitigen Betrachtung und Bildung von Quartierlösungen waren somit ideale Anknüpfungspunkte an das Forschungsvorhaben ‚iP4MoVE‘ gegeben. Diese Themenfelder bildeten die Schwerpunkte von *SMART/LAB* im Forschungsvorhaben.

5 Arbeitspaket 2: Anforderungsanalyse

5.1 Ziele und Vorgehensweise im Arbeitspaket

Das Ziel des APs 2 bestand aus der Analyse und Strukturierung von Anforderungen und Handlungsoptionen von bzw. bei potenziellen Anwendern und beteiligten Unternehmen. In Absprache mit den Projektträgern wurden Aktivitäten zwischen den Arbeitspaketen 2, 3, 4, 5 aufgrund des Abschöpfens von Synergien verschoben. Zudem wurden teilweise innerhalb der AP Aktivitäten zwischen den UAP verschoben. Die in diesem Arbeitspaket durchgeführte Aktivitäten waren auf die Durchführung einer Anforderungsanalyse zu den Themenbereichen Energie, Fahrzeug und Plattform und die Erarbeitung eines Funktionsmodells sowie einer Prozesslandkarte zur Plattformentwicklung ausgerichtet. Zusätzlich wurden Tarifmodelle erarbeitet und Recherchen sowie Benchmarkings bspw. zu E-LKW, Plattformen, Kommunikationsstrukturen und Referenzarchitekturen durchgeführt. In den folgenden Abschnitten werden die erarbeiteten Ergebnisse der Unterarbeitspakete detailliert vorgestellt und beschrieben.

Die Erhebung der Anforderungen erfolgte dabei in Expert*inneninterviews, Literaturrecherchen, Marktbefragungen und -analysen, durch die Identifikation bestehender Elektromobilitätslogistikflotten und verwendeter Speichertechnologien sowie Kommunikationsschnittstellen. Abschließend wurden Referenzarchitekturen entwickelt sowie ein anwendungsnaher Reality-Check durchgeführt. Zusätzlich wurde ein Tarif- und Funktionsmodell entwickelt. Die folgenden Abschnitte beschreiben die zentralen Ergebnisse.

5.2 Übergreifende Anforderungsanalyse

Die Anforderungsanalysen der Themenbereiche Energie, Fahrzeug und Plattform ermöglichen es, entsprechende Anforderungskataloge für die Lösungsentwicklung und ein fachliches Gesamtkonzept (Grobdefinition der Anforderungen) zu erstellen. Für jeden Bereich wurden zunächst Kernelemente identifiziert, welche durch Merkmalsebenen detailliert und ausgearbeitet wurden. Abschließend wurden den definierten Merkmalen eines Kernelements Zielgrößen und Key-Performance-Indicators (KPI) zugeordnet.

Durch die systematische Erhebung der Anforderungen wurden vier Kernelemente identifiziert, die durch zusätzliche Merkmale weiter strukturiert wurden. Folgende Strukturierung wurde für den Themenbereich Energie abgeleitet:

1. Quartier
 - Dimensionierung
 - Randbedingungen
 - Produzentenmatrix
 - Energiepuffer
2. Markt-/Ladeprodukte
 - Anreizsystem

- Preisbildung
 - Produkte
 - Betreiber
3. Ladepunkte
- Energieträger
 - Reservierung
 - CPO-Perspektive
 - LIS- Spezifikation
 - Platz
4. Ladezonen
- LKW-Spezifikation
 - Preis pro Stopp
 - Zusatzangebot
 - Standort
 - Ladezone-Betreiber

Diese jeweiligen Elemente wurden dabei weiter detailliert und mit entsprechenden Zielgrößen und KPI ergänzt. Exemplarisch ist dies für das Kernelement Quartier und das Merkmal Dimensionierung in Abbildung 5-1 dargestellt.

Kernelement	Merkmalebene 1	Merkmalebene 2	Merkmalebene 3	Merkmalebene 4	Zielgröße	KPI	
Quartier	Dimensionierung	Territoriale Grenzen	Räumliche Abgrenzung	Lokal	Radius	Meter	
				Regional			
					Überregional		
				Größe		Fläche	Quadratmeter
				Ausdehnung/Reichweite		Strecke	Meter/Kilometer
		Kapazität / Potential (Logistik)	Ladeinfrastruktur	Potential LIS		Potential LIS	Anzahl LP
				Verfügbarkeit LIS		Verfügbarkeit LIS	Anzahl freie LP
				Kategorie LIS		Kategorie LIS	Dummy-Variablen (1/0)
				Zugang LIS		Zugang LIS	Kategorisierung LIS (1/2/3)
						Parkplätze	Anzahl PP
						Verfügbarkeit PP	Anzahl belegte PP
						Kategorie PP	Dummy-Variablen (1/0)
						Zugang PP	Dummy-Variablen (1/0)
						Ladezonen	Anzahl Zonen
							Größe Zonen (Anzahl LP)
		Stromnetz				Gesamtleistung Zone	Kilowatt (kW)
						?	?
		Stromproduktion			Lokal	Autarkiegrad	Prozent (%)
						Anteil erneuerbarer Energien	Prozent (%)
					Extern	Autarkiegrad	Prozent (%)
					Anteil erneuerbarer Energien	Prozent (%)	
		Strombedarf		Quartier		Energieverbrauch	kWh/s
				Ladezone		Kapazität	kWh
Speicher				Leistung	kW		
				Breite	Meter		
Wege/Routen				Länge	Kilometer/Meter		
				Kurvenradien	Meter		

Abbildung 5-1 Ausschnitt Anforderungsanalyse Energie – Fokus Quartier (eigene Darstellung)

Hierbei ist erkennbar, dass die Kernelemente neben der ersten Merkmalebene durch weitere Merkmalebenen ausdetailliert und entsprechenden Merkmalen, Zielgrößen und KPI zugeordnet wurden. Analog wurde die Anforderungsanalyse für die weiteren Themenbereiche durchgeführt. Dies bildete die Grundlage für weitere Aktivitäten des APs 2 und anderer Arbeitspakete.

Im Rahmen der Anforderungsanalyse zum Themenbereich Plattform wurde im UAP 2.1 weiterhin eine erste Gestaltung der Plattform vorgenommen. Hierbei wurden Überlegungen zu den Datenquellen einer Plattform angestellt. In Abbildung 5-2 ist die grobgranulare Erstgestaltung der Plattform graphisch dargestellt.

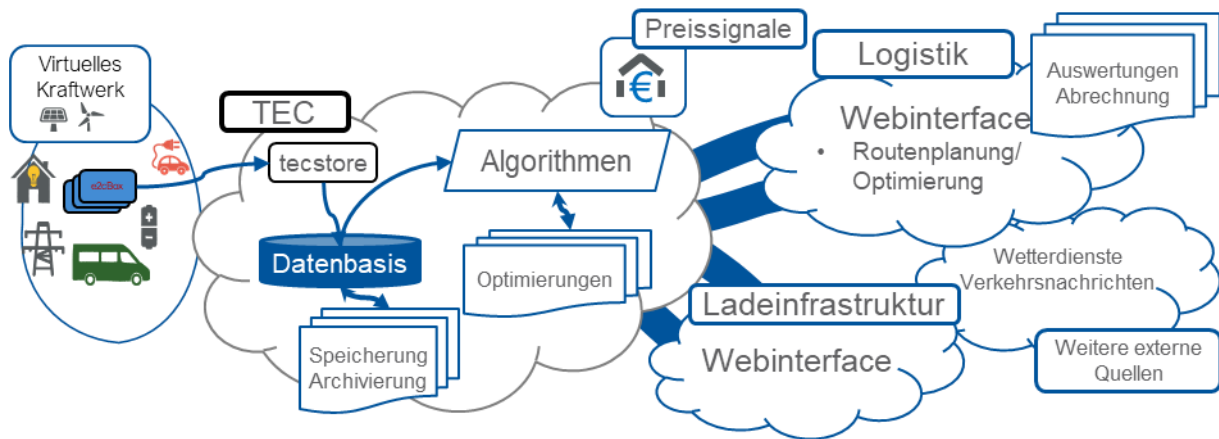


Abbildung 5-2 Grobgranulare Datenquellen der ‚iP4MoVE‘-Plattform (technische Sicht) (eigene Darstellung)

Es wurden dabei zentrale Anforderungen an die Plattform festgehalten. Datenquellen sollen offen und erweiterbar und die Schnittstellen automatisiert und interaktiv sein. Das Datenmodell soll generisch zur flexiblen Abbildung von Entitäten gestaltet werden. Dadurch sollen die ermittelten Anforderungen an eine Plattform gewährleistet werden können. Dies beinhaltet die folgenden Anforderungen: Erfassung der Leistung in Echtzeit, End-to-End-Sicherheit, Skalierbarkeit, Datenbasis zum Management von Anlagen für Erzeugung, Last und Flexibilität sowie Integration von Automatisierung und Digitalisierung.

Weiterhin wurde unter Berücksichtigung der zentralen Anforderungen und der groben Gestaltung der Datenquellen der Plattform die entsprechende Kommunikationsinfrastruktur betrachtet. Hierfür wurden zentrale Aspekte aus technologischer Sicht erarbeitet (s. Abbildung 5-3).

	Standort	Informationsbedarf/Datenmenge	
Mobil	„Drahtlose“ Technologie <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fahrzeuge ▪ „App-Nutzer“ 	Statusmeldungen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Realzeit, hohe Frequenz, mittlere Datenmenge Regelmäßige Meldungen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Niedrige Frequenz, geringe Datenmenge 	Niedrig
Fix	„Kabelgebundene“ Technologie <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ladesäulen ▪ Windanlagen ▪ Batteriestandorte ▪ Backend-Cloud-Infrastruktur 	Einmalige Meldungen / „Quasistatisch“ <ul style="list-style-type: none"> ▪ Niedrige Frequenz, große Datenmengen Informationen (Preissignale) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Mittlere Frequenz, mittlere Datenmenge Statusmeldungen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Frequenz, mittlere Datenmenge 	Hoch

Abbildung 5-3 Kommunikationsinfrastruktur aus technologischer Sicht (eigene Darstellung)

Anschließend wurden verschiedene Kommunikationstechnologien, wie beispielsweise xDSL/Kabelnetz, WiFi WLAN, 4G, 5G, BlueTooth oder RFID-NFC, betrachtet. Hierbei wurde die Technologien nach ihren Einsatzbereichen und ihren Eigenschaften analysiert. Ziel der Analyse ist die Vorbereitung der Auswahl verfügbarerer Kommunikationsinfrastruktur, wobei diese das beste Preis-Leistungs-Verhältnis aufweisen soll. Abbildung 5-4 visualisiert die zentralen Ergebnisse.

Technologie	xDSL / Kabelnetz	PLC	WiFi WLAN	3G Mobilfunk	4G / LTE	5G	CDMA 450	LoRaWAN	Bluetooth	RFID - NFC
Beschreibung	Kabelgebunden - öffentlich	Kabelgebunden - nicht öffentlich PowerLine Communication	Verbindungs-technologie zur dezentralen Anbindung; über Router/Gateway Internetverbindung	Älterer, aber in ländlichen Regionen noch verbreiteter Mobilfunk Standard	Drahtlos - öffentlich Aktueller, verbreiteter Mobilfunk Standard	Zukünftiger, geplanter und im Aufbau befindlicher Mobilfunkstandard	Drahtlos - nicht öffentlich 450MHz Funknetz - aktuell Diskussion über die Nutzung dieser Frequenz für die Energie- und Wasserwirtschaft oder die Sicherheitsbehörden. Vergabe ab 1.1.2021 - Entscheidung liegt noch bei der BNetzA	Long Range Wide Area Network OpenStandard OpenSource - Bidirektionale Kommunikation - Geringe Leistung -> niedriger Energieverbrauch Eigene Infrastruktur	Drahtlos - P2P Direkte Verbindung 2er Bluetoothfähiger Geräte; Max Abstand 100m meter, optimal < 10-15 meter	Drahtlos - P2P
Einsatzbereich		"InHouse" - "in Area" Nutzung der Stromkabel für die Internetverbindung		niedrige Verbindungs-geschwindigkeit Mobile Internetverbindung	Schnelle Internetverbindung Mobile Internetverbindung	Schnelle Internetverbindung Mobile Internetverbindung	Eigene Infrastruktur aktuell bei Energieversorgern -> soll zukünftig ausgebaut werden z.B. für Smart Meter Nutzung optimale Bedingungen für Gebäudedurchdringung und Flächenversorgung (große Wellenlänge)	LoRaWan - Netz kann selber aufgebaut werden; Gateway mit Übergabepunkt Backend über GSM oder Ethernet		
Übertragungsrate										
Frequenz							450 MHz	868 MHz	2,4 GHz	
Unterbrechungsfreiheit	hoch	hoch	hoch	Abhängig von der Netzabdeckung	Abhängig von der Netzabdeckung	Abhängig von der Netzabdeckung	ja	ja	hoch	hoch
TCP-IP fähig	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	nein	nein	nein
Kostenanalyse - Hauptmerkmale	Anschlusskosten an das öffentliche Netz - Abhängig von der Infrastruktur in der Umgebung- Hardwarekosten niedrig da gängige Devices Tarife niedrig	Anschaffung/Hardwarekosten für Übertragungs- und Endgeräte; keine regelmäßigen Nutzungskosten	gering	Hardwarekosten für Endgerät niedrig / Modem - regelmäßige Nutzungskosten abhängig von Datendurchsatz und Tarifen - mittel bis hoch	Hardwarekosten für Endgerät niedrig / Modem - regelmäßige Nutzungskosten abhängig von Datendurchsatz und Tarifen - mittel bis hoch	Hardwarekosten für Endgerät niedrig / Modem - regelmäßige Nutzungskosten abhängig von Datendurchsatz und Tarifen - mittel bis hoch	Dedizierte Endgeräte notwendig, keine hohe Verbreitung	Aufbau und Betrieb eigener Infrastruktur		

Abbildung 5-4 Analyse möglicher Kommunikationstechnologien (eigene Darstellung)

Diese Analyse diente als Ausgangspunkt, um im weiteren Verlauf des Projekts Informationsbedarfe, Datenmengen und die jeweils zur Verfügung stehende, technologische Kommunikationsinfrastruktur abgleichen zu können.

Zusätzlich erfolge in diesem Unterarbeitspaket eine Recherche zu existierenden E-LKW. Es wurden 25 Modelle von verschiedenen Herstellern unter der Betrachtung verschiedener Kriterien, bspw. der Aufbauartyp des E-LKWs, die Nutzlast, die Kapazität der Batterie oder deren Ladezeit, betrachtet. Ziel war die Identifizierung eines Referenzfahrzeugs als Grundlage für nachfolgende Aktivitäten und Arbeitspakete. Folgendes Referenzfahrzeug wurde dabei durch die Recherche und Expert*inneninterviews ausgewählt:

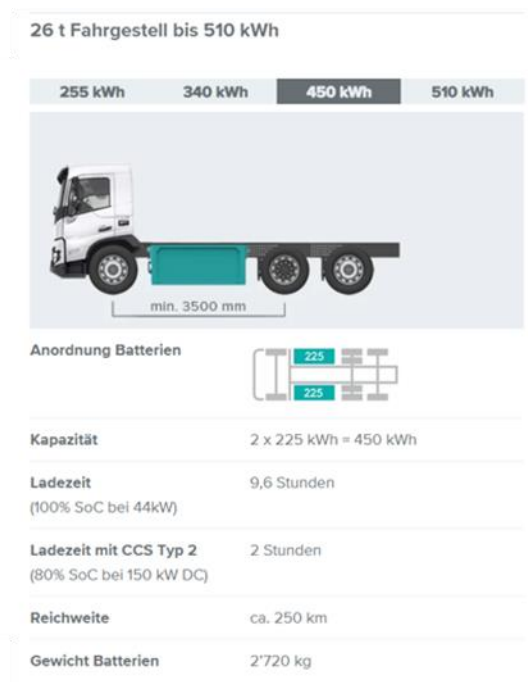


Abbildung 5-5 Ausgewähltes Referenzfahrzeug (eigene Darstellung)

Das Referenzfahrzeug ist hierbei ein möglichst guter Vertreter der verschiedenen E-LKW und ist für den Betrachtungsbereich mit Tourenstrecken von 300 km bis 400 Kilometer gut geeignet. Die Parameter des ausgewählten Referenzfahrzeuges werden in Abbildung 5-5 vorgestellt.

Basierend auf diesen Erkenntnissen wurden anschließend Referenzarchitekturen und ein Tarif- und Funktionsmodell entwickelt sowie ein Reality-Check zur Überprüfung relevanter Anforderungen durchgeführt.

5.3 Referenzarchitekturen

In diesem Unterarbeitspaket wurden relevante Kennzahlen aus UAP 2.1 der drei Themenbereiche betrachtet und die Erkenntnisse genutzt, um Referenz- und Funktionsmodelle zu generieren. Hierbei wurde unter anderem eine Referenz-IT-Architektur von Logistikdienstleistern (LDL), in Anlehnung der IT-Architekturen des Konsortialpartners *Hammer* sowie anderer Betriebe, erarbeitet. Die durchgeführte Systemanalyse ergab, dass eine Datendrehschreibe an externe Systeme angedockt wird und Informationen

bzw. Daten in relevante interne Systeme weiterverteilt werden. Eine zentrale Rolle in der IT-Architektur spielt zum einen das Transport-Management-System (TMS), ein externes System, in dem die Fahrzeugflotte des LDL disponiert wird. Zum anderen ist die Telematik-Lösung in den einzelnen Fahrzeugen ein zentraler Bestandteil der IT-Architektur. Durch die Telematik-Lösung werden die Standorte der Fahrzeuge ermittelt, was die Ermittlung der geschätzten Ankunftszeit (ETA) erlaubt. Zusätzlich müssen interne Systeme wie beispielsweise Warehouse-Management-Systeme (WMS) oder auch Systeme, welche in der Finanzbuchhaltung eingesetzt werden, betrachtet werden.

Die Betrachtung der IT-Referenzarchitektur diene als Grundlage zur Ermittlung der wirtschaftlichen und technischen Anforderungen an eine Plattform. Wirtschaftliche Anforderungen umfassen ein Preismodell, welches ggf. an Kundensegmente angepasst werden kann. Zudem sollte das Energieangebot eines Quartiers optimal genutzt werden können, insbesondere bei erneuerbaren Energien. Hierbei spielt auch der Ausgleich durch Speicherkapazitäten im Quartier (direkt, z. B. Stromspeicher; indirekt, z. B. Wärmespeicher – BHKW) eine wichtige Rolle. Es sollen Netzengpässe vermieden und dadurch Ausgleichsenergiekosten reduziert werden. Weiterhin stellen die CO₂-Emissionsreduktion in Zusammenhang mit Kostenreduktion (Zertifikate) sowie der kostenoptimale Einsatz von E-LKW und kostenoptimale Lieferketten zentrale wirtschaftliche Anforderungen an die Plattform dar. In Abbildung 5-6 werden die wirtschaftlichen Anforderungen der Plattform veranschaulicht.



Abbildung 5-6 Wirtschaftliche Anforderungen der Plattform (eigene Darstellung)

Die technischen Anforderungen werden in Systemanforderungen und Anforderungen an die Installation, den Betrieb und die Wartung strukturiert. Zu den Systemanforderungen gehört die Einführung neuer Marktrolle und energiewirtschaftlicher Objekte

sowie deren Attribute durch Konfiguration. Bei einer Plattform sollten alle Datenelemente in allen Kalkulations- und Auswertungsprozessen verwendbar sein. Zudem ist für spezielle Datenaufbereitungen für die BI-Auswertung oder spezielle Anwendungen die Bereitstellung einer statistischen Programmiersprache mit vorkonfigurierten Daten-Konnektoren empfehlenswert. Ziel ist es, eine allgemeingültige Plattform zu entwickeln, welche sowohl in einer beliebigen Cloud als auch On-Premises bereitgestellt werden kann.

Zu den Anforderungen zur Installation, Betrieb und Wartung der Plattform zählt eine zentrale Kommunikations-Infrastruktur, welche sowohl von Services als auch von externen Applikationen angesprochen werden kann. Zusätzlich muss eine verteilte Architektur unterstützbar sein. Werden Prozesse geändert oder neue eingeführt, so sollte die IT umgehend darauf reagieren, indem bestehende Services in einem angepassten Workflow neu angeordnet werden. Des Weiteren sollte die Plattform Zeitreihenoperationen wie beispielsweise die Steigerung von Datenmengen oder der Geschwindigkeitsanforderungen sowie flexible, komplexe Rechenoperationen und eine Kapselung über zentrale Zeitreihen-API unterstützen. In der folgenden Abbildung 5-7 sind die technischen Anforderungen an die Plattform zusammenfassend dargestellt.

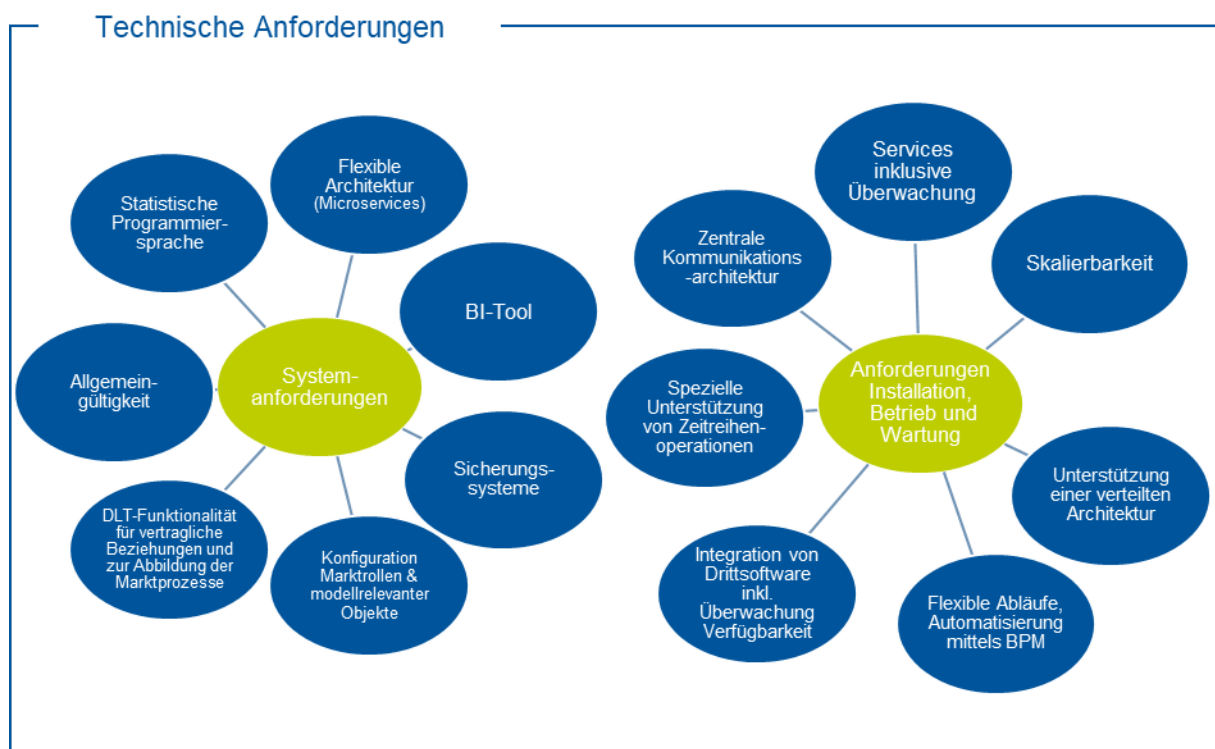


Abbildung 5-7 Technische Anforderungen der Plattform (eigene Darstellung)

Ergänzend zur IT-Referenzarchitektur für Logistikdienstleister (LDL) und den Anforderungen an eine Plattform wurde durch das SMART/LAB eine Übersicht der Anbindungen von *ladenetz.de* und anderen Backends an *e-clearing.net* erarbeitet. *Ladenetz.de* ist eine Plattform, über die Kunden per App Zugang zur öffentlichen Ladeinfrastruktur (LIS) erhalten. Die Plattform dient als Service-Tool für den Kunden, den Betrieb, die Steuerung, die Überwachung und die Vernetzung von Ladesystemen sowie die technische Verwaltung der Ladesysteme und Ladekarten. *E-clearing.net* ist eine Open-

Plattform im Business-to-Business-Bereich, welche es ermöglicht, lokale Anbieter von LIS europaweit miteinander zu verbinden, mit dem Ziel, in Europa eine große LIS zu etablieren. Hierbei dient *e-clearing.net* als Datendrehscheibe für LIS-Backends, wie beispielsweise *ladenetz.de*, oder Backends von Drittanbietern. Diese haben wiederum weitere Partner, welche sich in verschiedene Kategorien von Akteuren clustern lassen. Dargestellt ist die Anbindung von *ladenetz.de* und weiterer Backends an *eclearing.net* in Abbildung 5-8.

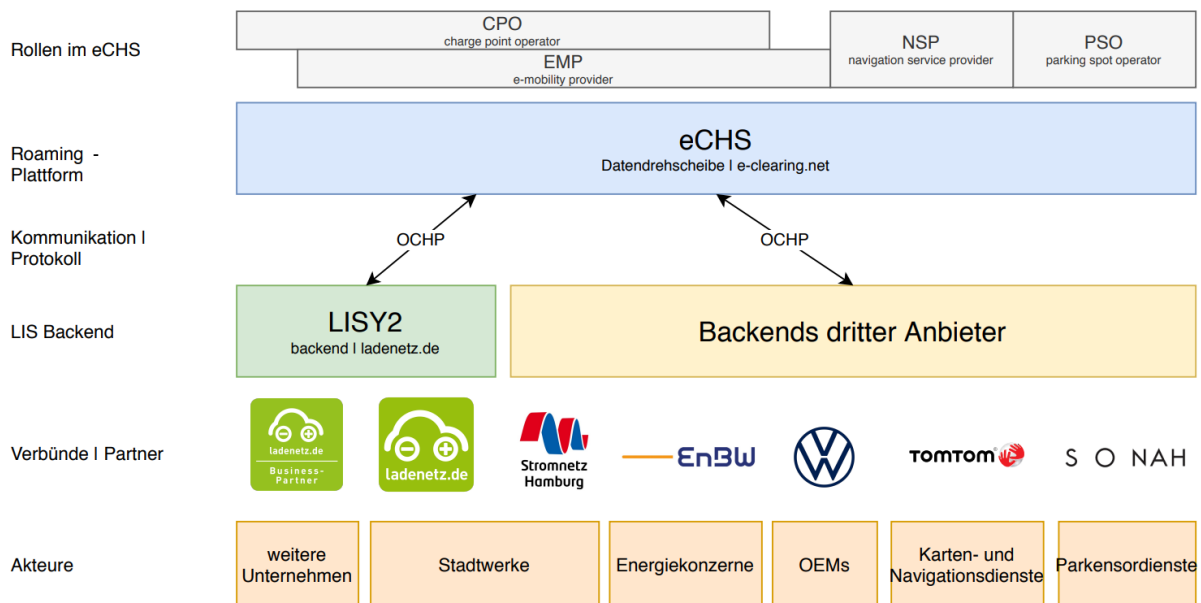


Abbildung 5-8 Übersicht Anbindung Backends an Datendrehscheibe (eigene Darstellung)

Zur Detaillierung wurde der Datenaustausch zwischen den unterschiedlichen Akteuren mit dem Open-Clearing-House-Protokoll (OCHP) über *e-clearing.net* bzw. *European Clearing House System* (eCHS) analysiert (s. Abbildung 5-9).

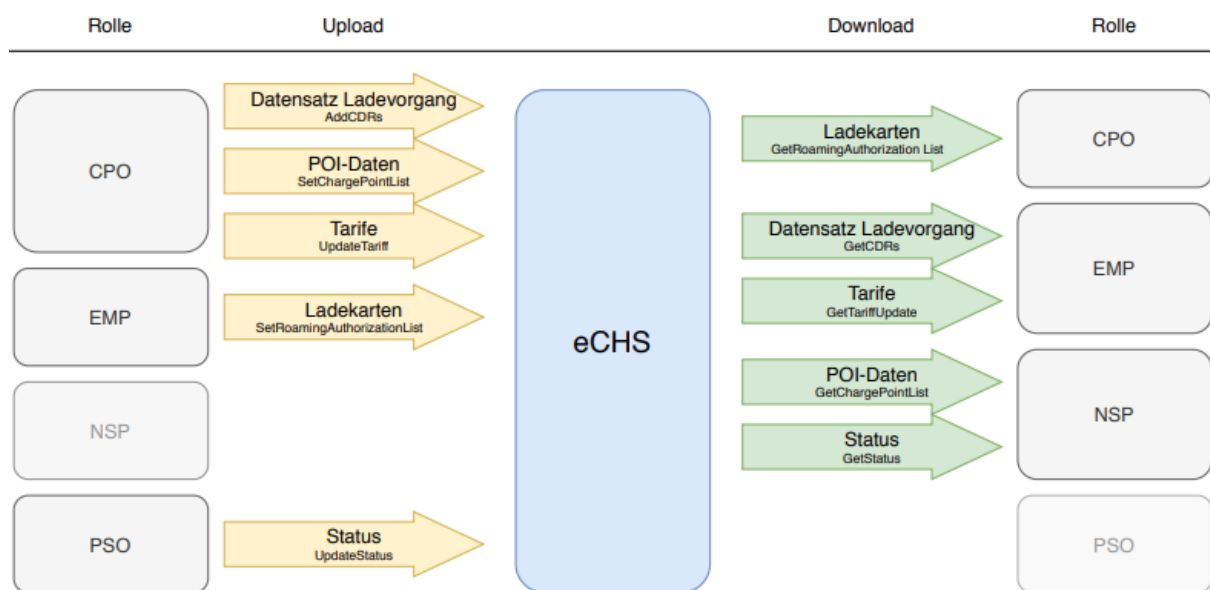


Abbildung 5-9 Datenaustausch zwischen Akteuren mit dem OCHP über eCHS (eigene Darstellung)

Abschließend wurde die Kommunikation zwischen LIS-Backends und Ladesäulen betrachtet. Grundsätzlich kann hierbei zwischen vier Befehlen unterschieden werden (s. Abbildung 5-10).

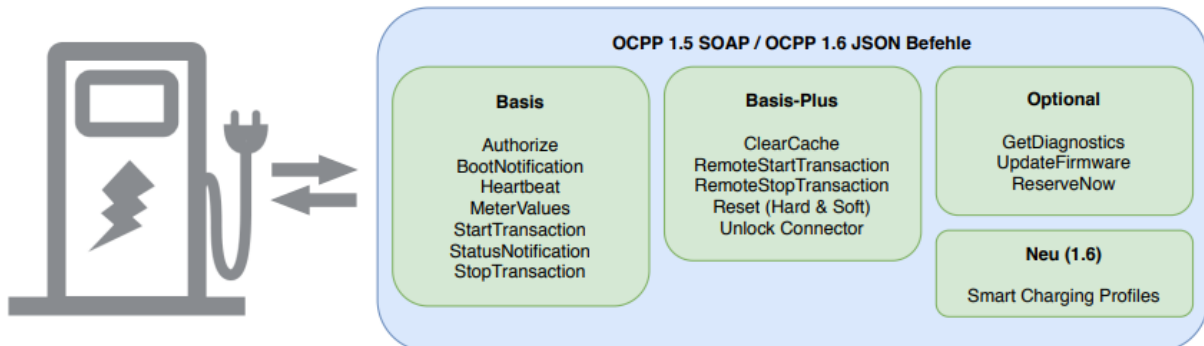


Abbildung 5-10 Kommunikation zwischen LIS-Backend und Ladesäule (eigene Darstellung)

5.4 Reality-Check zur praxisorientierten Anforderungsermittlung

Per Reality-Check wurde mit der Unterstützung von Expert*innen überprüft, ob die Anforderungen der Logistikdienstleister (LDL) an die LIS derzeit erfüllt werden und in welchen Punkten noch Verbesserungspotenzial besteht. Hierzu wurden zunächst Anforderungen der LDL an die LIS identifiziert und in die vier Bereiche der Nutzbarkeit, des Datenaustauschs, des Ladevorgangs und der Verfügbarkeit (räumlich, energetisch) geclustert. Anschließend wurde für die vier Bereiche der Status quo aufgenommen und überprüft, welche Anforderungen bereits heute umsetzbar bzw. realisiert sind (s. Abbildung 5-11). Hellgrün hervorgehobene Anforderungen sind dabei bereits aktuell umsetzbar.

Usability	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einfache Bedienbarkeit des User-Interface ▪ Standardisierte und ggfs. automatisierte Prozesse ▪ Multilingual ▪ Einbettung in bestehende Navigationslösung ▪ Einfacher, digitaler Bezahlprozess ▪ Standardisierter Bezahlprozess ▪ Transparente Preiskontrolle ▪ Einfach zu bedienende Ladeinfrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schnelle Aufladung ▪ Angabe von Restladezeiten ▪ Eindeutige Kennzeichnung von Ladepositionen ▪ Klare Start- und Stopp-Signalgebung ▪ Sicherungssysteme (Überladeschutz, Diebstahlschutz usw.) 	Ladevorgang
Datenaustausch	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Standardisierte, digitale Bezahlvorgänge ▪ Echtzeitnahe Informationen über Energieverfügbarkeit ▪ Digitale Reservierung von Energiekapazitäten ▪ Übermittlung von Fahrzeuginformationen ▪ Übermittlung von Batterieinformationen ▪ (Tages)aktuelle Preisinformationen ▪ Übermittlung von Kraftstoffangeboten ▪ Übermittlung von infrastrukturellen Informationen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flächendeckende Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten ▪ Verfügbarkeit ausreichender & günstiger Energiekapazität je Ladestation ▪ Ausreichende Flächen für LKW sämtlicher Größe und Länge ▪ Eindeutige Kennzeichnung freier/reservierter Ladepunkte ▪ Kombination mit Rastplätzen ▪ Verfügbarkeit Mobilfunk ▪ Bereitstellung von Ersatzladekabel 	Verfügbarkeit (räumlich, energetisch)

Abbildung 5-11 Anforderungen an LIS seitens LDL (eigene Darstellung)

Für den Ist-Zustand der Nutzbarkeit ist eine einfache Bedienbarkeit des User-Interface generell notwendig, jedoch ist die Situation hierbei am Markt sehr heterogen. Während die AC-Ladeinfrastruktur (*“alternating current”* – Wechselstrom, reguläres Laden) in der Regel eher schlecht ausgerüstet ist und deutsch häufig die Display-Sprache ist (Einwegkommunikation), haben die DC-Charger (*“direct current”* – Gleichstrom, Schnellladen) ein sehr gutes Interface. Weiterhin ist ein barrierefreies Laden an vielen Standorten nicht möglich. Hierbei sind besonders der Anfahrtschutz, der Display, der Zähler der RFID-Reader und die Größe der Parkbucht ausschlaggebend. Auch ist das Platzangebot für LKW bei den meisten Ladepunkten nicht ausreichend, wobei besonders der eingeschränkte Platz an innerstädtischen Standorten problematisch ist.

Für die Bezahlung an Ladestationen existieren dabei zwei grundlegende Bezahlverfahren. Entweder wird die Bezahlung vertragsbasiert oder ad hoc durchgeführt, wobei entweder die Konditionen des Vertrags gelten oder sofort zu den Konditionen des CPO bezahlt wird. Die Darstellung der Ad-hoc-Preise ist hierbei sehr heterogen, wobei das Eichrecht zur Transparenz beiträgt. Nachteilig an den AC-Ladestationen bei der Bezahlung ist, dass diese in der Regel neben dem RFID-Reader über keine weitere Schnittstelle verfügen.

Im Bereich des Datenaustauschs sind vielfältige Anforderungen der LDL an die LIS nicht erfüllt. Hierbei können POI-Daten (Tarife, Navigation etc.) vom Betreiber des Navigationssystems an des Datendrehscheibe (*e-clearing.net*) abgegriffen werden.

Zur Beurteilung des Status quo des Ladevorgangs wurden Referenzleistungen und -zeiten für sogenanntes Normalladen (bis 22 kW, AC), Schnellladen (22,1 kW – 150 kW) und Ultraschnellladen (150 – 350+ kW) recherchiert. Die meisten Ladepunkte (LP) der derzeitigen LIS sind Normalladepunkte, jedoch werden aktuell vermehrt Schnellladepunkte aufgebaut. Ultraschnellladepunkte sind jedoch nur wenige verfügbar. Hier liegt der Fokus des zukünftigen Ausbaus mit dem Ziel von 1000 DC-Ladeparks. Unabhängig von der Kilowattzahl haben die meisten LP, wie auch die Fahrzeuge selbst, Status-LEDs, wobei auch die Restladezeit bei DC-Chargern im Display angezeigt wird. Zusätzliche Informationen können über Apps verfügbar gemacht werden. Die Auslegung der LIS richtet sich nach den VDE-Richtlinien (FI, Überspannungsschutz). Zudem ist ein Anfahrtsschutz fester Bestandteil der LIS und die Ladestationen sowie die Fahrzeuge verriegeln das Kabel beim Ladevorgang. Somit können bereits einige Anforderungen an den Ladevorgang von LDL realisiert und umgesetzt werden.

Abschließend wurde der Status quo der räumlichen und energetischen Verfügbarkeit betrachtet. Bei der räumlichen Verfügbarkeit wurde festgestellt, dass die Verfügbarkeit von Ladepunkten für E-LKW einem großen Defizit unterliegt. Hierbei hat der Bund den Bau von 1000 DC-Ladeparks angekündigt, wobei die Nutzbarkeit durch LKW berücksichtigt werden muss. Auch die Infrastruktur und Aufenthaltsqualität sollen bei dem Ausbau wichtiger Bestandteil berücksichtigt werden. Zudem ist eine andere Parkplatzenzeichnung für LKW vonnöten (bspw. Sattelschlepper) und die Standortwahl in der Nähe von regenerativen Kraftwerken sollte ermöglicht werden (z. B. Windparks). Bei der energetischen Verfügbarkeit besteht bereits die Möglichkeit, verfügbare Ladeleistungen über ein Lastmanagement Intelligent zu verteilen. Hierbei hat der Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit, die Anschlussleistung für LIS zu reduzieren (oder erhöhen). Auch besteht für öffentliche LIS bereits die Möglichkeit, diese für einen bestimmten Zeitraum (bspw. die nächsten 20 Minuten) zu reservieren. Jedoch sind die Anforderungen an die Reservierungsfunktion durchaus komplex, so dass für Ladeparks sicherlich andere Reservierungsmodelle sinnvoll und möglich sind, beispielsweise über eine Reservierungsgebühr.

5.5 Tarif- und Funktionsmodell

Teil des APs 2 ist die Entwicklung eines Preis-/Tarifkonzepts und die Definition von Use-Cases auf Basis von identifizierten Verbesserungspotenzialen. Das Umfeld des Preis-/Tarifkonzepts wird in AP 4 (Sektor Energie – Quartiere) weiter konkretisiert. Insbesondere eine weitergehende Detaillierung der Netzzustandsprognose und der Gebote wird in diesem Zusammenhang mit der Logistik-Seite abzustimmen sein. Der hier vorgestellte Preismechanismus ist ein in der Energiewirtschaft übliches Verfahren zur Preisfindung. Die einem Ladevorgang zugeordneten Beschaffungskosten sind maßgeblich für die Bepreisung („Cost plus“-Verfahren). Zu Beginn der Entwicklung wurden dabei systematisch Anforderungen an das Preis-/Tarifkonzept erhoben:

- Jeder geplante Ladevorgang soll mit einem Preis versehen werden

- Die Preisfindung erfolgt für eine Vielzahl von Routenvorschlägen für eine Tour. Hierbei werden bei jeder Route Ladestationen, Lade- und Ruhezeiten mit eingeplant. Die Auswahl der „optimalen“ Route für eine Tour erfolgt durch das Transport-Management. Zu den auf der Plattform ausgeführten Prozessen gehört nicht die Umplanung von Transport-Routen. Dies fällt in die Verantwortung des Transport-Managements.
- Die Preisfindung basiert auf der von der Plattform verwalteten Demand-/Supply-Bilanz und ist eng mit dem Matching-Prozess verknüpft.
 - Supply-Positionen: Gebote von Quartier
 - Demand-Positionen: Ladevorgänge
 - Nutzung von Flexibilitäten (auch von Quartier angeboten)
 - Ggf. Ausgleich am Energiemarkt: Day-ahead oder Intraday („Emergency Handling“)
- Die Preisfindung erfolgt ladevorgangsindividuell. Es geht also um einen Preis(-findungs-)mechanismus, nicht um ein Tarifpreismodell. Im Weiteren wird deshalb der Terminus „Preismechanismus“ verwendet.
- Die individuelle Preisermittlung für jeden Ladevorgang lässt sich nicht mit einem universellen Tarifkonzept abbilden.
- Tarifpreis-Modelle haben eine begrenzte Anzahl von Parametern, maximal:
 - Entnahmeort = Ladesäule
 - Zeitraum der Entnahme (Wochentag, ggf. ¼-Std. spezifische Preise, einfachstes Model: HT-/NT-Tarif)
 - Entnahmemengen (Preiszonen, Rabatte)
 - Exogener Indikator, z. B. Börsenstrompreis oder ein anderer eindeutig definierter und zugänglicher (Preis-)Index. Die aktuelle Demand-/Supply-Situation des von der Plattform verwalteten Stromportfolios lässt sich nicht als exogener Indikator abbilden – die D-/S-Situation und ein gebildeter Grenzpreis zwischen Quartier und Ladevorgängen sind nicht öffentlich zugänglich.
- Es wird davon ausgegangen, dass sich die Preisstellung der Quartiersgebote nicht an den Preisen des externen Strommarkts orientiert. Ziel von ‚iP4MoVE‘ ist die Kopplung der Sektoren Energie und Mobilität durch Darstellung eines Markts für lokale sowie überregionale Angebote und Nachfragen von Energieerzeugung. Daraus folgend werden ein lokaler Ausgleich und regionaler Verbrauch verfolgt. Ein Rückgriff auf den Strommarkt zur Glattstellung des Portfolios ist nur als Emergency-Handling vorgesehen. Dies kann auch bedeuten, dass vom Matching gegenüber dem Markt zu teure Gebote berücksichtigt werden. Die Supply- und Flexibilitäts-Gebote des Quartiers müssen nicht durch handelbare Stromprodukte darstellbar sein. Das heißt, diese Gebote sind nur in der lokalen Vermarktung an Ladesäulen nutzbar.

Die Preisbildung stellt hierbei einen Teil des Matching-Prozesses dar, bei der die Touren-Bepreisung die „günstigsten“ Routen plant und Strombedarfe reserviert. Abbildung 5-12 visualisiert den Preisbildungsmechanismus.

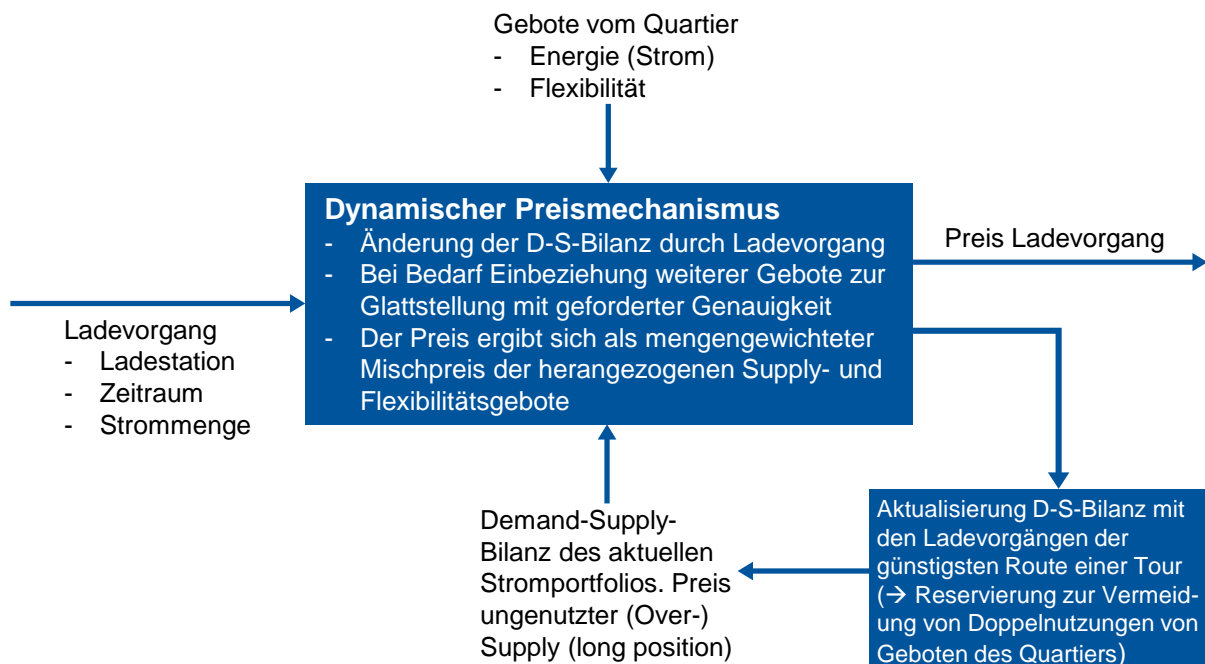


Abbildung 5-12 Dynamischer Preisbildungsmechanismus (eigene Darstellung)

Die Preisfindung auf Basis der vom Quartier gebotenen Energieangebote und Flexibilitäten fördert die Nutzung der lokalen Ressourcen. Da die Entscheidung über das tatsächliche Abwickeln eines Ladevorgangs bei der individuellen Preisabfrage noch nicht feststeht, muss die Vorläufigkeit in der Demand-Supply-Bilanz berücksichtigt werden. Hierbei werden Anfragen mit einer Reservierungszeit gestellt. Nach dem Ablauf der Reservierungszeit wird die Demand-Position und die (ggf. anteilig) zugeordneten Supply-Positionen wieder aus dem Portfolio entfernt.

Werden mehrere Routen einer Tour zur Bepreisung übergeben, werden die Ladevorgänge der günstigsten Route beim Matching reserviert. Dabei ist bekannt, dass die finale Auswahl der Route beim Transport-Management liegt. Durch die Reservierungen wird verhindert, dass dieselben günstigen Supplys für mehrere Ladenanfragen verwendet werden, aber bei Realisierung aller Anfragen nicht ausreichen würden (Vermeiden von Preisen mit negativer Marge). Die für einen Ladevorgang verwendeten Supply- und Flexibilitätsquellen werden intern protokolliert. Dies ermöglicht die Transparenz über Preise oder Verwendungsnachweise. Jedoch berücksichtigt der Preismechanismus keine Preise von alternativen Lademöglichkeiten für E-LKW. Zusätzlich beinhaltet der tatsächlichen Ladepreis wie jeder Strompreis, extern vorgegebene Preisbestandteile, wie beispielsweise Netzentgelte, Umlagen, Konzessionsabgabe und Stromsteuer.

Abschließend wurden zwei Funktionsmodelle erarbeitet. Das erste Funktionsmodell bildet den Funktions-Workflow der Planung ab. Dies entspricht dem Vorgang von der Aktualisierung von Informationen über den Service-Provider und die Planung der Tour,

über das Matching und die dynamische Preisbildung bis zur Durchführung des Energiehandels. Weiterhin ist in dem Funktionsmodell der Planung der Workflow bei kurzfristigen Änderungsmitteilungen abgebildet (s. Abbildung 5-13).

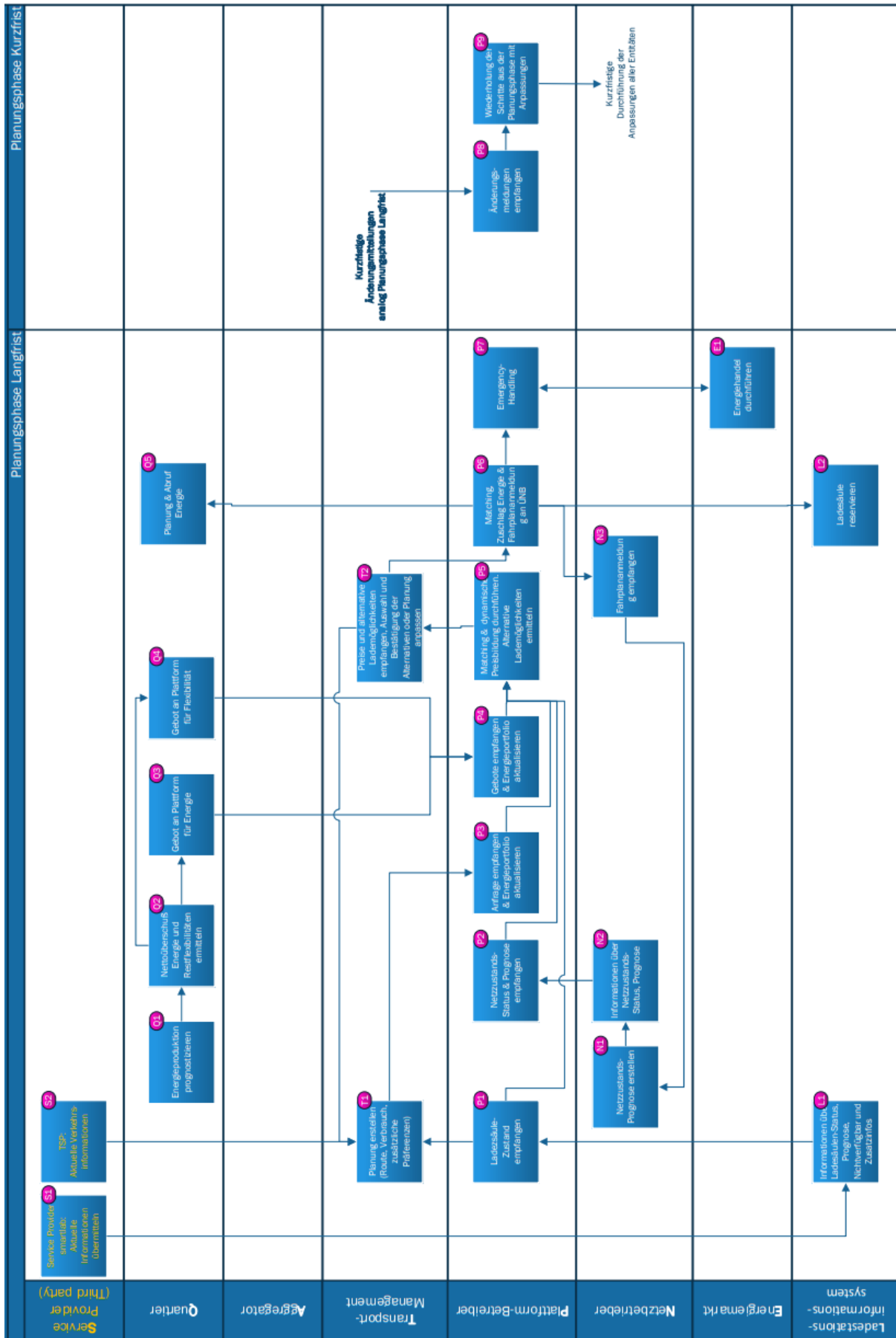


Abbildung 5-13 Funktions-Workflow Planung (eigene Darstellung)

Das zweite Funktionsmodell bildet den Funktions-Workflow der Durchführung und der Abrechnung des Ladevorgangs ab. Hierbei wurde der Workflow in unterschiedliche Abschnitte unterteilt (s. Abbildung 5-13).

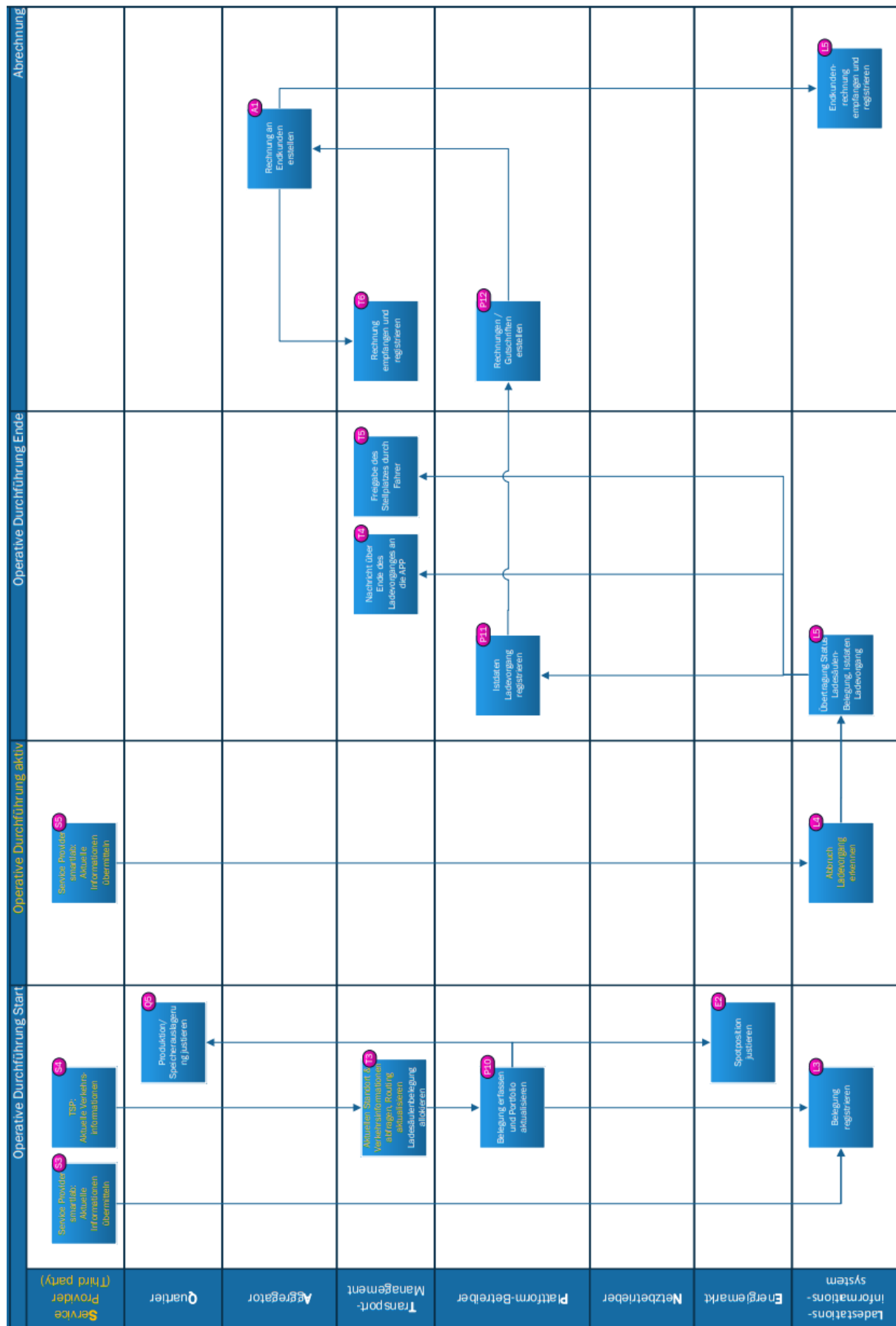


Abbildung 5-14 Funktions-Workflow Durchführung und Abrechnung (eigene Darstellung)

Die Funktions-Workflows bilden dabei die Grundlage für die Detaillierung der jeweiligen Funktionalitäten, da diese die Schnittstellen des Ablaufes transparent aufzeigen.

6 Arbeitspaket 3: Mobilität

6.1 Ziele und Vorgehensweise des Arbeitspakets

Das AP 3 im Forschungsprojekt ‚iP4MoVE‘ trug den Titel: „Sektor Mobilität (Logistik): Modell zur Beschreibung, Bewertung und Optimierung des Elektrifizierungsgrades (multimodaler) Logistikketten“. Das Hauptziel von AP 3 bestand in der Untersuchung der spezifischen Anforderungen an Logistik und Ladeinfrastruktur, ausgelöst durch den Einsatz von E-LKW im Transportwesen.

Dazu sollte eine Demonstration der Elektromobilität unter logistischen Anforderungen erfolgen, indem im Rahmen einer Tourenplanung die Disposition von Touren auf eine elektrifizierte Fahrzeugflotte erprobt wurde. Ziel war es, darüber hinaus Erkenntnisse bezüglich der Rahmenbedingungen und Anforderungen für den Einsatz reiner E-Flotten oder elektrifizierter Mischflotten zu sammeln.

Dazu wurde zu Beginn des Arbeitspakets 3 zunächst der aktuelle Stand zur Be- und Entladung von Elektrofahrzeugen in der Logistik (Dauer der Ladeprozesse, Reichweiten) erfasst. Letztlich sollten damit die technischen Randbedingungen und Einflussfaktoren zur Bestimmung optimaler Ladeinfrastrukturen/Ladezyklen identifiziert werden. Auch galt es, die für die Simulation relevanten Parameter der betrachteten Antriebsformen zu ermitteln, um so ein Kostenmodell für die Bewertung der späteren Simulationsszenarien zu entwickeln.

Ein weiteres Ziel bestand in der Entwicklung eines Simulationsmodells, welches prototypisch im Transport-Management-System der PSI (PSItms) umgesetzt wurde. Mithilfe dieses Modells wurde anschließend die wesentliche Fragestellung des Arbeitspakets 3 adressiert. Dabei handelt es sich um die Ermittlung und Bewertung des optimalen Elektrifizierungsgrads multimodaler Logistikketten.

Im Folgenden wird die Vorgehensweise skizziert, mit der die beteiligten Partner die in AP 3 aufgeworfenen Aufgabenstellungen adressiert haben. Das Vorgehen lässt sich dabei grob in die folgenden Schritte gliedern:

- Versuchsaufbau festlegen
- Szenarien definieren
- Vorbereitung und Durchführung der Simulation
- Auswertung der Ergebnisse

Festlegung des Versuchsaufbaus

Zunächst musste der Versuchsaufbau ausgearbeitet und festgelegt werden. In einem Workshop wurde dazu ein Zielbild für die Simulation skizziert. In diesem Zielbild wurde unter anderem definiert, welche Erkenntnisse aus der Simulation erwartet wurden und welche Informationen dafür in die Simulation einfließen müssen. Dieser Informationsbedarf wurde dann nochmals in zwei Gruppen eingeteilt: Die erste Gruppe umfasste alle Informationsbedarfe, die entweder bereits bekannt waren beziehungsweise durch einen Konsortialpartner recherchiert werden konnten. Hierzu zählten zum Beispiel die Parameter der eingesetzten E-LKW. Die zweite Gruppe umfasste jene Informationsbedarfe, die im Projekt nicht exakt erfassbar waren und für die im Projekt sinnvolle Abschätzungen und Annahmen zu treffen waren.

Um die Auswirkungen und Anforderungen der Elektromobilität auf das Transportwesen und speziell auf die Tourenplanung untersuchen zu können, wurde eine Reihe von Transportbedürfnissen, die im Rahmen der durchzuführenden Tourenplanung auf einzelne Touren verplant werden sollte benötigt.

Diese Transportbedürfnisse wurden aus historischen Sendungsdaten extrahiert, welche durch den Konsortialpartner *Hammer* bereitgestellt wurden. Um die Komplexität der Simulation in einem beherrschbaren Umfang zu halten, wurde das Versuchsumfeld auf Nordrhein-Westfalen begrenzt. Auch wurden aus den Transportbedürfnissen insgesamt acht Referenztouren gebildet, die in Abbildung 6-1 dargestellt sind. Jede der acht Referenztouren entspricht entweder einer historischen Tour der Spedition *Hammer* oder ist aus einzelnen Transportbedürfnissen von *Hammer* zusammengesetzt. Diese Referenztouren wurden mit Absicht so zusammengesetzt, dass sie verschiedene Anforderungen an die Fahrzeuge stellen und viele Gebiete von NRW abgedeckt werden. Nähere Informationen über die zugrundeliegenden Referenztouren finden sich in den entsprechenden Kapiteln.

Definition der Szenarien

Um eine geordnete Durchführung der Simulation gewährleisten zu können, galt es, einen Ablaufplan für die Simulation festzulegen und geeignete Versuchsszenarien zu definieren.

Es wurden insgesamt 14 Szenarien definiert, die sich zunächst nur durch den Elektrifizierungsgrad der eingesetzten Fahrzeugflotte unterscheiden. Zusätzlich wurden drei weitere Szenarien definiert, in denen nicht nach ökonomischen Aspekten, also nach möglichst geringen Transportkosten, optimiert wird. Die Touren wurden in diesen Szenarien nach nachhaltigen Gesichtspunkten geplant, wobei die E-LKW gezielt auf die längsten Touren verplant wurden.

Die Versuchsszenarien unterscheiden sich darüber hinaus in einer weiteren Dimension, den sogenannten Ladenetzsznarien. Unter diesem Begriff wurde die jeweils zugrunde gelegte Ladeinfrastruktur als Anzahl und Verteilung der verfügbaren Ladesäulen je Szenario subsumiert. Eine vollständige Liste sowie detaillierte Beschreibung der untersuchten Szenarien folgt in den nächsten Abschnitten.

Vorbereitung und Durchführung der Simulation

Die Simulation sollte, wie eingangs beschrieben, mit dem Transport-Management-System *PSItms* durchgeführt werden. Dazu musste die Tourenplanung des *PSItms* zunächst prototypisch so angepasst werden, dass sie die neuartigen Anforderungen der Elektromobilität berücksichtigen und abbilden kann. Zu diesen Anpassungen gehörte insbesondere die Möglichkeit, Ladestopps in den Tourenverlauf einzufügen sowie die Anzeige von elektromobilitätsspezifischen KPIs in der Auswertung der Tour. Die Ladestopps wurden dabei zunächst durch die Disponent*innen manuell in den Tourenverlauf eingefügt.

Darüber hinaus musste noch eine Vielzahl von Randbedingungen festgelegt sowie eine Reihe von Annahmen getroffen werden, um so die Versuchsparameter vollständig abzubilden. Nähere Informationen zu den getroffenen Annahmen und Randbedingungen der Simulation können dem Kapitel 6.2 entnommen werden.

Auswertung der Ergebnisse

Das AP 3 wurde mit einer Auswertung der Simulationsergebnisse abgeschlossen. Jene bezog sich auf die Ergebnisse und insbesondere auf die Erkenntnisse, die im Hinblick auf die Disposition und Tourenplanung im Kontext der Elektromobilität gewonnen werden konnten. Darüber

hinaus überführte das FIR die Ergebnisse der Simulation in eine Hochrechnung, um so weitere Informationen über die erwarteten Ladebedarfe sowie die dafür notwendige Ladeinfrastruktur ableiten zu können.

6.2 Festlegung der Randbedingungen der Simulation

Um die Simulation unter festgelegten und stabilen Rahmenbedingungen durchführen zu können, musste eine Reihe von Annahmen getroffen werden. Darüber hinaus wurden gewisse Randbedingungen der Simulation so festgelegt, dass der Versuchsaufbau eine gezielte Auswertung der einzelnen Simulationsläufe sowie eine Interpretation der Ergebnisse ermöglichen würde. Die Annahmen und Randbedingungen der Simulation lassen sich grob in die folgenden drei Kategorien einteilen:

- Annahmen und Randbedingungen der Tourenplanung
- Annahmen und Randbedingungen der eingesetzten Fahrzeuge
- Annahmen und Randbedingungen der Ladeinfrastruktur

Die einzelnen Kategorien sowie die darin getroffenen Annahmen und Randbedingungen werden nachfolgend aufgeführt.

Annahmen und Randbedingungen der Tourenplanung

Für die Durchführung der Simulation wurden einige Annahmen bezüglich der durchzuführenden Tourenplanung getroffen. So wurde festgelegt, dass alle Touren an einem Depot beginnen und dort auch enden (Rundtouren). Somit ist gewährleistet, dass die Fahrzeuge nach Beendigung der Tour, gegebenenfalls auch über Nacht, an der Ladeinfrastruktur aufgeladen werden können. Zu Beginn einer Tour ist der Akku der Fahrzeuge immer zu 100 Prozent geladen, wodurch die maximale Reichweite der Fahrzeuge zur Verfügung steht.

Bei der Disposition der Touren wurde ein ökonomischer Planungsansatz zugrunde gelegt. Das bedeutet, dass die Touren kostenoptimal geplant wurden. So wurden bei einer gemischten Flotte aus elektrischen und konventionellen LKW die jeweils längsten Touren auf einen der kostengünstigeren konventionellen LKW verplant. Damit wurden die Gesamtkosten der jeweiligen Flotte so gering wie möglich gehalten. Mit diesem Planungsansatz wird die Nutzung von E-LKW eingeschränkt, da aus Kostengründen die Anzahl elektrisch gefahrener Kilometer möglichst geringgehalten werden sollen. Um aber auch die ökologischen Anreize der Elektromobilität auszuschöpfen, wurde in den Versuchsreihen auch der umgekehrte Planungsansatz untersucht. Nähere Informationen dazu finden sich in Kapitel 6.3 unter dem Stichwort „Optimierungsziele“.

An den Kundenstandorten wurde eine pauschale Standzeit von 45 Minuten angenommen. Diese Annahme basiert auf den Erfahrungswerten der Spedition *Hammer*. Demnach kann die Standzeit sowohl von Kunde zu Kunde als auch an einzelnen Kundenstandorten variieren. In der Disposition von *Hammer* wird daher mit dem Durchschnittswert von 45 Minuten gerechnet. Diese Annahme wurde für die Simulation übernommen. In den Szenarien, in denen am Kundenstandort die Fahrzeugbatterien aufgeladen werden konnten, wurden diese 45 Minuten vollständig als mögliche Ladedauer angenommen.

Für die Simulation wurden insgesamt acht fixe Referenztouren gebildet, die, bei den ansonsten stark variierenden Rahmenbedingungen der Simulation, eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse aus verschiedenen Simulationsläufen sicherstellen sollten. Die Referenztouren wurden in Ab-

stimmung mit dem Konsortialpartner *Hammer* gebildet und entsprechen typischen Tagestouren. Alle Referenztouren sind Rundtouren und beginnen und enden daher am Depot. Die ausgewählten Referenztouren sind in der folgenden Tabelle 6-1 dargestellt.

Tabelle 6-1 Liste der Referenztouren

Tour	Anzahl Stopps	Stopps	Distanz km
1	4	Bedburg – Kerpen – Düren – Niederzier – Bedburg	134,62
2	3	Bedburg – Gummersbach – Olpe – Siegen – Bedburg	276,07
3	3	Bedburg – Kamp-Lintfort – Borken - Emmerich– Bedburg	273,26
4	3	Bedburg – Hilden – Velbert – Remscheid – Bedburg	199,54
5	2	Bedburg – Bielefeld – Minden – Bedburg	512,43
6	3	Bedburg – Lüdenscheid – Meschede – Brilon – Bedburg	408,91
7	4	Bedburg – Hagen – Dortmund – Bochum – Duisburg – Bedburg	253,43
8	4	Bedburg – Köln – Bonn – Rheinbach – Bad Münstereifel – Bedburg	177,41

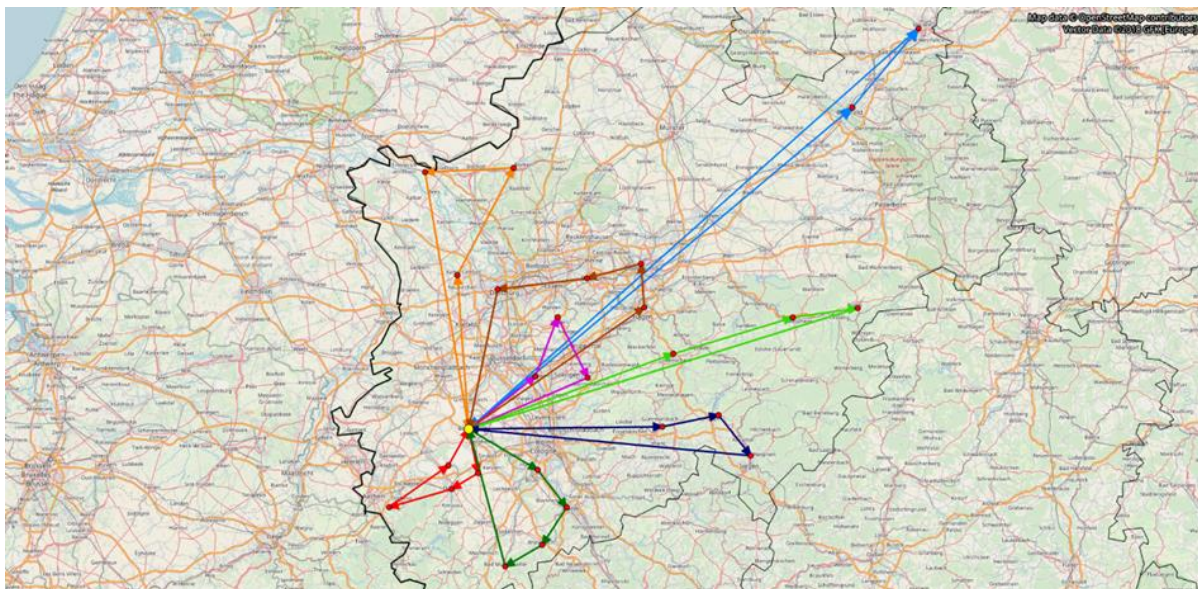


Abbildung 6-1 Referenztouren ab Depot Bedburg (eigene Darstellung)

Bei der Disposition der Touren wurden die in Deutschland geltenden gesetzlichen Lenk- und Ruhezeiten sowie Restriktionen hinsichtlich der täglich erlaubten Arbeitszeit berücksichtigt. So war pro Tour eine maximale Fahrzeit von 9 Stunden erlaubt, wobei nach spätestens 4,5 Stunden eine Pause von mindestens 45 Minuten einzuhalten war. Die maximal erlaubte Tourdauer betrug 10 Stunden.

Annahmen und Randbedingungen der eingesetzten Fahrzeuge

Für die Definition realistischer Simulationsszenarien wurden zusätzlich geeignete Annahmen für die eingesetzten Fahrzeuge benötigt. Insbesondere für die eingesetzten Elektrofahrzeuge wurde eine umfangreiche Marktrecherche durchgeführt, die bereits in AP 2 vorgestellt wurde. Kernergebnis war die Auswahl eines Referenzfahrzeugs mit entsprechenden technischen Daten. Für die Simulation eines E-LKWs wurde daraus folgend eine maximale Reichweite von 400 Kilometern und eine Akkukapazität von 450 Kilowattstunden festgestellt.

Die Fahrzeuge starten dabei in jedem Simulationslauf vollgeladen, da davon ausgegangen wird, dass die Fahrzeuge über Nacht am Depot aufgeladen werden. Nach Abschluss der Tour kehren die Fahrzeuge wieder an das Depot zurück und können dann außerhalb einer Tour wiederum geladen werden. Der Zeithorizont eines Simulationslaufs entspricht demnach einem Tag.

Die Einsatzkosten der E-LKW sind um den Faktor 2 höher angenommen worden als bei konventionellen Diesel-LKW. Für die Berechnung von CO₂-Emissionen der Diesel-LKW wurde ein Emissionsfaktor von 660 g CO₂/km angenommen.

Annahmen und Randbedingungen der Ladeinfrastruktur

Die Festlegung der, in den unterschiedlichen Simulationsszenarien, angenommenen Ladeinfrastruktur erfolgte in sogenannten Ladenetzzenarien. In diesen Ladenetzzenarien wurden jeweils die genaue Anzahl sowie auch die Lage der zur Verfügung stehenden Ladesäulen definiert. Um die Auswirkungen der Ladeinfrastruktur auf die Elektrifizierung von Logistikflotten untersuchen zu können, wurden verschiedene Ladenetzzenarien definiert.

Die Herausforderung dabei bestand darin, dass eine Ladeinfrastruktur für Lastkraftwagen aktuell nur unzureichend existiert und die Planungen für eine derartige Infrastruktur auch noch keine Rückschlüsse auf deren finale Ausgestaltung zulassen. Daher mussten mögliche Ladepunkte zum einen aus der bestehenden PKW-Ladeinfrastruktur abgeleitet werden. Darüber hinaus wurden in einigen Ladenetzzenarien weitere Standorte für Ladeinfrastruktur angenommen, die aus Sicht der Logistik besonders günstig liegen. Unabhängig von den Ladenetzzenarien wurde angenommen, dass die Ladeleistung an den Ladesäulen 150 Kilowatt beträgt. Die abgeleitete Ladesäuleninfrastruktur ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

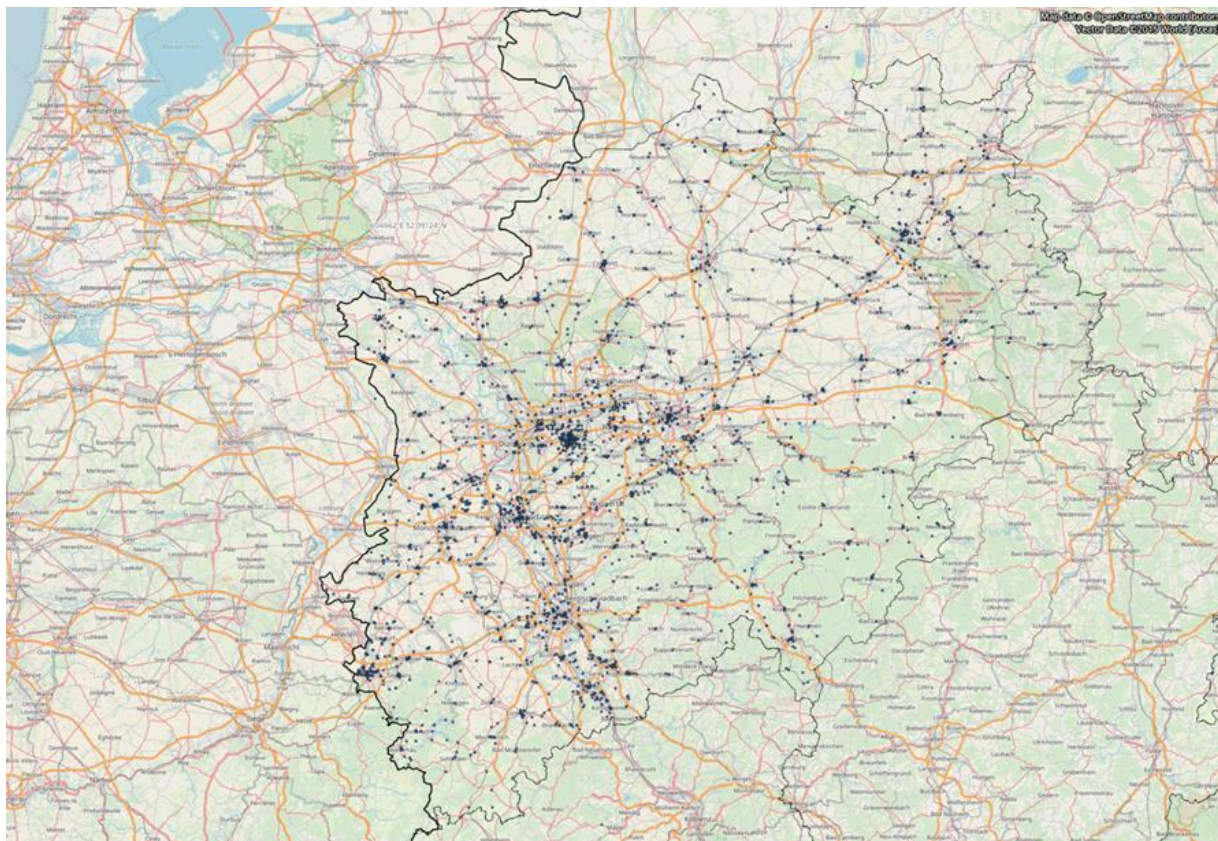


Abbildung 6-2 Abgeleitete Ladeinfrastruktur (eigene Darstellung)

6.3 Detaillierte Beschreibung der Szenarien

Für alle Szenarien wurde ein minimaler Ladestand der Fahrzeuge von zehn Prozent angenommen. Die Restreichweite der Fahrzeuge durfte dementsprechend zu keinem Zeitpunkt der Tour weniger als ein Zehntel der maximalen Reichweite von 400 Kilometern betragen. Diese Reichweitenreserve soll einen sicheren und kontinuierlichen Betrieb der Flotte gewährleisten.

Um der zum Projektzeitpunkt noch unklaren Entwicklung der Ladeinfrastruktur zu entsprechen, wurden insgesamt drei Ladenetzszenerien (L1-L3) definiert. Je nach Ladenetzszenerio sind dabei mehr oder weniger Ladesäulen beziehungsweise höhere oder weniger hohe Ladeleistungen realisiert. Nachfolgend werden die Ladenetzszenerien kurz beschrieben.

Ladenetzszenerio L1 – „Heute“

Alle heute für PKW verfügbaren Ladesäulen in Nordrhein-Westfalen werden durch 150 Kilowatt-Ladesäulen ersetzt, die LKW-tauglich sind. Die Ladeleistung von 20 Prozent der Ladesäulen wurde zudem auf 350 Kilowatt erhöht, um die Auswirkungen einer Schnellladeinfrastruktur zu untersuchen. Die Basis für dieses Ladenetzszenerio lieferten das Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur (Datenbankabzug 38, Stand: 06.01.2021). Insgesamt wurden in diesem Ladenetzszenerio 2988 Ladesäulen in der Simulation berücksichtigt.

Ladenetzszenerio L2 – „Logistik“

Zusätzlich zu den Ladesäulen aus dem ersten Ladenetzszenerio werden hier noch weitere Standorte für Ladesäulen angenommen. Die weiteren Ladesäulen sollen dabei aus Sicht der Logistik möglichst optimal liegen. Diese optimale Lage soll es ermöglichen, dass der LKW keine obsoleten Stops oder gar Umwege in Kauf nehmen muss, um eine Ladesäule zu nutzen. Daher wurde angenommen, dass die vorteilhafteste Lage dieser Ladepunkte genau die

Orte umfasst, an denen LKW ohnehin anhalten und längere Zeit verweilen. Daher wurde in diesem Szenario angenommen, dass an allen Kundenstandorten, genauer gesagt an den Belade-/Entladerampen, ein Aufladen der Fahrzeugbatterien möglich ist. So können die Zeiten, an denen die LKW mit Ladung beladen oder entladen werden, sowie die Zeiten für das Laden der Batterien synchronisiert werden.

Weitere Ladesäulen wurde an den LKW-Tank- und Rastanlagen in NRW errichtet. Darin enthalten sind LKW-Tankanlagen abseits der Bundesautobahnen (BAB), aber auch die Rasthöfe und Autohöfe entlang der Autobahnen. An den zusätzlichen Ladesäulen sind Ladevorgänge mit 150 Kilowatt möglich. Durch die Hinzunahme der zusätzlichen Ladepunkte standen in diesem Ladenetzscenario insgesamt 3324 Ladesäulen zur Verfügung.

Ladenetzscenario L3 – „Engpass“

Die Ladeinfrastruktur in diesem Ladenetzscenario entspricht hinsichtlich Anzahl, Lage und Ladeleistung der Infrastruktur aus dem Szenario L2. Allerdings wurden hier vor jedem Versuch 75 Prozent der Ladesäulen zufällig und als „belegt“ ausgewählt. Damit wurden die Auswirkungen eines Engpasses bei Ladesäulen untersucht.

Auch wurden bei den verschiedenen Versuchen unterschiedliche Elektrifizierungsgrade der eingesetzten Fahrzeugflotten genutzt. Es wurden Versuchsreihen mit drei verschiedenen Elektrifizierungsgraden durchgeführt.

- Elektrifizierungsgrad 1 (E1): 50 % der Flotte ist elektrifiziert.
- Elektrifizierungsgrad 2 (E2): 75 % der Flotte ist elektrifiziert.
- Elektrifizierungsgrad 3 (E3): Die Flotte ist vollständig elektrifiziert.

Bei einem Elektrifizierungsgrad von unter 100 Prozent wird davon ausgegangen, dass es sich um Mischflotten handelt, in denen neben elektrifizierten LKW auch Fahrzeuge mit konventionellem Antriebsarten zum Einsatz kommen.

Daneben wurden auch Versuchsreihen mit unterschiedlichen Optimierungszielen beziehungsweise unterschiedlichen Prämissen durchgeführt. Unterschieden wurde dabei zwischen den folgenden Prämissen:

- **Kosten**: Die Touren werden ausschließlich im Hinblick auf ihre Kosten optimiert. Dazu werden die E-LKW auf die kürzesten Routen verplant, weil davon ausgegangen wurde, dass der Kilometerpreis für E-LKW doppelt so teuer ist wie für Diesel-LKW.
- **Nachhaltig**: Die Touren werden im Hinblick auf die CO₂-Emissionen optimiert, und nachrangig im Hinblick auf die entstehenden Kosten. Dazu werden die E-LKW auf möglichst lange Touren verplant, um die mit nachhaltiger Energie zurückgelegte Strecke zu maximieren. Jeder LKW fährt weiterhin kostenoptimal auf seiner Tour.
- **Nachhaltig (manuell)**: Wie bei dem Optimierungsziel „Nachhaltig“, aber die Referenztouren durften aufgebrochen werden. Damit soll untersucht werden, ob und nach welchen Kriterien Touren gebildet werden können, die den speziellen Anforderungen der Elektromobilität gerecht werden können.

Insgesamt ergaben sich aus der Kombination der Ladenetzscenarios, Elektrifizierungsgrade und Optimierungsziele 14 Szenarien. Einige Kombinationen schlossen sich logisch aus. Etwa

wurden die Szenarien mit einem Elektrifizierungsgrad von 100 Prozent (E3) nur hinsichtlich der Kosten bewertet, da es hier keine Mischflotten gab.

Untersucht wurden letztendlich die folgenden Szenarien.

Tabelle 6-2 Liste der ausgewählten Szenarien

Szenario	Ladenetzscenario	Elektrifizierungsgrad	Optimierungsziel
L1E1 Kosten	heute	50 %	Kosten
L1E1 nachhaltig	heute	50 %	nachhaltig
L1E2 Kosten	heute	75 %	Kosten
L1E3 Kosten	heute	100 %	Kosten
L2E1 Kosten	Logistik	50 %	Kosten
L2E1 nachhaltig	Logistik	50 %	nachhaltig
L2E1 nachhaltig manuell	Logistik	50 %	nachhaltig manuell
L2E2 Kosten	Logistik	75 %	Kosten
L2E2 nachhaltig	Logistik	75 %	nachhaltig
L2E3 Kosten	Logistik	100 %	Kosten
L2E3 nachhaltig manuell	Logistik	100 %	nachhaltig manuell
L3E1 Kosten	Engpass	50 %	Kosten
L3E2 Kosten	Engpass	75 %	Kosten
L3E3 Kosten	Engpass	100 %	Kosten

Von den berechneten Szenarien ließen sich die beiden Szenarien „L1E1 nachhaltig“ und „L1E3 Kosten“ nicht oder nur teilweise umsetzen. Für das Szenario „L1E1 nachhaltig“ ließen sich die längsten Touren nicht mit einem elektrischen Fahrzeug realisieren, da hier die unzureichende Ladeinfrastruktur eine Bewältigung der Tour innerhalb der anderen Tourparameter unmöglich machte. Das Szenario „L1E3 Kosten“ konnte demnach überhaupt nicht vollständig bewältigt werden, da hier ein Ausweichen auf konventionelle Fahrzeuge nicht möglich war.

Die Szenarien mit dem Ladenetzscenario „L3 Engpass“ wurden nur nach Kosten durchgeführt, da in diesen Engpassszenarien allein die Realisierbarkeit im Fokus stand.

6.4 Erkenntnisse der Simulationsstudien

Im Hinblick auf die Tourenplanung und den Einsatz von (teil-)elektrifizierten Flotten in der Logistik konnten durch die Simulation in AP 3 die folgenden Erkenntnisse gewonnen werden: Es kann festgehalten werden, dass die Einführung von Elektrofahrzeugen in Fahrzeugflotten von Transportunternehmen zu einer Reichweitenproblematik führt, die in der Tourenplanung heute

so nicht berücksichtigt werden muss. Moderne Diesel-LKW verfügen teilweise über Reichweiten von deutlich mehr als 1000 Kilometer. Das Auftanken dieser Fahrzeuge muss bei der Tourenplanung daher häufig nicht berücksichtigt werden beziehungsweise ist dies trivial zu lösen, da die Fahrzeuge häufig außerhalb der Touren betankt werden. Sollte doch ein Tankvorgang während einer Tour notwendig sein, dauert dieser in der Regel nur etwa 15 Minuten. Für den Einsatz von E-LKW folgt aus den geringen Reichweiten, in Verbindung mit den relativ langen Aufladezeiten, die Notwendigkeit, Ladestopps möglichst effizient in die zu bildenden Touren zu integrieren. Daher sollten Ladestopps in jedem Fall mit einem Kundenstopp oder einer Fahrzeitunterbrechung (Pausenzeiten) zusammengelegt werden. Andernfalls können die relativ langen Ladezeiten zu sehr hohen Tourkosten und damit zu unprofitablen Logistikprozessen führen. Hauptkostentreiber sind hierbei die Personalkosten.

Die bisherige Ladeinfrastruktur in Deutschland ist unzureichend. Insbesondere für große Nutzfahrzeuge ist immer noch keine geeignete Ladeinfrastruktur vorhanden. Erste geeignete Ladepunkte wurden gegen Ende der Projektlaufzeit in Betrieb genommen. Dabei handelt es allerdings vorerst nur um Modell- oder Leuchtturm-Projekte. Eine flächendeckende Ladeinfrastruktur für elektrifizierte Nutzfahrzeugflotten muss erst noch geplant und umgesetzt werden. Dabei müssen nicht nur besondere Anforderungen hinsichtlich der Ladeleistung berücksichtigt werden. Auch andere Aspekte wie Anzahl und Lage, Anfahrbarkeit und insbesondere die Durchfahrbarkeit der Ladepunkte sind für eine breite und effiziente Nutzung von entscheidender Bedeutung. Daneben ist bei der räumlichen Planung auch die periphere Infrastruktur, insbesondere für das Fahrpersonal, zu berücksichtigen. Sanitäre Anlagen und gastronomische Angebote sollten in der Nähe der Ladepunkte vorhanden sein, um die bereits beschriebene Kombination von Pausenzeiten und Ladevorgängen zu gewährleisten.

Es hat sich zusätzlich gezeigt, dass durch eine geschickte Disposition, Touren gebildet werden können, die gut auf das Anforderungsprofil von E-LKW passen. Von besonderer Bedeutung ist dabei eine umfangreiche und verlässliche Informationslage, insbesondere im Hinblick auf den Zustand und die Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur. Ist diese Datenbasis vorhanden und valide, können Ladestopps von vornherein in das Tourprofil eingeplant werden. So ist es möglich, effiziente, speziell an die Anforderung der Elektromobilität angepasste Touren zu planen.

Aufbauend auf den gesammelten Ergebnissen wurde eine Hochrechnung zur Ermittlung der Ladebedarfe und geeigneter Ladestandorte in NRW durchgeführt. Darüber hinaus wurden Erkenntnisse aus AP 3 in den nachfolgenden Arbeitspaketen, insbesondere in AP 5 (Sektorenkopplung) und bei der Entwicklung des Demonstrators (AP 6), verwendet.

6.5 Ermittlung der Ladebedarfe und geeigneter Ladestandorte in NRW

Um die EU-Vorgabe von fast 70 000 E-LKW im Jahr 2030 auf deutschen Straßen zu erreichen (s. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität 2021a, S. 10), muss die Versorgung mit Ladeinfrastruktur gewährleistet sein. Die aktuelle Situation der Ladeinfrastruktur für Logistikfahrzeuge befindet sich jedoch in einer sehr frühen Phase (s. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität 2021b). Eine große Herausforderung bei der Verbesserung von Tourenplanungssystemen besteht darin, diese Touren nachhaltiger zu gestalten. Aus diesem Grund und um die EU-Vorschriften zu erfüllen, könnten verschiedene Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge in Betracht gezogen werden. Neben dem Laden an der Ladestation oder dem Laden über Nacht mit relativ geringen

Ladeleistungen aufgrund langer Standzeiten ist das Laden zwischendurch ein häufiger Anwendungsfall. Im Vergleich zu langen Standzeiten findet der gelegentliche Ladevorgang während kürzerer Standzeiten statt und benötigt daher deutlich höhere Ladeleistungen. Typische Anwendungen sind das Be- und Entladen von LKW an Zielorten sowie das Laden während der gesetzlich vorgeschriebenen Pausenzeiten primär auf deutschen Autobahnen. Diese Lenkpausen eines LKW-Fahrers sind gesetzlich vorgeschrieben und müssen mindestens 45 Minuten pro Tag betragen, können aber in zwei kürzere Pausen mit 15 Minuten und 30 Minuten aufgeteilt werden. Außerdem darf die Lenkzeit neun Stunden pro Tag sowie 4,5 Stunden am Stück nicht überschreiten (s. Europäisches Parlament, Rat der Europäischen Union). Für die Anwendung des Ladens von E-LKW während der Lenkpausen auf deutschen Autobahnen wurde eine Hochrechnung durchgeführt, die einen Überblick über Ankunftsdaten, benötigte Ladepunkte und notwendige Spitzenleistungen an bestimmten Standorten gibt. Hierfür wurde eine Lenkpause von 45 Minuten herangezogen.

Um die Dimensionierung und erforderliche Gesamtkapazität eines spezifischen Ladeparks für das Projekt iP4MoVE zu ermitteln, wurde die ISI-Fraunhofer-Studie "Hochleistungs-Schnellladenetz für Elektro-LKW" herangezogen (s. Plötz et al. 2020). In dieser Studie wurde ein Ladenetzmodell auf deutschen Autobahnen für Elektro-LKW ab 2020 vorgestellt, wobei im Wesentlichen zwei Szenarien unterschieden wurden: Das ISI Fraunhofer modellierte die Verteilung der Ladestationen auf deutschen Autobahnen in einem Szenario mit 50 Kilometer Abstand zwischen zwei Stationen sowie einem Szenario mit 100 Kilometer Abstand zwischen zwei Ladestationen. Für das Projekt 'iP4MoVE' war die 50-km-Verteilung gut geeignet, da die Entfernung zwischen bewirtschafteten Rastanlagen an deutschen Autobahnen ebenfalls 50 – 60 km beträgt (s. BMDV 2021). Die Entfernung zwischen Grenzen und einem Ladestandort sowie zwischen zwei Ladestandorten an Autobahnkreuzen wurde mit 25 Kilometer modelliert. Entsprechend dieser Verteilung enthält das Modell 262 Ladestationen für Deutschland und 46 Einheiten innerhalb des Bundeslandes NRW.

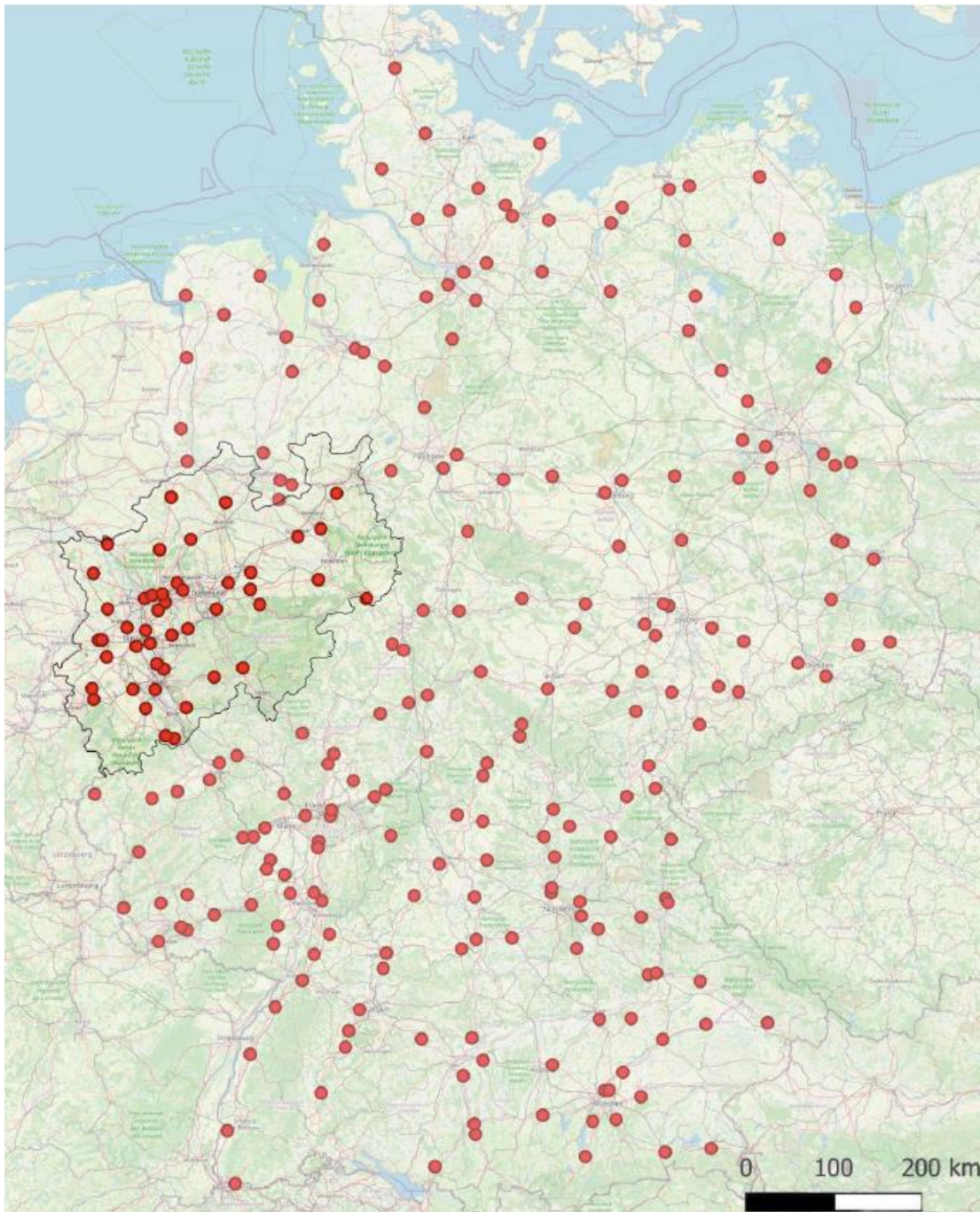


Abbildung 6-3 Standorte der Ladeinfrastrukturen in Deutschland (mit Fokus auf NRW) (eigene Darstellung)

Um die benötigte Kapazität eines bestimmten Ladeparks an einer Autobahn zu ermitteln, wurde ein vierstufiges Verfahren durchgeführt.

- Ermittlung täglicher Ladevorgänge in NRW
- Verteilung täglicher Ladevorgänge auf Standort X
- Benötigte Ladepunkte an Standort X
- Benötigte Ladeleistung an Standort X

Zunächst wird die Gesamtzahl der täglichen Ladevorgänge in NRW ermittelt. Zweitens: Verteilung der Ladevorgänge auf einen bestimmten Standort (basierend auf dem Verhältnis des Verkehrsaufkommens). Anschließend wird die Anzahl der benötigten

Ladepunkte an einem bestimmten Standort zu einer bestimmten Tageszeit ermittelt (basierend auf einem Warteschlangenmodell). Schließlich wird die erforderliche Gesamtkapazität des spezifischen Standorts zu verschiedenen Zeitpunkten berechnet. Während des Projekts wurden verschiedene Parameter mehrerer E-LKW verglichen, um ein Referenzfahrzeug für weitere Annahmen zu definieren. So ergaben sich eine Referenzgeschwindigkeit von 250 Kilometer sowie eine Referenzbatteriekapazität von 450 Kilowattstunden, die als konstante Größen in die Berechnung eingehen. Darüber hinaus kann eine Szenariodifferenzierung sowohl mit aktuellen Verkehrsdaten als auch mit perspektivischen Verkehrsdaten für das Jahr 2030 durchgeführt werden. Dabei wurde ein Anstieg des Straßenverkehrsaufkommens von 2010 bis 2030 um 38,9 Prozent zugrunde gelegt (s. BMDV 2016, S. 55; Land NRW 2020, S. 2).

Tabelle 6-3 Jahresfahrleistung LKW auf Autobahnen in NRW

Jahresfahrleistung LKW auf Autobahnen in NRW	
2010	6,22 Mrd. km
2017	6,75 Mrd. km
2018	6,94 Mrd. km
2030	8,64 Mrd. km (+38,9 % zu 2010, siehe Quelle)

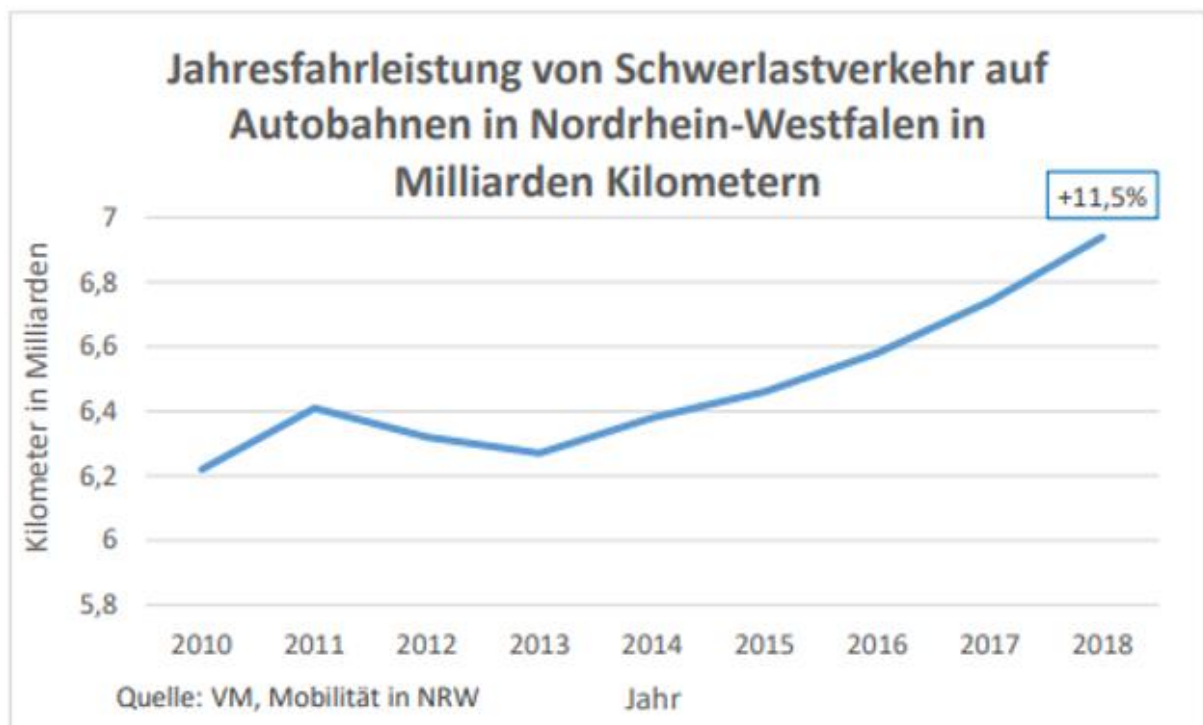


Abbildung 6-4 Jahresfahrleistung von Schwerlastverkehr auf Autobahnen in NRW (eigene Darstellung)

Äquivalent wurden Ladeleistungen von 175 Kilowatt und 500 Kilowatt für das Jahr 2030 angenommen. Um bessere Voraussetzungen für die Etablierung von E-LKW zu

schaffen, muss der Einfluss von Ladestopps bei der Routenplanung reduziert werden. Daher wurde eine vermeintlich hohe Ladeleistung von 500 Kilowatt für das Jahr 2030 angesetzt, die jedoch notwendig ist, um sich den konventionellen Betankungszeiten von Logistikfahrzeugen anzunähern.

Tägliche Ladevorgänge in NRW

$$LV_D = \frac{BEV_{\text{Anteil}} * (JFL_{LKW>12t,D}/313)}{Reichweite_{BEV}} * LV_{\text{Anteil öffentliche Infra}}$$

Mit

- = 50%
- JFL (LKW>3,5t,NRW,aktuell) = 6,75 Mrd. km
- JFL (LKW>3,5t,NRW,2030) = 8,64 Mrd. km
- = 250 km
- = 20%

= 8626 (öffentliche Ladevorgänge am Tag in NRW)

tägliche Ladevorgänge in NRW
 Anteil der BEV an der Gesamtflotte [%]
 Jahresfahrleistung LKW auf Autobahnen
 Jährliche Fahrtage (Sonntag ausgenommen)
 Angenommene Fahrleistung [km]
 Anteil öffentlicher Ladevorgänge [%]

Abbildung 6-5 Beispielrechnung zur Ermittlung der Ladevorgänge in NRW (eigene Darstellung)

Mit den frei wählbaren Parametern *Anteil der Elektrofahrzeuge an der gesamten LKW-Flotte*, *Anteil der Ladevorgänge an öffentlichen Ladestationen*, *Verkehrsaufkommen an einem bestimmten Ort* und *Ladezeit der LKW*, die in diesem Fall 45 Minuten beträgt, können verschiedene Szenarien aufgezeigt werden. Durch Variation dieser Parameter kann jede Situation an jedem beliebigen Autobahnstandort in NRW mit verfügbaren Verkehrsdaten nachgebildet werden, mit der Maßgabe, dass genau 46 Ladestationen im Umkreis von 50 Kilometern in NRW eingerichtet werden.

Tabelle 6-4 Annahmen und Hochrechnungen für die Modellkalkulation

Anzahl der Ladestationen in NRW	46
Entfernung zwischen den Ladestationen	50 – 60 km
Ladeleistung (2030)	175 kW (500 kW)
Kapazität der Batterie	450 kWh
Reichweite	250 km
Aufladezeit	45 Minuten

Daten zum Verkehrsaufkommen	je nach Standort
Daten zum Verkehrsaufkommen 2030 Projektion	38,9 % Anstieg gegenüber 2010
Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge	frei wählbar
Anteil öffentlicher Ladevorgänge	frei wählbar

Wie bereits erwähnt, wurden für das Szenario des Jahres 2030 die Verkehrsdaten mit entsprechenden Annahmen hochgerechnet, ebenso wie die Ladekapazität. Für die Batteriekapazität und die Reichweite wurden jedoch keine Hochrechnungen durchgeführt, da nicht klar ist, inwieweit sich diese in zehn Jahren entwickeln werden. Die Ergebnisse des Modells variieren nach Szenarioparametern zwischen einem erforderlichen Ladepunkt und einer erforderlichen Ladeleistung von 175 Kilowatt und über 300 erforderlichen Ladepunkten bzw. über 100 Megawatt, die zur Bedienung einer Spitzenankunftsrate von E-LKW erforderlich sind. Ein Beispielszenario mit einem täglichen LKW-Verkehrsaufkommen von 6686, einem Anteil öffentlicher Ladevorgänge von 10 Prozent und einem Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge von 25 Prozent – 100 Prozent ist in Abbildung 6-6 dargestellt. Daraus ergeben sich entsprechende Ladevorgänge in NRW und am Standort, erforderliche Ladepunkte und notwendige Ladeleistungen.

Referenztour 1
 Bedburg - Kerpen - Düren - Aachen (Brand) - Niederzier - Bedburg -> 141 km
 - Autobahnen: A61 Bedburg - Kerpen, A4 Düren - Aachen, A44 Aachen - Aachen Brand
 - gewählte Standorte (unter Berücksichtigung 50 km Aufteilung): AK Aachen (O) 5103/5651 -> LKW-DTV 15479

A4 AK Aachen (O) 5103/5651

aktuell					2030				
Tägliche Ladevorgänge in NRW					Tägliche Ladevorgänge in NRW				
Standortverteilung 50km	BEV Anteil				Standortverteilung 50km	BEV Anteil			
LV-off	25%	50%	75%	100%	LV-off	25%	50%	75%	100%
10%	2157	4313	6470	8626	10%	2760	5521	8281	11042
15%	3235	6470	9704	12939	15%	4141	8281	12422	16562
20%	4313	8626	12939	17252	20%	5521	11042	16562	22083
25%	5391	10783	16174	21565	25%	6901	13802	20703	27604
50%	10783	21565	32348	43131	50%	13802	27604	41406	55208
100%	21565	43131	64696	86262	100%	27604	55208	82812	110415

Ladevorgänge am Standort					Ladevorgänge am Standort				
Standortverteilung 50km	BEV Anteil				Standortverteilung 50km	BEV Anteil			
LV-off	25%	50%	75%	100%	LV-off	25%	50%	75%	100%
10%	87	175	262	350	10%	143	286	429	572
15%	131	262	393	525	15%	214	429	643	858
20%	175	350	525	699	20%	286	572	858	1144
25%	219	437	656	874	25%	357	715	1072	1428
50%	437	874	1311	1748	50%	715	1430	2145	2860
100%	874	1748	2623	3497	100%	1430	2860	4290	5720

Anzahl Ladepunkte (c) für 1 min Wartezeit bei Peak-Ankunftsrate (Tool)					Anzahl Ladepunkte (c) für 1 min Wartezeit bei Peak-Ankunftsrate (Tool)				
Standortverteilung 50km	BEV Anteil				Standortverteilung 50km	BEV Anteil			
LV-off	25%	50%	75%	100%	LV-off	25%	50%	75%	100%
10%	7	11	16	19	10%	10	17	23	29
15%	9	16	22	27	15%	13	23	34	43
20%	11	20	27	36	20%	17	29	43	56
25%	13	23	34	44	25%	19	37	53	69
50%	23	44	64	83	50%	37	69	102	134
100%	4	83	123	#	100%	69	134	#	#

Anzahl Ladepunkte (c) für 1 min Wartezeit bei Ø Ankunftsrate (Tool)					Anzahl Ladepunkte (c) für 1 min Wartezeit bei Ø Ankunftsrate (Tool)				
Standortverteilung 50km	BEV Anteil				Standortverteilung 50km	BEV Anteil			
LV-off	25%	50%	75%	100%	LV-off	25%	50%	75%	100%
10%	6	8	12	15	10%	8	12	17	22
15%	8	12	17	21	15%	10	17	24	31
20%	9	15	21	26	20%	12	22	31	41
25%	10	17	25	32	25%	15	27	38	50
50%	17	32	46	60	50%	27	50	72	95
100%	32	60	87	115	100%	50	95	140	#

Benötigte Peakleistung [kW]					Benötigte Peakleistung [kW]				
Standortverteilung 50km	BEV Anteil				Standortverteilung 50km	BEV Anteil			
LV-off	25%	50%	75%	100%	LV-off	25%	50%	75%	100%
10%	1225	1925	2800	3325	10%	5000	8500	11500	14500
15%	1575	2800	3850	4725	15%	6500	11500	17000	21500
20%	1925	3500	4725	6300	20%	8500	14500	21500	28000
25%	2275	4025	5950	7700	25%	9500	18500	26500	34500
50%	4025	7700	11200	14525	50%	18500	34500	51000	67000
100%	700	14525	21525	#WERT!	100%	34500	67000	#WERT!	#WERT!

Benötigte Ø Leistung [kW]					Benötigte Ø Leistung [kW]				
Standortverteilung 50km	BEV Anteil				Standortverteilung 50km	BEV Anteil			
LV-off	25%	50%	75%	100%	LV-off	25%	50%	75%	100%
10%	1050	1400	2100	2625	10%	4000	6000	8500	11000
15%	1400	2100	2975	3675	15%	5000	8500	12000	15500
20%	1575	2625	3675	4550	20%	6000	11000	15500	20500
25%	1750	2975	4375	5600	25%	7500	13500	19000	25000
50%	2975	5600	8050	10500	50%	13500	25000	36000	47500
100%	5600	10500	15225	20125	100%	25000	47500	70000	#WERT!

Abbildung 6-6 Benötigte Ladevorgänge, Ladepunkte und Ladeleistung (eigene Darstellung)

Wie in Abbildung 6-6 ersichtlich, sind die benötigten Ladepunkte und die entsprechenden Ladeleistungen stark vom Anteil der batterieelektrischen Fahrzeuge sowie vom Anteil der öffentlichen Ladevorgänge abhängig. Insbesondere steigen die Ladeleistungen im Szenario 2030 rapide an, was jedoch in erster Linie auf die Tatsache zurückzuführen ist, dass eine Ladeleistung von 500 Kilowatt angenommen wird. Letztlich geben diese Modelle einen Überblick über die erforderlichen Leistungen an bestimmten Standorten an einem bestimmten Tag nach verschiedenen Szenarien und liefern somit geeignete Prognosen für die Zukunft.

Da der Ladevorgang von Elektrofahrzeugen länger dauert als die Betankung konventioneller Fahrzeuge und daher weniger flexibel ist, müssen die Ladevorgänge gut gesteuert werden. Daher können Ladevorgänge sowohl während des Be- und Entladens am Zielort als auch während der gesetzlich vorgeschriebenen Pausen auf Autobahnraststätten stattfinden. Um die Ankunft von E-LKW an einem Ladepark zu regeln, ist die permanente Bereitstellung und der Austausch von Informationen zwischen der Logistikbranche und den CPOs entscheidend. Mit einer integrierten Plattform, die nahezu in Echtzeit Daten über die Auslastung eines Ladeparks liefert, können Logistikdisponenten kurzfristig entscheiden, wo geladen werden soll. Mit einem direkten Zugriff auf das Routenplanungssystem haben die Disponenten die Möglichkeit, flexibel auf Störungen oder Abweichungen zu reagieren. Diese können aufgrund einer sehr volatilen Energieversorgung von Energiebezirken mit regenerativen Energien und damit auch Preisschwankungen resultieren.

Um zu jeder Zeit einen freien Ladepunkt für einen ankommenden LKW zu gewährleisten, muss die Plattform einen Reservierungsprozess beinhalten. Eine Anwendung des Reservierungsprozesses bezieht sich auf die Tourenplanung, die in der Regel einen Tag im Voraus erfolgt. Mit der Bestätigung einer Tour erhält der CPO eines entsprechenden Ladeparks gleichzeitig eine Benachrichtigung und kann einen freien Slot und die benötigte Ladekapazität für die Aufladung zu einer bestimmten Zeit bereitstellen. Eine weitere Anwendung für die Reservierung eines Ladepunktes, könnte eine kurzfristige Reservierung sein, die ebenfalls durch den Dispatcher vorgenommen wird. Für beide Anwendungen muss der Dispatcher einen Zeitraum für die Ankunft angeben. Der reservierte Ladepunkt wird im Voraus gesperrt, um einen freien Slot in diesem Zeitraum zu garantieren. Schließlich kann die Sperrung des Ladepunktes durch einen Sicherheitscode aufgehoben werden, der an die reservierende Person gesendet wird.

Wie bereits erwähnt, wird davon ausgegangen, dass die günstigste Ladezeit für LKW-Fahrer auf einer Rundfahrt 45 Minuten betragen sollte, was den gesetzlichen Pausenzeiten entspricht. Bei einer Ladezeit von 45 Minuten während einer Rundfahrt kann die Reichweite eines E-LKWs bei 175 Kilowatt Ladeleistung um bis zu 30 Prozent erhöht werden, während bei noch höheren Ladeleistungen eine nahezu hundertprozentige Aufladung der Batterie möglich sein sollte. Letztlich dient die Plattform mit ihrem Reservierungsprozess als Bindeglied zwischen der Logistikbranche als Kunde und dem Ladepark und seinem CPO. Darüber hinaus beinhaltet sie, neben anderen Funktionalitäten, prognostizierte Preisberechnungen für Energiedistrikte mit Ladeparks. Das im Projekt ‚iP4MoVE‘ dargestellte Ladenetz soll sich von anderen Ladenetzen vor allem dadurch unterscheiden, dass es der Logistikbranche geeignete Lademöglichkeiten zur Verfügung stellt, um den Einsatz von E-LKW zu beschleunigen. Das Ladenetz soll in erster Linie Logistik-LKW auf regelmäßigen Rundfahrten bedienen, kann aber in Zukunft auf andere logistische Anwendungen oder sogar den Individualverkehr ausgeweitet werden. Daher wird die Komplexität dieser Ladeparks weiter zunehmen, wenn die Verbreitung der Elektromobilität weiter vorangetrieben werden soll.

Mithilfe der identifizierten Ladestandorte und des jeweiligen Ladebedarfs sowie der Realisierung eines Reservierungsprozesses wurden die zentralen Voraussetzungen

für eine nachhaltige Routenplanung in einem Verkehrsmanagementsystem geschaffen. Die Bereitstellung von entsprechenden Informationen über die Verfügbarkeit von Ladestationen, den Preis und die jeweilige Ladeleistung muss 24 Stunden im Voraus erfolgen. Die zu entwickelnde Plattform wird die Energiedistrikte mit der zugehörigen Infrastruktur bei diesem Prognoseprozess unterstützen.

7 Arbeitspaket 4: Energie

7.1 Ziele und Vorgehensweise des Arbeitspakets

AP 4 behandelt das Thema „Quartiersbildung – Konzeptionierung und Entwicklung von Quartieren“ aus Sicht des Sektors Energie. Inhaltlich war insbesondere die Betrachtung der spezifischen Anforderungen und Herausforderungen aus der Logistik, gepaart mit dem Quartiersansatz, zu entwickeln. Kernbestandteil des APs 4 bildete die umfangreiche Entwicklung eines Simulationsmodells zur energetischen Auslegung des Quartiers. Basierend auf den Ergebnissen aus AP2 und AP3 wurde die Thematik der Energiequartiere intensiv innerhalb dieses Arbeitsp untersucht.

Folgende Zielsetzungen wurden innerhalb des APs verfolgt:

- Analyse zum Forschungs- und Erkenntnisstand über die Bildung und Koordination von Quartierskraftwerken und der Sektorenkopplung
- Ermittlung geeigneter Zonen zur Bildung lokaler Energiequartiere und beispielhafte Umsetzung
- Einbeziehung der Anforderungen von Logistikdienstleistern an optimale Ladepunktinfrastruktur
- Konzept für die Erhöhung der Autonomie der Quartiere durch Kopplung von elektrischer Energie mit dem Mobilitätssektor
- Quartiersspeicherauslegung unter besonderer Berücksichtigung der Technologie, Wirtschaftlichkeit, Leistungsfähigkeit sowie des Alterungsverhaltens
- Entwicklung eines umfangreichen Simulationsmodells zur energetischen Auslegung des Quartiers
- Identifikation von notwendigem Signalaustausch von Quartierspeicher und Ladeinfrastruktur im Quartier zur Fahrplanoptimierung des Fahrzeugs

Das allgemeine Vorgehen des Arbeitspakets wurde in drei Hauptaktivitäten unterteilt: Annahmen und Anforderungen, Quartiersbildung und resultierende relevante Maßnahmen. Zunächst wurden die Anforderungen an die lokalen Energiequartiere identifiziert. Dabei führte das Konsortium verschiedene Analysen durch und diskutierte Ansätze zum energieorientierten Wissensmanagement in Quartieren sowie relevante Technologien im Zusammenhang mit dem Thema Ladeinfrastruktur/Elektromobilität. Die Begriffe „Quartier“ und „Lokales Energiequartier“ wurden definiert. Zudem wurden die Anforderungen aus der Logistikbranche an das Quartier gestellt. Eine besondere Rolle wurde dabei dem E-LKW und der Ladeinfrastruktur gewidmet.

Des Weiteren erfolgten die beispielhafte Bildung lokaler Energiequartiere sowie die Beschreibung der spezifischen Herausforderungen und Verbesserungspotenziale. Neben der Entwicklung eines Simulationsmodells und Konzepts für die Erhöhung der Autonomie der Quartiere durch Kopplung von elektrischer Energie mit dem Mobilitäts- und Logistiksektor wurde auch das Thema der Quartiersspeicherauslegung adressiert.

7.2 Annahmen über und Anforderungen an lokale Energiequartiere

Im AP 4 werden alle für das Energiesystem im Quartier relevanten Technologien betrachtet und einbezogen. Grundsätzlich werden diese in die drei unterschiedliche Kategorien *Energieproduzenten*, *Energieverbraucher* und *Energiespeicher* eingeteilt. Relevante Energieproduzenten sind in diesem Zusammenhang:

- Photovoltaik-Anlagen
- Windrad-Anlagen

Relevante Verbraucher:

- Grundverbrauch (durch Produktion oder Haushalte)
- Ladeinfrastruktur

Relevante Energiespeicher:

- Stationäre Batterien
- Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV)

Im Energiequartier muss stets das Zusammenspiel dieser Faktoren betrachtet werden, um daraus die Auswirkungen auf bestimmte Teilsysteme, wie z. B. in diesem Fall das Teilsystem Ladeinfrastruktur, bewerten zu können.

Grundlage des Arbeitspakets bildet die Definition eines lokalen Energiequartiers, sodass resultierende Aufgaben, Zuständigkeiten und Bedürfnisse transparent formuliert sind. Auf Basis einer Literaturrecherche wurden typische Definitionen analysiert. Dabei umfasst ein Quartier folgende typische Elemente:

Ein Quartier...

- hat keine fest definierte Größe, ist aber überschaubar (ein begrenztes Gebiet in der Stadt),
- basiert auf räumlichen und kulturell-sozialen Gegebenheiten (u. a. lokaler Identität, hoher Interaktionsdichte, informellen Aktivitäten, bspw. in Vereinen),
- zeichnet sich durch eine eigenständige städtebauliche, infrastrukturelle und soziale Vielfalt aus und
- kann ebenso heterogen sein wie die Bewohnerschaft.

Diese Elemente helfen dabei, sich einer Begriffsdefinition für das Energiequartier anzunähern. Aufgrund des ausgeprägten energetischen Bezugs könnte das Stromnetz eine weitere Orientierungsmöglichkeit neben den bereits genannten räumlichen und kulturell-sozialen Strukturen bieten. Hier sind Zusammenhänge und Abhängigkeiten klar definiert und voneinander abgrenzbar. Somit gilt in diesem Ansatz ein Gebiet als ein Quartier, wenn alle Niederspannungszweige aus demselben Mittelspannungsanschluss gespeist werden. Ein Quartier kann sich auch aus mehreren Mittelspannungsanschlüssen zusammensetzen. Ein Nachteil bei diesem Ansatz ist die Abhängigkeit vom jeweiligen Netzbetreiber (s. Abbildung 7-1).

Hochspannungsebene																	
Region																	
Mittelspannungsebene																	
Quartier 1									Quartier 2								
Niederspannungsebene																	
Zweig 1			Zweig 2			Zweig 3			Zweig 1			Zweig 2			Zweig 3		
Netzanschlussebene																	
Standort 1	Standort 2	Standort 3	Standort 4	Standort 5	Standort 6	Standort 7	Standort 8	Standort 9	Standort 10	Standort 11	Standort 12	Standort 13	Standort 14	Standort 15	Standort 16	Standort 17	Standort 18

Abbildung 7-1 Quartiersdefinition im Netzmodell von der Hochspannungsebene bis zum Netzanschluss (eigene Darstellung)

Das Gesamtsystem kann auf Basis dieses Ansatzes demnach als die kumulierte Betrachtung von Einzel- bzw. Teilsystemen gesehen werden. Optimierungen finden aktuell hauptsächlich in den Teilsystemen auf Standortebene statt. So betrachtet der Betreiber eines Energiemanagementsystems (EMS) alle relevanten Energieproduzenten sowie -verbraucher und optimiert diese unter Berücksichtigung des resultierenden/benötigten Energiebezugs aus dem Netz (s. Abbildung 7-2). Flexible Verbraucher und Produzenten können bedarfsgerecht so gesteuert werden, dass eine Optimierung für das Gesamtsystem erreicht wird.

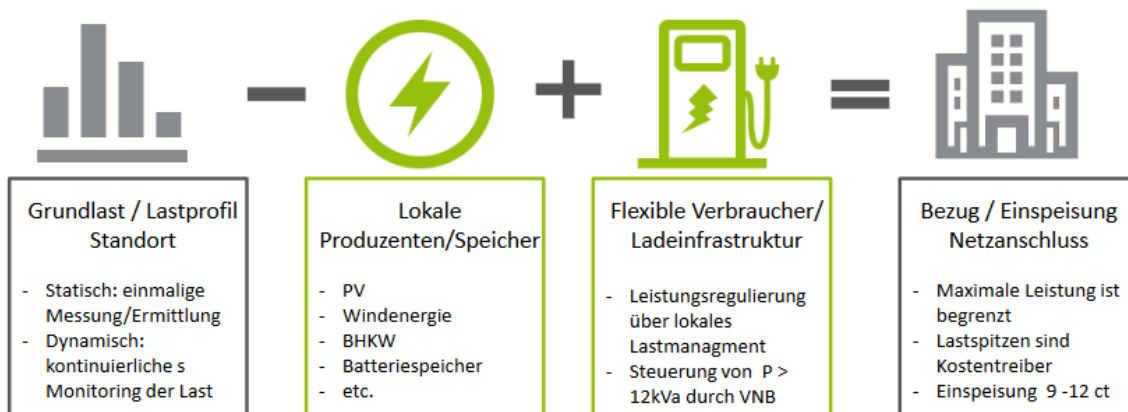


Abbildung 7-2 Berechnung der Energiebilanz eines Standorts (eigene Darstellung)

Die Ladeinfrastruktur nimmt hierbei als flexibler Verbraucher mit zum Teil hohen Spitzenlasten eine zentrale Rolle ein. Mögliche Spitzenlasten bei der Ladeinfrastruktur können hierbei unterschiedliche Ursachen haben:

- Wohnquartier:
 - Nach der Rückkehr vom Arbeitsplatz zum Wohnsitz benötigen zahlreiche BEV gleichzeitig Energie (17 – 20 Uhr)
- Unternehmensstandort:
 - Mitarbeiterfahrzeuge werden bei Ankunft am Arbeitsplatz gleichzeitig angeschlossen und beziehen am Standort Energie (7 – 10 Uhr)

- Flottenfahrzeuge werden vor Feierabend am Standort angeschlossen und beziehen am Standort gleichzeitig Energie (15 – 19 Uhr)

Solche Spitzenlasten können durch das Lademanagement des übergeordneten Energiemanagementsystems geglättet und die durch die Fahrzeuge angefragte Energiemenge über einen längeren Zeitraum verteilt werden. Darüber hinaus spielen folgende Faktoren (Anreize) eine Rolle, die in die Optimierung des Gesamtsystems einbezogen werden müssen:

Standortabhängige Faktoren (Anreize)

- Lastspitzen und Netzanschlusskosten minimieren (durch lokales LM)
- Auslastung der Ladeinfrastruktur erhöhen/optimieren
- Stromkosten minimieren

Externe Faktoren (Anreize)

- Anreize des Netzbetreibers (z. B. verringerte Netzentgelte)
- Flexible (z. B. tageszeitabhängige) Stromtarife

Die Ladeinfrastruktur nimmt in diesem Gesamtsystem eine Schlüsselrolle ein. So ist sie durch ihren flexiblen Charakter Stellschraube, um Optimierungen am Gesamtsystem vornehmen zu können. Zusätzlich bietet sie als Schnittstelle nach außen einen Marktzugang und somit die Möglichkeit, Zusatzerträge erzielen zu können. Um dieses Potenzial ausschöpfen zu können, sind sowohl ein durchdachtes Standortkonzept unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Nutzergruppen und -anforderungen als auch attraktive flexible Tarife notwendig, um zur richtigen Zeit die richtigen Signale an die Nutzer zu senden.

Damit der E-LKW eine marktfähige Alternative zum Diesel-LKW ist, müssen für die Logistik zusätzliche Anforderungen an die Ladeinfrastruktur erfüllt sein. Diese Anforderungen lassen sich in die vier Kategorien *Usability*, *Ladevorgang*, *Datenaustausch* und *Verfügbarkeit* untergliedern und wurden in AP 2 bereits vorgestellt und beschrieben.

7.3 Quartierbildung und -beschreibung

7.3.1 Beispielhafte Quartierbildung und -beschreibung

Ein Quartier kann je nach Standort und Bebauung bzw. Zusammensetzung unterschiedliche Charakteristika aufweisen. Grundsätzlich können hierbei zwei unterschiedlichen Typen betrachtet werden: Wohnquartier und Industrie-/Gewerbegebiete. Existieren beiden Typen, handelt es sich um ein Mischquartier. Industrie- bzw. Gewerbestandorte können dabei aus vielen unterschiedlichen kleinen Standorten zusammengesetzt sein. Hier ist die Voraussetzung für eine gemeinsame energetische Betrachtung, dass sie energetisch miteinander über einen gemeinsamen Anschluss zum Netz verbunden sind.

Große Industrie- bzw. Gewerbestandorte können auch für sich stehen und ein eigenes Quartier darstellen. Voraussetzung hierfür ist, dass diese Standorte über mindestens einen eigenen Anschluss zur Mittelspannung verfügen.

Industriequartier MaxBögl in Sengenthal

Ein anschauliches Beispiel für einen solchen Industriestandort ist der Hauptsitz der Firmengruppe Max Bögl in Sengenthal. Der Standort umfasst etwa 30 Kilometer großes Mittelspannungsnetz, angeschlossen an 25 Trafostationen, und versorgt darüber den Strombedarf in Höhe von 25,5 Gigawattstunden (6,3 Megawatt Spitzenlast). Der hohe Bedarf kann in der Theorie durch lokale Erzeuger gedeckt werden. So kann über die einzelnen Komponenten Wind (9,6 Megawatt), PV (2,5 Megawatt) und BHKW-Dampfmotor (0,4 Megawatt) insgesamt eine Jahreserzeugung von 29 Gigawattstunden mit einer Erzeugungsspitze von 10,5 Megawatt erreicht werden. Schwankungen und Differenzen zwischen Energiebedarf und -erzeugung können durch Batteriespeicher mit einer Gesamtkapazität von 2,25 Megawattstunden (Spitzenleistung 2,5 Megawatt) aufgefangen werden. Ziel ist es, Lastspitzen zu vermeiden und die elektrischen Energieversorgungskosten zu senken. Für das Monitoring und die Steuerung setzt Max Bögl ein modulares und dezentrales Lastmanagementsystem ein. Neben der planerischen Seite werden für einen stabilen Netzbetrieb auch Steuerungs- und Regelmechanismen benötigt. Schwerpunkte sind hier die Netztrennung und die Resynchronisation zum übergeordneten Verbundnetz sowie zentrale und dezentrale Regelverfahren, um bei Prognoseschwankungen und unvorhergesehenen Ereignissen den Netzparallel- und den Inselnetzbetrieb zu stabilisieren.

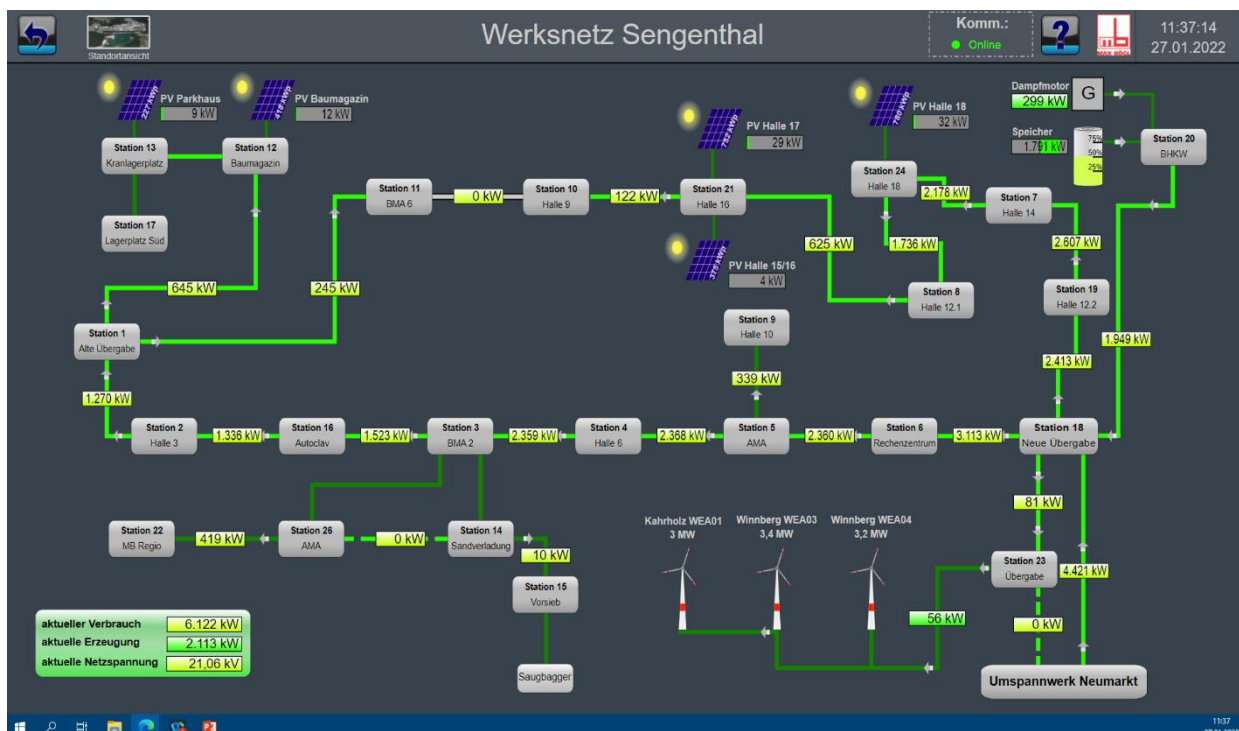


Abbildung 7-3 Industriequartier: Werksnetz Sengenthal (eigene Darstellung)

Im nächsten Schritt soll an diesem Standort das Gesamtsystem um ein Intelligentes Ladeinfrastrukturkonzept erweitert werden, welches die am Standort zur Verfügung

stehenden Ressourcen effizient nutzt und darüber hinaus im Bedarfsfall zusätzliche Flexibilität (via Lastmanagement & bidirektionales Laden) zur Verfügung stellt.

Wohnquartiere setzen sich in der Regel durch eine Vielzahl an Wohneinheiten zusammen. Damit diese gebündelt als ein Quartier betrachtet werden können, müssen sie auch energetisch miteinander vernetzt werden, d. h., auf Nieder- oder Mittelspannungsebene miteinander verbunden sein. Diese Voraussetzung ist bei Neubaugebieten erfüllt, weswegen wir uns beim Typ Wohnquartier auf die Betrachtung solcher Standorte konzentriert haben.

Wohnquartier der Süwag in Kelsterbach

Ein Beispiel für ein energetisch verknüpftes Energiequartier ist das Quartierkraftwerk Kelsterbach. Das Quartier wurde auf einem 13,5 Hektar großen ehemaligen Industriegelände errichtet, mit dem Ziel, ein energieautarkes Wohnquartier zu realisieren. Es umfasst insgesamt 180 Reihenhäuser unterschiedlicher Größe (1/3 der Fläche sowie ein Misch- und Gewerbegebiet mit Einzelhandel und Gastronomie). Entscheidend für die Versorgung des Quartiers mit Wärme und Strom sind eine Energiezentrale, welche ein BHKW (50 kW_{el} / 81 kW_{th}) und einen Heizkessel (895 kW) umfasst, sowie eine Technikzentrale mit Wärmespeicher (2x2000 Liter) und Stromspeicher (134 kWh). In das Gesamtsystem sind sowohl eine lokale PV-Anlage als auch eine Windkraftanlage (2 km Entfernung) integriert. Die Batteriekapazität soll durch die Integration von E-Mobilität als Stromspeicher erweitert werden. Dieses Potenzial wurde im Projekt untersucht (siehe Abbildung 7-4).

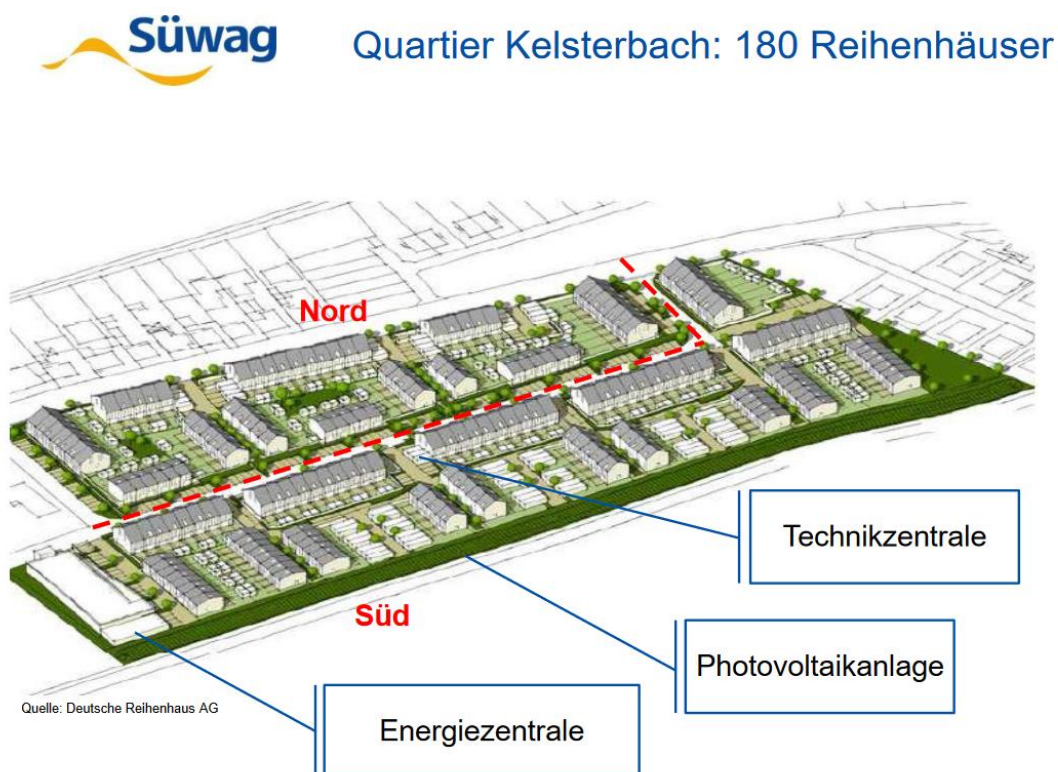


Abbildung 7-4 Wohnquartier Kelsterbach mit integrierter Energie- und Technikzentrale (eigene Darstellung)

7.3.2 Auslegung des Energiequartiers

Die Beurteilung der energetischen Bilanz des Quartiers (EEG-Erzeugung Strom, Eigenverbrauch Strom der Haushalte, Stromspeicherung zum Ausgleich von Bilanzungleichgewichten, Wärmeanforderung der Haushalte und deren Abdeckung über ein BHKW, die damit verbundene indirekte Stromerzeugung des BHKW sowie die Ladeanforderungen der E-LKW) ist eine komplexe, hochdynamische Aufgabe, welche sich mit einer statischen Berechnungsformel nicht ermitteln lässt. Eine Untersuchung im realen Umfeld konnte aufgrund der nicht verfügbaren Infrastruktur eines passenden Quartiers, mit in lokaler Nähe installierten Ladesäulen und einer Beanspruchung dieser durch E-LKW, ebenfalls nicht durchgeführt werden.

Um diese Problematik zu lösen, wurde daher ein simulativer Ansatz gewählt, welcher bei entsprechender Implementierung des Simulationsframeworks auch alle Freiheitsgrade in der Gestaltung des Quartiers und seiner energetischen Parameter eröffnet. Als geeignete Simulationsmethode wurde die Technik *Discrete Event Simulation* (DES) gewählt, welche in diskreten Zeitschritten arbeitet und die Ergebnisse des jeweils nächsten Simulationszeitpunktes ausgehend von dem vorhergehenden unter Berücksichtigung der für diesen Zeitpunkt geltenden Einflussgrößen und Randbedingungen berechnet.

7.3.3 Batteriesystemauslegung für Quartierspeicher

Energiespeichersysteme (ESS) sind eine Kernkomponente für den Übergang zu einem klimaneutralen Energiesystem. In Kombination mit anderen Maßnahmen (z. B. Netzausbau, Lastmanagement und Erhöhung der Energieeffizienz), welche die Flexibilität des Stromnetzes erhöhen, können ESS einen wesentlichen Beitrag zur zunehmenden Integration erneuerbarer Energiequellen leisten.

Gleichermaßen erfordert das im Rahmen dieses Forschungsvorhabens verfolgte Ziel der Bereitstellung von Ladeenergie aus lokalen erneuerbaren Quellen ein Energiespeichersystem, welches die Fluktuationen in der Erzeugung puffert und den elektrifizierten Logistikfahrzeugen bedarfsgerecht zur Verfügung stellt. Für die Auslegung dieses, im Folgenden als „Quartierspeicher“ (engl. *Community Energy Storage System*; kurz CESS), bezeichneten Energiespeichersystems wurde im Rahmen dieses Forschungsvorhabens eine Studie der verfügbaren Speichertechnologien durchgeführt. Ziel dieser Studie war es, einen vollständigen Überblick sowie ein Verständnis des derzeitigen Stands der Technik für stationär einsetzbare Speichertechnologien zu erhalten. Diese lassen sich grundsätzlich nach der Form der im System gespeicherten Energie und damit nach ihrem Funktionsprinzip in elektrische, mechanische und elektrochemische Speicher unterteilen, wie in Abbildung 7-5 dargestellt.

		grad %							
Bleisäure	GEL	81	2C	60-80	1110	15	170	0.15	5
	AGM	81	2C	50-80	800	10	120	0.15	5
Lithium-Ionen	NMC	92.5	2C	90-100	2800	13.6	150	0.05	4
	LFP	95.5	2C	90-100	2650	13.6	130	0.05	4
	LTO	96.5	10C	90-100	20000	17	713	0.04	4
Redox-Flow	VRB	72.2	C/4	100	10000	13.7	217	0.02	3
Wasserstoff	H2	50	-	83	-	20	300	-	3
Nickel-Metallhydrid	NiMH	65	1C	90	1000	2-5	200	0.20	5
Natrium-Akkumulatoren	NaNiCl	85	C/6	100	3376.5	16.9	262	0.08	2
	NaS	81.4	C/6	100	5614.1	18.8	247	0.04	4

Neben den eigentlichen Werten besitzt die obige Tabelle 7-1 eine Farbkodierung, welche indikativ für die Eignung des jeweiligen Wertes im Hinblick auf die Anwendung als Quartierspeicher ist. Hierbei indiziert ein grüner Hintergrund eine besonders positive bzw. orange eine eher nachteilige Ausprägung der jeweiligen Eigenschaft. Die Kostenspalten sind mit der kalendarischen und der zyklischen Lebensdauer skaliert. Die technologische Reife beschreibt auf einer Skala von 1 bis 5, wie ausgereift die jeweilige Speichertechnologie ist bzw. ob in Zukunft noch weitere Verbesserungen zu erwarten sind.

Bei der detaillierten Betrachtung der einzelnen Ausprägungen ist für die Wasserstoff-Technologie hervorzuheben, dass der energetische Wirkungsgrad der geringste unter allen hier betrachteten Speichertechnologien ist und nur etwa 50 Prozent der Energie nutzbar sind. Weiterhin ist für Bleisäurebatterien hervorzuheben, dass der nutzbare DoD deutlich limitiert und zudem die zyklische Lebensdauer nur sehr gering ist, was sich wiederum negativ in den Kosten pro Zyklus niederschlägt. Demgegenüber weisen Lithium-Ionen- sowie Redox-Flow-Batterien keine direkten Ausschlusskriterien im Hinblick auf die Anwendung in Quartierspeichern auf. Redox-Flow-Batterien zeichnen sich durch ihre lange Lebensdauer sowie ihre geringen Kosten pro Zyklus aus. Zudem weisen sie ein hohes Maß an Sicherheit auf, insbesondere im Falle eines Kurzschlusses, da hier einerseits die freigesetzte Energie begrenzt ist und außerdem ein extremer Temperaturanstieg aufgrund der hohen Wärmekapazität des wasserbasierten Elektrolyten vermieden wird (Whitehead et al. 2017). Allerdings kann die niedrige maximale C-Rate eine Herausforderung darstellen, wenn es darum geht, die Anforderungen an das Leistungsverhalten des Energiesystems im Quartier zu erfüllen.

Lithium-Ionen-Batterien bieten hervorragende technische Eigenschaften bei moderaten Kosten. Abgesehen davon verringert die hohe Energie- und Leistungsdichte von Lithium-Ionen-Batterien die Größe des Speichersystems und ermöglicht eine höhere Flexibilität bei der Standortwahl. Gepaart mit dem geringen Wartungsaufwand sind Lithium-Ionen-Batterien deutlich wettbewerbsfähiger gegenüber anderen Technologien wie Redox-Flow- oder Hochtemperaturbatterien auf Natrium-Basis. Im Gegensatz zu mobilen Anwendungen (z. B. Hybrid- und Elektrofahrzeuge) werden stationäre Energiespeichersysteme überwiegend in klimatisierten Innenräumen installiert, um extreme Temperaturschwankungen der Lithiumbatterien zu vermeiden und somit die Betriebssicherheit des Systems zu erhöhen.

Die beiden besten Technologien (Lithium-Ionen und Redox-Flow) in den beiden jeweils gebräuchlichsten Materialzusammensetzungen (Nickel-Mangan-Kobalt (NMC), Lithium-Eisen-Phosphat (LFP), Vanadium, Zinkbromid (ZnBr)) werden zusammen mit drei vorgegebenen Energieerzeugungsarten (Photovoltaik (PV), Windkraft (WP), Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)) in ein Erzeugerpreismodell integriert, das zur Berechnung der Stromgestehungskosten (engl. *levelized costs of electricity*; kurz LCOE) entwickelt wurde, wobei die Kosten pro Stromeinheit ermittelt werden. Hierbei wird mit dem Wort "Strom" sowohl der eingespeiste Strom für Energiespeichersysteme als auch der erzeugte Strom für Energieerzeugungssysteme bezeichnet. Die LCOE werden berechnet als:

Formel 7-1 LCOE

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

= Summe der Kosten über die Lebensdauer / Summe der erzeugten elektrischen Energie über die Lebensdauer

mit I_t : Investitionskosten im Jahr t , M_t : Betriebs- und Wartungskosten im Jahr t , E_t : Erzeugte elektrische Energie im Jahr t , r : Kalkulationszinsfuß, n : Erwartete Lebensdauer des Systems.

Zusätzlich wurde ein Preismodell für die Energieerzeugung und -speichertechnologien ermittelt und abgeleitet (s. Tabelle 7-2)

Tabelle 7-2 Preismodell von Energieerzeugung und -speicher-Technologien

Generelle Parameter	
Kreditlaufzeit in Jahren	10
Kalkulationszinsfuß/-zinsatz	3.00 %
Komponenten-Parameter	

	PV	Windkraft	BHKW	Batterie			
				NMC	LFP	Vanadium	ZnBr
Elektr. Nennleistung in kW	500	600	280	1000	1000	1000	1000
Therm. Nennleistung in kW	-	-	420	-	-	-	-
Elektr. Nennenergie in kWh	-	-	-	10000	10000	10000	10000
Therm. Nennenergie in kWh	-	-	2788.8	-	-	-	-
Depth of Discharge (DoD)	-	-	-	0.9	0.9	1	1
Spez. Anschaffungskosten in €/kW	1420	666.67	4000	71.568	71.568	965.16	71.568
Spez. Anschaffungskosten in €/kWh	-	-	-	271.236	370.104	214.368	556.836
Spez. jährliche Betriebskosten in €/kW/a	42	41.67	313.2558571	77.724528	109.70148	231.55	401.5557
Anschaffungskosten in €	710,000.00	400,000.00	1,120,000.00	3,085,301.33	4,183,834.67	3,108,840.00	5,639,928.00
Betriebskosten in €/a	21,000.00	25,000.00	87,711.64	77,724.53	109,701.48	231,553.73	401,555.70
Gestehungskosten (LCOE - levelized costs of electricity)							
	PV	Windkraft	BHKW	Batterie			
				NMC	LFP	Vanadium	ZnBr
Statisch in €/kWh	7.95	2.30	14.24	101.11	136.48	142.98	253.79
Dynamisch in €/kWh	9.78	2.68	17.33	113.16	152.77	155.09	275.74

Wie in Tabelle 7-2 dargestellt, umfasst das verwendete Preismodell die Kosten für die Investition, die Integration sowie den Betrieb und die Wartung des Systems, wobei die Erstellung auf der Grundlage des IRENA-Cost-of-Service-Tools und anderer gesammelter Informationen erfolgt (s. *International Renewable Energy Agency (IRENA)*; Kost et al. 2021; Fraunhofer IWES; Svoboda 2013, S. 34; Krannich Media 2022; Viessmann AG 2019). Das Modell berücksichtigt die Kosten, die Nennleistung und die Gesamtenergiemenge sowie den gewählten Kalkulationszinsfuß und berechnet auf dieser Basis die Stromgestehungskosten innerhalb der Projektlaufzeit als Quotient aus Gesamt-

kosten und Gesamtenergiemenge. Der Unterschied zwischen statischen und dynamischen Stromgestehungskosten besteht darin, dass bei den dynamischen Stromgestehungskosten der Abzinsungsfaktor mitberücksichtigt wird.

Die Ergebnisse zeigen, dass Lithium-Ionen-Batterien gegenüber Redox-Flow-Batterien einen Preisvorteil haben, wenn man die Gesamtstrommenge bzw. die Stromgestehungskosten in Euro/Kilowattstunde betrachtet. Zusammenfassend stellt die Lithium-Ionen-Batterietechnologie derzeit die beste Wahl für die Anwendung im Quartierspeicher dar.

Im Allgemeinen ermöglicht das Preismodell eine schnelle Analyse der ungefähren jährlichen Kosten der Stromerzeugung und -speicherung in der Anwendung als Quartierspeicher. Es ermöglicht dem Benutzer, einige der potenziell kosteneffizienteren Optionen und ihre Leistung in der spezifischen Anwendung zu ermitteln. Für jede Technologie werden die spezifischen Anschaffungs- und Betriebskosten sowie die Nennleistung zusammen mit den jährlichen Betriebsstunden berücksichtigt, um die Stromgestehungskosten zu berechnen. Letztere werden in der Simulation weiterverwendet.

Optimierung des Energiespeichersystems

Zur Maximierung der Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems ist eine Systemoptimierung notwendig. Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens wurde eine Optimierungsumgebung entwickelt und entworfen, um die optimale Größe des Batteriespeichers und die optimale Betriebsstrategie zu ermitteln, die zu den niedrigsten Energiekosten auf Basis einer Total-Cost-of-Ownership-Berechnung führt. Die Optimierungsumgebung wurde in Matlab implementiert. Diese Optimierung dient als Input für die spätere Energiesimulation (vgl. AP5).

Zielsetzung der Optimierung

Abbildung 7-6 zeigt die entwickelte Optimierungsumgebung. Diese besteht aus zwei Hauptteilen: Die von der Energieversorgung und der Nachfrageseite generierten Informationen werden als „Energiesignal“ zunächst dem Batteriemodell zugeführt. Das Batteriemodell gibt zuerst eine Rückmeldung darüber, ob die Lade- und Entladeanforderungen erfüllt werden können oder nicht und anschließend eine Indikation hinsichtlich eines notwendigen Austauschs der Batterie, wenn sie das End-of-Life-Kriterium (EoL) erreicht. Diese beiden Informationen werden als Input für das Optimierungsmodell verwendet, das auf der rechten Seite von Abbildung 7-6 Struktur der Kostenoptimierung dargestellt ist.

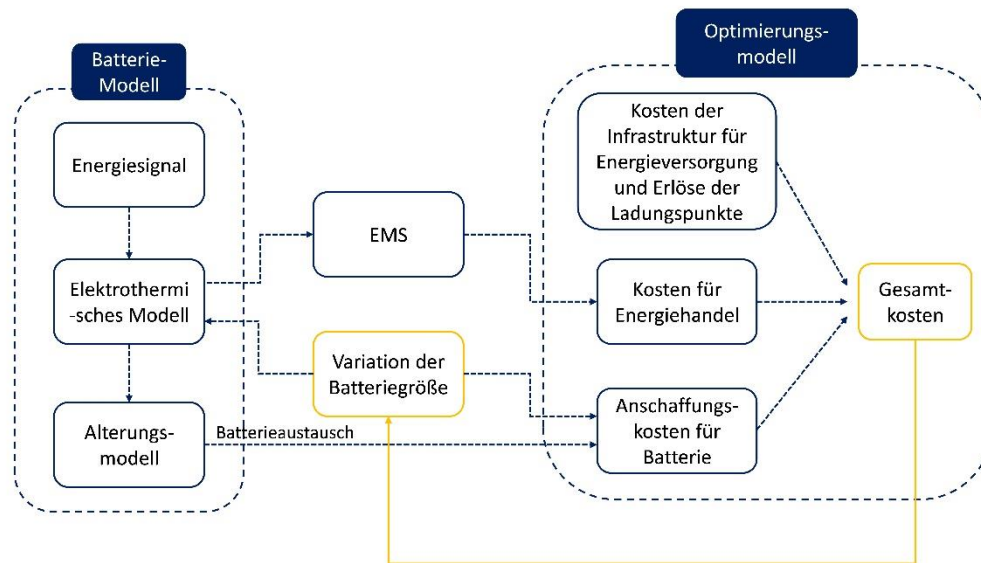


Abbildung 7-6 Struktur der Kostenoptimierung (eigene Darstellung)

Die Kosten des Systems werden unter Berücksichtigung von drei Elementen berechnet:

1. Dem Nettoanteil, der sich aus den Kosten für die Energieerzeugungsinfrastruktur abzüglich der Einnahmen aus den Ladepunkten ergibt (diese Kosten sind konstant über ein gesamtes Szenario);
2. Den Kosten für den Energiehandel zwischen dem System und dem Strommarkt;
3. Den Kosten für die Batterieinvestition einschließlich der Kosten für den Batterieaustausch (wenn das EOL-Kriterium erreicht ist).

Das Ziel der Optimierungsumgebung ist die Minimierung der beschriebenen Kosten (s. Formel 7-2):

Formel 7-2 Gleichung zur Kostenminimierung von Batteriespeichersystemen

$$\min\{Kosten_{fix} + p_{grid} \cdot c_{markt} \cdot \Delta t + n \cdot E_{Batterie} \cdot LCOE_{Batterie}\}$$

Folgende Faktoren werden dabei in der Optimierung berücksichtigt:

- $Kosten_{fix}$: Nettokosten
- p_{grid} : mit dem Strommarkt ausgetauschten Leistung,
- c_{markt} : Strompreis am Spotmarkt
- Δt : Simulationsschrittdauer
- n : Gesamtzahl an Batteriezellen inkl. aller Wechsel
- $E_{Batterie}$: Größe der Batteriezelle

Als zusätzlich wichtiger Faktor muss die Lebensdauer der Batterie betrachtet werden, da im Laufe der Lebensphase der Batterie sowohl die Batteriekapazität als auch die mögliche Lade- bzw. Entladeleistung der Batterie abnehmen können. Deshalb wurden das Batterieverhalten und die Batteriealterung gesondert betrachtet.

Modellierung des thermoelektrischen Batterieverhaltens sowie Batteriealterung

Alterungsbedingt können sowohl die verfügbare Batteriekapazität als auch die maximal mögliche Lade- bzw. Entladeleistung der Batterie über die Lebensdauer abnehmen. Daher ist in der Optimierungsumgebung ein Batteriemodell erforderlich, welches ein realistisches Batterieverhalten über die gesamte Lebensdauer abbildet, um auf dieser Basis die Strommenge zu berechnen, die mit dem Netz gehandelt werden muss. Um den Einfluss der Batteriealterung bei der Wahl der optimalen Batteriegröße zu berücksichtigen, wird außerdem ein ganzheitliches Alterungsmodell (Schmalstieg et al. 2014) zur Vorhersage der Batteriealterung verwendet. Da die Kosten des Batteriespeichersystems einen großen Einfluss auf die Gesamtkosten des gesamten Energiesystems haben, ist es von entscheidender Bedeutung, dass das Energiespeichersystem unter optimalen Bedingungen betrieben wird. Dies stellt eine geringere Alterungsrate sicher und minimiert die hohen Mehrkosten für die Substitution. Die beiden implementierten Batteriemodelle und ihr Zusammenspiel sind in Abbildung 7-7 dargestellt. Die beiden Modelle werden hierbei alternierend ausgeführt. Das elektrothermische Modell erzeugt auf Basis eines Lastprofils (Leistung oder Strom) sowie eines Umgebungstemperaturverlaufs die entsprechenden Signale, einschließlich Batteriestrom, Ladezustand (SoC), Spannung und Temperatur, die dann als Eingaben für das Alterungsmodell verwendet werden. Das Alterungsmodell berechnet den Alterungszustand (d. h. Kapazitätsverlust und Erhöhung des Batterieinnenwiderstands) und gibt diese aktualisierten Daten an das elektrothermische Modell zurück.

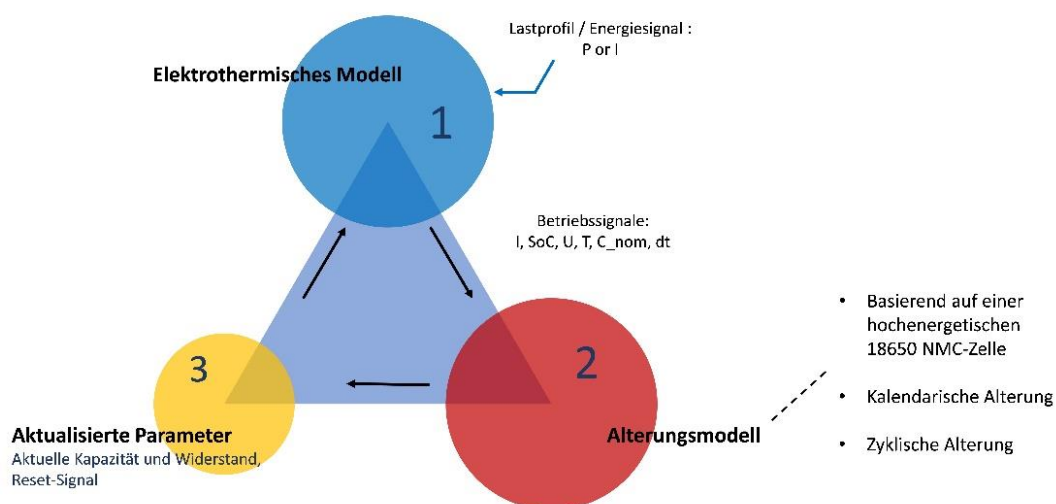


Abbildung 7-7 Grafische Darstellung des ganzheitlichen Modells (eigene Darstellung)

Wie in Abbildung 7-7 dargestellt, werden verschiedene Faktoren für die Simulation der Batteriealterung berücksichtigt. Diese Faktoren sind (s. Käbitz et al. 2013; Ecker et al. 2012):

- Temperatur, durchschnittlicher SoC und Zeitdauer für die **kalendarische Alterung**

- Zyklustiefe oder Entladetiefe (DoD), durchschnittliches Spannungsniveau und Ladedurchsatz für die **zyklische Alterung**

Die Gesamalterung ergibt sich, wie in Formel 7-3 dargestellt, aus der Überlagerung der Beiträge der kalendarischen und der zyklischen Alterung gemäß Gleichungen (1) und (2), wobei die Zeit t in Tagen und der Ladungsdurchsatz Q in Amperestunden angegeben sind und α und β den kalendarischen bzw. zyklischen Alterungsfaktor darstellen.

Formel 7-3 Formel zur Gesamalterung

$$C = 1 - \alpha_{cap}(T, SoC) \cdot t^{0.75} - \beta_{cap}(DoD, SoC_{avg}) \cdot \sqrt{Q} \quad (1)$$

$$R = 1 + \alpha_{res}(T, SoC) \cdot t^{0.75} + \beta_{res}(DoD, SoC_{avg}) \cdot Q \quad (2)$$

Optimierungsergebnisse

Abbildung 7-8 zeigt das Simulationsergebnis für ein Batteriespeichersystem mit 1 000 Kilowattstunden über einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren. Das simulierte Szenario spiegelt ein Energiequartier mit insgesamt drei Quellen für die Stromerzeugung wider: PV, WP und KWK. Die Nennleistung jeder Quelle beträgt 500 Kilowatt, 600 Kilowatt bzw. 280 Kilowatt. Die erzeugte Energie wird zur Versorgung von Ladepunkten sowie für die Deckung des Stromverbrauchs in den Haushalten verwendet. Bei einem Leistungsüberschuss oder -mangel im System reagiert das Batteriespeichersystem zunächst durch Aufladen bzw. Entladen des Batteriespeichers. Wenn die Batterie vollständig geladen bzw. entladen ist und den Stromüberschuss bzw. -bedarf nicht mehr aufnehmen bzw. decken kann, führt das System Transaktionen für den Stromverkauf bzw. -zukauf durch.

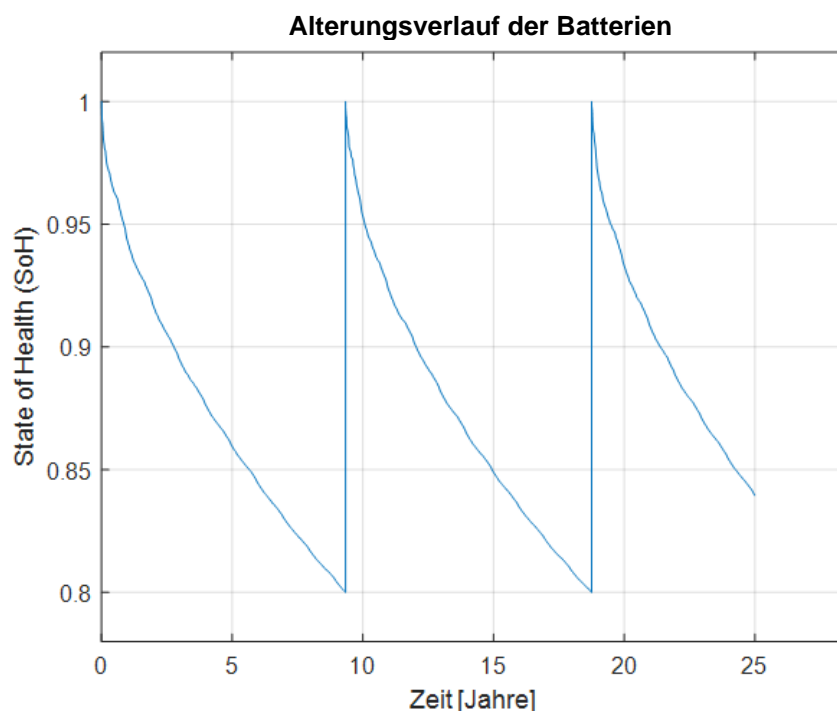


Abbildung 7-8 Übersicht des Alterungsverlaufs und des Batteriewechsels innerhalb von 25 Jahren Simulation (eigene Darstellung)

Bei Berücksichtigung der Leistungsverläufe der einzelnen Erzeuger und Verbraucher leistet die Batterie etwa 150 äquivalente Vollzyklen pro Jahr. Unter Berücksichtigung eines EOL-Kriteriums von 80 Prozent verbleibender Kapazität sind zwei Ersetzungen im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren erforderlich. Da die Leistungsanforderungen für stationäre Batteriespeichersysteme nicht so kritisch sind wie für andere Anwendungen, z. B. in Elektrofahrzeugen, könnte das EoL-Szenario auf ein niedrigeres SoH-Niveau (z. B. 70 Prozent) angepasst werden. In diesem Fall wäre nur eine Substitution innerhalb von 25 Jahren notwendig.

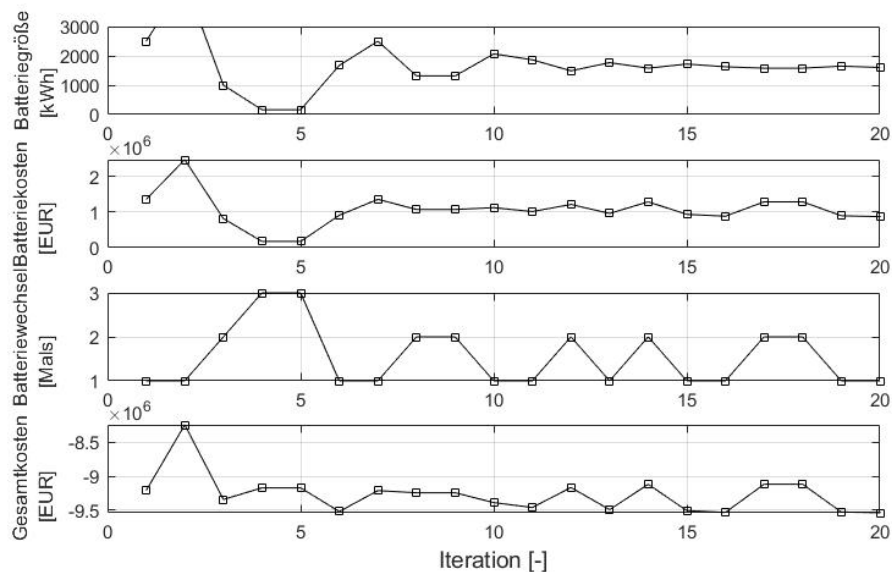


Abbildung 7-9 Prozess und Ergebnisse der Optimierung (eigene Darstellung)

Der Optimierungsprozess und die Ergebnisse sind in Abbildung 7-9 dargestellt. Es ist einerseits die für jede Iteration gewählte Batteriegröße sowie andererseits die sich daraus ergebenden Größen (Kosten für Batteriekauf inkl. Ersetzungen, Anzahl an Batterieersetzungen sowie Gesamtkosten des Systems über 25 Jahre) dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die kostenoptimale Batteriegröße gegen einen Wert von etwa 1600 Kilowattstunden konvergiert. Die Gesamtkosten werden als negativer Wert angezeigt, was bedeutet, dass das System tatsächlich einen Gewinn erwirtschaftet.

Sensitivitätsanalyse

Das Ziel der Sensitivitätsanalyse besteht darin, anhand des Energiesimulationsmodells die Schlüsselvariablen zu ermitteln, die die optimale Größe des Batteriespeichersystems beeinflussen. Abbildung 7-10 zeigt ein Beispiel für diese Analyse, die sich darauf bezieht, wie die angenommene Alterungsrate der Batteriezellen die Dimensionierung des Batteriesystems beeinflussen kann. Der auf der x-Achse aufgetragene "Alterungskoeffizient" beschreibt die gegenüber der Standardalterungsrate veränderte Alterungsrate der Batteriezellen. Bei dieser Analyse wird berücksichtigt, dass das hier verwendete Modell nur für sehr kleine, handelsübliche zylindrische 18650er-Zellen gilt, während die in gängigen stationären Batteriesystemen verwendeten Zellen größer

sind und normalerweise eine höhere Zyklenfestigkeit aufweisen. Mittels einer entsprechenden Anpassung dieses Alterungskoeffizienten ist eine Modellierung der Alterung auch für größere Zellen möglich.

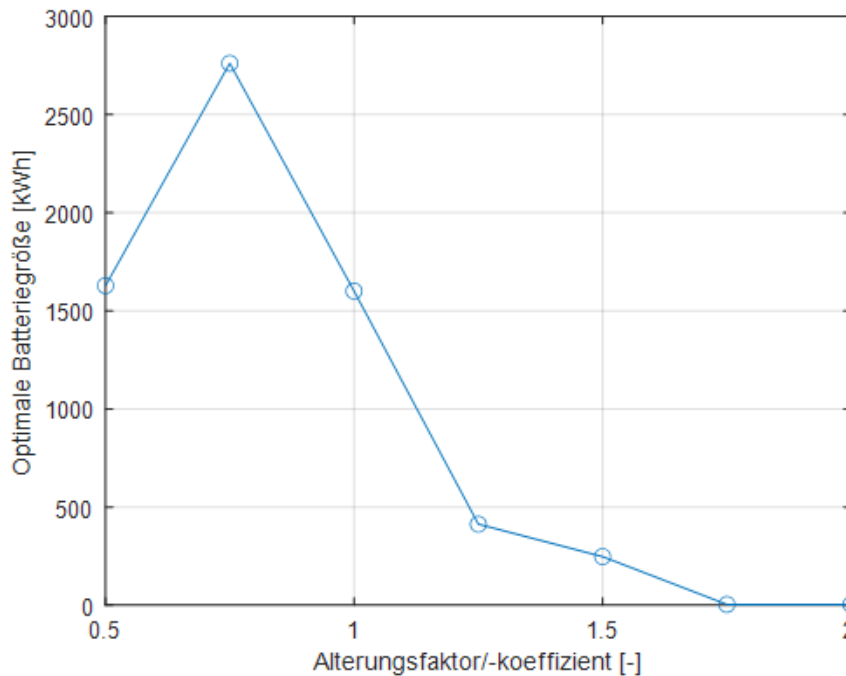


Abbildung 7-10 Einfluss der Batteriealterungsrate auf die optimale Batteriegröße (eigene Darstellung)

Die Sensitivitätsanalyse zeigt ein Maximum bei der optimalen Batteriegröße, wenn die Alterungsrate der Batterie, zu 75 % der Standardalterungsrate angenommen wird: In diesem Fall wird das System tendenziell größere Batterien verwenden, was bedeutet, dass jede einzelne Batterie weniger belastet wird, was ihre Alterung weiter verlangsamt und die Anzahl der notwendigen Batteriewechsel verringert. Wenn der Batteriealterungskoeffizient als 0,5 angenommen wird, ergibt sich wiederum eine deutlich geringere optimale Batteriegröße, was dazu führt, dass das Batteriesystem trotz der geringeren relativen Alterung häufiger ausgetauscht werden muss.

Bei Annahme einer Alterungsrate größer als 1, was einem gegenüber der Standardalterung schnelleren Altern entspricht, kann auch eine größere Batteriekapazität nicht zu weniger Austauschvorgängen führen. In diesem Fall neigt das System dazu, die Kapazität zu verringern, um die Kosten pro Austausch zu senken. Hier wird auch deutlich, dass das optimierte System ab einem Koeffizienten von 1,75 gänzlich auf ein Batteriesystem verzichtet, da die Austauschrate zu häufig ist und die Verwendung eines Batteriesystems keine wirtschaftliche Option mehr darstellt.

Dies bestätigt die Bedeutung des Alterungsverhaltens der Batterien für die wirtschaftliche Machbarkeit des Gesamtsystems. Daher ist es wichtig, einen Batterietyp mit einer langen Alterungsdauer zu wählen und eine geeignete Lade- und Entladestrategie zu verwenden, um die Alterung der Batterie zu verlangsamen.

7.3.4 Simulationsmodell für die Quartiersauslegung

7.3.4.1 Aufbau des Simulationsmodells

Um eine realistische Simulation des Quartiers zu erreichen, wurde als Grundlage das Simulationsmodell ausgearbeitet, welches alle relevanten Komponenten definiert und deren Zusammenwirken für die Simulation beschreibt. Insbesondere mussten bei der Simulation der energetischen Flüsse die verschiedenen Komponenten in einer sinnvollen Reihenfolge modelliert werden, um eine maximale Wirkung zu erzielen. In der nachfolgenden Grafik sind diese Zusammenhänge dargestellt.

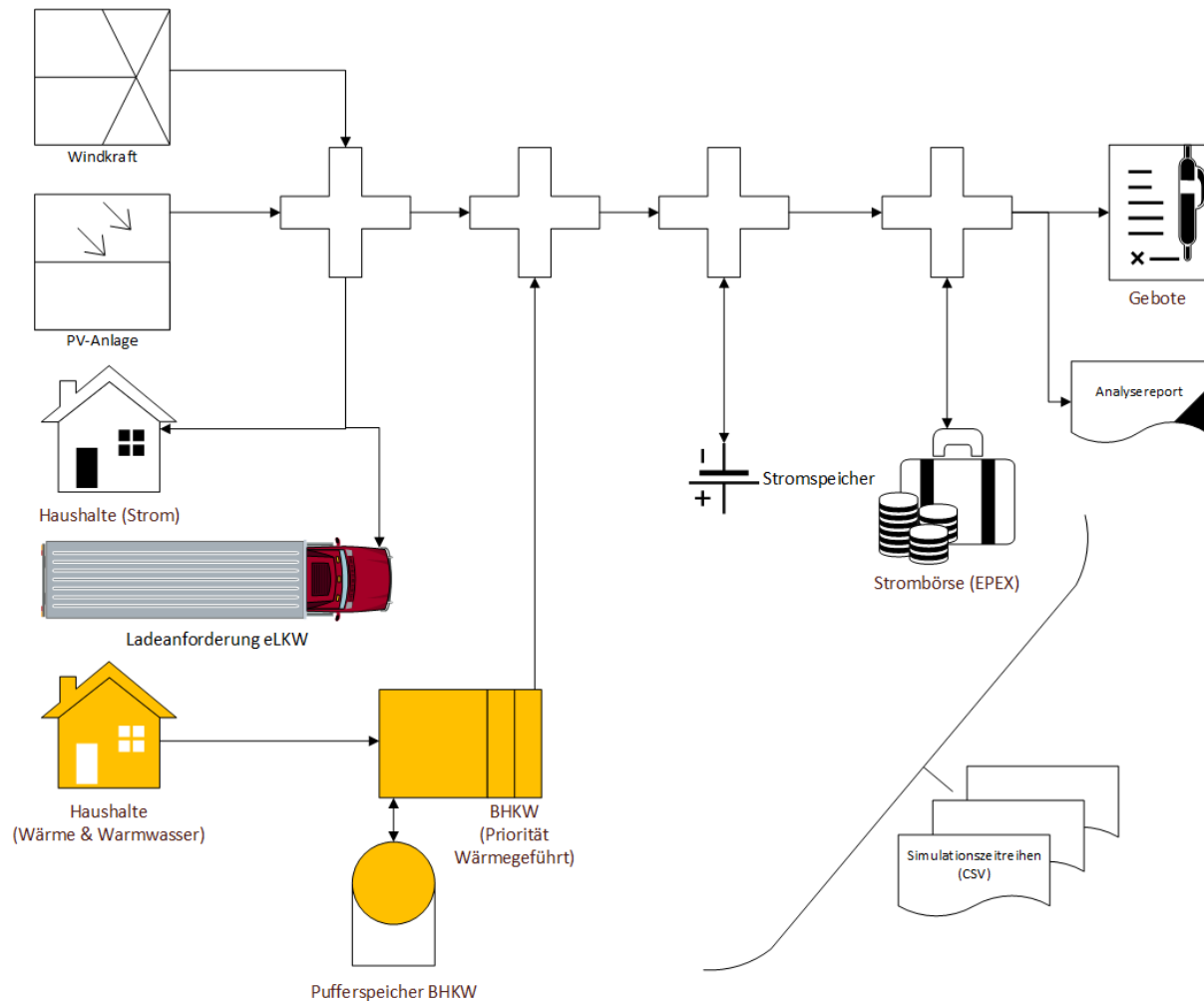


Abbildung 7-11 Aufbau Simulationsmodell (eigene Darstellung)

7.3.4.2 Ausgewähltes Simulationsverfahren

Um die Simulation möglichst detailliert durchzuführen, aber den benötigten Rechenaufwand auf das Notwendige zu begrenzen, wurde das Verfahren der *Discrete Event Simulation* (DES) gewählt. Bei zeitdiskreten Simulationsmodellen werden die Änderungen des Systemzustands nur zu bestimmten, diskreten Zeitpunkten betrachtet. Es wird also durch eine endliche Folge von Zuständen die zeitliche Entwicklung des Systems beschrieben. Die Zustände, die zeitlich zwischen den diskret verteilten Zeitpunkten der Zustandsänderung liegen, werden nicht berücksichtigt und als konstant ange-

nommen. Der Zeitpunkt der Neuberechnung, der Zustandsvariablen wird in der zeitdiskreten Simulation auf das Eintreffen eines bestimmten Ereignisses gelegt. Die zeitdiskrete Simulation bietet so die Möglichkeit, bei relativ geringem Rechenaufwand eine recht genaue Abbildung eines Systems zu schaffen. Die zeitdiskrete Simulation eignet sich besonders gut für Systeme, in denen keine stetigen Änderungen der Zustände auftreten, sondern eine eindeutige Änderung zu einem bestimmten Zeitpunkt. Ein zeitdiskretes Simulationsmodell besteht aus Systemobjekten bzw. Systemkomponenten. Diese Komponenten sind gleichfalls die Entitäten des Systems. Die Entitäten des Simulationsmodells stehen in Wechselwirkung zueinander, genau wie die Entitäten eines real existierenden Systems auch. Bei der Entwicklung des Modells kann eine Entität auch als Objekt der objektorientierten Programmierung aufgefasst werden, dessen Verhalten im Verlauf einer bestimmten Simulationszeit definiert ist. Eine Entität wird zusätzlich durch ihren Zustand und durch Transformationsregeln charakterisiert. Diese Transformationsregeln verändern den Entitätszustand während der Simulationszeit. „Eine Entität ist ein Objekt, welches in der Lage ist, sich (aktiv) in der Simulationszeit fortzubewegen“. Damit eine Zustandstransformation zu einem bestimmten Zeitpunkt stattfindet, ist es nötig, einige ausgewählte Methoden mit einem Zeitparameter zu versehen. Die in einem Simulationsmodell vergehende Zeit ist eine fiktive Modellzeit, die unabhängig von der realen Zeit und unabhängig von der Rechenzeit einer Simulation ist (Strümpel, 2003).

7.3.4.3 Komponenten des Simulationsmodells

Um ein realistisches Simulationsergebnis zu erreichen, mussten die Komponenten möglichst realitätsnah modelliert werden. Nachfolgend werden die jeweiligen Komponenten mit ihren Simulationsgrundlagen und dem zugehörigen mathematischen Simulationsmodell beschrieben.

Windenergie

Die Erzeugung von Windenergie ist direkt abhängig von der Verfügbarkeit und dem Maße der Luftbewegung. Diese schwankt sowohl saisonal als auch abhängig von den täglichen Wetterbedingungen in erheblichem Maße und kann somit über größere Zeiträume nicht verlässlich vorhergesagt werden. Es kann die Annahme getroffen werden, dass sich die historische Windenergieerzeugung über ein gesamtes Jahr in Gesamtdeutschland in gleicher Form zwar nicht wiederholen wird, aber die Gesamterzeugung, über ein Jahr bereinigt um den jährlichen Zubau, in der gleichen Größenordnung liegen wird. Damit kann eine historische Jahresertragskurve als Referenz dienen, wenn diese auf die im Simulationsmodell geplante Peak-Leistung skaliert wird. Als Basisdaten wurde eine Erhebung von *Netztransparenz* verwendet (Tennet TSO GmbH).

Wind energy production

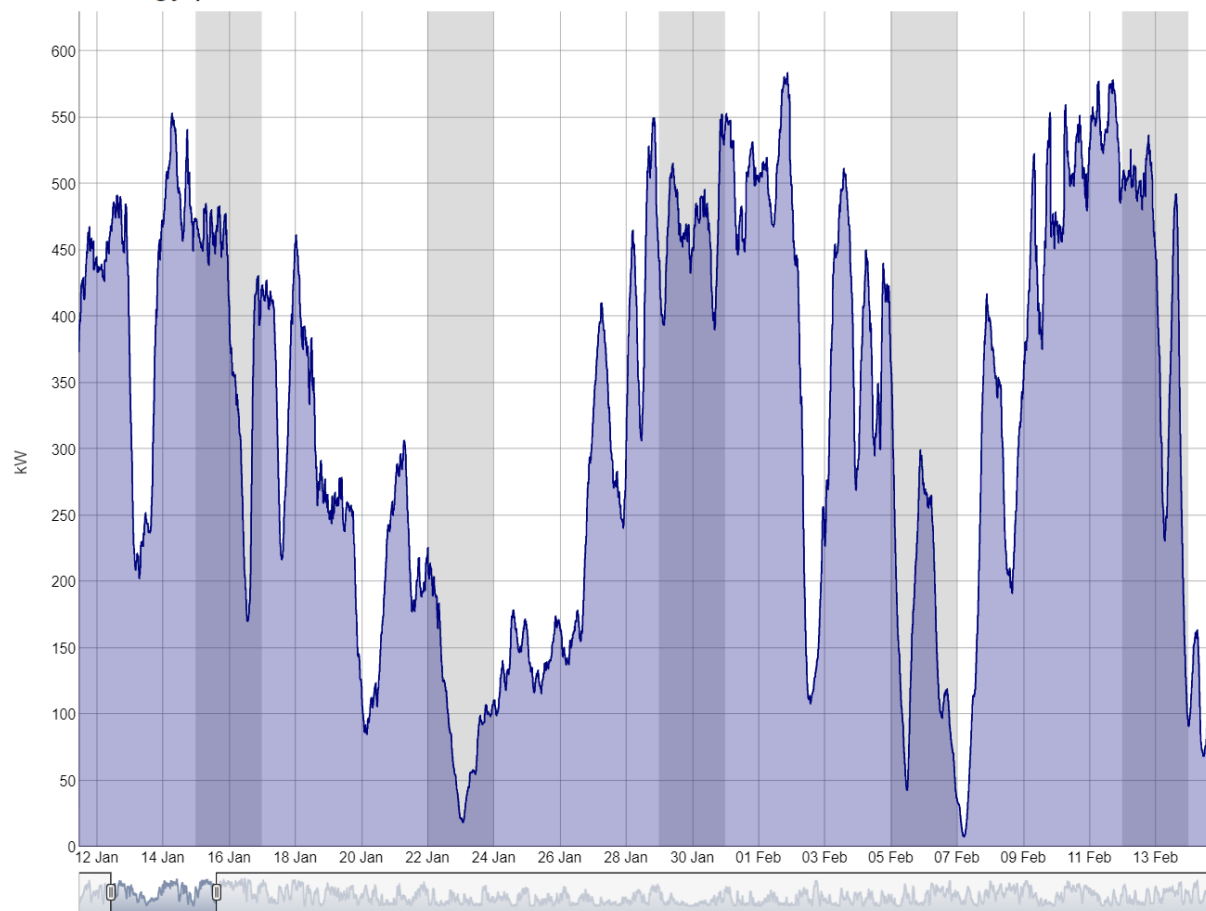


Abbildung 7-12 Skalierte Erzeugungskurve Windenergie (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)

Das Simulationsmodell der Windenergie importiert diese Kurve und erzeugt durch eine Skalierung die Simulationskurve. Alle Szenarien werden hierbei mit der gleichen Simulationskurve (Szenario 1) berechnet. Für Kostenbetrachtungen wird zusätzlich eine Kostenkurve mit ermittelten Investitionskosten und einer angenommenen Nutzungsdauer von 25 Jahren erzeugt. Im Folgenden sind die zentralen Elemente der Simulationskurve dargestellt:

```
addSzenarioValues(timeSeriesName = "windpower_real", srcUnit = "MW", dstUnit = "kW", dstScaleValue = 600, scenario = 1, costPerkWh = 2.68, initialInvest = 908944.0 / 25 * 100, timeSeriesToScaleWithInitialInvest = "windpowercosts", timeSeriesPhysical = "windpower")
```

Solarenergie

Für die Solarenergie gelten grundsätzlich die gleichen Randbedingungen und Annahmen wie für Windenergie. Es stehen aber nur die Daten in der Regelzone TenneT zur Verfügung, wodurch sich ein regionaler Bezug nicht vermeiden lässt.

Hierbei wurden ebenfalls Daten von Netztransparenz als Basis verwendet (TenneT TSO GmbH).

Solar energy production

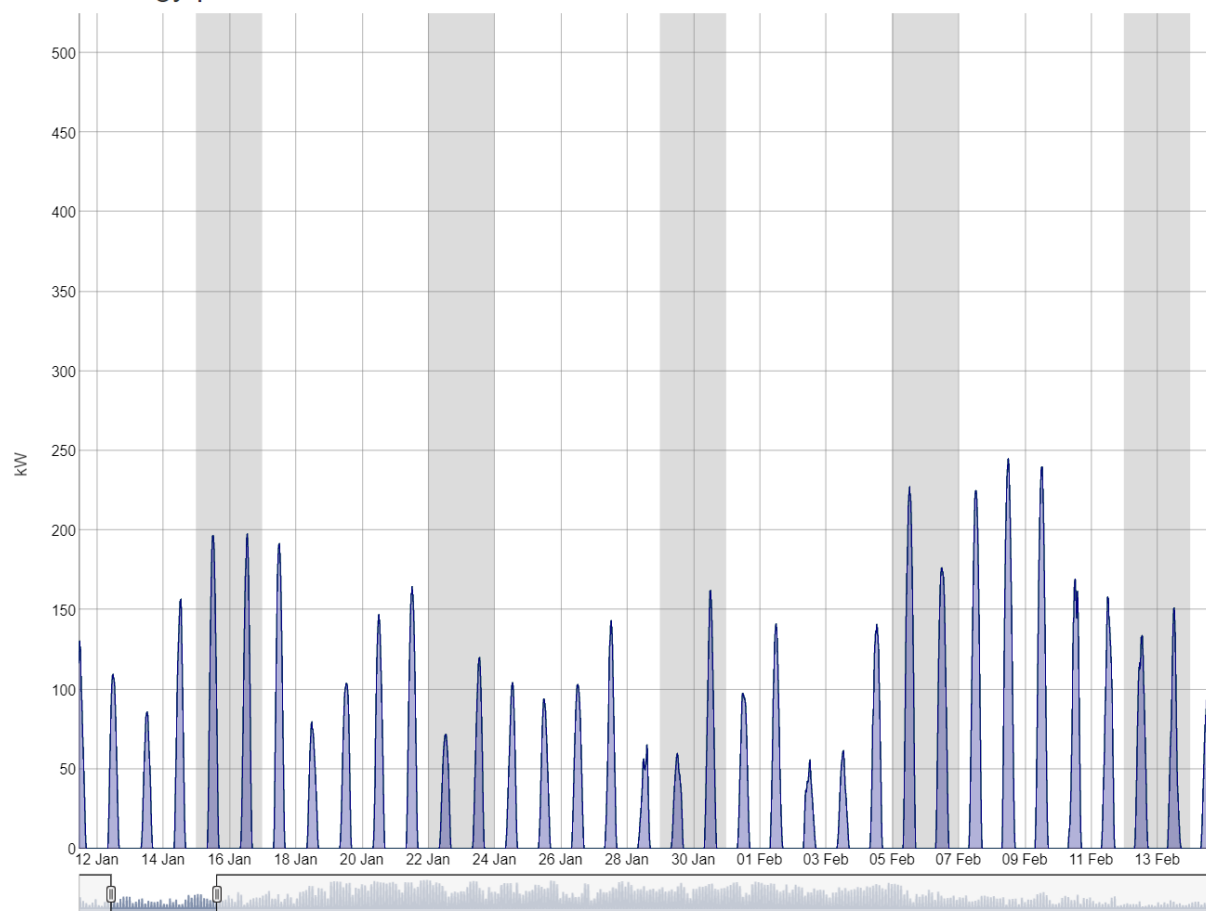


Abbildung 7-13 Skalierte Erzeugungskurve Solarenergie (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)

Diese Kurve wird ebenfalls vom Simulationsmodell geladen und nach den Vorgaben skaliert. Im Folgenden sind die zentralen Elemente der Simulationskurze dargestellt:

```
addScenarioValues(timeSeriesName = "solarpower_real", srcUnit = "MW", dstUnit = "kW", dstScaleValue = 500, scenario = 1, costPerkWh = 9.78, initialInvest = 1194132.0 / 25 * 100, timeSeriesToScaleWithInitialInvest = "solarpowercosts", timeSeriesPhysical = "solarpower")
```

BHKW

Die Erzeugung von Strom über das BHKW unterliegt aufgrund der notwendigen BHKW-Konfiguration, der technischen Randbedingungen des BHKW, der technisch vorgegebenen Kopplung und des Wirkungsgrads zwischen Wärmeherzeugung und Stromerzeugung sowie der wärmegeführten Betriebsweise in der Simulation gewissen Einschränkungen. Nachfolgend sind diese beschrieben:

- **Randbedingungen des BHKW:** Die notwendige Gesamtleistung kann nicht mit einem BHKW-Block abgedeckt werden, sodass zwei Blöcke je nach Leistungsanforderung parallel betrieben werden müssen. Ist ein Block angefahren, dann muss eine Mindestbetriebszeit von drei Stunden eingehalten werden.

- Wärmegeführte Betriebsweise: Die Wärmeanforderung der Häuser im Quartier bestimmt grundsätzlich die Erzeugung.
- Saisonal gesteuerte Wärmeverhaltung: Um eine Dimensionierung des BHKW möglichst kostengünstig auslegen zu können, wird saisonal gesteuert, das Speicherniveau des Wärmespeichers höher und niedriger geführt. Damit kann die Dimensionierung des BHKW etwas schwächer und damit kostengünstiger ausgelegt werden. Diese Steuerungsweise ist in dem nachfolgenden Bild (Abbildung 7-14) als blaue Kurve erkennbar.
- Übersteuerung der wärmegeführten Betriebsweise: Die wärmegeführte Betriebsweise wird durch Defizite in der Strombilanz übersteuert. Dabei wird die Leistungsstufe des BHKW von der Stromanforderung bestimmt. Eine Erzeugung über die aktuelle Wärmeanforderung der Häuser hinausgehend kann nur im Rahmen des angeschlossenen Wärmespeichers erfolgen. Ist die Kapazität des Wärmespeichers erschöpft, kann keine weitere Erzeugung erfolgen.

Load level of CHP storage (extreme scenarios)

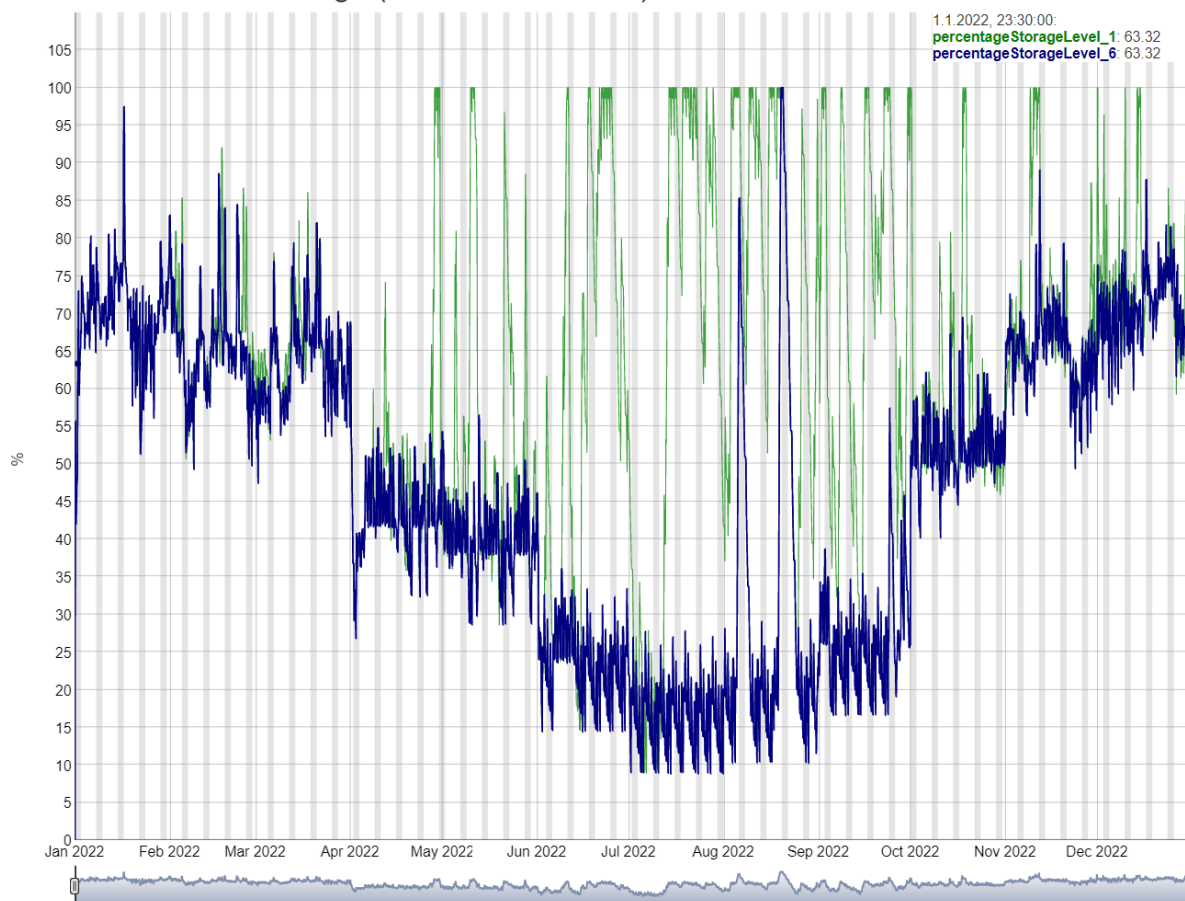


Abbildung 7-14 Ladeniveau Wärmespeicher BHKW (Simulationsjahr) (eigene Darstellung)

Die Parametrierung des BHKW im Simulationsmodell erfolgt durch die nachfolgende Konfiguration:

```
addCHP(chpName = "CHP1"  
      , nbrOfAssets = 2
```



```

, capacity = 60000
, levelsPower=c(0.0, 70.0, 105.0, 140.0)
, levelsHeating=c(0.0, 130.0, 171.0, 209.0)
, levelsEnergyinput=c(0.0, 227.0, 310.0, 384.0)
, energyConversionFactor = 1.162
, scenario = 1
, percentLoadLevel = 0
, boostPowerGeneration = FALSE
, minimalRuntime = 180
, emissionAequivalent = 0.182
, costPerkWh = 17.33
, initialInvest = 1004695.0 / 25 * 100
, useCostPerkWhAndInitialInvest = TRUE
, timeSeriesToScaleWithInitialInvest = "chppowercosts"
, timeSeriesPhysical = "chp"
, timeSeriesFlexPos = "chpflexpos"
, timeSeriesFlexNeg = "chpflexneg"
, costPerkWhFlexPos = 17.33
, costPerkWhFlexNeg = -(17.33 - 6)

```

Das BHKW wird für alle Szenarien identisch parametrisiert. Simuliert werden zwei Blöcke mit den Leistungsstufen für Strom **levelsPower** und Wärme **levelsHeating**. Zur Berechnung der CO₂-Emissionen wird ein Äquivalenzfaktor in Kilogramm pro Kilowattstunde vorgegeben. Da sich die Gesamtkosten im Betrieb wie bei den anderen Assets zum einen ebenfalls aus den Investitionskosten ergeben, aber zum anderen beim Betrieb des BHKW zusätzlich Kosten für Gas angesetzt werden müssen, gehen in die Kostenkalkulation beide Kostenbestandteile ein. Um die Übersteuerung der wärmegeführten Betriebsweise (Flexibilität) ebenfalls adäquat mit Kosten zu berücksichtigen, werden bei zusätzlicher Energieerzeugung (positive Flexibilität) die gleichen Kosten (= Gaskosten) angesetzt wie bei der normalen Energieerzeugung, bei Abschaltvorgängen (negative Flexibilität) kalkulatorische Kosten unterhalb des Gaspreises.

Nachfolgend ist die resultierende Stromerzeugung des BHKW dargestellt. Die in Leistungsstufen geführte Betriebsweise ist hier deutlich zu sehen.

energy production of chp

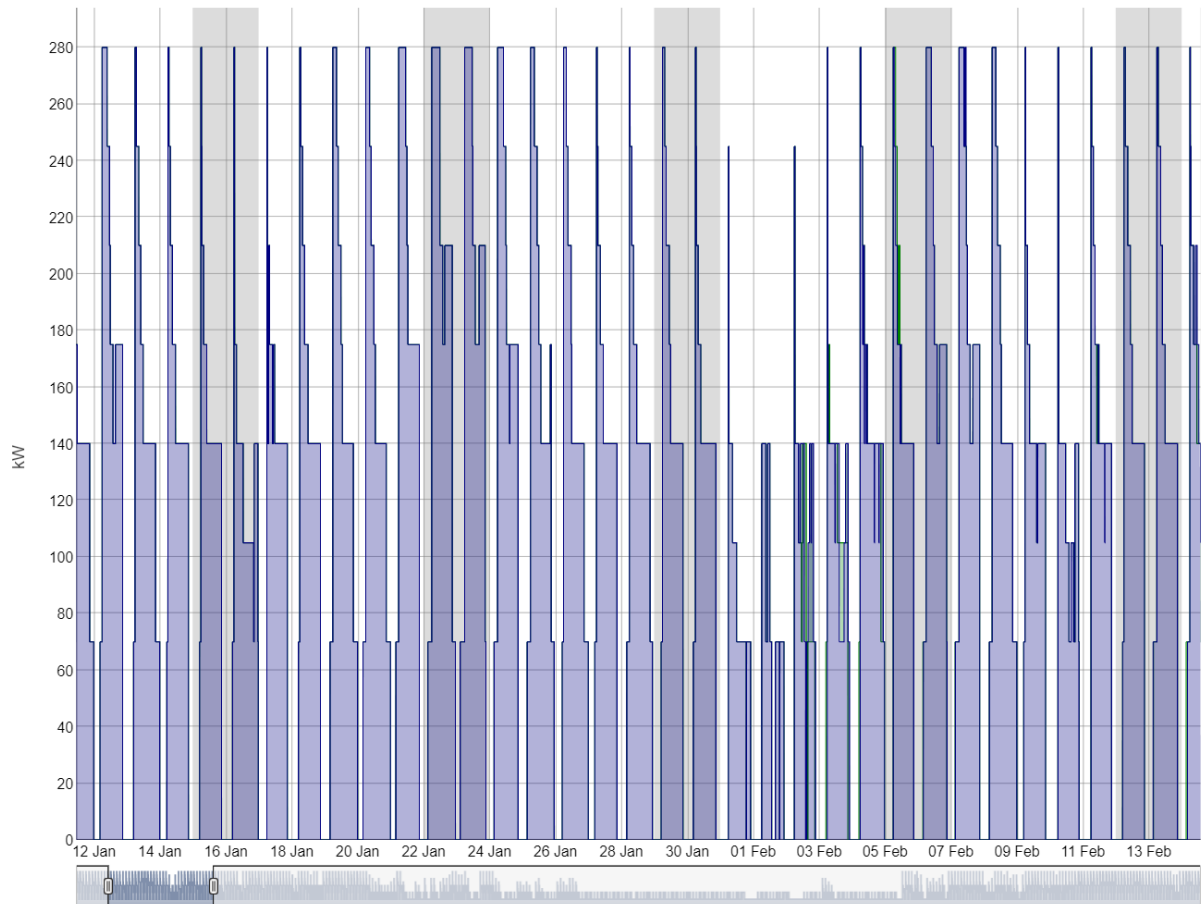


Abbildung 7-15 Stufengeführte Betriebsweise des BHKW (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)

Dabei wird die Mindestlaufzeit von drei Stunden der beiden Blöcke durch geschickte Kombination der Fahrweise eingehalten. Nachfolgend ist eine Betriebssequenz dargestellt, die die beiden Blöcke wechselweise einsetzt.

energy production of chp

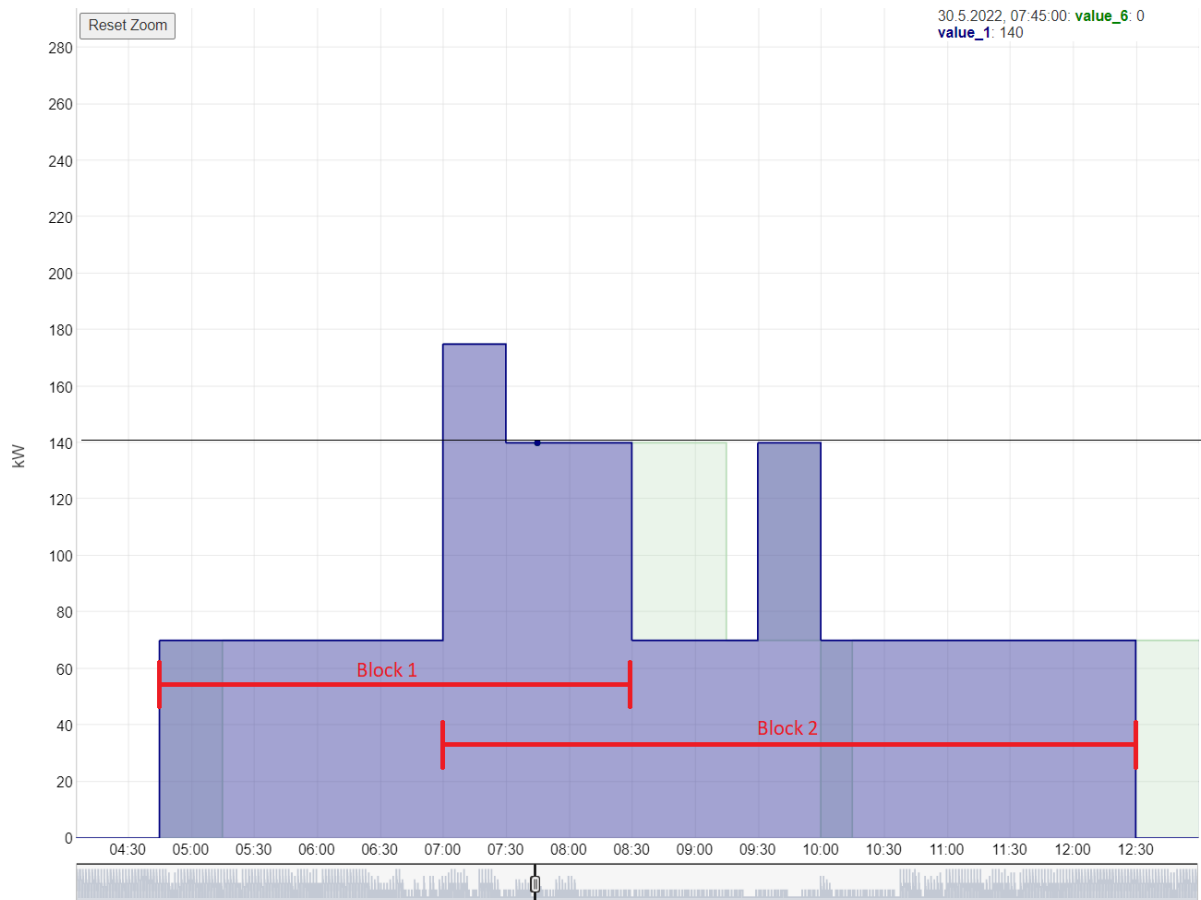


Abbildung 7-16 Blockweiser Betrieb BHKW mit Mindestlaufzeit (eigene Darstellung)

Haushalte (Wärme und Warmwasser)

Der Wärmebedarf von Haushalten lässt sich sehr gut über Gradtagszahlen abschätzen u. a. von FairEnergie veröffentlicht werden (FairEnergie).

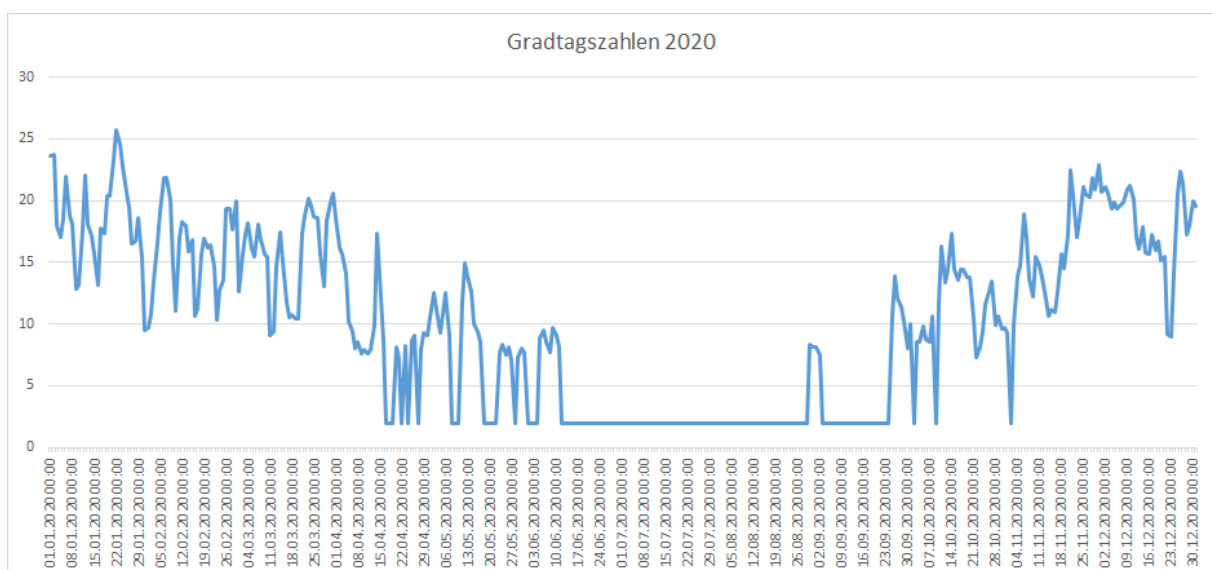


Abbildung 7-17 Gradtagszahlen 2020 (eigene Darstellung)

Mit Kenntnis des Jahresenergieverbrauchs eines modernen Niedrigenergiehauses kann auf diese Weise die benötigte Tagesenergie inklusive Warmwasserversorgung berechnet werden, indem die Gradtagszahlenkurve auf die Jahresenergie skaliert wird.

Um aus der Tagesenergie eine zeitaufgelöste Energieleistung zu bekommen, muss im nächsten Schritt eine zusätzliche Skalierung der Tagesenergie mit einem Tagesprofil erfolgen. Diese Tagesprofile können z. B. durch Mediatum bezogen werden (s. Mühlbacher 2007, o. S.). Nachfolgend ist die relevante Grafik dargestellt:

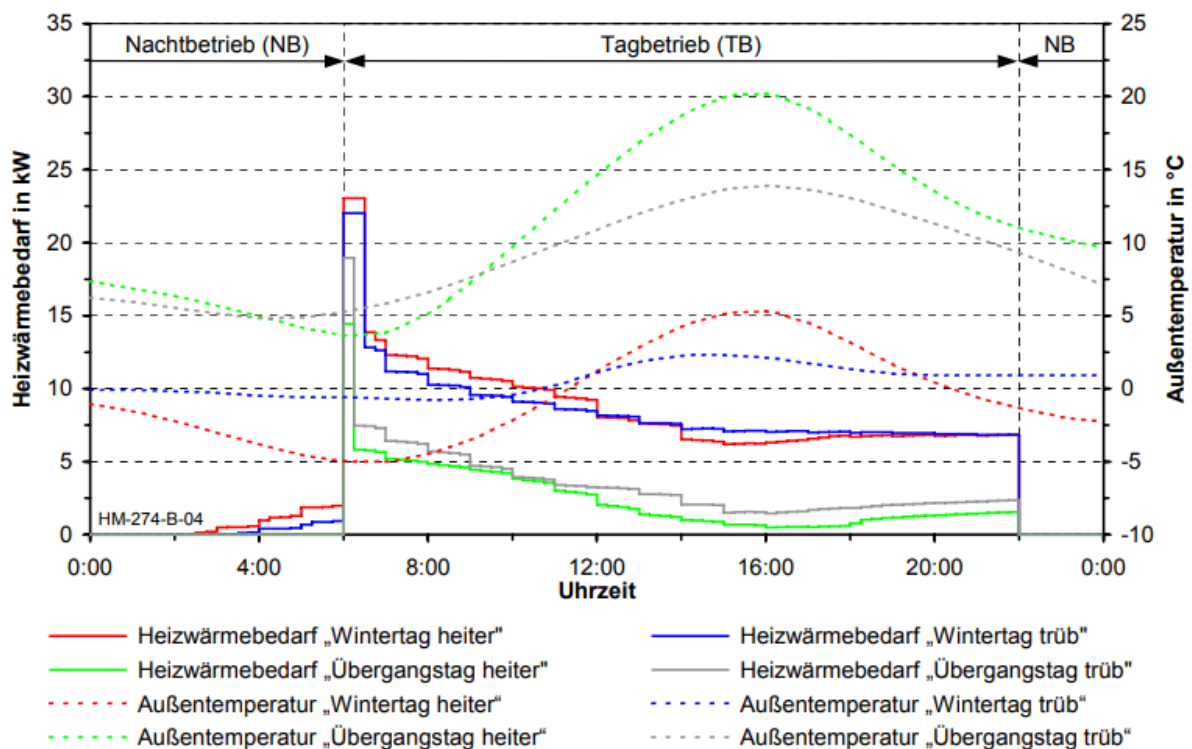


Abbildung 7-18 Tagesprofile Heizwärmebedarf (eigene Darstellung)

Die resultierende Heizbedarfskurve durch untertägige Skalierung und zusätzliche Skalierung auf die Anzahl der Häuser im Quartier ist nachfolgend dargestellt. Die Skalierung verändert die ursprüngliche Tagesenergie nicht, sodass auch die Jahresenergie unverändert bleibt.

Die Parametrierung des Heizwärmebedarfs im Simulationsmodell erfolgt durch die nachfolgende Konfiguration:

```
addScenarioValues(timeSeriesName = "gradtag", srcUnit = "kW", dstUnit = "kW",
scenario = 1, dstScaleValue = 100 * 9000, dstFactor = 1, scaleYearlyEnergy =
TRUE, dstScalePower = FALSE)
```

Der Heizwärmebedarf wird für alle Szenarien identisch parametrierung.

Household heating energy consumption

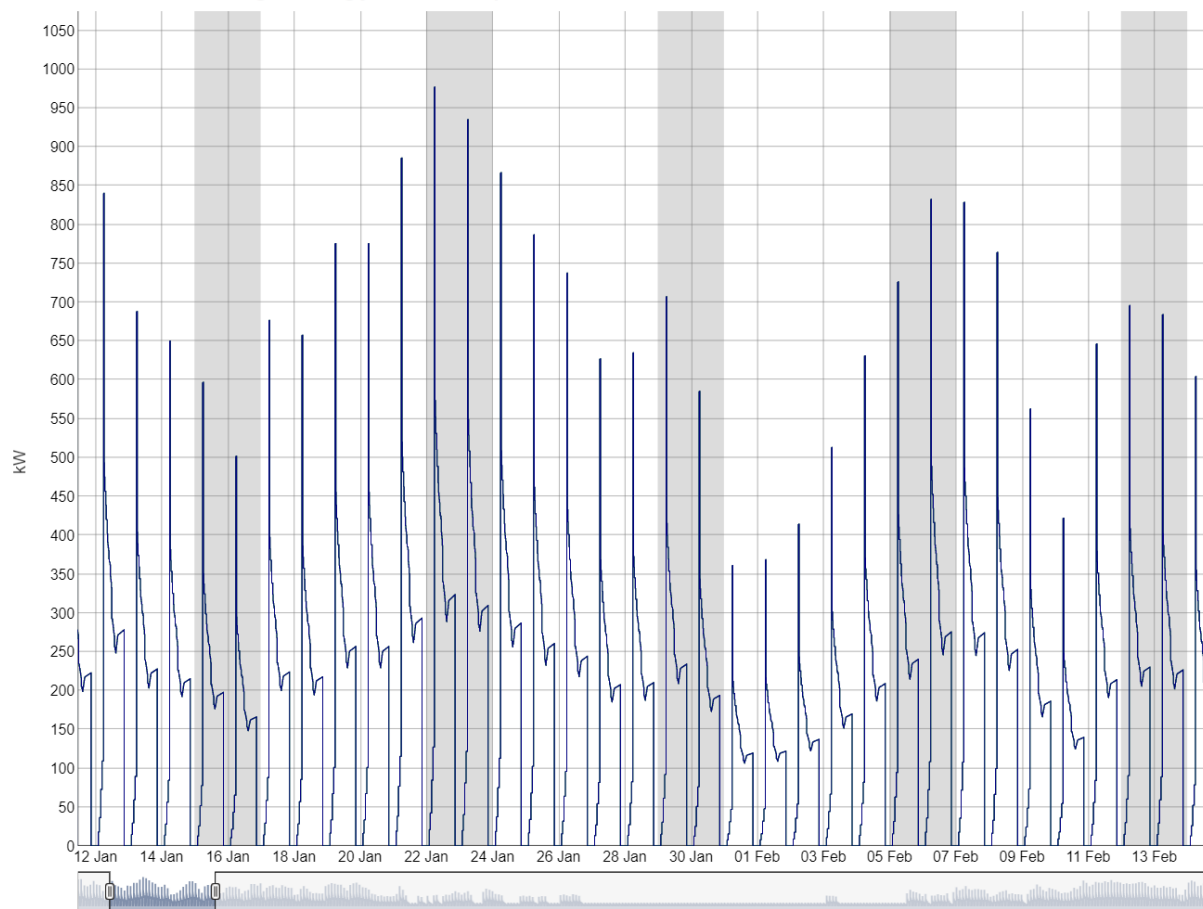


Abbildung 7-19 Haushaltswärmebedarf (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)

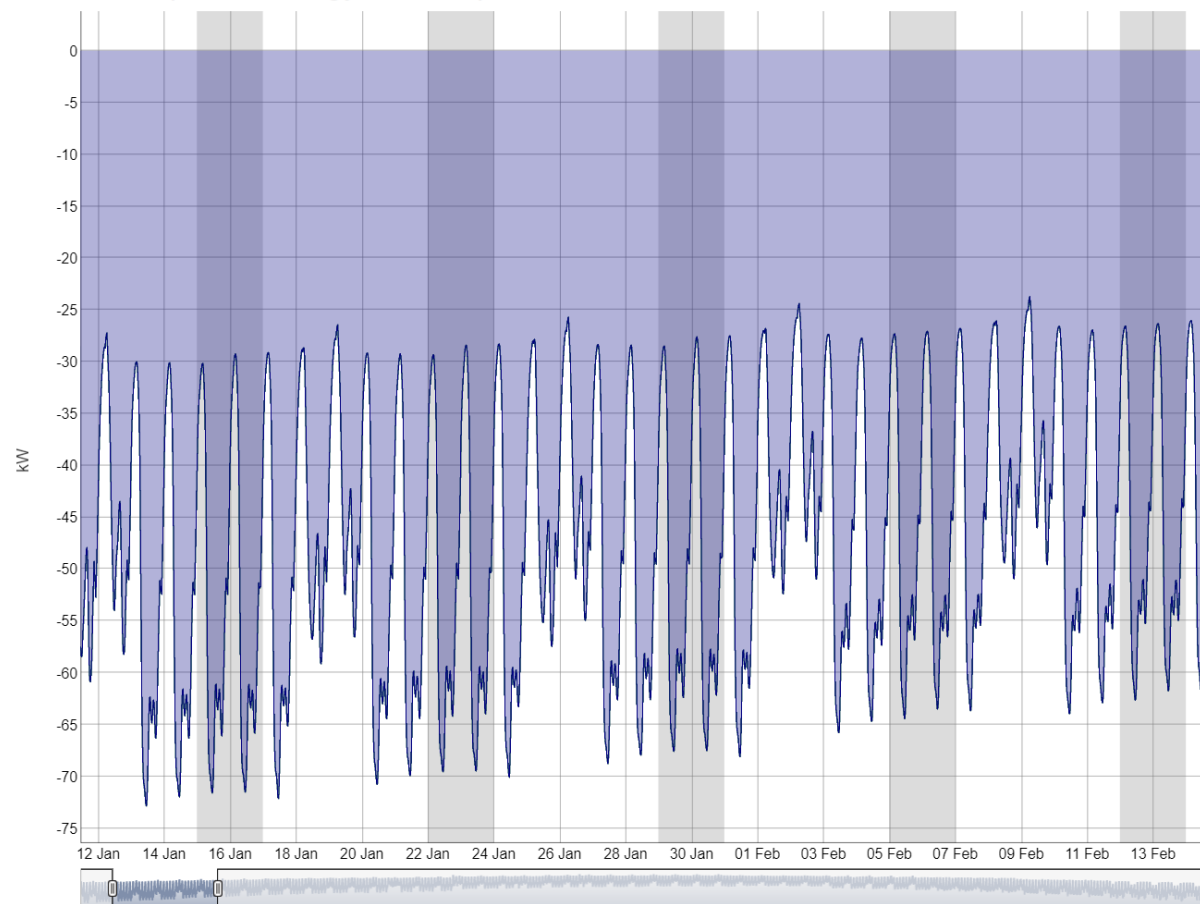
Haushalte (Strom)

Als Basis für den Strombedarf stehen von Stadtwerken und Netzbetreibern Standardlastprofile zur Verfügung (s. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V). Zusätzlich können Zeitreihen verwendet werden (s. Stadtwerke Groß-Gerau Versorgungs GmbH 2020).

Das Simulationsmodell für den Haushaltsstrombedarf integriert diese Kurve und erzeugt durch eine Jahresenergieskalierung die Simulationskurve. Die Kurve wird außerdem bereits an dieser Stelle invertiert, um dem Verbrauchscharakter Rechnung zu tragen. Alle Szenarien werden nachfolgend mit der gleichen Simulationskurve (Szenario 1) berechnet:

```
addScenarioValues(timeSeriesName = "householdpower_real", srcUnit = "kW",  
dstUnit = "kW", scenario = 1, dstScaleValue = 100 * 3132, dstFactor = -1,  
scaleYearlyEnergy = TRUE)
```

Household power energy consumption

**Abbildung 7-20 Strombedarf Haushalte (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)**

Ladeanforderungen E-LKW

Als Basis für die Ladeströme werden sinnvolle, aus einer angenommenen, simulierten Tour stammende Ladeanforderungen herangezogen und über den Simulationsbereich ausgerollt. Dazu werden die über ein proprietäres Schnittstellenformat gelieferten Ladeanforderungen zuerst in Ladeströme umgewandelt und anschließend über den Simulationszeitraum mit Berücksichtigung der Unterbrechungen durch Wochenenden und Feiertage ausgerollt. Bereits begonnene Ladevorgänge des Vortages werden dabei aber in den Unterbrechungszeiten weitergeführt.

Im Folgenden werden die Ladeanforderungen im proprietären Schnittstellenformat gelistet. Die Ladeanforderungen orientieren sich dabei an zwei grundsätzlichen Rahmenbedingungen:

- Ladeanforderungen während Ausführung der Tour. Hierbei ist die verfügbare Zeit der begrenzende Faktor.
- Ladeanforderungen während der Depot-Standzeiten. Hierbei ist die Fehlmenge der Batterie bis zur Vollladung entscheidend.

Tabelle 7-3 Ladeanforderungen Tour

chargeStation	start-Time	endTime	charge-Rate	vehicle
1	09:51	10:36	150	799
2	11:49	12:34	150	799
3	14:03	14:48	150	799
4	07:56	08:41	150	216
5	09:26	10:11	150	216
6	11:50	12:35	150	216
7	13:13	13:58	150	216
8	13:59	14:44	150	216
9	06:57	07:42	150	414
10	08:19	09:04	150	414
11	06:38	07:23	150	684
12	07:53	08:38	150	684
13	08:54	09:39	150	684
14	09:58	10:43	150	684
15	14:11	14:56	150	575
16	15:22	16:07	150	575
17	16:29	17:14	150	575
18	17:34	18:19	150	575
19	14:50	15:35	150	383
20	15:58	16:34	150	383
21	17:17	18:02	150	383
22	07:28	08:13	150	731
23	08:38	09:23	150	731
24	09:51	10:36	150	731
25	06:52	07:37	150	647
26	08:37	09:22	150	647
27	09:57	10:42	150	647

Tabelle 7-4 Ladeanforderungen Depot-Standzeiten (eigene Darstellung)

vehicle	tourStart-Time	tourEnd-Time	energyDeficit
---------	----------------	--------------	---------------

216	07:16	17:06	408,25
383	13:25	18:55	118,54
414	06:00	10:03	110,33
575	13:25	18:50	76,99
647	06:00	12:08	205,92
684	06:00	11:07	55,81
731	06:00	11:40	200,67
799	08:00	16:22	336,65

Diese per Liste bereitgestellten Ladeanforderungen werden zu einer erweiterten Ladehüllkurve (Tag und Folgetag) transformiert und bilden die untertägigen und die an diesem Tag beginnenden Ladeanforderungen der Depot-Standzeiten ab. Dabei wird die Energiemenge der Ladeanforderungen für die Depot-Standzeiten über der Standzeit gleichmäßig verteilt. Resultierend ergibt dies die folgende Ladekurve:

Charge power based on events

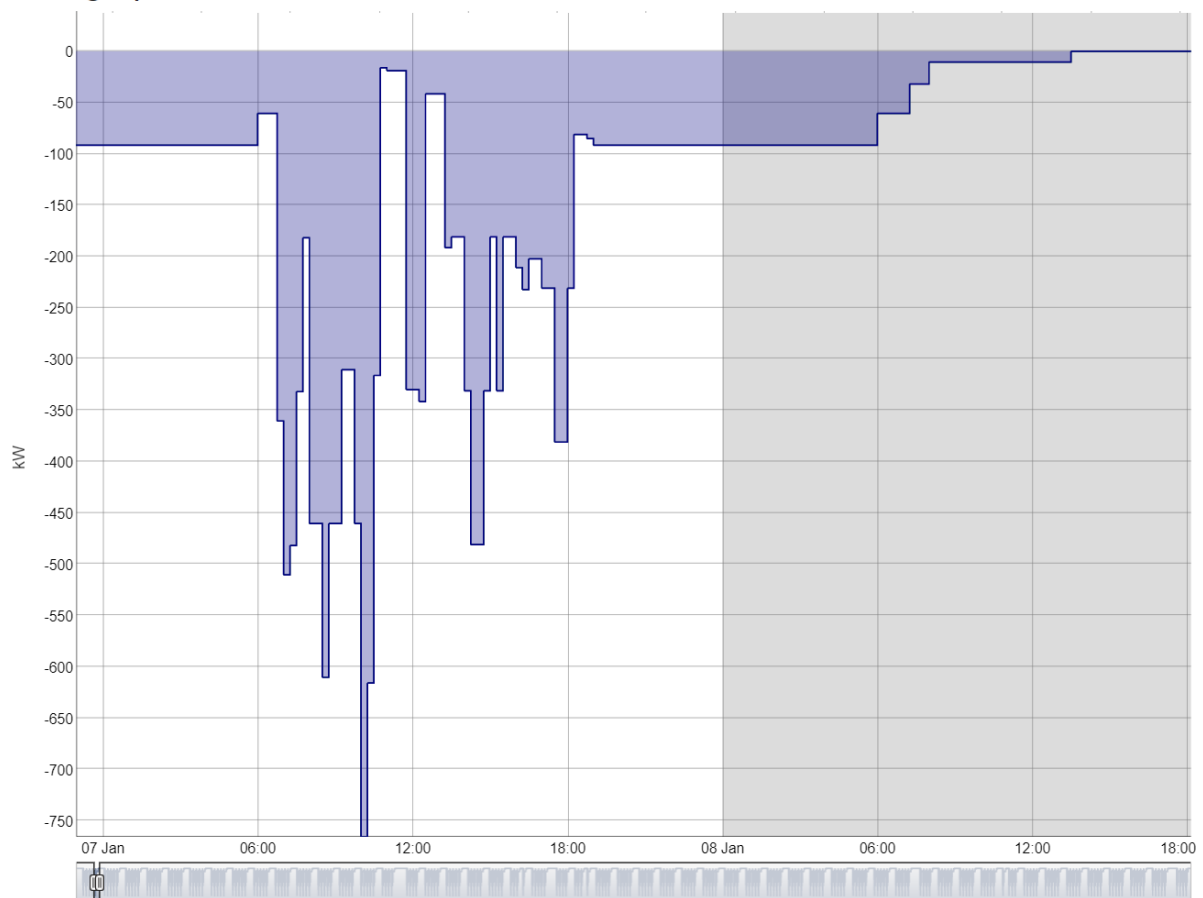


Abbildung 7-21 Transformierte Ladeanforderungen für einen Werktag (eigene Darstellung)

Diese Ladekurve wird mit Wochenende und Feiertagsinformationen über den simulierten Jahreszeitraum kalkuliert und ergibt somit ohne weitere Skalierungen, eine realistische Last für Ladeanforderungen der E-LKW. Das Simulationsmodell des Ladestrombedarfs verwendet diese Kurve und nutzt sie als Basis für die Simulation. Die Kurve wird außerdem bereits an dieser Stelle invertiert, um dem Verbrauchscharakter Rechnung zu tragen. Alle Szenarien werden nachfolgend mit der gleichen Simulationskurve (Szenario 1) berechnet.

```
addSzenarioValues(timeSeriesName ="chargepower_real", loadValuesColumn =
"power", dstScaleValue = NA)
```

Charge power rolled out

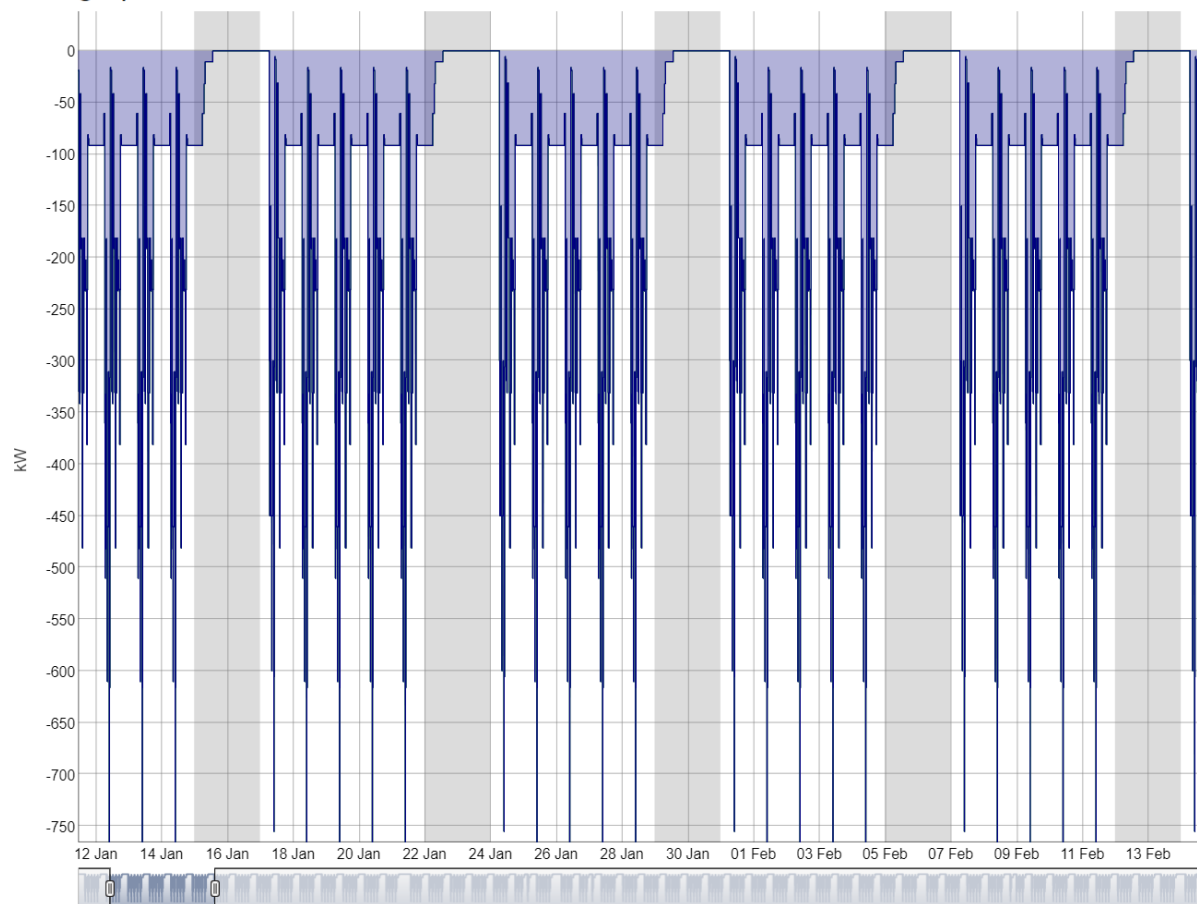


Abbildung 7-22 Ausgerollte Ladeanforderungen (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)

Für eine weitere Diversifizierung müssten werktäglich reale Planungen zugrunde gelegt werden. Damit würden dann passend dazu entsprechende Ladeanforderungen entstehen.

Stromspeicher des Quartiers

Zusätzlich zu dem BHKW wurde ein Stromspeicher in die Simulation eingebunden, um kurzzyklische Stromspitzen sowohl in positiver als auch in negativer Richtung zu glätten und damit die Strombilanz des Quartiers unabhängig von externen Stromerzeugungen zu machen.

Um den Einfluss des Speichers auf die Strombilanz erkennen zu können, werden mehrere parallele Simulationen (Szenarien) mit unterschiedlichen Speicherkapazitäten berechnet. Im Sinne einer effizienten Quartiersauslegung wäre dann die Speicherkapazität optimal, welche gerade noch den notwendigen ausgleichenden Effekt auf Short-Positionen erzeugt.

Tabelle 7-5 Auslegung des Quartiersspeichers für die verschiedenen Szenarien

Szenario	Kapazität [kWh]	Initialer Ladezustand [kWh]	Emission-Äquivalent [g/kWh]	Initialer Invest [EUR]
1	1000	500	0.0606667	2931656
2	2500	1250	0.0606667	7329141
3	5000	2500	0.0606667	14658282
4	7500	3750	0.0606667	21987424
5	10000	5000	0.0606667	29316564
6	12000	6000	0.0606667	35179877

7.3.4.4 Ergebnisse der Simulation (eigene Darstellung)

Teilschritt 1: Saldierung ohne aktiven Ausgleich

Die Simulation ist gemäß Grafik „Abbildung 7-11 Aufbau Simulationsmodell“ in mehrere Teilschritte unterteilt. Im ersten Teilschritt werden alle Erzeugungskurven und Verbrauchskurven saldiert, ohne ausgleichende, aktive Maßnahmen anzuwenden, und somit eine Differenzposition (Offene Position) über diese erzeugt. Diese weist aufgrund der starken Schwankungen der Einspeisungen und der Verbräuche sowohl Long-Positionen als auch Short-Positionen auf. An dem Verlauf ist deutlich zu erkennen, dass die Ladeanforderungen die verbleibende Differenzposition stark in den Short-Bereich verschieben.

Open position without use of chp

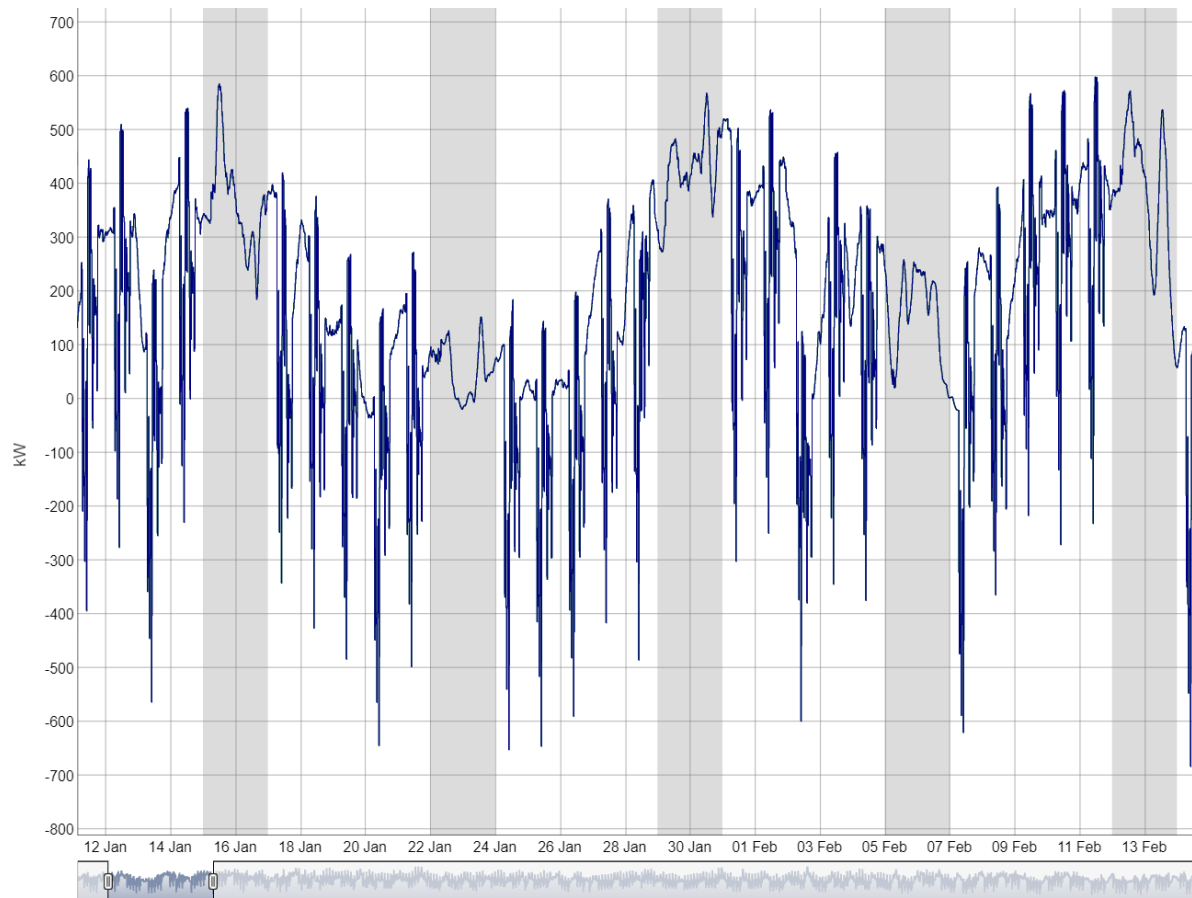


Abbildung 7-23 Offene Position ohne ausgleichende, aktive Maßnahmen (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)

Teilschritt 2: Saldierung mit Ausgleich über BHKW

Die erste Stufe des Bilanzausgleichs erfolgt über das BHKW, da dieses sowieso für die Heizung und Warmwasser-Erzeugung benötigt wird und daher täglich Energie erzeugen muss. Über die integrierte Wärme-Puffermöglichkeit und die Übersteuerungslogik von wärmegeführter zu stromgeführter Betriebsweise gleicht das BHKW bereits im Teilschritt 2 bilanzielle Unterdeckungen aus. Nachfolgend ist die bereits deutlich reduzierte Short-Position zu sehen, welche durch die Stromerzeugung des BHKW in Abbildung 7-25 bewirkt wurde.

Open position with chp but without use of storage

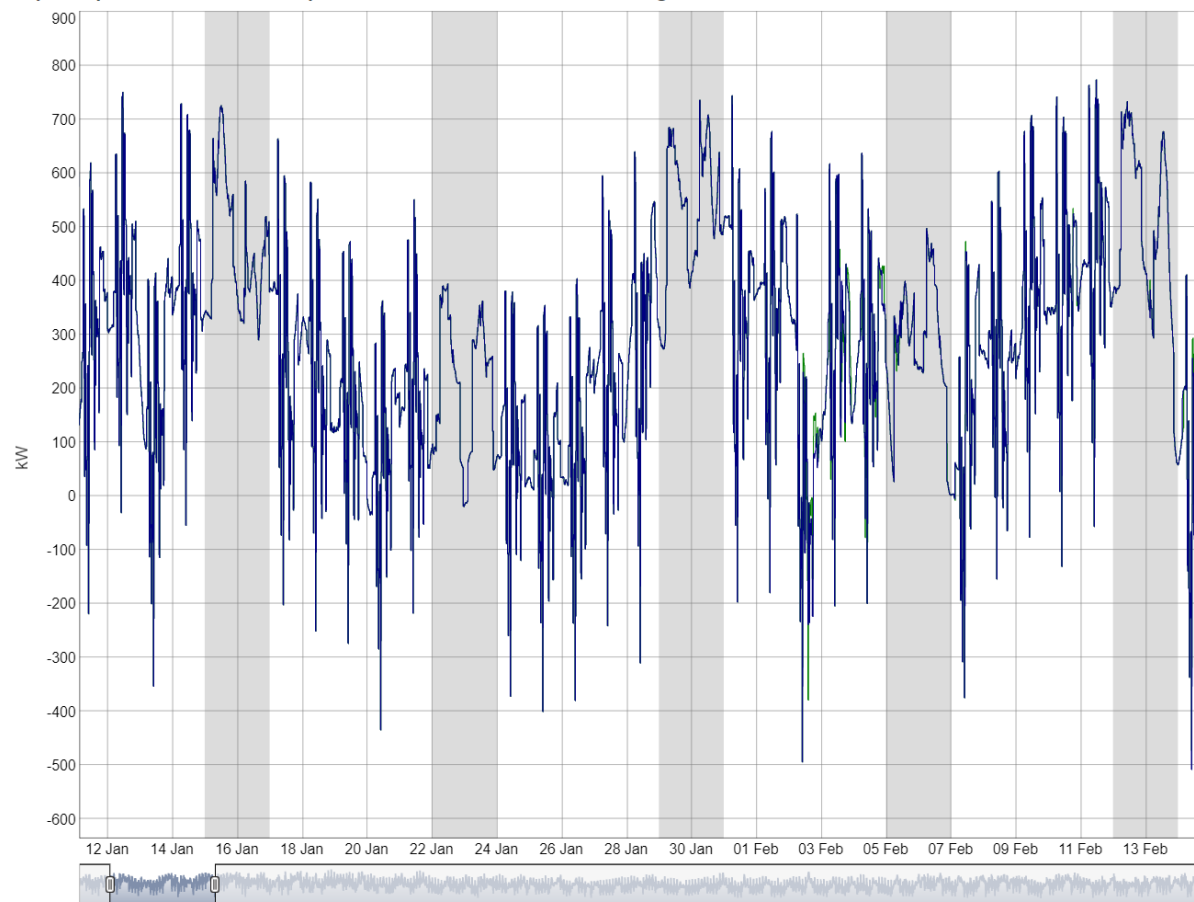
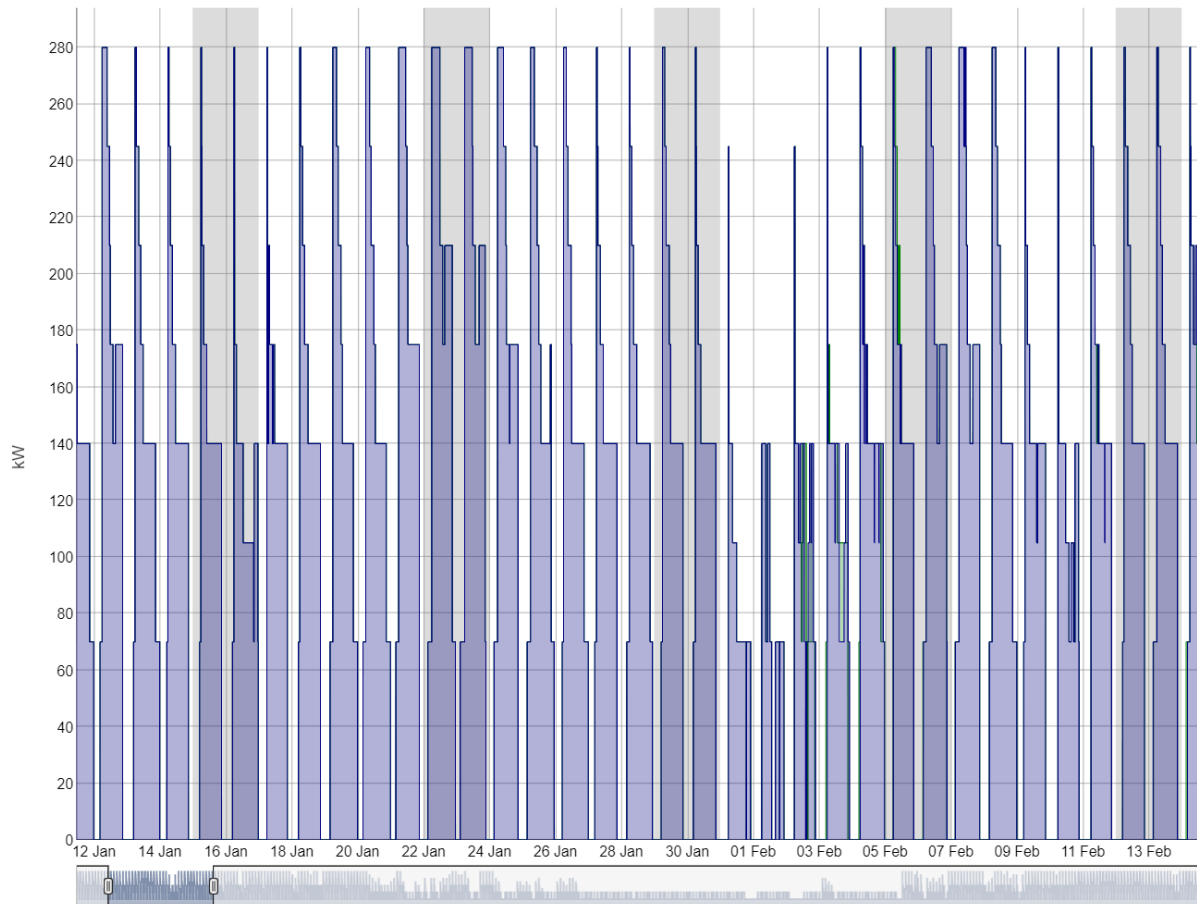


Abbildung 7-24 Offene Position mit aktivem Ausgleich über BHKW (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)

energy production of chp

**Abbildung 7-25 Stromerzeugung des BHKW (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)****Teilschritt 3: Zusätzlicher energetischer Ausgleich über Stromspeicher**

Die im ersten Schritt über das BHKW teilweise ausgeglichene Bilanz wird im zweiten Schritt über den Stromspeicher weiter geglättet, sodass für Teilzeiträume mit nicht allzu großen Short-Positionen ein vollständiger energetischer Ausgleich erzielt werden kann. Je nach Kapazität des Speichers erfolgt dadurch eine mehr oder weniger umfangreiche Entladung des Speichers, welche unmittelbar bei der folgenden Long-Position wieder geladen werden muss. Die Speicherladung erfolgt dabei allerdings nur bis zu dem 80-Prozent-Niveau, um noch Reserven (Flexibilität) für den nachfolgenden Optimierungsschritt vorzuhalten.

Open position over all without energy exchange (extreme scenarios)

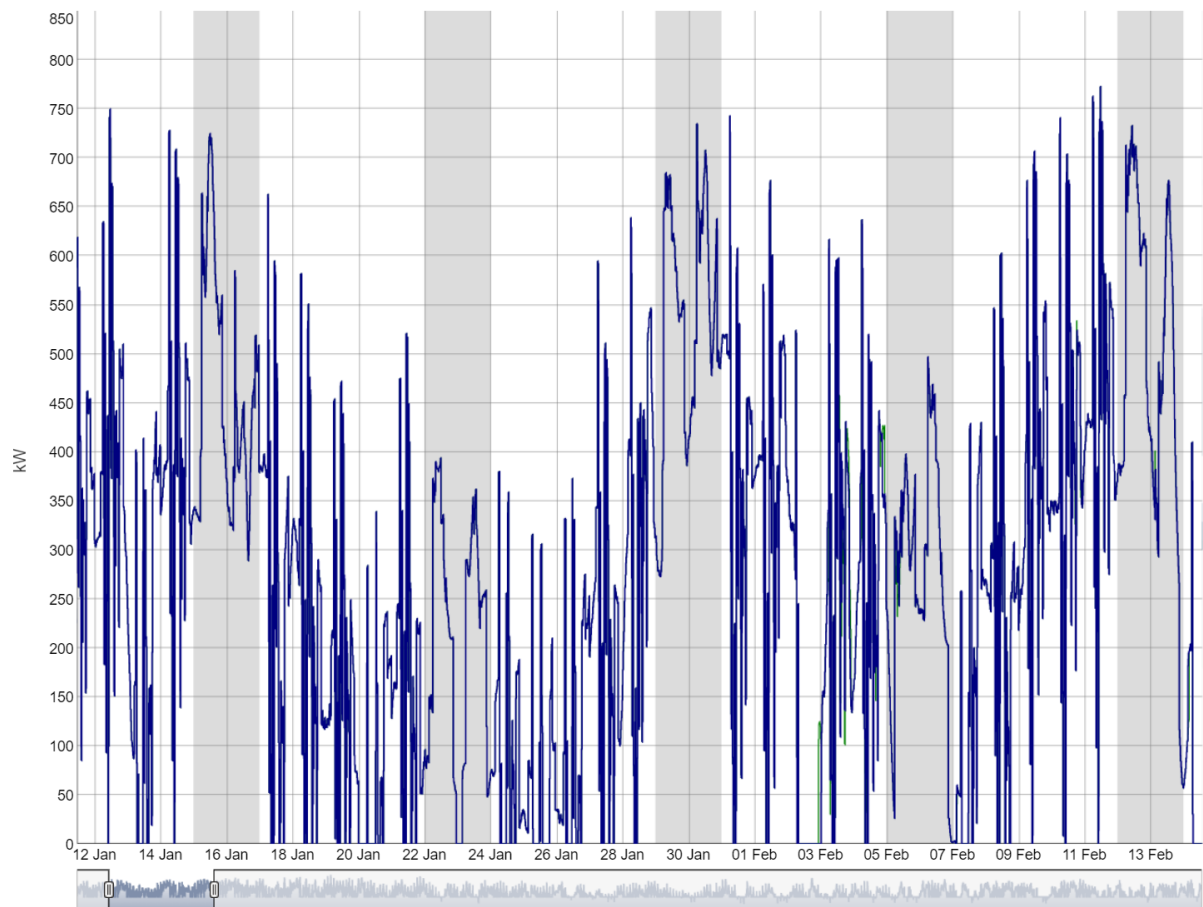


Abbildung 7-26 Offene Position mit aktivem Ausgleich über BHKW und Stromspeicher (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)

Load level of QRT storage (extreme scenarios)

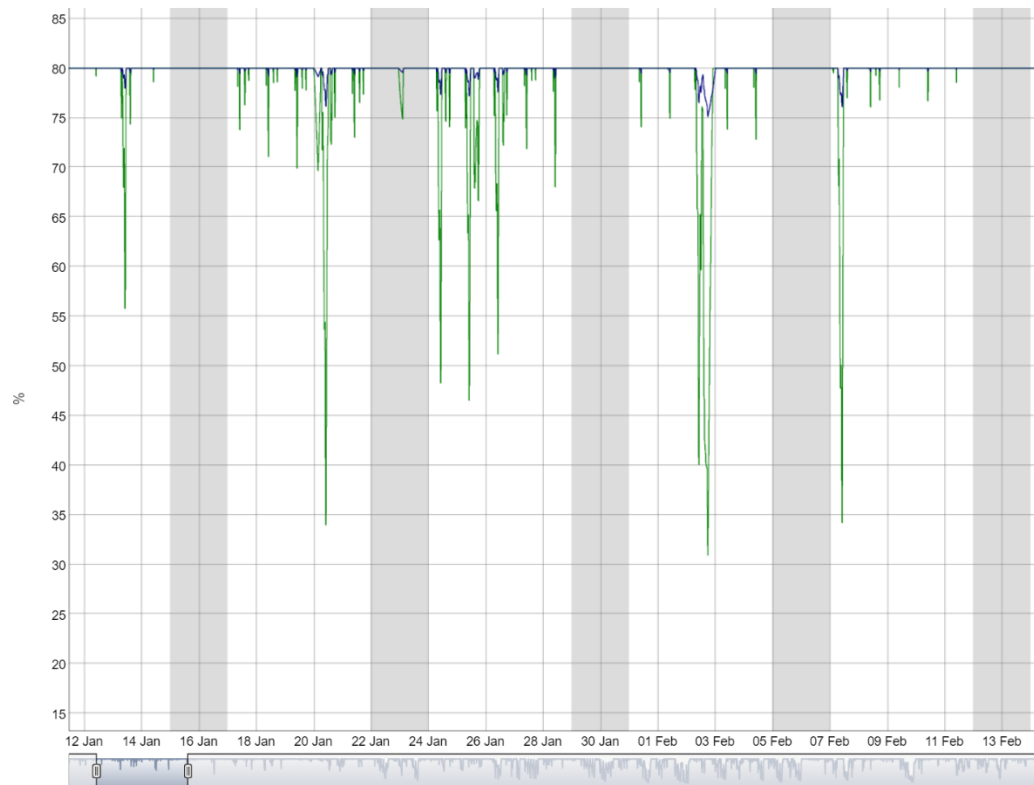
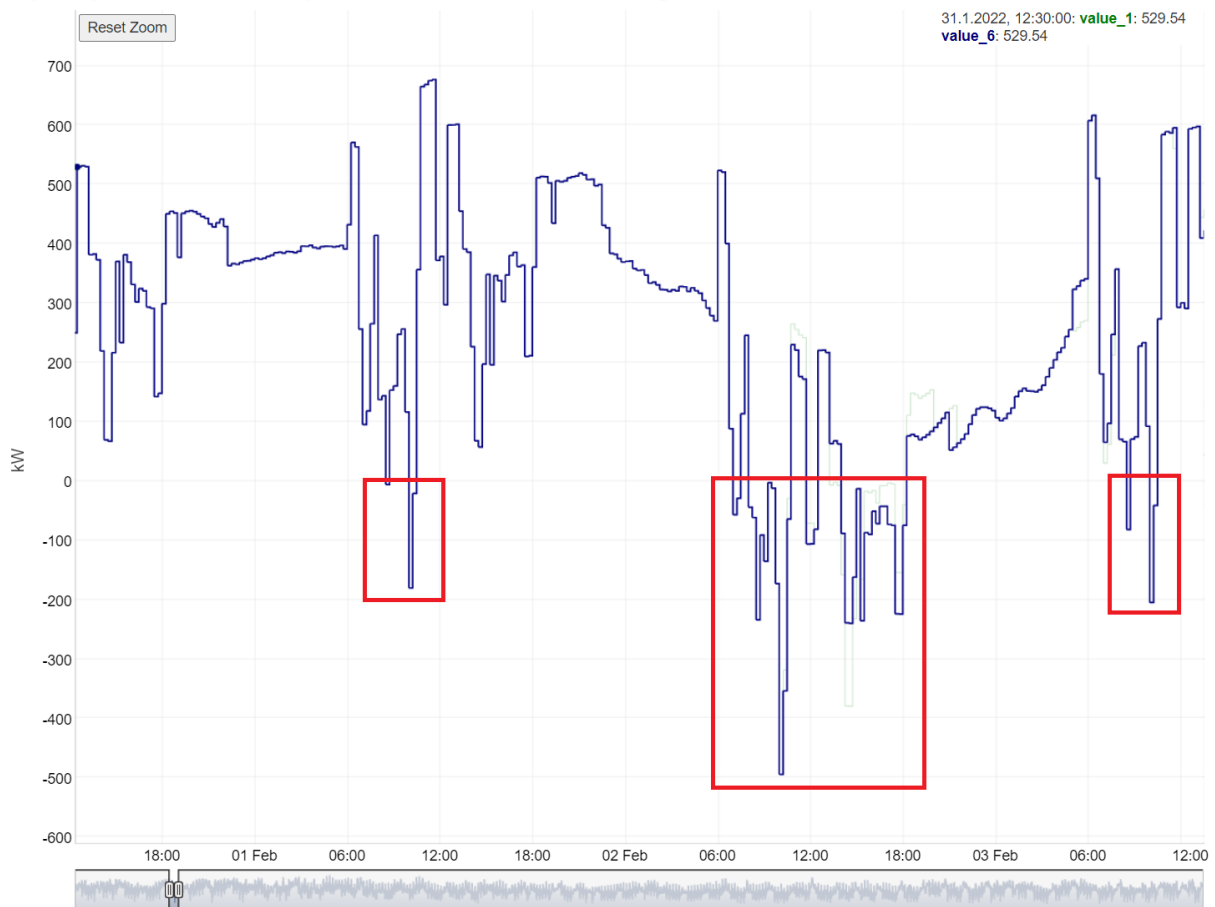


Abbildung 7-27 Ladezustand Stromspeicher Szenario Min & Max (Teilzeitraum) (eigene Darstellung)

In den nachfolgenden Grafiken ist dieser Entlade- und Ladevorgang über einen kurzen Zeitbereich dargestellt. Die auszugleichenden Short-Positionen sind mit den roten Markierungen umrahmt.

Open position with chp but without use of storage

**Abbildung 7-28 Ausgleichende Short-Positionen (eigene Darstellung)**

Nach dem Bilanzausgleich über den Stromspeicher sind die Short-Positionen in der Abbildung 7-28 in rot markierten Positionen vollständig ausgeglichen und, wie in der Abbildung 7-30 zu sehen ist, ist der Stromspeicher wieder durch die den Short-Positionen folgenden Long-Positionen auf das definierte Ladeniveau von 80 Prozent geladen.

Open position over all without energy exchange (extreme scenarios)

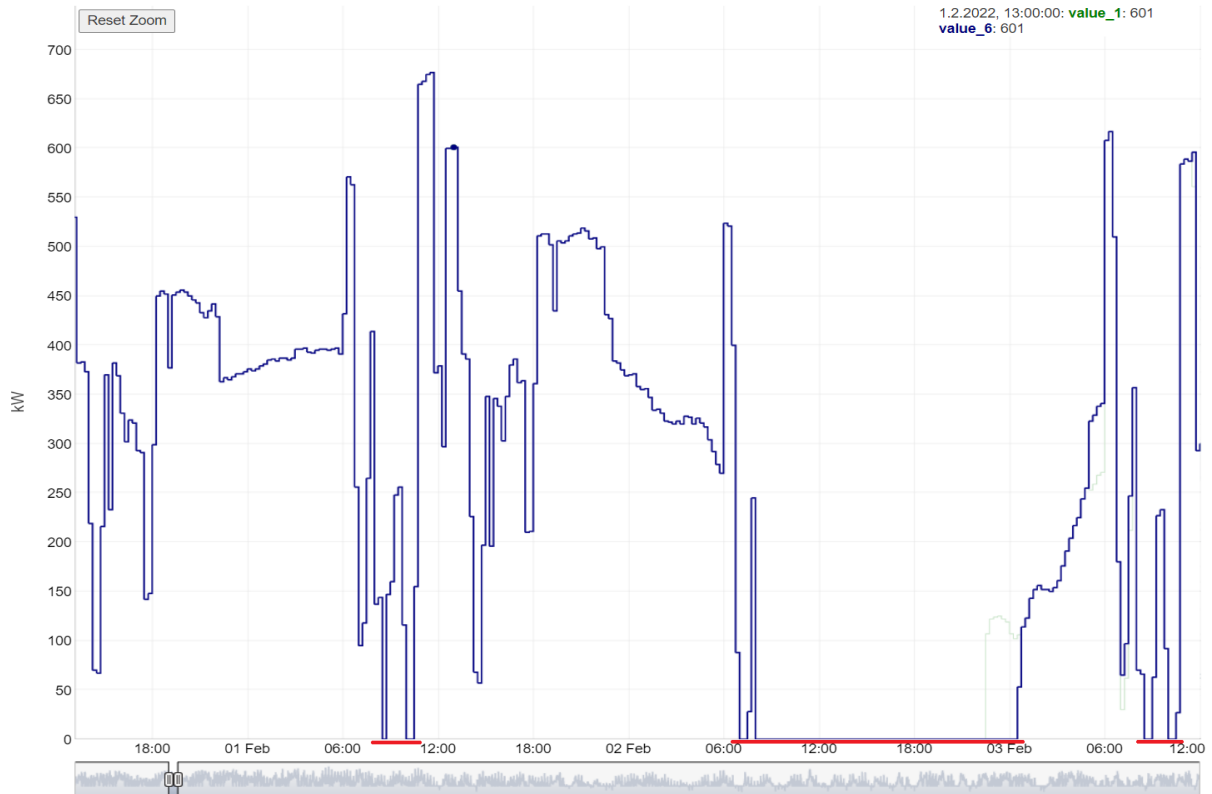


Abbildung 7-29 Ausgeglichene Short-Positionen (eigene Darstellung)

Load level of QRT storage (extreme scenarios)

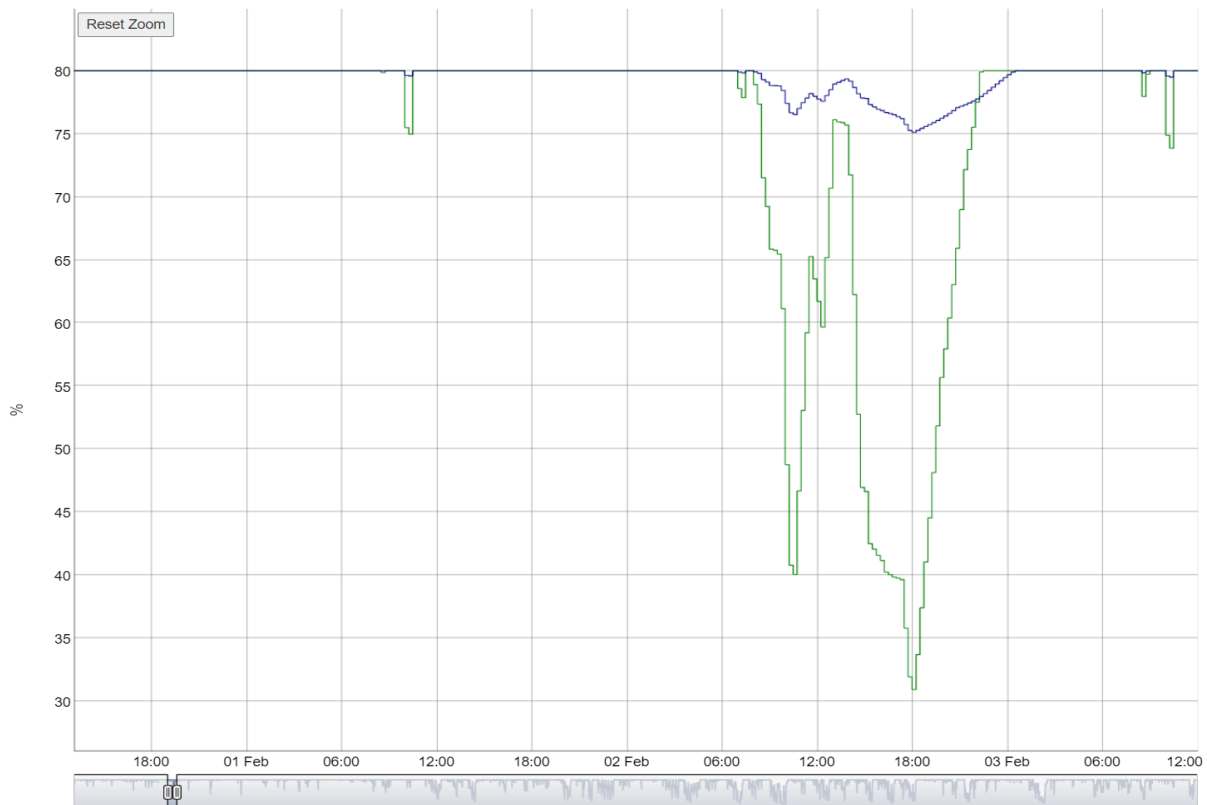


Abbildung 7-30 Ladeniveau Stromspeicher Min.- & Max.-Szenario (eigene Darstellung)

Über den Gesamtjahresverlauf kann aber in Abhängigkeit von der Speicherauslegung und der schwankenden Erzeugungssituation nicht in allen Situationen ein vollständiger

Ausgleich erfolgen. In den beiden folgenden Abbildungen (Abbildung 7-31 und Abbildung 7-32) sind die beiden Extremszenarien (minimale Speicherauslegung und maximale Speicherauslegung) über den gesamten Simulationszeitraum mit der resultierenden offenen Position dargestellt. In Szenario 1 (value_1), gelingt der Ausgleich nicht vollständig, während dies in Szenario 6 (value_6) funktioniert.

Open position over all without energy exchange (extreme scenarios)

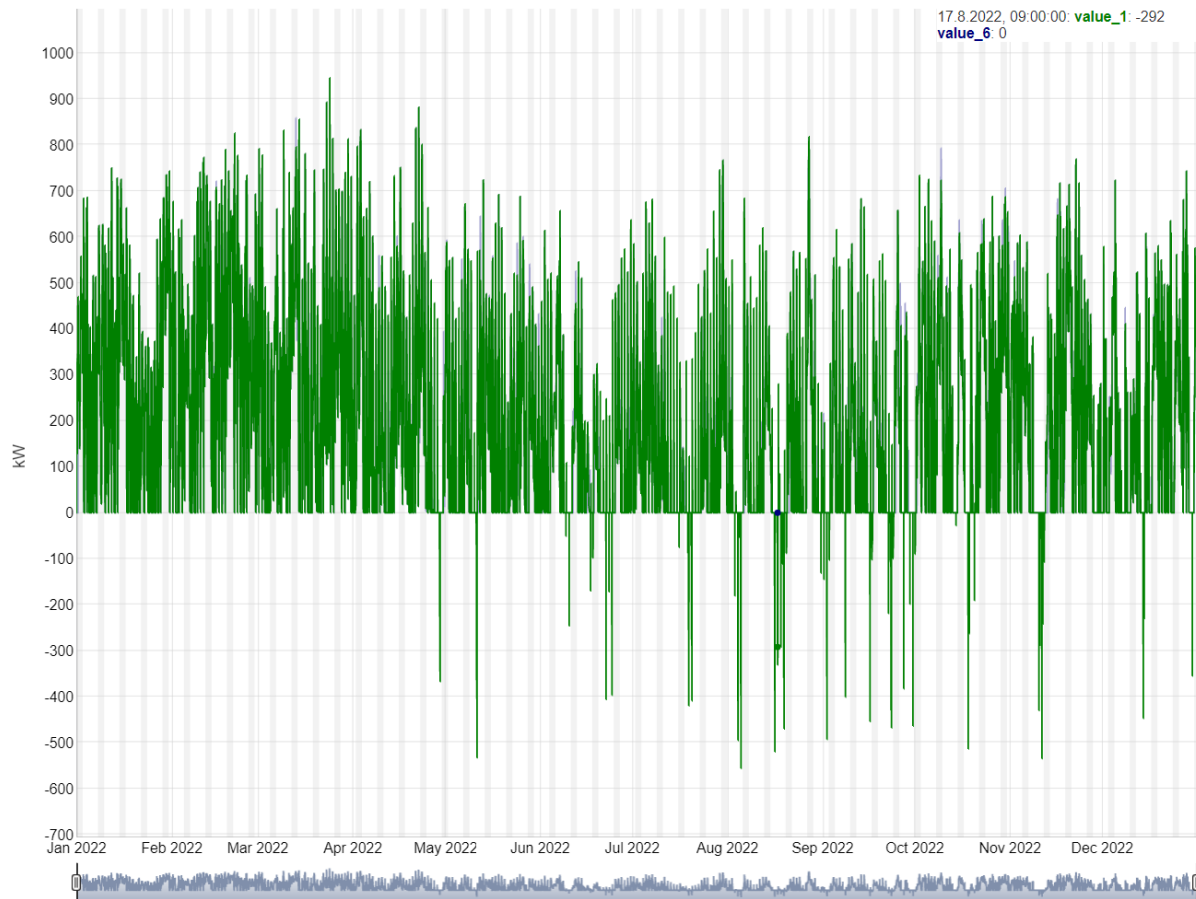


Abbildung 7-31 Offene Position Minimal-Szenario 1 (eigene Darstellung)

Open position over all without energy exchange (extreme scenarios)

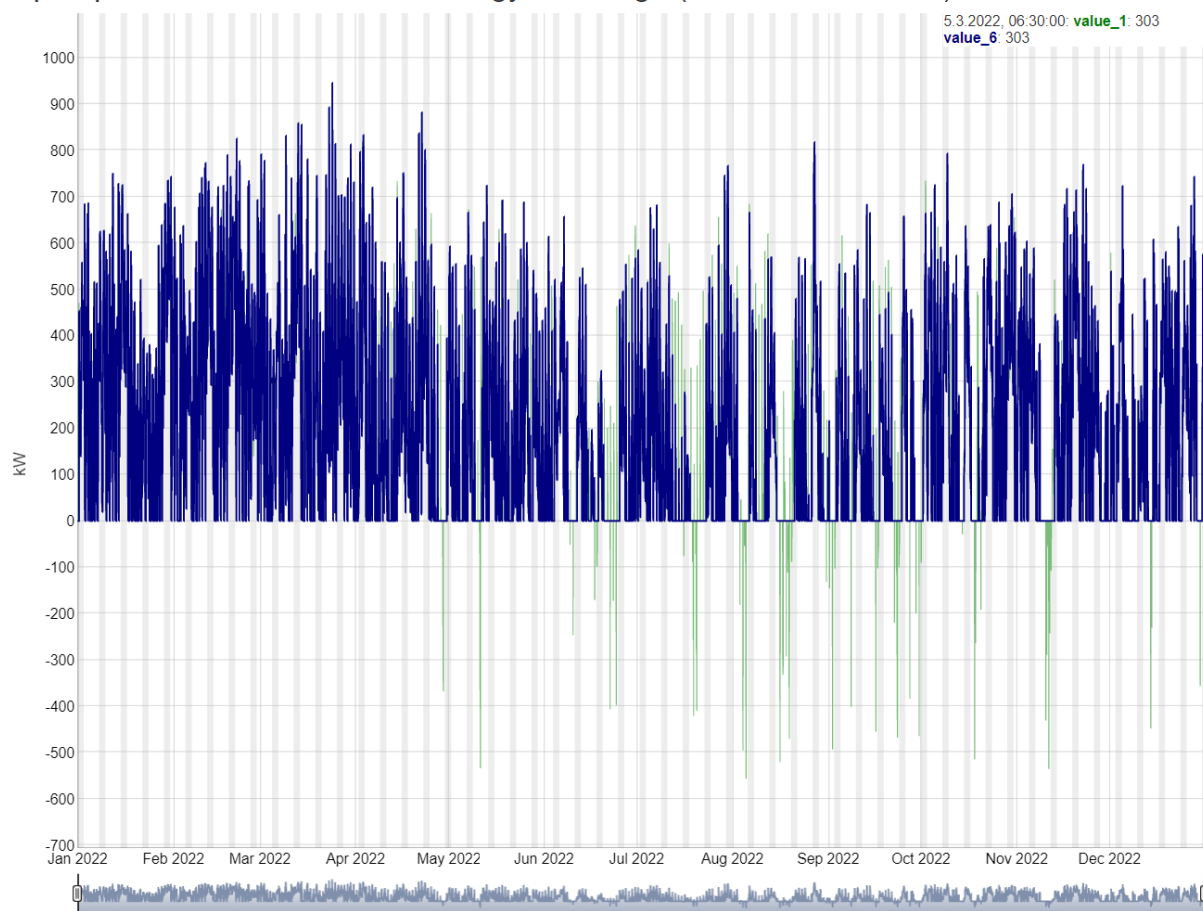


Abbildung 7-32 Offene Position Maximal-Szenario 6 (eigene Darstellung)

Die Auslegung der Stromspeicherkapazität und damit die Investitionskosten unterscheiden sich zwischen den beiden Szenarien allerdings erheblich:

Tabelle 7-6 Speicherkapazität Stromspeicher in Abhängigkeit des Szenarios

Szenario	Speicherkapazität in kWh
Szenario 1	1.000
Szenario 6	12.000

Teilschritt 4: Zusätzlicher energetischer Ausgleich über Spotbörse

Die verbleibende negative Position aus Teilschritt 3 wird über die Börse ausgeglichen. Die Börse wird dabei als großer (unendlicher) Stromspeicher verstanden, welcher zuerst die verbleibende negative Position durch einen Kauf vollständig ausgleicht, jene aber so zeitnah wie möglich wieder als Verkaufsposition an die Börse zurückgibt. Die positiven Positionen bleiben (außer bei der Rückgabe der Energiemengen bei diesem Ausgleich) unberücksichtigt.

Nachfolgend sind die aus diesem Vorgang resultierenden Energieflüsse dargestellt. Anhand des Speicherniveaus aus Szenario 1 (grüne Kurve) wird deutlich, dass der

Stromspeicher bereits vollständig entladen wurde und somit die verbleibende negative Restposition nicht mehr ausgleichen konnte.

Load level of QRT storage (extreme scenarios)

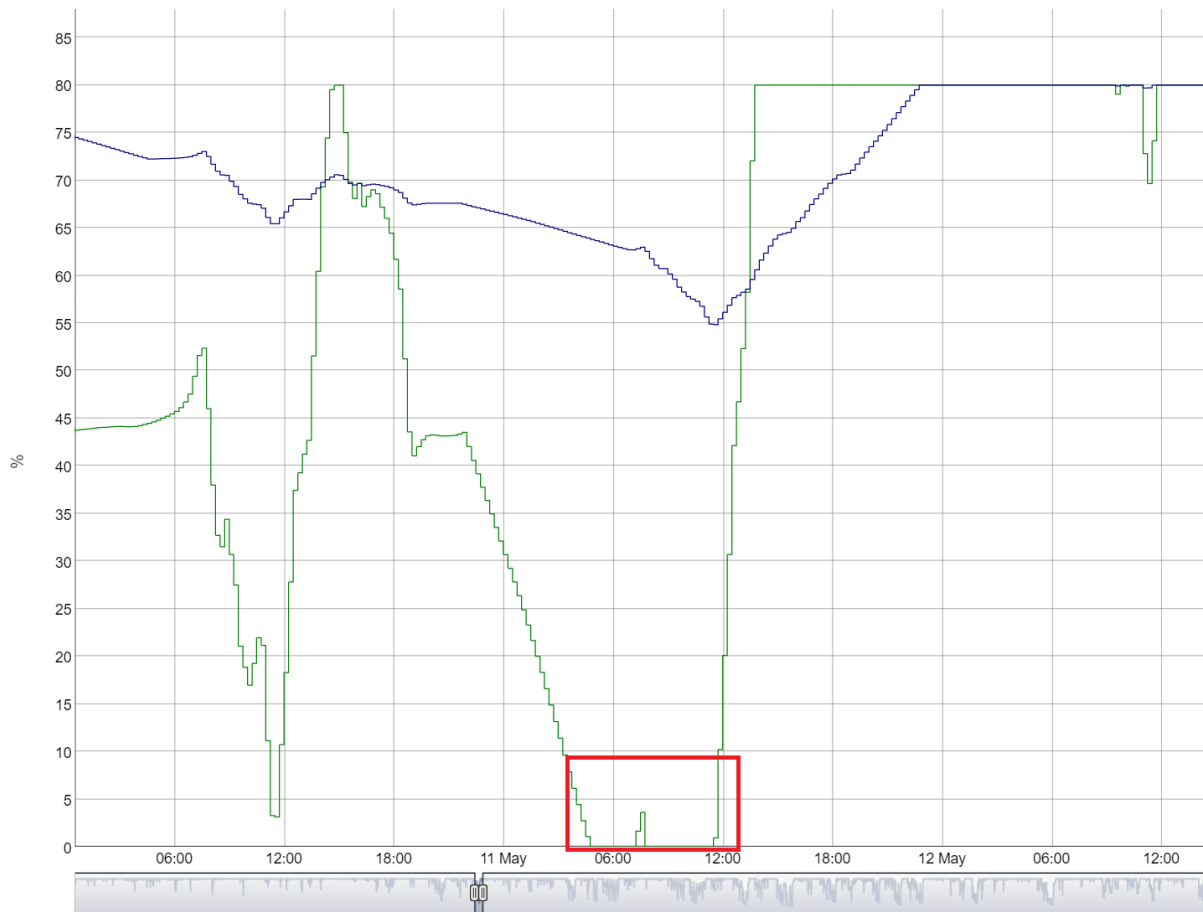


Abbildung 7-33 Speicherniveau vor EEX-Ausgleich (eigene Darstellung)

Der in der folgenden Grafik markierten negativen Position folgt ein Lastverlauf mit Leistungsüberschuss, welcher 1:1 für die Rückgabe der Energie an die EEX genutzt werden kann. Dies lässt sich an dem identischen, gespiegelten Lastverlauf erkennen (siehe Abbildung 7-35).

Open position over all without energy exchange (extreme scenarios)



Abbildung 7-34 Offene Position ohne EEX-Ausgleich (eigene Darstellung)

Energy flow from and to energy exchange (extreme scenarios)



Abbildung 7-35 Energiefluss von und zu der EEX (eigene Darstellung)

Nach dem Ausgleich über die EEX sind die vorherige Unterdeckung und die nachfolgende Überdeckung bis zum energetischen Ausgleich zu Null geglättet (siehe grüne Kurve und rote Markierung in Abbildung 7-36).

Open position including all assets & energy exchange (all scenarios)

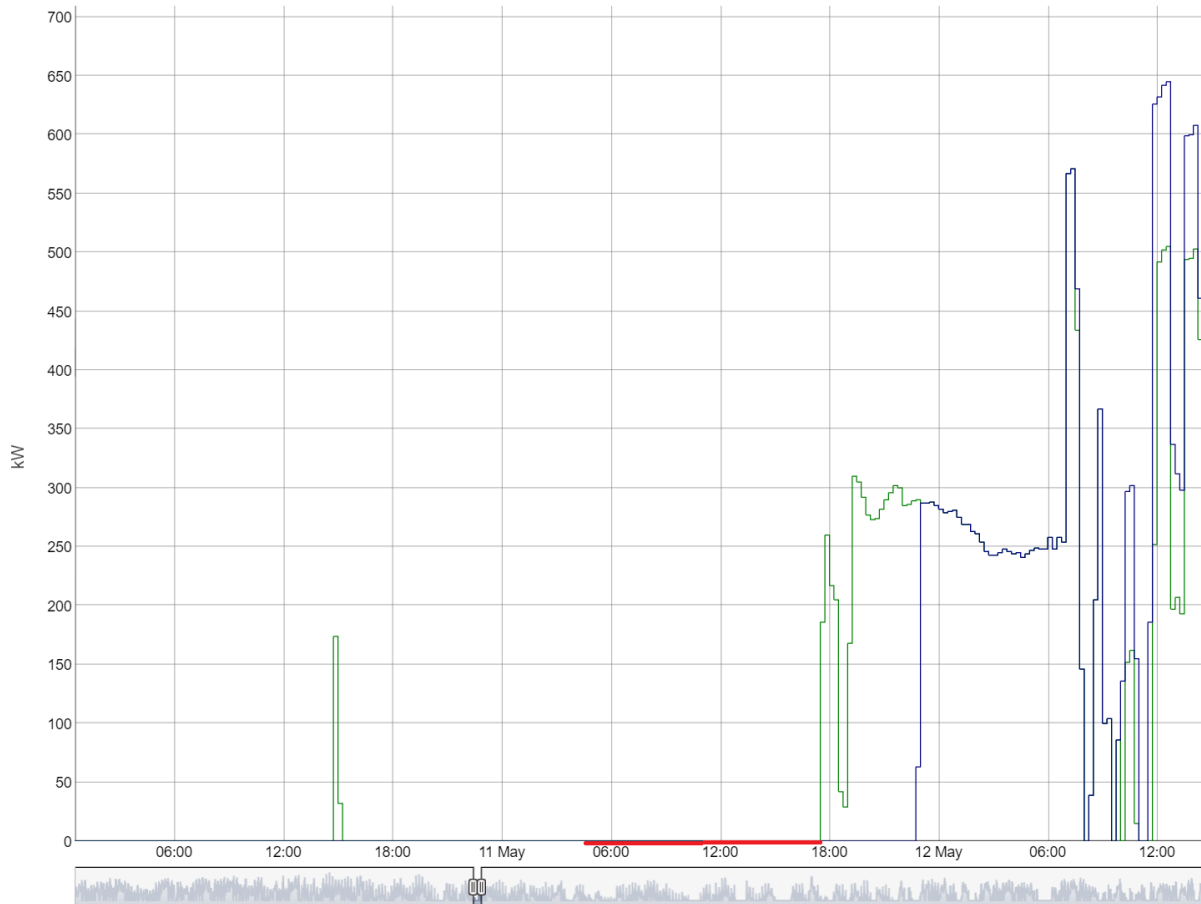


Abbildung 7-36 Offene Position nach Ausgleich über EEX (eigene Darstellung)

Die Kosten für den finalen Ausgleich über die EEX beschränken sich durch die Verfahrensweise „Ausgleich Kauf und Verkauf“ auf die Preisdifferenzen zwischen den jeweiligen Stunden. Nachfolgend sind die durch den Ausgleich entstehenden kumulierten Kosten dargestellt.

Cumulated cashflow from and to energy exchange (all scenarios)

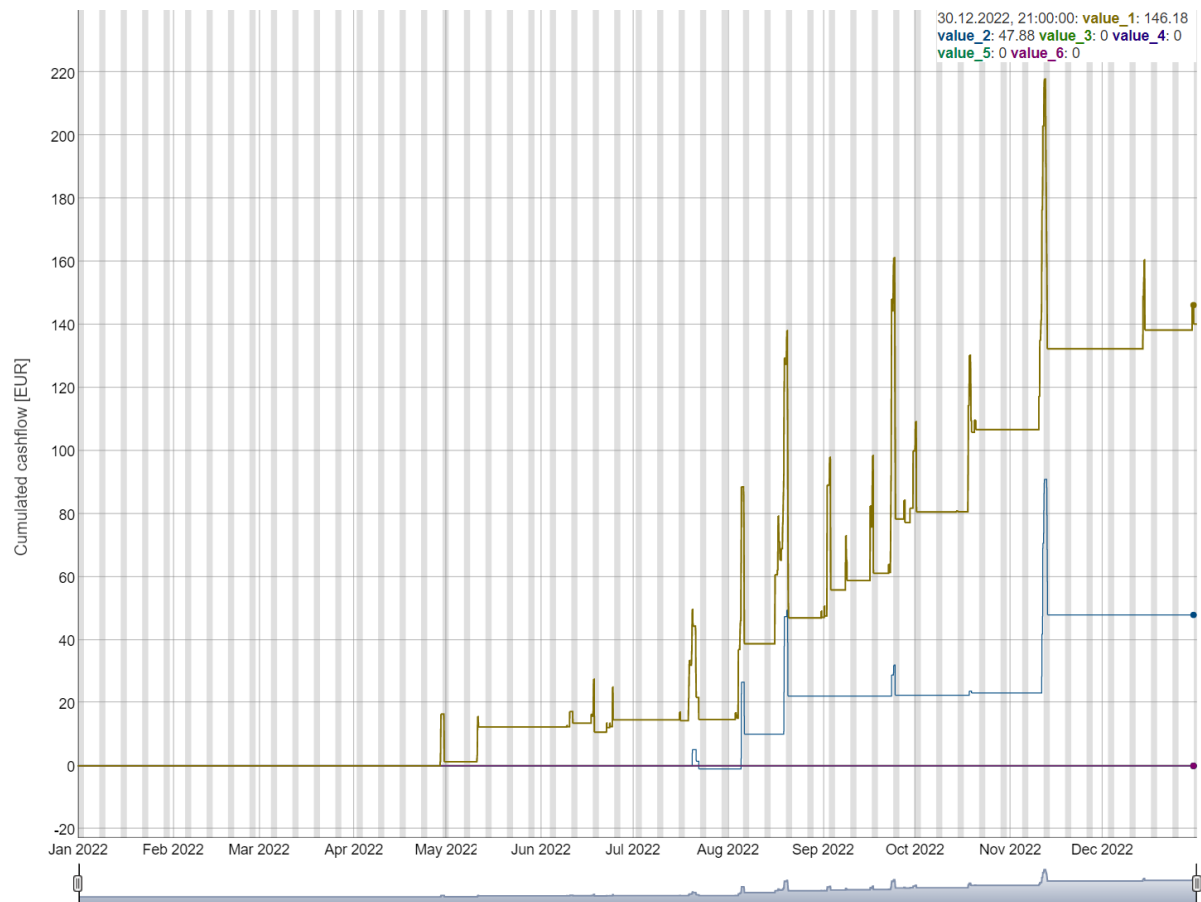


Abbildung 7-37 Kumulierter Cashflow über die Börse EPEX (eigene Darstellung)

7.3.4.5 Sinnvolle Skalierung des Stromspeichers

In der Simulation wurden insgesamt sechs Szenarien mit verschiedenen Kapazitätsauslegungen des Stromspeichers berechnet. Wie schon in den vorigen Kapiteln anhand des diskutierten Min.- und Max.-Szenarios (siehe Abbildung 7-31 und Abbildung 7-32) ersichtlich, hat der Stromspeicher wesentliche Auswirkung auf die verbleibende negative Restposition. Es besteht somit die Notwendigkeit, die EPEX als weiteren Energielieferanten hinzuzuziehen. Um dies zu vermeiden, stellt sich daher die Frage, welche Mindestkapazität der Speicher besitzen muss. Aus der nachfolgenden Grafik lässt sich ableiten, dass dies im Szenario 3 gegeben ist. Eine größere Dimensionierung bringt unter den gegebenen Randbedingungen keine weitere Verbesserung. Unter Berücksichtigung der Tabelle 7-55 ergeben sich daher eine Kapazität von 5 000 Kilowattstunden und eine Investitionssumme von 14,6 Millionen Euro. Ob der damit erzielte Autarkiegrad von 100 Prozent die notwendige Investition rechtfertigt, muss abschließend diskutiert werden, zumal eine Halbierung der Speicherkapazität nicht zu wesentlichen Short-Positionen führt (siehe Szenario 2) und grob geschätzt die Investitionskosten in diesem Bereich halbiert.

Aggregated negative open position per scenario after buffering with storage

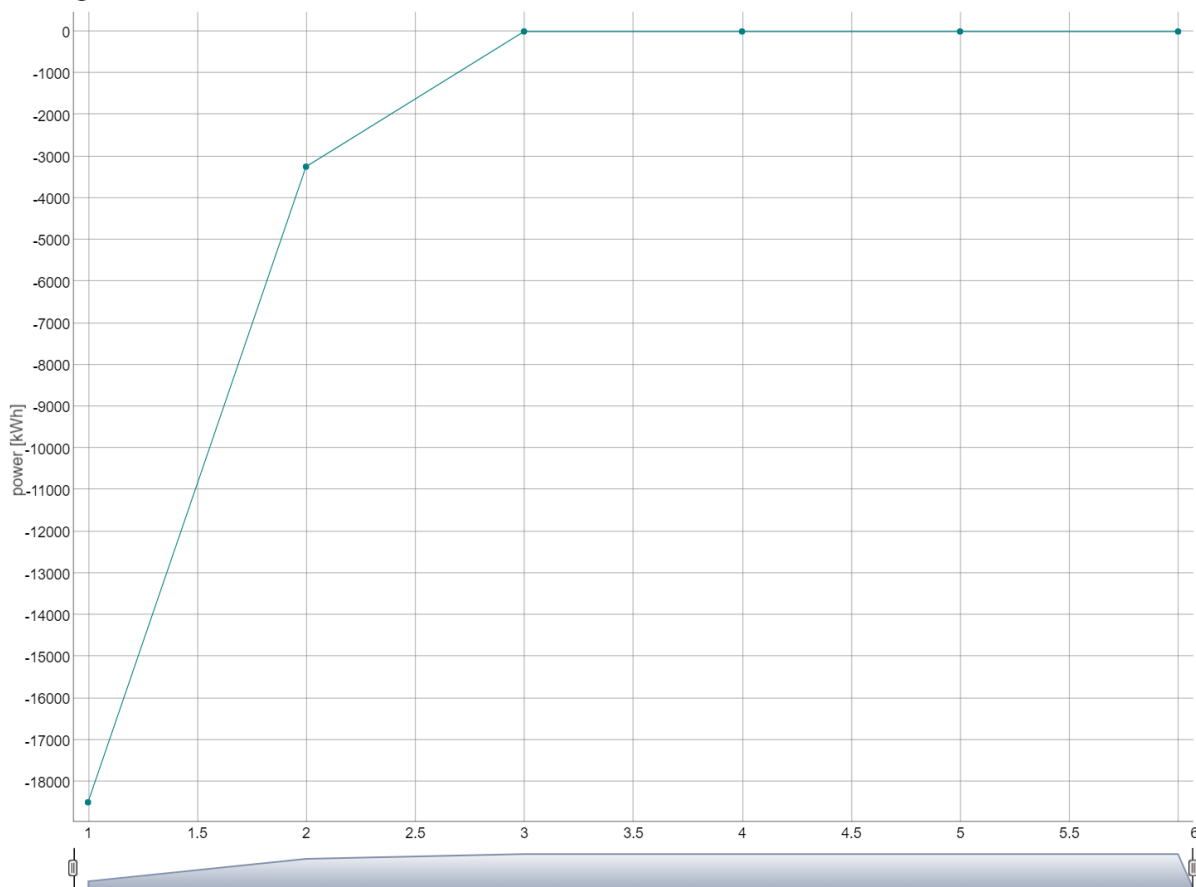


Abbildung 7-38 Aggregierte negative offene Position pro Szenario (eigene Darstellung)

7.3.4.6 Erweiterte Ergebnisse der Simulation

Referenzsimulation

Die Simulation des Quartiers wurde mit einer ausgewogenen Skalierung (Referenzsimulation) von Einspeisequellen (Wind, Solar, BHKW) passend zu der Anzahl der Häuser im Quartier und einer definierten Anzahl von E-LKW berechnet. Mit dieser Skalierung kann ein Zustand der Autarkie erzielt werden, wenn ein Mindestmaß an Speicherkapazität im Quartier vorgesehen wird. Mit diesen Randbedingungen wurden 6 parallele Simulationen mit einer veränderten Speicherkapazität (siehe Tabelle 7-7) durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Autarkie ($QRT\ short\ energy == 0$) ab einer bestimmten verfügbaren Speicherkapazität (Szenario 3) erreicht wird.

Tabelle 7-7 Simulationsergebnisse Referenzsimulation

Repli- ca- tion	CHP Utiliza- tion [h]	EE- Balance energy [kWh]	QRT Full Load Cycle [n]	QRT Lifespan [year(s)]	QRT long energy [kWh]	QRT short energy [kWh]	Selling available energy at spot mar- ket [EUR]	spec. power generation costs [ct/kWh]
1	4468.878	0	133.53	52.43	1714772	-18497	42240.77	7.715359
2	4417.376	0	63.98	109.40	1689992	-3245	42021.31	8.961096
3	4391.125	0	33.57	208.54	1681204	0.0	41854.28	11.149629
4	4359.374	0	22.95	304.97	1678393	0.0	41753.62	13.352808
5	4329.374	0	17.45	401.16	1677016	0.0	41738.15	15.563963
6	4340.874	0	14.62	478.95	1675742	0.0	41701.81	17.337158

Die Ergebnisse zeigen aber auch, dass über das Jahr gesehen theoretisch genügend Energie (*QRT long energy*) vorhanden ist, um weitere Energiebedarfe zu decken. Die Problematik hierbei ist jedoch, dass die Speichermöglichkeiten von Strom stark begrenzt sind und eine zeitliche Verschiebung (Tag <--> Nacht, einspeisearme Tage <--> einspeisestarke Tage, zusätzliche Ladeanforderungen) deutlich größere Speicherkapazitäten erfordert. Die dafür notwendigen Technologien stehen aktuell nicht oder nicht zu wirtschaftlichen Kosten zur Verfügung. Zusätzlich lässt sich aus den Werten der Spalte „*QRT Full Load Cycle*“ ablesen, dass trotz der mangelnden Speicherkapazitäten die Anzahl der Vollladezyklen pro Jahr im Szenario 3 nur 23 beträgt. Dies deutet eigentlich auf ein Missverhältnis bei der Speicherauslegung hin, da handelsübliche Stromspeicher auf eine Anzahl von 7 000 Vollladezyklen ausgelegt sind. Der Speicher würde bei dieser Betriebsweise theoretisch 304 Jahre betrieben werden können. Diese Auslegung und Betriebsweise verursacht auch zunehmende Kosten, siehe Spalte „*spec. power generation costs*“.

Simulation mit zusätzlichen Ladeanforderungen

In den beiden folgenden Tabellen (Tabelle 7-8 und Tabelle 7-9) sind die Ladeanforderungen dargestellt, welche ein weiterer E-LKW an die Energieerzeugung des Quartiers stellt.

Tabelle 7-8 Zusätzliche Ladeanforderungen Tour

chargeStation	startTime	endTime	chargeRate	vehicle
28	08:45	09:30	150	888
29	10:15	11:00	150	888
30	12:45	13:30	150	888
31	14:00	14:45	150	888

32	15:00	15:45	150	888
----	-------	-------	-----	-----

Tabelle 7-9 Zusätzliche Ladeanforderungen Depot

vehicle	tourStartTime	tourEndTime	energyDeficit
888	07:16	17:06	408,25

Dadurch verändern sich die Simulationsergebnisse deutlich. Wie an den beiden rot markierten Zahlen der Short-Energy zu sehen ist, führt diese eine zusätzliche Ladeanforderung bereits dazu, dass mit der in Szenario 3 und 4 verwendeten Speicherkapazität kein vollständiger bilanzieller Ausgleich mehr erfolgt und somit keine vollständige Autarkie mehr erreicht wird. Trotzdem besteht nach wie vor ein Überschuss an Energieerzeugung zu anderen Zeitpunkten (s. Spalte „*QRT long energy*“).

Tabelle 8-7 Simulationsergebnisse mit zusätzlicher Ladeanforderung

Repli- ca- tion	CHP Utiliza- tion [h]	EE Ba- lance energy [kWh]	QRT Full Load Cycle [n]	QRT Lifespan [year(s)]	QRT long energy [kWh]	QRT short energy [kWh]	Selling available energy at spot market [EUR]	spec. power genera- tion costs [ct/kWh]
1	4523.379	0	167.99	41.67	1523284	-59964	36122.79	7.668737
2	4602.631	0	82.73	84.61	1486282	-32191	35819.76	8.865405
3	4538.880	0	47.16	148.43	1456331	-9999	35546.29	10.942797
4	4502.879	0	32.96	212.36	1443861	-2464	35465.72	13.065645
5	4454.877	0	25.39	275.70	1438078	0.00	35362.14	15.202104
6	4441.377	0	21.30	328.5802	1435860	0.00	35281.95	16.926461

Erweiterung der Simulation mit einem H2-Speicher

Um den Autarkiegrad weiter zu erhöhen, könnte der Einsatz eines weiteren Speichers sinnvoll sein, welcher in der Lage ist, größere Energiemengen über längere Zeiträume zu speichern. Dazu wurde die Möglichkeit eines Wasserstoffspeichers in Verbindung mit einem Elektrolyseur zur Umwandlung überschüssiger Strommengen und einer Brennstoffzelle zur Rückwandlung in Strom untersucht. Die der Simulation zugrunde gelegte erweiterte Anlagenstruktur ist in der folgenden Abbildung 7-39 dargestellt.

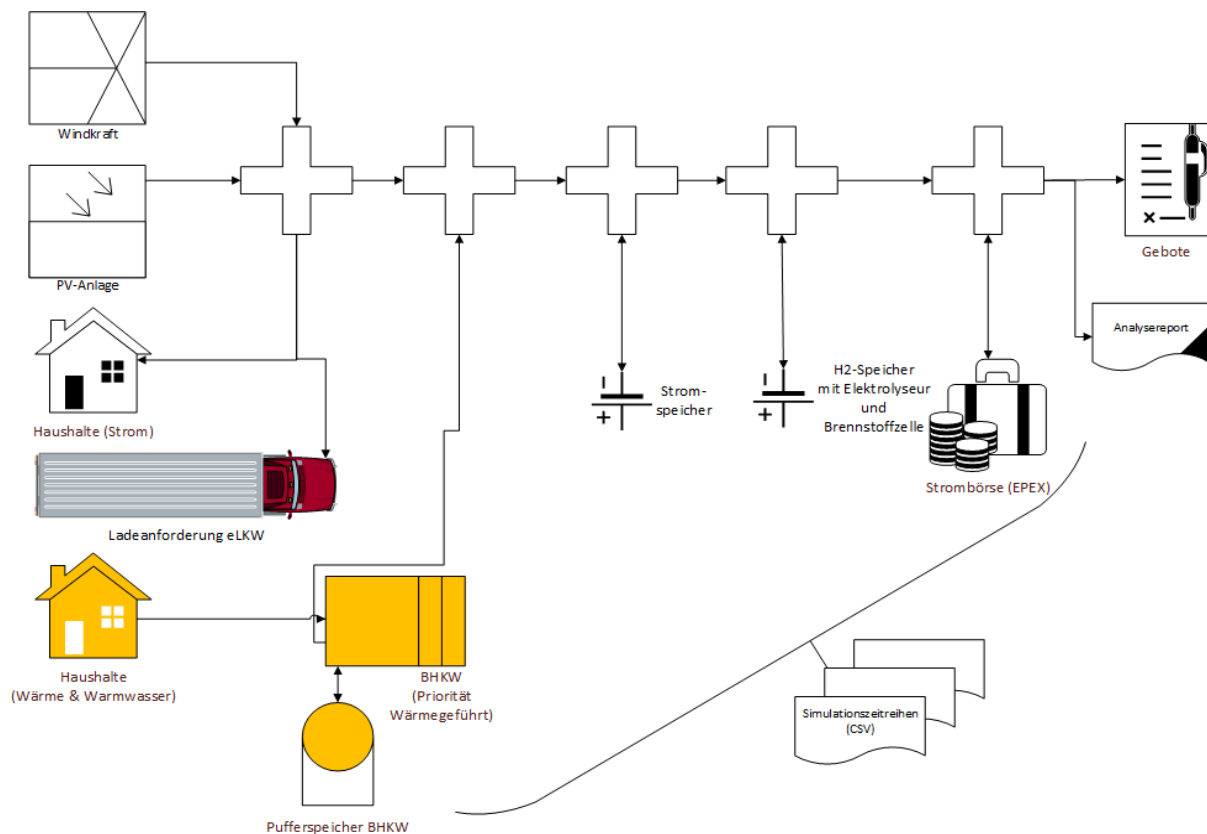


Abbildung 7-39 Anlagenstruktur mit H2-Speicher (eigene Darstellung)

Betrachtet man den durch diese Gesamtkonstellation entstehenden Wirkungsgrad, so fällt auf, dass dieser mit circa 40 Prozent sehr niedrig ist und damit in Relation zu der ursprünglich eingespeicherten Energie nur noch sehr wenig Potenzial zur Verfügung steht, um entstehende Bilanzierungsdefizite auszugleichen. Diese Nachteile könnten aufgrund der anderen Vorteile wie großes Speichervolumen und lange Lagerfähigkeit unter Umständen trotzdem zu einer wirtschaftlichen Lösung führen. Dies wird im folgenden Beispiel unter Nutzung eines H₂-Speichers mit 2 000 Kilowattstunden Speichervermögen und einer zum aktuellen Zeitpunkt bereits im oberen Segment liegenden Leistung des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle mit 100 Kilowatt Dauerleistung betrachtet.

Die Parametrierung des H₂-Quartierspeichers im Simulationsmodell erfolgt durch die nachfolgende Konfiguration:

```
addStorage(storageName = "QRTH2"
, capacity = 2000
, actual = 1000
, voltage = 230
, maxPermanentCurrent = NA
, maxPermanentPower = 100
, scenario = 1
, emissionAequivalent = 0 # we assume that the H2 is generated without
emissions
, costPerkWh = 1.00 # only dummy value
```

```
, initialInvest = 0
, timeSeriesToScaleWithInitialInvest = "storagepowercosts"
, efficiency = 0.406
, storageMaxLoadLevel = c(0.5, 0.7, 0.9, 1.0, 1.0, 1.0, 1.0, 0.9, 0.8, 0.7,
0.6, 0.5)) # the load level is controlled in a way that at the end of the year the
same energy is stored than at the beginning
```

In der in Abbildung 7-40 sind offenen Position über einen repräsentativen Zeitabschnitt dargestellt, welche bereits neben der EEG-Einspeisung über die Assets BHKW und Quartier-Stromspeicher ausgeglichen wurde, verbleiben im Szenario 1 (grüne Kurve) noch negative Positionen, während im Szenario 6 (blaue Kurve) diese bereits durch die größere Kapazität des Stromspeichers ausbalanciert werden konnten.

Open position over all without energy exchange (extreme scenarios)

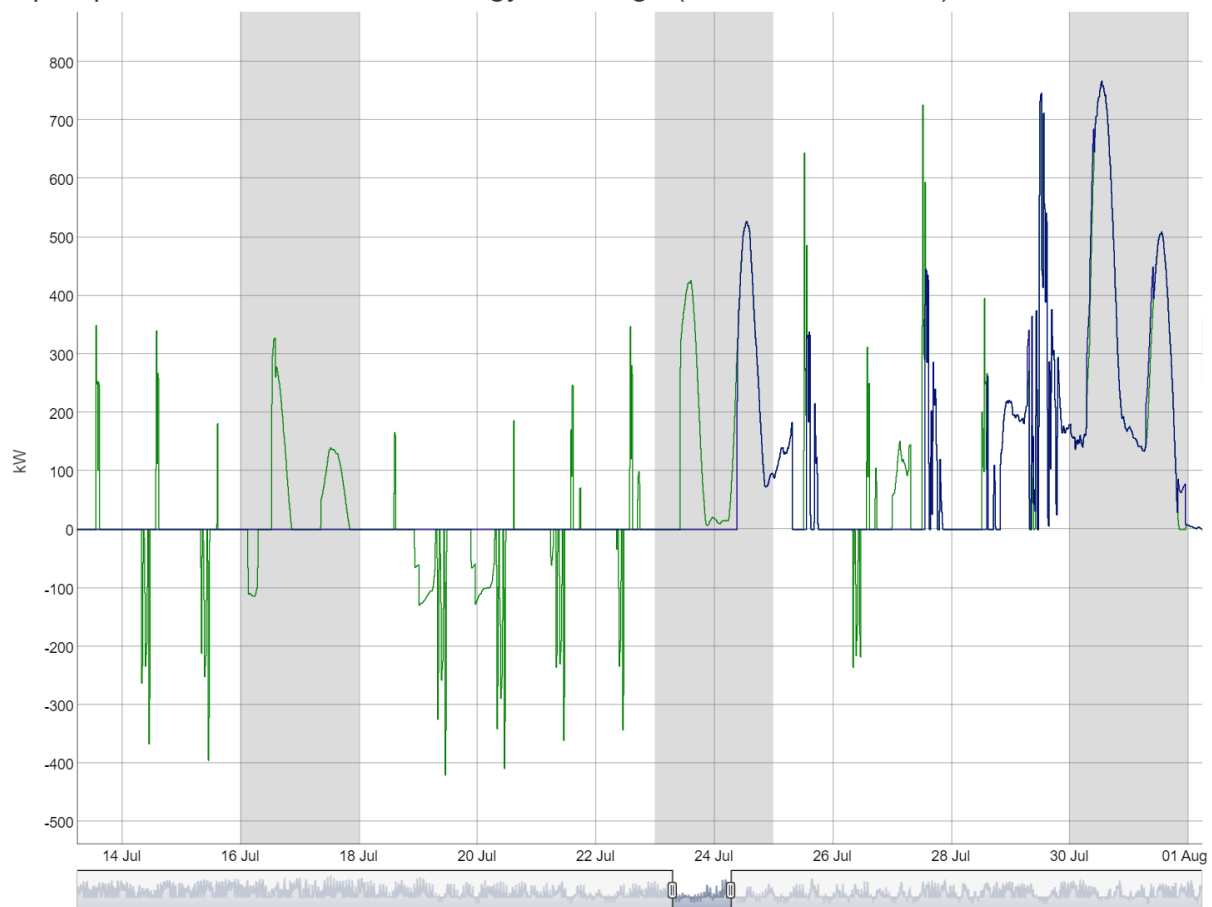
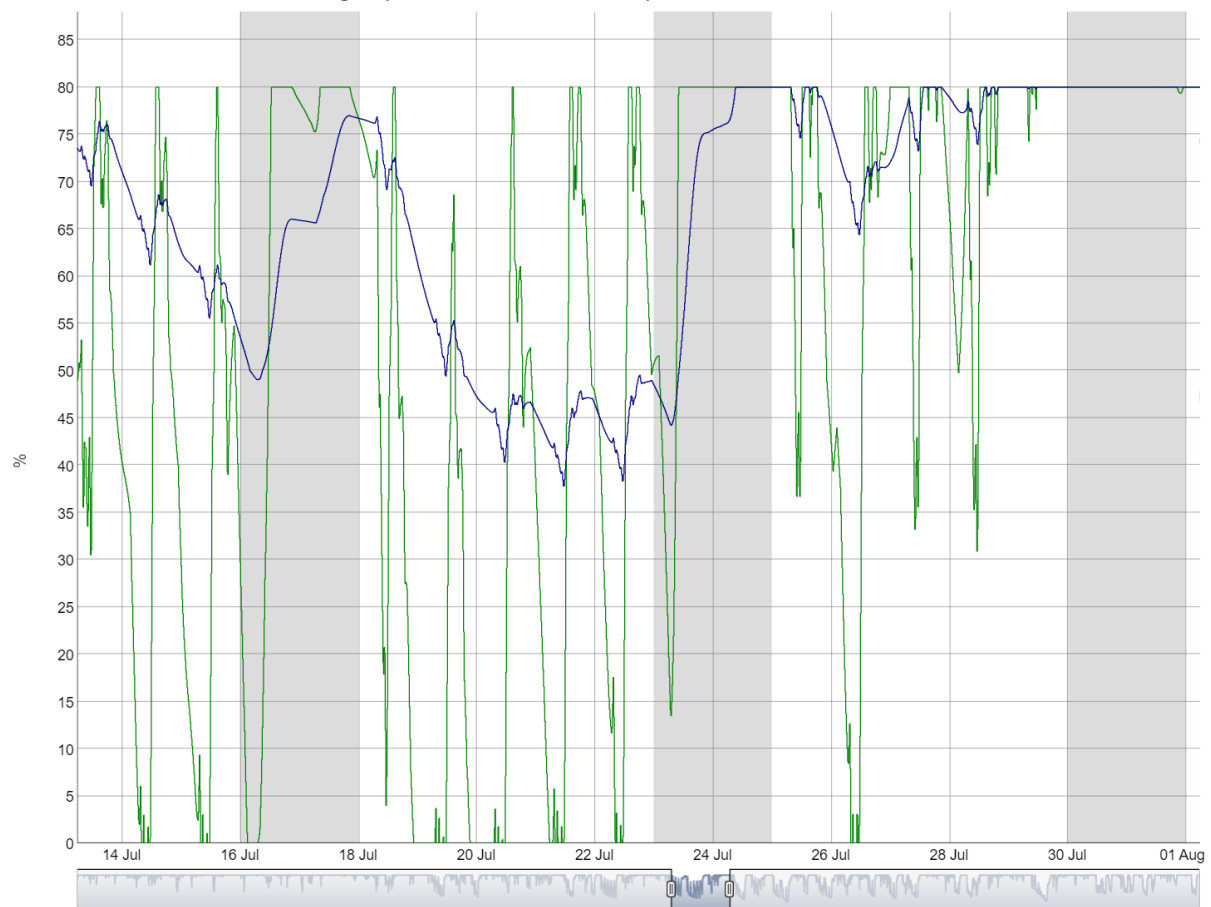


Abbildung 7-40 Offene Position ohne H2-Speicher (eigene Darstellung)

Die negativen Positionen des Szenarios 1 lassen sich auch aus dem Ladeniveau des Quartierspeichers erklären, da dieser zu den betreffenden Zeitpunkten (grüne Kurve) keine Energie mehr bereitstellen kann.

Load level of QRT storage (extreme scenarios)

**Abbildung 7-41 Ladeniveau des Stromspeichers (eigene Darstellung)**

Der H₂-Speicher stellt seine in Strom zurücktransformierte H₂-Kapazität dann zum Ausgleich der negativen Positionen zur Verfügung und wird seinerseits bei einer Überschussleistung von mehr als 200 Kilowatt geladen, siehe hierzu die nachfolgende Grafik mit den Lade- und Entladevorgängen.

Load and unload of QRT storage H2

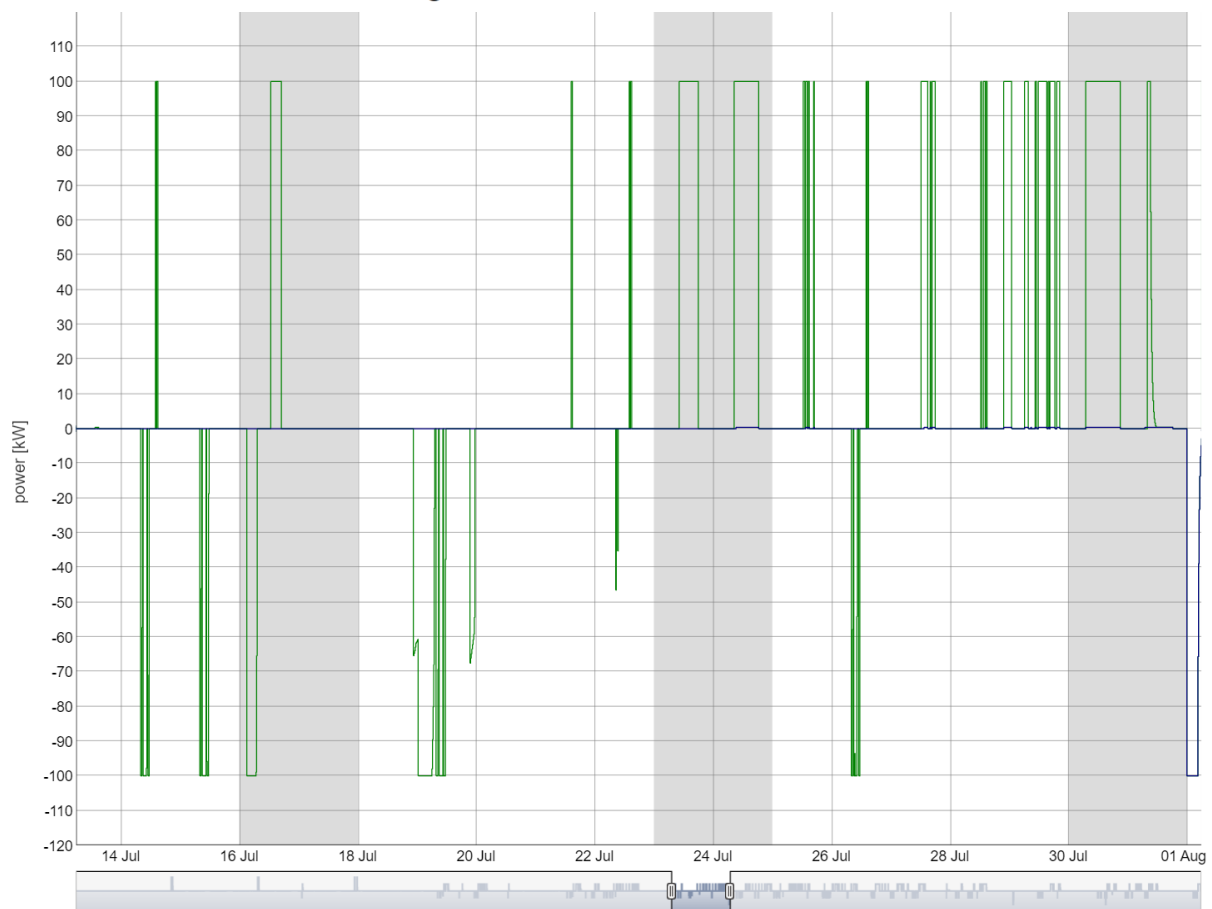
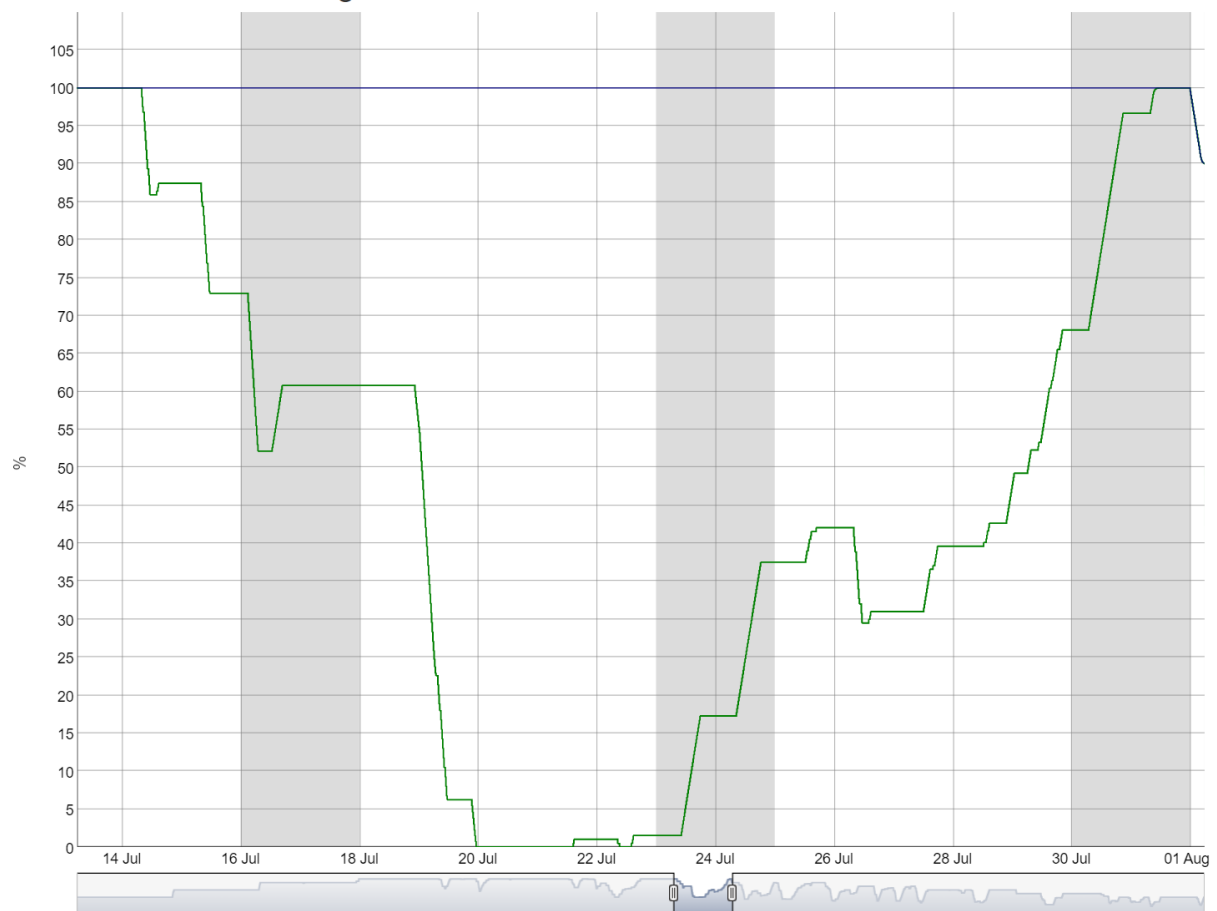


Abbildung 7-42 Lade- und Entladevorgang H2-Speicher (eigene Darstellung)

Diese Lade- und Entladevorgänge bewirken eine massive Veränderung des Ladelevels, teilweise bis zur vollständigen Entladung.

Load level of QRT storage H2

**Abbildung 7-43 Ladeniveau des H2-Speichers (eigene Darstellung)**

Durch die begrenzte Transformationsleistung und das begrenzte Speicherniveau können die negativen Positionen nach wie vor nur teilweise ausgeglichen werden.

Open position over all with normal QRT storage and QRT H2 storage (extreme scenarios)

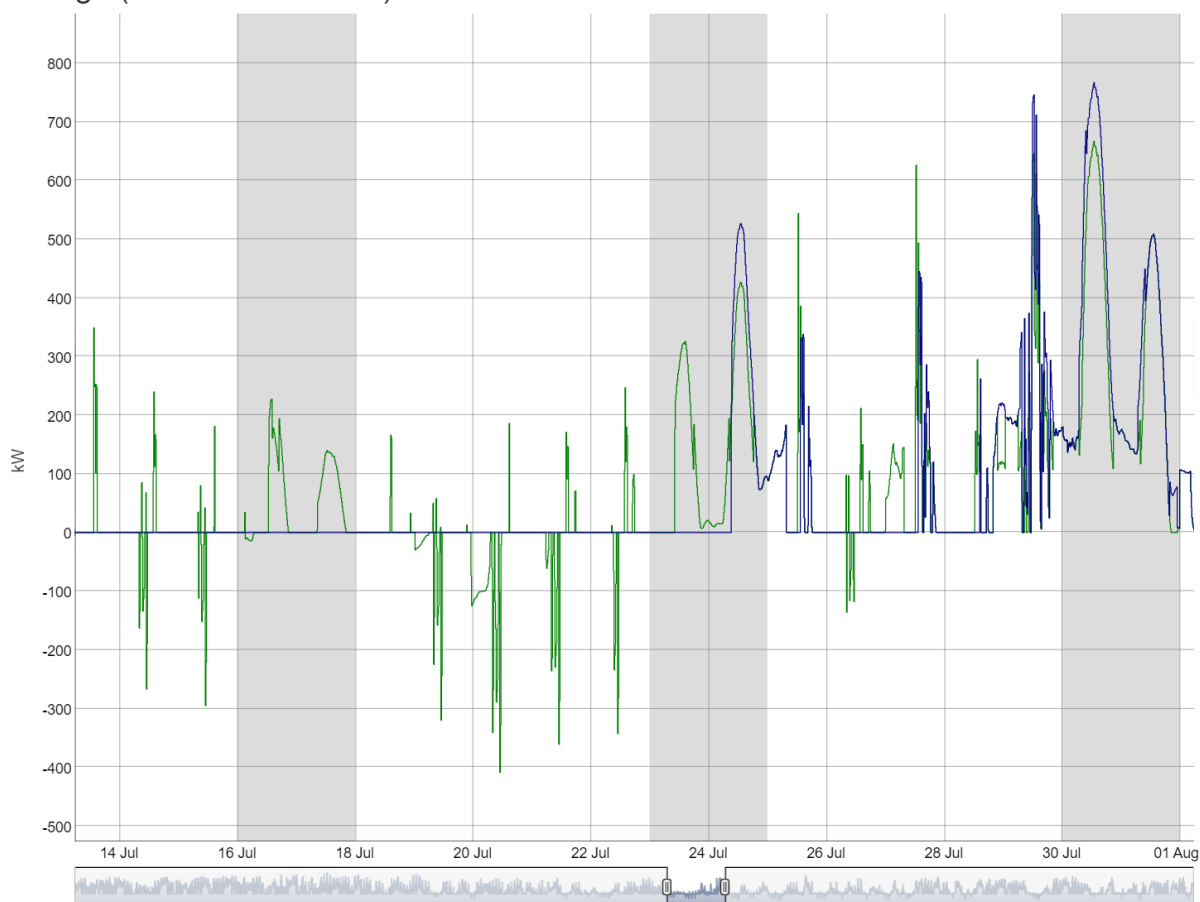
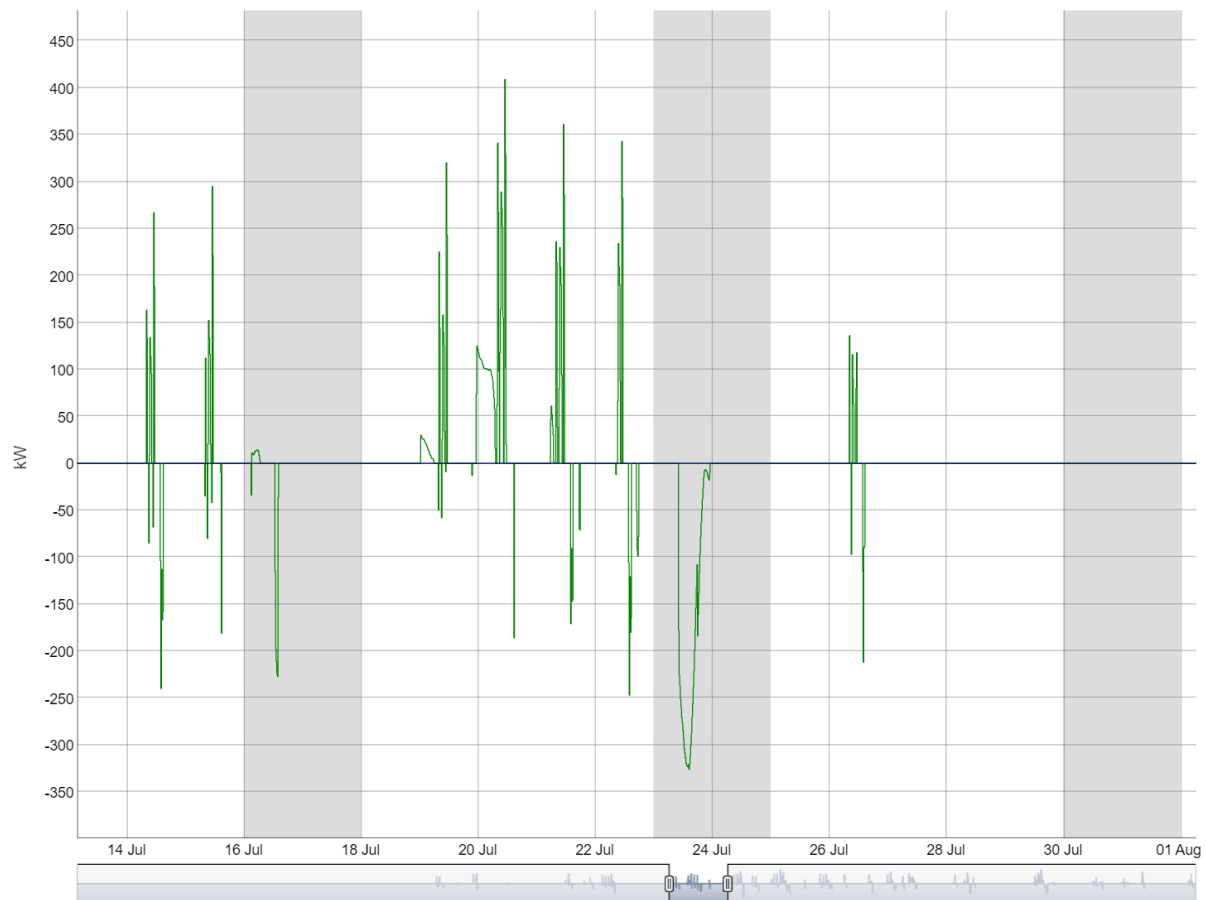


Abbildung 7-44 Offene Position nach Ausgleich über H₂-Speicher (eigene Darstellung)

Es wird daher für die Stromspeicherauslegung des Szenarios 1 (grüne Kurve) nach wie vor ein temporärer Zukauf von Energie benötigt, welcher aber bei Auftreten der nächsten Überschussenergie wieder zurückverkauft (negative Positionen) wird.

Energy flow from and to energy exchange (extreme scenarios)

**Abbildung 7-45 Energiefluss von und zu der EEX (eigene Darstellung)**

Bewertet man die Ergebnisse, so lässt sich die Aussage treffen, dass ein H₂-Speicher mit der damit verbundenen Umwandlung Strom → H₂ → Strom im gegebenen Anwendungsszenario seine Vorteile nicht ausspielen kann, da es durch die extremen Ladeanforderungen der E-LKW auf große Ausgleichsleistungen in Kombination mit einer großen Speicherkapazität ankommt. In der folgenden Tabelle 7-10 Simulationsergebnisse mit zusätzlicher Ladeanforderung und H₂-Speicher ist in der Spalte „*QRT short energy H2*“ im Vergleich zu der Spalte „*QRT short energy*“ zu erkennen, dass die Kapazität des H₂-Speichers aufgrund der begrenzten Ein- und Ausspeicherraten im Spitzenlastbereich (siehe rote Markierungen) nur wenig zu der Beseitigung der Short-Position beitragen kann. Die Anforderungen eines Quartiers mit Versorgung von Ladesäulen können daher am besten und kostengünstigsten durch einen konventionellen Stromspeicher erfüllt werden, siehe hierzu die Ergebnisse des Szenarios 6.

Tabelle 7-10 Simulationsergebnisse mit zusätzlicher Ladeanforderung und H₂-Speicher

Replika-tion	CHP Utilization [h]	EE Balance energy [kWh]	QRT Full Load Cycle [n]	QRT Lifespan [year(s)]	QRT long energy [kWh]	QRT short energy [kWh]	QRT long energy H2 [kWh]	QRT short energy H2 [kWh]	Selling available energy at spot market [EUR]
1	4523.379	0	167.99	41.67	1523284	-59964	1459054	-34485	34955.69
2	4602.631	0	82.73	84.61	1486282	-32191	1446800	-16566	35157.71
3	4538.880	0	47.16	148.43	1456331	-9999	1443038	-4640	35428.02
4	4502.879	0	32.96	212.36	1443861	-2464	1439820	-839	35462.91
5	4454.877	0	25.39	275.70	1438078	0.00	1438082	0	35425.39
6	4441.377	0	21.30	328.5802	1435860	0.00	1435862	0	35345.11

Einspeise-Leistungsverteilung Wind und Solar

Die Anteile der Haupteinspeisungen an der Gesamtenergieerzeugung haben aufgrund ihrer unterschiedlichen Charakteristiken erwartungsgemäß eine signifikante Auswirkung auf die Erreichung des Autarkiepunktes in der Gesamtbilanzierung. Um diesen Effekt zu untersuchen, wurde die Simulation zusätzlich zur Referenzsimulation (PVrefWref) mit zwei abweichenden Peakleistung-Konstellationen (PvmWp, PVpWm) durchgeführt. Die Gesamt-Peakleistung aus beiden Einspeisungen wurde dabei beibehalten und auch alle anderen Parametrierungen wurden identisch belassen.

Tabelle 7-11 Übersicht Leistungsszenarien

Leistungs-szenario	Peakleistung PV [MW]	Peakleistung Wind [MW]	Gesamt [MW]
PVrefWref	500	600	1100
PvmWp	300	800	1100
PVpWm	700	400	1100

In Tabelle 7-12 sind die Simulationsergebnisse gegen die bereits in der Referenzsimulation verwendeten Quartierspeicher-Szenarien aufgetragen. Wie an den rot markierten Einträgen zu erkennen ist, führt eine Erhöhung der PV-Leistung mit gleichzeitiger Erniedrigung der Windleistung insgesamt zu einer ausgewogeneren Bilanz aus Überschuss-Energie und Energiedefiziten, wenn auch zur Erreichung der Autarkie eine etwas größere Quartierspeicherdimensionierung benötigt wird. Auf die spezifischen Gestehungskosten wirkt sich diese Konstellation negativ aus. Eine Erniedrigung der PV-Leistung mit gleichzeitiger Erhöhung der Windleistung führt hingegen zu einer deutlich

unausgewogeneren Bilanz mit gleichzeitiger Verschlechterung des Autarkiegrades. Auf die spezifischen Gestehungskosten wirkt sich diese Konstellation positiv aus.

Tabelle 7-12 Ergebnisse Leistungsszenarien

Rep-lica-tion	QRT long energy Ref. [kWh]	QRT short energy Ref. [kWh]	spec. power genera-tion costs Ref. [ct/kWh]	QRT long energy PVpWm [kWh]	QRT short energy PVpWm [kWh]	spec. power genera-tion costs PVpWm [ct/kWh]	QRT long energy PvmWp [kWh]	QRT short energy PvmWp [kWh]	spec. power genera-tion costs PvmWp [ct/kWh]
1	1714772	-18497	7.72	1354842	-17997	8.84	2095007	-31298	6.80
2	1689992	-3245	8.96	1326330	-2807	10.21	2066978	-12813	7.92
3	1681204	0	11.15	1320026	-132	12.64	2049695	-2756	9.87
4	1678393	0	13.35	1318552	0	15.11	2042633	0	11.85
5	1677016	0	15.56	1317232	0	17.58	2040487	0	13.83
6	1675742	0	17.34	1316693	0	19.56	2038199	0	15.41

Interpretation der Ergebnisse

Die Simulationsergebnisse lassen sich zusammenfassend wie folgt interpretieren:

- Die Nutzung der Energieerzeugung eines Quartiers zur Beladung von E-LKW ist prinzipiell möglich.
- Die hohen, zeitlich konzentrierten Ladeanforderungen verursachen in Zeiten schwacher PV-Erzeugung mit gleichzeitig schwacher Winderzeugung erhebliche bilanzielle Unterdeckungen.
- Der Ausgleich dieser Unterdeckungen kann nur mit Speichern erfolgen, welche hohe Ein- und Ausspeicherraten bereitstellen können. Dies ist mit erheblichen Investitionskosten verbunden.
- Die in bestimmten Konstellationen entstehenden bilanziellen Unterdeckungen mit gleichzeitigen erheblichen Überkapazitäten zu anderen Zeitpunkten signalisieren die Notwendigkeit, den Energieverbrauch wesentlich stärker an die Erzeugungsmöglichkeiten anzunähern. Dies wäre aber mit einer Abkehr von dem termingetriebenen Verbrauchsverhalten zu einem angebotsorientierten Verbrauchsverhalten verbunden.

7.3.4.7 Weiterverarbeitung der Simulationsergebnisse und Schnittstelle zu Folgeprozessen

Um im Demonstrator die durch die im Jahresverlauf völlig unterschiedlichen Wetterbedingungen für den Betrachter herauszuarbeiten, wurden vier extrem konträre Wetterkonstellationen aus den Simulationsergebnissen ermittelt:

- Maximale Wind- und maximale Photovoltaik-Einspeisung
- Minimale Wind- und minimale Photovoltaik-Einspeisung
- Maximale Wind- und minimale Photovoltaik-Einspeisung
- Minimale Wind- und maximale Photovoltaik-Einspeisung

Die vier Konstellationen wurden über eine Bewertungsmatrix aus den mittleren Tageswerten, quartalsweise erhobenen Minimal- und Maximalwerten sowie jährlichen Minimal- und Maximalwerten für Wind- und Solar-Einspeisung ermittelt. Dadurch wurden im Ergebnis die zuvor aufgelisteten maximal konträren Ergebnisszenarien aus den 365 vorliegenden Simulationstagen selektiert.

Die Ergebnisse der Auswahl zeigen auch, dass diese Wetterbedingungen auch zu Jahreszeiten auftreten können, zu denen man sie nicht erwartet hätte.

Tabelle 7-13 Wetterbedingungen

Wetter-Szenario	Auftrittsdatum
Max. Wind & max. Solar	22.04.
Min. Wind & min. Solar	11.11
Max. Wind & min. Solar	11.03
Min. Wind & max. Solar	27.04.

In der folgenden Grafik sind die prozentualen Anteile der verschiedenen Erzeugungsquellen am Gesamtstrommix dargestellt:

Energy generation pro rata in percent values

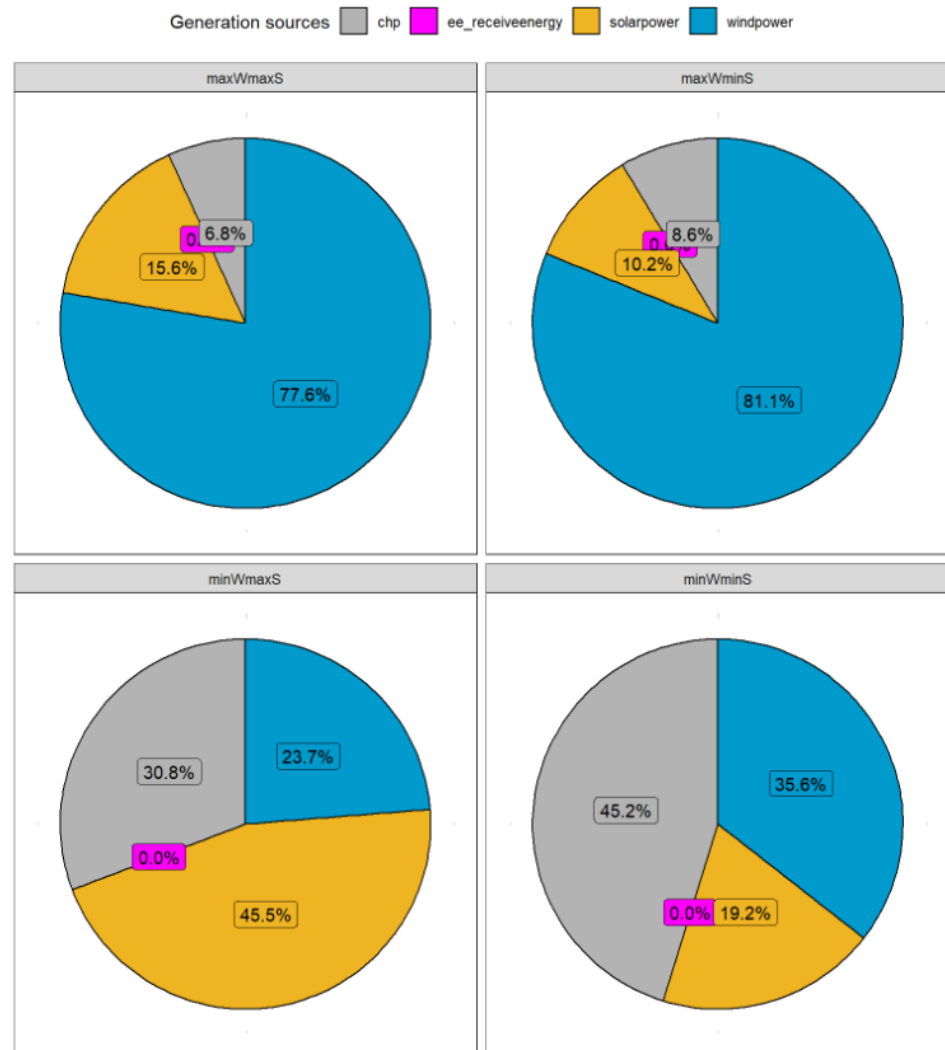


Abbildung 7-46 Prozentualer Anteil der Energiequellen am Strommix (eigene Darstellung)

Die Grundidee der weiteren Verarbeitung der Simulationsergebnisse orientierte sich an der Durchführung eines Handels auf einer zentralen Plattform, auf welcher alle Energieerzeuger und Energieverbraucher mittels Geboten ihre Energieerzeugung und Energienachfrage einstellen. Auf dieser Basis wird ein optimales Matching durchgeführt und damit werden Energieerzeugung und Energienachfrage zusammengebracht.

Um zu einem späteren Zeitpunkt die Ergebnisse in eine zentrale, vollumfängliche Plattform integrieren zu können, wurden aus den Zeitreihen der Simulationsergebnisse mit einem zusätzlichen Transformationsschritt Energie- und Flexibilitätsgebote erzeugt. Diese Gebote sind in Summe bezogen auf den vermarktaren Energieanteil aus simulierten Ladeanforderungen und den verbleibenden Energieüberschuss ohne den Eigenbedarf des Quartiers. Dieser wird anteilig auf die Erzeugungssituation heruntergebrochen und in Einzelgebote transformiert. Der Lieferzeitraum der Gebote kann per Konfiguration vorgegeben werden und wurde in Abstimmung mit den Folgeprozessen auf 15 Minuten festgelegt.

Die Schnittstelle ist als CSV-Format mit den folgenden fachlichen Inhalten ausgelegt:

Tabelle 7-14 Format der Gebotsschnittstelle

Attribut	Beschreibung
quarter	Identnummer des Quartiers; Im Rahmen der Simulation fest mit 1 belegt
id	Eindeutige Identifikationsnummer des Gebotes. Sie wird nachfolgender Regel gebildet:
	IDENT_[EN, F+, F-,PR]- kryptographischer MD5-Hashwert des aktuellen Datums
type	Typ des Gebotes [energy, flexibility, prices]
createdAt	Erstelldatum des Gebotes → aktuelles Systemdatum in Sekunden
concludetAt	Abschlussdatum des Gebots → aktuelles Systemdatum in Sekunden
businessPartner	Name des anbietenden oder nachfragenden Geschäftspartners. Im Rahmen der Simulation fest vorbelegt mit BP000001
state	Gebotsstatus [offer, concluded, cancelled]
startDate	Beginn Lieferdatum des Gebots → in Sekunden
endDate	Ende Lieferdatum des Gebots → in Sekunden
validity	Gültigkeit des Gebots in Minuten, z. B. 15
price	Angebotspreis in cent/kWh
power	Angebotene Leistung
subsidisedPower	In Anspruch genommene Leistung; Nicht verwendet und für spätere Nutzung vorgesehen
maxFlexibilityPos	Maximale positive Flexibilität
maxFlexibilityNeg	Maximale negative Flexibilität

amountEmissions	Durch die Energieerzeugung verursacht CO ₂ -Emissionen in kg/kWh
unit	Einheit der Werte in der Spalten power, maxFlexibilityPos, maxFlexibilityNeg
address	Eindeutiger MD5-Hashwert, siehe id. Im produktiven Betrieb erzeugt durch eine DLT-Anbindung
srcldentNbr	Bezeichnung der Energieerzeugungseinheit

Tabelle 7-15 Beispielhafter Datensatz Gebot

quarter	1
id	IDENT_EN736ce6f77c4521560bb5409a1edde39a
type	energy
createdAt	1666099276
concludedAt	1666099276
businessPartnerID	BP000001
state	offer
startDate	1668123000
endDate	1668123900
validity	15
price	1,92022694
power	58
subsidisedPower	0
maxFlexibilityPos	0
maxFlexibilityNeg	0
amountEmissions	0
unit	kW
address	IDENT_EN736ce6f77c4521560bb5409a1edde39a
srcldentNbr	windpower

7.4 Maßnahmen zur Erhöhung der Autonomie lokaler Quartiere

Wie in der Einführung erwähnt, unterliegt die Energiebilanz des Quartiers hochdynamischen Schwankungen durch volatile Erzeugung und Verbräuche, sowohl kurzfristiger (Dunkelflaute) als auch saisonaler Art sowie durch logistische Routenplanung getriebene Ladeanforderungen. Dies führt stellenweise zu erheblichen Über- und Unterdeckungen der Energiebilanz, welche sich nur sinnvoll durch eine schnell verfügbare Speicherkapazität und/oder anderen Flexibilitäten ausgleichen lassen, da sowohl eine Erhöhung der Erzeugungskapazitäten als auch eine Abschaltung derer unwirtschaftlich wäre und zu einer erheblichen Kostenerhöhung der Stromerzeugung führen würde. Von zentraler Bedeutung ist daher die auf das Anforderungsprofil passende Auslegung der Speicherkapazitäten. Um dies herauszufinden, wurden mehrere Szenarien mit unterschiedlichen Kapazitäten parametrisiert, parallel berechnet und die sich damit ergebenden Bilanzungleichgewichte untersucht. Ab einer Mindestkapazität können dadurch Unterdeckungen vollständig vermieden werden. Unterstützend wirkt dabei eine an das BHKW angeschlossene Wärmespeicherung, da durch die Wärme-Strom-Kopplung zusätzliche Flexibilitäten der Stromerzeugung gehoben werden können.

Implementierung einer Reservierungsfunktion

Die Reservierung von Ladepunkten wird im Zusammenhang mit nutzerfreundlicher Ladeinfrastruktur häufig und kontrovers diskutiert. Die Vorteile liegen auf der Hand: Mit einer Reservierungsfunktion können Fahrten besser geplant und damit verbundene Ladungen zuverlässiger durchgeführt werden. Bei der Umsetzung sehen sich die Betreiber allerdings mit zahlreichen Herausforderungen konfrontiert:

- Im Reservierungszeitraum kann der Ladepunkt nicht durch Dritte genutzt werden. Dies muss für Dritte entsprechend erkennbar sein und vom Betreiber kommuniziert werden.
- Der Betreiber muss gewährleisten, dass der reservierte Ladepunkt und die dazugehörige Parkfläche zum entsprechenden Zeitpunkt frei sind. Damit geht einher, dass
 - der vorherige Ladevorgang von der Ladesäule beendet wird,
 - der Stecker frei ist und keine Kopplung mehr zu einem anderen Fahrzeug besteht,
 - eine Parkmöglichkeit am Ladepunkt vorhanden ist.
- Den Nutzer:innen muss eine Schnittstelle zur Verfügung gestellt werden, über die die Reservierung durchgeführt werden kann. Da die Reservierung nur durch den Betreiber durchgeführt werden kann, muss dieser in den Reservierungsprozess immer eingebunden werden. Grundvoraussetzung ist daher auch, dass der Betreiber überhaupt die Reservierung der Ladeinfrastruktur vorsieht und anbietet.

- Die Reservierung wird vom Betreiber der Ladeinfrastruktur direkt angeboten. Für die Reservierung muss der Nutzer die jeweilige Reservierungsschnittstelle des Betreibers nutzen (geschlossenes System). Die Abrechnung und Reservierung des Ladevorgangs erfolgt direkt über den CPO bzw. das EMP-Produkt, welches der CPO anbietet.
- Der Betreiber bietet eine offene Schnittstelle für EMP/NSP Produkte Dritter an. Über diese Schnittstelle können auch Dritte Reservierungen vornehmen. Die Abrechnung der Reservierung und des Ladevorgangs erfolgt über den EMP. Wie in jedem anderen Roaming-Fall muss hier eine Verrechnung zwischen EMP und CPO stattfinden.

Grundsätzlich kann die Reservierung in unterschiedlichen Konzepten umgesetzt werden. Nachfolgend werden die wichtigsten Konzepte kurz gegenübergestellt und diskutiert:

Ad-hoc- vs. kalenderbasierte Reservierung

Die Ad-hoc-Reservierung zeichnet sich dadurch aus, dass sie kurz vor dem Antritt des Ladevorgangs vorgenommen wird. Konkret bedeutet dies, dass ab dem Zeitpunkt des Reservierungsauftrags der ausgewählte Ladepunkt nicht mehr für dritte als Nutzer zur Verfügung steht. In dem Zeitraum zwischen Reservierungsauftrag und Start des Ladevorgangs durch den Reservierungsauftraggeber kann der reservierte Ladepunkt nicht genutzt werden. Daraus resultiert, dass der Zeitraum, für den die Reservierung aufrechterhalten wird, zeitlich begrenzt werden muss. Der Standardreservierungszeitraum ist in diesem Modell 30 Minuten, kann aber vom Betreiber beliebig definiert und daher bspw. auf 15 oder 20 Minuten verkürzt werden. Technisch gesehen muss die Reservierungsanfrage mindestens eine ContractID (oder einen Token) enthalten. In diesem Zeitraum gilt der Ladepunkt als belegt (reserviert) und kann nur von dem Endkunden, der die Reservierung initialisiert hat, freigeschaltet werden. Löst der Endkunde seine Reservierung nicht im definierten Reservierungszeitraum ein, gilt dieser wieder als frei und kann von Dritten genutzt werden. Dieses Modell der Ad-hoc-Reservierung ist CPO-seitig bereits möglich, es mangelt allerdings an umsetzungswilligen EMP/NSP bzw. standardisierten Schnittstellen, um die Ad-hoc-Reservierung dem Nutzer zugänglich zu machen.

Die kalenderbasierte Reservierung ist an einen konkreten Zeitraum geknüpft. Es ist vor allem für jene Use-Cases relevant, bei denen ein definierbarer Ladebedarf (Menge und Zeitpunkt) im Voraus bekannt ist. Neben einer bestimmten ContractID (Token) muss darüber hinaus ein konkreter Zeitraum für die Reservierung angegeben oder ausgewählt werden. Je nach Anwendungsfall ist gegebenenfalls auch die Angabe des Kennzeichens notwendig.

1-zu-1-Zuordnung vs. Poolreservierung

Die kalenderbasierte Reservierung kann in zwei Konzepte unterschieden werden, abhängig davon, ob die Reservierung an einen konkreten Ladepunkt geknüpft ist. Bei einer 1-zu-1-Zuordnung zwischen Reservierung und Ladepunkt ist die Reservierung

nur für einen spezifischen Ladepunkt gültig und kann an keinem anderen Ladepunkt am Standort eingelöst werden. Beim Pool-Modell gilt die Reservierung für eine ganze Gruppe von Ladepunkten, die an einem Standort für die Reservierung freigegeben sind. Die Reservierung kann bei allen Ladepunkten der Gruppe eingelöst werden. Dieses Modell bietet den Vorteil, dass vor Ort nicht erst der richtige Ladepunkt ausfindig gemacht werden muss, bevor der Ladevorgang gestartet werden kann.

Feste vs. fließende Buchungszeiträume

Je nach Szenario eignet sich ein Kalender mit entweder fest vorgegebenen Zeiträumen oder eine Buchung von fließenden Buchungsfenstern (wie in Abbildung 7-47).

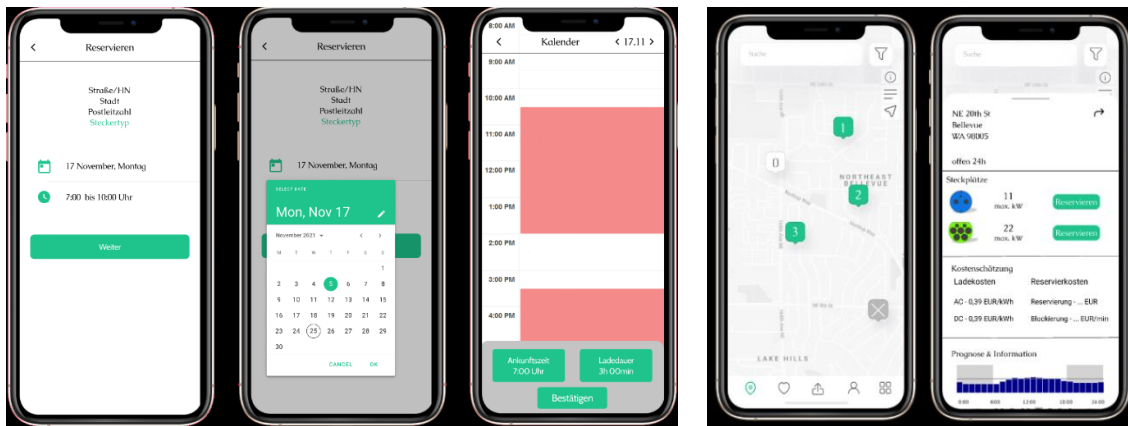


Abbildung 7-47 In App-Reservierungsprozess: Kalenderbasiert mit fließenden Buchungszeiträumen

Beim Modell mit festen Buchungsfenstern sind die buchbaren Zeiträume fest definiert, sodass der Nutzer sich bei der Reservierung am vorgegebenen Muster orientieren muss (siehe Abbildung 7-48). Dieses Modell eignet sich gut für Standorte, wo sich die Nutzung an bestimmte andere Raster (z. B. Arbeitszeit) angliedern lässt. Im öffentlichen Bereich eignen sich grundsätzlich stärker die flexiblen Buchungsmodelle, da die Anforderungen dort deutlich heterogener sind.

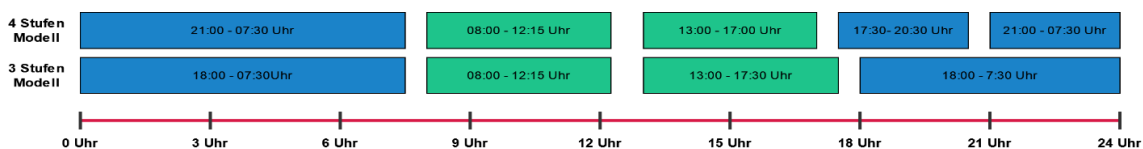


Abbildung 7-48 Unterschiedliche Modelle zur Nutzung betrieblicher Ladeinfrastruktur mit festen Buchungsfenstern für Mitarbeiter (grün) und Anwohner (blau) (eigene Darstellung)

Zusatzangebot vs. Zugangsvoraussetzung

Weiterhin muss entschieden werden, ob die Reservierung als Zusatzfunktion angeboten oder obligatorisch sein soll. Das Modell, bei welchem die Nutzung nur über eine vorherige Reservierung möglich ist, hat diesbezüglich den Vorteil, dass der Nutzer im Buchungsvorgang bereits über eine möglicherweise nachfolgende Reservierung informiert wird. Dies ist bei dem Modell mit dem Zusatzangebot nicht zwingend gegeben.

Hier müssen die Information über eine nachfolgend vorliegende Reservierung und der damit verbundene Hinweis, den Ladepunkt zu einem bestimmten Zeitpunkt freizumachen, gesondert an den Nutzer übermittelt werden. Andernfalls ist nicht sichergestellt, dass der Ladepunkt zum reservierten Zeitpunkt tatsächlich zur Verfügung steht.

Übergangszeiten

Bei allen Modellen ist es wichtig, dass die Übergangszeit vernünftig geregelt ist. Hierfür eignet sich ein Übergangszeitraum (bspw. 15 Minuten), welcher zusätzlich zum reservierten Zeitraum geblockt wird. Bei zwei nahtlos aufeinanderfolgenden Reservierungen bleibt demnach immer eine Viertelstunde Zeitpuffer. Trotzdem muss natürlich gewährleistet sein, dass der Ladepunkt vom vorherigen Nutzer freigeräumt wird. Die dafür gängigste Maßnahme ist eine entsprechende Tarifierung, durch welche entsprechende Anreize zum Freimachen des Ladepunktes, z. B. über Blockiergebühren, nach Ablauf des Reservierungszeitraums gemacht werden können.

Reservierungen für E-LKW

Die oben vorgestellte Ad-hoc-Reservierung ist die am einfachsten umzusetzende Variante sowohl für den PKW- als auch den LKW-Bereich. Vor allem für spontane Reservierungsanfragen wäre dieses Modell daher am besten geeignet. Gesetzlich vorgeschriebene Lenkzeitunterbrechungen (bis 45 Minuten) könnten für Zwischenladungen genutzt und mit entsprechend kurzem Vorlauf reserviert werden. Für die längeren Pausen (Tagesruhezeiten: 9 – 11 Stunden) eignet sich dagegen eine kalenderbasierte Reservierung, welche mit größerem Vorlauf geplant werden kann. Aufgrund des hohen Parkdrucks sollte sichergestellt werden, dass die Ladeinfrastruktur nicht von anderen LKW zugeparkt wird. Um dies zu erreichen, könnten Ladezonen beschränkt und der Zugang zu diesen Zonen über die Reservierungen geregelt werden.

Abrechnung & Tarifierung

Die Tarifierung und Abrechnung von Ladevorgängen sind ein wichtiges Instrument, um Anreize zu setzen und das Nutzerverhalten zu steuern. Aktuell kann die Abrechnung in zwei unterschiedliche Modelle unterschieden werden: die Ad-hoc-Abrechnung und die vertragsbasierte Abrechnung (s. Abbildung 7-49).

Rollenverteilung

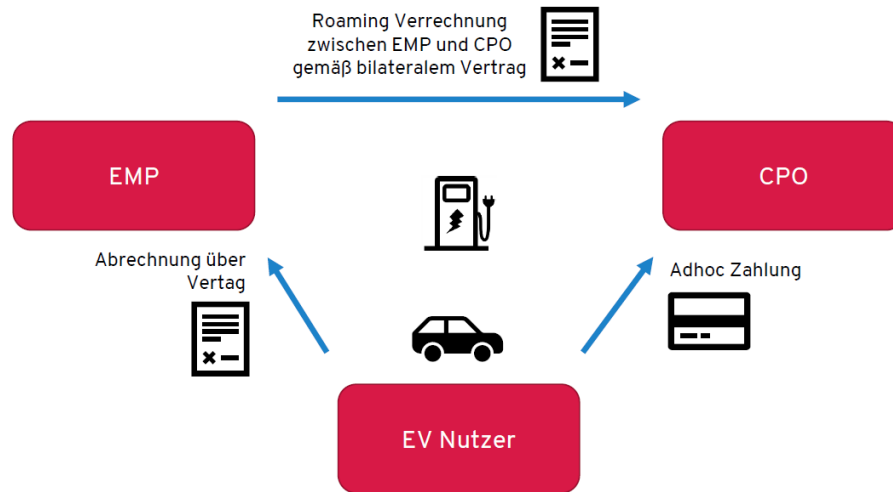


Abbildung 7-49 Rollenverteilung bei der Abrechnung von Ladevorgängen und die Unterscheidung zwischen Ad-hoc- und vertragsbasierter Abrechnung (eigene Darstellung)

Ad-hoc-Abrechnung

Die Ad-hoc-Abrechnung wird analog zum gängigen Bezahlvorgang beim Tanken durchgeführt. Das heißt, der Nutzer begleicht die Kosten für den Ladevorgang direkt beim Betreiber (CPO) der Ladeeinrichtung bspw. via Kreditkarte oder PayPal. Hierzu bedient sich der Nutzer einer entsprechenden physischen Schnittstelle an der Hardware (z. B. Kreditkartenterminal) oder gibt die Zahlungsdaten über eine entsprechende web- oder appbasierte Schnittstelle (QR-Code) ein. Den Preis bzw. den Tarif für den Ladevorgang bestimmt in diesem Szenario allein der Betreiber der Ladeinfrastruktur.

Vertragsbasierte Abrechnung

Bei der vertragsbasierten Abrechnung ist das Procedere komplizierter, da in diesem Szenario bei der Bezahlung des Ladevorgangs zusätzlich der Anbieter eines Ladestromvertrags (EMP) involviert ist. Mit diesem hat der Nutzer ein bestehendes Vertragsverhältnis, welches im einfachsten Fall die Kosten je geladener Kilowattstunde zwischen EMP und Endnutzer definiert. In diesem Vertrag ist außerdem geregelt, bei welchen CPO diese Konditionen gelten und somit eine Autorisierung mit der Ladekarte des EMP möglich ist. Der EMP rechnet die Ladevorgänge mit seinem Kunden gemäß Vertrag an. EMP-Verträge sind heute nahezu ausnahmslos statisch. Dies hat den Vorteil, dass der Nutzer bei Zahlung mit seinem Vertrag immer weiß, zu welchen Konditionen der Ladevorgang abgerechnet wird. Da aber auch in diesem Szenario Stromkosten für den Ladevorgang beim CPO entstehen, muss der EMP den CPO die angefallenen Stromkosten seines Kunden begleichen. Dies geschieht gemäß einem zwischen EMP und CPO bilateral abgeschlossenen Roaming-Vertrag. Auch hier sind die vereinbarten Tarife in der Regel statisch, das heißt über einen gewissen Zeitraum fest vereinbart.

Aktuell löst das vor allem bei den Betreibern der Ladeinfrastruktur große Probleme aus, da bei den steigenden Strompreisen am Markt die dem gegenüberstehenden Vergütungen aus den Roaming-Tarifen oft nicht mehr ausreichen, um die Stromkosten zu decken. Flexible Endkunden-Tarife und Roaming-Vereinbarungen könnten dem entgegenwirken.

Anreize durch flexible Tarife

Das vertragsbasierte Laden ähnelt im Wesentlichen dem heutigen Tankkartenmodell, welches vor allem bei Speditionen große Beliebtheit erfährt. Die Adaption des Ladekarten-Modells bzw. vertragsbasierten Ladens scheint daher auf der Hand zu liegen und wahrscheinlich. Da der CPO in diesem Modell nicht den Tarif zum Endkunden bestimmt, sondern der EMP, braucht es vernünftige Mechanismen (z. B. Preissignale), damit der CPO die Preisanreize bis zum EMP des Endkunden transportiert bekommt. Solche Preissignale müssten vom CPO mit den dynamischen POI-Daten eines Ladepunktes verknüpft und über die Roaming-Plattform an alle relevanten EMP kommuniziert werden. Nachteil an diesem Konzept ist, dass die Umsetzung der Preissignale beim EMP liegen und somit eine Weitergabe von Preisvorteilen und Anreizen an den Nutzer nicht zwingend sichergestellt ist. Die Abrechnung von flexiblen Tarifen müsste sowohl im Vertrag zwischen EMP und Nutzer als auch im Roaming-Vertrag zwischen CPO und EMP verankert werden (s. Abbildung 7-48).

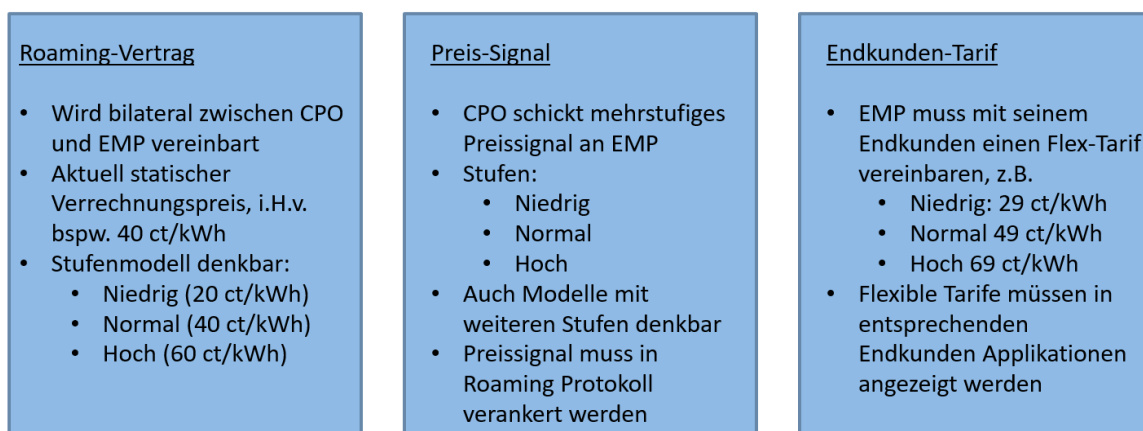


Abbildung 7-50 3-Säulen-Modell für die Anreizgestaltung auf Basis von Preissignalen im E-Roaming (eigene Darstellung)

Alternativ kann der CPO seinen Standort bei günstigem Energieangebot über den Ad-hoc-Tarif direkt vermarkten und mit den Tarifen der EMP stärker in Konkurrenz gehen. Dies würde dazu führen, dass der Nutzer bei günstigen Ad-hoc-Preisen von der Nutzung ihres EMP-Vertrags absieht und den Ladevorgang stattdessen ad hoc bezahlt. Hier ist der CPO deutlich flexibler, was die Gestaltung der Tarife und Anreizmodelle angeht, da die Abhängigkeit bei der Umsetzung vom EMP nicht gegeben ist.

Potenzialanalyse Bidirektionales Laden

Zusätzliches Flexibilisierungspotenzial bietet das bidirektionale Laden, das heißt die Einspeisung von Energie aus den Fahrzeugbatterien in das (lokale) Stromnetz. Fahrzeuge stehen im Durchschnitt 95 Prozent der Zeit, ohne dass ein Nutzen für den Eigentümer oder die Gesellschaft daraus entsteht. Auch batterieelektrische Fahrzeuge stehen die meiste Zeit und könnten in der Theorie ihre verfügbare Batteriekapazität dem Netz als Flexibilisierungspotenzial zur Verfügung stellen. Dieses Potenzial haben wir im Rahmen des Projekts analysiert und eine Prognose für das Jahr 2030 erstellt. Hierzu mussten einige Annahmen (siehe Tabelle 7-166) getroffen werden.

Tabelle 7-16 Annahmen bei der Potenzialanalyse für das bidirektionale Laden 2030

Pendelstrecke	34 km
Anzahl PKW in 2030	48.000.000
Anzahl EV in 2030	10.000.000
Elektrifizierung	21%
PKW pro Haushalt	1,14

Für ein Quartier mit 180 Haushalten ergibt sich somit eine Anzahl 205 PKW, was bei einer Elektrifizierung von 21 Prozent 43 EV entspricht (s. Abbildung 7-51 Kalkulationstabelle der V2G-Potenzialanalyse). Diese Fahrzeuge setzen sich aus verschiedenen Fahrzeugklassen zusammen, welche im Durchschnitt eine Batteriekapazität von 56 Kilowattstunden besitzen. Subtrahiert man hiervon den Energiebedarf, der durch den täglichen Weg zur Arbeit besteht, bleibt eine Kapazität von 53,5 Kilowattstunden (*AkkuPool max*) übrig, welche potenziell für die Versorgung des Quartiers genutzt werden kann. Dies entspricht bei den oben genannten Parametern einem maximalen Potenzial von 2.287 Kilowattstunden. Da nicht jeder EV-Nutzer seine Batteriekapazität vollumfänglich zur Verfügung stellt, muss dieses maximal mögliche Potenzial entsprechend reduziert werden. Würden die EV-Nutzer nur 25 Prozent (Flexibilitätsfaktor) der verfügbaren Akkukapazität zur Verfügung stellen, ergäbe das immer noch ein nutzbares Potenzial von 572 Kilowattstunden.

	Haushalte	180		Anzahl Haushalt im Quartier				
	Pendelstrecke	17		Durchschnittliche Pendlerstrecke (One Way) in km				
	Anzahl EV in 2030	10.000.000,00		Forecast für EV im Jahr 2030				
	Anzahl PKW in 2030	48.000.000,00		Gesamzahl PKW im Jahr 2030				
	Elektrifizierung	21%		Anteil der EV an der Gesamtzahl PKW				
							Flexibilitätsfaktor (fx)	0,25
	PKW pro Haushalt	1,14					Potenzial max (kWh)	Potenzial fx (kWh)
							2287,02	571,75
	Anzahl PKW	205						
	Anzahl EV	43						
Klasse	Referenz	Anteil (%)	Anteil2 (%)	Akku (kWh)	Verbrauch	Range (km)	AkkuPool max	AkkuPool fx
Kompakt	ID 3	25%	25%	58	16,6	349	52,36	13,09
Klein	ZOE ZE 40	19%	19%	40	16,1	248	34,53	8,63
Mittel	Inoniq 5	13%	13%	72,6	18,9	384	66,17	16,54
SUV	Enyaq 60	9%	19%	77	18,3	421	70,78	17,69
Mini	E-UP	7%	7%	33,4	12,7	263	29,08	7,27
Gelände	(Zuordnung SUV)	6%						
Utilties	(Zuordnung VANS XL)	4%						
Vans XL	Zafira L 75	4%	10%	68	25,2	270	59,43	14,86
Vans S	(Zuordnung SUV)	4%						
Obere Mittelklasse	BMW i4	4%	4%	80,7	17	475	74,92	18,73
Sportwagen	Taycan	2%	2%	71	18	394	64,88	16,22
Wohnmobile	(Zuordnung VANS XL)	1%						
Oberklasse	EQS	1%	1%	107,8	16,8	642	102,09	25,52
	Sum/Avg	0,976	0,976	56,24	16,7	315	53,50	13,37

Abbildung 7-51 Kalkulationstabelle der V2G-Potenzialanalyse (eigene Darstellung)

8 Arbeitspaket 5: Plattform

8.1 Ziele und Vorgehensweise des Arbeitspakets

Das Projekt ‚iP4MoVE‘ wurde initiiert mit dem Ziel, eine Intelligente Plattform zur optimalen Kopplung der Sektoren Mobilität und Energie zu konzeptionieren und zu entwickeln. AP 5 bildet den zentralen Punkt zur Kombination der Ergebnisse des Arbeitspakets 3 und 4 und dient zur Entwicklung der Plattform zur Kopplung der Sektoren Energie und Elektromobilität für Lastkraftfahrzeuge.

Zur Entwicklung der Plattform wurden hierfür zuerst ein Rollen-, Interaktions- und Preismodell entwickelt. Zusätzlich wurde die Kommunikation zwischen den verschiedenen Komponenten der Plattform betrachtet. Die folgende Abbildung 8-1 zeigt die zentralen Elemente der Plattform.

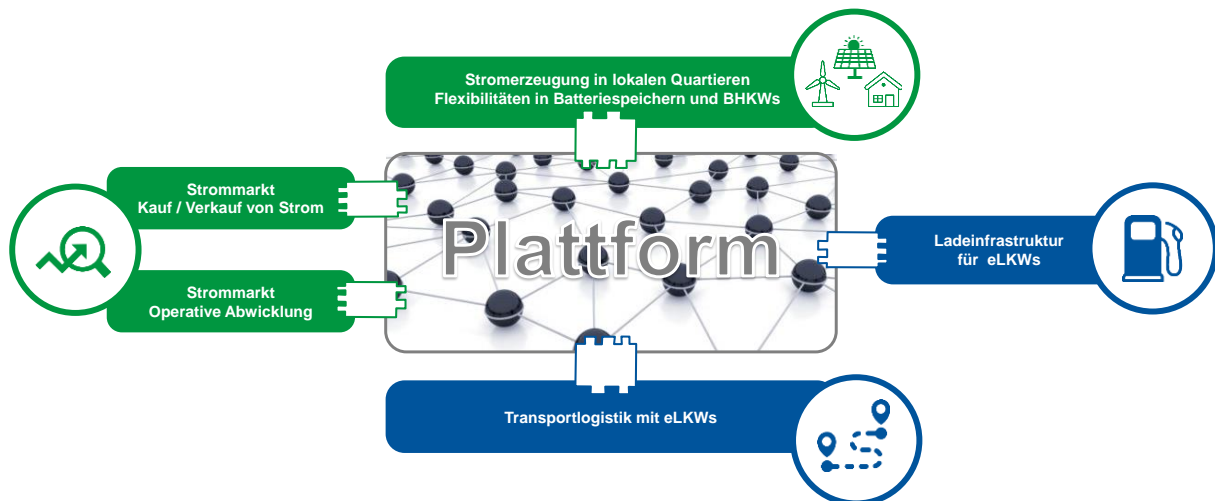


Abbildung 8-1 Plattform *iP4MoVE* (eigene Darstellung)

Anschließend an die Entwicklung der Plattform wurde zusätzlich untersucht, welches Geschäftsmodell bzw. welche Geschäftsmodellausprägungen geeignet sind, um die Sektorenkopplung umzusetzen.

8.2 Bausteine des Plattformmodells

Für die Plattformdefinition und die Spezifikation der Plattform-Funktionalitäten sind zuerst die beteiligten Rollen und ihre Interaktion herauszuarbeiten. Bei den im ersten Unterkapitel beschriebenen Rollen handelt es sich um zu den beteiligten Sektoren Mobilität und Energie zugehörige Rollen. Aus dem Sektor Mobilität sind es die Rollen, welche von Logistikunternehmen, aber auch Betreibern von Ladeinfrastruktur ausgeführt werden. Der Energiesektor wird auf Seiten der Energieerzeugung von der Rolle „Energiequartiere“ dargestellt. Die bisher genannten Rollen übernehmen in den bei der Sektorkopplung beschriebenen Prozessen neue bzw. geänderte Funktionen. Unterstützt werden Prozesse von etablierten Strukturen, die mit der Rolle der Energieunternehmen und ihrem Agieren im Energiemarkt gefasst werden. Darüber hinaus entsteht durch die hier beschriebene Plattform eine neue Rolle, die des Plattformbetreibers.

Nach der Definition der an der Plattform beteiligten Rollen widmet sich das zweite Unterkapitel der Zusammenarbeit dieser Rollen und beschreibt dies in einem Interaktionsmodell. Die Interaktion wird für unterschiedliche Zeithorizonte der Interaktion auf der Plattform beschrieben. Die Zeithorizonte reichen von der logistischen und lade-technischen Planung des Folgetages bzw. der nächsten Tage über die operative Abwicklung und Umplanung innerhalb eines Tages bis hin zu längeren Zyklen wie der kommerziellen Abrechnung der über die Plattform abgewickelten Vorgänge.

Nach Rollen- und Interaktionsmodell der Plattform und der Quartierssimulation wurde im Projekt der Bildung von Preisen für die Ladevorgänge von E-LKW besondere Aufmerksamkeit gewidmet. Die hier vor dem Hintergrund der zu erzielenden Sektorkopplung unter Nutzung lokaler Ressourcen auftretenden Investitionen und Kosten führen zu dem im Unterkapitel 4 dargestellten Preismodell.

8.2.1 Rollenmodell

Dem Sektor Energie sind zwei Rollen im Kontext der Plattform zuzuordnen: die Energiequartiersbetreiber und Energieunternehmen. Ein Energiequartier stellt die für das Laden der Elektro-LKW notwendige elektrische Energie zur Verfügung. Aus Sicht der Plattform ist nur relevant, welche Strommengen und ggf. Flexibilität zu zeitlichen Verschiebung von Strommengen mittels Batteriespeichern oder geänderter Fahrweise von Blockheizkraftwerken ein Quartier im betrachteten Zeithorizont zur Verfügung stellen kann. Für diese Lieferungen muss das Quartier Preise definieren, die in Preisbildung für das Laden der E-LKW eingehen. Die Rolle des Energiequartiersbetreibers entsteht erst, nachdem ein Energiequartier samt aller Planung, Genehmigungen, Investitionen, Vermarktung und Inbetriebnahme Realität geworden ist. Die für Planung bis Inbetriebnahme notwendigen Prozesse und Rollen finden keine Repräsentanz auf der hier beschriebenen Plattform.

Die Energieunternehmen agieren bezüglich der Plattform in der Rolle eines Stromlieferanten bzw. Stromaufkäufers und des technischen Betriebs der Stromnetze. Die Lieferung bzw. der Kauf von Strom durch die Energieunternehmen ist nur vorgesehen, wenn die Ressourcen aus den Energiequartieren nicht ausreichen, um die Ladeanforderungen der E-LKW zu erfüllen bzw. die Stromproduktion der Energiequartiere ihren eigenen Strombedarf plus den Bedarf an Ladeanforderungen übersteigt. Grundsätzlich ist es möglich, dass ein Energieunternehmen wie ein lokales Stadtwerk die Rolle des Energiequartiersbetreibers übernimmt. Bei bereits existierenden und projektierten Energiequartieren ist die aktive Rolle von Stadtwerken zu beobachten.

Neben Erzeugung und Transport des Stroms für die E-LKW muss die elektrische Energie in die LKW übertragen werden. Die dafür notwendigen Ladestationen mit den Ladesäulen müssen gebaut, betrieben und die Ladevorgänge abgerechnet werden. Bau und technischer Betrieb wird von Unternehmen in der Rolle von Charge-Point-Operatoren (CPO) übernommen. Im Kontext der Plattform ist nur die Rolle der CPOs als technischer Betreiber der Ladestationen relevant. Die E-Mobility-Service-Provider (e-MSP) machen die Ladestationen für Nutzer von Elektroautos zugänglich. Damit werden die Fahrer der Elektro-LKW in die Lage versetzt, die Ladevorgänge praktisch

durchzuführen. Zu diesem Zweck gibt der E-MSP entsprechende Ladekarten heraus, mit denen die Identifikation des Ladekunden an einer Ladesäule erfolgt, um den Ladevorgang zu starten und alle relevanten Daten für eine spätere Abrechnung bereitzustellen.

Die bisher beschriebenen Rollen ermöglichen durch ihr Zusammenwirken auf der Plattform das Laden von E-LKW. Dabei ist es nicht relevant, ob die Ladestationen frei zugänglich sind oder auf Firmengeländen mit beschränktem Zugang lokalisiert sind. Für derartige Firmen sind Transportunternehmen der Logistikbranche prädestiniert, welche Flotten von E-LKW betreiben.

Die weit wichtigere Rolle spielen die Transportunternehmen auf der Plattform als Repräsentanten des Logistiksektors. Die Transportunternehmen planen die Liefertouren und führen sie aus. Bei der Tourenplanung für E-LKW sind die Ladevorgänge weitaus wichtiger als das Betanken für dieselbetriebene LKW. Die Ladevorgänge benötigen weitaus mehr Zeit; für das Grundbeladen im Allgemeinen mehrere Stunden in der Nacht. Darüber hinaus wird es zumindest in den ersten Jahren des Ausbaus der Logistik mit E-LKW deutlich weniger Ladesäulen geben als Tankstellen für die Versorgung mit Dieseltreibstoff.

Abbildung 8-2 zeigt die genannten Rollen im Überblick und ihr Zusammenspiel, wie sie im Forschungsprojekt untersucht und für die Definition der Plattform verwendet wurden.

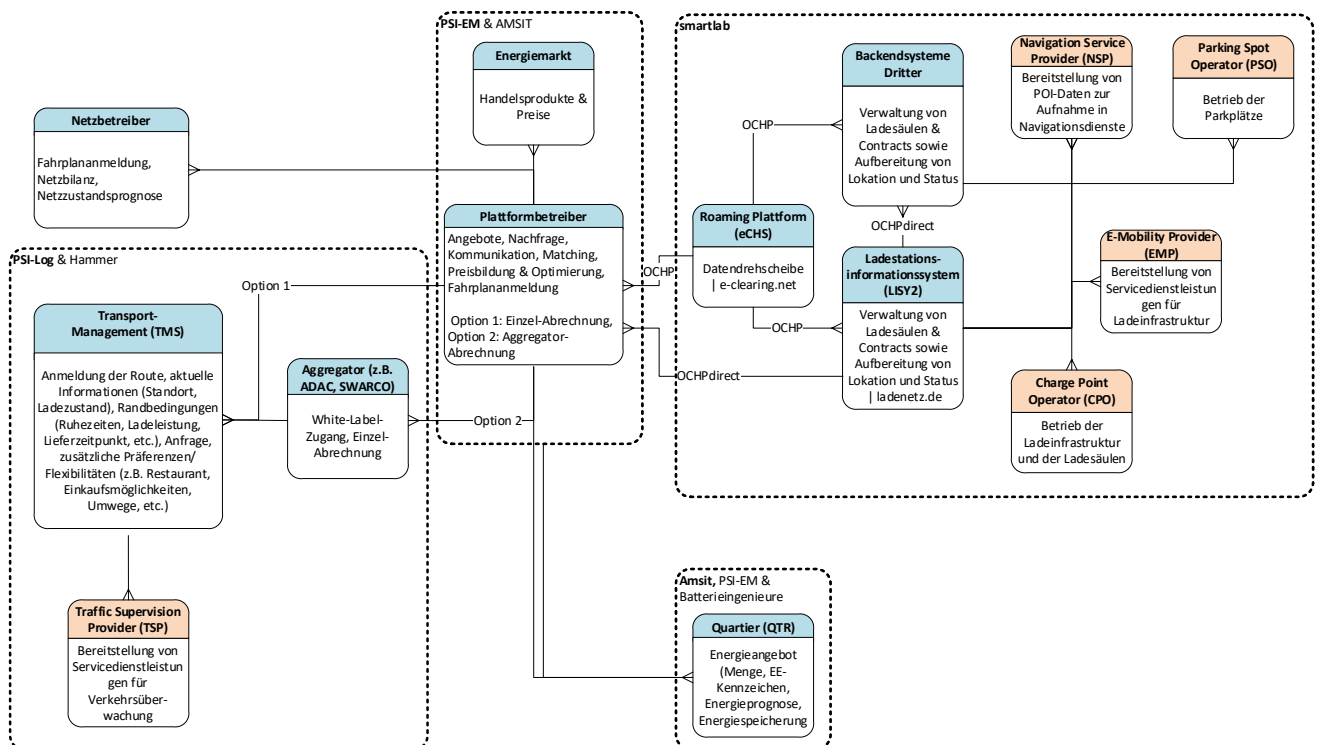


Abbildung 8-2 Rollenmodell (eigene Darstellung)

Die Plattform führt mit ihren Services für Datenaustausch und Operationen auf den verarbeiteten Daten die Rollen vom Energiequartiersbetreiber über Energieunternehmen, CPOs, E-MSPs bis hin zu den Logistikunternehmen zusammen. Die Plattform

selbst muss als System zur Verfügung gestellt und betrieben werden. Die Programmierung, Installation und Anbindung der Plattform ist Aufgabe für ein mit den fachlichen Abläufen vertrautes IT-Unternehmen. Für die Organisation des Betriebs der Software gibt es die Rolle des Plattformbetreibers. Zum Betrieb gehört es, die technische Verfügbarkeit sicherzustellen, für Updates (z. B. aufgrund steigender Sicherheitsanforderungen) und für die fachliche Weiterentwicklung zu sorgen. Darüber hinaus muss der Plattformbetreiber einen kommerziellen Tarif zur Bepreisung der bereitgestellten Services entwickeln und die Services vermarkten.

8.2.2 Interaktionsmodell

Die Interaktion der genannten Rollen wurden mit Datenflussdiagrammen in einer Swimlane-Notation analysiert. Die Swimlanes stellen dabei Rollen des Rollenmodells dar und zusätzliche Unterstützungsrollen, die zur Vervollständigung des Datenfluss- und Prozessablaufes erforderlich sind. Dazu gehören beispielsweise der initiale Bedarf eines Transportkunden, den das Transportunternehmen abzuwickeln hat, oder auch die Anmeldung eines Stromfahrplans zur technischen Abwicklung des Stromflusses zwischen Quartier und Ladesäule.

Die von der Plattform darzustellenden Prozesse unterscheiden sich in ihren Fristigkeiten. Die Tourenplanung eines Transportunternehmens beschäftigt sich vornehmlich mit dem nächsten (Arbeits-)Tag. Diese „Day-ahead“-Planung erfolgt mindestens einmal am Tag. Für diesen Zeithorizont liegen die Transportanforderungen und die Verfügbarkeit von Transportressourcen vor (u. a. LKW, Fahrer, Laderampen). Die Energiequartiere können mittels Prognosen für den Strom- und Wärmebedarf sowie die lokale Energieerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik die Energiebilanz für den Folgetag erstellen. Die Bedarfsprognosen basieren bei den privaten Einzelverbrauchern auf historischen Lastprofilen, die aufgrund der Temperaturvorhersage auf den nächsten Wochentag justiert werden. Beim Wochentag haben besonders die Wochenenden einen hohen Einfluss auf die Verbrauchsprognose wie auch die Feiertage, insbesondere solche direkt vor oder nach dem zu prognostizierenden Wochentag. Das Auffinden der am besten passenden Tage in den historischen Lastdaten nennt man Vergleichstagesverfahren. Bei betrieblichen Abnehmern im Energie-Quartier mit registrierender Lastmessung (RLM) kann eine zur Produktionsplanung des Betriebs passende Stromabnahme für die Bilanzierung des nächsten Tages herangezogen werden.

Es ist zu beachten, dass es regelmäßig Abweichungen vom ursprünglichen Tagesplan geben kann, da stets unvorhersehbare Abweichungen resultieren können. Dies kann in Abweichungen bei der Tourenabwicklung durch nicht zeitgerecht bereitgestellte Ladungen, Verzögerungen durch Staus oder noch nicht frei gewordene Entlademöglichkeiten beim Ladungsempfänger begründet sein. Auf Seiten des Energiequartiers ist auch innerhalb des Tages eine Anpassung notwendig. Die Prognose für den Strombedarf des Quartiers wird auf die schon gemessenen Werte des Tages angepasst, ebenso gibt es bessere Vorhersagen für die Wind- und PV-Stromerzeugung im Rest

des Tages. Die Anpassung an die Gegebenheiten des laufenden Tages erfolgt im Intra-Day“-Planungsprozess. Der Intra-Day-Prozess wird bei folgenden relevanten Abweichungen durchgeführt: Als zeitliche Granularität kommt die im Strommarkt übliche Zeiteinheit ¼-Stunde auf der Plattform für die Planung zum Einsatz.

Neben der Interaktion in den operativen Planungshorizonten „Day-ahead“ und „Intra-Day“ gibt es die weniger zeitkritischen Abläufe der Abrechnung und Fakturierung der Ladevorgänge und der Energiebereitstellung aus den Quartieren. Diese Abläufe werden ebenfalls von der Plattform unterstützt.

Die Datenflussdiagramme für „Day-ahead“ und „Intra-day“ zur Visualisierung des Interaktionsmodells sind aggregierte Inhalt der folgenden Abbildungen. Die Grafiken sind im Anhang detaillierter dargestellt.

Day-ahead-Planung

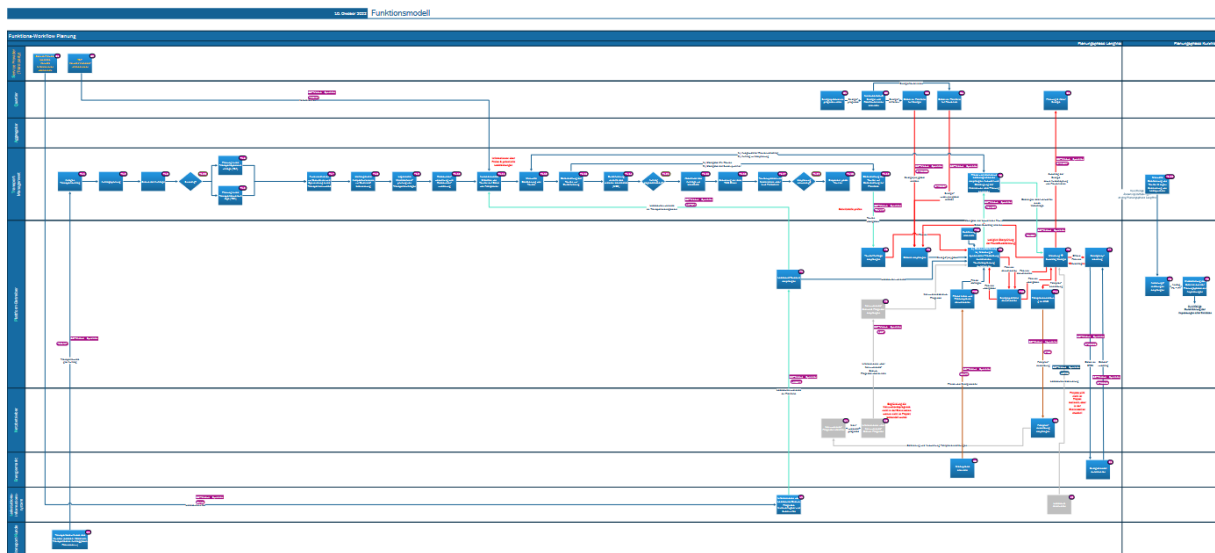


Abbildung 8-3 Prozess Day-ahead-Planung (eigene Darstellung)

Operativer Intra-day-Prozess

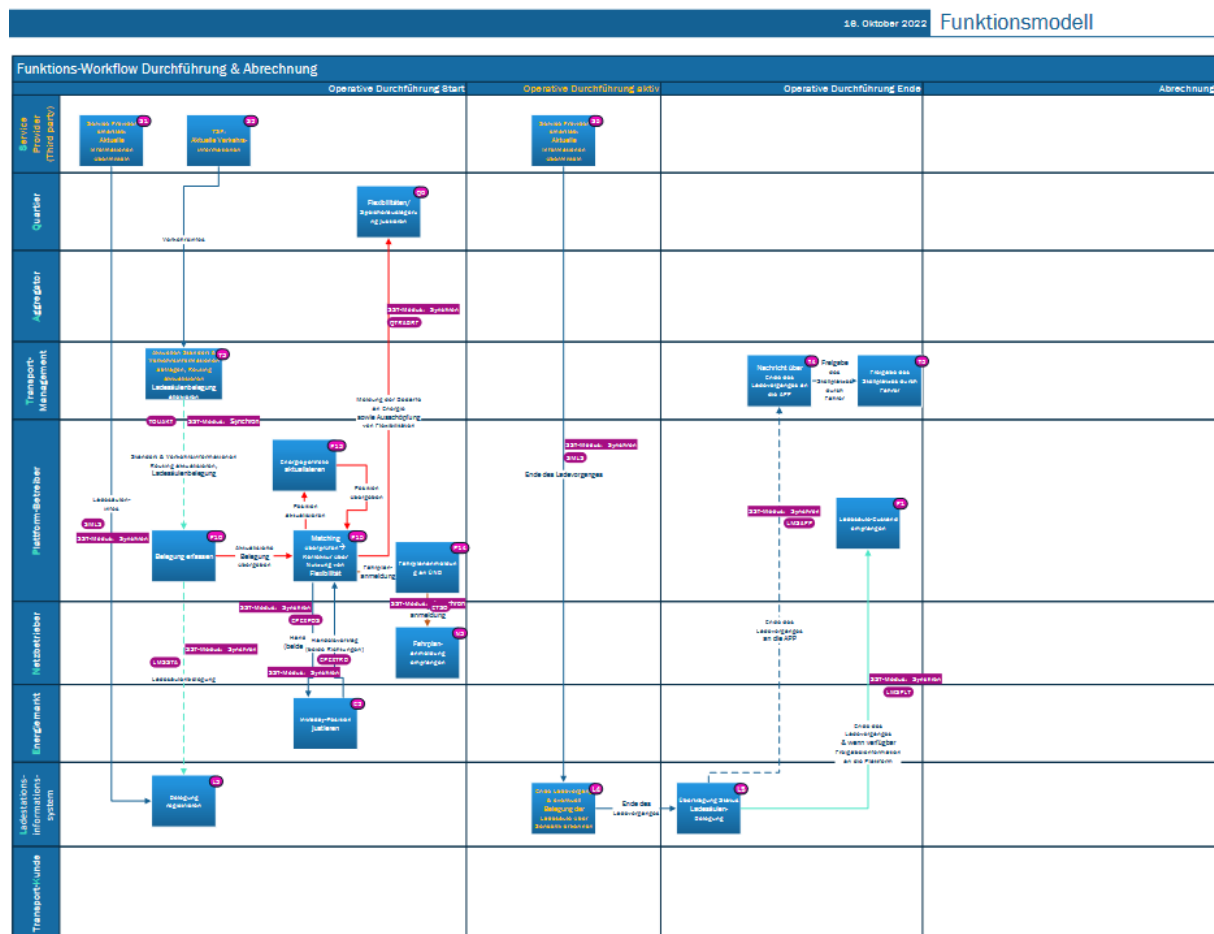


Abbildung 8-4 Operativer Intra-day-Prozess (eigene Darstellung)

8.2.3 Preismodell

Die von einem Energiequartier angebotenen Strommengen und Flexibilitäten aus Batterien oder bei der Nutzung von BHKWs sind mit den Ladeanforderungen in Einklang zu bringen. Die Möglichkeiten des Energiequartiers liegen als sogenannte Energiegebote vor. Ein Energiegebot hat eine maximale Leistung für jede offerierte ¼-Stunde, eine Gültigkeit (i. A. bis kurze Zeit vor der tatsächlichen Lieferung) und einen Preis pro angebotene Kilowattstunde in Eurocent pro Kilowattstunde.

Die Flexibilitäten werden als Möglichkeiten vom Quartier offeriert, um zusätzlich begrenzt Energie abzugeben oder Energie für wenige Stunden entgegenzunehmen und dabei diese Energieflüsse aber bis zum Ende des Betrachtungszeitraums (i. A. der Tag) wieder auszugleichen. Der Strom wird also nur entliehen („bezogen“) bzw. im Quartier zwischengespeichert und wieder „zurückgegeben“. Es wird über den betrachteten Zeitraum in Summe kein weiterer Strom vom Quartier bereitgestellt. Die Flexibilitäten haben analog zu den Stromlieferungen einen Preis pro bewegter Kilowattstunde. Der Preis für die Energieflüsse „Bezug“ und „Rückgabe“ können sich unterscheiden. Die Flexibilitäten agieren demzufolge als Akkubatterien. Tatsächlich resultieren die Flexibilitäten aus im Quartier installierten Batterien und zusätzlich aus einer

möglichen anderen Fahrweise eines BHKWs in Verbindung mit einem Wärmespeicher.

Die Aufgabe des Preismodells ist es, die Stromlieferungen und Flexibilitäten des Quartiers gegen die Ladeanforderungen abzugleichen und die Kosten auf jede zum Laden verwendete Kilowattstunde umzulegen. Dieser Ausgleich muss zu den geringsten Kosten erreicht werden. Die Bilanzierung, Energie des Quartiers und der Flexibilitäten gegen die Ladeanforderungen kann als lineares Gleichungssystem formuliert werden. Für die Lösung dieses Gleichungssystems unter Minimierung der Kosten gibt es anwendbare und stabile Algorithmen. Die prototypische Umsetzung wurde mit der mathematischen Programmiersprache „R“ unter Nutzung der IpSolve-Bibliothek implementiert. Mit dem geschilderten Verfahren kann ein universeller Preis für alle erwarteten E-LKW-Ladevorgänge ermittelt werden. Um zusätzlich nachfrage- und tageszeitabhängige Preise berücksichtigen zu können, müssen verschiedene Preiskonstellationen beachtet werden:

1. Die erwarteten Ladeanforderungen in Laufe des Tages werden in fünf Kontingente aufgeteilt, welche 0 – 20 Prozent, 20 – 40 Prozent, ..., 80 – 100 Prozent der Gesamtanforderung darstellen. Die zuerst verkauften Kontingente nutzen die preiswertesten Strombereitstellungen des Quartiers und können günstiger angeboten werden als die später vermarkteten („Frühbucher-Rabatt“).
2. Auf jedes Kontingent wird eine typische Ladeanforderung von 240 Kilowattstunden in 2 Stunden in den Zeiten 0 – 2 Uhr, 2 – 4 Uhr, ..., 22 – 24 Uhr hinzugenommen. Die dadurch verursachten Zusatzkosten definieren den Preis für den 240-Kilowattstunden-Ladevorgang bei einem schon realisierten Kontingent in einem 2-Stunden-Zeitabschnitt.

Die so ermittelten Preise werden in einer Preismatrix hinterlegt. Diese Matrix hat fünf Zeilen für die angegebenen Kontingente und zwölf Spalten à 2-Stunden-Zeitabschnitt. Die Plattform protokolliert alle zugesagten und reservierten Ladevorgänge, um transparent zu bestimmen, welches Kontingent schon vergeben ist. Für die Planung einer Tour kann die Plattform so die aktuell gültigen Preise zu den verschiedenen Tageszeiten des nächsten Tages dem Tourenplanungssystem bereitstellen.

Für die Ermittlung der Preismatrix und die Buchhaltung der Strommengen für Ladevorgänge beinhaltet die Plattform den „Preismatcher-Service“.

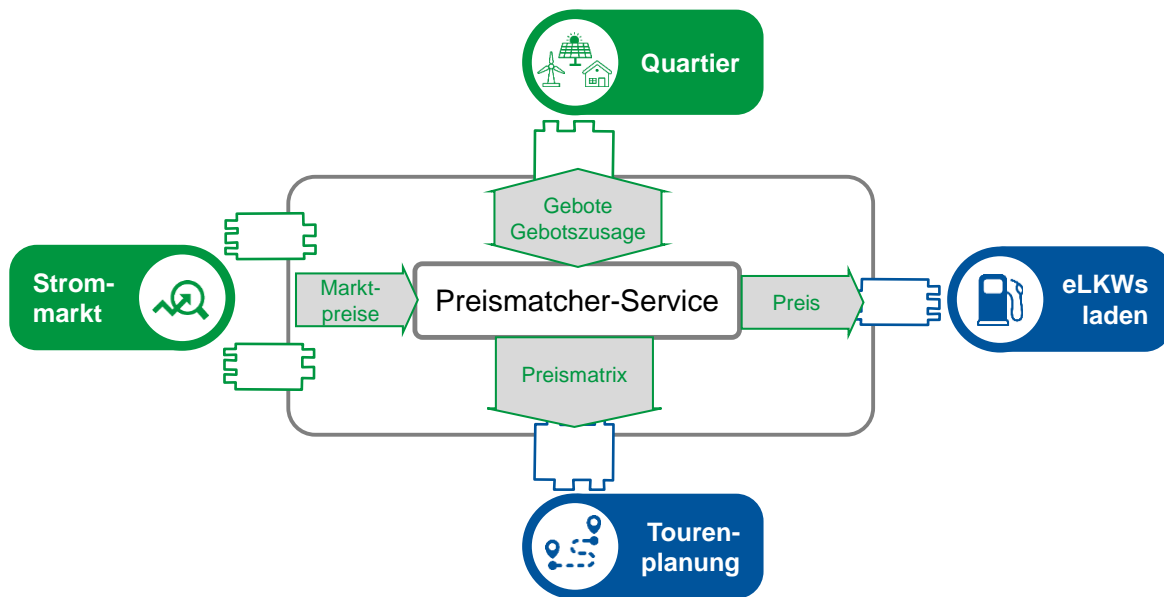


Abbildung 8-5 Preismatcher als Plattform-Service (eigene Darstellung)

Die Preismatrix als Tabelle und Grafik zu einem ausgewählten Tag für eines der simulierten Energie-Quartiere zeigen die beiden folgenden Abbildungen.

Price matrix for additional charge request of 480 kWh in 12 time blocks with base charge requests split into 5 contingents

Contingents 4333.5 kWh total C.R.	00:00-02:00	02:00-04:00	04:00-06:00	06:00-08:00	08:00-10:00	10:00-12:00	12:00-14:00	14:00-16:00	16:00-18:00	18:00-20:00	20:00-22:00	22:00-00:00
Contingent 1 (0-20%)	1.9202	1.9202	1.9202	1.9202	2.0455	1.9606	1.9202	2.0497	1.9202	1.9202	1.9202	1.9202
Contingent 2 (20-40%)	1.9202	1.9202	1.9202	2.3673	3.559	2.286	2.1262	2.8923	1.9202	1.9202	1.9202	1.9202
Contingent 3 (40-60%)	1.9202	1.9202	1.9202	3.4335	5.3493	3.0048	2.5971	3.9922	2.0614	1.9202	1.9202	1.9202
Contingent 4 (60-80%)	1.9202	1.9202	1.9202	4.6872	6.7909	3.5267	3.2395	4.8682	2.6852	1.9202	1.9202	1.9202
Contingent 5 (80-100%)	1.9202	1.9202	1.9202	5.3763	7.4157	4.0922	3.8234	5.509	3.6748	1.9202	1.9202	1.9202

Abbildung 8-6 Preismatrix Beispiel (eigene Darstellung)

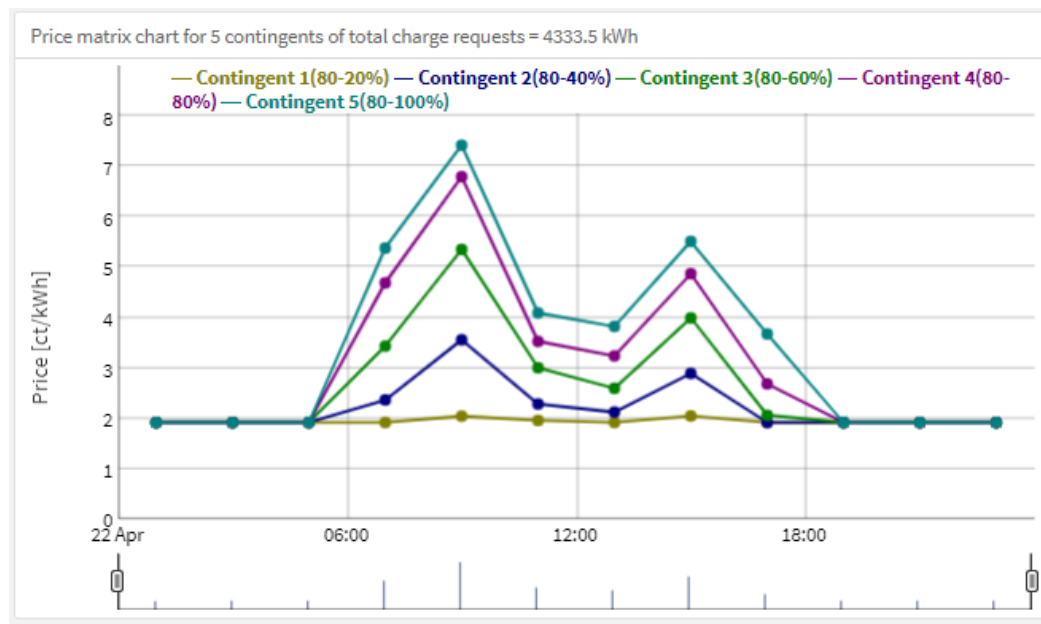


Abbildung 8-7 Preismatrix Beispiel in Grafik (eigene Darstellung)

Für jeden berechneten Wert der Preismatrix existieren verschiedene detaillierte Darstellungen. Diese werden im Folgenden vorgestellt:

- Die aus dem Energiequartier verfügbaren Strommengen samt Preise und Herkunft des Stroms ist in Abbildung 8-8 dargestellt. Die Daten entstammen dem Simulationsmodell und liegen für den Strom aus Wind, Sonne (Photovoltaik) und einem BHKW im Quartier vor.

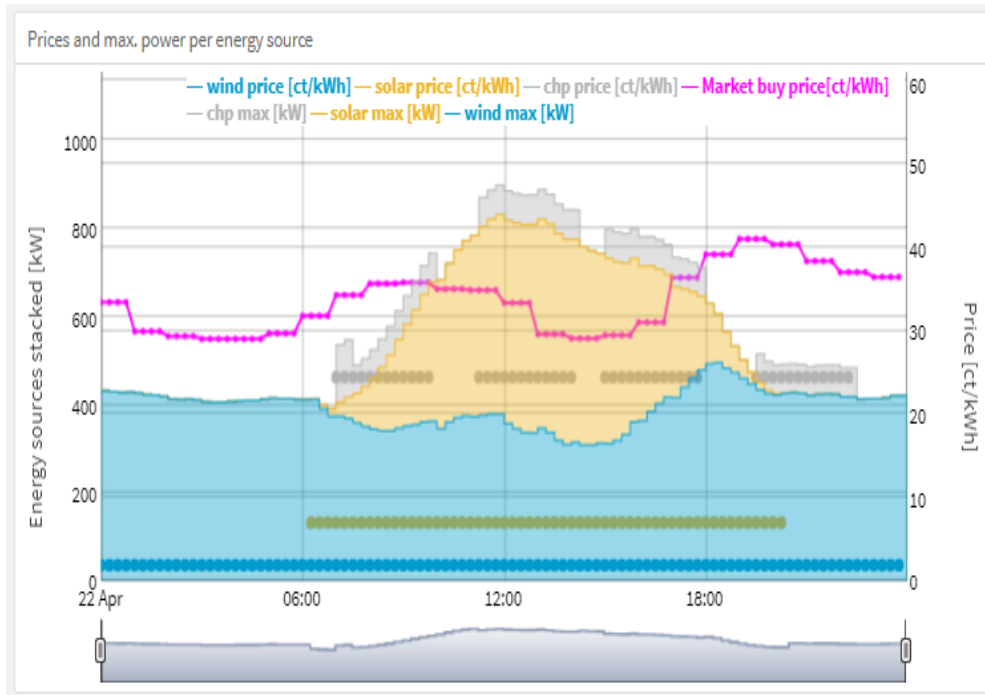


Abbildung 8-8 Verfügbarer Strom aus Quartier (eigene Darstellung)

- Die Bilanzierung der Stromangebote aus dem Quartier gegen die Ladeanforderungen eines **Kontingents** liefert die Kosten für die Bedienung des Kontingents.

PSI Energy Markets		iP4MoVE - Price Matcher						
LP Results Base (lpSolve BASE Status: 0 [0 = success], objective value: 9984.654335; Execution time [sec]: 0.17)								
Source/Flex	Max [kWh]	Use [kWh]	EnUse [%]	Cost [EUR]	Price [ct/kWh]	PriceForCR [ct/kWh]	PrForCRtot[%]	
chp charge	437.5	73.5	0	-8.33	-11.33	-0.2161	-8.34	
chp discharge	2922.5	73.5	0	12.74	17.33	0.3305	12.76	
storage charge	12000	2.5	0	0.08	3.25	0.0021	0.08	
storage discharge	12000	2.5	0	0.08	3.25	0.0021	0.08	
storage level	n.a.	100.37	0	0	0.001	0	0	
wind energy	9464.5	3436	89.17	65.98	1.9202	1.7122	66.08	
solar energy	3725	417.5	10.83	29.29	7.0167	0.7602	29.34	
chp energy	823.5	0	0	0	n.a.	0	0	
market buy		0	0	0	n.a.	0	0	
market sell		0	0	0	n.a.	0	0	
Charge Request		3853.5	100	99.85		2.5911	100	
Charge Request add						n.a.		
Price for total charge request of 3853.5 kWh: 2.5911 ct/kWh								

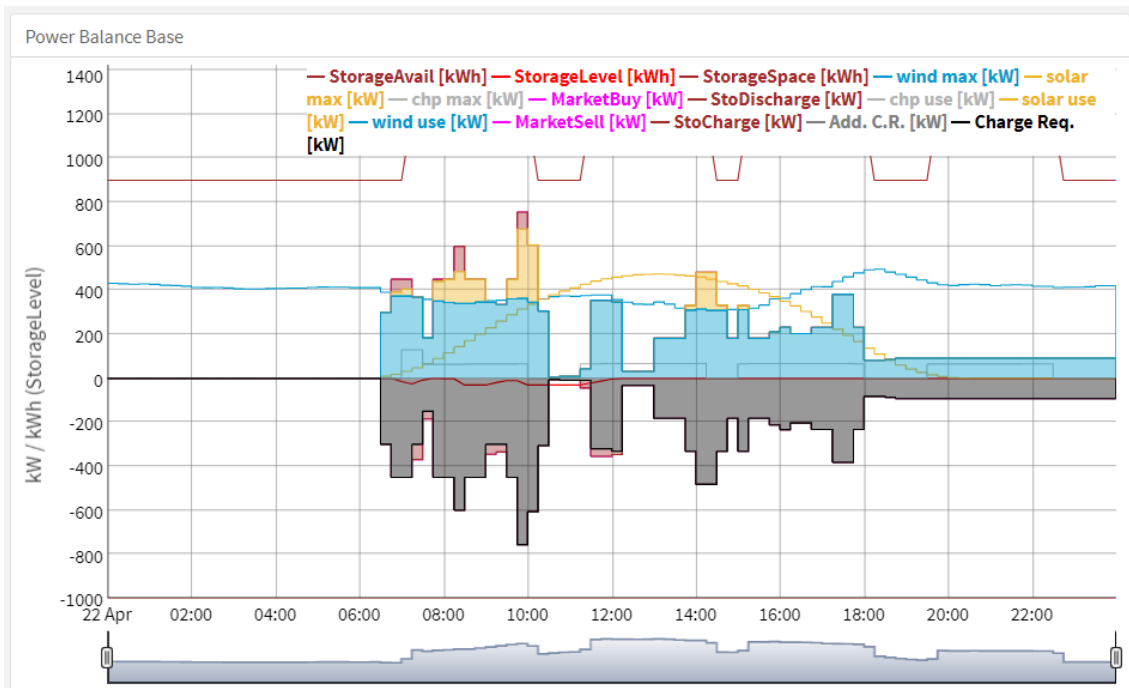


Abbildung 8-9 Power Balance Base (eigene Darstellung)

Der Preis für eine zusätzliche Ladeanforderung von 240 Kilowattstunden in diesem Beispiel in der Zeit 06:00 – 08:00 Uhr wird aus den Grenzkosten ermittelt. Hier sind es 5,3763 Cent pro Kilowattstunde. Die Berechnung liefert auch die Anteile an Windstrom, PV und BHKW an dem für den Landevorgang verwendeten Strom.

LP Results Base incl add CR (lpSolve INCL ADD CR Status: 0 [0 = success], objective value: 12565.258985; Execution time [sec]: 0.32)

Source/Flex	Max [kWh]	Use [kWh]	EnUse [%]	Cost [EUR]	Price [ct/kWh]	PriceForCR [ct/kWh]	PrForCRtot[%]	EnAddCR [%]	PrForAddCR [%]
chp charge	437.5	177	0	-20.05	-11.33	-0.4628	-15.96	0	-45.44
chp discharge	2922.5	177	0	30.67	17.33	0.7078	24.41	0	69.51
storage charge	12000	144.75	0	4.7	3.25	0.1086	3.74	0	17.91
storage discharge	12000	144.75	0	4.7	3.25	0.1086	3.74	0	17.91
storage level	n.a.	1258.38	0	0.01	0.001	3e-04	0.01	0	0.04
wind energy	9464.5	3894	89.86	74.77	1.9202	1.7255	59.51	95.42	34.08
solar energy	3725	439.5	10.14	30.84	7.0167	0.7116	24.54	4.58	5.98
chp energy	823.5	0	0	0	n.a.	0	0	0	0
market buy		0	0	0	n.a.	0	0	0	0
market sell		0	0	0	n.a.	0	0	0	0
Charge Request		4333.5	100	125.65		2.8996	100	100	100
Charge Request add		480	11.08	25.81		5.3763			

Price for additional charge request of 480 kWh (240 kW 22.04./06:00-08:00) : 5.3763 ct/kWh

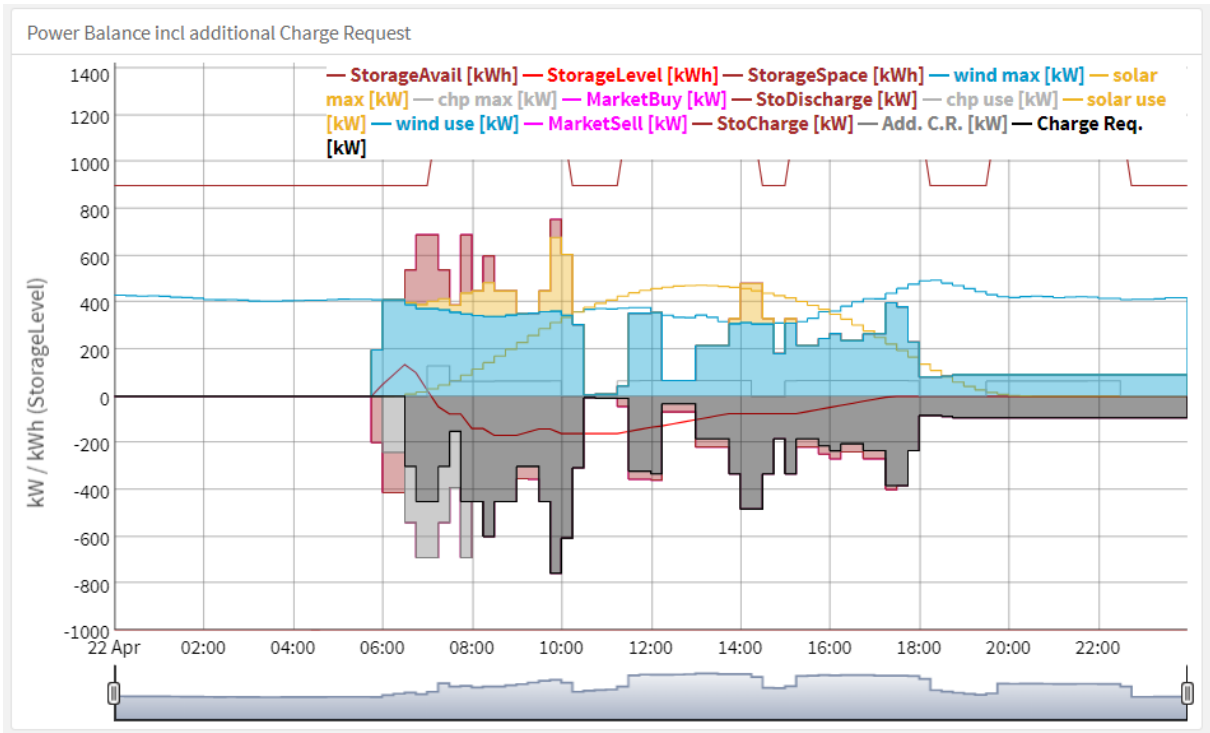


Abbildung 8-10 Preismatcher Bilanz zus. Ladeanforderung (eigene Darstellung)

Neben dem Gesamtpreis für eine Ladeanforderung liefert die Berechnung auch die Zusammensetzung des Ladestrompreises für jeden Preis in der Preismatrix. Die folgende Abbildung 8-11 zeigt, dass auch PV-Strom für das Laden in der Nacht genutzt wird. Der tagsüber erzeugte PV-Strom wird über die Flexibilitäten (i. W. Batterien) in die Nacht verschoben. Die zeitliche Verschiebung von Stromerzeugung führt zu Kosten und ist somit als Preisbestandteil zu sehen. In den folgenden Grafiken ist zu erkennen, dass die Ladeanforderung zwischen 06:00 und 08:00 Uhr zu mehr Nutzung von Wind-Geboten aus den Zeiträumen 05:45 – 06:00 Uhr und 12:30 – 17:00 Uhr führt, welche in die Ladezeit verschoben werden.

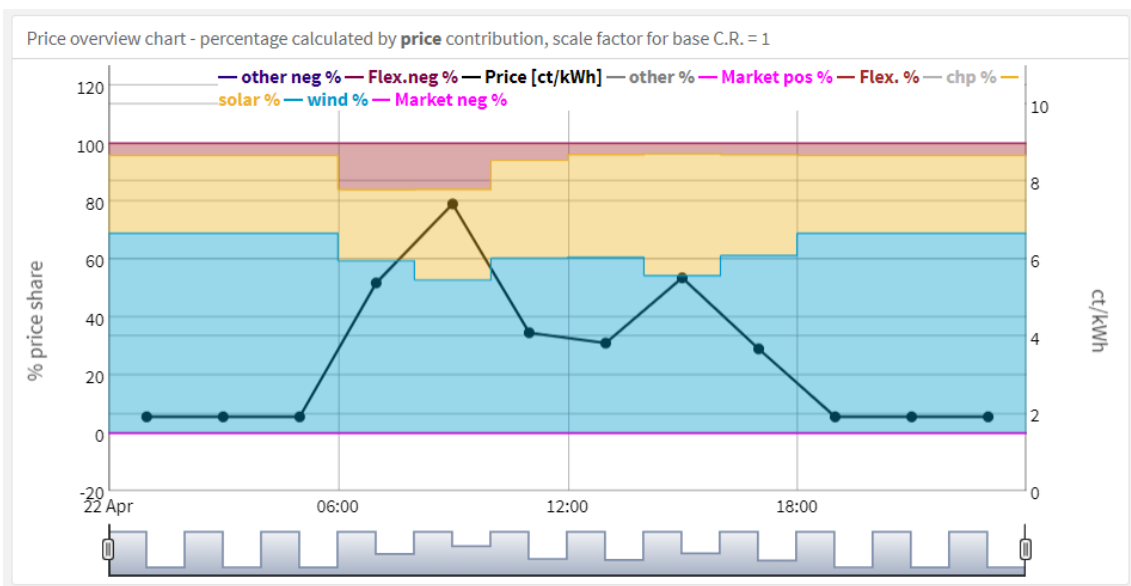


Abbildung 8-11 Preise mit Zusammensetzung Ladestrom 22.04.2022 (eigene Darstellung)

Die Preismatrix kann für jeden Tag berechnet werden. Es wurden vier Tage mit charakteristischen Wettersituationen ausgewählt, die aufgrund der unterschiedlichen Stromerzeugung und Lastsituation im Quartier zu unterschiedlichen Preisen mit gänzlich anderer Zusammensetzung führen. Die vier Tage liegen alle im Jahr 2022, da dieses Jahr simuliert wurde. Wetterdaten mit Windaufkommen und Sonneneinstrahlung wurden aus dem vorangegangenen Jahr 2021 nach 2022 übertragen.

Tag 1 = 22.04.2022 = Viel Wind und viel Sonneneinstrahlung

Die Preise bewegen sich im letzten Kontingent zwischen 1,9 Cent pro Kilowattstunde (=Preis Windstrom) und 7,4 Cent pro Kilowattstunde. Die Werte sind über Mittag höher, wenn das Quartier nicht ausreichend Windstrom anbieten kann und PV-Strom (7,0 Cent pro Kilowattstunde) plus Verschiebung per Flexibilitäten (6,5 Cent pro verschobener Kilowattstunde) zum Einsatz kommen muss. Die Werte für den Tag 22.04.2022 zeigt Abbildung 8-10.

Tag 2 = 11.03.2022 = Viel Wind und wenig Sonneneinstrahlung

Eine angenommene starke Bewölkung am 11.03.2022 führt zu sehr geringem PV-Stromeinsatz für eine zusätzliche Ladeanforderung. Der noch freie Windstrom plus Verschiebung kann den geforderten Strom bereitstellen.

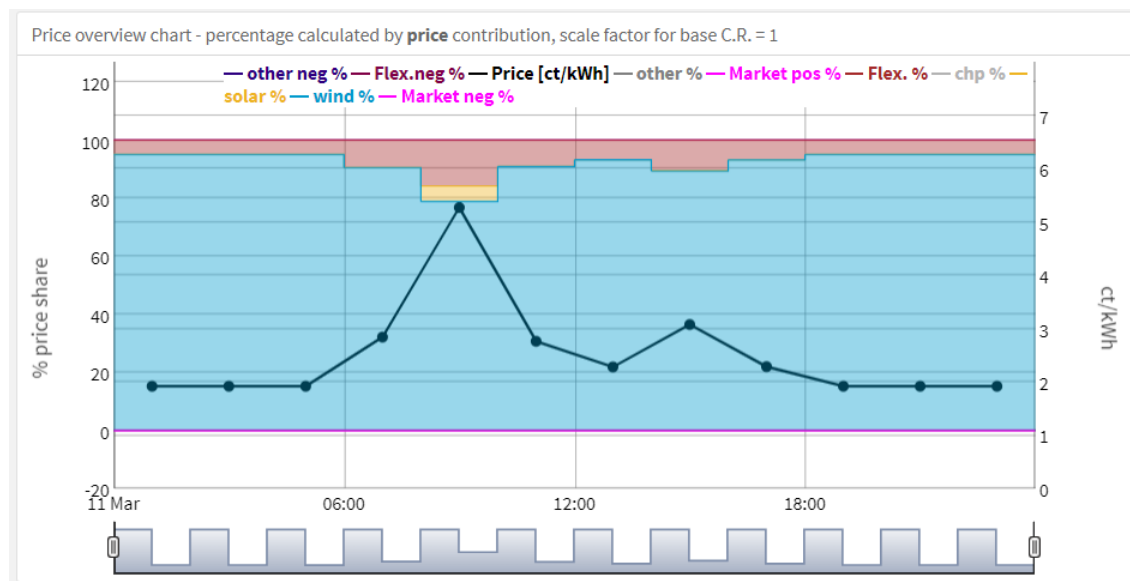


Abbildung 8-12 Preise mit Zusammensetzung Ladestrom 11.03.2022 (eigene Darstellung)

Tag 3 = 27.04.2022 = Kaum Wind und hohe Sonneneinstrahlung

Am 24.07.2022 mit viel Sonne bei gleichzeitig wenig Wind sieht es ganz anders aus: Die Ladeanforderung wird durch PV-Strom und zusätzlich Überschüsse aus der BHKW-Stromerzeugung bedient (BHKW = CHP in der Grafik). Der CHP-Strom ist mit 24,4 Cent pro Kilowattstunde teurer als PV-Strom plus Verschiebung (7,0 Cent pro Kilowattstunde + 6,5 Cent pro Kilowattstunde), aber fast durchgängig günstiger als der Strom am Markt (29 – 41 Cent pro Kilowattstunde je nach Tageszeit). Nur für die Ladezeit 27.04.2022, 22:00 – 24:00 Uhr gibt es nicht genug Flexibilitäten, um PV- und

CHP-Strom für das Laden zur Verfügung zu stellen. Hier kommt ausnahmsweise Marktstrom zu 36,4 Cent pro Kilowattstunde zum Einsatz.

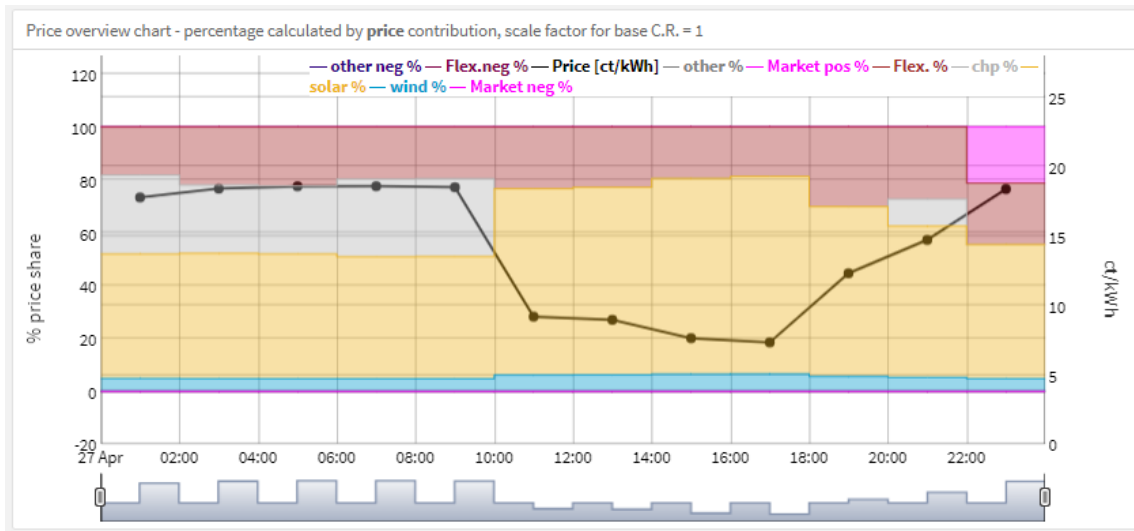


Abbildung 8-13 Preise mit Zusammensetzung Ladestrom 27.04.2022 (eigene Darstellung)

Tag 4 = 11.11.2022 = Kaum Wind und wenig Solarstrom

Der 11.11.2022 ist gekennzeichnet durch geringes Windaufkommen und wenig Solarstrom. Die Strommengen aus diesen Quellen werden praktisch vollständig für die Ladeanforderungen des ersten Kontingents (0 – 20 Prozent) verwendet. Nur für dieses Kontingent werden Preise in der Größenordnung 6,6 – 7,4 Cent pro Kilowattstunde berechnet. Ab dem zweiten Kontingent kommt i. W. Strom aus dem BHKW für ca. 24 Cent pro Kilowattstunde zum Einsatz, in den höheren Kontingenten ergänzt durch Marktstrom (29,4 Cent pro Kilowattstunde).

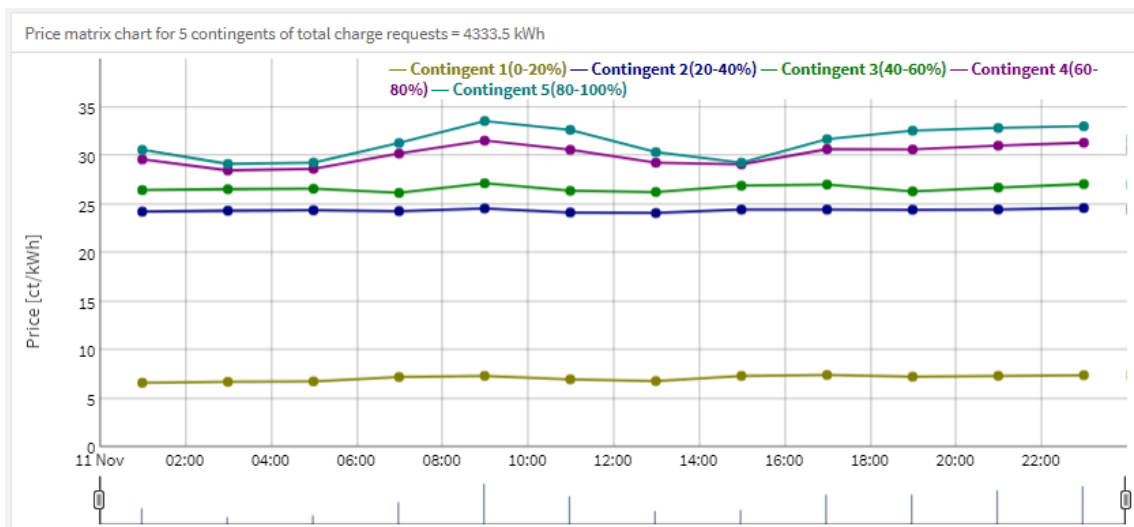


Abbildung 8-14 Zusammensetzung Ladestrompreis 11.11.2022 (eigene Darstellung)

Die Zielsetzung des Projekts ‚lp4MoVe‘ ist es, die Energie aus regenerativen Quellen von Energiequartieren mit der lokalen Nachfrage nach Strom für das Laden von E-

LKW in Einklang zu bringen. Bei der Berechnung der Preise für das Laden mit Quartiersstrom wurden bewusst einige Annahmen getroffen, um die Nutzung der lokalen Ressourcen zu befördern.

Vermeiden der Nutzung von Marktstrom

Der Markt soll nur als letzte Ressource genutzt werden, wenn es nicht möglich ist, Strom für das Laden der E-LKW aus dem Quartier bereitzustellen. Hier geht es darum, dass der Ladestromanbieter immer lieferfähig sein muss. Die angesetzten Preise für den Zukauf von Marktstrom sind höher als alle anderen Gestehungskosten von Quartiersstrom, sogar höher als die Gestehungskosten plus zeitliche Verschiebung über die Flexibilitäten. Mit den angenommenen Marktpreisen zwischen 29 und 41 Cent pro Kilowattstunde ist das der Fall. Die Preise sind im historischen Vergleich sehr hoch, entsprechen aber aktuellen Notierungen zu Zeiten der Erstellung dieses Reports (Q3/2022 – Energiepreiskrise im Zusammenhang mit dem Ukraine-Krieg).

Der Markt ist keine profitable Strom-Senke. Ein in der linearen Optimierung möglicher Verkauf von Quartiersstrom an den Markt wurde durch niedrige Erlöspreise (2 Cent pro Kilowattstunde) bewusst unterbunden. Bei einem realistischen Bid-Ask-Spread (ca. 0,1 Cent pro Kilowattstunde) müsste mit Erlöspreisen von 29 – 41 Cent pro Kilowattstunde gerechnet werden. Dann würden Stromgebote des Quartiers an den Markt verkauft und ein Preis für Ladestrom würde 1:1 den Marktpreis reflektieren.

Durch die beschriebene Ausklammerung des Marktes durch hohe Kaufpreise und niedrige Erlöspreise können mit dem linearen Optimierungsverfahren realistische und kostenbasierte Preise für den Ladestrom aus dem Energiequartier berechnet werden. So wird eine unmittelbare Kopplung der Sektoren Energie in den Quartieren und eine Nutzung der lokalen und regenerativen Ressource der Stromerzeugung und Stromspeicherung für die Ladestromversorgung erreicht.

8.3 Kommunikation zwischen beteiligten Komponenten

Die relevanten Komponenten, zwischen denen eine Kommunikation notwendig ist, sind zum einen die in der Plattform verorteten Services und zum anderen Services anderer externer Services, die im Gesamtworkflow benötigt werden: Die externen Services existieren bereits. Die notwendigen Schnittstellen zu den existierenden Services wie auch zwischen den Plattform-Services wurden im Rahmen des Projekts definiert. Im Interaktionsmodell wurden die Komponenten bereits kurz erläutert. Folgend sind die Komponenten und der dazugehörige Kommunikationsbedarf dargestellt:

Tabelle 8-1 Komponenten und Schnittstellen

Komponente	Kürzel	Plattform/ Extern	Kommunikationsbedarf
Service-Provider Ladesäulen	SP_LA	Ext	Datenlieferant

Service-Provider Verkehrsinfos	SP_TRA	Ext	Datenlieferant
Ladesäulen Infosystem	LSINFO	Ext	Datenlieferant, Abfrage bei SP_LA
Transportmanagementsystem	TMS	Ext	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abfragen Verkehrsinfos von SP_TRA ▪ Routen und Preismatrix-Anfragen an PFM
Smart-Day-Trader (Intraday-Handel Strommarkt)	SDT	Plattf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zu schließende Positionen an Energiemarkt = ETR handeln (DA und Intraday) ▪ Empfang der Position von PFM
Plattformsystem (Vertragsmgmt, Preismatcher)	PFM	Plattf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zu schließende Positionen an Energiemarkt = ETR handeln (DA) <ul style="list-style-type: none"> – Position hochladen – Handelsverträge (DA und Intraday) empfangen ▪ Schließen der Intraday- Position mittels SDT ▪ Rechnungsdaten an ACC ▪ Gebote vom QRT empfangen und beantworten ▪ Routenanfragen von TSM empfangen und beantworten ▪ Abrechnungsdaten an ACC ▪ Preisdaten von ETR ▪ Operative Daten, Fahrpläne an NET
Aggregator Abrechnung	ACC	Ext	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Empfang Daten für Abrechnung aus PFM ▪ Rechnungsstellung an Transportunternehmen
Energiemarkt	ETR	Ext	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bereitstellung Strom-Handelspreisen ▪ Weitere: siehe SDT und PFM
Netzbetreiber (ÜNB)	NET	Ext	Empfang Fahrplananmeldungen von PFM
Quartier	QRT	Ext	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gebote für Ladestrom und Flexibilitäten an PFM ▪ Empfang der Gebotsannahmen von PFM

Als Schnittstellentechnologie wird in allen Fällen eine RESTful-Kommunikation vorgeschlagen, welche über HTTPS gesichert wird. Die Daten werden im JSON-Format übertragen. Die Authentifizierung wird mit JSON-Web-Tokens erfolgen, die bei der ersten Nutzung einer RESTful-Schnittstelle übergeben und für alle weiteren Aufrufe dieser Schnittstelle mitgegeben werden. Damit ist eine gesicherte Übertragung der Daten gewährleistet.

Als besondere Schnittstellen wurde im Rahmen der Prototyp-Entwicklung eine auf Blockchain-Technologie basierende Implementierung vorgenommen. Die vom Simulationsmodell berechneten Gebote für Stromlieferungen und Flexibilitäten des Quartiers werden in eine Distributed-Ledger-Architektur (DLT) mit fünf Knoten übertragen und dort fälschungssicher und revisionsfest dokumentiert. Die Weiterverarbeitung und etwaige Annahme von Geboten durch das Vertragsmanagement bzw. den Preismatcher als Services der Plattform erfolgt auch über die DLT.

Zum Zeitpunkt der Antragstellung war das Ziel, eine Plattform zur Planung und Steuerung der logistischen Abläufe und der zugehörigen Prozesse zu konzeptionieren und zu implementieren. Dafür wurde ein Prozessbild entwickelt, welches vorhandene Softwaremodule der Partner SMART/LAB, PSI Logistics und PSI Energy Markets ergänzt. Die Ergänzungen wurden dabei modular gestaltet und zur Plattformlösung kombiniert. Diese Module und die zugehörigen Schnittstellen sind in der folgenden Tabelle 8-2 beschreiben.

Tabelle 8-2 Übersicht der Module

Bezeichnung	Beschreibung
E0-P5 Preise vom Energiemarkt	Übertragung der täglichen Preisinformation der deutschen EEX-Börse in die Plattform
P15-E2 Handelsvertrag (beide Richtungen)	Einstellen von Intra-Day-Geboten, Abholen der gehandelten Mengen und ihrer Preise
P12-T6 Rechnungsübertragung an Transportunternehmen	Übertragung des Abrechnungsdokuments an den Transportunternehmer per E-Mail
P14-N3 Fahrplananmeldung	Erstellung und der Versand eines Fahrplans an den ÜNB
Ladesäuleninformationen übergeben	Um die verfügbaren Gebote mit den Ladeanforderungen und den Kapazitäten der Ladesäulen abzugleichen, wird eine Liste der installierten Ladesäulen und deren maximaler Ladestrom als Grundlage für den Matchingvorgang eingelesen.
T1.19-P3a Ladeanforderungen während der Touren	Die Plattform empfängt über diese Schnittstelle die Ladeanforderungen während der Touren, für die Energie bereitgestellt werden soll. Die Plattform bereitet die Touren auf (Abgleich mit Ladesäuleninformationen), rollt sie in die Zukunft aus, speichert diese und informiert ihre Abonnenten, u. a. den Matcher.
T1.19-P3b Ladeanforderungen während des Depot-Aufenthalts	Die Plattform empfängt über diese Schnittstelle die Ladeanforderungen während der Touren, für die Energie bereitgestellt werden soll. Die Plattform be-

	reitet die Touren auf (Abgleich mit Ladesäuleninformationen), rollt sie in die Zukunft aus, speichert diese und informiert ihre Abonnenten, u. a. den Matcher.
P7-E1 Handelsvertrag an EPEX-Spot (Gebote einstellen)	Übermittlung von Geboten an die EPEX. Es werden Gebote für den Day-ahead-Markt und Gebote für den Intra-Day-Markt eingestellt.
E1-P7 EPEX Spot an Plattform (Zuschläge abholen)	Bestätigung über durchgeführten Energiehandel seitens der EPEX. Es werden Gebote für den Day-ahead-Markt und Gebote für den Intra-Day-Markt abgeholt
P6-Q5 Meldung der Bedarfe an Energie sowie Ausschöpfung von Flexibilitäten	Über diese Schnittstelle teilt der Matcher (Plattform) über die DLT dem Quartier mit, dass ein Gebot angenommen wurde.
P10-Q6 Meldung der Bedarfe an Energie sowie Ausschöpfung von Flexibilitäten	Nach dem Matching wird das Quartier über den abonnierten DLT-Knoten über die genutzten Gebote informiert.
Q3-P4 Energie(-an-)gebot melden	Das Quartier meldet über diese Schnittstelle die angebotenen Energiemengen.
Q4-P4 Energiezusatz(-an-)gebot (Flexibilität) melden	Meldung von möglichen Energieflexibilitäten Planmäßige Flexibilitäten (z. B. BHKW)
T2-P6 Bestätigung eines Vorschlags	TSM bestätigt der Plattform die Gebote und nach der Bestätigung durch das TMS reserviert der Matcher der Plattform die notwendigen Ladeleistungen.

Die Schnittstellen Q3-P4 und Q4-P4 zur Meldung von Energie- und Flexibilitätsgeboten sowie die Schnittstellen P6-Q5 und P10-Q6 zur Rückmeldung von angenommenen Geboten wurden in einer ersten Stufe mittels einer DLT realisiert.

In der folgenden Darstellung ist das Zusammenspiel des Quartiers mit der Plattform durch Nutzung der DLT-Kommunikation dargestellt.

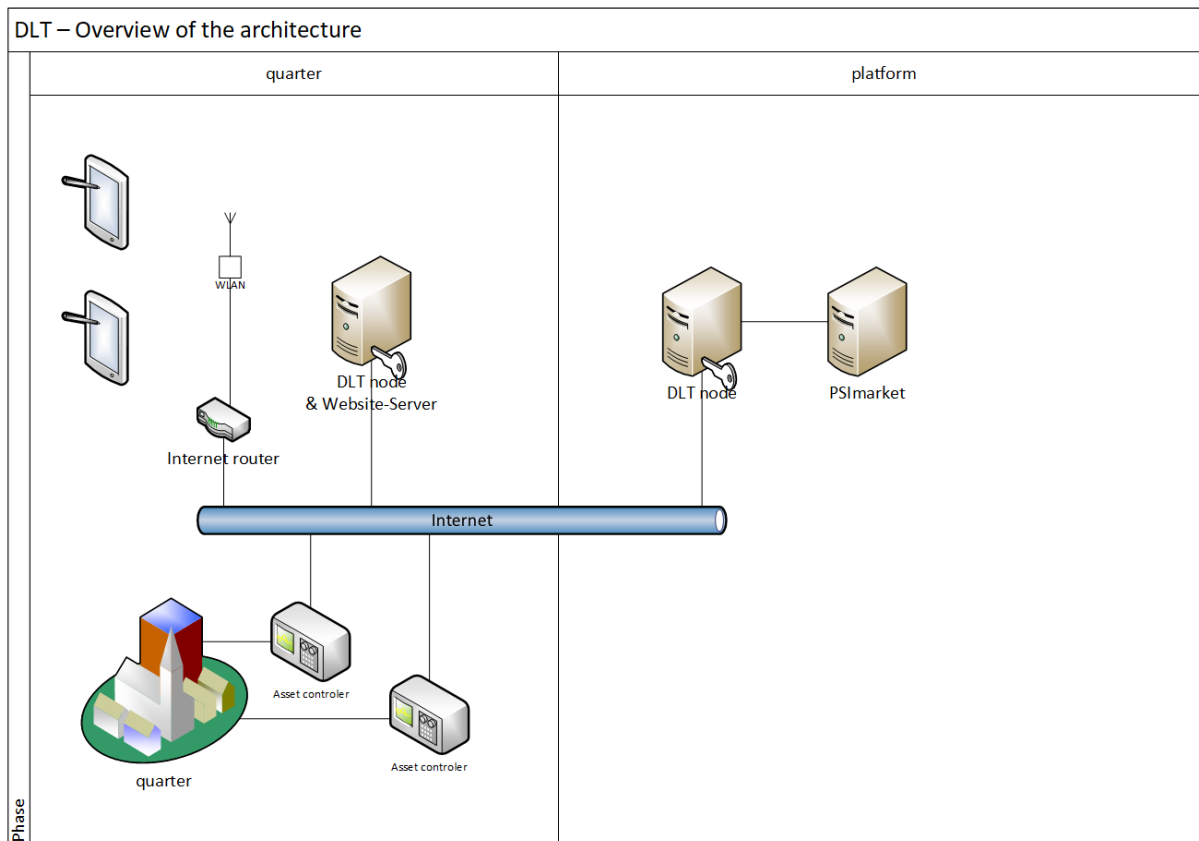


Abbildung 8-15 Kommunikation Quartier-Plattform (eigene Darstellung)

Der technische Aufbau wurde in diesem Schritt ebenfalls geplant, teilweise realisiert und getestet. Siehe hierzu die nachfolgende Abbildung 8-16 und die hervorgehobenen Funktionsblöcke.

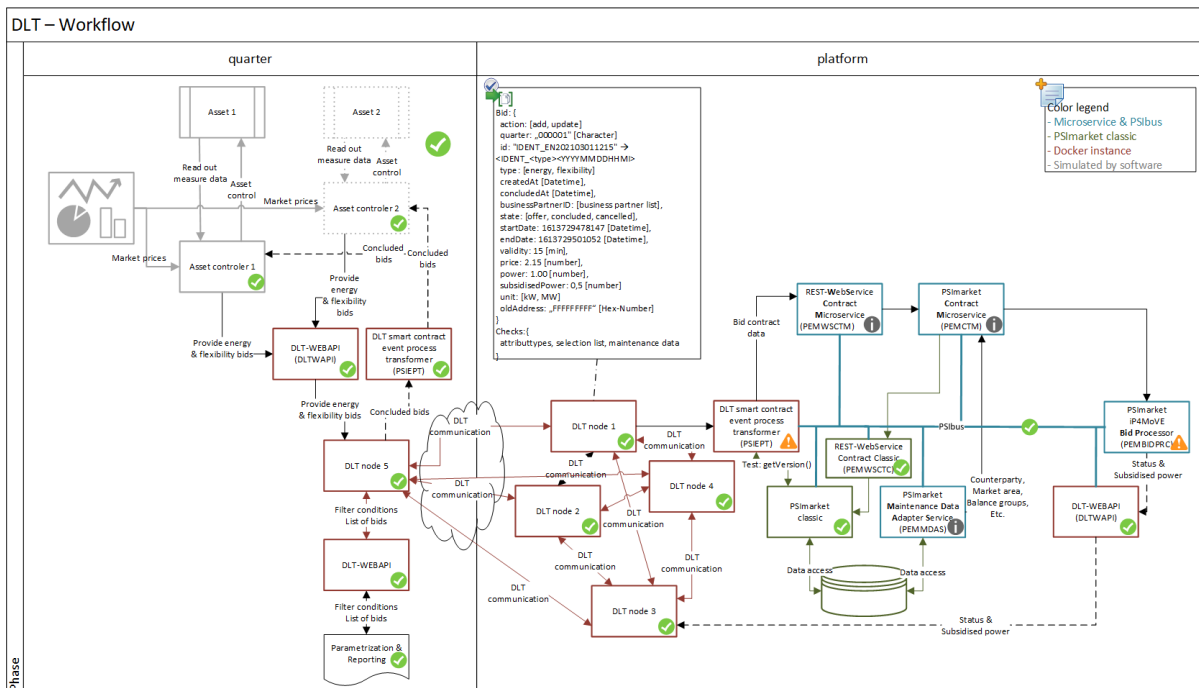


Abbildung 8-16 DLT-Workflow zwischen Quartier und Plattform (eigene Darstellung)

Basierend auf der detaillierten Anforderungsanalyse aus Arbeitspaket zwei folgten ergänzende Anforderungen an die Schnittstellengestalten. Im Folgenden werden die relevanten Punkte beschrieben:

Datenprotokolle

Für den Austausch von Daten werden in der Elektromobilitätswelt verschiedene Kommunikationsprotokolle verwendet. Neben dem Peer-to-Peer-Ansatz, der z. B. durch OCPI verfolgt wird, gibt es außerdem verschiedenen Roaming-Plattformen, welche den Datenaustausch gebündelt organisieren.

Datenaustausch

1/ Peer to Peer

- Direkter Datenaustausch
- n-Verbindungen notwendig
- keine zusätzlichen Kosten



Datenprotokoll:

Open Charge Point Interface (OCPI)

Organisation: EVRoaming Foundation

Webseite: <https://evroaming.org/>

Dokumentation: <https://github.com/ocpi/ocpi>

2/ Peer to Hub

- Datenaustausch via Plattform
- eine Verbindungen zu Plattform ausreichend
- zusätzliche Kosten durch Plattform



Datenprotokoll:

OCHP → e-clearing.net (smartlab, ELaadNL)

OICP → Hubject (u.a. EnBW, E.ON, BMW, VW, Daimler, Siemens)

eMIP → Gireve (Frankreich)

Webseite: <https://e-clearing.net/>

Dokumentation: <https://github.com/e-clearing-net/OCHP/>

Abbildung 8-17 Darstellung der unterschiedlichen Kommunikationskonzepte (eigene Darstellung)

Um die Daten zwischen den verschiedenen Akteuren effizient austauschen zu können, bedienen sich die Plattformen bestimmter Rollenmodelle. Für die in diesem Projekt relevante Roaming-Plattform e-clearing.net sieht die Rollenverteilung für den Datenaustausch wie folgt aus:

- Charge-Point-Operator (CPO) --> Ladeinfrastrukturbetreiber
- E-Mobility-Provider (EMP) --> Ladestromanbieter
- Navigation-Service-Provider (NSP) --> Navigationsdienstleister
- Parking-Spot-Operator (PSO) --> Parkflächenbetreiber

Im Wesentlichen werden vier Datentypen ausgetauscht: Autorisierungsdaten, Abrechnungsdaten, Standortinformationen und Live-Status.

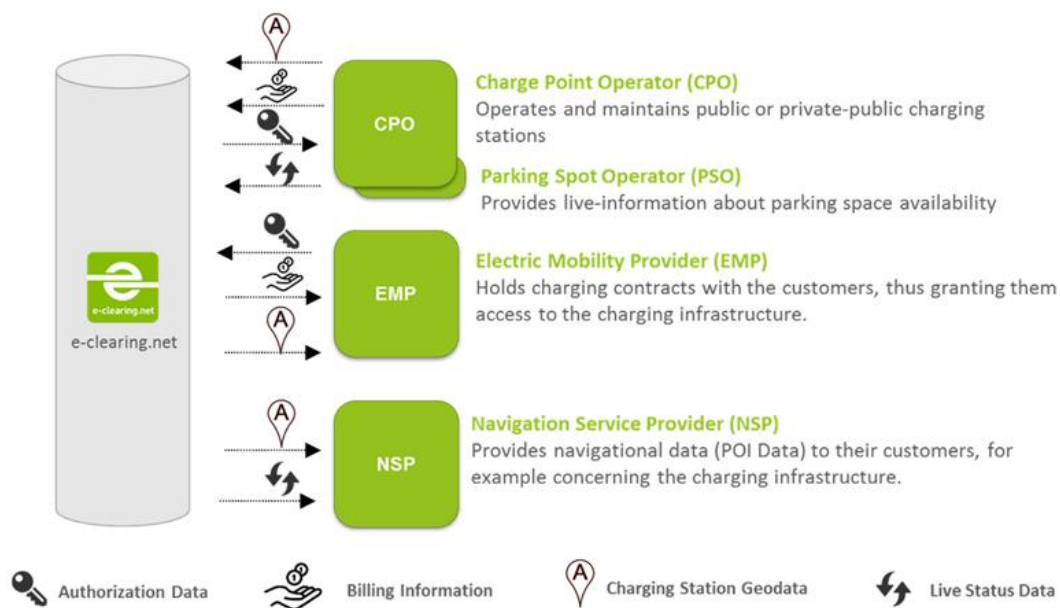


Abbildung 8-18 Rollenverteilung und Datenaustausch im E-Roaming (eigene Darstellung)

Damit zukünftig auch die Logistikbranche die bestehende Protokollstruktur nutzen kann, müssen einige Anpassungen vor allem hinsichtlich der Standortinformationen gemacht werden. Für das von der e-clearing.net verwendete Kommunikationsprotokoll OCHP betrifft das in erster Linie die *ChargePointInfo* class, in welcher die relevanten Standortinformationen zum Ladepunkt verankert sind. Diese Klasse umfasst unter anderem Informationen wie EVSE-ID, Stationsname, Adresse, Öffnungszeiten und Parkplatzinformation, aber auch Informationen zu Ladeleistung und Steckertyp.

Field Name	Field Type	Card.	Description
evseId	EvseId	1	Globally unique identifier
locationId	string(15)	1	Alphanumeric. Identifies a location/pool of EVSEs. Unique within one EVSE Operator. All EVSEs of one locationId have to have the same address and Geocoordinates. Characters: [A-Z], [0-9].
timestamp	DateTimeType	?	Recommended. Date and time of the latest data update for this ChargePointInfo. When set it must be updated if one of the values changed.
locationName	string(100)	1	Official name; should be unique in the geographical area
locationNameLang	string(3)	1	Alpha, three characters. ISO-639-3 language code defining the language of the location name
images	evseImageUrlType	*	Links to images related to the EVSE such as photos or logos.
relatedResource	RelatedResourceType	*	Links to be visited by the user, related to the charge point or charging station.
chargePointAddress	AddressType	1	Contains the address of the charging station.
chargePointLocation	GeoPointType	1	Geographical location of the charge point itself (power outlet).
relatedLocation	AdditionalGeoPointType	?	Geographical location of related points relevant to the user.
timeZone	string(255)	?	One of IANA tzdata's TZ-values representing the time zone of the location. Examples: "Europe/Oslo", "Europe/Zurich", (http://www.iana.org/time-zones)
openingTimes	HoursType	1	The times the EVSE is operating and can be used for charging. Can be set to unknown.
status	ChargePointStatusType	?	The current status of the charge point (static, not live-status!)
statusSchedule	ChargePointScheduleType	*	Planned status changes in the future. If a time span matches with the current or displayed date, the corresponding value overwrites status.
telephoneNumber	string(20)	?	Numeric. Service hotline to be displayed to the EV user. Recommended to be in international format including leading + and country code. Separators recommended. Characters: [0-9], -, ,
location	GeneralLocationType	1	The general type of the charge point location.
parkingSpot	ParkingSpotInfo	*	Information about one or more parking spots associated with the EVSE.
facility	FacilityInfo	*	Information about one or more facilities associated with the charge point.
restriction	RestrictionType	*	Restrictions applying to the usage of the charging station.
authMethods	AuthMethodType	+	List of available payment or access methods on site.
connectors	ConnectorType	+	Which receptacle type is/are present for a power outlet.
chargePointType	string(2)	1	The type of the charge point ("AC" or "DC").
ratings	RatingsType	?	Defines the ratings for the charge point.
userInterfaceLang	string(3)	*	Alpha, three characters. Language(s) of the user interface or printed on-site instructions. ISO-639-3 language code
maxReservation	float	?	If a reservation of this charge point is possible, this is the maximum duration the CPO will allow a reservation for (in minutes). Recommendation: 30 minutes.

Abbildung 8-19 Erweiterte ChargePointInfo-Klasse im OCHP-Protokoll (eigene Darstellung)

Da für eine Nutzung der Ladeinfrastruktur durch E-LKW vor allem das Platzangebot entscheidend ist, wurde die bereits bestehende *ParkingSpotInfo* class durch die Attribute *VehicleType* und *ParkingAlignmentType* ergänzt.

ParkingSpotInfo class

Field Name	Field Type	Card.	Description
parkingId	ParkingId	1	Globally unique identifier for this parking spot.
vehicle	VehicleType	1	Size of the Parking Spot can be defined by vehicle category
restriction	ParkingRestrictionType	*	Restrictions applying to the usage of the parking spot. If set, should include the restrictions .
floorlevel	string(4)	?	Alphanumeric. Level on which the charge station is located (in garage buildings) in the locally displayed numbering scheme. Examples: "-2", "P-5", "2", "+5"
parkingSpotNumber	string(5)	?	Alphanumeric. Locally displayed parking slot number. Examples: "10", "251", "B25", "P-234"
alignment	ParkingAlignmentType		Alignment of the Parking Spot

Abbildung 8-20 Erweiterte ParkinSpotInfo-Klasse im OCHP-Protokoll (eigene Darstellung)

Über den *VehicleType* kann die Größe des Parkplatzes definiert werden. Neben der Default-Einstellung *car* können außerdem noch die Größen *motorcycle*, *van*, *trailer*, *bus*, *long truck* und *extra long truck* ausgewählt werden. Zur Orientierung sind die empfohlenen Mindestgrößen für die Fahrzeugkategorien in der Protokollbeschreibung angegeben.

VehicleType enum

Value	Description
motorcycle	Parking space for motorcycles. Minimum parking space 1,3m x 2,7m
car	Normal parking space for cars. Size depends on the alignment and the requirements of the relevant authorities (e.g. EAR, Germany). Minimum size parallel: 2,0m x 5,7m Minimum size vertical: 2,5m x 5,0m
van	Parking space for (delivery) vans/camper. Minimum parking Space 3,0m x 7,5m
trailer	Parking space for normal Truck or car with trailer. Minimum Size 3,5m x 14,0m
bus	Parking space for busses Minimum size: 4,0m x 14,0m
long Truck	Parking space for long trucks, e.g. with trailer Minimum size: 3,5m x 18m
extra long Truck	Parking space for extra long trucks, e.g. with 2 Trailers Minimum size: 3,5m x 25m

Abbildung 8-21 Ausprägungen und Beschreibungen des Attributs VehicleType (Enumeration)

Für den *VehicleType* kann nur eine Ausprägung aus der Aufzählung (Enumeration) ausgewählt werden, die dann die maximale Parkplatzgröße definiert. Sollen bestimmte Fahrzeugtypen ausgeschlossen, z. B. die Nutzung E-LKW vorbehalten sein, so ist diese Einstellung über *Restrictions (ParkingRestrictionType)* möglich.

ParkingRestrictionType enum

Value	Description
evonly	reserved parking spot for electric vehicles
plugged	parking allowed only while plugged in (charging)
disabled	reserved parking spot for disabled persons with valid ID
customers	parking for customers / guests only, for example in case of a hotel or shop
carsharing	parking only for carsharing vehicles
trucks	parking only for trucks or other long vehicles

Abbildung 8-22 Ausprägungen und Beschreibungen der Restrictions der Parkflächen (eigene Darstellung)

Die Definition von *Restrictions* ist optional und es können beliebig viele *Restrictions* für einen Ladepunkt definiert werden.

Neben einem ausreichenden Platzangebot können darüber hinaus weitere Faktoren wie die Ladeleistung aber auch ladeinfrastrukturunabhängige Standortfaktoren wichtig für die Auswahl der passenden Lademöglichkeit sein. Um diese Standortfaktoren in die Standortinformationen zu integrieren, wurde die *ChargePointInfo* um die *FacilityInfo* ergänzt (s. Abbildung 8-23).

FacilityType enum

Value	Description
service station	typical gas/filling station
motorway service area	rest stop on the motorway
off-motorway service area	rest stop off the motorway
hotel	Availability of hotel or other accomodation possibility in the near neighbourhood
toilet	Availability of toilet in the near neighbourhood
shower	Availability of sanitarries incl. shower in the near neighbourhood
washing-machine	Availability of a washing machine in the near neighbourhood
restaurant	Availability of a restaurant in the near neighbourhood
cafe	Availability of a cafe in the near neighbourhood
grocery	Availability of grocery/supermarket in the near neighbourhood
shopping	Availability of shopping/mall in the near neighbourhood
picknick	Availability of a picknick place in the near neighbourhood
playground	Availability of a playground for children in the near neighbourhood
wifi	Availability of WiFi at the charging point or in the near neighbourhood
roof	The charging point is protected by a roof or a compare solution that protects the charging point from rain
illumination	The charging point is illuminated so that it can be used in the dark hours comfortably as well
atm	Availability of ATM in the near neighbourhood
sport	Availability of fitness center or compareable sports facility in the near neighbourhood
business	Availability of a business lounge in the near neighbourhood
culture	Availability of a cultural offerings, e.g. museum in the near neighbourhood
nature	Availability of natur, e.g. park or recreation area in the near neighbourhood

Abbildung 8-23 Ausprägungen des Attributs *FacilityType* (Enumeration) (eigene Darstellung)

Hier können verschiedene Standortfaktoren mit dem Ladepunkt verknüpft werden. Die Angabe von *Facilities* ist optional und es können beliebig viele *Facilities* mit dem Standort verknüpft werden.

Die Ladeleistung ist für E-LKW ein wichtiges Kriterium, da für den hohen Energiebedarf oft große Batterien verwendet werden und darüber hinaus die Standzeiten von LKW so kurz wie möglich gehalten werden sollen. Damit die erforderlichen Ladeleistungen von bis zu 1 Megawatt erreicht werden können, werden in den kommenden Jahren neue Connector-Standards eingeführt. Diese müssen auch in den Kommunikationsprotokollen berücksichtigt werden.

ConnectorStandard enum

Value	Description
Chademo	The connector type is CHAdEMO, DC
Chademo 3.0 (ChaoJI)	The Chademo ChaoJI is a CHAdEMO 3.0 DC charging System
Chademo 4.0 (Ultra-ChaoJI)	The Chademo Ultra-ChaoJI is a CHAdEMO 4.0 DC charging system for megawatt charging
IEC_62196_T1	IEC 62196 Type 1 "SAE J1772"
IEC_62196_T1_COMBO	Combo Type 1 based, DC
IEC_62196_T2	IEC 62196 Type 2 "Mennekes"
IEC_62196_T2_COMBO	Combo Type 2 based, DC
IEC_62196_T3A	IEC 62196 Type 3A
IEC_62196_T3C	IEC 62196 Type 3C "Scame"
MCS	The Megawatt Charging System (MCS) is charging system for trucks
DOMESTIC_A	Standard/Domestic household, type 'A', NEMA 1-15, 2 pins
DOMESTIC_B	Standard/Domestic household, type 'B', NEMA 5-15, 3 pins
DOMESTIC_C	Standard/Domestic household, type 'C', CEE 7/17, 2 pins
DOMESTIC_D	Standard/Domestic household, type 'D', 3 pin
DOMESTIC_E	Standard/Domestic household, type 'E', CEE 7/5 3 pins
DOMESTIC_F	Standard/Domestic household, type 'F', CEE 7/4, Schuko, 3 pins
DOMESTIC_G	Standard/Domestic household, type 'G', BS 1363, Commonwealth, 3 pins
DOMESTIC_H	Standard/Domestic household, type 'H', SI-32, 3 pins
DOMESTIC_I	Standard/Domestic household, type 'I', AS 3112, 3 pins
DOMESTIC_J	Standard/Domestic household, type 'J', SEV 1011, 3 pins
DOMESTIC_K	Standard/Domestic household, type 'K', DS 60884-2-D1, 3 pins
DOMESTIC_L	Standard/Domestic household, type 'L', CEI 23-16-VII, 3 pins
TESLA_R	Tesla Connector "Roadster"-type (round, 4 pin)
TESLA_S	Tesla Connector "Model-S"-type (oval, 5 pin)
IEC_60309_2_single_16	IEC 60309-2 Industrial Connector single phase 16 Amperes (usually blue)
IEC_60309_2_three_16	IEC 60309-2 Industrial Connector three phase 16 Amperes (usually red)
IEC_60309_2_three_32	IEC 60309-2 Industrial Connector three phase 32 Amperes (usually red)
IEC_60309_2_three_64	IEC 60309-2 Industrial Connector three phase 64 Amperes (usually red)

Abbildung 8-24 Erweiterte Ausprägungen des Attributs **ConnectorStandard** (Enumeration) (eigene Darstellung)

Durch die Anpassung der Datenprotokolle sind die Voraussetzungen geschaffen, dass die Betreiber der Ladeinfrastruktur (CPO) die Daten an die App- und Navigationsdienstleister (NSP) übertragen können. Natürlich müssen die CPO diese Daten zunächst im CPO-Backend in der entsprechenden Datenqualität einpflegen. Dies könnte z. B. so aussehen, dass der CPO auf Ladepunktebene die Parkplatzgröße mit einem Schieberegler einstellen kann (Default-Einstellung: PKW). Darüber hinaus können optional Angaben zu möglichen Einschränkungen, nennenswerten Standortfaktoren oder auch dem übergreifenden Standorttypen (hier: Raststätte) gemacht werden.

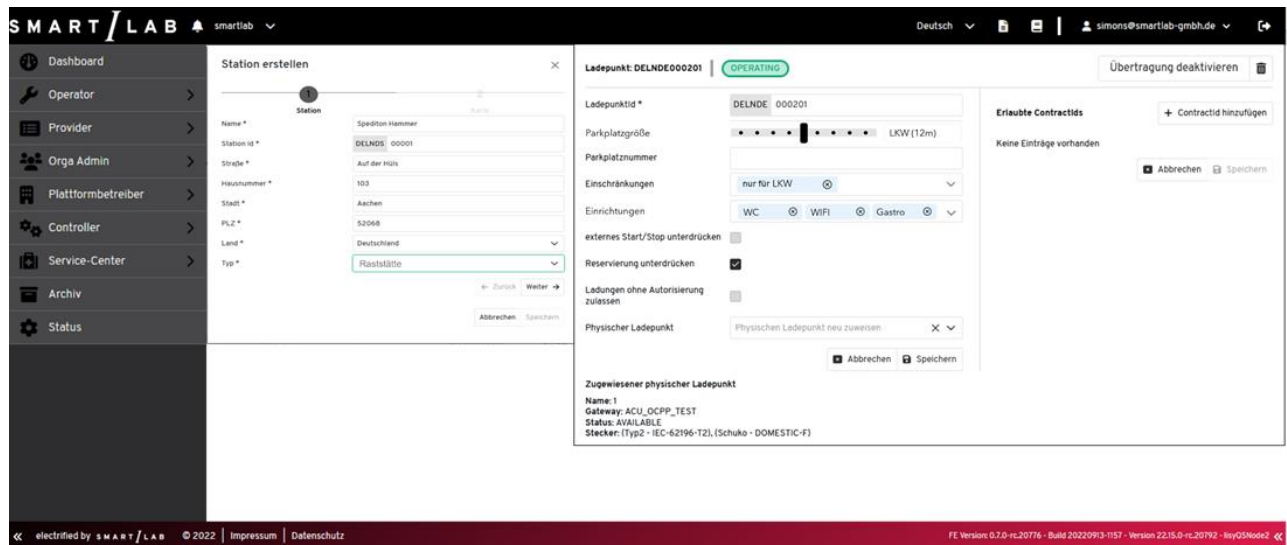


Abbildung 8-25 Mock-up einer E-LKW-spezifischen Station im Backend der SMART/LAB (eigene Darstellung)

Möchte nun ein Endkunde einen Ladepunkt mit bestimmten Anforderungen ausfindig machen, so können die NSP in ihren Produkten Filterfunktionen auf Basis der zur Verfügung stehenden Daten anbieten. So könnte der Nutzer sich nicht nur in der App eine Lademöglichkeit mit ausreichendem Platzangebot anzeigen lassen, sondern darüber hinaus auch noch weitere Standortfaktoren (z. B. Übernachtungsmöglichkeit & Gastronomie) in die Suche einbeziehen (s. folgende Abbildung).

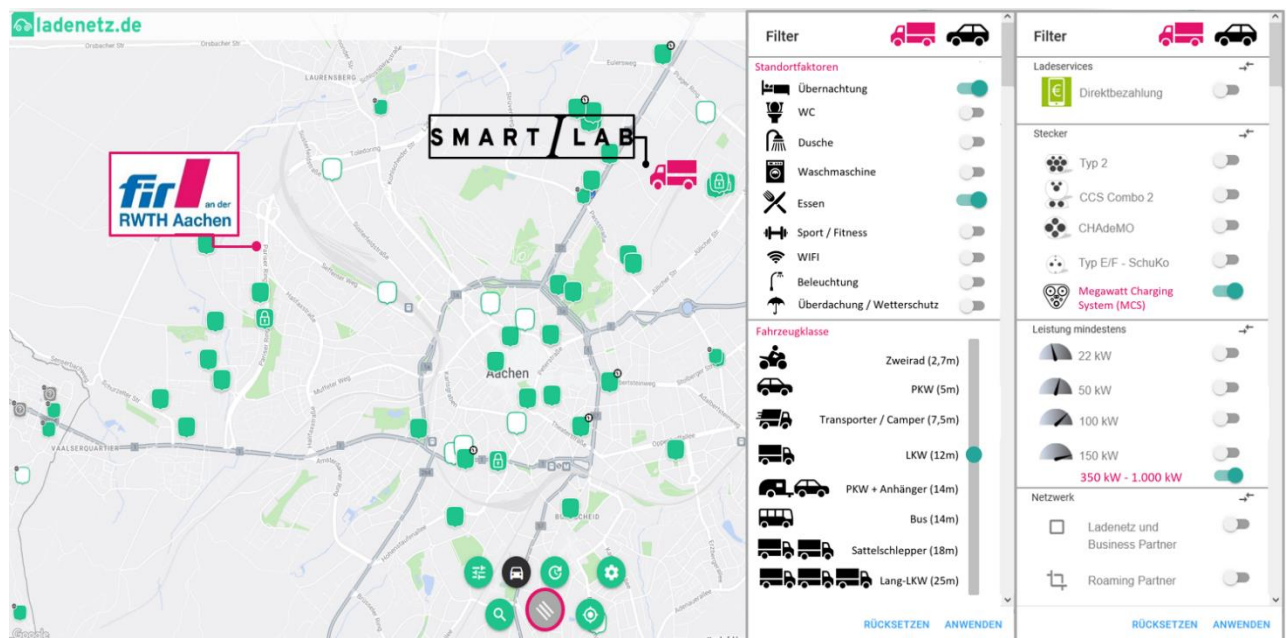


Abbildung 8-26 E-LKW-spezifische Filtermöglichkeiten in der Nutzerschnittstelle (Mock-up: lademap) (eigene Darstellung)

Insgesamt wurde in Abschnitt 8.3. das entwickelte Schnittstellenkonzept umfassend vorgestellt, das die Verbindung der Bestandteile des Plattformkonzepts ermöglicht.

8.4 Geschäftsmodelle für den Sektor Kopplung

Bei einem Geschäftsmodell werden Inhalte, Strukturen und Ziele einer Unternehmung in einer vereinfachenden Weise abgebildet (s. SCHUH ET AL. 2011, S. 97). Nach GASSMANN ET AL. (2021) existieren in einem Geschäftsmodell vier zentrale Aspekte, die im Folgenden vorgestellt werden:

- 1 **Zielkunde:** Welche Kundengruppe soll angesprochen werden?
- 2 **Nutzenversprechen:** Welche Leistung (Produkte oder Dienstleistungen) soll der Kundengruppe angeboten werden?
- 3 **Wertschöpfungskette:** Welche Ressourcen werden für die Leistung benötigt und wie sollen Prozesse gestaltet werden?
- 4 **Ertragsmechanik:** Wie können Umsätze generiert und wie soll die Kostenstruktur gestaltet werden?

Zu beachten ist, dass es sich bei dem Geschäftsmodell für die Sektorkopplung um ein Plattformgeschäftsmodell handelt. Bei einem Plattformgeschäftsmodell werden wertschöpfende Leistungen zwischen zwei oder mehr Marktseiten vermittelt (s. CHOUDARY 2017, S. 17; FÖRDERER 2021, S. 27). Im Fall der Sektorenkopplung bestehen die Marktseiten aus den Logistikdienstleistern und den Ladeinfrastrukturbetreibern. Ermöglicht wird die Vermittlung von Angebot und Nachfrage der Marktseiten über digitale Technologien, wie beispielsweise Matching-Algorithmen (s. FÖRDERER 2021, S. 27). Somit bietet die Plattform die Basis für die Transaktionen zwischen den Marktseiten, welche durch das Geschäftsmodell definiert wird (s. FÖRDERER 2021, S. 27; DELFT U. VAN DER VEEN 2019, S. 32; CHOUDARY 2017, S. 17). Weiterhin werden durch das Geschäftsmodell die Regeln und Rahmenbedingungen für den Austausch festgelegt (s. ebd.). Die zentrale Fragestellung in einem Plattformgeschäftsmodell ist, welcher Mehrwert sich aus dem Netzwerk, bestehend aus den verschiedenen Marktseiten, für die verschiedenen Seiten und den Plattformbetreiber generiert (s. DELFT U. VAN DER VEEN 2019, S. 32).

Zur Vorbereitung auf die Ausarbeitung des Geschäftsmodells für die Sektorkopplung wurden relevante Plattformgeschäftsmodelle betrachtet und miteinander verglichen. Ziel hierbei war eine fachliche Spezifikation der Plattform im Hinblick auf das Geschäfts- und Preismodell, technischer und fachlicher Anforderungen sowie auf die Definition der Plattformservices.

In der Analyse wurden bereits bestehende Geschäftsmodelle aus den Bereichen Logistik und Energie sowie aus weiteren Bereichen wie IKT, Handel und Tourismus betrachtet. Eine Übersicht ist in Tabelle 8-3 dargestellt.

Tabelle 8-3 Analyse bestehender, plattformbasierter Geschäftsmodelle

Plattform	Bereich	B2B	B2C	PayPerUse	Reservierung	Subscription	Bemerkung zu Geschäftsmodellen
AWS - Amazon WebService	CloudComputing Infrastructure as Service IaaS	x	x	Man bezahlt hier nur was benutzt wurde. Keine vorherige Reservierung notwendig	Volumen können reserviert werden. Der Preis ist unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch.		
AWS - Amazon WebService	Services - SaaS	x	x	Geschäftsmodelle des jeweiligen SaaS Anbieters	Geschäftsmodelle des jeweiligen SaaS Anbieters	Geschäftsmodelle des jeweiligen SaaS Anbieters	Amazon stellt die Plattform zur Verfügung auf der z.B. Softwareanbieter SaaS anbieten können.
Sonnen Community	Energie	x	x	Einspeisung und Verbrauch werden verrechnet (in Verbindung mit eigener Hardware) Sondertarife für Mitglieder		Community subscription	Regelleistung über Batterien zur Verfügung stellen - Community als Gemeinsamkeits-, Informations und Austauschplattform
Sonnen flat	Energie						Komplettpaket - Hardware als Mietmodell + Stromtarif
Sonnen now	Energie						Energievertrag ohne eigene Hardware
Sonnen strom	Energie		x				
Amazon	Handel	x		Liefergebühren; Amazon nimmt Gebühren von den Händlern;	-	amazon prime; keine Liefergebühren; Zugang zu weiteren Einkaufsmöglichkeiten;	Amazon nimmt Gebühren von den Händlern;
amazon relay	Logistik	x		Bezahlt wird je durchgeführtem Auftrag		Kostenlose Anmeldung	Spedituer für die mittlere Meile; Plattform stellt die Fahraufträge (Was, wohin, zu welchem Preis zur Verfügung; Bietet den Logistikern den Mehrwert -> Tracking; später längerfristige Auftragsvergabemöglichkeit
Booking.com	Hotel	x	x	x% von Buchungspreis für Anbieter an Plattformbetreiber; Keine Kosten für den Kunden; Daten der Kunden; Weitere Dienste wie Mietwagen...		Fester Betrag für online Stellung des Angebotes vom Hotelbetreiber für Plattformbetreiber	Anbieter: Größere Reichweite; Einfacherer Buchungsprozess für den Kunden; Zuverlässigkeit der Gäste; Analyse der Gaststruktur Kunden: Zuverlässigkeit; Vertrauensstellung; Unterstützung im Prozess, Buchung-Stornierung, größere Transparenz, Convenience Plattformbetreiber: Stellt Infrastruktur und Service zur Verfügung; bekommt Kommission vom Buchungspreis; Verbindet notwendige weitere Services an einer Stelle; Datenanalyse der Buchungen; Werbung von Drittanbietern
Telekom	Telekommunikation	x	x	Einfacher Vertrag Minutenpreis; Prepaid	Telefonminuten - SMS - Datenvolumen - Geschwindigkeit für einen bestimmten Zeitraum	Verschiedene zusätzliche Dienste z.B. Fernsehen; Kombipreis bei Mobil und Festnetz; Rabatte bei längeren Laufzeiten;	Automatische Verlängerung -> Kundenbindung da aktiv gekündigt werden muss. Mietkauf für Geräte; B2B - z.B. 5G in Unternehmen betreiben
e-clearing.net	Charging Infrastructure	x		Jahresabonnements	Offene Plattform	Mitgliedschaft	European Roaming Platform
Eulogis.com	Frachtenbörse	x		Angebotaliste, pay per use	Buchung	kostenlose Anmeldung	drei Kategorien: KOSTENLOS Kostenlose Kontoanmeldung ContactPASS Kostenloses verifiziertes Konto PREMIUM Voller Kontozugriff

Im Vorfeld der Analyse wurde ein Katalog mit notwendigen und wünschenswerten Features festgelegt, die über die ‚iP4MoVE‘-Plattform abgebildet werden sollten. Ein notwendiges Feature ist die Möglichkeit der Reservierung eines Ladepunktes sowie die Anforderung einer bestimmten Ladeleistung und resultierenden Ladegeschwindigkeit. Auch wurden verschiedene Möglichkeiten der Finanzierung der Ladeinfrastruktur betrachtet, z. B. als Leasing- oder Full-Service-Modell. Mit Blick auf das Projekt wurden die Offenheit der Plattformen und deren Interaktionsmöglichkeiten analysiert und bewertet.

Zusätzlich wurde betrachtet, wie die Plattform ein erweitertes Kundenumfeld integrieren kann, wie z. B. Betreiber von Raststätten, die auf der Plattform Werbeanzeigen veröffentlichen können. Zentrale Untersuchungsgegenstände der Analyse waren die Zielgruppe, die Bezahlmodelle und der versprochene Kundenmehrwert.

Bei den Zielgruppen wurde die Unterscheidung nach Business-to-Business (B2B) und Business-to-Customer (B2C) untersucht. Bei den untersuchten Plattformangeboten ist ein wesentlicher Teil des Geschäfts das B2B-Angebot, das auch bei den Geschäftsmodellen der ‚iP4move‘-Plattform im Vordergrund steht. Häufig sind parallele Angebote vorhanden, die sowohl eine B2B-Komponente haben als auch einen niedrighschwelligeren Zugang für Privatkunden bieten.

Die Bezahlmodelle reichen von PayPerUse (diese Möglichkeit wird in nahezu allen Plattformen angeboten) über die Reservierung eines Volumens mit Vorauszahlung, z. B. bei AWS, bis hin zur Flatrate. Die angebotenen "As-A-Service“-Geschäftsmodelle beinhalten auch, dass z. B. Wartung, Installation und Hardware in der Servicegebühr enthalten sind oder die Hardware in einem Leasing- oder Mietkauf-Modell gesondert ausgewiesen wird.

Die Möglichkeiten, die eine Mitgliedschaft bietet, sind in den Geschäftsmodellen sehr vielfältig ausgeprägt und reichen von der kostenlosen Mitgliedschaft über preislich gestaffelte Zusatzangebote.

Die Frage, welchen Vorteil die Nutzung der Plattform bringt, ist ein wesentlicher Punkt in der Gestaltung und Vermarktung. Neben den pekuniären Vorteilen für den Kunden durch die Nutzung von Rabatten oder auch die Möglichkeit von Reservierungen spielt die Funktion, die die Plattform als Vermittler zwischen zwei oder mehreren Parteien übernimmt, eine wesentliche Rolle.

Die Plattform bzw. deren Betreiber haben eine Vertrauensstellung inne und sorgen für die zuverlässige Abwicklung der Transaktion bzw. kümmern sich, falls diese nicht reibungslos funktioniert. Als Beispiel „Booking.com“: Für die Kunden, die eine Unterkunft suchen, stellen sie sicher, dass diese Unterkunft auch existiert. Über die Bewertungen bieten sie neuen Kunden eine Entscheidungshilfe. Ähnlich bei „amazon.relay“, hier wird die Zuverlässigkeit der Dienstleistung nachgehalten und bietet den potenziellen Auftraggeber:innen schon vorab eine Bewertungsmöglichkeit.

Die Bildung von Communitys über Plattformen bildet ein weiteres Instrument der Vernetzung und positiven Vermarktung. In der Regel ist die Bildung von Communitys kostenlos, bietet den Plattformbetreibern aber weitere Vermarktungsmöglichkeiten. Positive Erfahrungsberichte und das gemeinsame Ziel, z. B. „Sonnen“, die Nutzung „Grüner Energie“ und damit die Erreichung der Klimaschutzziele, stärken den Zusammenhalt und erweitern die Community und damit eine potenzielle Zielgruppe der Plattform.

Zur Ausarbeitung des Geschäftsmodells für die Sektorkopplung wurde die Methodik des Business-Model-Canvas gewählt. Hierbei werden die vorgestellten zentralen Aspekte eines Geschäftsmodells durch die Ausarbeitung von neun Bausteinen systematisch betrachtet und detailliert (s. OSTERWALDER U. PIGNEUR 2011, S. 19; BUCHHOLZ U. BÜRGER 2020, S. 77). Im Business-Model-Canvas sind die neun Bausteine auf einer Leinwand (engl. Canvas) zusammengeführt, woraus sich ein Tool ergibt, welches es ermöglicht, gemeinsam in den Diskurs zu treten und gemeinschaftlich die Geschäftsmodellierung vorzunehmen (s. OSTERWALDER U. PIGNEUR 2011, S. 46). In Abbildung 8-27 ist die Leinwand des Business-Model-Canvas mit den neun Bausteinen graphisch dargestellt.



Abbildung 8-27 Business-Model-Canvas (OSTERWALDER U. PIGNEUR 2011, S. 48)

Die Ausarbeitung der Bausteine findet in der Regel von rechts nach links statt (s. BUCHHOLZ U. BÜRGER 2020, S. 77). So wird mit dem *Zielkunden* und der Definition der Bausteine Kundensegment, Kundenbeziehungen und Kanäle begonnen, anschließend wird das *Nutzenversprechen* bezüglich das Wertangebot definiert. Darauf folgt die Betrachtung der *Wertschöpfungskette* mit der Definition der Bausteine *Schlüssel-ressourcen*, *Schlüsselaktivitäten* und *Schlüsselpartnerschaften*, um abschließend die *Ertragsmechanik* (Kostenstruktur und Einnahmequellen) auszuarbeiten (s. FELDMANN ET AL. 2019, S. 126; BUCHHOLZ U. BÜRGER 2020, S. 77). Die Definition des Geschäftsmodells fand im Rahmen eines Workshops mit Expert:innen des Konsortiums statt. Das Ergebnis der Ausarbeitung wird in Abbildung 8-28 vorgestellt und anschließend wird die Ausarbeitung der einzelnen Bausteine ausführlich erläutert.

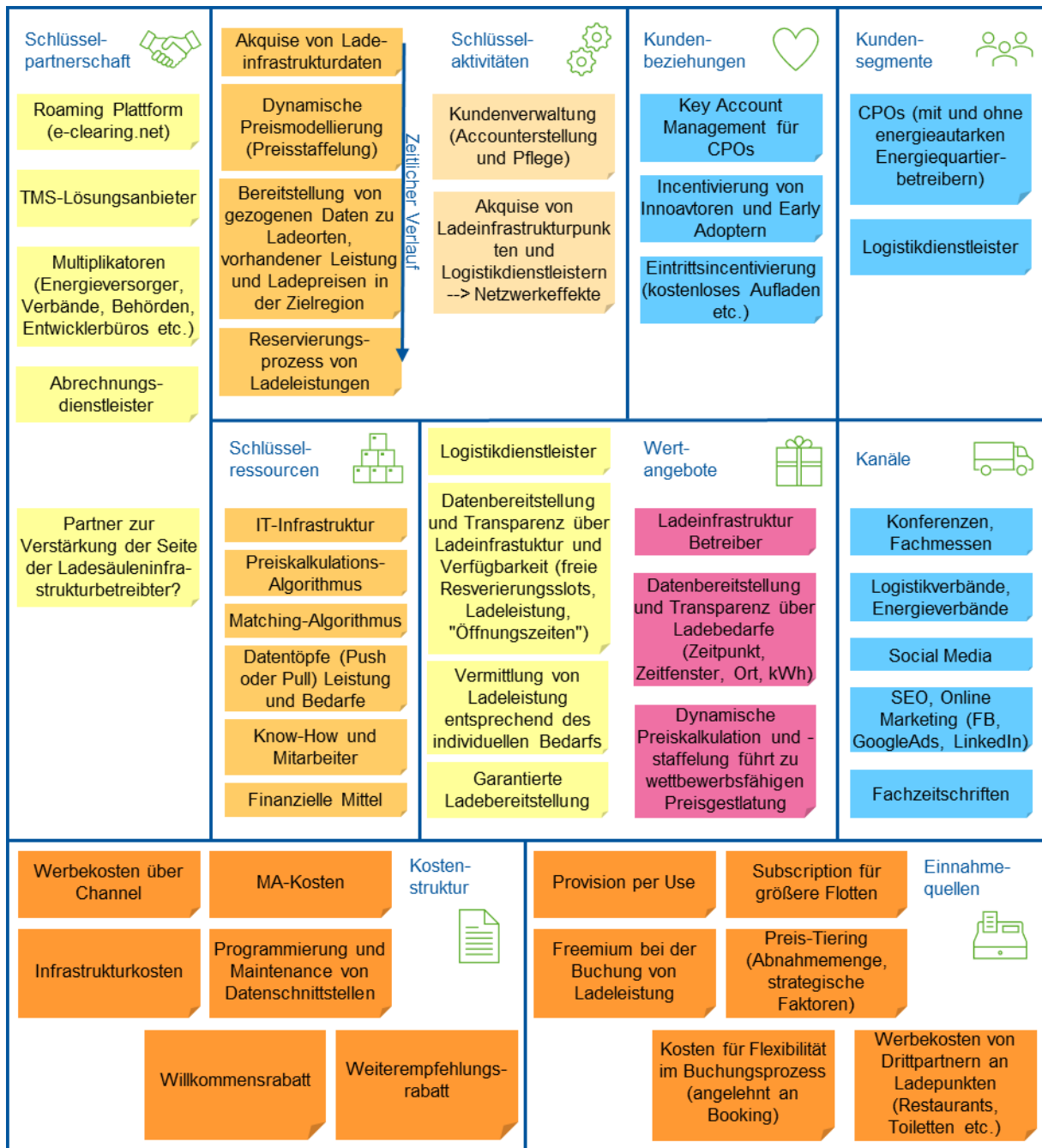


Abbildung 8-28 Ergebnisse des Workshops zur Geschäftsmodellierung (eigene Darstellung) (eigene Darstellung)

Kundensegment

Die Plattform richtet sich in erster Linie an Logistikdienstleister elektrifizierter Flotten und Chief-Procurement-Officers (CPOs) von Energiequartieren, die über die Plattform aneinander vermittelt werden sollen. Ob diese Energiequartiere autark sind oder nicht, spielt hierbei keine Rolle.

Kundenbeziehungen

Für den Aufbau und den Erhalt von Kundenbeziehungen sollen Key-Account-Manager eingesetzt werden. Aufgabe der Key-Account-Manager ist es, die Plattformnutzer zu betreuen und bei der Adaption der Plattform an Kundenwünsche zu unterstützen. Eine

weitere Maßnahme für den Aufbau von Kundenbeziehungen ist die (Eintritts-)Incentivierung für Plattformnutzer, sprich Vergünstigungen oder besondere Angebote für Early-Adopter und neue Nutzer.

Kanäle

Zur allgemeinen Interaktion mit dem Kunden sind Konferenzen und Fachmessen, Beiträge in Fachzeitschriften sowie Online-Werbung, beispielsweise über soziale Medien, wichtige Kanäle. Aber auch die Verbindung mit Logistikverbänden sowie Energieverbänden kann nützliche Kanäle eröffnen, um mit dem Kundensegment in den Austausch zu treten.

Wertangebot

Das Wertangebot ist eine Plattform, auf der Logistikdienstleister und Ladeinfrastrukturbetreiber aneinander vermittelt werden. Somit muss der Nutzen, welcher durch das Wertangebot bei den Marktseiten generiert werden soll, aus zwei Perspektiven betrachtet werden. Zum einen aus der Perspektive der Logistikdienstleister und zum anderen aus der der Ladeinfrastrukturbetreiber:

1. Logistikdienstleister: Das Wertangebot für die Logistikdienstleister umfasst die Datenbereitstellung und Transparenz über die Ladeinfrastruktur und die jeweiligen Verfügbarkeiten der Standorte. Beispielsweise sollen den Dienstleistern die Ladeleistungen und Öffnungszeiten der jeweiligen verfügbaren Ladestationen angezeigt werden. Zudem sollen entsprechende verfügbare Zeitslots über die Plattform reservierbar sein. Somit findet über die Plattform eine Vermittlung der Ladeleistung, entsprechend dem individuellen Bedarf der Logistikdienstleister, statt. Das übergeordnete Ziel hierbei ist die garantierte Ladebereitstellung.
2. Ladeinfrastrukturbetreiber: Das Wertangebot für die Ladeinfrastrukturbetreiber umfasst die Datenbereitstellung und Transparenz über Ladebedarfe, sprich zu welchem Zeitpunkt in welcher Dauer an welchem Standort wie viel Leistung (in Kilowattstunden) benötigt wird. Des Weiteren soll es Betreibern ermöglicht werden, über die Plattform eine dynamische Preiskalkulation und -staffelung vornehmen zu können, um eine wettbewerbsfähige Preisgestaltung zu erzielen.

Schlüsselressourcen

Zu den Schlüsselressourcen, die zur Erbringung des Wertangebots benötigt werden, gehört zunächst die IT-Infrastruktur als Basis für die Plattform. Darauf aufbauend sind ein Preiskalkulationsalgorithmus, ein Matching-Algorithmus sowie Datentöpfe (Push oder Pull) über die verfügbaren Leistungen und die Bedarfe für die Paarung zwischen Angebot und Nachfrage erforderlich. Abschließend werden Mitarbeitende mit den notwendigen Fähigkeiten und Know-how sowie finanzielle Mittel benötigt, um den reibungslosen Betrieb der Plattform sicher stellen zu können.

Schlüsselaktivitäten

Zunächst werden Ladeinfrastrukturdaten wie beispielsweise aktuelle Preise benötigt, um darauf aufbauend eine dynamische Preismodellierung (Preisstaffelung) vornehmen zu können. Die generierten, analysierten und veredelten Daten zu den Ladeorten, den vorhandenen Ladeleistung und den aktuellen Preisen sollen anschließend den Zielkunden zur Nutzung zur Verfügung gestellt werden. Weiterhin soll es den Kunden ermöglicht werden, Ladeleistungen über die Plattform reservieren zu können. Schlüsselaktivitäten, die während des Betriebs der Plattform anfallen, sind die Kundenverwaltung und der Ausbau des Netzwerks (Akquise von Ladeinfrastrukturpunkten und Logistikdienstleistern) zur Generierung von Netzwerkeffekten.

Schlüsselpartnerschaften

Zur Erbringung des Wertangebots müssen strategisch relevante Partnerschaften eingegangen werden. Hierzu gehören Roaming-Plattformen, wie beispielsweise e-clearing.net. e-clearing.net verfolgt das Ziel, lokale Ladeinfrastrukturen zu verknüpfen, um ein europaweites Ladenetzwerk zu schaffen. Weitere Schlüsselpartner sind TMS-Lösungsanbieter, Abrechnungsdienstleister und auch Multiplikatoren wie Energieversorger, Verbände, Behörden sowie Entwicklungsbüros. Zudem müssen Partner zur Stärkung der Ladeinfrastrukturbetreiber in Betracht gezogen werden.

Kostenstruktur

Die Kosten, welche bei der Umsetzung des Projekts anfallen und somit in dem Geschäftsmodell Berücksichtigung finden müssen, sind zum einen Betriebskosten, wie beispielsweise Kosten für Mitarbeitende, Werbekosten oder Infrastrukturkosten. Weiterhin fallen Kosten für die Schaffung bzw. Programmierung und die Instandhaltung von Datenschnittstellen für die Betriebsfähigkeit der Plattform an. Zur Erweiterung des Netzwerks und zur Steigerung des Netzwerkeffekts werden Willkommensrabatte für neue Teilnehmer sowie Weiterempfehlungsrabatte für bestehende Mitglieder gewährt, sofern diese die Plattform erfolgreich weiterempfohlen haben.

Einnahmequelle

Zur Gestaltung der Einnahmequelle der Plattform gehören zunächst die Provision-per-Use bei der Nutzung der Plattform und das Freemium-Modell bei der Buchung von Ladeleistungen. Hierbei stehen Basisleistungen den Nutzern zunächst kostenfrei zur Verfügung, während zusätzliche Leistungen kostenpflichtig sind. Die zusätzlichen Leistungen können in einem Bündel über eine Subskription (Abonnement) gebucht werden. Die Preisgestaltung hierfür hängt von der Flottengröße, der Abnahmemenge und weiteren strategischen Faktoren ab und wird dementsprechend gestaffelt (Preistiering). Des Weiteren fallen für den Nutzer zusätzliche Kosten für die Flexibilität im Buchungsprozess an. Zudem können über Werbungen an den Ladepunkten von Drittpartnern weitere Einnahmen generiert werden.

Abschließend kann das Geschäftsmodell als ein Plattformgeschäftsmodell charakterisiert werden, bei dem die Sektoren der Energiewirtschaft und der Mobilitätssektor bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber und Logistikdienstleister aneinander vermittelt werden, so-

dass für beide Marktseiten und für den Plattformbetreiber ein Mehrwert entsteht (Angebot und Abnahme von Ladeleistungen). Wichtig hierbei ist, dass der Mehrwert der Plattform besonders durch Netzwerkeffekte entsteht und somit der Fokus darauf gelegt wird, die Plattform attraktiv für die Teilnehmer zu gestalten und neue Teilnehmer zu akquirieren. Die hierfür notwendigen Maßnahmen, wie beispielsweise Marketingmaßnahmen wie Willkommens- oder Weiterempfehlungsrabatte, Kanäle und Schlüsselressourcen zum Aufbau von Kundenbeziehungen, wurden ausführlich und strukturiert durch die Business-Model-Canvas erarbeitet. Weiterhin wurden essenzielle Ressourcen (z. B. die IT-Struktur der Plattform, Humankapital sowie finanzielle Aspekte) und Schlüsselpartner beleuchtet und definiert.

9 Arbeitspaket 6: Aufbau eines Demonstrators

9.1 Ziele und Vorgehensweise des Arbeitspakets

Ziel des Arbeitspakets 6 ist die Entwicklung einer Demonstrationsumgebung zur Visualisierung und Evaluation der Projektergebnisse. Hierbei sollen die Ermittlung und Darstellung des Nutzens zur ökologischen und ökonomischen Verträglichkeit der Sektorenkopplung (Energie/Logistik) sowie die Zusammenführung der Softwaresysteme zur Steuerung von Energie- und Logistiknetzen erfolgen.

Hierfür wird im Rahmen des Arbeitspakets 6 ein Hauptdemonstrator entwickelt, der für die Transportausführung/Tour eine qualifizierte Auskunft über optimale Ladepunkte während oder am Ende einer optimalen Tour empfiehlt. Der Demonstrator basiert auf der in AP 5 entwickelten Plattform. Zusätzlich wurde ein Nebendemonstrator entwickelt, der insbesondere die ökologische Bewertung der Logistikdienstleistungen betrachtet. Diese beiden Demonstratoren dienen zusätzlich dazu, dass nach Projektabschluss die Forschungsergebnisse einem breitem Personenspektrum interaktiv präsentiert werden können.

9.2 Hauptdemonstrator

Der Hauptdemonstrator dient zur Kombination der Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete und ermöglicht den Transfer der Ergebnisse. Der aufgebaute Demonstrator besteht dabei aus physischen und softwarespezifischen Komponenten. Der physische Aufbau des Demonstrators ist in der folgenden Abbildung dargestellt:



Abbildung 9-1 Aufbau Demonstrator (eigene Darstellung)

Der Demonstrator setzt sich aus einem Multitouchtisch, einem Bildschirm und einem Tablet für den Nebendemonstrator zusammen. Der Multitouchtisch erlaubt dabei ein interaktives Erfahren der Ergebnisse und die eigenständige Benutzung des Demonstrators durch interessierte Personen. Der zusätzliche Bildschirm dient zur weiteren Visualisierung von Ergebnissen und Projektinhalten.

Zur schrittweisen Erläuterung der Projektergebnisse ist der Demonstrator in die folgenden Abschnitte unterteilt: *Projekt, Herausforderungen, Ziele, Ergebnis, Partner, Weitere Infos* und *Ausblick*. Ziel hierbei ist es, Interessierte in kurzer, präziser und verständlicher Weise in das Projekt ‚iP4MoVE‘ einzuführen. Im Folgenden werden die einzelnen Bereiche detailliert vorgestellt.

Der Abschnitt „Projekt, Herausforderungen und Ziele“ dient zur Einleitung des adressierten Themenfelds des Forschungsprojekts ‚iP4MoVE‘. In den folgenden Abbildungen sind die entsprechenden Abschnitte der Software des Demonstrators dargestellt.



Abbildung 9-2 Demonstrator – Übersicht Projekt (eigene Darstellung)

Im Bereich der Herausforderungen und Ziele werden schrittweise die entsprechenden Punkte beschrieben. Es werden dabei jeweils Themen aus dem Bereich der Elektromobilität und des Energiesektors betrachtet.

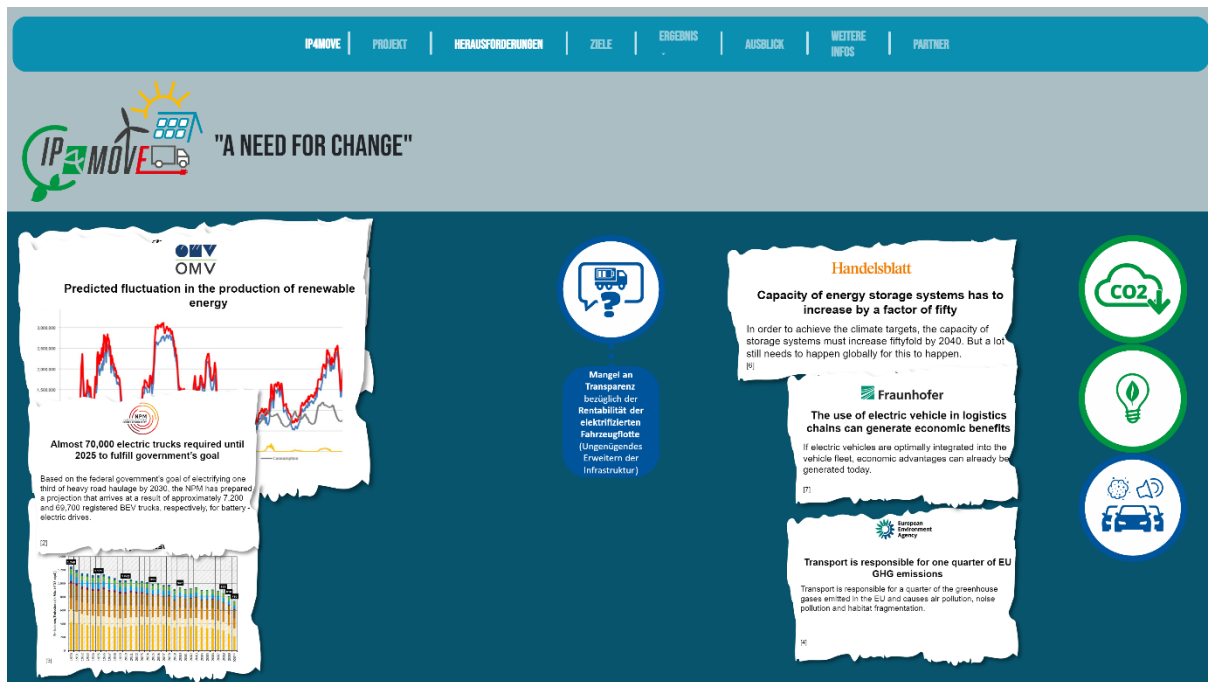


Abbildung 9-3 Demonstrator – Übersicht Herausforderungen (eigene Darstellung)

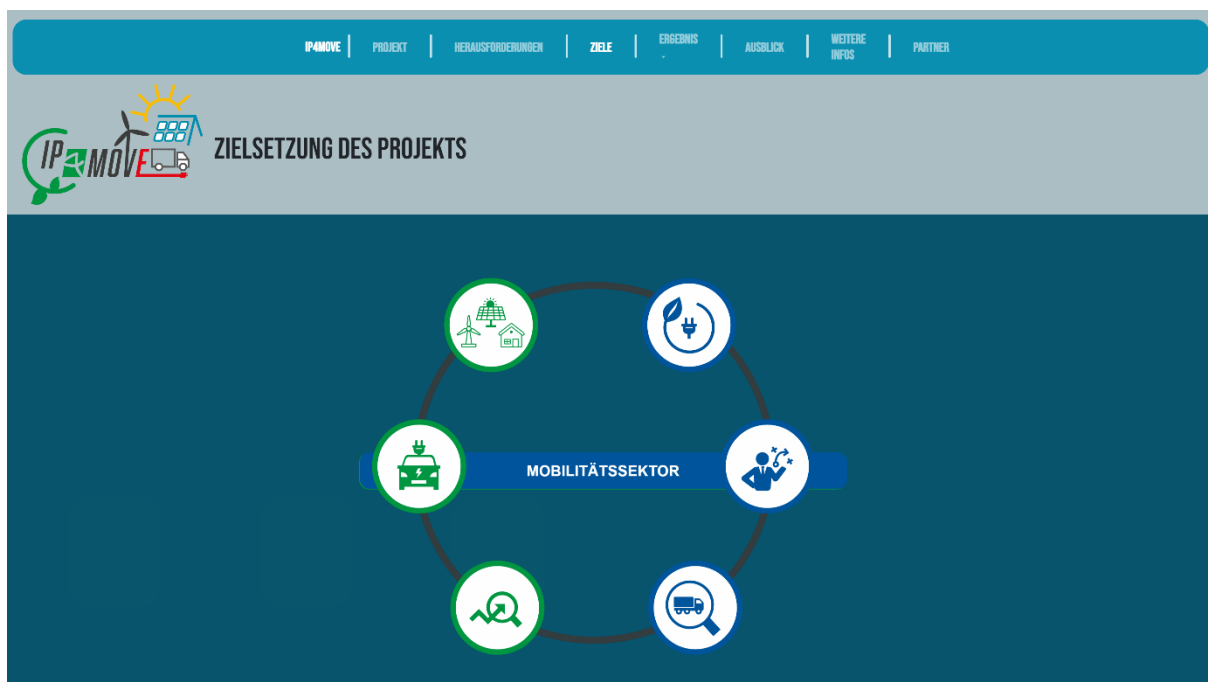


Abbildung 9-4 Demonstrator – Übersicht Ziele (eigene Darstellung)

Insbesondere wurde beachtet, dass den interessierten Personen sowohl die ökonomischen als auch die ökologischen Ziele des Projekts aufgezeigt werden, die durch die Sektorenkopplung zwischen E-Mobilität und Energiesektor erzielt werden können.

Innerhalb des Demonstrators werden dabei verschiedene Szenarien präsentiert, die unterschiedliche Tage repräsentieren. Die ausgewählten Tage differenzieren sich hierbei über die Umweltfaktoren, genauer gesagt die Stärke des Windes und die Sonneneinstrahlung am jeweiligen Tag. Dies ist notwendig, da die betrachteten regenerativen Energieerzeuger stark abhängig von diesen Umweltfaktoren sind. Demzufolge wird in-

nerhalb des Demonstrators aufgezeigt, dass das Konzept der Sektorenkopplung zwischen E-Mobilität und Energiesektor auch bei dynamischen Umweltfaktoren wirtschaftlich ist. Dies wird insbesondere durch die Berücksichtigung des Energiespeichers innerhalb des Energiequartiers ermöglicht.

Folgende Szenarien werden innerhalb des Demonstrators betrachtet:

- Minimale Windenergie & minimale Sonnenenergie
- Minimale Windenergie & maximale Sonnenenergie
- Maximale Windenergie & minimale Sonnenenergie
- Maximale Windenergie & maximale Sonnenenergie

In der folgenden Abbildung sind die Referenzszenarien dargestellt.

The screenshot displays the 'VISUALISIERUNG DES PROJEKTS' interface for IP-MOVE. At the top, a navigation bar includes: IP-MOVE, PROJEKT, HERAUSFORDERUNGEN, ZIELE, ERGEBNIS, AUSBLICK, WEITERE INFOS, PARTNER. The main content area is titled 'Beschreibung' and contains a summary: 'Zur Veranschaulichung wird der Einsatz von eLKW unter Berücksichtigung verschiedener Wetterzustände für mehrere Szenarien analysiert und bewertet. Ein Szenario ist unterteilt in 3 Teile:'. Below this, three numbered steps are outlined: 1. 'Abfahren der Transportroute durch eLKW Belieferung mehrerer Kunden auf seiner Route. Stille entleerende Batterie als Folge. Recharging an Ladestation.', 2. 'Auswertung der Transportroute unter Berücksichtigung der Batteriestände, Fahrzeiten etc.', and 3. 'Passende Standorte für die Energiequartiere erfordern die optimale Positionierung der Ladepunkte an Transportrouten.'

Four scenarios are presented in a grid:

Szenario 1: Min/Min	Szenario 2: Min/Max	Szenario 3: Max/Min	Szenario 4: Max/Max
Referenztag: 11.11.2022	Referenztag: 27.04.2022	Referenztag: 11.03.2022	Referenztag: 22.04.2022
Minimale Windenergie an diesem Tag	Minimale Windenergie an diesem Tag	Maximale Windenergie an diesem Tag	Maximale Windenergie an diesem Tag
Minimale Sonnenenergie an diesem Tag	Maximale Sonnenenergie an diesem Tag	Minimale Sonnenenergie an diesem Tag	Maximale Sonnenenergie an diesem Tag
Betrachten	Betrachten	Betrachten	Betrachten

At the bottom of the interface, there is a button labeled 'Vergleich der Szenarien'.

Abbildung 9-5 Demonstrator – Übersicht Szenarien (eigene Darstellung)

Basierend auf einem ausgewählten Szenario werden die Ergebnisse der dazugehörigen Energiesimulation präsentiert. Dies ermöglicht es, zu bestimmen, welches Angebot an Energie im betrachteten Energiequartier zur Verfügung steht (s. AP 4). Es werden entsprechende Informationen zur Energiesimulation bereitgestellt.

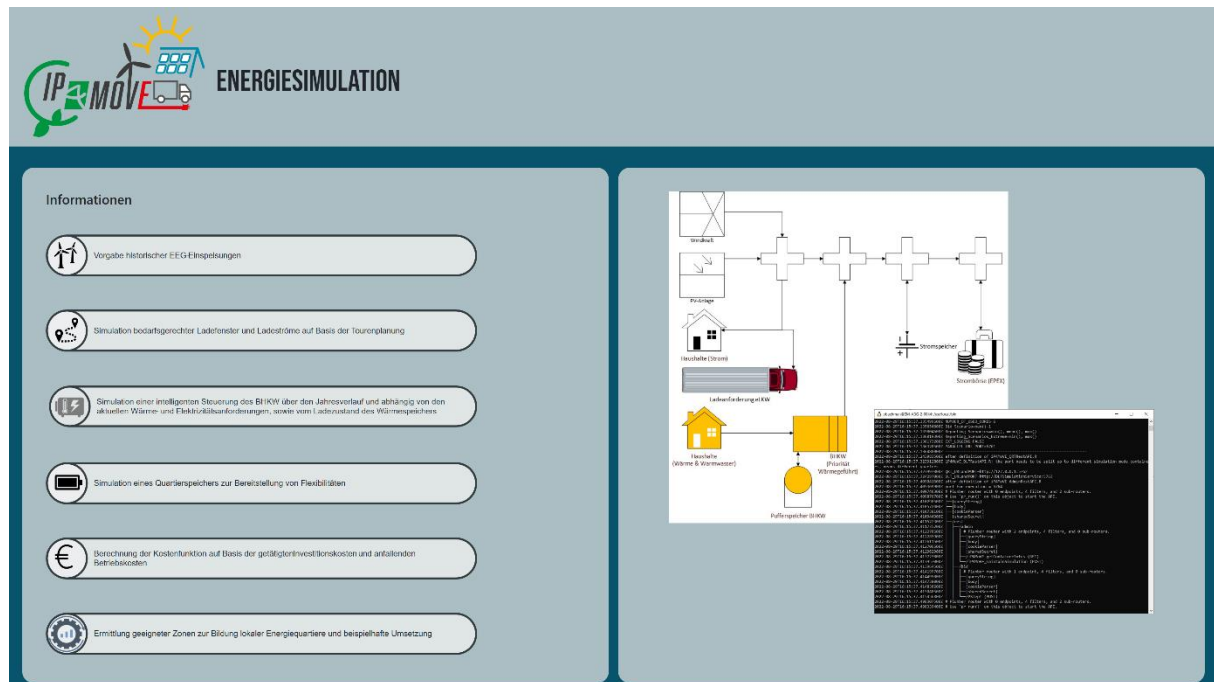


Abbildung 9-6 Demonstrator – Übersicht Energiesimulation (eigene Darstellung)

Basierend auf den Daten der Energiesimulation, die über die entwickelte Plattform übertragen werden können, kann die Tourenplanung der E-LKW ermöglicht werden. Für das ausgewählte Szenario wird dabei die jeweilige Tourenplanung durchgeführt und visualisiert.

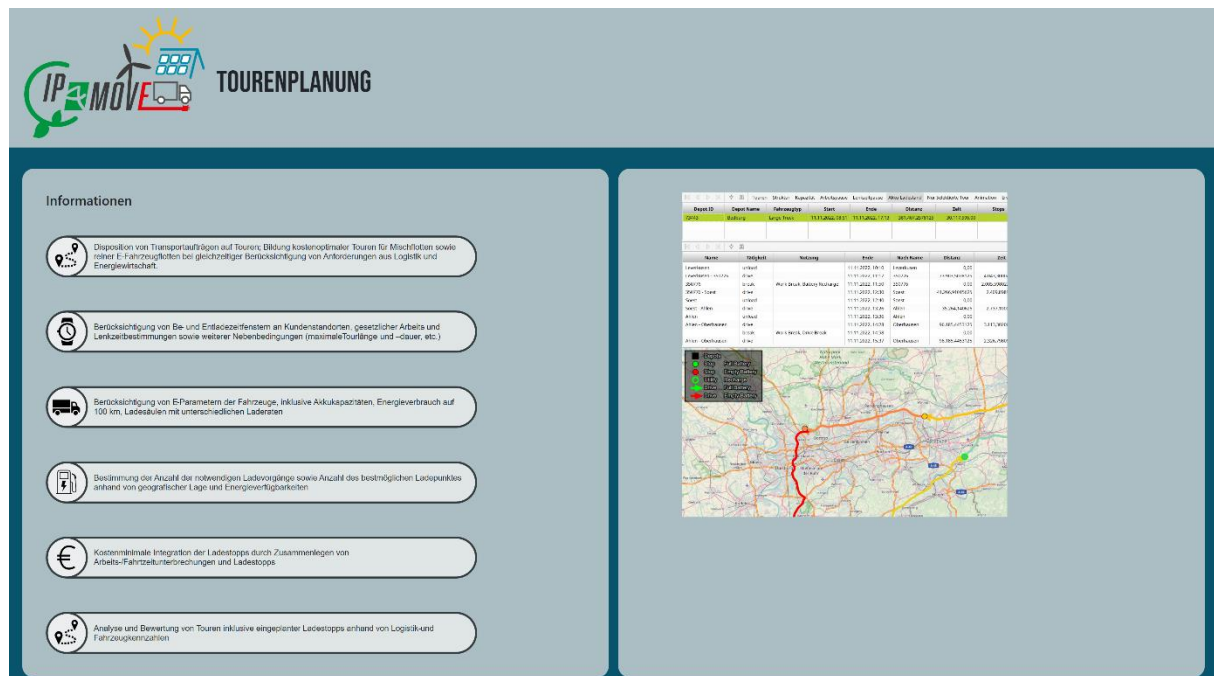


Abbildung 9-7 Demonstrator – Übersicht Tourenplanung (eigene Darstellung)

Abschließend an die Vorstellung eines jeweiligen Szenarios können die Szenarien mittels ausgewählter Key-Performance-Indikatoren verglichen werden.



Abbildung 9-8 Demonstrator – Übersicht Vergleich der Szenarien (eigene Darstellung)

Die Szenarien werden dabei bzgl. der Herkunft der Energie für die Tour und den spezifischen Ladevorgang verglichen. Zusätzlich erfolgt ein Vergleich der emittierten Menge an CO₂-Emissionen, die der Bereitstellung der Energie für den Ladevorgang zugeordnet ist. Insgesamt zeigen die Szenarien, dass eine Versorgung der benötigten Ladebedarfe fast vollständig aus regenerativer Energie der Energiequartiere bereitgestellt werden kann. Demzufolge ermöglicht die Sektorenkopplung zwischen Elektromobilität und Energiequartieren einen effizienten Einsatz regenerativer Energieträger.

Abschließend lässt sich sagen, dass der Aufbau und die Durchführung des Demonstrators zur Visualisierung und Evaluation der Projektergebnisse dienen. Hierbei wird der Nutzen zur ökologischen und ökonomischen Verträglichkeit der Sektorenkopplung (Energie/Logistik) ermittelt und interaktiv vermittelt.

9.3 Nebendemonstrator

Der Nebendemonstrator stellt eine Erweiterung zum Demonstrator dar. Hier werden auf Basis der im Konsortium entwickelten Szenarien die Ergebnisse für die verschiedenen ausgewählten Tage, in denen die Beispieltour untersucht wird, dargestellt. Die Auswahlkriterien und Randbedingungen der Szenarien sind in AP 6 beschrieben. Im Nebendemonstrator wird besonderes Augenmerk auf die Zusammensetzung der Energie aus den Quartieren und deren spezifischen CO₂-Werten gelegt. Die Darstellung der Touren erfolgt an den ausgewählten Beispieltagen. Die E-LKW starten morgens mit 100 Prozent Batterieladung. Hierzu wird eine Aufladung im Depot in den Abend- und Nachtstunden angenommen und zur benötigten Energie für die Tour hinzugerechnet.

CO₂-Zertifizierung in der Logistikbranche

Eine wesentliche Herausforderung für die Logistikbranche ist die Reduktion von CO₂-Emissionen. Für die Berechnung des tatsächlich produzierten CO₂-Footprints und des dazu entsprechenden Nachweises, wieviel CO₂ tatsächlich für eine Lieferung genutzt wurde, ist es notwendig, die gesamte Kette von der Stromerzeugung über die Verteilung bis zum Verbrauch zu analysieren.

Neben der Nutzung von E-LKW ist die Zusammensetzung des Ladestroms hier von großer Bedeutung. Erfolgt die Ladung zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien, ist der CO₂-Footprint deutlich geringer als bei der Nutzung von Graustrom aus dem Netz. Die im Projekt ‚ip4move‘ untersuchte Sektorenkopplung aus Energiequartieren und Logistik setzt auf die regionale Nutzung grüner Energie. Prognostizierte Messungen von Erzeugung und Verbrauch in Realzeit erlauben die Erstellung von Herkunftsnachweisen und damit die Zertifizierung des erzeugten und genutzten Stroms. Für die unterschiedlichen Energiequellen werden die individuell zugeordneten CO₂-Werte zugrunde gelegt.

Das Matchen jeder erzeugten Kilowattstunde mit jeder verbrauchten Kilowattstunde zum Ladezeitpunkt ermöglicht einen individuellen CO₂-Nachweis je Ladevorgang. Zertifizierte, regionale „grüne Energie“ bringt somit weitere Transparenz in die Nutzung und Bewertung von CO₂-Emissionen.

Zur Zertifizierung „grüner Energie“ wurden im Projekt Randbedingungen erarbeitet, die für eine Umsetzung von CO₂-Zertifikaten in der Logistikbranche notwendig sind. Im Zielbild zum Nebendemonstrator wird aufgezeigt, wie die verschiedenen Komponenten zusammenwirken und somit eine Sektorenkopplung zwischen Energiequartieren entsteht, die ein dediziertes Virtual-Power-Plant (VPP) bilden, und der Nutzung der Energie in der Ladeinfrastruktur für die Logistik. Die dezentrale Messinfrastruktur in Erzeugung und die Ladeinfrastruktur bilden die Grundlage für die Zertifizierung in Realzeit.

Das Matching von Erzeugung in dem der Ladeinfrastruktur zugeordneten Energiequartier mit der abgegebenen Leistung an der Ladesäule bildet den örtlichen und zeitlichen Zusammenhang der genutzten Energie ab. Somit kann die genaue Zusammensetzung der Ladeenergie aus den verschiedenen, im Energiequartier vorhandenen Quellen betrachtet werden und daraus der CO₂-Wert der Ladung mit den für die genutzten Quellen spezifischen CO₂-Werten berechnet werden. Das Zielbild des Nebendemonstrators ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

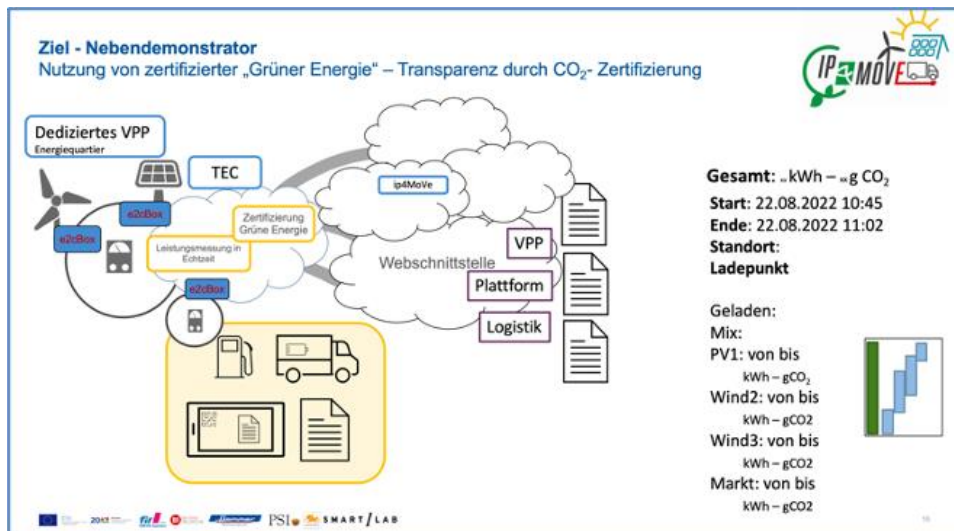


Abbildung 9-9 Zielbild Nebendemonstrator CO₂-Zertifizierung (eigene Darstellung)

Nach Auswertung und Berechnung werden an die Bedarfe der Benutzer angepasste Berichte und Belege erzeugt, die dann den Kunden über Webschnittstellen zur Verfügung gestellt werden können. Als ein Beispiel wird der für eine Tour benötigte CO₂-Ausstoß berechnet und dem Logistiker zur Verfügung gestellt.

Überlegungen und Design

Zur Visualisierung der im Projekt ‚iP4MoVE‘ erarbeiteten Ergebnisse, insbesondere in Hinblick auf die CO₂-Zertifizierung, wurde eine mobile App entwickelt, die ähnlich einer „Tank-App“ einen Überblick über die Aufladungen darstellt. Besonderes Augenmerk wurde auf die „User-Experience“ gelegt. Ein UX-Design, das den Nutzer unterstützt und leitet, ist wesentlich für die Akzeptanz und somit für die erfolgreiche Nutzung einer App. Die Menü-Punkte müssen klar und übersichtlich angeordnet sein und es muss sowohl Übersichten als auch Detailansichten geben. Ein schnelles Erfassen und Vergleichen von relevanten Eckwerten wird über die graphische Darstellung der Ergebnisse unterstützt. Das offene Dateninformationsmodell bietet die Möglichkeit, die App durch Auswertungen zu erweitern und zusätzliche Services zu integrieren.

Umsetzung als mobile App

Für die Umsetzung wurde zunächst eine iPhone-App entwickelt, die dem Fahrer Informationen über die aktuelle Aufladung gibt sowie Informationen über das aktuell genutzte Fahrzeug zur Verfügung stellt. Durch die Diskussionen im Projekt ergab sich eine weitere Anforderung hinsichtlich der Notwendigkeit der Information für den Fahrer. Aufbereitete Informationen sollen auch für den Logistiker zur Verfügung stehen. Insbesondere sind hier die CO₂-Auswertungen je Tour und die Ladezustände der Batterie jeweils zu Beginn und Ende einer Tour zu nennen. In diesem Zuge erfolgten eine Erweiterung und die Auslegung als iPad-App, die als Nebendemonstrator zur Verfügung steht.

Der Aufbau der App enthält die folgenden Unterpunkte und Detailseiten:

- Home
 - Übersicht und Startseite
- Fahrzeuge
 - Übersicht und Informationen zu den ausgewerteten Fahrzeugen
 - Informationen wie z. B.: Kennzeichen, Batterie, Leistung, Reichweite
- Laden
 - Liste aller Ladevorgänge mit Übersicht der Eckdaten:
 - Preis, Lademenge, CO₂, Preis/kWh, gCO₂/kWh
 - Detailansicht zu dieser Ladung (Abbildung 9-10)
 - Ladestandort, Chargepoint, Zusammensetzung der Energie, Preise für das Laden, Parken, Reservieren
 - Zur Information wird aus den theoretischen Größen für den Verbrauch auf 100 km ein CO₂-Vergleich E-LKW vs. Diesel-LKW ausgegeben
- Kosten – CO₂
 - Liste aller Ladevorgänge mit Übersicht der Eckdaten:
 - Preis, Lademenge, CO₂, Preis/kWh, gCO₂/kWh
 - Detailseite mit Graphiken und Informationen zur Zusammensetzung des Ladestroms. (Abbildung 9-11 und Abbildung 9-12)
 - Zeitlicher Zusammenhang der verschiedenen Energiequellen
 - Daraus abgeleitet
 - Zusammensetzung der Art der Energiequellen
 - Zusammensetzung der CO₂-Werte
- Touren
 - Liste aller Touren mit Übersicht der Eckdaten (Abbildung 9-13)
 - Datum, Uhrzeit, Orte, Batterieladezustand, Ladestopps, gefahrene km
 - Detailseite mit Graphiken und weiteren Detailinformationen zur Tour (Abbildung 9-14 + Abbildung 9-15)
 - Zusammensetzung der Art der Energiequellen
 - Zusammensetzung der CO₂-Werte
 - Ladedaten zur Tour
 - CO₂-Einsparung gegenüber Diesel – LKW
- Ladeinfrastruktur
 - Karte mit empfohlenen Standorten für LKW-Ladeinfrastruktur
- Auswertungen
 - Hier können kundenspezifische Auswertungen erfolgen, die auf der Basis zukünftig erfasster Daten erfolgen.

Die Screenshots aus der App zeigen die gewählten Darstellungen und graphischen Auswertungen.



Abbildung 9-10 Detailansicht zu einem Ladevorgang (eigene Darstellung)

In den Abbildungen Abbildung 9-11 und Abbildung 9-12 wird der Unterschied im CO₂-Footprint bei unterschiedlicher Zusammensetzung des Ladestroms deutlich. Die Nutzung des BHKW-Stroms erhöht den CO₂-Footprint deutlich.



Abbildung 9-11 Zusammensetzung des Ladestroms nach Energiequellen – Wind und BHKW (eigene Darstellung)



Abbildung 9-12 Zusammensetzung des Ladestroms nach Energiequellen – Wind und PV (eigene Darstellung)

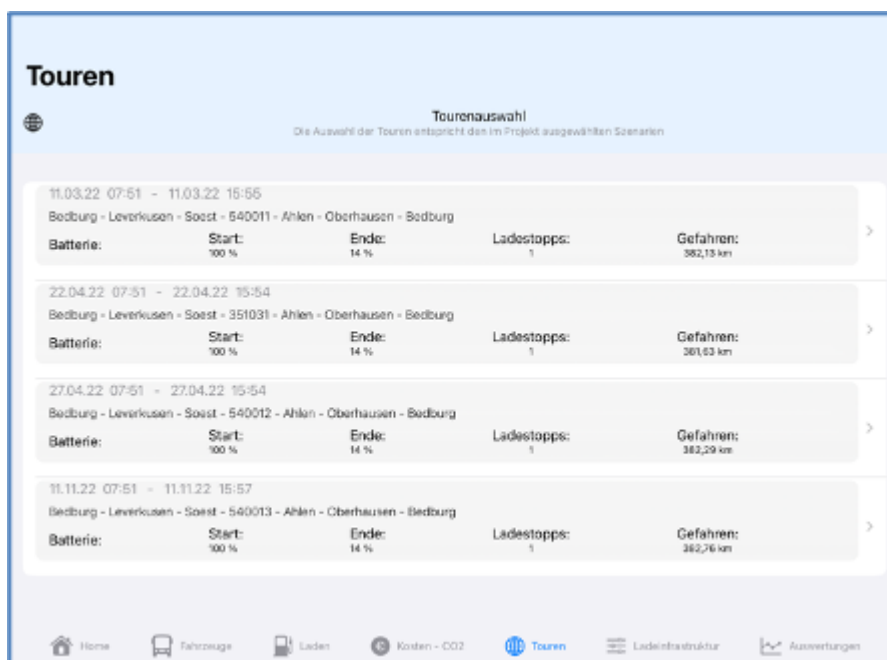


Abbildung 9-13 Übersicht der gefahrenen Touren (eigene Darstellung)

Die Reduktion der CO₂-Emissionen im Vergleich zur Tour mit einem Diesel-LKW steht in direktem Zusammenhang mit der Zusammensetzung des Ladestroms. Die Nutzung von Windstrom (Orange) liefert mit rund 17,78 gCO₂/kWh den niedrigsten Beitrag zum CO₂-Footprint.

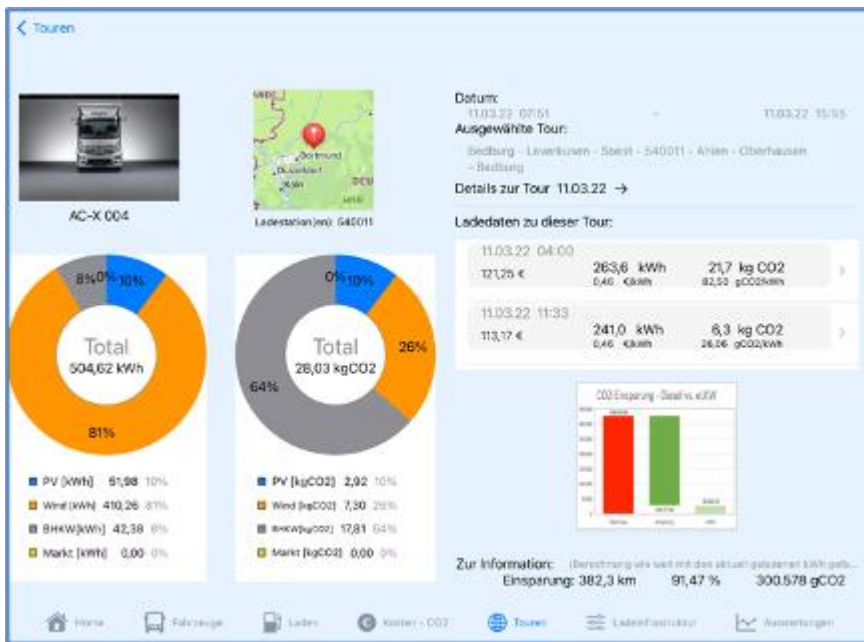


Abbildung 9-14 Gesamtübersicht zu Energie- und CO₂-Nutzung je Tour (eigene Darstellung)



Abbildung 9-15 Gesamtübersicht zu Energie- und CO₂-Nutzung je Tour (eigene Darstellung)

10 Arbeitspaket 7: Dissemination

Die Verwertung der im skizzierten Forschungsvorhaben entwickelten Ergebnisse und Lösungskonzepte wurde durch alle beteiligten Projektpartner gleichermaßen vorangetrieben. Im Rahmen der Durchführung des Forschungsvorhabens sind sowohl Teile von Dissertationen entstanden als auch Abschlussarbeiten betreut worden. Somit konnten die wissenschaftlichen Aspekte des Projekts vertieft werden. Durch die starke Vernetzung der Forschungseinrichtungen mit der Industrie konnten die gewonnenen Erkenntnisse aktiv in die Industrie getragen werden. Auf Seiten der wissenschaftlichen Öffentlichkeitsarbeit wurden Konferenz- und Kongressbeiträge sowie weitere Publikationen realisiert, wobei pandemiebedingt Messebesuche und Konferenzen während der Projektlaufzeit nur bedingt stattfinden konnten. Die arbeitspaketspezifischen Reisemittel für eine Dissemination auf nationalen und internationalen Konferenzen wurden coronabedingt und aufgrund des zusätzlichen Personalbedarfs in Absprache mit dem Projektträger umgewidmet. Eine Übersicht über die Publikationen ist in den Zwischenberichten und im Folgenden nachzuvollziehen.

Wissenschaftliche Veröffentlichungen

- Junglas, S.; Kraut A.: Intelligente Plattform für E-Mobilität und Vernetzung von Energieinformationen. In: UdZForschung 21(2020)2, S. 46 – 47.
- FIR-Flash (Hauseigener Newsletter) (05/2020)
- Adler, J.; Junglas, S.; Kraut A.; Richter, M.: Intelligente Plattform für E-Mobilität und Vernetzung von Energieinformationen. In UdZ – The Data-driven Enterprise 1(2021)2, S. 56 – 61.
- Junglas, S.; Kraut A.: Realisation of a sustainable route planning using a selection of locations and analysis of charging park infrastructure integrated in energy districts. Conference Paper Renewable Energy Grid Integration Week (09/2021)

Messen und Vorträge

- Messe E-World in Essen (02/2020); Internationale Fachmesse für Energie- und Wasserwirtschaft (PSI EM)
- 5th E-Mobility Integration Symposium (Grid Integration Week) in Berlin (27.09.2021); Internationale Konferenz zu Themen rund um E-Mobilität; Junglas, S.; Kraut A. mit dem Vortrag „Realisation of a sustainable route planning using a selection of locations and analysis of charging park infrastructure integrated in energy districts,“ mit Conference Paper (s. o.)
- „Best Practices 2022 in Logistik und SCM“ der LOGISTIK HEUTE (07.04.2022); digitales Fachforum; G. Prestifilippo mit dem Vortrag „iP4MoVE: Elektrifizierung der LKW-Flotten und Risikomanagement“
- Vorstellung des Projekts bei dem Bundesverband Materialwirtschaft, Einkauf und Logistik e. V. (BME) in der Sektion Logistik, Fachgruppe SCM; A. Kraut

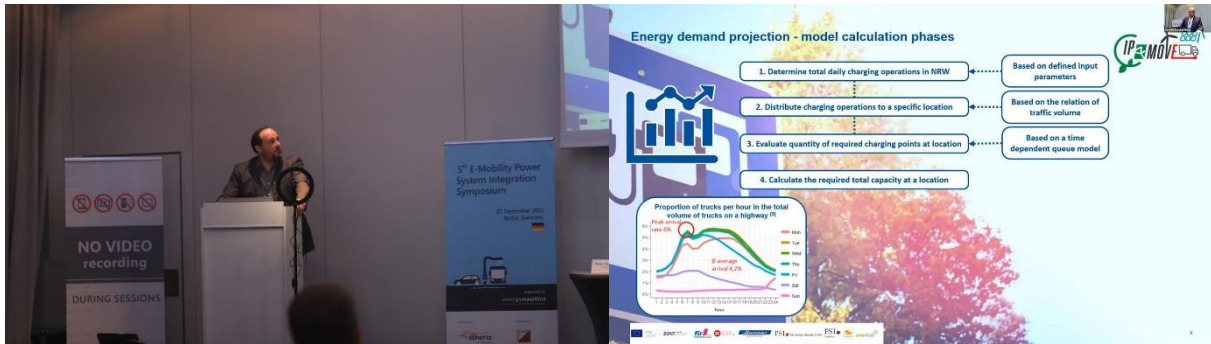


Abbildung 10-1 Vortrag bei dem **5th E-Mobility Integration Symposium (eigene Darstellung)**

Marketing und populärwissenschaftliche Öffentlichkeitsarbeit

- Präsenz auf der Projekt-Website ip4move.fir.de
- Roll-up für die Öffentlichkeitsarbeit auf Messen oder ähnlichen Veranstaltungen
- DIN-A3-Poster erstellt und im Eingangsbereich des FIR ausgehängt
- Werbefolien zur gemeinschaftlichen öffentlichkeitswirksamen Verwendung
- Beitrag auf der Homepage der Johannes-Rau-Forschungsgemeinschaft (04/2020) (<https://jrf.nrw/2020/04/fir-ip4move/>)
- Beiträge zu den Inhalten, Rahmenbedingungen und allgemeinen Informationen des Projekts über Soziale Medien (LinkedIn, Instagram, Twitter etc.)
- Projektvideo ([YouTube](#))
- Entwicklung eines Demonstrators (s. Kapitel 9)
- Vorstellung des Projekts auf Homepages des Konsortiums:
 - [FIR e. V. an der RWTH Aachen](#)
 - [PSI Energy Markets GmbH](#)
 - [PSI Logistics GmbH](#)
 - [uxEnergy](#)
 - [BatterieIngenieure GmbH & Co. KG](#)
 - [Hammer GmbH & Co. KG](#)
 - [SMART/LAB](#)

Weitere Maßnahmen

Neben den zuvor vorgestellten Maßnahmen wurde das Projekt zusätzlich im Rahmen verschiedener Inhouse-Veranstaltungen wie beispielsweise dem FIR-Roundtable oder den FIR-Thementagen vorgestellt. Teilweise wurde das Projekt auch fester Bestandteil von Standard-Foliensätzen der Partner, welcher für jegliche Keynotes, Impuls- oder sonstige öffentlichkeitswirksame Vorträge genutzt werden. Eine zentrale Veranstaltung des Projekts war die Abschlussveranstaltung mit den Konsortialpartnern, den assoziierten Partnern, den Projektträgern und der interessierten Öffentlichkeit am 19.09.2022. Hierbei wurden die erarbeiteten Ergebnisse betrachtet und der Demonstrator vorgestellt.



Abbildung 10-2 Abschlussveranstaltung ‚iP4MoVe‘ (eigene Darstellung)

Der entwickelte Demonstrator steht im Themenpark am Cluster Smart Logistik auf dem RWTH Aachen Campus. Durch die Funktionalitäten des Demonstrators (s. Kapitel 9) kann Besuchern des Themenparks das Projekt ‚iP4MoVe‘ auch in Zukunft nähergebracht werden. Bis 2019 stiegen die jährlichen Besucherzahlen, wobei im Jahr 2019 15 000 Personen den Themenpark besuchten. Coronabedingt sind die Besucherzahlen zurückgegangen, jedoch steigen sie seit 2022 wieder an. Hierbei zählen beispielsweise Teilnehmer von Konferenzen oder Schulungen, Studierende, Politiker oder Gäste der Unternehmen, die am Cluster Smart Logistik angesiedelt sind, zu den Besucher:innen des Themenparks. Das Cluster Smart Logistik entwickelt Lösungen für das digital vernetzte Unternehmen der Zukunft und ist eines von 19 Forschungsclustern, welche auf dem Campus Melaten angesiedelt sind bzw. werden. Zum Cluster Smart Logistik gehören unter anderem der FIR e. V. an der RWTH Aachen, die Demonstrationsfabrik Aachen, das Center Integrated Business Applications und diverse Mitglieder wie beispielsweise TÜV Rheinland, ProAlpha, Siemens und noch viele weitere Unternehmen. Insgesamt zählt das Cluster Smart Logistik inzwischen über 70 immatrikulierte Mitglieder, welche Zugang zum Demonstrator des Projekts ‚iP4MoVe‘ haben.

11 Ausblick und Handlungsempfehlungen

Das Forschungsprojekt ‚iP4MoVE‘ zeigte auf, dass durch die Sektorenkopplung zwischen Logistik und Energiequartieren ein geeigneter Beitrag zur Klima- und Mobilitätswende geleistet werden kann. Neben den umfangreichen Ergebnissen des Projekts wurden weitere Handlungsbedarfe für die Zukunft identifiziert, die eine nachhaltige Skalierung von umweltfreundlichen Logistiklösungen unterstützen würden.

Im Kontext der E-Mobilität ist dabei zu beachten, dass die Betankungszeit als Arbeitszeit gilt und nicht zur Pausenzeit hinzugezählt werden darf, was aufgrund der kurzen Betankungszeit naheliegend ist. Die Ladedauer von E-LKW ist dabei bedeutend länger, sodass diskutiert werden sollte, ob das Laden von E-LKW während der Pausenzeit erlaubt werden sollte. Hierdurch würde die zum Teil lange Ladedauer wenig ins Gewicht fallen, da der Fahrer ohnehin dazu verpflichtet ist, regelmäßig Pausen einzulegen. In der Synchronisation von Pausen- und Ladezeiten liegt daher großes Potenzial, welches unbedingt genutzt werden sollte.

Für die Darstellung und das Handling von E-LKW spezifischer Ladeinfrastruktur bedarf es einer entsprechenden Erweiterung bestehender Datenprotokolle (z. B. OCHP) hinsichtlich Parkplatzgrößen, Einschränkungen und Standortfaktoren. Damit diese Daten zwischen den verschiedenen Akteuren (CPO, EMP, NSP) unterschiedlicher Backendanbieter barrierefrei ausgetauscht werden können, wäre es sinnvoll, wenn die Umsetzungen der unterschiedlichen Protokolle zueinander möglichst kompatibel wären. Ein Leitfaden mit der Definition einiger Pflichtangaben ist empfehlenswert. Die Ergebnisse des Forschungsprojekts ‚iP4MoVE‘ können hierbei als Grundlage verwendet werden.

Für die Logistikbranche ist eine Reservierungsfunktion essenziell, um zuverlässig Zugang zur Ladeinfrastruktur zu erhalten. Wir empfehlen, zwei unterschiedliche Reservierungsmodelle zu adressieren, einerseits eine Ad-hoc-Reservierungsfunktion, welche als optionale Zusatzfunktion an öffentlichen Ladepunkten angeboten werden sollte, andererseits eine kalenderbasierte Reservierungsfunktion, die an bestimmten Standorten eingesetzt werden sollte. Diese Standorte sollten nur mit entsprechender Reservierung zugänglich sein und vor allem für das Langzeitladen genutzt werden.

Damit Transportmanagementsysteme Informationen zu Standortdaten von Ladepunkten und deren Status bekommen können, ist eine Anbindung an die etablierten E-Roaming-Plattformen (z. B. e-clearing.net) nötig und sinnvoll. Über diese Plattformen können nicht nur die Zustandsdaten der Ladeinfrastruktur abgefragt, sondern auch Reservierungen (vorerst nur ad hoc) getriggert und Ladevorgänge initiiert werden. Über die Rollen Navigation-Service-Provider (NSP) und E-Mobility-Provider können sich schon heute Logistikunternehmen anbinden und ihre Systeme mit den entsprechenden Ladeinfrastruktur-Services erweitern.

Um das Ziel einer CO₂-freien Logistik zu erreichen, muss neben den batterieelektrischen LKW auch die Nutzung von wasserstoffbetriebenen LKW betrachtet werden. Bei den Fahrzeugherstellern wird die Entwicklung zum großen Teil bereits jetzt parallel beobachtet. Eine große Herausforderung in der Nutzung der erneuerbaren Energien

aus Sicht der Energieerzeugung ist nach wie vor die flexible Energienutzung, gekoppelt an die volatile Erzeugung. Eine sektorenübergreifende Nutzung erneuerbarer Energie und damit die Erhöhung des Autonomiegrades in Energiequartieren kann durch die flexible Erzeugung von grünem Wasserstoff weiter erhöht werden. Grüner Wasserstoff kann zur Verstetigung und zum Transport von Energie genutzt werden, auch bereits ohne dass eine Leitungsinfrastruktur zur Verteilung des Wasserstoffs zur Verfügung steht. Dies hat den Vorteil einer dezentralen Verfügbarkeit von Wasserstoff. Eine modulare, kleinzellige Erzeugung von grünem Wasserstoff mit der dezentralen Integration als flexible Last in das lokale Energiequartier sollte als eine weitere Option zur effizienten Sektorenkopplung untersucht werden.

12 Literaturverzeichnis

- ARBEITSGEMEINSCHAFT NORDDEUTSCHER INDUSTRIE- UND HANDELSKAMMER E. V. (HRSG.): Netzausbau für die Energiewende. Unter Mitarbeit von Simone Ruschmann. IHK Nord, Hamburg, April 2015. <https://www.ihk.de/blueprint/servlet/resource/blob/2315392/06efb9c57962a9b1db25ca6a46a7a096/broschuere-netzausbau-data.pdf> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E. V. (BDEW) (HRSG.): Standardlastprofile Strom. <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- BUNDESMINISTERIUM FÜR DIGITALES UND VERKEHR (BMDV) (Hrsg.): Bundesverkehrswegeplan 2030. BMDV online, 21.02.2022. Berlin 2022. <https://bmdv.bund.de/DE/Themen/Mobilitaet/Infrastrukturplanung-Investitionen/Bundesverkehrswegeplan-2030/bundesverkehrswegeplan-2030.html> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- BUNDESMINISTERIUM FÜR DIGITALES UND VERKEHR (BMDV) (HRSG.): Nebenbetriebe / Rastanlagen. BMDV online, 03.09.2021. <https://www.bmvi.de/Shared-Docs/DE/Artikel/StB/nebenbetriebe-rastanlagen.html> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWi); BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, BAU UND STADTENTWICKLUNG (BMVBS); BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMUB); BUNDESMINISTERIUM FÜR BILDUNG UND FORSCHUNG (BMBF) (HRSG.): Regierungsprogramm Elektromobilität. Berlin, Mai 2011. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/regierungsprogramm-elektromobilitaet-mai-2011.pdf?__blob=publication-File&v=6 (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E. V. (Hrsg.): 10 Thesen zur Sektorenkopplung. Berlin, 27.04.2017. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170427_Thesen-Sektorkopplung.pdf (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA) (HRSG.): Sektorkoppelung: Alles mit allem verbinden. DENA online, 2017. <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/sectorkopplung/> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- DEUTSCHES INSTITUT FÜR URBANISTIK (DIFU) (HRSG.): Urban Labs – Energie für das Quartier. <https://difu.de/publikationen/2015/difu-berichte-2-2015>, zuletzt geprüft am 30.03.2023
- ECKER, M.; GERSCHLER, J. B.; VOGEL, J.; KÄBITZ, S.; HUST, F.; DECHENT, P.; SAUER, D. U.: Development of a lifetime prediction model for lithium-ion batteries based on extended accelerated aging test data. In: Journal of Power Sources 215(2012)10, S. 248–257. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2012.05.012.

- EDER, S. W.: Strombranche setzt auf Wachstum. VDI Nachrichten, 04.05.2017. <https://www.arisal.org/2017/05/04/strombranche-setzt-auf-wachstum/> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- EICHHAMMER, W.; ZHENG, L.; KLOBASA, M.: Energy Storage in Germany – Present Developments and Applicability in China. Fraunhofer ISI, Karlsruhe 2020. https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/Energy_Storage_in_Germany_EN_Final.pdf (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- ENERGATE (HRSG.): Sektorenkopplung braucht Flexibilität und Vernetzung. energate messenger, 07.02.2017. <https://www.energate-messenger.de/news/171588/sectorenkopplung-braucht-flexibilitaet-und-vernetzung> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- ENERGIEAGENTUR.NRW (HRSG.): Energiewende mit Geothermie, Düsseldorf 2020. https://broschuerenservice.wirtschaft.nrw/files/download/pdf/ie-2020-2-deu-pdf_von_innovation-energie-2-2020-deutsch_vom_energieagentur_3313.pdf (Link zuletzt geprüft: 30.03.2023)
- ENERGIEAGENTUR.NRW (HRSG.): Klimaschutz mit Bürgerenergieanlagen, 17.03.2022. https://broschuerenservice.nrw.de/files/download/pdf/broschuere-buergerenergieanlagen-pdf_von_klimaschutz-mit-buergerenergieanlagen_vom_energieagentur_1706.pdf (Link zuletzt geprüft: am 30.03.2023).
- EUROPÄISCHE UMWELTAGENTUR (EUA) (HRSG.): Auf dem Weg zu einer sauberen und intelligenten Mobilität. Transport und Umwelt in Europa. EUA-SIGNALE 2016. EUA, Luxemburg 2016. <https://www.eea.europa.eu/de/publications/signale-2016-auf-dem-weg> (Linkzuletzt geprüft: 20.03.2023)
- EUROPÄISCHES PARLAMENT, RAT DER EUROPÄISCHEN UNION (HRSG.): Verordnung (EG) Nr. 561/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. März 2006 zur Harmonisierung bestimmter Sozialvorschriften im Straßenverkehr und zur Änderung der Verordnungen (EWG) Nr. 3821/85 und (EG) Nr. 2135/98 des Rates sowie zur Aufhebung der Verordnung (EWG) Nr. 3820/85 des Rates. Brüssel, 20.03.2023. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02006R0561-20200820&from=EN> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- FAIRENERGIE (HRSG.): Gradtagszahlen. https://www.fairenergie.de/fileadmin/user_upload/gradtagszahlen.xlsx (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- FORSCHUNGSINITIATIVE ENERGIE WENDE BAUEN (HRSG.): Vernetzte Quartiere für den Zukunftsraum Wolfsburg. 12.07.2021. <https://projektinfos.energiewende-bauen.de/projekt/vernetzte-quartiere-fuer-den-zukunftsraum-wolfsburg/> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)

- FORSCHUNGSZENTRUM JÜLICH (HRSG.): Grundlagenforschung Energie.
<https://www.ptj.de/grundlagenforschung-energie> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- FRAUNHOFER IAO (HRSG.): elektromobilisiert.de. Das Fraunhofer IAO elektromobilisiert Fuhrparkflotten von Städten und Unternehmen. Stuttgart 2015.
https://www.muse.iao.fraunhofer.de/content/dam/iao/muse/de/documents/Verbundprojekte/Produktblatt%20Elektromobilisiert_2015.pdf (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- Fraunhofer IWES (Hrsg.): Betriebskosten Windkraftanlage. Kassel, 2016.
https://windmonitor.iew.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_betriebsergebnisse/4_betriebskosten/index.html (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- HACKER, F.; BLANCK, R.; HÜLSMANN, F.; KASTEN, P.; LORECK, C.; LUDIG, S.; MOTTSCHELL, M.; ZIMMER, W.: Endbericht: eMobil 2050. Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz. Hrsg.: Bundesministerium für Umwelt; Naturschutz; Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin, September 2014. <https://www.oeko.de/oekodoc/2114/2014-670-de.pdf> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- HACKER, F.; WALDENFELS, R. v.; MOTTSCHELL, M.: Wirtschaftlichkeit von Elektromobilität in gewerblichen Anwendungen. Betrachtung von Gesamtnutzungskosten, ökonomischen Potenzialen und möglicher CO₂-Minderung; im Auftrag der Begleitforschung zum BMWi-Förderschwerpunkt IKT für Elektromobilität II: Smart Car – Smart Grid – Smart Traffic. Abschlussbericht, April 2015. Öko-Institut e. V. Berlin 2015. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Gesamtbericht-Wirtschaftlichkeit-von-Elektromobilitaet.pdf> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- HENLE, F.: Dezentraler Strom für die Quartiere. In: Immobilienwirtschaft (2017)4, S. 60 – 61. (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA) (HRSG.): Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. Oktober 2017. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023).
- KÄBITZ, S.; GERSCHLER, J. B.; ECKER, M.; YURDAGEL, Y.; EMMERMACHER, B.; ANDRÉ, D.; MITSCH, T.; SAUER, D. U.: Cycle and calendar life study of a graphite|LiNi_{1/3}Mn_{1/3}Co_{1/3}O₂ Li-ion high energy system. Part A: Full cell characterization. In: Journal of Power Sources 239(2013)10, S. 572–583. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.03.045.
- KOST, C.; SHAMMUGAM, S.; FLURI, V.; PEPPER, D.; MEMAR, A. D.; SCHLEGL, T.: Studie: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Hrsg.: Fraunhofer ISE. Freiburg, Juni 2021. <https://www.ise.fraunhofer.de/con->

tent/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)

KRANNICH MEDIA INFORMATIONSDIENSTE (HRSG.): Kosten von Windkraftanlagen. Link aufgerufen 21.12.2022. <http://www.solar-und-windenergie.de/windenergie/kosten-und-bau-windkraftanlagen.html> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)

LAND NRW (HRSG.): Hintergrund Daten Verkehrsaufkommen. <https://www.strassen.nrw.de/de/verkehrsdaten.html> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)

LOGISTICS ALLIANCE GERMANY (HRSG.): Logistiklösungen. Logistics made in Germany. Logistikland Deutschland; Mit kompetenten Dienstleistern im Zentrum Europas. Berlin [u. a.] 2012. <https://docplayer.org/3957281-Logistikloesungen-logistikland-deutschland-logistics-made-in-germany-mit-kompetenten-dienstleistern-im-zentrum-europas.html> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)

MÜHLBACHER, H.: Verbrauchsverhalten von Wärmeerzeugern bei dynamisch variierten Lasten und Übertragungskomponenten. München, Techn. Univ., Diss., 2007. <https://mediatum.ub.tum.de/doc/622179/document.pdf> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)

NATIONALE PLATTFORM ELEKTROMOBILITÄT (HRSG.): Fortschrittsbericht 2014. Bilanz der Marktvorbereitung. Berlin 2014. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2021/12/2014_Fortschrittsbericht_2014_Bilanz_der_Marktvorbereitung.pdf (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)

NATIONALE PLATTFORM ZUKUNFT DER MOBILITÄT (HRSG.): Ladeinfrastruktur für batterieelektrische LKW. Hrsg.: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Berlin, April 2021. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2021/04/NPM_AG5_Ladeinfrastruktur_ELKW.pdf (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023) [=2021a]

NATIONALE PLATTFORM ZUKUNFT DER MOBILITÄT (HRSG.): Elektromobilität: Was beim Aufbau der Ladeinfrastruktur für batterieelektrische LKW zu berücksichtigen ist. Berlin, 20.04.2021. <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/news/elektromobilitaet-was-beim-aufbau-der-ladeinfrastruktur-fuer-batterieelektrische-LKW-zu-beruecksichtigen-ist/> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023) [=2021b]

PLÖTZ, P.; GNANN, T.; ULLRICH, S.; HAENDEL, M.; GLOBISCH, J.; DÜTSCHKE, E.; WIETSCHEL, M.; HELD, M.: Elektromobilität in gewerblichen Flotten. Fraunhofer ISI, Karlsruhe 2014. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2014/Get_eReady.pdf (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)

PLÖTZ, P.; SPETH, D.; ROSE, P.: Hochleistungsschnellladenetz für Elektro-LKW. Kurzstudie im Auftrag des Verbandes der Automobilindustrie (VDA). Hrsg.: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe,

- 29.05.2020. <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/8e4ba65c-887b-4338-a3fb-26ad89de936e/content> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- ROSELT, K.: Energieeffiziente Quartiere planen und bauen. Stiftung Energie und Klimaschutz, 24.02.2016. <https://www.dialog-energie-zukunft.de/energie-effiziente-quartiere/> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- SCHMALSTIEG, J.; KÄBITZ, S.; ECKER, M.; SAUER, D. U.: A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion batteries. In: Journal of Power Sources 257(2014)7, S. 325–334. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.012.
- STADTWERKE GROß-GERAU VERSORGUNGS GMBH (HRSG.): Lastprofile der Stadtwerke Groß-Gerau. 30.09.2020. <https://www.ggv-energie.de/cms/netz/allgemeine-daten/netzbilanzierung-download-aller-profile.php> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- STATISTISCHES BUNDESAMT (HRSG.): Güterverkehr: Keine Verlagerung auf Bahn und Schiff. LKW-Verkehr dominiert weiterhin. Destatis online, 2022. <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Verkehr/gueterverkehr-eisenbahn.html#:~:text=Der%20Anteil%20der%20Bahn%20am,2020%20schon%2077%2C4%20%25> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- SVOBODA, P.: Betriebskosten als Werttreiber von Windenergieanlagen – aktueller Stand und Entwicklungen. In: energiewirtschaftliche tagesfragen (et) 63(2013)5, S. 34 – 38. <https://docplayer.org/44992029-Betriebskosten-als-werttreiber-von-windenergieanlagen-aktueller-stand-und-entwicklungen.html> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- TENNET TSO GMBH (HRSG.): Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung. <https://netztransparenz.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung/> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- UMWELTBUNDESAMT (HRSG.): Primärenergieverbrauch. Dessau-Rößlau, 16.12.2022. <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energie-als-ressource/primaerenergieverbrauch#textpart-1> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND E. V. (HRSG.): Beteiligung der Verbraucher:innen an der Energiewende stärken. vzbv veröffentlicht Stellungnahme zum Entwurf der Novellierung des EEG. Verbraucherzentrale-Bundesverband, 18.03.2022, S.6 - 11. <https://www.vzbv.de/publikationen/beteiligung-der-verbraucherinnen-der-energiewende-staerken> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)
- VISSMANN AG (HRSG.): Preisliste 2019/2020 CH Heizsysteme. <https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewjR0faHyIH-AhUByKQKHVfVAucQFnoE->

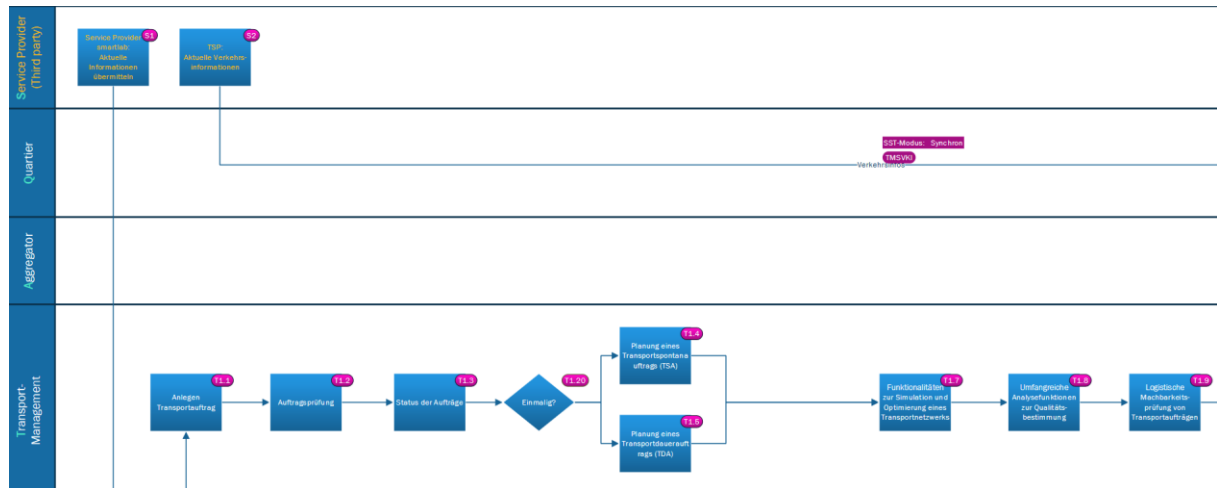
CAoQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.viessmann.ch%2Fcontent%2Fdam%2Fvi-brands%2FCH%2FPreisliste_listedeprix%2FDE%2F2019_2020-D%2FPreisliste_2019_2020_Heizsysteme_CH_D.pdf%2F_jcr_content%2Frenditions%2Foriginal.media_file.download_attachment.file%2FPreisliste_2019_2020_Heizsysteme_CH_D.pdf&usg=AOvVaw1ZwzqNC3sld8zR9fXoGQmt (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)

WIETSCHEL, M.; PLÖTZ, P.; KÜHN, A.; GNAN, T.: Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge. Kurzfassung. Fraunhofer ISI, September 2013. <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2013/Fraunhofer-ISI-Markthochlaufszszenarien-Elektrofahrzeuge-Zusammenfassung.pdf> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)

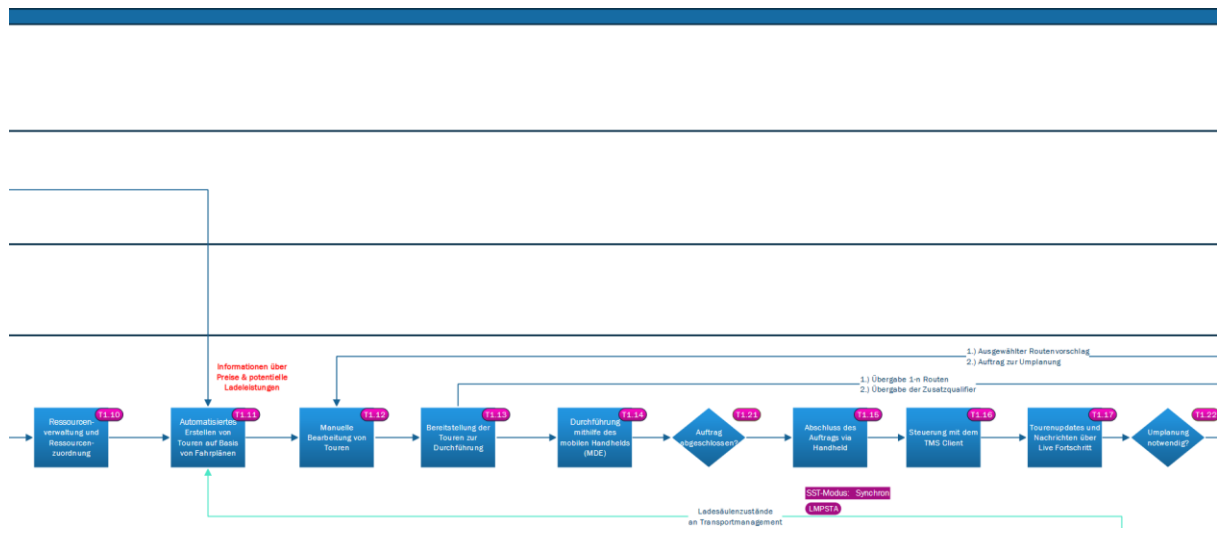
WHITEHEAD, A. H.; RABOW, THOMAS; TRAMPERT, MARKUS; POKORNY, P.: Critical safety features of the vanadium redox flow battery. In: Journal of Power Sources 351(2017)5, 7 S. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2017.03.075.

WIP TU BERLIN (HRSG.): „Ökonomische Grundsatzfragen der Sektorkopplung: Technisches Systemdesign und Governance“. Tagung. <https://www.ikem.de/tagung-bereitstellung-der-ladeinfrastruktur-fuer-die-elektromobilitaet-handlungserfordernisse-und-forschungsbedarf-aus-oekonomischer-und-juristischer-sicht/> (Link zuletzt geprüft: 20.03.2023)

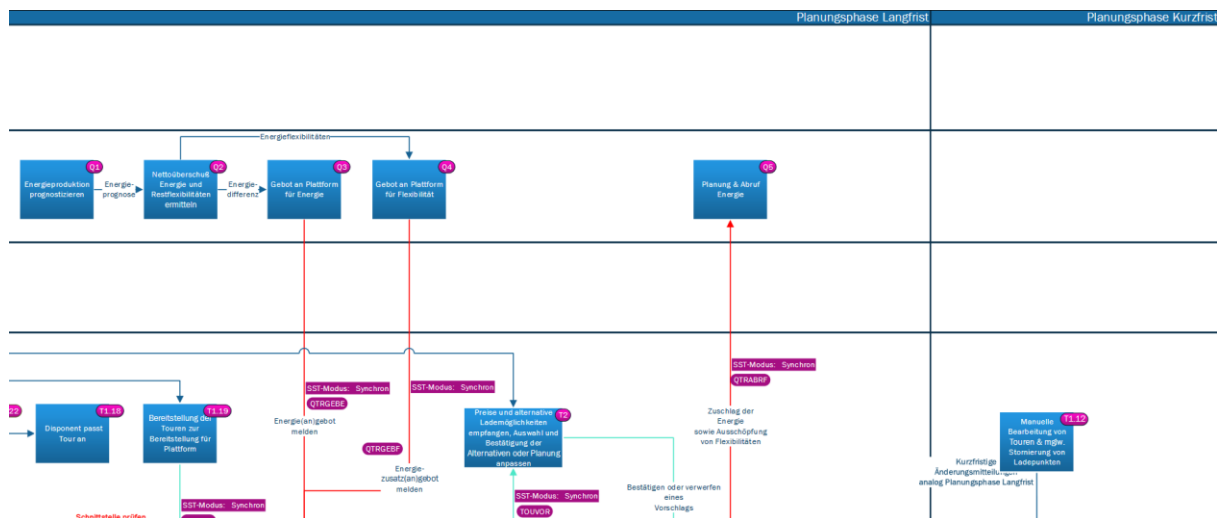
1.



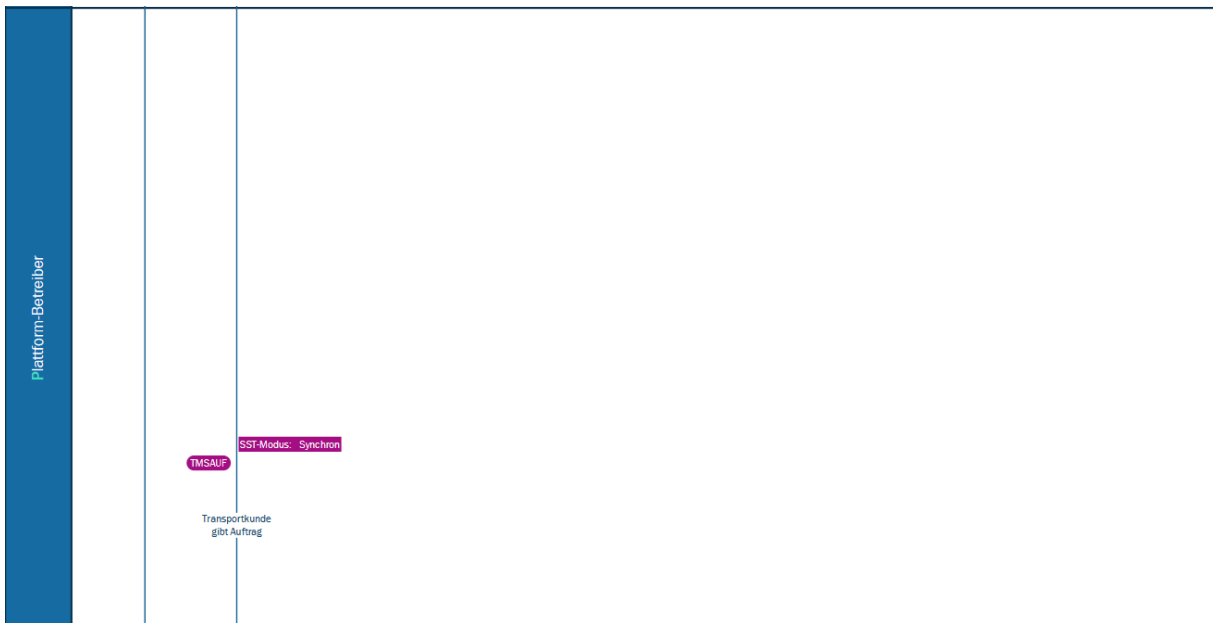
2.



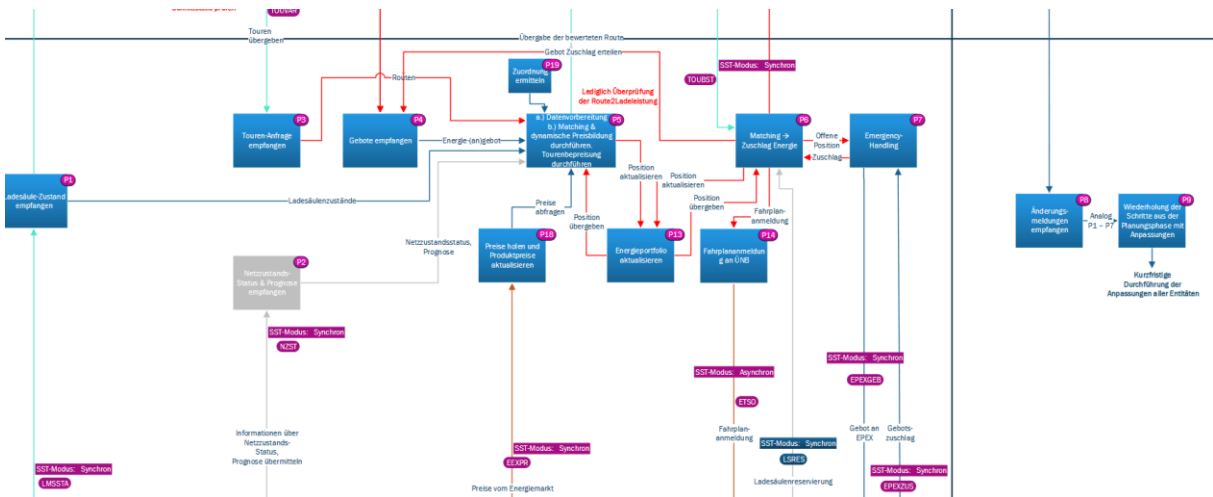
3.



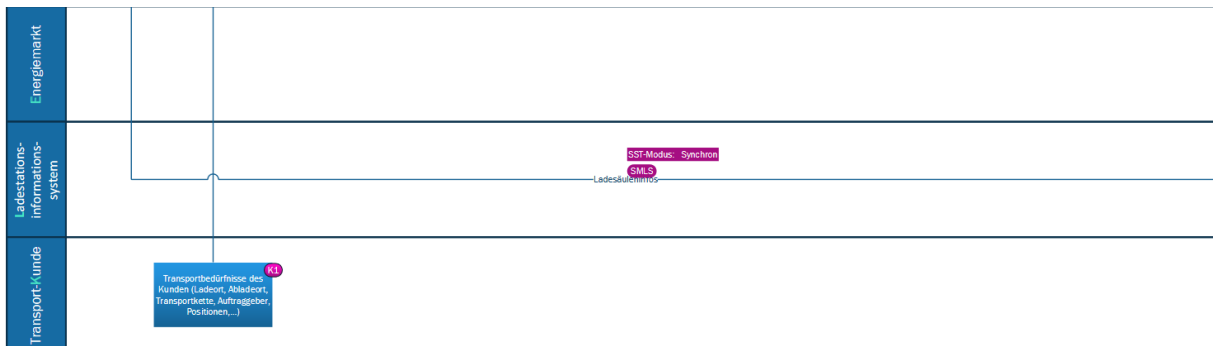
4.



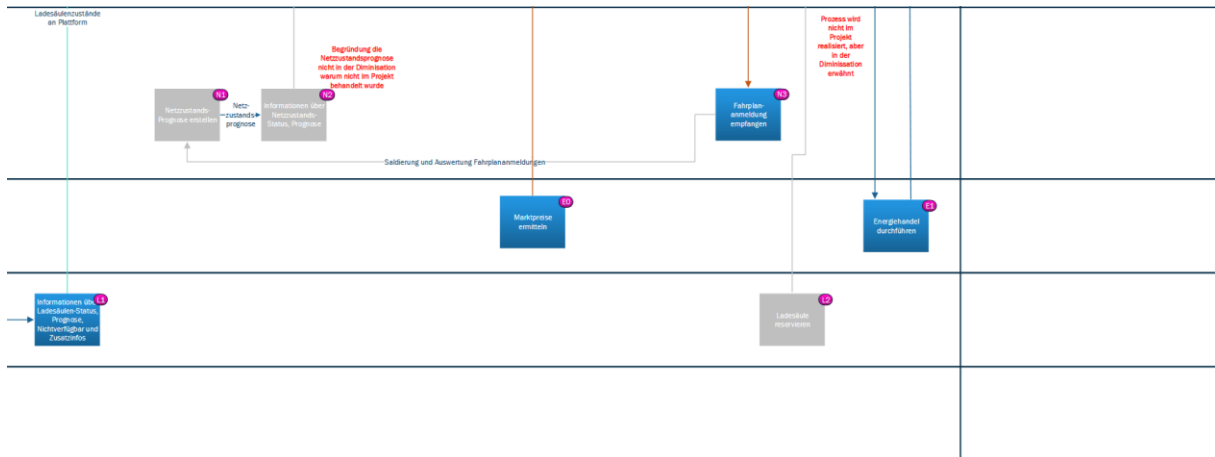
5.



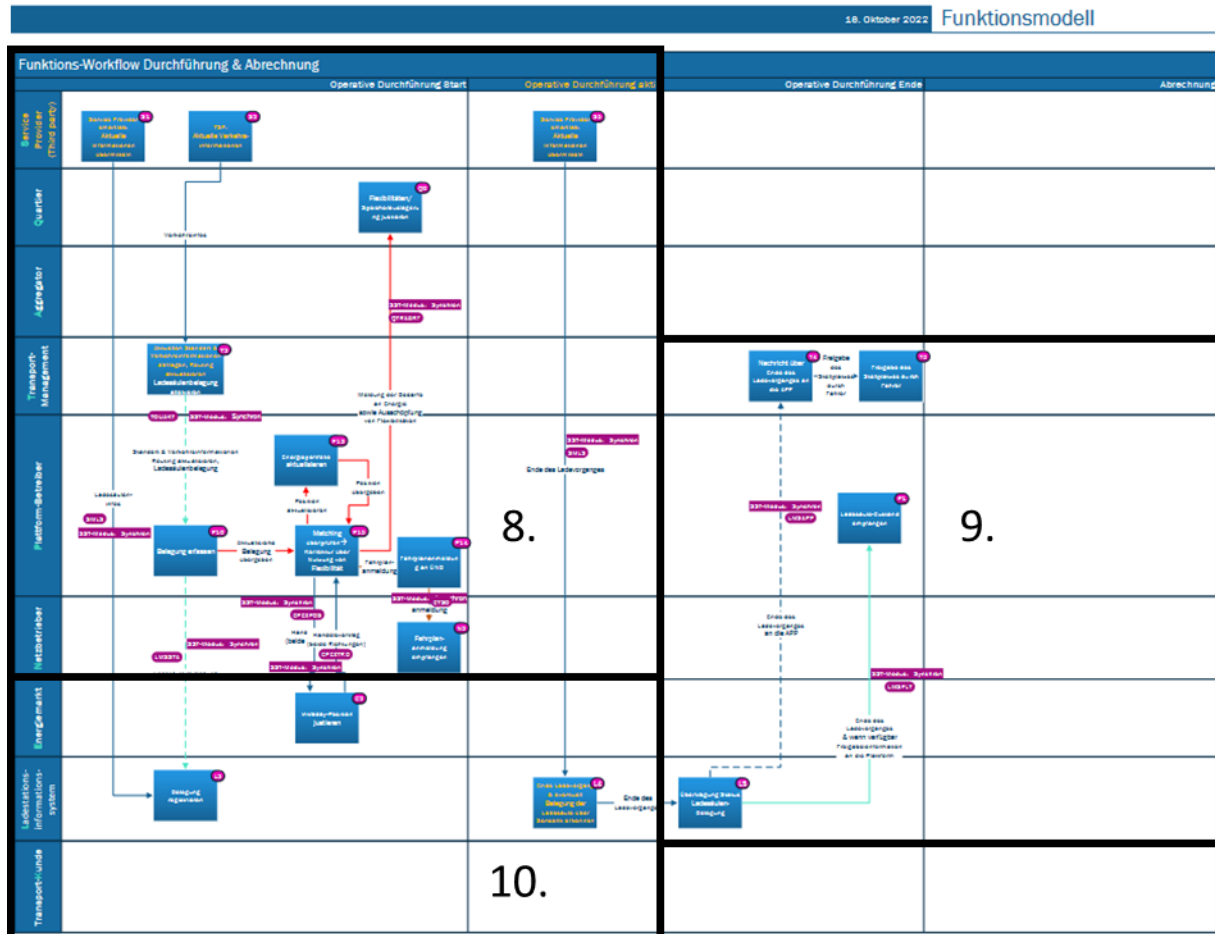
6.



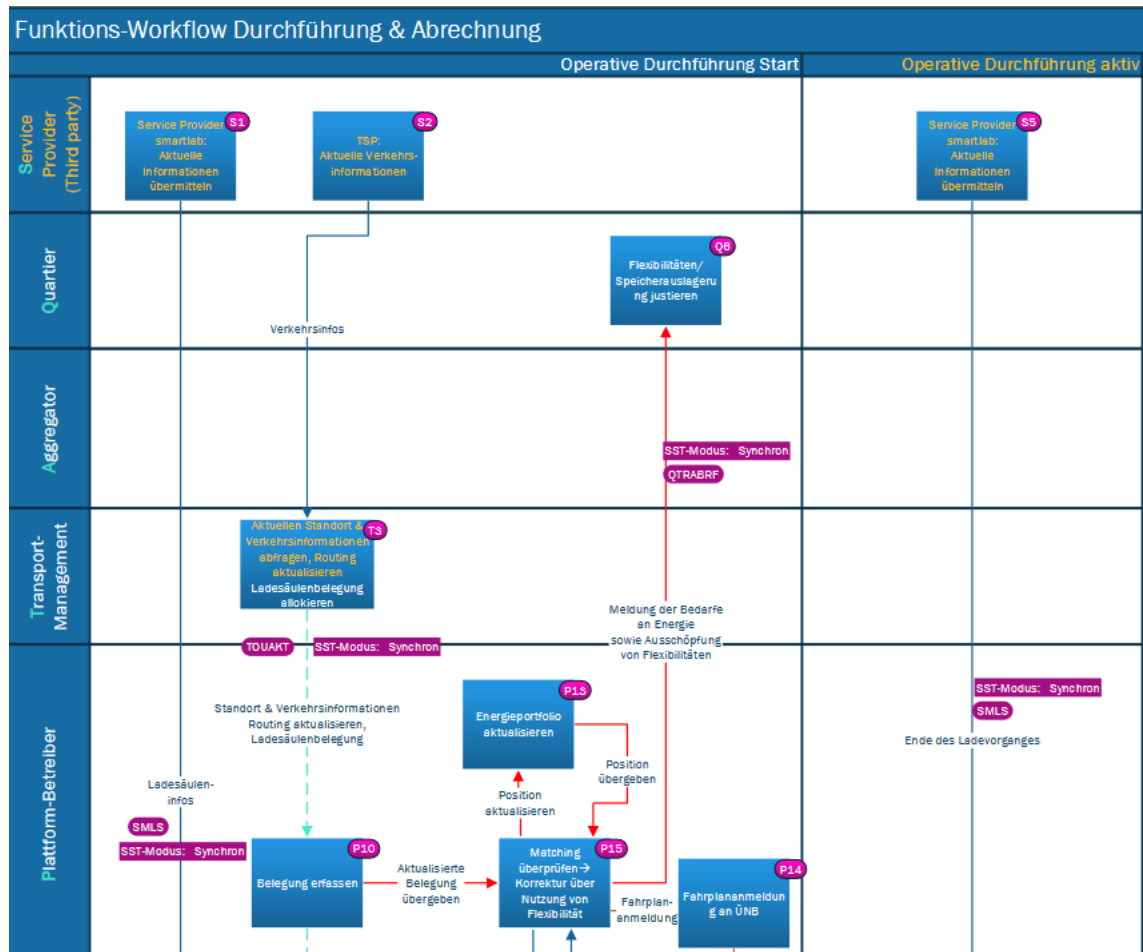
7.



Operativer Intra-Day-Prozess:



8.



9.

