

Forschungsbericht BWPLUS

**Flexible Ladeinfrastruktur im virtuellen Kraftwerk und
Anbindung an die Leitwarte im Verteilnetz Ludwigsburg
Kurztitel: “FlexCharge-LB“**

von

Jonas Petzschmann (ZSW), Martin Stauch (SWLB)

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Stadtwerke Ludwigsburg Kornwestheim GmbH

Förderkennzeichen: BWINP 21109 – BWINP 21110

Laufzeit: 14.10.2020 – 31.05.2022

Die Arbeiten des Baden-Württemberg-Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung
(BWPLUS) werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

August 2022



Abschlussbericht

FlexCharge-LB

31. August 2022

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-
Forschung Baden-Württemberg

Stadtwerke Ludwigsburg Kornwestheim GmbH



Zentrum für Sonnenenergie-und Wasserstoff-Forschung BW

Meitnerstraße 1
D-70563 Stuttgart

Projektleitung
Jonas Petzschmann
Tel.: +49 (0)711 8760-160

Titel	Abschlussbericht		
Projekt	FlexCharge-LB		
Versions-Nr.	Änderung	Gesamt-Seitenzahl	Datum
1	Vorläufiger Abschlussbericht	43	31.08.2022
2	Abschlussbericht	43	28.10.2022

Inhaltsverzeichnis

1	Management Summary	1
2	Ausgangssituation und Problemlage	2
3	Ziele des Vorhabens	4
4	Konzeption und Implementierung	5
4.1	Kommunikationsinfrastruktur und Schnittstellen.....	5
4.1.1	Open Smart Charging Protocol	6
4.1.1	IT-Architektur	9
4.1.2	Prognosesystem „GridSage“ im Kontext von Redispatch 2.0	10
4.2	Abstimmungsprozess zur Ermittlung von netzverträglichen Lasten	11
4.2.1	Prognosebasierte Netzberechnung und GridSage-Erweiterungen	12
4.2.2	Virtuelles Kraftwerk und Quartiersoptimierung	14
4.2.3	Ladecluster-Management.....	17
5	Demonstrationsbetrieb	23
5.1	Planung und Aufbau intelligenter Ladeinfrastruktur und Installation von Mess- und Regelungstechnik.....	23
5.1.1	Standort Betriebshof SWLB.....	23
5.1.2	Standort Holzgrundareal.....	25
5.1.3	Inbetriebnahme des intelligenten Lademanagements.....	26
5.2	Ergebnisse aus dem Demonstrationsbetrieb.....	28
5.2.1	Initialisierung eines neuen Vorhersagehorizonts.....	29
5.2.2	Abstimmungsdurchlauf bei Netzeinschränkungen	31
6	Transfer, Reproduktion und Verwertung	34
6.1	Transfer	34
6.2	Leitfaden zur Reproduktion	34
6.3	Verwertung und Weiterverwendung	38
7	Fazit und Ausblick	40
8	Anhang	42
8.1	OSCP Use-Case 3.2.1: Capacity Provider distributes Capacities to Flexibility Provider(s).....	42
8.2	OSCP Use-Case 3.2.3 Flexibilitiy Provider requests additional Capacity	43

Abkürzungsverzeichnis

(B)EV	(Batterie-)elektrische Fahrzeuge
BHKW	Blockheizkraftwerk
CP	Capacity Provider
CO	Capacity Optimizer
FP	Flexibility Provider
LIS	Ladeinfrastruktur
LS	Ladestation
NAP	Netzanschlusspunkt
MaStR	Marktstammdatenregister
OCA	Open Charge Alliance
OSCP	Open Smart Charging Protocol
SLP	Standardlastprofil
SWLB	Stadtwerke Ludwigsburg Kornwestheim
VK	Virtuelles Kraftwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Akteure im Abstimmungsprozess	5
Abbildung 2: Akteure innerhalb des OSCP-Protokolls (Abbildung basierend auf OSCP-Spezifikation).....	7
Abbildung 3: Aufbau der IT-Infrastruktur der teilnehmenden Akteure	9
Abbildung 4: Leistungsvorhersage einer Photovoltaikanlage im Power-Observer	11
Abbildung 5: Vollständiger Durchlauf des Abstimmungsprozesses über alle Ebenen	12
Abbildung 6: Vorbereitung und Durchführung der Berechnung der Netzbeschränkungen	13
Abbildung 7: Beispielhafte Darstellung des am ZSW entwickelten Routing-Algorithmus..	14
Abbildung 8: Quartiersoptimierer der Firma AVAT	15
Abbildung 9: Abstimmung zwischen Quartier und Ladecluster-Management	16
Abbildung 10: Rollen innerhalb des Ladecluster-Managements	17
Abbildung 11: Mittlere Ankunfts wahrscheinlichkeiten für einen Ladepunkt an einer Ladesäule am Beispiel des Ladeclusters „Mitarbeiterparkplatz“	18
Abbildung 12: Histogramm der Ladeleistungen.....	19
Abbildung 13: Verteilung der Energiemengen pro Ladevorgang am Mitarbeiterparkplatz	20
Abbildung 14: Ablaufplan zur Erstellung eines Ladeszenarios am Ladecluster	20
Abbildung 15: Ablauf der Kapazitätsbedarfsabschätzung	21
Abbildung 16: Standort Betriebshof SWLB	23
Abbildung 17: Lageplan LIS Betriebshof SWLB	24
Abbildung 18: Testlauf der Ladeinfrastruktur am Standort Betriebshof SWLB	24
Abbildung 19: Standort Holzgrundareal.....	25
Abbildung 20: Ladeinfrastruktur Standort Holzgrund.....	26
Abbildung 21: Der Durchlauf des Abstimmungsprozess: Nach der Initialisierungsphase (Abschnitt 5.2.1) folgt auf die Netzberechnung eine dezentrale Abstimmung (Abschnitt 5.2.2).....	29
Abbildung 22: Initialisierung des neuen Vorhersagehorizonts mit konstanter Kapazitätsgrenze von 250 kW (oben) und Ergebnis der Kapazitätsbedarfsabschätzung für das Ladecluster ohne Einschränkungen (unten) – Screenshots des AVAT-Quartiersoptimierers (von 12.00 Uhr am 24.08. bis 12.00 Uhr am 25.08.2022).....	30
Abbildung 23: Ergebnis der Netzberechnung liefert die Beschränkungen für den Flexibility Provider (FP)	31
Abbildung 24: Prüfung der Fahrplananpassung auf Quartiersebene im AVAT-Quartiersoptimierer (Screenshot)	32
Abbildung 25: Angepasster Kapazitätsbedarf an den Ladesäulen im AVAT-Quartiersoptimierer (Screenshot)	33
Abbildung 26: Darstellung der Kapazitätsvorhersage im Power-Observer. Nach dem Abstimmungsvorgang kann die vorgegebene Netzgrenze eingehalten werden.....	33
Abbildung 27: Sequenzdiagramm zum OSCP Use-Case 3.2.1. (Eigene Darstellung und Übersetzung in Anlehnung an Spezifikation OSCP Version 2.0)	42

Abbildung 28: Sequenzdiagramm zum OSCP Use-Case 3.2.3. (Eigene Darstellung in Anlehnung an Spezifikation OSCP Version 2.0).....43

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Checkliste zur Herstellung von Transparenz über Erzeugung und Verbrauch im Verteilnetz.....	35
Tabelle 2: Checkliste zur Anforderung zur Umsetzung einer prognosebasierten Netzberechnung	36
Tabelle 3: Voraussetzungen zur Integration von LIS in den Abstimmungsprozess.....	37

1 Management Summary

Die Anzahl von batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) steigt sowohl weltweit als auch in Deutschland von Jahr zu Jahr. Nicht abgestimmte Ladevorgänge mit hoher Gleichzeitigkeit bei zunehmender Penetration an BEV können Engpässe im Verteilnetz hervorrufen. Verteilnetzausbau für selten auftretende Engpässe ist jedoch ineffizient, wenn die Engpässe durch Steuerung von flexiblen Verbrauchern und Erzeugern, wie beispielsweise Ladeinfrastruktur bzw. Blockheizkraftwerke (BHKW) vermieden werden können. Für einen abgestimmten Betrieb zwischen Netz und Erzeugungs- oder Verbrauchseinheit müssen Daten zwischen den Parteien ausgetauscht und verarbeitet werden. Die Kommunikation und Abstimmung mit der Ladeinfrastruktur (LIS) kann entweder über den Verteilnetzbetreiber direkt, oder gekapselt in einer größeren Einheit wie einer dezentralen Quartiersversorgung erfolgen, wobei dann letztere die Summenlastgänge mit dem Verteilnetzbetreiber abstimmt.

Im Projekt „FlexCharge“ wurde ein Abstimmungsprozess konzipiert und demonstriert, der sowohl die direkte als auch über einen Quartiersversorger implementierte Kommunikation zur LIS zum Verteilnetzbetrieb ermöglicht. Ein besonderer Fokus lag dabei auf der in die dezentrale Quartiersversorgung eingebetteten Lösung, bei der die Ladeleistungen der LIS mit weiteren lokalen Energieflüssen abgestimmt wird. Der prognosebasierte Abstimmungsprozess basiert auf der Kommunikation von Leistungsbeschränkungen und Fahrplänen und ist in das Prognosesystem GridSage des ZSW eingebettet, welches bereits heute Prognosen für Verteilnetzbetreiber im Rahmen von Redispatch 2.0 liefert. Die Schnittstellenimplementierung basiert auf dem offenen Kommunikationsstandard Open Smart Charging Protocol (OSCP Version 2.0), wodurch eine Reproduktion der Lösung gegeben ist.

2 Ausgangssituation und Problemlage

Das bisherige Energiesystem ist geprägt von einer zentralen Erzeugungsstruktur, bei der Strom von großen Kraftwerken, die an der Höchstspannungsebene angeschlossen sind, zu dezentralen Verbrauchern auf unteren Spannungsebenen fließt. Dies hat dazu geführt, dass zwar Übertragungsnetze auf der Hochspannungsebene mit viel Aufwand überwacht und betrieben werden, die Mittel- und Niederspannungsnetze hingegen so dimensioniert wurden, dass auch bei Höchstlast keine Steuerungseingriffe notwendig sind. Dementsprechend ist das Niveau an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit in diesen unteren Netzebenen sehr gering. Durch die Transformation hin zu kleineren und dezentralen Erzeugern sowie die Elektrifizierung von Verbrauchern, insbesondere Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen, müssen Verteilnetze größere Energiemengen transportieren. Um Verteilnetzausbau weitgehend zu vermeiden, können intelligente Steuereingriffe für Verbraucher und Erzeuger den Leistungsfluss glätten und damit Netze innerhalb ihrer bestehenden Belastungsgrenzen effizienter genutzt werden.

Bisher wurde für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz hauptsächlich auf die Instrumente des Einspeise- und Lastmanagements (Einsman und Lastman) zurückgegriffen, bei dem lediglich auf akute Netzengpässe reagiert wird ohne diese jedoch im Vorhinein über einen prognosebasierten Ansatz zu beheben. Im Zuge von Redispatch 2.0 wurde dem Verteilnetzbetreiber bereits mehr Verantwortung hinsichtlich Erzeugungsprognosen zugeteilt. Jedoch beschränkt sich das Konzept bisher im Wesentlichen auf Großanlagen (> 100 kW) und bezieht die Lastseite nicht mit in die Anforderungen ein. Das vorliegende Vorhaben verfolgt daher das Ziel, die Flexibilitätspotentiale von Elektromobilität für den Verteilnetzbetreiber verfügbar zu machen und in das Netzengpassmanagement einzubinden. Nach aktuellem Stand der Technik sind solche Einheiten nicht in den vorrausschauenden Netzbetrieb eingebunden, sondern werden lediglich beim Auftreten von akuten Netzengpässen abgeregelt. Der statische Bezugswert zum Verteilnetz ist dabei die Leistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt (NAP). Die Ladeinfrastruktur wird oft in Kombination mit weiteren elektrischen Lasten wie industriellen Verbrauchern oder Gebäuden am NAP betrieben und wird dabei in der Regel nachrangig behandelt. Nach aktuellem Stand der Technik wird die zugeteilte elektrische Leistung der Ladesäulen dabei entweder statisch in Form einer fixen Kapazität zugewiesen oder dynamisch durch Abgleich mit einem Leistungsmesswert am NAP bestimmt. Im statischen Fall wird dabei der LIS meist nur eine geringe Kapazität zugewiesen, wodurch es zu Leistungsmangel an der LIS kommen

kann. Im Vergleich dazu wird im dynamischen Fall die gesamte, am NAP zur Verfügung stehende Leistung genutzt.

Ähnlich ist der Stand der Technik für Quartiersversorgungskonzepte, die dementsprechend aktuell ausschließlich nach lokalen Kriterien, wie beispielsweise einem höheren Eigenverbrauch, optimiert werden. Obwohl die Erhöhung des Anteils von lokal erzeugtem Strom tendenziell auch die Netze entlastet, sind die berücksichtigten netzseitigen Beschränkungen oder Entgelte (z.B. Leistungsentgelt erhoben in Abhängigkeit vom Jahreshöchstwert des Viertelstundenverbrauchs) stets statisch und daher nicht vollständig netzdienlich. Lokalen Flexibilität einer Ladesäule je nach aktueller Auslastung des Anschlussnetzes zu nutzen, wäre effektiver, um den summarischen Energiedurchsatz bei vorhandener Netzinfrastruktur zu erhöhen.

An verschiedenen Standorten der Stadtwerke Ludwigsburg ist öffentliche LIS vorhanden oder geplant, die nach aktuellem Stand der Technik jedoch weder an den Betrieb des Verteilnetzes angepasst ist noch individuell intelligent geregelt wird und somit den Aspekt der Netzdienlichkeit außer Acht lässt. Die permanente Abregelung bzw. permanente Begrenzung der maximalen Ladeleistung einzelner öffentlicher Ladeinfrastrukturstandorte war in der Vergangenheit bereits schon erforderlich, um Dritten die Möglichkeit zu geben, ebenfalls Ladeinfrastruktur für deren Eigenbedarf installieren zu können. Durch eine zu erwartende steigende Penetration an BEV wird ein effektiver und koordinierter Verteilnetzbetrieb daher immer wichtiger, um zum einen netzseitige Engpässe und andererseits Abregelungen an der LIS zu vermeiden.

Neben dem Ausbau von individueller LIS im Verteilnetz steigt auch der Anteil an Umsetzungen, bei dem die LIS als Bestandteil von Quartierenergiekonzepten realisiert ist. Durch den sektorenübergreifenden Ansatz können Flexibilitätspotentiale, die bei getrennter Sektorenbetrachtung ungenutzt bleiben, erschlossen und realisiert werden und führen tendenziell zu einer erhöhten Integration von lokal erzeugtem Strom, der wiederum das Netz der öffentlichen Versorgung weniger belastet. Die Stadtwerke betreiben in ihrem Netzgebiet mehrere solcher ganzheitlicher Quartierenergiekonzepte, welche auch den Sektor (e-)Mobilität integrieren.

3 Ziele des Vorhabens

Ziel des Vorhabens ist eine zwischen Netz, Markt und Betreibern abgestimmte Lösung zur Integration von LIS auf Verteilnetzebene zu erarbeiten. Dazu ist das Konsortium mit den relevanten Akteuren besetzt, nämlich den Stadtwerke Ludwigsburg als Betreiber des Verteilnetzes und Charge-Point-Operator, sowie (im Unterauftrag) dem Lieferanten der Leitwarte, VIVAVIVS, dem Backend-Provider der LIS, ChargeIT und der Firma AVAT als Lösungsanbieter für Quartiersversorgungskonzepte. Neben einer ganzheitlichen Schnittstelle zur Einbindung von LIS in die Prozesse des Verteilnetzes der Stadtwerke Ludwigsburg wird im Vorhaben das Ziel verfolgt, potentiellen Netzengpässen im Verteilnetz auf lokaler Quartiersebene durch Fahrplanoptimierung entgegenzuwirken. Durch Kommunikation von Leistungsbeschränkungen wird dem Verteilnetzbetreiber somit die Möglichkeit eröffnet steuernd einzugreifen. Besonders aufgrund der hohen Standzeiten von BEV bietet LIS ein großes Verschiebepotential, welches nach aktuellem Stand der Technik noch nicht ausgeschöpft wird. Gründe hierfür sind die fehlenden Regelschleifen, der unzureichende Automatisierungsgrad dazu und die damit einhergehende nicht bedarfsgerechte bzw. optimierte Ansteuerung. Daher ist ein weiteres Ziel des Vorhabens ein dynamisches, netzdienliches Lademanagement zu implementieren, welches entweder individuell ausgestaltet oder in eine dezentrale Quartiersoptimierung eingebettet ist. Unter Berücksichtigung von Netz- und Marktinteressen werden Flexibilitäts- und Fahrplanprognosen abgeleitet.

Die Implementierung der beschriebenen Lösung gliedert sich in die vier konsekutiven Teilprozesse mit den folgenden Zielen:

- Definition von ganzheitlicher Schnittstelle zwischen Verteilnetzbetreiber und dezentraler Einheit (Netz – Quartier – LIS bzw. Netz – LIS).
- Kommunikation von unidirektionalen Netzbeschränkungen, die an die dezentrale Einheit kommuniziert und lokal abgefahren werden.
- Umsetzung eines einstufigen Prozesses zur Fahrplangenerierung
- Umsetzung eines zweistufigen Prozesses zur Fahrplangenerierung, bei dem eine verbesserte Auslastung der Netzinfrastruktur erreicht wird.

4 Konzeption und Implementierung

Für ein funktionierendes Gesamtsystem müssen Erzeugungs-bzw. Verbrauchseinheiten zu jeder Zeit in Einklang mit den verfügbaren Netzkapazitäten betrieben werden. Insbesondere die Verteilnetze werden bisher jedoch oftmals blind, d.h. ohne Wissen über exakte Leistungsflüsse, betrieben. In diesem Vorhaben wird daher ein Abstimmungsprozess konzipiert und implementiert, in dessen Ablauf das Verbrauchsverhalten dezentraler Akteure netzverträglich koordiniert wird. Voraussetzung ist dabei eine erhöhte Transparenz über die Leistungsflüsse im Verteilnetz, die über die Einbindung von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen hergestellt wird. Wie in Abbildung 1 dargestellt, wird dafür ein Datenaustausch zwischen dem Netzbetreiber auf der einen Seite und dezentralen Akteuren, wie Quartiers- und Ladeinfrastrukturbetreibern, auf der anderen Seite aufgebaut. Die marktliche Integration wird außerdem über die Einbindung in ein virtuelles Kraftwerk realisiert.

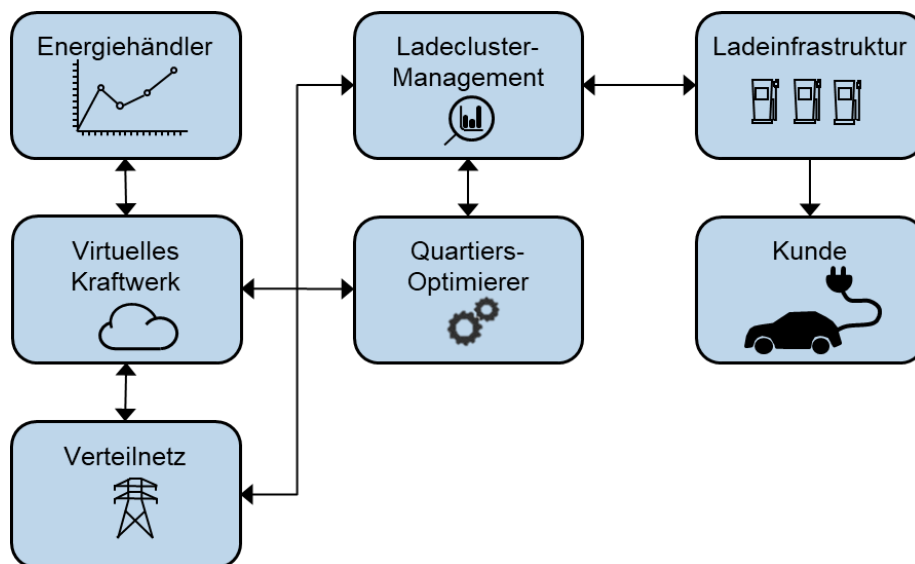


Abbildung 1: Akteure im Abstimmungsprozess

Bevor in Abschnitt 4.2 detailliert auf den implementierten Abstimmungsprozess sowie die Abläufe der einzelnen Prozessbausteine, wie Quartiersoptimierung und Ladecluster-Management, eingegangen wird, beschreibt Abschnitt 4.1 zunächst den Bezugsrahmen sowie Referenzen, die in Zusammenhang mit diesem Vorhaben stehen.

4.1 Kommunikationsinfrastruktur und Schnittstellen

Im folgenden Abschnitt wird der Kontext erläutert, in den der umgesetzte Abstimmungsprozess eingebettet ist. Dafür werden zunächst in Abschnitt 4.1.1 die

wichtigsten Informationen des Open Smart Charging Protocols beschrieben, das als Ausgangspunkt für die Schnittstellenumsetzung gewählt wurde. Anschließend wird die zur Umsetzung der Schnittstellen und Abläufe benötigte IT-Infrastruktur in Abschnitt 4.1.1 beschrieben. Das vom ZSW im Rahmen des Redispatch 2.0 entwickelte Prognosesystem für Netzbetreiber GridSage wird in Abschnitt 4.1.2 einführend beschrieben, da dieses im Vorhaben hinsichtlich der Ladeinfrastruktur weiterentwickelt wurde.

4.1.1 Open Smart Charging Protocol

Im Rahmen des Vorhabens wurde zur Umsetzung des Datenaustausches und zur Abstimmung zwischen den verschiedenen Akteuren das offene Kommunikationsprotokoll **Open Smart Charging Protocol 2.0** (OSCP) verwendet, welches von der Open Charge Alliance (OCA) veröffentlicht wurde. Die Wahl auf dieses Protokoll basiert auf den folgenden Gründen:

- Vertretbarer Implementierungsaufwand innerhalb der Projektlaufzeit
- Bereits umgesetzte Projekte mit europäischem Kontext (u.a. Niederlande)
- Geplante Use-Cases können über das Protokoll abgebildet werden

Im Folgenden werden die Grundzüge des Protokolls dargestellt und im Zusammenhang des Vorhabens erläutert. Für detaillierte Informationen wird auf die offizielle Dokumentation verwiesen¹.

Die in der Protokollspezifikation definierten Akteure sind in Abbildung 2 dargestellt. Die obligatorischen Akteure sind einerseits der **Capacity Provider** (CP) und andererseits der **Flexibility Provider** (FP). Der Capacity Provider ist dabei der Teilnehmer, der Kapazitäten (z.B. das Verteilnetz des VNB) zur Verfügung stellt und die u.a. durch den Flexibility Provider in Anspruch genommen werden. Der Flexibility Provider ist hingegen ein Teilnehmer, der Flexibilitätsressourcen kontrolliert und auf diese Weise anderen Teilnehmern Flexibilität bietet. Optional kann die Prognose über zukünftige Nutzung der Flexibilitätsressourcen auch von einem dritten Akteur, dem **Capacity Optimizer** (CO) übernommen werden.

¹ <https://www.openchargealliance.org/downloads/>

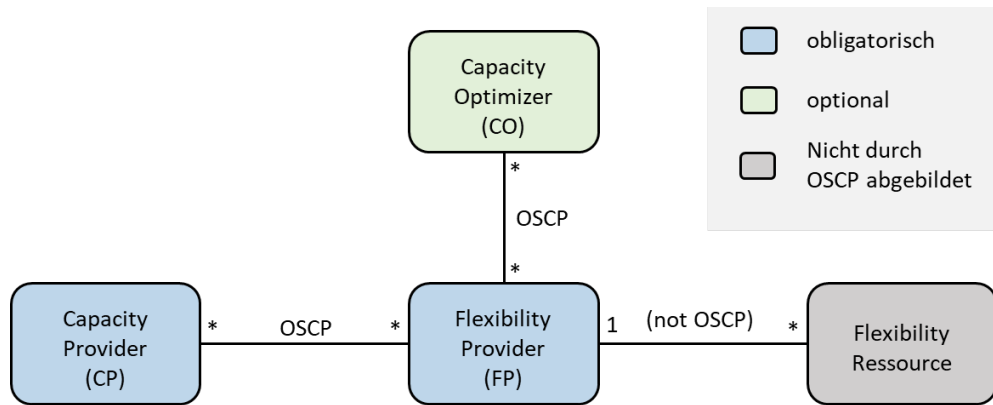


Abbildung 2: Akteure innerhalb des OSCP-Protokolls (Abbildung basierend auf OSCP-Spezifikation).

Die Implementierung der OSCP-Schnittstelle wird auf einem Web-Server über HTTPS-Endpunkte mit JSON-basiertem Payload realisiert, die im Betrieb über POST-Request angesprochen werden. Zur Umsetzung des Abstimmungsprozesses muss daher jeder Akteur aus Abbildung 2 einen separaten Web-Server inkl. entsprechender Endpunkte einrichten und die unterliegenden Prozess softwaretechnisch einbinden. Der Aufbau der IT-Infrastruktur ist zusätzlich in Abschnitt 4.1.1 erläutert.

Im Folgenden werden einige Use-Cases kurz beschrieben, die innerhalb des OSCP-Protokolls definiert sind²:

Registrierungsverfahren

Neben der verschlüsselten Datenübermittlung über HTTPS, sieht das OSCP-Protokoll ein Registrierungsverfahren der eingerichteten Endpunkte vor. Dabei werden unter den Teilnehmern eindeutige Tokens ausgetauscht, die anschließend zur Authentifizierung im HTTPS-Header genutzt werden. Der initiale Token wird dabei auf einem sicheren Weg übermittelt (z.B. via verschlüsselter Email oder physischem Versand).

Austausch von Kapazitätsvorhersagen

Kernelement des OSCP-Protokolls ist der Austausch von Kapazitätsvorhersagen (*Capacity Forecast*) zwischen den vorher eingeführten Akteuren für aggregierte Flexibilitätsressourcen, die durch eine eindeutige Gruppenkennung zugeordnet sind. Es

² Kursive Ausdrücke geben in diesem Abschnitt die Bezeichnungen des Datentyps im OSCP Protokoll an.

wird dabei zwischen drei Kapazitätsvorhersagetypen im Regelbetrieb unterschieden, die sich jeweils auf die gesamte Gruppe von Flexibilitätsressourcen bezieht. Der Typ *Consumption* bildet den maximalen Verbrauch ab, wohingegen *Generation* die maximale Erzeugung angibt. Zusätzlich kann durch den Typ *Optimum* auch ein voraussichtlicher Fahrplan übermittelt werden, wobei die genaue Interpretation des Typ *Optimum* nicht von OSCP festgelegt wird³. Innerhalb einer Kapazitätsvorhersage werden Vorhersageblöcke (*ForecastedBlock*) gebildet, in dem für ein definiertes Zeitintervall durch die Angabe von Start- und Endzeit (ISO 8601) und eine festgelegte physikalische Größe (z.B. Leistung in kW) Kapazitätswerte abgegeben werden.

Im Zentrum des OSCP-Protokolls stehen zwei Nachrichtentypen. Einerseits *UpdateGroupCapacityForecast*, bei der Kapazitätsvorhersagen an den FP übermittelt werden (vom CP oder CO) und andererseits *AdjustGroupCapacityForecast* mit der der FP Kapazitätsanpassungen an den CP melden kann.

Messwert-Übertragung

Neben den Kapazitätsvorhersagen können mithilfe des OSCP-Protokolls auch aktuelle Messwerte übermittelt werden. Der FP übermittelt die Messdaten der Flexibilitätsressourcen dabei in aggregierter Form unter der Angabe einer eindeutigen Gruppenkennung. Zusätzlich können zwischen CP und CO auch Messdaten für einzelne Anlagen (*AssetMeasurement*) übermittelt werden.

Offline-Verhalten

Neben den Kapazitätsvorhersagen für den Regelbetrieb, sieht das OSCP außerdem zwei Kapazitätsvorhersagetypen vor, die für den Fall des Offline-Betriebs Anwendung finden. Analog zu den Typen *Consumption* und *Generation* aus dem Regelbetrieb, sieht das Protokoll zusätzlich die Typen *FallbackConsumption* und *FallbackGeneration* vor, womit während des Regelbetriebs das Verhalten im Offline-Betrieb festgelegt werden kann. Die Detektion des Offline Betriebes erfolgt über den Austausch von *Heartbeat* Nachrichten. Sofern diese Nachrichten über ein vorher bestimmtes Zeitintervall ausbleiben, kann der andere Teilnehmer folgern, dass das entsprechende gegenüber offline ist.

³ OSCP 2.0 Spezifikation, Seite 7/33, Abschnitt 2.3: „*The interpretation of the Optimum is not specified by OSCP; it shall be based on a mutual agreement between the Capacity Provider and the Flexibility Provider*“.

4.1.1 IT-Architektur

Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, werden für die Umsetzung der HTTPS-basierten OSCP-Schnittstelle bei jedem Akteur ein Web-Server benötigt, auf dem die entsprechenden Endpunkte implementiert sind. Der Webserver ist dabei im öffentlich erreichbaren Bereich aufgebaut und leitet den (verarbeiteten) JSON-basierten Payload durch eine Firewall hindurch zu den einzubindenden Berechnungsroutinen. In Abbildung 3 sind die einzelnen Akteure inklusive ihrer unterliegenden Berechnungsroutinen und Schnittstellen dargestellt.

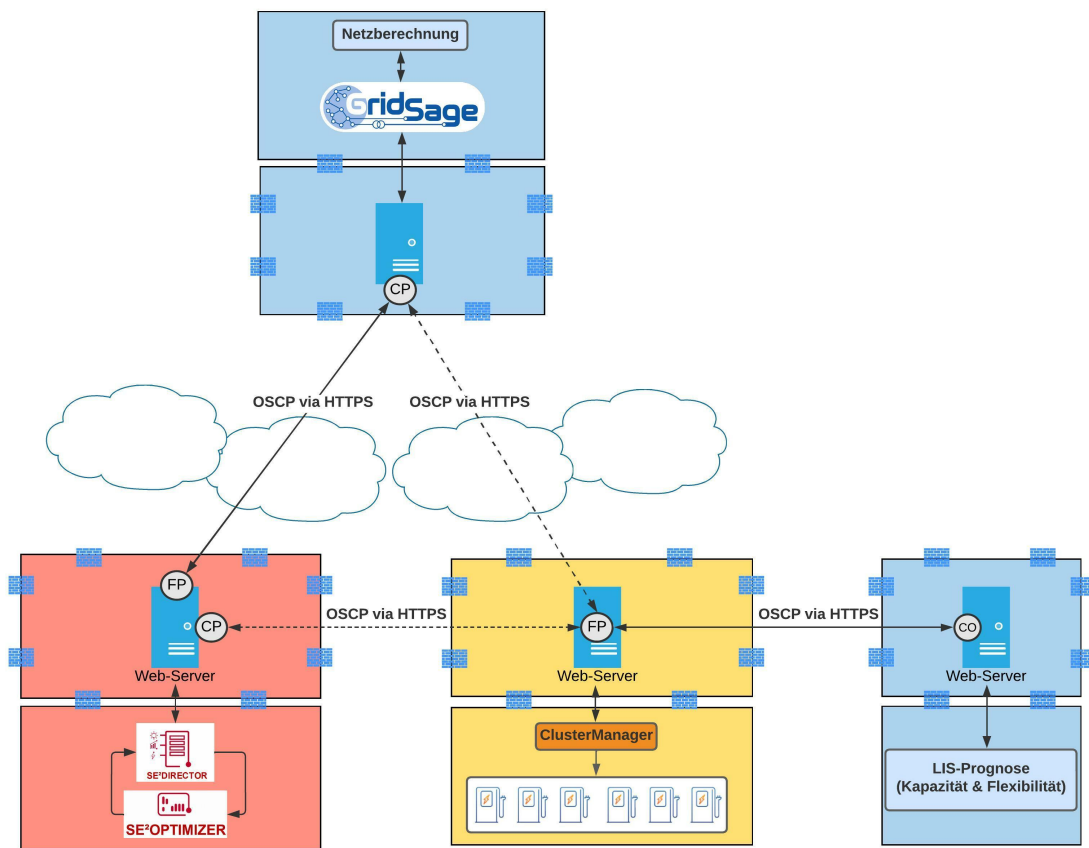


Abbildung 3: Aufbau der IT-Infrastruktur der teilnehmenden Akteure

Der Netzbetreiber mit der zugehörigen Netzberechnung nimmt im gesamten Ablauf dabei die Rolle des Capacity Providers (CP) ein, wohingegen der Ladesäulenbetreiber samt ClusterManager stets die Rolle des Flexibility Providers (FP) vertritt. Der Quartiersbetreiber einschließlich der Quartiersoptimierung agiert hingegen in beiden Rollen. Gegenüber dem Netzbetreiber tritt er als FP auf, in dem er alle unterlagerten Flexibilitätsressourcen aggregiert. Sofern die Ladensäulen in einem Quartiersbetrieb

eingebunden sind, agiert der Quartiersbetreiber hingegen gegenüber dem Ladecluster zusätzlich als Capacity Provider. Die Kapazitätsbedarfs- und Flexibilitätsabschätzung wird im Vorhaben über einen Capacity Optimizer realisiert. Eine detaillierte Beschreibung der Berechnungsroutinen ist den Abschnitten 4.2.1, 4.2.2 und 4.2.3 zu entnehmen.

4.1.2 Prognosesystem „GridSage“ im Kontext von Redispatch 2.0

Durch das Inkrafttreten des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) haben Verteilnetzbetreiber im Rahmen des Redispatch 2.0 (RD 2.0) mehr Verantwortungen und Pflichten hinsichtlich der Erzeugungsprognosen im Verteilnetz zugeteilt bekommen. Ursprünglich war der Start des RD 2.0 für Oktober 2021 angesetzt, jedoch wurde dieser anschließend aufgrund von Verzögerungen auf den 01.06.2022 verschoben. Konkret bedeutet dies, dass jeder Verteilnetzbetreiber für alle Erzeugungsanlagen in seinem Netzgebiet, die eine Nennleistung von $P \geq 100$ kW aufweisen oder die jederzeit durch ihn steuerbar sind, und bei denen er in der Rolle des Anlagenbetreibers auftritt, eine Erzeugungsprognose liefern muss. Das Prognosesystem *GridSage*⁴ wurde für diese Zwecke vom ZSW entwickelt und liefert als Produktivsystem die im Rahmen von RD 2.0 geforderten Erzeugungsvorhersagen.

Mithilfe der Web-App „PowerObserver“ erhält der Netzbetreiber eine örtliche Übersicht über seine Erzeugungsanlagen, unterteilt in Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen, Blockheizkraftwerke und Laufwasserkraftwerke. Zusätzlich visualisiert der PowerObserver zu jeder Zeit auch die Metadaten der Anlagen sowie die aktuellen Erzeugungsprognosen bzw. Fahrpläne. In Abbildung 4 ist dies beispielhaft für eine Photovoltaikanlage gezeigt. Um die Transparenz über die Leistungsflüsse im Netzgebiet weiter zu verbessern und somit die Grundlage für eine prognosebasierte Netzberechnung zu schaffen, müssen jedoch über die Anforderungen des RD 2.0 hinausgehende Aufwände erbracht werden, da neben Erzeugungsprognosen kleinerer Erzeugungsanlagen <100 kW insbesondere auch die Verbrauchsprognosen im Netzgebiet benötigt werden. Letztgenannte Prognosen sind nicht vom RD 2.0 gefordert.

⁴ <https://www.zsw-bw.de/gridsage>

Das Vorgehen zur Vorbereitung und Durchführung der Netzengpassrechnung ist in Abschnitt 4.2.1 beschrieben.

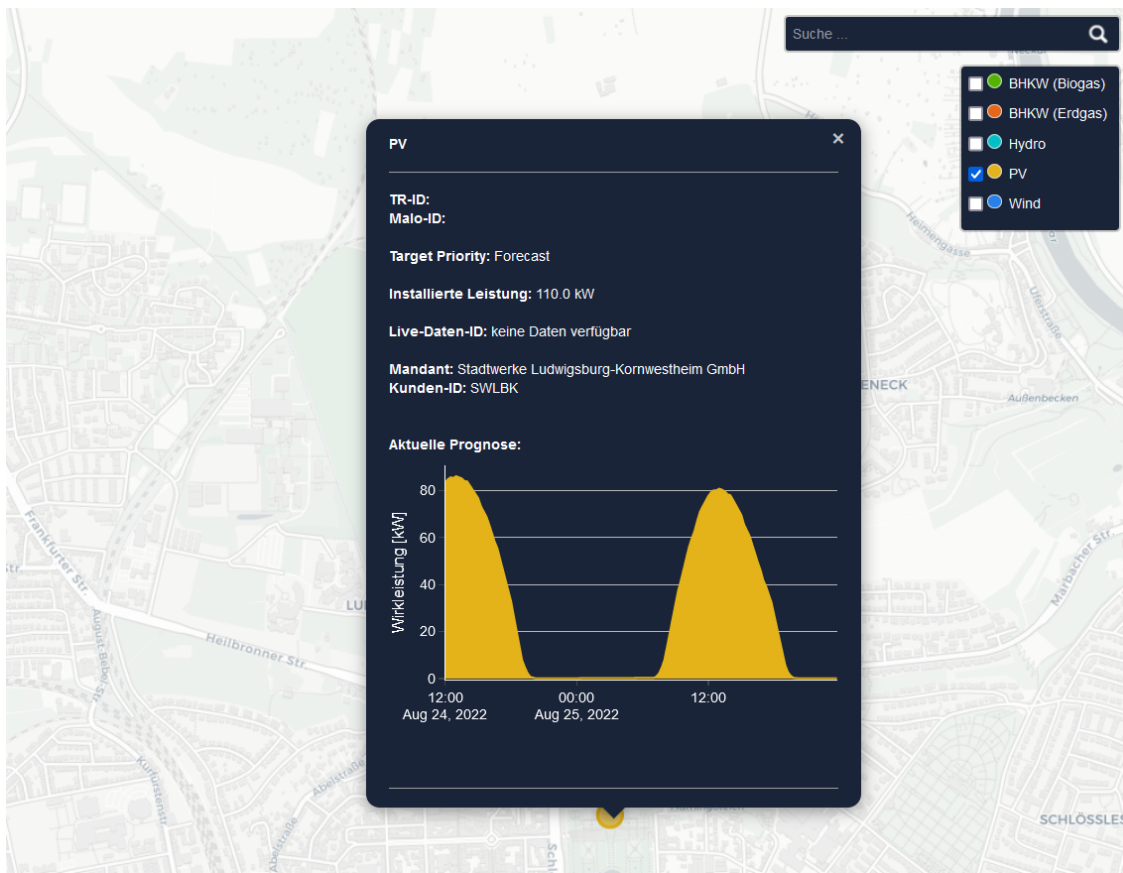


Abbildung 4: Leistungsvorhersage einer Photovoltaikanlage im Power-Observer⁵

4.2 Abstimmungsprozess zur Ermittlung von netzverträglichen Lasten

Im Folgenden wird beschrieben, wie die einzelnen Phasen des Abstimmungsprozesses auf den verschiedenen Ebenen nacheinander durchlaufen werden. In Abbildung 5 ist dieser für das quartiersintegrierte Ladecluster dargestellt, das marktlich in ein virtuelles Kraftwerk (VK) eingebettet ist. Zu Beginn wird zunächst auf Verteilnetzebene ein neuer Vorhersagehorizont initialisiert, in dem konstante Maximallasten der Netzanschlusspunkte an die unterlagerten Ebenen kommuniziert werden. Sofern das Ladecluster nicht direkt mit der Netzebene kommuniziert, erfolgt die Initialisierung durch

⁵ Aus Datenschutzgründen können in diesem Bericht keine realen Anlagen dargestellt werden, daher handelt es sich in der Abbildung um eine fiktive Anlage.

die überlagerte Quartiers- bzw. VK-Ebene. Im Gegenzug werden Kapazitätsvorhersagen (ohne netzseitige Beschränkungen) an die Netzebene zurückgemeldet.

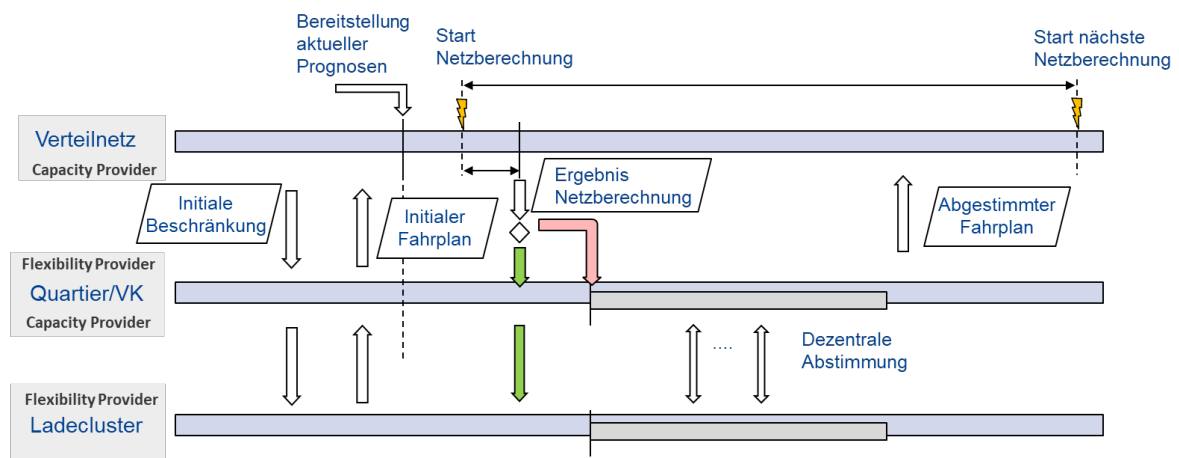


Abbildung 5: Vollständiger Durchlauf des Abstimmungsprozesses über alle Ebenen

Anschließend wird eine prognosebasierte Netzberechnung durchgeführt, die in Abschnitt 4.2.1 beschrieben ist. Dabei werden neben den Kapazitätsvorhersagen der flexiblen Ressourcen auch Prognosen aus dem GridSage-System genutzt. Die Ergebnisse der Netzberechnung werden in Form von Kapazitätsbeschränkungen an die unterlagerten Ebenen kommuniziert, woraufhin ein Abstimmungsprozess auf dezentraler Ebene stattfindet, der in Abschnitt 4.2.2 für die Quartiers- bzw. VK-Ebene und in Abschnitt 4.2.3 für die Ladecluster-Ebene beschrieben ist. Als Ergebnis des Abstimmungsprozesses ergibt sich ein, an die Netzbeschränkungen angepasster und somit netzverträglicher Fahrplan auf dezentraler Ebene.

4.2.1 Prognosebasierte Netzberechnung und GridSage-Erweiterungen

Um auch in Zukunft bei hoher Durchdringung von dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten wie EV und Wärmepumpen einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können, wurde im Vorhaben eine prognosebasierte Netzberechnung vorbereitet und durchgeführt, auf deren Basis das Verbrauchsverhalten netzdienlich koordiniert wird. Grundlage zur Netzberechnung ist dabei das Netzabbild des zu betrachteten Verteilnetzes. Im Netzabbild sind außerdem auch Information zu den Transformatoren und der Verkabelung (Leitungslängen, Leitungswiderstände usw.) enthalten.

Zusätzlich zum Netzabbild werden zur Vorbereitung der Netzberechnung auch weitere Abrechnungsdaten verwendet. Die vollständige Vorbereitung und Durchführung der Netzberechnung ist in Abbildung 6 dargestellt. Auf Grundlage von Abrechnungsdaten können außer den RD 2.0 relevanten Prognosen auch Lasten mit Hilfe von Standardlastprofilen zunächst hochgerechnet und anschließend über ein Routingverfahren im Netz lokalisiert werden. Hier sind in erster Linie Abrechnungsdaten von Privat- und Geschäftskunden der Stadtwerke zu nennen, um eine Abschätzung der Lastsituation an den jeweiligen Mittelspannungstransformatoren zu erhalten. Dabei nutzt das Routingverfahren, welches beispielhaft in Abbildung 7 dargestellt ist, Adressdaten aus den Abrechnungsdaten sowie die Geokoordinaten der Netzelemente zur Zuordnung.

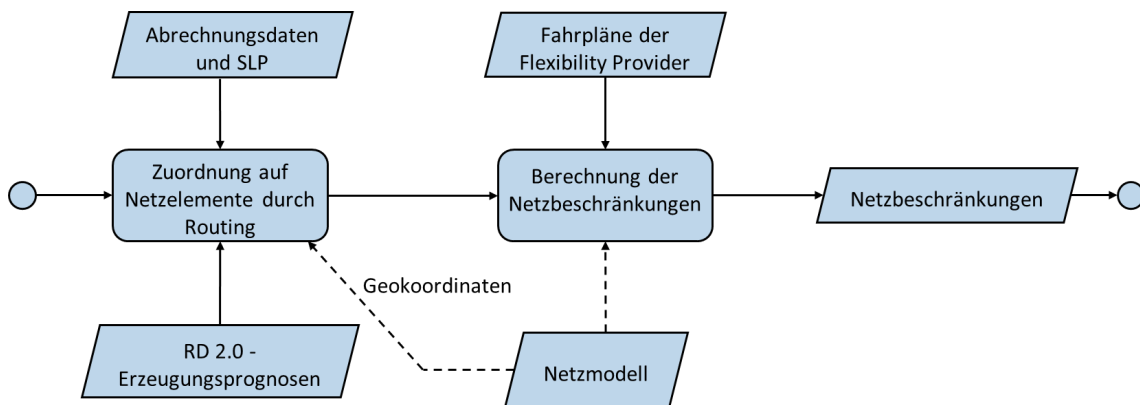


Abbildung 6: Vorbereitung und Durchführung der Berechnung der Netzbeschränkungen

In der Praxis liegt oft lediglich ein detailliertes, aber nicht unbedingt digitalisiertes Netzabbild für die Mittelspannung vor, sodass die Zuordnung auf Mittelspannungstransformatoren geschieht. Im Rahmen des Vorhabens wurde dem Netzabbild zusätzlich auch die für die Demonstrationsstandorte relevanten Abgänge ins Niederspannungsnetz hinzugefügt, sodass für diese Bereiche eine detaillierte Netzberechnung ermöglicht wurde. Die Netzbegrenzung berechnet sich dabei über ein iteratives Verfahren, welches den zulässigen Spannungsbereich der Leitungen sowie die Leistungsgrenzen der Transformatoren einbezieht und daraus die maximalen Lasten an den Netzanschlusspunkten bestimmt.

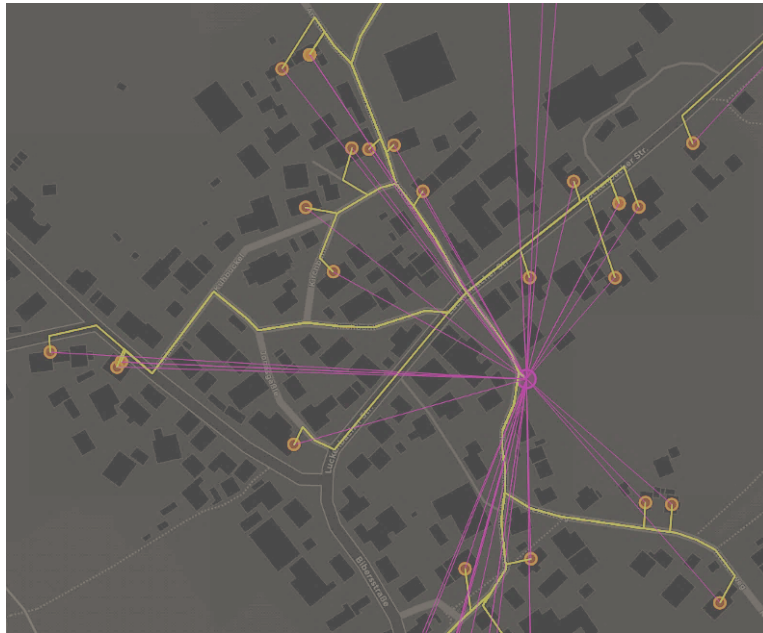


Abbildung 7: Beispielhafte Darstellung des am ZSW entwickelten Routing-Algorithmus.

4.2.2 Virtuelles Kraftwerk und Quartiersoptimierung

Wie in Abschnitt 5.1.2 beschrieben, dient der Standort des Holzgrundareals im Vorhaben als Demonstrationsobjekt für die quartiersintegrierte Einbindung von Ladeinfrastruktur. Die gesamte Energieversorgung (Wärme und Elektrizität) wird am Holzgrundareal als Contracting-Lösung von den Stadtwerken Ludwigsburg übernommen. Dabei kommt in der Heizzentrale die Optimierungssoftware vom Automatisierungshersteller AVAT zum Einsatz, mit dessen Hilfe der Betrieb der Anlagen geplant und vermarktet wird. Die vereinfachte steuerungstechnische Systemanbindung ist in Abbildung 8 dargestellt. Dabei wird zur marktlichen Integration des virtuellen Kraftwerks das marktreife Produkt SE2DIRECTOR genutzt, das eine Vermarktungsschnittstelle zur Syneco besitzt. Für die zugehörige Quartiersoptimierung wird hingegen das Produkt SE2OPTIMIZER genutzt. Der Quartiersoptimierer bildet die Ladesäulen dabei bisher als regulären elektrischen Verbraucher ab ohne jedoch das Flexibilisierungspotential zu berücksichtigen. Außerdem werden netzseitige Begrenzungen bisher nicht dynamisch eingebunden. Im Rahmen dieses Vorhabens wurden daher die kommerziellen Softwarepakete in den Abstimmungsprozess eingebunden und die Gesamtlösung somit um die bisher nicht abgedeckten Aspekte erweitert.

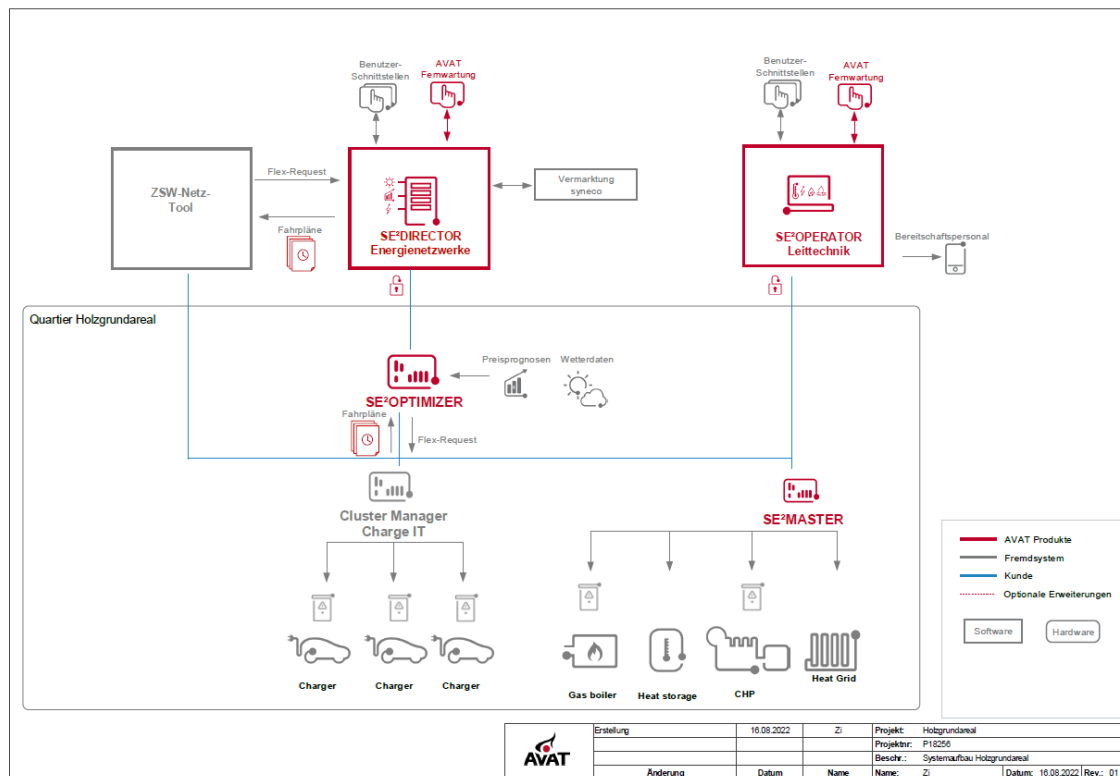


Abbildung 8: Quartiersoptimierer der Firma AVAT

Vorgehen bei der Vorgabe netzseitiger Beschränkungen

Sobald vom Verteilnetzbetreiber in der Rolle als CP netzseitige Beschränkungen an den Quartiersbetreiber bzw. das VK in der Rolle als FP vorgegeben werden, aktiviert der Quartiersbetreiber den Abstimmungsdurchlauf, der in Abbildung 9 dargestellt ist. Dabei werden zunächst durch Fahrplanoptimierung die Kapazitätsgrenzen für das Ladecluster bestimmt. Basierend auf diesen Kapazitätsgrenzen, die vom Quartiersbetreiber als CP an das Ladecluster als FP übermittelt werden, wird auf Seiten des Ladecluster-Managements die Ladekapazitäts- und Flexibilitätsabschätzung durch den CO vorgenommen, dessen Methodik ausführlich in Abschnitt 4.2.3 beschrieben ist. Sofern die Ladebedarfsabschätzung bei den gegebenen Kapazitätseinschränkungen keine Gefährdung der voraussichtlichen Ladeziele ermittelt, wird die Ladegrenze für das Ladecluster übernommen und der voraussichtlich benötigte Kapazitätsbedarf für die Ladevorgänge an den Quartierbetreiber übermittelt. Sofern die zugeteilte Kapazität für

das Ladecluster nicht ausreicht, wird der Mehrbedarf, sofern er in einem vorherigen Lauf noch nicht gemeldet worden ist, an den Quartiersbetreiber übermittelt. Der gemeldete Mehrbedarf berücksichtigt dabei bereits eine definierte Reduktion der Ladeziele, die als hinnehmbar angesehen werden.

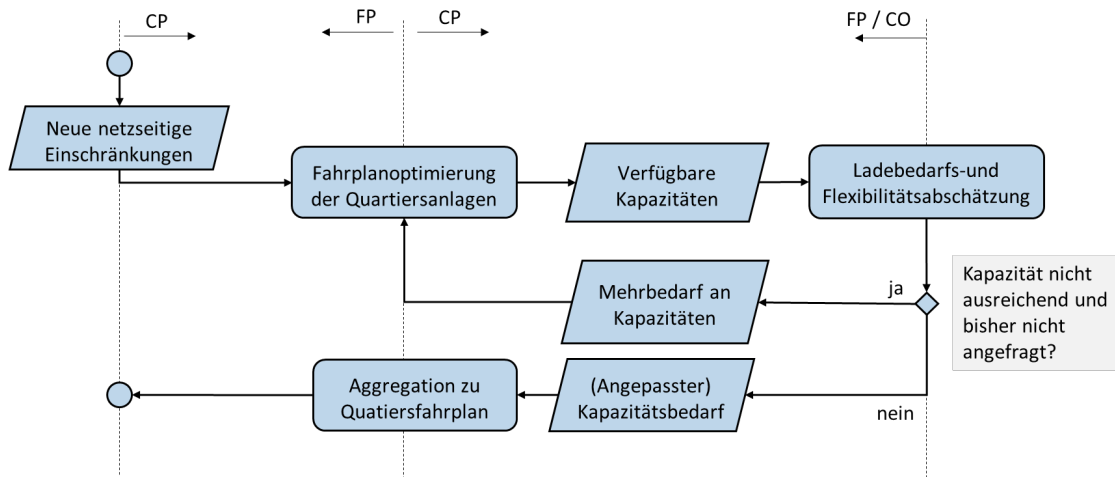


Abbildung 9: Abstimmung zwischen Quartier und Ladecluster-Management

Nach Rückgabe des Kapazitätsmehrbedarfs für die (potentiellen) Ladevorgänge, prüft der Quartiersoptimierer, ob weitere Anpassungen möglich sind, um die Gesamtkapazitätsgrenzen des Quartiers zu jedem Zeitpunkt des Vorhersagehorizonts einzuhalten. Prinzipiell können diese Anpassungsmaßnahmen durch Anpassung der Erzeugungsleistung, z.B. eines BHKWs im Zusammenhang mit der Nutzung eines Wärmespeichers, durch die Aktivierung von Batteriespeicherkapazitäten oder die Anpassungen weiterer flexibler Lasten, wie Wärmepumpen erfolgen. Im Fall des Holzgrundareals sind die Anpassungsmaßnahmen jedoch auf das Blockheizkraftwerk und den Wärmespeicher begrenzt. Falls auf Quartiersebene keine Anpassungen möglich sind (z.B. auf Grund der Taktzeiten des BHKW), so bleibt als letzte Option lediglich die Abregelung der Ladesäulen am LadeCluster. Da die Abregelung möglicherweise mit einer erheblichen Komforteinschränkung für den EV-Nutzer verbunden ist, sollte sie nur in Ausnahmefällen durchgeführt werden.

4.2.3 Ladecluster-Management

Im Bilanzraum der Ladeinfrastruktur agiert das Ladecluster-Management einerseits als Kommunikationsschnittstelle zur überlagerten Instanz (Quartiersoptimierer oder Verteilnetzbetreiber). Wie in Abbildung 10 dargestellt, werden Leistungsbeschränkungen für das gesamte Ladecluster entgegengenommen und prognostizierte Ladeleistungen bzw. Leistungsanpassungen zurückgesendet. Andererseits wird durch das Ladecluster-Management die verfügbare Gesamtleistung des Clusters auf die einzelnen Ladepunkte aufgeteilt. Zur Verteilung der Ladeleistung werden verschiedene Ansätze verfolgt. Ein bekannter Ansatz ist das gleichverteilte Laden, bei dem jedem angeschlossenen EV die gleiche Ladeleistung zugeteilt wird. Ein weiterer verbreiteter Ansatz ist das Verteilungsprinzip „First-Come-First-Serve“, bei dem nach der Ankunftsreihenfolge die Ladeleistungen priorisiert werden. Um das Ladecluster-Management in den prognosebasierten Prozess einzubinden, wird das Management um den Prozessbaustein zur Abschätzung des Kapazitätsbedarfs und der Flexibilität ergänzt, der in der Rolle des Capacity-Optimizers aus dem OSCP-Protokoll agiert (siehe Abschnitt 4.1.1). Der CO erhält dabei die Messdaten der einzelnen Ladesäulen bzw. Ladepunkte über das Ladecluster-Management, welches die Rolle des CP erfüllt.

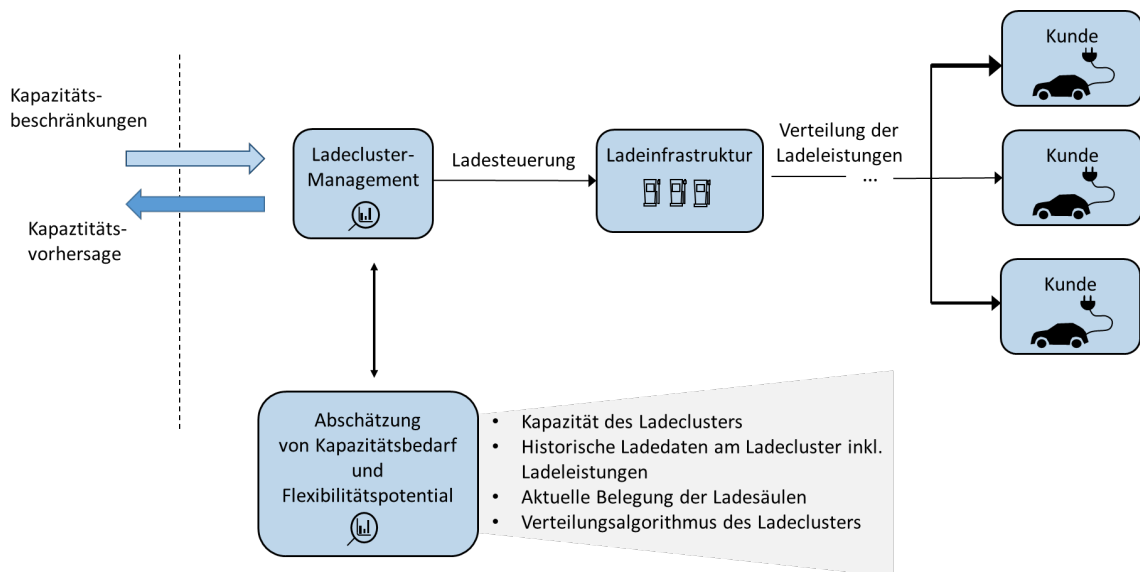


Abbildung 10: Rollen innerhalb des Ladecluster-Managements

Vorbetrachtung der historischen Ladedaten zur Kapazitätsbedarfsabschätzung

Der voraussichtliche Ladebedarf des Ladeclusters für den gegebenen Vorhersagehorizont wird auf Grundlage von historischen Ladedaten des Standortes erzeugt, die dem Betreiber-Backend entnommen werden. Die Backend-Daten bestehen erfahrungsgemäß aus den abrechnungsrelevanten Daten, wie dem Ein- und Austeckzeitpunkt, der gesamten geladenen Energiemenge sowie der Ladezeit. Die Ladeleistung wird beim AC-Laden oft nicht explizit angegeben und kann lediglich aus den anderen Informationen geschätzt werden. Der Rohdatensatz aus dem LIS-Backend enthält oftmals nicht repräsentative Daten (z.B. auf Grund von abgebrochenen Ladevorgängen direkt nach dem Start), die zunächst herausgefiltert werden müssen.

Um den Ladebedarf für das gesamte Ladecluster zu ermitteln, müssen die einzelnen Ladepunkte über ihre Adressen zu Ladeclustern zusammengefasst werden. Anschließend werden die historischen Ladevorgänge statistisch ausgewertet. Da die Kapazitätsvorhersagen im Viertelstundenraster angegeben werden, werden die Ankunfts wahrscheinlichkeiten ebenfalls für jede Viertelstunde einer Woche berechnet. Dafür wird für jeden Ladepunkt das Verhältnis zwischen der Häufigkeit der beobachteten Startvorgänge im betrachteten Intervalltyp (z.B. Montag, 9:00 – 9:15 Uhr) zu der absoluten Anzahl⁶ der einzelnen, spezifischen Intervalltypen im Beobachtungszeitraum berechnet. Anschließend ergibt sich die Ankunfts wahrscheinlichkeit für das Ladecluster als gemittelte Ankunfts wahrscheinlichkeit der ihr zugehörigen Ladepunkte. In Abbildung 11 ist diese für den Standort „Mitarbeiterparkplatz“ dargestellt.

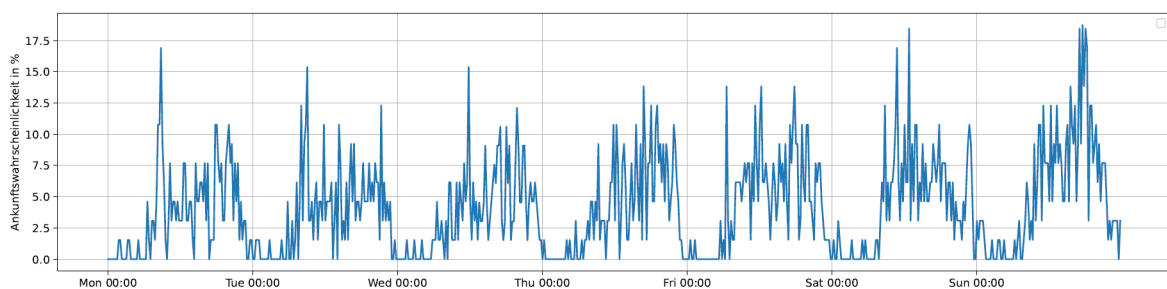


Abbildung 11: Mittlere Ankunfts wahrscheinlichkeiten für einen Ladepunkt an einer Ladesäule am Beispiel des Ladeclusters „Mitarbeiterparkplatz“

Zusätzlich zu den Ankunfts wahrscheinlichkeiten werden außerdem Statistiken zur Ladeleistung der EVs, Parkzeiten und Ladeenergiemengen benötigt. Aus den gesamten

⁶ Dabei werden nur Zeitintervalle betrachtet, bei denen der Ladepunkt nicht belegt war.

Backend-Daten für die öffentliche Ladeinfrastruktur der Stadtwerke Ludwigsburg wurde die Ladeleistungsverteilung in Abbildung 12 geschätzt.

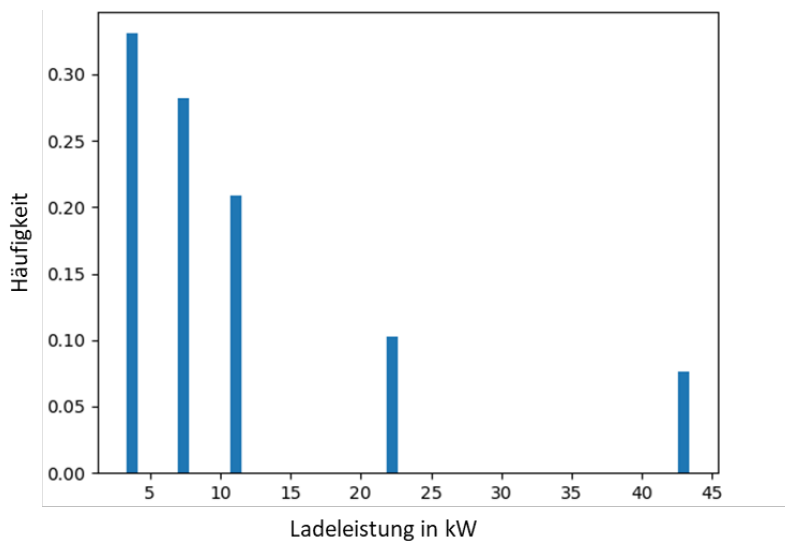


Abbildung 12: Histogramm der Ladeleistungen

Es zeigt sich, dass viele Ladevorgänge mit geringen Ladeleistungen < 10 kW durchgeführt werden. Da an den Standorten des Vorhabens lediglich AC-Ladeinfrastruktur verbaut ist, wurde für den Demonstrationsbetrieb die Statistik bis 22 kW Ladeleistung verwendet.

Die Energiemengen- und Parkzeitverteilung kann ebenfalls aus den Backend-Daten gewonnen werden. Prinzipiell ist zu beachten, dass diese Verteilungen in der Realität nicht unabhängig voneinander sind, sondern eine gemeinsame Statistik aufweisen. Da zur Ermittlung der gemeinsamen Verteilung jedoch eine hohe Datenmenge verfügbar sein muss, wurde die Verteilung vereinfacht als unabhängig voneinander angenommen. Abbildung 13 zeigt beispielhaft die Lademengenverteilungen für die unterschiedlichen Wochentage für den Mitarbeiterparkplatz.

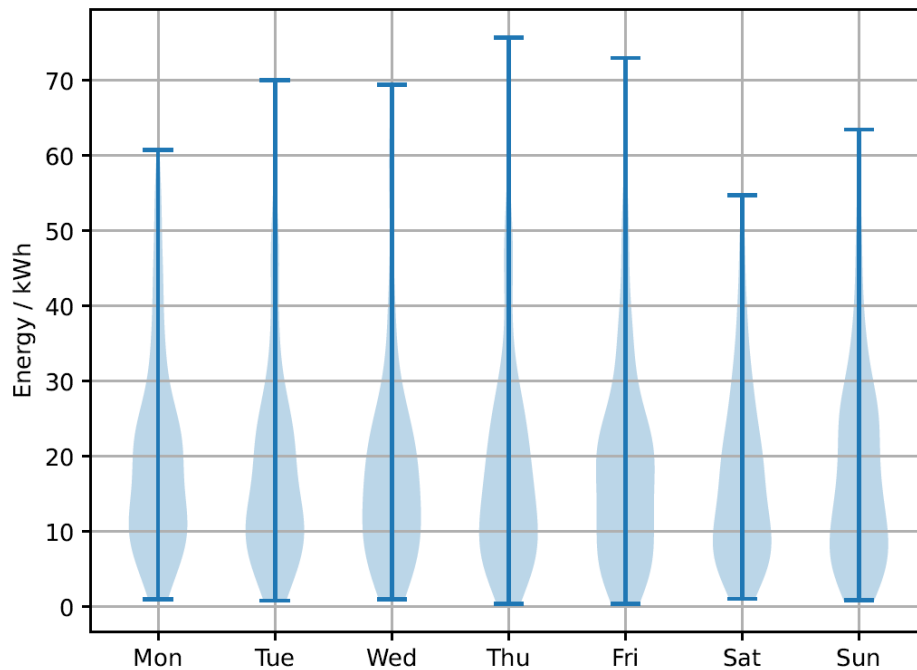


Abbildung 13: Verteilung der Energiemengen pro Ladevorgang am Mitarbeiterparkplatz

Vorgehen zur Abschätzung des Kapazitätsbedarfs und des Flexibilitätspotentials

Bevor der Kapazitätsbedarf und das Flexibilitätspotential der Ladevorgänge bestimmt werden können, werden anhand der vorher beschriebenen Verteilungen Szenarien für den Belegungsplan und die Randbedingungen der möglichen Ladevorgänge erstellt. Das Vorgehen zur Bestimmung eines Szenarios ist in Abbildung 14 dargestellt.

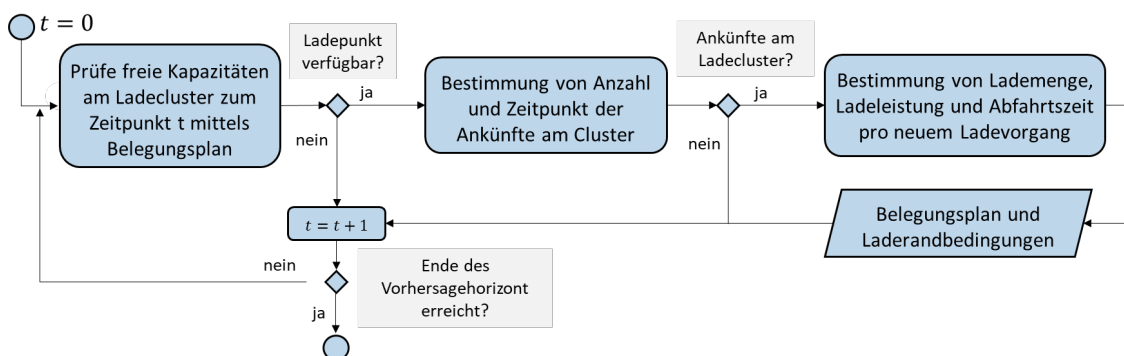


Abbildung 14: Ablaufplan zur Erstellung eines Ladeszenarios am Ladecluster

Dabei wird die Belegung der Ladepunkte des Ladeclusters iterativ über den Vorhersagezeithorizont ermittelt. Beginnend beim Zeitpunkt $t=0$ wird anhand der aktuellen Situation an den Ladesäulen die Belegung geschätzt. Anschließend werden für das nächste Zeitintervall mithilfe der Ankunfts Wahrscheinlichkeit die neuen Ankünfte von EV bestimmt. Dabei wird stets die Gesamtanzahl an Ladepunkten des Ladeclusters berücksichtigt, sodass lediglich so viele Ladevorgänge gestartet werden können, wie freie Ladepunkte im Ladecluster zur Verfügung stehen. Anschließend werden auf Grundlage der Energiemengen,- Standzeit- und Ladeleistungsverteilungen die weiteren Randbedingungen der Ladevorgänge ermittelt und der neue Belegungsplan bestimmt. Dieses Verfahren wird so lange weitergeführt, bis der gesamte Vorhersagehorizont durchlaufen ist. Der gesamte Ablauf wird für eine vorgegebene Anzahl an Szenarien durchgeführt. Anschließend werden die Ergebnisse der Szenarienerstellung bei der Abschätzung des Kapazitätsbedarfs des Ladeclusters verwendet, dessen Ablauf in Abbildung 15 dargestellt ist.

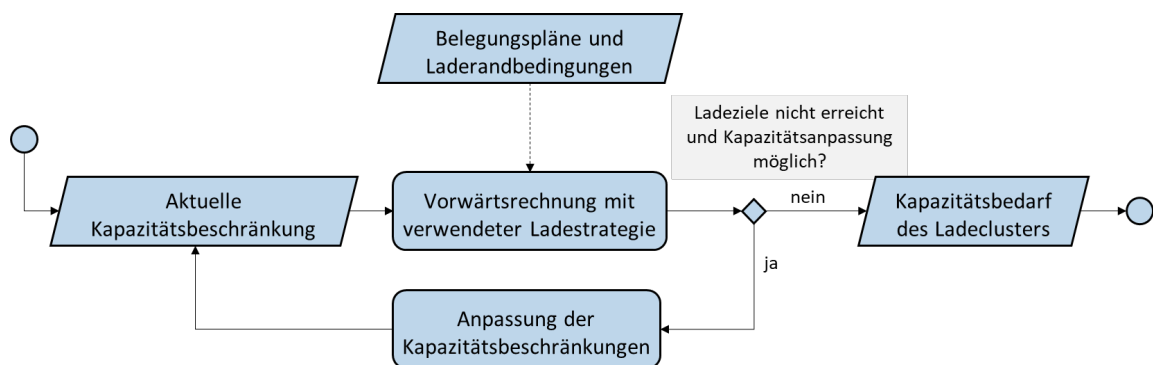


Abbildung 15: Ablauf der Kapazitätsbedarfsabschätzung

Ausgangspunkt für die Berechnung ist dabei die aktuelle Kapazitätsbeschränkung, welche vom CP vorgegeben wird. Für jedes Szenario wird im Anschluss eine Vorwärtsrechnung durchgeführt, die die verfügbaren Ladekapazitäten auf die Ladevorgänge des Szenarios aufteilt. Dabei wird der verwendete Ladealgorithmus in die Vorwärtsrechnung eingepflegt. Im Rahmen des Vorhabens wurde als Ladealgorithmus „gleichverteiltes Laden“ verwendet, bei dem jedem angeschlossenen EV die gleiche Ladeleistung zur Verfügung gestellt wird. Prinzipiell wird das Flexibilisierungspotential durch die Wahl des Ladealgorithmus beeinflusst. Je genauer die Ladepunkte auf ihre tatsächlichen Bedarfe abgestimmt werden können, desto besser lassen sich Lasten durch die Ladevorgänge auf die Zeitpunkte verschieben, zu denen sie möglichst geringe Komforteinschränkungen des EV-Nutzers hervorrufen. Es muss jedoch beachtet

werden, dass für einen optimierten Ladealgorithmus auch die entsprechenden Daten (Abfahrtszeiten, EV-Modell usw.) vorliegen müssen⁷. Die Vor- und Nachteile verschiedener Ladestrategien wurden bereits in einem vorherigen Projekt „eLISA-BW“ beleuchtet⁸.

Im Anschluss werden die Ergebnisse der Vorwärtsrechnung mit den Ladezielen abgeglichen. Für den Abgleich wird zusätzlich definiert, welche Komforteinschränkungen gegenüber dem EV-Nutzer vertretbar sind (durch Angabe des nicht zu überschreitenden Mittelwerts und Maximalwerts der Abweichung ohne Abregelung über alle Szenarien). Sofern die Ladeziele einschließlich des Einbezugs der Komforteinschränkungen nicht erreicht werden können, wird berechnet, welche minimalen Anpassungen der Kapazitätsbeschränkungen erforderlich sind, sofern dieser in vorherigen Abstimmungsläufen noch nicht an den CP kommuniziert wurde⁹.

⁷ Diese Daten werden aktuell beim AC-Laden nicht standardmäßig vom Fahrzeug an die Ladesäule übermittelt.

⁸ Abschlussbericht ist online abrufbar unter: <https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/10406-eLISA-BW.pdf>

⁹ Das OSCP-Protokoll sieht für die Beendigung des Abstimmungsprozess keinen expliziten Prozess vor, sodass dieser weder von CP noch von FP beendet werden kann. Im Vorhaben wurde für dieses Problem eine zusätzliche Codierung über den Header-Eintrag X-Correlation-ID verwendet.

5 Demonstrationsbetrieb

Im folgenden Kapitel wird die Demonstration des in Kapitel 4 vorgestellten Abstimmungsprozess beschrieben. Zunächst wird dafür in Abschnitt 5.1 auf die Installationsarbeiten an den für das Vorhaben relevanten Standorten eingegangen. Der Abschnitt 5.2 führt anschließend die Ergebnisse des Demonstrationsbetriebs aus.

5.1 Planung und Aufbau intelligenter Ladeinfrastruktur und Installation von Mess- und Regelungstechnik

Im Rahmen des Förderprojektes wurden an zwei Standorten Ladeinfrastruktur (LIS) mit intelligentem Lastmanagement installiert. Die Beschreibung der Standorte sowie die durchgeführten Installationsarbeiten werden in den Abschnitten 5.1.1 und 5.1.2 bzw. 5.1.3 ausgeführt.

5.1.1 Standort Betriebshof SWLB

Der erste Standort ist der Betriebshof der Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim (SWLB), dessen Luftaufnahme in Abbildung 16 dargestellt ist. Hierfür wurde die Bestandsladeinfrastruktur durch lastmanagementfähige ersetzt und um 6 weitere Ladepunkte ausgebaut. Damit sind nun insgesamt 10 Ladepunkte in Betrieb.



Abbildung 16: Standort Betriebshof SWLB

Zusätzlich wurde das erforderliche Lastmanagement der Firma Charge IT installiert und in Betrieb genommen (siehe Abschnitt 5.1.3). Der technische Aufbau sieht dabei eine mögliche Erweiterung bei steigendem Bedarf vor. Am Standort Betriebshof SWLB wurde die LIS nach dem Lageplan in Abbildung 17 errichtet. Somit können hier sowohl Autos aus dem Fuhrpark der SWLB als auch Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter laden.

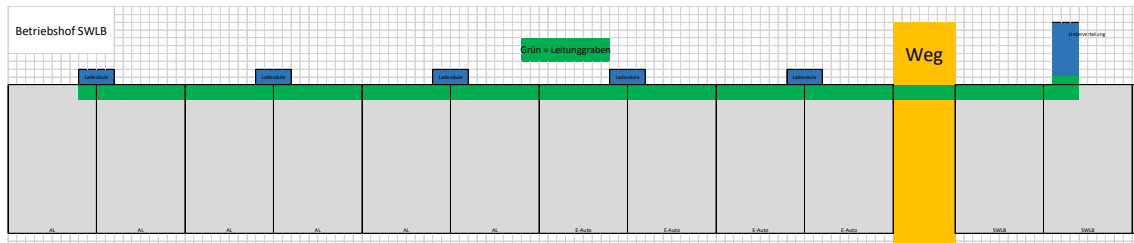


Abbildung 17: Lageplan LIS Betriebshof SWLB

In Abbildung 18 ist die LIS bei einem Testlauf mit unterschiedlichen Elektroautos und Ladeleistungen abgebildet. Hier wurde das dynamische Lastmanagement, welches die Last auf die einzelnen Ladevorgänge verteilt, getestet.



Abbildung 18: Testlauf der Ladeinfrastruktur am Standort Betriebshof SWLB

5.1.2 Standort Holzgrundareal

Der zweite Standort ist das Holzgrundareal in Kornwestheim, welches in Abbildung 19 dargestellt ist. Das Quartier beinhaltet mehr als 50 Wohnungseinheiten, eine Gewerbeeinheit und eine öffentliche Tiefgarage. Die wärmeseitige Versorgung des Areals erfolgt über eine Heizzentrale mit einem BHKW (33 kW_{el}), wobei eine übergeordnete Regelung des Herstellers AVAT zum Einsatz kommt. In der öffentlichen Tiefgarage wurde in der Vergangenheit bereits eine nicht lastmanagementfähige Ladesäule mit 2 Ladepunkten betrieben, die im Rahmen des Projektes um 2 weitere Ladesäulen mit insgesamt 4 Ladepunkten ergänzt wurde. Um dies – ohne in Zukunft in weitere Netzausbaumaßnahmen oder die Verlegung eines neuen Hausanschlusses investieren zu müssen – tun zu können, wurde die bestehende nicht lastmanagementfähige LIS durch eine lastmanagementfähige ersetzt und in die AVAT seitige Regelung eingebunden, um ein übergeordnetes Lastmanagement für das Quartier zu ermöglichen.



Abbildung 19: Standort Holzgrundareal

Am Standort Holzgrundareal wurde die LIS in die bestehende Elektroinstallation integriert und um das dynamische Lastmanagement ergänzt. Einer der elektrifizierten Stellplätze ist in Abbildung 20 zu sehen.



Abbildung 20: Ladeinfrastruktur Standort Holzgrund

5.1.3 Inbetriebnahme des intelligenten Lademanagements

Das Herzstück beider Anlagen bildet das intelligente Lastmanagement der Ladeinfrastruktur. Ohne dieses würde die zusätzliche Last durch die Elektromobilität

unkontrolliert auf den Hausanschluss und die nachgelagerte Netzebene treffen. Da die Stromnetze insbesondere in zukünftigen Szenarien mit hoher Durchdringung von E-Mobilität nicht vollumfänglich auf diese zusätzlichen Lasten ausgelegt sind, bedarf es intelligenter Lösungen. Das bisherige Lastmanagement der Firma ChargeIT sorgt dafür, dass über eine Live-Messung der aktuelle Strombezug des Gebäudes (ohne E-Mobilität) erfasst wird. Im Vorfeld wird eine maximale Obergrenze festgelegt, welche durch die bestehende Last sowie die zusätzliche E-Mobilität nicht überschritten werden soll (verfügbare Ladeleistung). Diese verfügbare Ladeleistung wird klassischerweise über die Jahresdauerlinie des Hausanschlusses ermittelt. Die Jahresdauerlinie zeigt dabei den Leistungsbedarf des Objekts auf Basis der jeweiligen Nutzungszeit. Aus der Jahresdauerlinie wird ersichtlich, wie viele Stunden im Jahr eine bestimmte Leistung nachgefragt wird. Außerdem wird ein zweiter Wert festgelegt. Dieser gibt an, wie viel von der verfügbaren Leistung maximal ausschließlich für das Ladecluster zur Verfügung gestellt wird (max. Charging Limit Cluster).

Auf Basis dieser Kennzahlen wird das Lastmanagement ohne Einbindung des Abstimmungsprozesses parametrisiert. Somit wird verhindert, dass der eingestellte maximale Wert an Ladeleistung den höchsten Lastbedarf ohne E-Mobilität überschreitet. Nach erfolgreicher Installation und Parametrierung des Systems regelt das Lastmanagement die Leistungsverteilung je nach zur Verfügung stehender Gesamtleistung jeden einzelnen Ladepunkt. Im Vorhaben „FlexCharge“ wurde außerdem eine Dynamisierung dieser Grenze vorgenommen. Durch die Kommunikation mit der überlagerter Ebene kann die Leistungsgrenze an den Netzzustand angepasst werden. Die in vorherigen Abschnitten beschriebene OSCP-Implementierung des Flexibility Providers realisiert dabei den Durchgriff auf das Ladecluster-Management.

5.2 Ergebnisse aus dem Demonstrationsbetrieb

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse des Demonstrationsbetriebs vorgestellt, der im Rahmen des Vorhabens durchgeführt wurde. Um die implementierten Abläufe in einer kritischen Situation aufzeigen zu können, mussten für die Berechnungen Veränderungen an der Abbildung des Realsystems vorgenommen werden. Dies beläuft sich sowohl auf die Parametrisierung des Netzmodells, als auch auf die Randbedingungen des Holzgrundareals. Um die Abhängigkeit der netzseitigen Beschränkungen im Ablauf zu erhöhen, wurde dafür einerseits die Kabellänge des Niederspannungsabgangs verlängert. Zusätzlich wurden die Skalierungsfaktoren zur Berechnung der Netzlasten um 30% erhöht, um somit eine Zunahme von E-Mobilität und Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen vereinfacht abzubilden.

Das Blockheizkraftwerk am Holzgrundareal ist aktuell als Volleinspeisung realisiert und versorgt somit keine der dezentralen Verbraucher. In Bezug auf die Ladeinfrastruktur ist dies u.a. auch durch das Problem der Graustrominfizierung begründet. Um die Abstimmung zwischen Quartiersoptimierung und Ladeclustermanagement aufzeigen zu können, wurde daher für den Demonstrationslauf das Energiesystemmodell im Quartiersoptimierer dahingehend angepasst, dass bei der Optimierung die Ladesäulen mit Strom aus dem Blockheizkraftwerk versorgt werden können. Da der Demonstrationslauf durch organisatorische Rahmenbedingungen erst im Sommer 2022 realisiert werden konnte, wurde außerdem abweichend zu den realen Gegebenheiten eine Wärmelast vorgesehen.

In Bezug auf die Ladeinfrastruktur des Holzgrundareals hat sich gezeigt, dass diese von den Kunden bisher nur in sehr geringem Maße genutzt wird. Dies ist vermutlich darin begründet, dass um das Areal herum viele kostenlose Parkplätze vorhanden sind, wohingegen die Standzeit in der Tiefgarage mit Parkgebühren verbunden ist. Ein weiterer Grund für die geringe Auslastung ist, dass für die Anwohner des Holzgrundareals bisher noch kein attraktives Angebot zur Nutzung der Ladesäulen etabliert wurde. Daher wurde für den Demonstrationsbetrieb zwei Veränderungen zum realen Zustand vorgenommen. Da das Holzgrundareal über 50 Wohnungen umfasst, wurde die Ladeinfrastruktur für die Berechnungen auf 24 Ladepunkte ausgeweitet. Außerdem wurden synthetische Ankunfts-wahrscheinlichkeitsfunktionen verwendet, bei der eine erhöhte Wahrscheinlichkeit von Ankünften in den frühen Abendstunden vorliegt. Auf diese Weise wird ein Szenario erzeugt, welches sich in ähnlicher Form ergibt, wenn die Tiefgarage auch von Anwohnern des Holzgrundareals in großer Anzahl genutzt

werden würde. Die zulässige Abweichung zu den Ladezielen (vollgeladenes EV) wurde für den Demonstrationslauf auf maximal 25% unter Gesamtladungsmenge und über alle Ladevorgänge hinweg auf weniger als 5% Abweichung festgelegt.

Zur Einordnung der folgenden Abschnitte ist die Gliederung in Abbildung 21 verdeutlicht. Zunächst wird in Abschnitt 5.2.1 die Initialisierungsphase beschrieben. Anschließend werden in Abschnitt 5.2.2 die Ergebnisse der Netzberechnung und die dezentrale Abstimmung ausgeführt.

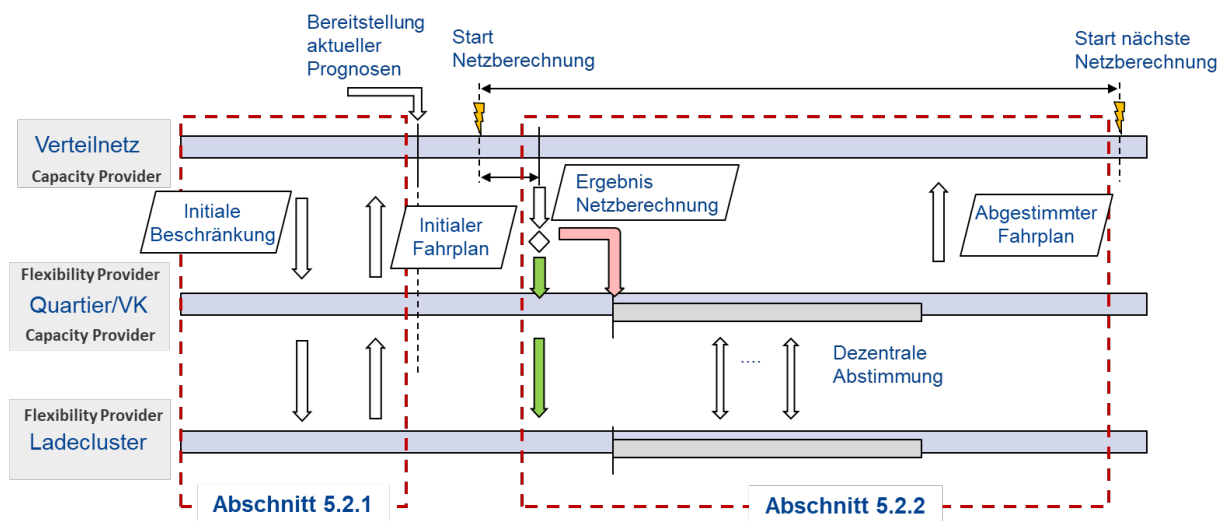


Abbildung 21: Der Durchlauf des Abstimmungsprozess: Nach der Initialisierungsphase (Abschnitt 5.2.1) folgt auf die Netzberechnung eine dezentrale Abstimmung (Abschnitt 5.2.2)

5.2.1 Initialisierung eines neuen Vorhersagehorizonts

Der Abstimmungsprozess, der bereits im Abschnitt 4.1 eingeführt wird, beginnt mit einem Initialisierungsvorgang auf Netzebene. Dafür kommuniziert der Netzbetreiber in der Rolle als CP eine Kapazitätsvorhersage an den FP, welche einen festgelegten initialen Kapazitätswert (z.B. die physikalische Kapazitätsgrenze des relevanten Netzelements) über den zu initialisierenden Vorhersagehorizont vorgibt und den Referenzwert für den Bezug ohne Leistungsbeschränkungen liefert. In Abbildung 22 oben ist die Initialisierung des Vorhersagehorizonts des Demonstrationslaufes im Cockpit des AVAT-Quartiersoptimierers dargestellt.

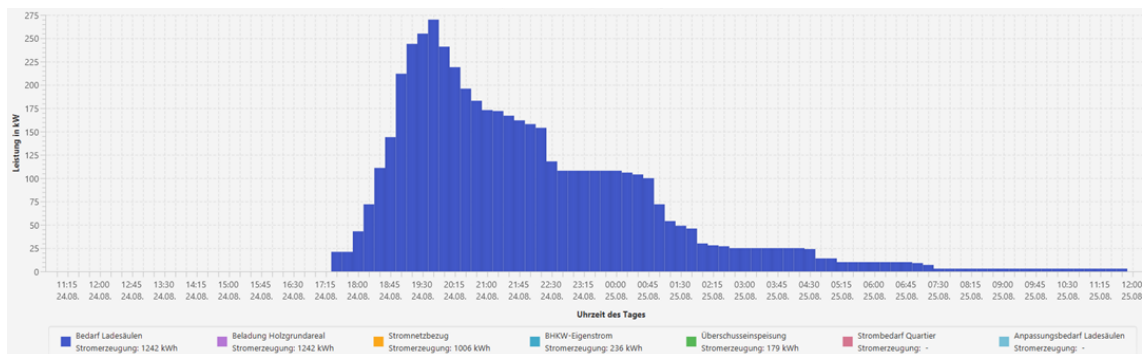
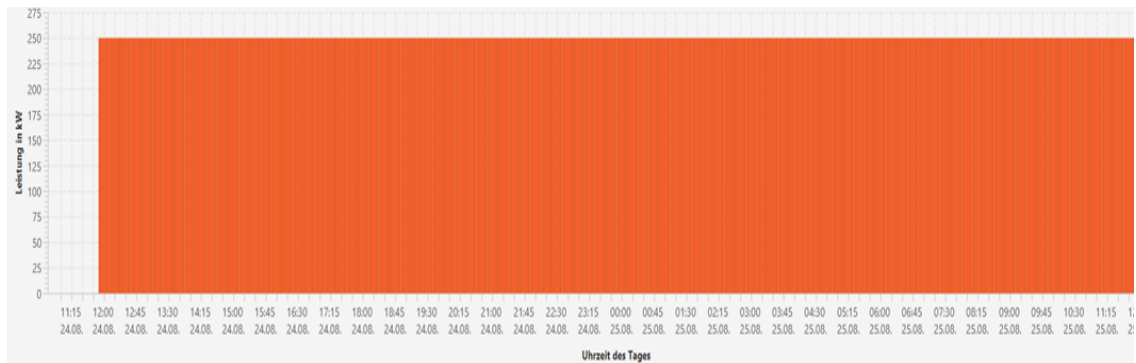


Abbildung 22: Initialisierung des neuen Vorhersagehorizonts mit konstanter Kapazitätsgrenze von 250 kW (oben) und Ergebnis der Kapazitätsbedarfsabschätzung für das Ladecluster ohne Einschränkungen (unten) – Screenshots des AVAT-Quartiersoptimierers (von 12.00 Uhr am 24.08. bis 12.00 Uhr am 25.08.2022).

Der Quartiersoptimierer bzw. das VK in der Rolle als CP meldet im Anschluss die freien Kapazitäten an den FP, wo die Kapazitätsabschätzung durchgeführt wird, die in Abschnitt 4.2.3 beschrieben ist. Das Ergebnis der Kapazitätsabschätzung für das Ladecluster für den Initialisierungslauf ist in Abbildung 22 unten dargestellt. Aufgrund der erhöhten Wahrscheinlichkeit der Ankünfte in den Abendstunden würde sich ohne Leistungsbeschränkungen eine Bedarfsspitze zwischen 19:30 Uhr und 20:30 Uhr ergeben. Der resultierende Kapazitätsbedarf wird durch den Quartiersbetreiber bzw. das VK in der Rolle als FP wieder an die Netzebene zurückgemeldet, wo im Anschluss die Netzberechnung durchgeführt wird.

5.2.2 Abstimmungsdurchlauf bei Netzeinschränkungen

Zu einem definierten Zeitpunkt wird die Netzberechnung für das Verteilnetz durchgeführt, um kritische Netzzustände zu identifizieren und den dezentralen Verbrauch netzdienlich zu koordinieren. Die Niederspannungsabgänge des Holzgrundareals werden dabei neben dem Ladecluster auch von den Wohn- und Gewerbeeinheiten des Areals beansprucht. Die elektrische Last der Gewerbe- und Wohneinheiten werden wie in Abschnitt 4.2.1 beschrieben zunächst auf das entsprechende Netzelement gemappt und anschließend über Standardlastprofile und Jahresenergiemenge abgeschätzt.

Da diese Lasten im betrachteten Demonstrationsbetrieb nicht aktiv gesteuert werden können, wird diese Last aus der Kapazitätsgrenze des FP herausgerechnet. Das BHKW des FP beliefert wärmeseitig das gesamte Holzgrundareal sowie im Rahmen des simulativen Demonstrationsbetriebs auf der elektrischen Seite das Ladecluster der Tiefgarage. In Abbildung 23 ist die Netzbeschränkung des FP, die in der Netzberechnung ermittelt wurde, über den Vorhersagehorizont dargestellt. Es zeigt sich, dass die vom FP gemeldete Kapazitätsvorhersage nicht konform mit der Netzbegrenzung ist.

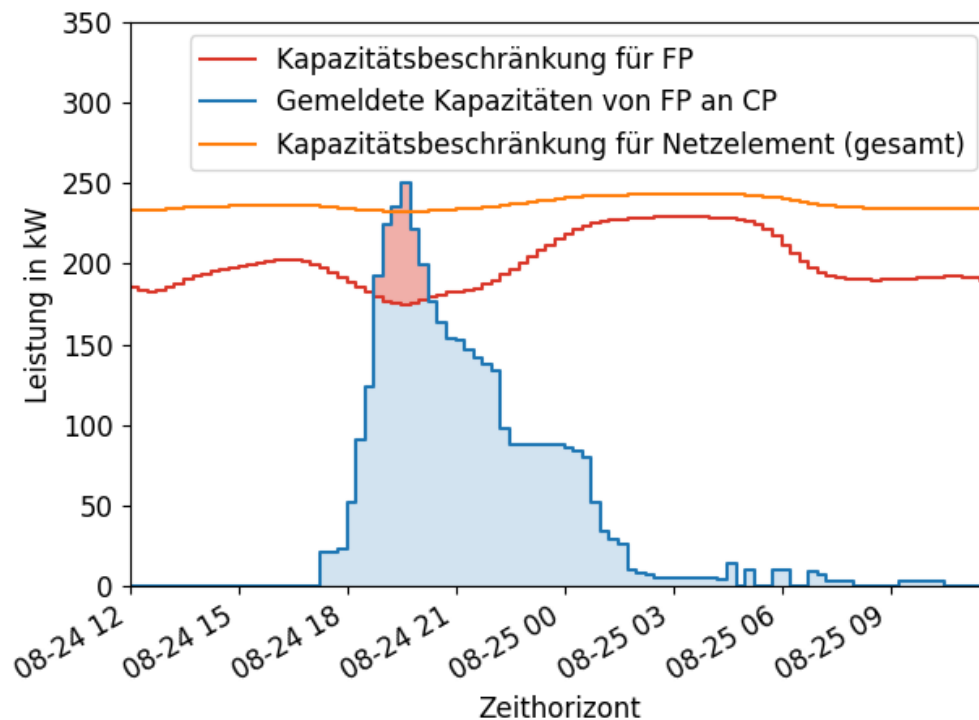


Abbildung 23: Ergebnis der Netzberechnung liefert die Beschränkungen für den Flexibility Provider (FP)

Daher wird im nächsten Schritt die Netzgrenze von der Netzebene an den FP kommuniziert, wo anschließend Fahrplankorrekturen vorgenommen werden. Auf Quartiersebene wird anschließend zunächst bewertet, ob und in welcher Größenordnung Fahrplanänderungen des Blockheizkraftwerks vorgenommen werden können, um die Netzbeschränkungen einzuhalten. Abbildung 24 zeigt das Ergebnis der Berechnungen des Quartiersoptimierers. Ein Teil der Lastüberhöhung kann dabei durch den Einsatz von BHKW-Eigenstrom reduziert werden. Jedoch wurden diese bereits im Initialisierungslauf eingeplant. Da das BHKW schon voll ausgelastet ist, kann keine zusätzliche Lastreduktion erreicht werden. Daher wird eine Anpassung der Lastgrenze des Ladeclusters erforderlich, um die vorgegebene Grenze einhalten zu können.

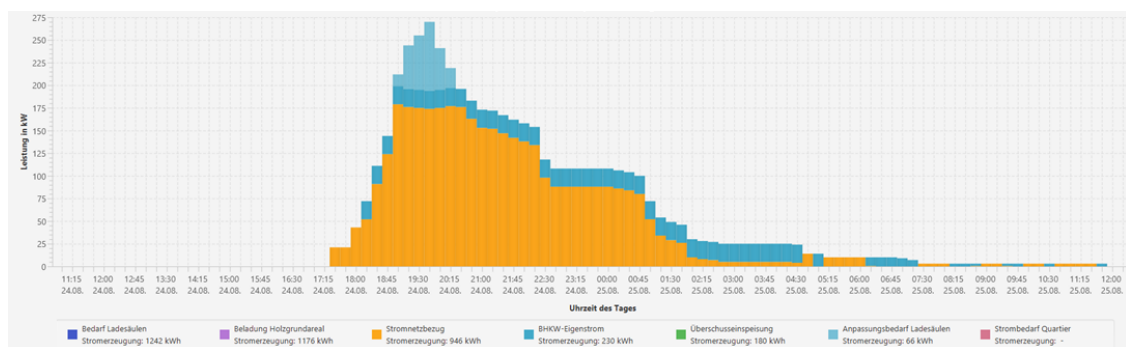


Abbildung 24: Prüfung der Fahrplananpassung auf Quartiersebene im AVAT-Quartiersoptimierer (Screenshot)

Im nächsten Schritt wird die neue Begrenzung für das Ladecluster ermittelt und kommuniziert, wo daraufhin das Verschiebepotential der Ladeinfrastruktur berechnet wird. Dabei wird basierend auf der verwendeten Ladestrategie berechnet, welchen Ladezustand die Fahrzeuge für die hinterlegten Szenarien bei gegebener Begrenzung erreichen. Sofern die definierten zulässigen Abweichungen nicht unterschritten werden, wird die Kapazitätsvorhersage dementsprechend angepasst. Wie in Abbildung 25 zu erkennen ist, kann ein Teil des Kapazitätsbedarfs auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden. Ein Teil der Überlast muss hingegen abgeregelt werden. Da diese Abregelung jedoch umgesetzt werden kann, ohne die zulässige Abweichung zu überschreiten, wird kein weiterer Bedarf an die überlagerte Ebene zurückgemeldet. Die kombinierte Kapazitätsvorhersage des FP wird anschließend wieder an die Netzebene kommuniziert und kann dort auf Netzverträglichkeit geprüft werden. Wie in Abbildung 26 gezeigt, wurde im Rahmen des Vorhabens der GridSage-Power-Observer dahingehend erweitert, dass sowohl die Netzgrenzen als auch die aktuelle Kapazitätsvorhersage des

Flexibility Provider dem Nutzer graphisch angezeigt wird. Es ist zu erkennen, dass die Netzgrenze nach Durchlauf des Abstimmungsprozesses eingehalten werden kann.

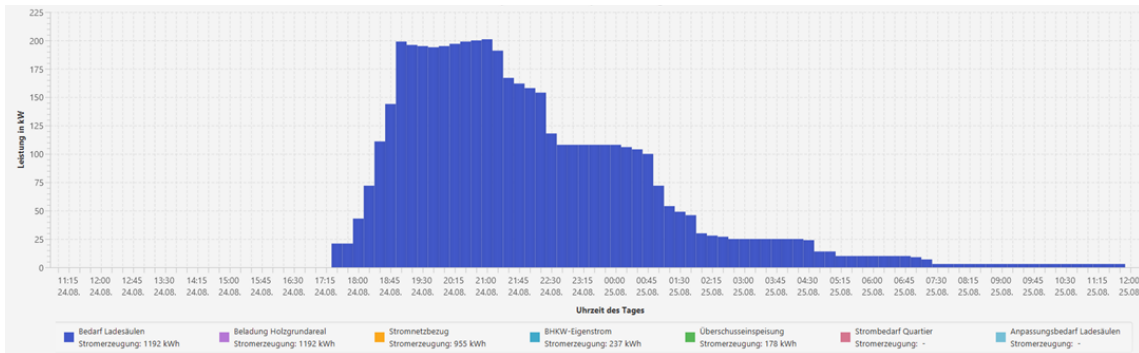


Abbildung 25: Angepasster Kapazitätsbedarf an den Ladesäulen im AVAT-Quartiersoptimierer (Screenshot)

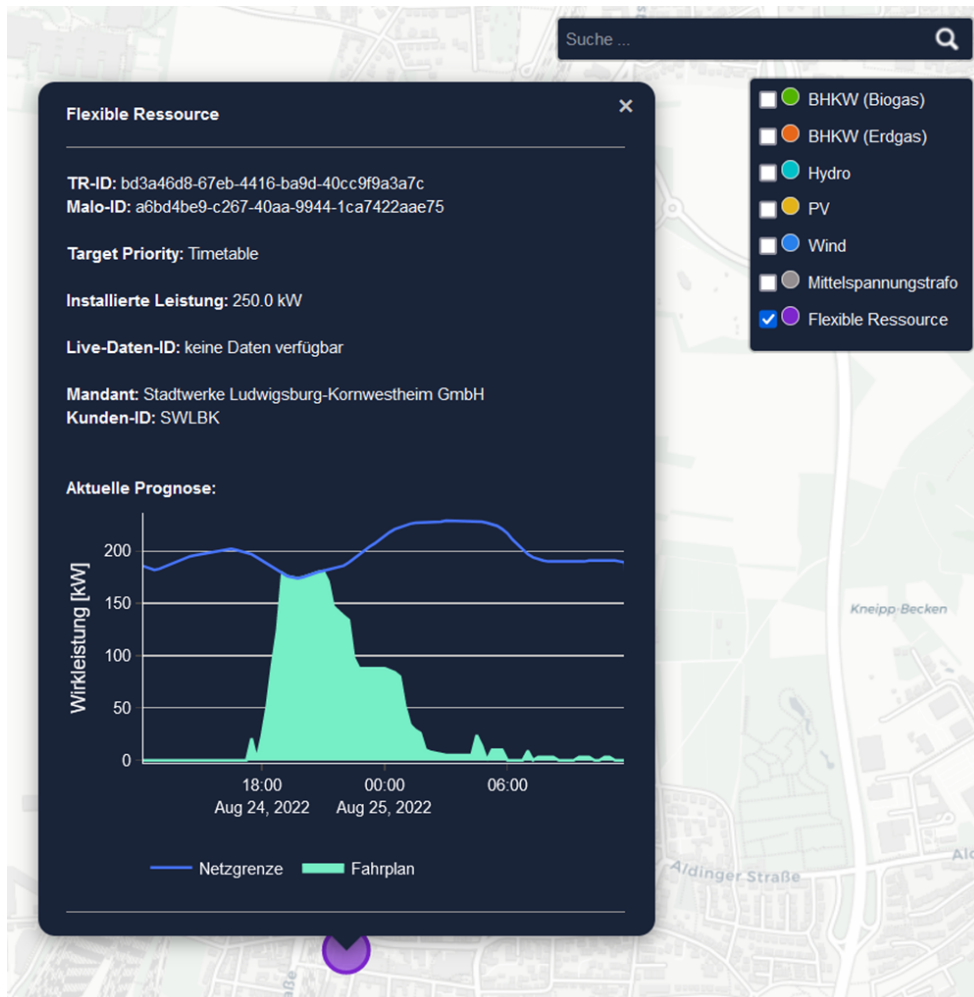


Abbildung 26: Darstellung der Kapazitätsvorhersage im Power-Observer. Nach dem Abstimmungsvorgang kann die vorgegebene Netzgrenze eingehalten werden

6 Transfer, Reproduktion und Verwertung

6.1 Transfer

Zur Verbreitung der Umsetzung wurde das Projekt an folgenden Konferenzen/Tagungen vorgestellt:

- Posterbeitrag beim Kolloquium Umweltforschung, Juli 2021
- Vortrag beim INPUT-Vernetzungsworkshop, Februar 2022
- Vortrag bei der Netzsicherheitskonferenz in Schwäbisch Hall, Oktober 2022

6.2 Leitfaden zur Reproduktion

Der im Vorhaben umgesetzte Abstimmungsprozess basiert auf dem freizugänglichen Open Smart Charging Protocol (OSCP 2.0) und kann somit prinzipiell auch auf die Systeme von anderen Stadtwerken, Netzbetreibern usw. als Ganzes übertragen bzw. schrittweise reproduziert werden. Der Abstimmungsprozess liefert folgende Vorteile:

- Transparenz über die Erzeugungs- und Lastflüsse im Verteilnetz
- Netzberechnung liefert Informationen über potentiell überlastete Netzelemente
- Überlasten können durch Kommunikation von Netzgrenzen vorrausschauend behoben werden
- Änderung in Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen können auch marktseitig eingebunden werden

Schritt 1: Schaffung von Transparenz über Erzeugung und Verbrauch

Die einzelnen Elemente des Abstimmungsprozesses können dabei auch sukzessiv aufgebaut werden. Dabei bildet die Schaffung von Transparenz über Erzeugung und Verbrauch im Netzgebiet den ersten Schritt. Wie in Abschnitt 4.1.2 erläutert, müssen Erzeugungsprognosen für Anlagen > 100 kW bereits über den Redispatch 2.0 erstellt werden und stehen damit bereits heute jedem Netzbetreiber zur Verfügung. Um eine gute Basis für die prognosebasierte Netzberechnung herzustellen, müssen jedoch weitere Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen eingebunden werden, die in der Checkliste in Tabelle 1 aufgeführt sind. Dabei wird jeweils zwischen Groß- und Kleinanlagen bzw. Groß- und Kleinverbrauchern unterschieden.

Tabelle 1: Checkliste zur Herstellung von Transparenz über Erzeugung und Verbrauch im Verteilnetz

Aspekt	Beschreibung	Erforderliche Daten für GridSage	Priorität
Erzeugungsprognosen	Großanlagen P > 100 kW	Historische Erzeugungszeitreihen bzw. Fahrpläne	Obligatorisch
	Kleinanlagen P < 100 kW	Stammdaten aus dem MaStR oder Bezug über Netzbetreiber	Obligatorisch
Lastprognosen	Großverbraucher mit E > 100MWh pro Jahr	Historische Verbrauchszeitreihen (z.B. Lastgangmessung)	Obligatorisch
	Kleinverbraucher	Jährliche Abrechnungsdaten	Obligatorisch

Für die Erzeugungsprognosen, die unter den RD 2.0 fallen, werden für das ZSW-Prognosesystem GridSage dabei historische Erzeugungszeitreihen der Anlagen benötigt. Sofern Fahrpläne für Bockheizkraftwerke erstellt werden, können diese über die RD-2.0 Plattformen ins Prognosesystem eingebunden werden. Zur Vorhersage von PV-Kleinanlagen wird ein Auszug aus dem Marktstammdatenregister oder eine gleichlautende Auflistung des Netzbetreibers benötigt. Auf der Verbrauchseite werden für Großverbraucher mit RLM-Messung ebenfalls historische Zeitreihen benötigt, um diese mithilfe von GridSage direkt prognostizieren zu können. Für die Kleinverbraucher werden jährliche Abrechnungsdaten benötigt, um die Verbräuche mittels Standardlastprofile oder am ZSW entwickelten Prosumerlastprofilen abschätzen zu können.

Schritt 2: Netzabbild für prognosebasierte Netzberechnung

Die Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen bilden die notwendige Voraussetzung für die prognosebasierte Netzberechnung. Im nächsten Schritt müssen diese Prognosen im

Netz lokalisiert, um die örtliche Verteilung abbilden zu können. Für das Routing-Verfahren des GridSage-Prognosesystems werden dafür Geokoordinaten der Netzelemente benötigt. Diese Daten sind Teil des Netzabbildes, welches bei vielen Netzbetreibern für die Mittelspannungsebene vorliegt. Wie in Tabelle 2 aufgeführt, stellt das Abbild der Mittelspannungsebene die Mindestanforderung zur Durchführung der prognosebasierten Netzberechnung dar.

Tabelle 2: Checkliste zur Anforderung zur Umsetzung einer prognosebasierten Netzberechnung

Thematik	Beschreibung	Erforderliche Daten	Priorität
Netzebene	Mittelspannungsebene	Netzabbild	Obligatorisch
	Niederspannungsebene	Netzabbild	Optional

Dabei müssen sowohl Mittelspannungstransformatoren sowie deren Verbindungen inklusive ihrer Stammdaten vorhanden sein. Sofern kein Niederspannungsabbild vorhanden ist, werden die Prognosen den Mittelspannungstransformatoren zugeordnet. Entsprechend können Netzbelastung jedoch lediglich im Mittelspannungsnetz detektiert werden. Zusätzlich kann das Mittelspannungsnetz durch die Abbildung des Niederspannungsnetzes (bzw. Teile des Niederspannungsnetzes) ergänzt werden, um auch auf dieser Ebene Überbelastungen detektieren zu können. Wichtig zu beachten ist, dass das Netzabbild sukzessive und nach Bedarf erweitert werden kann und nicht von Anfang an vollständig vorliegen muss.

Schritt 3: Einbindung von flexiblen Einheiten wie Quartieren oder Ladecluster

Im letzten Schritt folgt die Einbindung der unterlagerten, dezentralen Einheiten, wie Quartiere und Ladesäulencluster. Wie im vorherigen Schritt beschrieben, können im Netzabbild die Niederspannungsabschnitte nachgepflegt werden, in dessen Umgebung die Flexibilitäten wirken können. Wie in Tabelle 3 aufgeführt, muss auf Netzebene ein Web-Server aufgesetzt werden, auf dem einerseits die Endpunkte der OSCP-Rolle des

Capacity Providers implementiert sind (für mehr Details zum OSCP-Protokoll siehe Abschnitt 4.1.1) und der andererseits die Schnittstelle zur Netzberechnung herstellt.

Tabelle 3: Voraussetzungen zur Integration von LIS in den Abstimmungsprozess

Ebene	OSCP-Rollen	Benötigte IT-Infrastruktur	Softwareanbindung
Netz	Capacity Provider	Web-Server	Prognosebasierte Netzberechnung
VK / Quartier	Flexibility Provider / Capacity Provider	Web-Server	Quartiersoptimierung bzw. VK-Umgebung
Ladecenter	Flexibility Provider	Web-Server	LIS-Backend und Ladecenter-Manager
	Capacity Optimizer	Web-Server	LIS-Prognosesystem

Sofern ausschließlich Ladecenter eingebunden werden, die nicht in ein Quartier bzw. VK eingebunden sind, ist es ausreichend die Ladecenter-Ebene zu implementieren. Auch hier ist das Aufsetzen eines Web-Servers nötig, der die OSCP-Endpunkte des Flexibility Providers implementiert und der außerdem den Durchgriff auf das Ladecenter bereitstellt. Falls Ladecenter innerhalb von Quartieren als Flexibilität eingebracht werden sollen, wie dies im Vorhaben am Beispiel des Holzgrundareals demonstriert wurde, so wird zusätzlich eine zusätzliche Implementierungsebene benötigt (siehe Abschnitt 4.2.2). Auch diese Ebene benötigt einen Webserver, auf dem sowohl die Endpunkte des Flexibility Providers (gegenüber der Netzebene) als auch die des Capacity Providers (gegenüber dem Ladecenter) implementiert sind. Auf dem Webserver muss dabei zusätzlich der Durchgriff auf den Quartiersoptimierer hergestellt werden, sowie zur marktlichen Integration zu Umgebung des virtuellen Kraftwerks.

Die Rolle des Capacity Optimizers, wie sie im Vorhaben zur Ermittlung der Kapazitätsabschätzung auf Basis von historischen Ladevorgängen umgesetzt wurde, ist dabei nicht obligatorisch. Einerseits kann die Abschätzung direkt vom Flexibility Provider vorgenommen werden, sodass keine weitere Kommunikationsschnittstelle benötigt werden würde. Andererseits wäre es außerdem möglich, auf die Rückmeldung von

Kapazitätsanpassungen zu verzichten und die Vorgaben der überlagerter Ebene direkt umzusetzen. Jedoch würde in diesem Fall der eventuelle Mehrbedarf an den Ladecluster nicht kommuniziert und dementsprechend nicht transparent gemacht werden.

6.3 Verwertung und Weiterverwendung

Das vorliegende Vorhaben zeigt eine Möglichkeit auf, wie der Netzbetreiber Überschreitungen der maximalen Netzlast durch Vorgabe einer maximalen elektrischen Verbrauchsleistung für einen definierten Zeitraum verhindern kann. Weitere Ansätze, wie dynamische Preisanreize oder Flexibilitätsmärkte sind Teil der aktuellen politischen und regulatorischen Diskussion. In Weiterführung von Ideen aus „FlexCharge“ soll ein Konzept von dynamischen Preisanreize im Projekt „Cactus“ untersucht werden, welches von VIVAVIS und dem ZSW beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz eingereicht wurde. In dem Vorhaben sind die Stadtwerke Ludwigsburg als assoziierter Partner beteiligt. Dabei soll sowohl die aufgebaute IT-Infrastruktur als auch die Schnittstellenimplementierung von „FlexCharge“ als Grundlage für die Umsetzung im Projekt „Cactus“ weiterverwendet werden.

Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, ist der Abstimmungsprozess schrittweise implementierbar und erweiterbar. Dies gilt sowohl für den Detaillierungsgrad des Netzabbildes als auch für die Einbindung weiterer dezentraler Quartiere und Ladecluster. Im Anschluss an dieses Vorhaben wird daher geprüft, welche Standorte sich für den nächsten Integrationsschritt eignen und in welchem Zeitrahmen diese in das bestehende System eingebettet werden können. Da die öffentliche Ladeinfrastruktur nur einen geringen Anteil der Ladevorgänge ausmacht, ist ein weiterer Aspekt die Abbildung von privaten Ladevorgängen, welcher in zwei Schritten erfolgen kann. Durch den Einbezug von Statistiken privater Ladevorgänge können diese zunächst als nicht steuerbare Last in die Netzberechnung eingebracht werden, ähnlich dem Vorgehen zur Abschätzung der Haushaltslasten (siehe Abschnitt 4.2.1). Zur Zuordnung über das Routing-Verfahren werden dabei wiederum die Geokoordinaten der Ladepunkte benötigt, die aus Adressdaten gewonnen werden. In einem weiteren Schritt können auch die privaten Ladepunkte von einem Ladecluster-Manager aggregiert werden, sodass diese auf die gleiche Weise eingebunden werden könnten, wie die öffentlichen Ladepunkte in diesem Vorhaben. Es ist jedoch zu beachten, dass derzeit ein regulatorischer Rahmen fehlt, um die Einbindung von privaten Ladepunkten in ein Flexibilitätsmanagement für den Nutzer attraktiv zu machen.

Aufgrund der aktuellen Entwicklungen an den Energiemärkten wird es zunehmend wichtiger, den Energieeinkauf zu optimieren. Durch die steigende Anzahl von Ladevorgängen wird die dafür benötigte Energiemenge für Bilanzkreisverantwortliche immer relevanter. Ladesäulen werden heutzutage größtenteils noch mit Standardlastprofilen beliefert, die jedoch große Abweichungen zu den realen Ladeprofilen aufweisen. Dies hat zur Folge, dass die auftretenden Abweichungen im Differenzbilanzkreis des VNB auflaufen, die durch Ausgleichsenergie glatt gestellt werden müssen und hohe Kosten verursachen können. Durch den vorgestellten Abstimmungsprozess kann dieses Problem auf marktlicher Seite abgemildert werden. Es wird daher ebenfalls geprüft, wie die Erweiterungen auch auf marktlicher Seite ausgeweitet und weiterentwickelt werden können.

7 Fazit und Ausblick

Im Vorhaben „FlexCharge“ wurde ein Abstimmungsprozess zur netzdienlichen Einbindung von Ladeinfrastruktur konzipiert und demonstriert. Dabei kann die Ladeinfrastruktur mithilfe eines Aggregators, dem sogenannten Ladecluster-Manager, einerseits direkt mit dem Verteilnetz abgestimmt werden, andererseits auch in einen Quartiersbetrieb eingebunden werden. Es konnte demonstriert werden, dass Überlastungen der Netzbetriebsmittel durch die Erstellung und Lokalisierung von Erzeugungs- und Lastprognose zunächst detektiert und durch den implementierten Abstimmungsprozess auch vermieden werden können. Der Abstimmungsprozess wurde in das ZSW-Prognosesystem GridSage einbettet, welches bereits heute Prognosen für Erzeugungsleistung im Rahmen des Redispatch 2.0 an Verteilnetzbetreiber liefert. Durch das Visualisierungstool PowerObserver wird der Netzbetreiber außerdem in die Lage versetzt, Transparenz über die Prognosen in seinem Netzgebiet zu erhalten, da das Tool die Prognosen örtlich aufgelöst in einer Karte darstellt. Im Zuge von „FlexCharge“ wurde die Darstellung um die flexiblen Einheiten wie Ladecluster und Quartiere erweitert, sodass für jeden Standort die aktuelle Netzgrenze sowie Kapazitätsvorhersagen angezeigt werden können.

Auf technischer Ebene basiert die Schnittstellenimplementierung des Abstimmungsprozesses auf dem offenen Kommunikationsprotokoll Open Smart Charging Protocol (OSCP, Version 2.0). Die Schnittstellen werden dabei als HTTPS-Endpunkte auf Web-Servern implementiert, wobei der Payload im JSON-Format gestalten ist. Durch die Verwendung eines offenen Standards ist die Übertragbarkeit auf andere Systeme bzw. schrittweise Reproduktion der Implementierung gegeben. Um einen prognosebasierten Netzbetrieb zu ermöglichen, werden im ersten Schritt Erzeugungs- und Lastprognosen erstellt, die über den Redispatch 2.0 hinausgehen. Anschließend können prognosebasiert Netzüberlastungen durch die Digitalisierung des Netzabbildes detektiert werden. Im letzten Schritt können durch die Kommunikation von Leistungsbeschränkungen, wie sie in diesem Vorhaben demonstriert wurden, Netzüberlastungen auf dezentraler Ebene entgegengewirkt werden. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Schritte ist diesem Dokument zu entnehmen.

Perspektivisch wird im Netzgebiet des Projektpartners SWLB geprüft, welche Standorte sich zur weiteren Einbindung in den Abstimmungsprozess eignen und in welchem Zeitrahmen dies erfolgen kann. Außerdem wird das Verfahren ggf. auf private Ladeinfrastruktur erweitert. Dabei können die privaten Ladevorgänge, die aufgrund

fehlender technischer Anbindung nicht einzeln überwacht werden, zunächst als nicht steuerbare Lasten in der prognosebasierten Netzberechnung berücksichtigt werden. In einem zweiten Schritt könnte eine Einbindung der Ladevorgänge mittels eines Aggregators vollzogen werden.

8 Anhang

8.1 OSCP Use-Case 3.2.1: Capacity Provider distributes Capacities to Flexibility Provider(s)

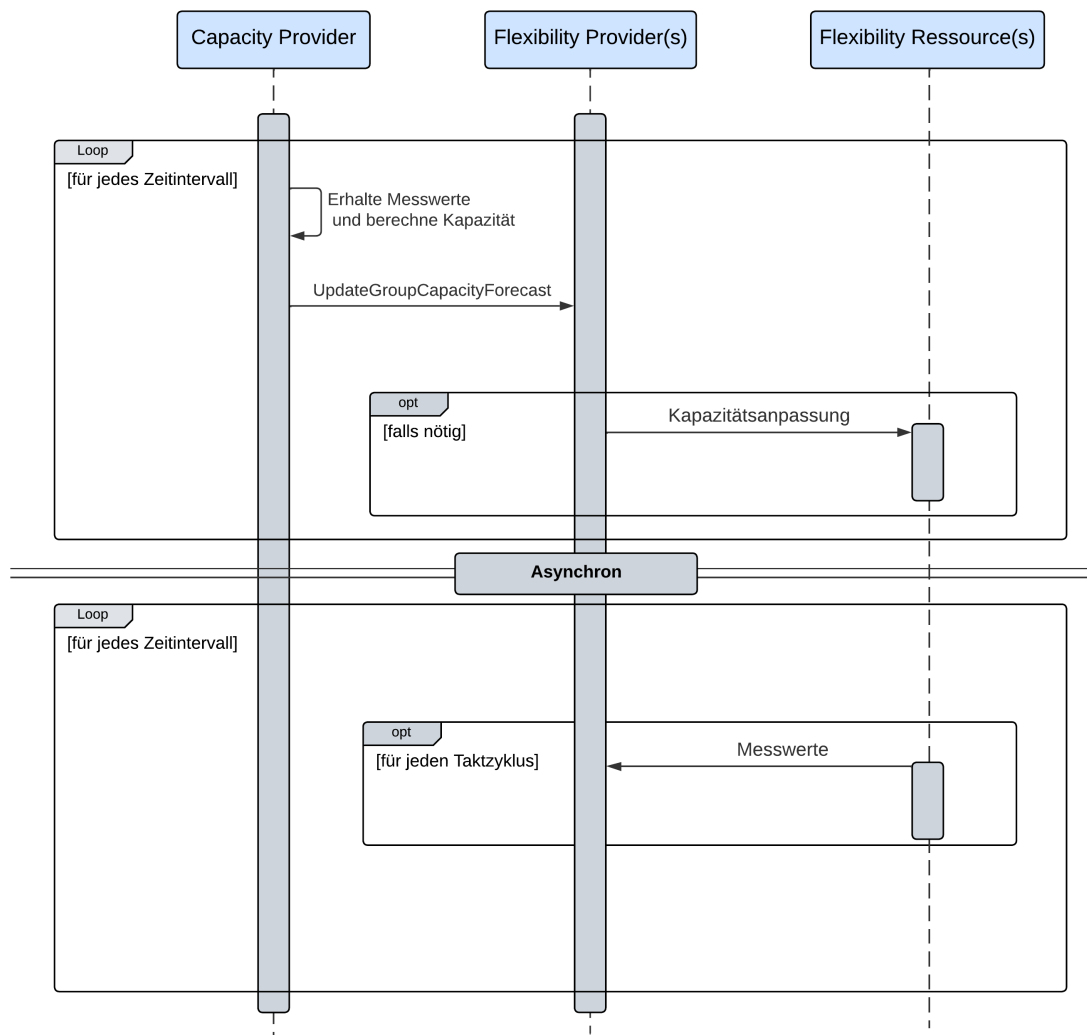


Abbildung 27: Sequenzdiagramm zum OSCP Use-Case 3.2.1. (Eigene Darstellung und Übersetzung in Anlehnung an Spezifikation OSCP Version 2.0)

8.2 OSCP Use-Case 3.2.3 Flexibility Provider requests additional Capacity

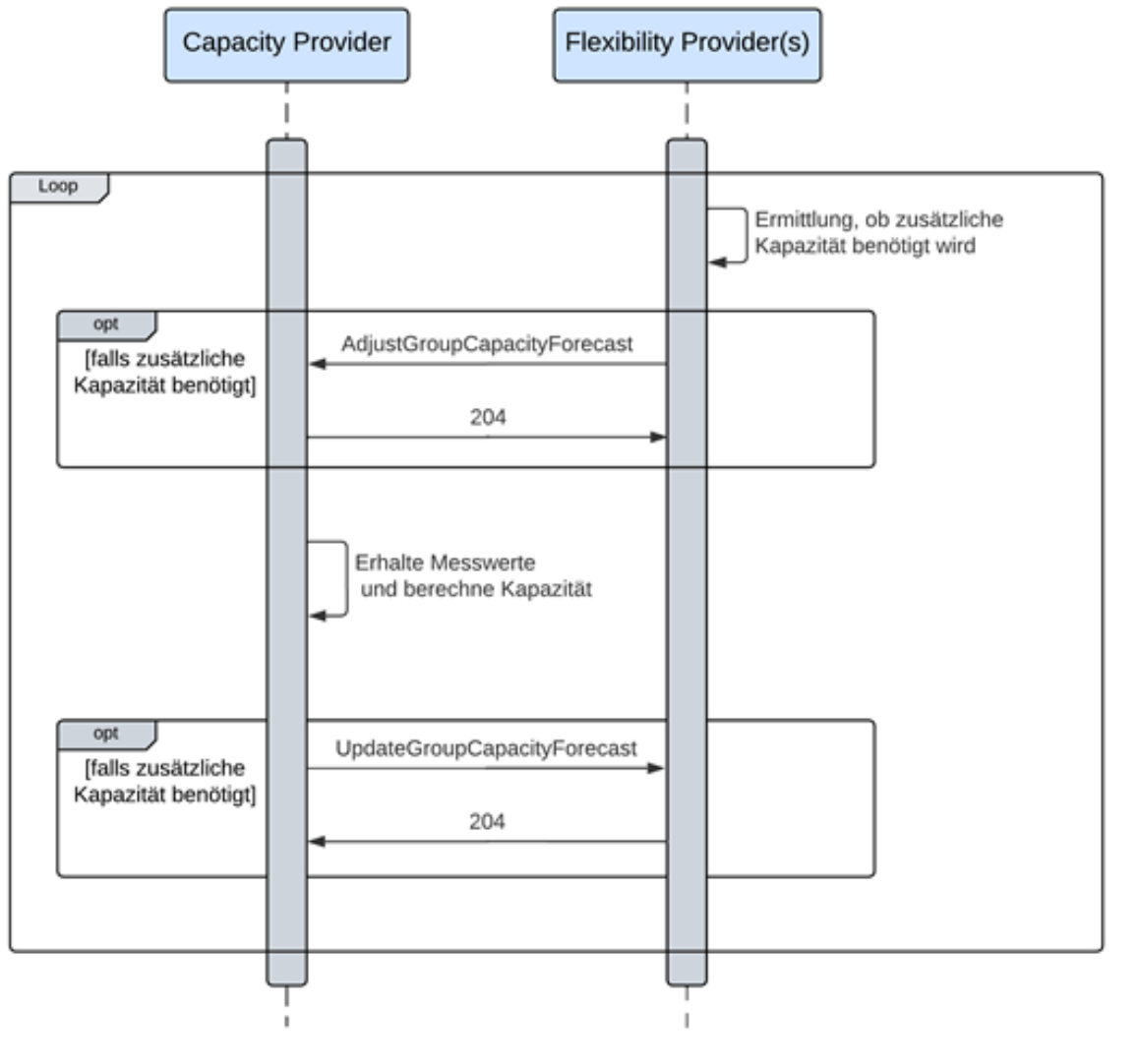


Abbildung 28: Sequenzdiagramm zum OSCP Use-Case 3.2.3. (Eigene Darstellung in Anlehnung an Spezifikation OSCP Version 2.0)