



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna | Austria



Diplomarbeit

Smart-Grid-Plattformarchitekturen für den Anwendungsbereich E-Mobility

zur Erlangung des akademischen Grades des
Diplom-Ingenieur (Dipl. Ing.)

Unter der Leitung von
Associate Prof. Dipl.-Ing. Dr.in techn. Albana Ilo
(Technische Universität Wien)
Dr. Alexander Bergmayr
(team Technology Management GmbH)

eingereicht an der
Technischen Universität Wien
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von
Fabian Angerer, BSc
01526210

Wien, September 2022

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis, insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Ort und Datum

Unterschrift

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei der Firma team Technology Management GmbH bedanken, welche mir die Möglichkeit gegeben hat, diese Diplomarbeit im Rahmen eines Praktikums zu schreiben. Allen voran danke ich Dr. Alexander Bergmayr, welcher mir stets mit Rat und Tat zur Seite gestanden ist. Auch möchte ich mich bei Frau Professor Albana Ilo bedanken, welche die Betreuung von universitärer Seite übernommen hat. Nicht zuletzt gilt ein besonderer Dank meinen Eltern, die mir mein Studium durch ihre Unterstützung überhaupt erst ermöglicht haben.

Danke!

Kurzfassung

Im Zuge der Energie- und Mobilitätswende stellt sich immer wieder die Frage, wie Ladestationen für Elektrofahrzeuge in das Stromnetz integriert werden sollen. In Anbetracht der steigenden Anzahl von Elektrofahrzeugen ist durch deren Ladevorgänge mit teilweise hohen Belastungen für das Stromnetz zu rechnen. Eine Möglichkeit diesen Belastungen entgegenzutreten, liegt in der Digitalisierung des Stromnetzes und der Integration von Ladevorgängen in dessen Betrieb mit sogenannten Grid Services. Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, die grundlegenden Architekturen für die Koordinierung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen sowie die daraus resultierenden Möglichkeiten zur Reduzierung der Belastungen auf das Stromnetz zu bestimmen. Des Weiteren werden in dieser Arbeit die Vor- und Nachteile der einzelnen Architekturen sowie deren Unterschiede zueinander erörtert. Dafür wurde zuerst eine systematische Literaturrecherche durchgeführt, mit deren Hilfe die in der Literatur beschriebenen Architekturen sowie die jeweils realisierbaren Grid-Services identifiziert wurden. Dabei handelt es sich um eine zentralisierte, zwei dezentralisierte und eine hierarchische Architektur. Anschließend wurden diese anhand von vorher definierten Kriterien bewertet und miteinander verglichen. Zudem wurde berücksichtigt, welche Architekturen sowie welche Grid-Services bereits im Rahmen eines Pilotprojektes realisiert und somit ersten Praxistests unterzogen wurden. Die Recherche und der anschließende Vergleich der unterschiedlichen Architekturen haben ergeben, dass die Vorteile der zentralisierten gegenüber den beiden dezentralisierten und der hierarchischen Architektur überwiegen. Sie ist aufgrund der einfacheren Realisierbarkeit bei der gleichen Anzahl an realisierbaren Grid-Services gegenüber der hierarchischen Architektur im Vorteil. Die beiden dezentralisierten weisen hingegen wesentliche Nachteile gegenüber den anderen Architekturen auf. Auch wurde der Großteil der im Rahmen dieser Arbeit gefundenen Pilotprojekte als zentralisierte Architekturen realisiert. Diese wurden erfolgreich für die Demand-Response, aber auch für die primäre Frequenzregelung eingesetzt.

Abstract

In the context of energy and mobility transition, the question of how charging stations for electric vehicles should be integrated into the power grid arises again and again. In view of the increasing number of electric vehicles, their charging processes are expected to place high loads on the power grid. One possibility to counteract these loads is the digitalization of the power grid and the integration of the charging processes into its operation with so-called grid services. The aim of this thesis is to determine the basic architectures for the coordination of charging processes of electric vehicles as well as the resulting possibilities to reduce the loads on the power grid. Furthermore, this thesis discusses the advantages and disadvantages of each architecture as well as the differences between them. Therefore, a systematic literature research was conducted in order to identify the architectures described in the literature as well as the grid services that can be implemented in each case. These are one centralized, two decentralized and one hierarchical architecture. These were then evaluated and compared with each other on the basis of previously defined criteria. In addition, it was taken into account which architectures and which grid services had already been implemented as part of a pilot project and had therefore been subjected to initial practical tests. The research and subsequent comparison of the different architectures revealed that the advantages of the centralized architecture outweigh those of the two decentralized and the hierarchical architectures. It has an advantage over the hierarchical architecture due to its simpler realizability with the same number of realizable grid services. The two decentralized ones, on the other hand, have significant disadvantages compared to the other architectures. Also, the majority of the pilot projects found in the course of this thesis were implemented as centralized architectures. These were successfully used for demand response, but also for primary frequency control.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Hintergrund	1
1.2	Motivation	1
1.3	Umfang	1
1.4	Ziele	2
1.5	Struktur	2
2	Grundlagen und aktuelle Herausforderungen für Smart-Grid-Plattformen	3
2.1	Definition eines Smart-Grids	3
2.2	Definition einer Plattform	7
2.3	Definition von Smart-Grid-Plattformen	9
2.4	Definition von Systemarchitekturen	10
2.5	Warum werden Smart-Grid-Plattformen benötigt?	10
2.6	Einfluss von EV-Ladestationen im Stromnetz	11
2.7	Funktionsweise und Akteure des Strommarktes	11
2.8	Begriffserklärungen	12
3	Kommunikationsstandards für netzdienliches Laden	15
3.1	Related work	15
3.2	Kommunikationsmedien	15
3.3	Kommunikationsprotokolle	16
3.3.1	ISO 15118	17
3.3.2	DIN SPEC 70121	17
3.3.3	CHAdeMO 3.0	17
3.3.4	OCA OCPP 2.0	17
3.3.5	IEC 63110	18
3.3.6	EEBUS	18
3.3.7	OCA OSCP 2.0	19
3.3.8	OpenADR 2.0	20
3.3.9	IEEE 2030.5	20
3.3.10	OCPI	21
4	Smart-Grid-Plattformen	22
4.1	Methodologie	22
4.2	Related work	23
4.3	Aktueller Forschungsstand zu den Ladeverfahren	23
4.3.1	Konduktives Laden im AC- oder DC-Modus	23
4.3.2	Kabelloses Laden	25
4.3.3	Battery-Swapping	26
4.3.4	Laden an der privaten Wallbox (Home Charging)	26
4.3.5	Laden am Arbeitsplatz (Workplace Charging)	27
4.3.6	Laden an öffentlichen Ladestationen (Public Charging)	27
4.3.7	PV-Grid-Charging	27
4.3.8	Laden mit zusätzlichem Speicher	28

4.4	Koordinierung des Ladevorganges	29
4.4.1	Ungesteuertes Laden	30
4.4.2	Gesteuertes Laden - Zentralisierte Architektur	30
4.4.3	Gesteuertes Laden - Dezentralisierte Architektur	32
4.4.4	Gesteuertes Laden - Hierarchische Architektur	36
4.5	Bidirektionaler Leistungsfluss	40
4.5.1	Vehicle-to-Grid (zentralisiert/dezentralisiert)	40
4.5.2	Vehicle-to-Building (dezentralisiert)	41
4.5.3	Vehicle-to-Vehicle (dezentralisiert)	41
4.5.4	Vehicle-to-Vehicle (zentralisiert)	42
4.6	Grid-Services	42
4.6.1	Demand-Response (zentralisiert/dezentralisiert)	43
4.6.2	Strompreisarbitrage (dezentralisiert)	43
4.6.3	Erhöhung der RES-Hosting-Capacity (dezentralisiert)	45
4.6.4	Erhöhung der RES-Hosting-Capacity (hierarchisch)	46
4.6.5	Frequenzregelung (dezentralisiert)	48
4.6.6	Frequenzregelung (zentralisiert)	49
4.6.7	Spannungsregelung (zentralisiert/dezentralisiert)	51
4.6.8	Phasenausgleich (zentralisiert/dezentralisiert)	53
4.6.9	Übersicht der Grid-Services	54
5	Vergleich der Plattformarchitekturen	56
5.1	Methodologie	56
5.1.1	Vergleichskriterien	56
5.1.2	Präsentation der Vergleichsergebnisse	57
5.2	Bewertung der verschiedenen Plattformen	58
5.2.1	Zentralisierte Architektur	58
5.2.2	Dezentralisierte Architektur mit Kommunikation	60
5.2.3	Dezentralisierte Architektur mit lokalen Messwerten	61
5.2.4	Hierarchische Architektur	63
5.3	Diskussion der Architekturen	64
6	Fazit und weiterer Ausblick	66
	Abkürzungsverzeichnis	68
	Abbildungsverzeichnis	70
	Tabellenverzeichnis	71
	Literaturverzeichnis	72

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Durch die steigende Anzahl an Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr steigt auch die Belastung des Stromnetzes durch die Ladevorgänge eben dieser. Die internationale Energieagentur [1] geht davon aus, dass die Gesamtzahl der Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 weltweit auf bis zu 140 Millionen ansteigt. Da dieser Anstieg einen enormen Leistungsbedarf mit sich bringt, müssen die Stromnetze entsprechend ausgebaut werden. Im Kontext von Smart-Grids hört man immer wieder die Devise „Intelligenz statt Kupfer“ [2], um teure Investitionen in zusätzliche Leitungen zu verringern bzw. zu verzögern. Dabei gilt es nicht nur den Anstieg der Elektrofahrzeuge zu bewältigen, sondern auch die fluktuierende Erzeugung der erneuerbaren Energiequellen mit dem Stromverbrauch in Einklang zu bringen. Hier kommen die Begriffe ‚Smart-Grids‘ und ‚Smart-Grid-Plattformen‘ ins Spiel. Da die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge einen großen Leistungsbedarf hat, stellt diese eine Sonderrolle dar. Diese Arbeit wurde in Zusammenarbeit mit team Technology Management GmbH durchgeführt. Dabei sollen die verschiedenen Architekturen der Smart-Grid-Plattformen im Bereich der E-Mobility zuerst im Rahmen einer systematischen Literaturrecherche identifiziert und beschrieben werden. Zudem liegt das Interesse auf bereits bestehende Pilotprojekte sowie auf im Bereich E-Mobility verwendete Kommunikationsstandards und -protokolle. Anschließend sollen die existierenden Architekturen anhand verschiedener Bewertungskriterien miteinander verglichen sowie die Vor- und Nachteile für die beteiligten Agierenden dargelegt werden.

1.2 Motivation

Da die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen einen sehr großen Leistungsbedarf haben und der Anstieg eben dieser im Straßenverkehr absehbar ist, stellt sich für die Netzbetreiber die Frage, welche Möglichkeiten sich für die Koordinierung dieser Vorgänge anbieten. Auf der einen Seite steht die Stabilität des Stromnetzes und die Versorgungssicherheit an oberster Stelle. Andererseits muss der Umstieg auf die Elektromobilität möglichst attraktiv gestaltet werden. Um der breiten Öffentlichkeit die Angst vor langen Ladezeiten zu nehmen, müssen die Ladevorgänge bei Bedarf ausreichend hohe Leistungen zur Verfügung stellen. Da solche hohen Ladeleistungen - falls sie unkontrolliert abgerufen werden - ein erhebliches Risiko für den zuverlässigen Betrieb des Stromnetzes darstellen, gilt es möglichst intelligente Methoden und Strategien zur Koordination zu entwickeln. Zusätzlich hat sich in den letzten Jahren die Idee verbreitet, den Akku von Elektrofahrzeugen als Speicher für das Stromnetz zu verwenden. Zwar besteht dadurch die Möglichkeit dem Netzbetreiber ein Höchstmaß an Flexibilität zu ermöglichen, jedoch ergibt sich ein zusätzlicher Aufwand bezüglich der Koordinierung. Hier gilt es, die Notwendigkeit von aufwändigen Kommunikationssystemen im Verhältnis zum Nutzen für den Netzbetreiber, den Ladestationenbetreiber (CPO) und den EV-Besitzenden abzuwägen.

1.3 Umfang

Die Koordinierung der Lade- und Entladevorgänge von Elektrofahrzeugen und die daraus resultierenden Vorteile für den Netzbetreiber liegen im Fokus dieser Arbeit. Die unterschiedlichen Ladeverfahren wie AC-, DC- sowie induktives Laden sollen dabei nur kurz angeschnitten werden, um

vor allem die verwendete Technik und die Größenordnungen der benötigten Leistungen aufzuzeigen. Der Hauptfokus soll auf den Architekturen für Koordinierung der Lade- und Entladevorgänge, den existierenden Kommunikationsstandards und -protokollen sowie den damit realisierbaren Grid-Services liegen. Nicht im Umfang dieser Arbeit enthalten sind die Sicherheitsaspekte der Kommunikationstechnologien gegen Angriffe von außen.

1.4 Ziele

Das Hauptziel dieser Arbeit ist eine genaue Betrachtung der Architekturen für die Koordinierung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen. Dabei soll ein Überblick über die in der wissenschaftlichen Literatur beschriebenen Lösungen und bereits realisierten Pilotprojekte gegeben werden. Die identifizierten Architekturen sollen auf die Erfüllung der Bedürfnisse der beteiligten Agierenden sowie die Komplexität und die Realisierbarkeit im großen Maßstab untersucht werden.

1.5 Struktur

Im ersten Kapitel dieser Arbeit sollen zuerst genaue Definitionen für wichtige Begriffe der Smart-Grid-Plattformen und der E-Mobility erörtert sowie auf die technischen Grundlagen der EV-Ladeverfahren eingegangen werden. In einem weiteren Kapitel sollen die existierenden Kommunikationsstandards für EV-Ladevorgänge beschrieben werden. Dabei wird zwischen Kommunikationsmedien und -protokollen unterschieden. Im vorletzten Kapitel soll mit Hilfe einer systematischen Literaturrecherche der aktuelle Forschungsstand bezüglich der Steuerung und Koordinierung der Lade- und Entladevorgänge von Elektrofahrzeugen erörtert werden. Die daraus entstehenden Vorteile für die Netzbetreiber, aber auch für die EV-Besitzenden sollen zusätzlich hervorgehoben werden. Zudem soll zwischen den in der akademischen Literatur beschriebenen und den tatsächlich realisierten Lösungen unterschieden werden. Abschließend werden die identifizierten Koordinierungsmethoden mit Hilfe von vorher definierten Kriterien und einer anschließenden Diskussion bewertet.

2 Grundlagen und aktuelle Herausforderungen für Smart-Grid-Plattformen

2.1 Definition eines Smart-Grids

Der Energiesektor befindet sich durch den Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energiequellen wie kaum ein anderer Bereich im Wandel. Das Stromnetz steht dabei besonders im Fokus, da es anstatt der bisherigen großtechnischen Erzeuger, einen immer größer werdenden Anteil dezentraler Kleinkraftwerke unterstützen muss. Dabei fällt in der Literatur oft der Begriff des sogenannten ‚Smart-Grids‘, wobei in den seltensten Fällen eine genaue Definition von eben diesem gegeben ist. Für diesen Zweck wurden in Onlinequellen, Gesetzestexten und der wissenschaftlichen Literatur grundlegende Definitionen für Smart-Grids, Plattformen und Smart-Grid-Plattformen sowie deren Notwendigkeit erörtert. Anschließend wird noch ein Überblick über technische Probleme bei der Integration von EV-Ladestationen ins Stromnetz sowie die Funktionsweise und die beteiligten Agierenden am Strommarkt gegeben.

Laut Buchholz und Styczynski [3] besteht die europäische Vision eines Smart-Grids aus den bestehenden Elementen der Stromnetze, welche mit zusätzlichen innovativen Lösungen ergänzt werden. Dasselbe gilt für die Stromproduktion. Zwar bleibt ein großer Teil der zentralen Kraftwerke für die großtechnische Bereitstellung elektrischer Energie vorerst erhalten, jedoch werden die dezentralen, erneuerbaren Erzeugungsanlagen weiter ausgebaut und deren Anteil an der Gesamtproduktion steigt. Die fluktuierende Produktion dieser erneuerbaren Energiequellen wird durch deren große Anzahl und die weite Verbreitung, sowie durch zusätzlich errichtete Speichereinrichtungen kompensiert. Dementsprechend muss das Stromnetz mit Kommunikationstechnologie ausgerüstet werden, um eine sichere, effiziente und preisgünstige Energieversorgung zu gewährleisten. [3]

Laut der IEA [4] ist ein Smart-Grid ein Stromnetz, welches digitale und andere fortschrittliche Technologien nutzt, um den Transport von Strom verschiedener Quellen zu überwachen und zu steuern, um den schwankenden Strombedarf der Verbraucher zu decken. Das Ziel eines solchen Smart-Grids ist es, die Zuverlässigkeit, Belastbarkeit und Stabilität des Systems zu maximieren, während die Kosten und Auswirkungen auf die Umwelt minimiert werden. Dies soll durch die Koordination der Bedürfnisse und Ressourcen der Verbraucher, Erzeuger sowie der Netz- und Marktbetreiber realisiert werden. [4]

Die europäische Kommission [5] definiert ein Smart-Grid wie folgt: *„A Smart-Grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.“*

Die Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) [6] beschreibt ein Smart-Grid als eine Innovation, welche die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie grundlegend verändert. Durch die Einführung von Informations- und Telekommunikationstechnologien, wird die Zuverlässigkeit, Transparenz und Effizienz des bestehenden Stromnetzes verbessert. Dabei spielen vor allem Sensoren und Netzwerke solcher eine große Rolle, welche einen Zwei-Wege-Fluss an Informationen erlauben. Die Stromproduktion bewegt sich zunehmend von einer großtechnischen hin zu einer dezentralen Erzeugung. Dies führt unter Umständen dazu, dass

der Energiefluss die Richtung wechseln kann. [6]

Smart-Grids Austria [7] definiert Smart-Grids als „*Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen*“. Dabei wird betont, dass eine vom Erzeuger bis hin zum Verbraucher fortlaufende Kommunikation wichtig für die Stabilität des Netzes ist. Weitere Ziele liegen sowohl in der Steigerung der Effizienz als auch in der Flexibilisierung der Nachfrage, also der dynamischen Steuerung von Verbrauchern. Die Integration dezentraler, erneuerbarer Energiequellen sowie der Elektromobilität spielt ebenfalls eine große Rolle. [7]

Im Energy Independence and Security Act [8] des US-Kongresses aus dem Jahr 2007, werden die Ziele eines Smart-Grids unter anderem wie folgt charakterisiert:

„It is the policy of the United States to support the modernization of the Nation’s electricity transmission and distribution system to maintain a reliable and secure electricity infrastructure that can meet future demand growth and to achieve each of the following, which together characterize a Smart-Grid:

- (1) Increased use of digital information and controls technology to improve reliability, security, and efficiency of the electric grid.*
- (2) Dynamic optimization of grid operations and resources, with full cyber-security.*
- (3) Deployment and integration of distributed resources and generation, including renewable resources.*
- (4) Development and incorporation of demand response, demand-side resources, and energy-efficiency resources.*
- (5) Deployment of „smart“ technologies (real-time, automated, interactive technologies that optimize the physical operation of appliances and consumer devices) for metering, communications concerning grid operations and status, and distribution automation.*
- (6) Integration of „smart“ appliances and consumer devices.*
- (7) Deployment and integration of advanced electricity storage and peak-shaving technologies, including plug-in electric and hybrid electric vehicles, and thermal-storage air conditioning.*
- (8) Provision to consumers of timely information and control options.*
- (9) Development of standards for communication and interoperability of appliances and equipment connected to the electric grid, including the infrastructure serving the grid.*
- (10) Identification and lowering of unreasonable or unnecessary barriers to adoption of smart grid technologies, practices, and services.“ [8]*

Im Unterschied zu anderen Quellen wird hier neben der gesteigerten Sicherheit und Effizienz auch die Einbindung von Demand-Response (DR), Demand Side Management (DSM) und Elektromobilität erwähnt. Die Entwicklung von Kommunikationsstandards und die dynamische Optimierung des Netzbetriebs zählen ebenfalls zu den erwähnenswerten Eigenschaften.

Daraus kann man nun eine eigene Definition eines Smart-Grids ableiten:

Definition Smart-Grid: Ein Stromnetz, welches alle Erzeuger, Verbraucher und jene, die beides tun, ins Stromnetz integriert. Die elektrische Energie kann dabei im Unterschied zum herkömmlichen Stromnetz in beide Richtungen fließen. Dabei soll eine sichere und effiziente Versorgung mit Hilfe einer digitalen Kommunikationsinfrastruktur gewährleistet werden. Durch die Abstimmung der Bedürfnisse von Verbrauchern, Erzeugern und Netzbetreibern sollen Energieangebot und -nachfrage bestmöglich in Einklang gebracht und sowohl die Kosten als auch der Umwelteinfluss verringert werden.

Zusammenfassend kann man ein Smart-Grid als ein Stromnetz mit folgenden Eigenschaften beschreiben:

- Anschluss und Betrieb aller Stromverbraucher (Consumers), -erzeuger (Generators), -speicher und jenen die alles tun (Prosumers), unabhängig von deren Technologie und Größe.
- Zwei-Wege-Fluss sowohl von elektrischer Energie als auch von digitalen Informationen.
- Verbesserte Überwachung des Netzzustandes und der Komponenten durch Sensoren und Kommunikationstechnologie, um eine dynamische Optimierung des Systems zu ermöglichen.
- Möglichst kostengünstige Bereitstellung elektrischer Energie.
- Durch die Flexibilisierung der Last die Nutzer:innen in den Betrieb und die Optimierung des Systems mit einbeziehen und die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch gewährleisten.
- Den Umwelteinfluss des gesamten Stromversorgungssystems erheblich verringern.

In Abbildung 1 ist eine Übersicht eines solchen Stromnetzes gegeben. Das Gesamtnetz wird in drei Spannungsebenen unterteilt, wobei die Hochspannungsebene (HV) im Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) und die Mittel- (MV) und Niederspannungsebene (LV) im Verantwortungsbereich der Verteilnetzbetreiber (DSO) liegen. In allen Spannungsebenen befinden sich sowohl Erzeuger-, als auch verschiedene Speichereinheiten. Die einzelnen TSOs sind über Transformatoren sowohl untereinander, als auch mit den Mittelspannungsnetzen (MV) der Verteilnetzbetreiber (DSO) verbunden. Die Mittelspannungsnetze sind dann wiederum über Transformatoren mit dem Niederspannungsnetzen (LV) verbunden, wobei diese neben einzelnen Haushalten auch wieder Erzeuger- (Pr) und Speichereinheiten (St) sowie einzelne Haushalte mit dem Stromnetz verbinden. Ilo [9] erwähnt in ihrem Buch immer wieder die sogenannten Prosumer, welche mit der Zunahme an verteilten Erzeugern immer häufiger auftreten. Dabei handelt es sich um Teilnehmer im Stromnetz, welche elektrische Energie sowohl konsumieren als auch einspeisen.

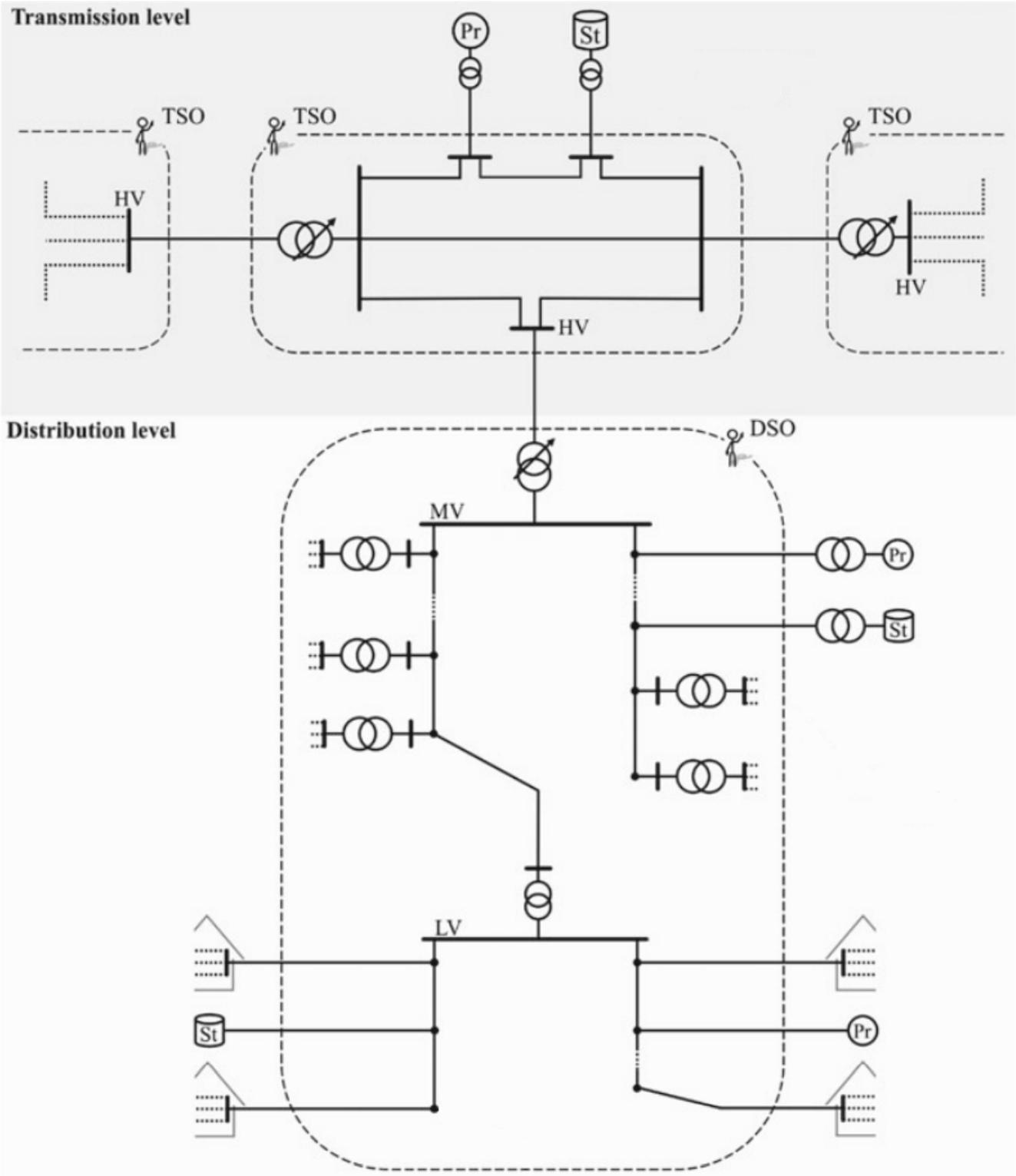


Abbildung 1: Übersicht eines Stromnetzes [9] (bearbeitet)

2.2 Definition einer Plattform

Sucht man eine Definition für ‚Smart-Grid-Plattformen‘, so kann man diesbezüglich keine konkreten Informationen finden. Deshalb wird die Suche auf andere technische Bereiche und den Begriff der ‚Plattformen‘ im Allgemeinen erweitert.

Aus der Sicht des Produktdesigns entsteht eine Produkt-Familie durch die Weiterentwicklung einer skalierbaren Produkt-Plattform. Als Beispiel wird die Entwicklung einer Familie von Elektromotoren genannt, wobei hier speziell grundlegende Bauteile wie Gehäuse und Wellen die Basis einer einzelnen Plattform gemeint sind. Darauf aufbauend können z.B. verschiedene Wicklungen in die Stator- und Rotornuten gewickelt werden, um unterschiedliche technische Anforderungen an Drehmoment und Leistung zu erreichen. Unabhängig von den Elektromotoren muss die Weiterentwicklung oder die Anpassung der einzelnen Produkte zu einem späteren Zeitpunkt weiterhin möglich sein. [10]

Laut Duden [11] wird eine Plattform in der EDV als eine „*Basis für die Entwicklung und Ausführung darauf aufsetzender Computerprogramme*“ definiert.

In der Informatik spricht man von Plattformen, wenn es um Social Media Plattformen wie Facebook und Twitter geht oder bei Bezahlendiensten wie PayPal. Digitale Plattformen definiert Reuver et al. [12] als „*erweiterbare Codebasis, zu der ergänzende Module von Drittanbietern hinzugefügt werden können*“.

Mathew Schuster von Korvarus [13] definiert eine Plattform in der IT wie folgt: „*Eine Plattform ist eine Reihe von Diensten, auf denen Anwendungen erstellt und ausgeführt werden können. Moderne Plattformen lassen die Grenzen zwischen Infrastruktur- und Anwendungsarchitektur verschwimmen, da sie komplexe Probleme wie die Erkennung von Diensten, die Koordination von Ressourcen, die Orchestrierung von Containern und die Erstellung von Nutzungsberichten lösen müssen. Plattform-Engineering ist also die Praxis der Entwicklung, des Aufbaus und des Betriebs von Plattformen, die von Anwendungsentwicklungsteams genutzt werden können.*“ [13]

Ein Beispiel für eine Plattform in der Computertechnik ist der Prozessor, welcher über einen definierten Satz von Grundbefehlen verfügt, welche vom Rechen- und Steuerwerk ausgeführt werden können. Die Maschinensprache, also die Bitfolge dieser Grundbefehle, ist in der Regel für jeden Prozessor individuell und kann nicht auf einen anderen übertragen werden. Das bedeutet, dass eine bereits kompilierte, also in Maschinensprache übersetzte Software, nicht auf eine andere Hardware übertragbar ist. In diesem Zusammenhang wird auch von ‚plattformspezifisch‘ gesprochen. [14]

Laut dem Online-Lexikon Techopedia [15] besteht eine Plattform aus einer Kombination von Technologien, welche als Grundlage für die Entwicklung anderer Anwendungen oder Prozesse dienen. Speziell im Bereich der Datenverarbeitung stellt das Betriebssystem die Basis dar, auf welcher weitere Softwareanwendungen entwickelt, installiert und ausgeführt werden können. Das einfachste Beispiel einer solchen Konstellation stellt ein PC mit dem dazugehörigen Betriebssystem dar. Programme und Anwendungen, welche eigens für diese entwickelt wurden, können im Allgemeinen nicht auf einer anderen Plattform verwendet werden. So kann beispielsweise ein Programm, welches für die Windows Plattform entwickelt wurde, nicht auf einem PC mit dem Betriebssystem von Apple ausgeführt werden. [15]

Eine Softwareplattform ist das Grundgerüst einer Software, das für die Zusammenarbeit gedacht und konzipiert ist. Ein Beispiel einer Softwareplattform ist das Betriebssystem eines Computers. Es bildet das Bindeglied zwischen der Hardware des Computers und allen darauf installierten Anwendungen, wie z.B. einem Webbrowser. Dabei hat das Betriebssystem einen bereits vorinstallierten Satz von Anwendungen, ist jedoch auch im Stande Programme von Drittanbietern auszuführen und so die Funktion zu erweitern. Bei einer Plattform handelt es sich also um ein technologisches Gerüst, welches erweiterbar und an die Marktanforderungen anpassbar sein soll. Dabei ist bei der Entwicklung einer solchen Softwareplattform ein besonderes Augenmerk auf die Flexibilität zu legen. [16]

In Bezug auf Roboterplattformen beschreibt Metta et al. [17] eine Plattform als den mechanischen und elektronischen Hardwareteil des Roboters, auf dem verschiedene Programme aufgespielt werden können, um den Roboter somit für verschiedene Anwendungen zu konfigurieren.

Im Online-Wirtschaftslexikon Onpulson [18] wird eine Plattform wie folgt beschrieben: *„Eine Plattform ist ein Produkt, das als Basis genutzt wird, um komplexere Produkte zu gestalten oder Dienstleistungen zu liefern. Ein Kommunikations-Netzwerk ist z.B. eine Plattform für die Übermittlung von Wissen oder Daten.“*

Das Onlineportal bankinghub.de [19] beschreibt digitale Plattformen, als *„online verfügbare Marktplätze, auf denen ähnlich wie bei einem realen Markt Angebot und Nachfrage aufeinandertreffen“*. Dabei liegen deren Stärken zum einen in der leichten Skalierbarkeit, da man hohe Investitionskosten zu Beginn hat, aber nur sehr geringe Mehrkosten für jeden/jede hinzukommende Nutzer:in. Zum anderen haben die Netzwerkeffekte große Auswirkungen auf die Attraktivität. Je mehr Nutzer:innen eine Plattform bereits benutzen, umso rentabler wird diese für den Anbieter. Umgekehrt gilt, je mehr Anbieter auf einer Plattform sind, desto attraktiver ist sie für potenzielle Nutzer:innen. [19]

Das Unternehmen SAP [20] definiert eine Plattform wie folgt: *„A modern technology platform typically includes analytics, database and data management, tools for application development and extension, integration, and intelligent technologies such as artificial intelligence (AI), machine learning, and the Internet of Things (IoT). These foundational components – or building blocks – help to drive innovation and business growth.“*

Aufgrund dieser Beschreibungen erhält man ein klareres Bild einer Plattform im allgemeinen Sinn.

Definition Plattform: Ist der Hard- und Softwareteil eines Produktes, welcher die Basis für eine Vielzahl von individuellen technischen Lösungen darstellt. Dabei kommen unter anderem Datenbanken und Datenmanagementsysteme sowie moderne Technologien wie künstliche Intelligenz, Machine-Learning und das sogenannte Internet-of-Things zum Einsatz.

2.3 Definition von Smart-Grid-Plattformen

Kombiniert man nun die bereits vorhandenen Definitionen einer Plattform und die eines Smart-Grids, so erhält man eine spezifischere Definition:

Definition Smart-Grid-Plattform: Die **Hard- und Softwarebasis** eines Systems, welche das Grundgerüst für darauf aufbauende Anwendungen und Use-Cases darstellt. Sie soll **updatefähig** sein, um sich den ändernden Anforderungen anzupassen und eventuelle Fehler ausbessern zu können. Die Plattform soll bestimmte Standards und Normen unterstützen, damit sie durch eigene und durch Drittanwendungen (sogenannte add-ons) **erweiterbar** ist. Zudem muss sie **skalierbar** sein, das heißt es soll eine (beliebig) große Anzahl von Sensoren und Aktoren in einem solchen System betreibbar sein.

Die **Erweiterbarkeit** einer Smart-Grid-Plattform ist die Fähigkeit eines solchen Systems im Laufe der Zeit neue Anwendungen und Use-Cases zu implementieren. Dabei ist die Erweiterbarkeit in Form von sogenannten „Add-Ons“ gemeint, welche sowohl durch zusätzliche Hardware, als auch durch Software dargestellt werden kann.

In Bezug auf EDV-Systeme lautet die Definition eines Add-Ons, welches ein Synonym für den Begriff der „Erweiterung“ (engl. Extension) ist, im Cambridge Dictionary [21] wie folgt: „*A piece of computer equipment or software that is added to a computer so that the computer can do more or different things.*“ Es handelt sich also um zusätzliche Ausrüstung oder Software, welche es dem restlichen Computersystem erlaubt, zusätzliche oder unterschiedliche Aufgaben zu erfüllen. In Bezug auf eine Smart-Grid-Plattform würde die Funktionsfähigkeit durch zusätzliche Hard- und Software erweitert werden.

Unter dem Begriff **Updatefähig** versteht man die Fähigkeit, die Software eines Gerätes auf den neuesten Stand zu bringen und so eventuell vorhandene Fehler oder Sicherheitslücken beheben zu können. Auch die Verbesserung der Performance durch eine neue Programmversion, sei es die Geschwindigkeit, aber auch die Effizienz steht hier im Mittelpunkt. Laut Cambridge [22] Dictionary wird ein Update wie folgt beschrieben: „*A more recent, and usually improved, form of something*“, also eine neuere, normalerweise verbesserte Form von etwas.

Der Begriff **Skalierbarkeit** (engl. scalable) wird im Cambridge Dictionary [23] im Zusammenhang mit IT wie folgt beschrieben: „*Used to describe a system that can be made larger, for example by adding extra hardware, or deal with extra work without affecting its performance*“. Es beschreibt also die Eigenschaft eines Systems, vergrößert werden zu können, entweder durch Hinzufügen zusätzlicher Hardware oder die Ausführung zusätzlicher Aufgaben, ohne an seine Leistungsgrenzen zu kommen. Mit der Eigenschaft der Skalierbarkeit im Zusammenhang mit Smart-Grid-Plattformen ist also die Ausdehnbarkeit des Systems durch eine große Anzahl an Hardware gemeint. Ein Beispiel ist die Ausrollung der Smart-Meter-Infrastruktur, wobei sich die Skalierbarkeit hier auf die Anzahl der maximal unterstützten Smart-Meter in einem Netzabschnitt bezieht.

2.4 Definition von Systemarchitekturen

Der Softwarehersteller Edraw [24] beschreibt eine Systemarchitektur wie folgt: „*The system architecture is the model that conceptually defines the views, structure, and behavior of the system. System architecture in other words is the representation and description of how the system works and communicates with other system components in general.*“

Ein Systemarchitektur-Diagramm beschreibt [24] mit den Worten: „...*gives us the abstract view of the components and their relationship with the system that makes the system work.*“

IEEE [25] definiert eine Architektur als: „*The organization of a system embodied in its components, their relationships to each other, and to the environment, and the principles guiding its design and evolution.*“

Ein System besteht also aus den einzelnen Komponenten, deren Beziehungen untereinander sowie zu deren Umgebung. Darüber hinaus gehören die Prinzipien wie Design und Weiterentwicklung auch noch dazu.

Den Begriff der Systemarchitektur beschreiben Bass et al. [26] folgendermaßen: „*A system’s architecture is a representation of a system in which there is a mapping of functionality onto hardware and software components, ...and a concern for the human interaction with these components. That is, system architecture is concerned with a total system, including hardware, software, and humans.*“

Eine Systemarchitektur ist damit also eine Kombination aus Softwarearchitektur, zugehöriger Hardware und der menschlichen Interaktion.

Definition Systemarchitektur: Ist ein Modell, welches die grundlegenden Komponenten, deren Verhältnis zueinander und das daraus resultierende Verhalten in einem hohen Abstraktionslevel widerspiegelt. Zu diesen Komponenten gehören sowohl Hardware, Software, als auch die Interaktion mit den Menschen. Ein Systemarchitektur-Diagramm ist die zugehörige grafische Darstellung.

2.5 Warum werden Smart-Grid-Plattformen benötigt?

Um die zunehmende Anzahl erneuerbarer Energiequellen und elektrisch betriebener Fahrzeuge ins Stromnetz zu integrieren, muss dieses dementsprechend ausgebaut werden. Um den physikalischen Netzausbau zu vermeiden bzw. hinauszuzögern und somit Kosten zu sparen, sollen durch die Schaffung einer Informations- und Telekommunikationsinfrastruktur bestehende Netzreserven sichtbar und nutzbar gemacht werden. [27]

Die Smart-Grid-Plattformen stellen die konkreten Realisierungen eines solchen Systems dar, welche entweder bereits marktreif sind oder sich noch im Prototypenstadium befinden.[13]

Es besteht ein dringender Bedarf an sowohl gewerblichen als auch an wissenschaftlichen Demonstrationsprojekten, damit eventuelle technische Problemstellungen, aber auch das Auftreten von Hürden seitens der Regulierungskonzepte, Finanzierungsmechanismen und Erfahrungen mit der Einbeziehung der Bevölkerung auf internationaler Ebene diskutiert werden können. [4]

Bei der bisherigen großtechnischen Stromerzeugung durch fossile Ressourcen hat die Regelung zwischen Angebot und Nachfrage im Stromnetz nahezu immer erzeugerseitig stattgefunden. Bei Bedarf wurde die Leistung erhöht bzw. Kraftwerke hinzu- oder weggeschaltet. Dies ist mit der zunehmenden Erzeugung durch regenerative Energiequellen wie in Wind- und Solarkraftwerken nur mehr bedingt möglich. Anstatt wie bisher nur die Erzeugungsleistung anzupassen, ist ein Bedarf an einer zunehmenden Flexibilität seitens der Last erkennbar. [28]

Laut dem Global EV-Outlook der IEA [29] wurden allein im Jahr 2020 weltweit rund drei Millionen Elektroautos zugelassen, darunter 1,4 Millionen in Europa. Damit haben sich die Neuzulassungen für Elektroautos im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdoppelt. Es wurden zudem erstmals mehr Elektroautos in Europa als in China zugelassen, welches mit 1,2 Millionen an zweiter Stelle liegt. Auf der Verbraucherseite steigen somit sowohl die Anzahl, als auch die Leistungen der EV-Ladestationen [29].

2.6 Einfluss von EV-Ladestationen im Stromnetz

Neben dem offensichtlich hohen Leistungsbedarf von EV-Ladestationen ist die Versorgungsqualität laut Deb et al. [30] vor allem durch Spannungseinbrüche sowie Oberschwingungen gefährdet. Letztere werden durch den Einsatz von Leistungselektronik in den Ladestationen verursacht. Die Spannungseinbrüche entlang einer Nieder- oder Mittelspannungsleitung entstehen häufig durch plötzliches Auftreten von großen Lasten, also eben solchen, wie sie durch die EV-Ladevorgänge entstehen. Die erhöhten Leistungen haben einen zusätzlichen Einfluss auf die Lebensdauer von Transformatoren und anderen Geräten, was vor allem auf die erhöhten Betriebstemperaturen zurückzuführen ist. Diese führen wiederum zu erhöhten Verlusten während des Betriebs.[30]

Zusätzlich existiert noch das Problem der unsymmetrischen Belastung der drei Phasen im Verteilnetz. Dies kann sowohl durch die Verwendung von nur einer oder zwei Phasen beim AC-Ladevorgang an öffentlichen Ladestationen als auch durch das Vorhandensein von nur einer Phase beim Hausanschluss verursacht werden. [31]

2.7 Funktionsweise und Akteure des Strommarktes

Grundlegend wird der Strommarkt unterteilt in die Strombörse und den Regelleistungsmarkt. Der Handel an der Strombörse erfolgt beispielsweise an der „European Energy Exchange“ (EEX) in Frankfurt und wird des Weiteren unterteilt in den Intraday-Markt, den Day-Ahead-Markt und den Terminmarkt. Am Intraday-Markt wird Energie sehr kurzfristig in 15-Minuten-Slots gehandelt, was vor allem dafür verwendet wird, die Prognosen für einen Netzabschnitt einzuhalten. Beim Day-Ahead-Markt werden hingegen Energiemengen für den folgenden Tag gehandelt, während beim Terminmarkt Energiemengen bis zu sechs Jahre im Voraus gehandelt werden können. [32]

Anders sieht die Situation am Regelleistungsmarkt aus. Hierbei handelt es sich laut der Website der deutschen Bundesregierung [32] um eine Internetplattform, auf der die Übertragungsnetzbetreiber Energie kaufen können. Dabei muss zwischen positiver und negativer Regelleistung unterschieden werden. Erstere wird durch die zusätzliche Einspeisung von Erzeugern oder aber durch die Verringerung des Verbrauchs realisiert. Umgekehrt wird bei der negativen Regelleistung die Erzeugung

verringert bzw. der Verbrauch erhöht. Wichtig ist hierbei, dass die Übertragungsnetzbetreiber die benötigte Energie ausschreiben, für welche sich dann mehrere Produzenten bewerben können. [32]

Laut der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control [33] wird je nach Reaktionszeit zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung unterschieden. Bei einer Leistungsschwankung reagiert innerhalb eines Zeitraumes von wenigen Sekunden die Primärregelung automatisch auf das Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung. Falls die Störung nach 30 Sekunden noch nicht behoben ist, springt die Sekundärregelung ein, um die Primärregelung wieder verfügbar zu machen. Dauert die Störung hingegen länger als 15 Minuten, kommt die Tertiärregelung hinzu, welche entweder automatisch oder manuell aktiviert wird. Wird bei der Primärregelung lediglich die gelieferte Energie finanziell entlohnt, wird bei der Sekundärregelung hingegen sowohl die Lieferung von Regelennergie als auch die Bereitstellung der Regelleistung vergütet.[33]

Die Unterscheidung zwischen Regelreserve und Ausgleichsenergie erfolgt anhand des Zuständigkeitsbereiches. Während die Regelreserve für Frequenzabweichungen innerhalb der Regelzone zuständig ist, reagiert die Ausgleichsenergie auf Abweichungen innerhalb der Bilanzgruppe. Eine Regelzone besteht i.A. aus mehreren Bilanzkreisen, deren Abweichungen in Erzeugung und Verbrauch sich teilweise aufheben. Daraus ist leicht erkennbar, dass die Ausgleichsenergie wesentlich höhere Leistungen als die Regelreserve annimmt. Die Aufgabe des Regelzonenführers fällt dabei auf den Übertragungsnetzbetreiber, welcher somit für den stabilen Betrieb des Stromnetzes verantwortlich ist. [33] [34]

Daneben gibt es mit den Bilanzgruppenverantwortlichen, den Netzbetreibern, den Regelreserveanbietern sowie den Lieferanten und Nutzer:innen noch weitere Agierende. Die Nutzer:innen können sowohl Verbraucher als auch Erzeuger sein, welche ihre Energie vom Lieferanten beziehen bzw. an ihn verkaufen. Die Regelreserveanbieter nehmen an den Ausschreibungen des Regelzonenführers teil, weshalb sie bestimmte Anforderungen erfüllen müssen. Dabei kann es sich bei den Regelreserveanbietern auch um Aggregatoren handeln, welche die vorhandene Kapazität einer Vielzahl von Teilnehmern bündeln. Wichtig ist hierbei, dass die Regelreserve sowohl durch Erzeuger als auch durch Verbraucher bereitgestellt werden kann. Die Bilanzgruppe ist ein Zusammenschluss von Lieferanten, Regelennergieanbieter und Stromhändlern zu einer Gruppe, in welcher die bezogene sowie eingespeiste Energie ausgeglichen wird. [35]

2.8 Begriffserklärungen

Unter der sogenannten **Advanced Metering Infrastructure** ist die Entwicklung einer fortschrittlichen Stromzählerinfrastruktur gemeint, um Demand-Response für Privathaushalte zu implementieren und die Einführung dynamischer Strompreise für den Endkunden oder die Endkundin zu ermöglichen. Die Advanced Metering Infrastructure besteht aus der Kommunikationshardware und -software, welche eine bidirektionale Kommunikation zwischen den Smart-Metern und dem Versorgungsunternehmen schafft. Somit wird mit der dynamischen Preisgestaltung auch die notwendige Lastreduzierung erreicht. Prozesse wie Wartungen und Zählerablesungen sollen zudem automatisiert bzw. aus der Ferne durchführbar sein. [4]

Der Begriff **Electric-Vehicle-Supply-Equipment (EVSE)** wird in der Literatur als die Verallgemeinerung der Ladeinfrastruktur bezeichnet. Dabei kann dies sowohl eine Ladestation mit gewöhnlichem konduktivem Ladevorgang, aber auch eine Station für induktives Laden oder eine sogenannte Battery-Swapping-Station sein. [36]

Ein **Aggregator** im Kontext von Stromnetzen ist ein Unternehmen, welches im Interesse einer Gruppe von Nutzer:innen den Kauf von Energieversorgungsleistungen aushandelt [37]. Die Gruppe stellt hier eine Ansammlung an Elektrofahrzeugen bzw. deren Besitzende dar, wobei diese durch den Aggregator zusammengefasst und in ihrem Interesse vertreten werden. Ein Aggregator tritt oft als Mittelsmann zwischen E-Fahrzeugen und dem Stromnetz bzw. Strommarkt auf, um die Interaktionen zwischen den Agierenden zu managen, so dass sich der Netzbetreiber nicht mit jedem EV einzeln befassen muss. Dabei kann ein Aggregator auch ein Energieversorger, eine Ladestation, ein CPO oder ein Kommunikationsgerät (Gateway) an einem Transformator sein. [38]

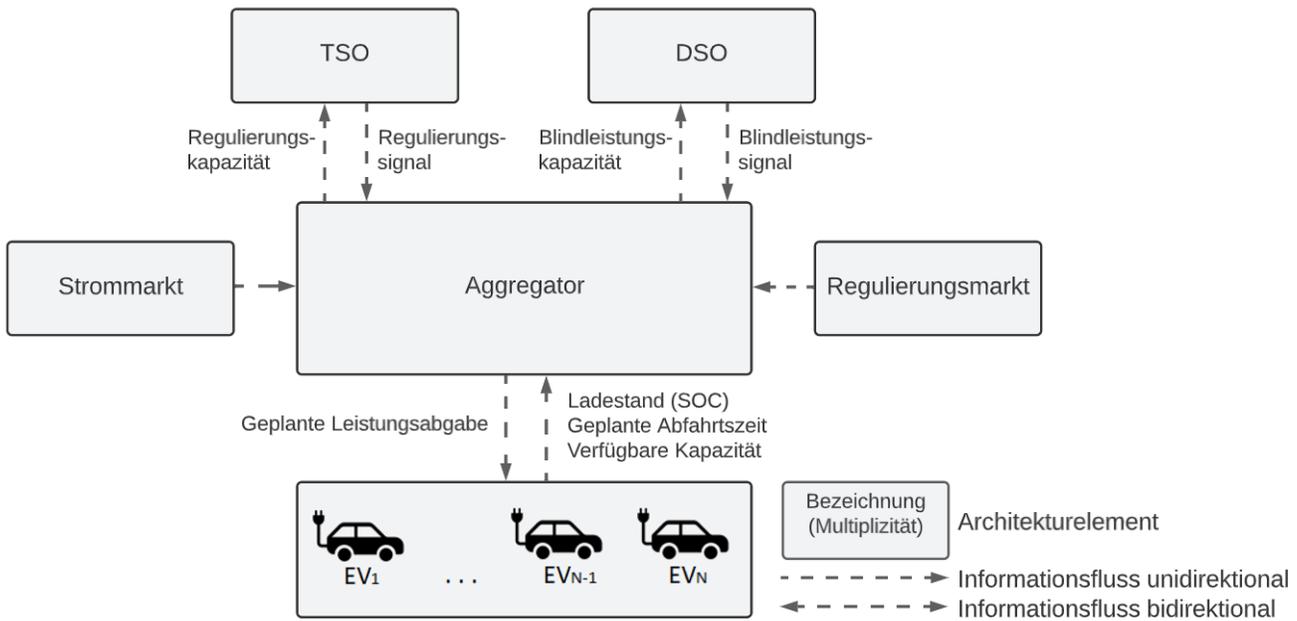


Abbildung 2: Rolle des Aggregators als Interface zwischen CP/EV und den Netzbetreibern bzw. Strom- und Regulierungsmarkt (in Anlehnung an [39])

Im Unterschied dazu ist der **Charging-Point-Operator (CPO)** entweder im Besitz der einzelnen Ladestationen, oder er wartet und betreibt diese im Auftrag des Eigentümers. Befindet sich die Ladestation im Privatbesitz, so ist der Besitzende gleichzeitig auch der CPO. [40]

Zur selben Zeit fungiert der CPO laut Ilieva et al. [41] oftmals als Aggregator und ist somit in der Lage selbst Flexibilitäten an den Netzbetreiber oder den Balancing-Service-Provider zu verkaufen. Zudem kann der CPO selbst als Balancing-Service-Provider fungieren und die Flexibilitäten direkt an den Übertragungsnetzbetreiber verkaufen (siehe Abbildung 2). [41]

Im Zusammenhang mit Aggregatoren und CPOs tritt häufig der Begriff **Back-End-System** auf, welcher laut dem IT-Lexikon softselect.de [42] jenen Teil einer komplexen Softwarestruktur beschreibt, welcher die Datenverarbeitung im Hintergrund übernimmt. Sie wird auch als der systemnahe Teil einer IT-Lösung beschrieben. Beim Front-End handelt es sich hingegen um jenen Teil, mit welchem dem oder der Nutzer:in in Kontakt tritt, um mit dem Back-End zu interagieren. Hierbei handelt es sich also um den anwendernahen Teil des IT-Systems. [42]

Bei öffentlichen und semiprivaten Ladestationen kommt laut [40] in vielen Fällen mit dem sogenannten **Electromobility-Service-Provider (EMSP)** noch ein weiterer Agierender hinzu. Dieser ist weder im Besitz von Ladestationen, noch muss er diese warten. Er kümmert sich lediglich um die Abwicklung der Dienstleistung für die EV-Besitzenden. [40]

Bei den **Elektrofahrzeugen (EV)** selbst unterscheidet man zwischen den rein batteriebetriebenen **Elektrofahrzeugen (BEV)** und den hybriden **Elektrofahrzeugen (HEV)**. Letztere besitzen neben dem elektrischen Antriebsstrang mit Batterie noch einen zusätzlichen Verbrennungsmotor. Hier wird nochmals zwischen reinen Hybridfahrzeugen und **Plug-in-Hybridfahrzeug (PHEV)** unterschieden. Die PHEVs haben einen zusätzlichen Ladeanschluss, mit dem die interne Batterie aufgeladen werden kann, was beim HEV ausschließlich durch den an den Verbrennungsmotor gekoppelten Generator geschieht. [43]

Zusätzlich gibt es noch **Fuel-Cell-Electric-Vehicles (FCEV)**, welche eine Brennstoffzelle und einen internen Akku besitzen. Letzterer dient lediglich als Zwischenspeicher für die in der Brennstoffzelle gewonnene bzw. durch Bremsvorgänge rückgewonnene elektrische Energie. Wasserstoff stellt in den meisten Fällen den primären Energieträger dar, wobei dieser durch Strom aus RES erzeugt werden kann. Wie bei den HEV und PHEV gibt es auch hier die Ausführung als **Plug-in-Fuel-Cell-Electric-Vehicle (PFCEV)**, bei welchem die interne Batterie an einem CP aufgeladen werden kann. [44], [45]

Im Zusammenhang mit Smart-Grids stößt man in der Literatur auf die Begriffe der **Demand-Response (DR)** und des **Demand-Side-Managements (DSM)**. Laut der Federal Energy Regulatory Commission [46] ist Demand-Response (DR) definiert als: *„Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.“*

Anders formuliert bedeutet dies, dass durch eine Erhöhung des Strompreises oder durch andere Signale vom DSO eine Verringerung des Stromverbrauches gegenüber dem Normalverhalten erreicht werden soll. Der Verbrauch passt sich also der Situation im Stromnetz an.

Demand Side Management (DSM) zielt hingegen auf eine Steigerung der Energieeffizienz des Verbrauchers ab. Solche Maßnahmen tragen zur Senkung der Bedarfsgebühren auf den Stromrechnungen bei, also jenen zusätzlichen Gebühren, die Versorgungsunternehmen von Gewerbekunden für die Aufrechterhaltung einer konstanten Stromversorgung verlangen. Diese können am Beispiel der USA bis zu 25 US-Dollar pro KW betragen. [47]

3 Kommunikationsstandards für netzdienliches Laden

Je nach Anwendungsfall ergibt sich die Notwendigkeit mit verschiedenen Agierenden im Stromnetz zu kommunizieren. Für den Bereich E-Mobility wurden in den letzten Jahren unterschiedliche Standards und Normen hervorgebracht. Diese haben eine bedeutende Rolle, da sie die Interoperabilität eines solchen Systems mit Komponenten verschiedener Hersteller garantieren. In diesem Kapitel werden neben den Kommunikationsprotokollen auch die Kommunikationsmedien kurz angeschnitten.

3.1 Related work

Bezüglich der Kommunikationsstandards gibt es einen Review-Artikel von Buamod et al. [48]. Dieser berücksichtigt allerdings keine Standards, welche nicht explizit für Smart-Charging konzipiert wurden, es aber trotzdem ermöglichen. Zu eben diesen gehören beispielsweise OpenADR oder der EEBUS-Standard. Da der Artikel aus dem Jahr 2015 stammt, fehlen einige neuere Standards wie OSCP 2.0 und IEC 63110. Ein weiteres Werk in diese Richtung wurde von Klapwijk und Driesen [49] geschrieben, wobei auch hier der EEBUS-Standard sowie das CHAdEMO-Protokoll nicht berücksichtigt wurden. Zudem werden zu Beginn dieses Kapitels die Übertragungsmedien kurz angeschnitten.

3.2 Kommunikationsmedien

Die Kommunikationsmedien beschreiben in diesem Fall die physikalische Übertragung der Informationen. Dabei unterscheidet man zwischen drei verschiedenen Arten: Die Übertragung über die Stromleitung selbst, über eine Funkverbindung oder über das Internet.

Eine wichtige Kommunikationsart in Smart-Grid-Systemen ist die sogenannte **Power-Line-Communication (PLC)**. Hier werden die bereits vorhandenen Stromleitungen verwendet, um ihnen ein Signal mit höherer Frequenz zu überlagern und so Kommunikation entlang dieser zu ermöglichen [50]. Ein prominentes Anwendungsgebiet gibt es bei der Anbindung der Smart-Meter in der sogenannten Advanced-Metering-Infrastructure (AMI). Ein weiteres Beispiel ist das BienVenu-Projekt, wobei die PLC-Technologie hier für die Kommunikation zwischen DSO und EVSE verwendet wird (siehe Abbildung 15). Gleichzeitig wird PLC auch für die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug (EV) und Ladepunkt (CP) verwendet (siehe 3.3.1). [51]

Eine häufig verwendete Variante ist das **G3-PLC**, welches ein Frequenzspektrum zwischen 34 kHz und 90 kHz verwendet, womit 36 Trägerfrequenzen zur Verfügung stehen. Es hat die Eigenschaft eine hohe Resistenz gegen Rauschen zu haben und ist somit in der Lage über große Strecken zu kommunizieren. Aufgrund der geringen Übertragungsrate von nur 20 kbps ist es jedoch nicht für eine große Anzahl an verbundenen Geräten geeignet. [50], [52]

Eine weitere Variante ist das **Prime-PLC**, welches ein Frequenzspektrum zwischen 42kHz und 89kHz verwendet, womit 97 Trägerfrequenzen zur Verfügung stehen und eine Übertragungsrate von 141 kbps sowie Echtzeitüberwachung möglich ist. [50], [52]

Funkverbindungen werden im Zusammenhang mit den Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen häufig auf der Strecke zwischen EV und CP verwendet [53] (siehe Abschnitt 3.3.1). Daneben gibt es mit dem sogenannten **Long Range Wide Area Network (LoRaWAN)** eine Alternative zur PLC-Technologie. Zu einem solchen System zählen die im Feld verbauten Endgeräte, ein oder mehrere Gateways mit denen sie verbunden sind sowie ein zentraler Back-End-Server. Diese Technologie kommt vor allem in weitläufigen, ländlichen Gegenden zum Einsatz, wobei die hohe Verfügbarkeit, die geringen Kosten und gute Skalierbarkeit für diese sprechen. [54]

Bei der Übertragung größerer Datenmengen bietet sich auch die Verwendung bereits bestehender Kommunikationsinfrastruktur wie dem **Internet** an. Zwar ist ein solches System anfälliger für Angriffe von außen, jedoch bietet es hohe Übertragungsraten, geringe Latenz und vor allem geringe Investitionskosten mit sich. Kommunikationsprotokolle, welche über das Internet kommunizieren, sind u.A. OpenADR sowie IEEE 2030.5. [55], [56]

3.3 Kommunikationsprotokolle

In Abbildung 3 ist eine Übersicht der einzelnen Kommunikationsstandards zwischen dem Elektrofahrzeug (EV), der Ladestation (CP), dem Ladestationenbetreiber (CPO) und dem Verteilnetzbetreiber. Der E-Mobility-Service-Provider wurde bewusst weggelassen, da dieser nur einen möglichen Zwischenschritt zwischen dem Back-End des CPO und jenem des DSO darstellt. Die Kommunikation auf dieser Strecke würde entweder weiterhin über das OSCP 2.0 oder aber über das Open-Charging-Point-Interface (OCPI) laufen. Letzteres wurde speziell für den Informationsaustausch zwischen CPO und E-Mobility-Service-Provider entwickelt. [49]

Der CPO, der Aggregator und das EMS wurden in einem Punkt zusammengefasst, da der CPO gleichzeitig als Aggregator mehrerer Ladestationen fungieren kann. Zudem ist die Funktion eines EMS in einem Smart-Home für private Ladestationen vergleichbar mit der des CPOs oder einem Aggregator, da auch hier mehrere CPs angeschlossen sein können.

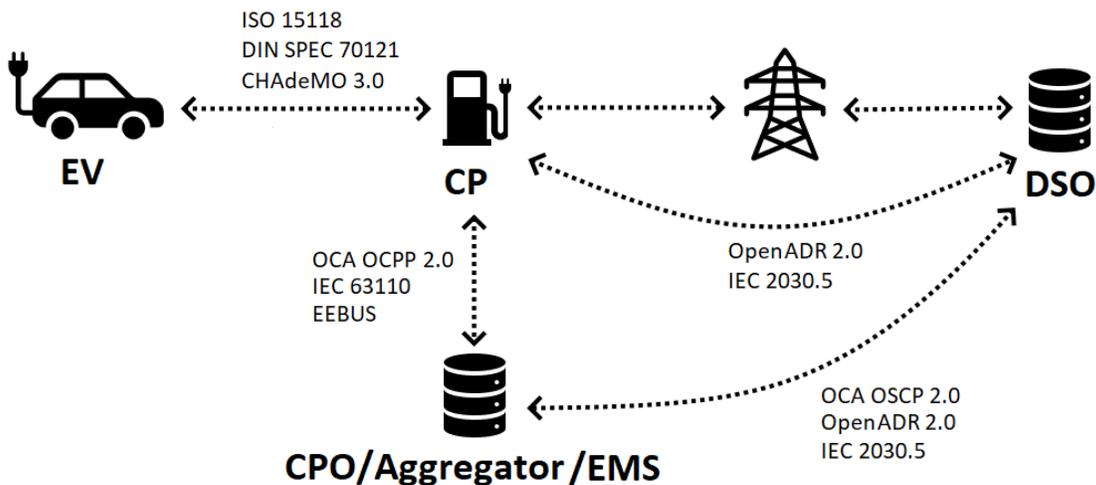


Abbildung 3: Standards und Normen für die Kommunikation im E-Mobility-Bereich

3.3.1 ISO 15118

Die ISO 15118 Normenreihe ist ein internationaler Standard, welcher die Kommunikation zwischen E-Fahrzeug und Ladestation festlegt. Damit wird ein Informationsaustausch ermöglicht, welcher sicherstellt, dass der Ladevorgang so effizient wie möglich durchgeführt und das Netz so wenig wie möglich belastet wird. Dabei kann nicht nur die Ladeleistung, sondern auch der Ladezeitpunkt vom Netzbetreiber je nach Auslastung des Netzes gesteuert werden. [57]

Die ISO 15118-2 Edition 1 wurde im Jahre 2014 veröffentlicht und ermöglicht die Unterstützung von AC- und DC-Ladevorgängen sowie die sogenannte Plug-and-Charge-Funktion (PnC). Zusätzlich wird mit dem Last- und Energiemanagement die Steuerung des Ladevorgangs ermöglicht. Darunter versteht man die Abstimmung eines Ladeprofils zu Beginn und die laufende Korrektur des Profils während des Ladevorgangs. Mit der Veröffentlichung der ISO 15118-20 wird die Lastmanagementfunktion der ISO 15118-2 um das bidirektionale Laden sowie die Plug-and-Charge-Funktion um die Unterstützung mehrere Zertifikate erweitert werden. Damit soll die PnC-Funktion an Ladestationen verschiedener Betreiber ermöglicht werden. Auch wird das induktive Laden erstmals unterstützt. [58]

3.3.2 DIN SPEC 70121

Ist eine Vornorm, welche die Grundlage für die Kommunikation zwischen Ladesäule und EV für DC-Ladevorgänge festlegt [59]. Die erste Version wurde 2012 veröffentlicht und wurde 2014 und 2021 durch die Version zwei bzw. drei ersetzt. Langfristig soll sie durch die ISO 15118-20 abgelöst werden. [58]

3.3.3 CHAdeMO 3.0

CHAdeMO ist ein Standard für Gleichstromladevorgänge, welcher die Kommunikation zwischen EV und CP ermöglicht. Er ist bis dato der einzige Standard, welcher bidirektionales Laden mittels Vehicle-to-Grid (V2G) unterstützt, da ISO 15118 (siehe Abschnitt 3.3.1) dies erst in der kommenden Version ermöglichen wird. Die neueste Version (CHAdeMO 3.0) ermöglicht Ladeleistungen von bis zu 900 kW bei einer Spannung von 1,5 kV und einer Stromstärke von 600 A. Zudem werden Änderungen der Leistung während des Ladevorganges unterstützt. [60]

3.3.4 OCA OCPP 2.0

Das Open-Charging-Point-Protocol (OCPP) ist ein Produkt der Open-Charge-Alliance (OCA), einem globalen Zusammenschluss führender Infrastrukturbetreiber für Elektrofahrzeuge. Es beschreibt die Kommunikation der Ladesäulen mit einem zentralen Back-End-System auf Seiten des Charging Point Operators (CPO). Damit können die Ladevorgänge je nach Bedarf und Netzauslastung gesteuert werden. In der Version 2.0 unterstützt das OCPP neben dem gesteuerten Ladevorgang auch das ISO-15118-Protokoll und ab der Version 2.1 voraussichtlich auch die Vehicle-to-Grid-Funktion (V2G) [58]. Eine Schematische Darstellung eines solchen Systems im Zusammenspiel mit dem ISO-15118-Protokoll ist in Abbildung 4 dargestellt. [61]

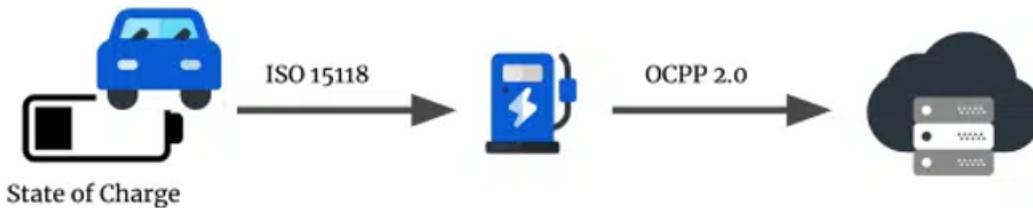


Abbildung 4: Kommunikation zwischen EV, Ladestation und Back-End des CPO [61]

Laut der „Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität“ wird davon ausgegangen, dass OCPP durch den internationalen Standard IEC 63110 abgelöst werden wird, welcher sich noch in Entwicklung befindet. Auch dieser soll wieder ISO-15118-fähig sein. Die voraussichtliche Verfügbarkeit wird auf Ende 2022 / Anfang 2023 geschätzt. [58]

3.3.5 IEC 63110

Der IEC 63110 soll die Kommunikationsschnittstelle zwischen der Ladestation und dem Charging-Point-Operator (CPO) standardisieren. Während große Ähnlichkeiten zum Open-Charging-Point-Protocol (OCPP) bestehen, sind Experten laut [62] der Meinung, dass IEC 63110 ein verbessertes Kommunikationssystem zu bieten hat. Es befindet sich allerdings mit Stand 2022 noch in der Entwicklungsphase. [62]

Laut [63] wird der Standard folgende Funktionen unterstützen:

- Management des Ladevorganges und Informationsübertragung bezüglich der benötigten Energie, Vertrags- und Messdaten sowie der Netznutzung.
- Übertragung von Tarifinformationen.
- Asset-Management der EV-Versorgungseinrichtung sowie deren Konfigurierung und Wartung.
- Autorisierung, Authentifizierung und Bezahlung von Lade- und Entladevorgängen.
- Die Bereitstellung von Diensten wie der Reservierung einer Ladestation.

3.3.6 EEBUS

EEBUS stellt eine lizenzfreie und kostenlose Sprache für die Kommunikation zwischen Geräten dar, um eine nahtlose Kommunikation von der Geräteebene bis hin zur Netzebene zu ermöglichen. Dabei kann es sich um die Kommunikation zwischen Haushaltsgeräten und dem Energiemanagementsystem (EMS) handeln, aber auch zwischen dem EMS und dem restlichen Stromnetz über ein Gateway. Wie in Abbildung 5 dargestellt, kommuniziert dabei das Energiemanagementsystem mit den angeschlossenen Geräten und dem Gateway über EEBUS, während das Gateway mit dem Verteilnetzbetreiber über die OpenADR-Schnittstelle kommuniziert. Die EV-Ladestation fungiert typischerweise als Gateway zwischen dem EEBUS und dem ISO-15118-Protokoll. [64], [65]

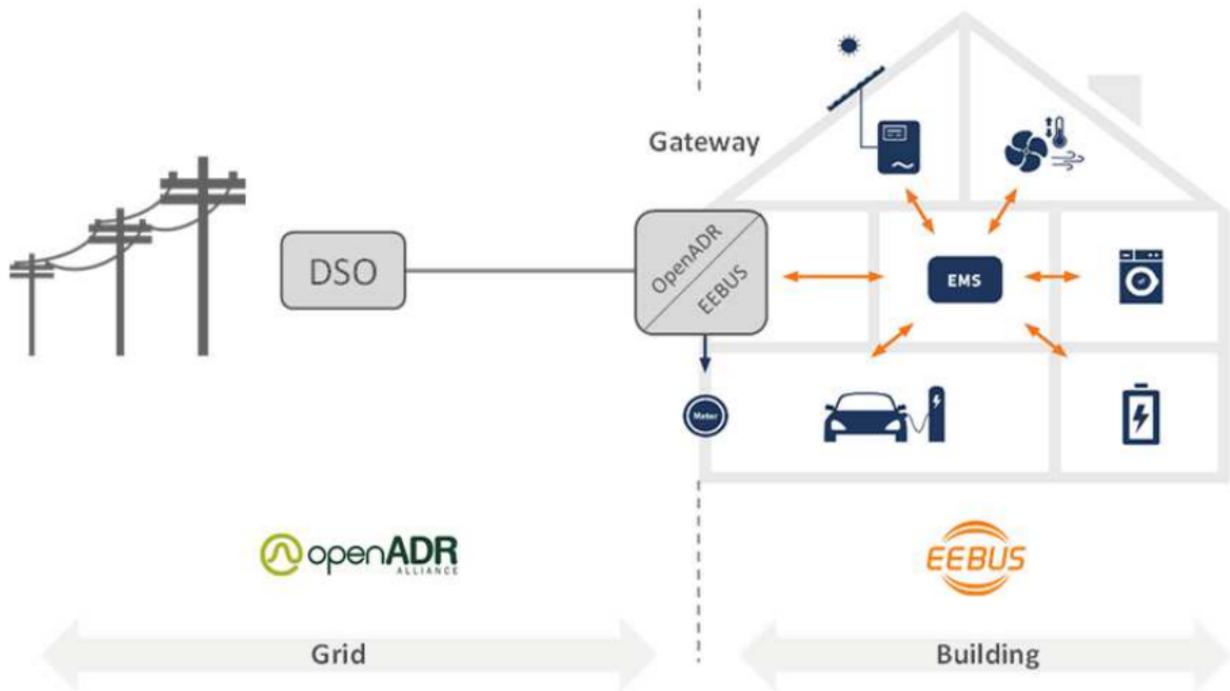


Abbildung 5: Kommunikation zwischen OpenADR und EEBUS über Gateway [64]

Zum jetzigen Zeitpunkt werden laut [65] sieben verschiedene Use-Cases unterstützt:

- Koordiniertes Laden von EV
- Überlastschutz durch Ladestrombeschränkung
- Optimierung des Eigenverbrauchs beim Ladevorgang
- Messung der EV-Ladeleistung
- Zusammenfassung des EV-Ladevorganges
- Inbetriebnahme und Konfiguration des Elektrofahrzeuges
- Inbetriebnahme und Konfiguration der Ladestation

Weitere Anwendungsfälle wie die Visualisierung des Ladefortschrittes am Energiemanagementsystem sowie V2B- und V2G-Anwendungen sind laut dem EEBUS-Whitepaper geplant. [65]

3.3.7 OCA OSCP 2.0

Die Open-Charge-Alliance (OCA) hat mit dem Open-Smart-Charging-Protokol (OSCP) die Basis für die Kommunikation zwischen dem Betreiber der Ladestellen (CPO) und dem Verteilnetzbetreiber (DSO). Dabei kann eine Vorhersage der nächsten 24 Stunden bezüglich der lokal verfügbaren

Energiekapazität übermittelt werden, um die Ladepprofile der einzelnen Stationen dementsprechend anzupassen. Die Version 2.0 wurde dahingehend angepasst, dass die einzelnen Use-Cases allgemeiner formuliert wurden, damit das Protokoll nicht nur für Smart-Charging verwendet werden kann, sondern die Elektrofahrzeuge in größere Energiesysteme mit PV-Anlagen, stationären Speichersystemen und Ähnlichem integriert werden können. [66]

3.3.8 OpenADR 2.0

OpenADR steht für Automated-Demand-Response und ist ein interoperabler Kommunikationsstandard für Demand-Response-Anwendungen in einem Smart-Grid. Er ermöglicht die Übertragung von Steuersignalen zwischen den Energieversorgern und den Energiemanagementsystemen auf Seiten der Nutzer:innen über eine Internetverbindung. So kann z.B. das Laden eines Elektroautos zu Zeiten erhöhter Netzbelastung reduziert werden. Zusätzlich kann die Information auch von den verteilten Erzeugungsanlagen hin zum Netzbetreiber übertragen werden, damit dieser angemessen auf bestimmte Ereignisse reagieren kann. Es entsteht somit eine Zwei-Wege-Kommunikation von Daten und Befehlen zwischen dem automatisierten Kontrollzentrum des Netzbetreibers und den verteilten Erzeugern und Verbrauchern. [55]

Mittlerweile ist das Protokoll in der Version 2.0 verfügbar, welches die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen speziell unterstützt. Dabei ist es möglich, sowohl den geplanten Leistungsbedarf der Ladestation an den DSO zu senden als auch das Leistungsprofil vom zentralen System an den CP zu übertragen. Zudem wird die Kommunikation zwischen OpenADR und OCPP sowie zwischen OpenADR und EEBUS unterstützt. [64], [67]

3.3.9 IEEE 2030.5

Der IEEE 2030.5 wurde als Standard speziell für die Kommunikation zwischen dem DSO und dem Energy-Management-System (EMS) in einem Smart-Home entwickelt. Dabei kann der Platz des EMS auch durch einen öffentlichen CP/EVSE eingenommen werden. [49]

Diese Norm ermöglicht einen IoT-Ansatz für das Energiemanagement von Endverbrauchern mittels TCP/IP, einschließlich Demand-Response (DR), tageszeitabhängige Tarifgestaltung sowie das Management von dezentralen Erzeugern und Elektrofahrzeugen. [56]

Nach Angaben des niederländischen Netzwerks der Stromnetzbetreiber eeladNL [49] umfasst IEEE 2030.5 die folgenden für die E-Mobilität relevanten Anwendungsfälle:

- Demand-Response
- Austausch von Zählerdaten (zwischen CP und CPO)
- Übermittlung von Tarifinformationen (z.B. Echtzeitpreis im Abstand von Minuten)
- Übermittlung von Textnachrichten (z.B. an den Display des CP)
- Übermittlung von Abrechnungsinformationen (EMSP/CPO zu CP)
- Energiefluss-Reservierung (Information für den DSO, um die Kapazitäten im Verteilnetz einzuteilen)
- Management von verteilten Erzeugern (DER) (Verwendung von EVs als Speicher)

3.3.10 OCPI

Ein weiteres Protokoll ist das sogenannte Open-Charge-Point-Interface (OCPI), welches die Kommunikation zwischen einem E-Mobility-Service-Provider und dem Charging-Point-Operator festlegt. Der oder die EV-Fahrer:in ist dabei Kunde oder Kundin des E-Mobility-Service-Providers, wobei es durch das OCPI ermöglicht wird an beliebigen Ladestationen der verschiedenen CPOs zu laden. Das Protokoll bietet zusätzlich Informationen über die Ladestation wie den Preis, Verfügbarkeit und Standort der Ladestation, welche z.B. auf einem mobilen Endgerät angezeigt werden können. Es handelt sich hierbei also um einen Kommunikationsstandard, welcher dazu dient die verschiedenen Marktteilnehmer zusammenzuführen. Es dient also nicht der Steuerung der Ladestationen, wird aber der Vollständigkeit halber angeführt. [68]

4 Smart-Grid-Plattformen

Um den Umstieg von Verbrennungsmotoren zu elektrisch betriebenen Fahrzeugen so attraktiv wie möglich zu gestalten, ist es wichtig den Ausbau sowohl der öffentlichen als auch der privaten Ladeinfrastruktur voranzutreiben. Durch das unkoordinierte Laden von E-Fahrzeugen kommt es zu möglichen Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze, vor allem aus Spannungsschwankungen, Transformator- und thermische Grenzwertverletzungen. Um diese Auswirkungen vorzubeugen, sollten die Ladestationen möglichst gleichmäßig im Verteilnetz untergebracht werden und die Ladevorgänge zeitlich möglichst breit über den Tag gestreut bzw. zu Zeitpunkten geringer Netzauslastung unternommen werden. [69]

Betrachtet man den Ausbau der öffentlich zugänglichen Ladestationen, so wird zwischen den sogenannten Slow- und Fast-Chargern unterschieden. Erstere haben eine Ladeleistung unterhalb 22kW und haben sich laut [29] in China im Jahr 2020 um 65% auf eine Gesamtzahl von 500.000 erhöht. Europa belegt hier den zweiten Platz mit einer Erhöhung von etwa einem Drittel auf ca. 250.000. Bei den Schnellladestationen ist China mit einem Ausbau von 44% auf 310.000 Stück wieder an erster Stelle, während Europa wieder auf dem zweiten Platz landet. Mit einer Erhöhung von 55% im Jahr 2020 sind jetzt europaweit über 38.000 öffentlich zugängliche Schnellladestationen verfügbar. Dies ist zwar an der Gesamtzahl gemessen deutlich weniger, jedoch ist die Zuwachsrate höher als in China. Der Ausbau der Ladeinfrastruktur spielt eine große Rolle in der Akzeptanz der Bevölkerung für E-Mobilität, da somit auch weitere Strecken ohne Probleme zurückgelegt werden können. [29]

4.1 Methodologie

Für das Kapitel 4 wurde eine systematische Literaturrecherche nach Kitchenham et al. [70] in der akademischen Literatur durchgeführt. Dabei wurden die Begriffe „electric vehicle charging platform“ in die Suchfunktion der wissenschaftlichen Datenbank Scopus eingegeben. Es wurden englisch- und deutschsprachige Publikationen ausgewählt und folglich 901 Dokumente gefunden. Das Ziel ist eine möglichst gute Übersicht über die wesentlichen Komponenten, Agierenden und Ladestrategien solcher EV-Ladepattformen zu geben. Sogenannte Conference-Review-Paper sowie zurückgezogene Publikationen wurden von der Suche ausgenommen. Anfangs war geplant mehrere Suchmaschinen für die systematische Recherche zu verwenden. Aufgrund der großen Anzahl an Suchtreffern wurde mit Scopus eine einzelne Suchmaschine ausgewählt, die jedoch auch Ergebnisse von anderen Plattformen wie SpringerLink und IEEE Explore liefert. Somit soll trotz der Verwendung von nur einer Suchmaschine eine ausreichend breitgefächerte Trefferdatenbank geliefert werden.

Der Suchstring lautete somit:

„TITLE-ABS-KEY (electric AND vehicle AND charging AND platform) AND (EXCLUDE (DOCTYPE, „ci“)) AND (EXCLUDE (DOCTYPE, „tb“)) AND (LIMIT-TO (LANGUAGE, „English“) OR LIMIT-TO (LANGUAGE, „German“))“.

Im ersten Schritt wurden die Suchergebnisse anhand ihrer Titel beurteilt und für nicht relevant befundene aussortiert. Danach wurden in einem zweiten Schritt die einzelnen Abstracts durchgelesen, wobei auch hier die nicht relevanten Ergebnisse aussortiert wurden. In Tabelle 1 sind die

Ergebnisse der Reduktion numerisch dargestellt. Die anschließend übrig gebliebenen Publikationen wurden dann für die eigentliche Recherche verwendet und je nach Bedarf zitiert. Dabei handelt es sich um Veröffentlichungen, welche sich mit Smart-Grid-Plattformen im Anwendungsbereich E-Mobility und deren Architekturen sowie mit den möglichen Grid-Services befassen. Natürlich wurden in diesem Kapitel auch Artikel zitiert, welche nicht direkt in der systematischen Recherche gefunden wurden. Dies liegt vor allem an der Tatsache, dass die Originalquelle zitiert werden muss.

Suchergebnisse	Relevante Titel	Relevante Abstracts
901	260	148

Tabelle 1: Ergebnisse der systematischen Recherche und Reduktion nach Relevanz des Titels und des Abstracts

4.2 Related work

Nimalsiri et al. [71] hat in seinem Review-Artikel die Koordinierung der Ladevorgänge in zentralisierte und verteilte Koordinierung unterteilt, wobei die Verteilte wiederum in dezentralisierte und hierarchische Koordinierung unterteilt wird. Abgesehen von der Unterscheidung zwischen zentralisierter, dezentralisierter und hierarchischer Koordinierung als drei eigenständige Architekturen wurde in dieser Arbeit noch zwischen dezentraler Koordinierung mit Kommunikation und mit lokalen Messwerten unterschieden (siehe Kapitel 4.4, Abbildung 8). Ein Überblick über Steuerungsarchitekturen und die damit verbundenen Möglichkeiten für die einzelnen Agierenden, sei es für unidirektionales als auch bidirektionales Laden, wurde in dieser Form noch nicht geschrieben.

4.3 Aktueller Forschungsstand zu den Ladeverfahren

Bevor es mit der Koordinierung der Ladevorgänge zum eigentlichen Hauptteil dieser Arbeit geht, werden zuerst die verschiedenen Möglichkeiten des Ladevorganges betrachtet. Dabei soll der oder die Leser:in ein Gefühl für die verschiedenen Methoden der Energieübertragung, als auch die gängigen Ladeleistungen bekommen. Zudem soll eine Unterscheidung der verschiedenen Ladeorte sowie des Verhaltens der Nutzer:innen stattfinden. Des Weiteren gibt es noch Ladestationen, welche mit PV-Anlagen und/oder verschiedenen Speichermöglichkeiten kombiniert werden, um dadurch die Auswirkungen des Ladevorganges auf das Stromnetz beeinflussen zu können.

4.3.1 Konduktives Laden im AC- oder DC-Modus

Der IEC 61851-1 Standard unterscheidet zwischen vier verschiedenen Lademodi. Die ersten drei Modi beschreiben die Übertragung von Wechselstrom an das On-Board-Ladegerät, während die vierte die Übertragung von Gleichstrom direkt an die Batterie beschreibt. In Tabelle 2 sind die Limits für Ladestrom und -spannung dargestellt. [72]

Modus 1 beschreibt den Ladevorgang über eine normale Haushaltssteckdose. Dieser Standard wird aufgrund der geringen Ladeleistung häufig nur für E-Bikes und E-Scooter angewendet. Dabei soll die Stromstärke von 16 A pro Phase nicht überschritten werden, sei es im Betrieb mit einer, als auch mit drei Phasen. [72]

Modus 2 beinhaltet ein spezifisches Ladekabel mit einer integrierten Kontrollbox, welche das Kabel bezüglich der Stromstärke und der Temperatur überwacht. Diese wird auch In-Cable Control and Protection Device (IC-CPD) genannt [73]. Bei diesem Lademodus können sowohl konventionelle Haushalts- als auch für Industriesteckdosen verwendet werden. Der maximal zulässige Strom beträgt 32 A, welcher auch hier wieder für den ein- und dreiphasigen Betrieb gilt. Dabei ist zu erwähnen, dass sowohl Modus 1 als auch Modus 2 gesetzlichen Einschränkungen unterliegen, was die Verwendung in öffentlichen Bereichen angeht. Deshalb sind diese, abhängig von den jeweiligen nationalen Gesetzgebungen, vorwiegend nur für den privaten Bereich zulässig. [72]

Modus 3 hingegen ist sowohl das Laden an der hauseigenen Wallbox, als auch an öffentlich zugänglichen Ladestationen zugelassen. Auch hier wird wieder mit Wechselstrom und einer maximalen Stromstärke von 32 A, jeweils mit 250 V im einphasen- und 480 V im dreiphasigen Betrieb geladen. Die Kontrollbox ist hier direkt in die Ladestation integriert. [72]

Modus 4 beschreibt den Ladevorgang mit Gleichstrom, wobei es hier einen japanischen (CHAdeMO) und einen europäischen Standard (CCS Combo) gibt. Im Unterschied zu den vorherigen Modi wird die Umwandlung von Gleich- auf Wechselstrom von der Ladestation selbst und nicht von einer zusätzlichen Hardware im EV vorgenommen. Für diesen Modus sind keine Strom- und Spannungslimits vorgegeben. [72]

Laut [73] sind Stromstärken von 400 A bei einer Spannung von 600 V möglich.

AC Charging	Spannung	Stromstärke
Mode 1	250V (1Ph) / 480 V (3Ph)	16 A
Mode 2	250V (1Ph) / 480 V (3Ph)	32 A
Mode 3	250V (1Ph) / 480 V (3Ph)	32 A
DC Fast Charging	Spannung	Stromstärke
Mode 4	600 V [73]	400 A [73]

Tabelle 2: Zusammenfassung der zugelassenen Strom- und Spannungswerte für den IEC 61851-1 [72]

Für Schnellladevorgänge kommen die DC-Ladestationen ins Spiel. Im Unterschied zum AC-Laden kommt hier kein zusätzlicher On-Board-Charger zum Einsatz, sondern der Akku wird direkt über das Ladekabel mit dem CP verbunden und aufgeladen. Damit sind weit höhere Ladeleistungen und auch sogenannte Vehicle-to-Grid Anwendungen möglich. Aufgrund der teuren Leistungselektronik und dem deshalb groß bemessenen Netzanschluss sind bis dato laut [74] weit weniger DC-Schnellladestationen als AC-Ladestationen anzutreffen. Um ein Gefühl für die Größenordnungen der derzeit möglichen Ladeleistung zu bekommen: Der Supercharger von Tesla [75] lädt mit bis zu 250 kW, die Schnelllader von IONITY [76] mit bis zu 350 kW. Diese hohen Leistungen unterstreichen auch hier wieder die Notwendigkeit einer DR-Fähigkeit solcher Lasten im Stromnetz.

Neben dem einphasigen- gibt es auch zwei- bzw. dreiphasige Ladevorgänge, welche vom jeweiligen Fahrzeug abhängen. Generell gilt, dass die Ladeleistung mit der Anzahl der Phasen zunimmt. So kann z.B. ein Toyota Prius Plug-in Hybrid mit einer Phase und 16 A mit einer Nennleistung von 3,7 kW aufgeladen werden. Der VW e-Golf kann mit zwei Phasen und 16 A pro Phase mit 7,4 kW geladen werden. Dreiphasiges Laden unterstützt z.B. der Tesla Model 3 mit 16 A und 11 kW, während ein Tesla Model S mit 25 A auf ganze 17 kW Nennleistung kommt. Diese Zahlen wurden aus [77] entnommen und dienen nur der Veranschaulichung des Sachverhaltes.

Zu berücksichtigen ist hier auch der Einfluss auf die Asymmetrie im Netz aufgrund der einseitigen Belastung durch ein- und zweiphasige Lasten. Dreiphasige Ladevorgänge und DC-Ladestationen mit Invertern belasten das Netz i.A. auf allen drei Phasen gleichmäßig. Durch ein Energy-Management-System (EMS) und zusätzliche Inverter, welche die Phasenasymmetrien verringern oder ganz ausgleichen, kann dieses Problem wie in Abschnitt 4.6.8 angegangen werden.

4.3.2 Kabelloses Laden

Neben den AC- und DC-Ladevorgängen, welche in beiden Fällen über ein Kabel erfolgen, gibt es noch das kabellose induktive Laden. Hier wird die gegenseitige Induktivität zweier Spulen genutzt, um elektrische Energie kontaktlos zu übertragen. Eine schematische Darstellung des induktiven Ladevorgangs und der notwendigen Komponenten ist in Abbildung 6 abgebildet. Dabei treten laut [78] bei kommerziellen Produkten Wirkungsgrade zwischen 85% und 94% auf, während bei Prototypen bereits Wirkungsgrade von bis zu 98% erreicht wurden. In Hinblick auf die Ladeleistung sind bereits kommerzielle Produkte mit bis zu 180 kW [78] bzw. 200 kW [79] Spitzenleistung erhältlich. Abbildung 6 verschafft uns einen Überblick über ein induktives Ladesystem. Anzumerken ist hier, dass die für die Übertragung verwendeten Frequenzen im Bereich zwischen 20 kHz und 85 kHz liegen. Damit ist zwar eine aufwändige Leistungselektronik sowohl auf der Seite des Transmitters als auch des Receivers notwendig, aber aufgrund der hohen Frequenzen ist es so möglich die einzelnen Komponenten relativ kompakt zu gestalten. [78]

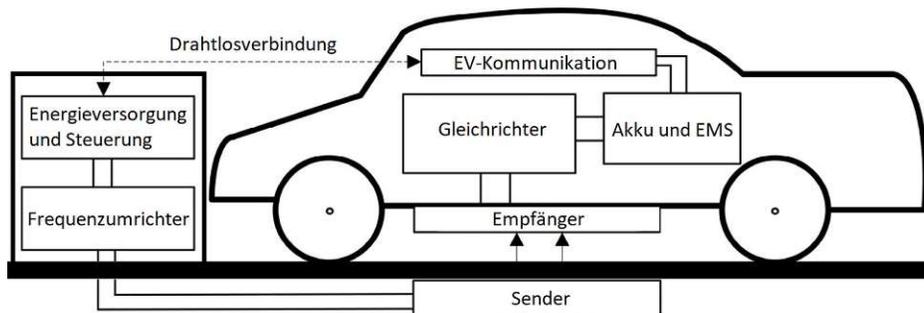


Abbildung 6: Schematische Darstellung des induktiven Ladevorgangs [78] (bearbeitet)

Erste kommerzielle Produkte, seien es die Ladestationen als auch die Fahrzeuge, sind schon auf dem Markt. Besonderes hervorzuheben ist das sogenannte „Elektromobilität mittels induktiver Ladung“ - kurz „emil“ - genannte Projekt der Stadt Braunschweig. Hier kommt das induktive Laden bei Linienbussen und Taxis zum Einsatz, welche für die Haltedauer ihre Batterien aufladen können. Zu den Auswirkungen solcher induktiven Systeme auf das Stromnetz ist zu sagen, dass sie generell auf gleiche Weise steuerbar sind wie die konduktiven Ladearten. Im speziellen Fall des emil-Projektes gilt dies jedoch nicht, da die Linienbusse sich nur für kurze Zeit (zwischen 30 Sekunden und 11 Minuten) an den Haltestellen aufhalten und dort mit maximaler Leistung geladen werden. [79],[80]

Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass bei kabellosen Ladevorgängen nicht ausschließlich von induktiver Kopplung die Rede ist. Neben dieser gibt es beispielsweise noch die Möglichkeit der kapazitiven Kopplung sowie die Energieübertragung mittels Mikrowellen oder Laser. Diese sind aber aus unterschiedlichen Gründen wie geringer Leistungen, Effizienz oder aufwändiger Sende- und Empfangseinrichtungen für das Laden von Elektrofahrzeugen nicht geeignet. [81]

4.3.3 Battery-Swapping

Laut Kumar et al. [82] werden Batteriewechselstationen aufgrund des großen Platzbedarfes der jeweiligen Maschinen und des notwendigen Lagerbestandes an Batterien eines bestimmten Typs in Zukunft wohl eher für den Betrieb von Flotten im öffentlichen Nahverkehr verwendet als für den privaten Gebrauch. Vor allem für Autobusse bietet sich ein solches System an, da hier durch die hohe Fahrzeugnutzung und die gute Planbarkeit der Fahrten die jeweiligen Investitionskosten für die Batterien wieder gutgemacht werden. Deshalb werden sowohl Ladestationen als auch Batteriewechselstationen eingesetzt werden. Letztere haben den Vorteil der einfacheren zeitlichen Einteilung der Ladevorgänge, da die Akkus i.A. für einen längeren Zeitraum an die Ladestation angeschlossen sind. Da viele Akkus an einem Ort konzentriert sind, ist auch eine größere Kapazität für die lokale Aufnahme von fluktuierender PV- und Windenergie gegeben. [82], [83]

Zhang et al. [84] beschreibt den Vorgang in einem sogenannten Battery-Charging-and-Storage-System (BCSS) in zwei Schritten: Die entladene Batterie im EV wird mit einer vollständig aufgeladenen ersetzt und dann in einen Lagerbereich gebracht, wo sie wieder aufgeladen wird. Der gesamte Austausch mit einer vollgeladenen Batterie kann dabei in etwa 10 Minuten erfolgen, was einen wesentlichen Zeitvorteil gegenüber den herkömmlichen Ladevorgängen darstellt. Nachteilig ist allerdings die Notwendigkeit eines speziellen Roboters, welcher den Austausch der verschiedenen Batteriemodelle beherrschen muss, sowie der entsprechenden Lagerinfrastruktur. [84]

4.3.4 Laden an der privaten Wallbox (Home Charging)

Die einfachste Variante des Ladevorganges an einem privaten CP ist das Laden an einer normalen Steckdose, wobei hier auch die Ladeleistung weitaus am geringsten ausfällt. Daneben gibt es noch die hauseigene Wallbox, an welcher das Fahrzeug zum Laden angeschlossen werden kann. Laut Tal et al. [85] ist das Laden an privaten CPs, neben dem Laden an öffentlichen und den Ladestationen am Arbeitsplatz, die am häufigsten verwendete Art des Ladens. Diese ist im Normalfall ohne weitere Kommunikations- und Steuermöglichkeiten am Stromnetz angeschlossen. Insgesamt laden 53% der EV-Besitzenden ihr Fahrzeug ausschließlich zuhause, während weitere 33% neben der privaten Wallbox noch die Ladestellen am Arbeitsplatz und/oder öffentlich zugängliche CPs nutzen. [85]

Dies unterstreicht die Wichtigkeit einer Steuerung/Koordinierung dieser Lasten, da die bloße Anzahl dieser bei einem hohen Anteil an EVs im Straßenverkehr zu einer großen Belastung für das Stromnetz wird.

4.3.5 Laden am Arbeitsplatz (Workplace Charging)

Laut der Studie von Tal et al. [85] verwenden nur 8% der EV-Besitzenden ausschließlich diese Art des Ladens, während 23% neben dieser noch private und/oder öffentliche Ladestellen verwenden. Diese Variante unterscheidet sich prinzipiell vom Laden am privaten CP dadurch, dass zum einen eine größere Anzahl an EVs gleichzeitig laden wollen, zum anderen die Spitzenlastzeiten mit den Arbeitszeiten der Belegschaft übereinstimmt.

4.3.6 Laden an öffentlichen Ladestationen (Public Charging)

Diese Variante hat die geringste Verbreitung, da lediglich 3% ihr Auto ausschließlich an öffentlichen Ladestationen aufladen und 20% laut [85] eine Kombination aus öffentlichen, privaten und Ladestationen am Arbeitsplatz verwenden.

Lädt man sein EV an einem Ort, an dem sich eine Vielzahl von Ladestationen befindet, so wird die Situation schnell kompliziert. Hier gilt es nicht nur einen einzelnen Ladevorgang zu steuern und zu überwachen, sondern das Zusammenspiel von allen Ladevorgängen zu managen, sei es in Bezug auf die Gesamtlast am Netz, als auch in Hinblick auf die von den Fahrzeugbesitzenden geforderten Ladetarife und -zeiten.

4.3.7 PV-Grid-Charging

Unter diesem Begriff versteht man das Laden von EV-Akkus mit vorzugsweise lokal erzeugtem Solarstrom. Dies hat zum einen den finanziellen Vorteil des günstig bereitgestellten Stromes, zum anderen wird das Verteilnetz durch ein solches System entlastet. Dabei lässt sich das Konzept auch auf andere RES anwenden, jedoch haben Photovoltaikanlagen den großen Vorteil, durch ihren modularen Aufbau in beliebiger Größe und an allen möglichen Orten installierbar zu sein. Zudem machen die sinkenden Kosten solche Systeme laut Barker et al. [86] besonders attraktiv. Beispielsweise eignen sie sich als Überdachung eines Parkplatzes, welcher typischerweise während des Tages belegt ist und so die Anschlusszeit des EVs mit der Produktionszeit der PV-Anlage zu einem großen Teil übereinstimmt. Den restlichen Anteil übernimmt dann das Stromnetz. Deshalb wird in diesem Abschnitt ausschließlich von PV-Grid-Charging gesprochen. [87]

Zwecks der Vollständigkeit sei erwähnt, dass auch die Möglichkeit des Ladens ausschließlich mit PV-Strom und ohne zusätzliche Netzverbindung möglich ist. Für diese Arbeit hat der Fall aufgrund der fehlenden Netzverbindung jedoch keine Relevanz.

Oft wird ein solches System mit einem stationären Speicher kombiniert, damit ein möglichst großer Anteil der Solarenergie für den Ladevorgang verwendet werden kann. In Abbildung 7 ist ein solches System ersichtlich, welches sich aus der PV-Anlage mit Inverter, dem Speichersystem (optional, siehe Abschnitt 4.3.8) und der bidirektionalen Gleichstromladestation zusammensetzt. Die zentrale Steuereinheit regelt das Zusammenspiel zwischen den Komponenten und dem Leistungsfluss über den gemeinsamen DC-Bus.

Dabei sind je nach Gegebenheiten wie Sonneneinstrahlung, angeschlossenem EV oder Ladestand des Batteriespeichers verschiedene Betriebsmodi möglich. Beispielsweise kann ein angeschlossenes EV nur mittels PV-Strom, nur aus dem Batteriespeicher oder nur aus dem Stromnetz geladen werden. Auch sind verschiedene Kombinationen der drei Quellen möglich. Bei nicht angeschlossenem EV und genügend Sonneneinstrahlung kann der Batteriespeicher geladen werden, welcher seine

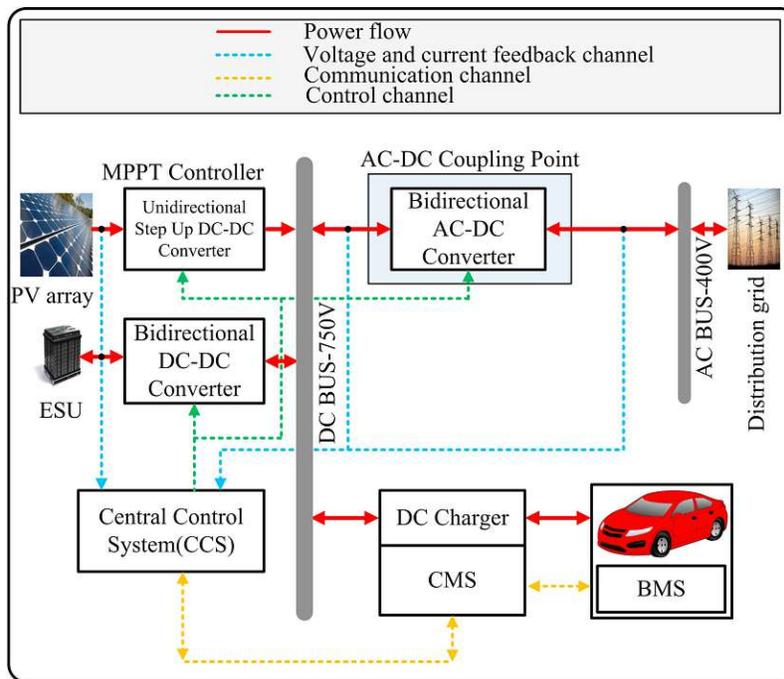


Abbildung 7: Schematische Darstellung der notwendigen Hardware für PV-Grid-Laden [88]

Leistung dann zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung stellt. Der Speicher kann auch über das Stromnetz geladen werden, beispielsweise wenn dies durch einen zeitlich abhängigen Netztarif günstig ist. Ist dieser bereits vollgeladen, so kann die erzeugte Energie über den Inverter wie bei einer herkömmlichen PV-Anlage in das Stromnetz eingespeist werden. In einem solchen System wird auch das Rückspeisen von Energie vom EV in das Stromnetz unterstützt, um dieses bei Bedarf zu stützen (Siehe Abschnitt 4.5). Das V2G-System kann hier auch dazu verwendet werden den Batteriespeicher zu ersetzen und den internen DC-Bus zu stabilisieren. Jedoch spricht die momentan geringe Verbreitung von V2G-fähigen Autos, die geringe Komplexität und höhere Zuverlässigkeit eines stationären Speichers für dessen Einsatz. [88]

4.3.8 Laden mit zusätzlichem Speicher

Während elektrochemische Energiespeicher im zukünftigen Stromnetz mit Sicherheit eine große Rolle spielen, befasst sich diese Arbeit lediglich mit der Kombination aus EV-Ladestation und Stromspeichern. Damit kann zu Zeitpunkten mit geringer Netzauslastung Strom bezogen werden, um später dann zum Zeitpunkt hoher Netzbelastung die Lastkurve zu verringern. Gleichzeitig kann, wie im vorherigen Unterpunkt beschrieben, lokal erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen zwischengespeichert werden. Für hohe Leistungen, wie sie bei Schnellladevorgängen benötigt werden, können durch den Einsatz solcher Speichersysteme auch die Anschlussgebühren ans Stromnetz verringert werden. Dabei werden in der Literatur neben Batteriespeichern aus gebrauchten EVs [89] auch andere Möglichkeiten wie Schwungradspeicher [90] vorgeschlagen.

Dabei kann ein solches System neben dem günstigeren Bezug elektrischer Energie aus dem Stromnetz zu Zeitpunkten geringer Nachfrage auch dafür verwendet werden, die hohen Lastspitzen von Schnellladestationen abzufedern. Zusätzlich kann die fluktuierende Erzeugung von lokalen RES zwischengespeichert werden, damit ein möglichst großer Anteil davon für die Ladevorgänge zur

Verfügung steht. Da es bei großen öffentlichen Ladestationen zu unsymmetrischen Belastungen der Phasen kommen kann, eignen sich solche Systeme auch dazu diese Asymmetrien auszugleichen. [91]

Durch die stetige Zunahme von EVs im Straßenverkehr ist ein großes Angebot an gebrauchten Akkus in einigen Jahren absehbar. Laut Deng et al. [89] besitzen ausgediente EV-Batterien noch immer 70-80% ihrer ursprünglichen Kapazität, wobei der Preis von etwa 209 US\$/kWh auf 11,77 US\$/kWh sinken würde (berechnet aus dem Recyclingpreis für LiFePO₄-Akkus). Zu beachten ist allerdings, dass der Autor den Preis aus dem Recyclingpreis berechnet hat.[89]

Sollten in Zukunft gebrauchte EV-Batterien im großen Stil für solche Anwendungen verwendet werden, kann man davon ausgehen, dass auch der Preis entsprechend steigen wird. Trotz ihrer geringeren Kapazität sind solche Akkus für stationäre Anwendungen, wo das Leistung/Gewicht-Verhältnis eine untergeordnete Rolle spielt, weiterhin geeignet.

Eine weitere Möglichkeit die Lastspitzen der Schnellladevorgänge abzufachen ist die Verwendung sogenannter Schwungradspeicher. Diese wandeln die elektrische Energie in Rotationsenergie um und können diese mit Hilfe eines Synchrongenerators wieder abrufen. Besonders attraktiv ist diese Technologie laut Gabbar et al. [90] für Schnellladestationen, da diese Speichertechnologie große Energiemengen schnell zur Verfügung stellen kann. Gegenüber Batteriespeichern haben sie den Vorteil eine höhere Energiedichte, Zuverlässigkeit und Temperaturunabhängigkeit aufzuweisen. Im Gegensatz zu BESS sind auch keine Degradationserscheinungen bei hohen Belastungen feststellbar. Aufgrund der verwendeten Magnetlager verfügen Sie zudem über eine lange Lebensdauer. [90]

4.4 Koordinierung des Ladevorganges

Bei der Koordinierung des konventionellen Ladevorganges (G2V), also dem ausschließlichen Laden des EV-Akkus, unterscheidet man zuerst, ob dieser gesteuert oder ungesteuert abläuft. Je nachdem ob die Steuerung der Ladevorgänge von einem zentralen Aggregator oder von der einzelnen Ladestation bzw. dem EV selbst getroffen wird, unterscheidet man des Weiteren zwischen der zentralisierten und der dezentralisierten Koordinierung. Dies hat zur Folge, dass die Bedürfnisse des Netzbetreibers oder der EV-Besitzenden berücksichtigt werden. Einen Sonderfall stellt hier die hierarchische Koordinierung dar, bei welcher sowohl die Bedürfnisse des Netzbetreibers als auch des EV-Besitzenden berücksichtigt werden, gewichtet nach deren Relevanz. Hier finden sowohl dezentralisierte als auch zentralisierte Entscheidungen statt, welche dann je nach Priorität hierarchisch abgearbeitet werden. In Abbildung 8 ist diese Einteilung übersichtlich dargestellt.

Die dezentrale Architektur wird weiter nach den zur Verfügung stehenden Informationen eingeteilt. Dabei gibt es zum einen die Verwendung von lokalen Messwerten wie Spannung und Frequenz, aufgrund derer die Ladeleistung berechnet wird. Die zweite Möglichkeit sieht die Verwendung von Kommunikationstechnik vor, mit deren Hilfe Tarife, Prognosen und sonstige Daten vom DSO an die dezentrale Steuerung gesendet werden können.

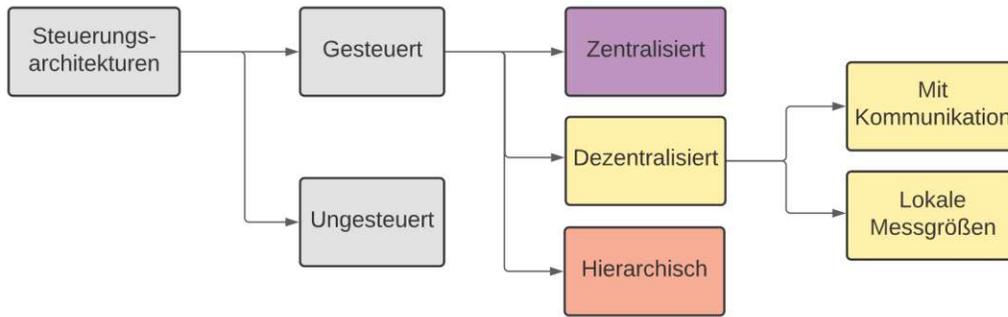


Abbildung 8: Übersicht der Steuerungsarchitekturen von EV-Ladevorgängen

4.4.1 Ungesteuertes Laden

Beim ungesteuerten Laden beginnt der Ladevorgang direkt beim Anschließen an die Ladestation und endet wenn der Akku vollgeladen ist oder das Fahrzeug losfährt. Das hat zur Folge, dass es am Tag zu zwei Lastspitzen kommt, jeweils eine am Vormittag und am späten Nachmittag. Die Gründe hierfür liegen am Nutzer:innenverhalten, da ein großer Teil der Bevölkerung am Morgen zwischen 7 Uhr und 8 Uhr zur Arbeit fährt und abends gegen 17 Uhr wieder nach Hause pendelt. Je nach Möglichkeit wird bei der Ankunft das EV direkt an die Ladestation angeschlossen, was beim unkoordinierten Laden zu besagten Lastspitzen führt. Neben den Lastspitzen kann es durch die starken lokalen Belastungen zur Verletzung der Spannungsbänder im Niederspannungsnetz sowie zu erhöhten Verlusten in den Leitungen und Transformatoren kommen. [92]–[94]

4.4.2 Gesteuertes Laden - Zentralisierte Architektur

Für die Implementierung eines EV-Ladesystems nennt Waraich et al. [93] zwei generelle Ansätze, die zentralisierte- und die dezentralisierte Koordinierung. Bei Ersterem besteht die Möglichkeit, die Steuerung an die Netzbetreiber zu übertragen. Diese können dann mit Hilfe von Informationen wie der geplanten Anschlussdauer und benötigten Energiemenge des EVs den Ladevorgang einzelner oder mehrerer EVs optimal planen. Aufgrund der erhöhten Flexibilität, welche sich für den Netzbetreiber bei langen Anschlusszeiten der Fahrzeuge ergeben, könnten diese zu verringerten Stromtarifen für die Nutzer:innen führen. Die Bereitstellung von Informationen wie Akkukapazität, geplanter Abfahrtszeit und/oder den Ladestand des Akkus (SOC) könnte laut dem Autor durch einen vergünstigten Ladetarif entlohnt werden. [93]

Für das Szenario mit einer V2G-Option (siehe Abschnitt 4.5) kann der Netzbetreiber auch hier den Energiefluss je nach Bedarf steuern. Auch für diesen Fall könnten verringerte Stromtarife für lange Anschlusszeiten, unabhängig von der Entschädigung für die Verwendung des Akkus, an den EV-Besitzenden weitergegeben werden. [93]

Bei der zentralisierten Architektur in Abbildung 9 entscheidet somit eine zentrale Steuerung, welches Fahrzeug wann und mit welcher Leistung lädt. Dabei wurde auch die mögliche, aber nicht zwingend notwendige Verwendung von Aggregatoren mit einbezogen, welche eine gewisse Anzahl an Ladestationen zusammenfassen. Hierbei kann laut [95] weiter unterschieden werden, ob die Steuerungen komplexe Algorithmen implementieren, welche möglichst nahe an den optimalen Betrieb herankommen sollen oder ob sie auf einfacheren, regelbasierten Algorithmen beruhen.

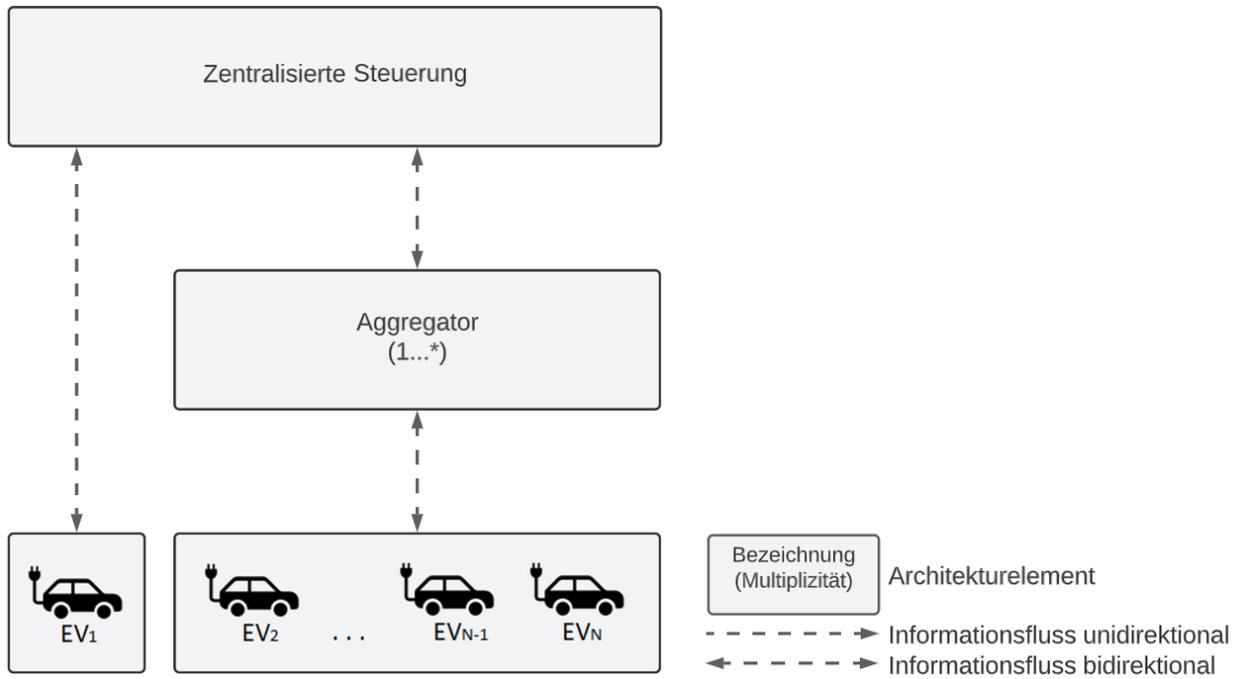


Abbildung 9: Zentralisierte Architektur

Während teurere Ladestationen mit variablen Leistungen laden können, geschieht dies bei den einfacheren Systemen, welche häufig beim Home-Charging zum Einsatz kommen, mit diskreten Werten. Das bedeutet konkret, dass sich der Ladevorgang beispielsweise nur ein- oder ausschalten bzw. auf einen bestimmten Wert reduzieren lässt. Eine mögliche Realisierung besteht in der Form einer diskreten Steuerung und einem Signal, welches vom DSO über die Smart-Meter-Infrastruktur übertragen wird und zwischen reduziertem- und nicht reduziertem Ladestrom schaltet. Eine Reduzierung bedeutet, dass der Strom entweder auf einen bestimmten Wert gesenkt oder ganz auf Null gesetzt wird, wobei dieser Wert vom Verteilnetzbetreiber definiert wird. Die Umschaltung erfolgt nicht schlagartig, sondern über eine Rampenfunktion. Laut dem Leitfaden von Österreichs Energie [96] ist für die Ansteuerung von Ladestellen ein potenzialfreier Kontakt bei den Smart-Metern als Mindestanforderung vorgesehen, wobei zwei Kontakte empfohlen werden. In der Schweiz sind zwei solcher Kontakte als Mindestanforderung vorgesehen. Damit kann die Ladeleistung vom Verteilnetzbetreiber je nach Bedarf gedrosselt werden. Dieser Kontakt steuert dann den Ladestrom und somit die Ladeleistung der AC- oder DC-Ladestation. Für weitere Use-Cases wie z.B. V2G werden vier Kontakte als Voraussetzung angegeben, wobei hier auf den EEBUS-Standard (Siehe 3.3.6) verwiesen wird, welcher in zukünftigen Systemen eingebaut werden soll. [96]

Ein Pilotprojekt einer solchen zentralisierten Architektur ist das Elbe-Projekt der Stadt Hamburg. Dabei wurden öffentliche Ladestationen installiert, welche durch den Verteilnetzbetreiber gesteuert werden können, um so die Stabilität des Netzes sicherzustellen. Realisiert wurde das System durch eine einheitliche Schnittstelle, basierend auf dem Open-ADR-2.0b-Protokoll (siehe Kapitel 3), welche im Back-End des CPO installiert wurde. In Abbildung 10 ist die Kommunikation zwischen der zentralen Steuerung am Back-End des DSO und den CPOs als lokale Aggregatoren dargestellt. Erwähnenswert ist hier zudem, dass im Back-End dieses Projektes die „Intelligent Grid“ Platt-

form der Firma Envelio zum Einsatz kommt. Diese verknüpft die Messdaten des Systems mit einem Geographic-Information-System (GIS), wodurch dann der Ladevorgang mit der Situation im Netz übersichtlich dargestellt werden kann. Bei Bedarf wird ein Befehl an den CPO gesendet, welcher daraufhin die Ladeleistung der einzelnen Stationen für einen bestimmten Zeitraum reduziert. Um die Ladevorgänge nicht vollständig zum Erliegen zu bringen wird, eine Mindestleistung von 50% der maximal möglichen Ladeleistung garantiert. Damit ist es dem Verteilnetzbetreiber möglich die Lastspitze abzufachen und gleichzeitig den Ladevorgang fortzusetzen. [97]

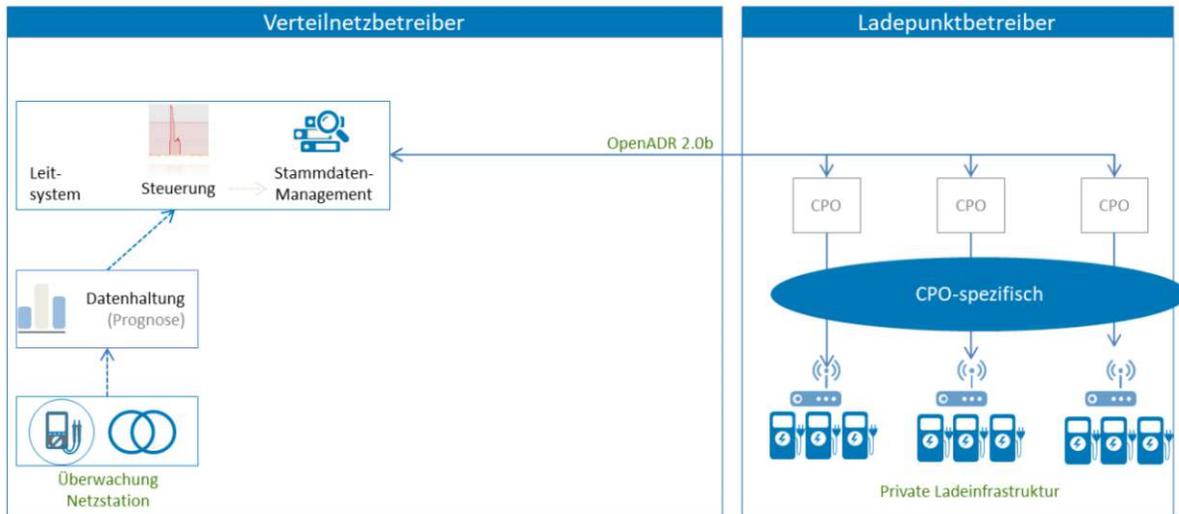


Abbildung 10: Schematische Darstellung des Elbe-Projektes [98]

Ein weiteres Pilotprojekt einer zentralisierten Architektur mit der Verwendung eines Aggregators wurde im sogenannten Parker-Projekt [99] in Dänemark realisiert. Da es sich um eine Plattform speziell für den Einsatz der zentralisierten Frequenzregulierung handelt, wurde er in Abschnitt 4.6.6 genauer beschrieben.

Bei einem zentralisierten Ansatz gilt es eine große Anzahl an Ladestationen nach Bedarf zu steuern. Mit Hilfe von Machine-Learning können Prognosen für die Netzbelastung erstellt werden. Im Allgemeinen können die notwendigen Daten in drei Kategorien unterteilt werden: konventionelle Lastdaten, Daten zur erneuerbaren Energieproduktion und Ladebedarf von Elektrofahrzeugen. Dazu werden unterschiedliche Methoden des Machine-Learning eingesetzt und mit historischen Daten des Stromnetzes der vergangenen Jahre sowie mit Wetterprognosen gefüttert. Die Vorhersagegenauigkeit liegt laut dem Autor [100] bei bis zu 94 %. Daraus können dann Leistungskurven erstellt und an die einzelnen CPs oder die Aggregatoren übermittelt werden.

4.4.3 Gesteuertes Laden - Dezentralisierte Architektur

Neben der zentralisierten Koordinierung des Ladevorganges besteht die Möglichkeit mit dem sogenannten dezentralisierten Smart-Charging die Steuerung an das EV bzw. die Ladestation zu übertragen. Diese Entscheidung kann beispielsweise auf Basis des Strompreises gefällt werden, welcher in Form von statischen oder dynamischen Tarifen übertragen wird. [95]

Faddel et al. [101] unterscheidet weiter zwischen **dezentralisierter Steuerung mit und ohne Kommunikation**. Bei der Variante ohne jegliche Kommunikation wird aufgrund von lokalen Messwerten, wie z.B. der Spannung oder der Frequenz einer Leitung entschieden, ob und mit welcher Leistung geladen wird. Dabei kommen häufig sogenannte Droop-Controller zum Einsatz. [101] Besteht hingegen eine Kommunikation zwischen der Ladestation und dem Netzbetreiber, so hat dieser die Möglichkeit zusätzliche Informationen an die Ladestationen zu senden. Diese Informationen können beispielsweise aus dynamischen Ladetarifen bestehen. Neben dem Tarif werden noch zusätzlich von dem oder der Nutzer:in eingegebene Daten wie die geplante Anschlusszeit, Preislimit sowie der gewünschte Ladestand des EVs zur Bestimmung der zeitabhängigen Ladeleistungsfunktion herangezogen. Anschließend wird eine Ladekurve für einen möglichst günstigen Ladevorgang erstellt. [93]

Die Daten wie die geplante Abfahrtszeit und andere nutzer:innenspezifische Daten können laut dem Whitepaper für die Netzintegration Elektromobilität [102] über ein beliebiges User-Interface eingegeben werden.

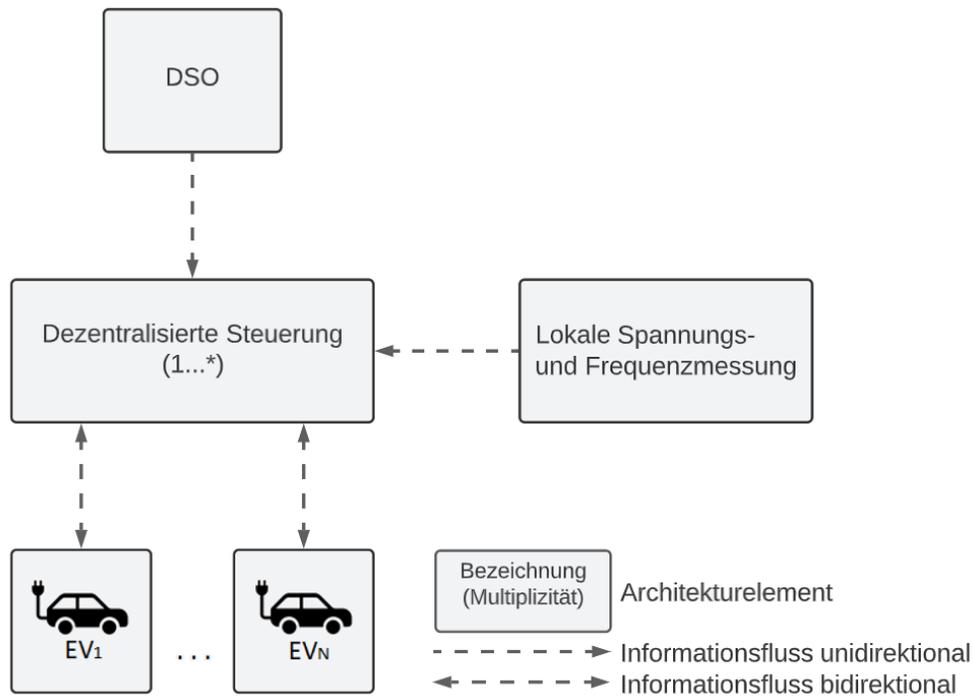


Abbildung 11: Dezentralisierte Architektur des Ladevorganges mit Kommunikation und/oder lokalen Messwerten

In Abbildung 11 ist die dezentralisierte Architektur verallgemeinert dargestellt. Je nach Variante wird jeder einzelnen Steuerung der Ladetarif in der Form eines dynamischen oder eines Time-of-Use-Tarifs (TOU) mitgeteilt und/oder lokale Messwerte von Frequenz und Spannung mit einbezogen. Diese kommuniziert mit dem Fahrzeug, bzw. dem oder der Nutzer:in und aufgrund deren Präferenzen wird dann die Ladekurve bestimmt. Die in Abbildung 11 dargestellte dezentralisierte Steuerung kann sowohl jene eines privaten Haushaltes darstellen, welche dann die Ladeleistung einer oder mehrerer Wallboxen steuert oder aber Bestandteil eines CP sein. Da die Ladeleistung von jeder Steuerung individuell bestimmt wird, nennt man dies eine dezentralisierte Architektur.

Je nachdem ob der Ladevorgang an der hauseigenen Wallbox oder an einer öffentlich zugänglichen Ladestation stattfindet, wird zusätzlich noch eine Gebühr für die Verwendung der Ladestation übermittelt. [103], [104]

Dezentralisierte Architektur mit Kommunikation

Eine relativ einfache Umsetzung einer dezentralen Architektur ist das Laden mit einem sogenannten TOU-Tarif, welcher den Tag in mehrere Intervalle mit unterschiedlichen Strompreisen einteilt. Dies soll den oder die Nutzer:in dazu bewegen zu einem Zeitpunkt niedriger Netzauslastung zu laden. Dazu werden die jeweiligen Intervalle und Tarife allen Nutzer:innen (bzw. an deren EV, EMS oder Smart-Meter) kommuniziert. Üblicherweise liegt der Zeitraum mit den geringsten Kosten zwischen den späten Abendstunden und am frühen Morgen. [92], [93]

Da zwar die Information von einer zentralen Stelle kommt, es sich aber nicht um einen Steuerbefehl handelt und die Entscheidung somit dezentral am CP/EMS stattfindet, handelt es sich hierbei um eine dezentrale Koordinierung.

Laut Waraich et al. [93] führt eine solche Lösung zwar zu einer Verschiebung des Lastbedarfes der EVs hin zu einem Zeitpunkt, an dem das Stromnetz weniger belastet ist, jedoch ist diese Lastspitze dann sogar noch höher als beim unkoordinierten Ladevorgang. Dies liegt daran, dass der Großteil der bereits vorher angeschlossenen Fahrzeuge zum selben Zeitpunkt ihren Ladevorgang beginnen und Leistung beziehen. Dazu gehören auch jene EVs, die mit einer unkoordinierten Lösung ihren Ladevorgang bereits beendet hätten. Somit hat das tarifgesteuerte Laden, zumindest bei einer großen Verbreitung von elektrischen Fahrzeugen im Straßenverkehr, durch die erhöhte Lastspitze einen nachteiligen Effekt für das Stromnetz. [93]

Besteht hingegen die Möglichkeit einer häufigeren Übermittlung des aktuellen Ladetarifes an die einzelnen Ladestationen, spricht man vom dynamischen Tarif. Damit kann je nach Belieben des EV-Besitzenden oder aber durch einen Optimierungsalgorithmus bestimmt werden, wann und mit welcher Leistung geladen wird. Laut Callaway et al. [38] muss daher von der Steuerung beachtet werden, dass es nicht zu abrupten Änderungen der Ladeleistung bei einer plötzlichen Änderung des Ladetarifes kommt. Dies würde folglich zu einer Leistungsänderung einer großen Anzahl an EVs führen, was wiederum die Gefahr der Destabilisierung des Stromnetzes mit sich bringt. Eine Möglichkeit dieses Problem zu lösen, stellt die Implementierung einer Rampenfunktion als Übergang zwischen unterschiedlichen Leistungswerten dar.

Der Ladetarif kann neben dem Ladezeitpunkt auch Einfluss auf die Wahl der Ladestation haben. Im Beispiel von Hariri et al. [94] wird je nach Auslastung der Ladestationen in einem Netzabschnitt der jeweilige Ladetarif erhöht oder gesenkt. Sucht der oder die Fahrer:in nun eine Ladestation, so werden ihm oder ihr jene in seiner geografischen Umgebung mitgeteilt, inklusive dem jeweiligen Tarif. Somit wird die Entscheidung bezüglich der Auswahl der Ladestation beeinflusst, um so alle Stationen bzw. Netzabschnitte möglichst gleichmäßig zu belasten. [94]

Aufgrund der rasant steigenden Anzahl an EVs in Amsterdam wurde das Pilotprojekt Flexpower [105] ins Leben gerufen, welches Teil des SEEV4-City-Projektes ist. Das Hauptziel war die Verringerung der zur Verfügung stehenden Leistung für EV-Ladestationen zu Zeiten hoher Netzbelastung sowie deren Erhöhung bei geringer Belastung. Daneben waren noch die Anpassung der Ladezeiten

an die lokale PV-Produktion und die Akzeptanz der Nutzer:innen wichtige Kriterien in diesem Projekt. Anzumerken ist, dass es in Amsterdam nur sehr wenige private Ladestationen gibt und die EV-Besitzenden damit auf das öffentliche Ladenetz angewiesen sind. [77]

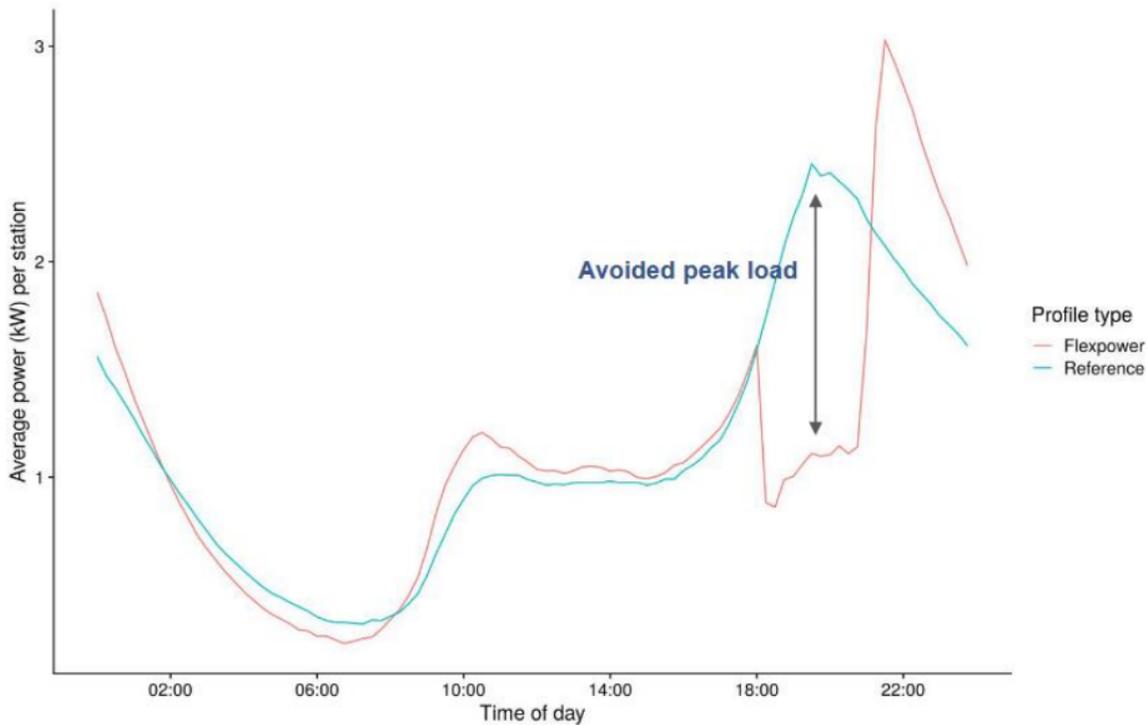


Abbildung 12: Lastverlauf der Referenz- und Flexpowerstationen [77]

Eines der Hauptziele des Projektes war die Lastreduzierung zu Spitzenzeiten in den Abendstunden, um auf diese Weise die Investitionskosten in die Netzinfrastruktur zu verringern. In Abbildung 12 sind die durchschnittlichen Lastkurven pro Ladestation der Flexpower- und der Referenzstationen ersichtlich. Durch die Reduzierung der Ladeleistung zwischen 18.00 Uhr und 21.00 Uhr wurde versucht die für die Referenzstationen typische Lastspitze gegen 20.00 Uhr zu vermeiden (siehe Abbildung 12). Laut den Autoren des Final Reports [77] lässt sich so eine Lastreduzierung während der Spitzenlastzeit des Stromnetzes von etwa 1,1 kW pro Ladestation realisieren. Umgerechnet auf die 432 Ladestationen des Projektes sind das immerhin um die 475 kW weniger Belastung für das Stromnetz in Amsterdam. Anzumerken ist jedoch, dass aufgrund des sich in der Zwischenzeit aufstauenden Ladebedarfes gegen 22.00 Uhr eine noch höhere Lastspitze gebildet hat. Diese ist auf den sogenannten Rebound-Effekt zurückzuführen. Eine weitere, vielleicht unerwartete Beobachtung ist die auf die Lastspitze folgende Verringerung des Ladebedarfes bis in die frühen Morgenstunden. Die Belastung des restlichen Stromnetzes ist zu diesem Zeitpunkt zwar geringer und gleicht sich somit aus, allerdings hängt das vor allem von der Gesamtzahl an Ladestationen ab. Eine breite Ausrollung eines solchen Systems ist deshalb fraglich. [77]

Wichtig ist zu erwähnen, dass es sich beim Flexpower-Pilotprojekt [77] um eine zentralisierte Architektur mit Kommunikationssystem handelt. Das statische Ladeprofil wird in die Ladestation einprogrammiert. Die daraus resultierende Reduktion der Ladeleistung in den Abendstunden entspricht in etwa dem Verhalten bei erhöhten Stromtarifen (siehe [93]). Der Autor des Flexpower-

Final-Reports [77] meint, dass dieses System für den Einsatz in einem Stromnetz mit unterschiedlichen Tarifen für Schwachlast- und Spitzenlastzeiten geeignet wäre. Ein Pilotprojekt mit dezentralisierter Architektur wurde jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht gefunden.

Dezentralisierte Architektur mit lokalen Messwerten

Da Ladevorgänge mit hohen Leistungen zu Verletzungen des Spannungsbandes entlang einer Leitung führen können, besteht die Möglichkeit die Ladeleistung an die am Anschlusspunkt zum Netz gemessene Spannung anzupassen. Kruikov et al. [106] hat eine dezentrale Steuerung entworfen, welche die Ladeleistung direkt im EV regelt. Dies geschieht durch das Messen der Spannung am Ladekabel, wodurch dann die Leistung angepasst wird.

Da diese Korrekturen des Spannungsniveaus an jeder Ladestation individuell gesteuert werden, handelt es sich um eine dezentralisierte Koordinierung. Auch die Frequenz sowie die Phasenbelastung kann durch eine dezentral koordinierte Vergrößerung oder Verringerung der Ladeleistungen von EVs beeinflusst werden. Dies funktioniert sowohl im unidirektionalen (G2V), als auch im bidirektionalen (V2G) Betrieb und kann entweder vom EV selbst oder dem CP gesteuert werden. Darauf wird in den Abschnitten 4.6.5 und 4.6.8 näher eingegangen.

4.4.4 Gesteuertes Laden - Hierarchische Architektur

Im Allgemeinen gilt es beim Ladevorgang eines EVs laut Wu et al. [107] die verschiedenen Ziele der einzelnen Teilnehmer:innen wie des Netzbetreibers, des CPO und der EV-Besitzenden bestmöglich zu erreichen. Da diese sich teilweise widersprechen, kann mit einer hierarchischen Kontrollstruktur den einzelnen Zielen jeweils eine Priorität zugeordnet und dann der Ladevorgang dementsprechend optimiert werden. Einen Überblick über die beteiligten Komponenten der hierarchischen Architektur gibt Abbildung 13. Während für den EV-Besitzenden ein möglichst schneller Ladevorgang wichtig sein kann, ist es für den Netzbetreiber (DSO) wichtig zu Zeiten hoher Netzbelastung die Ladeleistung zu drosseln bzw. an die Produktion der lokal vorhandenen RES anzupassen. Der Ladestationenbetreiber (CPO) hingegen möchte einen möglichst schnellen Ladevorgang, um möglichst viele EVs an einem Tag abfertigen zu können und gleichzeitig seinen finanziellen Gewinn zu maximieren. [107]

Mit dem Steuersignal vom DSO erfolgt die Koordinierung sowohl zentral beim Netzbetreiber als auch dezentral beim Ladevorgang vor Ort. Deshalb stellt die in diesem Abschnitt vorgestellte hierarchische Architektur eine Mischform aus zentralisierter und dezentralisierter Architektur dar. Eine schematische Darstellung der möglichen Ein- und Ausgangsgrößen ist in Abbildung 13 dargestellt.

Eine typische hierarchische Steuerung ist in Abbildung 14 dargestellt und wird in primäre, sekundäre und tertiäre Steuerungsebenen sowie der physikalischen Ebene der EV-Ladestation unterteilt. Letztere stellt die Charakteristika der Ladestation, wie beispielsweise vorhandene BESS oder PV-Anlagen, aber auch thermische Belastungsmodelle von Leitungen, Kondensatoren und anderen Bauteilen dar, um daraus Daten für die Effizienz und die Lebenserwartung des CP berechnen zu können. Diese werden dann an die drei Steuerungsebenen weitergegeben, um daraus dann die Sollgrößen für den Ladevorgang zu berechnen. Wu et al. [107] verweist zudem auf die Möglichkeiten von zwei- bzw. vierstufigen Steuerungshierarchien, wobei wir uns hier auf das Beispiel mit drei Ebenen beschränken. [107]

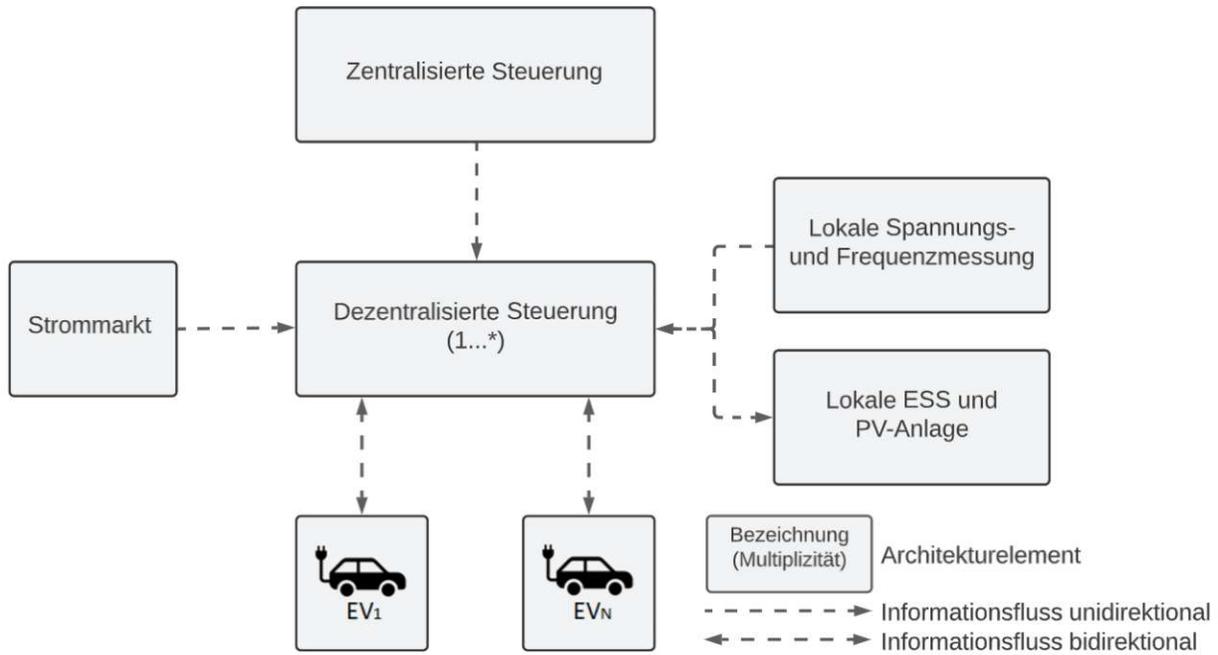


Abbildung 13: Hierarchische Architektur

Die Tertiärregelung hat die Aufgabe die Anforderungen des Netzbetreibers zu erfüllen. Sie beinhaltet die Koordinierung mehrerer Aggregatoren, um die Ziele wie geringe Übertragungsverluste, geringe Wartungskosten und Spitzenleistungen zu erreichen. Sie ist die langsamste der drei Regelebenen und sendet Ausgangssignale an die Sekundärregelung im Takt von mehreren Minuten. [107]

Die Verwendung von Aggregatoren ist wie bei der zentralisierten Koordinierung optional, wird jedoch bei zentralisierten Koordinierungen in der Regel verwendet. In Abbildung 13 wurden sie der Einfachheit halber weggelassen.

Die Sekundärregelung ist für den zuverlässigen und vor allem den wirtschaftlichen Betrieb des CPs verantwortlich. Dabei gilt es, sich den laufend ändernden Bedingungen wie einem dynamischen Strompreis oder variabler Netzauslastung anzupassen. Der Betrieb des CPs wird hinsichtlich der Kostenminimierung optimiert, weshalb man diese Steuerungsebene auch als EMS der Ladestation bezeichnet. Dazu gehören neben der Einbeziehung der variablen Strompreise auch die Verwendung von lokal erzeugter Energie und die Bereitstellung von Grid Services an den Netzbetreiber. Die Spannungsqualität sowie Frequenzabweichungen am Anschlusspunkt an das Netz können ebenfalls verbessert werden. Die daraus resultierenden Ergebnisse werden dann als Sollgrößen an die Primärregelung weitergegeben. Die Sekundärregelung arbeitet deshalb zwar schneller als die Tertiärregelung, aber immer noch langsamer als die Primärregelung. [107]

Die Primärregelung ist die am schnellsten reagierende Einheit. Dabei werden sowohl die physikalischen Daten des CP als auch die Ausgangsdaten der Sekundärregelung als Eingangsgrößen verwendet. Um die interne Busspannung des CP aufrecht zu erhalten, wird aus den Messwerten der elektrischen Größen des EVs, des eventuell vorhandenen Speichers und des Netzes ein geschlossener Regelkreis realisiert. [107]

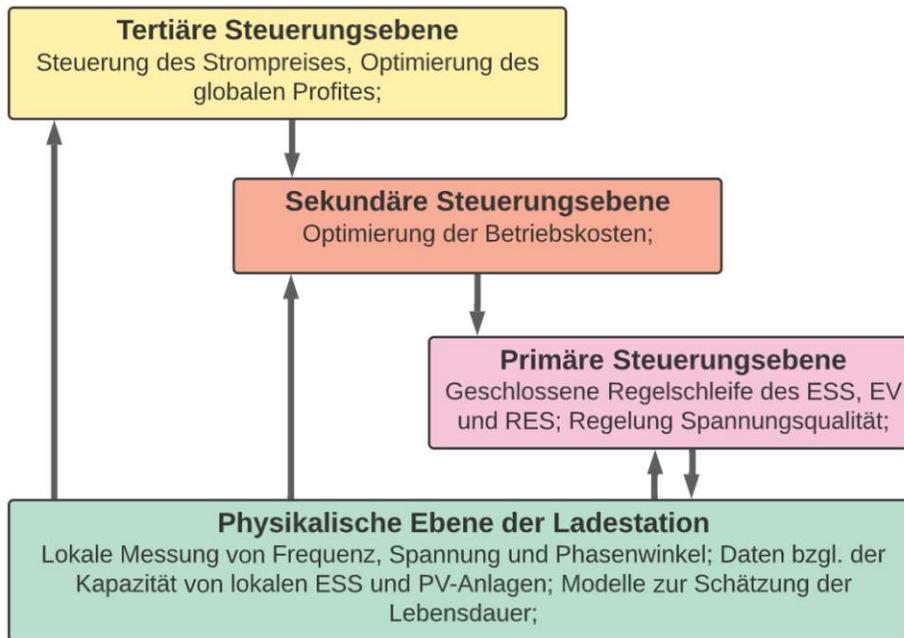


Abbildung 14: Prioritäten in einer hierarchischen Kontrollstruktur (in Anlehnung an [107])

Man erkennt also, dass von den Anforderungen des Netzbetreibers, welche als Sollgrößen der Tertiärregelung dienen, ausgehend der Ladevorgang optimiert wird. Die Ergebnisse des jeweiligen Optimierungsprozesses fungieren wiederum als Sollgrößen für die darauffolgende Ebene. Deshalb haben die vom Netzbetreiber vorgegebenen Größen in der Tertiärregelung eine höhere Priorität als die wirtschaftliche Optimierung der Ladestationen über die Sekundärregelung. Auch deshalb stellt die hierarchische Architektur neben der zentralisierten und den dezentralisierten Architekturen eine Sonderform dar. Sie stellt nämlich eine Kombination aus den Beiden dar, indem sie sowohl zentrale Steuerbefehle als auch die Ergebnisse dezentraler Regelungen nach deren Relevanz entsprechend berücksichtigt.

Zu erwähnen ist auch hier noch, dass die hierarchische- sowie die dezentralisierte Architektur einzeln unter dem Begriff ‚verteilte Architekturen‘ in der Literatur [71] zu finden sind. Dies liegt daran, dass die Berechnungen und Optimierungsprozesse großteils in den einzelnen Ladestationen stattfinden. Da aber auch der Netzbetreiber bzw. der Aggregator selbst solche Berechnungen durchführt und die Ergebnisse und Messwerte zwischen den Akteuren übermittelt werden, wurde diese in der Abbildung 8 als eigenständige Architekturen angeführt. Des Weiteren unterscheidet man bei der dezentralisierten Architektur noch ob Kommunikation benötigt wird oder nicht, was bei der hierarchischen Architektur außer Frage steht.

Solche hierarchischen Architekturen haben schon in ersten Pilotprojekten ihre Anwendung gefunden. Beim BienVEnu-Projekt [108] wurde das Ziel verfolgt, ein Smart-Charging-System für ein Mehrfamilienhaus zu errichten. Dabei lag das Hauptaugenmerk auf der Kostenreduzierung für den oder die Nutzer:in, indem man versucht die Anschlussgebühren und die Belastungsspitzen des Transformators möglichst gering zu halten. Dies stellt damit die vorhin besprochene Sekundärregelung dar. Die Tertiärregelung, also jene Regelung mit der höchsten Priorität, ist auch hier beim DSO realisiert. Dieser kann neben den physikalischen Randbedingungen ein zusätzliches Signal an die lokale Steuerung senden, um bei Bedarf die Ladeleistung zu reduzieren. [108]

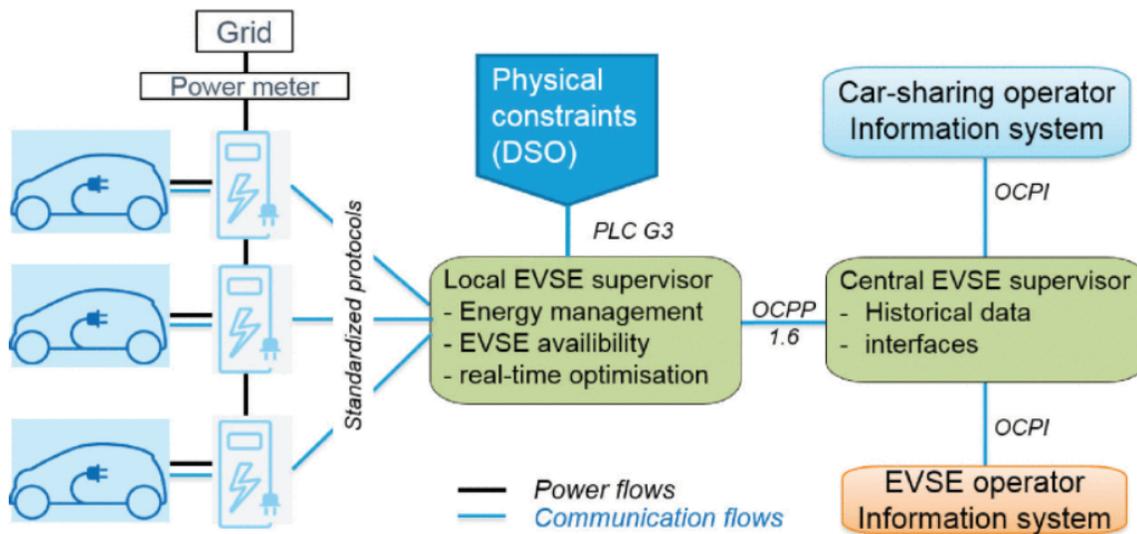


Abbildung 15: Architekturmodell des BienVEnu-Projektes [108]

Eine schematische Darstellung der Kommunikation sowie der verwendeten Standards ist in Abbildung 15 ersichtlich. Aufgrund der noch geringen Ausbreitung von EVs wurde zum Überprüfen des Algorithmus eine Simulation durchgeführt. Dafür wurden zwei öffentlich zugängliche bzw. gemeinschaftliche Ladestationen mit hoher Priorität und acht private Ladestationen mit niedriger Priorität angenommen, mit der Option außerhalb der Spitzenlastzeiten zu laden, also zwischen 22 Uhr und 6 Uhr. Dabei wurden folgende Ergebnisse erzielt [108]:

- Die Anschlussleistung konnte von 150 kVA auf 90 kVA pro Phase reduziert werden, verglichen mit dem unkoordinierten Laden.
- Die Lastspitze wurde von 19 Uhr auf 22 Uhr verschoben.
- Die Temperaturspitzen des Transformators wurden von 158°C auf 92°C verringert und das Limit von 110°C wird somit eingehalten.

Anschließend wurde noch ein Testversuch mit zwei EVs durchgeführt, bei dem eines der beiden einen Vertrag mit hoher Priorität (H) und das andere die mittlere Priorität (M) zugeordnet bekommt. Der DSO kann bei Bedarf ein Signal senden, welches die Ladeleistung der Ladestation von 8 kVA auf 4 kVA pro Phase reduziert. Will das Fahrzeug mit der hohen Priorität (H) laden, während das Fahrzeug mit der mittleren Priorität (M) angeschlossen ist, so wird die Ladeleistung des M-Fahrzeuges reduziert, sollte anderenfalls das Leistungslimit überschritten werden.[108]

4.5 Bidirektionaler Leistungsfluss

Die bisherigen Ladestrategien beschäftigten sich damit, die Ladeleistungen der EVs so gut wie möglich einzuteilen, um damit Vorteile wie geringe Strompreise oder niedrigere Netzbelastungen zu erzielen. Mit dem bidirektionalen Leistungsfluss bei EV-Ladevorgängen, wird die Möglichkeit genutzt den Akku des EVs bei Bedarf zu entladen und somit technische und wirtschaftliche Vorteile für das Stromnetz und sonstige Beteiligte zu erhalten. [109]

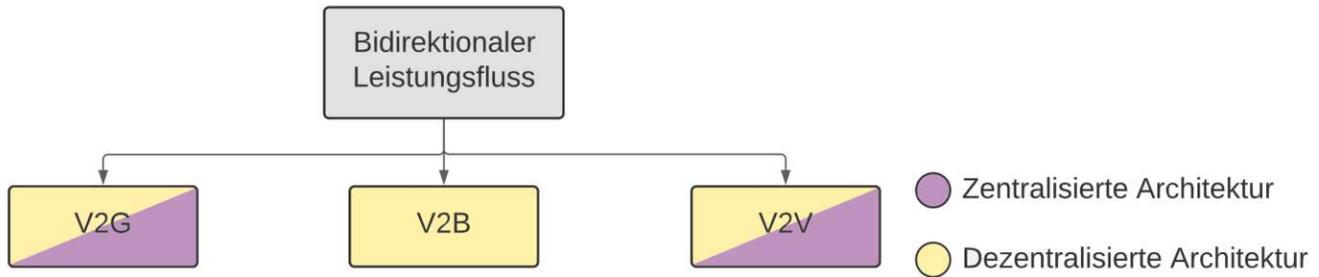


Abbildung 16: Einteilung der bidirektionalen Systeme in die jeweiligen Architekturen

4.5.1 Vehicle-to-Grid (zentralisiert/dezentralisiert)

Durch die Zunahme an EVs im Straßenverkehr und dem gleichzeitigen Anstieg der Ladeleistungen wird die Elektromobilität zusehends zur Belastung für das Stromnetz. Gleichzeitig sind die Standzeiten i.A. viel länger als die Fahrtzeiten, was die große Speicherkapazität der Batterien attraktiv für die Verwendung als stationäre Speicher für das Stromnetz macht. Jones et al. [109] beschreibt Vehicle-to-Grid als „das Konzept der Entladung einer EV-Batterie, um einen sekundären Zweck zu erfüllen“. So können neben dem Transport zusätzliche Energiedienstleistungen zur Verfügung gestellt werden, welche technische und wirtschaftliche Vorteile für den Netzbetreiber mit sich bringen. [109]

Die angeschlossenen EVs können ihre Energie sowohl an der Strombörse als auch am Regelleistungsmarkt zur Verfügung stellen. Der Spotmarktpreis ist jeweils 24 Stunden im Voraus bekannt, worauf der EV-Besitzende einen optimalen Lade- und Entladezeitplan erstellen kann. Dabei gilt es einen möglichst günstigen Ladestrom zu beziehen und nach Möglichkeit mit Gewinn wieder zu entladen. Damit wird der Zeitplan auch dem DSO jeweils einen Tag vorher bekannt gegeben, womit nicht nur die Energiekosten für den EV-Besitzenden, sondern auch die Leistungsabweichung zwischen verschiedenen Regelzonen verringert werden. [110]

Eine V2G-fähige Ladeinfrastruktur bietet mehrere Vorteile, sowohl für den EV-Besitzenden, den Netzbetreiber, aber auch für die restlichen Nutzer:innen im Stromnetz. Beispielsweise können Frequenzregelung und das Management von Netzengpässen durch zur Verfügung stehende Kapazitäten von EV-Batterien angeboten werden, wobei der Besitzende des jeweiligen Fahrzeuges auch finanziell entsprechend entlohnt wird. Zudem besteht die Möglichkeit der Strompreis-Arbitrage, also dem Beziehen von elektrischer Energie zu einem günstigen Preis, um diese zu einem späteren Zeitpunkt gewinnbringend wieder ins Netz einzuspeisen. Voraussetzung dafür ist ein ausreichender finanzieller Gewinn, welcher zum einen die Abnutzung des Akkus kompensiert und gleichzeitig genügend Anreiz bietet, das Fahrzeug bzw. den Akku zur Verfügung zu stellen. [109]

Für eine zukünftig breit ausgerollte Anwendung von V2G-Systemen, müssen noch einige Probleme behoben werden. Zum einen sind viele Fahrzeuge noch nicht V2G-fähig, da viele auf dem Markt befindliche EVs nur unidirektionales Laden unterstützen. Zudem fehlt es vielen Ladestationen an den nötigen Kommunikationsmodulen und Messequipment, welche für einen sicheren und zuverlässigen V2G-Betrieb notwendig sind. Für eine erfolgreiche Umsetzung des V2G wird zusätzlich noch eine möglichst große Anzahl an V2G-fähigen EVs benötigt, vor allem um die notwendige Leistung zu erbringen. [111]

Trotz allem besteht laut Bishop et al. [112] der Hauptgrund für die Skepsis der Kundschaft ihr Fahrzeug für V2G-Anwendungen zur Verfügung zu stellen, in der Degradierung des Akkus und dem damit einhergehenden Wertverlust. Dies ist vor allem bei der Verwendung des Akkus für die Lieferung großer Energiemengen und die damit verbundenen Tiefentladungen der Fall. Durch weitere Fortschritte in der Akkutechnologie könnten diese Probleme in Zukunft behoben bzw. verringert werden. [112]

4.5.2 Vehicle-to-Building (dezentralisiert)

Beim Vehicle-to-Building (V2B) wird der Fahrzeugakku als zusätzlicher Speicher für die Energieversorgung des Gebäudes verwendet. Über die Anzahl der für V2B benötigten Fahrzeugen meint Pearre et al. [113], dass für den isolierten Betrieb eines Hauses nur einzelne, für größere Gebäude bis zu 30 EVs benötigt werden. Da der Einsatz des EV-Akkus hier einem stationären Batteriespeicher ähnelt und das Stromnetz nur bedingt involviert ist, wird auf diesen Fall im weiteren Verlauf dieser Arbeit nicht näher eingegangen.

4.5.3 Vehicle-to-Vehicle (dezentralisiert)

V2V stellt einerseits die Möglichkeit dar, ein EV durch ein anderes EV zu laden bzw. ein beliebiges Gerät (V2X) mit Strom zu versorgen. Diese Vorgänge müssen allerdings von den jeweiligen Fahrzeugen hardwareseitig unterstützt werden. [114]

Des Weiteren gibt es beim Vehicle-to-Vehicle (V2V) noch eine zweite Form, bei der Energiehandel zwischen zwei oder mehreren Fahrzeugen stattfindet und somit das Stromnetz mit einbezogen wird. Ein solches System wird von Abualola et al. [115] vorgeschlagen. Hier findet die Anbieter-Verbraucher-Zuweisung statt, indem zuerst jeder Anbieter die zur Verfügung gestellte Energie, deren Preis und die Dauer der Verfügbarkeit publik macht. Anschließend senden die zu ladenden EVs Anfragen an die Anbieter, worauf diese sich dann das am besten passende Angebot aussuchen. Die Auswahl wird dann vom Verbraucher bestätigt und der Vorgang kann beginnen. [115] Obwohl es auch hier ein zentrales System für die Kommunikation gibt, die Entscheidungen jedoch von den einzelnen EVs getroffen werden, handelt es sich um ein dezentralisiertes System.

4.5.4 Vehicle-to-Vehicle (zentralisiert)

Wie in Abbildung 16 dargestellt, finden hier sowohl dezentralisierte, als auch zentralisierte Architekturen ihren Einsatz. Eine in der Literatur [116] häufig vorgeschlagene zentralisierte Variante ist die Verwendung von Aggregatoren, um die Fahrzeuge mit überschüssiger Akkukapazität mit den zu ladenden Fahrzeugen zu vermitteln. Gleichzeitig wird mit dem DSO kommuniziert, um eine Überlastung des Stromnetzes zu vermeiden. Solche Systeme sind beispielsweise für die Anwendung auf öffentlichen Parkplätzen gedacht, wobei der Aggregator auch Ladestationen im Verteilnetz mit einbeziehen kann. [116]

Aufgrund der Verwendung von Aggregatoren handelt es sich hierbei um ein zentralisiertes System.

4.6 Grid-Services

Viele Dienstleistungen an das Netz, können weder dem unidirektionalen- (G2V), noch dem bidirektionalen Laden (V2G) eindeutig zugeordnet werden. Einige der sogenannten Grid-Services können auch einzig und allein durch die Erhöhung bzw. die Verringerung der Ladeleistung erzielt werden (siehe z.B. Frequenzregelung in Abschnitt 4.6.5). Deshalb wird den Grid-Services ein eigenes Unterkapitel gewidmet. Nichtsdestotrotz wird eine jeweilige Zuordnung in zentralisierter und dezentralisierter Architektur sowie je nach Möglichkeit die Realisierung als uni- bzw. bidirektionales System beschrieben. Die Realisierung als hierarchische Architektur eines Gesamtsystems ergibt sich immer dann, wenn die Bedürfnisse mehrerer beteiligter Agierender berücksichtigt oder mehrere Grid-Services mit einer jeweiligen Priorität realisiert werden sollen. Deshalb wird in diesem Abschnitt nur zwischen zentralisierter und dezentralisierter Architektur (siehe Abbildung 17) sowie bei letzterer zwischen Kommunikationsmöglichkeit und der Verwendung lokaler Messwerte unterschieden. Zusätzlich soll noch untersucht werden, ob die besprochenen Services theoretisch realisierbar sind oder bereits im Rahmen eines Pilotprojektes getestet wurden. Die Ergebnisse sind für eine bessere Übersicht in Abschnitt 4.6.9 in Tabelle 3 nochmals zusammengefasst.

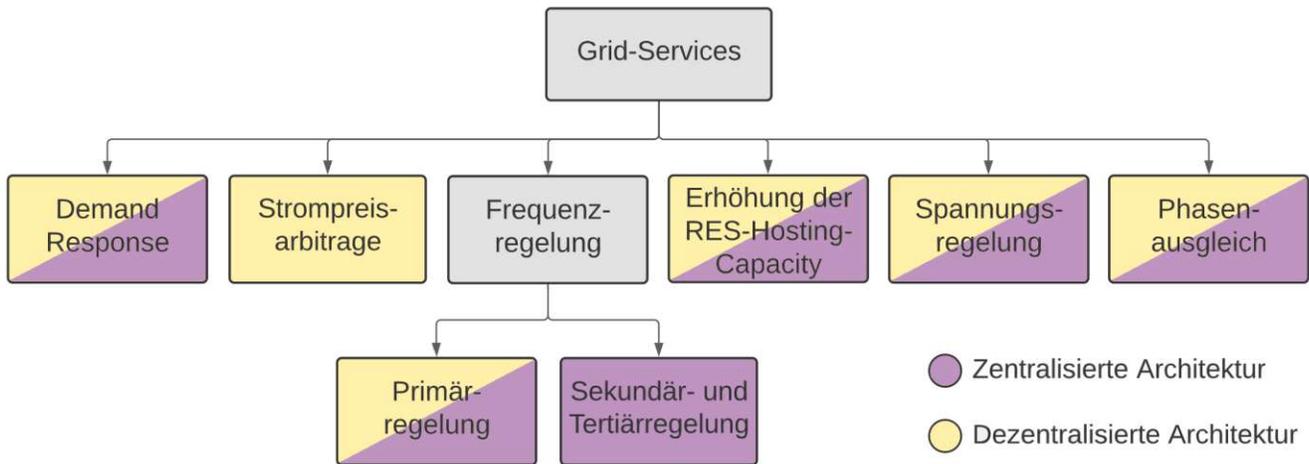


Abbildung 17: Einteilung der Grid-Services in die jeweiligen Architekturen

4.6.1 Demand-Response (zentralisiert/dezentralisiert)

Bei der Demand-Response unterscheidet Deng et al. [89] zwischen preisbasierten und anreizbasierten DR-Programmen, wobei letztere zusätzlich oder unabhängig vom preisbasierten Programm angeboten werden. Bei den preisbasierten DR-Programmen wird des Weiteren zwischen Time-of-Use (TOU) und Echtzeitpreis unterschieden. Dabei gibt es beim Time-of-Use je nach Tageszeit verschiedene, im Vorhinein festgelegte Tarife. Beim Echtzeitpreis wird entweder am Vortag oder jeweils eine Stunde im Voraus der Preisverlauf bekannt gegeben. Beim anreizbasierten System werden die Nutzer:innen für die Teilnahme am Lastreduzierungsprogramm finanziell entlohnt. Diese werden dann nicht durch den Strompreis, sondern durch ein Signal vom DSO direkt gesteuert. Dabei wird unter anderem zwischen der sogenannten Direct-Load-Control, der unterbrechbaren Last und der Notfall-Lastreduzierung unterschieden. [89]

Dementsprechend werden preisbasierte Systeme als dezentralisierte-, anreizbasierte Systeme als zentralisierte Architekturen realisiert. Dies liegt daran, dass bei dem preisbasierten System die Entscheidungsfindung, ob geladen oder entladen wird, dezentral stattfindet. Beim anreizbasierten System findet sie hingegen zentralisiert statt und wird dann als Steuersignal übertragen. Bei diesem Grid-Service wird die Ladeleistung des EVs lediglich erhöht oder verringert. Ein bidirektionaler Leistungsfluss (V2G) findet nicht statt.

Eine zentralisierte Demand-Response wurde im Rahmen des BienVEnu-Projektes [108] (siehe Abschnitt 4.4.4) im kleinen Maßstab mit zwei Fahrzeugen getestet. Der DSO kann bei Bedarf ein Signal senden, welches die Ladeleistung der Fahrzeuge von 8 kVA auf 4 kVA pro Phase reduziert. Es handelt sich dabei also um eine diskrete Lastreduzierung. Die Demand-Response als Grid-Service kann somit als bereits im Rahmen eines Pilotprojektes realisiert angesehen werden.

Ein Pilotprojekt mit einem tarifbasierten, dezentralisierten System wurde im Rahmen der Recherche dieser Arbeit jedoch nicht gefunden. Laut [117] besteht in Österreich der rechtliche Rahmen für eine dynamische Gestaltung des Netztarifes von Seiten des DSO. Anwendung findet bisher nur der sogenannte Nachttarif, also der reduzierte Netztarif während den späten Abend- bis in die frühen Morgenstunden. Wichtig ist hierbei zu erwähnen, dass es sich um den Netztarif handelt, welcher lediglich einen Teil des endgültigen Strompreises darstellt. Dieser setzt sich aus dem Energiepreis, dem Netztarif sowie den Steuern und anderen Abgaben zusammen. [117]

4.6.2 Strompreisarbitrage (dezentralisiert)

Der Energiearbitrage genannte Anwendungsfall beschreibt die Reaktion auf sich verändernde Strompreise. Dabei kann Energie zum Zeitpunkt eines günstigen Preises geladen und zum Zeitpunkt eines höheren Preises wieder entladen werden. Dies stellt laut [113] den einfachsten V2G-Anwendungsfall dar. [113]

Für eine dezentralisierte V2G-Koordinierung mittels Tarifsteuerung wird neben dem Ladetarif und den EVSE-Gebühren noch zusätzlich ein Entladetarif übermittelt. Feng et al. [104] gibt somit drei TOU-Tarife vor, eingeteilt je nach Belastung des Stromnetzes in Spitzenlast-, Normallast- und Tief- lasttarif. Im Unterschied zum Ladevorgang gibt es beim Entladevorgang nur einen Spitzenlasttarif, welcher einen negativen Wert besitzt. Auf diese Weise kann ein relativ simpler Demand-Response-

Algorithmus implementiert werden. In seiner Simulation kommt der Autor zum Schluss, dass der Last-Peak um 7% verringert werden konnte und die Differenz zwischen der Lastspitze und dem -minimum ebenfalls reduziert wurde. Gleichzeitig konnte festgestellt werden, dass sich die Kosten für das Laden mit Teilnahme am Demand-Response-Programm um 8% verringerten, während die Kosten ohne Teilnahme hingegen leicht anstiegen. [104]

Bei der von Yoon et al. [118] vorgeschlagenen V2G-Lösung sind die einzelnen Fahrzeuge, welche in einem Gebäude mit großem Parkplatz geparkt sind, mit letzterem sowie mit dem Stromgroßhandel über ein Kommunikationssystem verbunden. Somit können die einzelnen Fahrzeuge entweder direkt mit dem Stromgroßhandelsmarkt oder mit dem Gebäude Strom handeln. Der Sachverhalt ist in Abbildung 18 nochmals dargestellt. Dabei fungiert das Gebäude als Aggregator, welcher gleichzeitig eine eigene Last zu versorgen hat. Im Gebäude selbst können die Fahrzeuge dann entweder mit dem Gebäude oder untereinander über einen Peer-to-Peer-Markt Energie handeln. Die Informationen, welche vom EV an den Aggregator übertragen werden, beschränken sich aufgrund von Datenschutz lediglich auf den jeweiligen Ladezustand des Akkus. Aufgrund dessen errechnet er die Preise für den Peer-to-Peer-Markt innerhalb des Gebäudes. Die einzelnen Nutzer:innen können aufgrund der ihnen vorliegenden Preissituation zwischen Laden, Entladen und nichts tun entscheiden, wobei die Lade- und Entladeraten konstant sind. In den durchgeführten Fallstudien wurden die historischen Lastdaten eines Gebäudes in Südkorea sowie die dortigen TOU-Tarife des Stromnetzes verwendet. Es wurde somit gezeigt, dass die Energiekosten sowohl für die Fahrzeug- als auch den oder die Gebäudeinhaber:in reduziert wurden. [118]

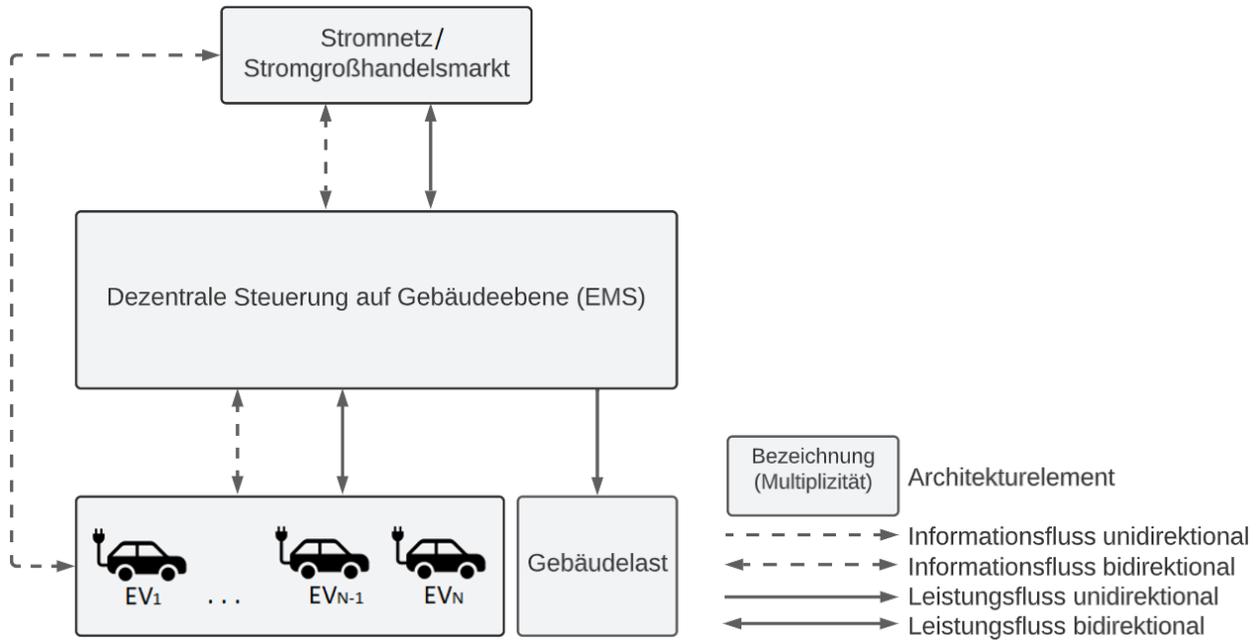


Abbildung 18: Strompreisarbitrage im V2G-Betrieb (in Anlehnung an [118])

Der weltweit erste Gesetzentwurf, um die Verwendung von EVs als Speicher für das Stromnetz zu ermöglichen, wurde bereits 2009 im U.S.-Bundesstaat Delaware [119] verabschiedet. Dieser erlaubt dem privaten EV-Besitzenden den Verkauf der im EV-Akku gespeicherten Energie zum tageszeitabhängigen Tarif an das Stromnetz. Damit ist es mit der Strompreisarbitrage möglich, für den

einzelnen EV-Besitzenden, Einnahmen durch das Speichern und dem anschließenden Einspeisen von elektrischer Energie zu generieren. In einem Pilotprojekt wurde allerdings nur die Bereitstellung von Frequenzregelleistung [120] getestet und nicht die Verwendung von EVs als stationäre Speicher, um etwa Lastspitzen zu verringern. Trotzdem ist die Strompreisarbitrage theoretisch realisierbar, aber in den meisten Ländern fehlen die entsprechenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Deshalb wird dieser Grid-Service in Tabelle 3 als nicht realisierbar eingestuft.

4.6.3 Erhöhung der RES-Hosting-Capacity (dezentralisiert)

Die Schwankungen der Erzeugungsleistung von lokalen RES, beispielsweise von PV-Anlagen auf einem Einfamilienhaus, kann durch die Erhöhung oder Absenkung der EV-Ladeleistung ausgeglichen werden. Traube et al. [121] beschreibt eine Kombination aus PV-Anlage und DC-Ladestation, welche dazu dient die Schwankungen der eingespeisten Leistung ins Stromnetz zu verringern. Da es sich hierbei um eine Kombination aus PV-Anlage und EV-Ladestation handelt, die Entscheidungsfindung anhand lokaler Messwerte erfolgt und es somit eine Vielzahl solcher Systeme in einem Netzabschnitt gibt, handelt es sich um eine dezentrale Architektur (siehe Abbildung 16).

Alam et al. [122] beschreibt die Abmilderung der Auswirkungen von PV-Einspeisung in das Stromnetz durch die Verwendung einer geeigneten V2G-Strategie. Dabei wurde das Augenmerk vor allem daraufgelegt, den Spannungsanstieg am Anschlusspunkt zum Zeitpunkt der höchsten Erzeugungsleistung durch die PV-Anlage zu reduzieren sowie den Verlauf der Einspeiseleistung möglichst gleichmäßig zu gestalten. Anders ausgedrückt wird zum Zeitpunkt der höchsten Erzeugung die Ladeleistung des angeschlossenen EVs entsprechend erhöht. Bricht die Erzeugungsleistung aufgrund von bewölktem Himmel kurzfristig ein, so wechselt die Ladestation in den V2G-Modus, um die wegfallende Leistung zu ersetzen. Diese Strategie wurde im Rahmen der Simulation eines Verteilnetzes in New South Wales getestet. Dabei wurden historische Daten der Netz- und PV-Leistungen verwendet, wobei gezeigt werden konnte, dass die Fluktuationen in der PV-Erzeugung durch kurzfristige Entladevorgänge des EV-Akkus erheblich verringert werden konnten. [122]

In Abbildung 19 ist in der oberen Grafik die Einspeiseleistung des PV-Inverters mit und ohne der Anpassung des EV-Ladevorganges zwischen 9:30 Uhr und 15 Uhr dargestellt. Man kann sehr leicht die stark verringerten Einbrüche in der Erzeugungsleistung erkennen. Im unteren Teil ist hingegen die Lade- bzw. Entladeleistung des EVs dargestellt. An jenen Stellen, an denen die Ladeleistung negativ ist, wird auf einen Erzeugungseinbruch der PV-Anlage durch Entladen des EV-Akkus reagiert. Bis auf jenen kurzen Abschnitt um 12 Uhr an dem das Fahrzeug von der Ladestation getrennt wurde, ist die Einspeiseleistung des PV-Inverters relativ konstant. Auf diese Weise können die Erzeugungsschwankungen von PV-Anlagen verringert werden und somit eine höhere Dichte eben dieser in einen Netzabschnitt integriert werden. Der Autor [122] betont jedoch abschließend, dass auch hier die wirtschaftliche Betrachtung noch separat zu untersuchen ist.

Neben der fehlenden wirtschaftlichen Betrachtung ist auch eine Realisierung als Prototyp einer solchen Anlage im Rahmen der hier durchgeführten Literaturrecherche nicht gefunden worden. Deshalb wird der Grid-Service der Erhöhung der RES-Hosting-Capacity lediglich als realisierbar eingestuft, zumindest was den momentanen Stand betrifft.

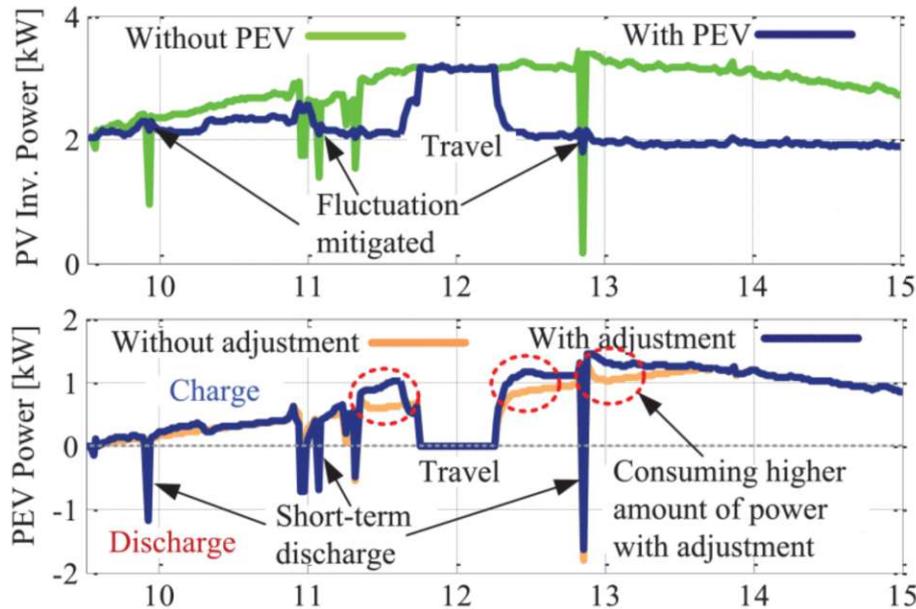


Abbildung 19: V2G-Betrieb zur Verringerung der Schwankungen in der PV-Erzeugung [122] (bearbeitet)

4.6.4 Erhöhung der RES-Hosting-Capacity (hierarchisch)

Ähnlich wie die Stromerzeugung durch PV-Anlagen, ist die Erzeugung durch Windturbinen hoch volatil. Aufgrund des nichtlinearen Zusammenhangs zwischen Windgeschwindigkeit und -leistung werden diese Schwankungen laut [123] zusätzlich verstärkt. Dies kann im Falle eines hohen Anteils an Windkraft im Energiemix zu Problemen bezüglich des Leistungsflusses und der Frequenz im Stromnetz führen. Zusätzliche Unterschiede liegen in den typischerweise größeren Leistungen solcher Windgeneratoren im Vergleich zu PV-Anlagen. Hier besteht die Möglichkeit die Ladeleistungen der EVs an die Erzeugung der Windturbinen anzupassen, wodurch unzulässig hohe Anstiegs- und Abfallraten in der Erzeugungsleistung ausgeglichen werden. Damit ist eine höhere Dichte an Windkraftanlagen im Stromnetz realisierbar.[123]

Raofat et al. [123] hat hierfür eine hierarchische Steuerung entwickelt, welche zum einen das Steuersignal auf Netzebene und zum anderen die Bedürfnisse der EV-Besitzenden berücksichtigt. Eine Übersicht über die notwendigen Komponenten und die Kommunikationswege gibt Abbildung 20. Dabei wird am sogenannten Point-of-Common-Coupling (PCC) der Leistungsfluss zwischen Verteil- und Übertragungsnetz sowie an den Windkraftanlagen deren Erzeugungsleistung gemessen. Auf diese Weise können die Schwankungen von RES-Erzeugung in einem Netzabschnitt durch die darin vorhandenen EVs reduziert werden.[123]

Die zentralisierte Steuerung (PCC-Control-Center) errechnet dafür zuerst ein sogenanntes Ramp-Rate-Signal und sendet dieses dann an die einzelnen Ladestationen. Der dezentralisierte Teil der Steuerung ist in der Form eines sogenannten Fuzzy-Controllers in jeder Ladestation realisiert. Dieser errechnet in Abhängigkeit vom SOC und der geplanten Abfahrtszeit des EVs jeweils die Bereitschaft für die Reduzierung der Ladeleistung (G2V) oder für den Vehicle-to-Grid-Betrieb in der Form zweier Variablen. Diese Variablen, kombiniert mit dem Ramp-Rate-Signal (MW/min) des

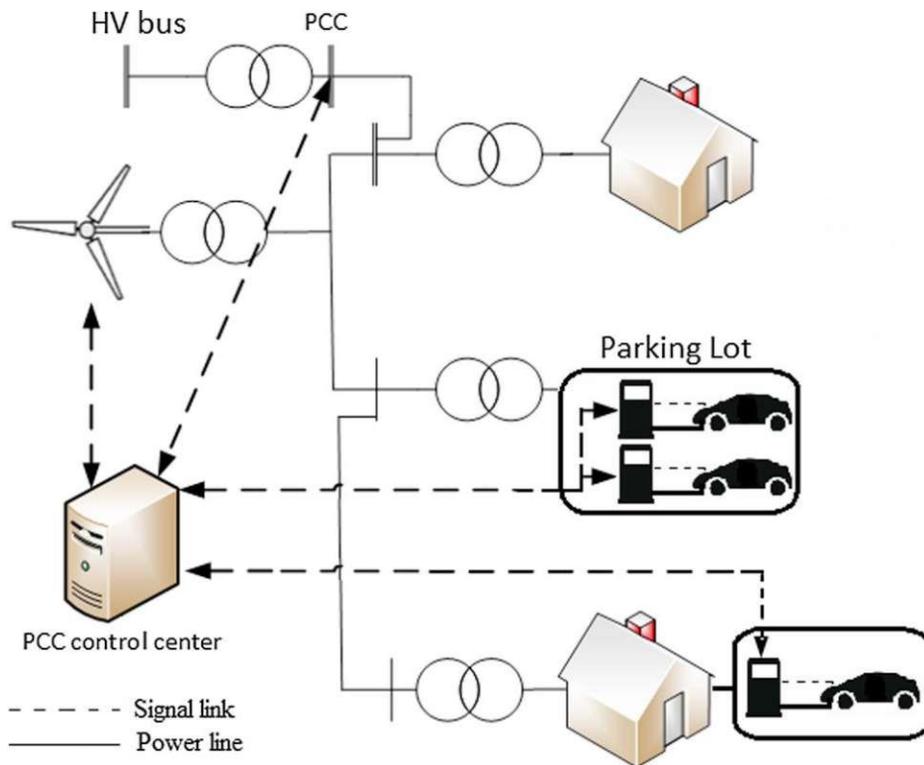


Abbildung 20: Darstellung einer hierarchischen Steuerung für die Kontrolle der Ladeleistung [123]

PCC-Controllern, dienen dann zur Errechnung der Lade- bzw. Entladeleistung. Im Falle eines AC-Ladevorganges wird das endgültige Steuersignal dann von der Ladestation an das EV übertragen, welches angibt ob und wie viel Leistung vom Fahrzeug geladen oder entladen werden soll. Beim DC-Laden wird die Leistung vom CP selbst geregelt. [123]

Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass eine hierarchische Architektur prinzipiell bei jeder Ladekoordinierung eingesetzt werden kann, welche zentrale Steuerbefehle vom DSO benötigt. Dies hat den Vorteil, dass somit die Bedürfnisse des EV-Besitzenden, des CPO und des DSO berücksichtigt werden. Somit könnte auch die Sekundär- und Tertiärregelung der Frequenzregelung in Abbildung 16 als hierarchisches System realisiert werden, dies stellt allerdings ein optionales Upgrade dar und wurde in der hier durchgeführten Literaturrecherche in dieser Form nicht gefunden. Umgekehrt könnte die in diesem Unterpunkt beschriebene hierarchische Steuerung zur Dämpfung von Anstiegs- und Abfallraten der Erzeugungsleistung auch mit einer rein zentralisierten Architektur realisiert werden. Für die Integration von PV-Anlagen auf privaten Hausdächern eignen sich hingegen auch dezentrale Systeme mit der Verwendung lokaler Messwerte, wie im vorherigen Abschnitt beschrieben. Aus diesen Gründen wurde bei der Einteilung der bidirektionalen Ladevorgänge in Abbildung 16 lediglich zwischen zentralisierter und dezentralisierter Architektur mit lokalen Messwerten unterschieden.

Eine Realisierung in Form eines Pilotprojektes wurde für diesen Grid-Service nicht gefunden. Die Realisierung ist aber theoretisch durchaus möglich, da beispielsweise die zentralisierte Frequenzregelung in Abschnitt 4.6.6 auf ähnliche Weise durch eine zentralisierte Architektur realisiert wurde. Anstatt der Frequenz als Eingangssignal würden hier die Anstiegs- und Abfallraten der Erzeu-

gungsleistungen herangezogen werden, wofür dann das Steuersignal errechnet werden würde. Also ist von einer theoretischen Realisierbarkeit auszugehen.

4.6.5 Frequenzregelung (dezentralisiert)

Da die Batterien von EVs eine kurze Reaktionszeit haben, können sie laut Clement-Nyns et al. [124] auf dem Regelenergiemarkt sowohl für die Primär- als auch die Sekundär- und Tertiärregelung eingesetzt werden. Die Primärregelung regelt kontinuierlich die Frequenz im europäischen Stromnetz, wobei die Reaktionsdauer unterhalb einer Sekunde liegt. Liegt die Frequenz oberhalb von 50 Hz wird der Akku geladen, liegt sie unterhalb wird er entladen. Über einen längeren Zeitraum betrachtet halten sich so Lade- und Entladeleistung die Waage, wobei aufgrund der Verluste eine leichte Entladung der Batterie festzustellen ist. [124]

Die Sekundärreserven werden jeweils einen Tag im Voraus zugewiesen und dann kontinuierlich im 15-Minutentakt korrigiert. Sie dienen dazu das Netz auszugleichen. Für die Sekundär- und Tertiärregelung werden die Fahrzeuge mittels Aggregatoren in großen Gruppen zusammengefasst, um dann über einen zentralen Manager mit dem Regelleistungsmarkt zu interagieren. Das hat auch den Vorteil, dass das Verfügbarkeitsprofil einer großen Anzahl von EVs viel regelmäßiger und planbarer ist als jenes eines einzelnen Fahrzeuges. [124]

In seinem Buch „Power System Dynamics“ beschreibt Machowski [125] Sekundärregelungen generell nur als zentralisierte Systeme, da es bei einer dezentralen Regelung zu unkontrollierten Leistungsflüssen zwischen den einzelnen Regelzonen kommen würde. Primärregelungen sind wiederum dezentralisiert, da die Regelungen in den Kraftwerken selbst installiert sind, welche geografisch verteilt sind und anhand von Messwerten unmittelbar auf etwaige Abweichungen vom Sollwert reagieren. [125]

Ota et al. [126] erklärt in seiner Publikation die Möglichkeit der dezentralen Frequenzregulierung eines Smart-Grids mittels Droop-Steuerung. Ein solches System wäre daher auch für V2G-Systeme anwendbar, da die EV-Akkus ausreichend schnell reagieren können, wie der Autor mit seinem experimentellen Aufbau in der Praxis bewiesen hat. Die Systemleistung war dabei ausreichend, um die Frequenzabweichungen im simulierten Stromnetz zu reduzieren. Der Autor erwartet, dass sich die zentralisierte V2G-Koordinierung für Sekundärregelungen durchsetzen, die dezentralisierte V2G-Koordinierung ihren Einsatzbereich hingegen bei der Primärregelung haben wird. [126]

Die entsprechende Steuercharakteristik ist in Abbildung 21 zu sehen. Dabei ist auch die Frequenzregelung im reinen Ladebetrieb (Smart-Charging) sowie im reinen Entladebetrieb (Smart-Discharging) dargestellt. Die geplante Abfahrtszeit und gemessene Frequenz stellen die einzigen Eingangsgrößen des dezentralen Systems dar. Bei der Frequenzregelung im Ladebetrieb wird bei zu hoher Frequenz die Ladeleistung erhöht, während bei negativer Abweichung die Ladeleistung verringert wird. Dieser reine Ladebetrieb würde beispielsweise dann verwendet werden, wenn die von dem oder der Nutzer:in bestimmte Abfahrtszeit näher rückt. Beim reinen Entladevorgang hingegen wird die Leistung bei positiver Frequenzabweichung reduziert, bei negativer Abweichung erhöht. Beim V2G kann sowohl geladen als auch entladen werden, d.h. bei positiver Abweichung von der Nennfrequenz wird geladen, ansonsten entladen. Wichtig ist hierbei, dass in einem bestimmten Intervall um die Nennfrequenz kein Leistungsfluss stattfindet, da in diesem Bereich der Wirkungsgrad des Umrichters laut dem Autor zu gering ist. [126]

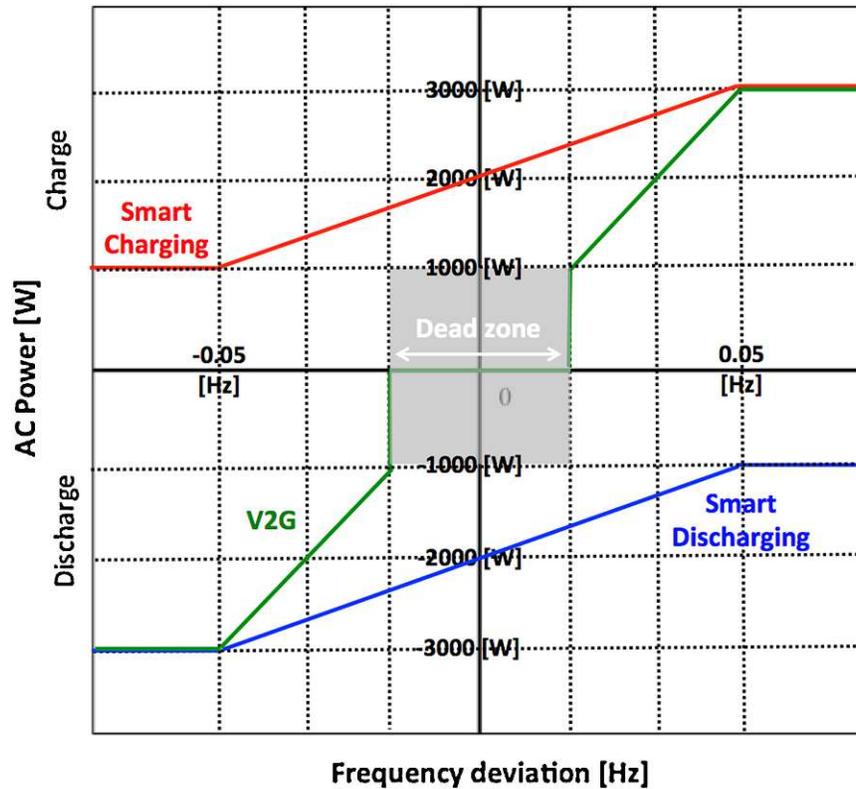


Abbildung 21: Steuerungscharakteristik einer dezentralisierten Frequenzregelung mittels Droop-Steuerung [126]

4.6.6 Frequenzregelung (zentralisiert)

Eine zentralisierte Koordinierung wurde von [127] vorgeschlagen. Dabei wird das sogenannte Load-Frequency-Control-Signal (LFC) von der zentralen Lastverteilungsstelle an die lokalen Kontrollzentren gesendet. Diese senden dann ein Mal pro Sekunde ein LFC-Signal zu den einzelnen EVs, welche den aktuellen SOC ihrer Batterien alle 30 Sekunden zurücksenden. [127]

In Abbildung 22 sind die einzelnen Akteure eines solchen Systems ersichtlich. Dabei werden die Akkukapazität, das Control-in/Plug-out-Signal sowie der Ladestatus (SOC) von den einzelnen EVs an das lokale Kontrollzentrum (Aggregator) übermittelt. Dieses teilt wiederum die Summe der Kapazitäten und der synchronen SOC-Signale der zentralen Lastverteilungsstelle mit. Die daraus errechneten LFC-Signale werden dann an die lokalen Kontrollzentren übermittelt, welche aus diesen eine Lade- bzw. Entladeleistung entsprechend dem jeweiligen SOC den einzelnen EVs zuordnet. Wichtig ist hierbei, dass ein Fahrzeug erst dann für die Frequenzregelung eingesetzt wird, wenn es einen ausreichenden Ladestand erreicht hat. Somit kann der oder die EV-Nutzer:in jederzeit losfahren. Der Übergang vom Ladestatus zur Verwendung für die Frequenzregelung wird dem lokalen Kontrollzentrum über das Control-in/Plug-out-Signal mitgeteilt. [127]

Ein Pilotprojekt, welches eine zentralisierte Architektur mittels cloudbasiertem Aggregator zur primären Frequenzregelung verwendet hat, ist das Parker-Projekt [99] in Dänemark. Dabei wird eine Flotte von zehn E-Fahrzeugen und DC-Ladestationen über einen Aggregator gesteuert, welcher aktiv am Frequenzregelmarkt teilnimmt. Teilnahme am Frequenzregelmarkt um damit finanziel-

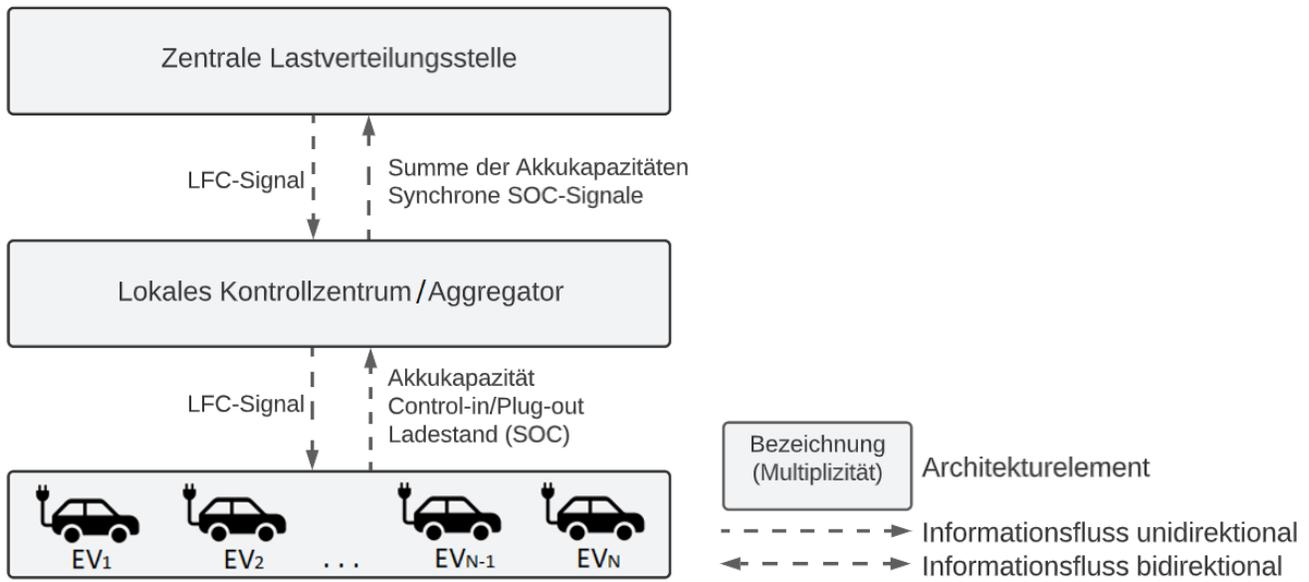


Abbildung 22: Darstellung einer zentralisierten Frequenzregelung mittels Aggregatorstrategie (in Anlehnung an [127])

le Erlöse für den CPO/Aggregator selbst und die EV-Besitzenden zu erwirtschaften. Gleichzeitig steuert er die Leistungsaufnahme und -abgabe der einzelnen EVs. Eine Übersicht des Systems ist in Abbildung 23 gegeben. Die Kommunikation zwischen EV und CP erfolgt über das sogenannte CHAdeMo-Protokoll, zwischen CP und Aggregator über das OCPP-Protokoll (siehe Kapitel 3). [99]

Laut den Autoren des Final Reports [99] waren die Reaktionszeiten des Systems trotz der zentralisierten Architektur ausreichend schnell, um an der Primärregelung teilzunehmen. Lediglich die Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Verlauf des Tages müssen noch mit entsprechenden Algorithmen besser prognostizierbar werden. Trotzdem sei noch zusätzliche Arbeit notwendig, um die Reaktionszeiten unterhalb einer Sekunde zu bringen und die Performance zu verbessern.

Entgegen den Erwartungen von Ota et al. [126] kommen zentralisierte Systeme also auch für die Primärregelung in Frage, was vor allem an der erleichterten Teilnahme am Frequenzregelmarkt durch den Aggregator liegen kann. Da vor allem die Reaktionszeit die primäre von der sekundären Frequenzregelung unterscheidet, ist die Teilnahme an der Sekundärregelung also auch möglich. Hier kommt das Steuersignal dann allerdings nicht vom Aggregator selbst, sondern vom DSO über den Aggregator an die einzelnen CPs. Der bidirektionale Leistungsfluss (V2G) ist bei der Frequenzregelung ebenfalls gegeben.

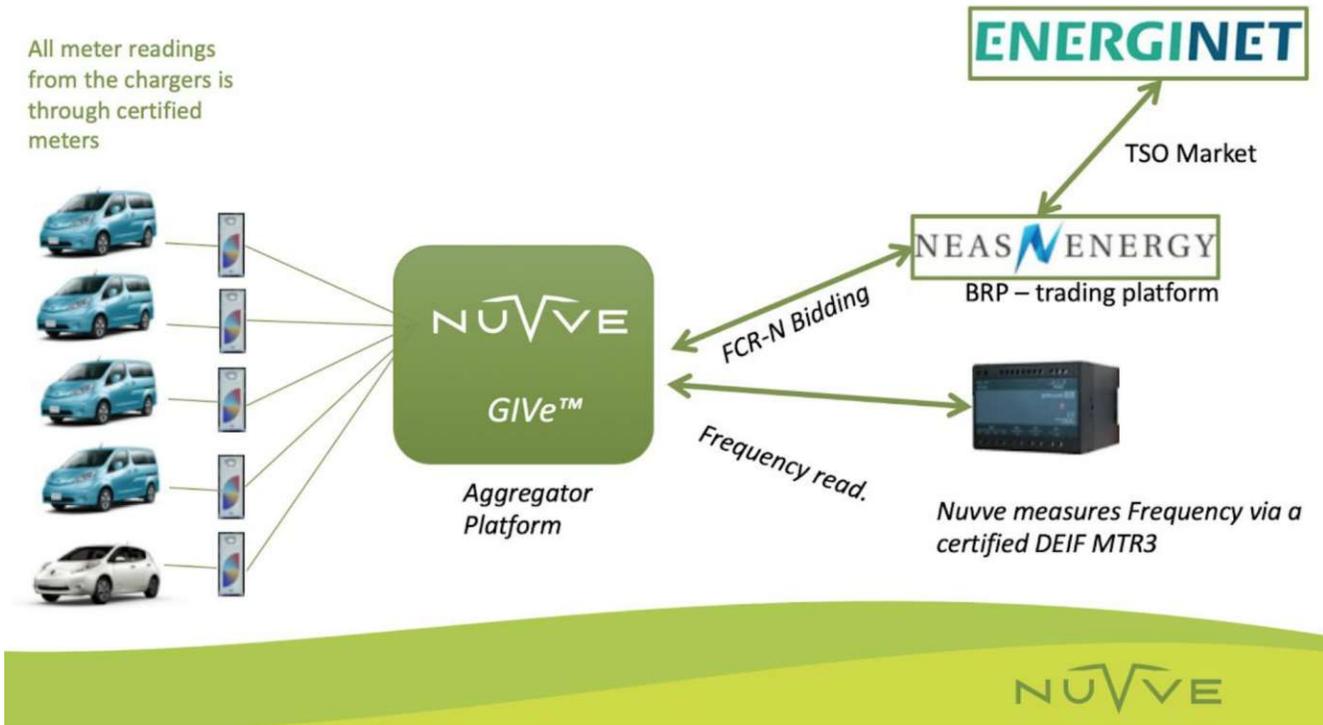


Abbildung 23: Übersicht des Parker-Projekts mit cloudbasiertem Aggregator [99] (bearbeitet)

4.6.7 Spannungsregelung (zentralisiert/dezentralisiert)

Die Spannungsregelung hat laut Clement-Nyns et al. [124] das Ziel die Spannung entlang der Leitung innerhalb des zulässigen Spannungsbandes zu halten. Ist die Spannung am Messpunkt zu tief, so wird der Ladevorgang gedrosselt oder ganz eingestellt. Zusätzlich kann der Akku entladen werden, um einen weiteren Spannungsanstieg zu bewirken. Die entsprechende Regelung kann von einer einzelnen oder mehreren zusammengeschlossenen Ladestationen lokal übernommen werden. [124]

Relevant ist hierbei auch die Möglichkeit einer Korrektur des Leistungsfaktors durch Blindleistungseinspeisung, um auf diese Weise die Spannungsabweichungen im Niederspannungsnetz zu reduzieren. Leemput et al. [128] meint, dass ein niedriger Leistungsfaktor zwar die Spannungsabweichungen reduziert, jedoch zu erhöhten Leitungsverlusten und Lastspitzen im Niederspannungsnetz führt. Zudem muss die Ladestation einen solchen Betrieb hardwareseitig unterstützen.

Ein zentralisierter Ansatz mit Hilfe eines cloudbasierten Aggregators wird von Sousa et al. [129] vorgeschlagen. Der Autor betont hier die Notwendigkeit der Einführung einer Marktstruktur für die Bereitstellung von Blindleistung durch EVs. In Abbildung 24 ist die zentralisierte Architektur mit cloudbasiertem Aggregator dargestellt. Dieselbe Aggregatorplattform wurde im Parker-Projekt [99] bereits für die Frequenzregelung erfolgreich getestet. Hier kommt zu der Frequenzregelung noch eine Spannungsregelung durch die Bereitstellung von Blindleistung zum Einsatz. Dadurch kann die Spannung an den Anschlusspunkten der EVSE geregelt werden. Besonders hervorzuheben ist hier die Möglichkeit mit einer zentralisierten Architektur verschiedene Grid-Services gleichzeitig auszuführen. In einem Pilotprojekt getestet wurde die zentralisierte Spannungsregelung jedoch nicht.

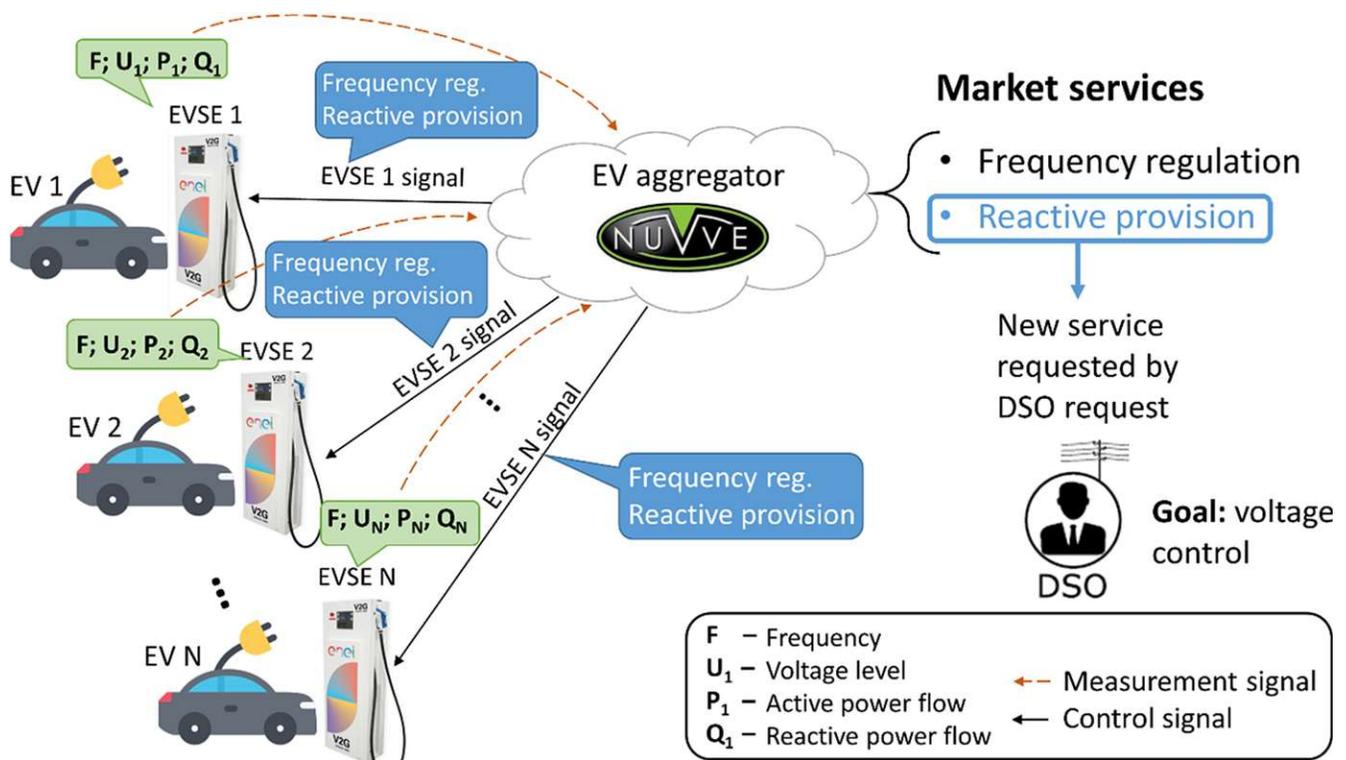


Abbildung 24: Zentralisierte Architektur für eine $Q(U)$ -Regelung mit cloudbasiertem Aggregator [129]

Der Autor behauptet zudem, dass die zusätzlichen Leistungsverluste in den Ladestationen zur Bereitstellung der Blindleistung wesentlich geringer ausfallen als die dadurch vermiedenen Leistungsverluste im Stromnetz selbst. Im betrachteten Netzabschnitt könnten auf diese Weise 50% mehr EVs integriert werden. Dadurch ist die $Q(U)$ -Regelung auch für den DSO als ökonomisch rentabel einzustufen. Allerdings besteht weiterhin ein Bedarf an ersten Geschäftsmodellen, um auch EV-Besitzende sowie Aggregatoren zur Teilnahme an solchen Dienstleistungen zu motivieren. [129]

Die $Q(U)$ - sowie die $P(U)$ -Regelung wird in einer dezentralen Architektur bei PV-Wechselrichtern schon einige Jahre lang eingesetzt, um die lokale Netzspannung im zulässigen Bereich zu halten. Generell gilt: Durch Aufnahme von Blindleistung kann die Netzspannung gesenkt, durch die Abgabe von Blindleistung erhöht werden. Dies liegt vor allem an der ohmschen Charakteristik der Leitungen. Da es für die PV-Inverter keine Vergütungen von Seiten der Netzbetreiber gibt, gehören $Q(U)$ und $P(U)$ -Regelung zu den Anschlusskriterien von PV-Invertern ab einer gewissen Nennleistung. [130]

Deshalb ist eine Spannungsregelung als zentralisierte, wie auch als dezentralisierte Architektur für die Ladevorgänge von EVs als realisierbar einzustufen, auch wenn noch entsprechende gesetzliche Rahmenbedingungen oder Marktanreize fehlen. Gleichzeitig ist die Möglichkeit der V2G-Funktion durch das Einspeisen und die Entnahme von Blindleistung gegeben.

4.6.8 Phasenausgleich (zentralisiert/dezentralisiert)

Die Verwendung von nur einer oder zwei Phasen beim AC-Laden kann eine unsymmetrische Belastung des Stromnetzes hervorrufen. Dies kann vor allem dann zum Problem werden, wenn mehrere Ladestationen an einem Punkt ans Netz angeschlossen werden.

Sowohl durch die Verwendung von nur einer oder zwei Phasen bei öffentlichen Ladestationen als auch durch das Vorhandensein von nur einer Phase beim Hausanschluss können bei EV-Ladevorgängen zu unsymmetrischen Belastungen im Dreiphasensystem des Verteilnetzes führen. Dem gilt es durch gezielte Zuweisung von Ladestationen und EVs oder durch Einspeisen und Entnahme von Leistung an den einzelnen Phasen entgegenzuwirken. In der Literatur werden Lösungen mit Leistungsinvertern mit und ohne angeschlossenem BESS, durch Auswahl einzelner Phasen sowie durch die Anpassung der Ladeleistungen diskutiert. [31], [91], [131]

Huang et al.[31] schlägt die direkte Steuerung der einzelnen Ladeleistungen durch den Netzbetreiber vor, um so die Asymmetrie der drei Phasen zu balancieren. Da die fürs Pendeln verwendeten Fahrzeuge in einem Wohngebiet den Großteil der Zeit ungenutzt auf ihrem Parkplatz/Ladeplatz stehen, verfügen sie über die notwendige Flexibilität. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Balance der Phasen durch ein zentralisiertes System verbessert werden kann. Laut dem Autor können damit auch die Leistungsverluste verringert sowie die Spannungsqualität verbessert werden. [31]

In der Publikation von Lico et al. [131] wird der Phasenausgleich als dezentralisiertes System unter der Verwendung von lokalen Spannungswerten des LV-Anschlusses beschrieben. Hier wird für den einphasigen AC-Ladevorgang jene Phase mit der höchsten Spannung zwischen Phase und Nullleiter ausgewählt, um so die unterschiedlichen Belastungen der drei Phasen anzugleichen. Dabei ist anzumerken, dass während des Ladevorgangs nicht mehr zwischen den Phasen gewechselt werden darf. [131]

Beim Pilotprojekt der Vulcan-Smart-Charging-Garage [91] in Oslo wurde ein dezentralisierter Phasenausgleich realisiert. Hier werden allerdings nicht die Fahrzeuge im V2G-Modus, sondern der Inverter des Battery-Energy-Storage-System (BESS) für die Aufgabe verwendet. Das BESS übernimmt hier die Aufgaben des Phasenausgleiches sowie des Peak-Shavings. Ein Inverter mit einer Leistung von 50kWh verbindet dabei die stationären Akkus mit dem Niederspannungsnetz im Parkhaus. Da viele EVs nur eine Phase zum Laden verwenden, kann es durch die ungleichmäßige Verwendung der einzelnen Ladepunkte im Parkhaus leicht zu einer starken unsymmetrischen Belastung des Dreiphasensystems kommen. Dies führt wiederum zu einer Verringerung der entnehmbaren Gesamtleistung am Anschlusspunkt zum Stromnetz. Deshalb wird der Strom in den drei Phasen gemessen und bei Bedarf zwischen den einzelnen Phasen ausgeglichen, wobei der Maximalwert der Ausgleichsleistung bei 16 kW liegt. Dabei ist diese Funktion zwar unabhängig von der Batterie, jedoch wird ein Teil der Kapazität des Inverters belegt. Deshalb wurde dem Peak-Shaving eine höhere Priorität gegenüber dem Phasenausgleich zugewiesen. [91]

Trotzdem ist die Realisierung in einem Pilotprojekt nicht gegeben, da weder die Ladevorgänge gedrosselt werden, noch Entladevorgänge der EVs zum Einsatz kommen. Deshalb ist in Tabelle 3 der Grid-Service des Phasenausgleichs lediglich als realisierbar gekennzeichnet, aber nicht in einem Pilotprojekt realisiert. Zudem ist es nur als G2V-System gekennzeichnet, da lediglich die Ladeleistungen angepasst werden und es zu keinen Entladevorgängen im V2G-Modus kommt.

Da hier i.A. größere Mengen an Fahrzeugen/Ladestationen gesteuert werden, z.B. in einem Parkhaus oder einem Wohngebiet, wird dieses System als zentralisierte Architektur eingestuft. Das liegt vor allem daran, dass die Vorgänge von einem Aggregator gesteuert werden, welcher in diesem Fall vom CPO oder DSO dargestellt wird. Damit handelt es sich, obwohl es in einem Verteilnetz eine Vielzahl an solchen Systemen geben kann, um eine zentralisierte Architektur. Gleichzeitig ist auch eine dezentrale Architektur wie in [131] realisierbar. Deshalb ist der Phasenausgleich in Abbildung 16 sowohl als zentralisierte als auch als dezentralisierte Architektur dargestellt. Ziel ist es eine möglichst gleichmäßige Belastung der einzelnen Phasen am Anschlusspunkt zum restlichen Stromnetz zu erreichen.

4.6.9 Übersicht der Grid-Services

Abschließend werden die oben beschriebenen Architekturen noch in Tabelle 3 mit den jeweils möglichen Grid-Services dargestellt. Die Frequenzregelung wurde hier in primäre und sekundäre Regelung aufgeteilt, da diese unterschiedlich vergütet werden und so die Übersichtlichkeit verbessert wird. Wie bereits vorher erwähnt, beschreibt die hierarchische Architektur eine Hybridform aus zentralisierter und dezentralisierter Architektur, weshalb damit die Grid-Services der beiden anderen Architekturen realisiert werden können. Im Kapitel 5 wird die hierarchische Architektur und die damit verbundenen Möglichkeiten nochmals ausführlich analysiert. Zudem unterscheiden wir, ob der jeweilige Grid-Service theoretisch realisierbar ist (R) oder nicht (N) oder ob er bereits im Rahmen eines Pilotprojektes (P) erfolgreich getestet wurde.

	Realisierbarkeit	Zentralisiert		Dezentralisiert (Komm.)		Dezentralisiert (Mess.)		Hierarchisch	
		G2V	V2G	G2V	V2G	G2V	V2G	G2V	V2G
Demand-Response	P	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✓	✗
Strompreisarbitrage	N	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✓
Erhöhung der RES-Hosting-Capacity	R	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓
Frequenzregelung Primär	P	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓
Frequenzregelung Sekundär	R	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✓
Spannungsregelung	R	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓
Phasenausgleich	R	✓	✗	✗	✗	✓	✗	✓	✗

^N Nicht realisierbar, ^R Realisierbar, ^P Pilotprojekt bereits realisiert;

Tabelle 3: Architekturen und die jeweils realisierbaren Grid-Services

Wie in Tabelle 3 ersichtlich, ist die Strompreisarbitrage der einzige Service, welcher als nicht realisierbar eingestuft wurde. Das liegt vor allem daran, dass weder die gesetzlichen Rahmenbedingungen im Großteil der Länder gegeben sind, noch auf die Realisierbarkeit im aktuellen Strommarkt eingegangen wird. Die restlichen Grid-Services wurden entweder im Rahmen eines Pilotprojektes getestet oder es wurde in der Literatur genau beschrieben und begründet wie ein solches System funktionieren kann. Bei der Unterscheidung zwischen G2V und V2G wird prinzipiell darauf geachtet, ob der Service in der Literatur im unidirektionalen (G2V) und/oder auch im bidirektionalen Betrieb (V2G) beschrieben wurde.

5 Vergleich der Plattformarchitekturen

In diesem Kapitel sollen die vorher beschriebenen Architekturen anhand verschiedener Kriterien über eine Diskussion miteinander verglichen und bewertet werden. Das Ziel ist es einen guten Überblick über die Stärken und Schwächen der vorgestellten Architekturen zu geben.

5.1 Methodologie

Für die Feststellung der Vollständigkeit einer Architektur werden verschiedene Vergleichskriterien (siehe 5.1.1) nach Keeney et al. [132] ausgewählt und anschließend diskutiert. Diese müssen eindeutig, umfassend, direkt, einfach anzuwenden und verständlich sein. Dafür wurden der Netzbetreiber, der CPO und die EV-Besitzenden in erster Linie als die beteiligten Agierenden identifiziert. Da diese i.A. auch gemeinsame Interessen besitzen, werden diese separat angeführt und bewertet. Anschließend werden die einzelnen Kriterien in einem Radardiagramm dargestellt (siehe 5.1.2).

5.1.1 Vergleichskriterien

Für die Beurteilung der verschiedenen Architekturen werden folgende Kriterien untersucht:

- Flexibilität des Netzbetreibers (DSO)
- Realisierbare Grid-Services
- Flexibilität des EV-Besitzenden
- Data-Privacy-Protection
- Flexibilität des Charging-Point-Operators (CPO)
- Komplexität/Realisierbarkeit im großen Maßstab (CPO)

Für die **Flexibilität des Netzbetreibers** gilt, dass die Ladevorgänge in seinem Einflussbereich auf die Anfragen des Netzbetreibers reagieren sollen. Es handelt sich hierbei also um die Demand-Response-Fähigkeit eines Systems. Das Stromnetz wird als flexibel bezeichnet, wenn die Last der Erzeugung folgt. Damit soll ein möglichst stabiler sowie wirtschaftlich und technisch optimaler Netzbetrieb ermöglicht werden. Hier soll zudem unterschieden werden, ob dies indirekt durch die Änderung von Strompreisen oder aber direkt durch ein dediziertes Steuersignal erreicht wird. Nebenbei spielt auch die Möglichkeit der Überwachung eines Netzabschnittes durch die Übermittlung von Mess- und Leistungsdaten am Anschlusspunkt zum Stromnetz eine wichtige Rolle.

Die **realisierbaren Grid-Services** wurden bereits im Abschnitt 4.6 in Tabelle 3 dargestellt. Sie fallen zwar unter die Interessen des Netzbetreibers, aber auch unter jene des EV-Besitzenden. Sie stellen also eine Schnittstelle zwischen den beiden Agierenden dar. Durch Demand-Response kann der Netzbetreiber Lastspitzen verhindern, während der EV-Besitzende einen günstigeren Ladetarif oder andere finanzielle Vergütungen erhält. Grid-Services wie Phasenausgleich und Spannungsregelung dienen der Optimierung des Netzbetriebs hinsichtlich der Minimierung von Verlusten und der

Verbesserung der Versorgungsqualität. Gleichzeitig stellen sie auch eine mögliche finanzielle Einnahmequelle des EV-Besitzenden dar. Es muss hierbei jedoch beachtet werden, ob die einzelnen Grid-Services überhaupt realisierbar sind oder im Rahmen eines Pilotprojektes bereits erfolgreich getestet wurden (siehe Tabelle 3). Letztes stellt den Idealfall dar und hat einen entsprechend positiven Einfluss auf die Bewertung.

Für die **Flexibilität des EV-Besitzenden** steht hingegen ein möglichst günstiger Ladevorgang in finanzieller Hinsicht sowie das Erreichen eines gewünschten SOC zum geplanten Abfahrtszeitpunkt im Vordergrund. Auch spielt die Teilnahme am Netzbetrieb in Form verschiedener Grid-Services und die damit einhergehende finanzielle Entlohnung eine Rolle.

Die **Data-Privacy-Protection** des EV-Besitzenden spielt auch hier eine Rolle, da sensible Daten über das Nutzer:innenverhalten von Privatpersonen in fremde Hände gelangen könnten. Es soll anhand der übertragenen Informationen unterschieden werden, ob hier die Privatsphäre des Individuums beeinträchtigt wird. Gleichzeitig gilt es die Übertragung von unnötig großen Datenmengen zu verhindern.

Die **Flexibilität des Charging-Point-Operators** hat hingegen das Ziel, möglichst viele Fahrzeuge pro Tag abzufertigen und deren Ladevorgänge nach seinen Interessen zu beeinflussen. Wie in Abschnitt 2.8 beschrieben, fungiert er häufig als Aggregator und ist somit in der Lage Flexibilitäten an die Netzbetreiber zu verkaufen. Er kann also auch von den realisierbaren Grid-Services profitieren, indem er an den finanziellen Vergütungen beteiligt wird. Zudem ist er als Gateway in der Lage den Informationsfluss zwischen EVSE und Netzbetreiber zu bündeln und somit die übertragene Datenmenge zu verringern. Dies führt wiederum dazu, dass der CPO in der Funktion als Aggregator auch die Ladevorgänge in seinem Zuständigkeitsbereich koordinieren kann.

Die **Komplexität bzw. die Realisierbarkeit im großen Maßstab** behandelt den technischen Aufwand und die damit verbundenen hohen Investitionskosten die eine Koordinierungslösung mit sich bringt. Gleichzeitig wird abgewogen, ob der technische Aufwand mit den damit erreichten Vorteilen im Verhältnis steht oder ob auch ein einfacheres System dieselbe Wirkung erzielt. Auch steigt die Fehleranfälligkeit mit der Komplexität eines solchen Systems.

Da die Flexibilitäten des DSO, CPO und der EV-Besitzenden von den Kriterien der realisierbaren Grid-Services, der Data-Privacy-Protection sowie der Realisierbarkeit im großen Maßstab abhängen, werden die drei Kriterien ohne Abhängigkeiten vor denen der Flexibilitäten diskutiert und bewertet. Auf diese Weise können die Flexibilitäten dann unter Einbeziehung der anderen Kriterien ausreichend genau behandelt werden.

5.1.2 Präsentation der Vergleichsergebnisse

Die Ergebnisse der Diskussion werden in einem sogenannten Radardiagramm dargestellt, um möglichst übersichtlich zu zeigen, inwiefern ein Ziel erreicht wird. Ein Beispiel eines solchen Diagramms ist in Abbildung 25 dargestellt und soll die Stärken und Schwächen einer Koordinierungslösung auf einen Blick erkennbar machen. Gut erkennbar sind die Zusammenhänge der einzelnen Punkte mit den Flexibilitäten der jeweiligen Agierenden. Der untere rechte Bereich stellt beispielsweise mit den realisierbaren Grid-Services und den Data-Privacy-Protection den erweiter-

ten Interessenbereich des EV-Besitzenden dar. Gleichzeitig ist ein Übergang zum Netzbetreiber erkennbar, da die realisierbaren Grid-Services ein geteiltes Interesse der beiden Agierenden darstellen. Dasselbe gilt zwischen der Flexibilität des CPO und des DSO mit der Realisierbarkeit im großen Maßstab. Abbildung 25 zeigt im linken Teil den Idealfall eines solchen Systems, während im rechten Teil der schlechteste Fall dargestellt wird.

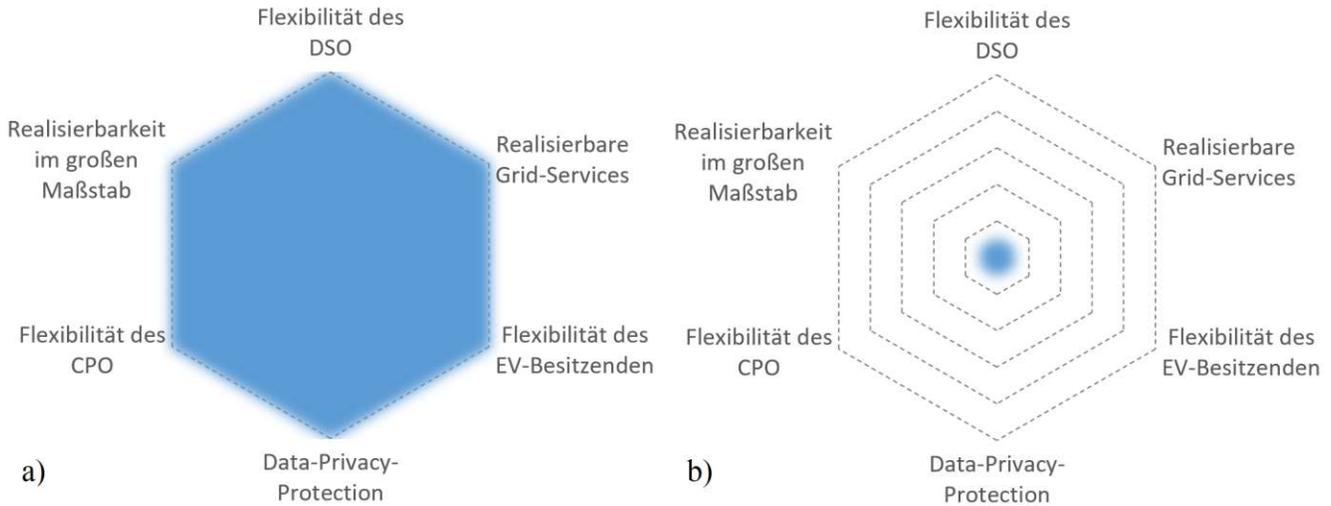


Abbildung 25: Beispielpflichte Darstellung des Radardiagramms als a) Best- und b) Worst-Case

5.2 Bewertung der verschiedenen Plattformen

In diesem Abschnitt werden die vorher identifizierten Architekturen nach den oben beschriebenen Kriterien bewertet und in einem Radardiagramm entsprechend dargestellt. Dabei wird mit der zentralisierten Architektur begonnen und anschließend zu den verschiedenen dezentralisierten, bis hin zur hierarchischen Architektur übergegangen.

5.2.1 Zentralisierte Architektur

Beginnend mit der zentralisierten Architektur wurde bereits in Abschnitt 4.4.2 erläutert, dass die Steuerung dem Netzbetreiber übertragen wird und dieser die Ladevorgänge nach seinen Bedürfnissen steuert. Die durch eine solche Architektur realisierbaren Grid-Services reichen laut Tabelle 3 von Demand-Response, Erhöhung der RES-Hosting-Capacity, primärer und sekundärer Frequenzregelung, Spannungsregelung bis hin zum Phasenausgleich. Insgesamt sind dies also sechs von sieben möglichen Grid-Services, wobei zwei davon bereits in der Form eines Pilotprojektes realisiert und getestet wurden. Da der verbleibende Grid-Service der Strompreisarbitrage sowieso als nicht realisierbar eingestuft wurde, gibt es für dieses Kriterium die volle Punktzahl.

Aufgrund der bidirektionalen Kommunikation zwischen CP und DSO/Aggregator werden neben den Steuersignalen auch Daten wie die geplante Abfahrtszeit oder der SOC der einzelnen EVs übertragen. Diese können gleichzeitig sensible Informationen über das Nutzer:innenverhalten preisgeben, vor allem dann, wenn es sich um einen CP im privaten Haushalt handelt. Durch die Möglichkeit der Verwendung von Aggregatoren können die Daten allerdings zusammengefasst und

somit reduziert werden. Trotzdem wird dem Kriterium der Data-Privacy-Protection und Vermeidung großer Datenmengen eine relativ niedrige Punktzahl gegeben.

Die Komplexität bzw. die Realisierbarkeit im großen Maßstab hängt hier vielmehr von der Realisierbarkeit der bidirektionalen Kommunikation zwischen dem Netzbetreiber und den einzelnen Ladestationen ab. Diese kann entweder über PLC oder aber über Internet abgewickelt werden, da hier geringe Latenzzeiten sowie große Datenmengen benötigt werden (siehe Kapitel 3). Bei letzterem würde sich zudem noch die Problematik der Sicherheit vor unerwünschten Zugriffen stellen. Deshalb ist die Realisierbarkeit zwar gegeben, jedoch ist der Aufwand und die Komplexität zur Realisierung einer solchen Kommunikationsinfrastruktur doch erheblich. Zudem wird ein Back-End-System mit nicht zu vernachlässigender Rechenleistung benötigt.

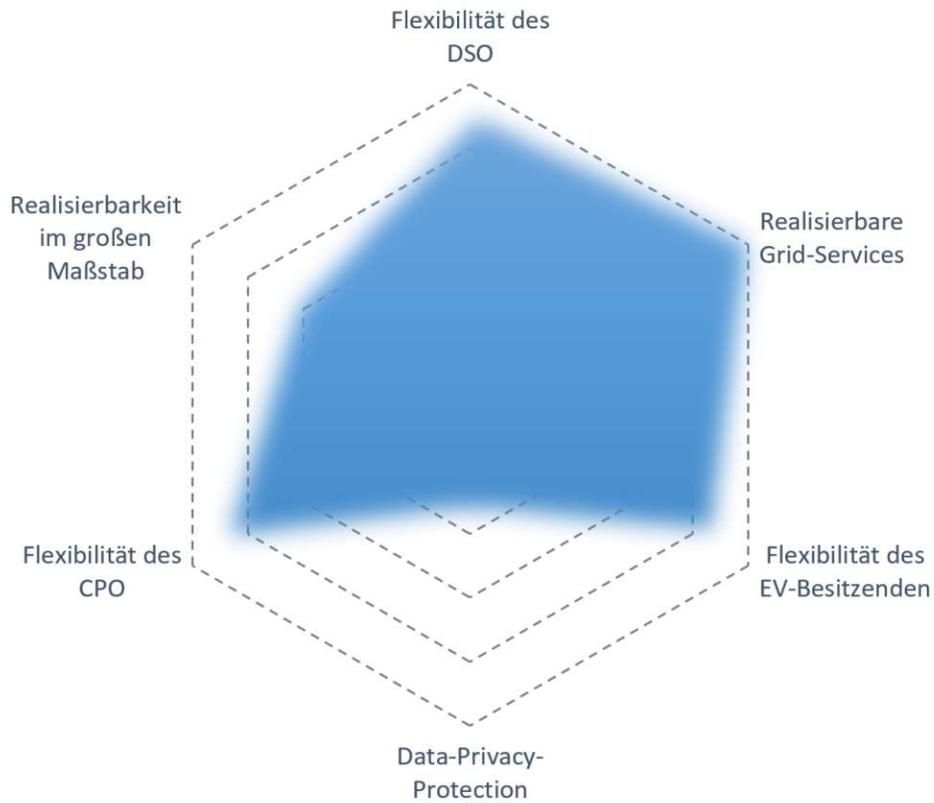


Abbildung 26: Radardiagramm der zentralisierten Architektur

Der Netzbetreiber kann zu jedem Zeitpunkt bestimmen, ob es einer Anpassung der Ladevorgänge im Verteilnetz bedarf oder nicht. Der optimale Netzbetrieb hat somit oberste Priorität. Mit sechs von sieben möglichen Grid-Services ist eine Beteiligung der EVs am Netzbetrieb möglich. Mit Hilfe der großen Rechenleistung zentraler Systeme können zudem relativ genaue Prognosen über die Netzbelastung und den Ladebedarf der Fahrzeuge erstellt werden. Durch die direkte Ansteuerung der Ladevorgänge ist ein Höchstmaß an Flexibilität gegeben, wobei hier nochmals zu erwähnen ist, dass theoretisch mehrere Grid Services gleichzeitig ausgeführt werden können (siehe Abschnitt 4.6.7). Entsprechend hoch fällt die Bewertung der Flexibilität des Netzbetreibers aus. Der einzige Nachteil ist der Totalausfall des Systems bei Fehlfunktionen des Kommunikationssystems.

Bei der zentralisierten Architektur wird der Status eines jeden EVs an den Netzbetreiber in Form von SOC, geplanter Abfahrtszeit und Akkukapazität übertragen. Ob ein Aggregator eine Zwischenrolle einnimmt, hat dabei i.A. keinen negativen Einfluss auf den einzelnen Ladevorgang, da auch dieser Daten wie den SOC und den geplanten Abfahrtszeitpunkt berücksichtigt. Somit wird die Flexibilität des EV-Besitzenden in den Optimierungsalgorithmen des zentralen Systems sehr wohl berücksichtigt.

Da der CPO im zentralisierten Betrieb die Rolle des Aggregators einnehmen kann, hat dieser die Aufgabe die Ladevorgänge in seinem Einflussbereich als eine Einheit zusammenzufassen und so die Kommunikation zwischen DSO und den einzelnen EVs zu vereinfachen. Dabei werden Größen wie der SOC und die Akkukapazität der einzelnen Fahrzeuge berücksichtigt, welche wiederum dazu dienen die Ladevorgänge je nach Möglichkeit in der gewünschten Zeit zu beenden. Geht man davon aus, dass der rechtzeitige Abschluss der einzelnen Ladevorgänge im (wirtschaftlichen) Interesse des CPO liegt, werden die Interessen des CPO nicht außen vorgelassen, wie man im ersten Moment annehmen könnte. Zudem steht es dem CPO als Aggregator frei zu entscheiden, welches EV in seiner Zuständigkeit mit welcher Gesamtleistung lädt. Es darf lediglich die vom DSO an den CPO zugewiesene Gesamtleistung nicht überschritten werden. Bei der zentralisierten Architektur hat der CPO zudem die Möglichkeit, Flexibilitäten an den Netzbetreiber zu verkaufen, womit finanzielle Gewinne erzielt werden können.

5.2.2 Dezentralisierte Architektur mit Kommunikation

Bei der dezentralisierten Architektur mit Kommunikationsmöglichkeiten entscheidet jeder CP oder jedes EV für sich, wann und mit welcher Leistung geladen wird. Die in der Literatur am häufigsten beschriebene Variante ist die Übertragung eines tageszeitabhängigen Tarifes vom DSO zum CP/EV.

Die durch diese Architektur realisierbaren Grid-Services sind, wie in Tabelle 3 ersichtlich, hauptsächlich Demand-Response und Strompreisarbitrage. Diese stellen jeweils die uni- bzw. bidirektionale Reaktion der Ladevorgänge auf sich ändernde Stromtarife dar. Zusätzlich könnten auf diese Weise auch die Belastungen der einzelnen Phasen vom Netzbetreiber beeinflusst werden. Hier liegt die Schwierigkeit hauptsächlich darin, dass die verschiedenen Tarife in Abhängigkeit der einzelnen Ladestation übertragen werden müssten. Deshalb wird dieser Grid-Service hier nicht berücksichtigt, aber der Vollständigkeit halber erwähnt. Es wird zudem berücksichtigt, dass die Strompreisarbitrage in Tabelle 3 als nicht realisierbar gekennzeichnet wurde. In Abbildung 27 sind die realisierbaren Grid-Services deshalb entsprechend niedrig bewertet.

Da für die Übertragung der TOU-Tarife dieselben Protokolle wie bei der zentralisierten Architektur in Frage kommen (siehe 3.3.5, 3.3.9), wird für diese Architektur derselbe Kommunikationsaufwand angenommen. Lediglich die Datenmengen beschränken sich ausschließlich auf die tageszeitabhängigen Tarife. Die Komplexität und Realisierbarkeit im großen Maßstab ist aufgrund der ähnlichen Kommunikationsanforderungen gleich bewertet wie jene der zentralisierten Architektur. Die Data-Privacy-Protection der Nutzer:innen wird hingegen berücksichtigt, was in Abbildung 27 entsprechend dargestellt ist.

Dadurch, dass der EV-Besitzende selbst abwägen kann, wann und zu welchem Tarif er lädt, ist dessen Flexibilität am besten berücksichtigt. Der DSO kann je nach Bedarf den Tarif erhöhen oder absenken und dadurch das Verhalten einer großen Anzahl von Ladevorgängen beeinflussen. Die Akkus der EVs könnten so im Fall von bidirektionalen Ladevorgängen sogar als Speichermöglichkeit für das Stromnetz genutzt werden. Wie vorhin bereits mehrmals erwähnt, fehlen dazu in den meisten Ländern jedoch die entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen. Allerdings ist eine genaue Ansteuerung mit Hilfe von Tarifen schwierig, was in der Bewertung berücksichtigt wurde. Der CPO wird hingegen außen vorgelassen, da er keinen Einfluss auf die Ladevorgänge besitzt.

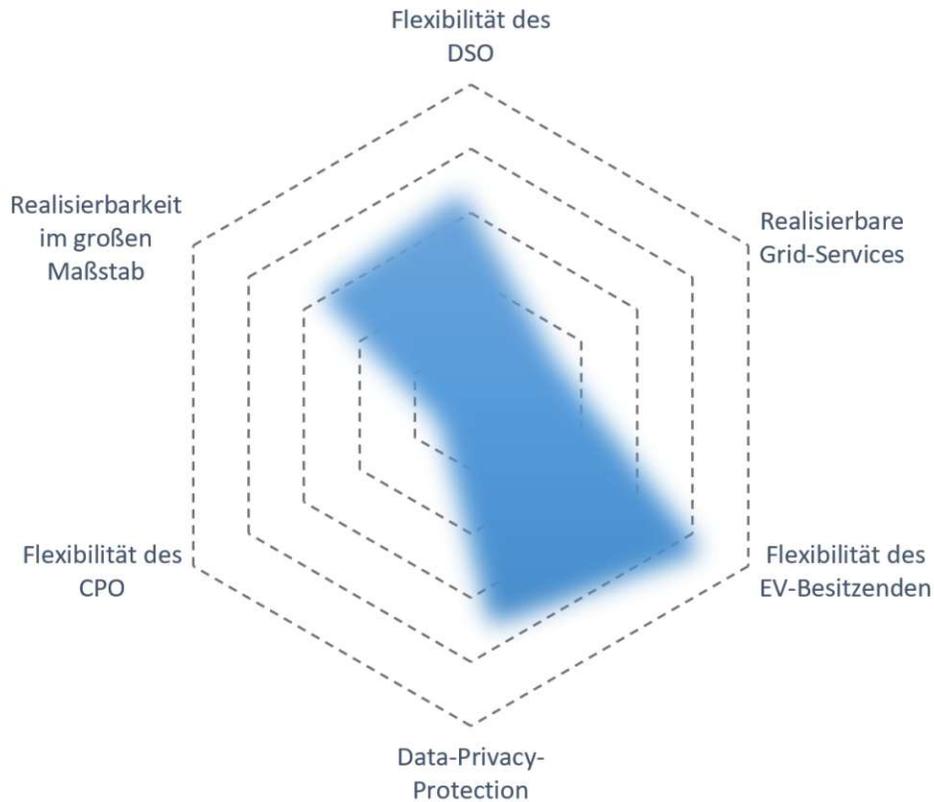


Abbildung 27: Radardiagramm der dezentralisierten Architektur mit Kommunikation

5.2.3 Dezentralisierte Architektur mit lokalen Messwerten

Bei der dezentralisierten Architektur mit der Verwendung lokaler Messwerte steht im Gegensatz zu den vorherigen Architekturen die Situation des lokalen Netzabschnittes im Mittelpunkt. Betrachtet man die in Tabelle 3 realisierbaren Grid-Services, so sind hier lediglich die Erhöhung der RES-Hosting-Capacity, die primäre Frequenzregelung sowie die Spannungsregelung und der Phasenausgleich realisierbar. Erwähnenswert ist hier, dass der Grid-Service des Phasenausgleiches bereits in einem Pilotprojekt [91] realisiert wurde, wenn auch nicht unter Einbindung der Ladevorgänge selbst, sondern durch den Inverter des BESS. Die primäre Frequenzregelung wurde hingegen in einem Laboraufbau realisiert und getestet.

Im Bezug auf die Data-Privacy-Protection und die Vermeidung großer Datenmengen erreicht diese Architektur aufgrund des Fehlens von jeglichen Kommunikationssystemen die höchste Bewertung. Dasselbe gilt für die Realisierbarkeit im großen Maßstab. Die Komplexität ist bei dieser Architektur relativ überschaubar, da hier nur lokale Messungen vorgenommen und dadurch die Ladevorgänge entsprechend geregelt werden. Ein solches System ist mit relativ geringem Aufwand in einer Ladestation integrierbar und die Gesamtzahl der mit einem solchen System ausgerüsteten Ladestationen hat keinerlei Einfluss auf die Komplexität bzw. die Realisierbarkeit im großen Maßstab.

Der Netzbetreiber selbst hat keinen Einfluss auf die Steuerung des Ladevorganges, jedoch liegt es auch in seinem Interesse, dass lokale Größen wie Spannung und Phasenbelastung im zulässigen Bereich gehalten werden. Zudem kann durch die Veränderung der Ladeleistung eine erhöhte Dichte an erneuerbaren Energiequellen im Stromnetz realisiert werden. Auch die Teilnahme an der primären Frequenzregelung ist für das Stromnetz von Nutzen. Allerdings ist die Möglichkeit der Demand-Response und die damit einhergehende Einflussnahme auf das Lastverhalten nicht gegeben, weshalb die Bewertung der Flexibilität des Netzbetreibers in Abbildung 28 entsprechend moderat ausfällt.

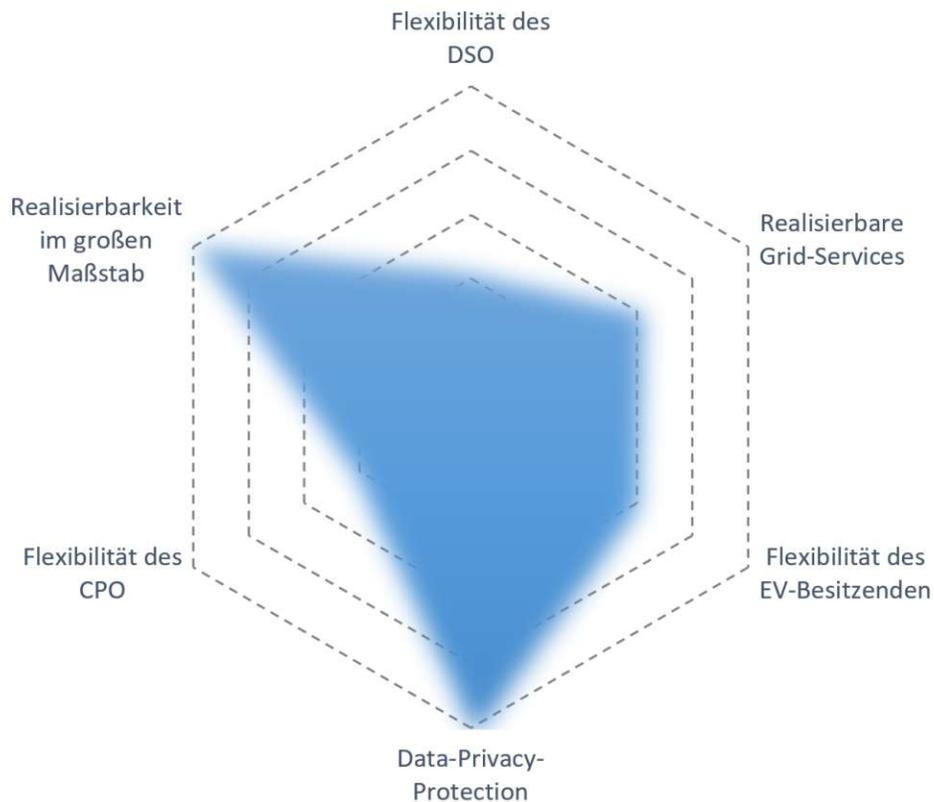


Abbildung 28: Radardiagramm der dezentralisierten Architektur mit lokalen Messwerten

Bezüglich der Flexibilität des EV-Besitzenden fallen die möglichen Grid-Services und die damit verbundenen Vergütungen ins Gewicht. Ansonsten bleiben zwar dessen Interessen wie die Erreichung des gewünschten SOC zum geplanten Abfahrzeitpunkt gewahrt, jedoch ist eine Teilnahme an einem DR-Programm und die damit verbundenen finanziellen Vergütungen nicht möglich. Lediglich die hervorragende Data-Privacy-Protection ist ein großer Pluspunkt für den EV-Besitzenden.

Der CPO hat hingegen die Möglichkeit die Belastung der einzelnen Phasen anzugleichen, indem er die einzelnen Ladestationen entsprechend ansteuert. Damit ist er in der Lage die Gebühren des Netzanschlusses möglichst gering zu halten. Hier ist zu erwähnen, dass es sich nicht um einen Aggregator handelt, welcher mehrere geografisch verteilte Ladestationen in seinem Einflussbereich hat, sondern vielmehr um den Betreiber eines öffentlichen Parkplatzes mit einer gewissen Anzahl von CPs. Finanzielle Einnahmen gibt es allerdings nur für die Teilnahme an der Frequenzregelung oder der Demand-Response. Deshalb ist die Flexibilität des CPO bei der dezentralisierten Architektur eher mäßig berücksichtigt.

5.2.4 Hierarchische Architektur

Die hierarchische Architektur vereint die zentralisierte und die dezentralisierte Architektur in einem System. Die damit realisierbaren Grid-Services setzen sich folglich aus jenen der zentralisierten und der beiden dezentralisierten Architekturen zusammen. Damit kommt als Option noch die Strompreisarbitrage hinzu, welche allerdings aufgrund mangelnder legislativer Rahmenbedingungen als nicht realisierbar gekennzeichnet wurde. Somit sind durch die zentralisierte und die hierarchische Architektur gleich viele der in Tabelle 3 angeführten Grid-Services realisierbar, was auch in der Bewertung in Abbildung 29 ersichtlich ist. Auch die Data-Privacy-Protection ist auf demselben Stand wie die zentralisierte Architektur. Es werden, mit Ausnahme von Stromtarifen, dieselben Daten zwischen Netzbetreiber und CP ausgetauscht.

Im Hinblick auf die Komplexität und die Realisierbarkeit im großen Maßstab ist die hierarchische Architektur sogar noch komplexer als die zentralisierte. Dies liegt hauptsächlich daran, dass neben der Kommunikationsinfrastruktur auch noch lokale Messwerte aufgenommen und eine zugehörige hierarchische Steuerung entwickelt werden muss. Nicht außer Acht gelassen werden darf die Tatsache, dass auch jede Ladestation in Privatbesitz in einem solchen System den dezentralen Teil der Steuerung beinhalten muss. Somit wird dem oder der Nutzer:in vorgeschrieben, eine solche Station zu beschaffen. Dies wird auf relativ geringe Akzeptanz sowohl bei den EV-Besitzenden als auch den CPOs stoßen, verglichen mit der Anforderung der Kompatibilität mit einem bestimmten Kommunikationsstandard bei der zentralisierten Architektur. Dementsprechend niedrig fällt auch die Bewertung des Kriteriums der Realisierbarkeit aus.

Wie bei der zentralisierten Architektur ist es hierbei möglich, mehrere Grid-Services gleichzeitig in einer hierarchischen Steuerung auszuführen. Davon profitiert vor allem der Netzbetreiber, welcher somit neben der Demand-Response noch zusätzlich die Spannung oder die Phasenbelastung in einem Netzabschnitt beeinflussen kann. Allerdings ist bei einem Ausfall des zentralisierten Teils der Steuerung die Funktion des dezentralen Teiles weiterhin gegeben. Das Kriterium der Flexibilität des DSO der hierarchischen Architektur erhält somit eine geringfügig bessere Bewertung wie jenes der zentralisierten Architektur.

Die Flexibilitäten für die einzelnen EV-Besitzenden sind im Prinzip dieselben wie bei der zentralisierten Architektur, da sowohl Vergütungen für die Teilnahme an den Grid-Services wie auch das Erreichen des gewünschten Ladezustandes gleich bleiben. Die Flexibilität des CPO hingegen wurde hier besser bewertet, da dieser theoretisch an gleich vielen Grid-Services teilnehmen kann wie bei der zentralisierten Architektur. Die Bedürfnisse des CPOs haben in der hierarchischen Steuerung

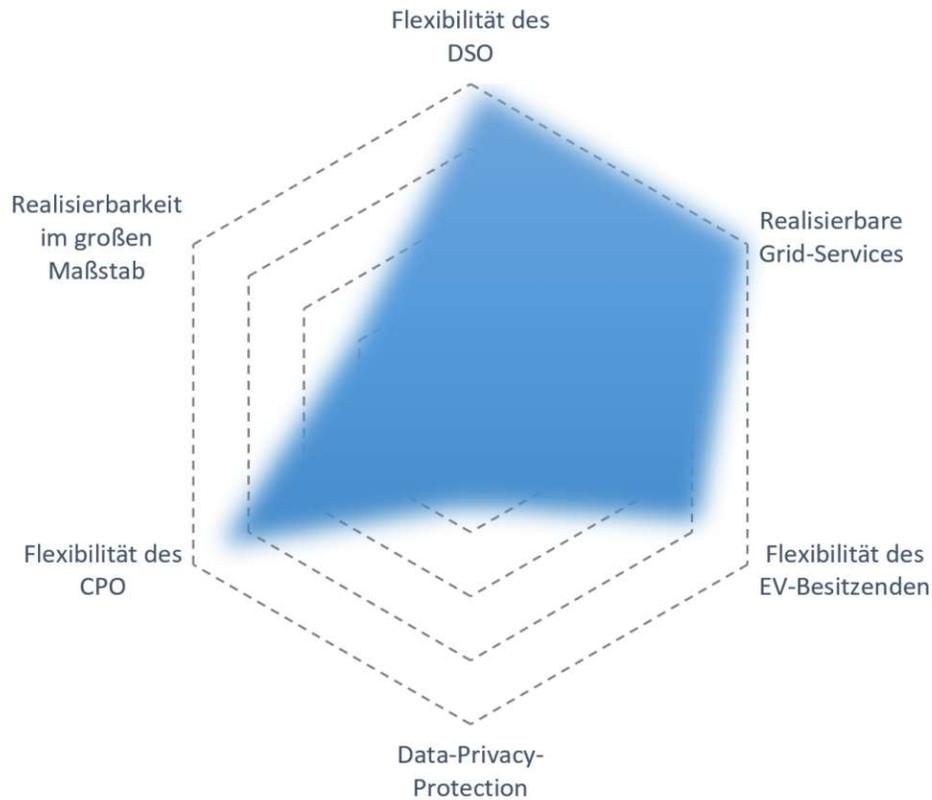


Abbildung 29: Radardiagramm der hierarchischen Architektur

zwar eine niedrigere Priorität, jedoch werden sie immer noch besser berücksichtigt als bei einer rein zentralisierten Architektur. Dies ist z.B. beim Phasenausgleich der Fall, welcher unabhängig von einer eventuellen Teilnahme am Demand-Response-Programm die Anschlussgebühren des CPOs verringern kann.

5.3 Diskussion der Architekturen

Betrachtet man nun die unterschiedlichen Radardiagramme in den Abbildungen 26 bis 29, so erkennt man, dass keine der beschriebenen Architekturen alle der geforderten Kriterien vollständig erfüllt. Flächenmäßig füllt das Radardiagramm der zentralisierten Architektur den größten Bereich aus, knapp gefolgt von der hierarchischen Architektur. Das Schlusslicht stellt die dezentralisierte Architektur mit Kommunikation dar.

Dezentralisierte Architekturen eignen sich für einfache Demand-Response-Anwendungen über TOU-Tarife oder die Regelung von lokalen Parametern wie Spannung und Phasenbelastung. Die primäre Frequenzregelung wäre zwar theoretisch machbar, diese ist aber aufgrund der un stetigen Verfügbarkeit einzelner Fahrzeuge in der Praxis nur schwer als dezentralisiertes System umsetzbar. Eine solche Frequenzregelung wurde in keinem Pilotprojekt realisiert, lediglich als experimenteller Aufbau im Labor getestet. Deshalb scheinen sich dezentralisierte Architekturen zum jetzigen Zeitpunkt in der Praxis noch nicht durchgesetzt zu haben. Ein Pilotprojekt einer rein dezentralisierten Architektur wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht gefunden. Lediglich die Verwendung von EVs als

Speicher für das Stromnetz in der Strompreisarbitrage könnte eine potenzielle Anwendung mit Zukunft sein. Hier fehlen jedoch im Großteil der Länder die entsprechenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen.

Die hierarchische Architektur erlaubt im Unterschied zur zentralisierten Architektur zwar eine geringfügig höhere Flexibilität des DSO, was aber durch eine höhere Komplexität und somit eine geringere Realisierbarkeit erkauft wird. Bei beiden Architekturen können neben der Beeinflussung der Lastkurve durch Demand-Response zusätzlich noch lokale Größen wie Spannung und Phasenbelastung optimiert werden. Gleichzeitig hat der Netzbetreiber durch die zusätzlichen Informationen in Form von lokalen Messwerten eine gute Übersicht über einen bestimmten Netzabschnitt. Im Gegenzug steigen jedoch die zu übertragenden Datenmengen.

Einen Vorteil, den eine hierarchische gegenüber einer zentralisierten Architektur bieten könnte, ist eine gewisse Ausfallsicherheit. Sollte beispielsweise die Datenübertragung zwischen dem zentralisierten und dezentralisierten Teil der Steuerung ausfallen, so kann der dezentrale Teil die Aufgaben wie z.B. die Spannungsregelung weiterhin ausführen. Des Weiteren ist es durch einen dezentralisierten Teil möglich lokale Energieerzeuger wie PV-Anlagen in die Ladevorgänge einzubauen. Dies geht aber wiederum auf Kosten der Komplexität bzw. der Realisierung im großen Maßstab, da zur zentralisierten Steuerung noch eine dezentralisierte Steuerung entwickelt und in die einzelnen Ladestationen integriert werden muss. Zudem müssen hier auch alle privaten Beteiligten überzeugt werden, die Ladestationen mit der dezentralisierten Steuerung auszurüsten. Bei der zentralisierten Architektur ist i.A. lediglich die Kompatibilität mit einem bestimmten Kommunikationsstandard notwendig, weshalb hier von einer höheren Akzeptanz der Nutzer:innen auszugehen ist.

Fraglich ist hier, ob die Möglichkeit besteht den dezentralen Teil der Steuerung als optionales Upgrade zu sehen. Das würde bedeuten, dass nur ein bestimmter Anteil der Nutzer:innen ein hierarchisches System, der Rest hingegen nur das zentralisierte System verwendet. Beispielsweise wäre dies für Nutzer:innen interessant, welche eine PV-Anlage ihr Eigen nennen und somit den Eigenverbrauch optimieren und gleichzeitig auf die Steuersignale des Netzbetreibers reagieren wollen. Eine Alternative wäre die Verwendung von hierarchischen Systemen bei großen öffentlichen Parkplätzen mit einer Vielzahl an Ladestationen. Hier würde der große Leistungsbedarf die zusätzliche Komplexität rechtfertigen.

6 Fazit und weiterer Ausblick

Die Integration der EV-Ladevorgänge in den Betrieb des Stromnetzes stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Durch die in dieser Masterarbeit durchgeführte Literaturrecherche wurden vier verschiedene Systemarchitekturen für netzdienliches Laden identifiziert, nämlich zwei Dezentralisierte, eine Zentralisierte und eine Hierarchische. Bei den beiden dezentralisierten Architekturen wird des Weiteren zwischen der Verwendung von Kommunikationssystemen und der Verwendung lokaler Messwerte unterschieden.

Zusätzlich zu den Architekturen wurden sieben in der Literatur beschriebene Grid-Services identifiziert. Dabei wurde einzig der Grid-Service der Strompreisarbitrage als nicht realisierbar eingestuft, was vor allem mit den fehlenden gesetzlichen Rahmenbedingungen im europäischen Raum begründet wurde. Die übrigen Grid-Services wurden entweder bereits im Rahmen eines Pilotprojektes realisiert oder als theoretisch realisierbar eingestuft.

Im Verlauf der Diskussion ging hervor, dass die zentralisierte Architektur bei der gesamtheitlichen Betrachtung aller Kriterien am besten abschneidet, auch wenn sie bei weitem nicht alle zur Gänze erfüllt. Die hierarchische Architektur schneidet ein wenig schlechter ab, da sie trotz der geringfügig höheren Flexibilität des Netzbetreibers eine deutlich höhere Komplexität und somit schlechtere Realisierbarkeit im großen Maßstab besitzt. Die dezentralisierte Architektur mit Kommunikation erreicht zwar eine höhere Flexibilität des EV-Besitzenden sowie eine bessere Data-Privacy-Protection, jedoch fallen die Flexibilitäten des CPO und des DSO sowie die realisierbaren Grid-Services recht bescheiden aus. Bei der dezentralisierten Architektur mit lokalen Messwerten sind vor allem die gute Realisierbarkeit im großen Maßstab sowie die Data-Privacy-Protection erwähnenswert, jedoch überwiegen bei den restlichen Kriterien die Vorteile der anderen Architekturen.

Man kann anhand der bereits realisierten Pilotprojekte erkennen, dass die Tendenz seit den letzten Jahren zunehmend in Richtung der zentralisierten Systeme geht. Mit hierarchischer Architektur wurde im Rahmen dieser Arbeit lediglich ein einziges Projekt gefunden. Die zentralisierte Architektur scheint im Hinblick auf die Flexibilität des DSO trotz der minimalen Vorteile der hierarchischen Architektur weniger komplex und leichter realisierbar zu sein. Gleichzeitig bietet die zentralisierte Architektur annähernd denselben Funktionsumfang bzw. verfügt der DSO über dieselben Informationen über den Zustand des Netzes.

Mit Blick auf die Grid-Services hingegen stellt sich die Frage, ob sich in Zukunft eine Lastreduzierung bei Netzengpässen oder eine bidirektionale Steuerung der Ladevorgänge durchsetzen wird. Will man lediglich einen sicheren Netzbetrieb durch Demand-Response gewährleisten und bei Bedarf die Last reduzieren, so ist eine einfache Ausführung der zentralisierten oder dezentralisierten Architektur höchstwahrscheinlich ausreichend. Will man hingegen die Akkukapazität der EVs für den Netzbetrieb zur Verfügung stellen und die EVs an komplexen Grid-Services wie der Frequenzregelung teilnehmen lassen, ist eine präzisere Ansteuerung der Ladevorgänge notwendig und es müssen Informationen wie geplanter Abfahrtszeitpunkt und der aktuelle Ladezustand übertragen werden. Dafür ist für den Fall der zentralisierten oder der hierarchischen Architektur eine bidirektionale Kommunikation mit möglichst geringer Latenz notwendig. Dies treibt wiederum die Komplexität in die Höhe und erschwert die Realisierbarkeit im großen Maßstab erheblich.

In zukünftigen Arbeiten könnte also untersucht werden, inwiefern sich die Teilnahme an den Grid-Services für die einzelnen EV-Besitzenden in finanzieller Hinsicht lohnt. Für jene Länder, in denen die dafür notwendigen gesetzlichen Rahmenbedingungen existieren, wäre ein Pilotprojekt einer dezentralisierten Demand-Response-Koordinierung über dynamische Tarife interessant. Auch könnte auf diese Weise die Verwendung der EVs als Speicher für das Stromnetz im großen Stil näher untersucht werden. Des Weiteren wäre es wichtig zu verstehen, ob sich verschiedene Architekturen parallel zueinander betreiben lassen bzw. eine Kombination dieser betrieben werden kann. Das Beispiel der zentralisierten und der hierarchischen Architektur wäre diesbezüglich besonders interessant, vor allem in Hinblick auf die Einbindung von lokaler erneuerbarer Energieerzeugung.

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
BESS	Battery Energy Storage System (Batteriespeichersystem)
CP	Charging Point (Ladestelle)
CPO	Charging Point Operator (Ladestellenbetreiber)
CS	Charging Station (Ladestation)
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
DSO	Distribution System Operator (Verteilnetzbetreiber)
EEX	European Energy Exchange
EMS	Energy Management System (Energiemanagementsystem)
ESS	Energy Storage System
EV	Electric Vehicle (Elektrofahrzeug)
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
G2V	Grid to Vehicle
GIS	Geographic Information System
HV	High Voltage (Hochspannung)
IoT	Internet of Things
LFC	Load Frequency Control
LV	Low Voltage (Niederspannung)
MV	Medium Voltage (Mittelspannung)
PCC	Point of Common Coupling
PFCEV	Plug-in Fuel Cell Electric Vehicle
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PnC	Plug and Charge
PV	Photovoltaik
RES	Renewable Energy Source (Erneuerbare Energiequelle)
SOC	State Of Charge

TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol
TOU	Time Of Use
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
V2B	Vehicle to Building
V2G	Vehicle to Grid
V2V	Vehicle to Vehicle
V2X	Vehicle to X (beliebiges Gerät)

Abbildungsverzeichnis

1	Übersicht eines Stromnetzes [9] (bearbeitet)	6
2	Rolle des Aggregators als Interface zwischen CP/EV und den Netzbetreibern bzw. Strom- und Regulierungsmarkt (in Anlehnung an [39])	13
3	Standards und Normen für die Kommunikation im E-Mobility-Bereich	16
4	Kommunikation zwischen EV, Ladestation und Back-End des CPO [61]	18
5	Kommunikation zwischen OpenADR und EEBUS über Gateway [64]	19
6	Schematische Darstellung des induktiven Ladevorgangs [78] (bearbeitet)	25
7	Schematische Darstellung der notwendigen Hardware für PV-Grid-Laden [88]	28
8	Übersicht der Steuerungsarchitekturen von EV-Ladevorgängen	30
9	Zentralisierte Architektur	31
10	Schematische Darstellung des Elbe-Projektes [98]	32
11	Dezentralisierte Architektur des Ladevorganges mit Kommunikation und/oder lokalen Messwerten	33
12	Lastverlauf der Referenz- und Flexpowerstationen [77]	35
13	Hierarchische Architektur	37
14	Prioritäten in einer hierarchischen Kontrollstruktur (in Anlehnung an [107])	38
15	Architekturmodell des BienVEnu-Projektes [108]	39
16	Einteilung der bidirektionalen Systeme in die jeweiligen Architekturen	40
17	Einteilung der Grid-Services in die jeweiligen Architekturen	42
18	Strompreisarbitrage im V2G-Betrieb (in Anlehnung an [118])	44
19	V2G-Betrieb zur Verringerung der Schwankungen in der PV-Erzeugung [122] (bearbeitet)	46
20	Darstellung einer hierarchischen Steuerung für die Kontrolle der Ladeleistung [123]	47
21	Steuerungscharakteristik einer dezentralisierten Frequenzregelung mittels Droop-Steuerung [126]	49
22	Darstellung einer zentralisierten Frequenzregelung mittels Aggregatorstrategie (in Anlehnung an [127])	50
23	Übersicht des Parker-Projekts mit cloudbasiertem Aggregator [99] (bearbeitet)	51
24	Zentralisierte Architektur für eine $Q(U)$ -Regelung mit cloudbasiertem Aggregator [129]	52
25	Beispielhafte Darstellung des Radardiagramms als a)Best- und b)Worst-Case	58
26	Radardiagramm der zentralisierten Architektur	59
27	Radardiagramm der dezentralisierten Architektur mit Kommunikation	61
28	Radardiagramm der dezentralisierten Architektur mit lokalen Messwerten	62
29	Radardiagramm der hierarchischen Architektur	64

Tabellenverzeichnis

1	Ergebnisse der systematischen Recherche und Reduktion nach Relevanz des Titels und des Abstracts	23
2	Zusammenfassung der zugelassenen Strom- und Spannungswerte für den IEC 61851-1 [72]	24
3	Architekturen und die jeweils realisierbaren Grid-Services	54

Literaturverzeichnis

- [1] I. E. Agency. “Global EV Outlook 2020”. (), Adresse: https://iea.blob.core.windows.net/assets/af46e012-18c2-44d6-becd-bad21fa844fd/Global_EV_Outlook_2020.pdf. (accessed: 10.07.2022).
- [2] IAV. “Intelligenz statt Kupfer”. (), Adresse: <https://www.iav.com/was-uns-bewegt/intelligenz-statt-kupfer/>. (accessed: 09.09.2022).
- [3] S. Buchholz, *Smart Grids - Fundamentals and Technologies in Electric Power Systems of the future*. Springer, 2021, ISBN: 978-3-662-60932-3.
- [4] I. E. A. 2011. “Smart Grids Roadmap”. (), Adresse: https://iea.blob.core.windows.net/assets/fe14d871-ebcb-47d3-8582-b3a6be3662ba/smartgrids_roadmap.pdf. (accessed: 21.12.2021).
- [5] K. of the European Union. “Definition, expected services, functionalities and benefits of smart grids”. (), Adresse: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011SC0463&from=EN>. (accessed: 20.12.2021).
- [6] OECD. “Smart sensor networks: Technologies and applications for green growth, 2009”. (), Adresse: <https://www.oecd.org/sti/44379113.pdf>. (accessed: 20.12.2021).
- [7] S. G. Austria. “Was sind Smart Grids?” (), Adresse: <https://www.smartgrids.at/smart-grids.html>. (accessed: 10.02.2022).
- [8] U. S. Congress. “Energy Independence and Security Act of 2007, Sec. 1301. Statement of policy on modernization of electricity grid”. (), Adresse: <https://www.congress.gov/110/plaws/publ140/PLAW-110publ140.pdf>. (accessed: 15.02.2022).
- [9] D.-L. S. Albana Ilo, *A Holistic Solution for Smart Grids based on LINK-Paradigm*. Springer, 2022, ISBN: 978-3-030-81529-5.
- [10] Timothy W. Simpson, Jonathan R. Maier, Farrokh Mistree, “Product platform design: method and application”, *Research in Engineering Design*, 2001. DOI: <https://doi.org/10.1007/s001630100002>.
- [11] “Duden - Bedeutung Plattform”. (), Adresse: <https://www.duden.de/rechtschreibung/Plattform>. (accessed: 27.01.2022).
- [12] Mark de Reuver, Carsten Sørensen, Rahul C. Basole, “The Digital Platform: A Research Agenda”, *Journal of Information Technology*, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1057/s41265-016-0033-3>.
- [13] M. Shuster. “Platform Engineering - How the role of IT Operations is shifting from providing boxes to providing platforms, and what it means for IT Operations teams”. (), Adresse: <https://www.kovarus.com/article/platform-engineering/>. (accessed: 13.12.2021).
- [14] P. D. L. Suhl. “Plattform - Enzyklopädie der Wirtschaftsinformatik”. (), Adresse: <https://www.enzyklopaedie-der-wirtschaftsinformatik.de/wi-enzyklopaedie/lexikon/technologien-methoden/Software/Plattform>. (accessed: 17.12.2021).
- [15] Techopedia. “Platform”. (), Adresse: <https://www.techopedia.com/definition/3411/platform-computing>. (accessed: 07.01.2022).
- [16] J. Phipps. “Software Platform”. (), Adresse: <https://www.webopedia.com/definitions/software-platform/>. (accessed: 13.01.2022).

- [17] Giorgio Metta, Paul Fitzpatrick, Lorenzo Natale, “YARP: Yet Another Robot Platform”, *International Journal of Advanced Robotic Systems*, 2006. DOI: <https://doi.org/10.5772/5761>.
- [18] Onpulson. “Definition: Was ist eine Plattform?” (), Adresse: <https://www.onpulson.de/lexikon/plattform/>. (accessed: 09.02.2022).
- [19] Bankinghub. “Plattformen – Definition und Erfolgsfaktoren”. (), Adresse: <https://bankinghub.de/themen/plattformen>. (accessed: 10.02.2022).
- [20] SAP. “What is a technology platform?” (), Adresse: <https://www.sap.com/insights/what-is-a-technology-platform.html>. (accessed: 30.08.2022).
- [21] “Add-on - Cambridge Dictionary”. (), Adresse: <https://dictionary.cambridge.org/dictionary/english/add-on>. (accessed: 27.01.2022).
- [22] “Update - Cambridge Dictionary”. (), Adresse: <https://dictionary.cambridge.org/dictionary/english/update>. (accessed: 17.12.2021).
- [23] “Scalable - Cambridge Dictionary”. (), Adresse: <https://dictionary.cambridge.org/dictionary/english/scalable>. (accessed: 16.12.2021).
- [24] Edraw. “System Architecture Diagram: A Complete Tutorial”. (), Adresse: <https://www.edrawsoft.com/article/system-architecture-diagram.html>. (accessed: 01.09.2022).
- [25] IEEE-SA Standards Board, “IEEE Recommended Practice for Architectural Description for Software-Intensive Systems”, *Standards*, 2000. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2000.91944>.
- [26] Len Bass, Paul Clements, Rick Kazman, *Software Architecture in Practice*. Addison-Wesley, 2003, ISBN: 978-0-321-68041-9.
- [27] O. Energie. “Netzberechnungen Österreich - Einfluss der Entwicklungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf das österreichische Stromnetz”. (), Adresse: https://oesterr.eichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publicationsdatenbank/Studien/2020/2020.11_Studie_NetzberechnungenAT_PVundEV.pdf. (accessed: 03.02.2022).
- [28] V. S. K. Murthy Balijepalli et al., “Review of demand response under smart grid paradigm”, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - India (ISGT India)*, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISET-India.2011.6145388>.
- [29] I. E. Agency. “Global EV Outlook 2021”. (), Adresse: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ed5f4484-f556-4110-8c5c-4ede8bcba637/GlobalEVOutlook2021.pdf>. (accessed: 16.02.2022).
- [30] Sanchari Deb, Karuna Kalita, Pinakeshwar Mahanta, “Review of impact of electric vehicle charging station on the power grid”, *International Conference on Advancements in Power and Energy (TAP Energy)*, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/TAPENERGY.2017.8397215>.
- [31] Liping Huang et al., “A Distributed Optimization Model for Mitigating Three-phase Power Imbalance with Electric Vehicles and Grid Battery”, *Electric Power Systems Research*, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108080>.
- [32] Bundesregierung Deutschland. “Wie funktioniert der Strommarkt?” (), Adresse: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/wie-funktioniert-der-strommarkt--419274>. (accessed: 03.08.2022).

- [33] E-Control. “Regelreserve und Ausgleichsenergie”. (), Adresse: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie>. (accessed: 26.06.2022).
- [34] N. Kraftwerke. “Wettbewerbsmarkt für Regel- und Ausgleichsenergie”. (), Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/ausgleichsenergie>. (accessed: 26.06.2022).
- [35] E-Control. “Die Marktteilnehmer und deren Rollen”. (), Adresse: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/marktteilnehmer>. (accessed: 03.08.2022).
- [36] Ahmed A. S. Mohamed, Christopher R. Lashway, Osama Mohammed, “Modeling and feasibility analysis of quasi-dynamic WPT system for EV applications”, *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1109/TTE.2017.2682111>.
- [37] “Aggregator”. (), Adresse: <https://www.dictionary.com/browse/aggregator>. (accessed: 30.05.2022).
- [38] D. Callaway, I. Hiskens, “Achieving Controllability of Electric Loads”, *Proceedings of the IEEE*, 2011. DOI: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2010.2081652>.
- [39] Sid-Ali Amamra, James Marco, “Vehicle-to-Grid Aggregator to Support Power Grid and Reduce Electric Vehicle Charging Cost”, *IEEE Access*, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2958664>.
- [40] Andreja Žitnik, Borut Mehle, “Power Management for Private and Semi-Private EV Charging”, *World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27)*, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1109/EVS.2013.6914900>.
- [41] Iliana Ilieva et al., “The entry of charging point operators into the flexibility trading domain - Challenges and opportunities”, *CIREC 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2021.1908>.
- [42] S. B. S. Glossar. “Definition Backend”. (), Adresse: <http://www.softselect.de/business-software-glossar/backend>. (accessed: 04.03.2022).
- [43] M. S. Whittingham, “History, Evolution, and Future Status of Energy Storage”, *Proceedings of the IEEE*, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2012.2190170>.
- [44] Chokri Mahmoudi, Aymen Flah, Lassaad Sbita, “An overview of electric Vehicle concept and power management strategies”, *2014 International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM)*, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1109/CISTEM.2014.7077026>.
- [45] Xinyou Lin et al., “Trip distance adaptive power prediction control strategy optimization for a Plug-in Fuel Cell Electric Vehicle”, *Energy*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120232>.
- [46] F. E. R. Commission. “National Assessment and Action Plan on Demand Response”. (), Adresse: <https://www.ferc.gov/electric/industry-activity/demand-response/national-assessment-and-action-plan-demand-response>. (accessed: 14.02.2022).
- [47] E. Advantage. “Demand Response and Demand Side Management - What’s the Difference?” (), Adresse: <http://www.energyadvantage.com/blog/demand-response-demand-side-management-whats-difference/>. (accessed: 14.02.2022).

- [48] Ibrahim Buamod, Emad Abdelmoghith, Hussein T. Mouftah, “A review of OSI-based charging standards and eMobility open protocols”, *International Conference on the Network of the Future (NOF)*, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1109/NOF.2015.7333288>.
- [49] Paul Klapwijk, Lonneke Driessen. “EV-Related protocol study”. (), Adresse: https://www.elaad.nl/uploads/files/EV_related_protocol_study_v1.1.pdf. (accessed: 17.05.2022).
- [50] ADD Grup. “PRIME G3-PLC comparison at large substations”. (), Adresse: <https://addgrup.com/news/prime-g3plc-comparison-large-substations/>. (accessed: 14.07.2022).
- [51] International Organization for Standardization. “ISO 15118-3:2015”. (), Adresse: <https://www.iso.org/standard/59675.html>. (accessed: 09.08.2022).
- [52] ADD Grup. “Pure PLC: PRIME G3-PLC”. (), Adresse: <https://addgrup.com/solutions/prime-g3-plc/>. (accessed: 14.07.2022).
- [53] International Organization for Standardization. “ISO 15118-8:2020”. (), Adresse: <https://www.iso.org/standard/80525.html>. (accessed: 09.08.2022).
- [54] I Ketut Agung Enriko, Ali Zaenal Abidin, Azizah Syifalianti Noor, “Design and Implementation of LoRaWAN-Based Smart Meter System for Rural Electrification”, *International Conference on Green Energy, Computing and Sustainable Technology (GECOST)*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1109/GECOST52368.2021.9538704>.
- [55] O. Alliance. “OpenADR - Frequently Asked Questions”. (), Adresse: <https://www.openadr.org/faq>. (accessed: 12.01.2022).
- [56] “IEEE Standard for Smart Energy Profile Application Protocol”. (), Adresse: <https://standards.ieee.org/ieee/2030.5/5897/>. (accessed: 18.05.2022).
- [57] T. M. House. “Zukunftssichere Ladeinfrastruktur: ISO 15118 macht Ladevorgänge einfacher und effizienter”. (), Adresse: https://www.mobilityhouse.com/de_de/magazin/e-mobility/was-ist-iso-15118-und-wie-ermoeglicht-der-internationale-standard-das-netzdienliche-laden-und-v2g.html. (accessed: 12.01.2022).
- [58] N. P. Z. der Mobilität. “Roadmap zur Implementierung der ISO 15118 - Standardisierte Kommunikation zwischen Fahrzeug und dem Ladepunkt”. (), Adresse: https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/12/NPM_AG5_AG6_2020_Q4-IS015518.pdf. (accessed: 19.01.2022).
- [59] “DIN SPEC 70121:2012-08”. (), Adresse: <https://www.beuth.de/de/technische-regel/din-spec-70121/154312843?SearchID=415332978>. (accessed: 16.05.2022).
- [60] CHAdeMO Association. “Protocol Development”. (), Adresse: <https://www.chademo.com/technology/protocol-development>. (accessed: 25.06.2022).
- [61] Hivepower. “Five Things You Should Know About OCPP 2.0, V2G Communication Protocol”. (), Adresse: <https://www.hivepower.tech/blog/five-things-you-should-know-about-ocpp-2-0-v2g-communication-protocol>. (accessed: 12.01.2022).
- [62] M. Mültin. “IEC 63110 - standardizing the management of EV (dis-)charging infrastructures”. (), Adresse: <https://www.switch-ev.com/news-and-events/iec-63110-standardizing-management-of-ev-charging-infrastructures>. (accessed: 20.01.2022).
- [63] P. Bertrand. “IEC 63110 - Management of EV charging / discharging infrastructure”. (), Adresse: https://www.ncl.ac.uk/media/wwwnclacuk/cesi/files/20200115_Meet%20IEC%2063110_%20Paul%20Bertrand%20SmartFuture-min.pdf. (accessed: 19.01.2022).

- [64] J. Zuber. “Combining OpenADR and EEBUS for Energy Control”. (), Adresse: <https://www.openadr.org/assets/20211208-OpenADR-EEBUS-White-Paper-v1.0.pdf>. (accessed: 28.08.2022).
- [65] E. I. e.V. “E-Mobility Use Cases - Technical White Paper V1.0.1”. (), Adresse: <https://www.eebus.org/download/8931/>. (accessed: 19.01.2022).
- [66] O. C. Alliance. “Open Smart Charging Protocol 2.0”. (), Adresse: <https://www.openchargealliance.org/protocols/oscp-20/>. (accessed: 20.01.2022).
- [67] Auke Hoekstra et al. “Using OpenADR with OCPP”. (), Adresse: <https://www.openadr.org/assets/using%20openadr%20with%20ocpp.pdf>. (accessed: 28.08.2022).
- [68] E. Foundation. “OCPI Background”. (), Adresse: <https://evroaming.org/ocpi-background/>. (accessed: 29.03.2022).
- [69] Myriam Neaimeh et al., “A probabilistic approach to combining smart meter and electric vehicle charging data to investigate distribution network impacts”, *Applied Energy*, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.144>.
- [70] Barbara Kitchenham, Stuart M. Charters. “Guidelines for performing Systematic Literature Reviews in Software Engineering”. (2007), Adresse: https://www.researchgate.net/publication/302924724_Guidelines_for_performing_Systematic_Literature_Reviews_in_Software_Engineering.
- [71] Nanduni I. Nimalsiri et al., “A Survey of Algorithms for Distributed Charging Control of Electric Vehicles in Smart Grid”, *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/TITS.2019.2943620>.
- [72] L. Ferrari. “CHARGING MODES FOR ELECTRIC VEHICLES”. (), Adresse: <https://www.dazetechnology.com/charging-modes-for-ev/>. (accessed: 29.04.2022).
- [73] D. S. Arar. “The Four EV Charging Modes in the IEC 61851 Standard”. (), Adresse: <https://www.allaboutcircuits.com/technical-articles/four-ev-charging-modes-iec61851-standard/>. (accessed: 21.02.2022).
- [74] EVExpert. “AC / DC Charging”. (), Adresse: <https://www.evexpert.eu/eshop1/knowledge-center/ac-dc-charging-electromobil-current-alternating-direct>. (accessed: 05.04.2022).
- [75] Tesla. “Tesla Supercharger”. (), Adresse: <https://www.tesla.com/supercharger>. (accessed: 05.04.2022).
- [76] IONITY. “Design und Technik”. (), Adresse: <https://ionity.eu/de/design-und-technik.html>. (accessed: 05.04.2022).
- [77] Pieter Bons et al. “Final Report – Amsterdam Flexpower Operational Pilot”. (), Adresse: <https://www.seev4-city.eu/wp-content/uploads/2020/07/SEEV4-City-Flexpower-Operational-Pilot-Final-Report.pdf>. (accessed: 22.03.2022).
- [78] Ahmed A.S.Mohamed et al., “A comprehensive overview of inductive pad in electric vehicles stationary charging”, *Applied Energy*, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114584>.
- [79] “emil - Elektromobilität mittels induktiver Ladung”. (), Adresse: <https://www.bsvg.net/unternehmen/elektrobusse-emil/>. (accessed: 15.05.2022).

- [80] “Braunschweig fährt induktiv! Der erste emil-Elektrobus ist auf der M19 unterwegs”. (), Adresse: http://www.braunschweiger-verkehrs-ag.de/fileadmin/user_upload/downloads/Emil/Newsletter_4__v.pdf. (accessed: 15.05.2022).
- [81] Yanfen Gan, “Review on the Wireless Power Transfer for the Application of Electric Vehicle”, *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/440/3/032019>.
- [82] Nikhil Kumar, Tripta Thakur, Savita Nema, “Charge scheduling framework with multi-aggregator collaboration for direct charging and battery swapping station in a coupled distribution-transportation network”, *International Journal of Energy Research*, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1002/er.7915>.
- [83] Alexander Kunith, Roman Mendelevitch, Dietmar Goehlich, “Electrification of a city bus network—An optimization model for cost-effective placing of charging infrastructure and battery sizing of fast-charging electric bus systems”, *International Journal of Sustainable Transportation*, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1080/15568318.2017.1310962>.
- [84] Caiqing Zhang, Panyu Chen, “Economic benefit analysis of battery charging and swapping station for pure electric bus based on differential power purchase policy: a new power trading model”, *Sustainable Cities and Society*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102570>.
- [85] Gil Tal et al. “Advanced Plug-in Electric Vehicle Travel and Charging Behavior Final Report”. (2020), Adresse: <https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/2020-06/12-319.pdf>. (accessed: 28.08.2022).
- [86] P.P. Barker, J.M. Bing, “Advances in solar photovoltaic technology: an applications perspective”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005. DOI: <https://doi.org/10.1109/PES.2005.1489304>.
- [87] Abdul Rauf Bhatti et al., “Electric vehicles charging using photovoltaic: Status and technological review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.091>.
- [88] Ratil H.Ashique et al., “Integrated photovoltaic-grid dc fast charging system for electric vehicle: A review of the architecture and control”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.245>.
- [89] Youjun Deng et al., “Operational planning of centralized charging stations utilizing second-life battery energy storage systems”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2020.3001015>.
- [90] Hossam A. Gabbar, Ahmed M. Othman, “Flywheel-Based Fast Charging Station – FFCS for Electric Vehicles and Public Transportation”, *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2017. DOI: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/83/1/012009>.
- [91] Xuewu Dai et al. “Final Report - Oslo Operational Pilot”. (), Adresse: https://www.seev4-city.eu/wp-content/uploads/2020/09/SEEV4-City-Oslo-Operational-Pilot_Final-Report.pdf. (accessed: 22.03.2022).
- [92] João A. Peças Lopes, Filipe Joel Soares, Pedro M. Rocha Almeida, “Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System”, *Proceedings of the IEEE*, 2010. DOI: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2010.2066250>.

- [93] Rashid A. Waraich et al., “Plug-in hybrid electric vehicles and smart grids: Investigations based on a microsimulation”, *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.trc.2012.10.011>.
- [94] Abla O. Hariri et al., “A Bilateral Decision Support Platform for Public Charging of Connected Electric Vehicles”, *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/TVT.2018.2879927>.
- [95] Zhongjing Ma, Duncan S. Callaway, Ian A. Hiskens, “Decentralized Charging Control of Large Populations of Plug-in Electric Vehicles”, *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1109/TCST.2011.2174059>.
- [96] Ö. Energie. “Anforderungen für die Ansteuerbarkeit von Ladestellen der Elektromobilität mittels eines Netzbetreiberschaltkontaktes”. (), Adresse: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publicationsdatenbank/Leitfad en/2021/20210517_A-CH-CZ_Spezifikation_DE_final.pdf. (accessed: 03.03.2022).
- [97] Sahar Darvish et al. “Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz - 2019”. (), Adresse: https://epub.sub.uni-hamburg.de/epub/volltexte/2020/96703/pdf/Hamburger_Beitraege_zum_technischen_Klimaschutz_Band_1.pdf. (accessed: 23.08.2022).
- [98] “Anforderungen an die Ladestationsbetreiber”. (), Adresse: https://elbe-hh.de/fileadmin/user_upload/Infothek/Downloads/Anforderungen_an__die__Ladestationsbetreiber.pdf. (accessed: 13.01.2022).
- [99] Peter Bach Andersen et al. “The Parker Project - Final Report”. (), Adresse: https://dl.airtable.com/.attachments/cef6104110598e2cd758474e2aaeb389/df1be370/Parker_Final-report_v1.1_2019.pdf?ts=1657797605&userId=usr0EpVEEvM4bENzm&cs=3b9066cd9f9159e9. (accessed: 10.08.2022).
- [100] Yitong Shang et al., “ISCP-Data: A Vehicle-to-grid Dataset For Commercial Center And Its Machine Learning Application”, *IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1109/EI252483.2021.9713203>.
- [101] Samy Faddel, Mohamad El Hariri, Osama Mohammed, “Co-Simulation of Improved AIMD Algorithm for Decentralized Charging of Electric Vehicles”, *International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2019.8783621>.
- [102] Andreas Beer, Maurus Bachmann. “Whitepaper Elektromobilität”. (), Adresse: https://smartgrid-schweiz.ch/wp-content/uploads/2020/10/2020_VSGS_Whitepaper_Elektromobilita%CC%88t.pdf. (accessed: 09.08.2022).
- [103] Moein Moeini-Aghtaie et al., “PHEVs centralized/decentralized charging control mechanisms: Requirements and impacts”, *Annual North-American Power Symposium*, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1109/NAPS.2013.6666904>.
- [104] Feng Yi et al., “Power demand side response potential and operating model based on EV mobile energy storage”, *IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1109/EI2.2017.8245418>.
- [105] A. Buatois. “SEEV4-city Flexpower 1 - Analysis report of the first phase of the flexpower pilot”. (2019), Adresse: https://pure.hva.nl/ws/portalfiles/portal/6269425/SEEV4_city_OP_Amsterdam_Flexpower_1.pdf.

- [106] Alexandru Kriukov et al., “Novel Decentralized Voltage-Centered EV Charging Control Algorithm Using DSRC System in Low Voltage Distribution Networks”, *IEEE Access*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3132419>.
- [107] Yu Wu et al., “Hierarchical Operation of Electric Vehicle Charging Station in Smart Grid Integration Applications — An Overview”, *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108005>.
- [108] Marc Petit, Martin Hennebel, “EV Smart Charging in Collective Residential Buildings: the BienVenu Project”, *IEEE Milan PowerTech*, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810464>.
- [109] Laura Jones et al. “The A to Z of V2G - A comprehensive analysis of vehicle-to-grid technology worldwide”. (2021), Adresse: <https://arena.gov.au/assets/2021/01/revs-the-a-to-z-of-v2g.pdf>. (accessed: 28.08.2022).
- [110] Weihao Hu et al., “Optimal Operation of Plug-In Electric Vehicles in Power Systems With High Wind Power Penetrations”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2229304>.
- [111] Francis Mwasilu et al., “Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.031>.
- [112] Justin D.K.Bishop et al., “Evaluating the impact of V2G services on the degradation of batteries in PHEV and EV”, *Applied Energy*, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.04.094>.
- [113] Nathaniel S. Pearre, Hajo Ribberink, “Review of research on V2X technologies, strategies, and operations”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.047>.
- [114] Corchero C., Manel Sanmarti, “Vehicle- to- Everything (V2X): Benefits and barriers”, *International Conference on European Electricity Market*, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/EEM.2018.8469875>.
- [115] Huda Abualola et al., “A V2V charging allocation protocol for electric vehicles in VANET”, *Vehicular Communications*, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.vehcom.2021.100427>.
- [116] Chunhua Liu et al., “Opportunities and challenges of vehicle-to-home vehicle-to-vehicle and vehicle-to-grid technologies”, *Proceedings of the IEEE*, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2013.2271951>.
- [117] Magdalena Hugeneck. “Dynamische Netztarife im Smarten Stromnetz”. (), Adresse: <https://www.recht-viernull.com/regulierung/dynamische-netztarife-im-smarten-stromnetz/>. (accessed: 10.08.2022).
- [118] Seungwook Yoon, Euseok Hwang, “Price Control-based Decentralized Electric Vehicle Charging Coordination by Arbitration Type Aggregators for Smart Buildings”, *IEEE International Smart Cities Conference (ISC2)*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISC253183.2021.9562835>.
- [119] “DELAWARE STATE SENATE - 145th GENERAL ASSEMBLY - SENATE BILL NO. 153”. (), Adresse: <http://phoenix.state.de.us/LIS/LIS145.NSF/93487d394bc01014882%20569a4007a4cb7/5ec44e11fb0a0d25852575d00051fd19?OpenDocument>. (accessed: 23.08.2022).

- [120] “Technology milestone reached - Electric vehicles at UD earn revenue from power grid”. (), Adresse: <https://www1.udel.edu/udaily/2013/may/vehicles-grid-050213.html>. (accessed: 23.08.2022).
- [121] Joshua Traube et al., “Mitigation of Solar Irradiance Intermittency in Photovoltaic Power Systems With Integrated Electric-Vehicle Charging Functionality”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2217354>.
- [122] M. J. E. Alam, Kashem M. Muttaqi, Danny Sutanto, “Effective Utilization of Available PEV Battery Capacity for Mitigation of Solar PV Impact and Grid Support With Integrated V2G Functionality”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2487514>.
- [123] M.Raoofat et al., “Wind power smoothing using demand response of electric vehicles”, *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.017>.
- [124] J. D. Kristien Clement-Nyns Edwin Haesen, “The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid”, *Electric Power Systems Research*, 2011. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.08.007>.
- [125] J. Machowski, *Power System Dynamics: Stability and Control*. John Wiley Sons, 2008, ISBN: 978-0-470-72558-0.
- [126] Yutaka Ota et al., “Implementation of autonomous distributed V2G to electric vehicle and DC charging system”, *Electric Power Systems Research*, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.05.016>.
- [127] K. Shimizu, T. Masuta, Y. Ota und A. Yokoyama, “A new load frequency control method in power system using vehicle-to-grid system considering users’ convenience”, in *Proceedings of the 17th Power System Computation Conference, Stockholm, Sweden*, 2011, S. 22–26. Adresse: https://www.researchgate.net/figure/SOC-synchronization-control-system_fig2_266483544.
- [128] Niels Leemput et al., “Reactive power support in residential LV distribution grids through electric vehicle charging”, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2015.05.002>.
- [129] Tiago Sousa, Seyedmostafa Hashemi, Peter Bach Andersen, “Raising the potential of a local market for the reactive power provision by electric vehicles in distribution grids”, *IET Generation, Transmission Distribution*, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5947>.
- [130] SMA. “VDE-Anwendungsregel 4105”. (), Adresse: <https://www.sma.de/partner/pv-netzinte%20gration/vde-anwendungsregel-4105.html>. (accessed: 11.08.2022).
- [131] P. Lico et al., “Phase balancing by means of electric vehicles single-phase connection shifting in a low voltage Danish grid”, *International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1109/UPEC.2015.7339967>.
- [132] Ralph L. Keeney, Robin S. Gregory, “Selecting Attributes to Measure the Achievement of Objectives”, *Operations Research*, 2005. DOI: <https://doi.org/10.1287/opre.1040.0158>.