

Forschungsbericht BWPLUS

EnergieHafenWest

Gewerbe-Mieterstrom mit „sektorübergreifendem“ prognoseoptimiertem Betrieb
der Wärme-, Kälte und Stromerzeuger bzw. -verbraucher

von

Andreas Pfeif, Martin Stauch

Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim GmbH

Jann Binder, Jonas Petzschmann

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Uwe Ziegler

AVAT Automation GmbH

Förderkennzeichen: BWSGD 17007 - 17008

Laufzeit: 01.01.2018 – 31.12.2021

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

Juni 2022

Leitung des Konsortiums

Projektleiter
Abteilung/Institut
Telefon
E-Mail

Stadtwerke Ludwigsburg Kornwestheim GmbH
Gänsfußallee 23, 71636 Ludwigsburg
Andreas Pfeif
Leiter Strategie und Unternehmensentwicklung
07141/9104360
andreas.pfeif@swlb.de

Projektpartner

Projektleiter
Abteilung/Institut
Telefon
E-Mail

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg, Meitnerstraße 1, 70563 Stuttgart
Dr. Ing. Jann Binder
Module Systeme Anwendungen (MSA)
0711 7870 209
jann.binder@zsw-bw.de

Assoziierter Projektpartner

max maier urbandevelopment
Rheinlandstr. 10, 71636 Ludwigsburg

Unterauftragnehmer

AVAT Automation GmbH
Derendinger Str. 40, 72072 Tübingen

Unterauftragnehmer

ads-tec GmbH
Heinrich-Hertz-Straße 1, 72622 Nürtingen

Inhalt

1.	Vorhabenbeschreibung Kurzversion	4
2.	Ausgangssituation/ Problemlage	5
3.	Ziele des Vorhabens	6
4.	Arbeitsplan und Art der Zusammenarbeit	6
4.1.	Arbeitspaket AP 1: Bestandsaufnahme und Systemauslegung	8
4.1.1.	Kurzbeschreibung des Arbeitspaketes AP 1.....	8
4.1.2.	Tätigkeiten und Ergebnisse des Arbeitspaketes AP 1	8
4.2.	Arbeitspaket AP 2: Planung und Technische Umsetzung	8
4.2.1.	Kurzbeschreibung des Arbeitspaketes AP 2.....	8
4.2.2.	Tätigkeiten und Ergebnisse des Arbeitspaketes AP 2	8
4.3.	Arbeitspaket AP 3: Geschäftsmodelle.....	16
4.3.1.	Kurzbeschreibung des Arbeitspaketes AP 3.....	16
4.3.2.	Übersicht der untersuchten Geschäftsmodelle im Arbeitspaket AP 3	16
4.3.2.1.	Eigenverbrauch	17
4.3.2.2.	Direktlieferung	18
4.3.2.3.	Direktvermarktung.....	20
4.3.2.4.	Batteriespeicher im Kontext der Geschäftsmodelle.....	20
4.3.2.5.	Schlussfolgerung für AP 4	22
4.4.	Arbeitspaket AP 4: Betrieb, Optimierung und Bewertung	23
4.4.1.	Ziel und Beschreibung des Arbeitspaketes AP 4.....	23
4.4.2.	Durchgeführte Tätigkeiten und Ergebnisse des Arbeitspaketes AP 4	23
4.4.2.1.	Methode der ökologischen Bewertung	24
4.4.2.2.	Simulativer Szenarienvergleich.....	26
4.4.2.3.	Realbetrieb.....	29
4.5.	Arbeitspaket AP 5: Projektmanagement und Kommunikation: (Erfolgsfaktoren, Handlungsleitfaden und Projektmanagement).....	30
4.5.1.	Ziel und Beschreibung des Arbeitspaketes AP 5.....	30
4.5.2.	Durchgeführte Tätigkeiten und Ergebnisse des Arbeitspaketes AP 5	30
4.5.2.1.	Kommunikation	30
4.5.2.2.	Erfolgsfaktoren, Handlungsleitfaden	31
5.	Fazit & Ausblick	33
	Literaturverzeichnis.....	36

1. Vorhabenbeschreibung Kurzversion

Mit dem Demonstrationsvorhaben sollte in einem Bestandsobjekt eine Sektorkopplung zwischen der Wärme-, Kälte- und Stromerzeugung und -verbrauch sowie der e-Mobilität erreicht werden, bei der die einzelnen Komponenten untereinander kommunizieren und so intelligent gesteuert werden. Gleichzeitig sollte der vor Ort erzeugte regenerative Strom über eine Direktlieferung an die lokal ansässigen Unternehmen und die auf dem Areal vorgesehenen Ladesäulen über ein Gewerbe-Mieterstrommodell veräußert werden. Um das Areal- und Verteilnetz zu entlasten und den vor Ort erzeugten regenerativen Strom zum höchstmöglichen Anteil im Areal zu nutzen, kam ein Batteriespeicher zum Einsatz.

Als Demonstrationstestobjekt diente das Quartier „urban harbor“ der „max maier urbandevelopment“, in dem die SWLB bereits vor Projektbeginn eine Heizzentrale errichtete, um einen Teil des Quartiers mit Wärme und Kälte zu versorgen (Abbildung 1). Die Kälte- und Wärmelieferung begann im Jahr 2017.



Abbildung 1: Übersicht Gebäude Demonstrationsobjekt urban harbor

Das Quartier urban harbor ist in mehrere Abschnitte unterteilt: das Hüller-Hille-Areal (Hallen 1 bis 8 sowie weitere), Zollinger Halle, Werkzentrum, sowie weitere Gebäude.

Die Energiezentrale, die vor Projektbeginn errichtet wurde, liegt im UG der Halle 1 und versorgt von dort aus die Hallen 1, 2, 5, 6 und 7 sowie die Zollinger Halle und das Werkzentrum mit Wärme. Aus der Energiezentrale der Halle 1 werden außerdem einzelne Hallenabschnitte der Hallen 1 und 4 mit Kälte versorgt.

Aufgrund der stromseitigen Trennung der einzelnen Quartierabschnitte, wird sich im Demonstrationsvorhaben auf den Abschnitt Hüller-Hille-Areal konzentriert (Abbildung 2).



Abbildung 2: Luftbild Hüller-Hille-Areal

2. Ausgangssituation/ Problemlage

Die meisten Energiedienstleister boten zum Zeitpunkt des Projektbeginns, ihren Kunden gegenüber nur separate Angebote für Wärme-, Kälte-, PV- und E-Ladesäulen-Contracting an. Eine Kombination der einzelnen Contracting-Modelle wurde nur selten als ein einheitliches Gesamtpaket angeboten, da dies die Energiedienstleister vor Herausforderung in der Umsetzung stellte. Hinzu kam, dass bei der Umsetzung von Contracting-Projekten der vor Ort erzeugte Strom als Nebenprodukt betrachtet und somit meist ins Netz eingespeist wurde. Hierdurch entgehen dem Energiedienstleister Einnahmen, die er durch eine lokale Vermarktung des Stromes/Direktlieferung des Stromes an die Kunden sonst ggf. erzielen könnte.

Bei dem Vorhaben eines ganzheitlichen Contractings, dessen Betrieb mittels intelligenter Steuerung in seiner Effizienz gesteigert werden sollte, erweist sich vor allem die Konzeption, die Koordination der Umsetzung und die Entwicklung der Regelung als herausfordernd.

Die Herausforderung liegt insbesondere in der Programmierung der Regelung und der Parametrierung der erforderlichen Kommunikationsschnittstellen zwischen den einzelnen Komponenten, sodass diese abgestimmt aufeinander agieren können. Hierfür müssen Prognosen des Wärme-, Kälte- und Stromverbrauchs erfolgen, um dadurch die Laufzeiten aller Komponenten ideal vorausplanen zu können. In der Regelung müssen gleichzeitig wirtschaftliche und technische Aspekte berücksichtigt werden, sodass diese stets nach dem Prinzip des maximalen technisch-ökonomischen Nutzen – also dem Zusammenspiel aus den Zielgrößen Eigenverbrauchsquote, Direktlieferungsquote, Betriebskosten und potenzielle spezifische Erlöse – arbeitet. Solch intelligente modellprädiktive

Regelungen wurden bisher bei kleinen dezentralen Energiekonzepten nicht angewandt, da sie mit einem hohen Aufwand im Aufbau des Modells verbunden sind.

Eine weitere Herausforderung des Demonstrationsvorhabens „EnergieHafenWest“ lag in der Umsetzung und Implementierung des smarten Energiekonzeptes innerhalb eines Bestandsquartieres. In Bestandsquartieren kann man oft nur wenig Einfluss auf die bereits vorhandene Infrastruktur nehmen, sodass diese die optimale Lösung beispielsweise aufgrund von Bauraum beschränkt. So ist die Integration der Erzeugungsanlagen und der neuen leistungsstarken Verbraucher in das bereits bestehende (und teils veraltete) Arealnetz, eine besonders schwierige Aufgabe. Hier haben Energiedienstleister, die Energiekonzepte für Neubaugebiete erstellen, deutlich weniger Hindernisse zu bewältigen.

Darüber hinaus werden die rechtlichen Rahmenbedingungen, die es zu betrachten gilt bzw. die Erfüllung regulatorische Vorgaben als ein wesentliches Hemmnis gesehen.

3. Ziele des Vorhabens

Mit dem Demonstrationsvorhaben sollten einige der momentan am stärksten diskutierten Themenbereiche der Energiewende – Smart Grid, Batteriespeicher, Sektorkopplung, Netzstabilität und die regionale Vermarktung von lokal erzeugten regenerativen Strom – in einem Projekt gemeinsam untersucht und deren Realisierbarkeit in Bestandsgebieten eruiert.

Für sich einzeln genommen, werden die Themenbereiche bereits vielerorts innerhalb von Energiekonzepten umgesetzt. Jedoch wird sich hierbei meist nur auf einen der Themenbereiche konzentriert und nicht das volle Wertschöpfungspotenzial, das in einem Quartier steckt, genutzt. Dadurch werden Synergieeffekte, die sich bei der Kombination unterschiedlicher Themenbereiche miteinander ergeben, nicht genutzt und so geht ein Teil der energetischen/ wirtschaftlichen Wertschöpfungskette verloren.

Ziel des Vorhabens war es diese Synergieeffekte zu nutzen und dadurch alle Themenbereiche in einem Bestandsquartier umsetzen zu können, sodass deren Potenzial zur energetischen Optimierung von Bestandsquartieren unter wirtschaftlich darstellbaren Bedingungen bewiesen werden kann.

Die in der Demonstration angewandten Methoden und Maßnahmen sollten hierbei analog auf andere Bestandsquartiere übertragen werden können. Inwieweit dies möglich ist, ist vor allem davon abhängig, wie adaptierbar das Grundkonzept des Demonstrationsvorhabens ist, also wie viel Flexibilität bei der Ausgestaltung dieses berücksichtigt wurde. Denn die im Demonstrationsvorhaben eingesetzten Komponenten – Bsp. PV, BHKW, Kompressionskältemaschine, Wärmepumpe – werden zum Teil bereits in vielen Arealen innerhalb vorhandener Energiekonzepte eingesetzt. Ein Teil der Infrastruktur ist daher bereits vorhanden und muss nur durch wenige weitere Komponenten erweitert werden: Batteriespeicher, Ladesäulen, intelligente Messeinrichtung und Regelung. Die Erweiterung muss hierbei nicht mit allen Komponenten des Demonstrationsvorhabens erfolgen, sondern kann sich objektbezogen auf das notwendige beschränken.

4. Arbeitsplan und Art der Zusammenarbeit

Das Demonstrationsprojekt war in fünf Arbeitspakete aufgeteilt: (1) Bestandsaufnahme & Systemauslegung, (2) Planung und Technische Umsetzung, (3) Geschäftsmodelle, sowie (4) Betrieb, Optimierung und Bewertung. Das fünfte projektbegleitende Arbeitspaket beinhaltete das Projektmanagement und die Kommunikation der Projektergebnisse sowie die Zusammenstellung von Erfolgsfaktoren und Empfehlungen, um diese auf andere Quartiere übertragen zu können.

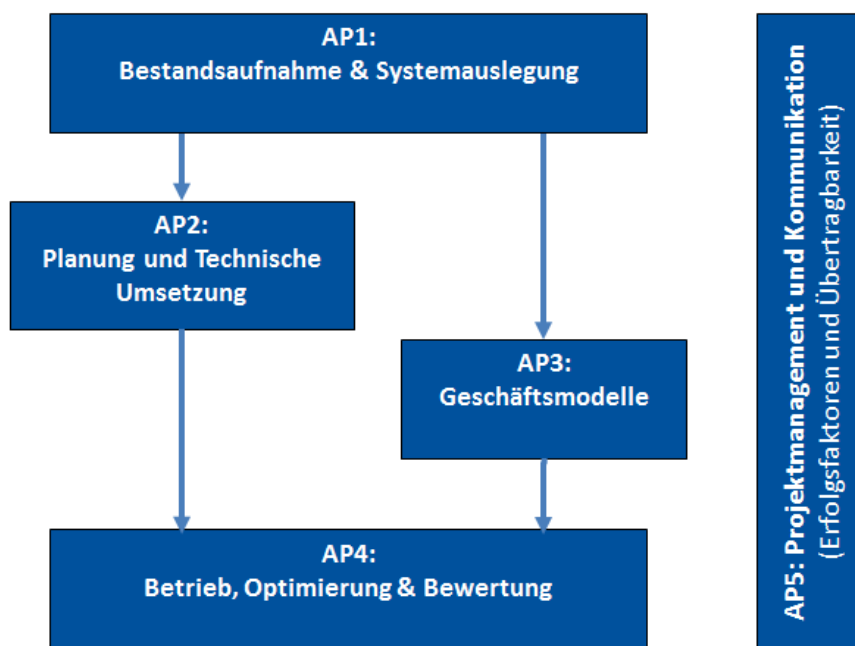


Abbildung 3: Arbeitspakete

Die „Bestandsaufnahme“ diente einerseits dazu die vorhandene technische Infrastruktur zu erfassen und andererseits um die lokal ansässigen Unternehmen in ihrer Nutzungsstruktur und deren Strombedarf zu bestimmen. Parallel dazu fanden die Arbeiten zur Systemauslegung für die neu hinzukommende Infrastruktur, wie elektrischer Speicher und Ladeinfrastruktur, statt. Bestandsaufnahme und Systemauslegung wurden mit den Meilensteinen MS1 und MS2 abgeschlossen.

Das Arbeitspaket AP2 „Planung und Technische Umsetzung“ beinhaltet in der ersten Phase die Klärung der notwendigen Änderung in der technischen Infrastruktur und in der zweiten Phase, den Umbau ebendieser. Gleichzeitig wurden die ersten Betriebsalgorithmen entworfen, die Programmierung der Regelung und die Inbetriebnahme dieser sowie aller weiteren Anlagen und Komponenten durchgeführt. Mit der Erreichung der Meilensteine MS3 (Technischen Einrichtungen komplett) und MS4 (Erster Betriebsalgorithmus installiert) waren die technischen Einrichtungen komplett und betriebsbereit.

Arbeitspaket 3 „Geschäftsmodelle“ teilte sich in zwei Teilarbeitspakete. Teilarbeitspaket 1 betraf das Geschäftsmodell Gewerbe-Mieterstrom und die damit einhergehenden Arbeiten wie Kundenakquise, Ausarbeitung Lieferverträge, etc. Das erste Teilarbeitspaket sollte mit dem Meilenstein MS5 und dem Beginn der Lieferung von Gewerbe-Mieterstrom an die lokalen ansässigen Unternehmen enden. Das zweite Teilarbeitspaket betrifft die Ausarbeitung weiterer Geschäftsmodelle und Stromtarife entsprechend der Nutzungsstruktur der Unternehmen sowie der Umsetzung bei den Kunden (MS6). Aufgrund regulatorischer Hürden konnte das Arbeitspaket 3 nicht wie ursprünglich geplant durchgeführt werden, siehe hierzu die folgenden Kapitel des Abschlussberichtes.

Das Arbeitspaket 4 „Betrieb, Optimierung und Bewertung“ beinhaltet die stetige Verbesserung der Regelungsalgorithmen zur Steigerung der Effizienz und Absenkung der Betriebskosten und ging bis zum Ende des Projektzeitraumes. Die Betriebseigenschaften und Kosten wurden mehrfach ausgewertet und überprüft (MS7).

Das Arbeitspaket 5 enthält neben dem Projektmanagement, die Kommunikation der Projektergebnisse, die Bestimmung von Erfolgsfaktoren und die Prüfung der Ergebnisse auf Übertragbarkeit auf andere Quartiere.

Im Folgenden werden die Ziele der Arbeitspakete, die durchgeführten Tätigkeiten sowie die erzielten Ergebnisse im Detail vorgestellt.

4.1. Arbeitspaket AP 1: Bestandsaufnahme und Systemauslegung

4.1.1. Kurzbeschreibung des Arbeitspaketes AP 1

Ziel des Arbeitspaketes AP 1 war es, den Bestand der vorhandenen technischen Infrastruktur aufzunehmen, die Mieterstruktur zu klären und eine Systemauslegung für noch notwendige Komponenten durchzuführen.

4.1.2. Tätigkeiten und Ergebnisse des Arbeitspaketes AP 1

Die Bestandsaufnahme erfolgte für die Zähler- und Kommunikationsinfrastruktur. Hierbei wurde die Anzahl, das Modell und das Baujahr der vorhandenen Strom-, Wärme- und Kältezählerstruktur erfasst. Ebenfalls wurde zwecks Datenübertragung die vorhandene Kommunikationsinfrastruktur erfasst. Darüber hinaus erfolgte die Bestandsaufnahme der technischen Komponenten des Quartier-/Arealnetzes zwecks Bestimmung eines geeigneten Anschlusspunktes für den Batteriespeicher und der Ladesäulen.

Zum Schluss erfolgte eine Auslegung der noch fehlenden Systemkomponenten (Ladeinfrastruktur, elektrische Speicher nach Leistung und Energieinhalt) entsprechend der geplanten Geschäftsmodelle und Randbedingungen.

4.2. Arbeitspaket AP 2: Planung und Technische Umsetzung

4.2.1. Kurzbeschreibung des Arbeitspaketes AP 2

Ziel des Arbeitspaketes AP 2 war es, die Planung für die noch offenen baulichen Maßnahmen durchzuführen und folgend umzusetzen.

4.2.2. Tätigkeiten und Ergebnisse des Arbeitspaketes AP 2

Zähler- und Kommunikationsstruktur

Im ersten Schritt wurde geprüft, ob das bisherige Messkonzept den Anforderungen, die sich aus der potenziellen Direktlieferung des vor Ort erzeugten regenerativen Stromes an die Gewerbekunden ergeben, entspricht. Dies war der Fall, sodass hier keine Umbauten notwendig waren. Das Messkonzept ist in der Abbildung 4 vereinfacht dargestellt:

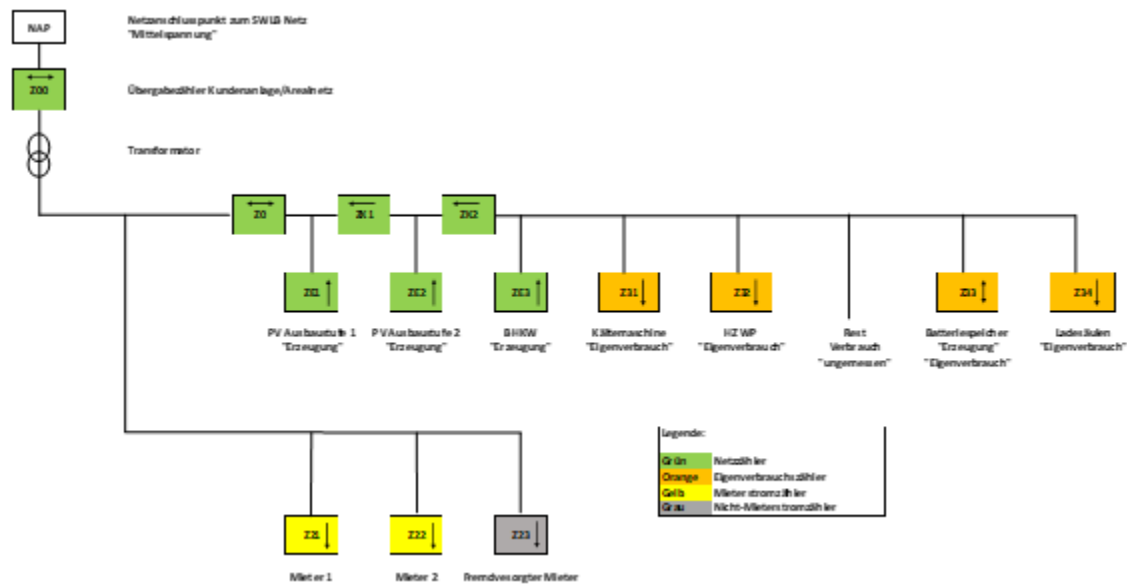


Abbildung 4: Umgesetztes Messkonzept für den EnergieHafenWest.

Im zweiten Schritt erfolgte die Planung zur angedachten Umrüstung der RLM-Zähler auf intelligente Messsysteme (iMSys). Hierzu wurde eine Vor-Ort-Begehung mit dem zuständigen Messstellenbetreiber und einem Smart Meter Gateway (SMGW)-Hersteller durchgeführt. Auf Basis der Vor-Ort-Begehung konnten die notwendigen Umbauten an den Zählerplätzen und ein Vorschlag für den Aufbau einer Kommunikationsinfrastruktur zur Datenübertragung abgeleitet werden. Die Planung hat leider ergeben, dass der Aufwand für eine Umrüstung auf iMSys zu hoch ist bzw. nicht im Verhältnis zu dem damit generierten Nutzen steht. Dies lag einerseits daran, dass aufgrund der räumlichen Ausdehnung des Areals und den Distanzen zwischen den jeweiligen einzelnen Zählerplätzen, eine leitungsgebundene Anbindung nur mit sehr hohem Aufwand hätte verwirklicht werden können oder die Installation von einer hohen Anzahl an SMGW erfordert hätte. Andererseits war zum Zeitpunkt der Planungsarbeiten, abweichend von den vorherigen Ankündigungen, der Start des Smart Meter Rollout ins Stocken geraten, sodass es auf unbestimmte Zeit unklar war, wann zertifizierte SMGW verfügbar sein werden.

Aufgrund der hohen Aufwandsabschätzung und der Verzögerungen in der Verfügbarkeit von zertifizierten SMGW, hat man sich im Projekt entschieden, die bestehenden RLM-Zähler mittels M-Bus auszulesen. Hierbei beschränkte man sich auf Zähler, die sich räumlich in der Nähe zur bestehenden Regelung/Kommunikationsinfrastruktur befanden, um den Aufwand für deren Anbindung im vertretbaren Umfang zu halten.

Ladeinfrastruktur und Batteriespeicher

Bei den Planungen für die Installation der Ladeinfrastruktur und des Batteriespeichers mussten mehrere Aspekte gleichzeitig bedacht werden. Einerseits durften sich deren beiden Standorte räumlich nicht weit von der Energiezentrale befinden, sodass eine elektrische Anbindung an die bestehende NSHV noch möglich/sinnvoll ist (Leitungsverluste; Messkonzept; Kosten), andererseits, weil der Standort der Ladeinfrastruktur aufgrund der vorgesehenen öffentlichen Nutzung gut erreichbar bzw. zugänglich sein musste.

Um eine unnötige Heterogenität im Ladeinfrastrukturnetz der SWLB zu vermeiden, entschied man sich bei der Auswahl der Ladeinfrastruktur für das Modell eines Herstellers, welches die SWLB bereits an anderen Standorten im Einsatz hatte. Es erfolgte somit die Installation von zwei DC-Ladesäulen die eine maximale Ladeleistung von je 50 kW DC sowie 43 kW AC erlaubten, sodass insgesamt 4 Stellplätze auf Elektromobilität umgerüstet wurden. Die Anbindung der Ladeinfrastruktur an die übergeordnete

Regelung von AVAT konnte im Projektverlauf leider nicht fertiggestellt werden. Dies hatte mehrere Gründe:

- Zu Beginn des Projektes bzw. bis ins 2. HJ 2019 hinein, gab es zur Steuerung der Ladeleistung der Ladeinfrastruktur nur die herstellereigene (proprietäre) Schnittstelle. Um eine Anbindung an die übergeordnete Regelung von AVAT dennoch zu ermöglichen, wäre die Anschaffung und Lizenzierung eines weiteren Energiemanagementsystems notwendig gewesen. Aufgrund der damit verbundenen Kosten und schlechten Übertragbarkeit auf andere Projekte, hat man sich gegen dessen Umsetzung entschieden.
- Ab dem Jahr 2020 wurden seitens des Herstellers zwei weitere Möglichkeiten in Aussicht gestellt, deren Verfügbarkeit aber noch von dem weiteren Prozess der Markteinführung abhängig war.
 - Möglichkeit 1: Steuerung der Ladeleistung über das Smart Charging Protokolle OCPP 1.6. Um dies zu realisieren, wäre jedoch ein aufwändiger initialer Integrationsprozess zwischen dem Hersteller der Ladeinfrastruktur und dem Backendhersteller sowie vor Ort Tests erforderlich gewesen. Darüber hinaus hätte geklärt werden müssen, wie die Anbindung des Ladeinfrastruktur-Backends mit der übergeordneten Regelung von AVAT möglich ist, um Vorgaben hinsichtlich der Ladesäulen verarbeiten zu können.
 - Möglichkeit 2: Steuerung der Ladeleistung über das OPC-UA Protokoll. Diese Anbindungsmöglichkeit schien aus Sicht der Projektbeteiligten hinsichtlich Aufwand, Nutzen und Übertragbarkeit am sinnvollsten. Leider gab es hierbei jedoch Verzögerungen in der Markteinführung, sodass der Auftrag für die hierfür notwendige Umrüstung eines Controllers in den Ladesäulen erst in Q2 2021 vergeben werden konnte. Folgend kam es zusätzlich auch zu Lieferschwierigkeiten, sodass die Umrüstung nicht mehr im vorgesehenen Projektzeitraum erfolgen konnte.

Eine schematische Zeichnung der favorisierten regelungstechnischen Anbindung der Ladesäulen ist in der Abbildung 5 dargestellt:

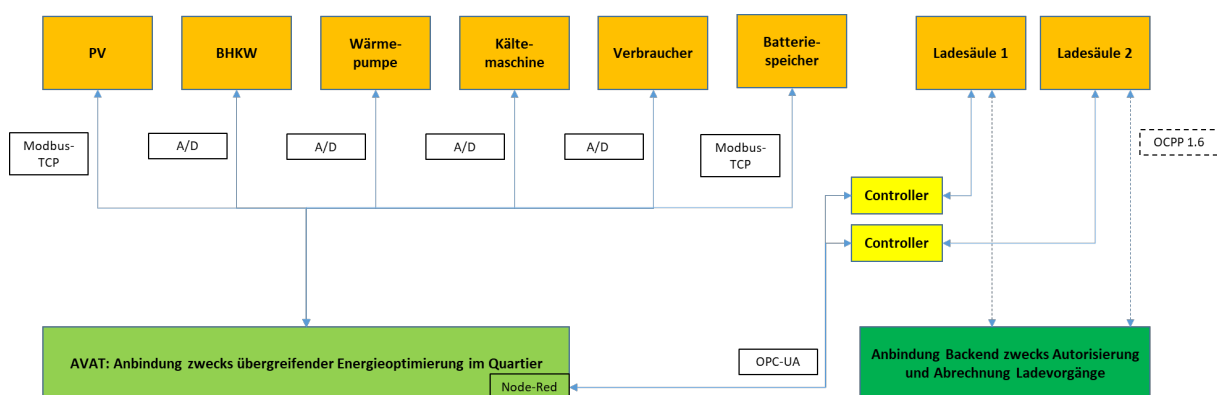


Abbildung 5: Schematische Darstellung der regelungstechnischen Anbindung der Ladesäulen

Die Dimensionierung des Batteriespeichers orientierte sich an der maximal möglichen Ladeleistung der Ladeinfrastruktur (2x 50 kW) sowie der elektrischen Nennleistung der Kompressionskältemaschine (166 kWel). Die Aufstellung des Batteriespeichers musste aufgrund der örtlichen Gegebenheiten im Außenbereich erfolgen. Um den Batteriespeicher dennoch möglichst nah an die NSHV platzieren und gleichzeitig die Fahrtwege freihalten zu können, musste eine Stahlunterkonstruktion (am Standort

Energiezentrale; über den Lichtschächten des Untergeschosses) errichtet werden, auf der der Batteriespeicher als „Containerlösung“ aufgestellt wurde. Hierbei entschied man sich für das Modell GSS1212 des Herstellers ads-tec (120 kWh; 120 kVA).

Die Anbindung des Batteriespeichers an die übergeordnete Regelung von AVAT erfolgte mittels Modbus-TCP.

Die Standorte der Ladeinfrastruktur und des Batteriespeichers sind in den folgenden Abbildungen dargestellt:

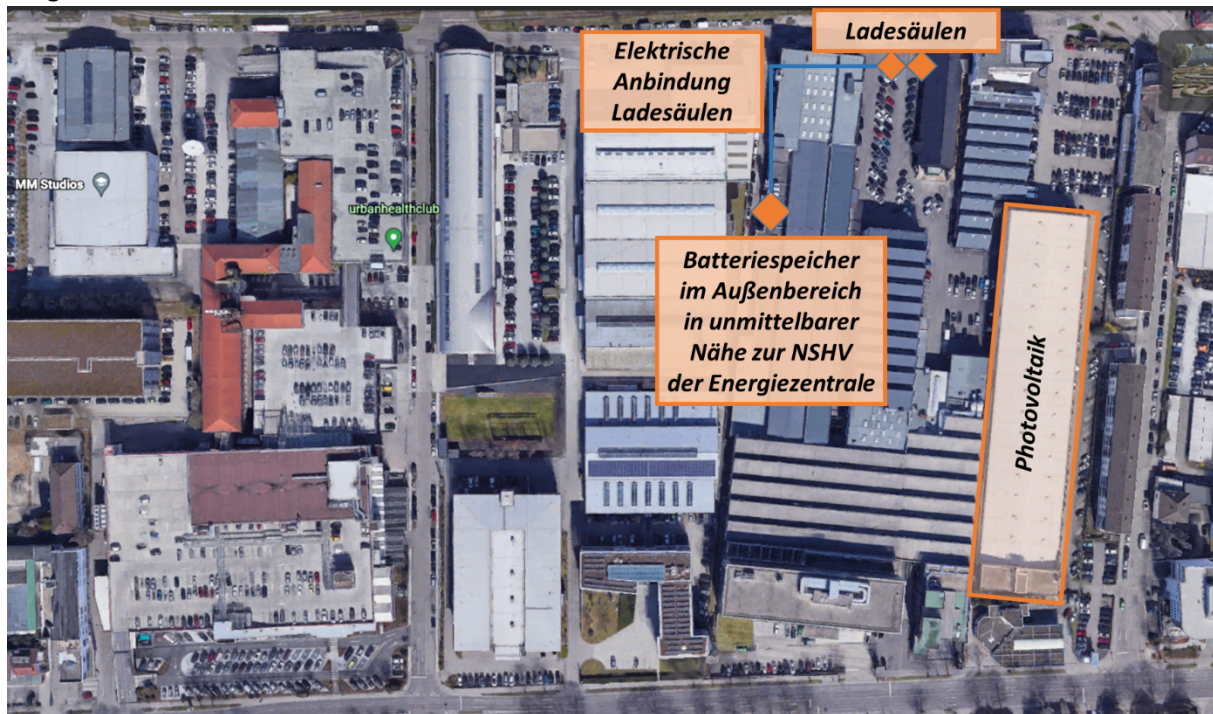


Abbildung 6: Übersicht Komponenten



Abbildung 7: Batteriespeicher auf Unterkonstruktion

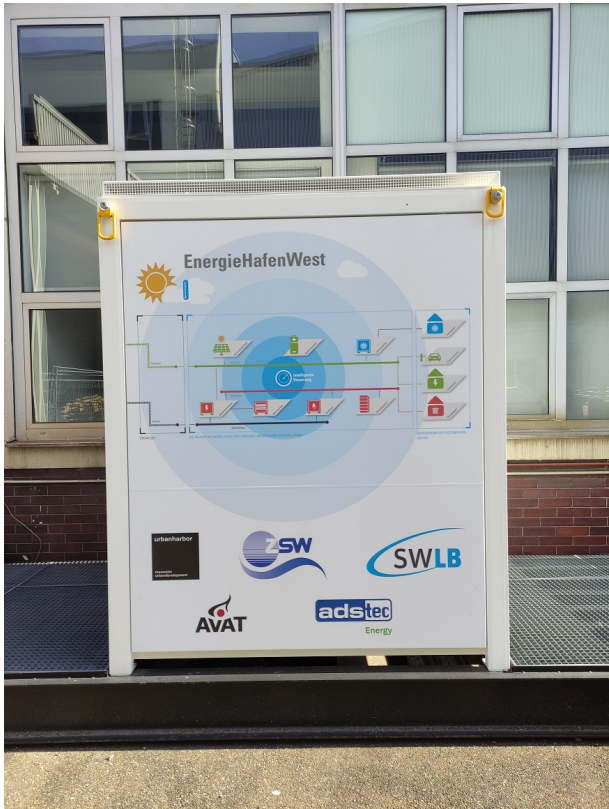


Abbildung 8: Batteriespeicher Frontansicht



Abbildung 9: Ladeinfrastruktur

Photovoltaik

Die Pläne für eine Photovoltaikanlage auf den Flachdächern der Hallen 1 und 4 mussten leider verworfen werden, weil nicht ausreichend Unterlagen für eine Bewertung der Statik ausfindig gemacht werden konnten. Dies ist mit Blick auf das Alter des Quartiers, dessen Ausbau in mehreren Abschnitten über mehrere Jahrzehnte erfolgte, nicht ungewöhnlich. Auch ist es heute nicht mehr möglich, alle relevanten Bauteile/-träger aufzunehmen, weil diese aufgrund des Innenausbaus nicht mehr einsehbar sind. Die Sheddächer der Hallen 2 bis 3 sowie 5 bis 7 können aufgrund der teils verbauten Materialien nicht mit Photovoltaik belegt werden – dies wird erst möglich sein, sobald eine Sanierung dieser Dachabschnitte vorgenommen wird.

Um den Projektfortschritt nicht zu gefährden wurden von den Projektteilnehmern beschlossen, zunächst eine bestehende PV-Anlage von einem anderen Areal innerhalb der Stadt Ludwigsburg kommunikationstechnisch in das System zu integrieren. So wurde die PV-Anlage auf dem Campusbad übergangsweise über Modbus-TCP an die Anlagensteuerung angeschlossen.

Aufgrund der Gegebenheiten bei den Dächern der Halle 1 bis 7 hat man sich parallel dazu im weiteren Projektverlauf auf die Konzeption von Photovoltaik an/auf der Halle 8 konzentriert. Denn die Halle 8 befand sich mitten in der Umgestaltung, im Zuge derer es ebenfalls geplant war, das Dach zu sanieren. Hierbei wurden die beiden Optionen einer Photovoltaikanlage auf dem Dach und an der Fassade näher überprüft.

Für die Fassaden-PV wurde die Ost- und Südfassade auf ihre Eignung untersucht. Durch die teilweise Verschattung der für die Photovoltaikanlage angedachten Fassadenflächen durch umstehende Gebäude und die leicht überstehende Dachkonstruktion mit Regenrinne wurde zunächst eine Verschattungssimulation durchgeführt und dabei Verschattung und möglicher Ertrag berechnet. Für die Ostseite lagen die Verschattungsverluste je nach Positionierung zwischen 20 und 25 Prozent. Bei der Südseite fielen diese mit 3 Prozent geringer aus. In beiden Szenarien lag jedoch der zu erwartende Jahresertrag unter der wirtschaftlich darstellbaren Grenze, sodass die Option der Fassaden-PV verworfen werden musste.

Des Weiteren wurde die Installation einer Dach-Photovoltaikanlage näher untersucht. Hierbei ergab die statische Bewertung des Satteldaches (Ost-/Westausrichtung) der Halle 8, dass die Lastverteilung nur direkt auf die Pfetten erfolgen darf. Das Trapezblech, mit oberseitiger Dämmung und

Witterungsfolie, darf nicht belastet werden. Aufgrund der Dachneigung von 6° kam auch eine einfache Ballastierung, wie bei Flachdächern üblich, nicht in Frage, da die gängigen Unterkonstruktionen der Hersteller nur bis zu einer maximalen Dachneigung von 5° freigegeben sind. In der Konzeptionsphase wurden daher zunächst drei Ansätze verfolgt:

- Die Verankerung der PV-Unterkonstruktion direkt auf die Pfetten. Dies hätte die punktuelle Durchdringung der Dachfolie/-dämmung an mehreren hundert Stellen erfordert. Das Vorgehen wäre sehr aufwändig während der Montagephase und somit wirtschaftlich nicht abbildbar gewesen.
- Die Errichtung einer zusätzlichen Unterkonstruktion, die eine Lastverteilung auf wenige Dutzend Punkte erlaubt und somit weniger oft eine Durchdringung der Dachfolie/-dämmung erfordert hätte. Dieser Ansatz wäre aufgrund der zusätzlichen Unterkonstruktion jedoch ebenfalls wirtschaftlich nicht abbildbar gewesen.
- Nutzung von Folien-PV als Ergänzung auf der Dachfolie bzw. als fester Bestandteil der neuen Dachfolie im Zuge der Dachsanierung. Aufgrund des geringen Energieertrages der Folien und den relativ hohen spezifischen Kosten, war dieser Ansatz wirtschaftlich ebenfalls nicht abbildbar.

Glücklicherweise hat im Projektverlauf die Unterkonstruktionen eines Herstellers eine Produktweiterentwicklung erfahren, sodass sie auf Basis der Ballastierung (ohne Dachdurchdringung) auch für Dachneigungen > 5° freigegeben wurde.

Die elektrische Einbindung der Photovoltaikanlage in das Arealnetz erfolgte aufgrund der räumlichen Distanz zwischen Halle 1 und Halle 8, nicht wie ursprünglich geplant über die NSHV der Energiezentrale, sondern direkt über die NSHV der Halle 8. Hierfür war ein Umbau der bisherigen NSHV notwendig, bei dem sogleich das Messkonzept so angepasst wurde, dass eine zukünftige Mieterstromlieferung für die Halle 8 möglich ist. Durch die räumliche Trennung des Einspeisepunktes der Photovoltaikanlage ist es jedoch nicht möglich, den erzeugten Strom als Eigenverbrauch in der Energiezentrale geltend zu machen (siehe hierzu die weitere Ausführung im Arbeitspaket AP 3) – dies ist insbesondere hinsichtlich des Stromverbrauchs der Kompressionskältemaschine ein wesentlicher wirtschaftlicher Nachteil im Betrieb.

Die Realisierung der Photovoltaikanlagen erfolgte Q4 2020/Q1 2021, sodass diese im März 2021 in Betrieb genommen werden konnte. Die installierte Leistung beträgt 447,6 kWp (Ost-/Westausrichtung; dachparallel), siehe folgende Abbildung 10 und Abbildung 11.



Abbildung 10: PV-Anlage auf Halle 8



Abbildung 11: PV-Anlage auf Halle 8 - Vogelperspektive

Mit der Inbetriebnahme der Photovoltaikanlage war das Energiesystem des Projektes EnergieHafenWest um seine letzte Komponente ergänzt worden. Eine vereinfachte steuerungstechnische Darstellung der Integration der Photovoltaikanlagen, des Batteriespeichers und der Ladeinfrastruktur in die bisherige Systemlandschaft der Stadtwerke Ludwigsburg ist in der folgenden Abbildung 12 dargestellt:

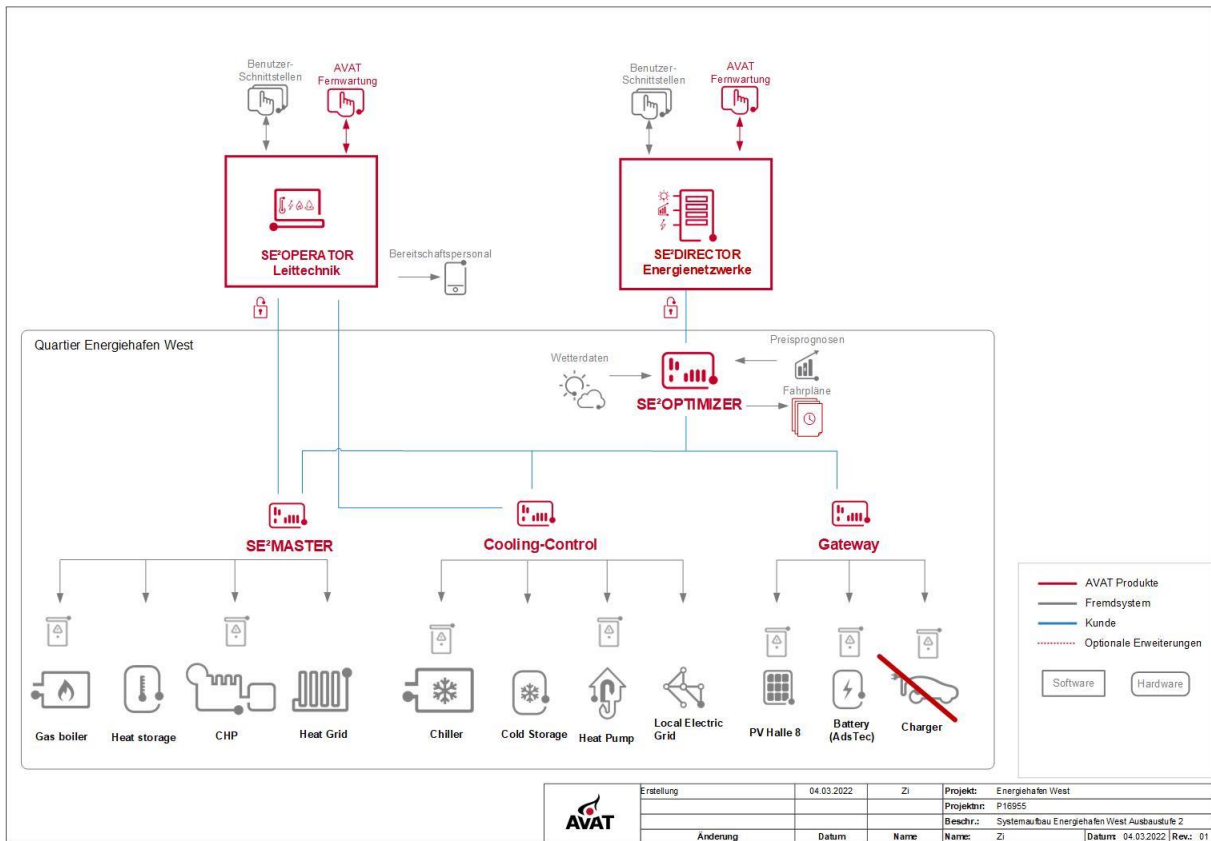


Abbildung 12: Energiesystem EnergieHafenWest

4.3. Arbeitspaket AP 3: Geschäftsmodelle

4.3.1. Kurzbeschreibung des Arbeitspaketes AP 3

In Arbeitspaket AP 3 sollten Geschäfts- und Tarifmodelle erarbeitet werden, mit denen eine Übertragung des Demonstrationsvorhabens auf andere Quartiere, sich wirtschaftlich darstellen lässt.

4.3.2. Übersicht der untersuchten Geschäftsmodelle im Arbeitspaket AP 3

Im Laufe des Projektes wurden unterschiedlichste potentielle Geschäftsmodelle geprüft welche im Umfeld eines Gewerbequartiers denkbar sind. Die verschiedenen Geschäftsmodelle lassen sich anhand der Übersicht in Abbildung 13 aufteilen.

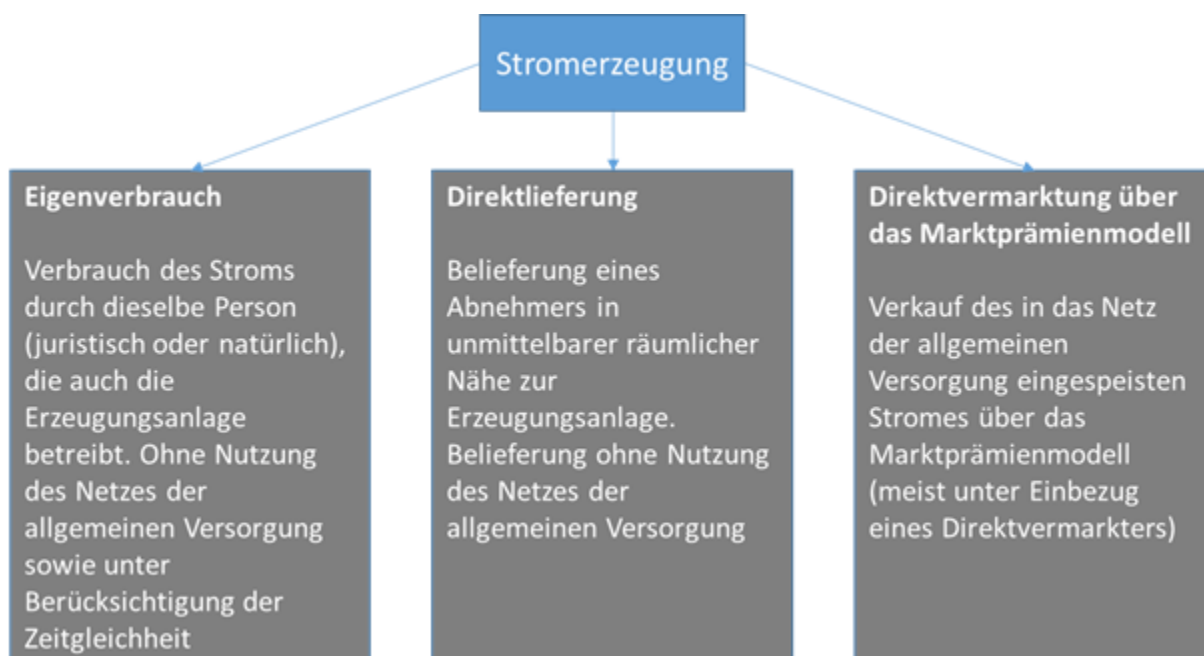


Abbildung 13: Übersicht Geschäftsmodelle

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Geschäftsmodelle mit Blick auf den EnergieHafenWest genauer beschrieben sowie die Hemmnisse aufgezeigt, welche sich bei der Umsetzung im Laufe der Projektlaufzeit ergeben haben.

4.3.2.1. **Eigenverbrauch**

Strom der vor Ort bzw. in einem Objekt erzeugt und durch den Anlagenbetreiber zur anteiligen Deckung des eigenen Strombedarfs selbst genutzt wird, gilt als Eigenverbrauch nach EEG. Überschüssiger Strom kann zusätzlich in das Netz der allgemeinen Versorgung gespeist werden. Strom der nicht selbst erzeugt wird, kann vom Stromnetz bezogen werden. Essentiell beim Eigenverbrauch ist die Personenidentität von Produzent und Verbraucher des Stromes d. h. es erfolgt keine Lieferung des Stromes an Dritte. Darüber hinaus muss bei Eigenverbrauch gewährleistet werden, dass die Zeitgleichheit (innerhalb eines Zeitschrittes von 15 Minuten) zwischen Erzeugung und Verbrauch gegeben ist. Vorteil des Eigenverbrauchmodells ist die (anteilige) Vermeidung von Steuern, Entgelten und Umlagen, sodass der eigenverbrauchte Strom günstiger ist als der Netzbezug von Strom. Das Geschäftsmodell des Eigenverbrauchs ist in Abbildung 14 dargestellt.

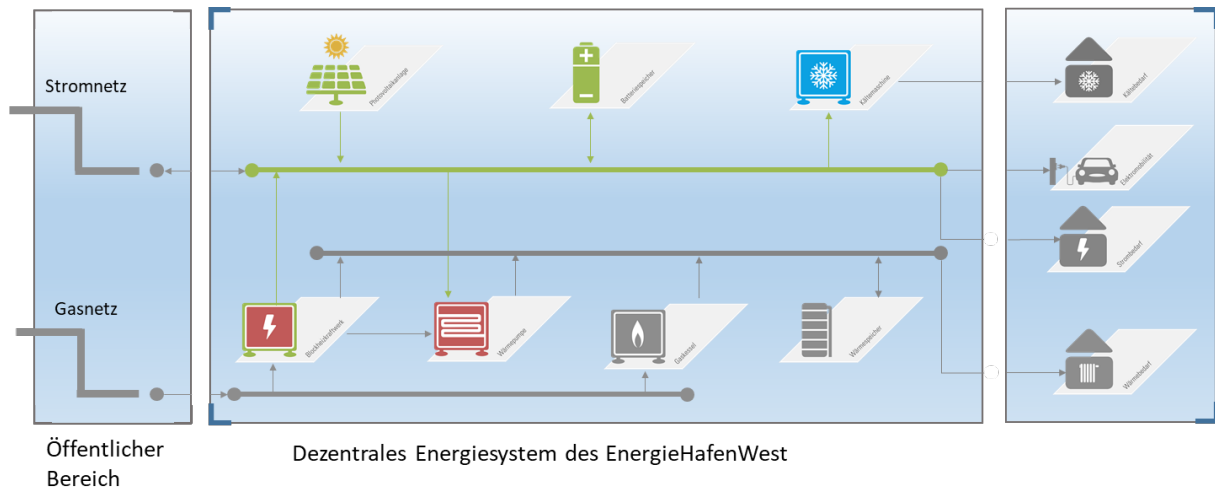


Abbildung 14: Möglichkeiten des Eigenverbrauchs (in grün) in der Heizzentrale durch Wärmepumpe und Kälteanlagen am EnergieHafenWest durch Strom aus PV und BHKW

Hemmnisse beim Geschäftsmodell **Eigenverbrauch** bezogen auf das Projekt EnergieHafenWest:

- Der erzeugte BHKW-Strom kann nicht als Eigenverbrauch für die Versorgung der SWLB-Ladeinfrastruktur genutzt werden, weil die SWLB für die Ladeinfrastruktur Bundesfördermittel erhalten hat. Die Fördermittelbedingungen des Bundes erlauben beim Betrieb der Ladeinfrastruktur ausschließlich die Nutzung von reinem „Grünstrom“.
- Der erzeugte PV-Strom kann nicht als Eigenverbrauch für die Versorgung der SWLB-Verbrauchseinrichtungen genutzt werden, weil die PV-Anlage aufgrund der räumlichen Entfernung zur Heizzentrale (>250 m), elektrisch nicht in die NSHV der Heizzentrale eingebunden werden konnte. Dies ist damit begründet, dass aufgrund der räumlichen Entfernung und den damit verbundenen langen Kabelwegen, ein signifikanter Spannungsabfall aufgetreten wäre. Um dem Spannungsabfall entgegenzuwirken, wäre der Einsatz größerer Kabelquerschnitte notwendig gewesen – was aufgrund der damit verbundenen höheren Materialkosten ebenfalls keine Option darstellte. Darüber hinaus gab es aus brandschutztechnischen Aspekten ebenfalls Bedenken, die PV-Anlage in eine andere NSHV einzubinden als die der Halle 8.

4.3.2.2. Direktlieferung

Eine weitere Vermarktungsmöglichkeit ist die Direktstromlieferung ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung. Darunter versteht man die Veräußerung des Stroms an einen Dritten, wenn der Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Erzeugungsanlage verbraucht wird und nicht durch ein Netz der allgemeinen Versorgung durchgeleitet wird. Dieser Dritte kann bspw. ein oder mehrere Mieter oder ein Gewerbeunternehmen sein (Mieterstrommodell). Vorteil der Direktstromlieferung ist die (anteilige) Vermeidung von Steuern, Entgelten und Umlagen, sodass der an Dritte gelieferte Strom günstiger ist als der Netzbezug von Strom.

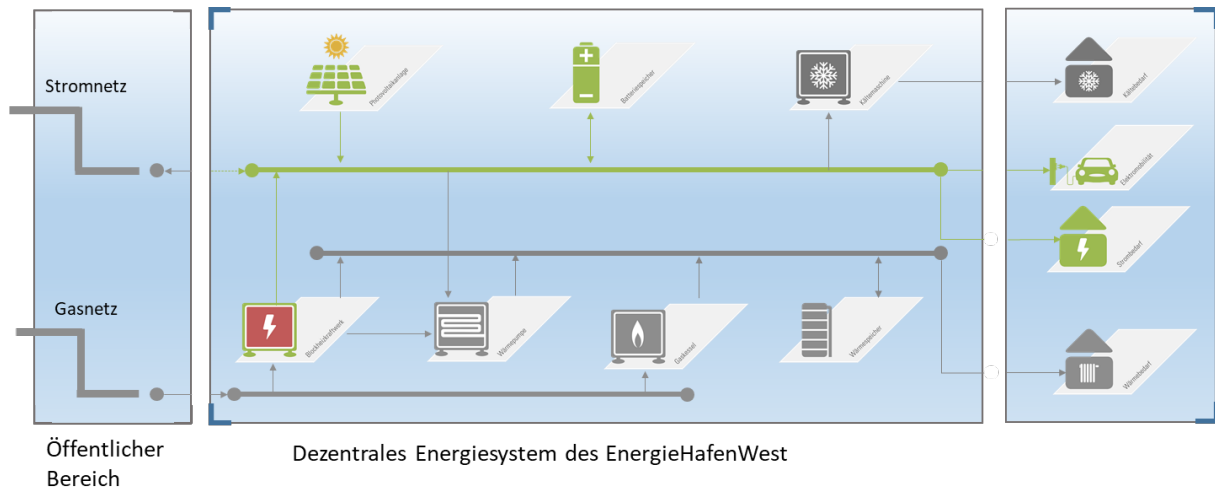


Abbildung 15: Direktlieferungen von Strom aus PV und BHKW (in grün) an die Kundenanlage am EnergieHafenWest. Reststrom (gestrichelt) wird aus dem Netz bezogen.

Hemmnisse beim Geschäftsmodell **Direktlieferung** bezogen auf das Projekt EnergieHafenWest:

- Voraussetzung für die (anteilige) Vermeidung/Befreiung von Steuern, Entgelten und Umlagen ist, dass die Belieferung von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Erzeugungsanlage und innerhalb einer sogenannten „Kundenanlage“ nach § 3 Nr. 24a EnWG stattfindet
- Ob das Areal-/Quartiersnetz die Anforderungen an eine „Kundenanlage“ erfüllt, ist im Wesentlichen von vier Kriterien abhängig:
 - ob es sich um ein räumlich zusammengehöriges Gebiet handelt
 - ob es mit einem Energieversorgungsnetz oder einer Erzeugungsanlage verbunden ist
 - ob es für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend ist, hierbei sind insbesondere folgende Unterkriterien zu beachten:
 - Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher
 - Geographische Ausdehnung
 - Menge der durchgeleiteten Energie (Energieumsatz)
 - ob die Letztverbraucher weiterhin unabhängig ihren Energielieferanten wählen können und hierbei die Infrastruktur unentgeltlich genutzt werden kann
- Unter Anbetracht der genannten Kriterien nach § 3 Nr. 24a EnWG, die für die Anerkennung eines Areal-/Quartiersnetzes als Kundenanlage erfüllt sein müssen, musste festgestellt werden, dass diese Kriterien im Projekt EnergieHafenWest nicht erfüllt werden. Hauptsächlich liegt dies darin begründet, dass das Areal die Kriterien hinsichtlich der Größe und des Energieumsatzes verletzt. Obwohl § 3 Nr. 24a EnWG keine klaren Grenzen vorschreibt und es somit immer einer individuellen Prüfung bedarf, wurden durch gerichtliche Entscheide die Grenzen immer strenger ausgelegt. Diesbezüglich ist auf die Urteile durch das OLG Frankfurt a.M. und das OLG Düsseldorf in 2018 zu verweisen (<https://www.maslaton.de/news/Noch-Kundenanlage-oder-schon-Netz--n633>). Aufgrund des unklaren Rechtsrahmens und den damit verbundenen Risiken, wurde von der Umsetzung des Geschäftsmodells Mieterstrom somit abgesehen.

4.3.2.3. Direktvermarktung

Wird der Strom nicht vor Ort durch Eigenverbrauch oder eine Direktlieferung an Dritte geleitet, so kann er dennoch in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden. Bei BHKW-/PV-Anlagen mit einer installierten Leistung größer 100 kWp muss der Strom (um eine Förderung in Anspruch nehmen zu können) direktvermarktet werden (Direktvermarktungspflicht). Hierfür wird der Strom durch den Anlagenbetreiber direkt an einer Strombörse oder an einen Dritten vermarktet bzw. diese Aufgabe an ein Direktvermarktungsunternehmen übertragen.

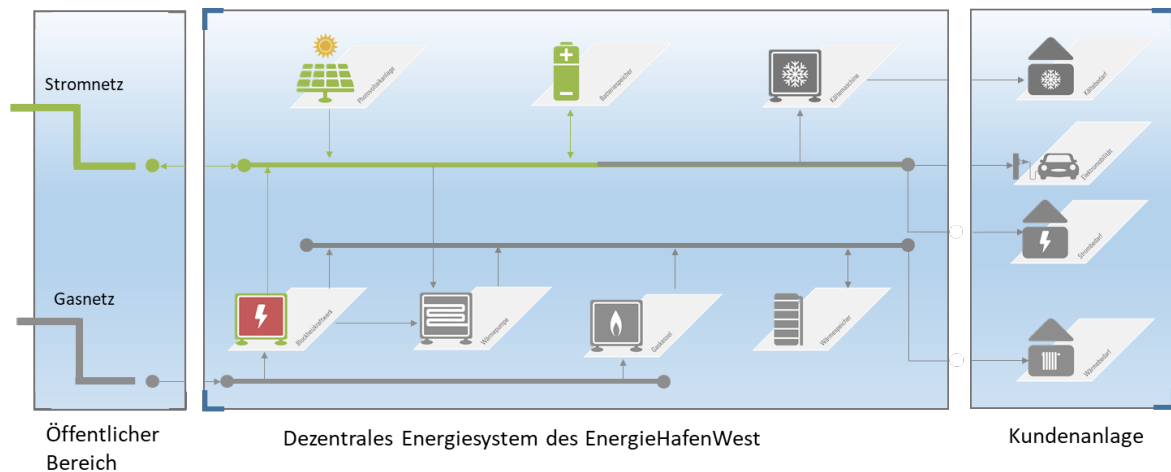


Abbildung 16: Direktvermarktung von Strom aus PV und BHKW (in grün) an das öffentliche Netz

Das BHKW nimmt seit 2020 optimiert an der Day-Ahead-Vermarktung teil. Folgend soll die Vermarktung auch auf den Intraday-Handel ausgeweitet werden. Die PV-Anlage nimmt seit der Inbetriebnahme an der Direktvermarktung teil.

Als Zusammenfassung der Geschäftsmodelle mit deren spezifischen Hemmnisse dient die Abbildung 17.

Geschäftsmodell / Hemmnis	Personenidentität Erzeuger = Verbraucher	Unmittelbarer räumlicher Zusammenhang	Nutzung des öffentlichen Netzes
Eigenverbrauch	Grün	Grün	Rot
Direktlieferung	Rot	Grün	Möglich aber unwirtschaftlich
Direktvermarktung	Rot	Rot	Grün
Mieterstrom	Rot	Grün	Rot

Abbildung 17: Zusammenfassung der Geschäftsmodelle und Hemmnisse

4.3.2.4. Batteriespeicher im Kontext der Geschäftsmodelle

Prinzipiell ist es hinsichtlich eines Batteriespeichers zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit sinnvoll mehrere Geschäftsmodelle wie Eigenverbrauchsoptimierung, Spitzenlastglättung, Arbitragehandel und Regelleistungserbringung miteinander zu kombinieren. Daraus ergibt sich, dass der Batteriespeicher wie in Abbildung 18 dargestellt aus unterschiedlichen Quellen beladen und zu

unterschiedlichen Verbrauchern hin entladen wird. Zur Vermeidung von Doppelbelastungen gelten für den Batteriespeicher bereits Sonderregelungen, die den Ein- und Ausspeichervorgang als getrennte Vorgänge betrachten und dessen Saldierungen über § 61l EEG geregelt ist. Bei der Durchführung der Saldierung, muss der Ursprung des eingespeicherten Stromes nachgehalten werden, um die entsprechenden Reduktionen beim Ausspeichern des Stromes bilanziell vornehmen zu können. Bei der Ausspeicherung muss weiterhin zwischen Eigenverbrauch, Stromlieferung und Rückspeisung ins Netz unterschieden werden. Die Herausforderung besteht nun darin, die entsprechenden Teilmengen korrekt zu erfassen bzw. zu bilanzieren um anschließend auch die korrekten Umlagen, Entgelte und Stromsteuern abführen zu können. Die regulatorischen Herausforderungen des Batteriespeichers sind in Abbildung 18 vereinfacht dargestellt.

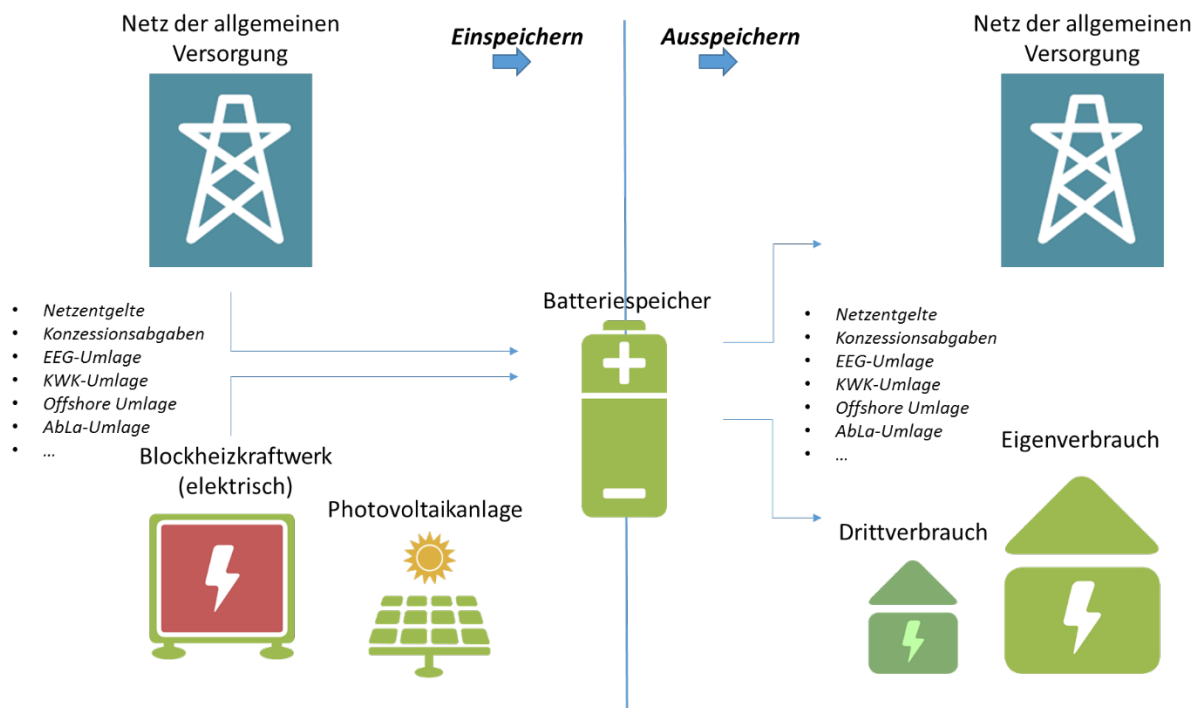


Abbildung 18: Regulatorische Herausforderungen Batteriespeicher

Die zu bilanzierenden und einzeln zu betrachtenden Teilmengen gliedern sich wie folgt auf:

- In Batteriespeicher geladener Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung
- In Batteriespeicher geladener Strom aus dem BHKW
- In Batteriespeicher geladener Strom aus der PV-Anlage
- Aus dem Batteriespeicher entladener Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung
- Aus dem Batteriespeicher entladener Strom zwecks Eigenverbrauchs innerhalb der Heizzentrale
- Aus dem Batteriespeicher entladener Strom zwecks Mieterstrom innerhalb der Kundenanlage

In Abhängigkeit der Herkunft und des Lieferorts müssen die jeweiligen „Teilmengen“ individuell betrachtet und mit den jeweilig abzuführenden Umlagen/(Netz-)Entgelten/Stromsteuer belegt bzw. belastet werden.

Darüber hinaus müssen die zu erfüllenden Voraussetzungen/Kriterien hinsichtlich Messkonzept, Saldierungsperiode, Graustrominfizierung, etc. berücksichtigt werden.

Da eine detaillierte Abhandlung über den Sachverhalt rund um den Batteriespeicher den Rahmen des Abschlussberichtes sprengen würde (und weil die rechtlich-/regulatorischen Rahmenbedingungen sich bereits mehrfach innerhalb des Projektzeitraumes sowie nach dem Projekt geändert haben), wird an dieser Stelle auf eine detaillierte Umschreibung der Hemmnisse verzichtet.

4.3.2.5. Schlussfolgerung für AP 4

In den Abschnitten 4.3.2.1 bis 4.3.2.4 sind bereits die unterschiedlichen dezentralen Geschäftsmodelle und die zugehörigen regulatorischen Hemmnisse beschrieben. Wie in Abbildung 19 dargestellt, war für den EnergieHafenWest ursprünglich vorgesehen die vorher beschriebenen Geschäftsmodelle zu kombinieren. Der dezentral erzeugte Strom aus PV und BHKW wird in diesem Fall sowohl in der Heizzentrale durch Wärmepumpe und Kälteanlage (Eigenverbrauch) als auch durch die Verbraucher in der Kundenanlage (Direktlieferung) verbraucht. Zusätzlich kann der Strom auch ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden. Die Flexibilität des Batteriespeichers kann in dreierlei Hinsicht genutzt werden. Einerseits kann der Eigenverbrauch von PV- und BHKW-Strom durch Zwischenspeicherung erhöht werden. Zusätzlich können die zeitlich auftretenden Preisunterschiede an der Strombörse für Arbitragegeschäfte genutzt werden und Spitzenleistungen gekappt werden (Peak Shaving).

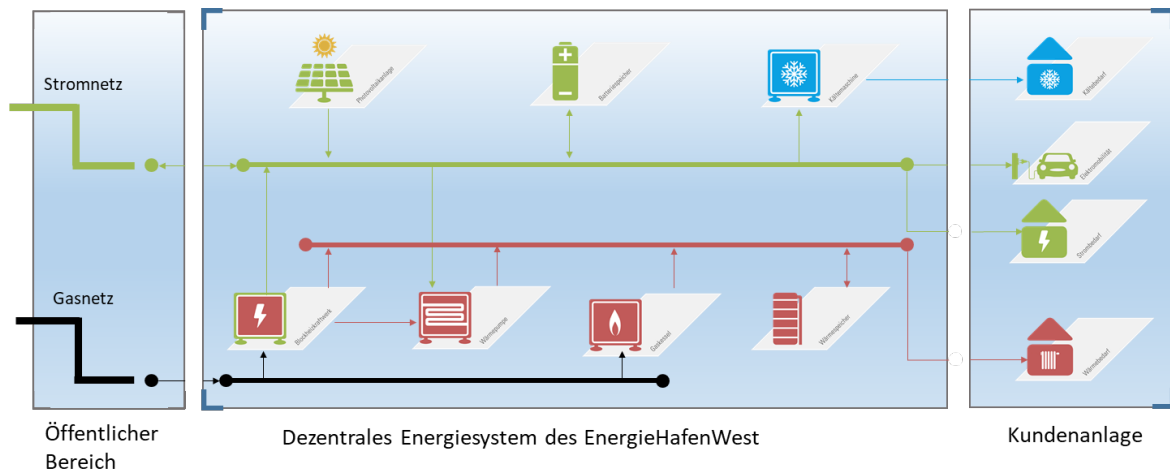


Abbildung 19: Theoretisch mögliche Geschäftsmodelle am EnergieHafenWest. Der dezentral erzeugte Strom aus PV und BHKW kann sowohl in den Eigenverbrauchsanlagen (Wärmepumpe, Kälteanlage und Batteriespeicher) als auch in der Kundenanlage (Direktlieferung) verbraucht werden. Als weitere Option ist auch die Einspeisung ins Netz der allgemeinen Versorgung möglich (Direktvermarktung)

Wie sich im Projektverlauf herausgestellt hat, können diese theoretisch möglichen Geschäftsmodelle aufgrund diverser regulatorischer Hemmnisse nicht wie gewünscht realisiert werden. Insbesondere dadurch, dass das Gewerbeareal die Bedingungen einer Kundenanlage nicht erfüllt.

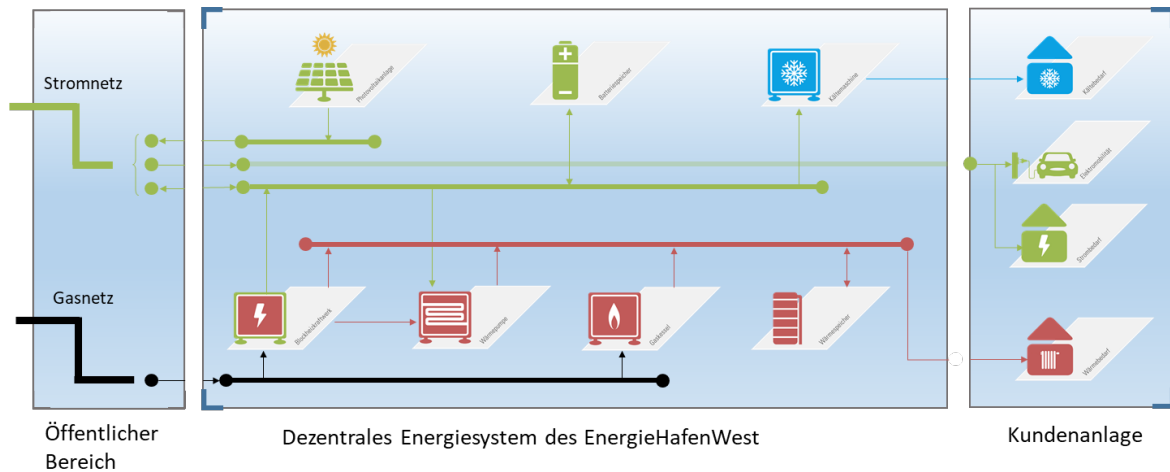


Abbildung 20: Regulatorisch mögliche (und ökonomisch sinnvolle) Geschäftsmodelle (Status Quo) am EnergieHafenWest. Lediglich Strom aus dem BHKW kann in den Eigenverbrauchsanlagen (Wärmepumpe, Kälteanlage und Batteriespeicher) verbraucht werden. Eine Direktlieferung von dezentral erzeugtem BHKW-Strom innerhalb der Kundenanlage wird nicht realisiert. Die PV-Anlage speist lediglich ins Netz der allgemeinen Versorgung ein.

Die unter dem aktuellen regulatorischen Rahmen möglichen und ökonomisch sinnvollen Geschäftsmodelle für den EnergieHafenWest sind in Abbildung 20 dargestellt. Im Vergleich zu den ursprünglich vorgesehenen Geschäftsmodellen (Abbildung 19) entfällt wie schon beschrieben die Direktlieferung innerhalb der Kundenanlage. Außerdem ist auch der Eigenverbrauch von PV-Strom nicht möglich, sodass dieser lediglich ins Netz eingespeist werden kann. Der Batteriespeicher steht weiterhin für Eigenverbrauchssteigerung, Arbitragehandel und Spitzenlastkappung zur Verfügung.

4.4. Arbeitspaket AP 4: Betrieb, Optimierung und Bewertung

4.4.1. Ziel und Beschreibung des Arbeitspaketes AP 4

Ziel des Arbeitspaketes ist die Übertragung der in AP 3 erarbeiteten Geschäftsmodelle in die Steuerung der Quartiersversorgung. Durch die ökonomische und ökologische Bewertung des Energieversorgungsbetriebs werden Optimierungspotentiale aufgezeigt.

4.4.2. Durchgeführte Tätigkeiten und Ergebnisse des Arbeitspaketes AP 4

Im Rahmen des Projektes wurde ein Optimierungsmodell des dezentralen Energiesystems des EnergieHafenWest entwickelt, mit dem die unterschiedlichen Geschäftsmodelle aus Kapitel 3 optimiert und anschließend ökonomisch und ökologisch verglichen werden können. Das Optimierungsziel ist die Minimierung der Energiesystembetriebskosten unter Einbezug der technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen. Das Modell bezieht die unterschiedlichen netzseitigen Abgaben und Umlagen (insbesondere auch für den Batteriespeicher) in die Berechnung ein. Außerdem wird auch die Berechnung der Netzentgelte (Arbeits- und Leistungspreis) abhängig der Jahresbenutzungsdauer berücksichtigt.

Im Folgenden wird zunächst auf die Methode zur ökologischen Bewertung des Energiesystems eingegangen. In den darauffolgenden Abschnitten folgt die Diskussion der Ergebnisse.

4.4.2.1. Methode der ökologischen Bewertung

Zur ökologischen Bewertung wird das dezentrale sektorenübergreifende Energieversorgungssystem des EnergieHafenWest mit zwei ungekoppelten Versorgungssystemen verglichen, wobei die gesamten klimawirksamen Emissionen inklusive der Vorkettenemissionen berücksichtigt werden.

Das Referenzsystem „externer Strom- und Wärmebezug“, welches in Abbildung 21 dargestellt ist, deckt den gesamten Strombedarf über das Netz der allgemeinen Versorgung. Die Wärmeversorgung wird hingegen über einen Fernwärmeanschluss realisiert. Emissionen fallen somit bei der Strom- und Wärmeerzeugung an.

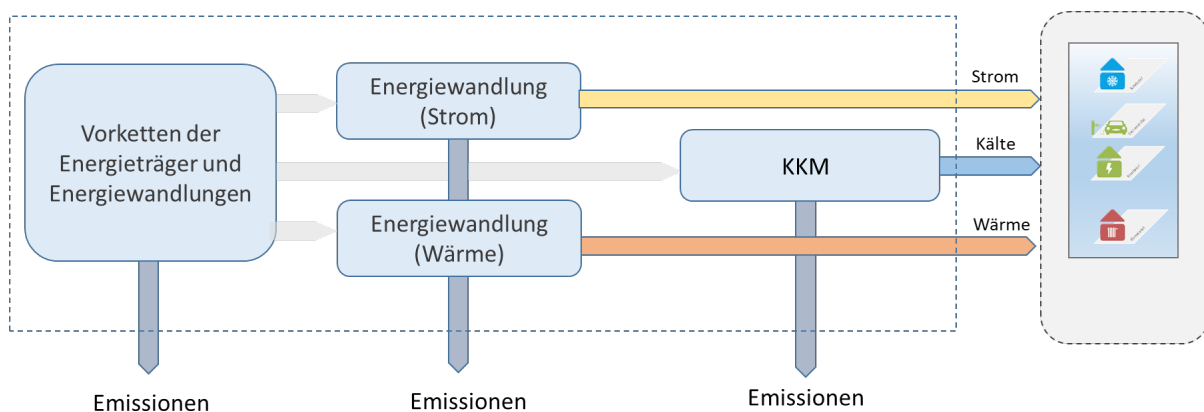


Abbildung 21: Referenzsystem "externer Strom- und Wärmebezug"

Im Referenzsystem „externer Strom- und Gasbezug“ in Abbildung 22 wird die Wärmeversorgung über einen dezentralen Gaskessel realisiert. Der Strombedarf analog zum vorherigen Referenzfall über das Netz der allgemeinen Versorgung realisiert.

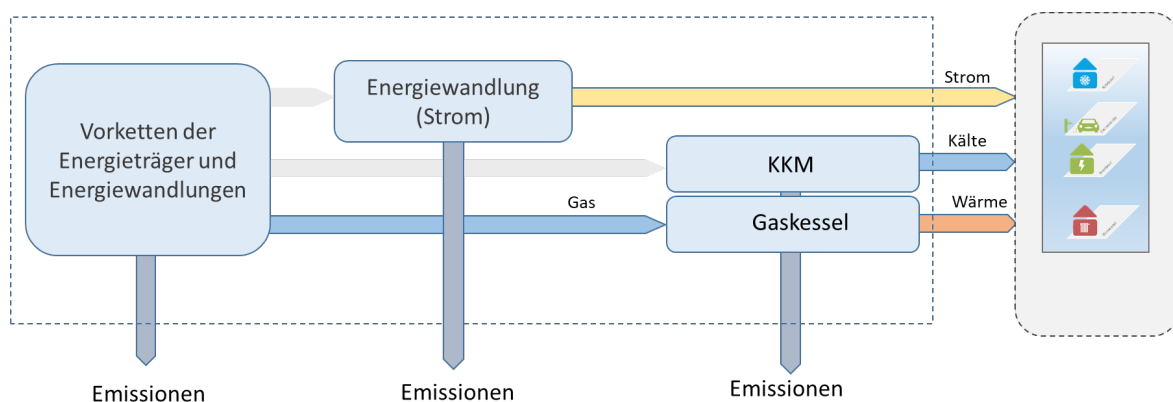


Abbildung 22: Referenzsystem "externer Strom- und Gasbezug"

Zur Bewertung des Netzstroms werden zwei Ansätze miteinander verglichen. Als Basis wird für den Strombezug der Emissionsfaktor des Strommixes (Jahresdurchschnitt) angesetzt, für die dezentrale Stromeinspeisung erfolgt eine Stromgutschrift anhand des Emissionsfaktors des sogenannten Verdrängungsmixes. Der Verdrängungsmix ist ein vereinfachter Ansatz um zu berücksichtigen, dass Strom aus PV oder KWK bei der Einspeisung aufgrund des Einspeisevorrangs und der Merit-Order

größtenteils Strom aus Steinkohle und Gas verdrängt. Dieser Ansatz wird in vielen Arbeiten praktiziert [1,2] und auch bei der Emissionsbewertung innerhalb des Gebäude-Energie-Gesetz angewendet.

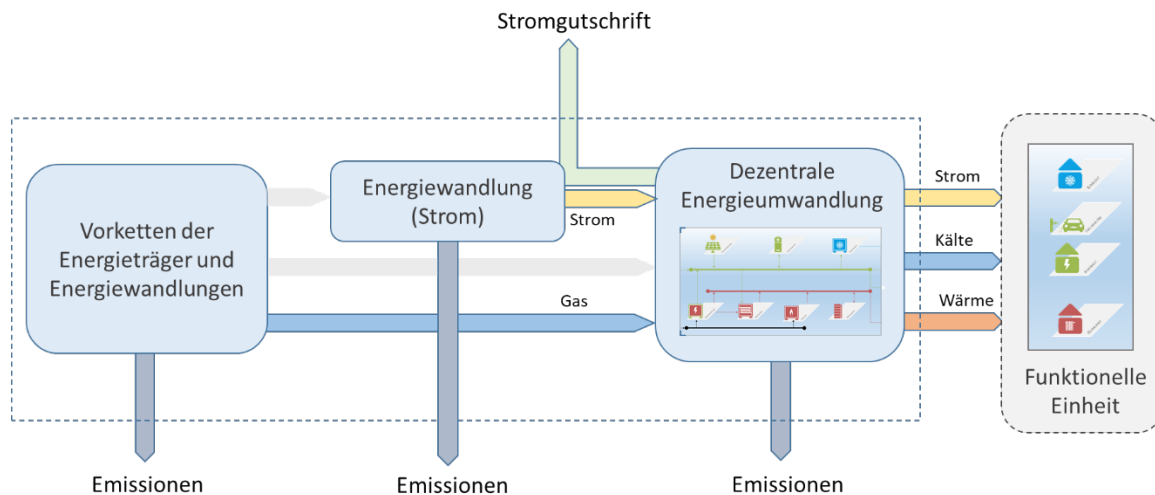


Abbildung 23: Emissionen des dezentrales Energiesystem "EnergieHafenWest"

Die Bewertung mittels des Verdrängungsmixes führt jedoch zu einer Inkonsistenz hinsichtlich der Bewertung von eingespeistem und eigenverbrauchtem Strom. Daher wird neben dem statischen Ansatz auch ein dynamischer Ansatz verfolgt. Dabei wird auf Grundlage des stündlichen Kraftwerkseinsatzes ein Emissionsfaktor bestimmt, wobei im Rahmen dieses Projektes auf die Daten von Agora Energiewende¹ zurückgegriffen wird. Im Vergleich zum ermittelten Emissionsfaktor der Agora Energiewende, der lediglich die direkten CO₂-Emissionen der Energieerzeugung angibt, werden an dieser Stelle die gesamten klimawirksamen Emissionen (CO₂-Äquivalente) betrachtet. Zusätzlich werden außerdem auch die Vorkettenemissionen berücksichtigt (Vgl. [3]). Die Emissionsfaktoren der Energieerzeugung inkl. Vorketten sind den Arbeiten des Umweltbundesamtes entnommen [4],[5]. Eine Zusammenstellung der verwendeten Eingangsdaten ist den Tabellen im Anhang zu entnehmen. Tabelle 1 zeigt den Vergleich zwischen dem Mittelwert des stündlichen Emissionsfaktors und den Referenzwerten aus dem Gebäudeenergiegesetz².

Tabelle 1: Vergleich Emissionsfaktoren

Referenzjahr	Emissionsfaktor Verdrängungsmix in CO ₂ -äq / kWh _{el}	Emissionsfaktor Strombezug in CO ₂ -äq / kWh _{el} (in Klammern Berechnungen UBA)	Mittelwert stündlicher Emissionsfaktor (gesamt) in CO ₂ -äq / kWh _{el}
2018	860	560 (550)	520
2019	860	560	460
2020	860	560 (430)	419
2021	860	560	464

¹ Online unter: <https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/>

² Online abrufbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/geg/anlage_9.html

4.4.2.2. Simulativer Szenarienvergleich

Wie bereits gezeigt wurde, hat der regulatorische Rahmen einen entscheidenden Einfluss auf die Umsetzbarkeit von Quartiersversorgungsprojekten wie dem EnergieHafenWest. Im folgenden Abschnitt werden der aktuelle rechtliche Rahmen sowie mögliche zukünftige Entwicklungen verglichen und hinsichtlich verschiedener Kriterien bewertet. Tabelle 2 fasst die betrachteten Szenarien zusammen.

Als Ausgangsszenario dient das Szenario VP, welches den Status vor Projektbeginn ohne PV-Anlage und Batteriespeicher widerspiegelt. Das Szenario SQ zeigt den Status Quo zu Projektende, d.h. es berücksichtigt alle dezentralen Energiesystemkomponenten. Sowohl für das Szenario VP als auch für SQ ist jedoch keine Stromdirektlieferung aufgrund der Rechtsunsicherheit bzgl. der Kundenanlage möglich. Das Szenario NDKA berücksichtigt hingegen eine Neudefinition der Kundenanlage und die damit einhergehende Möglichkeit zur Direktbelieferung des Gewerbeareals mit Strom. Das Szenario SQ+ ist eine um die EEG-Novelle (und den damit einhergehenden Wegfall der EEG-Umlage) Erweiterung des Szenarios SQ. Analog gilt dies für das Szenario NDKA+ gegenüber NDKA.

Tabelle 2: Szenarien

Kurz- bezeichnung	Szenario	Neudefinition Kundenanlage	EEG-Novelle berücksichtigt?	Stromverbrauch im Gewerbeareal ist...
VP	Status vor Projektbeginn (keine PV, kein BESS)	nein	nein	Netzbezug
SQ	Status Quo (Projektende)	nein	nein	Netzbezug
SQ+	Status Quo + EEG-Novelle	nein	ja	Netzbezug
NDKA	Neudefinition Kundenanlage	ja	nein	Direktlieferung
NDKA+	Neudefinition Kundenanlage + EEG-Novelle	ja	ja	Direktlieferung

Die angekündigte EEG-Novelle stellt durch den Wegfall der EEG-Umlage die Stromlieferung auf monetärer Ebene mit dem Eigenverbrauch gleich. Da die EEG-Umlage aber ebenfalls beim Netzbezug wegfällt, ändert sich die Attraktivität der Stromlieferung gegenüber dem Netzbezug nicht zusätzlich, wenn man davon ausgeht, dass sich der Strompreis nicht verändert. Der Eigenverbrauch verliert hingegen sogar einen Vorteil gegenüber dem Netzbezug durch den Wegfall des Eigenverbrauchsprivilegs. Beide Geschäftsmodelle (Eigenverbrauch und Direktlieferung) bleiben jedoch weiterhin attraktive Geschäftsmodelle gegenüber dem Netzbezug, da weiterhin netzseitige Abgaben und Umlagen sowie die Netzentgelte und Stromsteuer entfallen. Abbildung 24 zeigt bei den

Szenarien SQ+ und NDKA+ den Einfluss der EEG-Novelle auf die theoretischen Mehreinnahmen für den EnergieHafenWest.

Im Zuge dessen stellt sich die Frage, ob der Contractor/(Gewerbe-)Mietstromlieferant die „Ersparnis“ aus dem Wegfall der EEG-Umlage direkt an seine (Gewerbe-)Mietstrom-kunden weiterreichen muss oder ob er diese ggf. auch einbehalten kann. Dies ist bei der „normalen“ Stromlieferung im Haushaltskundensegment von vornherein festgelegt worden. Welche Pflichten diesbezüglich jedoch den Contractoren/Lieferanten bei Mietstrommodellen (insbesondere im Gewerbekundensegment) auferlegt werden, bleibt abzuwarten.

Ein Problem, welches durch die EEG-Novelle hingegen nicht gelöst wird ist die Problematik der restriktiven Auslegung der Kundenanlage, wie bereits in Abschnitt 4.3.2.2 beschrieben. Dies führt dazu, dass die Stromlieferung an das Gewerbeareal nicht realisiert werden kann. Die Ergebnisse in Abbildung 24 zeigen, dass dieses Hindernis für den EnergieHafenWest Mehreinnahmen von ca. 20.000 € pro Jahr blockiert (Vergleich SQ mit NDKA bzw. SQ+ mit NDKA+).

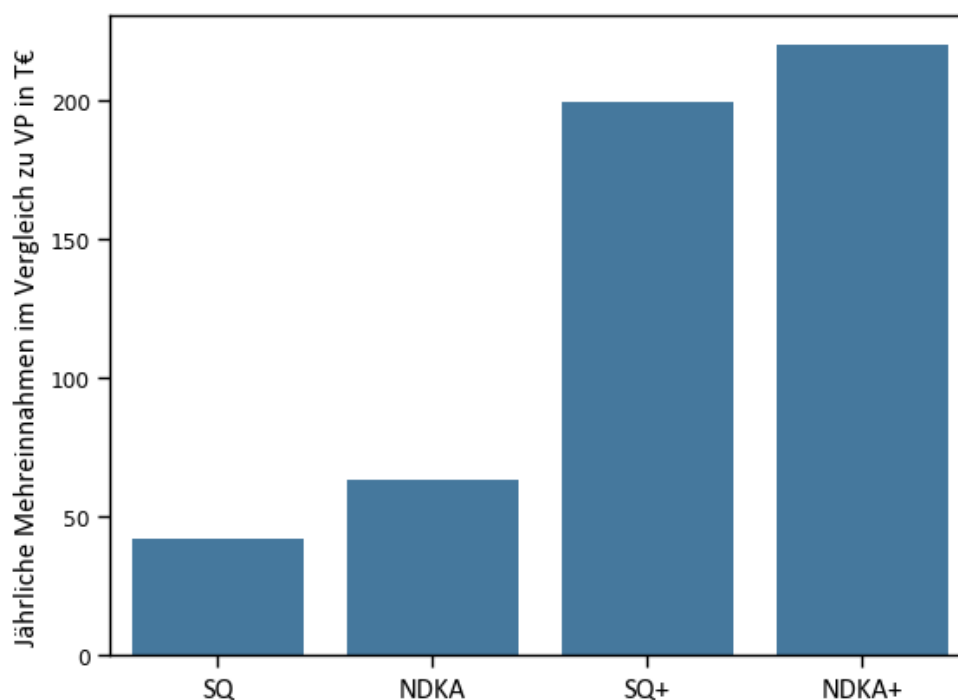


Abbildung 24: Ökonomischer Vergleich der Szenarien für das Jahr 2019. Jährliche Mehreinnahmen beziehen sich auf den Status vor Projektbeginn.

Die Ergebnisse der ökologischen Bewertung sind in Abbildung 25 für das Jahr 2019 dargestellt. Wie bereits in Abschnitt 4.4.2.1 erläutert werden die Ergebnisse mit den zwei ungekoppelten Referenzsystemen "Externer Strom-und Wärmebezug" (REF1) und "externer Strom-und Gasbezug" (REF2) verglichen. Wird bei der Bewertung der Stromgutschrift für die Netzeinspeisung der Verdrängungsmix angesetzt, so weichen die Ergebnisse sehr stark von den beiden Methoden „Dynamischer Emissionsfaktor“ und „Durchschnittsmix“ ab, die wiederum sehr ähnliche Ergebnisse liefern. Durch die Inkonsistenz zwischen dezentralem Verbrauch und Netzeinspeisung können bei den Szenarien NDKA und NDKA+ bei der Bewertung mit dem Verdrängungsmix keine Verbesserungen gegenüber dem Szenario VP erreicht werden. Die Szenarien SQ und SQ+ weisen hingegen aufgrund der hohen Einspeisung von PV und BHKW-Strom eine hohe CO₂-Einsparung gegenüber den Referenzszenarien auf. Wird die Stromgutschrift mit dem Dynamischen Emissionsfaktor bzw. dem

Durchschnittsmix bewertet, so weisen alle dezentralen Versorgungsszenarien aufgrund der sehr ähnlichen Betriebszustände eine ähnlich hohe CO₂-Einsparung auf. Diese beläuft sich gegenüber REF1 auf ca. 28% und gegenüber REF2 auf ca. 20%. Durch den Vergleich mit dem Szenario VP zeigt sich, dass ca. 21 % gegenüber REF1 und ca. 13,5 % gegenüber REF2 auf den Einsatz des BHKWs und zugehöriger Wärmepumpe zurückzuführen sind.

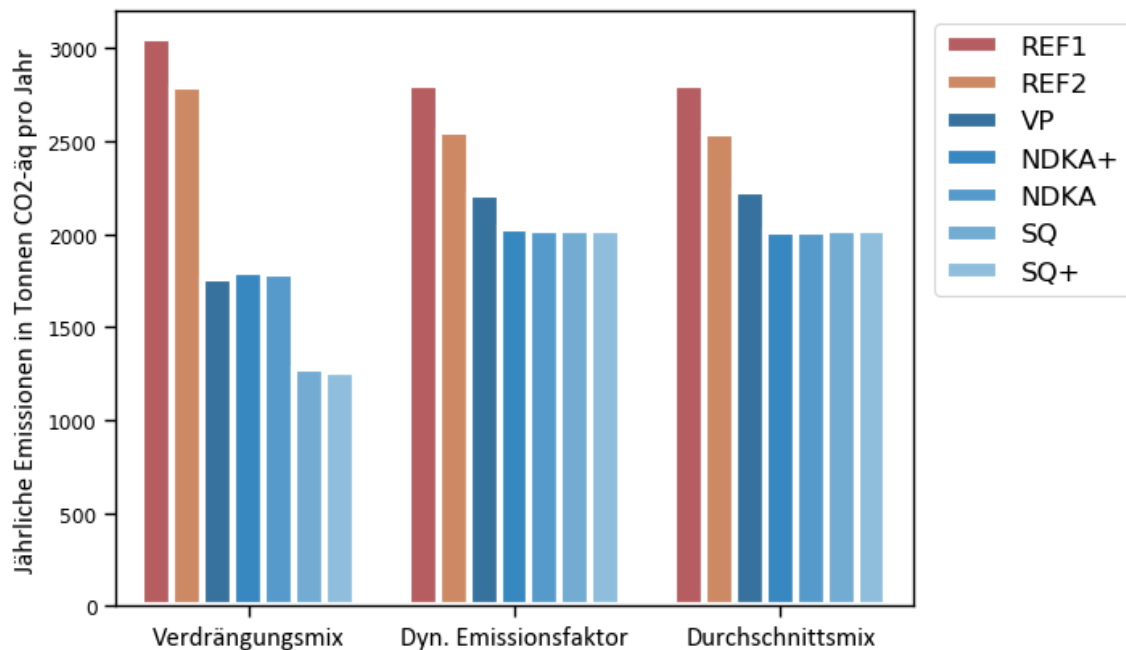


Abbildung 25: Ökologischer Vergleich der Szenarien für das Jahr 2019. Die Methode "Verdrängungsmix" bewertet eingespeisten Strom mit dem Emissionsfaktor des Verdrängungsmix, den Netzbezug mit dem durchschnittlichen Emissionsfaktor. Die Methode "Dynamische Emissionsfaktoren" bewerten sowohl eingespeisten als auch bezogenen Strom mit einem stündlich ermittelten Emissionsfaktor, die Methode „Durchschnittsmix“ berechnet die Stromgutschrift auf Grundlage der Mittelwerte. Die Emissionsfaktoren für die Methode „Verdrängungsmix“ unterscheiden sich von den Emissionsfaktoren der anderen beiden Methoden (siehe Tabelle 2).

Die Ergebnisse der Szenarien sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Es zeigt sich, dass die Erweiterungen, die im Projektverlauf vorgenommen worden sind sowohl ökonomisch als auch ökologisch Vorteile gegenüber dem Status vor Projektbeginn (VP) generieren, welches durch die lokale Kraft-Wärme-Kopplung bereits ökologische Vorteile gegenüber den ungekoppelten Referenzszenarien aufweist. Beide Szenarien weisen jedoch hinsichtlich der regulatorischen Situation dieselben Probleme hinsichtlich der Direktlieferung innerhalb des Areals auf (Vgl. Ausführungen zu Kundenanlage in Abschnitt 4.3.2.2). Es kann außerdem gezeigt werden, dass die angestrebte EEG-Reform deutliche ökonomische Verbesserungen für Quartiersversorgungsprojekte bringen kann, diese gleichzeitig jedoch durch eine Neudefinition der Kundenanlage weiter ökonomisch verbessert werden könnte und insbesondere die aktuelle unsichere Rechtslage beheben würde.

Tabelle 3: Szenarienbewertung aus Sicht von Quartiersversorgern. Legende: (--) sehr negativ, (-) negativ, (o) neutral, (+) positiv, (++) sehr positiv

Kurzbezeichnung	Szenario	Ökonomische Attraktivität	Ökologische Wirkung	Regulatorische Komplexität
VP	Status vor Projektbeginn (keine PV, kein BESS)	o	+	-
SQ	Status Quo (Projektende)	+	++	-
SQ+	Status Quo + EEG-Novelle	++	++	+
NDKA	Neudefinition Kundenanlage	+	++	+
NDKA+	Neudefinition Kundenanlage + EEG-Novelle	++	++	++

4.4.2.3. Realbetrieb

Die Erkenntnisse und Ausarbeitungen der Projektpartner hinsichtlich der dezentralen Geschäftsmodelle, welche in Abschnitt 4.3.2.5 beschrieben sind, wurden während der Projektlaufzeit auf die reale dezentrale Energiesystemsteuerung durch das Automatisierungsunternehmen AVAT übertragen. Dadurch konnte der Realbetrieb des Gesamtsystems im Zeitraum vom 01.12.2021 – 22.12.2021 am Standort in Ludwigsburg demonstriert werden. Wie bereits in Abschnitt 4.3.2.4 dargestellt ist, war hierbei insbesondere die korrekte Abbildung der batteriespeicherbezogenen Geschäftsmodelle mit hohem Aufwand verbunden.

Der Vergleich zwischen Modell und Realbetrieb des Batteriespeichers ist in Abbildung 26 (links) dargestellt. Um die optimale Lösung zu ermitteln, werden innerhalb des Modells die realen Day-Ahead-Preise zur Optimierung verwendet. Der realen Steuerung liegen zur Steuerung jedoch lediglich die Preisprognosen vor. Wichtig für die optimale Speichersteuerung sind insbesondere gute Prognosen hinsichtlich des Zeitpunktes des maximalen bzw. minimalen Preises. In Abbildung 26 (links) ist zu erkennen, dass im ersten Betrachtungszeitraum (bis ca. 18.12.2021) eine gute Übereinstimmung zwischen Modell und Realbetrieb vorliegt. Im zweiten Betrachtungszeitraum weicht beispielsweise am 19.12.2021 der Zeitpunkt des realen maximalen Tagespreises von der Prognose ab (siehe Abbildung 26, rechts). Dementsprechend unterscheiden sich auch die Steuerungssignale zwischen dem Modell- und Realbetrieb. Zusätzlich zu diesen Abweichungen, können im Realbetrieb aufgrund von Restriktionen durch das interne Batteriemanagementsystem die vorgegebenen Leistungen nicht immer realisiert werden. Daher weichen die optimalen Ladeleistungen in der Modellrechnung in der Höhe teils stark von den realen Ladeleistungen ab.

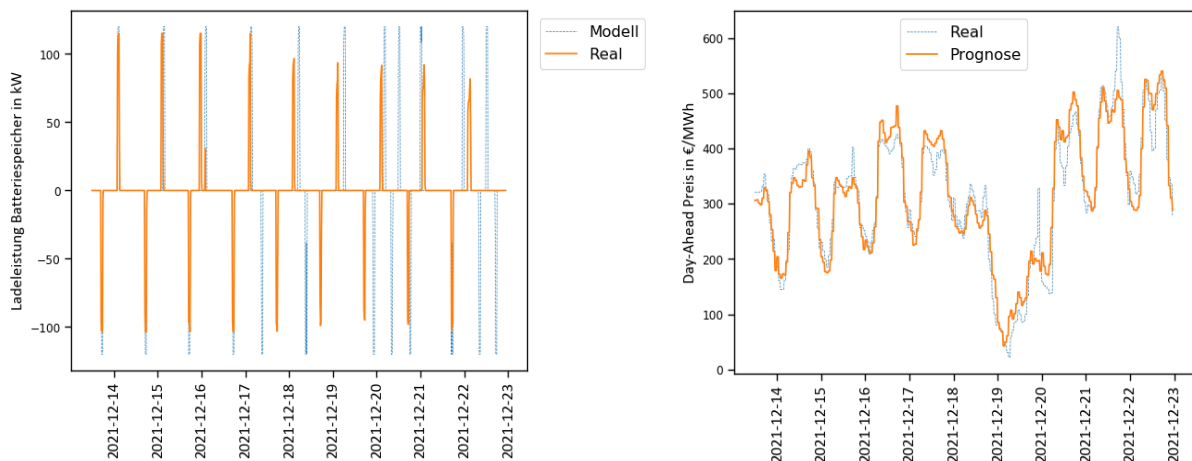


Abbildung 26: Vergleich zwischen modellierten und realen Ladeleistungen des Batteriespeichers (links) und realen Day-Ahead-Preisen und dessen Prognose (rechts). Das Modell verwendet die realen Preise, wohingegen die reale Steuerung auf die Prognosen zurückgreift.

Aufgrund der Jahreszeit, in der Demonstrationsbetrieb durchgeführt wurde, ergeben sich auf der Wärmeseite keine Abweichungen zwischen Modell und Realbetrieb, da das BHKW bei hoher Wärmelast in Vollast gefahren wird und die Wärmerestlast über die Gaskessel bereitgestellt wird.

4.5. Arbeitspaket AP 5: Projektmanagement und Kommunikation: (Erfolgsfaktoren, Handlungsleitfaden und Projektmanagement)

4.5.1. Ziel und Beschreibung des Arbeitspaketes AP 5

Ziel des Arbeitspaketes ist die Aufarbeitung und Kommunikation von Projektergebnissen und Erkenntnissen die interessierte Öffentlichkeit. Dies bezieht sich sowohl auf die technische Umsetzung als auch den regulatorischen Rahmen, innerhalb dessen im Projektkontext agiert wird.

4.5.2. Durchgeführte Tätigkeiten und Ergebnisse des Arbeitspaketes AP 5

4.5.2.1. Kommunikation

Im Rahmen des Projektes hat das Konsortium mehrmals über die Ziele, den aktuellen Stand bzw. dessen Teilprojektergebnisse kommuniziert und hierzu auch vereinzelt Veröffentlichungen getätigt. Hierzu gab es abseits der klassischen Pressearbeit ebenfalls Beiträge bei den folgenden Veranstaltungen:

- Statuskolloquium Umweltforschung BW 2019 und 2021
- PV-Symposium 2020³

³ Petzschmann, J., Pfeif, A., Metzger, J., Rongstock, R. & Binder, J. „Herausforderungen einer dezentralen sektorenübergreifenden Versorgung im bestehenden Gewerbequartier“. In *PV-Symposium 2020*.

- KEA BW 14. Contracting-Kongress 2020⁴

4.5.2.2. Erfolgsfaktoren, Handlungsleitfaden

Das angestrebte Projektziel der Umsetzung eines Gewerbe-Mieterstrommodells konnte insbesondere aufgrund der restriktive Auslegung des Begriffs der Kundenanlage nicht realisiert werden. Der gesetzliche Begriff der Kundenanlage formuliert Anforderungen an die Menge der durchgeleiteten Energiemenge, der Anzahl der angeschlossenen Nutzer sowie die Größe und den räumlichen Zusammenhang des Areals. Da die Kriterien an die Kundenanlage jedoch nicht in Form von konkreten Zahlenwerten (oder klaren Definitionen) formuliert sind, ergibt sich für den Umsetzer von Quartiersversorgungsprojekten eine unsichere Rechtslage. Die Einstufung als Kundenanlage liefert jedoch die Vorbedingung für eine wirtschaftliche Umsetzung von Stromlieferungen an Dritte innerhalb des Areals, da diese innerhalb der Kundenanlage von den Netzentgelten und netzseitigen Abgaben und Umlagen befreit ist.

Sofern das Areal die Kriterien einer Kundenanlage erfüllt, ist beim Stromverbrauch vor Ort aktuell zwischen dem Eigenverbrauch und der Stromdirektlieferung zu unterscheiden. Ausschlaggebend für den Eigenverbrauch ist die Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher. Nach aktuellem Stand der Regulatorik (Stand: 31.03.2022) fällt beim Eigenverbrauch im Vergleich zur Stromdirektlieferung nur die reduzierte EEG-Umlage (40%) an. Die Bundesregierung hat bereits angekündigt, dass die EEG-Umlage zum 01.07.2022 entfallen soll, was faktisch zu einer **monetären** Gleichstellung von Eigenverbrauch und Stromdirektlieferung führt. Es ist wichtig zu beachten, dass die monetäre Gleichstellung nicht mit einer **gesetzlichen** Gleichstellung einhergeht, da derjenige, der Strom an Dritte liefert weiterhin ab der ersten kWh (unabhängig davon, ob diese verschenkt oder verkauft wird) als Energieversorgungsunternehmen nach EnWG eingestuft wird, was mit einigen Pflichten einhergeht. Die sind u.a. Melde- und Anzeigepflichten, gesetzliche Vorgaben zur Rechnungslegung und -gestaltung, bestimmte Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten sowie eine konkrete, gesetzlich vorgeschriebene Vertragsgestaltung. Außerdem bleibt die Unterscheidung und die damit einhergehende Bilanzierung zwischen Eigenverbrauch und Direktlieferung hinsichtlich einiger Vergünstigungsmechanismen (z.B. reduzierte StromNEV ab 1 GWh) relevant. Insgesamt führt die angestrebte EEG-Reform jedoch zu einem Bürokratieabbau, da beispielsweise das aufwendige Meldewesen bzgl. EEG-Umlage wegfällt. Für erfahrende Akteure auf dem Energiemarkt, die die energiewirtschaftlichen Prozesse der Stromlieferung beherrschen, ergeben sich durch die EEG-Reform deutlich verbesserte und schnell umsetzbare Rahmenbedingungen für Quartiersversorgungsprojekte im Contracting-Modell. Für die Contracting-Kunden ergeben sich auf der Gegenseite ebenfalls Vorteile in Form von vergünstigten Energiekosten ohne den Einsatz von eigenen Investitionsmitteln. Aus Sicht von Umsetzern von Quartiersversorgungsprojekten ist weiterhin positiv festzuhalten, dass auch bei einer Rückkehr⁵ der EEG-Umlage auf den Netzbezug, die Versorgung innerhalb eines Areals davon nicht betroffen wäre. Für Akteure, die nicht originär der Energiewirtschaft zugeordnet werden, können die administrativen Pflichten bei der Stromlieferung gegenüber dem Eigenverbrauch weiterhin ein Hemmnis darstellen. Eine Aufhebung dieser Hemmnisse ist durch die Implementierung kollektiver Eigenversorgung, welche im Kontext der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) eingeführt wurde, im nationalen Recht durch Aufweichung des Tatbestandsmerkmals der Personenidentität denkbar. Die Richtlinienumsetzung führt aber nicht zwangsläufig dazu, dass

⁴ von Woyna, R., Pfeif, A. „EnergieHafenWest – Smart District-Projekt im Urban Harbor Ludwigsburg“. In 14. Contracting-Kongress 2020.

⁵ Für den Fall, dass der Förderbedarf von Erneuerbaren Energien nicht über Haushaltsmittel dargestellt werden kann, ist eine „Hintertür“ zur Rückkehr der EEG-Umlage vorgesehen.

(kollektive) Eigenversorgung im Quartier (über mehrere Gebäude hinweg) ermöglicht wird da diese in der Richtlinie auf ein Gebäude beschränkt ist. Ein weiteres Konstrukt der Richtlinie innerhalb dessen Quartiersversorgung im Areal gefasst werden könnte, sind die EE-Gemeinschaften nach Art. 22 RED II. Diese sind jedoch nur sehr unkonkret definiert und stehen nicht in einem systematischen Zusammenhang zum kollektiven Eigenverbrauch.

Außerdem bleibt das vorher beschriebene Problem der Rechtsunsicherheit bei der Auslegung des Begriffs der Kundenanlage von der EEG-Reform unberührt und somit weiterhin relevant. Allgemeine Verbesserungsmaßnahmen zur Umsetzung von Quartiersversorgung, die über die geplante EEG-Reform hinausgehen, sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4: Mögliche Gesetzesänderungen zur Verbesserung von Quartiersversorgungsprojekten

Thematik	Maßnahmen zur verbesserten Umsetzung von Quartiersversorgungsprojekten
Kundenanlage	Neudefinition der Kundenanlage (§ 3 Nr. 24a/b EnWG) für Planungssicherheit
Direktlieferung	Vereinfachung Lieferantspflichten nach EnWG: Bereichsausnahme für Quartiere von den §§ 40 ff. EnWG Ausdrückliche Bereichsausnahme für Quartiere von § 5 EnWG
Umsatzsteuer	Verminderter Umsatzsteuersatz für Erzeugung und Lieferung von Strom im Quartier
Gewerbesteuer	Erweiterung von § 9 GewerbeStG „erweiterte Kürzung“
Strom- und Energiesteuer	Seit 1.7.2019: Antragsystem/Erlaubnispflicht - Ausnahme gesetzliche Befreiung § 10 StromStV - Grenzen: EE-Anlage 1 MW und BHKW 50 kW Gleichlauf gesetzliche Stromsteuerbefreiung und Wegfall Anzeigepflicht als kleiner Versorger und Wegfall jährliche Meldung stromsteuerbefreiter Mengen Energiesteuer- und Stromsteuervorteile in Kombination für Quartiere
CO₂-Abgabe	Anrechnung von vermiedenem CO ₂ aus PV-Anlagen auf BHKWs im Quartier zur Senkung der CO ₂ -Abgabenlast für Erdgas oder andere fossile Brennstoffe

Abschließend wird im Folgenden gesondert auf den Batteriespeicher im Kontext der Quartiersversorgung eingegangen. Wie bereits in Abschnitt 4.3.2.4 beschrieben, erfordern gemischte Geschäftsmodelle eine Strommengenabgrenzen bei der sowohl der Ursprung des Stroms beim Einspeichern als auch der Endverbraucher beim Ausspeichern berücksichtigt werden müssen. Auf der Verbrauchsseite wird zwischen Netzzurückspeisung, Eigenverbrauch und Direktlieferung an Dritte unterschieden, wobei beim Eigenverbrauch die reduzierte EEG-Umlage geltend gemacht werden kann, wenn der selbstproduzierte Strom aus einer EE-Anlage stammt. Sofern im Speicher zusätzlich auch

Netz-oder BHKW-Strom zwischengespeichert werden (Graustrominfizierung), fällt hingegen die volle EEG-Umlage an. Prinzipiell gilt die Regel weiterhin, jedoch verliert diese Problematik durch den angekündigten Wegfall der EEG-Umlage an Relevanz. Weiterhin relevant bleibt hingegen der Saldierungsvorgang anhand von § 61l EEG, der einen großen Aufwand bei der Umsetzung von gemischten Geschäftsmodellen darstellt, da dieses an die Abrechnungssysteme deutlich höhere Anforderungen stellt. Im Verlauf des Projektes haben sich mit dem Wegfall der Saldierungsobergrenze und dem Wechsel von der monatlichen zur jährlichen Saldierungsperiode aber auch zwei wichtige Vereinfachungen ergeben. Sofern Strom aus dem Speicher ins Netz zurückgespeist wird, ist die Saldierung nötig und regulatorisch nicht zu vereinfachen, da somit gezahlte Abgaben und Umlagen bei der Rückspeisung zurückzuerstatten werden können. Wird der Strom aus dem Netz hingegen lediglich eingespeichert, kann eine Angleichung an die Praxis des StromStG („lange Leitung“) vorgenommen werden.

5. Fazit & Ausblick

Das Projekt EnergieHafenWest hat gezeigt, dass eine dezentrale, intelligente und sektorenggekoppelte Energieversorgung bereits heute technisch möglich ist und gegenüber der ungekoppelten Erzeugung klimaschädliche Emissionen einspart. Prinzipiell sind die dezentralen Geschäftsmodelle auch für Contractoren ökonomisch attraktiv, da sich über Eigenverbrauchs- und Direktlieferungsmodelle netzseitige Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte einsparen lassen. Die Mehrerlöse können teilweise an den Verbraucher weitergegeben werden, sodass beide Seiten von einem dezentralen Energiesystem profitieren können. Die wichtigste Änderung der angekündigten EEG-Novelle ist der Wegfall der EEG-Umlage, der dazu führt, dass Eigenverbrauch und Direktlieferung monetär faktisch gleichgestellt werden und dadurch Bürokratie abgebaut wird (z.B. durch den Wegfall des Meldewesens der EEG-Umlage). Nichtsdestotrotz bleiben bei der Direktlieferung bestehende Lieferantenpflichten erhalten. Dies könnte insbesondere für Akteure, die nicht originär aus der Energiewirtschaft stammen weiterhin ein Hemmnis darstellen. Weiterhin bestehend bleibt außerdem die unsichere Rechtslage hinsichtlich der Definition von Kundenanlagen. Bezüglich des vorliegenden Projektes hat dies dazu geführt, dass ursprünglich geplanten Direktlieferungsmodelle nicht umgesetzt werden konnten. Außerdem ist die Implementierung insbesondere in Bestandsquartieren mit sehr vielen Herausforderungen verbunden, im vorliegenden Projekt beispielsweise bei der Umsetzung der PV-Anlage. Zusätzlich ist die nicht ausreichende Standardisierung der Schnittstellen bei der Integration von technischen Komponenten weiterhin ein Problem. So konnte die Ladeinfrastruktur bis Projektende nicht mit vertretbarem Aufwand in die übergeordnete Quartiersregelung eingebunden werden.

Obwohl im vorliegenden Projekt eine sektorenübergreifende Energieversorgung umgesetzt wurde, lag der Hauptfokus auf der Stromseite. Insbesondere mit Blick auf die klimaschädlichen Emissionen zeigt sich, dass der Hauptteil durch die Wärmebereitstellung verursacht wird. Die effiziente Kraft-Wärme-Kopplung könnte hier bereits Verbesserungen bringen, jedoch verringert sich deren Beitrag bei verringertem Emissionsfaktoren beim Strombezug. Für das vorliegende Areal soll daher in zukünftigen Projekten untersucht werden, wie das geplante Ziel des CO₂-neutralen Quartiersbetriebs bis zum Jahr 2030 realisiert werden kann. Ein weiteres Thema, welches in Zukunft an Wichtigkeit gewinnen wird, ist wie Quartiere auch hinsichtlich ihrer Netzdienlichkeit weiterentwickelt werden können.

Anhang

<i>Referenzjahr</i>	<i>Emissionsfaktor (direkt) in CO₂-äq / kWh_{el}</i>		<i>Emissionsfaktor der Vorketten (inkl. Hilfsenergie) in CO₂-äq / kWh_{el}</i>		<i>Berechnung auf Basis von Quelle</i>
	2018	2020	2018	2020	
<i>Photovoltaik</i>	0	0	67	56	[4], [5]
<i>Wind (on-shore)</i>	0	0	10	18	[4], [5]
<i>Wind (off-shore)</i>	0	0	6	10	[4], [5]
<i>Biomasse</i>	69	65	167	152	[4], [5]
<i>Laufwasser</i>	0	0	3	3	[4], [5]
<i>Pumpspeicher</i>	0	0	25	23	[4], [5]
<i>Erdgas</i>	370	375	62	67	[4], [5]
<i>Braunkohle</i>	1027	1008	27	27	[4], [5]
<i>Steinkohle</i>	755	775	118	91	[4], [5]
<i>Kernenergie</i>	0	0	68	55	[4], [5]

	<i>Emissionsfaktor (direkt) in g CO₂-äq / kWh_{el}</i>	<i>Emissionsfaktor der Vorketten (inkl. Hilfsenergie) in g CO₂-äq / kWh_{el}</i>	<i>Berechnung auf Basis von Quelle</i>
<i>Photovoltaik</i>	0	67	[4]
<i>Batteriespeicher</i>	0	33	[6]
<i>Wärmepumpe / KKM</i>	0	≈0 ⁶	[4]
<i>BHKW</i>	0	4,37 ⁷	Ökobaudat ⁸

	<i>Emissionsfaktor (direkt) in CO₂-äq / kWh_{th}</i>	<i>Emissionsfaktor der Vorketten (inkl. Hilfsenergie) in g CO₂-äq / kWh_{th}</i>	<i>Berechnung auf Basis von Quelle</i>
<i>Wärmespeicher</i>	0	2,35 ⁹	Ökobaudat
<i>Gaskessel</i>	0	5,2 ¹⁰	Ökobaudat

⁶ Laut UBA vernachlässigbar.

⁷ Um zu einer konservativen Abschätzung zu gelangen, wird das Vermeidungspotential durch Recycling vernachlässigt. Insgesamt wird für die Vorketten Emissionen des BHKW insgesamt 43.273 kg CO₂-äq angenommen. Bei einer angenommenen Laufzeit von 30.000 Vollbenutzungsstunden (Bezug für KWKG-Zuschlag) ergeben sich bei einer Nominaleistung von 330 kW_{el} die angegebene Emissionsmenge.

⁸ LCA-Online-Tool: <https://tool.oekobilanz-bau.de/>

⁹ Für den Pufferspeicher werden Vorkettenemissionen von insgesamt 37.350 kg CO₂-äq und 10.000 Zyklen (konservative Abschätzung) angenommen.

¹⁰ Um zu einer konservativen Abschätzung zu gelangen, wird das Vermeidungspotential durch Recycling vernachlässigt. Insgesamt wird für die Vorketten Emissionen des Gas-Brennwertkessel insgesamt 3.735 kg CO₂-äq angenommen bei einer Nominaleistung von 120 kW. Bei einer angenommenen Laufzeit von 60.000 Vollbenutzungsstunden ergeben sich die angegebene Emissionsmenge.

Literaturverzeichnis

- [1] Forschungsstelle für Energiewirtschaft. "Photovoltaik und Solarthermie: Exemplarischer Vergleich hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Klimarelevanz." (2014).
- [2] Forschungsstelle für Energiewirtschaft. "EU Displacement Mix: A Simplified Marginal Method to Determine Environmental Factors for Technologies Coupling Heat and Power in the European Union." (2018).
- [3] Thomas Staudacher. "Entwicklung eines Modells zur techno-ökonomischen und ökologischen Analyse dezentraler Stromversorgungssysteme für private Haushalte." (2016).
- [4] Umweltbundesamt. "Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger: Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018." (2019).
- [5] Umweltbundesamt. "Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger: Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020." (2021).
- [6] Burkhardt, John J., Heath, Garvin, and Cohen, Elliot. "Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Trough and Tower Concentrating Solar Power Electricity Generation." *Journal of Industrial Ecology* Vol. 16 No. 11 (2012): S93-S109. DOI 10.1111/j.1530-9290.2012.00474.x.