

02.07.2023

# Wärmepumpen, Photovoltaik und Elektromobilität

Planungsgrundlagen für Wohnbauten (EFH und MFH)



**Autor**

Prof. Dr. David Zogg, Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW

**Co-Autoren**

Rita Kobler, Bundesamt für Energie

Marc Bättschmann, Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS

Luc Tschumper, Verein Swiss-E-Mobility

Fabio Giddey, Verein Swissolar

Stefan Minder, Maike Schubert, Verein SmartGridready

Peter Hubacher, Andreas Dellios, Hubacher Engineering

Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.

Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.

**Versionsverlauf:**

Version	Datum	Autor	Bemerkungen
1.0	01.10.2021	D. Zogg	Planungsgrundlagen PV-Wärmepumpen
2.0	02.07.2023	D. Zogg	Mit Elektromobilität ergänzt und überarbeitet

Quelle Bild Titelseite: EFH Remigen AG (Beschreibung siehe Anhang)

# Inhaltsverzeichnis

<b>1.</b>	<b>Einführung</b> .....	<b>6</b>
1.1	Basis ist ein Energiemanagement-System (EMS).....	7
1.2	Warum eignen sich Wärmepumpen speziell zur Eigenverbrauchsoptimierung? .....	9
1.3	Warum eignen sich Elektroautos speziell zur Eigenverbrauchsoptimierung?.....	9
<b>2.</b>	<b>Grundlagen Eigenverbrauchsoptimierung</b> .....	<b>10</b>
2.1	Zählerwesen nach Eigenverbrauchsregelung .....	10
2.2	Kennzahlen .....	11
<b>3.</b>	<b>Potential von Wärmepumpe und Elektromobilität</b> .....	<b>13</b>
3.1	Potential der Speicher im Vergleich.....	13
3.2	Potential der Regelungstechnik im Vergleich .....	14
<b>4.</b>	<b>Einbindung der Wärmepumpe und Ladestation</b> .....	<b>16</b>
4.1	Wärmepumpe - Bewirtschaftung der Wärmespeicher .....	16
4.2	Elektromobilität – Intelligentes Laden zur Nutzung von Solarstrom .....	17
4.2.1	Gesteuertes AC-Laden, unidirektional.....	17
4.2.2	Lösung für MFH .....	18
4.3	Elektrische Einbindung .....	19
4.3.1	Einfamilienhaus.....	19
4.3.2	Mehrfamilienhaus (ZEV) .....	20
<b>5.</b>	<b>Betriebsweise von Wärmepumpen</b> .....	<b>22</b>
5.1	On-off betriebene Wärmepumpen .....	22
5.2	Inverter-Wärmepumpen (leistungsgeregt) .....	23
5.3	Warmwasserladung am Tag.....	24
5.4	Heizen: Taganhebung statt Nachtabenkung .....	26
5.5	Kühlfunktion .....	28
<b>6.</b>	<b>Betriebsweise von Ladestationen für Elektroautos</b> .....	<b>29</b>
6.1	Generelles.....	29
6.2	Manuelles Laden mit voller Leistung (nicht optimiert) .....	29
6.3	Optimiertes Laden im EFH.....	30
6.4	Optimiertes Laden im MFH .....	30
6.5	Steuer-Funktionen für das Laden .....	31
6.6	Kombination mit Wärmepumpe .....	33

6.7	Einfluss des Benutzerverhaltens .....	33
<b>7.</b>	<b>Schnittstellen .....</b>	<b>35</b>
7.1	Wärmepumpen .....	35
7.1.1	Einbindung über SG-Ready®-Schnittstelle.....	35
7.1.2	Einbindung über PV-Eingang .....	37
7.1.3	Einbindung über Modbus (TCP) .....	38
7.1.4	Zukünftige Lösung über SmartGridReady®-Schnittstelle.....	39
7.1.5	Nachrüstung von älteren Wärmepumpen über den EVU-Sperreingang .....	40
7.2	Ladestation für Elektroautos .....	42
<b>8.</b>	<b>Projektablauf .....</b>	<b>43</b>
8.1	Entscheidungsmatrix.....	43
8.2	Planung des Gesamtsystems .....	44
8.2.1	Monitoring-System und Messgrößen .....	45
8.3	Installation Geräte und Energiemanager .....	46
8.4	Inbetriebnahme Geräte und Energiemanager mit Funktionskontrolle .....	46
8.5	Erste Betriebsphase ohne PV-Optimierung.....	47
8.6	Justierung der WP-Einstellungen und Aktivierung der PV-Optimierung .....	47
8.7	Zweite Betriebsphase mit PV-Optimierung.....	48
8.8	Justierung der EMS-Einstellungen .....	48
8.9	Betrieb mit Monitoring .....	49
<b>9.</b>	<b>Anhang: Wärmepumpen Zusatzinformationen.....</b>	<b>50</b>
9.1	Thermische Speicherfähigkeit von Gebäuden und technischen Speichern .....	50
9.2	PV-WP-Vorlagen für die Simulationsumgebung Polysun® .....	50
<b>10.</b>	<b>Anhang: Detaillierte Informationen zu Grundinstallation und Ladestationen.....</b>	<b>53</b>
10.1	Übersicht Ausbaustufen nach SIA Merkblatt 2060 .....	53
10.2	Grundinstallation mit Steuerung (SIA Ausbaustufe A - C).....	54
10.2.1	Steuerung .....	54
10.2.2	Ladestationen (SIA Ausbaustufe D) .....	55
10.3	Stecker-Typen für Elektromobile .....	55
10.4	Typische Ladeleistungen .....	57
10.4.1	AC-Laden.....	57
10.4.2	DC-Laden.....	57
<b>11.</b>	<b>Anhang: Varianten der LAN-Einbindung.....</b>	<b>58</b>

<b>12.</b>	<b>Anhang: Praxisbeispiele .....</b>	<b>59</b>
12.1	EFH in Remigen AG: Minergie-Stahlbau mit Elektromobilität .....	59
12.2	MFH in Wettingen AG: Minergie-Sanierung .....	61
12.3	MFH in Wetzikon ZH: Minergie-P-Neubau .....	64
12.4	Areal mit 4 MFH in Möriken-Wildegg AG: Minergie-P-Neubau .....	67
12.5	Areal in Erlenmatt Ost, BS: Bidirektionale Elektromobilität .....	72
<b>13.</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>76</b>

# 1. Einführung

Seit einigen Jahren werden in Neubauten zu 80-95% Wärmepumpen als Heizsystem eingebaut. Auch in Nachrüstungen als Ersatz zu Öl- und Gasheizungen nimmt der Einsatz von Wärmepumpen stetig zu. Alle Kantone haben für den Heizungsersatz ein Förderprogramm, denn durch den Ersatz einer fossilen Heizung durch eine Wärmepumpe wird viel CO<sub>2</sub> eingespart.

Photovoltaik (PV) wird in der Schweiz auf Bundesebene durch Pronovo gefördert. Die Einmalvergütung für kleine Anlagen (KLEIV) ist für Grössen weniger als 100 Kilowatt, die Einmalvergütung für grosse Anlagen (GREIV) ab 100 Kilowatt. Zusätzlich gibt es Förderprogramme einzelner Kantone, Gemeinden und Energieversorger.

Im Bereich Mobilität sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen unter andere durch den Umstieg von Verbrennungsmotoren auf Elektrofahrzeuge gesenkt werden. Die Anzahl der Elektromobile wird in den kommenden Jahren stark zunehmen. Deshalb ist es sinnvoll, diese am Wohnort möglichst mit Solarstrom zu laden. Beim Laden ausserhalb der PV-Produktionszeiten soll das Stromnetz nicht zu stark belastet werden.

Eigenverbrauch heisst, dass Sie auf Ihrem Dach oder an Ihrer Fassade Solarstrom erzeugen und diesen ohne Umweg über das Stromnetz selbst verbrauchen. Eigenverbrauch lohnt sich, weil der eigenproduzierte Strom für Haushalte günstiger ist als der Strom aus dem Netz. Die Netznutzungskosten fallen für den eigenverbrauchten Strom nicht an. Somit sparen Sie Geld, wenn Sie den Strom vom eigenen Dach nutzen.

Für Grundlagen und Empfehlungen zur Eigenverbrauchsoptimierung von Solarstrom wird auf die Broschüren [EVO 2020] für den Einfamilienhaus-Bereich und [EVMFH 2018] für den Mehrfamilienhaus-Bereich verwiesen. Auch der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) ist heute ein wichtiges Instrument zur Steigerung des Eigenverbrauchs in Mehrfamilienhäusern oder Arealen, siehe dazu den Leitfaden [ZEV 2023]

Im Bereich Photovoltaik ist der «Integrierte Photovoltaik Ratgeber für Bauherrschaften» zu empfehlen [BIPV 2021]

Generell ist die Verwendung eines Energiemanagement-Systems erforderlich, welches übergeordnet verschiedene Verbraucher wie Wärmepumpen, Warmwasser-Speicher, Elektromobil-Ladestationen und Haushaltgeräte PV-optimiert regelt. Eine Marktübersicht zu aktuellen Systemen gibt z.B. die Broschüre [EMS 2020] oder [EVO 2020]. Der Vorteil dieser Systeme ist deren Erweiterbarkeit mit offenen Schnittstellen. Ein weiterer Vorteil ist das bereits integrierte Monitoring, welches als Basis zur weiteren Optimierung im Betrieb dient.

Die Grundlagen zum vorliegenden Dokument wurden im Forschungsprojekt [OPTEG 2016] erarbeitet, in welchem verschiedene Regelungsmethoden von Wärmepumpen zur Eigenverbrauchsoptimierung simulationstechnisch untersucht wurden. In den Jahren 2016 bis 2021 folgten mehr als 50 Installationen in der Praxis, in welchen die Regelungsmethoden eingehend getestet und optimiert wurden. Die Installationen bezogen sich auf Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser und ganze Areale [MÖRIKEN 2020]. Diverse Auswertungen haben gezeigt, dass die Simulationsresultate von damals in die Praxis umgesetzt werden konnten. Die vorausgesagte Verdoppelung des solaren Deckungsgrades unter Einbezug der thermischen Masse des Gebäudes konnte in realen Installationen ohne Komfortverluste realisiert werden. Auch einfachere Regelmethode über die Standard-Schnittstelle SG-Ready konnten eingehend getestet werden. Die Empfehlungen für die Installation und Inbetriebnahme beruhen also auf Erfahrungen aus der Praxis.

Im Bericht [WP-PV 2020] wurden aus den erwähnten Installationen einfache Optimierungen über SG-Ready mit intelligenten Optimierungen für EFH verglichen. Bei den einfachen Optimierungen konnten die solaren Deckungsgrade zwar gesteigert werden, aber es war zwingend eine Nachjustierung der Parameter notwendig. Mit den intelligenten Optimierungen konnten die solaren Deckungsgrade der Wärmepumpen ca. verdoppelt werden.



Zudem wurden im Bericht [WP-PV 2020] verschiedene Stufen der Integration von Wärmepumpen dargestellt und die Basis für die vorliegenden Planungsgrundlagen erarbeitet. Parallel wurde eine Herstellertabelle publiziert [WP-PV-Tab], welche eine Liste geeigneter Wärmepumpen für die Kombination mit PV enthält und laufend aktualisiert wird.

Zur Abschätzung des Eigenverbrauchs- und Autarkiegrades von Gebäuden kann auch das Excel-Tool [PVopti 2018] verwendet werden. Allerdings ist dort die Optimierung der Wärmepumpen sehr einfach gehalten, indem nur zwischen Betrieb am «Tag» und «Nacht» unterschieden wird. Bei intelligenten Optimierungen ist das Potential wesentlich höher.

Detaillierte Berechnungen auf professioneller Basis sind mit dem Tool [PolySun®] möglich. Der Vorteil dieses Tools liegt in der grossen Datenbank an validierten Wärmepumpen-, Gebäude- und PV-Modellen mit hinterlegten Herstellerdaten. In der neuesten Version ist auch ein einfacher SG-Ready-Regler hinterlegt. Dieser wurde jedoch im Rahmen der vorliegenden Arbeit überarbeitet. Auf Wunsch können vom Autor Vorlagen geliefert werden für die in diesem Dokument vorgestellten Stufen der WP-Integration. Damit kann das System bereits in der Planungsphase auf die Steigerung der Kennzahlen untersucht werden.

An dieser Stelle wird auf die z.T. neuen Normen der SIA in diesem Bereich verwiesen. Dazu gehört die Norm [SIA 2060] zu Elektrofahrzeugen in Gebäuden, [SIA 2061] zu Batteriespeicher-Systemen, [SIA 2062] zu Photovoltaik und speziell die neue Norm [SIA 2063] zu integrelem Energie- und Leistungsmanagement (in Vorbereitung).

Wichtig in der Praxis ist die korrekte Installation, Inbetriebnahme und Optimierung der Wärmepumpen- und Energiemanagement-Systeme während der ersten Betriebsphase. Dies hat einen grossen Einfluss auf die tatsächlich erreichten Kennzahlen. Deshalb wird der Fokus in diesem Dokument auch auf diese Punkte gelegt.

## **1.1 Basis ist ein Energiemanagement-System (EMS)**

Wichtigste Voraussetzung für eine (PV-)Optimierung des Gebäudes während dem Betrieb ist das Vorhandensein eines Energiemanagement-Systems (EMS).

Dies ist in der Regel ein physisches Gerät, welches vor Ort installiert ist. Das EMS liefert nicht nur die notwendigen Daten des Monitorings, sondern steuert auch die Verbraucher wie Wärmepumpen, Boiler und Elektromobil-Ladestationen nach verschiedenen Kriterien und Wünschen des Benutzers. In Zukunft kann das EMS auch mit dem übergeordneten Stromnetz kommunizieren, um nach verschiedenen Kriterien des Netzbetreibers zu optimieren.

Dies ist ein grundsätzlicher Paradigmenwechsel zu früheren Einzellösungen. Bisher wurden PV-Wechselrichter, Wärmepumpen, Boiler-Elektroeinsätze und allenfalls Elektromobil-Ladestationen mit je eigenen Steuerungen separat installiert. Es gab keine übergeordnete Koordination. Neu übernimmt das EMS diese Koordination.

Die Schnittstellen des EMS müssen zwingend offen sein, so dass beliebige Geräte unterschiedlicher Hersteller eingebunden werden können. Dazu gibt es moderne Standards wie SmartGridready [SGr 2023], welche sich in Zukunft durchsetzen werden. Wenn ein EMS diese Standards (noch) nicht erfüllt, muss es zumindest eine transparente, nachvollziehbare und möglichst vollständige Liste von Herstellern und Gerätetypen bieten, welche unterstützt werden. Moderne EMS können die (meisten) Geräte über LAN (Local Area Network) einbinden, was die Inbetriebnahme und Konfiguration erheblich erleichtert.

Eine Marktübersicht zu aktuellen EMS gibt z.B. die Broschüre [EMS 2020] oder [EVO 2020].

In diesem Zusammenhang muss auch erwähnt werden, dass etliche Geräte auf dem Markt z.T. schon mit EMS-Funktionen ausgerüstet sind oder diese optional mitbestellt werden können. Es handelt sich hierbei aber immer um Teil-Lösungen. Hier ein paar Beispiele:

- PV-Wechselrichter haben bestimmte Relais-Ausgänge, über welche einzelne Verbraucher angesteuert werden können (ein/aus). Hier ist aber keine intelligente Kommunikation und Koordination von Verbrauchern möglich.

- Wärmepumpen können mit bestimmten Wechselrichtern kommunizieren und den Eigenverbrauch durch eine interne Schnittstelle erhöhen. Diese Systeme können aber nicht mit Komponenten anderer Hersteller erweitert werden, wie z.B. Elektromobil-Ladestationen.
- Intelligente Ladestationen für Elektroautos enthalten gewisse Lastmanagement-Funktionen und können vielleicht noch den Gesamtverbrauch des Gebäudes erfassen, um solar zu laden. Diese Systeme können aber keine Wärmepumpen intelligent einbinden.
- Es gibt «smarte» Elektroeinsätze auf dem Markt, welche den solaren Überschuss direkt in Wärme wandeln, ohne dabei aber die Wärmepumpe zu berücksichtigen. Damit wird Strom «verbraten», anstatt diesen effizient zu nutzen. Simulationen mit verschiedenen Szenarien und Annahmen haben aufgezeigt, dass smarte Elektroeinsätze bereits gegenüber einer einfachen Energieverbrauchsoptimierung die Wirtschaftlichkeit reduzieren. Sinnvoller wäre das Warmwasser-Ladefenster der Wärmepumpe auf den Nachmittag zu planen.
- Batteriesysteme haben nebenbei noch Schaltfunktionen, um Wärmepumpen oder Elektroeinsätze anzusteuern. Im Fokus ist dabei aber immer die Pufferung über die Batterie, anstatt primär die Lasten intelligent zu regeln.

Alle oben erwähnten Teil-Lösungen sind mehr oder weniger proprietär und haben den grossen Nachteil, dass sie später nicht erweitert werden können oder eine Bindung an gewisse Hersteller besteht. Im Gegensatz dazu ist ein separates EMS offen und flexibel erweiterbar.

**Ein weiteres, entscheidendes Argument für ein offenes EMS ist die Tatsache, dass damit ein unabhängiges Gebäude-Monitoring während dem Betrieb möglich ist. Dabei können die Daten sämtlicher Produzenten und Verbraucher visualisiert und überprüft werden. Dies ist die Grundvoraussetzung für die spätere Optimierung. Das Gebäude bekommt damit ein «Cockpit», über welches sämtliche Überwachungs- und Steuerungsfunktionen zentral bedient werden können.**

Auch im Zeitalter von IoT (Internet of Things) haben zentrale EMS ihre Berechtigung. Bei herstellerspezifischen Lösungen besteht die Gefahr einer «App-Inflation» auf dem Smartphone. Jeder Hersteller liefert seine App, es besteht aber keine Koordination zwischen den Apps. Auch im Bereich Smart-Home gibt es zahlreiche Hersteller, welche Teillösungen über Apps anbieten, wie beispielsweise Steuerung von Heizungs-Thermostaten, Licht, Storen oder diverse Komfortfunktionen. Um diesen «Wildwuchs» etwas zu zähmen, sollten die wesentlichen, energetisch relevanten Funktionen zentral im EMS zusammengefasst werden. Moderne EMS bieten zu diesem Zweck Schnittstellen an zu bestehenden IoT-Lösungen, was interessante Möglichkeiten eröffnet. So ist beispielsweise eine Nachrüstung eines Raumfühlers heutzutage kein Problem mehr (anstelle von aufwändigen Verdrahtungen kann einfach ein WLAN-Temperatursensor flexibel in das Wohnzimmer gestellt werden). Die beiden Welten Smart-Home und EMS sollten optimal miteinander verknüpft werden, um das volle Potential zu nutzen. Ein EMS kann auch als IoT-Baustein wirken oder sogar in der Cloud «sitzen». Dann müssen aber Fallback-Lösungen für den Fall des Datenunterbruchs bestehen und der Datenschutz sowie die Datensicherheit geklärt werden.

In grösseren Gebäuden sind Gebäudeautomationssysteme (GA) vorhanden. Dazu gehören auch die offenen Gebäude-Bussysteme wie KNX, LON, BacNet oder geschlossene Systeme wie Loxone usw. Die GA-Systeme können z.T. auch EMS-Funktionen enthalten. KNX kann z.B. genutzt werden, um Gebäudedaten mit dem EMS zu verbinden. Falls solche Systeme vorhanden sind, muss eine Abwägung gemacht werden, wie die EMS-Funktionen integriert werden. Im Gegensatz zu fertigen EMS-Systemen ist dies aber oft mit grösserem Programmieraufwand verbunden. Eine mögliche Lösung ist deshalb auch der parallele Betrieb eines EMS und eines GA. Dann müssen aber die Schnittstellen geklärt sein (möglichst offen) und das EMS sollte nicht in Grundfunktionen des GA eingreifen, sondern diesem nur (übergeordnete) Sollwerte schicken.

Diese eher komplexen Dinge sind jedoch nicht Teil dieser Planungsgrundlagen. Hier geht es primär um einfache EFH oder MFH ohne GA-Systeme. In diesem Fall übernimmt das EMS vollständig die Koordination und übergeordnete Steuerung der Geräte.



## 1.2 Warum eignen sich Wärmepumpen speziell zur Eigenverbrauchsoptimierung?

Wärmepumpen eignen sich im Zusammenhang mit der thermischen Speicherung sehr gut für die Eigenverbrauchsoptimierung. So kann die Warmwassererwärmung im Sommer zu 100% aus PV-Strom erfolgen. Aber auch das Heizen in der Übergangsphase (Frühling und Herbst) kann gut auf die PV-Produktion abgestimmt werden. Im Winter wird praktisch der gesamte solare Ertrag in der Wärmepumpe verwendet. Heute haben Wärmepumpen spezielle Schnittstellen, mit welchen sie über ein Energiemanagement-System einfach eingebunden werden können. Über diese Schnittstellen können die Wärmepumpen bei PV-Überschuss gezielt hochgefahren werden und die Energie tagsüber thermisch gespeichert werden. Zudem sind die Wärmepumpen sehr effizient und sparen Energie über das gesamte Jahr.

Voraussetzung gut eingestellte Wärmepumpe

Die wichtigste Voraussetzung ist eine richtig dimensionierte und gut eingestellte Wärmepumpe. Dazu gehört die korrekte Einstellung der Heizkurve, welche auf das Gebäude abgestimmt sein muss. Auch der korrekte hydraulische Abgleich ist wesentlich, damit eine gleichmässige Wärmeverteilung gewährleistet ist. Es empfiehlt sich eine Einregulierung des Wärmepumpensystems über das erste Betriebsjahr, möglichst noch ohne PV-Optimierung. Erst ein korrekt einreguliertes System sollte optimiert werden.

Zur Dimensionierung und korrekten Einstellung wird auf folgende Normen und Regulatorien verwiesen:

- [SIA 380] und [SIA 380/1]: Grundlagen für energetische Berechnung von Gebäuden und Heizwärmebedarf.
- [SIA 384/1]: Grundlagen und Anforderungen an Heizungsanlagen in Gebäuden
- [SIA 385/1] und [SIA 385/2]: Grundlagen, Anforderungen und Dimensionierung von Trinkwarmwasseranlagen
- [WPSM]: Wärmepumpen-System-Modul
- [WPSM 2020]: Pflichtenheft und Funktionsschemata für das Wärmepumpen-System-Modul.
- [WPSM-PV 2022]: Pflichtenheft WPSM – PV+WP (Befreiung Einzelfreigabe für offene Schnittstellen)

Die Wärmepumpenanlage sollte nach den Qualitätsvorgaben des Wärmepumpen-Systemmoduls (WPSM) ausgeführt und in Betrieb genommen werden. Wichtig ist die Durchführung einer Nachkontrolle gemäss [WPSM-NK 2020] nach spätestens drei Betriebsjahren. Bei Systemen mit PV-Optimierung wird die Nachkontrolle spätestens nach einem Jahr empfohlen. Das neue Merkblatt [WPSM-PV 2022] weist auf spezielle Anforderung bei der Kombination von WP und PV hin. Entscheidend ist, dass Systeme mit offenen Schnittstellen keine Einzelfreigabe mehr brauchen.

Folgende Merkblätter geben zusätzliche Hinweise zur korrekten Integration der Wärmeerzeuger:

- [WWS 2017]: Empfehlungen für effiziente Warmwassersysteme.
- [HYD 2020]: Merkblatt für den hydraulischen Abgleich von Heizungsanlagen.
- [IWP 2021]: Merkblatt für den Einsatz von Inverter-Wärmepumpen (leistungsgeregelt bzw. modulierend)
- [SPF 2018]: Merkblatt solare Kombispeicher

## 1.3 Warum eignen sich Elektroautos speziell zur Eigenverbrauchsoptimierung?

Elektroautos eignen sich im Zusammenhang mit der elektrischen Speicherung sehr gut für die Eigenverbrauchsoptimierung, da sie über eine grosse elektrische Speicherfähigkeit verfügen (ca. 20 – 80 kWh) und mit einer grossen Spannbreite an Leistung geladen werden können (1.4 – 22 kW, abhängig von Auto und Ladestation).

So kann ein Elektroauto von Frühling bis Herbst bis zu 100% aus PV-Strom geladen werden (wenn es tagsüber möglichst an der Steckdose ist). Im Sommer kann der hohe Überschuss der PV-Anlagen damit sinnvoll genutzt werden. Im Winter ist eine tiefe Netzbelastung von Bedeutung. Dazu ist ein Lastmanagement notwendig, welches die Ladeleistung möglichst gleichmässig verteilt und Lastspitzen vermeidet. Dies ist speziell bei Mehrfamilienhäusern mit mehreren Ladestationen von grosser Bedeutung. In naher Zukunft können Elektroautos auch zur Pufferung elektrischer Energie genutzt werden, welche wieder ins

Gebäude zurückgespeist werden kann (Vehicle-To-Home). Damit können stationäre Batteriesysteme ersetzt oder ergänzt werden. Elektromobile sind wesentlich effizienter als fossil betriebene Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren, womit der Energieverbrauch insgesamt stark sinkt (inkl. Import von Treibstoffen usw.).

## 2. Grundlagen Eigenverbrauchsoptimierung

### 2.1 Zählerwesen nach Eigenverbrauchsregelung

Seit April 2014 wird bei Eigenverbrauchsanlagen die Zählerinstallation gemäss Abbildung 1 verwendet. Am Netzanschlusspunkt ist nur noch 1 bidirektionaler Zähler vorhanden. Dieser wird vom Energieversorger (EVU) installiert und rechnet den Nettobezug oder die Einspeisung gegenüber dem Stromnetz ab.

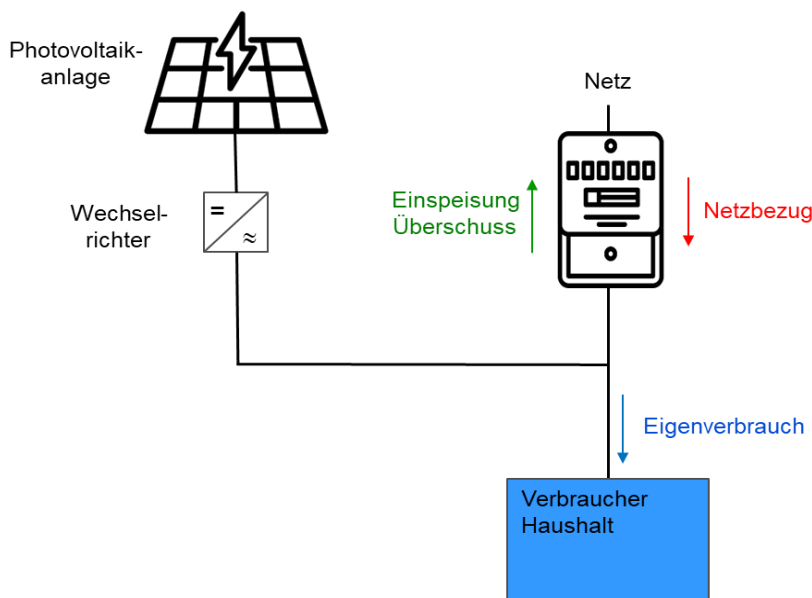


Abbildung 1: Verdrahtung mit bidirektionalem Zähler am Netzanschlusspunkt nach Eigenverbrauchsregelung

Mit dieser Zähleranordnung wird gewährleistet, dass der lokal produzierte PV-Strom zeitgleich im Eigenverbrauch genutzt werden kann, ohne dass dieser verrechnet wird. Der Eigenstrom ist also «kostenlos».

Da heutzutage die Einspeisetarife massiv gesunken sind gegenüber den Bezugstarifen, lohnt sich der Eigenverbrauch. In diesen Planungsgrundlagen geht es darum, wie der Eigenverbrauch durch gezielte Massnahmen in Kombination mit Wärmepumpen (oder anderen Verbrauchern) ökonomisch und ökologisch sinnvoll gesteigert werden kann.

Für Anlagen  $\geq 30$  kWp wird ein separater Produktionszähler benötigt (Zusatzinstallation, falls noch nicht vorhanden). Für kleine Anlagen bis 30kWp ist *kein* separater Produktionszähler seitens EVU notwendig. Zur Erzeugung von 1 kWp Nennleistung werden ca. 6 – 7 m<sup>2</sup> Modulfläche benötigt. Im Mittelland lassen sich damit im Durchschnitt jährlich rund 1'000 kWh Strom erzeugen.

Finanziell ist es interessant, die ganze geeignete Dachfläche für die PV-Produktion zu nutzen, weil die Grundkosten hoch sind und die zusätzlichen Modulkosten verhältnismässig gering sind.

## 2.2 Kennzahlen

Abbildung 2 zeigt schematisch den zeitlichen Verlauf von Produktion und Verbrauch über einem Tag. Der Verbrauch wird hier vereinfachend als konstant angenommen.

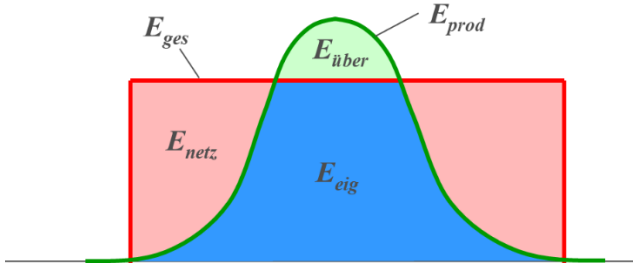


Abbildung 2: Zeitlicher Verlauf von Produktion und Verbrauch mit Netzbezug (rot), Eigenverbrauch (blau) und Überschuss (grün)

Folgende energetische Grössen werden dabei verwendet (Einheit kWh = Kilowattstunden):

$E_{prod}$  *Stromproduktion der PV-Anlage (kWh)*

$E_{ges}$  *Gesamter Stromverbrauch des Gebäudes (kWh)*

$E_{eig}$  *Eigenverbrauch, gleichzeitig produziert und verbraucht (kWh)*

$E_{über}$  *Überschuss, ins Netz abgegeben (kWh)*

$E_{netz}$  *Netzbezug (kWh)*

Darauf basierend werden folgende Kennzahlen definiert:

**Eigenverbrauchsgrad:** Der Eigenverbrauchsgrad ist das Verhältnis vom Eigenverbrauch zur gesamten Stromproduktion der PV-Anlage. In der Steigerung des Eigenverbrauchsgrades liegt der Hauptfokus der PV-Optimierung.

$$R_{eig} = \frac{E_{eig}}{E_{prod}} = \frac{E_{ges} - E_{netz}}{E_{prod}}$$

**Autarkiegrad:** Der Autarkiegrad setzt den Eigenverbrauch ins Verhältnis zum gesamten Stromverbrauch des Gebäudes. Er ist ein Mass für die Unabhängigkeit des Gebäudes vom öffentlichen Stromnetz. Ein hundertprozentiger Autarkiegrad ist mit vertretbarem Aufwand nicht möglich, dieser sollte aber über das gesamte Jahr möglichst hoch sein.

$$R_{aut} = \frac{E_{eig}}{E_{ges}} = \frac{E_{ges} - E_{netz}}{E_{ges}}$$

**Solarer Deckungsgrad:** Der solare Deckungsgrad ist analog zum Autarkiegrad definiert, bezieht sich aber nur auf ein Gerät. Für die Wärmepumpe wird der Eigenverbrauchsanteil  $E_{eig,WP}$  auf den gesamten Strombedarf der Wärmepumpe  $E_{WP}$  bezogen. Der solare Deckungsgrad ist das Mass für die PV-Optimierung der Wärmepumpe.

$$R_{sol,WP} = \frac{E_{eig,WP}}{E_{WP}}$$

**Netzbezug pro Jahr:** Der über das Jahr aufsummierte Netzbezug  $E_{Netz}$  in kWh gibt Auskunft über den restlich verbleibenden Strombezug aus dem Netz, welcher speziell in den Wintermonaten ins Gewicht fällt. In Zukunft wird der Winter-Fall mit tiefer PV-Produktion kritisch sein, weshalb dies Reduktion des Netzbezugs wichtig ist. Für Vergleichszwecke kann der jährliche Netzbezug auf die Energiebezugsfläche  $A_{EBF}$  oder auf die Anzahl Personen  $n_{pers}$  im Haushalt bezogen werden.

$$E_{netz,EBF} = \frac{E_{netz}}{A_{EBF}} \quad (kWh/m^2)$$

$$E_{netz,pers} = \frac{E_{netz}}{n_{pers}} \quad (kWh/Person)$$

**Netzeinspeisung und Stromkosten pro Jahr:** Die über das Jahr aufsummierte Netzeinspeisung  $E_{\text{einsp}}$  in kWh gibt Auskunft über die überschüssige Stromeinspeisung ins Netz. Zusammen mit dem Netzbezug  $E_{\text{netz}}$  und den Tarifen können die Netto-Stromkosten  $K$  über das Jahr berechnet werden. Die Einspeisekosten fließen negativ ein, da diese rückvergütet werden.

$$K = \frac{r_{\text{netz}}}{100} \cdot E_{\text{netz}} - \frac{r_{\text{einsp}}}{100} \cdot E_{\text{einsp}} \quad (\text{CHF})$$

mit

$r_{\text{netz}} = \text{Bezugstarif Netz (Rp/kWh)} - \text{Mischtarif aus Hoch- und Niedertarif}$

$r_{\text{einsp}} = \text{Einspeisetarif Netz (Rp/kWh)}$

Der Eigenverbrauch reduziert sowohl die Netzbezugskosten wie auch die Einspeisevergütung, die Netzbezugskosten fallen jedoch höher ins Gewicht, da der Netzbezugstarif  $r_{\text{Netz}}$  im Allgemeinen wesentlich höher ist als der Einspeisetarif  $r_{\text{einsp}}$ .

**Netzaufwandszahl:** Als Alternative zum Netzbezug kann auch die Netzaufwandszahl betrachtet werden [CVLT 2019]. Diese setzt den Netzbezug  $E_{\text{netz}}$  ins Verhältnis zum Haushaltsstromverbrauch  $E_{\text{HH}}$  und dem thermischen Energiebedarf für Warmwasser  $Q_{\text{WW}}$  und Heizen  $Q_{\text{Heiz}}$ . Allerdings sind zur Erfassung der thermischen Grössen Wärmehähler notwendig.

$$R_{\text{netz}} = \frac{E_{\text{netz}}}{E_{\text{HH}} + Q_{\text{WW}} + Q_{\text{Heiz}}}$$

**Effizienz, Jahresarbeitszahl:** Die Effizienz stellt die Nutzenergie in Bezug auf den Energieeinsatz dar, bei Wärmepumpen ist dies die Jahresarbeitszahl (JAZ). Diese bezieht die nutzbare Wärme für Warmwasser  $Q_{\text{WW}}$  und Heizen  $Q_{\text{Heiz}}$  auf den elektrischen Energieeinsatz der Wärmepumpe  $E_{\text{WP}}$ . Die Effizienz sollte auch bei eigenverbrauchsoptimierten Systemen immer im Fokus bleiben, speziell im Winter, wenn wenig Sonne vorhanden ist. Auch die exakte Erfassung der Jahresarbeitszahl benötigt Wärmehähler. Für die Jahresarbeitszahl spielen die eingestellten Temperaturen für Warmwasser und Heizen eine wesentliche Rolle. Je höher diese sind, desto geringer fällt die Jahresarbeitszahl aus.

$$JAZ_{\text{WP}} = \frac{Q_{\text{WW}} + Q_{\text{Heiz}}}{E_{\text{WP}}}$$

Ein Vorteil ist die separate Berechnung der Jahresarbeitszahl für das Heizen und die Warmwasserproduktion. Dies setzt allerdings eine separate Erfassung der elektrischen Energie für Heizen ( $E_{\text{WP,Heiz}}$ ) und Warmwasserproduktion ( $E_{\text{WP,WW}}$ ) voraus.

$$JAZ_{\text{WP,Heiz}} = \frac{Q_{\text{Heiz}}}{E_{\text{WP,Heiz}}}$$

$$JAZ_{\text{WP,WW}} = \frac{Q_{\text{WW}}}{E_{\text{WP,WW}}}$$

Wichtig ist, dass bei der Optimierung *alle* obigen Kennzahlen berücksichtigt werden. Von einer einseitigen Maximierung des Eigenverbrauchsgrades ist dringend abzuraten, da sonst ineffiziente Systeme resultieren. So macht es beispielsweise keinen Sinn, den überschüssigen Strom in einem Elektroeinsatz auf ineffiziente Weise zu verbrauchen. Dadurch wird zwar der Eigenverbrauchsgrad erhöht, aber die Netzeinspeisung reduziert und die Effizienz verschlechtert, was weder ökonomisch noch ökologisch sinnvoll ist. Im Gegensatz dazu steigert eine Wärmepumpe alle Kennzahlen, auch die Effizienz. Eine Reduktion des Netzbezugs ist speziell im Winter massgebend und spart Geld.

## 3. Potential von Wärmepumpe und Elektromobilität

### 3.1 Potential der Speicher im Vergleich

Folgend werden verschiedene Arten der Energiespeicherung im Gebäude verglichen, sowohl thermische wie auch elektrische. Die Tabelle 1 zeigt die Situation für ein typisches Einfamilienhaus (EFH) bzw. Mehrfamilienhaus (MFH) mit grober Abschätzung des Speicherpotentials sowie der zusätzlichen Kosten. Der weitaus grösste thermische Speicher ist das Gebäude selbst. Bei einem EFH in Massivbauweise mit hohem Beton- oder Steinanteil können bis zu 60 kWh an thermischer Energie gespeichert werden bei 3 °C Temperaturanstieg der Speichermasse (20 kWh pro 1K Temperaturerhöhung). Bei einem MFH ist die Speicherkapazität noch wesentlich höher (bei einem Gebäude mit 1000 m<sup>2</sup> Energiebezugsfläche EBF resultieren 150..450 kWh). Die Nutzung des Gebäudes als Speichermasse verursacht keine zusätzlichen Investitionskosten.

Auch die technischen Speicher wie Warmwasserspeicher und Pufferspeicher eignen sich gut für die thermische Speicherung. Allerdings ist das Potential mit 10 bis 20 kWh geringer. Falls die Speicher in normaler Grösse dimensioniert werden, entstehen hier auch keine Zusatzkosten. Zudem können thermische Speicher beliebig oft geladen und entladen werden ohne Einfluss auf deren Lebensdauer.

Die Wärmepumpen-Anlage eignet sich sehr gut zur effizienten Umwandlung von selbst produziertem Strom in Nutzwärme. Die Tabelle zeigt typische elektrische Leistungsaufnahmen der Wärmepumpe (unter Volllast) für EFH und MFH. Durch Speicherung kann die thermische Energie für Bedarfszeiten genutzt werden, wo kein eigener Photovoltaikstrom zur Verfügung steht.

Elektroautos haben eine grosse elektrische Speicherfähigkeit, in der Regel im Bereich 20...100 kWh. Im Normalfall wird beim täglichen Betrieb nur ein kleiner Teil dieser Speicherkapazitäten genutzt (durchschnittliche Pendlerfahrt 20...40 km im Vergleich zur Reichweite von 400...600 km moderner Elektrofahrzeuge). Deshalb könnte die restliche Kapazität problemlos als Flexibilität im Gebäude genutzt werden.

Bei der Installation einer ans EMS angeschlossenen, hauseigenen Ladestation entstehen moderate Kosten. Die Ladestationen sind ab CHF 1000.- verfügbar exkl. Installation. Wichtig ist, dass die Ladestationen steuerbar sind und eine Verkabelung von Leistung und Datenverbindung von Anfang an richtig eingeplant wird. Die Anzahl Ladezyklen einer Lithium-Ionen-Batterie ist beschränkt (ab 5'000 Ladezyklen). Beim Laden zu Hause wird in der Regel auf tiefer Leistung regelmässig nachgeladen, womit die Batterie geschont wird und die Anzahl der Ladezyklen gegenüber Schnell-Laden auf der Autobahn positiv beeinflusst. In naher Zukunft werden auch bidirektionale Lademöglichkeiten bestehen, womit der Batteriespeicher im Fahrzeug auch zur Rücklieferung von Energie ans Gebäude genutzt werden kann (V2H = Vehicle-To-Home). Speziell in den Sommermonaten ermöglicht das Elektroauto eine Nutzung des selbst produzierten PV-Stroms.

Im Gegensatz zu den mobilen Batteriespeichern in Fahrzeugen sind stationäre Batteriespeicher mit hohen zusätzlichen Investitionskosten verbunden. Auch diese haben eine begrenzte Lebensdauer. Die Wirtschaftlichkeit ist auch bei den heutigen erhöhten Stromtarifen noch nicht gegeben und die Ökobilanz ist schlechter als bei thermischen Speichern [SOLBAT 2020]. Die Batteriespeicher dienen zur kurzfristigen Pufferung über den Tagesverlauf bei vorhandenem Überschuss. Der Netzbezug im Winter kann damit nicht wesentlich reduziert werden. Allerdings können stationäre Batteriespeicher zur Brechung von Leistungs-Spitzen verwendet werden, was aber eher in grösseren Installationen sinnvoll ist. Moderne stationäre Batteriespeicher haben die Möglichkeit der Notstromversorgung über ein paar Stunden, wenn sie mit Zusatzfunktionen ausgerüstet sind. Für die Notstromversorgung geeignete Batterien weisen jedoch noch höhere Investitionskosten auf und sind im nach wie vor sehr stabilen Schweizer Stromnetz eigentlich nicht notwendig. Zudem ist zu beachten, dass Batterien zur Notstromversorgung stets geladen sein müssen, was im Winter zu zusätzlichen Verlusten führt.

Tabelle 1: Typische Speicherkapazitäten und Leistungen

Speicher	Kapazität (thermisch/elektrisch)	Leistung (elektrisch)	Zusatzkosten Installation gebäudeseitig	Anzahl Ladezyklen
Gebäudemasse (Massivbau)	EFH 20..60 kWh th. MFH 150..450 kWh th.	EFH WP 3..5 kWel MFH WP 5..15 kWel	keine (Gebäude be- reits vorhanden)	beliebig
Warmwasser- Speicher	EFH 10 kWh ther- misch MFH 20 kWh ther- misch	s. oben	keine (Speicher be- reits vorhanden)	beliebig
Batteriespeicher Elektroauto	pro Fahrzeug 20..100 kWh elektrisch	pro Fahrzeug 4..22 kW elektrisch	ab 1'000 CHF (pro Ladestation)	ab 5'000 Zyklen
Batteriespeicher stationär	EFH 10 kWh elektrisch MFH 20..30 kWh el.	3..10 kW elektrisch 3..20 kW elektrisch	ab 10'000 CHF ab 20'000 CHF	ab 5'000 Zyklen

Eine detaillierte Betrachtungsweise für Gebäude und Warmwasserspeicher geben die Tabellen in Anhang, Abschnitt 9.1.

### 3.2 Potential der Regelungstechnik im Vergleich

Folgend wird betrachtet, wie stark der solare Deckungsgrad der Wärmepumpe erhöht werden kann durch den Einsatz von Regeltechnik. Abbildung 3 zeigt eine Übersicht zu den möglichen Steigerungsfaktoren mit verschiedenen Regelstrategien (Bestwerte aus der Praxis). Dabei wird der «natürliche solare Deckungsgrad» ohne Optimierung mit Faktor 1 angenommen und die relativen Steigerungen betrachtet.

Bei der manuellen Optimierung werden auf Seite Wärmepumpe die Zeitprogramme für das Heizen und die Trinkwarmwasserproduktion (WW) gezielt auf den Tag gelegt. Beim Trinkwarmwasser ist damit eine hohe Steigerung bis zu einem Faktor von ca. 2 möglich. Beim Heizen kann der Deckungsgrad durch eine gezielte Nachtabsenkung bzw. Taganhebung etwas beeinflusst werden (Abschnitt 5.4).

Bei der automatischen Optimierung für das Heizen werden zwei Fälle unterschieden. Bei der einfachen Optimierung wird nur der Pufferspeicher überhöht bei solarem Überschuss. Dies führt zu einer Steigerung bis zu einem Faktor von ca. 1.3, abhängig von der eingestellten Temperaturüberhöhung. Eine solche Regelung benötigt einen Energiemanager und nutzt die SG-Ready-Schnittstelle oder einen PV-Eingang auf Seite Wärmepumpe. Solche Systeme werden später in den Abschnitten 7.1.1 und 7.1.2 betrachtet.

Bei der gesamthaften Optimierung wird auch das Gebäude als thermischer Speicher aktiv genutzt. Dies setzt ein Thermomanagement mit Einbindung der Raumfühler voraus und nutzt auf Seite Wärmepumpe eine moderne Schnittstelle. Solche Systeme werden später in den Abschnitten 7.1.3 und 7.1.4 betrachtet. Hier kann der solare Deckungsgrad auch beim Heizen bis zu einem Faktor 2 gesteigert werden.

Beim Trinkwarmwasser genügt für alle Fälle eine einfache Regelungsmethode mit Schieben auf den Tag. Dies wird später in Kapitel 5 behandelt.



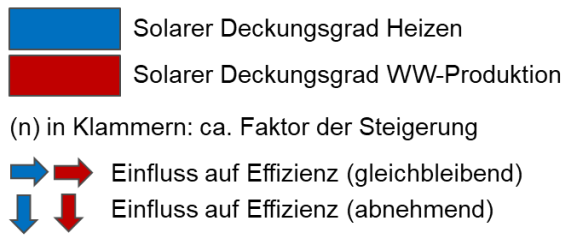
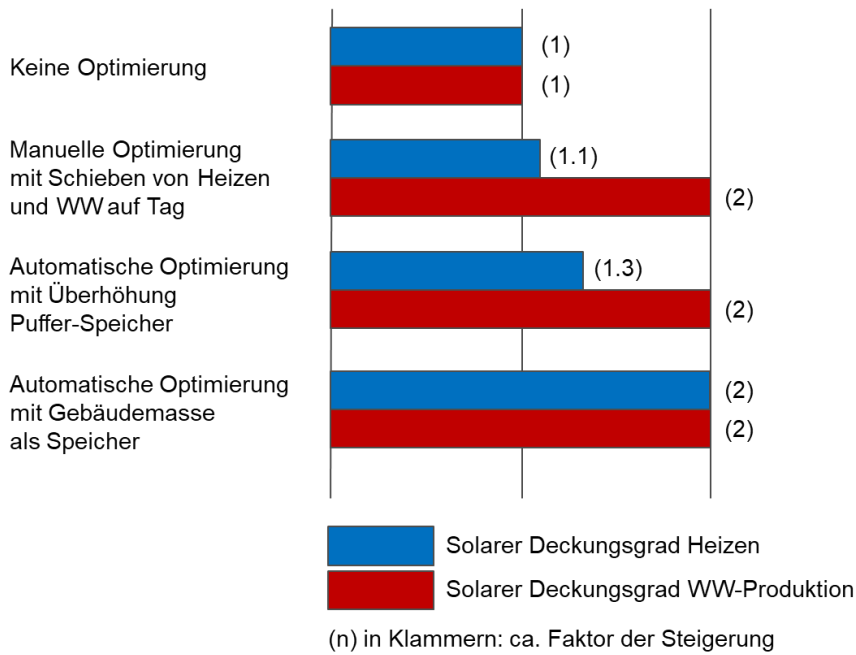


Abbildung 3: Steigerungspotential verschiedener Regelstrategien im Vergleich

Es ist zu beachten, dass obige Bestwerte nur erreicht werden können, wenn sowohl der Energiemanager wie auch die Wärmepumpe optimal eingestellt und aufeinander abgestimmt sind.

Beim Elektroauto ist das Steigerungspotential noch wesentlich höher, falls es regelmässig zu Hause mit Solarstrom aufgeladen werden kann.

## 4. Einbindung der Wärmepumpe und Ladestation

### 4.1 Wärmepumpe - Bewirtschaftung der Wärmespeicher

Das Schema in Abbildung 4 zeigt die im Gebäude typischerweise vorhandenen Speicher und deren Bewirtschaftung anhand eines Beispiels mit Parallel-Pufferspeicher gemäss [WPSM]. Grundsätzlich eignen sich die technischen Speicher, also Warmwasser- und Pufferspeicher, sowie das Gebäude selbst als thermische Speicher. Bei der PV-Optimierung werden die Speichertemperaturen gezielt nach oben gefahren, sobald solarer Überschuss vorhanden ist. Standardmässig werden die Temperaturen des Warmwasser- und Pufferspeichers überhört, um zusätzliche Energie speichern zu können. Bei der Überhöhung des Pufferspeichers ist der Einbau eines Mischventils im Heizkreis notwendig, damit die Überhöhung vom Wärmeabgabesystem entkoppelt wird. Wird die Gebäudemasse als thermischer Speicher genutzt, ist der Vorteil die höhere Speicherkapazität bei wesentlich kleinerer Temperaturanhebung. Damit resultiert ein effizienter Betrieb der Wärmepumpe. Durch eine gezielte Absenkung der Temperaturen ausserhalb der PV-Produktionszeiten kann die Effizienz des Systems nochmals gesteigert werden.

Durch die gezielte Bewirtschaftung der Speicher mit länger anhaltenden Aufheiz- und Absenkphasen wird auch das Takten der Wärmepumpe reduziert, was die Lebensdauer positiv beeinflusst. Bei Gebäuden mit Fussbodenheizung und Erdwärmesonden kann der Pufferspeicher gemäss [WPSM] auch weggelassen werden. In diesem Fall dient das Gebäude als thermischer Speicher.

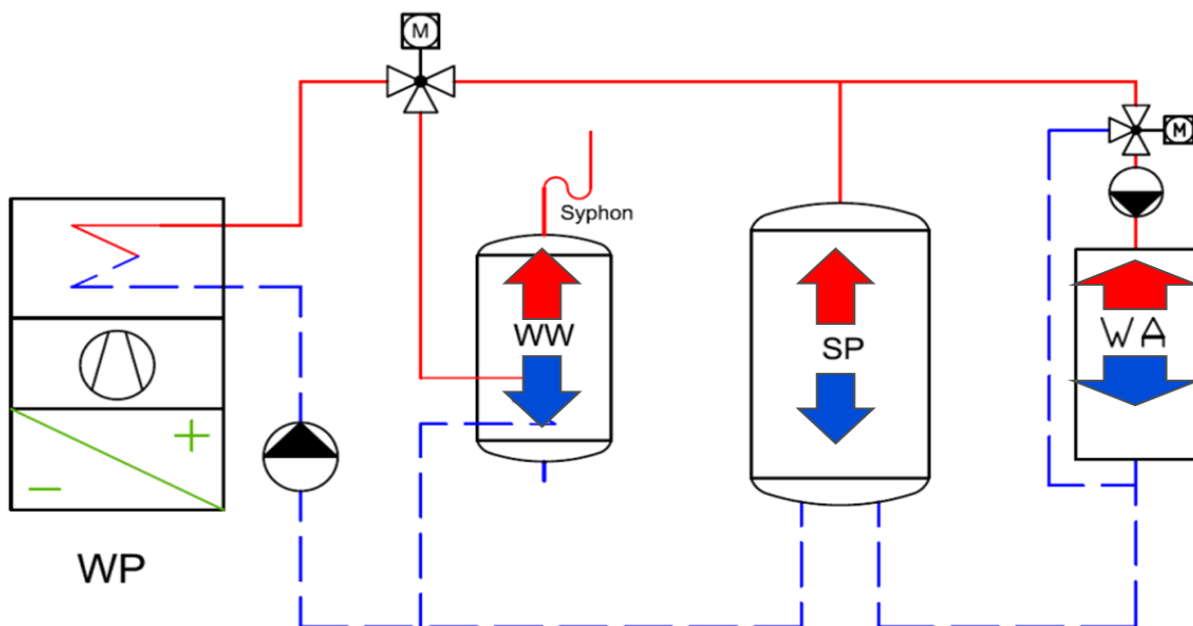


Abbildung 4: Hydraulische Einbindung mit Speicherbewirtschaftung (Pfeile), Beispiel mit Wassererwärmung und Parallel-Pufferspeicher [WPSM Schema 6]

Legende zu Abbildung 4:

- WP = Wärmepumpe
- WW = Warmwasser-Speicher
- SP = Puffer-Speicher Heizung
- WA = Wärmeabgabesystem (Fussbodenheizung, Radiator) inkl. Gebäude

Die Speichertemperaturen werden mit einem oder mehreren Temperaturfühler pro Speicher erfasst. Falls die Gebäudemasse als Speicher genutzt werden soll, muss die Raumtemperatur zusätzlich erfasst und überwacht werden, um den Komfort einzuhalten.

Gemäss [WPSM-PV 2022] müssen bei der Auslegung folgende Punkte beachtet werden:

- Grundsätzlich gleiche Auslegung der Anlage mit und ohne PV-Nutzung.

- Mit PV-Nutzung werden die Speichertemperaturen überhört, aber nur mit PV-Strom, nicht im Normalbetrieb.
- Heizungs-Pufferspeicher dürfen leicht überdimensioniert werden, um mehr Wärme zwischenzuspeichern.
- Es braucht ein zusätzliches Mischventil nach dem Heizungs-Pufferspeicher (Parallelspeicher), um auf die üblichen Vorlauftemperaturen für die Wärmeabgabesysteme herunter zu regeln. Das Mischventil darf aber nur für die PV-Überhöhung verwendet werden und muss im Normalfall offen sein (also kein Abmischen).
- Trinkwarmwasser sollte in erster Priorität mit der Wärmepumpe erzeugt werden, auch im PV-optimierten Betrieb. Die Zuschaltung von Elektroheizungen wird aus Effizienzgründen nicht empfohlen. Wenn sie trotzdem verwendet werden, dürfen sie nur in zweiter Priorität und nur bei vorhandenem PV-Überschuss eingeschaltet werden.
- Die Wärmepumpe sollte auch im PV-optimierten Betrieb nicht über ihre Einsatzgrenzen hinweg gefahren werden. Auch ein längerfristiger Betrieb an den Einsatzgrenzen sollte aus Lebensdauergründen vermieden werden.

Zusätzlich sollte beachtet werden, dass der Trinkwarmwasserspeicher dermassen dimensioniert wird, dass er bei einem durchschnittlichen Verbrauch des betrachteten Haushalts nur 1..2x in 24h geladen werden muss.

Wenn Wärme für Trinkwarmwasser und Raumheizung in einem Speicher (Kombispeicher, Pufferspeicher mit Frischwassermodule) gespeichert werden, so sollen hierfür nur Speicher mit Schichtungszertifikat eingesetzt werden (gemäss Prüfnorm [SPF-PV86]).

## 4.2 Elektromobilität – Intelligentes Laden zur Nutzung von Solarstrom

### 4.2.1 Gesteuertes AC-Laden, unidirektional

Abbildung 5 zeigt, wie AC-Ladestationen intelligent eingebunden werden, um den überschüssigen Solarstrom möglichst optimal zu nutzen (AC = Laden mit Wechselstrom). Zentrales Element ist eine Ladestation mit Steuermöglichkeit. Das heisst, dass diese eine digitale Datenschnittstelle aufweisen muss (in der Regel über LAN mit MODBUS-TCP-Protokoll). Über diese Schnittstelle kann der Ladestrom beeinflusst werden bzw. die Ladung gesperrt oder freigegeben werden. Die Ladestation wird mit dem EMS (Energie-Management-System) verbunden. Dieses steuert die Ladestation aufgrund des aktuellen Stroms der PV-Anlage und der restlichen Last im Haus. Dazu muss das EMS auch eine Messung am Netzanschlusspunkt haben (Zähler Gesamt).

Für das AC-Laden werden heute Standard-Typ-2-Stecker verwendet. Diese ermöglichen eine einfache Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug über ein PWM-Signal. Es kann nur der Ladestrom und der Lademodus (z.B. «angeschlossen», «laden», «laden beendet», usw.) übertragen werden. Der Ladezustand der Batterie oder weitere Parameter können jedoch nicht aus dem Fahrzeug ausgelesen werden.

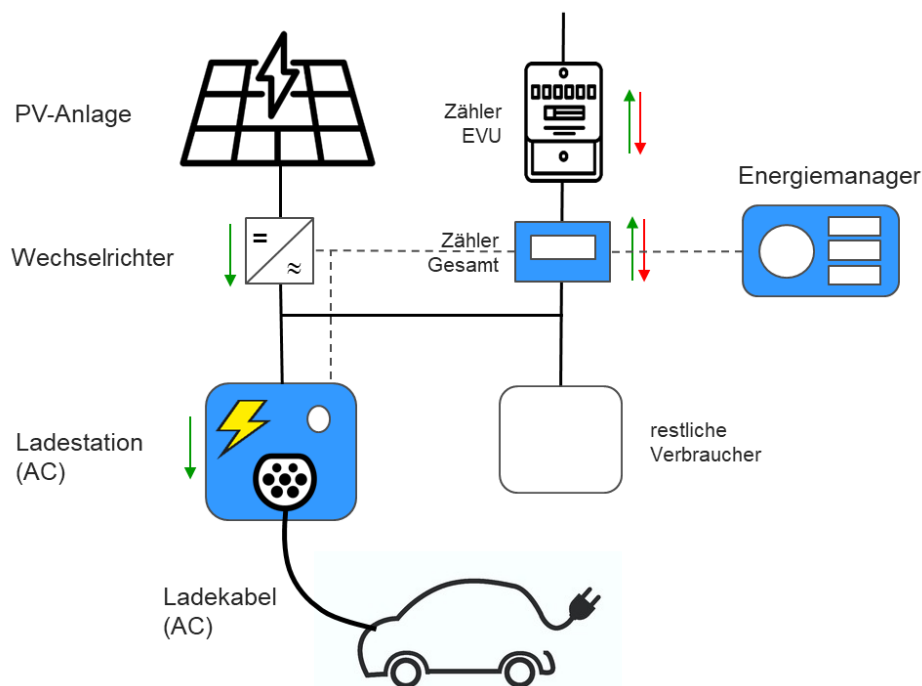


Abbildung 5: Intelligente AC-Ladelösung für Elektroautos für Einfamilienhäuser

#### 4.2.2 Lösung für MFH

In Mehrparteiengebäuden werden intelligente und ausbaufähige Ladeanlagen (gemäss SIA Merkblatt 2060) empfohlen, die aus folgenden Komponenten bestehen:

- einer langlebigen Grundinstallation mit intelligenter Steuerung (SIA Ausbaustufe A - C1/C2)
- an die bei Bedarf mehrere geeignete Ladestationen angeschlossen werden (SIA Ausbaustufe D).

Durch die Kombination einer Grundinstallation mit Steuerung und geeigneten Ladestationen ist eine solche Ladeinfrastruktur.

- **intelligent steuerbar:** Durch eine intelligente Steuerung der Ladevorgänge kann ein teurer Ausbau der Kapazität des Hausanschlusses vermieden werden und die Ladevorgänge können durch das EMS optimiert werden. Die Datenschnittstellen sind dieselben wie bei der EFH-Lösung (in der Regel LAN mit MODBUS-TCP-Protokoll). Auch hier muss das EMS den restlichen Haushaltstrom messen, um optimiert zu laden.
- **abrechenbar:** Um den jeweiligen Eigenverbrauch korrekt zu messen und abzurechnen, werden intelligente Ladestationen mit Software, Zugangssystem und geeichten Stromzähler eingesetzt. Typischerweise übernimmt diese Funktion das EMS, welches mit einer Abrechnungslösung für ZEV (Zusammenschluss zum Eigenverbrauch) erweitert ist.
- **ausbaufähig:** Statt mehrerer, kostspieliger und zeitaufwändiger Einzelinstallationen<sup>1</sup> wird eine Grundinstallation (mit ersten Ladestationen) realisiert. Diese kann bei Bedarf einfach und günstig mit zusätzlichen Ladestationen erweitert werden.
- **zukunftsicher:** Die Grundinstallation einer Ladeanlage besteht hauptsächlich aus erprobten und langlebigen Komponenten wie andere Starkstromanlagen auch (Tableaus, Leitungen, Zähler und Schutzeinrichtungen). Damit ist sie unabhängig von technologischen Weiterentwicklungen der Ladestationen und der Steuerung.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Auch eine Einzlerschliessung der Ladestationen über die Wohnungszähler ist möglich, sofern die Ladestationen intelligent steuerbar sind. Allerdings ist diese Variante in der Regel mit wesentlich höheren Kosten verbunden.

<sup>2</sup> Es handelt sich um Leitungen und Komponenten, die unabhängig von zukünftigen technischen Entwicklungen der Ladestationen genutzt werden können (z. B. für Bidirektionales Laden).

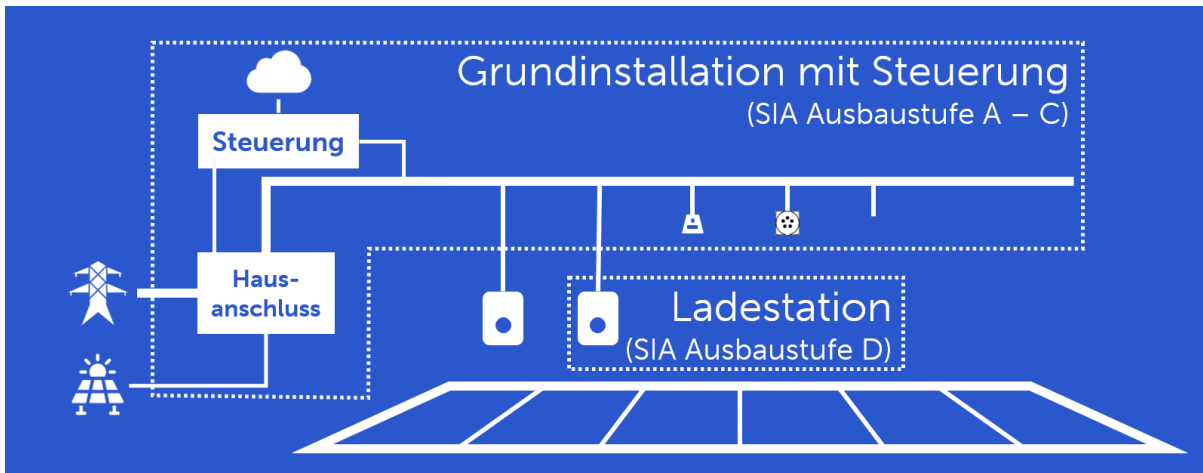


Abbildung 6: Intelligente AC-Ladelösung für Elektroautos für Mehrparteiengebäude

## 4.3 Elektrische Einbindung

### 4.3.1 Einfamilienhaus

Das Schema in Abbildung 7 zeigt die elektrische Einbindung der Komponenten in einem Einfamilienhaus. Der Energieversorger installiert nur einen bidirektionalen EVU-Zähler am Netzanschlusspunkt. Dieser wird für Abrechnungszwecke gegenüber dem Energieversorger verwendet. Für PV-Anlagen < 30 kWp sind seitens Energieversorger keine separaten Produktionszähler notwendig. Da heutige EVU-Zähler i.d.R. über keine Schnittstelle verfügen, können die Daten meistens nicht für die interne PV-Optimierung verwendet werden. Auch bei zukünftigen Smart Metern ist dies nur mit entsprechenden Kommunikationsmodulen möglich.

Auf Seite Gebäude wird ein Energiemanager installiert, welcher alle Verbraucher zentral koordiniert. Der Energiemanager sollte über offene Schnittstellen verfügen zur Steuerung typischer Verbraucher wie Wärmepumpen, Warmwasser-Erwärmer und Ladestationen für Elektroautos. Er sollte zudem einfach konfigurierbar und erweiterbar sein. Der Energiemanager sollte ein unabhängiges Gerät sein. Dies hat Vorteile bei der Wartung oder einem allfälligen Austausch.

Der Energiemanager kann auch Teil eines bestehenden Produktes sein, z.B. bei einer «intelligenten» Wärmepumpe oder einem «intelligenten» Wechselrichter mit Energiemanagement-Funktionen. Aber auch in diesem Fall sollten offene Schnittstellen vorhanden sein zur Einbindung weiterer Verbraucher und es sollte eine freie Konfigurierbarkeit für Fremdprodukte möglich sein. Die parallele Installation mehrerer Geräte mit Energiemanagement-Funktionen muss vermieden werden. Die Steuerung und Koordination der Verbraucher muss zentral über ein System erfolgen.

Der Energiemanager muss für die Optimierung zwingend die Produktion der PV-Anlage sowie den Verbrauch des gesamten Haushalts berücksichtigen. Dazu werden interne Zähler installiert (im Schema blau). Der interne PV-Zähler dient zur Erfassung der Produktion. Dieser Zähler misst sowohl die Leistung wie auch den Energieverbrauch der PV-Anlage. Der interne Gesamtverbrauchszähler dient der Erfassung des gesamten Haushaltsstroms. Er kann an verschiedenen Stellen eingebaut werden. Im vorliegenden Schema wird der Zähler in Serie zum EVU-Zähler eingebaut und misst wie dieser die resultierende Netzeinspeisung bzw. den Netzbezug. In diesem Fall ist der Zähler bidirektional und erfasst die momentane Leistung sowie die Energie in beide Richtungen. Falls eine Batterie vorhanden ist, muss diese über einen weiteren bidirektionalen Zähler gemessen werden.

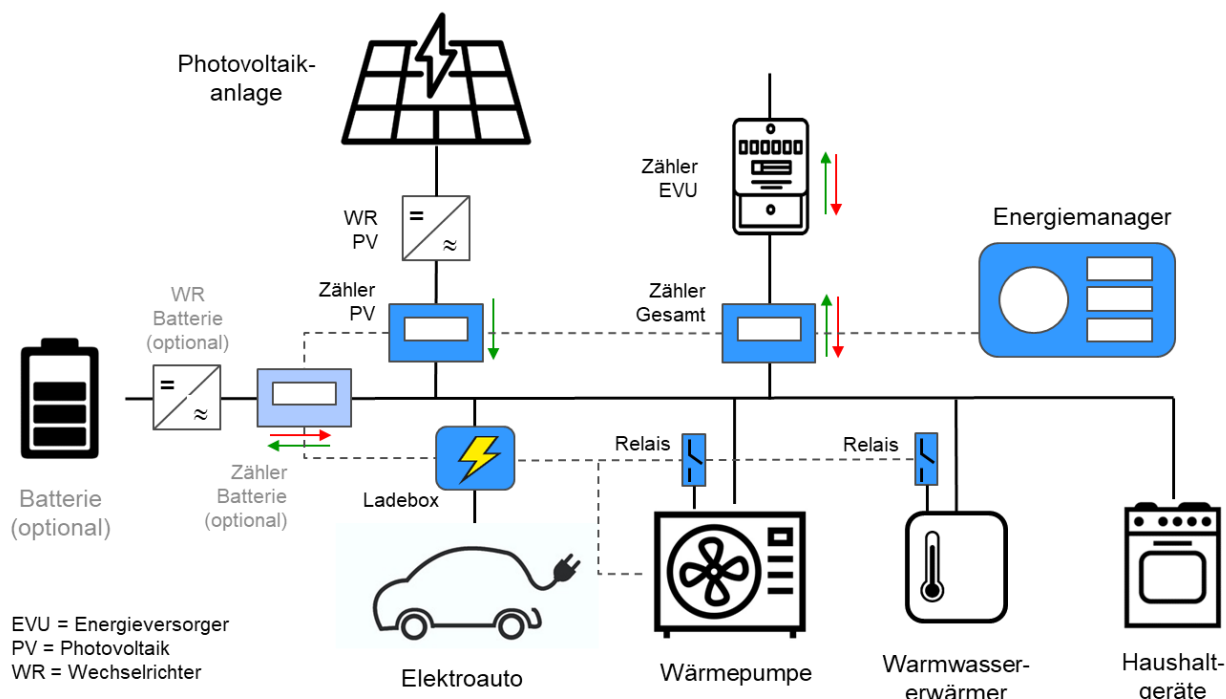


Abbildung 7: Schema elektrische Einbindung für EFH (---- Datenverbindungen)

Falls der Wechselrichter über eine entsprechende Schnittstelle verfügt, kann auf den internen PV-Zähler verzichtet werden. Die Daten werden dann direkt aus dem Wechselrichter gelesen. Dasselbe gilt für das optionale Batteriesystem.

Die Verbraucher werden über Relais-Kontakte oder intelligente Schnittstellen angesteuert. Dies gilt prinzipiell auch für die Wärmepumpe oder externe Warmwasser-Erwärmer (WP-Boiler, keine Elektroeinsätze empfohlen!). Auf die Einzelheiten der Ansteuerung wird in Kapitel 0 eingegangen.

Moderne Ladestationen für Elektroautos werden über intelligente Schnittstellen eingebunden und leistungsvariabel angesteuert. Zur Infrastruktur für Elektrofahrzeuge wird auf die Norm [SIA 2060] verwiesen.

Die restlichen Haushaltgeräte werden mitgemessen, aber nicht optimiert. Eine PV-Optimierung lohnt sich für kleine Geräte wie Waschmaschinen oder Geschirrspüler kaum. Für Kochherde, Backöfen und dergleichen ist sie nicht sinnvoll.

Falls stationäre Batteriespeicher eingebunden werden, müssen diese über eine entsprechende Schnittstelle zum Energiemanager verfügen oder über einen separaten, bidirektionalen Zähler gemessen werden.

#### 4.3.2 Mehrfamilienhaus (ZEV)

Das Schema in Abbildung 8 zeigt die Einbindung der Komponenten für ein Mehrfamilienhaus mit Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV). In diesem Fall dienen die internen Zähler auch zur Erfassung und Abrechnung des Stromverbrauchs der einzelnen Wohnungen. Deshalb sind hier zwingend geeichte Zähler mit MID- bzw. METAS-Zulassung notwendig<sup>3</sup>.

Alle grossen Verbraucher wie Wärmepumpen, Wassererwärmer und der Allgemeinverbrauch werden separat erfasst. Auch allfällige Ladestationen für Elektroautos müssen für Abrechnungszwecke über geeichte Zähler erfasst werden.

<sup>3</sup> Der Zähler muss den Anforderungen der Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung (EMmV; SR 941.251) genügen. Insbesondere muss ein Wirkenergiezähler über eine MID-Konformitätsbewertung verfügen (erkennbar durch das Konformitätskennzeichen und die zusätzliche Metrologie-Kennzeichnung „CE M“) und bestimmungsgemäss eingesetzt werden.



In Mehrfamilienhäusern ist zwingend ein zentraler Energiemanager notwendig, welcher neben der Regelungsaufgabe die automatische Abrechnung der Wohnungen übernimmt. Bei einer bereits vorhandenen oder vorgesehenen zentralen Gebäudeautomation sollte eine Schnittstelle zum Energiemanager bestehen (z.B. KNX). Die Einbindung und Teilung der Aufgaben zwischen den Systemen ist in diesem Fall detailliert zu klären. Im Allgemeinen übernimmt der Energiemanager die Koordination der (grossen) Verbraucher.

Die Steuerung der Wärmepumpe erfolgt analog zum Einfamilienhaus. Für grössere Installationen sollte der Energiemanager jedoch in der Lage sein, mehrere Wärmepumpen oder Wärmeerzeuger kooperativ steuern zu können.

Auch die Einbindung der Ladestationen für Elektrofahrzeuge erfolgt ähnlich wie beim Einfamilienhaus. Allerdings sind bei einer Vielzahl von Ladestationen zusätzliche Lastmanagement-Funktionen notwendig, damit die Anschlussleistung bei gleichzeitigem Laden nicht überschritten wird. Die Lastmanagement-Funktionen sollten vorteilhafterweise vom Energiemanager übernommen werden, da dieser die volle Information über das restliche System hat.

Zudem sind die Ladestationen für Abrechnungszwecke mit Stromzählern auszurüsten. Die Zähler können entweder in der Ladestation integriert sein oder als externe Zähler installiert werden. Es sollte eine Grundinstallation vorgesehen werden mit entsprechender Erweiterbarkeit gemäss Ausführungen in Abschnitt 4.2.2 weiter oben.

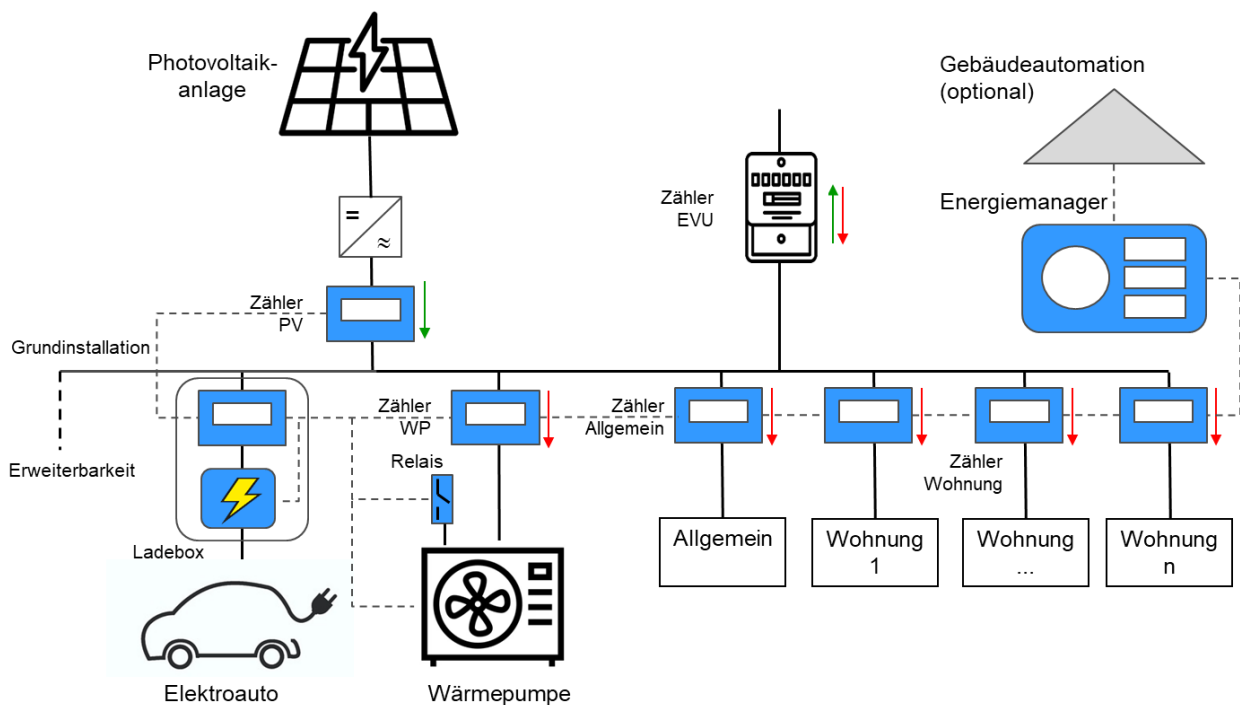


Abbildung 8: Schema elektrische Einbindung für MFH (---- Datenverbindungen)

## 5. Betriebsweise von Wärmepumpen

Bei Wärmepumpen wird unterschieden zwischen on-off- und leistungsgeregeltem Betrieb. Während konventionelle Modelle nur mit Ein-/Ausschaltungen betrieben werden können, bieten moderne Inverter-Systeme durch die bedarfsabhängige Leistungsanpassung diverse Vorteile. Beide Systeme können zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden, wobei die Inverter-Systeme wiederum flexibler sind, da die Leistung besser an die aktuelle Produktion angepasst werden kann.

### 5.1 On-off betriebene Wärmepumpen

Die on-off-betriebenen Wärmepumpen können nur ein- oder ausgeschaltet werden. Die elektrische Leistungsaufnahme ergibt sich aus dem aktuellen Betriebszustand der Wärmepumpe. Dieser ist abhängig von den aktuellen Quellen- und Senken-Temperaturen. Da die elektrische Leistungsaufnahme nicht von aussen vorgegeben werden kann, ist eine Abstimmung auf die PV-Produktion nur beschränkt möglich. Trotzdem kann der Betrieb zeitlich möglichst gut in den Tag geschoben werden, so dass der Eigenverbrauch optimiert wird.

Heutige Wärmepumpen erreichen im Warmwasserbetrieb 55-60°C. Während der Warmwasserladung ist diese Solltemperatur konstant. Für die PV-Optimierung ist hier ein zeitliches Schieben der Warmwasserladung sinnvoll, so dass diese möglichst im Zeitraum maximaler PV-Produktion stattfindet.

Abbildung 9 veranschaulicht den On-off-Betrieb der Wärmepumpe im zeitlichen Verlauf über einen Tag bei verschiedenen Jahreszeiten. Dabei wird hier nur die elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe zusammen mit der PV-Produktion betrachtet. Je nach Jahreszeit entstehen folgende Muster:

- **Sommer:** Die Wärmepumpe produziert nur Warmwasser. Die Warmwasseraufbereitung erfolgt im PV-optimierten Betrieb tagsüber zu den Zeiten maximaler Produktion.
- **Übergangszeit (Frühling/Herbst):** Die Wärmepumpe produziert Warmwasser und heizt das Gebäude. Der Heizbetrieb erfolgt ausserhalb der Warmwasserproduktion. Hier ist der On-Off-Betrieb deutlich erkennbar. Die Balkenhöhe entspricht der elektrischen Leistungsaufnahme, welche in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur variiert. Aufgrund der Heizkurve ist die Soll-Vorlauftemperatur nachts bei tiefen Aussentemperaturen höher als tagsüber. Deshalb ist auch die elektrische Leistungsaufnahme gegenläufig zur PV-Produktion. Durch die PV-Optimierung wird tagsüber der Pufferspeicher überhört, was zu einer gesteigerten Leistungsaufnahme führt. Bei genügend Energiereserve im Pufferspeicher ist abends kein Heizen mehr notwendig. Dieser Effekt wird beim Speichern von Energie in der Gebäudemasse noch erhöht. Optional kann durch Reduktion der Vorlauftemperatur in der Nacht die Verbrauchskurve der Wärmepumpe im Netzbetrieb zusätzlich abgesenkt werden.
- **Winter:** Die Wärmepumpe produziert Warmwasser und heizt das Gebäude. Die Heizung benötigt aufgrund der tieferen Aussentemperaturen mehr Energie. Eine Abstimmung auf die PV-Produktion ist nur noch beschränkt möglich und der Netzbezug steigt. Deshalb liegt im Winter-Fall der Fokus auf der Effizienz des Systems, also möglichst tiefem Verbrauch.

Insgesamt ist das Optimierungspotential in der Übergangszeit am grössten, da sich Produktion und Verbrauch etwa in Waage halten. Im Sommer ist das Optimierungspotential am geringsten, da die Warmwasseraufbereitung nur einen Bruchteil der produzierten PV-Energie benötigt. Im Winter ist das Optimierungspotential bezüglich PV zwar klein, aber es besteht erhebliches Optimierungspotential bezüglich Effizienz (also korrekte Einstellung der Heizkurve, vernünftige Raumtemperaturen, gut gedämmtes Gebäude, usw.).

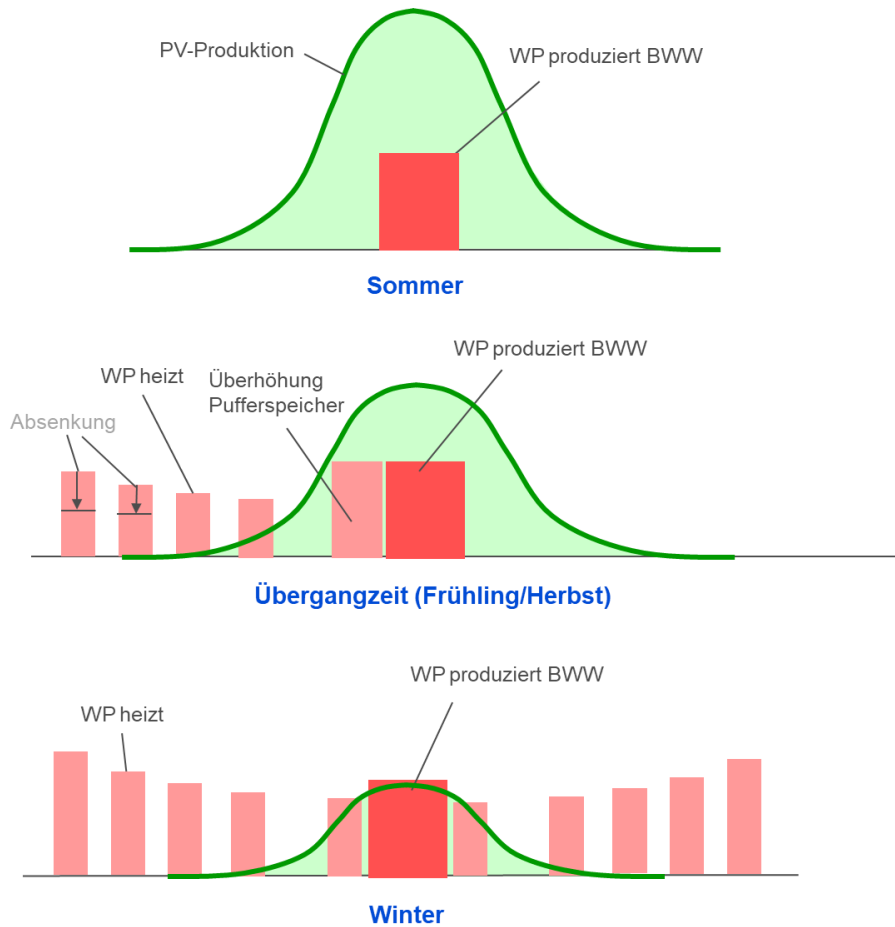


Abbildung 9: Täglicher Betrieb einer on-off betriebenen Wärmepumpe in verschiedenen Jahreszeiten

## 5.2 Inverter-Wärmepumpen (leistungsgeregt)

Inverter-Wärmepumpen können variabel in der Leistung geregelt werden. Die elektrische Leistungsaufnahme kann über die Verdichter-Drehzahl beeinflusst werden. Eine Abstimmung auf die PV-Produktion ist also besser möglich als bei der on-off betriebenen Wärmepumpe. Zur korrekten Auslegung und Betrieb von Inverter-Wärmepumpen wird auf das Merkblatt [IWP 2021] verwiesen.

Zusammenfassend können im PV-optimierten Betrieb folgende Größen beeinflusst werden:

- **Soll-Temperatur:** Über ein kurzfristiges Schieben der «Heizkurve» kann die Soll-Temperatur nach oben geschoben werden (siehe Abschnitt 5.1). Damit steigt auch die Drehzahl und die elektrische Leistungsaufnahme  $P_{el}$  der Wärmepumpe. Somit ist eine indirekte Beeinflussung der elektrischen Leistungsaufnahme möglich, womit eine bessere Abstimmung auf die PV-Produktion möglich ist als bei on-off betriebenen Systemen.
- **Verdichter-Drehzahl:** Falls der Hersteller die Verdichter-Drehzahl freigibt, kann im freigegebenen Modus die Drehzahl direkt variiert werden (z.B. Warmwasser-Produktion). Damit ist eine noch bessere Abstimmung auf die PV-Produktion möglich. Es muss allerdings die Lebensdauer der Wärmepumpe beachtet werden (Einsatzgrenzen der Lieferanten).

Für obige Ansteuerungen ist dringend ein bewährtes Energie-Management-System zu wählen, welches auf den WP-Hersteller abgestimmt ist und vorgängig getestet wurde.

Abbildung 10 veranschaulicht den variablen Betrieb der Wärmepumpe im zeitlichen Verlauf über einen Tag für verschiedene Jahreszeiten. Dabei wird hier nur die elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe zusammen mit der PV-Produktion betrachtet. Je nach Jahreszeit entstehen folgende Muster:

- **Sommer:** Die Wärmepumpe produziert nur Warmwasser. Die Warmwasseraufbereitung erfolgt im PV-optimierten Betrieb tagsüber zu den Zeiten maximaler Produktion. Bei gewissen Herstellern ist es

möglich, die Drehzahl des Verdichters im Warmwassermodus zu beeinflussen, womit das Leistungs-niveau der PV-Produktion angepasst werden kann (z.B. an einem bewölkten Tag).

- **Übergangszeit** (Frühling/Herbst): Die Wärmepumpe produziert Warmwasser und heizt das Gebäude. Hier ist der leistungsvariable Betrieb im Heizmodus deutlich erkennbar. Auch hier ist die elektrische Aufnahmeleistung über die Heizkurve mit der Aussentemperatur gekoppelt. Die Bedarfsanpassung ist aber besser möglich als bei on-off-betriebenen Wärmepumpen. Durch die PV-Optimierung wird tagsüber der Pufferspeicher überhört, was zu einer gesteigerten Leistungsaufnahme führt. Bei genügend Energiereserve im Pufferspeicher ist abends kein Heizen mehr notwendig. Dieser Effekt wird beim Speichern von Energie in der Gebäudemasse noch erhöht. Optional kann durch Reduktion der Vorlauf-temperatur in der Nacht die Verbrauchskurve der Wärmepumpe im Netzbetrieb zusätzlich abgesenkt werden.
- **Winter:** Die Wärmepumpe produziert Warmwasser und heizt das Gebäude. Die Heizung benötigt aufgrund der tieferen Aussentemperaturen mehr Energie. Eine Abstimmung auf die PV-Produktion ist nur noch beschränkt möglich und der Netzbezug steigt. Deshalb liegt im Winter-Fall der Fokus auf der Effizienz des Systems. Hier haben die leistungsgeregelten Systeme einen prinzipiellen Vorteil, allerdings auch nur, wenn sie richtig eingestellt sind.

Insgesamt kann die elektrische Leistungsaufnahme bei **variablen Wärmepumpen besser auf die PV-Produktion abgestimmt** werden. Allerdings sind auch hier physikalische Grenzen gesetzt, welche in der prinzipiellen Gegenläufigkeit von Produktion und Verbrauch über die Jahreszeit begründet werden.

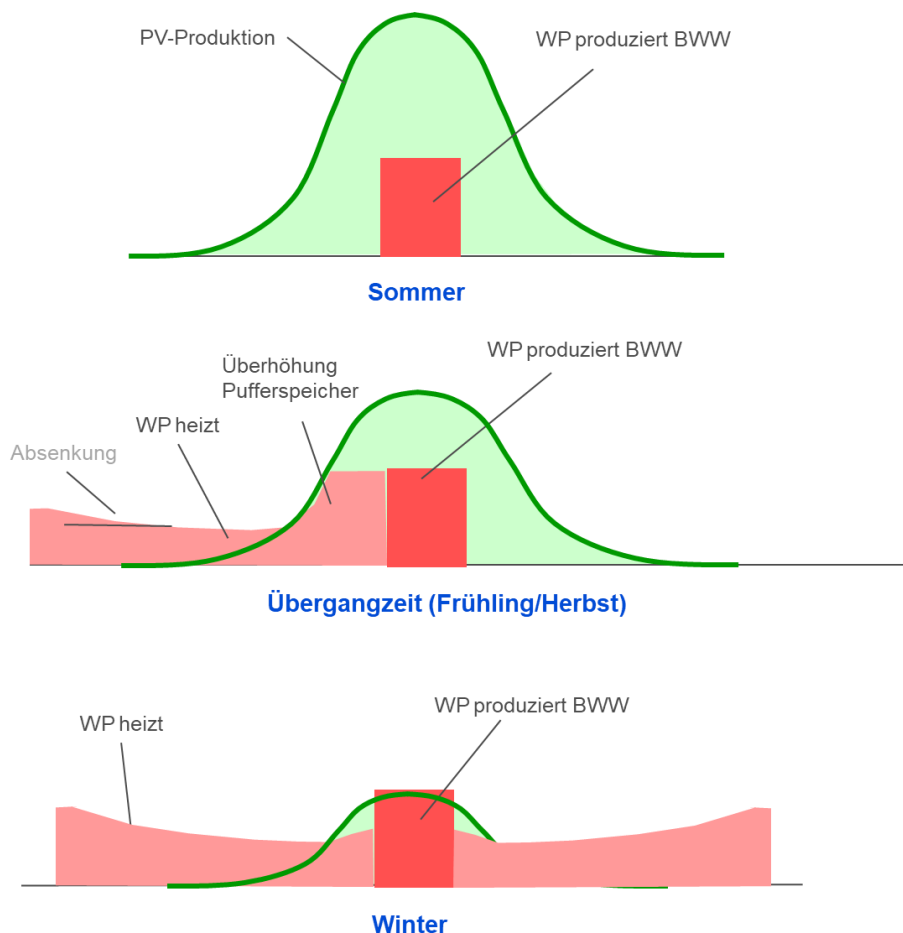


Abbildung 10: Täglicher Betrieb einer leistungsgeregelten Wärmepumpe in verschiedenen Jahreszeiten

### 5.3 Warmwasserladung am Tag

Verschiedene Untersuchungen an realen Gebäuden haben gezeigt, dass die einfachste Methode zur Steigerung des solaren Deckungsgrades bezüglich Warmwasser zu einem festen Ladefenster am Tag führt. Dies wird in Abbildung 11 dargestellt. Aus Effizienzgründen sollte die Warmwasserladung primär über die Wärmepumpe erfolgen. Das Zeitfenster für die Warmwasserladung wird dermassen festgelegt, dass es im

Jahresmittel optimal auf die Leistungskurve der PV-Produktion abgestimmt ist (grün gestrichelt). Zudem sollte sie nachmittags erfolgen, da vormittags vornehmlich geheizt werden soll. Als dritter Aspekt sollte die Warmwasserladung nicht über die Mittagszeit erfolgen, da zu diesem Zeitpunkt andere Verbraucher im Haushalt viel Strom ziehen. Im vorliegenden Beispiel wurde die Ladung auf 13:00 bis 15:00 gesetzt. Zu beachten gilt auch, dass das Ladefenster genügend lang gewährt wird, damit die gewünschte Soll-Temperatur in jedem Fall erreicht werden kann. Die Programmierung des Ladefensters erfolgt über den Wärmepumpen-Regler.

Die Empfehlungen für die Warmwasserladung unterscheiden sich je nach Ausgangssituation:

- Es handelt sich um eine moderne Wärmepumpe, welche die aus hygienischen Gründen gemäss SIA 385/1 erforderliche Temperatur im Speicher (in der Regel 55 oder 60 °C) erreicht. → In diesem Fall wird das Warmwasser *ausschliesslich* mit der Wärmepumpe erwärmt und es sollte *kein* Elektroeinsatz verwendet werden.
- Es handelt sich um eine ältere Wärmepumpe, welche die aus hygienischen Gründen gemäss SIA 385/1 erforderliche Temperatur im Speicher (in der Regel 55 oder 60 °C) *nicht* erreicht → In diesem Fall darf der Elektroeinsatz verwendet werden, um die Warmwassertemperatur auf die erforderliche Temperatur zu heben. Es ist jedoch darauf zu achten, dass der Elektroeinsatz zeitlich nach der Wärmepumpe eingeschaltet wird, so dass die Wärmepumpe die primäre Erwärmung vornimmt. Die Aktivierung erfolgt primär bei PV-Überschuss und ausserhalb der Hochlastzeiten des Stromnetzes.
- Gemäss [WPSM] sollten ältere Wärmepumpen nach ihrer Lebensdauer von 15...20 Jahren ersetzt werden durch neue Modelle, welche die erforderlichen Temperaturen erreichen. Es ist auch auf die hydraulische Einbindung des Trinkwasserspeichers zu achten oder allenfalls ein externer Wärmeübertrager verwendet werden (Frishwasserstation), um die hygienischen Anforderungen zu erfüllen. In diesem Fall kann gänzlich auf Elektroeinsätze *verzichtet* werden.
- Elektroeinsätze dürfen also *nur* in absoluten Ausnahmefällen oder als Notheizungen verwendet werden (welche beim Ausfall der Wärmepumpe aktiviert werden). Bei Temperaturen über 60°C muss zudem ein Verbrühungsschutz eingebaut werden und die Problematik der Verkalkung nimmt zu.

Abbildung 11 zeigt anhand eines typischen Tagesverlaufs den Einsatz der Wärmepumpe zur Warmwassererwärmung. Wie bereits erwähnt sollte im Normalfall nur die Wärmepumpe für die Warmwassererwärmung verwendet werden. Eine Verwendung von Elektroeinsätzen *vor* dem Betrieb der Wärmepumpe ist absolut verboten (auch wenn dieser eine «smarte» Ansteuerung mit variabler Leistung hat). Der Grund liegt darin, dass im Elektroeinsatz ein Vielfaches an elektrischer Energie verbraucht wird. Durch die zeitliche Vorschaltung kommt die Wärmepumpe nicht mehr zum Zug und es wird dauernd elektrisch erwärmt. Eine Verwendung von Elektroeinsätzen *nach* dem Betrieb der Wärmepumpe ist nur in Ausnahmefällen erlaubt (siehe Punkte oben).

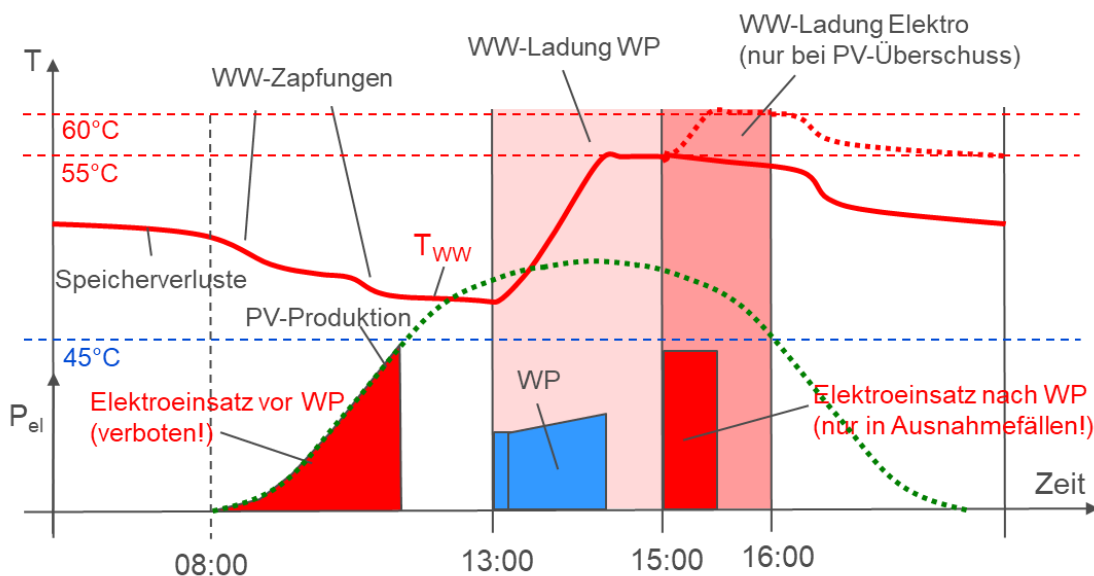


Abbildung 11: Warmwasserladung am Tag primär mit Wärmepumpe, in Ausnahmefällen mit Elektroeinsatz (T = Warmwassertemperatur im Speicher, P<sub>el</sub> = elektrische Leistung)

Zu beachten ist, dass die Speicherverluste bei hohen Temperaturen zunehmen. Auch Zirkulationsleitungen verursachen zusätzliche Verluste, welche unter Umständen zu einem Nachladen ausserhalb der PV-Produktionszeiten führen. Wenn möglich, sollten in Einfamilienhäusern die Zirkulationsleitungen ausserhalb der Warmwasser-Bedarfszeiten abgeschaltet werden. Für Mehrfamilienhäuser sind allfällig vorhandene Zirkulationsleitungen oder Warmhaltungen aus hygienischen Gründen ohne Unterbruch zu betreiben (siehe SIA 385/1).

Einige Energiemanager können das Ladefenster abhängig von der PV-Produktion zeitlich beeinflussen oder das Niveau des WW-Sollwerts variabel einstellen. Zudem erlauben einzelne WP-Hersteller die variable Leistungsvorgabe über die Drehzahl der Wärmepumpe. Damit ist eine noch bessere Abstimmung auf die PV-Produktion möglich.

#### 5.4 Heizen: Taganhebung statt Nachtabsenkung

Mit gezielter Programmierung der Heizphase im Wärmepumpen-Regler kann der Eigenverbrauch ebenfalls beeinflusst werden. Im Gegensatz zur früher eingesetzten Nachtabsenkung wird für die Eigenverbrauchsoptimierung neu von einer Taganhebung gesprochen. Die Unterschiede werden folgend erklärt.

Abbildung 12 zeigt die Situation einer klassischen Nachtabsenkung, wie sie früher eingesetzt wurde, um den Energieverbrauch in schlecht gedämmten Gebäuden nachts zu reduzieren. Das Bild zeigt einen typischen Verlauf der Temperaturen mit hinterlegter Heizkurve (Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Aussentemperatur). Hier wird während der Absenkungsphase die Vorlauftemperatur gezielt reduziert. Dies führt dazu, dass am Morgen eine Aufwärmphase entsteht, welche just in der Phase stattfindet, in welcher die Wärmepumpe am ineffizientesten arbeitet. Dies ist speziell bei Luft/Wasser-Wärmepumpen der Fall, welche am Morgen die tiefste Aussentemperatur auf Quellenseite haben (bei der höchsten Vorlauftemperatur) und deshalb zu dieser Tageszeit den tiefsten COP aufweisen. Bei Sole/Wasser-Wärmepumpe ist der negative Effekt etwas geringer, da die Quellentemperatur nahezu konstant ist, aber auch da ist eine COP-Reduktion aufgrund der höheren Vorlauftemperatur spürbar. Aus diesem Grund wird in modernen, gut gedämmten Gebäuden die Nachtabsenkung generell nicht mehr empfohlen.

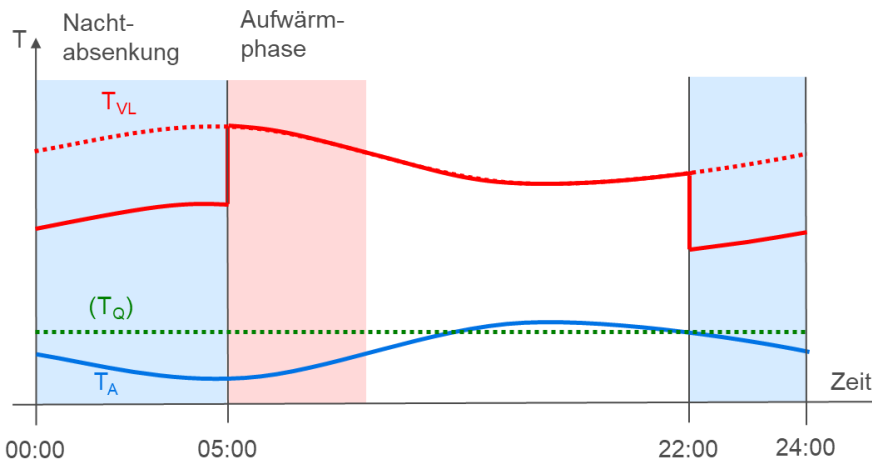


Abbildung 12: Temperaturverläufe mit Nachtabsenkung ( $T_{VL}$  = Vorlauftemperatur,  $T_A$  = Aussentemperatur,  $T_Q$  = Quellentemperatur, nur für Sole/Wasser-WP separat)

Die Nachtabsenkung sollte auch *nicht* dazu benutzt werden, den Eigenverbrauch von Wärmepumpen zu erhöhen. Denn der Effizienzverlust wird durch den leicht gesteigerten Eigenverbrauch (durch Verschiebung der Betriebszeiten auf den Tag) nicht wettgemacht. Zudem muss der Strom in der Aufwärmphase komplett aus dem Netz gezogen werden, da zu dieser Zeit die PV-Anlage noch praktisch nichts produziert.

Auch von einer kompletten Abschaltung der Wärmepumpe nachts wird abgeraten. Hier kann es sogar zu Komfortverlusten kommen aufgrund der grossen Trägheit der Gebäude. Zudem würde dies eine Überdimensionierung der Wärmepumpe und eine zu hoch eingestellte Heizkurve voraussetzen, da nur in einem Bruchteil der verfügbaren 24h geheizt wird.



Als Alternative für eine effiziente Eigenverbrauchsoptimierung wird hier die Taganhebung empfohlen, was Abbildung 13 zeigt. Ausgehend von der optimal eingestellten Heizkurve (Auslegung) wird am Tag die Vorlauftemperatur etwas angehoben. Um die Effizienz insgesamt nicht zu verschlechtern, wird die Grundeinstellung der Heizkurve etwas abgesenkt. So wird der Betrieb der Wärmepumpe in den Tagesbereich geschoben, wo sie effizient arbeitet und den Eigenstrom der PV-Anlage nutzen kann. Speziell bei Luft/Wasser-Wärmepumpen ist eine Taganhebung zu Zeiten hoher Aussentemperaturen sinnvoll, um den COP zu steigern.

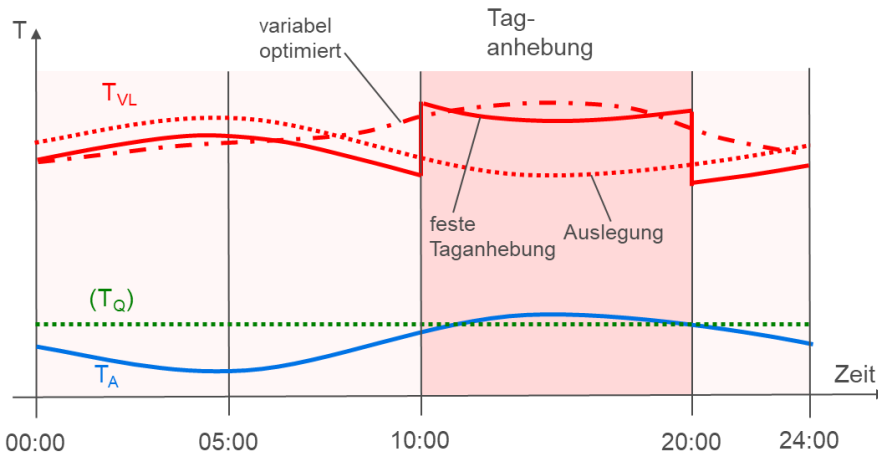


Abbildung 13: Temperaturverläufe mit Taganhebung

Für die Einstellung der Taganhebung sollte ein typischer Aussentemperaturverlauf beobachtet werden. Typischerweise steigt die Aussentemperatur ein paar Stunden nach Sonnenaufgang wesentlich an. Die Startzeit der Taganhebung kann z.B. auf 10:00 festgelegt werden. Abends bleiben die Aussentemperaturen länger hoch, wobei sie nach Sonnenuntergang wiederum stark abfallen. Die Endzeit kann z.B. auf 20:00 festgelegt werden.

Eine Taganhebung kann einfach in jedem Standard-Wärmepumpenregler programmiert werden. Sie kann auch mit einer intelligenten Regelung über einen Energiemanager kombiniert werden, welche den Zeitpunkt und die Höhe der Taganhebung variabel an der PV-Produktion anpasst.

Als weitere Optimierung kann die tarifliche Situation berücksichtigt werden, was Abbildung 14 zeigt. Heute werden die Stromkosten (noch) nach festen Tarifzeiten verrechnet. Tagsüber gilt der Hochtarif, nachts der Niedertarif. Dies kann in der Optimierung berücksichtigt werden, um die Stromkosten speziell in den Wintermonaten zu senken. Im Hochtarif wird gezielt abgesenkt. Mit einer intelligenten Regelung kann auch hier variabel optimiert werden. Wichtig ist allerdings, dass die Heizkurve im Niedertarif nicht angehoben wird (aus Effizienzgründen). Es dürfen auch keine Überhöhung von Pufferspeichern oder dergleichen bei Netzbezug im Niedertarif gefahren werden.

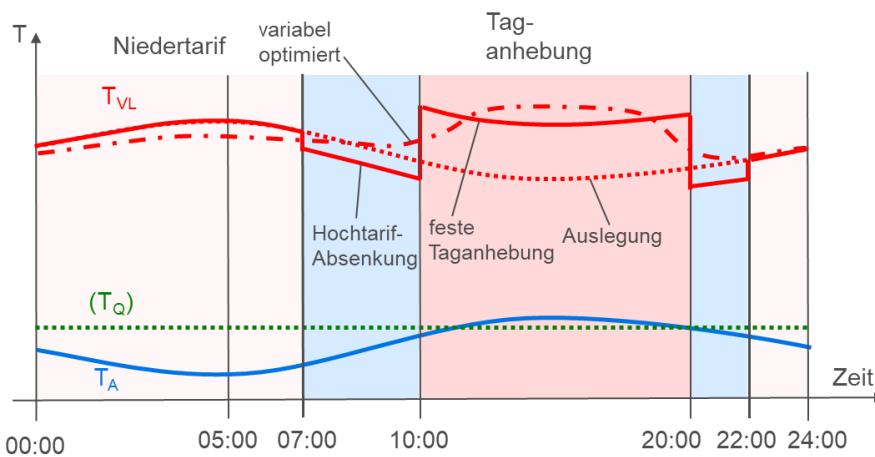


Abbildung 14: Temperaturverläufe mit Taganhebung und Berücksichtigung des Stromtarifs

In Zukunft wird die starre tarifliche Situation vermutlich verschwinden. Der Niedertarif wurde bei den meisten Energieversorgern bereits angehoben. Zudem werden die Strompreise tagsüber bei starker PV- und Wind-Produktion sinken. Dies kann zu dynamischen Tarifen mit einem variablen Strompreis führen. Intelligente Energiemanager können bereits heute mit solchen Tarifsyste-men umgehen [MÖRIKEN 2020].

## 5.5 Kühlfunktion

Aufgrund der Klimaerwärmung und Überhitzung in städtischen Gebieten ist in Zukunft mit vermehrtem Kühlbedarf der Gebäude im Sommer zu rechnen. Bei der Kühlung ist zu unterscheiden zwischen folgenden beiden Varianten:

- **Aktive Kühlung durch Prozessumkehr.** Der Verdichter läuft, der Kältekreis wird jedoch umgekehrt betrieben, so dass Wärme vom Gebäude entzogen und der Umgebung zugeführt wird. Die Aktive Kühlung bzw. Klimatisierung von Gebäuden benötigt viel Energie und sollte deshalb nur mit PV-Strom erfolgen. Es sollten zuerst auch andere Massnahmen in Betracht gezogen werden (Beschattung, passive Kühlung). Die Gleichzeitigkeit von PV-Produktion und Klimatisierungsbedarf ist in den Sommermonaten gegeben, weshalb hier eine PV-Optimierung einfach möglich ist. Die aktive Kühlung ist wirkungsvoller als die passive Kühlung, es müssen jedoch gewisse Bedingungen beachtet werden (z.B. Taupunktüberwachung bei Kühlung über Fussbodenheizung, Deckenkühlung besser als Kühlung über Fussboden usw.). Die aktive Kühlung kann auch mit der Regeneration von Erdsonden kombiniert werden.
- **Passive Kühlung über Erdsonden** («Natural Cooling» oder «Geo-Cooling»). Hier läuft der Verdichter nicht. Es findet lediglich ein Wärmeaustausch zwischen Gebäude und Erdsonden statt. Dazu laufen nur Umwälzpumpen, und der Heizkreis wird über einen Wärmetauscher mit dem Sondenkreis verbunden. Dadurch kann das Gebäude während den Hitzetagen leicht gekühlt werden (2 bis 3 K Reduktion der Raumtemperatur). Als positiver Nebeneffekt werden die Sonden im Sommer regeneriert. Für die PV-Optimierung ist die passive Kühlung allerdings nicht interessant, da hier nur Umwälzpumpen mit kleiner Leistungsaufnahme in Betrieb sind.

Für die korrekte Auslegung und Betrieb von kühlenden Systemen wird auf die Merkblätter [KFB 2021] und [GCL 2021] bzw. [GCLB 2021] verwiesen.

## 6. Betriebsweise von Ladestationen für Elektroautos

### 6.1 Generelles

Ladestationen werden grundsätzlich leistungsgeregelt betrieben, d.h. mit einem variablen Ladestrom angesteuert. Allerdings ist gemäss aktueller IEC-Lade-Norm eine minimale Stromvorgabe von 6 A (Ampère) gegeben. Deshalb kann eine gewisse Leistung nicht unterschritten werden (siehe Abschnitt 10.4).

Über EMS können Ladestationen solaroptimiert betrieben werden, d.h. dass der eigene PV-Strom zum Laden des Elektromobils genutzt wird. Dazu wird der Ladestrom proportional zur aktuellen Produktion in Echtzeit nachgeregelt.

Für ein durchschnittlich genutztes Fahrzeug reicht der solaroptimierte Betrieb in der Regel aus, um von Frühling bis Herbst mit 100% Solarstrom zu fahren. Bei häufigem Pendlerbetrieb und in den Wintermonaten braucht es allerdings weitere Steuerfunktionen, um stets die notwendige Reichweite zu haben. Entscheidend ist dabei, dass die Ladeleistung beim Laden zu Hause möglichst tief bleibt und gleichmässig verteilt wird, um die Belastung des Stromnetzes tief zu halten. Langsames Laden zu Hause ist grundsätzlich netzfreundlicher als schnelles Laden unterwegs.

Das Langsam-Laden benötigt auch ein Umdenken des Benutzers. Gerade bei Umsteigern von fossil betriebenen Fahrzeugen auf Elektrofahrzeuge wird oft eine unberechtigte «Reichweiten-Angst» beobachtet. Man will möglichst schnell «vollladen», so wie an der Zapfsäule. Dies ist aber völlig unnötig. Nach einer gewissen Eingewöhnungsphase akzeptiert der Benutzer auch das geregelte Langsam-Laden, wenn er stets genügend Reserve hat und damit seine Batterie schonen und den Eigenverbrauch erhöhen kann. Zudem zeigen die meisten Benutzer ein stark repetitives Verhalten durch den natürlichen Wochenablauf. Dieses Verhalten kann in modernen EMS genutzt werden, um die Ladeplanung entsprechend zu optimieren.

### 6.2 Manuelles Laden mit voller Leistung (nicht optimiert)

Beim manuellen Laden wird das Elektroauto typischerweise abends nach der Heimkehr von der Arbeit eingesteckt. Beim Einstecken wird von der Ladestation die volle Leistung geliefert (also 11 kW bei EFH bzw. 22 kW bei MFH). Wie Abbildung 15 zeigt, ist kann damit kein Solarstrom genutzt werden. Zudem ist die Belastung des Hausanschlusses und der Fahrzeug-Batterie unnötig hoch. Da die typischen Fahrstrecken tagsüber in der Regel kurz sind, sind die Ladezeiten kurz und es wird ein unnötiger Peak verursacht. Bei mehreren Ladestationen überlagern sich die Peaks zusätzlich und das Stromnetz wird unnötig belastet. Deshalb ist es zwingend notwendig, ein optimiertes Laden einzuführen, was im nächsten Abschnitt behandelt wird.

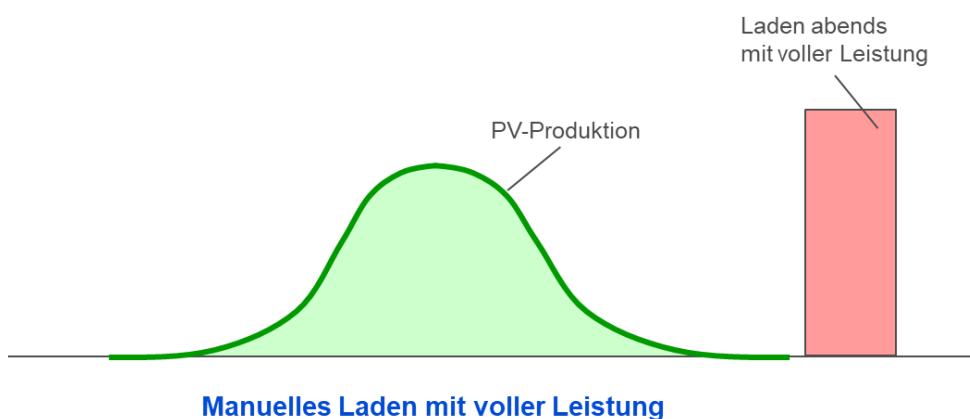


Abbildung 15: Ladeverlauf beim manuellen Einstecken des Elektromobils abends

### 6.3 Optimiertes Laden im EFH

Beim optimierten Laden im Einfamilienhaus wird primär der Solarstrom tagsüber genutzt, was Abbildung 16 zeigt. Sobald eine gewisse Einschaltsschwelle überschritten wird (gegeben durch die minimale Ladeleistung, siehe Abschnitt 10.4.1), wird das Elektroauto mit einer Leistung entsprechend dem solaren Überschuss geladen. Die Ladekurve des Elektromobils fährt also der PV-Produktion nach. Da sich die Ladestationen sehr schnell regeln lassen, ist hier eine vollständige Nutzung des solaren Überschusses möglich. Bei zusätzlichen Verbrauchern im Haushalt werden diese berücksichtigt (hier vereinfachend weglassen).

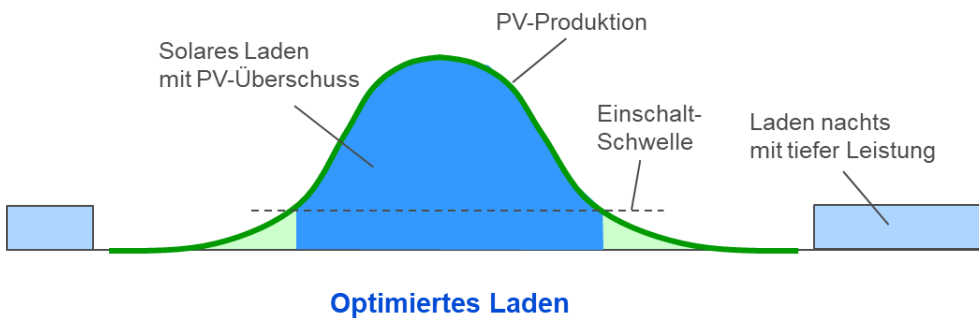


Abbildung 16: Ladeverlauf beim optimierten Laden des Elektromobils, Fall EFH

Nun sind leider die Fahrzeuge tagsüber oft unterwegs, speziell bei Pendlern. Deshalb muss auch abends geladen werden können (vorzugsweise im Niedertarif). Der grosse Unterschied zum manuellen Laden ist jedoch, dass das Nachladen nachts auf möglichst tiefer Leistung stattfindet. Da die typischen Fahrstrecken tagsüber in der Regel kurz sind, kann die Ladeenergie gleichmässig auf die ganze Nacht verteilt werden. Damit können unnötige Peaks vermieden werden.

Hierzu ein Beispiel: Ein Vielfahrer fährt pro Tag 100 km, was bei einem grösseren Elektroauto einen Verbrauch von 20 kWh verursacht. Hierzu würde eine Ladeleistung von 2 kW während 10 Stunden genügen. Bei einer Ladeleistung von 4 kW ist das Fahrzeug bereits nach 5 Stunden voll. Gegenüber einem manuellen Laden bei 11 kW konnte die Ladeleistung um 7 kW reduziert werden ohne Komfortverluste.

### 6.4 Optimiertes Laden im MFH

Beim optimierten Laden im Mehrfamilienhaus wird prinzipiell die gleiche Strategie gefahren wie im EFH. Tagsüber wird möglichst mit Solarstrom geladen, nachts auf tiefer Leistung (im Niedertarif). Im Unterschied dazu muss hier aber das Laden mehrerer Fahrzeuge durch das EMS kombiniert werden. Beim parallelen Laden gemäss Abbildung 17 werden die Fahrzeuge möglichst gleichzeitig geladen, und die zur Verfügung stehende Leistung wird auf die Fahrzeuge aufgeteilt. Beim seriellen Laden gemäss Abbildung 18 werden die Fahrzeuge nacheinander geladen. Nachts wird auch hier die gesamte Ladeleistung auf einem Minimum gehalten. Selbstverständlich müssen auch hier zusätzliche Verbraucher im Haushalt berücksichtigt werden (hier vereinfachend weglassen). Auch ein priorisiertes Laden, durch die Nutzer gesteuert, ist möglich (Siehe Kapitel 6.5).

In der Praxis sind häufig Mischformen zwischen parallelem und seriellen Laden anzutreffen. So kann bei Abbildung 18 z.B. Fahrzeug 1 mittags ausgesteckt worden sein, worauf das Fahrzeug 2 mit vollem PV-Überschuss lädt. Abends werden früher eingesteckte Fahrzeuge zuerst geladen. Wichtig ist, dass das EMS dafür sorgt, dass alle Fahrzeuge die notwendige Energie nachladen können, so dass am nächsten Tag eine genügende Reichweite vorhanden ist.

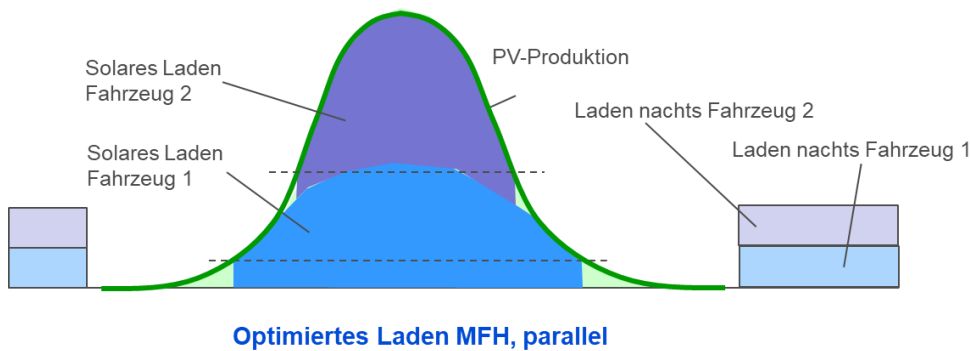


Abbildung 17: Ladeverlauf beim parallelen Laden mehrerer Elektromobile, Fall MFH, Beispiel 2 Fahrzeuge

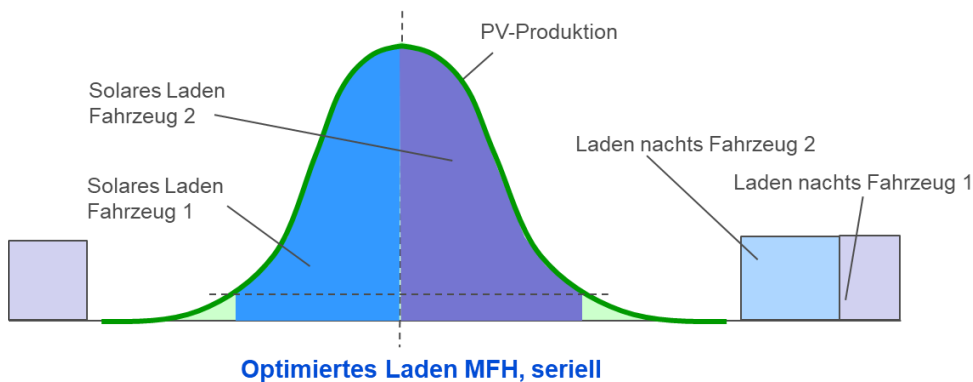


Abbildung 18: Ladeverlauf beim seriellen Laden mehrerer Elektromobile, Fall MFH, Beispiel 2 Fahrzeuge

Auch hier ein Beispiel zum Nachladen nachts: Zwei Vielfahrer fahren pro Tag 100 km mit einem Verbrauch von 20 kWh. Bei einer Ladeleistung von 4 kW ist das erste Fahrzeug bereits nach 5 Stunden voll. Das zweite Fahrzeug ist nach weiteren 5 Stunden voll. Insgesamt können also beide Fahrzeuge innerhalb von 10 Stunden nachgeladen werden. Gegenüber einem manuellen Laden bei einer Leistung von 2 x 22 kW konnte die Ladeleistung um 40 kW reduziert werden, ohne Komfortverluste. Es ist sofort ersichtlich, dass der Effekt bei mehr als 2 Fahrzeugen noch wesentlich höher ist. Bei MFH braucht es deshalb zwingend ein Lastmanagement.

Selbstverständlich ist auch hier das übergeordnete Ziel das Laden am Tag mit Solarstrom. Je mehr Fahrzeuge vorhanden sind, desto grösser ist auch die Wahrscheinlichkeit, dass einige tagsüber eingesteckt bleiben. Damit ist das Potential zum solaren Laden in grossen Überbauungen wesentlich höher als in kleinen. Interessant ist auch die Kombination mit Car-Sharing. Diese Fahrzeuge sind oft tagsüber eingesteckt und werden nur kurzzeitig genutzt.

Falls die Fahrzeuge tagsüber nicht zu Hause stehen, sollten sie am Arbeitsplatz mit Solarstrom geladen werden können. Dazu braucht es auch dort Ladestationen mit EMS, welche solares Laden ermöglichen. Insgesamt gesehen stehen Fahrzeuge zu mehr als 90% an einer Steckdose und das Potential zum solaren Laden ist enorm.

## 6.5 Steuer-Funktionen für das Laden

Das EMS muss folgende Grund-Funktionen haben zur Steuerung der Ladestation (Tabelle 2):

- **Variables Laden des Elektroautos mit solarem Überschuss** (PV-Anlage liefert mehr als im Gebäude verbraucht wird). Je nach Ladestation variiert der ansteuerbare Leistungsbereich gemäss Tabelle. Unterhalb der minimalen Ladeleistung wird in der Regel die Ladung gesperrt und nach einer gewissen Zeit wieder freigegeben, wenn der solare Überschuss wieder zunimmt. Allerdings vertragen das nicht alle Fahrzeuge (siehe Ausführungen in Abschnitt 10.4.1). Deshalb muss das Verhalten unterhalb der minimalen Ladeleistung am EMS vorgegeben werden können. Gewisse EMS / Ladestationen erlauben auch eine Phasenumschaltung, um auf kleinere Ladeleistungen zu kommen (graue Schrift).

Auch dies muss allenfalls beim EMS konfiguriert werden können und fahrzeugspezifisch geklärt werden.

- **Laden des Elektroautos über Nacht im Niedertarif bei tiefer Ladeleistung.** Laden in der Nacht ist notwendig, wenn das Elektroauto tagsüber nicht eingesteckt ist (Pendler). Wichtig ist, dass die Ladeleistung auf ein Minimum eingestellt wird, so dass am nächsten Tag gerade eine genügende Reichweite für eine typische Fahrt erreicht wird (Allenfalls mit einer Priorisierungsmöglichkeit durch die Nutzer). Durch die reduzierte Ladung in der Nacht ist gewährleistet, dass die Batterie tagsüber nicht vollständig geladen ist und z.B. am Arbeitsort Solarstrom «getankt» werden kann.
- **Sofortiges Laden des Elektromobils unabhängig vom Tarif.** Hier wird die maximal verfügbare Ladeleistung eingestellt. Diese Funktion sollte nur in Ausnahmefällen genutzt werden, da sie sowohl das Stromnetz wie auch die Batterie des Fahrzeugs maximal belastet.

Tabelle 2: Steuerfunktionen für Elektromobil-Ladeboxen - Grundfunktionen

Funktion	Leistung EFH	Leistung MFH	Beschreibung
Solares Laden	4..11 kW (1.4..3.7 kW)	4..22 kW	Laden des Elektromobils mit solarem Überschuss
Nacht-Laden	4 kW (1.4 kW)	4 kW	Laden des Elektromobils im Niedertarif bei tiefer Ladeleistung
Sofortiges Laden	11 kW	22 kW	Sofortiges Laden des Elektromobils unabhängig vom Tarif

Moderne EMS können zudem über folgende erweiterte Funktionen verfügen (Tabelle 3):

- Vorgabe eines Ladeplans durch den Benutzer. Der Benutzer kann im EMS oder einer App auf dem Smartphone den (täglichen oder wöchentlichen) Lade-Plan vorgeben, d.h. die gewünschte Reichweite und Abfahrtszeit für jeden (Wochen-)tag. Damit kann das EMS gezielter laden und vorausplanen. Ein «Überladen» in der Nacht wird verhindert, so dass am nächsten Tag der Solarstrom optimal genutzt werden kann (wenn das Fahrzeug eingesteckt bleibt).
- Kombination mit Car-Sharing-Buchungsplattformen. In MFH können einzelne Fahrzeuge in Form eines Car-Sharing angeboten werden. Diese können über gängige Buchungsplattformen durch die Benutzer reserviert werden. Falls das EMS eine Verbindung zur Buchungsplattform hat, können Angaben zur notwendigen Reichweite und Abfahrtszeit von dort abgeholt werden (ähnlich wie beim Lade-Plan oben). Dadurch kann auch hier ein gezieltes Laden stattfinden.
- Bei bidirektionalen Ladestationen kann als Vereinfachung eine Vorgabe des minimalen Ladestandes durch den Benutzer ermöglicht werden. Der minimale Ladestand wird beim Entladen nicht unterschritten. Diese Lösung ist weniger flexibel als die obigen Ansätze über Ladepläne, jedoch sehr einfach in der Bedienung.

Tabelle 3: Steuerfunktionen für Elektromobil-Ladeboxen – Erweiterte Funktionen

Funktion	Parameter	Art	Beschreibung
Vorgabe Lade-Plan	Ca. Reichweite Abfahrtszeit	unidirektional bidirektional	Vorgabe eines Lade-Plans durch den Benutzer (täglich oder Wochenplan)
Car-Sharing Buchungsplattform	Ca. Reichweite Abfahrtszeit, An- kunftszeit	unidirektional bidirektional	Reservation der Fahrzeuge über Buchungsplattform
Vorgabe minimaler Ladestand	Ladestand (kWh oder km)	bidirektional	Vorgabe eines minimalen Ladestandes.



## 6.6 Kombination mit Wärmepumpe

Die Abbildung 19 zeigt das Laden eines Elektroautos mit parallelem Betrieb einer Wärmepumpe, beides optimiert durch ein zentrales EMS. Dabei werden beide Verbraucher vorzugsweise mit Solarstrom betrieben. Aus Komfortgründen muss die Wärmepumpe (in diesem Beispiel eine Inverter-Maschine) auch morgens in Betrieb sein (vgl. Abbildung 10). Die Warmwasserproduktion findet ausschliesslich tagsüber statt. Das Elektromobil wird nun tagsüber mit dem restlichen solaren Überschuss geladen. Die Wärmepumpe läuft abends nicht mehr, da thermische Energie im Gebäude gespeichert wurde. Dieses Zeitfenster kann das Elektromobil nutzen, um allenfalls auf tiefer Leistung nachzuladen.

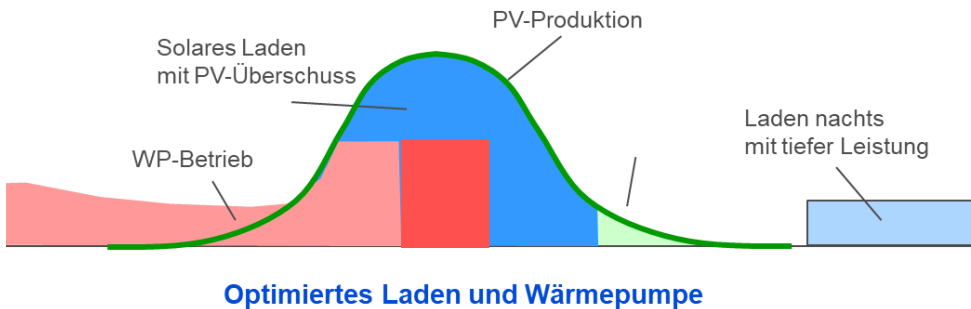


Abbildung 19: Ladeverlauf beim optimierten Laden des Elektromobils und parallelem Betrieb einer Inverter-Wärmepumpe, Fall EFH, Beispiel-Tag in der Übergangszeit

Wie aus obigem Beispiel ersichtlich ist, ist eine Abstimmung der Wärmepumpe und Ladestation über ein EMS von zentraler Bedeutung. Die Abstimmung kann je nach EMS auf verschiedene Art und Weise erfolgen:

- Vorgabe von Zeitfenstern
- Vorgabe von Prioritäten
- Vorgabe von Komfortwünschen

Die Vorgabe von Zeitfenstern kann genutzt werden für:

- Festlegung des Zeitfensters für die WW-Produktion
- Festlegung des Zeitfensters für das Nachladen des E-Mobils (in Niedertarif)

Die Vorgabe von Prioritäten kann genutzt werden für:

- Festlegung der Priorität für die Warmwasser-Produktion
- Festlegung der Priorität für das Laden des Elektromobils
- Festlegung der Priorität für das Heizen

Bei der Vorgabe von Prioritäten stellt sich allerdings immer die Frage, nach welchen Kriterien diese gesetzt werden. Dies kann je nach Nutzung und Komfortwünschen variieren. Deshalb ist eine Vorgabe der Komfortwünsche die beste Lösung. Hier könnten beispielsweise folgende Vorgaben gemacht werden:

- Vorgabe der minimalen (und maximalen) Raumtemperatur
- Vorgabe der minimalen (und maximalen) Warmwassertemperatur
- Vorgabe der minimalen Reichweite des Elektromobils und der nächsten Abfahrtszeit

Leider sind heutzutage noch nicht alle EMS in der Lage, Komfortwünsche direkt entgegenzunehmen. In diese Richtung müssen aber zukünftige Entwicklungen gehen.

## 6.7 Einfluss des Benutzerverhaltens

Das Benutzerverhalten hat beim Laden des Elektroautos einen wesentlichen Einfluss. Dabei sind folgende Punkte wichtig:

- Wenn möglich soll zu Hause geladen werden.
- Das Fahrzeug muss immer eingesteckt sein, wenn es zu Hause steht. Sonst ist kein solares Laden möglich.
- Der Benutzer muss sich daran gewöhnen, dass nicht sofort «vollgetankt» wird, sondern allmählich geladen wird.

- Pendler haben naturgemäss weniger Möglichkeiten zum solaren Laden als Gelegenheitsfahrer.
- Die täglich zurückgelegte Fahrstrecke hat einen wesentlichen Einfluss auf das Nachladen nachts. Dies sollte möglichst minimiert werden.

Gemäss Bundesamt für Statistik legten Pendler 2020 einen mittleren Arbeitsweg von 28 km zurück, davon 52% mit dem Auto [PENDMOB 2023]. Im Vergleich dazu haben heutige Elektrofahrzeuge Reichweiten von 250...600 km. Es wird also nur ein kleiner Anteil der möglichen Reichweite genutzt. Dieser kleine Anteil kann von März bis Oktober in der Regel problemlos solar nachgeladen werden, im Winter ist zusätzlich das Laden nachts notwendig. Ausnahmen bilden Vielfahrer, welche auch ab und zu an einer Schnell-Ladesäule unterwegs laden.

Abbildung 20 illustriert, dass auch Pendler solar Laden können, wenn das Fahrzeug am Wochenende zu Hause eingesteckt wird. Mit einer mittleren PV-Anlage können 40 kWh solare Energie pro Tag geladen werden. Dies reicht bei einem Verbrauch von 20 kWh pro 100 km für 400 km Reichweite in zwei Tagen (Samstag und Sonntag). Damit kann fünf Tage lang gefahren werden, falls täglich 80 km zurückgelegt würden, und dies ohne Nachladen.

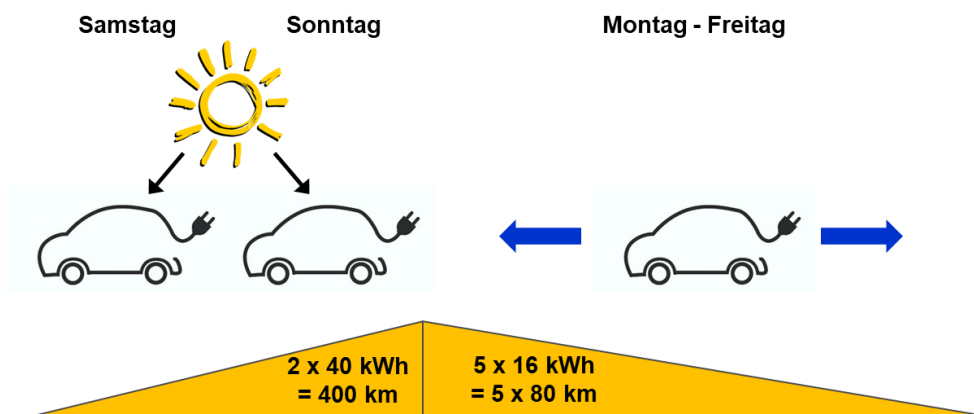


Abbildung 20: Beispiel für Ladeverhalten eines Pendlers, welcher am Wochenende zu Hause mit Sonnenstrom lädt (Fahrzeug mit 80 kWh Batteriekapazität, tägliche Fahrstrecke 80 km).

## 7. Schnittstellen

### 7.1 Wärmepumpen

Wärmepumpen können prinzipiell über verschiedene Schnittstellen eingebunden werden. Die folgende Tabelle gibt eine kurze Übersicht:

Tabelle 4: Schnittstellen für Wärmepumpen

Schnittstelle	Vorteile	Nachteile
EVU-Sperreingang	In jeder WP vorhanden.	WP kann nur gesperrt werden, Komfortüberwachung notwendig.
SG-Ready bwp	Relativ einfache Ansteuerung in 4 Stufen, deutsche Norm nach bwp, weit verbreitet.	Wirkung nur mit optimalen Einstellungen auf Seite WP.
PV-Eingang	Einfache Ansteuerung mit 1 erhöhter Stufe für PV-Betrieb, weit verbreitet	Nur 1 erhöhte Stufe. Nicht von allen Herstellern unterstützt.
MODBUS / IP	Flexible Ansteuerung mit variablen Sollwerten.	Herstellerspezifische Lösungen («proprietär»).
SmartGridready	Zukünftiger Standard für intelligente Ansteuerung.	Noch wenig Geräte verfügbar (Stand 2023).

bwp = Bundesverband Wärmepumpen Deutschland

Gemäss Wärmepumpen-System-Modul (WPSM) braucht es für die offenen Schnittstellen EVU-Sperreingang, SG-Ready bwp und SmartGridready keine Einzelfreigaben mehr [WPSM-PV 2022].

#### 7.1.1 Einbindung über SG-Ready®-Schnittstelle

Moderne Wärmepumpen verfügen heute über eine SG-Ready®-Schnittstelle, welche vom Bundesverband Wärmepumpen Deutschland 2013 definiert wurde [SG-R 2013]. Diese Schnittstelle ist entweder bereits eingebaut oder sie kann optional ausgerüstet werden. Bei der Beschaffung der Wärmepumpe muss darauf geachtet werden, dass das SG-Ready-Label vorhanden ist und die entsprechende Option eingebaut ist (Abbildung 21).



Abbildung 21: SG-Ready-Label von bwp (Bundesverband Wärmepumpe Deutschland).

Die SG-Ready-Schnittstelle wurde ursprünglich in Deutschland entwickelt mit dem Hauptziel, das Stromnetz zu entlasten. Über die Schnittstelle sollten Energieversorger die Wärmepumpen zum Lastmanagement verwenden können. Dazu wurden folgende 4 Zustände definiert:

- Betriebszustand 1 «Sperrung» (Klemmenlösung 1:0). «Harte» Sperrung der Wärmepumpe, gleiche Funktion wie die frühere «EVU-Sperre».
- Betriebszustand 2 «Freigabe» (Klemmenlösung 0:0). Normalbetrieb der Wärmepumpe, gleiche Funktion wie frühere «EVU-Freigabe».
- Betriebszustand 3 «Wunsch» (Klemmenlösung 0:1). «Verstärkter Betrieb» für Raumheizung und Warmwasserbereitung, kein definierter Anlaufbefehl, sondern nur «Einschaltempfehlung» mit Anhebung.
- Betriebszustand 4 «Zwang» (Klemmenlösung 1:1). Definitiver Anlaufbefehl, sofern möglich. Entweder über aktive Einschaltung des Verdichters und/oder der elektrischen Zusatzheizung. Dabei können höhere Temperaturen in den Wärmespeichern gefahren werden.

Obwohl die Schnittstelle ursprünglich für die Energieversorger (speziell in Deutschland) entwickelt wurde, wird sie heutzutage vor allem zur Eigenverbrauchsoptimierung verwendet. Dabei können die Betriebszustände genutzt werden, um die Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau anzuheben bzw. sie einschalten zu lassen bei genügend lokaler PV-Produktion.

Abbildung 22 zeigt das Prinzip der Einbindung über einen Energiemanager, welcher die Wärmepumpe über die SG-Ready-Schnittstelle ansteuert. Dabei werden zwei Klemmen verwendet, welche je über einen potentialfreien Kontakt angesteuert werden. Als alternative Schnittstelle kann bei modernen Wärmepumpen auch Modbus® verwendet werden, um die Betriebszustände digital zu schalten. In diesem Fall findet die Kommunikation mit der Wärmepumpe über LAN statt.

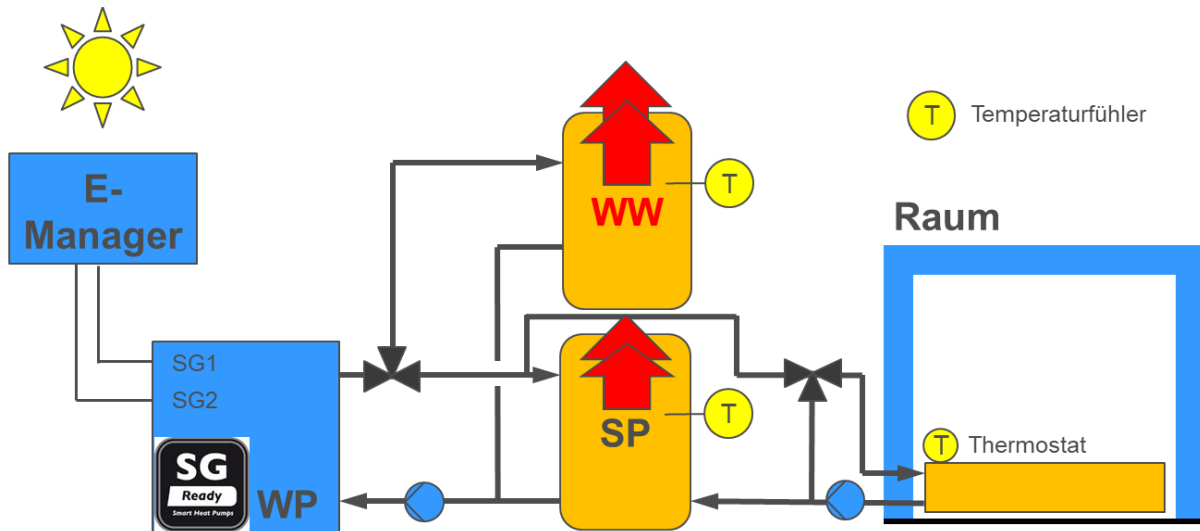


Abbildung 22: Einbindung einer Wärmepumpe (WP) über die SG-Ready-Schnittstelle (SP = Pufferspeicher, WW = Warmwasserspeicher, SG1 = SG-Ready-Kontakt 1, SG2 = SG-Ready-Kontakt 2).

Die Wirkung auf die Temperaturen bei einer PV-Optimierung ist mit Pfeilen angedeutet. Dabei bedeuten die roten Pfeile eine Temperaturerhöhung der beiden technischen Speicher im System. So kann sowohl der Warmwasserspeicher (WW) wie auch der Pufferspeicher (SP) für den Heizkreis bei PV-Überschuss gezielt angehoben werden. Die Anhebung erfolgt stufenweise gemäss Betriebszustand 3 oder 4. Eine Temperaturerhöhung des Gebäudes ist bei dieser «Standard»-Lösung im Allgemeinen nicht möglich, da die Thermostate in den Räumen die Temperatur zurückregeln. Da die Temperaturen der Speicher bei PV-Produktion nach oben angehoben werden, wird die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe leicht reduziert. Eine Anhebung darf jedoch nur bei effektiv vorhandenem PV-Überschuss stattfinden.

Folgende Punkte sind bei der Installation und Inbetriebnahme unbedingt zu beachten:

- Es muss zwingend ein Mischventil eingebaut sein nach dem Pufferspeicher, um eine Erhöhung des Pufferspeichers bei PV-Produktion zu ermöglichen (siehe Schema in Abbildung 4).
- Die Klemmen (SG1, SG2) müssen korrekt angeschlossen werden. Bei falschem Anschluss kann die Funktion beeinträchtigt sein bzw. es werden die falschen Stufen angesteuert.
- Die SG-Ready-Schnittstelle ist nicht kompatibel mit der EVU-Sperre, wie sie in der Schweiz üblich ist. Deshalb ist mit dem Energieversorger abzuklären, ob dieser auf die Sperrung der Wärmepumpe verzichtet (was bei eigenverbrauchsoptimierten Systemen in der Regel der Fall ist). Andernfalls muss eine entsprechende elektrische Schaltung realisiert werden, welche die Sperrung gewährleisten kann. Manche Wärmepumpen stellen auch einen zusätzlichen EVU-Sperreingang zur Verfügung, welcher genutzt werden kann.
- Die Temperaturniveaus zur Anhebung der Speicher müssen auf Seite Wärmepumpe sinnvoll definiert werden. Dabei müssen die Einsatzgrenzen der Wärmepumpe beachtet werden.
- Die Warmwasserladung sollte auf den Tag programmiert werden. Nach neuer Trinkwarmwasser-Norm [SIA 385/1] sollte die Temperatur im Warmwasserspeicher je nach Fall 55 °C oder 60 °C erreichen und im Austritt des Warmwassers auch über den grössten Teil des Tages halten können.

- Vom Betrieb mit Elektroeinsätzen oder sonstigen elektrischen Direktheizungen im Warmwasserbereich wird abgeraten, sofern die Wärmepumpe 60°C im Speicher erreicht (was mit heutigen Geräten i.d.R. problemlos möglich ist).
- Die Schaltschwellen zur Aktivierung der erhöhten Betriebszustände 3 und 4 müssen auf Seite Energiemanager korrekt konfiguriert werden, so dass diese nur bei effektivem solarem Überschuss angefahren werden. Ein erhöhter Betrieb mit Netzstrom ist nicht erlaubt.
- Es muss zudem gewährleistet sein, dass der Energiemanager nicht unbeabsichtigt den Betriebszustand 1 (Sperrung) anfährt, da dies sonst zu Komfortverlusten führen kann. Dieser darf nur angefahren werden, wenn eine entsprechende Raumtemperaturüberwachung implementiert ist.
- Das Gesamtsystem bestehend aus Energiemanager und Wärmepumpe muss bei der Inbetriebnahme zwingend getestet werden. Es müssen alle Betriebszustände 1 bis 4 angefahren werden und die korrekte Reaktion der Wärmepumpe geprüft werden.

Es ist zu beachten, dass die Einstellung der Parameter für SG-Ready® auf Seite Wärmepumpe je nach Hersteller unterschiedlich sein können. Auch die Wirkung entspricht nicht immer der Norm. Die Einstellungen sind also dringend zusammen mit dem Hersteller vorzunehmen und zu optimieren. Meistens reicht ein Belassen auf den Grundeinstellungen nicht.

Es wird auch unbedingt eine Nachkontrolle empfohlen nach ein paar Wochen Betriebszeit mit einer Optimierung der Einstellungen.

### 7.1.2 Einbindung über PV-Eingang

Alternativ zur SG-Ready®-Schnittstelle können auch sogenannte «PV-Schnittstellen» oder «PV-Eingänge» verwendet werden, sofern der Hersteller eine solche zur Verfügung stellt. Der Vorteil dieser Schnittstelle ist der Fokus auf die PV-Optimierung. Dadurch ist eine einfache Ansteuerung über einen Relais-Kontakt möglich. Auch eine Kombination mit einer allfälligen EVU-Sperre nach CH-Norm ist wesentlich einfacher als bei SG-Ready® (Deutsche Norm).

Im Wesentlichen können über den PV-Eingang zwei Zustände angesteuert werden:

- Betriebszustand 1 «Normal» (Relais offen = 0). Normalbetrieb der Wärmepumpe.
- Betriebszustand 2 «PV-Betrieb» (Relais geschlossen = 1). Erhöhter Betrieb der Wärmepumpe.

Abbildung 23 zeigt das Prinzip der Einbindung über einen Energiemanager, welcher die Wärmepumpe über die PV-Schnittstelle ansteuert. Dabei wird eine Klemme verwendet, welche über einen potentialfreien Kontakt angesteuert wird und entweder den Wert 0 oder 1 haben kann. Die bestehende EVU-Sperre kann weiterhin verwendet werden, sofern der Energieversorger dies fordert.

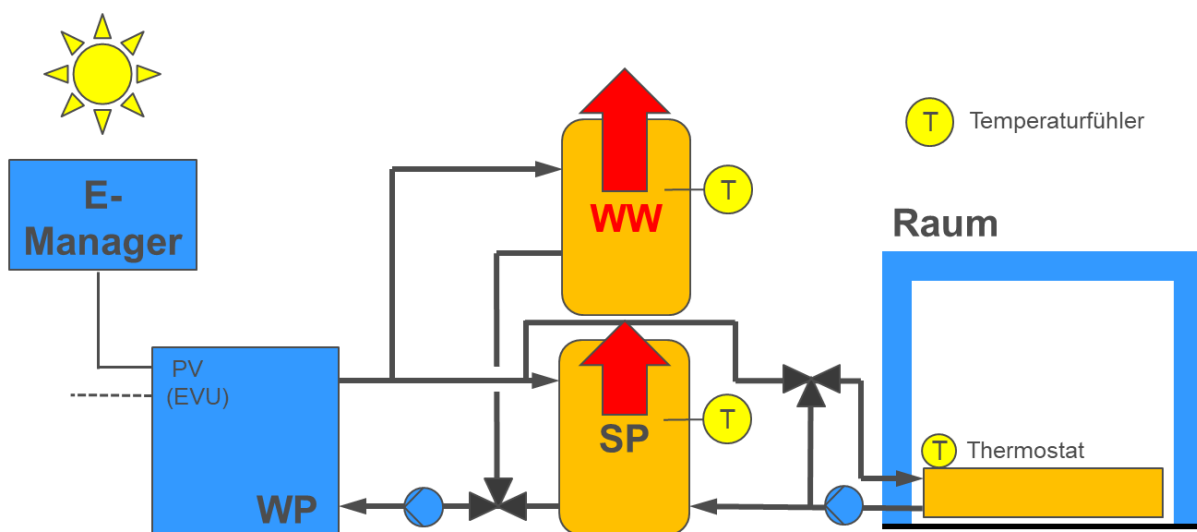


Abbildung 23: Einbindung einer Wärmepumpe (WP) über die PV-Schnittstelle und optionaler EVU-Sperre (SP = Pufferspeicher, WW = Warmwasserspeicher, PV = PV-Eingang, EVU = EVU-Sperreingang).

Bei der Configuration sollten sinngemäss die gleichen Punkte beachtet werden wie in Abschnitt 7.1.1.

### 7.1.3 Einbindung über Modbus (TCP)

Die für den Kunden und Installateur weitaus einfachste Einbindung einer Wärmepumpe erfolgt durch intelligente Schnittstellen. Die Wärmepumpe wird dann über ein Netzkabel (LAN) mit dem Energiemanager verbunden (Abbildung 24). Als Kommunikationsprotokoll wird heute meistens Modbus® TCP verwendet. Über die intelligente Schnittstelle kann der Energiemanager eine Vielzahl von Daten mit der Wärmepumpe austauschen. So können beispielsweise die Soll-Temperaturen variabel beeinflusst werden für die verschiedenen Speicher. Der Energiemanager kann die Temperaturen gezielt hochfahren bei PV-Überschuss und nachher wieder absenken. Dadurch ist eine optimale Einbindung möglich, welche speziell bei leistungsgeregelten Inverter-Wärmepumpen von grossem Vorteil ist. Bei einzelnen Herstellern ist sogar eine Beeinflussung der Verdichter-Drehzahl möglich, womit noch besser der PV-Kurve nachgefahren werden kann. Allerdings sind hier aus Gründen der Lebensdauer Grenzen gesetzt.

Der grosse Vorteil einer intelligenten Einbindung ist die Möglichkeit, das Gebäude als thermischen Speicher zu nutzen. Dazu muss der Energiemanager allerdings ein sogenanntes «Thermomanagement» unterstützen. Das bedeutet, dass er die Raumtemperaturen laufend überwacht und entsprechend die Wärmepumpenanlage optimiert. Über die Beeinflussung der Vorlauftemperatur sowie der Raum-Sollwerte kann mehr oder weniger Energie im Gebäude gespeichert werden.

Allerdings handelt es sich hier um herstellerspezifische, also «proprietäre» Lösungen. Es muss vorgängig geklärt werden, welche Art der Einbindung vom Energiemanager unterstützt wird, und ob diese kompatibel ist zur vorgesehenen Wärmepumpe (Kompatibilitätslisten beachten). Es werden nur Systeme empfohlen, welche sich bereits in der Praxis in gleicher Kombination bewährt haben. Das Wärmepumpen-System-Modul (WPSM) benötigt hier eine Einzelfreigabe mit Zustimmung des Wärmepumpenherstellers sowie Vorlegen eines Steuerungs- und Regelkonzeptes, welches den Betrieb mit PV-Strom nach den Vorgaben ermöglicht [WPSM-PV 2022], Absatz g).

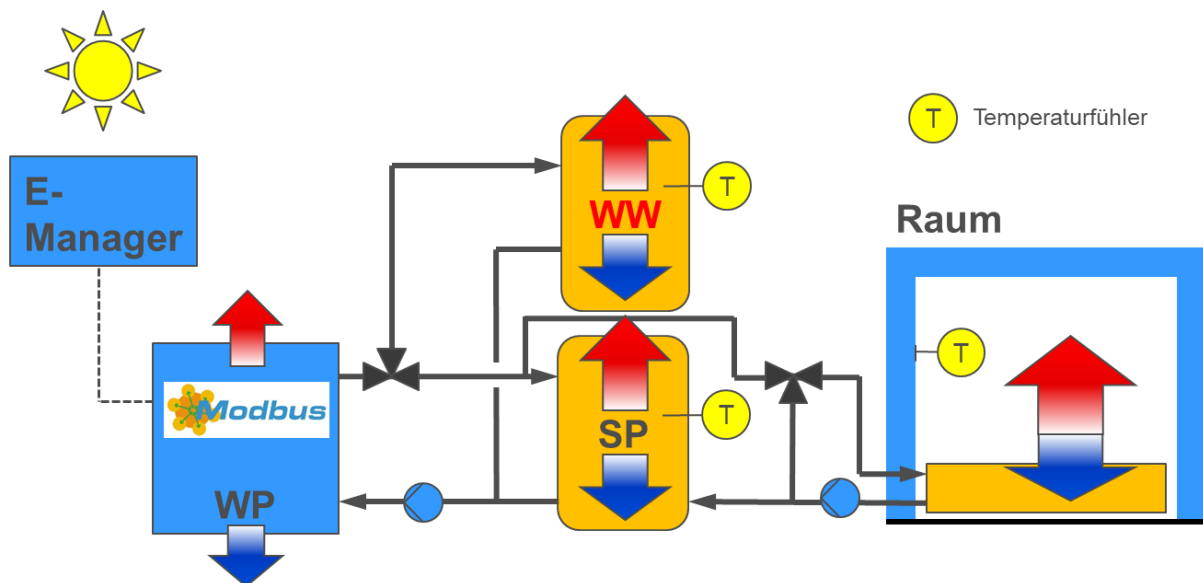


Abbildung 24: Einbindung einer Wärmepumpe über eine intelligente Schnittstelle (Modbus®).

Folgende Punkte sind bei der Installation und Inbetriebnahme unbedingt zu beachten:

- Die Dokumente der Einzelfreigaben gemäss [WPSM-PV 2022] müssen vorliegen (siehe oben).
- Es muss zwingend ein Mischventil eingebaut sein nach dem Pufferspeicher, um eine Erhöhung des Pufferspeichers bei PV-Produktion zu ermöglichen (siehe Schema in Abbildung 4). Über das Mischventil kann auch die Vorlauftemperatur ins Gebäude gezielt beeinflusst werden, falls der Energiemanager über ein «Thermomanagement» verfügt.
- *Optional:* Für ein vollständiges «Thermomanagement» des Gebäudes müssen zwingend Raumtemperatur-Fühler eingebaut sein und der Energiemanager muss Zugriff haben auf diese Daten. Vorteilhaft sind Raumbediengeräte, welche eine Beeinflussung des Sollwertes durch den Energiemanager ermöglichen (mit entsprechender Schnittstelle).

- Im Gebäude muss ein LAN-Netzwerk vorhanden sein, über welches der Energiemanager und die Wärmepumpe verbunden werden. «Wireless»-Lösungen (WLAN) werden aus Gründen der Zuverlässigkeit nicht empfohlen.
- Eine allfällige Sperrung der Wärmepumpe durch den Energieversorger muss vorgängig geklärt werden. In diesem Fall muss der vorhandene «EVU-Sperreingang» auf Seite Wärmepumpe verbunden werden.
- Auf Seite Wärmepumpe muss das Kommunikationsprotokoll (MODBUS) korrekt konfiguriert sein. Die aktuelle Version des Protokolls muss vom Energiemanager unterstützt werden. Es sind hier die Kompatibilitätslisten der Hersteller zu beachten.
- Das Gesamtsystem bestehend aus Energiemanager und Wärmepumpe muss bei der Inbetriebnahme zwingend getestet werden. Es muss die korrekte Reaktion der Wärmepumpe geprüft werden sowohl im Heiz- wie auch im Warmwassermodus.

Es wird auch hier unbedingt eine Nachkontrolle empfohlen nach ein paar Wochen Betriebszeit mit einer Optimierung der Einstellungen.

#### 7.1.4 Zukünftige Lösung über SmartGridReady®-Schnittstelle

Ein Nachteil der Einbindung über MODBUS® sind die heute noch herstellerspezifischen Protokolle. So hat sich zwar MODBUS® als «Sprache» durchgesetzt, aber die Register-Adressen und -Inhalte können stark variieren zwischen den Herstellern, was vergleichbar ist mit stark unterschiedlichen «Dialekten». Das führt dazu, dass der Integrationsaufwand auf Seite Energiemanager erheblich ist und nur bestimmte WP-Hersteller unterstützt werden. Zudem kann eine Änderung der Protokoll-Version zu Inkompatibilitäten führen.

Aus obigen Gründen ist schon seit einigen Jahren eine Standardisierung im Gange. Dazu wurde 2019 der Verein «SmartGridReady» in der Schweiz gegründet, welcher sich das Ziel gesetzt hat, bis 2023 einen ersten Standard auf den Markt zu bringen. Die entsprechenden Hersteller bekommen das «SmartGridReady-Label» gemäss Abbildung 25. Damit soll gewährleistet sein, dass die Einbindung der Systeme vollständig funktioniert nach dem vorgegebenen Standard.



Abbildung 25: SmartGridReady-Label.

Geräte mit obigem Label können ohne grossen Aufwand miteinander verbunden werden. Regelungstechnisch sind verschiedene Stufen vorgesehen, welche durch die Geräte unterstützt werden können [SGR 2023]:

- Stufe 1: Ein/Aus-Betrieb, entspricht heutigem EVU-Sperreingang.
- Stufe 2: Mehrstufiger Betrieb, entspricht dem SG-Ready®-Standard nach bwp
- Stufe 3: Kontinuierliche, statische Vorgaben (z.B. fest vorgegebene Kennlinien)
- Stufe 4: Kontinuierliche, dynamische Vorgaben (z.B. variable Tarife oder Sollwerte)
- Stufe 5: Dynamische Regelung mit Rückführung.
- Stufe 6: Dynamische Regelung mit Rückführung und Prognose

Die in Abschnitt 7.1.3 vorgestellten Lösungen mit variabler Vorgabe von Temperatursollwerten (und Drehzahlen) werden in der Stufe 4 standardisiert. Auch die Integration des Gebäudes als thermischer Speicher werden auf höheren Stufen unterstützt.

Die Einbindung der Wärmepumpe erfolgt in der Regel über LAN gemäss Abbildung 26. Ansonsten sind die Möglichkeiten dieselben wie in Abschnitt 7.1.3 beschrieben.

Gemäss Wärmepumpen-System-Modul [WPSM-PV 2022] braucht es für die SmartGridready-Schnittstelle keine Einzelfreigabe, da es sich um ein «offenes» System handelt. Die Wärmepumpen-Hersteller erteilen mit dem Label eine automatische Freigabe ihrer Geräte für die PV-Optimierung (im Rahmen der bereitgestellten Funktionsprofile und Stufen).



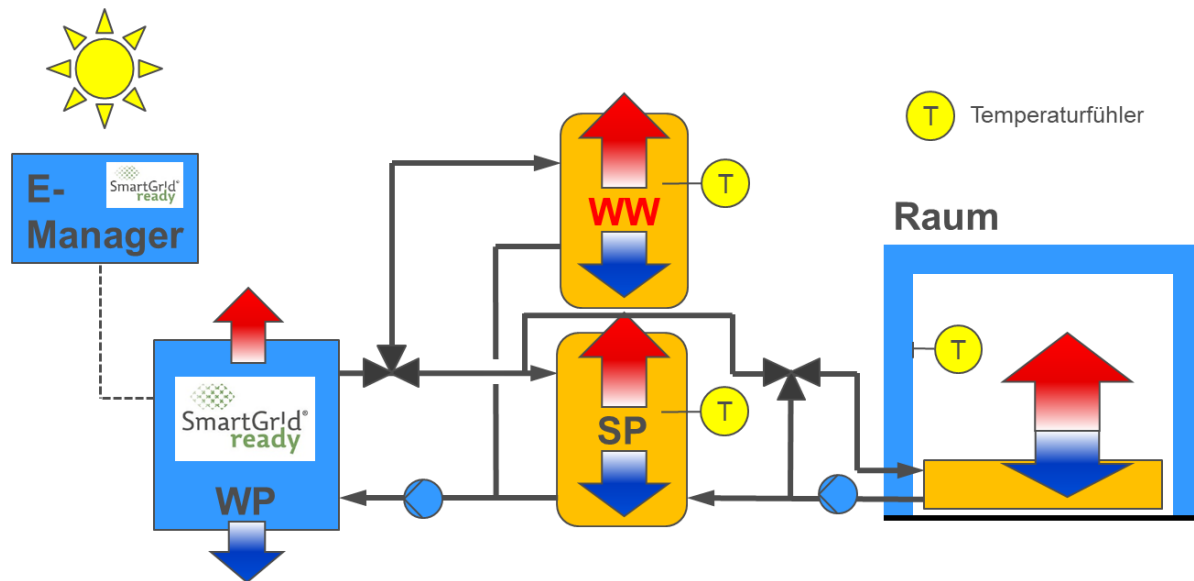


Abbildung 26: Einbindung einer Wärmepumpe über eine SmartGridready-Schnittstelle.

Folgende Punkte sind bei der Installation und Inbetriebnahme unbedingt zu beachten:

- Sowohl die Wärmepumpe wie auch der Energiemanager müssen das SmartGridready-Label haben und mit einem entsprechenden Aufkleber versehen sein. Die Geräte müssen in der entsprechenden «SmartGridready-Library» (Deklarations-Datenbank) abrufbar sein [SGr-LIB 2023]. Bei der Inbetriebnahme muss die Wärmepumpe auf dem Energiemanager «eingelernt» werden (z.B. durch Scannen des QR-Codes).
- Es muss zwingend ein Mischventil eingebaut sein nach dem Pufferspeicher, um eine Erhöhung des Pufferspeichers bei PV-Produktion zu ermöglichen.
- Optional: Für ein vollständiges «Thermomanagement» des Gebäudes müssen zwingend Raumtemperatur-Fühler eingebaut sein und der Energiemanager muss Zugriff haben auf diese Daten (über das entsprechende SGr-Funktionsprofil).
- Im Gebäude muss ein LAN-Netzwerk vorhanden sein, über welches der Energiemanager und die Wärmepumpe verbunden werden.
- Eine allfällige Sperrung der Wärmepumpe durch den Energieversorger muss vorgängig geklärt werden. In Zukunft werden die Energiemanager solche Funktionen übernehmen können. Eine direkte Sperrung der Wärmepumpe (unter Umgehung des Energiemanagers) ist dann nicht mehr sinnvoll.
- Das Gesamtsystem bestehend aus Energiemanager und Wärmepumpe muss bei der Inbetriebnahme zwingend getestet werden. Es muss die korrekte Reaktion der Wärmepumpe geprüft werden sowohl im Heiz- wie auch im Warmwassermodus.

Es wird auch hier eine Nachkontrolle empfohlen nach ein paar Wochen Betriebszeit mit einer Optimierung der Einstellungen.

### 7.1.5 Nachrüstung von älteren Wärmepumpen über den EVU-Sperreingang

Wärmepumpen älteren Jahrgangs haben keine modernen Schnittstellen wie in den vorangehenden Abschnitten beschrieben. Meistens können sie auch nicht damit ausgerüstet werden. Dann bleibt als Schnittstelle nur der EVU-Sperreingang, über welchen der Energieversorger die Wärmepumpe zu Hochlastzeiten sperrt (typischerweise um die Mittags- und Abendzeit über ein entsprechendes Rundsteuersignal). Dieselbe Schnittstelle kann auch für lokale Eigenverbrauchsoptimierungen verwendet werden. Allerdings müssen dabei folgende Punkte berücksichtigt werden:

- Die lokale Sperrung bzw. Freigabe der Wärmepumpe darf keinen Widerspruch zur Sperrung durch den Energieversorger ergeben. Dies ist in der Regel einfach realisierbar durch eine Serie-Schaltung der beiden Sperr-Relais (EVU und lokal). Oft sind die Energieversorger auch bereit, ganz auf die Sperrung der Wärmepumpe zu verzichten, wenn diese über PV-Strom betrieben wird.
- Die Sperrung der Wärmepumpe darf aus Komfortgründen nicht zu lange dauern. Je nach Gebäude und Wärmeverteilsystem sind bereits nach zwei Stunden Sperrzeit deutliche Temperaturabnahmen in

den Räumen spürbar. Deshalb muss die Raumtemperatur zwingend überwacht werden, wenn längere Sperrzeiten auftreten können.

Eine Nachrüstlösung über den EVU-Sperreingang ist in Abbildung 27 dargestellt. Hier steuert der Energiemanager direkt die EVU-Schnittstelle an über einen potentialfreien Kontakt. Die Wärmepumpe wird dann bei tiefer PV-Produktion gesperrt und bei hoher PV-Produktion oder tiefer Raumtemperatur freigegeben. Für die Einhaltung des Komforts muss die Raumtemperatur laufend durch den Energiemanager gemessen und überwacht werden. Empfohlen wird auch eine zusätzliche Messung der WW-Speichertemperatur.

Bei dieser Lösung werden die Speichertemperaturen gezielt abgesenkt während der Sperrung der Wärmepumpe (blaue Pfeile), und bei der Freigabe werden sie wieder angehoben (rote Pfeile). Dadurch bleibt das mittlere Temperaturniveau erhalten. Die Lösung ist also effizienter als die reine Speicherüberhöhung bei SG-Ready oder beim PV-Eingang (Abschnitte 0 und 7.1.2).

Zudem kann das Gebäude als thermischer Speicher genutzt werden, indem die Raumtemperatur gezielt abgesenkt oder angehoben wird. Durch die längeren Sperrzeiten während den Absenckphasen wird auch das Takten der Wärmepumpe reduziert, was die Lebensdauer positiv beeinflusst.

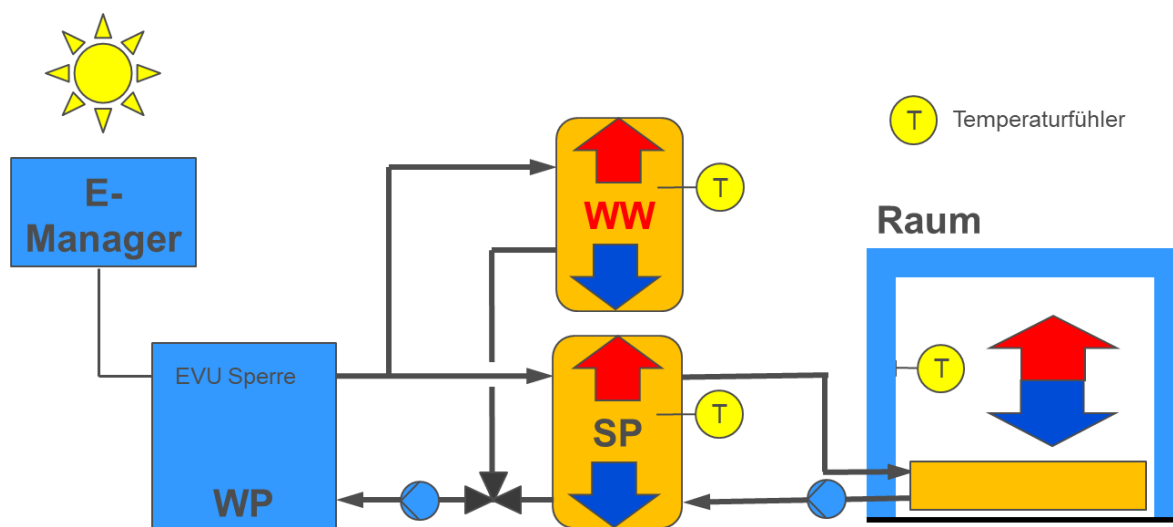


Abbildung 27: Einbindung einer Wärmepumpe über den EVU-Sperreingang (Nachrüstlösung)

Es ist allerdings zu beachten, dass nur wenige Energiemanager auf dem Markt überhaupt eine externe Temperaturüberwachung ermöglichen (sogenanntes «Thermomanagement»). Dieser Punkt muss vorgängig mit dem Hersteller des Energiemanagers geklärt werden.

Folgende Punkte sind bei der Installation und Inbetriebnahme unbedingt zu beachten:

- Bei einer vom Energieversorger vorgeschriebenen «EVU-Sperre» ist mit diesem zu klären, wie die Einbindung erfolgen soll. Siehe Bemerkungen oben.
- Die Verwendung eines Raumtemperaturfühlers ist zwingend. Die Positionierung muss optimal sein, am besten im Wohnzimmer und geschützt vor direkter Sonneneinstrahlung und fremden Wärmequellen (wie z.B. Holzöfen).
- Die Verwendung eines Temperaturfühlers im Warmwasser-Speicher wird empfohlen. Dazu eine entsprechende Tauchhülse frei sein (ev. können analoge Temperatursensoren ersetzt werden, welche nur der Anzeige dienen). Zudem sollte sich der Speicherfühler im Bereich des WP-Wärmetauschers oder leicht oberhalb befinden.
- Die Wärmepumpe muss so konfiguriert sein, dass die Warmwasserladung prinzipiell tagsüber erfolgt (über ein entsprechendes Zeitprogramm, siehe Abschnitt 5.3). Die Komforttemperatur für das Heizen kann tagsüber leicht angehoben werden («Taganhebung» gemäss Abschnitt 5.4).
- Falls zusätzlich ein Elektroeinsatz vorhanden ist, sollte dieser nur in Ausnahmefällen eingeschaltet werden. Siehe dazu die Ausführungen in Abschnitt 5.3. Bei der Platzierung des Speicherfühlers ist auch auf die Positionierung oberhalb des Elektroeinsatzes zu achten.

- Das Gesamtsystem bestehend aus Energiemanager und Wärmepumpe muss bei der Inbetriebnahme zwingend getestet werden. Es muss die korrekte Reaktion der Wärmepumpe geprüft werden bei Sperrung und Freigabe inkl. Warmwasserproduktion.

Es wird unbedingt eine Nachkontrolle empfohlen nach ein paar Wochen Betriebszeit mit einer Optimierung der Einstellungen.

## 7.2 Ladestation für Elektroautos

Ladestationen für Elektroautos werden in der Regel über LAN eingebunden. Dabei gibt folgende Tabelle eine kurze Übersicht. Die heutige Standard-Lösung erfolgt über eine lokale LAN-Verbindung mit MODBUS TCP Protokoll. Die Ladestation wird direkt (oder über den Heim-Netzwerk-Router) mit dem EMS verbunden. Eine Konfiguration ist sehr einfach, im Prinzip muss nur die IP-Adresse vorgegeben werden. Diese Lösung ist sehr robust und funktioniert auch bei Internet-Ausfall.

Moderne Ladesysteme ermöglichen auch eine Kommunikation über die Cloud. Die entsprechenden Hersteller bieten eine Cloud API (Schnittstelle), welche vom EMS genutzt werden kann. Daraus folgt, dass eine ständige Internet-Verbindung stehen muss. Bei einem Ausfall des Internets müssen die Ladestationen eine entsprechende Rückfall-Lösung haben (z.B. Laden mit minimaler Stromvorgabe).

Das Open Charge Point Protokoll (OCPP) ist ein offener Standard und wurde für grosse Flotten von Elektrofahrzeugen und Ladestationen im öffentlichen Bereich entwickelt. Nur die professionellen Ladestationen bieten diese Option gegen entsprechenden Aufpreis. Diese Lösung macht in der Regel nur in grösseren Mehrparteiengebäuden Sinn.

Tabelle 5: Schnittstellen für Elektromobil-Ladestationen

Schnittstelle	Vorteile	Nachteile
MODBUS / IP (proprietär)	Flexible lokale Ansteuerung mit variabler Stromvorgabe, robuste Lösung	Herstellerspezifische Lösung.
Cloud / IP	Flexible Ansteuerung über die Cloud mit Vorgabe diverser Parameter	Herstellerspezifische Lösung. Es braucht eine ständige Internet-Verbindung
Cloud / OCPP	Flexible Ansteuerung über die Cloud mit Vorgabe diverser Parameter inkl. Administration von Fahrzeug-Flotten, offener Standard.	Sehr komplexes Protokoll. Zu aufwändige Implementierung für einzelne Ladestationen zu Hause.
SmartGridready (zukünftiger Standard)	Zukünftiger Standard für intelligente Ansteuerung. Deckt alle obigen Varianten ab.	Erst ab 2023 erste Geräte verfügbar.

Der grösste Nachteil der Lösungen über MODBUS (bzw. Cloud) ist die Herstellerabhängigkeit. Dies führt zu einem entsprechenden Entwicklungsaufwand auf Seite EMS. Bei der Planung muss die Kompatibilität anhand von Herstellerlisten geprüft werden (Kompatibilitätslisten beachten).

In Zukunft soll auch hier SmartGridready Abhilfe schaffen. Da es sich um eine «offene» Schnittstelle handelt, muss bei der Planung nur noch auf das entsprechende SmartGridready-Label geachtet werden (Abbildung 25), welches sowohl auf der Ladestation wie auch auf dem EMS vorhanden sein muss.

## 8. Projektablauf

Das Diagramm in Abbildung 28 zeigt den prinzipiellen Ablauf eines Projektes.

Am wichtigsten ist die Planungsphase, bei welcher das Gesamtsystem inkl. Energiemanagementsystem (EMS) geplant wird. Bei der Inbetriebnahme ist wesentlich, dass das Zusammenspiel von EMS, Wärmepumpe und Elektromobilität über eine Funktionskontrolle systematisch geprüft wird. Es wird empfohlen, dass bei der Wärmepumpe zunächst eine erste Betriebsphase ohne PV-Optimierung stattfindet, während welcher die Grundeinstellungen (z.B. Heizkurve) optimal aufs Gebäude abgestimmt werden. Erst in einer zweiten Betriebsphase sollte die PV-Optimierung aktiviert werden. Bei der Elektromobilität ist die Einstellung wesentlich einfacher, deshalb kann hier von Anfang an mit PV-Optimierung gearbeitet werden.

Unter speziellen Voraussetzungen kann die erste Betriebsphase ohne PV-Optimierung auch übersprungen werden (gestrichelte «Abkürzung»). Dies sollte aber nur gemacht werden, wenn bereits Erfahrung besteht mit dem verwendeten Gesamtsystem aus ähnlichen Gebäuden (dies ist heutzutage wohl eher selten der Fall).

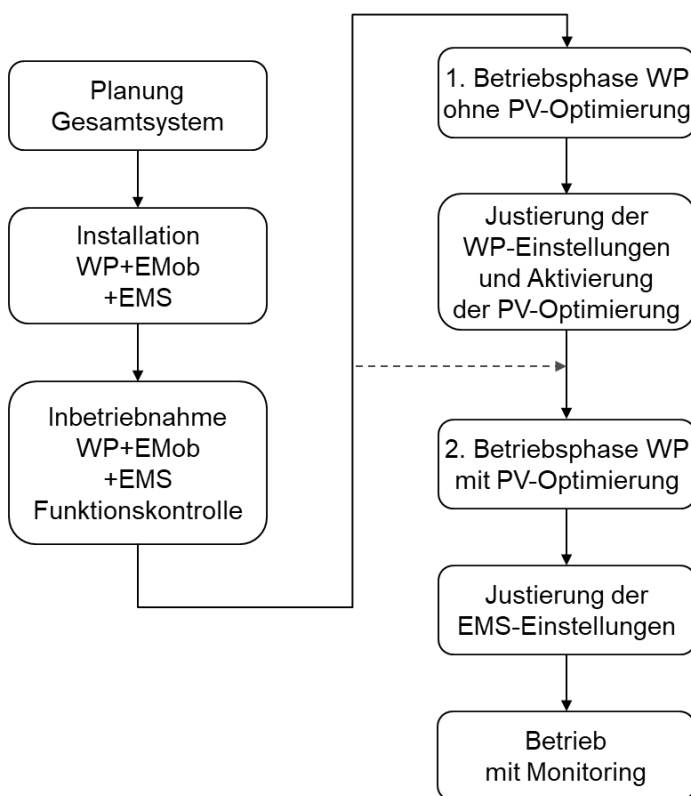


Abbildung 28: Typischer Projekt-Ablauf (mit WP = Wärmepumpe, EMob = Elektromobilität, EMS = Energiemanagement-System)

Die einzelnen Schritte werden ab Abschnitt 8.2 erläutert.

### 8.1 Entscheidungsmatrix

Die Matrix in Abbildung 29 gibt eine Entscheidungsgrundlage für die Wahl des Projektablaufs (mit oder ohne «Abkürzung») sowie die Wahl der geeigneten Komponenten und Schnittstellen. Dabei werden vier Fälle unterschieden, je nachdem ob die Wärmepumpe bzw. die PV-Anlage bereits besteht oder neu installiert wird.

Bei einer neuen Wärmepumpe wird dringend der vollständige Projektablauf mit Justierung der Wärmepumpe in einer ersten Betriebsphase empfohlen. Dabei ist auch das Wärmepumpen-Systemmodul (WPSM) zu beachten und die Einplanung eines Energiemanagementsystems (EMS) zwingend. Als Schnittstelle wird der neue SmartGridready-Standard empfohlen gemäss Abschnitt 7.1.4, sofern verfügbar

(ansonsten der ältere SG-Ready-Standard nach bwp). Elektroeinsätze dürfen hier nicht verwendet werden, da davon ausgegangen werden kann, dass neue Wärmepumpen die erforderlichen Hygientemperaturen erreichen.

	WP bestehend	WP neu	
PV neu	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Abgekürzter Projektablauf</b> mit einer Betriebsphase (mit PV-Optimierung)</li> <li>• WP mit <b>SG-Ready</b>-Schnittstelle nachrüsten, wenn möglich (ab Baujahr 2013)</li> <li>• Alternativ WP über EVU-Sperre ansteuern, mit Raumtemperaturüberwachung</li> <li>• Ein <b>Elektroeinsatz</b> darf im PV-optimierten Betrieb verwendet werden, aber <i>nur</i> wenn die WP die erforderlichen Hygientemperaturen <i>nicht</i> erreicht</li> <li>• Elektromobilität abklären</li> <li>• <b>EMS einbauen</b></li> <li>• IBN+Funktionskontrolle PV und EMS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Vollständiger Projektablauf</b> mit mehreren Betriebsphasen (ohne/mit PV-Optimierung)</li> <li>• <b>WPSM</b> beachten</li> <li>• WP mit <b>SmartGridready</b>- oder SG-Ready-Schnittstelle</li> <li>• Es darf <b>kein Elektroeinsatz</b> verwendet werden, weder im Normal- noch PV-optimierten Betrieb</li> <li>• PV mit Datenschnittstelle (Sunspec/Modbus)</li> <li>• Elektromobilität abklären und einplanen</li> <li>• <b>EMS von Anfang an einplanen</b></li> <li>• IBN+Funktionskontrolle PV, WP und EMS</li> </ul>	PV neu
PV bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bei WP <b>Taganhebung</b> konfigurieren und <b>Warmwasserladung auf den Tag</b> setzen</li> <li>• Ev. WP mit SG-Ready-Schnittstelle nachrüsten oder EVU-Sperre mit Raumtemperaturüberwachung verwenden</li> <li>• Ev. Nachrüstung eines EMS oder <b>Monitoring-Systems</b></li> <li>• Ein <b>Elektroeinsatz</b> darf im PV-optimierten Betrieb verwendet werden, aber <i>nur</i> wenn die WP die erforderlichen Hygiene-temperaturen <i>nicht</i> erreicht</li> <li>• Elektromobilität abklären</li> <li>• Funktionskontrolle des optimierten Systems</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Vollständiger Projektablauf</b> mit mehreren Betriebsphasen (ohne/mit PV-Optimierung)</li> <li>• <b>WPSM</b> beachten</li> <li>• WP mit <b>SmartGridready</b>- oder SG-Ready-Schnittstelle</li> <li>• Es darf <b>kein Elektroeinsatz</b> verwendet werden, weder im Normal- noch PV-optimierten Betrieb</li> <li>• Elektromobilität abklären und einplanen</li> <li>• <b>EMS nachrüsten</b>, wenn noch nicht vorhanden</li> <li>• IBN+Funktionskontrolle WP und EMS</li> </ul>	PV bestehend
	WP bestehend	WP neu	

Abbildung 29: Entscheidungsmatrix für die Wahl des geeigneten Systems und Projektablaufs

Bei einer bestehenden Wärmepumpe kann der abgekürzte Projektablauf verwendet werden, da davon ausgegangen wird, dass diese bereits optimal eingestellt wurde (bitte prüfen!). Falls möglich, sollte die Wärmepumpe mit einer SG-Ready-Schnittstelle gemäss Abschnitt 7.1.1 nachgerüstet werden (oft als Option erhältlich). Ein Elektroeinsatz ist nur erlaubt, falls es sich um ein älteres Wärmepumpen-Modell handelt, welche die erforderlichen Hygientemperaturen nicht erreicht. Der Elektroeinsatz wird dann PV-optimiert betrieben gemäss Abschnitt 5.3. Prinzipiell wird ein Energiemanagementsystem (EMS) empfohlen, sobald eine PV-Anlage neu installiert wird. Im anderen Fall reicht auch eine manuelle Optimierung der Wärmepumpe über Taganhebung gemäss Abschnitt 5.4 und Warmwasserladung am Tag gemäss Abschnitt 5.3. In jedem Fall sollte aber ein Monitoring-System eingebaut werden, mit welchem der Betrieb überwacht werden kann (Messung von elektrischer Leistungsaufnahme, ev. Wärmeleistung und Temperaturen).

## 8.2 Planung des Gesamtsystems

Wichtig ist, dass bei der Planung von Anfang an das gesamte System berücksichtigt wird, bestehend aus PV-Anlage, Wärmepumpe, Energiemanager und optional der Ladestation für Elektroautos. Bei Neubauten wird der Einbau von Ladestation für Elektroautos prinzipiell empfohlen, um die Elektromobilität zu fördern. Die Komponenten müssen aufeinander abgestimmt und kompatibel sein. Zudem muss die zwingend notwendige Einregulierung und Optimierung des Systems von Beginn weg in den Kosten einkalkuliert werden. Nach ca. 5 Jahren Betriebsdauer sollte gemäss [WPSM] ein Service durchgeführt werden. Für kleine Installationen im EFH-Bereich sind keine Service-Verträge zwingend, für grössere Installationen im MFH-Bereich werden diese aber empfohlen.

Die Verantwortung der übergeordneten Planung sollte bei einer Person liegen, welche alle obigen Bereiche überblickt. Diese Person koordiniert dann die Planer bzw. Installateure der einzelnen Teilsysteme. Dazu gehören folgende Beteiligten:

- PV-Planer und –Installateur
- Elektroplaner und -Installateur
- HLKS Planer und -Installateur
- Lieferant der Wärmepumpe
- Lieferant des Energiemanagement-Systems

Alle Beteiligten müssen von Anfang an wissen, dass sie ihre Komponenten auf die PV-Optimierung abstimmen müssen. Selbstverständlich kann ein Beteiligter in obiger Liste zusätzlich die Gesamtplanung übernehmen, sofern er genügend Kenntnis der anderen Teilsysteme hat.

Folgende Punkte müssen in der Planungsphase definiert werden:

- Auslegung und Einbindung der PV-Anlage
- Auslegung und Einbindung der Wärmepumpe
- Optional: Auslegung und Einbindung der Ladestation für Elektroautos.
- Festlegung der zu erreichenden Kennzahlen gemäss Abschnitt 2.2 als Zielgrössen. Die Kennzahlen können mit gängigen Simulationstools wie [PolySun 2022] oder [PVopti 2018] berechnet werden.
- Wahl eines geeigneten Energiemanagement-Systems. Hier wird auf die Broschüren [EVO 2020] und [EMS 2020] verwiesen (im Internet können die aktuellen Versionen heruntergeladen werden). Beim Energiemanager sind folgende Punkte zu beachten:
  - Unterstützung offener Standards, damit ein einfaches Auswechseln möglich ist, unabhängig von den restlichen Komponenten.
  - Erweiterbarkeit sollte möglich sein, z.B. für eine spätere Einbindung einer Elektromobil-Ladestation oder weiterer Verbraucher.
  - Unterstützung von Monitoring-Funktionen (siehe Punkt «Monitoring» weiter unten).
- Gezielte Nutzung der Speicher zur PV-Optimierung:
  - Trinkwarmwasser-Speicher: Betrieb am Tag, 1 Tagladung muss genügen, auch ohne Elektroein-satz müssen 60°C erreicht werden
  - Pufferspeicher: Überdimensionierung um 1/3 des Nennvolumens empfohlen [WPSM-SP 2018]. Ein Mischventil nach dem Speicher ist zwingend notwendig wegen der Speicherüberhöhung.
  - Nutzung des Gebäudes als Speicher: Raumfühler müssen zwingend installiert und eingebunden werden. Der Energiemanager muss vorbereitet sein für ein aktives Thermomanagement inkl. Einbezug des Gebäudes.
- Notwendige Schnittstellen an den Geräten:
  - Wärmepumpe mit SG-Ready® oder SmartGridReady®-Label bzw. MODBUS-Schnittstelle, welche für die PV-Optimierung freigegeben ist
  - Ladestation für Elektroautos mit SmartGridready®-Label bzw. MODBUS-Schnittstelle, über welche der Ladestrom variabel beeinflusst werden kann.
  - PV-Wechselrichter (WR) mit MODBUS-Schnittstelle nach Sunspec®-Standard von Vorteil (Auslesen der Daten).
  - Energiemanager mit obigen Schnittstellen, muss kompatibel sein für obige Einbindungen. Speziell bei der MODBUS-Einbindung ist darauf zu achten, dass die entsprechende Wärmepumpe (und Ladestation) unterstützt wird und vorgängig getestet wurde.

### 8.2.1 Monitoring-System und Messgrössen

Für die spätere Betriebsoptimierung wird dringend ein Monitoring-System empfohlen. Dieses sollte Bestandteil des Energiemanagers sein. Es wird ein Monitoring nach Minergie-Vorgaben empfohlen [MIN 2021.1, Anhang C]. Minergie hat hierfür auch ein Modul «Monitoring+» auf den Markt gebracht, bei welchem verschiedene Monitoring-Anbieter ihre Systeme zertifizieren können. Dabei werden Anforderungen hinsichtlich Datenerfassung, -Speicherung und Visualisierung geprüft. Zertifizierte Systeme verfügen ausserdem über eine Schnittstelle zur Minergie-Datenbank, mit welcher die Messdaten auch mit den Plandaten verglichen werden können [MINMON+].

Um die Messpunkte aus der WP zu lesen, ist eine moderne Schnittstelle wie MODBUS® oder Smart-Gridready® notwendig. Ansonsten müssen externe Fühler eingesetzt werden.



### 8.3 Installation Geräte und Energiemanager

Die Installation der Wärmepumpe muss nach den heutigen Qualitäts-Standards des WP-System-Moduls [WPSM 2021] durchgeführt werden (Anlagen bis 15 kW Heizleistung) bzw. die Leistungsgarantie [WP-LG 2020] muss erfüllt sein (Anlagen ab 15 kW Heizleistung).

Bei der Installation der Ladestation für Elektroautos sind die Angaben des Herstellers zu beachten. Wichtig ist eine entsprechende Absicherung und die Installation eines FI-Schutzschalters mit DC-Schutz (wenn nicht in der Ladestation integriert). Bei MFH ist der Einsatz eines Zählers mit MID bzw. METAS-Zulassung notwendig.

Bei der Installation des Energiemanagers sind die Angaben des Herstellers zu beachten. Wichtig ist, dass offene Systeme verwendet werden, welche später auch ausgetauscht werden könnten. Für EFH reicht eine kostengünstige Consumer-Lösung aus dem Online-Vertrieb, während bei MFH eine robuste, langlebige Lösung bevorzugt werden sollte.

Bei modernen Energiemanagement-Systemen ist generell eine Internet-Verbindung Voraussetzung, welche am Installationsort verfügbar sein muss. Moderne Geräte können meistens über LAN (Local Area Network) eingebunden werden. Aus Gründen der Zuverlässigkeit wird für den Anschluss der Geräte eine verkabelte Lösung (LAN) bevorzugt gegenüber einer kabellosen Lösung (WLAN).

### 8.4 Inbetriebnahme Geräte und Energiemanager mit Funktionskontrolle

Die Wärmepumpe, Ladestation für Elektroautos und der Energiemanager sind gemäss Herstellerangaben in Betrieb zu nehmen.

Bei der Wärmepumpe wird auf das Vorgehen nach dem Wärmepumpen-System-Modul [WPSM 2020] verwiesen. Wichtig ist die korrekte Einstellung der Heizkurve und Heizgrenze gemäss [SIA 384/1], abgestimmt auf das Gebäude.

Spezieller Fokus muss nun auf das korrekte Zusammenspiel der Geräte mit dem Energiemanager gelegt werden. Deshalb ist zwingend eine Konfiguration mit anschliessender Funktionskontrolle durchzuführen.

Die Funktionskontrolle beinhaltet im Wesentlichen folgende Punkte:

- Prüfen der korrekten Funktion der Wärmepumpe (Heizmodus und Warmwasserproduktion) inkl. korrekter Voreinstellung der Heizkurve, Heizgrenze, usw. Es wird empfohlen, die Warmwasserproduktion über ein entsprechendes Zeitprogramm auf den Tag zu legen (gemäss Abschnitt 5.3). Bei einer Luft-/Wasser-Wärmepumpe ist ev. auch eine Taganhebung sinnvoll (gemäss Abschnitt 5.4).
- Prüfen der korrekten Funktion der Ladestation. Hierzu muss ein Fahrzeug angeschlossen sein und der Ladevorgang manuell gestartet werden.
- Prüfen des korrekten Zusammenspiels von EMS und Wärmepumpe. Dazu muss zunächst die korrekte Verbindung zur Wärmepumpe geprüft werden (Relais-Verkabelung oder LAN-Verbindung). Anschliessend sollte am EMS die Wärmepumpe in den PV-optimierten Betrieb sowie Normalbetrieb gesetzt werden. Wenn verschiedene Stufen des PV-optimierten Betriebs vorhanden sind (SG-Ready), sollten diese durchgetestet werden. Bei variabler Sollwertverstellung (über MODBUS) sollte die Reaktion der Wärmepumpe überprüft werden. Falls beim EMS verschiedene Betriebsmodi der Wärmepumpe vorgegeben werden könnten (z.B. «Eco», «Komfort», «Erhöht/PV-optimiert»), sollten diese überprüft werden.
- Prüfen des korrekten Zusammenspiels von EMS und Ladestation. Dazu muss zunächst die korrekte Verbindung zur Ladestation geprüft werden (LAN-Verbindung). Anschliessend sollte am EMS die Ladefreigabe ein- und ausgeschaltet werden. Falls möglich, sollte die Vorgabe des Ladestroms bzw. der Ladeleistung am EMS geprüft werden. Es ist vorteilhaft, wenn für die Tests das Fahrzeug an der Ladestation angeschlossen ist, welches später auch vorzugsweise an dieser Station geladen wird. So kann die gesamte Funktion des Systems (inkl. Verriegelung und fahrzeugseitiger Einstellungen) geprüft werden. Es sollte auch geprüft werden, wie das Fahrzeug nach einem Unterbruch der Ladung reagiert (ob es von selbst wieder mit Laden startet oder nicht).
- Parametrierung des EMS für die Wärmepumpe. Es wird empfohlen, für die erste Betriebsphase noch keine PV-Optimierung der Wärmepumpe zu aktivieren, um die Heizkurve und restlichen Grundeinstellungen der Wärmepumpe während der ersten Heizperiode korrekt einzustellen.



- Parametrierung des EMS für die Ladestation. Für die Ladestation kann bereits in der ersten Betriebsphase die PV-Optimierung aktiviert werden. Hier wird in der Regel ein solaroptimiertes Überschussladen eingestellt. Wichtig ist die korrekte Einstellung der Einschaltsschwelle für die Ladefreigabe (bzw. Dauerfreigabe bei Fahrzeugen, welche nach einer Unterbrechung nicht mehr von selbst starten). Optional kann auch ein zusätzliches Laden im Niedertarif eingestellt werden. Diese Einstellungen sollten in Absprache mit dem Kunden erfolgen.

Alle vorgenommenen Einstellungen auf Seite Wärmepumpe, Ladestation und Energiemanager müssen **dokumentiert** werden und der Endkunde muss entsprechend **instruiert** werden.

## 8.5 Erste Betriebsphase ohne PV-Optimierung

Bei einer Neuinstallation wird empfohlen, die Wärmepumpe in der ersten Phase noch ohne PV-Optimierung zu betreiben. Damit kann die gewünschte Funktion der Wärmepumpe und des gesamten hydraulischen Systems im normalen Betrieb überprüft werden.

Die Elektromobil-Ladestation kann von Beginn weg mit PV-Optimierung betrieben werden. Hier braucht es keine speziellen Justierungen.

Während dieser Phase werden die Messgrößen über das Monitoring System beobachtet und ausgewertet. Bei der Wärmepumpe wird überprüft, ob die Temperaturen eingehalten werden und die Schaltzyklen in einem sinnvollen Bereich sind. Zudem werden die Kennzahlen gemäss Abschnitt 2.2 aufgenommen und für den Betrieb ohne PV-Optimierung als «natürliche Werte» abgelegt.

Um den Ablauf zu beschleunigen, kann in folgenden Situationen auf die erste Betriebsphase ohne PV-Optimierung verzichtet werden:

- Die Wärmepumpe ist bereits seit mindestens einer Heizsaison in Betrieb und wurde bereits kontrolliert und optimal eingestellt.
- Es wird eine bewährte Kombination aus Wärmepumpe und Energiemanager eingesetzt, welche vom Wärmepumpen-Hersteller ausdrücklich für seine Systeme freigegeben wird.

In obigen Fällen kann direkt zur zweiten Betriebsphase mit PV-Optimierung übergegangen werden (Abschnitt 8.7).

## 8.6 Justierung der WP-Einstellungen und Aktivierung der PV-Optimierung

Gemäss Wärmepumpen-Systemmodul ist ein Check des Systems spätestens nach 2-3 Jahren vorgesehen [WPSM-NK 2021]. Hier wird jedoch ein vorzeitiger Check empfohlen, spätestens nach der ersten Heizsaison. Die Parameter der Wärmepumpe inklusive Heizkurve werden gemäss WPSM optimal eingestellt. Dabei ist eine vorrangige Tagesnachladung für das Trinkwarmwasser zu berücksichtigen.

Nun wird die **PV-Optimierung für die Wärmepumpe aktiviert**. Je nach Art der Optimierung müssen am EMS folgende Einstellungen vorgenommen werden:

- Aktivierung der SG-Ready-Funktion. Überprüfung der WP-internen Einstellungen für SG-Ready, speziell die Temperatur-Sollwerte bzw. Hysterese-Einstellungen für die verschiedenen Stufen im erhöhten bzw. «forcierten» Betrieb. Es sollte auch überprüft werden, ob allfällige Elektroeingänge aktiviert werden (speziell im «forcierten» Betrieb). Aus Effizienzgründen wird empfohlen, diese zu deaktivieren.
- Aktivierung der PV-Ready-Funktion bzw. des PV-Eingangs. Überprüfung der WP-internen Einstellungen für die PV-Funktion, speziell die Temperatur-Sollwerte bzw. Hysterese-Einstellungen im erhöhten PV-Betrieb. Es sollte auch überprüft werden, ob allfällige Elektroeingänge aktiviert werden im PV-Betrieb. Aus Effizienzgründen wird empfohlen, diese zu deaktivieren.
- Aktivierung der dynamischen Optimierung. Falls vorhanden, werden die dynamischen Optimierungsfunktionen über variable Sollwertvorgaben aktiviert. Diese Einstellungen sind abhängig vom System. Z.T. können Temperaturbereiche für den Eco-, Komfort- und PV-Betrieb vorgegeben werden. Die Vorgaben können getrennt gemacht werden für Heiz- und Warmwasser-Betrieb. Die gewählten Einstellungen sollten mit dem Kunden abgesprochen werden. Zudem sollte darauf geachtet werden, dass die Einstellungen im Komfort- und speziell im PV-Betrieb hinsichtlich Effizienz sinnvoll gewählt sind. Es

wird von zu starken Temperaturerhebungen abgeraten, da dies die Effizienz der Wärmepumpe unnötig verschlechtern kann. Für den Warmwasserbetrieb muss die Einhaltung der Hygiene-Richtlinien beachtet werden (speziell bei MFH).

Wichtig: Je nach System müssen die PV-Funktionen sowohl auf Seite Wärmepumpe wie auch auf Seite EMS aktiviert werden.

Zudem sollte spätestens zu diesem Zeitpunkt überprüft werden, ob der Kunde das System korrekt bedienen kann. Gegebenenfalls sollte er nochmals in die Optimierungsmöglichkeiten für das vorliegende System eingeführt werden.

Auch die korrekte Funktion des Monitorings sollte nochmals geprüft werden. Es ist vorteilhaft, wenn die Kennzahlen gemäss Abschnitt 2.2 vor der PV-Optimierung notiert werden. Sie können später zu Vergleichszwecken herangezogen werden.

### **8.7 Zweite Betriebsphase mit PV-Optimierung**

Das Gesamtsystem wird in dieser Phase mit aktivierter PV-Optimierung betrieben. Damit kann die gewünschte Funktion der Wärmepumpe und anderer Verbraucher im PV-Betrieb überprüft werden.

Während dieser Phase werden die Messgrössen gemäss Abschnitt 8.2.1 beobachtet und ausgewertet. Bei der Wärmepumpe wird überprüft, ob die Temperaturen auch bei PV-Betrieb eingehalten werden und die Schaltzyklen in einem sinnvollen Bereich sind.

Zudem werden die Kennzahlen gemäss Abschnitt 2.2 aufgenommen und mit den Werten vor der PV-Optimierung aus Abschnitt 8.5 verglichen. Dadurch kann die Effektivität des Energiemanagers überprüft und allenfalls optimiert werden.

Die Dauer dieser Phase kann von einer Woche bis zu mehreren Monaten reichen. Vorteilhaft ist ein Zeitraum, in welchem möglichst viele PV-Optimierungen stattfinden können, also in der Übergangszeit mit verschiedenen Wettersituationen.

### **8.8 Justierung der EMS-Einstellungen**

Die Einstellungen zur PV-Optimierung gemäss Abschnitt 8.6 werden nochmals überprüft und allenfalls justiert.

Dabei sind am Energiemanagementsystem (EMS) folgende Einstellungen zu prüfen bzw gegebenenfalls zu justieren:

- Wärmepumpe: Schaltschwellen zur Aktivierung der PV-Funktionen. Die Wärmepumpe sollte nur bei effektivem PV-Überschuss erhöht betrieben werden. Temperaturniveaus im Komfort-Betrieb und erhöhten Betrieb überprüfen. Zu hohe Temperaturen sollten aus Effizienzgründen vermieden werden.
- Elektroheizstab: Vorzugsweise Deaktivierung des Heizstabes. Wenn der Heizstab benutzt wird, darf er nur bei genügend PV-Überschuss eingeschaltet werden. Schaltschwellen genügend hoch einstellen. Auf «Legionellen-Schaltungen» am Wochenende oder regelmässiges Einschalten nachts ist zu verzichten.
- Elektromobil-Ladestation: Schaltschwellen zur Freigabe der Ladung. Der Ladevorgang sollte erst starten, wenn genügend Überschuss vorhanden ist. Anschliessend sollte die Ladekurve möglichst der PV-Kurve folgen (variables Nachfahren der Leistung). Nachtladungen müssen mit tiefer Leistung erfolgen. Allenfalls ist eine Justierung der Ladeleistung beim Nachtladen notwendig.

Zudem sind auf Seite Wärmepumpe allenfalls folgende Justierungen vorzunehmen:

- SG-Ready oder PV-Ready: Justierung der Temperatur-Sollwerte bzw. -Hysteresen für den erhöhten Betrieb. Vorzugsweise Deaktivierung des Heizstabes im «forcierten» Betrieb, siehe oben.

## 8.9 Betrieb mit Monitoring

Der reguläre Betrieb des Systems kann nun aufgenommen werden. Wichtig ist ein laufendes Monitoring der Messgrössen gemäss Abschnitt 8.2.1 und eine mindestens jährliche Prüfung der Kennzahlen gemäss Abschnitt 2.2. Das System sollte auch während dem Betrieb laufend optimiert werden. Dazu dienen die Funktionen des Energiemanagementsystems (EMS).

Für grössere Installationen im MFH-Bereich werden Service-Verträge für die Wärmepumpe wie auch das Energiemanagement-System empfohlen. Bei Ladelösungen für MFH werden auch dort entsprechende Service-Verträge empfohlen.

Zudem sollten die Zuständigkeiten für die laufende Betriebsoptimierung vorgängig geklärt werden. Bei EFH kann dies der Eigentümer übernehmen (mit entsprechender Einweisung). Dazu sollte der Eigentümer Zugriff haben auf das Monitoring-EMS-System, vorzugsweise über eine Smartphone-App.

Bei MFH sollten entsprechende «Betreiber», also für den Betrieb zuständige Personen definiert werden (ebenfalls mit entsprechender Einweisung). Die zuständigen Personen müssen Zugriff haben auf das Monitoring-EMS-System, vorzugsweise über ein entsprechendes Web-Portal. Die Berechtigungen auf den Datenzugriff müssen vorgängig geklärt werden (Datenschutz beachten gegenüber Mietern/Wohnungseigentümern!).

## 9. Anhang: Wärmepumpen Zusatzinformationen

### 9.1 Thermische Speicherfähigkeit von Gebäuden und technischen Speichern

Folgende Tabellen geben Auskunft über die thermische Speicherfähigkeit von Gebäuden, basierend auf den Wärmekapazitäten pro EBF (Energiebezugsfläche) gemäss [SIA 380/1], Abschnitt B.9. Dabei wird unterschieden zwischen drei Bauweisen «schwer», «mittel», «leicht». Zu den «schweren» Bauweisen gehören Massivbauten mit Stahlbeton oder Mauerwerk mit aussenliegender Wärmedämmung. Zu den «mittleren» Bauweisen können Holz/Beton-Mischbauweisen gezählt werden. Zu den «leichten» Bauweisen gehören reine Holzbauten. Industrie-Bauten mit hohem Stahl/Glas-Anteil gehören zu den «sehr leichten» Bauweisen, welche hier nicht aufgeführt sind. In den Tabellen wurden verschiedene EBF angenommen für typische EFH (100...200 m<sup>2</sup>) und MFH (1000...2000 m<sup>2</sup>).

Bauweise "schwer"						
Wärmekapazität/EBF		0.15 kWh/m <sup>2</sup> K		540 kJ/m <sup>2</sup> K		
Speicherfähigkeit (kWh)	Energiebezugsfläche (m <sup>2</sup> )			MFH	MFH	MFH
Temperaturerhöhung (K)	100	140	200	1000	1500	2000
1	15	21	30	150	225	300
2	30	42	60	300	450	600
3	45	63	90	450	675	900

Bauweise "mittel"						
Wärmekapazität/EBF		0.08 kWh/m <sup>2</sup> K		288 kJ/m <sup>2</sup> K		
Speicherfähigkeit (kWh)	Energiebezugsfläche (m <sup>2</sup> )			MFH	MFH	MFH
Temperaturerhöhung (K)	100	140	200	1000	1500	2000
1	8	11	16	80	120	160
2	16	22	32	160	240	320
3	24	34	48	240	360	480

Bauweise "leicht"						
Wärmekapazität/EBF		0.03 kWh/m <sup>2</sup> K		108 kJ/m <sup>2</sup> K		
Speicherfähigkeit (kWh)	Energiebezugsfläche (m <sup>2</sup> )			MFH	MFH	MFH
Temperaturerhöhung (K)	100	140	200	1000	1500	2000
1	3	4	6	30	45	60
2	6	8	12	60	90	120
3	9	13	18	90	135	180

Als Vergleich sind unten typische Speicherfähigkeiten von technischen Speichern (Puffer- oder Brauchwarmwasserspeicher) angegeben. Hier ist die Speicherfähigkeit sowohl vom Inhalt (Liter) wie auch von der effektiv genutzten Temperaturerhöhung (K) abhängig. Wie sofort ersichtlich, sind die Speicherfähigkeiten um Grössenordnungen kleiner als beim Gebäude.

Technischer Speicher					
Wärmekap. Wasser		4.19 kJ/kgK			
Speicherfähigkeit (kWh)	Volumen (Liter)		MFH	MFH	MFH
Temperaturerhöhung (K)	300	500	1000	1500	2000
5	2	3	6	9	12
10	3	6	12	17	23
15	5	9	17	26	35
20	7	12	23	35	47

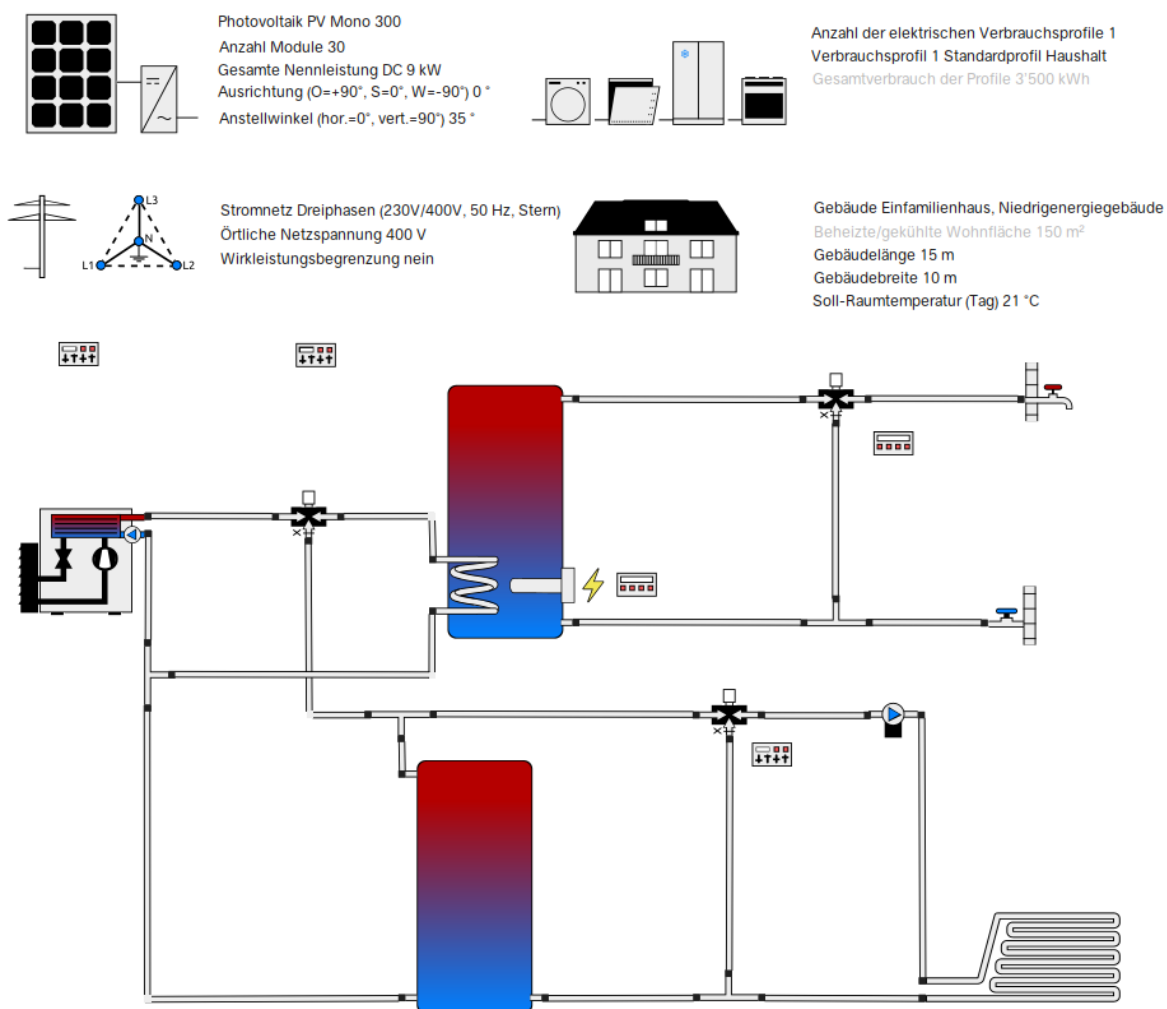
### 9.2 PV-WP-Vorlagen für die Simulationsumgebung Polysun®

Ab dem Update 2022.8 enthält die Simulationssoftware Polysun® neue Vorlagen für die Integration von PV und Wärmepumpen [PolySun 2022]. Diese Vorlagen basieren auf den vorliegenden Planungsgrundlagen.

Die Vorlagen befinden sich im Ordner «Smart Energy Engineering», siehe Bild unten.

- STASCH
- Smart Energy Engineering
    - 1. EFH: Wärmepumpe mit Photovoltaik und Heizstab
    - 2. EFH: Wärmepumpe mit Photovoltaik, Heizstab und progr. Steuerung
    - 3. EFH: Wärmepumpe mit Photovoltaik, Heizstab, Batterie und progr. Steuerung
    - 4. EFH: Wärmepumpe mit Photovoltaik, Heizstab, progr. Steuerung und Taganhebung
    - 5. EFH: Wärmepumpe mit SG-Ready-Regelung und Speicherüberhöhung
    - 6. EFH: Wärmepumpe mit SG-Ready-Regelung, Speicherüberhöhung und Batterie
    - 7. EFH: Wärmepumpe mit SG-Ready-Regelung, Speicherüberhöhung und Elektroheizstab
    - 8. EFH: Wärmepumpe mit SG-Ready-Regelung, Speicherüberhöhung und Taganhebung
    - 9.1 EFH: Invertergesteuerte Wärmepumpe mit SG-Ready-Regelung exkl. Thermomanagement
    - 9.2 EFH: Invertergesteuerte Wärmepumpe mit SG-Ready-Regelung inkl. Thermomanagement

Sämtliche Vorlagen sind gemäss nachfolgendem Schema aufgebaut (WPSM Schema 6 mit Parallel-Pufferspeicher und Brauchwarmwasserspeicher). Sie unterscheiden sich jedoch in der Art der Regelung.

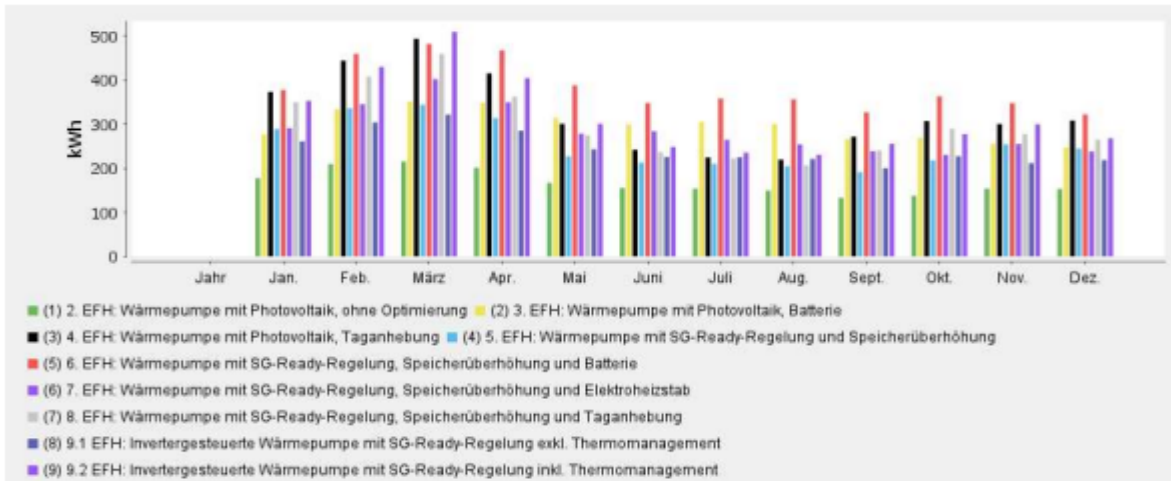


Unterstützte Regelungsarten:

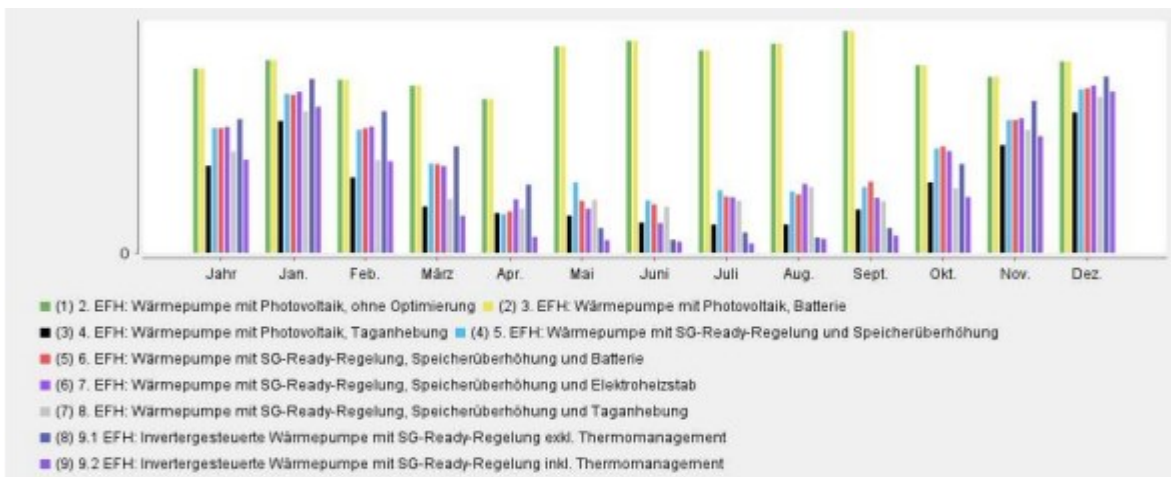
- Einfache Steuerung über Zeitprogramme (Taganhebung)
- Steuerung über SG-Ready-Standard (Stufen)
- Regelung mit Thermomanagement (Gebäude als Speicher)
- On-off- und Inverter-Wärmepumpen
- Leistungsregelung für Inverter-Wärmepumpen (stromgeführt)
- Vergleiche mit Batterie und Elektroheizstäben

Die Anleitung [PS-PV-WP 2022] gibt detaillierte Auskunft über die verschiedenen Vorlagen. Ein Bezug der Simulationssoftware zusammen mit den integrierten Vorlagen ist bei der Firma Vela Solaris AG möglich.

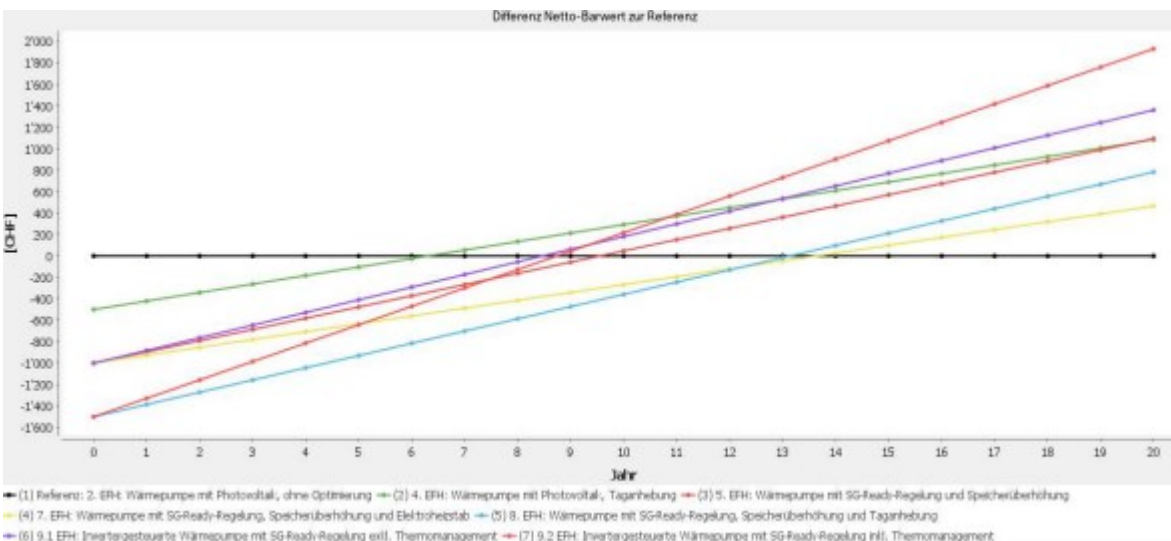
Aus den Vorlagen können eigene Varianten erstellt werden und miteinander verglichen werden. Folgendes Bild zeigt ein Vergleich der Eigenverbrauchs-Kennzahlen der vordefinierten Varianten:



Zur Beurteilung der Effizienz können z.B. Anlagenaufwandszahlen ermittelt werden:



Auch eine Beurteilung der Wirtschaftlichkeit und Vergleich verschiedener Varianten ist möglich (Amortisation):



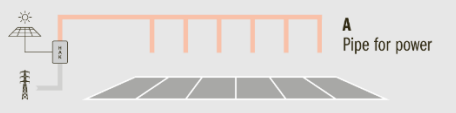


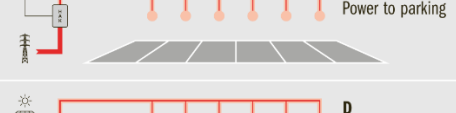



Unter heutigen Rahmenbedingungen zeigt sich, dass die Variante mit Inverter-WP und vollständigem Thermomanagement des Gebäudes nach 20 Jahren Betriebszeit klar am besten abschneidet. Standard-SG-Ready-Regelungen nur mit Speicherüberhöhungen schneiden mittelmässig ab. Ein Elektroheizstab hat einen deutlich negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Mehr Informationen dazu gibt die Anleitung [PS-PV-WP 2022].

## 10. Anhang: Detaillierte Informationen zu Grundinstallation und Ladestationen

### 10.1 Übersicht Ausbaustufen nach SIA Merkblatt 2060

Der Schweizerische Ingenieur- und Architektenverband hat im Merkblatt 2060 «Infrastruktur für Elektrofahrzeuge in Gebäuden» Richtangaben zum Umfang der Ausrüstung festgehalten und zeigt auf, welche Aspekte in der Planung berücksichtigt werden müssen. Dabei werden verschiedene Ausbaustufen festgelegt. In vorliegendem Leitfaden werden der Einfachheit halber die Ausbaustufen A – C als «Grundinstallation mit Steuerung» und die Ausbaustufe D als «Ladestationen» zusammengefasst.

Ausbaustufen für die Installation von Ladestationen nach Merkblatt SIA 2060	
 <p><b>A</b> Pipe for power</p>	<p><b>Ausbaustufe A: Einrichtung von Ausbaureserven</b> Diese Stufe entspricht dem Minimalausbau und ist in Neubauten für jeden Parkplatz zu realisieren. Dabei dienen Leerrohre, Kabeltragsysteme und Platzreserven für elektrische Schutz-einrichtungen als Grundinstallation für eine zukünftige Ladeinfrastruktur.</p>
 <p><b>B</b> Power to building</p>	<p><b>Ausbaustufe B: Einrichtung der Gebäudezuleitung</b> Die Anschlussleitung für Neubauten sollte so dimensioniert sein, dass mindestens 60% der Parkplätze für den Betrieb einer Ladestation elektrifiziert werden können. Bei Sanierungen ist zu prüfen, ob die bestehende Anschlussleistung stark genug ist, um die zusätzliche Ladeleistung für Elektrofahrzeuge zu decken und gegebenenfalls auszubauen.</p>
 <p><b>C1</b> Power to garage</p>	<p><b>Ausbaustufe C: Stromzuleitung zur Ladestation</b> Der spätere Einbau einer Ladestation wird bei Neubauten erheblich erleichtert, wenn neben der Stromzuleitung bereits elektrische Schutz-einrichtungen und eine allenfalls erforderliche Kommunikationsverkabelung eingebaut sind. Dieser Ausbau kann entweder bis mindestens drei Meter an den Standort der künftigen Ladestation herangeführt werden (Stufe C1) oder direkt bis zur Position der künftigen Ladestation (C2). Wenn zu erwarten ist, dass innerhalb der nächsten zehn Jahre eine Ladestation installiert wird, ist Stufe C2 empfohlen.</p>
 <p><b>C2</b> Power to parking</p>	
 <p><b>D</b> Ready to charge</p>	<p><b>Ausbaustufe D: Installation von betriebsbereiten Ladestationen</b> Die vierte Ausbaustufe entspricht der Installation einer Ladestation. Das Merkblatt SIA 2060 empfiehlt für Neubauten, dass bei Einfamilienhäusern ein Parkplatz mit einer Ladestation ausgerüstet wird, bei Mehrfamilienhäusern mindestens zwei Parkplätze und bei grösseren Immobilien 20% der Parkplätze. Dies gilt sowohl für Wohnhäuser als auch für Firmen, die ihren Arbeitnehmenden das Laden während der Arbeitszeit ermöglichen wollen. Vor der Installation der ersten Ladestation und der Produktwahl gilt es, grundsätzliche Fragen beispielsweise zur Unterstützung des Lastmanagements, zur Abrechnungslösung und zur Ladeleistung zu klären.</p>

Die vier Ausbaustufen des Merkblatts SIA 2060. Grafik Faktor Verlag, Themenheft Elektromobilität; Quelle: SIA



## 10.2 Grundinstallation mit Steuerung (SIA Ausbaustufe A - C)



Die Grundinstallation umfasst den Ausbau der Parkanlage zur Vorbereitung auf die Installation von Ladestationen, damit diese zu einem späteren Zeitpunkt bei Bedarf mit wenig Aufwand installiert werden können. Dabei handelt es sich um die Stromzuleitung zu den Parkplätzen, die elektrischen Schutzeinrichtungen sowie allfälligen Datenverkabelung sowie Haupt-/Kontrollzähler.

Es gibt unterschiedliche Ausbauvarianten<sup>4</sup>:

- SIA Ausbaustufe C1: horizontale Zuleitung über den Parkplätzen<sup>5</sup>, z. B. mittels Stromschiene oder Flachkabel. Um den Ladeplatz auszurüsten, muss später nur die Speisung von der Leitung heruntergeführt und eine Ladestation installiert werden.
- SIA Ausbaustufe C2: Zuleitung bis zur Position der zukünftigen Ladestation. Bei der Ladeplatzausrüstung muss später nur die Ladestation montiert oder eingesteckt werden.<sup>6</sup>

Eine Grundinstallation bietet Kostenvorteile gegenüber einer schrittweisen Erschliessung. Da die Grundinstallation unabhängig von technologischen Weiterentwicklungen der Ladestationen und der Steuerung ist<sup>7</sup>, empfiehlt es sich, bei der Dimensionierung den möglichen Endausbau zu berücksichtigen und auch Parkplätze ohne aktuellen Bedarf für eine Lademöglichkeit auszustatten.<sup>8</sup>

### 10.2.1 Steuerung

Die Steuerung/Software der Ladeanlage stellt sicher, dass:

- die verfügbaren Stromkapazitäten optimal auf die ladenden Elektroautos verteilt werden (Last- oder Energiemanagement, Schieflastausgleich). Damit kann der bestehende Hausanschluss optimal genutzt werden und ein teurer Ausbau des Hausanschlusses entfällt. Je nach Vorgaben des Verteilnetzbetreibers ist ein Lastmanagement vorgeschrieben.
  - nur berechnete Nutzer:innen laden.
  - Ladetransaktionen mit korrekten Energiepreisen zugewiesen und verrechnet werden können.
  - per optionalem Monitoring die Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur sichergestellt wird.

Für die Steuerung der Ladestationen gibt es entweder herstellereigene oder herstellerübergreifende Kommunikationsstandards (z.B. OCPP 1.6 mit Lastmanagement oder OCPP 2.0, ISO 15118). Lassen Sie sich an dieser Stelle von einer Fachperson beraten.

<sup>4</sup> SIA Merkblatt 2060, Kapitel 2.4.1.4

<sup>5</sup> bis in einen Umkreis von 3 m der zukünftigen Ladestation, mit oder ohne abgesicherten Abgang – was vom gewählten System abhängig ist.

<sup>6</sup> Kann wie folgt umgesetzt werden: Anbringen einer Abzweigdose, Rückplatte oder dreiphasigen CEE-Steckdose.

<sup>7</sup> Es handelt sich um Leitungen und Komponenten, die unabhängig von zukünftigen technischen Entwicklungen bei Ladestationen genutzt werden können (z.B. für Bidirektionales Laden).

<sup>8</sup> Das SIA Merkblatt 2060 empfiehlt eine Grundinstallation für 60-100 % aller Parkplätze bei Neubauten und umfassenden Sanierungen.

### 10.2.2 Ladestationen (SIA Ausbaustufe D)

Es wird empfohlen, in Mehrparteiegebäuden AC-Ladestationen (Wechselstrom) mit 11 kW<sup>9</sup> Leistung einzusetzen, die mit der Steuerung kompatibel sind und folgende Anforderungen erfüllen:

- Internetanbindung (z. B. WLAN, LAN, GSM, Powerline) und Kommunikationsschnittstellen zur Steuerung und Zugangssystem (z. B. Zugangskarte/Badge, Schlüssel oder App)
- Zuleitung ab Grundinstallation, Fehlerstromschutz (FI-Schalter) und Leitungsschutzschalter (LS-Schalter) und geeigneter Verbrauchszähler<sup>10</sup> pro Ladestation. Diese sind in einigen Ladestationen bereits integriert.
- Aus Komfortgründen evtl. ein integriertes Kabel, das bei Defekt einfach ausgetauscht werden kann.

Mit einem Adapter für die Ladestation können auch eBikes und andere Geräte geladen werden (jedoch nicht gleichzeitig wie das E-Auto).

### 10.3 Stecker-Typen für Elektromobile

Die Stecker für Elektromobile wurden standardisiert. Heutzutage gibt es im Wesentlichen die Varianten, welche in Tabelle 6 zusammengefasst sind. Dabei wird unterschieden zwischen Laden mit Wechselstrom (AC) und Gleichstrom (DC). Meistens findet das AC-Laden zu Hause statt und das DC-Laden unterwegs an Schnellladesäulen. Der Typ-1-Stecker dient dem einphasigen AC-Laden mit tiefer Leistung. Dieser Typ ist noch bei älteren Elektromobilen oder Plug-In-Hybriden vorhanden, wird aber allmählich verschwinden. Der Typ-2-Stecker dient dem dreiphasigen AC-Laden und ist der heutige Standard für das Laden zu Hause. Er hat nur eine einfache Kommunikation zum Fahrzeug, basierend auf der Stromvorgabe (über ein PWM-Signal) und Rückgabe des aktuellen Ladezustandes (A – nicht eingesteckt, B – eingesteckt, C – Laden, usw.). Es können aber keine weiteren Informationen aus dem Fahrzeug gelesen werden, insbesondere kann der aktuelle Batterieladestand nicht ausgelesen werden.




Für das Schnellladen sind die DC-Stecker vorgesehen. Diese können sehr hohe Ladeleistungen aufnehmen. Hier wird zwischen dem europäischen Standard CCS und dem japanischen Standard CHAdeMO unterschieden. Beide Typen haben eine intelligente Kommunikation zum Fahrzeug, damit können diverse Parameter aus dem Fahrzeug ausgelesen werden, wie z.B. der aktuelle Batteriestand (SoC).

Die DC-Typen sind auch für das bidirektionale Laden vorbereitet. Die japanischen Fahrzeughersteller sind hier einen Schritt voraus, es gibt bereits mehrere Fahrzeughersteller, welche seit einigen Jahren bidirektionale Lademöglichkeiten anbieten (seit Fukushima in Japan vom Staat vorgeschrieben). In Europa rüsten die Hersteller ihre Flotten allmählich auf bidirektionales Laden um. Verschiedene deutsche Hersteller haben entsprechende Ankündigungen gemacht.

<sup>9</sup> Es können auch Ladestationen mit 22 kW Leistung eingesetzt werden, da die Leistung der Ladestationen ohnehin über ein Lastmanagement geregelt wird.

<sup>10</sup> Der Zähler muss den Anforderungen der Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung (EMmV; SR 941.251) genügen. Insbesondere muss ein Wirkenergiezähler über eine MID-Konformitätsbewertung verfügen (erkennbar durch das Konformitätskennzeichen und die zusätzliche Metrologiekennzeichnung „CE M“) und bestimmungsgemäss eingesetzt werden.

Tabelle 6: Steckertypen für Elektromobile

Typ/Bild	Bemerkungen
Haushaltsteckdose 	Nicht geeignet für das regelmässige Laden von Elektromobilen. Überhitzungsgefahr! Es gibt keine Kommunikation zum Fahrzeug.
Typ 1 	Veraltet, ermöglicht nur einphasiges Laden. Bei älteren Plug-In-Hybriden noch vorhanden. Es gibt nur eine einfache Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug (PWM-Signal).
Typ 2 	<b>Heutiger Standard für das dreiphasige AC-Laden zu Hause.</b> Es gibt nur eine einfache Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug (PWM-Signal).
CHAdeMO 	Standard japanischer Hersteller für das DC-Laden. Wird heutzutage vorwiegend für das Schnell-Laden ausser Haus verwendet, kann in Zukunft aber auch für das bidirektionale Laden verwendet werden (Vehicle-To-Home oder Vehicle-To-Grid). Es gibt eine intelligente Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug.
CCS 	Standard europäischer Hersteller, sowohl für das AC- wie auch das DC-Laden. Die DC-Erweiterung wird heutzutage vorwiegend für das Schnell-Laden ausser Haus verwendet, kann in Zukunft aber auch für das bidirektionale Laden verwendet werden (Vehicle-To-Home oder Vehicle-To-Grid). Es gibt eine intelligente Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug.

Quelle der Bilder und Referenz: Glossar Swiss-E-Mobility [EMOGL 2023]

## 10.4 Typische Ladeleistungen

### 10.4.1 AC-Laden

Zu Hause wird typischerweise mit Wechselstrom (AC) geladen (Tabelle 7). Bei Einfamilienhäusern (EFH) wird eine Absicherung von 16A empfohlen, was bei dreiphasigem Laden einer maximalen Leistung von 11 kW entspricht. Bei Mehrfamilienhäusern (MFH) kann eine höhere Absicherung von 32A gewählt werden, was bei dreiphasigem Laden einer Leistung von maximal 22 kW entspricht. Der minimale Ladestrom für Typ-1 und Typ-2-Stecker beträgt nach der aktuellen IEC-Ladenorm 6A. Dies entspricht bei dreiphasigem Laden einer minimalen Leistung von 4 kW. Demnach kann die Ladeleistung im Bereich von 4 bis 11 bzw. 22 kW geregelt werden (durch das EMS). Das einphasige Laden wird wegen der asymmetrischen Netzbelastung nicht empfohlen, ist aber vollständigkeithalber in der Tabelle drin. Es gibt Ladestationen, welche zwischen ein- und dreiphasigem Laden umschalten können. Somit können auch tiefe Ladeleistungen bis minimal 1.4 kW gefahren werden (im 1-phasigen Betrieb). Dies hat bei kleinen PV-Anlagen der Vorteil, dass auch kleine Überschüsse noch verwendet werden können.

Tabelle 7: Stromstärke und Leistung AC-Laden

Stromstärke (Absicherung)	AC 1-phasig	AC 3-phasig	Bemerkung
32A	7.4 kW	22 kW	Maximale Ladeleistung für MFH
16A	3.7 kW	11 kW	Maximale Ladeleistung für EFH
6A	1.4 kW	4 kW	Minimale Ladeleistung (regelbar)

Es ist ferner darauf zu achten, dass die Ladestationen einen speziellen Fehlerstromschalter (FI) mit DC-Schutzfunktion haben müssen. Zum Teil sind die DC-Schutzfunktionen bereits in der Ladestation integriert. Hierzu müssen die Angaben des Herstellers beachtet werden.

### 10.4.2 DC-Laden

Auswärts an Schnell-Ladestationen auf Autobahnen wird typischerweise mit Gleichstrom (DC) geladen. Hier werden Lade-Leistungen im Bereich 50...350 kW erreicht. Es wäre nicht sinnvoll, zu Hause mit derart hohen Leistungen zu laden, da damit nur die Belastung des Stromnetzes und der Fahrzeugbatterie überstrapaziert würde.

Allerdings kann es sein, dass sich im Zusammenhang mit bidirektionalem Laden (V2X) auch DC-Laden zu Hause durchsetzt, allerdings mit tieferen Leistungen (max. +/-20 kW). Die Kosten der DC-Ladestationen sind im Moment (2023) aber noch wesentlich höher als bei den AC-Ladestationen.

Mehr Auskunft zum Thema Laden gibt der folgend Link von Swiss-e-mobility:

<https://www.swiss-emobility.ch/de/Laden/>

# 11. Anhang: Varianten der LAN-Einbindung

Moderne Geräte wie Wärmepumpen und Ladestationen werden in der Regel über LAN (Local Area Network) eingebunden. Bei EFH können die Geräte direkt am Home Router angeschlossen werden gemäss Abbildung 30. Dabei wird jedem Gerät eine IP-Nummer zugewiesen, welche im Energiemanager konfiguriert wird. Es ist darauf zu achten, dass bei einem Wechsel des Home Routers die IP-Nummern neu vergeben werden müssen. Zudem ist darauf zu achten, dass bei einem Ausfall des Home Routers auch die lokalen Verbindungen unterbrochen sind.

Bei MFH wird deshalb empfohlen, einen separaten Router gemäss Abbildung 31 zu verwenden. Durch ein separates Subnetz funktioniert die Datenverbindung zwischen dem Energiemanager und den Geräten unabhängig vom Home-Router und dem restlichen Netzwerk im Gebäude. Wichtig ist jedoch, dass der lokale Router dermassen konfiguriert wird, dass die angeschlossenen Geräte wie Wärmepumpen einen Internet-Zugang haben. Dies ist für Service-Zwecke erforderlich. Für beide Fälle ist ein Netzwerkanschluss im Technikraum erforderlich, was dem heutigen Standard entspricht.

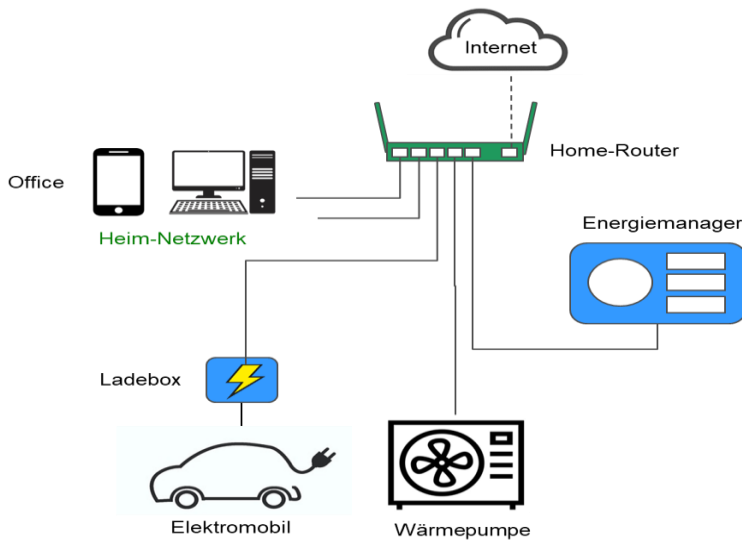


Abbildung 30: Einfache Einbindung über Home-Router (EFH)

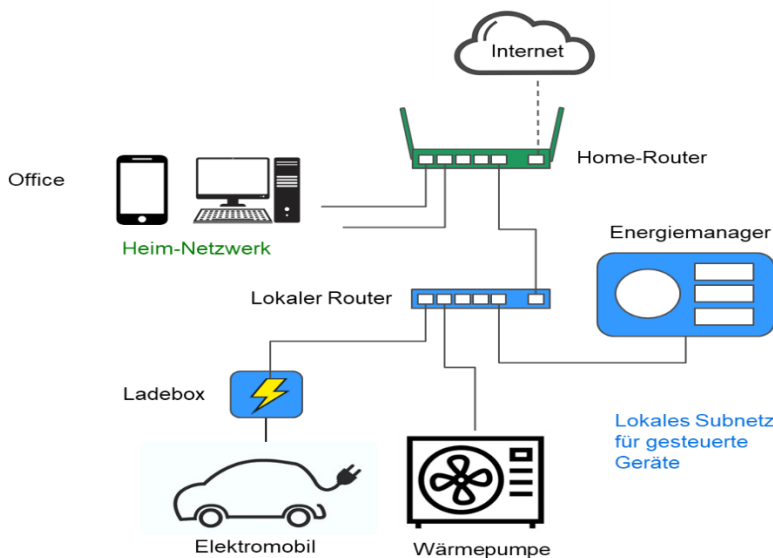


Abbildung 31: Robuste Einbindung über separaten Router mit Subnetz (MFH)



## 12. Anhang: Praxisbeispiele

### 12.1 EFH in Remigen AG: Minergie-Stahlbau mit Elektromobilität

Das Einfamilienhaus in Remigen AG ist ein Glas-Stahlbau nach MINERGIE®-Standard. Die Fläche des Dachs und des Carports sind optimal genutzt für PV-Module, welche für einen optimalen Eigenverbrauch nach verschiedenen Himmelsrichtungen ausgerichtet sind. Semitransparente Glasmodule über Carport und Veranda übernehmen zudem die Funktion der Beschattung. Die Luft/Wasser-Inverter-Wärmepumpe von Stiebel Eltron wurde intelligent eingebunden über MODBUS/TCP mit vollständigem Thermomanagement des Gebäudes über Fussbodenheizungen. Die zwei Elektroautos werden über variabel ansteuerbare Ladestationen solaroptimiert geladen. Der restliche solare Überschuss wird über eine Batterie gepuffert. Der Elektroeinsatz im Wassererwärmer wurde eingebunden, aber nicht aktiviert (nur für Notbetrieb).



Abbildung 32: EFH in Remigen AG mit verteilter PV-Anlage auf Dach und Carport, 2 Elektromobile (Quelle: Delfosse AG)

Tabelle 8: Daten des EFH in Remigen AG

Bauweise	MINERGIE®
PV-Anlage	23.5 kWp, verteilt auf Dächern und Carport
Wärmepumpe	Inverter WP Luft/Wasser 2..5 kW elektrisch Stiebel Eltron WPL25AC
Elektromobilität	2x Emobile mit 80 kWh Batteriekapazität 2x gesteuerte Ladestationen mit 4..22 kW elektrisch
Batterie (stationär)	12 kWh Kapazität, 8 kW Leistung
Energiemanagementsystem	Smart Energy Engineering, Einbindung WP und Ladestationen über MODBUS/TCP

Besonderes

Eigenverbrauchsoptimierung mit Lastmanagement und Gebäude als Speicher, Inverter-Wärmepumpe mit aktiver Kühlung

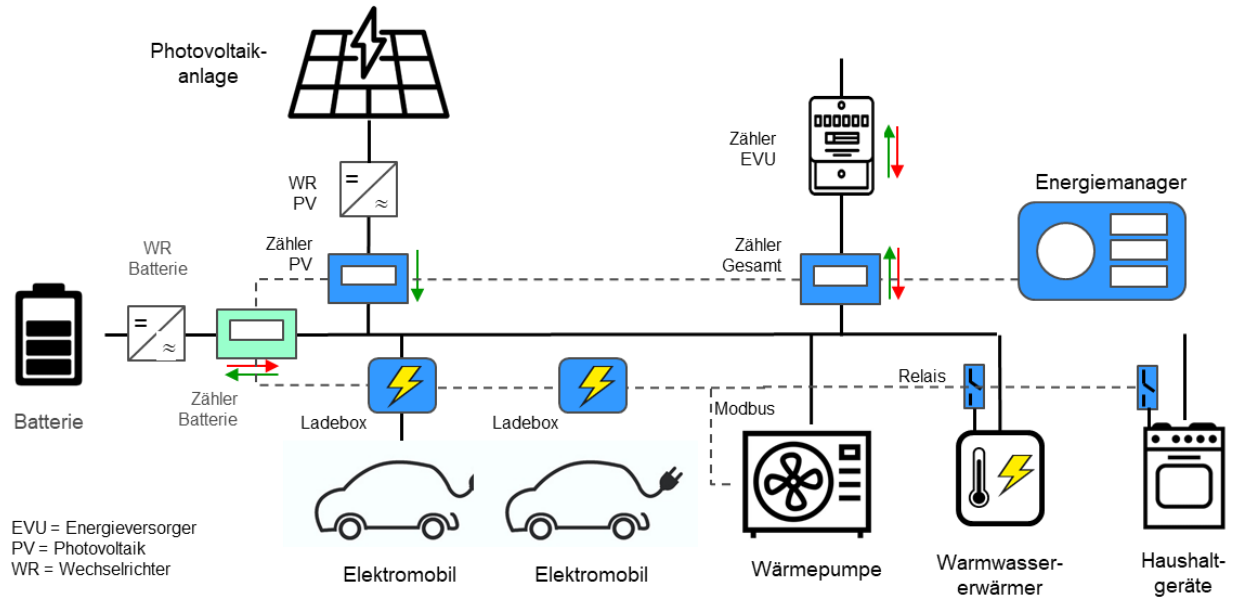


Abbildung 33: Schema EFH Remigen AG

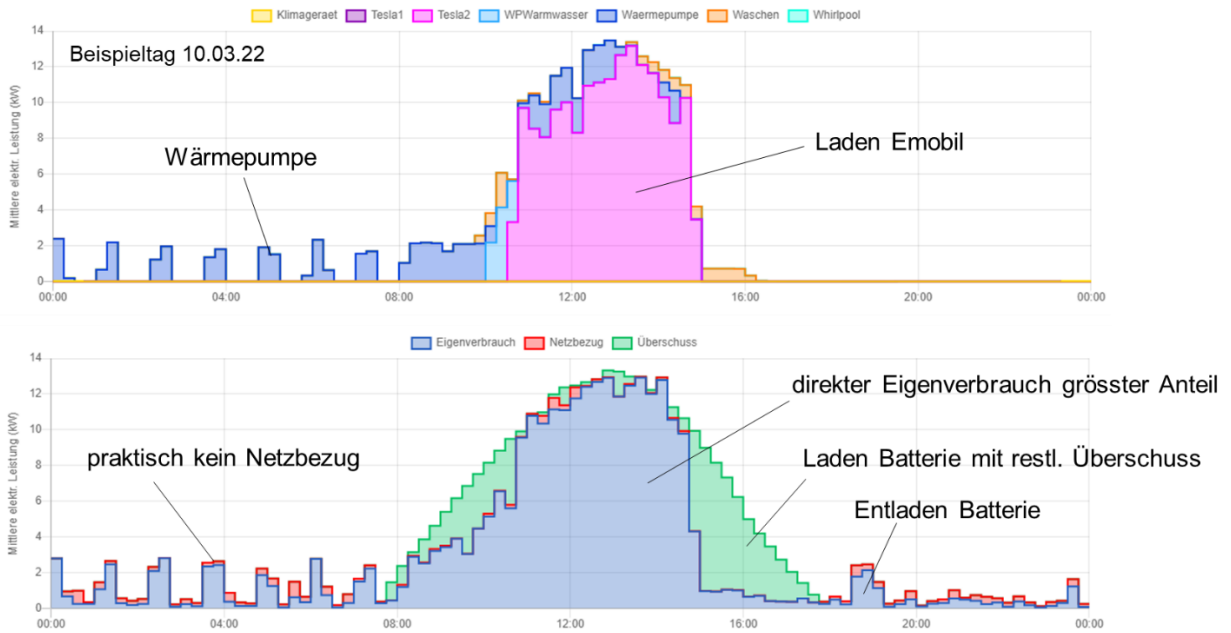


Abbildung 34: EFH Remigen AG, Beispiel Tagesverlauf elektrische Leistung an einem März-Tag



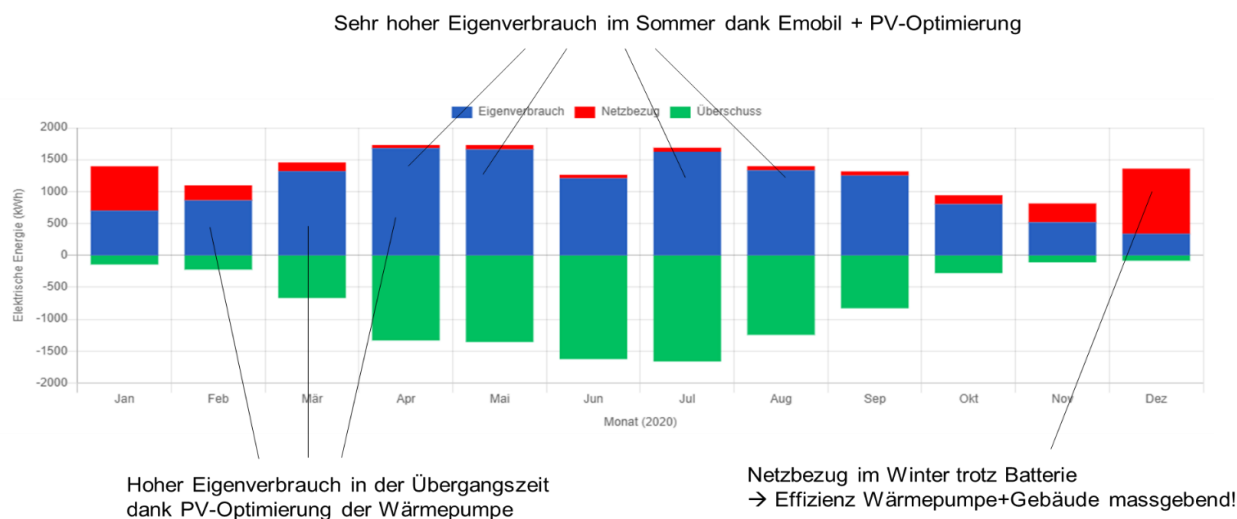


Abbildung 35: EFH Remigen AG, Jahresverlauf elektrische Energie (2020)

Wie der Jahresverlauf oben zeigt, ist der Eigenverbrauchsanteil (blau) über das ganze Jahr gesehen sehr hoch. Dank den beiden Elektroautos ist er in den Sommermonaten überdurchschnittlich hoch (zusätzlicher Verbrauch). Dennoch resultiert in den Sommermonaten ein erheblicher solarer Überschuss (grün), welcher auf die gross dimensionierte PV-Installation zurückzuführen ist. Im Winter kann der Verbrauch nur zu einem gewissen Anteil gedeckt werden. Trotz grosszügig dimensionierter Batterie muss speziell im Dezember und Januar Strom aus dem Netz bezogen werden (rot). In diesen Monaten ist das Gebiet im Kanton Aargau durch Nebel geprägt.

## 12.2 MFH in Wettingen AG: Minergie-Sanierung

Das Mehrfamilienhaus in Wettingen AG ist eine Sanierung nach MINERGIE®-Standard mit Erweiterung des Wohnraums (oberster Stock vollständig nutzbar). Auf dem Dach ist eine mittelgrosse PV-Anlage montiert, welche für einen optimalen Eigenverbrauch nach Ost/West ausgerichtet ist. Die on-off-betriebene Sole/Wasser--Wärmepumpe wurde über die EVU-Sperre eingebunden mit vollständigem Thermomanagement des Gebäudes. Eine Ladestation ist vorgesehen, aber noch nicht installiert. Batterie ist keine vorhanden. Der Elektroersatz im Wassererwärmer wurde zur PV-Optimierung eingebunden. Zusätzlich wurde ein Secomat zur Trocknung des Kellers eingebunden, welcher jedoch nur einen kleinen Beitrag zur PV-Optimierung lieferte. Es wurde ein ZEV (Zusammenschluss zum Eigenverbrauch) gebildet und die Abrechnung erfolgte über das EMS.



Abbildung 36: MFH in Wettingen AG, vor Sanierung (links) und nach Sanierung (rechts) (Quelle: Hürzeler Architekten AG)



Abbildung 37: MFH in Wettingen AG, PV-Anlage auf Dach (Ost-West) (Quelle: Hürzeler Architekten AG)

Tabelle 9: Daten des MFH in Wettingen AG

Bauweise	MINERGIE®-A-Sanierung
Anzahl Wohnungen	3
PV-Anlage	15 kWp, Ost-West auf Flachdach
Wärmepumpe	On-off WP Sole/Wasser 2..5 kW elektrisch
Elektromobilität	keine (vorgesehen)
Batterie (stationär)	keine
Energiemanagementsystem	Smart Energy Engineering, Einbindung WP über EVU-Sperre, Einbindung Boiler und Secomat über Relais, ZEV-Abrechnung
Besonderes	Minergie-Sanierung mit komplett neuer Gebäudehülle Eigenverbrauchsoptimierung mit Thermomanagement Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)  MINERGIE®-Monitoring

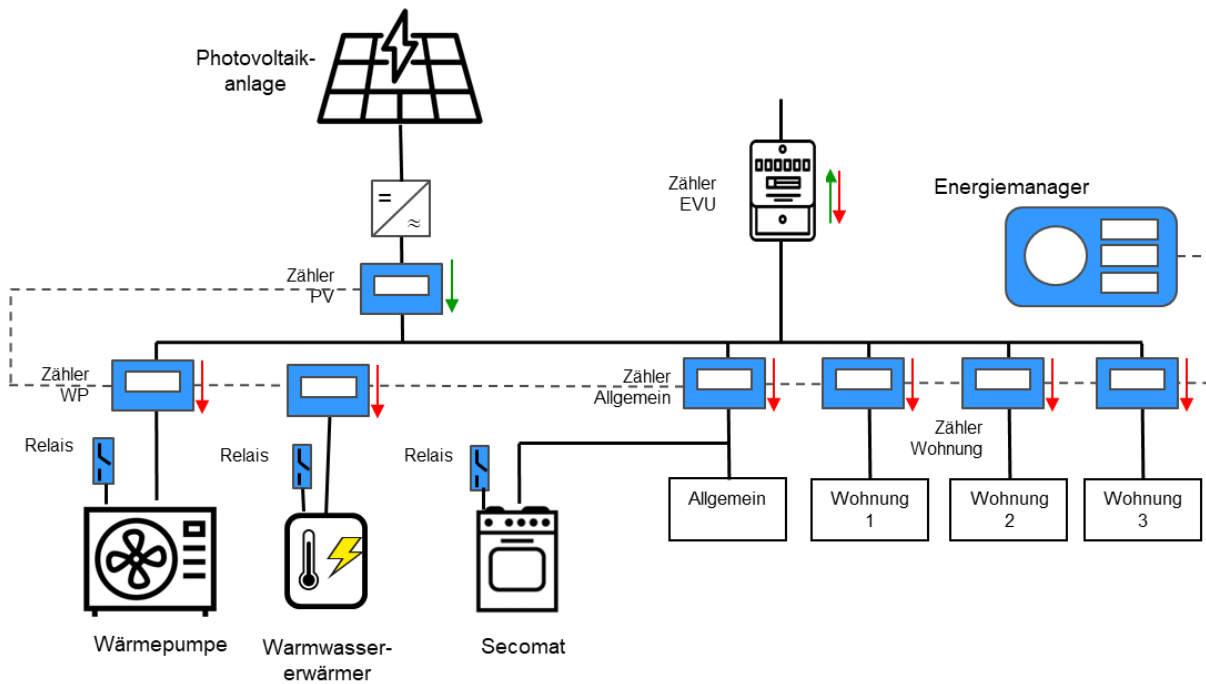


Abbildung 38: Schema MFH Wettingen AG

Bei diesem Gebäude wurde erstmalig eine Auswertung nach dem neuen Minergie-Modul «Monitoring+» gemacht. Dabei wurde die berechnete Minergie-Kennzahl (MKZ) sogar durch die Messung unterboten (Abbildung 39). Auch die historischen Werte der letzten Jahre sind sichtbar (2019 war die Inbetriebnahme).

## Minergie-Kennzahl

Die Minergie-Kennzahl (MKZ) ist eine energetische Gesamtbewertung des Gebäudes. Der flächenspezifische und gewichtete Endenergiebedarf wird dabei der Eigenproduktion gegenübergestellt. Die Gewichtung des Endenergiebedarfs erfolgt anhand der nationalen Gewichtungsfaktoren. Bei der Eigenproduktion wird der Eigenverbrauch mit 100% und die Netzeinspeisung mit 40% gewichtet.

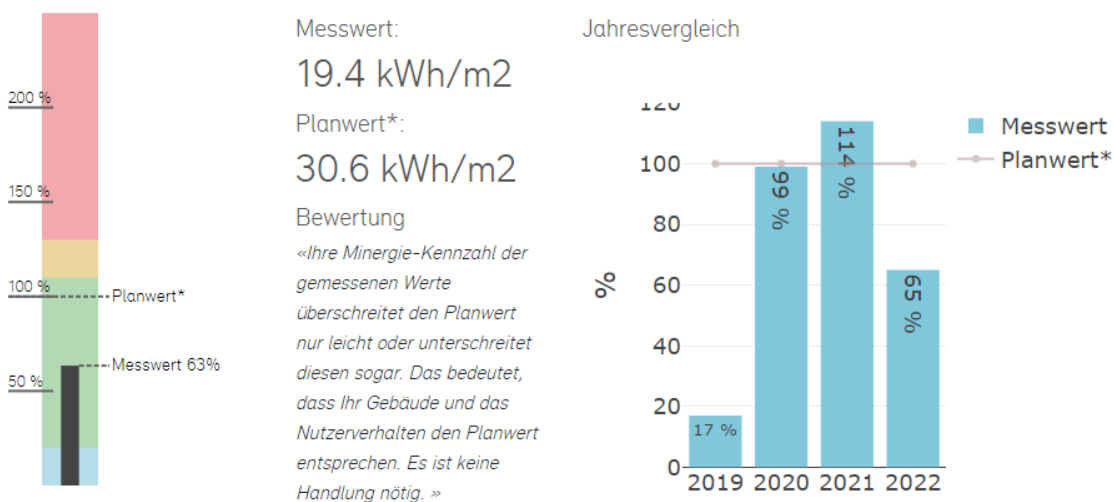


Abbildung 39: MFH Wettingen AG, Auswertung der Minergie-Kennzahl (MKZ) gemäss Monitoring-Demo-Portal [MINMONDEM], Stand Juni 2023

Auch die gemessene Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe (JAZ) kann mit den Planwerten verglichen werden. Diese war in der beobachteten Periode etwas tiefer als erwartet, aber immer noch im «grünen» Bereich (Abbildung 40).

## Jahresarbeitszahl Wärmepumpe (JAZ)

Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe gibt das Verhältnis zwischen dem elektrischen Energiebedarf und der damit produzierten thermischen Nutzenergie an. Sie ist ein Mass für die Betriebseffizienz der Wärmepumpe.

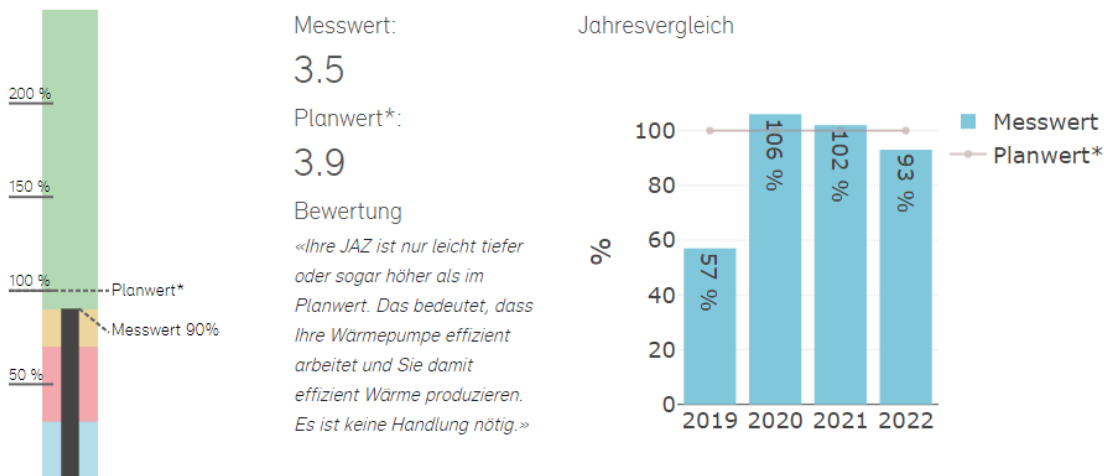


Abbildung 40: MFH Wetzlingen AG, Auswertung der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe (JAZ) gemäss Monitoring-Demo-Portal [MINMONDEM], Stand Juni 2023

Allerdings fiel der Boiler in den ersten Betriebsjahren einen sehr hohen Verbrauch auf, was auf eine PV-Optimierung über den Elektroeinsatz zurückzuführen war (Abbildung 41, blaue Balken 2019 bis 2021). Dies erhöhte den Verbrauch unnötig, weshalb er ab 2022 vollständig deaktiviert wurde (Messwert 0 kWh).

## Elektrische Warmwasserproduktion

Der Elektroeinsatz Warmwasser gibt an, wie viel Energie der rein elektrisch betriebene Zusatzheizstab für die Warmwassererzeugung benötigt.

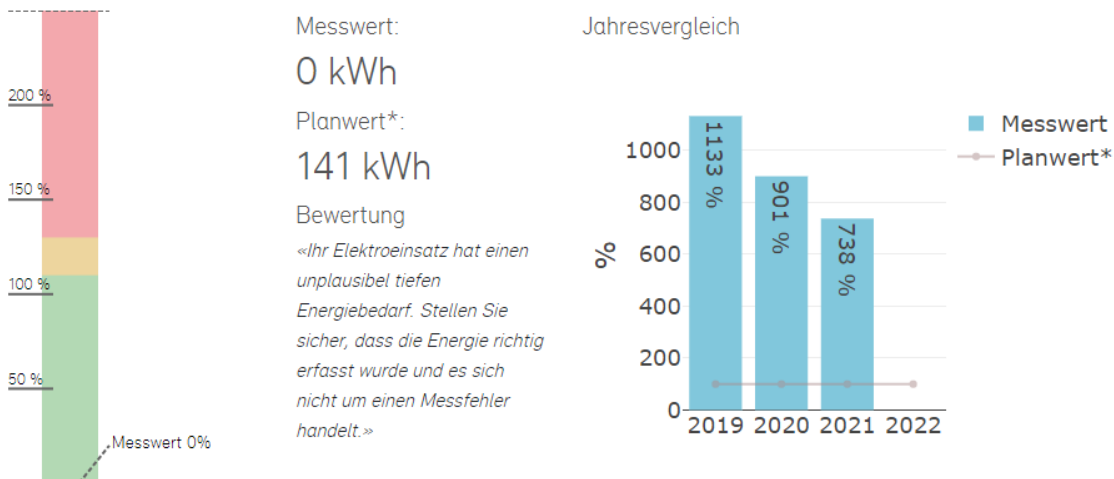


Abbildung 41: MFH Wetzlingen AG, Auswertung der elektrischen Warmwasserproduktion gemäss Monitoring-Demo-Portal [MINMONDEM], Stand Juni 2023

### 12.3 MFH in Wetzikon ZH: Minergie-P-Neubau

Das Mehrfamilienhaus in Wetzikon AG ist ein Neubau nach MINERGIE®-P-Eco Standard mit speziellen Wänden aus Lehmbauweise. Sowohl das Dach als auch die drei Fassaden nach Ost/West/Süd sind vollständig mit PV eingedeckt. Auch die Balkone haben eine (semitransparente) PV-Abdeckung. Die on-off-betriebene Sole/Wasser--Wärmepumpe wurde über die EVU-Sperre eingebunden mit vollständigem Thermomanagement des Gebäudes. Es wurden vier Ladestationen installiert mit variabler Ansteuerung und PV-Optimierung. Ein Fahrzeug wird den Bewohnern in Form eines Carsharing-Modells zur Verfügung gestellt. Zudem wurde eine grosse Batterie installiert. Zusätzlich wurden die Haushaltgeräte (Waschmaschinen, Geschirrspüler) eingebunden, welche jedoch nur einen beschränkten Beitrag zur PV-Optimierung



lieferten. Es wurde ein ZEV (Zusammenschluss zum Eigenverbrauch) gebildet und die Abrechnung erfolgte über das EMS inkl. Elektromobilität.



Abbildung 42: MFH in Wetzikon AG mit PV-Anlagen auf Dach und Fassaden (Quelle: Arento AG)



Abbildung 43: MFH in Wetzikon AG, Technikraum mit EMS und Zähler für ZEV-Abrechnung (Quelle: Arento AG)

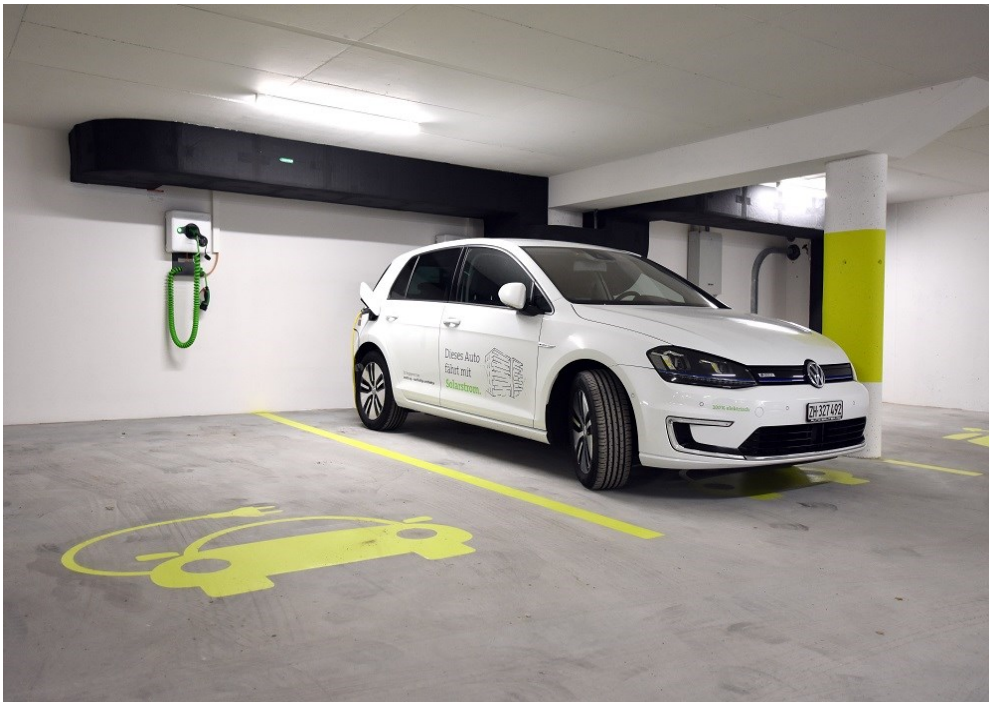


Abbildung 44: MFH in Wetzikon AG, Elektromobilität mit Car-Sharing (Quelle: Arento AG)

Tabelle 10: Daten des MFH in Wetzikon ZH

Bauweise	MINERGIE®-P-Eco
Anzahl Wohnungen	10
PV-Anlage	86 kWp, Ost-West auf Flachdach, Ost-West-Süd an Fassaden
Wärmepumpe	On-off WP Sole/Wasser ca. 5 kW elektrisch, Heizleistung 23 kW
Elektromobilität	4 gesteuerte Ladestationen mit 4..22kW elektrisch 1 E-Mobil als Car-Sharing-Angebot (inklusive)
Thermische Speicher	Pufferspeicher 300 Liter Warmwasserspeicher 1600 Liter
Batterie (stationär)	63 kWh
Energiemanagementsystem	Smart Energy Engineering, Einbindung WP über EVU-Sperre, Einbindung Ladestationen über MODBUS/TCP, Schalten diverser Haushaltgeräte über Relais, ZEV-Abrechnung inkl. Elektromobilität
Besonderes	Minergie-P-Neubau mit Gebäudehülle in Lehm-Bauweise PV-Installationen an allen Fassaden (ohne Nord-Fassade) Wärmepumpe mit Natural-Cooling über Erdsonden Eigenverbrauchsoptimierung mit Thermomanagement Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)

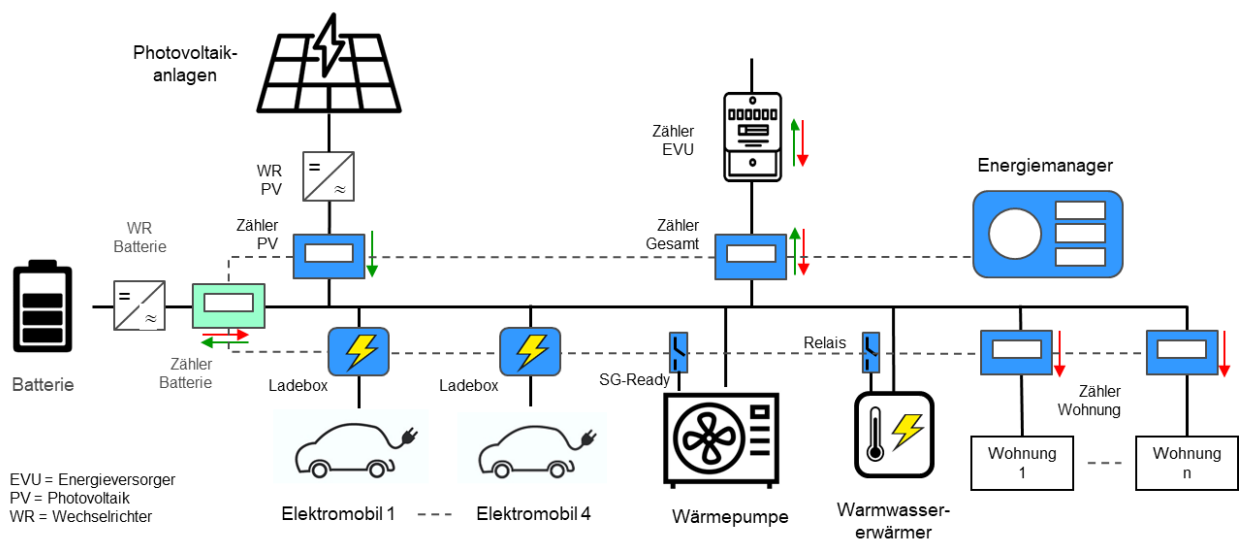


Abbildung 45: Schema MFH Wetzikon ZH

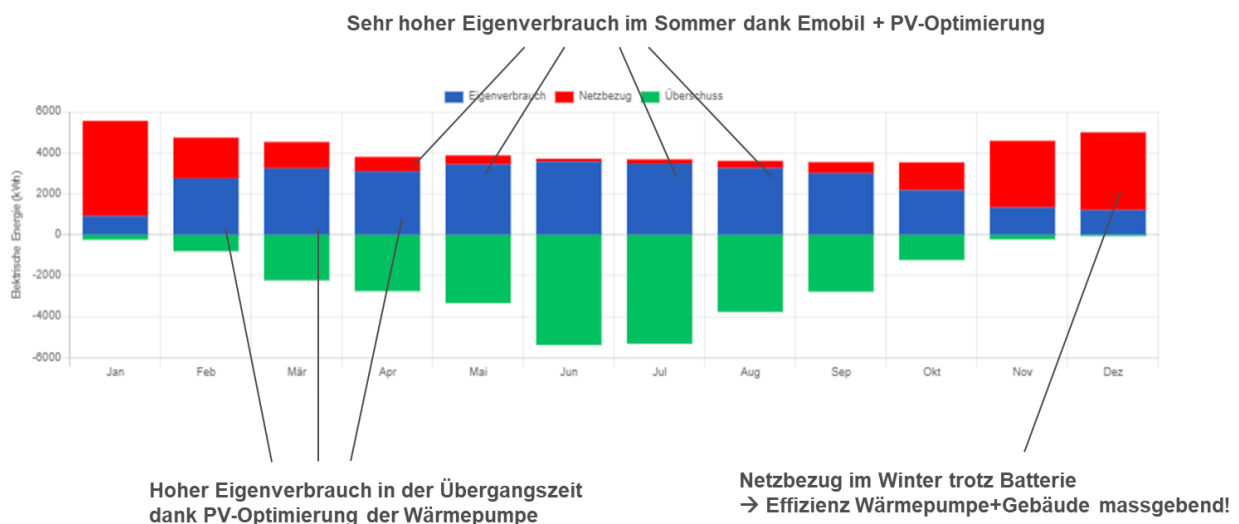


Abbildung 46: MFH Wetzikon ZH, Energiestatistik über das Jahr (2019)

Im Jahresverlauf oben ist ersichtlich, dass der Eigenverbrauchsanteil (blau) über das ganze Jahr gesehen hoch ist. Dank den Ladestationen und dem Elektroauto im Carsharing ist er in den Sommermonaten überdurchschnittlich hoch. Dennoch resultiert in den Sommermonaten ein erheblicher solarer Überschuss (grün), welcher auf die sehr gross dimensionierte PV-Installation zurückzuführen ist. Im Winter kann der Verbrauch nur zu einem gewissen Anteil gedeckt werden. Trotz sehr gross dimensionierter Batterie muss speziell vom November bis Januar Strom aus dem Netz bezogen werden (rot). In diesen Monaten ist das Gebiet in Wetzikon ZH durch Nebel geprägt.

## 12.4 Areal mit 4 MFH in Möriken-Wildegg AG: Minergie-P-Neubau

In Möriken-Wildegg wurde ein gesamtes Areal als ZEV zusammengeschlossen und mit einem Energiemanagement-System versehen. Dieses steuerte das gesamte Areal über «verteilte Intelligenz» (je ein EMS pro Gebäude, welches mit den anderen EMS kommunizierte). Sämtliche Dächer wurden zur PV-Installation genutzt (Ost/West-Ausrichtung), zudem wurden auf den Terrassenbrüstungen und Fassaden PV-Module installiert. Pro Gebäude wurde je eine (on-off-betriebene) Wärmepumpe mit Sonden installiert, welche im Sommer ein «Natural Cooling» ermöglichte. In der Tiefgarage wurden zwei Flachbandkabel für die Elektromobilität vorinstalliert, wobei 2 Ladestationen in Betrieb genommen wurden. Es wurde keine zusätzliche Batterie installiert. Als Besonderheit wurden jedoch die KNX-Raumbediengeräte vollständig ins



EMS integriert, was ein vollständiges Thermomanagement des Gebäudes mit aktiver Regelung der Raumtemperaturen in den Wohnungen ermöglichte. Zudem wurde in den Wohnungen der solare Überschuss mit einem grünen LED angezeigt und eine Solarsteckdose sowie der Geschirrspüler PV-optimiert betrieben.



Abbildung 47: Areal in Möriken AG mit PV-Anlagen auf Dach, Fassaden und Terrassenbrüstungen (Quelle: Setz Architektur AG)



Abbildung 48: Blick in eine Wohnung mit KNX-Raumbediengerät (aktive Beeinflussung der Raumtemperatur, Anzeige von PV-Strom, Solarsteckdose und PV-optimierter Betrieb des Geschirrspülers)

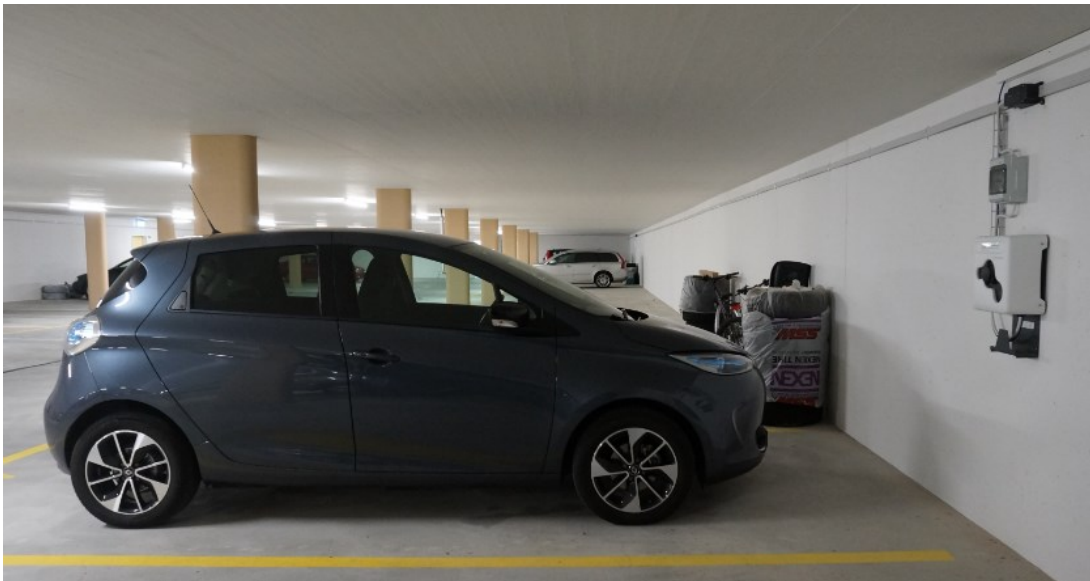


Abbildung 49: Tiefgarage Möriken AG mit Elektromobilität (Flachbandkabel vorinstalliert)

Tabelle 11: Daten des Areals in Möriken AG

Bauweise	MINERGIE®-P-Eco Holz-/Mischbauweise
Anzahl Gebäude	4
Anzahl Wohnungen	35
PV-Anlage	160 kWp, Ost-West auf Flachdach, Ost-West-Süd an Fassaden, Terrassenbrüstungen
Wärmepumpe	4 on-off WPs Sole/Wasser ca. 5 kW elektrisch 3x27 kW Heizleistung, 1x10 kW Heizleistung
Thermische Speicher	Pufferspeicher 3x 1'500 Liter, 1x 720 Liter WW-Speicher 3x 2'190 Liter, 1x 1'000 Liter
Elektromobilität	gesteuerte Ladestationen mit 4..22kW elektrisch Installation mit Flachbandkabel, vorbereitet für 2 x 10 Fahrzeuge
Batterie (stationär)	keine
Energiemanagementsystem	Smart Energy Engineering, Einbindung WPs über MODBUS/TCP, Einbindung Ladestationen über MODBUS/TCP, Einbindung KNX-Raumbediengeräte, Solarsteckdosen, ZEV-Abrechnung inkl. Elektromobilität, verteilte Intelligenz
Besonderes	PV-Installationen an Fassaden und Terrassenbrüstungen Wärmepumpen mit Natural-Cooling über Erdsonden Eigenverbrauchsoptimierung über gesamtes Areal Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) mit 1 Netzanschlusspunkt für gesamtes Areal  Aktive Speicherung von Energie in der Gebäudemasse Anreizsystem über variablen Strompreis, Solarsteckdosen, usw.

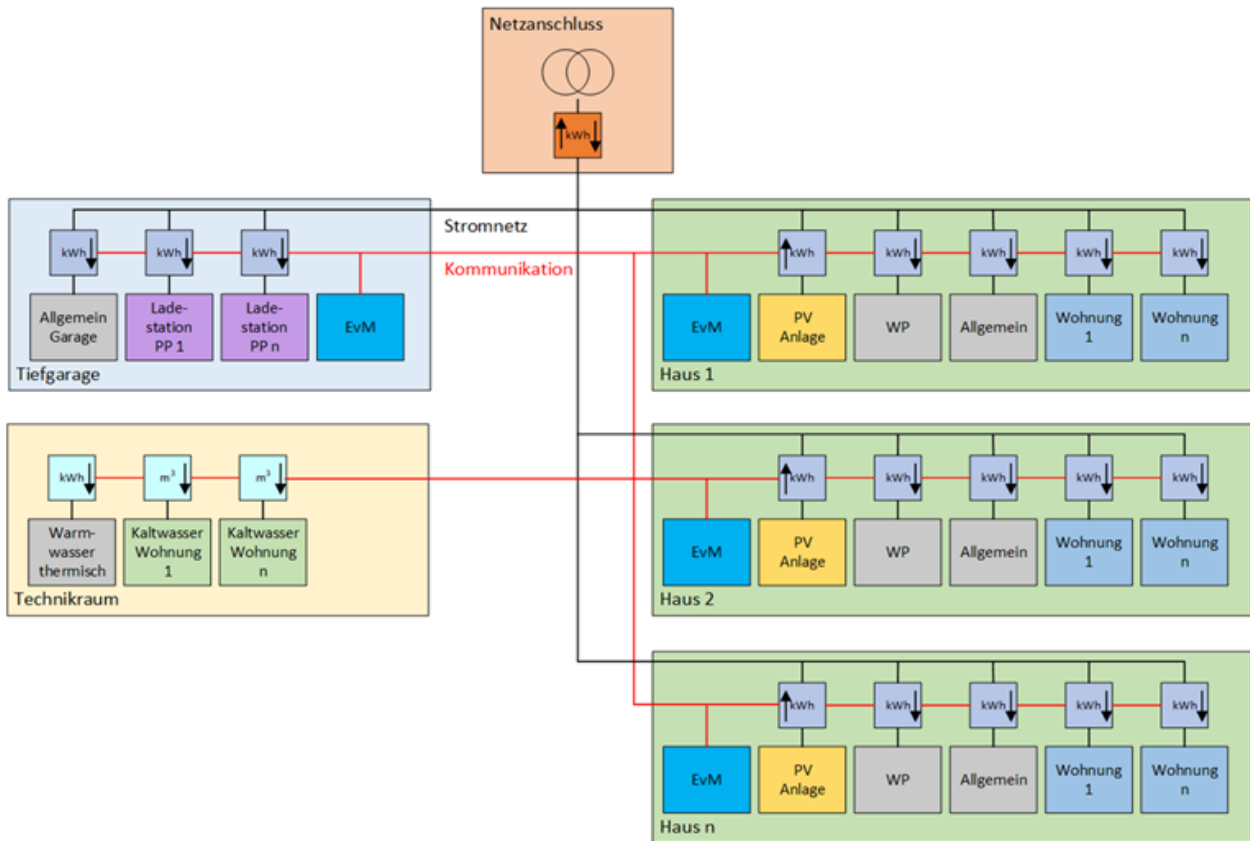
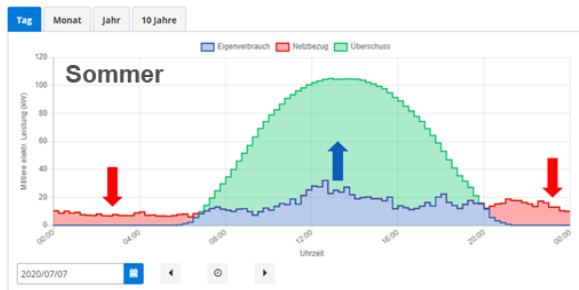


Abbildung 50: Schema Areal Möriken AG

Die Überbauung wurde im Rahmen eines Pilotprojektes des Bundesamtes für Energie (BFE) begleitet. In der ersten Projektphase [MÖRIKEN I 2020] wurde eine Auswertung über die erste Messperiode gemacht, welche folgend wiedergegeben ist.

**Sommer: hoher Überschuss, könnte durch Weitere E-Mobile sinnvoll genutzt werden**



**Winter: Reduktion der Netzbelastung durch Regelung auf ein Leistungsband**



**Übergangszeiten: hohes Optimierungspotential für Eigenverbrauch dank Wärmepumpen**

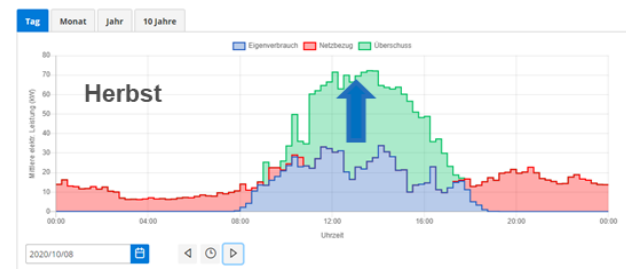
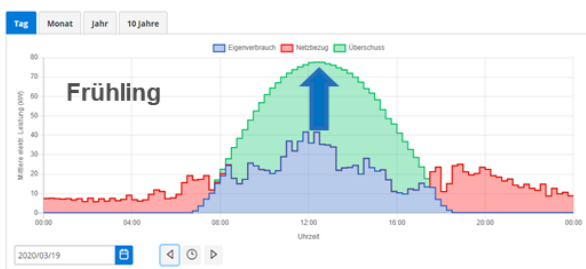


Abbildung 51: Areal Möriken AG, Beispiele von Tagesverläufen für die vier Jahreszeiten (2020)

Aus den einzelnen Tagesverläufen oben wird ersichtlich, wie unterschiedlich die Optimierung zu den verschiedenen Jahreszeiten ausfällt. Das grösste Potential zur Eigenverbrauchs-Optimierung haben der Frühling und der Herbst, in welchem die Wärmepumpen bereits im Heizmodus sind und die PV-Anlagen genügend Strom liefern. Im Sommer ist ein grosser solarer Überschuss vorhanden, welcher nur durch eine erhöhte Elektromobilität sinnvoll genutzt werden könnte (es waren erst 2 von 20 möglichen Ladestationen installiert). Im Winter sieht die Situation jedoch komplett umgekehrt aus. Hier wird der Solarstrom zu 100% gleichzeitig verbraucht. Die Regelung hat nun versucht, den Netzbezug gleichmässig auf den Tag zu verteilen (eingezeichnetes Band).

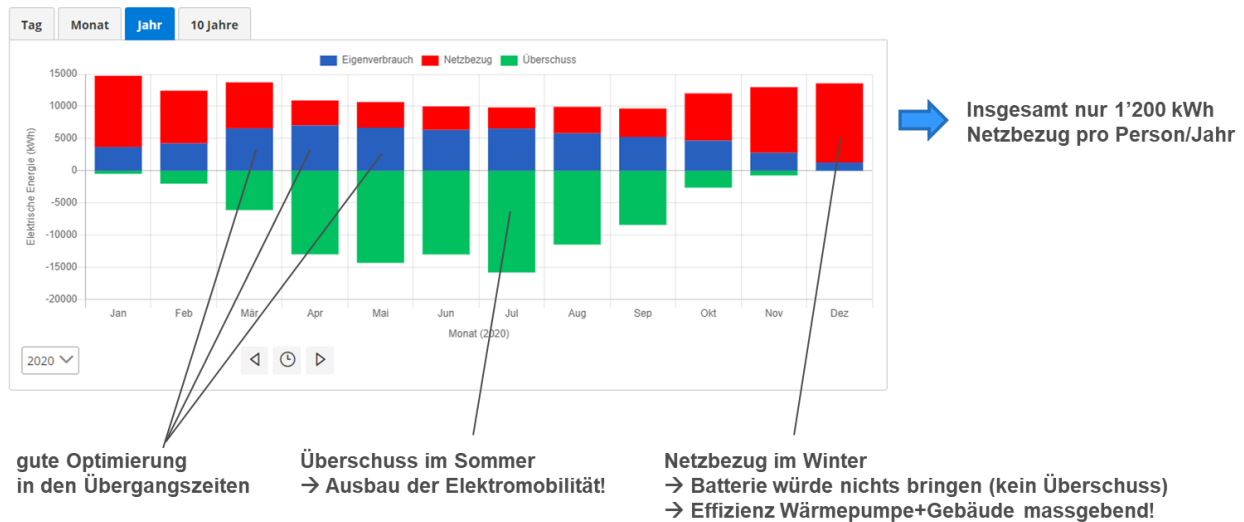


Abbildung 52: Areal Möriken AG, Energiestatistik über das Jahr (2020)

Der Jahresverlauf zeigt ein typisches Bild: Hoher Überschuss im Sommer und Netzbezug im Winter. Hier würde eine Batterie nichts bringen, da im Winter kein Überschuss besteht, mit welchem die Batterie geladen werden könnte. In den Übergangszeiten war eine Steigerung des Eigenverbrauchs durch die Wärmepumpen sichtbar, in den Sommermonaten würden mehr Elektromobile den Eigenverbrauch erhöhen.

In der zweiten Phase des BFE-Projektes [MÖRIKEN II 2022] wurden dann verschiedene Regelalgorithmen miteinander verglichen. Dazu wurden in drei baugleichen Gebäuden unterschiedliche Strategien zur PV-Optimierung gefahren. Im Gebäude 1 wurde gar keine Optimierung gemacht (nur WW-Produktion am Tag). Im Gebäude 2 wurde eine heutige «Standard-Regelung» mit Speicherüberhöhung realisiert, aber ohne Einbezug des Gebäudes. In Gebäude 3 wurde ein vollständiges Thermomanagement des Gebäudes realisiert mit aktiver Beeinflussung der Raumtemperatur.

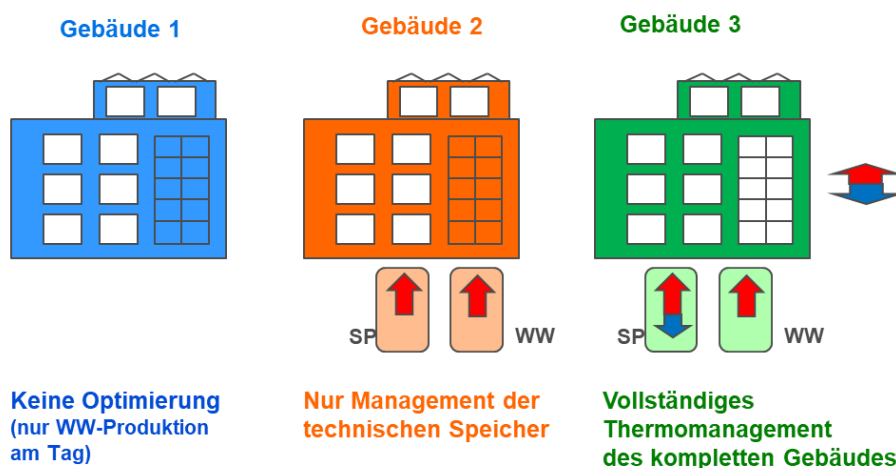


Abbildung 53: Areal Möriken AG, Vergleich verschiedener Regelalgorithmen mit Gebäude als thermischer Speicher

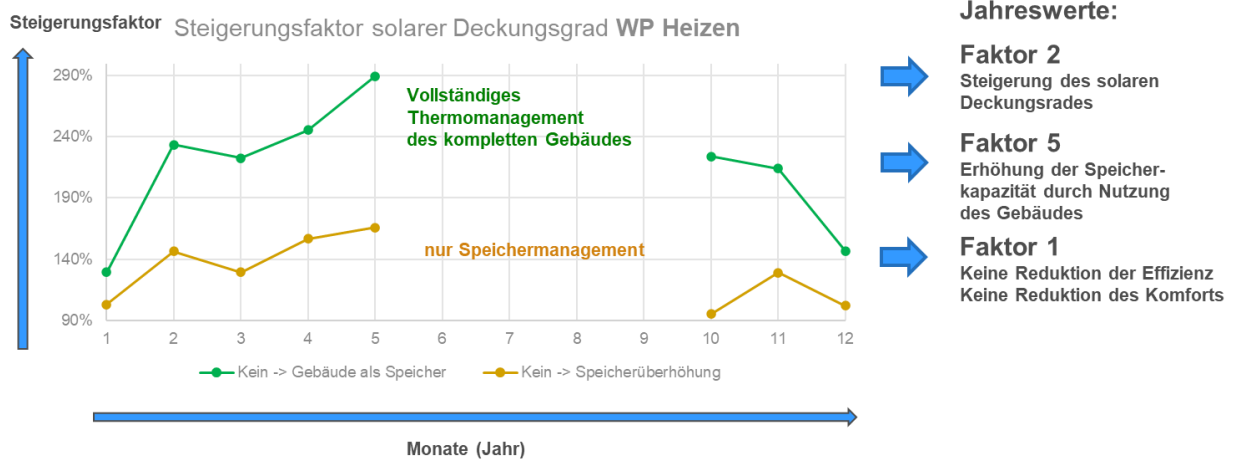


Abbildung 54: Areal Möriken AG, Resultate des Vergleichs

Die Resultate oben zeigen eindrücklich, wie das vollständige Thermomanagement des Gebäudes den solaren Deckungsgrad steigert (monatliche Werte). Über das ganze Jahr gesehen konnte der solare Deckungsgrad der Wärmepumpe um den Faktor 2 gesteigert werden, und dies bei gleichbleibendem Komfort. Im Vergleich zur reinen Überhöhung der technischen Speicher konnte die Speicherkapazität unter Einbezug des Gebäudes um den Faktor 5 gesteigert werden. Im Gegensatz zur Überhöhung der technischen Speicher war beim Gebäude auch kein Effizienzverlust vorhanden, da die Temperaturen symmetrisch gefahren wurden (abgesenkt und angehoben) und der Temperaturhub kleiner war (nur 1..2 K Raumtemperatur statt 5..10 K Speichertemperatur-Schwankung).

## 12.5 Areal in Erlenmatt Ost, BS: Bidirektionale Elektromobilität

Beim Areal in Erlenmatt Ost in Basel handelt es sich um eine grosse Überbauung mit ca. 200 Wohnungen, Gewerbebetrieben, Kindergärten und vielem mehr. Diese wird sukzessive ausgebaut und soll bis Ende 2024 auf 13 Gebäude kommen. Es wurde ein ZEV mit separatem Netzanschluss auf Netzebene 5 mit eigener Trafostation realisiert. Zudem wurde ein eigenes Wärmenetz mit 3 zentralen Gross-Wärmepumpenanlagen, einem zentralen grossen Wärmespeicher und 13 dezentralen WW-Wärmepumpen realisiert. Die Wärmepumpen werden über eine separate Steuerung PV-optimiert betrieben. Als Novum wurden zwei bidirektionale Ladestationen von EV-Tec installiert, an welchen 2 bidirektionale Elektroautos von Nissan aufgeladen bzw. entladen werden. Im BFE-Pilotprojekt [ERLEN 2022] ging es darum, die Netzbelastung durch «Peak Shaving» zu reduzieren. Dazu wurden neben den realen Installationen auch Simulationen mit einer Vielzahl von Fahrzeugen durchgeführt.



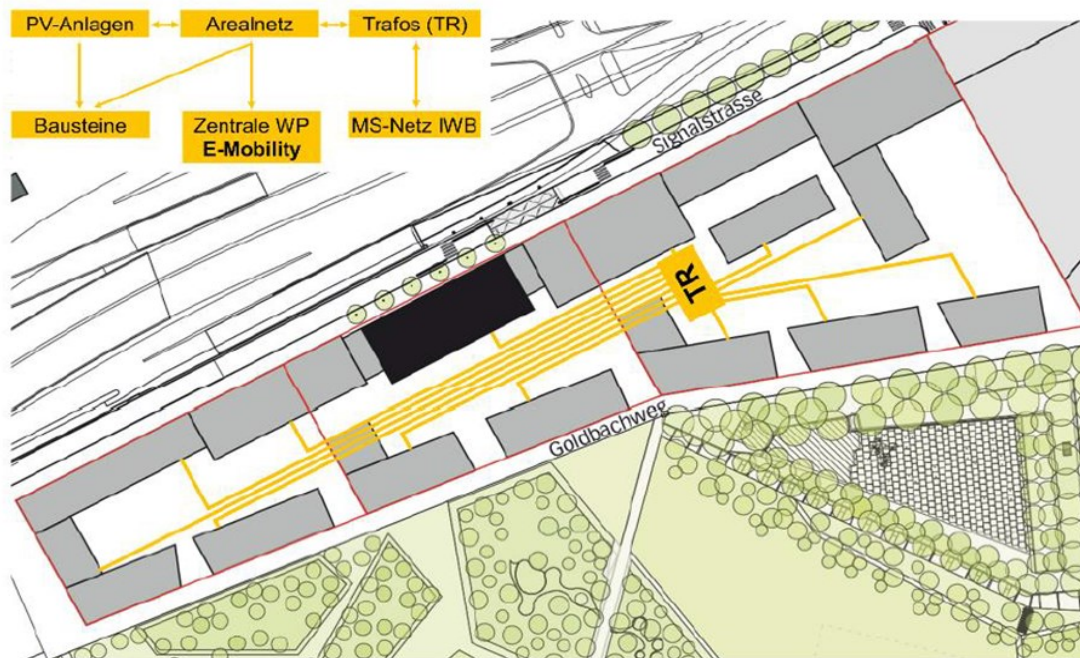


Abbildung 55: Areal in Erlenmatt Ost BL mit 13 Gebäuden (Quelle: ADEV Energiegenossenschaft AG)



Abbildung 56: Tiefgarage in Erlenmatt Ost BL mit 2 bidirektionalen Elektromobilen (Quelle: ADEV Energiegenossenschaft AG)

Tabelle 12: Daten des Areals in Möriken AG

Bauweise	gemischt
Anzahl Gebäude	geplant 13 (erstellt 10 Stand 2023)
Anzahl Wohnungen	200 + Hostel mit Restaurant, Gewerbebetriebe, Veloladen, Studentenunterkünfte, Kindergarten, Kinderkrippe, Wohnen für Behinderte, usw.
Anzahl Bewohner	500
PV-Anlagen	geplant 650 kWp, verteilt auf allen Gebäuden (erstellt 530 kWp auf 10 Gebäuden Stand 2023)
Wärmepumpen	3 zentrale WPs mit total 1 MW Wärmeleistung 13 dezentrale WPs für Warmwasser in den Gebäuden
Speicher	70'000 Liter Wärmespeicher
Elektromobilität	2 bidirektionale Ladestationen EV-Tec mit -10..10 kW elektrisch

	2 bidirektionale Fahrzeuge Nissan mit je 40 kWh Kapazität Carsharing mit Buchungsplattform
Energiemanagementsystem	Smart Energy Engineering Speziallösung für bidirektionale Ladestationen über LAN / Websocket, Einbindung der Buchungsplattform für prädiktive Optimierung der Ladevorgänge Proton Steuerung für Wärmepumpen mit PV-Optimierung.
Batterie (stationär)	keine
Besonderes	Grosses ZEV über das gesamte Areal mit 1 Netzanschlusspunkt auf Netzebene 5 mit eigener Trafostation (2x 630 kVA) Eigenverbrauchsoptimierung der Wärmepumpen Bidirektionales Laden der Elektromobile mit «Peak Shaving»

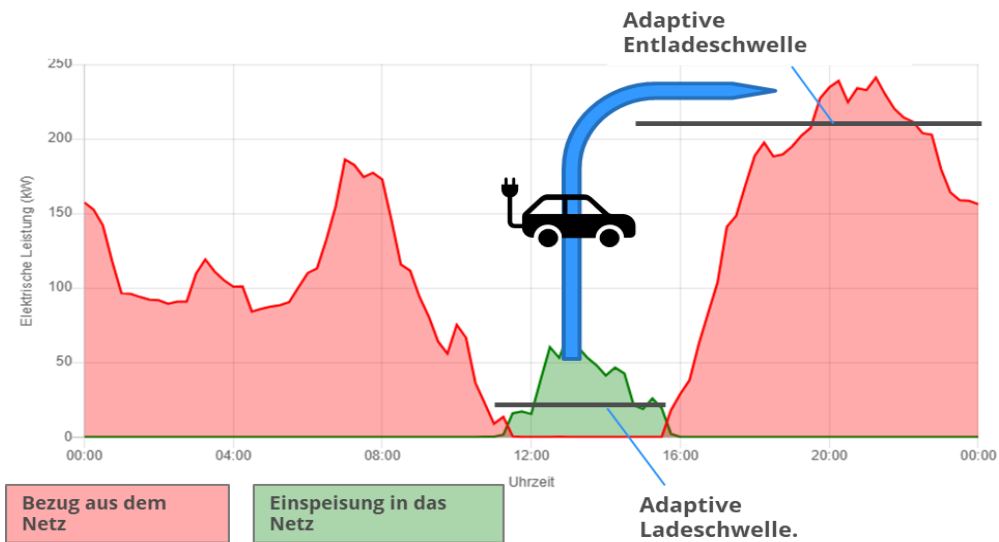


Abbildung 57: Tiefgarage in Erlenmatt Ost BL, Beispiel eines Tagesverlaufs mit Lastmanagement (12.09.2019)

Die realen Messdaten oben zeigen, wie die Netzbelastung durch «Peak Shaving» reduziert werden konnte. Die Elektromobile wurden zu Zeiten solaren Überschusses bzw. zu Tieflastphasen geladen, und in Hochlastphasen (abends) entladen. Damit konnten die Bezugs-Spitzen reduziert werden, was im Leistungstarif zu Kosteneinsparungen führte.

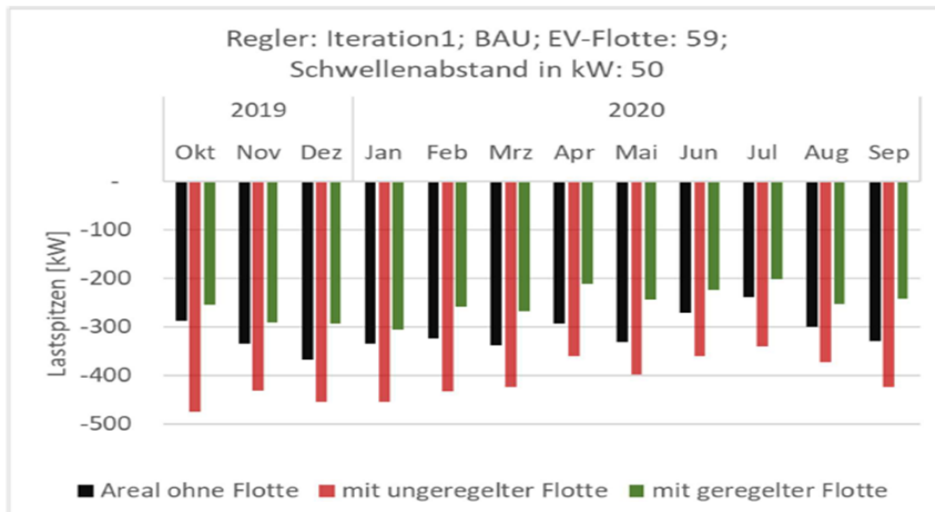


Abbildung 58: Areal Möriken AG, Resultate einer Hochrechnung auf eine Flotte mit 59 Fahrzeugen (Quelle ZHAW).



Die Simulationen oben zeigen, dass mit einer Flottengrösse von knapp 60 Fahrzeugen eine erhebliche Reduktion der Lastspitzen erzielt werden kann. Die Lastspitzen können sogar im Vergleich zum Fall *ohne* Elektromobile reduziert werden. Damit konnte simulationstechnisch und real nachgewiesen werden, dass dank bidirektionaler Elektromobilität die Stromnetze nicht zusätzlich belastet, sondern sogar *entlastet* werden können. Dabei handelt es sich um eine leistungsmässige Betrachtung (Glättung der Leistungsspitzen), nicht aber um eine energetische Betrachtung. Das Folgeprojekt «V2X Suisse» untersucht nun schweizweit die Nutzung von 50 bidirektionalen Fahrzeugen (Honda) auf der Carsharing-Plattform «Mobility» zur Stromnetz-Stabilisierung [V2X 2023].

## 13. Literaturverzeichnis

### Normen und Regulatorien:

- [SIA 380] Grundlagen für energetische Berechnung von Gebäuden, SIA Zürich, 2015 (neue prSIA 380:2021-01 in Vorbereitung)
- [SIA 380/1] Berechnung des Heizwärmebedarfs von Gebäuden, SIA Zürich, 2016
- [SIA 384/1] Heizungsanlagen in Gebäuden – Grundlagen und Anforderungen, SIA Zürich, 2009 (neue prSIA 384/1 in Vorbereitung)
- [SIA 385/1] SIA-Norm 385/1: Anlagen für Trinkwarmwasser in Gebäuden – Grundlagen und Anforderungen, SIA Zürich, 2020
- [SIA 385/2] SIA-Norm 385/2: Anlagen für Trinkwarmwasser in Gebäuden – Warmwasserbedarf, Gesamtanforderungen und Auslegung, SIA Zürich, 2015
- [SIA 386] SIA-Norm 386 / EN-Norm 16484: Energieeffizienz von Gebäuden, Einfluss von Gebäudeautomation und Gebäudemanagement
- [SIA 2060] SIA-Norm 2060: Infrastruktur für Elektrofahrzeuge in Gebäuden, SIA Zürich, 2020
- [SIA 2061] SIA-Norm 2061: Batteriespeicher-Systeme in Gebäuden, SIA Zürich, 2021
- [SIA 2062] SIA-Norm 2062: Photovoltaik auf und an Gebäuden, SIA Zürich, 2023
- [SIA 2063] SIA-Norm 2063: Integrales Energie- und Leistungsmanagement in Gebäuden, SIA Zürich, in Vorbereitung
- [SG-R 2013] Regularium für das Label «SG Ready» für elektrische Heizungs- und Warmwasserpumpen, Version 1.1, bwp Bundesverband Wärmepumpe e.V., DE Berlin, Januar 2013
- [SGr 2023] SmartGridready – Label für die standardisierte, sichere Kommunikation zwischen Produkten, Systemen, Anlagen sowie Elektrizitätsnetzen, smartgridready.ch, Label V1 Markteinführung 2023
- [SGr-LIB 2023] SmartGridready Library (Deklarations-Datenbank)  
library.smartgridready.ch
- [WPSM] Wärmepumpen-System-Modul: <https://www.wp-systemmodul.ch/de/>
- [WPSM 2021] Wärmepumpen-System-Modul - Pflichtenheft und Funktionsschemata, Dez. 2021 (in Überarbeitung)
- [WPSM-NK 2021] Wärmepumpen-System-Modul – Protokoll Nachkontrolle, 2021 (in Überarbeitung)
- [WPSM-PV 2022] Wärmepumpen-System-Modul - Pflichtenheft PV+WP (Befreiung Einzelfreigabe), FWS / GKS, Nov. 2022
- [WPSM-SP 2018] Wärmepumpen-System-Modul - Speicher Dimensionierungsvorgaben im WPSM-Pflichtenheft mit und ohne Eigenstromnutzung, August 2018
- [WP-LG 2020] Leistungsgarantie Wärmepumpen, Checkliste, Energie Schweiz

- [SPF-PV86] Schichtungseffizienz von Speichern, SPF Prüfvorschrift Nr. 86, Rapperswil 2020
- Broschüren und Merkblätter:
- [WP-PV 2020] Wärmepumpen und PV – die clevere Kombination, Erkenntnisse aus der Praxis für interessierte Kunden und Installateure, Energie Schweiz, August 2020
- [WP-PV-Tab] Tabelle Wärmepumpen für die PV-Einbindung - Datenbasis für eine gute Planung, Energie Schweiz, laufend aktualisiert  
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/energieeffizienz/umgebungs-waerme.html>
- [EVO 2020] Solarstrom Eigenverbrauch optimieren – Handbuch, Energie Schweiz / VESE, Sommer 2020  
<https://www.vese.ch/download-handbuch-eigenverbrauchsoptimierung/>
- [EVMFH 2018] Solarstrom Eigenverbrauch: Neue Möglichkeiten für Mehrfamilienhäuser und Areale, Energie Schweiz, August 2018
- [ZEV 2023] Leitfaden Eigenverbrauch, Version 3.0, Energie Schweiz, Mai 2023
- [BIPV 2021] Ratgeber BIPV: Integrierte Photovoltaik Ratgeber für Bauherrschaften, Energie Schweiz, Oktober 2021
- [EMS 2020] Energiemanagementsysteme: Digitales Werkzeug der Energieversorgung - Eine Marktübersicht, Energie Zukunft Schweiz, Juni 2020  
<https://energiezukunftschweiz.ch/de/Knowhow/News/Newsaktuell/2020-06-07-energiemanagementsysteme.php>
- [WWS 2017] Effiziente Warmwassersysteme: Eine Übersicht für engagierte Bauherrschaften, Energie Schweiz, Juni 2017
- [HYD 2020] Merkblatt 8: Hydraulischer Abgleich in neuen Heizungsanlagen, SuisseTec, 2020
- [FRN 2020] Merkblatt 9: Fernsteuerung von Raumheizungen, SuisseTec, 2020
- [KFB 2021] Merkblatt: Kühlung mit der Fussbodenheizung, SuisseTec, März 2021 (in Überarbeitung)
- [IWP 2021] Merkblatt Inverter Wärmepumpen, SuisseTec, 2021
- [GCL 2021] Merkblatt GeoCooling mit Wärmepumpen, SuisseTec 2021 (in Vorbereitung)
- [GCLB 2021] Empfehlung für GeoCooling-Einstellungen bei Erdwärmesonden-Wärmepumpen-Anlagen in Wohnbauten mit Fussbodenheizung, Energie Schweiz, 2021 (Entwurf in Vorbereitung)
- [MIN 2021.1] Produktreglement zu den Gebäudestandards MINERGIE®/MINERGIE-P®/MINERGIE-A®, Minergie Basel, Version 2021.1
- [MINMON 2022.2] Reglement Minergie-Modul Monitoring, Minergie Basel, Version 2022.2
- [MINMON+] <https://www.minergie.ch/de/standards/betrieb/monitoring/>
- [MINMONDEM] <https://online.minergie.ch/monitoringDemo>

- [QSCH 2015] V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung – Simulation, 9. Auflage, Carl Hanser Verlag, München, 2015
- [SPF 2018] Merkblatt solare Kombispeicher und Wärmepumpen, SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, 2018
- [EMOGL 2023] Glossar der Elektromobilität, Swiss-E-Mobility, Energie Schweiz, 2.2023

Forschungsberichte und Studien:

- [OPTEG 2016] OPTEG – Regelstrategien für die Optimierung des Eigenverbrauchs von Gebäuden, BFE, Februar 2016
- [CVLT 2019] CombiVolt – Steigerung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs durch intelligente Wärmepumpen, SPF / BFE, Oktober 2019
- [MÖRIKEN I 2020] Innovative Eigenverbrauchsoptimierung für Mehrfamilien-Arealüberbauung mit lokaler Strombörse in Möriken-Wildeggen, Phase I: Inbetriebnahme und erste Messperiode, BFE, November 2020  
<https://www.aramis.admin.ch/Dokument.aspx?DocumentID=66816>
- [MÖRIKEN II 2022] Innovative Eigenverbrauchsoptimierung für Mehrfamilien-Arealüberbauung, Phase II: Zweite Messperiode mit Vergleich verschiedener Regelalgorithmen BFE, März 2022  
<https://www.aramis.admin.ch/Dokument.aspx?DocumentID=68808>
- [ERLEN 2022] Elektromobil und Speicher in einem, Areal Erlenmatt Ost mit bidirektionaler Elektromobilität, Dr. B. Vogel, BFE, März 2022  
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10827>
- [V2X 2022] V2X Suisse: Demonstrationsprojekt mit 50 bidirektional ladenden Elektroautos, BFE, novatlantis, Mobility, WSL, ETH, EVTEC, Honda, sun2wheel, tiko, 2022  
<https://novatlantis.ch/projekte/v2x-suisse/>
- [SOLBAT 2020] Solarbatterien für Privatkunden – Eine Marktstudie, Energie Schweiz, Dezember 2020
- [PENDMOB 2023] Zahlen zur Pendlermobilität, Bundesamt für Statistik, 2023

Berechnungs-Tools:

- [PVopti 2018] Einfaches Excel-Tool zur Optimierung des Eigenverbrauchs, MINERGIE / EnDK / BFE, Dezember 2018
- [PolySun 2022] Detailliertes Berechnungs-Tool zur Simulation von thermo-elektrischen Systemen wie Wärmepumpen, PV-Anlagen, Gebäuden und Solarthermie, Vela Solaris AG, [www.velasolaris.com](http://www.velasolaris.com)  
→ Neue Vorlagen «Smart Energy Engineering» für PV-WP-Optimierung seit 2022
- [PS-PV-WP 2022] Anleitung zu den neuen Vorlagen PV-WP in Polysun®. Smart Energy Engineering GmbH, Prof. Dr. David Zogg, August 2022  
[https://smart-energy-engineering.ch/wp-content/uploads/2022/09/20220830\\_PolySun\\_Anleitung\\_PV-WP\\_Regler.pdf](https://smart-energy-engineering.ch/wp-content/uploads/2022/09/20220830_PolySun_Anleitung_PV-WP_Regler.pdf)