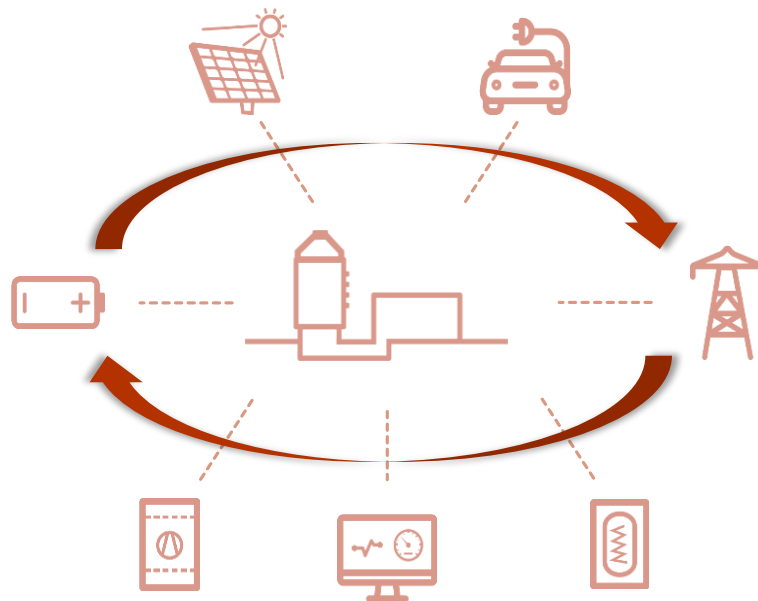




Studie

Netzdienlicher Betrieb Privater Batteriespeicher



Impressum

Datum / Ort: 10. August 2023, Vaduz

Auftraggeber: Gefördert durch die Energiekommission Fürstentum Liechtenstein
Amt für Volkswirtschaft
Energiefachstelle
Poststrasse 1 | Postfach 684
9490 Vaduz
www.avw.llv.li

Auftragnehmer: FE-Partner AG
Gewerbeweg 15
LI-9490 Vaduz
www.fe-partner.com

Autoren: Florian Kind, FE-Partner AG, florian.kind@fe-partner.com

Mitwirkende: Les Green, FE-Partner AG, office@fe-partner.com
Thomas Fehr, FE-Partner AG, thomas.fehr@fe-partner.com
Markus Markstaler, Ost – Ostschweizer Fachhochschule,
markus.markstaler@ost.ch

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

| | |
|--|-----------|
| 1. ZUSAMMENFASSUNG | 5 |
| 2. AUSGANGSLAGE GEMÄSS ANTRAG (2018) | 6 |
| 2.1 Hintergrund | 6 |
| 2.2 Prognose-Bericht VSE «Energiewelten 2018» | 6 |
| 2.3 PV-Anlagen mit Batteriespeichern | 7 |
| 2.4 Problematik eigendienlicher Betriebsweisen von Batteriespeichern | 8 |
| 2.5 Mehrwert von Batteriespeichern | 9 |
| 2.6 Liechtenstein: Solarweltmeister 2.0 | 10 |
| 2.7 Generelle Zielsetzung förderungswürdiger Batteriespeichersysteme | 11 |
| 2.8 Genereller Lösungsansatz – Ausgangslage der Studie | 12 |
| 2.9 Aufbau des Energiemanagementsystems | 13 |
| 3. AUFBAU UND VORGEHEN | 14 |
| 3.1 Zielsetzung dieser Studie | 14 |
| 3.2 Vorgehensweise | 14 |
| 3.3 Kurzergebnis erreichter Ergebnisse und Erkenntnisse | 15 |
| 4. TEILNEHMENDE BATTERIESPEICHER | 17 |
| 4.1 Anlage 2766 | 17 |
| 4.2 Anlage 2767 | 18 |
| 4.3 Anlage 1957 | 19 |
| 4.4 Anlage 1309 | 20 |
| 4.5 Anlage 1321 | 20 |
| 5. NETZDIENLICHKEIT | 21 |
| 5.1 Markt-, Netz- oder Systemdienlich | 22 |
| 6. BATTERIESPEICHER UND ENERGIEMANAGEMENT GENERELL | 25 |
| 6.1 Ausgangslage | 25 |
| 6.2 Systeme, Kenndaten und Parameter | 28 |
| 6.3 Exkurs: Notstromfähige Batteriespeichersystem | 30 |
| 6.4 Übliche Betriebsweisen von Batteriespeichern | 33 |



| | | |
|------------|---|-----------|
| 6.5 | Erweiterte Funktionen und Möglichkeiten | 36 |
| 7. | STEUERUNGSKONZEPT | 46 |
| 7.1 | OpenEMS – die eingesetzte EMS-Software | 46 |
| 7.2 | Einflussnahme auf das Energiemanagement | 48 |
| 7.3 | Selektion der Führungsgrößen | 51 |
| 7.4 | Aufbau übergeordneter Algorithmus zur Beeinflussung des EMS | 53 |
| 7.5 | Korrekturfunktion | 55 |
| 7.6 | Das Preis-Signal – Makrosicht auf das Übertragungsnetz | 58 |
| 7.7 | Anwendung des überlagerten Algorithmus | 64 |
| 8. | DATENANALYSEN & TESTREIHEN | 66 |
| 8.1 | Spannung vs. Leistung | 66 |
| 8.2 | Peak shaving | 73 |
| 8.3 | WP-Signal | 74 |
| 8.4 | Niedertarifverschiebung | 76 |
| 9. | HERAUSFORDERUNGEN | 78 |
| 9.1 | Systemkomplikationen | 78 |
| 9.2 | Selbstentladung | 79 |
| 10. | QUARTIERSPEICHER | 80 |
| 11. | AUSBLICK | 84 |
| | ABBILDUNGSVERZEICHNIS | 85 |
| | ANHANG | 88 |

1. ZUSAMMENFASSUNG

«Batteriespeichersysteme sind von sich aus nicht netzdienlich.»

Diese Annahme stand bereits vor Projektbeginn im Raum und konnte auf Basis angestellter Messreihen sowie des aufgezeigten Optimierungspotenzials belegt werden. Zwar können Batteriespeicher den lokalen Verbrauch des selbst-erzeugten PV-Stroms begünstigen, das Netz entlasten, oder Lastspitzen kappen, meist sind die positiven Effekte leider ebenso volatil wie der PV-Ertrag an unterschiedlichen Tagen. Ohne den konkreten Fokus auf Netzdienlichkeit geschieht dies nicht von selbst. Der bestehende Zielkonflikt zwischen der Eigenverbrauchsoptimierung und einem zusätzlichen Netznutzen lässt sich zwar nicht einfach lösen, jedoch teilweise umgehen. Dabei ist es wichtig zu verstehen, dass Batteriespeicher ohnehin installiert werden. Dies trotz meist nicht oder nur knapp gegebener Wirtschaftlichkeit, jedoch angetrieben vom persönlichen Beitrag zum Klimawandel, geopolitischen Spannungen oder dem Wunsch zu Selbstversorgung und Unabhängigkeit. Das Stromnetz wurde jedoch als Verbundnetz konzipiert und über die vergangenen Jahre stets weiter vernetzt. Dabei ist es für die Stabilität des Stromnetzes essenziell, dass dieses eben nicht in autarke, ungesteuerte Einheiten zerfällt. Eine dezentrale Stromversorgung bedeutet dabei eben auch, dass die einzelnen Elemente ihren Beitrag zur Stabilität leisten.

Im Rahmen dieser Studie konnten aus den Erkenntnissen der Umsetzung von Batteriespeicherprojekten und der Optimierung im Betrieb Ansätze abgeleitet werden, welche unterschiedliche Aspekte einer netzfreundlichen Betriebsweise aufzeigen. Dabei hat sich gezeigt, dass bereits einfache Parametrierungen und Ausnutzung der vorhandenen Steuerungsfunktionen des Energiemanagementsystems der Batteriespeicher gewisse netzfreundliche Betriebsweisen unterstützen.

Des Weiteren wurde ein Algorithmus entwickelt, welcher aus der lokalen Spannung am Netzanschluss, dem Batterieladezustand, einem Verteilnetzbetreiber-Signal und einem modifizierten Börsenstrompreis ein Anreiz-Signal generiert, welches eine überlagerte, netzunterstützende Funktion zur bestehenden Eigenverbrauchsoptimierung ergänzt, und auf Batteriespeichersysteme unterschiedlicher Hersteller angewendet werden kann.

Trotz der starken Zunahme von privaten Batteriespeichern in den vergangenen Jahren zeigt sich auch, dass das Themengebiet nach wie vor noch relativ neu ist. Viele Betriebsweisen lassen noch Luft nach oben, insbesondere bei der intelligenten, vernetzten Steuerung und der Ausnutzung von Flexibilität. Die mangelnde Systemkenntnis einiger Hersteller sowie proprietäre Ansätze bei der Einflussnahme auf das Energiemanagement der Batteriespeicher stellten während der Erarbeitung der Studie eine Hürde dar, welche es nicht zu unterschätzen gilt.



2. AUSGANGSLAGE GEMÄSS ANTRAG (2018)

2.1 Hintergrund

Die Energiewende mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energie stellt Energiedienstleister vor die Herausforderung schlecht planbarer dezentraler Einspeisung bei gleichzeitig leichtem Anstieg des Strombedarfs. Insbesondere die Tatsache, dass Strombedarf und Erzeugung aus PV- und Windanlagen meist nicht gleichzeitig anfallen, führt zu erhöhtem Stromhandel und Regelaufwand konventioneller Kraftwerke. Die intelligente Steuerung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch elektrischer Energie ist deshalb unabdingbar und integraler Bestandteil einer nachhaltigen Energiezukunft. Digitale Lösungen in Datenerfassung & -Auswertung und die daraus abgeleitete Regelung von Energieflüssen stellen dabei das probate Mittel dar.

2.2 Prognose-Bericht VSE «Energiewelten 2018»

Der vom Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) kurz vor Studienbeginn publizierte Bericht bestätigt den Trend: „Die Energiewelt von morgen ist durch dezentrale Strukturen, Dekarbonisierung und Massnahmen zur Versorgungssicherheit geprägt¹. Der «VSE Trend 2035» hat seinen Schwerpunkt in der Smart World. Sämtliche Lebensbereiche sind also von der Digitalisierung durchdrungen.“ So das Resümee zum Bericht. Abbildung 1 widerspiegelt diese Tendenz im rechten unteren Quadranten «Smart World», einem Europaweit vernetztem Versorgungsnetz mit einer Vielzahl dezentraler Einspeisequellen.

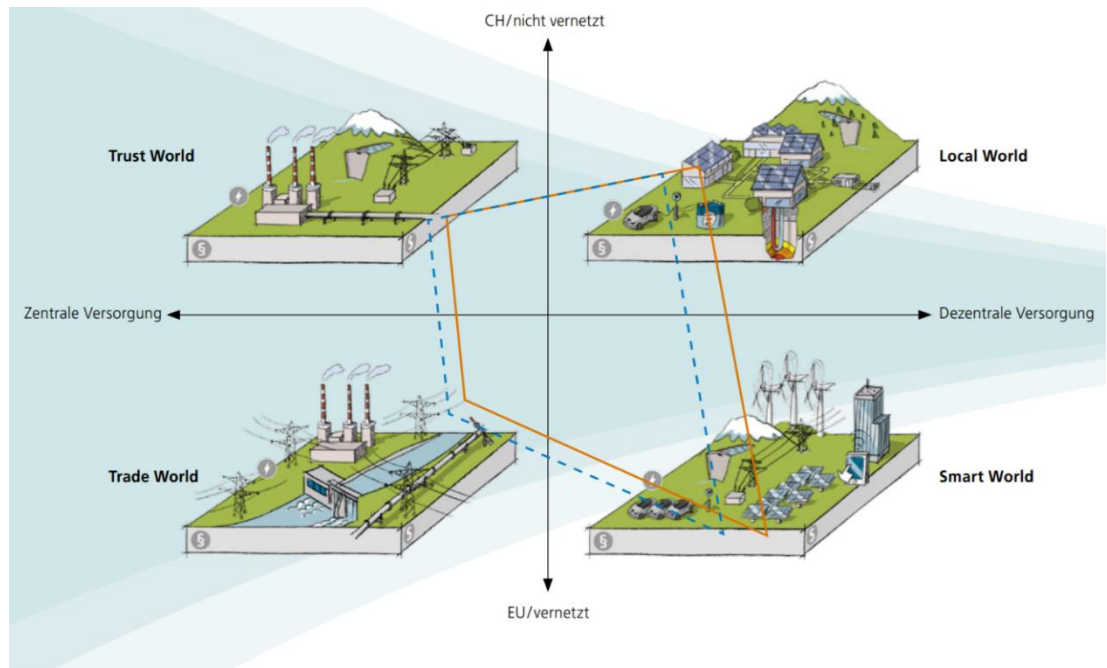
Wichtigste Trends und erkennbare Tendenzen sind im Folgenden kurz aufgelistet:

- Dezentrale Produktion und Eigenverbrauch nehmen zu, Stromverbrauch steigt an
- Stochastisch anfallende Einspeisung aus erneuerbaren Quellen erfordern Flexibilitäten
- Sektorkopplung/Netzkonvergenz ist zunehmend – jedoch zeichnet sich eine wachsende Herausforderung bezüglich Winterversorgung und Saisonspeicher ab
- Batterie-, Gas- und Wärmespeichern kommt eine wichtige Rolle zu und finden vermehrt Einsatz

¹ Quelle: <https://www.strom.ch/de/energie/energiewelten.html> (verifiziert 28.03.2023).

NB.: Die «Energiewelten» der Folgejahre bestätigten dieses Bild, wenngleich auch die Tendenz Richtung «Smart World» an Dominanz verloren hatte.

- Zunehmende Digitalisierung, Konnektivität und wachsendes Datenvolumen erlauben optimierten Anlagenbetrieb und ermöglichen digitale Dienstleistungen



— orange Linie Bericht «Energiewelten 2018»;

- - - blau gestrichelte Linie Bericht «Energiewelten 2017»

Im Vergleich zum Bericht «Energiewelten 2017» hat sich der «VSE Trend 2035» stärker in Richtung dezentrale Versorgung entwickelt. Mit der Annahme der Energiestrategie 2050 und der Ratifikation des Klimaabkommens werden zunehmend erneuerbare, dezentral produzierte Energien in das Gesamtsystem und in den Markt integriert (→ 3.1.1). Diese Entwicklung wird durch sinkende Preise für PV und Windenergie unterstützt (→ 3.1.2).

Abbildung 1: VSE "Energiewelten 2018"

Aus diesen Erkenntnissen ergeben sich Konsequenzen bei der Anlagenbewirtschaftung, speziell in Bezug auf Gebäude und Batteriespeicher. Die wichtigsten Punkte sind hier gelistet:

- **Stabilisierung der Netze** als wichtige, anspruchsvolle Aufgabe wahrzunehmen
- **Netzdienliches Verhalten** förderungswürdig und belohnenswert
- Vermarktung der **Nachfrageflexibilität** wird zunehmend wichtiger, damit die Nachfrage mit dem Angebot in Einklang gebracht werden kann.

2.3 PV-Anlagen mit Batteriespeichern

Batteriespeicher bieten Mehrwerte bei der Bewirtschaftung von Liegenschaften mit eigener PV-Anlage. Folgende **nutzerorientierte** Funktionen, Schlagworte und Ziele fallen stets in diesem Zusammenhang:

- Steigerung **Eigenverbrauchsanteil** (Anteil des Stromes, welcher am Erzeugungsort verbraucht werden kann)
- Steigerung der **Autarkie** (Anteil des selbstgedeckten Verbrauchs am gesamten Verbrauch)
- Steigerung der **Versorgungssicherheit** (durch Inselbetrieb bzw. Notstromversorgung bei Stromausfällen)

Hinter diesen Zielen der Bewirtschaftung stehen in der Regel folgende Beweggründe:

- **Ökonomische Aspekte:**
sinkende Vergütung für gelieferten PV-Strom, Wegfall von KEV etc., steigende Stromkosten, steigender Stromverbrauch (E-Mobilität, Wärmepumpen etc.)
- **Ökologische und emotionale Aspekte:**
Beitrag zur Energiewende, Verbrauch von selbsterzeugtem Solarstrom

Zur Umsetzung dieser Funktionen bedient man sich bei gegebener Grösse der PV-Anlage unter Einbezug eines aktiven Energiemanagementsystems folgender gekoppelter Möglichkeiten:

- **Speicherbewirtschaftung:**
Batteriespeicher, Thermische Speicher (Heizungsspeicher, Gebäudemasse), E-Mobilität etc.
- **Lastverschiebung:**
Wärmepumpen, E-Mobilität, Schwimmbadheizung, Lüftung, Druckluft etc.

Im Fokus stehen Gebäude-Energiemanagementsysteme insbesondere von Liegenschaften mit PV-Anlagen und Batteriespeichern, da sich hier ein bedeutender Handlungsspielraum ergibt.

2.4 Problematik eigendienlicher Betriebsweisen von Batteriespeichern

Batteriespeicher sind ein ausgezeichnetes Mittel, den Anteil der selbst erzeugten elektrischen Energie zu erhöhen, indem diese während des Tages gespeichert und für die Abendstunden vorgehalten wird. Zusammen mit einem Energiemanagementsystem kann zudem die Ausbeute der selbst verbrauchten Solarenergie weiter gesteigert werden, indem steuerbare Verbraucher geeignet aktiviert werden, so. z.B. Wärmepumpen. Viele der sich heute auf dem Markt befindlichen Batteriesystem verfügen bereits über ein eingebautes einfaches Energiemanagementsystem zur Eigenverbrauchsoptimierung.

Häufig arbeiten diese jedoch nicht sehr intelligent nach dem Prinzip „so schnell als möglich den Speicher befüllen, damit dieser bis zum Abend

sicher voll ist“. Dies ist bei ausschliesslich eigendienlicher Betrachtung sicherlich zweckdienlich, jedoch für die Energiewende bei weitem nur bedingt hilfreich: So ergeben sich beispielsweise um die Mittagszeit wenn viel PV-Leistung vorhanden ist und viele der ähnlich dimensionierten Hausspeicher gefüllt sind sehr steile Änderungsraten bei der Einspeiseleistung der verteilten, privaten PV-Anlagen (Fall a) in Abb.2). Der so erzeugte Anstieg der Änderungsrate der Einspeisung ist steiler als ohne Batteriespeicher und bedarf einer raschen Rückregelung grosser konventioneller Kraftwerke. Ein solches Verhalten stellt ein zunehmendes Problem dar für die Stabilität des Energienetzes und den Vorhalt und die Bewirtschaftung konventioneller Kraftwerke.

Durch netzfreundliche Betriebsweise könnte der Speicher gefüllt werden, ohne nachteilige Rückwirkung ins Verteilnetz (Fall b) und c) in Abb.2).

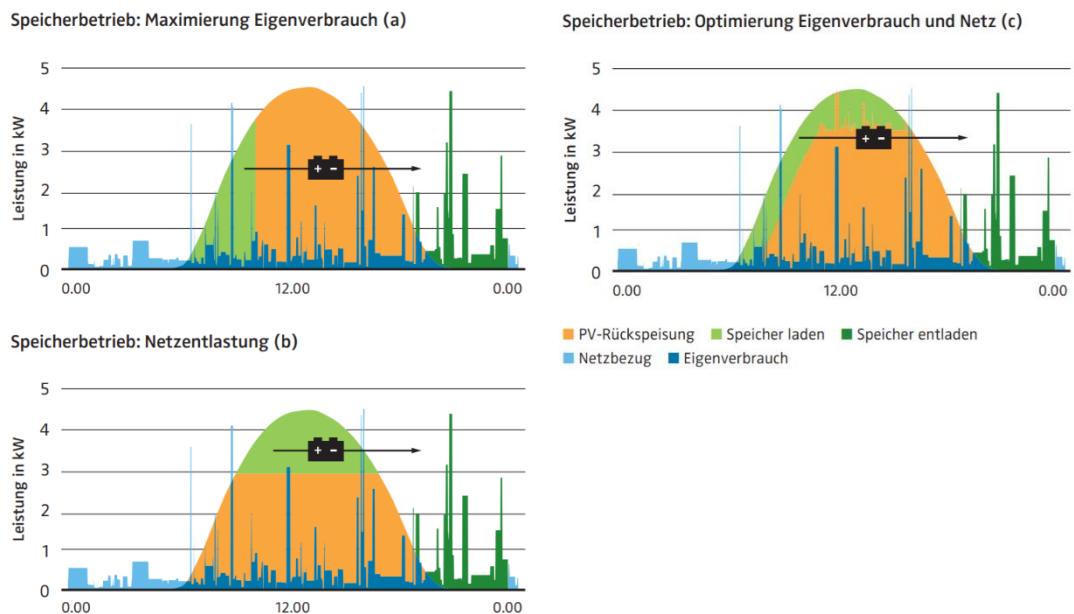


Abbildung 2: Betriebsarten Batteriespeicher²

2.5 Mehrwert von Batteriespeichern

Technisch wie auch wirtschaftlich betrachtet ist es stossend, hochentwickelte kostspielige Komponenten zusätzlich in einer Liegenschaft zu verbauen und diese nicht vollumfänglich zu nutzen. Insbesondere dann, wenn daraus keine wesentlichen Nachteile für den Besitzer der Anlage resultieren. Oder gar im schlimmsten Fall, durch eigendienlichen Betrieb

² aus

https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/161219_Merkblatt_pv_speicher_def.pdf

die Netzstabilität nachteilig beeinflusst wird. Dies ist bei wenigen verbauten Batterien im Stromnetz nicht gross spürbar, mit zunehmender Anzahl PV-Anlagen mit Batteriespeichern gewinnt netzdienliches Verhalten jedoch deutlich an Bedeutung und könnte aufkommende Hürden weiteren Zubaus reduzieren.

Der Blick muss demnach zusätzlich auf das Stromnetz gerichtet werden. Um das volle Potential an Möglichkeiten von Batteriespeichern darzulegen, bedarf es der intelligenten Einbindung von Kenngrössen, welche den aktuellen und prognostizierten Zustand des Stromnetzes aufzeigen. Solche Daten sind vorhanden, beispielsweise in Form von Wetterprognosen und Day-Ahead-Strompreisen oder Parametern, welche den Anteil der Erneuerbaren Energie am aktuellen Strom-Mix zeigen. Bislang werden diese jedoch erst spärlich und häufig wenig netzfreundlich eingesetzt.

Auch bereits aus den internen Daten, aus Messsignalen von PV-Anlage, Batteriespeicher und Anschlusszähler, lassen sich durch geeignete Algorithmen einfache, netzdienliche Betriebsweisen ableiten, welche einen planbareren und zuverlässigeren Betrieb erlauben.

2.6 Liechtenstein: Solarweltmeister 2.0

Ende 2017 betrug die Photovoltaik-Leistung pro Kopf in Liechtenstein rund 620 Watt. Das ist der höchste Wert weltweit und Liechtenstein bleibt damit weiterhin Solarweltmeister. An sonnigen Tagen mit geringem Stromverbrauch trägt die Photovoltaik schon heute einen wesentlichen Anteil der Gesamtlast im Netz.

Gemäss Energiestrategie 2020 der Regierung ist ein weiterer deutlicher Zubau der Photovoltaikleistung vorgesehen. In absehbarer Zeit wird es damit Betriebszustände geben, in denen die Photovoltaik mehr als 50% der aktuell benötigten Leistung im Netz abdeckt. Bei unsicherer Witterung wird der Einkauf von Strom am Markt damit immer schwieriger bzw. es entstehen damit für den Netzbetreiber zusätzliche Kosten. Aufgrund der Kleinheit und des weltweit höchsten Photovoltaikausbaus steht Liechtenstein diesbezüglich in einer einmalig exponierten Situation. Batteriespeicher können helfen, diese teilweise stochastischen täglichen Fluktuationen zu entschärfen.

Gegebenenfalls lässt sich durch die intelligente Nutzung von Batteriespeichern der Vorhalt und die Einsatzzeit fossiler Spitzenlastkraftwerke reduzieren und so der positive Einfluss liechtensteinischer Solaranlagen auch über die Landesgrenzen hinaus zeigen.

Liechtenstein ist auch das erste Land mit einem flächendeckenden Einsatz von Smart-Metern. Damit kann der Netzbetreiber die Lasten in seinem Netz besser beurteilen.

Mit dieser einmaligen Kombination aus sehr hohem Anteil Photovoltaik bei gleichzeitig detaillierter Kenntnis des Netzes ist Liechtenstein bereits heute in einer Situation, wie sie andere Länder erst in zehn oder mehr Jahren sein werden. Bei geschickter Nutzung dieser Gegebenheiten kann Liechtenstein Vorzeigeland werden, wie sich ein hoher Anteil Photovoltaikstrom im Netz managen lässt, ohne dafür fossile Kraftwerke vorhalten zu müssen. Nach dem reinen Leistungszuwachs der Photovoltaik der letzten Jahre könnte sich Liechtenstein mit einer intelligenten Einbindung von Speichern damit sozusagen als «Solarweltmeister2.0» positionieren.

2.7 Generelle Zielsetzung förderungswürdiger Batteriespeichersysteme

Gefördert werden soll der nachhaltige, netzdienliche Zubau von PV-Anlagen mit Batteriespeichern mit dem Ziel, nicht nur den eigenen Deckungsanteil mit Solarstrom zu erhöhen, sondern die stabile Versorgungssicherheit auch bei hohem Anteil neuer erneuerbarer Energien im FL-Strommix zu gewährleisten. Gezeigt werden soll die Vereinbarkeit mehrdienlicher und ganzheitlicher Ansätze zur Nutzenmaximierung intelligent bewirtschafteter Gebäude mit Batteriespeichern, um deren Wirtschaftlichkeit für sich und im Ganzen betrachtet zu steigern.

Dazu gehören:

- Steigerung der zeitlichen Deckung zwischen Energie-Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Liegenschaft
- Steigerung der zeitlichen Deckung zwischen Energie-Erzeugung und Verbrauch auf Verteilnetzebene
- Verstetigung von Einspeisung und Lastgang am Anschlusspunkt auf unterster Verteilnetzebene
- Limitierung maximaler Energieflüsse und Energieflussänderungen der einzelnen Prosumer-Liegenschaften
- Verbesserung der Netzkenngrossen an den Anschlusspunkten und damit der Netzqualität als Ganzes
- Bereitstellung von Wirk- und Blindleistungsreserven zur Förderung der Netzstabilität
- Bereitstellung von Energiereserven zur Steigerung und Überbrückung der Versorgungssicherheit im Falle von Stromausfällen und Energiemangellagen

2.8 Genereller Lösungsansatz – Ausgangslage der Studie

FE-Partner erstellt ein System, welches Gebäudeinstallation und Batteriespeicher privater Liegenschaften nicht nur eigendienlich bewirtschaftet, sondern deren zusätzliches Potential bei geeigneter Betriebsweise im Verbund darlegen soll. Die Bereitschaft der Kunden den eigenen Energiebedarf, deren Einspeisung und Speicherung, ohne Komfortverlust in netzdienlicher Weise zu betreiben, bietet dem Verteilnetzbetreiber Potential zu effizienterer und planbarer Ressourcenallokation und die Möglichkeit, Energie und Netzkapazität zu sparen und damit günstiger zu beziehen.

Das System umfasst eine Hardware als lokal verbautes Energiemanagementsystem sowie eine Software-Cloud-Plattform zur Aggregation und übergeordneter Optimierung der einzelnen intelligenten Prosumern (Liegenschaften welche nicht nur Konsumenten sondern auch Produzenten elektrischer Energie sind). Diese Kombination aus Integrations- und Steuerungsansätzen auf verschiedenen Ebenen ermöglicht den Aufbau eines dem Energieverteilnetz überlagerten Daten- bzw. Regelnetzwerks (Bestandteil des «Smart Grids»). Des Weiteren wird eine Kommunikationsmöglichkeit zum Energiemanagementsystem der Liegenschaft etabliert, welche eine Dienstleistung Dritter ermöglicht.

Das System umfasst den heute teilweise üblichen Funktionsumfang zur einfachen Eigenverbrauchsoptimierung mit Batteriespeichern und erweitert diesen um prädiktive, netzdienliche und stabilitätsfördernde Elemente, zu einem System, wie es derzeit noch nicht im Breitenmarkt erhältlich ist. Hierzu soll ein dynamisches Preissignal bestimmt und als Führungsgröße für den Einsatzentscheid beim Betrieb des Batteriespeichers sowie steuerbarer Lasten dienen. Basierend auf dem dynamischen Preissignal, welches indirekt den Energiepreis und Netzzustand zum Ausdruck bringt, entscheidet das Energiemanagementsystem der Liegenschaft, ob es zum gegebenen Zeitpunkt ratsam ist, den Speicher zu beladen oder die Wärmepumpe zu betreiben. Stets nicht nur im Hinblick auf den eigenen Verbrauch, sondern eben auch in Relation zum angeschlossenen Stromnetz.

Neben stationären Batteriespeichern ist es zweckdienlich, die vorhandenen trägen Lasten wie Warmwasserspeicher, Gebäudemasse etc. im System zu integrieren. Des Weiteren könnten künftig die Energiespeicher von Elektrofahrzeugen intelligent eingebunden werden. Das Energiemanagementsystem umfasst ebenso die Bewirtschaftung solcher Speicher und kann schrittweise in diese Richtung erweitert und optimiert werden.

Zubau und Förderung von Batteriespeichern ohne Energiemanagementsystem bzw. mit nur eigendienlicher Fahrweise sind weder ratsam noch

ökonomisch vertretbar. Das vorgeschlagene System arbeitet nach einem skalierbaren Lösungsansatz mit erklärtem Ziel, Batteriespeicher sinnvoll, netzdienlich und wirtschaftlich zu betreiben.

2.9 Aufbau des Energiemanagementsystems

Das vorgeschlagene Energiemanagementsystem besteht aus drei überlagerten Betriebsebenen. Ausgestaltung, Umfang und Priorisierung einzelner Funktionen und Betriebsebenen werden im Rahmen der Studie erarbeitet und können in der Betriebsphase konkretisiert und optimiert werden.

- Eigenverbrauchsoptimierung und aktives Energiemanagement unter Einbezug von Netzkenngrossen. Einsatzentscheid nach internen Führungsgrössen des Batteriesystems. Erweiterung der teilweise bereits in Batteriespeichern integrierten Funktionen um netzfreundliche Aspekte.
- Dynamisches Tarifmodell zum netzdienlichen und wirtschaftlichen Betrieb von Batteriespeichern. Einsatzentscheid nach externer Führungsgrösse, aufgrund Anreiz durch Preissignal. Optimierung und Erweiterung netzdienlichen Verhaltens.
- Schnittstelle als direkte Eingriffsmöglichkeit zur Steuerung einzelner Anlagenparameter im Falle stabilitätskritischer Lagen des Stromnetzes (Demand Side Management Load Control, netzdienlicher Notbetrieb). Einsatzentschied durch externe Vorgabe Verteilnetzbetreiber oder Dritter.



3. AUFBAU UND VORGEHEN

3.1 Zielsetzung dieser Studie

Ziel der Studie ist es zu zeigen, welchen technischen Zusatznutzen dezentrale private Batteriespeicher für das Verteilnetz bieten können. Dabei ist es wichtig zu verstehen, dass solche Batteriespeichersysteme in den nächsten Jahren weiterhin stark zunehmen werden und bei der Planung und dem Betrieb der Stromversorgungsnetze eine vermehrt stärkere Rolle spielen könnten. Insbesondere sollen allfällige negative Effekte und mögliche positive Einflüsse aufgezeigt werden und auf Basis von Messungen und Tests ein Beleg erbracht werden, wie private Batteriespeicher nicht nur einen eigendlichen, sondern mehrdienlichen Nutzen erzeugen können.

Es ist nicht das Ziel der Studie, mit einem fertigen Produkt oder einer umfassenden Einzellösung aufzuwarten, vielmehr ist es Ziel der Arbeit, Elemente und Grundlagen für die weitere Evaluation und die Beurteilung der gegenwärtigen Situation zu liefern, sowie mögliche Implementierungsvorschläge, Hürden oder Herausforderungen aufzuzeigen.

Batteriespeicher können weit mehr, als nur Energie für später vorhalten. Es soll aufgezeigt werden, welche einfachen Ansätze und Funktionen simpel umsetzbar wären, welche weiteren Möglichkeiten bestehen und wo die Grenzen liegen.

3.2 Vorgehensweise

Die generelle Vorgehensweise richtete sich nach folgenden Punkten:

- Definition, Ausarbeitung und Spezifikation des Systems zum netzdienlichen Betrieb privater Batteriespeicher.
- Evaluation geeigneter Hard- und Software zur Lösung. Auswahl geeigneter Komponenten, zusätzliches Messequipment, Applikationen und Lizenzen.
- Spezifikation und Erarbeitung des dynamischen Preissignals als Anreizgeber für den Einsatzentscheid der Anlagen. Ausarbeitung möglicher Schnittstellen.
- Programmierung der Funktionen und Umsetzung der Cloud-Lösung
- Erweiterung der Batteriespeichersysteme um notwendige Hardware, Installation von HW und SW lokal bei den Anlagen, Implementierung und Inbetriebnahme des Systems
- Betrieb und Optimierung der Pilotanlagen, iterative Ansätze zur Verifikation von Erwartung und Realität

- Abstimmung und Kommunikation mit versch. Stakeholdern (OST Campus Buchs, LKW etc.)
- Auswertung und Diskussion der Ergebnisse, Bericht, Administration

Als wichtigsten Punkt vorab hinzugekommen, ist die Sicherstellung eines stabilen Betriebes zur Bestimmung der Ausgangssituation. Da nur in Kenntnis der «Baseline» und unter der Voraussetzung eines stabilen Anlagenbetriebes Optimierungsversuche gefahren und nachvollziehbare Ergebnisse zu Tage gefördert werden können.

3.3 Kurzresultat erreichter Ergebnisse und Erkenntnisse

Während der Projektdauer wurde ein grosser Datensatz an Messwerten der beteiligten Anlagen erstellt, analysiert und ausgewertet. Auf Basis der Erkenntnis, dass die **Spannung am Netzanschlusspunkt** eine relativ gute Aussage über den lokalen **Netzzustand** gibt, konnte der eigentliche Algorithmus zur übergeordneten Optimierung entwickelt, implementiert und erfolgreich getestet werden.

Als weitere Grössen in diese Funktion fliessen ein: der SOC, ein Verteilnetzbetreiber-Signal sowie ein dynamisches Übertragungsnetzsignal auf Basis des Börsenstrompreises. Aus den verschiedenen Parametern wird durch geeignete Korrektur und Gewichtung eine Führungsgrösse generiert, welche als **Anreiz für einen netzdienlichen Betrieb** als **Offset in den Regelkreis** des Batteriespeichers einspielt wird und eine entsprechende Betriebsweise fördert. Die vorgeschlagene, übergeordnete Optimierung mittels Sollwert-Korrektur lässt sich prinzipiell auf die Mehrheit kommerziell verfügbarer Batteriespeicherlösungen anwenden.

Zur Erreichung einer Netzstabilität fördernder Betriebsweise wird ein **Korrektur-Polynom** vorgeschlagen, welches einen **inhärent stabilitätsfördernden** Charakter aufweist und direkt auf erfasste bzw. übertragene Messwerte angewandt wird. Im Gegensatz zu festen Einspeise-Limiten oder fixen Zeitfenstern zeigt die vorgeschlagene bedarfsweise, dynamische Aktivierung Vorteile in Bezug auf Ressourcenallokation und damit Akzeptanz bei den Besitzern der Anlage. Die entwickelten Korrekturfunktionen könnten zukünftig auf Basis von prädiktiven Zeitreihen weiter optimiert werden.

Hürden im Projekt

Grösste Herausforderung war sicherlich die Tatsache, dass teilweise die **Speicher gar nicht stabil betreiben werden konnten**. Kapitel 9 berichtet hierzu die wichtigsten Erkenntnisse einer zum Teil Monate währenden Inbetriebnahme. Corona/Covid-19 bedingte Verzögerungen taten ebenso ihren Anteil, wie langwierige Diskussionen mit den Herstellern betreffend



System-Schnittstellen. Dies stellte auch die zweite Hürde im Projekt dar, in Form anspruchsvoller Einflussnahme auf die Energiemanagementsysteme.

Nicht erreicht

Wichtiger Bestandteil des vorgeschlagenen Ansatzes war die **Reduktion von Netzurückwirkungen** in Bezug auf Schiefplast und Blindleistung. Da sowohl die einzelnen Phasenströme wie auch eine Vorgabe von Blindleistung bei den untersuchten Systemen im Normalbetrieb nicht kontrollierbar waren (sondern nur im Ersatzstromnetz-Betrieb), konnte dieser Aspekt nicht geprüft werden.

Verteilnetzbetreiber bedingt gibt es bereits heute feste oder spannungsabhängige Einspeise-Limiten für Wirk- und Blindleistung (z.B. $P \leq P_{\max}$ oder $Q(U)$). Solche Vorgaben finden sich nicht nur für PV-Anlagen, sondern auch für andere erneuerbare Energieerzeugungsanlagen und Energiespeichersysteme. Entsprechend ist zu erwarten, dass sowohl die parametrierbaren Einstellungen der Systeme wie die regulatorischen Anforderungen an diese sich in den kommenden Jahren noch stark entwickeln dürften. Ein stetiges, stabilitätsförderndes Korrektur-Polynom, wie in dieser Arbeit vorgeschlagen, könnte einen validen Input hierzu liefern.

Leider konnte der entwickelte Algorithmus weder über einen längeren Zeitraum noch über mehrere Systeme hinreichend getestet und zielgerichtet optimiert werden. Entsprechend kann der überlagerte netzfreundliche Betrieb zwar theoretisch und durch Simulation gezeigt, jedoch nicht auf ausreichender Feldversuchsbasis abgestützt werden, was in Folgeprojekten gerne aufgegriffen werden sollte.

Sicherlich auch geschuldet bleibt eine Diskussion und Analyse netzfreundlicher/netzdienlicher Aspekte in Bezug auf die monetäre Bewertung, sowie die etwaige Ableitung von Anreiz-Empfehlungen für mögliche Umsetzungen, was jedoch auch nicht Teil der Studie war.



4. TEILNEHMENDE BATTERIESPEICHER

In ihrer Rolle als Fachplaner ist die FE-Partner AG vielfach in die Auslegung und die Betriebsoptimierung von Batteriespeichersystemen involviert. Auf Basis des Endkundenkontakts konnte für die im folgenden aufgelisteten Batteriespeichersysteme ein Zugriff auf die Daten sowie die Möglichkeit zur Steuerung und Betriebsoptimierung erhalten werden.

Eine entsprechende Vereinbarung (Einwilligung zur Teilnahme und Datenanalyse) wurde von allen Beteiligten gegengezeichnet.

Die Datenblätter der aufgeführten Systeme finden sich im Anhang.

4.1 Anlage 2766

Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) mit drei teilnehmenden EFHs in Vaduz. Jeweils eine PV-Anlage, gemeinsam genutztes Batteriespeichersystem: Ersatzstromfähiges, AC-gekoppeltes Speichersystem mit solarer Nachladung im Netzersatzbetrieb

Marke/Typ: Ads-tec SRS2047

Nominelle Systemkapazität: 46.4 kWh

Wechselrichterleistung: 20 kVA

Inbetriebnahme: 12.2020



Abbildung 3: Ads-tec SRS2047 Batteriespeichersystem bei der Inbetriebnahme

4.2 Anlage 2767

Grösseres EFH mit PVA, Schaan

Batteriespeichersystem: Ersatzstromfähiges, AC-gekoppeltes Speichersystem mit solarer Nachladung im Netzersatzbetrieb

Marke/Typ: Ads-tec SRS2047

Nominelle Systemkapazität: 46.4 kWh

Wechselrichterleistung: 20 kVA

Inbetriebnahme: 11.2020



Abbildung 4: Ads-tec SRS2047 Batteriespeichersystem bei der Inbetriebnahme

4.3 Anlage 1957

EFH mit Nebengebäude und PVA, Mauren

Batteriespeichersystem: Ersatzstromfähiges, Hybridsystem mit solarer Nachladung im Notstrombetrieb

Marke/Typ: Fenecon Pro Hybrid (bestehend aus Goodwe-WR und BYD-Batterie)

Nominelle Systemkapazität: 11 kWh

Wechselrichterleistung: 10 kW_{max} (mit aktuellem Speicher 5 kW)

Inbetriebnahme: 06.2020



Abbildung 5: Goodwe-Hybridwechselrichter, BYD HVM Batteriespeicher

4.4 Anlage 1309

Landwirtschaftsbetrieb mit PVA in Balzers

Batteriespeichersystem: AC-gekoppeltes Speichersystem.³

Marke/Typ: Fenecon Commercial System mit MR-Gridcon Wechselrichter

Nominelle Systemkapazität: 78 kWh (26 Batteriemodule)

Wechselrichterleistung: 40 kW

Inbetriebnahme: ab Sommer 2020. Das System wurde 2022 abgebaut und durch das Nachfolgersystem des Herstellers ersetzt, welches seither einen einwandfreien Betrieb ermöglicht.

4.5 Anlage 1321

Landwirtschaftsbetrieb mit PVA in Balzers

Batteriespeichersystem: AC-gekoppeltes Speichersystem.

Marke/Typ: Fenecon Commercial System mit MR-Gridcon Wechselrichter

Nominelle Systemkapazität: 54 kWh (18 Batteriemodule)

Wechselrichterleistung: 40 kW

AC-gekoppeltes Speichersystem. Ersatzstromfähigkeit (ohne solare Nachladung im Netzersatzbetrieb) konnte nicht erreicht werden.

Inbetriebnahme: ab Frühling 2020. Das System wurde 2022 abgebaut und durch das Nachfolgersystem des Herstellers e ersetzt, welches seither einen einwandfreien Betrieb ermöglicht.



Abbildung 6: Fenecon Gewerbesystem mit MR-Gridcon Wechselrichter (2018)

³ Die Ersatzstromfähigkeit (auch ohne solare Nachladung im Netzersatzbetrieb) konnte nicht hinreichend stabil erreicht werden. Der Lieferant hat diese Produkte bald nach Einführung wieder aus dem Programm genommen und durch stabil funktionierende Nachfolger ersetzt.

5. NETZDIENLICHKEIT

Die zunehmende Elektrifizierung verschiedener Systeme des täglichen Lebens ist aus dem Alltag nicht mehr wegzudenken. Viele Themen, welche früher von unterschiedlichen Energieträgern dominiert waren, werden heute vorzugsweise elektrisch betrieben. Dazu zählen Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme in Gebäuden sowie zunehmend Elektroautos im Bereich des Individualverkehrs. Die Elektrifizierung hält auch bei industriellen Prozessen und Technologien Einzug, oft getrieben von der höheren Energieeffizienz.

Häufig werden für diesen Wandel die Begriffe Sektorkopplung oder Netzkonvergenz verwendet, welche die Verknüpfung von Strom, Wärme und Verkehr umschreiben. Dabei ist wichtig festzuhalten, dass nicht nur Technologien, welche die Energienetze verknüpfen, gemeint sind, sondern im Wesentlichen auch das Zusammenspiel der Energieträger und die damit einhergehende intelligente Verbindung der Systeme. Eine zweckdienliche Sektorkopplung kann nur erreicht werden, wenn Synergieeffekte zwischen den Energieträgern und Speicherlösungen grösstmöglich erschlossen werden. Die Abbildung 7 zeigt hierzu eine Veranschaulichung der «Konnektor-Technologien», welche zur Kopplung der Sektoren immer wichtiger werden.⁴

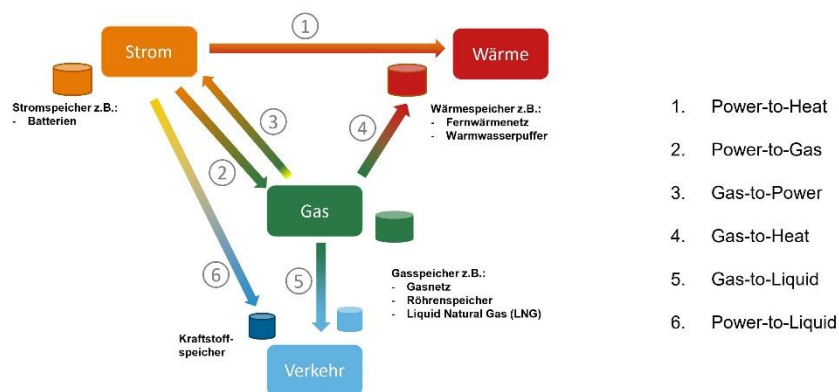


Abbildung 7: Sektorkopplung und Konvergenz

Flexibilität

Ein essenzieller Aspekt in Zusammenhang mit der Sektorkopplung ist der Begriff der «Flexibilität» und damit gemeint die Möglichkeit zur Entscheidung, ob und in welchem Umfang die Einspeisung in oder der Bezug elektrischer Energie aus dem Stromnetz vollzogen wird. Sektorkopplung funktioniert erst dank dem intelligenten Einbezug flexibler Erzeuger, Verbraucher und Speicher. Der Einsatzentscheid liegt dabei beim Besitzer bzw. beim Bewirtschafter einer Flexibilität, als Auslöser dient ein direktes

⁴ <https://www.strom.ch/de/energiewissen/sektorkopplung> (verifiziert 28.03.2023)

Signal (vom Netzbetreiber oder einem anderen Akteur, z.B. Aggregator) oder indirekter «Trigger» in Form eines Anreizes (z.B. ein dynamisches Preissignal) oder in Form einer Nutzungsbeschränkung.⁵

5.1 Markt-, Netz- oder Systemdienlich

Die VSE Arbeitsgruppe Flexibilitäten definiert den Nutzen von Flexibilitäten und damit die Betriebsweise von Anlagen wie folgt:

- **Marktdienlich:** Bei stark volatilen Marktpreisen können Marktteilnehmer Flexibilitäten einsetzen, um damit Preisspitzen abzufedern. Dabei findet derzeit ein Paradigmenwechsel statt: Während Endverbraucher bislang von Energieversorgungsunternehmen (EVU) passiv zu- oder abgeschaltet wurden, könnten diese neu selbst Preisdifferenzen für sich ausnutzen.
- **Netzdienlich:** Verteilnetzbetreiber können Flexibilitäten nutzen, um lokal kritische Netzsituationen zu entschärfen. Dadurch kann in bestimmten Fällen ein wirtschaftlich ineffizienter Netzausbau vermieden, reduziert oder zeitlich verschoben werden. Beispiele für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten sind die Abschaltung dezentraler Produktionsanlagen zur Vermeidung hoher Einspeisespitzen, die netzdienliche Nutzung von Speichern sowie die gesteuerte zeitliche Verschiebung des Verbrauchs durch den Verteilnetzbetreiber, das so genannte Loadshifting, welches durch DSM (Demand Side Management) oder DSR (Demand Side Response) erreicht werden kann. Die Auswirkungen einer netzdienlichen Flexibilitätsnutzung ist lokal begrenzt.
- **Systemdienlich:** Der Übertragungsnetzbetreiber, konkret die nationale Netzgesellschaft Swissgrid, kann Flexibilität zum Erhalt der Systemstabilität nutzen. Für diesen systemdienlichen Einsatz von Flexibilität beteiligen sich typischerweise Marktteilnehmer am Regelleistungsmarkt und geben dort Angebote ab. Der Übertragungsnetzbetreiber, kann diese Ressourcen dann für das Ausregeln des Systems oder für Redispatch-Massnahmen verwenden.

Dabei stehen die Betriebsweisen in einem potenziellen Konkurrenzverhältnis zueinander. Insbesondere der eher lokale und auf einen Verteilnetzbetreiber bezogene netzdienliche Einsatz von Flexibilität kann dabei stark vom markt- bzw. systemdienlichen Betrieb abweichen. So muss der kurzfristige Abruf von Regelleistung oder die Reaktion auf den aktuelle Börsenstrompreis nicht unbedingt mit lokalen Netzverhältnissen übereinstimmen und könnte gar zu potenziellen Netzengpässen führen.

⁵ Vgl. «Basiswissen – Flexibilitäten» VSE, August 2016, Seite 4.
<https://www.strom.ch/sites/default/files/media/documents/Basiswissen-Dokument%20-%20Flexibilit%C3%A4ten.pdf> (verifiziert 28.03.2023)

Der Verteilnetzbetreiber als Verantwortlicher für den sicheren und stabilen Betrieb seines Netzes trägt dabei in letzter Instanz auch die Verantwortung für den Einsatz von Flexibilitäten und stellt sicher, dass ein system- oder marktdienlicher Flexibilitätseinsatz die Netzstabilität nicht gefährdet.

Im Umkehrschluss bedeutet dies jedoch auch, dass für einen netzdienlichen Speicherbetrieb die Kenntnis der Makrosituation im Übertragungsnetz von Relevanz ist. Kapitel 7.3 nimmt diesen Punkt deshalb nochmals auf.

Netzdienlicher Betrieb von Batteriespeichern

«Die Betriebsweise eines Batteriespeichers wird als ‹netzdienlich› bezeichnet, wenn der Speicher so betrieben wird, dass er das Netz möglichst entlastet und sich die Spannungen und Ströme möglichst überall innerhalb der Grenzwerte bewegen. Die Lade- und Entladevorgänge werden so gesteuert, dass hohe Einspeiseleistungen ins Netz bzw. hohe Bezugsleistungen aus dem Netz möglichst vermieden werden. Um dieses Ziel zu erreichen, kann die Steuerungssoftware beispielsweise Wetterprognosedaten einbeziehen, um den PV-Ertrag für die nächsten Stunden und Tage abzuschätzen.»⁶ So definiert jüngst eine BFE-Studie am Berner Fachhochschul-Zentrum Energiespeicherung die Netzdienlichkeit von Batteriespeichern. Spannend am Forschungsprojekt «Bat4SG»⁷ ist zudem die praktisch identisch gewählte Zielsetzung der Laborstudie, welche in Bezug auf die betrachteten Netze jedoch eine strengere Vorgehensweise an den Tag legt. Eine Literatur-Recherche zum Thema lässt jedoch noch weit mehr Begriffe und etwas abweichende Definitionen zu. Eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesystem ISE zum Thema «netzdienliche Gebäude»⁸ bestätigt durch den Einsatz von Energiemanagementsystemen und Batteriespeichern die «Netz-Interaktivität» verschiedener Gebäude und vergleicht diese. Die Auswertung von über fünfzig Anlagen erlaubt dabei eine Klassifizierung in Bereichen von «netzadvers», «netzneutral», «netzfreundlich» bis «netzdienlich». Wichtig für einen netzdienlichen Betrieb ist hierbei u.a. die Fähigkeit, die Fluktuationen durch erneuerbare Energien zu glätten.

Netzdienlichkeit aus Sicht des Verteilnetzbetreibers

Aufgabe des Netzbetreibers ist es, stets eine «zuverlässige Handelsbasis» für das Gut Strom zu gewährleisten. Also zum einen die Sicherstellung,

⁶ Vogel, B., BFE, April 2022.
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10889> (verifiziert 28.03.2023)

⁷ Wienand, S. et al. «Netz-optimierter Betrieb von dezentralen Kundenspeichern».
<https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=68387&Load=true> (verifiziert 28.03.2023)

⁸ <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2016/netzdienliche-gebaeude-unterstuetzen-die-integration-erneuerbarer-energien.html> (verifiziert 28.03.2023)

dass die Qualität (z.B. Abweichung von der Nennspannung) des mit den Endkunden (Strombezüger und Prosumer) «gehandelten» Produkts Strom nicht beeinträchtigt wird. Und zum anderen die Sicherstellung, dass der Handel im Umfang von Nachfrage (Stromverbrauch) und Angebot (PV-Einspeisung) stets hinreichend gewährleistet werden kann, vereinfacht gesprochen die Leitungs-Kapazität vorliegt.

Seit einigen Jahren rückt diese Aufgabe zusehends in den Fokus. Insbesondere die wachsende Elektrifizierung und der starke Zuwachs an neuen Erneuerbaren stellen die Netzinfrastruktur auf eine Probe. Obwohl die Qualität der Netzinfrastruktur gegenwertig auf höchstem Niveau ist, laufen sowohl in Liechtenstein, der Schweiz, wie auch in vielen anderen Europäischen Ländern zahlreiche Projekte, welche sich den Themen Netzstabilität und Netzinteraktion von Anlagen widmen. Insbesondere Gebäude mit Batteriespeicher bieten hierzu Chancen zur positiven Beeinflussung der Netzqualität⁹.

Dabei ist der Charakter der Netzdienlichkeit zu unterscheiden: Aus der Sicht des Verteilnetzbetreibers steht die Netzverfügbarkeit und der zuverlässige Betrieb an erster Stelle. Dies ist eine Aufgabe, welche tagtäglich rund um die Uhr zu gewährleisten ist. Da sind Sommer-Sonntag-Nachmittage ebenso zu bewerkstelligen, wie kalte Winterabende mit «Dunkelflaute»¹⁰. Entsprechend bemisst sich der Wert eines vermeintlich netzdienlichen Betriebes einer Anlage nicht zuletzt daran, auch unter aufwendigeren Bedingungen noch vorzuliegen. Im Gespräch mit den Liechtensteinischen Kraftwerken wurde dieser Punkt hervorgehoben¹¹.

Einfache Netzdienlichkeit: Niedertarifverschiebung

Prinzipiell widerspiegelt sich im gegenwertigen Aufbau der Stromtarife mit Hoch- und Niedertarif auch beim Anteil der Netzkosten eine Netzdienlichkeit. Eben nicht nur die Energie selbst, sondern auch der Netzbetrieb ist etwas kostengünstiger, weshalb das Konsumentenverhalten entsprechend gelenkt wird. Verschiebt man den Verbrauch in den Niedertarif, so führt dies in erster Konsequenz wohl auch zu einem netzfreundlicheren Verhalten.

Eine Batteriespeicherbewirtschaftung, welche neben der Eigenverbrauchsoptimierung eben auch eine entsprechende Verschiebung des nicht selbst-gedeckten Verbrauchs bewerkstelligt, erhöht damit die Netzfrendlichkeit des Prosumenten ebenfalls.

⁹ Vgl. BINE 2018: «Netzdienliche Gebäude und Quartiere» <https://api.deutsche-digitale-bibliothek.de/binary/10513b87-0797-485d-8276-2cd9a9d93a13.pdf> (verifiziert 28.03.2023)

¹⁰ <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oeokostrom/energiespeicher/dunkelflaute> (verifiziert 28.03.2023)

¹¹ Aus dem Protokoll zum Gespräch mit Armand Jehle, Gottlieb Sele und Kevin Frick, März 2022.



6. BATTERIESPEICHER UND ENERGIEMANAGEMENT GENERELL

6.1 Ausgangslage

Kennzahlen Batteriespeicher

Ziel der vorliegenden Studie ist es, die Netzzrückwirkungen von Batteriespeichersystemen in privaten Liegenschaften zu untersuchen und geeignet zu beeinflussen, sodass die anstehenden Veränderungen des Energiesystems begünstigt werden können. Der Trend hin zur Installation privater Batteriespeichersystemen, insbesondere beim Ein- und Ausbau der eigenen PV-Anlage ist seit Jahren erkennbar und wird von den gegenwertig vorherrschenden Strompreisen weiter angerieben. Gemäss Swissolar¹² wurden in der Schweiz in 2021 683 MW an PV-Anlagen zugebaut, ein Rekordwert, durch welchen zu Jahresende die gesamthaft installierte PV-Leistung 3.66 GW beträgt. Mit einer Jahresproduktion von 2.84 TWh stellt Solarstrom damit dort rund 5% des Verbrauchs dar. Des Weiteren wird in der Schweiz bereits jede dritte neue Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus mit einem Batteriespeicher kombiniert. Damit beträgt die gesamthaft installierte Speicherkapazität Anfang 2022 rund 160 MWh.

In Liechtenstein sind per Anfang 2022 gemäss LKW¹³ 915 kWh an nutzbarer Kapazität verbaut, mit einer maximalen Ausgangsleistung von 459 kW. Prozentual gesehen entspricht dies der gleichen Grössenordnung wie in der Schweiz, nur marginal höher. Die für diese Studie untersuchten Batteriespeicher stellen mit rund 232 kWh also etwa 25% der im FL installierten Kapazität dar.

Bedeutung für das Netz

Insgesamt betrachtet stellt die installierte Batteriespeicherleistung mit etwas mehr als 1% jener der PV-Anlagen einen noch recht unbedeutenden Anteil dar und so fallen Leistungsänderungen beispielsweise aufgrund von Wolkenzug deutlich stärker ins Gewicht als angepasste Betriebsweisen von Batteriesystemen. Wird sich der vorherrschende Trend hin zur Kombination von PV-Anlagen mit Batteriespeichern über die kommenden Jahre jedoch fortsetzen, so dürfte die installierte Leistung im Vergleich zu PV-Anlagen schon bald relevante Grössenordnungen annehmen.

Gesamthaft wurden von Liechtensteins Solaranlagen in den Sommermonaten 2021 beispielsweise jeweils zwischen 2.4 bis 3.4 GWh PV-Strom pro Monat eingespeist, was jeweils rund 10% des Netto-Landesabsatzes der LKW entspricht. Solarkraftwerke stellen damit zunehmend einen nicht unbedeutenden Faktor dar und müssen bei Planung und Betrieb des Ver-

¹² <https://www.swissolar.ch/services/medien/news/detail/n-n/der-schnelle-zubau-der-photovoltaik-setzt-sich-fort/> (verifiziert 28.03.2023)

¹³ <https://www.lkw.li/userdata/Alle-Download-Dokumente/Jahresberichte/Energiedaten/2021-energiedaten-bericht-2021-ver-1.0-web.pdf> (verifiziert 28.03.2023)

teilnetzes klar berücksichtigt werden. Dies zeigt sich speziell auch an Sommer(sonn)tagen, mit tiefem Strombedarf (min. Netzleistung (Nettoabgabe) FL 2021 frühe Morgenstunden: 27 MW) und hoher PV-Einspeisung (max. Einspeisung Mittagszeit: 21 MWp), an welchen bereits heute Liechtenstein zu einem grossen Teil von eigenerzeugter erneuerbarer Energie versorgt wird.

Strom kommt also zunehmend auch aus den unteren Netzebenen (Verteilnetz), entsprechend wird es in Zukunft wichtiger werden, grössere wie auch kleinere Energieerzeugungsanlagen (EEA) und Energiespeichersysteme (ESS) passiv wie auch aktiv in die Netzführung miteinzubeziehen.

In Deutschland gilt entsprechend seit Oktober 2021 auf Basis des Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)¹⁴ die Verpflichtung zum «Redispatch 2.0». Konkret geht es dabei um den Einbezug mittelgrosser Energieerzeugungsanlagen (>100 kW) in das Redispatch-Verfahren bei der täglichen Kraftwerkseinsatzplanung. Bislang waren ausschliesslich konventionelle Kraftwerke grösser 10 MW Leistung in den Prozess zur Steuerung des Lastflusses und der Netzbelastung des Übertragungsnetzes einbezogen. Um Netzengpässe zu vermeiden, werden neu nun neben den konventionellen Grosskraftwerken also auch die mittelgrossen Energieerzeugungsanlagen in die Kraftwerkseinsatzplanung miteinbezogen. Mit dieser Anpassung bringt die Bundesnetzagentur¹⁵ die Verteilnetzbetreiber in die Pflicht, sich deutlich stärker an der Netzstabilität zu beteiligen.

Dabei sind diese ohnehin schon gefordert, denn mit der steigenden Elektrifizierung verändert sich die Rolle des Netzbetreibers zusehends. Leistung wird von den Kunden nicht mehr unidirektional aus dem Stromnetz entnommen, sondern stärker mit diesem ausgetauscht. Insbesondere in den Sommer-Mittagsstunden kann sich entsprechend der Lastfluss an den Verteilnetztransformatoren auch umdrehen. Sogenannte Prosumer (Prosument = Produzent + Konsument) liefern PV-Strom zu einer Tageszeit, während im nächsten Moment Leistung zum Betrieb der Wärmepumpe oder der Ladestation des Elektroautos benötigt wird.

Massnahmen und Anwendungsregeln

Aufgrund der starken Zunahme an PV-Anlagen in den vergangenen Jahren sowie aufgrund des sich verändernden Nutzungsverhalten elektrischer Energie wurden Massnahmen auf Seiten der Netzbetreiber insbesondere in Bezug auf den Anschluss von EEA notwendig. Die Parameter welche 2005 vom Verband der Netzbetreiber (VDN) vorgeschrieben wurden, ent-

14

https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&jumpTo=bgbl119s0706.pdf#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s0706.pdf%2F%5D_1678011434451 (verifiziert 28.03.2023)

15

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/Redispatch/start.html> (verifiziert 28.03.2023)



wickelten sich zum latenten Netzstabilitätsproblem, aufgrund der vorgeschriebenen unverzüglichen Netztrennung bei Überschreitung einer Netzfrequenz von 50.2 Hz. Rückblickend führt das Einführen «harter Grenzen» mit unstetigem Verlauf natürlich keinesfalls zu mehr Netzstabilität, da sich aufgrund der erzwungenen Massenreaktion eine gegenteilige Wirkung einstellen kann.

Mit der 2012 erlassenen Systemstabilitätsverordnung wurde in Deutschland dann diesem Sachverhalt Rechnung getragen und ein gestufter Prozess eingeführt, welcher eine grossflächige gleichzeitige, automatische Netztrennung verhindert. Durch den Einsatz geeigneter Kennlinien und die Definition sogenannter «Fault Ride Through»-Kriterien wird eine übermässige Reaktion auf kurzzeitige Netzfehler unterbunden.

Die massgebende Anwendungsregel VDE-AR-N-4105 (bzw. 4110), welche die Anforderungen für den Anschluss von Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz regelt, wurde entsprechend konsequent in die seit 2018 gültige Form weiterentwickelt. Die Schweiz hat praktisch alle Parameter übernommen und in einer Branchenempfehlung¹⁶ für den Netzanschluss von Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (NA/EEA-NE7-CH) zusammengeführt. Sämtliche heute vertriebene PV-Anlagen müssen über die Möglichkeit zur Einstellung Länder bez. Netz spezifischer Parameter verfügen.

Massnahmen im FL

Auch Liechtenstein hält sich an diese Branchenempfehlung und richtet sich nach den Länderparametern Schweiz¹⁷ welche zuletzt 2020 angepasst wurden. Dabei wurden gegenüber der Version 2017 insbesondere die Spannungstoleranzschwellen erweitert, um transienten Ereignisse etwas mehr Abweichung und Fehlerklärungszeit einzuräumen, bevor sich die Anlagen vom Netz trennen müssen. Dies trägt wiederum dem Sachverhalt Rechnung, dass zunehmend mehr EEA auf der untersten Netzebene verbaut sind, und damit nicht nur für einen grösseren Teil der Strombereitstellung verantwortlich sind, sondern auch der Tatsache, dass diese Anlagen in weniger starre Netz einspeisen, welche eines grösseren Spannungstoleranzbandes bedürfen.

Obwohl Liechtenstein über hervorragend ausgebaute Netze verfügt, welche bestens auf den kommenden PV-Zubau vorbereitet sind, rückt das Thema Spannungsband und Spannungshaltung bei den LKW in den vergangenen Jahren etwas mehr in den Fokus. Seit Januar 2021 sind gemäss den Technischen Anschlussbedingungen (TAB)¹⁸ Energieerzeugungsanla-

¹⁶

https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Fachleute/Photovoltaik_Leitfaeden/SWS_NA_EEA_PVNE7_de.pdf (verifiziert 28.03.2023)

¹⁷ <https://www.strom.ch/de/media/12432/download> (verifiziert 28.03.2023)

¹⁸ <https://www.lkw.li/userdata/Alle-Download-Dokumente/Netze-Strom/TBB-Netzprovider/tbb-kapitel-6-tab-technische-anschlussbedingungen-v-3.3.pdf> (verifiziert 28.03.2023)

gen (EEA) und Energiespeichersysteme (ESS) hinsichtlich ihrer Blindleistungswirkung grundsätzlich spannungssenkend einzustellen (Leistungsfaktor $\cos \phi = 0.95$ kap.). Dies, um insbesondere die Einspeisung von Energie an dezentralen Netzanschlusspunkten zu begünstigen.

Häufig sind Prosumer an «langen Leitungen», also in grösserer relativer Entfernung zum Verteiltrafo, nicht aufgrund der Übertragungskapazität in ihrer maximalen PV-Einspeisung beschränkt, sondern bedingt durch die Spannungsanhebung die sie verursachen. Als Beispiel hierfür kann die Anlage 1309 in Balzers betrachtet werden, bei welcher die maximale Einspeisung aufgrund der Spannungsanhebung auf unter 30 kW beschränkt werden muss.

Auch andere, bei den LKW laufende Projekte untersuchen diesen Sachverhalt und Optionen, um mit höherer Spannungsvarianz, wie sie bei hoher PV-Dichte auftreten kann, umgehen zu können.

6.2 Systeme, Kenndaten und Parameter

Batteriespeichersysteme sind seit Jahren in Mode und erfreuen sich zunehmender Beliebtheit. Dabei ist deren Wirtschaftlichkeit in vielen Fällen oft nur knapp gegeben und stark vom Vergütungsmodell des PV-Stromes abhängig. Auch wenn die Preise für Heim-Batteriespeichersystem in den vergangenen Jahren deutlich gefallen sind, so liegt der spezifische Preis eines Speichers mit einer Kapazität von etwa 10 kWh nach wie vor bei knapp 1'000.- CHF/kWh, abhängig von der Systemkonfiguration und dem Funktionsumfang. Damit liegt die Grössenordnung der Amortisation (je nach Strompreis und Rückliefervergütung, bei angenommen 250 Vollzyklen pro Jahr) bei rund 20 Jahren¹⁹.

Da viele Batterie-Hersteller heute mehr als 4000 Vollzyklen²⁰ als Kapazitätsgarantie nennen, stellt die Batterie selbst oft gar kein so grosses Risiko dar. Ähnlich wie bei den PV-Wechselrichtern²¹, dürfte auch die Lebenserwartung von Batteriewechselrichtern bei rund 15 Jahren liegen, da es sich um ähnliche oder identische Gerätschaften handelt. Meist sind die Aufstellungsbedingungen der Speichersysteme gemäss Herstellervorgaben jedoch etwas Batterie freundlicher gewählt, was der Elektronik des Wechselrichters natürlich auch nicht schadet.

¹⁹

https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Shop/805.091_EnergieSchweiz_Brosch_Stationaere_Batterien_D.pdf (verifiziert 28.03.2023)

²⁰ Vgl. die Datenblätter der betrachteten Batteriespeicher im Anhang

²¹ https://www.bfh.ch/dam/jcr:098be5d3-4e66-4c51-8f72-40465bc0f063/2022_06_08-Zuverl%C3%A4ssigkeit-PV-WR.pdf (verifiziert 28.03.2023)

Aus der «Statistik Sonnenenergie»²² des Bundesamtes für Energie geht leider keine Clusterung hervor, was die typischen Grössenordnungen von Heim-Batteriespeichersystemen betrifft, der berechnete Mittelwert der neu installierten Speichersysteme liegt jedoch bei 12.4 kWh je Anlage.

Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass die Statistik ausschliesslich Lithium und Blei basierte Batteriespeicher unterscheidet. Dabei macht der Anteil zugebauter Bleisysteme 2021 nur gerade knapp 0.5% aus. Es wird nicht zwischen den einzelnen Li-Ionen-Technologien (Mangan/Nickel/Kobalt-Anteile, Lithium-Eisenphosphat)²³ unterschieden, auch werden keine Natrium/Salz basierte Batterietypen gelistet, deren Anteil gar noch tiefer sein dürfte als jener der Bleisysteme.

Der Fokus dieser Studie liegt ebenfalls bei den kommerziell verfügbaren Typen von Lithium-Batteriespeichersystemen, wobei die eigentliche Zellchemie nicht relevant ist.

Leistung, Energie und Ladezustand

Ebenfalls eine untergeordnete Rolle spielt in vielen Fällen die Leistung des Batteriewechselrichters. Je nach Zelltechnologie, Systemaufbau und Integration liegt diese bei 0.1-1.0x der Kapazität, in der Regel bei 0.5 oder etwas darunter. Soll heissen, ein Speicher mit 10 kWh Energieinhalt verfügt häufig über eine maximale Be- und Entladeleistung von 5 kW und braucht damit rund zwei Stunden für einen kompletten Lade- oder Entlade-Vorgang. Dies sind natürlich Richtwerte, die eigentlichen Kenndaten eines Systems sind der Herstellerdokumentation zu entnehmen. Dort ist ebenfalls aufgeführt, wie gross die wirklich nutzbare Kapazität der Batterie ist. Da sich viele Hersteller unterschiedlichen Begriffen (nominell, netto, nutzbar etc.) bedienen, ist Vorsicht beim direkten Vergleich geboten.

Wichtigste Kenngrösse im Betrieb ist der aktuelle Ladezustand des Speichers, der sog. «State of Charge» SOC. Dieser ist definiert als die verfügbare Restladungsmenge bezogen auf die Kapazität einer vollen Batterie. Er liegt stets zwischen 0% und 100%, wobei die Randwerte je nach Batterie, Batterie-Management-System (BMS) oder Betriebsweise teilweise gar nicht erreicht werden können.

Herstellerbedingt gibt es ebenfalls Unterschiede bei der Methode zur Berechnung des Ladezustandes, wie auch bei der Zuverlässigkeit des ermittelten Wertes. Da Li-Ionen-Batterien aufgrund ihrer Zellchemischen Prozesse einen relativ flachen Spannungsverlauf aufweisen, welcher zudem stark vom aktuellen (Ent-)Ladestrom abhängt, ist die eindeutige Be-

²² https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Solarenergie/Fakten-und-Zahlen/220712_Statistik_Sonnenenergie_Bericht.pdf (verifiziert 28.03.2023)

²³ <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10623> (verifiziert 28.03.2023)



stimmung des Ladezustandes teilweise recht komplex. Des Weiteren spielen Temperatur und Alterung der Batterie zudem eine entscheidende Rolle. Das BMS berechnet nach verschiedenen Methoden oder Modellen auf Basis von Batteriespannung und geflossener Ladung (Stromstärke mal Zeit) den aktuellen SOC. Ein Beispiel für eine unzureichende Ladungszustandsschätzung stellten die Batteriespeicher der beiden Projekte in Balzers dar, siehe Kap. 9.

Die Abbildung 8 zeigt hierzu exemplarisch die Messergebnisse einer Versuchsreihe zum Thema Ladezustand, durchgeführt an der TU München. Batteriespeichersysteme sind aufgebaut aus einem Netzwerk an in Reihe und Parallel geschalteten Zellen. Die Gesamtkapazität des Speichers ergibt sich dabei aus der Summe seiner Zellen. Die Darstellung der Spannungsmessungen einer Zelle in Abhängigkeit des Stromes veranschaulicht dabei recht gut die Schwierigkeit bei der Bestimmung des Ladezustands. Als Bezugsgröße für den Strom wird häufig die Kapazität der Zelle herangezogen. So wird dann insbesondere bei Zellen und Batteriemodulen auch von der sog. C-Rate gesprochen²⁴, dabei entspricht 1C jenem Strom, bei welchem die Zellen in einer Stunde entladen ist. Die maximale C-Rate entspricht dem maximalen Entladestrom und kann je nach Zelltyp ein mehrfaches von C sein. In Bezug auf stationäre Batteriespeicher ist das jedoch unüblich, da auf Energieinhalt optimierte Batteriezellen Anwendung finden.

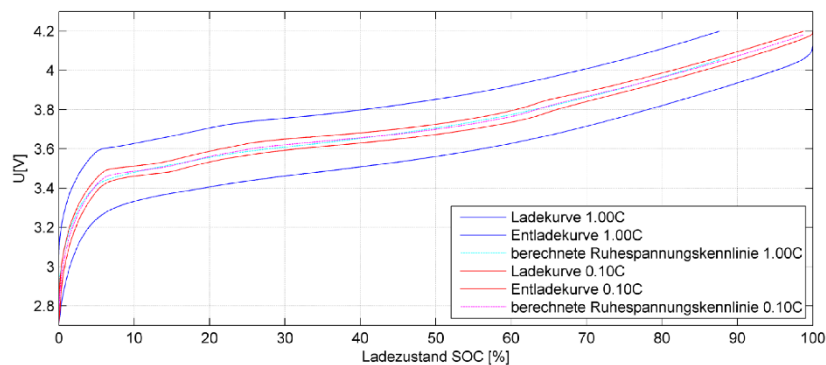


Abbildung 8: Zellspannung in Abhängigkeit des Ladezustands für unterschiedliche Arbeitspunkte

6.3 Exkurs: Notstromfähige Batteriespeichersystem

Wie im folgenden Kapitel 6.4 beschrieben, ist die übliche Betriebsweise von Batteriespeichersystem normalerweise die Eigenverbrauchsoptimierung. Für viele Besitzer solcher Batterien spielte beim Entscheid für die Anschaffung eines Energiespeichersystems häufig jedoch auch die Notstromfähigkeit eine Rolle. Die jüngsten Diskussionen um eine winterliche

²⁴ <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1162416/> (verifiziert 28.03.2023)

Strommangellage haben diesen Aspekt für viel potentielle Kunden deutlich in den Vordergrund gerückt. Landläufig herrscht z.T. die Auffassung, dass aufgrund der eigenen Solaranlage auf dem Dach auch bei einem «Stromausfall» die Versorgung gegeben ist; dem ist natürlich ohne weiteres nicht so. Die NetzWechselrichter der PV-Anlage sind üblicherweise nicht in der Lage, ein Inselnetz aufzubauen, sie brauchen für den Betrieb ein stabiles Netz sowie die vorgegebene Netzfrequenz, um sich synchronisieren zu können. Des Weiteren muss eine sichere Trennung zum eigentlichen, gerade nicht zur Verfügung stehenden Netz bestehen, um eine Rückspeisung in dieses zu verhindern.

Im Folgenden werden die drei üblichen Grundvarianten von Notstromsystemen vorgestellt. Natürlich unterscheidet sich die Umsetzung und der genaue Funktionsumfang nach Anforderungen und Hersteller, die Übersicht dient der Kategorisierung. Bei allen in dieser Studie beleuchteten Batteriespeichersystemen war die Notstromfähigkeit ein wichtiges Kriterium bei der Anschaffung.

DC-gekoppeltes System mit «Notstromsteckdose»

Eine einfache Variante der Versorgung mit elektrischem Strom bei Netzausfall stellen Batteriespeichersysteme dar, welche über einen separaten Notstrom-Abgang verfügen. Dieser zusätzliche Anschluss (Steckdose) ist in der Regel einphasig und limitiert auf ca. 3 kW Leistung. Damit können Beleuchtungsanlagen, ein Kühlschrank, PC oder ähnliches versorgt werden, solange Energie aus der Batterie oder von der PV-Anlage zur Verfügung steht. Aufgrund der Topologie des PV-Inverters ist sichergestellt, dass ausschliesslich der Notstrom-Anschluss bei Netzausfall weiterversorgt wird.

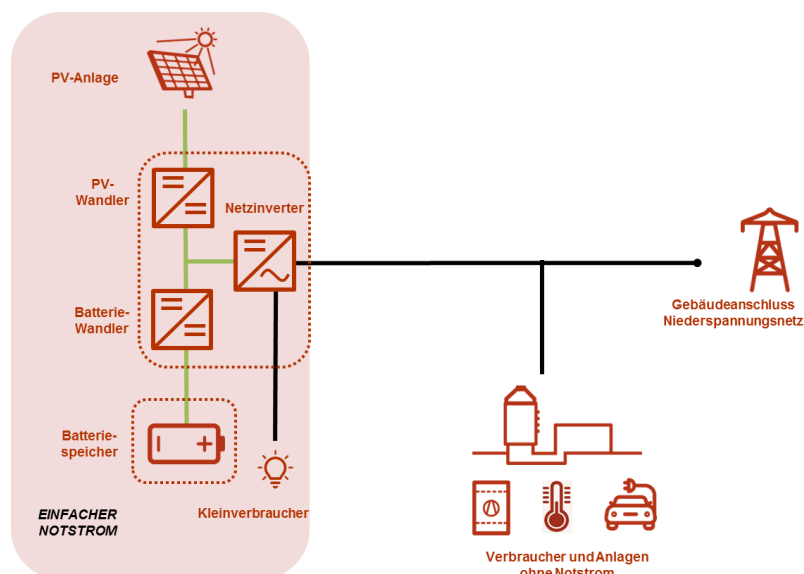


Abbildung 9: Prinzipschaltbild DC-gekoppeltes System mit einfacher Notstrom-Versorgung

DC-gekoppeltes System mit AC-Notnetz

Eine Abwandlung des ersten Systems stellt ein Hybridwechselrichter mit AC-Notnetz dar. Hier steht die Anlage «zwischen» den Verbrauchern und Anschlüssen und ermöglicht ein vollwertiges Notstromnetz. Da sich der Wechselrichter zwischen dem Notnetz und dem restlichen Niederspannungsnetz befindet, muss der gesamte Verbrauch des Notnetzes stets «durch den Wechselrichter durch». Entsprechend kommt die Effizienz der Anlage tagtäglich zum Tragen, bei einem Netzausfall ermöglicht diese Topologie jedoch (häufig) einen unterbrechungsfreien weiterbetrieb des Notnetzes, so lange Energie aus Batterie und PV-Anlage zur Verfügung steht. Die Leistungslimitierung liegt je nach System bei etwa 10 kW.

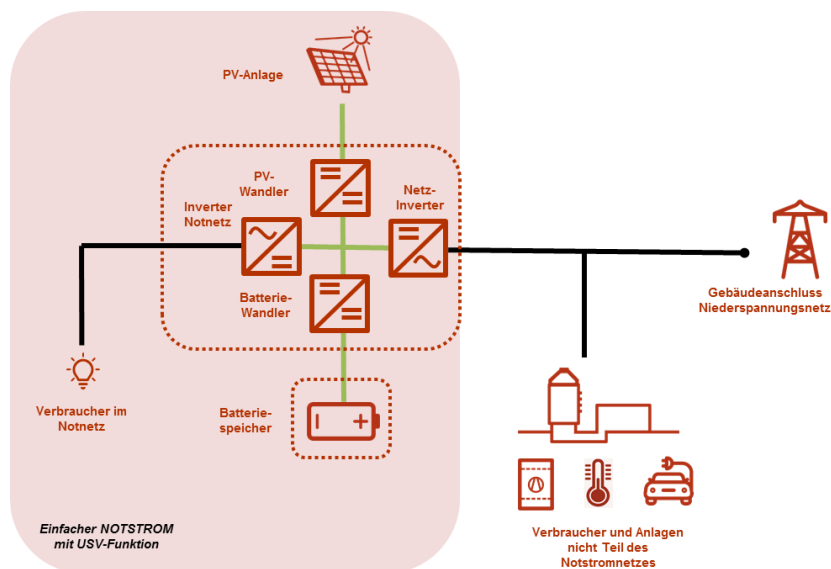


Abbildung 10: Prinzipschaltbild Notstromnetz «hinter» DC-gekoppeltem System.

AC-gekoppeltes System mit Netzersatznetz

Gegenüber den vorherigen Varianten sind die Teilsysteme bei einer Topologie mit AC-Kopplung losgelöst voneinander. D.h. das Batteriespeichersystem und der PV-Wechselrichter müssen nicht vom gleichen Hersteller kommen und die Systemgrenzen des Notstromnetzes können während der Konzeptphase anforderungsgemäss angepasst werden. Bei solchen Systemen erkennt der Batteriewechselrichter zusammen mit der Netztrennstelle den Ausfall der Netzstromversorgung und trennt die Anlage ab. Nachdem das Notstromnetz vom Verteilnetz entkoppelt ist, beginnt das Batteriespeichersystem ein Ersatzstromnetz aufzubauen. Sämtliche Verbraucher im abgetrennten Ersatznetz werden nun wieder versorgt. Bei Netzurückkehr kann (je nach System) das Notstromnetz unterbrechungsfrei wieder mit dem Versorgungsnetz synchronisiert und verbunden werden.

Wenn das Batteriespeichersystem, insbesondere der Regler und die Leistungselektronik des Wechselrichters dies erlauben, kann ein stabiles 50 Hz-Ersatznetz aufgebaut werden, auf welches sich vorhandene PV-Anlagen auf synchronisieren können und so eine solare Nachladung der Batterie auch bei einem Ausfall des Verteilnetzes ermöglichen. Dazu muss der Batterie-Inverter in der Regel nicht nur leistungsfähiger sind als der PV-Wechselrichter, sondern auch mit Schiefasten, Blindleistung und raschen Lastwechseln umgehen können.

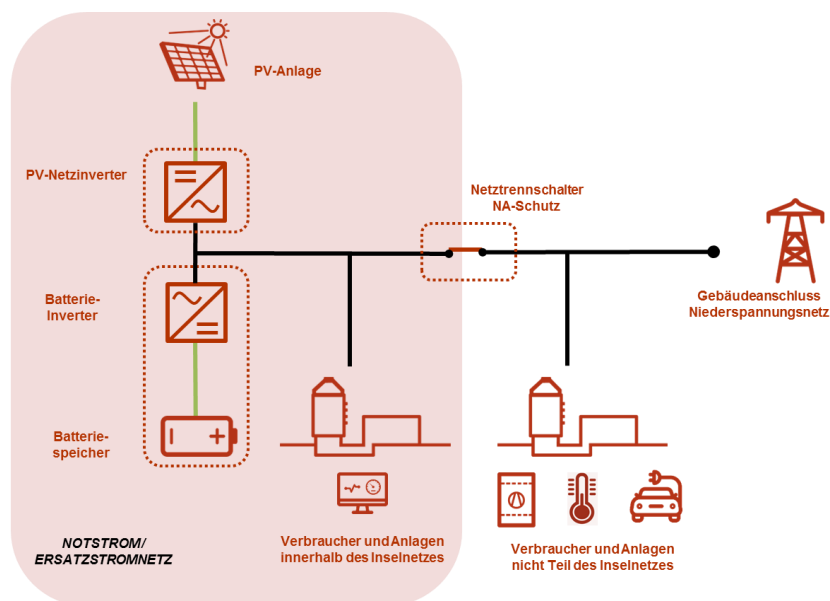


Abbildung 11: Prinzipschaltbild Notstrom-Versorgung mit AC-gekoppeltem System und Inselnetz

6.4 Übliche Betriebsweisen von Batteriespeichern

Systemauslegung

An dieser Stelle soll auf die Auslegung und Projektierung von Batteriespeichersystem bewusst verzichtet werden, da dies im Rahmen der Studie weder untersucht noch beurteilt wird. Stattdessen wird auf einschlägige Literatur²⁵, Leitfäden²⁶ und Fachplaner verwiesen.

²⁵ Weniger, J.; Bergner, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V., «Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende», HTW Berlin. <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-Studie-Dezentrale-Solarstromspeicher.pdf> (verifiziert 28.03.2023)

²⁶ https://www.bundespublikationen.admin.ch/cshop_mimes_bbl/48/48DF3714B1101ED986C7132BFA0763A6.pdf (verifiziert 28.03.2023)

Eigenverbrauchsoptimierung

Ein Batteriespeicher ist nur so gut, wie seine Bewirtschaftung auf das Optimierungsziel hin ausgerichtet ist. Normalerweise ist dies die Eigenverbrauchsoptimierung, also den Verbrauch des mit der PV-Anlage selbst erzeugten Stroms am Ort der Erzeugung²⁷. Eine anschauliche Darstellung der Begriffe Eigenverbrauchsanteil und Autarkie findet sich Abbildung 12. Da sich in der Regel die Stromerzeugung der PV-Anlage mit dem Lastgang des Bedarfs elektrischer Energie nur teilweise deckt, wird über das Jahr betrachtet meist mehr als 2/3 des Stromes in das Netz eingespielen²⁸. In Gebäuden mit Wärmepumpe und Elektroladestation kann aufgrund des grösseren Gesamtverbrauchs bereits schon ohne oder mit einer einfachen Steuerung eine sehr gute Eigenverbrauchsquote erzielt werden. Mit einem gutem Energiemanagement-System (EMS) lässt sich diese weiter steigern. Da sich der Verbrauch jedoch nicht gänzlich an die volatile Einspeisung der PV-Anlage anpassen lässt, bedarf es zur weiteren Steigerung des Eigenverbrauchsanteils eines Speichers für die elektrische Energie. Stationäre private Batteriespeichersysteme können die zeitliche Deckung von Erzeugung und Verbrauch steigern, indem der selbst erzeugte Strom zum späteren lokalen Verbrauch gespeichert wird.

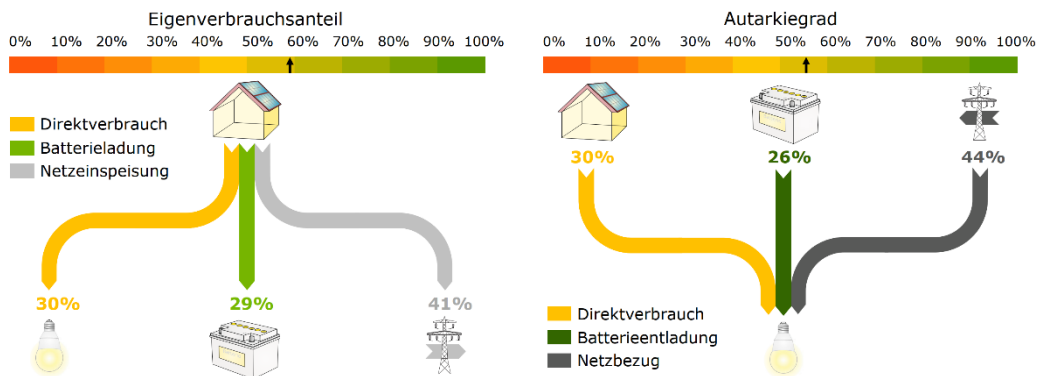


Abbildung 12: Darstellung Eigenverbrauchsanteil und Autarkie²⁹

Die Steuerung der Batterie arbeitet dabei nach einem einfachen Prinzip: Reduktion der mit dem Stromversorger ausgetauschten elektrischen Energie. Als Führungsgrösse dient die aktuell am Netzanschlusspunkt der Liegenschaft gemessene Leistung, welche durch «gegensteuern» mit dem Batteriespeicher zu jedem Zeitpunkt versucht wird auf 0 kW zu bringen (keine Einspeisung, kein Bezug). Die Abbildung 13 verdeutlicht diese Betriebsweise. Das Energiemanagement-System oder der Controller des Batteriespeichers misst dazu periodisch (z.B. jede Sekunde) die aktuelle Leistung am Netzanschlusspunkt und kommandiert diese Leistung als Be-

²⁷ <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9329> (verifiziert 28.03.2023)

²⁸ <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9323> (verifiziert 28.03.2023)

²⁹ FN 25, Seite 26

bzw. Entladeleistung vom Batteriespeicher. Solange die Kapazität des Speichers dies zulässt und im Rahmen der Leistungsfähigkeit des Batteriewechselrichter wird damit der selbsterzeugte Strom gespeichert oder der lokale Verbrauch aus der Batterie gedeckt.

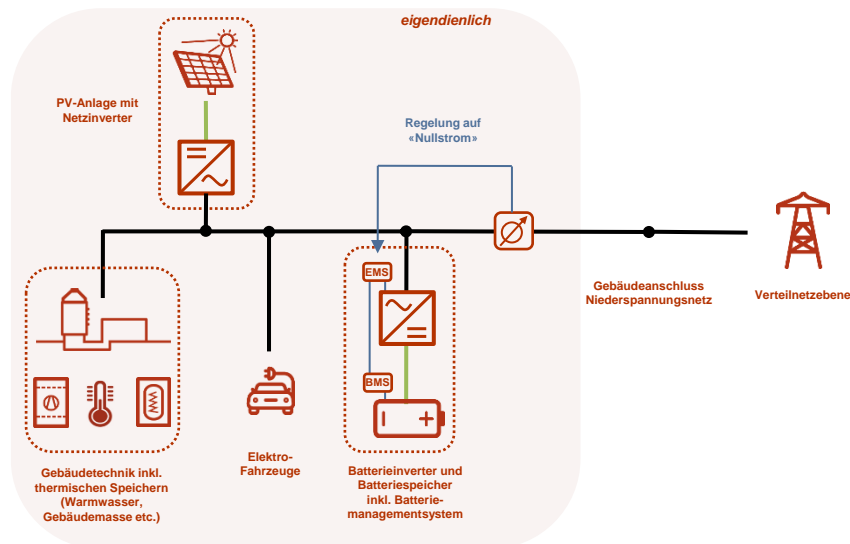


Abbildung 13: Eigenverbrauchsoptimierung mit Batteriespeicher

Energiemanagementsystem

Nicht alle Massnahmen zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote sind dabei gleichermassen sinnvoll wie der Einsatz einer Batterie (e.g. generelle Steigerung des Verbrauchs beispielsweise durch Zuschaltung eines Heizeinsatzes zur Brauchwassererwärmung). Auch sollte die Eigenverbrauchsoptimierung nicht als ausschliessliche Zielsetzung des Einsatzes eines Batteriespeichers betrachtet werden. Häufig lässt sich die Wirtschaftlichkeit und die Legitimation der Anschaffung einer Batterie besser erreichen, wenn mehr als ein Optimierungsziel verfolgt wird, oft auch spielen persönliche Faktoren eine entscheidende Rolle. Folgende weitere Ziele und Beweggründe sind denkbar:

- Steigerung der Autarkie: Maximierung der Versorgungsunabhängigkeit)
- Notstromversorgung/Ersatzstrom: zu Sicherstellung und Schutz von Sachwerten, Sicherheits- oder Komfortfunktionen
- Reduktion der CO₂-Emissionen, Verbesserung der CO₂-Bilanz, Beitrag zur Energiewende
- PV-Rentabilität: Auslaufende oder tiefe Vergütung des erzeugten PV-Stroms
- Lokales Last-/Lademanagement: Vermeidung von Spitzenbezug (Leistungspreise), Vermeidung einer Anschlussverstärkung
- Energiepreis-Arbitrage (Hoch-Niedertarif-Verschiebung, insbesondere bei marktnahen dynamischen Stromtarifen) sowie weite-

re Formen der Flexibilitäts-Valorisierung (Teilnahme an Regelenergie-Pooling)

- Reduktion der Netzzrückwirkung, Blindleistungs-Beitrag, PV-Ausbeute etc.

Einige der obigen Punkte decken sich teilweise mit dem Optimierungsziel Steigerung der Eigenverbrauchquote, andere stehen dazu im Konflikt. Der Vorhalt eines Teils der Batteriekapazität zur Ersatzstromversorgung im Falle eines Stromausfalls beispielsweise reduziert den Kapazitätsanteil der Batterie, welcher für die tägliche Eigenverbrauchsoptimierung zur Verfügung steht. Ähnlich verhält es sich mit dem «Peak Shaving», also der Vermeidung von Bezugsspitzen aus dem Netz. Damit ein Batteriespeicher diese Aufgabe wahrnehmen kann, müssen nicht nur die zu erwartenden Spitzen in Bezug auf Leistung und Dauer bekannt sein, sondern auch die entsprechende Energie im Speicher verfügbar sein. Dazu muss wiederum ein Teil des Speichers (statisch oder dynamisch) für das (Spitzen-)Lastmanagement allokiert werden. Ohne diese Reservation der Kapazität kann nicht garantiert werden, dass zu betreffendem Zeitpunkt die notwendige Energie zur Abschwächung der Spitze vorhanden ist. Fällt die Lastspitze in die Sommerabendstunden, so dürfte aufgrund des Ladezustands dies oft der Fall sein. In den Wintermorgenstunden wird ohne entsprechende Parametrierung höchstwahrscheinlich keine hinreichend Spitzenbrechung erreicht werden können.

Neuere Batteriespeicher mit ausgeklügelten Energiemanagementsystemen erlauben den Betrieb mit mehr als einem Optimierungsziel und eine entsprechende Parametrierung der Anlage. Je nach Hersteller können optional Zusatzfunktionen ergänzt oder freigeschaltet werden, teilweise bedarf es auch zusätzlicher übergeordneter Systeme oder Steuerungen. Dabei bleibt die Eigenverbrauchsoptimierung die zentrale Funktion des Speichers, welche um weitere Aspekte ergänzt wird, wodurch sich der persönliche Wert oder die Wirtschaftlichkeit des Systems erhöhen kann.

6.5 Erweiterte Funktionen und Möglichkeiten

Energie und Kapazität

Viele der oben genannten Optimierungsziele und entsprechend die Betriebsweise der Batteriespeicher «hängen» stark an der Kapazität des Speichers und stehen über die verfügbare Energie in Konflikt. Insbesondere bei kleineren und damit tendenziell unrentablen Speichern führt das (statische) Vorhalten von Kapazität für einen anderen Zweck als die Eigenverbrauchsoptimierung meist zu einer deutlichen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit. Bei einer einfachen Abschätzung der Amortisationsdauer eines Batteriespeichers steht die Kapazität im Divisor der Berech-

nung. Ein statischer Vorhalt von 20% der Kapazität (z.B. für die Notstromversorgung) für damit zu einer um 25% längeren Amortisationszeit³⁰.

Dieser «Kapazitätskonflikt» erfordert in der Regel die Priorisierung auf eines oder einige wenige Optimierungsziele, welche aus Nutzer-Sicht den grössten Wert bringen.

Kapitel 8.3 zeigt dazu einen Exkurs, bei der die Betriebsweise eines Projektspeichers um das Wärmepumpen-Netzpreismodell ergänzt wurde.

Des Weiteren sei an dieser Stelle auf das Projekt zur «Wissenschaftlichen Begleitung dezentraler PV-Anlagen» verweisen, bearbeitet an der Ostschweizer Fachhochschule (OST). Die Untersuchung zur Betriebsoptimierung dezentraler PV-Anlagen mit Batteriespeicher fördert spannende Aspekte zu Tage, darunter die Tatsache, dass ein Batteriespeicher nur beschränkt zur Erhöhung der Einspeise-Ausbeute von PV-Anlagen eingesetzt werden kann. Gründe hierfür sind neben der notwendigen, dedizierten Einstellung des EMS zur Priorisierung dieser Funktion, die in Relation zur PV-Leistung moderate Speicherkapazität der Batterie, welche für die Kompensation einer «PV-Überproduktion» verwendet werden kann.

Lastspitzenbrechen / Peak Shaving

Das Lastspitzenbrechen ist eine bekannte Funktion von Batteriespeichersystemen und kann je nach Hersteller und verwendetem EMS parametrisiert werden. Meist ist es das Ziel, kurze Bezugsleistungsspitzen in ihrer Ausprägung (maximale Leistung über Schwellwert sowie Dauer der Verbrauchsspitze) zu beschränken, um so ein glatteres Lastprofil zu erreichen. Dabei stehen normalerweise zwei Anwendungsfälle im Vordergrund:

1. Reduktion der Leistungspreis-Komponente beim Netznutzungstarif (direkte Einflussnahme auf Energiebezugskosten)
2. Schutz vor Überlastung des Netzanschlusses (Indirekte Kostenreduktion durch Schutz vor Ausfall oder Ausbau)

Je nach Netzbetreiber variiert die Kostenzusammensetzung des Strompreises massiv, dabei stellen die Netznutzungstarife meist den grössten Posten dar (ca. 50%)³¹. Anders als bei Haushalts- und Kleingewerbekunden, verlangen die Netzbetreiber bei Betrieben mit grösserem Verbrauch zusätzlich zum Arbeitspreis einen sogenannten Leistungspreis. Diese Komponente setzt den maximalen 15-Min-Mittelwert in Bezug zum Durchschnittsverbrauch des Kunden und belegt diese kurzzeitige Abweichung mit einem zusätzlichen Kostenanteil. Je nach Lastprofil des Industrie- oder Gewerbekunden und Preismodell des Netzbetreibers kann diese Komponente für deutliche Kostenanteile auf der Stromrechnung verantwortlich sein.³²

³⁰ Vgl. FN26, Seite 19.

³¹ <https://www.energie-experten.ch/de/wissen/detail/wie-setzt-sich-der-strompreis-zusammen.html> (verifiziert 28.03.2023)

³² <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/?priceComponent=gridusage> (verifiziert 28.03.2023)

Im Umkehrschluss widerspiegeln sich in diesem Faktor die Kosten des Betreibers zur Bereitstellung des Netzanschlusses und dem sicheren, stabilen Betrieb des Verteilnetzes in Bezug auf Leistungsspitzen. Siehe dazu auch Kap. 5.

Der zweite Anwendungsfall betrifft nicht die Leistungspreiskomponente der Netzkosten, sondern indirekt verursachte Kosten auf Verbraucherseite durch übermäßige Netzbeanspruchung und entsprechende vorbeugende Massnahmen zur Netzanschlussverstärkung sowie mögliche Folgekosten durch Schäden an Teilen des Netzanschlusses oder des Ausfalls der Versorgung. Aufgrund von Elektrifizierung und Netzkonvergenz steigt bei vielen Verbrauchern die maximale Bezugsleistung stärker, als dies durch die fortschreitende technologische Entwicklung und den einhergehenden Effizienzgewinn kompensiert werden könnte. Ohne die Ausnutzung sich ergebender Flexibilitäten bei diesen neuen Verbrauchern, also einer bedarfsgerechten übergeordneten Steuerung der Leistung, besteht die Gefahr einer zeitweisen Überlastung des Netzanschlusses aufgrund gleichzeitiger Leistungsanforderung. Falls bestehende und zusätzliche neue Verbraucher (Wärmepumpen, Ladestationen für Elektrofahrzeuge etc.) eine solche Leistungsanpassung nicht oder nicht hinreichend erlauben, besteht mit der Verwendung eines Batteriespeichers die Möglichkeit zur Kompensation des Mehrbezugs. Dabei unterstützt der Batteriespeicher den Netzanschluss während diesen (meist kurzen) Maximallast-Zeitfenstern und trägt damit zur Glättung des Lastprofils und so zur Einhaltung des freigegebenen Bezugswerts bei.

Kurze Spitzen ($P_{\max} \times t_{\max} \ll \text{Kapazität } E_{\text{Bat}}$) können bei gegebenem Füllstand und passender Wechselrichterleistung meist recht gut «geschluckt» werden, bei längeren «Lasthügeln» reicht dann meist wiederum der Energieinhalt nur für eine teilweise Absorption. So stellt zum Beispiel eine Kappung der «Lastkuppe» der PV-Produktion über die Mittagszeit aufgrund der dafür notwendigen Kapazität meist keinen realen Anwendungsfall dar.

Wirk- und Blind-Leistung

Neben den mehr oder weniger energieintensiven regulären Anwendungsfällen bieten Batteriespeicher jedoch auch mögliche Betriebsweisen, welche bislang meist wenig beachtet wurden und nicht zwingend im Konflikt mit den eigentlichen Anwendungen stehen.

Ausgangspunkt und Wegbereiter dieser Anwendungsfälle ist der Batterie-wechselrichter in Kombination mit dem Energiemanagementsystem. Die verbaute Leistungselektronik übernimmt, je nach Energieflussrichtung, die speicherangepasste Gleich- bzw. netzsynchrone Wechselrichtung des



Stromes. Dabei bietet der Netzinverter gewisse Freiheitsgrade, welche je nach Hersteller, Parametrierung und Betriebsweise für eine zusätzliche, netzfreundliche Sekundäranwendung des Batteriespeichers herangezogen werden könnten. Die folgende Auflistung nennt Beispiele möglicher Betriebsweisen, welche nur wenig Energieabhängig sind und zukünftig allenfalls mehr Bedeutung erhalten könnten:

- (aktive und passive) Blindleistungsbereitstellung bzw. Blindleistungsbezug (insbesondere zur Spannungshaltung)
- (aktive) Phasen-Symmetrierung bzw. Reduktion unsymmetrischer Belastung
- Netzqualitäts-Unterstützung durch aktive Filterfunktion bzw. Harmonischen-Kompensation

Den genannten Punkten gemein ist, dass als Regelvorgabe für den Inverter nicht einfach nur ein netzsynchroner, dreiphasiger und grundschwingungsbezogener Sinus-Strom angesetzt wird. Im Rahmen des sicheren Arbeitsbereichs des Wechselrichters wird so eine Zusatzfunktion erbracht, welche sich der eigentlichen Betriebsweise des Batteriespeichers (z.B. der Eigenverbrauchsoptimierung) überlagert und sich dabei nicht nur unwesentlich darauf auswirkt, sondern auch in Bezug auf Effizienz und Lebenserwartung des Wechselrichters keine negativen Auswirkungen erwarten lässt. Abbildung 14 zeigt das sogenannte PQ-Diagramm eines Inverters im Vierquadranten-Betrieb und verdeutlicht so den Arbeitsbereich, welcher gegenwertig oft nicht ausgeschöpft wird (Betrieb auf Abszisse (Wirkleistung P)).

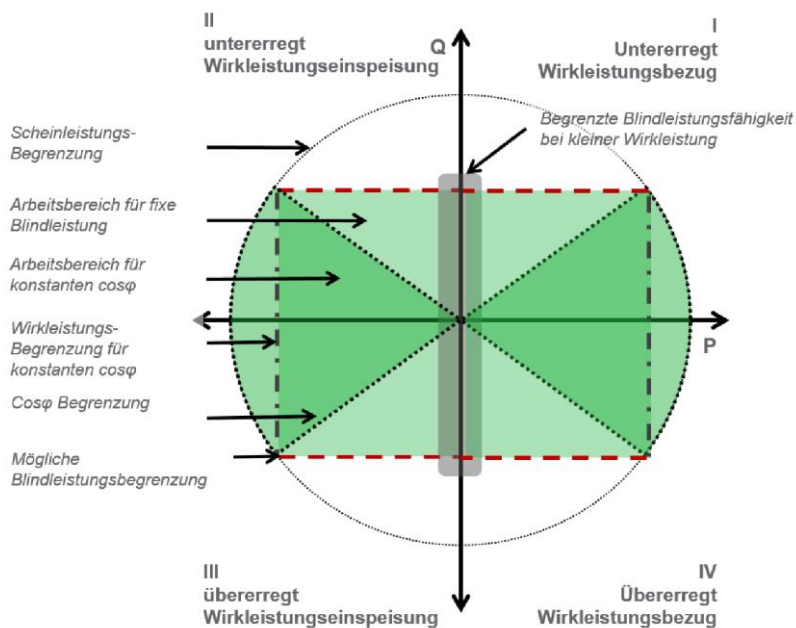


Abbildung 14: PQ-Diagramm Inverter im Verbrauchszählpfeilsystem³³ [1]

Ein einfaches Beispiel: Liefert eine heimische PV-Anlage zu gegebenem Zeitpunkt gerade 8 kW Strom und beträgt der aktuelle Verbrauch 2 kW, so schiebt der Batteriewechselrichter gegenwertig 6 kW in die Batterie, solange diese noch nicht voll ist. Üblicherweise werden dabei, gleich wie beim PV-Wechselrichter, alle drei Phasen symmetrisch belastet (also je 2 kW). Die Messung des zur Eigenverbrauchsoptimierung verwendeten Energiezählers am Hausanschlusspunkt würde es jedoch zulassen, die Leistungswerte wie auch Ströme und Spannungen der einzelnen Phasen separat auszulesen. Entsprechend den Messwerten könnten so für die einzelnen Phasen unterschiedliche Wirkleistungen vorgegeben werden. Somit könnte ein einphasiger alter Staubsauger im Betrieb nicht nur in Bezug auf die mit dem Netz ausgetauschte Energie bilanziert ($P_{L1} = 1\frac{1}{3}$ kW, $P_{L2} = -\frac{2}{3}$ kW, $P_{L3} = -\frac{2}{3}$ kW), sondern phasengenau annulliert werden. Im betrachteten Beispiel würde anstatt einer symmetrischen Belastung des Batteriewechselrichters eine symmetrische Belastung am Hausanschlusspunkt angestrebt ($P_{L1} = P_{L2} = P_{L3} = 0$ kW anstatt $P_{L1} + P_{L2} + P_{L3} = 0$ kW). Auf diese Weise kann die Netzzrückwirkung einphasiger Last aktiv reduziert werden. Die Abbildung 15 veranschaulicht den Sachverhalt bezüglich des erweiterten Fokus auf den Netzanschlusspunkt der Liegenschaft. Die Abbildung 16 zeigt ein Messbeispiel am Netzanschluss-Zähler des Zusam-

³³ J. Kathan, C. Messner, A. Zegers, H. Brunner und T. Esterl, «Netzdienlicher Einsatz von elektrischen Speichersystemen», Seite 8.
https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publicationsdatenbank/Diverses/2021/Studie_netzdienliche_Speicher.pdf (verifiziert 28.03.2023)

menschlusses zum Eigenverbrauch. Die Phase L1 zeigt meist eine stärkere Belastung, teilweise eben gar das oben beschriebene Phänomen des inversen Leistungsflusses.

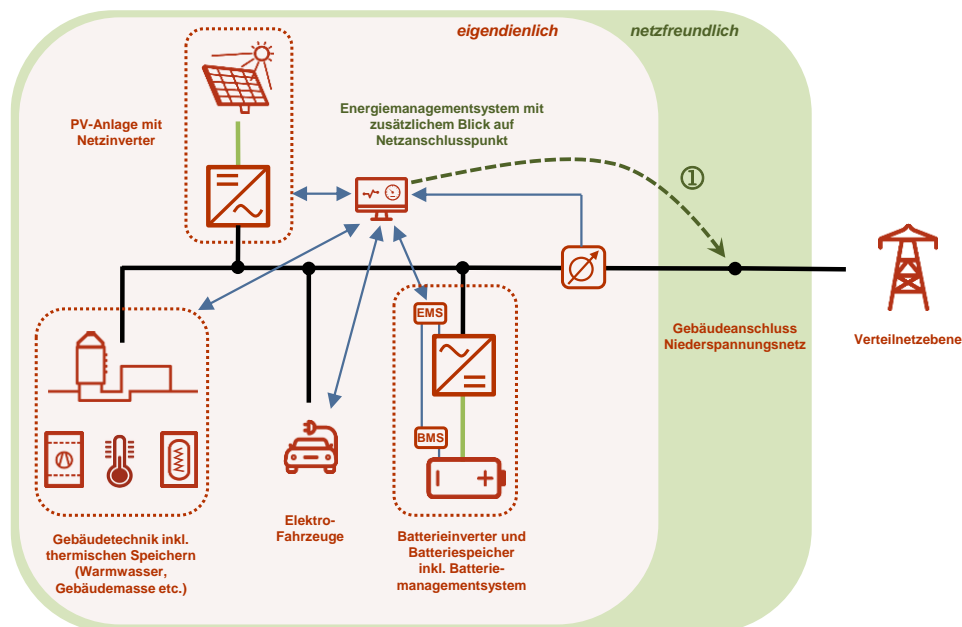


Abbildung 15: Eigenverbrauchsoptimierung mit «Blick auf den Netzanschluss» ①

Aktive Phasen-Symmetrierung

Prinzipiell könnte obiges Beispiel noch weitergedacht werden: Anstatt des Bestrebens die NetZRückwirkung eines Hausanschlusses auf Basis der Wirkleistungs-Symmetrierung zu minimieren, könnten Phasenspannungen am Anschlusspunkt als Führungsgröße für den Batteriewechselrichter herangezogen werden, siehe Abbildung 17. In Abhängigkeit der Spannungen könnten die Wirkleistungswerte (wie auch die Blindleistungsanteile) separat gestellt werden, sodass in Summe die mit dem Netz ausgetauschte Leistung (wie auch die Batterie-Ladeleistung) gleichbleibt, die Last bzw. Einspeiseleistung jedoch «Phasenrichtig» angelegt wird. An Tagen mit hohem PV-Ertrag könnte dank solcher Steuerungsalgorithmen die Einspeisung verstärkt auf jene Phase gelegt werden, welche gegenwertig die tiefste Spannung aufweist.

In Kapitel 8.1 finden sich Ergebnisse zu den Spannungs-Leistungs-Beziehungen einiger der untersuchten Liegenschaften mit Batteriespeicher.

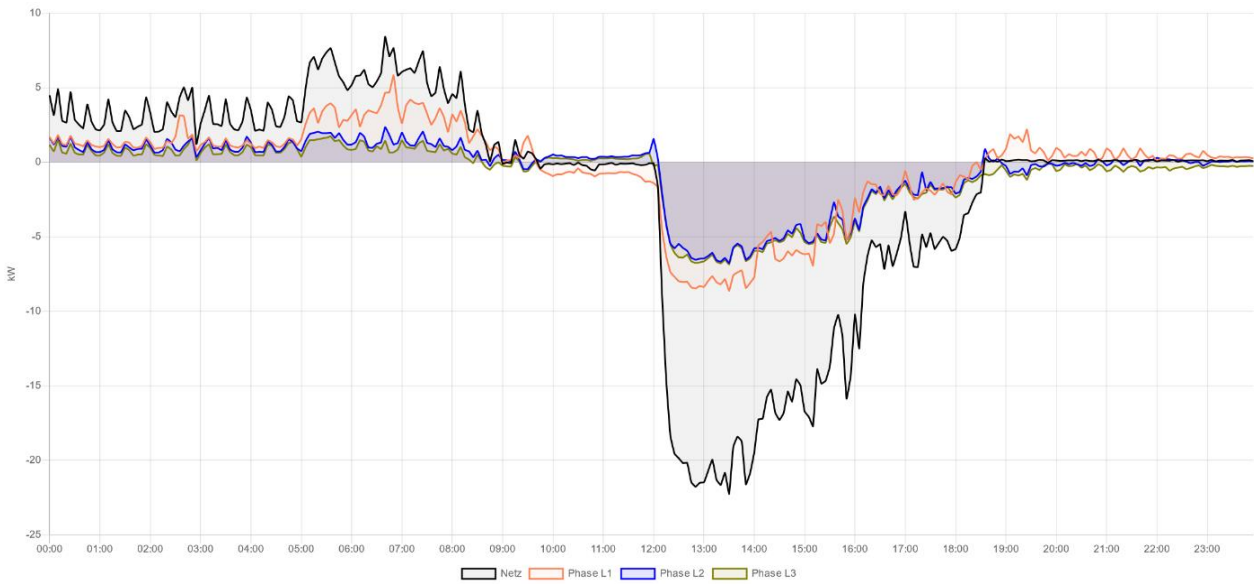


Abbildung 16: Phasenleistung Netzanschluss – L1 zeigt deutliche Abweichungen gegenüber L2 & L3

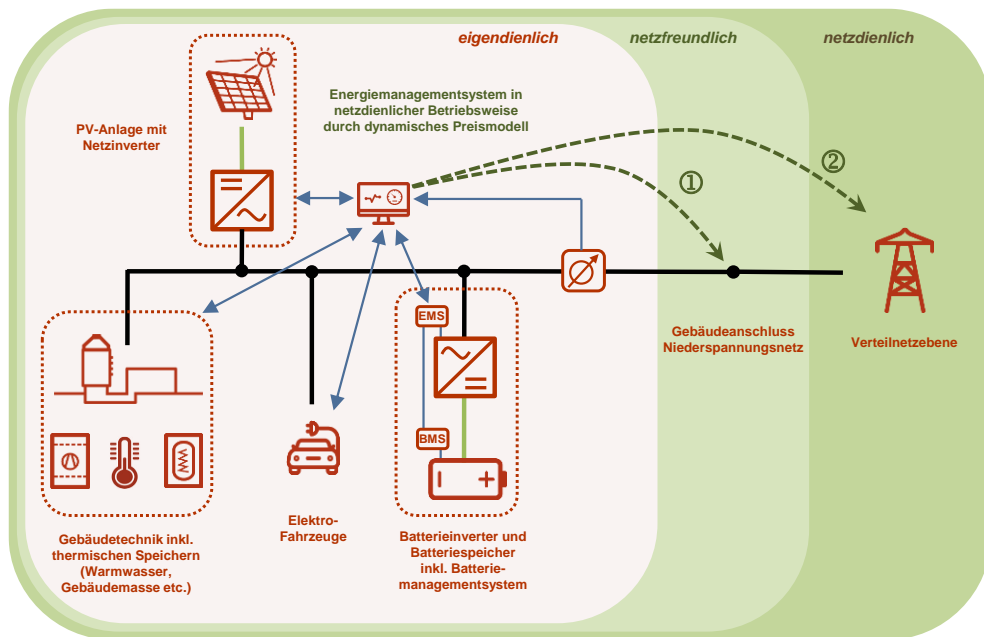


Abbildung 17: Eigenverbrauchsoptimierung mit «Blick auf das Verteilnetz» ②

Netzurückwirkung

Nicht zwingend als netzdienlich, sicherlich aber als netzfremdlich können Algorithmen bezeichnet werden, welche die Netzurückwirkung der Liegenschaft reduzieren. Neben der Phasen-Symmetrierung und der Bereitstel-

lung von Blindleistung, stellt die Glättung des Lastprofils ein Filterfunktion dar, welche ebenfalls nur wenig Kapazitätsbedarf aufweist.

Das Prinzip ist einfach: Der Batteriespeicher arbeitet als «Tiefpassfilter» und «schluckt» sämtliche kurzfristigen Laständerungen. Grundsätzlich macht die Batterie dies ohnehin schon im Betrieb, nicht jedoch im vollen oder leeren Zustand. Änderungen des Verbrauchs wie auch der Einspeisung werden dann direkt und damit ungeglättet an das Netz weitergegeben. Siehe hierzu exemplarisch Abbildung 18, welche in 5-Min-Auflösung den Leistungszähler des Netzanschlusses eines Tages im Frühjahr zeigt. Gut erkennbar ist die Wirkung des Batteriespeichers zwischen etwa 8:30 und 11:30 Uhr (laden), sowie nach 17 Uhr (entladen). Zu diesen Zeiten ist der Batteriespeicher aktiv, die Netzurückwirkung in Bezug auf Leistungsänderungen praktisch null. Im leeren (01:00 bis 08:30 Uhr) wie auch vollen Zustand (11:30 bis 17 Uhr) kann von diesem Effekt nicht profitiert werden.

Dabei könnte der Batteriespeicher prinzipiell während des ganzen Tages zur Glättung des Lastprofils eingesetzt werden. Ein entsprechender Algorithmus, welcher den Batteriespeicher als eine Art Tiefpassfilter für den Netzanschluss einsetzt, wurde theoretisch untersucht und vereinfacht simuliert. Eine technische Umsetzung mittels PID-Regler und dem in 7.2 vorgestellten Ansatz des Proxy-Meters wurde dann jedoch nur konzeptionell umgesetzt. Der Grund liegt hierbei in der Glättung des Profils, welche in Sekunden- bis Minuten-Auflösung hervorragend ersichtlich ist, bei einer Messung in 15-bzw. 30-Minuten-Intervallen jedoch gänzlich «im Energie-Integral» untergeht. Die Netzurückwirkung wird also geglättet, aus Netzbetreiber-Sicht ist dies jedoch nicht ersichtlich und ein Effekt, welcher aufgrund der Superposition der gegenwertigen Leistungen der Verbraucher im Verteilnetz entsprechend praktisch «von selbst» geschieht.

Andere Betriebsweisen

Die hier untersuchten Betriebsweisen von Batteriespeichern haben zum Ziel, die eigentlichen eingesetzten Funktionen, welche ja auch Anschaffungsgrund für die Systeme waren, weitestgehend nicht zu beeinträchtigen, sondern zu erweitern. Ebenso soll ein Aus- und Überblick betreffend weiterer Betriebsweisen gegeben werden. Tabelle 1 gibt eine Übersicht verschiedener Betriebsweisen und Optimierungszielen und versucht diese zu Clustern und Charakterisieren.

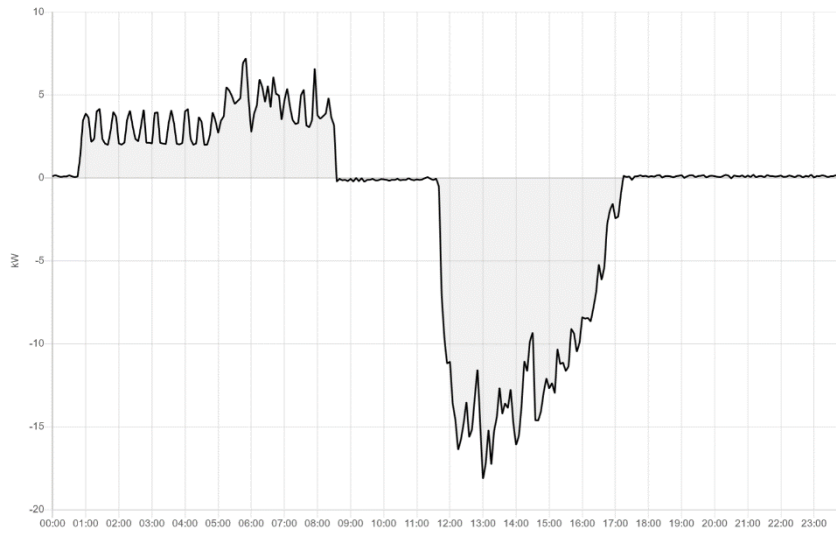


Abbildung 18: Netzbezug und Einspeisung ZEV Holdergasse

7. STEUERUNGSKONZEPT

7.1 OpenEMS – die eingesetzte EMS-Software

Zu Beginn der Studie wurden eine Vielzahl von Controllern, Energiemanagement-Lösungen und kommerzielle Systeme evaluiert und bezüglich ihrer Eignung im Projekt verglichen. Es zeigte sich rasch, dass viele proprietäre Systeme keine hinreichende Einflussmöglichkeit auf die verwendeten Parameter und Algorithmen zulassen. Da meist schon die Batteriesystemhersteller eher restriktiv sind in Bezug auf die Anpassung von Betriebsweisen, ist ein zusätzliches übergeordnetes EMS, ohne offenen Ansatz nicht zweckdienlich. Auf diese Basis wurde für den Einsatz von OpenEMS entschieden als zusätzliches übergeordnetes EMS.

OpenEMS³⁴ ist ein Open-Source-Energiemanagementsystem, das zur Überwachung, Steuerung und Optimierung von Energieflüssen in Gebäuden und Energiesystemen verwendet wird. Das System ist flexibel und kann an die spezifischen Anforderungen verschiedener Anwendungen angepasst werden. OpenEMS bietet eine breite Palette von Funktionen zur Überwachung von Energieverbräuchen, zur Steuerung von Erzeugern und Verbrauchern sowie zur Optimierung des Energieflusses in Echtzeit. Das System unterstützt verschiedene Arten von Energiequellen, einschliesslich erneuerbarer Energien wie Solarenergie und Windkraft sowie herkömmlicher Energiequellen wie Strom aus dem Netz.

OpenEMS wurde von der Firma Fenecon GmbH entwickelt und im November 2018 an den Verein «OpenEMS Association» übergeben. Seither wird das Projekt von einer Gruppe von Freiwilligen weiterentwickelt und unter der GNU General Public License (GPL) veröffentlicht. Das bedeutet, dass das System kostenlos verfügbar ist und jeder es verwenden, ändern und weiterentwickeln kann. Das Projekt verfügt über eine sehr aktive Community, die bei der Entwicklung, Wartung und Unterstützung des Systems hilft. Zahlreiche namhafte Verbände und Unternehmen sind Mitglied des Vereins³⁵.

Auf die detaillierte Beschreibung des Software-Stacks wird an dieser Stelle bewusst verzichtet und entsprechend auf die umfangreiche Dokumentation auf der Website und im Entwicklungs-Repository³⁶ verwiesen. Die Abbildung 19 zeigt den grundsätzlichen Systemaufbau der Software und verwendete Technologien.

Wichtigstes im Rahmen des Projekts verwendetes Element sind die sog. «Controller». Die eigentliche Logik oder die Algorithmen sind als Controller verpackt, d.h. sie implementieren das Controller-Interface. Jeder Con-

³⁴ <https://openems.io/>

³⁵ Auf der Vereinsseite (<https://openems.io/association/>) sind sämtliche Mitglieder gelistet. Die FE-Partner AG hat sich auf Basis dieser Studie entschieden, sich als Gründungs- sowie Vorstandsmitglied aktiv einzubringen

³⁶ <https://github.com/OpenEMS/openems/blob/develop/README.md>

troller enthält eine spezifische, gekapselte Aufgabe. Diese werden periodisch vom Scheduler aufgerufen und abgearbeitet.

Über die Projektlaufzeit wurden verschiedenen Controller entwickelt oder bei der Entwicklung dieser unterstützt. Verschieden Konzepte sowie diverse Zeilen SourceCode sind mittlerweile in OpenEMS eingeflossen, teilweise lieferte diese Arbeit auch den Anstoss für einzelne Entwicklungen von Controllern, welche nun als lizenzierte Module für verschiedene Batteriespeichersystem aktiviert werden können³⁷.

Zur Erläuterung: Der Software-Stack von OpenEMS bildet die Grundlage des von Batteriespeichersystemen der Fa. Fenecon verwendeten FEMS, entsprechend können auf der Basis von OpenEMS geschriebene Controller in den Energiemanagementsystemen von Fenecon-Batteriespeichern eingesetzt werden. Bei jenen Anlagen welche keine Fenecon-Systeme verbaut hatten, wurde ein Energiemanagement auf OpenEMS-Basis zur übergeordneten Steuerung ergänzt. Dies unter anderem, um andere Anlagen (Wärmepumpen, EV-Charger etc.) der Liegenschaften in die Optimierung miteinbeziehen zu können.

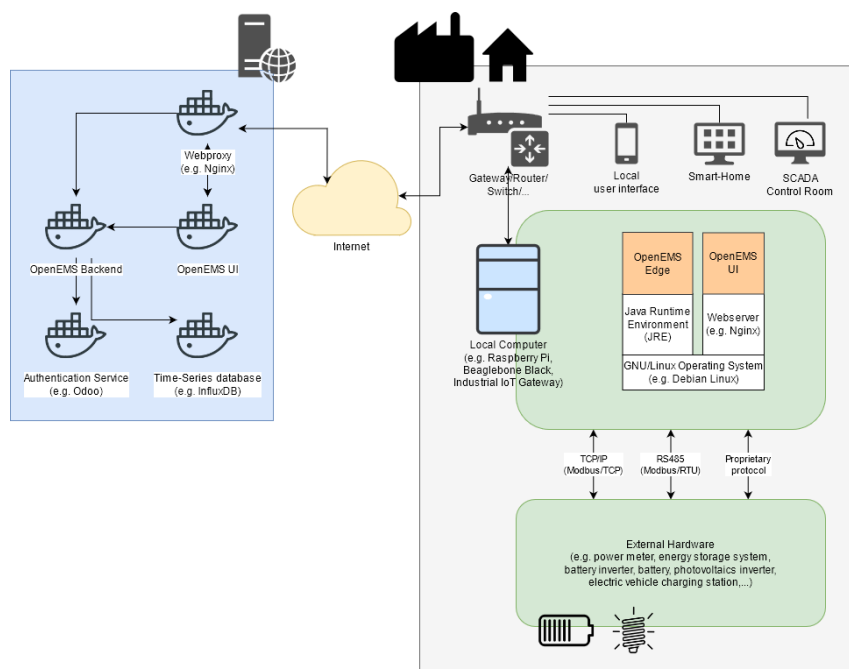


Abbildung 19: System-Architektur OpenEMS

³⁷ Vgl. <https://fenecon.de/fenecon-fems/fems-app-netzdienliche-beladung/>

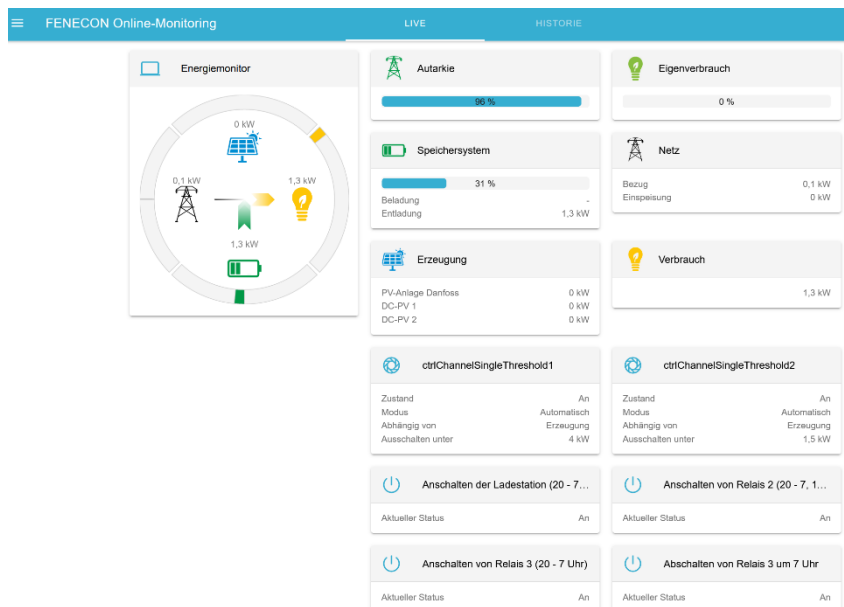


Abbildung 20: FEMS (OpenEMS) Dashboard-Ansicht mit Monitoring und Steuerungsfunktionen

7.2 Einflussnahme auf das Energiemanagement

Die Steuerung von Batteriespeichersystemen ist meist mehrschichtig aufgebaut, damit funktionale und sicherheitsgerichtete Aspekte ebenso abgedeckt werden können wie definierte Optimierungsziele. So ist der Batteriespeicherschrank beispielsweise modular aufgebaut aus Batteriemodulen, bestehend aus verschalteten Speicherzellen in Kombination mit der für das Zell-Management notwendigen Balancierungs-Elektronik. Ein Batteriemanagementsystem verantwortet den Zustand des Speichers und nennt relevante Betriebsbedingungen (z.B. der gegenwertig maximal mögliche Entladestrom) dem Batterie-Wechselrichter bzw. dem Energiemanagementsystem. Das übergeordnete Energiemanagementsystem gibt je nach Betriebsfunktion und in Abhängigkeit des Batteriespeichers die notwendigen Sollwerte vor, beispielsweise den aktuellen Entladestrom.

Das Batteriemanagementsystem ist üblicherweise eng mit den Batteriemodulen verknüpft und von aussen nicht zugänglich. Dies ist wichtig, da im Gegensatz zum EMS das BMS essenzielle, sicherheitsgerichtete Funktionen zu erfüllen hat, welche auch Haftungs- und Gewährleistungsfragen standhalten müssen. Das BMS kann und soll nicht modifiziert werden.

Aufgabe des EMS ist es, im Rahmen der Parameter und Möglichkeiten, eines oder mehrere bestimmte Optimierungsziele zu ermöglichen. Dazu bieten viele Hersteller heute die Möglichkeit, einzelne Einstellungen anzupassen und zu priorisieren. Ein Beispiel hierfür ist die Kapazitäts-Vorhalteschwelle für den Notstrombetrieb, welche bei vielen Systemen

einen bestimmten Energieinhalt (meist statisch) für den Bedarfsfall reserviert. Einzelne Hersteller bieten zusätzliche Optionen und Erweiterungsfunktionen an, welche (z.T. gegen eine Lizenzgebühr) freigeschaltet werden können. Auch verfügen viele Systeme über definierte (offene) Schnittstellen (einzelne Klemmen, Protokolle oder APIs³⁸), über welche auf das EMS Einfluss genommen werden kann. Zudem kann ein weiteres EMS als übergeordnete Steuerung über das bereits im Batteriespeicher verbaute System geschaltet werden und so die Verschachtelung um eine weitere Ebene ergänzt werden.

EMS-Eingriff im Projekt

Im Rahmen dieses Projekts wurden zwei Möglichkeiten angewandt, um gewisse Betriebsweisen und Funktionen in Batteriespeichersystemen einzuprägen:

- Aktivierung und Parametrierung von Zusatz-**Controllern** im (übergeordneten) OpenEMS (bzw. dem eingebauten EMS)
- «**Proxy-Meter**»: gezielte Veränderung der Messgrößen zur Beeinflussung des eingebauten EMS

Die Anwendung wie auch die Kombination beider Varianten ist legitim, ermöglicht es doch eine Einflussnahme auf die Speicher, ohne die eigentlichen Betriebsweisen auszuhebeln oder gar gewährleistungsverletzende Eingriffe vorzunehmen. Entsprechend führen falsche Parameter oder Fehler im Programm-Code weder zu technischen Problemen noch zu ungelösten Haftungsfragen.

Aus diesem Grund wird im diesem Projekt auf die in Abbildung 21 aufgezeigte Variante 1, also dem kompletten Ersatz des vorhandenen Energiemanagements aus Gründen des Aufwands und der Risikoabschätzung bewusst verzichtet; es kommen nur die als Varianten 2 (Proxy-Meter) und Variante 3 (spezifischer Controller) zu Einsatz.

³⁸ Application Programming Interface = Programmierschnittstelle



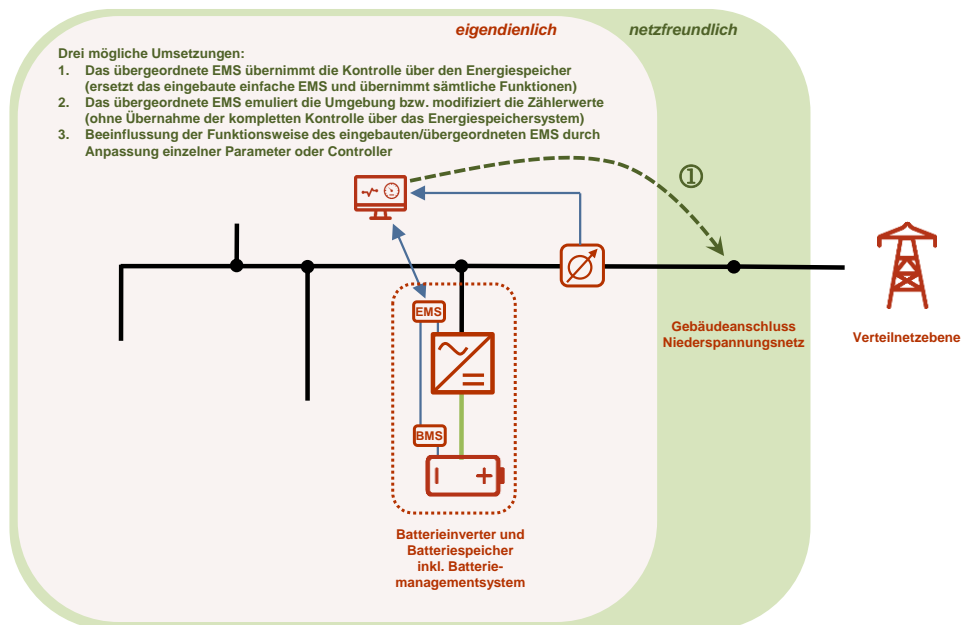


Abbildung 21: Umsetzungsvarianten Energiemanagement- Beeinflussung

Proxy-Meter

Die Idee des Proxy-Meters erwuchs aus der Herausforderung, dass das eingebaute EMS der Ads-Tec-Batteriespeicher (siehe Anlagen unter 4), keine Änderungen einzelner Regelgrößen und Parameter zulässt, ohne die gänzliche Funktion des gesamten Energiemanagements des Batteriespeichersystems zu übernehmen. Dies hätte insbesondere für die Anforderungen Notstrombetrieb und Eigenverbrauchsoptimierung den kompletten «Nachbau» der Steuerungslogik bedeutet, sowie den Verlust der Gewährleistung.

Die Abbildung 22 veranschaulicht den verwendeten Lösungsansatz. Anstatt das Energiemanagement des Batteriespeichers die echten Zählerdaten des am Netzanschluss verbauten Leistungszählers auslesen zu lassen, wird dieses auf einen virtuellen Zähler umgelenkt. Dank der Verwendung von im Netzwerk eingebundenen Zählern auf Basis des Modbus-TCP-Protokolls, kann diese Änderung mit entsprechenden Freigaben relative problemlos «remote» im EMS konfiguriert werden.

Hierzu wurde ein OpenEMS-Controller geschrieben, welcher den eigentlichen Zähler emuliert, indem sämtliche Daten vom realen Zähler periodisch ausgelesen und an den erwarteten Adressen vorgehalten werden. Zusätzlich verfügt der Controller über die Möglichkeit Offset-Werte einzuprägen und damit Wirkleistungskorrekturen vornehmen zu können.

Das EMS des Batteriespeichers reagiert auf die Einprägung einer Abweichung durch zusätzliches Gegensteuern mit dem Batteriewechselrichter. Auf diese Weise kann nicht nur ein relativer Fehler addiert sondern auch ein absoluter Wert (indirekt) komfortabel vorgegeben werden.

Der OpenEMS-Quellcode des Controllers ist in Anhang A1 zu finden.

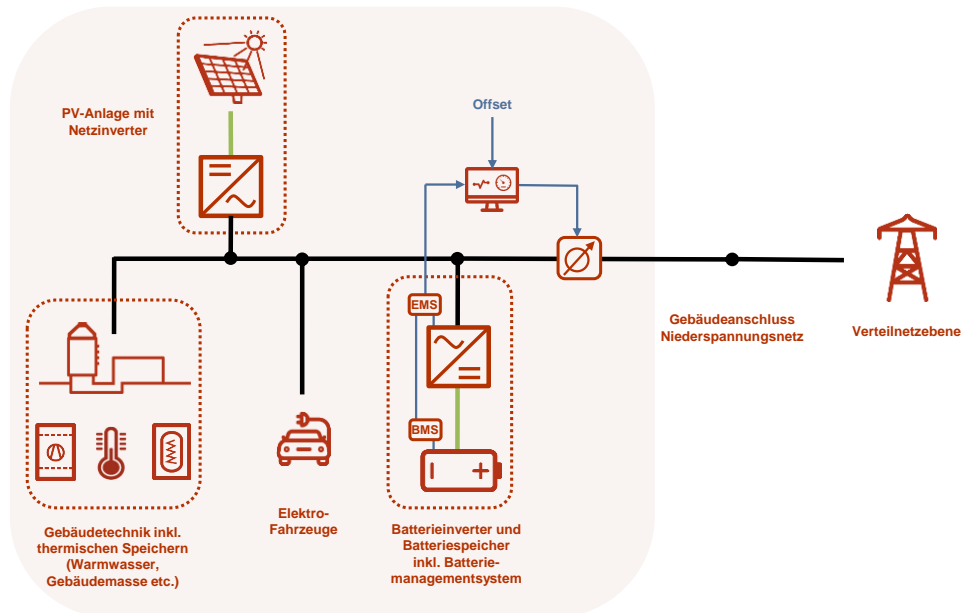


Abbildung 22: Proxy-Meter zur Änderung Sollwertvorgabe

7.3 Selektion der Führungsgrößen

Bereits bei der Erstellung der Projekteinreichung wurde ein Energiemanagementsystem für Batteriespeicher vorgeschlagen, welches im Wesentlichen drei Komponenten umfasst:

- Die rudimentäre Eigenverbrauchsoptimierung mit zusätzlichem Einbezug **lokaler Messgrößen** zur Optimierung der «Netzdienlichkeit»
- Ein **dynamische Anreizsignal** (z.B. in Form eines Preissignals welches auch zu Vergütungszwecken herangezogen werden könnte) welches netzdienliches Verhalten anregt
- Einen «**direkten Durchgriff**» in Form eines starken Anreizes bzw. eines Übersteuerns des lokalen Energiemanagements zur Erschließung kurzfristig notwendiger, stabilitätsfördernder Flexibilität

Insbesondere für die ersten beiden Punkte war jedoch vorab nicht klar, welche der messbaren Größen in Bezug auf die Netzdienlichkeit als wichtig zu erachten sind. Aus diesem Grund wurde das Verhalten der teilnehmenden Batteriespeicher zuerst über einen längeren Zeitraum analysiert, einerseits um die verbauten Systeme und Komponenten und ihre Eigenschaften erschliessen zu können, andererseits um die eingebauten EMS-Funktionen und ihre Arbeitsweise zu verstehen. Dabei geht es nicht nur

um die Erfassung der «Baseline», der Ausgangslage ohne Beeinflussung und Optimierung, sondern auch um die Abschätzung möglicher Einflussnahme.

Auf Basis der Datenanalyse (Kapitel 8) und unter Berücksichtigung gegebener Restriktionen in Bezug auf Stell- bzw. Steuergrössen, wurden folgende Parameter als massgebend und relevant erkannt:

Lokale Parameter (Erfassung vor Ort):

- Die **Spannung** am Netzanschlusspunkt (lokaler Netzzustand)
- Der gegenwertige **Ladezustand** (SOC) der Batterie (als Freiheitsgrad bzw. Bereitschaftsgrad zur Partizipation)

Externe Parameter (übermittelte/cloud-basierte Signale):

- **Strommarktpreis**: hier EPEX Spot (als Indiz für den Netzzustand auf Übertragungs-Ebene)
- Zusätzliches **Netzbetreiber-Signal** (zur Abbildung Verteilnetzstatus und Einflussnahme im kritischen Anwendungsfalle)

Andere messbare bzw. auswertbare Grössen konnten auf Basis der Datenanalyse für die hier angestellten Betrachtungen als wenig relevant klassifiziert und entsprechend als vernachlässigbar betrachtet werden. Insbesondere nennenswert erscheinen:

- Die Netzfrequenz, welche nur sehr schwach Aufschluss über den gegenwertigen Netzzustand geben, sowie sehr schlecht historisch ausgewertet oder prädiktiv eingesetzt werden kann (und mit den betrachteten Anlagen auch in keinster Weise beeinflusst werden kann).
- Die aktuelle Wirkleistung, welche zwar für die Eigenverbrauchsoptimierung von Relevanz ist, in Bezug auf den Netzanschluss bzw. den Verteilnetztrafo sich jedoch eher im Prozentbereich bewegt, und nur in Kombination mit anderen Prosumern bezüglich des Verteilnetzes ein relevantes Bild zu geben vermag.

Hierbei ist es spannend zu sehen, dass das später gestartete BFE-Projekt «Bat4SG»³⁹ versucht auf Basis von am Ort gemessener Leistung die Netzlast zu reduzieren. Der Ansatz erscheint zwar auf den ersten Blick zweckdienlich, obgleich hierbei keinerlei Information über die anderen Verbraucher bzw. deren Gleichzeitigkeit vorliegt und entsprechend die Notwendigkeit eines Batteriespeichereinsatzes nicht geklärt werden kann. Dies dürfte in vielen realen Situationen nicht den gewünschten Lastausgleichseffekt bringen, da ein unkoordinierter Einzeleinsatzentscheid eines Steuerungsalgorithmus' auf Basis der gegenwertigen Leistung und ohne Kenntnis des gegenwertigen Netzzustands oft den notwendigen Zeitpunkt nicht

³⁹ Siehe FN7 sowie <https://www.bfh.ch/dam/jcr:0e24d58b-9fe8-4217-843d-d2c85cc9a888/researchxchange-projekts-bat4sg.pdf> (verifiziert 28.03.2023)

korrekt treffen dürfte. Nichtsdestotrotz zeigen sich im Projekt die positiven Effekte in Bezug auf Lastreduktion und Vermeidung von Spannungsbandverletzungen.

Es lässt sich schliessen, dass bei einer Festlegung der Spannung als Führungsgrösse und bei der versuchten Beeinflussung derselben, entsprechend bessere Resultate erzielt werden können als bei einer indirekten Reduktion über die Last.

Exkurs: Relevanz der Spannung

An dieser Stelle sei auf die eingangs erwähnten Herausforderungen in Bezug auf Spannungsanhebung, sowie auf die Messungen in Kapitel 8.1 verwiesen, welche insbesondere an der Anlage «ZEV Holdergasse» durchgeführt wurden und den Einfluss der Einspeise- bzw. Bezugsleistung auf die Spannung am Netzanschlusspunkt untersuchen. Aus den Messungen zeigt sich die Spannungs-Wirkleistungs-Beziehung (und damit indirekt die Impedanz bzw. die Netzsteifigkeit) am Anschlusspunkt.

Dass häufig die Spannung am Netzanschlusspunkt und nicht die Leitungskapazität oder die Trafostation selbst als limitierender Faktor eines PV-Zubaus zu betrachten ist, zeigt sich an diversen vergangenen und aktuellen Projekten in diesem Bereich in der Schweiz. Das 2015 (von BKW, ewz und weiteren Partnern) lancierte Smart Grid-Projekt «GridBox»⁴⁰ (mittlerweile unter der Bezeichnung «Gridcontrol» in Zusammenarbeit mit der Venios GmbH und der Camille Bauer Metrawatt AG in die EVUtion AG überführt)⁴¹ beschäftigte sich insbesondere mit der Thematik PV bedingter Spannungsanhebung. Praktisch den gleichen Ansatz verwendet die Schweizer Firma Depsys (mittlerweile von der Octopus Energy Group / Kraken übernommen) mit ihrem Produkt 'GridEye', welches als Verteilnetz-Analysetool im Bereich Real-Time-Monitoring und Lastflussrechnung zum Einsatz kommt und gegenwertig in Pilotprojekten bei den LKW verwendet wird. Insbesondere bei ausgedehnten Netzstrukturen, wie beispielsweise bei einer der betrachteten Anlagen in Balzers, stellen Möglichkeiten, die PV bedingte Spannungsanhebung zu begrenzen, einen zu untersuchenden Themenbereich dar.

7.4 Aufbau übergeordneter Algorithmus zur Beeinflussung des EMS

Nachdem oben die relevanten Steuergrössen für eine überlagerte Funktion zum netzdienlichen Batteriespeicherbetrieb genannt wurden, sollen diese nun kurz erläutert und die gewählte Kontrollstruktur beschreiben werden. Wir beginnen dazu auf der rechten Seite der Abbildung 23. Hier ist das in 7.2 eingeführte Konzept des Proxy-Meters aufgegriffen. Dies

⁴⁰ <https://www.youtube.com/watch?v=53sela-FroQ> (verifiziert 28.03.2023)

⁴¹ <https://evulation.com/produkte/gridcontrol/> (verifiziert 28.03.2023)

stellt einen zweckdienlichen und prinzipiell für sehr viel Batteriespeicher umsetzbaren Weg zu Einflussnahme dar, ohne in die internen Regelstrukturen des Batteriespeichersystems einzugreifen. Entsprechend führt eine allfällige Fehlfunktion des Algorithmus zu keinem Zeitpunkt zu schwerwiegenden technischen Problemen, Gefährdungen oder Haftungsfragen.

Offset-Wert-Bildung

Der Korrekturfaktor bzw. «Stellfehler», welcher zur Beeinflussung des Batteriespeicher-EMS verwendet wird, stellt eine Kombination der gewichteten Einzelsignale dar, welcher mit der Leistungsfähigkeit des Batteriewechselrichters verrechnet wird. Hierzu werden die gewichteten Einzelsignale nach Mittelwertbildung mit einer dem Batteriewechselrichter angepassten Maximalleistung multipliziert. Dies ist der einzige Batteriespeichersystem spezifische Parameter dieser Berechnungsfunktion und trägt dem Sachverhalt Rechnung, dass als Offset-Leistung für den Proxy-meter ein absoluter Wert in die Berechnung einzufließen hat.

Ein Beispiel hierzu: Angenommen die Wechselrichterleistung eine Batteriespeichers beträgt 10 kW, so sollte ein «Vollausschlag» (± 1) des Mittelwerts der gewichteten, korrigierten Signale maximal zu einem Offset von ± 10 kW führen, da grössere Werte vom Inverter ohnehin nicht erreicht werden können und das Verhalten dann «aggressiv» wird. Allenfalls könnte auch ein etwas kleinerer Wert sinnvoll sein, je nachdem wie «netzdienlich» der Batteriespeicher sein soll.

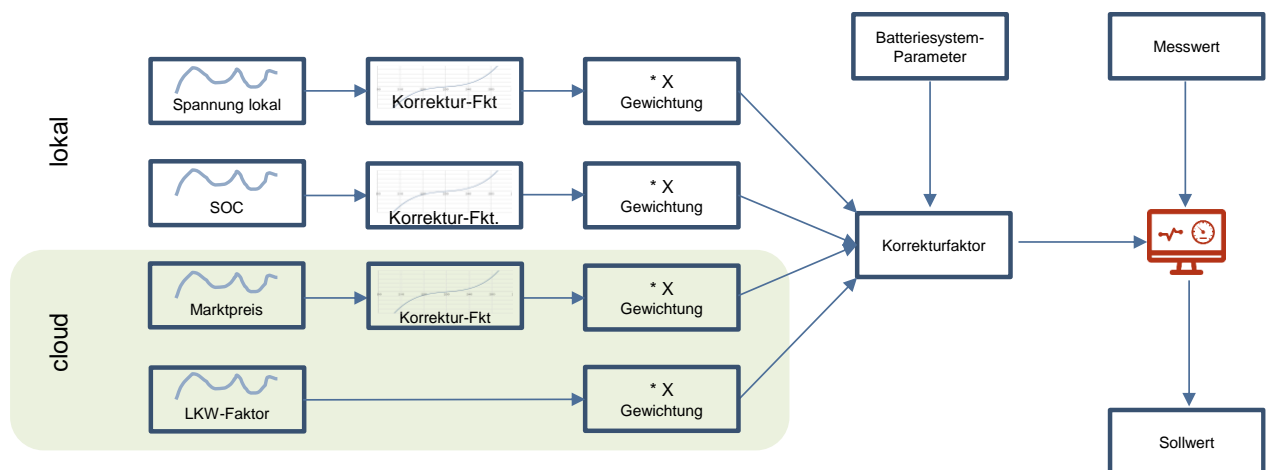


Abbildung 23: Aufbau der Kontrollstruktur

Gewichtung

Vor der Verrechnung mit der Wechselrichterleistung muss durch Mittelwertbildung aus allen vier Komponenten das gemeinsame, die Netzdienlichkeit förderliche Korrektursignal berechnet werden. Der Einfachheit

halber wird für die Simulationen und Testversuche jedes Signal mit dem Gewichtungsfaktor 1 belegt, d.h. Spannung, SOC und Marktpreis gehen mit gleicher Wichtung in die Berechnung ein. Bei den Betrachtungen wird auf die Modellierung und Erprobung des «LKW-Faktors», also dem zusätzlichen Signal mit welchem eine «Verteilnetz-Situation» oder ein direkter Durchgriff im Falle eines netzkritischen Zustands eingerechnet werden kann, verzichtet.

Im Folgenden wird nun die Korrekturfunktion eingeführt, welche dank ihrem stabilisierenden Charakter als ein einfacher Korrekturansatz in allen Signalen (ausser dem direkten Durchgriff) Anwendung findet. Anschliessend wird deren Anwendung auf die einzelnen Führungsgrössen aufgezeigt.

7.5 Korrekturfunktion

Aus den statistischen Daten zu den Effektivspannungen, gemessen an den Netzanschlusszählern der betrachteten Anlagen, zeigt sich eine gewisse normale Schwankungsbreite der Phasenspannungen von mehreren Volt, je nach Tag und Tageszeit (siehe 8.1). Die gemessenen Werte bewegen sich meist etwa $\pm 3V$ (25%, 75%-Quantil) um einen Medianwert, welcher nur wenig von der Nennspannung ($230V_{AC}$ L-N) abweicht. Es ist wichtig, dass eine Spannungsgeführte Betriebsweise im zu erwartenden, normalen Schwankungsbereich zu keinem wesentlichen Eingriff führt. Hingegen soll im Falle grosser Abweichung vom Nennwert ein überproportional starkes Gegensteuern erreicht werden. Vor diesem Hintergrund wurde ein Weg gesucht, wie mit einer einfachen, stetigen Berechnungsfunktion ein solches Verhalten erreicht werden könnte.

Als grundlegende Korrekturfunktion wird das einfache Polynom (1) angesetzt, da es folgende Anforderungen gut erfüllt:

- Abgeschwächte Auslenkung bei kleiner Abweichung vom Referenzwert -> wenig Reaktion um die Toleranzmitte
- Verstärkte Auslenkung bei grosser Abweichung vom Referenzwert -> aggressive Korrektur gegen Toleranzgrenzen hin

$$c = \frac{ax + bx^3}{a + b} \quad (1)$$

$$c = \frac{x + 4x^3}{5} \quad (2)$$

X entspricht hierbei dem Messwert, welcher zeitabhängig um einen gewissen Referenzwert bzw. Mittelwert pendelt. Über die Konstanten a und b kann die Korrekturfunktion «eingestellt» werden, von mehr linear bis eher quadratisches Verhalten. Als zweckdienlich wird hier für $a=1$ und $b=4$ gesetzt (2). Die entstehende Korrektur-Kurve ist in Abbildung 24 in grün

ingezeichnet. Wichtig für die Nutzung im Projekt erscheint dabei die Tatsache, dass eine Schwankung des betrachteten Eingangssignals bzw. des Messwerts von $\pm 20\%$ um den Mittelwert, aufgrund des flachen Verlaufs der Korrekturfunktion in diesem Bereich, in eine Schwankung von $\pm 5\%$ auf der Ordinate überführt wird (siehe blauer Bereich).

Dabei stellt dieses Polynom einfach eine mögliche, zielführende Korrekturfunktion dar. Im Gegensatz zu anderen getesteten Korrekturfunktionen erfüllt dieses einfache Polynom recht anschaulich die Bedingungen und würde bei Bedarf eine Feinjustierung des Verhaltens ermöglichen (eine vergleichende Bewertung andere Ansätze könnte im Rahmen anderer Studien durchgeführt werden).

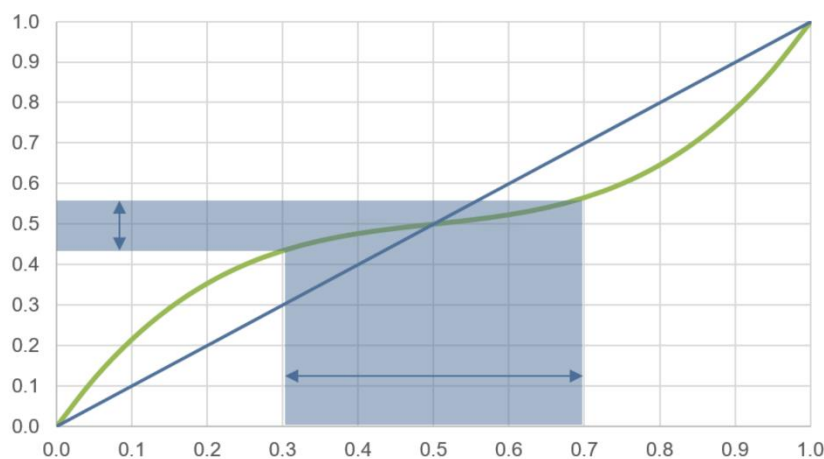


Abbildung 24: Prinzipdarstellung generelle Korrekturfunktion: Schwankungen um den Nominalwert werden Korrekturpolynom abgeschwächt, Ausreisser hingegen führen zu starker Reaktion

Anwendung auf die Spannung

Für den Effektivwert der Nennspannung gilt gemäss IEC 60038 in Europa 230V (Phase-Neutral) mit einer Toleranz von $\pm 10\%$ ($= \pm 23$ V). In der folgenden Abbildung 25 ist der Verlauf der Korrekturfunktion im Nennspannungsbereich eingetragen. Bei einem Spannungsmesswert von 240 V resultiert ein Korrektursignal von -15%, eine Spannung von 250V schlägt sich hingegen in einem Korrektursignal von -70% nieder.

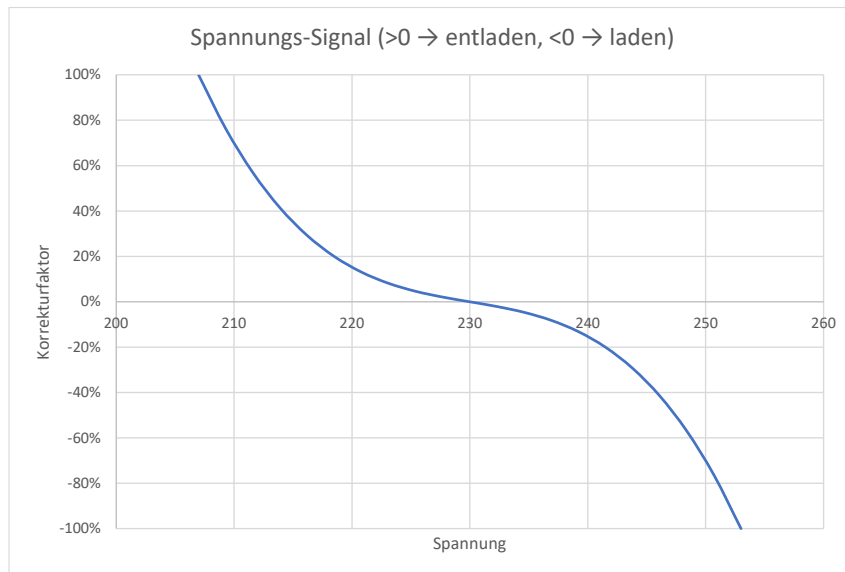


Abbildung 25: Korrekturfunktion angewandt auf Nennspannungsbereich

Das berechnete Korrektursignal sowie Phasenspannung und Wirkleistung von L1 sind in Abbildung 26 abgebildet, für den 28.03.2022.

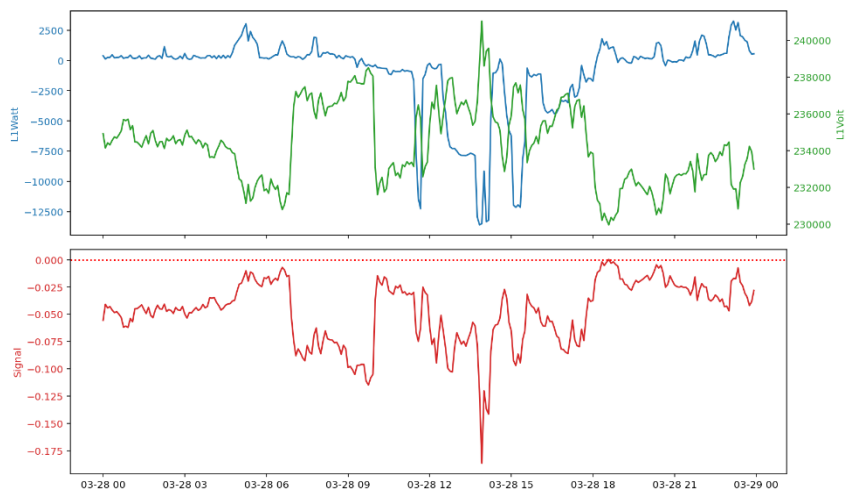


Abbildung 26: Phasen-Leistung (blau) & Spannung (grün), sowie berechnetes Korrektursignal (unten in rot) für den 28.03.2022

Anwendung auf den aktuellen Ladezustand

Die Abbildung 27 widerspiegelt die Anwendung des Korrektur-Polynoms auf den aktuellen Ladezustand der Batterie. Bei eher leerem Batteriespeicher führt das Korrektursignal zu einer verstärkten Ladetendenz (eigenverbrauchsorientiert, bei vollem Speicher zu abgeschwächtem Ladebedarf



(netzorientiert). Mit diesem Signal wird der abnehmende Grenznutzen bei der weiteren Speicherbeladung und damit eine Bereitschaft zur Teilnahme an einem netzdienlichen Betrieb ausgedrückt.

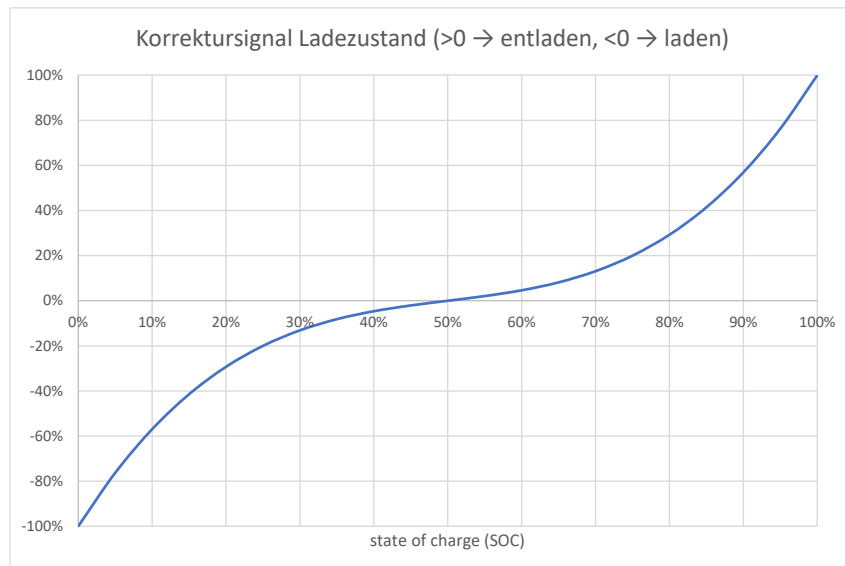


Abbildung 27: Korrektursignal bezüglich aktuellem SOC.

7.6 Das Preis-Signal – Makrosicht auf das Übertragungsnetz

Um einen Einblick in gegenwertigen Netzzustand und die Stabilität im Europäischen Übertragungsnetz zu erhalten, wurde ein Preisindex der Europäischen Strombörse für kurzfristigen Stromhandel, EPEX SPOT SE⁴², ausgewählt. Das Preissignal wird auf Basis von Preisen auf dem kontinuierlichen 60-Minuten-Intraday-Markt der EPEX SPOT generiert. Der analysierte Datumsbereich hierfür war 01.12.2021 - 14.07.2022. Dabei ist es für den zuvor erläuterten Korrektur- und Normierungsprozess nicht erheblich, ob dieser Marktpreis oder ein allfällig besser geeigneter Index herangezogen wird; die Berechnung ist diesbezüglich stabil und muss nicht angepasst werden. Wichtig aber erscheint, dass auf geeignete Weise eine gewisse Makrosicht auf den Netzzustand nicht aussen vorgelassen wird. Bestrebungen wie das zuvor erwähnte «Redispatch 2.0» verdeutlichen diesen Zusammenhang. Auch hat sich in der Fraunhofer ISE-Studie gezeigt, dass für eine weitere Steigerung der Netzdienlichkeit der Börsenstrompreis von Relevanz ist.⁴³

Um eine Grundlage für die Extraktion des Preissignals zu schaffen, wurde zunächst ein gleitender 24-Stunden-Durchschnitt des Rohpreises gebildet.

⁴² <https://www.epexspot.com/de/node/1748> (verifiziert 28.03.2023)

⁴³ Vgl. FN8

Die Wahl fiel auf einen gleitenden 24-Stunden-Durchschnitt, da er der typischen Zeit-Kapazität der verwendeten Batteriespeicher entspricht. Mittelungsfenster zwischen 12 und 36 Stunden werden diesbezüglich als geeignet erachtet, für längere Zeiträume sind Batteriespeicher aufgrund ihrer Auslegung in der Regel nicht geeignet. Die Abbildung 28 zeigt den Strompreis für ein paar ausgewählte Tage im Januar 2022, sowie den rollenden 24h-Mittelwert.

Im Anschluss wird der Mittelwert vom Preissignal-Vektor subtrahiert um die rohe, mittelwertbereinigte Abweichung zu erhalten. Dieser Ansatz liefert ein Rohsignal, welches innerhalb eines typischen Zeitraums, in dem man in der Lage ist, die Netzlast mithilfe der Batterie zu steuern, signifikant ist (Abbildung 29).

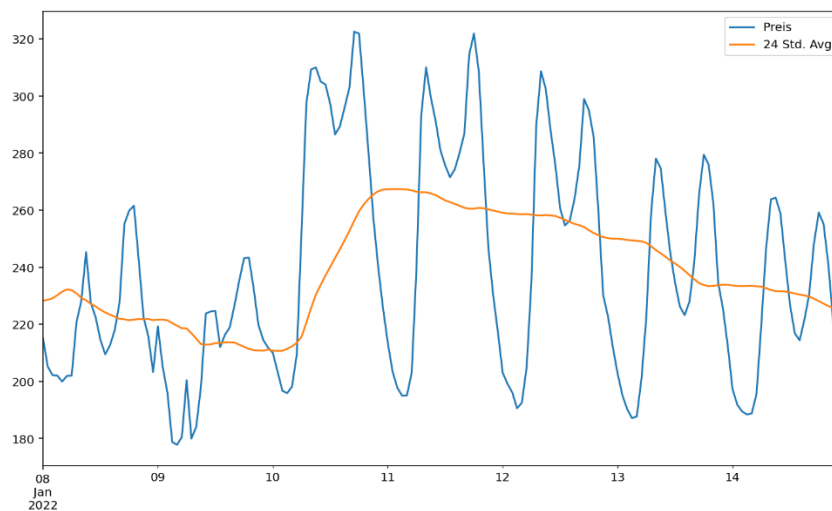


Abbildung 28: Intraday Strompreis und 24h-Mittelwert



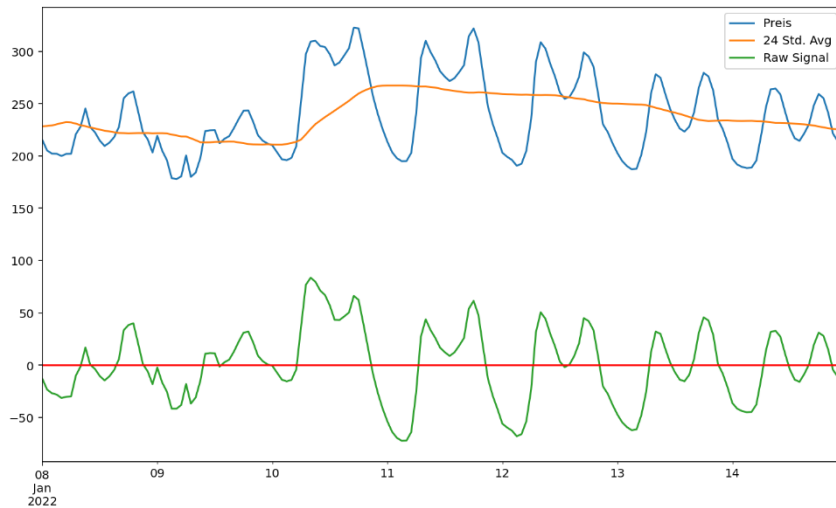


Abbildung 29: Mittelwertbereinigtes Preissignal (grün)

Um das rohe Preissignal in CHF auf ein Signal zwischen 1 und -1 zu normalisieren, wurde eine rollierende Standardabweichung des rohen Preissignals mit einer 60-tägigen Rückblickperiode erstellt. Dies lieferte eine Aussage über die Größenordnung der kurzfristigen Preisbewegung im Vergleich zu den typischen Schwankungen innerhalb eines 60-Tage-Fensters. Ein Betrachtungszeitraum über zwei Monate erscheint dabei als zweckdienlich, da beispielsweise wetterbedingte Ereignisse ausgemittelt werden, jahreszeitliche Preisschwankungen in Form ihrer «Grundschiwung» jedoch einfließen. Abbildung 30 zeigt den Preisindex und den rollenden Mittelwert als quasi Gerade über den ausgewählten Zeitraum.

Das rohe Preissignal wird durch die Standardabweichung geteilt, um die Anzahl der Standardabweichungen zu bestimmen, die von der typischen 60-Tage-Varianz des Signals abweichen. Da 99.7% der Varianz innerhalb von 3 Standardabweichungen liegen, wurde dieser Endwert durch 3 geteilt, um einen Wert zu erhalten, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 99.7 % zwischen -1 und 1 liegt. Auf diese Weise wird erreicht, dass unterschiedliche Preisvolatilitäten stets auf einen normierten Bereich abgebildet (komprimiert) werden. In der Abbildung 30 ist diese Normierung der Volatilität in der grünen Kurve erkennbar.

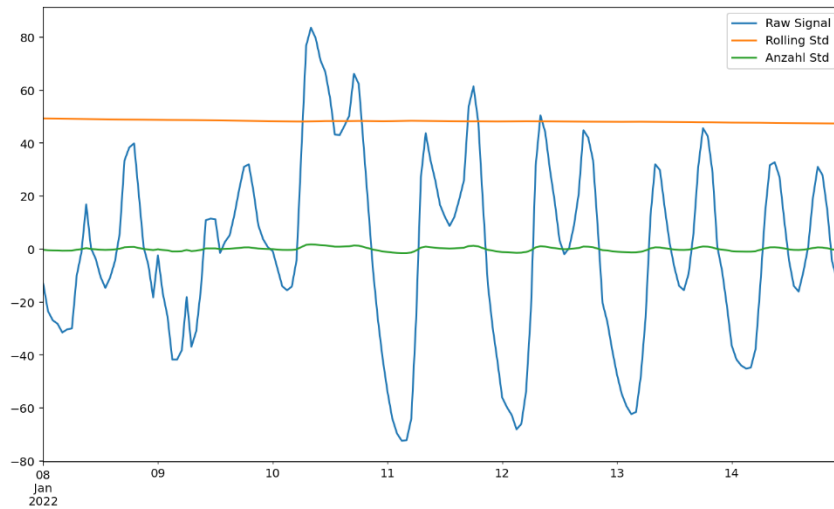


Abbildung 30: Preisindex (blau) und rollierender 60 Tage Mittelwert (orange)

Das so erhaltene skalierte Abbild des Strompreisindex liegt (in der Regel praktisch) immer zwischen -1 und 1, wie in Abbildung 31 gut ersichtlich.

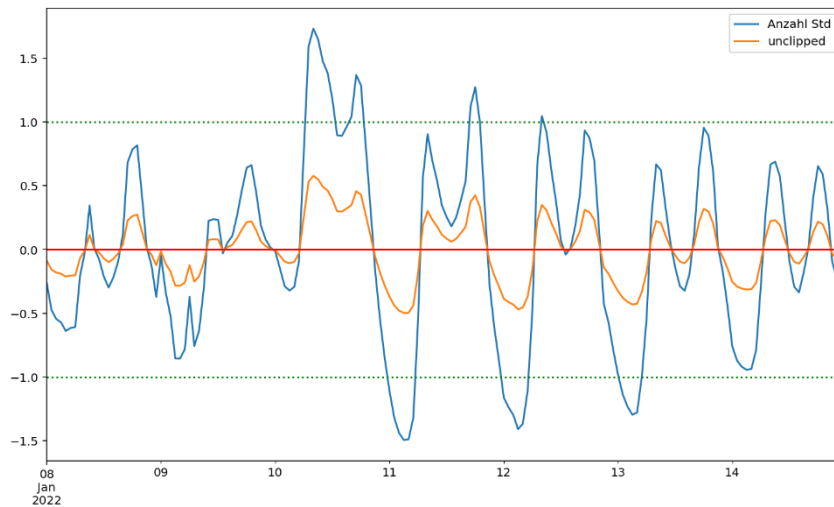


Abbildung 31: Preissignal (orange; unbegrenzt), mittelwertbereinigter Preisindex (blau)

Die Berechnung des Signals über unterschiedliche Zeiträume führte jedoch zu Tage, dass trotzdem eine «Clipping-Funktion» notwendig ist zu Sicherung dieser Eigenschaft. Der nicht-beschnittene Wert wurde dann auf -1 und 1 begrenzt, um einen Wert innerhalb des gewünschten Signalbereichs zu gewährleisten.

Dies war notwendig, wie der Zeitraum von Februar/März 2022 zeigte, als der Angriffskrieg auf Ukraine startete. Siehe dazu insbesondere 08./09./10. März 2022 in Abbildung 32 sowie die Stromproduktionsdaten und die Börsenstrompreise in Abbildung 33, entnommen von der vom

Fraunhofer-ISE betriebenen, interaktiven Webseite «Energy Charts», mit Darstellungen verschiedener Last- und Preisdaten.⁴⁴ Am 08.03. kletterte der Intraday auf ein Rekordhoch von über 600 EUR/MWh, drei Tage später wurden Werte unter 0 EUR/MWh erreicht – eine immense Volatilität.

Das so erzeugte, auf den Bereich -1 bis 1 beschränkte Preissignal wird nun im letzten Schritt mit der Korrekturfunktion (siehe 7.5) gestreckt. Wie in der Herleitung der Funktion erklärt, führt dies zu einer Abschwächung bei kleiner Volatilität, bzw. zu einer überproportionalen Verstärkung bei grossen Werten.

Die Preissignale in Abbildung 34 und Abbildung 35 zeigen nun anschaulich das Verhalten der kompletten Normalisierungsfunktion (inklusive der Streckung am Polynom) in Bezug auf den Börsenstrompreis. Während im Januar ein gemächliches Pendeln zwischen ± 0.2 resultiert, schlägt das Preissignal im März mehrfach an beiden Begrenzungen (± 1) an. Die Korrekturfunktion reagiert demnach wie erwartet äusserst heftig auf die Verwerfungen an der Strombörse und zeigt ein erwünschtes starke Gegensteuern zur Stabilisierung des Netzes.

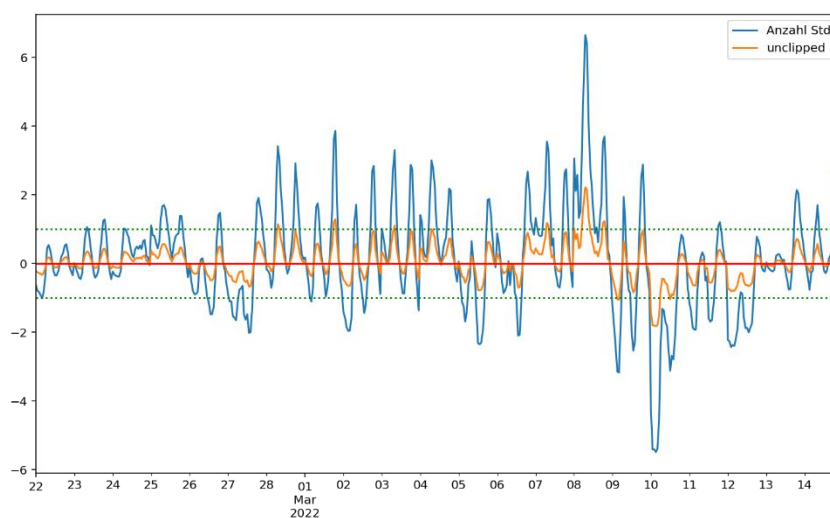


Abbildung 32: Unbegrenztes Preissignal (orange)

⁴⁴ <https://energy-charts.info/?l=de&c=DE> (verifiziert 28.03.2023)

Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland in Woche 10 2022

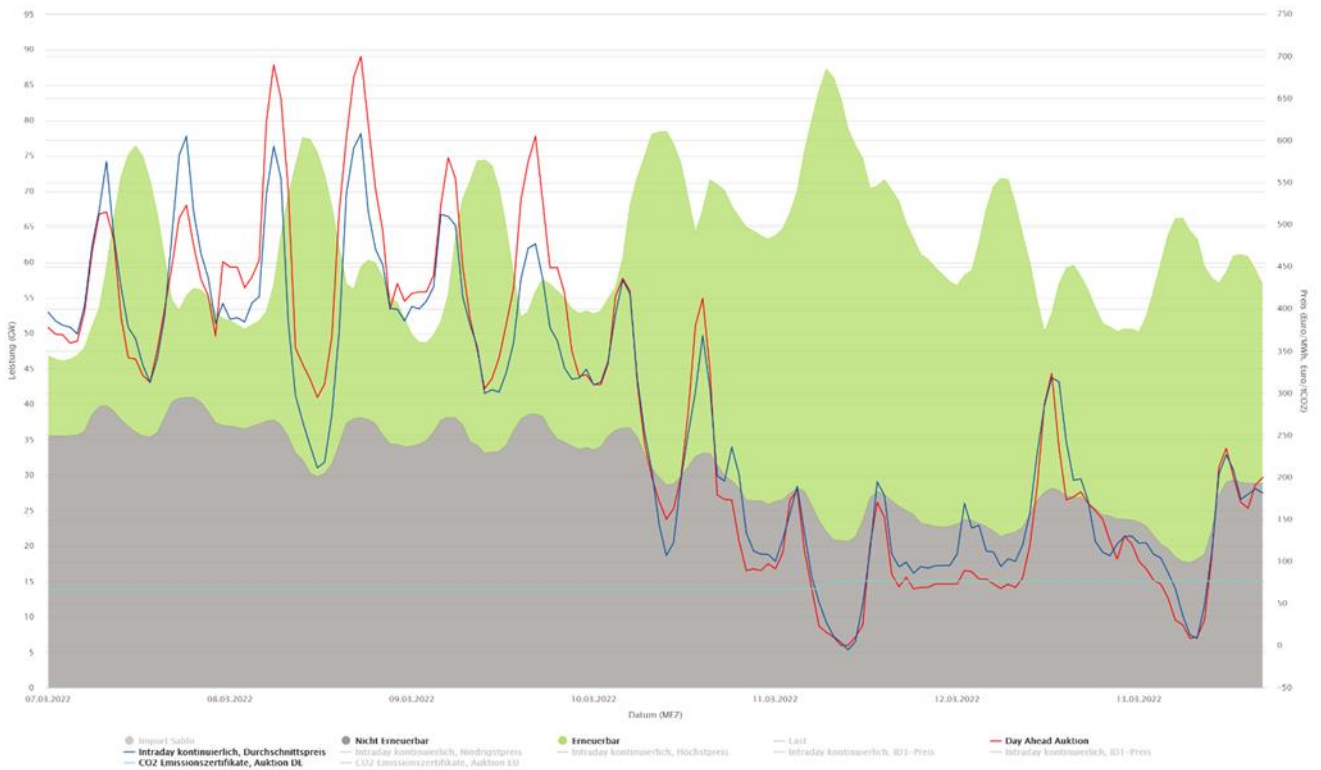


Abbildung 33: Stromproduktion, Day Ahead- und Intraday-Börsenstrompreis Deutschland Anfang März 2022

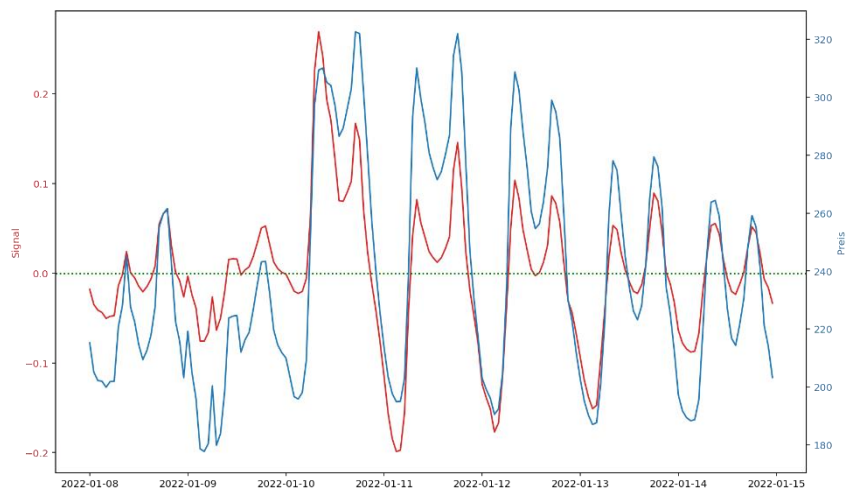


Abbildung 34: Intraday-Index (blau) und Preissignal (rot) für Januar 2022

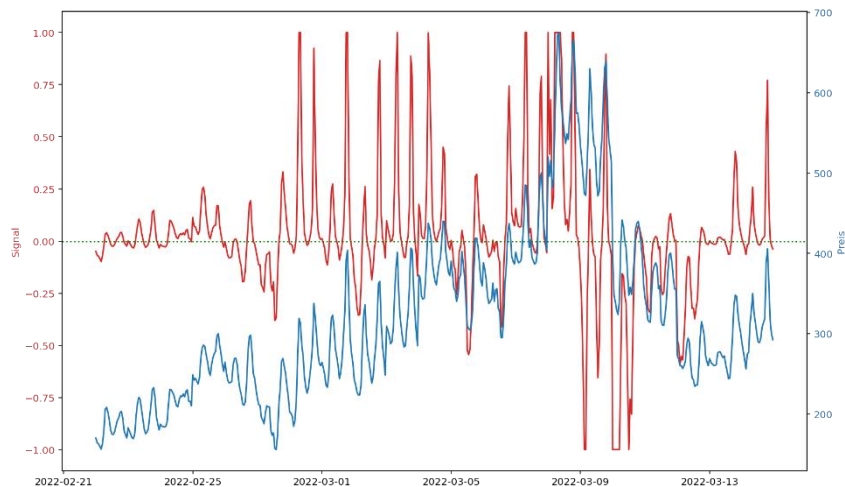


Abbildung 35: Intraday-Index (blau) und Preissignal (rot) für März 2022

Dynamische Strompreise

Das im obigen Abschnitt hergeleitete **dynamische Preissignal** errechnet aus dem Marktpreis für Strom eine stabile Korrekturfunktion, mit Fokus auf drastische, überproportionale Ereignisse, wie sie bei «normalem» Börsenbetrieb weniger auftreten. Obwohl das Signal auf Preisänderungen im Tagesgang klar reagiert, wie beispielsweise am 10. Januar 2022 aufgrund starken Rückgangs der Windenergie-Einspeisung (Abbildung 34), so pendelt die Funktion nach wie vor eher schwach um 0 ± 0.25 . Die Verwerfungen an der Strombörse, wie sie in den aufgezeigte März-Tagen zu sehen sind, erzeugen jedoch einen starken Anreiz zur Gegensteuerung (Vollauschlag in beide Richtungen).

Im Kontrast zu Marktorientierten dynamische Energie-Tarifen, wie sie von verschiedenen Energiedienstleistern in der EU bereits angeboten werden, zeigt sich in der hier verwendeten Berechnung ein abgeschwächter Markteinfluss, ohne den «Systemaspekt» aussen vorzulassen.

An dieser Stelle wird auf einen Vergleich verschiedener Tarifanbieter marktorientierter, dynamischer Strompreise bewusst verzichtet, und dem hergeleiteten dynamischen Preissignal auch keinen monetären Wert zugewiesen. Ungeachtet dessen wäre denkbar, das aufgezeigte Signal mit einem festen Wert (z.B. 2 Rp.; als Ausdruck für die Übertragungsnetzdienlichkeit) zu multiplizieren, und so einen Überlagerungstarif (mit definiertem Schwankungsband) zu erhalten, welcher zum Netztarif addiert, einen Anreiz für netzdienliches Verhalten geben könnte.

7.7 Anwendung des überlagerten Algorithmus

Die folgende Abbildung 36 zeigt die Anwendung des Algorithmus vor Verrechnung mit der Wechselrichterleistung. Auf Basis des Signals (in Rot,

unterer Graph) wird durch Verrechnung mit der maximalen Wechselrichterleistung der Offsetwert berechnet, welche dem eigentlichen Leistungsmesswert am Hausanschluss als «Fehler» addiert wird und so ein netzfreundlicherer Betrieb erreicht werden soll. Die rote Kurve stellt dabei den Mittelwert der korrigierten und (gleich) gewichteten Signale für Preis (orange), Spannung (rosa), und Ladezustand (violett) dar. Im Plot oberhalb sind die zugehörigen Input-Größen Spannung am Netzanschlusspunkt (grün) und Intraday-Börsenstrompreis (blau) eingezeichnet. Obwohl die Spannung aufgrund der gefahrenen Testreihen (siehe dazu auch Abbildung 26 und Abbildung 40f.) an diesem Tag deutliche Sprünge zeigt, geht das korrigierte Spannungs-Signal (rosa) nur schwach in das gesamte Korrektursignal ein. Grund hierfür ist (neben der uniformen Gewichtung) die Tatsache, dass auch an diesem Tag im März der Marktpreis sehr volatil war (steiler Anstieg von 200 auf 320 EUR/MWh um 7 Uhr, Vortagesminimum um 80 EUR/MWh), was praktisch in einem Vollausschlag des korrigierten Preis-Signals resultiert (orange Spitze). Auch sehr gut erkennbar ist der Einfluss des Ladezustands. Die Batterie wurde an diesem Tag (ab der Mittagszeit; violette Spitzen) ausschliesslich in den oberen 25% des Ladezustands (SOC von 75% bis 100%) zyklert, also in jenem Bereich, in welchem das korrigierte Signal die grösste Änderungsrate aufweist, und mit vollem Ausschlag eine maximale Bereitschaft zur Netzstützung, also zum Entladen signalisiert. An diesem exemplarischen Tag bleibt das rote Korrektursignal im Tagesverlauf damit ausschliesslich auf der «eher entladen» Seite.

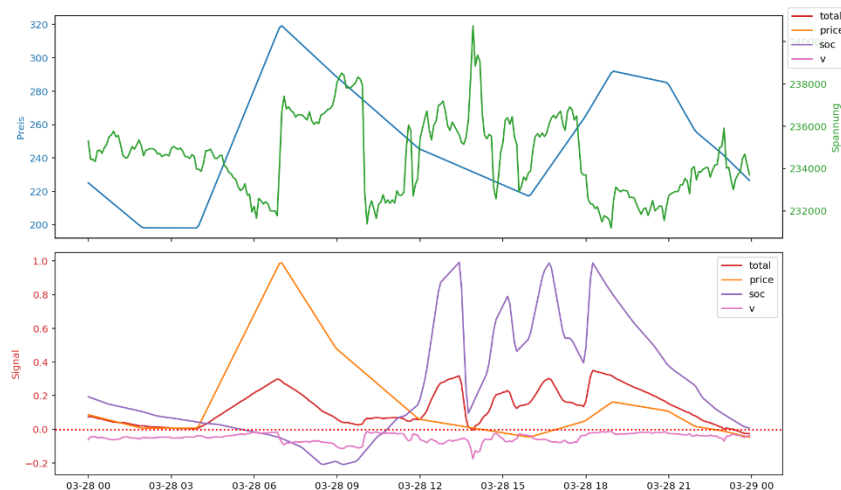


Abbildung 36: Algorithmus zur Berechnung der gesamten Korrekturfunktion (rote Kurve) exemplarisch angewandt auf den 28.03.2022

8. DATENANALYSEN & TESTREIHEN

Im Folgenden werden einzelne Testreihen erläutert, welche vorgängig bzw. zusätzlich zu dem in Kapitel 7.4 hergeleiteten Algorithmus zum überlagerten netzdienlichen Betrieb durchgeführt wurden. Ziel war es unter anderem, die Möglichkeiten und Grenzen anderer, einfacherer (statischer) Betriebsweisen zu testen.

8.1 Spannung vs. Leistung

Die nachfolgenden Plots wurden auf Basis der Daten der Anlage ZEV Holdergasse mit den OpenEMS/FEMS-Controllern 1460 und 2766 aufgezeichnet, im Zeitraum 11.01.2022 bis 18.08.2022. Die getätigten Auswertungen und Analysen der Messreihen beschäftigten sich allesamt mit der Abschätzung, wie stark das Handeln im ZEV, insbesondere Einspeisung und Bezug von Wirkleistung, auf das Verteilnetz bzw. den Trafo einen Einfluss hat.

Die Abbildung 37 zeigt die Netztopologie für die Trafostation (gelb hervorgehoben), an welcher die ZEV Holdergasse (oben Mitte) angeschlossen ist. Jedes der drei Gebäude im Zusammenschluss besitzt eine PV-Anlage, gemeinsam teilen sie sich den Batteriespeicher.

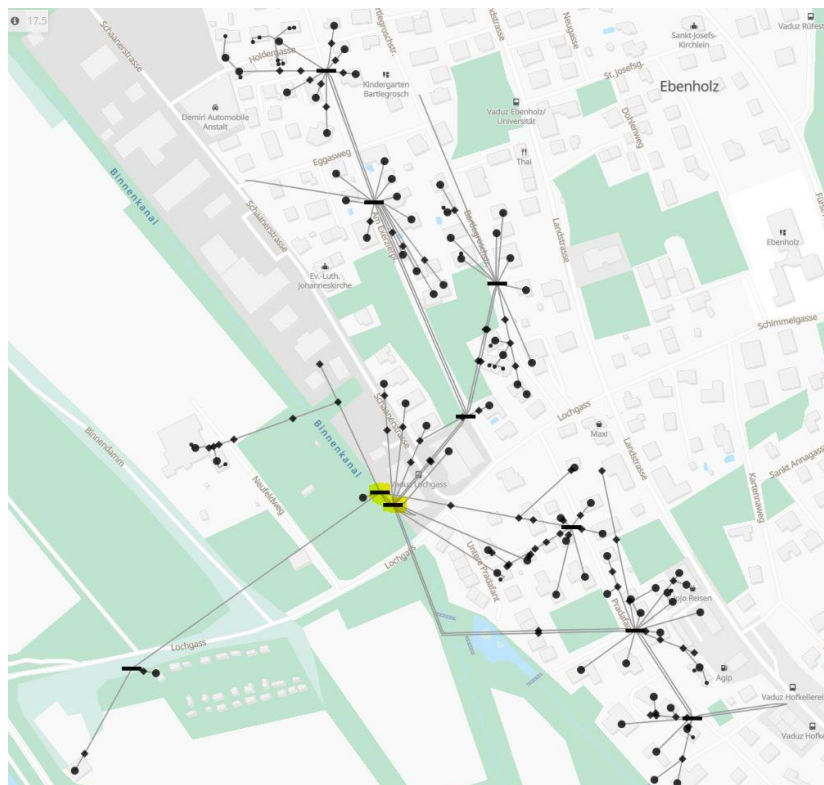


Abbildung 37: Netzplan Trafokreis Holdergasse.

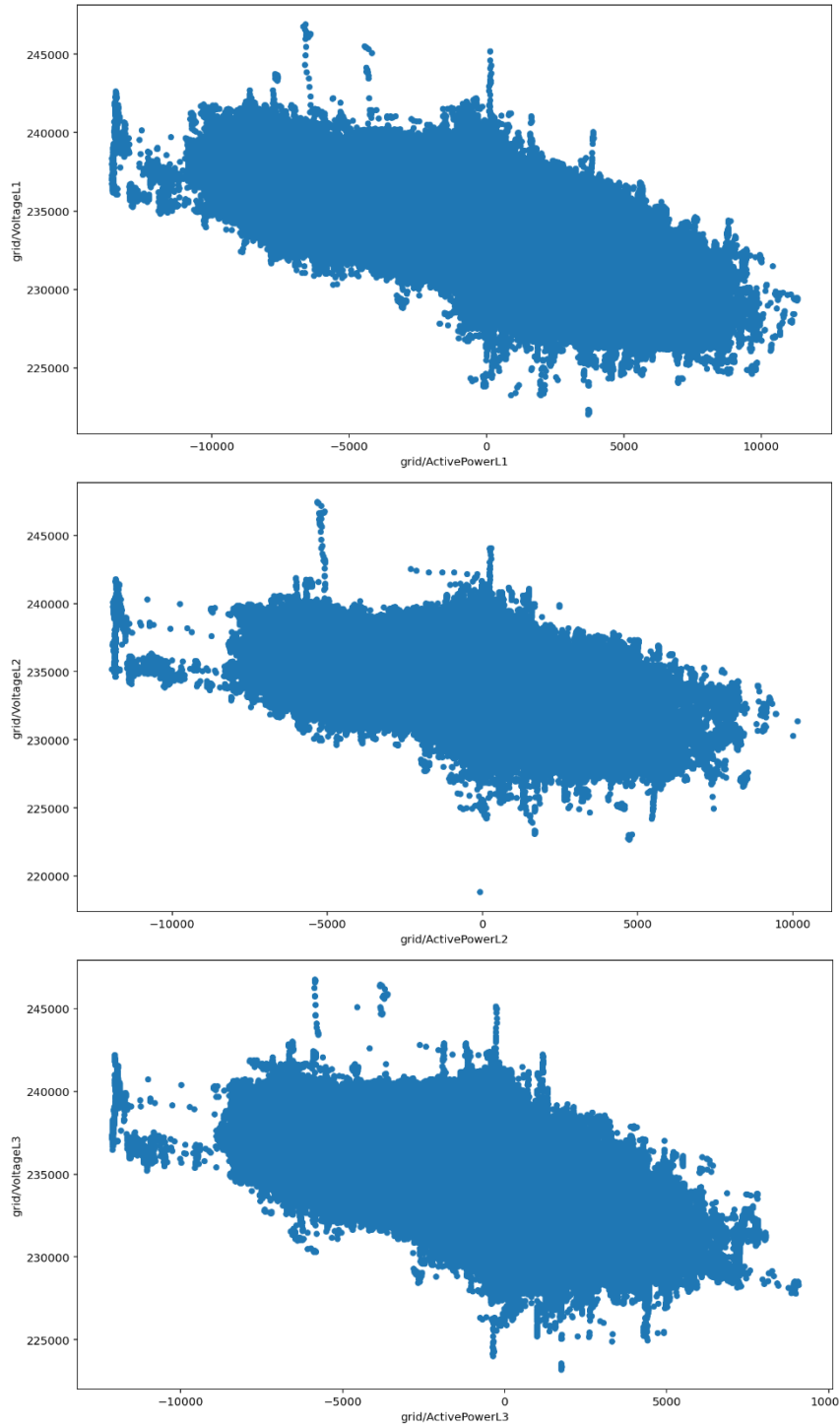


Abbildung 38: Spannung vs. Leistung für alle drei Phasen

In den Graphen der Abbildung 38 sind jeweils Spannung gegenüber Leistung über den gesamten Datensatz eingezeichnet. Die Punktwolken ver-



anschaulichen die Beziehung zwischen den Grössen, eine statistische Auswertung dazu mit eingezeichneten Quantilen findet sich in Abbildung 39. Die Spannung ist in mV aufgetragen, die Leistung in Watt, negative Werte entsprechen einer Einspeisung. Die Messwerte im linken Bereich (<-10kW) sind durch die Testreihen entstanden, bei welchen die Batterie (forciert mittels Offset-Funktion) ins Netz entladen wurde.

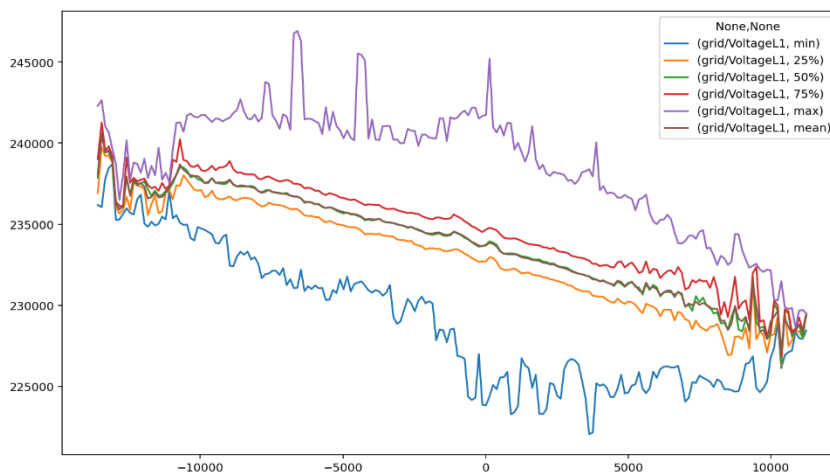


Abbildung 39: Spannungsverteilung mit statistischer Häufigkeit

Der Medianwert der effektiven Phasenspannungen aller drei Phasen liegt bei rund 234 V. Die Spannungs-Leistungsbeziehung liegt im betrachteten Intervall für die drei Phasen zwischen 548 mV/kW und 593 mV/kW. Dies entspricht der mittleren Steigung der Medianlinie (grün) in obiger Darstellung.

Mit dem Batteriespeicher konnte eine zusätzliche Netzeinspeisung von 18 kW (6 kW pro Phase) erreicht werden, dies entspricht einer Spannungsanhebung von etwa 3.5 V auf rund 240 V am Netzanschluss.

Die Abbildung 40 zeigt die von den LKW mittels des Netzanalysetools von Adaptricity⁴⁵ berechneten Werte für Leistung und Spannung, auf Basis der Messung am Trafo und den Smartmeter-Daten. Der für den statischen Fall berechnete Spannungsunterschied zwischen dem Netzanschluss (blau) und der Trafostation (grün) beträgt etwa 0.014 pu⁴⁶, dies entspricht etwa 3.22 V. Messung und Simulation stimmen damit gut überein.

Auch lässt sich ein leichter Einfluss auf den Trafo aufgrund der Einspeisleistung vermuten, wenngleich ohne Signifikanz, da die Leistungsänderung im Vergleich zu allen anderen Teilnehmern in Summe relativ klein ausfällt.

⁴⁵ Schweizer Netzanalyse-Plattform: <https://www.adaptricity.com/> (verifiziert 28.03.2023) seit Ende 2021 Teil von Secure Meters. Seit einigen Jahren bei den LKW zur Netzanalyse im Einsatz.

⁴⁶ pu = per unit. Ein in der Energietechnik übliches, dimensionsloses Relativmass, als Hilfsgrösse zum Vergleich elektrischer Parameter wie der Spannung.

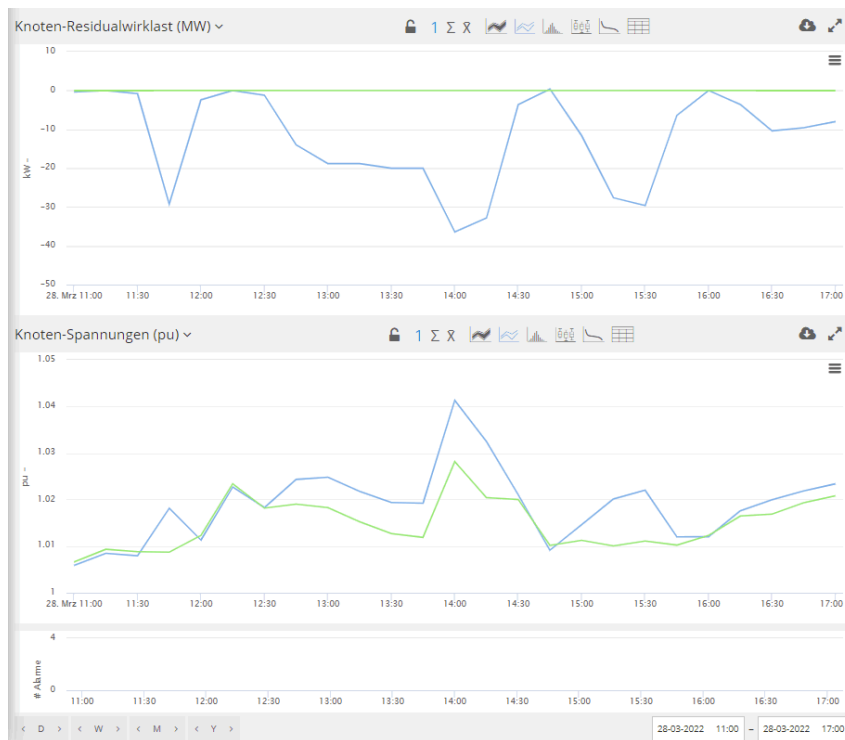


Abbildung 40: Darstellungen LKW: Oben: Berechnete Leistung am Anschlusspunkt. Mitte: Spannung am Trafo (grün) sowie Spannung am Anschlusspunkt (blau). Unten: Auslastung des Anschlusskabels des Zusammenschlusses

Zum Vergleich sind in Abbildung 41 die Leistungen gemessen am Netzanschlusspunkt aufgetragen (blau). Gut erkennbar der Sprung von rund 20 kW auf 36 kW gegen 13:30 und 15 Uhr. Dies sind Zeitpunkte, an welchen der volle Batteriespeicher versuchsweise zur Entladung ins Netz forciert wird.

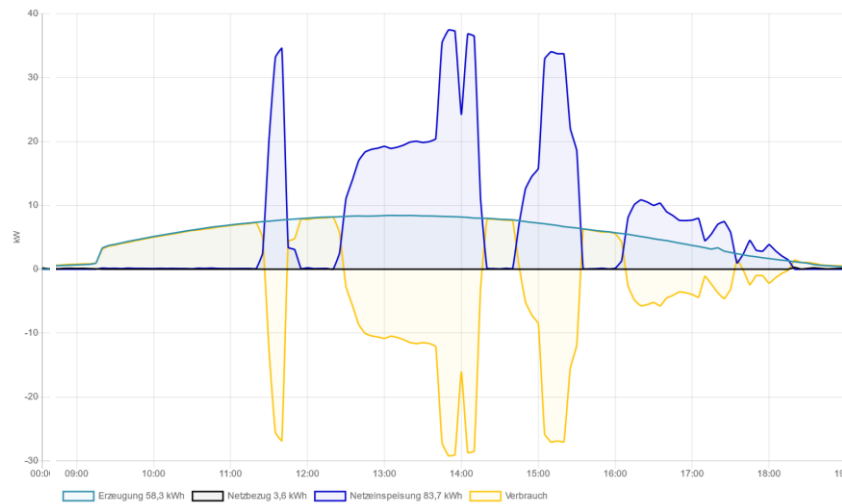


Abbildung 41: Leistungs-Trenddiagramm für den 28.03.2022, in blau: Einspeiseleistung NAP ZEV Holdergasse

Anlage 1309

Der Landwirtschaftsbetrieb in Balzers war bereits bekannt für die begrenzte Einspeiseleistung. Die Punktwolke in Abbildung 42 zeigt entsprechend ein relativ schmales Spannungsband gemessener Werte mit ausgeprägt linearem Leistungsverhalten. Für Bezugs- und Einspeiseleistungen zwischen ± 30 kW resultieren Spannungswerte zwischen 215 V und knapp 250 V. Messwerte bis 256 V (+10%) waren in den Sommermonaten ebenfalls ersichtlich.

Für solch lange, nicht-steife Anbindungen scheinen P(U)-Regelungen ein geeignetes Mittel darzustellen, um die Einspeisung zu optimieren. Da das Spannungsband praktisch über alle Leistungen hinweg eine Breite von rund 10 Volt aufweist, dürfte die verkraftbare Einspeiseleistung für unterschiedliche Tage und Tageszeiten recht unterschiedlich ausfallen, und häufig die bessere Abregelungsbedingung darstellen, als eine fixe Schwelle in Bezug auf die eingespeiste Wirkleistung.

Das eigentliche Problem ist in Abbildung 43 gut ersichtlich. Die Eigenverbrauchsoptimierung belädt die Batterie an schönen Tagen bis zum Mittag. Es steht keine Kapazität mehr zur Verfügung, welche für eine Kappung der PV-Einspeisung verwendet werden könnte. Der PV-Wechselrichter regelt entsprechend ab, damit die maximal erlaubte Einspeiseleistung nicht überschritten wird. Dies ist weder in Bezug auf das Netz noch in Bezug auf die maximale PV-Ausbeute die optimale Betriebsweise.

Für diese Anlage wurde ein einfaches Konzept erarbeitet, welches zum Ziel hatte, den PV-Ertrag zu maximieren bei gleichzeitigem Eigenverbrauch. Der erste Ansatz hierfür, welcher im Anhang zu finden ist, stellte einen Lösungsvorschlag dar, welcher ohne prädiktive Massnahmen oder Wetterdaten auskommen sollte. Leider konnten die Einstellungen nie final

implementiert werden, da das System keinen stabilen Zustand erreichte und Problem bedingt keine weitere Optimierung erlaubte. Auch die später entwickelten Ansätze mit vorhersagebezogener Optimierung wurden nie aufgeschaltet (siehe dazu auch 9.1).

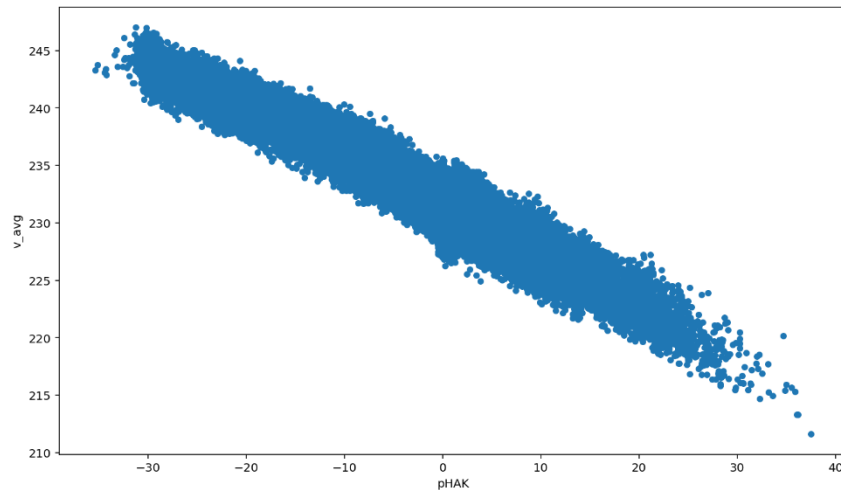


Abbildung 42: Anlage 1309: Leistung vs. Spannung (24.10.20219 – 04.12.2020)

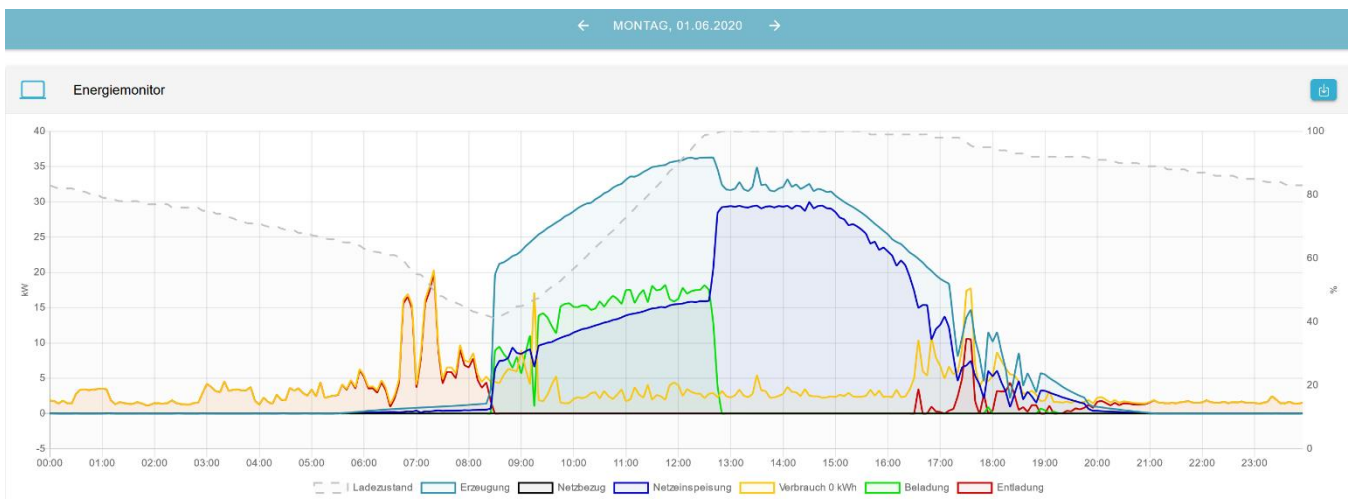
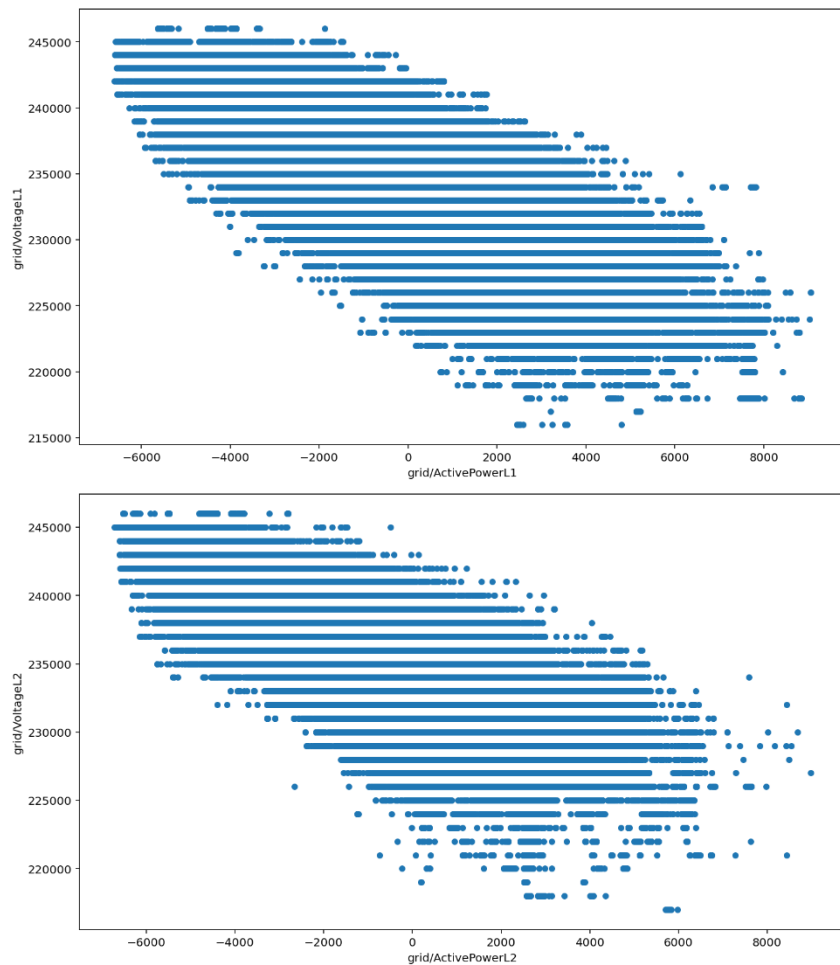


Abbildung 43: Erzeugung (hellblau), Einspeisung (dunkelblau) und Batterieladezustand (gestrichelt). Bei der höchsten PV-Einspeisung ist die Batterie gerade schon voll, die Einspeisung wird auf $\leq 30\text{kW}$ abgeregelt (ab 12:45 Uhr)

Anlage 1957

Das EFH der Anlage 1957 in Mauren verfügt mit 22 kWp über eine relativ leistungsstarke PVA. Das Trenddiagramm eines sonnigen Herbsttages ist in Abbildung 48 dargestellt, die Spannungs-Leistungs-Messwerte, aufgezeichnet in 2022, sind in Abbildung 44. Nicht-unerwarteterweise ist auch

hier eine stark lineare Beziehung erkennbar, die Breite der Verteilung der Messwerte ist jedoch deutlich grösser als in Balzers an der langen Leitung. Beispielsweise ist bei einer Einspeisung von 6 kW je Phase eine Varianz der Spannungsmesswerte zwischen rund 237 V und 247 V ersichtlich. Eine spannungssenkende Einspeisung wäre bei weiterem PV-Zubau in diesem Netz entsprechend sicherlich nützlich.



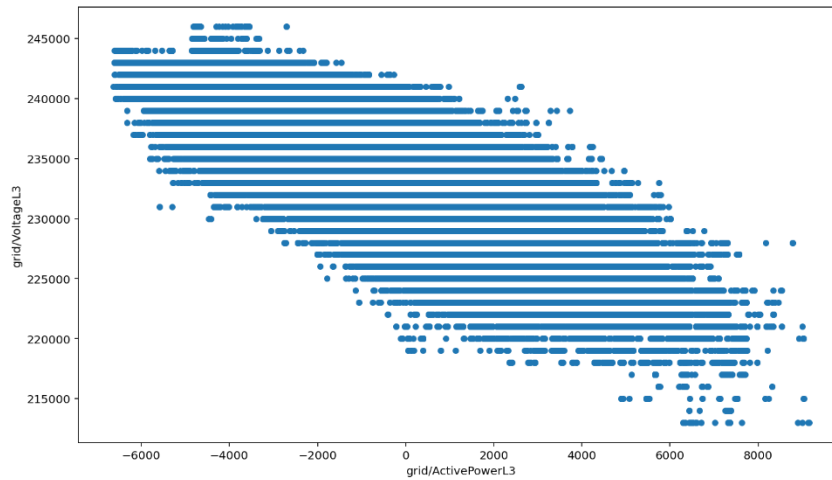


Abbildung 44: Spannung vs. Leistung für alle drei Phasen (11.01.2022 – 18.08.2022). Die maximale Spannungsvarianz beträgt $\pm 7\%$. Die diskreten «Linien» der Spannungsmesswerte sind der Auflösung des Zählers geschuldet.

8.2 Peak shaving

Mit einer Lastspitzenkappungsfunktion wurde bei der Batteriespeicher-Anlage 2767 ein Versuch unternommen, das Lastprofil zu glätten. Insbesondere in den Wintermonaten mit hohem Wärmebedarf (Wärmepumpe) und tiefem PV-Ertrag hat sich bei der Analyse der Anlage ergeben, dass Kapazität «brach» liegt, da der Speicher zu dieser Jahreszeit nicht komplett gefüllt werden kann und damit neben der Eigenverbrauchsoptimierung noch Kapazität für eine Peak Shaving-Funktion vorhanden wäre. Auf Basis von Energiebilanzberechnungen wurde eine Begrenzungsleistung von 16 kW als sinnvoll ermittelt. Die beiden Plots in Abbildung 45 zeigen die mit dem Energieversorger ausgetauschte Leistung, die Lastspitzen der Wärmepumpe sind dabei gut erkennbar. Mit der per 25.02.2022 aktivierten Lastspitzenkappungsfunktion kann für viele Tage die Bezugsleistung auf einen Wert von 16 kW begrenzt werden (die Spitzen werden «abrsiert»). An Tagen mit erhöhter Last (z.B. Laden Elektrofahrzeug am 02. März) versagt der Algorithmus jedoch und gut erkennbare Leistungsspitzen resultieren. Hier ist die Schwäche statischer Bedingungen anschaulich erkennbar: die Funktion versucht bis zur Erschöpfung des Energievorrats die Last auf einen festen Wert zu begrenzen. Aufgrund des Preismodells bei Leistungspreisen jedoch kann bereits ein einzelner Ausreisser die Bemühungen des gesamten Monats zu Nichte machen. Im ungünstigsten Fall führt damit ein einzelner hoher Viertelstundenwert zu höheren Kosten. Im betrachteten Fall rechtfertigen Leistungspreise den statischen Kapazitätsverlust nicht. Es zeigt sich jedoch, dass mit einem adaptiven Algorithmus, welcher dynamisch die vorgehaltene Energie wie auch die Lastspitzen-

grenze anpasst, eine optimierte Spitzenglättung problemlos realisierbar wäre. Das Thema wird an dieser Stelle nicht weiter untersucht, es weckt aber eine spannende Erwartung.

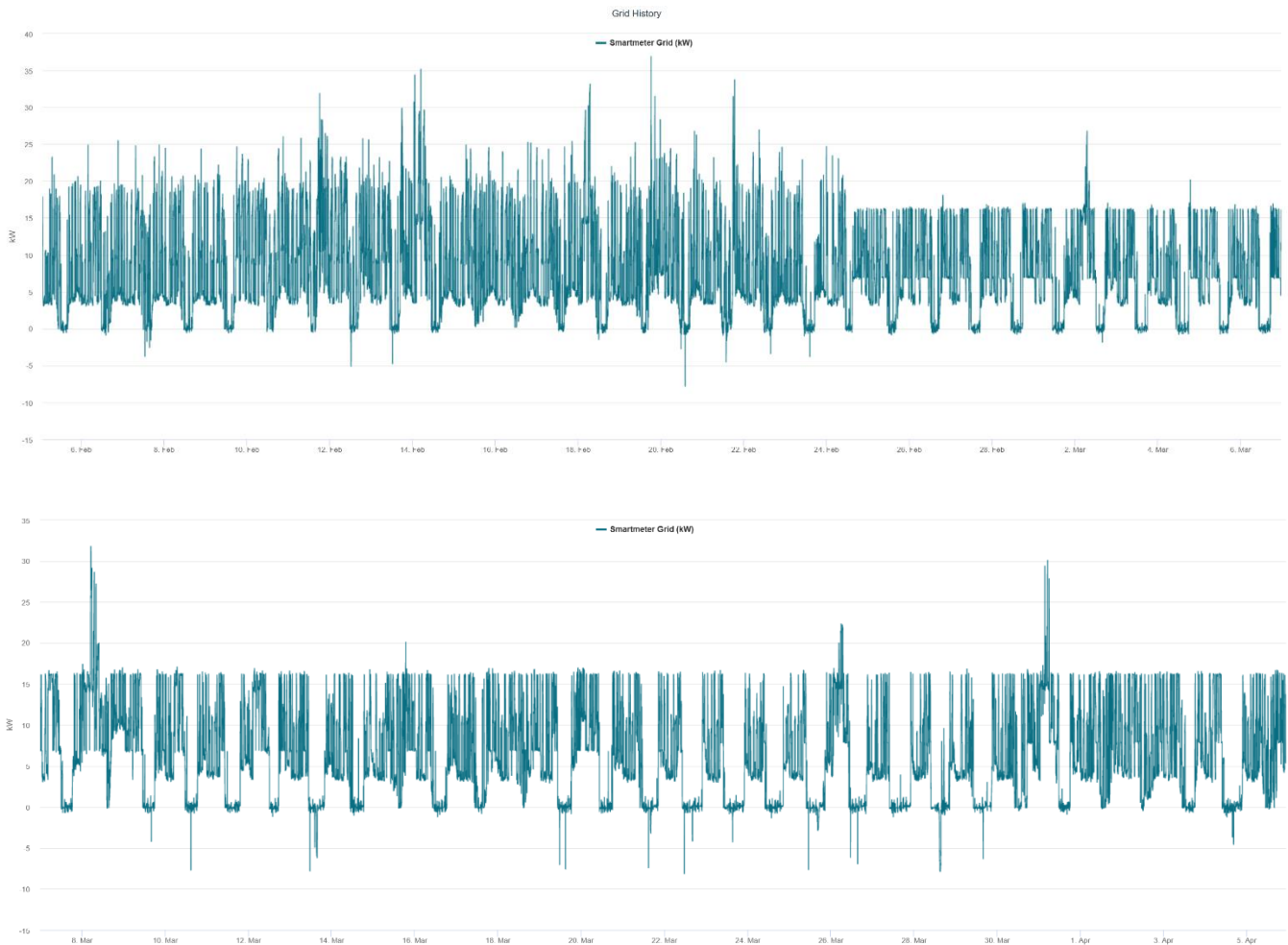


Abbildung 45: Lastgang am Netzanschlusszähler mit Lastspitzenkappung. Aktivierung der Funktion ab 25.02.2022 erkennbar in der fast durchgängigen Limitierung auf 16 kW, die Ausreisser verdeutlichen die Schwächen einer statischen Lastspitzenkappung

8.3 WP-Signal

In Rücksprache mit den LKW wurde der Versuch unternommen einer Steuerung auf Basis des «Wärmepumpen-Netzpreismodell im Smart Grid»⁴⁷ (Abbildung 46). Ziel des Versuchs war es, eine inverse Wärme-

⁴⁷ <https://www.lkw.li/userdata/Alle-Download-Dokumente/Waermepumpen/lkw-erlaeuterung-netzpreismodell-waermepumpen.pdf> (verifiziert 28.03.2023)



pumpen-Sperrung zu testen, also anstatt sicher zu stellen, dass kein zusätzlicher Verbrauch resultiert, eine fixe Einspeisung zu forcieren. Dazu wurde ein Controller geschrieben und optimiert, welcher in den Sperrzeiten sicherstellt, dass kontinuierlich 6.3 kW eingespiessen werden. Die Herausforderung dabei lag im Wesentlichen an zwei Punkten:

- Sicherstellen einer hinreichenden Batterieladung vor dem Zeitfenster, damit genügend Energie vorhanden ist, um kontinuierlich 6.3 kW einzuspeisen (als rund 13 kWh)
- Vermeidung einer Übereinspeisung im Zeitfenster, damit es nicht zur vorzeitigen «Unterdeckung» kommt.

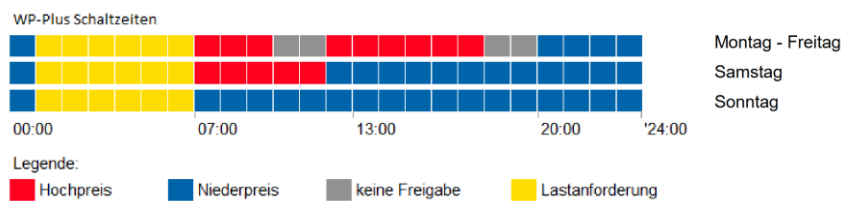


Abbildung 46: WP-Plus-Modell mit Flexibilitätsvergütung der Sperrzeiten in grau

Es konnte ein entsprechender Algorithmus (siehe Anhang) entwickelt werden, welcher die Anforderungen erfüllt. Über mehrere Tage hinweg wurde ein entsprechender Batteriebetrieb an der Anlage 2766 getestet (siehe Abbildung 47).

Auf Basis der Vergütung von CHF 20.- pro Monat ergibt sich ein Wert für diese Flexibilität von rund 2.5 Rp./kWh. Dies wäre ein schöner «Zusatzbatzen». Wie der Lastgang jedoch zeigt, muss die Batterie für das «Morgenfenster» jedoch überwiegend mit Netzstrom geladen werden, was den Anwendungsfall unweigerlich wertlos werden lässt.

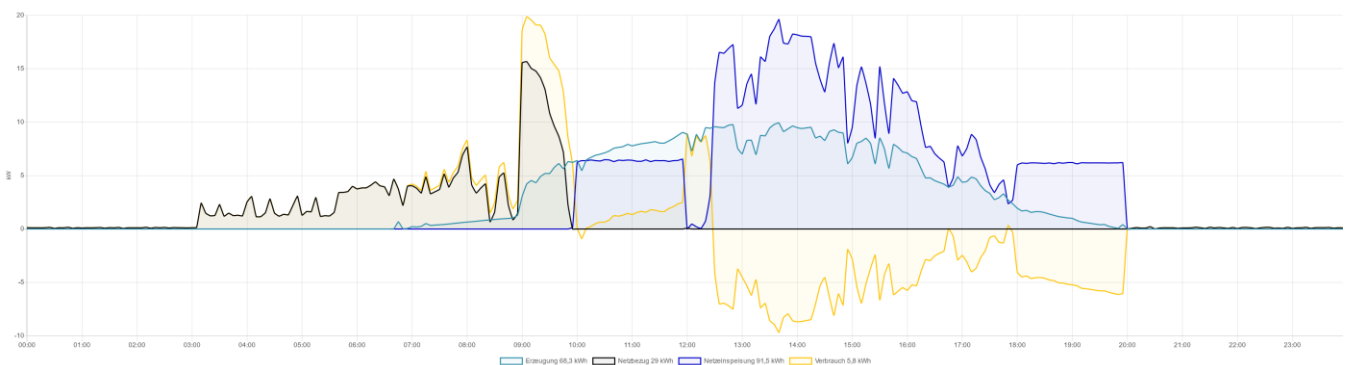


Abbildung 47: Lastgang bzw. gemessene Leistungen, in blau die Netzeinspeisung in den Fenstern 10 bis 12 Uhr und 18 bis 20 Uhr

Selbstverständlich könnte die Einspeiseleistung reduziert und damit der Energiebedarf verkleinert werden (im Minimalfall keine Einspeisung, aber auch kein Bezug), ein wirtschaftlicher Betrieb könnte dann gegebenenfalls im Sommerhalbjahr erreicht werden, jedoch wäre in diesem Fall die Vergütung wohl wieder anders, da kein fixes Leistungsband zugewiesen werden kann. Eine Ausgestaltung müsste also im Detail geprüft und zusammen mit den LKW weiterentwickelt werden. Wahrscheinlich müsste von der fixen «Blockform» abgewichen werden.

Das WP-Sperrsignal eignet sich jedoch, als erstes, einfaches Betreiber-Signal, als die vierte Komponente des unter 7.4 vorgestellten, überlagerten Algorithmus.

8.4 Niedertarifverschiebung

Dank dem Energiemanagementsystem (welches bei Batteriespeichern zwangsläufig vorhanden ist) lässt sich prinzipiell auch ein netzfreundlicher Betrieb neben der Eigenverbrauchsoptimierung erreichen, auf Basis rein ökonomischer Gesichtspunkte: Die Liegenschaft der Anlage 1957 in Mauren verfügt neben einer Ladestation für das Elektrofahrzeug auch über kleine Zusatzheizungen. Für diese Verbraucher wurde die Betriebsweise weiter optimiert. Da die Ladestation nicht über die notwendige Kommunikationsschnittstelle für eine leistungsgeführte PV-Überschussbeladung verfügt, wurde eine schwellwertbasierte Freigabeschaltung (mit Mindestlaufzeit) entwickelt und parametrisiert. Die Freigabe erfolgt während des Hochtarifs nur ab einer gewissen PV-Leistung (hier 4 kW). Obwohl damit zwar das Elektrofahrzeug nicht ausschliesslich mit PV-Strom geladen wird, kann unter Berücksichtigung des Nutzungsverhaltens ein guter Kompromiss erreicht werden. Auch, weil bei dieser Schwellleistung der Batteriespeicher meist schon zu einem Teil gefüllt ist, kann erreicht werden, dass wenigstens rund die Hälfte der Energie aus eigener Produktion stammt. Gleichzeitig wird die Lastspitze, welche beim laden mit 11 kW entsteht abgeschwächt.

Ab 20 Uhr (Niedertarif) ist die Ladestation dann leistungsunabhängig freigeschaltet. Ein Teil der Energie wird dann aus dem Batteriespeicher des Hauses in jenen des Fahrzeugs geladen, der Rest kommt aus dem Netz. Ähnlich dem WP-Sperrfenster führt diese zu einer vom Betreiber bevorzugten Netznutzung und damit zu einem günstigeren Netztarif (neben dem günstigeren Energietarif), siehe Abbildung 48.

Die Ausnutzung bestehender Anreizsysteme (Hoch-/Niedertarif) unter Berücksichtigung von Nutzungsverhalten und EMS-Parametrierbarkeit, erlaubt eine Optimierung des Batteriespeichersystems, sowohl zu Gunsten des Besitzers, als auch Netzbetreibers. Die Abbildung 49 versucht dies zu verdeutlichen: Als Bewertungsmass wird die «Niedertarifquote» eingeführt. Es ist dies der Anteil des Bezugs im Niedertarif im Vergleich zum gesamten Bezug. Wird zu beiden Tarifzeiten die gleiche Menge Energie

bezogen, so liegt diese bei 50%, ein reiner Niedertarifbezug ergibt eine Quote von 100%. In der Darstellung abgebildet, ist der Gesamtbezug nach Monat, über die Jahre 2018 bis 2022, sowie die Niedertarifquote (als Liniengraph). Seit 2018 (vor Installation Batteriespeicher) konnte eine Steigerung der Quote erreicht werden, zwar nicht streng kontinuierlich und auch beschränkt, jedoch aber deutlich erkennbar.

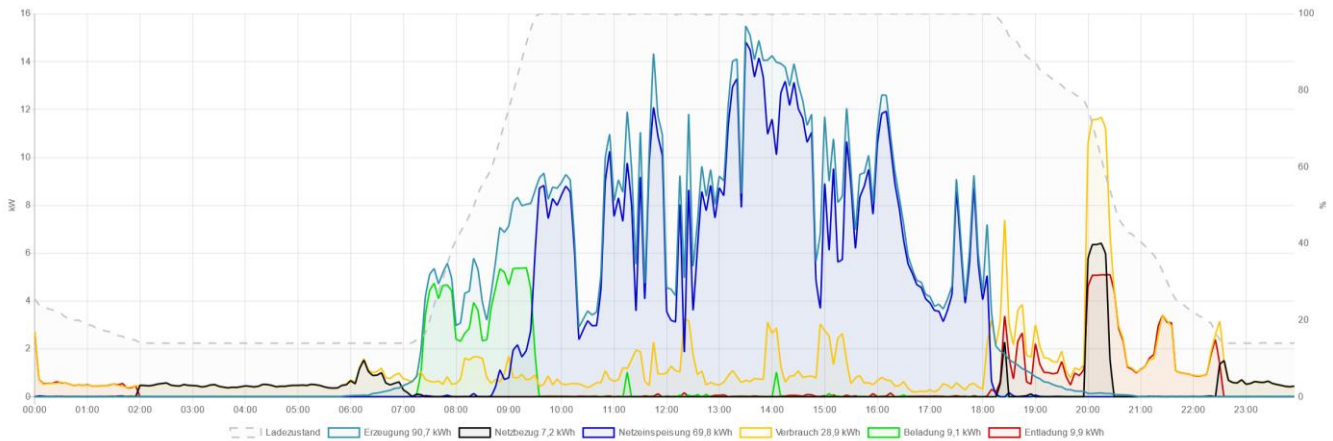


Abbildung 48: Tagesgang im Herbst: ab 9:30 ist der Speicher voll. Freigabe der Ladestation tagsüber bis etwa 18 Uhr (leistungsbedingt) und ab 20 Uhr wieder (Niedertarif), Ladevorgang (rund 30 Min.) erkennbar, rund zur Hälfte aus Batterie gedeckt.

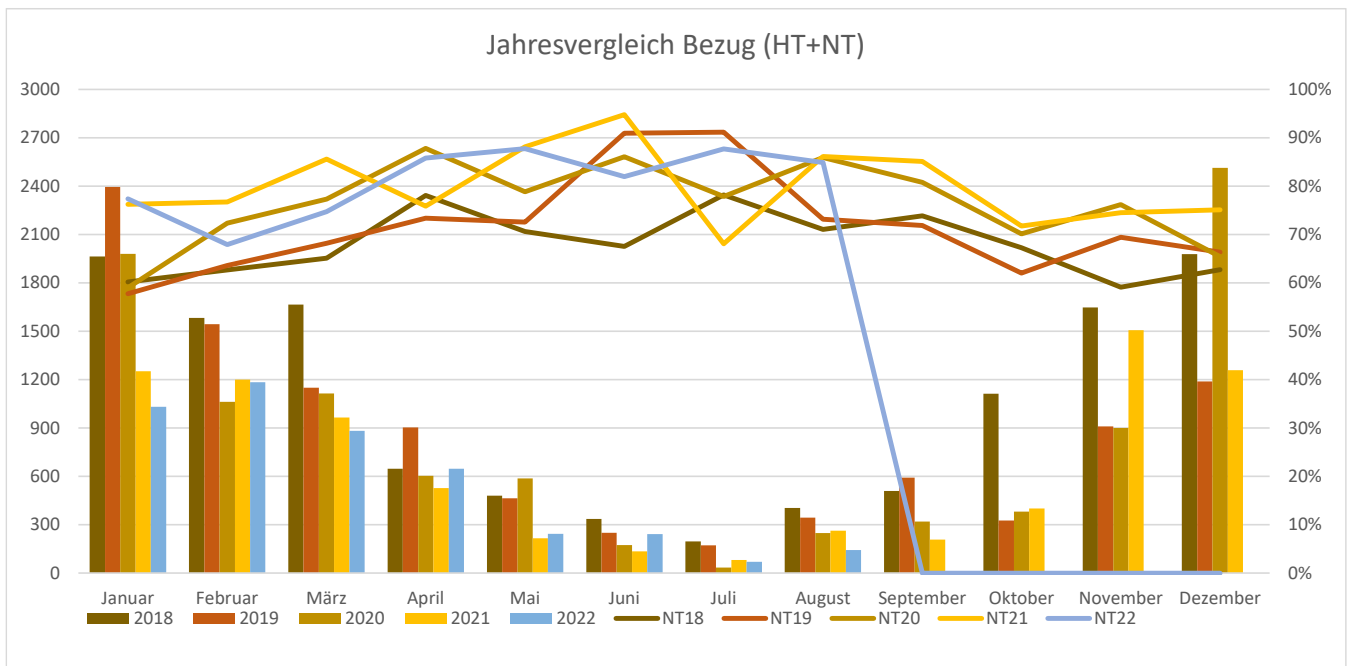


Abbildung 49: Strombezug und Niedertarif-Quote für die Jahre 2018 (vor IBN Batterie) bis Sept. 2022. Diese Liegenschaft bezieht Strom meist zu über 80% im Niedertarifzeitfenster.

9. HERAUSFORDERUNGEN

9.1 Systemkomplikationen

Inbetriebnahme & stabiler Betrieb

Die Inbetriebnahme der «Commercial-Systeme», bestehend aus einem Batterieinverter, Batteriespeicherracks und einem EMS lief alles andere als reibungslos ab. Insbesondere zeigte sich, dass zwar viele Hersteller Erfahrung mit Heim-Batteriespeichersystemen haben, bei grösseren Anlagen (mit Notstrom/Erstsatzstrom-Funktion) mit gewisser Systemkomplexität jedoch deutlicher Nachholbedarf besteht. So ging beispielsweise die für die Notstromversorgung notwendige Schaltung nicht wie geplant, eine zusätzliche kleine Batterie zur Versorgung des Controllers musste nachträglich verbaut werden und die geplante solare Nachladung konnte aufgrund Controller-Instabilitäten und mangelhafter Software nie in Betrieb genommen werden. Ungeplante Verzögerungen aufgrund der Corona-Lockdowns und Komponenten-Lieferprobleme waren in diesem Zusammenhang auch nicht förderlich.

Ladezustands-Schätzung

Ein immenses Problem des damaligen Systems steckte in der Ladezustandsschätzung, welche auch nach mehreren Firmware-Updates nicht behoben werden konnte. Die Abbildung 50 zeigt das Verhalten im Detail. Die gestrichelte Linie entspricht dabei dem Batterie-SOC welcher gegen 08:00 Uhr abrupt von 35% (Notstromvorhalteschwelle) auf 0% abfällt. In den folgenden 2.5h wird mit (mehr oder weniger konstanten) 8 kW der Speicher wieder auf Minimalwert geladen, bevor dieser dann über die Mittagszeit seinen eigentlichen Betrieb aufnehmen kann. Bereits ab 15 Uhr ist das System wieder auf der Minimalschwelle angelangt und nach rund 10h bis 20h beginnt das Spiel (unkontrolliert) wieder von vorne. Leider zeigte die (mittlerweile ersetzte) erste Generation beider Commercial-Systeme dieses Verhalten. Bei dem Landwirtschaftsbetrieb Anlage 1321 mit etwas grösserer Grundlast und entsprechend weniger Batteriebetrieb insbesondere in den Wintermonaten, war dies jedoch noch ausgeprägter. So führte der Speicher während Wochen tagtäglich eine unkontrollierte Nachladung auf Minimal-SOC durch.

In direktem Zusammenhang mit diesem Problem stand auch das nachfolgende, welches den Einsatz des Batteriespeichers in den Wintermonaten wirklich als fragwürdig erscheinen liess:

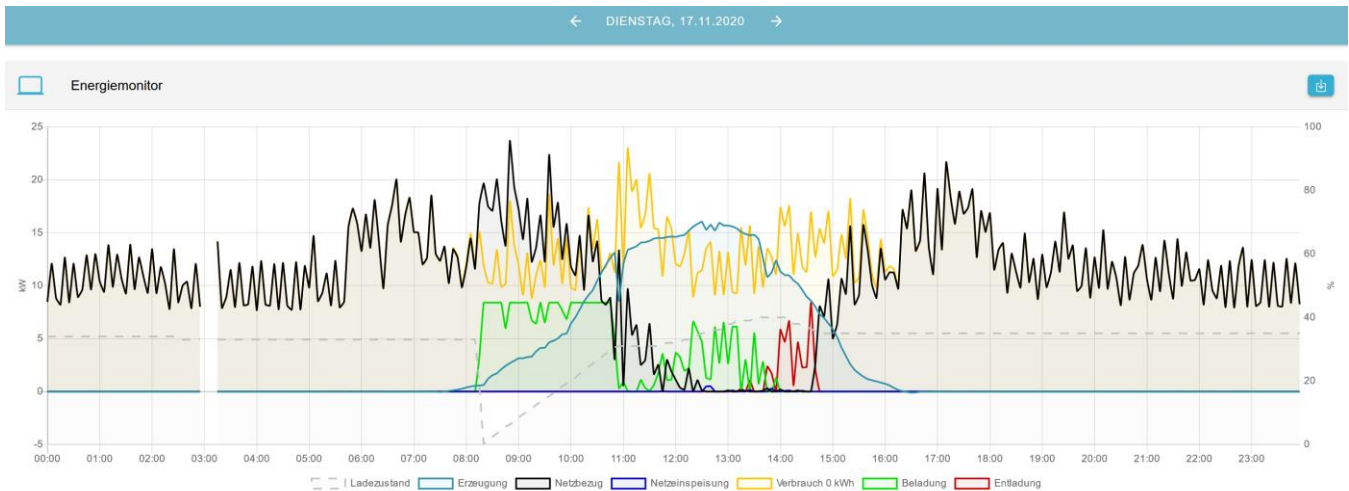


Abbildung 50: Probleme mit der SOC-Berechnung

9.2 Selbstentladung

Viele Batteriespeicher-Systeme welche eine Notstrom-Funktion erfüllen, zeigen prinzipbedingt einen schlechteren Gesamtwirkungsgrad. Häufig liegt dies am stets aktiven Inverter, welcher aufgrund des Standby-Betriebs sich nicht schlafen legt.

Zur Erklärung: ein AC-gekoppeltes System mit Netztrennstelle (siehe 6.3) stellt sich auch bei (auf Notstrom-Vorhalt) entladener Batterie nicht ganz ab, sondern wartet auf einen etwaigen Einsatz. D.h. der Leistungsteil des Inverters bleibt aktiv, je nach Hersteller (und wie sich gezeigt hat Firmware-Version), bedeutet dies einen kontinuierlichen Verbrauch von mehreren 100 W, anstatt der sonst üblichen rund 10 bis 20 W für die Controller-Elektronik/EMS.

Im Falle der Ads-tec-Systeme liegt der Bedarf bei etwa 220 W. Durch eine Parameteränderung welche einen Tiefschlaf des Inverters (und entsprechend etwas längerer Umschaltzeit im Falle eines Netzausfalls) bedeutet hätte, wäre dieser Wert signifikant zu reduzieren gewesen. Die für diesen Eingriff verantwortliche Entwicklungsabteilung des Herstellers konnte sich dem Problem während der Projektlaufzeit leider nicht annehmen.

Im Falle der Anlagen 1309 und 1321 der Landwirtschaftsbetriebe äusserte sich dieses Verhalten noch deutlich stärker. Hier lag der Eigenverbrauch des Systems bei knapp 500 W. Das bedeutet, dass pro Tag rund 10 kWh für den Betrieb des Systems notwendig waren, also rund 20% der Kapazität des Batteriespeichers. Die Batterie führte hier also zu einer «Eigenverbrauchsoptimierung durch mehr Eigenverbrauch» – das stellt bei weitem nicht das erwartete Systemverhalten dar. Trotz Diskussionen und intensiver Bemühungen konnte das Problem sowohl vom Lieferanten wie auch dem Hersteller des Inverters nicht abschliessend gelöst werden und war mit auch Grund für den späteren Ersatz der Anlage.

10. QUARTIERSPEICHER

Betreibermodelle

Die bekannten, in der Schweiz installierten Grossbatterien werden alleamt von namhaften Energiedienstleistern betrieben und dienen in erster Linie der Bereitstellung von Regelleistung, also der Teilnahme am Systemdienstleistungs-Markt.⁴⁸ Analog ist dies auch bei der 2019 vom EW Maienfeld in Betrieb genommenen Batterie, siehe Abbildung 51. Neben Systemdienstleistungen wird diese Batterie auch zur Kappung von Lastspitzen (insbesondere der nahe gelegenen Ladestationen) eingesetzt, was dank der «Kombination von Einsatzfeldern» gemäss Betreiber Alpiq die Basis eines erfolgsversprechenden Geschäftsmodells darstellt.⁴⁹



Abbildung 51: Batteriespeicher des EW Maienfeld, 1.2 MW, 1.25 MWh, zur Lastspitzenkappung und zur Erbringung von Systemdienstleistungen (Primär- und Sekundärleistung). Bild: Alpiq.

In den Fokus der Energiedienstleister und Betriebsgesellschaften rücken neben dieser Grossbatterien jedoch mehr und mehr auch Batteriespeicher industrieller bzw. kommerzieller Betriebe und Anlagen. So bietet die Axpo zusammen mit den CKW diese Dienstleistung verschiedenen EVUs und Gesellschaften (bei entsprechender Batteriegrösse) an und engagieren sich auch bei der Beschaffung der Anlage.^{50,51} Insbesondere Industriebetriebe und Privatbahnen mit betriebsbedingten Lastspitzen versprechen in Gebieten von Netzbetreibern mit hohen Leistungspreisen stabile Ge-

⁴⁸ <https://www.ee-news.ch/de/erneuerbare/forschung/article/38472/ekz-mit-18-mw-leistung-ist-grosste-batterie-der-schweiz-in-betrieb> (verifiziert 28.03.2023)

⁴⁹ <https://www.alpiq.de/alpiq-gruppe/medien/news-stories/news-stories-detail/swiss-premiere-a-combination-of-application-fields-ensures-the-success-of-battery-storage-system> (verifiziert 28.03.2023)

⁵⁰ <https://www.ckw.ch/ueber-ckw/ckw-stories/aufbau-batteriespeichersystem> (verifiziert 28.03.2023)

⁵¹ Protokoll zum Telefonat mit den CKW vom 19.03.2021

schäftsmodelle. Die Spannungshaltung durch Bereitstellung von Blindleistung bzw. die Blindleistungskompensation stellt (an entsprechenden Netzknotenpunkten) einen weiteren möglichen Erlösweig dar. Dabei ist klar, nur mit wirtschaftlich attraktivem Geschäftsmodell werden solche Projekte umgesetzt. Die Fokusstudie «Batteriespeicher im Verteilnetz» vom Forum Energiespeicher Schweiz kategorisiert solche Speicher als 'Regionalspeicher'.⁵²

Lokalspeicher

Im Gegensatz dazu ist bei den meisten derzeit installierten privaten Batteriespeichersystemen (noch) keine Wirtschaftlichkeit gegeben. Beim Anschaffungsentscheid stehen meist persönliche, emotionale Aspekte dominierend im Vordergrund. Wie eingangs⁵³ erwähnt, wird bereits jede dritte PV-Anlage mit einem Batteriespeicher ergänzt. Gesamthaft wurden in der Schweiz rund 50 MWh an Speicherkapazität 2021 ergänzt, in Form von 3800 neu installierter Systeme, also im Mittel etwa 13 kWh pro Anlage. Auch wenn sicherlich einige Grossspeicherprojekte in diesen Zahlen enthalten sind, so zeigt sich jedoch klar, dass ein Wachstumsmarkt stark im Bereich der privaten dezentralen Batteriespeichersysteme liegt.

Quartierspeicher

Die sogenannten Quartierspeicher stehen in Bezug auf ihre Speicherkapazität irgendwo zwischen den Grossspeichern und den Heimspeichern, also zwischen rund 100 kWh und 1 MWh. In der Regel verfügen diese Anlagen über einen separaten Netzanschluss und haben keine direkt angeschlossene Last. Nach wie vor befindet sich das Thema Netznutzungsentgelte in Revision, weshalb Quartierspeicher immer noch als Endverbraucher kategorisiert werden und noch nicht von der Netzentgeltspflicht befreit sind.

Damit stehen Quartierspeicher jedoch auch wirtschaftlich gesehen zwischen den marktorientierten Betreibermodellen der Grossspeicher und der eigenverbrauchsorientierten Betriebsweise privater Lokalspeicher. Bei gegebenen Rahmenbedingungen ergibt sich die Wirtschaftlichkeit häufig nur bei einer Einbindung in ein ZEV.

Ab einem Energieverbrauch von 100 MWh pro Jahr können Endkunden ihre Energie am freien Markt beschaffen (gilt für die Schweiz). Auf Basis eines Batteriespeichers kann durch Ausnutzung der Preisarbitrage (zwischen den Tarifen) eine Kostenersparnis erzielt werden. Aufgrund der aufgestellten Bedingungen kommt der Lastspitzensenkung eine untergeordnete Rolle zu. Entsprechend ergibt sich gemäss der Studie zu «Batteriespeichern in Verteilnetzen» ein «wirtschaftlich optimaler Wert für den

⁵² A. Fuchs, D. Parra, «Batteriespeicher in Verteilnetzen», Sept. 2018. Siehe Seite 12ff. https://speicher.aeesuisse.ch/wp-content/uploads/sites/15/2021/09/FESS_Fokusstudie_Batteriespeicher.pdf (verifiziert 28.03.2023)

⁵³ Vgl FN 12

Einsatz von Batteriespeichern zur Beschaffung von Energie».⁵⁴ Das bedeutet nicht, dass Quartierspeicher nicht auch zusätzliche netzdienliche Dienste erbringen können. Analog zu Lokalspeichern muss diese Betriebsweise jedoch geeignet parametrisiert, sowie mit entsprechenden Anreizen oder Verpflichtungen erreicht werden.

Platzierung

Gemäss oben erwähnter Studie sind «Batteriespeicher dort zu installieren, wo der Flexibilitätsbedarf entsteht» und proportional zur «Grösse der installierten PV-Anlage zu bemessen». Ob das nun ein lokaler Heimspeicher oder im Rahmen eines Quartierspeichers geschieht, ist dabei weniger entscheidend. Die Tatsache, dass Speicherbedarf besteht und geeignete Betriebsweisen netzdienliche Aspekte bewirken, steht dabei im Vordergrund. Entsprechend ist kein «entweder ... oder», sondern ein «sowohl ... als auch» als Antwort auf die Frage zu geben, wo den Batteriespeicher zu installieren sind.

Ähnlich wie bei PV-Anlagen dürfte es aufgrund der Skaleneffekte interessanter sein, grössere Speicher zu installieren als viele kleine. Die gegebenen Rahmenbedingungen sprechen gegenwertig jedoch für eine rasche Zunahme im privaten Bereich. Wichtig ist in jedem Fall, das entstehende Potential zu nutzen. Sowohl Quartier- als auch Heimspeicher sind in Bezug auf das Stromnetz dezentral angeordnet und im Einflussgebiet des Verteilnetzbetreibers installiert. Dort, wo derzeit die grössten Veränderungen entstehen und mit wachsender Volatilität zu rechnen ist. Entsprechend gemeinsam ist den Batteriespeichern, dass sie nützliche Dienste bei Optimierung und Stabilisierung des Netzbetriebs leisten können. Wichtig dürfte hierbei eine automatisierte, anreizgeführte Interaktion der Batterien mit dem Netz sein.

Effekt

Auf Basis einbezogener Studien⁵⁵ wie auch aufgrund der gefahrenen Versuche zeigt sich, dass der Netz-Nutzen von Batteriespeichern «im Verteilnetz sehr punktuell und lokal stark unterschiedlich» ausfallen kann, sowie insbesondere von der Topologie des Netzes abhängt. Das Glätten von Lastspitzen und einspeisebedingter Auslastung steht dabei sicherlich im Fokus. Es zeigt sich jedoch, dass die lokale Spannung am Netzanschluss eine sehr einfach messbare Grösse mit grosser Aussagekraft über den Netzzustand darstellen könnte, auf dessen Basis mit vorhandener Flexibilität, lokale zeitliche Effekte kompensiert werden können. Dabei kommt Quartierspeichern ebenso wie Heimspeichersystemen eine ähnliche Rolle zu. Die Spannung am Netzanschluss in Kombination mit einem dynamischen Signal zur Abbildung der übergeordneten Netzverhältnisse könnte

⁵⁴ Siehe FN52, Seite 17f sowie 39ff.

⁵⁵ Siehe FN7, Seite 3.



hierbei als wichtigste Führungsgrösse in Bezug auf netzfreundliche bzw. gar netzdienliche Betriebsweise entscheidend sein.



11. AUSBLICK

Diese Studie nennt Möglichkeiten und Herausforderungen beim Einbezug dezentraler Batteriespeichersystem im Verteilnetz. Es ist unbestritten, dass Flexibilität in Form intelligenter, mehrdienlicher Steuerung von Anlagen eine wichtige Rolle innerhalb des Energiesektors spielen wird. Neben statischen Parametern werden adaptive Betriebsweisen helfen, die Stabilität des Netzes zu unterstützen. Aufgezeigte Erfahrungen, Herausforderungen und Lösungsansätze können in dieser Hinsicht als Basis weiterer Untersuchungen dienen. Im Rahmen des Projekts konnte ein vielversprechender Algorithmus vorgeschlagen werden, welchen es auf einer ausreichender Anzahl Systeme und über eine hinreichende Dauer zu verifizieren gilt. Eine hierzu notwendige Hard- und Software, wie auch eine mögliche Umsetzung wird vorgestellt und zur weiteren Nutzung überlassen. Insbesondere von Interesse wäre zu sehen, welchen korrigierenden Einfluss die Betriebsweise auf die lokale Netzspannung unterschiedlicher Netze einnehmen kann, unter Berücksichtigung geeigneter, noch zu ermittelnder Gewichtungsfaktoren.



ABBILDUNGSVERZEICHNIS

| | |
|--|----|
| Abbildung 1: VSE "Energiewelten 2018" | 7 |
| Abbildung 2: Betriebsarten Batteriespeicher | 9 |
| Abbildung 3: Ads-tec SRS2047 Batteriespeichersystem bei der Inbetriebnahme | 17 |
| Abbildung 4: Ads-tec SRS2047 Batteriespeichersystem bei der Inbetriebnahme | 18 |
| Abbildung 5: Goodwe-Hybridwechselrichter, BYD HVM Batteriespeicher | 19 |
| Abbildung 6: Fenecon Gewerbesystem mit MR-Gridcon Wechselrichter (2018) | 20 |
| Abbildung 7: Sektorenkopplung und Konvegenz | 21 |
| Abbildung 8: Zellspannung in Abhängigkeit des Ladezustands für unterschiedliche Arbeitspunkte | 30 |
| Abbildung 9: Prinzipschaltbild DC-gekoppeltes System mit einfacher Notstrom-Versorgung..... | 31 |
| Abbildung 10: Prinzipschaltbild Notstromnetz «hinter» DC- gekoppeltem System. | 32 |
| Abbildung 11: Prinzipschaltbild Notstrom-Versorgung mit AC- gekoppeltem System und Inselnetz | 33 |
| Abbildung 12: Darstellung Eigenverbrauchsanteil und Autarkie | 34 |
| Abbildung 13: Eigenverbrauchsoptimierung mit Batteriespeicher | 35 |
| Abbildung 14: PQ-Diagramm Inverter im Verbraucherzählpfeilsystem [1] | 40 |
| Abbildung 15: Eigenverbrauchsoptimierung mit «Blick auf den Netzanschluss» ① | 41 |
| Abbildung 16: Phasenleistung Netzanschluss – L1 zeigt deutliche Abweichungen gegenüber L2 & L3 | 42 |
| Abbildung 17: Eigenverbrauchsoptimierung mit «Blick auf das Verteilnetz» ② | 42 |
| Abbildung 18: Netzbezug und Einspeisung ZEV Holdergasse | 44 |
| Abbildung 19: System-Architektur OpenEMS | 47 |
| Abbildung 20: FEMS (OpenEMS) Dashboard-Ansicht mit Monitoring und Steuerungs-Funktionen | 48 |
| Abbildung 21: Umsetzungsvarianten Energiemanagement- Beeinflussung | 50 |
| Abbildung 22: Proxy-Meter zur Änderung Sollwertvorgabe..... | 51 |
| Abbildung 23: Aufbau der Kontrollstruktur | 54 |
| Abbildung 24: Prinzipdarstellung generelle Korrekturfunktion: Schwankungen um den Nominalwert werden Korrekturpolynom abgeschwächt, Ausreisser hingegen führen zu starker Reaktion | 56 |
| Abbildung 25: Korrekturfunktion angewandt auf Nennspannungsbereich..... | 57 |



| | |
|--|-----------|
| Abbildung 26: Phasen-Leistung (blau) & Spannung (grün), sowie berechnetes Korrektursignal (unten in rot) für den 28.03.2022..... | 57 |
| Abbildung 27: Korrektursignal bezüglich aktuellem SOC. | 58 |
| Abbildung 28: Intraday Strompreis und 24h-Mittelwert..... | 59 |
| Abbildung 29: Mittelwertbereinigtes Preissignal (grün) | 60 |
| Abbildung 30: Preisindex (blau) und rollierender 60 Tage Mittelwert (orange) | 61 |
| Abbildung 31: Preissignal (orange; unbegrenzt), mittelwertbereinigter Preisindex (blau)..... | 61 |
| Abbildung 32: Unbegrenzttes Preissignal (orange) | 62 |
| Abbildung 33: Stromproduktion, Day Ahead- und Intraday-Börsenstrompreis Deutschland Anfang März 2022 | 63 |
| Abbildung 34: Intraday-Index (blau) und Preissignal (rot) für Januar 2022..... | 63 |
| Abbildung 35: Intraday-Index (blau) und Preissignal (rot) für März 2022 | 64 |
| Abbildung 36: Algorithmus zur Berechnung der gesamten Korrekturfunktion (rote Kurve) exemplarisch angewandt auf den 28.03.2022 | 65 |
| Abbildung 37: Netzplan Trafokreis Holdergasse. | 66 |
| Abbildung 38: Spannung vs. Leistung für alle drei Phasen | 67 |
| <i>Abbildung 39: Spannungsverteilung mit statistischer Häufigkeit</i> | <i>68</i> |
| Abbildung 40: Darstellungen LKW: Oben: Berechnete Leistung am Anschlusspunkt. Mitte: Spannung am Trafo (grün) sowie Spannung am Anschlusspunkt (blau). Unten: Auslastung des Anschlusskabels des Zusammenschlusses | 69 |
| Abbildung 41: Leistungs-Trenddiagramm für den 28.03.2022, in blau: Einspeiseleistung NAP ZEV Holdergasse..... | 70 |
| Abbildung 42: Anlage 1309: Leistung vs. Spannung (24.10.20219 – 04.12.2020) | 71 |
| Abbildung 43: Erzeugung (hellblau), Einspeisung (dunkelblau) und Batterieladezustand (gestrichelt). Bei der höchsten PV-Einspeisung ist die Batterie gerade schon voll, die Einspeisung wird auf $\leq 30\text{kW}$ abgeregelt (ab 12:45 Uhr)..... | 71 |
| Abbildung 44: Spannung vs. Leistung für alle drei Phasen (11.01.2022 – 18.08.2022). Die maximale Spannungsvarianz beträgt $\pm 7\%$. Die diskreten «Linien» der Spannungsmesswerte sind der Auflösung des Zählers geschuldet..... | 73 |
| Abbildung 45: Lastgang Netzanschlusszähler mit Lastspitzenkappung. Aktivierung der Funktion ab 25.02.2022 erkennbar in der fast durchgängigen Limitierung auf 16 kW, die Ausreisser verdeutlichen die Schwächen eine statischen Lastspitzenkappung | 74 |
| Abbildung 46: WP-Plus-Modell mit Flexibilitätsvergütung der Sperrzeiten in grau | 75 |

| | |
|--|----|
| Abbildung 47: Lastgang bzw. gemessene Leistungen, in blau die Netzeinspeisung in den Fenstern 10 bis 12 Uhr und 18 bis 20 Uhr | 75 |
| Abbildung 48: Tagesgang im Herbst: ab 9:30 ist der Speicher voll. Freigabe der Ladestation tagsüber bis etwa 18 Uhr (leistungsbedingt) und ab 20 Uhr wieder (Niedertarif), Ladevorgang (rund 30 Min.) erkennbar, rund zur Hälfte aus Batterie gedeckt..... | 77 |
| Abbildung 49: Strombezug und Niedertarif-Quote für die Jahre 2018 (vor IBN Batterie) bis Sept. 2022. Diese Liegenschaft bezieht Strom meist zu über 80% im Niedertarifzeitfenster..... | 77 |
| Abbildung 50: Probleme mit der SOC-Berechnung..... | 79 |
| Abbildung 51: Batteriespeicher des EW Maienfeld, 1.2 MW, 1.25 MWh, zur Lastspitzenkappung und zur Erbringung von Systemdienstleistungen (Primär- und Sekundärregelleistung). Bild: Alpiq..... | 80 |
| Abbildung 52: Datenblatt Batteriespeicher Fenecon Commercial-Serie: Wechselrichter Maschinenfabrik Rheinhausen GRIDCON PCS mit 1x IPU (40 kW Bemessungswirkleistung) | 89 |
| Abbildung 53: Datenblatt Batteriespeicher Fenecon Commercial-Serie: Batteriespeicher-Racks/Module | 90 |
| Abbildung 54: Datenblatt Ads-tec SRS2047 Batteriespeichersystem .. | 91 |
| Abbildung 55: Datenblatt Fenecon Pro Hybrid GW-Serie: Goodwe GW10K-ET Hybrid-Wechselrichter | 92 |
| Abbildung 56: Datenblatt Fenecon Pro Hybrid: BYD HVM 11.0 Batteriespeicher | 93 |

ANHANG

A1 Source Code

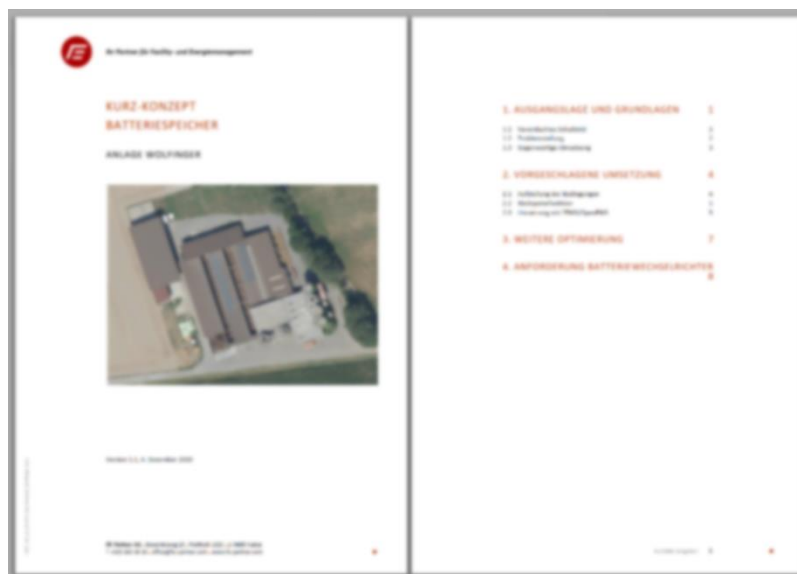
Proxy Meter, Ads-Tec-Integration etc. (OpenEMS)

Link zu Repository: <https://github.com/OpenEMS/openems>

Korrekturfunktionen, Analysen etc. (in Python)

Link zu Repository: <https://github.com/FE-Partner/ndbs-studie>

A2 Kurz-Konzept Erstimplementierungsansatz Anlage 1309



A3 Datenblätter


| TECHNICAL DATA. | | In Bearbeitung | | | | | |
|---------------------------------|--|--|------------|----------------------|------------|------------|--|
| Technische Daten | | GRIDCON® PCS Wechselrichtersystem 4-Leiter | | | | | |
| Bemessungsspannung AC | 400 V +/-10 % | | | | | | |
| Netzfrequenz | 50 / 60 Hz | | | | | | |
| Scheitelstrom | 2 x Bemessungsstrom | | | | | | |
| AC Kabelanschluss | 3-phasig + PE + N / PEN, Neutralleiteranschluss ist erforderlich (Netzform: TN) | | | | | | |
| Funktion | Bidirectionale AC/DC Umformung, Netzintegration von Energiespeichersystemen | | | | | | |
| Kompensation | 1. ... 51. Harmonische (50 Hz) // 1. ... 41. Harmonische (60 Hz) Alle Harmonischen können gleichzeitig gefiltert werden | | | | | | |
| Zusätzliche Funktionen | Dynamische Blindleistungskompensation Cosinus Phi Regelung (PFC) Wirk- Blindleistungssymmetrierung (Gegensystem bis 60%, Nullsystem bis 30% Bemessungsstrom) Spannungsstabilisierung über Q(U)-Regelung (Vref) Flickerkompensation Netzbildung mit Neutralleiter (auf Anfrage) | | | | | | |
| Betriebsspannung AC | 400 V | | | 300 V | | | |
| Anzahl IPU Module | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | |
| Bemessungsstrom | 60 A | 120 A | 180 A | 60 A | 120 A | 180 A | |
| Bemessungsscheinleistung | 42 kVA | 83 kVA | 125 kVA | 31 kVA | 62 kVA | 94 kVA | |
| Bemessungsblindleistung | 42 kvar | 83 kvar | 125 kvar | 31 kvar | 62 kvar | 94 kvar | |
| Bemessungswirkleistung | 40 kW | 80 kW | 120 kW | 30 kW | 60 kW | 90 kW | |
| DC Anschluss | Integrierter DC/DC converter mit drei individuell geregelten DC-Strängen (2-phasig) | | | | | | |
| DC Spannung | (0 V) 180 V .. 800 V | | | (0 V) 180 V .. 800 V | | | |
| Bemessungsstrom DC | 3 x 80 A | 3 x 80 A | 3 x 80 A | 3 x 80 A | 3 x 80 A | 3 x 80 A | |
| Max. Strom DC (< 1s) | 195 A | 195 A | 195 A | 195 A | 195 A | 195 A | |
| Gewicht | ca. 305 kg | ca. 375 kg | ca. 445 kg | ca. 305 kg | ca. 375 kg | ca. 445 kg | |
| Verlustleistung AC/DC Converter | < 2,6 % of power output in maximum, < 2,3 % at typ.operation, < 0,7 % at no load, < 100 W at standby | | | | | | |
| Verlustleistung DC/DC Converter | < 2,4 % of power output in maximum, < 2,1 % at typ.operation, < 0,4 % at no load, < 100 W at standby | | | | | | |
| Schaltfrequenz | 20 kHz (low loss) | | | | | | |
| Steuerung | Internal control-computer with two digital signal processors | | | | | | |
| Gerätesetup und Anzeige | Via internal webserver (TCP/IP) , SD-Card parameterization or Anybus-interface (field-bus) Optional: Via touch panel with graphic display | | | | | | |
| Reaktionszeit | << 1ms | | | | | | |
| Schnittstellen | Ethernet (TCP/IP) several field-bus systems with optional Anybus plug-in modules (e.g. Profibus, Modbus) 4 x digital output (potential free, programmable) for status messages 4 x digital input (24 VDC, programmable) for external control and | | | | | | |
| Stromwandler | 3-phase current measurement, xx/5 A or xx/1 A (parameterized) Current transformers are not included, 15 VA, class 1 or better recommended | | | | | | |
| Wechselrichter | AC/DC converter: 3-Level IGBT with DC voltage link DC/DC converter: 2-level IGBT with DC voltage link | | | | | | |
| Farbgebung | Standard: RAL 7035 light grey (other colors and designs on request) | | | | | | |
| Abmessungen (ca. B x T x H) | 600 x 600 x 1800 mm 600 x 600 x 2000 mm with optional base | | | | | | |
| Kühlung | Air cooling with speed-controlled fans | | | | | | |
| IP Schutzart | Standard: IP20, optional: IP21 .. IP43 | | | | | | |
| Umgebungsbedingungen | Maximum ambient temperature without derating: 40° C Recommended ambient temperature for continuous operation: < 25° C Minimum operating temperature: 0° C, relative humidity: maximum 95% non condensing Transport / storage: -20° C .. 70° C | | | | | | |
| Überspannungskategorie | CAT III, 300 V | | | | | | |
| EMV Klasse | EN 55011, class A1 (industrial environment) | | | | | | |
| Normen | EN 50178, EN 61439-1, EN 61439-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 55011 | | | | | | |

PQ-01-13-06-PD_Data-Sheet_GRIDCON®PCS_4-wire_EN

© Maschinenfabrik Reinhausen GmbH 2017

04.12.2017

Abbildung 52: Datenblatt Batteriespeicher Fenecon Commercial-Serie: Wechselrichter Maschinenfabrik Rheinhausen GRIDCON PCS mit 1x IPU (40 kW Bemessungswirkleistung)



FENECON Commercial 50-Serie Batteriemodul | Batterierack

Abbildung ähnlich

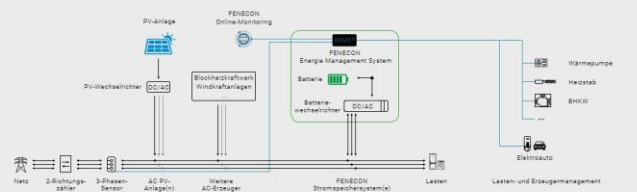
Abbildung ähnlich

Abbildung ähnlich

Abbildung ähnlich

| Garantie | Normen |
|--|-------------|
| 5 Jahre Produktgarantie – verlängerbar auf 10 Jahre | CE, UN 38.3 |
| 10 Jahre Zeitwertersatzgarantie gem. KfW-Richtlinie | |
| 12 Jahre oder 6.000 Zyklen Kapazitätsgarantie bis 70 % der nutzbaren Kapazität | |

Technischer Aufbau



Netz, 3-Phasen-Sensor, 3-Phasen-Sensor, PV-Anlage, PV-Wechselrichter, DC/AC, Bioethanol/Windkraftanlagen, Weitere AC-Erzeuger, FENECON Online-Monitoring, FENECON Energiemanagement System, Batterie, Batterie-Wechselrichter, DC/AC, FENECON Stromspeichersystem, Lasten, Lasten- und Erzeugermanagement, Wärmepumpe, Heizstab, BHKW, Elektrobus

Technische Daten Batterieschrank

| | |
|----------------------------------|--|
| Rack Design | 2 Batterieschränke |
| Modulverschaltung | 20 Batteriemodule in Serie geschaltet |
| Nutzbare Batteriekapazität | 60 kWh |
| Zelltechnologie | Lithium-Eisenphosphat (LiFePO ₄) |
| Nennspannung | 768 V _{DC} |
| Batteriespannung | 696 - 854 V _{DC} |
| Nominaler Ausgangsstrom | 80 A |
| Max. Ausgangsstrom | 160 A (für 10 Sekunden) |
| Umgebungstemperatur | -20 °C bis +55 °C |
| Luftfeuchtigkeit | 5 % bis 95 % (nicht kondensierend) |
| Schutzart | IP 20 |
| Gewicht pro Batterieschrank | 450 kg |
| Maße pro Batterieschrank (B/T/H) | 540 / 540 / 2.200 mm |
| Schnittstellen | CAN / RS 485 |




Abbildung ähnlich

Technische Daten Batteriemodul

| | |
|--------------------------------|--|
| Modell | SL-HV-3 07-Superior |
| Zelltechnologie | Lithium-Eisenphosphat (LiFePO ₄) |
| Nominal Batteriekapazität | 3,45 kWh |
| Nennspannung | 38,4 V _{DC} |
| Spannungsbereich | 34,8 bis 42,7 V _{DC} |
| Ausgangsstrom | 80 A |
| Umgebungstemperatur | -20 °C bis +55 °C |
| Schutzart | IP 20 |
| Gewicht pro Batteriemodul | 40 kg |
| Maße pro Batteriemodul (B/T/H) | 425 / 450 / 167 mm |
| Schnittstellen | CAN / RS 485 |




Abbildung ähnlich

FENECON GmbH, Spinnweberstr. 6, 64688 Deggendorf (Germany), T: +49 90 8480 00, F: +49 90 8480 05, info@fenecon.de, www.fenecon.de

Abbildung 53: Datenblatt Batteriespeicher Fenecon Commercial-Serie: Batteriespeicher-Racks/Module

StoraXe[®] Home & Small Business System mit 19, 28 oder 47 kWh



StoraXe[®] Home & Small Business Batteriespeicher

ADS-TEC Speicher und Systeme aus dem Bereich Home & Small Business sind für größere Häuser, Betriebe sowie Gewerbe und öffentliche Einrichtungen vorgesehen. Hier stehen meist größere Flächen für PV-Anlagen zur Verfügung und die Funktion des Energiemanagements geht über die reine Tag-/Nachtverschiebung hinaus.

HIGHLIGHTS

- Komplettsystem mit integriertem Wechselrichter
- Jetzt auch mit 47 kWh Speicherkapazität
- Durch AC-Kopplung für Neu- und Bestandsanlagen
- 19, 28 oder 47 kWh nominale Systemkapazität
- Besonders leistungsstark und effizient

StoraXe[®] Home & Small Business Das System für den Profi

Die komfortable Speicherlösung für eine nahtlose Integration in neue und bestehende Gebäudeinstallationen

- AC-Batteriespeichersystem mit integriertem Wechselrichter
- Integriertes ADS-TEC Energiemanagementsystem
- Vollwertige Notstrom-Funktion bei Netzausfall
- 3-phasig mit bis zu 100% Scheinlast im Notstrom-Betrieb

ADS-TEC Energiespeicher Sicher in die Zukunft

Leistungstarke Lithium-Ionen-Technologie für eine Lebensdauer von 20 Jahren

- Ausgewählte Zellen namhafter Hersteller statt «Consumer-Zellen»
- Sicherheit hat oberste Priorität auf allen Ebenen der Batterietechnik

EMS Das lokale Energy Management System

EMS ist das lokale Energiemanagementsystem von ADS-TEC für die einfache und intelligente Steuerung

- Bedienung und Visualisierung über PC, Tablet oder Smartphone

Big-Linx[®] Energy Die Cloud-Lösung zur Überwachung von überall

Weltweiter Zugriff auf den Energiespeicher über Smartcard-gesichertes VPN

- Verwaltung und Management aller installierten Speicher

KfW-Förderung Die ADS-TEC Energiespeicher sind förderfähig!

Die StoraXe Home & Small Business Systeme erfüllen sämtliche Voraussetzungen, die das Förderprogramm vorgibt



StoraXe Rack System SRS2019 / SRS2028 / SRS2047



SRS2019 / SRS2028 / SRS2047

Technische Daten

| | SRS2019 | SRS2028 | SRS2047 |
|-----------------------------------|---|--|--|
| System | Systemart Ansteuerung / Funktionen Netzwerkbindung Wechselrichter | AC-Batteriespeicher ADS-TEC Master-Interface oder ADS-TEC Energy APPs Ethernet, RJ45 integriert | |
| Netzanschluss | Wirkleistung Scheinleistung Notstrom / Schwarzstart Netzspannung Netzform Netzfrequenz | 18 kW 20 kVA ja / ja 400 VAC 3-phasig, TN-S 50 Hz / 60 Hz | |
| Batteriespeicher | Batterietechnologie Nomineller Energieinhalt Kapazität | Lithium-Ionen 18,6 kWh 106 Ah | Lithium-Ionen 27,9 kWh 159 Ah Lithium-Ionen 46,4 kWh 159 Ah |
| Batteriezellen¹ | Zellhersteller Zellkapazität Zellchemie Spezifizierte Zyklen bis 80% Restkapazität Erwartete Lebensdauer | SK Innovation 53 Ah Lithium-NMC 13.000 (2C/2C @ 23°C @ 80% DOD) 20 Jahre | |
| Allgemeine Daten | Aufstellort Temperaturbereich Luftfeuchtigkeit Schutzart Zweitwertgarantie (Batteriezellen) | Innenbereich 10 bis 30 °C < 90 %, nicht kondensierend IP43 bis zu 10 Jahre | |
| | Abmessungen B x H x T Gewicht | 600 x 1.700 x 750 mm ca. 470 kg | 600 x 1.700 x 750 mm ca. 520 kg 1.200 x 1.700 x 750 mm ca. 820 kg |

Normen EMV: EN 61000-6-2, EN 61000-6-3
Sicherheit (funktional und elektrisch): EN 61010-1:2010, EN 50272-2:2001
Transport: UN38.3 Transportvorschrift für Lithium-Batterien
Netzzentrale: VDE-AR-E-2510-2, VDE-AR-N-4105
Isolation und Brandschutz: DIN EN 55022:2010, DIN EN 60664-1, VDE 0110-1, DIN VDE 0298-4

¹ Unter Vorbehalt gesetzlicher Änderungen ² Angaben gemäß Datenblatt des Zellherstellers

StoraXe[®] Wir beraten Sie gerne

- Individuelle Auslegung und Planung von ADS-TEC Spezialisten
- Sprechen Sie mit uns – zusammen spezifizieren wir Ihre Lösung

ads-tec GmbH
Heinrich-Hertz-Straße 1
D-72622 Nürtingen
Telefon +49 70 22 25 22-201
Telefax +49 70 22 25 22-406
energy-storage@ads-tec.de
www.ads-tec.de



Abbildung 54: Datenblatt Ads-tec SRS2047 Batteriespeichersystem

ET-Serie

Dreiphasiger Hybridwechselrichter (Hochvoltbatterie)



| Technische Daten | | GW5K-ET | GW6.5K-ET | GW8K-ET | GW10K-ET | |
|---|--|---|-----------|---------|----------|-------|
| Batterie-Eingangsdaten | Batterietyp | Lithium-Ionen | | | | |
| | Batteriespannungsbereich (V) | 180-600 | | | | |
| | Max. Aufladestrom (A) | 25 | | | | |
| | Max. Entladestrom (A) | 25 | | | | |
| Ladestrategie für Lithium-Ionen-Batterien | | Selbstanpassung an BMS | | | | |
| PV String Eingangsdaten | Max. DC Eingangsleistung (W) | 6500 | 8450 | 9600 | 13000 | |
| | Max. DC Eingangsspannung (V)** | 1000 | | | | |
| | MPPT-Spannungsbereich (V)** | 200-850 | | | | |
| | Startspannung (V) | 180 | | | | |
| | MIN. EINSPESI-SPANNUNG (V) | 210 | | | | |
| | MPPT-Spannungsbereich für Vollast (V)** | 240-850 | 310-850 | 380-850 | 460-850 | |
| | Eingangsspannung (V)** | 620 | | | | |
| | Max. Eingangsstrom (A) | 12.5/12.5 | | | | |
| | Max. Kurzschlussstrom (A) | 15.2/15.2 | | | | |
| | Anzahl MPP-Tracker | 2 | | | | |
| Anzahl Eingänge je MPP-Tracker | | 1/1 | | | | |
| AC-Ausgangsdaten (Netzkoppelt) | Nominale Scheinleistungsausgabe an das Stromversorgungsnetz (VA) | 5000 | 6500 | 8000 | 10000 | |
| | Max. Scheinleistungsausgabe an das Stromversorgungsnetz (VA)** | 5500 | 7150 | 8800 | 11000 | |
| | Max. Scheinleistung vom Stromversorgungsnetz (VA) | 10000 | 13000 | 15000 | 15000 | |
| | AC-Nennspannung (V) | 400/380, 3L/N/PE | | | | |
| | Nominal Output Frequency (Hz) | 50/60 | | | | |
| | Max. AC-Strom an das Stromversorgungsnetz | 8.5 | 10.8 | 13.5 | 16.5 | |
| | Max. AC-Strom aus das Stromversorgungsnetz | 15.2 | 19.7 | 22.7 | 22.7 | |
| | Leistungsfaktor | -1 (Einstellbar von 0.8 voreilend bis 0.8 nacheilend) | | | | |
| | Output THDi (@Nominal Output) | <3% | | | | |
| | Wirkungsgrad | Max. Wirkungsgrad | 98.0% | 98.0% | 98.2% | 98.2% |
| Max. Wirkungsgrad der Batterie | | 97.5% | 97.5% | 97.5% | 97.5% | |
| Europäischer Wirkungsgrad | | 97.2% | 97.2% | 97.5% | 97.5% | |
| Schutzeinrichtungen | Schutz vor Inselbetrieb | Integriert | | | | |
| | Eingangsverpolungsschutz | Integriert | | | | |
| | Isolationswiderstandsmessung | Integriert | | | | |
| | Reststrom-Überwachungseinheit | Integriert | | | | |
| | AC-Überstromschutz | Integriert | | | | |
| | AC-Kurzschlusschutz | Integriert | | | | |
| | Eingangsverpolungsschutz von Batterie | Integriert | | | | |
| | AC-Überspannungsschutz | Integriert | | | | |
| | Allgemeine Daten | Betriebstemperatur-Bereich (°C) | -35-60 | | | |
| | | Relative Luftfeuchtigkeit | 0-95% | | | |
| Betriebshöhe (m) | | ≤4000 | | | | |
| Kühlung | | Natürliche Konvektion | | | | |
| Lärm (dB) | | <30 | | | | |
| Benutzerschnittstelle | | LED & APP | | | | |
| Kommunikation mit BMS** | | RS485; CAN | | | | |
| Kommunikation mit Meter | | RS485 | | | | |
| Kommunikation mit EMS | | RS485 (isoliert) | | | | |
| Kommunikation mit Portal | | Wi-Fi | | | | |
| Gewicht(kg) | | 24 | | | | |
| Größe (Breite x Höhe x Tiefe in mm) | | 415*516*180 | | | | |
| Montage | | Wandhalterung | | | | |
| Schutzgrad | IP66 | | | | | |
| Standby-Eigenverbrauch (W)** | <15 | | | | | |
| Topologie | Transformatorlos | | | | | |

**1: Für 1000V-System beträgt die maximale Betriebsspannung 950V. Für Australien, safety wird eine Warnung ausgegeben wenn die PV-Spannung > 600V beträgt.
 **2: Für Australien, safety beträgt der MPPT-Bereich 200-550V.
 **3: Für Australien, safety, MPPT voltage upper limit is 550V.
 **4: Für Australien, safety beträgt die nominale DC-Eingangsspannung 450V.

**1: Nach der örtlichen Netzregelung.
 **2: Die CAN-Kommunikation ist standardmäßig konfiguriert. Wenn die 485-Kommunikation verwendet wird, ersetzen Sie bitte die entsprechende Kommunikationsleitung.
 **3: Kein Backup-Output.
 **4: Bitte besuchen Sie die GoodWe-Website für die neuesten Zertifikate.

GoodWe Single page 20200827_DE_V5.0. Information may be subject to change without notice during product improving.

Abbildung 55: Datenblatt Fenecon Pro Hybrid GW-Serie: Goodwe GW10K-ET Hybrid-Wechselrichter

BATTERY-BOX PREMIUM HVS / HVM

- Leistungsstarke Not-/Ersatzstrom- und Off-Grid-Funktionalität
- Preisgekrönte Effizienz dank echter Serienschaltung
- Das patentierte modulare Steckdesign erfordert keine interne Verkabelung und ermöglicht maximale Flexibilität und Benutzerfreundlichkeit
- Kobaltfreie Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie (LFP): Maximale Sicherheit, Lebensdauer und Leistung
- Kompatibel mit führenden 1- und 3-Phasen-Wechselrichtern
- Zwei verschiedene Module zur Abdeckung des gesamten Systemgrößenbereichs
- Höchste Sicherheitsstandards wie VDE 2510-50



BATTERY-BOX PREMIUM HVS

Eine Battery-Box Premium HVS besteht aus 2 bis 5 HVS-Batteriemodulen, die in Reihe geschaltet sind, um eine Kapazität von 5,1 bis 12,8 kWh zu erreichen. Die direkte Parallelschaltung von bis zu 3 identischen Battery-Box Premium HVS ermöglicht zusätzlich eine maximale Kapazität von 38,4 kWh. Das System kann durch Hinzufügen zusätzlicher HVS-Module oder paralleler HVS-Türme später erweitert werden.



EINFACH. FLEXIBEL



Einfach installieren ohne Kabel



Einfach Auslegen von 5,1 bis 66,2 kWh



Einfach Erweitern für jede Veränderung gewappnet



Einfach Leistungsstark für jede Situation

BATTERY-BOX PREMIUM HVM

Eine Battery-Box Premium HVM besteht aus 3 bis 8 HVM-Batteriemodulen, die in Reihe geschaltet sind, um eine Kapazität von 8,3 bis 22,1 kWh zu erreichen. Die direkte Parallelschaltung von bis zu 3 identischen Battery-Box Premium HVM ermöglicht zusätzlich eine maximale Leistung von 66,2 kWh. Das System kann durch Hinzufügen zusätzlicher HVM-Module oder paralleler HVM-Türme später erweitert werden.



TECHNISCHE PARAMETER PREMIUM HVS / HVM

| | HVS 5.1 | HVS 7.7 | HVS 10.2 | HVS 12.8 |
|------------------------|--------------------------------|----------------|-----------------|-----------------|
| Batteriemodul | HVS (2,56 kWh, 102,4 V, 38 kg) | | | |
| Anzahl Batteriemodule | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Nutzbare Kapazität [1] | 5,12 kWh | 7,68 kWh | 10,24 kWh | 12,8 kWh |
| Max. Ausgangsstrom [2] | 25 A | 25 A | 25 A | 25 A |
| Peak Ausgangsstrom [2] | 50 A, 3 s | 50 A, 3 s | 50 A, 3 s | 50 A, 3 s |
| Nennspannung | 204,8 V | 307,2 V | 409,6 V | 512 V |
| Spannungsbereich | 160-230,4 V | 240-345,6 V | 320-460,8 V | 400-576 V |
| Abmessungen (H/W/T) | 762x585x298 mm | 995x585x298 mm | 1228x585x298 mm | 1461x585x298 mm |
| Gewicht | 91 kg | 129 kg | 167 kg | 205 kg |

| | HVM 8.3 | HVM 11.0 | HVM 13.8 | HVM 16.6 | HVM 19.3 | HVM 22.1 |
|------------------------|--------------------|---------------------|-------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Batteriemodul | | | HVM (2,76 kWh, 51,2 V, 38 kg) | | | |
| Anzahl Batteriemodule | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Nutzbare Kapazität [1] | 8,28 kWh | 11,04 kWh | 13,80 kWh | 16,56 kWh | 19,32 kWh | 22,08 kWh |
| Max. Ausgangsstrom [2] | 40 A | 40 A | 40 A | 40 A | 40 A | 40 A |
| Peak Ausgangsstrom [2] | 75 A, 3 s | 75 A, 3 s | 75 A, 3 s | 75 A, 3 s | 75 A, 3 s | 75 A, 3 s |
| Nennspannung | 153,6 V | 204,8 V | 256 V | 307,2 V | 358,4 V | 409,6 V |
| Spannungsbereich | 120-172,8 V | 160-230,4 V | 200-288 V | 240-345,6 V | 280-403,2 V | 320-460,8 V |
| Abmessungen (H/W/T) | 995 x 585 x 298 mm | 1228 x 585 x 298 mm | 1461 x 585 x 298 mm | 1694 x 585 x 298 mm | 1927 x 585 x 298 mm | 2160 x 585 x 298 mm |
| Gewicht | 129 kg | 167 kg | 205 kg | 243 kg | 281 kg | 319 kg |

HVS & HVM

| | |
|---------------------------|---|
| Umgebungstemperatur | -10 °C bis +50°C |
| Zelltechnologie | Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie (Kobaltfrei) |
| Schnittstellen | CAN/RS485 |
| IP Schutzart | IP55 |
| Batteriewirkungsgrad | ≥96% |
| Zertifizierung | VDE2510-50 / IEC62619 / CEC / CE / UN38.3 |
| Anwendung | ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid |
| Garantieaufzeit [3] | 10 Jahre |
| Kompatible Wechselrichter | Entsprechend BYD Battery-Box Premium HVS / HVM kompatible Wechselrichterliste |

[1] Nutzbare DC Kapazität, Testbedingungen: 100% DOD, 0,2C Ladung und Entladung bei +25°C; nutzbare Kapazität ggf. abhängig vom Wechselrichter
 [2] bis +10 °C bis 5 °C wird die Leistung geteilt
 [3] Es gelten Bedingungen entsprechend der Garantie von BYD (BYD Battery-Box Premium Limited Warranty Letter)



BYD Company Limited
www.bydbatterybox.com
Global Sales: batterybox@byd.com
Global Service: sboservice@byd.com

Battery-Box EU Service Partner
EFT-Systeme GmbH
www.eft-systeme.de
info@eft-systeme.de

Battery-Box AU Service Partner
Alix Power Pty Ltd
www.alixpower.com.au
service@alixpower.com.au

Battery-Box US Service
www.bydbatterybox.com
sboservice@byd.com



Abbildung 56: Datenblatt Fenecon Pro Hybrid: BYD HVM 11.0 Batteriespeicher