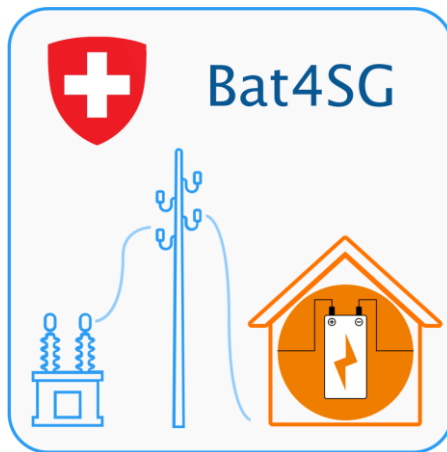




Schlussbericht vom 16.12.2021

Bat4SG

Netz-optimierter Betrieb von dezentralen Kundenspeichern





Berner
Fachhochschule

Datum: 16.12.2021

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfängerin:

Berner Fachhochschule, Technik und Informatik (BFH-TI)
Quellgasse 21, CH-2503 Biel, www.ti.bfh.ch

Autoren:

Steffen Wienands, BFH, steffen.wienands@bfh.ch
Jorge Luis Acuna, BFH, jorge.acuna@bfh.ch
Stefan Schori, BFH, stefan.schori@bfh.ch
Michael Höckel, BFH, michael.hoeckel@bfh.ch
Peter Cuony, Groupe E, Peter.Cuony@groupe-e.ch
Roman Tschanz, WWZ, roman.tschanz@wwz.ch

BFE-Projektbegleitung:

Dr. Michael Moser, BFE-Forschungsprogramm Netze, michael.moser@bfe.admin.ch
Dr. Stefan Oberholzer, BFE-Forschungsprogramm Batterien, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502000-01 und SI/502001-01

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



Zusammenfassung

Das Projekt Bat4SG quantifiziert erstens den Nutzen von dezentralen, kundenseitigen Batteriespeichern für das Verteilnetz. Zweitens werden Vergütungsmöglichkeiten für netzdienliche Betriebsstrategien bei dezentralen Batteriespeichern aufgezeigt. Drittens wurde in der Emulationsumgebung Prosumer-Lab der Berner Fachhochschule aufgezeigt, wie eine netzdienliche Betriebsstrategie ausgestaltet und technisch umgesetzt werden könnte.

Anhand von drei Verteilnetzen wird untersucht, inwiefern netzdienliche Batteriespeicher in Zukunft zur Vermeidung von Netzverstärkung und Netzausbau beitragen könnten. Basierend auf den aktuellen Leistungsdaten wurden für das Jahr 2035 Entwicklungsperspektiven aufgestellt und synthetische Leistungsprofile für einen Sommer- und einen Wintertag erstellt. Zur Untersuchung der Netzdienlichkeit wurden vier Batterie-Steuerungsalgorithmen sowie eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung $Q(U)$ für die PV-Wechselrichter implementiert.

Ohne $Q(U)$ -Regelung der PV-Anlagen treten an ca. 30 % aller Netzelemente im vorstädtischen und im ländlichen Netz an ca. 13 % Spannungsgrenzwertverletzungen auf. Durch die $Q(U)$ -Regelung werden im vorstädtischen Netz 88 % der Überspannungen in den zulässigen Spannungsbereich überführt. Gleichzeitig erhöht die zusätzlich erzeugte Blindleistung die Auslastungen deutlich (ca. 15-19 %) und sorgt dafür, dass zusätzlich etwa 3 % der Leitungen zusätzlich in Überlastungen geführt werden.

Durch Einsatz des netzdienlichen Lastausgleichs-Algorithmus kann die Anzahl der Überlastungen und der betroffenen Elemente deutlich reduziert und in vielen Fällen komplett verhindert werden. Auch die Anzahl der Spannungsgrenzwertverletzungen kann signifikant reduziert werden, allerdings können diese nicht komplett verhindert werden. Der positive Effekt des Lastausgleichs ist im Sommer etwas grösser als im Winter. Der netzdienliche Trafolastausgleich weist ebenfalls einen deutlich positiven Effekt auf das Verteilnetz auf – ähnlich dem Lastausgleich. Jedoch stellt sich der Trafolastausgleich im Winter als etwas effektiver heraus. In den drei simulierten Verteilnetzen werden weder nennenswerte positive noch negative Effekte auf das Verteilnetz durch die Eigenverbrauchsoptimierung erzielt.

Überlastungen entstehen im eher homogenen vorstädtischen Netz insbesondere aus der Summe der PV-Erzeugung bzw. Verbräuche aller Haushalte im Netz und treten an den Hauptversorgungsleitungen und der Trafostation auf. Der zentrale Trafolastausgleich kann hier einen grösseren positiven netzdienlichen Effekt erzielen als der dezentrale Lastausgleich. Im Gegensatz dazu zeigen das städtische und das ländliche Netz inhomogenere Netzstrukturen. Überlastungen entstehen in diesen Netzen an kritischen Zuleitungen zu diesen Anlagen und werden teilweise zu den Hauptleitungen und Trafostationen weitergetragen. Die dezentrale Logik des Lastausgleichs erzielt hier bessere Ergebnisse als die zentrale Regelung des Trafolastausgleichs.

Aufgrund dieser Faktoren ist der technische Wert der Batteriespeicher im Verteilnetz sehr punktuell und lokal stark unterschiedlich. Einzelne Batteriespeicher erzielen einen grossen positiven netzdienlichen Effekt, andere wiederum haben nur einen geringen Einfluss. Je inhomogener die Verteilnetzstruktur ist, desto relevanter sind einzelne Batteriespeicher an relevanten Standorten.

Insbesondere im vorstädtischen und städtischen Netz kann der netzdienliche Betrieb der Batteriespeicher Netzverstärkungen um mehrere Jahre verzögern. Im Schnitt werden die Überlastungen um vier bis fünf Jahre verzögert. Die technische Lebensdauer von NS-Kabeln und Transformatoren ist hoch, die Kosten vergleichsweise gering. So fällt der finanzielle Wert der Verzögerung von Netzverstärkungen durch Netzdienlichkeit gering aus. Würde dieser im Verteilnetz erzielte Wert rückvergütet werden, könnte der netzdienliche Betrieb eines 10 kWh Batteriespeichers mit einer einmaligen Bezuschussung von etwa CHF 100 bis CHF 200 bearbeitet werden. Da der Wert der Batteriespeicher im Verteilnetz sehr punktuell ist, könnte eine Vergütung auch gezielter und dadurch höher ausfallen.

Es konnte bereits mit überschaubarem Aufwand ein gut funktionierender netzdienlicher Algorithmus programmiert und im Prosumer-Lab implementiert werden.



Résumé

Le projet Bat4SG quantifie tout d'abord les avantages du stockage sur batterie décentralisé, côté client, pour le réseau de distribution. Deuxièmement, il identifie les options de rémunération pour les stratégies d'exploitation respectueuses du réseau pour le stockage sur batterie décentralisé. Troisièmement, l'environnement d'émulation Prosumer-Lab de la Haute école spécialisée bernoise a été utilisé pour démontrer comment une stratégie d'exploitation respectueuse du réseau peut être conçue et mise en œuvre techniquement.

Sur la base de trois réseaux de distribution, la mesure dans laquelle les systèmes de stockage par batterie respectueux du réseau pourraient contribuer à éviter le renforcement et l'expansion du réseau à l'avenir a été étudiée. Sur la base d'estimations détaillées de la charge actuelle, des perspectives de développement ont été établies pour l'année 2035 et des profils de puissance synthétiques ont été créés pour un jour d'été et un jour d'hiver. Quatre algorithmes de contrôle des batteries et un contrôle de la puissance réactive $Q(U)$ dépendant de la tension pour les onduleurs PV ont été mis en œuvre pour étudier la compatibilité avec le réseau.

Sans contrôle $Q(U)$ des systèmes PV, des violations de la limite de tension se produisent sur environ 30 % de tous les éléments du réseau dans le réseau suburbain et sur environ 13 % dans le réseau rural. Avec la commande $Q(U)$, 88 % des surtensions dans le réseau suburbain sont transférées dans la plage de tension autorisée. Dans le même temps, la puissance réactive générée en plus augmente sensiblement les charges (environ 15-19 %) et provoque une surcharge supplémentaire de 3 % des lignes.

Grâce à l'algorithme d'équilibrage de la charge adapté au réseau, le nombre de surcharges et d'éléments touchés peut être considérablement réduit et, dans de nombreux cas, complètement évité. Le nombre de violations des limites de tension peut également être réduit de manière significative, bien qu'il ne soit pas possible de les empêcher complètement. L'effet positif de l'équilibrage de la charge est un peu plus important en été qu'en hiver. L'équilibrage de la charge des transformateurs respectueux du réseau a également un effet nettement positif sur le réseau de distribution, comme l'équilibrage de la charge. Toutefois, l'équilibrage de la charge des transformateurs s'avère un peu plus efficace en hiver. Dans les trois réseaux de distribution simulés, l'optimisation de la consommation propre n'a pas d'effet positif ou négatif significatif sur le réseau de distribution.

Dans le réseau suburbain plutôt homogène, les surcharges résultent en particulier de la somme de la production ou de la consommation PV de tous les ménages du réseau et se produisent au niveau des lignes d'alimentation principales et du poste de transformation. L'équilibrage de la charge du transformateur central peut avoir un effet positif plus important sur le réseau que l'équilibrage décentralisé.

En revanche, les réseaux urbains et ruraux présentent des structures de réseau plus inhomogènes. Dans ces réseaux, les surcharges se produisent sur les lignes d'alimentation critiques de ces centrales et sont en partie répercutées sur les lignes principales et les stations de transformation. La logique décentralisée de l'équilibrage de la charge donne ici de meilleurs résultats que le contrôle centralisé de l'équilibrage de la charge des transformateurs.

En raison de ces facteurs, la valeur technique du stockage par batterie dans le réseau de distribution est très sélective et varie fortement au niveau local. Certains systèmes de stockage par batterie ont un effet positif important sur le réseau, tandis que d'autres n'ont qu'une influence mineure. Plus la structure du réseau de distribution est inhomogène, plus les unités individuelles de stockage sur batterie sont pertinentes aux endroits appropriés.

En particulier dans le réseau urbain et suburbain, l'exploitation respectueuse du réseau par le stockage sur batterie peut retarder de plusieurs années les renforcements du réseau. En moyenne, les surcharges sont retardées de quatre à cinq ans. La durée de vie technique des câbles BT et des transformateurs est élevée, et les coûts comparativement faibles. Ainsi, la valeur financière du report



des renforcements du réseau par l'efficacité du réseau est faible pour le réseau de distribution. Si cette valeur atteinte dans le réseau de distribution devait être remboursée, l'exploitation respectueuse du réseau d'un système de stockage par batterie de 10 kWh pourrait être encouragée par une subvention unique d'environ 100 à 200 CHF. Comme la valeur du stockage par batterie dans le réseau de distribution est très sélective, la rémunération pourrait également être plus ciblée et donc plus élevée.

Un algorithme efficace et respectueux du réseau pourrait déjà être programmé et mis en œuvre dans le Prosumer-Lab avec un effort raisonnable.

Summary

The Bat4SG project firstly quantifies the benefits of decentralized, customer-side battery storage for the distribution grid. Secondly, it identifies remuneration options for grid-friendly operating strategies for decentralized battery storage. Thirdly, the emulation environment Prosumer-Lab of the Bern University of Applied Sciences was used to demonstrate how a grid-friendly operating strategy could be designed and technically implemented.

On the basis of three distribution grids, the extent to which grid-friendly battery storage systems could contribute to avoiding grid reinforcement and grid expansion in the future was investigated. Based on detailed current load estimates, development perspectives were established for the year 2035 and synthetic power profiles were created for a summer and a winter day. Four battery control algorithms and a voltage-dependent reactive power control $Q(U)$ for the PV inverters were implemented to investigate grid-friendliness.

Without $Q(U)$ control of the PV systems, voltage limit violations occur at approx. 30 % of all grid elements in the suburban grid and at approx. 13 % in the rural grid. With $Q(U)$ control, 88 % of the overvoltages in the suburban grid are transferred to the permissible voltage range. At the same time, the additionally generated reactive power increases the loadings significantly (approx. 15-19 %) and causes an additional 3 % of the lines to be overloaded.

By using the grid-friendly load balancing algorithm, the number of overloads and affected elements can be significantly reduced and, in many cases, completely prevented. The number of voltage limit violations can also be significantly reduced, although they cannot be completely prevented. The positive effect of load balancing is somewhat greater in summer than in winter. Grid-friendly transformer load balancing also has a clearly positive effect on the distribution grid - similar to load balancing. However, transformer load balancing turns out to be somewhat more effective in winter. In the three simulated distribution grids, neither significant positive nor negative effects on the distribution grid are achieved through own-consumption optimization.

In the rather homogeneous suburban grid, overloads arise in particular from the sum of PV generation or consumption of all households in the grid and occur at the main supply lines and the transformer station. Central transformer load balancing can achieve a greater positive grid-friendly effect here than decentralized load balancing.

In contrast, the urban and rural grids show more inhomogeneous grid structures. In these grids, overloads occur at critical supply lines to these plants and are partly carried on to the main lines and transformer stations. The decentralized logic of load balancing achieves better results here than the centralized control of transformer load balancing.

Due to these factors, the technical value of battery storage in the distribution grid is very selective and varies greatly locally. Individual battery storage systems achieve a large positive grid-friendly effect, while others have only a minor influence. The more inhomogeneous the distribution grid structure is, the more relevant individual battery storage units are at relevant locations.



Especially in the suburban and urban grid, the grid-friendly operation of battery storage can delay grid reinforcements by several years. On average, overloads are delayed by four to five years. The technical service life of LV cables and transformers is high, the costs comparatively low. Thus, the financial value of delaying grid reinforcements through grid efficiency is low for the distribution grid. If this value achieved in the distribution grid were to be reimbursed, the grid-friendly operation of a 10 kWh battery storage system could be incentivized with a one-time subsidy of about CHF 100 to CHF 200. Since the value of battery storage in the distribution grid is very selective, remuneration could also be more targeted and thus higher.

A well-functioning grid-friendly algorithm could already be programmed and implemented in the Prosumer-Lab with manageable effort.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Résumé.....	4
Summary	5
1 Einleitung	9
1.1 Ausgangslage und Motivation	9
1.2 Projektziele	9
2 Methodik und Simulationen (Arbeitspaket 1)	10
2.1 Vorgehen und Methode	10
2.2 Vorstädtisches Netz Neyruz	23
2.3 Städtisches Netz Luzernstrasse	46
2.4 Ländliches Netz Haut de Fiaugères	63
3 Anreizsysteme im Verteilnetz (Arbeitspaket 2)	78
3.1 Vorgehen und Methode	78
3.2 Nutzen dezentraler Speicher für Verteilnetzbetreiber	78
3.3 Quantifizierung der erzielten Verzögerung von Netzverstärkungen.....	79
3.4 Quantifizierung des finanziellen Werts der Verzögerungen	81
4 Labortests und technische Machbarkeit (Arbeitspaket 3)	89
4.1 Entwicklung des netzdienlichen Batteriespeicheralgorithmus.....	89
4.2 Vorgehen und Durchführung der Prosumer-Lab-Tests	95
4.3 Ergebnisse.....	97
4.4 Optimierungspotenzial.....	103
4.5 Marktumfrage Netzdienliche Batteriespeicher.....	104
4.6 Potenzielle Hürden bei der technischen Umsetzung.....	105
5 Fazit.....	106
6 Kommunikation und Publikationen	111
7 Literaturverzeichnis	113
8 Anhang A.....	114



Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
BESS	Battery Energy Storage System (Deutsch: Batteriespeicher)
BFE	Bundesamt für Energie
BFH / BFH-TI	Berner Fachhochschule / Technik und Informatik
EFH	Einfamilienhaus
EMS	Energiemanagementsystem (Englisch: Energy Management System)
EV	Eigenverbrauch
EVO	Eigenverbrauchoptimierung
E-Mobilität	Elektromobilität
D-A-CH	Deutschland, Österreich und Schweiz
HAK	Hausanschlusskasten
HS	Hochspannung
LA	Lastausgleich
MFH	Mehrfamilienhaus
MS	Mittelspannung
NeEI	Netzelement
ND	Netzdienlichkeit bzw. netzdienlicher Betrieb des Batteriespeichers
NDA	Non Disclosure Agreement (Deutsch: Geheimhaltungsvereinbarung)
NS	Niederspannung
PowerFactory	Netzsimulationstool der Firma DlgSILENT
PQ	Power Quality (Deutsch: Spannungsqualität)
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
p.u.	per unit
P(U)-Regelung	Spannungsregelung durch Verändern der Wirkleistungseinspeisung
Q(U)-Regelung	Spannungsregelung durch Verändern der Blindleistungseinspeisung
SOC	State of charge (Deutsch: Ladezustand)
TS	Trafostation
UW	Unterwerk
VK	Verteilkabine
VNB	Verteilnetzbetreiber
WR	Wechselrichter



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Motivation

Batteriespeicher sind heutzutage nicht darauf programmiert, einen aktiven Beitrag an die Effizienz und Stabilität des Verteilnetzes zu leisten. Die primäre Ursache für dieses brachliegende Potential ist der Umstand, dass es für den Betreiber von Batteriespeichern keinen Anreiz für die Verwendung einer netzdienlichen Betriebsart gibt. Es ist allgemein anerkannt, dass mit der Energiewende grosse Herausforderungen auf die Verteilnetze zukommen. Der Gesetzgeber legt einen grossen Wert auf eine effiziente Nutzung von Flexibilität bei den Endkunden und Batterien gehören zu den flexibelsten Geräten des zukünftigen Kunden.

Heute ist es aber eine Tatsache, dass Batteriespeicher vor allem mit einer eigenverbrauchs-maximierenden (für den Kunden) oder vereinzelt systemdienstleistungs-orientierten (für das Übertragungsnetz), jeweils eindimensionalen Betriebsstrategie betrieben werden. Moderne, gemischte Betriebsmodelle haben das Potential, dass Batteriespeicher durch multivalente und dadurch besonders effiziente Nutzung auf vielfältige Weise zur Netz- und Systemstabilität und zum Gelingen der Energiewende beitragen können. Es stellt sich die Herausforderung, wie Verteilnetzbetreiber ihre Kundinnen und Kunden dazu motivieren können, die Flexibilität der kundenseitigen Batterien netzdienlich einzusetzen und so das Potenzial durch die steigende Popularität von Batteriespeichern auch zur Netzstabilisierung genutzt werden kann.

1.2 Projektziele

Dieses vom Bundesamt für Energie geförderte Projekt soll in einem ersten Schritt den technischen Nutzen von dezentralen, kundenseitigen Batteriespeichern für das Verteilnetz quantifizieren. In einem zweiten Schritt sollen Anreizsysteme für netzdienliche Betriebsstrategien aufgezeigt und bewertet werden. Darüber hinaus soll, basierend auf dem zuvor quantifizierten technischen Wert von Batteriespeichern, ein finanzieller Wert für den Verteilnetzbetreiber, mit dem die Flexibilitätsanbieter vergütet werden könnten, ermittelt werden. Schliesslich werden Empfehlungen abgegeben, um aufzuzeigen, wie eine netzdienliche Betriebsstrategie ausgestaltet und technisch umgesetzt werden kann.

Es ist wichtig herauszustellen, dass die in dieser Studie aufgezeigten Anreizsysteme für netzdienliche Betriebsstrategien lediglich dazu führen sollen, das Potenzial bereits bestehender, kundenseitiger Batteriespeichersysteme zu nutzen. Es ist nicht Ziel dieser Anreizsysteme, Endkunden dazu zu motivieren sich ein neues Batteriespeichersystem anzuschaffen.



2 Methodik und Simulationen (Arbeitspaket 1)

2.1 Vorgehen und Methode

Das Ziel von «Arbeitspaket 1: Methodik und Simulationen» ist die Quantifizierung des technischen Werts des netzdienlichen Betriebs von dezentralen Batteriespeichern für das Verteilnetz. Für diese Quantifizierung werden Netzsimulationen mit der Netzanalysesoftware PowerFactory durchgeführt.

Simuliert werden drei unterschiedliche Niederspannungsnetze. Ziel ist es, drei möglichst unterschiedliche Netztopologien in den Simulationen abzubilden. Die Netze werden gemeinsam mit den Projektpartnern Groupe E und WWZ ausgewählt. Es werden sowohl Modellierungen der Niederspannungsnetze für die Ist-Situation als auch für das Jahr 2035 vorgenommen. Dabei werden jeweils vier unterschiedliche Batteriespeicher-Betriebsarten simuliert, um den Wert unterschiedlicher Batteriespeicheralgorithmen zu untersuchen.

Die drei zu simulierenden Netze sind mit einigen relevanten Informationen zur Einordnung in Tabelle 1 festgehalten.

Tabelle 1: Definition, Beschreibung und Netzdaten der untersuchten elektrischen Verteilnetze

Topologie	Bezeichnung	Standort	Netzbetreiber	Liegenschaften [Anz.]	Beschreibung	Verbrauch [MWh/a]	Photovoltaik [kWp]	Netzknoten [Anz.]	Leitungen [Anz.]	Gesamtlänge Kabel [km]
Vorstädtisch	Neyruz	Neyruz	Groupe E	164	Vorwiegend Einfamilienhäuser, wenige Mehrfamilienhäuser	3071	310	232	234	12.3
Städtisch	Luzernstrasse	Cham	WWZ	78	Vorwiegend Mehr- und Einfamilienhäuser, Büro und Gewerbe	1477	237	142	143	5.5
Ländlich	HdF	Haut de Fiaugères	Groupe E	19	Einfamilienhäuser und Bauernhöfe	165	32	32	31	3.6

Die zu untersuchenden Netze werden anschliessend in PowerFactory nachgebildet. Abbildung 1 zeigt das geplante Vorgehen im Arbeitspaket 1, dessen Ziel die Quantifizierung des technischen Werts von netzdienlichen, kundenseitigen Batteriespeichern ist.

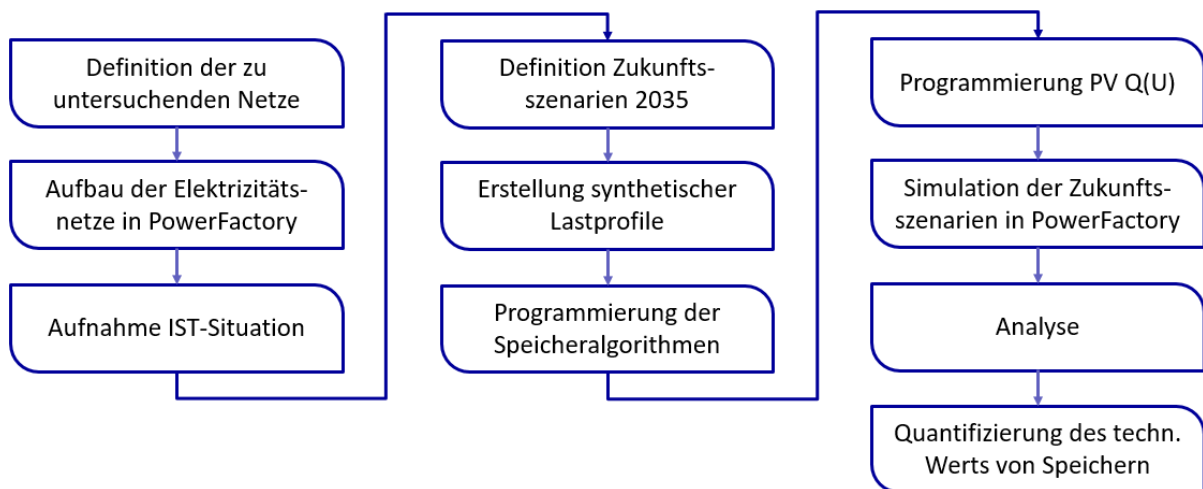


Abbildung 1: Vorgehen im Arbeitspaket 1: Methodik und Simulationen

Die Arbeitsschritte im Arbeitspaket 1 sehen vor, die zu untersuchenden Netze in PowerFactory nachzubilden und die aktuelle Ist-Situation der Netze aufzunehmen. Die Aufnahme der Ist-Situation,



also eine möglichst umfassende und detaillierte Definition der sich im Netz befindlichen Liegenschaften, ist notwendig, da keine realen Lastdaten der Liegenschaften zur Verfügung stehen. In einem späteren Schritt helfen Daten wie der Jahresenergieverbrauch, das Baujahr der Liegenschaft und die Wohnfläche, möglichst realistische Lastprofile synthetisch zu erstellen.

Um Zukunftsszenarien für das Jahr 2035 für die verschiedenen Netztopologien zu definieren, müssen Entwicklungsperspektiven für den Zubau von Photovoltaikanlagen, die Elektromobilität und Ladesäulenleistung, die Zu- oder Abnahme des Elektrizitätsverbrauchs und die Entwicklung der stationären Batteriespeicher einbezogen werden.

Der technische Nutzen dezentraler, kundenseitiger Batteriespeicher wird durch den Vergleich von unterschiedlichen Netzsimulationen mit den Batteriesteuerungsalgorithmen Eigenverbrauchsoptimierung, Lastausgleich (LA), Trafolastausgleich (TLA) und P(U)-Regelung quantifiziert.

Für die Beurteilung eines technischen Nutzens für das Verteilnetz ist die Vermeidung von Netzverstärkung/-ausbau relevant. Diese Vermeidung kann dabei entweder durch die Verhinderung von Überlastung der Betriebsmittel oder durch die Verhinderung von Spannungsgrenzwertverletzungen erfolgen. Gleichzeitig kann eine Netzverstärkung oder ein Netzausbau nur dann vermieden werden, wenn eine Überlastung oder Spannungsgrenzwertverletzung dank der netzdienlichen Betriebsart zu keinem Tageszeitpunkt auftritt.

In diesem Dokument sind Angaben in Prozent immer als Absolutwerte zu verstehen. Als Beispiel: Eine Auslastungsreduktion um -10 % bei einer Auslastung von 80 % reduziert diese auf 70 %, und nicht auf 72 %.

2.1.1 Entwicklungsprognosen 2035

In PowerFactory sollen unterschiedliche Zukunftsszenarien der verschiedenen Netztopologien für das Jahr 2035 simuliert werden. Dafür werden Entwicklungsperspektiven für den Zubau von Photovoltaikanlagen, für die Elektromobilität und Ladesäulenleistung, Zu- oder Abnahme des Elektrizitätsverbrauchs und die Entwicklung der stationären Batteriespeicher einbezogen. Um den Einfluss der einzelnen Parameter (Elektrizitätsnachfrage, Elektrofahrzeuge und stationäre Batteriespeichersysteme) auf die Simulationsergebnisse abschätzen zu können, werden Parametervariationen vorgenommen. Neben den für diese Parameter angenommenen Entwicklungsprognosen (BASE) werden daher auch Szenarien mit geringer (LOW) und hoher (HIGH) Entwicklung untersucht.

Die Annahmen für das Jahr 2035 stützen sich auf öffentlich zugängliche Studien sowie auf das Energiegesetz [1] [2] [3] [4] [5]. Diese Annahmen werden mit den Rückmeldungen und topologiespezifischen Abschätzungen der jeweiligen Netzbetreiber abgeglichen und entsprechend angepasst. Daraus ergeben sich die in Tabelle 2, Tabelle 3 und Für die BASE-Annahmen sollten 70 % der PVA mit einem Batteriespeichersystem ausgestattet werden. Im LOW-Szenario wurden Werte von 50 %, im HIGH-Szenario 90 % angestrebt. Dabei muss sowohl die Anzahl der Batteriespeichersysteme als auch die Kapazität berücksichtigt werden. Ziel ist in den BASE-Annahmen demnach möglichst 70 % aller PVA mit einem Speicher auszustatten, zusätzlich aber eine realistische Gesamtkapazität der Speicher zu erzielen. Als 100 % Speicherkapazität wurde dabei der Wert angenommen, welcher erreicht werden würde, wenn alle PVA mit BESS einer Dimensionierung gemäss EnergieSchweiz ausgestattet werden würden.

Die Speicherkapazitäten der unterschiedlichen Haushalte können abhängig von Jahresverbrauch und installierte PV-Leistung stark variieren. Je weniger PVA in einem Netz vorhanden sind, umso herausfordernder ist es, eine möglichst gute Balance zwischen Anzahl der PVA und einer realistischen Kapazität zu erreichen. Für das BASE- und das HIGH-Szenario konnten diese Zielwerte für alle Netze sehr gut erreicht werden. Für das LOW-Szenario wurde im Netz Haut de Fiaugères, aufgrund der geringen Anzahl an PVA, lediglich eine relative Batteriekapazität von 41 % erreicht. Für das Netz Luzernstrasse liegt dieser Wert bei 39 %, da im städtischen Netz die Bandbreite der unterschiedlichen



Batteriekapazitäten sehr gross ist – dazu ist die Anzahl von 17 BESS im LOW-Szenario vergleichsweise gering.

Tabelle 4 zeigt die vorgestellten Entwicklungsprognosen der Niederspannungsnetze für das Jahr 2035. Die Zahlen werden sowohl als relative Zahlen als auch als absolute Werte angegeben.

2035 Entwicklung PV

Tabelle 2 stellt die Entwicklungsprognosen der Photovoltaik für 2035 dar. Das PV-Dachpotenzial wurde für die individuellen Niederspannungsnetze mithilfe des Solarkatasters beziehungsweise sonnendach.ch und den Verteilnetzbetreibern abgeschätzt [6].

Der Zubau der PV wurde bis zum Jahr 2035 jeweils mit +1.7 % Zubau des PV-Dachpotenzials pro Jahr angenommen. Dieser Wert leitet sich insbesondere aus den Einschätzungen der Verteilnetzbetreiber sowie aus der Analyse des PV-Ausbaus der vergangenen Jahre bzw. der quartiertypischen Tendenz in diesen Niederspannungsnetzen ab. Die Gemeinde Neyruz ist eine Energiestadt und sehr aktiv im PV-Ausbau. Für das Netz Luzernstrasse wird in Zukunft von einem deutlich stärkeren Ausbau ausgegangen, darüber hinaus soll der bisherige, langsame PV-Ausbau kompensiert werden.

Der Zubau von 1.7 % des PV-Dachpotenzials pro Jahr ist im schweizweiten Vergleich relativ hoch. Zu beachten ist auch, dass hier ausschliesslich das Dachpotenzial berücksichtigt wird, die Simulation bildet keine PV-Anlagen an Fassaden ab. In den Energieperspektiven 2050+ wird die im Jahr 2035 installierte Leistung gemäss Szenario ZERO für die Photovoltaik von 16.2 GW angegeben [5]. Mit Einbezug des Dachpotenzials für PV von 50 TWh/a [7] und der aktuell installierten PV-Leistung ergibt sich gemäss Energieperspektiven 2050+ ein Zubau von etwa 1.3 % des Dachflächenpotenzials pro Jahr bis 2035.

Tabelle 2: Entwicklungsprognosen der Niederspannungsnetze 2035 für die Photovoltaik und die Elektrizitätsnachfrage. [1] [2] [3] [7]

	Photovoltaik (PV) 2035		Elektrizitätsnachfrage 2035					
	rel.	abs.	LOW		BASE		HIGH	
			rel.	abs.	rel.	abs.	rel.	abs.
Zubau d. Potenzials	Inst. Leistung	Verbrauch		Verbrauch		Verbrauch		
	[%/Jahr]	[kWp]	[%]	[MWh/a]	[%]	[MWh/a]	[%]	[MWh/a]
NS-Netz								
Neyruz	+ 1.7 %	1320 kWp	- 10 %	2764	wie 2019	3071	+ 10 %	3378
Luzernstrasse	+ 1.7 %	647 kWp	- 10 %	1329	wie 2020	1477	+ 10 %	1625
HdF	+ 1.7 %	362 kWp	- 10 %	149	wie 2020	165	+ 10 %	182

2035 Entwicklung Elektrizitätsnachfrage

Die Entwicklungsprognose der Elektrizitätsnachfrage, also der Basislast ohne PV und Elektromobilität, für 2035 wird ebenfalls in Tabelle 2 abgebildet. Die Elektrizitätsnachfrage für das Jahr 2035 wird jeweils wie die aktuelle Elektrizitätsnachfrage angenommen. Für die Parametervariation werden -10 % bzw. +10 % Elektrizitätsnachfrage festgelegt. In den Energieperspektiven 2050+ wird für den Zeitraum 2019 bis 2035 eine Zunahme des gesamten Elektrizitätsbedarfs +4.3 % angegeben,

2035 Entwicklung Elektromobilität

In Tabelle 3 werden die Entwicklungsprognosen der Elektrofahrzeuge (EFZ) und Ladestationen dargestellt. Es wird eine progressive Entwicklung der Elektromobilität angenommen, welche sich 2035



mit einem Elektroauto-Anteil von 46 % der Fahrzeugflotte darstellt (vollelektrische Fahrzeuge und Hybride). Für die Parametervariation werden -10 % bzw. + 10 % Elektrifizierung der Fahrzeugflotte festgelegt.

Im vorstädtischen Netz befinden sich viele Einfamilienhäuser (EFH), einzelne Mehrfamilienhäuser (MFH) und wenig Gewerbe. Aufgrund der Topologie wird von einer Nutzung vieler Ladestationen mit geringerer Leistung ausgegangen. Für das Netz wird mit einer Gesamtleistung der Elektrofahrzeuge mit 5 kW pro Elektroauto gerechnet. Die Ladeleistung wird auf mehrere 3.7-kW-Ladestation verteilt – wobei in MFH auch mehrere Ladestationen installiert werden. Diese Annahmen werden auch für das Netz Haut de Fiaugères getroffen. Für das städtische Netz wurden vornehmlich 3.7-kW-Ladestationen je Elektrofahrzeug installiert – Einfamilienhäuser wurden mit 11-kW-Ladestationen je Elektrofahrzeug ausgestattet. Dazu wurden an einer Tankstelle zwei Schnellladestationen mit jeweils 150 kW Ladeleistung angenommen.

Tabelle 3: Entwicklungsprognosen der Niederspannungsnetze 2035 für Elektrofahrzeuge und Ladestationen. [1] [4]

	Elektrofahrzeuge (EFZ) 2035						EFZ Ladestationen
	LOW		BASE		HIGH		
	rel.	abs.	rel.	abs.	rel.	abs.	
	Flotten- anteil	Inst. Leistung	Flotten- anteil	Inst. Leistung	Flotten- anteil	Inst. Leistung	
NS-Netz	[%]	[kVA]	[%]	[kVA]	[%]	[kVA]	
Neyruz	36 %	659	46 %	843	56 %	1026	3.7 kW Stationen, 5 kW/EFZ
Luzernstrasse	36 %	683	46 %	786	56 %	889	3.7 kW / 11 kW je EFZ + 2 x 150 kW
HdF	36 %	44	46 %	59	56 %	74	3.7 kW Stationen, 5 kW/EFZ

2035 Entwicklung Batteriespeichersysteme

Die Entwicklungsprognosen der stationären Batteriespeichersysteme für 2035 werden in Tabelle 4 vorgestellt. Die Abschätzung dieser Zahlen ist eine besondere Herausforderung, da es für die Schweiz dazu nur wenige Prognosen gibt. Die Energieperspektiven 2050+ prognostizieren, dass aufgrund der sinkenden Batteriekosten langfristig rund 70 % der Photovoltaik-Anlagen mit Batteriespeichern kombiniert werden.

Im Projekt war das Ziel 70 % der PV-Anlagen mit Batteriespeichern auszustatten. Die Verteilung der Batteriespeicher auf die einzelnen Kunden in den Verteilnetzen wird vorwiegend auf Basis der Kennzahlen Jahresstromverbrauch und installierte PV-Leistung vorgenommen. So wird vermieden, dass Batteriespeicher dort installiert werden, wo sie aufgrund der geringen PV-Leistung oder des übermässig hohen Elektrizitätsbedarfs wenig Potenzial entfalten würden. Die Dimensionierung der einzelnen Batteriespeicher wird entsprechend der Empfehlung von EnergieSchweiz des Bundesamts für Energie «Stationäre Batteriespeicher in Gebäuden» vorgenommen [8]. Die Dimensionierung sieht vor, die kleinere Speicherkapazität aus den folgenden beiden Faustregeln zu übernehmen:

$$\text{Speicherkapazität (kWh)} = \text{Leistung Photovoltaikanlage (kW}_p\text{)} \cdot 1.5 \quad (1)$$

$$\text{Speicherkapazität (kWh)} = \frac{\text{Jahresstromverbrauch (kWh)}}{2 \cdot 365} \quad (2)$$



Für die BASE-Annahmen sollten 70 % der PVA mit einem Batteriespeichersystem ausgestattet werden. Im LOW-Szenario wurden Werte von 50 %, im HIGH-Szenario 90 % angestrebt. Dabei muss sowohl die Anzahl der Batteriespeichersysteme als auch die Kapazität berücksichtigt werden. Ziel ist in den BASE-Annahmen demnach möglichst 70 % aller PVA mit einem Speicher auszustatten, zusätzlich aber eine realistische Gesamtkapazität der Speicher zu erzielen. Als 100 % Speicherkapazität wurde dabei der Wert angenommen, welcher erreicht werden würde, wenn alle PVA mit BESS einer Dimensionierung gemäss EnergieSchweiz ausgestattet werden würden.

Die Speicherkapazitäten der unterschiedlichen Haushalte können abhängig von Jahresverbrauch und installierte PV-Leistung stark variieren. Je weniger PVA in einem Netz vorhanden sind, umso herausfordernder ist es, eine möglichst gute Balance zwischen Anzahl der PVA und einer realistischen Kapazität zu erreichen. Für das BASE- und das HIGH-Szenario konnten diese Zielwerte für alle Netze sehr gut erreicht werden. Für das LOW-Szenario wurde im Netz Haut de Fiaugères, aufgrund der geringen Anzahl an PVA, lediglich eine relative Batteriekapazität von 41 % erreicht. Für das Netz Luzernstrasse liegt dieser Wert bei 39 %, da im städtischen Netz die Bandbreite der unterschiedlichen Batteriekapazitäten sehr gross ist – dazu ist die Anzahl von 17 BESS im LOW-Szenario vergleichsweise gering.

Tabelle 4: Entwicklungsprognosen der Niederspannungsnetze 2035 für Batterie-Heimspeichersysteme

	Batteriespeichersysteme (BESS) 2035											
	LOW				BASE				HIGH			
	abs.	rel.	abs.	rel.	abs.	rel.	abs.	rel.	abs.	rel.	abs.	rel.
NS-Netz	Anzahl BESS	BESS/PVA [%]	Kapazität [kWh]	Kapazität [%]	Anzahl BESS	BESS/PVA [%]	Kapazität [kWh]	Kapazität [%]	Anzahl BESS	BESS/PVA [%]	Kapazität [kWh]	Kapazität [%]
Neyruz	58	50 %	708	50 %	82	70 %	991	70 %	105	90 %	1276	90 %
Luzernstrasse	17	50 %	305	39 %	24	71 %	549	71 %	31	91 %	704	91 %
HdF	7	54 %	61	41 %	9	69 %	103	70 %	12	92 %	135	92 %

Wärmepumpen

Es wurden keine Annahmen zur Entwicklung neuer Wärmepumpen vorgenommen. Es wird davon ausgegangen, dass folgende Faktoren die Elektrizitätsnachfrage neuer Wärmepumpen in etwa kompensieren: Aktuell gibt es im Netz Neyruz und im Netz Luzernstrasse viele Elektro-Direktheizungen und Elektroboiler. Ein Wegfall dieser Systeme wird in Zukunft zu einem Rückgang der Elektrizitätsnachfrage führen. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass durch bessere Gebäudeisolierungen der Heizbedarf zurückgehen dürfte.

Gemäss Energieperspektiven 2050+ wird für den Elektrizitätsbedarf der Haushalte eine Zunahme von +1.4 % zwischen 2019 und 2035 ausgegangen. Dies stützt auch die zum Elektrizitätsverbrauch 2035 getroffenen Annahmen. Die Lastspitze im Winter tritt in den Abendstunden auf. Daneben gibt es ein grosses Zeitfenster, in welchem Wärmepumpen zukünftig betrieben werden könnten, ohne eine Erhöhung der Auslastungen zu verursachen.

Netzstruktur Gebäude, PVA und BESS

Tabelle 5 gibt einen Überblick über die Anzahl der in den einzelnen NS-Netzen vorhandenen Gebäuden und Haushalte. Darüber hinaus wird aufgezeigt wie viele Gebäude prozentual mit einer PVA ausgestattet sind, und wie viele PVA bzw. Gebäude prozentual über ein BESS verfügen.



Tabelle 5: Gesamtübersicht über die Gebäudeanzahl, Anzahl der Haushalte, PVA und BESS für die einzelnen NS-Netze.

	Überblick Gebäude, PVA und BESS der NS-Netze						
	Gebäude		PVA		BESS (BASE)		
	<i>abs.</i>	<i>abs.</i>	<i>abs.</i>	<i>rel.</i>	<i>abs.</i>	<i>rel.</i>	<i>rel.</i>
	Gebäude	Haushalte	PVA	PVA / Gebäude	BESS	BESS / PVA	BESS / Gebäude
NS-Netz	[-]	[-]	[-]	[%]	[-]	[%]	[%]
Neyruz	162	266	117	72 %	82	70 %	51 %
Luzernstrasse	79	216	34	43 %	24	71 %	30 %
HdF	19	24	13	68 %	9	69 %	47 %

Das vorstädtische Netz Neyruz setzt sich vorwiegend aus EFH und kleineren MFH zusammen. Dazu kommen drei MFH mit 7-9 Wohneinheiten sowie 2 MFH mit jeweils ca. 20 Wohneinheiten. Dies führt dazu, dass 72 % der Gebäude über eine PVA und 50 % der Gebäude über ein BESS verfügen.

Das städtische Netz Luzernstrasse besteht vorwiegend aus grösseren MFH, einzelnen EFH und kleineren MFH sowie Büro- und Gewerbeflächen. 43 % der Gebäude sind mit einer PVA ausgestattet. Der prozentuale Anteil ist im Vergleich zu den anderen beiden Netzen geringer, da mehr mittelgrosse und eine grössere PVA (150 kWp) installiert sind. 71 % der PVA verfügen über ein BESS, aufgrund des geringeren Prozentsatzes an Gebäuden mit PVA führt dies dazu, dass 30 % der Gebäude mit einem BESS ausgestattet sind.

Das ländliche Netz Haut de Fiaugères besteht aus EFH und einzelnen grösseren ländlichen Gebäuden wie Bauernhöfen oder Scheunen. 69 % der Gebäude verfügen über eine PVA, 47 % der Gebäude verfügen über ein BESS. Die Gebäude verfügen teilweise über sehr grosse Dachflächen, welche zu sehr leistungsstarken PVA und einem grösseren Batteriespeicher führen.

2.1.2 DIgSILENT PowerFactory

Die Software PowerFactory führt quasi-dynamische Simulationen mit benutzerdefinierter Schrittweite aus. Die Lastflussberechnung der Niederspannungsnetze erfolgt über ein Newton-Raphson-Verfahren (Iterationen). In dieser Untersuchung werden synthetisch generierte Leistungsprofile in 15-Minuten-Auflösung verwendet.

Um zusätzliche, komplexere Regelungen in PowerFactory einbinden zu können und die Berechnung weitestgehend automatisiert durchführen zu können, wird ein in Python programmiertes Skript mit PowerFactory gekoppelt. Darüber wurden die vier unterschiedlichen Betriebsarten von Batteriespeichern sowie die spannungsabhängige Blindleistungsregelung Q(U) für Photovoltaikanlagen in die Niederspannungssimulationen eingebunden. Die Auflösung der Berechnungsdaten ist auf 15-Minuten festgelegt.

Abbildung 2 stellt die Verknüpfung zwischen Python und PowerFactory schematisch dar. Die Netzberechnung wird über PowerFactory gestartet, wobei die synthetischen Last- und PV-Profile als csv-Datei sowie die Parameter der Batteriespeicheralgorithmen über Python eingelesen werden.

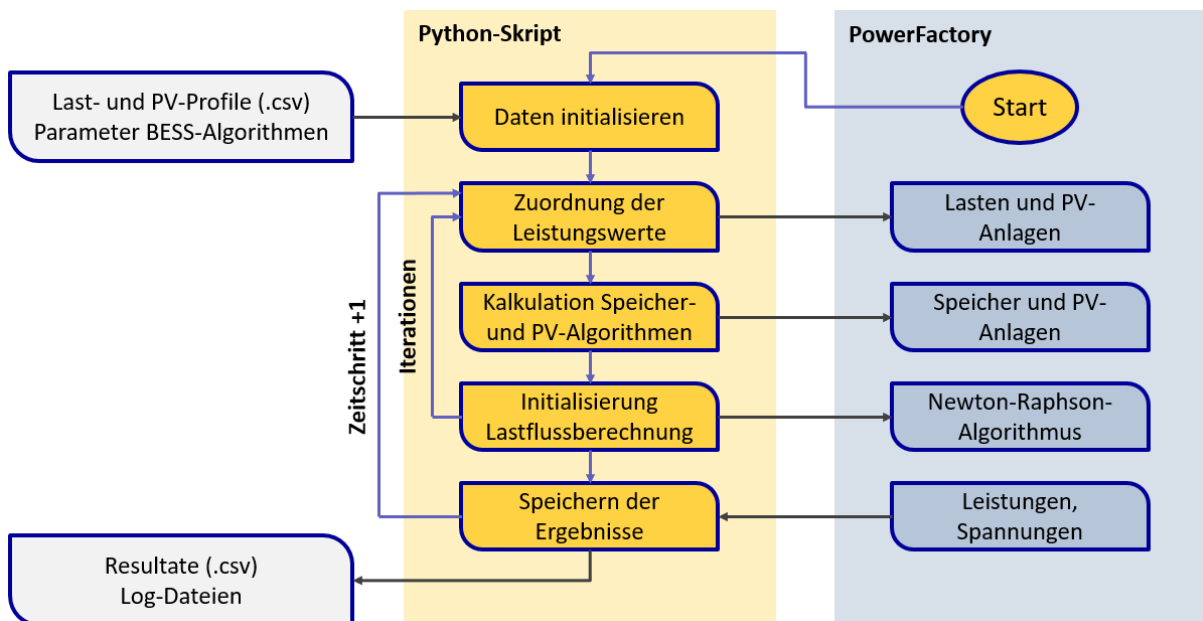


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Zusammenspiels der Netzsimulation und Lastflussberechnung mittels PowerFactory und Python

PowerFactory führt Netzberechnungen auf Basis einer quasi-dynamischen Simulation durch. Die Simulation besteht also aus einer Reihe diskreter, unabhängiger Zeitschritte. Insbesondere die Q(U)-Regelung der Photovoltaikanlagen und die Spannung an den Netzknoten beeinflussen sich gegenseitig stark. Dies kann zu starken Oszillationen in der Netzsimulation aufgrund der quasi-dynamischen Simulation führen. Deshalb müssen innerhalb der Lastflussberechnung über den ganzen Tagesverlauf zusätzliche Lastflussberechnungen iterativ durchgeführt werden, um die Resultate jedes einzelnen Zeitschritts korrekt erzeugen zu können. Es wird in jedem Zeitschritt ein eigener, geschlossener Prozess gestartet, in welchem die Lastflüsse so lange iteriert werden, bis die Berechnung valide Datenwerte für beispielsweise Blindleistung und Spannung erzeugt hat, und keine Oszillationen mehr vorherrschen. Die Berechnungsergebnisse werden als csv-Dateien gespeichert, die Logdaten als txt-Dateien.

Simuliert werden jeweils einzelne Tage, einmal für den Sommer und einmal für Winter. Für die Niederspannungsnetze sollen mit einem Sommer- und einem Wintertag die Extrem-Belastungsszenarien simuliert werden. Der Sommertag bildet perfekte Wetterbedingungen zur PV-Erzeugung und eine etwas geringere Elektrizitätsnachfrage ab. Im Sommer werden die hohen Leistungen im Niederspannungsnetz durch die PV-Einspeisung erzeugt. Im Winter führt eine generell hohe Elektrizitätsnachfrage und zusätzlich benötigte Leistung für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge zu hohen Leistungen an Winterabenden. Darüber hinaus bleibt die PV-Produktion aus.

2.1.3 Batteriespeichersystem (BESS)

Der Lade- und Entladeprozess eines Energiespeichers ist immer verlustbehaftet. Ein Speicher ist nie in der Lage, die vom Netz bezogene Energie zu 100 Prozent wieder zurück zu speisen. Die Effizienz eines Batteriespeichers wird mit der «Round Trip Efficiency» beziffert. Dieser Wert entspricht dem Verhältnis der dem Speicher zugeführten Energie zur vom Speicher bezogenen Energie. Gestützt auf Angaben aus der Literatur [9] wird mit einer Round Trip Efficiency von 88 % gerechnet.

Die maximal mögliche Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers ist jeweils auf die 1.5-fache Leistung in Bezug auf die maximale Speicherkapazität begrenzt.



Um den Einfluss der unterschiedlichen Betriebsarten von Batteriespeichern auf das Elektrizitätsnetz zu untersuchen, werden vier Batteriespeicheralgorithmen programmiert: Eigenverbrauchsoptimierung (EV), Lastausgleich (LA), spannungsabhängige Leistungsregelung (P(U)) und Trafolastausgleich (TLA). Der Lastausgleichsalgorithmus, der Trafolastausgleichsalgorithmus und die P(U)-Regelung können als netzdienliche Betriebsarten in unterschiedlicher Abstufung verstanden werden. Der Lastausgleichsalgorithmus beeinflusst die Leistungsflüsse des individuellen Haushalts, in welchem der Batteriespeicher installiert ist. Der Trafolastausgleichsalgorithmus hingegen steuert die Batteriespeicher so, dass der Leistungsfluss an der Trafostation möglichst gut ausgeglichen wird.

Als Referenz für die netzdienlichen Batteriespeicheralgorithmen gilt die heutzutage verbreitetste Betriebsart, die Eigenverbrauchsoptimierung.

2.1.4 Batteriespeicher – Eigenverbrauchsoptimierung

Die Eigenverbrauchsoptimierung strebt eine Maximierung des Eigenverbrauchs des Kunden und somit eine Minimierung des finanziellen Verlusts durch PV-Einspeisung an. Ziel ist es überschüssige Energie der PV-Anlage (PVA) in der Batterie zu speichern und bei Bedarf, also einem Netzbezug, wieder abzugeben. Es handelt sich daher um eine rein finanzielle Optimierung für den Endkunden.

Abbildung 3 zeigt das Verhalten eines BESS mit einer Kapazität von 5 kWh, Maximalleistungen bis 7.5 kW, mit Eigenverbrauchsoptimierung an einem Sommertag. Relevant für die Eigenverbrauchsoptimierung ist die Gesamtleistung, d. h. die Differenz aus Verbrauch und PV-Produktion. Negative Leistungen entsprechen einer Einspeisung in das Netz, positive Leistungen einem Bezug aus dem Netz. Der Ladezustand (SOC) des Batteriespeichers ist auf der sekundären y-Achse rechts aufgetragen.

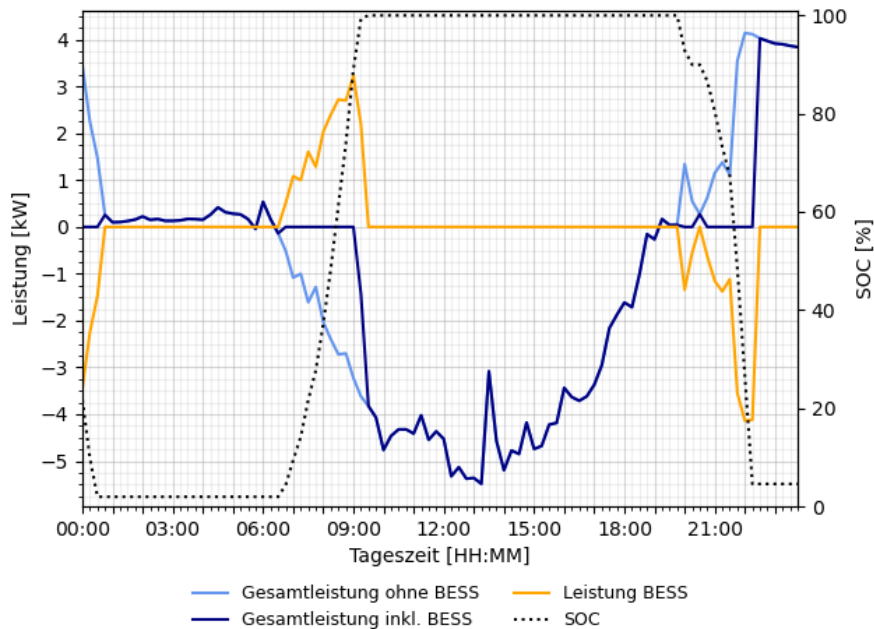


Abbildung 3: Batteriespeicheralgorithmus zur Eigenverbrauchsoptimierung, 5 kWh Speicherkapazität, Sommertag

Die hellblaue Kurve stellt die Gesamtleistung dar, sofern kein BESS eingesetzt wird. Dunkelblau zeigt die Gesamtleistung an, die mithilfe des BESS von 5 kWh Speicherkapazität erzielt werden kann. Die resultierende Leistung des BESS wird in Gelb angezeigt.

Die Eigenverbrauchsoptimierung entlädt den Batteriespeicher, sobald ein Netzbezug stattfinden würde und lädt die Batterie, sobald Strom in das Netz eingespeist werden würde, d.h. ein PV-Überschuss vorherrscht. Dies führt dazu, dass der Batteriespeicher bereits früh seine Kapazitätsgrenze erreicht und die eigentliche PV-Mittagsspitze nicht durch den Batteriespeicher gekappt werden kann. Gegen



Abend kann die Eigenverbrauchsoptimierung nicht effektiv zu einer Lastspitzenreduzierung beitragen, da der Speicher sich schon früh voll entlädt – die Lastspitze muss aus dem Netz bezogen werden.

Der Ladezustand des Batteriespeichers für die Eigenverbrauchsoptimierung befindet sich zu Tagesbeginn bei 20 %.

2.1.5 Batteriespeicher – Lastausgleich

Der in Abbildung 4 dargestellte Lastausgleichs-Algorithmus strebt an, den Leistungsbezug aus dem Netz und die Einspeisung des individuellen Haushalts in das Netz möglichst abzuflachen. Dabei werden sowohl Einspeise- als auch Verbrauchsspitzen reduziert.

Da es sich in Arbeitspaket 1 um Simulationen handelt, verwendet auch der Lastausgleichsalgorithmus eine perfekte Vorhersage, d. h. eine perfekte Prognose der Gesamtlast. In einer realen Applikation kann dies nie erzielt werden. Die Simulation zeigt somit das maximale Potenzial des Lastausgleichs auf.

Der Lastausgleichsalgorithmus erzielt eine maximale Reduzierung bzw. Nivellierung der Verbrauchs- und Einspeisespitze(n).

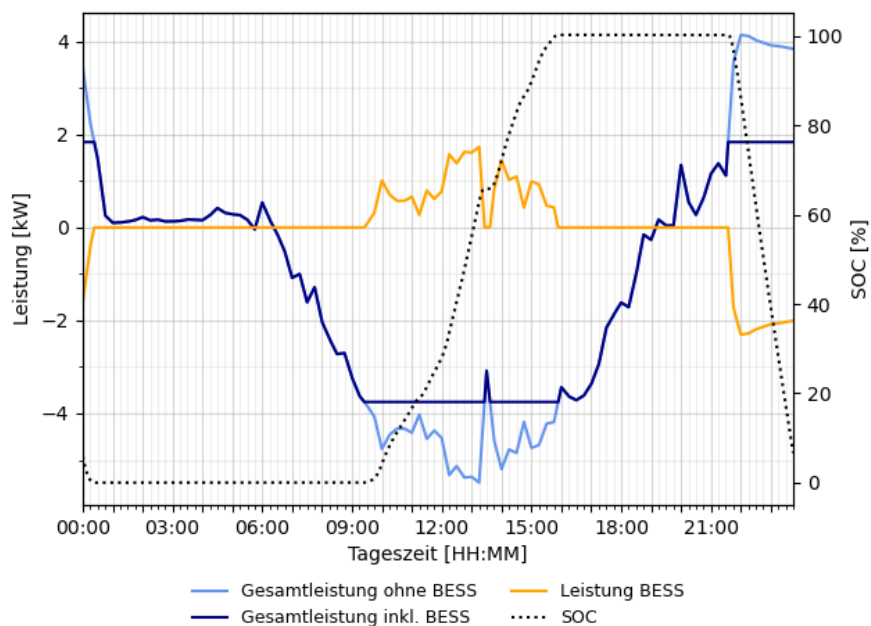


Abbildung 4: Batteriespeicheralgorithmus Lastausgleich, 5 kWh Speicherkapazität, Sommertag

Damit das Potenzial der Lastausgleichsregelung durch ein ungünstiges Verhältnis aus PV-Produktion und Verbrauch nicht eingeschränkt wird, kann der Batteriespeicher z. B. an einem Wintertag auch dann geladen werden, wenn die Lasten vergleichsweise gering sind.

Für die Lastausgleichsregelung wird die tägliche Energiebilanz berechnet, sodass der Batteriespeicher über den Tag gleich viel Energie lädt, wie er entlädt. Pro Tag steht der Lastausgleichsregelung daher ein voller Speicherzyklus zur Verfügung – der Ladezustand zu Beginn des Tages wird vor der Simulation mithilfe der perfekten Prognose der Gesamtlast berechnet.

Im Idealfall, also bei guten Vorhersagen des Haushaltsverbrauchs und der PV-Erzeugung, wird der Eigenverbrauch bei Einsatz des netzdienlichen Lastausgleichs-Algorithmus nur geringfügig beeinträchtigt.



2.1.6 Batteriespeicher – P(U)-Regelung

Die P(U)-Regelung, oder auch spannungsabhängige Wirkleistungsregelung, lädt oder entlädt den Speicher entsprechend der am Hausanschlusskasten (HAK) anliegenden Spannung und strebt somit eine Spannung von 1 p.u. an. Darüber hinaus strebt die Regelung jederzeit einen SOC des Batteriespeichers von 50 % an.

Bei der in Abbildung 5 dargestellte P(U)-Regelung handelt es sich um eine auf Erfahrungswerten basierte Eigenentwicklung der BFH. Eine optimierte P(U)-Regelung oder sogar eine selbstlernende P(U)-Regelung könnte signifikant bessere Resultate erzielen.

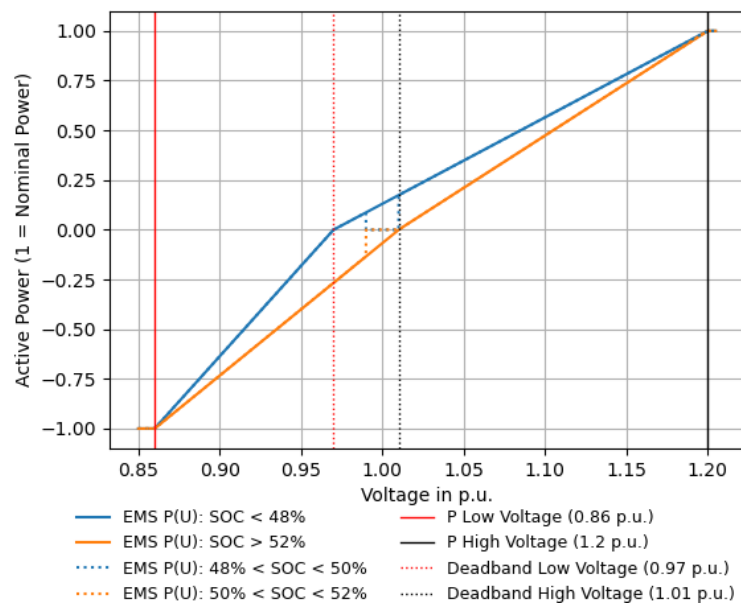


Abbildung 5: Batteriespeicheralgorithmus Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung P(U)

Die y-Achse «Active Power» ist auf eine Nominaleistung des Speichers von 1 skaliert. Der Speicher lädt bei positiven Werten für die «Active Power», und entlädt bei negativen Werten. Bei einem Wert von 1 oder -1 lädt, respektive entlädt der Batteriespeicher mit maximal möglicher Wirkleistung. Um einen SOC von 50 % zu erreichen, gibt die P(U)-Regelung unterschiedliche Lade- bzw. Entladeleistungen je nach aktuellem SOC vor. Sofern ein SOC zwischen 48 % und 52 % vorliegt, und sich die Spannung zwischen 0.99 p.u. und 1.01 p.u. befindet, wird der Batteriespeicher weder geladen noch entladen (Kurven blau/orange gepunktet). Bei einem SOC unter 48 % (blau) lädt die Batterie schon bei geringeren Spannungen und mit höherer Leistung und entlädt erst ab tieferen Spannungen und mit geringerer Leistung als bei einem SOC über 52 % (orange).

Um die Möglichkeiten der P(U)-Regelung bezüglich Netzentlastung aufzeigen zu können, wird der initiale SOC des Batteriespeichers für das Sommerszenario auf 20 % und für das Winterszenario auf 50 % festgelegt.

2.1.7 Batteriespeicher – Trafolastausgleich

Der Algorithmus zum Trafolastausgleich weist die gleiche Funktionsweise wie der Lastausgleich auf. Allerdings reduziert er im Gegensatz zum Lastausgleich nicht die Lastspitzen des individuellen Haushalts, sondern strebt die maximale Reduzierung bzw. Nivellierung der Bezugs- und Einspeisespitzen an der Trafostation an. Es handelt sich daher um einen rein netzdienlichen Algorithmus.



Der Trafolastausgleich verwendet dazu eine perfekte Vorhersage der Wirkleistung des Transformators über einen Tag. In einer realen Applikation kann dies nie erzielt werden, die Simulation zeigt somit das maximale Potenzial des Trafolastausgleichs auf.

Damit das Potenzial der Trafolastausgleichsregelung durch ein ungünstiges Verhältnis aus PV-Produktion und Verbrauch nicht einschränkt wird, können die Batteriespeicher z. B. an einem Wintertag auch dann geladen werden, wenn die Lasten vergleichsweise gering sind. Somit können die Batterien zu einem späteren Zeitpunkt, an welchem hohe Lastspitzen auftreten, entladen werden.

Für den Trafolastausgleich wird die tägliche Energiebilanz der einzelnen Batteriespeicher berechnet, sodass die Speicher über den Tag gleich viel Energie laden, wie sie entladen. Pro Tag steht dem Trafolastausgleich daher für jeden Batteriespeicher ein voller Speicherzyklus zur Verfügung – der Ladezustand zu Beginn des Tages wird vor der Simulation mithilfe der perfekten Prognose der Gesamtlast berechnet.

Da es sich bei diesem Algorithmus um eine zentrale Steuerung handelt, würden für die Realisation einer solchen Steuerung und die dafür benötigte Kommunikation zum dezentralen Batteriespeicher auch Kosten anfallen.

2.1.8 Photovoltaikanlagen – Q(U)-Regelung

Ein Wechselrichter (WR) konvertiert Gleichstrom in Wechselstrom und speist diesen in das Stromnetz ein. Wird der Wechselstrom in Phase zur anliegenden Wechselspannung eingespeist, so wird nur Wirkleistung übertragen ($\cos \phi = 1$, Erzeugerpeilsystem). Der Wechselrichter kann den Strom variabel vor- bzw. der Spannung nachteilend ins Netz einspeisen und somit den Blindleistungsfluss steuern. Abhängig vom Blindleistungsfluss ergibt sich durch die Leitungsimpedanz eine Änderung der Spannung beim Anschlusspunkt des WR. Wird der WR untererregt betrieben, resultiert beim Anschlusspunkt eine Reduzierung der Spannung und umgekehrt, wenn der WR übererregt betrieben wird.

Mithilfe der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung Q(U) für PV-Anlagen können die WR eigenständig zur Netzstabilisierung beitragen. Somit würden bereits vorhandene Elemente zur Spannungshaltung genutzt werden, bevor zusätzliche Möglichkeiten wie beispielsweise Batteriespeicher hinzugezogen werden.

Für alle PV-Anlagen wurde die Q(U)-Kennlinie (Abbildung 6), welche in der Branchenempfehlung des Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) NA/EEA-NE7 – CH 2020 und auch vom Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) AR-N 4105:2018 vorgeschlagen wurde, implementiert [10] [11] [12].

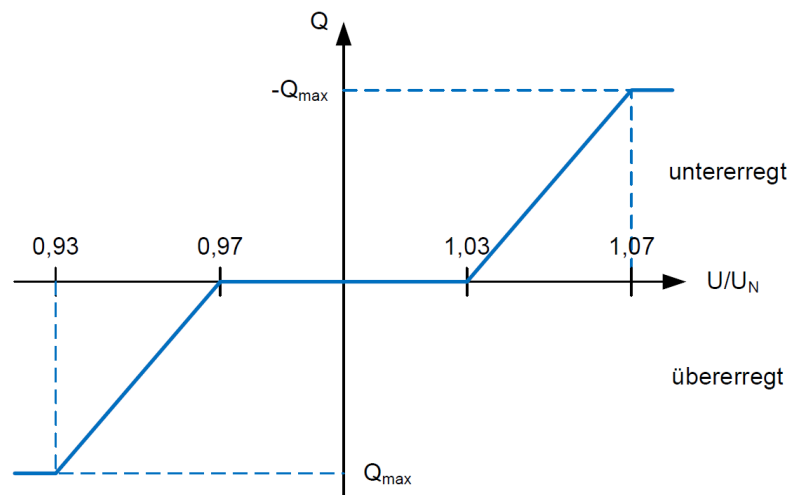


Abbildung 6: Spannungsabhängige Blindleistungsregelung der Photovoltaikanlagen (Bildquelle: [10])



Die maximale Blindleistung Q_{max} ist ein variabler Wert, welche in Abhängigkeit des Momentanwerts der PV-Wirkleistung gemäss Formel 3 bestimmt wird.

$$Q_{max} = P_{Momentan} \cdot \tan(\cos^{-1}(\cos \varphi_{nenn})) \quad (3)$$

Durch die Vorgabe eines $\cos \varphi_{nenn}$ von 0.9 ergeben sich maximale Blindleistungswerte von ca. 48 % der momentanen Wirkleistung der PV-Anlage [13].

Sobald die am HAK anliegende Spannung beispielsweise den oberen Schwellwert von 1.03 p.u. überschreitet, wird die Q(U)-Regelung aktiviert, woraufhin der WR beginnt Blindleistung untererregt aus dem Netz zu beziehen. Dies resultiert in einer Spannungssenkung am Anschlusspunkt. Die Höhe der Blindleistung hängt davon ab, wie stark die Spannung den oberen Schwellwert überschreitet. Steigt die Spannung auf einen Wert grösser als 1.07 p.u., beziehen die WR untererregt die maximale Blindleistung. Analog reagiert der WR bei einer Unterschreitung des unteren Schwellenwerts von 0.97 p.u. mit dem Einspeisen von Blindleistung (übererregt). Der Skalierungsfaktor für die Q(U)-Regelung ergibt sich über die Kennlinie, welche die Amplitude der Blindleistung im übererregten und untererregten Fall definiert.

Die WR können nur Blindleistungsregelung betreiben, sofern die PV-Anlage momentan Wirkleistung erzeugt.

2.1.9 Simulierte Szenarien

Die für die drei Netze simulierten Szenarien werden in

Tabelle 6 dargestellt. Die Tabelle zeigt, welche Kombination aus Simulationstag, Parametervariation, gewählttem Batteriespeicher-Algorithmus und PV-Q(U)-Regelung in den individuellen Szenarien abgebildet wird.

Tabelle 6: Beschreibung der zu simulierenden Szenarien (IST, Parametervariation und Szenarien 2035)

Szenarien			Simulierter Tag		Profile und Parametervariation							EMS-Algorithmen				Q(U) Spannungsh.	
Kategorie	Nummer	Kurzbeschreibung	Sommer	Winter	IST	2035						Eigenverbrauch-opt. (EVO)	P(U)	Lastausgleich (LA)	Trafolast-ausgleich (TLA)	PV Q(U)	
						BASE	Load +10%	Load -10%	EFZ +10%	EFZ -10%	BESS High					BESS Low	ON
IST	S01	IST Sommer	X		X												X
	S02	IST Winter		X	X												X
Kein BESS	S03	Kein BESS Sommer	X			X										X	
	S04	Kein BESS Winter		X		X											X
	S05	Kein BESS, kein Q(U)	X			X											X
Varianten	S11	LOAD H		X			X							X			X
	S12	LOAD L	X					X						X		X	
	S13	EFZ H		X					X					X			X
	S14	EFZ L	X							X				X		X	
	S15	BESS H Sommer	X								X			X		X	
	S16	BESS L	X									X		X		X	
	S17	BESS H Winter		X										X		X	X
EVO	S21	Sommer	X			X						X				X	
Lastausgleich	S31	Sommer	X			X								X		X	
	S32	Winter		X		X								X			X
	S33	Kein Q(U) Sommer	X			X								X			X
P(U)	S41	Sommer	X			X							X			X	
	S42	Winter		X		X							X				X
Trafolastausgleich	S51	Sommer	X			X									X	X	
	S52	Winter		X		X									X		X
	S53	Kein Q(U) Sommer	X			X									X		X



Als Referenz für die Szenarien 2035 werden sowohl ein Sommer- als auch Wintertag als IST-Szenarien sowie als Szenarien 2035 ohne BESS simuliert (S01 bis S05). Weiter gilt die Eigenverbrauchsoptimierung als Referenz für die Sommertage der netzdienlichen Betriebsstrategien Lastausgleich, Trafolastausgleich und P(U).

Die Sensitivitätsanalyse soll aufzeigen wie sehr einzelne Parameter die Simulationsergebnisse beeinflussen. Die zu testenden Parameter umfassen Elektrizitätsverbrauch, Verbrauch durch Elektrofahrzeuge und die Anzahl der Batteriespeichersysteme. Die Parameter werden dazu jeweils einzeln variiert und der Einfluss der Parametervariation auf die Simulationsergebnisse analysiert. Für die Sensitivitätsanalyse wird für die Simulationen immer der Lastausgleichs-Algorithmus für die Batteriesteuerung verwendet. Dabei wird jeweils nur ein einzelner Parameter variiert, um den potenziellen Einfluss dieses Parameters auf die Simulationsergebnisse abschätzen zu können.

Lastausgleich, Trafolastausgleich und P(U) werden jeweils für einen Sommer- und einen Wintertag simuliert. Die Eigenverbrauchsoptimierung wird lediglich für einen Sommertag simuliert – an einem Wintertag ohne PV-Produktion besteht kein Potenzial für Eigenverbrauch, hier kann das Szenario S04 ohne BESS herangezogen werden.

Darüber hinaus soll der Effekt der Q(U)-Regelung für PV-Anlagen auf das Netz für das ländliche und das vorstädtische Netz genauer analysiert werden. Dafür werden ebenfalls Szenarien für Sommertage definiert, bei welchen die Q(U)-Regelung für PV-Anlagen nicht berücksichtigt wird. Dies betrifft sowohl Szenario S05 als auch das Lastausgleichsszenario S33 und das Trafolastausgleichsszenario S53.

Im Unterschied zu den Simulationen für das Netz Neyruz oder das Netz Haut de Fiaugères werden in den Untersuchungen des Niederspannungsnetzes Luzernstrasse die PVA nicht mit einer Q(U)-Regelung ausgestattet. Im Gegensatz zu Leitungen in vorstädtischen und ländlichen Gebieten, die länger und für kleinere Nennströme ausgelegt sind, sind Leitungen in städtischen Gebieten kurz und haben einen grösseren Durchmesser. Das führt dazu, dass der Effekt der Blindleistung auf die Spannungshaltung deutlich geringer ausfällt. Darüber hinaus ist das Potenzial in städtischen Gebieten für Spannungshaltung durch Q(U)-Regelung an PVA im Allgemeinen insgesamt geringer, da städtische Gebiete eine geringe PV-Produktion in Relation zum Verbrauch aufweisen.

Für das Netz Luzernstrasse werden daher alle Szenarien ohne Q(U)-Regelung der PVA durchgeführt. Die Szenarien S05, S33 und S53 werden nicht durchgeführt.



2.2 Vorstädtisches Netz Neyruz

2.2.1 Leistungsprofil 2035

Mit den unter 2.1.1 beschriebenen Annahmen wurde Abbildung 7 erstellt, um die Leistungswerte der unterschiedlichen Parameter über den Tagesverlauf in Relation zu stellen. Dabei werden die Leistungswerte für den Sommertag dargestellt. Die EFZ werden vorwiegend über den Abend und die Nacht aufgeladen. Die Leistung der PV für 2035 teilt sich auf in die bereits installierten PV-Anlagen und den bis 2035 prognostizierten Zubau.

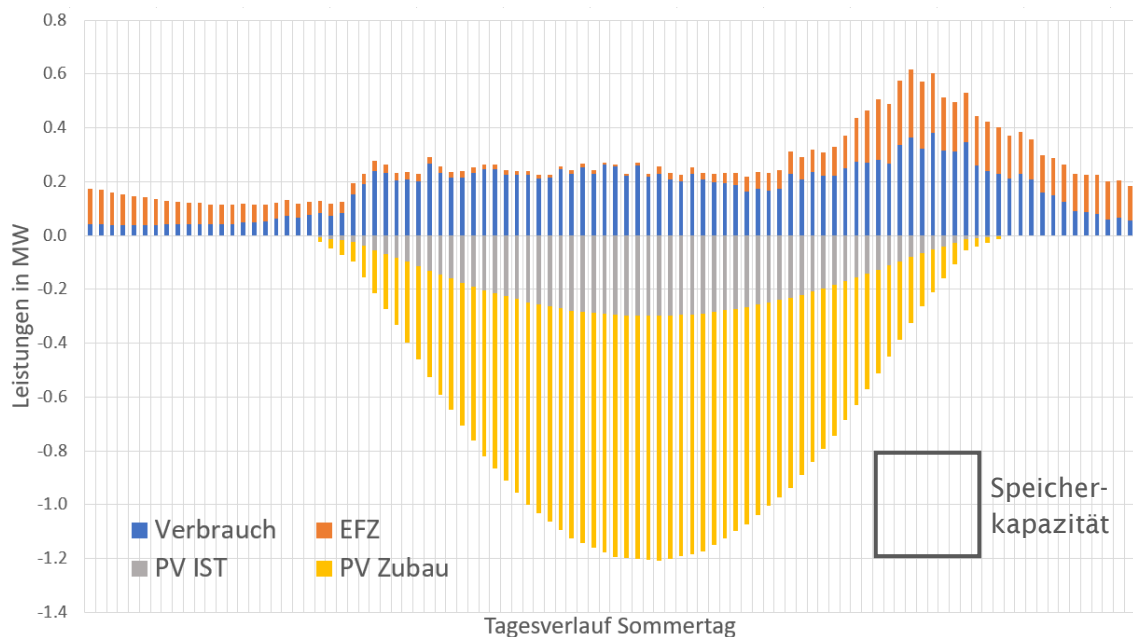


Abbildung 7: Leistungsprofil Tagesverlauf Trafo Neyruz für die Energieprognosen 2035, Sommertag. PV IST als Referenz zur PV-Gesamtleistung.

Betrachtet man die Energiemenge, so liegt der Verbrauch über den Sommertag bei 4.3 MWh, dazu kommt der Verbrauch der EFZ von 2.0 MWh. Insgesamt werden 11.1 MWh durch PV produziert, davon machen die bestehenden PV-Anlagen 2.8 MWh aus, die produzierte Energie aus den zugebauten PVA wird mit 8.4 MWh beziffert.

Für den Wintertag liegt der Haushaltsverbrauch bei 12.1 MWh, der Verbrauch durch EFZ weiterhin bei 2.0 MWh.

2.2.2 Batterienutzung

Die Batterienutzung zeigt an, wie umfassend die Batteriespeicher im Verteilnetz in jedem einzelnen Szenario genutzt wurden. Sie ist ein wichtiger Parameter, um die Simulationsergebnisse und den Einfluss der Batteriespeicher einer bestimmten Steuerungslogik auf das Verteilnetz einordnen zu können. Manche Algorithmen nutzen die Batterie etwas mehr als andere, es geht also um die Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Algorithmen in Bezug auf genutzte Speicherkapazität

Die Batterienutzung der Szenarien, welche einen Sommertag abbilden, wird in Abbildung 8 dargestellt. Die Grafik stellt für jedes Szenario die geladene Energiemenge, sowie die entladene Energiemenge (schraffiert) aller Batteriespeicher im Netz Neyruz dar.

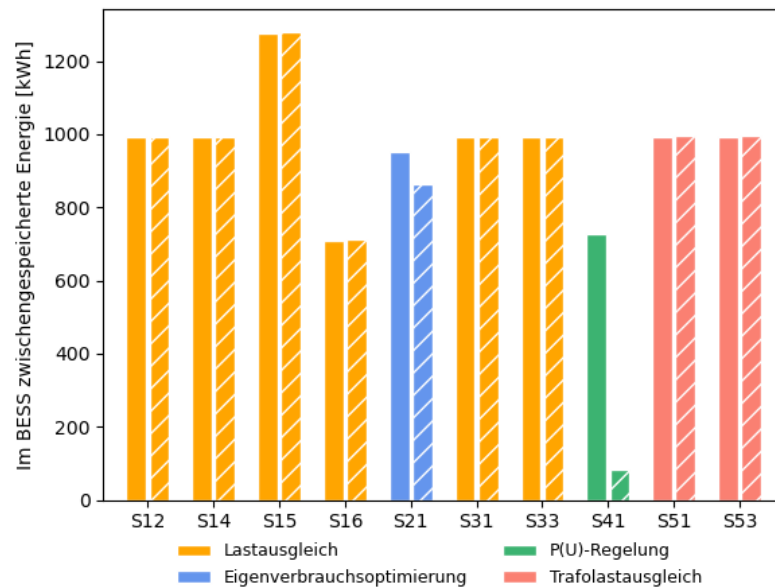


Abbildung 8: Batterienutzung der Sommertags-Szenarien: Die Darstellung zeigt die geladene und entladene Energiemenge (schraffiert) aller im Netz installierten Batteriespeicher je Szenario.

Um die Differenz der entladenen zur geladenen Energiemenge zu verbildlichen, wurden die Entladewirkungsgrade herausgerechnet – die Energiemengen werden aus Batteriesicht dargestellt. Die geladene Energiemenge entspricht somit der in der Batterie eingespeicherten Energie. Am Anschlusspunkt der Batterie wird eine höhere Energiemenge bezogen, ein Teil davon geht aufgrund der Ladewirkungsgrade verloren, der restliche Teil entspricht der eingespeicherten Energie. Die entladene Energiemenge zeigt die aus der Batterie ausgespeicherte Energie. Aufgrund der Entladewirkungsgrade kommt am Anschlusspunkt der Batterie nur ein Grossteil dieser Energiemenge an, der Rest sind Verluste.

Abbildung 9 zeigt die Batterienutzung in den Wintertags-Szenarien.

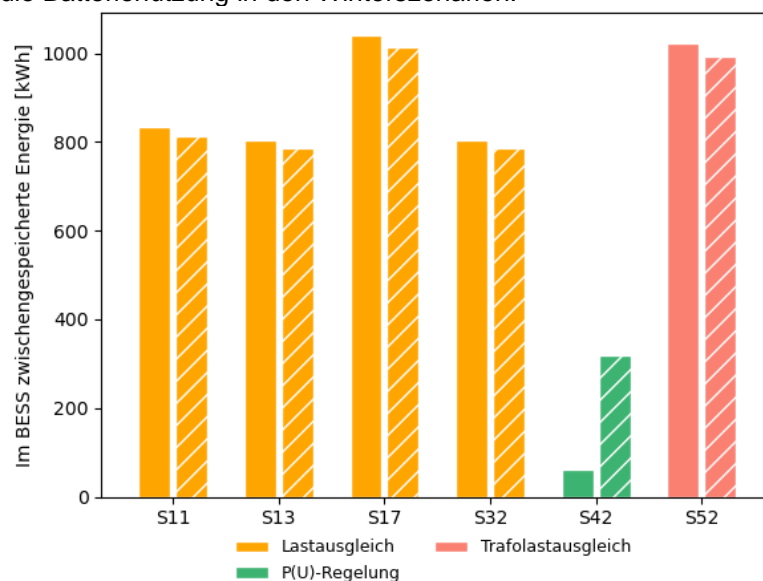


Abbildung 9: Batterienutzung der Wintertags-Szenarien: Die Darstellung zeigt die geladene und entladene Energiemenge (schraffiert) aller im Netz installierten Batteriespeicher je Szenario.



Beide Grafiken zeigen deutlich, dass die Energiebilanzen der Lastausgleichs- sowie der Trafolastausgleichs-Szenarien ausgeglichen sind. Hier gibt es nur geringe Differenzen zwischen Lade- und Entladeenergie. Wie zu erwarten speichern mit P(U)-Regelung betriebene Batterien im Sommer mehr Energie ein, als sie ausspeisen. Im Winter hingegen wird mehr Energie aus der Batterie ausgespeichert als eingespeichert. Das Szenario S21 mit Eigenverbrauchsoptimierung weist eine leicht erhöhte Einspeisung auf.

2.2.3 Auslastung

Die Auslastung ist ein wichtiger Parameter anhand dessen ein direkter technischer Nutzen von Netzdienlichkeit im Verteilnetz bewertet werden kann. Netzdienliche Speicheralgorithmien führen im Idealfall zur Vermeidung oder Verzögerung von Netzverstärkungen bzw. Netzausbau indem Überlastungen bei Betriebsmitteln wie Leitungen oder Trafos verhindert werden. Unter dem Begriff «Überlastungen» werden Auslastungen an Betriebsmitteln grösser 100 Prozent verstanden. Überlastungen stellen für einige Betriebsmittel für einen kurzen Zeitraum oder einem gewissen Wert kein Problem dar. Bei langfristigen, hohen oder dauerhaften Überlastungen können Betriebsmittel ausfallen, irreparabel geschädigt werden oder im schlimmsten Fall Brände ausgelöst werden.

Abbildung 10 stellt die Anzahl der Auslastungen über 75 % für unterschiedliche Steuerungsalgorithmen der Batteriespeicher dar. In Abbildung 11 wird die Anzahl der Überlastungen, also Auslastungen grösser 100 %, für die verschiedenen Steuerungsalgorithmen aufgezeigt.

Dafür werden alle Netzelemente mit allen 15-Minuten-Zeitschritten berücksichtigt. Für das Netz Neyruz ergeben sich mit über 230 Netzelementen und 96 15-Minuten-Zeitschritten insgesamt über 22'000 Datenwerte.

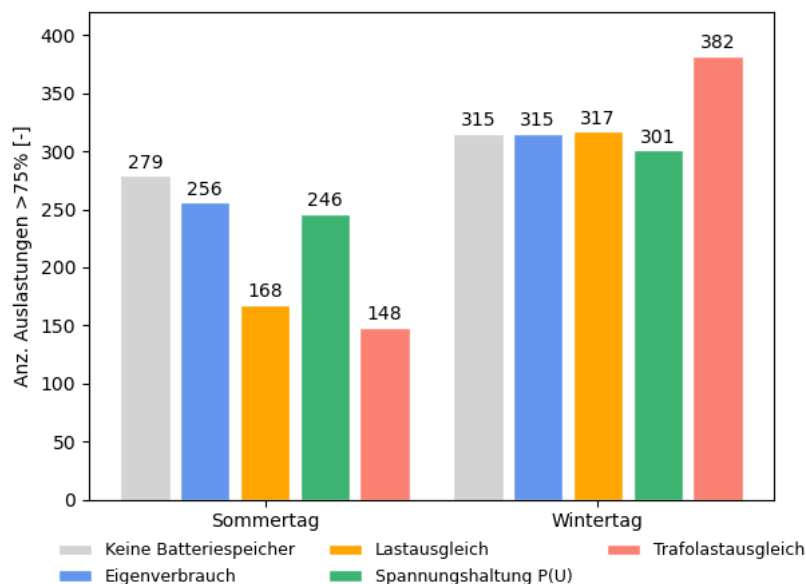


Abbildung 10: Anzahl der auftretenden Auslastungen grösser 75 % bei unterschiedlichen Batteriespeicher-Steuerungsalgorithmen, Sommer- und Wintertag, Neyruz.

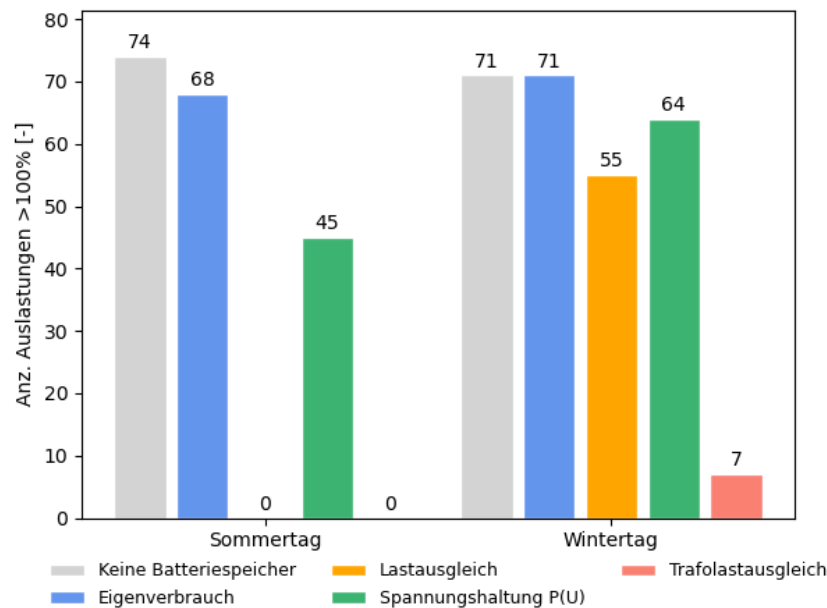


Abbildung 11: Anzahl der auftretenden Überlastungen bei unterschiedlichen Batteriespeicher-Steuerungsalgorithmen, Sommer- und Wintertag, Neyruz.

Für die simulierten Wintertags-Szenarien treten mehr Auslastungen über 75 % auf, die Überlastungen bewegen sich auf einem ähnlichen Niveau.

Darüber hinaus zeigen die Grafiken, dass die Eigenverbrauchsoptimierung die Anzahl der Auslastungen sowohl über 75 % als auch über 100 % nur marginal beeinflusst.

Für den Sommertag führen die Algorithmen Lastausgleich und Trafolastausgleich zu etwas weniger Auslastungen grösser 75 % und schaffen es alle Überlastungen zu vermeiden. Die P(U)-Regelung führt nur im Sommer zu etwas weniger Überlastungen.

Für den Wintertag führt insbesondere der Trafolastausgleichsalgorithmus zu mehr Auslastungen grösser 75 %. Der Trafolastausgleich schafft es fast alle Überlastungen zu verhindern. Dies gelingt beim Trafolastausgleich auch deshalb, weil im Gegenzug einige geringe Auslastungen erhöht und damit über den 75%-Wert geführt werden. Im Gegensatz dazu können der Lastausgleich und insbesondere die P(U)-Regelung die Überlastungen nur geringfügig reduzieren.

In Abbildung 12 und Abbildung 13 werden die Tagesverläufe der Auslastung am Trafo Neyruz der unterschiedlichen Batterie-Steuerungsalgorithmen für den Sommer- bzw. den Wintertag dargestellt. Das Sonnensymbol zeigt an, dass es sich um ein Sommertags-Szenario handelt. Szenarien mit einer Schneeflocke werden mit einem Wintertag simuliert.

Der Trafo verfügt über eine Nennleistung von 1 MVA.

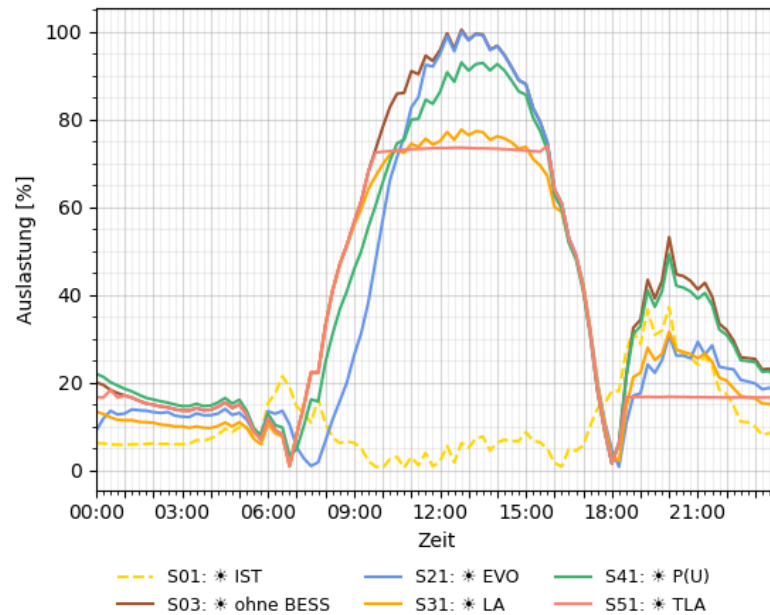


Abbildung 12: Tagesverlauf der Auslastung Trafo Neyruz für unterschiedliche Batterie-Steuerungsalgorithmen – Sommertag.

Der Vergleich der Zukunftsszenarien 2035 mit dem IST-Szenario S01 zeichnet einen starken Einfluss der PV-Anlagen auf die Auslastungen. Als Referenz für die Zukunftsszenarien 2035 kann das Szenario S03 ohne Batteriespeichersysteme herangezogen werden. Die Eigenverbrauchsoptimierung reduziert die morgendliche PV-Einspeisung und entlädt den Speicher aufgrund des geringen Verbrauchs gleichmässig über den Abend. Die P(U)-Regelung reduziert die Auslastung über den Tagesverlauf geringfügig, die abendliche Auslastungsspitze wird nicht reduziert. Lastausgleich und Trafolastausgleich erzielen eine ähnlich hohe Reduktion der Auslastungen, die durch PV-Einspeisung entstehen. Die Auslastungsspitze am Abend kann durch den Trafolastausgleich noch deutlicher reduziert werden als durch den Lastausgleich.

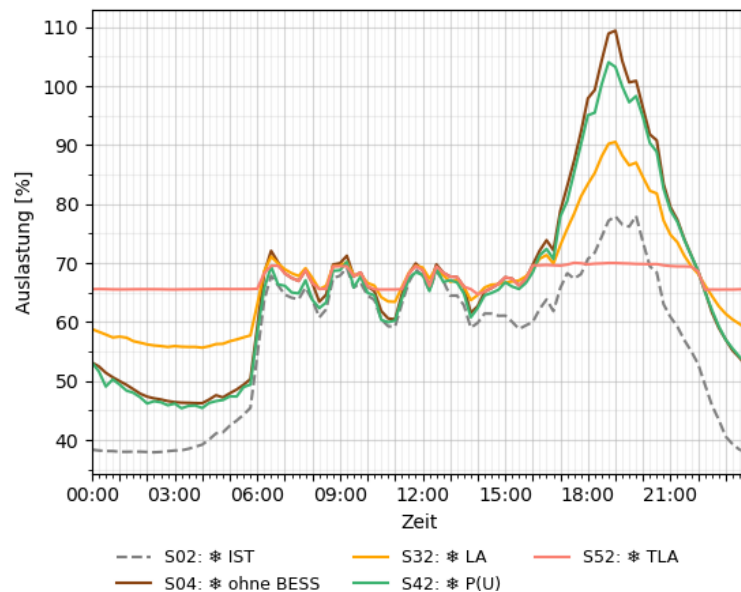


Abbildung 13: Tagesverlauf der Auslastung Trafo Neyruz für unterschiedliche Batterie-Steuerungsalgorithmen – Wintertag.

Im Vergleich zum IST-Szenario S02 der Wintertags-Szenarien führt in den Zukunftsszenarien insbesondere die abendliche Verbrauchsspitze zu deutlich höheren Auslastungen. Die P(U)-Regelung



kann diese nur geringfügig reduzieren. Der Lastausgleich erzielt bereits eine deutliche Reduktion der abendlichen Auslastungen. Der Trafolastausgleich hingegen erreicht fast eine vollständige Auslastungsglättung über den ganzen Tag.

Abbildung 14 und Abbildung 15 zeigen die Boxplot-Darstellungen der Auslastungen aller Netzelemente im Netz Neyruz. Abbildung 14 stellt die Auslastungen der Sommertags-Szenarien dar, Abbildung 15 diejenigen der Wintertags-Szenarien. Dabei steht jeder Punkt der Boxplot-Grafik für die Auslastung eines einzelnen Netzelements eines 15-Minuten-Intervalls. In der Boxplot-Darstellung wird der Median in Orange gezeigt. Die Whisker eines Boxplots markieren das 5%- bzw. das 95%-Quantil. Die Box wird durch das 25%- und das 75%-Quantil begrenzt. Die höchsten und die niedrigsten 5% der Datenwerte werden als Flyer (Ausreisser) dargestellt.

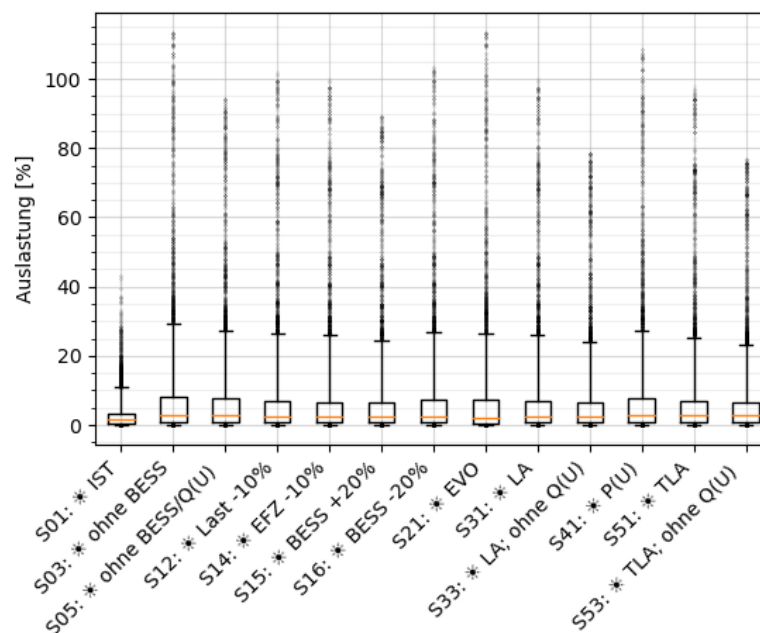


Abbildung 14: Auslastungen aller Netzelemente im Netz Neyruz des jeweiligen Sommertags-Szenarios. Boxplot: 5%-, 25%-, Median, 75%- und 95%-Quantil. (EVO: Eigenverbrauchsoptimierung; LA: Lastausgleich; TLA: Trafolastausgleich)

Im Vergleich zum IST-Szenario S01 sind die Auslastungen in den Zukunftsszenarien 2035 (Sommertage) deutlich erhöht. Auffällig sind die deutlich geringeren Auslastungen bei jenen Szenarien, in welchen die Q(U)-Regelung der PV-Anlagen deaktiviert ist. Die über die Q(U)-Regelung zusätzlich generierte Blindleistung sorgt für höhere Auslastungen an den Netzelementen.

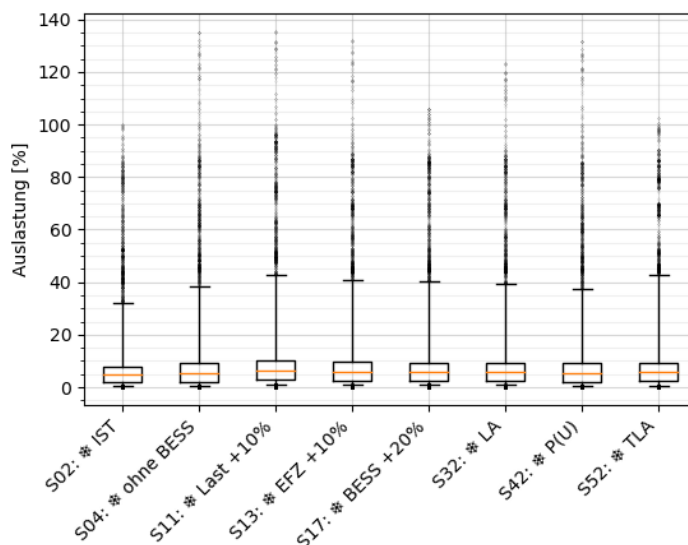


Abbildung 15: Auslastungen aller Netzelemente im Netz Neyruz des jeweiligen Wintertags-Szenarios. Boxplot: 5-%-, 25-%-, Median, 75-%- und 95-%-Quantil. (EVO: Eigenverbrauchsoptimierung; LA: Lastausgleich; TLA: Trafolastausgleich)

Auch bei den Wintertags-Szenarien sind die maximalen Auslastungen der Zukunftsszenarien 2035 höher als die des IST-Szenarios S02 – allerdings nicht so deutlich wie für den Sommertag. Sowohl für die Sommer- als auch für die Winterszenarien liegen 95 % aller Auslastungen unter 45 %.

Tabelle 7 gewährt einen detaillierteren Einblick in die in den unterschiedlichen Szenarien auftretenden Auslastungen. Für jedes Szenario werden die Auslastungen in Prozent für die jeweilige Maximalauslastung (MAX), den Median (MED) und den Mittelwert (AVG) aufgeschlüsselt.

Tabelle 7: Auswertung der Auslastungen aller Szenarien für das Netz Neyruz.

Szenario	Kurzbeschreibung	Sommer/ Winter	AUSLASTUNG in %											
			Alle Netzelemente			Auslastung > 80 %				Auslastung > 100 %				
			MAX	MED	AVG	MED	AVG	NeEI	Werte	MED	AVG	NeEI	Werte	
S01	IST	Sommer	43.2	1.6	2.9				0	0			0	0
S02	IST	Winter	100.3	5.0	8.0	85.1	86.7	4	144	100.3	100.3	3	3	
S03	Kein BESS	Sommer	113.5	3.0	7.7	93.9	95.3	12	247	107.5	107.6	7	74	
S04	Kein BESS	Winter	135.2	5.5	9.5	87.5	95.3	8	272	121.3	119.4	6	71	
S05	Kein BESS & Q(U)	Sommer	94.3	2.9	7.1	87.0	87.1	10	137			0	0	
S11	LA, Last + 10 %	Winter	135.6	6.1	10.4	93.3	97.4	7	337	122.7	120.3	4	74	
S12	LA, Last - 10 %	Sommer	102.0	2.4	6.5	92.5	91.7	7	135	101.4	101.4	1	5	
S13	LA, EFZ + 10 %	Winter	132.1	5.8	9.8	86.8	93.7	7	278	118.4	118.8	4	60	
S14	LA, EFZ - 10 %	Sommer	100.0	2.3	6.4	91.1	90.8	6	127			0	0	
S15	LA, BESS + 20 %	Sommer	89.3	2.3	6.2	84.4	84.6	5	107			0	0	
S16	LA, BESS - 20 %	Sommer	103.7	2.6	6.8	92.6	91.9	7	149	102.1	101.9	4	24	
S17	LA, BESS + 20 %	Winter	106.1	5.8	9.6	85.8	88.2	6	284	102.8	103.3	4	37	
S21	EVO	Sommer	113.5	2.1	6.6	93.0	94.8	12	228	109.3	107.5	7	68	
S31	LA	Sommer	99.8	2.5	6.5	91.3	91.0	6	122			0	0	
S32	LA	Winter	123.4	5.7	9.5	86.4	91.5	7	267	114.8	114.5	4	55	
S33	LA, kein Q(U)	Sommer	78.5	2.4	6.0			0	0			0	0	
S41	P(U)	Sommer	108.8	2.9	7.2	91.3	92.6	12	206	105.8	104.9	4	45	
S42	P(U)	Winter	131.6	5.4	9.3	88.0	95.4	7	236	121	119.3	6	64	
S51	TLA	Sommer	98.1	2.8	6.6	91.1	90.7	5	121			0	0	
S52	TLA	Winter	102.5	5.8	9.6	86.3	88.0	4	247	100.6	101.4	4	7	
S53	TLA, kein Q(U)	Sommer	76.8	2.7	6.1			0	0			0	0	



Diese Berechnung wurde zuerst unter Einbezug aller Netzelemente (und Zeitschritte) vorgenommen. Darüber hinaus werden der Median und der Mittelwert ebenso für alle Auslastungen über 80 % und für alle Überlastungen berechnet. Für die Auslastungen über 80 % sowie für die Auslastungen über 100 % werden ebenfalls die Anzahl der betroffenen Netzelemente (NeEI) und die Anzahl der betroffenen 15-Minuten-Werte (Werte) dargestellt. Da ein Grossteil der Netzelemente sehr geringe Auslastungen aufweisen und diese sich auch in den Zukunftsszenarien 2035 oder in den Parametervariationen nur geringfügig verändern, fällt der Medianwert sehr gering aus.

2.2.4 Spannungsgrenzwerte

Neben der Vermeidung von Überlastungen bewirkt auch die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte gemäss EN 50160 einen direkten technischen Nutzen im Verteilnetz. Im Idealfall tragen Batteriespeicher zur Einhaltung der Spannungsgrenzwerte bei und führen so zu Vermeidung oder Verzögerung von Netzverstärkungen bzw. Netzausbau.

Es wurden insbesondere die Spannungsgrenzwerte von 254.0 V und 196.3 V berücksichtigt. Der Spannungsgrenzwert von 207.8 V, welcher nicht von mehr als 5 % der Werte unterschritten werden darf, müsste für jedes Netzelement separat betrachtet werden.

Abbildung 16 zeigt die Anzahl der auftretenden Spannungsgrenzwertverletzungen, also Anzahl der Spannungen grösser 254.0 V und kleiner 196.3 V auf. Die Grafik stellt die Spannungsgrenzwertverletzungen für unterschiedliche Steuerungsalgorithmen der Batteriespeicher dar für den Sommer- und den Wintertag dar.

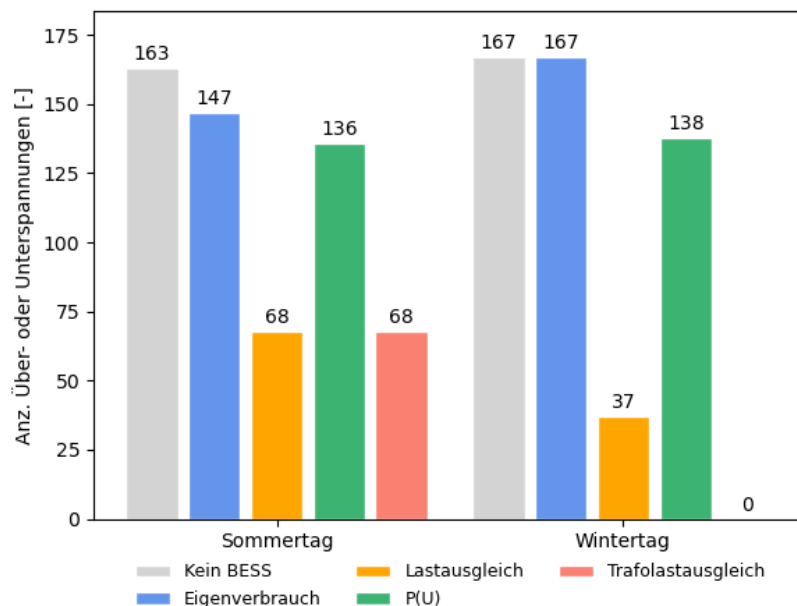


Abbildung 16: Anzahl der auftretenden Spannungsgrenzwertverletzungen bei unterschiedlichen Batteriespeicher-Steuerungsalgorithmen, Sommer- und Wintertag, Neyruz.

Die Anzahl der Spannungsgrenzwertverletzungen kann am Sommertag durch Lastausgleich oder Trafolastausgleich deutlich reduziert werden. Am Wintertag kann eine starke Reduzierung der Grenzwertverletzungen durch Lastausgleich erzielt werden. Mithilfe des Trafolastausgleichs können Spannungsgrenzwertverletzungen am Wintertag komplett verhindert werden.

Abbildung 17 und Abbildung 18 stellen die Spannungswerte aller Netzelemente als Boxplot-Darstellungen für alle Sommertags- bzw. Wintertags-Szenarien dar. Als Referenz für die Szenarien der Sensitivitätsanalyse S11 bis S17 gelten die Lastausgleichs-Szenarien S31 für den Sommertag und S32 für den Wintertag.

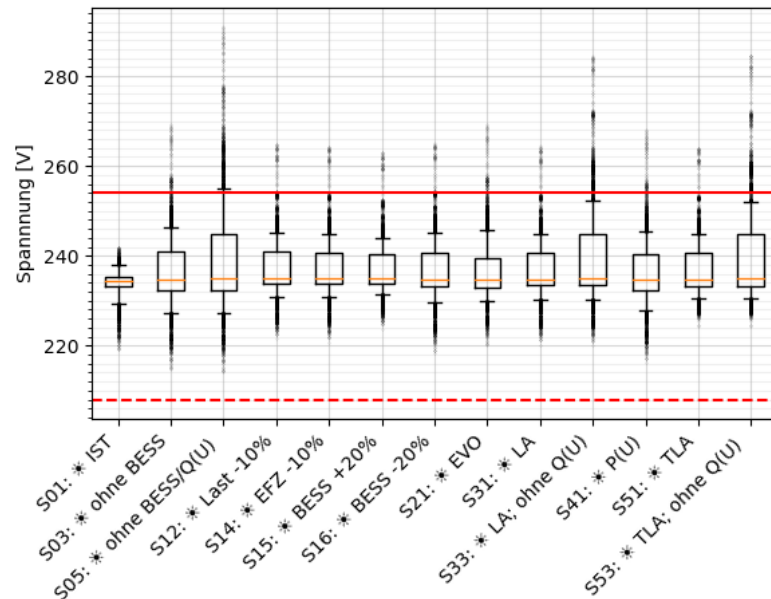


Abbildung 17: Spannungswerte aller Netzelemente im Netz Neyruz des jeweiligen Sommertags-Szenarios. Boxplot: 5%-, 25%-, Median, 75%- und 95%-Quantil. (EVO: Eigenverbrauchsoptimierung; LA: Lastausgleich; TLA: Trafolastausgleich)

Im IST-Szenario S01 sind die Spannungswerte weit von Grenzwertverletzungen entfernt. In den Zukunftsszenarien 2035 treten für den Sommertag deutlich erhöhte Spannungen mit Grenzwertverletzungen von Spannungen grösser 254.0 V auf. Besonders hohe Grenzwertverletzungen treten bei jenen Szenarien auf, bei welchen die Q(U)-Regelung der PVA deaktiviert wurde.

Im Vergleich mit Abbildung 14 zeigt sich, dass die Q(U)-Regelung der PVA die Anzahl der Spannungsgrenzwertverletzungen deutlich reduziert, die erhöhte Blindleistung jedoch zu insgesamt höheren Auslastungen auf den Leitungen und Trafostationen führt. Bezogen auf die Spannungsgrenzwertverletzungen führen die Batteriespeicher für den Sommertag insgesamt nur zu einer marginalen Verbesserung. Auch die Verwendung unterschiedlicher Batteriespeicheralgorithmen oder der Parametervariation beeinflusst die Anzahl der Spannungsgrenzwertverletzungen nur geringfügig.

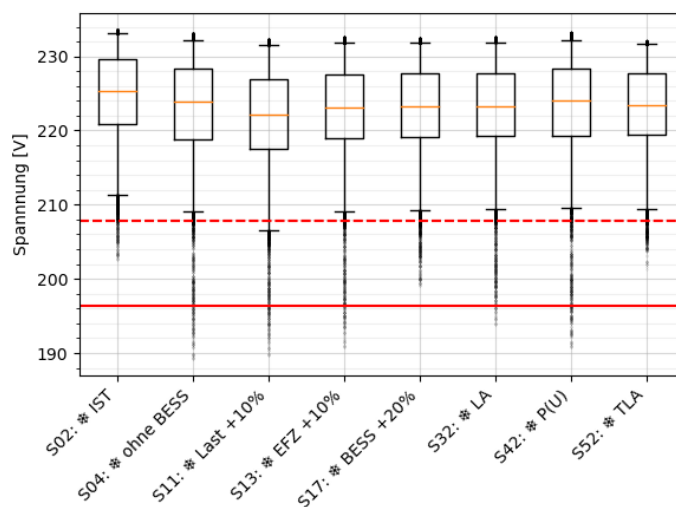


Abbildung 18: Spannungswerte aller Netzelemente im Netz Neyruz des jeweiligen Wintertags-Szenarios. Boxplot: 5%-, 25%-, Median, 75%- und 95%-Quantil. (EVO: Eigenverbrauchsoptimierung; LA: Lastausgleich; TLA: Trafolastausgleich)



Für den Wintertag ist der Grenzwert von 196.3 V als rote Linie markiert. Als rot-gestrichelte Linie wird der Spannungsgrenzwert von 207.8 V angezeigt, welcher nicht von mehr als 5 % der Werte unterschritten werden darf. Dieser Grenzwert gilt nur als grober Indikator. Da die Grafik keine Unterscheidung der einzelnen Netzelemente vornimmt, müsste diese Grenzwertverletzung für jedes Netzelement einzeln betrachtet werden.

Im IST-Szenario S02 treten keine Grenzwertverletzungen auf. Für die Zukunftsszenarien 2035 kann festgestellt werden, dass die auftretenden Grenzwertverletzungen nur im Szenario S52 (TLA, Sommer) und im Szenario S17 (+20% Batteriespeicher, Winter) komplett verhindert werden können. Das Lastausgleichs-Szenario S32 reduziert die Anzahl der Grenzwertverletzungen deutlich, die P(U)-Regelung reduziert die Anzahl der Grenzwertverletzungen nur geringfügig.

Tabelle 8 zeigt die in den Szenarien auftretenden Spannungswerte detailliert auf. Für jedes Szenario werden die Spannungswerte in V für die jeweilige Maximal- (MAX) und Minimalspannung (MIN), den Median (MED) und den Mittelwert (AVG) aufgeschlüsselt.

Die Berechnungen wurden erneut für die Spannungswerte aller Netzelemente (und Zeitschritte) vorgenommen. Darüber hinaus werden Median, Mittelwert, die Anzahl der betroffenen Netzelemente (NeEI) und die Anzahl der betroffenen 15-Minuten-Werte (Werte) ebenso für alle Spannungsgrenzwertverletzungen berechnet, also für alle Spannungen grösser 254.0 V und für alle Spannungen unter 196.3 V. Auch bei den Spannungswerten fällt auf, dass die meisten Netzelemente nur geringfügig durch die getroffenen Annahmen für 2035 und die Parametervariationen beeinflusst werden, der Medianwert ist sehr stabil.

Tabelle 8: Auswertung der Spannungswerte aller Szenarien für das Netz Neyruz.

Szenario	Kurz- beschreibung	Sommer/ Winter	SPANNUNG in V											
			Alle Netzelemente				Spannung > 254.0 V				Spannung < 196.3 V			
			MAX	MIN	MED	AVG	MED	AVG	NeEI	Werte	MED	AVG	NeEI	Werte
S01	IST	Sommer	242.0	219.1	234.3	234.1			0	0			0	0
S02	IST	Winter	233.6	202.6	225.4	224.6			0	0			0	0
S03	Kein BESS	Sommer	269.2	214.6	234.6	236.1	256.9	259.1	9	164			0	0
S04	Kein BESS	Winter	233.2	189.2	223.8	222.6			0	0	193.9	193.9	25	167
S05	Kein BESS & Q(U)	Sommer	291.1	214.2	234.9	238.7	259.6	261.3	71	1366			0	0
S11	LA, Last + 10 %	Winter	232.4	189.7	222.1	221.3			0	0	194.3	194.3	24	180
S12	LA, Last - 10 %	Sommer	264.9	221.4	234.9	236.7	261.5	260.3	4	81			0	0
S13	LA, EFZ + 10 %	Winter	232.7	190.7	223.0	222.3			0	0	194.5	194.5	23	114
S14	LA, EFZ - 10 %	Sommer	264.4	220.7	234.9	236.7	261.2	260.8	3	71			0	0
S15	LA, BESS + 20 %	Sommer	263.1	223.8	234.9	236.6	260.1	260.0	2	68			0	0
S16	LA, BESS - 20 %	Sommer	265.2	218.4	234.8	236.4	261.3	259.6	6	92			0	0
S17	LA, BESS + 20 %	Winter	232.5	199.1	223.3	222.6			0	0			0	0
S21	EVO	Sommer	269.2	220.0	234.6	236.3	256.9	259.0	9	150			0	0
S31	LA	Sommer	264.4	220.2	234.8	236.5	261.2	261.0	2	68			0	0
S32	LA	Winter	232.7	193.8	223.3	222.6			0	0	195.3	195.3	8	37
S33	LA, kein Q(U)	Sommer	284.4	220.1	235.0	238.8	259.1	261.0	33	945			0	0
S41	P(U)	Sommer	268.1	216.3	234.6	235.9	256.3	258.8	6	137			0	0
S42	P(U)	Winter	233.2	190.7	224.0	222.9			0	0	194.6	194.6	22	138
S51	TLA	Sommer	263.9	224.4	234.7	236.5	261.3	260.9	2	68			0	0
S52	TLA	Winter	232.1	201.2	223.4	222.6			0	0			0	0
S53	TLA, kein Q(U)	Sommer	284.6	224.4	234.9	238.9	258.8	260.8	33	974			0	0

2.2.5 Auswertung

Für die Auswertung der Simulationsergebnisse werden die Szenarien einzeln miteinander verglichen, um den Einfluss einzelner Parameter auf die Spannungs- und Auslastungswerte herausarbeiten zu können.



Beginnend mit einem Vergleich der Zukunftsszenarien ohne Batteriespeicher mit den IST-Szenarien sollen die Zukunftsprognosen 2035 in ein Verhältnis zu den aktuellen Werten gesetzt werden. Darüber hinaus wird der Einfluss der einzelnen Batteriespeicher-Algorithmen untersucht. Als Referenz für den netzdienlichen Algorithmus Lastausgleich wird die Eigenverbrauchsoptimierung herangezogen. Anschliessend wird der Einfluss der Q(U)-Regelung der PVA auf Spannungs- und Auslastungswerte betrachtet.

Die Sensitivitätsanalyse soll aufzeigen wie sehr einzelne Parameter die Simulationsergebnisse beeinflussen. Die zu testenden Parameter umfassen Elektrizitätsverbrauch, Verbrauch durch Elektrofahrzeuge und die Anzahl der Batteriespeichersysteme. Die Parameter werden dazu jeweils einzeln variiert und der Einfluss der Parametervariation auf die Simulationsergebnisse analysiert. Für die Sensitivitätsanalyse wird immer der Lastausgleichs-Algorithmus für die Batteriesteuerung verwendet.

Um den Effekt einzelner Faktoren auf die Auslastungs- und Spannungswerte beurteilen zu können, werden jeweils zwei Szenarien miteinander verglichen. In den Tabellen Tabelle 9 und Tabelle 10 werden jeweils zwei Szenarien in Relation zueinander gestellt, um den Einfluss einer bestimmten Simulation oder eines Faktors auf die Auslastung bzw. Spannung bewerten zu können. Dafür wird das in der Spalte "Szenario" aufgeführte Szenario mit dem Referenzszenario (Ref.) verglichen. Die Spalte "Beschreibung" erläutert, welcher Einfluss durch den Vergleich der jeweiligen Szenarien angestellt werden kann bzw. welche Szenarien in Relation zueinander gestellt werden.

Für die Auswertung der Auslastungsveränderung werden jeweils die maximale Veränderung (MAX), der Median (MED) und der Mittelwert (AVG) der Abweichung zum Referenzszenario aufgezeigt. Für die Auswertung werden für jedes Netzelemente alle 15-Minuten-Werte berücksichtigt. Diese Untersuchung wird 1.) über alle Netzelemente und Zeitschritte, 2.) über alle Werte, welche eine absolute Auslastung grösser 80% aufweisen und 3.) über alle Werte, welche eine absolute Auslastung grösser 100 % aufweisen, durchgeführt. Für die Auswertungen der Auslastungen grösser 80 % und 100 % wird ebenfalls die Veränderung der Anzahl der betroffenen Netzelemente (NeEI) und die Veränderung der Anzahl der betroffenen 15-Minuten-Werte (Werte) dargestellt.

Zeile 1 stellt beispielsweise die Werte für den Vergleich der Zukunftsszenarien 2035 ohne Batteriespeicher zum IST-Szenario für den Sommertag dar – dazu wird S03 mit dem Referenzszenario S01 verglichen. Die Zukunftsszenarien 2035 führen demnach um eine maximale Auslastungserhöhung von +108 %. Im Vergleich zu S01 wurden sieben zusätzliche Netzelemente in eine Überlastung überführt, welche vorher keine Überlastung erfuhren. Dazu können 74 zusätzliche 15-Minuten-Werte verzeichnet werden, in welchen Überlastungen auftreten – diese könnten entweder bei den sieben zusätzlich überlasteten Netzelementen oder den bereits im Szenario S01 überlasteten Netzelementen auftreten.



Tabelle 9: Auswertung der durch einen Einzelfaktor hervorgerufenen Auslastungsveränderung. Es werden jeweils zwei Szenarien miteinander verglichen, um die Auslastungsveränderung für alle Netzelemente, für alle Netzelemente einer Auslastung grösser 80 % und einer Auslastung grösser 100 % darzustellen.

Szenario	Ref.	Beschreibung	Sommer/ Winter	VERÄNDERUNG DER AUSLASTUNG in %												
				Alle Netzelemente			Auslastung > 80 %					Auslastung > 100 %				
				MAX	MED	AVG	MAX	MED	AVG	NeEI	Werte	MAX	MED	AVG	NeEI	Werte
S03	S01	2035 zu IST	Sommer	108	0	4.7	108	85.9	86.5	12	247	108	97.9	97.5	7	74
S04	S02	2035 zu IST	Winter	37.1	0	1.4	37.1	12.1	14.3	4	128	37.1	31.1	30.4	3	68
S03	S05	Einfluss Q(U)	Sommer	21.5	0	0.6	21.5	14.4	13.7	2	110	21.5	18.9	18.1	7	74
S21	S03	Einfluss EVO	Sommer	-36.8	0	-1	-27.4	0	-2.5	0	-19	-6	0	-0.8	0	-6
S31	S03	Einfluss LA	Sommer	-25.6	0	-1.1	-25.6	-14.1	-13.6	-6	-125	-25.6	-14.1	-14.8	-7	-74
S32	S04	Einfluss LA	Winter	-21.9	0	0.1	-21.9	-1.6	-4	-1	-5	-21.9	-9.3	-10.1	-2	-16
S33	S05	Einfluss LA, ohne Q(U)	Sommer	-21.9	0	-1.1	-21.9	-15	-14.9	-10	-137				0	0
S31	S21	Vergleich LA - EVO	Sommer	36.8	0	-0.1	-25.3	-13.8	-11.9	-6	-106	-25.3	-14.5	-14.3	-7	-68
S41	S03	Einfluss P(U)	Sommer	-15.7	0	-0.4	-15.7	-5.7	-5.6	0	-41	-11.7	-7.3	-6.4	-3	-29
S42	S04	Einfluss P(U)	Winter	-11.2	0	-0.2	-8.7	-1.2	-2.1	-1	-36	-8.7	-1.2	-2.2	0	-7
S51	S03	Einfluss TLA	Sommer	-36.9	0	-1	-29.5	-15.1	-14.4	-7	-126	-29.5	-15.7	-16.5	-7	-74
S52	S04	Einfluss TLA	Winter	-40.3	0	0.1	-40.3	-0.5	-9	-4	-25	-40.3	-27.5	-26.2	-2	-64
S53	S05	Einfluss TLA, ohne Q(U)	Sommer	-37	0	-0.9	-24.6	-15.9	-16.3	-10	-137				0	0
S51	S21	Vergleich TLA - EVO	Sommer	36.8	0	0	-28.7	-14.9	-12.4	-7	-107	-28.7	-15.7	-16.1	-7	-68
S51	S31	Vergleich TLA - LA	Sommer	-17.6	0	0.1	-7.1	-0.9	-0.5	-1	-1				0	0
S52	S32	Vergleich TLA - LA	Winter	-25.2	0	0.1	-25.2	-0.6	-5	-3	-20	-25.2	-18.1	-16.7	0	-48
S53	S33	Vgl. TLA - LA, ohne Q(U)	Sommer	-17.6	0	0.1				0	0				0	0
S11	S32	Variante LOAD +10 %	Winter	12.2	0.5	0.9	12.2	8.9	8.9	0	70	12.2	10.7	10.7	0	19
S12	S31	Variante LOAD -10 %	Sommer	-4.1	0	0	2.6	2.2	1.9	1	13	2.3	2.2	2.1	1	5
S13	S32	Variante EFZ +10 %	Winter	14.1	0	0.3	9.8	1.8	2.7	0	11	9.8	6.3	5.7	0	5
S14	S31	Variante EFZ -10 %	Sommer	-10.7	0	-0.1	1.3	0.2	0.2	0	5				0	0
S15	S31	Variante BESS +20 %	Sommer	-13.9	0	-0.3	-12.8	-8.6	-7.3	-1	-15				0	0
S16	S31	Variante BESS -20 %	Sommer	14.9	0	0.3	6.4	3.8	3.4	1	27	4.9	4.7	4.5	4	24
S17	S32	Variante BESS +20 %	Winter	-18.7	0	0	-17.9	0.5	-2.5	-1	17	-17.9	-14.2	-13.1	0	-18

Für die Auswertung der Spannungsveränderung werden jeweils die maximale Veränderung (MAX), der Median (MED) und der Mittelwert (AVG) der Abweichung zum Referenzszenario aufgezeigt. Für die Auswertung werden für jedes Netzelemente alle 15-Minuten-Werte berücksichtigt. Diese Untersuchung wird 1.) über alle Netzelemente, 2.) über alle Werte mit Spannungsgrenzwertüberschreitungen grösser 254.0 V 3.) über alle Werte mit Spannungsgrenzwertunterschreitungen unter 196.3 V, durchgeführt. Für die Spannungsgrenzwertverletzungen wird darüber hinaus aufgezeigt, wie viele Netzelemente (NeEI) zusätzlich von diesen Spannungsgrenzwertverletzungen betroffen sind, und in wie vielen 15-Minuten-Werten (Werte) sich dies abbildet. Eine positive Zahl weist darauf hin, dass mehr Netzelemente oder Werte betroffen sind als im Referenzszenario, eine negative Zahl zeigt auf, dass das untersuchte Szenario im Vergleich zur Referenz zu einer Reduktion der betroffenen Netzelemente bzw. Werte geführt hat.

Der in allen Szenarien nahezu bei 0 liegende Median-Wert zeigt, dass sich für einen Grossteil der Netzelemente (über 50 %) die Auslastung nicht verändert. Für einzelne Netzelemente hingegen kann die Auslastung sehr stark ansteigen.

Die Vergleiche von Lastausgleich und Trafolastausgleich zur Eigenverbrauchsoptimierung zeigen für alle Netzelemente einen MAX-Wert der Auslastungsveränderung von 36.8 % (Zeile S31 zu S21 bzw. S51 zu S21). Dies bedeutet, dass die grösste Auslastungsveränderung – hier wird nicht berücksichtigt, ob grosse Zu- oder Abnahme der Auslastung – 36.8 % beträgt, also dass LA bzw. TLA für einen Wert die Auslastung um 36.8 % erhöhen. Dieser Wert mag zuerst erstaunlich sein, kann jedoch einfach erklärt werden: Die Eigenverbrauchsoptimierung speichert Energie in den Batteriespeicher ein, sobald die PVA Solarstrom in das Netz einspeisen. Die Auslastung wird zu diesem Zeitpunkt bei der EVO gesenkt, bei LA oder TLA jedoch noch nicht. Die höhere Auslastung bei LA oder TLA tritt also im Sommer etwa gegen 9:00 Uhr ein, wenn die EVO die PV-Einspeisung bereits maximal reduziert.



Durch die Zukunftsprognosen 2035 ist ein deutlicher Einfluss auf die Spannungswerte zu verzeichnen. Weder das IST-Winter- noch das IST-Sommerszenario weisen Spannungsgrenzwertverletzungen auf. Die Zukunftsprognosen 2035 führen dazu, dass bei beiden Szenarien Spannungsgrenzwertverletzungen verzeichnet werden können. Die Median- und Mittelwerte sind für beide Szenarien gering, einzelne Netzelemente erfahren jedoch deutlich stärkere Spannungsveränderungen. So werden für den Sommertag neun Netzelemente mit jeweils mehreren Zeitschritten von Spannungen grösser 254.0 V verzeichnet. Die maximale Spannungserhöhung beträgt +37.4 V, im Median wurden die Spannungsgrenzwertverletzungen durch eine Spannungserhöhung um +25.0 V erzeugt. Für den Wintertag ist zu verzeichnen, dass 25 Netzelemente in Spannungen kleiner 196.3 V geführt werden, die auftretenden Spannungsgrenzwertverletzungen jedoch kürzer auftreten als im Sommerszenario – im Mittelwert über 2 Stunden 15 Minuten; im Sommer hingegen doppelt so lange. Die Spannungen kleiner 196.3 V werden im Schnitt durch Spannungsabsenkungen von -11.9 V, vorwiegend gegen 19:00 Uhr, erzeugt.

Einfluss der Eigenverbrauchsoptimierung

Der Einfluss der Eigenverbrauchsoptimierung wird in Referenz zum Sommerszenario ohne Batteriespeichersysteme S03 beurteilt.

Bezüglich der Auslastungen zeigt sich, dass die Eigenverbrauchsoptimierung einzelne Auslastungen stark reduzieren kann (-37 %), jedoch für keine Leitung oder Trafostation eine Verhinderung von Überlast herbeiführen kann. Auch keine der 12 im Referenzszenario mit über 80 % Auslastung beaufschlagten Netzelemente kann durch die Eigenverbrauchsoptimierung in eine Auslastung unter 80 % überführt werden. Die Eigenverbrauchsoptimierung erreicht lediglich eine Reduktion für einzelne 15-Minuten-Zeitschritte.

Auch der positive Einfluss der Eigenverbrauchsoptimierung auf die Spannungswerte ist gering, faktisch irrelevant. Im Referenzszenario erfahren 9 Netzelemente mit 164 Werten Spannungsgrenzwertüberschreitungen grösser 254.0 V. Die EVO reduziert die Anzahl der Werte grösser 254.0 V um -14, führt jedoch kein einzelnes Netzelement aus der Spannungsgrenzwertüberschreitung.

Einfluss des Lastausgleichs

Um den Einfluss des Lastausgleichs-Algorithmus zu analysieren, werden zuerst die Lastausgleichs-Szenarien mit den Zukunftsszenarien 2035 ohne Batteriespeicher verglichen. Anschliessend wird der Einfluss der Netzdienlichkeit, also der Lastausgleich im Vergleich zur Eigenverbrauchsoptimierung betrachtet.

Der Lastausgleichsalgorithmus optimiert den Lastfluss eines jeden Haushalts, in welchem ein Batteriespeichersystem installiert ist.

Der Lastausgleichsalgorithmus weist einen deutlich positiven Einfluss auf die hohen Auslastungen im Sommer, und auf die Spannungsgrenzwertverletzungen für den Sommer und den Winter auf. Für den Wintertag ist der Einfluss des Lastausgleichs auf die Auslastungen überschaubar. Im Sommer werden die hohen Auslastungen durch die PV-Einspeisung über die Mittagszeit hervorgerufen. Der Lastausgleich schafft es für den Sommertag alle sieben von Überlastungen betroffenen Netzelemente (74 Zeitwerte) aus der Überlast zu führen. Darüber hinaus reduziert er die Anzahl der Netzelemente über 80 % Auslastung von 12 auf 6 und halbiert die Anzahl der betroffenen 15-Minuten-Werte (von 247 auf 122). Da 70 % der PVA mit einem BESS ausgestattet sind, erzielt die dezentrale Logik des Lastausgleichs hier sehr gute Ergebnisse (hohe Abdeckung der PVA mit BESS). Durchschnittlich werden die hohen Auslastungen um etwa -15 % reduziert.

Im Winter werden die hohen Auslastungen über die Abendstunden verzeichnet, sie entstehen aus einem hohen abendlichen Verbrauch und der zusätzlich benötigten Ladeleistung durch EFZ. Der Verbrauch ist im Winter deutlich höher als im Sommer. Die Auslastungsspitzen entstehen also aus den Haushaltsverbräuchen heraus. Da jedoch nur 50 % aller Gebäude mit einem BESS ausgestattet sind, ist hier der netzweite Effekt der dezentralen Auslastungsreduktion geringer. Der Lastausgleichsalgorithmus kann 2 von 6 Netzelementen aus der Überlastung führen. Dazu wird eines



von acht Netzelementen auf eine Auslastung unter 80 % geführt. Die Überlastungen werden im Schnitt um -10 % reduziert – allerdings sind die Auslastungen im Winter insgesamt auch deutlich höher.

Für den Sommertag können 7 von 9 Netzelementen, die Spannungsüberschreitungen grösser 254.0 V ausgesetzt sind, in normale Spannungen überführt werden (von 164 auf 68 Werte). Im Wintertag werden 17 von 24 Netzelemente mit Spannungsunterschreitungen unter 196.3 V aus den Grenzwertverletzungen herausgeführt (von 167 auf 37 Werte).

Zur Bestimmung des Einflusses der Netzdienlichkeit wird der Lastausgleichsalgorithmus in Referenz zur Eigenverbrauchsoptimierung betrachtet. Während die Eigenverbrauchsoptimierung keine Reduktion der Überlastungen gegenüber dem Szenario ohne Batteriespeicher erzielen konnte, führt die Netzdienlichkeit dazu, dass keines der 7 ursprünglich überlasteten Netzelemente mehr überlastet ist. Auch die Auslastungen über 80 % konnten durch die EVO nicht reduziert werden, der Lastausgleich schafft es die Anzahl dieser hohen Auslastungen zu halbieren. In Bezug auf die sommerlichen Spannungsüberschreitungen über 254.0 V konnte die EVO ebenfalls keine signifikante Verbesserung erzielen, der Lastausgleich erzielt eine Halbierung der betroffenen Werte und verringert die Anzahl der betroffenen Netzelemente von 9 auf 2.

Einfluss der P(U)-Regelung

Der Einfluss der P(U)-Regelung wird in Referenz zum Sommer- und Winterszenario ohne Batteriespeichersysteme S03 bzw. S04 betrachtet. Es muss bei der Betrachtung der P(U)-Regelung darauf hingewiesen werden, dass die Batterienutzung der P(U)-Regelung, insbesondere im Winter, deutlich unter der Batterienutzung der anderen Speicheralgorithmien liegt – siehe Abbildung 8 und Abbildung 9. Wie zuvor beschrieben handelt es sich bei dieser P(U)-Regelung um eine vergleichsweise einfache Eigenentwicklung der BFH. Eine optimierte P(U)-Regelung oder sogar eine selbstlernende P(U)-Regelung könnte signifikant bessere Resultate erzielen.

Die Auswertungen weisen einen leichten, wenn auch geringen Einfluss der P(U)-Regelung auf die Auslastung auf. Die P(U)-Regelung erzielt sowohl im Winter als auch im Sommer eine Reduktion der 15-Minuten-Werte mit hoher Auslastung. Für den Winter ist der erzielte positive Effekt auf die Auslastung geringer und erzielt lediglich für ein einzelnes, zuvor nicht überlastetes Netzelement die Reduktion unter 80 % Auslastung. Im Sommer-Szenario können immerhin 3 Netzelemente durch die P(U)-Regelung aus der Überlast in normale Auslastungen überführt werden.

Der Fokus der P(U)-Regelung liegt auf der Verbesserung der Spannungsqualität. Hier kann ein etwas grösserer, wenn auch moderater, positiver Effekt verzeichnet werden. Im Sommerszenario kann die Anzahl der Netzelemente, welche einer Spannungsgrenzwertüberschreitung über 254.0 V ausgesetzt sind, von 9 auf 6 reduziert werden. Im Winter wird die Anzahl der Netzelemente, die einer Spannungsgrenzwertverletzungen unter 196.3 V ausgesetzt sind, von 25 auf 22 reduziert.

Einfluss des Trafolastausgleichs

Um den Einfluss des Trafolastausgleichs-Algorithmus zu analysieren, werden zuerst die Trafolastausgleichs-Szenarien mit den Zukunftsszenarien 2035 ohne Batteriespeicher verglichen. Anschliessend wird der Trafolastausgleich in Referenz zum Lastausgleich betrachtet, um die zentrale, rein netzdienlich gestaltete Logik mit der dezentralen, der EVO näheren Form der Netzdienlichkeit zu vergleichen.

Der Trafolastausgleichsalgorithmus optimiert den Lastfluss an der Trafostation und steuert alle Batteriespeichersysteme dementsprechend.

Insgesamt kann beobachtet werden, dass die netzdienlichen Effekte des Trafolastausgleichs mindestens die des LA erreichen. So schafft es der TLA, ebenso wie der LA, im Sommertags-Szenario alle betroffenen Netzelemente aus den Überlastungen zu führen. Die Schwierigkeiten, welche für den LA aufgrund der dezentralen Steuerung im Winter beobachtet werden konnten, kann



der TLA überwinden. Der TLA führt deutlich mehr 15-Minuten-Werte aus der Überlastung als der LA, schafft es jedoch nicht die Anzahl der betroffenen Netzelemente zu reduzieren.

Werden die Simulationsergebnisse des Sommertags betrachtet, so fällt auf, dass der Trafolastausgleich im Vergleich zum LA keine signifikante Verbesserung der Auslastung oder der Spannungsgrenzwertüberschreitungen erzielen kann. Sofern auch die Szenarien ohne Q(U)-Regelung für die Sommertags-Szenarien betrachtet werden, so zeigen sich sowohl bei LA als auch TLA keine Auslastungen mehr grösser 80 %. Die Q(U)-Regelung trägt einen guten Teil zu den höheren Auslastungen bei. Jedoch steigt ohne Q(U)-Regelung die Anzahl der Spannungsüberschreitungen deutlich an. Ohne Speicher werden dann 71 Netzelemente mit 1366 Werten verzeichnet, welche Spannungen grösser 254.0 V aufweisen. Der LA kann die Anzahl der betroffenen Netzelemente von 71 auf 33 reduzieren, die Anzahl der Werte von 1366 auf 945. Der TLA übertrifft diese Werte nicht.

Für den Wintertag konnte der Lastausgleich die Anzahl der überlasteten Netzelemente von 6 auf 4 reduzieren, die Anzahl der Werte von 71 auf 55. Der TLA reduziert die Anzahl der betroffenen Werte von 71 auf 7, kann die Anzahl der überlasteten Netzelemente jedoch ebenfalls nur von 6 auf 4 reduzieren. Bezüglich der Spannungsgrenzwertunterschreitungen kleiner 196.3 V konnte der LA die Anzahl der betroffenen Netzelemente von 25 auf 8 reduzieren, die Anzahl der Werte von 167 auf 37. Der TLA kann auch die beim LA verbleibenden Spannungsgrenzwertverletzungen wieder in Spannungen grösser 196.3 V überführen (-8 NeEI, -37 Werte).

Blindleistung und Einfluss der Q(U)-Regelung der PVA

Blindleistung wird im Netz durch Blindwiderstände, also durch Induktivitäten und Kapazitäten erzeugt. Ein gewisser Anteil Blindleistung entsteht damit durch die Leitungen in den Verteilnetzen. In den vorliegenden Simulationen wird der überwiegende Anteil der Blindleistung über die Q(U)-Regelung der PVA erzeugt. Der durch die Wechselrichter eingespeiste Blindleistungsfluss trägt zur Netzstabilisierung bei, erhöht jedoch gleichzeitig die Auslastung der Leitungen und Transformatoren im Netz.

Die Nennleistung des Trafo Neyruz beträgt 1 MVA. Abbildung 19 stellt den Blindleistungsverlauf am Trafo Neyruz für unterschiedliche Sommertags-Szenarien dar.

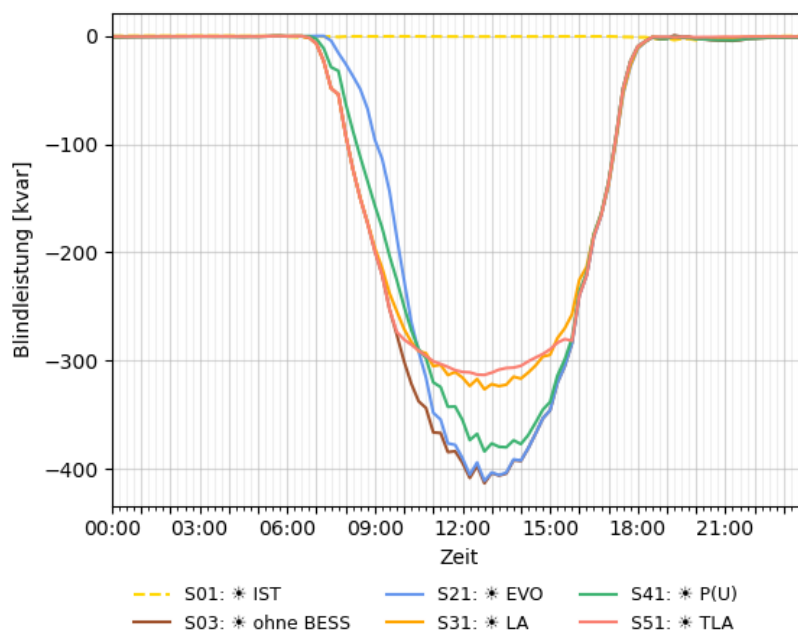


Abbildung 19: Blindleistungsverlauf Trafo Neyruz für unterschiedliche Sommertags-Szenarien.



In den Szenarien ohne Batteriespeicher und EVO erreicht der Blindleistungsfluss bis zu 400 kvar, etwa 84 kVA. Die Batteriespeicheralgorithmien LA und TLA können zur PV-Einspeisespitze den Blindleistungsfluss deutlich reduzieren.

Der Anteil der Q(U)-Regelung an der Blindleistungserzeugung beträgt etwa 94 % - nur etwa 6 % der Blindleistung, also im Maximum 25 kvar, werden über andere Effekte erzeugt.

Wie auch in Abbildung 17 ersichtlich ist, trägt die Q(U)-Regelung zu einer erheblichen Verbesserung der Spannungswerte bei. Sie beeinflusst den Medianwert nur geringfügig, weist aber insbesondere einen grossen Einfluss auf die Spannungs-Spitzenwerte auf. Der maximale Spannungswert wird sowohl im Szenario S31 LA, im Szenario S51 TLA sowie im Szenario S03 um mindestens -20 V durch die Q(U)-Regelung reduziert. Der positive Einfluss der Blindleistungsregelung erstreckt sich mindestens auf die obersten 25 % der Spannungswerte. Jedoch können nicht alle Spannungsgrenzwertverletzungen durch die Q(U)-Regelung der PVA verhindert werden.

Die durch die Q(U)-Regelung hohen Blindleistungsströme auf den Leitungen erhöhen die Auslastung im Netz deutlich. Sowohl im Szenario S31 LA als auch im Szenario S51 TLA erhöht die Q(U)-Regelung die Maximalauslastungen um etwa 20 %. Ohne Q(U)-Regelung wurden keine Auslastungen über 80 % verzeichnet. Durch den Einfluss der Q(U)-Regelung werden im Netz Neyruz sechs Leitungen über eine Auslastung von 80 % geführt, vier davon nahe an die Überlastungsgrenze (>97 %). Für den Vergleich des Szenario S03 mit S05 zeigt sich, dass die Q(U)-Regelung die Auslastungen im Mittel um +14 bis +19 % erhöht. Dies führt zu neuen Überlastungen an sieben Netzelementen und für 74 15-Minuten-Werte.

Sensitivitätsanalyse Elektrizitätsnachfrage

Abbildung 20 gibt einen ersten Eindruck über den Einfluss der Parametervariation Elektrizitätsnachfrage. Sie stellt den Leistungsverlauf über den Tag am Trafo Neyruz sowohl für Winter- als auch für den Sommertag dar. Die IST-Profile werden als gelb-gestrichelte Kurve (Sommer) und als grau-gestrichelte Kurve (Winter) gestaltet. Als Referenz für den Wintertag gilt S32 (blau), für den Sommertag S31 (orange). Die durch die jeweilige Parametervariation entstandene Leistungsdifferenz wurde für den Sommertag als Fläche in hellem Orange, für den Wintertag als hellblaue Fläche eingefärbt. Die anderen Sensitivitätsanalysen folgen diesem Schema.

Die Sensitivitätsanalyse Elektrizitätsnachfrage wird durch zwei Simulationsszenarien abgedeckt. Dabei wird die Elektrizitätsnachfrage ohne Einbezug der Elektrizitätsnachfrage durch EFZ berücksichtigt. Dieser Parameter wird später in einer eigenen Sensitivitätsanalyse untersucht.

Für den Wintertag wird eine Simulation mit einer gesteigerten Elektrizitätsnachfrage von +10 % durchgeführt. Der Sommertag wird mit einer verminderten Elektrizitätsnachfrage von -10 % simuliert. Die Varianten decken die Worst-Case-Fälle der beiden Tage ab.

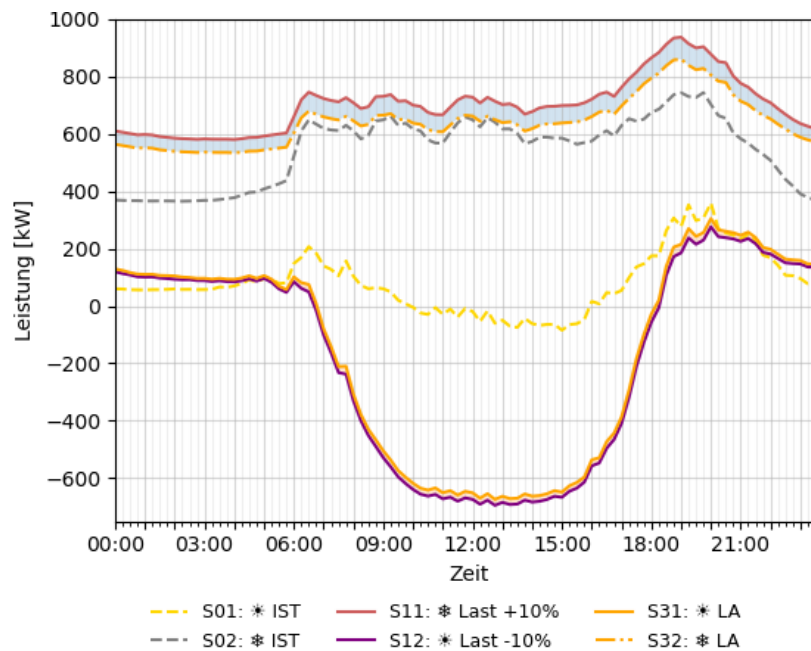


Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse der Elektrizitätsnachfrage, +10 % Wintertag, -10 % Sommertag.

Die Variation der Elektrizitätsnachfrage beeinflusst die Leistungsprofile über den Tag sehr gleichmässig. Der Verbrauch durch Elektrofahrzeuge ist im Vergleich zur restlichen Elektrizitätsnachfrage gering.

Wie aus den Boxplot-Analysen der Auslastungen in Abbildung 14 und Abbildung 15 hervorgeht, erhöht das Winterszenario S11 mit 10 % erhöhter Elektrizitätsnachfrage die Auslastung gegenüber dem Referenzszenario S32 deutlich. Das Sommerszenario S12 führt gegenüber dem Referenzszenario S31 zu einer geringen Erhöhung der Auslastungen – diese Erhöhung der Maximalauslastung um 2 % führt eine Leitung in eine leichte Überlast. Für den Winter führt eine erhöhte Elektrizitätsnachfrage nicht zu mehr überlasteten Leitungen.

Im Winter führt eine erhöhte Elektrizitätsnachfrage bei den ohnehin stark ausgelasteten und den vier überlasteten Leitungen zu einer etwa um +12 % erhöhten Auslastung. Der Einfluss eines reduzierten Elektrizitätsverbrauchs im Sommer zeigt nur geringen Einfluss auf die Leitungsauslastungen von etwa +2 % auf.

Die Boxplot-Analysen der Abbildungen Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen die Spannungsveränderungen, welche durch die Variation der Elektrizitätsnachfrage entstehen. Dabei sind die Veränderungen der Spannungswerte für den Sommertag zu vernachlässigen. Am Wintertag führt eine erhöhte Elektrizitätsnachfrage von +10 % zu Spannungsabsenkungen von etwa 4 V. Im Referenzszenario treten an acht Netzelementen Spannungsgrenzwertunterschreitungen (kleiner 196.3 V) ein. Über diese Grenzwertunterschreitungen hinaus führt die Sensitivitätsanalyse für den Winter an 16 weiteren Netzelementen zu Spannungsgrenzwertverletzungen.

Sensitivitätsanalyse Elektrofahrzeuge

Abbildung 21 stellt den Einfluss der Parametervariation Elektrizitätsverbrauch Elektrofahrzeuge anhand des Leistungsverlauf am Trafo Neyruz für den Winter- und den Sommertag dar. Eine Kurzbeschreibung der eingezeichneten Kurven und dargestellten Flächen ist im ersten Absatz unter "Sensitivitätsanalyse Elektrizitätsnachfrage" zu finden.

Die Sensitivitätsanalyse Elektrofahrzeuge wird durch zwei Simulationsszenarien abgedeckt, welche den Elektrizitätsverbrauch der Elektrofahrzeuge variieren. Für den Wintertag wird eine Simulation mit einer gesteigerten Elektrizitätsnachfrage durch EFZ von +10 % durchgeführt. Der Sommertag wird mit



einer verminderten Elektrizitätsnachfrage durch EFZ von -10 % simuliert. Die Varianten decken die Worst-Case-Fälle der beiden Tage ab.

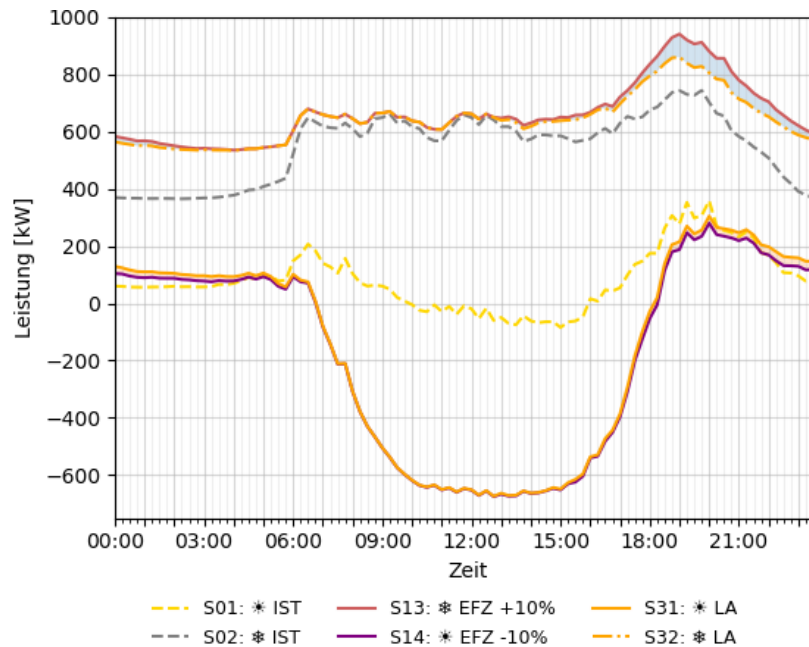


Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse des Elektrofahrzeug-Verbrauchs, +10 % Wintertag, -10 % Sommertag.

Da die Elektrofahrzeuge im vorstädtischen Netz Neyruz insbesondere über die Abendstunden geladen werden, ist der Einfluss der Sensitivitätsanalyse zu dieser Zeit besonders hoch.

Die Boxplot-Analysen der Auslastungen (Abbildung 14 und Abbildung 15), sowie die Tabelle 7 und Tabelle 9 zeigen auf, dass der Einfluss einer verminderten Elektrizitätsnachfrage durch EFZ im Sommer auf die Auslastung vernachlässigbar ist. Für den Wintertag weist der gesteigerte Verbrauch durch EFZ um +10 % insbesondere eine Erhöhung der Auslastungen von durchschnittlich 4 % (8 % in den Spitzen) für die hohen Auslastungen auf – betroffen sind vorwiegend die 5 % der höchsten Auslastungen. Dabei werden keine weiteren Leitungen in die Überlastung geführt.

Bezüglich der Spannungswerte weisen die Abbildungen Abbildung 17 und Abbildung 18, sowie Tabelle 8 und Tabelle 10 keine relevanten Änderungen für den Sommertag aus. Für den Wintertag werden die Spannungen durch die erhöhte Leistungsnachfrage leicht reduziert, in der Minimalspitze verringert sich die Spannung um -3 V. Dies führt zusätzlich zu den acht bereits vorhandenen Netzelementen zu 15 zusätzlichen Netzelementen, welche Grenzwertverletzungen aufweisen.

Sensitivitätsanalyse Batteriespeichersysteme

Der Einfluss der Parametervariation Batteriespeichersysteme, in welcher der Anteil der Batteriespeicher im Netz variiert wird, wird in Abbildung 22 anhand des Leistungsverlauf am Trafo Neyruz für den Winter- und den Sommertag aufgezeigt. Eine Kurzbeschreibung der eingezeichneten Kurven und dargestellten Flächen ist im ersten Absatz "Sensitivitätsanalyse Elektrizitätsnachfrage" zu finden.

Die Sensitivitätsanalyse Batteriespeichersysteme wird durch drei Simulationsszenarien abgedeckt. Die Anzahl der Batteriespeichersysteme ist von den installierten PV-Anlagen abhängig. So verfügen in den Zukunftsszenarien 2035 70 % der PVA über einen Batteriespeicher. Für den Wintertag wird eine Simulation mit einer erhöhten Anzahl von Batteriespeichern von 90 % der PVA durchgeführt – eine Erhöhung um +20 %. Der Sommertag wird mit sowohl mit einer erhöhten als auch einer verminderten Anzahl an Batteriespeichersystemen im Netz simuliert. In Szenario S16 werden 50 % aller PVA mit einem BESS ausgestattet (-20 %), in Szenario S17 werden 90 % aller PVA mit einem BESS versehen



(+20 %). Die Szenarien sollen das Potenzial der Batteriespeicher zur jeweiligen Jahreszeit darstellen. Darüber hinaus wird für den Sommertag aufgezeigt, welchen Einfluss weniger Speicher auf Auslastungs- und Spannungswerte haben können.

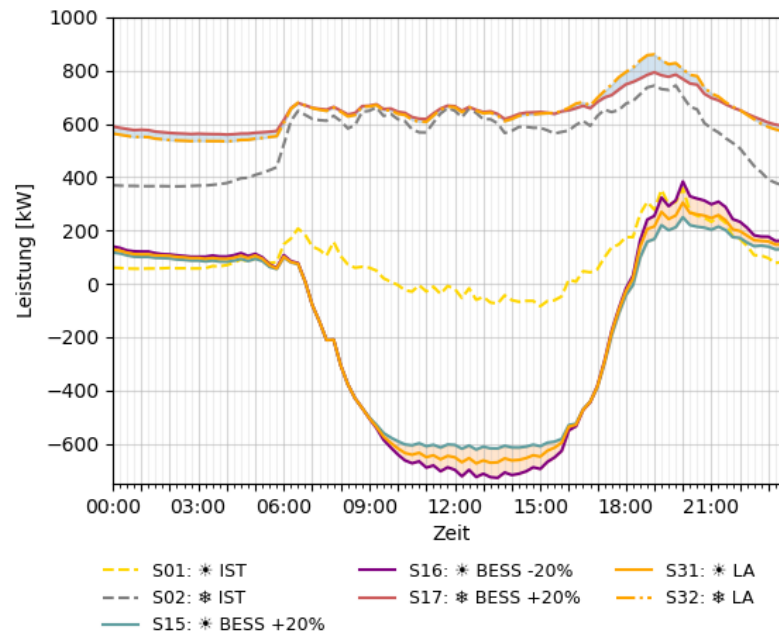


Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse der Batteriespeichersysteme, +20 % Wintertag, +20 % und -20 % Sommertag.

Die über den Lastausgleichs-Algorithmus gesteuerten Batteriespeicher streben eine Reduktion der abendlichen Lastspitze an. Im Winterszenario wird die Batterie dazu über die Nachstunden geladen. Im Sommerszenario über die Mittagszeit zur Reduktion der PV-Einspeisespitzen der einzelnen Haushalte.

Die Boxplot-Analysen der Auslastungen (Abbildung 14 und Abbildung 15), sowie Tabelle 7 und Tabelle 9 weisen einen deutlichen Einfluss der Batteriespeichersysteme auf die Auslastungsspitzen auf. Im Wintertags-Szenario kann die maximale Überlastungsspitze um 17 % reduziert werden. Die maximale Auslastungsreduktion beträgt -19 %. Die Auslastungen grösser 80 % können im Schnitt um -2.5 % reduziert werden. Die Anzahl der Überlastungen kann von 55 auf 37 reduziert werden, jedoch kann die Anzahl der überlasteten Leitungen dadurch nicht verringert werden.

Im Sommertags-Szenario S16 führt eine Reduktion der Batteriespeichersysteme um -20 % zu einer Erhöhung der Auslastungen und führt damit vier zuvor nicht überlastete Leitungen in leichte Überlastungen. Die maximale Auslastungserhöhung beträgt +15 %, sie betrifft jedoch eine unkritische Leitung. Leitungen über 80 % Auslastung erfahren im Schnitt eine Auslastungserhöhung von etwa +3.5 %, im Maximum eine Erhöhung von +6.4 %.

Das Sommertags-Szenario S15, in welchem die Batteriespeichersysteme um +20 % erhöht werden, führt zu einer deutlichen Reduktion insbesondere starker Auslastungen. Die maximale Auslastungsspitze wird um etwa -10 % gesenkt. Die maximale Auslastungsreduzierung beträgt -14 %, für Auslastungen grösser 80 % beträgt sie -13 %. Im Schnitt werden Auslastungen grösser 80 % um etwa -8 % reduziert. Überlastungen treten weder auf bei einer Abdeckung von 70 % Batteriespeicheranteil an PVA noch bei 90 %.

Die Abbildungen Abbildung 17 und Abbildung 18, sowie Tabelle 8 und Tabelle 10 zeigen auf, welchen Einfluss die Parametervariation der Batteriespeichersysteme auf die Spannungswerte hat. Für die Sommertags-Szenarien wirkt sich die Parametervariation mit einem geringen Einfluss auf die Spannungswerte von etwa ein bis zwei Volt aus. Auf die Anzahl der von



Spannungsgrenzwertüberschreitungen betroffenen Netzelemente spielt eine Erhöhung der Batteriespeicher um +20 % keine Rolle. Bei einer Reduktion der Speicher um -20 % treten an sechs statt wie zuvor an zwei Netzelementen Spannungsgrenzwertüberschreitungen auf. Durch eine Erhöhung der Speicher um +20 % für den Wintertag können die Spannungsgrenzwertverletzungen < 196.3 V verhindert werden. Zuvor traten an acht Netzelementen Grenzwertverletzungen auf. Durch die Erhöhung der Speicher und der damit einhergehenden Anhebung der Spannung um etwa +5 V bei Spannungen kleiner 196.3 V, werden alle Spannungen aus der Grenzwertverletzung herausgeführt.

2.2.6 Verhinderung von Netzverstärkungen

Für die Untersuchung inwiefern Netzverstärkungen durch netzdienliche Speicheralgorithmen verhindert oder verzögert werden können, werden Lastausgleichsszenarien für sowohl Sommer- (S31) als auch Wintertag (S32) jeweils mit einem Referenzszenario verglichen. Für den Sommertag gilt das Eigenverbrauchsoptimierungs-Szenario S21 als Referenz. Da der Wintertag einen "Worst-Case" Wintertag abbildet und damit keine Photovoltaik-Produktion mit einbezieht, besteht kein Potenzial für Eigenverbrauchsoptimierung. Als Referenz für den Wintertag wird daher das Szenario S04 (ohne Batteriespeicher) verwendet.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Spannungsgrenzwertverletzungen nicht vollständig durch den Wechsel auf den netzdienlichen Speicheralgorithmus verhindert werden können. Es bestehen weiterhin Grenzwertverletzungen an mehreren Netzknoten. In solchen Szenarien würden voraussichtlich andere Massnahmen ergriffen werden, wie beispielsweise der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (RONT), um die Spannungsgrenzwertverletzungen zu verhindern. Zur Untersuchung, inwiefern netzdienliche Speicheralgorithmen zur Verzögerung von Netzverstärkungen beitragen können, wird daher einzig die Auslastung der Netzkomponenten einbezogen.

In Abbildung 23 werden die maximalen Auslastungsreduktionen je Netzelement gezeigt, welche durch Netzdienlichkeit (Lastausgleich) für das Netz Neyruz erreicht werden können. Die Auslastungsreduktion wird für alle Netzelemente aufgezeigt, welche in mindestens einem der beiden Szenarien – Sommer oder Winter – eine Auslastung von grösser als 80 % aufweisen. Für jedes Netzelement wird die ursprüngliche, maximale Auslastung im Referenzszenario mit einem schwarzen Punkt markiert. Die Auslastungsreduktion wird für jedes Netzelement für den Sommer (orange) und für den Winter (blau) aufgezeigt. Der Zeiger stellt die reduzierte Auslastung dar. Der Zeiger endet auf dem maximalen Auslastungswert, der für das jeweilige Netzelement im Lastausgleichs-Szenario kalkuliert wurde.

Der Lastausgleich erzielt offensichtlich stark unterschiedlich hohe Auslastungsreduktionen. Dabei können die Überlastungen mehrerer Netzelemente in normale Auslastungen überführt werden.

Um eine Verhinderung oder eine Verzögerung von Netzverstärkungen erzielen zu können, muss es die Netzdienlichkeit erreichen, ein Netzelement sowohl für den Sommer als auch für den Winter vor einer Überlastung zu bewahren. Dies trifft für das Netz Neyruz für drei Netzelemente zu. Für die Trafostation kann sowohl die Auslastung für den Sommer als auch für den Winter unter 100 % geführt werden. Für das NeE17 wird die Überlastung im Sommer verhindert, im Winter findet keine Überlastung statt. Für das NeE11 werden, wie auch für die Trafostation, beide vorherigen Überlastungen in Auslastungen unter 100 % geführt.

Für die weiteren Netzelemente kann ein netzdienlicher Speicherbetrieb nicht zur Verhinderung von Netzverstärkungen führen – dies, weil nicht alle Überlastungen sowohl für den Sommer als auch für den Winter verhindert werden können.

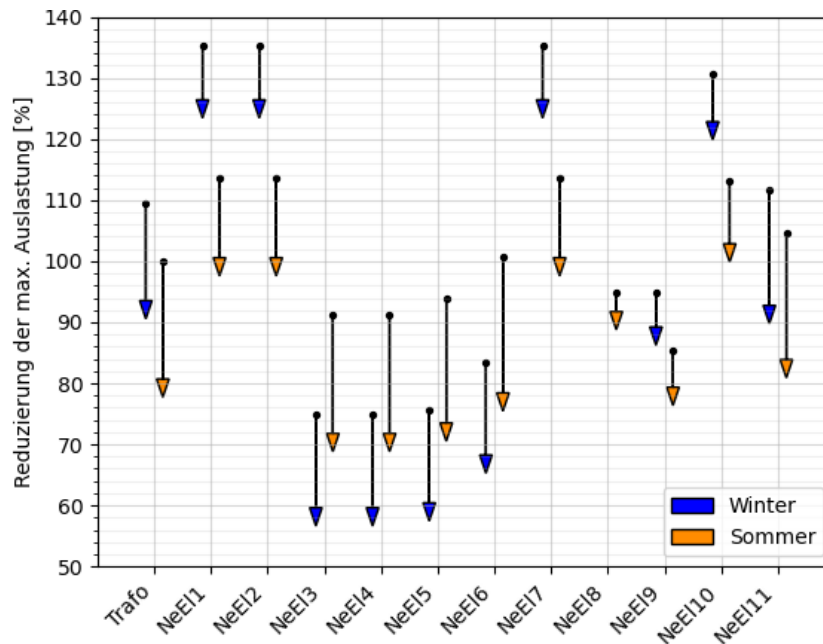


Abbildung 23: Erzielte Auslastungsreduktion durch den Einsatz des Batteriespeicheralgorithmus Lastausgleich für Netzelemente mit Auslastungen grösser 80 % - Sommer und Wintertag. Referenzen: Eigenverbrauchsoptimierung (Sommer) und ohne Speicher (Winter).

Abbildung 24 stellt das Niederspannungsnetz Neyruz dar. In Rot werden die Netzelemente dargestellt, für welche Netzverstärkungen durch den netzdienlichen Betrieb der dezentralen Batteriespeichern vorerst verhindert werden können. Darüber hinaus sind einige Batteriespeichersysteme in Grün eingezeichnet, welche sich in unmittelbarer Nähe zu den überlasteten Leitungen befinden und so direkter

Es ist deutlich zu erkennen, dass es sich bei den beiden Leitungen um Hauptleitungen handelt, in welchen die Leistungsflüsse vieler Haushalte zusammenfallen. Auch bei den weiteren Leitungen mit hohen Auslastungen handelt es sich hauptsächlich um grössere Zuleitungen zwischen Haushalten und Trafostation. Die hohen Auslastungen an diesen Leitungen entstehen voraussichtlich durch das Zusammenfallen mehrerer Leistungsspitzen im Gesamtnetz, statt aufgrund einzelner hoher Leistungsspitzen.

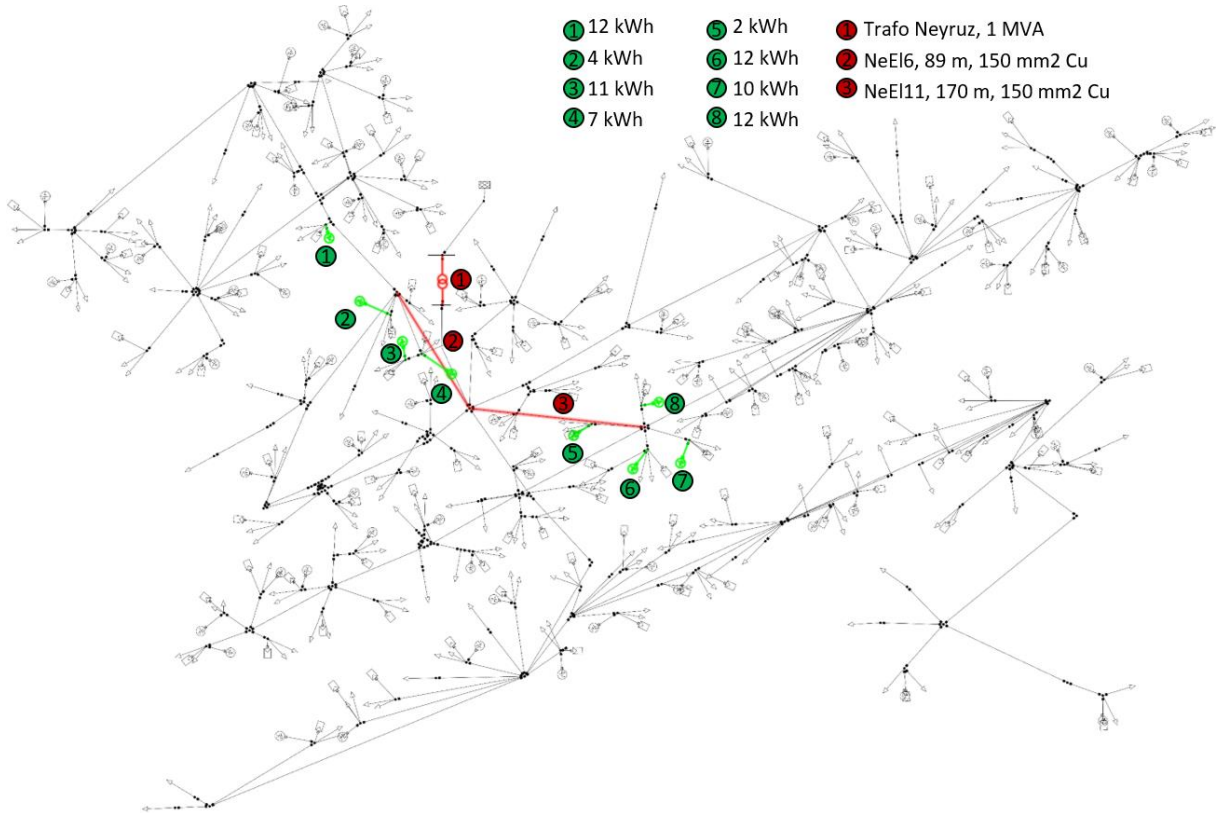


Abbildung 24: Lokalisierung der Netzelemente im Niederspannungsnetz Neyruz, für welche Netzverstärkungen durch den netzdienlichen Speicherbetrieb verzögert werden können.



2.3 Städtisches Netz Luzernstrasse

2.3.1 Leistungsprofil 2035

Abbildung 25 begründet sich auf den unter 2.1.1 beschriebenen Annahmen. Die Grafik stellt die Leistungswerte der unterschiedlichen Parameter über den Tagesverlauf in Relation zueinander. Es werden die Leistungswerte für den Sommertag dargestellt. EFZ werden vorwiegend über den Abend und die Nacht aufgeladen, die beiden Schnellladestationen von je 150 kW Nennleistung erzeugen darüber hinaus auch grössere Lastspitzen über den Tagesverlauf. Die Leistung der PV für 2035 teilt sich auf in die bereits installierten PV-Anlagen und den bis 2035 prognostizierten Zubau.

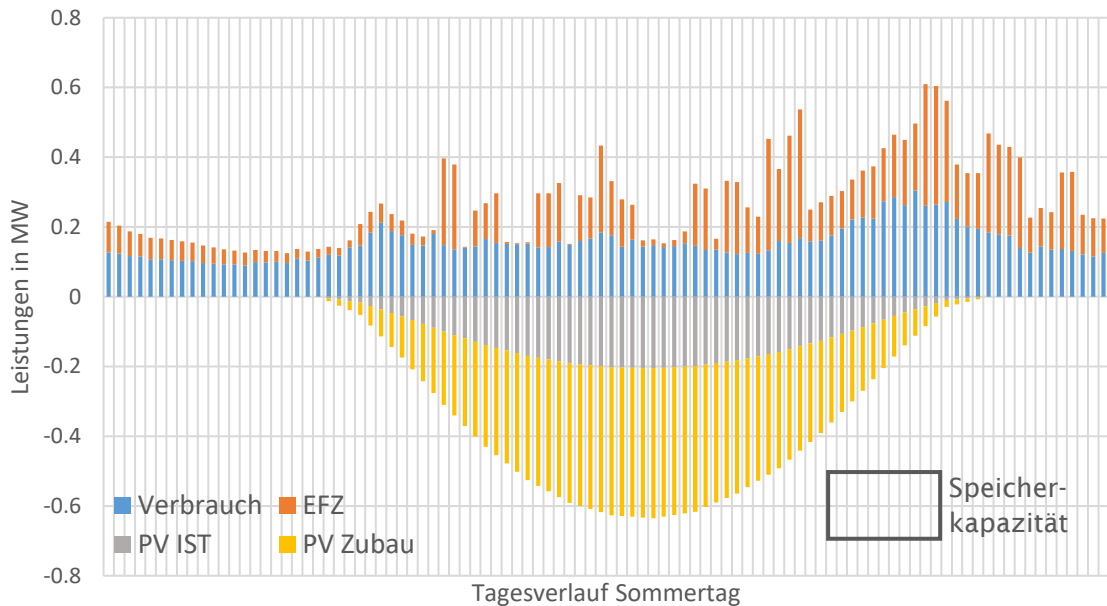


Abbildung 25: Leistungsprofil Tagesverlauf Trafo Luzernstrasse für die Energieprognosen 2035, Sommertag. PV IST als Referenz zur PV-Gesamtleistung 2035.

Der Energieverbrauch über den Sommertag liegt bei 3.7 MWh, dazu kommt der Verbrauch der EFZ mit 2.8 MWh. Insgesamt werden 5.9 MWh durch PV produziert, davon machen die bestehenden PV-Anlagen 1.9 MWh aus, die produzierte Energie aus den zugebauten PVA wird mit 4.0 MWh beziffert.

Für den Wintertag liegt der Energieverbrauch bei 6.8 MWh, der Verbrauch durch EFZ darüber hinaus bei 2.8 MWh.

2.3.2 Batterienutzung

Abbildung 26 zeigt die Batterienutzung der Sommertags-Szenarien. Die Grafik stellt für jedes Szenario die geladene Energiemenge, sowie die entladene Energiemenge (schraffiert) aller Batteriespeicher im Netz Luzernstrasse dar.

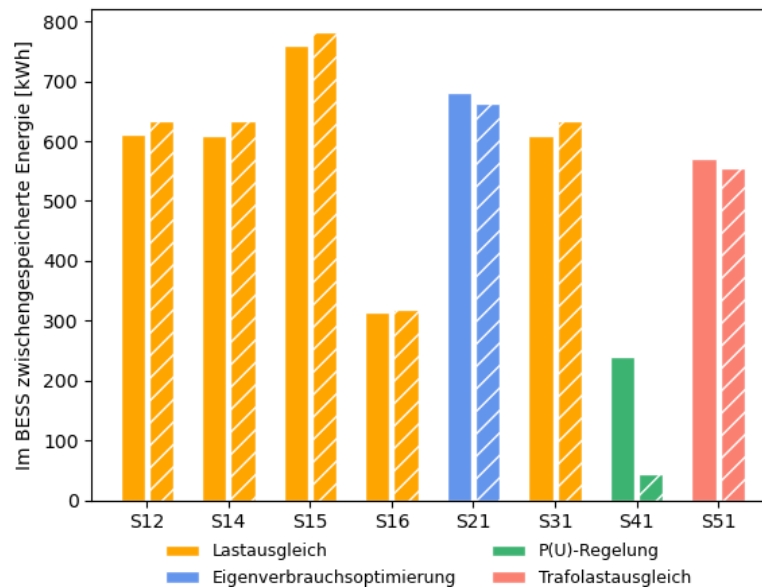


Abbildung 26: Batterienutzung der Sommertags-Szenarien: Die Darstellung zeigt die geladene und entladene Energiemenge (schraffiert) aller im Netz installierten Batteriespeicher je Szenario.

Die geladene Energiemenge entspricht der in der Batterie eingespeicherten Energie. Die entladene Energiemenge zeigt die aus der Batterie ausgespeicherte Energie. Entlade- und Ladewirkungsgrade wurden in dieser Grafik herausgerechnet, um die Energiebilanz der Batterie über den Tag darzustellen.

Abbildung 27 zeigt die Batterienutzung in den Winterszenarien.

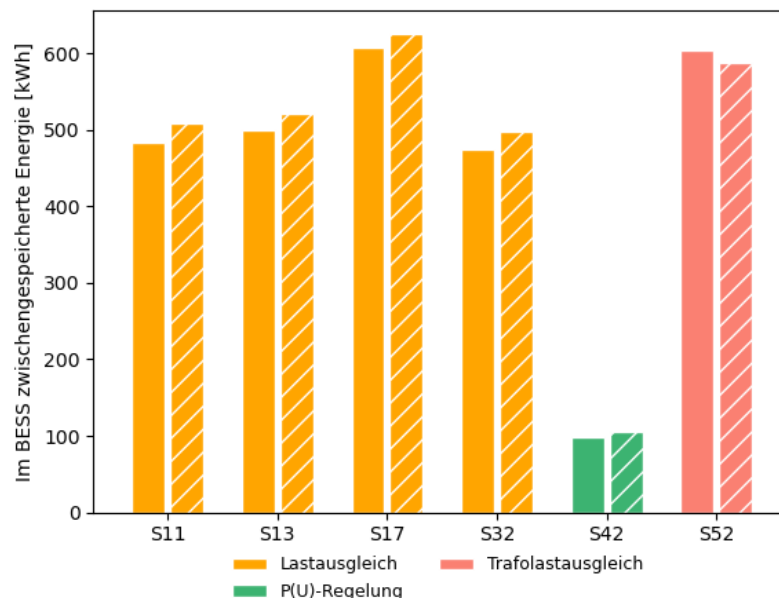


Abbildung 27: Batterienutzung der Wintertags-Szenarien: Die Darstellung zeigt die geladene und entladene Energiemenge (schraffiert) aller im Netz installierten Batteriespeicher je Szenario.

Die Energiebilanzen der Lastausgleichs-, Eigenverbrauchs- sowie der Trafolastausgleichs-Szenarien sind ausgeglichen – die geladene Energiemenge entspricht weitestgehend der entladenen Energiemenge. Wie zu erwarten speichern mit P(U)-Regelung betriebene Batterien im Sommer mehr Energie ein, als die ausspeisen. Im Winter ist die Energiebilanz weitestgehend ausgeglichen.



2.3.3 Auslastung

Abbildung 28 stellt die Anzahl der Auslastungen über 75 %, Abbildung 29 die Anzahl der Überlastungen, also den Auslastungen über 100 %, für unterschiedliche Steuerungsalgorithmen der Batteriespeicher dar.

Es werden alle Netzelemente mit allen 15-Minuten-Zeitschritten berücksichtigt. Für das Netz Luzernstrasse ergeben sich mit über 142 Netzelementen und 96 15-Minuten-Zeitschritten insgesamt über 13'600 Datenwerte.

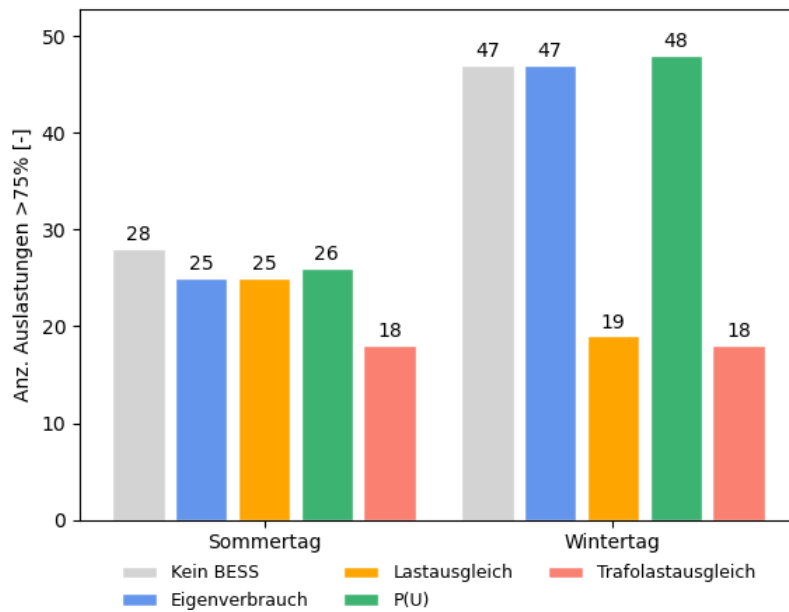


Abbildung 28: Anzahl der auftretenden Auslastungen grösser 75 % bei unterschiedlichen Batteriespeicher-Steuerungsalgorithmen, Sommer- und Wintertag, Luzernstrasse.

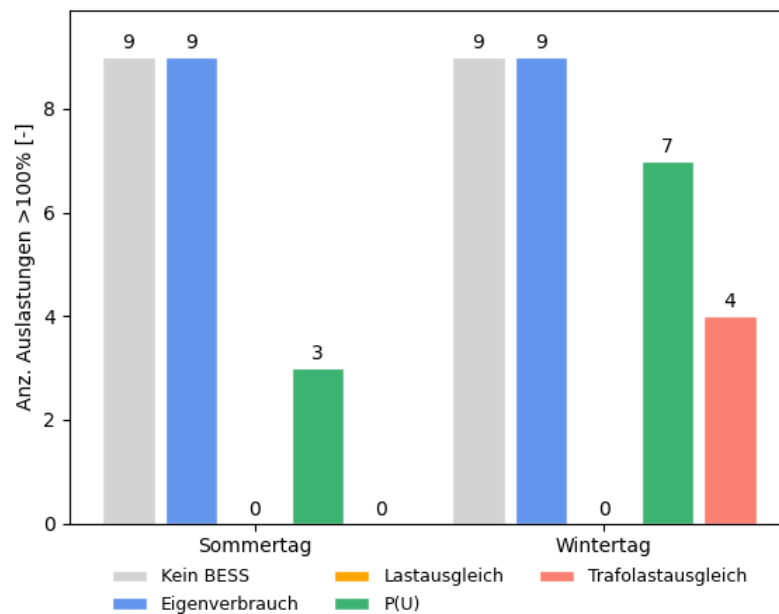


Abbildung 29: Anzahl der auftretenden Überlastungen bei unterschiedlichen Batteriespeicher-Steuerungsalgorithmen, Sommer- und Wintertag, Luzernstrasse.



Beim Vergleich der beiden Abbildungen fällt auf, dass am Wintertag deutlich mehr Auslastungen über 75 % auftreten als beim Sommertag. Die Überlastungen bewegen sich auf ähnlichem Niveau.

Die Reduktion von hohen Auslastungen über Überlastungen durch Eigenverbrauchsoptimierung im Vergleich zum Szenario ohne Batteriespeicher ist vernachlässigbar.

Sowohl für den Sommertag als auch für den Wintertag führen die Algorithmen Lastausgleich und Trafolastausgleich zu weniger Auslastungen grösser 75 % und zu deutlich weniger Überlastungen. Für den Wintertag führt die Steuerung über Lastausgleich im Gegensatz zum Trafolastausgleich zu einer kompletten Vermeidung von Überlastungen.

Der Einfluss der P(U)-Regelung auf die Anzahl der hohen Auslastungen ist gering.

Abbildung 30 und Abbildung 31 zeigen die Tagesverläufe der Auslastung an den Trafos Luzernstrasse der unterschiedlichen Batterie-Steuerungsalgorithmen für den Sommer- bzw. den Wintertag.

Die beiden Trafostationen verfügen jeweils über eine Nennleistung von 0.4 MVA und sind parallelgeschaltet.

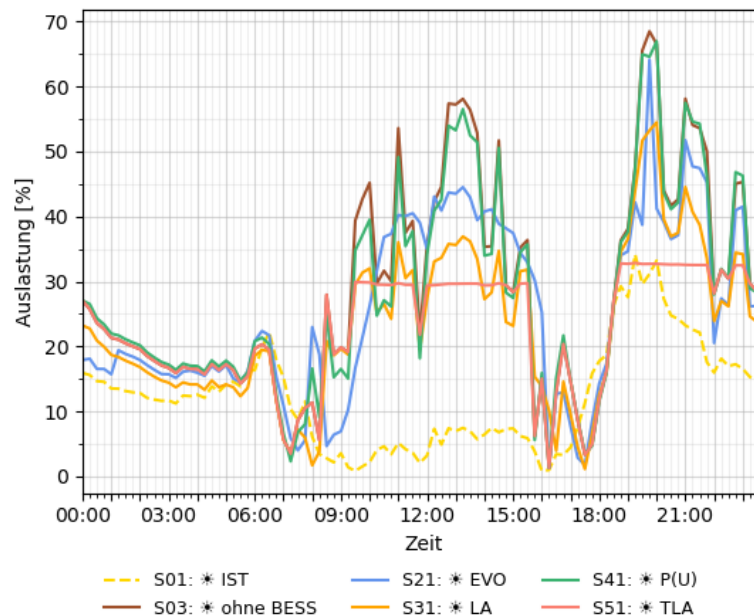


Abbildung 30: Tagesverlauf der Auslastung der Trafos Luzernstrasse für unterschiedliche Batterie-Steuerungsalgorithmen – Sommertag.

Die Grafik zeichnet einen starken Einfluss der PV-Anlagen und der Schnellladestationen.

Gegenüber der Auslastungskurve ohne Speicher werden die Abstufungen der unterschiedlich hohen Auslastungsreduktion über die verschiedenen Batteriespeicher-algorithmen gut ersichtlich. Die Eigenverbrauchsoptimierung reduziert die Auslastung über die Mittagsspitze. Sie schafft es allerdings nicht die abendliche Lastspitze, unter anderem durch den hohen Verbrauch der EFZ und der Schnellladestation hervorgerufen, zu reduzieren. Die Lastausgleichsregelung erzielt eine deutlich höhere Auslastungsreduktion. Da es sich dabei um einen Algorithmus zum individuellen Lastausgleich handelt, wird der Energieverbrauch der Schnellladestationen jedoch nicht in diesen Algorithmus mit einbezogen. Beim Trafolastausgleich hingegen wird die Auslastung maximal reduziert.

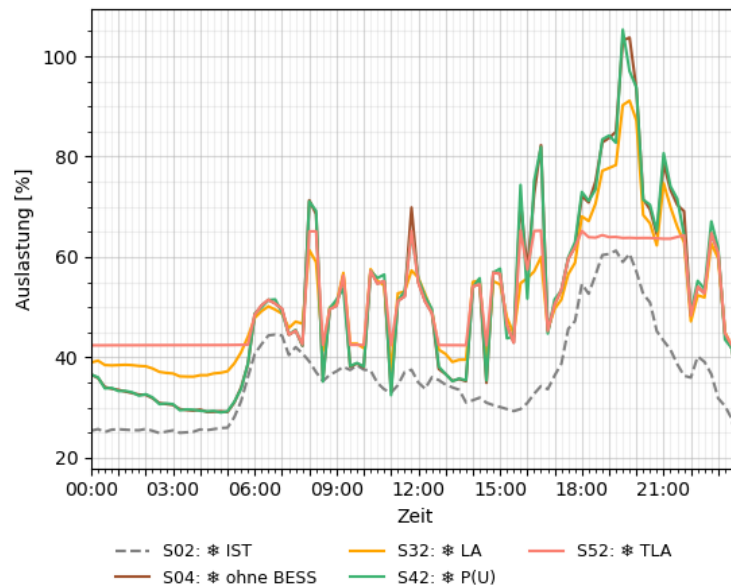


Abbildung 31: Tagesverlauf der Auslastung Trafo Luzernstrasse für unterschiedliche Batterie-Steuerungsalgorithmen – Wintertag.

In den Wintertags-Szenarien wird die abendliche Verbrauchsspitze deutlich erhöht und führt somit zu starken Auslastungen. Ausser dem Trafolastausgleich kann die abendliche Auslastungsspitze von keiner Batteriesteuerung signifikant reduziert werden. Der Trafolastausgleich führt die hohen Auslastungen und Überlastungen wieder auf ein Auslastungsniveau von etwa 65 %.

In Abbildung 32 und Abbildung 33 sind die Auslastungen aller Netzelemente und 15-Minuten-Werte als Boxplot-Grafiken für den Sommer bzw. den Winter dargestellt.

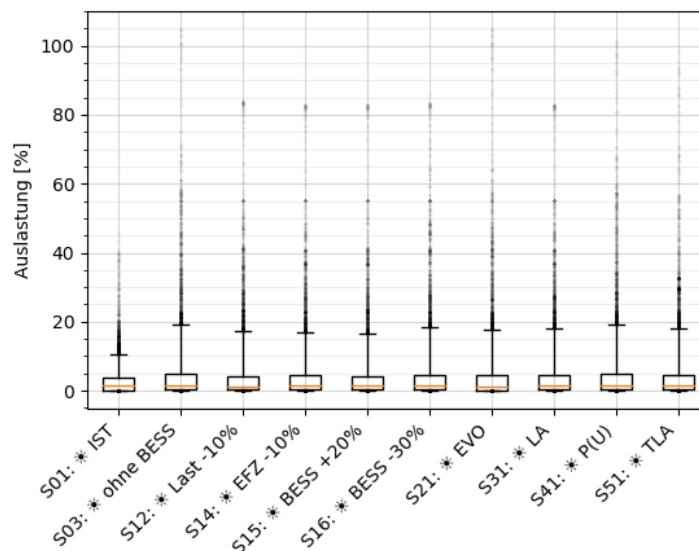


Abbildung 32: Auslastungen aller Netzelemente im Netz Luzernstrasse des jeweiligen Sommertags-Szenarios. Boxplot: 5-%-, 25-%-, Median, 75-%- und 95-%-Quantil. (EVO: Eigenverbrauchsoptimierung; LA: Lastausgleich; TLA: Trafolastausgleich)

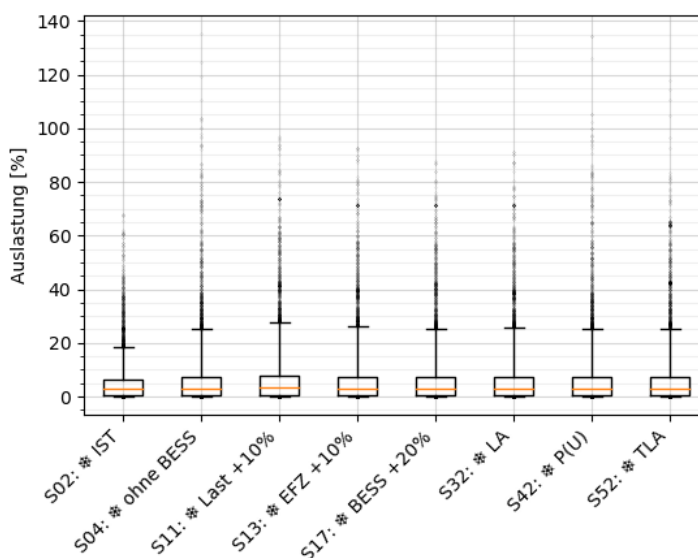


Abbildung 33: Auslastungen aller Netzelemente im Netz Luzernstrasse des jeweiligen Wintertags-Szenarios. Boxplot: 5%-, 25%-, Median, 75%- und 95%-Quantil. (EVO: Eigenverbrauchsoptimierung; LA: Lastausgleich; TLA: Trafolastausgleich)

Sowohl bei den Sommertags- als auch den Wintertags-Szenarios sind die maximalen Auslastungen der Zukunftsszenarios 2035 höher als die des jeweiligen IST-Szenarios. Der Medianwert aller Szenarios liegt bei unter 10 % Auslastung. Sowohl für die Sommer- als auch für die Winterszenarios liegen 95 % aller Auslastungen unter 30 %.

Tabelle 11 gibt einen Überblick über die in den unterschiedlichen Szenarios auftretenden Auslastungen. Für jedes Szenario werden die Auslastungen in Prozent für die jeweilige Maximalauslastung (MAX), den Median (MED) und den Mittelwert (AVG) aufgeschlüsselt.

Tabelle 11: Auswertung der Auslastungen aller Szenarios für das Netz Luzernstrasse.

Szenario	Kurz- beschreibung	Sommer /Winter	AUSLASTUNG in %											
			Alle Netzelemente			Auslastung > 80 %				Auslastung > 100 %				
			MAX	MED	AVG	MED	AVG	NeEI	Werte	MED	AVG	NeEI	Werte	
S01	IST	Sommer	45.6	1.4	2.7				0	0			0	0
S02	IST	Winter	67.8	2.9	5.1				0	0			0	0
S03	Kein BESS	Sommer	104.8	1.5	4.6	97.1	95.9	2	25	102.9	102.5	1	9	
S04	Kein BESS	Winter	135.4	3.0	6.4	93.3	94.0	4	35	103.8	111.6	3	9	
S11	LA, Last + 10 %	Winter	96.9	3.3	6.9	90.1	88.9	3	21			0	0	
S12	LA, Last - 10 %	Sommer	84.0	1.3	4.0	83.1	82.8	1	21			0	0	
S13	LA, EFZ + 10 %	Winter	92.6	3.0	6.5	88.5	87.3	3	16			0	0	
S14	LA, EFZ - 10 %	Sommer	83.0	1.3	4.0	82.2	82.0	1	19			0	0	
S15	LA, BESS + 20 %	Sommer	83.0	1.3	4.0	82.2	82.0	1	19			0	0	
S16	LA, BESS - 20 %	Sommer	85.6	1.4	4.3	82.6	82.4	2	21			0	0	
S17	LA, BESS + 20 %	Winter	87.6	3.0	6.4	84.1	84.1	3	9			0	0	
S21	EVO	Sommer	104.9	1.3	4.2	98.1	96.6	2	23	102.8	102.5	1	9	
S31	LA	Sommer	83.0	1.3	4.2	82.2	82.0	1	19			0	0	
S32	LA	Winter	91.3	3.0	6.4	87.2	87.4	3	12			0	0	
S41	P(U)	Sommer	101.6	1.5	4.5	94.4	93.2	2	24	101.1	101.1	1	3	
S42	P(U)	Winter	134.4	3.0	6.4	86.3	92.8	4	37	105.4	115.4	3	7	
S51	TLA	Sommer	98.2	1.5	4.3	88.0	88.9	2	16			0	0	
S52	TLA	Winter	117.6	3.1	6.4	87.9	93.9	2	12	112.4	111.8	1	4	



Diese Berechnung wurde zuerst unter Einbezug aller Netzelemente (und Zeitschritte) vorgenommen. Darüber hinaus werden der Median und der Mittelwert ebenso für alle Auslastungen über 80 % und für alle Überlastungen berechnet. Für die Auslastungen über 80 % sowie für die Auslastungen über 100 % werden ebenfalls die Anzahl der betroffenen Netzelemente (NeEI) und die Anzahl der betroffenen 15-Minuten-Werte (Werte) dargestellt.

2.3.4 Spannungsgrenzwerte

Die Spannungswerte aller Netzelemente und aller 15-Minuten-Werte sind als Boxplot-Grafiken in Abbildung 34 für die Sommertags-Szenarien und Abbildung 35 für die Wintertags-Szenarien aufgezeigt.

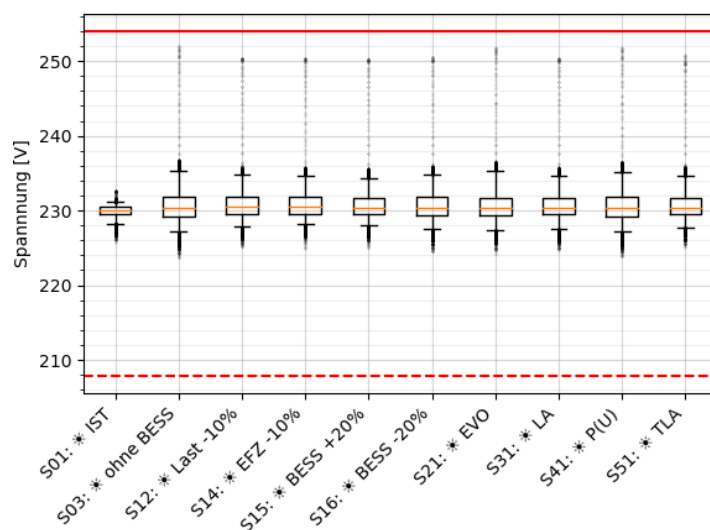


Abbildung 34: Spannungswerte aller Netzelemente im Netz Luzernstrasse des jeweiligen Sommertags-Szenarios. Boxplot: 5-%-, 25-%-, Median, 75-%- und 95-%-Quantil. (EVO: Eigenverbrauchsoptimierung; LA: Lastausgleich; TLA: Trafolastausgleich)

Die Spannungswerte im IST-Szenario weisen nur sehr geringe Schwankungen auf. Die Zukunftsszenarien hingegen zeigen, insbesondere nach oben hin, stärkere Schwankungen, wobei keine Spannungsgrenzwertverletzungen auftreten und sich 95 % aller Spannungswerte unter 236 V befinden. Über die Zukunftsszenarien mit verschiedenen Batteriespeicheralgorithmien und Parametervariation weisen die Spannungswerte nur marginale Unterschiede auf.

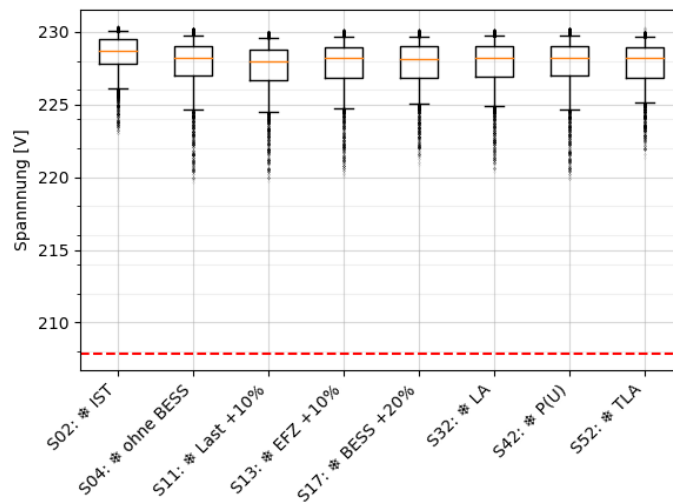


Abbildung 35: Spannungswerte aller Netzelemente im Netz Luzernstrasse des jeweiligen Wintertags-Szenarios. Boxplot: 5-%-, 25-%-, Median, 75-%- und 95-%-Quantil. (EVO: Eigenverbrauchsoptimierung; LA: Lastausgleich; TLA: Trafolastausgleich)

Als rot-gestrichelte Linie ist der Spannungsgrenzwert von 207.8 V markiert.

Wie auch in den Sommertags-Szenarien treten auch für die Wintertags-Szenarien keine Grenzwertverletzungen auf. Die Spannungsgrenzwerte weisen in den Zukunftsszenarien etwas höhere Schwankungen als im IST-Szenario auf, insbesondere im Sommer.

Tabelle 12 zeigt die in den Szenarien auftretenden Spannungswerte detailliert auf. Für jedes Szenario werden die Spannungswerte in V für die jeweilige Maximal- (MAX) und Minimalspannung (MIN), den Median (MED) und den Mittelwert (AVG) aufgeschlüsselt.

Im Netz Luzernstrasse treten keine Spannungsgrenzwertverletzungen auf, jedoch zeigen die Maximalwerte, dass einige Zukunftsszenarien nah an den Spannungsgrenzwert von 254.0 V herankommen. Die meisten Netzelemente sind nur geringfügig in ihren Spannungswerten beeinflusst, der Medianwert ist sehr stabil.



Tabelle 12: Auswertung der Spannungswerte aller Szenarien für das Netz Luzernstrasse.

Szenario	Kurz- beschreibung	Sommer / Winter	SPANNUNG in V											
			Alle Netzelemente				Spannung > 254.0 V				Spannung < 196.3 V			
			MAX	MIN	MED	AVG	MED	AVG	NeEI	Werte	MED	AVG	NeEI	Werte
S01	IST	Sommer	232.7	225.7	230.1	230.0			0	0			0	0
S02	IST	Winter	230.4	223.1	228.7	228.5			0	0			0	0
S03	Kein BESS	Sommer	252.0	223.8	230.3	230.7			0	0			0	0
S04	Kein BESS	Winter	230.2	219.7	228.2	227.8			0	0			0	0
S11	LA, Last + 10 %	Winter	230.1	219.7	228.0	227.6			0	0			0	0
S12	LA, Last - 10 %	Sommer	250.2	224.8	230.5	230.9			0	0			0	0
S13	LA, EFZ + 10 %	Winter	230.1	220.2	228.2	227.8			0	0			0	0
S14	LA, EFZ - 10 %	Sommer	250.2	224.5	230.5	230.9			0	0			0	0
S15	LA, BESS + 20 %	Sommer	250.1	224.8	230.4	230.8			0	0			0	0
S16	LA, BESS - 20 %	Sommer	250.3	224.1	230.4	230.8			0	0			0	0
S17	LA, BESS + 20 %	Winter	230.1	221.0	228.2	227.8			0	0			0	0
S21	EVO	Sommer	251.8	224.1	230.3	230.7			0	0			0	0
S31	LA	Sommer	250.2	224.3	230.4	230.8			0	0			0	0
S32	LA	Winter	230.1	220.5	228.3	227.8			0	0			0	0
S41	P(U)	Sommer	251.8	223.9	230.3	230.7			0	0			0	0
S42	P(U)	Winter	230.2	219.9	228.2	227.8			0	0			0	0
S51	TLA	Sommer	250.8	225.1	230.4	230.8			0	0			0	0
S52	TLA	Winter	230.3	221.3	228.2	227.8			0	0			0	0

2.3.5 Auswertung

Für die Auswertung der Simulationsergebnisse werden die Szenarien einzeln miteinander verglichen, um den Einfluss einzelner Parameter auf die Spannungs- und Auslastungswerte herausarbeiten zu können.

In Tabelle 13 und Tabelle 14 werden jeweils zwei Szenarien in Relation zueinander gestellt, um den Einfluss einer bestimmten Simulation oder eines Faktors auf die Auslastung bzw. Spannung bewerten zu können.

Für die Auswertung der Auslastungsveränderung werden jeweils die maximale Veränderung (MAX), der Median (MED) und der Mittelwert (AVG) der Abweichung zum Referenzszenario aufgezeigt. Für die Auswertung werden für jedes Netzelemente alle 15-Minuten-Werte berücksichtigt. Diese Untersuchung wird 1.) über alle Netzelemente und Zeitschritte, 2.) über alle Werte, welche eine absolute Auslastung grösser 80% aufweisen und 3.) über alle Werte, welche eine absolute Auslastung grösser 100 % aufweisen, durchgeführt. Für die Auswertungen der Auslastungen grösser 80 % und 100 % wird ebenfalls die Veränderung der Anzahl der betroffenen Netzelemente (NeEI) und die Veränderung der Anzahl der betroffenen 15-Minuten-Werte (Werte) dargestellt. Eine positive Zahl weist darauf hin, dass mehr Netzelemente oder Werte betroffen sind als im Referenzszenario, eine negative Zahl zeigt auf, dass das untersuchte Szenario im Vergleich zur Referenz zu einer Reduktion der betroffenen Netzelemente bzw. Werte geführt hat.



Tabelle 13: Auswertung der durch einen Einzelfaktor hervorgerufenen Auslastungsveränderung. Es werden jeweils zwei Szenarien miteinander verglichen, um die Auslastungsveränderung für alle Netzelemente, für alle Netzelemente einer Auslastung grösser 80 % und einer Auslastung grösser 100 % darzustellen.

Szenario	Ref.	Beschreibung	Sommer/ Winter	VERÄNDERUNG DER AUSLASTUNG in %												
				Alle Netzelemente			Auslastung > 80 %					Auslastung > 100 %				
				MAX	MED	AVG	MAX	MED	AVG	NeEI	Werte	MAX	MED	AVG	NeEI	Werte
S03	S01	2035 zu IST	Sommer	91.5	0	1.9	91.5	86.8	84.4	2	25	91.5	90.2	90.1	1	9
S04	S02	2035 zu IST	Winter	113.5	0	1.3	113.5	43	48.1	4	35	113.5	89.5	74.7	3	9
S21	S03	Einfluss EVO	Sommer	-70.4	0	-0.4	-20.2	0	-1.4	0	-2	0.1	0.1	0	0	0
S31	S03	Einfluss LA	Sommer	-48.8	0	-0.5	-48.8	-16.6	-16.5	-1	-6	-22.2	-20.2	-20.1	-1	-9
S32	S04	Einfluss LA	Winter	-64.1	0	0	-64.1	-10.5	-16.4	-1	-23	-64.1	-29.2	-31.7	-3	-9
S31	S21	Vergleich LA - EVO	Sommer	-48.8	0	-0.1	-48.8	-16.6	-17	-1	-4	-22.3	-20.2	-20.2	-1	-9
S41	S03	Einfluss P(U)	Sommer	-9.9	0	-0.1	-8.5	-3.3	-3.5	0	-1	-3.7	-3.3	-3.3	0	-6
S42	S04	Einfluss P(U)	Winter	-18.1	0	0	-18.1	0	-0.8	0	2	-14.8	2	0	0	-2
S51	S03	Einfluss TLA	Sommer	-43	0	-0.3	-37.4	-8.7	-14.4	0	-9	-37.4	-30.4	-25.3	-1	-9
S52	S04	Einfluss TLA	Winter	-47.7	0	0.1	-47.7	-18.4	-19.4	-2	-23	-39.9	-20.9	-22.8	-2	-5
S51	S21	Vergleich TLA - EVO	Sommer	70.4	0	0	-37.5	-8.4	-13.5	0	-7	-37.5	-30.5	-25.4	-1	-9
S51	S31	Vergleich TLA - LA	Sommer	48.8	0	0.1	48.8	4.6	2.9	1	-3				0	0
S52	S32	Vergleich TLA - LA	Winter	46.4	0	0.1	46.4	-4.8	0.7	-1	0	46.4	41.1	40.5	1	4
S11	S32	Variante LOAD +10 %	Winter	6.7	0.3	0.5	6.7	5.9	5.9	0	9				0	0
S12	S31	Variante LOAD -10 %	Sommer	-4.4	0	-0.1	1.2	1	1	0	2				0	0
S13	S32	Variante EFZ +10 %	Winter	31.2	0	0.1	6.7	2.2	2.5	0	4				0	0
S14	S31	Variante EFZ -10 %	Sommer	-19.8	0	-0.2	0	0	0	0	0				0	0
S15	S31	Variante BESS +20 %	Sommer	-11.4	0	-0.2	0	0	0	0	0				0	0
S16	S31	Variante BESS -30 %	Sommer	48.8	0	0.1	48.8	0.4	2.7	1	2				0	0
S17	S32	Variante BESS +20 %	Winter	-8.8	0	0	-7.2	-4.2	-4.8	0	-3				0	0

Die Untersuchung der Spannungswerte wird 1.) über alle Netzelemente, 2.) über alle Werte mit Spannungsgrenzwertüberschreitungen grösser 254.0 V 3.) über alle Werte mit Spannungsgrenzwertunterschreitungen unter 196.3 V, durchgeführt.



Szenario	Ref.	Beschreibung	Sommer/ Winter	VERÄNDERUNG DER SPANNUNG in V														
				Alle Netzelemente			Spannung > 254.0 V					Spannung < 196.3 V						
				MAX	MED	AVG	MAX	MED	AVG	NeEI	Werte	MAX	MED	AVG	NeEI	Werte		
S03	S01	2035 zu IST	Sommer	20.6	0.1	0.8						0	0				0	0
S04	S02	2035 zu IST	Winter	-6.1	-0.5	-0.7						0	0				0	0
S21	S03	Einfluss EVO	Sommer	3.5	0	0						0	0				0	0
S31	S03	Einfluss LA	Sommer	2.5	0	0						0	0				0	0
S32	S04	Einfluss LA	Winter	3.4	0	0						0	0				0	0
S31	S21	Vergleich LA - EVO	Sommer	2.6	0	0						0	0				0	0
S41	S03	Einfluss P(U)	Sommer	-0.8	0	0						0	0				0	0
S42	S04	Einfluss P(U)	Winter	1	0	0						0	0				0	0
S51	S03	Einfluss TLA	Sommer	3.3	0	0						0	0				0	0
S52	S04	Einfluss TLA	Winter	3.8	0	0						0	0				0	0
S51	S21	Vergleich TLA - EVO	Sommer	-3.5	0	0						0	0				0	0
S51	S31	Vergleich TLA - LA	Sommer	2.7	0	0						0	0				0	0
S52	S32	Vergleich TLA - LA	Winter	3.2	0	0						0	0				0	0
S11	S32	Variante LOAD +10 %	Winter	-0.8	-0.2	-0.3						0	0				0	0
S12	S31	Variante LOAD -10 %	Sommer	0.5	0.1	0.1						0	0				0	0
S13	S32	Variante EFZ +10 %	Winter	-1.4	0	-0.1						0	0				0	0
S14	S31	Variante EFZ -10 %	Sommer	2	0	0.1						0	0				0	0
S15	S31	Variante BESS +20 %	Sommer	-1.2	0	0						0	0				0	0
S16	S31	Variante BESS -30 %	Sommer	-2.5	0	0						0	0				0	0
S17	S32	Variante BESS +20 %	Winter	0.9	0	0						0	0				0	0

Tabelle 14: Auswertung der durch einen Einzelfaktor hervorgerufenen Spannungsveränderung. Es werden jeweils zwei Szenarien miteinander verglichen, um die Spannungsveränderung für alle Netzelemente, für alle Netzelemente einer Spannung grösser 254.0 V und für alle Netzelemente einer Spannung kleiner 196.3 V aufzuzeigen.

Zur Untersuchung der einzelnen Einflussfaktoren werden vorwiegend die Boxplot-Darstellungen Abbildung 32 und Abbildung 33 (Auslastung) sowie Abbildung 34 und Abbildung 35 (Spannung) herangezogen. Die exakten Zahlenwerte ergeben sich darüber hinaus aus den Tabelle 11 und Tabelle 13 (Auslastung) und den Tabelle 12 und Tabelle 14 (Spannungen).

Vergleich Zukunftsszenarien 2035 zu IST

Der Vergleich der Zukunftsszenarien 2035 zu den IST-Szenarien zeichnet einen starken Einfluss durch zugebaute PV-Anlagen und Elektroladestationen, insbesondere auch der beiden 150-kW-Schnellladestationen. Dies resultiert in einzelnen stärkeren Lastspitzen über den Tag, wobei die maximalen Auslastungen über die Abendstunden, im Sommer zusätzlich über die Mittagszeit auftreten. Darüber hinaus ist ein zunehmender Elektrizitätsbedarf über die Nachtstunden festzustellen, der aus der zunehmenden Anzahl an Ladestationen für Elektroautos mit geringer Leistung resultiert.

Die Zukunftsprognosen 2035 führen insgesamt zu deutlich höheren Auslastungen an Leitungen und Trafostationen. Es treten wenige Überlastungen auf. Insbesondere für den Sommer sind Spannungsänderungen durch die Zukunftsprognosen zu verzeichnen. Obwohl einzelne Spannungswerte nah an 254.0 V kommen, treten keine Spannungsgrenzwertverletzungen auf.

Sehr geringe Median- und Mittelwerte der Auslastungsveränderungen (Tabelle 13) weisen darauf hin, dass ein Grossteil der Leitungen eine sehr geringe Veränderung der Auslastung erfährt. Für wenige Hauptleitungen, die beiden parallel geschalteten Trafostationen und insbesondere die Zuleitung zur Tankstelle mit zwei Schnellladestationen ergeben sich deutliche Veränderungen der Auslastung, welche in einzelnen Fällen zu Überlastungen führen. Für den Sommer wird ein Netzelement über 9 15-Minuten-Werte in die Überlast geführt, im Winter sind es drei Netzelemente über 9 Werte.

Spannungsgrenzwertverletzungen werden weder für das Sommer- noch für das Winterszenario verzeichnet. Im Sommer kommen einzelne Spannungswerte nah an den Spannungsgrenzwert von 254.0 V heran, im Winter sind die Spannungen relativ stabil und weit von Grenzwertverletzungen entfernt.



Da keine Spannungsgrenzwertverletzungen auftreten und diese auch durch die unterschiedlichen Batterie-Betriebsarten nur geringfügig beeinflusst werden, wird in den folgenden Untersuchungen auf eine genauere Betrachtung der Spannungswerte verzichtet.

Einfluss der Eigenverbrauchsoptimierung

Der Einfluss der Eigenverbrauchsoptimierung wird in Referenz zum Sommerszenario ohne Batteriespeichersysteme S03 beurteilt.

Bezüglich der Auslastungen zeigt sich, dass die Eigenverbrauchsoptimierung wenige Auslastungswerte deutlich reduzieren kann (-20 %), die Auslastungsreduktion im Mittel jedoch gering ist. Die Eigenverbrauchsoptimierung trägt bei keinem einzelnen Netzelement zur Verhinderung von Überlastungen oder hohen Auslastungen grösser 80 % bei.

Einfluss des Lastausgleichs

Die Lastausgleichs-Szenarien werden sowohl zu den Zukunftsszenarien 2035 ohne Batteriespeicher als auch zum Szenario mit Eigenverbrauchsoptimierung in Referenz gesetzt.

Der Lastausgleichsalgorithmus zeigt einen positiven Einfluss auf die wenigen Netzelemente, die überlastet sind, sowohl für den Sommer als auch für den Winter.

Im Sommer erfährt im Netz Luzernstrasse eine einzelne Leitung Überlastungen, im Winter sind es drei Netzelemente. Diese können durch den Lastausgleichsalgorithmus wieder komplett aus der Überlast geführt werden. Darüber hinaus können einzelne höhere Auslastungen über 80 % reduziert werden. Durchschnittlich werden die hohen Auslastungen und Überlastungen um etwa -20 bis -30 % reduziert.

Die Überlastungen im Winter treten an den Trafostationen und der Zuleitung zur Tankstelle auf, an welcher zwei 150 kW Schnellladestationen installiert werden. Darüber hinaus verfügt die Tankstelle über eine PVA mit 150 kWp installierter Leistung und einem Batteriespeichersystem von 226 kWh. Im Gegensatz zu den anderen Speicheralgorithmien schafft es der LA die Überlastungen an der Zuleitung zur Tankstelle, welche durch die Schnellladestationen für Elektrofahrzeuge verursacht werden, in normale Auslastungen zu überführen.

Die netzweiten Überlastungen an den Trafostationen korrelieren zeitlich nicht mit den lokalen Überlastungen der Zuleitung zu den Schnellladestationen (lokale Überlastspitzen), bzw. sie zeigen nicht den gleichen Intensitätsverlauf. So schafft es der TLA im Winter nicht die Überlastungen an der Zuleitung zur Tankstelle in normale Auslastungswerte zu überführen, der Lastausgleichsalgorithmus hingegen kann dies erreichen.

Während die Eigenverbrauchsoptimierung keine Reduktion der Überlastungen gegenüber dem Szenario ohne Batteriespeicher erzielen konnte, führt die Netzdienlichkeit dazu, dass keines der Netzelemente überlastet wird – weder die drei Netzelemente im Winter noch die Leitung im Sommer, welche im Referenzszenario Überlastungen aufwiesen.

Einfluss der P(U)-Regelung

Der Einfluss der P(U)-Regelung wird in Referenz zum Sommer- und Winterszenario ohne Batteriespeichersysteme S03 bzw. S04 betrachtet. Die Batterienutzung der P(U)-Regelung liegt deutlich unter der Batterienutzung der anderen Speicheralgorithmien – siehe Abbildung 42 und Abbildung 43.

Die Auswertungen zeigen einen geringen Einfluss der P(U)-Regelung auf die Auslastungen auf. Es werden wenige 15-Minuten-Werte, aber keine Netzelemente aus den Überlastungen oder hohen Auslastungen geführt. Für den Winter ist der erzielte positive Effekt auf die Auslastung noch geringer als im Sommer.

Der Fokus der P(U)-Regelung liegt auf der Verbesserung der Spannungsqualität. Da jedoch bereits in den Vergleichsszenarien keine Spannungsgrenzwertverletzungen auftreten, kann die P(U)-Regelung in diesem Bereich zu keiner Verbesserung beitragen.



Einfluss des Trafolastausgleichs

Die Trafolastausgleich-Steuerung wird mit den Zukunftsszenarien 2035 ohne Batteriespeicher verglichen. Der Vergleich zum dezentral gestalteten Lastausgleich wurde im Unterkapitel «Einfluss des Lastausgleichs» angestellt. Der Trafolastausgleichsalgorithmus optimiert den Lastfluss an der Trafostation und steuert alle Batteriespeichersysteme dementsprechend.

Insgesamt kann beobachtet werden, dass die netzdienlichen Effekte des Trafolastausgleichs weitestgehend die positiven Effekte des LA erreichen. So kann auch der TLA im Sommer alle Überlastungen an der betroffenen Leitung in normale Auslastungen überführen. Für den Wintertag werden zwei von drei Netzelemente aus der Überlast geführt. Dabei handelt es sich um die beiden Trafostationen. Die Überlast an der Zuleitung zur Tankstelle kann durch den TLA im Gegensatz zum LA nicht vollständig reduziert werden. Darüber hinaus können im Winter hohe Auslastungen grösser 80 % nicht reduziert werden, im Winter gelingt dies gut.

Blindleistung und Einfluss der Q(U)-Regelung der PVA

Da für das städtische Netz die Q(U)-Regelung für PVA nicht berücksichtigt wurde, variiert die Blindleistung über den Tagesverlauf nur geringfügig. Die maximalen Blindleistungsverluste, gemessen an den Trafostationen, beträgt etwa 11 kvar.

Die Nennleistung der beiden Trafostationen Luzernstrasse beträgt jeweils 400 kVA.

Sensitivitätsanalyse Elektrizitätsnachfrage

Abbildung 36 zeigt den Leistungsverlauf an den Trafostationen für den Sommer und den Winter bei Variation der Elektrizitätsnachfrage. Die IST-Profile für den Sommertag werden darin als gelb-gestrichelte Kurve angezeigt, diejenigen für den Wintertag als grau-gestrichelte Kurve. Als Referenz für den Wintertag gilt S32 (orange-gestrichelt), für den Sommertag S31 (orange). Die durch die jeweilige Parametervariation entstandene Leistungsdifferenz wurde für den Sommertag als Fläche in hellem Orange, für den Wintertag als hellblaue Fläche eingefärbt.

Für den Wintertag wird eine Simulation mit einer gesteigerten Elektrizitätsnachfrage von +10 % durchgeführt. Der Sommertag wird mit einer verminderten Elektrizitätsnachfrage von -10 % simuliert. Die Varianten decken die Worst-Case-Fälle der beiden Tage ab.

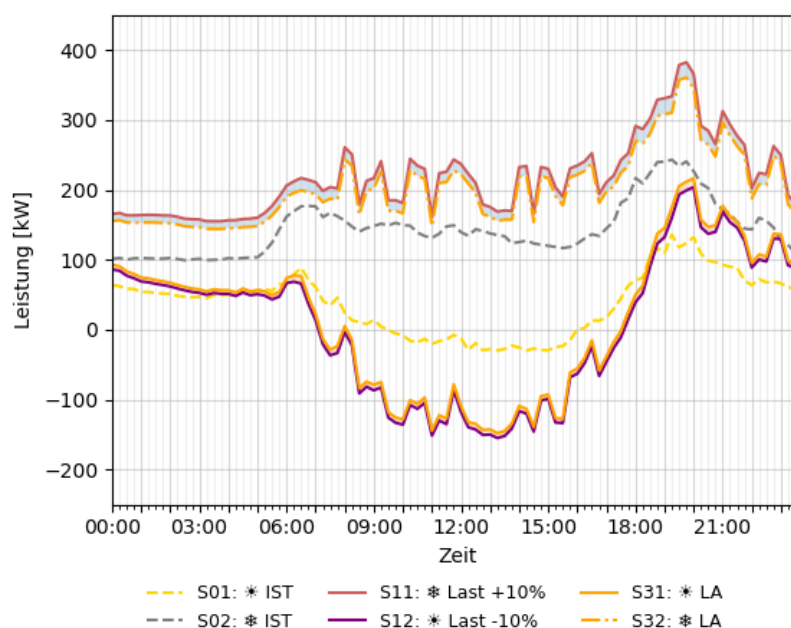


Abbildung 36: Sensitivitätsanalyse der Elektrizitätsnachfrage, +10 % Wintertag, -10 % Sommertag.



Die Variation der Elektrizitätsnachfrage beeinflusst hauptsächlich die Leistung über den Winter-Tagesverlauf. Über den Abend und die Nacht nimmt der Einfluss ab. Die maximale Leistungsspitze am Abend wird durch die Erhöhung der Elektrizitätsnachfrage nur gering beeinflusst. Der Einfluss über den Sommertag ist sehr gering.

Weder für den Winter- noch für den Sommertag führt eine Variation der Elektrizitätsnachfrage zu überlasteten Leitungen. Auch eine nennenswerte Spannungsveränderung durch die Variation der Elektrizitätsnachfrage um 10 % ist nicht zu verzeichnen.

Die erhöhte Elektrizitätsnachfrage im Winter führt nicht zu zusätzlichen Überlastungen, sie führt bei jenen Netzelementen, welche Auslastungen über 80 % aufweisen zu im Durchschnitt um etwa 6 % erhöhten Auslastungen. Im Sommer führt der reduzierte Elektrizitätsverbrauch zu einer vernachlässigbaren Erhöhung der Auslastungen über 80 %.

Sensitivitätsanalyse Elektrofahrzeuge

Abbildung 37 stellt den Einfluss der Parametervariation Elektrizitätsverbrauch Elektrofahrzeuge anhand des Leistungsverlauf an den Trafos Luzernstrasse für den Winter- und den Sommertag dar.

Für den Wintertag wird eine Simulation mit einer gesteigerten Elektrizitätsnachfrage durch EFZ von +10 % durchgeführt. Der Sommertag wird mit einer verminderten Elektrizitätsnachfrage durch EFZ von -10 % simuliert.

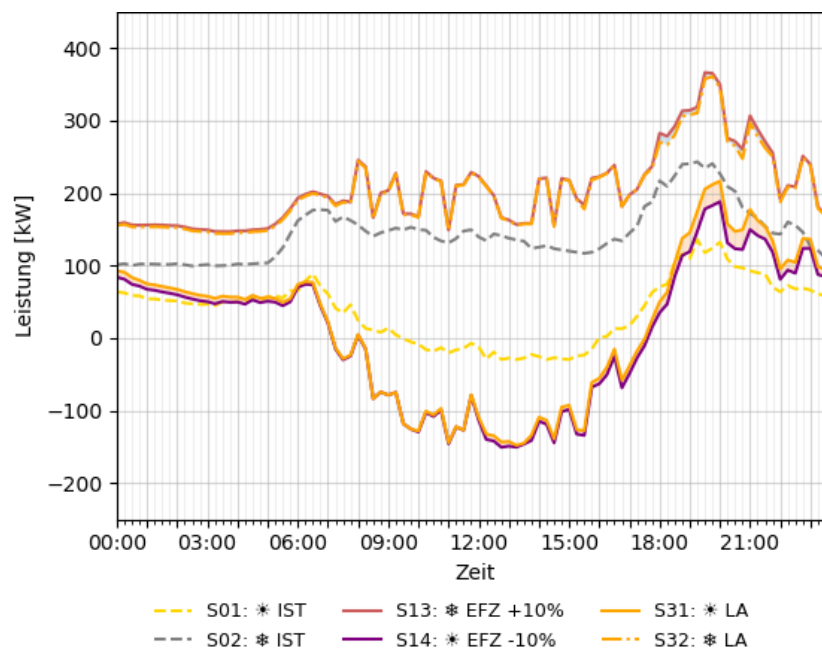


Abbildung 37: Sensitivitätsanalyse des Elektrofahrzeug-Verbrauchs, +10 % Wintertag, -10 % Sommertag.

Der Einfluss einer verminderten Elektrizitätsnachfrage durch EFZ auf die Auslastung im Sommer ist gering, lediglich die abendliche Lastspitze kann leicht reduziert werden. Für den Wintertag weist der gesteigerte Verbrauch durch EFZ um +10 % keine nennenswerte Veränderung des Leistungsprofils an den Trafostationen auf.

Sensitivitätsanalyse Batteriespeichersysteme

Der Einfluss der Parametervariation Batteriespeichersysteme, in welcher der Anteil der Batteriespeicher im Netz variiert wird, wird in Abbildung 38 anhand des Leistungsverlauf an den Trafos Luzernstrasse für den Winter- und den Sommertag aufgezeigt.



Für den Wintertag wird eine Simulation mit einer erhöhten Anzahl von Batteriespeichern von etwa 90 % der PVA durchgeführt – eine Erhöhung um +20 %. Der Sommertag wird mit sowohl mit einer erhöhten als auch einer verminderten Anzahl an Batteriespeichersystemen im Netz simuliert. In Szenario S16 werden etwa 40 % aller PVA mit einem BESS ausgestattet (-30 %), in Szenario S17 werden ca. 90 % aller PVA mit einem BESS versehen (+20 %). Die Szenarien sollen das Potenzial der Batteriespeicher zur jeweiligen Jahreszeit darstellen. Darüber hinaus wird für den Sommertag aufgezeigt, welchen Einfluss weniger Speicher auf Auslastungs- und Spannungswerte haben können.

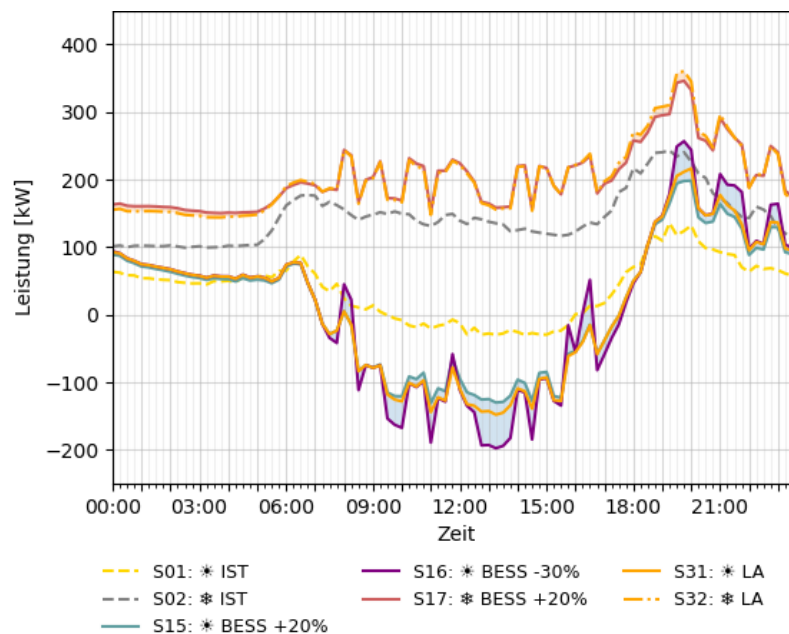


Abbildung 38: Sensitivitätsanalyse der Batteriespeichersysteme, +20 % Wintertag, +20 % und -30 % Sommertag.

Im Wintertags-Szenario trägt eine Erhöhung der Batteriespeicheranzahl zu einer sehr geringen Reduktion der hohen Auslastungen über 80 % bei. Dabei kann keine der drei hoch ausgelasteten Netzelemente vollständig in Auslastungen kleiner 80 % geführt werden, einzelne 15-Minuten-Werte werden jedoch unter 80 % geführt. Durchschnittlich werden die höheren Auslastungen um etwa -4 % gesenkt.

Im Sommertags-Szenario befindet sich im Referenzszenario kein Netzelement in einer Überlastung, nur ein Netzelement weist neunzehn 15-Minuten-Werte auf, welche über 80 % ausgelastet sind. So führt auch eine Erhöhung der Speicheranzahl um +20 % zu keiner Veränderung der höheren Auslastungen. Eine Reduktion der Speicheranzahl um -30 % führt zu einem weiteren Netzelement, welches nun Auslastungen über 80 % aufweist. Die Auslastungen werden im Schnitt um etwa +2 % erhöht.

Für das ohnehin sehr stabile NS-Netz Luzernstrasse führt eine Erhöhung oder Reduktion der Anzahl an Batteriespeichersystemen insgesamt zu einer vernachlässigbaren Veränderung der Auslastungen. Die Anzahl der im Netz befindlichen Batteriespeicher oder deren Kapazität beeinflusst nur wenige Netzelemente. So z.B. auch die Zuleitung zur Tankstelle mit den beiden 150 kW Schnellladestationen, welche im Winter Überlastungen erfährt. Hier spielt ein einzelner Batteriespeicher eine zentrale Rolle in der Reduktion der hohen Auslastungen und Überlastungen an der Zuleitung.

2.3.6 Verhinderung von Netzverstärkungen

Für die Untersuchung inwiefern Netzverstärkungen durch netzdienliche Speicheralgorithmen verhindert oder verzögert werden können, werden Lastausgleichsszenarien für sowohl Sommer- (S31) als auch Wintertag (S32) jeweils mit einem Referenzszenario verglichen. Für den Sommertag gilt das



Eigenverbrauchsoptimierungs-Szenario S21 als Referenz. Da der Wintertag einen "Worst-Case" Wintertag abbildet und damit keine Photovoltaik-Produktion mit einbezieht, besteht kein Potenzial für Eigenverbrauchsoptimierung. Als Referenz für den Wintertag wird daher das Szenario S04 (ohne Batteriespeicher) verwendet.

Im Netz Luzernstrasse treten weder im Sommer noch im Winter Spannungsgrenzwertverletzungen auf. Zur Untersuchung, inwiefern netzdienliche Speicheralgorithmien zur Verzögerung von Netzverstärkungen beitragen können, wird daher einzig die Auslastung der Netzkomponenten einbezogen.

In Abbildung 39 werden die maximalen Auslastungsreduktionen je Netzelement gezeigt, welche durch Netzdienlichkeit (Lastausgleich) für das Netz Luzernstrasse erreicht werden können. Es werden alle Netzelemente aufgezeigt, welche in mindestens eine Auslastung von grösser als 80 % aufweisen. Der Pfeil stellt die Veränderung vom Maximalwert aus dem Referenzszenario zum Maximalwert im Lastausgleich für jedes Netzelement dar – für den Sommer in orange, für den Winter in blau.

Der Lastausgleich erzielt offensichtlich stark unterschiedlich hohe Auslastungsreduktionen.

Um eine Verzögerung von Netzverstärkungen erreichen zu können, muss die ein Netzelement sowohl für den Sommer als auch für den Winter vor einer Überlastung bewahren können. Dies trifft für das Netz Luzernstrasse für vier Netzelemente zu – für die beiden Trafostationen sowie für NeEI2 und NeEI3. NeEI1 befindet sich im Referenzszenario nicht in einer Überlastung.

NeEI3 ist die Zuleitung zur Tankstelle mit den Schnellladestationen, sowie der grossen PVA und BESS. Hier können auch besonders hohe Auslastungsreduktionen erzielt werden. Dies liegt hauptsächlich an den hohen aber vergleichsweise kurzen Leistungsspitzen der Ladestationen, welche durch den netzdienlichen Betrieb des 226 kWh Batteriespeichers reduziert werden können.

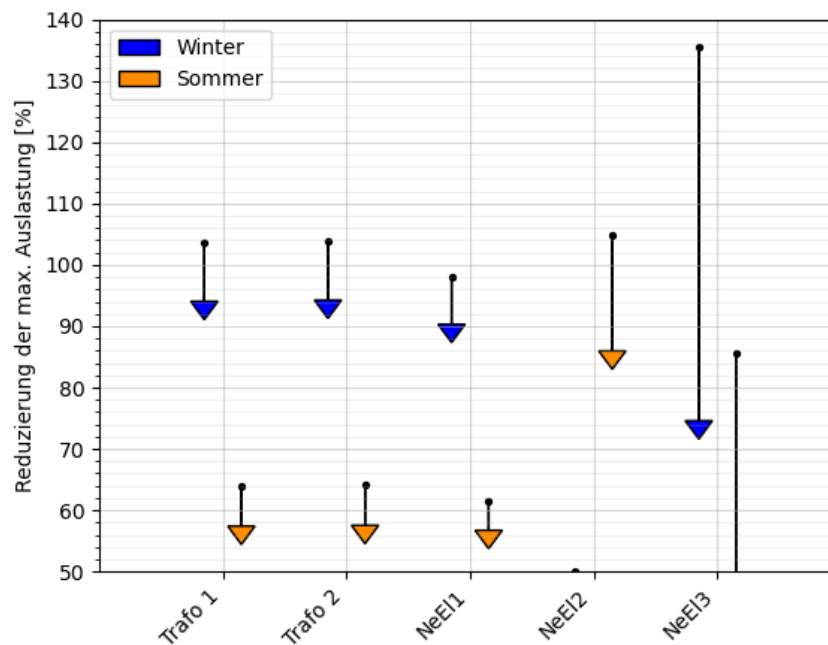


Abbildung 39: Erzielte Auslastungsreduktion durch den Einsatz des Batteriespeicheralgorithmus Lastausgleich für Netzelemente mit Auslastungen grösser 80 % - Sommer und Wintertag. Referenzen: Eigenverbrauchsoptimierung (Sommer) und ohne Speicher (Winter).

Abbildung 40 stellt das Niederspannungsnetz Luzernstrasse dar. In Rot werden die Netzelemente dargestellt, für welche Netzverstärkungen durch den netzdienlichen Betrieb der dezentralen Batteriespeichern vorerst verhindert werden können. Darüber hinaus sind einige Batteriespeichersysteme in Grün eingezeichnet, welche einen vermeintlich grösseren Einfluss auf einzelne rot eingezeichnete Netzelemente haben.



Bei NeEI2 handelt es sich um eine Hauptleitung, in welcher die Leistungsflüsse vieler Haushalte zusammenfallen. NeEI3 hingegen ist die Zuleitung zur Tankstelle, hier trägt ein einzelner Speicher direkt zur Auslastungsreduktion bei.

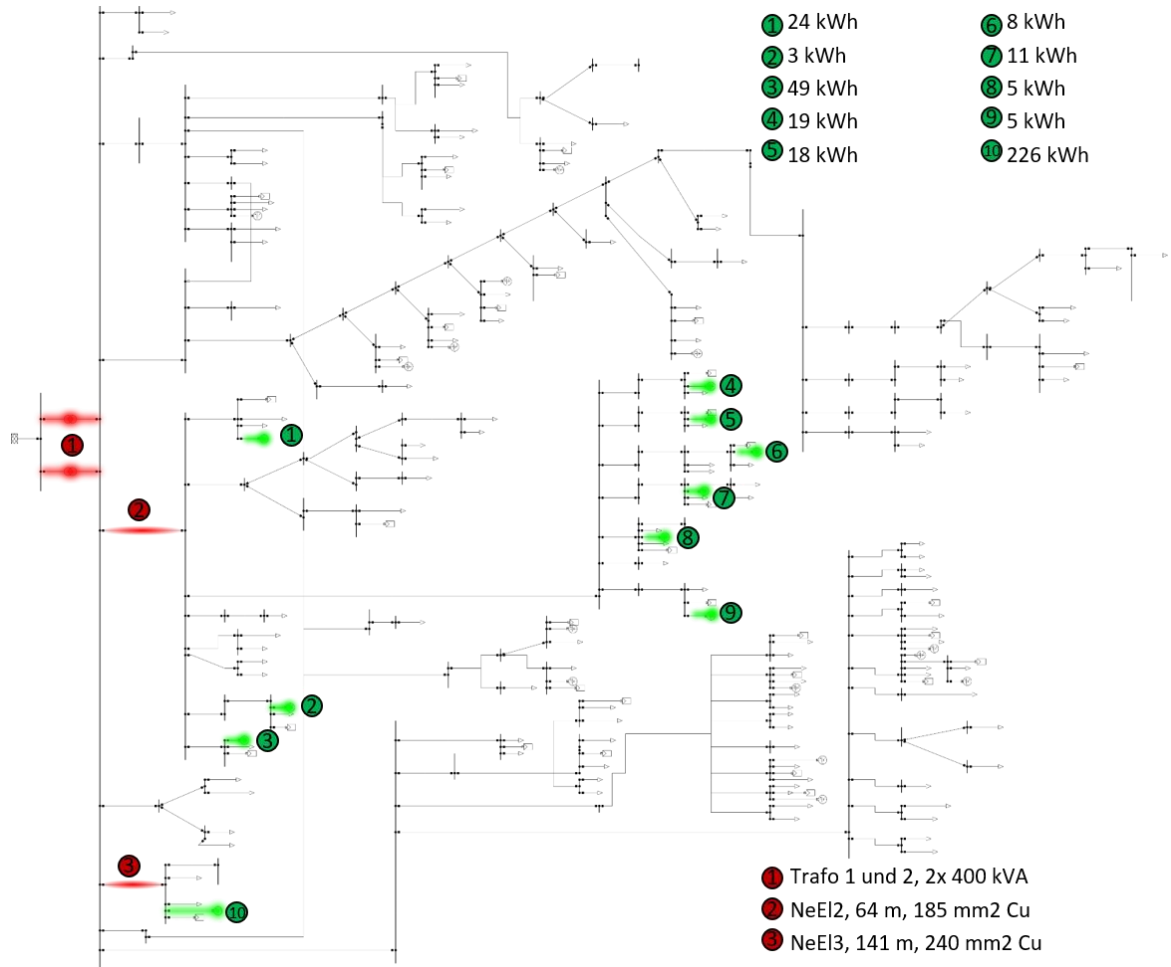


Abbildung 40: Lokalisierung der Netzelemente im Niederspannungsnetz Luzernstrasse, für welche Netzverstärkungen durch den netzdienlichen Speicherbetrieb verzögert werden können.



2.4 Ländliches Netz Haut de Fiaugères

2.4.1 Leistungsprofil 2035

Mit den unter 2.1.1 beschriebenen Annahmen wurde Abbildung 41 erstellt, um die Leistungswerte der unterschiedlichen Parameter über den Tagesverlauf in Relation zu stellen. Dabei werden die Leistungswerte für den Sommertag dargestellt. Die Leistung der PV für 2035 teilt sich auf in die bereits installierten PV-Anlagen und den bis 2035 prognostizierten Zubau.

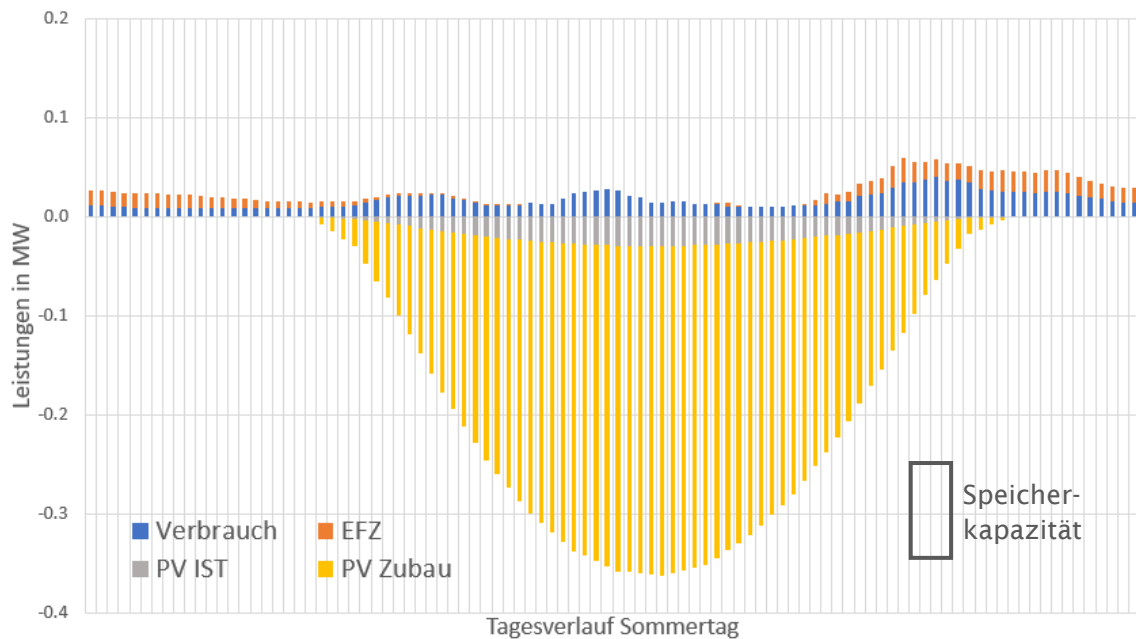


Abbildung 41: Leistungsprofil Tagesverlauf Trafo Haut de Fiaugères für die Energieprognosen 2035, Sommertag. PV IST als Referenz zur PV-Gesamtleistung.

Betrachtet man die Energiemenge, so liegt der Verbrauch über den Sommertag bei 410 kWh, dazu kommt der Verbrauch der EFZ von 200 kWh. Insgesamt werden 3335 kWh durch PV produziert, davon machen die bestehenden PV-Anlagen 270 kWh aus, die produzierte Energie aus den zugebauten PVA wird mit 3065 kWh beziffert.

Für den Wintertag liegt der Haushaltsverbrauch bei 680 kWh, dazu kommt der Verbrauch durch EFZ mit 200 kWh.

2.4.2 Batterienutzung

Die Batterienutzung der Szenarien, welche einen Sommertag abbilden, wird in Abbildung 42 dargestellt. Die Grafik stellt für jedes Szenario die geladene Energiemenge, sowie die entladene Energiemenge (schraffiert) aller Batteriespeicher im Netz Haut de Fiaugères dar.

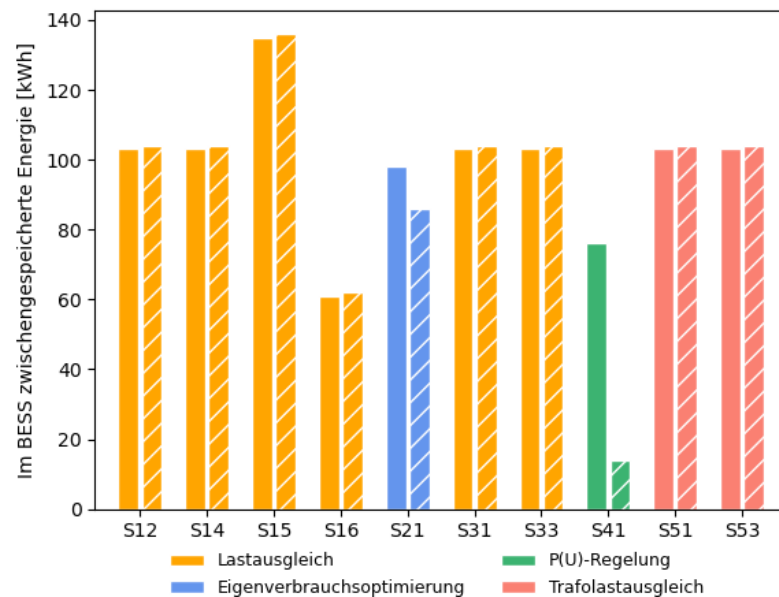


Abbildung 42: Batterienutzung der Sommertags-Szenarien: Die Darstellung zeigt die geladene und entladene Energiemenge (schraffiert) aller im Netz installierten Batteriespeicher je Szenario.

Um die Differenz der entladenen zur geladenen Energiemenge zu verbildlichen, wurden die Entladewirkungsgrade herausgerechnet – die Energiemengen werden aus Batteriesicht dargestellt. Die geladene Energiemenge entspricht somit der in der Batterie eingespeicherten Energie.

Abbildung 43 zeigt die Batterienutzung in den Winterszenarien.

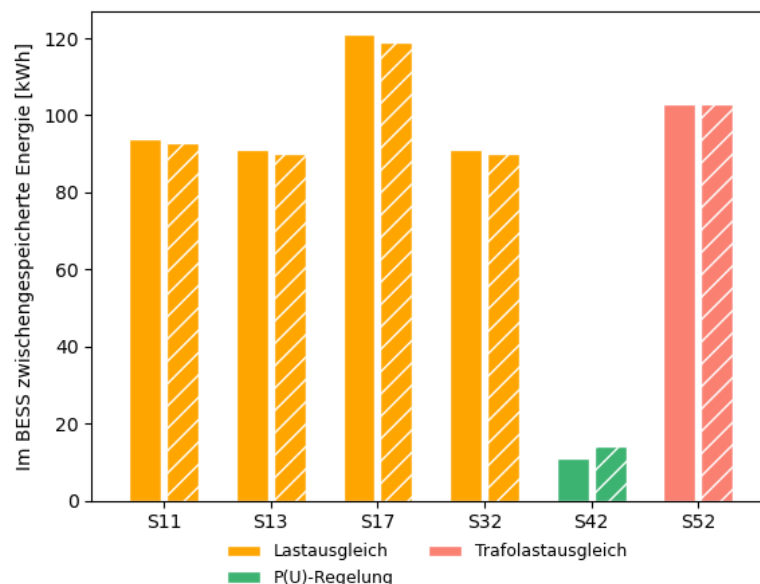


Abbildung 43: Batterienutzung der Wintertags-Szenarien: Die Darstellung zeigt die geladene und entladene Energiemenge (schraffiert) aller im Netz installierten Batteriespeicher je Szenario.

Beide Grafiken zeigen deutlich, dass die Energiebilanzen der Lastausgleichs- sowie der Trafolastausgleichs-Szenarien ausgeglichen sind. Wie zu erwarten speichern mit P(U)-Regelung betriebene Batterien im Sommer mehr Energie ein, als die ausspeisen. Im Winter hingegen ist die Energiebilanz fast ausgeglichen. Das Szenario S21 mit Eigenverbrauchsoptimierung weist eine leicht erhöhte Einspeisung auf.



2.4.3 Auslastung

Abbildung 44 stellt die Anzahl der Auslastungen über 75 % für unterschiedliche Steuerungsalgorithmen der Batteriespeicher dar. In Abbildung 45 wird die Anzahl der Überlastungen, also Auslastungen grösser 100 %, für die verschiedenen Steuerungsalgorithmen aufgezeigt.

Dafür werden alle Netzelemente mit allen 15-Minuten-Zeitschritten berücksichtigt. Für das Netz Haut de Fiaugères ergeben sich mit 32 Netzelementen und 96 15-Minuten-Zeitschritten insgesamt über 3'000 Datenwerte.

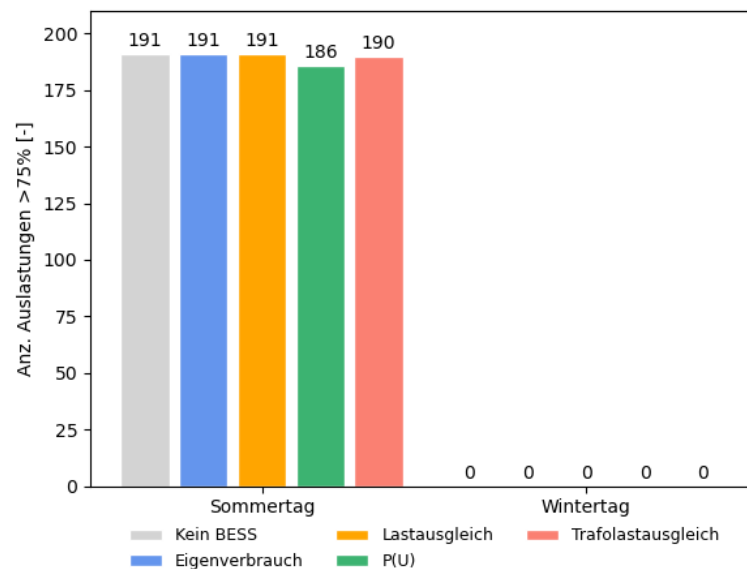


Abbildung 44: Anzahl der auftretenden Auslastungen grösser 75 % bei unterschiedlichen Batteriespeicher-Steuerungsalgorithmen, Sommer- und Wintertag, Haut de Fiaugères.

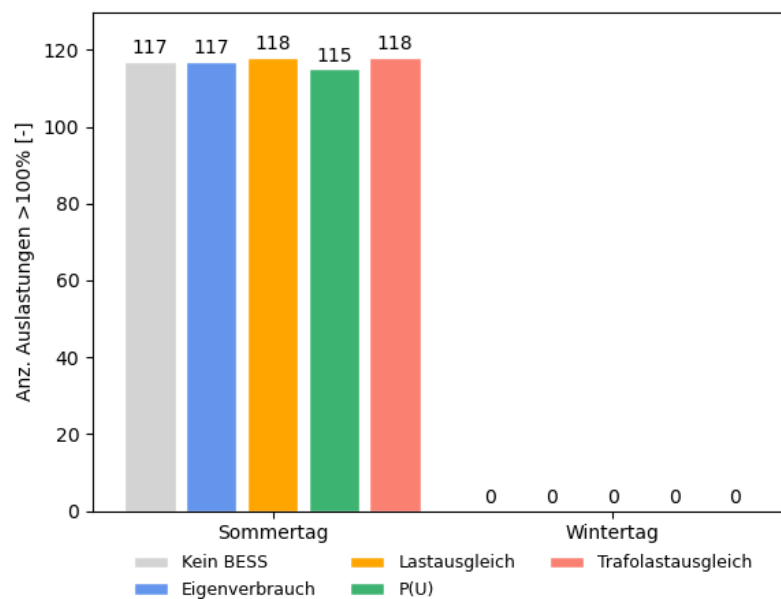


Abbildung 45: Anzahl der auftretenden Überlastungen bei unterschiedlichen Batteriespeicher-Steuerungsalgorithmen, Sommer- und Wintertag, Haut de Fiaugères.



Für die simulierten Wintertags-Szenarien treten weder Überlastungen noch Auslastungen über 80 % auf. Die verwendete Steuerungslogik der Batteriespeicher zeigt keine Auswirkung auf die im Sommer auftretenden Auslastungen.

In Abbildung 46 und Abbildung 47 werden die Tagesverläufe der Auslastung am Trafo Haut de Fiaugères der unterschiedlichen Batterie-Steuerungsalgorithmen für den Sommer- bzw. den Wintertag dargestellt.

Der Trafo verfügt über eine Nennleistung von 160 kVA.

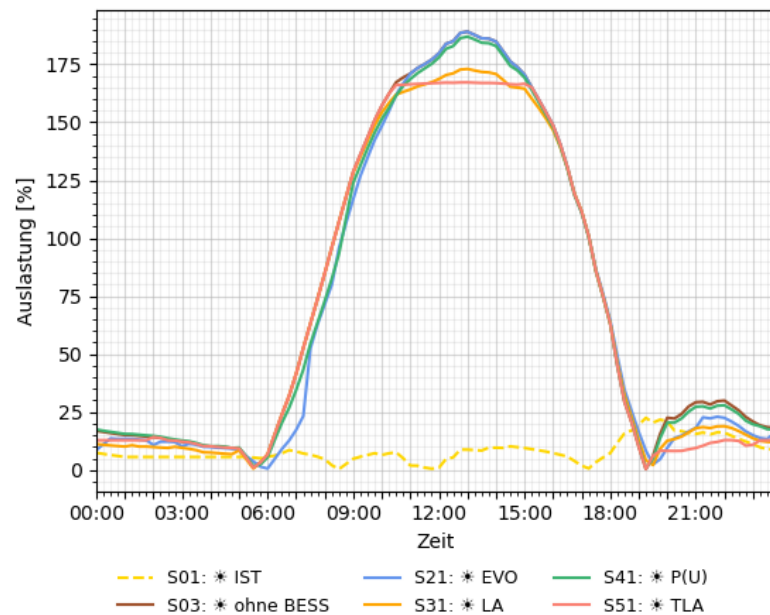


Abbildung 46: Tagesverlauf der Auslastung Trafo Haut de Fiaugères für unterschiedliche Batterie-Steuerungsalgorithmen – Sommertag.

Der Vergleich des IST-Szenario S01 mit den Zukunftsszenarien 2035 zeigt einen enormen Einfluss der PV-Anlagen auf die Auslastungen. Eine grössere abendliche Lastspitze ist nicht zu verzeichnen.

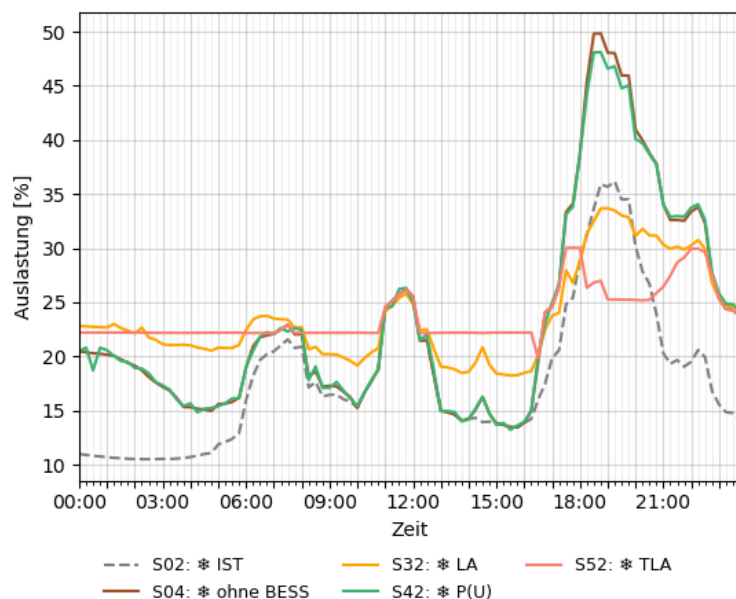


Abbildung 47: Tagesverlauf der Auslastung Trafo Haut de Fiaugères für unterschiedliche Batterie-Steuerungsalgorithmen – Wintertag.



Im Vergleich zum IST-Szenario S02 der Wintertags-Szenarien führt in den Zukunftsszenarien insbesondere die abendliche Verbrauchsspitze zu deutlich höheren Auslastungen. Der Lastausgleich erzielt bereits eine deutliche Reduktion der abendlichen Auslastungen. Der Trafolastausgleich erreicht nochmals eine stärkere Auslastungsglättung über den ganzen Tag.

Abbildung 48 und Abbildung 49 zeigen die Boxplot-Darstellungen der Auslastungen aller Netzelemente für die Sommer- bzw. die Wintertags-Szenarien. Dabei steht jeder Punkt der Boxplot-Grafik für die Auslastung eines einzelnen Netzelements eines 15-Minuten-Intervalls. In der Boxplot-Darstellung wird der Median in Orange gezeigt. Die Whisker eines Boxplots markieren das 5%- bzw. das 95%-Quantil. Die Box wird durch das 25%- und das 75%-Quantil begrenzt. Die höchsten und die niedrigsten 5% der Datenwerte werden als Flyer (Ausreisser) dargestellt.

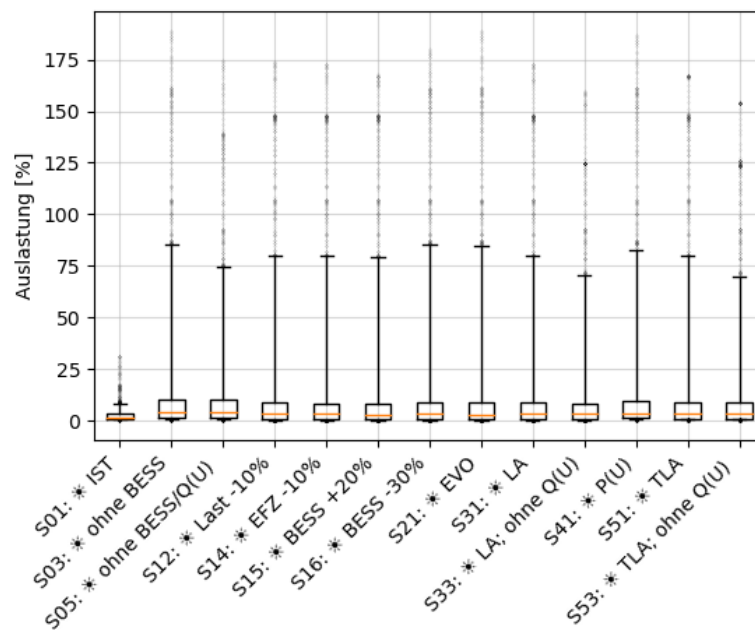


Abbildung 48: Auslastungen aller Netzelemente im Netz Haut de Fiaugères des jeweiligen Sommertags-Szenarios. Boxplot: 5%-, 25%-, Median, 75%- und 95%-Quantil. (EVO: Eigenverbrauchsoptimierung; LA: Lastausgleich; TLA: Trafolastausgleich)

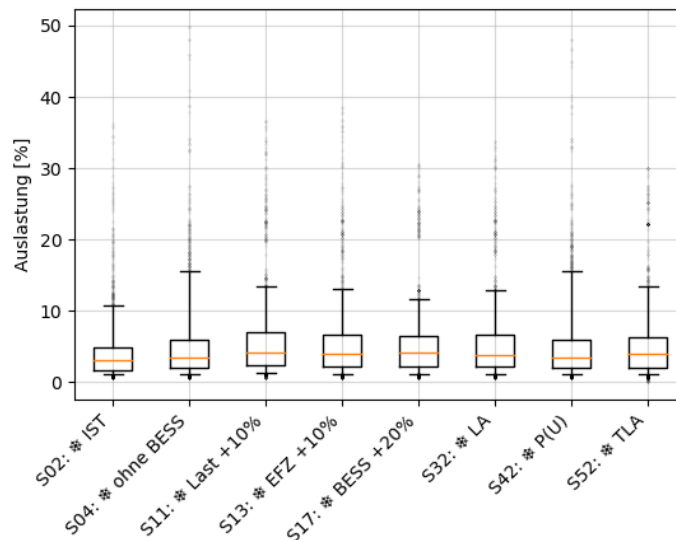


Abbildung 49: Auslastungen aller Netzelemente im Netz Haut de Fiaugères des jeweiligen Wintertags-Szenarios. Boxplot: 5%-, 25%-, Median, 75%- und 95%-Quantil. (EVO: Eigenverbrauchsoptimierung; LA: Lastausgleich; TLA: Trafolastausgleich)



Im Vergleich zum IST-Szenario S01 sind die Auslastungen in den Zukunftsszenarien 2035 in den Sommertagen deutlich erhöht. Die Boxplot-Grafik der Sommertags-Szenarien zeigt auf, dass in jedem Szenario weiterhin 75 % der Auslastungen sehr gering sind. Insbesondere der obere Whisker (95 %-Quantil) steigt in den Zukunftsszenarien 2035 sehr hoch. Dies bedeutet, dass die insbesondere die höchstens 30 % der Auslastungen stark ansteigen. Bei den Wintertags-Szenarien sind die maximalen Auslastungen der Zukunftsszenarien 2035 leicht höher als die des IST-Szenarios S02.

Einen detaillierten Einblick in die in den Szenarien auftretenden Auslastungen gibt Tabelle 15. Für jedes Szenario werden die Auslastungen in Prozent für die jeweilige Maximalauslastung (MAX), den Median (MED) und den Mittelwert (AVG) aufgeschlüsselt.

Tabelle 15: Auswertung der Auslastungen aller Szenarien für das Netz Haut de Fiaugères.

Szenario	Kurzbeschreibung	Sommer /Winter	AUSLASTUNG in %											
			Alle Netzelemente			Auslastung > 80 %				Auslastung > 100 %				
			MAX	MED	AVG	MED	AVG	NeEI	Werte	MED	AVG	NeEI	Werte	
S01	IST	Sommer	31.5	1.6	2.8				0	0			0	0
S02	IST	Winter	36.2	3.0	4.1				0	0			0	0
S03	Kein BESS	Sommer	189.1	3.8	15.1	121.7	124.7		6	173	147	142	4	118
S04	Kein BESS	Winter	49.8	3.4	5.1				0	0			0	0
S05	Kein BESS & Q(U)	Sommer	174.5	3.8	13.9	125.9	122.4		4	130	134	136	3	93
S11	LA, Last + 10 %	Winter	36.6	4.2	5.5				0	0			0	0
S12	LA, Last - 10 %	Sommer	173.8	3.3	14.2	131.1	125.3		6	157	145	138	4	118
S13	LA, EFZ + 10 %	Winter	38.5	3.9	5.2				0	0			0	0
S14	LA, EFZ - 10 %	Sommer	173.0	3.2	14.1	133.1	126.2		6	153	145	138	4	118
S15	LA, BESS + 20 %	Sommer	167.7	2.9	13.7	136.3	128.2		4	145	145	137	4	118
S16	LA, BESS - 20 %	Sommer	179.9	3.3	14.4	121.7	123.8		6	173	147	141	4	118
S17	LA, BESS + 20 %	Winter	30.6	4.1	5.2				0	0			0	0
S21	EVO	Sommer	189.1	2.4	14.1	121.7	124.6		6	171	147	142	4	117
S31	LA	Sommer	173.0	3.2	14.1	133.1	126.1		6	153	145	138	4	118
S32	LA	Winter	33.7	3.9	5.1				0	0			0	0
S33	LA, kein Q(U)	Sommer	159.5	3.2	13.0	124.3	118.1		4	130	124	129	3	93
S41	P(U)	Sommer	186.9	3.7	14.6	125.3	125.4		6	166	147	142	4	115
S42	P(U)	Winter	48.1	3.4	5.1				0	0			0	0
S51	TLA	Sommer	167.2	3.3	14.2	133.1	126.1		6	153	144	138	4	118
S52	TLA	Winter	30.1	4.1	5.2				0	0			0	0
S53	TLA, kein Q(U)	Sommer	154.7	3.3	13.0	123.2	118.1		4	130	125	129	3	93

Diese Berechnung wurde zuerst unter Einbezug aller Netzelemente (und Zeitschritte) vorgenommen. Darüber hinaus werden der Median und der Mittelwert ebenso für alle Auslastungen über 80 % und für alle Überlastungen berechnet. Für die Auslastungen über 80 % sowie für die Auslastungen über 100 % werden ebenfalls die Anzahl der betroffenen Netzelemente (NeEI) und die Anzahl der betroffenen 15-Minuten-Werte (Werte) dargestellt.

2.4.4 Spannungsgrenzwerte

Die Spannungswerte aller Netzelemente und aller 15-Minuten-Werte sind als Boxplot-Grafiken in Abbildung 50 und Abbildung 51 stellen die 15-Minuten-Spannungswerte aller Netzelemente in einer Boxplot-Grafik für die Sommertags- bzw. Wintertags-Szenarien dar.

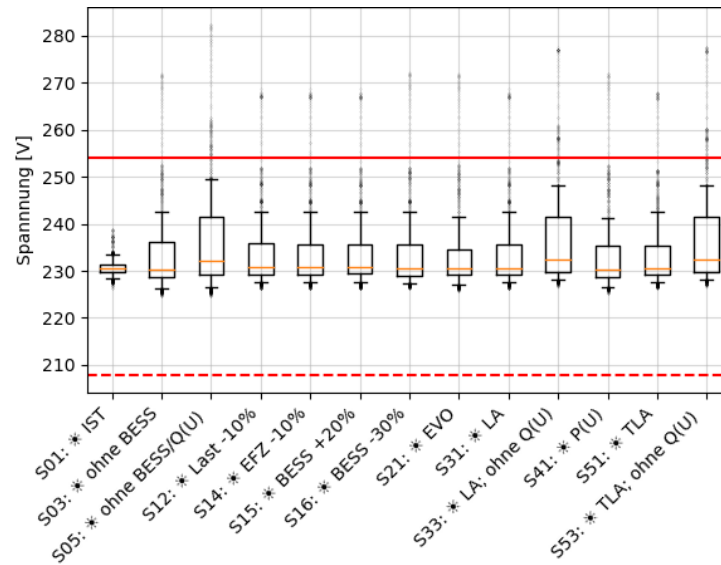


Abbildung 50: Spannungswerte aller Netzelemente im Netz Haut de Fiaugères des jeweiligen Sommertags-Szenarios. Boxplot: 5%-, 25%-, Median, 75%- und 95%-Quantil. (EVO: Eigenverbrauchsoptimierung; LA: Lastausgleich; TLA: Trafolastausgleich)

Die Spannungswerte im IST-Szenario weisen nur sehr geringe Schwankungen auf. Die Zukunftsszenarien zeigen, insbesondere in den Sommertags-Szenarien, stärkere Schwankungen. Dabei treten in allen Sommertags-Szenarien Spannungsgrenzwertverletzungen auf. Diese betreffen jeweils weniger als 5 % der Werte. Über die Zukunftsszenarien mit verschiedenen Batteriespeicher-
algorithmen und Parametervariation weisen die Spannungswerte nur geringe Unterschiede auf.

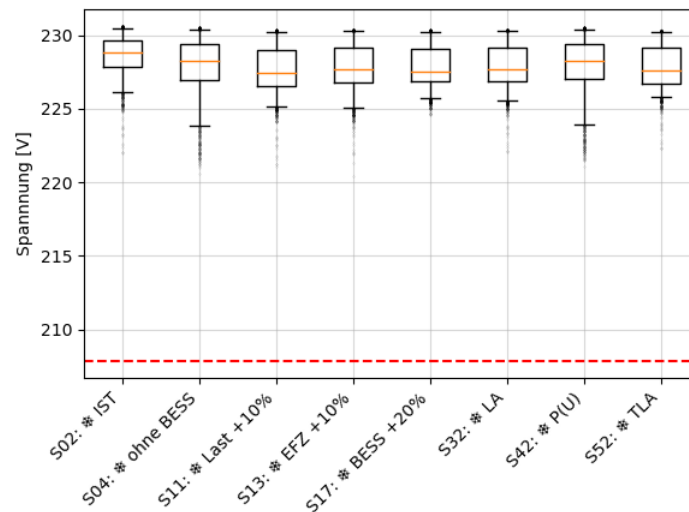


Abbildung 51: Spannungswerte aller Netzelemente im Netz Haut de Fiaugères des jeweiligen Wintertags-Szenarios. Boxplot: 5%-, 25%-, Median, 75%- und 95%-Quantil. (EVO: Eigenverbrauchsoptimierung; LA: Lastausgleich; TLA: Trafolastausgleich)

Als rot-gestrichelte Linie ist der Spannungsgrenzwert von 207.8 V markiert.

Die in den Szenarien auftretenden Spannungswerte werden in Tabelle 16 detailliert aufgezeigt. Für jedes Szenario werden die Spannungswerte in V für die jeweilige Maximal- (MAX) und Minimalspannung (MIN), den Median (MED) und den Mittelwert (AVG) aufgeschlüsselt.

Wie bereits festgestellt, treten in allen Sommer-Zukunftsszenarien Spannungsgrenzwertverletzungen mit Spannungen grösser 254.0 V auf. Aus Tabelle 16 ist ersichtlich, dass in den Szenarien mit Q(U)-Regelung der PVA (S03, S12, S14, ...) jeweils nur ein einzelnes Netzelement von



Spannungsgrenzwertverletzungen betroffen ist. Dabei sind bei diesem Netzelement in jedem Szenario sehr viele 15-Minuten-Werte von Grenzwertverletzungen betroffen.

Tabelle 16: Auswertung der Spannungswerte aller Szenarien für das Netz Haut de Fiaugères.

Szenario	Kurz- beschreibung	Sommer / Winter	SPANNUNG in V											
			Alle Netzelemente				Spannung > 254.0 V				Spannung < 196.3 V			
			MAX	MIN	MED	AVG	MED	AVG	NeEI	Werte	MED	AVG	NeEI	Werte
S01	IST	Sommer	238.8	226.3	230.5	230.7			0	0			0	0
S02	IST	Winter	230.6	221.9	228.8	228.6			0	0			0	0
S03	Kein BESS	Sommer	271.9	224.6	230.4	232.6	268.0	266.2	1	37			0	0
S04	Kein BESS	Winter	230.6	220.6	228.2	227.9			0	0			0	0
S05	Kein BESS & Q(U)	Sommer	282.4	224.6	232.2	235.7	260.0	263.4	4	117			0	0
S11	LA, Last + 10 %	Winter	230.4	221.1	227.5	227.7			0	0			0	0
S12	LA, Last - 10 %	Sommer	268.7	226.3	230.7	232.8	266.9	264.7	1	37			0	0
S13	LA, EFZ + 10 %	Winter	230.4	220.4	227.7	227.8			0	0			0	0
S14	LA, EFZ - 10 %	Sommer	268.6	226.3	230.7	232.8	266.9	264.7	1	37			0	0
S15	LA, BESS + 20 %	Sommer	268.6	226.3	230.7	232.7	266.7	264.6	1	37			0	0
S16	LA, BESS - 20 %	Sommer	272.1	226.4	230.5	232.7	268.1	266.3	1	37			0	0
S17	LA, BESS + 20 %	Winter	230.4	224.6	227.5	227.9			0	0			0	0
S21	EVO	Sommer	271.9	225.6	230.5	232.6	268.1	266.2	1	37			0	0
S31	LA	Sommer	268.6	226.3	230.7	232.7	266.9	264.7	1	37			0	0
S32	LA	Winter	230.4	222.0	227.7	227.9			0	0			0	0
S33	LA, kein Q(U)	Sommer	277.6	226.6	232.3	235.7	259.6	263.8	3	96			0	0
S41	P(U)	Sommer	271.9	225.1	230.4	232.5	268.5	266.7	1	35			0	0
S42	P(U)	Winter	230.6	221.1	228.2	228.0			0	0			0	0
S51	TLA	Sommer	267.9	226.4	230.6	232.7	266.7	264.6	1	37			0	0
S52	TLA	Winter	230.4	222.3	227.6	227.9			0	0			0	0
S53	TLA, kein Q(U)	Sommer	277.5	226.6	232.4	235.7	259.5	263.5	4	99			0	0

2.4.5 Auswertung

Um den Effekt einzelner Faktoren auf die Auslastungs- und Spannungswerte beurteilen zu können, werden jeweils zwei Szenarien miteinander verglichen. Die Tabelle 17 und Tabelle 18 stellen dazu je zwei Szenarien in Relation zueinander.

Für die Auswertungen der Auslastungsveränderung bzw. der Spannungsveränderungen werden jeweils die maximale Veränderung (MAX), der Median (MED) und der Mittelwert (AVG) der Abweichung zum Referenzszenario aufgezeigt. Diese Untersuchung wird entweder über alle Netzelemente und 15-Minuten-Zeitschritte durchgeführt, oder über alle Werte, welche einen festgelegten Absolutwert überschreiten. Für die Untersuchungen, bei denen nur Werte berücksichtigt werden, die einen festgelegten Absolutwert übersteigen, wird ebenfalls die Veränderung der Anzahl der betroffenen Netzelemente (NeEI) und die Veränderung der Anzahl der betroffenen 15-Minuten-Werte (Werte) dargestellt. Eine positive Zahl weist darauf hin, dass mehr Netzelemente oder Werte betroffen sind als im Referenzszenario, eine negative Zahl zeigt auf, dass das untersuchte Szenario im Vergleich zur Referenz zu einer Reduktion der betroffenen Netzelemente bzw. Werte geführt hat.



Tabelle 17: Auswertung der durch einen Einzelfaktor hervorgerufenen Auslastungsveränderung. Es werden jeweils zwei Szenarien miteinander verglichen, um die Auslastungsveränderung für alle Netzelemente, für alle Netzelemente einer Auslastung grösser 80 % und einer Auslastung grösser 100 % darzustellen.

Szenario	Ref.	Beschreibung	Sommer/ Winter	VERÄNDERUNG DER AUSLASTUNG in %												
				Alle Netzelemente			Auslastung > 80 %					Auslastung > 100 %				
				MAX	MED	AVG	MAX	MED	AVG	NeEI	Werte	MAX	MED	AVG	NeEI	Werte
S03	S01	2035 zu IST	Sommer	180.3	0.1	12.3	180.3	120.6	121.6	6	173	180.3	144	138.8	4	118
S04	S02	2035 zu IST	Winter	16.2	0	1				0	0				0	0
S03	S05	Einfluss Q(U)	Sommer	21.9	0	1.2	21.9	13.6	14.3	2	43	21.9	15.1	15.9	1	25
S21	S03	Einfluss EVO	Sommer	-55.1	0	-1	-16.2	0	-0.7	0	-2	-11.8	0	-0.7	0	-1
S31	S03	Einfluss LA	Sommer	-16.1	0	-1	-16.1	-2.2	-4	0	-20	-16.1	-2.1	-4.6	0	0
S32	S04	Einfluss LA	Winter	-17.3	0	0.1				0	0				0	0
S33	S05	Einfluss LA, ohne Q(U)	Sommer	-15.3	0	-1	-15.3	-0.5	-4.3	0	0	-15.3	-4.9	-6.1	0	0
S31	S21	Vergleich LA - EVO	Sommer	55.1	0	0.1	16.2	-0.6	-3.3	0	-18	-16.1	-0.5	-3.9	0	1
S41	S03	Einfluss P(U)	Sommer	-20.8	0	-0.5	-20.8	0	-1.5	0	-7	-13.9	0	-1.1	0	-3
S42	S04	Einfluss P(U)	Winter	-2.2	0	0				0	0				0	0
S51	S03	Einfluss TLA	Sommer	-21.9	0	-0.9	-21.9	0	-4	0	-20	-21.9	0	-4.6	0	0
S52	S04	Einfluss TLA	Winter	-23	0	0.1				0	0				0	0
S53	S05	Einfluss TLA, ohne Q(U)	Sommer	-20.6	0	-0.9	-20.6	0	-4.3	0	0	-20.6	-3.5	-6.1	0	0
S51	S21	Vergleich TLA - EVO	Sommer	55.1	0	0.2	-21.9	-0.4	-3.3	0	-18	-21.9	0	-3.9	0	1
S51	S31	Vergleich TLA - LA	Sommer	-8.6	0	0.1	-5.8	0	0	0	0	-5.8	0	0	0	0
S52	S32	Vergleich TLA - LA	Winter	9.3	0	0				0	0				0	0
S53	S33	Vgl. TLA - LA, ohne Q(U)	Sommer	-8.6	0	0.1	-5.6	0	0	0	0	-5.6	0	0	0	0
S11	S32	Variante LOAD +10 %	Winter	2.9	0.4	0.4				0	0				0	0
S12	S31	Variante LOAD -10 %	Sommer	-3.3	0	0	1.3	0.2	0.3	0	4	1.2	0.2	0.4	0	0
S13	S32	Variante EFZ +10 %	Winter	12.4	0	0.1				0	0				0	0
S14	S31	Variante EFZ -10 %	Sommer	-10.8	0	-0.1	2.1	0	0.1	0	0	2.1	0	0.1	0	0
S15	S31	Variante BESS +20 %	Sommer	-13.4	0	-0.4	-5.3	0	-0.5	-2	-8	-5.3	0	-0.6	0	0
S16	S31	Variante BESS -30 %	Sommer	13.3	0	0.3	13.3	0	3.1	0	20	13.3	0	3.2	0	0
S17	S32	Variante BESS +20 %	Winter	-15.8	0	0				0	0				0	0



Tabelle 18: Auswertung der durch einen Einzelfaktor hervorgerufenen Spannungsveränderung. Es werden jeweils zwei Szenarien miteinander verglichen, um die Spannungsveränderung für alle Netzelemente, für alle Netzelemente einer Spannung grösser 254.0 V und für alle Netzelemente einer Spannung kleiner 196.3 V aufzuzeigen.

Szenario	Ref.	Beschreibung	Sommer/ Winter	VERÄNDERUNG DER SPANNUNG in V													
				Alle Netzelemente			Spannung > 254.0 V					Spannung < 196.3 V					
				MAX	MED	AVG	MAX	MED	AVG	NeEI	Werte	MAX	MED	AVG	NeEI	Werte	
S03	S01	2035 zu IST	Sommer	41.8	-0.1	1.9	41.8	37.7	36.1	1	37					0	0
S04	S02	2035 zu IST	Winter	-5.4	-0.3	-0.7									0	0	
S03	S05	Einfluss Q(U)	Sommer	-10.5	-0.5	-3.1	-10.5	-9	-8.6	-3	-80					0	0
S21	S03	Einfluss EVO	Sommer	-15	0	0	0.1	0	0	0	0					0	0
S31	S03	Einfluss LA	Sommer	-5	0.1	0.2	-5	0	-1.5	0	0					0	0
S32	S04	Einfluss LA	Winter	5.6	-0.1	0										0	0
S33	S05	Einfluss LA, ohne Q(U)	Sommer	-5.3	0	0.1	-5.3	-1	-1.4	-1	-21					0	0
S31	S21	Vergleich LA - EVO	Sommer	15	0.1	0.1	-5	-0.1	-1.5	0	0					0	0
S41	S03	Einfluss P(U)	Sommer	-8.6	0	-0.1	-8.6	0	-0.5	0	-2					0	0
S42	S04	Einfluss P(U)	Winter	1	0	0										0	0
S51	S03	Einfluss TLA	Sommer	6.5	0	0.1	-5.3	-0.3	-1.5	0	0					0	0
S52	S04	Einfluss TLA	Winter	7.6	-0.1	0										0	0
S53	S05	Einfluss TLA, ohne Q(U)	Sommer	6.5	0	0.1	-5.7	-0.9	-1.5	0	-18					0	0
S51	S21	Vergleich TLA - EVO	Sommer	15	0	0.1	-5.3	-0.3	-1.6	0	0					0	0
S51	S31	Vergleich TLA - LA	Sommer	3.9	0	0	-1.1	0	0	0	0					0	0
S52	S32	Vergleich TLA - LA	Winter	3.2	0	0										0	0
S53	S33	Vgl. TLA - LA, ohne Q(U)	Sommer	3.9	0	0	1.4	0	0	1	3					0	0
S11	S32	Variante LOAD +10 %	Winter	-0.9	-0.3	-0.2					0	0				0	0
S12	S31	Variante LOAD -10 %	Sommer	0.6	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0	0					0	0
S13	S32	Variante EFZ +10 %	Winter	-3.2	0	-0.1					0	0				0	0
S14	S31	Variante EFZ -10 %	Sommer	1.5	0	0	0.5	0	0.1	0	0					0	0
S15	S31	Variante BESS +20 %	Sommer	3.5	0	0	-0.2	0	-0.1	0	0					0	0
S16	S31	Variante BESS -30 %	Sommer	5.3	0	0	5.3	0	1.6	0	0					0	0
S17	S32	Variante BESS +20 %	Winter	4.1	0	0					0	0				0	0

Zur Untersuchung der einzelnen Einflussfaktoren werden vorwiegend die Boxplot-Darstellungen Abbildung 48 und Abbildung 49 (Auslastung) sowie Abbildung 50 und Abbildung 51 (Spannung) herangezogen. Die exakten Zahlenwerte ergeben sich darüber hinaus aus den Tabelle 15 und Tabelle 17 (Auslastung) und den Tabelle 16 und Tabelle 18 (Spannungen).

Vergleich Zukunftsszenarien 2035 zu IST

Die Zukunftsszenarien 2035 des ländlichen Netzes Haut de Fiaugères zeichnen sich durch die starke PV-Einspeisung aus. Im ländlichen Netz sind neben den Wohngebäuden auch besonders viele ländliche Betriebe und Bauernhöfe zu finden. Diese verfügen im Regelfall über sehr grosse Dachflächen, das PV-Potenzial ist erheblich. Die Zukunftsszenarien orientieren sich beim jährlichen Zubau der PVA am Gesamtpotenzial im Netz. In Relation zum Gesamtverbrauch ist daher die Energieproduktion durch PV im ländlichen Netz sehr hoch. Die PV-Einspeisung ist der definierende Faktor für Überlastungen und Spannungsgrenzwertverletzungen.

Die Zukunftsprognosen 2035 führen insgesamt zu deutlich höheren Auslastungen bis hin zu hohen Überlastungen an der Trafostation und Zuleitungen zu grösseren Bauernhöfen. Die Auslastungen erfahren insgesamt eine extreme Erhöhung. Es treten an 4 von 32 Leitungen bzw. der Trafostation und drei Zuleitungen sehr hohe Überlastungen durch die PV-Einspeisung auf. An einem einzelnen Netzelement, welches hinter einer besonders grossen PVA mit 130 kWp installiert ist, entstehen langanhaltende und deutliche Spannungsgrenzwertüberschreitungen über 254.0 V.

Da die Überlastungen besonders hoch und langanhaltend sind (bis ca. 190 %), schafft es kein Batteriespeicheralgorithmus die Anzahl der Überlastungen oder die Anzahl der Spannungsgrenzwertüberschreitungen zu beeinflussen.

Da in den Winterszenarien keine hohen Auslastungen, Überlastungen oder Spannungsgrenzwertverletzungen auftreten, und diese auch durch die unterschiedlichen Batterie-



Betriebsarten nur minimal beeinflusst werden, wird in den folgenden Untersuchungen auf eine genauere Betrachtung der Winterszenarien verzichtet.

Einfluss der Eigenverbrauchsoptimierung

Der Einfluss der Eigenverbrauchsoptimierung wird in Referenz zum Sommerszenario ohne Batteriespeichersysteme S03 beurteilt.

Bezüglich der Auslastungen zeigt sich, dass die Eigenverbrauchsoptimierung die höheren Auslastungs- und Spannungswerte nur minimal beeinflusst. Die Eigenverbrauchsoptimierung trägt bei keinem einzelnen Netzelement zur Verhinderung von Überlastungen oder hohen Auslastungen grösser 80 % bei. Die EVO schafft es lediglich einen einzelnen 15-Minuten-Wert von 118 betroffenen Werten aus der Überlast zu bringen.

Einfluss des Lastausgleichs

Die Lastausgleichs-Szenarien werden sowohl zu den Zukunftsszenarien 2035 ohne Batteriespeicher als auch zum Szenario mit Eigenverbrauchsoptimierung in Referenz gesetzt.

Auch der netzdienliche Lastausgleichsalgorithmus kann weder die Anzahl der Überlastungen noch die Anzahl der Spannungsgrenzwertüberschreitungen reduzieren. Die hohen Auslastungen können im Schnitt um -4 % reduziert werden.

Einfluss der P(U)-Regelung

Der Einfluss der P(U)-Regelung wird in Referenz zu den Szenarien ohne Batteriespeichersysteme S03 bzw. S04 betrachtet.

Auch die Auswertung zur P(U)-Regelung weisen einen geringen Einfluss auf hohe Auslastungen, Überlastungen und Spannungsgrenzwertverletzungen auf. Es können nur einzelne 15-Minuten-Werte leicht reduziert werden, höhere Auslastungen werden im Schnitt etwa um -1 % reduziert.

Einfluss des Trafolastausgleichs

Der Trafolastausgleichs-Algorithmus weist weitestgehend den gleichen Einfluss auf Auslastungen und Spannungswerte auf, wie der Lastausgleichs-Algorithmus.

Blindleistung und Einfluss der Q(U)-Regelung der PVA

Die Nennleistung des Netzanschlusspunkts Haut de Fiaugères beträgt 160 kVA. Abbildung 52 stellt den Blindleistungsverlauf am Netzanschlusspunkt für unterschiedliche Sommertags-Szenarien dar.

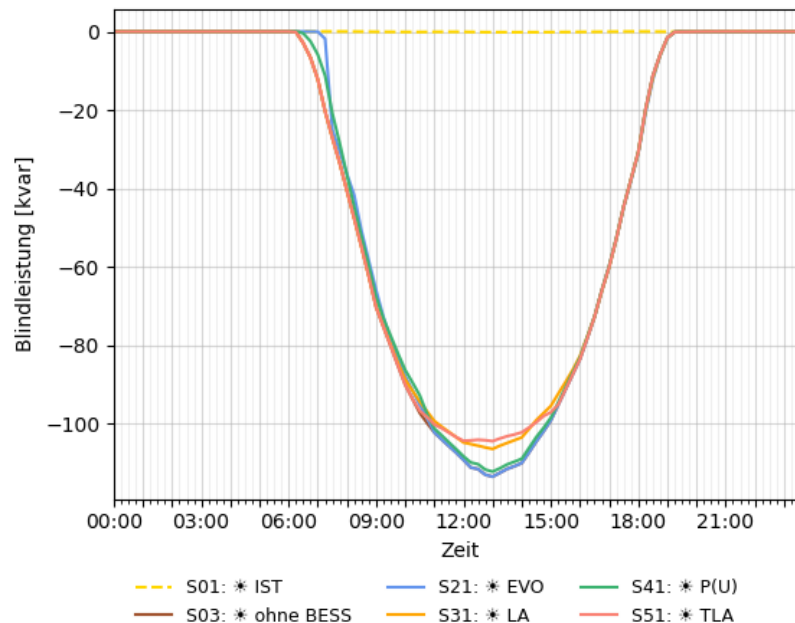


Abbildung 52: Blindleistungsverlauf Netzanschlusspunkt Haut de Fiaugères für unterschiedliche Sommertags-Szenarien.

Die Blindleistungsflüsse erreichen in der Mittagszeit in allen Szenarien 105 kvar, in manchen Szenarien bis zu 115 kvar. Dies macht etwa 23 kVA aus.

Wie im Netz Neyruz sorgt die Q(U)-Regelung auch hier für eine deutliche Verbesserung der Spannungs-Spitzenwerte. Jedoch können auch mit aktiver Q(U)-Regelung die Spannungsgrenzwerte nicht eingehalten werden. Darüber hinaus führt die Blindleistungsregelung zu einer starken Erhöhung der Leitungsauslastungen. Die Auslastungen auf den Leitungen sind aufgrund des starken Ausbaus von PV ohnehin bereits sehr hoch. Allein die Blindleistungsregelung sorgt in Spitzenzeiten für Leistungsflüsse von 115 kvar, die Nennleistung des Netzanschlusspunkts Haut de Fiaugères beträgt jedoch ohnehin nur 160 kVA. Im Mittel werden die hohen Auslastungen durch die zusätzlichen Blindleistungsflüsse der Q(U)-Regelung um +15 % erhöht.

Sensitivitätsanalyse Elektrizitätsnachfrage

Abbildung 53 zeigt den Leistungsverlauf am Netzanschlusspunkt für den Sommer und den Winter bei Variation der Elektrizitätsnachfrage.

Für den Wintertag wird eine Simulation mit einer gesteigerten Elektrizitätsnachfrage von +10 % durchgeführt. Der Sommertag wird mit einer verminderten Elektrizitätsnachfrage von -10 % simuliert.

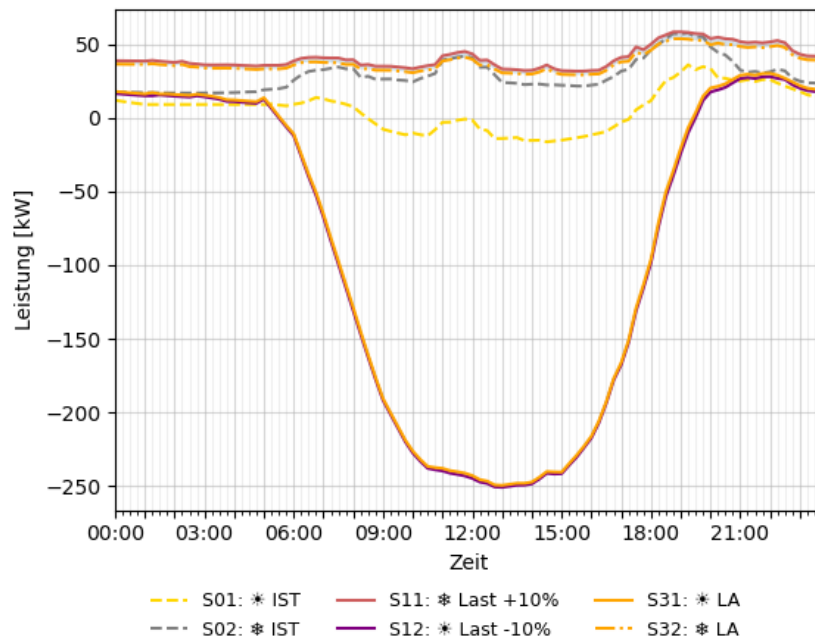


Abbildung 53: Sensitivitätsanalyse der Elektrizitätsnachfrage, +10 % Wintertag, -10 % Sommertag.

Die Variation der Elektrizitätsnachfrage beeinflusst hauptsächlich die Leistung über den Winter-Tagesverlauf. Der Leistungsbezug wird insbesondere in über die Nachtstunden erhöht.

Weder für den Winter- noch für den Sommertag führt eine Variation der Elektrizitätsnachfrage zu überlasteten Leitungen. Auch eine nennenswerte Spannungsveränderung durch die Variation der Elektrizitätsnachfrage um 10 % ist nicht zu verzeichnen.

Sensitivitätsanalyse Elektrofahrzeuge

Abbildung 54 stellt den Einfluss der Parametervariation Elektrizitätsverbrauch Elektrofahrzeuge dar.

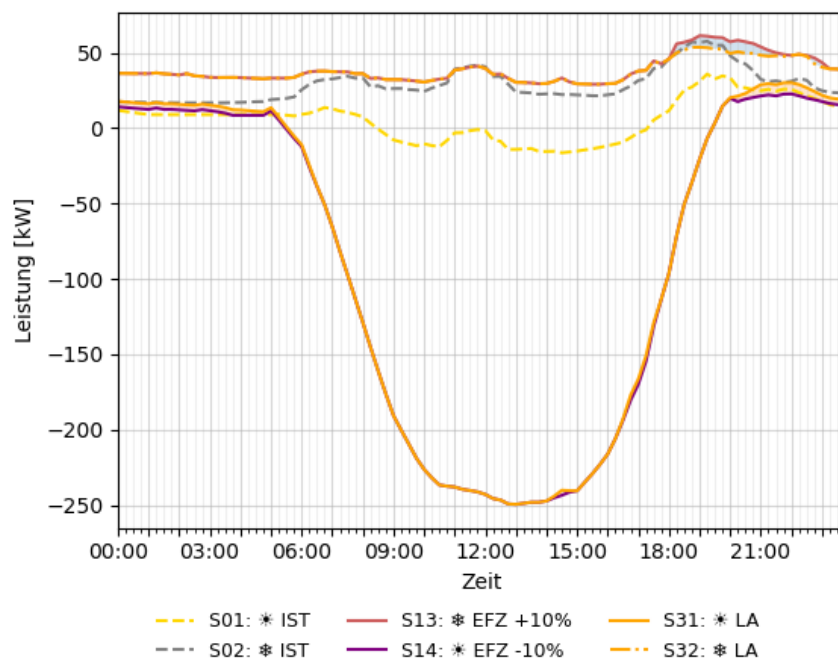


Abbildung 54: Sensitivitätsanalyse des Elektrofahrzeug-Verbrauchs, +10 % Wintertag, -10 % Sommertag.



Der Einfluss einer verminderten Elektrizitätsnachfrage durch EFZ auf die Auslastung ist gering. Es werden vorwiegend die Leistungsbezüge am Abend und über die Nachstunden reduziert.

Sensitivitätsanalyse Batteriespeichersysteme

Der Einfluss der Parametervariation Batteriespeichersysteme, in welcher der Anteil der Batteriespeicher im Netz variiert wird, wird in Abbildung 55 aufgezeigt.

Für den Wintertag wird eine Simulation mit einer erhöhten Anzahl von Batteriespeichern von etwa 90 % der PVA durchgeführt – eine Erhöhung um +20 %. Der Sommertag wird mit sowohl mit einer erhöhten als auch einer verminderten Anzahl an Batteriespeichersystemen im Netz simuliert.

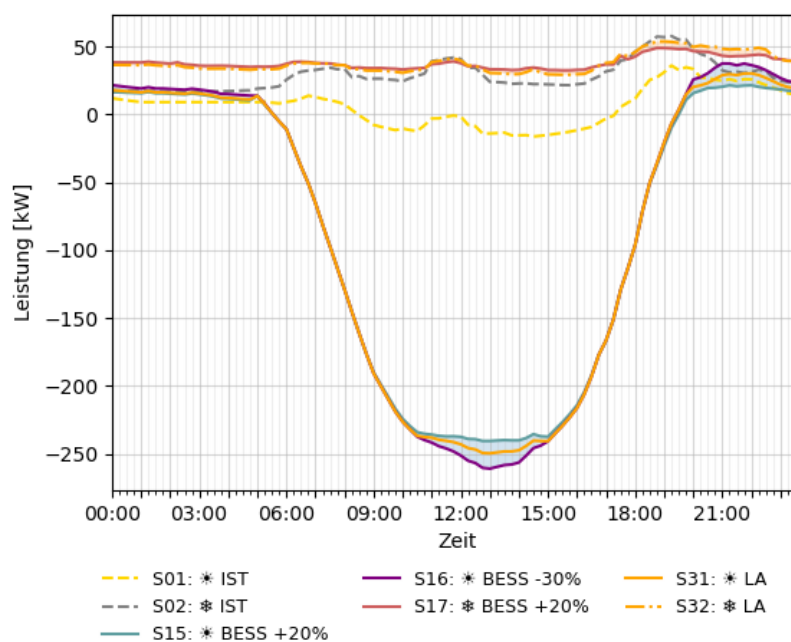


Abbildung 55: Sensitivitätsanalyse der Batteriespeichersysteme, +20 % Wintertag, +20 % und -30 % Sommertag.

Für das Wintertags-Szenario zeigt die Erhöhung der Batteriespeicheranzahl keinen Einfluss auf hohe Auslastungen oder kritische Spannungswerte.

Im Sommertags-Szenario führt eine Verminderung der Batteriespeicheranzahl um -30 % zu einer geringfügigen Erhöhung der Auslastung bei den ohnehin schon stark überlasteten Leitungen. Der Einfluss einer Erhöhung der Speicheranzahl um +20 % auf die überlasteten Leitungen ist vernachlässigbar. Weitere hohe Auslastungen, die noch nicht in eine Überlastung gekommen sind, können teilweise reduziert und unter 80 % Auslastung geführt werden.

2.4.6 Verhinderung von Netzverstärkungen

Das ländliche Netz ist aufgrund des grossen PV-Potenzials sehr stark durch den Zubau der PVA geprägt. Die besonders grossen PVA sind der definierende Faktor für lokale Überlastungen und Spannungsgrenzwertverletzungen. Die PV-Erzeugung ist in Relation zum Verbrauch sehr hoch. Dies führt dazu, dass die Speicher gemäss der festgelegten Dimensionierung zu klein dimensioniert sind, um effektiv netzdienlich zu wirken. Einzelne grössere PVA verfügen darüber hinaus nicht über Batteriespeichersysteme.

Da die Überlastungen besonders hoch und langanhaltend sind – und die Überlastungen im Sommer im Schnitt 140 % bis hin zu maximal 180 % betragen – schafft es auch der netzdienliche Betrieb der Speicher nicht diese Überlastungen in normale Auslastungen zu führen. Die hohen Auslastungen werden im Schnitt um 4 % reduziert.



In Abbildung 56 werden die maximalen Auslastungsreduktionen je Netzelement gezeigt, welche durch Netzdienlichkeit (Lastausgleich) für das ländliche Netz erreicht werden können.

Weder der Lastausgleichs- noch der Trafolastausgleichs-Algorithmus können die Anzahl der Überlastungen im Sommer reduzieren. Für das Jahr 2035 können keine Netzverstärkungen verhindert werden.

Von den hohen Überlastungen sind die Zuleitungen betroffen, welche zu grossen PVA führen.

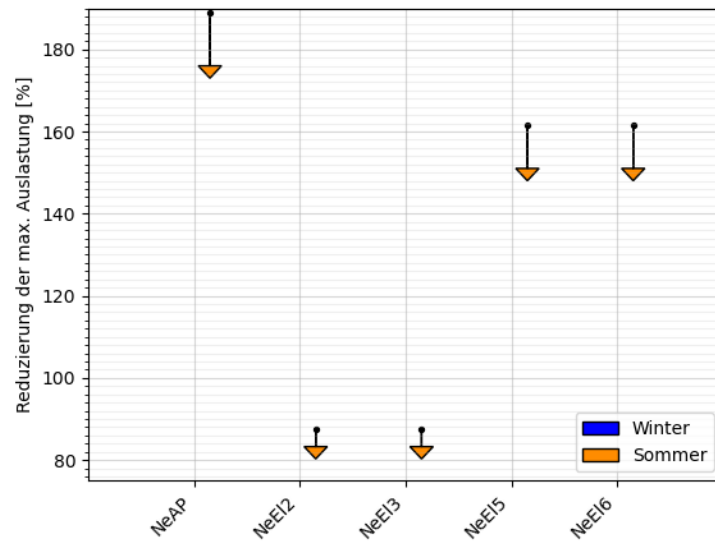


Abbildung 56: Erzielte Auslastungsreduktion durch den Einsatz des Batteriespeicheralgorithmus Lastausgleich für Netzelemente mit Auslastungen grösser 80 % - Sommer und Wintertag. Referenzen: Eigenverbrauchsoptimierung (Sommer) und ohne Speicher (Winter).



3 Anreizsysteme im Verteilnetz (Arbeitspaket 2)

3.1 Vorgehen und Methode

In «Arbeitspaket 2: Anreizsysteme im Verteilnetz» sollen Empfehlungen für mögliche Anreizsysteme erarbeitet und dokumentiert, möglichst generische Berechnungsmethoden für eine Vergütung vorgestellt und die Vor- und Nachteile für den Batteriebesitzer bei verschiedenen Betriebsstrategien aufgezeigt werden. Die Ausarbeitung des Arbeitspaket findet in engem Dialog mit den Netzbetreibern statt. Dazu werden Ideen der Netzbetreiber aufgegriffen und es wird untersucht, wie der Wert im Verteilnetz dem Kunden mit Tarifen, Pauschalvergütungen oder anderen Anreizsystemen weitergegeben werden kann.

Abbildung 57 zeigt das Vorgehen im Arbeitspaket 2 auf. In der Ausarbeitung des finanziellen Werts von dezentralen, kundenseitigen Batteriespeichern, welche netzdienlich betrieben werden, stützt sich dieses Arbeitspaket auf das vorherige Arbeitspaket 1. Der technische Wert der Speicher für das Verteilnetz, welcher in Arbeitspaket (AP) 1 für drei spezifische Netze quantifiziert wurde, wird dazu herangezogen. Gemeinsam mit den Netzbetreibern wurde eine allgemeine Definition des Nutzens dezentraler Speicher für das Verteilnetz vorgenommen. Anhand vermiedener Netzverstärkungen/Netzausbauten können die spezifisch eingesparten Kosten berechnet werden. Diese spezifisch eingesparten Kosten werden im jeweiligen Netz auf die Anzahl der Batteriespeichersysteme bzw. der installierten Kapazität gespiegelt.

3.2 Nutzen dezentraler Speicher für Verteilnetzbetreiber

In Abstimmung mit den Netzbetreibern wurde eine allgemeine Definition des Nutzens dezentraler Batteriespeicher für die Verteilnetzbetreiber ausgearbeitet, welche in diesem Projekt betrachtet werden soll. Abbildung 57 stellt diese Ergebnisse dar. Dabei wird aufgezeigt, welche wertgenerierende Anwendung durch den Einsatz des Speichers für den Verteilnetzbetreiber (VNB) entsteht, und worüber die Batterie diesen Wert generiert – Wirkleistung oder Blindleistung. Die Abbildung stellt keinen Anspruch an Vollständigkeit des Nutzens, den dezentrale Speicher für VNB generieren können. Beispielsweise könnten Batteriespeicher über ihre WR durch Aufnahme von Oberschwingungen zur Vermeidung von zusätzlichen Filtersystemen im Verteilnetz (VN) beitragen. Dieser Punkt soll im Projekt Bat4SG jedoch nicht betrachtet werden. Im Projekt werden nur wertgenerierende Anwendungen betrachtet, die sich durch die Beeinflussung der Wirkleistung des Speichers ergeben.

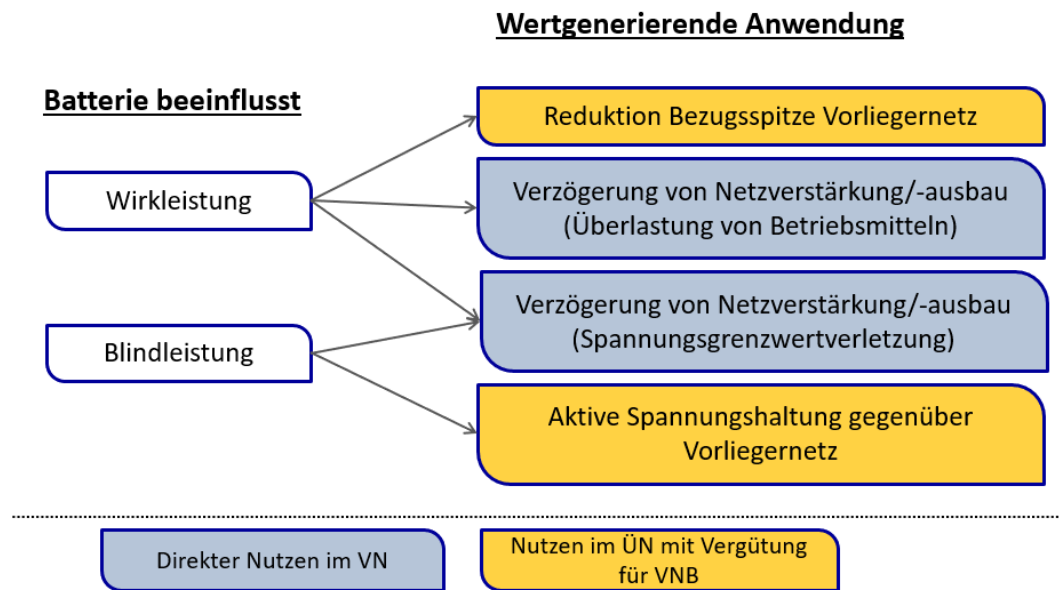


Abbildung 57: Nutzen von dezentralen Batteriespeichern für den Verteilnetzbetreiber

Die wertgenerierenden Anwendungen von BESS im VN werden in zwei Kategorien unterteilt. Einerseits in Anwendungen, welche einen direkten Nutzen im VN generieren (blau). Diese Anwendungen führen zu einem direkten technischen Nutzen im Verteilnetz. Darunter fallen zwei verschiedene Arten der Vermeidung von Netzverstärkung/-ausbau, zu welcher dezentrale Batteriespeicher beitragen können: Überlastungen von Betriebsmitteln wie Leitungen oder Trafos könnten verhindert werden, oder Speicher könnten die Spannungshaltung unterstützen und somit Spannungsgrenzwertverletzungen vorbeugen.

Andererseits umfasst die zweite Kategorie Anwendungen, welche einen Nutzen im Übertragungsnetz (ÜN) erzeugen, und dessen Mehrwert dem VNB finanziell vergütet wird (gelb). Dies sind Anwendungen, welche von rein wirtschaftlichem Interesse für den VNB sein könnten, ihm jedoch keinen Nutzen im VN generieren. Hierunter fallen sowohl die Reduktion der Bezugsspitze gegenüber dem Vorliegernetz, welche dem VNB mit einem Leistungstarif verrechnet wird. Ausserdem fällt darunter die aktive Spannungshaltung gegenüber dem Vorliegernetz über die Bereitstellung von Blindleistung.

Im Arbeitspaket 1, in welchem der technische Nutzen der Speicher herausgearbeitet wird, werden die beiden Anwendungen der Kategorie «Direkter Nutzen im VN» herangezogen. Damit werden auch diese beiden Anwendungen für die Berechnung des finanziellen Nutzens für VNB und die Vergütungsstruktur für Batteriebesitzer relevant.

3.3 Quantifizierung der erzielten Verzögerung von Netzverstärkungen

Die Quantifizierung des finanziellen Nutzens der Netzdienlichkeit wird auf Basis des aus den Simulationen berechneten technischen Nutzens bestimmt. Für das vorstädtische Netz Neyruz wurden die Trafostation sowie zwei Leitungen identifiziert, für welche Überlastungen im Jahr 2035 vollständig durch den netzdienlichen Betrieb der kundenseitigen Batteriespeicher verhindert werden können. Das bedeutet, dass aufgrund der Netzdienlichkeit weder im Sommer- noch im Winterszenario Überlastungen auftreten. Für das städtische Netz Luzernstrasse wurden für das Jahr 2035 Netzverstärkungen an zwei Trafostationen und zwei Leitungen mittels Netzdienlichkeit verhindert. Die Leitungen im ländlichen Netz Haut de Fiaugères weisen so hohe Auslastungen auf, dass diese nicht verhindert werden können.



In den vorangegangenen Simulationen wurde lediglich die Auslastungssituation für das Jahr 2035 analysiert. Die Festlegung auf einen spezifischen Zeithorizont ermöglicht eine effektive Analyse des technischen Nutzens von netzdienlichen Batteriespeichern. Die Verhinderung von Netzverstärkungen kann dadurch jedoch nur temporär betrachtet werden.

Die höheren Auslastungen in den Verteilnetzen werden insbesondere vom Ausbau der Photovoltaik und der Elektromobilität getrieben. Sofern man von einem halbwegs stetigen Ausbau der PV und Elektromobilität bis zum Jahr 2035 und ggf. darüber hinaus ausgeht, würden einzelne Leitungen bereits vor dem Jahr 2035 überlastet werden. Das Netz müsste an dieser Stelle vorzeitig verstärkt oder ausgebaut werden.

Abbildung 23, Abbildung 39 und Abbildung 56 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigen diesen Zusammenhang deutlich. Abbildung 58 greift die erzielte Auslastungsreduktion im Netz Neyruz erneut auf und zeigt, welche Leitungen bereits vor dem Jahr 2035 überlastet werden, und bei welchen von Überlastungen nach dem Jahr 2035 auszugehen ist. In grün sind vier Netzelemente aufgezeigt, welche Überlastungen bereits vor dem Jahr 2035 erfuhren, und bei welchen der Netzverstärkungen durch Netzdienlichkeit verzögert werden konnten. In rot sind jene Netzelemente eingezeichnet, für welche Netzverstärkungen im Jahr 2035 verhindert werden können. Die gelb markierten Leitungen könnten nach 2035 Überlastungen erfahren, welche durch Netzdienlichkeit verzögert werden können.

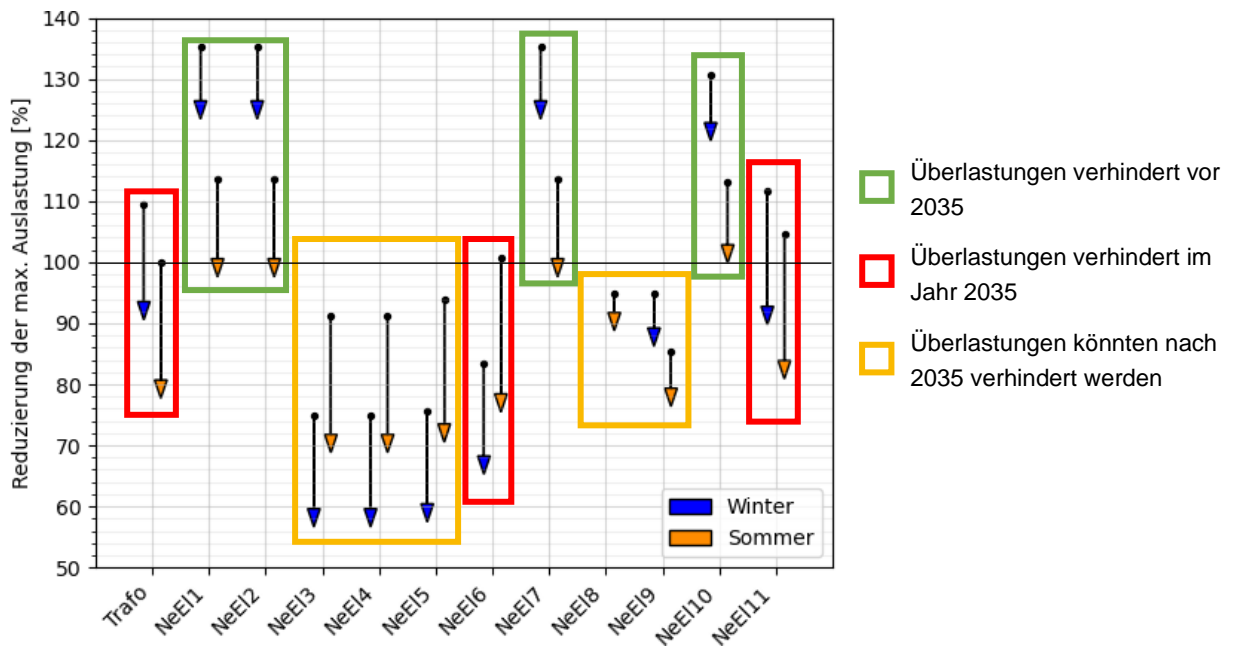


Abbildung 58: Durch Netzdienlichkeit erzielte Auslastungsreduktion. Verzögerte Netzverstärkungen für die Jahre vor 2035 (grün), das Jahr 2035 (rot) und die Jahre nach 2035 (gelb). Netz Neyruz

3.3.1 Methodik zur Quantifizierung der erzielten Verzögerung von Netzverstärkungen

Der finanzielle Nutzen der Netzdienlichkeit soll für jedes Netzelement im jeweiligen Niederspannungsnetz einzeln quantifiziert werden. Dazu soll vorgängig für jedes Netzelement abgeschätzt werden wie stark sich die Netzdienlichkeit auf dieses Element auswirkt. Die dabei zugrunde gelegte Methodik soll im Folgenden erläutert werden.

Errechnet wird die am jeweiligen Netzelement erzielte Verzögerung der Netzverstärkung bzw. Überlastung in Jahren. Eine Leitung wird ohne den Einsatz von Batteriespeichern z.B. im bereits im Jahr 2025 überlastet – mithilfe der Netzdienlichkeit kann diese Überlastung um 3 Jahre verzögert werden, die Überlastung tritt somit erst im Jahr 2028 auf.



Bei der Berechnungsmethode handelt es sich um eine grobe Abschätzung. Um die Berechnung durchführen zu können, werden einige Annahmen und Vereinfachungen getroffen:

1. Die in Zukunft erwartete Auslastungszunahme wird mit einer linearen Steigerung über die Jahre angenommen. Die Auslastungszunahme zwischen 2020 und 2035 (ohne Speicher) wird linear über die 15 Jahre verteilt. Nach 2035 wird weiterhin von einer linear ansteigenden Auslastungszunahme ausgegangen.
2. Die Auslastungen werden für das Sommer- und Winterszenario jeweils nur für jene Uhrzeit berechnet, bei welcher die maximale Auslastung im Szenario 2035 mit Netzdienlichkeit auftritt (S31 bzw. S32).
3. Die durch Netzdienlichkeit erzielte Auslastungsreduktion hängt natürlich mit der Anzahl der installierten Batteriespeicher und Speicherkapazität zusammen. Es ist davon auszugehen, dass die Anzahl der Speicher auch mit der Anzahl der installierten PV-Systeme wächst. In dieser Berechnung wird die erzielte Auslastungsreduktion im Jahr 2035 berechnet. Wie bei der Auslastungszunahme wird auch für die Auslastungsreduktion durch Netzdienlichkeit eine linear steigende Auslastungsreduktion über die Jahre angenommen.

Die Auslastung wird zwischen 2020 und 2035 also linear interpoliert, die Auslastungszunahme ab 2035 linear extrapoliert.

Für die Berechnung der erzielten Verzögerung wird in einem ersten Schritt für jedes Netzelement die Auslastungserhöhung des IST-Szenarios (S01 bzw. S02) zum Szenario 2035 ohne Batteriespeicher (S03 bzw. S04) für Winter und Sommer berechnet. Darüber hinaus wird die durch Netzdienlichkeit erzeugte Auslastungsreduktion für jedes Netzelement kalkuliert (S31 zu S03 bzw. S32 zu S04).

Gemäss Annahme 2.) wird von 2020 ausgehend die Anzahl der Jahre kalkuliert, die es dauert, bis eine Überlast auftritt.

In Formel (4) wird die Berechnung der Jahre dargestellt, die es dauert, bis ein Netzelement (mit Netzdienlichkeit) in die Überlast kommt.

$$Jahre_{bis\ Überlast} = \frac{100\% - Auslastung_{2020}}{\frac{Auslastungszunahme_{ohne\ ND} + Auslastungsreduktion_{durch\ ND}}{15\ Jahre}} \quad (4)$$

Die Kalkulation wird ebenfalls ohne Auslastungsreduktion vorgenommen, um die Anzahl der Jahre zu erhalten, die es dauert, bis das Netzelement ohne Netzdienlichkeit überlastet wird.

Die beiden Berechnungen werden sowohl für den Sommer als auch für den Winter durchgeführt. Für jedes Netzelement werden anschliessend die beiden Werte «mit Netzdienlichkeit» für Sommer und Winter verglichen. Der geringere Wert stellt den Wert dar, in welchem das NeEI erstmals mit Netzdienlichkeit in die Überlast kommt. Das gleiche Vorgehen gilt den beiden Werten «ohne Netzdienlichkeit».

Die erzielte Verzögerung von Netzverstärkung durch Netzdienlichkeit in Jahren ergibt sich aus der Differenz der beiden Kennwerte.

3.4 Quantifizierung des finanziellen Werts der Verzögerungen

Die beschriebene Berechnungsmethode wird auf die drei Verteilnetze angewandt.

Anschliessend wird die durch Netzdienlichkeit erzielte Verzögerung von Netzverstärkungen als Grundlage zur Quantifizierung des finanziellen Werts dieser Verzögerungen herangezogen. Die finanzielle Quantifizierung wird dabei mit zwei unterschiedlichen Berechnungsmethoden durchgeführt.



Dabei ist wichtig zu berücksichtigen, dass die einzelnen Batteriespeicher nicht gleich viel zur Entlastung des Verteilnetzes beitragen. Der finanzielle Wert eines einzelnen Batteriespeichers oder die Vergütungsstruktur könnte bei genauerer Kenntnis des Beitrags eines jeden einzelnen Speichers besser auf die zur Netzstabilisierung wichtigen Speicher umgelegt werden.

3.4.1 Quantifizierung des finanziellen Werts gemäss Abschreibungsdauer

Die erste Berechnungsmethode richtet sich nach der kalkulatorischen Abschreibung der Leitungen und Trafostationen. Gemäss der Branchenempfehlung «Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz» des VSE [14] wird für Trafostationen eine Abschreibungsdauer von 35 Jahren, für Leitungen eine Abschreibungsdauer von 40 Jahren zugrunde gelegt. Der jährliche kalkulatorische Abschreibungswert eines Elements wird mit der erzielten Verzögerung von Netzverstärkungen in Jahren multipliziert, um den finanziellen Gesamtwert der Verzögerung zu erhalten. Einer Verzögerung von Netzverstärkungen bei einer bereits vollständig abgeschriebenen Anlage wird dabei kein finanzieller Wert beigemessen.

Der Betrachtungszeitraum ist 2020 bis Ende 2045. Die Quantifizierung des finanziellen Werts basiert auf einigen Annahmen, das Ziel ist eine ungefähre Grössenordnung für den finanziellen Wert festzulegen. Die Annahmen werden aber unzutreffender, je weiter sich der betrachtete Zeitraum von den Simulationsresultaten für das Jahr 2035 entfernt. Daher werden auch nur Verzögerungen von Netzverstärkungen betrachtet, welche im Zeitraum zwischen 2020 und Ende 2045 auftreten. Später auftretende Verzögerungen werden unabhängig vom Abschreibungsende nicht berücksichtigt.

3.4.2 Quantifizierung des finanziellen Werts gemäss technischer Lebensdauer

Wie zuvor beschrieben wird bei der Quantifizierung des finanziellen Werts gemäss kalkulatorischer Abschreibungsdauer einer Verzögerung der Netzverstärkung an einem Netzelement, welches bereits vollständig abgeschlossen ist, kein finanzieller Wert beigemessen. Eine über die Abschreibungsdauer hinausgehende Verzögerung der Netzverstärkung würde jedoch Investitionen in neue Anlagen in die Zukunft verschieben und langfristig zu geringeren Investitionskosten führen.

Die zweite Berechnungsmethode richtet sich daher nicht nach der Abschreibungsdauer, sondern nach der technischen Lebensdauer der Anlagen. Dazu wurde eine technische Lebensdauer von 50 Jahren für Transformatoren und NS-Kabel angenommen.

Nach Abschreibungsende müssten Anlagen ohne eine – durch Batteriespeichersysteme herbeigeführte – Verzögerung der Überlastungen frühzeitig ausgetauscht und durch neue, leistungsstärkere Anlagen ersetzt werden, welche dann wieder neu abgeschlossen werden würden. Diese durch die Verzögerung vermiedenen Kosten sollen hier mit einbezogen werden. Für die Berechnungsmethode gemäss technischer Lebensdauer wird daher der jährliche Abschreibungswert (Investitionskosten/EICom-Lebensdauer) auch über das Abschreibungsende hinaus bis zum Ende der technischen Lebensdauer fortgeführt.

Wie auch bei der Quantifizierung gemäss Abschreibungsdauer ist der Betrachtungszeitraum 2020 bis Ende 2045. Mögliche Verzögerungen, die nach 2045 auftreten, werden nicht berücksichtigt.

3.4.3 Quantifizierung des finanziellen Werts – Netz Neyruz

Tabelle 19 zeigt die erzielten Verzögerungen durch Netzdienlichkeit (ND) für alle Netzelemente im Netz Neyruz, welche in den Zukunftsszenarien Überlastungen aufweisen.

Für jedes Netzelement wird angegeben, in welchem Jahr das NeEI erstmalig ohne ND und mit ND überlastet wird. Daraus resultiert die Anzahl der Jahre, über welche eine Überlastung durch ND verzögert werden kann. Als weitere Angaben wurden die Auslastungsreduktionen durch ND für das Jahr 2035 sowie die jährlichen Auslastungserhöhungen ohne ND für das Sommer- und das Winterszenario angegeben.



Tabelle 19: Erzielte Verzögerung von Netzverstärkungen für die Netzelemente im Netz Neyruz.

Element	Abk. Element	Beginn der Überlastung (ohne ND)	Beginn der Überlastung (mit ND)	Erzielte Verzögerung durch ND [Jahre]	Auslastungsreduktion durch ND [%]		Jährl. Auslastungserh. ohne ND [%]	
					Sommer	Winter	Sommer	Winter
Trafo Neyruz	Trafo Neyruz	Juni 2030	August 2039	9.2 Jahre	22.8	18.9	6.3	2.1
LRBT001067-1	NeEI1	2020	2020	Keine	15.7	11.8	7.0	2.3
LRBT001067-3	NeEI2	2020	2020	Keine	15.7	11.8	7.0	2.3
LRBT001081-1	NeEI3	Juni 2036	Oktober 2042	6.3 Jahre	22.7	18.3	5.5	1.7
LRBT001081-2	NeEI4	Juni 2036	Oktober 2042	6.3 Jahre	22.7	18.3	5.5	1.7
LRBT001081-3	NeEI5	Januar 2036	Februar 2042	6.2 Jahre	23.7	18.2	5.7	1.7
LRBT006335-1	NeEI6	Oktober 2034	Juni 2040	5.7 Jahre	25.6	18.3	6.2	1.8
LRBT011244-1	NeEI7	2020	2020	Keine	15.7	11.8	7.0	2.3
LRBT050365-7	NeEI8	Oktober 2035	Dez. 2036	1.1 Jahre	6.1	0.0	6.2	0.3
LRBT072866-1	NeEI9	Oktober 2037	April 2040	2.5 Jahre	8.9	8.6	5.0	1.9
LRBT072867-1	NeEI10	Januar 2022	Dez. 2022	0.9 Jahre	13.2	10.8	7.0	2.4
LRBT077107-1	NeEI11	März 2030	Nov. 2039	9.7 Jahre	25.1	21.9	5.6	2.4
LRBT004739-1	NeEI12	Dez. 2046	April 2057	10.4 Jahre	13.8	13.2	3.3	1.4
LRBT050365-5	NeEI13	Oktober 2043	Juni 2045	1.7 Jahre	4.1	0.0	4.1	0.2

Das Netz Neyruz zeigt ein hohes Potenzial für Auslastungsreduktionen durch ND sowohl für den Sommer als auch für den Winter. Die jährliche Auslastungserhöhung ist im Sommer deutlich höher als im Winter. Es können drei Leitungen identifiziert werden, für welche keine Verzögerung durch ND möglich ist – hier wurden bereits im Winter 2020 Überlastungen verzeichnet. Bei NeEI12 treten Überlastungen erst nach 2045 auf, das Netzelement wird daher nicht berücksichtigt.

Für neun Leitungen und den Transformator können Überlastungen teilweise um mehrere Jahre durch den netzdienlichen Betrieb verzögert werden. Im Schnitt werden sie um fünfeinhalb Jahre verzögert. Die meisten Verzögerungen finden zwischen den Jahren 2030 und 2040 statt.

Auf dieser Basis wurde Tabelle 20 erstellt. Sie zeigt den finanziellen Wert der Verzögerungen gemäss den beiden unterschiedlichen Berechnungsmethoden – die Quantifizierung gemäss Abschreibungsdauer (35 Jahre für Transformatoren und 40 Jahre für NS-Kabel) und die Quantifizierung gemäss technischer Lebensdauer von 50 Jahren. Dazu werden für jedes Netzelement das Baujahr und der Neuwert benannt. Die jährliche kalkulatorische Abschreibung ergibt sich aus dem Neuwert und der Abschreibungsdauer.



Tabelle 20: Quantifizierung des finanziellen Werts der Verzögerung für jedes NeEI gemäss Abschreibungsdauer oder technischer Lebensdauer - Neyruz.

Element	Abk. Element	Erzielte Verzögerung durch ND [Jahre]	Baujahr	Ende Abschr.	Neuwert (exkl. MwSt.)	Abschr./ Jahr	Wert gemäss Abschreibung	Wert techn. Lebensdauer
Trafo Neyruz	Trafo Neyruz	9.2 Jahre	2011	2046	CHF 45'000	CHF 1'286	CHF 11'829	CHF 11'829
LRBT001067-1	NeEI1	Keine	1986	2026	CHF 24'931	CHF 623		
LRBT001067-3	NeEI2	Keine	1995	2035	CHF 30'324	CHF 758		
LRBT001081-1	NeEI3	6.3 Jahre	1997	2037	CHF 15'157	CHF 379	CHF 568	CHF 2'387
LRBT001081-2	NeEI4	6.3 Jahre	1997	2037	CHF 11'786	CHF 295	CHF 442	CHF 1'856
LRBT001081-3	NeEI5	6.2 Jahre	1997	2037	CHF 28'639	CHF 716	CHF 1'432	CHF 4'439
LRBT006335-1	NeEI6	5.7 Jahre	1986	2026	CHF 33'357	CHF 834		CHF 2'001
LRBT011244-1	NeEI7	Keine	2004	2044	CHF 38'750	CHF 969		
LRBT050365-7	NeEI8	1.1 Jahre	1975	2015	CHF 12'369	CHF 309		
LRBT072866-1	NeEI9	2.5 Jahre	2010	2050	CHF 49'174	CHF 1'229	CHF 3'073	CHF 3'073
LRBT072867-1	NeEI10	0.9 Jahre	2010	2050	CHF 28'494	CHF 712	CHF 641	CHF 641
LRBT077107-1	NeEI11	9.7 Jahre	2011	2051	CHF 57'446	CHF 1'436	CHF 13'931	CHF 13'931
LRBT004739-1	NeEI12	10.4 Jahre	2003	2043	CHF 57'288	CHF 1'432		
LRBT050365-5	NeEI13	1.7 Jahre	1991	2031	CHF 18'500	CHF 463		

Der Gesamtwert aller Netzelemente für die Verzögerung der Netzverstärkungen gemäss Abschreibungsdauer liegt bei CHF 31'916. Wird der Wert gemäss der technischen Lebensdauer von 50 Jahren berechnet, so liegt der Gesamtwert bei CHF 40'158.

Die Differenz entsteht bei NeEI3, NeEI4, NeEI5 und NeEI6. An diesen Netzelementen werden Netzverstärkungen teilweise nach Abschreibungsende, jedoch vor Ende der technischen Lebensdauer erreicht.

Abbildung 59 verdeutlicht die Entwicklung des finanziellen Werts der Verzögerung zwischen den Jahren 2020 und 2045 für die unterschiedlichen Berechnungsmethoden.

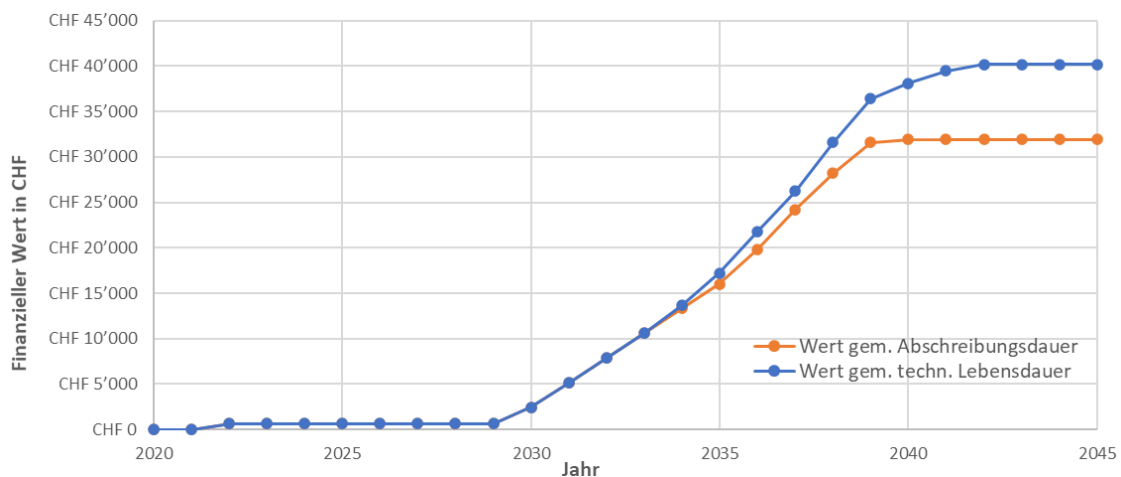


Abbildung 59: Entwicklung des finanziellen Werts der Verzögerung von Überlastungen gemäss unterschiedlichen Berechnungsmethoden über den Zeitraum 2020 bis 2045 – Neyruz.

Vor 2030 ist der finanzielle Wert gering. Ab 2030 bis 2040 kann ein deutlicher Wert durch die netzdienlichen Batteriespeicher generiert werden. Der Wert ist etwa um 25 % gesteigert, wenn die technische Lebensdauer statt der Abschreibungsdauer betrachtet wird.



Im Netz Neyruz sind im Jahr 2035 82 Batteriespeichersysteme mit einer Speicherkapazität von insgesamt 991 kWh installiert. Berechnungen mit diesen Zahlen weisen das Problem auf, dass vor dem Jahr 2035 voraussichtlich weniger, nach 2035 mehr Batteriespeicher installiert sein werden. Der gesamte Prozess ist dynamisch, wurde hier jedoch für eine Überschlagsrechnung stark vereinfacht.

Mit den zuvor errechneten finanziellen Werten für den gesamten Zeitraum von 2020 bis 2045 ergeben sich folgende Zahlen:

- Pro Batteriespeicher ergibt sich ein Wert von CHF 389 (Abschreibungsdauer) bzw. CHF 502 (technische Lebensdauer)
- Pro kWh Speicherkapazität ergibt sich ein Wert von CHF 32 (Abschreibungsdauer) bzw. CHF 35 (technische Lebensdauer)

Werden diese Werte auf den gesamten Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2045 bezogen ergibt sich ein finanzieller Nutzen von CHF 15 (Abschreibungsdauer) bis CHF 20 (technische Lebensdauer) pro Batteriespeicher und Jahr. Der finanzielle Nutzen pro kWh Speicherkapazität und Jahr liegt bei CHF 1.3 bis CHF 1.4. Für einen höheren Wert könnte der Betrachtungszeitraum auf die Jahre 2030 bis 2045 begrenzt werden, da der finanzielle Wert für das Netz erst spät einsetzt.

Bei einem stationären Heimspeicher kann von einer Lebensdauer von 15 Jahren ausgegangen werden. Ein über die gesamte Lebensdauer (15 Jahre) netzdienlich betriebener Batteriespeicher mit 10 kWh Speicherkapazität könnte etwa mit CHF 195.- bis CHF 210.- einmalig bezuschusst werden.

3.4.4 Quantifizierung des finanziellen Werts – Netz Luzernstrasse

Für das städtische Netz Luzernstrasse können die Überlastungen ebenfalls um durchschnittlich fünfeinhalb Jahre verzögert werden. Im Netz befinden sich zwei Transformatoren und drei NS-Kabel, für welche der netzdienliche Betrieb von Batteriespeichern eine Verzögerung der Überlastungen hervorrufen könnte. Die exakten Kennzahlen sind der Tabelle 21 zu entnehmen.

Tabelle 21: Erzielte Verzögerung von Netzverstärkungen für die Netzelemente im Netz Luzernstrasse.

Element	Abk. Element	Beginn der Überlastung (ohne ND)	Beginn der Überlastung (mit ND)	Erzielte Verzögerung durch ND [Jahre]	Auslastungsreduktion durch ND [%]		Jährl. Auslastungserh. ohne ND [%]	
					Sommer	Winter	Sommer	Winter
TR2-1640669	Trafo 1	August 2033	März 2039	5.6 Jahre	12.0	12.6	2.2	2.9
TR2-1640683	Trafo 2	August 2033	April 2039	5.7 Jahre	12.0	12.6	2.2	2.9
Kabel_110041 (Strang 19)	NeEI1	Juli 2036	Juni 2044	7.9 Jahre	5.8	9.5	0.9	2.0
Kabel_111117 (Strang 10)	NeEI2	März 2034	August 2038	4.4 Jahre	21.4	5.5	6.1	0.7
Kabel_188273 (Strang 18)	NeEI3	Juli 2036	August 2045	9.0 Jahre	19.9	21.8	3.0	4.1
Kabel_2745257 (Strang 10t)	NeEI4	August 2046	Februar 2047	0.5 Jahre	1.0	-0.2	3.7	0.0
Kabel_110601 (Strang 19h)	NeEI5	Januar 2057	Januar 2104	47 Jahre	8.3	12.6	0.8	1.5

Ohne Netzdienlichkeit würden die meisten Netzelemente Überlastungen um das Jahr 2035 aufweisen. Für NeEI4 und NeEI5 treten die Verzögerungen erst nach 2045 auf – sie werden für die Berechnung des finanziellen Werts nicht berücksichtigt. NeEI5 weist eine sehr geringe jährliche Auslastungserhöhung auf. Darüber hinaus liegt die Auslastung im Jahr 2035 erst bei 54 %. Dies führt zu einer spät auftretenden Überlastung und einer langen Verzögerung – damit auch zu einer Abschätzung mit erhöhten Ungenauigkeiten.

Tabelle 22 stellt den finanziellen Wert der einzelnen Netzelemente für die beiden unterschiedlichen Berechnungsmethoden dar.



Tabelle 22: Quantifizierung des finanziellen Werts der Verzögerung für jedes NeEI gemäss Abschreibungsdauer oder technischer Lebensdauer - Luzernstrasse.

Element	Abk. Element	Erzielte Verzögerung durch ND [Jahre]	Baujahr	Ende Abschr.	Neuwert (exkl. MwSt.)	Abschr./ Jahr	Wert gemäss Abschreibung	Wert techn. Lebensdauer
TR2-1640669	Trafo 1	5.6 Jahre	2004	2039	CHF 15'000	CHF 429	CHF 2'400	CHF 2'400
TR2-1640683	Trafo 2	5.7 Jahre	2004	2039	CHF 15'000	CHF 429	CHF 2'443	CHF 2'443
Kabel_110041 (Strang 19)	NeEI1	7.9 Jahre	1995	2035	CHF 21'000	CHF 525		CHF 4'148
Kabel_111117 (Strang 10)	NeEI2	4.4 Jahre	1970	2010	CHF 25'000	CHF 625		
Kabel_188273 (Strang 18)	NeEI3	9.0 Jahre	2014	2054	CHF 16'800	CHF 420	CHF 3'780	CHF 3'780
Kabel_2745257 (Strang 10t)	NeEI4	0.5 Jahre	2016	2056	CHF 5'740	CHF 144		
Kabel_110601 (Strang 19h)	NeEI5	47 Jahre	2005	2045	CHF 5'400	CHF 135		

Der Gesamtwert aller Netzelemente für die Verzögerung der Netzverstärkungen gemäss Abschreibungsdauer liegt bei CHF 8'623. Wird der Wert gemäss der technischen Lebensdauer von 50 Jahren berechnet, so liegt der Gesamtwert bei CHF 12'770.

NeEI2 ist bereits seit 1970 in Betrieb, es ist daher schon vollständig abgeschrieben und hat die technische Lebensdauer von 50 Jahren bereits erreicht.

Die Entwicklung des finanziellen Nutzens zwischen 2020 und 2045 wird in Abbildung 60 dargestellt.

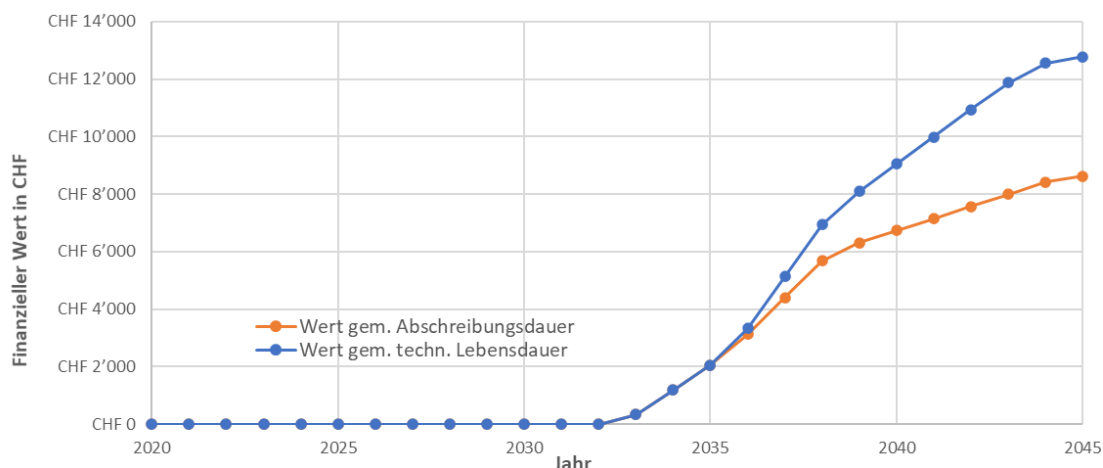


Abbildung 60: Entwicklung des finanziellen Werts der Verzögerung von Überlastungen gemäss unterschiedlichen Berechnungsmethoden über den Zeitraum 2020 bis 2045 – Luzernstrasse.

Auch im städtischen Netz ist der finanzielle Wert vor 2030 gering. Ab 2032 bis 2045 kann eine deutliche Steigerung des finanziellen Nutzens verzeichnet werden. Der Wert ist etwa um 50 % gesteigert, wenn die technische Lebensdauer statt der Abschreibungsdauer betrachtet wird.

In den Simulationen wurden für das Netz Luzernstrasse für das Jahr 2035 24 Batteriespeicher mit einer Gesamtkapazität von 549 kWh vorgesehen – hier gibt es einzelne sehr grosse Batteriespeicher. Für die Berechnungen des finanziellen Werts und die Umlegung auf die Anzahl der installierten Batteriespeichersysteme gelten die gleichen Einschränkungen wie im Netz Neyruz.

Mit den zuvor errechneten finanziellen Werten ergeben sich folgende Zahlen:

- Pro Batteriespeicher ergibt sich ein Wert von CHF 359 (Abschreibungsdauer) bzw. CHF 532 (technische Lebensdauer)



- Pro kWh Speicherkapazität ergibt sich ein Wert von CHF 16 (Abschreibungsdauer) bzw. CHF 23 (technische Lebensdauer)

Werden diese Werte auf den gesamten Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2045 bezogen ergibt sich ein finanzieller Nutzen von CHF 14 (Abschreibungsdauer) bis CHF 21 (technische Lebensdauer) pro Batteriespeicher und Jahr. Der finanzielle Nutzen pro kWh Speicherkapazität und Jahr liegt bei CHF 0.6 bis CHF 0.9.

Bei einem stationären Heimspeicher kann von einer Lebensdauer von 15 Jahren ausgegangen werden. Ein über die gesamte Lebensdauer (15 Jahre) netzdienlich betriebener Batteriespeicher mit 10 kWh Speicherkapazität könnte etwa mit CHF 90.- bis CHF 135.- einmalig bezuschusst werden.

3.4.5 Quantifizierung des finanziellen Werts – Netz Haut de Fiaugères

Für das ländliche Netz Haut de Fiaugères können die Überlastungen nicht oder nur sehr geringfügig verzögert werden. Die exakten Kennzahlen sind Tabelle 23 zu entnehmen.

Tabelle 23: Erzielte Verzögerung von Netzverstärkungen für die Netzelemente im Netz Haut de Fiaugères.

Element	Abk. Element	Beginn der Überlastung (ohne ND)	Beginn der Überlastung (mit ND)	Erzielte Verzögerung durch ND [Jahre]	Auslastungsreduktion durch ND [%]		Jährl. Auslastungserh. ohne ND [%]	
					Sommer	Winter	Sommer	Winter
Netzanschluss	Netzanschluss	Juli 2027	März 2028	0.7 Jahre	16.1	14.4	12.0	0.8
LRBT005758-01-1	NeEI1	Januar 2040	Januar 2040	Keine	0.1	0.0	4.9	0.7
LRBT005758-1	NeEI2	Februar 2037	Oktober 2038	1.6 Jahre	7.2	3.7	5.7	0.5
LRBT005758-2	NeEI3	Februar 2037	Oktober 2038	1.6 Jahre	7.2	3.7	5.7	0.5
LRBT025574-1	NeEI4	Januar 2034	Januar 2034	Keine	-0.3	0.0	7.0	0.0
LRBT033286-1	NeEI5	Februar 2029	Januar 2030	0.8 Jahre	13.5	11.2	10.6	0.4
LRBT033286-2	NeEI6	Februar 2029	Januar 2030	0.8 Jahre	13.5	11.2	10.6	0.4
LRBT010519-1	NeEI7	Dez. 2042	April 2046	3.3 Jahre	7.8	7.1	4.1	0.5

Das ländliche Netz Haut de Fiaugères weist für den Winter geringe jährliche Auslastungserhöhungen und nur wenige erhöhte Auslastungsreduktionen durch ND auf. Für zwei Netzelemente können keine Verzögerungen von Überlastungen erzielt werden – die Netzdienlichkeit weist hier kein Verbesserungspotenzial auf. Für fünf NS-Kabel können Überlastungen verzögert werden, allerdings im Schnitt nur im eineinhalb Jahre. Das Potenzial der Netzdienlichkeit ist hier vergleichsweise gering, da die durch PV entstehenden sehr hohen Auslastungsspitzen nur bedingt durch Batteriespeicher aufgefangen werden können.

Tabelle 24: Quantifizierung des finanziellen Werts der Verzögerung für jedes NeEI gemäss Abschreibungsdauer oder technischer Lebensdauer - Haut de Fiaugères.

Element	Abk. Element	Erzielte Verzögerung durch ND [Jahre]	Baujahr	Ende Abschr.	Neuwert (exkl. MwSt.)	Abschr./ Jahr	Wert gemäss Abschreibung	Wert techn. Lebensdauer
Netzanschluss	Netzanschluss	0.7 Jahre						
LRBT005758-01-1	NeEI1	Keine	1994	2034				
LRBT005758-1	NeEI2	1.6 Jahre	1994	2034	21'788 CHF	CHF 545		CHF 872
LRBT005758-2	NeEI3	1.6 Jahre	1999	2039	4'305 CHF	CHF 108	CHF 172	CHF 172
LRBT025574-1	NeEI4	Keine	1994	2034	14'842 CHF	CHF 371		
LRBT033286-1	NeEI5	0.8 Jahre	1994	2034	8'208 CHF	CHF 205	CHF 164	CHF 164
LRBT033286-2	NeEI6	0.8 Jahre	1990	2030	12'120 CHF	CHF 303	CHF 242	CHF 242
LRBT010519-1	NeEI7	3.3 Jahre	1994	2034	27'136 CHF	CHF 678		CHF 1'425



Der Gesamtwert aller Netzelemente für die Verzögerung der Netzverstärkungen gemäss Abschreibungsdauer liegt bei CHF 579. Wird der Wert gemäss der technischen Lebensdauer von 50 Jahren berechnet, so liegt der Gesamtwert bei CHF 2'875.

Die Entwicklung des finanziellen Nutzens zwischen 2020 und 2045 wird in Abbildung 61 dargestellt.

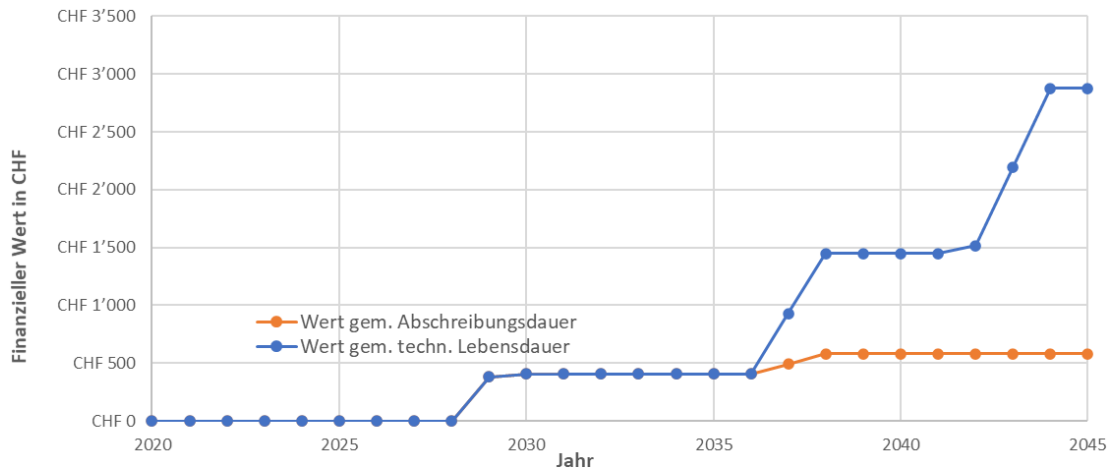


Abbildung 61: Entwicklung des finanziellen Werts der Verzögerung von Überlastungen gemäss unterschiedlichen Berechnungsmethoden über den Zeitraum 2020 bis 2045 – Haut de Fiaugères.

Aufgrund der extrem hohen Auslastungssteigerungen ist der finanzielle Wert im ländlichen Netz sehr gering, nahezu vernachlässigbar.

Im Jahr 2035 sind im ländlichen Netz neun Batteriespeicher mit einer Gesamtkapazität von 103 kWh installiert. Für die Berechnungen des finanziellen Werts und die Umlegung auf die Anzahl der installierten Batteriespeichersysteme gelten die gleichen Einschränkungen wie im Netz Neyruz.

Mit den zuvor errechneten finanziellen Werten ergeben sich folgende Zahlen:

- Pro Batteriespeicher ergibt sich ein Wert von CHF 64 (Abschreibungsdauer) bzw. CHF 319 (technische Lebensdauer)
- Pro kWh Speicherkapazität ergibt sich ein Wert von CHF 5.6 (Abschreibungsdauer) bzw. CHF 28 (technische Lebensdauer)

Werden diese Werte auf den gesamten Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2045 bezogen ergibt sich ein finanzieller Nutzen von CHF 2.6 (Abschreibungsdauer) bis CHF 12.8 (technische Lebensdauer) pro Batteriespeicher und Jahr. Der finanzielle Nutzen pro kWh Speicherkapazität und Jahr liegt bei CHF 0.2 bis CHF 1.1.

Bei einem stationären Heimspeicher kann von einer Lebensdauer von 15 Jahren ausgegangen werden. Ein über die gesamte Lebensdauer (15 Jahre) netzdienlich betriebener Batteriespeicher mit 10 kWh Speicherkapazität könnte etwa mit CHF 30 bis CHF 165 einmalig bezuschusst werden.



4 Labortests und technische Machbarkeit (Arbeitspaket 3)

Das Ziel von «Arbeitspaket 3: Labortests und technische Machbarkeit» ist das Entwickeln und Programmieren eines netzdienlichen Betriebsalgorithmus für Batteriespeichersysteme in der realen Anwendung. Die Funktionsweise soll im Prosumer-Lab des BFH-Zentrums Energiespeicherung implementiert und in Labortests evaluiert werden. Dabei werden potenzielle Hürden bei der technischen Umsetzung aufgezeigt.

4.1 Entwicklung des netzdienlichen Batteriespeicheralgorithmus

4.1.1 Ziele

Nachfolgend sind die Ziele der verschiedenen Themenschwerpunkte aufgelistet.

Der Algorithmus soll PV- und Netzbezugsspitzen bestmöglich kappen. Für den Sommer ist insbesondere die Kappung der PV-Einspeisung, für den Winter die Kappung des Netzbezugs relevant. Der Eigenverbrauch soll dabei möglichst wenig beeinträchtigt werden – es wird ein Vergleich zu einer klassischen Eigenverbrauchsoptimierung angestellt. Der Algorithmus muss sich an Änderungen der PV-Produktion und Last dynamisch anpassen.

Um diese Algorithmen zu testen, werden verschiedene PV-Profile und Lastprofile für den Sommer und Winter erstellt. Der Algorithmus wird anhand von Simulationen getestet und mit einem Eigenverbrauchsoptimierung-Algorithmus verglichen. Eine Variierung der Batteriekapazität wird per Simulation getestet.

Sobald die Simulationen abgeschlossen sind, wird der Algorithmus in das Prosumer-Lab übertragen. Dadurch wird eine echte Emulation des Verhaltens erreicht. Diese Emulationen werden mit den Simulationen verglichen, Unterschiede in der Simulation zum realen Betrieb (Emulation) werden aufgezeichnet, technische Hürden werden identifiziert und Anpassungen werden vorgenommen.

Sobald die Simulation durch die Emulation validiert ist, werden längere Szenarien simuliert, um auch den Langzeitbetrieb zu analysieren.

4.1.2 Methodik

Der in diesem Vorschlag vorgestellte Algorithmus funktioniert auf der Grundlage von Clear-Sky-Profilen. Diese Profile geben die maximal mögliche Energieproduktion für eine bestimmte PV-Anlage zu einer bestimmten Zeit und an einem bestimmten Ort an. Durch Clear-Sky-Profile kann ein mögliches netzdienliches Ladeverhalten eines bestimmten Batteriespeicher abgeleitet werden. Ziel ist es, die Einspeisung von PV-Anlagen ins Netz zu reduzieren, indem die überschüssige Erzeugung in Batteriespeichern gespeichert wird.

Der Clear-Sky-Ansatz wurde wegen der Möglichkeit einer vergleichsweise einfachen Implementierung verwendet. Auf die Verwendung von dynamischen Online-Prognosen der PV-Erzeugung kann verzichtet werden. Riesen et al. beschreiben und validieren diesen Ansatz in einem 2017 veröffentlichten Paper [15]. Dabei wird der Ansatz der Clear-Sky-Profile mit exakten Wettervorhersagen für eine bestimmte Netzeinspeisungsgrenze verglichen. Die Studie zeigt ähnliche Resultate wie bei linearen Optimierungsmethoden mit perfekter Vorhersage und bessere Resultate als bei einem Ansatz mit perfekter Vorhersage.



Zunächst wird eine Reihe möglicher Netzeinspeisungsgrenzen (Feed-in-Limit =FiL) berechnet, die vom Maximalwert der Clear-Sky-Kurve bis Null reichen. Das Integral zwischen diesen FiL und der Clear-Sky-Kurve wird berechnet. Die verschiedenen Integrationsergebnisse werden an die maximale Kapazität des Speichersystems angepasst. Dieser an die Speicherkapazität angepasste Grenzwert ist jener Wert, ab welchem der Algorithmus beginnt, Energie in der Batterie zu speichern. Dieser Wert wird dynamisch auf der Grundlage der verfügbaren Kapazität des Batteriespeichers (BESS), des aktuellen Produktionsüberschusses und der durch das Clear-Sky-Profil angezeigten maximal möglichen Energieproduktion berechnet. Die Einspeisegrenze wird zur Berechnung eines Faktors verwendet, der als MEP (Maximum Excess PV) bezeichnet wird. Dieser Faktor ist als die Energie definiert, die erforderlich ist, um die über der Einspeisegrenze liegende Clear-Sky-Produktionsleistung zu absorbieren; dies wird im Paper von Riesen ausführlich erläutert [15]. Eine neue Variante wurde zur ursprünglich im Paper vorgeschlagenen Funktion hinzugefügt, um die Last zu berücksichtigen. Der MEP bezieht somit auch den Mittelwert der Haushaltslast der Vorwoche mit ein. Dabei wird zwischen Wochenenden und Werktagen unterschieden. Der Algorithmus kalkuliert also basierend auf einem Clear-Sky-Profil wie viel Speicherkapazität zu jedem Zeitpunkt vorgehalten werden muss, um im Extremfall, sofern die eingespeiste PV-Leistung das Maximum erreicht, die PV-Kurve perfekt kappen zu können. Über den Tagesverlauf aktualisiert der Algorithmus zu jedem Zeitpunkt die Abweichung von PV-Erzeugung zum Clear-Sky-Profil und passt den Wert der vorzuhaltenden Speicherkapazität laufend an.

$$MEP_t = \int_{t+1}^{24 \text{ Stunden}} (PV_{cs_adj,t} - FiL - L_{mean}) \cdot dt |_{PV_{cs} - FiL > 0} \quad (5)$$

Der Algorithmus variiert die PV_{cs} Produktion (Clear-Sky) von Formel 5 mit einem Anpassungsfaktor. Dieser Faktor wird nach Formel 6 berechnet, wobei PV die aktuelle PV-Leistung ist. Anschließend wird der neue PV_{cs} in Formel 7 angegeben.

$$CS_{adj,t} = \frac{PV_t}{PV_{CS,t}} \quad (6)$$

$$PV_{CS_adj} = PV_{CS} \cdot CS_{adj,t} \quad (7)$$

Der MEP wird mit verschiedenen FiL-Werten berechnet, die niedriger als FiL_{max} sind. Der FiL, der sich besser an die verfügbare Kapazität des BESS anpasst, wird gewählt. Wenn die aktuelle Batteriekapazität größer als der MEP ist, speichert das BESS die überschüssige Energie. In diesem Vorschlag passt sich der FiL dynamisch an, ebenso wie die Clear-Sky-Kurve, um ein anpassungsfähigeres Verhalten zu ermöglichen. Um den Eigenverbrauch zu erhöhen, passt sich die zur Berechnung der verbleibenden Energie verwendete Clear-Sky-Kurve in jedem Zeitschritt an.

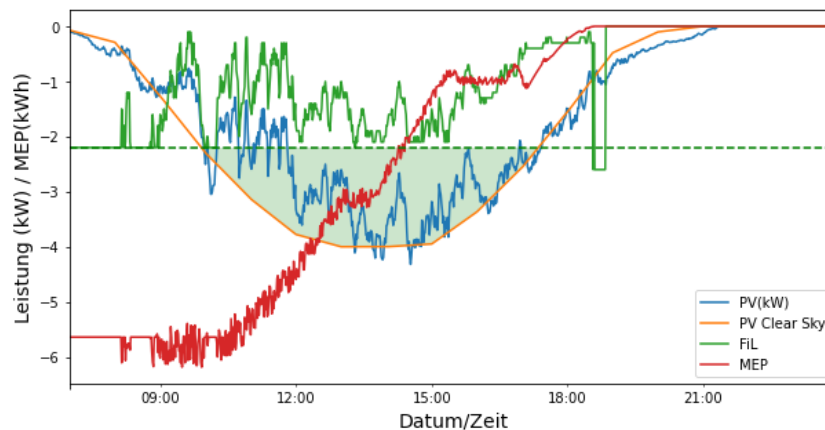


Abbildung 62: MEP und FiL



Abbildung 62 zeigt das dynamische Verhalten von MEP und FiL, das zuvor erläutert wurde. Es ist zu erkennen, wie der MEP mit einem hohen Wert beginnt und sich dann verringert und anpasst. Die grün-diskontinuierliche Linie zeigt die ursprüngliche FiL_{max} , wenn man davon ausgeht, dass sich die PV-Erzeugung wie die Clear-Sky-Produktion verhalten würde. Dann beginnt die dynamische Anpassung. Die grün eingefärbte Fläche stellt die ursprünglich errechnete Peak-Kappung dar, berechnet für maximale PV-Erzeugung (Clear-Sky) und der gesamten zur Verfügung stehenden Speicherkapazität.

Der Entladevorgang basiert auf einem PeakShaving-Wert. Dies ist der Grenzwert, ab dem sich das BESS entlädt, um die Lastspitze zu kappen. Dieser Wert wird auf Grundlage historischer Lastwerte der Vorwoche berechnet, wobei zwischen Werktagen und Wochenenden unterschieden wird.

Die Gesamtenergie eines Zeitfensters wird ebenfalls auf ähnliche Weise wie bei der MEP Berechnung integriert und der PeakShaving-Wert ermittelt.

Das betrachtete Zeitfenster für Werktage sind jeweils 5, jenes für Wochenende 2 Tage. Der maximale SOC eines jeden Tages wird berechnet. Diese Maximalwerte werden über den entsprechenden Zeitraum gemittelt. Die Entladekapazität der Batterie wird dann durch Multiplikation des vorherigen Durchschnitts mit der Batteriekapazität und der Anzahl der Tage des Zeitraums berechnet. In diesem Fall wird die historische Belastung der Batterie berücksichtigt, um diesen Wert zu ermitteln.

Nachts wird ein neuer Peak-Shaving-Wert berechnet, mit dem Ziel, die Batterie vor dem neuen Tag kontrolliert zu entladen – somit verfügt die Batterie wieder über genug Kapazität, um die PV-Produktion des kommenden Tages aufzunehmen bzw. die Spitze zu schneiden. Darüber hinaus wird durch diese Funktion der Eigenverbrauch erhöht.

Um ein realistischeres Modell zu schaffen, werden die Wirkungsgrade von Ladung und Entladung als Simulationsparameter festgelegt.

Es gibt mehrere Parameter, die zur Bewertung der Leistung des Algorithmus verwendet werden. Die Batterienutzung wird durch die Addition der Lade- und Entladeenergie angegeben. Der Eigenverbrauch ist ein Faktor, der mit Formel 8 berechnet wird.

$$\text{Eigenverbrauch} = \frac{PV_E - \text{Netzeinspeisung} - (BESS_{\text{Ladeverluste}} + BESS_{\text{Entladeverluste}})}{PV_E} \quad (8)$$

Ein zweiter Faktor wird zur Bewertung der Netzdienlichkeit verwendet. Dieser Faktor gibt an, welcher Anteil der Spitzenenergie von den Algorithmen gedeckelt wird. Die Spitzenwerte werden mit einem bestimmten Faktor definiert: 50, 30, 20 und 10 % der gesamten Tagesenergie. Auf diese Weise werden zwei verschiedene Leistungsgrenzen festgelegt, eine für die Last und eine für die PV. Sobald diese beiden Grenzwerte für den entsprechenden Tag ermittelt sind, werden die Energien außerhalb der Grenzwerte für die Szenarien berechnet und mit der Formel 9 bestimmt.

$$\text{Netz} = \frac{(\text{Netzbezug}_{ug-os} - \text{Netzbezug}_{ug}) + (\text{Netzienspeisung}_{ug-os} - \text{Netzienspeisung}_{ug})}{\text{Netzbezug}_{ug-os} + \text{Netzienspeisung}_{ug-os}} \quad (9)$$

Der Index UG steht für «Über bzw. unter Grenzwert», UG-OS steht für «Über bzw. unter Grenzwert ohne Speicher». Dieser Wert, der in Formel 9 angegeben ist, zeigt den Prozentsatz der Energie, die der Algorithmus unter Berücksichtigung der festgelegten Grenzwerte verbraucht. Bei diesen Faktoren handelt es sich um neutrale Werte, die für beide Algorithmen, die Eigenverbrauchsoptimierung und den netzdienlichen Algorithmus unabhängig sind und somit einen unverfälschten Vergleich ermöglichen.

Der netzdienliche Algorithmus verwendet die Clear-Sky-Kurve und die historischen Lastwerte, um die Grenzwerte festzulegen. Abbildung 63 stellt die Funktionsweise des netzdienlichen Algorithmus schematisch dar. In einem ersten Schritt wird der SOC der Batterie ermittelt, um die aktuell verfügbare



Kapazität für das Laden und Entladen zu bestimmen. Dann wird die Spitzenlastanpassung (CS_{adj}) auf Grundlage der aktuellen PV-Leistung berechnet. Anschliessend wird der MEP berechnet, und der Fil auf Grundlage der verfügbaren Kapazität und der MEP-Werte ausgewählt. Danach wird der PeakShaving-Wert auf Grundlage der historischen Daten der Vorwoche berechnet. Dieser Grenzwert ändert sich für Wochentage und Wochenenden und wird darüber hinaus durch den durchschnittlichen maximalen SOC des vorherigen Zeitraums beeinflusst.

Sobald die Grenzwerte festgelegt sind, werden die Lade- und Entladevorgänge auf Grundlage von Messungen der Netzleistung entschieden. Wie im Flussdiagramm dargestellt, entlädt sich die Batterie, wenn die Leistung über dem oberen Grenzwert (PeakShave) liegt, um die benötigte Energie bereitzustellen. Wenn die Leistung unter dem unteren Grenzwert (Fil) liegt, nimmt die Batterie die überschüssige Energie auf.

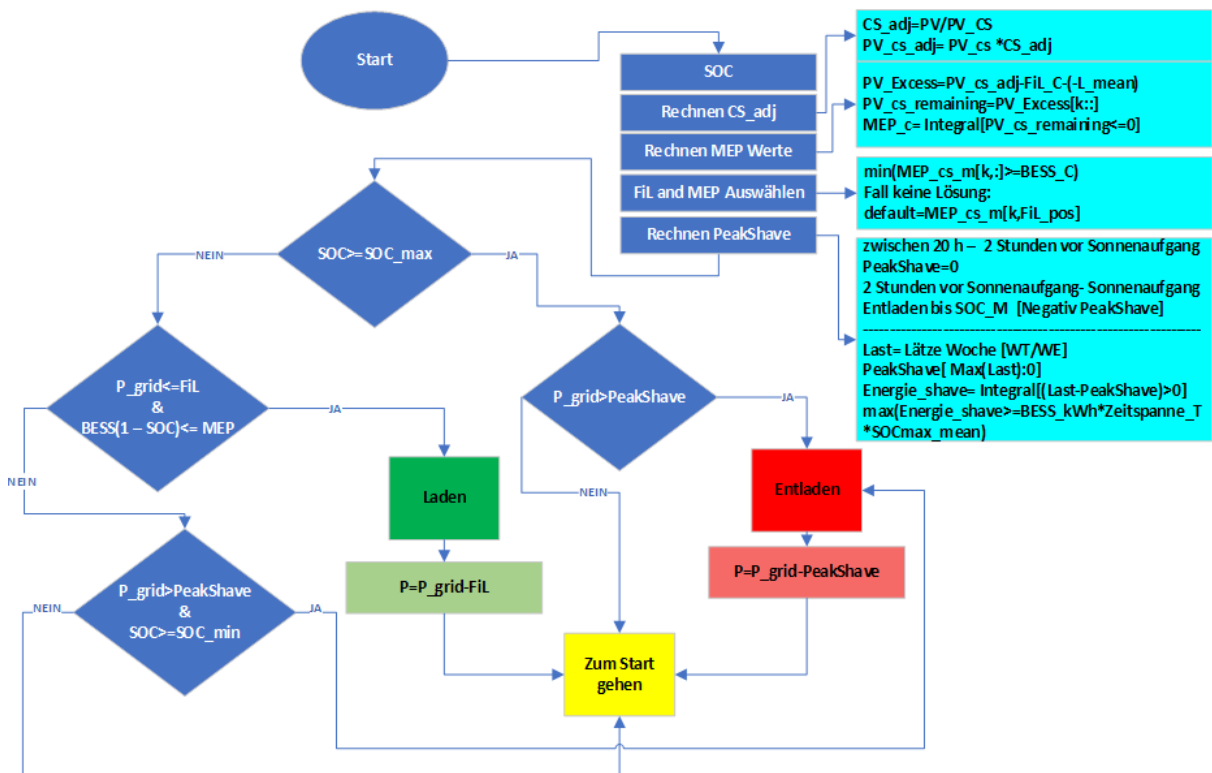


Abbildung 63: Flussdiagramm netzdienlicher Algorithmus

Abbildung 64 zeigt das Verhalten des simulierten Algorithmus über einen Sommertag. Über die Nachtstunden entlädt sich der Batteriespeicher, sobald andernfalls ein Netzbezug stattfinden würde. Am frühen Morgen können nicht alle Lastspitzen gekappt werden, da der Batteriespeicher bereits vollständig entladen ist. Tagsüber wird die PV-Erzeugung gemäss der vorangegangenen Beschreibung gekappt. Dabei passt sich der Algorithmus schnell an die reale, verminderte PV-Erzeugung an, um mehr davon speichern zu können. Insgesamt können die PV- und Verbrauchsspitzen gut gekappt werden. Der Batteriespeicher ist am Ende des Tages, bei Sonnenuntergang, vollgeladen.

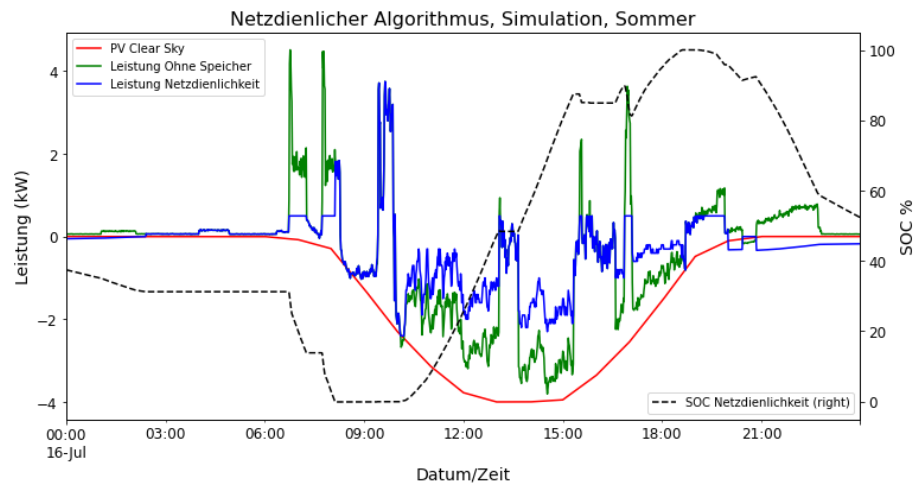


Abbildung 64: Simulation Netzdienlicher Algorithmus Sommer – 1 Tag; Effektive Batteriespeicherkapazität 5 kWh

Im Gegensatz dazu wird in Abbildung 65 das Verhalten der simulierten, klassischen Eigenverbrauchs-optimierung für einen Sommertag dargestellt. Der geringe Verbrauch über Nacht entlädt die Batterie. Aus diesem Grund können die zweite und ein Teil der dritten Spitze nicht gekappt werden. Die PV-Spitzen können nicht gekappt werden, da die Batterie bereits voll ist, wenn der maximale Spitze erreicht wird.

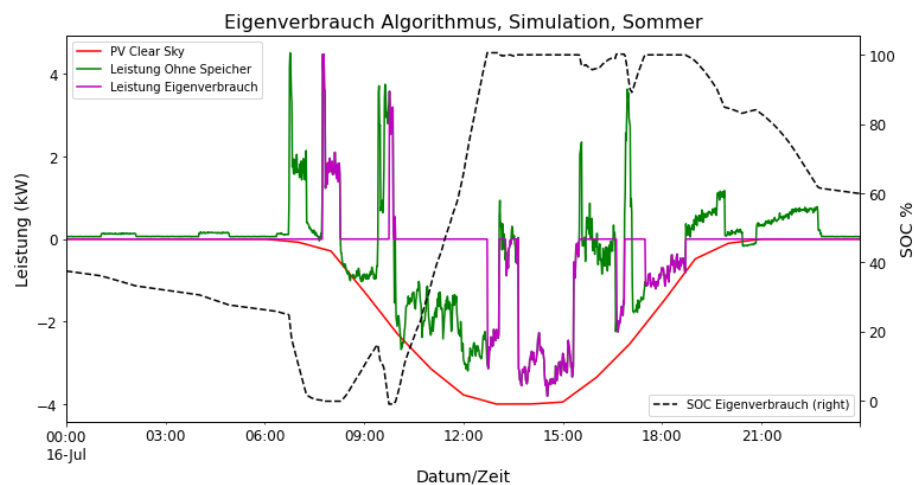


Abbildung 65: Simulation Eigenverbrauch Algorithmus Sommer – 1 Tag; Effektive Batteriespeicherkapazität 5 kWh

4.1.3 Erstellen der PV- und Clear-Sky-Profile

Die Clear-Sky-Profile wurden mit der Python-Toolbox der Sandia National Laboratories [16] erstellt. Diese Vorhersage berücksichtigt mehrere Details wie unter anderem Breitengrad, Längengrad, Höhe, Modell der PV-Zelle (aus der Bibliothek ausgewählt), Modell des Wechselrichters (aus der Bibliothek ausgewählt) und Panelausrichtung. Die Einschränkung bei der Vorhersage dieses speziellen Pakets für lange Zeiträume ergibt sich aus den erforderlichen Temperatur- und Windgeschwindigkeitsprofilen. Aus diesem Grund wurde ein weiteres Python-Paket von WorldWeatherOnline [17] mit historischen Wetterdaten verwendet um die ganzjährigen Werte für die Schweiz (Kanton Bern) zu erhalten. Dies wurde mit der Sandia Toolbox kombiniert, um Clear-Sky-Profile für ein ganzes Jahr unter Verwendung der Werte des Vorjahres zu erhalten.



Die Erstellung der PV-Profile erfolgte mit einer Matlab-Anwendung [18] "A Tool for the Generation of Realistic PV Profiles", die für das Institut für Automatisierung komplexer Energiesysteme der RWTH Aachen entwickelt wurde. Dieses Tool ermöglicht es ein realistisches Leistungsprofil zu erstellen, welches von einer PV-Anlage mit einer bestimmten installierten Leistung, einem bestimmten Standort und Wolkenbedingungen erzeugt werden würde.

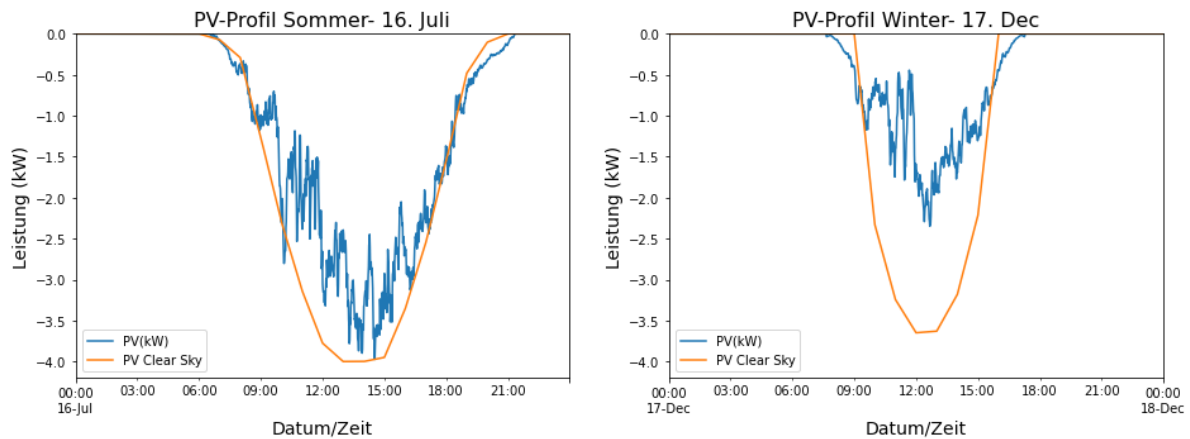


Abbildung 66: Beispiele für PV und Clear-Sky-Profile für einen Sommer- und Wintertag.

Die PV-Produktion im Sommer ist deutlich höher als im Winter und verfügt über deutlich mehr Sonnenstunden. Bei den Clear-Sky-Profilen handelt es sich um Näherungswerte, weshalb einzelne Werte leicht außerhalb der Kurve liegen können, wie die in der obigen Abbildung gezeigt.

4.1.4 Erstellen der Lastprofile

Die Lastprofile wurden mit dem Load Profile Generator erstellt [19]. Dieses Tool ermöglicht es dem Benutzer, Verbrauchsprofile für selbst definierte Haushalte zu erstellen. Für dieses Projekt wurde ein typischer Haushalt für eine Familie mit zwei Erwachsenen und zwei Kindern erstellt. Die Profile umfassten Zeiträume von einem Monat im Juli und Dezember für das Sommer- bzw. Winterszenario. Die Profile weisen signifikante Unterschiede in Bezug auf Jahreszeit und Wochentag auf.

4.1.5 Gruppierung der Parametereinstellungen in Szenarien

Für die Simulationen wurden vier verschiedene Szenarien erstellt. Die PV-Anlage hat eine installierte Leistung von 5 kWp. Alle Szenarien beginnen um Mitternacht mit einer Kapazität zu Beginn der Simulation von 1.86 kWh. Das BESS ist mit einem Wirkungsgrad von 95 % für die Entladung und 88 % für die Ladung spezifiziert. Diese Effizienzwerte sowie die Batteriekapazität wurden anhand eines vollständigen Lade-/Entladezyklus der im Prosumer-Lab verfügbaren Batterie ermittelt. Die Szenarien sind die folgenden.



Tabelle 25: Szenarientabelle – Relevante Parameter der unterschiedlichen Simulations- und Emulationsszenarien.

Szenario	Jahreszeit	Dauer [h]	PV Energie [kWh]	Last Energie [kWh]	Lade-/Entladeleistung [kW]	Batteriespeicher Kapazität [kWh]
S1	Sommer	24	25	16	5	5.0
S2	Sommer	24	25	16	10	8.2
S3	Winter	48	18	34	5	5.0
S4	Winter	48	18	34	10	8.2
S5	Sommer	480	460	254	5	5.0
S6	Sommer	480	460	254	10	8.2
S7	Winter	480	212	319	5	5.0
S8	Winter	480	212	319	10	8.2

Der Algorithmus ist so eingestellt, dass die Batterie um sechs Uhr morgens auf SOC = 31% entladen wird, um die morgendliche Lastspitze so weit wie möglich abzufangen. Die Sommerszenarien haben eine Dauer von 24 Stunden für den Werktag. Die Winterszenarien umfassen 48 Stunden und beinhalten Freitag und Samstag. Die ersten vier Szenarien wurden entwickelt, um den Algorithmus zu validieren und das Verhalten im Detail zu untersuchen. Zwei dieser Szenarien werden im Prosumer-Lab nachgestellt. Nach dieser Validierung bieten die Szenarien 5 bis 8 einen besseren Überblick über die Auswirkungen des Algorithmus über einen längeren Zeitraum.

4.2 Vorgehen und Durchführung der Prosumer-Lab-Tests

Für die Emulation des netzdienlichen Algorithmus wurde das Prosumer-Lab in der folgenden Konfiguration verwendet: Die PV- und Lastprofile wurden in den Prosumer-Lab Szenario-Manager geladen. Der Kostal-Wechselrichter wurde an das Prosumer-Lab angeschlossen und die BYD-Batterie wird vom Kostal-Wechselrichter angesteuert.

Der Wechselrichter ist so eingestellt, dass er mit einer externen TCP/IP-Steuerung arbeitet. Dieser Steuerungsmodus ist standardmäßig nicht aktiviert. Um sie zu aktivieren, muss ein spezieller Code beim Hersteller angefordert und ein NDA vom Antragsteller unterzeichnet werden. Ob bei Unterzeichnung des NDA der Code jedem zur Verfügung gestellt wird, oder dies vorwiegend aufgrund des Forschungshintergrunds genehmigt wurde, ist unklar. Auf diese Weise übersteuert der Benutzer den Standardsteuerungsmodus des Wechselrichters. In diesen Fall ist der Standardsteuerungsmodus ein Eigenverbrauchoptimierungsmodus. Dieser Steuerungsmodus erlaubt es, die Ladung und Entladung des BESS über Modbus zu regeln, sowie Parameter wie SOC und DC-Leistungs-Sollwert auszulesen. Modbus ist ein offenes Kommunikationsprotokoll, und in diesem Fall standen in Python Bibliotheken zur Verfügung, mit denen die Interaktionen abgewickelt werden konnten. Bei anderen Herstellern dürften die Steuerungsbefehle anders ausgestaltet sein, sodass ein Code immer auf das jeweils benutzte System angepasst werden muss. Der Controller liest Informationen von den im Prosumer-Lab installierten Janitza-Messgeräten über TCP/IP aus. Ausserdem liest der Controller Daten des Kostal-Wechselrichters über das BESS aus und schreibt die Sollwerte. Die Kodierungs- und Dekodierungsprozesse müssen sorgfältig durchgeführt werden. Fehler in diesen Prozessen führen zu unerwartetem Verhalten und können das System beschädigen. Die genutzte Konfiguration ist in Abbildung 67 dargestellt.

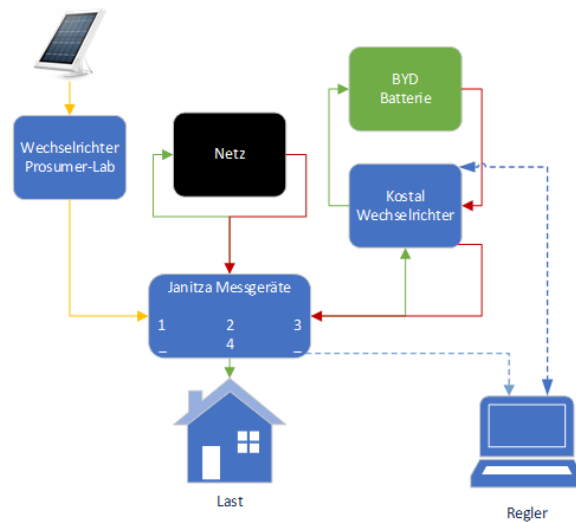


Abbildung 67: Laboraufbau der Prosumer-Lab Tests

Die durchgezogenen Linien geben die Stromflussrichtungen an, die nicht durchgezogenen Linien die für die Steuerung relevanten Signalleitungen. Die Flussrichtung wird durch die Richtung des Pfeils angegeben.

Das System wurde in diesem Fall von einem Laptop mit Jupiter-Notebooks gesteuert, um Python-Skripte auszuführen. Die Codierung und Decodierung der Werte erfolgten durch die an das jeweilige Gerät und Signal angepassten Skripte.

Die aus dem Kostal-Gerät ausgelesenen Signale sind: SOC [%] und BESS DC Leistung [kW], wobei das letzte Signal auch vom Controller in das Gerät geschrieben wird. Die Signale, die von den Janitza-Geräten gelesen werden, sind: Netzleistung [kW], Lastleistung [kW], PV-Leistung [kW] und BESS AC Leistung [kW]. Der Auflösung der Algorithmus-Aktualisierung beträgt 5 Sekunden. Dieses Zeitintervall wurde auf der Grundlage der Kalkulationsdauer des Skripts und der Reaktionszeit des Gesamtsystems gewählt. In dieser Umgebung wurden zwei Szenarien emuliert. Das Sommerszenario wurde für 24 Stunden (S1) und später ein Winterszenario für 48 Stunden (S3) durchgeführt.

Um den Algorithmus in einem realen System zu implementieren, müssen dem Algorithmus einige Parameter zur Verfügung gestellt werden. Dazu gehören die einmaligen Einstellungen der geografischen Informationen: Breitengrad, Längengrad und Höhe. Auch die Abtastzeit sollte angegeben werden und der Soll-SOC für den Tagesbeginn. Dies ist der maximal gewünschte SOC, 2 Stunden vor Beginn der PV-Produktionen. In Bezug auf das BESS sollten die maximale Leistung (kW) und die Kapazität (kWh) sowie die Lade-/Entladeeffizienz und schließlich der zulässige minimale und maximale SOC angegeben werden. Die maximale Leistung der PV-Anlage muss dem Algorithmus ebenfalls mitgeteilt werden. Die Kommunikationsprotokolle sollten an das jeweilige System angepasst werden, aber die zuvor angegebenen Werte sind diejenigen, die der Algorithmus benötigt, um zu funktionieren. In diesem speziellen Fall wird ein Modbus-Protokoll verwendet, es kann jedoch je nach System variieren.

4.2.1 Unterschiede zwischen Emulation und Simulation

Die Emulationen werden mit den in Szenario S1 und S3 definierten Parametern mit dem netzdienlichen Algorithmus durchgeführt. Das für die Emulationen verfügbare BESS hat die in S1 und S3 angegebenen Werte. Eines der Szenarien wird mit Sommerprofilen (S1) und eines mit Winterprofilen (S3) durchgeführt. Die Simulationen haben eine unmittelbare Reaktionszeit, was bei den Emulationen jedoch nicht möglich ist. Dies wird auch in Abbildung 68 deutlich. Die Abbildung zeigt den Leistungsverlauf der Emulation des netzdienlichen Algorithmus für das Sommerszenario.

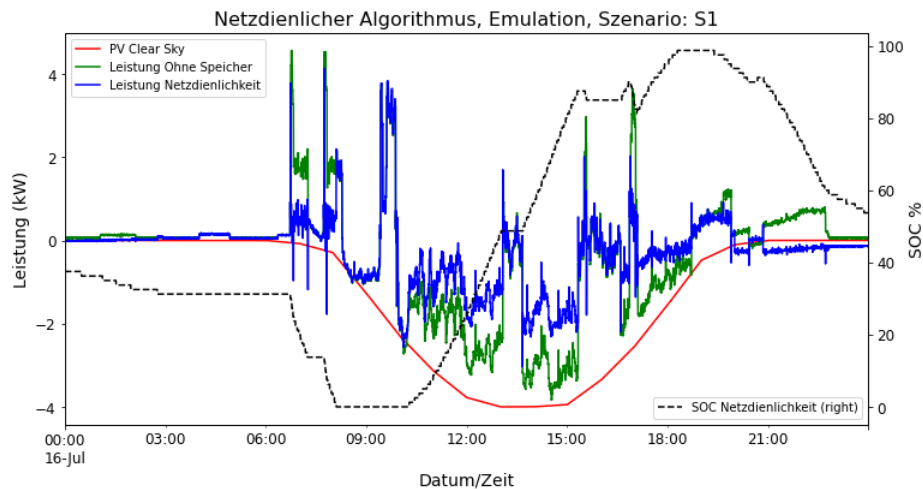


Abbildung 68: Netzdienlicher Algorithmus, Emulation, S1; Effektive Batteriespeicherkapazität 5 kWh

Die Grafik zeigt, dass abrupte Leistungsänderung, z.B. bei einer plötzlich auftretenden Last, diese Spitzen nicht gekappt werden können. Dies entsteht aufgrund der Auflösung von 5 Sekunden, welche sich unter anderem aus den Reaktionszeiten des Speichersystems ergibt. Diese Änderungen führen dann zu Lastspitzen, die nicht gekappt werden können oder auch zu Einspeisungen in das Netz, sofern die Last abrupt wieder abgeschaltet wird.

Vergleicht man das allgemeine Verhalten der Emulation (Abbildung 68) mit der Simulation (Abbildung 64), so zeigt sich ein sehr ähnliches Verhalten. Die Energiedifferenz beträgt über den gesamten Tagesverlauf weniger als 3 % für die Netzeinspeisungsenergie und die Netzbezugsenergie.

4.3 Ergebnisse

Im Allgemeinen erzielt der vorgeschlagene netzdienliche Algorithmus gute Resultate beim Kappen der Verbrauchs- und Einspeisungsspitzen. In den Sommerszenarien erreicht der Algorithmus eine deutliche Verbesserung bzgl. PV-Kappung gegenüber der Eigenverbrauchsoptimierung. Der Eigenverbrauchs-Algorithmus ist in der Regel in der Lage, den größten Teil des Haushaltsverbrauch zu decken. Dies ist der Hauptgrund für den erhöhten Eigenverbrauch.

Der Unterschied bzgl. erzielten Eigenverbrauch wird in den Szenarien mit einem überdimensionierten BESS noch größer. Im Winter erzielt der netzdienliche Algorithmus eine bessere Lastkappung als der Eigenverbrauchsalgorithmus. In dieser Jahreszeit ist die PV-Speicherung mit der Eigenverbrauchsalgorithmus besser, der netzdienliche Algorithmus schafft es jedoch auch den Grossteil der PV-Erzeugung zu speichern.

4.3.1 Simulationsergebnisse Sommerszenarien

Abbildung 69 zeigt das Verhalten des netzdienlichen Algorithmus während eines langen Simulationszeitraums im Sommer.

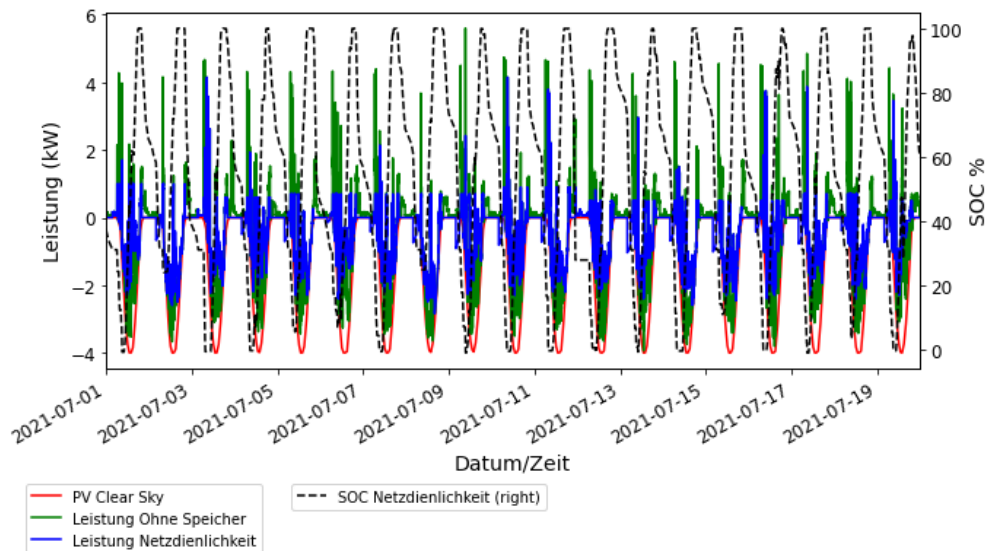


Abbildung 69: 20-Tages-Simulation des netzdienlichen Algorithmus, S5, 5 kWh Speicherkapazität

Die Grafik zeigt, wie gut der netzdienliche Algorithmus die PV-Einspeisung kappen kann. Die gespeicherte Energie wird verwendet, um die Lastspitzen zu reduzieren – dies gelingt in den meisten Fällen. Der Fokus des netzdienlichen Algorithmus liegt im Sommer jedoch auf der Kappung der Einspeisungsspitzen. Der höchste SOC des Tages sollte am Ende der Sonnenstunden erreicht sein, um möglichst viel PV-Erzeugung für den Eigenverbrauch nutzen zu können. Auch dies wurde erreicht.

Abbildung 70 zeigt das Verhalten der EVO im gleichen Szenario.

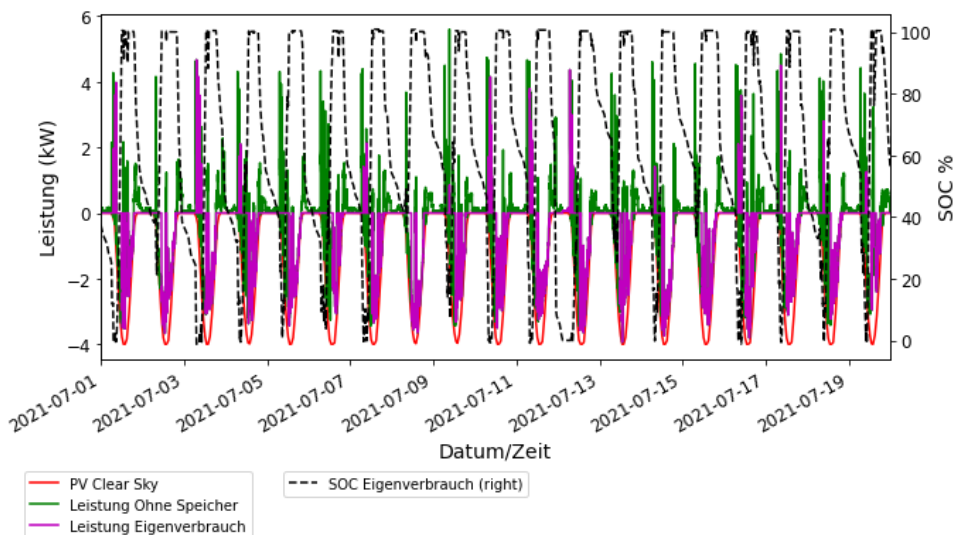


Abbildung 70: 20-Tages-Simulation des Eigenverbrauchsoptimierungs-Algorithmus, S5, 5 kWh Speicherkapazität

Die EVO kann den größten Teil des Netzbezugs aus dem Batteriespeichersystem kompensieren. Da die Lasten jedoch nicht so groß sind wie die PV-Produktion, hat die Batterie normalerweise einen hohen SOC. Dadurch erreicht die Batterie sehr schnell ihren maximalen Ladezustand und die PV-Spitzenwerte können nicht reduziert werden, sie sind weiterhin sehr hoch.

Der Vergleich der Algorithmen im Hinblick auf die Leistung ist in Abbildung 71 dargestellt.

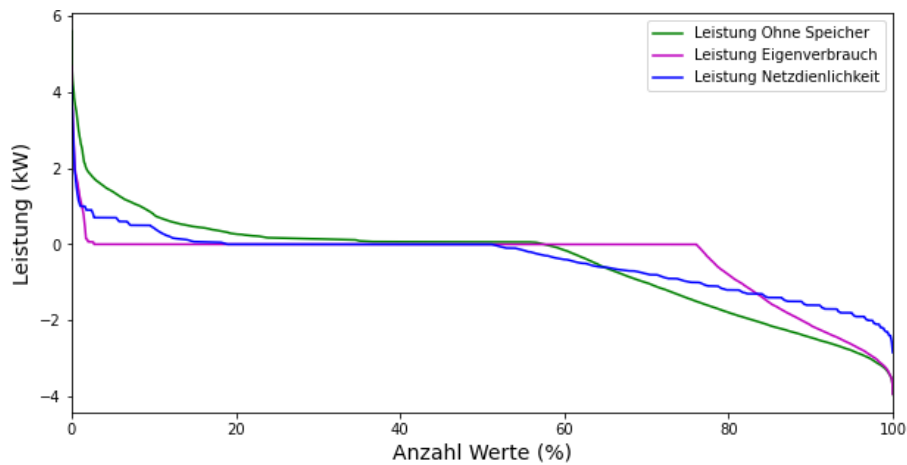


Abbildung 71: Leistungsverteilung der unterschiedlichen Speicheralgorithmen, Sommertag S5, 5 kWh Speicherkapazität

Dieses Diagramm zeigt den Netzbezug (positive Werte) auf der linken Seite und die Netzeinspeisung (negative Werte) auf der rechten Seite.

Beide Algorithmen reduzieren die Netzbezugsspitzen. Wie bereits erwähnt, kann der Eigenverbrauchsalgorithmus den Großteil der Energie liefern. Daher hat die magentafarbene Kurve zu Beginn einen steileren Anstieg. Der netzdienliche Algorithmus hält sich an diese Kurve, bis die Spitzen auf 1 kW sinken, was etwa 5 % der Werte entspricht. Die beiden Algorithmen erzielen bezüglich der Lastspitzenkappung im Sommer ähnlich gute Ergebnisse.

Der netzdienliche Algorithmus kann die Leistungsspitzen der PV-Einspeisung sehr gut kappen. Die Maximalwerte werden um etwa 1 kW reduziert. Er hat eine deutlich bessere Performance als die EVO bis etwa 1,5 kW, was einen großen Teil der Netzeinspeisungswerte beinhaltet. Interessant ist auch, dass die Netzeinspeisungswerte bis zu 1 kW im netzdienlichen Algorithmus – aufgrund der Entladung der Batterie während der Nacht – höher sind.

Für eine detaillierte Analyse des positiven Effekts des netzdienlichen Algorithmus und um diesen gut mit der EVO vergleichen zu können, werden die für die Bewertung relevanten Parameter aus den Langzeitsimulationen bezogen und in den folgenden Tabellen Tabelle 26 und Tabelle 27 aufgeführt.

Tabelle 26: Tabelle relevanter Parameter zur Beurteilung des netzdienlichen Algorithmus, Sommer-Szenarien

Wert	[Einheit]	Ohne Speicher	Simulation Eigenverbrauch		Simulation Netzdienlichkeit	
		S5/S6	S5	S6	S5	S6
Netzeinspeisungsgrenze (Durchschnitt)	[kW]				2.6	2.0
Max. Netzeinspeisung Leistung	[kW]	3.9	3.9	3.9	2.8	2.6
Netzeinspeisung Energie	[kWh]	319.1	198.6	181.5	229.1	203.9
Netzbezugsgrenze (Durchschnitt)	[kW]				0.7	0.1
Max. Netzbezug Leistung	[kW]	5.6	4.7	4.0	4.1	5.6
Netzbezug Energie	[kWh]	112.7	12.9	1.7	41.4	29.0
Batteriespeicher Laden	[kWh]		106.0	121.0	94.2	157.2
Batteriespeicher Ladeverluste	[kWh]		14.5	16.5	12.8	21.4
Batteriespeicher Entladen	[kWh]		105.1	116.9	93.1	155.1
Batteriespeicher Entladeverluste	[kWh]		5.3	5.8	4.7	7.8
Batterieverbrauch	[kWh]		211.1	237.9	187.3	312.3
Eigenverbrauch	[%]	30.7	52.6	55.7	46.4	49.4
Eigenverbrauch	[kWh]	141.3	242.0	256.5	213.7	227.2
Kosten	[CHF]				5.3	5.4



Die Tabelle zeigt, dass es beim Vergleich der Algorithmen im Szenario mit überdimensioniertem Batteriespeichersystem (S6) keinen signifikanten Unterschied zum Batteriespeicher mit 5 kWh Kapazität gibt. In S5 wurden beide Spitzenwerte reduziert. Die vom Netz bezogene Energie und die in das Netz eingespeiste Energie sind bei Verwendung des netzdienlichen Algorithmus höher als bei der EVO. Der Unterschied im Eigenverbrauch beträgt jedoch nur etwa 6 % und wird mit einem um 11% geringeren Batterieverbrauch erreicht, was für das System von Vorteil ist. Der Kostenunterschied bzgl. erzielter Eigenverbrauch zwischen den beiden Algorithmen beträgt im Sommer etwa 8 CHF/Monat.

Die Energiemenge in den Spitzenbereichen wird durch die verschiedenen Netzdienstlichkeitsfaktoren gemessen. Der Netzdienstlichkeitsfaktor gibt an, welcher Anteil der Spitzenenergie von den Algorithmen gedeckelt wird. Die Spitzenwerte werden mit einem bestimmten Faktor definiert: 50, 30, 20 und 10 % der gesamten Tagesenergie. Auf diese Weise werden zwei verschiedene Leistungsgrenzen festgelegt, eine für die Last und eine für die PV. Diese Faktoren sind in Tabelle 27 dargestellt.

Tabelle 27: Auswertung der durch den Algorithmus erzielten Netzdienstlichkeit, Sommer-Szenarien

Wert		Ohne Speicher	Simulation Eigenverbrauch		Simulation Netzdienstlichkeit	
		S5/S6	S5	S6	S5	S6
50%						
Netzeinspeisung Energie unter Grenzwert	[kWh]	154.3	99.8	89.4	59.0	45.6
Netzbezug Energie über Grenzwert	[kWh]	52.8	8.6	1.2	13.2	14.3
Netzdienstlichkeit	[%]		47.7	56.2	65.1	71.1
30%						
Netzeinspeisung Energie unter Grenzwert	[kWh]	86.1	56.6	49.7	14.2	11.6
Netzbezug Energie über Grenzwert	[kWh]	24.8	4.6	0.6	3.6	7.5
Netzdienstlichkeit	[%]		44.8	54.6	83.9	82.8
20%						
Netzeinspeisung Energie unter Grenzwert	[kWh]	55.3	36.8	31.9	4.1	3.9
Netzbezug Energie über Grenzwert	[kWh]	13.9	2.8	0.4	2.2	4.5
Netzdienstlichkeit	[%]		42.9	53.3	90.9	87.9
10%						
Netzeinspeisung Energie unter Grenzwert	[kWh]	24.5	16.5	14.0	0.3	0.7
Netzbezug Energie über Grenzwert	[kWh]	6.8	1.3	0.3	1.0	2.2
Netzdienstlichkeit	[%]		43.0	54.5	95.8	90.7

Unter Berücksichtigung aller Szenarien wird die Netzdienstlichkeit durch den netzdienlichen Algorithmus um mindestens 15 % erhöht. Umso grössere Lastspitzen betrachtet werden, umso besser werden diese durch den Algorithmus gekappt. Wie bereits erwähnt, sind die Netzbezugswerte oberhalb des Grenzwerts mit dem netzdienlichen Algorithmus in der Regel höher, die Netzeinspeisung unter dem Grenzwert ist jedoch deutlich niedriger.

4.3.2 Simulationsergebnisse Winterszenarien

Die Simulationen über 20 Tage wurden ebenfalls für die Winterszenarien durchgeführt. Die Leistungsflüsse dieser Simulation sind in Abbildung 72 dargestellt.

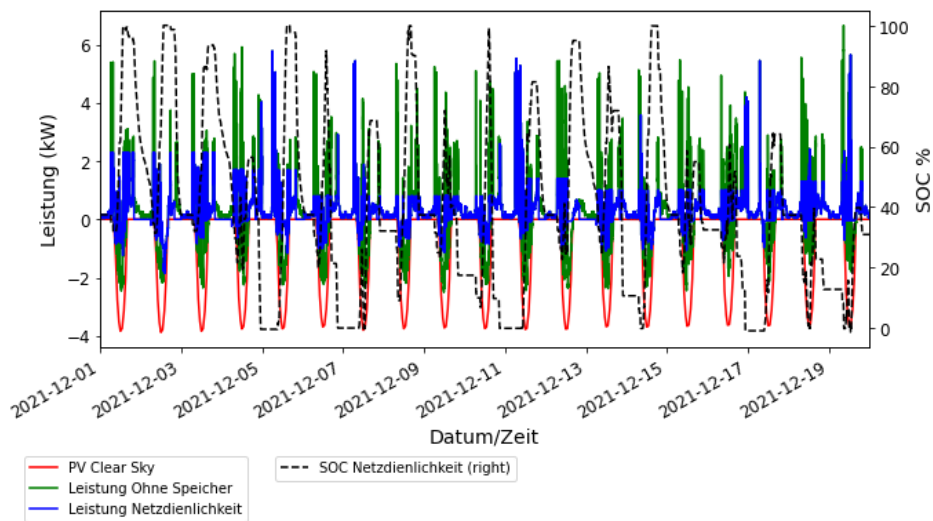


Abbildung 72: Netzdienlicher Algorithmus, Simulation, S7, 5 kWh Speicherkapazität

Die Simulation zeigt ein ähnliches Verhalten wie die Simulation im Sommer. Da die PV-Energie deutlich geringer ist als im Sommer, ist der maximale SOC im Allgemeinen niedriger. Dies erhöht die Netzbezugsgrenzwerte, aber der Algorithmus ist in der Lage, die meisten Lastspitzen auf effiziente Weise zu kappen.

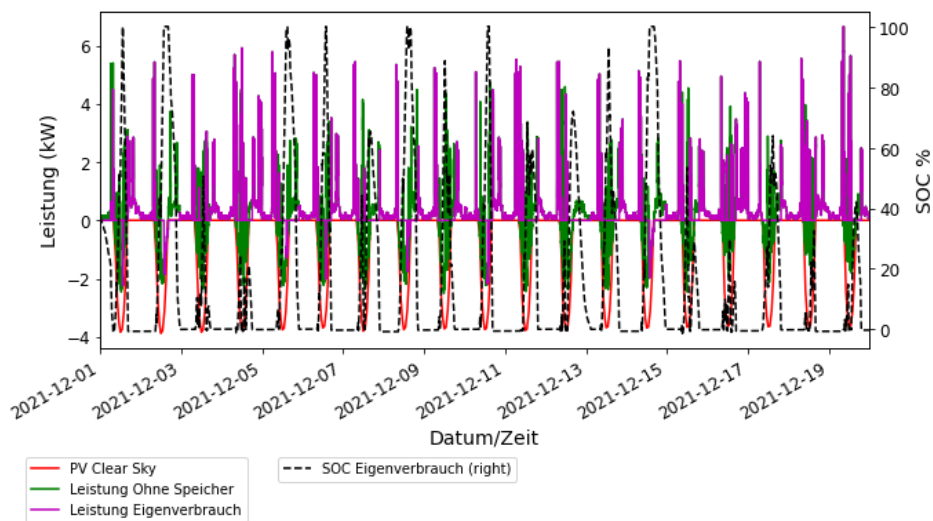


Abbildung 73: Eigenverbrauch Algorithmus, Simulation, S7, 5 kWh Speicherkapazität

Vergleicht man die Grafiken des netzdienlichen Algorithmus mit der EVO, so zeigt sich, dass die EVO eine bessere Speicherung der PV-Erzeugung aufweist. Dies liegt daran, dass im Winter die Lasten höher, die Netzeinspeisung dadurch geringer ist. Darüber hinaus ist die PV-Produktion geringer, so dass die Batterie den größten Teil der PV-Erzeugung speichern kann. Der klare Vorteil des netzdienlichen Algorithmus liegt in der Art der Entladung. Die Nutzung der Energie zur Kappung von Lastspitzen ist mit dem vorgeschlagenen Algorithmus deutlich besser. Nichtsdestotrotz können nicht alle Lastspitzen gekappt werden, da die Batterie weniger PV-Überschussenergie einspeichert und ihr damit weniger Energie für die Lastkappung zur Verfügung steht. Hier besteht sicherlich Optimierungspotenzial.

Die Leistungsverteilung für die Algorithmen für den Winter ist in Abbildung 74 dargestellt.

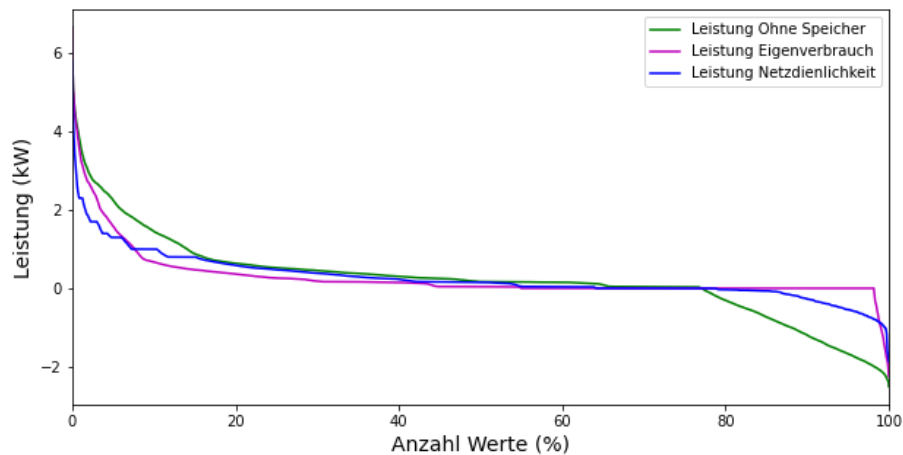


Abbildung 74: Leistungsverteilung der Speicheralgorithmen, S7, 5 kWh Speicherkapazität

Die Abbildung zeigt eine Verbesserung der Netzbezugskappung (positive Werte) für den Netzdienlichkeits-Algorithmus bei Spitzenwerten über 1 kW, was etwa 15 % der Werte entspricht. Für den Rest der Netzbezug Energie gibt es keine Verbesserung, da der Batterie keine weitere gespeicherte Energie zur Verfügung steht. Dies ist daran zu erkennen, dass sie dem Muster der Kurve ohne Speicherung folgt.

Im Bereich der PV-Einspeisung zeigt der Eigenverbrauchsalgorithmus aus energetischer Sicht ein besseres Verhalten, allerdings erreichen die maximalen Leistungsspitzen ähnliche Werte.

Tabelle 28: Tabelle relevanter Parameter zur Beurteilung des netzdienlichen Algorithmus, Winter-Szenarien

Wert	[Einheit]	Ohne Speicher	Simulation Eigenverbrauch		Simulation Netzdienlichkeit	
		S7/S8	S7	S8	S7	S8
Netzeinspeisungsgrenze (Durchschnitt)	[kW]				1.9	1.1
Max Netzeinspeisung Leistung	[kW]	2.5	2.3	0.0	1.9	1.4
Netzeinspeisung Energie	[kWh]	112.7	9.0	0.0	31.6	10.9
Netzbezugsgrenze (Durchschnitt)	[kW]				1.3	0.5
Max Netzbezug Leistung	[kW]	6.7	6.7	6.7	5.8	6.7
Netzbezug Energie	[kWh]	220.0	131.5	124.0	152.0	134.0
Batteriespeicher Laden	[kWh]		91.2	99.2	71.8	91.0
Batteriespeicher Ladeverluste	[kWh]		12.4	13.5	9.8	12.4
Batteriespeicher Entladen	[kWh]		93.1	101.0	72.2	92.2
Batteriespeicher Entladeverluste	[kWh]		4.7	5.1	3.6	4.6
Batterieverbrauch	[kWh]		184.4	200.2	144.0	183.2
Eigenverbrauch	[%]	46.9	87.7	91.2	78.8	86.8
Eigenverbrauch	[kWh]	99.4	186.0	193.5	167.1	184.2
Kosten	[CHF]				2.9	1.5

In S7 wurden die max. Netzeinspeisung Leistung und die max. Netzbezug Leistung leicht reduziert. Wenn die Batterie überdimensioniert ist (S8), zeigt die EVO ein besseres Kappungsverhalten, hauptsächlich weil sie die gesamte PV-Erzeugung speichert. Der Unterschied bzgl. Eigenverbrauch beträgt jedoch nur etwa 9 % und wird mit einem um 20% geringeren Batterieverbrauch erreicht, was für das System von Vorteil ist. Der Unterschied beim Eigenverbrauch beträgt in S7 fast 9% und in S8 etwa 4.5%. Die Kostendifferenz aufgrund des verringerten Eigenverbrauchs bei Verwendung des netzdienlichen Algorithmus beträgt etwa 4 CHF/Monat mit einer Speicherkapazität von 5 kWh und 2 CHF/Monat bei der überdimensionierten Batterie.

Die Ergebnisse im Hinblick auf die Netzfremdlichkeit sind in Tabelle 29 dargestellt.



Tabelle 29: Auswertung der durch den Algorithmus erzielten Netzdienlichkeit, Winter-Szenarien

Wert		Ohne	Simulation		Simulation	
		Speicher	Eigenverbrauch		Netzdienlichkeit	
		S7/S8	S7	S8	S7	S8
50%						
Netzeinspeisung Energie unter Grenzwert	[kWh]	52.5	3.9	0.0	2.6	0.6
Netzbezug Energie über Grenzwert	[kWh]	99.8	50.6	51.5	46.9	42.4
Netzdienlichkeit	[%]		64.2	66.2	67.5	71.7
30%						
Netzeinspeisung Energie unter Grenzwert	[kWh]	28.5	1.9	0.0	0.6	0.2
Netzbezug Energie über Grenzwert	[kWh]	49.3	28.5	26.8	14.4	19.6
Netzdienlichkeit	[%]		60.9	65.5	80.5	74.6
20%						
Netzeinspeisung Energie unter Grenzwert	[kWh]	17.1	1.1	0.0	0.4	0.0
Netzbezug Energie über Grenzwert	[kWh]	28.9	18.2	17.1	7.2	12.3
Netzdienlichkeit	[%]		58.0	62.9	83.6	73.1
10%						
Netzeinspeisung Energie unter Grenzwert	[kWh]	7.1	0.4	0.0	0.1	0.0
Netzbezug Energie über Grenzwert	[kWh]	12.6	9.0	8.3	3.0	5.9
Netzdienlichkeit	[%]		52.5	57.8	84.3	69.9

Die Netzdienlichkeit wird in allen Szenarien leicht erhöht. Die höchste Netzdienlichkeit wird in S7 für die höchsten Lastspitzen erreicht. Einige Spitzen können vom netzdienlichen Algorithmus nicht gekappt werden, weshalb die Netzdienlichkeit unterhalb der 30%-Grenze abnimmt. Der Algorithmus schneidet auch in diesen Situationen in Bezug auf Netzdienlichkeit geringfügig besser ab als die EVO. Im Szenario S7 gibt es eine Verbesserung der Netzdienlichkeit um 3% unter Berücksichtigung der 50%-Grenzwerte. Dann steigt sie bis 31% für die oberen 10% Grenzwerte.

Im Gegensatz zum Sommer ist die Netzbezugsenergie über den Grenzwerten beim netzdienlichen Algorithmus generell niedriger, die Netzeinspeisungsenergie unter den Grenzwerten ist jedoch höher.

4.4 Optimierungspotenzial

Mit überschaubarem Aufwand konnte bereits ein gut funktionierender, netzdienlicher Algorithmus programmiert und auf realer Hardware implementiert werden. Der Algorithmus weist für die Weiterverwendung oder Weiterentwicklung in Folgeprojekten noch Optimierungspotenzial auf. Auf dieses soll im Folgenden eingegangen werden.

Der Eigenverbrauch ist insbesondere im Winter noch vergleichsweise gering. Hier gibt es Potenzial für Optimierungen. Die Netzeinspeisungsenergie könnte durch ein besseres Clear-Sky-Profil im Winter reduziert werden. Die Clear-Sky-Kurve weist für den Winter eine grössere Abweichung zur maximalen PV-Produktion auf als im Sommer. Aus diesem Grund wird die Produktion am frühen Morgen nur unzureichend gespeichert. Mit einer besseren Clear-Sky Kurve für die PV-Prognose wäre der Algorithmus in der Lage, diese Energie zu speichern, und der Eigenverbrauch könnte signifikant erhöht werden.

Der vor Sonnenaufgang zu erreichende Soll-SOC könnte anhand historischer Lastprofile oder ähnlicher Verfahren dynamisch berechnet werden. Dies würde sowohl die morgendliche Lastkappung als auch die Kapazität für PV-Speicherung erhöhen. Zurzeit wird dieser SOC-Wert als fester Parameter angegeben. Er wurde mit ca. 30 % angegeben, aber dieser Wert könnte dynamisch in Abhängigkeit von der morgendlichen Last berechnet werden, was die Performance verbessern würde.



Derzeit wird die Netzbezugsgrenze, die bestimmt, wann die Batterie entladen wird, anhand von Durchschnittswerten und SOC's der Vorwoche festgelegt. Tagsüber gibt es einen einzigen Netzbezugsgrenzwert für die Werktage und einen für das Wochenende. Eine umfassendere Lastprognose wurde nicht implementiert. Wenn eine Lastprognose implementiert wäre, basierend auf historischen Werten, würde dies ein besseres Entladeverhalten ermöglichen. Auf diese Weise könnte der Grenzwert für verschiedene Tageszeiten und jeden Tag auf der Grundlage der erwarteten Last und des aktuellen SOC der Batterie berechnet werden. Dies würde den Eigenverbrauch erhöhen, die Netzdienlichkeit verbessern und die Kosten senken.

Aufgrund des dynamischen Verhaltens der im Algorithmus implementierten Clear-Sky-Kurve wäre es wichtig, den Algorithmus unter extremeren Szenarien zu testen. Dies wäre z.B. der Fall, wenn vor dem Peak aufgrund von Bewölkung eine geringe bis mäßige PV-Produktion und danach eine maximale PV-Produktion zu verzeichnen ist.

4.5 Marktumfrage Netzdienliche Batteriespeicher

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde ebenfalls eine Marktumfrage bei Herstellern und Vertreibern von Batteriespeichersystemen bzw. -komponenten durchgeführt. Ziel der Umfrage war es einen Überblick darüber zu erlangen, inwiefern kundenseitige Batteriespeichersysteme netzdienlich betrieben werden könnten und welche technischen Spezifikationen die Speichersysteme dazu aktuell vorweisen. Dabei konzentrierte sich die Umfrage auf BESS, welche für ein- und/oder Mehrfamilienhäuser ausgelegt sind. Die Umfrage wurde in zwei einzelne Umfragen aufgeteilt, wobei die Fragen jeweils leicht auf die jeweilige Zielgruppe angepasst wurden.

Die erste Umfrage wurde über den Juni- und den Juli-Newsletter von Swissolar verteilt und richtete sich an Installateure, Planer und Vertreter von BESS. Das Ziel war einen Überblick darüber zu erhalten welche Systeme vorwiegend in der Schweiz vertrieben werden und wie die Ansteuerbarkeit der Systeme funktioniert, soweit dies von den Installateuren beantwortet werden kann.

Die zweite Umfrage richtete sich an achtzehn Hersteller und Vertreter von BESS in der D-A-CH-Region. Darunter befanden sich auch jene Marken, welche vorwiegend in der Schweiz vertreten sind. Es wurde abgefragt welche Art von Modellen vertrieben werden und wie deren Ansteuerbarkeit im Detail geschieht. Die Hersteller und Vertreter wurden direkt per eMail für die Umfrage kontaktiert.

Sowohl über die erste als auch über die zweite Umfrage gingen jeweils Antworten von sechs Unternehmen ein. Die Daten sind anonymisiert. Die detaillierten Ergebnisse sind im Anhang A angefügt.

Die in der Schweiz angebotenen Batteriespeichersysteme sind vielfältig. So bieten die meisten Planer Systeme unterschiedlicher Hersteller an, sowohl DC- als auch AC-gekoppelte Systeme und solche Hybridsysteme, die beides erlauben. Die meisten Batteriespeicher können mit Wechselrichtern unterschiedlicher Hersteller angesteuert werden und werden teilweise auch so angeboten.

Die Möglichkeiten der Ansteuerung sind breit gefächert. In wenigen Fällen können die Speicher nicht durch eine externe Steuerung angesprochen werden. Oft können die Systeme über externe Energiemanagementsysteme gesteuert werden, oder der Zugang zu den Protokollen kann über die Unterzeichnung eines NDA erlangt werden. Manche Systeme verfügen über offene Protokolle. Teilweise gibt es Bestrebungen die externe Ansteuerung zukünftig auch über offene Kommunikationsprotokolle und insbesondere mehr externe Energiemanagementsysteme zu ermöglichen.

Dabei besteht in den meisten Fällen die Möglichkeit den Normalbetrieb des Speichers nur zeitweise für eine übergeordnete, externe Steuerung zu unterbrechen.



Die verwendeten physischen Schnittstellen wurden ebenfalls abgefragt, sind allerdings vielfältig (Ethernet, CAN, RS-485, ...).

Alle in den Umfragen abgebildeten Speichersysteme verfügen über die Möglichkeit aktuelle Messwerte für Batterieleistung, PV-Leistung, Haushaltsverbrauch und Netzeinspeisung/Netzbezug auszulesen. Die zeitliche Auflösung dieser Messwerte variiert stark – von weniger als einer Sekunde bis hin zu mehr als 30 Sekunden sind verschiedene Werte vertreten. Die Reaktionszeit des Systems liegt unter fünf Sekunden, in manchen Fällen unter einer Sekunde.

In der Umfrage, welche sich an Hersteller und Vertreiber von Speichersystemen richtete, wurde auch abgefragt, inwieweit es bereits Überlegungen zu einem netzdienlichen Speicheralgorithmus gäbe, sofern die Marktanreize für den Endkunden dafür gegeben wären. Alle in der Umfrage erfassten Hersteller bekundeten, dass es diese Überlegungen bereits gebe.

4.6 Potenzielle Hürden bei der technischen Umsetzung

Bei der Implementierung eines neuen Steuerungsalgorithmus für den Wechselrichter bzw. Batteriespeicher können unterschiedliche Herausforderungen auftreten. Im Folgenden sollen einige potenzielle Hürden aufgezeigt werden, die beachtet werden sollten, wenn man eine übergeordnete Steuerung des Batteriespeichers vornehmen möchte.

Die meisten Steuerungsalgorithmen benötigen für den reibungslosen Betrieb laufend aktuelle Messdaten. Bei der Implementation eines Steuerungsalgorithmus sollte darauf geachtet werden, dass aktuelle Leistungswerte der PV-Erzeugung, Last, Netzeinspeisung, Netzbezug und der Batterieladung und -entladung verfügbar sein. Sie sind für die Berechnung erforderlich. Je nach Algorithmus können auch weitere Datensätze wie historische Lastdaten, Live-Daten zu Wetter- und PV-Prognose o.ä. vonnöten sein. Die korrekte Erfassung dieser Werte ist abhängig von den Messgeräten und deren Kommunikationsprotokollen. Auch alle zusätzlichen Informationen oder Elemente, die für den spezifischen Algorithmus benötigt werden, wie Wetterinformationen oder Internetzugang, müssen berücksichtigt werden.

Viele Geräte verfügen nicht über offene oder standardisierte Kommunikationsprotokolle oder der Zugriff auf die Kommunikationsprotokolle und Steuerungsbefehle können nur durch Unterzeichnung eines NDA erlangt werden. Dies erhöht den Aufwand der Implementierung des Algorithmus und erfordert darüber hinaus für jedes System eines unterschiedlichen Herstellers eine Anpassung des Algorithmus, bzw. des Moduls zur Ansteuerung des Systems. D.h. es können für jedes einzelne System individuelle Anpassungen erforderlich werden bzw. Änderungen in den Einstellungen für jedes einzelne Modell, welches angesteuert werden soll. Die Verwendung verschiedener physischer Schnittstellen in diesem Prozess erhöht die Komplexität der Datenerfassung weiterhin. Einzelne Batteriespeichermodelle können nicht über eine direkte Leistungsvorgabe für das Laden oder Entladen angesprochen werden. Sie müssen aufgrund einer internen Eigenlogik mit Verrechnungswerten aus PV und Haushaltsverbrauch so beeinflusst werden, dass sie das gewünschte Leistungsverhalten ausführen.

Eine erhöhte Komplexität der Ansteuerung kann bei insgesamt geringerer Auflösung oder erhöhter Berechnungszeit für die Ansteuerung die Gesamtperformance der Steuerung beeinträchtigen. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, dass die Auflösung des Gesamtsystems je nach System eine höhere oder geringere Auflösung aufweist. Dies beeinflusst auch die Performance des netzdienlichen Algorithmus.

Sofern der Wechselrichter über einen externen Steuerungsmodus verfügt ist es wichtig zu ermitteln, welche Werte eingestellt und gelesen werden können. Dies können z.B. Spannung, Strom, DC-Leistung, AC-Leistung, etc. sein. Es sollte mit dem Hersteller abgeklärt werden, welche Sicherheitsfunktionen bei der externen Steuerung umgangen werden. Falls vorhanden, ist es wichtig, die Parameter unter Berücksichtigung der Sicherheitsgrenzen sorgfältig einzustellen. Die



Datenverarbeitung und Kodierung dieser Werte durch den Algorithmus muss sorgfältig auf der Grundlage des Kommunikationsprotokolls erfolgen.

Aufgrund des reaktiven Verhaltens der Steuerungsalgorithmen ist die Reaktionszeit sehr wichtig. Verzögerungen bei der Reaktionszeit der Geräte verringern die Kappungsfähigkeit bei schnellen Leistungsänderungen. Aus diesem Grund ist eine schnelle Reaktionszeit der Geräte sowie eine schnelle Verarbeitung und Datenerfassung vor dem Senden des Steuersignals wichtig.

5 Fazit

Im «Arbeitspaket 1: Methodik und Simulationen» wurde mithilfe von detaillierten Netzsimulationen in PowerFactory der technische Wert von netzdienlich betriebenen, dezentralen Batteriespeichern in drei verschiedenen Verteilnetzen (städtisch, vorstädtisch, ländlich) für das Jahr 2035 aufgezeigt. Dazu wurden Entwicklungsprognosen für das Jahr 2035 für die Parameter PV, Elektromobilität, Elektrizitätsverbrauch und Anzahl der installierten Batteriespeicher vorgenommen. Um den Einfluss der Netzdienlichkeit auf das Verteilnetz quantifizieren zu können, wurden die Simulationen mit vier unterschiedlichen Batteriespeicheralgorithmen durchgeführt – der klassischen Eigenverbrauchsoptimierung, einer spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung, einem dezentral gesteuerten Lastausgleichs- und einem zentral gesteuerten Trafolastausgleichsalgorithmus. Im vorstädtischen und im ländlichen Netz wurden die Photovoltaik-Anlagen aufgrund der längeren Leitungen mit einer spannungsabhängigen Blindleistungsregelung ausgestattet. Eine intelligentere Steuerung der flexiblen Haushaltsverbraucher oder EFZ wurde nicht berücksichtigt.

Die Zukunftsszenarien 2035 werden insbesondere im vorstädtischen und im ländlichen Netz durch die Anzahl der installierten PV-Leistung definiert. Die beiden Topologien weisen durch die vielen Dachflächen ein sehr grosses PV-Potential auf. Die Netze sind vorwiegend von Einfamilienhäusern, im ländlichen Netz zusätzlich durch bäuerliche Betriebe mit Scheunen und anderen grossen Dachflächen, geprägt. Der netzweite Elektrizitätsbedarf ist in Relation zur PV-Erzeugung gering. Dies führt zu einem deutlichen Anstieg der Auslastungen. Die hohen Auslastungen im ländlichen Netz 2035 waren 2020 durchschnittlich 86 % geringer, im ländlichen Netz sogar 120 % geringer. In beiden Netzen treten Spannungsgrenzwertverletzungen auf.

Im städtischen Netz sind es insbesondere einzelne sehr grosse PVA, welche für eine höhere Auslastungen und Überlastungen sorgen. Darüber hinaus sorgen die Schnellladestationen für Elektroautos für starke Lastspitzen und einen starken Anstieg der lokalen Auslastungen – auch hier sind die hohen Auslastungen 2035 etwa 86 % höher als 2020. Es treten keine Spannungsgrenzwertverletzungen auf.

Die abendliche Verbrauchsspitze wird in allen drei Netzen durch die Elektrifizierung der Warmwasseraufbereitung und die vielen, teilweise langsam ladenden Elektrofahrzeuge erhöht.

Im vorstädtischen und im ländlichen Netz sind die PV-Anlagen mit einer spannungsabhängigen Blindleistungsregelung Q(U) ausgestattet. Ohne diese Regelung der PVA treten im Sommer im vorstädtischen Netz an ca. 30 % aller Netzelemente Spannungsgrenzwertverletzungen auf. Im ländlichen Netz sind 13 % der Netzelemente von Überspannungen betroffen. Die Q(U)-Regelung kann den Grossteil der Spannungsgrenzwertverletzungen verhindern – im vorstädtischen Netz werden 88 % der Überspannungen in den zulässigen Spannungsbereich überführt. Auch im ländlichen Netz können die Spannungsgrenzwertverletzungen deutlich reduziert werden. Die durch die Q(U)-Regelung zusätzlich erzeugte Blindleistung erhöht jedoch die Auslastungen deutlich – hohe Auslastungen um etwa 15-19 % – und sorgt dafür, dass zusätzliche Leitungen in Überlastungen geführt werden.

In den drei simulierten Verteilnetzen werden weder nennenswerte positive noch negative Effekte auf das Verteilnetz durch die Eigenverbrauchsoptimierung erzielt. Die P(U)-Regelung der Batteriespeichersysteme weist nur geringe positive Effekte auf. Jedoch handelt es sich bei der



Charakteristik der P(U)-Regelung um eine Eigenentwicklung, für welche Optimierungspotenzial besteht.

Der netzdienliche Lastausgleichs-Algorithmus glättet die Leistungsflüsse für jeden einzelnen Haushalt, in welchem ein Batteriespeicher installiert ist. Der Algorithmus verfügt über eine perfekte Prognose der Last und der PV-Leistung, es wird also das maximale Potenzial der Steuerung aufgezeigt. Die Simulationen weisen für den Lastausgleichs-Algorithmus einen deutlich positiven, netzdienlichen Effekt auf. Es können viele Überlastungen (Überlastungen an einem Netzelement im städtischen Netz und an sieben Netzelement im vorstädtischen Netz verhindert) verhindert werden, darüber hinaus werden auch hohe Auslastungen deutlich reduziert (hohe Auslastungen durchschnittlich um 15-20 % reduziert). Im städtischen und vorstädtischen Netz können die Überlastungen in den meisten Fällen komplett verhindert werden. Im ländlichen Netz sind die Überlastungen aufgrund des starken PV-Ausbaus so hoch, dass sie auch durch den netzdienlichen Betrieb nicht in normale Auslastungen überführt werden können. Auch die Anzahl der Spannungsgrenzwertverletzungen kann im ländlichen Netz deutlich reduziert werden. Im Sommer können sieben, im Winter 17 Netzelemente aus Spannungsgrenzwertverletzungen geführt werden – dies durch Spannungsveränderungen um etwa 3-4 V. Allerdings schafft es der Lastausgleich nicht die Grenzwertverletzungen vollständig zu verhindern.

Es muss hervorgehoben werden, dass in dieser Studie lediglich die Extreme simuliert wurden, um das Gesamtpotenzial abzuschätzen – 100 % Eigenverbrauchsoptimierung oder 100 % netzdienlich betriebene Speicher. Zwischen diesen beiden Extremformen existieren allerdings verschiedenste Mischformen, die womöglich netzdienlich wirken, ohne den Eigenverbrauch in grösserem Umfang zu beeinträchtigen.

Der positive Effekt des Lastausgleichs ist im Sommer etwas grösser als im Winter. Die Herausforderungen für das Verteilnetz entstehen im Sommer aus den PVA, im Winter aus der Gesamtheit aller Haushaltsverbräuche. Da 70 % der PVA, aber nur etwa 50 % der Haushalte, mit einem Batteriespeicher ausgestattet sind, stösst die dezentrale Logik im Winter früher an ihre Grenzen als im Sommer.

Der netzdienliche Trafolastausgleichs-Algorithmus ist eine Abwandlung des Lastausgleichs. Im Gegensatz zum Lastausgleich glättet der Trafolastausgleich nicht die Leistungsflüsse eines jeden Haushalts dezentral, sondern steuert die Batteriespeicher zentral anhand des Trafo-Leistungsprofils. Auch der Trafolastausgleichs-Algorithmus verfügt über eine perfekte Prognose für die netzweite PV-Leistung und die Haushaltsverbräuche. Der Trafolastausgleich zeigt ebenfalls einen deutlich positiven Effekt auf das Verteilnetz – die positiven Effekte sind ähnlich gross wie beim Lastausgleich. Auch hier können Überlastungen zum Grossteil verhindert werden und die höheren Auslastungen deutlich reduziert werden. Die Anzahl der Spannungsgrenzwertverletzungen wird auch hier deutlich gesenkt, sie können aber nicht gänzlich verhindert werden.

Im Winter stellt sich der Trafolastausgleichs-Algorithmus als effektiver heraus als der Lastausgleichs-Algorithmus. Die zentrale, auf die Trafostation ausgerichtete Logik, kann besser auf die Auslastung reagieren, welche aus der Summe aller Haushaltsverbräuche heraus entsteht.

Das vorstädtische Netz zeichnet sich durch viele Einfamilienhäuser aus. Das PV-Potenzial ist aufgrund der vielen kleineren Dachflächen hoch. Die PVA weisen grösstenteils eine ähnliche installierte Leistung auf, es gibt nur wenige, welche über eine leicht erhöhte installierte Leistung verfügen. Das Verhältnis aus PV-Erzeugung und Verbrauch eines jeden einzelnen Haushalts ist weitestgehend ausgeglichen. Die Netzstruktur in Bezug auf Erzeugung und Verbrauch ist daher recht homogen. Überlastungen entstehen insbesondere aus der Summe der PV-Erzeugung bzw. Verbräuche aller Haushalte im Netz und treten an den Hauptversorgungsleitungen und der Trafostation auf. Der zentrale Trafolastausgleich kann hier einen grösseren positiven netzdienlichen Effekt erzielen als der dezentrale Lastausgleich.

Das städtische Netz hingegen zeichnet sich vorwiegend durch Mehrfamilienhäuser, einzelne EFH, sowie Büro- und Gewerbebetriebe aus. Im städtischen Netz gibt es einzelne, sehr grosse PVA. An



einer Tankstelle sind neben einer 150 kWp-PVA auch zwei Schnellladestationen für Elektroautos von je 150 kW installiert.

Im ländlichen Netz sind insbesondere Einfamilienhäuser und grössere bäuerliche Betriebe vorzufinden. Das PV-Potenzial ist aufgrund der grossen Dachflächen der bäuerlichen Betriebe immens.

Diese Faktoren führen dazu, dass das städtische und das ländliche Netz in ihrer Struktur deutlich inhomogener sind als das vorstädtische Netz. Das Verhältnis aus PV-Erzeugung und Verbrauch der einzelnen Liegenschaften ist unausgeglichener. Es sind einzelne Verbraucher und PV-Anlagen vorzufinden, welche besonders starke Auswirkungen auf das Verteilnetz haben. Überlastungen entstehen in diesen Netzen an kritischen Zuleitungen zu diesen Anlagen und werden teilweise zu den Hauptleitungen und Trafostationen weitergetragen. Einzelne Erzeuger und Verbraucher haben einen grösseren Effekt auf das Netz. Die hohen Auslastungen an den Trafostationen treten nicht zeitgleich zu jenen an den lokalen Zuleitungen auf. Die dezentrale Logik des Lastausgleichs erzielt hier bessere Ergebnisse als die zentrale Regelung des Trafolastausgleichs.

Der technische Wert der Batteriespeicher im Verteilnetz ist sehr punktuell. Einzelne Batteriespeicher erzielen einen grossen positiven netzdienlichen Effekt, andere wiederum haben nur einen geringen Einfluss. Je inhomogener die Netzstruktur eines Verteilnetzes ist, desto relevanter sind einzelne Batteriespeicher an relevanten Standorten.

Die Spannungsgrenzwertverletzungen, welche insbesondere im vorstädtischen und ländlichen Netz auftreten, können in ihrer Gesamtheit nicht durch Netzdienlichkeit verhindert werden. Hier werden andere Massnahmen nötig werden, wie beispielsweise der Einsatz von RONTs.

In den Simulationen wurde nur das Potenzial von netzdienlich betriebenen stationären Heimspeichern untersucht. Die in Elektrofahrzeugen verbauten Batteriespeicher mit deutlich grösseren Kapazitäten wurden nicht berücksichtigt. Bidirektional betriebene EFZ könnten während den Standzeiten ebenfalls als netzdienliche Speicher genutzt werden. Das Potenzial der Netzdienlichkeit würde wachsen, allerdings wären EFZ aufgrund ihrer Nutzung oftmals nur temporär und daher nicht zuverlässig für den netzdienlichen Einsatz verfügbar.

In «Arbeitspaket 2: Anreizsysteme im Verteilnetz» wurde eine Methode zur finanziellen Quantifizierung des Werts von Batteriespeichern für das Verteilnetz erstellt. Die Methode bezieht sich auf die in Arbeitspaket 1 durchgeführten Simulationen. Diese dienen als Grundlage, um die durch Netzdienlichkeit erzielte Verzögerung von Netzverstärkungen abzuschätzen. Für jedes Netzelement wurde abgeschätzt, wann die ersten Überlastungen ohne netzdienlichen Betrieb der Speicher eintreten würden, und um wie viele Jahre diese verzögert werden können, sofern die Speicher netzdienlich betrieben werden.

Die finanzielle Quantifizierung wurde mit zwei unterschiedlichen Verfahren vorgenommen. Das erste Verfahren bezieht sich auf die kalkulatorische Abschreibung der Leitungen und Transformatoren. Da bei dieser Methode Netzelementen, welche bereits vollständig abgeschrieben sind, kein weiterer finanzieller Wert mehr beigemessen wird, obwohl die technische Lebensdauer noch nicht erreicht ist, wurde die Methode um das zweite Verfahren ergänzt. Dieses Verfahren berücksichtigt die technische Lebensdauer für NS-Kabel und Transformatoren mit 50 Jahren. Die Quantifizierung des finanziellen Werts wurde für die drei unterschiedlichen Verteilnetze aus Arbeitspaket 1 durchgeführt. Es ist daher wichtig zu betonen, dass lediglich der im Verteilnetz entstandene finanzielle Wert des netzdienlichen Betriebs beziffert wurde – Netzebene 6 und 7. Der im Mittelspannungsnetz oder auf den darüber liegenden Ebenen entstandene finanzielle Nutzen wurde nicht quantifiziert.

Netzverstärkungen konnten insbesondere im vorstädtischen und im städtischen Netz teilweise um mehrere Jahre verzögert werden – im vorstädtischen Netz betrifft dies 10 Netzelemente, im städtischen Netz sind 5 Netzelemente betroffen. Im Schnitt werden die Überlastungen hier um vier bis fünf Jahre verzögert. Im ländlichen Netz können Überlastungen nur geringfügig verzögert werden, in den meisten Fällen nur etwa um ein Jahr.



Die meisten Netzverstärkungen müssten ohne netzdienlichen Betrieb der Batteriespeicher zwischen 2030 und 2040 durchgeführt werden. In diesen Jahren kann die Netzdienlichkeit die meisten Verzögerungen erzielen. Vor 2030 treten nur vereinzelt Überlastungen auf.

Der finanzielle Wert der Verzögerungen beträgt im vorstädtischen Netz Neyruz insgesamt CHF 31'916 gemäss dem Verfahren der kalkulatorischen Abschreibungsdauer und CHF 40'158 gemäss technischer Lebensdauer. Dieser Wert verteilt sich auf den Transformator und sechs bzw. sieben Leitungen. Im städtischen Netz Luzernstrasse liegt der Wert bei insgesamt CHF 8'623 bzw. CHF 12'770 (Transformator und zwei bzw. drei Leitungen).

Tabelle 30 fasst die Ergebnisse der ersten beiden Arbeitspakete und den quantifizierten technischen und finanziellen Nutzen für die drei Verteilnetze zusammen.

Tabelle 30: Zusammenfassung des technischen und finanziellen Werts der Netzdienlichkeit im Verteilnetz für die drei Netze.

	Vorstädtisch	Städtisch	Ländlich
2035: Verhinderung von Überlast	1 Trafo 2 Leitungen	2 Trafos 2 Leitungen	0 Betriebsmittel
2020-2045: Verhinderung von Überlast	1 Trafo 9 Leitungen	2 Trafos 3 Leitungen	5 Leitungen
Durchschnittliche Verzögerung von Netzverstärkungen	4.5 Jahre	5.5 Jahre	1.5 Jahre
Finanzieller Wert (bei ElCom- Amortisation über 35/40 Jahre für Transformator und Leitungen)	32'000 CHF	8'600 CHF	600 CHF
Finanzieller Wert (bei technischer Lebensdauer von 50 Jahren)	40'200 CHF	12'800 CHF	2'900 CHF
Auftreten der meisten Verzögerungen	2030-2040	Um das Jahr 2035	2029-2037

Die finanziellen Werte wurden anschliessend auf die Anzahl der Batteriespeicher oder die installierte Kilowattstunde Batteriespeicherkapazität und pro Jahr heruntergebrochen. Wird von einer Lebensdauer des Batteriespeichers von 15 Jahren ausgegangen, ergeben sich für die drei Netze unterschiedliche Vergütungsmöglichkeiten:

Im vorstädtischen Netz Neyruz könnte gemäss dieser Berechnungsmethode ein netzdienlich betriebener 10 kWh Batteriespeicher einmalig mit CHF 195 bis CHF 210 bezuschusst werden. Für das städtische Netz ergibt sich eine einmalige Vergütung für den zuvor beschriebenen Batteriespeicher von CHF 90 bis CHF 135. Für das ländliche Netz fällt der Wert mit CHF 30 bis CHF 165 noch etwas geringer aus.

Die technische Lebensdauer der Leitungen und Transformatoren ist deutlich höher als die erwartbare Lebensdauer eines Batteriespeichersystems. Darüber hinaus sind die Kosten für Netzverstärkungen im Vergleich zu den Anschaffungskosten eines stationären Batteriespeichers gering. Die Abschätzung zeigt, dass der finanzielle Wert des netzdienlichen Betriebs der Batteriespeicher aufgrund dieser Faktoren gering ausfällt. Die mögliche Bezuschussung für den netzdienlichen Betrieb liegt im Bereich von wenigen hundert Schweizer Franken über die gesamte Lebensdauer des Speichers (siehe Arbeitspaket 2).

Gleichzeitig wurde aufgezeigt, dass der technische Wert der Batteriespeicher im Verteilnetz sehr punktuell ist. Eine mögliche Vergütung des netzdienlichen Betriebs könnte höher ausfallen, sofern der finanzielle Nutzen gezielt auf jene Batteriespeicher verteilt wird, welche besonders stark zur Verzögerung der Netzverstärkungen beitragen.

Der Anreiz für einen netzdienlichen Speicherbetrieb könnte künftig durch neue Tarifmodelle erhöht werden. Beispielsweise indem die Leistungskomponente höher gewichtet wird.



In «Arbeitspaket 3: Labortests und technische Machbarkeit» wurde ein netzdienlicher Betriebsalgorithmus für Batteriespeichersysteme für die reale Anwendung entwickelt, im Prosumer-Lab implementiert und getestet. Im Gegensatz zur Simulation verfügt dieser Algorithmus nicht über perfekte Last- und PV-Prognosen. Darüber hinaus wird das Steuerungsverhalten in jedem Zeitschritt neu angepasst. Für die PV-Prognose verwendet der Algorithmus Clear-Sky-Profile, für die Lastprognose werden historische Lastdaten der Vorwoche verwendet. Es konnte bereits mit überschaubarem Aufwand ein gut funktionierender netzdienlicher Algorithmus programmiert und im Prosumer-Lab implementiert werden.

Die Emulation im Prosumer-Lab zeigt, dass durch die Reaktionszeit des Gesamtsystems von etwa fünf Sekunden bei Leistungssprüngen kurzzeitige Leistungsspitzen auftreten können oder diese nicht direkt gekappt werden können, bis sich das System nach fünf Sekunden neu anpasst. Der Energieinhalt dieser Anpassungsspitzen ist allerdings sehr gering. In der Praxis sollte es möglich sein, die Reaktionszeit zu verringern. Zudem dürften die Leistungsspitzen auf Verteilnetzebene keine Herausforderung darstellen; die Wahrscheinlichkeit von Übergerungen mehrerer solcher Spitzen aus unterschiedlichen Haushalten ist gering.

Der Algorithmus erzielt insgesamt gute Ergebnisse bezüglich Netzdienlichkeit und Eigenverbrauch. Im Sommer kann eine deutliche Verbesserung der PV-Kappung durch den netzdienlichen Algorithmus gegenüber der EVO erreicht werden. Die Netzdienlichkeit, also die Fähigkeit die oberen Leistungsspitzen zu schneiden, steigt durch den Algorithmus deutlich an. Der netzdienliche Algorithmus nutzt weniger Speicherkapazität als die EVO, Netzbezug und Netzeinspeisung sind etwas höher als bei der EVO. Der Haushaltsverbrauch ist auch durch kurze, hohe Lastspitzen gekennzeichnet. Diese können schlecht prognostiziert werden. Auch deshalb büsst der netzdienliche Algorithmus beim Eigenverbrauch ein. Im Winter fällt der positive Effekt des netzdienlichen Algorithmus etwas geringer aus. Der nun höhere Haushaltsverbrauch ist schlecht prognostizierbar. Darüber hinaus nimmt der netzdienliche Algorithmus etwas weniger PV-Erzeugung auf, als möglich wäre – die EVO hat hier einen leichten Vorteil. Der netzdienliche Algorithmus kann insbesondere die hohen Netzbezugsspitzen besser reduzieren als die EVO. Es können allerdings nicht alle Lastspitzen gekappt werden, da die Batterie weniger PV-Überschussenergie einspeichert als die EVO und ihr damit weniger Energie für die Lastspitzenkappung zur Verfügung steht. Auch hier büsst der netzdienliche Algorithmus beim Eigenverbrauch ein. Durch den netzdienlichen Betrieb des Batteriespeichers wird im Vergleich zur Eigenverbrauchsoptimierung ein geringerer Eigenverbrauch erzielt. Es wurde berechnet, dass mit dem in dieser Studie entwickelten, vereinfachten netzdienlichen Algorithmus, der finanzielle Verlust, der dem Batterie-Eigentümer pro Monat aufgrund des verminderten Eigenverbrauchs durch die Netzdienlichkeit entsteht, im Sommer bei etwa CHF 8 und im Winter bei etwa CHF 4 liegt.

Eine grössere Batteriespeicherkapazität führt lediglich bei der EVO zu signifikanten Verbesserungen bezüglich Netzdienlichkeit – beim netzdienlichen Algorithmus fallen die Verbesserungen gering aus. Unabhängig von der Batteriegröße zeigt der netzdienliche Algorithmus eine Verbesserung in der Netzdienlichkeit gegenüber der EVO.

Optimierungspotenziale des netzdienlichen Algorithmus und technische, potenzielle Hürden bei der Umsetzung wurden aufgezeigt.



6 Kommunikation und Publikationen

Im Rahmen dieses Projekts wurden verschiedene Kommunikationsmaßnahmen ergriffen, um das Thema der Netzdienlichkeit von kundenseitigen dezentralen Batteriespeichern insbesondere in einem Fachpublikum zu diskutieren und in die Fachwelt einzubringen. Dies umfasste:

Datum	Art	Anlass	Beschreibung
30.9.2020	Präsentation	Swissolar Fachgruppe Dezentrale Speicher	Projekt Bat4SG
03.11.2020	Präsentation	4. Digitaltag Schweiz, Switzerland Innovation Park Biel/Bienne	Fachveranstaltung «Digitalisierte, nachhaltige Energielösungen für Gebäude» - Vortrag «Intelligente Steuerung von Heimspeichern»
03.11.2020	Fernsehaufttritt	SRF digitalswitzerland Schweizer Digitaltage	Kurzinterview zu Entlastungsmöglichkeiten der Batteriespeicher für VN
02.12.2020	Präsentation	Swissolar Solar-Update	«Netzdienlicher Betrieb von dezentralen Stromspeichern»
6.5.2021	Präsentation	Swissolar Fachgruppe Dezentrale Speicher	Update zum Projekt Bat4SG
28.10.2021	Präsentation	VSE/BFH- Weiterbildungskurs «Prosumer-Lab	Methodik und Ergebnisse des Projekts Bat4SG
4.11.2021	Präsentation	Swissolar Fachgruppe Dezentrale Speicher	Netzdienlicher Betrieb von dezentralen Batteriespeichern (Ergebnisse des Projekts Bat4SG)
16.11.2021	Präsentation	energie-cluster.ch: Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)	Präsentation «Dezentrale Energiespeicher im Verteilnetz – Chancen, Risiken und aktuelle Entwicklungen»
25.11.2021	Präsentation	Swissolar Solar-Update	Netzdienlicher Betrieb von dezentralen Batteriespeichern (Ergebnisse des Projekts Bat4SG)



Nach Projektende wird das Thema spezifisch an folgenden Stellen in die Fachwelt eingebracht:

- Fachgruppe Dezentrale Speicher von Swissolar, in der ein Projektteilnehmer als Vorsitzender aktiv ist. Die Fachgruppe setzt sich aus Vertreterinnen und Vertretern von Verbänden, Verteilnetzbetreibern, Systemanbietern, Hochschulen sowie Ingenieur-, Planungs- und Beratungsunternehmen zusammen. In diesem Fachkreis werden die Ergebnisse eingebracht und besprochen, damit sie in Anwendungsfelder der Beteiligten einfließen können.
- Verteilnetzbetreiber: Die Berner Fachhochschule arbeitet mit einer Vielzahl von Verteilnetzbetreibern zusammen. Dabei werden regelmässig Projekte zur Planung der künftigen Stromnetze durchgeführt. Die Betriebsart der Netzdienlichkeit kann dabei in künftigen Simulationen verwendet und als Alternative bzw. Ergänzung zu Netzverstärkungen bewertet werden.

Weiter sind die nachstehenden Präsentationen und Veröffentlichungen in Fachkreisen vorgesehen:

Datum	Art	Anlass	Beschreibung
Frühjahr 2022	Präsentation	VSE-Fachtagung Netzwirtschaft	Präsentation der Ergebnisse des Projekts Bat4SG
Mai 2022	Artikel	Artikel im Maiheft 2022 der Fachzeitschrift bulletin.ch des VSE und von Electrosuisse	Beschrieb der Ergebnisse des Projekts Bat4SG. Austausch mit Fachkreisen über Rückmeldungen zum Artikel



7 Literaturverzeichnis

- [1] Prognos AG, «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 - Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050,» Bundesamt für Energie, 2012.
- [2] Schweizerische Eidgenossenschaft, «Energiegesetz Schweiz (EnG),» 2018.
- [3] Bundesamt für Energie, «Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen,» 2017.
- [4] EBP, «Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz - Update 2020,» 2020.
- [5] TEP Energy GmbH, INFRAS AG, Ecoplan AG und Prognos AG, «Energieperspektiven 2050+,» Bundesamt für Energie (BFE), 2020.
- [6] «sonnendach.ch,» BFE, MeteoSchweiz, swisstopo, 11 2020. [Online]. Available: <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/>.
- [7] Bundesamt für Energie, «Schweizer Hausdächer und -fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren,» 04 2019. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>.
- [8] EnergieSchweiz (Bundesamt für Energie BFE), «Stationäre Batteriespeicher in Gebäuden,» 07 2018. [Online]. Available: https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Shop/805.091_EnergieSchweiz_Brosch_Stationaere_Batterien_D.pdf. [Zugriff am 01 2021].
- [9] O. B. Q. Weniger, «Stromspeicher Inspektion 2019,» HTW Berlin, Berlin, 2019.
- [10] VSE, «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz - NA/EEA-NE7 - CH 2020,» 2020.
- [11] VDE, «Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz VDE-AR-N 4105,» 2018.
- [12] TU Braunschweig, TU München, RTWH Aachen und FGH e.V., «Abschlussbericht zum Verbundvorhaben U-Control,» 2018.
- [13] C. von Bergen, «Die neuen Aufgaben des Wechselrichters - 12. Nationale Photovoltaik-Tagung,» Sputnik Engineering AG, 2014.
- [14] «Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz,» VSE, 2018.
- [15] Y. Riesen, B. Christophe und N. Wyrsh, «Control algorithm for a residential photovoltaic system with storage,» *Applied Energy*, Bd. 202, pp. 78-87, 2017.
- [16] W. F. Holmgren, C. W. Hansen und M. A. Mikofski, «pvlib python: a python package for modeling solar,» *Journal of Open Source Software*, Bd. 3, Nr. 29, p. 884, 2018.
- [17] Wold Weather Online for Developers, «WorldWeatherOnline historical weather data API wrapper,» 27 Dec 2020. [Online]. Available: <https://pypi.org/project/wwo-hist/>. [Zugriff am 15 Mar 2021].
- [18] M. Pau, A. Angioni, F. Ponci und A. Monti, «A Tool for the Generation of Realistic PV Profiles for Distribution Grid Simulations,» *2019 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, pp. 193-198, 2019.
- [19] N. Pflugradt, «Modellierung von Wasser und Energieverbräuchen in Haushalten,» Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2016.



8 Anhang A

Marktumfragen netzdienlicher Batteriespeicher

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden zwei Marktumfragen bei Installateuren, Planern, Herstellern und Vertreibern von Batteriespeichersystemen durchgeführt. Die Umfrage soll einen Überblick verschaffen, inwiefern kundenseitige Batteriespeichersysteme netzdienlich betrieben werden könnten und welche technischen Spezifikationen die Speichersysteme dazu vorweisen.

Die Umfrage konzentriert sich auf Batteriespeichersysteme, welche für Einfamilien- und/oder Mehrfamilienhäuser ausgelegt sind.