

Gebäudeintegration von gebrauchten Batterien als 2nd-Life Stromspeichersysteme

Eine techno-ökonomische Analyse zur Machbarkeit und die Quantifizierung von Umweltauswirkungen

Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW
Hochschule für Architektur, Bau und Geomatik HABG
Institut Energie am Bau IE Bau
St. Jakob-Strasse 84, CH-4132 Muttenz
Internet: <http://www.fhnw.ch/habg/iebau>

Dr.-Ing. Achim Geissler
Leiter Forschungsgruppe Bau
Tel. 061 467 44 51
E-mail: achim.geissler@fhnw.ch

Claudio Menn
Wissenschaftlicher Assistent
Tel. 061 467 42 78
E-mail: claudio.menn@fhnw.ch

David Pascal Kim
Wissenschaftlicher Assistent

Falk Dorusch
Wissenschaftlicher Mitarbeiter
Tel. 061 467 46 06
E-mail: falk.dorusch@fhnw.ch

Muttenz, September 2015

1 Zusammenfassung

Der Bestand an Elektrofahrzeugen mit Lithium basierter Batterietechnologie wächst in der Schweiz jährlich. Die Mengen an ausser Verkehr gesetzter Batterien werden infolge zunehmen. Zurzeit werden Batterien nach der Nutzung in Elektrofahrzeugen in der Regel einem energetischen Recycling zugeführt. Die Produktion sowie das Recycling von Lithium basierten Batterien sind energie- und rohstoffintensiv. Dadurch wird die Umwelt belastet. Mit der Nachnutzung von gebrauchten Batterien aus der Elektromobilität als 2nd-Life Stromspeicher – engl. „Battery Energy Storage“ (BES) – in Wohngebäuden kann diese Umweltbelastung reduziert werden.

Im Projekt UTF 473.03.14 wird auf der Grundlage der Nettokapitalwert-Methode die Investitionsentscheidung aus der Perspektive von Prosumern¹ für 2nd-Life BES Systemen untersucht. Dabei werden Annahmen zur Marktsituation in der Schweiz während dem Investitionszeitraum 2015-2040 getroffen und zugrunde gelegt. Zudem wird die Umweltentlastung durch die Nachnutzung von Batterien aus der Mobilität mithilfe von Ökobilanz-Methoden quantifiziert. Im Rahmen des Projektes werden weiter 2nd-Life BES in Pilotanlagen umgesetzt, erste Messdaten ausgewertet und die Erfahrungen zum Thema Brandschutz dargelegt.

Modul A: Wirtschaftlichkeit von 2nd-Life-BES

Anhand des Nettokapitalwerts – engl. „Net Present Value“ (NPV) – werden mit der Anzahl Restentladezyklen gebrauchter Batterien als Parameter die optimale Grösse der Photovoltaik (PV)-Anlage und die optimale zu installierende Kapazität des Batteriespeichers berechnet, die eine maximale Wirtschaftlichkeit des 2nd-Life BES ergeben. Zu der optimalen Konfiguration werden jeweils die Stromgestehungskosten – engl. „Levelized Cost of Electricity“ (LCOE) – von 2nd-Life Systemen analysiert und herkömmlichen Stromspeichern gegenübergestellt. Abschliessend wird in einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss einzelner Parameter auf die Wirtschaftlichkeit von 2nd-Life BES untersucht.

Die Ergebnisse gem. der Zielvereinbarung 1 (siehe A4.1) zeigen, 2nd-Life BES können in Kombination mit PV-Anlagen bereits heute eine wirtschaftliche Investition darstellen. Vorausgesetzt eine gewisse Systemgrösse wird erreicht und die 2nd-Life Zellen/Batterien weisen mindestens 800 Restentladezyklen auf. Für die betrachteten Strommarktszenarien resultiert für das untersuchte Mehrfamilienhaus (MFH) ein mittlerer NPV von 276 CHF (durchschnittlicher interner Zinsfuss (engl. „Internal Rate of Return“ (IRR)): 4 %) bei 800 Restentladezyklen resp. 1'462 CHF (Ø IRR: 4.5 %) bei einem 2nd-Life BES mit 6400 Restentladezyklen (herkömmliche BES weisen bis zu 15'000 Entladezyklen auf (siehe A1.2.1.8)). Die Ergebnisse zum untersuchten Einfamilienhaus (EFH) zeigen keinen positiven NPV für die gerechneten Systemgrössen (PV kombiniert mit 2nd-Life BES). Aus der Untersuchung geht zudem hervor, dass bei den aktuellen Randbedingungen hinsichtlich Strompreis und Vergütung eine PV-Anlage ohne zusätzlichen Speicher in aller Regel wirtschaftlicher ist.

Die optimale Systemgrösse für das untersuchte Mehrfamilienhaus (MFH) zeigt eine PV-Leistung von bis zu 15 kW_p ($\approx 13.9 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) auf und eine nutzbare Kapazität von bis zu 7 kWh ($\approx 6.5 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) (2nd-Life BES) bei 4800 bis 6400 verfügbare Restentladezyklen. Beim untersuchten Einfamilienhaus beträgt die optimale Systemgrösse 3 kW_p ($\approx 16 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) bei der PV Anlage und 2 kWh ($\approx 10.7 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) nutzbare Kapazität aus dem 2nd-Life BES, vorausgesetzt 5600 bis 6400 Restentladezyklen sind verfügbar. Aufgrund der relativ kleinen ermittelten optimalen Systemgrösse reichen die PV-Erträge und die Stromeinsparungen aus dem 2nd-Life BES nicht für ein selbstragendes System aus.

Die Untersuchung zeigt, dass 2nd-Life BES Systeme in üblicher Grösse für Wohngebäude wirtschaftlicher sind als herkömmliche Stromspeicher. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten (LCOE) von 2nd-Life BES in MFH unterschreiten 50 Rappen pro kWh und kosten somit nahezu halb so viel wie herkömmliche Stromspeicher (vorausgesetzt 6400 Restentladezyklen sind verfügbar und eine Systemgrösse von 13-15 kW_p und 4-7 kWh nutzbare Kapazität sind installiert). Die LCOE betragen beim untersuchten EFH im besten Fall über 1 CHF pro kWh in 2nd-Life BES Systemen mit 5600 bis 6400 verfügbarer Restentladezyklen (PV: 2 kW_p).

Eine $\pm 33 \%$ Veränderungen der Basiskosten eines 2nd-Life BES und des Hochtarifs bei Bezügen aus dem Stromnetz beeinflussen die Wirtschaftlichkeit von 2nd-Life BES relativ stark im Vergleich mit anderen BES-spezifischen

¹ Unter Prosumern werden in diesem Bericht Gebäude verstanden, die gleichzeitig Elektrizität erzeugen (mithilfe einer PV-Anlage) sowie Strom aus dem Netz beziehen.

Parametern. Zudem zeigen die Ergebnisse aus der Sensitivitätsanalyse einen relativ starken negativen Effekt aus der Herabsetzung der möglichen maximalen Entladetiefe (DOD) von 60 % auf ca. 40 % bei 2nd-Life BES Systemen.

Der Kostenvorteil von 2nd-Life BES Systemen gibt einen Anreiz für Hersteller, die Entwicklung von marktfähigen Produkten voranzutreiben. Eine weitere Verringerung des DOD max. ist in der Produktentwicklung möglichst zu verhindern. Zudem sollte für tiefere Basiskosten die gleichstromseitige Einbindung von 2nd-Life BES geprüft werden.

Die Tarifsysteme in der Schweiz geben zurzeit einen relativ geringen Anreiz zur Zwischenspeicherung von Solarstrom in BES Systemen. In Hinblick auf die positive Wirkung der Energiespeicherung auf die Netzstabilität, ausgehend von einer reduzierten Einspeisung während Spitzenzeiten, gewinnt die Entwicklung alternativer Tarifsysteme an Bedeutung. Diese Arbeit ist weitergehender Forschung vorbehalten.

Modul B: Umweltnutzen von 2nd-Life-BES

Auf der Grundlage der drei Szenarien "Weiter wie bisher" (WWB), "Neue Energiepolitik" (NEP) und "Politische Massnahmen" (POM) der Energieperspektiven 2050 des Bundes wird, unter der Prämisse, dass Batteriespeicher in Gebäuden mit PV-Anlagen für das künftige Stromnetz notwendig sind, der Umweltnutzen des Einsatzes von gebrauchten Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen als stationäre Stromspeicher in Gebäuden untersucht.

Es wird berechnet, welche Speicherkapazität an herkömmlichen (neuen) Batteriespeichern durch wiederverwendbare gebrauchte Batterien substituiert werden kann (**substituierbare Nennkapazität**). Das Substitutionspotenzial wird mit ausgewählten Wirkindikatoren wie dem Treibhauspotenzial (GWP) und dem kumulierten Energieaufwand (CED) analysiert. Weiter wird untersucht, welcher Anteil des infolge hoher Einspeiseleistungen solar generierter Elektrizität erwarteten zusätzlichen Speicherbedarfs durch die zukünftig zur Verfügung stehende **nutzbare Kapazität** an 2nd-Life-BES aufgefangen werden kann.

Folgende wesentliche Ergebnisse gem. der 2. Zielvereinbarung (siehe A4.1) konnten erarbeitet werden:

- Eine gegebene Nennkapazität an 2nd-Life Batterien kann nur einen Teil der entsprechenden Nennkapazität neuwertiger Batterien ersetzen. Die substituierbare Nennkapazität durch eine kWh 2nd-Life-BES beträgt ca. 0.15 kWh (1000 Restentladezyklen).
- Im Jahr 2050 können in den drei Szenarien ca. 760 bis 1170 MWh an herkömmlichen Speichern durch 2nd-Life-Speicher substituiert werden.
- Das Treibhauspotenzial der Batterien kann im selben Jahr damit um ca. 11'000 bis 16'000 t CO₂-Äquivalente gesenkt, der kumulierte Energieaufwand um ca. 207'000 bis 305'000 GJ verringert und die Umweltbelastungspunkte (UBP) um ca. 35 bis 50 Milliarden reduziert werden.
- Der Speicherbedarf gemäss der Studie „Energiespeicher in der Schweiz“ (KEMA 2013) kann in allen Szenarien durch BES aus 2nd-Life Batterien gedeckt werden

Die Resultate zeigen damit, dass der Einsatz von 2nd-Life-BES in stationären Anwendungen einen signifikanten Beitrag zur Reduktion der Umweltbelastung durch Batterien leisten kann. So zeigt die GWP-Berechnung, dass 2nd-Life-BES im Jahre 2050 ca. 0,59 % (NEP) bis 0,90 % (POM) zur jährlichen Reduktion von CO₂-Äq. gemäss den Zielen des Bundesrates zur Senkung von Treibhausgasemissionen beitragen können. Eine Zunahme der verfügbaren Restentladezyklen würde dieses Potential erhöhen.

Modul C: Pilotanlage

Die Umsetzbarkeit von 2nd-Life BES wird gemäss Zielvereinbarungen 3. – 6. (siehe A4.1) anhand von zwei Pilotanlagen im Raum Basel demonstriert. Das Material der BES stammt von zwei Schweizer Elektrofahrzeugherstellern. Zwei unterschiedliche 2nd-Life-Speichersystemen konnten im Probetrieb erfolgreich betrieben werden. Die Erprobung lieferte Ergebnisse zu speicherbaren Elektrizitätsmengen und zum Lade- und Entladeverhalten der Batterien. Die erste Pilotanlage, welche den ReeVolt-Speicher nutzt, wurde im Juli 2015 in Betrieb genommen. Die Installation des zweiten 2nd-Life-BES im Projekt „Gundeldinger Feld“ in Basel erfolgt im vierten Quartal 2015. Weitere Pilotanlagen befinden sich in der Konzept- und Planungsphase.

Modul D: Brandschutz

Die kantonalen und bundesweiten Regelwerke definieren umfangreiche Anforderungen an den Brandschutz elektrischer Anlagen. Sie beinhalten bauliche und technische Rahmenbedingungen für die Ausrüstung und den Betrieb der Anlagen. Die Anforderungen können auf 2nd-Life BES-Systeme übertragen und für die Planung und den Bau der Pilotanlagen genutzt werden (siehe Zielvereinbarung 7 in A4.1).

Der internationale Standardisierungsprozess ist derzeit stark auf spezifische Brandschutz- und Sicherheitsaspekte auf Zellebene ausgerichtet. Es ist zu erwarten, dass zukünftige Regularien auch zur Steigerung des Schutzniveaus bei gebäudeintegrierten BES-Systemen führen werden.

Die Industrie hat den Sicherheitstrend bei Lithiumspeichern aufgegriffen und bietet Materialien und Technologien zur Brandvermeidung und Risikominimierung an. Die Technologien sind praxistauglich und umsetzbar. An der Pilotanlage am Gundeldinger Feld in Basel werden Brandschutzmassnahmen z.B. in Form eines feuerbeständigen Batterieschranks oder durch räumliche Trennung des Speichers in einem separaten Raum realisiert.

Bei Berücksichtigung geltender Sicherheitsstandards kann davon ausgegangen werden, dass 2nd-life BES-Systeme kein erhöhtes Brandrisiko auf Gebäude und Anlagen hervorrufen.

Zusammenfassung	3
I. Tabellenverzeichnis.....	9
II. Abbildungsverzeichnis.....	10
III. Abkürzungsverzeichnis	12
1 Einführung	14
1.1 Ausgangslage.....	14
1.2 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit.....	15
1.3 Abgrenzung	15
2 Modul A Wirtschaftlichkeit 2nd-Life Stromspeicher	17
2.1 Einleitung	17
2.2 Forschungsfragen.....	17
2.3 Aufbau Modul A.....	17
2.4 Ergebnisse	18
2.4.1 Deskriptive Kennzahlen.....	18
2.4.2 Wirtschaftlichkeit 2 nd -Life Stromspeicher mit PV	20
2.4.3 Wirtschaftlich optimale Systemgrößen	21
2.4.4 2 nd -Life vs. Herkömmliche BES Systeme	24
2.4.5 Sensitivitätsanalyse	25
2.5 Schlussfolgerung und Ausblick.....	25
3 Modul B Umweltnutzen	27
3.1 Einleitung	27
3.2 Forschungsfragen.....	27
3.3 Aufbau Modul B.....	28
3.4 Systemgrenzen und Rahmen der Arbeit	28
3.5 Ergebnisse	31
3.5.1 Ergebnisse Modellrechnungen substituierbare Kapazität	31
3.5.2 Umweltauswirkungen der Batterie.....	33
3.5.3 Umweltnutzen aus der substituierbaren Kapazität	36
3.5.4 Gegenüberstellung der installierten nutzbaren Kapazität und des Bedarfs an dezentralen Speicherlösungen	37
3.6 Schlussfolgerung und Ausblick.....	37
4 Modul C Pilotanlage	40

4.1	Einleitung	40
4.2	Fragestellungen	40
4.3	Materialbeschaffung gebrauchter Batterien.....	40
4.3.1	Allgemeines.....	40
4.3.2	ReeVolt! Stromspeicher mit BikeTec Batterien	40
4.3.3	Dreifels Batteriesysteme.....	40
4.3.4	KYBURZ Batteriesysteme	41
4.4	Pilotanlagen 2nd-Life BES	42
4.4.1	Pilotregion 2000-Watt-Gesellschaft Basel / P+D Projekte BFE	42
4.4.2	Pilotanlage Gundeldinger Feld	42
4.4.3	Einfamilienhaus Nemeth, Riehen BS.....	45
4.4.4	Machbarkeitsstudie Werkhof Riehen.	47
4.4.5	Machbarkeitsstudie Alterssiedlung Drei Brunnen	49
4.5	Gegenüberstellung 2nd-Life BES Pilotanlagen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	50
4.6	Erste Messergebnisse.....	51
4.6.1	Vorversuche am ReeVolt-Speicher	51
4.6.2	Einfamilienhaus Nemeth.....	51
4.6.3	Testmessungen am Dreifels-2 nd -Life BES	52
4.7	Schlussfolgerungen	54
5	Modul D Brandschutz	55
5.1	Überblick.....	55
5.2	Fragestellungen	55
5.3	Brandrisiko BES.....	55
5.4	Regelwerke.....	56
5.4.1	Schweizerische Regelwerke	56
5.4.2	Internationale Regelwerke und sonstige Literaturstellen	57
5.4.3	Definition von Schutzzielen.....	58
5.5	Maximalanforderungen an Brandschutzmassnahmen bei BES	58
5.5.1	Anforderungen an die Gestaltung des Batterieraumes.....	58
5.5.2	Anforderungen an die Konstruktion stromführender Teile des BES und dessen Installation im Gebäude.....	59
5.5.3	Anforderungen an die Lüftung.....	59
5.5.4	Verhalten bei Störereignissen.....	60
5.5.5	Eingangskontrolle.....	60
5.6	Brandschutz und Sicherheitseinrichtungen der Pilotanwendungen	61
5.7	Diskussion der Ergebnisse	61
5.8	Konklusion.....	62
	Literaturverzeichnis.....	63
	Anhang.....	69
A1	Modul A Wirtschaftlichkeitsrechnung	69
A1.1	Modell Eingabegrössen.....	69
A1.2	Datengrundlage	80

A2	Modul B Umweltnutzen	90
A2.1	Grundlagen.....	90
A2.2	Modell Eingabegrößen.....	96
A2.3	Datengrundlage	98
A3	Marktrecherchen zu Brandschutztechnologien für BES	106
A4	Rahmenbedingungen	107
A4.1	Zielvereinbarung	107

I. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Vergleich des Speicherbedarfs mit der installierten nutzbaren Kapazität	37
Tabelle 2	Anteil erneuerbarer Energien (ohne Wasserkraft) an der mittleren Bruttoerzeugung in den drei Szenarien der EP 2050	38
Tabelle 3	Technische Daten gebrauchte Batterien (Dreifels AG 2014).....	41
Tabelle 4	Technische Daten gebrauchte Batterien (Kyburz AG 2014).	41
Tabelle 5	Nomenklatur Wirtschaftlichkeitsberechnung.	69
Tabelle 6	Nomenklatur Wirtschaftlichkeits- und Umweltnutzenmodell.	70
Tabelle 7	Datengrundlage Batteriespeicher.....	80
Tabelle 8	Datengrundlage Photovoltaik-Anlage.....	83
Tabelle 9	Kennzahlen zur EFH- und MFH- Gebäudevariante.	85
Tabelle 10	Datengrundlage der Gebäudevarianten üblicher Dämmstärke, Standort Olten.....	86
Tabelle 11	Heizwärme- und Warmwasserbedarf der Gebäudevarianten üblicher Dämmstärke, Standort Olten.	86
Tabelle 12	Datengrundlage Strommarkt.....	88
Tabelle 13	Basiswerte für die Inflation und der Diskontierungsrate.	89
Tabelle 14	Szenarien zum Strommarkt und Fördermodell.	89
Tabelle 15	Modifikation des Wirkungsgrades in den Szenarien	93
Tabelle 16	Verwendete Formelzeichen, Indizes und deren Bezeichnung.....	96
Tabelle 17	Datengrundlage Lithium-Ionen-Batterien.	98
Tabelle 18	Datengrundlage Szenarien Elektromobilität.....	101
Tabelle 19	Datengrundlage zur Berechnung der mittleren Batteriekapazität der Elektrofahrzeug in der Schweiz zum Jahr 2013	103
Tabelle 20	Entwicklung der Batteriekapazität nach Antriebstechnologie und Fahrzeugklasse bis 2050, Quelle: Haan and Zah (2013)	104
Tabelle 21	Entwicklung der EV-Flottenstruktur bis 2050, Quelle: Haan and Zah (2013) und eigene Annahmen	104
Tabelle 22	Entwicklung der prozentualen Anteile der EV-Neuwagen an der ganzen PW-Flotte Quelle: (prognos 2012a).....	104
Tabelle 23	Datengrundlage zur Berechnung der jährlich ersetzten Altwagen, Quelle: BFS (2014b), auto-schweiz (2014)	104
Tabelle 24	Datengrundlage Bedarf an dezentralen Speichern.....	105

II. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Übersicht methodisches Vorgehen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.	18
Abbildung 2	Berechnete Eigendeckungsrate EFH (Verbrauch: grüne Markierung) bei unterschiedlicher PV- und BES- Systemgrösse.	19
Abbildung 3	Berechnete Eigendeckungsrate MFH (Verbrauch: grüne Markierung) bei unterschiedlicher PV-, BES- Systemgrösse.	19
Abbildung 4	Berechnete Eigenverbrauchsrate für EFH und MFH bei unterschiedlicher PV- und BES- Systemgrösse.	20
Abbildung 5	NPV für EFH und MFH PV-2 nd -Life-BES-Systeme mit unterschiedlicher Anzahl Restentladezyklen Quelle:(Menn/Geissler 2015).	21
Abbildung 6	Wirtschaftlich optimale PV Systemgrösse EFH, MFH bei WWB- und NEP- Szenario.....	22
Abbildung 7	MFH: NPV Gesamtsystem (PV inkl. 6400-2 nd -Life BES) und 2 nd -Life BES gesondert betrachtet bei unterschiedlicher Systemgrösse (gemittelt aus WWB und NEP Szenario).....	23
Abbildung 8	EFH: NPV Gesamtsystem (PV inkl. 6400-2 nd Life BES) und 2 nd -Life BES gesondert betrachtet bei unterschiedlicher Systemgrösse (gemittelt aus WWB und NEP Szenario).....	24
Abbildung 9	Stromgestehungskosten 2 nd -Life BES im Vergleich zu herkömmlichen BES (optimale Systemgrösse, Durchschnittswerte der NEP und WWB Szenarien) Quelle: (Menn/Geissler 2015).	24
Abbildung 10	Sensitivitätsanalyse für MFH, Szenario NEP, 15 kW _p , PV- 7 kWh 2 nd -Life-BES (6400 Restentladezyklen) Quelle:(Menn/Geissler 2015).	25
Abbildung 11	Übersicht auf den Aufbau der Eingabeparameter-Modellierung.....	28
Abbildung 12	Systemgrenzen der betrachteten BES.	29
Abbildung 13	Dezentrale Einspeisung in die Schweizer Netzebenen 5 und 7 mit der Integration von dezentralen Speichern Quelle: SMA (2012) (Graphik angepasst).	30
Abbildung 14	Substitution von einem kWh herkömmlichen Speicher ($\Delta p_{mod}=0.75$ und $\Delta LC=0.20$).....	31
Abbildung 15	Vergleich Substituierbare Nennkapazität und Wiederverwendbare Nennkapazität	32
Abbildung 16	Entwicklung der Anzahl Elektro-Neuwagen und der substituierbaren Kapazität.....	32
Abbildung 17	Entwicklung der mittleren Batteriekapazität, die entsprechende Batteriemasse und die Energiedichte.	33
Abbildung 18	Reduktion Umweltauswirkungen von Batterien durch Berücksichtigung der Zukunftsszenarien hinsichtlich Strommix und Kupfer-Gewinnung.....	34
Abbildung 19	Reduktion von GWP, CED, ADP und UBP in der funktionellen Einheit pro kWh Speicherkapazität in den Szenarien NEP und POM gegenüber heutigen Batterien infolge der Anpassung von Strommix und Kupfer-Gewinnung.....	34
Abbildung 20	Reduktion GWP von Lithium-Ionen-Batterien durch die erwartete Steigerung der Energiedichte	35
Abbildung 21	GWP, CED, ADP und UBP in der funktionellen Einheit pro kWh Speicherkapazität heute und in den drei Szenarien. In der zukünftigen Batterie sind die Modifikationen der Prozesse hinsichtlich Strommix und Kupfer-Gewinnung sowie die Energiedichtesteigerung berücksichtigt.....	36
Abbildung 22	Umweltnutzen, ausgedrückt in den Grössen GWP, CED, ADP und UBP sowie die substituierbare Nennkapazität.....	37
Abbildung 23	Fotomontage und Fassadenansichten des Kohlesilos Gundeldinger Feld Quelle: (in situ 2014).	43
Abbildung 24	Grundriss Untergeschoss Kohlesilo Gundeldinger Feld Quelle: {in situ 2014 #70}.	43
Abbildung 25	Systemtopologie 2 nd -Life BES Gundeldinger Feld.....	44
Abbildung 26	Installationsschema 2 nd -Life BES Gundeldinger Feld (Brunner et al. 2014), modifiziert.	44
Abbildung 27	Aussenansicht EFH Nemeth, eingebauter ReeVolt-Speicher.....	45
Abbildung 28	Installationsschema (Holinger Solar 2015).	46
Abbildung 29	Betriebskonzept Energiedatenerfassung und Solar-elektrische Nachbeheizung.....	47
Abbildung 30	Dachaufsicht Werkhof Riehen (Quelle: Google Maps, modifiziert).....	48
Abbildung 31	Systemtopologie 2 nd -Life- BES Werkhof Riehen.	49

Abbildung 32	Aussenansicht (links) und Dachplan der PV-Anlage (rechts), Alterssiedlung Drei Brunnen, Riehen.	50
Abbildung 33	Tagesganglinien der PV-Ertragsleistung (orange Linie) und der Ladeleistung des BES (grüne Linie).	52
Abbildung 34	Tagesganglinien der Verbrauchsleistung (blaue Linie) und der Entladeleistung des BES (rote Linie).	52
Abbildung 35	2 nd - Life BES (4 kWh) Messdaten aus Testbetrieb 26.06.15 19:00- 27.06.15 12:0 Uhr Quelle:(Dreifels AG 2015).	53
Abbildung 36	2 nd - Life BES (8 kWh) Auszug Messdaten aus Testbetrieb 10.06.15 18:20- 17.07.15 18:20 Quelle:(Dreifels AG 2015).	53
Abbildung 38	Verhalten bei Störereignissen in Anlehnung an (IEC 2010).	60
Abbildung 39	Methodisches Vorgehen zur Berechnung des Gesamtverbrauchs el. Energie der Gebäudevarianten	75
Abbildung 40	Max. Entladungstiefe herkömmlicher BES (n: 151) Quelle: (C.A.R.M.E.N. 2014, Märtel 2014, Forst 2013); Median und 25% bzw. 75% Quantil sowie Minimal- und Maximalwerte.	81
Abbildung 41	Wirkungsgrad herkömmlicher BES (n: 122) Quelle: (C.A.R.M.E.N. 2014, Märtel 2014, Forst 2013); Median und 25% bzw. 75% Quantil sowie Minimal- und Maximalwerte.	81
Abbildung 42	Restentladezyklen herkömmlicher BES (n: 150) Quelle: (C.A.R.M.E.N. 2014, Märtel 2014, Forst 2013); Median und 25% bzw. 75% Quantil sowie Minimal- und Maximalwerte.	82
Abbildung 43	Kosten herkömmliche BES (n: 135) Quelle: (C.A.R.M.E.N. 2014, Märtel 2014, Forst 2013).	82
Abbildung 44	Preisentwicklung Speicherkapazität herkömmlicher und 2 nd -Life BES (2015-2040).	83
Abbildung 45	Stromerzeugung p.a. in Abhängigkeit der kW _p Leistung einer 30° geneigten, südlich ausgerichteten PV-Anlage mit Standort Olten.	84
Abbildung 46	Einfamilienhaus: Süd- und Westfassade Quelle: (Elgart 2012).	85
Abbildung 47	Mehrfamilienhaus: Dachaufsicht und Südfassade Quelle: (aardeplan 2014).	86
Abbildung 48	Tagesprofil Bedarf WW für EFH und MFH.	87
Abbildung 49	Tagesprofil Gerätestrom EFH und MFH.	87
Abbildung 50	Tagesprofil Lüftung EFH und MFH.	88
Abbildung 51	Strompreise 2015 inkl. MWST der Verbrauchskategorie H4 (n: 614) [Rp./kWh] Quelle: (Neukomm 2013); Median und 25% bzw. 75% Quantil sowie Minimal- und Maximalwerte.	89
Abbildung 52	Preisentwicklung im Nieder- / Hochtarif der Szenarien "weiter wie bisher" und "neue Energiepolitik".	90
Abbildung 53	Entwicklung EV-Flotte (Szenario NEP) und Entwicklung der PW-Flotte (alle Szenarien)	91
Abbildung 54	Überblick der betrachteten Szenarien und der Auswirkungen auf den dezentralen Speicherbedarf sowie den Anteil an Elektromobilität bis 2050.	91
Abbildung 55	Exemplarische Darstellung zur Berechnung der substituierbaren Nennkapazität.	92
Abbildung 56	Netzwerk der modifizierten Prozesse aus dem Ecoinvent, es sind 20 der 24 Prozesse mit einem Anteil >1.5 % an der Strombereitstellung dargestellt	94
Abbildung 57	Betrachtung der installierten nutzbaren Kapazität mit dem Bedarf an dezentralen Speicher.	96
Abbildung 58	Vergleich der Entwicklung der zukünftigen Energiedichte von Batterien in der Elektromobilität	101
Abbildung 59	Entwicklung der Fahrzeugflotte real bis 2013 und in den Szenarien bis 2050 sowie Flotte EV in den drei Szenarien	102
Abbildung 60	Entwicklung der mittleren spezifischen Batteriekapazität pro Fahrzeug der Schweizer Elektrofahrzeugflotte.	103
Abbildung 61	Sicherheitsschrank Fa. Erbstösser GmbH.	106
Abbildung 62	Sicherheitsschrank Fa. Stöbich GmbH.	106

III. Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
BFS	Bundesamt für Statistik
ASTRA	Bundesamt für Strassen
EiV	Einmalvergütung
El.	Elektrisch
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
A _E	Energiebezugsfläche
EP 2035/2050	Energieperspektiven 2035/2050
ADP	Engl. "Abiotic Depletion Potential" (abiotischer Ressourcenverbrauch)
BOS	Engl. "Balance of System"
BEV	Engl. "Battery Electric Vehicle" (Batterieelektrisches Fahrzeug)
BMS	Engl. "Battery Management System"
CED	Engl. "Cumulative Energy Demand" (Kumulierter Energieaufwand)
BES	Engl. "Battery Energy Storage"
CCS	Engl. "Carbon Dioxide Capture and Storage" (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
EV	Engl. "Electric Vehicle" (Elektrofahrzeug)
FCV	Engl. "Fuel Cell Vehicle" (Brennstoffzellenfahrzeug)
ICI	Engl. "Internal Combustion Engine Improved" (Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor)
IRR	Engl. "Internal Rate of Return"
LCOE	Engl. "Leverage Cost of Electricity"
LCA	Engl. "Life Cycle Assessment" (Ökobilanz)
DOD _{max}	Engl. "maximum Depth of discharge"
NPV	Engl. "Net Present Value"
ppm	Engl. "parts per million"
PB	Engl. "Payback Period"
PHEV	Engl. "Plug-in Hybrid Electric Vehicle" (Plug-in-Hybridelektrofahrzeug)
GWP	Engl. "Global Warming Potential" (Treibhauspotenzial)
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
gem.	gemäss
DC	Gleichstrom
HT	Hochtarif
inkl.	inklusive
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
KEV	kostendeckende Einspeisevergütung
Li-Ion	Lithium-Ionen
min.	Minimum
NEP	Neue Energiepolitik
NT	Niedertarif
PV	Photovoltaik
POM	Politische Massnahmen
resp.	respektive
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung

WRG	Wärmerückgewinnung
WW	Warmwasser
AC	Wechselstrom
WWB	Weiter wie bisher
W	Wertebereich

1 Einführung

1.1 Ausgangslage

Kostenanalysen bestehender Atomkraftwerke (Boccard 2014, Harris et al. 2013, Anzinger/Kostka 2015) und energiepolitische Massnahmen sprechen für erneuerbare Energien. Dachintegrierte Photovoltaik (PV) Anlagen nehmen aufgrund eines grossen technischen Potentials (Hoogwijk/Graus 2008) und eines hohen Grades an gesellschaftlicher Akzeptanz (DECC 2014, University of Hawai'i 2014) einen bedeutenden Stellenwert in der Energiewende ein. Die Herausforderungen einer Stromnetzintegration von Elektrizität aus PV-Anlagen sind die grösste Barriere beim Ausbau von dachintegrierten PV-Anlagen (Azadian/Radzi 2013). In einem Stromnetz muss der Bedarf zur jederzeit durch erzeugte Elektrizität gedeckt werden. Grosse PV-Kapazitäten können dieses Gleichgewicht stören und die Netzstabilität gefährden (Eltawil/Zhao 2010).

Stromspeicher engl. „Battery Energy Storage“ (BES) stellen eine effektive Massnahme zur Bewahrung der Netzfrequenzstabilität dar (Ehara 2009). In Wohngebäuden haben sich BES aus Lithium basierenden Batterien durchgesetzt, dies aufgrund einer hohen Effizienz und einer langen Lebensdauer gemessen in verfügbaren Lade/Entladezyklen bevor Nutzungsende (Wang/Adelmann/Reindl 2012: 4).

Im Hinblick auf die Energiestrategie 2050 und den damit verbundenen Ausbau von PV-Kapazitäten wird in der Schweiz die dezentrale Energiespeicherung an Bedeutung gewinnen. Der Herstellungsprozess von herkömmlichen BES-Systemen ist energieintensiv und belastet die Umwelt.

Eine Nachnutzung von Batterien aus Elektrofahrzeugen in Wohngebäuden als 2nd-Life BES stellt hierzu eine umweltverträglichere Alternative dar. In dieser Anwendung werden rückgeführte Batterien aus der Elektromobilität, nach Prüfung der technischen Eignung, in ein BES zusammengeführt. Erste Anwendungsbeispiele zeigen, dass eine Wiederverwendung von gebrauchten Lithium-Ionen Batterien aus Elektrofahrzeugen in 2nd-Life BES eine technisch machbare Alternative zur direkten Entsorgung darstellt (BMW 2012, WEMAG 2014).

Die Elektromobilität gewinnt seit einigen Jahren an Bedeutung und das Angebot an Elektrofahrzeugen wird immer zahlreicher. In Anbetracht der fortschreitenden Verteuerung von CO₂-Emissionen und dem steigenden Umweltbewusstsein in der Bevölkerung, kann auch in der Zukunft mit einem wachsenden Bestand an Elektrofahrzeugen gerechnet werden. In der Schweiz fallen bereits heute jährlich mehrere Tonnen an ausser Verkehr gesetzten Batterien von Elektrofahrzeugen und -autos an. Diese bestehen in erster Linie auf einer Lithium Verbindung und werden derzeit lediglich energetisch recycelt, da eine Rückgewinnung von Sekundärrohstoffen wirtschaftlich uninteressant ist.

Ein bedeutendes Argument für 2nd-Life BES ist der Umweltnutzen der im Vergleich zu herkömmlichen BES Systemen besteht. In Hinblick einer Markteinführung gilt es diesen komparativen Vorteil zu quantifizieren. Gegeben der energiepolitischen Ziele in der Schweiz und den einhergehenden Bedarf an dezentraler Speicherkapazität ist das Potential an 2nd-Life BES abzuklären. Für eine erfolgreiche Etablierung von 2nd-Life BES Produkten in der Schweiz, gilt es die Funktionsfähigkeit in der Praxis zu demonstrieren. Zudem müssen allfällige Risiken abgeklärt werden, die im Zusammenhang einer Installation in Gebäuden bestehen. Eine erfolgreiche Markteinführung von 2nd-Life BES in der Schweiz setzt entsprechende wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen voraus. Mit der Einmalvergütung (EiV) bei PV-Anlagen wurde ein erstes politisches Zeichen für die Stromspeicherung am Gebäude gesetzt (Swissgrid 2014a). Das Fördersystem schafft Anreize für einen höheren Eigenverbrauch im Gebäude. Der Verbrauch von kostenlosem Solarstrom reduziert somit die Stromkosten. In dieser Situation können die relativ hohen Investitionskosten als grösste Barriere zum Kauf eines BES identifiziert werden. Auf dem Markt erhältliche BES sind bis anhin nicht wirtschaftlich. Aufgrund des Beitrags an die Netzstabilität werden in Deutschland Investitionen in BES bereits heute finanziell unterstützt. In der Schweiz ist zurzeit keine Förderung dezentraler BES vorgesehen. 2nd-Life BES weisen eine unterschiedliche Kostenstruktur als herkömmliche BES auf. Es stellt sich also die Frage, ob 2nd-Life BES nicht nur eine umweltfreundlichere Lösung darstellen sondern auch eine wirtschaftlich interessante Investition.

1.2 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

In dieser Untersuchung werden technische und ökonomische Fragestellungen zur Realisierung von 2nd-Life BES angegangen. Zudem wird der Umweltnutzen im Vergleich zu herkömmlichen BES-Systeme quantifiziert. Dieser Berechnung liegen Szenarien der Energieperspektiven 2050 zugrunde, die für die Entwicklung des Strompreises und der Elektromobilität von Relevanz sind. Im Bereich der Produktentwicklung werden technische Anforderungen für eine Integration von 2nd-Life BES in Gebäuden definiert.

Im ökonomischen Teil der Arbeit (siehe Modul A Wirtschaftlichkeit 2nd-Life Stromspeicher) wird die Marktfähigkeit von 2nd-life BES unter Berücksichtigung von politischen und technischen Gegebenheiten untersucht. Der Fokus bei diesem Vorhaben liegt auf Investitionsentscheidungen, die sich auf der Nachfrager-Seite stellen. Basierend auf der Zielvereinbarung 1 (siehe A4.1) wird u.a. geklärt, unter welchen Bedingungen 2nd-life BES im Vergleich zu herkömmlichen Elektrizitätsspeichern eine rentable Investition darstellen. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung basiert auf der Kapitalwert-Methode und wird mit Sekundärdaten gerechnet.

In der Berechnung des Umweltnutzens (siehe Modul B Umweltnutzen) wird gemäss der Zielvereinbarung 2 (siehe A4.1) der ökologische Mehrwert einer Nachnutzung von gebrauchten Batterien quantifiziert. Dabei wird der Ansatz verfolgt, dass eine bestimmte Kapazität an 2nd-Life-BES eine gewisse Kapazität herkömmlicher Speicher ersetzen kann. Aus der eingesparten Produktion herkömmlicher Speicher resultiert ein Umweltnutzen. Dieser wird mit ausgewählten Wirkindikatoren wie das Treibhauspotenzial (GWP) ausgewertet. Ausserdem wird untersucht, zu welchem Anteil der dezentrale Speicherbedarf in der Schweiz durch 2nd-Life Speichersysteme gedeckt werden kann.

Das Ziel im Bereich der Produktentwicklung (siehe Modul C Pilotanlage) ist es, Pilotanlagen zu entwickeln, die im Rahmen bestehender Gebäude-Monitoring-Projekte der Fachhochschule Nordwestschweiz (FHNW) zum Einsatz kommen (siehe Zielvereinbarung 4-6 A4.1).

Basierend auf der Zielvereinbarung 7 (siehe A4.1) liefert das Projekt Aussagen zur Sicherheit und zum Brandschutz von 2nd-Life BES (siehe Modul D Brandschutz). Diese Fragestellungen werden im Rahmen der Umsetzung der Pilotanlage fallbezogen geklärt und es wird eine Verallgemeinerung angestrebt.

1.3 Abgrenzung

In der Untersuchung werden zwei Systeme zur Elektrizitäts-Speicherung mit Batterien betrachtet. Der Aufbau orientiert sich an einer Anwendung in Wohngebäuden. Das Referenzsystem ist eine zurzeit übliche BES-Lösung mit Lithium-Ionen Batterien. Im untersuchten System (2nd-Life) kommen gebrauchte Batterien der gleichen Technologie zum Einsatz. Die Unterschiede zwischen den Systemen befinden sich in unterschiedlichen Werten verschiedener Eingabe-Parameter. Das Elektroschema eines herkömmlichen BES unterscheidet sich nicht von einem 2nd-Life System.

Bei der Systemtypologie handelt es sich um ein mit Wechselstrom gekoppeltes System, in der ein Wechselrichter für die PV-Anlage durch einen Batteriewechselrichter ergänzt wird. Das System ist vergleichbar mit Anwendungen für Wohngebäude aus der Literatur, z.B.(Castillo-Cagigal et al. 2011, Rudolf/Papastergiou 2013, Schmieg/Kleine 2014). Die mit PV-Modulen produzierte Elektrizität (Gleichstrom) wird mithilfe eines Wechselrichters in Wechselstrom umgewandelt. Der nach allfälliger Eigenbedarfsdeckung überschüssige Strom aus der PV-Produktion wird entweder in der Batterie zwischengespeichert oder direkt in das Netz eingespeist. Übersteigt der Stromverbrauch die produzierte Elektrizität aus der PV-Anlage, werden verfügbare Stromreserven aus der Batterie für die Bedarfsdeckung freigegeben. Eine direkte Entladung der Batterie in das Stromnetz ist in diesem System nicht möglich.

Die Ladestrategie folgt dem Ziel einer Eigendeckungsmaximierung. In der Literatur werden zudem das Ausnutzen von Preisvorteilen oder eine netzdienliche Ladestrategie als alternativen diskutiert (z.B.(Gitizadeh/Fakharzadegan 2014, Nottrott/Kleissl/Washom 2013)). Für das Ausnutzen von Preisvorteilen ist eine Beladung der Batterie aus dem Netz sinnvoll. Beim betrachteten System ist dies nicht möglich. Das Brechen von Einspeisespitzen in das Stromnetz ist aus Prosumer Perspektive nur bei einer entsprechenden Entlohnung sinnvoll. Der heutige Strommarkt gibt keine entsprechenden Anreizsignale. Aus diesen Gründen werden jene alternativen Ladestrategien nicht weiter berücksichtigt.

In dieser Untersuchung werden BES mit einer maximalen nutzbaren Kapazität von 60 kWh einbezogen. Ein Vergleich von auf dem Markt erhältlichen BES für Wohngebäude zeigt, dass zurzeit nur wenige Systeme die 60 kWh Grenze überschreiten (C.A.R.M.E.N. 2015). Somit werden die gängigsten BES für Wohngebäude abgedeckt.

Ein 2nd-Life BES besteht i.d.R. aus mehreren Batterien, die parallel und seriell geschaltet werden können. Dadurch werden die Spannung sowie die Kapazität des BES erhöht. Eine Batterie der Marke Dreifels ist aus 240 Zellen aufgebaut (Dreifels AG 2014). Gemäss der Dreifels AG (2014) ist es möglich, einzelne defekte Zellen zu ersetzen und funktionsfähige Zellen in einem neuen 2nd-Life BES zusammenführen. In dieser Untersuchung wird analog dazu von einem 2nd-Life BES System ausgegangen, bei dem die nutzbare Kapazität in 1 kWh Schritten bis zur 60 kWh Obergrenze erhöht werden kann.

2 Modul A Wirtschaftlichkeit 2nd-Life Stromspeicher

2.1 Einleitung

Jüngste Untersuchungen zeigen, dass herkömmliche BES zurzeit und in naher Zukunft sehr wahrscheinlich keine wirtschaftliche Investitionen darstellen (Mulder et al. 2013, Rudolf/Papastergiou 2013). Zudem belasten energieintensive Prozesse in der Produktion von herkömmlichen BES die Umwelt (M. C. McManus 2012, Kim et al. 2015).

Die Wirtschaftlichkeit von 2nd-Life BES losgelöst von der Nutzung im Elektrofahrzeug wurde nur vereinzelt untersucht, wobei Anwendungen ohne PV zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (d.h. Brechen von Spitzenlasten) (Heymans et al. 2014) oder ein Inselsystem im Verbund mit PV-Anlage zum Laden von Elektrofahrzeugen (Tong et al. 2013) untersucht wurden. Die Ergebnisse zeigen einen signifikanten Preisvorteil von 2nd-Life Systemen im Vergleich zu herkömmlichen BES. Zudem zeigt die Studie von Heymans et al. (2014), dass die Wirtschaftlichkeit des 2nd-Life BES stark von dem Elektrizitätsmarkt und dessen ökonomischen Anreize zur Speicherung von Elektrizität zusammenhängt.

In dieser Analyse wird die Wirtschaftlichkeit von 2nd-Life BES aus der Perspektive von Prosumer-Haushalten (d.h. Wohngebäude mit PV und Stromnetzanbindung) untersucht. Die Investitionsentscheidung wird basierend auf der Nettokapitalmethode für das Jahr 2015 geklärt, wobei die Schweizer Marktsituation aus dem Jahre 2015 betrachtet wird. Die Rahmenbedingungen sind durch die strompreisrelevanten Szenarien der Energieperspektiven 2050 gegeben. Es werden optimale Systemgrößen für BES und PV-Anlage für eine beispielhafte Anwendung in einem Einfamilienhaus (EFH) und Mehrfamilienhaus (MFH) berechnet. Zudem werden die Anzahl zur Verfügung stehender Lade/Entlade Zyklen von 2nd-Life BES variiert.

2.2 Forschungsfragen

Folgende Forschungsfragen werden behandelt:

1. Unter welchen technischen Bedingungen rechnen sich Investitionen in ein Gesamtsystem (PV-Anlage kombiniert mit 2nd-Life BES)?
 - a. Welche Anzahl Restentladezyklen ist für eine wirtschaftliche Investition notwendig.
 - b. Welche Anzahl Restentladezyklen ist bei der Anwendung in einem EFH resp. MFH für ein wirtschaftliches Gesamtsystem notwendig?
2. Welche Systemgrößen für 2nd-Life BES und PV-Anlage führen zu einem max. Nettokapitalwert der Investition?
 - a. Inwiefern unterscheidet sich das Ergebnis für das EFH resp. MFH?
3. Inwiefern unterscheidet sich die Beurteilung zur Wirtschaftlichkeit von 2nd-Life und herkömmlichen BES-Systemen?
 - a. Inwiefern unterscheidet sich die Beurteilung bei der Anwendung im EFH resp. MFH?

2.3 Aufbau Modul A

Abbildung 1 zeigt den Aufbau des Ansatzes bzw. die Vorgehensweise zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit. Aus der Grafik geht zudem das gewählte Vorgehen zur Beantwortung der eingangs formulierten Fragestellungen aus Abschnitt 2.2. hervor.

Detailinformationen zum methodischen Vorgehen sind in Anhang A1.1 und zur Datengrundlage in Anhang A1.2 zu finden. Die Ergebnisse der Modellrechnungen werden in Kapitel 2.4 präsentiert und kritisch gewürdigt. Abschliessend werden in Kapitel 0 Schlussfolgerungen abgeleitet und ein Fazit gezogen.

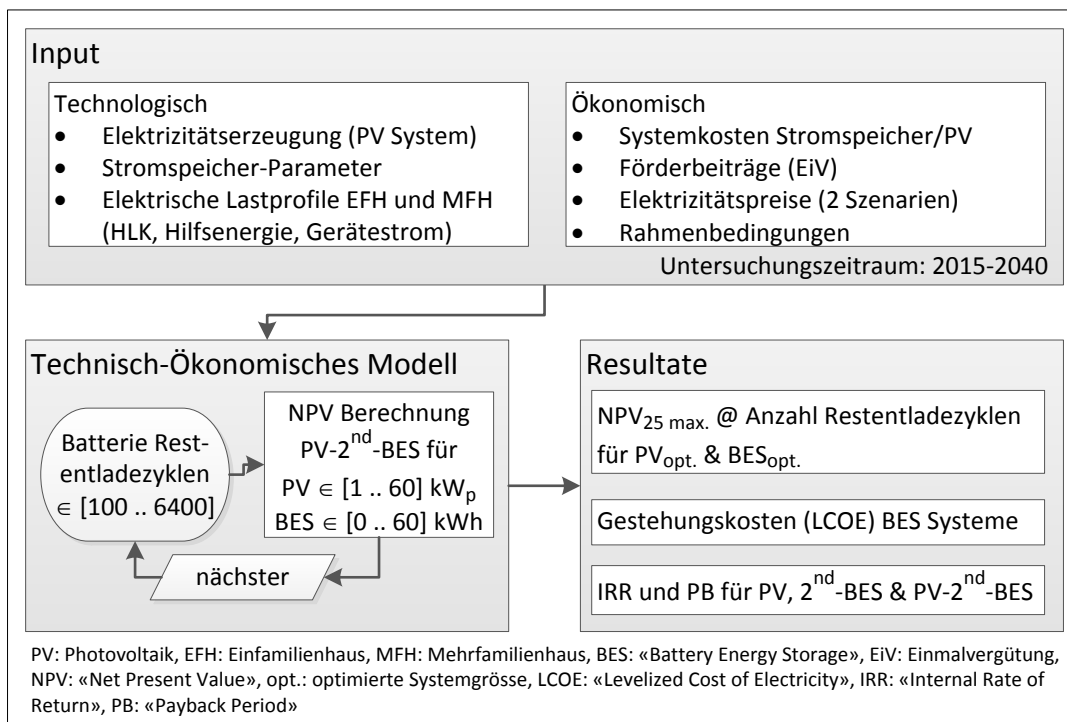


Abbildung 1 Übersicht methodisches Vorgehen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

2.4 Ergebnisse

2.4.1 Deskriptive Kennzahlen

In Abbildung 2 ist die Eigendeckungsrate (siehe A1.1.3.2) des EFH in Abhängigkeit der Systemgrössen dargestellt. Das beispielhafte EFH weist einen jährlichen Stromverbrauch von 6.9 MWh auf. Eine PV-Anlage mit identischer kW_p-Leistung ($6.9 \text{ kW}_p \approx 36.9 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) erreicht ohne BES eine Eigendeckungsrate von ca. 30 % (siehe Abbildung 2 Schnittpunkt grüne und rote Gerade). Wird die PV-Anlage 5 mal grösser als der jährliche Verbrauch in MWh dimensioniert, kann eine Eigendeckungsrate von über 40% erzielt werden. Aus der Grafik wird ersichtlich, dass mit einem System ohne BES keine Eigendeckungsrate grösser als 50 % erreicht werden kann. Die maximale Eigendeckungsrate liegt ohne BES bei ca. 44 %.

Mit einem BES kann die Eigendeckungsrate erhöht werden. Eine Systemgrösse analog zum jährlichen Verbrauch (d.h. PV: $6.9 \text{ kW}_p \approx 36.9 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$, BES: $6.9 \text{ kWh} \approx 36.9 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) resultiert in einer Eigendeckungsrate von ca. 52 % (siehe Abbildung 2). Aus dem vertikalen Verlauf der Isolinien ist die kleinstmögliche Kombination der Systemgrössen ersichtlich, die zur grössten Eigendeckungsrate führt. Die Ergebnisse zeigen ein optimales Verhältnis der Systemgrössen bei dem der BES nahezu gleich zur PV-Leistung zu dimensionieren ist. Eine Überdimensionierung des BES führt zu einer geringen Anzahl Vollladungen und erhöht die Eigendeckungsrate lediglich geringfügig. Wird die PV-Anlage zu gross dimensioniert, entstehen primär PV-Überschüsse, die nicht im Gebäude genutzt werden können.

Eine Modellsimulation von Weniger et al. (2014) zeigen vergleichbare Ergebnisse zur Eigendeckungsrate eines EFH mit Standort in Berlin. Eine PV-Anlage mit einer Leistung in kW_p analog zum jährlichen Stromverbrauch in MWh führt ohne BES zu einer Eigendeckungsrate von 30 % (Weniger/Tjaden/Quaschnig 2014: 82). Die Hinzunahme eines BES mit einer nutzbaren Kapazität in der Höhe des jährlichen Stromverbrauchs (in MWh) erzielt eine Eigendeckungsrate von 56 % (Weniger/Tjaden/Quaschnig 2014: 82). Der Wert entspricht somit nahezu der Berechnung aus vorliegender Untersuchung (52 %).

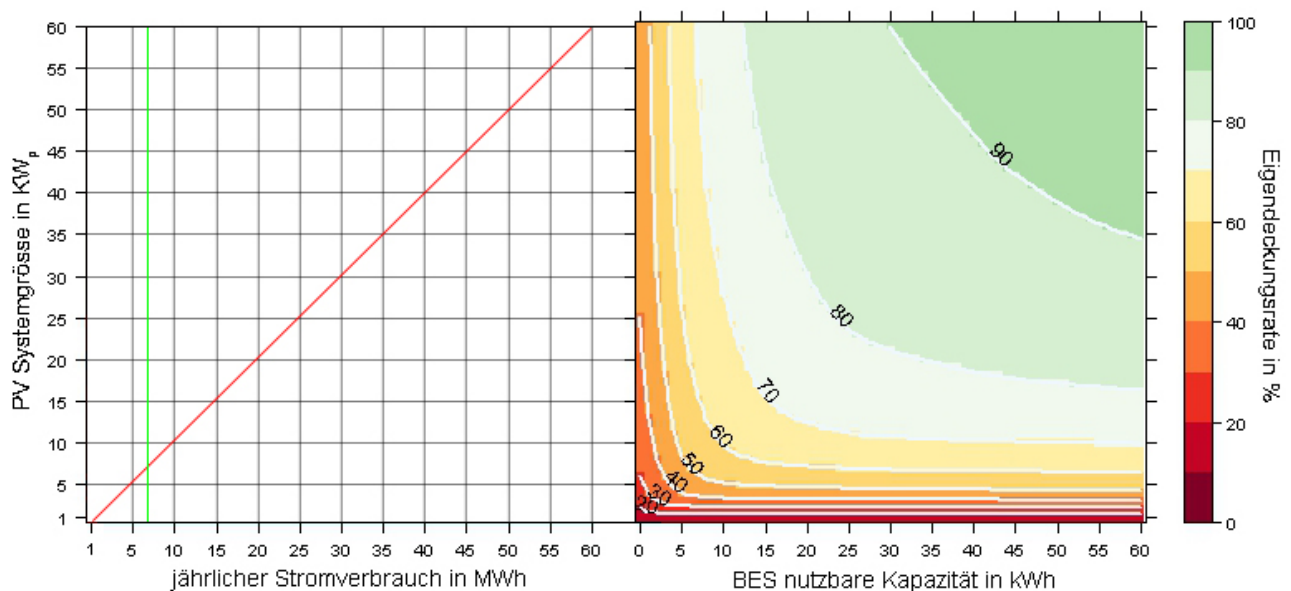


Abbildung 2 Berechnete Eigendeckungsrate EFH (Verbrauch: grüne Markierung) bei unterschiedlicher PV- und BES- Systemgröße.

Das untersuchte MFH weist einen jährlichen Stromverbrauch von 34.872 MWh auf. Mit einer demensprechend dimensionierten PV-Anlage ($35 \text{ kW}_p \approx 32.4 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) kann der Elektrizitätsbedarf zu ca. 35 % durch Solarstrom gedeckt werden (siehe Abbildung 3 Schnittpunkt grüne und rote Gerade). Die maximale Eigendeckungsrate ohne BES beträgt 39 %.

Ein analog zum Verbrauch dimensioniertes PV-BES-System (d.h. PV: $35 \text{ kW}_p \approx 32.4 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$, BES: $35 \text{ kWh} \approx 32.4 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) erzielt eine Eigendeckungsrate von 56 %. Aus der Grafik wird ersichtlich, ein BES-System in Kombination mit einer deutlich kleiner dimensionierten PV-Anlage als der jährliche Verbrauch, verbessert die Eigendeckungsrate lediglich geringfügig. Dies ist auf relativ kleine PV-Überschüsse zurückzuführen, die zur Beladung des BES zur Verfügung stehen. Das optimale Verhältnis der Systemgrößen unterscheidet sich dementsprechend vom EFH und der BES ist ca. 20 % kleiner zu dimensionieren als die PV-Anlage. Erst bei relativ grossen PV-Anlagen (z.B. $55 \text{ kW}_p \approx 50.8 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) ist ein gleichgross dimensioniertes BES angezeigt.

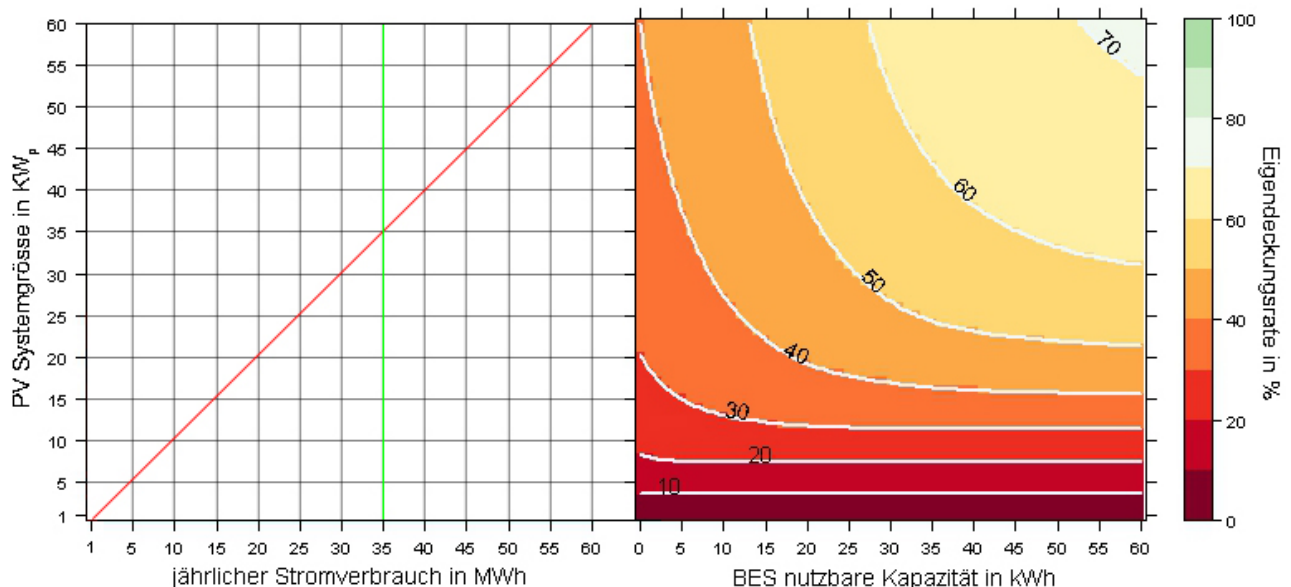


Abbildung 3 Berechnete Eigendeckungsrate MFH (Verbrauch: grüne Markierung) bei unterschiedlicher PV-, BES- Systemgröße.

Die Eigenverbrauchsrate (siehe A1.1.3.3) unterscheidet sich stark zwischen dem untersuchten EFH und dem MFH. Beim EFH wird zu keinen der untersuchten Systemkombinationen eine Eigenverbrauchsrate von 100 % erreicht (siehe Abbildung 4). Dies ist auf Produktionsüberschüsse zurückzuführen, die bereits bei einer Leistung von 1 kW_p ($\approx 5.4 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) anfallen. In diesem Fall wird das BES genutzt und geringfügige Verluste entstehen, die nicht im Gebäude genutzt werden. Mit einer 3 kW_p ($\approx 2.8 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) Anlage entstehen beim MFH keine Pro-

duktionsüberschüsse und der BES bleibt ungenutzt. Aus diesem Grund resultiert in dieser Systemkonfiguration eine Eigenverbrauchsrate von 100 %. Je grösser die PV-Anlage dimensioniert wird, desto mehr Produktionsüberschüsse entstehen und die Eigenverbrauchsrate reduziert sich entsprechend. Bei Produktionsüberschüssen kann mithilfe eines BES die Eigenverbrauchsrate erhöht werden.

Eine 7 kW_p ($\approx 37.4 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) Anlage kombiniert mit einem 7 kWh ($\approx 37.4 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) BES erzielt im EFH eine Eigenverbrauchsrate von ca. 53 %. Dies entspricht nahezu den Ergebnissen einer ähnlichen Untersuchung von Weniger et al. (2014) (59 %). Beim MFH wird mit einer 35 kW_p ($\approx 32.4 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) PV-Leistung und einem 35 kWh ($\approx 32.4 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) BES eine Eigenverbrauchsrate von 59 % erreicht.

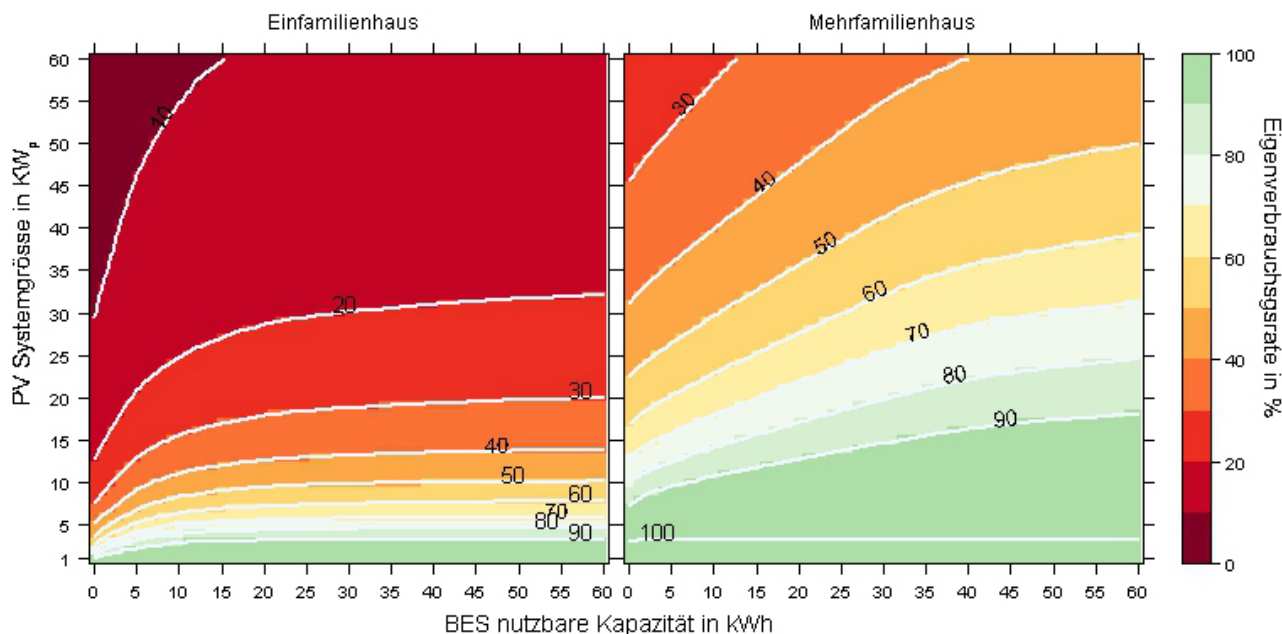


Abbildung 4 Berechnete Eigenverbrauchsrate für EFH und MFH bei unterschiedlicher PV- und BES- Systemgrösse.

2.4.2 Wirtschaftlichkeit 2nd-Life Stromspeicher mit PV

Die Wirtschaftlichkeit von 2nd-Life BES inkl. netzverbundener PV-Anlage unterscheidet sich zwischen Gebäudetypen und Anzahl Restentladezyklen der verfügbaren Batterien (siehe Kapitel A1.2 für die Datengrundlage). Zudem spielt die Entwicklung der Strompreise gemäss den Szenarien „Weiter wie bisher“ (WWB) und „Neue Energiepolitik“ (NEP) eine Rolle (siehe A1.1.8 und A1.2.6). Der Nettokapitalwert engl. „Net Present Value“ (NPV) gilt als Kennzahl zur Bemessung der Wirtschaftlichkeit und wird in Kapitel A1.1.9.2 näher beschrieben.

Beim EFH zeigt die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Gesamtsystems (2nd-Life BES inkl. PV-Anlage) in den untersuchten Systemgrössen (siehe A1.2.1.2, A1.2.2.2) und bei variierender Anzahl Restentladezyklen (siehe A1.1.4.5) keine Kombination, die zu einem positiven NPV führt (siehe Abbildung 5). Mit zunehmender Anzahl Restentladezyklen, verbessert sich der NPV des 2nd-Life BES Systems mit PV nur unwesentlich. Zudem zeigen die Ergebnisse keinen grossen Unterschied zwischen den Szenarien „Neue Energie Politik“ (NEP) und „Weiter Wie Bisher“ (WWB). Die optimale Systemgrösse der PV-Anlage beträgt 3 kW_p ($\approx 16 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) unabhängig von den betrachteten Szenarien. 2nd-Life BES sind bis und mit 4000 Restentladezyklen nicht grösser als 1 kWh (min. untersuchte Speichergrösse $\approx 5.4 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) zu dimensionieren. Innerhalb einer Anzahl Restentladezyklen von 4800 bis 6400 ist ein 2nd-Life BES von 2 kWh ($\approx 10.7 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) nutzbarer Kapazität die wirtschaftlich sinnvollste Systemgrösse (dies entspricht einer Nennkapazität von $3 \frac{1}{3} \text{ kWh}$).

2nd-Life BES in Kombination mit PV kann bereits heute (Investitionsjahr 2015) eine wirtschaftliche Investition darstellen. Im MFH resultiert ein positiver NPV (Mittelwert aus den Szenarien WWB und NEP) für das Gesamtsystem bei 800 Restentladezyklen (\emptyset NPV: 276 CHF; \emptyset interner Zinsfuss engl. „Internal Rate of Return“ (IRR): 4 %). Basierend auf dem Szenario WWB resultieren für 2nd-Life BES Systeme mit PV ein positiver NPV alsbald mehr als 1600 Restentladezyklen ausgewiesen werden (NPV: 248 CHF). Die optimale Systemgrösse variiert entsprechend des Szenarios und der Anzahl Restentladezyklen. Mit einer Anzahl Restentladezyklen von 3200 beträgt die optimale nutzbare Speicherkapazität 2 kWh ($\approx 1.9 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$). Bei einem System mit 6400 Restentladezyklen ist die

optimale nutzbare Speicherkapazität 7 kWh ($\approx 6.5 \text{ Wh/m}^2 A_E$). Die optimale PV-Grösse steigt bei grösseren BES-Speicherkapazitäten und entsprechend der Szenarien auf bis zu 15 kW_p ($\approx 13.9 \text{ W}_p/\text{m}^2 A_E$).

Die Profitabilität unterscheidet sich je nach Systemkomponenten und ist somit gesondert zu betrachten. Eine 3 kW_p ($\approx 16 \text{ W}_p/\text{m}^2 A_E$) PV-Anlage im EFH reduziert die jährlichen Stromkosten um 452 CHF (-33 %) und resultiert in einem NPV von 3'200 CHF über den Beobachtungszeitraum von 25 Jahren (NEP Szenario, Kapitalrückflussdauer engl. „Payback Period“ (PB): 9 Jahre, IRR: 12%). Eine Systemerweiterung mit einem 2 kWh 2nd-Life BES ($\approx 10.7 \text{ Wh/m}^2 A_E$) ermöglicht die Substitution von weiteren Stromnetzbezügen in der Höhe von 86 CHF p.a. Dieser Anstieg im Eigenverbrauch (57 % auf 71 %) (siehe Abbildung 4) führt zu Mindererträgen aus der Stromnetzeinspeisung von PV- Überschüssen (- 40 CHF p.a.). Der jährliche Beitrag aus dem BES ist somit 46 CHF p.a. Dieser Ertrag kann die Systemkosten eines beispielhaften 2nd-Life-BES mit 6400 Restentladezyklen nicht decken, die über den Untersuchungszeitraum von 25 Jahren anfallen (NPV: - 11'600 CHF). Es entsteht somit ein NPV von -8'400 CHF für das PV-2nd-Life-BES Gesamtsystem.

Im Gegensatz zum EFH ist beim MFH ein positiver NPV des Gesamtsystems möglich. Eine 15 kW_p PV-Anlage ($\approx 13.9 \text{ W}_p/\text{m}^2 A_E$) decken die jährlichen Stromkosten des MFH um 2'405 CHF p.a. (-34%) und ergeben über den Untersuchungszeitraum einen NPV von 13'000 CHF (NEP Szenario, PB: 11 Jahre, IRR: 9 %). Ein zusätzlicher 7 kWh ($\approx 6.5 \text{ Wh/m}^2 A_E$) 2nd-Life BES mit 6400 Restentladezyklen führt zu jährlichen Erträgen von 164 CHF. Diese können die BES Investitionskosten über den Untersuchungszeitraum nicht decken (NPV: -11'100 CHF). In Kombination mit den Erträgen aus der PV-Anlage resultiert allerdings ein positiver NPV von 2'200 CHF (NEP Szenario, PB: 16 Jahre, IRR: 4 %).

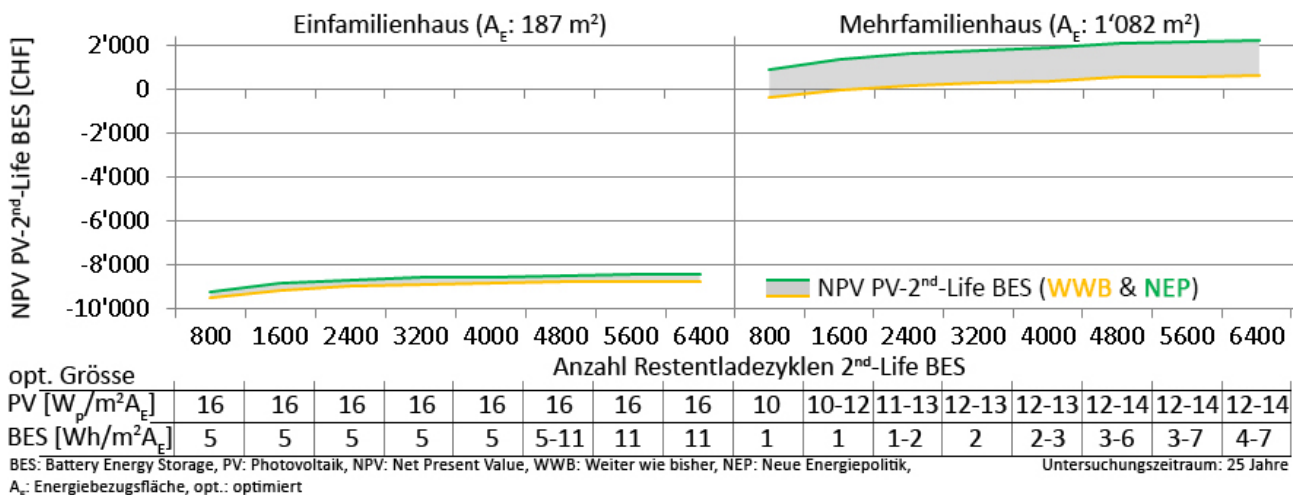


Abbildung 5 NPV für EFH und MFH PV-2nd-Life-BES-Systeme mit unterschiedlicher Anzahl Restentladezyklen Quelle:(Menn/Geissler 2015).

2.4.3 Wirtschaftlich optimale Systemgrössen

Die wirtschaftlich optimale PV bzw. 2nd-Life BES Grösse unterscheidet sich je nach Gebäudetyp und Energieszenario (siehe A1.1.8 und A1.2.6). Zudem spielt es eine Rolle, ob die Wirtschaftlichkeit einzelner Systemkomponenten oder das Gesamtsystem betrachtet wird. Vorab wird lediglich ein PV-System ohne 2nd-Life BES untersucht (siehe A1.2.2 für die Datengrundlage).

Die optimale PV Grösse beträgt beim MFH 12 kW_p ($\approx 11.1 \text{ W}_p/\text{m}^2 A_E$) im WWB Szenario und 13 kW_p ($\approx 12 \text{ W}_p/\text{m}^2 A_E$) gemäss NEP Szenario (siehe Abbildung 6). Demgegenüber erzielt beim EFH eine 2 kW_p ($\approx 10.7 \text{ W}_p/\text{m}^2 A_E$) Anlage unabhängig von den Szenarien den maximalen NPV. Im NEP Szenario resultiert das optimale PV-System beim MFH ein NPV von ca. 13'500.- CHF (IRR: 9.61 %, PB: 10 Jahre) resp. ca. 12'000.- CHF (IRR: 9.62 %, PB: 10 Jahre) unter dem WWB Szenario. Das wirtschaftlich optimal dimensionierte PV-System im EFH erzielt einen NPV von ca. 3'000.- CHF (IRR: ca. 18 %, PB: 6 Jahre).

Die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage ist massgeblich durch die Systemkosten, Stromeinsparungen und Fördersystem abhängig. Als bald der Grenznutzen aus einem grösseren PV- System kleiner Null ist, d.h. die Kosten einer zusätzlichen kW_p Leistung die Erträge zu Zeitwerten übertreffen, ist ein grösser dimensioniertes PV System ökonomisch nicht sinnvoll. Das unterschiedliche Ergebnis zwischen den Gebäudetypen, ist auf die Stromeinsparungen zurück zu führen, die beim EFH aufgrund eines tieferen Bedarfs geringer ausfallen als beim MFH.

Aus den Ergebnissen wird ersichtlich, dass Investitionen in PV-Anlagen mit dem zurzeit in der Schweiz gültigen Fördersystem (siehe Fördermodell Einmalvergütung A1.2.2.5) eine relativ hohe Rendite zu erwarten ist. Mit der

optimalen Systemgrösse wird bei den untersuchten Gebäudetypen ca. 10 % der EFH Dachfläche (siehe Tabelle 9) bzw. 23-25 % der MFH ausgenutzt (ausgehend der Annahme, 1 kW_p benötigt 6 m² Dachfläche). Insbesondere beim EFH entsteht somit ein Anreiz bei dem das vorhandene Dachflächenpotential nicht gänzlich ausgeschöpft wird.

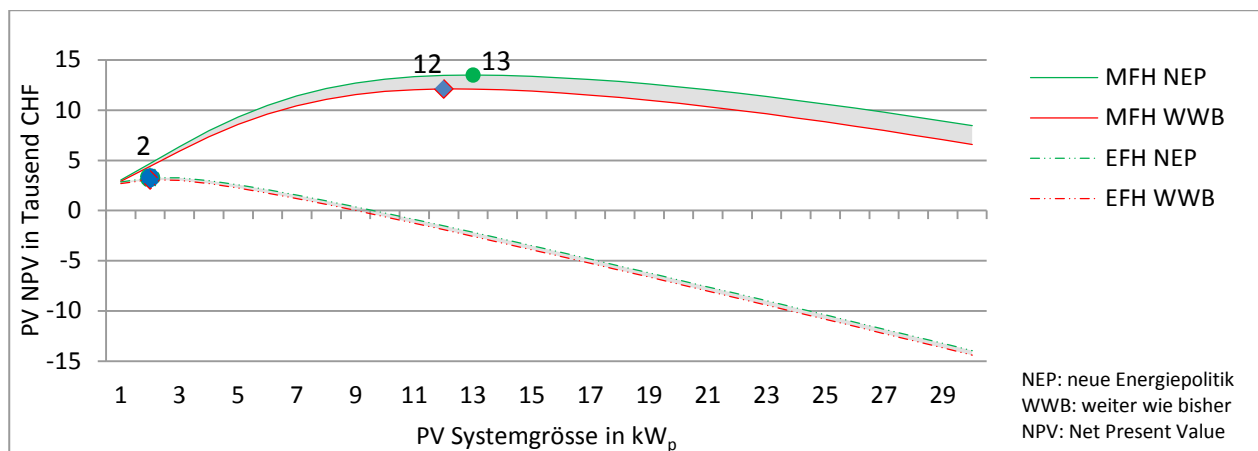


Abbildung 6 Wirtschaftlich optimale PV Systemgrösse EFH, MFH bei WWB- und NEP- Szenario.

Die optimale Systemgrösse des 2nd-Life BES ist abhängig vom Stromverbrauch des Gebäudes, der Grösse der PV-Anlage, der Szenarien sowie der Anzahl Restentladezyklen. Zudem fällt das Ergebnis in Abhängigkeit der Zielgrösse unterschiedliche aus (d.h. maximaler NPV des Gesamtsystems (PV inkl. 2nd-Life BES) oder maximaler NPV aus dem 2nd-Life BES). Die folgenden Resultate liegen einer Berechnung mit Durchschnittswerten aus dem WWB und NEP Szenario zugrunde.

Ein wirtschaftliches Gesamtsystem (PV inkl. 2nd-Life BES mit 6400 Restentladezyklen) zum MFH kann mit einer nutzbaren Kapazität des BES von bis zu 26 kWh ($\approx 24 \text{ Wh/m}^2 A_E$) erzielt werden. Dies setzt eine hinreichend dimensionierte PV-Anlage (ca. 9-24 kW_p $\approx 8.3\text{-}22.2 \text{ W}_p/\text{m}^2 A_E$) voraus (siehe dunkelgrüne Markierung in Abbildung 7). Der maximale NPV (gemittelt aus WWB und NEP Szenario) zeigt ein System mit einer nutzbaren Kapazität von 5 kWh ($\approx 4.6 \text{ Wh/m}^2 A_E$) und einer 14 kW_p ($\approx 12.9 \text{ W}_p/\text{m}^2 A_E$) PV Leistung. Die optimale Dimensionierung der PV-Anlage ist somit leicht grösser in einem System inkl. 2nd-Life BES (siehe Abbildung 6). Mit dieser Systemkonfiguration wird eine Eigendeckungsrate von ca. 29 % erreicht (siehe Abbildung 3).

Bei der gesonderten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des 2nd-Life BES und dessen Systemgrösse werden höhere NPV-Werte bei einer deutlich grösseren nutzbaren Kapazität in kWh beobachtet, als dies bei der Gesamtsystemanalyse der Fall ist (siehe hellgrüne Markierung in Abbildung 7, rechte Grafik). Die optimale Grösse innerhalb der untersuchten Kombinationen ist eine BES Kapazität von 37 kWh ($\approx 34.2 \text{ Wh/m}^2 A_E$) bei einer 59 kW_p ($\approx 54.5 \text{ W}_p/\text{m}^2 A_E$) PV-Leistung. Aus dieser Systemkonfiguration resultiert eine Eigendeckungsrate von ca. 65 % (siehe Abbildung 3). Die Eigendeckungsrate aus einer NPV- Gesamtsystem-Optimierung wird somit um mehr als das Zweifache übertroffen.

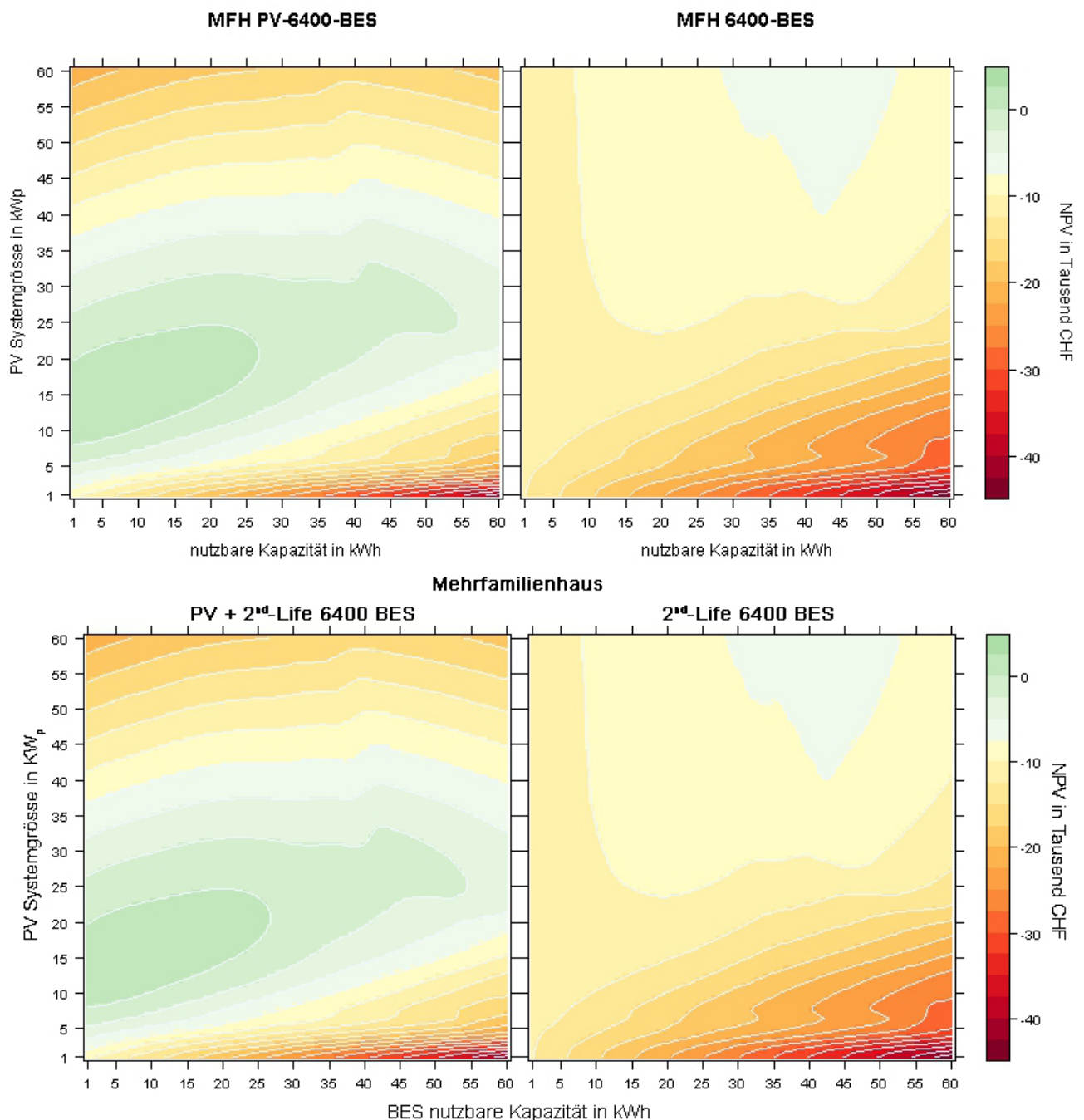


Abbildung 7 MFH: NPV Gesamtsystem (PV inkl. 6400-2nd-Life BES) und 2nd-Life BES gesondert betrachtet bei unterschiedlicher Systemgrösse (gemittelt aus WWB und NEP Szenario).

Die Gesamtsystembetrachtung des EFH zeigt eine optimale PV-Grösse von 3 kW_p ($\approx 16 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) und einen 2nd-Life BES mit 2 kWh ($\approx 10.7 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) nutzbarer Kapazität (Systembetrachtung bei 6400 Restentladezyklen). Somit ist die PV-Anlage inkl. Stromspeicher etwas grösser zu dimensionieren als ein System ohne 2nd-Life BES (vgl. Abbildung 6). Analog zur optimalen Systemgrösse des MFH wird mit dieser Systemkonfiguration eine Eigendeckungsrate von ca. 30 % erreicht. Wie aus Abbildung 8 ersichtlich wird, ist im Bereich einer PV-Leistung von bis 7 kW_p ($\approx 37.4 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) und einer 2nd-Life BES Kapazität von bis zu 12 kWh ($\approx 64.2 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) ein ähnliches Ergebnis zu erzielen (siehe dunkelgrüne Markierung in Abbildung 8). Aufgrund des relativ tiefen Stromverbrauchs p.a. sind Stromeinsparungen von grösser dimensionierten PV-Anlagen vernachlässigbar klein und der NPV des Gesamtsystems verschlechtert sich. Zusätzliche Stromeinsparungen aus dem 2nd-Life BES können die damit entstehenden Systemkosten nicht decken und reduzieren die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems (siehe Abbildung 8).

Die gesonderte Betrachtung des 2nd-Life BES zeigt in Abhängigkeit der PV-Leistung einen grösseren Spielraum bezüglich der optimalen 2nd-Life BES Dimensionierung (siehe grüne Markierung Abbildung 8 rechte Seite). Der

Grenznutzen einer zusätzlichen kWh Kapazität ist jedoch negativ und reduziert den NPV für das 2nd-Life BES System. Die Grösse der PV-Leistung wirkt sich positiv auf den NPV des 2nd-Life BES aus. Jedoch reduziert sich der Grenznutzen ab einer Systemgrösse von 4-5 kW_p ($\approx 21.4\text{-}26.7 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) markant und beeinflusst die Wirtschaftlichkeit des 2nd-Life BES nur geringfügig.

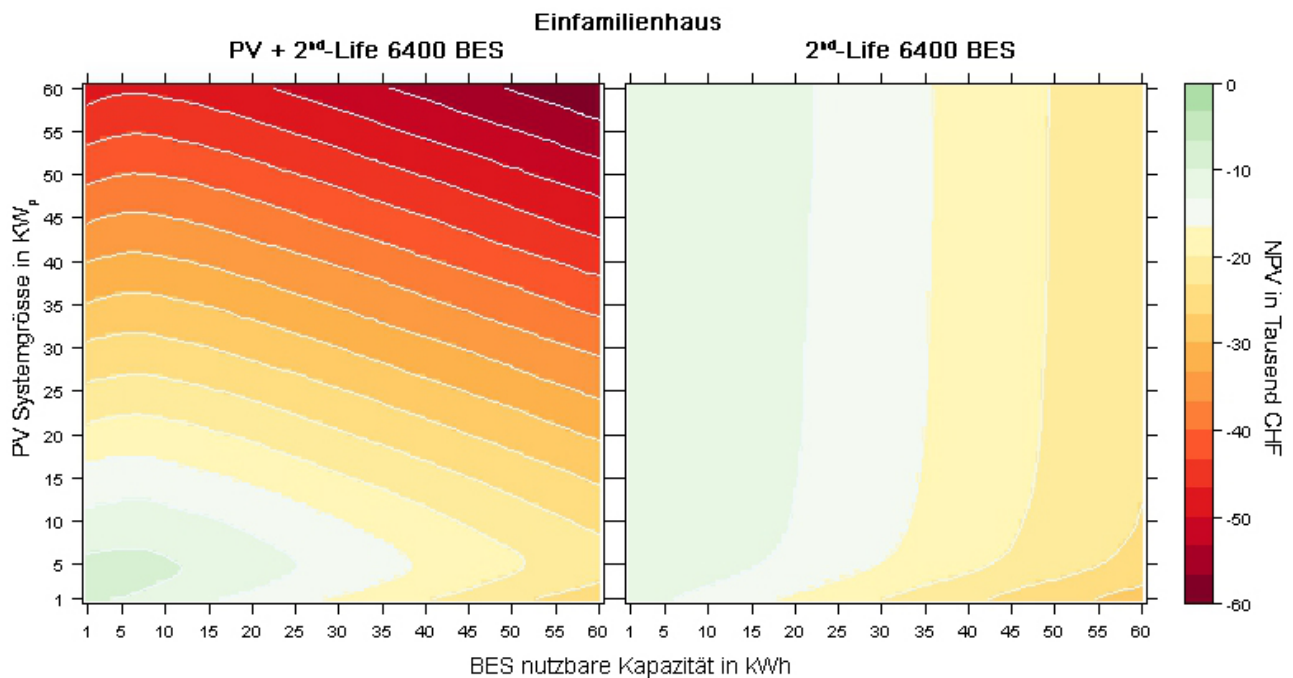


Abbildung 8 EFH: NPV Gesamtsystem (PV inkl. 6400-2nd Life BES) und 2nd-Life BES gesondert betrachtet bei unterschiedlicher Systemgrösse (gemittelt aus WWB und NEP Szenario).

2.4.4 2nd-Life vs. Herkömmliche BES Systeme

2nd-Life BES stellen in den meisten untersuchten Systemkombinationen die wirtschaftlichere Variante im Vergleich zu herkömmlichen BES engl. „Conventional BES“ (C-BES) dar (siehe Abbildung 9). Beim EFH übersteigen die engl. „Levelized Cost of Electricity“ (LCOE) (siehe A1.1.9.3) des C-BES die eines 2nd-Life BES alsbald die nutzbare Kapazität von 1 kWh ($\approx 5.4 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) überschritten wird (ab 4800 Restentladezyklen). Dieser Kostenvorteil verbleibt jedoch relativ gering. Beim MFH ist das 2nd-Life BES wirtschaftlicher C-BES alsbald mehr als 800 Restentladezyklen zur Verfügung stehen. Dieser Kostenvorteil wächst bei zunehmender Anzahl Restentladezyklen (57 Rp./ kWh bei 4800 resp. 49 Rp./ kWh bei 6400 Restentladezyklen).

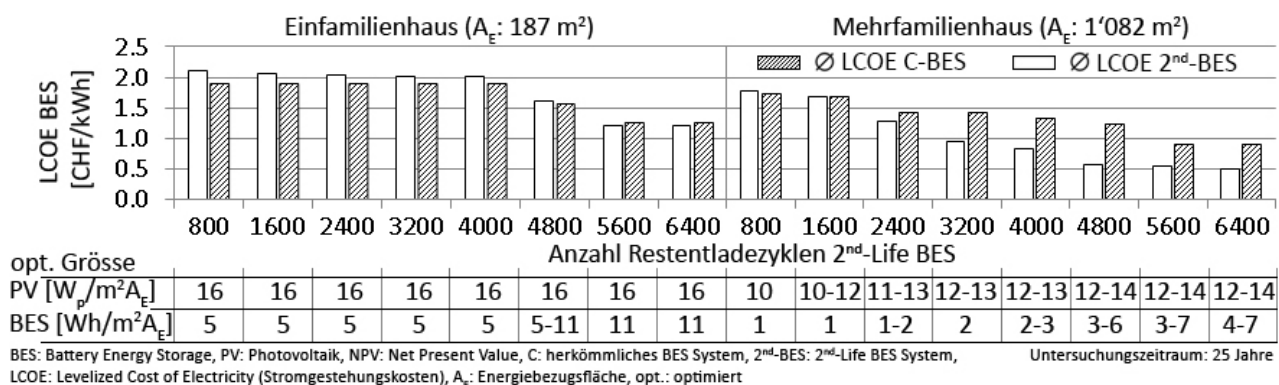


Abbildung 9 Stromgestehungskosten 2nd-Life BES im Vergleich zu herkömmlichen BES (optimale Systemgrösse, Durchschnittswerte der NEP und WWB Szenarien) Quelle: (Menn/Geissler 2015).

Die LCOE eines 2nd-Life BES mit 6400 Restentladezyklen (49 Rp./ kWh) übersteigen somit den höchsten kantonalen Stromtarif für Haushalte aus dem Jahre 2015 (40 Rp./ kWh inkl. MWST; Verbraucherprofil H1) zu ca. 22,5 % (ECom 2015).

2.4.5 Sensitivitätsanalyse

Die Resultate einer 33 % Variation in den Ausgangswerten zeigen einen relativ grossen Einfluss der Parameter „Basiskosten“ und „Hochtarif“ auf den NPV des 2nd-Life BES (siehe Abbildung 10). Eine Reduktion der Basiskosten um 33 % verbessert den NPV für das 2nd-Life BES um 31 %. Ein 33 % Anstieg im Hochtarif erhöht den NPV um 13 %. Zudem wird ersichtlich, dass ein DOD max. von 60 % auf 40 % einen relativ starken negativen Einfluss auf den NPV mit sich bringt. In der Sensitivitätsanalyse wurden keine Interdependenzen berücksichtigt. Es ist z.B. davon auszugehen, dass eine Herabsetzung des DOD max. die Anzahl Restentladezyklen positiv beeinflusst. Für eine Systemoptimierung sollten solche Effekte berücksichtigt werden.

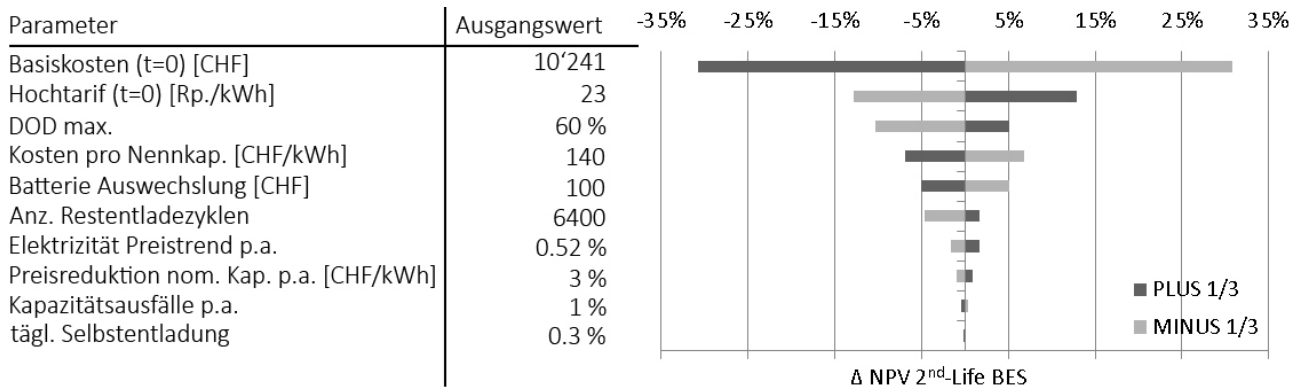


Abbildung 10 Sensitivitätsanalyse für MFH, Szenario NEP, 15 kW_p PV - 7 kWh 2nd-Life-BES (6400 Restentladezyklen) Quelle:(Menn/Geissler 2015).

Eine Senkung der Basiskosten bei einer Installation von 2nd-Life BES ist als realistisch einzustufen. Aus der jüngsten Entwicklung herkömmlicher BES Systemen wird ersichtlich, dass der Trend von einer AC/DC hin zu einer DC/DC Systemeinbindung geht (TESLA 2015, SOLARWATT 2015). Diese veränderte Systemtopologie führt zur Einsparung eines Wechselrichters. Die Installation von 2nd-Life BES in Wohngebäude unterscheidet sich nicht von herkömmlichen BES Systemen. Mithilfe einer DC-seitigen Einbindung von 2nd-Life BES könnten somit substantiell Kosten eingespart werden.

Die Entwicklung des Strommarktes ist mit vielen Unsicherheiten behaftet. Durch einen massiven Ausbau von PV Kapazitäten können Grosshandelspreise während den Spitzenzeiten sinken (Hoppmann et al. 2014: 1107). Elektrizität aus PV-Anlagen weist tiefe variable Kosten auf. An sonnigen Tagen kann somit der Strompreis während Spitzenlastzeiten (z.B. Mittag) gesenkt werden. Dezentral generierte Elektrizität kann sich destabilisierend auf das Stromnetz auswirken. Die verfügbaren Kapazitäten aus BES wirken dieser Gefahr entgegen. Es ist denkbar, dass dieser Beitrag zur Netzstabilität in der Zukunft von Netzbetreibern entlohnt wird und sich somit positiv auf die Ertragslage von BES auswirkt.

2.5 Schlussfolgerung und Ausblick

In vorliegender Arbeit wird die Wirtschaftlichkeit einer Nachnutzung von Batterien aus der Elektromobilität als Stromspeicher (2nd-Life BES) in typischen Wohngebäuden untersucht. Der Analyse liegt die Nettokapitalwert Methode zugrunde.

Eine deskriptive Auswertung der untersuchten Gebäudetypen gibt Anhaltspunkte für die Dimensionierung von PV-BES Systemen mit der Zielsetzung einer möglichst grossen Eigendeckungs- resp. Eigenverbrauchsrate (unabhängig von ökonomischen Kriterien). Somit ist für ein typisches EFH mit einer 7 kW_p ($\approx 37.4 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) PV-Anlage und einer 6 kWh ($\approx 32.1 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) BES Kapazität eine Eigendeckungsrate von 50 % zu erreichen. Für ein typisches MFH kann mit einer 29 kW_p ($\approx 26.8 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) PV-Anlage und einen 27 kWh ($\approx 25 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) BES eine Eigendeckungsrate von 50 % erzielt werden.

Basierend auf ökonomischen Bewertungskriterien ist ein PV 2nd-Life BES deutlich kleiner zu dimensionieren. Die Resultate zum EFH zeigen eine optimale Systemgrösse von 3 kW_p ($\approx 16 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) und 2 kWh ($\approx 10.7 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) nutzbare Speicherkapazität alsbald mehr als 4800 Restentladezyklen zur Verfügung stehen (es wurden 2nd-Life BES Systeme bis max. 6400 Restentladezyklen untersucht). Die optimale Systemgrösse eines typischen MFH beträgt in Abhängigkeit des Energiepreisszenarios 13-15 kW_p ($\approx 12\text{-}13.9 \text{ W}_p/\text{m}^2 \text{ A}_E$) und 3-7 kWh ($\approx 2.8\text{-}6.5 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ A}_E$) Speicherkapazität, vorausgesetzt 4800-6400 Restentladezyklen stehen zur Verfügung.

Die Gesamtsystembewertung basierend auf dem Nettokapitalwert (NPV) zeigt, dass ausgehend von der aktuellen Schweizer Marktsituation PV in Kombination mit 2nd-Life BES für EFH keine wirtschaftliche Investition darstellt. Der Grund dafür ist eine relativ kleine Systemgrösse mit geringem Ertragspotential. Im Gegensatz dazu ist die Anwendung von PV-2nd-Life BES Systemen in MFH bereits heute eine wirtschaftliche Investition. Für eine sinnvolle BES Dimensionierung sollte eine Verfügbarkeit von mindestens ca. 4800 Restentladezyklen gegeben sein.

Der Systemvergleich zwischen herkömmlichen und 2nd-Life BES zeigt einen klaren Kostenvorteil für 2nd-Life BES auf. Insbesondere bei grösseren Systemen, wie diese bei MFH sinnvoll erscheinen, liegen die Stromgestehungskosten deutlich tiefer als bei herkömmlichen BES. In dieser Systemgrösse entstehen in einigen Kantonen lediglich geringe Differenzen zwischen den gültigen Stromtarifen der Schweiz für das Jahr 2015 und den Stromgestehungskosten von 2nd-Life-BES.

Die gesonderte Betrachtung von 2nd-Life BES zeigen, dass sich die Systeme mit aktuellen Tarifmodellen und Kostenstrukturen nicht selber finanzieren können. Aus der Sensitivitätsanalyse gehen die Basiskosten von 2nd-Life BES und der Hochtarif als mögliche Ansatzpunkte hervor, die zu einem selbsttragenden System führen. Eine denkbare Massnahme zur Kostensenkung ist die gleichstromseitige Einbindung von BES Systemen.

Die Ergebnisse aus vorliegender Untersuchung weisen auf die Notwendigkeit neuer Tarifmodellen hin. Es ist denkbar, dass eine stärkere Entlohnung von netzdienlichen Dienstleistungen zu selbsttragenden 2nd-Life BES Systemen führt. Die Entwicklung von neuen Tarifmodellen ist ein Anknüpfungspunkt zukünftiger Untersuchungen.

3 Modul B Umweltnutzen

3.1 Einleitung

Die Produktion sowie das Recycling von Batterien sind energie- und rohstoffintensiv und umfassen einen wesentlichen Teil der Umweltauswirkungen der gesamten Produktion eines Elektrofahrzeuges (Notter et al. 2010). Das Treibhauspotenzial der Produktion von Lithium-Ionen-Batterien bewegt sich zwischen 4,4 und 12,8 kg CO₂ Äq. pro kg produzierter Batterie, während der kumulierte Energieaufwand der Produktion bis zu 90 MJ pro kg Batterie ausmacht (M.C. McManus 2012). Für die Herstellung von Lithium-Ionen Batterien werden zahlreiche Schwermetalle wie Kupfer, Nickel und Cadmium sowie verschiedenste toxische organische Verbindungen eingesetzt (Yu et al. 2012). (Angerer et al. 2012) geht davon aus, dass bei weltweit starkem Anstieg von EV ab dem Jahr 2045 die aktuellen Lithium Reserven aufgebraucht sein werden.

Angesichts der oben genannten Probleme wird nach Möglichkeiten zur Verminderung der Umweltbelastung von Lithium-Ionen Batterien aus der Elektromobilität geforscht. Dazu zählt die Entwicklung von grosstechnischen Recycling-Prozessen, welche speziell auf grosse Elektrotraktionsbatterien der zukünftigen Hybrid- und Elektrofahrzeugflotten ausgelegt sind (Treffer 2011). Eine weitere Möglichkeit zur Verminderung der Umweltbelastung umfasst die in vorliegender Studie behandelte Nachnutzung von gebrauchten Batterien aus Elektrofahrzeugen als 2nd-Life BES in Wohngebäuden.

Bisherige Studien zu 2nd-Life-Speichersystemen fokussieren meistens auf die Wirtschaftlichkeit und technische Durchführbarkeit (Ahmadi et al. 2014), (Tong et al. 2013), (Faria et al. 2014), (Alimisis/Hatziargyriou 2013a), (Debnath/Ahmad/Habibi 2014a), (Neubauer/Pesaran 2011). Von den genannten Studien berücksichtigen nur zwei zusätzlich die Umweltauswirkungen (Ahmadi et al. 2014) (Faria et al. 2014). Im Fokus dieser beiden Studien stehen die Umweltauswirkungen aus der Deckung der Spitzenlast tagsüber mit nachts aus dem Netz bezogener elektrischer Energie. Unterschiede der Umweltauswirkungen wurden durch variierende Strommixe im Tageslastgang verursacht. Dabei wurde keine PV-Anlage berücksichtigt. Die Betrachtung fand nicht auf der Ebene eines ganzen Staates, sondern nur kleinräumig statt.

In vorliegender Untersuchung wird der Ansatz verfolgt, dass eine bestimmte Kapazität an 2nd-Life-BES eine gewisse Kapazität herkömmlicher BES Systeme ersetzen kann: Die substituierbare Kapazität (siehe A2.1.2). Aufgrund eines verzögerten Rücklaufs gebrauchter Batterien aus der Elektromobilität wird die Frage des Umweltnutzens in dieser Untersuchung unter Einbezug der Zukunft beurteilt. Somit wird das Potential an veränderter Umweltbelastung durch BES für die Schweiz mithilfe von Szenarien (siehe A2.1.1) untersucht, welche sich an den Energieperspektiven 2050 des Bundes orientieren (prognos 2012a). Aus der eingesparten Produktion herkömmlicher Speicher resultiert ein Umweltnutzen. Dieser wird mit ausgewählten Wirkindikatoren wie das Treibhauspotenzial (GWP) ausgewertet (siehe A2.1.3).

Dezentrale BES können einen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Gemäss KEMA (2013) besteht spätestens ab 2035 in den drei Szenarien der EP 2050 ein erhöhter technischer Speicherbedarf, um die erwarteten Produktionsspitzen auffangen zu können. Es wird daher ebenfalls untersucht, zu welchem Anteil der in KEMA (2013) prognostizierte Bedarf mit 2nd-Life Systemen gedeckt werden kann (siehe A2.1.4).

3.2 Forschungsfragen

Folgenden Forschungsfragen werden behandelt:

1. Wie viel kWh Speicherkapazität an neuen Batterien kann durch die Nachnutzung gebrauchter Batterien aus der Elektromobilität basierend auf den Szenarien in den Referenzjahren 2035 und 2050 eingespart werden (Substituierbare Nennkapazität)?
 - a. Wie viel Umweltbelastung lässt sich mit 2nd-Life BES gemäss unterschiedlicher Wirkindikatoren wie z.B. UBP-Punkte, dem kumulierten Energieverbrauch (CED) etc. durch die substituierbare Nennkapazität vermeiden?
2. Zu welchem Anteil kann der dezentrale Speicherbedarf in den Referenzjahren 2035 und 2050 durch 2nd-Life Speichersysteme gedeckt werden?

3.3 Aufbau Modul B

In Abbildung 11 ist der Aufbau des Moduls B und die Vorgehensweise der Modellierung schematisch dargestellt.

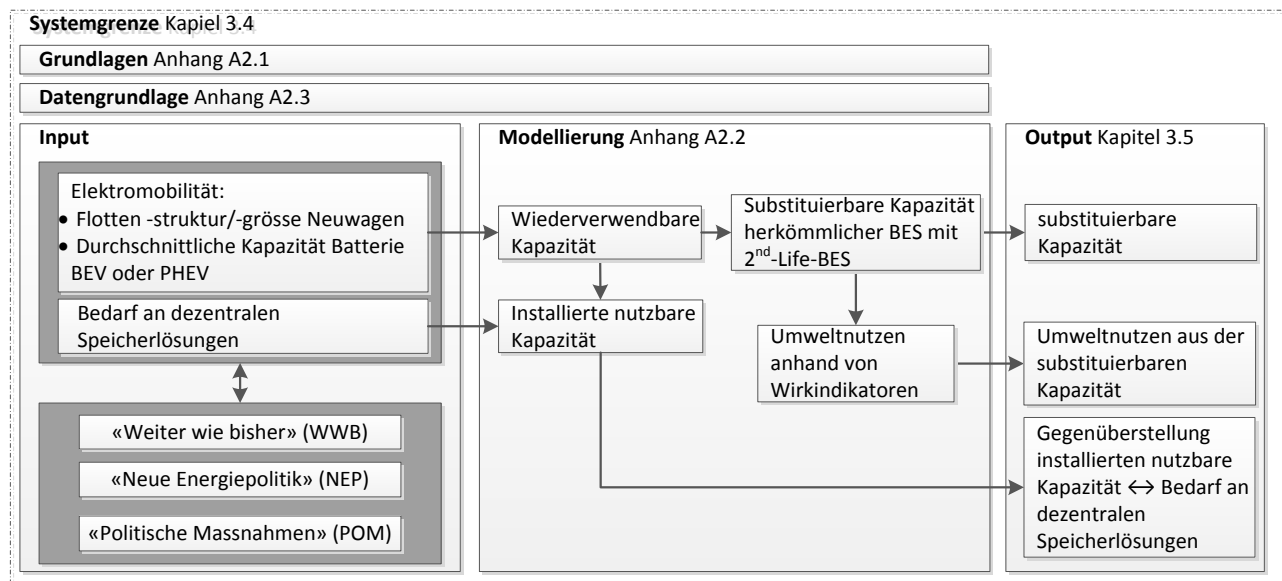


Abbildung 11 Übersicht auf den Aufbau der Eingabeparameter-Modellierung.

3.4 Systemgrenzen und Rahmen der Arbeit

3.4.1.1 Systemgrenzen und funktionelle Einheit

In Abbildung 12 ist die gewählte Systemgrenze dargestellt. Die funktionelle Einheit der Studie ist 1 kWh substituierbare Nennkapazität. Im System eingeschlossen sind Produktion, Betriebsführung und Entsorgung der Batterien. Es werden zudem auch jene Batterien aus der Elektromobilität im System mit eingeschlossen, welche aufgrund mangelnder Qualität und Beschädigungen aussortiert werden müssen.

Ausserhalb der Systemgrenze befindet sich die gesamte Elektromobilität mit dem Betrieb der Batterien; relevant sind lediglich die Eigenschaften der gebrauchten Batterien zum Zeitpunkt des Eintritts in das System 2nd-Life. Zudem befinden sich alle Komponenten des Speichers (Wechselrichter, Gehäuse, BMS, Verkabelung etc.) ausserhalb der Systemgrenze, da deren Umweltauswirkungen im System 2nd-Life und herkömmlich als identisch angenommen werden. Dies gilt ebenfalls für die Art und Menge der gespeicherten Elektrizität im System herkömmlich und 2nd-Life. Die Daten für die Berechnung des Umweltnutzens stammen aus der Ecoinvent Datenbank v2.2 und werden mit der LCA-Software SimaPro 8 ausgewertet. Abbildung 12 zeigt die Systemgrenzen des modellierten Speichers.

Der Umweltnutzen durch die Erhöhung der Eigendeckungsrate im Gebäude, welche durch BES erzielt werden können, wird in dieser Untersuchung nicht behandelt. Dies aufgrund, dass der Betrachtungshorizont gesamtschweizerisch angelegt wurde.

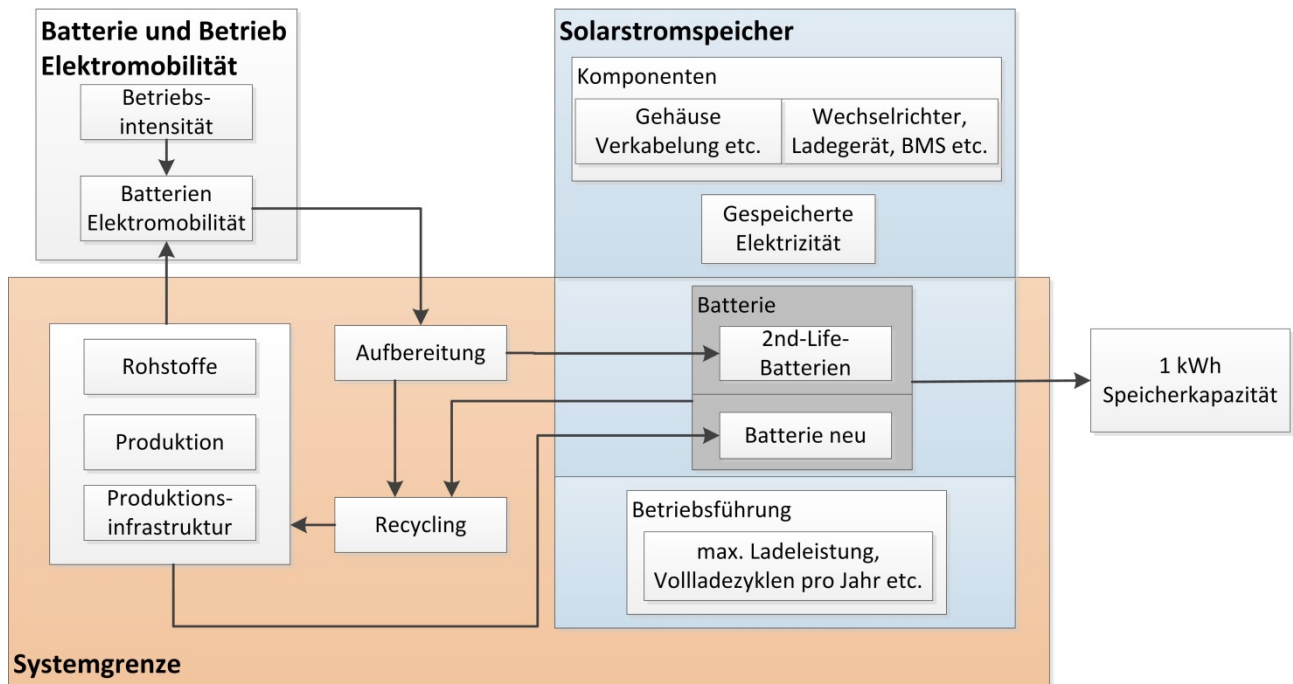


Abbildung 12 Systemgrenzen der betrachteten BES.

3.4.1.2 Dezentrale Speicher und Netzebenen

Das Schweizer Stromnetz gliedert sich in sieben Netzebenen, welche den Strom aus Import und den grossen Kraftwerken schrittweise von 380'000 Volt resp. 220'000 Volt auf 400 Volt resp. 230 Volt in Haushalten und Gewerbe reduziert. Neben dem Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz zählen auch drei Transformierungsebenen dazu (Swissgrid 2014b).

Der Begriff <Dezentrale Speicher> bezieht sich auf alle Speicher, die eine kurzfristige starke Erhöhung der Lastgangspitzen fluktuierender, dezentraler Stromproduktion z.B. mit Solarenergie oder Wind aufnehmen können (Mikrospeicher und kleintechnische Speicher). Dezentrale Speicher sind in den Netzebenen 4 & 5 (Mittelspannung) und vor allem in den Netzebenen 6 & 7 (Niederspannung) eingebunden. Dezentrale Speicher umfassen Speichertechnologien wie Schwungräder, Superkondensatoren, Batterien u.a. Davon abzugrenzen sind an das Höchst- und Hochspannungsnetz (Netzebenen 1, 2 & 3) gekoppelte Speichertechnologien wie Pumpspeicherkraftwerke (mitteltechnische und grosstechnische Speicher) (KEMA 2013).

In diesem Projekt werden Mikro- und kleintechnische Batteriespeicher auf Basis der Lithium-Ionen-Technologie betrachtet.

In Abbildung 13 sind die Schweizer Netzebenen sowie die möglichen Ebenen der Einspeisung von dargebotsabhängiger, dezentraler Stromproduktion dargestellt.

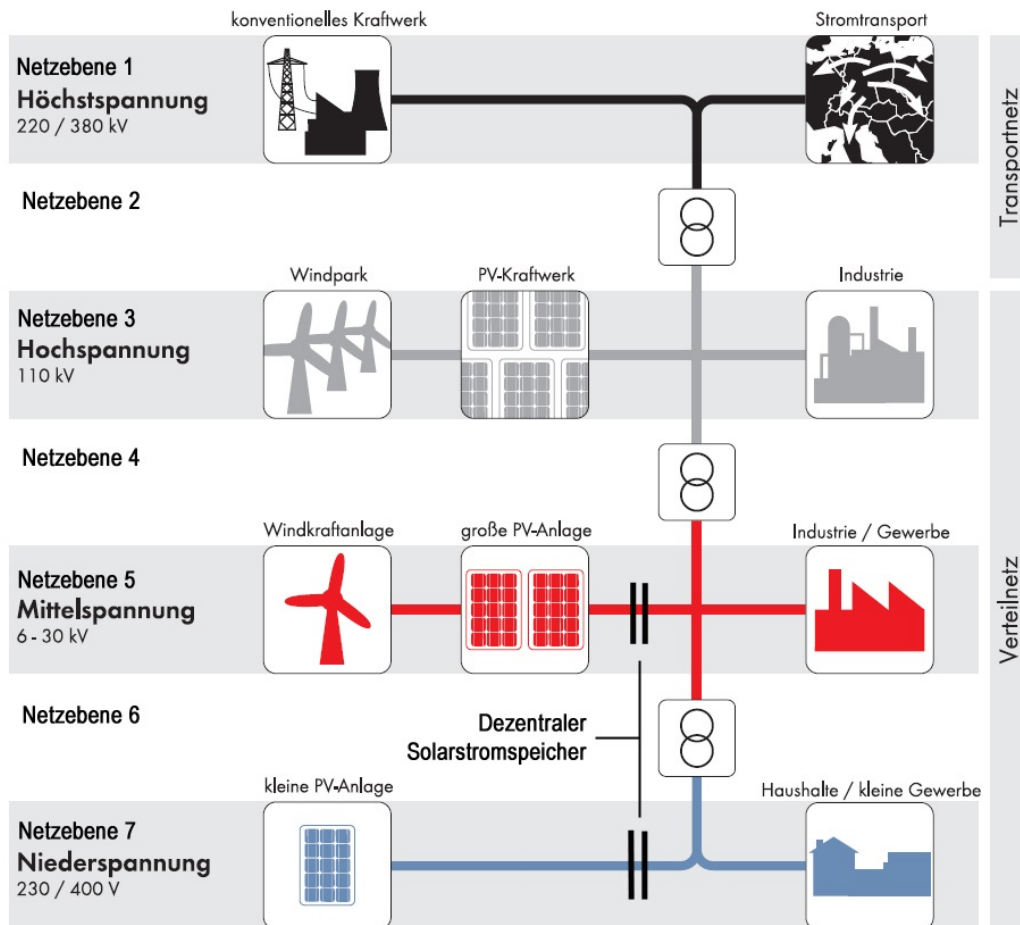


Abbildung 13 Dezentrale Einspeisung in die Schweizer Netzebenen 5 und 7 mit der Integration von dezentralen Speichern Quelle: SMA (2012) (Graphik angepasst).

3.4.1.3 Geographischer und zeitlicher Rahmen der Studie

Für die Berechnung des Umweltnutzens wird der geographische Rahmen um die Schweiz gezogen. In Bezug auf die substituierbare Nennkapazität und den Umweltnutzen sowie die installierte nutzbare Kapazität umfasst dies die gesamte in der Schweiz verfügbare Nennkapazität gebrauchter Batterien aus der Elektromobilität (Personenwagen). Hinsichtlich des dezentralen Speicherbedarfs wird die im gesamten schweizerischen Stromnetz zur Wahrung der Netzstabilität benötigte dezentrale Speicherkapazität berücksichtigt.

Unter dem Gesichtspunkt der Netzstabilität besteht heute in den meisten Regionen der Schweiz noch kein Bedarf an dezentraler Speicherung. Der Grund dafür ist der bisher relativ geringe Anteil fluktuierender Stromquellen, wie PV oder Windkraft in Bezug auf die gesamte Produktionsleistung. Gemäss KEMA (2013) ergibt sich erst ab dem Jahr 2020 ein zunächst geringer technischer Speicherbedarf, welcher bis zum Jahr 2050 deutlich ansteigt.

Zum Zeitpunkt der genannten Studie betrug der Anteil der neu zugelassenen Elektropersonenfahrzeuge weniger als ein Prozent der gesamten Neuwagenflotten von knapp über 300'000 Personenwagen (auto-schweiz 2014). Im Jahr 2013 wurden in der Schweiz 1751 batterieelektrische und 394 Plug-in-Hybrid-Personenfahrzeuge verkauft (e'mobile 2014b) (e'mobile 2014c). In der Schweiz wurden die ersten Lithium-Ionen-Batterien im Frühjahr 2011 serienmässig in Elektroautos eingesetzt (TCS 2014). Zurzeit wird lediglich beschädigtes, für 2nd-Life Speicher unbrauchbares Material rückgeliefert.

Es ist folglich erst zukünftig von einer Zunahme des Bedarfs an dezentralen Energiespeichern sowie von der Verfügbarkeit grösserer Mengen Batterien für 2nd-Life BES auszugehen. Aus diesen Gründen werden die Szenarien der Energieperspektiven 2050 des Bundesamtes für Energie mit in die Berechnung einbezogen.

Es werden auf Grundlage der Studie von prognos (2012) drei verschiedene Zukunftsszenarien zur Elektromobilität betrachtet. Die drei Szenarien beinhalten unterschiedliche Rahmenbedingungen, welche unterschiedliche verfügbare Nennkapazitäten gebrauchter Batterien aus der Elektromobilität zur Folge haben. Die verfügbare

Nennkapazität aus der Elektromobilität wird für die Berechnung der substituierbaren Nennkapazität herkömmlicher Speicher mit 2nd-Life Speichern und die installierte nutzbare Kapazität verwendet.

Die Eingabeparameter zur Berechnung des Bedarfs an dezentralen Speichern werden auf der Grundlage von KEMA (2013) festgelegt.

Damit beruhen sowohl die Berechnungen des Bedarfs an dezentralen Speichern als auch die Berechnung der installierten nutzbaren Kapazität auf den Szenarien gemäss Energieperspektiven 2050.

3.4.1.4 Brennstoffzellen-Fahrzeuge FCV

In den EP 2050 finden ab dem Jahr 2035 auch Brennstoffzellenfahrzeuge (FCV) eine grössere Verbreitung. Es wird davon ausgegangen, dass in FCV zusätzlich eine Batterie mit nennenswerter Kapazität vorhanden ist. Der Bundesverband für eMobilität sieht den Vorteil von FCV darin, dass die Brennstoffzelle als Range Extender fungiert. Für Kurz- und Mittelstrecken werden die Fahrzeuge bei höchstem Wirkungsgrad und geringsten Kosten als BEV Plug-In betrieben, für Langstrecken als FCV (Karstedt 2012). Es wird in vorliegender Studie daher angenommen, dass FCV hinsichtlich der Batteriekapazität den PHEV entsprechen. Im Jahr 2035 können in einem PHEV mit den hier getroffenen Annahmen rund 200 km batterieelektrisch zurückgelegt werden.

3.5 Ergebnisse

3.5.1 Ergebnisse Modellrechnungen substituierbare Kapazität

Abbildung 14 zeigt, wie viele kWh 2nd-Life-BES nötig sind, um eine kWh herkömmlichen Speicher ersetzen zu können. Die Darstellung entspricht dem in Abbildung 55 vorgestellten Modell und zeigt, dass $E_{WV,j}$ mit den hier verwendeten Parametern rund 700 % von $E_{SB,j}$ entspricht.

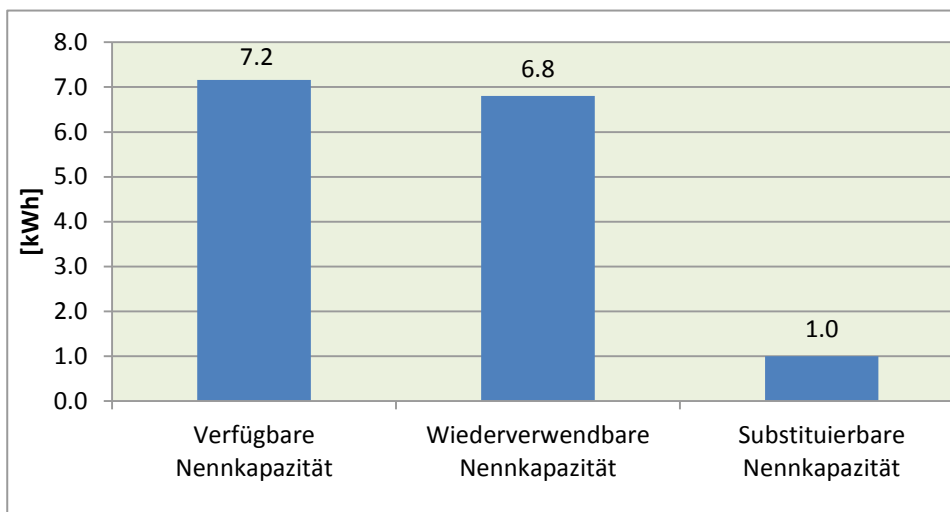


Abbildung 14 Substitution von einem kWh herkömmlichen Speicher ($\Delta\rho_{mod}=0.75$ und $\Delta LC=0.20$).

Die wiederverwendbare Kapazität von 6,8 kWh wird jedoch nicht vollständig bei der Erstinstallation des 2nd-Life Speichers eingesetzt. Sie berücksichtigt gemäss Gleichung (40) im Anhang A2.2.3 den Ersatz einzelner Batterien im 2nd-Life Speicher infolge von Kapazitätsausfällen und der reduzierten Nutzungsdauer gegenüber herkömmlichen Speichern sowie die reduzierte maximale Entladetiefe. Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 15 exemplarisch dargelegt.

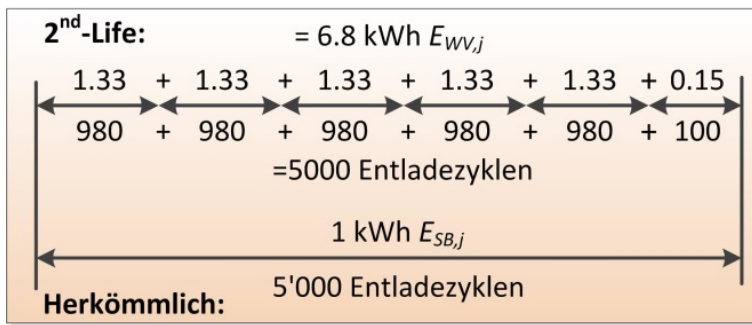


Abbildung 15 Vergleich Substituierbare Nennkapazität und Wiederverwendbare Nennkapazität.

In Abbildung 16 ist die Anzahl der Elektro-Neuwagen und die daraus resultierende substituierbare Kapazität $E_{SB,j}$ für die drei betrachteten Szenarien wiedergegeben. Mit der hier zugrunde gelegten Nutzungsdauer der Batterien in der Mobilität von $T = 12$ Jahren stammen die 2nd-Life-BES zu Beginn der Betrachtungsdauer (das Jahr 2025) von den Neuwagen des Jahrgangs 2013 und die zum Ende der Betrachtungsdauer (das Jahr 2050) von den Neuwagen des Jahrgangs 2038.

Gut ersichtlich ist der direkte Zusammenhang zwischen der substituierbaren Kapazität und der Anzahl Elektro-Neuwagen.

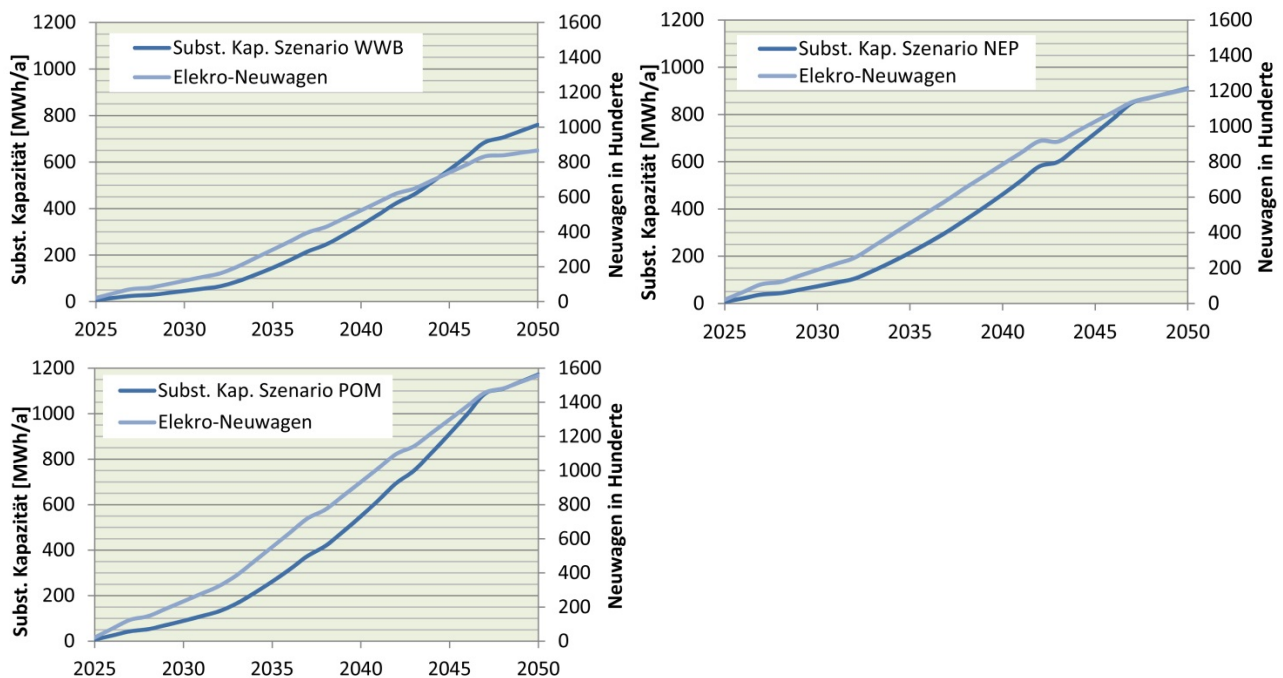


Abbildung 16 Entwicklung der Anzahl Elektro-Neuwagen und der substituierbaren Kapazität.

In Abbildung 17 ist die mittlere Nennkapazität $\overline{E_{EF}}$ pro EV abgebildet. Im Szenario WWB steigt die mittlere Nennkapazität wegen der gleichbleibenden Flottenstruktur und dem höheren Anteil an BEV gegenüber den PHEV und FCV stärker an, als in den Szenarien NEP/POM. In den Szenarien NEP/POM dagegen findet eine Entwicklung hin zu kleineren Fahrzeugklassen statt.

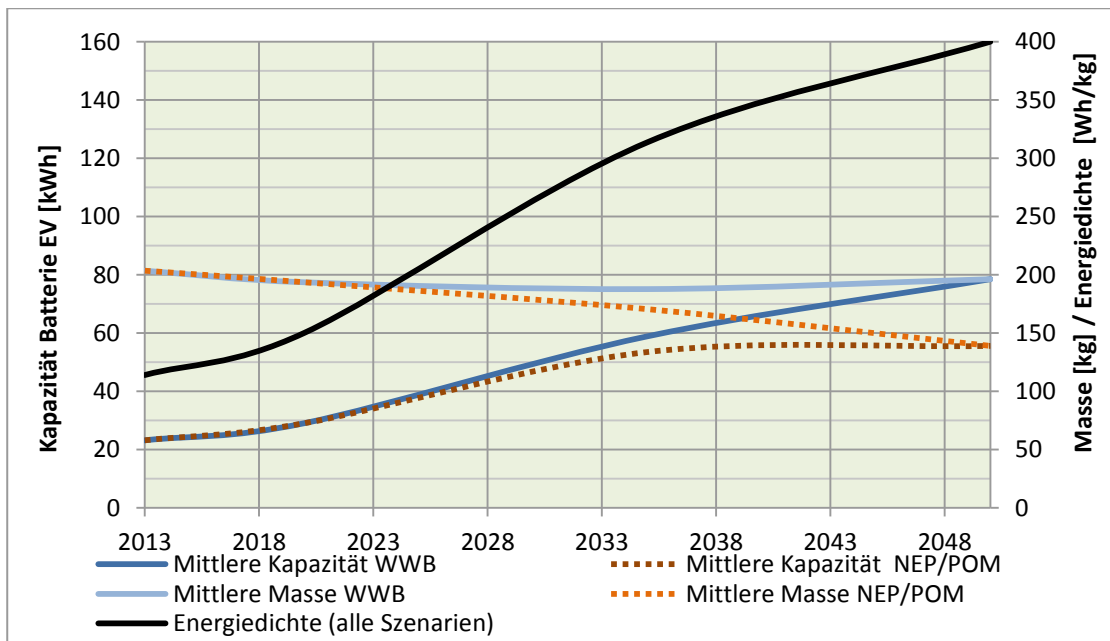


Abbildung 17 Entwicklung der mittleren Batteriekapazität, die entsprechende Batteriemasse und die Energiedichte.

Die substituierbare Kapazität im Szenario WWB beträgt im Jahr 2035 ca. 150 MWh und im Jahr 2050 rund 760 MWh, während diese im Szenario NEP im Jahr 2035 etwa 210 MWh und 2050 ca. 910 MWh beträgt. Im Szenario NEP ist im Vergleich mit WWB somit die substituierbare Kapazität 2035 40% höher, während die Anzahl Neuwagen um 52% höher ist. 2050 beträgt die substituierbare Kapazität 20% mehr und die Anzahl Neuwagen 40% mehr als im Szenario WWB. Dieser Umstand ist auf die höhere mittlere Kapazität der EV im Szenario WWB zurückzuführen. Das Szenario POM weist die höchste substituierbare Kapazität auf: 2035 sind es ca. 260 MWh und 2050 rund 1'170 MWh. Dies liegt daran, dass das Szenario POM eine Zunahme der PKW-Flotte auf 5 Mio. Fahrzeuge (wie in WWB) aufweist und denselben hohen Anteil an EV erreicht wie das Szenario NEP (vergleiche dazu auch Abbildung 53).

3.5.2 Umweltauswirkungen der Batterie

Abbildung 18 zeigt zur Veranschaulichung die Reduktion der Umweltauswirkungen anhand des Treibhauspotenzials GWP durch die Modifikationen der Sachbilanz wie in Abschnitt A2.1.3 beschrieben. Im Szenario NEP wird gegenüber der Batterieherstellung heute das Treibhauspotenzial im Jahr 2035 um 14,6% und im Jahr 2050 um 21,4% gesenkt. Im Szenario POM beträgt die Reduktion 1,7% und 6,2% für die Jahre 2035 und 2050. Die stärkere Reduktion im Szenario NEP verglichen mit POM ist insbesondere auf den höheren Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix zurückzuführen. Da im Szenario WWB auf eine Anpassung der Sachbilanz verzichtet wird, sind hier die Umweltauswirkungen in den Jahren 2035 und 2050 gleich hoch veranschlagt, wie im Jahr 2013.

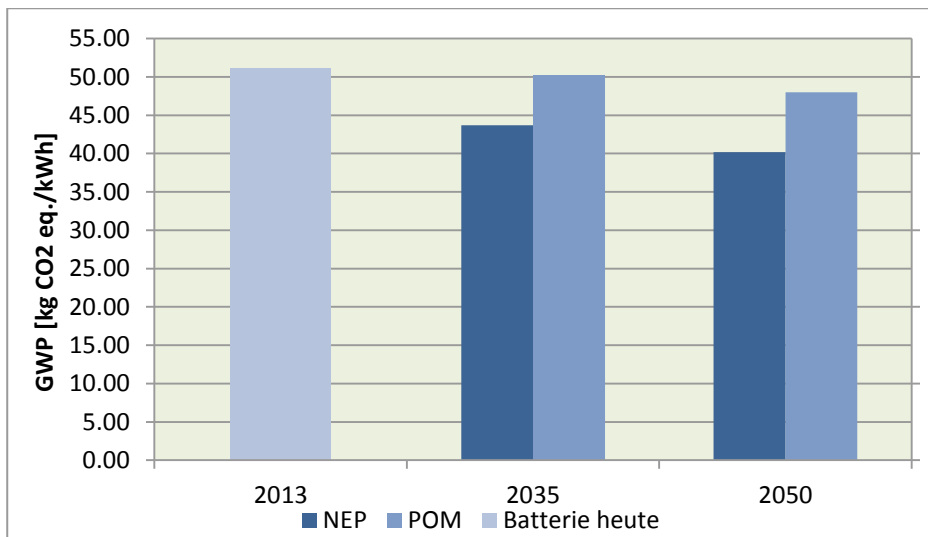


Abbildung 18 Reduktion Umweltauswirkungen von Batterien durch Berücksichtigung der Zukunftsszenarien hinsichtlich Strommix und Kupfer-Gewinnung.

Abbildung 19 zeigt die Reduktion pro kWh Speicherkapazität durch die Modifikation der Sachbilanz geordnet nach den vier Wirkindikatoren. Die Anteile der Kupfergewinnung und des Strommixes sind dabei additiv aufgetragen. Wie zu erwarten verursacht die Anpassung der Sachbilanz im Szenario NEP die grössten Veränderungen. Dies ist auf den höchsten Anteil an erneuerbaren Energien. Die Veränderungen bei dem Szenario POM liegen bis auf die UBPs wesentlich tiefer, als bei NEP.

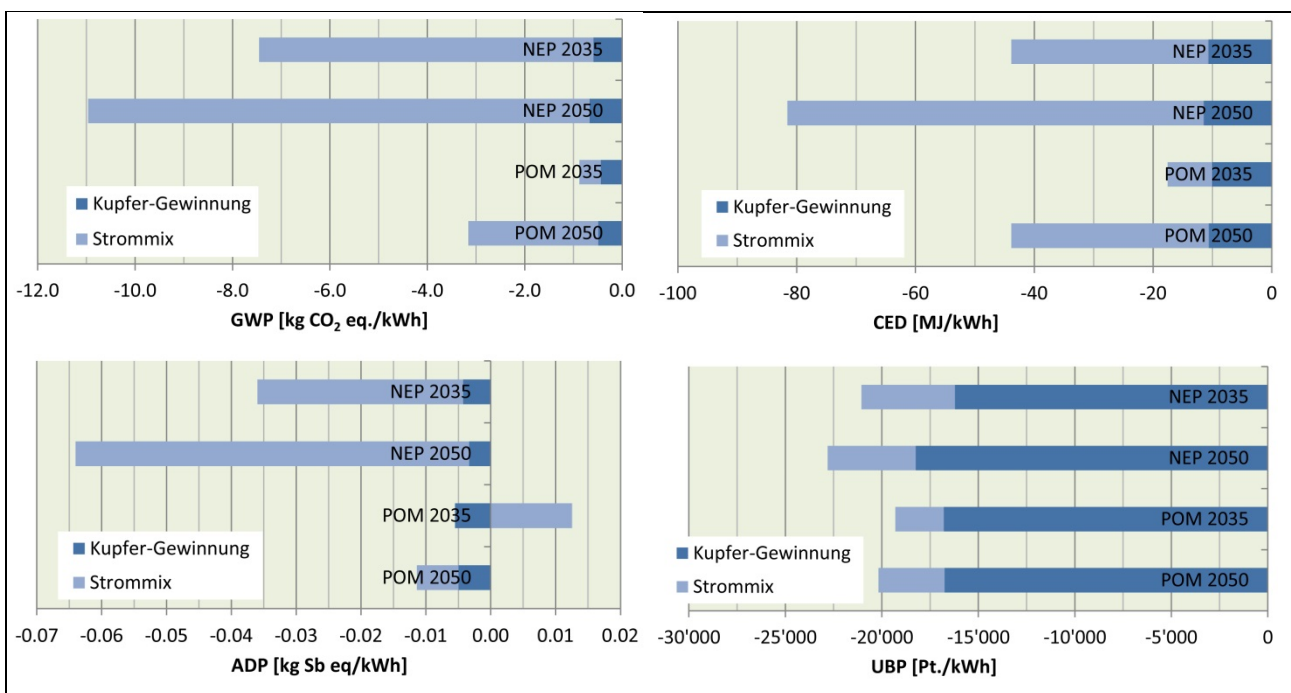


Abbildung 19 Reduktion von GWP, CED, ADP und UBP in der funktionellen Einheit pro kWh Speicherkapazität in den Szenarien NEP und POM gegenüber heutigen Batterien infolge der Anpassung von Strommix und Kupfer-Gewinnung.

Im Jahr 2035 des Szenarios POM haben die Anpassungen der Sachbilanzen eher geringe Auswirkungen auf das Ergebnis. Hinsichtlich des ADP bewirkt die Anpassung sogar eine Erhöhung. Dies wird durch die Tatsache verursacht, dass im Szenario POM der Strommix 2035 zu 31% und 2050 zu 36% aus erneuerbaren besteht, in den regionalen Strommixdaten der ecoinvent v2.2 jedoch bereits 34% erneuerbar ist. Aus diesem Grund sind im Szenario POM keine wesentlichen Verbesserungen zu verzeichnen. Aufgrund des gleich hohen Anteils an Sekundärkupfer in den zwei modifizierten Szenarien zeigen die UBPs zwischen den Szenarien NEP und POM bzw. zwischen den Jahren 2035 und 2050 nur geringe Unterschiede.

In Abbildung 20 ist die Reduktion der Umweltauswirkungen durch die Zunahme der Energiedichte dargestellt. Die Steigerung der Energiedichte senkt das Treibhauspotential pro kWh Speicherkapazität im Jahr 2035 um ca.

64 % und im Jahr 2050 um rund 71 %. Für die anderen drei in dieser Studie verwendeten Wirkindikatoren ergibt sich eine vergleichbare relative Reduktion.

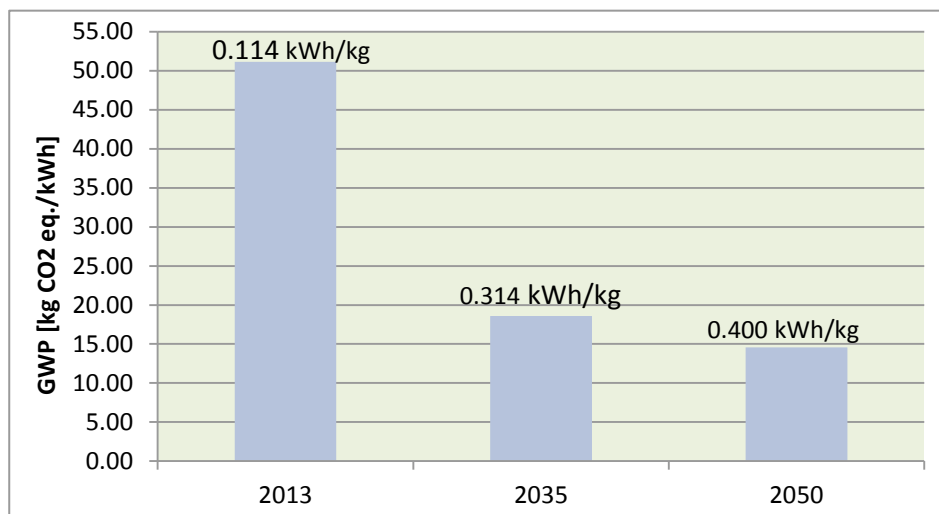


Abbildung 20 Reduktion GWP von Lithium-Ionen-Batterien durch die erwartete Steigerung der Energiedichte.

Betrachtet man die Umweltauswirkungen unter Berücksichtigung aller hier betrachteten zu erwartender Entwicklungen (Strommix, Kupfergewinnung und Energiedichte) ergibt sich folgendes Bild (siehe Abbildung 21):

- Im Szenario WWB gilt für alle Wirkindikatoren die Reduktion wie im vorhergehenden Absatz zur Energiedichte beschrieben.
- Die Reduktion des GWP beträgt für das Szenario NEP im Jahr 2035 69% und im Jahr 2050 78% gegenüber dem heutigen Wert. Im Szenario POM beträgt die Reduktion 64% resp. 73%.
- Beim CED beträgt die Reduktion im Szenario NEP im Jahr 2035 65% und im Jahr 2050 74%. Das Szenario POM weist eine Reduktion im Vergleich zur heutigen Batterie von 64% und 73% im 2035 bzw. 2050 auf.
- Die Reduktion des ADP erreicht im Jahr 2035 gegenüber einer heutigen Batterie 67% und im Jahr 2050 76% (Szenario NEP) und 63% und 72% (Szenario POM).
- Die UBPs der Batterien reduzieren sich gegenüber heutigen im Szenario NEP um 68% (2035) und 76% (2050). Im Szenario POM reduzieren sich die UBPs um 68% (2035) und 75% (2050).

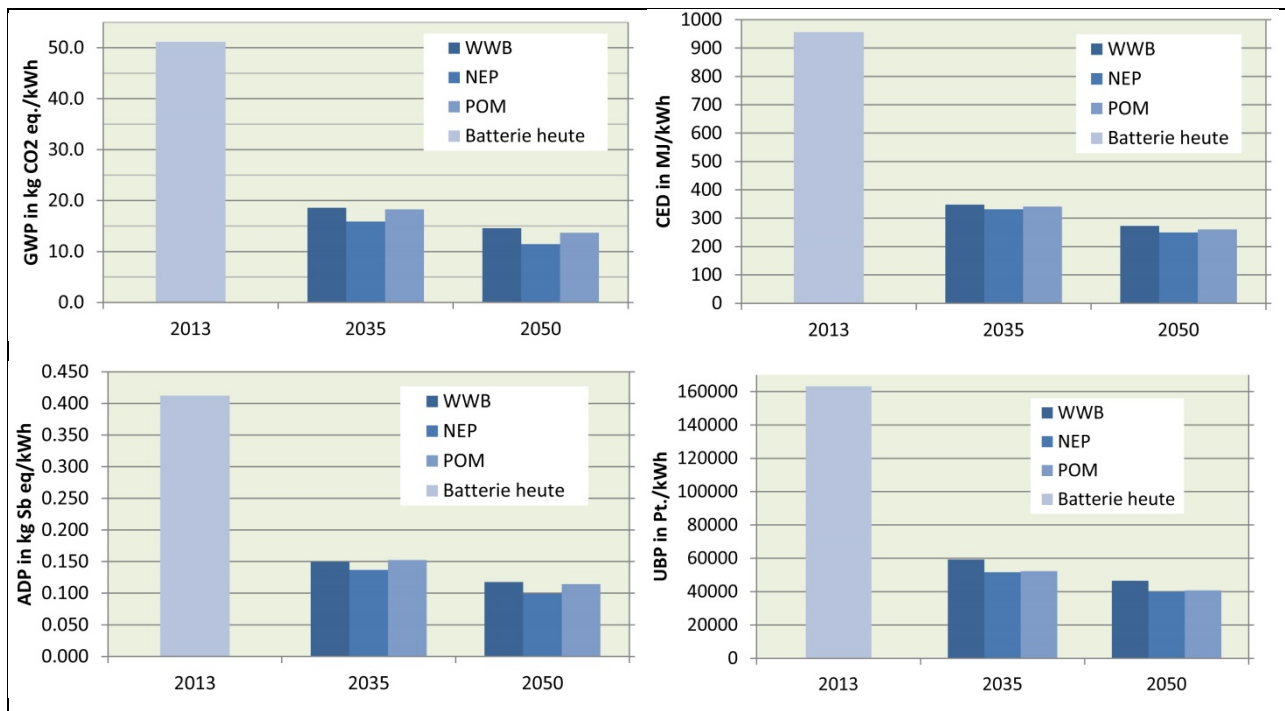


Abbildung 21 GWP, CED, ADP und UBP in der funktionellen Einheit pro kWh Speicherkapazität heute und in den drei Szenarien. In der zukünftigen Batterie sind die Modifikationen der Prozesse hinsichtlich Strommix und Kupfer-Gewinnung sowie die Energiedichtesteigerung berücksichtigt.

In allen drei Szenarien und bei allen vier Wirkindikatoren beruht die Reduktion der Umweltauswirkungen überwiegend auf der erwarteten Energiedichtesteigerung. Dies geht auch aus dem Vergleich von Abbildung 18 und Abbildung 20 hervor.

3.5.3 Umweltnutzen aus der substituierbaren Kapazität

Die im vorangegangenen Abschnitt für die Jahre 2035 und 2050 genannten *Umweltauswirkungen* beziehen sich jeweils auf die Herstellung von Neubatterien in den genannten Jahren. Diese Umweltauswirkungen können durch Substitution der Neubatterien mit 2nd-Life Batterien vermieden werden. Damit hat der Einsatz von 2nd-Life Batterien einen *Umweltnutzen*.

In Abbildung 22 sind die Ergebnisse zum Umweltnutzen bezüglich des GWP, des CED, des ADP und der UBP wiedergegeben. Die Untersuchungen zeigen, dass der Umweltnutzen von 2nd-Life Batterien beim Szenario POM hinsichtlich aller Wirkindikatoren am höchsten ausfällt. Beim Szenario WWB ist – mit Ausnahme des GWP im Jahre 2050 – der ermittelte Umweltnutzen am geringsten. Alle vier genannten Wirkindikatoren weisen im Jahr 2050 in den Szenarien NEP und WWB praktisch denselben Nutzen aus. Dies liegt daran, dass sich die Umweltauswirkung pro kWh Neubatterie im Szenario NEP im Vergleich zum Szenario WWB bis zum Jahr 2050 stetig reduziert und somit ebenso das Vermeidungspotenzial durch Substitution sinkt. Beim Szenario WWB können bezüglich GWP im Jahr 2050 rund 11'100 t CO₂ Äq. eingespart werden. Das entspricht etwa dem aktuellen jährlichen CO₂ Ausstoss von 890 Schweizer Einwohnern (12,5 t CO₂ pro Einwohner) und 1280 Einwohner (16'000 t CO₂ Äq.) im Szenario POM. Im Szenario WWB umfasst das Vermeidungspotenzial 2050 durch Substitution hinsichtlich CED rund 207'000 GJ. Das entspricht etwa dem Heizwert von 14'000 Tonnen Holz (14,4 MJ/kg). Beim Szenario POM kommt dies dem Heizwert von rund 21'000 Tonnen Holz (305'000 GJ CED) gleich. Im 2050 werden im Szenario WWB etwa 89 t Sb eq und im Szenario POM ca. 134 t Sb eq. vermieden, was in etwa mit 360 Tonnen respektive 540 Tonnen Primärkupfer gleichzusetzen ist. Die Bewertung des Umweltnutzens mithilfe von UBP zeigt ein Vermeidungspotenzial von rund 35 Milliarden (WWB-Szenario) bis 50 Milliarden (POM-Szenario) UBP's. Dieser Wert ist vergleichbar mit der jährlichen Umweltbelastung aus dem privaten Konsum von 1'800 bzw. 2'400 Personen (Jungbluth/Itten/Stucki 2012).

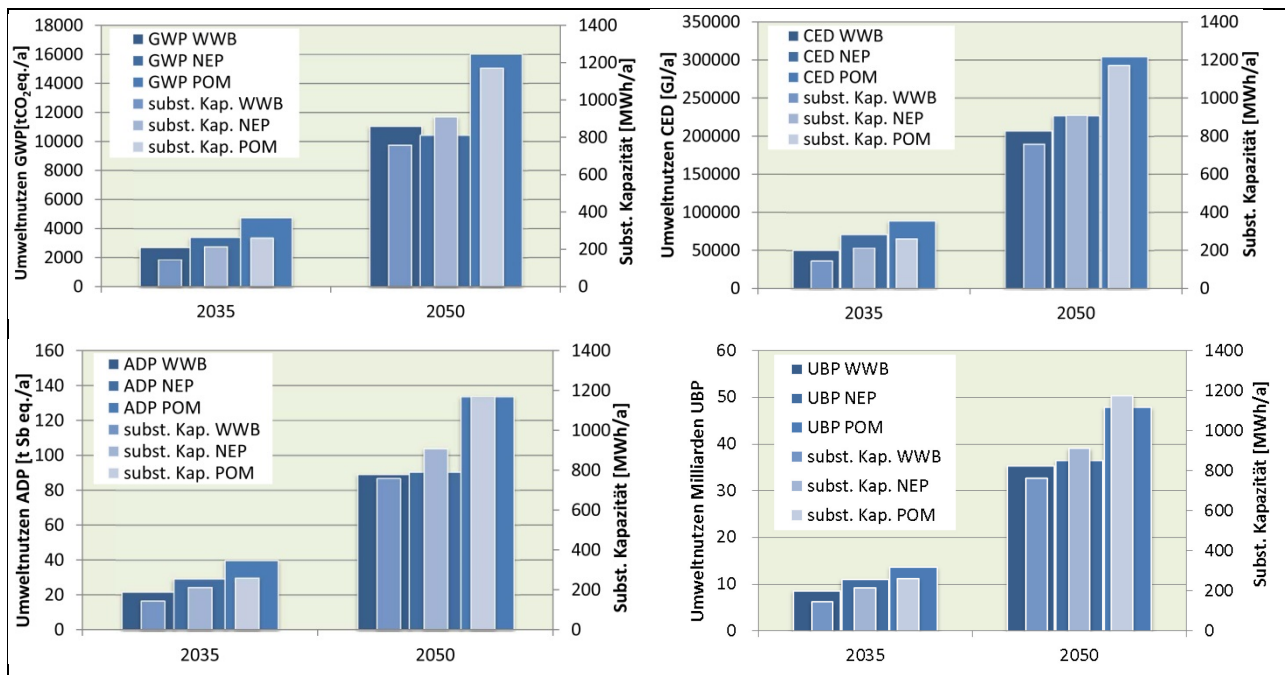


Abbildung 22 Umweltnutzen, ausgedrückt in den Grössen GWP, CED, ADP und UBP sowie die substituierbare Nennkapazität.

3.5.4 Gegenüberstellung der installierten nutzbaren Kapazität und des Bedarfs an dezentralen Speicherrösungen

In Tabelle 1 ist die installierte nutzbare Kapazität und der Speicherbedarf wiedergegeben. In allen drei Szenarien und in beiden Referenzjahren kann der erwartete Speicherbedarf bei weitem von 2nd-Life-BES gedeckt werden. In den Referenzjahren 2035 und 2050 werden alle 2nd-Life-BES betrachtet, welche ihr Lebensende noch nicht erreicht haben. Bei der hier angenommen Lebensdauer der 2nd-Life Batterien von 5 Jahren, werden z.B. im Jahr 2050 alle wiederverwendbaren Batterien $E_{WV,j}$ aus den Jahren 2046 bis 2050 betrachtet. Vergleiche dazu auch Formel (44) im Anhang A2.2.

Tabelle 1 Vergleich des Speicherbedarfs mit der installierten nutzbaren Kapazität.

Szenario	Jahr	Installierte nutzbare Kapazität [MWh]	Speicherbedarf [MWh]	Anteil gedeckt durch 2 nd -Life-BES [%]
WWB	2035	1'633	50	3'267%
	2050	11'807	2'520	469%
NEP	2035	2'502	685	365%
	2050	14'470	6'600	219%
POM	2035	3'054	875	349%
	2050	18'513	6'140	302%
POM-WWB	2035	3'054(POM)	50 (WWB)	6'108%
	2050	18'513 (POM)	2'520 (WWB)	735%
WWB-POM	2035	1'633 (WWB)	875 (POM)	187%
WWB-NEP	2050	11'807 (WWB)	6'600 (NEP)	179%

3.6 Schlussfolgerung und Ausblick

Das Potenzial von 2nd-Life-Speichern ist in allen drei Szenarien als sehr hoch anzusehen. Bereits 2014 waren in Deutschland ca. 15'000 BES installiert (BSW 2015). Bei einer angenommen durchschnittlichen Kapazität von 5 kWh für Mikrospeicher mit dezentralem Einsatzgebiet in Privathaushalten und Kleingewerben entspricht das einer Kapazität von 75 MWh. Allein im Szenario mit der niedrigsten substituierbaren Kapazität (WWB) steigt diese von 150 MWh im Jahr 2035 auf 760 MWh im Jahr 2050. Das entspricht etwa 30'000 respektive 152'000 Speicher mit 5 kWh Nennkapazität. Das Szenario POM weist im Jahr 2050 bei 1'170 MWh ein Substitutionspo-

tential von 234'000 Speichern auf. In der Schweiz gibt es laut Bundesamt für Statistik (BFS) rund 1,7 Mio. Wohngebäude. Somit könnte für das Szenario POM im Jahr 2050 bei gleichem Gebäudebestand in 14% ein 2nd-Life-Speicher stehen.

In einer Mitteilung vom 27.2.2015 kommunizierte der schweizerische Bundesrat die Absicht die CO₂-Emissionen bis 2050 um 70 bis 85 % gegenüber 1990 senken zu wollen. Dies entspricht dem Szenario NEP. Die jährliche Reduktion beläuft sich bei diesem Ziel um 0,8 Mio. t CO₂ jährlich von 41,5 Mio. t CO₂ im Jahr 2010 auf 10 Mio. t CO₂ im Jahr 2050 (prognos 2012a). Die GWP-Berechnung zeigt, dass 2nd-Life Stromspeicher hierzu im Jahre 2035 mit 0,34 % (WWB) bis 0,6 % (POM) und im Jahre 2050 1,30 % (NEP) bis 2,0 % (POM) einen bedeutsamen Beitrag zur jährlichen Reduktion leisten können. Ausgedrückt in Umweltbelastungspunkten (UBP) sind 2050 mithilfe der Einführung von 2nd-Life Stromspeichern 35 Milliarden UBP (WWB) resp. 50 Milliarden UBP (POM) zu vermeiden. Dies entspricht einer Umweltbelastung aus dem privaten Konsum von jährlich 1'800 bzw. 2'400 Personen (Jungbluth/Itten/Stucki 2012).

Das Prinzip der substituierbaren Kapazität betrachtet die Angebots- sowie Nachfrageseite von 2nd-Life-Speichersystemen. Der hier betrachtete Umweltnutzen durch die Substitution herkömmlicher durch gebrauchte EV-Batterien kann natürlich nur dann realisiert werden, wenn eine Nachfrage nach Speichern besteht. In allen drei Szenarien der Energieperspektiven 2050 steigt der Strompreis (prognos 2012a). Dadurch nimmt der finanzielle Anreiz zu, den Eigendeckungsgrad in Gebäuden mit PV-Anlage durch BES zu erhöhen. Ausserdem erhöht sich in allen Szenarien der Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien wie PV beträchtlich (siehe Tabelle 2). Ein System von EV kombiniert mit erneuerbaren Energien kann deshalb dazu beitragen, die Umweltbelastung gegenseitig zu senken: Elektrofahrzeuge werden mit Strom aus erneuerbaren Quellen betrieben, während der Strom aus erneuerbaren Quellen in Speichern aus 2nd-Life-BES sinnvoll zwischengespeichert wird. Zudem wird, wie in dieser Studie gezeigt, die Umweltbelastung von Lithium-Ionen-Batterien durch die 2nd-Life-Nutzung weiter vermindert.

Tabelle 2 Anteil erneuerbarer Energien (ohne Wasserkraft) an der mittleren Bruttoerzeugung in den drei Szenarien der EP 2050.

Anteil erneuerbar	2010	2035	2050
WWB	2%	8-15%	12-29%
NEP	2%	9-20%	16-34%
POM	2%	9-20%	14-34%

Der in dieser Studie angenommene lineare Zusammenhang von Umweltauswirkungen und Energiedichte ist vereinfacht. Eine markante Energiedichtesteigerung von 0.114 kWh/kg im Jahr 2013 auf 0.4 kWh/kg im Jahr 2050 wird ebenso durch die Einführung neuer Technologien verursacht (z.B. Lithium-Silizium-Anoden oder Lithium-Schwefel-Kathoden) (Duleep et al. 2011). Dadurch ist anzunehmen, dass sich die Umweltauswirkungen aufgrund unterschiedlicher Herstellungsprozessen der Batterie sowie unterschiedlicher Gewinnung und Verfügbarkeit der Ressourcen nicht linear zur Energiedichte verhalten.

Der erwartete dezentrale Speicherbedarf aller drei betrachteten Szenarien kann unter den hier getroffenen Annahmen und Randbedingungen durch 2nd-Life Batterien gedeckt werden. Dies gilt selbst beim Vergleich des Szenarios mit dem höchsten Speicherbedarf und der niedrigsten installierten nutzbaren Kapazität. Die wesentlichen Faktoren für dieses Ergebnis sind die grosse Automobilflotte mit relativ hohem EV-Anteil sowie der gemäss KEMA (2013) relativ niedrige Speicherbedarf in allen Szenarien bis zum Jahr 2050.

In der genannten Studie kommen die Autoren zu dem Schluss, dass in städtischen Netzen kein und in vorstädtischen Netzen ein sehr geringer Bedarf an dezentralen Speichern entstehen wird. Dies wird mit der schon bestehenden hohen Netzkapazität – benötigt durch die hohe Lastdichte, welche in städtischen und vorstädtischen Gebieten auftritt – begründet. Ein erhöhter Speicherbedarf ab 2020 wurde lediglich in den ländlichen und Bergnetzen ausgemacht. Überdies ist das Modell so ausgelegt, dass nur 2/3 der Überschussenergie im Jahresverlauf durch den ermittelten Speicherbedarf gedeckt werden kann. Die restlichen 1/3 müssen anderweitig verwertet werden.

Die Studie kommt jedoch zu dem Schluss, dass – dort wo Speicher nötig sind – dezentrale Speicher aus volkswirtschaftlicher Sicht die kostengünstigste Variante im Vergleich zu alternativen Möglichkeiten (z.B. Netzausba Massnahmen oder Lastgangmanagement des Eigenverbrauchs) darstellen können (KEMA 2013). Gebrauchte EV-Batterien als stationäre BES haben damit ein enormes Potential.

Die technische Entwicklung bei Batterien ist derzeit stark in Bewegung. Eine Ausdehnung der hier beschriebenen Betrachtung auf andere Batterietypen ist daher anstrebenswert. Eine weitere Fragestellung innerhalb dieses Themenbereichs ist Gegenüberstellung der gesamthaften Umweltbelastung aus 2nd-Life-BES mit anderer Netzausbaumassnahmen. Dadurch kann verifiziert werden, ob dezentrale Batteriespeicher nicht nur die kostengünstigste sondern auch die ökologisch sinnvollste Massnahme zur Bewahrung der Netzstabilität sind.

4 Modul C Pilotanlage

4.1 Einleitung

Die praktische Anwendbarkeit von 2nd-life BES im Gebäudebereich ist bisher nicht demonstriert worden. Mit Hilfe ausgewählter Pilotanwendungen an geeigneten Gebäuden sollen daher Erkenntnisse zum Praxiseinsatz von 2nd-life BES gesammelt und die Idee in die Kreise der Haustechnikplaner getragen werden. Dabei können praxisreferenzierte Aussagen zur nutzbaren Restlebensdauer der Akkus gewonnen und der Wartungs- und Betriebsaufwand eingeschätzt werden. Von vordergründigem Interesse der Untersuchungen sind die nachfolgenden Fragen:

4.2 Fragestellungen

Ist es möglich, aus verfügbaren gebrauchten Batterien betriebsfähige BES zu konstruieren?

Welche in der Schweiz verfügbaren Batterietypen eignen sich für den Einsatz als BES?

Können Erkenntnisse und Erfahrungen Dritter bei der Konzeptionierung und beim Betrieb von BES genutzt werden?

Können geeignete Gebäude für den Einbau eines BES gefunden werden?

4.3 Materialbeschaffung gebrauchter Batterien

4.3.1 Allgemeines

Für die Sichtung von brauchbarem Material wird darauf geachtet, dass es sich bei den Unternehmungen um in der Schweiz ansässige Elektrofahrzeughersteller handelt. Zudem sollten die Elektrofahrzeuge mit einer Lithium-basierender Batterietechnologie ausgestattet sein. Ein weiteres Kriterium ist es, dass ein Zugang zum "Battery Management System" (BMS) gewährleistet werden kann. Zudem sollte der Elektrofahrzeughersteller ein Interesse an einer Nachnutzung von gebrauchten Batterien aufzeigen.

Infolge einer Kontaktaufnahme mit mehreren Unternehmungen, konnten die Dreifels AG, die KYBURZ AG und die Firma BikeTec AG als Partner gewonnen werden.

4.3.2 ReeVolt! Stromspeicher mit BikeTec Batterien

Die Hochschule Wismar führte im Rahmen des INMOD Projekts zwischen 2011 und 2014 Forschung zur Revitalisierung des öffentlichen Personennahverkehrs im ländlichen Raum durch (Udo/Solvejg/Targan, Norbert 2012). Von Interesse war die Vernetzung des Linienverkehrs mit dem Zubringerverkehr unter Nutzung von Pedelec-Elektrovelos, Typ Flyer der Firma BikeTec. Bestandteil der Feldstudie war die Entwicklung von Sammelstationen für Pedelec-Batterien. Diese Sammelstationen wurden durch die Firma WEMAG mit Hauptsitz in Schwerin (D) zu einem Gebäudeelektrizitätsspeicher weiterentwickelt und entsprechend gültiger Konformitätsprüfungen (VDE 2007) zertifiziert. Der Speicher besteht aus 16 Flyer-Batterien, die in einem Sammelrack zusammengefasst sind. Abhängig von der Restkapazität der einzelnen Batterien sind Speicherkapazitäten von 2 bis 5 kWh möglich.

4.3.3 Dreifels Batteriesysteme

Die Unternehmung Dreifels AG entwickelt Batteriesysteme für Elektrofahrzeuge, wie z.B. das TWIKE-Elektrofahrzeug oder Elektrokarts. Der Fokus liegt auf Management Systeme für Lithium basierende Batterien.

Für die Nachnutzung sind TWIKE-Batteriesysteme aus dem Jahre 2008 geeignet. Diese Lithium-Eisenphosphat Batterien sind zurzeit in der Schweiz in über 100 TWIKE-Fahrzeugen im Einsatz und können in absehbarer Zeit für 2nd-Life BES eine Verwendung finden. In Tabelle 3 sind technische Daten zu den Batterien ersichtlich. Das System weist mit 384 V eine hohe Batteriespannung aus. Die Spannung wird durch Serienschaltung von 120 Einzelzellen erreicht.

Tabelle 3 Technische Daten gebrauchte Batterien (Dreifels AG 2014).

Spannung	384 V
Kapazität	10 Ah
Energieinhalt (min)	3.8 kWh
Gewicht	49 kg
Entladeleistung	9.6 kW
Ladeleistung	3 kW

4.3.4 KYBURZ Batteriesysteme

Die Unternehmung KYBURZ entwickelt Elektrofahrzeuge für vielfältige Anwendungsbereiche. Mit dem DXP-Modell beliefern die KYBURZ AG u.a. die Schweizer-Post.

Die Batterien basieren auf einer Lithium-Yttrium-Technologie. Im Vergleich zum Dreifels-System weisen die Batterien von KYBURZ eine relativ tiefe Spannung auf (siehe Tabelle 4). Für den Betrieb in den Elektrofahrzeugen ist eine Spannung von 26 Volt vorgesehen. Dafür werden zwei Blöcke mit je vier Batterien in Serie geschaltet.

Tabelle 4 Technische Daten gebrauchte Batterien (Kyburz AG 2014).

Ladeschlussspannung	3.65 V
Nennspannung	3.3 V
Entladeschlussspannung	2.8 V
Kapazität	100 Ah
Energieinhalt (min)	0.365 kWh
Gewicht	3.5 kg
Batteriehersteller	Winston Battery

4.4 Pilotanlagen 2nd-Life BES

4.4.1 Pilotregion 2000-Watt-Gesellschaft Basel / P+D Projekte BFE

Der Kanton Basel-Stadt unterstützt im Rahmen des laufenden Programmes zur 2000-Watt-Gesellschaft u.a. Bauprojekte zur Etablierung netzfreundlicher Gebäude durch finanzielle Zuwendungen. Im Rahmen dieses Programms konnte eine Unterstützung für zwei Objekte für den Einbau von 2nd-Life BES Pilotanlagen erhalten werden. Im Zuge von Vorfeldevaluationen zu potentiellen Pilotgebäuden wurden zwei weitere Machbarkeitsstudien erarbeitet.

Das BFE erachtet die Pilotanlage des Gundeldinger Feldes in Basel als förderwürdig und unterstützt das Projekt aus Mitteln des Pilot- und Demonstrationsprogrammes (810002918/SI/501250-01).

4.4.2 Pilotanlage Gundeldinger Feld

Das ehemalige Areal der Maschinenfabrik Sulzer Burckhardt AG im Basler Quartier Gundeldinger Feld („Gundeli“) hat sich in den letzten 15 Jahren vom Industriestandort in einen lebendigen Ort mit vielfältigen Nutzungen gewandelt. Das knapp 20 Meter hohe Kohlesilo im Zentrum des Areals setzt ein sichtbares Zeichen für den Wandel von fossilen zu erneuerbaren Energien. Opake Fassadenflächen im Süden und Norden und die Dachfläche wurden mit verschiedenfarbigen PV-Modulen versehen und geben dem Gebäude ein neuartiges Erscheinungsbild.

Der solar erzeugte Strom wird zum Grossteil vor Ort von den Nutzern des Areals selbst verbraucht. Überschüsse sollen für eine kurze Zeit zwischengespeichert und bei ausbleibendem PV-Ertrag ebenfalls auf dem Areal genutzt werden. Dafür wird ein 2nd-Life-Batteriespeicher genutzt. Das Projekt hat Leuchtturmcharakter und verspricht eine hohe mediale Aufmerksamkeit. Die Abbildung 23 zeigt eine Visualisierung der Aussenansicht des Gebäudes sowie Fassadenansichten aus verschiedenen Blickrichtungen.

Die Pilotanwendung ist als Feldtest konzipiert und soll aufzeigen, ob 2nd-life Batteriespeicher an gewerblich genutzten Bauten eingesetzt und zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Solarstrom genutzt werden können.

Gesamthaft wurde eine 22 kW_p PV-Anlage mit einem 42 kWh Elektrizitätsspeicher kombiniert und installiert. Die Leistung der fassadenintegrierten PV-Anlage beträgt 10 kW_p. Auf dem Flachdach werden Module mit einer 12 kW_p - Leistung installiert.





Abbildung 23 Fotomontage und Fassadenansichten des Kohlesilos Gundeldinger Feld Quelle: (in situ 2014).

Der 2nd-Life BES wird im Untergeschoss aufgestellt (siehe rote Markierung in Abbildung 24). Das Gebäude ist aufgrund der massiven Bauweise gut für eine Pilotanlage geeignet. Für die Brandsicherung sind eine Abriegelung des Raums sowie eine mechanische Entlüftung vorgesehen.

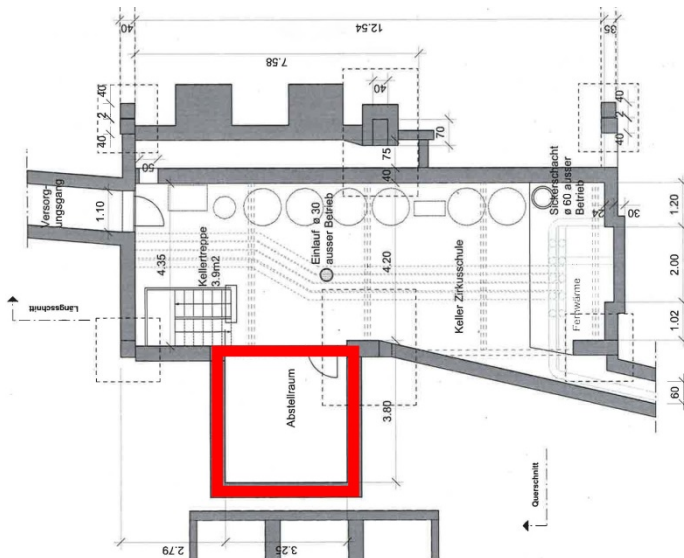


Abbildung 24 Grundriss Untergeschoss Kohlesilo Gundeldinger Feld Quelle: (in situ 2014).

Die Systemtopologie des 2nd-Life BES für dieses Projekt geht aus Abbildung 25 hervor.

Die Mieter im Anschlussbereich des Systems sind Dienstleistungsunternehmen aus unterschiedlichen Bereichen. U.a. sind ein Architekturbüro, eine in der Informatikbranche tätige Firma und eine Zirkusschule eingemietet.

Für die PV-Anlagen, den BES sowie für den Elektrizitätsbezug ausgewählter Arealmieter wird ein Energiemonitoring installiert. Durch die Erfassung des Solarertrags, der gesamthaft bezogenen und der in dem BES zwischengespeicherten Elektrizität soll eine energetische Bilanzierung ermöglicht werden. In Kooperation mit einem auf dem Gundeldinger Feld angesiedelten IT-Unternehmen wird eine Energiedateninfrastruktur entwickelt. Die FHNW wird das Projekt durch die Auswertung der Energiemessungen begleiten.

Abbildung 25 Systemtopologie 2nd-Life BES Gundeldinger Feld.

Abbildung 26 Installationsschema 2nd-Life BES Gundeldinger Feld (Brunner et al. 2014), modifiziert.

4.4.3 Einfamilienhaus Nemeth, Riehen BS

Ein für die Siedlungsstruktur der Schweiz typisches Bestandsgebäude, Baujahr 1921, wurde im Laufe der Zeit durch verschiedene bauliche Massnahmen energetisch erneuert. Seit mehr als 15 Jahren erzeugt die PV-Anlage (4.5 kW_p) des Gebäudes Elektrizität, die an das Netz abgegeben wird. Der über die vergangenen Jahre gemittelte Jahres-Elektrizitätsertrag beträgt $2'900 \text{ kWh}$, der jährliche Elektrizitätsbezug im Gebäude bewegt sich zwischen $2'500$ bis $3'500 \text{ kWh/a}$. Der Warmwasserbedarf der Bewohner wird teilweise durch Solarthermie gedeckt. Abbildung 27, links, zeigt die Südost-Ansicht des Gebäudes.

Der Gebäudeeigentümer legt grossen Wert darauf, seinen Elektrizitätsbedarf ohne den Einsatz fossiler und nuklearer Quellen zu decken und ist daher ständig bemüht, weitere Sanierungen und Energiesparmassnahmen am und im Gebäude durchzuführen. Aufbauend auf der bestehenden PV-Anlage wird ein 2nd-Life BES, System Ree-Volt in die Gebäudetechnik integriert (siehe Abbildung 27, rechts). Der Speicher wird mit gebrauchten Batterien, welche direkt von der Firma BikeTec bezogen wurden, bestückt. Die Kapazität des Speichers beträgt bei Bestückung mit dem "besten" Zellensatz (siehe Kapitel 4.6) etwa 2.5 kWh . Der Speicher wird netzparallel eingebunden und zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs eingesetzt.



Abbildung 27 Aussenansicht EFH Nemeth, eingebauter ReeVolt-Speicher.

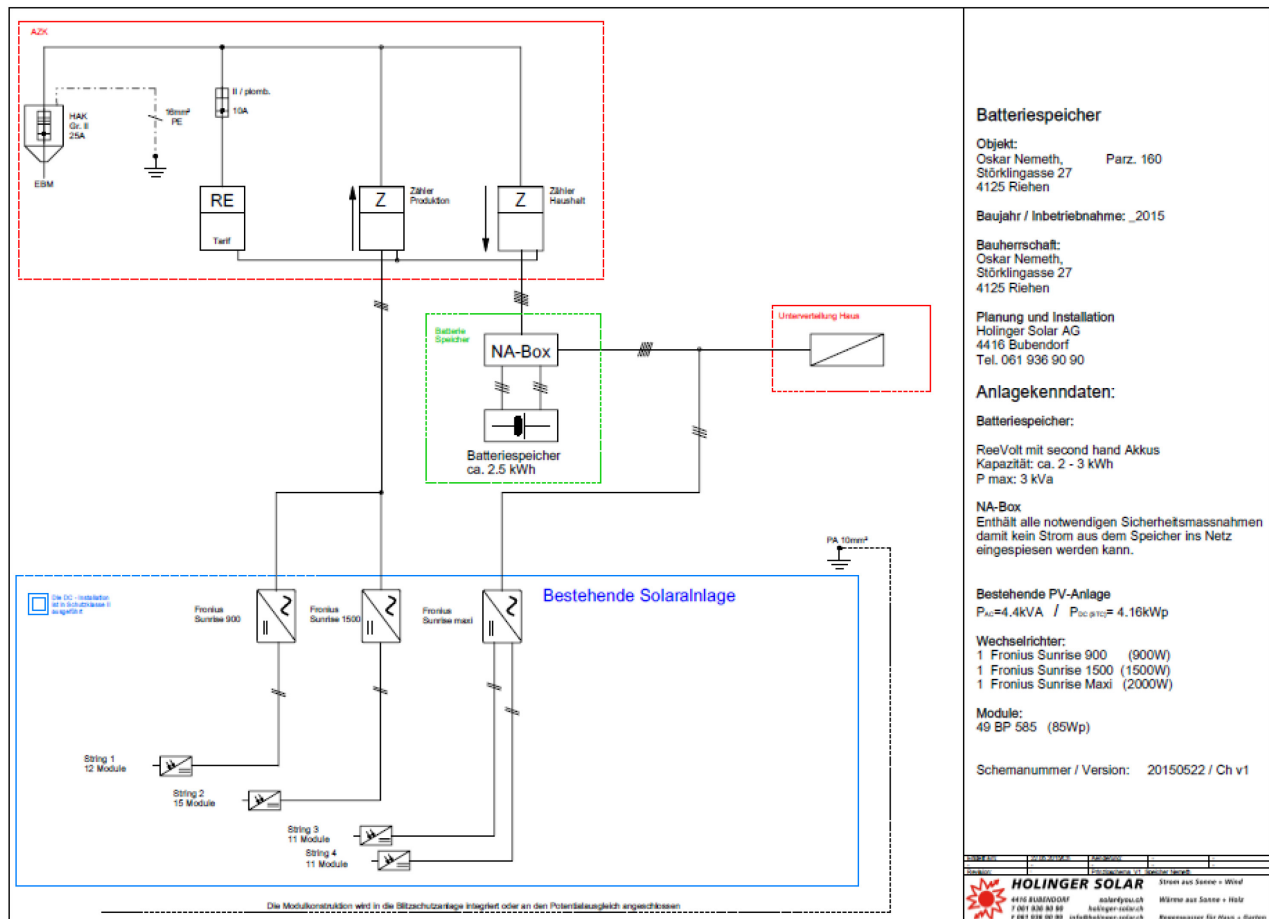


Abbildung 28 Installationsschema (Holinger Solar 2015).

Für das lokale Elektrizitätsunternehmen ist die tageszeitabhängige lokale Solarstromspeicherung interessant, da sie die Einspeisespitzen und die Belastung der unteren Netzebene verringern kann. Für eine Pilotanwendung solar-elektrischer Warmwasserbereitung ist das Gebäude gut geeignet, da durch einfache Anpassungen an der elektrischen Hausinstallation der Elektroheizstab direkt mit der im BES gespeicherten Elektrizität betrieben werden kann.

Als weitere Massnahme ist geplant, den BES phasengleich mit dem Elektroheizstab des Warmwasserboilers zu verschalten. Durch eine zeitliche Synchronisation soll sichergestellt werden, dass die Nachbeheizung nur dann betrieben wird, wenn der BES in ausreichendem Masse geladen ist. Durch diese Anpassung kann das Defizit der solarthermischen Warmwasserproduktion durch solar-elektrische Nachbeheizung mit gespeicherter Elektrizität ausgeglichen werden.

Wie am BES des Gundeldinger Feldes wird auch am EFH Nemeth der PV-Ertrag, der Haushaltsstrombezug und die zwischengespeicherte Elektrizitätsmenge digital erfasst. Dazu werden die „Smartmeter“ des lokalen EVU (Industrielle Werke Basel) sowie das integrierte Energieerfassungssystem des ReeVolt-BES genutzt. Die Datenerfassung und -auswertung wird durch die FHNW betreut.

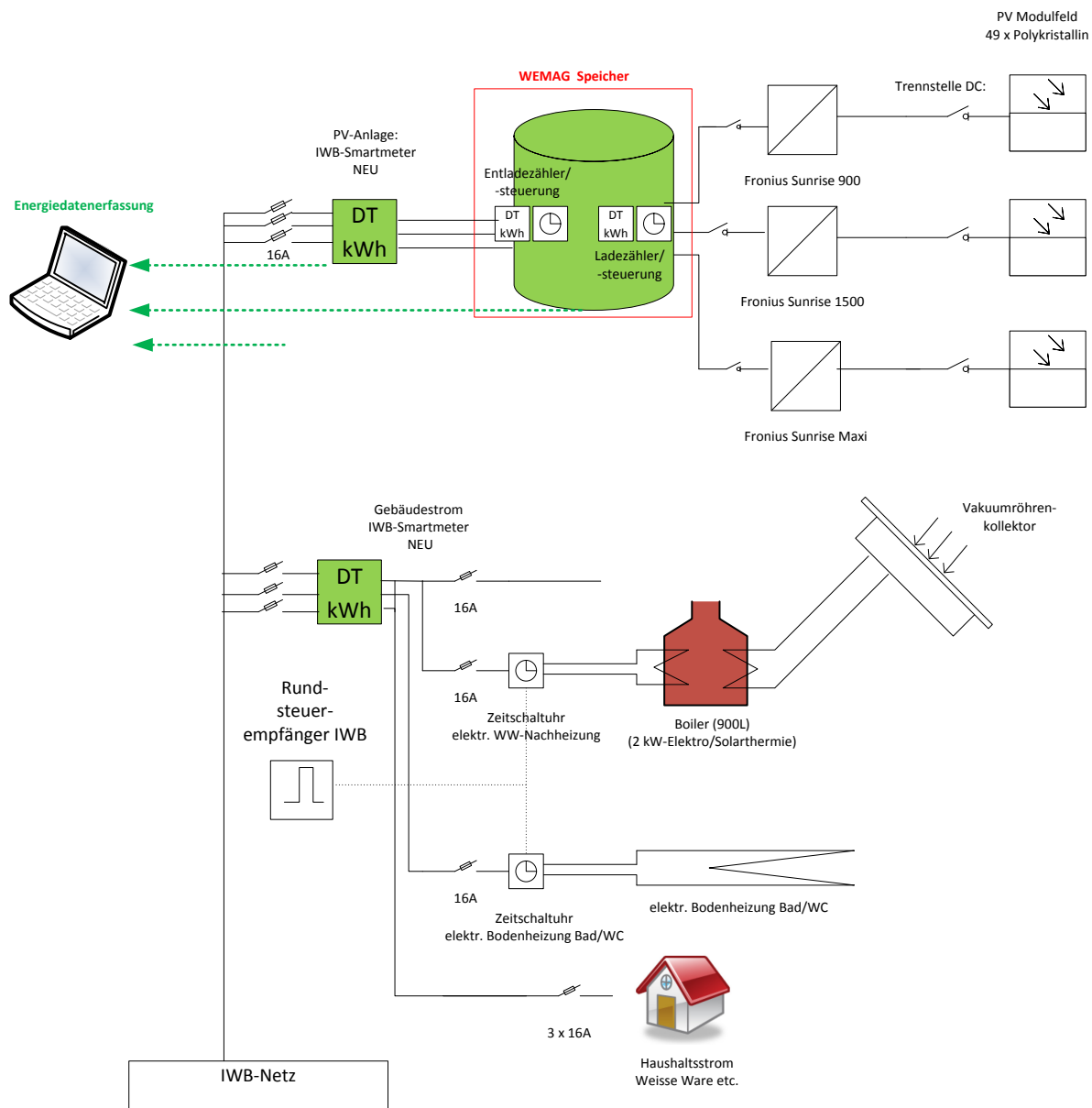


Abbildung 29 Betriebskonzept Energiedatenerfassung und Solar-elektrische Nachbeheizung.

4.4.4 Machbarkeitsstudie Werkhof Riehen.

Die Energiepolitik der Gemeinde Riehen sieht vor, das Potenzial der gemeindeeigenen Gebäude systematisch zur Stromproduktion mit PV-Anlagen zu nutzen, sofern die Dachflächen dafür geeignet sind. Vorrangig soll der eigene Elektrizitätsbedarf gedeckt werden.

Der Werkhof in Riehen wird als geeignetes Objekt für eine Pilotanlage in Betracht gezogen. Zurzeit wird die Umsetzung in der zuständigen Kommission geprüft. Eine Entscheidung wird im vierten Quartal des Jahres 2015 erwartet.

Am 12. September 2014 wurden die örtlichen Gegebenheiten bei einer Begehung des Werkstattgebäudes besichtigt (siehe Abbildung 30). Die auf dem Dach des Werkstattgebäudes installierte PV-Anlage ist seit November 2011 in Betrieb und liefert zwischen 38'000 – 43'000 kWh Elektrizität pro Jahr.

Der Werkhof betreibt mehrere Elektronutzfahrzeuge für den Einsatz auf dem Gemeindegebiet. Die Fahrzeuge befinden sich im Tageseinsatz und werden nach Dienstende auf dem Gelände des Werkhofes geladen. Die Gebäude des Werkhofes werden von der Gemeinde, von Firmen und der Gemeindefeuerwehr genutzt.



Abbildung 30 Dachaufsicht Werkhof Riehen (Quelle: Google Maps, modifiziert).

Der Solarstrom der Dachanlage könnte in einem geeignet dimensionierten Stromspeicher zwischengespeichert und auf dem Gelände des Werkhofs verstärkt selbst genutzt werden. Für die Nutzung käme eine Erhöhung des Eigenverbrauchs, die gezielte Reduktion von Elektrizitätsbezugsspitzen oder die Versorgung des Elektrofahrzeugfuhrparks in Frage. Der Batteriespeicher soll als 2nd-Life-BES aus gebrauchten, funktionsfähigen Lithium-Batterien der Unternehmung KYBURZ AG aufgebaut werden.

Die Einbindung des BES ist parallel zur bestehenden PV-Anlage geplant (siehe Topologie in Abbildung 31). Der PV-Ertrag wird in diesem System vorrangig zum Laden der Batterien eingesetzt. Die Einspeisung von Solarstrom in das Netz erfolgt erst, wenn der Speicher vollständig geladen ist. Es ist zudem vorgesehen, die Entladezeiträume durch einen „Stundenplan“ festzulegen. Damit wird sichergestellt, dass dann ausreichend Elektrizität bereit steht, wenn sie benötigt wird. Für die Realisierung einer Ladestation für Elektrofahrzeuge ist eine separate Speiseleitung vom Batteriespeicher zum Ladeplatz zu realisieren. Für die Ladestation der Elektrofahrzeuge ist ein Anschluss an ein Energiedaten-Monitoring geplant.

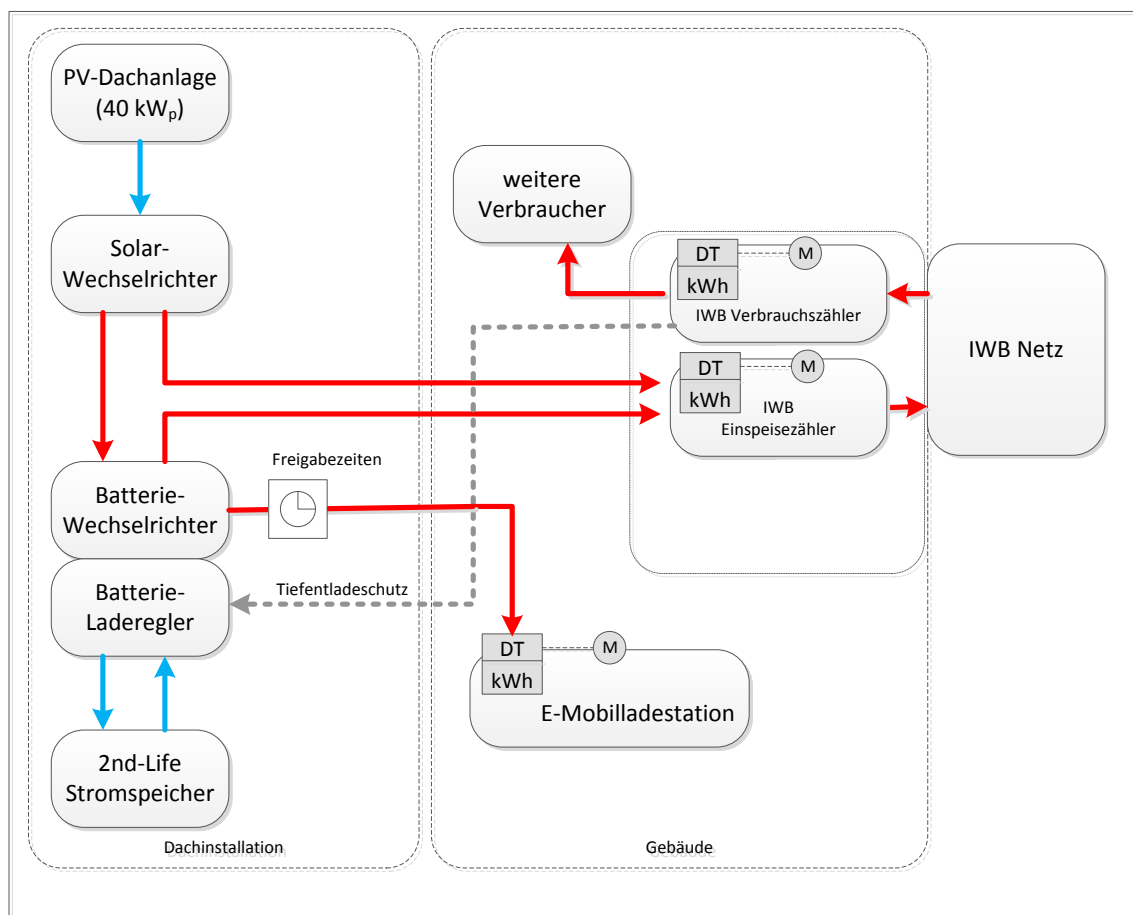


Abbildung 31 Systemtopologie 2nd-Life- BES Werkhof Riehen.

4.4.5 Machbarkeitsstudie Alterssiedlung Drei Brunnen

Die Gemeinde Riehen betreibt altersgerechte Wohneinheiten. Nach über 40-jähriger Nutzung sind am Gebäudeensemble Oberdorfstrasse 21/25 umfangreiche Sanierungs- und Erneuerungsarbeiten nötig. In Begleitung des Vorprojektes zur Sanierung des etwa 1'800 m² grossen, Ost-West-orientierten Satteldaches des Gebäudes, wurde die Kombination eines 50 kWh-BES mit einer dachintegrierten PV-Anlage mit 195 kW_p geprüft.

Der kalkulierte PV-Jahresertrag liegt knapp unter dem durchschnittlichen jährlichen Elektrizitätsbezug. Bedingt durch die grosse Anlagengrösse ist mit hohen Einspeiseleistungen in den Sommermonaten zu rechnen. Zur Verringerung der Netzbelastung sind Massnahmen zum Eigenverbrauch erforderlich. Da Alterssiedlungen – bedingt durch die häufige Anwesenheit der Bewohner – einen hohen Elektrizitätsbezug in den Tagesstunden aufweisen, sind die Voraussetzungen für den Eigenverbrauch von Solarstrom gut. Durch den Einsatz eines BES, der durch seine Kapazität als Kurzzeitspeicher konzipiert ist, kann das Eigenverbrauchspotential weiter gesteigert werden.

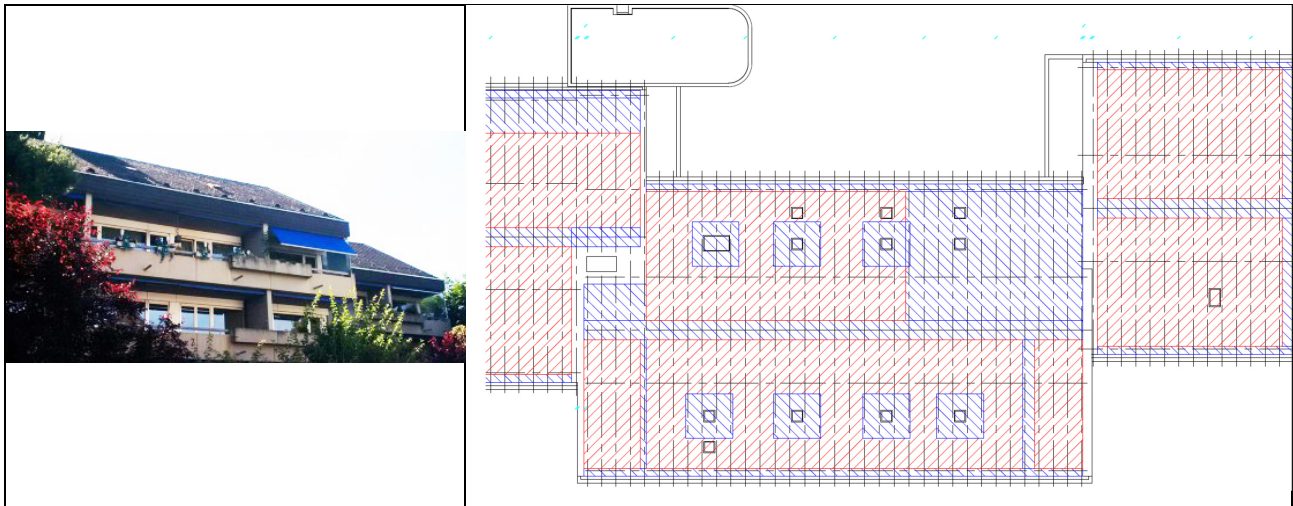


Abbildung 32 Aussenansicht (links) und Dachplan der PV-Anlage (rechts), Alterssiedlung Drei Brunnen, Riehen.

Da bei der Anlagenplanung bereits Synergieeffekte zwischen Dachsanierung, PV-Anlageneinbau und BES-Implementierung berücksichtigt werden, kann die Anlageninvestition optimiert werden. Es kann ein kongruentes Gebäudetechnikkonzept geschaffen werden, in dem der BES die Rolle des Lastmanagements auf Ein-Tages-Basis übernimmt.

Der Einbezug einer PV-Anlage mit kombiniertem BES würde das in die Jahre gekommene Gebäude der Alterssiedlung auf den neuesten Stand der Gebäudetechnik bringen. Es wäre ein Leuchtturmprojekt und würde der Energiepolitik der Gemeinde Riehen in allen Belange entsprechen. Durch gezielte Speicherung von Solarstrom und Nutzung der gespeicherten Elektrizität könnte die Wirtschaftlichkeit der Anlage weiter erhöht werden. Als Grossverbraucher mit einem Jahreselektrizitätsbezug von über 100'000 kWh könnte das Altenheim von der Liberalisierung des Strommarktes profitieren. Durch den Einsatz eines BES bestünde die Möglichkeit, Preisdifferenzen am Strommarkt auszunutzen.

4.5 Gegenüberstellung 2nd-Life BES Pilotanlagen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Gebäudegeometrie des EFH der Pilotanwendung Nemeth in Riehen BS (siehe 4.4.3) ist vergleichbar mit dem EFH-Modellgebäude der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (siehe A1.2.3). Demgegenüber unterscheiden sich die Pilotanlagen im Gundeldinger Feld, im Werkhof Riehen sowie in der Alterssiedlung deutlich von den im Modell untersuchten Wohngebäuden. Ein Vergleich zwischen Wirtschaftlichkeitsmodell und Pilotanwendung wird daher nur für die Pilotanlage in Riehen durchgeführt.

Neben Übereinstimmungen im Stromverbrauch von Haushaltsgeräten sind mehrere systemische Unterschiede zwischen der Pilotanlage in Riehen und dem EFH-Modell aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung festzuhalten. Nahezu identisch ist der jährliche Stromverbrauch aus Elektrogeräten. Dieser beträgt beim EFH in Riehen 2'500 bis 3'500 kWh und im Modell 3'325 kWh/a. Zudem sind das untersuchte Objekt im Modell und die Pilotanwendung in Riehen Wohngebäude. Es kann daher angenommen werden, dass sich die Lasten aus der Pilotanwendung mit dem Profil aus dem Wirtschaftlichkeitsmodell vergleichen lassen. Anders als im Modell wird am EFH in Riehen die Heizwärme durch die Verbrennung von Öl erzeugt und die Produktion von Warmwasser findet neben einem elektrischen Durchlauferhitzer mithilfe von Solarkollektoren statt. Beim EFH im Simulationsmodell werden die Heizwärme und das Warmwasser durch eine Luft-Wasser-Wärmepumpe erzeugt. Aus diesem Grund ist der gesamthafte Strombedarf im Modell (6'926 kWh/a) deutlich grösser als in der Pilotanwendung.

Der Vergleich zwischen der Pilotanwendung und den Simulationsergebnissen zeigt, dass der 2nd-Life BES kombiniert mit PV in Riehen nahezu der optimalen Systemgrösse aus dem Wirtschaftlichkeitsmodell entspricht, vorausgesetzt mindestens 4800 Restentladezyklen liegen vor. Die wirtschaftlich optimale Systemgrösse im EFH-Modell weist eine 3 kW_p (\approx 2'886 kWh el. Energie p.a.) PV-Anlage und eine nutzbare Speicherkapazität von 2 kWh auf. Das Ergebnis bedingt 4800 – 6400 Restentladezyklen und obliegt dem NEP-Szenario. In der Pilotanwendung erzeugt eine 4.5 kW_p PV-Anlage ca. 2'900 kWh/a, wobei ein 2.5 kWh Stromspeicher installiert ist. Der deutlich grössere Gesamtverbrauch aus dem Simulationsmodell gibt eine leichte Überdimensionierung bei der Pilotanwendung zu erkennen.

Unter der Annahme von 4800-6400 möglichen Restentladezyklen ergeben sich für die aus dem BES entladenen Elektrizitätsmengen Gestehungskosten (*Levelized Cost of Electricity* (LCOE) (siehe A1.1.9.3 und 2.4.4)) von 1.6 bzw. 1.2 CHF/kWh. Dies ist unter den geltenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (EiV und Elektrizitätsbezugskosten) kein konkurrenzfähiger Wert zu den zurzeit möglichen Stromeinsparungen aus der Substitution von Elektrizitätsbezügen aus dem Netz. Zur Vermeidung übermässiger finanzieller Belastungen des Gebäudeeigentümers wird daher für die Pilotanwendung ein Ausgleich des Minderertrags aus Fördermitteln des AUE Basel-Stadt gewährt.

4.6 Erste Messergebnisse

4.6.1 Vorversuche am ReeVolt-Speicher

Die Firma Holinger Solar hat vor der Installation des ReeVolt-Speichers mehrere Lade- und Entladeversuche mit mehreren BikeTec-Batterien durchgeführt. Ziel der Versuche war es, die Restkapazität zu bestimmen und einen hinsichtlich maximaler Speicherkapazität optimierten BES zusammen zustellen. Zu diesem Zweck wurden jeweils 16 Akkumulatoren solange mit solar erzeugter Elektrizität geladen, bis das interne BMS des Speichers den vollen Ladezustand signalisierte. Anschliessend wurden die Akkus in kurzer Zeit mit Hilfe einer Ohm'schen Last (Elektro-Heizstrahler) komplett entladen.

25 der 32 gesamthaft vorhandenen Batterien konnten in den Versuchen als geeignet identifiziert werden. Die sieben verbliebenen Batterien liessen sich entweder nicht laden, erreichten den Endladezustand nicht oder konnten nicht entladen werden. Gemäss mündlicher Auskunft Fa. BikeTec ist das atypische Lade- und Entladeverhalten auf unterschiedliche Firmware-Versionen im BMS der einzelnen Batterien zurückzuführen, die inkompatibel zur Software des Speichers sind. Versuche zur Softwareaktualisierung wurden nicht unternommen. Aus den 25 tauglichen Batterien wurden 16 ausgewählt, die eine gesamthafte Speicherkapazität von 2.5 kWh gewährleisten.

4.6.2 Einfamilienhaus Nemeth

Erste Daten aus dem Routinebetrieb zwischen 8. und 15.9.2015 liegen vor (siehe Abbildung 33 und Abbildung 34). Die in dieser Periode erhobenen Messdaten sind nicht repräsentativ und verdeutlichen lediglich die korrekte Installation des Speichers im Gebäude.

Über einen Zeitraum von sieben Tagen werden etwa 23.8 kWh Elektrizität solar erzeugt, wovon gesamthaft 8.5 kWh im BES gespeichert werden. Der Gesamtverbrauch über sieben Tage beträgt etwa 15.4 kWh, wovon 7.9 kWh aus dem BES entladen wurden.

Die Leistungsganglinien zeigen, dass der PV-Ertrag nur teilweise zum Laden des BES genutzt wird. Die Ladeleistung des BES liegt über den Tag im Mittel zwischen 20% bis 30% der PV-Erzeugerleistung und fluktuiert stark. Die Ursache dafür ist derzeit unklar und wird in Kooperation mit der Fa. Wemag abgeklärt..

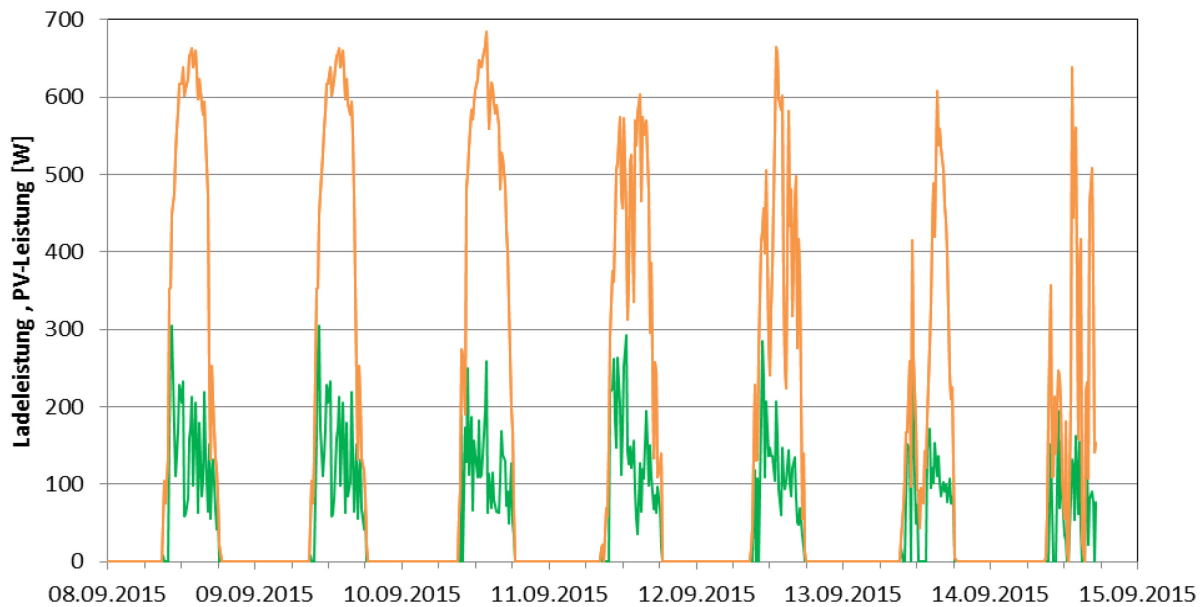


Abbildung 33 Tagesganglinien der PV-Ertragsleistung (orange Linie) und der Ladeleistung des BES (grüne Linie).

Die Entladeleistung des BES folgt der Leistungsganglinie des Gesamtverbrauchs mit etwa einstündiger Verzögerung nach. Auch hierfür ist die Ursache derzeit unklar. Bei aktivierter Entladung des BES werden bis zu 80% der Verbrauchsleistung erreicht.

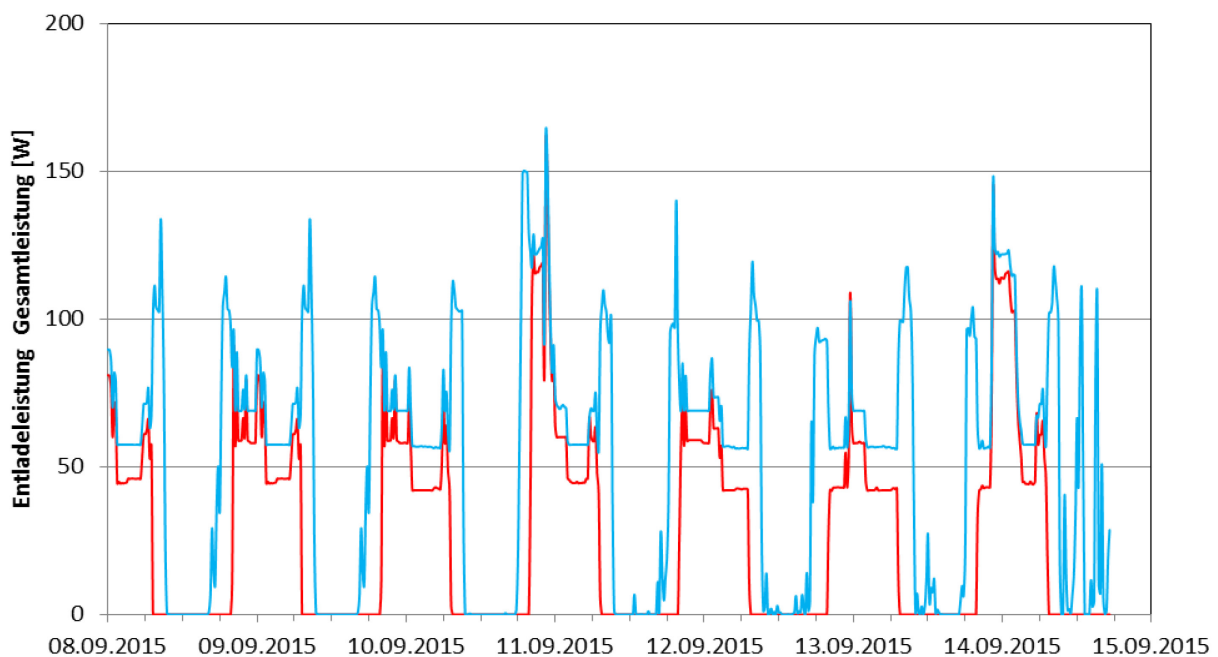


Abbildung 34 Tagesganglinien der Verbrauchsleistung (blaue Linie) und der Entladeleistung des BES (rote Linie).

4.6.3 Testmessungen am Dreifels-2nd-Life BES

Es liegen erste Testmessungen am Dreifels-2nd-Life BES aus den Monaten Juni und Juli 2015 vor. Die Tests wurden an einer Prüfanordnung im Firmengebäude der Firma Dreifels AG durchgeführt. Dabei wurden Lithium-Eisenphosphat Rundzellen aus Twike Elektromobilen unterschiedlichen Alters zu einem 2nd-Life BES verschaltet. Die Kapazität der Batterieblöcke reicht von 200 Wh bis 1.5 kWh. Der 2nd-Life BES kann direkt vom Netz sowie aus überschüssigen PV Strom beladen werden, wobei eine Nachtladung von 0:00 bis 4:00 zugelassen wird. Mittels kommerziell verfügbarer Wechselrichter wird das Gebäude mit dreiphasigem Wechselstrom aus dem 2nd-

Life BES versorgt alsbald der Stromverbrauch die generierte Elektrizität aus der PV- Anlage übersteigt. Die Abbildung 35 zeigt am Beispiel des Beobachtungsintervalls zwischen 26.06.15 19:05 Uhr und- 27.06.15 11:50 Uhr die einem 2nd- Life BES Systems mit 4 kWh nutzbarer Kapazität zugeführte und entnommenen elektrische Leistung sowie die sich während der Ladung und Entladung ergebenden Zelltemperatur. Für eine bessere Übersicht werden die Batterien zusammengefasst und in 8 verschiedenen Messreihen dargestellt.

Die Entladung und Beladung einzelner Batterieblöcke erfolgte in diesem Versuch nicht zeitsynchron. Dieser sequentielle, zweistufige Betrieb ist auf das unterschiedliche Alter der Zellen zurückzuführen. Einige Batterieblöcke enthalten defekte oder schwache Zellen, die erst entladen werden, alsbald alle anderen Zellen den DOD max. erreicht haben. Dadurch tragen diese Batterieblöcke die alleinige Last und weisen entsprechend höhere Temperaturen auf (Abbildung 35).

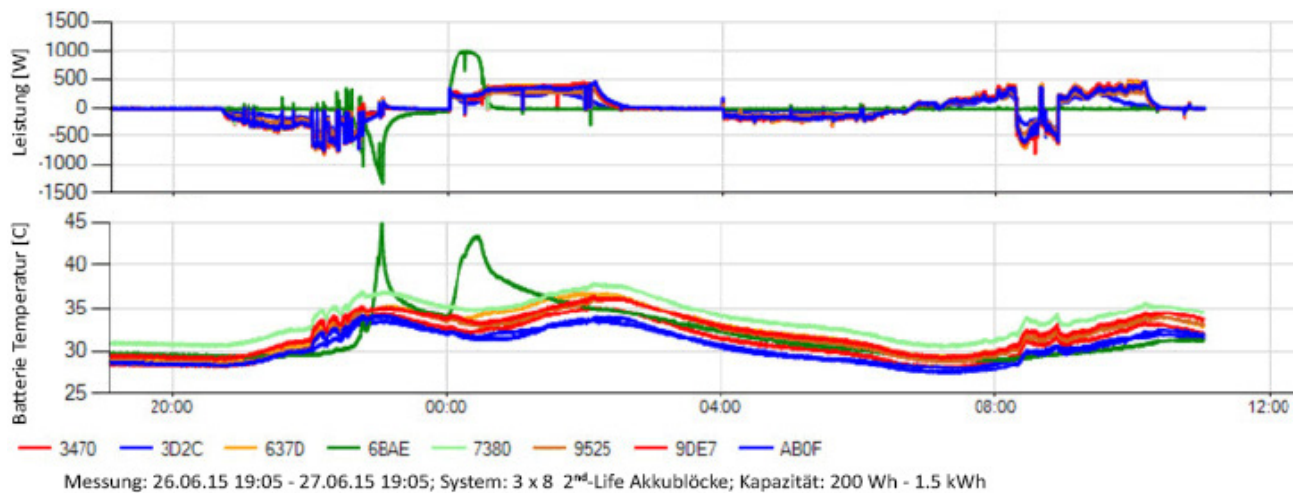


Abbildung 35 2nd- Life BES (4 kWh) Messdaten aus Testbetrieb 26.06.15 19:00- 27.06.15 12:0 Uhr Quelle:(Dreifels AG 2015).

In Abbildung 36 sind die Messresultate zum 2nd- Life BES System mit 8 kWh nutzbarer Kapazität dargestellt. Aus der Grafik geht hervor, dass es sich bei der Periode 11.07.15-17.07.15 um eine sonnenreiche Woche handelte mit ausreichend überschüssigen Solarstrom für eine tägliche Vollladung des 2nd- Life BES. Während den Abendstunden wird somit die Gebäudelast durch Energie aus dem 2nd- Life BES gedeckt.

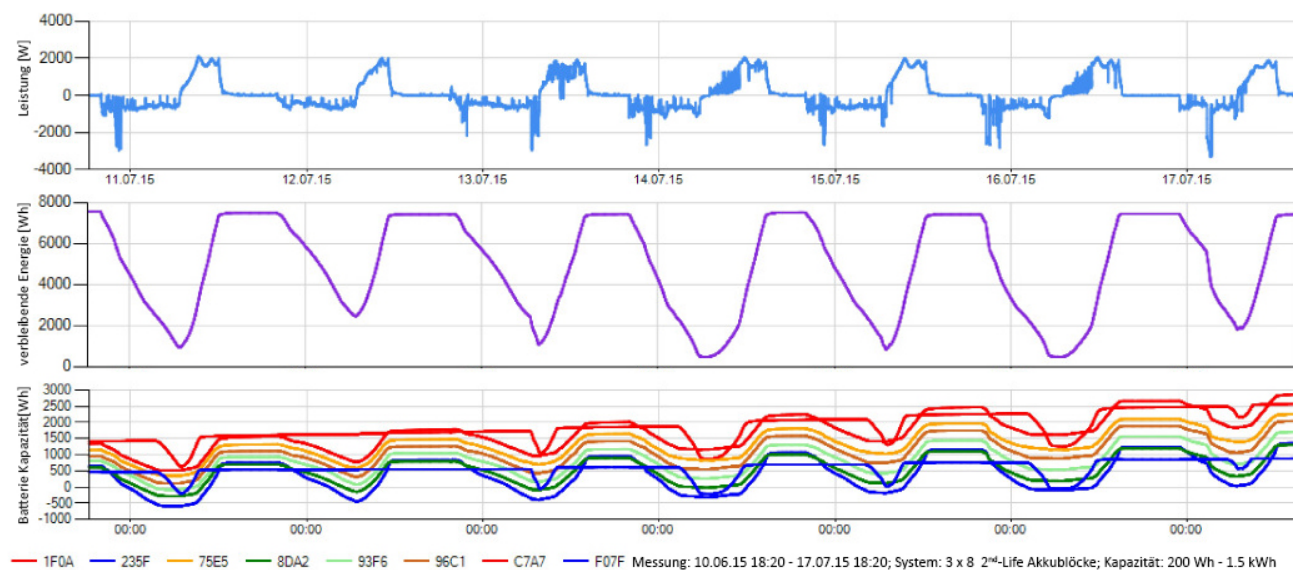


Abbildung 36 2nd- Life BES (8 kWh) Auszug Messdaten aus Testbetrieb 10.06.15 18:20- 17.07.15 18:20 Quelle:(Dreifels AG 2015).

Im Testbetrieb erweisen sich die ausgewählten Komponenten prinzipiell als geeignet. Bevor der Einbau in der Pilotanlage auf dem Gundeldinger Feld möglich ist, besteht noch weiterer Entwicklungs- und Abstimmungsbe-

darf. Das Zusammenspiel zwischen den Ladegeräten und den Wechselrichtern bedarf einer weitergehenden Optimierung. Es zeigt sich, dass die Regelparameter der Ladegeräte an die Batterien angepasst werden müssen, um Schwankungen und permanentes Nachregeln zu vermeiden.

4.7 Schlussfolgerungen

Die Idee des 2nd-life BES wird von Beteiligten in der Praxis sehr positiv aufgenommen. Sowohl die beiden realisierten Projekte als auch die Machbarkeitsstudien tragen zur Weiterverbreitung der Technologie bei.

Die realisierten oder in der Ausführung befindlichen Pilotanwendungen werden zur Praxiserprobung beitragen und Erkenntnisse zum Langzeitverhalten sowie Erfahrungen zum Wartungsaufwand liefern können. Die realisierten und geplanten Pilotanwendungen zeigen, dass 2nd-life BES sowohl in Wohngebäuden als auch in Bürobauten möglich sind. Es können gängige Elektrotechnikkomponenten aus der solaren Elektrizitätserzeugung für BES genutzt werden. Die gewählten technischen Ansätze und Implementierungskonzepte sind vielversprechend und ausbaufähig. Sie sollten daher weiterverfolgt und optimiert werden.

Der technische Erfolg der 2nd-life BES kann nur durch eine längerfristige Begleitung im Praxisbetrieb, beispielsweise durch Energiedatenmonitoring und durch die Auswertung der gewonnenen Resultate belegt werden. Der Fokus der Langzeitbeobachtungen sollte dabei auf dem energetischen Nutzen der Systeme und auf wirtschaftlichen Aspekten im Realbetrieb liegen. Die nutzbare Restlebensdauer der Batterien sollte dringend Gegenstand weiterer Forschungen sein.

Hersteller und Installateure von 2nd-life BES benötigen detaillierte technische Spezifikationen der Zellen sowie Informationen über die Nutzungshistorie im Ersteinsatz. Hilfreich wäre es daher, den Erfahrungs- und Informationsaustausch zwischen den Erstnutzern der Batterie und den Produzenten / Installateuren des 2nd-Life BES zu fördern.

Das kostengünstige Erkennen, Auswählen und Bereitstellen für die Nachnutzung in 2nd-life BES geeigneter Zellen in ausreichender Zahl und hinreichender Qualität ist für den Erfolg der Systeme essentiell.

Dafür sollte der Umgang gebrauchter Zellen im Prozess des Batterierecyclings überdacht werden. Potentiell geeignete Zellen sollten frühzeitig selektiert und nicht gemeinsam mit anderen Zellen in den wertstofflichen Verwertungsprozess geleitet werden. Denkbar ist es, dass der Erstnutzer oder ein Serviceanbieter (z.B. eine Elektrofahrzeugwerkstatt) die gebrauchte Zelle prüft und beim Erfüllen noch im Detail zu definierender Kriterien als "potentiell für eine Nachnutzung geeignet" kennzeichnet. Die so ausgewählten Zellen müssten im Anschluss separat gesammelt und für den Einsatz in 2nd-life BES vorbereitet werden.

Das kontrollierte Sammelsystem für Batterien in der Schweiz sieht eine getrennte Erfassung potentiell tauglicher und ungeeigneter Zellen bisher nicht vor. Potentiell recyclingfähige Batterien werden derzeit zusammen mit nicht nachnutzungsfähigen Altbatterien gesammelt und verwertet. In einer Prozessanalyse sollte daher geprüft werden, ob und in welcher Weise eine Vorauswahl erfolgen kann. Es ist zu erwarten, dass dem etabliert Recyclingprozess ein neuer Prozessschritt vorangestellt werden muss.

Der Bekanntheitsgrad der 2nd-Life-Idee sollte durch eine Aufklärungskampagne erhöht werden. Zurückliegende und aktuell stattfindende Kampagnen zum Batterierecycling haben eine hohe Breitenwirkung in der Bevölkerung erreicht. Durch die gezielte Information interessierter Kreise (Velohändler, Zweiradwerkstätten etc.) könnte auf die Nachnutzungsmöglichkeiten für Fahrzeugbatterien hingewiesen werden.

Der Einsatz eines 2nd-life BES sollte mit dem lokalen Energieversorgungsunternehmen abgestimmt sein. Im Zuge von Vorabklärungen für die Pilotanwendung am Einfamilienhaus Nemeth (Siehe Kapitel 4.4.3) äusserte das lokale EVU (Industrielle Werke Basel) Interesse. Das EVU sieht die Möglichkeit, 2nd-life BES als Instrument im dynamischen Strommarkt einzusetzen und für die Bereitstellung netzdienlicher Dienstleistungen (Regelenergie) zu nutzen. Dieser Nutzungsaspekt sollte in weiteren Untersuchungen genauer betrachtet werden.

5 Modul D Brandschutz

5.1 Überblick

Völlig risikofrei ist kein System zur Energiespeicherung. Batteriebrände kommen jedoch nur in Ausnahmefällen vor. Meist sind dabei falscher Umgang, mechanische Einwirkungen (Bohren, Quetschen, Stoss), Kurzschlüsse, unsachgemäße Manipulationen oder Überladung die Ursache.

Die Industrie hat in den letzten Jahren die Entwicklung eigensicherer Batterien stark vorangetrieben.

Intelligente Batterie-Managementsysteme, verbesserte Zellchemie, der Einsatz nichtentzündlicher Gehäusematerialien sowie eine umfangreiche Qualitätskontrolle haben das Brandrisiko minimiert.

Bei ordnungsgemäßigem Umgang und sachgerechter Handhabung geht von Lithium-Batterien kein erhöhtes Brandrisiko im Vergleich zu den übrigen elektrischen Betriebseinrichtungen eines Gebäudes aus. Die ausgereifte Fertigungstechnologie sowie die batterieinternen Schutzmechanismen ermöglichen dem Anwender in der Regel eine gefahrlose Anwendung.

Unter Berücksichtigung der hohen Energiedichte sowie der brandfördernden Inhaltsstoffe stellen Lithium basierte Elektrizitätsspeicher jedoch ein potentiellies Brandrisiko dar. Ein Batteriebrand führt zu einer unkontrollierten Energiefreisetzung in sehr kurzer Zeit. Durch die meist unbekannte Nutzungshistorie der 2nd-Life Zellen sind mögliche Schäden oder Mängel in der Zellstruktur, die eine Selbstentzündung begünstigen könnten, sehr schwer abschätzbar.

Brandrisiken bei Batteriespeichern lassen sich mit geeigneten technischen Schutzkonzepten gut kontrollieren. Im Sinne der Schadenverhütung ist besonderes Augenmerk auf effektive bauliche Brandschutzvorkehrungen und insbesondere auf die Umsetzung umfassender organisatorischer Schutzmaßnahmen zu legen. Gegenüber herkömmlichen Blei-Säure-Batterien weisen Lithium basierte Zellen ein deutlich geringeres Risiko der Wasserstofffreisetzung sowie des Austritts stark oxidierender Säuren auf.

5.2 Fragestellungen

Stellen 2nd-life BES ein besonderes Brandrisiko für Gebäude und Anlagen dar?

Welche nationalen und internationalen Regelwerke beschreiben BES-spezifischen Brandschutz und Sicherheitsaspekte?

Welche Entwicklungen bezüglich dem Brandschutz werden in der aktuellen Normentwicklung berücksichtigt?

Bewegen Brandschutzanforderungen an BES die Hersteller von Brand- und Bautenschutzprodukten zu Entwicklungen und Innovationen? Welche neuen Produkte und Techniken gibt es?

5.3 Brandrisiko BES

Pressemeldungen und Herstellerrückrufe charakterisieren Dichtungsdefekte als mögliche Ursache für Schäden an der Batterie. Bei äußerer Beschädigung der Batterie oder durch vorzeitige Alterungsprozesse im Gehäusematerial der Zellen besteht die Gefahr, dass die im Inneren der Batterie sich sammelnde Feuchtigkeit zu einer Selbstentzündung führen kann. Weiterhin wird von starken Qualitätsschwankungen bei "Billig-Batterien" durch fehlende oder unzureichende Produktüberwachung berichtet.

Eine Recherche des Gesamtverbandes der Deutschen Versicherungswirtschaft (Lier, Marco van 2012) dokumentiert verschiedene Brandfälle von Lithium-Batterien in Notebook-Computern, Unterhaltungselektronikgeräten, Elektrovelos und Digitalkameras. Nicht allen Brandfällen konnten eindeutige Ursachen zugeordnet werden. Häufig traten Brandfälle jedoch als Folge mechanischer Einwirkungen oder äußerer Wärmeeinwirkung auf.

Aus Erfahrungen der KYBURZ AG kann das Brandrisiko bei Lithium basierten Batteriesystemen durch folgende Einflussfaktoren beschrieben werden:

- elektrische Überladung der Batterie
- Ladung nach längerer Lagerung im tiefentladenen Zustand
- von aussen einwirkende mechanische Beschädigungen der Batterie

- äussere Temperatureinwirkung, die die Materialien der Batterie schädigen
- innerer Kurzschluss der Zelle durch Dendritenbildung auf der Anode/Kathode oder durch mechanischen Elektrodenschluss
- äusserer Kurzschluss durch technische Defekte an Laderegler, Wechselrichtern, parallel geschalteten Zellen etc.
- hohe Brandlast der verwendeten Materialien und Komponenten

5.4 Regelwerke

5.4.1 Schweizerische Regelwerke

VKF-Merkblatt Solaranlagen

Das Merkblatt führt keine expliziten Anforderungen an den Brandschutz von Batteriespeichern auf. Jedoch kann aus allgemeingültigen Punkten ein Analogieschluss auf Batteriespeicher gezogen werden.

Gemäss Merkblatt muss gewährleistet werden, dass von einem Batteriespeicher im Normalbetrieb und im Störfall nicht die Gefahr von elektrischen Schlägen ausgehen kann.

Ein Batteriespeicher darf zudem die Brandgefahr (Zündquelle und Brandlast) nicht wesentlich erhöhen. Brandschutzeinrichtungen (Rauch- und Wärmeabzugsanlagen, Brandmauern etc.) dürfen durch einen Batteriespeicher nicht beeinträchtigt werden.

Sicherungs- Lösch- und Rettungseinsätze der Feuerwehr dürfen durch den Batteriespeicher nicht beeinträchtigt werden. Dazu ist es sinnvoll, die Feuerwehr vom Einbau des Speichers ins Gebäude zu informieren und den Einbauort des Speichers als Gefahrenhinweis auf den Orientierungsplan der Feuerwehr kenntlich zu machen. Der Orientierungsplan soll an einer geeigneten, für die Feuerwehr zugänglichen Stelle hinterlegt werden.

VKF-17-3 Kennzeichnung von Fluchtwegen, Sicherheitsbeleuchtung & Sicherheitsstromversorgung

Elektrizitätsspeicher werden im Zusammenhang mit Notstrombeleuchtungen thematisiert. Für den Aufstellungs-ort werden gemäss Punkt 3.3.3 die folgenden Vorgaben definiert:

1 Stromquellen für Sicherheitszwecke sowie deren Steuereinrichtungen müssen ortsfest installiert sein. Sie sind in Räumen mit kleiner Brandgefährdung unterzubringen.

2 Der Feuerwiderstand des Aufstellungsraums hat dem Feuerwiderstand des Tragwerks von Bauten und Anlagen oder Brandabschnitten zu entsprechen, beträgt jedoch mindestens EI 30 (nbb). Türen sind mit Feuerwiderstand EI 30 zu erstellen.

3 Stromquellen für Sicherheitszwecke sind von Verteilanlagen (Schaltgerätekombinationen) der allgemeinen Stromversorgung mit Feuerwiderstand EI 60 (nbb) abzutrennen.

4 1 Wartungsfreie Batterien (wozu auch Lithium-basierte Speicher zählen Anm.d.A) dürfen in nicht feuergefährdeten Räumen aufgestellt werden, die auch anderen Zwecken dienen. Sie sind mit einem Schutzkasten mit Feuerwiderstand EI 30 (nbb) zu versehen.

5 Bei der Verwendung nicht wartungsfreier Batterien sind die Räume im Deckenbereich ausreichend zu belüften.

Bei USV-Anlagen und deren Batterien / Batterie-Systemen ist es empfehlenswert, diese in abschliessbaren elektrischen Betriebsräumen aufzustellen. Der Zutritt zu diesen Räumlichkeiten sollte nur instruiertem Personal ermöglicht sein.

Unzulässige Aufstellungsorte für Batteriespeicher sind: Fluchtwege, Lüftungszentralen, Putzräume, Lagerräume für brennbare Flüssigkeiten, Aufstellungsräume für wärmetechnische Anlagen.

Nach mündlicher Auskunft der Feuerpolizei Basel-Stadt (Vor-Ort-Termin Kohlesilo Gundeldinger Feld, 13.3.2015, Frau Buda) sind Technikräume (Heizverteilungen) als Aufstellungsort für Batteriespeicher geeignet.

VKF-27-3 Gefährliche Stoffe

Batterien sind keine gefährlichen Stoffe im Sinne dieser Brandschutzrichtlinie. Dennoch sollten die Anforderungen an die Be- und Entlüftung sowie an Elektrische Anlagen gemäss Punkt 2.3.8 und 2.3.10 beachtet werden.

1 Räume oder Zonen, in denen sich brennbare Gase, Dämpfe, Nebel oder Stäube in gefährlichen Konzentrationen ansammeln können, sind ausreichend natürlich oder künstlich zu lüften.

2 Wenn nötig sind besondere Absaugvorrichtungen vorzusehen.

3 Elektrische Anlagen sind so anzuordnen, auszuführen, zu betreiben und in Stand zu halten, dass sie keine Brände oder Explosionen verursachen.

Da lithiumbasierte Batterien im Normalbetrieb keine brennbaren Gase, Dämpfe, Nebel oder Stäube emittieren, kann auf den Einbau einer Abzugsanlage verzichtet werden.

5.4.2 Internationale Regelwerke und sonstige Literaturstellen

Ohne Anspruch auf Vollständigkeit liefern die nachfolgend aufgeführten Quellen Informationen zu Sicherheits- und Brandschutzvorschriften bei Elektrizitätsspeichern:

- Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit PV-Anlagen, Bundesrepublik Deutschland, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 21. Dezember 2012
- Brandschutzinformationen Batterieanlagen, R+V Versicherungen, Risk Management, 2007
- Risikobeurteilung aus Sicht der Sachversicherer und Maßnahmen zur Schadenverhütung, Gesamtverband der deutschen Versicherungswirtschaft e.V., 2012
- Lithium-Batterien, GDV-Merkblatt zur Schadensverhütung, Gesamtverband der deutschen Versicherungswirtschaft e.V., 2013
- Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit PV-Anlagen, Bundesrepublik Deutschland, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 21. Dezember 2012
- Arbeitsgemeinschaft Industriebau eV (AGI) Arbeitsblatt J 31-1: "Elektrotechnische Anlagen Bautechnische Ausführung von Räumen für Batterien, Batterieräume" Februar 2003
- Karlsruher Institut für Technologie, Verschiedene Publikationen zur Sicherheit von Gebäude-Elektrizitätsspeichern, 2012-2014,
- IEC 61508:2010 "Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related Systems"
- E DIN EN 61427-2 (VDE 0510-41):2014-04: "Wiederaufladbare Zellen und Batterien für die Speicherung erneuerbarer Energien - Allgemeine Anforderungen und Prüfverfahren - Teil 2: Netzintegrierte Anwendungen" ; Normentwurf deutsche Fassung IEC 21/813/CD:2013
- DIN EN 50272-2; VDE 0510-2:2001-12:2001-12 „ Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen - Teil 2: Stationäre Batterien; Deutsche Fassung EN 50272-2:2001“
- DIN EN 62619:2014-04; VDE 0510-39:2014-04 "Akkumulatoren und Batterien mit alkalischen oder anderen nicht säurehaltigen Elektrolyten - Sicherheitsanforderungen für Lithium-Akkumulatoren und - Batterien für die Verwendung in industriellen Anwendungen; Normentwurf, Deutsche Fassung EC 21A/529/CD:2013-10

E DIN EN 61427-2 beinhaltet Aussagen zu netzgebundenen Speichersystemen. Sie definiert allgemeine Anforderungen an wieder aufladbare Batterien für photovoltaische Solarenergie-Systeme und für typische Prüfverfahren zum Nachweis der Leistungsfähigkeit der Batterie. Die Norm gilt für alle Bauarten wieder aufladbarer Batterien

und Zellen, auch für Lithium-basierte Speichersysteme. Die Norm enthält keine speziellen Angaben zu baulichen Anforderungen.

Gemäss E DIN EN 61427-2, Abs. 9.4.3 ist die natürliche Belüftung beim Einsatz von Bleibatterien bis 3 kW Ladeleistung und bei NiCd-Batterien bis 2 kW Ladeleistung zulässig. Darüber hinaus ist eine mechanische (technische) Belüftung ins Freie vorzusehen. Explizite Angaben zu Lithium-basierten Batterien werden nicht gemacht.

Die Anforderungen gelten auch beim Einbau der Batterie in Schränke, Fächer und Behälter. Böden und Wände müssen zudem:

- gegen Einwirken von Elektrolyten geschützt sein
- Öffnungen für Zu- und Abluft besitzen
- und bei größeren Ladeleistungen eine technische (mechanische, Anm d. A.) Lüftung ins Freie besitzen

Diese Anforderungen des Normentwurfes kann auch auf Lithium-basierte Batteriesysteme angewendet werden.

5.4.3 Definition von Schutzzielen

Ein Konsortium aus deutschen Branchenverbänden der Elektrizitäts- und Solarwirtschaft hat einen Schutzzielkatalog und Sicherheitsleitfaden für BES aufgestellt (BSW-Solar 2014). Dieser Katalog legt Kriterien für Batteriespeichersysteme auf Basis von aufladbaren Lithiumzellen mit und ohne Berücksichtigung peripherer Regelungen und Wechselrichter fest und definiert Sicherheitsaspekte für die Nutzung als stationärer Gebäude-Elektrizitätsspeicher.

Anhand von 43 möglichen Gefahrenquellen werden die angestrebten Schutzziele festgelegt und mögliche Präventions- und Interventionsmassnahmen vorgeschlagen. Der Kriterienkatalog ist sowohl für auf neuen Zellen basierende BES als auch für 2nd-life Systeme anwendbar.

Das Karlsruher Institut für Technologie hat in einer als Kurz-Checkliste acht Kriterien als besonders beachtenswert herausgestellt und hinsichtlich der Auswirkungen auf die Betriebssicherheit eines BES gewichtet (KIT 2014). Diese Wichtung ist für 2nd-Life Systeme ebenfalls nutzbar.

5.5 Maximalanforderungen an Brandschutzmassnahmen bei BES

5.5.1 Anforderungen an die Gestaltung des Batterieraumes

Unter Berücksichtigung der Anforderungen des VKF-Merkblattes 17-3 und der KIT-Checkliste sollten im Planungs- und Ausführungsprozess die folgenden Punkte berücksichtigt werden:

Neuerstellung oder Anpassung des Brandschutzkonzeptes:

- Der Batterieraum sollte einen separaten Brandabschnitt bilden.
- Alle raumabschliessende Wände und Türen mindestens mit den Feuerwiderstand des Gebäudetragswerks ausführen
- BES nicht in Fluchtwegen installieren
- 2,5 m Abstand zwischen BES (und Nebengeräte, Ladegerät, Wechselrichter, usw.) und brennbaren Materialien einhalten

Raumtemperatur und Feuchte:

- Gewährleistung einer Raumlufttemperatur im Batterieraums von 5 °C bis 35 °C
- Vermeidung von Tauwasserausfall, Wassereintritt von aussen, Überflutung und Rückstau

Gebäudestatik:

- Überprüfung der Tragfähigkeit der Böden und Geschossdecken hinsichtlich des zusätzlichen Speichergewichts

- ggf. Verstärkung der Böden/Geschossdecken am Aufstellort

Zugangskontrolle zum Batterieraum:

- Zugriff auf funktions- und sicherheitsrelevante Elemente des BES nur durch elektrotechnisch unterwiesene Personen
- Ausschluss von Fehlbedienungen, Manipulationen und/oder nicht autorisierten Veränderungen am BES
- Fluchtmöglichkeit aus dem Batterieraum im Havariefall durch Einbau einer Anti-Panik Türe und eines nur von aussen absperrbaren Schlosses sicherstellen.

5.5.2 Anforderungen an die Konstruktion stromführender Teile des BES und dessen Installation im Gebäude

Die Elektroplanung und -installation eines 2nd-life BES sollte gemäss den Anforderungen der Starkstromverordnung erfolgen und den Anforderungen an Feuchträume entsprechen. Darüber hinaus sind die folgenden Punkte zu berücksichtigen:

- Erfüllung der Anforderungen gemäss Schutzklasse IP 54
- Ausstattung mit einer Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (FI)
- gleichspannungsseitiger Trennschalter zwischen Batterie und Laderegler
- Schutz vor Kurzschlüssen an allen Elementen des BES
- Vermeidung des selbstständigen LöSENS von Steck-, Klemm- und Schraubverbindungen.

Das Batteriemanagement sollte die Eigensicherheit des BES gewährleisten. Es muss sichergestellt werden, dass der Laderegler und der Wechselrichter im Havariefall einer Brandausbreitung entgegen wirken. Es sollte über folgende Eigenschaften verfügen:

- Havariefunktion zur sofortigen Beendigung des Ladevorgangs bei Störungen an den Batterien oder an anderen elektrischen Bestandteilen des BES
- Kontrolle der Zellspannung im Ladevorgang und automatische Beendigung beim Erreichen der maximalen Zellspannung (Überladeschutz)
- Kontrolle der Zellspannung im Entladevorgang und automatische Beendigung beim Erreichen der minimalen Zellspannung (Tiefentladeschutz)
- Funktion zur Verhinderung des erneuten Ladens ehemals tiefentladener Batterien.

Elektrische Anlagen unterliegen gemäss IEC 60364 einer regelmässigen Überprüfung (Elektrokontrolle) (IEC 2005). Diese Prüfpflicht schliesst BES mit ein und unterliegt der Verantwortung des Gebäudeeigentümers. Das Prüfintervall für elektrische Anlagen in gewerblichen und industriellen Bauten ist auf 2 bis 10 Jahre festgelegt.

Für Elektroinstallationen in privaten Wohnbauten definiert die Niederspannungs- Installationsverordnung (NIV) ein Kontrollintervall von 20 Jahren (UVEK 2012). Bei Eigentümerwechseln oder Handänderungen wird eine Installationskontrolle fällig, sofern die letzte Überprüfung länger als fünf Jahre zurückliegt. Das Ergebnis der Kontrolle ist beim Netzbetreiber einzureichen.

Batteriespeicher, Laderegler und Wechselrichter sollten daher regelmässigen Kontrollen und Revisionen durch fachlich kompetente Personen unterzogen werden. Erkannte Mängel sind fachgerecht zu beheben. Wartungen sind so auszuführen, dass sie dem Eintreten allfälliger Mängel und Fehlfunktionen zuvorkommen.

5.5.3 Anforderungen an die Lüftung

Die kontrollierte Luftführung in und am BES gewährleistet sowohl die Abführung von Betriebswärme im regulären Einsatz als auch die Kontrolle im Brandfalle. Der Batterieraum sollte dazu in geeigneter Weise mechanisch entlüftet werden, so dass ein Unterdruck im Raum erzeugt werden kann. Bei kleinen Speichern kann es ausreichen, eine einfache Abluftführung zu installieren und den thermischen Auftrieb zu nutzen.

Brennende Zellen eines BES können zu bis zu 800 °C heißen Brandgasen führen, die je nach Zellentyp zudem auch hochtoxische Fluorwasserstoffsäure (HF) enthalten können. Im Brandfall freigesetzte Gase dürfen nicht in das Gebäudeinnere oder in Fluchtwege entweichen. Die freiwerdende Gasmenge sollte berechnet werden.

Die Zu- und Abluftöffnungen müssen an gegenüberliegenden Wänden oder mit mindestens 2 m Abstand platziert werden, wenn sie in derselben Wand liegen. Die Berechnung des Querschnitts der Zu- und Abluftöffnungen in Batterieräumen ist gemäss DIN EN 50272-2 durchzuführen.

Zum Ableiten der Betriebswärme sollte das BMS und die Volumenstromsteuerung des Lüftungssystems miteinander gekoppelt werden, so dass im Falle eines Temperaturanstiegs der Abluftvolumenstrom erhöht werden kann.

Bei BES mit hoher Abwärmeentwicklung ist es aus energetischer Sicht sinnvoll, eine Nutzung der Abwärme für die Gebäudebeheizung oder Warmwasserbereitung zu prüfen.

5.5.4 Verhalten bei Störereignissen

Die IEC 61508 (IEC 2010) definiert die Grundlagen der funktionalen Sicherheit von Produkten, Prozessen und Technologien. Die Anwendung der Grundlagen gewährleistet, dass von Produkten keine unverhältnismäßigen oder unververtretbaren Gefahren für den Nutzer oder die Umwelt ausgehen.

Abhängig vom Gefährdungspotenzial eines Produktes beim Einsatz in dessen typischen Nutzungsbereich werden Anforderungen an zu treffende Massnahmen zur Fehlervermeidung und Fehlerbeherrschung definiert. Diese Massnahmen lassen sich auf BES übertragen und in eine strukturierte Verfahrensweise transponieren (Abbildung 38). Ziel der Verfahrensweise ist es, den störungsfreien Normalbetrieb sicherzustellen, allfällige, vom Normalbetrieb abweichende Parameter zu erkennen, darauf zu reagieren, den auftretende Fehler zu beherrschen und bei Störungen eine kontrollierte Reaktion herbeizuführen.

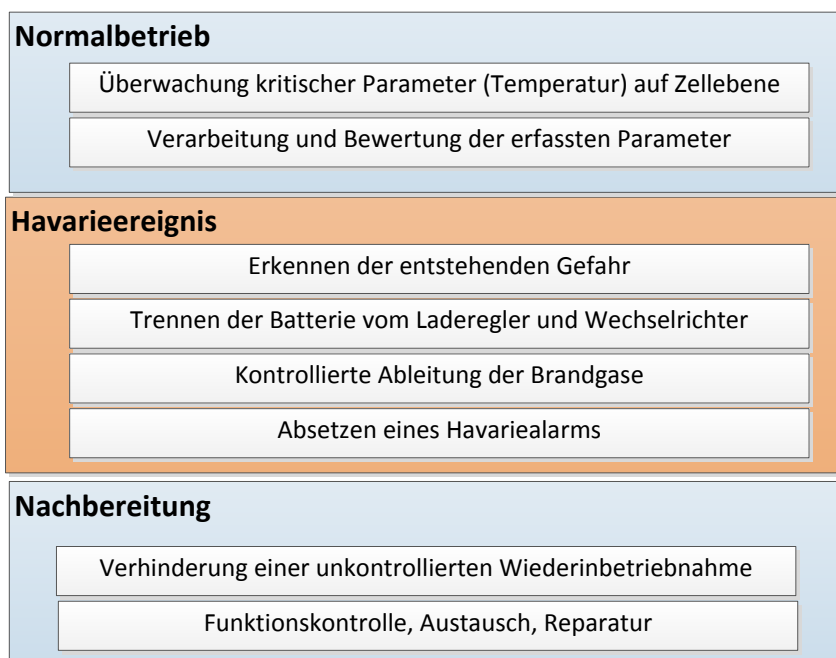


Abbildung 37 Verhalten bei Störereignissen in Anlehnung an (IEC 2010).

5.5.5 Eingangskontrolle

Vor der Nutzung gebrauchter Batterien als Gebäudespeicher ist eine Qualitätskontrolle unabdingbar. Diese sollte die folgenden Kriterien umfassen:

- optische Kontrolle der Zelle sowie der Anschlüsse auf mechanische Beschädigungen, Korrosion etc.
- Kontrolle der Abmessungen der Zellen auf Anzeichen einer Deformation infolge eines Druckanstieges

- Lade- und Entladeversuch zur Bestimmung der Restkapazität
- dabei kontinuierliche Aufzeichnung des Strom- und Spannungsverlaufs

5.6 Brandschutz und Sicherheitseinrichtungen der Pilotanwendungen

Der ReeVolt-BES (siehe Kapitel 4.3.2) wurde durch ein unabhängiges Prüfinstitut hinsichtlich mehrerer für die Betriebssicherheit relevanter Aspekte geprüft. Dabei wurde externe elektrische und thermische Faktoren berücksichtigt und das Verhalten des BES bei Fehlbedienungen untersucht. Alle Kriterien der Prüfung wurden hinreichend erfüllt, so dass dem BES die CE-Kennzeichnung gemäss der Richtlinie 73/23/EWG erteilt werden kann (EU 1993).

Konstruktiv ist der ReeVolt-BES unter anderem durch die folgenden Schutzmassnahmen abgesichert:

- Sicherheitsschaltung zur Verhinderung von Kurzschlüssen am Ausgang des Speichers
- Schutzschaltung zur Vermeidung von Überlast
- Kontrolleinrichtung zur Überwachung der Batteriespannung
- Schutz vor Überladung und Tiefentladung
- Vermeidung von Oberwellen (Brummen)
- Trennung vom Netz bei Havarien und Fehlfunktionen

Die technische Dokumentation des ReeVolt-BES (WEMAG 2015) beinhaltet keine besonderen Anforderungen an den baulichen Brandschutz am Aufstellungsort. Weder das lokale EVU noch das Brandschutzinspektorat des Kantons Basel Stadt haben besonderen Anforderungen an den Brandschutz der Pilotanlagen gestellt. Es wird darauf hingewiesen, dass der BES an einem explosionsgeschützten Aufstellungsort installiert werden muss und dass die Installation im spannungsfreien, ungeladenen Zustand zu erfolgen hat.

Die Dreifels-Powerbank (siehe Kapitel 4.3.3) verfügt über die nachfolgenden genannten Sicherheitsvorkehrungen:

- Temperaturüberwachung auf Zellebene
- Kurzschlusschutz am Ein- und Ausgang des Speichers
- Ladespannungsbegrenzung
- Lade- und Entladestrombegrenzung
- Schutz vor Überladung und Tiefentladeschutz auf Speicherebene

Alle Einzelbatterien, der Laderegler, der Wechselrichter sowie die Elektronik zur Temperaturüberwachung sind in einem Einbauschrank mit einem Feuerwiderstand EI 60 installiert und dadurch von der Raumumgebung abgetrennt. Somit ist das Aufstellen des Speichers möglich, ohne zusätzliche bauliche Massnahmen am Gebäude zu ergreifen.

Der Speicherlieferant legt besonderen Wert auf ein zusätzliches bauliches Brandschutzkonzept, das über die Anforderungen Brandschutzinspektorats hinausgeht. Der Speicher wird daher in einem abgetrennten Kellerraum installiert. Die raumabschliessenden Wände bestehen aus Porenbeton (RF 1, kein Brandbeitrag), die Türe entspricht dem Feuerwiderstand EI 60. Eine mechanische Abluftanlage gewährleistet das Ableiten von Brandgasen und vermeidet den Wärmestau im Batterieraum.

5.7 Diskussion der Ergebnisse

Die Umgebungs- und Betriebsbedingungen Lithium-basierter BES sind vom Hersteller in der Regel klar definiert. Die Bedingungen grenzen ein Betriebsfenster ein, innerhalb dessen ein sicherer und zuverlässiger Betrieb gewährleistet ist. Die in Gebäuden vorherrschenden raumklimatischen Bedingungen entsprechen meist dem für BES empfohlenem Betriebsfenster und ermöglichen einen risikoarmen Betrieb des BES. Konventionelle Blei-

Säure oder NiCd basierte BES und neuartige Lithium-BES werden vom VKF-Regelwerk nur am Rande berücksichtigt.

Die im europäischen Ausland intensiv geführte Diskussion zum Brandrisiko von BES hat die technologische Weiterentwicklung brandhemmender Materialien angeschoben. Dieser Umstand führt zu einem Kompetenzaufbau bei den Systemanbietern und treibt die Entwicklung neuer, innovativer, speziell auf BES ausgerichteter Materialien und Systeme voran. Ebenfalls wurden umfangreiche Tests und Prüfungen zur Brandauslösung und zum Brandverhalten von BES durch anerkannte internationale Prüforganisationen durchgeführt (mündliche Auskunft Sebastian Hauswald, MFPA Leipzig, 07.04.2015). Weitere Brandversuche werden in absehbarer Zeit folgen. Die gesammelten Erkenntnisse sollen in geeigneter Weise publiziert werden.

Mögliche, vom Betrieb eines BES ausgehende Gefahren sowie die darauf basierenden präventiven und korrektiven Massnahmen wurden in einem Schutzzielkatalog (Kapitel 5.4.3) definiert. Sieht die Planung den Einsatz eines BES im Gebäude vor, sollten die Kriterien des Schutzzielkatalogs berücksichtigt werden, das bestehende Brandschutzkonzept überprüft oder ein neues Brandschutzkonzept erstellt werden.

Durch die zunehmende Verbreitung von BES zur Speicherung von PV-Erträgen ist damit zu rechnen, dass Brandschutzaspekte im Standardisierungsprozess weiterhin in hohem Masse berücksichtigt und in rechtsverbindliche Schweizer Regelwerke einfließen werden.

5.8 Konklusion

Lithiumbasierte 2nd-life BES gelten trotz Fortschritten in der Entwicklung und Standardisierung immer noch als Risiko. Insbesondere der Umstand, dass Einzelbatterien für Elektrovelos oder Heimelektronikanwendungen wie Gefahrstoffe gehandhabt werden und im Transport und bei der Lagerung erhöhten Sicherheitsanforderungen unterliegen, hat zur Verunsicherung der Anwender geführt. Auch haben Pressemeldungen über Batteriebrände bei elektronischen Geräten und Elektrofahrzeugen diese Verunsicherung noch verschärft.

Eine allgemein für BES geltende nationale oder internationale Brandschutzrichtlinie existiert bisher nicht. Auch die umfassende Novellierung des VKF-Regelwerkes in 2015 hat BES bisher nicht berücksichtigt.

2nd-life BES unterliegen wie andere elektrische Betriebseinrichtungen der Starkstromverordnung. Sie müssen nach den anerkannten Regeln der Technik erstellt, unterhalten, modifiziert und betrieben werden. Es ist sicherzustellen, dass bei bestimmungsgemäsem Gebrauch Personen, Sachen und die Umwelt nicht gefährdet werden.

Die Berücksichtigung anerkannter Regeln der Technik, die auf Zell- und Systemebene implementierten Sicherheitsmechanismen und die geltenden VKF Brandschutzrichtlinien bieten gute Voraussetzungen für einen sicheren Betrieb eines 2nd-life BES in Gebäuden. Unter Anwendung des KIT-Kriterienkatalogs (KIT 2014) und bei Berücksichtigung aktueller technischer Erkenntnisse und Empfehlungen müssen 2nd-life BES nicht als besonderes Brandrisiko in Gebäuden eingestuft werden.

Literaturverzeichnis

- aardeplan (2014): *MFH Kirchrainweg. MINERGIE-A-ECO: MFH und Gewerbebau Kirchrainweg 4a*. [<http://www.aardeplan.ch/m/mandanten/258/topic12999/story38658.html>].
- Ahmadi, Leila; Yip, Arthur; Fowler, Michael; Young, Steven B. und Fraser, Roydon A. (2014): *Environmental feasibility of re-use of electric vehicle batteries*. In: Sustainable Energy Technologies and Assessments 6. S. 64–74.
- Alimisis, Varvara und Hatziaargyriou, Nikos D. (2013a): *Evaluation of a Hybrid Power Plant Comprising Used EV-Batteries to Complement Wind Power*. In: IEEE Transactions on Sustainable Energy 4/2. S. 286–293. doi:10.1109/TSTE.2012.2220160.
- Alimisis, Varvara und Hatziaargyriou, Nikos D. (2013b): *Evaluation of a Hybrid Power Plant Comprising Used EV-Batteries to Complement Wind Power*. In: IEEE Transactions on Sustainable Energy 4/2. S. 286–293. doi:10.1109/TSTE.2012.2220160.
- Alpiq (2014): *Netznutzungstarife 2015 der Alpiq Versorgungs AG*. Hg. von Alpiq Versorgungs AG. Olten. [<http://www.aen.ch/stream/de/download-0-0-0-1434.pdf>].
- Althaus, Hans-Jörg und Bauer, Christian (2011): *Gegenüberstellung verschiedener aktueller Schweizer Ökobilanzstudien im Bereich Elektromobilität: Schlussbericht*. Dübendorf und Villingen: EMPA/PSI. [http://www.empa.ch/plugin/template/empa/*/117160].
- Althaus, Hans-Jörg und Gauch, Marcel (2010): *Vergleichende Ökobilanz individueller Mobilität*. Dübendorf: Empa, Dübendorf, Schweiz.
- Angerer, Gerhard; Marscheider-Weidemann, Frank; Wendl, Matthias und Wietschel, Martin (2012): *Lithium für Zukunftstechnologien - Nachfrage und Angebot unter besonderer Berücksichtigung der Elektromobilität*. Karlsruhe.
- Anzinger, Niklas und Kostka, Genia (2015): *Large Infrastructure Projects in Germany*. Hertie School of Governance. [http://www.hertie-school.org/fileadmin/images/Downloads/pre-smaterial-infrastructure/working_papers/4_WP_Offshore_Wind_Energy.pdf; 6.2.2015].
- auto-schweiz (2014): *Autoverkäufe nach Marken*. Bern. [<http://www.auto-schweiz.ch/statistiken/autoverkaeufe-nach-marken/>].
- Azadian, Farshad und Radzi, M. A. M. (2013): *A general approach toward building integrated photovoltaic systems and its implementation barriers: A review*. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 22/0. S. 527 – 538. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.056>.
- Ball, R.; Keers, N.; Alexander, M. und Bower, E. (2010): *Deliverable D2. 1 Modelling Electric Storage Devices for EV*. In: MERGE Project EU.
- Battke, Benedikt; Schmidt, Tobias S.; Grosspietsch, David und Hoffmann, Volker H. (2013): *A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications*. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 25/0. S. 240–250. doi:10.1016/j.rser.2013.04.023.
- Bauer, C. und Simons, A. (2010): *Ökobilanz der Elektromobilität – Analyse des e-Twingos der EKZ*. Villigen, Schweiz: Paul Scherrer Institut.
- BBL (2014): *Marktübersicht energieeffizienter Fahrzeuge 2014*. Bern: BBL, Verkauf Bundespublikationen. (= 805.903.d). [<http://www.emobile.ch/index.php?pid=de%2c1%2c2>].
- Bernhart, W. und Landmann, R. (2010): *Powertrain 2020; Li-Ion batteries–the next bubble ahead?* In: Roland Berger Strategy Consultants, München.
- BFS (2014a): *Schweizerische Preisindizes 1914-2014*. [<http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/05/01/100.html>].
- BFS (2014b): *Leistungen des motorisierten privaten Personenverkehrs auf der Strasse: Aktualisierte Zeitreihe bis 2013*. Neuenbrug: Bundesamt für Statistik. [http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/infothek/erhebungen_quellen/blank/blank/svps/02.html].
- BFS (2013): *Bau- und Wohnungswesen - Die wichtigsten Zahlen*. Neuchâtel. [<http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/09/01/key.html>; 23.3.2015].
- Biketec (2014): *Preis für gebrauchte Flyer Batterien. (inkl. Transport)*. Huttwil. [<http://www.flyer-bikes.com/startseite/>].
- BMW (2012): *Der MINI E liefert nicht nur Fahrspaß, sondern gebrauchte Energiespeicher für das Effizienzhaus Plus des Bundesverkehrsministeriums in Berlin*. [<https://www.press.bmwgroup.com/deutschland/pressDetail.html?title=der-mini-e-liefert-nicht-nur-fahrspa%25C3%259F-sondern-gebrauchte-energiespeicher-f%25C3%25BCr>].

- das-effizienzhaus-plus&outputChannelId=7&id=T0131865DE&eft_menu_item=node__2316].
- Boccard, Nicolas (2014): *The cost of nuclear electricity: France after Fukushima*. In: Energy Policy 66/0. S. 450 – 461. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.037>.
- Brunner, Tobias; Fellner, David; Gremminger, Julia und Müller, Yvonne (2014): *Solarstrom: Wie speichere ich den Überschuss?* Zertifikatsarbeit. MuttENZ: Fachhochschule Nordwestschweiz.
- BSW (2015): *Rekordjahr für Solarstrom und Speicher*. In: Die Sonne Speichern. [<http://die-sonne-speichern.de/presse-meldungen/rekordjahr-fuer-solarstrom-und-speicher/>; 11.3.2015].
- BSW-Solar (2014): *Sicherheitsleitfaden Li-Ionen Hausspeicher*.
- BU (2014a): *Charging Lithium-Ion Batteries*. [http://batteryuniversity.com/learn/article/charging_lithium_ion_batteries].
- BU (2014b): *BU-802b: Elevating Self-discharge*. [http://batteryuniversity.com/learn/article/elevating_self_discharge].
- Bundesrat (2011): *Bundesrat beschliesst im Rahmen der neuen Energiestrategie schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie*. Bern. [<http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/?lang=de&msg-id=39337>].
- C.A.R.M.E.N. (2014): *C.A.R.M.E.N. - Marktübersicht für Batteriespeichersysteme*. Straubing. [<http://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/stromspeicher/batterien/813-marktuebersicht-fuer-batteriespeichersysteme>].
- C.A.R.M.E.N. (2015): *C.A.R.M.E.N. - Marktübersicht für Batteriespeichersysteme*. Straubing. [<http://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/stromspeicher/batterien/813-marktuebersicht-fuer-batteriespeichersysteme;7.8.2015>].
- Castillo-Cagigal, M. et al. (2011): *PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector*. In: Solar Energy 85/9. S. 2338–2348. doi:10.1016/j.solener.2011.06.028.
- Chen, Haisheng; Cong, Thang Ngoc; Yang, Wei; Tan, Chunqing; Li, Yongliang und Ding, Yulong (2009): *Progress in electrical energy storage system: A critical review*. In: Progress in Natural Science 19/3. S. 291–312. doi:10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- Debnath, Uttam Kumar; Ahmad, Iftekhar und Habi-bi, Daryoush (2014a): *Quantifying economic benefits of second life batteries of gridable vehicles in the smart grid*. In: International Journal of Electrical Power & Energy Systems 63/0. S. 577–587. doi:10.1016/j.ijepes.2014.05.077.
- Debnath, Uttam Kumar; Ahmad, Iftekhar und Habi-bi, Daryoush (2014b): *Quantifying economic benefits of second life batteries of gridable vehicles in the smart grid*. In: International Journal of Electrical Power & Energy Systems 63/0. S. 577–587. doi:10.1016/j.ijepes.2014.05.077.
- DECC (2014): *Public Attitudes Tracker - Wave 11*. London: Department of Energy and Climate Change. [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/369848/Summary_of_Wave_11_findings_of_DECC_Public_Attitudes_Tracker.pdf].
- Dreifels AG (2014): *Produkteblatt Dreifels Akkus*. [http://www.dreifels.ch/images/1_141014_dreifels_Lithium_Power_TWIKEbatterie.pdf].
- Dreifels AG (2015): *Dreifels 2nd-Life Powerbank - Testbetrieb*. Hg. von Dreifels AG. Gelterkinden.
- Dufo-López, Rodolfo und Bernal-Agustín, José L. (2015): *Techno-economic analysis of grid-connected battery storage*. In: Energy Conversion and Management 91/0 (Februar). S. 394–404. doi:10.1016/j.enconman.2014.12.038.
- Duleep, Gopalakrishnan; van Essen, Huib; Kampmann, Bettina und Grüning, Max (2011): *Impacts of Electric Vehicles - Deliverable 2: Assessment of electric vehicle and battery technology*. Delft: ICF International, Ecologic institute. [http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/studies_en.htm].
- Ehara, T. (2009): *Overcoming PV grid issues in urban areas*. In: International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Program, Rep. IEA-PVPS T10-06-2009. [http://www.iea-pvps-task10.org/IMG/pdf/rep10_06.pdf; 20.3.2015].
- EIA (2012): *Annual energy outlook 2012 with projections to 2035*. [S.l.]. [[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf)].
- ElCom (2015): *Tarif-Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber*. [<http://www.elcom.admin.ch/themen/00002/00097/index.html?lang=de&download=NHZ>]

LpZeg7t,lnp6lONTU042l2Z6ln1acy4Zn4Z2qZp
nO2Yuq2Z6gpJCDdX97e2ym162epYbg2c_
JjKbNoKSn6A-].

- Elgart, Eugen (2012): *Architekturbüro, Dipl. Architekt SIA*. [http://www.elgart.ch/].
- Eltawil, Mohamed A. und Zhao, Zhengming (2010): *Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14/1. S. 112 – 129. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.015.
- e'mobile (2014b): *Markt der Eco-Mobile: Aktualitäten und Trends 2014*. Hg. von Urs Schwegler, Susanne Wegmann, und Walter Lange. Bern: e'mobile. [http://www.e-mobile.ch/index.php?pid=de%2c1%2c2].
- e'mobile (2014c): *Jahresbericht 2013*. Bern: e'mobile. [http://www.e-mobile.ch/index.php?pid=de%2c1%2c2].
- e'mobile (2014a): *Ecocars 2014*. 5000 Aufl. Bern. [http://www.e-mobile.ch/index.php?pid=de%2c1%2c2].
- Ernst Basler + Partner AG (2011): *Was treibt uns an? Antriebe und Treibstoffe für die Mobilität von Morgen*. ASTRA. [http://partnershop.vss.ch].
- EU (1993): *Richtlinie 73/23/EWG Elektrische Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen EWG-Niederspannungsrichtlinie (Niederspannungsrichtlinie)*. Brüssel: Rat der Europäischen Union.
- Faria, Ricardo et al. (2014): *Primary and secondary use of electric mobility batteries from a life cycle perspective*. In: *Journal of Power Sources* 262. S. 169–177. doi:10.1016/j.jpowsour.2014.03.092.
- Forst, Michael (2013): *Marktüberblick: Diese Speichersysteme gibt es derzeit - Solarstrom-*. [http://www.focus.de/immobilien/energiesparen/solarenergie/tid-31894/strom-im-eigenen-keller-speichern-marktueberblick-diese-speichersysteme-gibt-es-derzeit-aid-1017799.html].
- Frischknecht, Rolf (2011): *Life Cycle Assessment of Driving Electric Cars and Scope Dependent LCA models: Präsentation am 43. Ökobilanz-Diskussionsforum*. Zürich: ESU-services.
- Frischknecht, Rolf; Steiner, Roland und Jungbluth Niels (2009): *Methode der ökologischen Knappheit – Ökofaktoren 2006: Methode für die Wirkungsabschätzung in Ökobilanzen*. Bern: Bundesamt für Umwelt. (= Nr. 0906). [http://www.bafu.admin.ch].
- Gitizadeh, Mohsen und Fakharzadegan, Hamid (2014): *Battery capacity determination with respect to optimized energy dispatch schedule in grid-connected photovoltaic (PV) systems*. In: *Energy* 65/0. S. 665–674. doi:10.1016/j.energy.2013.12.018.
- Guinée, J. B. et al. (2001): *Life Cycle Assessment: An Operational Guide to the ISO Standards, Part 3: Scientific Background*. Den Haag und Leiden, Niederlanden: Ministry of Housing, Spatial Planning and Environment (VROM) and Centre of Environmental Science. [http://cml.leiden.edu/research/industrial ecology/researchprojects/finished/new-dutch-lca-guide.html].
- Haan, Peter de und Zah, Rainer (2013): *Chancen und Risiken der Elektromobilität in der Schweiz*. Bd. 59. Zürich: vdf Hochschulverlag. (= TA-SWISS).
- Hall, Monika; Dorusch, Falk und Geissler, Achim (2014): *Optimierung des Eigenverbrauchs, der Eigendeckungsrate und der Netzbelastung von einem Mehrfamiliengebäude mit Elektromobilität*. In: *Bauphysik* 36/3. S. 117–129.
- Harris, Grant; Heptonstall, Phil; Gross, Robert und Handley, David (2013): *Cost estimates for nuclear power in the {UK}*. In: *Energy Policy* 62/0. S. 431 – 442. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.116.
- Heymans, Catherine; Walker, Sean B.; Young, Steven B. und Fowler, Michael (2014): *Economic analysis of second use electric vehicle batteries for residential energy storage and load-levelling*. In: *Energy Policy* 71/0. S. 22–30. doi:10.1016/j.enpol.2014.04.016.
- Hischier, Roland et al. (2009): *Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods: ecoinvent report No. 3, v2.1*. Dübendorf: Swiss Centre for Life Cycle Inventories. [http://www.ecoinvent.org/fileadmin/documents/en/03_LCIA-Implementation_v2.1.pdf].
- Holinger Solar (2015): *Installationsschema Batteriespeicher Riehen (BS)*. Bubendorf: Holinger Solar AG. [http://www.holinger-solar.ch/home.html; 13.7.2015].
- Hoogwijk, Monique und Graus, Wina (2008): *Global potential of renewable energy sources: a literature assessment*. In: Background report prepared by order of REN21. Ecofys, PECSNL072975.
- Hoppmann, Joern; Volland, Jonas; Schmidt, Tobias S. und Hoffmann, Volker H. (2014): *The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model*. In: *Renewable and Sus-*

- tainable Energy Reviews 39/0. S. 1101–1118. doi:10.1016/j.rser.2014.07.068.
- IEA (2012a): *Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System*. Paris Cedex: International Energy Agency IEA. [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ETP2012_free.pdf].
- IEA (2012b): *Technology Roadmap - High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation*. Paris Cedex: IEA. [<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-high-efficiency-low-emissions-coal-fired-power-generation.html>; 3.2.2015].
- IEA (2010): *World energy outlook 2010*. Paris: International Energy Agency (IEA). [<http://www.worldenergyoutlook.org/media/weo2010.pdf>].
- IEA (2011): *Technology Roadmap: Electric and plug-in Hybrid Electric Vehicles*. Paris Cedex: International Energy Agency IEA. [<http://www.iea.org/publications/freepublications/>].
- IEA (2013): *Renewable Energy Outlook: Chapter 6*. Paris Cedex: International Energy Agency IEA. [http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2013/WEO2013_Ch06_Renewables.pdf].
- IEC (2005): *IEC 60364 Low-voltage electrical installations – Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions*. Genf: IEC International Electrotechnical Commission.
- IEC (2010): *IEC 61508 Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related Systems (E/E/PE, or E/E/PES)*. Genf: IEC International Electrotechnical Commission.
- in situ (2014): *gundeldingerfeld - baubüro in situ - basel*. Hg. von in situ AG. [<http://www.insitu.ch/projekte/areale/gundeldingerfeld/>].
- Jungbluth, Niels; Itten, Rene und Stucki, Matthias (2012): *Umweltbelastungen des privaten Konsums und Reduktionspotenziale*. Uster: ESU-Services. [<http://www.esu-services.ch/fileadmin/download/jungbluth-2012-Reduktionspotenziale-BAFU.pdf>].
- Karathanassis, G. (1980): *The net present value method under conditions of anticipated inflation*. University of Aston in Birmingham, Management Centre.
- Karstedt, Jörg (2012): *Batterie oder Brennstoffzelle für Elektromobilität*. In: Bundesverband e-Mobilität e.V. (BEM). [<http://www.bem-ev.de/batterie-oder-brennstoffzelle-fur-elektromobilitat/>; 16.3.2015].
- KEMA (2013): *Energiespeicher in der Schweiz: Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050*. Bonn: BFE. [<http://www.bfe.admin.ch/dossiers/06230/index.html?lang=de>].
- Kim, D.; Menn, C.; Geissler, A. und Hengevoss, D. (2015): *Quantifizierung des Umweltnutzens von gebrauchten Batterien aus der Elektromobilität als gebäudeintegrierte 2nd-Life Stromspeichersysteme*. In: Bauphysik 4/Nr. 022.
- KIT (2014): *Safety First Mehr Sicherheit für Lithium-Ionen-Batterien, Kurz-Checkliste für Li-Ionen-Heimspeicher*. Karlsruhe: (KIT), Karlsruher Institut für Technologie.
- Kyburz AG (2014): *Kyburz AG Batteriesysteme*. Freienstein. [<http://www.kyburz-dxp.ch/de>; 13.7.2015].
- Lier, Marco van (2012): *Je nach Gefährdungsgrad, den das Produkt in seinem Einsatzbereich verursacht, steigen die Anforderungen an Maßnahmen zur Fehlervermeidung, Fehlerbeherrschung und erforderliche Dokumentation*. Hannover: Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V.
- Märtel, Christian (2014): *Hersteller von Lithium Akkus (AC) für Photovoltaik Anlagen*. [<http://www.photovoltaike-web.de/batteriesysteme-akkusysteme-pv/hersteller-speicherloesungen/ac-lithium.html>].
- McManus, M. C. (2012): *Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems: The impact of battery production*. In: Applied Energy 93/0. S. 288 – 295. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.12.062>.
- McManus, M.C. (2012): *Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems: The impact of battery production*. In: Applied Energy, Heft 93. S. 288–295.
- Menn, C. und Geissler, A. (2015): *Electric Vehicle Batteries in Energy Storage Systems: An Economic Analysis For Swiss Residential*. Lausanne.
- Mulder, Grietus; Six, Daan; Claessens, Bert; Broes, Thijs; Omar, Noshin und van Mierlo, Joeri (2013): *The dimensioning of PV-battery systems depending on the incentive and selling price conditions*. In: Applied Energy 111/0. S. 1126–1135. doi:10.1016/j.apenergy.2013.03.059.
- Neubauer, Jeremy und Pesaran, Ahmad (2011): *The ability of battery second use strategies to impact plug-in electric vehicle prices and serve*

- utility energy storage applications. In: Journal of Power Sources 196/23. S. 10351–10358. doi:10.1016/j.jpowsour.2011.06.053.
- Neukomm, Rosmarie (Hrsg.) (2013): *Einspeisen mit Orientierung am Bezugstarif*. Bern: Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie SSES. [http://www.sses.ch/fileadmin/x_bibli/8_downFiles/2_aktuelles/energie/Einspeisen_Poster_PV-Konferenz_Basel_2013_03.pdf].
- Nipkow, Jürg (2013): *Der typische Haushalt-Stromverbrauch: Neue Haushalt-Kategorien und typische Stromverbrauchswerte*. Zürich. [http://www.energieeffizienz.ch/dam/files/Deer_typische_Haushalt-SV-SAFE-Dez-2013.pdf].
- Notter, Dominic A. et al. (2010): *Contribution of Li-ion batteries to the environmental impact of electric vehicles*. In: Environmental science & technology 44/17. S. 6550–6556.
- Nottrott, A.; Kleissl, J. und Washom, B. (2013): *Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems*. In: Renewable Energy 55/0. S. 230–240. doi:10.1016/j.renene.2012.12.036.
- Peterson, Scott B.; Apt, Jay und Whitacre, J. F. (2010): *Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization*. In: Journal of Power Sources 195/8. S. 2385–2392. doi:10.1016/j.jpowsour.2009.10.010.
- prognos (2012a): *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050*. Basel: Bundesamt für Energie. [http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?dossier_id=05024&lang=de].
- prognos (2012b): *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050*. Basel: Bundesamt für Energie. [http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?dossier_id=05024&lang=de].
- Protoscar (2010): *Specifications*. Protoscar. [http://www.protoscar.com/pdf/LAMPO2/LAMPO2_Technical_Specifications.pdf].
- Rosenkranz, Christian (Hrsg.) (2003): *Deep cycle batteries for plug-in hybrid application*.
- Rudolf, Viktor und Papastergiou, Konstantinos D. (2013): *Financial analysis of utility scale photovoltaic plants with battery energy storage*. In: Energy Policy 63/0. S. 139–146. doi:10.1016/j.enpol.2013.08.025.
- Schmiegell, Armin U. und Kleine, Andreas (2014): *Optimized Operation Strategies for PV Storages Systems Yield Limitations, Optimized Battery Configuration and the Benefit of a Perfect Forecast*. In: 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013) 46/0. S. 104–113. doi:10.1016/j.egypro.2014.01.163.
- sia (2004): *Wirtschaftlichkeitsrechnung für Investitionen im Hochbau*. Zürich: Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein. (= sia 480:2004).
- sia (2006): *Standard- Nutzungsbedingungen für die Energie- und Gebäudetechnik*. Zürich: Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein. (= 2024).
- SIA (2009): *Thermische Energie im Hochbau*. Bd. 221. Zürich: SIA. (= sia 380/1:2009).
- SMA (2012): *Inverter SMA come gestori di etc*. [<http://www.sma-italia.com/soluzioni/medium-power-solutions/know-how/inverter-sma-come-gestori-di-rete.html>].
- SOLARWATT (2015): *Die Solarspeicherezukunft ist da. Mit dem Effizientweltmeister*. [<http://www.solarwatt.de/speicher/>; 7.2.2015].
- Swissgrid (2014a): *Vergütung: Die Abwicklung der Einmalvergütung*. [http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/renewable_energies/remuneration_re/eiv/compensation.html].
- Swissgrid (2014b): *Verschiedene Netzebenen transportieren den Strom*. [http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/grid/transmission_system/grid_levels.html].
- Swissgrid (2015): *Swissgrid - Vergütung*. [http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/renewable_energies/remuneration_re/eiv/compensation.html; 13.3.2015].
- TCS (2014): *Elektromobilität: Paradigmenwechsel steht bevor*. [<http://www.tcs.ch/de/automobilitaet/umwelt-energie/elektromobilitaet.php>].
- TESLA (2015): *POWERWALL. TESLA HOME BATTERY*. [<http://www.teslamotors.com/powerwall>; 7.2.2015].
- Tong, Shi Jie; Same, Adam; Kootstra, Mark A. und Park, Jae Wan (2013): *Off-grid photovoltaic vehicle charge using second life lithium batteries: An experimental and numerical investigation*. In: Applied Energy 104. S. 740–750. doi:10.1016/j.apenergy.2012.11.046.

- Treffer, Frank (2011): *Entwicklung eines realisierbaren Recyclingkonzeptes für die Hochleistungsbatterien zukünftiger Elektrofahrzeuge*. Hanau: Lithium-Ionen Batterierecycling Initiative (LiBRi).
- Udo, Onnen-Weber; Solvejg, Jessen und Targan, Norbert (2012): *Intermodalität und Elektromobilität im strukturschwachen ländlichen Raum – eine Chance zur Stabilisierung der Peripherie?*
- University of Hawai'i (2014): *Public Attitudes about Renewable Energy in Hawai'i*. (= Renewable Energy Report). [http://uhfamily.hawaii.edu/publications/brochures/9314e_14101012_COE_RenewableEnergy_Report-FINAL.pdf; 20.3.2015].
- UVEK (2012): *Verordnung über elektrische Niederspannungsinstallationen (Niederspannungs-Installationsverordnung, NIV)*. Bern.
- VDE (2007): *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV), EN 61000-6-3:2007*. Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE).
- vela solaris (2015): *Polysun*. [<http://www.velasolaris.com/>; 21.4.2015].
- von Mark Bost, Erstellt; Hirschl, Bernd und Aretz, Astrid (2011): *Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik: Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt?* Hg. von Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. Berlin. [http://www.ioew.de/uploads/tx_u-kioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf].
- VSE (2013b): *Kohlekraftwerke*. Aarau: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. [<http://www.strom.ch/de/metanavigation/download.html>].
- VSE (2013a): *CO₂-Abscheidung (Carbon Capture and Storage, CCS)*. Aarau: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. [<http://www.strom.ch/de/metanavigation/download.html>].
- VSE (2012): *Gaskombikraftwerk (GuD)*. Aarau: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. [<http://www.strom.ch/de/metanavigation/download.html>].
- Wang, Xingchi; Adelmann, Peter und Reindl, Thomas (2012): *Use of LiFePO₄ Batteries in Stand-Alone Solar System*. In: PV Asia Pacific Conference 2011 25/0. S. 135–140. doi:10.1016/j.egypro.2012.07.018.
- WEMAG (2014): *Green-Tech: gebrauchte Akkumulatoren für die private Energiewende*. Hg. von WEMAG. [<http://www.reevolt.de/>].
- WEMAG (2015): *Handbuch Energiespeicher/ Installation, Betrieb, Wartung*. Schwerin.
- Weniger, Johannes; Tjaden, Tjarko und Quaschnig, Volker (2014): *Sizing of Residential PV Battery Systems*. In: 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013) 46/0. S. 78–87. doi:10.1016/j.egypro.2014.01.160.
- Wolf, Marc-Andree; Pant, Rana; Chomkhamsri, Kirana; Sala, Serenella und Pennington, David (2012): *The International reference Life Cycle Data system (ILCD) handbook: Towards more sustainable production and consumption for a resource-efficient Europe*. Bd. 24982. Luxembourg: Publications Office. (= EUR. Scientific and technical research series). [<http://www.worldcat.org/oclc/870614732>].
- Yu, Yajuan et al. (2012): *Environmental characteristics comparison of Li-ion batteries and Ni–MH batteries under the uncertainty of cycle performance*. In: Journal of Hazardous Materials 229-230. S. 455–460.

Anhang

A1 Modul A Wirtschaftlichkeitsrechnung

A1.1 Modell Eingabegrößen

A1.1.1 Modelvariablen

Im folgenden Abschnitt werden verwendete Modellvariablen beschrieben. Tabelle 5 gibt eine Übersicht der wichtigsten Variablen zum Wirtschaftlichkeitsmodell. Grau hinterlegte Variablen sind zurzeit inaktiv und haben keine Auswirkungen auf das Ergebnis. In Tabelle 6 sind Variablen aufgeführt die neben der Wirtschaftlichkeitsrechnung im Modell zum Umweltnutzen verwendet werden.

Tabelle 5 Nomenklatur Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Name	Bezeichnung	Einheit
<i>Indizes</i>		
t	Bilanzzeitraum $t = 1, \dots, T; T = 8'760$	Stunden
j	Investitionszeitraum $j = 1, \dots, J; J = 25$	Jahre
<i>PV-Anlage</i>		
$E_{PV,t}$	Generierte Menge an Elektrizität aus der gebäudeeigenen PV-Anlage nach Umwandlung in Wechselstrom und abzüglich diverser Verluste (Verschmutzung, Degradation, Kabelübertragung, Mismatching)	kWh
E_{kWp}	Nennleistung PV- Anlage	kWh
$E_{G,t}$	Netzeinspeisung	kWh
$E_{Av,t}$	freie Energie nach Eigenverbrauch	kWh
$q_{Epv,t}$	Einspeisegrad nach Eigenverbrauch $W:[0,\dots,1]$	-
$TC_{PV,j}$	Totale Kosten für das PV-System	CHF
$C_{kWp,j}$	Investitionskosten für 1 kW _p PV-Leistung	CHF/kW _p
C_{PVi}	Kosten für Installation $W:[0,\dots,1]$	-
C_{PVo}	Betriebs- und Wartungskosten $W:[0,\dots,1]$	-
<i>Verbrauch</i>		
$E_{L,t}$	Gesamtverbrauch an Elektrizität. Umfasst Wärmepumpe, Hilfsenergie, Lüftung und Gerätestrom	kWh
$E_{res,t}$	Residuallast (Netzbezug)	kWh
<i>Batteriespeicher</i>		
E_{Bc}	Nennkapazität der Batterie	kWh
E_{Bav}	Nutzbare Kapazität der Batterie	kWh
$E_{Btr,t}$	Verfügbare Energie im BES am Ende des Bilanzierungszeitschritts t	kWh
$\Delta E_{B,t}$	Batteriebeladung bzw. Batterieentladung im Zeitschritt t	kWh
η_B	Ladeeffizienz und Entladeeffizienz $W:[0,\dots,1]$	-
η_{sdc}	Stündliche Selbstentladung $W:[0,\dots,1]$	-
E_{Br}	Kapazitätsausfall	kWh
$\theta_{LC,t}$	Binäre Variable zu den gebrauchten Entladezyklen $W:[0,1]$	-
$LC_{use,j}$	Anzahl verbrauchte Entladezyklen p.a.	-
$\delta_j, \delta_{Br,j}$	Binäre Variablen zur Lebensdauer von Batterien, ersetzte Batterien $W:[0,1]$	-
$SB_{i,j}$	Binäre Variable zur Installationspauschale von Batterien und Basisgehäuse $W:[0,1]$	-
$TC_{B,j}$	Totale Kosten Batteriesystem	CHF
$C_{Bb,j}$	Basiskosten für Gehäuse, Laderichter, Wechselrichter und Verkabelung	CHF
$C_{Bc,j}$	Kosten pro Nennkapazität	CHF/kWh
$C_{Br,j}$	Kosten aus Kapazitätsausfällen	CHF
C_{Bi}	Kosten pro Batterieauswechslung (Installation exkl. Material)	CHF
<i>Strommarkt</i>		

$P_{LNT,t}$	Niederpreistarif Bezug	CHF /kWh
$P_{LHT,t}$	Hochpreistarif Bezug	CHF /kWh
$P_{GNT,t}$	Einspeisevergütung Niedertarif	CHF /kWh
$P_{GHT,t}$	Einspeisevergütung Hochtarif	CHF /kWh
$C_{EL,t}$	Stromkosten Netzbezug	CHF
$TC_{EL,j}$	Totale Stromkosten Netzbezug	CHF
$R_{EG,t}$	Erträge aus Netzeinspeisung	CHF
$TR_{EG,j}$	Totale Erträge für die Netzeinspeisung	CHF
Fördermodell		
S_{bas}	Basisbeitrag EiV	CHF
S_{kWp}	Leistungsbeitrag EiV	CHF
Rahmenbedingungen		
e	Inflation W:[0,...,1]	-
r_{nom}	Nominaler Diskontierungszinssatz W:[0,...,1]	-
r_{real}	Realer Diskontierungszinssatz W:[0,...,1]	-
e_{PG}	Preisentwicklung Einspeisung W:[0,...,1]	-
e_{PL}	Preisentwicklung Bezug W:[0,...,1]	-
e_{BC}	Preisentwicklung Batterie W:[0,...,1]	-

Tabelle 6 Nomenklatur Wirtschaftlichkeits- und Umweltnutzenmodell.

Name	Bezeichnung	Einheit
Batteriespeicher		
ρ_{mdod}	Max. Depth of discharge W:[0,...,1]	-
f	Kapazitätsausfälle p.a. W:[0,...,1]	-
LC_{tot}	Anzahl Restentladezyklen	-

A1.1.2 Zeitliche Dimension

Die Energiebilanzierung erfolgt auf Basis von Stundenintervallen. Der Bilanzzeitraum T entspricht einem Jahr und der Bilanzierungszeitschritt t entspricht einer Stunde. Damit *läuft* t von $t = 1$ bis $T = 8'760$ Stunden. In der Investitionsrechnung beträgt der Untersuchungszeitraum J 25 Jahre. Damit *läuft* j von $j = 1, \dots, J = 25$. Das Betrachtungsintervall j entspricht einem Jahr.

A1.1.3 Auswertegrößen

A1.1.3.1 Eigenverbrauch

Der Eigenverbrauch (EV) bezeichnet die Menge an Elektrizität, die im Bilanzierungszeitschritt gleichzeitig von der PV-Anlage des Gebäudes, erzeugt (E_{pv}) und von den Verbrauchern im Gebäude bezogen wird. In einem System mit BES wird die effektive Batterieentladung zusätzlich als Eigenverbrauch berücksichtigt. Die Berechnung basiert auf Hall (2014).

$$EV_t = \min \left(\sum_{k=1}^T (E_{pv,t} - \Delta E_{B,t} \cdot \eta_B); \sum_{k=1}^T E_{L,t} \right) \quad [\text{kWh}] \quad (1)$$

A1.1.3.2 Eigendeckungsrate (Autarkiegrad)

Die Eigendeckungsrate (EDR) definiert das Verhältnis aus Eigenverbrauch (EV) und Stromverbrauch (E_L) für den gewählten Bilanzzeitraum T (in Anlehnung an (Hall/Dorusch/Geissler 2014)).

$$EDR_t = \frac{\sum_{k=1}^T EV_t}{\sum_{k=1}^T E_{L,t}} \cdot 100 \quad [\%] \quad (2)$$

A1.1.3.3 Eigenverbrauchsrate

Die Eigenverbrauchsrate (EVR) errechnet sich aus dem Verhältnis des Eigenverbrauchs zu den PV-Erträgen (in Anlehnung an (Hall/Dorusch/Geissler 2014)).

$$EVR_t = \frac{\sum_{k=1}^T EV_t}{\sum_{k=1}^T E_{pv,t}} \cdot 100 \quad [\%] \quad (3)$$

A1.1.3.4 Residuallast

Die Residuallast (E_{res}) ist die Menge an Elektrizität, die aus dem Netz bezogen wird. Wie aus Formel (4) ersichtlich wird, entspricht die Residuallast der Differenz zwischen Nachfrage (Gesamtelektrizitätsbezug) im Gebäude und Angebot (PV-Ertrag) (in Anlehnung an (Hall/Dorusch/Geissler 2014)). In einem System mit BES kann das Angebot an Elektrizität zum Bilanzierungszeitschritt t durch die Entladungen des BES erhöht werden.

$$E_{res,t} = \begin{cases} E_{L,t} - E_{PV,t} + \Delta E_{B,t} \cdot \eta_B & E_{L,t} > E_{PV,t} \\ 0 & \text{ansonsten} \end{cases} \quad [\text{kWh}] \quad (4)$$

Die gesamte Menge an Elektrizität, die im Bilanzzeitraum T aus dem Netz bezogen wurde, berechnet sich gemäss Formel (5). In einem System ohne PV-Anlage beträgt $E_{PV,t} = 0$.

$$E_{res,j} = \sum_{t=1}^T E_{res,t} \quad [\text{kWh}] \quad (5)$$

A1.1.3.5 freie Energie nach Eigenverbrauch

Die Variable $E_{AV,t}$ beschreibt die freie Energie nach Eigenverbrauch (siehe Formel (6)). Diese verfügbare Energie wird entweder zur Batteriebeladung genutzt oder als überschüssige Elektrizität in das Stromnetz eingespeist.

$$E_{AV,t} = \begin{cases} E_{PV,t} - E_{L,t} & E_{PV,t} > E_{L,t} \\ 0 & \text{ansonsten} \end{cases} \quad [\text{kWh}] \quad (6)$$

A1.1.3.6 Netzeinspeisung

Die Netzeinspeisung $E_{G,t}$ quantifiziert den PV-Ertrag, der nicht im gleichen Bilanzierungszeitschritt im Gebäude selbst genutzt werden kann und daher in das Elektrizitätsnetz eingespeist wird (siehe Formel (7)). Eine Netzeinspeisung aus der Batterie ist in diesem System nicht möglich. In einem System ohne Batteriespeicher entspricht $\Delta E_{B,t} = 0$.

$$E_{G,t} = \begin{cases} E_{AV,t} - \Delta E_{B,t} & E_{PV,t} > E_{L,t} \\ 0 & E_{PV,t} \leq E_{L,t} \end{cases} \quad [\text{kWh}] \quad (7)$$

Die gesamte Menge an Elektrizität, die im Bilanzzeitraum T in das Stromnetz fließt, wird gemäss Formel (8) berechnet.

$$E_{G,j} = \sum_{t=1}^T E_{G,t} \quad [\text{kWh}] \quad (8)$$

A1.1.4 Stromspeicher

A1.1.4.1 Nutzbare Kapazität

Die nutzbare Kapazität ist die effektive Energiemenge, die einer Batterie entnommen werden kann (siehe Formel (9)).

$$E_{Bav} = E_{BC} \cdot p_{mdod} \quad [\text{kWh}] \quad (9)$$

A1.1.4.2 nominelle Batterie- beladung und -entladung

Die Energieflüsse während dem Bilanzierungszeitschritt sind durch $\Delta E_{B,t}$ gegeben. Diese Variable ist bei einer Batteriebeladung positiv bzw. negativ bei einer Entladung. Die Batterie wird entsprechend der freien Speicherkapazität resp. der überschüssigen Elektrizität nach Eigenbedarf $E_{AV,t}$ beladen. Für die Batteriebeladung wird zudem der Wirkungsgrad η_B und die stündlichen Verluste aus der Selbstentladung η_{sdc} berücksichtigt. Bei Bedarfsüberschüssen wird die Batterie entsprechend der gespeicherten Energie entladen.

$$\Delta E_{B,t} = \begin{cases} \frac{E_{Bav} - E_{Btr,t-1} \cdot (1 + (1 - \eta_{sdc}))}{\eta_B} & E_{AV,t} > \frac{E_{Bav} - E_{Btr,t-1} \cdot (1 + (1 - \eta_{sdc}))}{\eta_B} \\ E_{AV,t} & E_{AV,t} \leq \frac{E_{Bav} - E_{Btr,t-1} \cdot (1 + (1 - \eta_{sdc}))}{\eta_B} \\ \frac{E_{L,t} - PV_t}{\eta_B} \cdot (-1) & \frac{E_{L,t} - PV_t}{\eta_B} \leq E_{Btr,t-1} \cdot (1 - \eta_{sdc}), E_{AV,t} = 0 \\ E_{Btr,t-1} \cdot (1 - \eta_{sdc}) \cdot (-1) & \frac{E_{L,t} - PV_t}{\eta_B} > E_{Btr,t-1} \cdot (1 - \eta_{sdc}), E_{AV,t} = 0 \end{cases} \quad [\text{kWh}] \quad (10)$$

A1.1.4.3 Übertrag Batteriekapazität

Die Berechnung des Übertrags elektrischer Energie zum Bilanzierungszeitschritt t ist in Formel (11) dargestellt. Bei einer Batteriebeladung ergibt sich dieser Wert aus der verfügbaren Batteriekapazität des vorangegangenen Zeitschritts $E_{Btr,t-1}$ abzüglich nomineller Entladung $E_{Bdc,t}$ und zuzüglich effektiver Batteriebeladung. Im Fall einer Entladung ist die nominelle Batterieentladung massgebend.

$$E_{Btr,t} = \begin{cases} E_{Btr,t-1} \cdot (1 - \eta_{sdc}) + \Delta E_{B,t} \cdot \eta_B & \Delta E_{B,t} \geq 0 \\ E_{Btr,t-1} \cdot (1 - \eta_{sdc}) + \Delta E_{B,t} & \Delta E_{B,t} < 0 \end{cases} \quad [\text{kWh}] \quad (11)$$

A1.1.4.4 State of Charge (SOC)

Der Ladezustand (engl. "State of charge" (SOC)) im Zeitschritt t berechnet sich gemäss Formel (12). Aus der Berechnung wird ersichtlich, dass der Ladezustand zu keinem Zeitpunkt die maximale Entladungstiefe (engl. "Maximum Depth of discharge" (DOD max)) unterschreitet.

$$SOC_t = E_{Btr,t} + E_{BC} \cdot \rho_{mdod} \quad [\%] \quad (12)$$

A1.1.4.5 Anzahl Entladezyklen

Wie in Formel (13) dargestellt, wird hier jedes Erreichen der Entladung DOD max als ein Entladezyklus gezählt, unabhängig von dem zu Beginn des Zeitschrittes vorliegenden SOC.

$$\theta_{LC,t} = \begin{cases} 1 & \text{SOC}_{t-1} \neq E_{BC} \cdot \rho_{mdod}, \text{SOC}_t = E_{BC} \cdot \rho_{mdod} \\ 0 & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (13)$$

Die aufsummierte Anzahl gebrauchter Entladezyklen im Zeitraum T wird wie in Formel (14) dargestellt berechnet.

$$LC_{use,j} = \sum_{t=1}^T \theta_{LC,t} \quad (14)$$

A1.1.4.6 Ende der Nutzungsdauer

Die binäre Variable δ_j zeigt den Zeitpunkt, indem die installierten Batterien das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht haben.

$$\delta_j = \begin{cases} 1 & \sum_{k=1}^j LC_{use,k} \geq LC_{tot} \\ 0 & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (15)$$

Mithilfe der binären Variablen $\delta_{Br,j}$ wird der Zeitpunkt angezeigt, indem jährlich ausgewechselte Zellen das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht haben. In der Untersuchung wird davon ausgegangen, dass einzelne defekte Zellen einer Batterie ausgewechselt werden können.

$$\delta_{Br,j} = \begin{cases} 1 & \sum_{k=1}^{j-1} \delta_j \geq 1 \\ 0 & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (16)$$

Es wird in diesem Modell davon ausgegangen, dass kein Ersatz des Basisgehäuses während des Untersuchungszeitraums notwendig ist.

A1.1.4.7 Kapazitätsausfälle

Die jährlichen Kapazitätsausfälle werden mit f aus der installierten Kapazität gemäss Gleichung (17) berechnet.

$$E_{Br} = E_{BC} \cdot f \quad [\text{kWh}] \quad (17)$$

A1.1.5 Aufwände und Erträge

A1.1.5.1 Kosten für Strombezüge

Die jährlichen Kosten aus den Netzbezügen sind in Formel (18) beschrieben. In Abhängigkeit des Tarifmodells gelten entweder Niedertarif- bzw. Hochtarifpreise.

$$C_{El,t} = \begin{cases} E_{res,t} \cdot P_{LHT} & t \in HT_t \\ E_{res,t} \cdot P_{LHT} & t \in NT_t \end{cases} \quad [\text{CHF}] \quad (18)$$

Die aufsummierten Kosten aus Strombezügen im Bilanzzeitraum T inkl. Preisentwicklung sind in Formel (19) dargestellt.

$$C_{EL,j} = \sum_{t=1}^T C_{EL,t} \cdot (1 + e_{PL})^j \quad [\text{CHF}] \quad (19)$$

A1.1.5.2 Erträge aus der Netzeinspeisung

Aus Formel (20) geht die Berechnung der jährlichen Erträge der Netzeinspeisung hervor. Die Höhe der Vergütung kann je nach Zeitpunkt variieren.

In Formel (20) sind die Erträge zum Nieder- bzw. Hochtarif aus der Einspeisung von Solarstromüberschüssen in das Stromnetz dargestellt.

$$R_{EG,t} = \begin{cases} E_{G,t} \cdot P_{GHT} & t \in HT_t \\ E_{G,t} \cdot P_{GNT} & t \in NT_t \end{cases} \quad [\text{CHF}] \quad (20)$$

Die Erträge aus der Stromspeicherung für den Bilanzzeitraum T werden entsprechend der Formel (21) berechnet.

$$R_{EG,j} = \sum_{t=1}^T R_{EG,t} \quad [\text{CHF}] \quad (21)$$

In Formel (22) ist die Berechnung der totalen Erträge aus der Netzeinspeisung zum Jahr j dargestellt.

$$TR_{EG,j} = R_{EG,j} \cdot (1 + e_{PG})^j \quad [\text{kWh}] \quad (22)$$

A1.1.5.3 Systemkosten

Aus Formel (23) geht die Berechnung der Kosten für eine PV-Anlage hervor. Die Vorgehensweise basiert auf Hoppmann (2014: 1107). Durch C_{kWp} sind Kosten gegeben, die für Module, Wechselrichter und Verkabelung anfallen. Hierzu ist die Bezugsgrösse 1 kW_p der PV-Anlage massgebend. Wie aus Formel (23) (erster Term) ersichtlich wird, steigen die Kosten für eine PV-Anlage linear zur installierten Leistung. Basierend auf den Systemkosten werden Kosten c_{PVi} für die Installation der Anlage berechnet. Aufgrund einer Lebensdauer der Anlage von 25 Jahren, wird während dem betrachteten Zeitraum keine Ersatzinvestition notwendig. Nach Ablauf der Nutzungsdauer wird ein Restwert von 0.- CHF angenommen.

$$TC_{PV,0} = (C_{kWp} \cdot E_{kWp}) \cdot (1 + c_{PVi}) - (S_{bas} + E_{kWp} \cdot S_{kWp}) \quad [\text{CHF}] \quad (23)$$

Während dem betrachteten Zeitraum $j = 1, \dots, J$ entstehen Kosten für die Wartung und Betrieb der PV-Anlage. Die Berechnung ist in Formel (24) dargestellt und basiert auf Hoppmann (2014: 1107).

$$TC_{PV,j} = c_{PV,0} \cdot C_{kWp} \cdot E_{kWp} \quad [\text{CHF}] \quad (24)$$

Die Grundkosten des Batteriespeichers zum Zeitpunkt $j = 0$ setzen sich einerseits aus Investitionen in das Basisgehäuse und deren Installation vor Ort zusammen. Andererseits entstehen Kosten in Abhängigkeit von der Speicherkapazität des Systems (siehe Formel (25)).

$$TC_{B,0} = C_{Bi} + C_{Bb} + E_{Bc} \cdot C_{Bc} \quad [\text{CHF}] \quad (25)$$

Während dem betrachteten Zeitraum $j = 1, \dots, J$ fallen zusätzlich Kosten aufgrund der begrenzten Lebensdauer des BES (Batterie und Gehäuse) sowie jährlicher Kapazitätsausfälle an.

Aus der Formel (26) ist die Berechnung der totalen Kosten des Batteriesystems zum Jahr j ersichtlich. Der erste Term zeigt die Berechnung der Kosten zur Speicherkapazität. Diese fallen bei Erneuerung von Kapazitäten an, die das Ende der Nutzungsdauer erreicht haben und nicht bereits bei Kapazitätsausfällen ersetzt wurden. Im Preis ist die Preisentwicklung von Batterien e_{BC} berücksichtigt. Der dritte Term zeigt die jährlichen Kosten zur Installation. Diese entstehen entweder beim Austauschen der Batterien oder beim Ersatz der jährlichen Kapazitätsausfälle. Die binäre Variable $\varsigma_{Bi,j}$ folgt der Logik, dass maximal nur eine Installationspauschale pro Jahr zur Geltung kommen kann (siehe Formel (27)). Aus dem letzten Term gehen die Kosten hervor, die aufgrund von Kapazitätsausfällen entstehen. Die Berechnung wird in Formel (28) näher beschrieben.

$$TC_{B,j} = (C_{BC} \cdot (E_{BC} - E_{Br}) \cdot (1 + e_{BC})^j) \cdot \delta_j + C_{Bi} \cdot \varsigma_{Bi,j} + C_{Br,j} \quad [\text{CHF}] \quad (26)$$

$$\varsigma_{Bi,j} = \begin{cases} 1 & \delta_j + \delta_{Br,j} > 0 \\ 0 & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (27)$$

In Formel (28) ist die Berechnung von Kosten aus jährlichen Kapazitätsausfällen dargelegt. Zuzüglich der Kosten für die ausgefallene Kapazität E_{Br} müssen Kapazitäten ausgewechselt werden, die zuvor aufgrund von Kapazitätsausfällen installiert wurden und zum Zeitpunkt j das Ende der Nutzungsdauer erreicht haben.

$$C_{Br,j} = E_{Br} \cdot C_{BC} \cdot (1 + \delta_{Br,j}) \cdot (1 + e_{BC})^j \quad [\text{CHF}] \quad (28)$$

A1.1.6 Rahmenbedingungen

Die Strompreisentwicklung wird mit der Variablen e_{PL} dargestellt. Mittels der Variablen e_{PG} wird die Preisentwicklung der Vergütungssätze für Netzeinspeisungen berücksichtigt. Zudem verändert sich der Preis für eine Kilowattstunde Speicherkapazität. Diese Preisentwicklung wird im Modell durch e_{BC} dargestellt.

A1.1.7 Gebäudevarianten

Das Stromspeichermodell wird für zwei Gebäudevarianten, je ein Einfamilienhaus und ein Mehrfamilienhaus angewendet. Die Gebäudewahl beeinflusst den Stromverbrauch und die Möglichkeiten zur PV-Produktion. In diesem Abschnitt wird das methodische Vorgehen zur Berechnung der gebäuderelevanten Parameter erläutert. Die Datengrundlage der Gebäude wird in Abschnitt A1.2.3 umfassend beschrieben.

Das Vorgehen für die Berechnung des gesamthaften Stromverbrauchs vom EFH bzw. MFH ist in Abbildung 39 dargestellt. Grundlage für die Gebäudegeometrie und den Stromverbrauch der Lüftung sind Planungsunterlagen bestehender Gebäude aus der Datenbank von der MINERGIE Agentur Bau. Der jährliche Warmwasserverbrauch basiert auf der SIA Norm 380/1. Für die Berechnung des Gerätestroms werden Daten aus der Sekundärliteratur verwendet (siehe auch Abschnitt A1.2 Datengrundlage).

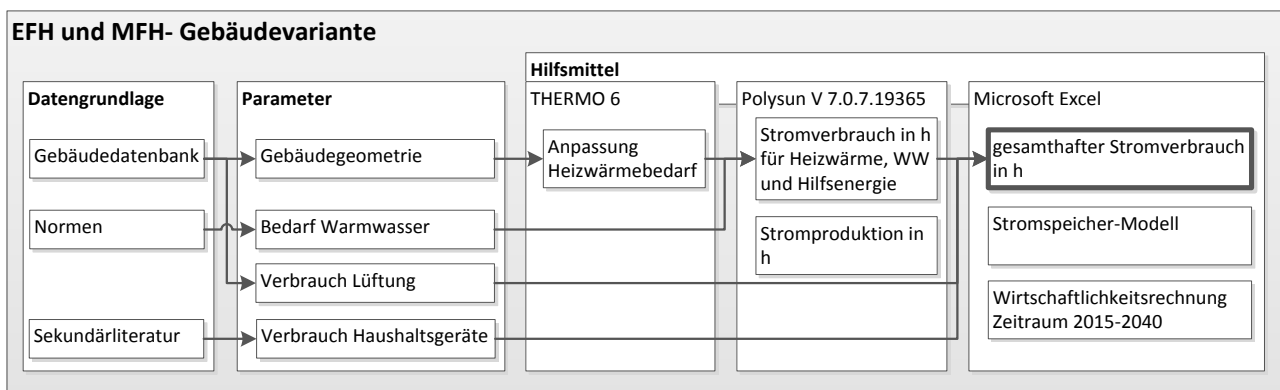


Abbildung 38 Methodisches Vorgehen zur Berechnung des Gesamtverbrauchs el. Energie der Gebäudevarianten.

Der Heizwärmebedarf wird mithilfe der Software THERMO 6 berechnet. Die Dämmstärken werden so gewählt, dass beide Gebäudevarianten den Grenzwert zum Heizwärmebedarf gemäss SIA 380/1:2009 zum gleichen Anteil erfüllen. Für eine bessere Vergleichbarkeit wird zudem derselbe Standort für beide Objekte gewählt.

Der jährliche Stromverbrauch für Warmwasser, Heizwärme und Hilfsenergie wird mithilfe der Simulationssoftware Polysun berechnet. Die Eingabeparameter dazu sind einerseits der Heizwärmebedarf und die Wärmeverlusten, die mit Berücksichtigung einer Komfortlüftung entstehen. Andererseits sind die Energiebezugsfläche, die Soll-Raumtemperatur und der jährliche Warmwasserbedarf weitere Eingabeparameter. Im Kapitel zur Datengrundlage (siehe Abschnitt A1.2.3) werden die Profile des täglichen Warmwasserverbrauchs je nach Gebäudevariante erläutert.

Die jährliche PV-Produktion wird ebenfalls mit Polysun berechnet. Das PV-System ist durch eine südlich ausgerichtete und 30° geneigte Anlage gegeben. Der PV-Ertrag stellt die effektiv verfügbare Energie dar, die nach Umwandlung in Wechselstrom und abzüglich diverser Verluste resultiert.

Die Jahresverbrauchsdaten an elektrischer Energie für Lüftung und Haushaltsgeräte werden mithilfe der Software Microsoft Excel auf Stundenwerte verteilt. In Abschnitt A1.2.3 werden die dafür verwendeten Verbrauchsprofile näher erläutert. Aus der Addition des Stromverbrauchs für die Wärmeerzeugung, Hilfsenergie, Lüftung und Haushaltsgeräte resultiert der gesamthafte Stromverbrauch p.a.

A1.1.8 Szenarien

Die Erträge aus einer Zwischenspeicherung von Solarstrom sind stark vom Strommarkt und der Förderung erneuerbarer Energien abhängig. Bei Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von BES ist daher die Entwicklung dieser Komponenten zu berücksichtigen. Im folgenden Abschnitt werden zwei für diese Untersuchung relevante Szenarien erläutert. Die Szenarien basieren auf einer vom Bundesamt für Energie (BFE) in Auftrag gegebene Studie (prognos 2012b). In Abschnitt A1.2.6 wird die Datengrundlage der Parameter dargelegt.

Mit dem Bericht „Energieperspektiven 2050“ wurden energiepolitische Entscheidungen des Bundesrates und Parlament infolge der Atomkraftwerkkatastrophe in Fukushima anhand von Szenarien ausgearbeitet. Gegeben von politischen Massnahmen sowie unterschiedlicher Rahmenbedingungen entstehen Prognosen zu energie- und volkswirtschaftlichen Auswirkungen. Die berechneten Szenarien basieren auf der Grundannahme, dass bestehende Schweizer Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebszeit nicht ersetzt werden und beziehen sich auf den Zeitraum 2000 bis 2050.

Für das Wirtschaftlichkeitsmodell werden die strompreisrelevanten Szenarien „weiter wie bisher“ (WWB) und „neue Energiepolitik“ (NEP) berücksichtigt (die Strompreisentwicklung unter dem Szenario „Politische Massnahmen“ (POM) ist identisch mit dem WWB-Szenario). Im Modul B - die Berechnung des Umweltnutzens - werden alle drei Szenarien hinsichtlich möglicher Entwicklungspfade im Bereich Elektromobilität mit einbezogen.

In beiden Szenarien wird ein zurzeit übliches Tarifmodell zum Strombezug und Netzeinspeisung basierend auf Hoch- bzw. Niedertarifzeiten aus dem Jahre 2015 berücksichtigt. Anders als das zurzeit gültige Fördersystem werden Anlagen unabhängig ihrer Grössen mit der Einmalvergütung gefördert. Auf die Berücksichtigung der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) wurde aufgrund des äusserst geringen ökonomischen Anreizes zur Energiespeicherung verzichtet.

A1.1.8.1 Weiter wie bisher

Im Szenario "weiter wie bisher" wird die bisherige Energiepolitik fortgeführt. Zu den zurzeit aktiven politischen Instrumenten zählen z.B. die EnergieSchweiz, das Gebäudeprogramm, der Klimarappen, baurechtliche Vorschriften, Massnahmen zur Energieeffizienz in der Wirtschaft, die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) sowie Grenzwerte zu Automobilen. Die vorhandenen politischen Bemühungen zur Energieeffizienz werden in diesem Szenario weitergeführt und nur leicht verstärkt.

Die politischen Massnahmen führen zu einer sinkenden Endenergienachfrage. Demgegenüber steigt die Elektrizitätsnachfrage bis 2050 im Vergleich zum Jahr 2000 an. Ein Grund dafür ist die Annahme einer steigenden Bevölkerungszahl. Hinzu kommt der Einflussfaktor einer energierelevanten Verhaltensänderung. Es wird angenommen, dass die Mehrfachausstattungen von z.B. Zweitfernseher oder Zweitcomputer usw. zunehmen. Ein weiterer Einflussfaktor für die steigende Elektrizitätsnachfrage sind wachsende Bestände an Elektrofahrzeugen.

Die Energiepreise basieren in diesem Szenario auf dem "New Policies Scenario" der "International Energy Agency" (IEA) (IEA 2010). Zudem wird der Elektrizitätspreis durch politische Massnahmen, wie z.B. eine CO₂-Abgabe beeinflusst. Diese Faktoren führen dazu, dass der Strompreis für Haushalte in der Periode 2000 bis 2050 ca. um ein Viertel ansteigt.

Im Szenario "weiter wie bisher" wird eine Stromangebotsvariante berücksichtigt. In dieser werden fehlende Kapazitäten stillgelegter Kernkraftwerke mit einer Kombination von Gaskraftwerken und erneuerbarer Energien kompensiert. Demzufolge verdoppeln sich erneuerbare Energieträger bis 2050 im Vergleich zum Jahre 2000.

A1.1.8.2 Neue Energiepolitik

Das Szenario "neue Energiepolitik" orientiert sich an der Zielsetzung von maximal 1-1.5 t CO₂ Emissionen pro Kopf. Zur Zielerreichung wird in diesem Szenario von international harmonisierten Instrumenten ausgegangen. Dazu zählen z.B. die Einführung eines weltweiten Emissionshandels und Vorschriften für einen energieeffizienten Gebäudepark.

Die Massnahmen führen ungeachtet vom Bevölkerungszuwachs zu einer relativ stark sinkenden Energienachfrage. Aufgrund einer Effizienzsteigerung kann der zusätzliche Elektrizitätsverbrauch aus einer etablierten Elektromobilität ausgeglichen werden. Der Elektrizitätsverbrauch bleibt demnach während der Periode 2000-2050 nahezu unverändert.

Im Szenario "neue Energiepolitik" basiert der Strompreis auf dem Szenario "450 Scenario" der IEA (IEA 2010). Das "450 Scenario" beschreibt ein weltweit geschlossenes Vorgehen zur Treibhausgas-Beschränkung in der Atmosphäre auf 450 parts per million (ppm) CO₂-Äquivalenten. Der Strompreis für Haushalte steigt entsprechend während dem Zeitraum 2000 bis 2050 um nahezu 50 % an. Hierzu sind der Emissionshandel und der damit zusammenhängende Anstieg im CO₂-Preis treibende Faktoren.

Im Vergleich zum Basisszenario wird die Stromlücke, resultierend aus ausser Betrieb gesetzten Atomkraftwerken, primär mithilfe von erneuerbaren Energien gedeckt. Aus diesem Grund wird von einem massiven Kapazitätswachstum erneuerbarer Energien, wie z.B. Photovoltaik oder Windkraft ausgegangen.

A1.1.9 Technisch-ökonomisches Modell

A1.1.9.1 Diskontierungszinssatz

Mit dem nominellen Diskontierungszinssatz werden Opportunitätskosten für das in der Investition gebundene Kapital berücksichtigt. In Formel (29) ist die Berechnung des nominellen Diskontierungszinssatzes (inkl. Inflation) abgebildet. Die Berechnung basiert auf Karathanassis (1980).

$$r_{nom} = r_{real} + e + r_{real} * e \quad (29)$$

A1.1.9.2 Nettokapitalwert

Der Nettokapitalwert engl. „Net Present Value“ (NPV) zeigt den Barwert zukünftiger Zahlungen abzüglich dem Investitionsbetrag. Die Methode erlaubt somit die Bewertung und den Vergleich verschiedener Investitionsmöglichkeiten. In dieser Untersuchung werden folgende drei Investitionsentscheidungen unterschieden:

1. PV-Anlage und Speichersystem (herkömmlich)
2. PV-Anlage und Speichersystem (2nd-Life)
3. PV-Anlage ohne Speichersystem

In Formel (30) werden die ersten zwei Investitionsentscheidungen abgedeckt. Das herkömmliche Speichersystem unterscheidet sich alleine in der Datengrundlage und nicht in der Funktionsweise vom 2nd-Life Speichersystem. Aus diesem Grund stimmt die Berechnungsmethodik des NPV für beide Systeme überein. In Formel (31) wird die Investitionsentscheidung ausschliesslich für eine PV-Anlage betrachtet.

Für die Berechnung des Nettokapitalwertes fallen zu Beginn (Zeitpunkt $j = 0$) Grundkosten für BES und PV-Anlage an (siehe Formel (30)). Die Zahlungsflüsse über den betrachteten Zeitraum werden mit dem Diskontierungszinssatz r_{real} abgezinst. Dazu zählen einerseits Erträge aus der Netzeinspeisung und aus eingesparten Stromkosten (siehe dazu Abschnitt A1.1.5.2 bzw. Abschnitt A1.1.5). Die eingesparten Stromkosten resultieren aus der Differenz zwischen den Stromkosten ohne PV-Anlage $TC_{EL,j} | E_{PV,t} = 0$ und dem System mit PV und BES ($TC_{EL,j}$). Andererseits werden die jährlichen Kosten (Abschreibung, Betriebs- und Unterhaltskosten) für das PV-

resp. Batteriesystem vom Diskontierungszinssatz subtrahiert und zu Zeitwerten berechnet (siehe dazu Abschnitt A1.1.5.3).

$$NPV_{PVB,J} = \sum_{j=1}^J \frac{TR_{EG,j} + (TC_{EL,j}|_{E_{PV,j}=0}) - TC_{EL,j} - TC_{PV,j} - TC_{B,j}}{(1 + r_{nom})^j} - TC_{PV,0} - TC_{B,0} \quad [\text{CHF}] \quad (30)$$

Die NPV-Berechnung des PV-Systems ist in Formel (31) dargestellt. Die Berechnung des NPV des BES selbst erfolgt über Formeln (30)-(31).

$$NPV_{PV,J} = \sum_{j=1}^J \frac{(TR_{EG,j}|_{\Delta E_{B,t}=0}) + (TC_{EL,j}|_{E_{PV,t}=0}) - (TC_{EL,j}|_{\Delta E_{B,t}=0}) - TC_{PV,j}}{(1 + r_{nom})^j} - TC_{PV,0} \quad [\text{CHF}] \quad (31)$$

A1.1.9.3 Stromgestehungskosten BES

Die Stromgestehungskosten engl. „levelized costs of electricity“ (LCOE) stellt eine Vergleichsgrösse verschiedener Energiespeichertechnologien dar. Wie aus Formel (32) ersichtlich wird, berechnen sich die LCOE aus dem Verhältnis der gesamten Kosten des BES zur Netto entladenen Energie über den Untersuchungszeitraum $J = 25 \text{ Jahren}$ (in Anlehnung an (Dufo-López/Bernal-Agustín 2015)).

$$LCOE_{B,J} = \frac{TC_{B,0} + \sum_{j=1}^J \frac{TC_{B,j}}{(1 + r_{nom})^j}}{\sum_{t=1}^{8760} (\Delta E_{B,t} | \Delta E_{B,t} < 0) \cdot \eta_B \cdot J \cdot (-1)} \quad [\text{CHF/kWh}] \quad (32)$$

A1.1.9.4 Interner Zinsfuss

Der interne Zinsfuss (eng. "Internal Rate of Return" (IRR)) ist eine Kennzahl in der dynamischen Investitionsrechnung und wird zur Bewertung von unterschiedlichen Investitionsvorhaben verwendet. Mit der IRR wird die Rendite dargestellt, die zu einem NPV von Null führen würde. Der Zinsfuss stellt somit ein Mass der Rentabilität dar. Die Faustregel besagt, dass Investitionen getätigt werden sollten, in denen der Diskontierungszinssatz tiefer als der IRR zu liegen kommt. Analog wie für die NPV Berechnung wird hierbei ein nominaler Diskontierungszinssatz verwendet. Für die Berechnung wird der NPV aus der Gleichung (30) bzw. (31) gleich Null gesetzt und nach r_{nom} aufgelöst.

A1.1.9.5 Kapitalrückflussdauer

Die PB zeigt die Anzahl Jahre j , die zur Amortisation der Investition notwendig sind. Für diese Berechnung wird ein Diskontierungszinssatz von $r = 0$ verwendet.

A1.1.9.6 Optimale Grösse von PV-Anlage und Speicher

In dieser Untersuchung wird die optimale Auslegung von PV-Anlage und BES aufgrund des NPV's festgelegt. Dieses Vorgehen ist vergleichbar mit Untersuchungen ähnlicher Fragestellungen (z.B.(Hoppmann et al. 2014, Mulder et al. 2013)).

A1.1.9.7 Qualitätsniveau 2nd-Life

Das Qualitätsniveau der verwendeten gebrauchten Batterien wird in dieser Untersuchung in Abhängigkeit von den möglichen Entladezyklen gemessen. Gemäss Formel (13) bedeutet ein Entladezyklus eine Batterieentladung bis zum gegebenen DOD max. Als bald eine Batterie eine bestimmte Anzahl Entladezyklen erreicht hat, wird diese ersetzt. Für die Ermittlung des minimalen Qualitätsniveaus von 2nd-Life-BES wird die Anzahl Restentladezyklen ermittelt, die zur Erreichung eines positiven NPV notwendig sind.

Infolge werden alternative Modelle aus der Literatur zur Berechnung des Qualitätsniveaus von Batterien dargelegt. Diese Modelle werden im späteren Projektverlauf zur Berechnung von Wertebereichen für einzelne Parameter aus Kapitel A1.2 Datengrundlage verwendet.

Die vereinfachte Berechnung der Batteriequalität vernachlässigt einige Einflussfaktoren. Somit wird kein Abnutzungsprozess berücksichtigt, der sich direkt auf die Batteriekapazität auswirkt. Im Modell verbleibt die nutzbare Kapazität bis zum Erreichen einer bestimmten Anzahl Restentladezyklen unverändert.

In der Literatur werden die zugelassene Entladetiefe (DOD max.) (Rosenkranz 2003), die gesamthafte Menge an prozessierter el. Energie (Peterson/Apt/Whitacre 2010), Temperaturschwankungen (Debnath/Ahmad/Habibi 2014b) oder Zeit (Alimisis/Hatziargyriou 2013b) als Einflussfaktoren auf die Batterieabnutzung genannt.

Das Modell von Rosenkranz (2003) stellt die gesamte Anzahl Ladezyklen einer Batterie als Funktion von der maximalen Entladetiefe (DOD max) dar. Als Datengrundlage dienen bei dieser Untersuchung Laborversuche, wobei Batterien mit konstantem Strom entladen bzw. beladen wurden. In Formel (33) ist die Funktion zur Berechnung der Anzahl verbleibenden Ladezyklen (N_{Zyklen}) dargestellt. Mit einer beispielhaften maximalen Entladungstiefe von 80% sind demnach 2'000 Ladezyklen zu erwarten.

$$N_{Zyklen} = 1331 \cdot \rho_{mdod}^{-1.8248} \quad [\text{Anzahl}] \quad (33)$$

Der Nachteil bei diesem Modell ist die Vernachlässigung unterschiedlicher Anwendungsmöglichkeiten einer Batterie über deren ursprüngliche Nutzungsdauer hinaus. In der Elektromobilität wirken i.d.R. z.B. stärkere Belade- und Entladeströme als bei der Nutzung als stationären Speicher in Gebäuden. Zudem denkbar ist eine vergleichsweise reduzierte maximale Entladetiefe in der Gebäude-Anwendung. Aus diesen Gründen ist das Modell eher ungeeignet für Systeme mit einer Nachnutzung von Batterien.

Das Modell von Peterson (2010) zeigt den Kapazitätsverlust einer Batterie in Abhängigkeit von der gesamthafte entladene elektrische Energie. Die Untersuchung basiert auf einem Experiment mit 13 Batterien aus elektrischen Hybrid-Fahrzeugen. Es wird dabei die Verwendung des Elektrofahrzeugs zum Fahren und zur Bereitstellung von Kapazitäten für das Stromnetz unterschieden. Die Entladung in das Stromnetz findet bei konstanter Rate statt und ist somit batterieschonend. Zur Berechnung des Kapazitätsverlustes wurden die Daten aus dem Experiment mithilfe einer multiplen Regression ausgewertet. Das Ergebnis zeigt je nach Anwendung der Batterie einen unterschiedlich starken Effekt auf den Kapazitätsverlust. In Formel (34) ist die Berechnung der verbleibenden Kapazität nach dem Modell von Peterson (2010) dargelegt. Basierend auf diesem Modell könnte eine Batterie mit 12 kWh-Kapazität (E_{Bc}) während der Nutzung im Elektrofahrzeug ca. 40 MWh elektrische Energie prozessieren und würde danach eine Restkapazität von 80% aufweisen. In einer Nachnutzung könnten weitere ca. 88 MWh el. Energie zur Einspeisung in das Netz gespeichert werden, wobei die Batterie anschliessend eine Restkapazität von 60% aufweisen würde.

In der beschriebenen Untersuchung wird von einer Wechselnutzung der Batterie für die Fortbewegung im Elektroauto und zur Stromnetzunterstützung ausgegangen. Die Verwendung von BES in Gebäuden sieht demgegenüber eine Nachnutzung dieser Batterien vor. Es erscheint nicht plausibel, dass basierend auf dem Modell von Peterson (2010) mehr als doppelt so grosse Mengen an elektrischer Energie im Gebäude als BES prozessiert werden können, als dies während der Nutzung im Elektrofahrzeug der Fall war. Damit die Ergebnisse zur 2nd-Life Batterien nicht positiv verzerrt dargestellt werden, wird auf die Verwendung dieses Modells verzichtet.

$$B_{CRemain} = 1 + \left(\frac{\sum E_{Bdcd}}{E_{Bc}} \cdot -0.0000599 + \frac{\sum E_{Bdca}}{E_{Bc}} \cdot -0.0000271 \right) \quad [-] \quad (34)$$

In Debnath (2014b) werden Temperaturschwankungen als Einflussfaktor auf die Batteriekapazität berücksichtigt. Die Kapazitätsverluste werden im Modell mithilfe der Arrhenius-Gleichung berechnet (siehe Formel (35)). Der Effekt aus Temperaturschwankungen wird mit der Kapazitätsverlustrate im Vergleich zu der Verlustrate bei bestimmten Referenzbedingungen ($E_{Bcloss,Ref}$) ermittelt. Die Variable R stellt in diesem Modell die Gaskonstante,

T die Temperatur in Kelvin und E_a die Aktivierungsenergie dar. Das Ergebnis ($E_{Bloss(T)}$) ist die Kapazitätsverlustrate bei der Temperatur T .

Auf die Berücksichtigung von Temperaturschwankungen wird aufgrund einer mangelnden Datenverfügbarkeit verzichtet. Es liegen zurzeit keine Daten zu Kapazitätsverlusten von 2nd-Life BES vor, die durch Temperaturschwankungen entstanden sind. Aus der Gebäudeanwendung von BES kann zudem auf relativ geringe Temperaturschwankungen geschlossen werden.

$$E_{Bloss(T)} = E_{Bloss,TRef}^{(-E_a/R(1/T-1/T_{Ref}))} \quad [\%] \quad (35)$$

Im Modell von Alimisis (2013b) wird ein jährlich wiederkehrender Kapazitätsverlust von 3,3% berechnet, der unabhängig von der Batterienutzung anfällt. Die Berechnung hierzu wurde von Ball (2010) übernommen.

Im Rahmen vorliegender Untersuchung wird eine jährliche Kapazitätsverlustrate aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit nicht berücksichtigt.

A1.2 Datengrundlage

A1.2.1 Batteriespeicher

A1.2.1.1 Grundparameter

Im folgenden Abschnitt wird die Datengrundlage der verwendeten Parameter des Batteriespeichers erläutert.

Tabelle 7 zeigt eine Gesamtübersicht der Basisparameter für das herkömmliche und 2nd-Life Speichersystem. In der Tabelle sind zudem entsprechende Quellenangaben zu finden. Zurzeit inaktive Parameter sind Grau hinterlegt.

Tabelle 7 Datengrundlage Batteriespeicher.

Name	Bezeichnung	Einheit	BES		Quelle
			Herkömmlich	2 nd -Life	
E_{Bav}	Nutzbare Kapazität		1-60 kWh		
E_{Bc}	Nennkapazität Batterie	kWh	3.8	3.8	(Dreifels AG 2014)
ρ_{mdod}	Max. Depth of discharge	%	80	60	(C.A.R.M.E.N. 2014, Märkel 2014, Forst 2013)
η_B	Lade-, Entladeeffizienz	%	90	90	(C.A.R.M.E.N. 2014, Märkel 2014, Forst 2013)
η_{sdc}	Selbstentladung pro Stunde	%	0.004167	0.0125	(Chen et al. 2009)
f	Kapazitätsausfälle p.a.	%	0	1	-
LC_{tot}	Nenn- bzw. Restentladezyklen	-	∞	200-6400	-
C_{Bb}	Basiskosten	CHF	10'241	10'241	(C.A.R.M.E.N. 2014, Märkel 2014, Forst 2013)
C_{Bc}	Kosten pro Nennkapazität	CHF/kWh	1'043	140	(C.A.R.M.E.N. 2014, Märkel 2014, Forst 2013, Biketec 2014)
C_{Bi}	Kosten pro Batterieauswechslung (Installation)	CHF	100	100	-
e_{Bc}	Preisentwicklung Batterie	%	Kein Ersatz	-3	(Bernhart/Landmann 2010)

A1.2.1.2 Systemgrösse 2nd-Life Stromspeicher

In der Wirtschaftlichkeitsanalyse werden BES-Systeme mit nutzbarer Kapazität von 1 bis 60 kWh berücksichtigt.

A1.2.1.3 Nennkapazität der Batterie

Die Nennkapazität der Batterien basiert auf einem System, das seit März 2008 in TWIKE Elektrofahrzeugen verwendet wird (Dreifels AG 2014). In der Untersuchung wird von einer modularen Skalierbarkeit ausgegangen. Dies bedeutet, dass die Kapazität des BES bis 40 kWh beliebig erhöht werden kann (Erhöhungsschritt 1 kWh).

A1.2.1.4 Maximale Entladetiefe

Die maximale Entladetiefe (engl. "Depth of discharge max.") des herkömmlichen BES beträgt 80%. Dieser Wert entspricht dem Median von 151 auf deutschem Markt erhältlichen BES-Systemen (siehe Abbildung 40). Aus der Abbildung 40 geht zudem die Spannbreite üblicher Entladungstiefen hervor. Das Minimum befindet sich demnach bei 30% und die maximale Entladungstiefe beträgt 95%. 25% der 151 Speichersysteme weisen eine Entladungstiefe von kleiner als 70% auf. Das 75%-Quantil zeigt einen Wert von 85% (siehe Abbildung 40).

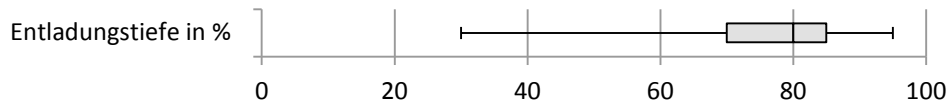


Abbildung 39 Max. Entladungstiefe herkömmlicher BES (n: 151) Quelle: (C.A.R.M.E.N. 2014, Märkel 2014, Forst 2013); Median und 25% bzw. 75% Quantil sowie Minimal- und Maximalwerte.

Für das 2nd-Life System wird eine maximale Entladungstiefe von 60% angenommen. Dies folgt der Überlegung, dass Batterien aus der Elektromobilität eine maximale Entladungstiefe von 80% der Nennkapazität aufweisen. Mit dem Ziel, Tiefenentladungen zu vermeiden, werden Batterien im 2nd-Life BES nur bis 60% der Nennkapazität entsprechend 75 % bezogen auf die angenommene nutzbare Kapazität ab Werk entladen.

A1.2.1.5 Lade- und Entladeeffizienz

In Abbildung 41 sind Wirkungsgrade von 122 BES Systemen aufgeführt. Die Grafik zeigt, dass 25% der Systeme einen Wirkungsgrad von 88% und tiefer aufweisen. Das 75%-Quantil zeigt einen Wert von 92%. In der Untersuchung wurde der Median von 90% als Basiswert verwendet.



Abbildung 40 Wirkungsgrad herkömmlicher BES (n: 122) Quelle: (C.A.R.M.E.N. 2014, Märkel 2014, Forst 2013); Median und 25% bzw. 75% Quantil sowie Minimal- und Maximalwerte.

Die Battery University (BU) verwendet für Lithium-Ionen-Batterien eine Ladeeffizienz von 97%-99% (BU 2014a). Dieser Wert berücksichtigt keine Verluste aus Wechselrichtern und ist daher weniger für die Modellrechnung geeignet.

A1.2.1.6 Monatliche Selbstentladung

Die Selbstentladung von Lithium-Ionen Batterien ist abhängig von der Temperatur, des SOC und dem Alter (BU 2014b). Gemäss Chen (2009) beträgt die tägliche Selbstentladung zwischen 0.1% und 0.3%. Der Basiswert für das herkömmliche System entspricht demnach einer stündlichen Selbstentladung von (0.1%/24h). Für den 2nd-Life BES wird aufgrund fortgeschrittener Nutzung der Basiswert von (0.3%/24h) angenommen.

A1.2.1.7 Kapazitätsausfälle

In der Untersuchung wird bei herkömmlichen Speichersystemen von keinen jährlichen Kapazitätsausfällen ausgegangen. Hersteller von BES gehen im Normalfall davon aus, dass während der Nutzungsdauer keine Ausfälle zu erwarten sind. Demgegenüber werden für 2nd-Life Speichersysteme jährliche Kapazitätsausfälle von 1% angenommen.

A1.2.1.8 Restentladezyklen

Eine Literaturrecherche zeigt eine relative grosse Spannbreite der Anzahl Entladezyklen zwischen den zurzeit erhältlichen BES Systemen (siehe Abbildung 42). Das Minimum der untersuchten 150 BES für Gebäude liegt bei 1'700 Entladezyklen und das Maximum beträgt 15'000 Entladezyklen. Für eine möglichst konservative Schätz-

zung, wird in dieser Simulation davon ausgegangen, dass BES während des Untersuchungszeitraums nicht ersetzt werden müssen.

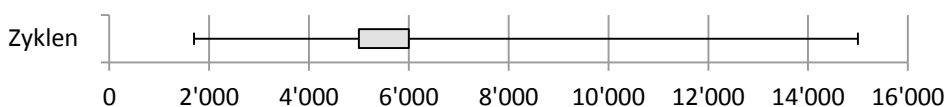


Abbildung 41 Restentladezyklen herkömmlicher BES (n: 150) Quelle: (C.A.R.M.E.N. 2014, Märtel 2014, Forst 2013); Median und 25% bzw. 75% Quantil sowie Minimal- und Maximalwerte.

A1.2.1.9 Kosten BES

A1.2.1.9.1 Basiskosten

Die Basiskosten der BES Systeme sind unabhängig von der Speicherkapazität. Zudem besteht kein Unterschied zwischen einem 2nd-Life oder herkömmlichen BES. Eine lineare Regression der Speicherkapazität in kWh auf den Preis in Schweizer Franken (CHF) lässt einen durchschnittlichen Basispreis von 10'241 CHF erwarten (siehe Abbildung 43). Das Modell basiert auf 135 Beobachtungen und weist hochsignifikante (Signifikanzniveau <1%) Regressionskoeffizienten auf. Mit einem R^2 von 56% kann demnach etwas mehr als die Hälfte der Variation von den Preisen durch das Modell erklärt werden.

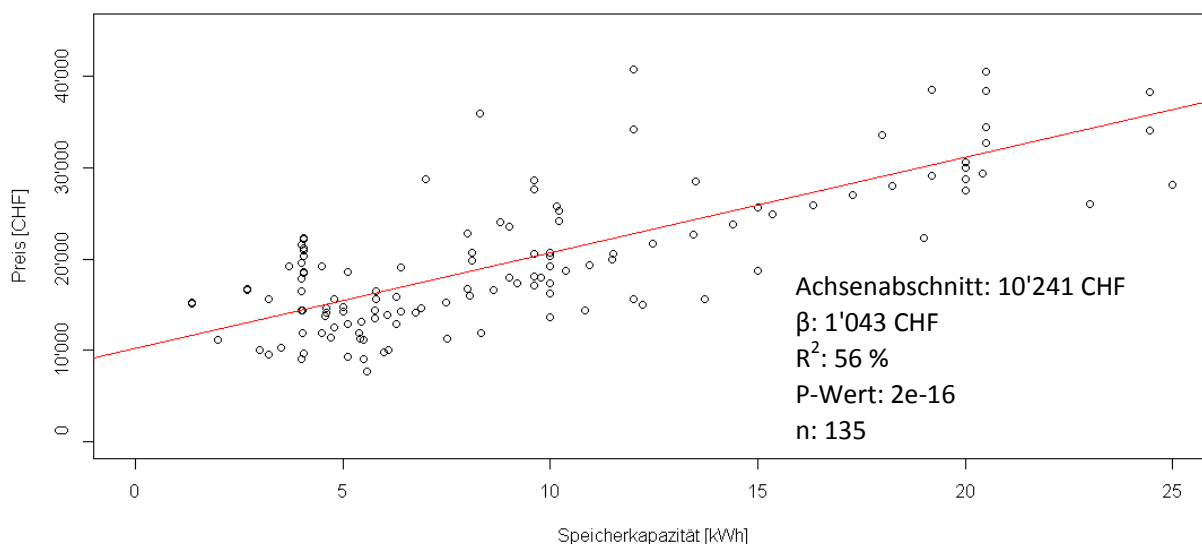


Abbildung 42 Kosten herkömmliche BES (n: 135) Quelle: (C.A.R.M.E.N. 2014, Märtel 2014, Forst 2013).

A1.2.1.9.2 Kosten Nennkapazität

Das Modell berücksichtigt Kosten, die in Abhängigkeit zur Nennkapazität stehen. Wie in Abbildung 43 dargestellt, können Preise erwartet werden, die ca. 1'043 CHF /kWh Nennkapazität betragen. Ausgehend von einer t-Verteilung umfasst das Konfidenzintervall zum Signifikanzniveau von 1% den Wertebereich 833.- bis 1'254.- CHF.

Battke (2013) stellt in einer Literaturrecherche grosse Preisdifferenzen bei den Kosten von BES aus Lithium-Ionen Batterien fest. Basierend auf fünf verschiedenen Quellen werden Preise von umgerechnet minimal 427.- CHF /kWh und maximal 2'441.- CHF /kWh Nennkapazität ermittelt (Battke et al. 2013). Der Mittelwert kommt bei dieser Arbeit bei umgerechnet 1'013 CHF /kWh zu liegen und entspricht nahezu dem Basiswert (Battke et al. 2013).

Es liegen nur wenige Informationen zu Kosten von Batterien vor, die nach Ablauf der Nutzung in der Elektromobilität als 2nd-Life BES weiterverwendet werden. Zurzeit bieten in der Schweiz die Biketec AG und die Dreifels AG gebrauchte Batterien zum Verkauf an.

Die Biketec AG bietet gebrauchte Batterien aus Flyer Elektrofahrzeugen an. Das System kostet ca. 140.- CHF/kWh Nennkapazität (Biketec 2014). Dieser Wert wurde in der Untersuchung als Basiswert genutzt. Die Batterien aus Flyer Elektrofahrzeugen wurde auch in einer Pilotanlage in Riehen eingesetzt (siehe 4.4.3).

Das Produkt der Dreifels AG ermöglicht eine Nachnutzung von Batterien aus TWIKE Elektrofahrzeugen. Diese Batterien bestehen aus vorselektierten, gebrauchten Zellen, die neu verschaltet werden. Der Preis des Batteriesystems beträgt ca. 843.-CHF/kWh Nennkapazität und entspricht ca. einem Drittel eines vergleichbaren Systems (Dreifels AG 2014). Zudem beinhaltet das Angebot eine Hersteller Garantie von 2 Jahren. Im Modell wird keine Garantieleistung auf gebrauchte Batterien berücksichtigt. Aus diesem Grund wird die Datengrundlage der Bike-tec AG verwendet.

A1.2.1.9.3 Preisentwicklung Batterien

In der Untersuchung wird davon ausgegangen, dass kein Ersatz herkömmlicher Batterien während des Untersuchungszeitraums notwendig erscheint. Der Preis für Batterien aus 2nd-Life BES nimmt jährlich um ca. 3% ab. Im Gegensatz zu herkömmlichen BES besteht der Preis gebrauchter Batterien primär aus Kosten für die Bereitstellung und des Transports. Ein technologischer Durchbruch bei Lithium-Ionen Batterien wirkt sich demnach weniger stark auf den Preis von 2nd-Life BES aus. Eine flächendeckende Anwendung von 2nd-Life Systemen kann die Kosten zur Bereitstellung und des Transports positiv beeinflussen.

Basierend auf Untersuchungen zur Preisentwicklung von Batterien aus herkömmlichen BES ist ein starker Preisabschlag dieser Systeme zu erwarten (Bernhart/Landmann 2010). Gemäss Bernhart (2010) werden die Preise von Lithium-Ionen Batterien im Zeitraum 2015 bis 2020 von 300 Euro/kWh auf 200 Euro/kWh sinken. Als Hauptursachen für den Preiszerfall werden Skaleneffekte und eine höhere Energiedichte genannt. Diese Entwicklung entspricht einer jährlichen Preisreduktion von 7.8%.

Die U.S. Energy Information Administration (EIA) berechnet die Preisreduktion von Batterien aus Elektrofahrzeugen basierend auf einem Szenario, in dem von einem technologischen Durchbruch ausgegangen wird (EIA 2012: 31 ff.). Ausgehend von einem Preis von 405 \$/kWh im Jahre 2015 zeigt das Resultat im Jahre 2030 Kosten von 150 \$/kWh Speicherkapazität auf (EIA 2012). Dies entspricht einer jährlichen Preisreduktion von ca. 6.4%.

In Abbildung 44 ist die Preisentwicklung für Batterien herkömmlicher- und 2nd-Life BES-Systeme dargestellt. Ausgehend von einem Basispreis für herkömmliche Batterien von 1'043 CHF pro kWh Speicherkapazität, führt eine jährliche Reduktion von 7.8% zu Kosten in der Höhe von 137 CHF /kWh im Investitionsjahr 2040. Der Preis für 2nd-Life BES reduziert sich von 140 CHF pro kWh Speicherkapazität im Jahre 2015 auf 65 CHF/kWh im Jahre 2040.

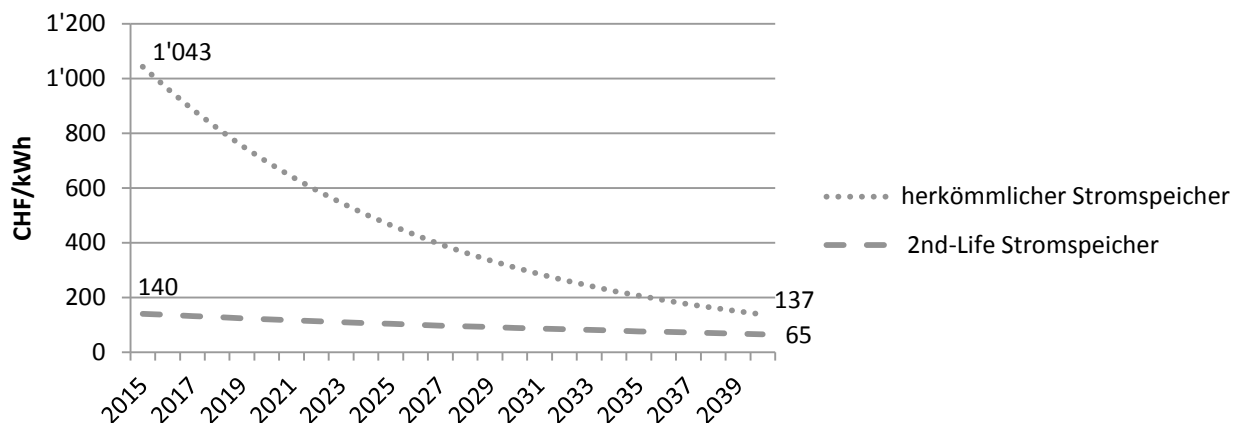


Abbildung 43 Preisentwicklung Speicherkapazität herkömmlicher und 2nd-Life BES (2015-2040).

A1.2.2 Photovoltaik-Anlage

A1.2.2.1 Grundparameter

Folgend wird die Datengrundlage zu den Parametern der PV-Anlage dargelegt. In Tabelle 8 ist eine Gesamtübersicht der Parameter dargestellt.

Tabelle 8 Datengrundlage Photovoltaik-Anlage.

Name	Bezeichnung	Einheit	Basiswert	Quelle
E_{kWp}	Nennleistung PV-Anlage	kW _p	1-60 kW _p	Berechnung Polysun
C_{kWp}	Kosten: PV-Leistung	CHF/ kW _p	$\sum_{i=1}^3 C_{kWp,i}$	

i=1	PV-Leistung	CHF	900	(Hoppmann et al. 2014)
i=2	Wechselrichter	CHF	204	(Hoppmann et al. 2014)
i=3	Balance of System	CHF	768	(Hoppmann et al. 2014)
c_{pvi}	Kosten: Installation	%	8	(Hoppmann et al. 2014)
c_{pv0}	Kosten: Betrieb und Wartung	%	1.5	(Hoppmann et al. 2014)
S_{bas}	Förderung: Basisbeitrag EiV	CHF	1'400	(Swissgrid 2014a)
S_{kwp}	Förderung: Leistungsbeitrag EiV	CHF	500	(Swissgrid 2015)

A1.2.2.2 Systemgrösse PV-Anlage

In der Untersuchung wird die Systemgrösse der PV-Anlage variiert. Der Wertebereich umfasst 1 bis 60 kW_p-PV-Anlagen. Die Berechnung einer 30 ° geneigten, südlich ausgerichteten PV-Anlage mit einer Leistung von 1 kW_p wird mithilfe der Simulationssoftware Polysun (Versionsnummer 7.1.10.19871) durchgeführt (vela solaris 2015). Daraufhin wird der jährlich erzeugte Strom in Abhängigkeit der Systemgrösse linear erhöht (siehe Abbildung 45). In der Berechnung sind Verluste für die Wandlung von Gleichstrom in Wechselstrom, Kabelverluste und Verluste berücksichtigt, die aufgrund von einem „Mismatching“ (zwischen Strom-/ Spannungscharakteristiken von Modulen) entstehen können (vela solaris 2015).

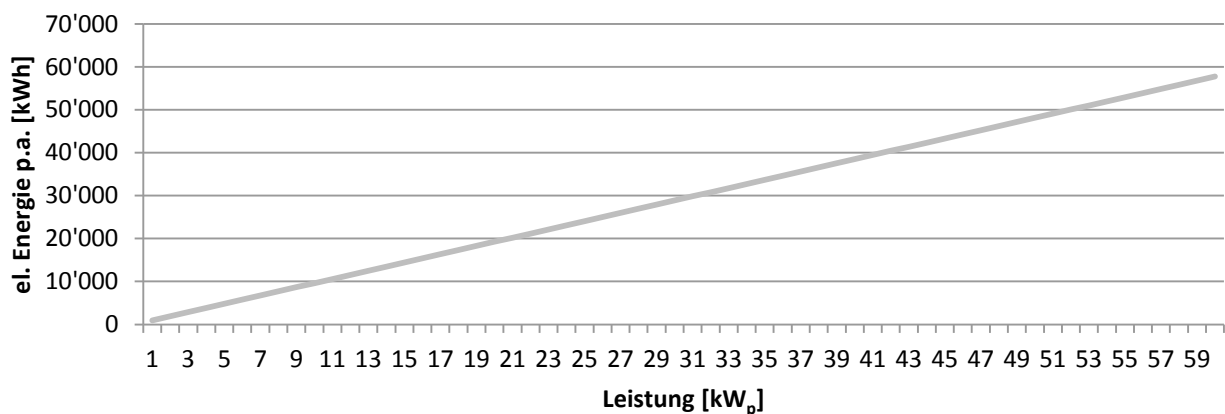


Abbildung 44 Stromerzeugung p.a. in Abhängigkeit der kW_p Leistung einer 30° geneigten, südlich ausgerichteten PV-Anlage mit Standort Olten.

A1.2.2.3 Kosten PV-Leistung

Die Kosten zur PV-Anlage basieren auf Ergebnisse einer Literaturrecherche von Hoppmann (2014). Folglich werden die Kosten für die installierte Leistung von insgesamt 1'872.- CHF pro kW_p berücksichtigt. Dieser Betrag setzt sich einerseits aus der Leistung je PV-Modul und andererseits aufgrund von Wechselrichtern zur Umwandlung von Strom zusammen (siehe Tabelle 8). Zusätzlich werden technische Geräte zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität benötigt (engl. "Balance of System"). Für diese Apparatur werden Basiskosten von umgerechnet 768.- CHF berücksichtigt.

A1.2.2.4 Kosten Installation, Betrieb und Wartung

Die Summe der leistungsbezogenen Kosten für die PV-Anlage bilden die Grundlage für Aufwände in den Bereichen Installation, Betrieb und Wartung. Basierend auf Hoppmann (2014) betragen die Kosten für die Installation der PV-Anlage 8% der gesamthaften Kosten der Anlage in Bezug der Leistung. Dementsprechend werden Aufwände für den Betrieb und der Wartung von 1.5% berücksichtigt.

A1.2.2.5 Fördermodell Einmalvergütung

Seit April 2014 werden PV-Anlagen kleiner der Grösse 10 kW_p durch eine Einmalvergütung (EiV) finanziell gefördert. Anlagen in einer Grösse von 10-29.9 kW_p können wahlweise durch die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) oder durch die EiV teilfinanziert werden. Der Beitrag setzt sich durch einen Basis- und Leistungsbeitrag zusammen in der Höhe von 1'400 CHF resp. 500 CHF /kW_p zusammen. (Swissgrid 2015).

A1.2.3 Gebäude

A1.2.3.1 Allgemein

In der Untersuchung werden zwei Gebäudevarianten, ein Einfamilienhaus und ein Mehrfamilienhaus, betrachtet.

Die Gebäudegeometrie wird aus den Planungsunterlagen eines realen Gebäudes entnommen. Der jährliche Stromverbrauch für die Lüftungsanlage stammt ebenso aus Daten der MINERGIE Agentur Bau. In Tabelle 9 sind die Kenngrößen und die Datengrundlage für das EFH resp. MFH abgebildet.

Tabelle 9 Kennzahlen zur EFH- und MFH- Gebäudevariante.

Kenngrösse	Einfamilienhaus	Mehrfamilienhaus	Quelle
EBF [m ²]	187	1'082	Baupläne, MINERGIE Datenbank
Gebäudehüllzahl [-]	2.29	1.45	Baupläne, MINERGIE Datenbank
Gebäudehüllfläche [m ²]	429	1'567	Baupläne, MINERGIE Datenbank
Anzahl Wohneinheiten	1	7	Baupläne, MINERGIE Datenbank
Anzahl belüftete Zimmer	4	26	Baupläne, MINERGIE Datenbank
Thermisch wirksamer Luftwechsel [m ³ /m ² ·h]	0.26	0.31	Baupläne, MINERGIE Datenbank
Wirkungsgrad WRG [%]	80	80	Baupläne, MINERGIE Datenbank
Stromverbrauch Lüftung [kWh/m ² ·a]	1.9	2.8	Baupläne, MINERGIE Datenbank
Dachfläche [m ²]	125	314	Baupläne, MINERGIE Datenbank
Bodenheizung	Ja	Ja	Baupläne, MINERGIE Datenbank

Das zugrunde gelegte EFH ist ein MINERGIE-A zertifiziertes Objekt und wurde im Jahre 2013 fertiggestellt. In Abbildung 46 ist der Grundriss dargestellt.

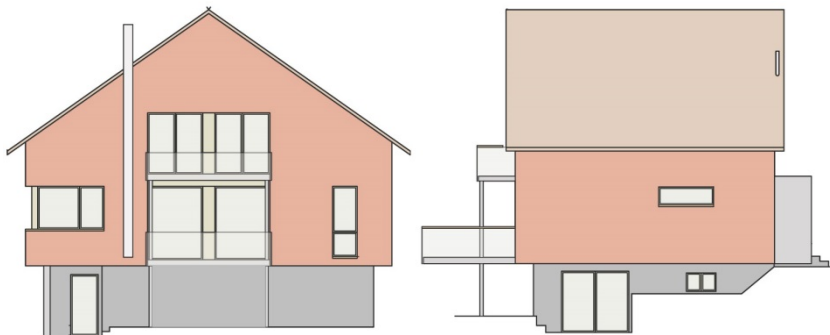


Abbildung 45 Einfamilienhaus: Süd- und Westfassade Quelle: (Elgart 2012).

Das zugrunde gelegte MFH ist MINERGIE-A-ECO zertifiziert und wurde ebenfalls im Jahre 2013 erstellt (siehe Abbildung 47).

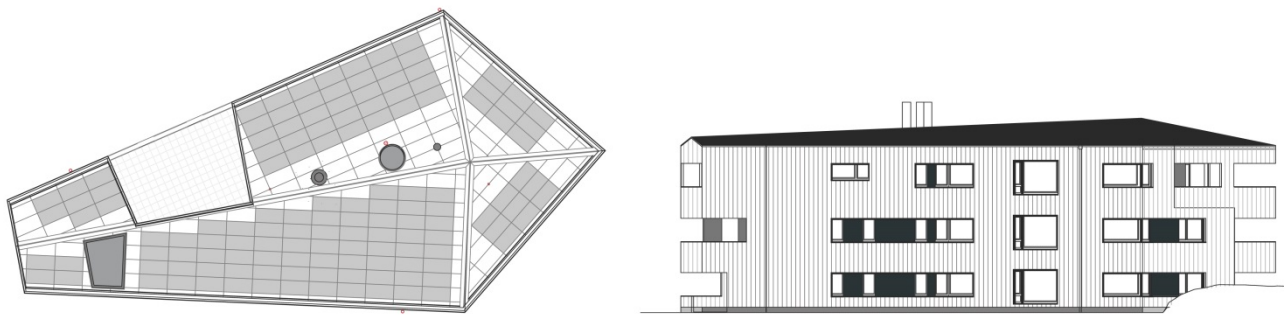


Abbildung 46 Mehrfamilienhaus: Dachaufsicht und Südfassade Quelle: (aardeplan 2014).

Der Basiswerte für den Stromverbrauch der Gebäudevarianten sind Tabelle 10 zu entnehmen. Massgebend für den Stromverbrauch sind der Gerätestrom und die Verwendung einer Elektro-Wärmepumpe als Wärmeerzeuger des Heizwärmebedarfs sowie der Bedarf für Warmwasser (WW). Zuzüglich kommen der Stromverbrauch für Hilfsenergie und Lüftung. Zur besseren Vergleichbarkeit wird für beide Gebäudevarianten der Standort Olten angenommen.

Tabelle 10 Datengrundlage der Gebäudevarianten üblicher Dämmstärke, Standort Olten.

Name	Bezeichnung	Einheit	Gebäudekategorie		Quelle
			EFH	MFH	
E_L	Gesamtverbrauch an Elektrizität	kWh/a	$\sum_{L=1}^4 E_L$	$\sum_{L=1}^4 E_L$	
L=1	Gerätestrom p.a.	kWh/a	3'325	20'300	(Nipkow 2013, BFS 2013)
L=2	Wärmepumpe p.a.	kWh/a	3'116	11'223	Berechnung Polysun
L=3	Hilfsenergie p.a.	kWh/a	130	319	Berechnung Polysun
L=4	Lüftung p.a.	kWh/a	355	3'030	Baupläne, MINERGIE Datenbank
	Summe	kWh/a	6'926	34'872	

A1.2.3.2 Heizwärme- und Warmwasserbedarf

Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse wird die Gebäudehülle beider Varianten so verändert, dass der Grenzwert zum Heizwärmebedarf von Neubauten (SIA 380/1:2009) zu 30 % unterschritten wird (siehe Tabelle 11). Dies entspricht einer üblichen Dämmung von MINERGIE-A zertifizierten Gebäuden.

Das Ein- und Mehrfamilienhaus sind mit einer Komfortlüftung ausgestattet. Aufgrund der Wärmerückgewinnung werden Lüftungswärmeverluste reduziert. Dementsprechend tiefer liegt der effektive Heizwärmebedarf (siehe Tabelle 11).

Tabelle 11 Heizwärme- und Warmwasserbedarf der Gebäudevarianten üblicher Dämmstärke, Standort Olten.

Kenngrosse	Standort	Einfamilienhaus	Mehrfamilienhaus	Quelle
Heizwärmebedarf 70% SIA Grenzwert [MJ/(m ² ·a)]	Olten	144	100	(SIA 2009)
Effektiver Heizwärmebedarf [MJ/(m ² ·a)]	Olten	98	61	Berechnung Thermo 6
Warmwasserbedarf [MJ/(m ² ·a)]	-	50	75	(SIA 2009)

Der jährliche Bedarf für Warmwasser wird der SIA 380/1:2009 entnommen und unterscheidet sich je nach Gebäudekategorie (siehe Tabelle 11). In Abbildung 48 ist der prozentuale Energiebedarf für WW zur Tageszeit aufgetragen. Aus der Grafik wird ersichtlich, dass die WW-Produktion bei der MFH-Variante im Vergleich zum EFH etwas früher einsetzt. Zudem ist der WW-Bedarf beim MFH etwas stärker als beim EFH.

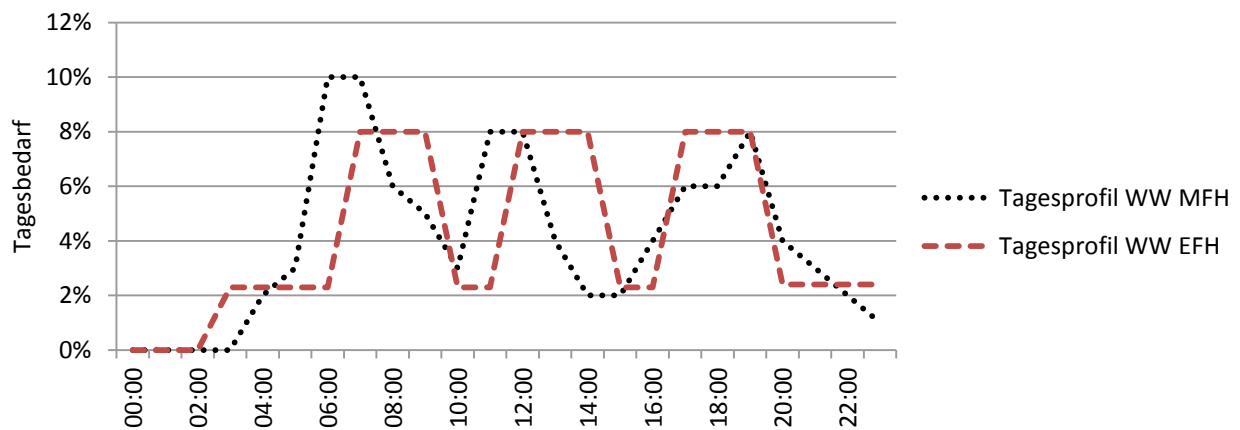


Abbildung 47 Tagesprofil Bedarf WW für EFH und MFH.

A1.2.3.3 Heizsystem

Die Heizsysteme der Ausgangsvarianten entsprechen einer üblichen Konfiguration von EFH bzw. MFH. Das EFH erzeugt Heizwärme und Warmwasser mithilfe einer Luft-Wasser-Wärmepumpe. Beim MFH kommt eine Sole-Wasser-Wärmepumpe zum Einsatz.

A1.2.3.4 Gerätestrom

Die Ergebnisse der Untersuchung von Nipkow (2013) stellen die Datengrundlage für den Stromverbrauch aus Haushaltsgeräten dar. In dieser Arbeit wurde basierend auf einer repräsentativen Umfrage der typische Haushalt-Stromverbrauch von EFH und MFH in der Schweiz berechnet. Die Basiswerte orientieren sich am "Median-Verbraucher" und sind nach Gebäudekategorie, Anwendung sowie Personenanzahl aufgeschlüsselt.

Der Basiswert für das EFH zeigt in dieser Untersuchung den Median-Verbraucher eines 3-Personen-Haushalts exklusiver Haustechnik und exklusivem separatem Gefrierschrank. Zudem wird von einer typischen Zimmerzahl von 4-7 und einer Ausstattung von 40-50% stromsparenden Lampen ausgegangen {Nipkow 2013 #32: S. 6ff.}. Für das MFH wird ebenfalls von einem 3-Personen-Haushalt ausgegangen. Der Gerätestromverbrauch wird entsprechend der Wohnungsanzahl multipliziert.

Die Schweizer Statistik für Bau- und Wohnungswesen zeigt eine durchschnittliche Belegungsdichte von 2.3 Personen pro Wohnung (BFS 2013). Aufgerundet entspricht die in dieser Untersuchung gewählte Anzahl Personen diesem Wert. Eine Literaturrecherche von Mark Bost (2011: 28) zeigt einen durchschnittlichen Stromverbrauch eines 3-Personen Haushalts von 3'892 kWh p.a.. Dieser Wert entspricht nahezu den Ergebnissen von Nipkow (2013). In dieser verbraucht ein 3-Personen Haushalt inkl. separatem Gefrierschrank 3'700 kWh p.a.

In Abbildung 49 ist der anteilige Strombedarf für Geräte beider Gebäudevarianten zur entsprechenden Tageszeit aufgetragen. Aus der Grafik wird eine Grundlast während der Nacht und Verbrauchsspitzen am Morgen, am Mittag sowie am Abend ersichtlich. Die Verteilung basiert auf einem Merkblatt zur Auslastung von Betriebseinrichtungen in Wohnräumen und Schlafzimmern (sia 2006: 26).

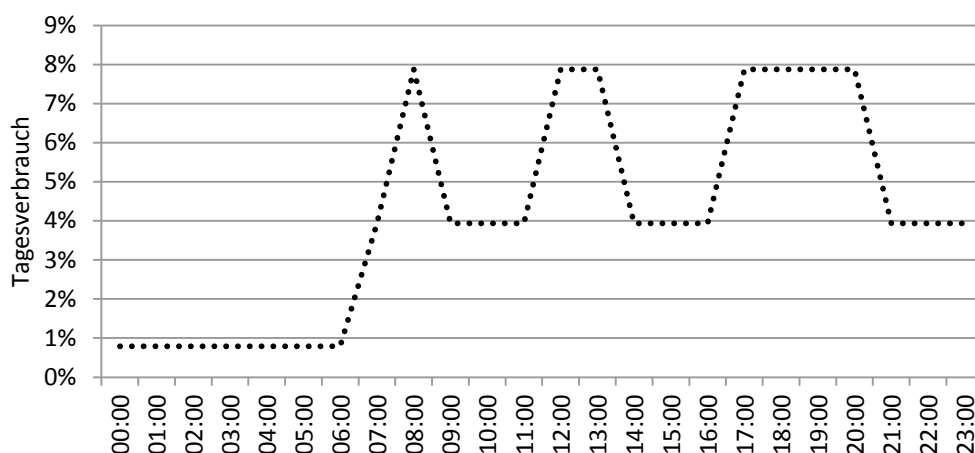


Abbildung 48 Tagesprofil Gerätestrom EFH und MFH.

A1.2.3.5 Lüftung

Aus Abbildung 50 geht die Verteilung des täglichen Strombedarfs für Lüftung auf die Tageszeit hervor. Die Grafik veranschaulicht eine zweistufige Lüftung mit reduziertem Nachtbetrieb.

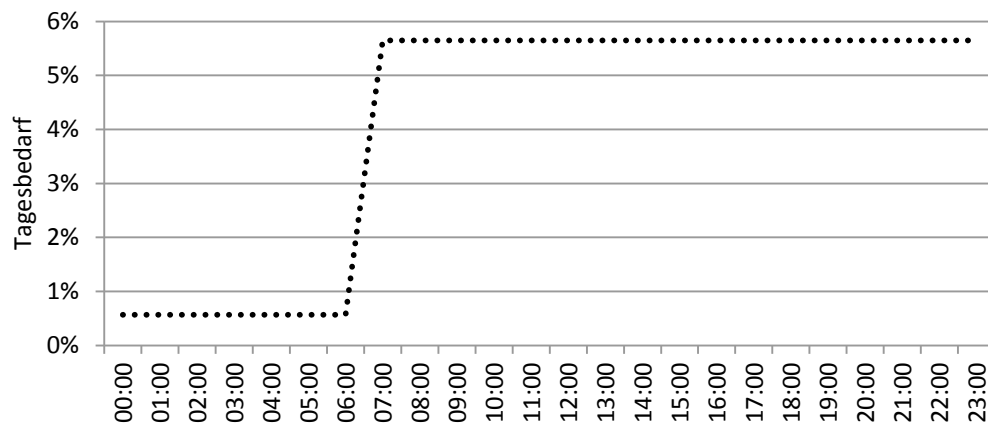


Abbildung 49 Tagesprofil Lüftung EFH und MFH.

A1.2.4 Strommarkt

A1.2.4.1 Grundparameter

Im folgenden Abschnitt wird die Datengrundlage zu den Parametern im Bereich Strommarkt dargelegt. Dies beinhaltet einerseits den Basiswert zu den Strombezugspreisen und andererseits die Vergütung für die eingespeiste Elektrizität (siehe Tabelle 12).

Tabelle 12 Datengrundlage Strommarkt.

Name	Bezeichnung	Gültigkeit	Einheit	Basiswert	Quelle
P_{Lnt}	Niederpreistarif Bezug	21:01-05:59 Mo. – Fr. 12:01-23:59 Sa. 00:00- 23:59 So.	CHF /kWh	0.16	(ElCom 2015) (Alpiq 2014)
P_{Lht}	Hochpreistarif Bezug	06:00 - 21:00 Mo. - Fr. 06:00 - 12:00 Sa.	CHF /kWh	0.23	(ElCom 2015) (Alpiq 2014)
P_{Gnt}	Einspeisevergütung Niedertarif	21:01-05:59 Mo. – Fr. 12:01-23:59 Sa. 00:00- 23:59 So.	CHF /kWh	0.08	(ElCom 2015, Neu- komm 2013) (Alpiq 2014)
P_{Ght}	Einspeisevergütung Hochtarif	06:00 - 21:00 Mo. - Fr. 06:00 - 12:00 Sa.	CHF /kWh	0.08	(ElCom 2015, Neu- komm 2013) (Alpiq 2014)

A1.2.4.2 Strombezugspreise

Die Stromtarife 2015 für typische Haushalte der Verbrauchskategorie H4² sind in Abbildung 51 dargestellt (Neukomm 2013). Aus der Grafik ist eine relativ grosse Preisspanne zwischen dem Minimalwert von 4.9 Rp./kWh und dem maximalen Strompreis von 29.4 Rp./kWh ersichtlich. Das 25%-Quantil zeigt einen Wert von 15.9 Rp./kWh und das 75%-Quantil 23.2 Rp./kWh. Der Medianwert für diese Verbrauchskategorie liegt bei 20.9 Rp./kWh.

² Die Verbrauchskategorie H4 zeigt einen Jahresverbrauch typischer Haushalte von 4'500 kWh. In dieser Kategorie wird von einer 4-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Tumbler ausgegangen.

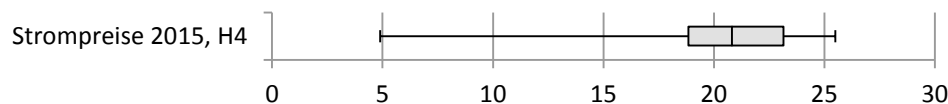


Abbildung 50 Strompreise 2015 inkl. MWST der Verbrauchskategorie H4 (n: 614) [Rp./kWh] Quelle: (Neukomm 2013); Median und 25% bzw. 75% Quantil sowie Minimal- und Maximalwerte.

Ein Vergleich von Doppel- und Einfach-Tarifmodellen der 8 grössten Schweizer Elektrizitätswerke zeigen, dass der Hochtarif durchschnittlich ca. 8% über dem Einfachtarif zu liegen kommt. Zudem liegt der Niedertarif im Mittel 28% unter dem Einfachtarif. Ausgehend der Annahme, dass der Median-Strompreis einem Einfachtarif entspricht, resultieren Basiswerte für den Niedertarif von aufgerundet 16 Rp./kWh und für den Hochtarif von 23 Rp./kWh (siehe Tabelle 12).

Das Tarifmodell entspricht eines der grössten EVU's in der Schweiz (Alpiq 2014). In diesem Tarifmodell gilt der Hochtarif während Wochentagen von 06:00 morgens bis 21:00 Uhr. Am Samstag ist der Hochtarif zwischen 06:00 und 12:15 aktiv. Für die Einspeisevergütung wird derselbe Tarif angenommen.

A1.2.4.3 Einspeisevergütung

Überschussproduktion aus der PV-Anlage muss gemäss der Energieverordnung von Netzbetreibern vergütet werden (Neukomm 2013). Die Höhe der Vergütung ist abhängig vom Fördermodell. Der rückgelieferte Strom beim Fördermodell einer Einmalvergütung (EIV) wird in diesem Modell zum Preis von 7 Rp./kWh vergütet. Es spielt hierbei keine Rolle, zu welchem Zeitpunkt der Strom zurückgeliefert wird. Der Preis basiert auf einer Einschätzung von Neukomm (2013).

A1.2.5 Diskontierungs- und Teuerungsrate

In Tabelle 13 ist die Datengrundlage der Teuerungsrate und des Diskontierungszinssatzes dargelegt.

Tabelle 13 Basiswerte für die Inflation und der Diskontierungsrate.

Name	Bezeichnung	Einheit	Basiswert	Quelle
e	Inflation	%	0.84	(BFS 2014a)
r_{nom}	Nominaler Diskontierungszinssatz	%	3	(sia 2004)

In der Untersuchung wird eine Inflationsrate von jährlich 0.84% berücksichtigt. Dieser Wert entspricht der durchschnittlichen Teuerung in der Periode 1993 bis 2013 (Mai 2000 = 100%) (BFS 2014a).

Der Basiswert für den Diskontierungszinssatz beträgt in dieser Untersuchung 3% (sia 2004). Dieser Zinssatz gilt für private Schuldner mit guter Bonität und entspricht einer risikoarmen Investition in der Baubranche.

A1.2.6 Strommarkt Szenarien

A1.2.6.1 Übersicht

Tabelle 14 gibt eine Übersicht der Parameter, die stellvertretend für das Szenario "weiter wie bisher" bzw. "neue Energiepolitik" stehen. Wie bereits in Abschnitt A1.1.8 erwähnt, orientiert sich der Inhalt der Szenarien an die vom BFE in Auftrag gegebene Studie "Energieperspektiven 2050" (prognos 2012b).

Tabelle 14 Szenarien zum Strommarkt und Fördermodell.

Szenario	Weiter wie bisher	Neue Energiepolitik	Quelle
Preisentwicklung Bezug e_{PL}	0.52 % p.a.	0.9 % p.a.	(prognos 2012b: 367)
Preisentwicklung Einspeisung e_{PG}	0% p.a.	-5% p.a.	-

A1.2.6.2 Preisentwicklung

In beiden Szenarien wird die Preisentwicklung während der Periode 2015-2040 entsprechend den Energieperspektiven 2050 übernommen (prognos 2012b: 367). In Abbildung 52 ist die Preisentwicklung basierend auf den Basiswerten aus Abschnitt A1.2.4 dargestellt. Aus der Grafik wird ein Preisanstieg für Haushalte von 22.99 Rp./kWh Stromverbrauch im Hochtarif auf 26.18 Rp./kWh im Szenario "weiter wie bisher" resp. 28.78 Rp./kWh

gemäss Szenario "neue Energiepolitik" ersichtlich. Zudem ist ein Preisanstieg im Niedertarif von 15.68 Rp./kWh während dem Jahr 2015 auf 17.85 Rp./kWh resp. 19.62 Rp./kWh im Jahre 2050 zu beobachten.

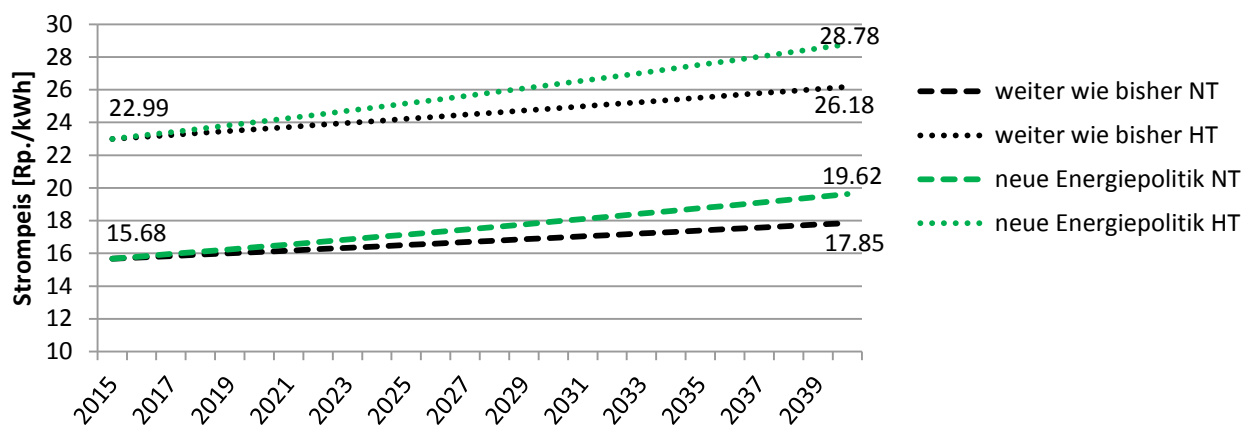


Abbildung 51 Preisentwicklung im Nieder- / Hochtarif der Szenarien "weiter wie bisher" und "neue Energiepolitik".

Der Vergütungssatz von rückgelieferten Stromüberschüssen an das Netz bleibt im Szenario "weiter wie bisher" unverändert. Im "neue Energiepolitik" Szenario reduziert sich der Vergütungssatz jährlich um 5 Prozentpunkte.

A2 Modul B Umweltnutzen

A2.1 Grundlagen

A2.1.1 Szenarien

In Anlehnung an die Energieperspektiven 2050 werden zwei massnahmenorientierte Szenarien und ein zielorientiertes Szenario unterschieden. Die Unterschiede zwischen diesen Szenarien liegen in den angenommenen energiepolitischen Rahmenbedingungen. Bei allen drei Szenarien wird ein schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergie laut dem Entscheid des Bundesrates vom 25.05.2011 (Bundesrat 2011) vorgegeben.

Das erste Szenario **"Weiter wie bisher" (WWB)** unterliegt einer Weiterführung der aktuellen energiepolitischen Instrumente, Gesetze und Massnahmen (wie z.B. der kostendeckenden Einspeisevergütung). Die Substitution des Stromes aus den Kernkraftwerken erfolgt vorwiegend durch eine zentrale fossile Produktion mit Gas- und Dampf-Kombikraftwerken (GuD). Es wird von einem starken Anstieg der Fahrleistung ausgegangen, welcher hauptsächlich durch das Bevölkerungswachstum verursacht wird. Der Anteil an Elektromobilität steigt bis ins Jahr 2050 moderat auf 30 %.

Das zweite, zielorientierte Szenario **"Neue Energiepolitik" (NEP)** widerspiegelt das Zielszenario des Bundesrates bis ins Jahr 2050 mit klaren energiepolitischen Vorgaben bezüglich des Energieverbrauchs, der Stromproduktion und des CO₂-Ausstosses in Richtung Energiewende. Die wegfallende Kernenergie wird grösstenteils durch erneuerbare Energien gedeckt. Die jährliche Fahrleistung steigt ungeachtet einer gleichen Bevölkerungsentwicklung wie im Szenario WWB deutlich weniger stark an mit einem stärkeren Trend in Richtung öffentlichen Verkehr. Gleichzeitig wächst der Anteil der Elektromobilität bis zum Jahre 2050 auf rund 41 % an.

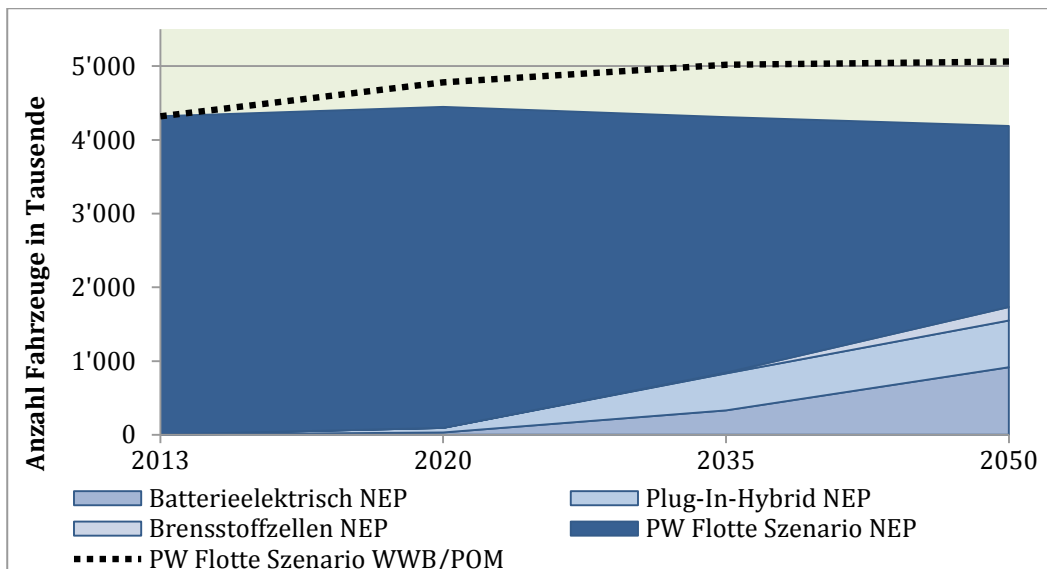


Abbildung 52 Entwicklung EV-Flotte (Szenario NEP) und Entwicklung der PW-Flotte (alle Szenarien).

Das dritte Szenario **"Politische Massnahmen" (POM)** gründet auf vorgeschlagene Massnahmenpakete des Bundesrates zur Energienachfrage und zum Elektrizitätsangebot. In diesem massnahmenorientierten Szenario werden sowohl heute bestehende Technologien und deren absehbaren zukünftigen Weiterentwicklungen als auch gezielte Massnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien miteinbezogen. Die Effizienzsteigerung steht dabei vor dem Zubau von (Strom- und Wärme-) Erzeugungskapazitäten, da Effizienzmassnahmen meistens günstiger sind. Die wegfallende Kernenergie wird grösstenteils durch erneuerbare Energien gedeckt. Das Szenario POM liegt zwischen den beiden Szenarien WWB und NEP; Der Anteil der Elektromobilität und die Struktur der Fahrzeugklassen innerhalb der EV entspricht dem Szenario NEP, während die Fahrleistungen und Grösse der Fahrzeugflotte gleich dem Szenario WWB sind.

Die Szenarien NEP, POM und WWB führen zu einem unterschiedlichen dezentralen Speicherbedarf auf der Netzebene 4 & 5 sowie 6 & 7. Zudem führen die drei Szenarien zu unterschiedlichen verfügbaren Nennkapazitäten an gebrauchten Batterien aus der Elektromobilität. In Abbildung 54 sind die verwendeten Zahlenwerte zusammengefasst wiedergegeben.

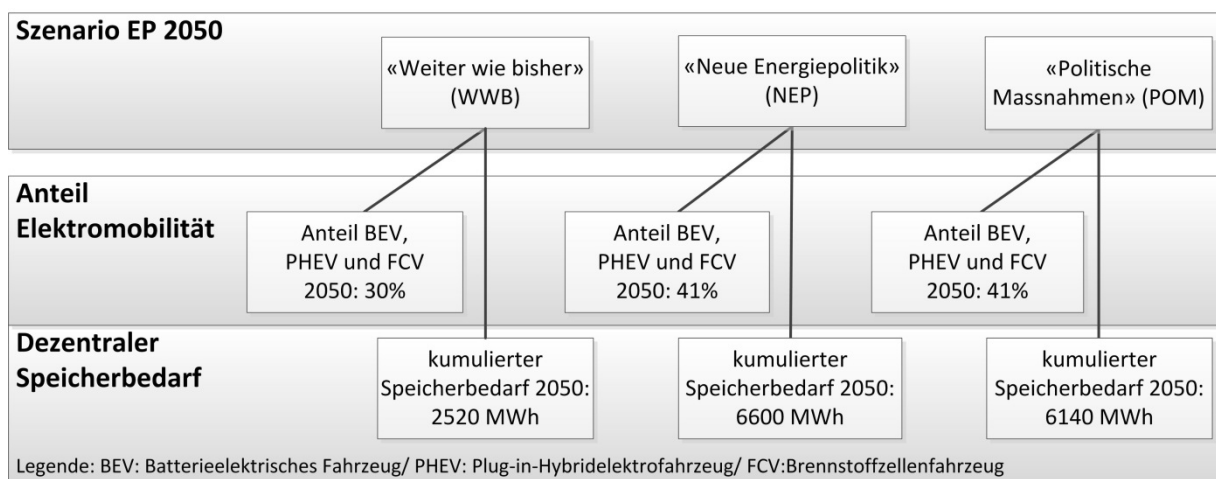


Abbildung 53 Überblick der betrachteten Szenarien und der Auswirkungen auf den dezentralen Speicherbedarf sowie den Anteil an Elektromobilität bis 2050.

A2.1.2 Modellierung der substituierbaren Nennkapazität

A2.1.2.1 Modell zur Berechnung der substituierbaren Nennkapazität herkömmlicher Speicher durch 2nd-Life-BES

Es wird davon ausgegangen, dass im Jahr j eine gewisse Kapazität an Batterien aus Elektrofahrzeugen ausser Verkehr gesetzt wird und somit als 2nd-Life-BES zur Verfügung steht. Diese verfügbare Nennkapazität an 2nd-Life-

BES ($E_{EM,j}$) kann eine gewisse Kapazität an neuen Batterien substituieren ($E_{SB,j}$). Jedoch kann wie nachfolgend beschrieben nur eine geringere Nennkapazität als die verfügbare substituiert werden.

Aufgrund von Beschädigung und Verschleiss ist nicht damit zu rechnen, dass alle verfügbaren Batterien aus der Elektromobilität eines Jahrgangs ($E_{EM,j}$) in einem 2nd-Life Speicher verwendet werden können.

Von der verbleibenden wiederverwendbaren Kapazität ($E_{WV,j}$) ist anzunehmen, dass gebrauchte Batterien von 2nd-Life BES eine geringere Anzahl zur Verfügung stehender Entladezyklen aufweisen, als neue Batterien herkömmlicher BES. Aufgrund der vorangegangenen Nutzung in Elektrofahrzeugen wird zudem von einer reduzierten maximal zulässigen Entladetiefe ausgegangen. Infolge ihrer Vornutzung ist bei 2nd-Life Batterien auch mit grösseren Kapazitätsausfällen zu rechnen, als bei Neubatterien. Diese Annahmen haben zu Folge, dass die gleiche Nennkapazität an 2nd-Life Batterien ($E_{WV,j}$) nur einen Teil der entsprechenden Nennkapazität ($E_{SB,j}$) neuwertiger Batterien ersetzen kann. Diese Unterschiede in den Eigenschaften von 2nd-Life und herkömmlichen Batterien werden im folgenden Text als Unterschiede im Qualitätsniveau gekennzeichnet.

Abbildung 55 skizziert die Funktionsweise des Modells zur Berechnung der substituierbaren Nennkapazität ($E_{SB,j}$) herkömmlicher BES.

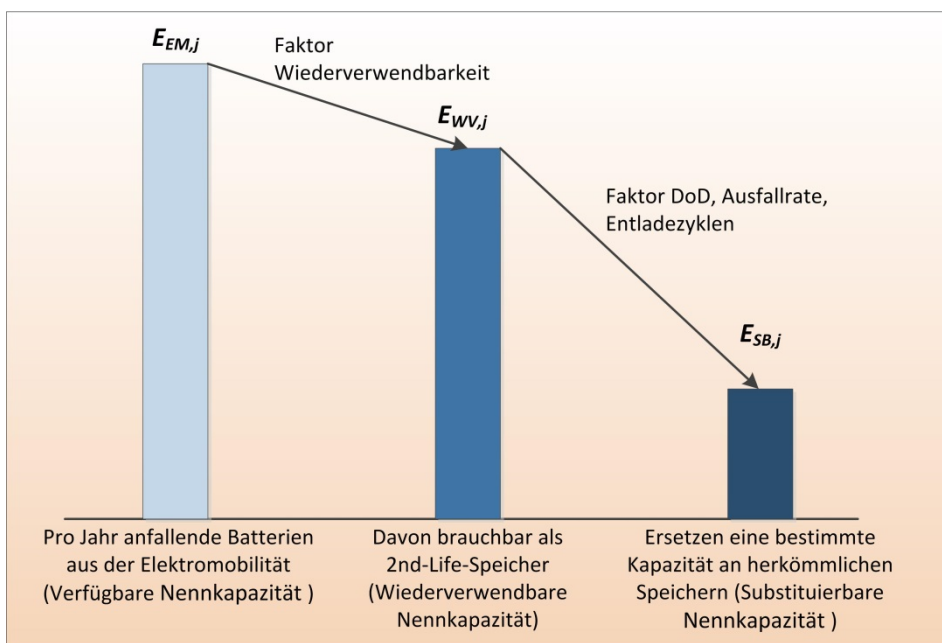


Abbildung 54 Exemplarische Darstellung zur Berechnung der substituierbaren Nennkapazität.

A2.1.2.2 Energiedichte

In den Szenarien wird eine zukünftige Steigerung der Energiedichte von Batterien angenommen. Unter der Annahme einer gleichbleibenden Speicherkapazität nimmt bei steigender Energiedichte die benötigte Masse der Batterien umgekehrt proportional ab. Deshalb nimmt durch die Zunahme der Energiedichte die Umweltbelastung pro kWh substituierter Nennkapazität ab. Eine weitere Abnahme der zukünftigen Umweltbelastung durch effizientere Herstellungsprozesse, der Einsatz von umweltverträglicheren Materialien sowie der Einsatz von Erneuerbaren Energien während der Produktion wird gemäss den Erläuterungen im nächsten Abschnitt berücksichtigt.

A2.1.3 Auswertung des Umweltnutzens durch die substituierbare Kapazität anhand der Wirkindikatoren

A2.1.3.1 Modifikation der Sachbilanz an die Szenarien

In einer Ökobilanz werden gemäss den Grundsätze und Rahmenbedingungen nach ISO 14040:2006 die ökologischen Vorteile von gebrauchten Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen gegenüber herkömmlichen Lithium-Ionen-Batterien als stationäre Stromspeicher verglichen. Dabei werden unter Berücksichtigung der in A2.1.1 beschriebenen energiepolitischen Szenarien der gesamte Lebenszyklus der Batterien von der Herstellung bis zur Entsorgung untersucht. Als funktionelle Einheit dient eine kWh Speicherkapazität. Die Durchführung erfolgt mit der Simapro Software und der ecoinvent v2.2. Datenbank.

Folgende Wirkindikatoren werden für die Berechnung des Umweltnutzens angewendet:

- Treibhauspotenzial (GWP) nach (IPCC 2007) mit einem Zeithorizont von 100 Jahren (Wolf et al. 2012)
- Kumulierter Energieaufwand (CED) (Hischier et al. 2009)
- Methode der ökologischen Knappheit - Ökofaktoren 2006 (UBP): (Frischknecht/Steiner/Jungbluth Niels 2009)
- Abiotischer Ressourcenverbrauch (ADP), Wirkungskategorie aus der CML-Methode (Guinée et al. 2001)

Für die Analyse der beschriebenen Szenarien mit den oben genannten Wirkindikatoren werden die Prozesse zur Herstellung von Lithium-Ionen Batterien aus der ecoinvent v2.2 an die entsprechenden zukünftigen Rahmenbedingungen angepasst.

Der derzeitige „Batterie-Prozess“ zeigt, dass die für einzelne Produktionsschritte benötigte Elektrizität wesentlichen Anteil an der Umweltbelastung hat; beim CED sind 48%, beim GWP 43%, beim ADP 39% und bei den UBPs 13% der jeweils ausgewiesenen Umweltbelastung der verwendeten Elektrizität zuzuschreiben. Den grössten Anteil an den UBPs haben mit rund 55% die Prozesse der Kupfergewinnung zur Fabrikation der Anode. Die meisten UBPs werden dabei durch das Schmelzen von Kupferkonzentrat zur Gewinnung von Rohkupfer verursacht. Für die durchgeführten Berechnungen werden daher die in der ecoinvent v2.2 hinterlegten Prozesse hinsichtlich der Elektrizität und der Kupfergewinnung wie nachstehend beschrieben modifiziert.

Bezüglich der Elektrizität werden diejenigen Teilprozesse modifiziert, die in Bezug auf CED und GWP den grössten Einfluss haben. Die Anpassung erfolgt durch den Ersatz des auf der Grundlage aktueller regionaler Produktionsmixe bestehenden Strommixes. Der Strommix wird mit zukünftigen, globalen Strommixen aus den IEA-Szenarien des World Energy Outlooks 2013" (WEO) (IEA 2013) und den "Energy Technologies Perspectives 2012" (ETP) (IEA 2012a) ersetzt. Hierfür werden die IEA-Szenarien den entsprechenden Szenarien der EP 2050 zugeordnet: Der Strommix im Szenario NEP kommt dem "450 Szenario", das Szenario POM dem "New Policies Szenario" und das Szenario WWB dem "Current Policies Szenario" gleich. Die Szenarien POM und NEP werden mit dem jeweiligen neuen Strommix berechnet. Beim Szenario WWB wird auf eine Anpassung der Prozesse verzichtet, da das dem WWB korrespondierende Szenario "Current policies" aus dem WEO niedrigere Anteile an Erneuerbaren aufweist als der Strommix aus dem Originalprozess der Batterie.

In den IEA-Szenarien werden in einem gewissen Teil der Kohle- und Gaskraftwerke Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung berücksichtigt (CCS). In den entsprechenden Prozessen zur Erzeugung von Kohle- und Gasstrom mit CCS werden die CO₂-Emissionen auf 10% des ursprünglichen Wertes gemäss (IEA 2012b) gesetzt.

Es wird ausserdem eine Wirkungsgradsteigerung der Kohle- und Gaskraftwerke gemäss (VSE 2012) (VSE 2013b) und (VSE 2013a) unterstellt. Bei den anderen Prozessen wird auf eine Steigerung des Wirkungsgrades aufgrund des geringeren Einflusses auf die Umweltauswirkungen verzichtet. Die getroffenen Anpassungen des Wirkungsgrades sind in Tabelle 15 zusammengefasst.

Tabelle 15 Modifikation des Wirkungsgrades in den Szenarien.

Kraftwerktyp	Originalprozess	NEP/POM 2035	NEP/POM 2050
Kohle	36%	40%	45%
Kohle CCS		36%	41%
Gas	43%	45%	50%
Gas CCS		41%	46%

Aufgrund der relevanten Umweltauswirkungen des für die Produktion der Anode verwendeten Kupfers in Bezug auf die UBPs wird bei POM und NEP der Recyclinganteil des Kupfers von 33% auf 50% erhöht. Im Szenario WWB werden die Kupferprozesse nicht modifiziert.

A2.1.3.2 Anteil des zukünftigen globalen Elektrizitätsmix

Durch das Ersetzen mit dem zukünftigen globalen Elektrizitätsmix in den 24 relevantesten Prozessen bezüglich CED und GWP (ca. 1% der total 2043 mit der Produktion der Batterie zusammenhängenden Prozessen) kann 61 % (3.09 kWh pro kg Batterie) der für die Herstellung der Batterie benötigten Elektrizität durch den zukünftigen globalen Mix abgedeckt werden. Die restlichen 39% Elektrizitätsanteil können mit einem zumutbaren Auf-

wand nicht angepasst werden, da diese mit jeweils geringsten Mengen auf eine sehr grosse Anzahl Teilprozesse verteilt sind. In Abbildung 56 ist das Netzwerk mit den modifizierten Prozessen dargestellt anhand des Szenarios "Politische Massnahmen" Referenzjahr 2035.

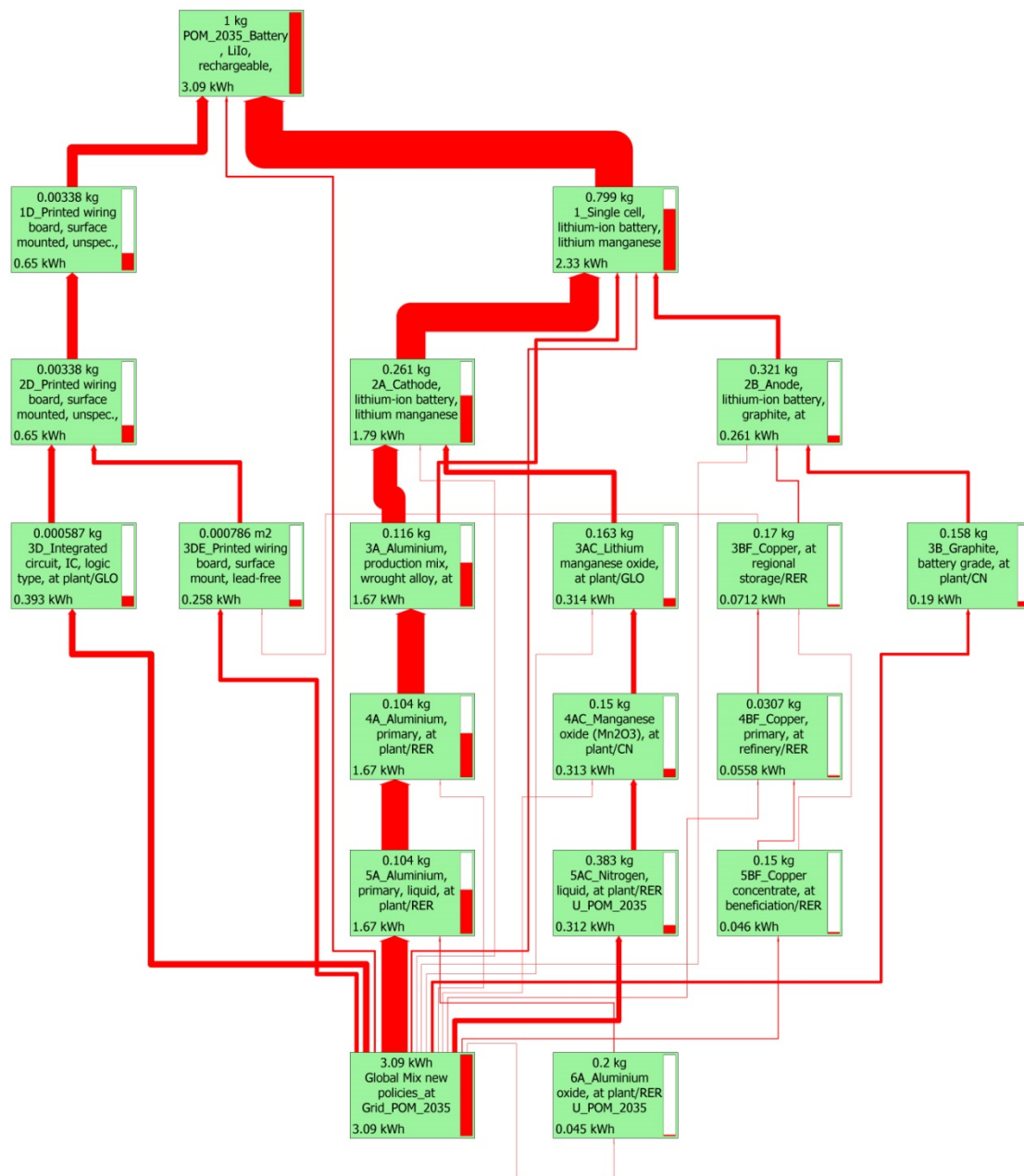


Abbildung 55 Netzwerk der modifizierten Prozesse aus dem Ecoinvent, es sind 20 der 24 Prozesse mit einem Anteil >1.5 % an der Strombereitstellung dargestellt.

A2.1.4 Zukünftiger Bedarf an dezentraler Speicherkapazität und installierte nutzbare Kapazität

Die dezentrale Stromspeicherung kann einen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Ein Bedarf zur Nutzung von Speichern entsteht aus netztechnischer Sicht dann, wenn im Tagesgang die Wahrung der Systemstabilität und Versorgungsqualität ohne Speicher nicht gewährleistet werden kann. Dies kann zum Beispiel bei hoher Einspeiseleistung solar generierter Elektrizität zur Mittagszeit im Sommer vorkommen. Für die Gewährleistung der Netzstabilität muss die überschüssige Energie dann entweder abgeregelt werden oder z.B. in einem BES zwischengespeichert werden.

In einer vom Bundesamt für Energie (BFE) in Auftrag gegebener Studie wird der zukünftige Speicherbedarf der Schweiz anhand der Szenarien der EP 2050 untersucht (KEMA 2013). Die Studie des BFE verwendet den methodischen Ansatz einer Bottom-Up-Analyse der Netzebenen. Die Untersuchung zielt auf die im Tagesgang auftretenden leistungs- und spannungsbezogenen kritischen Belastungen der Betriebsmittel und die Überschreitung

der vorgeschriebenen Grenzwerte. Die Rahmenbedingungen und Szenarien gründen auf der Studie zu den Energieperspektiven 2050. Es wurden die im Jahresverlauf in das Nieder- und Mittelspannungsnetz über der kritischen Grenze liegenden Mengen an dezentraler Einspeisung ermittelt und aufsummiert. Danach wurde ausgerechnet, wie viel Speicherkapazität erforderlich ist, um 2/3 der Überschussenergie im Jahresverlauf speichern zu können. Die restlichen 1/3 der Überschussenergie muss bei diesem Ansatz erzeugerseitig abgeregelt oder anderweitig verbraucht werden. Dieses Verhältnis zwischen Speicherung und Abregelung folgt dem Ansatz eines optimalen Einbezugs von Kosten und Nutzen und somit ökonomischen Gesichtspunkten, weshalb die Speicherung von seltenen Extrembelastungsfällen unterlassen wird.

Neben BES stehen zur Bewahrung der Netzstabilität alternative Massnahmen zur Verfügung. Hier sind zum Beispiel Netzausbaumassnahmen, Lastgangmanagement des Eigenverbrauchs oder die Anpassung technischer Anschlussbedingungen wie die Leistungsbegrenzung der Wechselrichter von PV-Anlagen zu nennen. Letztgenannte Massnahme reduziert selbstverständlich den solaren Ertrag und ist keine anzustrebende Lösung. Somit konkurrieren BES mit anderen Lösungsvarianten zur Beseitigung von kritischen Betriebszuständen durch zu hohe dezentrale Einspeiseleistungen.

Die genannte Studie gibt als Ergebnis den zur Sicherung der Netzstabilität notwendigen Speicherbedarf der Schweiz in den Jahren 2035 und 2050 an. Alternativen Massnahmen zur Netzstabilität werden dabei ausser Acht gelassen. Der angegebene Speicherbedarf wird hier ohne weitere Bearbeitung übernommen.

A2.1.4.1 Installierte nutzbare Kapazität

Die installierte nutzbare Kapazität in kWh beschreibt die gesamte nutzbare Kapazität an 2nd-Life-BES, welche zu einem gewissen Zeitpunkt (in dieser Studie die Jahre 2035 und 2050) in der Schweiz installiert ist. Diese nutzbare Kapazität steht zur Brechung der Spitzen von hoher Einspeiseleitung zur Verfügung, um die Netzstabilität zu bewahren. Die Berechnungsgrundlage dazu, siehe Anhang A2.2.4.

A2.1.4.2 Installierte nutzbare Kapazität vs. dezentraler Speicherbedarf

Bei der Gegenüberstellung der installierten nutzbaren Kapazität und dem Speicherbedarf wird betrachtet, welcher Anteil des Speicherbedarfs durch 2nd-Life-BES gedeckt werden kann. Es wird die installierte nutzbare Kapazität eines Szenarios mit dem Bedarf an Speicher des gleichen Szenarios miteinander verglichen. Zudem wird das Szenario mit der höchsten installierten nutzbaren Kapazität dem Szenario mit dem niedrigsten Speicherbedarf gegenübergestellt und umgekehrt. Diese Situation kann zum Beispiel eintreffen, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien sehr stark zunimmt (wie im Szenario NEP) und die Elektromobilität weniger (wie im Szenario WWB). In diesem Falle stünde ein grosser Speicherbedarf einer geringen installierten nutzbaren Kapazität gegenüber. Derlei Unterschiede in der Entwicklung der Elektromobilität und der dezentralen Einspeisung kann zum Beispiel durch einen Technologiesprung in einer der beiden Branchen verursacht werden. Insgesamt werden damit wie in Abbildung 57 dargestellt fünf Vergleichsszenarien betrachtet.

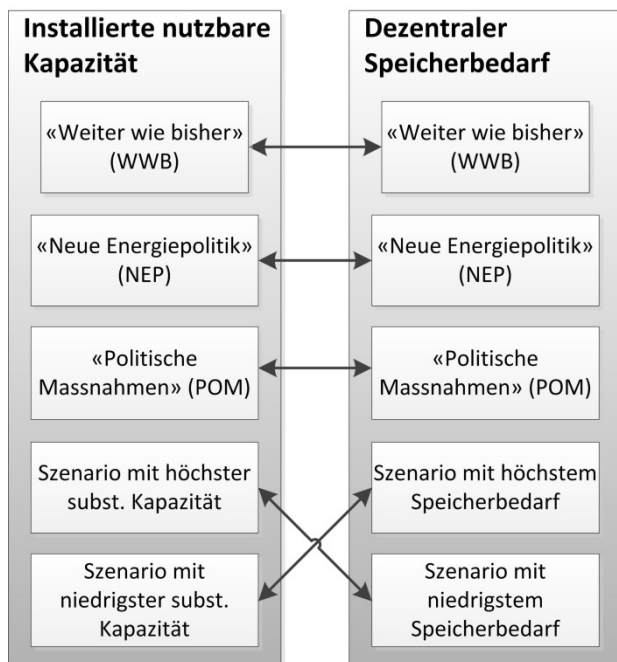


Abbildung 56 Betrachtung der installierten nutzbaren Kapazität mit dem Bedarf an dezentralen Speichern.

A2.2 Modell Eingabegrößen

A2.2.1 Modellvariablen

Im folgenden Abschnitt werden die für die Berechnung des Umweltnutzens verwendeten Modellvariablen beschrieben. Tabelle 16 gibt eine Übersicht über die wichtigsten Modellvariablen. Die Variablen ρ_{mdod} (Max. Entladetiefe), LC_{tot} (Entladezyklen) und f (Kapazitätsausfälle) werden bereits im Modul A verwendet und können unter Abschnitt A1.1.1 in Tabelle 6 nachgelesen werden.

Tabelle 16 Verwendete Formelzeichen, Indizes und deren Bezeichnung.

Elektromobilität		
Formelzeichen	Beschrieb	Einheit
Fz	Fahrzeugbestand aller Antriebstechnologien	-
$ERFz$	Jährlicher Anteil ersetzter Altwagen mit Neuwagen an der gesamten Flotte, $W:[0...1]$	-
NW	Anzahl Neuwagen pro Jahr	-
AEM	Anteil Elektromobilität an den Neuwagen, $W:[0...1]$	-
NEM	Anzahl der jährlichen Elektro- und Hybridfahrzeuge Neuzulassungen	-
\overline{E}_{EF}	Mittlere Nennkapazität der Neuwagen (BEV, PHEV) eines Jahrganges	kWh
t_{EM}	Lebensdauer der Batterien in der Elektromobilität	a
Batteriespeicher		
$E_{EM,j}$	Verfügbare Nennkapazität (aus der Elektromobilität) im Jahr j	kWh
$E_{WV,j}$	Wiederverwendbare Nennkapazität im Jahr j	kWh
$E_{SB,j}$	Substituierbare Nennkapazität im Jahr j	kWh
$E_{IN,j}$	Installierte nutzbare Kapazität im Jahr j	kWh
WVR	Wiederverwendbarkeitsrate (Anteil der gebrauchten Batterien aus der Elektromobilität, welche aufgrund ihrer Qualität als 2 nd -Life Batterie in Frage kommen), $W:[0...1]$	-
$\Delta\rho_{mdod}$	Verminderung der maximalen Entladetiefe 2 nd -Life zu herkömmlich, $W:[0...1]$	-
ΔLC_{tot}	Minderungsfaktor Entladezyklen, $W:[0...1]$	-
$LC_{tot,2ndf}$	Verminderte Restentladezyklen unter Berücksichtigung von Kapazitätsausfällen (2 nd -Life)	-
N_{2nd}	Anzahl Jahre, für die die Batterien im 2 nd -Life –Speicher nutzbar sind	-
$w_{EBt,j}$	Energiedichte der Batterie	kWh/kg

A2.2.2 Berechnung der wiederverwendbaren Nennkapazität ($E_{wv,j}$)

Alle Eingabedaten für das Startjahr 2013 werden aus aktuellen Statistiken übernommen. Fehlende Werte aus den Energieperspektiven 2050 werden linear interpoliert. Dies gilt ebenfalls für die Werte des Anteils Elektromobilität an der gesamten Fahrleistung und der durchschnittlichen Kapazität eines Elektromobils.

Damit das Potenzial der Elektromobilität als Batterielieferant für 2nd-Life Stromspeicher möglichst genau bestimmt werden kann, muss eine Vielzahl an Parametern berücksichtigt werden. Ein wichtiger Faktor ist dabei die Nutzungsdauer in der Mobilität, da die zu einem bestimmten Zeitpunkt in Verkehr gesetzten Batterien in der Elektromobilität erst nach ca. 8 Jahren als 2nd-Life Speicher eingesetzt werden können. Sollen die im Jahr j anfallenden Batterien aus der Elektromobilität berechnet werden, muss ausgehend von j mit der Lebensdauer der Batterien t_{EM} zurückgerechnet und die Anzahl der zu diesem früheren Zeitpunkt gekauften Neuwagen (mit neuen Batterien) ermittelt werden. Die Anzahl der Neuwagen N errechnet sich für das Jahr $j-t_{EM}$ gemäss

$$NW_{j-t_{EM}} = Fz_{j-t_{EM}} - Fz_{j-t_{EM}-1} (1 - ERFz) \quad [-] \quad (36)$$

Die Anzahl Neuwagen setzt sich aus der Zunahme der Fahrzeugflotte Fz_j verglichen zum Vorjahr und des Ersatzes eines bestimmten prozentualen Anteils von bestehenden Wagen der Fahrzeugflotte zusammen. Bei einer Abnahme der Fahrzeugflotte, wie es im Szenario NEP der Fall ist, kommt ebenfalls Formel (36) zur Anwendung.

Da sich die verwendete Datengrundlage auf die Fahrzeugflotte aller Antriebstechnologien bezieht, muss die Anzahl der Neuwagen mit dem Anteil an neu in Verkehr gesetzten BEV und PHEV multipliziert werden gemäss

$$NEM_{j-t_{EM}} = NW_{j-t_{EM}} \cdot AEM \quad [-] \quad (37)$$

Der gewählte Antrieb und die Flottenstruktur der Neuwagen bestimmen im Wesentlichen die gesamte neu hinzukommende Kapazität an 2nd-Life Batterien. Jeder Fahrzeugtyp besitzt aufgrund der unterschiedlichen Grössen und Einsatzgebiete eine bestimmte Batteriekapazität und zudem ist in einem Hybrid der Energiespeicher kleiner konzipiert als in einem BEV des gleichen Fahrzeugtyps. Die im Jahr j verfügbare Nennkapazität berechnet sich gemäss

$$E_{EM,j-t_{EM}} = NEM_{j-t_{EM}} \cdot \overline{E_{EF}} \quad [\text{kWh}] \quad (38)$$

Im Abschnitt A2.3.2.3 ist die verwendete Datengrundlage der durchschnittlichen Kapazität gegeben. Die durchschnittliche Kapazität $\overline{E_{EF}}$ wird als gewichteter Mittelwert der spezifischen Kapazitäten der verschiedenen Fahrzeugklassen berechnet. Die Gewichtung erfolgt mit dem jeweiligen Anteil der Fahrzeugklassen am gesamten Bestand. Die Daten stammen aus der Studie von Haan and Zah (2013) und den Energieperspektiven 2050 (prognos 2012a).

Die wiederverwendbare Nennkapazität $E_{wv,j}$ wird gemäss

$$E_{wv,j} = E_{EM,j} \cdot WVR \quad [\text{kWh}] \quad (39)$$

berechnet. Diese beschreibt die Kapazität der im Jahr j aus der Mobilität entnommenen Batterien, welche die Qualitätsanforderungen in einem 2nd-Life Speicher erfüllen (beschädigte und nicht funktionstüchtige Batterien werden nicht im Speicher eingesetzt).

Die verfügbare Nennkapazität $E_{EM,j}$ der Elektromobilität zum Zeitpunkt j ist der Eingabewert zur Berechnung der substituierbaren Nennkapazität von herkömmlichen Speichern mit 2nd-Life Speichern.

A2.2.3 Berechnung der substituierbaren Nennkapazität ($E_{sb,j}$)

Ausgehend von der aus Gleichung (39) berechneten, wiederverwendbaren Nennkapazität ($E_{wv,j}$) an 2nd-Life Batterien aus der Elektromobilität wird diejenige Kapazität berechnet, die an herkömmlichen Speichern substituiert werden kann (substituierbare Nennkapazität $E_{sb,j}$). Die in A2.1.2 erwähnten Unterschiede im Qualitätsniveau zwischen 2nd-Life Batterien und herkömmlichen Batterien werden durch die Gewichtung der wiederver-

wendbaren Nennkapazität ($E_{WV,j}$) mit der Reduktion der maximalen Entladetiefe $\Delta\rho_{mdod}$ und der verminderten Anzahl Entladezyklen ΔLC_{tot} gemäss

$$E_{SB,j} = E_{WV,j} \cdot \Delta\rho_{mdod} \cdot \Delta LC_{tot} \quad [\text{kWh}] \quad (40)$$

berücksichtigt. Das Resultat ist die im Jahr j substituierbare Nennkapazität $E_{SB,j}$. Sie dient als wesentliche Eingabegrösse zur Berechnung des Umweltnutzens.

A2.2.3.1 Minderungsfaktoren Entladetiefe und Nutzungsdauer

Der Faktor $\Delta\rho_{mdod}$ beschreibt die Verminderung der maximalen Entladetiefe von 2nd-Life Batterien $\rho_{mdod,2nd}$ gegenüber der maximalen Entladetiefe von herkömmlichen Batterien $\rho_{mdod,hr}$ und ist definiert durch

$$\Delta\rho_{mdod} = \frac{\rho_{mdod,2nd}}{\rho_{mdod,hr}} \quad [-] \quad (41)$$

Der Faktor ΔLC_{tot} beschreibt das Verhältnis der Restentladezyklen einer 2nd-Life Batterie $LC_{tot,2ndf}$ zu den Entladezyklen eines herkömmlichen Speichers ab Werk $LC_{tot,hr}$ gemäss

$$\Delta LC_{tot} = \frac{LC_{tot,2ndf}}{LC_{tot,hr}} \quad [-] \quad (42)$$

Die Restentladezyklen einer 2nd-Life-Batterie $LC_{tot,2ndf}$ berücksichtigt die Minderung der Restentladezyklen unter Einbezug der Kapazitätsausfälle f gemäss

$$LC_{tot,2ndf} = LC_{tot,2nd} \cdot (1 - f \cdot (N_{2nd} - 1)) + \sum_{k=1}^{N_{2nd}-1} \frac{LC_{tot,2nd} \cdot f \cdot k}{N_{2nd}} \quad [-] \quad (43)$$

A2.2.4 Berechnung der installierten nutzbaren Kapazität ($E_{IN,j}$)

Mit der installierten nutzbaren Kapazität an 2nd-Life Speichern kann ermittelt werden, zu wie viel Prozent der Bedarf an dezentralen Speichern durch 2nd-Life Systeme gedeckt werden kann. Die installierte nutzbare Kapazität umfasst alle 2nd-Life Batterien, welche in den Referenzjahren 2035 und 2050 im Umlauf sind und berücksichtigt der Kapazitätsausfälle f und eine graduelle Verminderung der maximalen Entladetiefe $\rho_{mdod,k}$.

Ausgehend von der Gleichung (39) wird die im Jahr j installierte nutzbare Kapazität an 2nd-Life-Speichern gemäss

$$E_{IN,j} = \sum_{k=0}^{N_{2nd}-1} E_{WV,j-t_{EM}-k} (1 - f)^k \cdot \rho_{mdod,k} \quad [\text{kWh}] \quad (44)$$

gerechnet. Dabei wird für die maximale Entladetiefe $\rho_{mdod,k}$ während der Lebensdauer N_{sp} vereinfacht eine lineare Degradation von 60 auf 40 Prozent angenommen.

A2.3 Datengrundlage

A2.3.1 Lithium-Ionen-Batterien

A2.3.1.1 Übersicht

In diesem Abschnitt ist die Datengrundlage der verwendeten Eingabewerte für die Lithium-Ionen-Batterie erläutert, welche für die Berechnung des Umweltnutzens verwendet wird. In Tabelle 17 ist eine Gesamtübersicht der verwendeten Eingabewerte mit Quellenangaben gegeben.

Tabelle 17 Datengrundlage Lithium-Ionen-Batterien.

Name	Bezeichnung	Einheit	Jahr	Batterie	Batterie EV	Quelle
------	-------------	---------	------	----------	-------------	--------

				Herk.	1 st -Life	2 nd -Life	
t_{EM}	Kalendarische Lebensdauer	a	2013-2050	-	12	-	(Haan/Zah 2013)
N_{2nd}	Anzahl Nutzungsjahre als 2 nd -Life Speicher	-	2013-2050	-	-	5	Eigene Annahmen
ρ_{mdod}	Max. Entladetiefe	(0...1)	2013-2050	0.8	-	0.6	(C.A.R.M.E.N. 2014), (Märtel 2014), (Forst 2013)
LC_{tot}	Entladezyklen ab Werk/ Restentladezyklen	-	2013-2050	5000	-	1000	Herkömmlich: (C.A.R.M.E.N. 2014), (Märtel 2014), (Forst 2013) 2 nd -Life: Eigene Annahmen
f	Kapazitätsausfälle	(0...1)	2013-2050	-	-	0.01	-
WVR	Wiederverwendbarkeitsrate	(0...1)	2013-2050	-	-	0.95	(Ahmadi et al. 2014)
w_{EBt}	Energiedichte	kWh/kg	2013	0.114	0.114	0.114	(Protoscar 2010)
			2016	0.119	0.119	0.119	(Duleep et al. 2011)
			2022	0.166	0.166	0.166	(Duleep et al. 2011)
			2030	0.285	0.285	0.285	(Duleep et al. 2011)
			2050	0.400	0.400	0.400	(Duleep et al. 2011) (IEA 2011)

A2.3.1.2 Allgemeine Daten und Umweltauswirkungen der Batterie

Das für die Berechnung verwendete Modell ist eine LiMn₂O₄ Batterie der Schweizer Firma Brusa Elektronik AG basierend auf Batteriezellen des südkoreanischen Unternehmens Kokam Co., Ltd. Sie wurden im Elektrosporthwagen-Prototyp Lampo² der Firma Protoscar SA eingesetzt. Im Detail sind es Brusa EVB1 Li Batteriepakete auf Basis prismatischer Kokam SLPB Lithium-Ionen-Zellen mit Polymer-Elektrolyt. Zur Lebensdauer werden Angaben von mehr als 800 Entladezyklen und 160'000 km Reichweite bei einer maximalen Entladetiefe (DoD) von 80% gemacht (Protoscar 2010).

Die Sachbilanz zur Berechnung der Umweltauswirkungen der oben genannten Batterie stammt aus der ecoinvent v2.2 (2009) Datenbank und basiert auf einer Ökobilanzstudie der EMPA über Lithium-Ionen-Batterien in einem Elektrofahrzeug (Notter et al. 2010).

A2.3.1.3 Kalendarische Lebensdauer der Batterien in der Elektromobilität

Unterschied kalendarische Lebensdauer und Nutzungsdauer: Die Kapazität einer Batterie nimmt obgleich keiner Nutzung in der Zeit durch Degradation ab. Dies wird durch chemische Reaktionen innerhalb der Batterie verursacht. Die Zeitdauer, bis eine gewisse verminderte Kapazität der anfänglichen nutzbaren erreicht wird, nennt man kalendarische Lebensdauer, welche in der Nutzung in Elektroautos oft bei Erreichen von 70 bis 80% der ursprünglichen nutzbaren Kapazität definiert ist (Neubauer/Pesaran 2011) (Debnath/Ahmad/Habibi 2014a). Eine Verminderung der Kapazität findet auch durch eine Nutzung der Batterie statt. Dies wird durch eine gewisse Anzahl Entladezyklen bis Erreichen einer bestimmten Kapazitätsverminderung beschrieben (Wiederum 70 bis 80% der anfänglichen nutzbaren Kapazität). Im Folgenden wird der Begriff Nutzungsdauer als eine kürzere zeitliche Lebensdauer als die kalendarische definiert, welche durch eine intensive Nutzung des Fahrzeugs hervorgerufen wird.

Mehrere Schweizer Ökobilanzstudien geben eine Lebensdauer (Nutzungsdauer) von 12,7 Jahren an, welche sich aus der durchschnittlichen jährlichen Fahrleistung pro Personenwagen und der durchschnittlichen Lebensfahrleistung der Batterien in km (in allen Studien 150'000 km) zusammensetzt (Althaus/Gauch 2010), (Habermacher 2011), (Frischknecht 2011). In einer Metastudie über diese drei Ökobilanzen wird die Lebensdauer als zu optimistisch betrachtet, da die 150'000 km lediglich bei intensiver Nutzung erreicht werden (>15'000 km pro Jahr). Bei weniger intensiver Nutzung wird die kalendarische Lebensdauer bestimmend, welche laut den Autoren unter der von 12,7 Jahren liegen (Althaus/Bauer 2011). Aufgrund dieser Tatsache wird die kalendarische Lebensdauer und nicht eine aus der Fahrleistung gerechneten Nutzungsdauer als Eingabewert verwendet.

Internationale Studien nennen eine kalendarische Lebensdauer von 8 Jahren beim heutigen Stand der Technik (Faria et al. 2014) (Ahmadi et al. 2014) (Neubauer/Pesaran 2011).

In der Studie der Ernst Basler + Partner AG (2011) wird von einer optimistischen Kalendarischen Lebensdauer von 12 Jahren ausgegangen.

In der Studie von Haan and Zah (2013) zur Zukunftschancen der Elektromobilität in der Schweiz wird eine kalendarische Lebensdauer von aktuell 10 Jahren angenommen und ein mittelfristig notwendiger Anstieg auf über 12 Jahre ausgewiesen, damit die EV kommerziell erfolgreich und konkurrenzfähig werden. Dieser „notwendige Wert“ wird als Eingabewert für die Berechnung der verfügbaren Kapazität gewählt.

Neubauer und Pesaran (2011) gehen von einer zukünftigen kalendarischen Lebensdauer von 15 Jahren aus.

A2.3.1.4 Nutzungsdauer von 2nd-Life-BES und Entladezyklen ab Werk/ Restentladezyklen

Der Beschrieb der Entladezyklen ab Werk für den herkömmlichen Speicher kann im Modul A unter Abschnitt A1.2.1.8 nachgelesen werden.

In der Literatur werden in verschiedenen Studien zu 2nd-Life-Systemen sehr unterschiedliche Angaben und Ergebnisse zur Nutzungsdauer und Restentladezyklen präsentiert. Die grossen Unterschiede werden verursacht durch den Einsatz von verschiedenen Lithium-Ionen-Batterie-Technologien, durch unterschiedliche Betriebsführung, unterschiedlicher Dimensionierung der Speicher sowie Art und Intensität der Vornutzung der 2nd-Life-Speicher.

In Faria et al. (2014) wird die Nutzungsdauer von 2nd-Life Systemen zwischen 1,8 und 3,3 Jahren angegeben. Die Anzahl der Restentladezyklen befand sich dabei im Bereich von 572 bis 660.

In Debnath et al. (2014b) wurde die Anzahl Restentladezyklen als Zielvariable eingesetzt. Es wurde untersucht, ab wie vielen Entladezyklen in der Elektromobilität die Batterien in einer 2nd-Life-Nachnutzung als BES einen ökonomischen Mehrwert im Vergleich zu keiner Nachnutzung erzielen können. Unter Anderem untersuchte er, wie viele Restentladezyklen dem 2nd-Life-Speicher nach der Nutzung in der Elektromobilität bleiben. In Abhängigkeit von der Anzahl durchlaufener Zyklen in der Elektromobilität kommt Debnath et al. auf ca. 3700 bis 4900 Restentladezyklen. Zudem schätzt er die Gesamte Nutzungsdauer der Batterien auf 15 Jahre (Nutzung als Elektrofahrzeugspeicher und BES zusammengefasst).

Tong et al. (2013) untersuchte wie viele Entladezyklen ein 2nd-Life-Speicher durchlaufen kann bis ein gewisser Spannungsbereich unterschritten wurde und die Batterien nicht mehr brauchbar waren. Dabei kam er auf 1435 Entladezyklen bei einer geschätzten Nutzungsdauer von 5,5 Jahren unter der im Test gewählten Betriebsführung.

Ahmadi et al. (2014) rechnet mit einer Nutzungsdauer der 2nd-Life-BES von 10 Jahren, aber gibt keine Angaben zu den Restentladezyklen.

Alimisis and Hatziaargyriou (2013b) kommt bei einem Entladezyklus pro Tag und 1682 Gesamtzyklen zu einer Nutzungsdauer von 4,58 Jahren.

Die hier verwendeten Werte für die Nutzungsdauer und die Restentladezyklen von 2nd-Life-Batterien befinden sich im Bereich der oben genannten Studien. Es sind aber keine Mittelwerte oder Mediane. Die Werte wurden so gewählt, dass Sie mit der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Modul A möglichst übereinstimmen.

A2.3.1.5 Maximale Entladetiefe

Die genauen Erläuterungen zur maximalen Entladetiefe des herkömmlichen und des 2nd-Life Speichers befinden sich in Modul A unter Abschnitt A1.2.1.4. Kapazitätsausfälle pro Jahr.

Ahmadi et al. (2014) Rechnet mit einer Zellenausfallrate (*cell failure rate*) von 1%. Sie ist jedoch nicht mit den hier verwendeten Kapazitätsausfällen vergleichbar. Die Zellenausfallrate beschreibt, dass zum Anfang der 2nd-Life-Nutzung 1% Prozent der Zellen ausgefallen sind und ist keine Ausfallrate im Sinne einer jährlichen Wiederkehr.

A2.3.1.6 Wiederverwendbarkeitsrate

Ahmadi et al. (2014) rechnet mit einer 95% Wiederverwendbarkeitsrate (*pack recovery rate*), welcher als Eingabewert Verwendung findet.

Debnath et al. (2014b), Tong et al. (2013) und Alimisis and Hatziargyriou (2013b), welche ebenfalls 2nd-Life-Speichersysteme untersuchen, geben keine Angabe zu der Wiederverwendbarkeitsrate. In diesen Studien liegt der Fokus hauptsächlich auf der Berechnung der Wirtschaftlichkeit mit Fokus auf den Kapazitätsverlust der Batterien (Debnath/Ahmad/Habibi 2014a) (Alimisis/Hatziargyriou 2013a) bzw. auf die Verwendung eines 2nd-Life-Speichers als Zwischenspeicher in einer PV-Anlage mit dem Ziel, jeweils abends ein Elektrofahrzeug mit dem solaren Strom zu laden (Tong et al. 2013).

A2.3.1.7 Energiedichte

Die Energiedichte der heutigen Batterien wird aus der Ökobilanzstudie über Lithium-Ionen Batterien in der Elektromobilität von Notter et al. (2010) übernommen.

Althaus and Gauch (2010) und Habermacher (2011) verwendeten dieselbe Batterie für die Ökobilanz und setzten ebenfalls 0.114 kWh/kg für die Energiedichte ein.

In der Ökobilanzstudie von Bauer and Simons (2010) wird eine Energiedichte von 0.132 kWh/kg genannt. Frischknecht (2011) verwendete je nach Fahrzeugklasse (Golf oder Leichtfahrzeug) eine Energiedichte von 0.130 respektive 0.150 kWh/kg.

Für die zukünftige Fortschreibung werden die Schätzungen von Duleep et al. (2011) herangezogen. Für das Jahr 2022 kommt er auf eine Dichte von 0.166 kWh/kg, welche unterhalb der der US-amerikanischen (0.200 kWh/kg) und der japanischen Roadmap zur Elektromobilität (0.250 kWh/kg) (IEA 2011) zu liegen kommt. Für das Jahr 2030 schätzt Duleep et al. die Energiedichte auf 0.285 kWh/kg, während die japanische Roadmap 0.500 kWh/kg annimmt. Da die Angaben von Duleep et al. lediglich bis zum Jahr 2030 reichen, wird für 2050 die für 2030 angenommene Energiedichte um 40% erhöht. Dies entspricht der Annahme in der japanischen Roadmap von 2030 bis 2050 (von 0.500 kWh/kg auf 0. 700 kWh/kg). In Abbildung 58 sind die beschriebenen Annahmen zur Entwicklung der Energiedichte dargestellt. Die Angaben von Duleep sind im Vergleich zur japanischen Roadmap als konservativ zu betrachten.

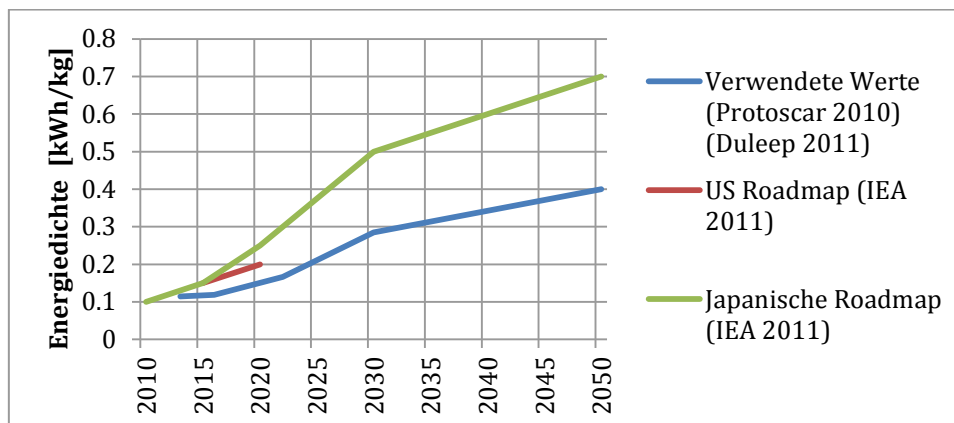


Abbildung 57 Vergleich der Entwicklung der zukünftigen Energiedichte von Batterien in der Elektromobilität.

A2.3.2 Eingabewerte Szenarien Elektromobilität

A2.3.2.1 Übersicht

Nachstehend werden die verwendeten Annahmen zur Elektromobilität entsprechend den einzelnen Szenarien der EP 2050 dargelegt. Tabelle 18 enthält die Gesamtübersicht über die verwendeten Eingabewerte sowie die dazugehörigen Bezeichnungen und Quellenangaben. Die folgenden Abschnitte nach der Tabelle beschreiben die einzelnen Parameter im Detail.

Tabelle 18 Datengrundlage Szenarien Elektromobilität.

Name	Bezeichnung	Einheit	Jahr	Szenario			Quelle
				WWB	NEP	POM	
Fz	Fahrzeugflotte Personenwagen	-	2012	4254725	4254725	4254725	(BFS 2014b)
			2013	4320885	4320885	4320885	(BFS 2014b)
			2015	4548000	4457000	4548000	(prognos 2012a)
			2020	4782000	4448000	4782000	(prognos 2012a)

			2025	4921000	4425000	4921000	(prognos 2012a)
			2030	4993000	4411000	4993000	(prognos 2012a)
			2035	5018000	4309000	5018000	(prognos 2012a)
			2040	5028000	4210000	5028000	(prognos 2012a)
			2045	5048000	4201000	5048000	(prognos 2012a)
			2050	5064000	4189000	5064000	(prognos 2012a)
AEM	Anteil der Elektromobilität an den Neuwagen	(0...1)	2013	0.0070	0.0070	0.0070	(e'mobile 2014b) (e'mobile 2014c) (auto-schweiz 2014)
			2020	0.05	0.10	0.10	(prognos 2012a)
			2035	0.28	0.49	0.49	(prognos 2012a)
			2050	0.35	0.68	0.68	(prognos 2012a)
$\overline{E_{EF}}$	Mittlere Nennkapazität der Batterien im EV	kWh	2013	23	23	23	(e'mobile 2014a) (e'mobile 2014b) (e'mobile 2014c) (BBL 2014)
			2020	29	29	29	(Haan/Zah 2013) (prognos 2012a)
			2035	59	54	54	(Haan/Zah 2013) (prognos 2012a)
			2050	78	56	56	(Haan/Zah 2013), (prognos 2012a)
$ERFz$	Anteil der jährlich ersetzten Altwagen	(0...1)	2012-2050	0.0583	0.0583	0.0583	(BFS 2014b), (auto-schweiz 2014)

A2.3.2.2 Fahrzeugflotte Personenwagen

In Abbildung 59 ist die Entwicklung der Fahrzeugflotte in der Schweiz dargestellt. Die Zeitreihen bis 2013 zeigen die realen Werte laut Statistik BFS, während danach die Szenarien abgebildet sind.

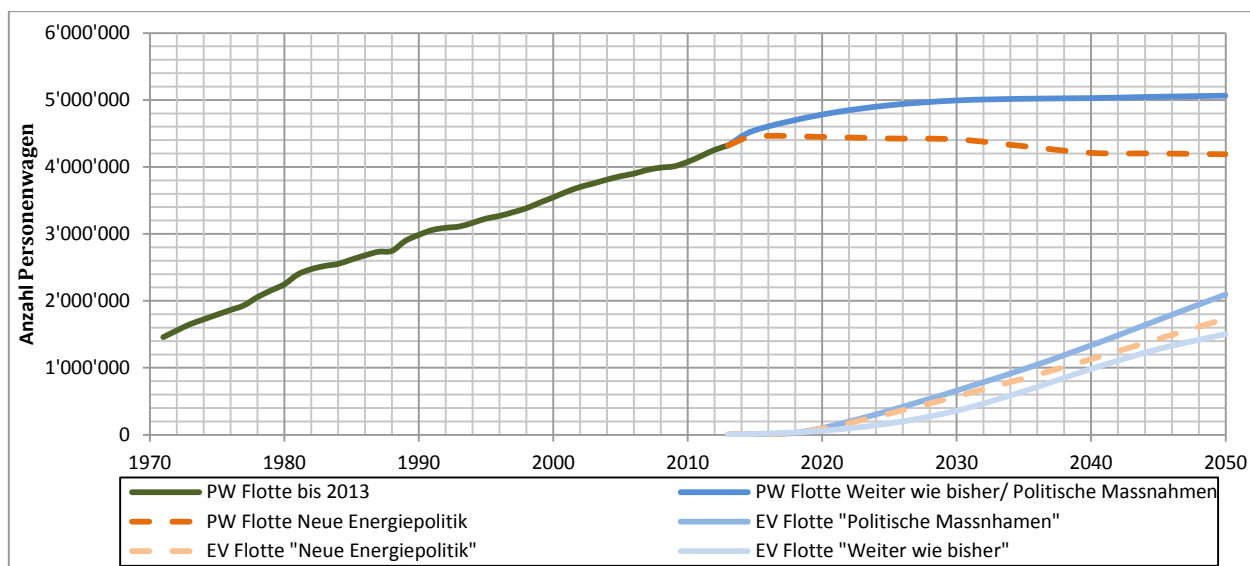


Abbildung 58 Entwicklung der Fahrzeugflotte real bis 2013 und in den Szenarien bis 2050 sowie Flotte EV in den drei Szenarien.

A2.3.2.3 Mittlere Nennkapazität der Batterien im EV

Die mittlere spezifische Batteriekapazität pro Fahrzeug errechnet sich aus den mittleren spezifischen Kapazitäten aller Kategorien (BEV, PHEV, FCEV) und Klassen (Kleinstwagen, Kleinwagen, Kompaktklasse und Mittelklasse) von Elektrofahrzeugen und deren jeweiligen Stückzahlen. Detailangaben zu den in den einzelnen Szenarien verwendeten Anteilen der Fahrzeugkategorien und -klassen und deren spezifischen Kapazitäten sind in Tabelle 19 bis Tabelle 22 zu finden. Für das Startjahr 2013 ergibt die Berechnung aus den aktuell verfügbaren BEV und PHEV

mit Lithium-Ionen-Batterien eine mittlere spezifische Kapazität von 23 kWh pro Fahrzeug. Die zukünftigen Werte sind Berechnungen aus den Studien von Haan and Zah (2013), den Energieperspektiven 2050 (prognos 2012a) sowie eigenen Annahmen. Abbildung 60 zeigt die Entwicklung der mittleren Kapazität bis zum Jahr 2050.

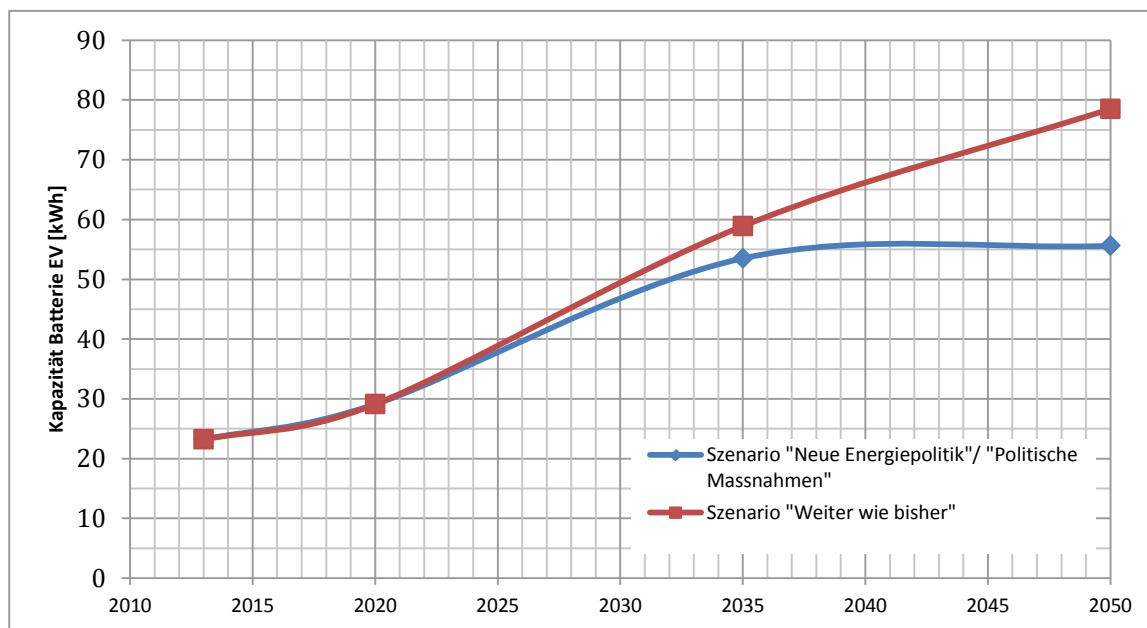


Abbildung 59 Entwicklung der mittleren spezifischen Batteriekapazität pro Fahrzeug der Schweizer Elektrofahrzeugflotte.

Tabelle 19 Datengrundlage zur Berechnung der mittleren Batteriekapazität der Elektrofahrzeug in der Schweiz zum Jahr 2013.

Modelle BEV mit Li-Io-Batterien	Kapazität [kWh]	Modelle PHEV Li-Io-Batterien	Kapazität [kWh]
BMW i3	20	BMW i8	5
Citroën Berlingo Electric	22.5	Mitsubishi Outlander PHEV	12
Citroën C-Zero	16	Porsche Panamera S E-Hybrid	9.4
Ford Focus Electric	23	Toyota Prius Plug-in	4.4
Mercedes-Benz Vito E Cell	36	Volvo V60 Plug-in Hybrid	11.2
mia mia electric	10	MERCEDES S 500	13.5
Mitsubishi Mitsubishi i-MiEV	16	Mittelwert	9.3
Nissan LEAF	24		
Peugeot iOn	16	Antriebstechnologie	Neuwagen 2013
Peugeot Partner Electric	22.5	BEV	1751
Renault Kangoo Maxi Z.E.	22	PHEV	394
Renault Twizy	6.1	Gesamt	2145
Renault ZOE	22		
Reva Reva i Lion	9		Kapazität [kWh]
smart fortwo electric drive	17.6	Mittlere Kapazität gewichtet mit der Antriebstechnologie (Eingabewert):	23.2
smart Brabus electric drive	17.6		
Tazzari Tazzari Zero	13	Quellen: (e'mobile 2014a) (e'mobile 2014b) (e'mobile 2014c) (BBL 2014)	
Volkswagen e-up	18.7		
Volkswagen e-Golf	24.2		
Volvo C30 Electric	24		
BMW i3 (Range Extender)	20		
Chevrolet Volt	16		
Fisker Automobile Karma	20.1		
Opel Ampera	16		
KIA Soul EV	27		
NISSAN e-NV200 Evalia	24		

Tesla Model S-60 Kwh	60	
Tesla Model S-85 Kwh	85	
Tesla Model S-85 Kwh Perform.	85	
Tesla Roadster	56	
Mittelwert	26.3	

Tabelle 20 Entwicklung der Batteriekapazität nach Antriebstechnologie und Fahrzeugklasse bis 2050, Quelle: Haan and Zah (2013).

	Antrieb	PHEV			BEV			
Jahr	Klasse	Micro	Compact	Fullsize	Kleinstwagen	Micro	Compact	Fullsize
2020	Kapazität [kWh]	12	15	23	12	31	46	62
2035	Kapazität [kWh]	25	31	47	25	63	94	125
2050	Kapazität [kWh]	29	36	54	29	72	108	144

Tabelle 21 Entwicklung der EV-Flottenstruktur bis 2050, Quelle: Haan and Zah (2013) und eigene Annahmen.

Flottenstruktur BEV	Jahr	WWB	NEP/POM	Flottenstruktur PHEV	Jahr	WWB	NEP/POM
Kleinstwagen	2020	2.0%	2.0%	Kleinstwagen	2020	-	-
	2035	2.0%	3.4%		2035	-	-
	2050	2.0%	4.6%		2050	-	-
Micro	2020	18.0%	18.0%	Micro	2020	18.0%	18.0%
	2035	18.0%	26.6%		2035	18.0%	26.6%
	2050	18.0%	30.5%		2050	18.0%	30.5%
Compact	2020	50.0%	50.0%	Compact	2020	52.0%	52.0%
	2035	50.0%	50.0%		2035	52.0%	53.4%
	2050	50.0%	58.2%		2050	52.0%	62.8%
Fullsize	2020	30.0%	30.0%	Fullsize	2020	30.0%	30.0%
	2035	30.0%	20.0%		2035	30.0%	20.0%
	2050	30.0%	6.6%		2050	30.0%	7.0%

Tabelle 22 Entwicklung der prozentualen Anteile der EV-Neuwagen an der ganzen PW-Flotte Quelle: (prognos 2012a).

Anteil BEV-Neuwagen	Jahr	WWB	NEP/ POM	Anteil PHEV-Neuwagen	Jahr	WWB	NEP/ POM
	2020	2.0%	4.0%		2020	3.0%	6.0%
	2035	11.0%	18.0%		2035	17.0%	31.0%
	2050	19.0%	23.0%		2050	16.0%	45.0%

A2.3.2.4 Anteil der jährlichen ersetzten Altwagen

Für den Eingabewert des prozentualen Anteils ersetzter Altwagen mit Neuwagen wird der Mittelwert aus den Jahren 2004 - 2013 herangezogen gemäss BFS (2014b) und auto-schweiz (2014). Die entsprechenden Werte sind in folgender Tabelle aufgeführt.

Tabelle 23 Datengrundlage zur Berechnung der jährlich ersetzten Altwagen, Quelle: BFS (2014b), auto-schweiz (2014).

Jahr	Fahrzeugflotte (BFS 2014b)	Neuwagen (auto-schweiz 2014)	Zunahme Fahrzeugflotte zum Vorjahr	Anteil ersetzter Neuwagen (ohne Zunahme zum Vorjahr)
2003	3753890			
2004	3811351	269,211	57461	5.64%
2005	3861442	259,426	50091	5.49%
2006	3900014	269,421	38572	5.98%

2007	3955787	284,674	55773	5.87%
2008	3989811	288,525	34024	6.43%
2009	4009602	266,018	19791	6.17%
2010	4075825	294,239	66223	5.69%
2011	4163003	318,958	87178	5.69%
2012	4254725	328,139	91722	5.68%
2013	4320885	307,885	66160	5.68%
		Mittelwert 2004-13 (Eingabewert):		5.83%

A2.3.3 Eingabewerte Szenarien dezentrale Speicher

In diesem Abschnitt werden die Eingabewerte des dezentralen Speicherbedarfs entsprechend den Szenarien der EP 2050 vorgestellt. Tabelle 24 gibt die Gesamtübersicht der verwendeten Eingabewerte sowie die entsprechenden Bezeichnungen und Quellenangaben wieder. Der Bedarf an dezentralen Speichermöglichkeiten bezieht sich auf die Netzebenen 4 & 5 und 6 & 7.

Tabelle 24 Datengrundlage Bedarf an dezentralen Speichern

Name	Bezeichnung	Einheit	Jahr	Szenario			Quelle
				WWB	NEP	POM	
-	Dezentraler Speicherbedarf	MWh	2013	0	0	0	(KEMA 2013)
			2035	50	685	875	(KEMA 2013)
			2050	2520	6600	6140	(KEMA 2013)

A2.3.4 Datengrundlage des zukünftigen globalen Strommixes

In folgender Tabelle befinden sich die für die modifizierten Sachbilanzen verwendeten globalen Strommixe gemäss (IEA 2012a, IEA 2013).

	NEP	NEP	POM	POM
	Global Mix 2035	Global Mix 2050	Global Mix 2035	Global Mix 2050
Produktion	Menge (kWh)	Menge (kWh)	Menge (kWh)	Menge (kWh)
Biomasse & Abfälle	0.0675	0.0867	0.0406	0.0599
Wasser	0.2100	0.2022	0.1602	0.1457
Wind	0.1425	0.2022	0.0763	0.0958
Solar	0.0456	0.1589	0.0329	0.0575
Kohle CCS	0.0620	0.0750	0.0246	0.0282
Kohle	0.0930	0.0050	0.2896	0.2565
Gas CCS	0.0050	0.0400	0.0016	0.0016
Gas	0.1400	0.0600	0.2325	0.2234
Öl	0.0261	0.0000	0.0185	0.0103
Nuklear	0.1938	0.1700	0.1232	0.1211
Total	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Erneuerbar	0.4800	0.6500	0.3100	0.3600

A3 Marktrecherchen zu Brandschutztechnologien für BES

Fa. Erbstößer GmbH, D-97828 Marktheidenfeld: Sicherheitsschrank, Feuerwiderstandsfähigkeit F90 gemäss DIM EN 14470-1.

Der Sicherheitsschrank ist so gestaltet, dass die Abstandsvorgaben vernachlässigt werden können. Die thermische Isolation und die Druckfestigkeit sorgen im Havariefall für eine Abschirmung gegenüber der Umgebung.



Abbildung 60 Sicherheitsschrank Fa. Erbstößer GmbH.

Stöbich Brandschutz GmbH, D-38644 Goslar Installationsschrank für Batteriemodule mit Möglichkeit zur Verkapselung von Einzelmodulen.

Der Schrank ist als Prototyp verfügbar und basiert auf folgenden Schutzprinzipien:

- Verhinderung der Wärmeübertragung einer defekten Zelle auf benachbarte intakte Zellen
- Filtration der Brandgase und Entfernung heisser Partikel aus den Brandgasen.
- Kontrollierte Ableitung der Gase nach aussen.

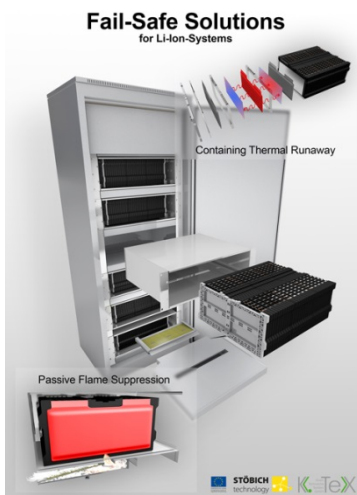


Abbildung 61 Sicherheitsschrank Fa. Stöbich GmbH.

A4 Rahmenbedingungen

A4.1 Zielvereinbarung

Folgende Zielsetzung ist aus dem Vertrag zum Projekt „Gebrauchte Batterien als Stromspeicher“ Abschnitt 3 Ergebnisse zu entnehmen:

1. Eine Beurteilung der Rentabilität der Investitionen auf Basis der Nettokapitalwertemethode (NPV) von 3 Qualitätsszenarien unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Strompreises und dem häufigsten Tarifsysteem der Schweizer Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) sowie einem Fördermodell, welches keine Einspeisevergütungen für PV-Anlagen von weniger als 10 kW vorsieht.
2. Daten zu eingesparten Emissionen und Umweltbelastungspunkte (UBP) durch den Einsatz von 2nd-Life-Stromspeichern in Gebäuden.
3. Daten zur Restkapazität, des Ladeverhaltens, zur erwartenden Lebensdauer sowie zur Selektion geeigneter Akkumulatoren.
4. Die Systemdokumentation beschreibt die erforderlichen Schnittstellen zur PV-Anlage und zur gebäude-seitigen Elektroinstallation und entsprechende Bewilligungen für den Umbau der Elektroinstallationen liegen vor. Meilenstein 1.
5. Protokolle dokumentieren den Aufbau, die Installation aller Komponenten am und im Gebäude sowie die In-Betrieb-Setzung.
6. Daten aus dem Probetrieb mit den ersten Erfahrungen.
7. Anforderungen an Brandschutz, elektrische Ausrüstungen, Belüftung, Temperaturüberwachung der Speicher und Definition des Einbauortes im Gebäude in Absprache mit der kantonalen Feuerpolizei und mit der Vereinigung Kantonaler Feuerversicherungen.