

Fabian Zimmermann

»Techno-ökonomische Auslegung von
Stromspeichern für Fabriken«



Fabian Zimmermann

»Techno-ökonomische Auslegung von Stromspeichern für Fabriken«

Herausgeber

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Thomas Bauernhansl^{1,2}

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Kfm. Alexander Sauer^{1,3}

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Kai Peter Birke⁴

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Marco Huber^{1,2}

¹ Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA, Stuttgart

² Institut für Industrielle Fertigung und Fabrikbetrieb (IFF) der Universität Stuttgart

³ Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP) der Universität Stuttgart

⁴ Institut für Photovoltaik (*ipv*) der Universität Stuttgart

Kontaktadresse:

Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA
Nobelstr. 12
70569 Stuttgart
Telefon 0711 970-1100
info@ipa.fraunhofer.de
www.ipa.fraunhofer.de

Bibliographische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliographie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.de> abrufbar.

Zugl.: Stuttgart, Univ., Diss., 2022

D 93

2022

Druck und Weiterverarbeitung:

Fraunhofer Verlag Mediendienstleistungen, Stuttgart, Jahr des Drucks
Für den Druck des Buches wurde chlor- und säurefreies Papier verwendet.

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, der Wiedergabe, sind vorbehalten.

Techno-ökonomische Auslegung von Stromspeichern für Fabriken

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik
der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

von

Fabian Zimmermann
aus Würzburg

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. Alexander Sauer
Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. Christoph Herrmann
Tag der mündlichen Prüfung: 20.04.2022

Institut für Energieeffizienz in der Produktion
der Universität Stuttgart

2022

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit am Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung (IPA) und am Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP) der Universität Stuttgart.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Alexander Sauer, Leiter des Fraunhofer-Instituts für Produktionstechnik und Automatisierung (IPA) und Leiter des Instituts für Energieeffizienz in der Produktion (EEP) der Universität Stuttgart, für seine fachliche Unterstützung und Förderung meiner Arbeit sowie für die Übernahme des Hauptberichts. Herrn Prof. Dr.-Ing. Christoph Herrmann, dem Leiter des Fraunhofer-Instituts für Schicht- und Oberflächentechnik (IST) sowie Leiter des Instituts für Werkzeugmaschinen und Fertigungstechnik (IWF) der Technischen Universität Braunschweig, danke ich für die Übernahme des Mitberichts. Für die Übernahme des Vorsitzes der Prüfungskommission danke ich Herrn Prof. Dr. rer. Nat. Dr. h. c. Siegfried Schmauder, dem Leiter der Abteilung Multiskalensimulation am Institut für Materialprüfung, Werkstoffkunde und Festigkeitslehre (IMWF) der Universität Stuttgart.

Für die Hilfsbereitschaft und fachliche Unterstützung möchte ich allen aktuellen und ehemaligen Kollegen am Fraunhofer IPA und am EEP danken. Mein Dank gilt insbesondere Herrn Dr.-Ing. Sebastian Weckmann, Herrn Ekrem Köse, Herrn Alexander Emde und Frau Isabella Bianchini für die kritischen und konstruktiven Diskussionen.

Herzlichst bedanke ich mich bei meinen Eltern, die mir diese Ausbildung ermöglicht haben, sowie meiner Lebensgefährtin Stephanie für ihren Zuspruch und Beistand. Die bedingungslose Unterstützung hat maßgeblich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Stuttgart, April 2022

Fabian Zimmermann

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | Einleitung..... | 33 |
| 1.1 | Ausgangssituation..... | 33 |
| 1.2 | Problemstellung | 35 |
| 1.3 | Wissenschaftstheoretische Einordnung | 37 |
| 1.4 | Forschungsfrage, Zielsetzung und Aufbau der Arbeit | 40 |
| 2 | Grundlagen..... | 43 |
| 2.1 | Fabrik..... | 43 |
| 2.1.1 | Begriffsdefinition Fabrik | 43 |
| 2.1.2 | Produktionsebenen innerhalb der Fabrik..... | 44 |
| 2.1.3 | Energiesystem der Fabrik | 45 |
| 2.2 | Stromspeichertechnologien | 49 |
| 2.2.1 | Klassifikation von Stromspeichertechnologien..... | 50 |
| 2.2.2 | Kennzahlen von Stromspeichertechnologien..... | 55 |
| 2.2.3 | Blei-Batterie | 57 |
| 2.2.4 | Lithium-Batterie | 59 |
| 2.2.5 | Natrium-Batterie | 61 |
| 2.2.6 | Redox-Flow-Batterie | 63 |
| 2.3 | Einsatzoptionen für Stromspeicher in Fabriken..... | 65 |
| 2.3.1 | Einsatzoptionen zur Absicherung der Produktion..... | 67 |
| 2.3.2 | Einsatzoptionen zur Optimierung des Energiebezugs | 70 |
| 2.3.3 | Einsatzoptionen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen..... | 81 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 2.4 | Methoden zur Bewertung von Investitionen | 86 |
| 2.4.1 | Statische Methoden der Investitionsrechnung | 89 |
| 2.4.2 | Dynamische Methoden der Investitionsrechnung..... | 94 |
| 2.5 | Zwischenfazit..... | 98 |
| 3 | Stand der Forschung und Technik | 101 |
| 3.1 | Klassifikation von Auslegungsmethoden | 101 |
| 3.2 | Techno-ökonomische Auslegungsmethoden | 103 |
| 3.3 | Zwischenfazit..... | 116 |
| 4 | Definition der Anforderungen und Identifikation des Handlungsbedarfs | 117 |
| 4.1 | Definition der Anforderungen | 117 |
| 4.1.1 | Anforderungen an den Bilanz- und Objektbereich..... | 117 |
| 4.1.2 | Anforderungen an eine techno-ökonomische Auslegung | 119 |
| 4.1.3 | Anforderungen an Einsatzoptionen..... | 121 |
| 4.2 | Einordnung bestehender Ansätze..... | 123 |
| 4.3 | Zwischenfazit..... | 126 |
| 5 | Techno-ökonomische Auslegung von Stromspeichern | 127 |
| 5.1 | Gegenstandsbereich der Arbeit | 127 |
| 5.2 | Programmablaufplan der Methode | 128 |
| 5.3 | Lastprofil- und Kennzahlenanalyse | 130 |
| 5.4 | Iterativer Auslegungsprozess | 135 |
| 5.4.1 | Berechnung der Speicherleistung | 135 |
| 5.4.2 | Berechnung der Speicherenergie..... | 140 |
| 5.4.3 | Ökonomische Bewertung des Stromspeichers | 153 |
| 5.4.4 | Identifikation des ökonomischen Optimums..... | 163 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 5.5 | Sensitivitätsanalyse | 163 |
| 6 | Implementierung und Validierung..... | 169 |
| 6.1 | Aufbau und Implementierung | 169 |
| 6.1.1 | Modellierungssoftware..... | 169 |
| 6.1.2 | Modellbildung..... | 170 |
| 6.1.3 | Annahmen und Randbedingungen..... | 172 |
| 6.2 | Fallbeispiel Magnesiumdruckgussfabrik..... | 177 |
| 6.2.1 | Lastprofil- und Kennzahlenanalyse..... | 177 |
| 6.2.2 | Iterativer Auslegungsprozess | 180 |
| 6.2.3 | Sensitivitätsanalyse | 213 |
| 6.2.4 | Fazit Fallbeispiel Magnesiumdruckgussfabrik | 223 |
| 6.3 | Fallbeispiel Automobilfabrik..... | 226 |
| 6.3.1 | Lastprofil- und Kennzahlenanalyse..... | 226 |
| 6.3.2 | Iterativer Auslegungsprozess | 229 |
| 6.3.3 | Sensitivitätsanalyse | 256 |
| 6.3.4 | Fazit Fallbeispiel Automobilfabrik..... | 266 |
| 6.4 | Anwendungsübergreifende Analyse | 269 |
| 7 | Reflexion..... | 271 |
| 7.1 | Bewertung der Anforderungserfüllung | 271 |
| 7.2 | Beantwortung der Forschungsfrage | 274 |
| 8 | Zusammenfassung und Ausblick | 277 |
| 9 | Literaturverzeichnis..... | 279 |
| 10 | Anhang..... | 305 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---------|---|
| AbLaV | Verordnung für abschaltbare Lasten |
| ATN | Einsatzoption atypische Netznutzung |
| ATNDA | multifunktionale Einsatzoption durch atypische Netznutzung und Arbitrage-Handel |
| ATNPV | multifunktionale Einsatzoption durch atypische Netznutzung und Eigenverbrauchsoptimierung |
| ATNPVDA | multifunktionale Einsatzoption durch atypische Netznutzung, Eigenverbrauchsoptimierung und Arbitrage-Handel |
| BLB | Blei-Batterie |
| EHS | Erheblichkeitsschwelle |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| ESS | Energiespeichersystem |
| GHD | Gewerbe, Handel, Dienstleistungen |
| HLZF | Hochlastzeitfenster |
| LCOE | Stromgestehungskosten |
| LIB | Lithium-Batterie |
| LVP | Lastverlagerungspotenzial |
| MRL | Minutenreserveleistung |
| NAB | Natrium-Batterie |
| NPV | Kapitalwert |
| ORC | Organic Rankine Cycle |
| PRL | Primärregelleistung |
| PV | Photovoltaik |
| RFB | Redox-Flow-Batterie |
| ROI | Return on Invest |
| SLR | Einsatzoption Spitzenlastreduktion |

| | |
|----------|--|
| SLRDA | multifunktionale Einsatzoption durch Spitzenlastreduktion und Arbitrage-Handel |
| SLRPV | multifunktionale Einsatzoption durch Spitzenlastreduktion und Eigenverbrauchsoptimierung |
| SLRPVDA | multifunktionale Einsatzoption durch Spitzenlastreduktion, Eigenverbrauchsoptimierung und Arbitrage-Handel |
| SNL | schnell abschaltbare Lasten |
| SOC | State of Charge |
| SOL | sofort abschaltbare Lasten |
| SRL | Sekundärregelleistung |
| StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| USV | unterbrechungsfreie Stromversorgung |

Variablenverzeichnis

| | |
|----------------|---|
| A | Auszahlungen pro Jahr |
| AP_{Ist} | Ist-Arbeitspreis |
| $C_{0,ESS}$ | Anschaffungsauszahlung für Stromspeicher |
| C_A | Annuität |
| C_B | Betriebskosten pro Periode |
| $C_{B,ESS}$ | spezifische Betriebskosten der jeweiligen Stromspeichertechnologie |
| C_{DSP} | dynamischer Strompreisverlauf über ein Jahr |
| $C_{DSP,avg}$ | durchschnittlicher dynamischer Strompreis |
| $C_{E,ESS}$ | energiespezifische Anschaffungskosten der jeweiligen Stromspeichertechnologie |
| $C_{E,Ist}$ | Ist-Energiekosten pro Jahr |
| $C_{E,Soll}$ | Soll-Energiekosten pro Jahr |
| C_{Ne} | anteiliges Netzentgelt am Industriestrompreis |
| $C_{P,ESS}$ | leistungsspezifische Anschaffungskosten der jeweiligen Stromspeichertechnologie |
| C_{SP} | Industriestrompreis |
| C_W | Anschaffungskosten für die Wandlertechnologien |
| E_{ch} | mögliche Beladeenergie des Stromspeichers |
| $E_{ch,real}$ | reale Beladeenergie des Stromspeichers |
| $E_{ch,sum}$ | zeitlich zusammenhängende Beladevorgänge des Stromspeichers |
| E_{dch} | erforderliche Entladeenergie des Stromspeichers |
| $E_{dch,real}$ | reale Entladeenergie des Stromspeichers |
| $E_{dch,sum}$ | zeitlich zusammenhängende Entladevorgänge des Stromspeichers |
| E_{ESS} | erforderliche Speicherenergie |
| $E_{ESS,real}$ | reale Speicherenergie |
| $E_{ESS,SOC}$ | Fahrplan des Stromspeichers über ein Jahr |

| | |
|-----------------------|--|
| $E_{HS_{Ist}}$ | Ist-Erheblichkeitsschwelle ohne Stromspeicher |
| $E_{HS_{Soll}}$ | Soll-Erheblichkeitsschwelle mit Stromspeicher |
| E_{Ist} | elektrischer Jahresenergieverbrauch des Industrieunternehmens ohne Stromspeicher |
| $E_{PV,Ist,\ddot{U}}$ | PV-Überschussenergie |
| E_{Soll} | elektrischer Jahresenergieverbrauch des Industrieunternehmens mit Stromspeicher |
| $h_{Aus,ESS,minl}$ | minimale Ausspeicherdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie |
| $h_{Aus,real}$ | reale Ausspeicherdauer des Stromspeichers |
| i | Laufvariable |
| IRR | Interner Zinsfuß |
| JBS_{Ist} | Ist-Jahresbenutzungsstunden ohne Stromspeicher |
| JBS_{Soll} | Soll-Jahresbenutzungsstunden mit Stromspeicher |
| k | 15-Minuten-Zeitpunkt |
| k_{HLZF} | Zeitraum der Hochlastzeitfenster |
| LP_{Ist} | Ist-Leistungspreis |
| LVP_{Ist} | Ist-Lastverlagerungspotenzial ohne Stromspeicher |
| LVP_{Soll} | Soll-Lastverlagerungspotenzial mit Stromspeicher |
| N | Nutzungsdauer |
| NE_{Ist} | Ist-Netzentgelt ohne Stromspeicher |
| NE_{Soll} | Soll-Netzentgelt mit Stromspeicher |
| NPV_{ESS} | Kapitalwert des Stromspeichers |
| $NPV_{ESS,max}$ | maximaler Kapitalwert des Stromspeichers |
| $P_{ch,real}$ | reale Beladeleistung des Stromspeichers |
| $P_{ch,req,max}$ | maximal erforderliche Beladeleistung des Stromspeichers |
| P_{ESS} | erforderliche Speicherleistung |
| $P_{ESS,real}$ | reale Speicherleistung |
| P_{Ist} | Ist-Leistungsbedarf in 15-Minuten-Mittelwerten |
| $P_{Ist,avg}$ | durchschnittlicher Ist-Leistungsbedarf |
| $P_{Ist,HLZF,max}$ | Ist-Höchstlast im Hochlastzeitfenster ohne Stromspeicher |

| | |
|---------------------|---|
| $P_{Ist,max}$ | Ist-Jahreshöchstlast ohne Stromspeicher |
| P_{pot} | potenzielle Leistung zum Be- und Entladen des Stromspeichers |
| $P_{PV,Ist}$ | Erzeugungsleistung der PV-Anlage in 15-Minuten-Mittelwerten |
| $P_{PV,Ist,max}$ | maximale PV-Erzeugungsleistung |
| P_{Soll} | Soll-Leistungsbedarf in 15-Minuten-Mittelwerten |
| $P_{Soll,HLZF,max}$ | Soll-Höchstlast im Hochlastzeitfenster mit Stromspeicher |
| $P_{Soll,max}$ | Soll-Jahreshöchstlast mit Stromspeicher |
| R | Einzahlungen pro Jahr |
| RW | Restwert |
| SER_{ESS} | Selbstentladerate der jeweiligen Stromspeichertechnologie |
| T | Betrachtungszeitraum in Jahren |
| T_{AZ} | Amortisationszeit |
| $T_{cal,ESS}$ | kalendarische Lebensdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie |
| $T_{cyc,ESS}$ | zyklische Lebensdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie |
| T_{ESS} | Lebensdauer des Stromspeichers |
| T_{VZ} | Lebensdauer des Stromspeichers durch die äquivalenten Vollzyklen |
| U | Umsatz |
| VZ_{ESS} | äquivalente Vollzyklen des Stromspeichers pro Jahr |
| z | Kalkulationszinssatz |
| η_{AC} | Wirkungsgrad des AC/DC-Wandlers |
| η_{DC} | Wirkungsgrad des DC/DC-Stellers |
| η_{ESS} | Gesamtwirkungsgrad der jeweiligen Stromspeichertechnologie |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Abbildung 1-1 Umfrageergebnis bei Industrieunternehmen: Chancen für die Integration von Energiespeichern..... | 36 |
| Abbildung 1-2 Idealtypische Wissenschaftssystematik..... | 38 |
| Abbildung 1-3 Forschungsstruktur der vorliegenden Arbeit | 39 |
| Abbildung 1-4 Betrachtungsraum der techno-ökonomischen Auslegungsmethode von Stromspeichern für Fabriken | 41 |
| Abbildung 2-1 Hierarchische Unterteilung der Fabrik in Produktionsebenen..... | 44 |
| Abbildung 2-2 Unterteilung der Energie nach der VDI-Richtlinie 4661 | 46 |
| Abbildung 2-3 Unterteilung der Energie nach Energieformen | 47 |
| Abbildung 2-4 Klassifikation der Stromspeichertechnologien nach physikalischen Eigenschaften..... | 52 |
| Abbildung 2-5 Klassifikation der Stromspeichertechnologien nach physikalischer Eigenschaft und Ausspeicherdauer..... | 54 |
| Abbildung 2-6 Klassifikation der Einsatzoptionen anhand des ökonomischen Nutzens..... | 66 |
| Abbildung 2-7 Funktionsprinzip der Einsatzoption Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität | 67 |
| Abbildung 2-8 Funktionsprinzip der Einsatzoption Sicherstellung der Versorgungssicherheit..... | 69 |
| Abbildung 2-9 Funktionsprinzip der Einsatzoption Arbitrage-Handel..... | 71 |
| Abbildung 2-10 Funktionsprinzip der Einsatzoption Eigenverbrauchsoptimierung | 74 |
| Abbildung 2-11 Funktionsprinzip der Einsatzoption SLR zur Netzentgeltreduktion | 77 |
| Abbildung 2-12 Funktionsprinzip der Einsatzoption ATN | 78 |
| Abbildung 2-13 Funktionsprinzip der Einsatzoption Rekuperation..... | 81 |
| Abbildung 2-14 Funktionsprinzip der Einsatzoption Bereitstellung von abschaltbaren Lasten | 83 |

| | |
|--|-----|
| Abbildung 2-15 Funktionsprinzip der Einsatzoption Bereitstellung von Regelleistung ... | 84 |
| Abbildung 2-16 Klassifikation der Investitionen nach Art der Investitionsobjekte | 87 |
| Abbildung 2-17 Klassifikation von Investitionen nach Art des Investitionsanlasses..... | 88 |
| Abbildung 2-18 Statische Methoden der Investitionsrechnung | 89 |
| Abbildung 2-19 Dynamische Methoden der Investitionsrechnung | 94 |
| Abbildung 3-1 Klassifikation von Auslegungsmethoden für Stromspeicher anhand des Methodenansatzes..... | 102 |
| Abbildung 4-1 Umfrageergebnis bei Industrieunternehmen: Auf welchen Produktionsebenen sind Energiespeicher integriert bzw. würden sie integriert werden? | 118 |
| Abbildung 4-2 Umfrageergebnis bei Industrieunternehmen: ökonomische Bewertungsmethoden von Energiespeichern | 120 |
| Abbildung 4-3 Umfrageergebnis bei Industrieunternehmen: Zu welchem Zweck werden Energiespeicher eingesetzt? | 121 |
| Abbildung 5-1 Programmablaufplan der Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken | 129 |
| Abbildung 5-2 Unterprogrammablaufplan Lastprofil- und Kennzahlenanalyse | 131 |
| Abbildung 5-3 Unterprogrammablaufplan zur Berechnung der Speicherleistung für (multifunktionale) SLR Einsatzoptionen | 136 |
| Abbildung 5-4 Unterprogrammablaufplan zur Berechnung der Speicherleistung für (multifunktionale) ATN Einsatzoptionen | 139 |
| Abbildung 5-5 Unterprogrammablaufplan Berechnung erforderliche Entladeenergie und mögliche Beladeenergie | 141 |
| Abbildung 5-6 Schematische Erläuterung von erforderlichen Entladezeitpunkten und -vorgängen | 144 |
| Abbildung 5-7 Unterprogrammablaufplan zur Berechnung der Beladeenergie für 1. Fall: maximal erforderliche Beladeleistung kleiner als reale Speicherleistung | 146 |
| Abbildung 5-8 Unterprogrammablaufplan zur Berechnung der Beladeenergie für 2. Fall: maximal erforderliche Beladeleistung größer gleich reale Speicherleistung | 148 |
| Abbildung 5-9 Schematische Erläuterung von möglichen Beladezeitpunkten und -vorgängen | 149 |

| | |
|--|-----|
| Abbildung 5-10 Unterprogrammablaufplan zur Bestimmung der realen Speicherenergie..... | 150 |
| Abbildung 5-11 Unterprogrammablaufplan zur Überprüfung der Ausspeicherdauer .. | 152 |
| Abbildung 5-12 Unterprogrammablaufplan zur Berechnung Lebensdauer des Stromspeichers | 155 |
| Abbildung 5-13 Unterprogrammablaufplan Berechnung Soll-Netzentgelt für (multifunktionale) SLR Einsatzoptionen..... | 157 |
| Abbildung 5-14 Unterprogrammablaufplan Berechnung Soll-Netzentgelt für (multifunktionale) ATN Einsatzoptionen | 159 |
| Abbildung 5-15 Unterprogrammablaufplan ökonomische Bewertung des Stromspeichers | 162 |
| Abbildung 5-16 Verfahren der Sensitivitätsanalyse | 164 |
| Abbildung 5-17 Unterprogrammablaufplan Dreifachrechnung | 166 |
| Abbildung 5-18 Unterprogrammablaufplan Zielgrößenänderungsrechnung..... | 167 |
| Abbildung 5-19 Unterprogrammablaufplan Kritische-Werte-Rechnung..... | 168 |
| Abbildung 6-1 Aufbau des MATLAB-Modells | 171 |
| Abbildung 6-2 Strompreise am Day-Ahead-Markt im Jahr 2018 | 175 |
| Abbildung 6-3 Ist-Verbraucherlastprofil Magnesiumdruckgussfabrik für das Jahr 2018..... | 177 |
| Abbildung 6-4 PV-Erzeugungsprofil der Magnesiumdruckgussfabrik für das Jahr 2018..... | 178 |
| Abbildung 6-5 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für Einsatzoption SLR | 181 |
| Abbildung 6-6 Fahrplan der LIB für die Einsatzoption SLR am 19. Mai 2018..... | 183 |
| Abbildung 6-7 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption SLR am 19. Mai 2018..... | 184 |
| Abbildung 6-8 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die Einsatzoption SLR | 185 |
| Abbildung 6-9 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption SLR | 186 |
| Abbildung 6-10 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV..... | 187 |

| | |
|---|-----|
| Abbildung 6-11 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien über die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA | 189 |
| Abbildung 6-12 Fahrplan der LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA am 19. Mai 2018 | 191 |
| Abbildung 6-13 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA am 19. Mai 2018 | 192 |
| Abbildung 6-14 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA im Jahr 2018 | 193 |
| Abbildung 6-15 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA im Jahr 2018 | 194 |
| Abbildung 6-16 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien über die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA | 195 |
| Abbildung 6-17 Kapitalwert und Amortisationszeit der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die betrachteten Einsatzoptionen zur Spitzenlastreduktion | 197 |
| Abbildung 6-18 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die Einsatzoption ATN | 199 |
| Abbildung 6-19 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die Einsatzoption ATN im Jahr 2018 | 201 |
| Abbildung 6-20 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die Einsatzoption ATN am 10. Januar 2018 | 202 |
| Abbildung 6-21 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption ATN am 10. Januar 2018 | 203 |
| Abbildung 6-22 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV | 204 |
| Abbildung 6-23 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA | 206 |
| Abbildung 6-24 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA am 10. Januar 2018 | 208 |
| Abbildung 6-25 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA am 10. Januar 2018 | 209 |

| | |
|---|-----|
| Abbildung 6-26 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA..... | 210 |
| Abbildung 6-27 Kapitalwert und Amortisationszeit der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die betrachteten Einsatzoptionen zur atypische Netznutzung | 212 |
| Abbildung 6-28 Auswirkungen der Kennzahlen der Stromspeichertechnologien auf den Kapitalwert..... | 214 |
| Abbildung 6-29 Auswirkungen des Leistungspreises auf den Kapitalwert | 217 |
| Abbildung 6-30 Auswirkungen des Strompreises auf den Kapitalwert | 218 |
| Abbildung 6-31 Auswirkungen des Kalkulationszinssatzes auf den Kapitalwert..... | 219 |
| Abbildung 6-32 Auswirkungen des Verbraucherlastprofils auf den Kapitalwert..... | 220 |
| Abbildung 6-33 Auswirkungen der HLZF auf den Kapitalwert..... | 221 |
| Abbildung 6-34 Kapitalwert und Amortisationszeit der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die analysierten Einsatzoptionen..... | 224 |
| Abbildung 6-35 Verbraucherlastprofil der Automobilfabrik im Jahr 2018..... | 226 |
| Abbildung 6-36 Erzeugungsprofil der PV-Anlage der Automobilfabrik für das Jahr 2018..... | 227 |
| Abbildung 6-37 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf Speicherleistung für die Einsatzoption SLR..... | 230 |
| Abbildung 6-38 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die Einsatzoption SLR im Jahr 2018..... | 231 |
| Abbildung 6-39 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die Einsatzoption SLR am 26. Juni 2018 | 232 |
| Abbildung 6-40 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption SLR im Jahr 2018..... | 233 |
| Abbildung 6-41 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption SLR am 26. Juni 2018 | 234 |
| Abbildung 6-42 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV..... | 235 |
| Abbildung 6-43 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA..... | 237 |

| | |
|---|-----|
| Abbildung 6-44 Fahrplan der LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA am 26. Juni 2018..... | 239 |
| Abbildung 6-45 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA am 26. Juni 2018 | 240 |
| Abbildung 6-46 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA | 241 |
| Abbildung 6-47 Fahrplan der LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA am 26. Juni 2018..... | 243 |
| Abbildung 6-48 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA am 26. Juni 2018 | 244 |
| Abbildung 6-49 Kapitalwert und Amortisationszeit der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die betrachteten Einsatzoptionen zur Spitzenlastreduktion | 245 |
| Abbildung 6-50 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die Einsatzoption ATN..... | 247 |
| Abbildung 6-51 Fahrplan der LIB für die Einsatzoption ATN im Jahr 2018 | 249 |
| Abbildung 6-52 Fahrplan der LIB für die Einsatzoption ATN am 26. Juni 2018..... | 250 |
| Abbildung 6-53 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption ATN im Jahr 2018 | 251 |
| Abbildung 6-54 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption ATN am 26. Juni 2018 | 252 |
| Abbildung 6-55 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA | 254 |
| Abbildung 6-56 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA | 255 |
| Abbildung 6-57 Auswirkungen der Kennzahlen der Stromspeichertechnologien auf den Kapitalwert | 257 |
| Abbildung 6-58 Auswirkungen des Leistungspreises auf den Kapitalwert | 259 |
| Abbildung 6-59 Auswirkungen des Arbeitspreises auf den Kapitalwert | 260 |
| Abbildung 6-60 Auswirkungen des Strompreises auf den Kapitalwert | 261 |
| Abbildung 6-61 Auswirkungen des Kalkulationszinssatzes auf den Kapitalwert | 262 |
| Abbildung 6-62 Auswirkungen des Verbraucherlastprofils auf den Kapitalwert | 263 |

| | |
|--|-----|
| Abbildung 6-63 Auswirkungen der Hochlastzeitfenster auf den Kapitalwert | 264 |
| Abbildung 6-64 Kapitalwert und Amortisationszeit der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die analysierten Einsatzoptionen | 267 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 2-1 Klassifikation nach der Ausspeicherdauer | 53 |
| Tabelle 2-2 Definition der technischen Kennzahlen für Stromspeichertechnologien | 56 |
| Tabelle 2-3 Definition der ökonomischen Kennzahlen für Stromspeichertechnologien..... | 57 |
| Tabelle 2-4 Technische Kennzahlen der Blei-Batterie..... | 58 |
| Tabelle 2-5 Ökonomische Kennzahlen der Blei-Batterie | 59 |
| Tabelle 2-6 Technische Kennzahlen der Lithium-Batterie..... | 60 |
| Tabelle 2-7 Ökonomische Kennzahlen der Lithium-Batterie | 60 |
| Tabelle 2-8 Technische Kennzahlen der Natrium-Batterie..... | 62 |
| Tabelle 2-9 Ökonomische Kennzahlen der Natrium-Batterie..... | 62 |
| Tabelle 2-10 Technische Kennzahlen der Redox-Flow-Batterie | 64 |
| Tabelle 2-11 Technische Kennzahlen der Redox-Flow-Batterie | 65 |
| Tabelle 2-12 Anforderungsprofil für die Einsatzoption Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität | 68 |
| Tabelle 2-13 Anforderungsprofil für die Einsatzoption Sicherstellung der Versorgungssicherheit..... | 69 |
| Tabelle 2-14 Anforderungsprofil für die Einsatzoption Arbitrage-Handel..... | 73 |
| Tabelle 2-15 Anforderungsprofil für die Einsatzoption Eigenverbrauchsoptimierung..... | 75 |
| Tabelle 2-16 Erheblichkeitsschwelle nach Spannungsebene | 79 |
| Tabelle 2-17 Anforderungsprofil für Einsatzoptionen SLR und ATN zur Netzentgeltreduktion..... | 80 |
| Tabelle 2-18 Voraussetzungen für abschaltbare Lasten | 82 |
| Tabelle 2-19 Anforderungsprofil für die Einsatzoption Bereitstellung von abschaltbaren Lasten | 83 |
| Tabelle 2-20 Präqualifikationsanforderungen für Bereitstellung von Regelleistung der drei Produkte PRL, SRL und MRL | 85 |

| | |
|---|-----|
| Tabelle 2-21 Anforderungsprofil für die Einsatzoption Bereitstellung von Regelleistung | 86 |
| Tabelle 4-1 Einordnung bestehender Ansätze anhand der definierten Anforderungen | 125 |
| Tabelle 6-1 Pessimistische, wahrscheinliche und optimistische Kennzahlen der betrachteten Stromspeichertechnologien..... | 173 |
| Tabelle 6-2 Zusammenfassung der Annahmen, Randbedingungen und Referenzwerte | 176 |
| Tabelle 6-3 Netzentgelttarife für Industriekunden mit einem Energieverbrauch unter 10 GWh auf Mittelspannungsebene im Jahr 2018 | 178 |
| Tabelle 6-4 Hochlastzeitfenster auf Mittelspannungsebene im Jahr 2018 | 179 |
| Tabelle 6-5 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die Einsatzoption SLR..... | 182 |
| Tabelle 6-6 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV | 188 |
| Tabelle 6-7 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologien für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA | 190 |
| Tabelle 6-8 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA | 196 |
| Tabelle 6-9 Gegenüberstellung der Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die betrachteten Einsatzoptionen zur Spitzenlastreduktion | 198 |
| Tabelle 6-10 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die Einsatzoption ATN..... | 200 |
| Tabelle 6-11 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV | 205 |
| Tabelle 6-12 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA | 207 |
| Tabelle 6-13 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA..... | 211 |
| Tabelle 6-14 Gegenüberstellung der Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die betrachteten Einsatzoptionen zur atypischen Netznutzung .. | 213 |

| | |
|--|-----|
| Tabelle 6-15 Variation der Eingangsgrößen der Zielgrößenänderungsrechnung..... | 216 |
| Tabelle 6-16 Kritische Werte für einen Kapitalwert von Null..... | 222 |
| Tabelle 6-17 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die Magnesiumdruckgussfabrik | 225 |
| Tabelle 6-18 Netzentgelttarife für Industriekunden mit einem Energieverbrauch unter 10 GWh auf Mittelspannungsebene im Jahr 2018..... | 228 |
| Tabelle 6-19 Hochlastzeitfenster auf der Mittelspannungsebene für das Jahr 2018 | 228 |
| Tabelle 6-20 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die Einsatzoption SLR | 230 |
| Tabelle 6-21 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV | 236 |
| Tabelle 6-22 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA..... | 238 |
| Tabelle 6-23 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA..... | 242 |
| Tabelle 6-24 Gegenüberstellung der Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die betrachteten Einsatzoptionen zur Spitzenlastreduktion | 246 |
| Tabelle 6-25 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die Einsatzoption ATN | 248 |
| Tabelle 6-26 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV | 253 |
| Tabelle 6-27 Variation der Eingangsgrößen der Zielgrößenänderungsrechnung..... | 258 |
| Tabelle 6-28 Kritische Werte für einen Kapitalwert von Null..... | 265 |
| Tabelle 6-29 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die Automobilfabrik | 268 |

Kurzfassung

Für Industrieunternehmen gewinnt der Einsatz von Stromspeichern zunehmend an Bedeutung, da die Kosten für eine sichere und qualitativ hochwertige Energieversorgung kontinuierlich steigen. Insbesondere durch die volatile Erzeugung erneuerbarer Energien und daraus resultierenden schwankenden Strompreisen ergibt sich ein wirtschaftliches Potenzial für die Integration von Stromspeichern.

Die vorliegende Arbeit beantwortet aus diesem Grund die Frage, wie Stromspeicher für Fabriken techno-ökonomisch ausgelegt werden können. Ziel ist es, einen Stromspeicher sowohl für die Einsatzoption Netzentgeltreduktion durch Spitzenlastreduktion und atypische Netznutzung als auch für multifunktionale Einsatzoptionen auszulegen und über die Lebensdauer ökonomisch zu bewerten. Durch die multifunktionalen Einsatzoptionen werden mehrere Einsatzoptionen mit einem Stromspeicher bedient, um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

In dieser Arbeit werden die Einsatzoptionen Netzentgeltreduktion, Eigenverbrauchsoptimierung und Arbitrage-Handel in unterschiedlichen Möglichkeiten kombiniert. Hierzu werden die Stromspeichertechnologien Blei-Batterie, Natrium-Batterie, Lithium-Batterie und Redox-Flow-Batterie untersucht.

Der Fokus der Arbeit liegt auf dem elektrischen Energieversorgungssystem der Fabrik inklusive erneuerbarer Energien. Die Ergebnisse zeigen jeweils eine Konfiguration für die Blei-Batterie, die Natrium-Batterie, die Lithium-Batterie und die Redox-Flow-Batterie sowie einen Fahrplan des jeweiligen Stromspeichers.

Im Rahmen von zwei untersuchten Fallbeispielen aus der Praxis konnte für beide jeweils ein wirtschaftlicher Stromspeicher ausgelegt werden. Es zeigte sich, dass die Investition in einen Stromspeicher zur Netzentgeltreduktion für Unternehmen wirtschaftlich sein und die Energiekosten langfristig und dauerhaft reduziert werden können.

Abstract

For industrial companies the use of electric storages is becoming increasingly important, as the costs for a safe and high-quality energy supply are rising continuously. Especially the volatile generation of renewable energies and the resulting fluctuating electricity prices offer an economic potential for the integration of electric storages.

Therefore, this thesis answers the question how electric storage systems for factories can be sized in a techno-economic way. The aim is to size the electric storage both for the application grid charge reduction by peak load reduction and atypical grid usage and for multifunctional applications and to evaluate it economically over its lifetime. Through the multifunctional applications, several applications are served with one electric storage in order to increase the economic efficiency. In this work, the applications of grid charge reduction, self-consumption optimization and arbitrage trading are combined in different possible opportunities. For this purpose, the electric storage technologies lead battery, sodium battery, lithium battery and redox flow battery are analysed.

The focus of the work is on the electrical energy supply system of the factory, including renewable energies. The results show a configuration for the lead battery, the sodium battery, the lithium battery and the redox-flow battery as well as a schedule of the respective electric storage.

Within the scope of two examined case studies from practice, an economic electric storage could be sized for each of them. It was shown that an investment in an electricity storage to reduce the grid charge for industrial companies is economical and can reduce the energy costs in the long term and permanent.

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund der Energiewende ist es eine große Herausforderung, die Energieversorgung von Industrieunternehmen sicher, nachhaltig und kostengünstig zu gestalten. Der Grund liegt in der volatilen Stromerzeugung erneuerbarer Energien. Für den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch bedarf es hoher Energiespeicherkapazitäten, Netzausbau, Sektorenkopplung und Flexibilität aufseiten der Industrie. (Sauer et al. 2019, S. 4–5)

Die vorliegende Arbeit greift aus diesem Grund die Frage auf, wie Stromspeicher für den Einsatz in Industrieunternehmen techno-ökonomisch ausgelegt werden können. Das Ergebnis ist eine Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken. In den folgenden Unterkapiteln wird zunächst die Ausgangssituation vertieft. Im Anschluss folgt die Herleitung der Problemstellung sowie die wissenschaftstheoretische Einordnung der vorliegenden Arbeit. Abschließend werden die Forschungsfrage und die Zielsetzung dieser Arbeit definiert und der Aufbau der Arbeit erläutert.

1.1 Ausgangssituation

Mit der Abschaltung der Kernkraftwerke in Deutschland bis zum Jahr 2022 (Bund 2020) und spätestens seit der Klimakonferenz in Paris im Dezember 2015 sehen sich nicht nur Deutschland, sondern alle Länder mit der Frage konfrontiert, wie die Zukunft der Energieversorgung aussehen kann. Im Fokus steht vor allem die Suche nach möglichen Alternativen, welche die Auswirkungen von klimafeindlichen Technologien, wie etwa der Braunkohleverstromung, eindämmen und gänzlich substituieren können. So wird der Ausbau von erneuerbaren Energien fortlaufend vorangetrieben. Im Jahr 2019 bedienten erneuerbare Energien 45,40 % des deutschen Bruttostromverbrauchs (UBA 2021, S. 6).

Wenn die Stromversorgung, wie im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehen, bis 2050 überwiegend auf erneuerbare Energien umgestellt werden soll, muss ein System geschaffen werden, welches an die damit einhergehende Fluktuationzunahme der Energieerzeugung angepasst ist (Elsner et al. 2015b, S. 87). Ein Transformationsprozess zu einem flexiblen Gesamtsystem ist unumgänglich, um die erfolgreiche Durchführung der Energiewende gewährleisten zu können. Dementsprechend zeigt sich gegenwärtig bereits der Wandel vom konservativen Leitbild „Erzeugung folgt Last“ hin zu einem nachhaltigen Energiesystem nach dem Gedanken „Last folgt Erzeugung“ (Dehen 2009, S. 5).

Eine der großen Herausforderungen in der Etablierung einer nachhaltigen und regenerativen Energieversorgung für die Zukunft liegt in der volatilen Energieerzeugung der regenerativen Erzeugertechnologien. Die Erzeugung erneuerbarer Energie durch Windturbinen und Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) fluktuiert in verschiedenen Zeitintervallen, wie zum Beispiel durch kurzfristige Windturbulenzeffekte, mehrtägige Wetteränderungen oder saisonale Wetterveränderungen (Heide et al. 2010, S. 2484). Um das Energiesystem bei einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energieerzeuger in einem ständigen Gleichgewicht zu halten, bedarf es einer großen Menge an Energiespeicherkapazitäten (Sauer et al. 2019, S. 4–5). Die dafür erforderlichen massiven Investitionen in die Energieerzeugungs- und Energieverteilnetzinfrastruktur können reduziert werden, indem sich die Entwicklung weg von einer zentralen, verbrauchsorientierten Erzeugung hin zu einer dezentralen, erzeugungsorientierten Verbrauchsmentalität ändert (Raquet et al. 2013, S. 390).

Innerhalb dieses Paradigmenwechsels wird der deutsche Industriesektor, als größter Stromverbraucher in Deutschland, mit einem Anteil von 45,0 % am Gesamtstromverbrauch im Jahr 2020 (BDEW 2020b, S. 1), mehr und mehr dazu übergehen müssen, sich dem Energieangebot flexibel anzupassen (Beier et al. 2017, S. 649).

Flexibilität ist grundsätzlich eine mögliche Lösung für Fabriken, sich auf Veränderungen ihres Umfeldes, wie technologischen Fortschritt, die Globalisierung oder eben dem Ausbau erneuerbarer Energien, reversibel anzupassen und dennoch einen stabilen Produktionsprozess umzusetzen (Graßl 2015, S. 11–17). Die Energiespeicherung von Industrieunternehmen kann z.B. die elektrische Energienachfrage von Fabriken flexibilisieren, den Betriebsablauf stabilisieren und ermöglichen, rückgespeiste Energien zu nutzen. Um flexibel auf die volatile Stromerzeugung reagieren zu können, ist das Ziel dieser Arbeit, Stromspeicher für Fabriken techno-ökonomisch auszulegen und damit auch die Energiekosten eines Unternehmens nachhaltig zu reduzieren. Gleichzeitig führt dies zu einer Steigerung der Nachhaltigkeit der Energieversorgung. Die Fabrik wird durch die Integration eines Stromspeichers von dem elektrischen Energieversorgungssystem entkoppelt. Dadurch wird die Produktion nicht (negativ) beeinflusst.

1.2 Problemstellung

Viele Fabriken setzen bereits Energiespeicher ein. In den meisten Fällen erfolgte dieser Einsatz vor allem in Gleichstrom-Zwischenkreisen von Maschinen (Montnacher et al. 2015, S. 339ff). Die Einsatzoption dieser Energiespeicher ist bisher hauptsächlich die unterbrechungsfreie Stromversorgung für sensible Prozesse (Köhler et al. 2018, S. 16). Durch den Ausbau und die Integration von erneuerbaren Energien sowohl im Energieversorgungssystem als auch in der Fabrik werden zusätzliche Optionen für den Einsatz in der Fabrik interessant. Für Industrieunternehmen in Deutschland eröffnen sich Chancen, bei gleichbleibender Produktionsleistung, am Energiemarkt teilzunehmen, um Kostenvorteile beim Energiebezug zu erzielen (Bolay et al. 2017, S. 4). Allerdings stehen dem Einsatz von Energiespeichern in Fabriken einige Herausforderungen entgegen. Nach einer Umfrage bei Industrieunternehmen sind die drei größten Herausforderungen einer Energiespeicherintegration die hohen Anschaffungskosten, die geringe Rentabilität sowie die aktuellen regulatorischen Hürden durch Gesetze, Steuern und Abrechnung (Zimmermann et al. 2019, S. 79).

Zusätzlich gibt es aus Sicht der Industrieunternehmen auch wirtschaftliche Anforderungen an Energiespeicher. Ungefähr drei Viertel der befragten Industrieunternehmen erwarten eine Amortisationszeit von unter fünf Jahren. Die Hälfte dieser Industrieunternehmen erwartet sogar eine Amortisationszeit von unter drei Jahren (Zimmermann et al. 2019, S. 83).

Neben den betriebswirtschaftlichen Herausforderungen und Anforderungen existieren technische Restriktionen der Energiespeichertechnologien, die zu berücksichtigen sind. Demgegenüber sehen Industrieunternehmen auch große Chancen für Energiespeicher in Fabriken (siehe Abbildung 1-1).

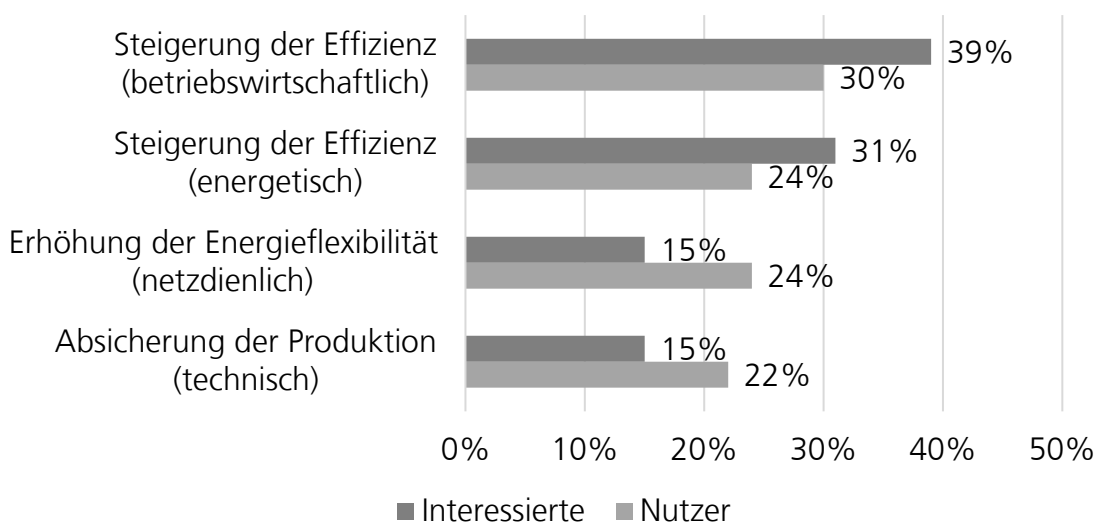


Abbildung 1-1 Umfrageergebnis bei Industrieunternehmen: Chancen für die Integration von Energiespeichern (Zimmermann et al. 2019, S. 81)

Bei der Umfrage wurde zwischen Industrieunternehmen, die bereits einen Energiespeicher besitzen (Nutzer) und Industrieunternehmen, die Interesse an einem Energiespeicher haben (Interessierte), unterschieden (Zimmermann et al. 2019, S. 13). Für interessierte Industrieunternehmen ist vor allem die Effizienzsteigerung entweder betriebswirtschaftlich oder energetisch eine Chance für die Integration von Energiespeichern. Die Nutzer hingegen sehen in allen vier Kriterien Chancen für eine Energiespeicherintegration.

Insgesamt zeigt sich, dass eine Effizienz- oder Flexibilitätssteigerung die Chancen für eine Energiespeicherintegration darstellen. Um diese Chance zu nutzen, ist die Auslegung des Energiespeichers von entscheidender Bedeutung. Die Auslegung eines Energiespeichers ist aufgrund der Vielfalt an Energiespeichertechnologien und Einsatzoptionen komplex (Zimmermann et al. 2019, S. 78).

Hier setzt die vorliegende Arbeit an und stellt eine Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken vor, um den wirtschaftlichsten Stromspeicher zu identifizieren. Dazu werden verschiedene Stromspeicher-technologien und Einsatzoptionen betrachtet. Neben einzelnen Einsatzoptionen werden zusätzlich multifunktionale Einsatzoptionen analysiert, um die Wirtschaftlichkeit des Stromspeichers zu optimieren.

1.3 Wissenschaftstheoretische Einordnung

Um eine Untersuchung wissenschaftlich fundiert durchzuführen, ist eine systematische und strukturierte Vorgehensweise erforderlich. Grundsätzlich wird für eine strukturierte Vorgehensweise bei Forschungsarbeiten in drei Anwendungsfelder in unterschiedlichen Reifegraden differenziert (OECD 2002, S. 30): Grundlagenforschung, angewandte Forschung und experimentelle Entwicklung. Die Basis hierfür bildet die Wissenschaftssystematik. Diese wird in Abbildung 1-2 in Formal- und Realwissenschaften unterteilt (Ulrich et al. 1976, S. 305).

Das Ziel der Formalwissenschaften ist die Konstruktion von Sprachen, d. h. von Zeichensystemen zur Verwendung dieser Zeichen. Zu den Formalwissenschaften gehören Philosophie, Logik und Mathematik. Das Ziel der Realwissenschaften dagegen ist „die Beschreibung, Erklärung und Gestaltung empirisch (sinnlich) wahrnehmbarer Wirklichkeitsausschnitte“. Die Realwissenschaften lassen sich weiter differenzieren in die Grundlagenwissenschaften und in die Handlungswissenschaften. Ziel der Grundlagenwissenschaft ist es, zu versuchen „Erklärungsmodelle zu bilden“. (Ulrich et al. 1976, S. 305)

Die Handlungswissenschaften bezwecken die Entwicklung von Entscheidungsmodellen oder -prozessen. Zu den Handlungswissenschaften gehören sowohl die Ingenieurwissenschaften als auch die Betriebswirtschaftslehre, die Teil der Sozialwissenschaften ist. (Ulrich et al. 1976, S. 305)

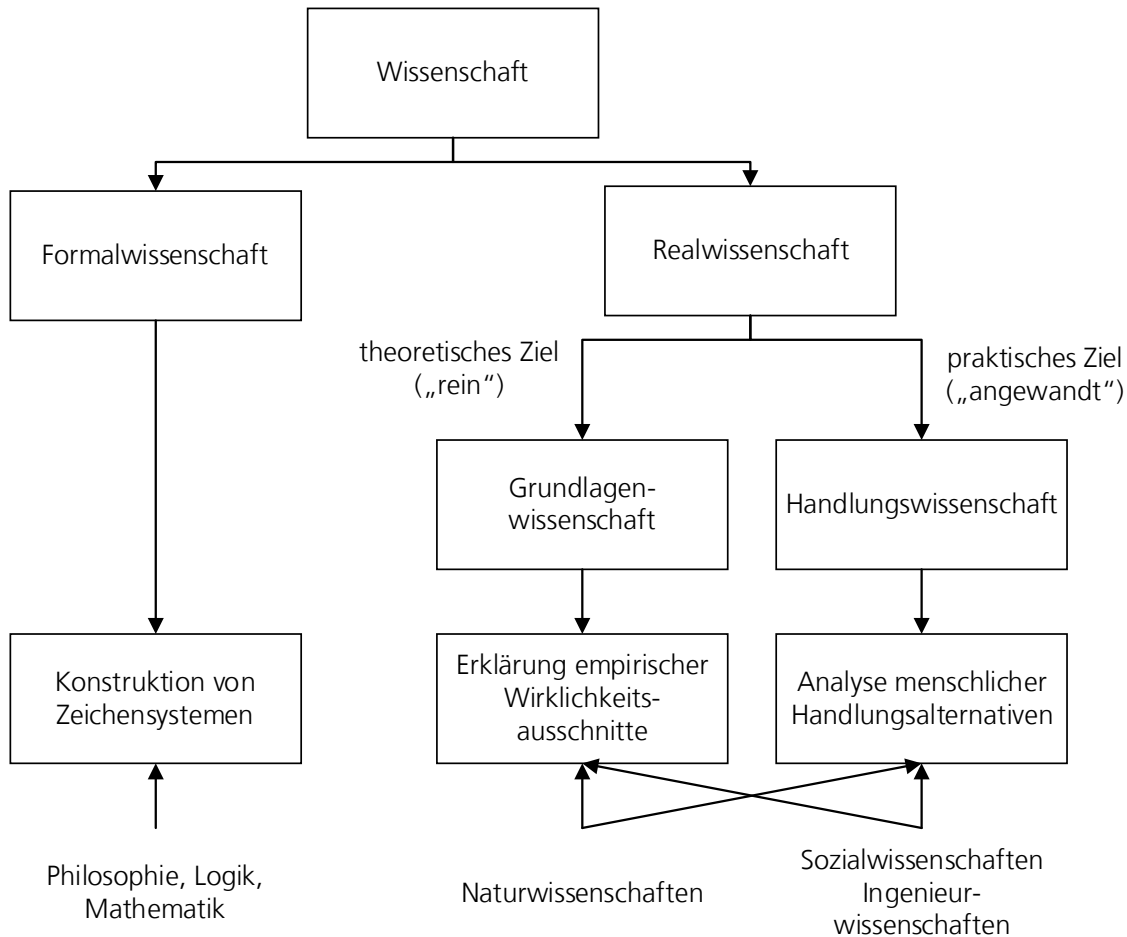


Abbildung 1-2 Idealtypische Wissenschaftssystematik (Ulrich et al. 1976, S. 305)

Die vorliegende Arbeit ist durch den Praxisbezug und das Ergebnis einer praxisbezogenen anwendbaren Methode der angewandten Forschung bzw. den Handlungswissenschaften zuzuordnen. Das Vorgehen der Arbeit orientiert sich an dem Forschungsprozess nach Ulrich (siehe Abbildung 1-3). Die Arbeit beginnt und endet mit der Problemerkennung. Die Basis der Arbeit ist die aus der Praxis abgeleitete Forschungsfrage. Durch die ingenieurwissenschaftlichen Grundlagen und den aktuellen Stand der Forschung und Technik wird die Problemstellung der Arbeit bewertet und eingeordnet.

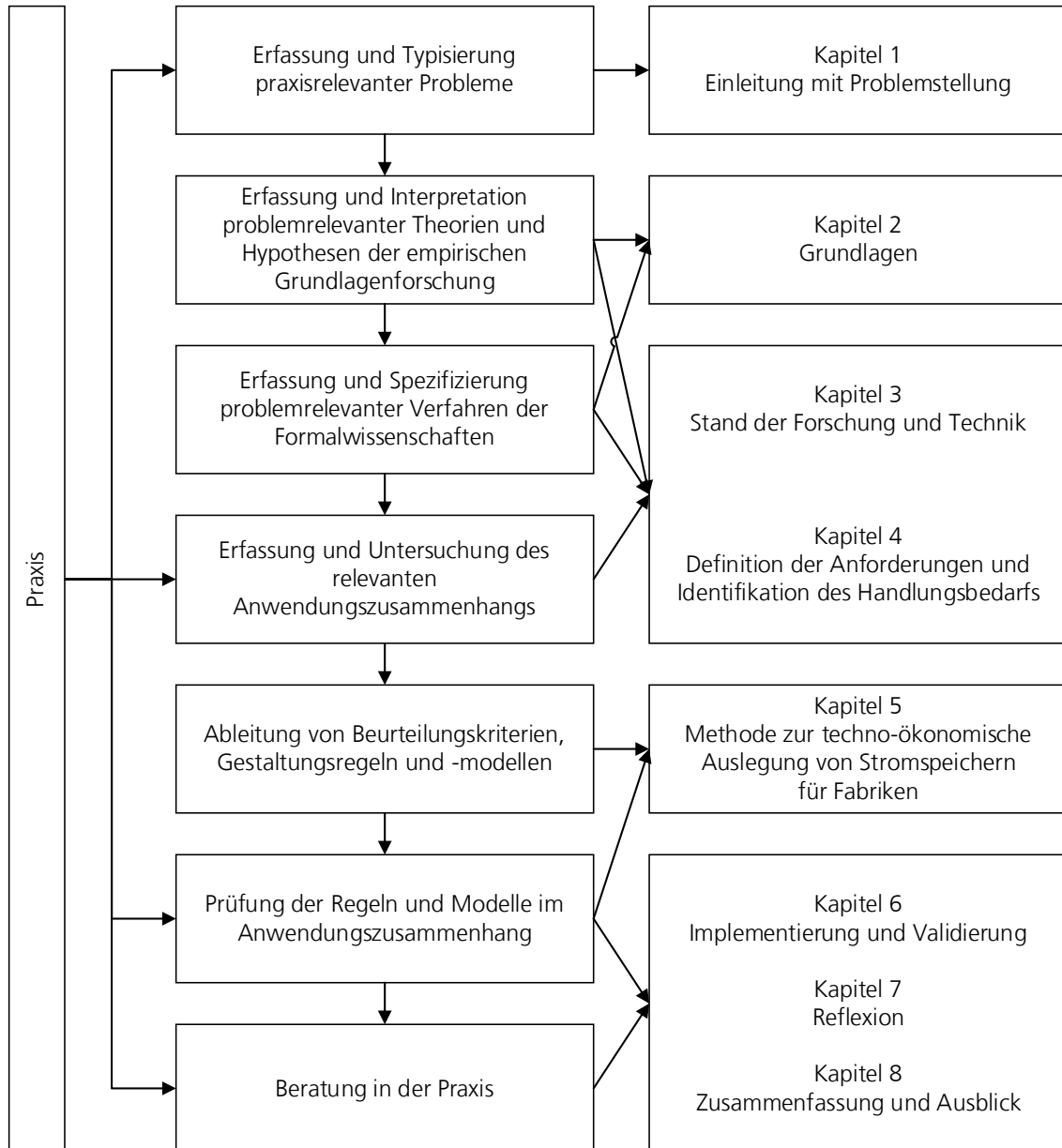


Abbildung 1-3 Forschungsstruktur der vorliegenden Arbeit (Ulrich 1981, S. 19–21)

Durch die daraus gewonnenen Erkenntnisse wird im Hauptteil der Arbeit die Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken vorgestellt. Mithilfe von Daten aus der Praxis wird ein Optimierungsmodell entwickelt, durch welche die Methode validiert wird.

1.4 Forschungsfrage, Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung einer Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken (siehe Abbildung 1-4). Das Ergebnis ist neben der Auswahl der geeigneten Stromspeichertechnologie auch die Bestimmung der erforderlichen Leistung und Energie innerhalb der technischen Grenzen sowie eine ökonomische Bewertung des Stromspeichers. Zusätzlich wird ein Fahrplan für den Stromspeicher erzeugt, welcher den optimalen Betrieb darstellt. Das Ziel wird mit der Beantwortung folgender Forschungsfrage erreicht:

„Wie können Stromspeicher für Fabriken techno-ökonomisch ausgelegt werden?“

Für die Beantwortung der Forschungsfrage werden folgende Teilforschungsfragen beantwortet:

1. Welche Stromspeichertechnologien eignen sich für den Einsatz in Fabriken?
2. Welche Einsatzoptionen für Stromspeicher gibt es in Fabriken?
3. Wie können Stromspeicher ökonomisch bewertet werden?
4. Welche Anforderungen gibt es an eine techno-ökonomische Auslegung von Stromspeichern für Fabriken?
5. Wie kann eine techno-ökonomische Optimierungsmethode gestaltet werden?

Die abgeleiteten Teilforschungsfragen spiegeln den Aufbau der Arbeit wider, welcher sich methodisch am Forschungsprozess nach Ulrich orientiert (Ulrich 1981, S. 19–21). Die Grundlagen in Kapitel 2 umfassen dabei die Definition der Fabrik, die Beschreibung der betrachteten Stromspeichertechnologien, die Einsatzoptionen für Stromspeicher in einer Fabrik und die Methoden zur Bewertung von Investitionen.

Der Fokus der Arbeit liegt auf der techno-ökonomischen Auslegung eines Stromspeichers für eine Fabrik. Aus diesem Grund wird der Stand der Forschung und Technik in Kapitel 3 basierend auf den Grundlagen weiter detailliert und die Teilforschungsfragen eins bis drei beantwortet.

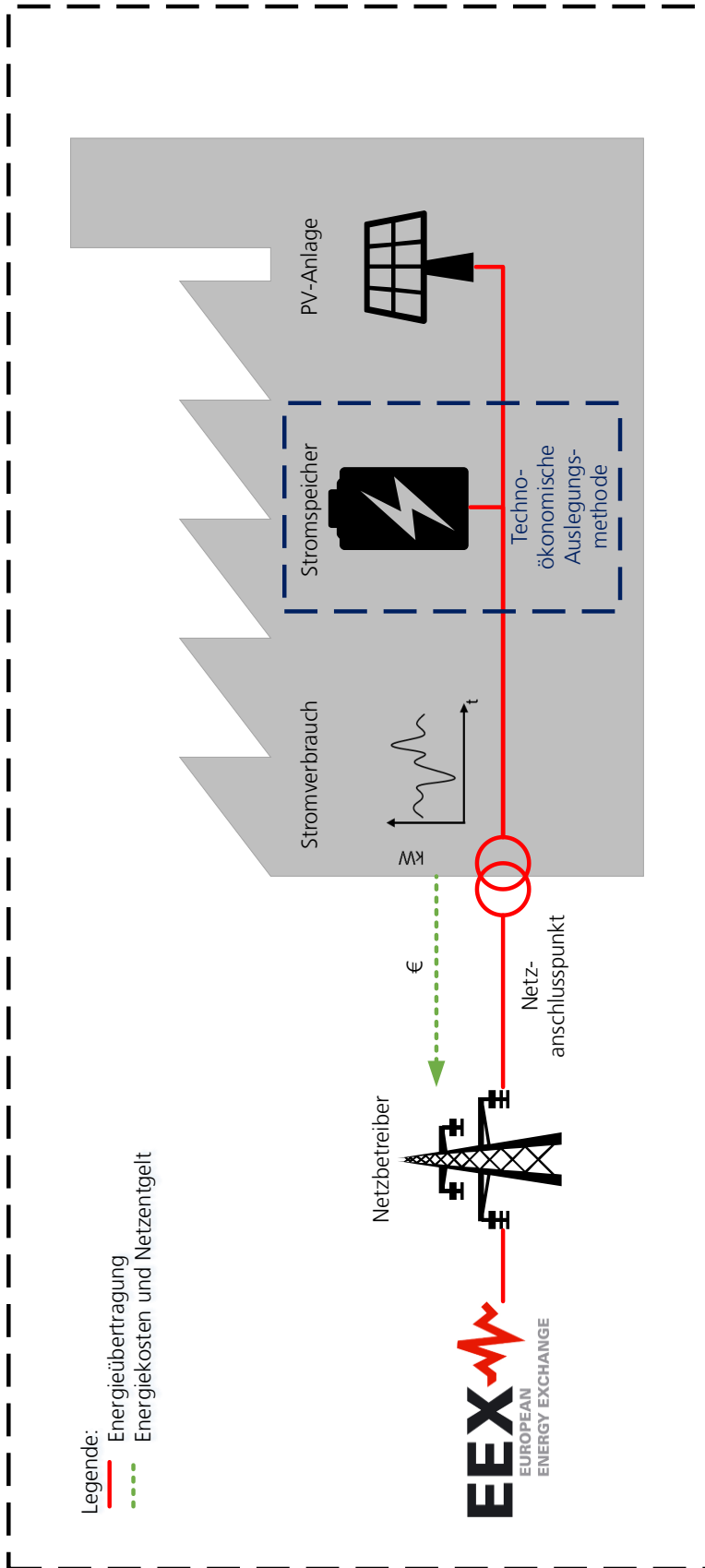


Abbildung 1-4 Betrachtungsraum der techno-ökonomischen Auslegungsmethode von Stromspeichern für Fabriken

Im nächsten Schritt erfolgt die Beantwortung der vierten Teilforschungsfrage. Aus dem Stand der Forschung und Technik werden in Kapitel 4 die Anforderungen an eine techno-ökonomische Auslegungsmethode abgeleitet. Darauf aufbauend wird in Kapitel 5 die techno-ökonomische Methode erarbeitet, welche die unterschiedlichen Stromspeichertechnologien für die betrachteten Einsatzoptionen auslegt und das ökonomische Optimum identifiziert.

In Kapitel 6 wird die fünfte abgeleitete Teilforschungsfrage beantwortet, indem die entwickelte techno-ökonomische Auslegungsmethode in einem selbstentwickelten Optimierungsmodell getestet und bewertet wird. Dadurch wird das Ziel dieser Arbeit erreicht, die Entwicklung einer Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken.

Die Arbeit schließt mit einer Reflexion der Ergebnisse in Kapitel 7 sowie einer Zusammenfassung und einem Ausblick in Kapitel 8.

2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden die für diese Arbeit relevanten Grundlagen erarbeitet. Der Objektbereich der zu entwickelnden Methode ist die Fabrik. Anhand der Unterteilung nach Produktionsebenen werden in Kapitel 2.1 die Definition der Fabrik sowie das Energiesystem der Fabrik vorgestellt. Da der Kern der Arbeit sich mit der Auslegung von Stromspeichern befasst, werden in Kapitel 2.2 Stromspeichertechnologien klassifiziert und beschrieben sowie in Kapitel 2.3 die möglichen Einsatzoptionen von Stromspeichern in Fabriken vorgestellt. Abschließend werden in Kapitel 2.4 Methoden zur Bewertung von Investitionen erläutert.

2.1 Fabrik

Diese Arbeit adressiert das Energiesystem in der Fabrik und sucht nach Lösungen zur Optimierung des Energiebezugs durch einen Stromspeicher. Deshalb ist es erforderlich, den Begriff Fabrik zu definieren. Zur Verdeutlichung des zu untersuchenden Objektbereichs wird die Aufteilung nach Produktionsebenen vorgestellt. Abschließend erfolgt die Definition des Energiesystems der Fabrik.

2.1.1 Begriffsdefinition Fabrik

Die Begriffe Fabrik und Produktion werden oftmals synonym verwendet. Eine einheitliche Definition der Begriffe existiert nicht. Nach Schmigalla 1995 sind die Begriffe Fabrik und Produktion aus semantischer Sicht gleichbedeutend (Schmigalla 1995, S. 34).

Müller et al. 2009 sieht vor dem Hintergrund der Fabrikplanung eine große oder direkte Übereinstimmung zu weiteren Begriffen wie Arbeitsstättenplanung, Betriebsprojektierung, Betriebsstättenplanung, Fertigungssystemplanung, Industrieprojektierung, Produktionssystemplanung und -gestaltung und Werkplanung (Müller et al. 2009, S. 109).

Eine weitere Definition des Begriffs Produktion ist die Definition nach Dyckhoff 1992. Dieser versteht unter Produktion eine zeitliche, qualitative oder räumliche Transformation von Objekten zur Befriedigung fremder Bedürfnisse (Dyckhoff 1992, S. 5). Diese Definition grenzt Funktionen wie Beschaffung aus und fokussiert sich auf die technische und geistige Leistungserbringung im Rahmen der Transformation.

Eine Unterscheidung bei der Produktion von Dienstleistungen wird in der Definition von Bode et al. 1992 erläutert (Bode et al. 1992, S. 603 ff.). Dadurch wird die Produktionswirtschaftslehre auf die materiellen und immateriellen Produktionsergebnisse übertragen.

Durch die unterschiedlichen Definitionen und Betrachtungen der Begriffe Fabrik und Produktion ist eine eindeutige Definition für diese Arbeit erforderlich. Daher sollen in dieser Arbeit die Fabrik sowie das Energiesystem innerhalb dieser betrachtet werden. Die Produktion an sich wird ausschließlich über den Energieverbrauch berücksichtigt.

2.1.2 Produktionsebenen innerhalb der Fabrik

In dem Bereich der Fabrikplanung werden Fabriken anhand von Produktionsebenen hierarchisch unterteilt. Abbildung 2-1 bildet die verschiedenen Produktionsebenen ab (Wiendahl et al. 2014, S. 139).

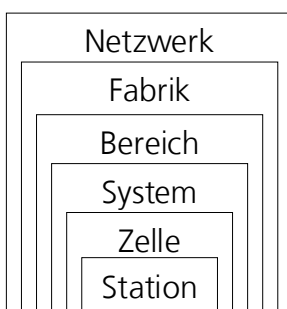


Abbildung 2-1 Hierarchische Unterteilung der Fabrik in Produktionsebenen (Wiendahl et al. 2014, S. 139)

Dabei spiegelt die unterste Produktionsebene „Station“ einen einzelnen Arbeitsplatz wider. Dieser besteht im Normalfall aus einer Maschine und einem Mitarbeiter. Auf dieser Ebene wird eine definierte Veränderung mithilfe bestimmter Fertigungsverfahren durchgeführt. Die darauffolgende Produktionsebene „Zelle“ besteht aus einer Folge von Operationen zur Herstellung eines Werkstücks. Diese Zellen müssen hinsichtlich neuer Teile flexibel sein. Ein System setzt sich aus mehreren Stationen oder Zellen zusammen und bildet ein abgegrenztes Fertigungs- oder Montagesystem. Diese Systeme können mit Zwischenpuffern ausgestattet sowie in unterschiedlichen Geometrien angeordnet sein. Systeme müssen rekonfigurierbar und wandlungsfähig sein. Durch eine Zusammenfassung von mehreren Systemen können Bereiche gebildet werden. Bereiche verfügen im Vergleich zu Systemen über zusätzliche Lager-, Transport- und Umschlagsysteme. Die Produktionsebene „Fabrik“ setzt sich aus mehreren Bereichen zusammen. Dieser Ebene sind bestimmte Infrastruktureinrichtungen zur Versorgung mit Material, Energie, Medien und Informationen zur Entsorgung von Abfallstoffen zugeordnet. Als oberste Produktionsebene sind Fabriken in ein Produktionsnetz eingebunden. Mehrere Fabriken bilden ein Produktionsnetz und sind durch Lieferanten miteinander verknüpft. (Wiendahl et al. 2014, S. 138–139)

Diese Arbeit fokussiert sich auf die Auslegung von Stromspeichern auf Fabrikebene, da dieser Produktionsebene die Infrastruktureinrichtungen zur Energieversorgung und die technische Gebäudeausrüstung zugeordnet werden (Heinemann et al. 2013, S. 280).

2.1.3 Energiesystem der Fabrik

Wie im vorherigen Kapitel anhand der Produktionsebenen erläutert, beinhaltet die Produktionsebene Fabrik das Energiesystem der Fabrik. Aufgrund dessen wird in den folgenden Unterkapiteln das Energiesystem der Fabrik definiert und beschrieben. Dabei wird zuerst auf die Energieformen innerhalb der Fabrik eingegangen und anschließend das Energieversorgungssystem der Fabrik vorgestellt.

Allgemein ist Energie das in einem System gespeicherte physikalische Arbeitsvermögen (Kuhlmann 2019, S. 35). Nach der VDI-Richtlinie 4661:2014-08 gibt es unterschiedliche energiewirtschaftliche Fachtermini (siehe Abbildung 2-2).

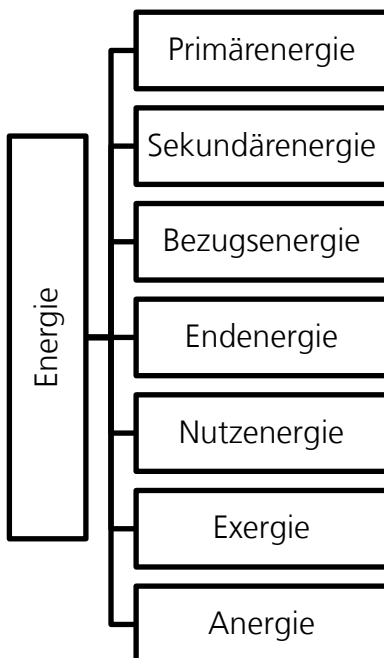


Abbildung 2-2 Unterteilung der Energie nach der VDI-Richtlinie 4661:2014-08, S. 11–12

Die Primärenergie ist die Energie, welche durch fossile Energieträger, Kernbrennstoffe und regenerative Energien erzeugt werden kann (Rebhan 2002, S. 39).

Aus der Primärenergie wird durch einen oder mehrere Umwandlungsschritte Sekundärenergie erzeugt. Die Bezugsenergie ist die Energie, die der Fabrik von außen zugeführt wird. Die Endenergie ist die Bezugsenergie, reduziert um den Energiegehalt von Stoffen, die nicht für die energetische Versorgung der Produktion eingesetzt werden, sowie um eigenerzeugte Energie. (VDI-Richtlinie 4661:2014-08, S. 11–12)

Nach Rebhan 2002 ist die Endenergie die Umwandlung der Primärenergie in elektrischen Strom, in thermische Energie oder in fossile Brennstoffe. Zusätzlich wird die Nutzenergie als Umwandlung der Endenergie in mechanische Arbeit, thermische Kälte oder Wärme und Strahlung definiert. (Rebhan 2002, S. 39)

Die Energie, die von den technischen Prozessen benötigt wird, ist die Nutzenergie (VDI-Richtlinie 4661:2014-08, S. 11–12).

Die Exergie ist der Anteil der Energie, der für die Verrichtung der Arbeit in der definierten Umgebung genutzt werden kann. Der Teil der Energie, der sich nicht in wirksame Exergie umwandeln lässt, ist als Anergie definiert. (Kuhlmann 2019, S. 36)

Im Fokus dieser Arbeit ist die Bezugsenergie der Fabrik. Zusätzlich wird, soweit vorhanden, eigenerzeugte Energie durch regenerative Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Neben der Unterteilung nach Energieträgern kann die Energie auch anhand der Energieformen unterteilt werden (siehe Abbildung 2-3).

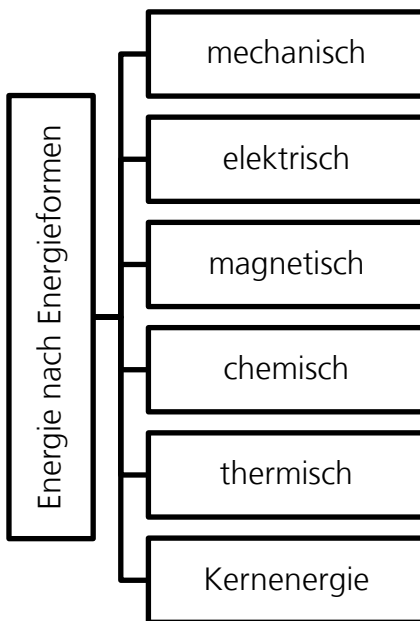


Abbildung 2-3 Unterteilung der Energie nach Energieformen (Kals 2010, S. 47)

Mechanische Energie kann potenzielle und kinetische Energie sein. Elektrische Energie ist bei Kondensatoren und Induktivitäten vorhanden. Durch elektro-magnetische Strahlung kann magnetische Energie erzeugt werden. Durch die Bindungskräfte, mit denen die Atome in den Molekülen zusammengehalten werden, ist chemische Energie gebunden. Die thermische Energie wird unterschieden in sensible und latente Anteile. Der sensible Anteil ist durch eine Temperaturänderung und der latente Anteil durch den Ordnungszustand definiert. Die Kernenergie ist die Bindungsenergie, die bei der Spaltung freigesetzt wird. (VDI-Richtlinie 4661:2014-08, S. 7–9)

Da der Anwendungskontext dieser Arbeit die Auslegung von Stromspeichern für Fabriken ist, liegt der Fokus auf dem elektrischen Energieverbrauch in der Fabrik. Es ist das Ziel, durch einen Stromspeicher die elektrische Bezugsenergie der Fabrik zu optimieren und damit die Energiekosten zu reduzieren.

Auf volkswirtschaftlicher Ebene existieren unterschiedliche Sektoren von Stromverbrauchern wie Haushalte, öffentliches Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Verkehr und Industrie (Herold 2011, S. 27–28). Im Vergleich zu dem Energieversorgungssystem existieren nach Kiank et al. 2011 und Samad et al. 2012 für das Energieversorgungssystem der Fabrik einige Besonderheiten, die berücksichtigt werden müssen. Diese werden im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

Die elektrischen Lasten pro Quadratmeter (Flächenlast) sind in Fabriken sehr hoch. Für das Wiederanfahren großer motorischer Leistung ist eine hohe Kurzschlussleistung erforderlich. Die Häufigkeit der Schaltvorgänge, gerade im Bereich der Blindleistungskompensation, ist in Fabriken mit bis zu 100 Schaltungen pro Tag sehr hoch. Die Abstände innerhalb der Kabelnetze zwischen einzelnen Stationen sind in Fabriken im Vergleich zum Energieversorgungssystem sehr kurz. In Fabriken können hochdynamische Verbraucher Netzrückwirkungen wie Spannungsschwankungen, Spannungseinbrüche, Spannungsasymmetrien oder harmonische Spannungsverzerrungen verursachen. Für den Betrieb von Eigenerzeugungsanlagen, wie beispielsweise PV-Anlagen, muss ein stabiler Parallelbetrieb für die Fabrik definiert werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. In Fabriken haben die elektrischen Anlagen und Betriebsmittel eine Benutzungstundenzahl, welche berücksichtigt wird. Zusätzlich ist die Verknüpfung von Energieverteilung und Prozessführung sehr hoch. Dazu ist ein verlässlicher Informationsfluss erforderlich. Insgesamt werden in Fabriken sehr hohe Anforderungen an die Versorgungssicherheit und -qualität gestellt. Eine dieser Anforderungen ist das n-1-Kriterium, welches für die Versorgungssicherheit unerlässlich ist. Die Versorgungsqualität wird in der Norm DIN EN 50160/A1:2016-02 definiert. (Kiank et al. 2011, S. 12–15; Samad et al. 2012, S. 77–78)

Das Energiesystem der Fabrik kann nach Augenstein 2009 in das Energieversorgungssystem und in das Energienutzungssystem unterteilt werden. Das Energieversorgungssystem der Fabrik hat die Funktionen der Umwandlung, dem Transport und der Speicherung von Energie. Das Ziel ist die zeitlich variable Bereitstellung der Energie in unterschiedlichen Formen und der richtigen Qualität. Das Energienutzungssystem umfasst alle Ressourcen, Prozesse und Zusammenhänge, in denen Nutzenergie zum Einsatz kommt, sowie die Energierückgewinnung. (Augenstein 2009, S. 6–7)

Die Aufgaben des Energieversorgungssystems können nach Leermann 1992 erweitert werden, um den Anforderungen an Wirtschaftlichkeit und geringerer Umweltbelastung gerecht zu werden (Leermann 1992, S. 7).

Für die Auslegung von Stromspeichern wird das elektrische Energieversorgungssystem der Fabrik betrachtet, da dieses das Bindeglied zwischen dem unternehmensexternen Energiemarkt und dem Energienutzungssystem ist sowie die Energiespeicherung zur zeitlichen Verschiebung von externem Energiebezug oder -umwandlung zur Energienutzung ermöglicht (Kuhlmann 2019, S. 38). In Anlehnung an Augenstein 2009 und Leermann 1992 ist es das Ziel, durch die Integration eines Stromspeichers die elektrische Energie in der richtigen Menge, Zeit und Qualität möglichst wirtschaftlich und mit möglichst geringen Umweltbelastungen bereitzustellen (Augenstein 2009, S. 6-7; Leermann 1992, S. 7).

2.2 Stromspeichertechnologien

In diesem Kapitel werden die Stromspeichertechnologien, die für den Einsatz in der Fabrik infrage kommen, vorgestellt. Hierzu werden die Stromspeichertechnologien klassifiziert und relevante technische und ökonomische Kennzahlen definiert. Anhand dieser Kennzahlen werden im Anschluss die betrachteten Stromspeichertechnologien beschrieben.

2.2.1 Klassifikation von Stromspeichertechnologien

Da zur Speicherung von elektrischer Energie eine Vielzahl von Technologien existieren, gibt es unterschiedliche Klassifikationsmöglichkeiten. Nach Sterner et al. 2017 werden Energiespeichertechnologien wie folgt definiert (Sterner et al. 2017, S. 26):

„Ein Energiespeicher ist eine energietechnische Anlage zur Speicherung von Energie in Form von innerer, potenzieller oder kinetischer Energie. Ein Energiespeicher umfasst die drei Prozesse Einspeichern (Beladen), Speichern (Halten) und Ausspeichern (Entladen) in einem Zyklus. Diese werden physikalisch in Form von Energiewandlern (Ein- und Ausspeichern), einer Speichereinheit (Halten) und Hilfsaggregaten realisiert, weshalb die gesamte Anlage auch als Energiespeichersystem bezeichnet wird.“

Energiespeichertechnologien können zwischen primären und sekundären Energiespeichern unterschieden werden. Während primäre Energiespeicher nur einmal be- und entladen werden können, können sekundäre Energiespeicher mehrfach be- und entladen werden (Sterner et al. 2017, S. 27). In dieser Arbeit werden ausschließlich sekundäre Energiespeichertechnologien betrachtet.

Eine weitere Möglichkeit der Unterscheidung ist die Einteilung in sektorale und sektorenübergreifende Strom-, Wärme-, Gas- und Kraftstoffspeicher. Der Einsatz von sektoralen Energiespeichern findet in den drei Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr statt (Zapf 2017, S. 95).

Da die Arbeit den elektrischen Energieverbrauch einer Fabrik durch einen Energiespeicher optimiert, werden Stromspeichertechnologien betrachtet, welche nach Mahnke et al. 2014 wie folgt definiert werden (Mahnke et al. 2014, S. 5).

„Stromspeicher sind Energiespeicher, die durch Stromfluss elektrische Energie (gegebenenfalls über einen Energiewandler und gegebenenfalls in eine andere Energieform) laden und zeitversetzt wieder abgeben können.“

Eine weitere Klassifikationsmöglichkeit ist die Form der gespeicherten Energie (physikalische Eigenschaft) (Sterner et al. 2017, S. 36). Abbildung 2-4 zeigt die Stromspeichertechnologien unterteilt nach physikalischen Eigenschaften auf.

Durch Umwandlung von elektrischer in mechanische Energie kann elektrische Energie indirekt in Druckluftspeichern, Pumpspeichern oder Schwungmassenspeichern gespeichert werden (Mahnke et al. 2014, S. 5). Die elektrische Energie kann direkt über elektrostatische und elektromagnetische Technologien wie Kondensatoren oder supraleitende Spulen gespeichert werden (Sternner et al. 2017, S. 37). Durch elektrochemische Stromspeicher ist es möglich, die elektrische Energie in chemischen Verbindungen der Elektroden zu speichern (Sternner et al. 2017, S. 37). Hierzu zählen die Blei-Batterie, Natrium-Batterie, Nickel-Batterie, Lithium-Batterie und Redox-Flow-Batterie. Chemische Stromspeichertechnologien wandeln die elektrische Energie durch Power-to-X-Verfahren in Stoffe oder Gase um, wie zum Beispiel Wasserstoff (Mahnke et al. 2014, S. 5).

Die thermischen Technologien zur Energiespeicherung werden nicht den Stromspeichertechnologien zugeordnet, da die Rückverstromung über z. B. ORC-Anlagen (Organic-Rankine-Cycle) technisch zwar möglich ist, jedoch aufgrund eines geringen Wirkungsgrads noch nicht wirtschaftlich umgesetzt werden kann (Sternner et al. 2019b, S. 28). Aus diesem Grund werden diese in dieser Arbeit nicht betrachtet.

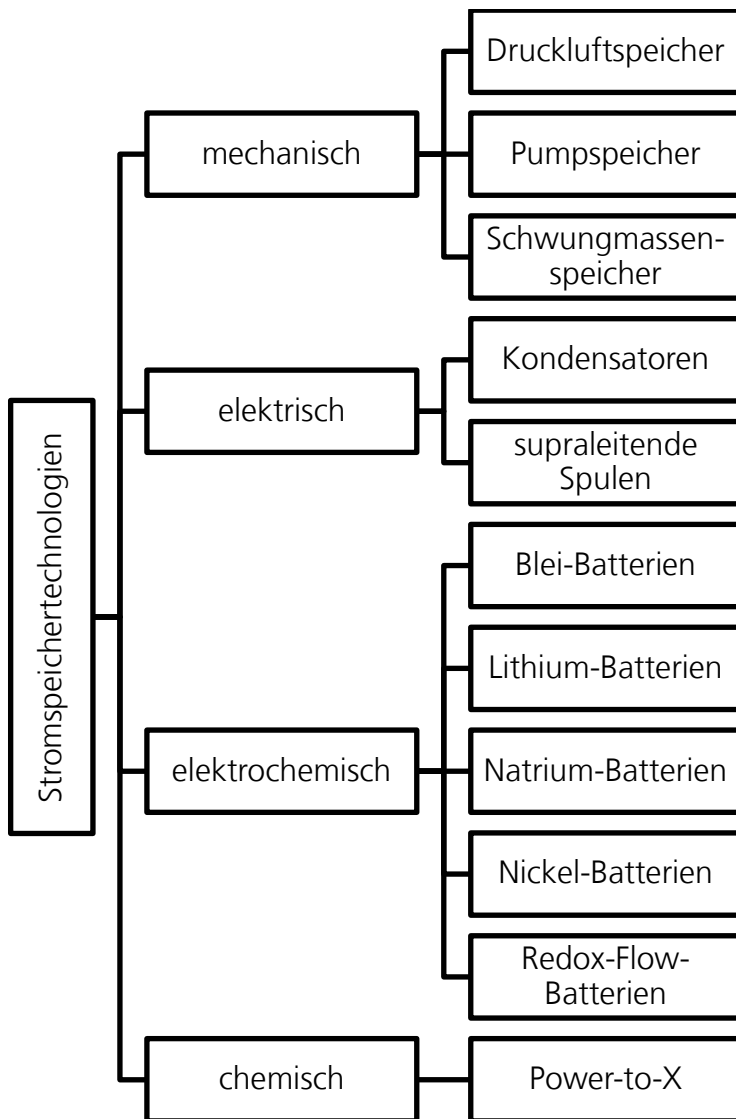


Abbildung 2-4 Klassifikation der Stromspeichertechnologien nach physikalischen Eigenschaften (Zapf 2017, S. 97)

Eine weitere Klassifikationsmöglichkeit der Stromspeichertechnologien ist anhand der Ausspeicherdauer möglich. Diese ist das Verhältnis von Energie zu Leistung der jeweiligen Stromspeichertechnologie (Fuchs et al. 2012, S. 19). Die Stromspeicher-technologien können mithilfe der Ausspeicherdauer in drei Kategorien eingeteilt werden (siehe Tabelle 2-1).

Tabelle 2-1 Klassifikation nach der Ausspeicherdauer (Fuchs et al. 2012, S. 23–24)

| Kategorien | Ausspeicherdauer |
|------------------------------|----------------------|
| kurzfristige Stromspeicher | Sekunden bis Minuten |
| mittelfristige Stromspeicher | Stunden bis Tage |
| langfristige Stromspeicher | Tage bis Monate |

Kurzfristige Stromspeicher haben bereits nach wenigen Sekunden die maximale Leistung erreicht und müssen pro Tag eine hohe Anzahl an Vollzyklen gewährleisten (Fuchs et al. 2012, S. 23). Einsatzoptionen in der Fabrik sind die unterbrechungsfreie Stromversorgung, die Frequenz- und Spannungsregelung und die Spitzenlastreduktion auf Maschinenebene (Köhler et al. 2018, S. 20). Die Ausspeicherdauer dieser Stromspeicher ist kleiner als eine Viertelstunde (Fuchs et al. 2012, S. 23).

Im Vergleich zu den kurzfristigen werden die mittelfristigen Stromspeicher mit kaum mehr als zwei Vollzyklen pro Tag belastet (Fuchs et al. 2012, S. 24). Die möglichen Einsatzoptionen in der Fabrik sind bspw. die Eigenverbrauchsoptimierung und die Spitzenlastreduktion auf Fabrikebene (Köhler et al. 2018, S. 20). Die Ausspeicherdauer liegt zwischen einer und zehn Stunden (Fuchs et al. 2012, S. 24).

Dahingegen weisen langfristige Stromspeicher eine Ausspeicherdauer über Tage bis hin zu Monaten auf. Diese haben eine hohe Energie, jedoch eine relativ geringe Leistung, weswegen die Anzahl an Vollzyklen pro Jahr begrenzt ist (Fuchs et al. 2012, S. 24). Die Kombination der Klassifikationsmöglichkeiten nach der physikalischen Eigenschaft und der Ausspeicherdauer ist in Abbildung 2-5 dargestellt.

| | | | | |
|-----------------------------|------------|---------------------------------------|---|----------------------|
| Energieform der Speicherung | chemisch | | Blei-Batterie Lithium-Batterie Natrium-Batterie Nickel-Batterie Redox-Flow-Batterie | Power-to-X-Verfahren |
| | mechanisch | Schwungmassenspeicher | Pumpspeicher Druckluftspeicher | |
| | elektrisch | Kondensatoren supraleitende Spulen | | |
| | | Sekunden bis Minuten | Stunden bis Tage | Wochen bis Monate |
| | | Ausspeicherdauer | | |

Abbildung 2-5 Klassifikation der Stromspeichertechnologien nach physikalischer Eigenschaft und Ausspeicherdauer (in Anlehnung an Köhler et al. 2018, S. 19)

Da auf Fabrikebene der elektrische Energieverbrauch durch Energiemanagementsysteme in 15-Minuten-Mittelwerten gemessen wird und auch die Voraussetzungen der unterschiedlichen Energiemärkte zum Großteil eine Zeitauflösung von 15-Minuten-Mittelwerten aufweisen, sind die kurzfristigen Stromspeichertechnologien Schwungmassenspeicher, Kondensatoren und supraleitende Spulen nicht für den Einsatz auf Fabrikebene geeignet. Da Pumpspeicher und Druckluftspeicher an spezielle geologische Voraussetzungen gebunden sind (Andresen et al. 2017, S. 25, 30), werden diese in dieser Arbeit ebenfalls nicht betrachtet. Ebenso nicht betrachtet wird die Nickel-Batterie, weil die Kosten dieser Stromspeichertechnologie für den stationären Einsatz sehr hoch sind und das zukünftige Kostensenkungspotenzials als zu gering eingeschätzt wird (Andresen et al. 2017, S. 39). Die langfristigen Stromspeicher kommen aktuell noch nicht in Fabriken zum Einsatz (Köhler et al. 2018, S. 21) und werden deshalb in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt.

Somit kommen für den Einsatz auf Produktionsebene Fabrik die mittelfristigen Stromspeichertechnologien Blei-Batterie, Lithium-Batterie, Natrium-Batterie und Redox-Flow-Batterie in Frage. Diese werden nach der Definition der technischen und ökonomischen Kennzahlen erläutert.

2.2.2 Kennzahlen von Stromspeichertechnologien

Die Basis für einen Vergleich der Stromspeichertechnologien bilden Kennzahlen aus der Literatur. Die physikalischen Leistungs- und Energiegrößen sind dabei die Grundlage für technische Kennzahlen. In Tabelle 2-2 sind die technischen Kennzahlen inklusive der zugehörigen Einheiten definiert.

Tabelle 2-2 Definition der technischen Kennzahlen für Stromspeichertechnologien
(Andresen et al. 2017, S. 14^a; Sterner et al. 2017, S. 39–43^b; Zapf 2017, S. 96^c)

| Technische Kennzahlen | Einheit | Definition |
|---------------------------|---------|--|
| Leistung | kW | Energie pro Zeiteinheit des Stromspeichers ^b |
| Energie | kWh | nutzbarer Energiegehalt des Stromspeichers ^b |
| Gesamtwirkungsgrad | % | Effizienz des gesamten Speichervorgangs ^b |
| Selbstentladerate | %/Tag | Energie, die während eines Zeitraums verloren geht ^b |
| Entladetiefe | % | maximal begrenzte Energieentnahme, um Alterungseffekte einzugrenzen ^c |
| Ausspeicherdauer | h | Dauer des Ausspeichervorgangs; auch E/P-Verhältnis ^b |
| Reaktionszeit | s | Dauer für Übergang aus Stillstand in Betriebszustand ^a |
| zyklische Lebensdauer | - | maximale Anzahl an Vollzyklen ^a |
| kalendarische Lebensdauer | a | technische Lebensdauer ^a |

Neben den technischen Kennzahlen sind auch ökonomische Kennzahlen erforderlich, um Stromspeichertechnologien wirtschaftlich bewerten zu können. Diese unterteilen sich in die Anschaffungskosten für einen Stromspeicher und die jährlichen Betriebskosten. In Tabelle 2-3 sind die ökonomischen Kennzahlen definiert.

Tabelle 2-3 Definition der ökonomischen Kennzahlen für Stromspeichertechnologien
(Sternner et al. 2017, S. 46)

| Ökonomische Kennzahlen | Einheit | Definition |
|---|---------|---|
| leistungsspezifische Anschaffungskosten | €/kW | leistungsspezifische Kosten für Bau und Inbetriebnahme |
| energiespezifische Anschaffungskosten | €/kWh | energiespezifische Kosten für Bau und Inbetriebnahme |
| spezifische Betriebskosten | €/kWh | Kosten für Instandhaltung und zusätzliche Energiekosten |

Anhand der definierten technischen und ökonomischen Kennzahlen werden in den folgenden Kapiteln die in dieser Arbeit betrachteten Stromspeichertechnologien vorgestellt. Zusätzlich werden die Vor- und Nachteile und die möglichen Einsatzoptionen der jeweiligen Stromspeichertechnologie beschrieben.

2.2.3 Blei-Batterie

Die Blei-Batterie (BLB) ist eine der bekanntesten und ältesten Stromspeichertechnologien (Stadler et al. 2017, S. 247). Diese wird hauptsächlich als Starterbatterie im Kraftfahrzeug und als USV-System eingesetzt (Elsner et al. 2015a, S. 22). Im Vergleich zu anderen Stromspeichertechnologien ist der Unterschied, dass bei BLB das Elektrolyt an der chemischen Reaktion beteiligt ist (Stadler et al. 2017, S. 252). Tabelle 2-4 fasst die technischen Kennzahlen von BLB zusammen.

Tabelle 2-4 Technische Kennzahlen der Blei-Batterie (Elsner et al. 2015a, S. 23^a; Fraunhofer ISI 2015, S. 22^b; Engel et al. 2018, S. 145^c; Köhler et al. 2018, S. 30^d; Sterner et al. 2019a, S. 641^e)

| Technische Kennzahlen | BLB |
|---------------------------|---------------------------------------|
| Leistung | bis zu 50 MW ^d |
| Energie | bis zu 50 MWh ^d |
| Wirkungsgrad | 74 bis 89 % ^e |
| Selbstentladerate | 0,17 % pro Tag ^e |
| Entladetiefe | 50 bis 80 % ^c |
| Ausspeicherdauer | 1 bis 10 h ^a |
| Reaktionszeit | < Sekunden ^b |
| zyklische Lebensdauer | 203 bis 1.500 Vollzyklen ^e |
| kalendarische Lebensdauer | 10 Jahre ^e |

Im Vergleich mit anderen Stromspeichertechnologien sind die Anschaffungskosten der BLB gering. Dies liegt vor allem an der bereits vorhandenen Massenproduktion (Elsner et al. 2015a, S. 25). Die ökonomischen Kennzahlen sind in Tabelle 2-5 zusammengefasst.

Tabelle 2-5 Ökonomische Kennzahlen der Blei-Batterie (Sterner et al. 2019a, S. 641)

| Ökonomische Kennzahlen | BLB |
|---|-------------------------|
| leistungsspezifische Anschaffungskosten | 200 bis 490 € pro kW |
| energiespezifische Anschaffungskosten | 90 bis 355 € pro kWh |
| spezifische Betriebskosten | 0,16 bis 0,76 € pro kWh |

Die Nachteile der BLB sind die geringe Energiedichte (Andresen et al. 2017, S. 41) und die begrenzte zyklische Lebensdauer (Elsner et al. 2015a, S. 24). Der Vorteil dieser Technologie liegt in den niedrigen Anschaffungskosten und der großen Anzahl an Herstellern (Andresen et al. 2017, S. 41). Im stationären Bereich wird die BLB für die unterbrechungsfreie Stromversorgung und Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt (Andresen et al. 2017, S. 30). Zudem existieren bereits große BLB für die Frequenzregelung und Reserveleistung von Kraftwerken (Kurzweil et al. 2018, S. 275).

2.2.4 Lithium-Batterie

Grundsätzlich besteht eine Lithium-Batterie (LIB) aus einer positiven Elektrode aus Lithium-dotiertem Metalloxid und eine negative Elektrode aus geschichtetem Graphit (Andresen et al. 2017, S. 37). Die einzelnen Zellen können sowohl in zylindrischer, prismatischer und flacher Form gebaut werden (Kurzweil et al. 2018, S. 225). Durch die Kombination einer großen Anzahl an Elektrolyten und Elektrodenmaterialien gibt es unterschiedliche LIB mit unterschiedlichen Eigenschaften (Andresen et al. 2017, S. 38). In dieser Arbeit wird die LIB allgemein betrachtet (siehe Tabelle 2-6).

Tabelle 2-6 Technische Kennzahlen der Lithium-Batterie (Elsner et al. 2015a, S. 31^a; Fraunhofer ISI 2015, S. 22^b; Engel et al. 2018, S. 144^c; Köhler et al. 2018, S. 30^d; Sterner et al. 2019a, S. 641^e)

| Technische Kennzahlen | LIB |
|---------------------------|--|
| Leistung | bis zu mehrere tausend kW ^d |
| Energie | bis zweistellige MWh ^d |
| Wirkungsgrad | 90 bis 97 % ^e |
| Selbstentladerate | 0,041 % pro Tag ^e |
| Entladetiefe | 80 bis 100 % ^c |
| Ausspeicherdauer | 0,5 bis 10 h ^a |
| Reaktionszeit | < Sekunden ^b |
| zyklische Lebensdauer | 3.500 bis 20.000 Vollzyklen ^e |
| kalendarische Lebensdauer | 15 Jahre ^e |

Durch den Trend der Elektromobilität sind auch die Kosten dieser Stromspeichertechnologie massiv gesunken (Thielmann et al. 2015, S. 3). Die fast identischen Kosten für Leistung und Energie zeigen, dass diese Stromspeichertechnologie Einsatzoptionen mit Fokus auf Leistung und Energie abdecken kann. Die ökonomischen Kennzahlen von LIB sind in Tabelle 2-7 aufgelistet.

Tabelle 2-7 Ökonomische Kennzahlen der Lithium-Batterie (Sterner et al. 2019a, S. 641)

| Ökonomische Kennzahlen | LIB |
|---|-------------------------|
| leistungsspezifische Anschaffungskosten | 100 bis 200 € pro kW |
| energiespezifische Anschaffungskosten | 140 bis 180 € pro kWh |
| spezifische Betriebskosten | 0,13 bis 0,76 € pro kWh |

Ein Nachteil der LIB ist das komplexe Batteriemanagementsystem, da LIB bei einem Thermal-Runaway leicht entflammbar sind (Andresen et al. 2017, S. 38). Die hohe Energie- und Leistungsdichte ist ein Alleinstellungsmerkmal dieser Stromspeichertechnologie (Korthauer 2013, S. 15). Zusätzlich ist im Vergleich zu anderen Stromspeichertechnologien der Wirkungsgrad von LIB sehr gut (Sterner et al. 2019a, S. 641). LIB können neben dem Einsatz im Verkehrssektor ebenso zur unterbrechungsfreien Stromversorgung, zur Eigenverbrauchsoptimierung oder auch zur Bereitstellung von Regelleistung verwendet werden (Korthauer 2013, S. 385).

2.2.5 Natrium-Batterie

In den 1980er Jahren wurden Stromspeichertechnologien mit flüssigem Natrium entwickelt (Kurzweil et al. 2018, S. 290). Natrium-Batterien (NAB) bestehen aus einem festen Elektrolyt (Keramik) und flüssigen Elektroden (Schwarzburger 2018, S. 21). Die Besonderheit dieser Stromspeichertechnologie ist, dass sie eine Betriebstemperatur zwischen 300 und 350 Grad Celsius erfordert (Kurzweil et al. 2018, S. 295). Deshalb werden die NAB auch Hochtemperatur-Batterien genannt. Tabelle 2-8 gibt einen Überblick über die technischen Kennzahlen von NAB.

Tabelle 2-8 Technische Kennzahlen der Natrium-Batterie (Elsner et al. 2015a, S. 36^a; Fraunhofer ISI 2015, S. 22^b; Engel et al. 2018, S. 146^c; Köhler et al. 2018, S. 30^d; Sterner et al. 2019a, S. 641^e)

| Technische Kennzahlen | NAB |
|---------------------------|---|
| Leistung | bis zu zweistelligen MW ^d |
| Energie | bis zu dreistelligen MWh ^d |
| Wirkungsgrad | 72 bis 81 % ^e |
| Selbstentladerate | 1,5 % pro Monat ^a |
| Entladetiefe | 80 bis 100 % ^c |
| Ausspeicherdauer | 1 bis 10 h ^a |
| Reaktionszeit | < Sekunden ^b |
| zyklische Lebensdauer | 2.500 bis 8.250 Vollzyklen ^e |
| kalendarische Lebensdauer | 10 bis 20 Jahre ^d |

Die Kosten der NAB sind im Vergleich zu der BLB wesentlich höher. Auffällig ist, dass das Verhältnis der leistungs- und energiespezifischen Anschaffungskosten ausgeglichener ist. Die ökonomischen Kennzahlen der NAB sind in Tabelle 2-9 dargestellt.

Tabelle 2-9 Ökonomische Kennzahlen der Natrium-Batterie (Sterner et al. 2019a, S. 641)

| Ökonomische Kennzahlen | NAB |
|---|-------------------------|
| leistungsspezifische Anschaffungskosten | 285 bis 1.075 € pro kW |
| energiespezifische Anschaffungskosten | 265 bis 645 € pro kWh |
| spezifische Betriebskosten | 0,07 bis 0,76 € pro kWh |

Der Nachteil dieser Stromspeichertechnologie ist das Brandrisiko durch die hohe Betriebstemperatur und die hohe Selbstentladung durch die Aufheizung (Andresen et al. 2017, S. 37). Vorteilhaft ist die hohe Energiedichte (Andresen et al. 2017, S. 37) und die lange Lebensdauer von bis zu 20 Jahren (Köhler et al. 2018, S. 30). Ein weiterer Vorteil ist der geringe Wartungsaufwand (Kurzweil et al. 2018, S. 299). Aktuell wird die NAB im stationären Fall hauptsächlich zum Lastmanagement eingesetzt (Köhler et al. 2018, S. 31).

2.2.6 Redox-Flow-Batterie

Die Grundlage der Redox-Flow-Batterie (RFB) stammt aus den 1970er Jahren und ähnelt im Aufbau einer Brennstoffzelle (Schwarzburger 2018, S. 24). Bei RFB wird die elektrische Energie in voneinander getrennten flüssigen Elektrolyten gespeichert (Elsner et al. 2015a, S. 38). Der Unterschied zu den drei zuvor vorgestellten Stromspeichertechnologien ist, dass Leistung und die Energie unabhängig voneinander skaliert werden können (Andresen et al. 2017, S. 39). Da die Kosten für die Leistung im Vergleich zur Energie hoch sind, wird davon ausgegangen, dass eine Ausspeicherdauer von vier bis zehn Stunden wirtschaftlich interessant ist (Andresen et al. 2017, S. 39). Tabelle 2-10 fasst die technischen Kennzahlen der RFB zusammen.

Tabelle 2-10 Technische Kennzahlen der Redox-Flow-Batterie (Fraunhofer ISI 2015, S. 22^a; Andresen et al. 2017, S. 39^b; Engel et al. 2018, S. 147^c; Köhler et al. 2018, S. 30^d; Sterner et al. 2019a, S. 641^e)

| Technische Kennzahlen | RFB |
|---------------------------|--|
| Leistung | bis zu 100 MW ^d |
| Energie | bis zu mehreren MWh ^d |
| Wirkungsgrad | 70 bis 79 % ^e |
| Selbstentladerate | 0,3 % pro Tag ^e |
| Entladetiefe | 100 % ^c |
| Ausspeicherdauer | 4 bis 10 h ^b |
| Reaktionszeit | Sekunden ^a |
| zyklische Lebensdauer | 7.000 bis 15.000 Vollzyklen ^e |
| kalendarische Lebensdauer | ~ 18 Jahre ^e |

Die Kosten für diese Stromspeichertechnologie sind aufgrund des Entwicklungsstadiums im Vergleich zu den zuvor betrachteten Stromspeichertechnologien hoch. Die Betriebskosten sind noch nicht genau spezifizierbar, jedoch könnten nach Sterner et al. 2019 zwischen einem und fünf Prozent der Anschaffungskosten als Referenzwert angenommen werden (Sterner et al. 2019, S. 46). Die ökonomischen Kennzahlen der RFB sind in Tabelle 2-11 aufgelistet.

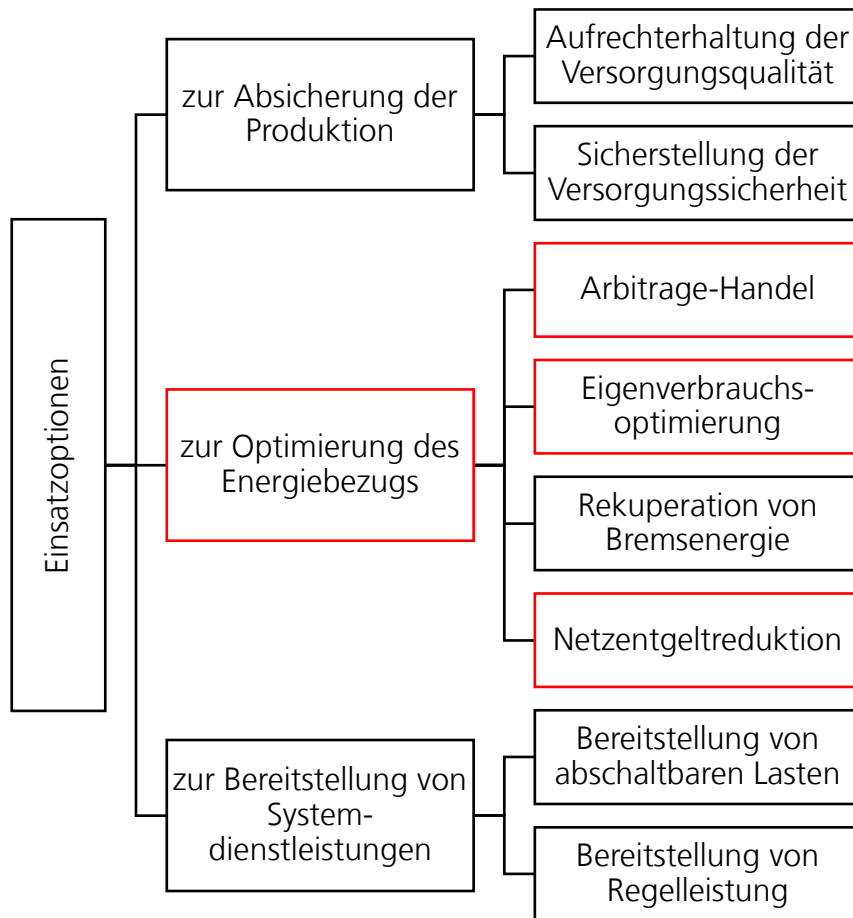
Tabelle 2-11 Technische Kennzahlen der Redox-Flow-Batterie
(Sternner et al. 2019b, S. 46^a; Sternner et al. 2019a, S. 641^b)

| Ökonomische Kennzahlen | RFB |
|--|---|
| leistungsspezifische Anschaffungskosten | 710 bis 1.790 € pro kW ^b |
| energiespezifische Anschaffungskosten | 250 bis 700 € pro kWh ^b |
| spezifische Betriebskosten | 1 bis 5 % der Anschaffungskosten ^a |

Der Nachteil der RFB ist die geringe Energiedichte (Andresen et al. 2017, S. 40). Der größte Vorteil dieser Stromspeichertechnologie ist, dass die Leistung und die Energie unabhängig voneinander dimensioniert werden können (Stadler et al. 2017, S. 315). Ebenso vorteilhaft ist die geringe Selbstentladung und die lange kalendarische Lebensdauer (Elsner et al. 2015a, S. 41). Die Redox-Flow-Batterie ist für netzintegrierte PV- oder Windkraftanlagen, zur Spitzenlastreduktion oder als unterbrechungsfreie Stromversorgung einsetzbar (Stadler et al. 2017, S. 315).

2.3 Einsatzoptionen für Stromspeicher in Fabriken

Neben unterschiedlichen Stromspeichertechnologien gibt es ebenso eine Vielzahl an Einsatzoptionen in Fabriken. Vor diesem Hintergrund wurden die kurz- und mittelfristigen Einsatzoptionen in der Studie von Zimmermann et al. 2019 zusammengefasst (Zimmermann et al. 2019, S. 15). Diese Einsatzoptionen können anhand des ökonomischen Nutzens aus Unternehmenssicht in drei Kategorien unterteilt werden (siehe Abbildung 2-6).



Legende:

— Fokus der Arbeit

Abbildung 2-6 Klassifikation der Einsatzoptionen anhand des ökonomischen Nutzens (Zimmermann et al. 2019, S. 15)

Die Einsatzoptionen werden in den folgenden Unterkapiteln vorgestellt. Dabei werden die Funktion und der ökonomische Nutzen aus Unternehmenssicht definiert sowie ein Anforderungsprofil für einen möglichen Stromspeicher beschrieben. Die Anforderungen an einen Stromspeicher beziehen sich auf die Größe des Stromspeichers (Leistung, Energie), die Reaktionszeit, die Ausspeicherdauer und die erforderlichen Vollzyklen pro Jahr.

2.3.1 Einsatzoptionen zur Absicherung der Produktion

Zur Absicherung der Produktion kann ein Stromspeicher eingesetzt werden, entweder um die Versorgungsqualität aufrechtzuerhalten oder um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Der ökonomische Nutzen ist, dass durch diese Einsatzoptionen Netzstörungen oder -ausfälle und somit Ausschuss oder Qualitätsabweichungen des Produkts vermieden werden können (Zimmermann et al. 2019, S. 16).

2.3.1.1 Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität

Durch fluktuierende Verbraucher und Erzeuger entstehen unzulässige Schwankungen im Netz (Aundrup et al. 2015, S. 67). Diese Schwankungen führen zu Netzurückwirkungen wie Oberschwingungen, Flicker und Asymmetrien (VDE 2013, S. 10). Betreiber von Servern, aber auch Industrieunternehmen mit sensiblen Fertigungsprozessen, müssen diese Schwankungen verhindern (Aundrup et al. 2015, S. 82). Diese Netzurückwirkungen können durch Stromspeicher ausgeglichen werden (Agora 2014, S. 99). Die Versorgungsqualität für Unternehmen kann durch Spannungshaltung und Blindleistungskompensation aufrechterhalten werden (Zimmermann et al. 2019, S. 18). Abbildung 2-7 zeigt das allgemeine Funktionsprinzip des Stromspeichers für diese Einsatzoption.

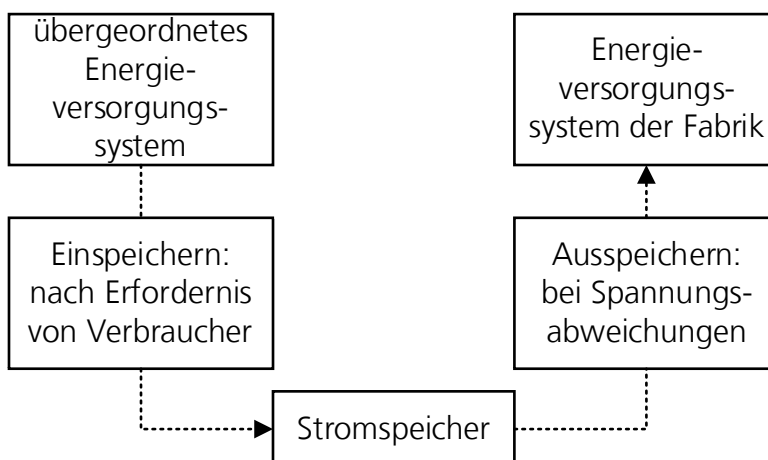


Abbildung 2-7 Funktionsprinzip der Einsatzoption Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität

Der Stromspeicher ist in diesem Fall immer beladen, um im Bedarfsfall, bei Spannungsabweichungen, reagieren und ausspeichern zu können. Tabelle 2-12 zeigt die Anforderungen an einen Stromspeicher für die Einsatzoption Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität.

Tabelle 2-12 Anforderungsprofil für die Einsatzoption Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität (IEA 2014, S. 9)

| Kennzahlen | Anforderungen |
|------------------|----------------------------|
| Leistung | individuell |
| Energie | individuell |
| Reaktionszeit | Millisekunden bis Sekunden |
| Ausspeicherdauer | Sekunden bis Minuten |
| Vollzyklen | 10 bis 100 pro Tag |

Der Stromspeicher muss bei dieser Einsatzoption eine sehr schnelle Reaktionszeit sowie eine hohe Zyklfestigkeit vorweisen, da der Stromspeicher mehrmals täglich eingreifen muss. Die Energie und Leistung sind von der individuellen Fabriklast abhängig, jedoch ist durch die kurze Ausspeicherdauer nur eine geringe Energie erforderlich.

2.3.1.2 Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) ist die Hauptfunktion dieser Einsatzoption (Zimmermann et al. 2019, S. 16). Die USV stellt die Stromversorgung für energiesensible Einrichtungen sicher (BDEW 2016, S. 11). Um Produktionsausfälle zu vermeiden, überbrückt die USV die Energieversorgung bei Netzeinbrüchen (Herbener 2011, S. 3). Stromspeicher als USV sind bereits am Markt etabliert (Agora 2014, S. 108).

Durch die Vermeidung von Produktionsausfällen ist diese Einsatzoption aktuell eine der wirtschaftlichsten für Stromspeicher in Industrieunternehmen (Herbener 2011, S. 3). Das Funktionsprinzip des Stromspeichers zeigt Abbildung 2-8.

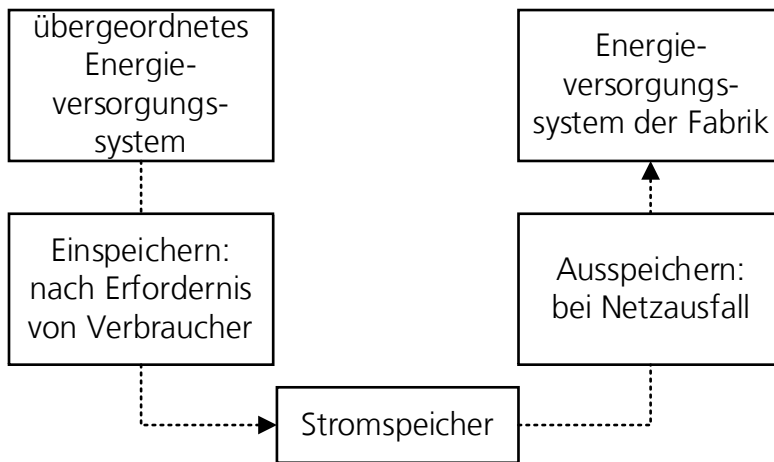


Abbildung 2-8 Funktionsprinzip der Einsatzoption Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Auch bei dieser Einsatzoption, ähnlich wie bei der Einsatzoption zur Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität, ist der Stromspeicher immer beladen, um im Bedarfsfall bei Netzschwankungen oder -ausfällen reagieren zu können. Tabelle 2-13 fasst die Anforderungen an einen Stromspeicher zusammen.

Tabelle 2-13 Anforderungsprofil für die Einsatzoption Sicherstellung der Versorgungssicherheit (Köhler et al. 2018, S. 33)

| Kennzahlen | Anforderungen |
|------------------|--------------------------------|
| Leistung | bis zu mehreren MW |
| Energie | ab wenigen kWh |
| Reaktionszeit | einige Millisekunden |
| Ausspeicherdauer | einige Sekunden bis 30 Minuten |
| Vollzyklen | unregelmäßiger Einsatz |

Für diese Einsatzoption ist die Leistung des Stromspeichers die relevante Größe. Die Energie des Stromspeichers ergibt sich aus dem Zeitraum, über welchen die Leistung zur Verfügung gestellt werden muss. Der Stromspeicher muss innerhalb von wenigen Millisekunden reagieren können. Durch den unregelmäßigen Einsatz sind ein guter Wirkungsgrad und eine geringe Selbstentladerate von Vorteil. (Köhler et al. 2018, S. 33)

2.3.2 Einsatzoptionen zur Optimierung des Energiebezugs

Zu den Einsatzoptionen zur Optimierung des Energiebezugs gehören der Arbitrage-Handel, die Eigenverbrauchsoptimierung, die Netzentgeltreduktion und die Rekuperation von Bremsenergie. Die Einsatzoptionen Eigenverbrauchsoptimierung und Rekuperation von Bremsenergie führen zu einer Energieeffizienzsteigerung und damit zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen im Unternehmen. Die Einsatzoptionen Arbitrage-Handel und Netzentgeltreduktion können sich sowohl positiv als auch negativ auf die Energie- bzw. CO₂-Bilanz des Unternehmens auswirken und führen gleichzeitig zu einer Optimierung der Energiekosten. Somit ist der übergeordnete ökonomische Nutzen der Einsatzoptionen sowie der Fokus dieser Arbeit die Reduktion der Energiekosten. Dieser kann durch eine Energieeinsparung (Energieeffizienzsteigerung) oder durch die Optimierung der Energiekosten erzielt werden. (Zimmermann et al. 2019, S. 18)

2.3.2.1 Arbitrage-Handel

Unter dem finanzwirtschaftlichen Begriff „Arbitrage“ ist eine Ausnutzung von Preis-, Kurs- oder Zinsdifferenzen zu verstehen (Ströbele et al. 2013, S. 72). Ziel dieser Einsatzoption ist es, dass Energie bei niedrigen Preisen gekauft, im Stromspeicher gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt bei höheren Preisen wieder ausgespeichert und verkauft wird (Kanngießer 2013, S. 21). Abbildung 2-9 zeigt das Funktionsprinzip der Einsatzoption Arbitrage-Handel.

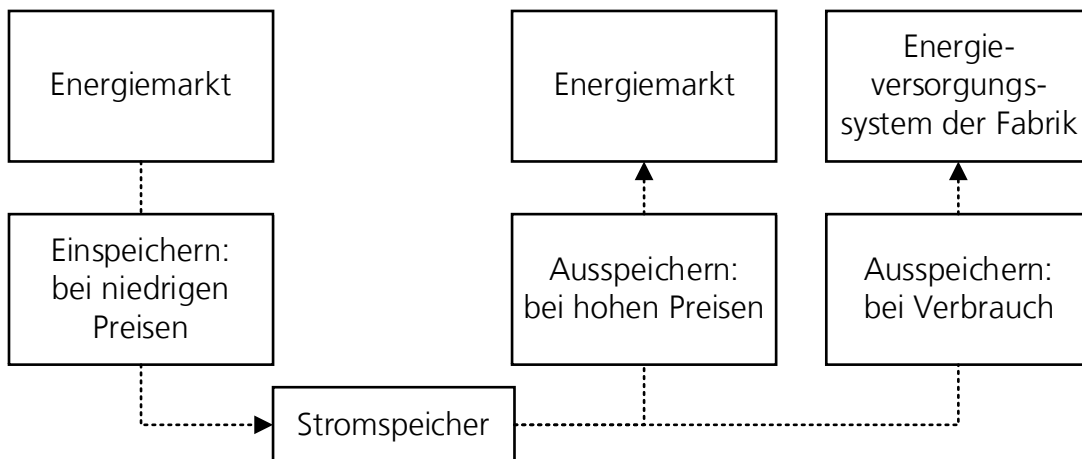


Abbildung 2-9 Funktionsprinzip der Einsatzoption Arbitrage-Handel

Ebenso ist es möglich, die zwischengespeicherte Energie in Zeiten von höheren Preisen zu verbrauchen. Um als Industrieunternehmen auf Preisschwankungen reagieren zu können, ist die Teilnahme am Energiemarkt erforderlich. Da dieser unterschiedliche Handelsprodukte beinhaltet, wird der Energiemarkt im Folgenden kurz erläutert.

Das Ziel des Energiemarktes ist es, dass die elektrische Leistung zu jedem Zeitpunkt in Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen ist, um die Stabilität des Systems zu erhalten und einen Ausfall zu vermeiden (Kwoka et al. 2007, S. 28). Der Energiemarkt hat die Funktion Abweichungen von der geplanten Einspeise- und Entnahmeleistung auszugleichen (Bianchini et al. 2020, S. 339). Der Energiemarkt kann in den Energy-Only-Markt, den Systemdienstleistungsmarkt und den Over-the-Counter-Handel unterteilt werden (Bianchini et al. 2020, S. 340).

Auf dem Energy-Only-Markt wird Energie zur Planung von lang- und kurzfristigen Erzeugungs- und Verbrauchsplänen gehandelt (Cramton 2017, S. 602). Verwaltet wird der Energy-Only-Markt von den Betreibern in Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern (Bianchini et al. 2020, S. 339). Unterteilt werden kann der Energy-Only-Markt in die Handelsprodukte Terminmarkt sowie Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt. Auf dem Terminmarkt handeln die Marktteilnehmer Energiemengen bis zu sechs Jahre im Voraus (EEX 2013, S. 21). Daraus wird ersichtlich, dass das Prinzip des Arbitrage-Handels, die Ausnutzung von Preisschwankungen, am Terminmarkt nicht umgesetzt werden kann. Aus diesem Grund wird dieses Handelsprodukt in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Die beiden anderen Handelsprodukte, Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt, sind der europäischen Strombörse EPEX SPOT (European Power Exchange), welche Bestandteil der European Energy Exchange ist, zugeordnet (EPEX 2020). Der Day-Ahead-Markt besteht aus einer täglichen Auktion, an welcher stündliche Energiemengen für den folgenden Liefertag zugeteilt werden (Bianchini et al. 2020, S. 340). Die Auktion findet um 12 Uhr des Vortages statt und die Veröffentlichung der Zuschläge erfolgt um 12:50 Uhr (EPEX 2020). Das Ziel des Intraday-Markts ist der Ausgleich der Erzeugungs- oder Verbrauchspläne nach Schließung des Day-Ahead-Markts (Bianchini et al. 2020, S. 340). Dabei werden auf dem Intraday-Markt viertelstündliche und stündliche Energiemengen bis fünf Minuten vor Beginn der Lieferung gehandelt (EPEX 2020).

Der Systemdienstleistungsmarkt hat die Aufgabe, Schwankungen im System in Echtzeit auszugleichen (Cramton 2017, S. 598). Dazu existieren zwei Handelsprodukte, zum einen die Bereitstellung von abschaltbaren Lasten und zum anderen die Bereitstellung von Regelleistung. Beide Handelsprodukte werden jeweils in Kapitel 2.3.3 vorgestellt und erläutert.

Der Over-the-Counter-Handel bietet die Möglichkeit, bilaterale Verträge zwischen Erzeugern und Verbrauchern zu schließen. Diese Handlungsoption wird in dieser Arbeit nicht betrachtet, da es sich um langfristige nicht standardisierte Handelsprodukte handelt. (Bianchini et al. 2020, S. 339–340)

Für die Einsatzoption Arbitrage-Handel werden somit die Handelsprodukte des Energy-Only-Markts (Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt) betrachtet. Der Terminmarkt ist das langfristige Handelsprodukt des Energy-Only-Markts. Die Organisation erfolgt auf Online-Plattformen, zum Beispiel der European Energy Exchange (EEX) in Deutschland (Bianchini et al. 2020, S. 340). Für die Teilnahme müssen bestimmte ökonomische und technische Voraussetzungen von den Unternehmen als potenzielle Marktteilnehmer erfüllt werden (EEX 2020a).

Das Clearinghaus der EEX, die European Commodity Clearing AG (ECC), muss jedes Unternehmen als Teilnehmer anerkennen und die Unternehmen müssen ein haftendes Eigenkapital von mindestens 50.000 € nachweisen (EEX 2020b). Als technische Voraussetzungen ist ein Anschluss an das Handelssystem erforderlich (EEX 2019, S. 11) sowie nach § 4 der StromNZV die Gründung eines lokalen Bilanzkreises (StromNZV 2019).

Die Teilnahme von Stromspeichern ist technisch realisierbar, jedoch wird besonders der kurzfristige Arbitrage-Handel am Intraday-Markt und Day-Ahead-Markt erst durch eine weiterführende Kostendegression zukünftig wirtschaftlich interessant (Sternier et al. 2019c, S. 706–707). Die Anforderungen an einen Stromspeicher für die Einsatzoption Arbitrage-Handel ist in Tabelle 2-14 aufgelistet.

Tabelle 2-14 Anforderungsprofil für die Einsatzoption Arbitrage-Handel (IEA 2014, S. 9^a; Andresen et al. 2017, S. 66^b; Zimmermann et al. 2019, S. 22^c; EPEX 2020^d)

| Kennzahlen | Anforderungen |
|------------------|--|
| Leistung | ab 100 kW ^b |
| Energie | ab 25 kWh ^c |
| Reaktionszeit | bis zu 5 Minuten ^d |
| Ausspeicherdauer | ab 15 Minuten ^d |
| Vollzyklen | 0,25 bis 1 Zyklus pro Tag ^a |

Die erforderliche Reaktionszeit mit bis zu fünf Minuten ist für Stromspeicher keine Herausforderung und deshalb vernachlässigbar. Die Ausspeicherdauer beträgt mindestens 15 Minuten. Die durchschnittliche Zyklen-Belastung liegt zwischen einem Viertel und einem ganzen Vollzyklus pro Tag.

2.3.2.2 Eigenverbrauchsoptimierung

Immer mehr Unternehmen entwickeln sich von reinen Verbrauchern zu „Prosumern“. „Prosumer“ erzeugen einen Teil der benötigten elektrischen Energie selbst, um diese zu verbrauchen oder in das Netz zurückzuspeisen (BNetzA 2020d). Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) auf dem Dach sind laut Bolay et al. 2014 besonders für Unternehmen zur Eigenenergieerzeugung geeignet (Bolay et al. 2014, S. 6). Die Stromgestehungskosten für PV-Anlagen liegen, je nach Einstrahlung (in Deutschland 950 bis 1.300 kWh/m²a Globalstrahlung), zwischen 3,71 und 11,54 Cent pro Kilowattstunde (Kost et al. 2018, S. 2). Da die Einspeisevergütung für PV-Anlagen stark gesunken ist (Wirth 2020, S. 10), ist das Ziel der Eigenverbrauchsoptimierung, möglichst viel der eigenerzeugten Energie direkt zu verbrauchen. Dabei wird die überschüssige Energie in einem Stromspeicher zwischengespeichert. Abbildung 2-10 zeigt schematisch das Funktionsprinzip dieser Einsatzoption.

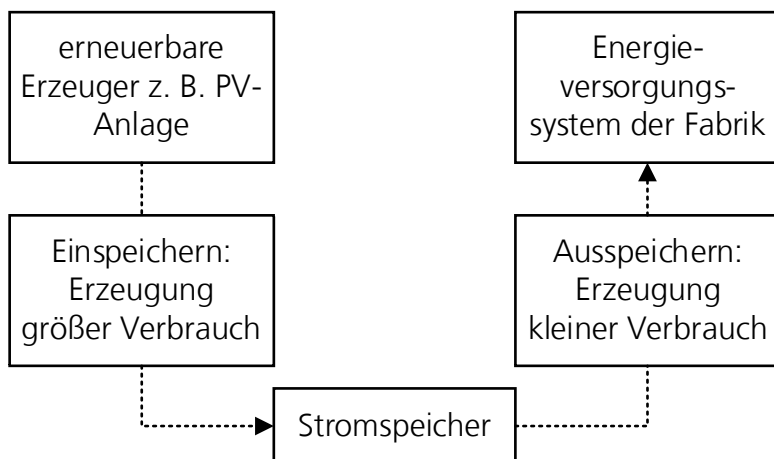


Abbildung 2-10 Funktionsprinzip der Einsatzoption Eigenverbrauchsoptimierung

Durch die Kombination einer PV-Anlage mit einem Stromspeicher kann die Eigenverbrauchsquote von 20 % bis 30 % auf 60 % bis 75 % gesteigert werden (Köhler et al. 2018, S. 33–34). Eine Faustformel für die Dimensionierung eines Stromspeichers zur Eigenverbrauchsoptimierung liegt bei ungefähr zwei Kilowattstunden pro installiertem Kilowatt Leistung der PV-Anlage (Bussar et al. 2013, S. 11). Durch die Eigenverbrauchsoptimierung werden sowohl die Energieeffizienz des Energieversorgungssystems der Fabrik gesteigert als auch CO₂-Emissionen reduziert.

Laut Köhler et al. 2018 können durch Eigenerzeugungsanlagen bis zu zehn Cent pro Kilowattstunde eingespart werden (Köhler et al. 2018, S. 33–34). Jedoch ist die Eigenverbrauchsoptimierung durch das Speichern der Überschussenergie bei vielen Industrieunternehmen nur schwer realisierbar, da der Energieverbrauch des Industrieunternehmens um ein Vielfaches höher ist als die mögliche erzeugte Energie durch die PV-Anlagen (FfE 2016, S. 142). Dadurch wird die erzeugte PV-Energie zu jedem Zeitpunkt direkt verbraucht. Dennoch kann es wirtschaftlicher sein, die PV-Energie zwischenzuspeichern und für eine andere Einsatzoption zu nutzen wie beispielsweise zur Netzentgeltreduktion. Aus diesem Grund wird diese Einsatzoption in dieser Arbeit betrachtet. Tabelle 2-15 zeigt das Anforderungsprofil für einen Stromspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung.

Tabelle 2-15 Anforderungsprofil für die Einsatzoption Eigenverbrauchsoptimierung (Engel et al. 2018, S. 180^a; Köhler et al. 2018, S. 35^b; Rothacher 2018, S. 77^c)

| Kennzahlen | Anforderungen |
|------------------|--|
| Leistung | ab wenigen kW für Privathaushalte ^b |
| Energie | mehrere kWh ^b |
| Reaktionszeit | nicht relevant ^b |
| Ausspeicherdauer | Minuten bis wenige Tage ^a |
| Vollzyklen | 250 pro Jahr (in Deutschland) ^c |

Die Reaktionszeit ist für diese Einsatzoption nicht relevant. Die Ausspeicherdauer beträgt Minuten bis wenige Tage. In Deutschland wird ein Stromspeicher durchschnittlich mit 250 Vollzyklen pro Jahr belastet.

2.3.2.3 Netzentgeltreduktion

Jeder Netznutzer, der Strom durch das Versorgungsnetz bezieht, muss eine Gebühr an den Netzbetreiber entrichten (BNetzA 2020c). Eine relevante Größe für Industrieunternehmen mit einem Jahresenergieverbrauch von über 100 Megawattstunden ist die Jahreshöchstlast (Bolay et al. 2017, S. 24). Die rechtlichen Grundlagen sind in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und in § 20 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) geregelt (EnWG 2019; StromNEV 2019). Das Netzentgelt wird anhand der Lastprofil-Charakteristika des Verbrauchers festgesetzt (Zimmermann et al. 2019, S. 22). Nach § 12 StromNEV ist für Verbraucher über 100 Megawattstunden pro Jahr eine registrierende Leistungsmessung erforderlich (StromNEV 2019). Für Verbraucher unter 100 Megawattstunden gelten die Standardlastprofile des Verbands der Elektrizitätswirtschaft (VDEW 1999). Die Bestandteile des Netzentgeltes sind der Leistungspreis in Euro pro Kilowatt und der Arbeitspreis in Euro pro Kilowattstunde (FfE 2016, S. 147). Der Leistungs- und Arbeitspreis wird vom jeweiligen Netzbetreiber festgelegt (Rothacher 2018, S. 98).

Die Berechnung des Netzentgelts (NE) erfolgt anhand der Kennzahlen Jahresenergieverbrauch E sowie der Jahreshöchstlast P_{max} (siehe Formel 2-1).

$$NE = P_{max} \cdot LP + E \cdot AP \quad 2-1$$

$LP = \text{Leistungspreis}$

$AP = \text{Arbeitspreis}$

Das Ziel dieser Einsatzoption ist es, den Leistungsbedarf eines Industrieunternehmens zu glätten. Durch diese Glättung reduziert sich das Netzentgelt (Aundrup et al. 2015, S. 82). Die Netzentgeltreduktion wird unterteilt in Spitzenlastreduktion und atypische Netznutzung. Beide Einsatzoptionen werden im Folgenden vorgestellt.

Spitzenlastreduktion

Das Ziel der Spitzenlastreduktion (SLR) ist die Verringerung der Jahreshöchstlast. Durch diese Verringerung reduziert sich das Netzentgelt; durch die neue Jahreshöchstlast und durch individuelle Verhandlung mit dem Netzbetreiber auch der Leistungspreis. Abbildung 2-11 zeigt das Funktionsprinzip der Einsatzoption in Spitzenlastreduktion.

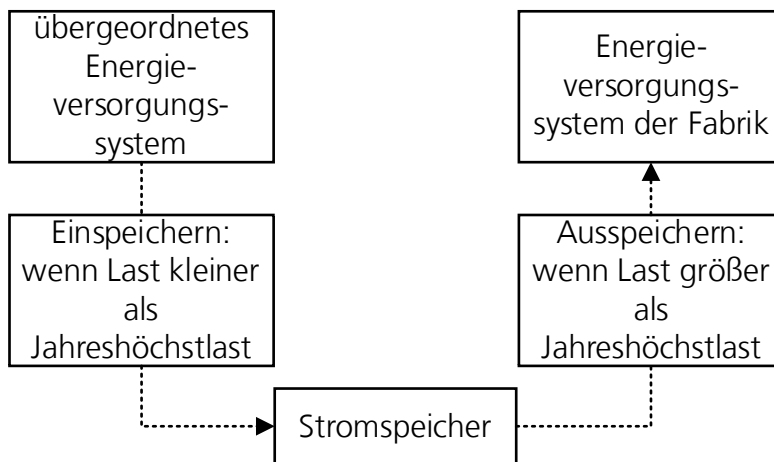


Abbildung 2-11 Funktionsprinzip der Einsatzoption SLR zur Netzentgeltreduktion

Zusätzlich gibt es zwei Ausnahmeregelungen, die zu einer weiteren Reduktion des Netzentgeltes führen.

Zum einen ist die Optimierung der Jahresbenutzungsstunden zu nennen. Je höher die Jahresbenutzungsstunden sind, desto gleichmäßiger wird die Energie verbraucht (Rothacher 2018, S. 100). Formel 2-2 zeigt die Berechnung der Jahresbenutzungsstunden *JBS*.

$$JBS = \frac{E}{P_{max}} \quad 2-2$$

Für ein Jahr ergeben sich maximal 8.760 Jahresbenutzungsstunden (Zimmermann et al. 2019, S. 24). Die Tarife der Netzentgelte differenzieren sich über oder unter 2.500 Jahresbenutzungsstunden (BNetzA 2015, S. 15). Durch die Reduktion der Jahreshöchstlast erhöhen sich automatisch die Jahresbenutzungsstunden. Durch das Überschreiten des Grenzwertes von unter 2.500 auf über 2.500 Jahresbenutzungsstunden gelten für den industriellen Verbraucher unterschiedliche Leistungs- und Arbeitspreise für die Berechnung des Netzentgeltes (Rothacher 2018, S. 100).

Zum anderen ergibt sich für energieintensive Unternehmen die Möglichkeit nach § 19 StromNEV, ein individuelles Netzentgelt als stromintensiver Letztverbraucher zu beantragen (StromNEV 2019). Als Voraussetzung ist ein Jahresenergieverbrauch von mindestens zehn Gigawattstunden sowie mindestens 7.000 Jahres-benutzungsstunden erforderlich. Wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, ist eine Netzentgeltreduktion von 80 % bis zu 90 % möglich (Rothacher 2018, S. 106).

Atypische Netznutzung

Die Zeitperioden, in denen alle Verbraucher viel Energie benötigen, werden Hochlastzeitfenster (HLZF) genannt (Rothacher 2018, S. 102). Wenn Energie aus dem HLZF verschoben wird, spricht man von atypischer Netznutzung (ATN) (Bolay et al. 2015, S. 2). Die HLZF werden jährlich von den jeweiligen Netzbetreibern veröffentlicht (Rothacher 2018, S. 102). Das Funktionsprinzip ist in Abbildung 2-12 dargestellt.

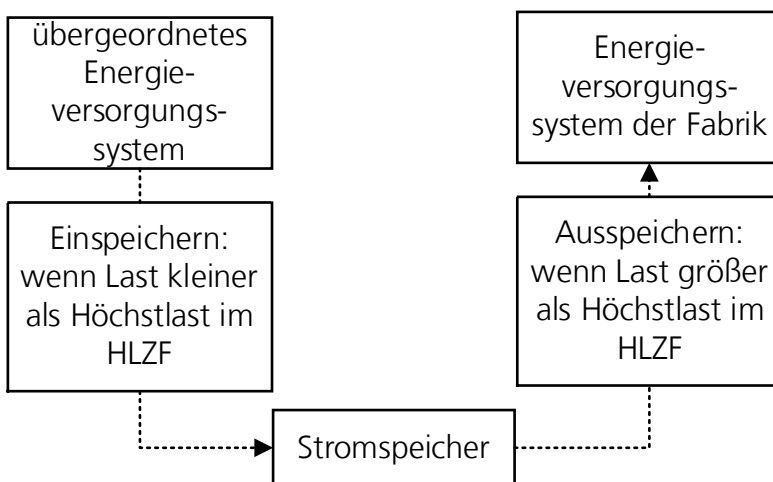


Abbildung 2-12 Funktionsprinzip der Einsatzoption ATN

Zwei Voraussetzungen müssen für die ATN erfüllt werden. Dazu zählen das Lastverlagerungspotenzial und die Erheblichkeitsschwelle. Zur Bestimmung der zwei Voraussetzungen werden die Jahreshöchstlast P_{max} und die Höchstlast im HLZF benötigt (Rothacher 2018, S. 102).

Durch die Differenz dieser beiden Kennzahlen wird das Lastverlagerungspotenzial LVP bestimmt (siehe Formel 2-3). Dieses muss mindestens 100 kW betragen.

$$LVP = P_{max} - P_{HLZF,max}$$

Die Erheblichkeitsschwelle EHS wird als Verhältnis des Lastverlagerungspotenzials zur Jahreshöchstlast berechnet, wie Formel 2-4 zeigt (Rothacher 2018, S. 102).

$$EHS = \frac{LVP}{P_{max}} \quad 2-4$$

Je nach Spannungsebene muss die Erheblichkeitsschwelle verschiedene Grenzwerte erreichen (siehe Tabelle 2-16).

Tabelle 2-16 Erheblichkeitsschwelle nach Spannungsebene (BNetzA 2011, S. 11)

| Spannungsebene | Erheblichkeitsschwelle (EHS) |
|------------------------|------------------------------|
| Höchstspannung | 5 % |
| Höchst-/Hochspannung | 10 % |
| Hochspannung | 10 % |
| Hoch-/Mittelspannung | 20 % |
| Mittelspannung | 20 % |
| Mittel-/Niederspannung | 30 % |
| Niederspannung | 30 % |

Die Voraussetzungen für die ATN zeigen, dass das Netzentgelt entweder durch SLR oder durch ATN reduziert werden kann, da sich die Reduktion der Jahreshöchstlast für SLR negativ auf die Voraussetzungen für die ATN auswirkt. Bei Erfüllung der beiden Voraussetzungen ist für die Berechnung des Netzentgeltes nicht die Jahreshöchstlast entscheidend, sondern die Höchstlast im HLZF (siehe Formel 2-5).

$$NE = E \cdot AP + P_{HLZF,max} \cdot LP \quad 2-5$$

Durch diese Änderung des Netzentgeltes ist nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV eine maximale Reduktion des Netzentgeltes um 80 % möglich (StromNEV 2019). Für die SLR und für die ATN sind die in Tabelle 2-17 dargestellten Anforderungen für einen Stromspeicher erforderlich.

Tabelle 2-17 Anforderungsprofil für Einsatzoptionen SLR und ATN zur Netzentgeltreduktion
(IEA 2014, S. 9^a; Köhler et al. 2018, S. 38^b)

| Kennzahlen | Anforderungen |
|------------------|--------------------------------------|
| Leistung | bis zu 1 MW ^b |
| Energie | bis zu mehreren 100 kWh ^b |
| Reaktionszeit | Sekunden ^b |
| Ausspeicherdauer | Sekunden bis Stunden ^b |
| Vollzyklen | 1 bis 29 Zyklen pro Tag ^a |

Die Leistung des Stromspeichers ist bei der Netzentgeltreduktion individuell vom Verbraucher abhängig, aber bis etwa einem Megawatt möglich. Die Stromspeicher müssen für diese Einsatzoption in Sekunden reagieren können, um den Leistungsbezug auszugleichen. Dies stellt für die betrachteten Stromspeichertechnologien jedoch keine Herausforderung dar. Auch die Ausspeicherdauer ist abhängig vom individuellen Verbrauch, muss jedoch mindestens 15 Minuten auf Fabrikebene betragen. Zusätzlich müssen die Stromspeicher eine gewisse Zyklenfestigkeit haben, da diese oft zum Einsatz kommen können.

2.3.2.4 Rekuperation von Bremsenergie

Allgemein ist die Rekuperation definiert als die Nutzung von Bremsenergie (Stadler 2017, S. 217). In Industrieunternehmen ist ein Großteil des Energieverbrauchs auf einzelne Antriebe in Produktionsprozessen zurückzuführen (Dena 2020). Durch Beschleunigungs- und Bremsvorgänge in Produktionsprozessen kann Energie rekuperiert werden (Schaab et al. 2018, S. 325). Das Funktionsprinzip ist in Abbildung 2-13 dargestellt.

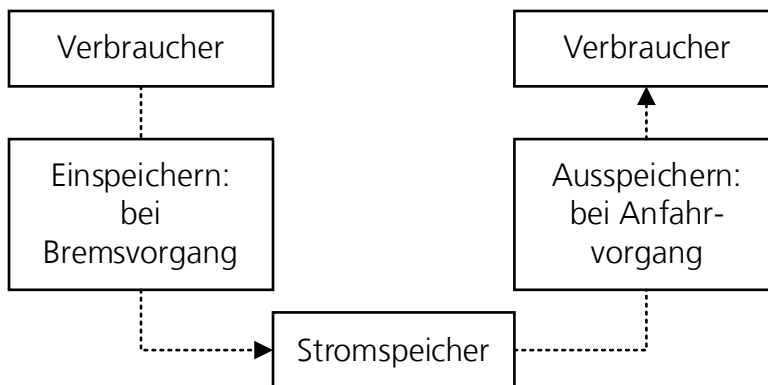


Abbildung 2-13 Funktionsprinzip der Einsatzoption Rekuperation

Der Stromspeicher wird durch die freiwerdende Energie bei einem Bremsvorgang beladen. Diese Energie kann im Nachgang für Anfahrvorgänge oder andere Einsatzoptionen genutzt werden. Die Anforderungen für einen Stromspeicher sind individuell vom Verbraucher abhängig. Grundsätzlich ist eine kurze Reaktionszeit erforderlich (Stadler et al. 2017, S. 298). Die Einsparung von Energie ist das Ziel dieser Einsatzoption, da die freiwerdende Energie durch den Bremsvorgang meistens als Wärme an die Umgebung abgegeben wird. Durch die Energieeinsparung kommt es zu einer Energieeffizienzsteigerung sowie einer Kosteneinsparung im laufenden Betrieb. Der Einsatz auf Fabrikebene ist jedoch nicht realistisch, da die Rekuperation ausschließlich in Gleichstromzwischenkreisen von einzelnen Maschinen vorzufinden ist. Aus diesem Grund wird diese Einsatzoption nicht näher betrachtet.

2.3.3 Einsatzoptionen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Der Einsatz eines Stromspeichers zur Stabilisierung des übergeordneten Energiesystems wird als Systemdienstleistung definiert (Zimmermann et al. 2019, S. 26). Die Einsatzoptionen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen teilen sich auf in die Bereitstellung von abschaltbaren Lasten sowie die Bereitstellung von Regelleistung. Da es gegenwärtig für die Momentanreserve keine Vergütung gibt, kommt diese als Einsatzoption für einen Stromspeicher nicht infrage (BDEW 2016, S. 8). Der ökonomische Nutzen dieser Einsatzoptionen ist die Generierung von Erlösen durch die Bereitstellung von Leistung und Energie durch einen Stromspeicher.

2.3.3.1 Bereitstellung von abschaltbaren Lasten

Falls im Wirkungsbereich des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) Erzeugungsdefizite oder Netzengpässe entstehen, können diese durch abschaltbare Lasten ausgeglichen werden (Zimmermann et al. 2019, S. 29). Die rechtlichen Rahmenbedingungen sind in der Verordnung für abschaltbare Lasten (AbLaV) geregelt (AbLaV 2016). Es kann zwischen schnell abschaltbare Lasten (SNL) und sofort abschaltbaren Lasten (SOL) unterschieden werden. Für beide werden jede Woche kumuliert jeweils 750 Megawatt zur Verfügung gestellt (50Hertz et al. 2020a, S. 3). Um als Unternehmen beide Optionen der abschaltbaren Lasten anbieten zu können, müssen jedoch bestimmte Voraussetzungen erfüllt werden (siehe Tabelle 2-18).

Tabelle 2-18 Voraussetzungen für abschaltbare Lasten nach AbLaV 2016

| Voraussetzungen | SOL | SNL |
|----------------------|---------------------------|-------------------|
| Produktverfügbarkeit | wöchentlich | wöchentlich |
| Mindestgröße | 5 MW | 5 MW |
| Richtung | positiv | positiv |
| Abrufsteuerung | vollautomatisch durch ÜNB | manuell durch ÜNB |
| Abrufdauer | 15 Min. bis 8 h | 15 Min. bis 8 h |
| Aktivierungszeit | 1 s | 15 Min. |

Die Auktionen finden wöchentlich mit einem Mindestangebot von fünf Megawatt statt und werden nach § 4 Abs. 2 AbLaV mit einem Leistungspreis (€/kW) und Arbeitspreis (€/kWh) vergütet (AbLaV 2016). Diese sind gedeckelt auf einen maximalen Leistungspreis von 500 Euro pro Megawatt pro Woche sowie einen maximalen Arbeitspreis von 400 Euro pro Megawattstunde pro Woche (AbLaV 2016). Abbildung 2-14 zeigt das Funktionsprinzip dieser Einsatzoption.

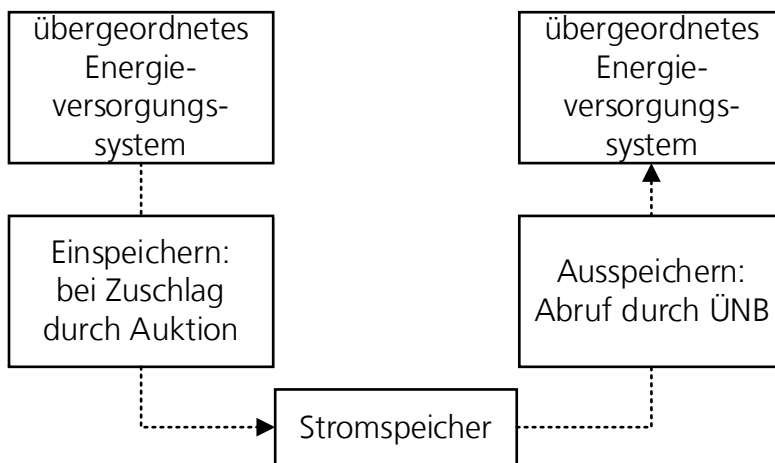


Abbildung 2-14 Funktionsprinzip der Einsatzoption Bereitstellung von abschaltbaren Lasten

Bei Abruf des ÜNB wird der beladene Stromspeicher entladen, um aus Sicht des ÜNB einen Lastabwurf zu generieren. Das Unternehmen kann durch die Energie aus dem Stromspeicher weiter produzieren. Der Nutzen für Unternehmen ist die Vergütung der Lasten durch den ÜNB. Dabei wird unterschieden zwischen einem Leistungspreis, welcher bereits für das Zurverfügungstellen der Leistung gezahlt wird, und einem Arbeitspreis, welcher zusätzlich bei einem tatsächlichen Abruf gezahlt wird (AbLaV 2016). Die Anforderungen an einen Stromspeicher für diese Einsatzoption sind in Tabelle 2-19 aufgelistet.

Tabelle 2-19 Anforderungsprofil für die Einsatzoption Bereitstellung von abschaltbaren Lasten (50Hertz et al. 2019a^a; Zimmermann et al. 2019, S. 30^b)

| Kennzahlen | Anforderungen |
|------------------|-------------------------------------|
| Leistung | 5 bis 200 MW ^a |
| Energie | 1,25 bis 50 MWh ^b |
| Reaktionszeit | < 350 ms bis < 15 Min. ^a |
| Ausspeicherdauer | 15 Min. bis 8 h ^a |
| Vollzyklen | 1 Vollzyklus pro Woche ^b |

Um abschaltbare Lasten anbieten zu können, ist eine Leistung von mindestens fünf Megawatt erforderlich. Über die Ausspeicherdauer kann die erforderliche Energie für einen Stromspeicher bestimmt werden. Insgesamt ist ein Stromspeicher mit einer Leistung von mindestens fünf Megawatt und über einer Megawattstunde Energie sehr groß und damit auch sehr teuer. Zusätzlich benötigt der Stromspeicher eine Reaktionszeit im Millisekunden-Bereich. Die Auslastung ist mit einem Vollzyklus pro Woche sehr gering.

2.3.3.2 Bereitstellung von Regelleistung

Regelleistung ist die Möglichkeit für den ÜNB, Frequenzschwankungen auszugleichen (Zimmermann et al. 2019, S. 27). Dabei organisieren die ÜNB für die jeweilige Regelzone einen Markt. Dieser Markt lässt sich in die drei Produkte Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenregelleistung (MRL) unterteilen.

Zuerst wird die PRL für einen kurzfristigen Ausgleich von Last und Erzeugung eingesetzt. Das Ziel der SRL ist die Rückführung der Frequenz auf 50 Hertz. Für länger andauernde Ungleichgewichte wird die MRL genutzt. (BDEW 2016, S. 8)

Das Funktionsprinzip dieser Einsatzoption ist ähnlich zur Bereitstellung von abschaltbaren Lasten, jedoch ist je nach Produkt eine positive und/oder eine negative Bereitstellung möglich (siehe Abbildung 2-15).

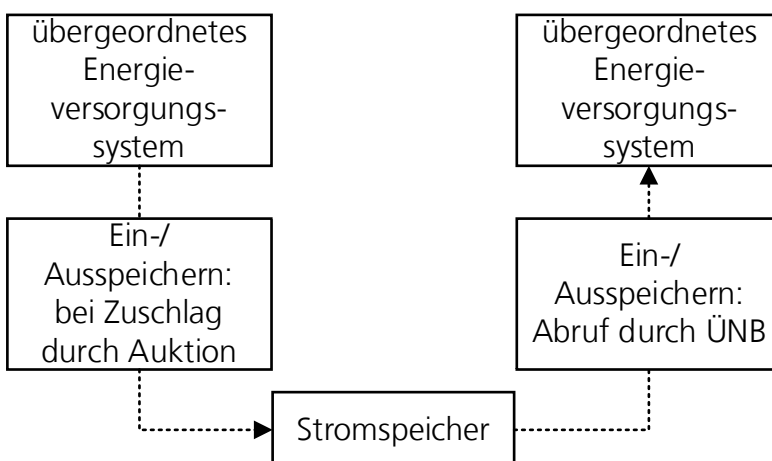


Abbildung 2-15 Funktionsprinzip der Einsatzoption Bereitstellung von Regelleistung

Durch den manuellen oder vollautomatischen Abruf des ÜNB wird die Leistung für einen bestimmten Zeitraum vorgehalten. Innerhalb dieses Zeitraums kann der ÜNB die Leistung abrufen, wenn diese benötigt wird. Um an diesem Markt teilnehmen zu können, müssen Unternehmen ebenso bestimmte Voraussetzungen erfüllen (siehe Tabelle 2-20). Diese werden Präqualifikationsanforderungen genannt.

Tabelle 2-20 Präqualifikationsanforderungen für Bereitstellung von Regelleistung der drei Produkte PRL, SRL und MRL (50Hertz et al. 2020b; 50Hertz et al. 2020d; 50Hertz et al. 2020c)

| Voraussetzungen | PRL | SRL | MRL |
|----------------------|-----------------|-------------------|-------------------|
| Produktverfügbarkeit | täglich | vierstündlich | vierstündlich |
| Mindestgröße | 1 MW | 5 MW | 5 MW |
| Richtung | symmetrisch | positiv / negativ | positiv / negativ |
| Abrufsteuerung | vollautomatisch | vollautomatisch | manuell durch ÜNB |
| Abrufdauer | bis zu 15 Min. | 30 s bis 1 h | 15 Min. bis 1 h |
| Aktivierungszeit | 30 s | 5 Min. | 15 Min. |

Die Voraussetzungen für eine Teilnahme am PRL-Markt ist für viele Industrieunternehmen eine große Herausforderung, jedoch bieten SRL und MRL teilweise wirtschaftliche Absatzmärkte (DCTI 2014, S. 12f.). Insgesamt ergeben sich für die Bereitstellung von Regelleistung die Anforderungen aus Tabelle 2-21 für einen Stromspeicher.

Tabelle 2-21 Anforderungsprofil für die Einsatzoption Bereitstellung von Regelleistung (IEA 2014, S. 9^a; Köhler et al. 2018, S. 41^b; 50Hertz et al. 2019^b)

| Kennzahlen | Anforderungen |
|------------------|--|
| Leistung | ab 1 bis 5 MW ^b |
| Energie | bis zu mehrere MWh ^b |
| Reaktionszeit | bis zu 30 s ^c |
| Ausspeicherdauer | Sekunden bis wenige Stunden ^b |
| Vollzyklen | bis zu mehrmals täglich ^a |

Der Nutzen für Unternehmen ist die Vergütung durch die Bereitstellung der Leistung. Für die Vorhaltung der Leistung wird ein Leistungspreis in Euro pro Megawatt gezahlt und ein Arbeitspreis für den tatsächlichen Abruf in Euro pro Megawattstunde. Die Vergütung durch den Arbeitspreis für den tatsächlichen Abruf gilt jedoch nur für SRL und MRL. (Steinbach et al. 2019, S. 28–29)

2.4 Methoden zur Bewertung von Investitionen

Investitionen sind für Unternehmen ein zentraler Baustein, um unternehmerische Erfolgspotenziale aufzubauen (Pape 2011, S. 289). Der vermögensorientierte Investitionsbegriff wird nach Kern 1974 wie folgt definiert (Kern 1974, S. 8):

„Eine Investition ist eine für eine längere Frist beabsichtigte Bindung finanzieller Mittel in materiellen oder immateriellen Objekten, mit der Absicht, diese Objekte in Verfolgung einer individuellen Zielsetzung zu nutzen.“

Investitionen erfordern einen Entscheidungsprozess, da diese in der Regel mit hohen Ausgaben verbunden sind (Weskamp 2018, S. 37). Investitionen können nach Art der Investitionsobjekte klassifiziert werden (siehe Abbildung 2-16).

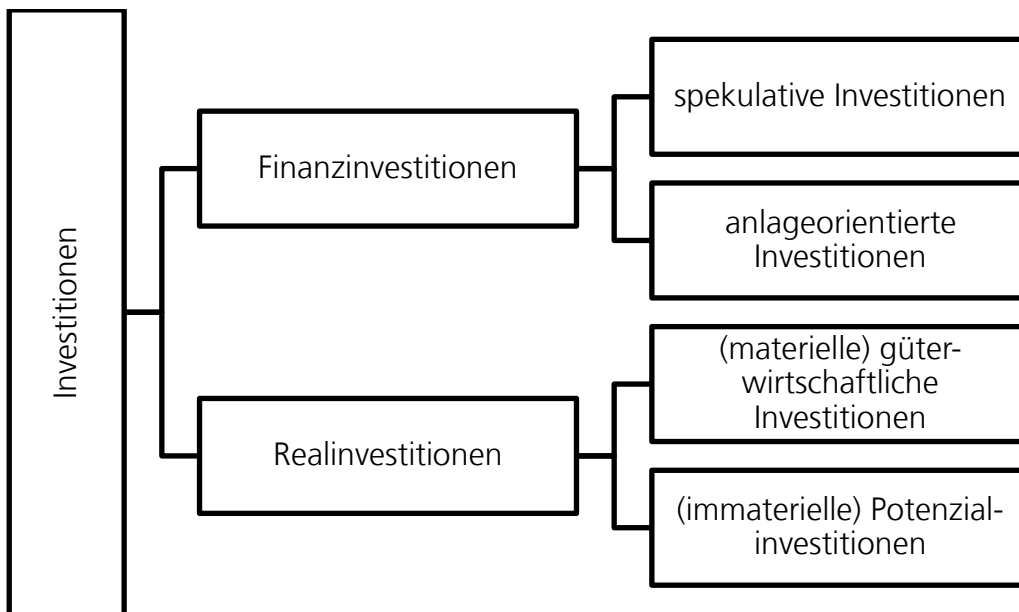


Abbildung 2-16 Klassifikation der Investitionen nach Art der Investitionsobjekte (Kern 1974, S. 12)

Grundsätzlich können Investitionen in Finanz- und Realinvestitionen unterschieden werden. Bei Finanzinvestitionen wird das Kapital in finanziellen Anlageformen angelegt (Götze 2014, S. 8). Die Formen können entweder spekulativ oder anlagenorientiert sein. Die Realinvestitionen können in materielle bzw. güterwirtschaftliche und immaterielle bzw. Potenzialinvestitionen aufgeteilt werden. Die materiellen bzw. güterwirtschaftlichen Investitionen bilden den Ursprung der Investitionsrechnung, da die Vorteilhaftigkeitsbeurteilung von Anlagegütern wie bspw. Maschinen die wirtschaftliche Basis von Industrieunternehmen bildet (Pape 2011, S. 291). Immaterielle bzw. Potenzialinvestitionen erzeugen immaterielle Güter wie bspw. Patente, Lizenzen oder Software.

Eine weitere Klassifikationsmöglichkeit ist der Investitionsanlass. Diese Unterscheidung ist vor allem für materielle bzw. güterwirtschaftliche Investitionen notwendig (Götze 2014, S. 9). Abbildung 2-17 zeigt die Klassifikation der Investitionen anhand des Investitionsanlasses.

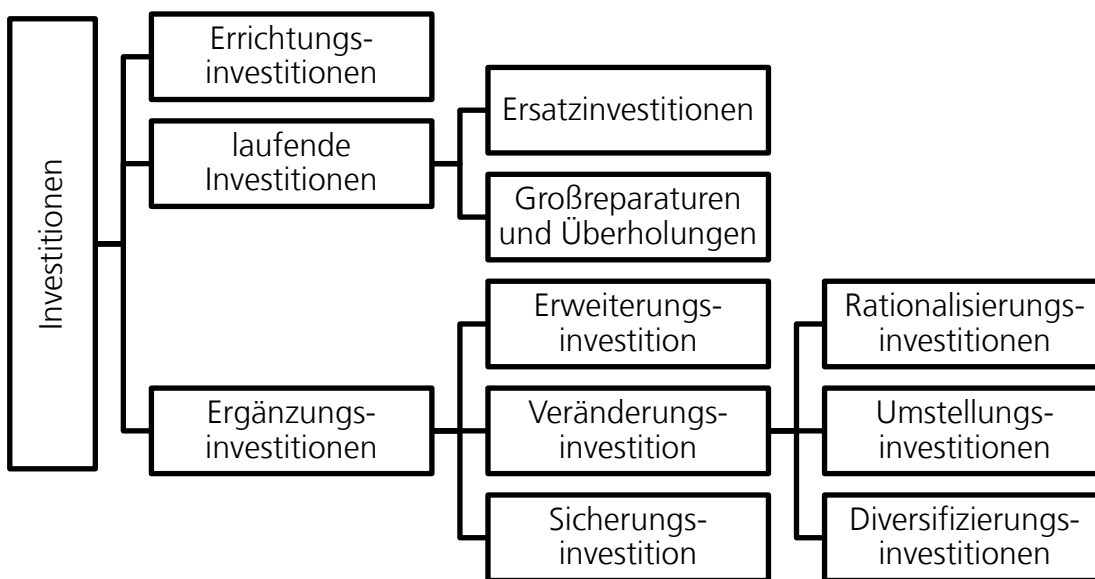


Abbildung 2-17 Klassifikation von Investitionen nach Art des Investitionsanlasses (Kern 1974, S. 14)

Im ersten Schritt kann zwischen Errichtungsinvestitionen, laufenden Investitionen und Ergänzungsinvestitionen unterschieden werden. Errichtungsinvestitionen sind Investitionen in einen Standort, entweder durch eine Neugründung oder eines Zweigwerks. Laufende Investitionen werden weiter untergliedert in Ersatzinvestitionen und Großreparaturen und Überholungen. Eine Ersatzinvestition liegt vor, wenn ein Betriebsmittel durch ein identisches oder besseres Objekt ersetzt wird. Deshalb sind Ersatzinvestitionen gleichzeitig Rationalisierungs- und/oder Erweiterungsinvestitionen. Zu den Ergänzungsinvestitionen zählen die Erweiterungs-, Veränderungs- und Sicherungsinvestition. Durch eine Erweiterungsinvestition wird das Leistungsvermögen des Unternehmens erhöht. Veränderungsinvestitionen modifizieren bestimmte Merkmale des Unternehmens. Die Veränderungsinvestitionen können weiter unterschieden werden in Rationalisierungs-, Umstellungs- und Diversifizierungsinvestition. Die Rationalisierungsinvestition dient primär einer Kostenreduktion. Wenn durch eine Investition die Absatzmengen geändert werden, ist dies eine Umstellungsinvestition. Zur Vorbereitung auf Veränderungen des Absatzprogramms können Diversifizierungsinvestitionen durchgeführt werden. Sicherungsinvestitionen dienen der Vermeidung von Gefahren. (Götze 2014, S. 9)

Die Investition in einen Stromspeicher für ein Unternehmen ist eine materielle bzw. güterwirtschaftliche Investition mit dem Ziel der Rationalisierung. Zur Bewertung der Vorteilhaftigkeit einer Investition bietet die Investitionsrechnung unterschiedliche Methoden, die sich in statische und dynamische Methoden der Investitionsrechnung einteilen lassen. Diese werden in den beiden folgenden Unterkapiteln beschrieben.

2.4.1 Statische Methoden der Investitionsrechnung

Die statischen Methoden der Investitionsrechnung betrachten nur eine bestimmte Periode der Nutzungsdauer, die als repräsentativ für eine Bewertung gilt (Götze 2014, S. 56). Der Vorteil von statischen Methoden liegt in der Einfachheit der Berechnung (Poggensee 2015, S. 37). Abbildung 2-18 zeigt die vier statischen Methoden, die sich in der Zielgröße unterscheiden (Götze 2014, S. 57).

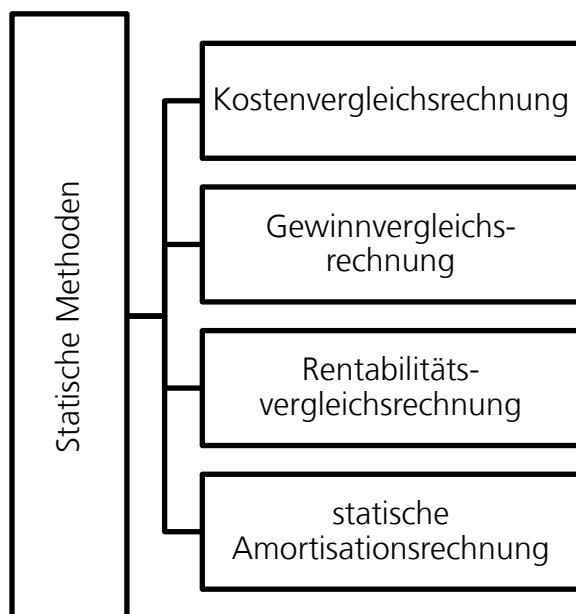


Abbildung 2-18 Statische Methoden der Investitionsrechnung (Götze 2014, S. 57)

Ein Nachteil dieser Methoden ist, dass die Nutzungsdauer nicht vollständig berücksichtigt wird. Dies führt zusätzlich dazu, dass die berücksichtigten Werte (z. B. Umsätze, Kosten, Gewinn etc.) über die Nutzungsdauer für jede Periode als konstant angenommen werden. (Poggensee 2015, S. 38)

Da die statischen Methoden die Nutzungsdauer, also die Lebensdauer des Stromspeichers, nicht vollständig berücksichtigen, sind diese nicht für die Bewertung von Stromspeichern geeignet.

2.4.1.1 Kostenvergleichsrechnung

Die Methode der Kostenvergleichsrechnung betrachtet als Zielgröße die Kosten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Kosten ein Unterziel der Gewinnmaximierung sind (Götze 2014, S. 57). Als Kostenarten werden Personalkosten, Materialkosten, Abschreibungen, Zinsen, Steuern und Gebühren berücksichtigt (Poggensee 2015, S. 52). Die Kosten werden für jede Alternative als Durchschnittsgröße, bezogen auf den Planungszeitraum ermittelt (Götze 2014, S. 57).

Bei der Berechnung kann unterschieden werden zwischen einem Alternativenvergleich oder einem Ersatzproblem (Poggensee 2015, S. 52). Da es sich bei der Investition in einen Stromspeicher um einen Alternativenvergleich handelt, zeigt Formel 2-6 die sogenannte Ingenieurformel der Kostenvergleichsrechnung.

$$C_{B,1} + \frac{C_{0,1} - RW_1}{N_1} + \frac{C_{0,1} + RW_1}{2} \cdot z \stackrel{\leq}{\geq} C_{B,2} + \frac{C_{0,2} - RW_2}{N_2} + \frac{C_{0,2} + RW_2}{2} \cdot z \quad 2-6$$

C_B = Betriebskosten

C_0 = Anschaffungsauszahlung

RW = Restwert

N = Nutzungsdauer

z = Kalkulationszinssatz

Die absolute Vorteilhaftigkeit ist erreicht, wenn die Kosten geringer sind als die der Alternative. Eine Investition ist relativ vorteilhaft, wenn die Kosten geringer sind als die eines jeden anderen zur Wahl stehenden Objekts. (Kern 1974, S. 121 f.)

Die Nachteile dieser Methode sind zum einen, dass die Umsätze nicht berücksichtigt werden. Zum anderen setzt diese Methode voraus, dass die Kosten im zeitlichen Verlauf ähnlich sind (Poggensee 2015, S. 50). Aus diesen Gründen ist diese Methode nicht für die ökonomische Bewertung eines Stromspeichers geeignet.

2.4.1.2 Gewinnvergleichsrechnung

Die Methode der Gewinnvergleichsrechnung berücksichtigt neben den Kosten auch die Erlöse. Die Differenz aus Erlösen und Kosten bildet den Gewinn. Zielgröße dieser Methode ist der durchschnittliche Gewinn in einer Periode. (Götze 2014, S. 65)

Die Berechnung erfolgt ähnlich wie bei der Methode der Kostenvergleichsrechnung, berücksichtigt jedoch zusätzlich den Umsatz (siehe Formel 2-7) (Poggensee 2015, S. 61).

$$\begin{aligned}
 & U_1 - C_{B,1} + \frac{C_{0,1} - RW_1}{N_1} + \frac{C_{0,1} + RW_1}{2} \cdot z \\
 & \leq U_2 - C_{B,2} + \frac{C_{0,2} - RW_2}{N_2} + \frac{C_{0,2} + RW_2}{2} \cdot z
 \end{aligned}
 \tag{2-7}$$

U = Umsatz

C_B = Betriebskosten

C_0 = Anschaffungsauszahlung

RW = Restwert

N = Nutzungsdauer

z = Kalkulationszinssatz

Die absolute Vorteilhaftigkeit dieser Methode ist erreicht, sobald der Gewinn größer Null ist. Die Investition ist relativ vorteilhaft, wenn der Gewinn größer ist als der eines jeden anderen zur Wahl stehenden Objektes. (Kern 1974, S. 125)

Durch die Berücksichtigung der Erlöse ist diese Methode breiter anwendbar als die Methode der Kostenvergleichsrechnung (Götze 2014, S. 66). Jedoch sind die Nachteile für diese Methode analog zu der Methode der Kostenvergleichsrechnung. Deswegen ist auch diese Methode nicht zur ökonomischen Bewertung eines Stromspeichers geeignet.

2.4.1.3 Rentabilitätsrechnung

Die Entscheidungsgrundlage bei dieser Methode ist eine Verhältniszahl, die Rentabilität. Ziel ist ein prozentualer Wert für ein betrachtetes Planungsjahr, der den wirtschaftlichen Erfolg der Periode zum Kapital in Beziehung setzt. Diese ergibt sich aus dem Quotienten von Gewinn und dem durchschnittlich gebundenen Kapital (siehe Formel 2-8). (Poggensee 2015, S. 67)

$$\text{Rentabilität} = \frac{\text{Gewinn}}{\text{durchschnittlich gebundenes Kapital}} \quad 2-8$$

Der Gewinn setzt sich zusammen aus dem durchschnittlichen Gewinn und den Durchschnittszinsen (Götze 2014, S. 67).

Es kann sowohl eine absolute als auch eine relative Vorteilhaftigkeit definiert werden. Durch eine Rentabilität, die über einem vorgegebenen Grenzwert liegt, ist die Investition absolut vorteilhaft. Relativ vorteilhaft ist eine Investition, wenn die Rentabilität höher ist als die eines jeden anderen zur Wahl stehenden Objektes. (Kern 1974, S. 128)

Die Methode der Rentabilitätsrechnung ist ähnlich der Kosten- und Gewinnvergleichsrechnung. Wie bei der Gewinnvergleichsrechnung werden auch Erlöse berücksichtigt (Götze 2014, S. 69). Ein Nachteil dieser Methode ist, dass Investitionen von unterschiedlicher Laufzeit und mit unterschiedlichem Kapitalaufwand miteinander verglichen werden (Poggensee 2015, S. 71). Aus diesem Grund ist auch die Methode der Rentabilitätsrechnung nicht für die ökonomische Bewertung eines Stromspeichers anwendbar.

2.4.1.4 Statische Amortisationsrechnung

Die Methode der statischen Amortisationsrechnung folgt nicht dem ökonomischen Prinzip und ist daher kein Verfahren mit einer Investitionsentscheidung, wie die bisher vorgestellten Methoden (Poggensee 2015, S. 75). Die Zielgröße der Methode ist die Amortisationszeit (bzw. Wiedergewinnungszeit) einer Investition (Götze 2014, S. 70). Poggensee 2015 definiert die Methode wie folgt (Poggensee 2015, S. 76):

„Die statische Amortisationsrechnung ermittelt die Anzahl von Perioden, gemessen in Jahren, in denen aus den Rückflüssen der einzelnen Jahre ohne Beachtung von Zinsen das ursprünglich eingesetzte Kapital wiedergewonnen ist.“

Die Berechnung erfolgt durch die Division des eingesetzten Kapitals durch die durchschnittlichen Rückflüsse (siehe Formel 2-9) (Götze 2014, S. 71).

$$\text{statische Amortisationszeit} = \frac{\text{eingesetztes Kapital}}{\text{durchschnittliche Rückflüsse}} \quad 2-9$$

Die absolute Vorteilhaftigkeit einer Investition kann erreicht werden, wenn die Amortisationszeit geringer als ein vorgegebener Wert ist. Beim Vergleich von mehreren Investitionsobjekten ist die Investition relativ vorteilhaft, die eine Amortisationszeit hat, die geringer ist als die eines jeden anderen zur Wahl stehenden Objektes. (Kern 1974, S. 130)

Ein Nachteil der Methode der statischen Amortisationsrechnung ist, dass die Zielgröße nicht dem ökonomischen Prinzip folgt. Ebenso nachteilig ist, dass die Nutzungsdauer sowie die Rückflüsse nach dem Amortisationszeitpunkt nicht berücksichtigt werden. (Poggensee 2015, S. 78)

Dies führt dazu, dass auch diese Methode, ebenso wie die drei zuvor vorgestellten Methoden, nicht für die ökonomische Bewertung einer Investition in einen Stromspeicher geeignet sind. Insgesamt können alle statischen Methoden einen unterschiedlichem Investitionsaufwand, eine unterschiedliche Nutzungsdauern und unterschiedliche Erlöse pro Jahr nicht vollständig abbilden.

2.4.2 Dynamische Methoden der Investitionsrechnung

Die dynamischen Methoden bilden durch die Diskontierung die Realität näher ab als die statischen Verfahren (Poggensee 2015, S. 92). Ebenso wird nicht nur eine Periode, sondern mehrere Perioden mit den jeweiligen Ein- und Auszahlungen betrachtet (Götze 2014, S. 73). Es existieren vier dynamische Methoden der Investitionsrechnung (siehe Abbildung 2-19).

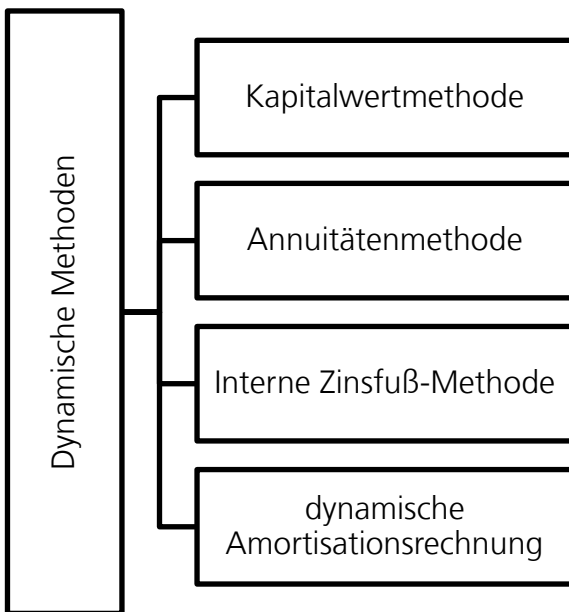


Abbildung 2-19 Dynamische Methoden der Investitionsrechnung (Götze 2014, S. 77)

Für diese vier Methoden sind folgende Annahmen zu berücksichtigen (Poggensee 2015, S. 94–96):

- Sicherheitsannahme: Alle Elemente sind mit Sicherheit bekannt.
- Nachschüssigkeitsannahme: Alle Elemente fallen nachschüssig an.
- Zahlungsverchiebungsannahme: Zahlungen sind über die Zeit verschiebbar.
- Zinsannahme: Es gibt nur einen Zinssatz.
- Rechenelementannahme: Als Elemente werden nur Zahlungen betrachtet.
- Marktannahme: Annahme von Gewinnmaximierung Polypol.

Der Vorteil der dynamischen Methoden ist, dass diese zeitlich schwankende Zahlungsströme genauer berücksichtigen können (Kern 1974, S. 163). Dagegen sind die dynamischen Methoden komplizierter und aufwendiger als die statischen Methoden (Kern 1974, S. 162). Da diese Methoden grundsätzlich für eine ökonomische Bewertung eines Stromspeichers geeignet sind, werden diese in den folgenden Unterkapiteln vorgestellt.

2.4.2.1 Kapitalwertmethode

Die Kapitalwertmethode bildet die Grundlage der dynamischen Methoden der Investitionsrechnung. Dabei ist der Kapitalwert die Differenz der barwertigen Ein- und Auszahlungen eines Investitionsobjekts (Poggensee 2015, S. 105). Dazu wird ein vollkommener Kapitalmarkt angenommen (Götze 2014, S. 78). Die Berechnung des Kapitalwerts NPV erfolgt nach der Formel 2-10 (Kern 1974, S. 163).

$$NPV = -C_0 + \sum_{t=0}^T \frac{R_t - A_t}{(1+z)^t} \quad 2-10$$

$C_0 = \text{Anschaffungsauszahlung}$

$R = \text{Einzahlungen}$

$A = \text{Auszahlungen}$

$T = \text{Betrachtungszeitraum}$

$z = \text{Kalkulationszinssatz}$

Sobald der Kapitalwert positiv ist, ist die Investition vorteilhaft. Bei einem Kapitalwert von Null wird die vorgegebene Mindestverzinsung durch den Kalkulationszinssatz erreicht. Eine Investition ist nicht vorteilhaft bei einem negativen Kapitalwert. (Kern 1974, S. 169)

Die Nachteile dieser Methoden beziehen sich auf den Kalkulationszinssatz. Es ist nachteilig für die Investitionsentscheidung, dass von einem konstanten Kalkulationszinssatz ausgegangen wird und dass die Entscheidung über eine Investition von der Höhe des Kalkulationszinssatzes abhängt (Kern 1974, S. 170–171).

Ein weiterer Nachteil sind die Herausforderungen bei der Datenermittlung, da Prognosen erforderlich sind (Götze 2014, S. 84). Jedoch ist die Kapitalwertmethode die in der wissenschaftlichen Literatur am meisten berücksichtigte und am stärksten akzeptierte Methode der dynamischen Investitionsrechnung (Götze 2014, S. 87). Deshalb ist die Kapitalwertmethode eine Möglichkeit zur ökonomischen Bewertung von Stromspeichern.

2.4.2.2 Annuitätenmethode

Die Annuitätenmethode ist ähnlich aufgebaut wie die Kapitalwertmethode. Dabei ist eine Annuität „eine Folge gleich hoher Zahlungen, die in jeder Periode des Betrachtungszeitraums anfallen.“ (Götze 2014, S. 100). Die Prämissen sind die gleichen wie bei der Kapitalwertmethode (Kern 1974, S. 182). Die Berechnung der Annuität C_A erfolgt nach der Formel 2-11.

$$C_A = NPV + \frac{(1+z)^T \cdot z}{(1+z)^T - 1} \quad 2-11$$

$NPV = \text{Kapitalwert}$

$T = \text{Betrachtungszeitraum}$

$z = \text{Kalkulationszinssatz}$

Die Methode führt zur gleichen Entscheidung wie die Kapitalwertmethode (Pape 2011, S. 364). Die Vorteilhaftigkeit ist erreicht, sobald die Annuität größer Null ist (Kern 1974, S. 182). Die Voraussetzungen hinsichtlich Datenerfassung und erforderlichen Prognosen ist genauso aufwendig wie bei der Kapitalwertmethode. Vorteilhaft gegenüber der Kapitalwertmethode ist, dass das Ergebnis leichter interpretierbar ist als der Kapitalwert, da die Annuität eine periodenbezogene Größe ist (Götze 2014, S. 100). Diese ist also eine spezifische Form des „Durchschnittsgewinns“. Die Annuitätenmethode ist für die ökonomische Bewertung eines Stromspeichers geeignet, findet jedoch in der Praxis nur selten Anwendung.

2.4.2.3 Interne Zinsfuß-Methode

Ebenso wie die Annuitätenmethoden baut die Methode des internen Zinsfußes finanzmathematisch auf der Kapitalwertmethode auf (Götze 2014, S. 103). Durch die Methode des internen Zinsfußes wird die Bestimmung des Kalkulationszinssatzes vermieden (Kern 1974, S. 172). Der Unterschied zu den beiden vorherigen Methoden der dynamischen Investitionsrechnung ist, dass die Prämisse des vollkommenen Kapitalmarktes nicht erfüllt sein muss, stattdessen muss die Wiederanlagenprämisse erfüllt sein (Kern 1974, S. 173).

Das Zielkriterium ist der interne Zinsfuß, bei dem der Kapitalwert gleich Null ist (Poggensee 2015, S. 129). Formel 2-12 zeigt die Berechnung des internen Zinsfußes *IRR*.

$$0 = -C_0 + \sum_{t=0}^T \frac{R_t - A_t}{(1 + IRR)^t} \quad 2-12$$

C_0 = Anschaffungsauszahlung

IRR = interner Zinsfuß

T = Betrachtungszeitraum

z = Kalkulationszinssatz

Die absolute Vorteilhaftigkeit ist erreicht, sobald der interne Zinsfuß höher ist als der Kalkulationszinssatz. Sofern der interne Zinsfuß einer Investition höher ist als der eines jeden anderen Objektes ist die Investition relativ vorteilhaft. Für diese Methode muss die Voraussetzung einer „isoliert durchführbaren“ Investition erfüllt sein. Das bedeutet, dass keine Reinvestition durchgeführt wird. (Götze 2014, S. 104–105)

Wie für die vorherigen beiden Methoden sind für die Methode des internen Zinsfußes die gleichen Daten erforderlich (Götze 2014, S. 113–114). Diese sind auch bei dieser Methode die größte Herausforderung. Der Vorteil liegt in der Interpretierbarkeit, da der interne Zinsfuß die Verzinsung des gebundenen Kapitals, also die Rentabilität, angibt (Götze 2014, S. 113–114). Aus diesem Grund bietet sich diese Methode auch zur ökonomischen Bewertung von Stromspeichern an.

2.4.2.4 Dynamische Amortisationsrechnung

Ähnlich der Methode der statischen Amortisationsrechnung ist die Methode der dynamischen Amortisationsrechnung aufgebaut. Jedoch schätzt diese Methode primär nur das Risiko ein und ist allein nicht als Entscheidungskriterium für Investitionen geeignet (Götze 2014, S. 117).

Das Zielkriterium ist die Dauer, bei welcher der Kapitalwert gleich Null ist (Poggensee 2015, S. 138). Die Berechnung der Amortisationszeit T_{AZ} ist in Formel 2-13 dargestellt.

$$0 = -C_0 + \sum_{t=0}^{T_{AZ}} \frac{R_t - A_t}{(1+z)^t} \quad 2-13$$

$C_0 = \text{Anschaffungsauszahlung}$

$T = \text{Betrachtungszeitraum}$

$z = \text{Kalkulationszinssatz}$

Absolut vorteilhaft ist die Amortisationszeit, wenn diese kleiner als der vorgegebene Grenzwert ist. Eine relative Vorteilhaftigkeit ist erreicht, wenn die Amortisationszeit einer Investition kleiner ist als die eines jeden anderen zur Wahl stehenden Objekts (Schulte 1986, S. 106,130). Der größte Nachteil dieser Methode liegt in der Vernachlässigung von Zahlungen nach dem Amortisationszeitpunkt. Deshalb ist es sinnvoll, diese Methode nur ergänzend anzuwenden (Götze 2014, S. 117).

2.5 Zwischenfazit

Mit der Darstellung der für diese Arbeit relevanten Grundlagen konnte der Objektbereich Fabrik definiert werden. Dabei wird das elektrische Energieversorgungssystem der Fabrik ganzheitlich mit allen Infrastruktureinrichtungen betrachtet, inklusive regenerativ erzeugter Energie.

Als Stromspeichertechnologien für den Einsatz auf Fabrikebene sind die Blei-Batterie, Natrium-Batterie, Lithium-Batterie und Redox-Flow-Batterie geeignet. Diese wurden anhand von technischen und ökonomischen Kennzahlen beschrieben.

Die Einsatzoptionen eines Stromspeichers auf Fabrikebene wurden aufgezeigt und erläutert. Durch den Einsatz eines Stromspeichers in der Fabrik können unterschiedliche Ziele erreicht werden. Es existieren die Einsatzoptionen Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität und die Sicherstellung der Versorgungssicherheit, um die Produktion abzusichern. Der Energiebezug der Fabrik kann durch die Einsatzoptionen Arbitrage-Handel, Eigenverbrauchsoptimierung oder Netzentgeltreduktion betriebswirtschaftlich optimiert werden. Als Einsatzoptionen für Systemdienstleistungen kommen die Einsatzoption Bereitstellung von abschaltbaren Lasten und der Regelleistungsmarkt in Betracht.

Für die ökonomische Bewertung sind die Methoden zur Bewertung von Investitionen vorgestellt worden. Zur ökonomischen Bewertung eines Stromspeichers sind ausschließlich die dynamischen Methoden der Investitionsrechnung zu berücksichtigen. Zu diesen gehören die Kapitalwertmethode, die Annuitätenmethode, die interne Zinsfuß-Methode und die dynamische Amortisationsrechnung.

3 Stand der Forschung und Technik

Die Speicherung elektrischer Energie ist für die Energiewende und den dadurch erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Energie von entscheidender Bedeutung. Das gilt auch für die damit verbundene Forschung. Vor diesem Hintergrund entstehen zahlreiche Ansätze zur Auslegung von Stromspeichern für unterschiedliche Einsatzfelder und -optionen. Dabei ist die Auslegung nicht nur für stationäre Stromspeicher ein wichtiges Thema, sondern auch für die Elektrifizierung des Verkehrssektors. Da jedoch für Fahrzeuge andere Anforderungen wie Bauraum, Gewicht und Reichweite entscheidend sind, werden diese Auslegungsmethoden in den folgenden Kapiteln nicht berücksichtigt. Die unterschiedlichen Ansätze zur Auslegung stationärer Stromspeicher werden nachfolgend dargelegt und erläutert.

3.1 Klassifikation von Auslegungsmethoden

Für verschiedene Stromspeichertechnologien und die Vielzahl an möglichen Einsatzoptionen gibt es unterschiedliche Methoden zur Auslegung. Grundsätzlich können diese Methoden zwischen kostenbasierten und nicht-kostenbasierten Auslegungsmethoden differenziert werden. Das Ziel von kostenbasierten Auslegungsmethoden ist die Minimierung der Gesamtkosten oder die Maximierung der Erlöse. Bei nicht-kostenbasierten Auslegungsmethoden liegt der Fokus auf der Erfüllung von technischen Anforderungen in Abhängigkeit der jeweiligen Einsatzoption durch einen Stromspeicher. (Alsaidan et al. 2017, S. 2)

Eine weitere Unterscheidung der Auslegungsmethoden zeigt Abbildung 3-1.

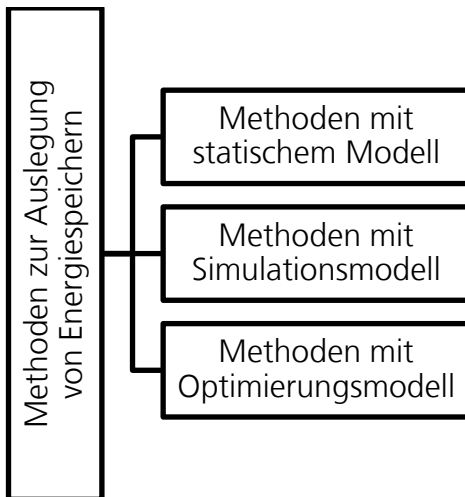


Abbildung 3-1 Klassifikation von Auslegungsmethoden für Stromspeicher anhand des Methodenansatzes (Kanngießer 2013, S. 41)

Bei Methoden mit statischem Modell wird der Betrieb des Stromspeichers vereinfacht über Kennzahlen oder gar nicht abgebildet. Eine ökonomische Bewertung des Stromspeichers erfolgt nicht. Methoden mit einem Simulationsmodell berücksichtigen den Betrieb des Stromspeichers. Entweder wird der Fahrplan vorgegeben oder über Regeln eingegrenzt. Zusätzlich wird eine ökonomische Bewertung des Stromspeichers durchgeführt. Neben Methoden mit Simulationsmodell gibt es Methoden mit Optimierungsmodell. Diese bilden ebenso den Stromspeicherfahrplan zeitlich aufgelöst ab. Der Unterschied zu den Methoden mit Simulationsmodell ist, dass der Fahrplan des Stromspeichers durch die Optimierung vorgegeben wird, um das wirtschaftliche Optimum zu identifizieren. (Kanngießer 2013, S. 41–45)

Somit kann die zu entwickelnde techno-ökonomische Auslegungsmethode dieser Arbeit den kostenbasierten Auslegungsmethoden mit Optimierungsmodell zugeordnet werden, da es das Ziel ist, den wirtschaftlichsten Stromspeicher zu identifizieren. Die bereits existierenden Auslegungsmethoden mit Optimierungsmodell werden im folgenden Kapitel dargelegt und erläutert.

3.2 Techno-ökonomische Auslegungsmethoden

Methoden mit Optimierungsmodell können unterschieden werden in Methoden zur Einsatzoptimierung und Methoden zur Zubauoptimierung. Die Methoden zur Einsatzoptimierung fokussieren sich auf den kurz- bis mittelfristigen Stromspeichereinsatz. Eine wirtschaftliche Bewertung von vielen Einsatzoptionen ist möglich, sofern keine dynamischen Vorgänge oder eine Netzsimulation erforderlich sind. Die Zielfunktion dieser Methoden ist die Erlösmaximierung des betrachteten Stromspeichers. Vorteilhaft ist, dass im Vergleich zu den Methoden mit Simulationsmodell der maximal erzielbare Jahreserlös ermittelt wird und somit die Wirtschaftlichkeit besser beurteilt werden kann. Die Methoden zur Zubauoptimierung haben einen Planungshorizont über mehrere Jahre oder Jahrzehnte. Ziel ist die Identifikation des volkswirtschaftlichen Optimums hinsichtlich des erforderlichen Zubaus an Stromspeicher-Kraftwerken. Die Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der Stromgestehungskosten. (Kanngießer 2013, S. 45)

Als Stand der Forschung und Technik sind die Methoden zur Einsatzoptimierung für diese Arbeit relevant. Diese werden im Folgenden kurz erläutert.

Arrinda et al. 2015

Der Einsatz von Stromspeichern für industrielle Verbraucher auf Mittelspannungsebene mit einer erneuerbaren Erzeugungsanlage in Spanien wird in dieser Veröffentlichung analysiert. Dabei wird ein technologieneutraler Stromspeicher zur Spitzenlastreduktion sowie zur Lastverschiebung (Tag-Nacht-Ausgleich) genutzt. Zusätzlich werden die rechtlichen Rahmenbedingungen in Spanien berücksichtigt. Durch einen Optimierungsalgorithmus mit der Zielfunktion, die Energiekosten und Netzentgelte zu minimieren, wird der Stromspeicher iterativ dimensioniert und anschließend das Optimum identifiziert. Dieser Auslegungsmethode hat den Nachteil, dass der Stromspeicher technologieneutral betrachtet wird und somit die ökonomischen und technischen Kennzahlen unterschiedlicher Stromspeicher-technologien nicht berücksichtigt werden. (Arrinda et al. 2015)

Balischewski 2020

Der Fokus der Dissertation von Balischewski 2020 liegt auf dem multifunktionalen Einsatz von Lithium-Batterien in elektrischen Verteilnetzen. Ziel ist die Auslegung und der Betrieb der Lithium-Batterie. Dabei wird ein Alterungsmodell für die Lithium-Batterie zur Bestimmung der Lebensdauer berücksichtigt. Zusätzlich wird auch ein Industrieinsatz zur Spitzenlastreduktion untersucht. Neben der Bewertung dieser Einsatzoption wird der multifunktionale Einsatz bestehend aus Spitzenlastreduktion und Eigenverbrauchsoptimierung sowie Spitzenlastreduktion und Blindleistungskompensation betrachtet. Die ökonomische Bewertung der Lithium-Batterie erfolgt durch den Kapitalwert über die Lebensdauer der Lithium-Batterie. Jedoch wird in dieser Arbeit die Einsatzoption Arbitrage-Handel nicht betrachtet. (Balischewski 2020)

Behlen 2019

Behlen 2019 betrachtete eine technologieneutrale Stromspeicherintegration für Industrieunternehmen. Durch eine iterative Optimierung werden Stromspeicher für die Einsatzoptionen Spitzenlastreduktion, atypische Netznutzung, Eigenverbrauchsoptimierung und Bereitstellung von Regelleistung dimensioniert. Die Zielfunktion ist die Amortisationszeit und der interne Zinsfuß. Der Nachteil dieser Auslegungsmethode ist die technologieneutrale Betrachtung des Stromspeichers. (Behlen 2019)

Braeuer et al. 2019

Braeuer et al. 2019 analysiert den Einsatz von Stromspeichern in der Industrie. Dabei ist die Minimierung der Gesamtkosten die Zielfunktion der linearen Optimierung. Nachteilig ist jedoch, dass keine spezifischen Stromspeichertechnologien betrachtet werden. Als Einsatzoptionen werden die Spitzenlastreduktion, die Primärregelleistung und der Arbitrage-Handel untersucht. Ebenso wird die Kombination von Primärregelleistung und Arbitrage-Handel, Primärregelleistung und Spitzenlastreduktion sowie die Kombination aus allen drei Einsatzoptionen analysiert. Die Lebensdauer wird über die Entladetiefe, die zyklische und kalendarische Lebensdauer bestimmt. Die Wirtschaftlichkeit wird durch die Kapitalwertmethode mit einem konstanten Betrachtungszeitraum von elf Jahren bewertet. (Braeuer et al. 2019)

Carpinelli et al. 2014

Der Untersuchungsbereich von Carpinelli et al. 2014 sind industrielle Verbraucher. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Energiekosten durch eine Lithium-Batterie oder eine Redox-Flow-Batterie. Die betrachteten Einsatzoptionen sind der Arbitrage-Handel sowie die Spitzenlastreduktion. Dabei wird die Lebensdauer der Stromspeicher vereinfacht über die kalendarische und zyklische Lebensdauer abgebildet. Die Wirtschaftlichkeit wird durch die Gegenüberstellung der Vollkosten der Stromspeicher mit den Einsparungen bewertet. Da jedoch die Einsatzoption nicht miteinander kombiniert werden, kann diese Auslegungsmethode nur teilweise berücksichtigt werden. (Carpinelli et al. 2014)

Choi et al. 2018

Die Vermarktung des erzeugten Stroms eines Windparks an der Strombörse durch eine Lithium-Batterie ist die betrachtete Einsatzoption dieser Veröffentlichung. Die Lebensdauer der Lithium-Batterie ist dabei auf zehn Jahre festgelegt. Ziel der Optimierung ist der maximale Gewinn. Die Wirtschaftlichkeit wird über eine Kostenvergleichsrechnung pro Jahr bewertet und anhand dessen wird das wirtschaftliche Optimum identifiziert. Durch die Annahme einer konstanten Lebensdauer von zehn Jahren wird die unterschiedliche Lebensdauer der Stromspeichertechnologien in Abhängigkeit der Auslastung des Stromspeichers vernachlässigt. (Choi et al. 2018)

Doetsch et al. 2011

Das generische Optimierungsmodell dieser Publikation dient der Einsatzoptimierung für unterschiedliche Stromspeichertechnologien für stationären und mobilen Einsatz. Mithilfe eines Algorithmus wird das gemischt-ganzzahlige Optimierungsproblem aufgelöst. Die Zielfunktion ist die Erlösmaximierung bzw. die Minimierung der Strombezugskosten je nach Einsatzoption. Es werden auf der einen Seite erzeugernahe Einsatzoptionen wie Vermarktung von Windstrom, Einspeise-management oder EEG-Fahrplan untersucht. Auf der anderen Seite werden verbrauchernahe Einsatzoptionen mit Fokus auf Privathaushalte wie die Eigen-verbrauchsoptimierung oder die Optimierung von Strombezugskosten sowie zentrale Einsatzoptionen für das Energiesystem wie Arbitrage-Handel am Day-Ahead-Markt und Bereitstellung von Minutenregelleistung betrachtet. Dazu werden Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Natrium-Batterien und Redox-Flow-Batterie untersucht. Ein multifunktionaler Einsatz durch Kombination der Einsatzoptionen wird ebenfalls analysiert, jedoch ist der Objektbereich dieser Auslegungsmethode das Energieversorgungssystem und Privathaushalte. (Doetsch et al. 2011)

Hesse et al. 2017

Durch eine lineare Optimierung mit der Zielfunktion der Kostenminimierung wird der Einsatz von Blei-Batterien und Lithium-Batterien für Privathaushalte mit PV-Anlagen zur Eigenverbrauchsoptimierung untersucht. Die Alterung der beiden elektrochemischen Stromspeichertechnologien wird detailliert über die Bestimmung des State-of-Health bestimmt. Die Wirtschaftlichkeit wird anhand des Return on Investment (ROI) bewertet. Da der Fokus auf Privathaushalten und der detaillierten Bestimmung des State-of-Health liegt, ist diese Arbeit nur in Teilen für die Zielsetzung der vorliegenden Arbeit geeignet. (Hesse et al. 2017)

Kanngießer 2013

In dieser Dissertation wurde ein generisches Optimierungsmodell zur Einsatzoptimierung von Stromspeichern entwickelt. Dies wurde durch eine deterministische, gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung, welche auch das Standardverfahren der Kraftwerkseinsatzoptimierung darstellt, aufgebaut. Die Zielfunktion der Optimierung ist die wirtschaftliche Bewertung durch die Break-Even-Investitionskosten. Die Break-Even-Investitionskosten sind die Anschaffungskosten, die mit einem Kapitalwert von Null korrespondieren. Da der Fokus der Arbeit auf dem übergeordneten Energieversorgungssystem liegt, werden nicht nur die Einsatzoptionen Eigenverbrauchsoptimierung, Arbitrage-Handel, Bereitstellung von Regelleistung, sondern auch die Einsatzoptionen Bildung eines Hybridkraftwerks zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien, Vermeidung bzw. Verzögerung von Netz- und Betriebsmittelausbau, Minimierung der Strom-bezugskosten betrachtet. Für diese Einsatzoptionen werden die Stromspeicher-technologien Pumpspeicher und Druckluftspeicher analysiert. Das Verhältnis von Energie und Leistung wird über das technologiespezifische Kostenverhältnis berücksichtigt. Ein Nachteil dieser Auslegungsmethode ist, dass die Lebensdauer der Stromspeicher vorgegeben wird. Dadurch werden die unterschiedlichen Lebensdauern der jeweiligen Stromspeichertechnologien vernachlässigt. Die Kombination von unterschiedlichen Einsatzoptionen wird ebenso untersucht. Dabei werden Einsatzoption Arbitrage-Handel und Bereitstellung von Regelleistung durch virtuelle Teilspeicher kombiniert. (Kanngießer 2013)

Kaschub 2017

Ziel dieser Auslegungsmethode ist es, den maximalen Kapitalwert zu identifizieren. Dabei wird jedoch nicht nur ein Stromspeicher, sondern auch eine PV-Anlage und ein Elektrofahrzeug in einem Privathaus betrachtet. Die Einsatzoptionen sind die Eigenverbrauchsoptimierung sowie die Lastverschiebung. Diese Dissertation konzentriert sich auf Lithium-Batterien. Die Alterung der Lithium-Batterie wird über ein vereinfachtes Alterungsmodell durch die zyklische und kalendarische Lebensdauer und der Entladetiefe abgebildet. Der Zeitraum ist ein Gesamtjahr in einer Auflösung von 15-Minuten-Mittelwerten. Zum Abschluss werden die Ergebnisse durch eine Sensitivitätsanalyse analysiert. Diese Dissertation konzentriert sich auf Privathaushalte mit PV-Anlage und Elektroauto und untersucht damit einen anderen Objektbereich als die vorliegende Arbeit. (Kaschub 2017)

Koskela et al. 2019

Die Veröffentlichung beschreibt eine Methode zur Auslegung von Lithium-Batterien und PV-Anlagen für Privathaushalte. Die Lebensdauer der Lithium-Batterie wird dabei vereinfacht über die kalendarische Lebensdauer abgebildet. Es werden die Einsatzoptionen Eigenverbrauchsoptimierung und Arbitrage-Handel sowie die Kombination beider Einsatzoptionen betrachtet. Die Zielfunktion der Optimierung ist die Maximierung der Gewinne und der Return on Investment (ROI). Neben der fehlenden Fokussierung auf industrielle Verbraucher fehlt in dieser Auslegungsmethode unter anderem die Berücksichtigung der zyklischen Lebensdauer der Lithium-Batterie. (Koskela et al. 2019)

Lehmann et al. 2016

Lehmann et al. 2016 analysiert die Einsatzoptionen der Spitzenlastreduktion und der Eigenverbrauchsoptimierung von Fabriken. Dabei ist es das Ziel, durch einen iterativen Prozess den Kapitalwert des Stromspeichers zu maximieren. Als Betrachtungszeitraum für alle Stromspeichertechnologien werden 20 Jahre angenommen. Analysiert werden die elektrochemischen Stromspeichertechnologien Blei-Batterien, Lithium-Batterien, Natrium-Batterien und Redox-Flow-Batterien. Ein multifunktionaler Einsatz wird durch die Kombination des eigenerzeugten PV-Stroms zum Beladen und der Spitzenlastreduktion zum Entladen des Stromspeichers untersucht. Der Nachteil dieser Auslegungsmethode ist die konstante Lebensdauer der untersuchten Stromspeichertechnologien sowie die Vernachlässigung Einsatzoption Netzentgeltreduktion durch atypische Netznutzung. (Lehmann et al. 2016)

Li et al. 2017

Die Einsatzoptionen Bereitstellung von Sekundärregelleistung und die Spitzenlastreduktion sowie die Kombination aus beiden Einsatzoptionen für große PV- oder Wind-Anlagen sind die betrachteten Einsatzoptionen in dieser Veröffentlichung. Diese Auslegung wird für die Blei-Batterie und Lithium-Batterie durchgeführt. Die Zielfunktion der Optimierung sind die minimalen Anschaffungskosten des Stromspeichers. Da der Objektbereich dieser Arbeit nicht die Fabrik ist, kann in diesem Fall die Einsatzoption Netzentgeltreduktion nicht betrachtet werden. Aus diesem Grund ist diese Auslegungsmethode nicht zur Beantwortung der Forschungsfrage geeignet. (Li et al. 2017)

Linssen et al. 2017

Die Eigenverbrauchsoptimierung eines Privathaushalts in Deutschland mithilfe einer Blei- oder Lithium-Batterie steht im Fokus dieser Veröffentlichung. Bei beiden Stromspeichertechnologien wird eine lineare Degradation von 0,4 % pro Jahr berücksichtigt. Die Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der Gesamtkosten. Die wirtschaftliche Bewertung des Gesamtsystems (PV-Anlage und Stromspeicher) erfolgt über die Stromgestehungskosten. (Linssen et al. 2017)

Die Stromgestehungskosten (engl. „Levelized Costs of Energy“ (LCOE)) sind ein gängiges Verfahren bei konventionellen Kraftwerken zum Vergleich verschiedener Technologien (Wissel et al. 2010, S. 16).

Die Stromgestehungskosten werden auf Grundlage des Kapitalwerts berechnet. Dabei werden die Kosten der Energiemenge gegenübergestellt. So ergibt sich die Einheit Euro pro Kilowattstunde. Je geringer die Stromgestehungskosten sind, desto wirtschaftlicher ist der Stromspeicher (siehe Formel 3-1). (Kanngießer 2013, S. 50)

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{A_t}{(1+z)^t} + C_0}{\sum_{t=0}^T \frac{E_{ESS,t}}{(1+z)^t}} \quad 3-1$$

C_0 = Anschaffungsauszahlung

E = gespeicherte Energiemenge pro Jahr

A = Auszahlungen pro Jahr

T = Betrachtungszeitraum

z = Kalkulationszinssatz

Durch die Stromgestehungskosten können unterschiedliche Stromspeicher-technologien miteinander verglichen werden. Diese Methode ist für Stromspeicher geeignet, solange die entscheidende Größe zur Auslegung des Stromspeichers (abhängig von der Einsatzoption) die Energie des Stromspeichers ist (Kanngießer 2013, S. 51). Sobald die Leistung die entscheidende Größe zur Auslegung des Stromspeichers ist, sind die Stromgestehungskosten in Euro pro Kilowattstunden nicht aussagekräftig. Deshalb ist diese Methode nur bedingt geeignet, um die Wirtschaftlichkeit eines Stromspeichers zu bestimmen (Zapf 2017, S. 77).

Magnor 2017

Ein generischer Algorithmus zur Auslegung von Lithium-Batterien zur Eigenverbrauchsoptimierung in Privathaushalten wird in diesem Beitrag vorgestellt. Die minimalen Stromgestehungskosten sind die Zielfunktion der Optimierung. Die Lebensdauer wird über ein Degradationsmodell bestimmt. Die ökonomische Bewertung erfolgt durch die Stromgestehungskosten mit einem konstanten Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Für die Lithium-Batterie werden dementsprechend Ersatzinvestitionen berücksichtigt. Diese Auslegungsmethode betrachtet ausschließlich die Einsatzoption Eigenverbrauchsoptimierung für Privathaushalte. Die Einsatzoptionen Netzentgeltreduktion und Arbitrage-Handel sowie ein multifunktionaler Einsatz werden nicht betrachtet. Aus diesen Gründen ist diese Auslegungsmethode nur teilweise zu berücksichtigen. (Magnor 2017)

Mariaud et al. 2017

Durch eine gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung mit der Zielfunktion der minimalen Gesamtkosten werden Blei-Batterie, Natrium-Batterie, Lithium-Batterie und Redox-Flow-Batterie zum Arbitrage-Handel und der Frequenzhaltung im Gebäudesektor in Großbritannien ausgelegt. Ebenso wird die Kombination der Einsatzoptionen untersucht. Die ökonomische Bewertung der Stromspeicher erfolgt über den Kapitalwert mit einer konstanten Lebensdauer von fünf Jahren. Da der Fokus dieser Auslegungsmethode auf dem Gebäudesektor liegt und nicht auf Fabriken, wird die Einsatzoption Netzentgeltreduktion nicht untersucht. Darum ist diese Auslegungsmethode nicht zur Zielerreichung dieser Arbeit geeignet. (Mariaud et al. 2017)

Martins et al. 2018

Dieser Beitrag fokussiert sich auf die Auslegung von Lithium-Batterien zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung in der Industrie. Die lineare Optimierung hat die Zielfunktion der minimalen Gesamtkosten. Durch ein detailliertes Degradationsmodell wird die Alterung bzw. die Lebensdauer in Form von Degradationskosten in der Zielfunktion berücksichtigt. Die ökonomische Bewertung der Lithium-Batterie erfolgt über den internen Zinsfuß und die Amortisationszeit. Die Fokussierung auf die Einsatzoption Bereitstellung von Sekundärregelleistung führt dazu, dass kein multifunktionaler Einsatz durch Kombination mit weiteren Einsatzoptionen analysiert wird. Nachteilig ist, dass die Einsatzoptionen zur Optimierung des Energiebezugs nicht betrachtet werden. (Martins et al. 2018)

Martínez-Suazo et al. 2014

Die Auslegung von Lithium-Batterien für die Einsatzoptionen Bereitstellung von Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Arbitrage-Handel sowie die Kombination aus der Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Arbitrage-Handel im Energieversorgungssystem von Chile wird in dieser Veröffentlichung betrachtet. Bei der Auslegung wird die Ausspeicherdauer von Lithium-Batterien berücksichtigt. Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt über die Stromgestehungskosten anhand welcher das Optimum identifiziert wird. Der Fokus dieser Auslegungsmethode liegt auf dem volkswirtschaftlichen Energieversorgungssystem in Chile. Deshalb ist diese Auslegungsmethode nur teilweise zu berücksichtigen. (Martínez-Suazo et al. 2014)

Mohan et al. 2016

Die Einsatzoptionen Spitzenlastreduktion, Arbitrage-Handel, die Eigenverbrauchsoptimierung sowie die Kombinationsmöglichkeiten im GHD-Sektor sind Gegenstand dieser Veröffentlichung. Die Zielfunktion der Optimierung sind die minimalen Energiekosten pro Tag. Es werden jedoch keine konkreten Technologien der Energiespeicherung untersucht. Dies ist der Grund dafür, dass diese Auslegungsmethode die Zielsetzung dieser Arbeit nicht vollständig abdeckt. Die Bewertung erfolgt ausschließlich durch pauschale Anschaffungskosten, jedoch wird eine Degradation des Stromspeichers berücksichtigt. (Mohan et al. 2016)

Munzke 2018

Dieser Beitrag untersucht die Auslegung von Lithium-Batterien in Kombination mit einer PV-Anlage. Die Einsatzoption ist die Eigenverbrauchsoptimierung von Privathaushalten. Die Auslegung erfolgt über eine wirtschaftliche Optimierung mit der Zielfunktion der minimalen Stromgestehungskosten. Allerdings wird nicht nur die Lithium-Batterie, sondern auch die PV-Anlage ausgelegt. Daher ist diese Auslegungsmethode nur in Ansätzen für die Zielsetzung dieser Arbeit geeignet. (Munzke 2018)

Nayak et al. 2016

Die Einsatzoptionen atypische Netznutzung und die Eigenverbrauchsoptimierung (einer PV-Anlage) eines industriellen Verbrauchers werden in diesem Beitrag analysiert. Die Auslegung einer Blei-Batterie erfolgt durch eine Optimierung mit der Zielfunktion der minimalen Gesamtkosten. Die Wirtschaftlichkeit der Blei-Batterie wird anhand der Stromgestehungskosten mit einer linearen Degradation sowie einer konstanten Lebensdauer von zehn Jahren bewertet. Nicht untersucht werden die Einsatzoption Arbitrage-Handel und Netzentgeltreduktion durch Spitzenlastreduktion. Dies zeigt, dass diese Auslegungsmethode nicht alle Einsatzoptionen zur Optimierung des Energiebezugs betrachtet. (Nayak et al. 2016)

Olaszi et al. 2017

Ein Optimierungsmodell mit neuronalen Netzen wird in diesem Beitrag für die Auslegung von Blei-Batterien und Lithium-Batterien zur Eigenverbrauchsoptimierung in Privathaushalten mit einer PV-Anlage vorgestellt. Die ökonomische Bewertung folgt nach dem Ansatz der Stromgestehungskosten mit einer konstanten Lebensdauer des Stromspeichers von 25 Jahren. Diese Auslegungsmethode vernachlässigt die Einsatzoptionen zur Netzentgeltreduktion, da der Objektbereich Privathaushalte sind. Aus diesem Grund ist diese Auslegungsmethode nur in Teilen geeignet. (Olaszi et al. 2017)

Opathella et al. 2018

In diesem Beitrag wird ein Microgrid mit PV- und Wind-Anlagen betrachtet. Die Auslegung für einen Schwungmassenspeicher, eine Blei-Batterie, eine Lithium-Batterie sowie eine Nickel-Batterie erfolgt über eine Optimierung mit der Zielfunktion der minimalen Gesamtkosten des Microgrid. Der Stromspeicher wird zur atypischen Netznutzung sowie zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung eingesetzt. Für die ökonomische Bewertung des Stromspeichers wird die Kapitalwertmethode mit einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren genutzt. Jedoch wird für die betrachteten Stromspeichertechnologien eine konstante Lebensdauer von sieben Jahren mit dementsprechenden Ersatzinvestitionen angenommen. Ein multifunktionaler Einsatz durch Kombination der Einsatzoptionen wird nicht betrachtet. (Opathella et al. 2018)

Oudalov et al. 2007

Die Einsatzoption Spitzenlastreduktion von Produktionsstandorten steht im Fokus der Methode von Oudalov et al. 2007. Der optimale Stromspeicher wird durch eine lineare Optimierung mit der Zielfunktion der maximalen Kosteneinsparung identifiziert. Ebenso wie bei Lehmann et al. 2016 geht die Methode iterativ vor und betrachtet einen konstanten Zeitraum von 20 Jahren. Untersucht werden die Stromspeicher-technologien Blei-Batterie und Redox-Flow-Batterie. Die Wirtschaftlichkeit der Stromspeicher wird über den Kapitalwert mit erforderlichen Ersatzinvestitionen bestimmt. Die Lebensdauer wird über die Zyklen pro Jahr und die zyklische Lebensdauer berechnet. Weitere Einsatzoptionen zur Optimierung des Energiebezugs und ein multifunktionaler Einsatz werden nicht betrachtet. Deshalb deckt diese Auslegungsmethode nur ein Teil der Zielsetzung ab. (Oudalov et al. 2007)

Parra Mendzoa 2014

In der Dissertation von Parra Mendzoa 2014 wird eine Gemeinde mit mehreren Haushalten für den Einsatz von Stromspeichern untersucht. Die betrachteten Einsatzoptionen sind die Eigenverbrauchsoptimierung, die Spitzenlastreduktion sowie die Kombination aus beiden. Hierfür wird die Blei-Batterie, die Lithium-Batterie sowie die Wasserstoff-Technologie analysiert. Die ökonomische Bewertung erfolgt anhand der Stromgestehungskosten und des internen Zinsfußes. Diese Dissertation fokussiert sich auf den Objektbereich Gemeinde mit mehreren Haushalten und ist deshalb nur teilweise zu berücksichtigen. (Parra Mendzoa 2014)

Sani Hassan et al. 2017

Dieser Beitrag stellt eine technologieneutrale Auslegungsmethode für Stromspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung und zum Arbitrage-Handel sowie die Kombination aus beiden Einsatzoptionen für Privathaushalte vor. Der Optimierungsansatz hat die Zielfunktion der Erlösmaximierung. Durch einen technologieneutralen Stromspeicher werden die technischen und ökonomischen Kennzahlen der Stromspeicher-technologien vernachlässigt. (Sani Hassan et al. 2017)

Talent et al. 2018

In dieser Veröffentlichung wird eine Lithium-Batterie für Privathaushalte und den GHD-Sektor zur Eigenverbrauchsoptimierung und zum Arbitrage-Handel ausgelegt sowie zur Kombination aus beiden Einsatzoptionen. Durch eine gemischt-ganzzahlige Programmierung wird die Zielfunktion Kapitalwert des Gesamtsystems (PV-Anlage und Lithium-Batterie) maximiert. Der Betrachtungszeitraum ist dabei auf zehn Jahre festgelegt. Zusätzlich wird ein Fahrplan mit einer Auflösung von 30 Minuten erstellt. Da diese Auslegungsmethode nicht den Objektbereich Fabrik untersucht, wird die Einsatzoption Netzentgeltreduktion nicht betrachtet. (Talent et al. 2018)

Zhang et al. 2020

Der Einsatz eines Stromspeichers mit einer PV-Anlage für Privathaushalte zur Eigenverbrauchsoptimierung und dem Arbitrage-Handel sowie die Kombination beider Einsatzoptionen für Privathaushalte steht im Fokus dieser Veröffentlichung. Der Stromspeicher wird dabei technologieneutral betrachtet und durch eine konstante kalendarische Lebensdauer anhand der Stromgestehungskosten und der Amortisationszeit ökonomisch bewertet. Durch die Betrachtung von technologieneutralen Stromspeichern werden in dieser Auslegungsmethode die technischen und ökonomischen Kennzahlen unterschiedlicher Stromspeicher-technologien vernachlässigt. (Zhang et al. 2020)

Zucker et al. 2014

Die Kombination der Einsatzoptionen Eigenverbrauchsoptimierung und Arbitrage-Handel betrachtet Zucker et al. 2014. Der Fokus liegt auf Aggregatoren und Privathaushalten mit vorhandenen PV-Anlagen. Untersucht wird der Einsatz von Blei- und Lithium-Batterien. Die Lebensdauer wird auf 15 Jahre und die zyklische Belastung auf einen Zyklus pro Tag festgelegt. Die Wirtschaftlichkeit wird über die Methode des internen Zinsfußes bestimmt. Die Einsatzoption Netzentgeltreduktion durch Spitzenlastreduktion oder atypische Netznutzung wird nicht betrachtet, da diese ausschließlich für große Energieverbraucher (ab Jahresenergieverbrauch von 100.000 kWh) umsetzbar ist. (Zucker et al. 2014)

3.3 Zwischenfazit

Der Stand der Forschung und Technik wurde in den vorherigen Kapiteln hinsichtlich kostenbasierter Auslegungsmethoden in Methoden mit statischem Modell, Methoden mit Simulationsmodell und Methoden mit Optimierungsmodell kategorisiert und die bestehenden Auslegungsmethoden beschrieben. Die Auslegungsmethoden mit Optimierungsmodell weisen, vor dem Hintergrund der Entwicklung einer Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken, eine hohe Relevanz auf und werden deshalb in dieser Arbeit berücksichtigt.

4 Definition der Anforderungen und Identifikation des Handlungsbedarfs

Die Analyse des Stands der Forschung und Technik aus Kapitel 3 unter Berücksichtigung der Grundlagen aus Kapitel 2 zeigt eine Vielzahl unterschiedlicher Methoden zur Auslegung von Stromspeichern auf. Es ist zu untersuchen, inwieweit diese Ansätze bereits die aufgeworfene Forschungsfrage – wie Stromspeicher techno-ökonomisch für Fabriken ausgelegt werden können – beantworten. Dafür werden zuerst die Anforderungen an eine techno-ökonomische Auslegungsmethode erarbeitet. Die Ansätze aus dem Stand der Forschung und Technik sowie den Grundlagen werden im Anschluss den Anforderungen gegenübergestellt und der sich daraus ergebende Handlungsbedarf wird abgeleitet.

4.1 Definition der Anforderungen

Die Anforderungen können in drei Kategorien unterteilt werden. Anforderungen an den Bilanz- und Objektbereich (Kategorie A), Anforderungen an eine techno-ökonomische Auslegung (Kategorie B) und Anforderungen an die Einsatzoptionen (Kategorie C).

4.1.1 Anforderungen an den Bilanz- und Objektbereich

Die Definition des Bilanz- und Objektbereichs beschreibt den Anwendungsraum und ist somit von entscheidender Relevanz für die Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern. Die Anforderungen werden wie folgt definiert:

Abbildung des relevanten Objektbereichs

Der Objektbereich ist die Fabrik, bestehend aus dem elektrischen Energieversorgungssystem der Fabrik inklusive möglicher erneuerbarer Erzeugungsanlagen wie beispielsweise eine PV-Anlage (siehe Kapitel 2.1.3). Eine Umfrage von Industrieunternehmen, auf welchen Produktionsebenen ein Energiespeicher integriert wurde bzw. werden soll, zeigt ebenfalls eine Fokussierung auf die Fabrikebene (siehe Abbildung 4-1).

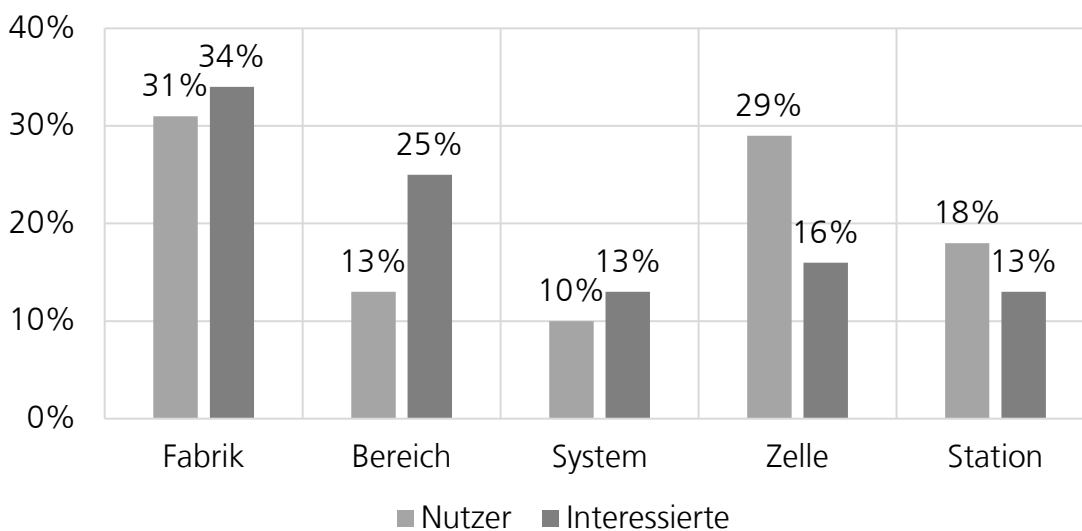


Abbildung 4-1 Umfrageergebnis bei Industrieunternehmen: Auf welchen Produktionsebenen sind Energiespeicher integriert bzw. würden sie integriert werden? (Zimmermann et al. 2019, S. 39)

Die Ergebnisse der Umfrage zeigen, dass die Nutzer sowohl Energiespeicher auf Produktionsebene Zelle oder Station als auch Energiespeicher auf Produktionsebene Fabrik oder Bereich bereits nutzen. Dahingegen bevorzugen die interessierten Industrieunternehmen hauptsächlich einen Energiespeicher auf der Fabrikebene. Aus diesem Grund ist die Anforderung an den Objektbereich die Betrachtung des elektrischen Energieversorgungssystems der Fabrik einschließlich der vorhandenen erneuerbaren Erzeugungsanlagen.

Vollständige Berücksichtigung der Kosten für die elektrische Energie-versorgung der Fabrik

Die Kosten für die elektrische Energieversorgung der Fabrik bestehen aus zwei Teilen. Zum einen der Strompreis, der für den tatsächlichen elektrischen Energieverbrauch bezahlt wird. Zum anderen das Netzentgelt, welche eine Gebühr für den Netzbetreiber darstellt. Die Anforderung ist, dass beide Größen berücksichtigt und je nach Einsatzoption verändert werden.

Berücksichtigung einer Ausspeicherdauer von mindestens 15 Minuten

Die Energiedaten auf Fabrikebene werden in 15-Minuten-Mittelwerten erfasst. Auch viele Einsatzoptionen auf dem Energiemarkt haben als kleinste Zeitauflösung 15 Minuten. Vor diesem Hintergrund ist die Anforderung, dass der Stromspeicher einen Zeitraum von mindestens 15 Minuten überbrücken kann.

4.1.2 Anforderungen an eine techno-ökonomische Auslegung

Die techno-ökonomische Auslegungsmethode muss einerseits die technischen Restriktionen der Stromspeichertechnologien und Einsatzoptionen, andererseits die ökonomischen Parameter der Stromspeichertechnologien und der Einsatzoptionen berücksichtigen. Aus diesem Grund lassen sich folgende Anforderungen ableiten:

Berücksichtigung der technischen Restriktionen der Stromspeicher-technologien

Alle Stromspeichertechnologien haben technische Restriktionen, die bei der Auslegung berücksichtigt werden müssen. Dazu zählen, wie in Kapitel 2.2 bereits erläutert, die maximale Leistung, die maximale Energie, der Wirkungsgrad, die Selbstentladerate, die Entladetiefe, die zyklische und kalendarische Lebensdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie. Diese technischen Kennzahlen müssen daher berücksichtigt werden.

Ökonomische Bewertung durch die Kapitalwertmethode über die Lebensdauer des Stromspeichers

In den Grundlagen und im Stand der Forschung und Technik (siehe Kapitel 2.4 und Kapitel 3) wurden bereits unterschiedliche Methoden zur ökonomischen Bewertung von Stromspeichern vorgestellt. Das Ergebnis einer Umfrage bei den Industrieunternehmen zeigt, dass neben der Kapitalwertmethode vor allem die Amortisationszeit und die Rentabilität wichtige Kriterien für die ökonomische Bewertung eines Energiespeichereinsatzes herangezogen werden (siehe Abbildung 4-2).

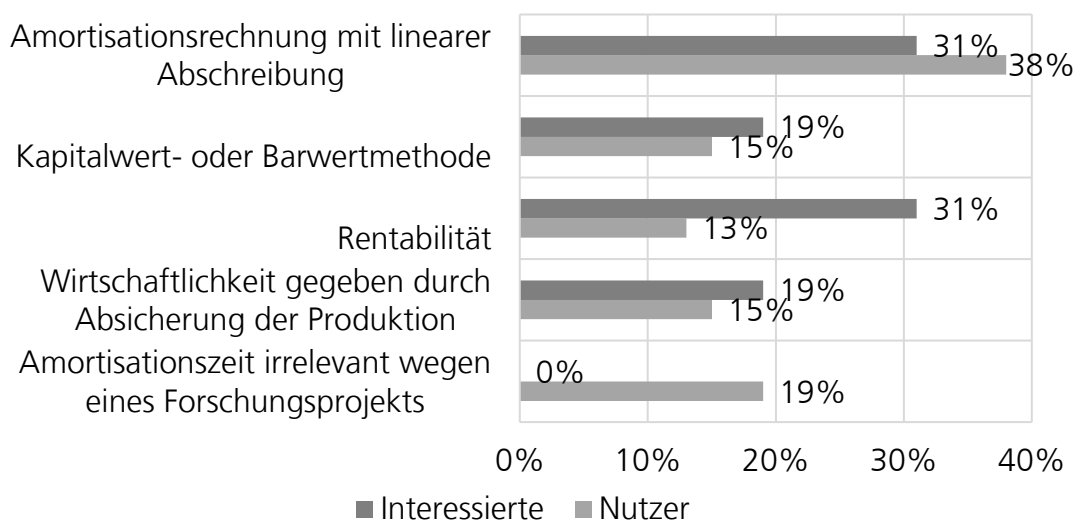


Abbildung 4-2 Umfrageergebnis bei Industrieunternehmen: ökonomische Bewertungsmethoden von Energiespeichern (Zimmermann et al. 2019, S. 82)

Als Zielfunktion der Optimierung in dieser Arbeit wird der Kapitalwert gewählt, da die Kapitalwertmethode, als Grundlage der dynamischen Methoden zur Investitionsrechnung, die Zahlungsströme während der gesamten Investitionsdauer berücksichtigt sowie das am stärksten akzeptierte Verfahren in der wissenschaftlichen Literatur ist (siehe Kapitel 2.4.2.1). Als Betrachtungszeitraum wird die Lebensdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie genutzt, um Ersatzinvestitionen zu vermeiden. Darüber hinaus wird die Amortisationszeit bestimmt, da diese aus den vorhandenen Daten berechnet werden kann. Die Amortisationszeit wird ausschließlich ergänzend bestimmt, da, wie bereits in Kapitel 2.4.2.4 erwähnt, die Zahlungen nach dem Amortisationszeitpunkt vernachlässigt werden (Götze 2014, S. 117).

Die Rentabilität, als Kennzahl für die wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichern, wird in dieser Arbeit nicht weiterverfolgt, da diese statische Methode der Investitionsrechnung die unterschiedliche Lebensdauer der Stromspeicher-technologien vernachlässigt (siehe Kapitel 2.4.1.3).

4.1.3 Anforderungen an Einsatzoptionen

Die Einsatzoptionen für Stromspeicher in Fabriken sind vielfältig und teilweise bereits am Markt verfügbar. Um diese einzugrenzen, werden folgende Anforderungen definiert:

Optimierung des Energiebezugs der Fabrik

Durch den Einsatz eines Stromspeichers in der Fabrik soll der Energiebezug der Fabrik optimiert werden. Diese Optimierung kann, wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben, durch die Einsatzoptionen Arbitrage-Handel, Eigenverbrauchsoptimierung und Netzentgeltreduktion durch Spitzenlastreduktion und atypische Netznutzung erfolgen. Die laut einer Umfrage am häufigsten genannten Einsatzoptionen für Industrieunternehmen sind die Rekuperation und die Netzentgeltreduktion (siehe Abbildung 4-3).

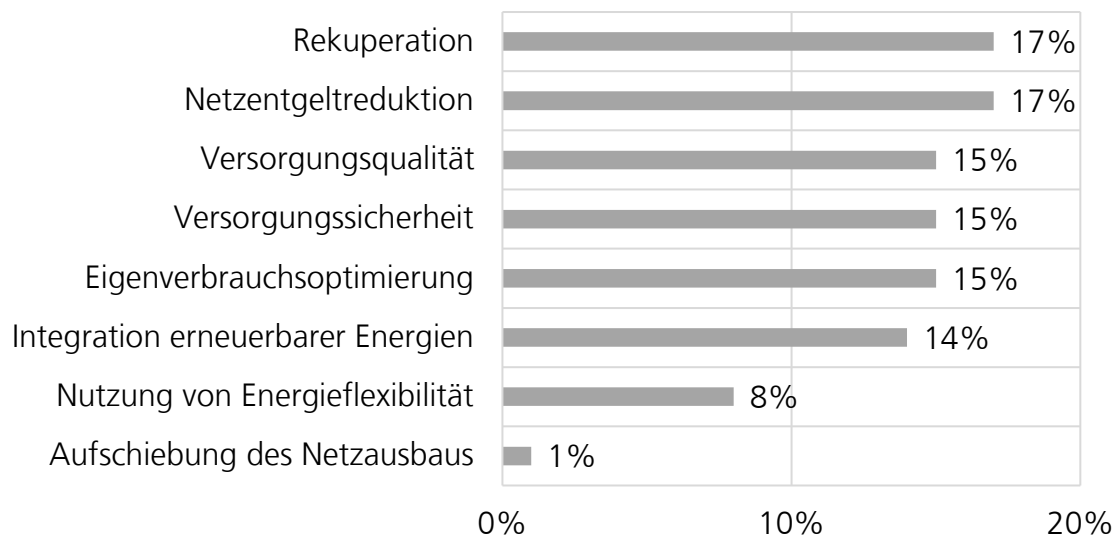


Abbildung 4-3 Umfrageergebnis bei Industrieunternehmen: Zu welchem Zweck werden Energiespeicher eingesetzt? (Zimmermann et al. 2019, S. 38)

Da die Einsatzoption Rekuperation auf Fabrikebene nicht realisierbar ist (siehe Kapitel 2.3.2.4), ist die Anforderung an die Einsatzoptionen die Optimierung des Energiebezugs durch die Netzentgeltreduktion, aufgeteilt in die Spitzenlastreduktion und die atypische Netznutzung.

Multifunktionaler Einsatz von Stromspeichern

In der vorliegenden Arbeit soll ein multifunktionaler Einsatz des Stromspeichers untersucht werden, um die Möglichkeit einer Erhöhung der Wirtschaftlichkeit zu überprüfen. Ziel des multifunktionalen Einsatzes ist es, mindestens eine Einsatzoption zum Beladen mit einer Einsatzoption zum Entladen zu kombinieren, um so Synergieeffekte der Einsatzoptionen zu analysieren. Aus diesem Grund ist die Betrachtung von multifunktionalen Einsatzoptionen ebenfalls eine Anforderung.

In dieser Arbeit werden die multifunktionalen Einsatzoptionen durch die Kombination der Einsatzoption SLR und ATN mit anderen Einsatzoptionen abgebildet, um so Synergieeffekte zwischen den Einsatzoptionen ausnutzen zu können. Da die Einsatzoption SLR und ATN ausschließlich durch das Entladen des Stromspeichers erzielt wird, wird für das Beladen des Stromspeichers die Einsatzoption Eigenverbrauchsoptimierung oder der Arbitrage-Handel sowie beide in Kombination betrachtet.

Daraus ergeben sich insgesamt sechs multifunktionale Einsatzoptionen, aufgeteilt in drei multifunktionale Einsatzoptionen mit SLR und drei multifunktionalen Einsatzoptionen mit ATN.

Die Kombination der Einsatzoption SLR und Eigenverbrauchsoptimierung (multifunktionale Einsatzoption SLRPV) und die Kombination der Einsatzoption ATN und Eigenverbrauchsoptimierung (multifunktionale Einsatzoption ATNPV) bilden die ersten beiden multifunktionalen Einsatzoptionen. Für diese wird die erzeugte PV-Energie zum Beladen des Stromspeichers genutzt, bevor dieser mit Energie vom Netz beladen wird. Ziel ist es, möglichst viel selbst erzeugte Energie zu verbrauchen und idealerweise Überschussenergie der PV-Anlage zwischenzuspeichern.

Die zweite multifunktionale Einsatzoption besteht aus der Kombination der Einsatzoption SLR und dem Arbitrage-Handel (multifunktionale Einsatzoption SLRDA) und der Kombination aus der Einsatzoption ATN und dem Arbitrage-Handel (multifunktionale Einsatzoption ATNDA). Ziel des Arbitrage-Handels ist es, die Schwankungen des dynamischen Preisverlaufes auszunutzen. Dazu wird der Stromspeicher ausschließlich zu günstigen Zeitpunkten beladen, um die Energie anschließend entweder für die Einsatzoption SLR oder ATN zu nutzen.

Die dritte multifunktionale Einsatzoption ist die Kombination aus den ersten beiden multifunktionalen Einsatzoptionen, jeweils aufgeteilt in SLR (multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA) und ATN (multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA), wobei zuerst die PV-Energie zum Beladen des Stromspeichers genutzt wird.

4.2 Einordnung bestehender Ansätze

Auf Basis der definierten Anforderungen werden die bereits existierenden Ansätze, die in Kapitel 3 identifiziert wurden, bewertet. Darauf aufbauend wird der Handlungsbedarf für die vorliegende Arbeit abgeleitet. Tabelle 4-1 zeigt die Einordnung der bestehenden 29 Ansätze anhand der definierten Anforderungen, eingeteilt in die drei zuvor beschriebenen Kategorien A, B und C.

Die Bewertung der bestehenden Ansätze hinsichtlich deren Objektbereich zeigt, dass sich acht Methoden auf den Objektbereich Fabrik konzentrieren. Dahingegen betrachten 15 Methoden den Privathaushalt als Objektbereich und sechs Methoden das Energieversorgungssystem. Lediglich fünf Methoden berücksichtigen auch die Kosten der elektrischen Energieversorgung vollständig. Die zeitliche Auflösung der Energiedaten auf Fabrikebene werden ausschließlich von Lehmann et al. 2016 und Mariaud et al. 2017 bei der Auswahl der Stromspeichertechnologien berücksichtigt. Die Anforderungen der Kategorie A werden somit von keiner Veröffentlichung vollständig erfüllt.

Betrachtet man die Anforderungen an eine techno-ökonomische Auslegung (Kategorie B), so ist zu erkennen, dass 24 Ansätze technische Restriktionen der Stromspeichertechnologien berücksichtigen. Jedoch werden besonders die Entladerate sowie die Selbstentladerate häufig vernachlässigt, sodass ausschließlich sieben der 24 Ansätze alle in Kapitel 4.1.2 aufgezählten technischen Kennzahlen miteinbeziehen. Eine ökonomische Bewertung durch eine Methode der dynamischen Investitionsrechnung mit der Kapitalwertmethode als Grundlage führen 19 Methoden durch. Von diesen 19 Methoden nutzen acht die Kapitalwertmethode, teilweise allerdings in Kombination mit einer PV-Anlage. Ausschließlich Balischewski 2020 berücksichtigt die Lebensdauer des Stromspeichers als Betrachtungszeitraum. Die weiteren Methoden nutzen einen konstanten Betrachtungszeitraum (mit Ersatzinvestitionen des Stromspeichers) zwischen 10 und 20 Jahren. Da die Stromspeichertechnologien eine unterschiedliche Lebensdauer, in Abhängigkeit der Auslastung aufweisen, führt dies zu einer unterschiedlichen Anzahl an Ersatzinvestitionen. Diese unterschiedliche Anzahl an Ersatzinvestitionen macht einen Vergleich verschiedener Stromspeichertechnologien schwierig. Die Anforderungen an eine techno-ökonomische Auslegung (Kategorie B) werden ausschließlich von einer Methode (Balischewski 2020) vollständig erfüllt. Dies liegt daran, dass die ökonomische Bewertung durch die Kapitalwertmethode über die Lebensdauer des Stromspeichers nur von Balischewski 2020 durchgeführt wird. Sechs Autoren berücksichtigen zwar die technischen Restriktionen der Stromspeichertechnologien, nutzen jedoch für die wirtschaftliche Bewertung einen konstanten Betrachtungszeitraum.

Die Anforderungen an die Einsatzoptionen (Kategorie C) zeigen, dass die Einsatzoptionen zur Optimierung des Energiebezugs einzeln bereits analysiert werden. Die Einsatzoption Netzentgeltreduktion, aufgeteilt in die SLR und die ATN, wird von vielen Methoden in Teilen abgedeckt. Insgesamt 16 Auslegungsmethoden untersuchen die Einsatzoption Netzentgeltreduktion, 13 davon durch SLR, zwei Ansätze durch ATN. Beide Möglichkeiten zur Netzentgeltreduktion, SLR und ATN, betrachtet ausschließlich Balischewski 2020. 16 Methoden weisen einen Ansatz für multifunktionale Einsatzoptionen auf.

Tabelle 4-1 Einordnung bestehender Ansätze anhand der definierten Anforderungen

| Autor | Relevanter Objektbereich | Vollständige Berücksichtigung der Kosten | Ausspeicherdauer > 15 Minuten | Berücksichtigung technischer Restriktionen | Ökonomische Bewertung durch Kapitalwert | Optimierung Energiebezug | Multifunktionaler Einsatz |
|----------------------------|--------------------------|--|-------------------------------|--|---|--------------------------|---------------------------|
| Arrinda et al. 2015 | ● | ● | ○ | ○ | ○ | ● | ○ |
| Balischewski 2020 | ● | ● | ○ | ○ | ○ | ● | ○ |
| Behlen 2019 | ● | ● | ○ | ○ | ○ | ● | ○ |
| Brauer et al. 2019 | ● | ● | ○ | ○ | ○ | ● | ○ |
| Carpinelli et al. 2014 | ● | ● | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Choi et al. 2020 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Doetsch et al. 2011 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Hesse et al. 2017 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Kanngießer 2013 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Kaschub 2017 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Koskela et al. 2019 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Lehmann et al. 2016 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Li et al. 2017 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Linssen et al. 2017 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Magnor 2017 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Marraud et al. 2017 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Martins et al. 2018 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Martinez-Suazo et al. 2014 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Mohan et al. 2016 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Munzke 2018 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Nayak et al. 2016 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Olaszi et al. 2017 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Opathella et al. 2018 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Oudalov et al. 2007 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Parra Mendoza 2014 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Sain Hassan et al. 2017 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Talent et al. 2018 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Zhang et al. 2020 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |
| Zucker et al. 2014 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |

Legende:
 ● = Anforderung voll erfüllt
 ◐ = Anforderung teilweise erfüllt
 ○ = Anforderung nicht erfüllt

Keine dieser Methoden betrachten die Kombination der Einsatzoptionen Spitzenlastreduktion (SLR), atypische Netznutzung (ATN), Eigenverbrauchsoptimierung und Arbitrage-Handel. Allgemein wird der multifunktionale Einsatz durch die Kombination von Einsatzoptionen, in dem der Stromspeicher virtuell aufgeteilt wird, von den 15 Ansätzen untersucht. Die Kombination der Be- und Entladung, die einen tatsächlichen multifunktionalen Einsatz darstellt, wird lediglich von Lehman et al. 2016 betrachtet, in dem dieser die PV-Energie zwischenspeichert und zu einem späteren Zeitpunkt für die Spitzenlastreduktion nutzt. Die Kategorie C, Anforderungen an die Einsatzoptionen, ist somit von keiner bisherigen Methode vollständig abgedeckt.

4.3 Zwischenfazit

In diesem Kapitel wurden die Anforderungen für eine Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken abgeleitet. Diese wurden hinsichtlich des Objektbereichs, techno-ökonomische Auslegung und Einsatzoptionen strukturiert. Die Anforderungen, die aus dem Anwendungsbezug kommen, wurden empirisch mittels einer Umfrage unter 136 Industrieunternehmen belegt (Zimmermann et al. 2019, S. 13). Die vorgenommene Analyse der 29 Auslegungsmethoden aus dem Stand der Technik zeigt Defizite in allen drei Anforderungskategorien, insbesondere im Bereich der Einsatzoptionen. Keine der identifizierten Arbeiten konnte die gestellten Anforderungen komplett erfüllen. Jedoch konnten wichtige Beiträge zur Beantwortung der Forschungsfrage identifiziert werden, die bei der Ausgestaltung der Methode berücksichtigt werden.

Dadurch konnte der Handlungsbedarf für eine Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken abgeleitet werden und die Teilforschungsfrage vier beantwortet werden: Welche Anforderungen gibt es an eine techno-ökonomische Auslegung von Stromspeichern für Fabriken?

Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen kann im nächsten Kapitel mit der Entwicklung einer Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken begonnen werden.

5 Techno-ökonomische Auslegung von Stromspeichern

In diesem Kapitel wird die Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken beschrieben. Zuerst wird die Methode ganzheitlich vorgestellt und in Unterprogramme eingeteilt. Anschließend werden die einzelnen Unterprogramme beschrieben. Dabei wird das Vorgehen erläutert und ein Programmablaufplan in Anlehnung an DIN 66001:1983-12 dargestellt (DIN 66001). Wie im vorherigen Kapitel definiert, werden in dieser Arbeit die Einsatzoptionen SLR und ATN sowie die definierten multifunktionalen Einsatzoptionen betrachtet.

5.1 Gegenstandsbereich der Arbeit

Wie in Kapitel 4 definiert, ist der Objektbereich dieser Arbeit das elektrische Energieversorgungssystem der Fabrik. Die erforderlichen Eingangsgrößen sind das elektrische Verbraucherlastprofil der Fabrik in 15-Minuten-Mittelwerten über ein Jahr, der Leistungs- und Arbeitspreis sowie der Strompreis. Das elektrische Verbraucherlastprofil der Fabrik setzt sich aus den einzelnen Verbrauchsprofilen der Maschinen und der Peripherie zusammen (Herrmann et al. 2011, S. 47). Der betrachtete Zeitraum wird aufgrund der Datenmenge von 35.040 Datenpunkte pro Jahr für z.B. das Verbraucherlastprofil eingegrenzt. Als Erzeugungsanlage für erneuerbare Energie wird eine PV-Anlage berücksichtigt, die eine maximale Erzeugungsleistung und ein Erzeugungsprofil in 15-Minuten-Mittelwerten über ein Jahr hat. Für die multifunktionalen Einsatzoptionen wird zusätzlich ein dynamischer Strompreisverlauf in 15-Minuten-Mittelwerten über ein Jahr berücksichtigt. Die Tarife für die Bestimmung des Netzentgelts und die Hochlastzeitfenster werden vom jeweiligen Netzbetreiber zur Verfügung gestellt.

Zur Beschreibung der Stromspeichertechnologien Blei-, Lithium-, Natrium- und Redox-Flow-Batterie werden die technischen und ökonomischen Kennzahlen aus Kapitel 2.2 herangezogen.

5.2 Programmablaufplan der Methode

Die Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken beruht auf einer gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung. Die Zielfunktion ist die Maximierung des Kapitalwerts über die Lebensdauer des Stromspeichers. Die Methode besteht aus zwei Modulen, dem iterativen Auslegungsprozess und der Sensitivitätsanalyse (siehe Abbildung 5-1).

Der Auslegungsprozess der Methode besteht aus vier Unterprogrammen. Die Stromspeichertechnologie und die Einsatzoption werden zu Beginn der Methode ausgewählt. Die betrachteten Stromspeichertechnologien werden in einem generischen Stromspeichermodell über technische und ökonomische Kennzahlen beschrieben. Zu den technischen Kennzahlen gehören die maximale Leistung, die maximale Energie, der Wirkungsgrad, die Selbstentladerate, die Entladetiefe, die Ausspeicherdauer, die zyklische und kalendarische Lebensdauer. Als ökonomische Kennzahlen werden die leistungsspezifischen und die energiespezifischen Anschaffungskosten sowie die spezifischen Betriebskosten berücksichtigt. Im ersten Schritt werden die Eingangsgrößen durch eine Lastprofil- und Kennzahlenanalyse untersucht und der Ist-Zustand definiert. Im zweiten Schritt wird die Speicherleistung für die jeweilige Einsatzoption bestimmt sowie im darauffolgenden Schritt anhand der Leistung und des Lastprofils des Verbrauchers die erforderliche Speicherenergie berechnet. Anhand dieser Ergebnisse erfolgt im vierten Schritt die ökonomische Bewertung. Um das ökonomische Optimum zu identifizieren, werden die Unterprogramme der Auslegung iterativ durchgeführt.

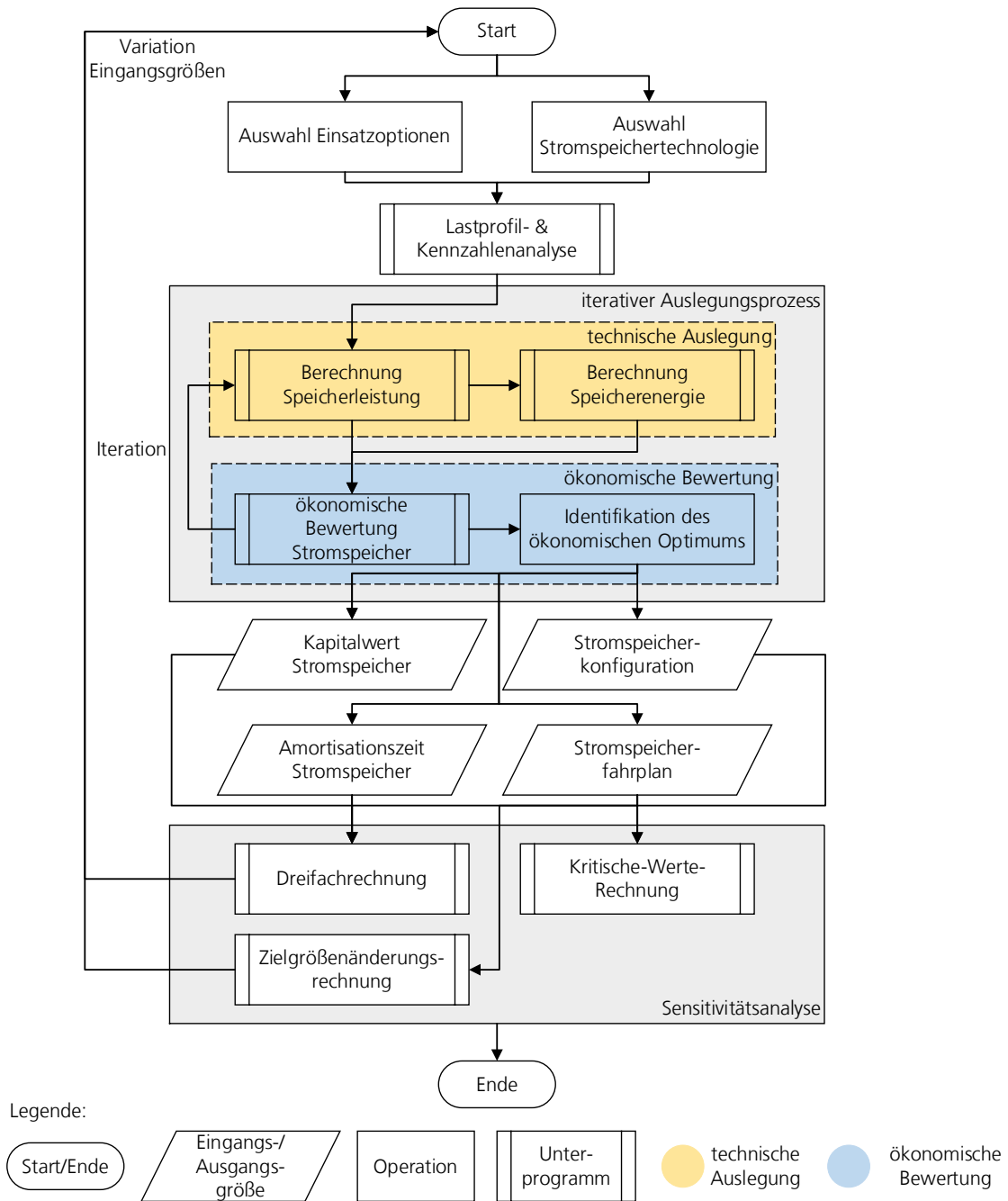


Abbildung 5-1 Programmablaufplan der Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken

Dieses Vorgehen wird für die Einsatzoption SLR und ATN sowie die definierten multifunktionalen Einsatzoptionen SLRPV, SLRDA, SLRPVDA, ATNPV, ATNDA und ANTPVDA angewandt, sodass die wirtschaftlichste Kombination aus Stromspeichertechnologie und (multifunktionaler) Einsatzoption identifiziert werden kann.

Das Modul Sensitivitätsanalyse besteht aus den Unterprogrammen Dreifachrechnung, Zielgrößenänderungsrechnung und der Kritischen-Werte-Rechnung. Die Dreifachrechnung und Zielgrößenänderungsrechnung werden für alle betrachteten Stromspeichertechnologien und mögliche Einsatzoptionen durchgeführt, um zu analysieren, ob sich bei der Veränderung Eingangsgrößen die Auslegung des Stromspeichers und ggf. die wirtschaftlichste Einsatzoption ändert. Die kritischen Werte werden für den wirtschaftlichsten Stromspeicher und Einsatzoption je Technologie bestimmt.

5.3 Lastprofil- und Kennzahlenanalyse

Das Ziel des ersten Schrittes ist es, den Ist-Zustand als Referenz zu identifizieren und die für die Einsatzoptionen relevanten Kennzahlen aus den Eingangsgrößen zu bestimmen. Dafür wird das Verbraucherlastprofil durch eine Lastprofilanalyse untersucht. Zusätzlich werden für die multifunktionalen Einsatzoptionen das PV-Erzeugungsprofil und der dynamische Strompreisverlauf eines Jahres analysiert. Zum Abschluss werden das Ist-Netzentgelt und die Ist-Energiekosten berechnet, da diese als Referenz für die ökonomische Bewertung erforderlich sind. Abbildung 5-2 zeigt das Unterprogramm der Lastprofil- und Kennzahlenanalyse.

Durch die Lastprofilanalyse werden die Kennzahlen durchschnittliche Ist-Leistungsbedarf, Ist-Jahreshöchstlast, Ist-Jahresenergieverbrauch sowie die Ist-Jahresbenutzungstunden bestimmt. Diese Kennzahlen sind für alle betrachteten (multifunktionalen) Einsatzoptionen relevant.

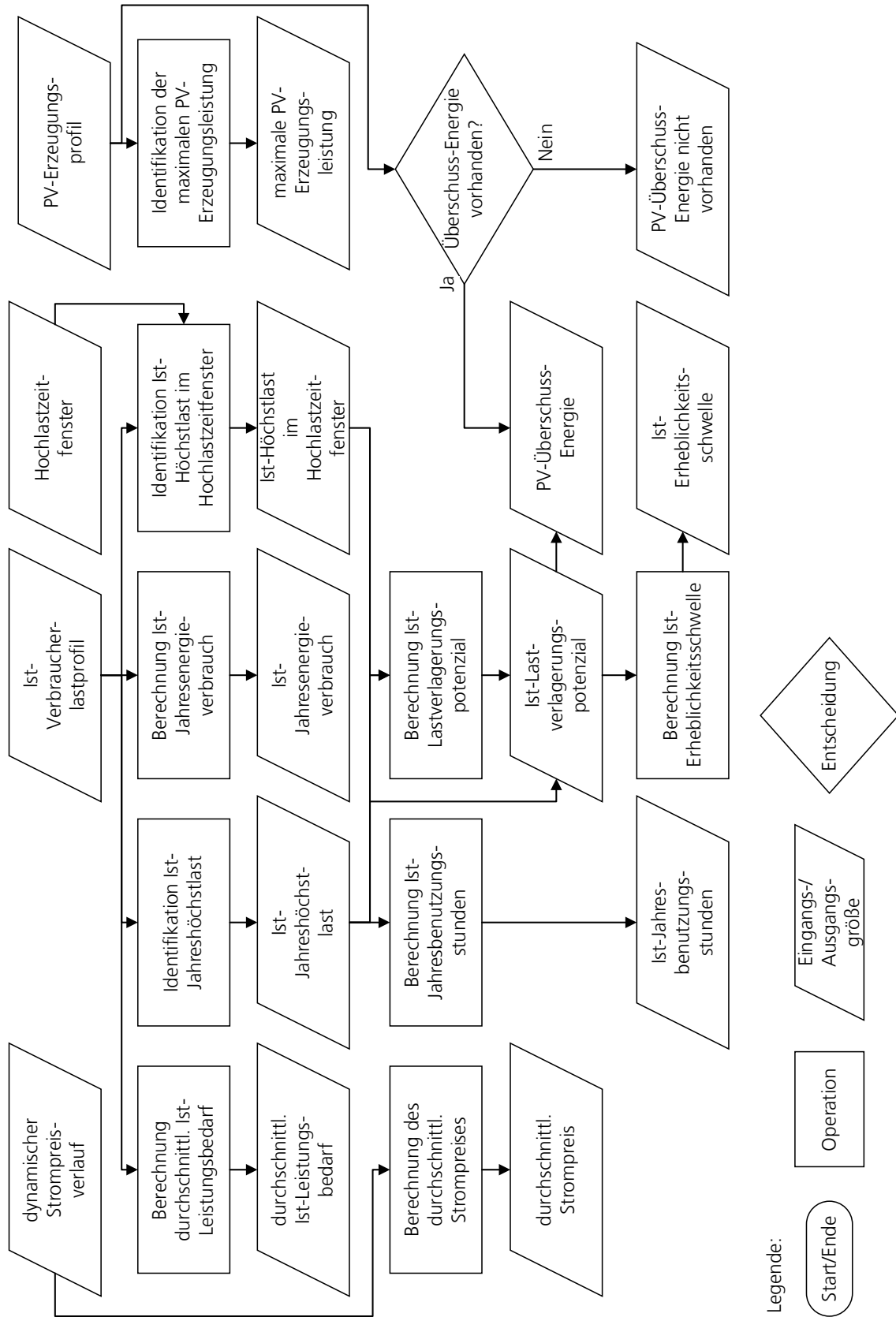


Abbildung 5-2 Unterprogrammablaufplan Lastprofil- und Kennzahlenanalyse

Der maximale Leistungsbedarf im Ist-Verbrauchlastprofil P_{Ist} definiert die Ist-Jahreshöchstlast $P_{Ist,max}$ (siehe Formel 5-1).

$$P_{Ist,max} = \max(P_{Ist}(k)) \quad 5-1$$

Der durchschnittliche Ist-Leistungsbedarf $P_{Ist,avg}$ wird durch das arithmetische Mittel aller Leistungswerte im Verbraucherlastprofil bestimmt (siehe Formel 5-2).

$$P_{Ist,avg} = \frac{1}{35040} \cdot \sum_{k=1}^{35040} P_{Ist}(k) \quad 5-2$$

Der Ist-Jahresenergieverbrauch E_{Ist} wird durch das Integral über das Verbraucherlastprofil bestimmt (siehe Formel 5-3).

$$E_{Ist} = \int_{k=1}^{35040} P_{Ist}(k) \quad 5-3$$

Die Ist-Jahresbenutzungsstunden JBS_{Ist} werden durch den Quotienten des Ist-Jahresenergieverbrauchs und der Ist-Jahreshöchstlast berechnet (siehe Formel 5-4).

$$JBS_{Ist} = \frac{E_{Ist}}{P_{Ist,max}} \quad 5-4$$

Für die Einsatzoptionen ATN und die zugehörigen multifunktionalen Einsatzoptionen ATNPV, ATNDA und ATNPVDA müssen bestimmte Voraussetzungen erfüllt werden (siehe Kapitel 2.3.2.3). Da das Ziel der atypischen Netznutzung die Reduktion der Höchstlast im HLZF ist, wird diese Höchstlast anhand der vorgegebenen HLZF bestimmt. Der maximale Leistungsbedarf innerhalb dieses Zeitfensters ist dabei die Ist-Höchstlast im HLZF $P_{Ist,HLZF,max}$ (siehe Formel 5-5).

$$P_{Ist,HLZF,max} = \max(P_{Ist}(k_{HLZF})) \quad \text{für } k_{HLZF} \in k \quad 5-5$$

mit

k_{HLZF} Zeitpunkte in 15-Minuten-Mittelwerten innerhalb des HLZF

Anhand der Ist-Höchstlast im HLZF und der Ist-Jahreshöchstlast können die Kennzahlen ermittelt werden, die die Voraussetzungen für die ATN sind. Hierzu zählen das Lastverlagerungspotenzial und die Erheblichkeitsschwelle. Das Ist-Lastverlagerungspotenzial LVP_{Ist} ist die Differenz aus der Ist-Jahreshöchstlast und der Ist-Höchstlast im HLZF (siehe Formel 5-6).

$$LVP_{Ist} = P_{Ist,max} - P_{Ist,HLZF,max} \quad 5-6$$

Die Erheblichkeitsschwelle wird in Abhängigkeit der Spannungsebene angepasst (siehe Tabelle 2-16). Wie Formel 5-7 zeigt, ergibt sich die Ist-Erheblichkeitsschwelle EHS_{Ist} aus dem Verhältnis des Ist-Lastverlagerungspotenzials und der Ist-Jahreshöchstlast.

$$EHS_{Ist} = \frac{LVP_{Ist}}{P_{Ist,max}} \quad 5-7$$

Für die definierten multifunktionalen Einsatzoptionen werden das PV-Erzeugungsprofil sowie der dynamische Strompreisverlauf eines Jahres analysiert. Durch den Vergleich zwischen dem Leistungsbedarf und der PV-Erzeugungsleistung zu jedem Zeitpunkt wird untersucht, ob PV-Überschussenergie $E_{PV,Ist,\ddot{u}}$ erzeugt wird, welche zur Beladung des Stromspeichers genutzt werden kann (siehe Formel 5-8).

$$E_{PV,Ist,\ddot{u}}(k) = \begin{cases} (P_{PV,Ist}(k) - P_{Ist}(k)) \cdot 0,25h & \text{für } P_{PV,Ist}(k) > P_{Ist}(k) \\ 0 & \text{für } P_{PV,Ist}(k) \leq P_{Ist}(k) \end{cases} \quad 5-8$$

mit

$P_{PV,Ist}$ PV-Erzeugungsleistung

Um zu jedem Zeitpunkt den Stromspeicher mit der erzeugten PV-Energie beladen zu können, wird die maximale PV-Erzeugungsleistung $P_{PV,Ist,max}$ bestimmt, da der Stromspeicher für die multifunktionalen Einsatzoptionen SLRPV, SLRPVDA, ATNPV und ATNPVDA unter anderem die PV-Energie zur Netzentgeltreduktion nutzt (siehe Formel 5-9).

$$P_{PV,Ist,max} = \max(P_{PV,Ist}(k)) \quad 5-9$$

Für die multifunktionalen Einsatzoptionen mit einem dynamischen Strompreisverlauf SLRDA, SLRPVDA, ATNDA und ATNPVDA wird der durchschnittliche Strompreis des dynamischen Strompreisverlaufs pro Jahr $C_{DSP,avg}$ als Grenzwert berechnet (siehe Formel 5-10).

$$C_{DSP,avg} = \frac{1}{35040} \cdot \sum_{k=1}^{35040} C_{DSP}(k) \quad 5-10$$

mit

C_{DSP} dynamischer Strompreisverlauf über ein Jahr

Anhand der identifizierten Kennzahlen wird für alle betrachteten Einsatzoptionen als letzter Schritt der Lastprofil- und Kennzahlenanalyse das Ist-Netzentgelt und die Ist-Energiekosten berechnet. Das Ist-Netzentgelt NE_{Ist} wird mithilfe der Leistungs- und Arbeitspreise berechnet (siehe Formel 5-11).

$$NE_{Ist} = LP_{Ist} \cdot P_{Ist,max} + AP_{Ist} \cdot E_{Ist} \quad 5-11$$

mit

LP_{Ist} Leistungspreis

AP_{Ist} Arbeitspreis

Falls ein individueller Leistungs- und Arbeitspreis nicht vorhanden sind, werden die Leistungs- und Arbeitspreise aus dem Preisdatenblatt des Netzbetreibers verwendet. Durch den Ist-Jahresenergieverbrauch sowie die Ist-Jahresbenutzungstunden wird der zugehörige Tarif ausgewählt. Neben dem Netzentgelt werden, wie in Formel 5-12 dargestellt, die Ist-Energiekosten $C_{E,Ist}$ berechnet.

$$C_{E,Ist} = (c_{SP} - c_{NE}) \cdot E_{Ist} \quad 5-12$$

mit

c_{SP} Strompreis

c_{NE} Anteiliges durchschnittliches Netzentgelt

Da das Netzentgelt als ein Teil im Strompreis enthalten ist, wird das anteilige durchschnittliche Netzentgelt vom Strompreis subtrahiert, sodass das Netzentgelt und die Energiekosten getrennt voneinander betrachtet werden können.

Sowohl das Ist-Netzentgelt als auch die Ist-Energiekosten dienen zum Vergleich in der ökonomischen Bewertung. Das Ist-Netzentgelt und die Ist-Energiekosten können variabel über den Betrachtungszeitraum mit einer Steigerung pro Jahr für Leistungs- und Arbeitspreis sowie für den Strompreis angepasst werden. Das Ist-Netzentgelt und die Ist-Energiekosten dienen als Referenzwerte zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit in Kapitel 5.6.

5.4 Iterativer Auslegungsprozess

Der iterative Auslegungsprozess der Methode unterteilt sich in vier Schritte. Im ersten Schritt wird die Speicherleistung bestimmt. Anhand dieser Leistung folgt in Abhängigkeit der gewählten Einsatzoption und des Verbraucherlastprofils die Berechnung der Speicherenergie. Im dritten Schritt wird der ausgelegte Stromspeicher anhand der Kapitalwertmethode über die Lebensdauer ökonomisch bewertet. Zum Schluss wird durch den maximalen Kapitalwert der ökonomisch optimale Stromspeicher identifiziert. Dieses vier Schritte werden im Folgenden detailliert erläutert.

5.4.1 Berechnung der Speicherleistung

Durch die Bestimmung der Speicherleistung beginnt der iterative Teil der Methode. Das Unterprogramm Berechnung der Speicherleistung und die beiden folgenden Unterprogramme, Bestimmung der Speicherenergie und ökonomische Bewertung des Stromspeichers, werden für alle möglichen Leistungsgrößen des Speichers iterativ durchgeführt. Sowohl die Leistung als auch die Energie des Speichers sind abhängig von der jeweiligen Einsatzoption und dem Verbraucherlastprofil. Wie die Speicherleistung für alle Einsatzoptionen bestimmt wird, wird in den folgenden Absätzen erläutert (siehe Abbildung 5-3). Bei der Einsatzoption SLR und den multifunktionalen Einsatzoptionen SLRPV, SLRDA und SLRPVDA ist es das Ziel, die Ist-Jahreshöchstlast zu reduzieren.

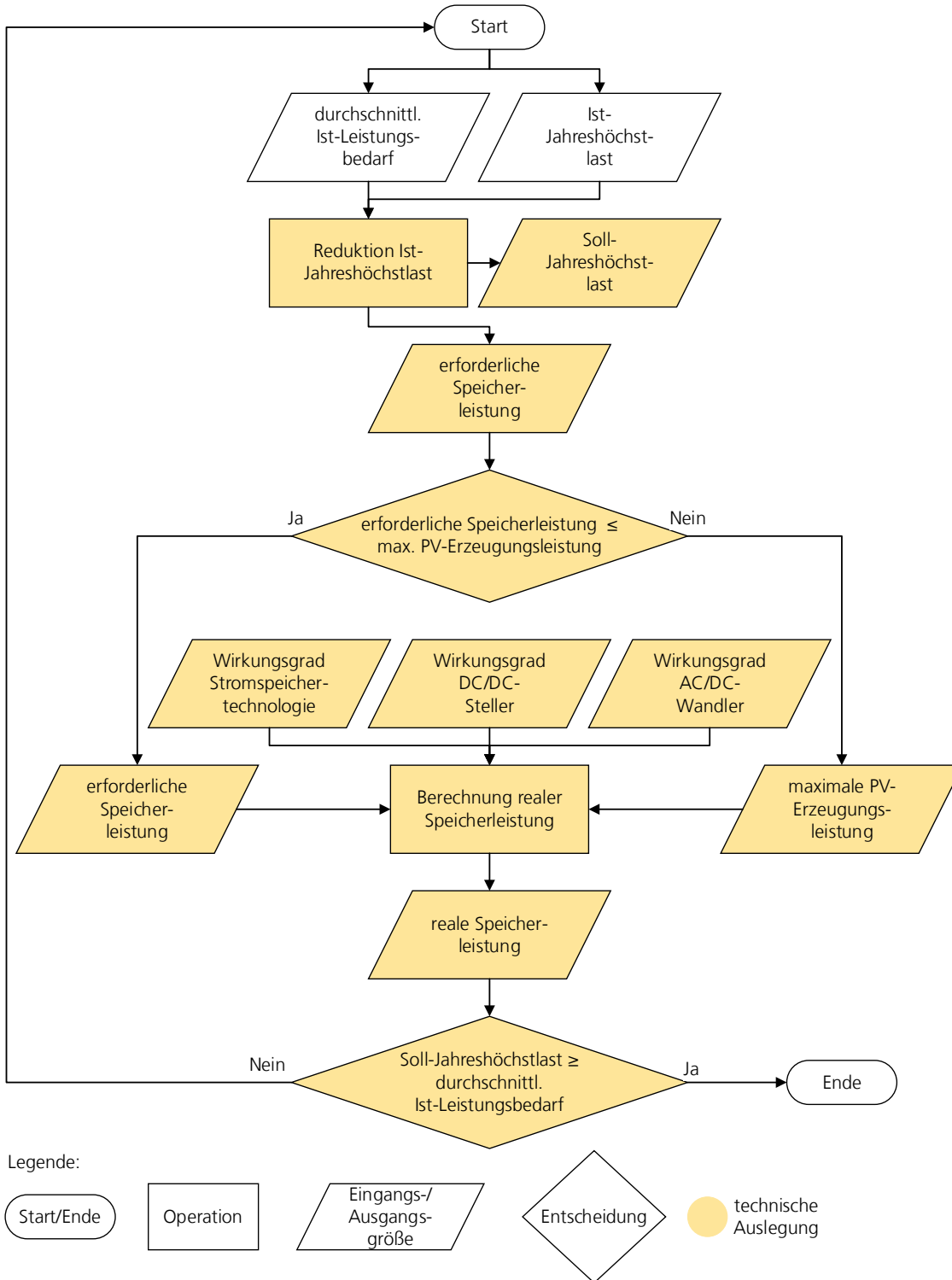


Abbildung 5-3 Unterprogrammablaufplan zur Berechnung der Speicherleistung für (multifunktionale) SLR Einsatzoptionen

Für die Einsatzoption SLR und die multifunktionalen Einsatzoptionen SLRPV, SLRDA und SLRPVDA wird die Soll-Jahreshöchstlast $P_{Soll,max}$ durch die Reduktion der Ist-Jahreshöchstlast definiert (siehe Formel 5-13). Pro Iterationsschritt wird diese um ein Kilowatt reduziert, bis der Grenzwert, der durchschnittliche Leistungsbedarf $P_{Ist,avg}$, erreicht ist.

$$P_{Soll,max,i} = P_{Ist,max} - i \quad \text{für } i = [1, P_{Ist,avg}] \quad 5-13$$

mit

i Laufvariable

Anhand der Soll-Jahreshöchstlast wird die erforderliche Speicherleistung P_{ESS} bestimmt (siehe Formel 5-14).

$$P_{ESS,i} = P_{Ist,max} - P_{Soll,max,i} \quad 5-14$$

Für die multifunktionalen Einsatzoptionen SLRPV und SLRPVDA wird zusätzlich die maximale Erzeugungsleistung der PV-Anlage berücksichtigt, sodass die erzeugte PV-Energie immer zur Beladung des Stromspeichers genutzt werden kann. Da die PV-Energie vom Wetter abhängig ist, wird dieses Risiko über die Überdimensionierung der Speicherenergie berücksichtigt (siehe Kapitel 5.4.2). Die erforderliche Speicherleistung P_{ESS} ist in diesen multifunktionalen Einsatzoptionen immer mindestens so groß wie die maximale PV-Erzeugungsleistung (siehe Formel 5-15).

$$P_{ESS,i} = \begin{cases} P_{Ist,max} - P_{Soll,max,i} & \text{für } P_{ESS,i} \geq P_{PV,max} \\ P_{PV,max} & \text{für } P_{ESS,i} < P_{PV,max} \end{cases} \quad 5-15$$

Da für die Energiespeicherung ein Energiewandlungsvorgang erforderlich ist, werden nach Köhler et al. 2018 die Verluste des AC/DC-Wandlers und des DC/DC-Stellers berücksichtigt (Köhler et al. 2018, S. 59). Dies führt dazu, dass für alle Einsatzoptionen die reale Speicherleistung $P_{ESS,real}$ aufgrund der Verlustleistung der Wandlertechnologien um jeweils den Kehrwert des Wirkungsgrads der jeweiligen Wandlertechnologie sowie den Wirkungsgrad der Stromspeichertechnologie vergrößert wird (siehe Formel 5-16).

$$P_{ESS,real,i} = \frac{P_{ESS,i}}{\eta_{AC} \cdot \eta_{DC} \cdot \eta_{ESS}} \quad 5-16$$

mit

η_{AC} Wirkungsgrad des AC/DC-Wandlers

η_{DC} Wirkungsgrad des DC/DC-Stellers

η_{ESS} Wirkungsgrad der jeweiligen Stromspeichertechnologie

Bei der Einsatzoption ATN und den multifunktionalen Einsatzoptionen ATNPV, ATNDA und ATNPVDA wird nicht die Ist-Jahreshöchstlast reduziert, sondern die Ist-Höchstlast im HLZF (siehe Abbildung 5-4). Die Reduktion muss dabei jedoch die Voraussetzungen des Lastverlagerungspotenzials (mindestens 100 kW) und der Erheblichkeitsschwelle erfüllen (abhängig von Spannungsebene).

Durch die Iteration wird ähnlich zu den SLR Einsatzoptionen die Ist-Höchstlast im HLZF schrittweise reduziert und dadurch die Soll-Höchstlast im HLZF $P_{Soll,HLZF,max}$ bestimmt (siehe Formel 5-17).

$$P_{Soll,HLZF,max,i} = P_{Ist,HLZF,max} - i \quad \text{für } i = [1, P_{Ist,avg}] \quad 5-17$$

Anhand der Soll-Höchstlast im HLZF wird die erforderliche Speicherleistung P_{ESS} bestimmt (siehe Formel 5-18).

$$P_{ESS,i} = P_{Ist,HLZF,max} - P_{Soll,HLZF,max,i} \quad 5-18$$

Für jede Soll-Höchstlast im HLZF wird das Soll-Lastverlagerungspotenzial LVP_{Soll} bestimmt (siehe Formel 5-19).

$$LVP_{Soll,i} = P_{Ist,max} - P_{Soll,HLZF,max,i} \quad 5-19$$

Anhand des Soll-Lastverlagerungspotenzials wird ebenso die Soll-Erheblichkeitsschwelle berechnet EHS_{Soll} (siehe Formel 5-20).

$$EHS_{Soll,i} = \frac{LVP_{Soll,i}}{P_{Ist,max}} \quad 5-20$$

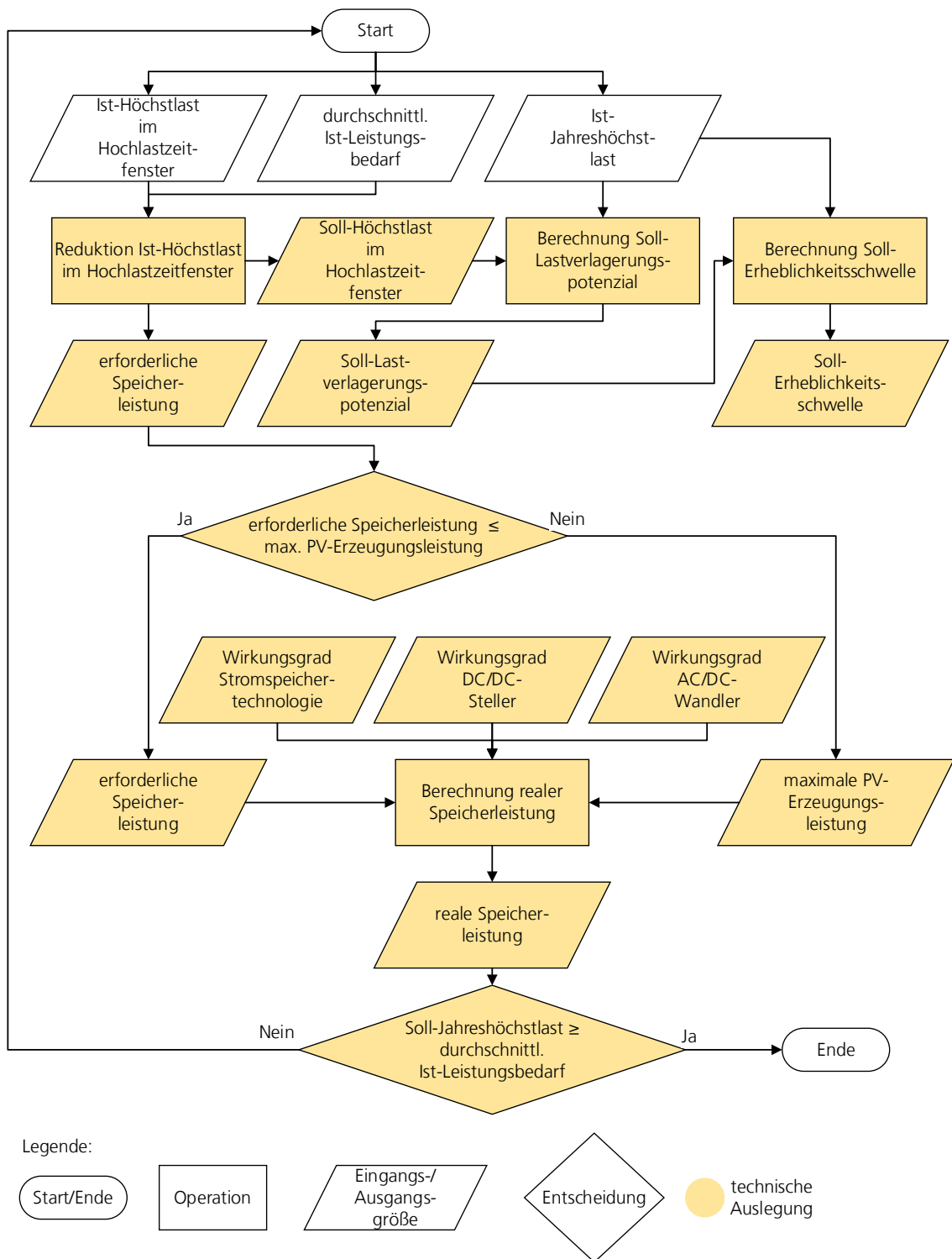


Abbildung 5-4 Unterprogrammablaufplan zur Berechnung der Speicherleistung für (multifunktionale) ATN Einsatzoptionen

Nur wenn beide Voraussetzungen erfüllt sind, wird bei der ökonomischen Bewertung die Reduktion des Netzentgeltes für die ATN angewandt.

Ebenso ist bei den multifunktionalen Einsatzoptionen ATNPV und ATNPVDA die maximale PV-Erzeugungsleistung zu berücksichtigen (siehe Formel 5-21).

$$P_{ESS,i} = \begin{cases} P_{Ist,HLZF,max} - P_{Soll,HLZF,max,i} & \text{für } P_{ESS,i} \geq P_{PV,max} \\ P_{PV,max} & \text{für } P_{ESS,i} < P_{PV,max} \end{cases} \quad 5-21$$

Abschließend wird aus der erforderlichen Speicherleistung und den Wandlungsverlusten die reale Speicherleistung berechnet (siehe Formel 5-16). Anhand der realen Speicherleistung und der jeweiligen Einsatzoption wird im nächsten Schritt die Speicherenergie berechnet.

5.4.2 Berechnung der Speicherenergie

In diesem Unterprogramm ist es das Ziel, die Speicherenergie in Abhängigkeit der zuvor definierten realen Speicherleistung zu bestimmen. Dazu wird unterschieden zwischen der Entladeenergie und der Beladeenergie. Zur Bestimmung der Entlade- und Beladeenergie werden alle zeitlichen Eingangsgrößen rückwärts betrachtet. Anschließend wird das Maximum aus Entlade- und Beladeenergie als Speicherenergie identifiziert. Wie das Unterprogramm zuvor wird dieses ebenfalls als Teil der Iteration für alle möglichen realen Speicherleistungen durchgeführt.

Sowohl für die Entlade- als auch die Beladeenergie wird als Basis die potenzielle Leistung pro 15-Minuten-Mittelwert P_{pot} bestimmt, um anhand dieser die Zeitpunkte der Entladung sowie die Zeitpunkte der möglichen Beladung zu bestimmen (siehe Abbildung 5-5).

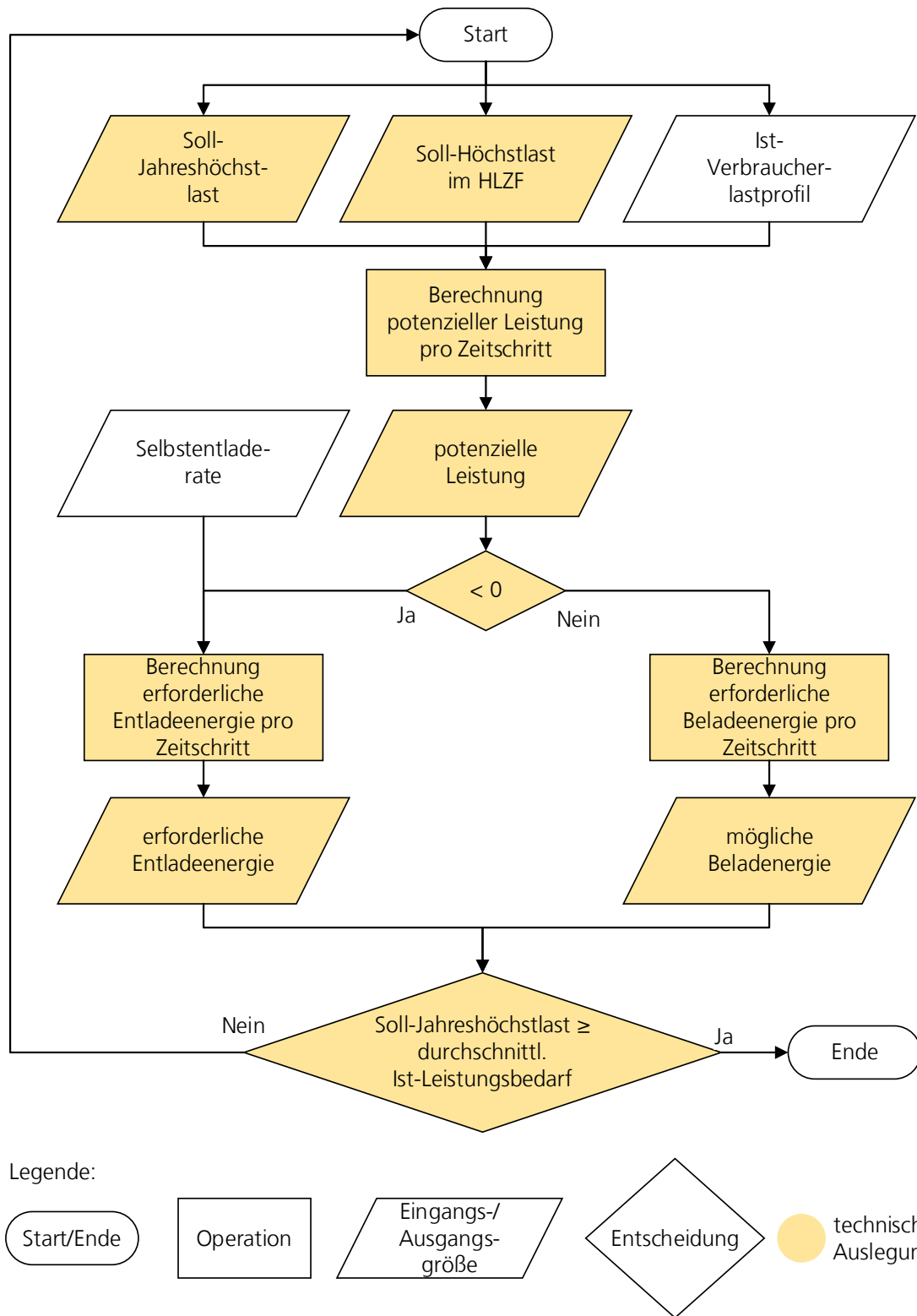


Abbildung 5-5 Unterprogrammablaufplan Berechnung erforderliche Entladeenergie und mögliche Beladenergie

Formel 5-22 und 5-23 zeigen die Berechnung und Unterscheidung zwischen (multifunktionalen) SLR und (multifunktionalen) ATN Einsatzoptionen.

$$P_{pot,i}(k) = P_{Soll,max,i} - P_{Ist}(k) \quad 5-22$$

$$P_{pot,i}(k) = \begin{cases} P_{Ist,max} - P_{Ist}(k) & \text{für } k \neq k_{HLZF} \\ P_{Soll,HLZF,max,i} - P_{Ist}(k) & \text{für } k \in k_{HLZF} \end{cases} \quad 5-23$$

Bei einem negativen Wert für die potenzielle Leistung ist ein Entladezeitpunkt definiert, bei einem positiven Wert ist ein potenzieller Beladezeitpunkt möglich. Dafür wird die erforderliche Entladeenergie E_{dch} und die mögliche Beladeenergie $E_{ch,pot}$ pro Zeitpunkt bestimmt (siehe Formel 5-24 und 5-25).

$$E_{dch,i}(k) = \frac{-P_{pot,i}(k) \cdot 0,25h}{SER_{ESS}} \quad \text{für } P_{pot,i}(k) < 0 \quad 5-24$$

$$E_{ch,pot,i}(k) = P_{pot,i}(k) \cdot 0,25h \quad \text{für } P_{pot,i}(k) > 0 \quad 5-25$$

mit

SER_{ESS} Selbstentladerate der jeweiligen Stromspeichertechnologie

Diese Vorgehensweise verhindert ein gleichzeitiges Ent- und Beladen des Stromspeichers, welches technisch nicht möglich ist. Wenn die Leistung zu einem Zeitpunkt gleich der Soll-Jahreshöchstlast für (multifunktionale) SLR Einsatzoptionen oder gleich der Soll-Höchstlast im HLZF für (multifunktionale) ATN Einsatzoptionen ist, muss der Stromspeicher nicht entladen werden, jedoch ist auch keine Beladung möglich.

Die multifunktionalen Einsatzoptionen berücksichtigen weitere Bedingungen, wodurch die potenziellen Beladezeitpunkte angepasst werden.

Für die multifunktionalen Einsatzoptionen SLRPV und ATNPV wird die mögliche Beladeenergie angepasst, falls zu diesen Zeitpunkten PV-Energie erzeugt wird. Wenn dies der Fall ist, wird die PV-Erzeugungsleistung zusätzlich zum Beladen des Stromspeichers genutzt. (siehe Formel 5-26).

$$E_{ch,pot,i}(k) = \begin{cases} E_{ch,pot,i}(k) & \text{für } P_{PV}(k) = 0 \\ E_{ch,pot,i}(k) + P_{PV}(k) \cdot 0,25h & \text{für } P_{PV}(k) > 0 \end{cases} \quad 5-26$$

Für die multifunktionalen Einsatzoptionen SLRDA und ATNDA werden die Beladezeitpunkte für den Stromspeicher anhand des dynamischen Strompreisverlaufs eingegrenzt. Ausschließlich zu den Zeitpunkten, in welchen der dynamische Strompreis unter dem durchschnittlichen Strompreis liegen, ist eine Beladung möglich (siehe Formel 5-27).

$$E_{ch,pot,i}(k) = \begin{cases} 0 & \text{für } C_{DSP}(k) \geq C_{DSP,avg} \\ E_{ch,pot,i}(k) & \text{für } C_{DSP}(k) < C_{DSP,avg} \end{cases} \quad 5-27$$

Für die multifunktionalen Einsatzoptionen SLRPVDA und ANTPVDA wird die Vorgehensweise der multifunktionalen Einsatzoptionen SLRPV, ATNPV und SLRDA und ATNDA nacheinander durchgeführt. Aus diesem Grund sind beide Formeln 5-26 und 5-27 in dieser Reihenfolge zu berücksichtigen.

Durch die erforderliche Entladeenergie wird die reale Entladeenergie berechnet, weil die Netzentgeltreduktion ausschließlich durch eine Entladung des Stromspeichers erzielt werden kann. Für die Berechnung der realen Entladeenergie $E_{dch,real}$ gilt Formel 5-28.

$$E_{dch,real,i}(k) = \frac{E_{dch,i}(k)}{\eta_{AC} \cdot \eta_{DC} \cdot \eta_{ESS}} \quad 5-28$$

Durch die Wirkungsgrade des AC/DC-Wandlers, des DC/DC-Stellers sowie der jeweiligen Stromspeichertechnologie wird die erforderliche Entladeenergie vergrößert.

Durch die Betrachtung des gesamten Jahres werden zeitlich zusammenhängende Entladevorgänge identifiziert. Zusammenhängende Entladezeitpunkte werden definiert als Entladevorgänge, bei welchen die Entladeenergie bei mindestens zwei nacheinander folgenden Zeitpunkten erforderlich ist (siehe Abbildung 5-6).

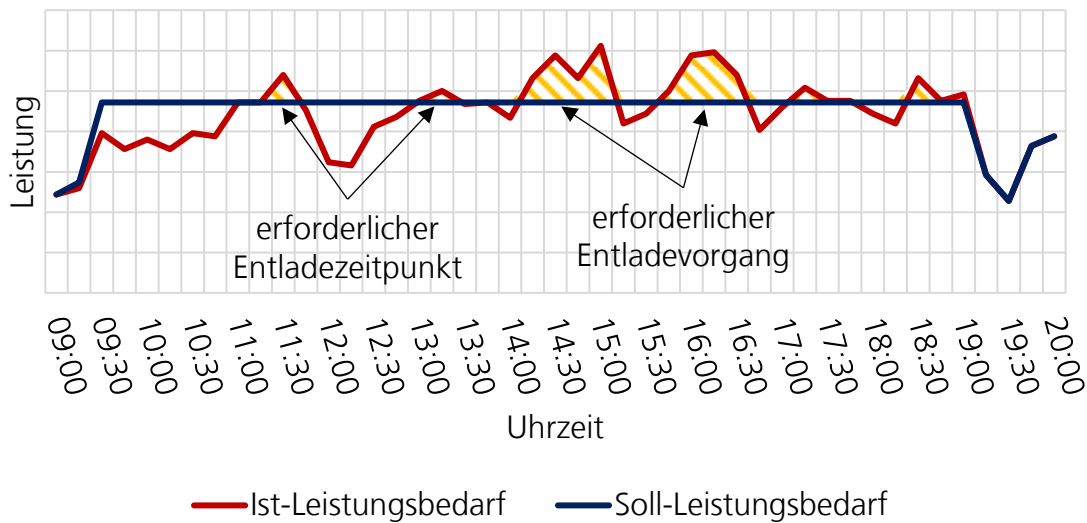


Abbildung 5-6 Schematische Erläuterung von erforderlichen Entladezeitpunkten und -vorgängen

Um zusammenhängende Entladevorgänge $E_{dch,sum}$ zu identifizieren und zu definieren, gilt Formel 5-29.

$$E_{dch,sum,i}(k) = \begin{cases} \sum_{k=1}^{35040} E_{dch,real,i}(k) & \text{für } E_{dch,real,i}(k) > 0 \\ E_{dch,real,i}(k) & \text{für } E_{dch,real,i}(k) \leq 0 \end{cases} \quad 5-29$$

Da das Verbraucherlastprofil rückwärts betrachtet wird, führt diese Betrachtung dazu, dass die erforderliche Energie für den Entladevorgang bestimmt ist. Die Verlustenergie durch die Selbstentladerate wird um die Anzahl einzelner Entladezeitpunkte und die Verlustenergie pro Zeitpunkt addiert. Aus der Summe der Entladeenergie wird die maximal erforderliche Beladeleistung $P_{ch,req,max}$ pro Zeitpunkt berechnet (siehe Formel 5-30).

$$P_{ch,req,max,i}(k) = \frac{E_{dch,sum,i}(k-1)}{\eta_{AC} \cdot \eta_{DC} \cdot 0,25h} \quad 5-30$$

Die Wirkungsgrade für den AC/DC-Wandler und den DC/DC-Steller werden ebenfalls für den Beladevorgang berücksichtigt. Die maximal erforderliche Leistung dient als Grundlage für die Berechnung der Beladeenergie. Für die Bestimmung der Beladeenergie ist eine Beladestrategie erforderlich. Es existieren unterschiedliche Beladestrategien, jedoch soll das Ziel sein, den Stromspeicher möglichst wenig zu belasten. Daher wird eine Beladestrategie für Elektroautos adaptiert.

Ziel dieser Beladestrategie ist das spätest mögliche Beladen für die folgende Entladung (Kaschub 2017, S. 71). Dies hat den Vorteil, dass die Verluste durch die Selbstentladerate sehr gering sind. Aufgrund der Komplexität der Berechnung der Beladeenergie wird zwischen zwei Fällen für die Berechnung der Beladeenergie unterschieden.

Zum einen, wenn die erforderliche Beladeleistung kleiner der realen Speicherleistung ist und zum anderen, wenn die erforderliche Beladeleistung größer oder gleich der realen Speicherleistung ist (siehe Formel 5-31).

$$P_{ch,req,max,i}(k) = \begin{cases} P_{ch,req,max,i}(k) & \text{für } P_{ch,req,max,i}(k) < P_{ESS,real,i} \\ P_{ESS,real,i} & \text{für } P_{ch,req,max,i}(k) \geq P_{ESS,real,i} \end{cases} \quad 5-31$$

Für den Fall, dass die maximal erforderliche Beladeleistung kleiner der realen Speicherleistung ist, gilt Abbildung 5-7.

Für diesen Fall wird die maximal erforderliche Beladeleistung für die Berechnung der Beladeenergie berücksichtigt. Dabei wird überprüft, inwiefern die maximal erforderliche Beladeleistung größer oder kleiner der potenziellen Leistung ist, da sonst der Ist-Leistungsbedarf und die reale Beladeleistung des Stromspeichers $P_{ch,real}$ in Summe größer sind als die Soll-Jahreshöchstlast (siehe Formel 5-32).

$$P_{ch,real,i}(k) = \begin{cases} P_{ch,req,max,i}(k) & \text{für } P_{ch,req,max,i}(k) < P_{pot,i}(k) \\ P_{pot,i}(k) & \text{für } P_{ch,req,max,i}(k) \geq P_{pot,i}(k) \end{cases} \quad 5-32$$

Aus der realen Beladeleistung wird die reale Beladeenergie $E_{ch,real}$ pro Zeitpunkt unter Berücksichtigung der Verluste berechnet (siehe Formel 5-33).

$$E_{ch,real,i}(k) = P_{ch,real,i}(k) \cdot \eta_{AC} \cdot \eta_{DC} \cdot 0,25h \quad 5-33$$

Zum Schluss wird aus dem Ist-Verbrauchlastprofil und der realen Beladeleistung das Soll-Verbraucherlastprofil P_{Soll} berechnet (siehe Formel 5-34).

$$P_{Soll,i}(k) = P_{Ist}(k) + P_{ch,real,i}(k) \quad 5-34$$

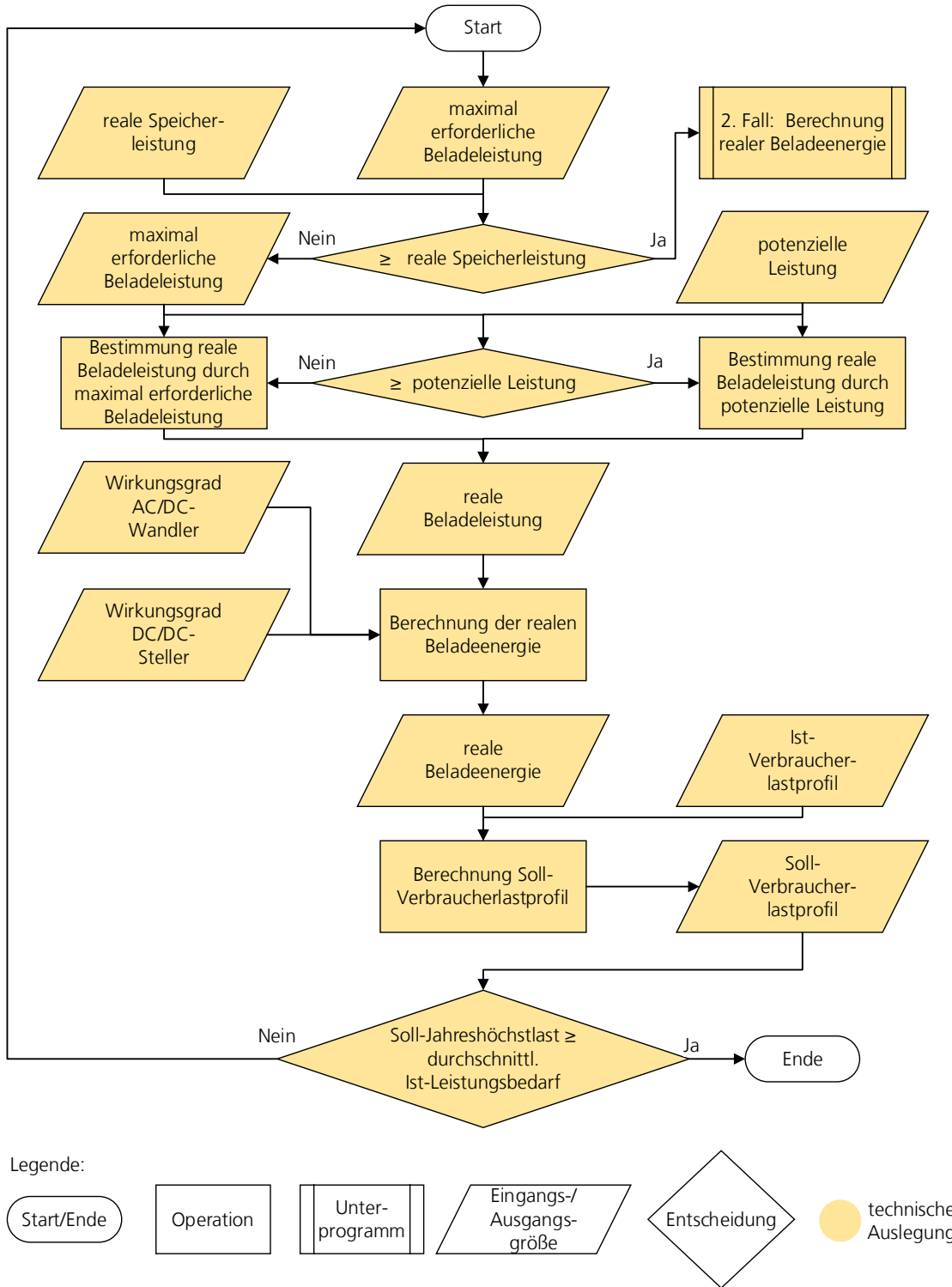


Abbildung 5-7 Unterprogrammablaufplan zur Berechnung der Beladeenergie für 1. Fall: maximal erforderliche Beladeleistung kleiner als reale Speicherleistung

Für den Fall, dass die maximal erforderliche Beladeleistung im Zeitpunkt vor der Entladung größer oder gleich der realen Speicherleistung ist, gilt Abbildung 5-8. Dabei wird überprüft, inwiefern der Soll-Leistungsbedarf im Zeitpunkt der Beladung größer als die Soll-Jahreshöchstlast ist. Da die Soll-Jahreshöchstlast nicht überschritten werden darf, gilt für die reale Beladeleistung $P_{ch,real}$ die Formel 5-35.

$$P_{ch,real,i}(k) = \begin{cases} P_{pot,i}(k) & \text{für } P_{Soll,i}(k) > P_{Soll,max,i}(k) \\ P_{ESS,real,i} & \text{für } P_{Soll,i}(k) \leq P_{Soll,max,i}(k) \end{cases} \quad 5-35$$

Die Berechnung der realen Beladeenergie erfolgt analog zum ersten Fall (siehe Formel 5-33 und 5-34).

Falls die reale Beladeenergie pro Zeitpunkt nicht ausreicht, um die erforderliche reale Entladeenergie des Entladevorgangs abzudecken, wird die reale Beladeenergie der davorliegenden Zeitpunkte aufsummiert, bis die reale Entladeenergie abgedeckt ist (siehe Abbildung 5-9).

Dabei wird die reale Beladeenergie der weiteren Zeitpunkte bestimmt und zu Beladevorgängen $E_{ch,sum}$ aufsummiert, bis die Summe der realen Entladeenergie $E_{dch,sum}$ abgedeckt ist, ähnlich wie bei der Vorgehensweise zur Berechnung der Entladevorgänge (siehe Formel 5-36).

$$E_{ch,sum,i} = \sum_{k=1}^k E_{ch,real,i}(k) \quad \text{bis } E_{ch,sum,i} \geq E_{dch,sum,i} \quad 5-36$$

Sobald die Bedingung erfüllt ist und die Summe der realen Entladeenergie durch die Summe der realen Beladeenergie abgedeckt werden kann, ist die Berechnung der Beladeenergie abgeschlossen.

Andernfalls, wenn die reale Beladeenergie pro Zeitpunkt größer oder gleich der Summe der realen Entladeenergie eines Entladevorgangs ist, ist die Beladung in einem Zeitpunkt möglich. Die reale Beladeenergie $E_{ch,real}$ wird in Abhängigkeit der Summe der realen Entladeenergie angepasst (siehe Formel 5-37).

$$E_{ch,real,i}(k) = \frac{E_{dch,sum,i}(k-1)}{\eta_{AC} \cdot \eta_{DC}} \quad 5-37$$

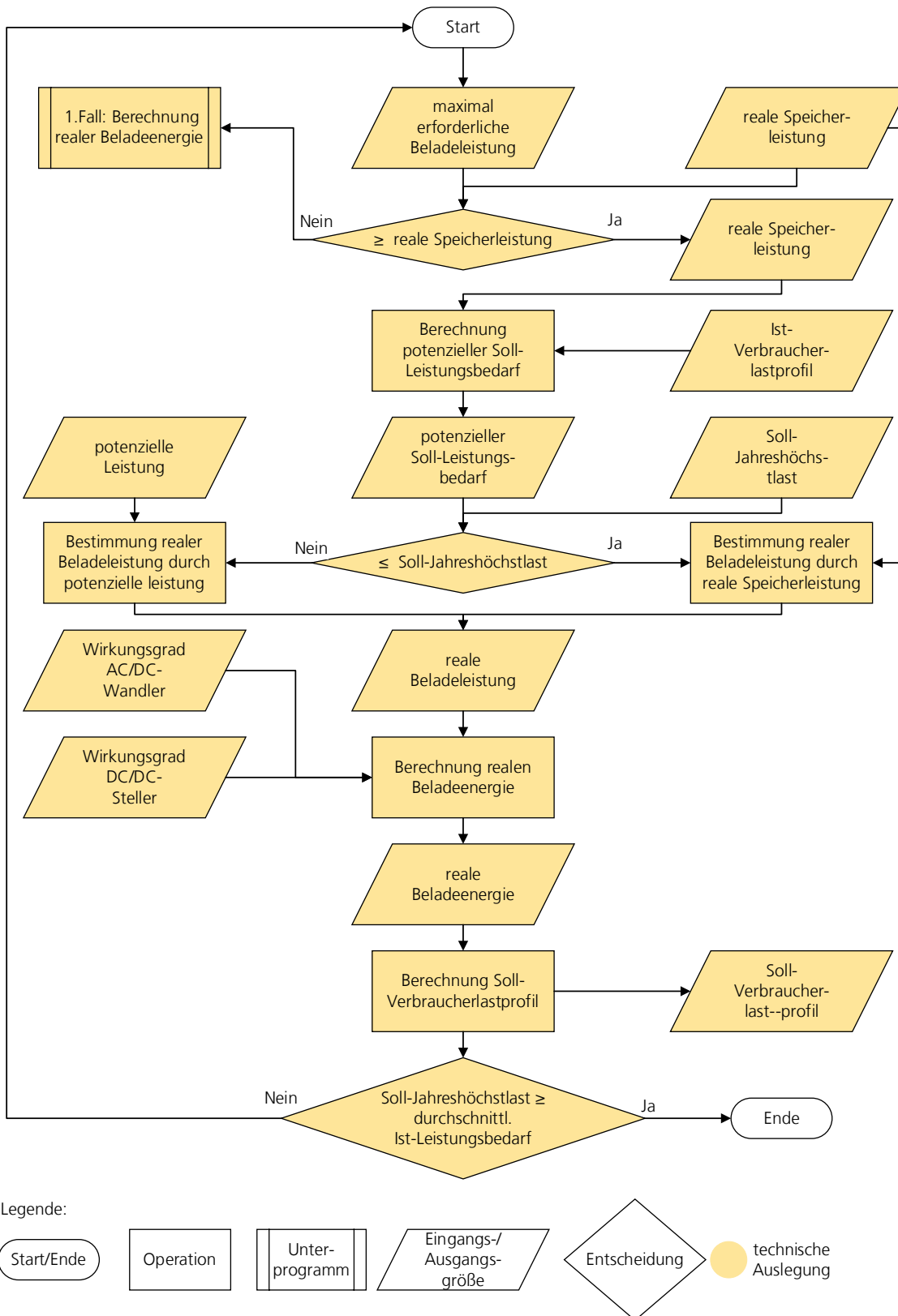


Abbildung 5-8 Unterprogrammablaufplan zur Berechnung der Beladeenergie für 2. Fall: maximal erforderliche Beladeleistung größer gleich reale Speicherleistung

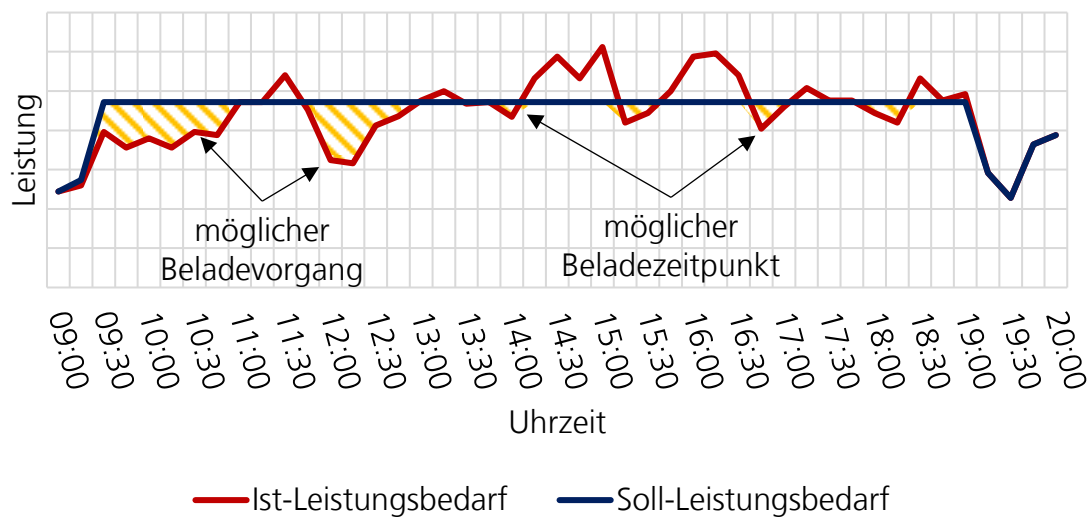


Abbildung 5-9 Schematische Erläuterung von möglichen Beladezeitpunkten und -vorgängen

Aus der realen Beladeenergie ergibt sich gleichzeitig eine reale Beladeleistung $P_{ch,real}$ (siehe Formel 5-38).

$$P_{ch,real,i}(k) = \frac{E_{ch,real,i}(k)}{0,25h} \quad 5-38$$

Ebenso wird das Soll-Verbraucherlastprofil P_{Soll} dementsprechend angepasst (siehe Formel 5-39).

$$P_{Soll,i}(k) = P_{Ist}(k) + P_{ch,i}(k) \quad 5-39$$

Abschließend wird die reale Speicherenergie bestimmt (siehe Abbildung 5-10).

Um die maximale Speicherenergie zu identifizieren, werden die Variablen reale Entladeenergie und reale Beladeenergie pro Zeitpunkt zusammengeführt (siehe Formel 5-40). Diese Vereinigung bildet zugleich den zeitlichen Fahrplan des Stromspeichers ab und zeigt pro Zeitpunkt den Füllstand des Stromspeichers $E_{ESS,SOC}$ (engl. „state of charge“ oder SOC).

$$E_{ESS,SOC,i}(k) = E_{dch,sum,i}(k) \cup E_{ch,sum,i}(k) \quad 5-40$$

Das Maximum des Stromspeicherfüllstands in einem Jahr definiert die erforderliche Speicherenergie E_{ESS} (siehe Formel 5-41).

$$E_{ESS,i} = \max\{E_{ESS,SOC,i}(k)\} \quad 5-41$$

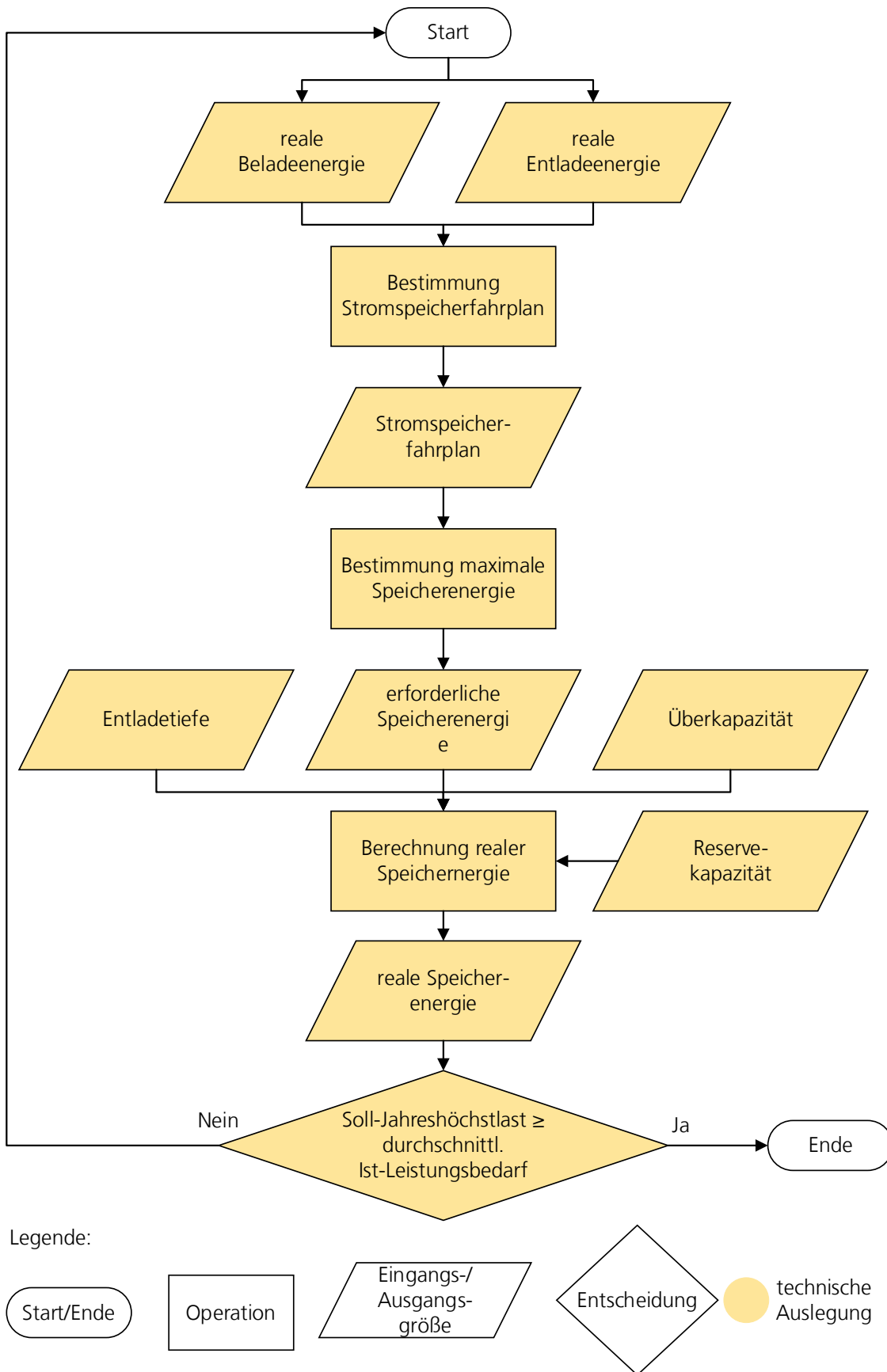


Abbildung 5-10 Unterprogrammablaufplan zur Bestimmung der realen Speicherenergie

Neben der Berücksichtigung von Verlusten durch die Wandlertechnologien und Verluste durch die jeweilige Stromspeichertechnologie wird nach Köhler et al. 2018 die Speicherenergie durch den Kehrwert der Entladetiefe der jeweiligen Stromspeichertechnologie, eine Reserve aufgrund des Abfalls der vorhandenen Energie bis zum Lebensende sowie einer Reserve als Sicherheit vergrößert, sodass die Einsatzoptionen bei ungünstiger Performance des Stromspeichers oder Veränderungen im Verbraucherlastprofil über die Jahre trotzdem durchgeführt werden können (Köhler et al. 2018, S. 59–60). Formel 5-42 zeigt die Überdimensionierung der Speicherenergie zur realen Speicherenergie $E_{ESS,real}$.

$$E_{ESS,real,i} = \frac{E_{ESS,real}}{\eta_{DOD}} + \left(\frac{E_{ESS,real}}{\eta_{DOD}} \cdot \eta_{über} \right) + \left(\frac{E_{ESS,real}}{\eta_{DOD}} \cdot \eta_{res} \right) \quad 5-42$$

Dieses Vorgehen zur Bestimmung der realen Speicherenergie gilt für alle untersuchten Einsatzoptionen.

Anhand der vorgegebenen Ausspeicherdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie wird die reale Speicherenergie angepasst (siehe Abbildung 5-11), da die Stromspeichertechnologien nur ein bestimmtes Verhältnis zwischen Leistung und Energie abbilden können (siehe Kapitel 2.2).

Anhand der realen Speicherleistung und der realen Speicherenergie wird die Ausspeicherdauer $h_{Aus,real}$ bestimmt (siehe Formel 5-43).

$$h_{Aus,real,i} = \frac{E_{ESS,real,i}}{P_{ESS,real,i}} \quad 5-43$$

Sobald die Ausspeicherdauer kleiner ist als die Ausspeicherdauer von der jeweiligen Stromspeichertechnologie, führt dies zu einer Vergrößerung der realen Speicherenergie (siehe Formel 5-44).

$$E_{ESS,real,i} = P_{ESS,real,i} \cdot h_{Aus,ESS,min} \quad \text{für } h_{Aus,real,i} < h_{Aus,ESS,min} \quad 5-44$$

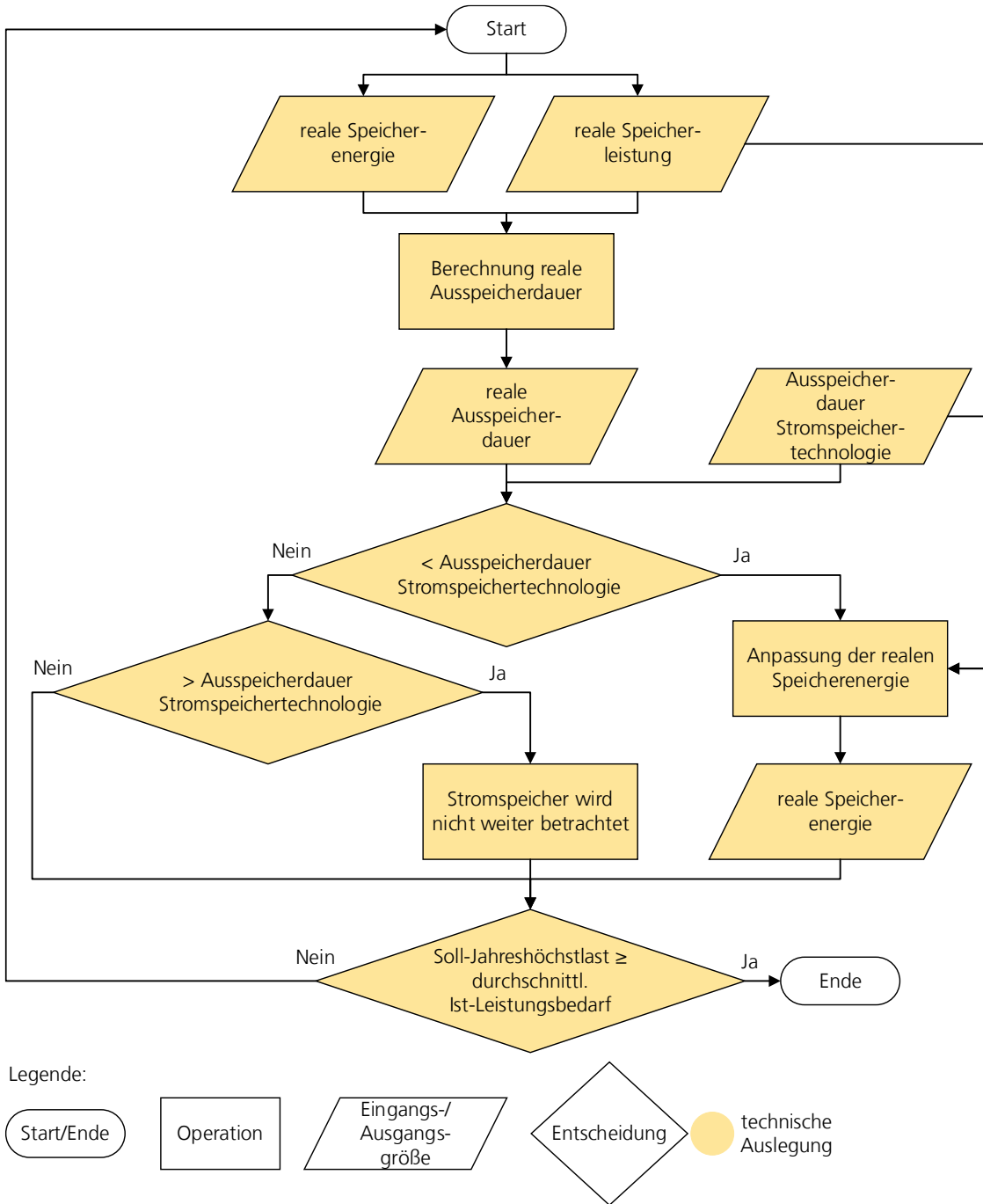


Abbildung 5-11 Unterprogrammablaufplan zur Überprüfung der Ausspeicherdauer

Für den Fall, dass die reale Ausspeicherdauer größer ist als die maximale Ausspeicherdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie, wird dieser Stromspeicher nicht weiter betrachtet, da die jeweilige Stromspeichertechnologie mit dieser Ausspeicherdauer technisch nicht realisierbar ist. Nur durch eine extreme Vergrößerung könnte dies in Ausnahmefällen erreicht werden, dies führt jedoch zu extrem hohen Anschaffungskosten und somit zu keiner Wirtschaftlichkeit des Stromspeichers.

Abschließend wird der Soll-Jahresenergieverbrauch bestimmt. Die Berechnung des Soll-Jahresenergieverbrauchs E_{Soll} zeigt die Formel 5-45.

$$E_{Soll,i} = \sum_{k=1}^{35040} P_{Soll,i}(k) \cdot 0,25h \quad 5-45$$

Für die (multifunktionalen) SLR Einsatzoptionen werden zusätzlich die Soll-Jahresbenutzungsstunden JBS_{Soll} berechnet (siehe Formel 5-46).

$$JBS_{Soll,i} = \frac{E_{Soll,i}}{P_{Soll,max}} \quad 5-46$$

5.4.3 Ökonomische Bewertung des Stromspeichers

Die ökonomische Bewertung erfolgt, wie bereits beschrieben, anhand der Kapitalwertmethode, da der Kapitalwert die Zielfunktion der Optimierung ist. Zusätzlich wird die Amortisationszeit in Jahren berechnet. Zuerst wird jedoch die Lebensdauer des Stromspeichers als Betrachtungszeitraum der ökonomischen Bewertung bestimmt, da die ökonomische Bewertung, als Zielfunktion der Optimierung, durch die Kapitalwertmethode erfolgt. Anschließend folgt die Berechnung des Kapitalwerts über die Lebensdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie sowie der weiteren Kennzahlen.

Vor der ökonomischen Bewertung ist die Bestimmung der Lebensdauer des Stromspeichers T_{ESS} erforderlich, da alle Stromspeichertechnologien über die Zeit sowohl bei Nutzung als auch bei Nicht-Nutzung degradieren. Da die betrachteten Stromspeichertechnologien unterschiedliche Alterungsmechanismen haben, wird die Lebensdauer über äquivalente Vollzyklen mithilfe der kalendarischen und zyklischen Lebensdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie bestimmt (siehe Abbildung 5-12). Für die Berechnung der Vollzyklen pro Jahr, mit welchen der Stromspeicher jährlich belastet wird, sind die Eingangsgrößen Stromspeicherfüllstand und die reale Speicherenergie erforderlich. Die äquivalenten Vollzyklen VZ_{ESS} pro Jahr sind nach Fuchs et al. 2012 definiert als Gesamtenergiedurchfluss pro Jahr im Verhältnis zur verfügbaren Speicherenergie (Fuchs et al. 2012, S. 21) (siehe Formel 5-47).

$$VZ_{ESS,i} = \frac{\sum_{k=1}^{35040} |E_{ESS,SOC,i}(k)|}{2 \cdot E_{ESS,real,i}} \quad 5-47$$

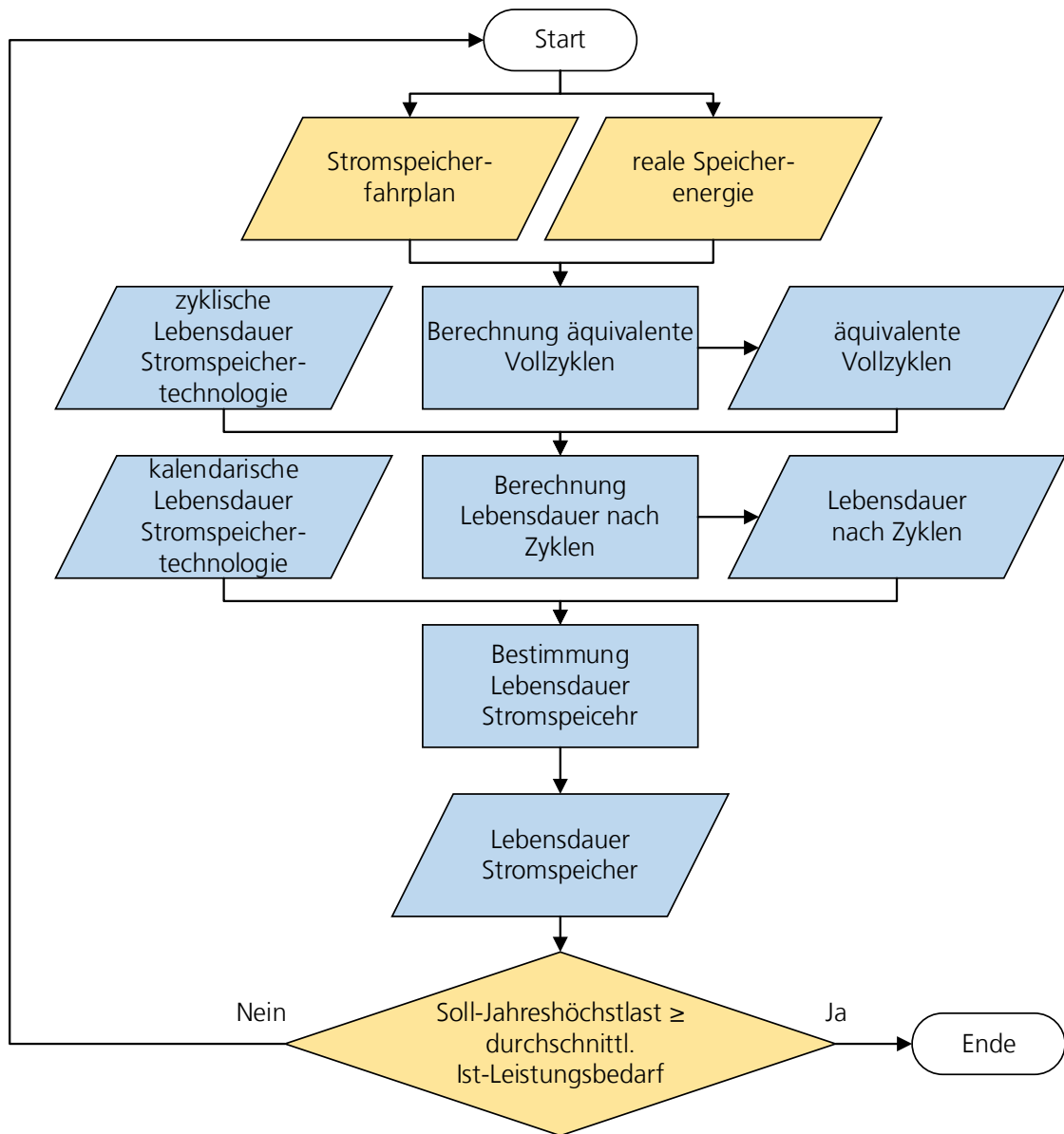
Mithilfe der äquivalenten Vollzyklen VZ_{ESS} und der zyklischen Lebensdauer $T_{cyc,ESS}$ der jeweiligen Stromspeichertechnologie wird die Lebensdauer nach Zyklen T_{VZ} bestimmt. (siehe Formel 5-48).

$$T_{VZ,i} = \frac{T_{cyc,ESS}}{VZ_{ESS,i}} \quad 5-48$$

Da ein Stromspeicher auch bei Nicht-Nutzung degradiert, hat jede Stromspeichertechnologie auch eine kalendarische Lebensdauer $T_{cal,ESS}$. Diese kalendarische Lebensdauer wird mit der Lebensdauer nach Zyklen T_{VZ} verglichen. Das Minimum bestimmt die Lebensdauer des Stromspeichers T_{ESS} (siehe Formel 5-49).

$$T_{ESS,i} = \min(T_{cal,ESS}, T_{VZ}) \quad 5-49$$

Die Lebensdauer des Stromspeichers T_{ESS} ist gleichzeitig der Betrachtungszeitraum für die ökonomische Bewertung. Diese erfolgt, wie in Kapitel 4.1.2 aufgezeigt, durch den Kapitalwert als Zielfunktion der Optimierung. Zusätzlich wird die Amortisationszeit bestimmt, die jedoch für die Identifikation des Optimums nicht berücksichtigt wird.



Legende:

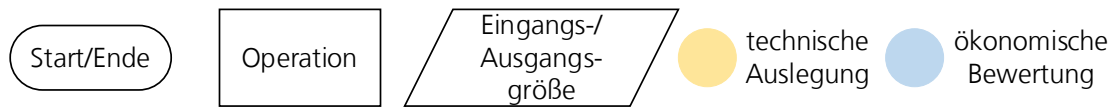


Abbildung 5-12 Unterprogrammablaufplan zur Berechnung Lebensdauer des Stromspeichers

Neben der Lebensdauer des Stromspeichers sind für die wirtschaftliche Bewertung das Soll-Netzentgelt und die elektrischen Soll-Energiekosten erforderlich. Die elektrischen Soll-Energiekosten pro Jahr sind vom Soll-Jahresenergieverbrauch abhängig. Von dem Strompreis wird das durchschnittliche anteilige Netzentgelt, welches im Strompreis enthalten ist, subtrahiert. Mit diesem Strompreis können die elektrischen Soll-Energiekosten $C_{E,Soll}$ pro Jahr berechnet werden (siehe Formel 5-50).

$$C_{E,Soll,i} = (c_{SP} - c_{NE}) \cdot E_{Soll,i} \quad 5-50$$

Für die Berechnung des Soll-Netzentgelts werden die Soll-Jahresbenutzungsstunden, der Soll-Jahresenergieverbrauch, das Soll-Lastverlagerungspotenzial und die Soll-Erheblichkeitsschwelle berücksichtigt. Bei der Berechnung des Soll-Netzentgelts gilt es die (multifunktionalen) SLR Einsatzoptionen und die (multifunktionalen) ATN Einsatzoptionen zu unterscheiden. Für die (multifunktionalen) SLR Einsatzoptionen gilt Abbildung 5-13.

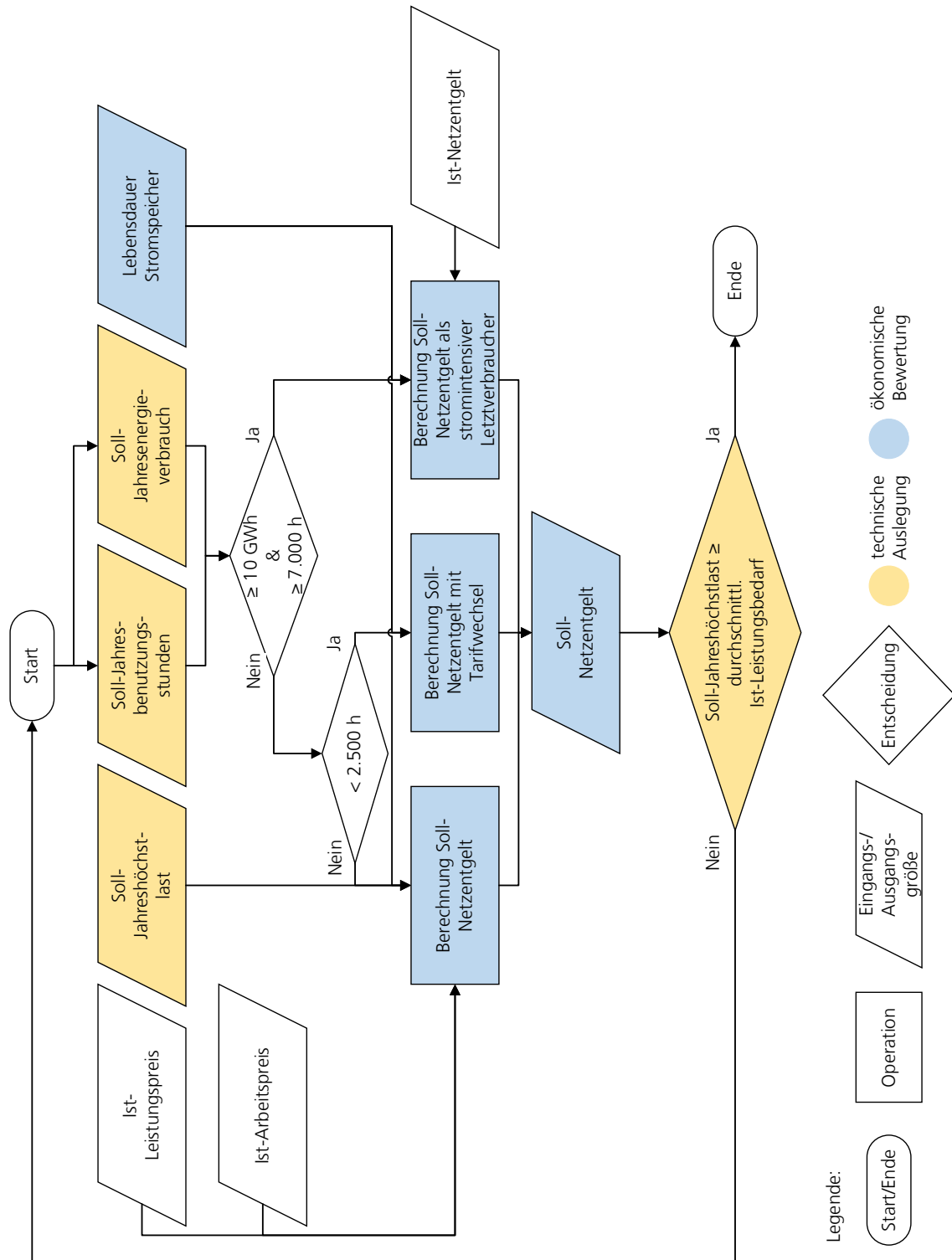


Abbildung 5-13 Unterprogrammablaufplan Berechnung Soll-Netzentgelt für (multifunktionale) SLR Einsatzoptionen

Für den Fall des stromintensiven Letztverbrauchers ist ein Energieverbrauch von zehn Gigawattstunden und mindestens 7.000 Soll-Jahresbenutzungsstunden erforderlich. Ist dies der Fall, berechnet sich das Soll-Netzentgelt NE_{Soll} wie in Formel 5-51.

$$NE_{Soll,i} = \begin{cases} (P_{Ist,max} \cdot LP_{Ist} + E_{Ist} \cdot AP_{Ist}) \cdot 20 \% \text{ für } JBS_{Soll,i} \geq 7.000h \\ (P_{Ist,max} \cdot LP_{Ist} + E_{Ist} \cdot AP_{Ist}) \cdot 15 \% \text{ für } JBS_{Soll,i} \geq 7.500h \\ (P_{Ist,max} \cdot LP_{Ist} + E_{Ist} \cdot AP_{Ist}) \cdot 10 \% \text{ für } JBS_{Soll,i} \geq 8.000h \end{cases} \quad 5-51$$

Wie für das Ist-Netzentgelt wird auch für das Soll-Netzentgelt kann eine variable Veränderung für den Leistungs- und Arbeitspreis pro Jahr berücksichtigt werden. Diese werden anschließend für die Berechnung des Soll- und Ist-Netzentgeltes über die Lebensdauer des Stromspeichers genutzt.

Falls sich die Ist-Jahresbenutzungsstunden von unter 2.500 h auf über 2.500 h Soll-Jahresbenutzungsstunden erhöhen, werden für die Berechnung des Netzentgelts der Leistungs- und Arbeitspreis über 2.500 h aus dem zugehörigen Preisdatenblatt für die Berechnung des Soll-Netzentgelts NE_{Soll} genutzt (siehe Formel 5-52).

$$NE_{Soll,i} = P_{Soll,max,i} \cdot LP_{\geq 2500} + E_{Soll,i} \cdot AP_{\geq 2500} \quad 5-52$$

Sofern die Ist-Jahresbenutzungsstunden bereits über 2.500 h waren, ist keine Änderung des Leistungs- und Arbeitspreises möglich. Deshalb gilt für die Berechnung des Soll-Netzentgelts NE_{Soll} in diesem Fall die Formel 5-53.

$$NE_{Soll,i} = P_{Soll,max,i} \cdot LP_{Ist} + E_{Soll,i} \cdot AP_{Ist} \quad 5-53$$

Für die (multifunktionalen) ATN Einsatzoptionen gilt Abbildung 5-14.

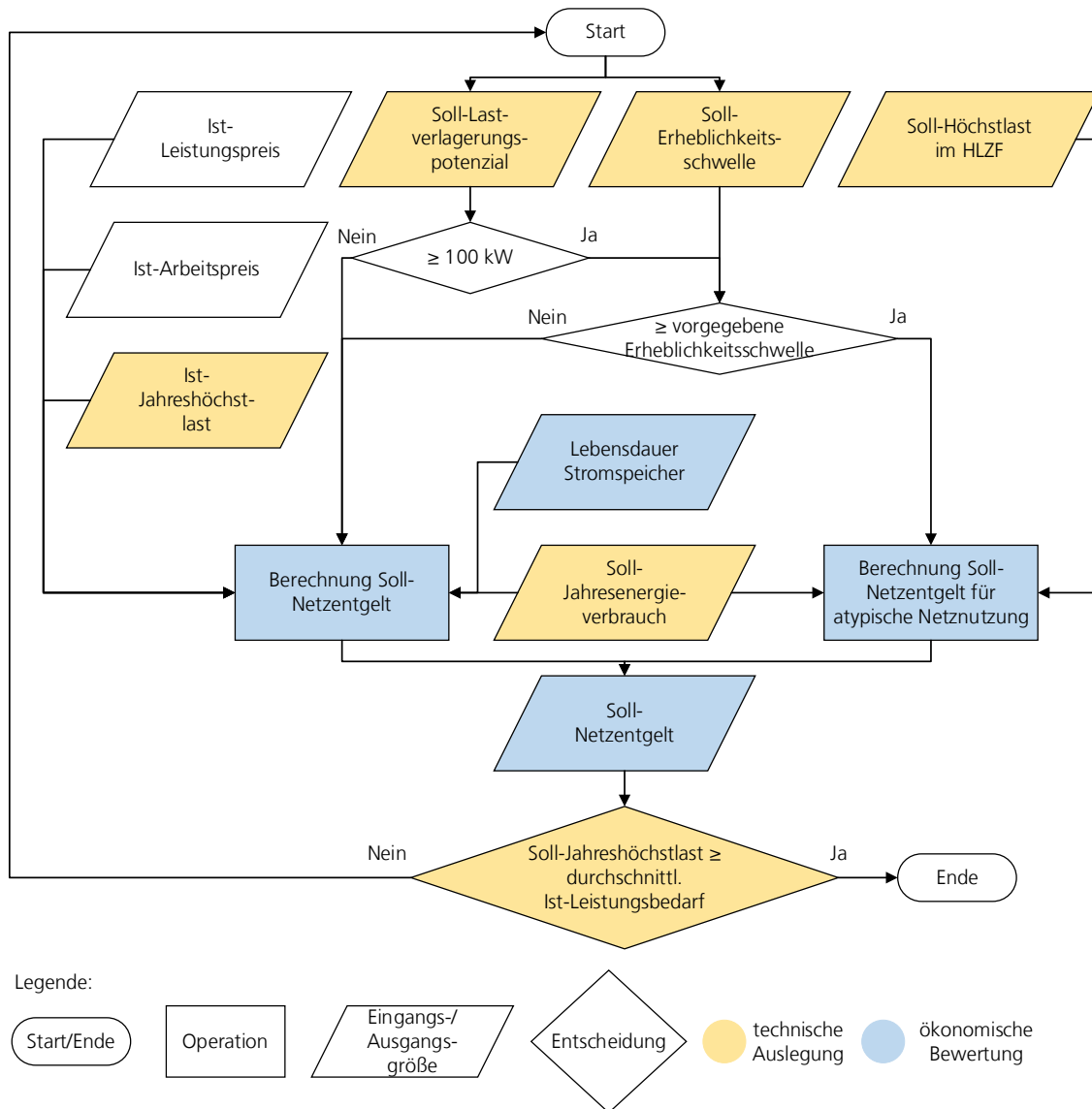


Abbildung 5-14 Unterprogrammablaufplan Berechnung Soll-Netzentgelt für (multifunktionale) ATN Einsatzoptionen

Für die (multifunktionalen) ATN Einsatzoptionen müssen die Voraussetzung des Lastverlagerungspotenzials und der Erheblichkeitsschwelle erfüllt werden. Sofern diese Voraussetzungen erfüllt sind, kann das Netzentgelt um bis zu 80 % reduziert werden. Das Lastverlagerungspotenzial muss mindestens 100 Kilowatt und die Erheblichkeitsschwelle muss mindestens 20 % betragen (Mittelspannungsebene). Sobald diese Voraussetzungen erfüllt sind, berechnet sich das Soll-Netzentgelt NE_{Soll} wie in Formel 5-54.

$$NE_{Soll,i} = P_{Soll,HLZF,max,i} \cdot LP_{Ist} + E_{Soll,i} \cdot AP_{Ist} \quad 5-54$$

Da durch die Verwendung der Höchstlast im HLZF anstatt der Jahreshöchstlast eine große Reduktion des Netzentgeltes entsteht, wird diese auf ein Maximum beschränkt (Rothacher 2018, S. 103) (siehe Formel 5-55).

$$NE_{Soll,i} = \begin{cases} NE_{Soll,i} & \text{für } \frac{NE_{Soll,i}}{NE_{Ist}} \geq 20 \% \\ 20 \% \cdot NE_{Ist} & \text{für } \frac{NE_{Soll,i}}{NE_{Ist}} < 20 \% \end{cases} \quad 5-55$$

Das Soll- und Ist-Netzentgelt wird über die Lebensdauer des Stromspeichers für jedes Jahr berechnet. Dabei gibt es für alle betrachteten Einsatzoptionen die Möglichkeit die Arbeits- und Leistungspreis pro Jahr individuell anzupassen.

Anhand dieser Soll-Größen wird die ökonomische Bewertung durch die Kapitalwertmethode und der Amortisationszeit durchgeführt (siehe Abbildung 5-15). Für die ökonomische Bewertung sind die Anschaffungskosten sowie die jährlichen Aus- und Einzahlungen erforderlich. Die Berechnung dieser Werte wird im Folgenden beschrieben. Die Anschaffungskosten $C_{0,ESS}$ sind abhängig von der realen Leistung und der realen Energie des Speichers (Naumann et al. 2014, S. 6). Für die Berechnung werden die leistungs- und energiespezifischen Anschaffungskosten $c_{P,ESS}$ und $c_{E,ESS}$ der jeweiligen Stromspeichertechnologie berücksichtigt (siehe Formel 5-56).

$$C_{0,ESS,i} = P_{ESS,real,i} \cdot c_{P,ESS} + E_{ESS,real,i} \cdot c_{E,ESS} + C_W \quad 5-56$$

Für die Wandlertechnologien werden pauschale Anschaffungskosten C_W in Höhe von 10.000 € berücksichtigt (Köhler et al. 2018, S. 83). Die Einzahlungen R pro Jahr ergeben sich aus der Reduktion des Netzentgeltes (siehe Formel 5-57).

$$R_i(t) = NE_{Ist}(t) - NE_{Soll,i}(t) \quad 5-57$$

Auf der anderen Seite ergeben sich jährliche Auszahlungen A durch die Betriebskosten des Stromspeichers und die zusätzlichen Energiekosten, die durch die Verluste der Wandlertechnologien und des Stromspeichers entstehen (siehe Formel 5-58).

$$A_i(t) = (c_{B,ESS}(t) \cdot E_{ESS,real,i}) + (C_{E,Soll,i} - C_{E,Ist,i}) \quad 5-58$$

Für die multifunktionalen Einsatzoptionen mit Arbitrage-Handel wird die bezogene, eingespeicherte Energie mit dem dynamischen Strompreis je Zeitpunkt multipliziert, um anschließend als Auszahlung berücksichtigt zu werden.

Die Faktoren aus Formel 5-56 bis 5-58 bilden die Grundlage für die Berechnung des Kapitalwerts des Stromspeichers NPV_{ESS} . Dieser wird über die Lebensdauer T_{ESS} berechnet (siehe Formel 5-59).

$$NPV_{ESS,i} = -C_{0,ESS,i} + \sum_{t=1}^{T_{ESS,i}} \frac{R_i(t) - A_i(t)}{(1+z)^t} \quad 5-59$$

mit

z Kalkulationszinssatz

Neben dem Kapitalwert als Zielfunktion der linearen Optimierung wird zusätzlich die Amortisationszeit berechnet. Die Amortisationszeit ist der Zeitraum, in welchem „das für eine Investition eingesetzte Kapital aus den Einzahlungsüberschüssen des Objekts wiedergewonnen wird“ (Götze 2014, S. 115). Die Bestimmung der Amortisationszeit T_{AZ} erfolgt über die dynamische Amortisationsrechnung (siehe Formel 5-60), d. h. sobald der Kapitalwert NPV_{ESS} Null ist (Poggensee 2015, S. 138):

$$0 = -C_{0,ESS,i} + \sum_{t=1}^{T_{AZ,i}} \frac{R_i(t) - A_i(t)}{(1+z)^t} \quad 5-60$$

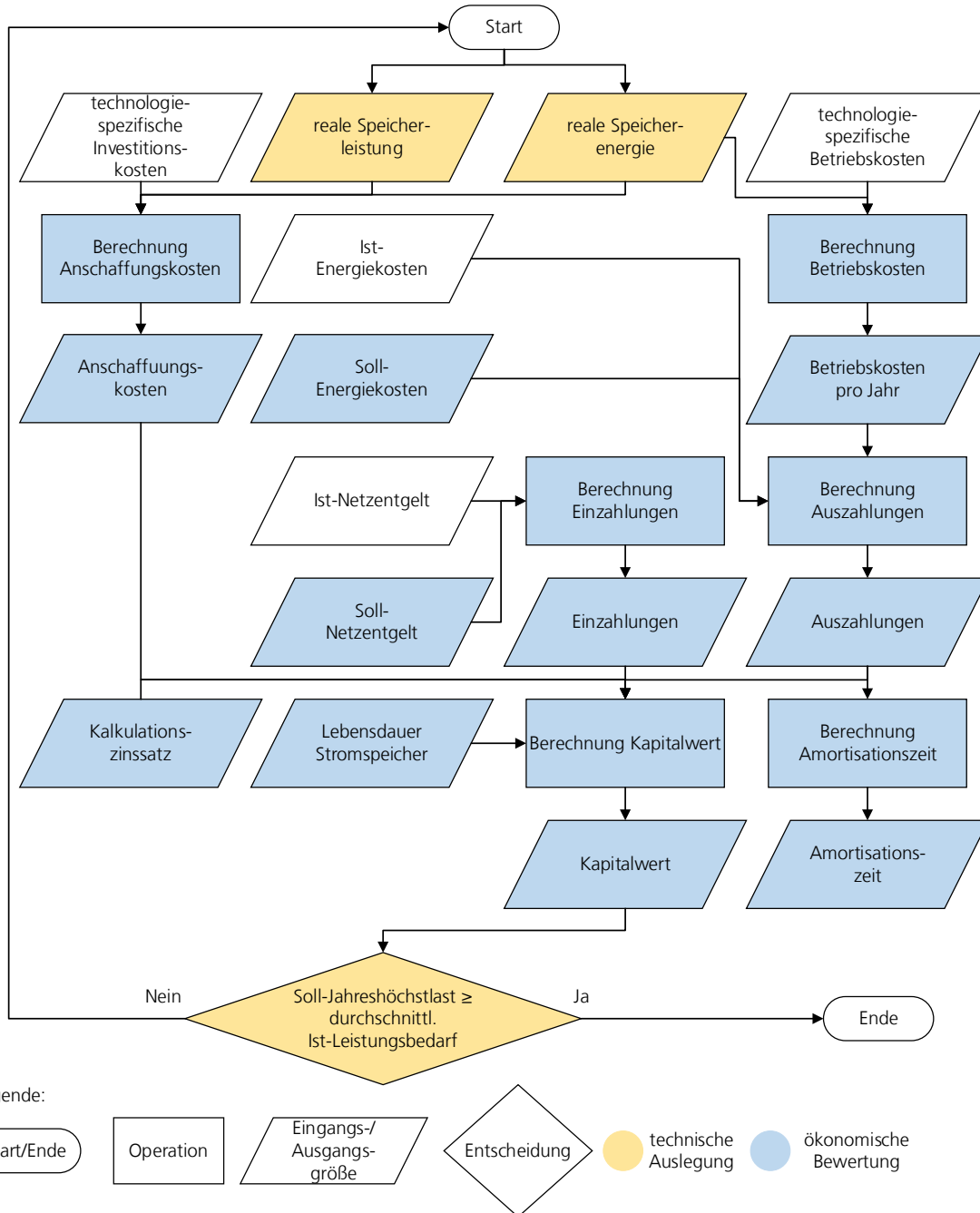


Abbildung 5-15 Unterprogrammablaufplan ökonomische Bewertung des Stromspeichers

5.4.4 Identifikation des ökonomischen Optimums

In diesem Schritt wird, nach den iterativen Unterprogrammen der Auslegung für unterschiedliche Stromspeichertechnologien sowie der ökonomischen Bewertung, der wirtschaftlich optimale Stromspeicher ausgewählt. Da als Zielfunktion der Optimierung der Kapitalwert $NPV_{ESS,i}$ festgelegt wurde, wird der Stromspeicher mit dem maximalen Kapitalwert $NPV_{ESS,max}$ identifiziert (siehe Formel 5-61).

$$NPV_{ESS,max} = \max(NPV_{ESS,i}) \quad 5-61$$

Die wirtschaftlichsten Stromspeicher jeder Technologie werden anhand der technischen und ökonomischen Kennzahlen gegenübergestellt und verglichen. Diese werden anhand der Leistung, der Energie, der Lebensdauer und der Anschaffungskosten beschrieben. Eine tabellarische Darstellungsform erlaubt, dass Unterschiede der Stromspeichertechnologien bei der Entscheidung mitberücksichtigt werden können.

5.5 Sensitivitätsanalyse

Bei der ökonomischen Bewertung durch die Kapitalwertmethode ist eine gewisse Unsicherheit aufgrund der erforderlichen Prognose bei der Datenermittlung und des konstanten Kalkulationszinssatzes zu berücksichtigen (siehe Kapitel 2.4.2.1). Eine der Methoden zur Berücksichtigung dieser Unsicherheit ist die Sensitivitätsanalyse. Die Sensitivitätsanalyse gilt als die gängigste Methode zur monetären Technologiebewertung (Schuh et al. 2011, S. 320), weshalb diese auch in dieser Arbeit angewandt wird. Vor diesem Hintergrund wird für den wirtschaftlichsten Stromspeicher jeder betrachteten Technologie eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Die Sensitivitätsanalyse ist eine objektive Form der Berücksichtigung von Unsicherheit bei Investitionsentscheidungen. Allgemein werden dabei ein oder mehrere Elemente variiert und die Auswirkungen auf den Zielwert analysiert. Die Verfahren der Sensitivitätsanalyse kann in drei Verfahren eingeteilt werden (siehe Abbildung 5-16). (Poggensee 2015, S. 264)

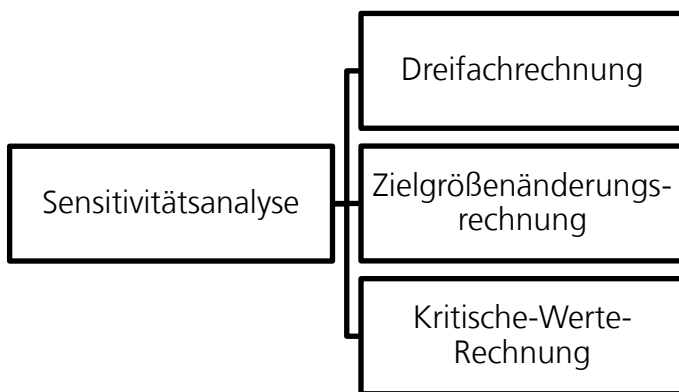


Abbildung 5-16 Verfahren der Sensitivitätsanalyse (Poggensee 2015, S. 264)

Bei der Dreifachrechnung wird die Methode mit wahrscheinlichen, mit pessimistischen und mit optimistischen Eingangsgrößen berechnet. Die pessimistischen und optimistischen Datensätze werden durch prozentuale Zu- oder Abschläge festgelegt. Die Besonderheit der Dreifachrechnung ist, dass mehrere Elemente variiert werden. Falls die Investition auch mit den pessimistischen Daten einen positiven Zielwert bringt, ist die Investition lohnend. Andersherum ist die Investition sicher unvorteilhaft, wenn auch bei optimistischen Daten der Zielwert negativ ist. (Poggensee 2015, S. 274–275)

Durch die Zielgrößenänderungsrechnung kann der Einfluss der einzelnen Elemente auf den Zielwert analysiert werden. Bei dieser Methode wird das analysierte Element um einen bestimmten Prozentsatz verändert, während der Zielwert in seiner Änderung betrachtet wird. Durch die Differenz zwischen neuem und altem Zielwert in Relation zum alten Zielwert ergibt sich die relative Zielwertänderung. Der Nachteil dieser Methode ist, dass diese eine Unabhängigkeit des Elements voraussetzt. (Götze 2014, S. 388–390)

Bei der Kritische-Werte-Rechnung wird die kritische Größe einer Eingangsgröße bestimmt. Dabei wird der Zielwert gleich Null gesetzt oder ein Zielwert vorgegeben, um die Abweichung des Zielwertes durch die Veränderung des Elements zu erfassen. Dadurch kann bestimmt werden, wie weit das Element vom ursprünglichen Wert abweichen darf, sodass die Investition trotzdem noch vorteilhaft ist. (Poggensee 2015, S. 264–265)

Die Sensitivitätsanalyse wird anhand der beschriebenen drei Verfahren durchgeführt. Dabei wird die Dreifachrechnung für die Kennzahlen der Stromspeichertechnologien angewandt, um die Spannweite der technischen und ökonomischen Kennzahlen der jeweiligen Stromspeichertechnologien zu berücksichtigen (siehe Abbildung 5-17). Grund hierfür ist, dass alle technischen und ökonomischen Kennzahlen Auswirkungen auf die Anschaffungskosten haben. Aus diesem Grund werden pessimistische, wahrscheinliche und optimistische Kennzahlen der betrachteten Stromspeichertechnologien analysiert.

Für die Zielgrößenänderungsrechnung werden die Eingangsgrößen einzeln variiert und der Einfluss auf die Zielgröße Kapitalwert bestimmt (siehe Abbildung 5-18). Dazu werden die ökonomischen Eingangsgrößen Leistungspreis, Arbeitspreis, Strompreis und der Kalkulationszinssatz verändert. Zusätzlich werden das Verbraucherlastprofil, das PV-Erzeugungsprofil sowie der dynamische Strompreisverlauf variiert. Für die ATN werden die HLZF untersucht, in dem sowohl die Jahreszeiten als auch die Zeiträume variiert werden. Für den dynamischen Strompreisverlauf und die HLZF wird zudem eine zeitliche Parallelverschiebung betrachtet.

Für die Eingangsgrößen Anschaffungskosten, Leistungspreis und Kalkulationszinssatz werden jeweils für den wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie die kritischen Werte bestimmt, um diese mit den vorgegebenen Referenzwerten zu vergleichen (siehe Abbildung 5-19).

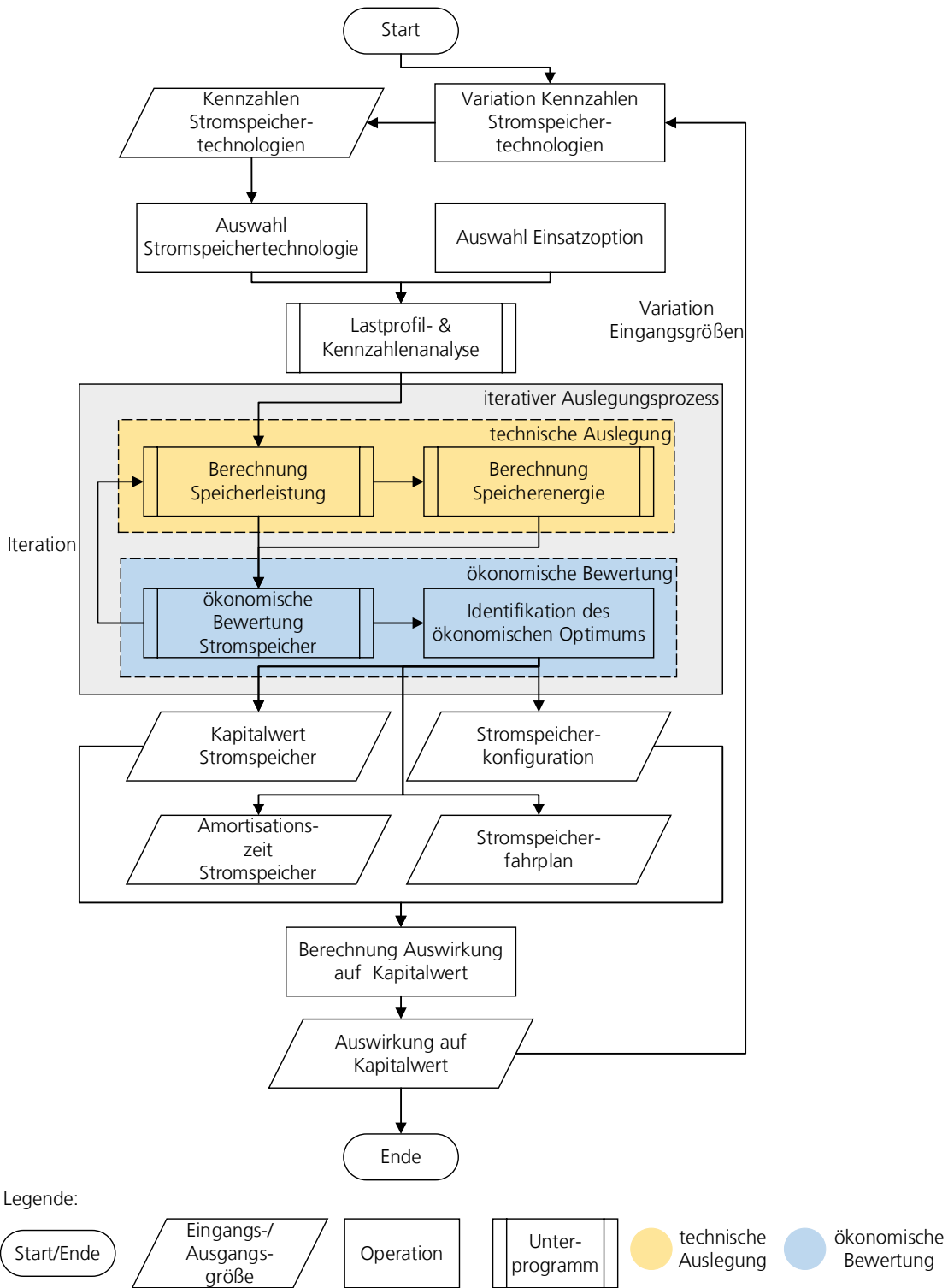


Abbildung 5-17 Unterprogrammablaufplan Dreifachrechnung

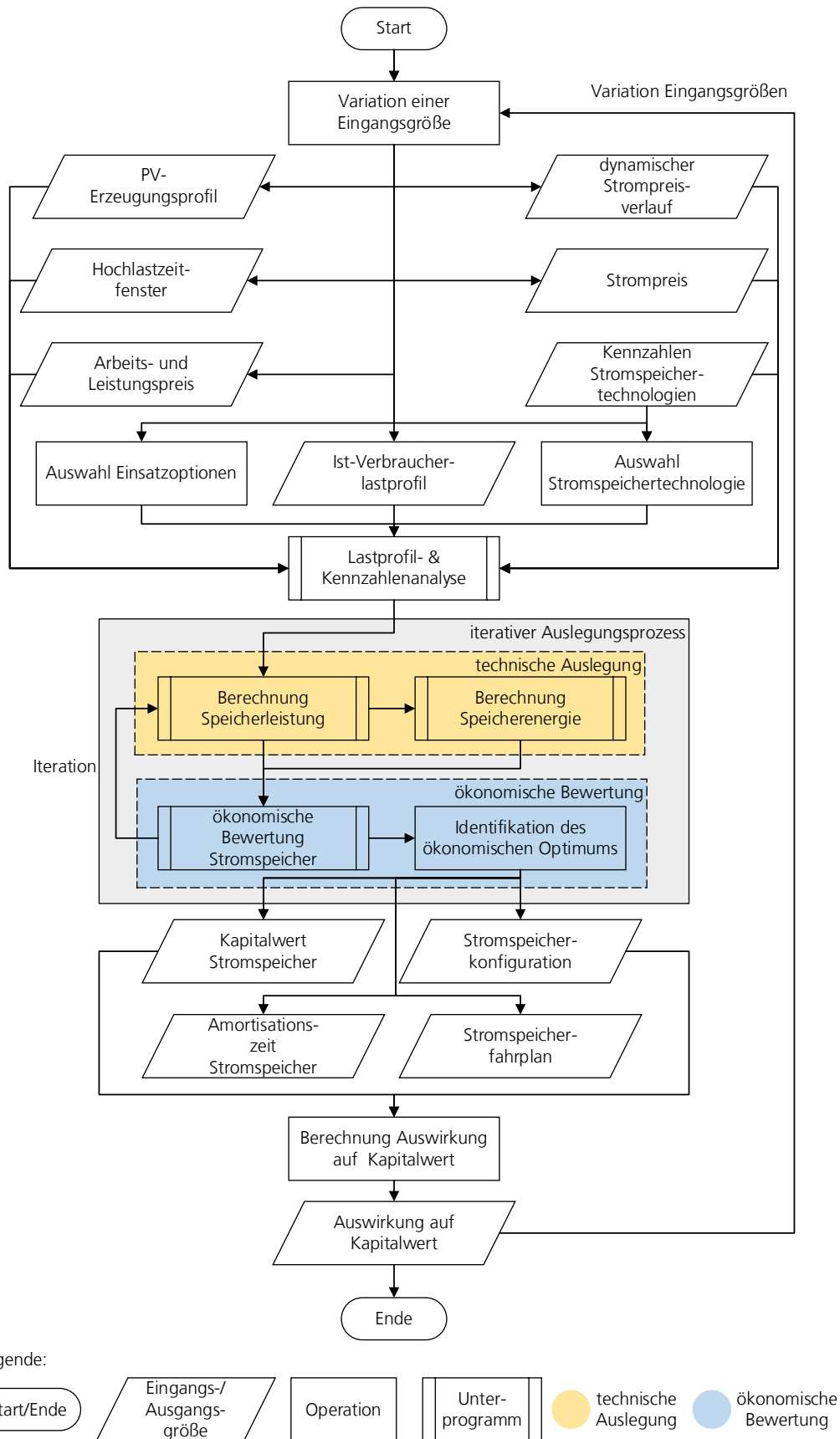


Abbildung 5-18 Unterprogrammablaufplan Zielgrößenänderungsrechnung

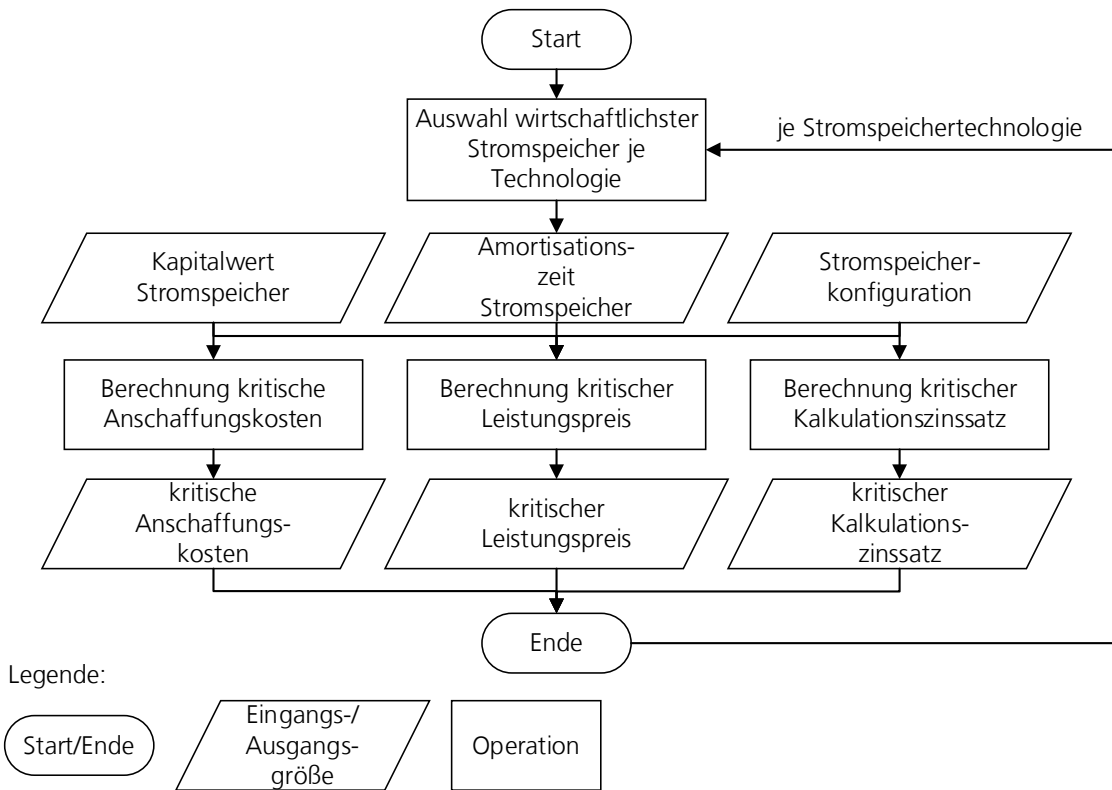


Abbildung 5-19 Unterprogrammablaufplan Kritische-Werte-Rechnung

6 Implementierung und Validierung

In diesem Kapitel wird die entwickelte Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken anhand von zwei Fallbeispielen durchgeführt, um die Anwendbarkeit und den Nutzen aufzuzeigen und zu validieren. Dazu wird zuerst die Implementierung der Methode erläutert. Anschließend werden die Ergebnisse der zwei Fallbeispiele beschrieben, analysiert und bewertet.

6.1 Aufbau und Implementierung

Für die Validierung der entwickelten Methoden zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken wird zunächst eine passende Modellierungssoftware ausgewählt. Die Modellbildung wird im Anschluss daran erläutert. Darauf aufbauend werden die Fallbeispiele definiert und die Ergebnisse dargestellt. Anschließend werden die Modellparameter des jeweiligen Fallbeispiels variiert und mithilfe einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Abschließend erfolgt eine anwendungsübergreifende Analyse.

6.1.1 Modellierungssoftware

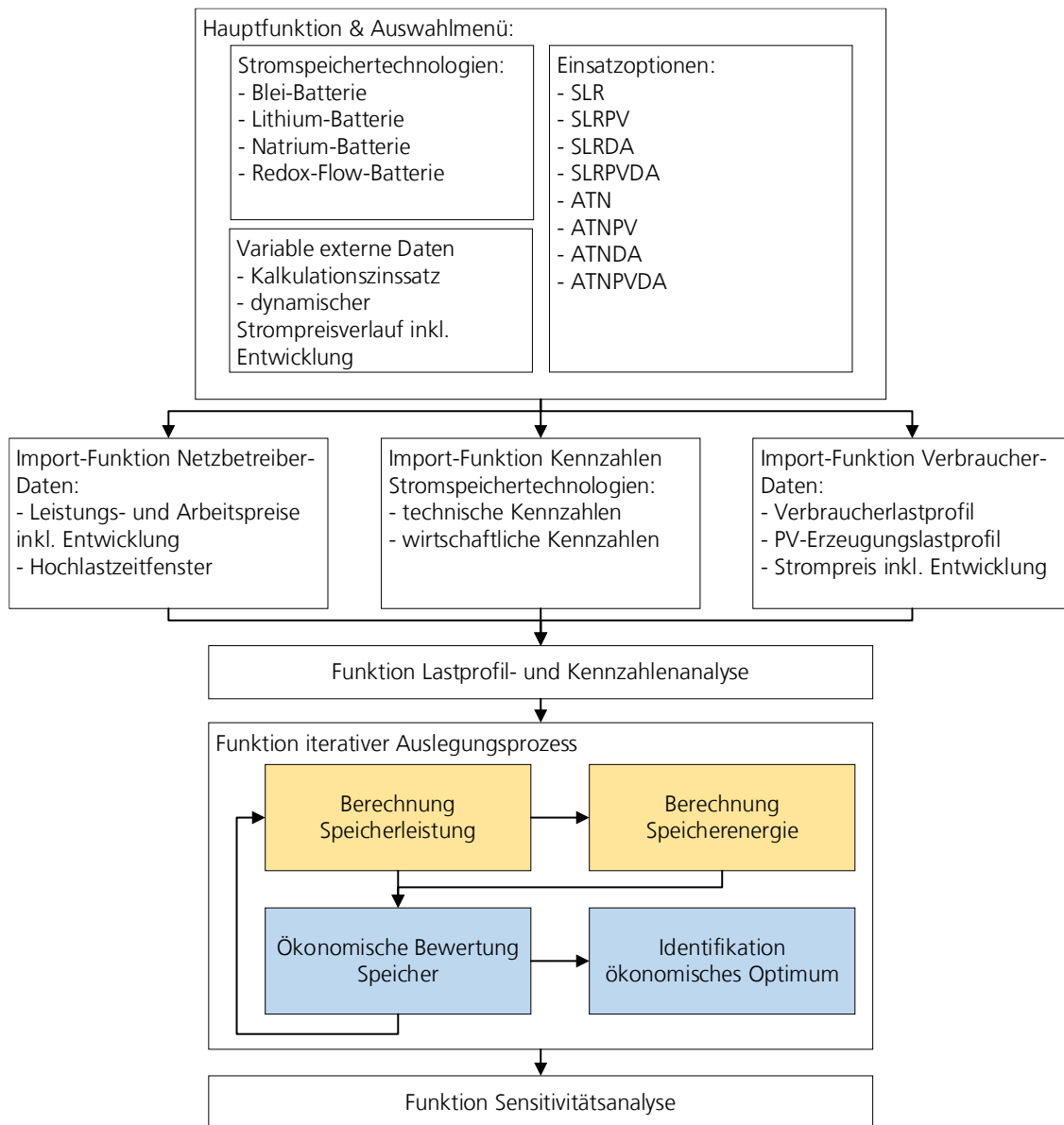
Das Modell wurde mit der Simulationssoftware MATLAB aufgebaut. MATLAB unterstützt die Lösung mathematischer Probleme durch numerische Berechnungen mithilfe von Matrizen. Dadurch können Zeitreihen wie bspw. das Verbraucherlastprofil als Matrix dargestellt werden. Die Software wird häufig zur Datenerfassung, -analyse und -auswertung eingesetzt. Ein Vorteil von MATLAB ist die Möglichkeit, Unterprogramme als Funktionen zu geschlossenen Einheiten zu verpacken.

Die Grundlage von MATLAB ist die objektorientierte Programmierung, welche es ermöglicht, das Modell anwendungsnah aufzubauen. Ein weiterer Vorteil von MATLAB ist, dass das Modell beliebig erweiterbar ist.

6.1.2 Modellbildung

Weil die Methode in zwei Module unterteilt ist (siehe Kapitel 5.2), werden diese in Funktionen in MATLAB abgebildet. Die Unterprogramme zur Auslegung des Stromspeichers werden in einer Funktion als iterativer Auslegungsprozess zusammengefasst. Zusätzlich wird das Modul Sensitivitätsanalyse sowie die vorgelagerte Lastprofil- und Kennzahlenanalyse als eigene Funktion abgebildet. Die Auswahlmöglichkeiten bezüglich der Einsatzoptionen und Stromspeichertechnologien finden in der Hauptfunktion statt, mit welcher das Programm gestartet wird (siehe Abbildung 6-1).

Die Eingangsgrößen des Verbrauchers, des Netzbetreibers sowie die technischen und ökonomischen Kennzahlen der Stromspeichertechnologien werden durch jeweils eine Excel-Datei eingelesen und gespeichert. Die zeitliche Auflösung sind 15-Minuten-Mittelwerte und der Zeitraum beträgt ein Jahr. Daraus ergibt sich eine Datenmenge von 35.040 Datenpunkten, jeweils für das Verbraucherlastprofil, das PV-Erzeugungsprofil und den dynamischen Strompreisverlauf. In der Funktion Lastprofil- und Kennzahlenanalyse werden die Eingangsgrößen analysiert und erforderliche Kennzahlen identifiziert. Der iterative Auslegungsprozess und die Identifikation des ökonomischen Optimums werden in der Funktion iterativer Auslegungsprozess abgebildet. Die Auslegung des Stromspeichers erfolgt für das Jahr der Eingangsgrößen. Die ökonomische Bewertung wird über die Lebensdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie durchgeführt.



Legende:



Abbildung 6-1 Aufbau des MATLAB-Modells

6.1.3 Annahmen und Randbedingungen

Die technischen und ökonomischen Kennzahlen der betrachteten Stromspeichertechnologien werden in der Literatur oftmals mit einer großen Spannweite angegeben (siehe Kapitel 2.2). Für die Validierung werden deshalb die wahrscheinlichen Kennzahlen angenommen (siehe Tabelle 6-1). Die pessimistischen und optimistischen Kennzahlen der betrachteten Stromspeichertechnologien werden in der Sensitivitätsanalyse genutzt.

Die Verluste durch die Energiewandlung beim Be- und Entladen und die Verluste der Speicherung sowie weitere Puffer für die Entladetiefe und die Alterung werden nach den Verlustannahmen nach Köhler et al. 2018 berücksichtigt (siehe Kapitel 5.4 und 5.5). Für die Umwandlungsverluste werden für den AC/DC-Wandler und den DC/DC-Steller jeweils 95 % berücksichtigt (Köhler et al. 2018, S. 59). Für die Degradation wird eine Reserve für die Energie am Lebensende von 20 % und als Sicherheit eine Reserve in Höhe von 10 % angenommen (Köhler et al. 2018, S. 59).

Wie in Kapitel 5.6 erläutert, wird zur Bestimmung der Lebensdauer des Stromspeichers die Methode der äquivalenten Vollzyklen nach Fuchs et al. 2012 genutzt (Fuchs et al. 2012, S. 21). Nach Weniger et al. 2014 erfolgt die Berechnung der Lebensdauer durch die äquivalenten Vollzyklen und der kalendarischen Lebensdauer (Weniger et al. 2014, S. 84).

Um den Stromspeicher optimal auszulegen, wird eine vollständige Prognosefähigkeit des Energieverbrauchs des Unternehmens, des PV-Erzeugungsprofils des Unternehmens sowie der dynamischen Strompreise angenommen. Das Verbraucherlastprofil sowie das PV-Erzeugungsprofil wird über den betrachteten Zeitraum nicht geändert, da mögliche Änderungen innerhalb der Fabrik über die Puffer für die Entladetiefe, für das Ende der Lebensdauer und die zusätzliche Reserve nach Köhler et al. 2018 abgedeckt sind.

Tabelle 6-1 Pessimistische, wahrscheinliche und optimistische Kennzahlen der betrachteten Stromspeichertechnologien (Zusammenfassung aus Kapitel 2.2)

| Kennzahlen | Einheit | BLB | | | LIB | | | NAB | | | RFB | | | | |
|---|-------------|------|------------|-------|-------|--------------|--------|-------|------------|-------|-------|--------|------------|--|--|
| | | P | W | O | P | W | O | P | W | O | P | W | O | | |
| maximale Leistung | [MW] | | 50 | | | 500 | | | 10 | | | | 100 | | |
| maximale Energie | [MWh] | | 50 | | | 10 | | | 100 | | | | 10 | | |
| Wirkungsgrad | [%] | 74,0 | 81,5 | 89,0 | 90,0 | 93,5 | 97,0 | 72,0 | 76,5 | 81,0 | 70,0 | 74,5 | 79,0 | | |
| Selbstentladerate | [%/15 Min.] | | 0,0018 | | | 0,0004 | | | 0,0005 | | | | 0,0031 | | |
| Entladetiefe | [%] | 50 | 65 | 80 | 80 | 90 | 100 | 80 | 90 | 100 | | | 100 | | |
| Ausspeicherdauer | [h] | | 1 bis 10 h | | | 0,5 bis 10 h | | | 1 bis 10 h | | | | 4 bis 10 h | | |
| zyklische Lebensdauer | [Zyklen] | 203 | 852 | 1.500 | 3.500 | 11.750 | 20.000 | 2.500 | 5.375 | 8.250 | 7.000 | 11.000 | 15.000 | | |
| kalendarische Lebensdauer | [a] | | 10 | | | 15 | | | 10 | 15 | 20 | | 18 | | |
| leistungsspezifische Anschaffungskosten | [€/kW] | 490 | 345 | 200 | 200 | 150 | 100 | 1.075 | 680 | 285 | 1.790 | 1.250 | 710 | | |
| energiespezifische Anschaffungskosten | [€/kWh] | 355 | 222 | 90 | 180 | 160 | 140 | 645 | 455 | 265 | 700 | 475 | 250 | | |
| spezifische Betriebskosten | [€/kWh] | 0,76 | 0,46 | 0,16 | 0,76 | 0,45 | 0,07 | 0,76 | 0,42 | 0,13 | 5 % | 3 % | 1 % | | |

Legende: P = pessimistische Kennzahlen
W = wahrscheinliche Kennzahlen
O = optimistische Kennzahlen

Die folgenden Erläuterungen beschreiben Referenzwerte, die in diesen Fallbeispielen angenommen werden. Jedoch können diese je nach Anwender individuell angepasst werden. Falls keine konkreten Werte bekannt sind, können die hinterlegten Referenzwerte genutzt werden.

Für die ATN wird angenommen, dass die Industrieunternehmen der Mittelspannungsebene zugeordnet sind. Daraus ergibt sich eine Erheblichkeitsschwelle von 20 % (siehe Tabelle 2-16).

Für die ökonomische Bewertung werden für jede betrachtete Stromspeicher-technologie zusätzliche Anschaffungskosten in Höhe von 10.000 € für die Wandlertechnologien berücksichtigt (Köhler et al. 2018, S. 83). Dies beruht auf der Annahme, dass der Stromspeicher nachträglich und nicht zusammen mit erneuerbaren Erzeugertechnologien (z.B. PV-Anlage) beschafft wird und somit separat integriert werden muss.

Als Strompreis wird der durchschnittliche Strompreis der Industrie aus dem Jahr 2018 verwendet. Dieser beträgt 0,1796 Euro pro Kilowattstunde (BDEW 2020a, S. 24). Zusätzlich zu dem Referenzstrompreis kann eine zeitliche Entwicklung des Strompreises berücksichtigt werden. Diese zeitliche Entwicklung kann ebenfalls vom Anwender variabel eingegeben werden. Als Referenzwert wird aufgrund der Entwicklung zwischen den Jahren 2014 bis 2018 eine durchschnittliche Steigerung des Strompreises von jährlich 2,94 % berücksichtigt (eigene Berechnung aus (BDEW 2020a, S. 24)).

Da ein gewisser Anteil dieses Strompreises bereits das Netzentgelt widerspiegelt, wird dieses vom Strompreis abgezogen, um das Netzentgelt nicht doppelt zu berücksichtigen. Das durchschnittliche Netzentgelt der Industrie lag 2018 bei 2,36 Eurocent pro Kilowattstunde (BNetzA 2020b, S. 173). Ebenfalls kann hier eine zeitliche Entwicklung hinterlegt werden. Durch die Entwicklung in den Jahren 2014 bis 2018 ergibt sich eine durchschnittliche Steigerung von 3,90 % jährlich als Referenzwert (eigene Berechnung aus (BNetzA 2020b, S. 173)).

Der Kalkulationszinssatz ist eine entscheidende Eingangsgröße für die ökonomische Bewertung des Stromspeichers durch die Kapitalwertmethode. Das Umweltbundesamt legt einen Kalkulationszinssatz von 3,00 % pro Jahr für eine kurzfristige (bis ca. 20 Jahre) ökonomische Bewertung von Umweltschäden fest (UBA 2012, S. 33). Da Köhler et al. 2018 diese 3,00 % pro Jahr ebenso für die ökonomische Bewertung von Stromspeichern nutzt (Köhler et al. 2018, S. 66), wird diese Annahme in dieser Arbeit als Referenzwert hinterlegt, kann jedoch bei Bedarf angepasst werden.

Für die multifunktionalen Einsatzoptionen SLRDA, SLRPVDA, ATNDA und ATNPVDA wird der dynamische Strompreisverlauf des Day-Ahead-Marktes aus dem Jahr 2018 als Referenzwert genutzt (siehe Abbildung 6-2).

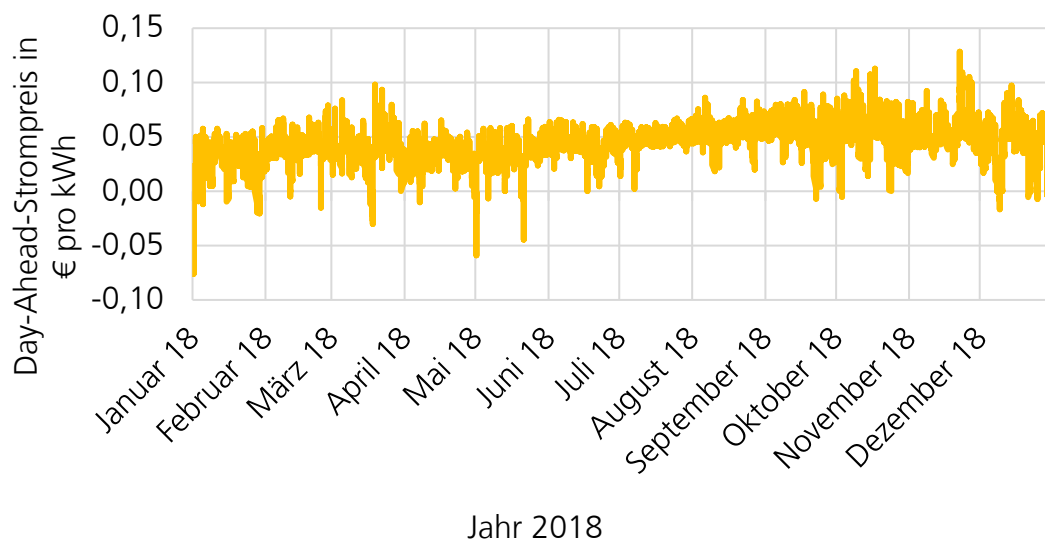


Abbildung 6-2 Strompreise am Day-Ahead-Markt im Jahr 2018 (BNetzA 2020a)

Wie für Leistungs- und Arbeitspreis sowie Strompreis wird auch der dynamische Strompreisverlauf pro Jahr verändert. Da die Strompreise am Day-Ahead-Markt in den Jahren von 2014 bis 2018 kontinuierlich gestiegen sind (BNetzA 2020a), wird eine jährliche Steigerungsrate 1,85 % pro Jahr berücksichtigt. Tabelle 6-2 fasst alle Annahmen und Randbedingungen zusammen.

Tabelle 6-2 Zusammenfassung der Annahmen, Randbedingungen und Referenzwerte

Annahmen und Randbedingungen

| Stromspeichertechnologien | Wahrscheinliche Kennzahlen |
|--|--------------------------------|
| Wirkungsgrad AC/DC-Wandler | 95 % |
| Wirkungsgrad DC/DC-Steller | 95 % |
| Reserve am Lebensende | 20 % |
| Sicherheitszuschlag | 10 % |
| Lebensdauer | äquivalente Vollzyklen |
| Erheblichkeitsschwelle | 20 % (Mittelspannungsebene) |
| Anschaffungskosten für Wandlertechnologien | 10.000 € |
| Strompreis | 0,1796 €/kWh |
| jährliche Steigerung Strompreis | 2,94 % |
| anteiliges Netzentgelt am Strompreis | 0,0236 €/kWh |
| jährliche Steigerung anteiliges Netzentgelt | 3,90 % |
| Kalkulationszinssatz | 3,00 % |
| dynamischer Strompreisverlauf | Day-Ahead-Markt 2018 |
| jährliche Steigerung dynamischer Strompreisverlauf | 1,85 % |

6.2 Fallbeispiel Magnesiumdruckgussfabrik

Für das erste Fallbeispiel wird eine Fabrik aus der Magnesiumdruckgussindustrie analysiert. Dazu werden im ersten Schritt, wie in Kapitel 5 erläutert, die Eingangsgrößen analysiert. Nachfolgend werden die Ergebnisse des iterativen Auslegungsprozesses für die acht Einsatzoptionen mit jeweils vier Stromspeichertechnologien vorgestellt. Abschließend werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse beschrieben.

6.2.1 Lastprofil- und Kennzahlenanalyse

Durch das vorhandene Energiemanagementsystem konnte das Verbraucherlastprofil für das Jahr 2018 in 15-Minuten-Mittelwerten bezogen werden. Abbildung 6-3 zeigt das Ist-Verbrauchlastprofil, die Ist- Jahreshöchstlast und den durchschnittlichen Ist-Leistungsbedarf.

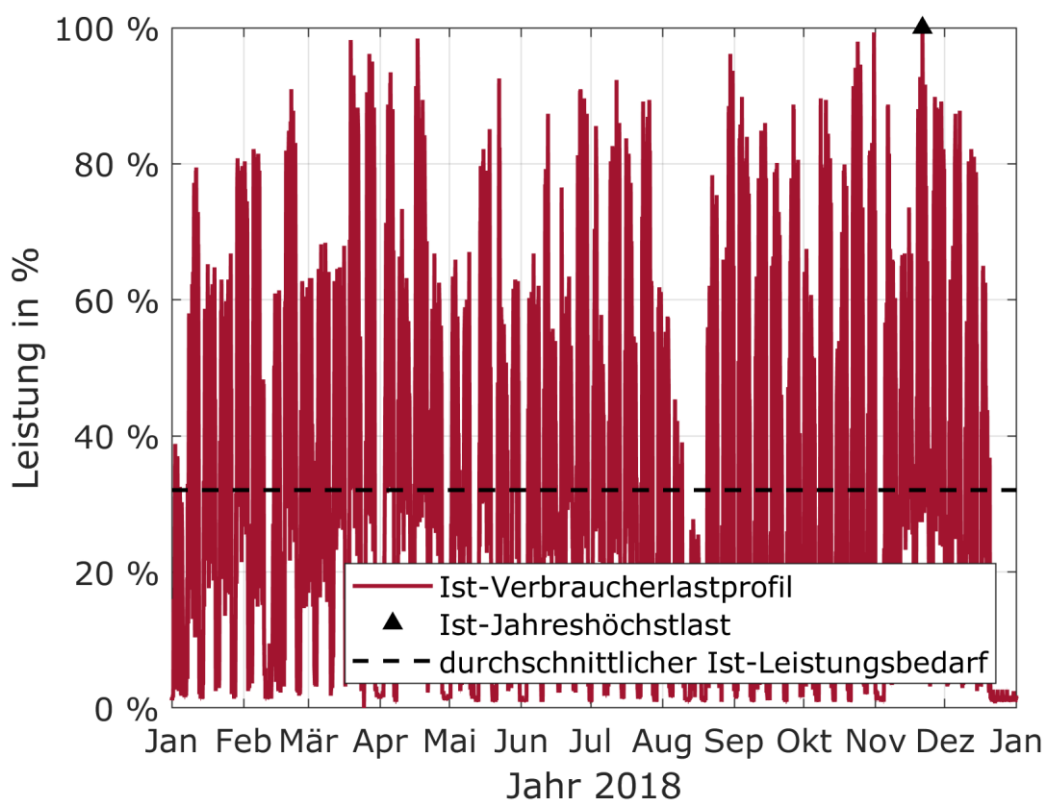


Abbildung 6-3 Ist-Verbraucherlastprofil Magnesiumdruckgussfabrik für das Jahr 2018

Auf dem Dach der Produktionshalle ist eine PV-Anlage installiert. Das PV-Erzeugungsprofil des Jahres 2018 in 15-Minuten-Mittelwerten sowie die maximale PV-Erzeugungsleistung sind in Abbildung 38 dargestellt. Eine Einspeisung ins öffentliche Netz liegt nicht vor.

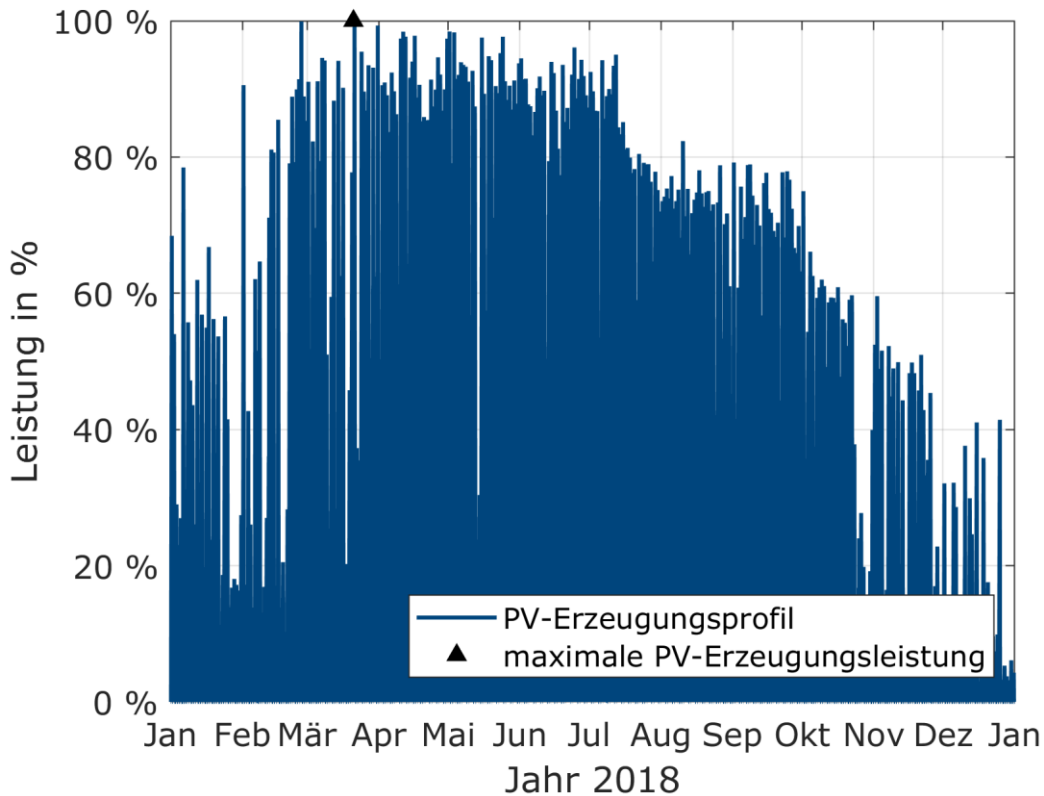


Abbildung 6-4 PV-Erzeugungsprofil der Magnesiumdruckgussfabrik für das Jahr 2018

Zusätzlich zu den Eingangsgrößen der Fabrik werden die Eingangsgrößen des Netzbetreibers für die Bestimmung des Netzentgeltes berücksichtigt (siehe Tabelle 29).

Tabelle 6-3 Netzentgelttarife für Industriekunden mit einem Energieverbrauch unter 10 GWh auf Mittelspannungsebene im Jahr 2018 (ÜLWE 2018c)

| Tarife | Leistungspreis [€/kWa] | Arbeitspreis [€/kWh] |
|-------------------------------------|---------------------------|-------------------------|
| Jahresbenutzungsstunden bis 2.500 h | 5,47 | 0,0373 |
| Jahresbenutzungsstunden ab 2.500 h | 97,70 | 0,0004 |

Für das betrachtete Industrieunternehmen gilt der Tarif ab 2.500 Jahresbenutzungsstunden. Neben den Tarifen für das Netzentgelt sind für die ATN die HLZF des Netzbetreibers als Eingangsgrößen erforderlich. Die HLZF für Unternehmen auf der Mittelspannungsebene sind in Tabelle 6-4 aufgelistet.

Tabelle 6-4 Hochlastzeitfenster auf Mittelspannungsebene im Jahr 2018 (ÜLWE 2018a)

| Jahreszeiten | Hochlastzeitfenster |
|-------------------------------|--|
| Frühling (März – Mai) | - |
| Sommer (Juni – August) | - |
| Herbst (September – November) | - |
| Winter (Dezember – Februar) | 07:15 – 08:45 Uhr 17:45 – 19:15 Uhr |

Für die wirtschaftliche Bewertung über die Lebensdauer des Stromspeichers wird eine Steigerung der Leistungs- und Arbeitspreise berücksichtigt. Diese werden anhand der Entwicklung von 2014 bis 2018 des zuständigen Netzbetreibers berechnet. In diesem Zeitraum ist der Leistungspreis durchschnittlich um 5,78 % und der Arbeitspreis um 5,00 % pro Jahr gestiegen (eigene Berechnung (ÜLWE 2018b)). Die durchschnittliche Steigerung wird als Steigerung pro Jahr berücksichtigt. Anhand dieser Kennzahlen werden, wie in Kapitel 5.3 beschrieben das Ist-Netzentgelt und die Ist-Energiekosten berechnet.

6.2.2 Iterativer Auslegungsprozess

Im iterativen Auslegungsprozess wird die Leistung und die Energie für jeden Stromspeicher berechnet. Jeder mögliche Stromspeicher wird durch den Kapitalwert und die Amortisationszeit bewertet. Die Ergebnisse für jede Stromspeichertechnologie und Einsatzoption werden in diesem Kapitel vorgestellt.

6.2.2.1 Ergebnisse Spitzenlastreduktion

Die SLR wird als einzelne Einsatzoption sowie für die multifunktionalen Einsatzoptionen SLRPV, SLRDA und SLRPVDA untersucht. Die Spezialfälle des Tarifwechsels durch die Erhöhung der Jahresbenutzungsstunden von unter 2.500 Stunden im Jahr auf über 2.500 Stunden im Jahr und des stromintensiven Letztverbrauchers finden hier keine Anwendung, da die Ist-Jahresbenutzungsstunden weit über 2.500 Stunden liegen. Weil grundsätzlich jedoch keine Voraussetzungen erfüllt werden müssen, wird die Netzentgeltreduktion für jede mögliche Leistungsreduktion durchgeführt.

6.2.2.1.1 Einsatzoption SLR

Für die Einsatzoption SLR wird die Jahreshöchstlast pro Iterationsschritt um ein Kilowatt bis zum durchschnittlichen Leistungsbedarf reduziert (Formel 5-13) und dafür jeweils ein Stromspeicher ausgelegt und ökonomisch bewertet. Abbildung 6-5 zeigt den Kapitalwert, bezogen auf die Leistung der jeweiligen Stromspeichertechnologie. Für alle betrachteten Einsatzoptionen ist der durchschnittliche Ist-Leistungsbedarf das Abbruchkriterium (siehe Kapitel 5.4). Zusätzlich werden die Stromspeicher, die die maximale Größe überschreiten oder anhand der Ausspeicherdauer nicht realisierbar sind, nicht berücksichtigt.

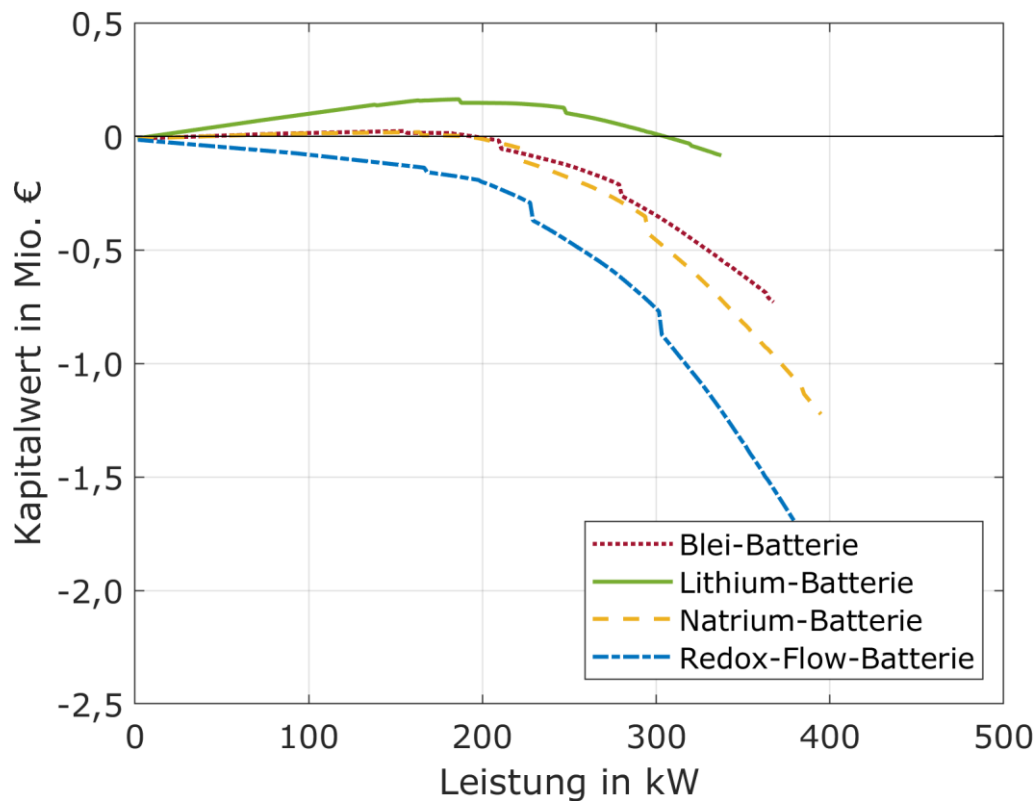


Abbildung 6-5 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für Einsatzoption SLR

Aufgrund des Wirkungsgrades und der Ausspeicherdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie ist die maximal mögliche Speicherleistung je Stromspeichertechnologie unterschiedlich. Es ist zu erkennen, dass der Kapitalwert aller Stromspeichertechnologien ab einer Leistung von ungefähr 200 Kilowatt sinkt. Dies liegt daran, dass die Anzahl der Jahreshöchstlasten im Jahr stark zunimmt und dadurch die Speicherenergie dementsprechend größer ausgelegt wird. Dennoch können BLB, LIB und NAB einen positiven Kapitalwert erzielen. Ausschließlich die RFB ist nicht wirtschaftlich. Die Kennzahlen der wirtschaftlichsten BLB, LIB und NAB sind in Tabelle 6-5 zusammengefasst.

Tabelle 6-5 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die Einsatzoption SLR

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|-----------|------------|------------|-----|
| Leistung [kW] | 155,16 | 186,46 | 163,70 | - |
| Energie [kWh] | 155,16 | 254,29 | 163,70 | - |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | - |
| Anschaffungskosten [€] | 86.258,01 | 78.655,61 | 156.553,63 | - |
| Kapitalwert [€] | 23.368,68 | 163.324,40 | 18.348,51 | - |
| Amortisationszeit [a] | 8 | 6 | 12 | - |

Für die BLB und die NAB sind die Leistung und die Energie identisch, da die Ausspeicherdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie (bei beiden Stromspeichertechnologien jeweils eine Stunde) eine geringere Energie nicht ermöglicht. Bei der LIB ist die Energie größer als die Leistung ausgelegt. Dies liegt daran, dass bei dieser Stromspeichertechnologie eine Ausspeicherdauer von einer halben Stunde möglich ist. Insgesamt ist die Auslastung aller drei Stromspeicher in Form der äquivalenten Vollzyklen gering, sodass jeweils die kalendarische Lebensdauer die Lebensdauer des Stromspeichers bestimmt. Im Vergleich zu LIB und NAB hat die BLB nur eine Lebensdauer von zehn Jahren. Insgesamt sind die Anschaffungskosten der LIB trotz größter Auslegung am geringsten, was unter anderem den höchsten Kapitalwert erklärt. Die Amortisationszeit der LIB liegt bei sechs Jahren und ist auch hier am geringsten im Vergleich zu den anderen beiden Stromspeichern. Zur Veranschaulichung ist beispielhaft der 19. Mai 2018 für den Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB in Abbildung 6-6 dargestellt.

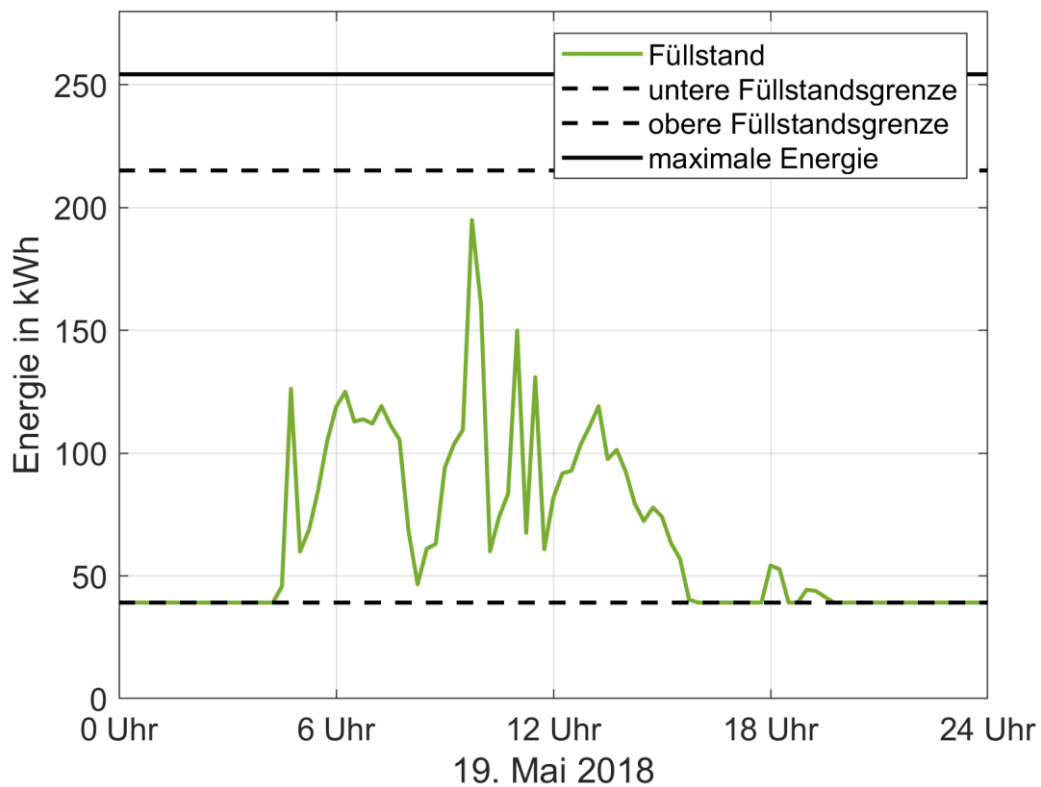


Abbildung 6-6 Fahrplan der LIB für die Einsatzoption SLR am 19. Mai 2018

Die Be- und Entladezeitpunkte sind erkennbar sowie der Füllstand der LIB zu jedem Zeitpunkt. Die Konsequenz der Be- und Entladung der LIB zeigt Abbildung 6-7 mit dem Vergleich zwischen Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil.

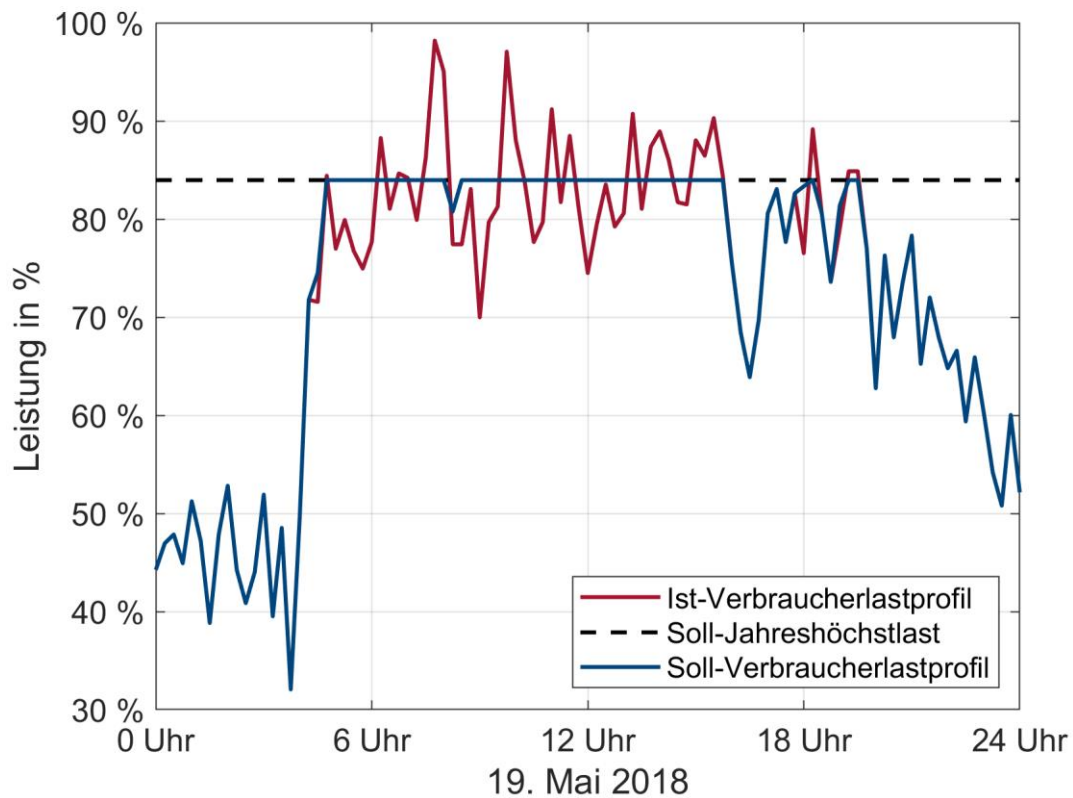


Abbildung 6-7 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption SLR am 19. Mai 2018

Durch das Beladen der LIB wird das Soll-Verbraucherlastprofil von ungefähr 5 Uhr bis 17 Uhr nahezu vollständig auf die Soll-Jahreshöchstlast erhöht. Bei der Entladung zeigt sich die Reduktion auf die Soll-Jahreshöchstlast. Der Fahrplan der LIB über ein gesamtes Jahr ist in Abbildung 6-8 dargestellt.

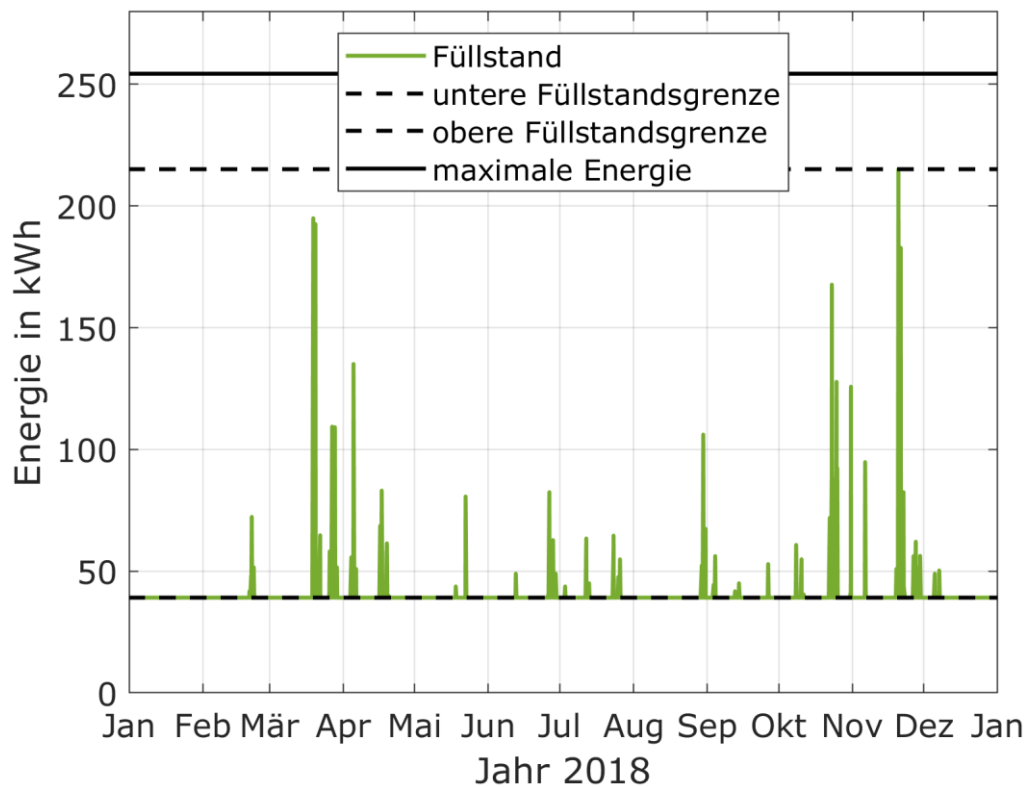


Abbildung 6-8 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die Einsatzoption SLR

Gerade im Frühling und Winter muss die LIB oft eingesetzt werden. Dies liegt daran, dass in diesem Zeitraum mehr Spitzen im Leistungsbedarf geglättet werden müssen als im Frühjahr oder Sommer. Dies zeigt auch der Vergleich von Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil über ein Jahr (siehe Abbildung 6-9).

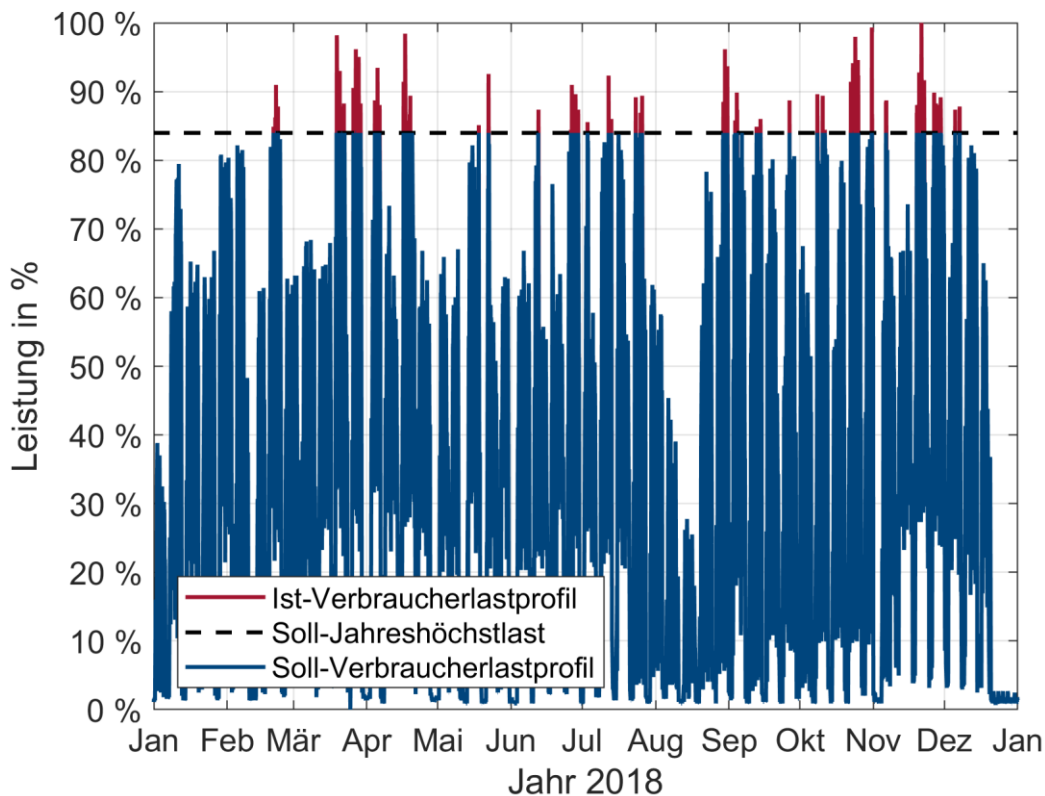


Abbildung 6-9 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption SLR

Durch die LIB wird die Ist-Jahreshöchstlast um 16,03 % reduziert. Durch die Beladung vor der jeweiligen Entladung entsteht zu diesen Zeitpunkten in Abhängigkeit der erforderlichen Energie ein gleichmäßiger Verlauf des Soll-Verbraucherlastprofils. Insgesamt kann durch die LIB ein wirtschaftlicher Einsatz durch SLR aufgezeigt werden.

6.2.2.1.2 Multifunktionale Einsatzoption SLRPV

Der Vergleich des Ist-Verbrauchlastprofils mit dem PV-Erzeugungsprofil zeigt, dass zu keinem Zeitpunkt im Jahr ein Überschuss an PV-Energie erzeugt wird. Eine Netz-Einspeisung ist ebenso nicht vorhanden. Vor diesem Hintergrund wird für die Beladung des Stromspeichers die PV-Energie genutzt, falls diese zu den erforderlichen Beladezeitpunkten vorhanden ist. Daraus ergibt sich für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV ein ähnliches Ergebnis wie für die Einsatzoption SLR. Die Ergebnisse in Form des Kapitalwerts der betrachteten Stromspeichertechnologien für die Speicherleistung zeigt Abbildung 6-10.

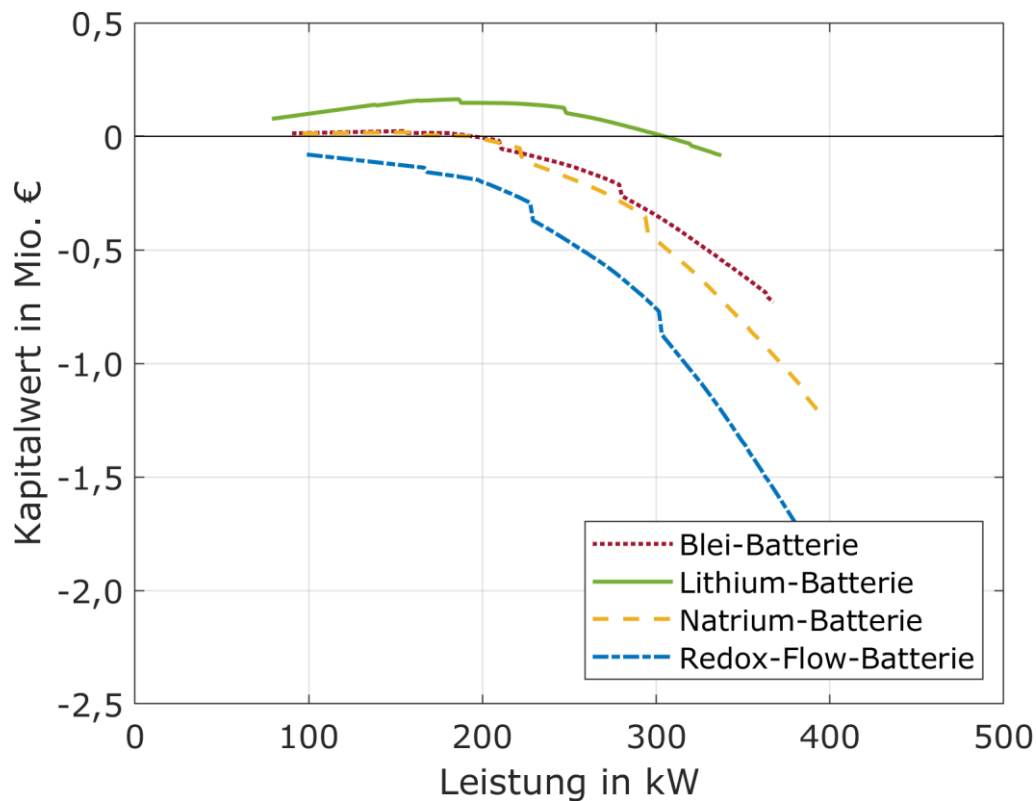


Abbildung 6-10 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV

Durch die Vorgabe, dass der Stromspeicher mindestens die Leistung der PV-Anlage abdecken kann, ist eine Auslegung erst ab der maximalen PV-Erzeugungsleistung möglich. Wirtschaftlich sind bei dieser multifunktionalen Einsatzoption die BLB, LIB und NAB. Die wirtschaftlichsten Stromspeicher der jeweiligen Technologie sind mit den dazugehörigen Kennzahlen in Tabelle 6-6 dargestellt.

Tabelle 6-6 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|-----------|------------|------------|-----|
| Leistung [kW] | 155,16 | 186,46 | 163,70 | - |
| Energie [kWh] | 155,16 | 254,29 | 163,70 | - |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | - |
| Anschaffungskosten [€] | 86.258,01 | 78.655,61 | 156.553,63 | - |
| Kapitalwert [€] | 23.368,67 | 163.318,43 | 18.348,51 | - |
| Amortisationszeit [a] | 8 | 6 | 12 | - |

Die Nutzung der PV-Energie zum Beladen des Stromspeichers führt aufgrund der Umwandlungsverluste zu einem marginal schlechteren Kapitalwert als die Ergebnisse der Einsatzoption SLR, da keine PV-Überschuss-Energie vorhanden ist. Die weiteren Erkenntnisse sind nahezu identisch zu den Ergebnissen der Einsatzoption SLR. Daraus folgt, dass auch der Fahrplan der wirtschaftlichsten Stromspeichertechnologie, der LIB, mit dem Fahrplan der Einsatzoption SLR nahezu identisch ist. Das Gleiche gilt für den Vergleich zwischen Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil (siehe und Abbildung 10-1 bis Abbildung 10-4 im Anhang).

6.2.2.1.3 Multifunktionale Einsatzoption SLRDA

Wie bereits im Kapitel 5.5 erläutert, wird bei der multifunktionalen Einsatzoption SLRDA die erforderliche Beladeenergie zu unterdurchschnittlichen Strompreisen an der Strombörse, in diesem Fall am Day-Ahead-Markt, gekauft. Die Ergebnisse für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA werden im Folgenden vorgestellt. Aufgrund des günstigen Einkaufs der Beladeenergie können BLB, LIB und NAB die Wirtschaftlichkeit erreichen. Die RFB erreicht trotz günstiger Beladeenergie keine Wirtschaftlichkeit. Dieses Ergebnis ist in Abbildung 6-11 dargestellt.

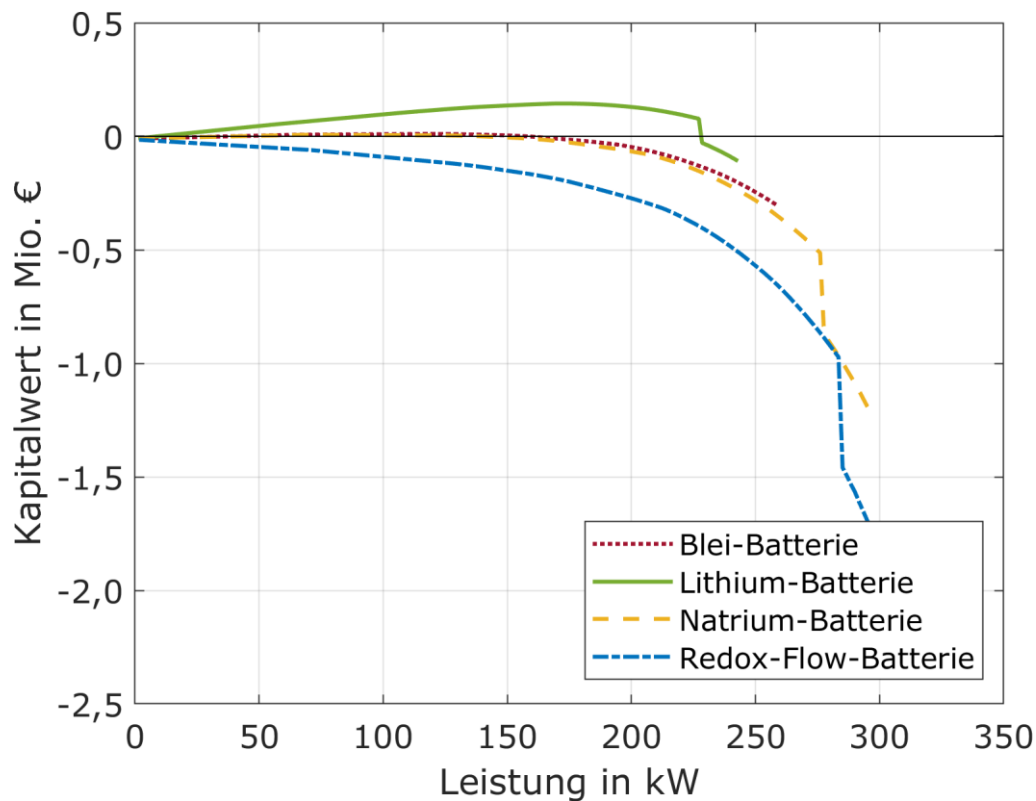


Abbildung 6-11 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien über die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA

Insgesamt zeigt sich, wie in den untersuchten Einsatzoptionen zuvor, dass die LIB am wirtschaftlichsten ist. Aufgrund eingeschränkter Beladezeitpunkte, ausschließlich zu unterdurchschnittlichen Strompreisen, wird die Energie der LIB im Vergleich zur Einsatzoption SLR größer ausgelegt. Die Kennzahlen der wirtschaftlichsten BLB, LIB und NAB sind in Tabelle 6-7 zusammengefasst.

Tabelle 6-7 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologien für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|-----------|------------|-----------|-----|
| Leistung [kW] | 117,50 | 173,33 | 70,62 | - |
| Energie [kWh] | 117,50 | 303,96 | 70,62 | - |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | - |
| Anschaffungskosten [€] | 72.943,82 | 84.633,08 | 68.970,80 | - |
| Kapitalwert [€] | 10.549,53 | 144.561,67 | 6.927,01 | - |
| Amortisationszeit [a] | 8 | 6 | 12 | - |

Im Vergleich zur Einsatzoption SLR zeigt sich, dass alle drei Stromspeichertechnologien bzgl. der Speicherleistung kleiner ausgelegt werden. Dies liegt daran, dass die Speicherenergie von den dynamischen Strompreisen abhängig ist, da nur zu günstigen Zeitpunkten beladen werden kann. Für alle drei Stromspeicher ist der Kapitalwert niedriger als der Kapitalwert der Einsatzoption SLR. Der Fahrplan der LIB für den 19. Mai 2018 zeigt aufgrund der dynamischen Strompreise ein anderes Beladeverhalten im Vergleich zur Einsatzoption SLR (siehe Abbildung 6-14).

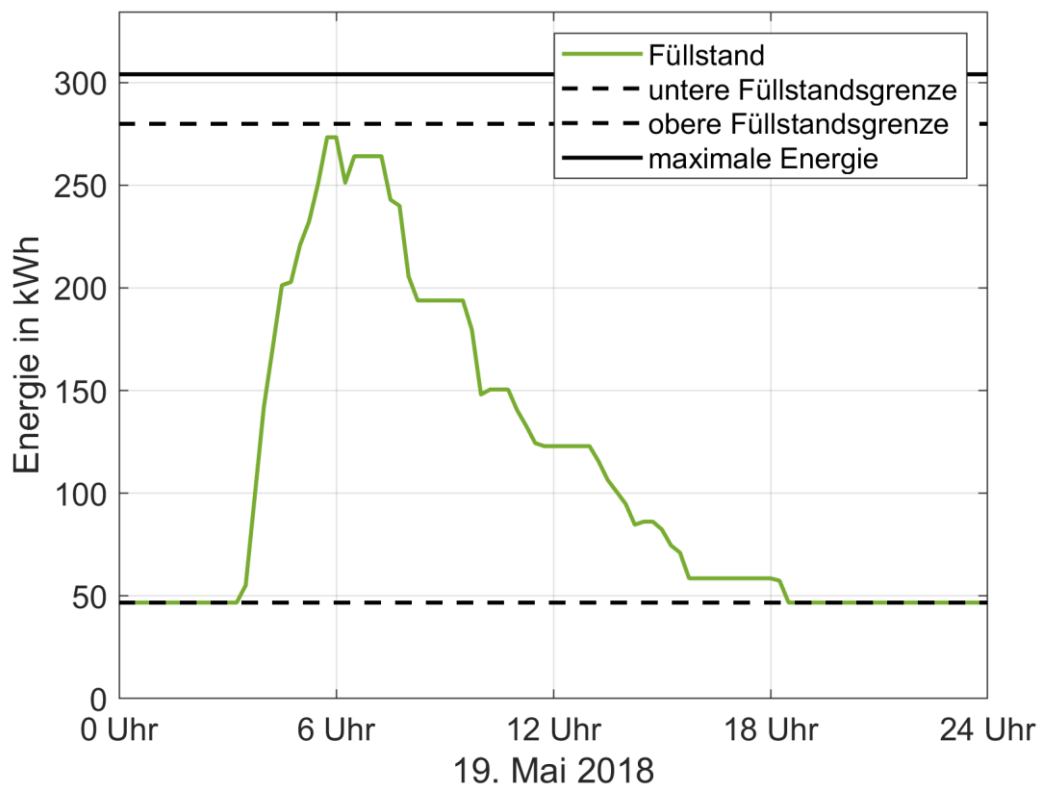


Abbildung 6-12 Fahrplan der LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA am 19. Mai 2018

Hier wird im Vergleich zur Einsatzoption SLR deutlich, wie die Beladezeitpunkte verschoben werden, um zu möglichst günstigen Zeitpunkten den Stromspeicher zu beladen. Die Energie wird am frühen Morgen eingekauft und damit die LIB beladen, um diese über den Tag verteilt zu nutzen. Dies hat zugleich Auswirkungen auf das Soll-Verbraucherlastprofil (siehe Abbildung 6-13).

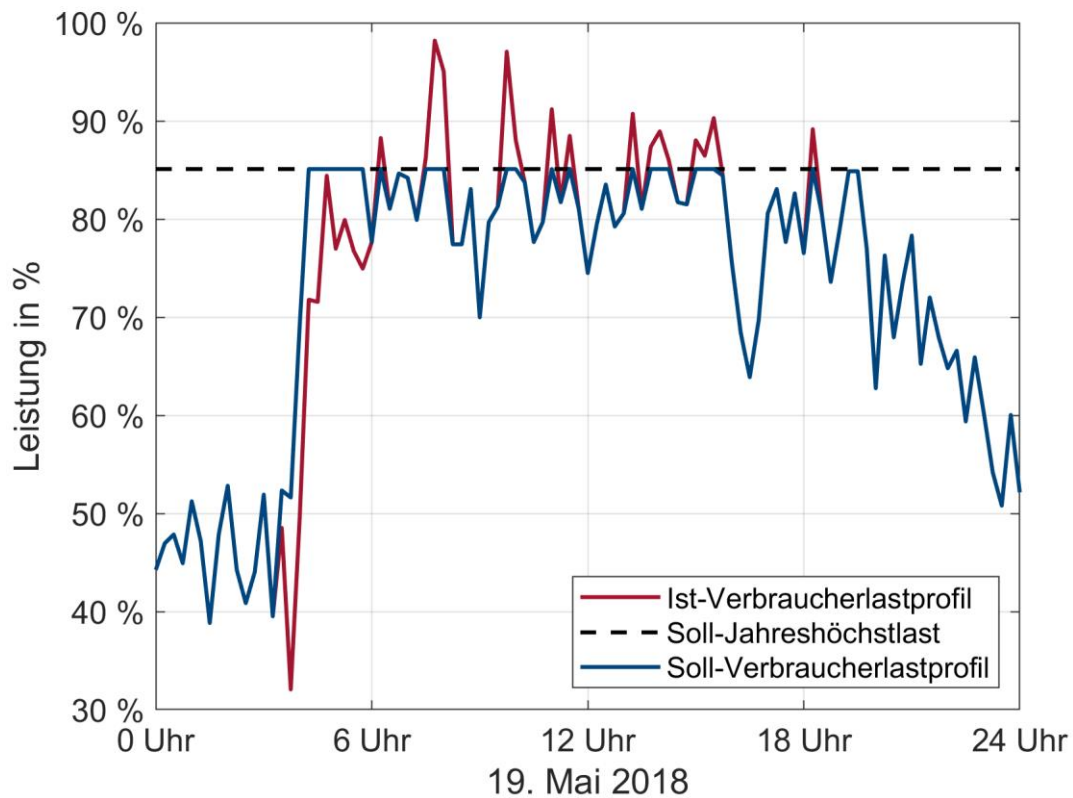


Abbildung 6-13 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA am 19. Mai 2018

Durch die Beladung des Stromspeichers am frühen Morgen wird das Soll-Verbraucherlastprofil erhöht. Die Verschiebung der Beladezeitpunkte in günstige Zeiten zeigt sich ebenso im Fahrplan der LIB über ein Jahr (siehe Abbildung 6-14).

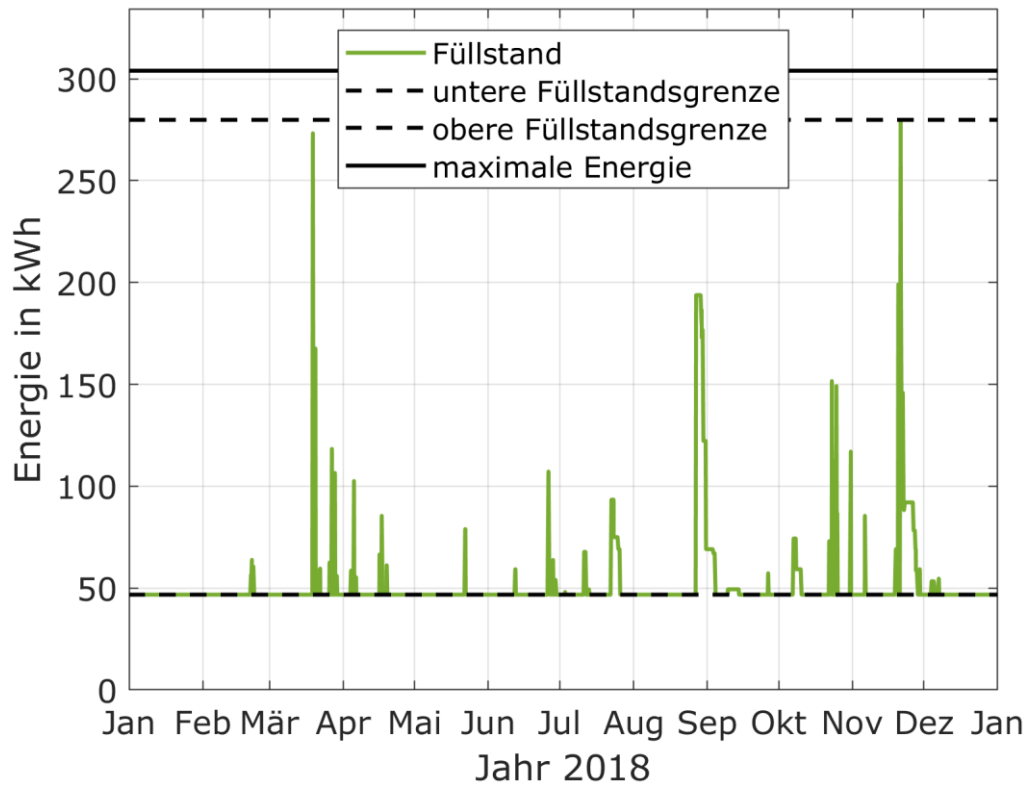


Abbildung 6-14 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA im Jahr 2018

Der Fahrplan zeigt, dass die LIB unregelmäßig über das ganze Jahr zum Einsatz kommt. Der Einsatz führt dazu, dass die Ist-Jahreshöchstlast um 14,90 % reduziert wird (siehe Abbildung 6-15).

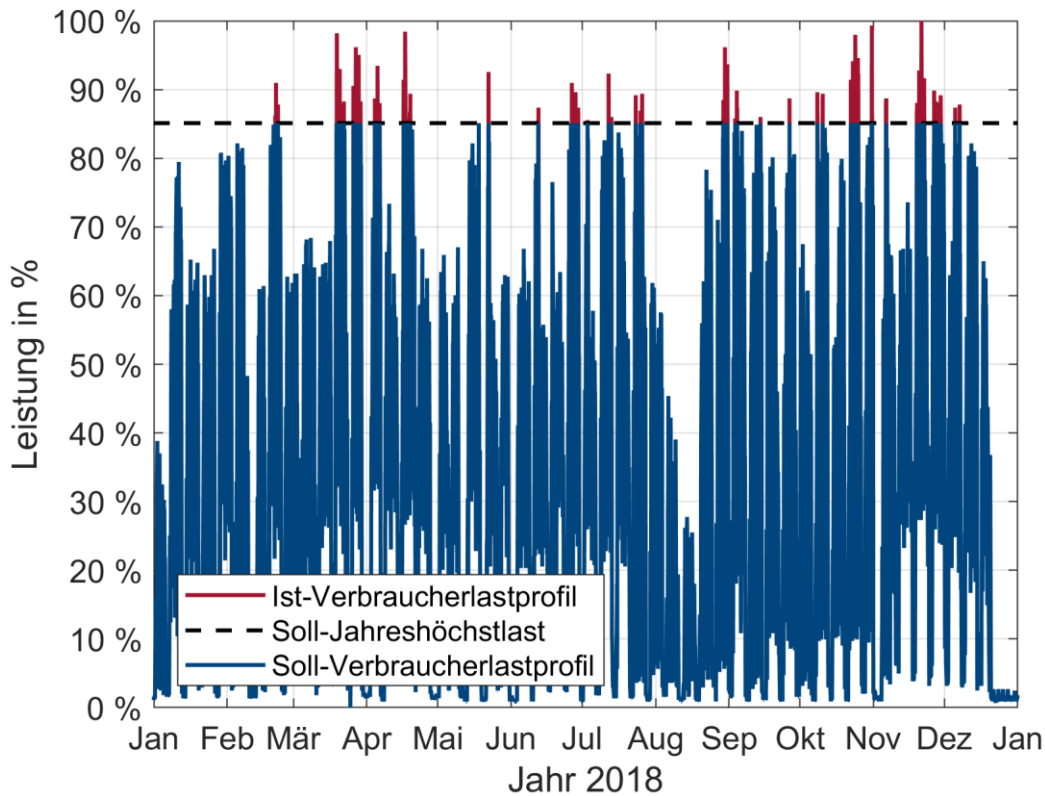


Abbildung 6-15 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA im Jahr 2018

6.2.2.1.4 Multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA

Durch die Kombination der multifunktionalen Einsatzoptionen SLRPV und SLRDA ist die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA definiert. Wie in Kapitel 5 beschrieben, wird zum Beladen zuerst die PV-Energie genutzt (SLRPV) und anschließend der der Einkauf über einen dynamischen Strompreis (SLRDA). Die detaillierten Ergebnisse sind in den nächsten Abschnitten erläutert. Dadurch, dass über die PV-Anlage keine überschüssige Energie erzeugt wird, wie schon bei der multifunktionalen Einsatzoption SLRPV aufgezeigt, wirkt sich die Nutzung der PV-Energie negativ im Vergleich zur Einsatzoption SLR aus (siehe Abbildung 6-16).

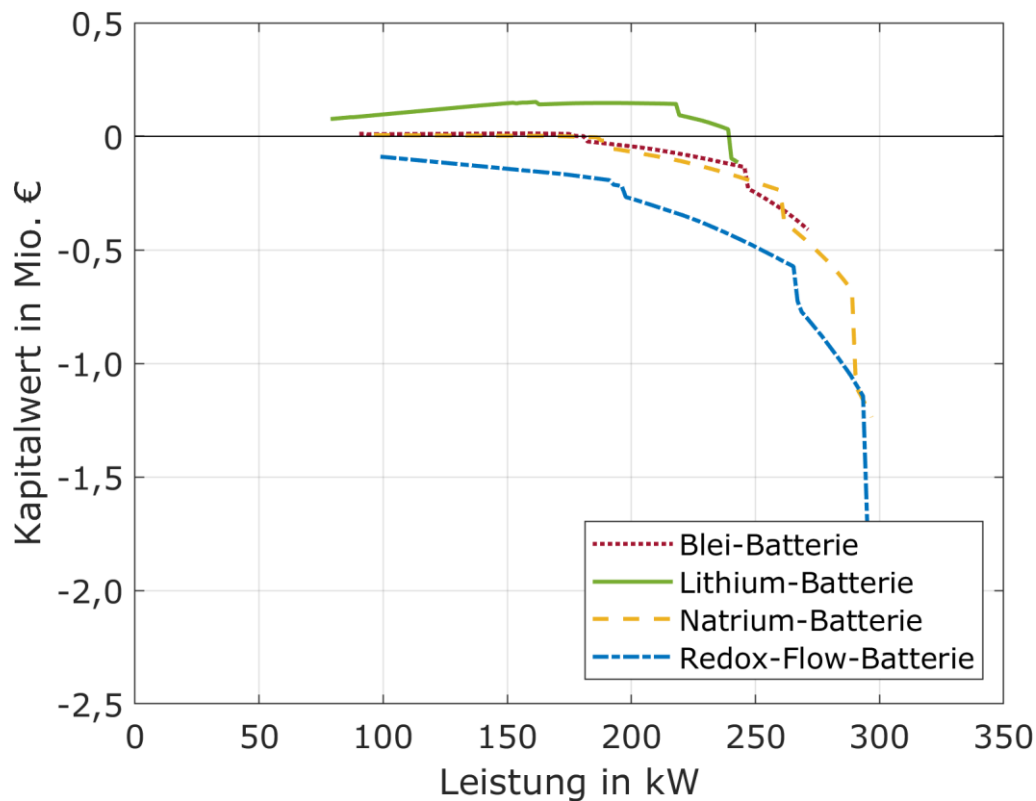


Abbildung 6-16 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien über die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA

Durch die unterschiedlichen Wirkungsgrade und den Einfluss der Ausspeicherdauer auf die Auslegung der Stromspeicher ist der Leistungsbereich je Technologie unterschiedlich groß. Jedoch überwiegen insgesamt die Vorteile der SLR, sodass BLB, LIB und NAB ein wirtschaftliches Ergebnis liefern (siehe Tabelle 6-8).

Tabelle 6-8 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|-----------|------------|-----------|-----|
| Leistung [kW] | 156,67 | 161,51 | 96,29 | - |
| Energie [kWh] | 156,67 | 165,25 | 96,29 | - |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | - |
| Anschaffungskosten [€] | 98.282,34 | 60.666,23 | 97.854,05 | - |
| Kapitalwert [€] | 12.878,34 | 151.647,97 | 5.537,89 | - |
| Amortisationszeit [a] | 8 | 5 | 13 | - |

Die BLB und die LIB haben eine ähnliche Auslegung, jedoch ist die BLB um ein Drittel teurer in der Anschaffung. Im Gegensatz dazu ist die NAB kleiner ausgelegt, jedoch nahezu gleich teuer in der Anschaffung wie die BLB. Die Jahreshöchstlast wird durch die LIB am stärksten reduziert, wodurch die größte Reduktion des Netzentgeltes erreicht werden kann. Aus diesem Grund ist der Kapitalwert wesentlich größer im Vergleich zu den Kapitalwerten der BLB und NAB. Durch die LIB ist eine Reduktion der Jahreshöchstlast um 13,00% möglich. Da die multifunktionale Einsatzoption SLRPV und SLRDA keinen höheren Kapitalwert erzielen, ist der Kapitalwert auch für diese multifunktionale Einsatzoption niedriger im Vergleich zur Einsatzoption SLR. Der Fahrplan der LIB und der Vergleich zwischen Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil ist ähnlich zu den vorherigen Ergebnissen (siehe Abbildung 10-5 bis Abbildung 10-8 im Anhang).

6.2.2.1.5 Zusammenfassung Spitzenlastreduktion

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass für dieses Fallbeispiel die Einsatzoption SLR mit einer LIB als Stromspeicher wirtschaftlicher ist als die betrachteten multifunktionalen Einsatzoptionen (siehe Abbildung 6-17).

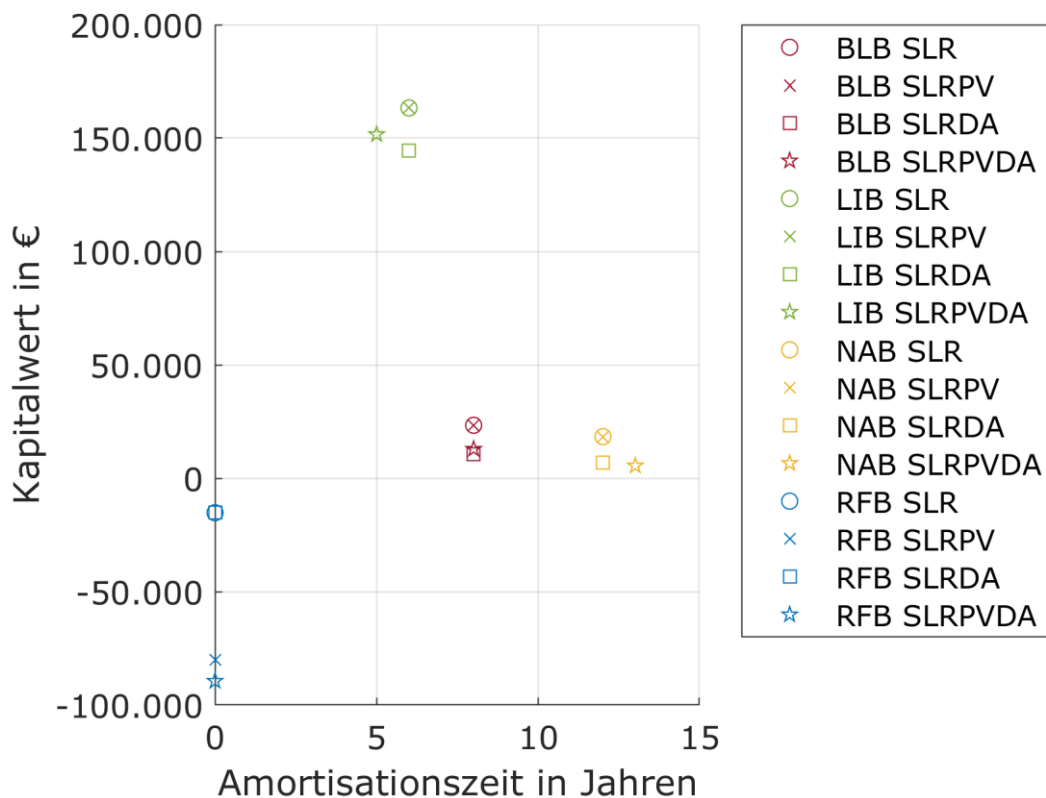


Abbildung 6-17 Kapitalwert und Amortisationszeit der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die betrachteten Einsatzoptionen zur Spitzenlastreduktion

Es ist deutlich zu erkennen, dass die LIB sowohl für die Einsatzoption SLR als auch für die multifunktionalen Einsatzoptionen SLRPV, SLRDA und SLRPVDA das wirtschaftlichste Ergebnis liefert. Der Unterschied zwischen der Einsatzoption SLR und der multifunktionalen Einsatzoption SLRPV ist aufgrund der relativ kleinen PV-Anlage sehr gering, sodass sich diese im Diagramm überlagern. Die wirtschaftlichsten Stromspeicher zur Spitzenlastreduktion je Technologie werden in Tabelle 6-9 gegenübergestellt.

Tabelle 6-9 Gegenüberstellung der Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die betrachteten Einsatzoptionen zur Spitzenlastreduktion

| Kennzahlen | BLB SLR | LIB SLR | NAB SLR | RFB |
|------------------------|------------|------------|------------|-----|
| Leistung [kW] | 155,16 | 186,46 | 163,70 | - |
| Energie [kWh] | 155,16 | 254,29 | 163,70 | - |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | - |
| Anschaffungskosten [€] | 86.258,01 | 78.655,61 | 156.553,63 | - |
| Kapitalwert [€] | 23.368,68 | 163.324,40 | 18.348,51 | - |
| Amortisationszeit [a] | 8 | 6 | 12 | - |

Es ist ersichtlich, dass die Einsatzoption SLR nach der Zielfunktion maximaler Kapitalwert das wirtschaftlichste Ergebnis für BLB, LIB und NAB liefert. Durch die multifunktionale Einsatzoption SLRDA wird die Wirtschaftlichkeit der RFB erhöht, jedoch ist der Kapitalwert nach wie vor negativ. Deshalb kann in diesem Fallbeispiel keine wirtschaftliche RFB ausgelegt werden.

6.2.2.2 Ergebnisse atypische Netznutzung

Die ATN bietet großes Potenzial zur Netzentgeltreduktion. Jedoch müssen dafür Voraussetzungen erfüllt werden (siehe Kapitel 2.3.2.3). Diese Voraussetzungen sind in diesem Fallbeispiel ab einer Reduktion der Höchstlast im HLZF um 7,33 % erfüllt. Die Ergebnisse der Einsatzoption ATN und der multifunktionalen Einsatzoptionen ATNPV, ATNDA und ANTPVDA werden in den folgenden Unterkapiteln dargestellt.

6.2.2.2.1 Einsatzoption ATN

Die Grundvoraussetzungen des Lastverlagerungspotenzials und der Erheblichkeitsschwelle werden im Ist-Zustand nicht erreicht. Die Erfüllung der Voraussetzungen kann erst durch einen Stromspeicher erreicht werden. Abbildung 6-18 zeigt den Kapitalwert der jeweiligen Stromspeichertechnologie, bezogen auf die Speicherleistung.

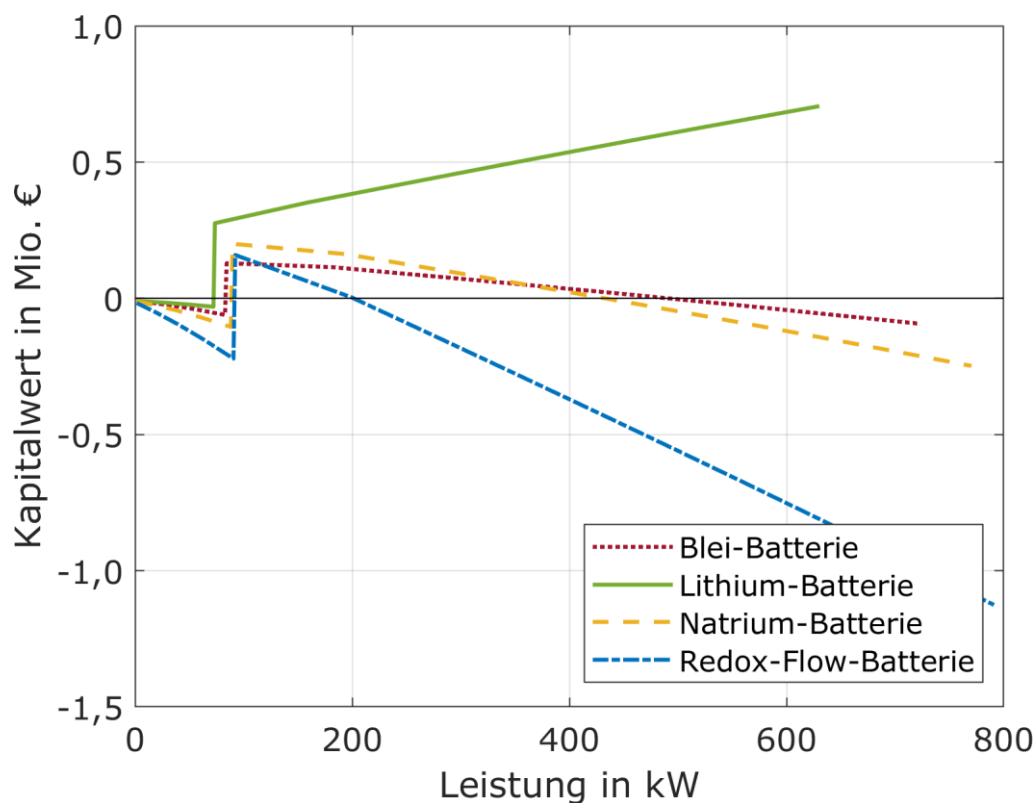


Abbildung 6-18 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die Einsatzoption ATN

Der Sprung in der Funktion der vier Stromspeichertechnologien zeigt den Punkt, an welchem die Voraussetzungen (Lastverlagerungspotenzial und Erheblichkeitsschwelle) erreicht werden und somit die Reduktion des Netzentgeltes durch ATN für die wirtschaftliche Bewertung berücksichtigt wird. In dieser Einsatzoption können alle betrachteten Stromspeichertechnologien ein wirtschaftliches Ergebnis erzielen. Zusätzlich zeigt der Verlauf ab Erfüllung der Voraussetzungen, dass für die Stromspeichertechnologien BLB, NAB und RFB die kleinste Auslegung das wirtschaftlichste Ergebnis liefert.

Anders verhält sich die LIB. Der Kapitalwert steigt mit Vergrößerung der LIB, da die Reduktion des Netzentgeltes größer ist als die zusätzlichen Anschaffungskosten für eine größere LIB. Deshalb wird die LIB als einzige Stromspeichertechnologie anhand des maximalen Kapitalwerts so groß ausgelegt, dass die technischen Grenzen der LIB erreicht werden. Jedoch steigt der Kapitalwert der LIB nicht ins unendliche, weil die Einsparung durch ATN auf 80 % des ursprünglichen Netzentgeltes begrenzt ist. Im Gegensatz dazu hat die kleinste LIB, die die Voraussetzungen erfüllt, eine Amortisationszeit von zwei Jahren. Die Kennzahlen sind in Tabelle 6-10 zusammengefasst.

Tabelle 6-10 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die Einsatzoption ATN

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|
| Leistung [kW] | 84,36 | 630,28 | 89,87 | 92,29 |
| Energie [kWh] | 102,09 | 1.279,15 | 89,87 | 369,15 |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | 18 |
| Anschaffungskosten [€] | 61.819,10 | 309.207,02 | 106.823,66 | 159.868,69 |
| Kapitalwert [€] | 128.623,03 | 705.186,48 | 199.881,63 | 158.818,03 |
| Amortisationszeit [a] | 4 | 5 | 6 | 10 |

Die Energie der LIB ist im Vergleich zur Leistung sehr groß, da durch die Reduktion der Höchstlast im HLFZ viel Energie aus dem HLZF verschoben wird. Die Anschaffungskosten sind aufgrund der großen Energie und Leistung sehr hoch im Vergleich zu den anderen Stromspeichertechnologien. Aufgrund der Ausspeicher-dauer von mindestens vier Stunden ist die Energie der RFB größer als bei BLB und NAB. Trotz der Größe und der hohen Anschaffungskosten liefert die LIB das wirtschaftlichste Ergebnis. Anhand der Amortisationszeit wäre jedoch die BLB zu empfehlen oder eine kleinere LIB (Amortisationszeit bis zu zwei Jahren möglich). Der Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB über ein Jahr zeigt, dass die LIB im Winter sehr oft und den Rest des Jahres nicht genutzt wird (siehe Abbildung 6-19).

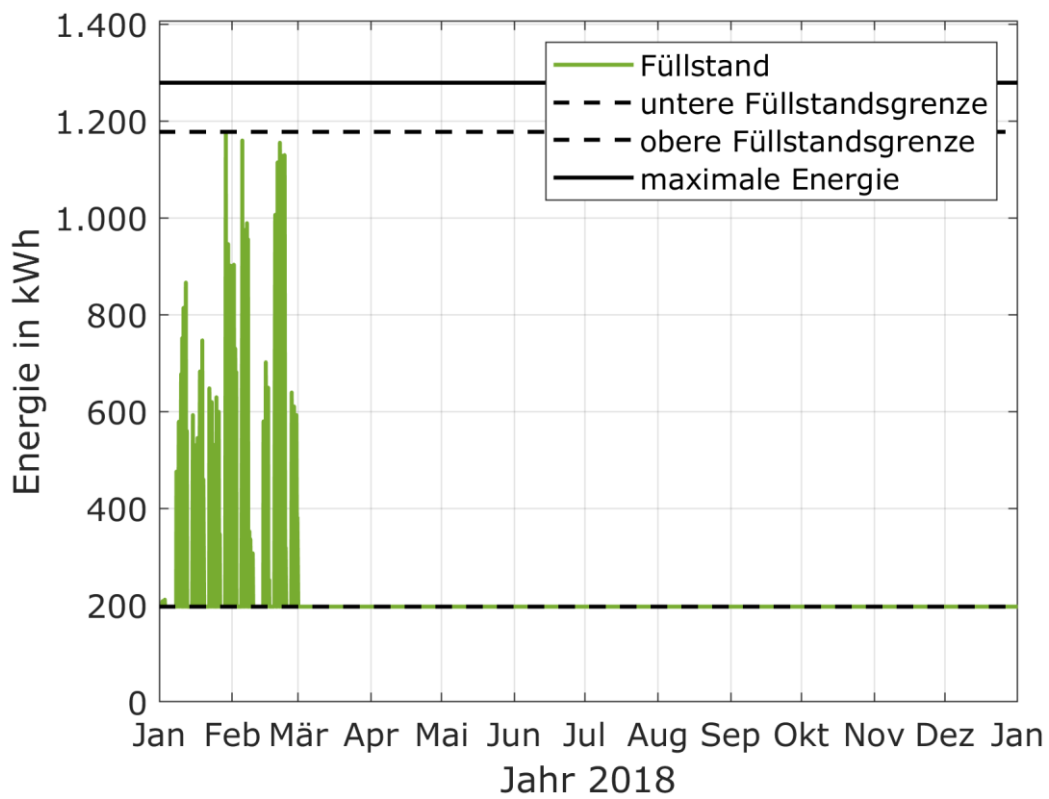


Abbildung 6-19 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die Einsatzoption ATN im Jahr 2018

Der Fahrplan zeigt die hohe Auslastung der LIB im Winter, da nur im Winter HLZF existieren. Das restliche Jahr wird die LIB nicht genutzt. Abbildung 6-20 zeigt beispielhaft den 10. Januar 2018, um die Be- und Entladung zu veranschaulichen.

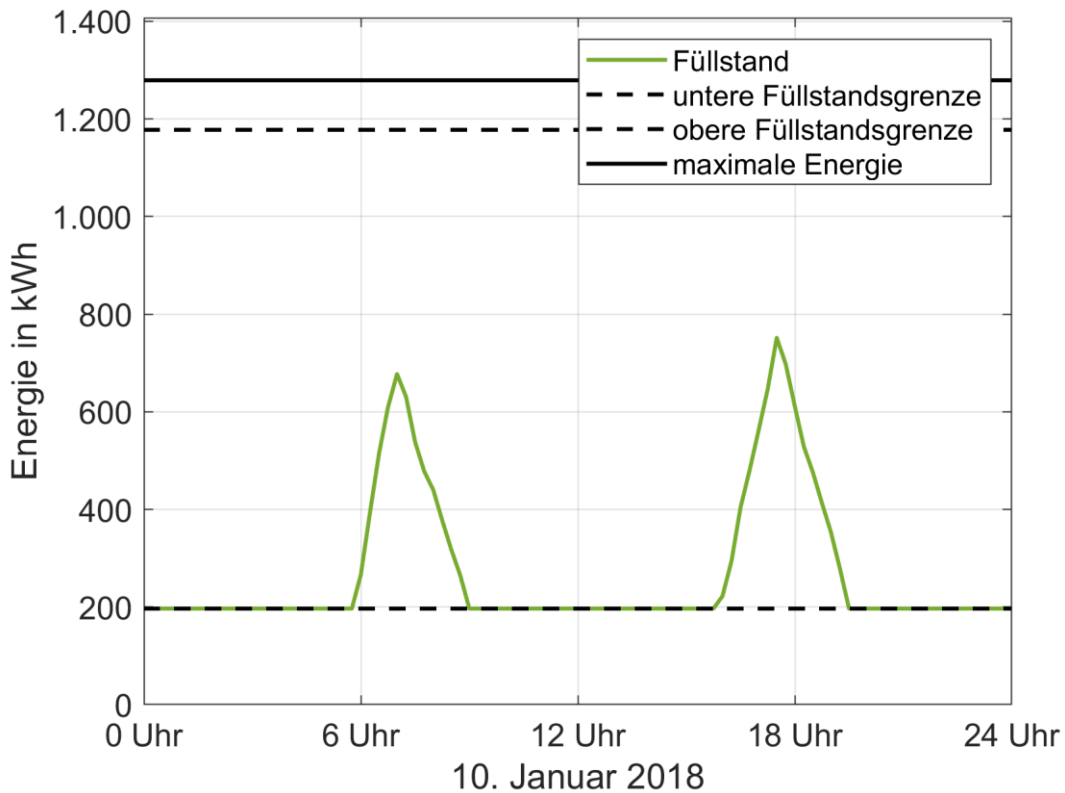


Abbildung 6-20 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die Einsatzoption ATN am 10. Januar 2018

An diesem Tag wird für die HLZF die gesamte Energie vor dem jeweiligen HLZF aufgenommen, um während dem HLZF zu entladen. Auch das Soll-Verbraucherlastprofil wird im Vergleich zum Ist-Verbraucherlastprofil an diesem Tag stark verändert. Vor dem HLZF wird die LIB beladen, sodass die Ist-Jahreshöchstlast erreicht wird, um anschließend während des gesamten HLZF die Soll-Höchstlast im HLZF zu gewährleisten (siehe Abbildung 6-21).

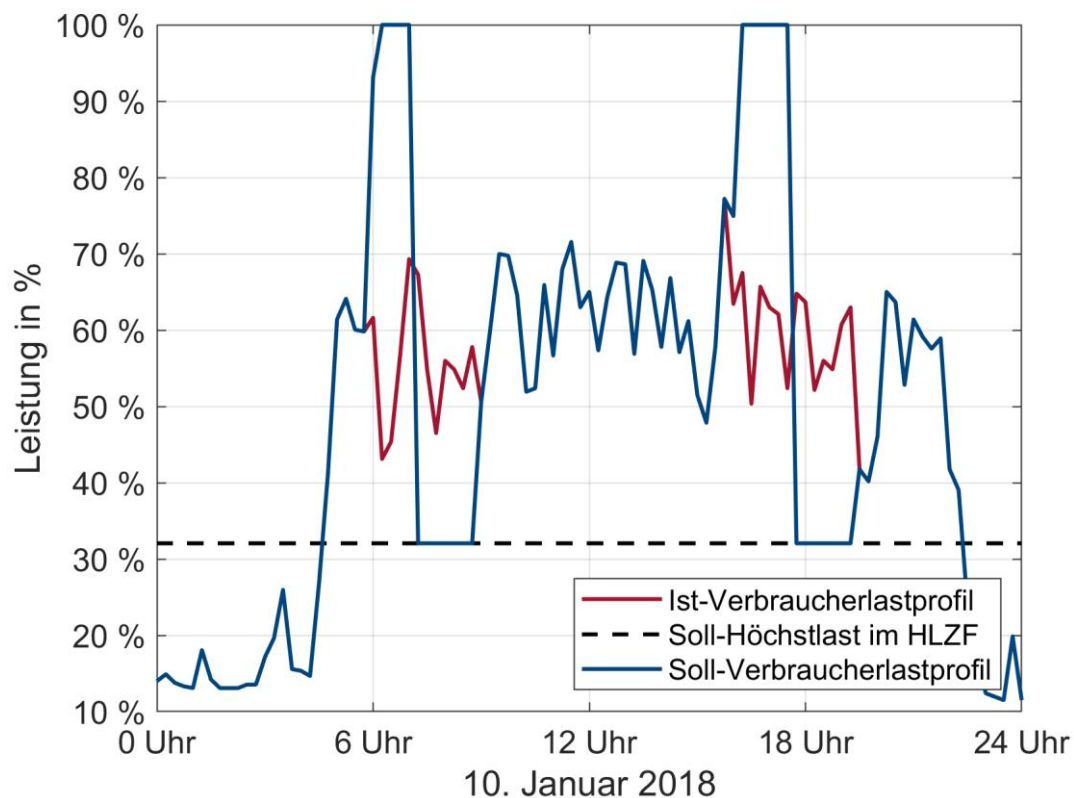


Abbildung 6-21 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption ATN am 10. Januar 2018

Durch die Beladung vor dem HLZF wird die Anzahl an Zeitpunkten, an denen die Ist-Jahreshöchstlast erreicht ist, häufiger im Vergleich zum Ist-Verbraucherlastprofil. Das Soll-Verbraucherlastprofil über das gesamte Jahr ist im Anhang zu sehen (siehe Abbildung 10-9).

6.2.2.2.2 Multifunktionale Einsatzoption ATNPV

Für die ATN sind die HLZF entscheidend. In diesem Fall sind diese nur im Winter vorhanden, wenn wenig PV-Energie erzeugt wird. Die Ergebnisse werden wieder als Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung dargestellt (siehe Abbildung 6-22).

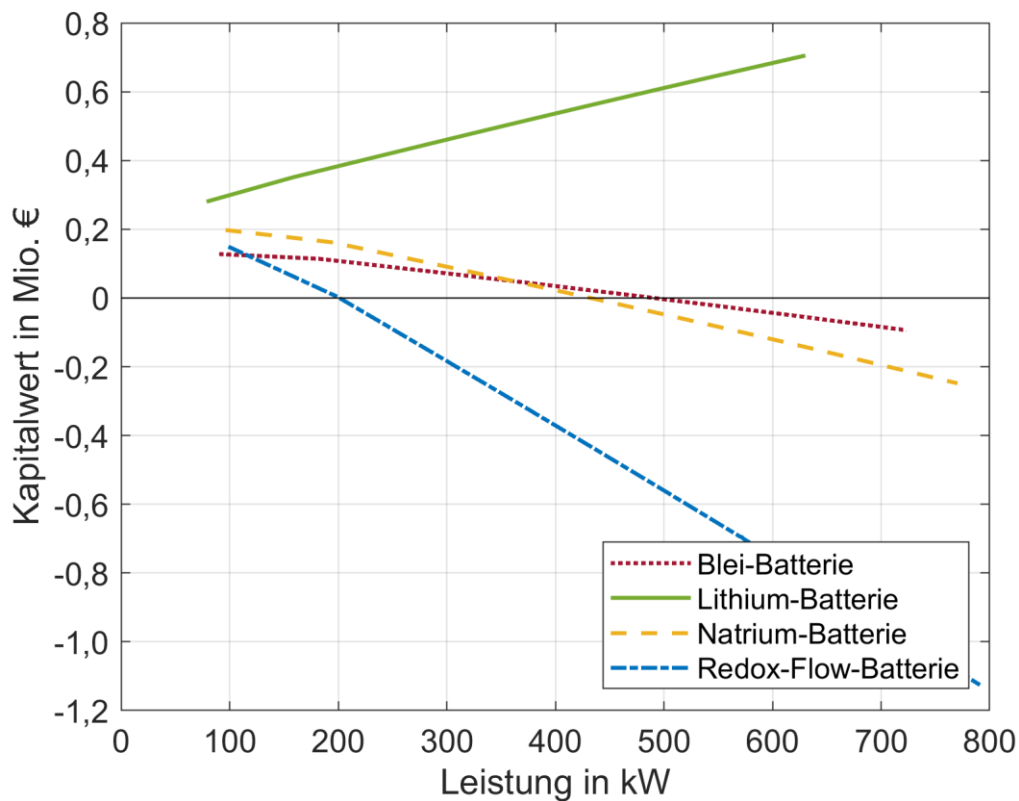


Abbildung 6-22 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV

Die Abbildung zeigt einen sehr ähnlichen Verlauf wie für die Einsatzoption ATN. Jedoch ist der Sprung in der Funktion nicht mehr ersichtlich, da der Stromspeicher mindestens die Leistung der PV-Anlage hat und damit die Voraussetzungen für die ATN erfüllt sind. Die Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher sind in Tabelle 6-11 zusammengefasst.

Tabelle 6-11 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|
| Leistung [kW] | 90,39 | 630,28 | 96,29 | 98,88 |
| Energie [kWh] | 115,76 | 1.279,15 | 96,29 | 395,51 |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | 18 |
| Anschaffungskosten [€] | 66.939,40 | 309.207,02 | 115.956,21 | 172.744,73 |
| Kapitalwert [€] | 127.720,91 | 705.186,45 | 197.568,31 | 149.234,82 |
| Amortisationszeit [a] | 4 | 5 | 6 | 10 |

Aufgrund der größeren Auslegung durch die PV-Anlage steigen die Anschaffungskosten und der Kapitalwert sinkt bei allen Stromspeichertechnologien im Vergleich zur Einsatzoption ATN. Die größere Auslegung der BLB, NAB und RFB führt zu einem geringeren Kapitalwert als der Kapitalwert bei der Einsatzoption ATN. Die Größe und der Kapitalwert der LIB ist in etwa gleich, da auch hier die größte LIB das wirtschaftlichste Ergebnis liefert. Das führt dazu, dass auch der Fahrplan identisch ist. Wie bereits bei der Einsatzoption ATN ist bei der multifunktionalen Einsatzoption ATNPV der Stromspeicher nur im Winter ausgelastet und wird das restliche Jahr nicht genutzt. Das Soll-Verbraucherlastprofil ändert sich nur geringfügig im Vergleich zur Einsatzoption ATN. Zu den Zeitpunkten, an denen die PV-Energie zum Beladen der Lithium-Batterie genutzt wird, erhöht sich der Soll-Leistungsbedarf (siehe Abbildung 10-10 bis Abbildung 10-13 im Anhang).

6.2.2.2.3 Multifunktionale Einsatzoption ATNDA

Da der Einsatz des Stromspeichers bei der atypischen Netznutzung durch die HLZF stark eingegrenzt ist, sind die Vorteile des günstigen Einkaufs der Beladeenergie nicht so groß wie bei der Einsatzoption SLR (siehe Abbildung 6-23).

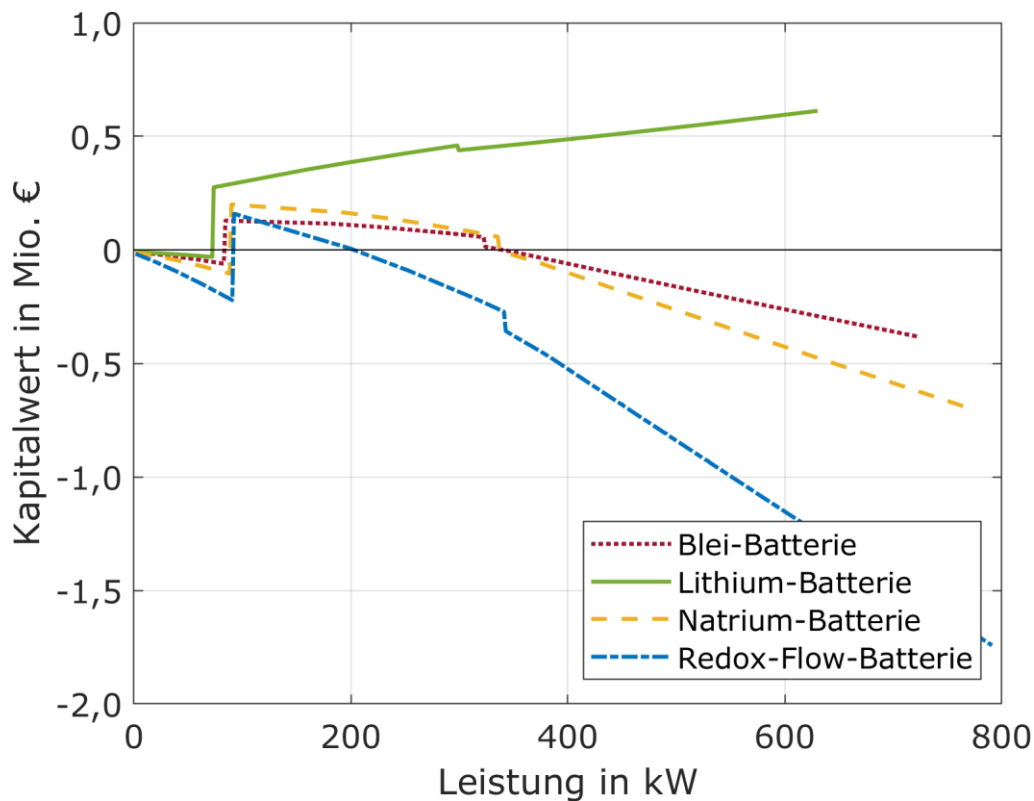


Abbildung 6-23 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA

Alle Stromspeichertechnologien erzielen ein wirtschaftliches Ergebnis. Die Kennzahlen zeigen jedoch, dass durch die kurzen Zeiträume der HLZF (ausschließlich im Winter) die Unterschiede des dynamischen Strompreises nur geringfügig ausgenutzt werden können. Die Kennzahlen sind in Tabelle 6-12 dargestellt.

Tabelle 6-12 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|
| Leistung [kW] | 84,36 | 630,28 | 89,87 | 92,29 |
| Energie [kWh] | 102,10 | 2.212,45 | 89,87 | 369,15 |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | 18 |
| Anschaffungskosten [€] | 61.821,65 | 458.535,01 | 106.825,19 | 159.898,39 |
| Kapitalwert [€] | 128.750,59 | 612.404,51 | 200.086,17 | 159.058,06 |
| Amortisationszeit [a] | 4 | 7 | 6 | 10 |

Die wirtschaftlichste Stromspeichertechnologie ist auch hier die LIB. Jedoch wird die Energie der LIB durch die günstigen Beladezeitpunkte annähernd doppelt so groß wie bei der Einsatzoption ATN ausgelegt. Dies führt zu höheren Anschaffungskosten und damit zu einem geringeren Kapitalwert, obwohl die Beladeenergie günstig eingekauft wurde. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass BLB, NAB und RFB bei gleicher Auslegung wie bei der Einsatzoption ATN einen größeren Kapitalwert erzielen als bei der Einsatzoption ATN. Grund hierfür sind die Einsparungen durch die Beladung zu einem unterdurchschnittlichen Strompreis. Der Fahrplan der LIB für einen Tag zeigt die Verschiebung der Beladung in Abhängigkeit der dynamischen Strompreise (siehe Abbildung 6-24).

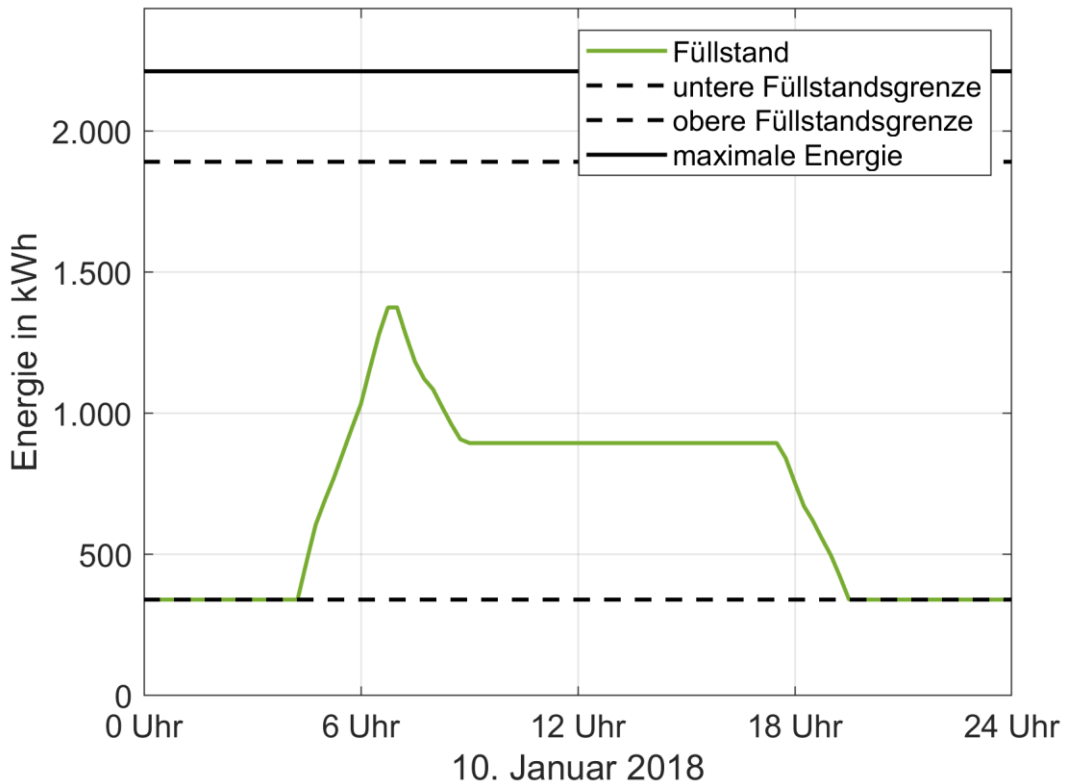


Abbildung 6-24 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA am 10. Januar 2018

Im Vergleich zur Einsatzoption ATN verschieben sich die Beladezeitpunkte aufgrund der dynamischen Strompreise. Für beide HLZF wird an diesem Tag die Energie am Morgen in den Stromspeicher beladen. Dies wird auch im Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil deutlich (siehe Abbildung 6-25).

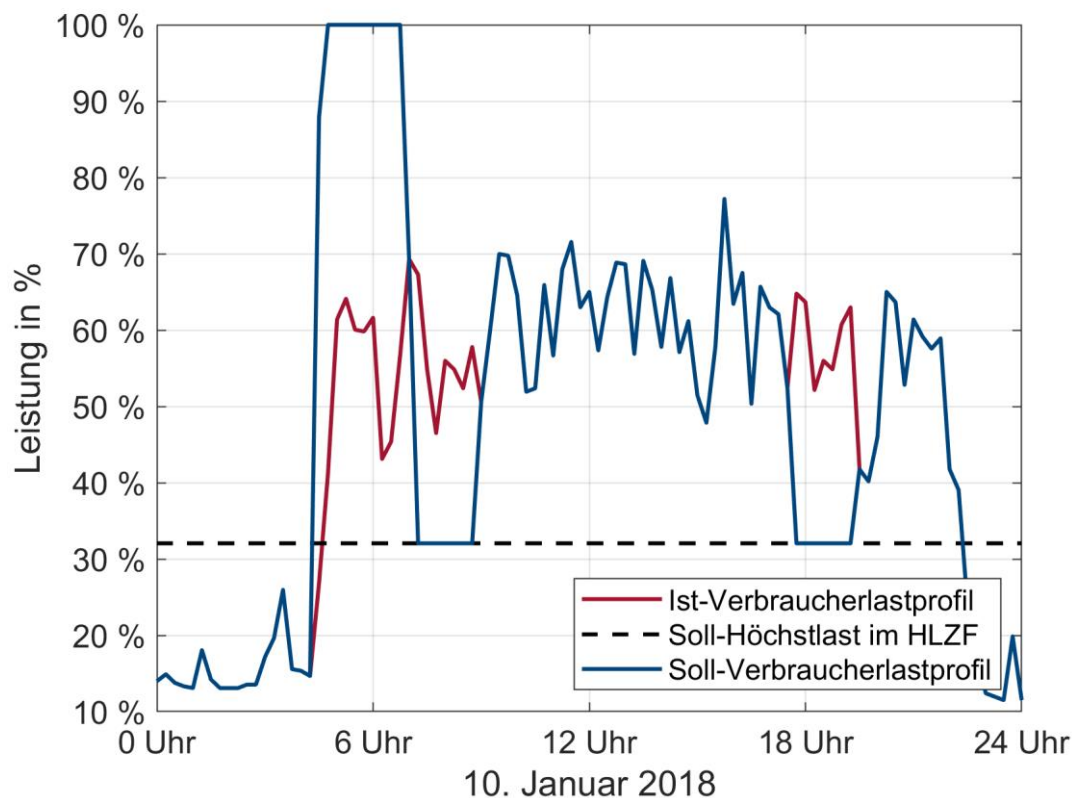


Abbildung 6-25 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA am 10. Januar 2018

Zwischen den beiden HLZF ist keine Veränderung des Verbraucherlastprofils erforderlich, da die Energie bereits am Morgen zu günstigen Strompreisen beladen wurde. Der Fahrplan und der Vergleich zwischen Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil über ein Jahr sind im Anhang abgebildet (siehe Abbildung 10-14 und Abbildung 10-15).

6.2.2.2.4 Multifunktionale Einsatzoption ANTPVDA

Bei der multifunktionalen Einsatzoption ANTPVDA ist das Ergebnis ähnlich zur multifunktionalen Einsatzoption ATNDA. Da es keinen Überschuss von PV-Energie gibt, ist die Nutzung von PV-Energie in diesem Fallbeispiel negativ. Durch die vorgegebene minimale Speicherleistung durch die PV-Anlage sind die Voraussetzungen für die ATN bereits erfüllt. Alle betrachteten Stromspeichertechnologien liefern ein wirtschaftliches Ergebnis (siehe Abbildung 6-26).

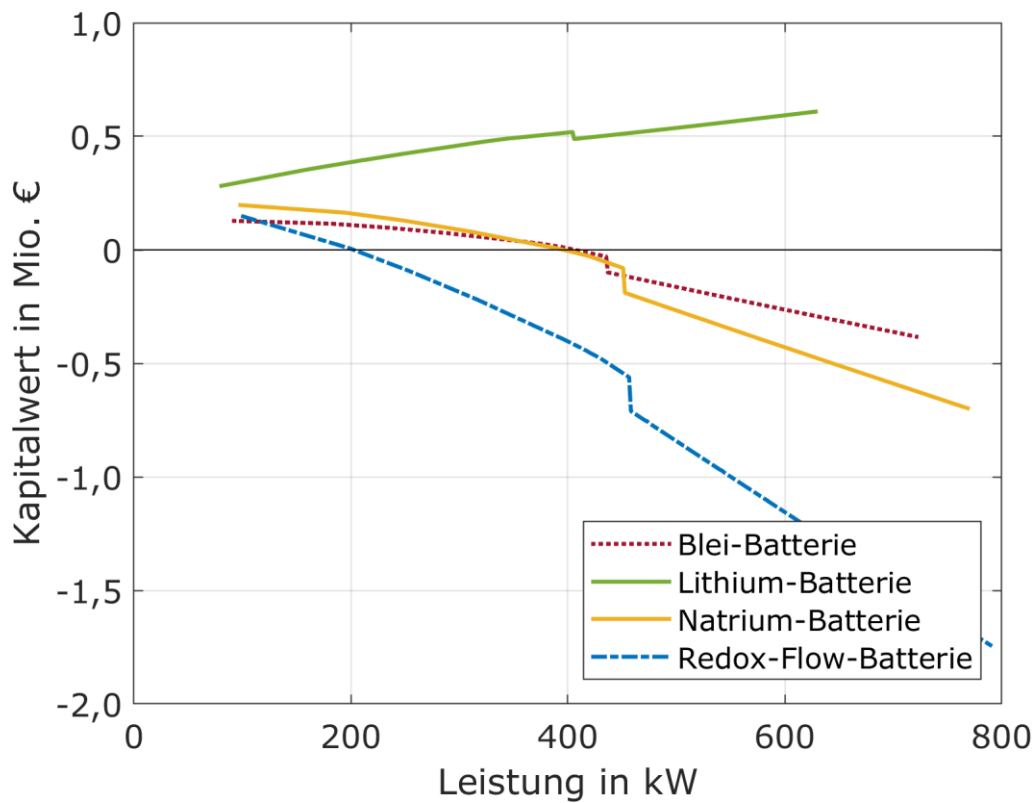


Abbildung 6-26 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA

Wie bereits in den Ergebnissen zuvor ist die Anzahl der möglichen Stromspeicher je Technologie durch einen unterschiedlichen Wirkungsgrad und die Ausspeicherdauer eingegrenzt. Die Auslegung der wirtschaftlichsten BLB, LIB, NAB und RFB sind vergleichbar zu den Ergebnissen der multifunktionalen Einsatzoption ATNDA (siehe Tabelle 6-13).

Tabelle 6-13 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|
| Leistung [kW] | 90,39 | 630,28 | 96,29 | 98,88 |
| Energie [kWh] | 115,71 | 2.212,47 | 96,29 | 395,51 |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | 18 |
| Anschaffungskosten [€] | 66.927,66 | 458.537,24 | 115.951,11 | 172.716,00 |
| Kapitalwert [€] | 127.905,18 | 609.917,87 | 197.846,55 | 149.611,57 |
| Amortisationszeit [a] | 4 | 7 | 6 | 10 |

Die BLB, NAB und RFB können durch diese multifunktionale Einsatzoption den Kapitalwert erhöhen. Im Vergleich liefert wieder die LIB das wirtschaftlichste Ergebnis. Allerdings ist der Kapitalwert der Einsatzoption ATN der LIB höher. Der Fahrplan der LIB ist ähnlich dem der multifunktionalen Einsatzoption ATNDA (siehe Abbildung 10-16 und Abbildung 10-18 im Anhang). Der Vergleich von Soll- zu Ist-Verbrauchsprofil zeigt die Unterschiede im Beladen durch PV-Energie und günstigen Energieeinkauf (siehe Abbildung 10-17 und Abbildung 10-19 im Anhang).

6.2.2.2.5 Zusammenfassung atypische Netznutzung

Insgesamt zeigt sich auch hier, dass die LIB für die Einsatzoption ATN und die multifunktionalen Einsatzoptionen ATNPV, ATNDA und ATNPVDA das wirtschaftlichste Ergebnis liefert (siehe Abbildung 6-27). Es ist jedoch festzuhalten, dass durch die multifunktionale Einsatzoption ATNDA der Kapitalwert für die BLB, NAB und RFB erhöht werden kann.

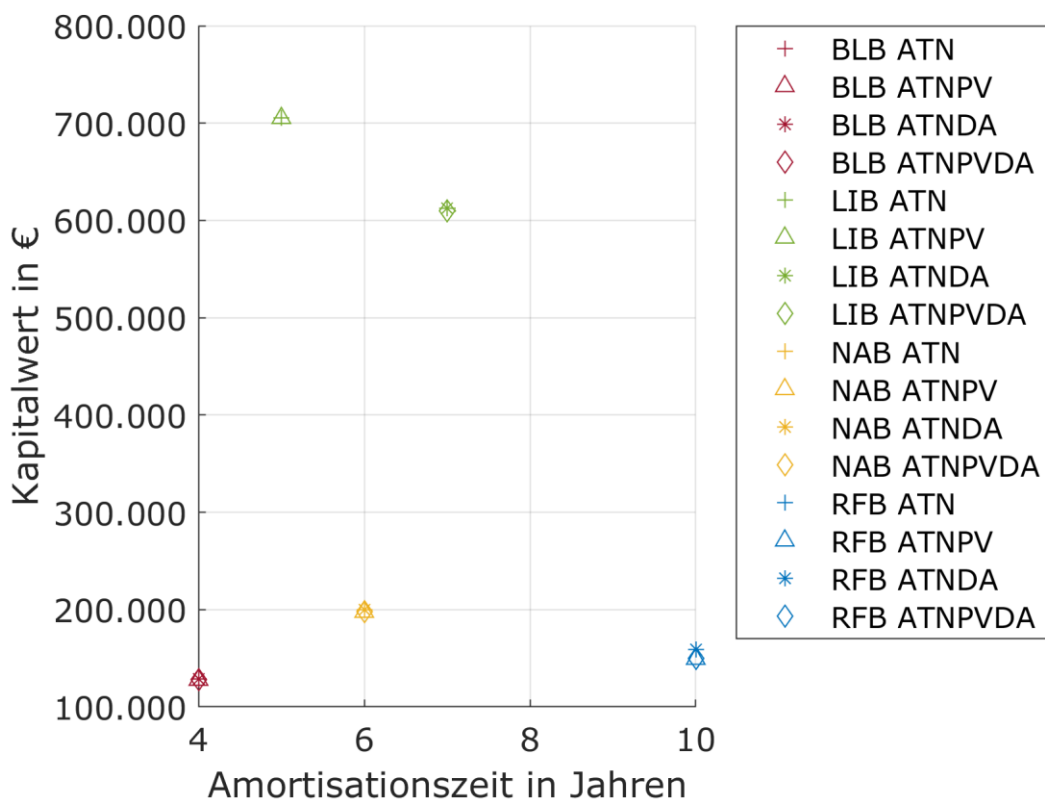


Abbildung 6-27 Kapitalwert und Amortisationszeit der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die betrachteten Einsatzoptionen zur atypische Netznutzung

Ebenso wie bei der Spitzenlastreduktion werden die wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie der betrachteten Einsatzoption ATN und multifunktionale Einsatzoptionen mit den erforderlichen Kennzahlen gegenübergestellt (siehe Tabelle 6-14).

Tabelle 6-14 Gegenüberstellung der Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die betrachteten Einsatzoptionen zur atypischen Netznutzung

| Kennzahlen | BLB ATNDA | LIB ATN | NAB ATNDA | RFB ATNDA |
|------------------------|--------------|------------|--------------|--------------|
| Leistung [kW] | 84,36 | 630,28 | 89,87 | 92,29 |
| Energie [kWh] | 102,10 | 1.279,15 | 89,87 | 369,15 |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | 18 |
| Anschaffungskosten [€] | 61.821,65 | 309.207,02 | 106.825,19 | 159.898,39 |
| Kapitalwert [€] | 128.750,59 | 705.186,48 | 200.086,17 | 159.058,06 |
| Amortisationszeit [a] | 4 | 5 | 6 | 10 |

Wie bei den Einsatzoptionen zur Spitzenlastreduktion liefert auch hier die LIB durch die Einsatzoption ATN das wirtschaftlichste Ergebnis. Die BLB, die NAB und die RFB können durch die multifunktionale Einsatzoption ATNDA das wirtschaftlichste Ergebnis erzielen. Die BLB hat in diesem Fallbeispiel eine kürzere Amortisationszeit als die LIB.

6.2.3 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse wird für die acht betrachteten Einsatzoptionen durchgeführt, um daraus das jeweilige Optimum je Technologie zu identifizieren. Ziel ist es, durch die Sensitivitätsanalyse den Einfluss auf die Zielgröße Kapitalwert zu bestimmen. Als Referenz werden die wirtschaftlichsten Ergebnisse je Technologie herangezogen (siehe Tabelle 6-14).

6.2.3.1 Dreifachrechnung

Durch die Dreifachrechnung wird das Fallbeispiel mit pessimistischen und optimistischen Kennzahlen der betrachteten Stromspeichertechnologien analysiert (siehe Tabelle 6-1). Das Ziel ist es, zu überprüfen, inwieweit sich der Kapitalwert dabei verändert. Die prozentuale Änderung des Kapitalwerts für die vier betrachteten Stromspeichertechnologien zeigt Abbildung 6-28.

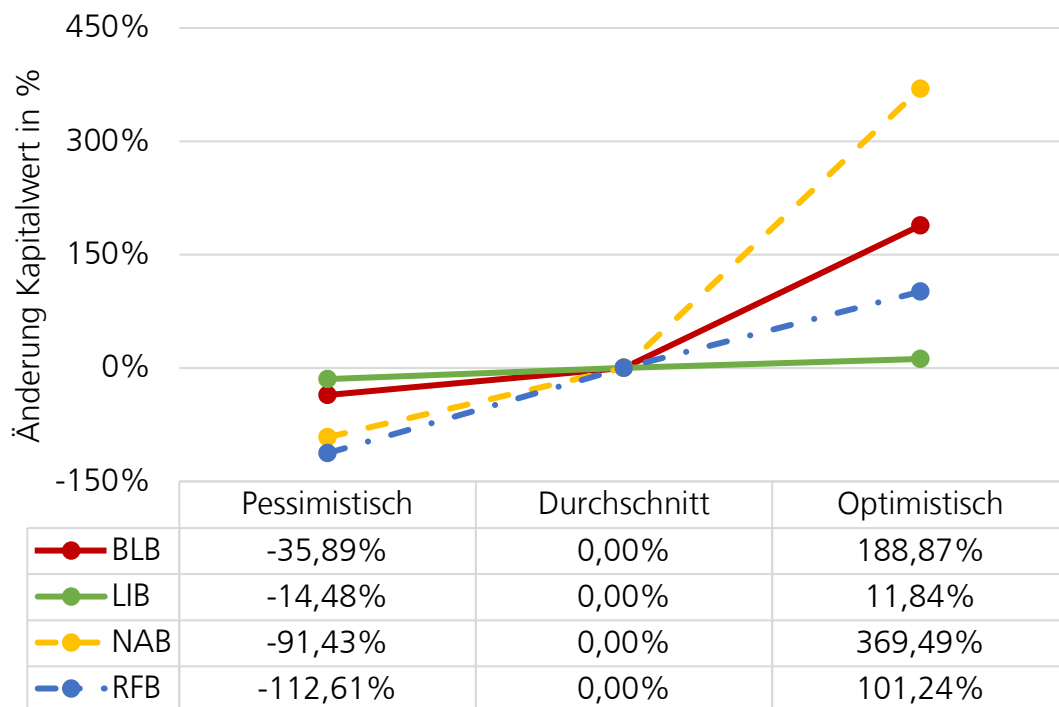


Abbildung 6-28 Auswirkungen der Kennzahlen der Stromspeichertechnologien auf den Kapitalwert

Es ist ersichtlich, dass die pessimistischen und optimistischen Kennzahlen bei der NAB zu den größten Auswirkungen auf den Kapitalwert führen. Dies liegt zum einen daran, dass die Spannweite der Anschaffungskosten der NAB sehr groß ist, zum anderen liegt es an der unterschiedlichen kalendarischen Lebensdauer. Bei den drei weiteren Stromspeichertechnologien bleibt die kalendarische Lebensdauer konstant. Die geringsten Auswirkungen auf den Kapitalwert weisen die pessimistischen und optimistischen Kennzahlen der LIB auf.

Dadurch bleibt die wirtschaftlichste Einsatzoption der LIB die Einsatzoption ATN. Bei optimistischen Kennzahlen ist für die vier betrachteten Stromspeichertechnologien die Einsatzoption ATN am wirtschaftlichsten. Dabei werden die jeweiligen Stromspeicher so groß wie möglich ausgelegt. Bei pessimistischen Kennzahlen ändert sich die wirtschaftlichste Einsatzoption zur Einsatzoption ATN ausschließlich bei der NAB und der RFB. Jedoch kann die RFB mit pessimistischen Kennzahlen keinen positiven Kapitalwert erzielen.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass die Kennzahlen der Stromspeichertechnologien entscheidenden Einfluss auf das Ergebnis haben können. Da die LIB in allen Untersuchungen ein wirtschaftliches Ergebnis liefert, verstärkt dies die Argumentation für eine Integration einer LIB in diesem Fallbeispiel.

6.2.3.2 Zielgrößenänderungsrechnung

Bei der Zielgrößenänderungsrechnung wird, wie in Kapitel 5.8 beschrieben, eine Eingangsgröße variiert und der Einfluss auf die Zielgröße, in diesem Fall der Kapitalwert, untersucht. Die ökonomischen Eingangsgrößen Strompreis, Leistungspreis, Arbeitspreis, der Kalkulationszinssatz sowie die maximale PV-Erzeugungsleistung werden zwischen 25 % und 200 % variiert (siehe Tabelle 6-15). Zusätzlich zu diesen Eingangsgrößen werden das Verbraucherlastprofil, der dynamische Strompreisverlauf und die HLZF sowohl prozentual als auch zeitlich verändert.

Tabelle 6-15 Variation der Eingangsgrößen der Zielgrößenänderungsrechnung

| Eingangsgrößen | 25 % | 50 % | 100 % | 150 % | 200 % | |
|--|--|------------------------------|--------------------|--------|--------|------|
| Leistungspreis [€/kW] | 24,43 | 48,85 | 97,70 | 146,55 | 195,40 | |
| Arbeitspreis [€/kWh] | 0,0001 | 0,0002 | 0,0004 | 0,0006 | 0,0008 | |
| Strompreis [€/kWh] | 0,0449 | 0,0898 | 0,1796 | 0,2694 | 0,3592 | |
| Kalkulationszinssatz [%] | 0,75 % | 1,50 % | 3,00 % | 4,50 % | 6,00 % | |
| Amplitude Verbraucherlastprofil [kW] | -10 % | -5 % | 0 % | +5 % | +10 % | |
| max. PV-Erzeugungs- leistung [kW] | 25 % | 50 % | 100 % | 150 % | 200 % | |
| Amplitude und Parallelverschiebung dynamischer Strompreisverlauf [€/kWh] | -10 % | +10 % | 0 % | -4 h | +4 h | |
| HLZF [-] | Winter Frühling Sommer Herbst | Winter Frühling Sommer | Winter Frühling | Winter | -4 h | +4 h |

Für die Variation des Leistungspreises ergeben sich die Ergebnisse in Abbildung 6-29.

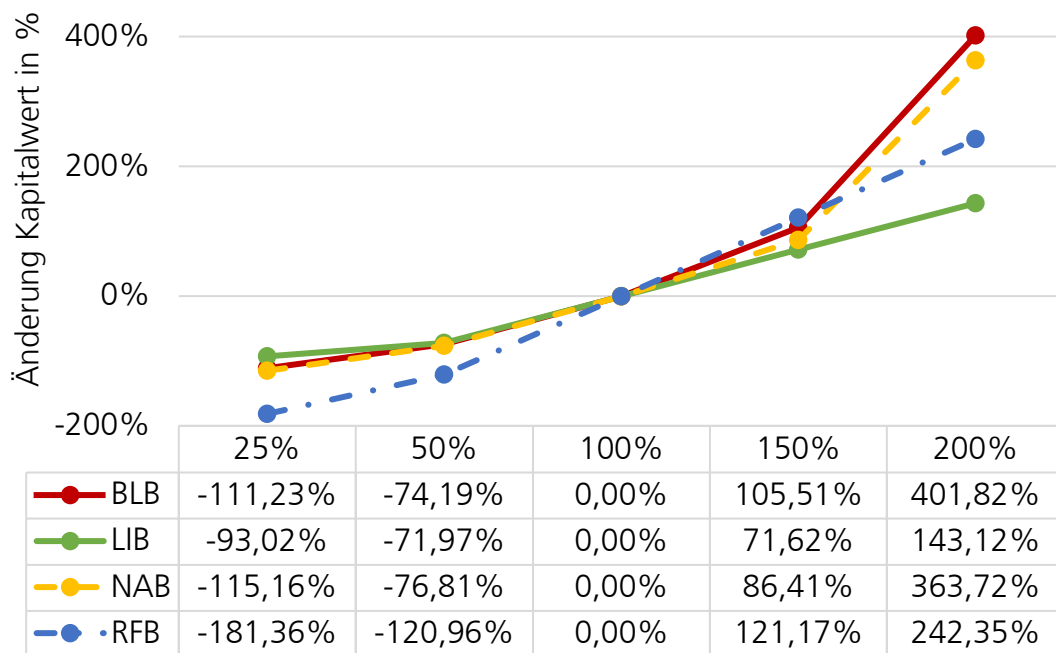


Abbildung 6-29 Auswirkungen des Leistungspreises auf den Kapitalwert

Die Variation des Leistungspreises zeigt, dass bei höherem Leistungspreis auch der Kapitalwert steigt. Bei BLB, LIB und NAB führt ein höherer Leistungspreis sowohl zu einer größeren Auslegung als auch zu einem höheren Kapitalwert. Die Auslegung und die wirtschaftlichste Einsatzoption der RFB bleibt identisch. Für niedrigere Leistungspreise im Vergleich zum Referenzwert liefert die RFB keinen positiven Kapitalwert. Die wirtschaftlichste Einsatzoption der LIB für Leistungspreise von 150 % und 200 % ist die Einsatzoption ATNDA. Für den Leistungspreis von 25 % ist auch für die BLB und die NAB kein wirtschaftliches Ergebnis erzielbar. Bei größerem Leistungspreis von 150% und 200 % ändert sich die wirtschaftlichste Einsatzoption für BLB, NAB und RFB von der Einsatzoption ATNDA zur Einsatzoption ATN, da die Stromspeicher im Vergleich zur multifunktionalen Einsatzoption ATNDA eine geringere Energie aufweisen.

Im Gegensatz hierzu zeigt sich bei der Variation des Arbeitspreises lediglich eine sehr geringe Änderung des Kapitalwerts, da dieser sehr klein ist und die Veränderung sich nur auf die Differenz zwischen Ist-Energieverbrauch und Soll-Energieverbrauch bezieht. Da die Auswirkungen des Arbeitspreises auf den Kapitalwert so gering sind, werden diese nicht grafisch dargestellt.

Ein ähnliches Ergebnis ergibt sich bei der Veränderung des Strompreises und die daraus entstehenden Auswirkungen auf den Kapitalwert (siehe Abbildung 6-30).

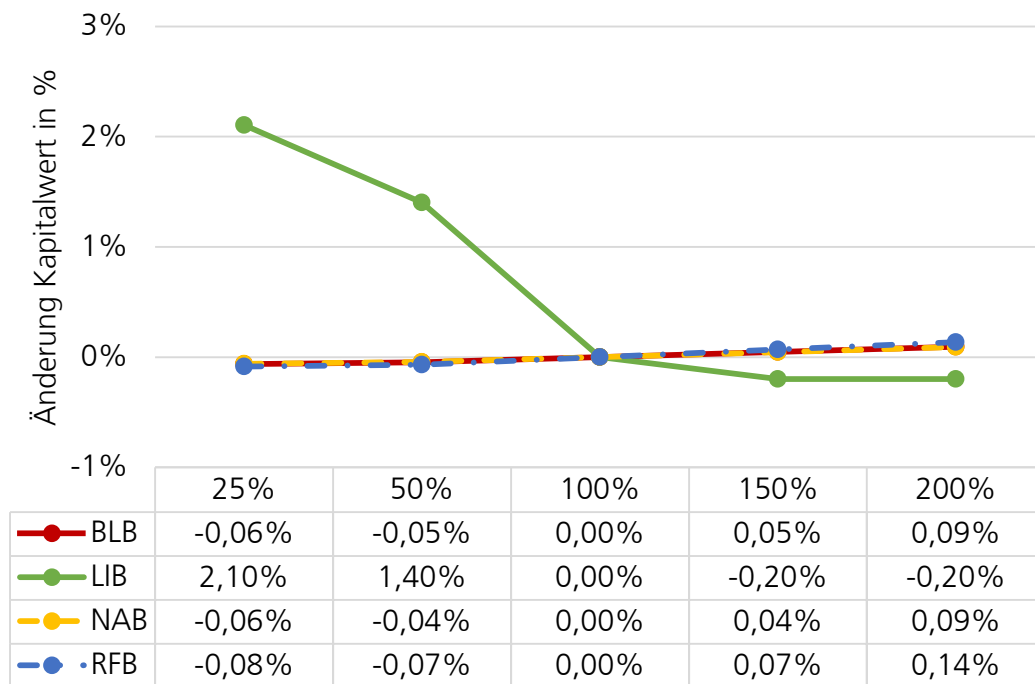


Abbildung 6-30 Auswirkungen des Strompreises auf den Kapitalwert

Die Auswirkungen des Strompreises spiegeln sich im Vergleich von Ist-Energieverbrauch und Soll-Energieverbrauch wider. Da die LIB in diesem Fallbeispiel für die wirtschaftlichste Einsatzoption ATN so groß wie möglich ausgelegt wird, ist bei dieser Stromspeichertechnologien der Einfluss des Strompreises auf den Kapitalwert am größten. Bei den anderen betrachteten Stromspeichertechnologien bleibt die wirtschaftlichste Einsatzoption die multifunktionale Einsatzoption ATNDA bei einem steigenden Strompreis. Es ist sogar eine leichte Erhöhung des Kapitalwerts möglich. Dies liegt an den Einsparungen durch die Beladung durch den Einkauf mit einem dynamischen Strompreis.

Der Kalkulationszinssatz ist bei der Kapitalwertmethode eine wichtige Eingangsgröße. Die Variation des Kalkulationszinssatzes hat dementsprechend große Auswirkungen auf den Kapitalwert (siehe Abbildung 6-31).

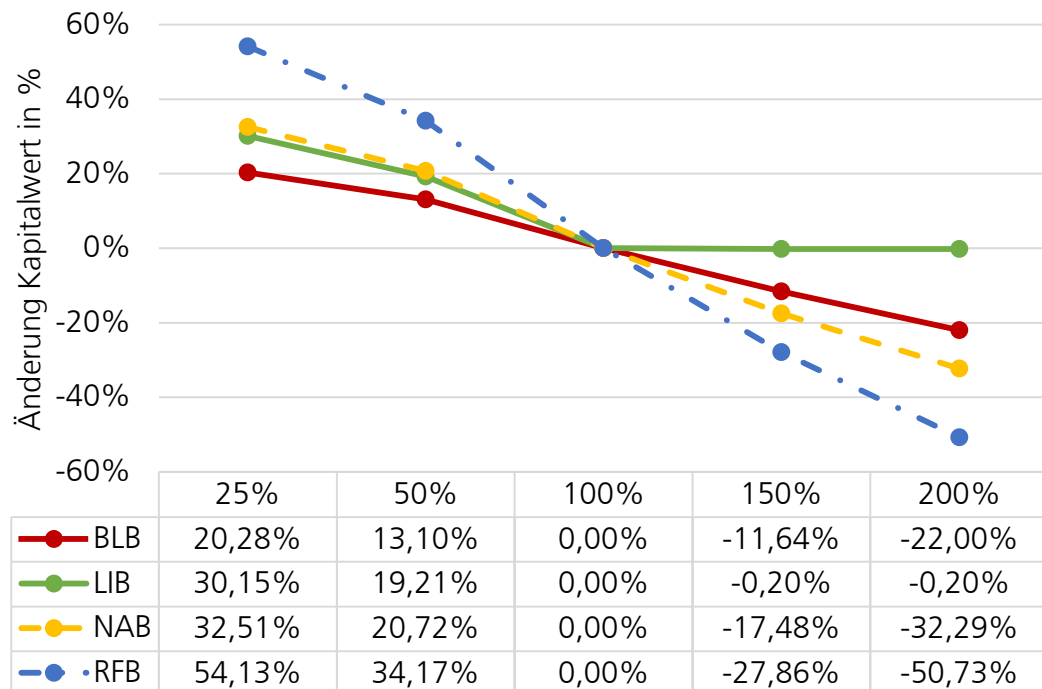


Abbildung 6-31 Auswirkungen des Kalkulationszinssatzes auf den Kapitalwert

Bei einem kleinen Kalkulationszinssatz wird der Kapitalwert größer. Dies gilt für alle betrachteten Stromspeichertechnologien. Der Grund liegt darin, dass bei einem niedrigeren Kalkulationszinssatz die Zahlungen in der Zukunft stärker gewichtet werden als bei einem hohen Kalkulationszinssatz. Dies führt zu größeren Einsparungen pro Jahr und damit zu einem höheren Kapitalwert. Die Auslegung und die wirtschaftlichste Einsatzoption der jeweiligen Stromspeichertechnologien bleiben bei Variation des Kalkulationszinssatzes gleich.

Des Weiteren wird untersucht, welche Auswirkungen das Verbraucherlastprofil auf die Zielgröße Kapitalwert hat. Hierzu wird die Amplitude des Verbraucherlastprofils in vier Schritten variiert (siehe Abbildung 6-32).

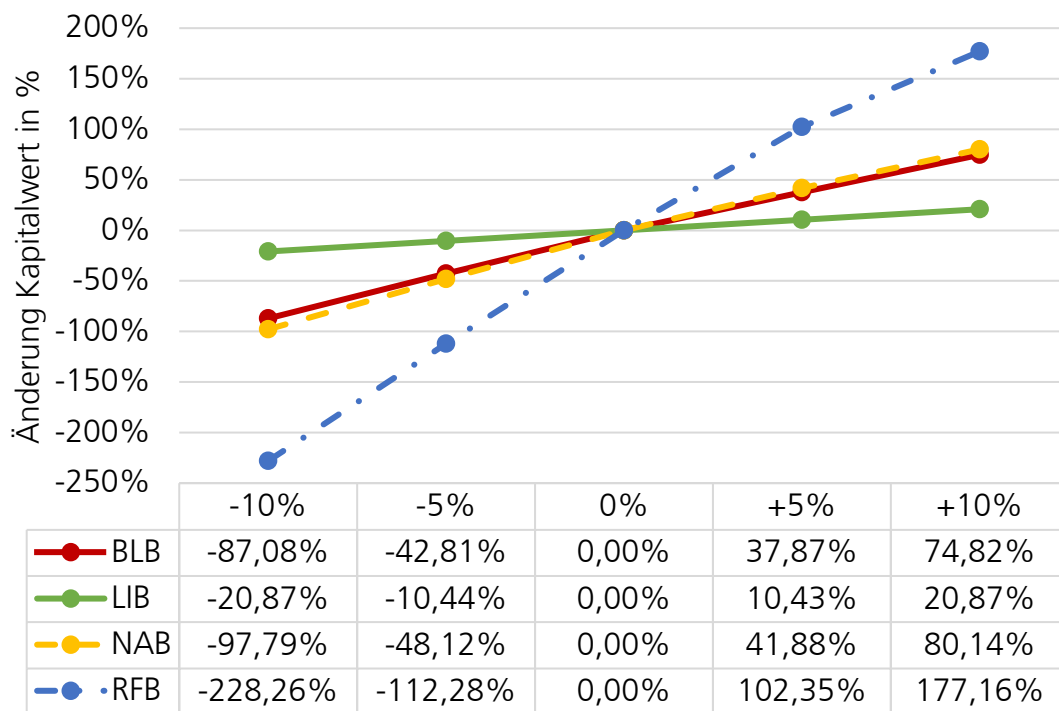


Abbildung 6-32 Auswirkungen des Verbraucherlastprofils auf den Kapitalwert

Für das Verbraucherlastprofil gilt, je größer der maximale Leistungsbedarf ist, desto größer ist auch der Kapitalwert. Bei einer Vergrößerung der Amplitude des Verbraucherlastprofil kann der Stromspeicher kleiner ausgelegt werden, um die Voraussetzungen der atypischen Netznutzung zu erfüllen. Im Gegensatz dazu müssen die Stromspeicher größer ausgelegt werden bei einer kleineren Amplitude des Verbraucherlastprofils.

Die Variation der maximalen PV-Erzeugungsleistung zwischen 25 % und 200 % führt zu keiner Veränderung der wirtschaftlichsten Einsatzoption und somit auch zu keiner Auswirkung auf den Kapitalwert.

Ein ähnliches Ergebnis zeigt die Variation des dynamischen Strompreisverlaufs. Die Amplitude der dynamischen Strompreise wird jeweils um 10 % erhöht und um 10 % reduziert. Dies hat jedoch nur sehr geringe Auswirkungen auf den Kapitalwert. Um auch die zeitliche Abhängigkeit zu überprüfen, wird der Strompreisverlauf um vier Stunden nach vorne und vier Stunden nach hinten parallel verschoben.

Der Kapitalwert verringert sich leicht durch eine Verschiebung um vier Stunden nach hinten. Die Verschiebung um vier Stunden nach vorne führt jedoch zu einer geringen Erhöhung des Kapitalwerts. Die wirtschaftlichste Einsatzoption sowie die Auslegung je Stromspeichertechnologie bleiben gleich.

Da die ATN nur in den vorgegebenen HLZF stattfindet, sind auch diese zu analysieren (siehe Abbildung 6-33). In diesem Fallbeispiel gilt das HLZF ausschließlich im Winter (W). Die HLZF werden auf die Jahreszeiten Frühling (F), Sommer (S) sowie Herbst (H) übertragen und die Auswirkungen auf die Zielgröße analysiert. Zusätzlich werden die Zeiten des HLZF im Winter wie der dynamische Strompreisverlauf um vier Stunden parallel verschoben.

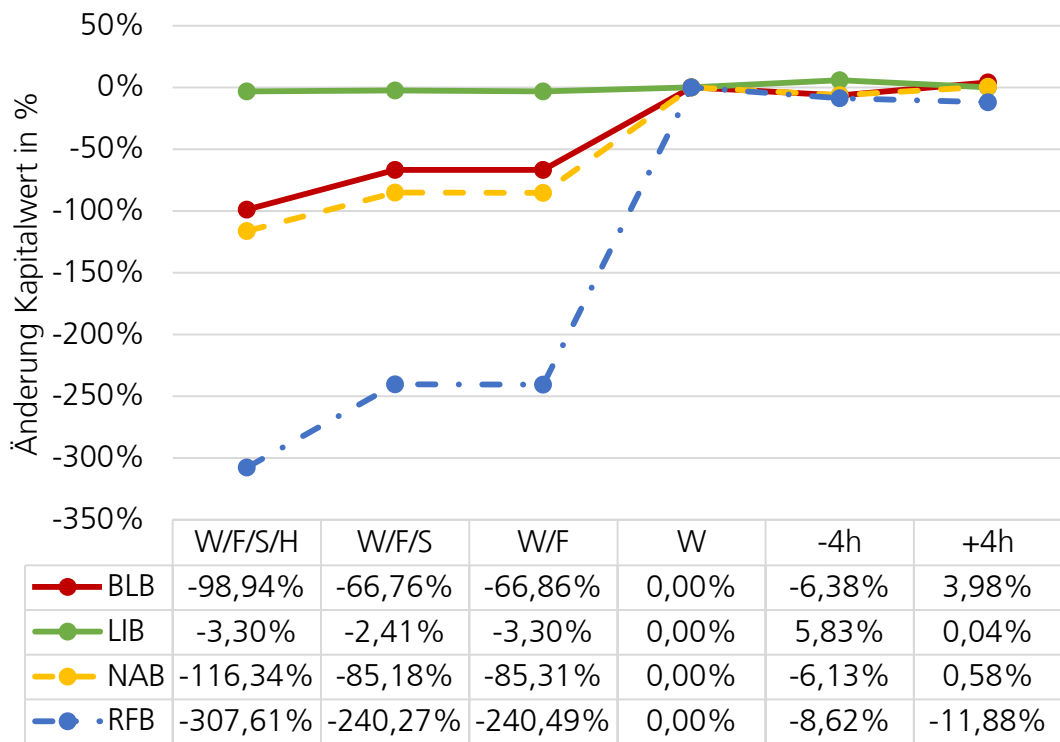


Abbildung 6-33 Auswirkungen der HLZF auf den Kapitalwert

Es kann festgehalten werden, je länger die HLZF über das Jahr andauern, desto geringer ist der Kapitalwert. Dies liegt vor allem an der zusätzlich erforderlichen Speicherenergie. Die Parallelverschiebung um vier Stunden nach hinten führt bei BLB, LIB und NAB zu einer geringen Kapitalwerterhöhung. Im Gegensatz dazu reduziert sich der Kapitalwert der BLB, NAB und RFB bei einer Parallelverschiebung des HLZF um vier Stunden nach vorne.

Die Zielgrößenänderungsrechnung hat gezeigt, dass die wirtschaftlichste Einsatzoption und die daraus folgende Auslegung der jeweiligen Stromspeichertechnologie sowie der Kapitalwert von unterschiedlichen Eingangsgrößen beeinflusst werden können. Trotzdem bestärkt diese Analyse die LIB als wirtschaftlichste Stromspeichertechnologie für dieses Fallbeispiel.

6.2.3.3 Kritische-Werte-Rechnung

Für die ökonomischen Eingangsgrößen, die einen großen Einfluss auf den Kapitalwert haben, die Kennzahlen der Stromspeichertechnologien, der Leistungspreis und der Kalkulationszinssatz werden abschließend die kritischen Werte bestimmt. Dazu werden die wirtschaftlichsten Einsatzoptionen und die zugehörigen Stromspeicher verwendet. Die Kennzahlen der Stromspeichertechnologien werden dabei in den Anschaffungskosten zusammengefasst. Ziel ist es, wie in Kapitel 5.5 erläutert, die kritischen Anschaffungskosten, den kritischen Leistungspreis und den kritischen Zinssatz je Stromspeichertechnologie für einen Kapitalwert gleich Null zu bestimmen (siehe Tabelle 6-16).

Tabelle 6-16 Kritische Werte für einen Kapitalwert von Null

| | BLB ATNDA | LIB ATN | NAB ATNDA | RFB ATNDA |
|-------------------------------|----------------------|--------------------|----------------------|----------------------|
| Anschaffungskosten [€] | 190.572,24 | 1.070.939,52 | 306.911,36 | 318.936,45 |
| Leistungspreis [€/kW] | 31,89 | 28,81 | 34,14 | 57,39 |
| Interner Zinsfuß [%] | 30,36 | 22,80 | 19,38 | 10,69 |

Es zeigt sich, dass die kritischen Anschaffungskosten der LIB am höchsten sind. Jedoch ist die wirtschaftlichste LIB im Vergleich zur BLB, NAB und RFB auch sehr groß ausgelegt. Alle kritischen Anschaffungskosten sind höher als die tatsächlichen Anschaffungskosten, da alle Stromspeichertechnologien einen positiven Kapitalwert erzielen. Dementsprechend sind die kritischen Anschaffungskosten in diesem Fallbeispiel die maximal möglichen Kaufpreise der jeweils ausgelegten Stromspeicher.

Für den Leistungspreis wird deutlich, dass alle kritischen Leistungspreis unter dem ursprünglichen Leistungspreis liegen. Insbesondere der kritische Leistungspreis der LIB bestätigt noch einmal das wirtschaftliche Potenzial der LIB in diesem Fallbeispiel.

Der interne Zinsfuß als kritischer Kalkulationszinssatz zeigt, dass alle Stromspeichertechnologien einen positiven Kapitalwert erreichen. Der interne Zinsfuß für alle betrachteten Stromspeichertechnologien ist wesentlich größer als der Kalkulationszinssatz von 3 % und zeigt damit die Rentabilität der Stromspeichertechnologien in diesem Fallbeispiel.

6.2.4 Fazit Fallbeispiel Magnesiumdruckgussfabrik

Als Schlussfolgerung lässt sich für dieses Fallbeispiel festhalten, dass die Integration eines Stromspeichers zur Netzentgeltreduktion wirtschaftlich darstellbar ist. Sowohl die Spitzenlastreduktion als auch die atypische Netznutzung ist umsetzbar. Der wirtschaftlichste Stromspeicher ist, wie bereits aufgezeigt, für alle betrachteten Einsatzoptionen die Lithium-Batterie. Als Zusammenfassung für dieses Fallbeispiel wird für jede betrachtete Stromspeichertechnologie die Auslegung der wirtschaftlichsten Einsatzoption für Spitzenlastreduktion und atypische Netznutzung dargestellt (siehe Abbildung 6-34).

Dieses Diagramm zeigt deutlich, dass die Lithium-Batterie für die Einsatzoption atypische Netznutzung das wirtschaftlichste Ergebnis für die Magnesiumdruckgussfabrik liefert. Die multifunktionale Einsatzoption durch Kombination von atypische Netznutzung und Arbitrage-Handel erzielt für die Stromspeichertechnologien Blei-Batterie, Natrium-Batterie und Redox-Flow-Batterie den höchsten Kapitalwert.

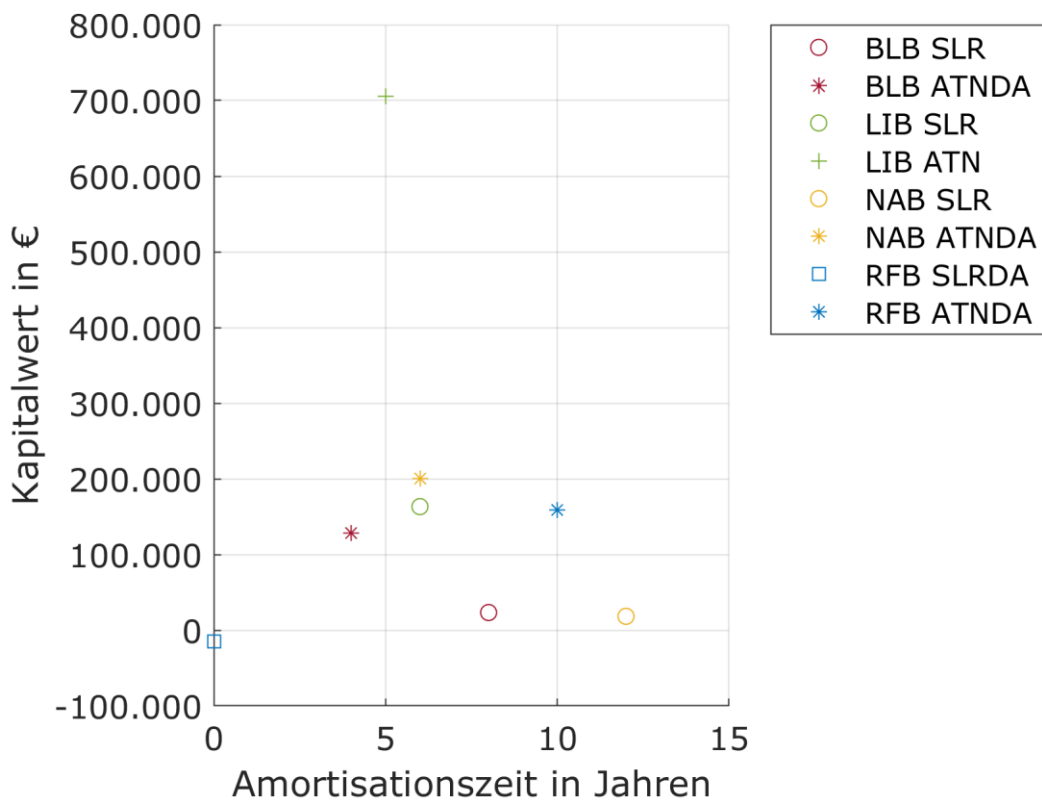


Abbildung 6-34 Kapitalwert und Amortisationszeit der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die analysierten Einsatzoptionen

Der Kapitalwert der Natrium-Batterie für die multifunktionale Einsatzoption atypische Netznutzung und Arbitrage-Handel ist in diesem Fallbeispiel höher als der Kapitalwert der Lithium-Batterie für die Einsatzoption Spitzenlastreduktion. Die wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie werden in Tabelle 6-17 zusammengefasst.

Tabelle 6-17 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die Magnesiumdruckgussfabrik

| Kennzahlen | BLB ATNDA | LIB ATN | NAB ATNDA | RFB ATNDA |
|------------------------|--------------|------------|--------------|--------------|
| Leistung [kW] | 84,36 | 630,28 | 89,87 | 92,29 |
| Energie [kWh] | 102,10 | 1.279,15 | 89,87 | 369,15 |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | 18 |
| Anschaffungskosten [€] | 61.821,65 | 309.207,02 | 106.825,19 | 159.898,39 |
| Kapitalwert [€] | 128.750,59 | 705.186,48 | 200.086,17 | 159.058,06 |
| Amortisationszeit [a] | 4 | 5 | 6 | 10 |

Aus dieser Tabelle ist zu folgern, dass für die Magnesiumdruckgussfabrik die atypische Netznutzung zu bevorzugen ist. Für die Blei-Batterie, die Natrium-Batterie und die Redox-Flow-Batterie ist die multifunktionale Einsatzoption atypische Netznutzung und Arbitrage-Handel am wirtschaftlichsten. Insgesamt liefert jedoch die Lithium-Batterie mit der Einsatzoption atypische Netznutzung den höchsten Kapitalwert. Alle Stromspeicher sind bei dieser Einsatzoption ausschließlich im Winter im Einsatz und könnten im Rest des Jahres noch für weitere Einsatzoptionen wie bspw. zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen genutzt werden.

6.3 Fallbeispiel Automobilfabrik

Im zweiten Fallbeispiel wird die Fabrik eines Automobilherstellers in Deutschland analysiert und dafür ein Stromspeicher ausgelegt. Die betrachtete Automobilfabrik besteht aus den Bereichen Rohbau, Lackierung und Montage.

6.3.1 Lastprofil- und Kennzahlenanalyse

Wie in Kapitel 5.3 beschrieben, werden die Kennzahlen Ist-Jahreshöchstlast, durchschnittlicher Ist-Leistungsbedarf und der Ist-Jahresenergieverbrauch durch die Analyse des Ist-Verbraucherlastprofils bestimmt. Das Ist-Verbraucherlastprofil im Jahr 2018 ist in Abbildung 6-35 dargestellt.

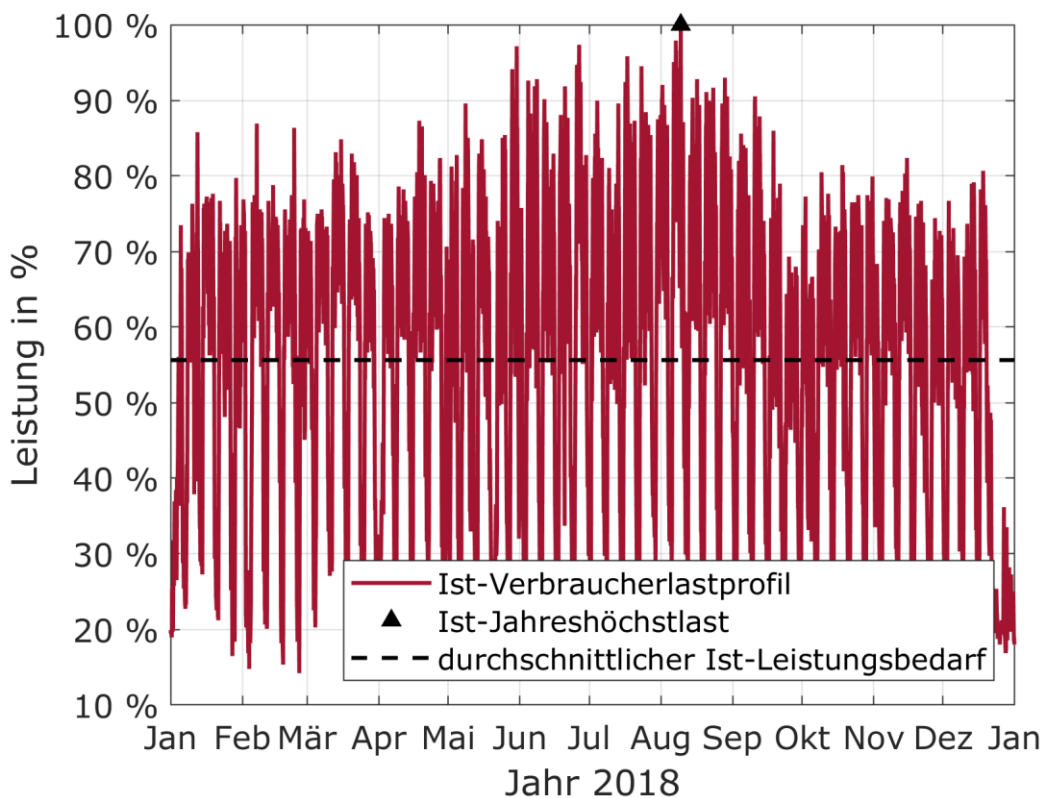


Abbildung 6-35 Verbraucherlastprofil der Automobilfabrik im Jahr 2018

Auf den Dächern der Produktionshallen ist eine PV-Anlage installiert. Abbildung 6-36 zeigt das Erzeugungsprofil der PV-Anlage für das Jahr 2018 und die maximale PV-Erzeugungsleistung.

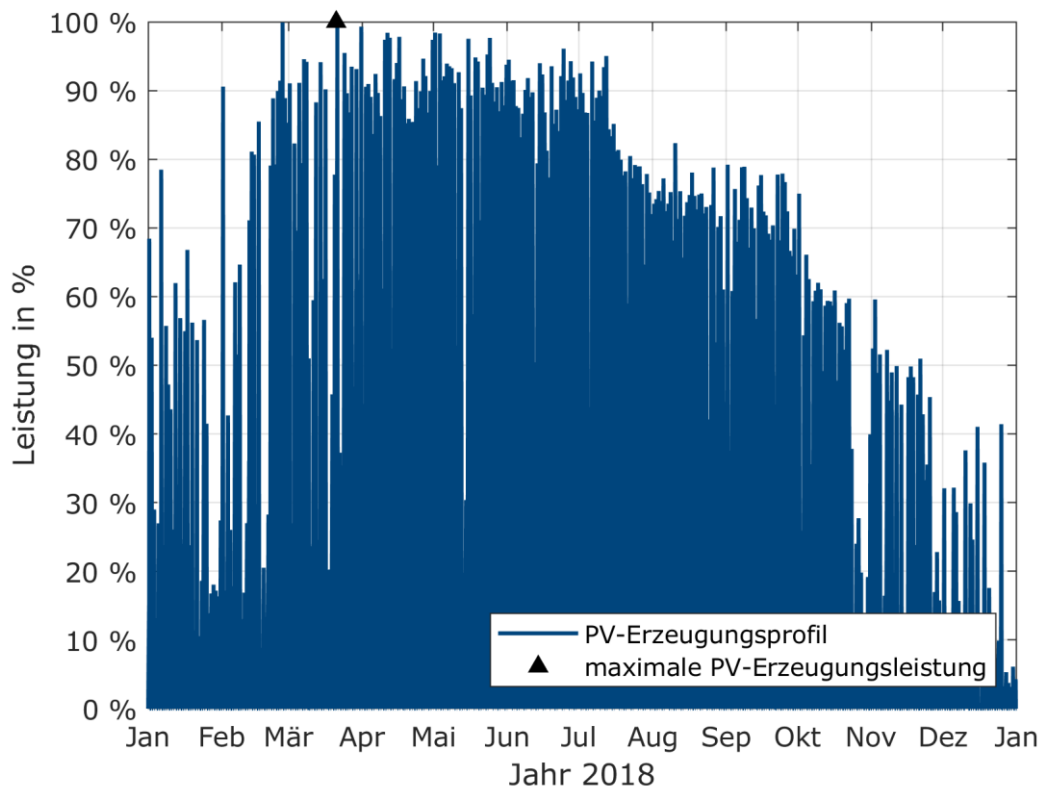


Abbildung 6-36 Erzeugungsprofil der PV-Anlage der Automobilfabrik für das Jahr 2018

Die durch die PV-Anlage erzeugte Energie ist im Vergleich zum Energieverbrauch der Fabrik sehr gering. Somit ist keine Einspeisung erforderlich, da die erzeugte Energie zu jedem Zeitpunkt direkt verbraucht wird.

Für die Netzentgeltreduktion sind die Tarife und HLZF des jeweiligen Netzbetreibers erforderlich. Diese sind im jeweiligen Preisdatenblatt, die von den Netzbetreibern veröffentlicht werden, zusammengefasst. Die Automobilfabrik wird der Mittelspannungsebene zugeordnet. Die Tarife für Leistungs- und Arbeitspreis aus dem Jahr 2018 sind in Tabelle 6-18 aufgezeigt.

Tabelle 6-18 Netzentgelttarife für Industriekunden mit einem Energieverbrauch unter 10 GWh auf Mittelspannungsebene im Jahr 2018 (SwRa 2018c)

| Tarife | Leistungspreis [€/kWa] | Arbeitspreis [€/kWh] |
|-------------------------------------|---------------------------|-------------------------|
| Jahresbenutzungsstunden bis 2.500 h | 8,83 | 0,0463 |
| Jahresbenutzungsstunden ab 2.500 h | 103,87 | 0,0083 |

Für dieses Fallbeispiel können individuelle Leistungs- und Arbeitspreise berücksichtigt werden. Für die ATN werden die HLZF des Netzbetreibers aus dem Jahr 2018 genutzt. Tabelle 6-19 zeigt die HLZF des Netzbetreibers für die Mittelspannungsebene.

Tabelle 6-19 Hochlastzeitfenster auf der Mittelspannungsebene für das Jahr 2018 (SwRa 2018a)

| Jahreszeiten | Hochlastzeitfenster |
|-------------------------------|---------------------|
| Frühling (März – Mai) | 07:45 – 09:00 Uhr |
| | 09:15 – 15:15 Uhr |
| Sommer (Juni – August) | 09:45 – 13:45 Uhr |
| Herbst (September – November) | 08:30 – 12:00 Uhr |
| | 12:30 – 14:45 Uhr |
| Winter (Dezember – Februar) | 08:15 – 12:00 Uhr |
| | 12:30 – 14:00 Uhr |

Für die Leistungs- und Arbeitspreise werden für die Betrachtung des Netzentgeltes über die Lebensdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologien jeweils eine lineare Steigerung pro Jahr berücksichtigt. Zwischen den Jahren 2014 und 2018 ist der Leistungspreis des Netzbetreibers durchschnittlich um 5,02 % pro Jahr und der Arbeitspreis um 5,06 % pro Jahr gestiegen (eigene Berechnung (SwRa 2018b)). Diese Steigerungen werden über den Betrachtungszeitraum fortgeschrieben. Durch die identifizierten Kennzahlen werden abschließend das Ist-Netzentgelt und die Ist-Energiekosten berechnet.

6.3.2 Iterativer Auslegungsprozess

Mit diesen Eingangsgrößen und Referenzwerten werden die Einsatzoptionen mit den vier Stromspeichertechnologien untersucht, um daraus die wirtschaftlichste Kombination aus Einsatzoption und Stromspeicher zu identifizieren. Dazu werden die Schritte Berechnung der Speicherleistung, Berechnung der Speicherenergie und die ökonomische Bewertung des Speichers für alle Einsatzoptionen und Stromspeichertechnologien iterativ durchgeführt. Die Ergebnisse der betrachteten Stromspeichertechnologien für die jeweilige Einsatzoption werden in den folgenden Unterkapiteln vorgestellt.

6.3.2.1 Ergebnisse Spitzenlastreduktion

Durch die SLR wird die Jahreshöchstlast reduziert, um das Netzentgelt zu reduzieren. In diesem Fallbeispiel erzielen die SLR sowie die multifunktionalen Einsatzoptionen SLRPV, SLRDA und SLRPVDA ein wirtschaftliches Ergebnis. Die einzelnen Ergebnisse werden im Folgenden erläutert.

6.3.2.1.1 Einsatzoption SLR

Für die Einsatzoption SLR ergeben sich für die Stromspeichertechnologien BLB, LIB und NAB ein wirtschaftliches Ergebnis. Für die RFB kann kein wirtschaftliches Ergebnis erzielt werden. Abbildung 6-37 zeigt den Kapitalwert und die jeweilige Leistung der betrachteten Stromspeichertechnologien.

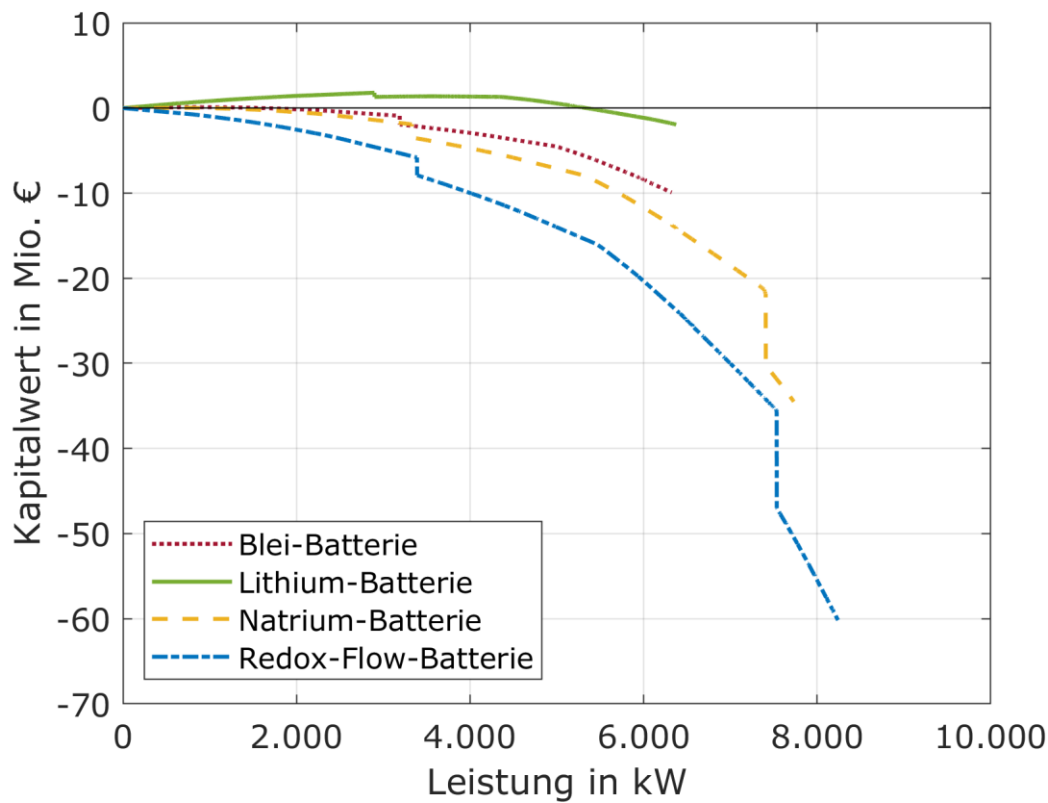


Abbildung 6-37 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf Speicherleistung für die Einsatzoption SLR

Die jeweils wirtschaftlichsten Stromspeicher der betrachteten Technologien sind in Tabelle 6-20 zusammengefasst.

Tabelle 6-20 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die Einsatzoption SLR

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|------------|--------------|------------|-----|
| Leistung [kW] | 843,60 | 2.897,99 | 770,35 | - |
| Energie [kWh] | 843,60 | 4.975,95 | 770,35 | - |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | - |
| Anschaffungskosten [€] | 397.991,56 | 1.240.850,51 | 648.072,14 | - |
| Kapitalwert [€] | 94.348,52 | 1.793.798,07 | 18.850,74 | - |
| Amortisationszeit [a] | 8 | 7 | 13 | - |

Sowohl BLB als auch NAB reduzieren die Jahreshöchstlast um etwa 1,00 %. Durch die schlechteren Wirkungsgrade ist die Leistung der BLB größer als bei der NAB. Durch die vorgegebene Ausspeicherungsdauer von mindestens einer Stunde ist die Energie bei beiden Stromspeichertechnologien gleich der Leistung. Durch die besseren Wirkungsgrade und die geringeren spezifischen Anschaffungskosten kann die LIB wesentlich größer ausgelegt werden. Trotz der wesentlich größeren Auslegung ist der Kapitalwert der LIB höher und die Amortisationszeit der LIB kürzer im Vergleich zu BLB und NAB. Der Fahrplan für das ganze Jahr zeigt die Auslastung der LIB (siehe Abbildung 6-38).

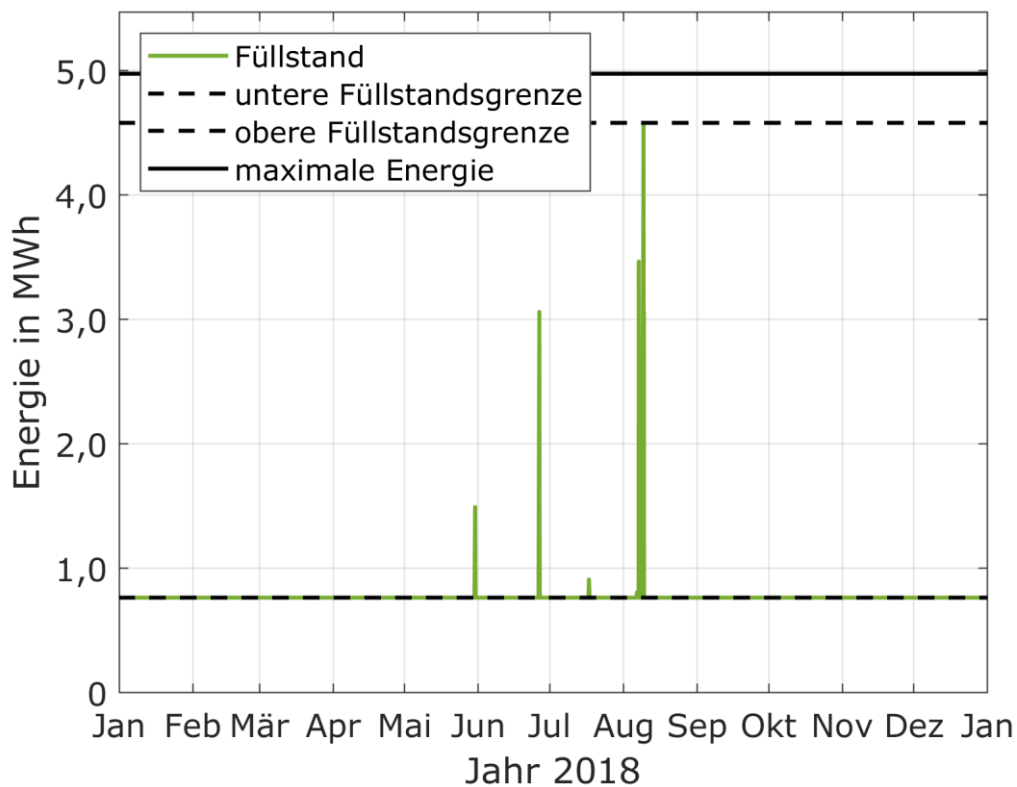


Abbildung 6-38 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die Einsatzoption SLR im Jahr 2018

Es ist erkennbar, dass die LIB in diesem Fallbeispiel ausschließlich im Sommer zur SLR erforderlich ist. In den Jahreszeiten Herbst, Winter und Frühling wird die LIB nicht eingesetzt und bietet somit Potenzial für weitere Einsatzoptionen. Abbildung 6-39 zeigt den Fahrplan für den 26. Juni 2018.

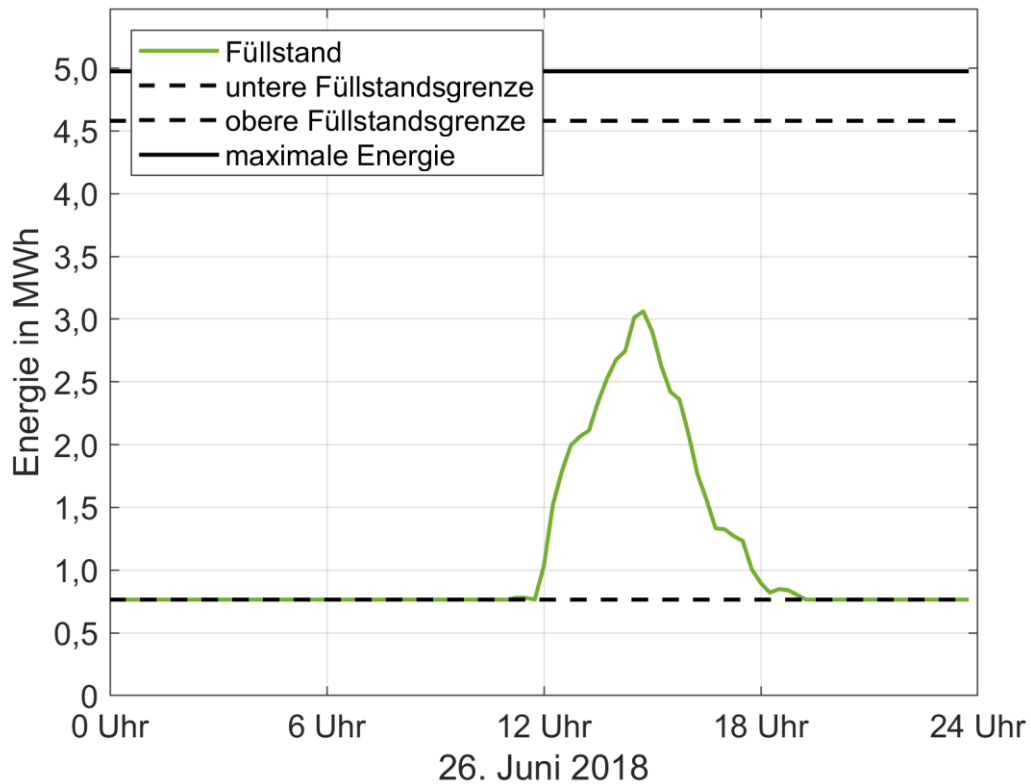


Abbildung 6-39 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die Einsatzoption SLR am 26. Juni 2018

Durch die LIB kann die Jahreshöchstlast um über zwei Megawatt reduziert werden, was sich auch im Vergleich zwischen Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil über ein Jahr widerspiegelt (siehe Abbildung 6-40).

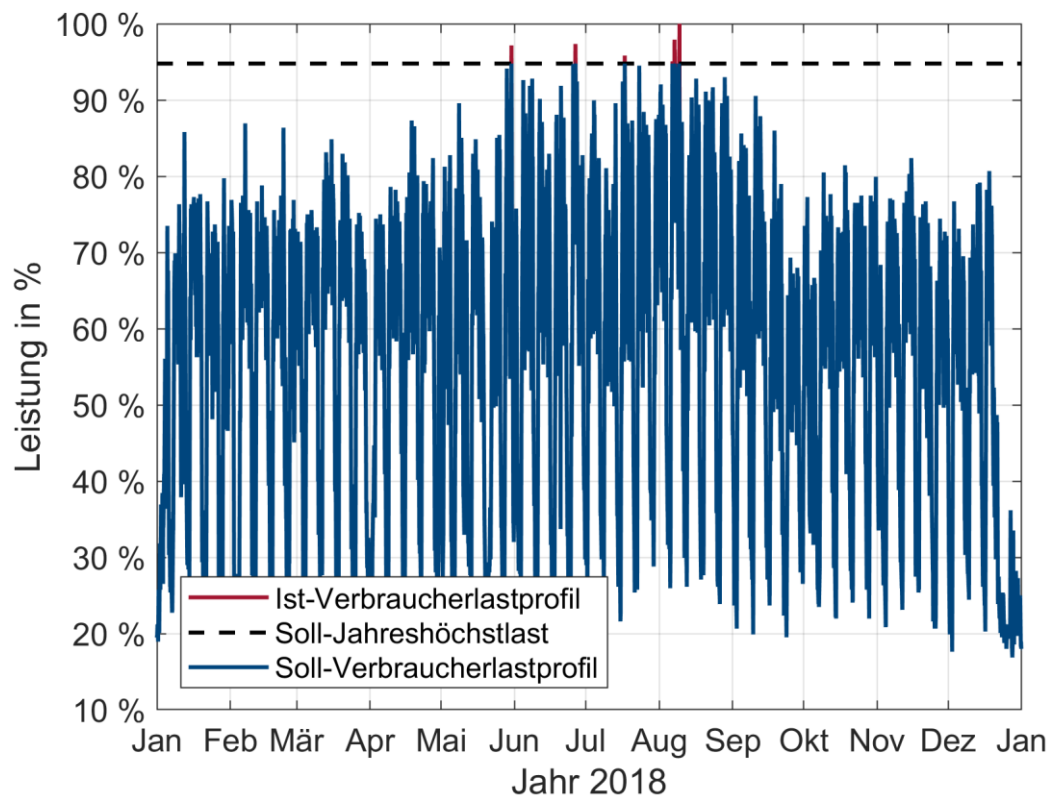


Abbildung 6-40 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption SLR im Jahr 2018

Es ist zu erkennen, dass die LIB nur im Sommer zum Einsatz kommt, da in diesem Zeitraum der Leistungsbedarf deutlich höher ist als in den anderen Jahreszeiten. Dies kann unter anderem mit einem erhöhten Kühlbedarf im Sommer begründet werden. Abbildung 6-41 zeigt den Vergleich von Soll- zu Ist-Verbraucherlastprofil für den 26. Juni 2018.

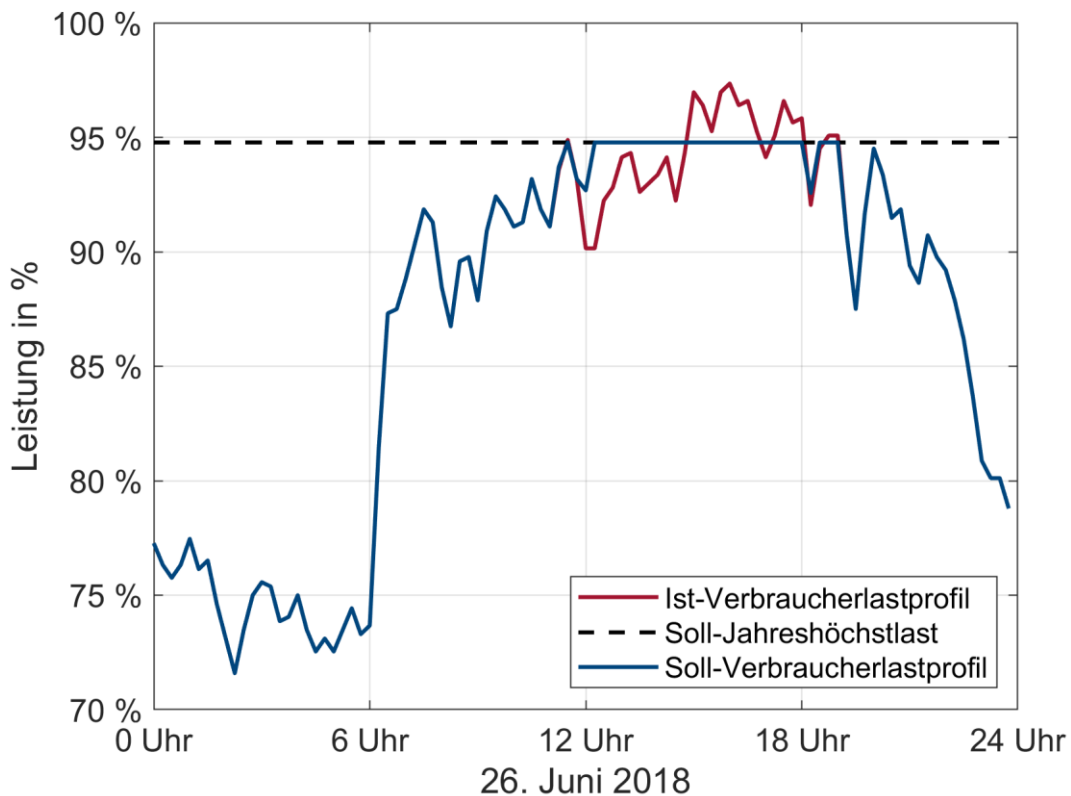


Abbildung 6-41 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption SLR am 26. Juni 2018

An diesem Tag wird die LIB direkt vor der Entladung beladen. Dazu wird das Soll-Verbraucherlastprofil bis zur Soll-Jahreshöchstlast erhöht. Somit ergibt sich ein konstanter Leistungsbedarf zwischen 12 und 18 Uhr.

6.3.2.1.2 Multifunktionale Einsatzoption SLRPV

Bei der multifunktionalen Einsatzoption SLRPV ist die Speicherleistung mindestens so groß wie die maximale Erzeugungsleistung der PV-Anlage. Dies führt in diesem Fallbeispiel dazu, dass nur BLB und LIB ein wirtschaftliches Ergebnis erzielen (siehe Abbildung 6-42).

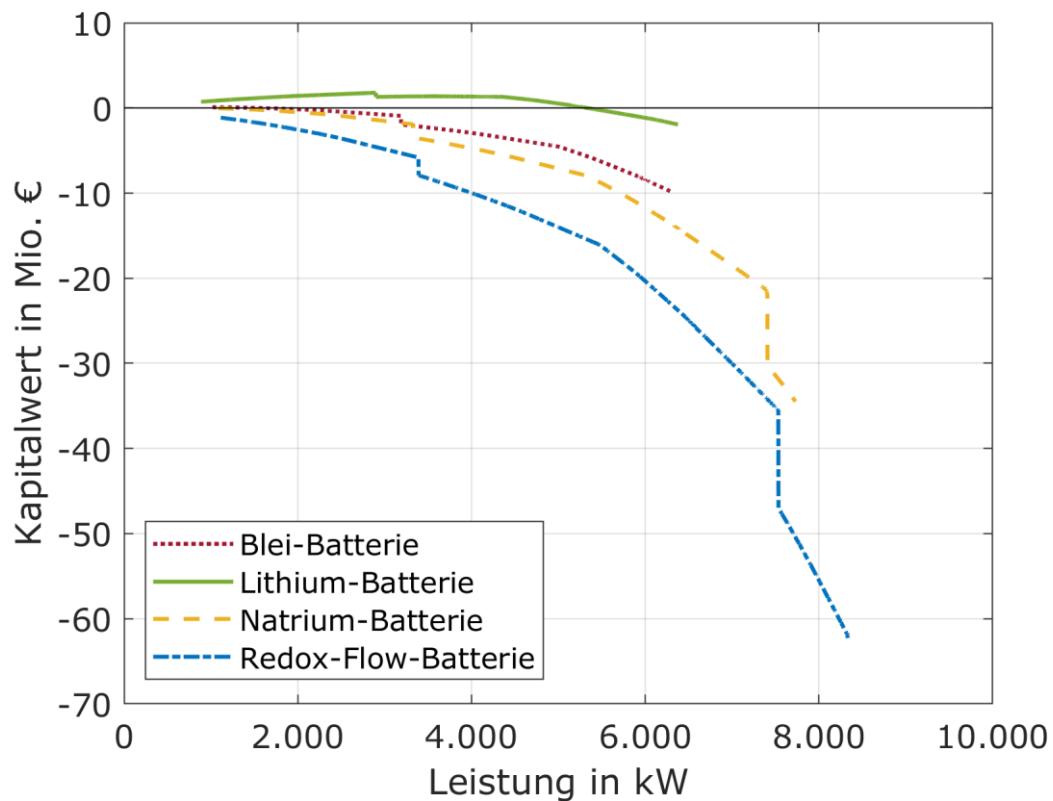


Abbildung 6-42 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV

Es ist ersichtlich, dass NAB und RFB keinen positiven Kapitalwert erreichen, während die BLB mit einer sehr kleinen Auslegung einen positiven Kapitalwert erzielen kann. Die Gründe für einen negativen Kapitalwert der NAB liegen in den hohen spezifischen Anschaffungskosten. Die Kennzahlen der wirtschaftlichsten BLB und LIB sind in Tabelle 6-21 zusammengefasst.

Tabelle 6-21 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|------------|--------------|-----|-----|
| Leistung [kW] | 1.017,81 | 2.897,52 | - | - |
| Energie [kWh] | 1.017,81 | 4.974,68 | - | - |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | - | - |
| Anschaffungskosten [€] | 510.682,78 | 1.240.575,42 | - | - |
| Kapitalwert [€] | 82.590,84 | 1.793.502,33 | - | - |
| Amortisationszeit [a] | 8 | 7 | - | - |

Die BLB wird im Vergleich zur Einsatzoption SLR größer ausgelegt. Dies führt zu höheren Anschaffungskosten, allerdings auch zu einem geringeren Kapitalwert. Die Auslegung der LIB ist identisch wie bei der Einsatzoption SLR. Da jedoch keine Überschussenergie der PV-Anlage vorhanden ist, entstehen durch die Speicherung der PV-Energie (und nicht die direkte Nutzung) Verluste und dadurch ein geringerer Kapitalwert. Der Fahrplan und der Vergleich von Soll- zu Ist-Verbraucherlastprofil ist nahezu identisch zur Einsatzoption SLR (siehe Abbildung 10-20 bis Abbildung 10-23 im Anhang).

6.3.2.1.3 Multifunktionale Einsatzoption SLRDA

Bei der multifunktionalen Einsatzoption SLRDA können wie bei der Einsatzoption SLR BLB, LIB und NAB ein wirtschaftliches Ergebnis erzielen. Die RFB erreicht auch bei dieser multifunktionalen Einsatzoption keinen positiven Kapitalwert (siehe Abbildung 6-43).

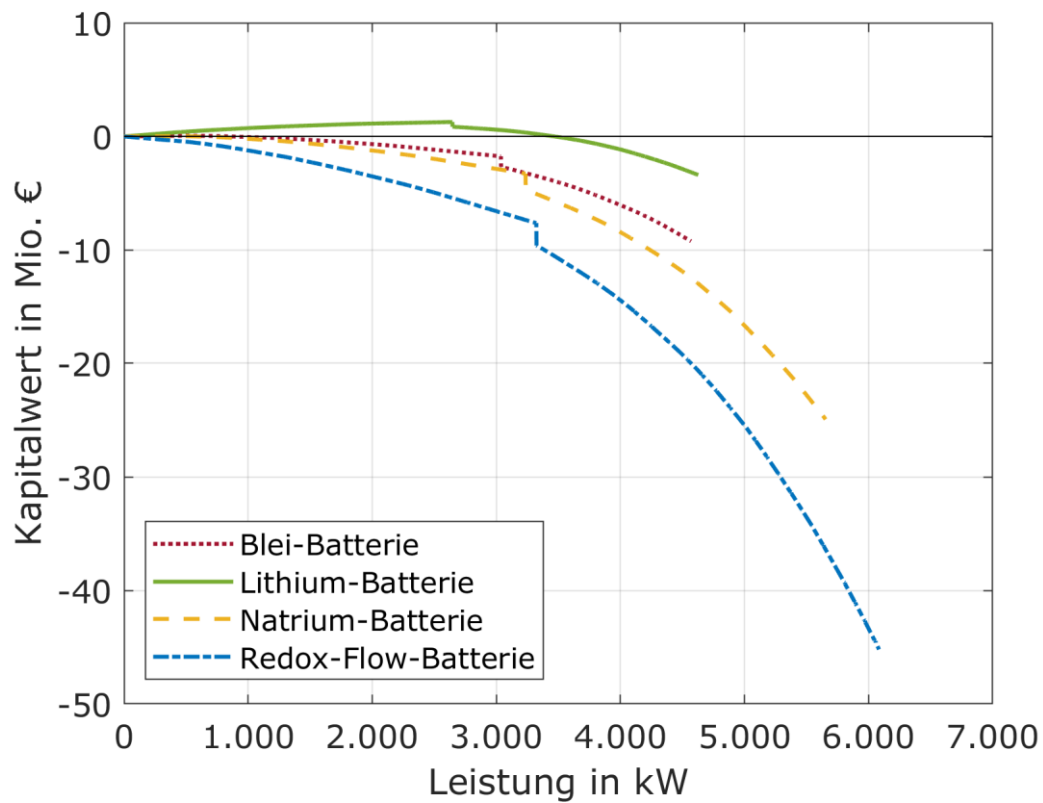


Abbildung 6-43 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA

Die BLB und die NAB erreichen beide bei ungefähr 500 Kilowatt Leistung den höchsten Kapitalwert. Die LIB wird wie in den zuvor dargestellten Ergebnissen wesentlich größer ausgelegt. Dadurch sind die Einsparungen durch die Netzentgeltreduktion größer (siehe Tabelle 6-21).

Tabelle 6-22 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|------------|--------------|------------|-----|
| Leistung [kW] | 482,06 | 2.645,87 | 513,56 | - |
| Energie [kWh] | 482,06 | 6.898,38 | 513,56 | - |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | - |
| Anschaffungskosten [€] | 224.795,18 | 1.510.621,65 | 435.377,31 | - |
| Kapitalwert [€] | 56.973,66 | 1.267.336,15 | 9.665,56 | - |
| Amortisationszeit [a] | 8 | 8 | 13 | - |

Wie bereits erwähnt, ist die Leistung der BLB und der NAB ähnlich groß. Durch die Ausspeicherdauer ist die Energie beider Technologien ebenso identisch. Dennoch sind die Anschaffungskosten der NAB fast doppelt so hoch wie die der BLB. Trotz kürzerer Lebensdauer ist der Kapitalwert BLB höher als der der NAB. Insgesamt liefert die LIB das wirtschaftlichste Ergebnis. Die Leistung der LIB ist vergleichbar zu der in den vorherigen untersuchten Einsatzoptionen. Die Energie wird wesentlich größer ausgelegt, da in dieser multifunktionalen Einsatzoption der Stromspeicher ausschließlich zu günstigen Zeitpunkten beladen wird. Dies zeigt auch der Fahrplan der LIB am 26. Juni 2018 (siehe Abbildung 6-44). Der Fahrplan über ein Jahr ist in Abbildung 10-24 im Anhang dargestellt.

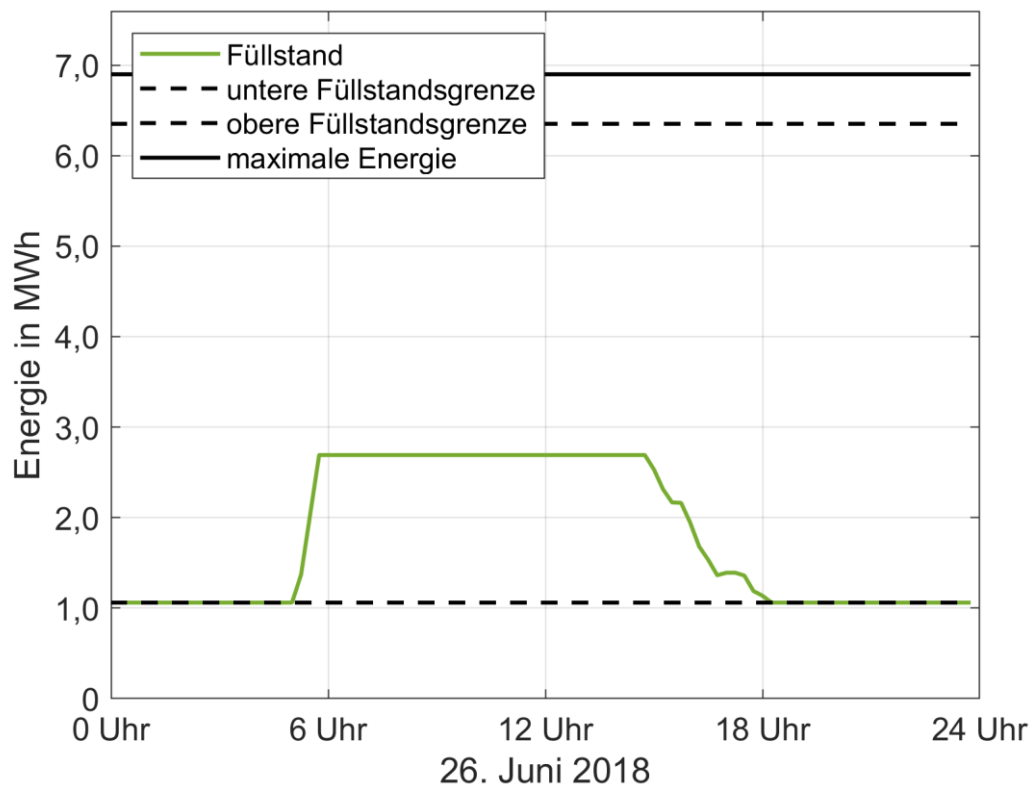


Abbildung 6-44 Fahrplan der LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA am 26. Juni 2018

An diesem Tag wird die LIB am frühen Morgen beladen, da an diesen Zeitpunkten der Strompreis günstig ist. Die erforderliche Energie wird über den Tag in der LIB gespeichert und am Nachmittag zur SLR genutzt. Dieser Verlauf des Speicherfüllstands hat Auswirkungen auf das Soll-Verbraucherlastprofil (siehe Abbildung 6-45).

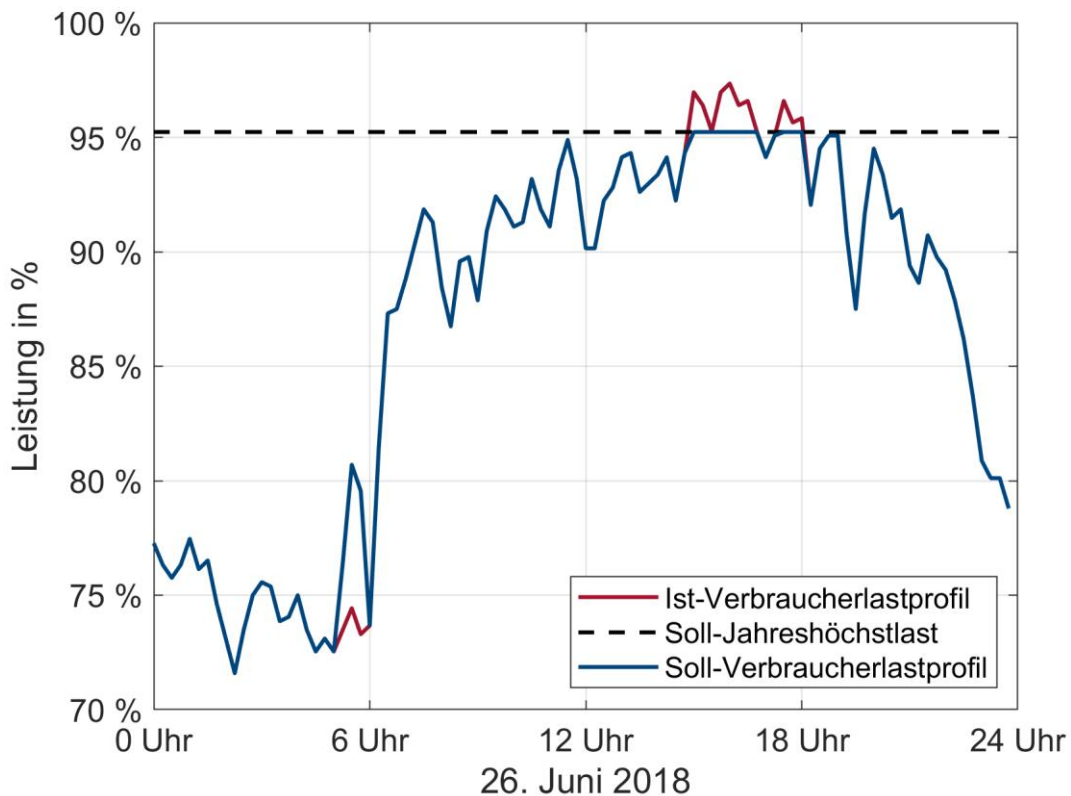


Abbildung 6-45 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA am 26. Juni 2018

Bis 6 Uhr verändert sich der Leistungsbedarf für die Beladung der LIB, anschließend wird die LIB bis Nachmittag nicht genutzt. Daher ist das Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil in diesem Zeitraum identisch. Anschließend erfolgt die SLR bis 18 Uhr. Der Vergleich von Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil über das Jahr ist in Abbildung 10-25 im Anhang dargestellt.

6.3.2.1.4 Multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA

Da die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA die Kombination aus den beiden vorherigen multifunktionalen Einsatzoptionen ist, sind die Ergebnisse vergleichbar. Wie bei der multifunktionalen Einsatzoption SLRPV erzielen ausschließlich BLB und LIB einen positiven Kapitalwert und damit ein wirtschaftliches Ergebnis (siehe Abbildung 6-46).

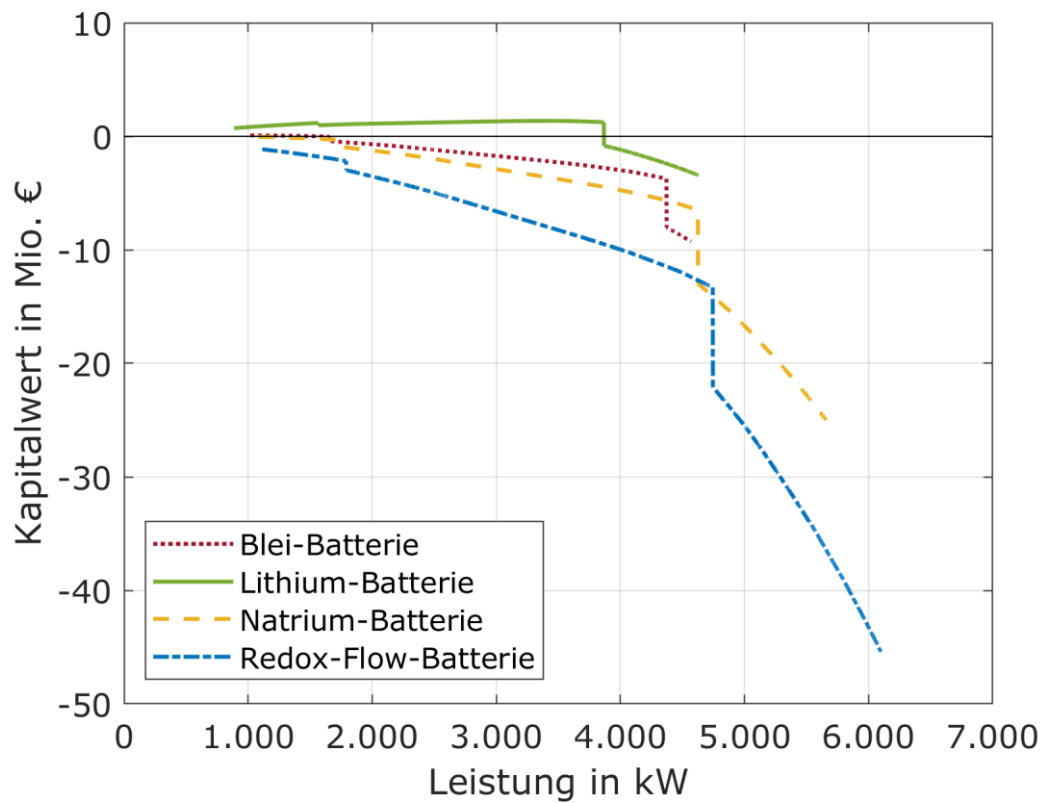


Abbildung 6-46 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA

Durch die Kombination von PV-Energie und dynamischem Strompreis zum Beladen des Stromspeichers verändert sich im Vergleich zu den vorherigen Einsatzoptionen insbesondere die Energie der LIB (siehe Tabelle 6-23).

Tabelle 6-23 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|------------|--------------|-----|-----|
| Leistung [kW] | 1.017,81 | 3.463,47 | - | - |
| Energie [kWh] | 1.017,81 | 10.767,62 | - | - |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | - | - |
| Anschaffungskosten [€] | 510.682,40 | 2.252.338,97 | - | - |
| Kapitalwert [€] | 82.591,40 | 1.362.711,06 | - | - |
| Amortisationszeit [a] | 8 | 9 | - | - |

Die wirtschaftlichste BLB ist identisch mit der wirtschaftlichsten BLB der multifunktionalen Einsatzoption SLRPV. Jedoch ist der Kapitalwert in diesem Fall durch das Beladen zu günstigen Zeitpunkten etwas höher. Die LIB ist sowohl bei der Leistung als auch bei der Energie größer ausgelegt als in den vorherigen Betrachtungen. Dennoch ist durch die BLB und die LIB ein positiver Kapitalwert in unter zehn Jahren erzielbar. Der Fahrplan der LIB für einen Tag zeigt wieder die Beladung am frühen Morgen zu günstigen Strompreisen. Jedoch wird nachfolgend bis zur Entladung die erzeugte PV-Energie zusätzlich in der LIB gespeichert (siehe Abbildung 6-47). Der Fahrplan für das gesamte Jahr ist in Abbildung 10-26 im Anhang aufgezeigt.

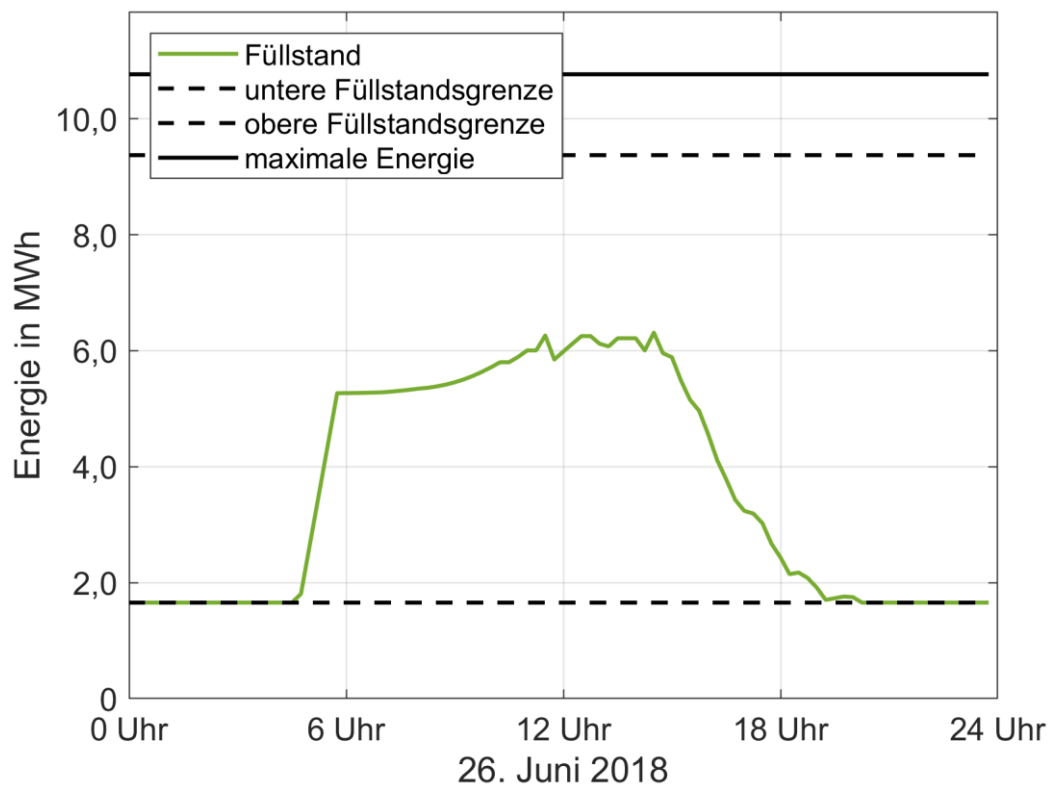


Abbildung 6-47 Fahrplan der LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA am 26. Juni 2018

Dieser Unterschied im Vergleich zur Einsatzoption SLRDA zeigt sich ebenfalls im Vergleich des Soll- und Ist-Verbraucherlastprofils für einen Tag (siehe Abbildung 6-48). Abbildung 10-27 im Anhang zeigt den Vergleich über das gesamte Jahr.

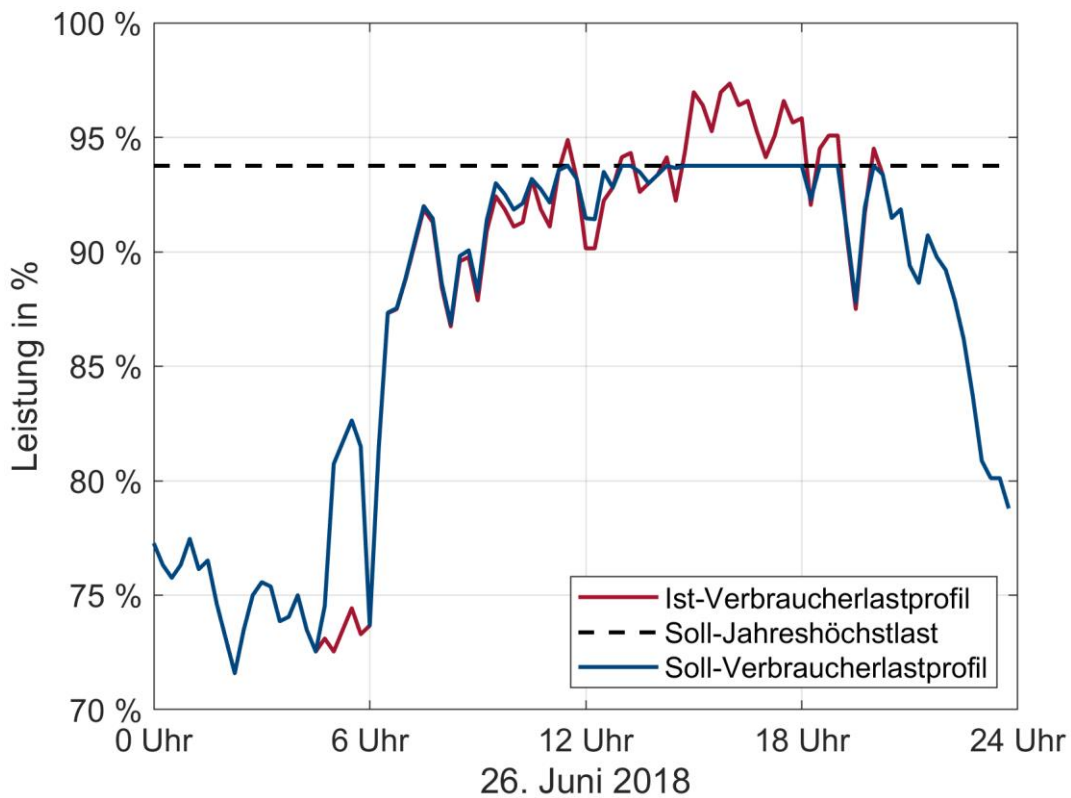


Abbildung 6-48 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA am 26. Juni 2018

6.3.2.1.5 Zusammenfassung Spitzenlastreduktion

Für die Einsatzoption SLR und die dazugehörigen multifunktionalen Einsatzoptionen kann zusammenfassend festgehalten werden, dass die LIB in allen betrachteten Einsatzoptionen das wirtschaftlichste Ergebnis liefert (siehe Abbildung 6-49). Die RFB erzielt in diesem Fallbeispiel nie ein wirtschaftliches Ergebnis.

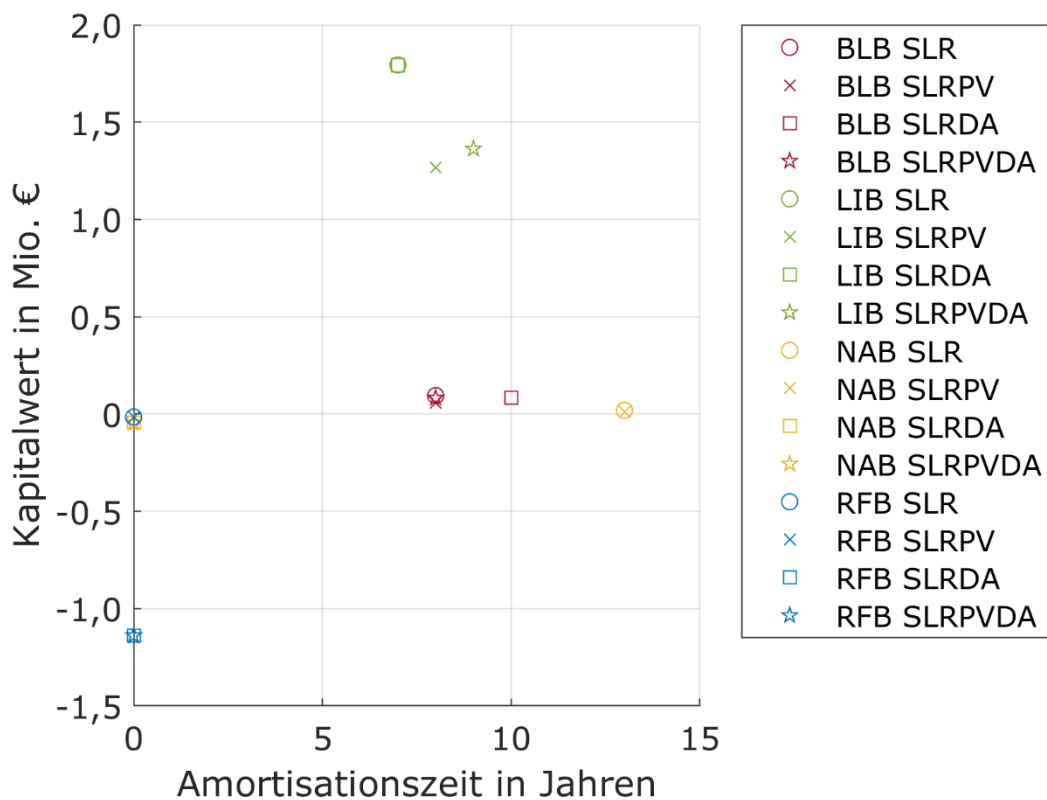


Abbildung 6-49 Kapitalwert und Amortisationszeit der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die betrachteten Einsatzoptionen zur Spitzenlastreduktion

Neben der LIB kann ausschließlich die BLB in allen betrachteten Einsatzoptionen ein wirtschaftliches Ergebnis erzielen. Im Vergleich zur LIB ist der Kapitalwert der BLB jedoch wesentlich geringer. Die wirtschaftlichsten Stromspeicher jeder Technologie sind mit der Einsatzoption SLR erzielbar. Die Kennzahlen des wirtschaftlichsten Stromspeichers jeder Technologie werden in Tabelle 6-9 verglichen.

Tabelle 6-24 Gegenüberstellung der Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die betrachteten Einsatzoptionen zur Spitzenlastreduktion

| Kennzahlen | BLB SLR | LIB SLR | NAB SLR | RFB SLR |
|------------------------|------------|--------------|------------|------------|
| Leistung [kW] | 843,60 | 2.897,99 | 770,35 | - |
| Energie [kWh] | 843,60 | 4.975,95 | 770,35 | - |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | - |
| Anschaffungskosten [€] | 397.991,56 | 1.240.850,51 | 648.072,14 | - |
| Kapitalwert [€] | 94.348,52 | 1.793.798,07 | 18.850,74 | - |
| Amortisationszeit [a] | 8 | 7 | 13 | - |

Diese Gegenüberstellung zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Stromspeichertechnologie durch multifunktionale Einsatzoptionen in diesem Fallbeispiel nicht erhöht werden kann. Die LIB für die Einsatzoption SLR ist in diesem Fallbeispiel am wirtschaftlichsten.

6.3.2.2 Ergebnisse atypische Netznutzung

Für die ATN gelten in diesem Fallbeispiel die HLZF über das gesamte Jahr (siehe Tabelle 6-19). Durch die erforderlichen Voraussetzungen des Last-verlagerungspotenzials und der Erheblichkeitsschwelle, welche erfüllt werden müssen, ist eine sehr hohe Reduktion der Höchstlast im HLZF erforderlich. Dies führt dazu, dass teilweise die technischen Grenzen der betrachteten Stromspeichertechnologien erreicht werden und diese nicht realisiert werden können. Die Ergebnisse der Einsatzoption ATN und der multifunktionalen Einsatzoptionen ATNPV, ATNDA und ATNPVDA werden in den folgenden Unterkapiteln vorgestellt.

6.3.2.2.1 Einsatzoption ATN

Für die Einsatzoption ATN liefert ausschließlich die LIB einen positiven Kapitalwert. Die BLB und die NAB sind beide bereits vor dem Erfüllen der Voraussetzungen technisch nicht mehr realisierbar, weshalb diese keinen Sprung in der Funktion aufweisen (siehe Abbildung 6-50). Trotz des Erfüllens der Voraussetzungen erreicht die RFB auch in dieser Einsatzoption keine Wirtschaftlichkeit.

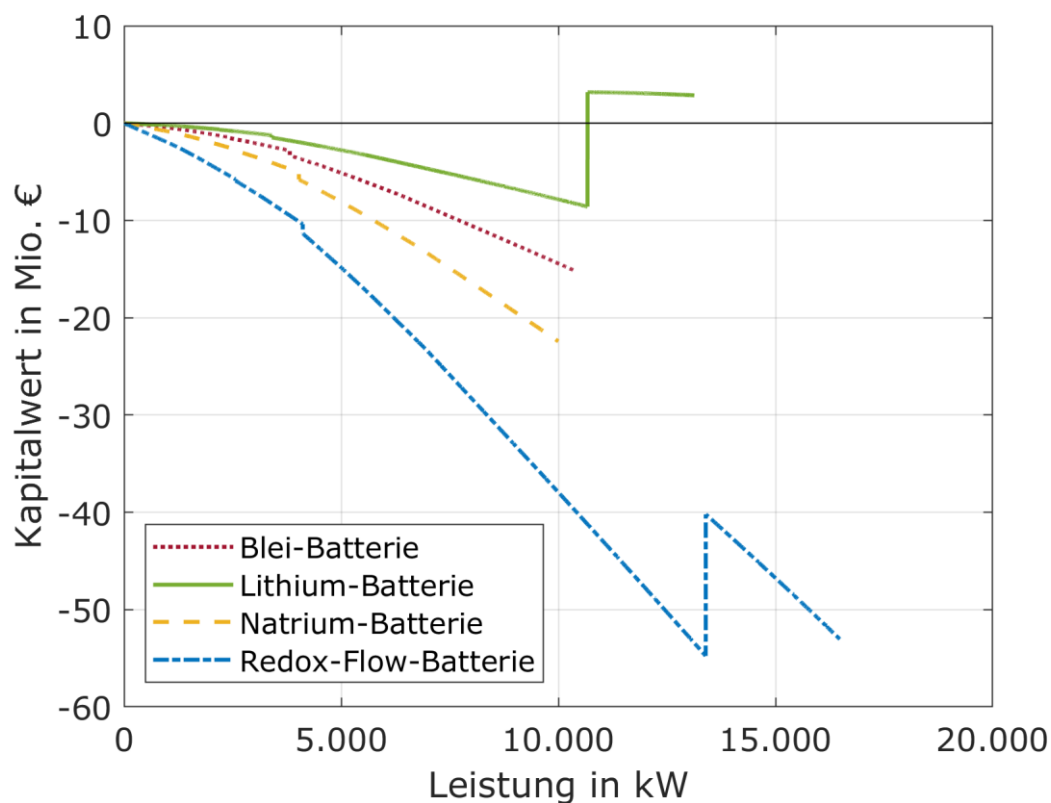


Abbildung 6-50 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die Einsatzoption ATN

Die LIB erreicht ausschließlich durch die Erfüllung der Voraussetzungen und den dadurch entstehenden Sprung in der Funktion einen positiven Kapitalwert. Zugleich ist die kleinste Auslegung der LIB, welche die Voraussetzungen erfüllt, die wirtschaftlichste, da anschließend die Einsparung nicht größer ist als die zusätzlichen Anschaffungskosten in eine größere LIB. Die Kennzahlen der wirtschaftlichsten LIB sind in Tabelle 6-25 zusammengefasst.

Tabelle 6-25 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die Einsatzoption ATN

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|-----|--------------|-----|-----|
| Leistung [kW] | - | 10.672,78 | - | - |
| Energie [kWh] | - | 39.386,97 | - | - |
| Lebensdauer [a] | - | 15 | - | - |
| Anschaffungskosten [€] | - | 7.912.833,23 | - | - |
| Kapitalwert [€] | - | 3.186.008,82 | - | - |
| Amortisationszeit [a] | - | 10 | - | - |

Die Auslegung der LIB zeigt deutlich, dass im HLZF sehr viel Leistung reduziert werden muss, um die Voraussetzungen zu erfüllen. Dies führt dazu, dass das gesamte HLZF die LIB eingesetzt wird, was zu der extrem großen Speicherenergie führt. Trotz der sehr großen Auslegung ist ein positiver Kapitalwert sowie eine Amortisationszeit von zehn Jahren erzielbar. Der Fahrplan über ein Jahr zeigt die Auslastung der LIB (siehe Abbildung 6-51).

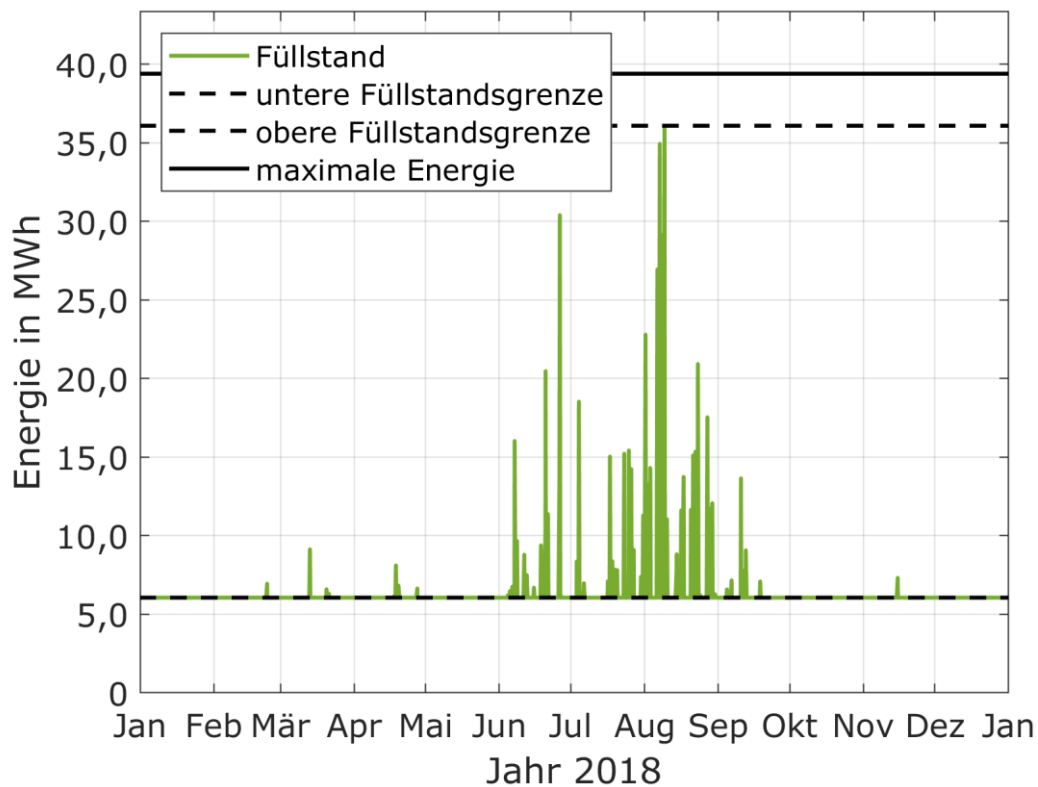


Abbildung 6-51 Fahrplan der LIB für die Einsatzoption ATN im Jahr 2018

Die Auslastung ist im Vergleich zu den SLR-Einsatzoptionen größer. Es zeigt sich, dass nur durch eine hohe Reduktion im HLZF im Sommer die maximal mögliche Beladeenergie direkt vor dem HLZF nicht ausreicht. Dieser Effekt führt zu einer Kumulation der Beladeenergie pro Zeitpunkt, bis die erforderliche Energie erreicht ist, weshalb die Speicherenergie der LIB sehr groß ausgelegt wird. Der Fahrplan über einen Tag zeigt das Entlade- und Beladeverhalten der LIB (siehe Abbildung 6-52).

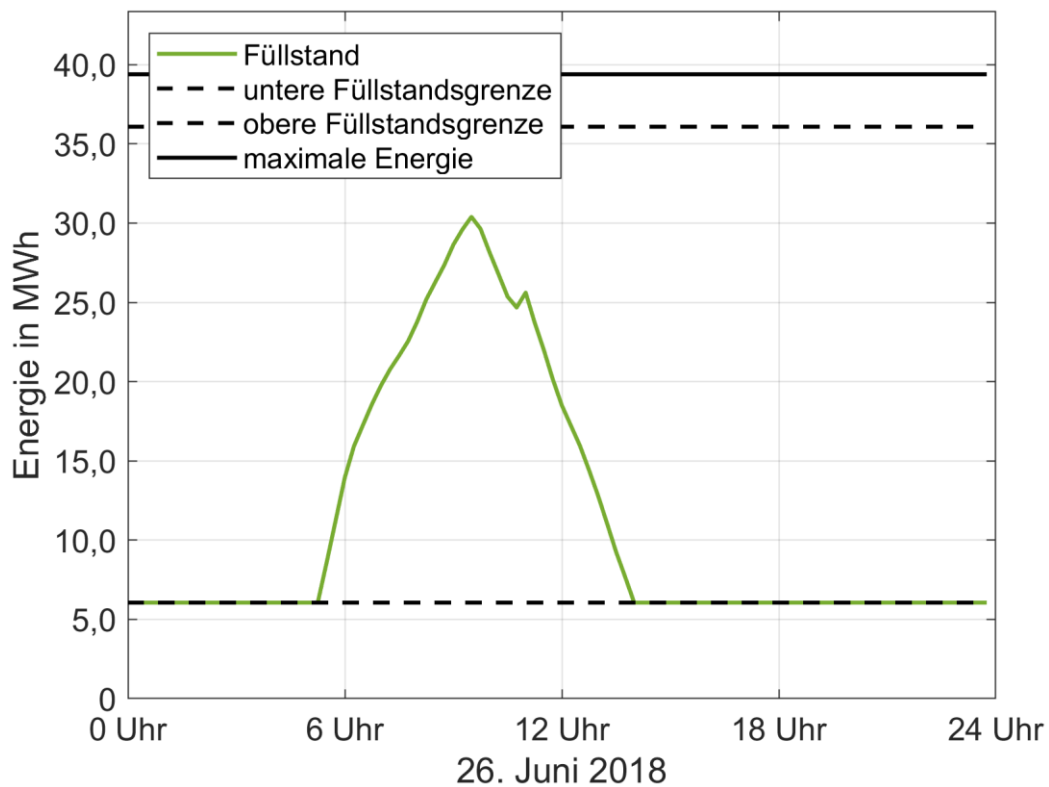


Abbildung 6-52 Fahrplan der LIB für die Einsatzoption ATN am 26. Juni 2018

Es ist ersichtlich, dass die gesamte erforderliche Energie beladen wird und ab dem HLZF sukzessive abgegeben wird. Der Vergleich von Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil über ein gesamtes Jahr zeigt vor allem die höhere Anzahl an Jahreshöchstlasten, da die Beladung der Stromspeicher außerhalb der HLZF bis zur Jahreshöchstlast möglich ist (siehe Abbildung 6-53).

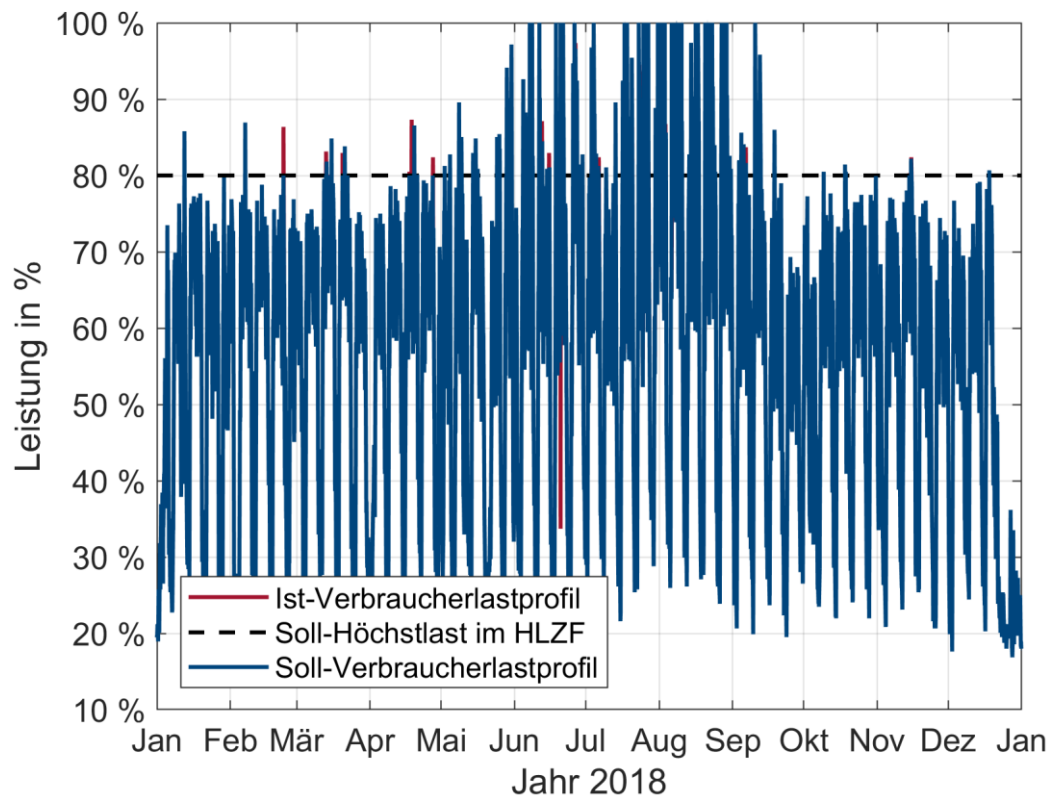


Abbildung 6-53 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption ATN im Jahr 2018

Bei der Betrachtung eines Tages werden die erforderlichen Beladevorgänge über einen längeren Zeitraum deutlich (siehe Abbildung 6-54).

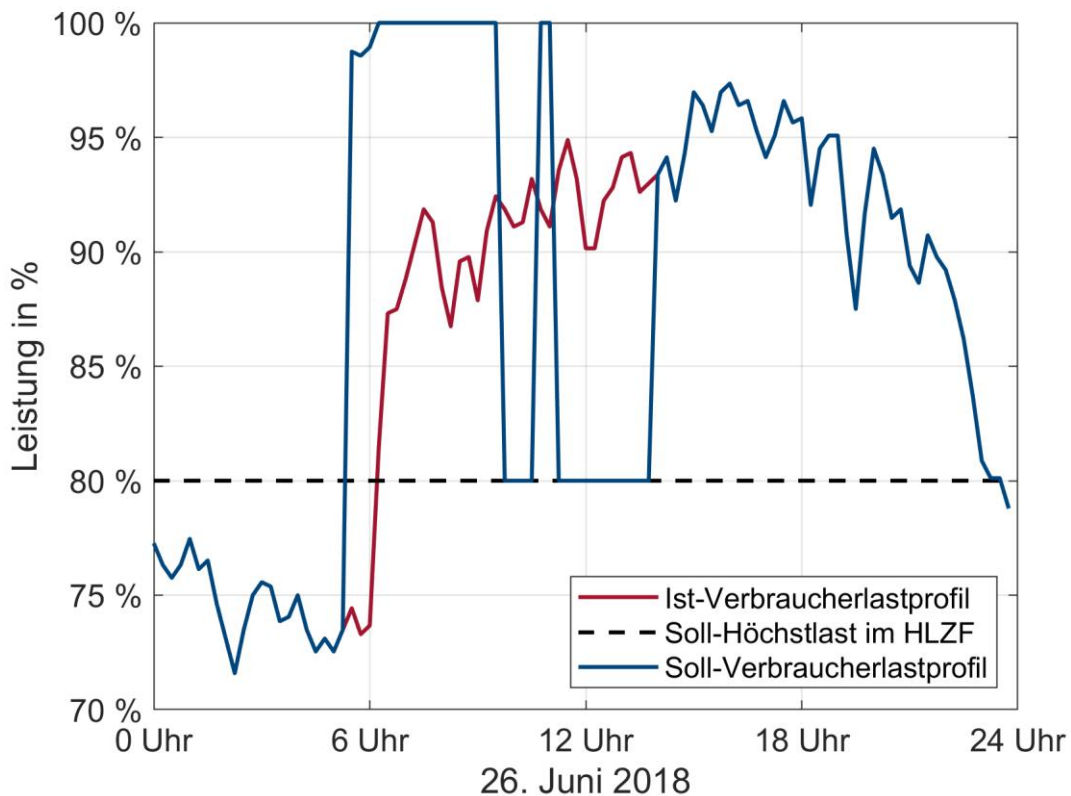


Abbildung 6-54 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption ATN am 26. Juni 2018

Es ist zu erkennen, dass die LIB direkt vor den HLZF bis zur Jahreshöchstlast beladen wird und die Entladung im HLZF erfolgt, sodass der Leistungsbedarf im HLZF auf die Soll-Höchstlast im HLZF reduziert wird.

6.3.2.2.2 Multifunktionale Einsatzoption ATNPV

Die multifunktionale Einsatzoption ATNPV liefert ein sehr ähnliches Ergebnis zur Einsatzoption ATN, da die PV-Anlage zu keinem Zeitpunkt Überschussenergie erzeugt. Die erforderliche Speicherleistung zum Erfüllen der Voraussetzungen ist größer als die maximale Leistung der PV-Anlage. Deshalb liefert wieder ausschließlich die LIB ein wirtschaftliches Ergebnis (siehe Abbildung 10-28 im Anhang). Tabelle 6-26 zeigt die Kennzahlen der wirtschaftlichsten LIB.

Tabelle 6-26 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV

| Kennzahlen | BLB | LIB | NAB | RFB |
|------------------------|-----|--------------|-----|-----|
| Leistung [kW] | - | 10.673,63 | - | - |
| Energie [kWh] | - | 39.391,13 | - | - |
| Lebensdauer [a] | - | 15 | - | - |
| Anschaffungskosten [€] | - | 7.913.626,45 | - | - |
| Kapitalwert [€] | - | 3.185.954,85 | - | - |
| Amortisationszeit [a] | - | 10 | - | - |

Die LIB wird geringfügig größer ausgelegt, da die PV-Energie zu den Beladezeitpunkten zum Beladen der LIB genutzt wird und hierdurch Wandlungs- und Stromspeicherverluste zu berücksichtigen sind. Die größere Auslegung führt zu höheren Anschaffungskosten und damit zu einem geringeren Kapitalwert gegenüber der Einsatzoption ATN. Der Fahrplan sowie der Vergleich von Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil ist nahezu identisch zu der Einsatzoption ATN (siehe Abbildung 10-29 bis Abbildung 10-32 im Anhang).

6.3.2.2.3 Multifunktionale Einsatzoption ATNDA

Für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA ist für keine der betrachteten Stromspeichertechnologien ein positiver Kapitalwert erzielbar (siehe Abbildung 6-55).

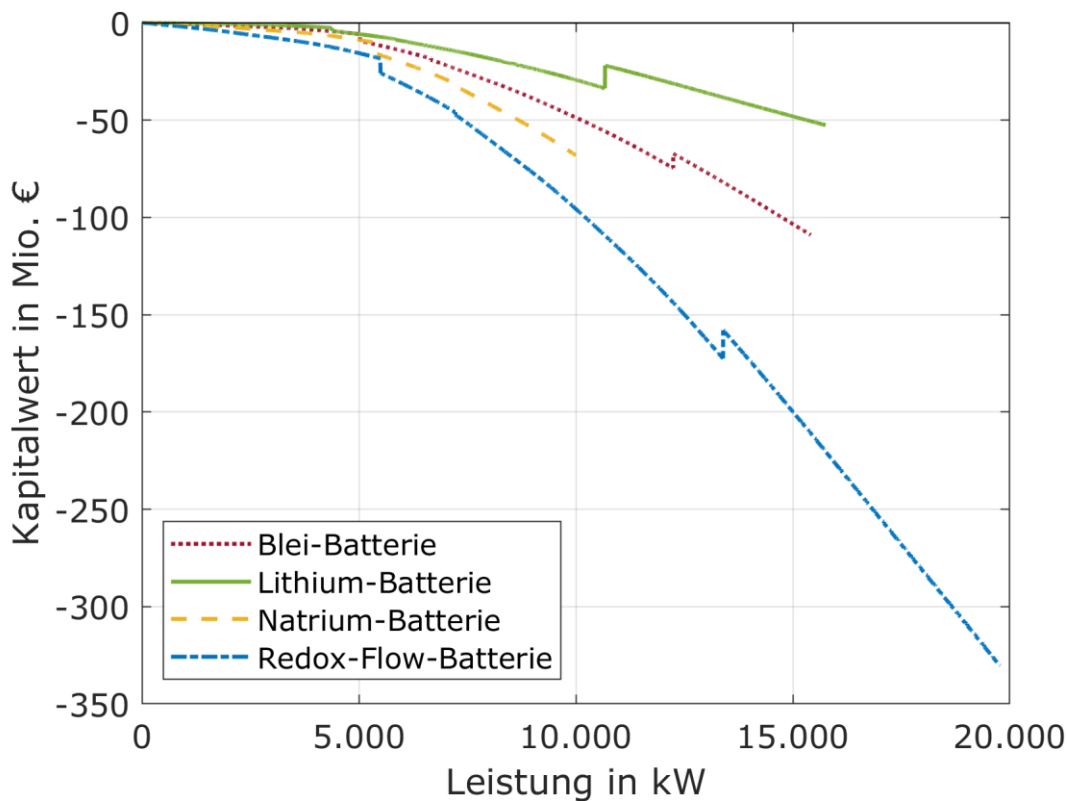


Abbildung 6-55 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA

Durch die Verschiebung der Beladezeitpunkte zu den Zeitpunkten, an denen der dynamische Strompreis günstig ist, wird die Speicherenergie im Vergleich zur Einsatzoption ATN und zur multifunktionalen Einsatzoption ATNPV größer ausgelegt. Dies führt dazu, dass in diesem Fallbeispiel für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA keine der betrachteten Stromspeichertechnologien realisierbar ist.

6.3.2.2.4 Multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA

Für die multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA ist das Ergebnis identisch zur multifunktionalen Einsatzoption ATNDA. Abbildung 6-56 zeigt, dass keine der betrachteten Stromspeichertechnologien einen positiven Kapitalwert erzielen kann.

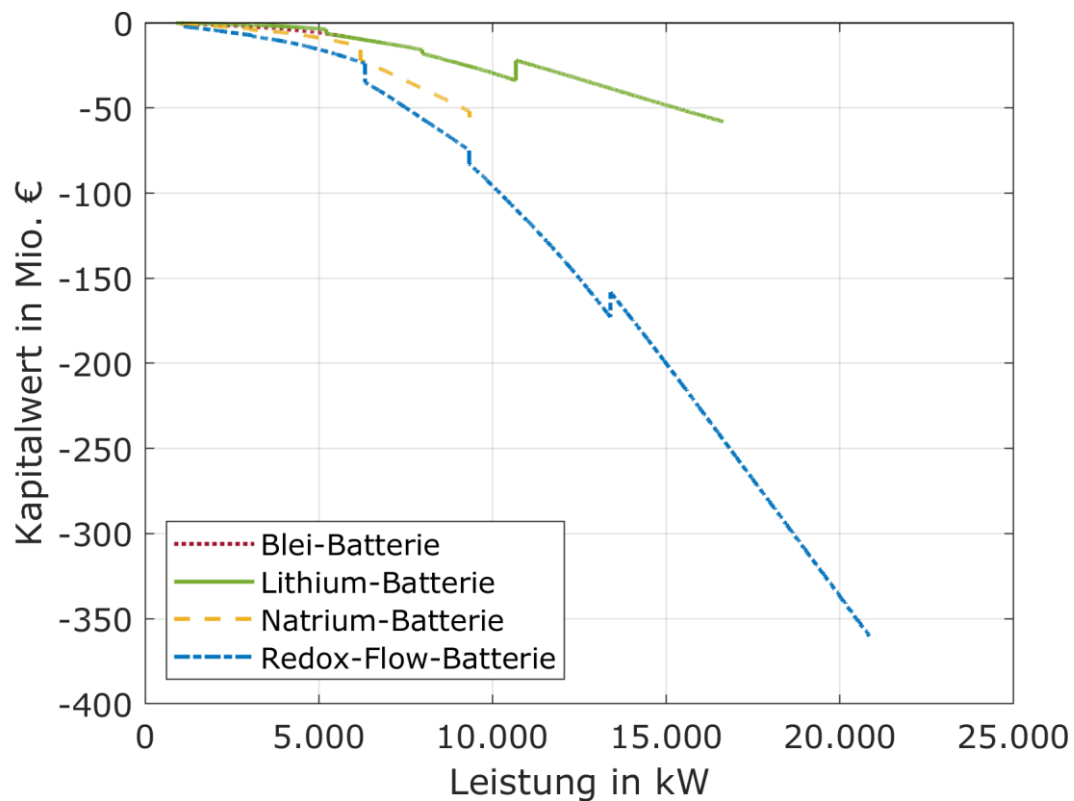


Abbildung 6-56 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA

Auch hier führt das Verschieben der Beladezeitpunkte zu einer größeren Auslegung der Speicherenergie und damit zu keinem realisierbaren Ergebnis für eine der betrachteten Stromspeichertechnologien.

6.3.2.2.5 Zusammenfassung atypische Netznutzung

Die Einsatzoption ATN und die dazugehörigen multifunktionalen Einsatzoptionen erfordern eine hohe Speicherleistung und große Speicherenergiemenge. Aufgrund der technischen Grenzen der BLB, der NAB und der RFB sind die betrachteten Stromspeicher zum Großteil technisch nicht realisierbar. Lediglich die LIB für die Einsatzoption ATN kann im Rahmen der technischen Restriktionen realisiert werden und erzielt ein wirtschaftliches Ergebnis.

6.3.3 Sensitivitätsanalyse

Im nächsten Schritt werden die Auswirkungen der Eingangsgrößen auf die Zielgröße Kapitalwert durch eine Sensitivitätsanalyse untersucht. Diese wird für alle betrachteten Einsatzoptionen und alle Stromspeichertechnologien durchgeführt. Als Referenz werden die wirtschaftlichsten Stromspeicher aus Tabelle 6-24 und Tabelle 6-25 berücksichtigt. Da der wirtschaftlichste Stromspeicher für die RFB der kleinste auslegbare Stromspeicher der Einsatzoption SLR ist, wird dieser als Referenz genutzt.

6.3.3.1 Dreifachrechnung

Bei der Dreifachrechnung werden mehrere Eingangsgrößen geändert und die Auswirkungen auf die Zielgröße analysiert (siehe Kapitel 5.8). In diesem Fall wird die Dreifachrechnung für die Kennzahlen der betrachteten Stromspeichertechnologien durchgeführt. Dazu werden jeweils die pessimistischen und optimistischen Kennzahlen der Stromspeichertechnologien berücksichtigt (siehe Tabelle 6-1). Abbildung 6-57 zeigt die prozentuale Veränderung des Kapitalwertes bei unterschiedlichen Kennzahlen der Stromspeichertechnologien.

Es kann festgehalten werden, dass die optimistischen Kennzahlen der BLB, der NAB und der RFB zu einem höheren Kapitalwert und die pessimistischen Kennzahlen aller betrachteten Stromspeichertechnologien zu einem geringeren Kapitalwert führen. Dies ist auf die Veränderung der Anschaffungskosten und Wirkungsgrade zurückzuführen. Die Stromspeicher sind bei optimistischen Kennzahlen günstiger, bei pessimistischen Kennzahlen teurer in der Anschaffung.

Bei optimistischen Kennzahlen führt dies sogar dazu, dass jeder Stromspeicher größer ausgelegt werden kann. Besonders großen Einfluss haben die Kennzahlen auf NAB, da die Kennzahlen dieser Stromspeichertechnologien auch die größte Spannweite aufweisen. Durch die optimistischen Kennzahlen erzielt die RFB mit der Einsatzoption SLR ein positives wirtschaftliches Ergebnis. Bei pessimistischen Kennzahlen ist für die BLB, die NAB und die RFB kein positiver Kapitalwert erreichbar.

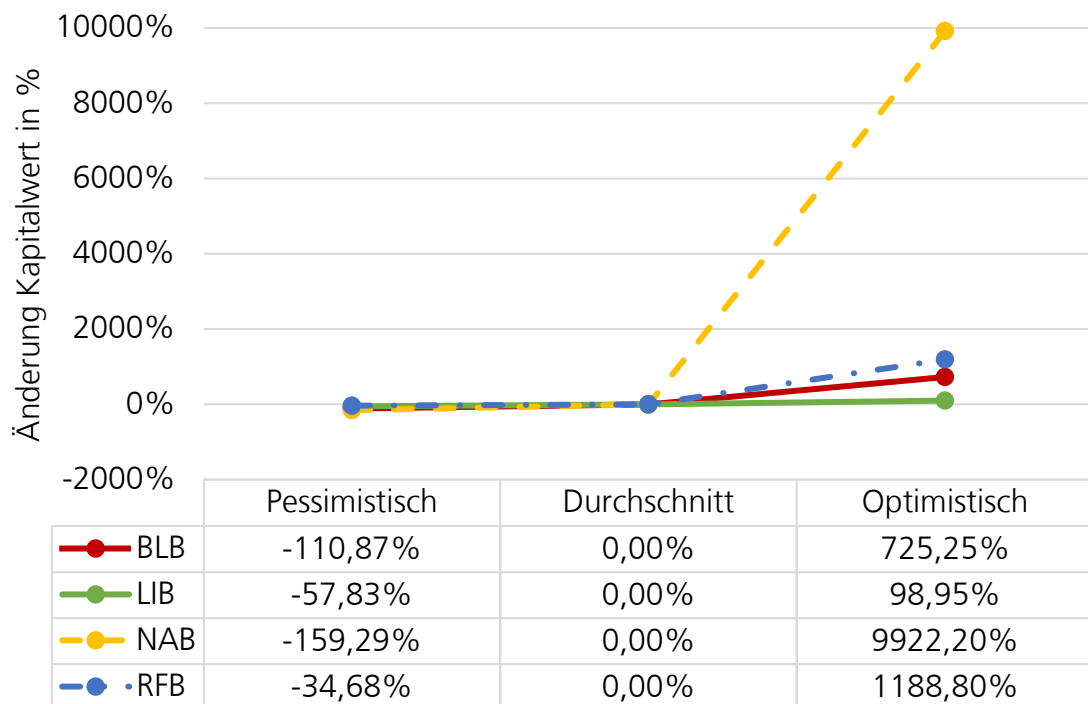


Abbildung 6-57 Auswirkungen der Kennzahlen der Stromspeichertechnologien auf den Kapitalwert

6.3.3.2 Zielgrößenänderungsrechnung

Die Zielgrößenänderungsrechnung untersucht die Auswirkungen einzelner Eingangsgrößen auf die Zielgröße Kapitalwert. Dazu werden die Eingangsgrößen in unterschiedlichen Intervallen variiert. Der Leistungspreis, der Arbeitspreis, der Strompreis, der Kalkulationszinssatz sowie die maximale PV-Erzeugungsleistung werden in vier Schritten zwischen 25 % und 200 % verändert (siehe Tabelle 6-27). Das Verbraucherlastprofil wird um 10 % und um 5 % erhöht und reduziert, um die Auswirkungen auf den Kapitalwert zu identifizieren.

Für den dynamischen Strompreisverlauf werden eine Reduktion und eine Erhöhung der Amplitude um jeweils 10 % angenommen sowie eine zeitliche Parallelverschiebung der Strompreise von vier Stunden nach vorne und nach hinten untersucht. Die HLZF werden anhand der Jahreszeiten zeitlich reduziert und ebenso um vier Stunden nach vorne und nach hinten verschoben.

Tabelle 6-27 Variation der Eingangsgrößen der Zielgrößenänderungsrechnung

| Eingangsgrößen | 25 % | 50 % | 100 % | 150 % | 200 % | |
|--|--------|------------------------------|------------------------------|--|--------|------|
| Leistungspreis [€/kW] | | individueller Leistungspreis | | | | |
| Arbeitspreis [€/kWh] | | individueller Arbeitspreis | | | | |
| Strompreis [€/kWh] | 0,0449 | 0,0898 | 0,1796 | 0,2694 | 0,3592 | |
| Kalkulationszinssatz [%] | 0,75 % | 1,50 % | 3,00 % | 4,50 % | 6,00 % | |
| Amplitude Verbraucherlastprofil [kW] | -10 % | -5 % | 0 % | +5 % | +10 % | |
| max. PV-Erzeugungs- leistung [kW] | 25 % | 50 % | 100 % | 150 % | 200 % | |
| Amplitude und Parallelverschiebung dynamischer Strompreisverlauf [€/kWh] | -10 % | +10 % | 0 % | -4 h | +4 h | |
| HLZF [-] | Winter | Winter Frühling | Winter Frühling Sommer | Winter Frühling Sommer Herbst | -4 h | +4 h |

Für die Veränderung des Leistungspreises zeigt Abbildung 6-58 das Ergebnis.

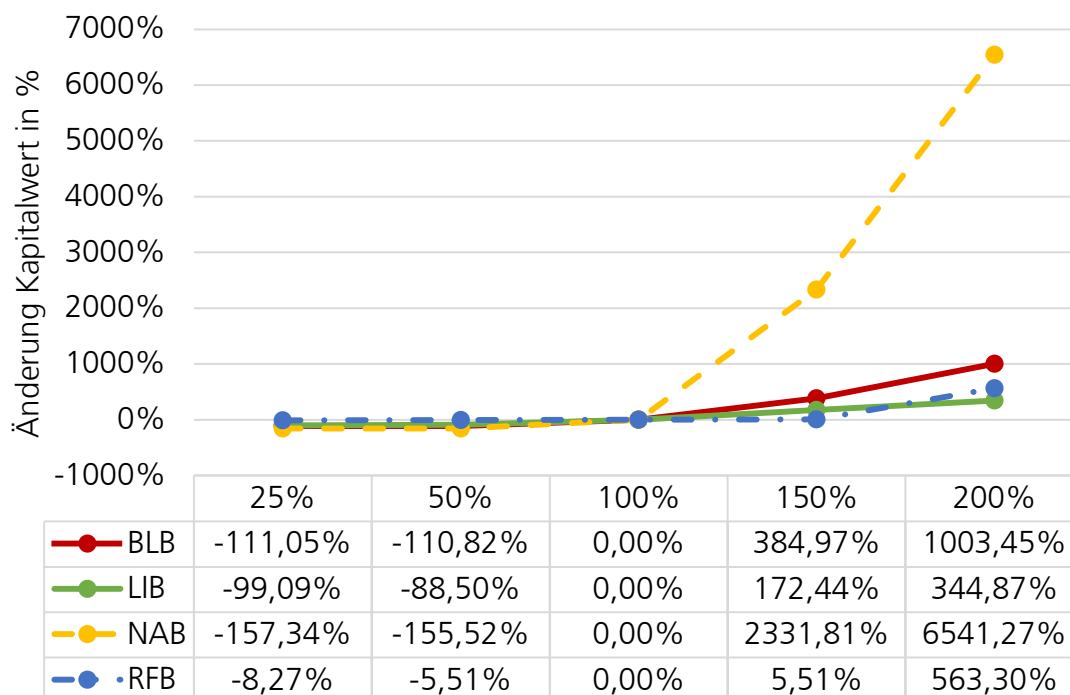


Abbildung 6-58 Auswirkungen des Leistungspreises auf den Kapitalwert

Dabei zeigt sich für alle betrachteten Stromspeichertechnologien, je höher der Leistungspreis ist, desto größer ist der Kapitalwert. Besonders für die BLB und die NAB ist dadurch eine große Steigerung des Kapitalwertes möglich. Die RFB erzielt erst bei einem Leistungspreis von 200 % einen positiven Kapitalwert. Demgegenüber ist für BLB, NAB und RFB für die Leistungspreise 25 % und 50 % kein positiver Kapitalwert erzielbar. Ausschließlich bei der LIB ändert sich mit Veränderung der Leistungspreises auch die wirtschaftlichste Einsatzoption. Bei niedrigeren Leistungspreisen ist die wirtschaftlichste Einsatzoption der LIB die Einsatzoption SLR. Dies ist dadurch begründet, dass die Einsparungen durch die Einsatzoption ATN nicht groß genug sind, um die hohen Investitionskosten der LIB aufzufangen.

Ein gegensätzliches Ergebnis ist bei der Veränderung des Arbeitspreises erkennbar (siehe Abbildung 6-59).

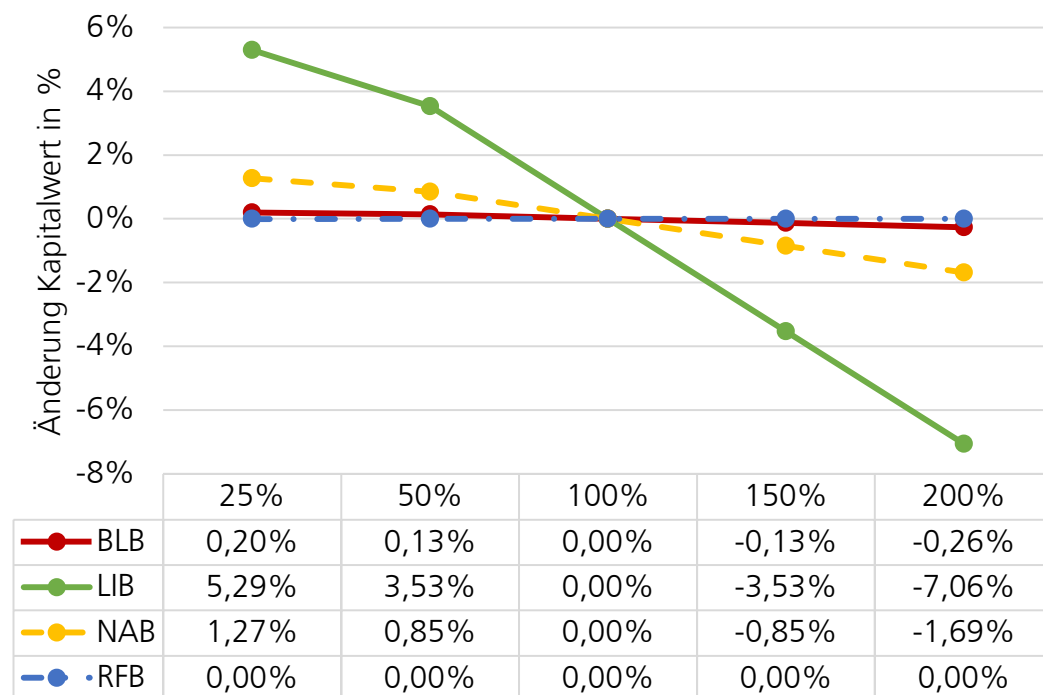


Abbildung 6-59 Auswirkungen des Arbeitspreises auf den Kapitalwert

Es ist erkennbar, dass der Kapitalwert bei steigendem Arbeitspreis sinkt. Die Auswirkungen auf den Kapitalwert sind gering im Vergleich zu den Auswirkungen des Leistungspreises. Dies liegt vor allem daran, dass der Arbeitspreis sich ausschließlich auf die Differenz zwischen Ist- und Soll-Energieverbrauch auswirkt. Die wirtschaftlichste Einsatzoption der jeweiligen Stromspeichertechnologie ändert sich dadurch jedoch nicht. Ein ähnliches Ergebnis ergibt sich bei der Veränderung des Strompreises (siehe Abbildung 6-60).

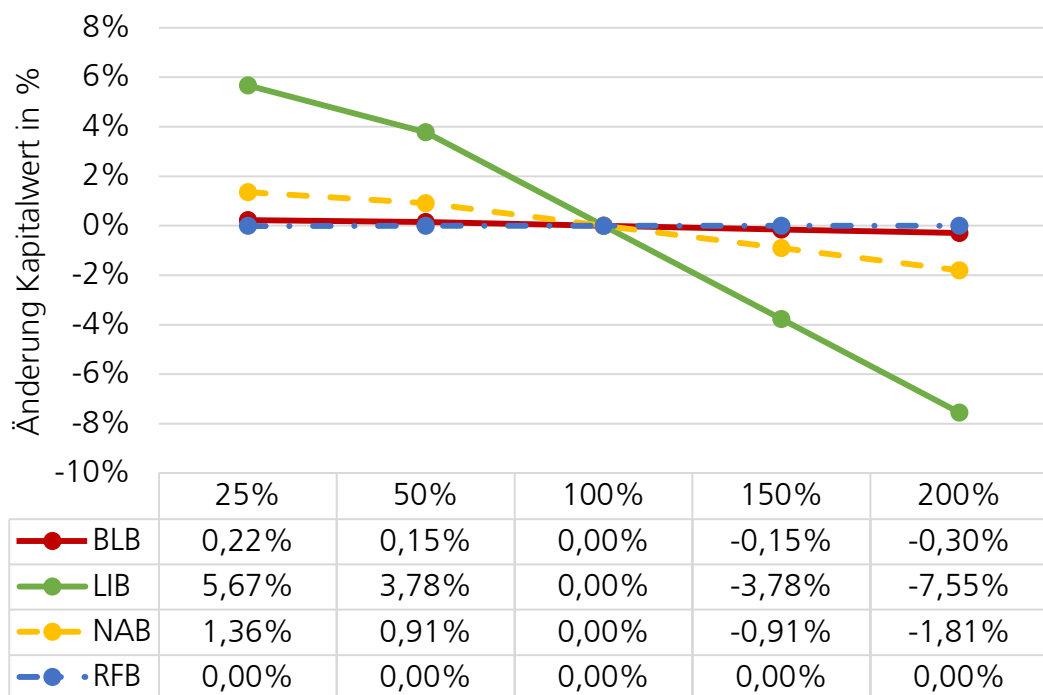


Abbildung 6-60 Auswirkungen des Strompreises auf den Kapitalwert

Auch hier sind die Auswirkungen auf den Kapitalwert gering. Wie auch bei der Eingangsgröße Arbeitspreis sinkt der Kapitalwert aller betrachteten Stromspeichertechnologien bei steigendem Strompreis. Durch die Veränderung des Strompreises findet keine Änderung in der Auslegung der betrachteten Stromspeicher statt. Deshalb gibt es auch keinen Wechsel der wirtschaftlichsten Einsatzoption.

Einen größeren Einfluss auf den Kapitalwert zeigt die Veränderung des Kalkulationszinssatzes (siehe Abbildung 6-61).

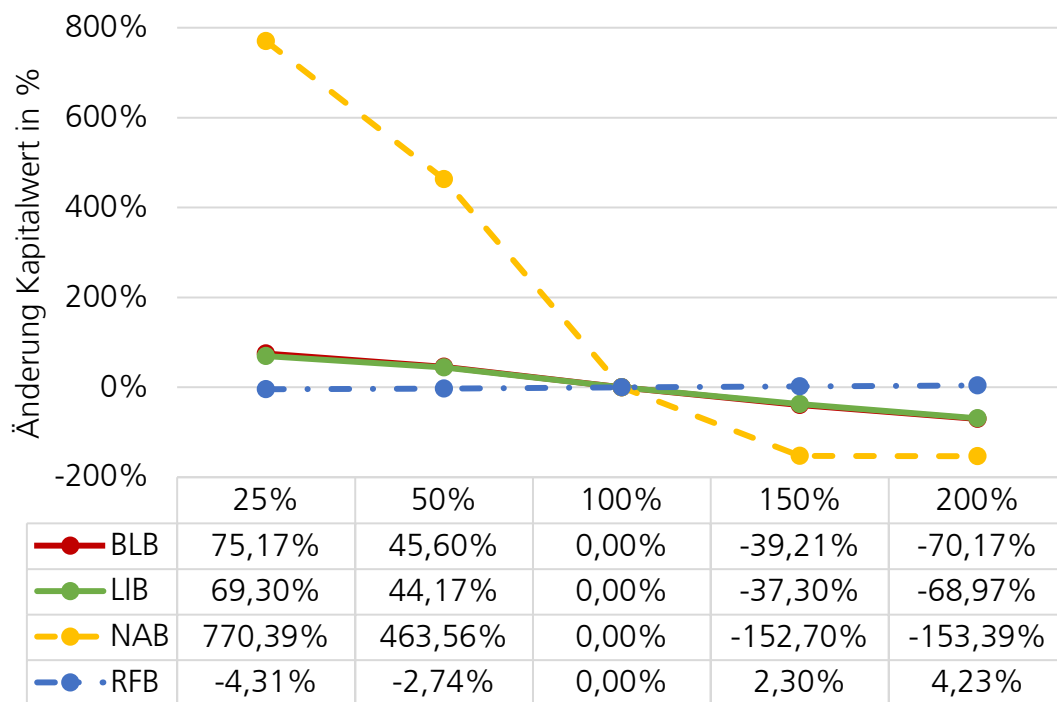


Abbildung 6-61 Auswirkungen des Kalkulationszinssatzes auf den Kapitalwert

Für die BLB, die LIB und die NAB gilt: Je kleiner der Kalkulationszinssatz ist, desto größer ist der Kapitalwert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch einen kleineren Kalkulationszinssatz die zukünftigen Einsparungen stärker gewichtet werden als bei einem größeren Kalkulationszinssatz. Ausschließlich für die RFB, die im Referenzfall einen negativen Kapitalwert erzielt, ist es umgekehrt. Die BLB wird für die Kalkulationszinssätze 150 % und 200 % kleiner ausgelegt, dem gegenüber liefert die NAB für diese Fälle kein positives wirtschaftliches Ergebnis mehr. Die wirtschaftlichste Einsatzoption ändert sich für alle betrachteten Stromspeichertechnologien nicht.

Neben diesen Eingangsgrößen werden zusätzlich noch weiteren Eingangsgrößen variiert. Zuerst wird das Verbraucherlastprofil analysiert (siehe Abbildung 6-62).

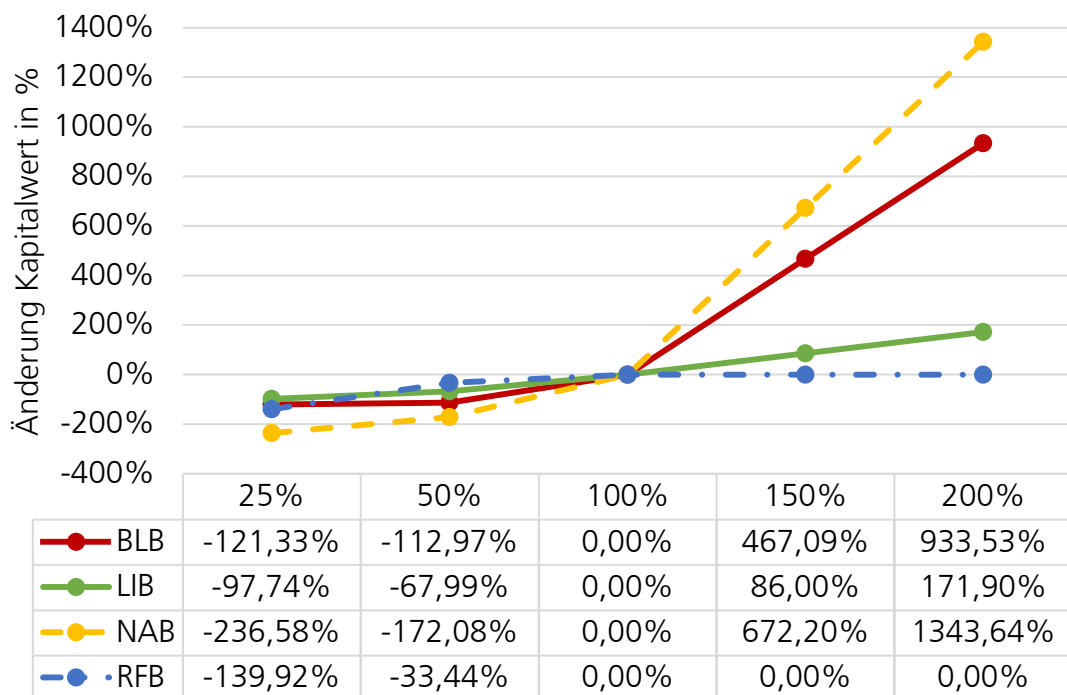


Abbildung 6-62 Auswirkungen des Verbraucherlastprofils auf den Kapitalwert

Der Kapitalwert wird größer, wenn auch die Amplitude des Verbraucherlastprofil größer wird. Die größere Amplitude führt zu größeren Stromspeichern, allerdings auch zu höheren Einsparungen. Trotzdem ist für die RFB nie ein positiver Kapitalwert erzielbar. Für die niedrigeren Amplituden im Verbraucherlastprofil liefern auch die BLB und die NAB kein wirtschaftliches Ergebnis mehr. Die LIB liefert immer ein wirtschaftliches Ergebnis. Insgesamt verändert sich auch die wirtschaftlichste Einsatzoption je Stromspeichertechnologie nicht.

Aufgrund dessen, dass die PV-Anlage einen Einfluss auf die Auslegung hat, jedoch zu keinem Zeitpunkt Überschussenergie erzeugt wird, wird die Größe der PV-Anlage zwischen 25 % und 200 % variiert. Trotz der Variation zwischen 25 % und 200 % gibt es keinen Wechsel der wirtschaftlichsten Einsatzoption je Stromspeichertechnologie. Aus diesem Grund hat die Veränderung der PV-Erzeugungsleistung auch keinen Einfluss auf den Kapitalwert.

Neben der PV-Anlage wurde für die Beladung des Stromspeichers auch ein dynamischer Strompreisverlauf betrachtet. Um den Einfluss des dynamischen Strompreises zu analysieren, wurde die Amplitude des dynamischen Strompreisverlaufes um 10 % verkleinert und vergrößert sowie eine Parallelverschiebung um vier Stunden nach vorne und nach hinten durchgeführt. Ebenso wie die Veränderung der Größe der PV-Anlage hat der dynamische Strompreis keine Auswirkungen auf die wirtschaftlichste Einsatzoption der jeweiligen Stromspeichertechnologie und damit auch auf den Kapitalwert.

Zuletzt werden die HLZF analysiert. Diese sind in diesem Fallbeispiel in allen vier Jahreszeiten vorgegeben. Deshalb werden im ersten Schritt die HLZF nur im Winter (W), im Winter und Frühling (W/F) und im Winter, Frühling und Sommer (W/F/S) betrachtet. Anschließend wird ähnlich zum dynamischen Strompreisverlauf eine Parallelverschiebung um vier Stunden nach vorne und nach hinten untersucht (siehe Abbildung 6-63).

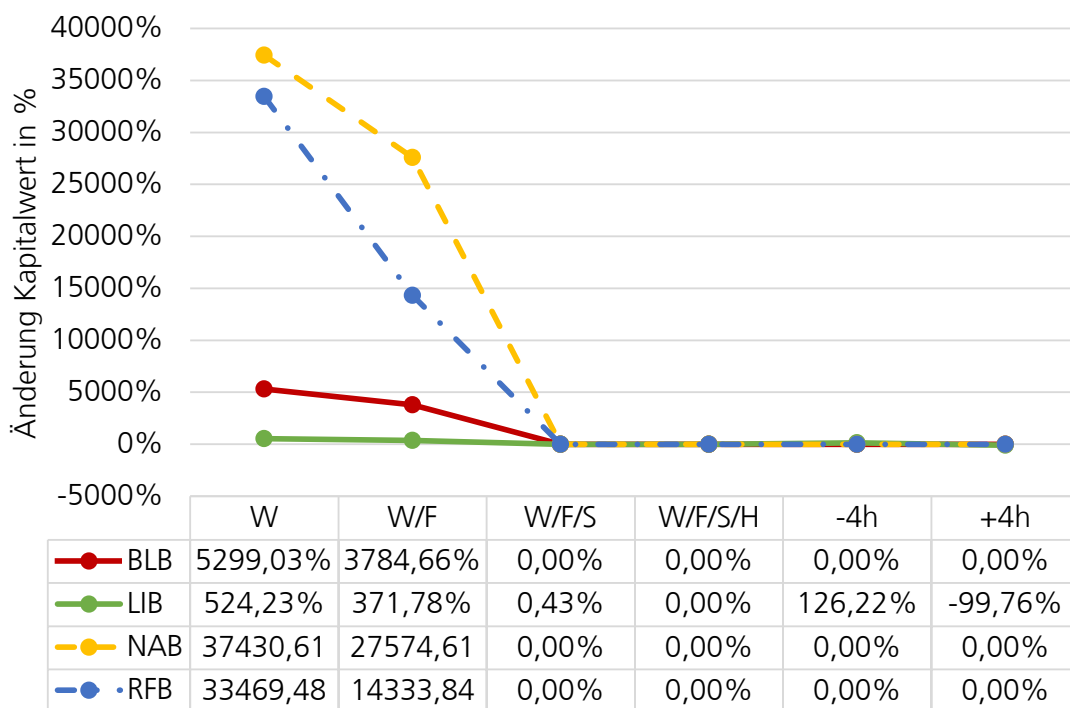


Abbildung 6-63 Auswirkungen der Hochlastzeitfenster auf den Kapitalwert

Für die BLB, die NAB und die RFB ändert sich die wirtschaftlichste Einsatzoption durch die Veränderung der HLZF W und W/F auf die Einsatzoption ATN. Bei beiden Veränderungen liefert sogar die RFB einen positiven Kapitalwert. Alle weiteren Variationen der HLZF führen zu keinem Wechsel der wirtschaftlichsten Einsatzoption und haben somit auch keine Auswirkungen auf den Kapitalwert der jeweiligen Stromspeichertechnologie. Für die LIB bleibt die wirtschaftlichste Einsatzoption identisch, ausschließlich die Auslegung verändert sich.

Auch in diesem Fallbeispiel hat sich gezeigt, dass einzelne Eingangsgrößen die Zielgröße Kapitalwert beeinflussen können. Dieser Einfluss ist teilweise so groß, dass sich die wirtschaftlichste Einsatzoption und die Auslegung der jeweiligen Stromspeichertechnologie ändert.

6.3.3.3 Kritische-Werte-Rechnung

Die kritischen Werte werden auch in diesem Fallbeispiel für die Anschaffungskosten, den Leistungspreis und den Kalkulationszinssatz berechnet. Die Grundlage hierfür bilden wieder die wirtschaftlichsten Stromspeicher und Einsatzoptionen. Tabelle 6-28 fasst die kritischen Werte für die BLB, die LIB, die NAB und die RFB zusammen.

Tabelle 6-28 Kritische Werte für einen Kapitalwert von Null

| | BLB SLR | LIB ATN | NAB SLR | RFB SLR |
|-------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Anschaffungskosten [€] | 492.340,08 | 11.098.843,05 | 666.922,88 | -3.347,59 |
| Leistungspreis [%] | 86,10 | 22,66 | 104,70 | 837,98 |
| Interner Zinsfuß [%] | 5,82 | 2,43 | 9,43 | - |

Es zeigt sich, dass die kritischen Anschaffungskosten für BLB und LIB in diesem Fall sehr hoch sind. Dies liegt daran, dass BLB und LIB ein positives Ergebnis liefern. Die kritischen Anschaffungskosten der NAB sind ähnlich hoch wie die realen Anschaffungskosten, da die NAB nur einen niedrigen Kapitalwert hat. Für die RFB sind die kritischen Anschaffungskosten negativ, um einen Kapitalwert von Null zu erreichen. Dies zeigt, dass die RFB in diesem Fallbeispiel kein wirtschaftliches Ergebnis liefern kann.

Die kritischen Leistungspreise für BLB und LIB sind kleiner als der Referenzwert und die kritischen Leistungspreise für NAB und RFB liegen über dem Referenzwert. Insbesondere der kritische Leistungspreis für die RFB ist sehr hoch im Vergleich zum ursprünglichen Leistungspreis.

Der interne Zinsfuß als kritischer Kalkulationszinssatz für einen Kapitalwert von Null der betrachteten Stromspeichertechnologien zeigt, dass ausschließlich die LIB einen internen Zinsfuß hat, der ähnlich groß ist wie der aktuelle Marktzinssatz. Der interne Zinsfuß für BLB und NAB liegt über dem aktuellen Marktzinssatz. Für die RFB kann in diesem Fallbeispiel kein interner Zinsfuß berechnet, da die Einsparungen durch die Einsatzoption negativ sind. Daraus lässt sich schließen, dass für die RFB in diesem Fallbeispiel kein wirtschaftliches Ergebnis erzielt werden kann.

6.3.4 Fazit Fallbeispiel Automobilfabrik

Als Zusammenfassung kann für dieses Fallbeispiel festgehalten werden, dass die Integration eines Stromspeichers wirtschaftlich ist. Die wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie zur Spitzenlastreduktion und zur atypischen Netznutzung sind in Abbildung 6-64 zusammengefasst. Für die atypische Netznutzung liefert ausschließlich die Lithium-Batterie ein wirtschaftliches Ergebnis, da die anderen ausgelegten Stromspeicher technisch nicht realisierbar sind.

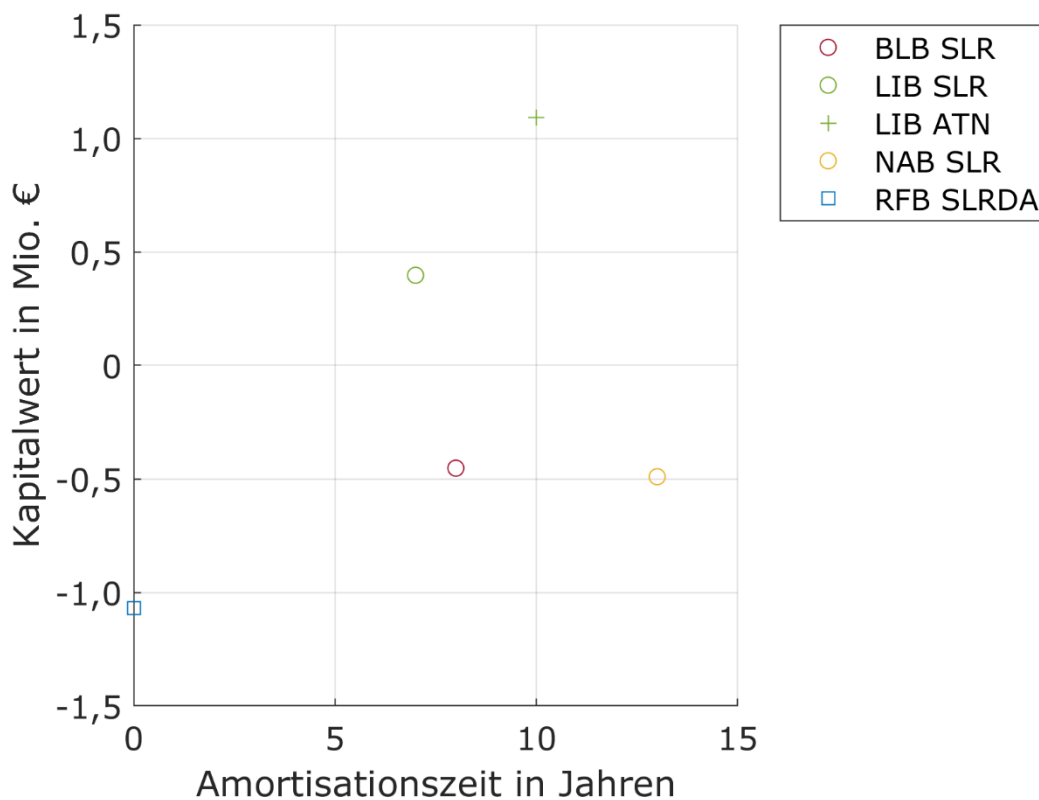


Abbildung 6-64 Kapitalwert und Amortisationszeit der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die analysierten Einsatzoptionen

Insgesamt hat in diesem Fallbeispiel nur die multifunktionale Einsatzoption Spitzenlastreduktion und Arbitrage-Handel für die Redox-Flow-Batterie zu einer Erhöhung einer Wirtschaftlichkeit geführt. Jedoch ist die Redox-Flow-Batterie in diesem Fallbeispiel in keiner untersuchten Einsatzoption wirtschaftlich oder technisch realisierbar. Ebenso können die Blei-Batterie und die Natrium-Batterie ausschließlich für die Einsatzoptionen Spitzenlastreduktion ein wirtschaftliches Ergebnis erzielen. Die vier wirtschaftlichsten Stromspeicher für das Fallbeispiel Automobilfabrik sind in Tabelle 6-29 anhand der Kennzahlen beschrieben.

Tabelle 6-29 Kennzahlen der wirtschaftlichsten Stromspeicher je Technologie für die Automobilfabrik

| Kennzahlen | BLB SLR | LIB ATN | NAB SLR | RFB |
|------------------------|------------|--------------|------------|-----|
| Leistung [kW] | 843,60 | 10.672,78 | 770,35 | - |
| Energie [kWh] | 843,60 | 39.386,97 | 770,35 | - |
| Lebensdauer [a] | 10 | 15 | 15 | - |
| Anschaffungskosten [€] | 397.991,56 | 7.912.833,23 | 648.072,14 | - |
| Kapitalwert [€] | 94.348,52 | 3.186.008,82 | 18.850,74 | - |
| Amortisationszeit [a] | 8 | 10 | 13 | - |

Ausschließlich nach Kapitalwert betrachtet, ist die Lithium-Batterie für die Einsatzoption atypische Netznutzung am wirtschaftlichsten. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese in diesem Fallbeispiel sehr groß ausgelegt wird. Die Blei-Batterie und die Natrium-Batterie für die Einsatzoption Spitzenlastreduktion erzielen ein wirtschaftliches Ergebnis, jedoch ist der Kapitalwert wesentlich geringer als bei der Lithium-Batterie. Ein weiteres Argument für die Lithium-Batterie ist, dass diese hauptsächlich im Sommer eingesetzt werden muss. Dies bietet die Möglichkeit, die Lithium-Batterie in den anderen Jahreszeiten für weitere Einsatzoptionen wie beispielsweise den Systemdienstleistungsmarkt zu nutzen, um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

6.4 Anwendungsübergreifende Analyse

In den vorherigen beiden Kapiteln wurde die Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken anhand zweier Fallbeispiele durchgeführt und getestet. Auf Basis der Ergebnisse der zwei Fallbeispiele können die gewonnen Erkenntnisse kombiniert und übergreifend formuliert werden.

Stromspeicher zur Netzentgeltreduktion von Fabriken können wirtschaftlich sein, sowohl durch die Spitzenlastreduktion als auch durch die atypische Netznutzung. Die Voraussetzungen der atypischen Netznutzung sind in Abhängigkeit des Verbraucherlastprofils nur durch sehr große Stromspeicher zu erreichen. Dies führt zu hohen Anschaffungskosten. Darüber hinaus gilt es bei Stromspeichern dieser Größe die technischen Restriktionen durch die Ausspeicherdauer oder auch den erforderlichen Platzbedarf zu berücksichtigen.

Besonders die Lithium-Batterie hat durch die Kostenreduktion in den letzten Jahren hauptsächlich durch den Trend der Elektromobilität nicht nur Vorteile hinsichtlich der Kosten gegenüber den anderen Stromspeichertechnologien, sondern auch hinsichtlich des Wirkungsgrades und der Lebensdauer.

Durch die multifunktionalen Einsatzoptionen konnte in beiden Fallbeispielen die Wirtschaftlichkeit nur geringfügig erhöht werden. Für die multifunktionalen Einsatzoptionen Spitzenlastreduktion und Eigenverbrauchsoptimierung sowie atypische Netznutzung und Eigenverbrauchsoptimierung ist ein Überschuss an erzeugter PV-Energie erforderlich. Dies war bei beiden Fallbeispielen nicht der Fall. Für die multifunktionalen Einsatzoptionen Spitzenlastreduktion und Arbitrage-Handel sowie atypische Netznutzung und Arbitrage-Handel ist eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit möglich, jedoch ist diese sehr stark von den dynamischen Strompreisen abhängig.

Die Optimierung der Zielgröße Kapitalwert wird durch die Anschaffungskosten des Stromspeichers sowie den Leistungspreis dominiert. Je höher die spezifischen Anschaffungskosten des Stromspeichers sind, desto kleiner ist die Auslegung des wirtschaftlichsten Stromspeichers.

Je günstiger der Stromspeicher ist, desto größer wird dieser ausgelegt und desto größer ist auch der Kapitalwert, da hierdurch eine größere Einsparung erzielt werden kann (siehe Abbildung 6-28 und Abbildung 6-57). Für den Leistungspreis gilt, dass mit zunehmendem Leistungspreis die Einsparungen durch die Netzentgeltreduktion und damit auch der Kapitalwert steigen (siehe Abbildung 6-29 und Abbildung 6-58).

Zum Abschluss kann festgehalten werden, dass durch die beiden Fallbeispiele die Funktionsweise der Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken nachgewiesen wurde. Die Fallbeispiele zeigen das Einsatzpotenzial für Stromspeicher in Fabriken auf und bieten die Möglichkeit, weitere Einsatzoptionen, wie beispielsweise die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, zu nutzen.

7 Reflexion

In diesem Kapitel wird dargelegt, inwiefern die vorliegende Arbeit die definierten Anforderungen erfüllt werden und ob die zentrale Forschungsfrage abschließend beantwortet werden kann. Deshalb ist das Ziel dieses Kapitels, die Erfüllung der Anforderungen, die Beantwortung der Forschungsfragen sowie die Grenzen der entwickelten Methode aufzuzeigen.

7.1 Bewertung der Anforderungserfüllung

Die Anforderungen wurden für eine übersichtliche Strukturierung in drei Kategorien eingeteilt. Anforderungen an den Bilanz- und Objektbereich, Anforderungen an die techno-ökonomische Auslegung und Anforderungen an die Einsatzoptionen.

Abbildung des relevanten Objektbereichs

Der definierte Objektbereich ist, wie in Kapitel 4.1.1 beschrieben, die Fabrik und das zugehörige elektrische Energieversorgungssystem inklusive regenerativer Energien. Die in Kapitel 5 entwickelte Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken optimiert den Bezug elektrischer Energie und erweitert damit das Energieversorgungssystem der Fabrik um die Komponente Stromspeicher. Daher kann dieses Anforderungskriterium als voll erfüllt bewertet werden.

Vollständige Berücksichtigung der Kosten für die elektrische Energie-versorgung der Fabrik

Die Kosten für die elektrische Energieversorgung der Fabrik bestehen aus dem Netzentgelt und den Energiekosten. Beide Kosten wurden bei den betrachteten Einsatzoptionen berücksichtigt. Aus diesem Grund ist dieses Anforderungskriterium voll erfüllt.

Berücksichtigung einer Ausspeicherdauer von mindestens 15 Minuten

Die Stromspeichertechnologien wurden unter anderem anhand der Ausspeicherdauer klassifiziert und eingegrenzt. Daraus hat sich ergeben, dass für diese Arbeit die Stromspeichertechnologien Blei-Batterie, Lithium-Batterie, Natrium-Batterie und Redox-Flow-Batterie betrachtet werden. Aufgrund dessen wurde diese Anforderung voll erfüllt.

Berücksichtigung der technischen Restriktionen der Stromspeicher-technologien

Die für die Auslegung eines Stromspeichers relevanten Eingangsgrößen wurden in Kapitel 2.2 erläutert. Bei der techno-ökonomischen Auslegung sind insbesondere die Größen Lebensdauer, die Entladetiefe sowie die maximal mögliche Leistung bzw. Energie der jeweiligen Stromspeichertechnologien ebenso wie die zugehörigen Wirkungsgrade zu berücksichtigen. Die entwickelte Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken berücksichtigt den Ansatz der äquivalenten Vollzyklen zur Bestimmung der Lebensdauer des Stromspeichers sowie alle weiteren Größen. Deshalb ist diese Anforderung voll erfüllt.

Ökonomische Bewertung durch die Kapitalwertmethode über die Lebensdauer des Stromspeichers

Wie in Kapitel 4.1.2 dargelegt, ist die ökonomische Bewertung durch unterschiedliche Methoden möglich. Es hat sich jedoch gezeigt, dass die ökonomische Bewertung mithilfe der Kapitalwertmethode, ergänzt durch die Amortisationszeit, die relevanten Aussagen für Industrieunternehmen liefern. Zusätzlich wurde der Betrachtungs-zeitraum auf die Lebensdauer der jeweiligen Stromspeichertechnologie festgelegt. Der entwickelten Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken liegt ein iterativer Ansatz zugrunde. Durch eine lineare Optimierung mit der Zielfunktion Maximierung des Kapitalwertes über die Lebensdauer wird der wirtschaftlichste Stromspeicher identifiziert. Da die Amortisationszeit eine wichtige Kennzahl für Unternehmen ist, wird diese zusätzlich berechnet. Somit kann diese Anforderung als erfüllt angesehen werden.

Optimierung des Energiebezugs durch Netzentgeltreduktion

Durch eine Umfrage bei Industrieunternehmen (siehe Kapitel 4.1.3) hat sich gezeigt, dass das größte Potenzial auf Fabrikebene in der Einsatzoption der Netzentgeltreduktion liegt. Die entwickelte Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken unterteilt die Einsatzoption der Netzentgeltreduktion in die Spitzen-lastreduktion und die atypische Netznutzung. Aus diesen beiden Einsatzoptionen wird das ökonomische Optimum identifiziert, da die gleichzeitige Durchführung kontraproduktiv für die jeweilig andere Einsatzoption ist. Diese Anforderung ist daher voll erfüllt.

Multifunktionaler Einsatz von Stromspeichern

Ziel des multifunktionalen Einsatzes ist es, die Wirtschaftlichkeit des Stromspeichers zu erhöhen. Die in Kapitel 4.1.3 definierten multifunktionalen Einsatzoptionen haben deshalb das Ziel, den Energiebezug eines Unternehmens zu optimieren und nutzen dafür Synergieeffekte der Einsatzoptionen Netzentgeltreduktion, Eigen-verbrauchsoptimierung und Arbitrage-Handel. Die entwickelte Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken berücksichtigt alle definierten multifunktionalen Einsatzoptionen und vergleicht diese miteinander, um das ökonomische Optimum zu identifizieren. Aus diesem Grund ist dieses Anforderungskriterium erfüllt.

Als Zusammenfassung kann festgehalten werden, dass alle Anforderungen erfolgreich und zielorientiert umgesetzt wurden. Neben der Erfüllung der Anforderungen ist zu prüfen, inwieweit die entwickelte Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken die zu Beginn gestellten Forschungsfragen und damit die zentrale Forschungsfrage beantwortet.

7.2 Beantwortung der Forschungsfrage

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist erreicht, wenn die zentrale Forschungsfrage umfassend beantwortet werden kann und ein fundierter Ergebnismachweis vorliegt. Neben der zentralen Forschungsfrage – Wie können Stromspeicher für Fabriken technologisch ausgelegt werden? – wurden fünf Unterfragen abgeleitet, die in Summe die Antwort auf die zentrale Forschungsfrage bilden. Die Teilforschungsfragen wurden bereits in den vorangegangenen Kapiteln systematisch und umfassend beantwortet.

1. Welche Stromspeichertechnologien eignen sich für den Einsatz in der Fabrik?

Die Stromspeichertechnologien wurden definiert sowie die für den Einsatz auf Fabrikebene infrage kommenden Stromspeichertechnologien identifiziert. Diese wurden im Kapitel 2.2 klassifiziert, vorgestellt und anhand der technischen und ökonomischen Kennzahlen beschrieben.

2. Welche Einsatzoptionen für Stromspeicher gibt es in Fabriken?

Neben den Stromspeichertechnologien wurden im Kapitel 2.3 die möglichen kurz- und mittelfristigen Einsatzoptionen erläutert. Diese wurden unterteilt in Einsatzoptionen zur Absicherung der Produktion, zur Optimierung des Energiebezugs und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

3. Wie können Stromspeicher ökonomisch bewertet werden?

Die grundlegenden Methoden der dynamischen Investitionsrechnung wurden in Kapitel 2.4 beschrieben. Zusätzlich wurden weitere Ansätze zur ökonomischen Bewertung von Stromspeichern wie z. B. die Stromgestehungskosten in Kapitel 3.2 aufgezeigt.

4. Welche Anforderungen gibt es an eine techno-ökonomische Auslegung von Stromspeichern für Fabriken?

In Kapitel 4 wurden die Anforderungen für eine Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken definiert. Diese wurden hinsichtlich Objektbereich, techno-ökonomische Auslegung sowie Einsatzoptionen unterteilt.

5. Wie kann eine techno-ökonomische Optimierungsmethode gestaltet werden?

Im fünften Kapitel der vorliegenden Arbeit wurde die Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken entwickelt und ausführlich beschrieben. Die Methode kann unterteilt werden in einen technischen Auslegungsprozess und einen ökonomischen Bewertungsprozess. Da es das Ziel ist den wirtschaftlichsten Stromspeicher zu identifizieren, wurde ein iterativer Methodenansatz auf Basis einer linearen Optimierung gewählt. Im sechsten Kapitel wurde diese anhand zweier Fallbeispiele validiert.

Die Grenzen der Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken liegen einerseits in der vollständigen Prognostizierbarkeit des Energieverbrauchs, der PV-Erzeugung sowie des dynamischen Strompreises. Zudem wird die Lebensdauer der Stromspeicher über den Ansatz der äquivalenten Vollzyklen pro Jahr bestimmt und nicht über ein Degradationsmodell für jede Stromspeichertechnologie. Dieser Ansatz ermöglicht es jedoch, unterschiedliche Stromspeichertechnologien zu vergleichen.

Durch die lineare Steigerung des Strompreises, des Leistungspreises sowie des Arbeitspreises pro Jahr, welche als Referenzwerte hinterlegt wurden, steigt die Einsparungen durch Reduktion des Netzentgeltes pro Jahr. Dies kann sich jedoch durch die variable Anpassung der Strompreis-, Leistungspreis- und Arbeitspreisentwicklung verändern. Falls kein Zugang zu einem dynamischen Strompreis möglich ist, ist ausschließlich der multifunktionale Einsatz durch Spitzenlastreduktion oder atypische Netznutzung in Kombination mit der Eigenverbrauchsoptimierung zu analysieren.

Zusätzlich berücksichtigt die Methode keine extremen Änderungen des Fabrikenergieverbrauchs durch einen Fabrikumbau oder Fabrikerweiterung im Zeitraum der Lebensdauer des Stromspeichers. Eine moderate Änderung des Energieverbrauchs ist durch die Überdimensionierung des Stromspeichers abgedeckt.

In der vorliegenden Arbeit wurde eine Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken entwickelt, welche dazu befähigt, Stromspeicher als einen weiteren Baustein des Energieversorgungssystems der Fabrik technisch und ökonomisch zu integrieren. Darüber hinaus wurde die Methode auf Basis zweier Fallbeispiele aus der Praxis erfolgreich angewandt. Die Ergebnisse zeigen, dass die neu entwickelte Methode in der Praxis anwendbar ist, der Energiebezug von Fabriken optimiert und die Netzentgelte nachhaltig reduziert werden können. Somit ist auch die zentrale Forschungsfrage beantwortet und der Forschungsprozess dieser Arbeit abgeschlossen.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die steigende Volatilität in der Energieversorgung gewinnt der Faktor Energie und die damit verbundenen Kosten in der Industrie zunehmend an Bedeutung. Durch die Globalisierung sind Industrieunternehmen weltweit tätig und müssen deshalb kontinuierlich ihre Wettbewerbsfähigkeit steigern. Steigende oder schwankende Strompreise sind somit ein immer größeres Risiko und rücken in den Fokus vieler Industrieunternehmen.

Vor diesem Hintergrund war es das Ziel dieser Arbeit, eine Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken zu entwickeln, um die Kosten der Energieversorgung zu reduzieren. Im Fokus der Arbeit steht dabei die Netzentgeltreduktion durch einen Stromspeicher, aufgeteilt in die Spitzenlastreduktion und die atypische Netznutzung, sowie der multifunktionale Einsatz von Stromspeichern. Das Ergebnis der Arbeit ist eine Methode, die es ermöglicht, Stromspeicher techno-ökonomisch auszulegen, anhand des Kapitalwerts sowie der Amortisationszeit ökonomisch zu bewerten und damit das Netzentgelt eines Industrieunternehmens zu reduzieren.

Dazu wurden Grundlagen des Energieversorgungssystems der Fabrik und dessen Abgrenzung (siehe Kapitel 2.1), die möglichen Einsatzoptionen (siehe Kapitel 2.3) und dazugehörigen Stromspeichertechnologien (siehe Kapitel 2.2) sowie die Methoden der dynamischen Investitionsrechnung (siehe Kapitel 2.4) systematisch analysiert und aufbereitet. Darauf aufbauend wurde der Stand der Forschung und Technik mit dem Schwerpunkt auf techno-ökonomische Auslegungsmethoden von Stromspeichern recherchiert und bewertet (siehe Kapitel 3). In diesem Zusammenhang konnten weder in der Wissenschaft noch im Praxiseinsatz vergleichbare Ansätze zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken identifiziert werden (siehe Kapitel 4). Auf dieser Grundlage wurde eine Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken entwickelt (siehe Kapitel 5).

Mithilfe der Software MATLAB wurde die entwickelte Methode anhand von zwei Fallbeispielen validiert und es wurden die Auswirkungen unterschiedlicher Eingangsgrößen analysiert (siehe Kapitel 6). Mit der entwickelten Methode konnte in beiden Fallbeispielen ein Stromspeicher ökonomisch ausgelegt werden. Die zentrale Forschungsfrage – Wie können Stromspeicher techno-ökonomisch für Fabriken ausgelegt werden? – konnte damit abschließend beantwortet werden.

Die Potenziale zur Integration von Stromspeichern in Fabriken sind die zu erwartende weitere Reduktion der Anschaffungskosten von Stromspeichertechnologien sowie die steigenden Netzentgelte und Strompreise. Ein weiteres Potenzial ist der Trend zur Integration von erneuerbaren Energien in Fabriken. Als Zusammenfassung ist festzuhalten, dass die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Methode zur techno-ökonomischen Auslegung von Stromspeichern für Fabriken für Unternehmen eine Möglichkeit bietet, die Kosten der Energieversorgung nachhaltig zu reduzieren.

Die vorliegende Arbeit ist Ausgangsbasis für weitere Untersuchungen zur Integration von Stromspeichern in Fabriken. Die Kombination weiterer möglicher Einsatzoptionen wie auf dem Systemdienstleistungsmarkt könnten den Stromspeicher noch besser auslasten und könnten weitere Erlöse generieren. Hierzu würde auch die erwähnte Einsatzoption der Momentanreserve zählen, sobald eine Vergütung hierfür vorhanden ist. Daneben entstehen besonders durch eine Gleichstromversorgung von Fabriken zusätzliche Potenziale, da die Wandlertechnologien sowie die dazugehörigen Wandlerverluste eingespart werden können und somit eine Energieeffizienzsteigerung erzielt werden kann. Ebenso bietet die Sektorkopplung innerhalb der Fabrik und die damit verbundene Möglichkeit eines hybriden Energiespeichersystems das Potenzial, den Stromspeicher für den elektrischen Energieverbrauch auszulegen und mit thermischen Energiespeichertechnologien zu kombinieren, um die Energieversorgung der Fabrik für die Herausforderungen einer nachhaltigen Energiewende vorzubereiten.

9 Literaturverzeichnis

- 50Hertz et al. 2019a 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2019a.
Abschaltbare Lasten.
Verfügbar unter:
<https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>
Zugriff am: 31.10.2021
- 50Hertz et al. 2019b 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2019b.
Allgemeines zur Regelleistung - Technische Aspekte.
Verfügbar unter:
<https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>
Zugriff am: 31.10.2021
- 50Hertz et al. 2020a 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2020a.
Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zu abschaltbaren Lasten gem. § 8 Abs. 3 AbLaV.
Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK04/BK4_71_NetzE/BK4_73_Ablav/Downloads/Bericht_der_Uebertragungsnetzbetreiber_2020_bf_mKw.pdf?__blob=publicationFile&v=2
Zugriff am: 09.10.2020
- 50Hertz et al. 2020b 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2020b.
Gemeinsame Ausschreibung Minutenreserveleistung.
Verfügbar unter:
<https://www.regelleistung.net/ext/static/mrl>
Zugriff am: 25.10.2020

- 50Hertz et al. 2020c
50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2020c.
Gemeinsame Ausschreibung Primärregelleistung.
Verfügbar unter:
<https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>
Zugriff am: 25.10.2020
- 50Hertz et al. 2020d
50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2020d.
Gemeinsame Ausschreibung Sekundärregelleistung.
Verfügbar unter:
<https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>
Zugriff am: 25.10.2020
- AbLaV 2016
AbLaV.
Verordnung zu abschaltbaren Lasten: AbLaV.
Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/ablav_2016/BJNR198400016
Zugriff am: 11.02.2021
- Agora 2014
Agora Energiewende, 2014.
Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz.
Berlin.
Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- Alsaidan et al. 2017
Alsaidan, Ibrahim; Alanazi, Abdulaziz; Gao, Wenzhong; Wu, Hongyu; Khodaei, Amin, 2017. State-Of-The-Art in Microgrid-Integrated Distributed Energy Storage Sizing.
Energies **10** (9)
DOI: 10.3390/en10091421

- Andresen et al. 2017** Andresen, Lisa; Badeda, Julia; Bauer, Franz; Dötsch, Christian; Friedrich, Andreas K; Gamrad, Dennis; Gözl, Sebastian; Gschwander, Stefan; Pellinger, Christoph; Reuß, Manfred; Schmitz, Gerhard; Schulz, Detlef; Span, Roland; Sprecher, Marten; Sterner, Michael; Wagner, Norbert; Weiss, Thomas; Zunft, Stefan, 2017. *Energiespeicher: VDI-Statusreport*. Verfügbar unter: https://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/redakteur/gbg-bilder/VDI-Statusreport_Energiespeicher_Oktober_2017.pdf Zugriff am: 04.02.2020
- Arrinda et al.** Arrinda, J; Rodriguez, M. A; Leralta, J. Lopez, Alex; Barrena, J. A., 2015. Optimization of the consumption for industrial customers using battery energy storage systems. In: *IEEE EUROCON 2015 - International Conference on Computer as a Tool (EUROCON)* DOI: 10.1109/EUROCON.2015.7313711
- Augenstein 2009** Augenstein, Eckhard Marc Günter, 2009. *Rechnergestützte Analyse und Konzeption industrieller Energiesysteme*. Aachen, RWTH Aachen, Dissertation, 2009
- Aundrup et al. 2015** Aundrup, Thomas; Beck, Hans-Peter; Becker, Andreas; Berthold, Andreas; Conreder, Alexander; Echternacht, David; Engel, Bernd; Gitis, Alexander; Glaunsinger, Wolfgang; Hesse, Holger C; Jossen, Andreas; Kippelt, Stefan; Kleimaier, Martin; Leuthold, Matthias; Leyers, Sven; Lietz, Franziska; Loges, Hauke; Merei, Ghada; Moser, Albert; Müller, Marcus; Naumann, Maik; Pasch, Kevin; Pokojski, Martin; Rehtanz, Christian; Sauer, Dirk Uwe; Sterner, Michael; Wenzel, Andree; Weyer, Hartmut; Witzmann, Rolf; Wrede, Gunnar; Zeh, Alexander; Zerhusen, Jan, 2015. *VDE-Studie: Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene: Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze*. Verfügbar unter: <https://speicherinitiative.at/assets/Uploads/03-Batterienspeicher.pdf> Zugriff am: 31.10.2021

- Balischewski 2020** Balischewski, Stephan, 2020.
Multifunktionaler Einsatz von Batteriespeichern in elektrischen Verteilnetzen Optimale Auslegung und Betrieb.
Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität
Magdeburg, Dissertation, 2020
- Behlen 2019** Behlen, Marko, 2019.
Whitpaper: Energiekostenoptimierung mit passgenauen Energiespeicherlösungen - "storage as a service".
Verfügbar unter: <https://iam.innogy.com/-/media/innogy/documents/fuer-unternehmen/netzservice/whitepaper-energiekostenoptimierung-mit-energiespeicher.pdf>.
Zugriff am: 31.10.2021
- Bianchini et al. 2020** Bianchini, I; Zimmermann, F; Sauer, A., 2020. Chancen der Industrie auf dem Energiemarkt: Strategischer Vergleich der Handelsprodukte.
wt Werkstattstechnik online **110** (5), S. 339–345
- Beier et al. 2017** Beier, Jan; Thiede, Sebastian; Herrmann, Christoph, 2017. Energy flexibility of manufacturing systems for variabel renewable energy supply integration: Real-time method and simulation. *Journal of Cleaner Production* **141**, S. 648-661
- Bode et al. 1992** Bode, Jürgen; Zelewski, Stephan, 1992. Die Produktion von Dienstleistungen: Ansätze zu einer Produktionswirtschaftslehre der Dienstleistungen?
Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis **44** (6), S. 594–607
- Bolay et al. 2014** Bolay, Sebastian; Flechtner, Jakob; Otto, Christian, 2014.
Faktenpapier Eigenerzeugung von Strom: Rahmenbedingungen, Trends, Beispiele.
Verfügbar unter:
https://www.vea.de/fileadmin/user_upload/06_Publikationen/Faktenpapier_DIHK_VEA2014.pdf
Zugriff am: 10.02.2020

- Bolay et al. 2015** Bolay, Sebastian; Meyer, Markus, 2015. *Faktenpapier Eigenerzeugung und Stromdirektlieferung: Chancen, Risiken, Rechtsrahmen*. Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Faktenpapier_Eigenerzeugung.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- Bolay et al. 2017** Bolay, Sebastian; Bullmann, Till; Hegner, Miriam, 2017. *Faktenpapier Energiespeicher: Rechtsrahmen, Geschäftsmodelle, Forderungen*. Verfügbar unter: http://www.bves.de/wp-content/uploads/2017/05/Faktenpapier_2017.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- Braeuer et al. 2019** Braeuer, Fritz; Rominger, Julian; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf, 2019. Battery storage systems: An economic model-based analysis of parallel revenue streams and general implications for industry. *Applied Energy* **239**, S. 1424–1440
- BNetzA 2011** Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2011. *Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV*. Verfügbar unter: <https://www.bonn-netz.de/Stromnetz/Preisblaetter/Preisblaetter/201109-Leitfaden-19-StromNEV-NetzA.pdf>
Zugriff am: 31.10.2021
- BNetzA 2015** Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2015. *Netzentgeltsystematik Elektrizität*. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1
Zugriff am: 31.10.2021

- BNetzA 2020a** Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2020a. *Großhandelspreise*.
Verfügbar unter:
<https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/562>
Zugriff am: 31.10.2021
- BNetzA 2020b** Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2020b. *Monitoringbericht 2019*.
Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6
Zugriff am: 17.10.2020
- BNetzA 2020c** Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2020c. *Netzentgelt*.
Verfügbar unter:
<https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html>
Zugriff am: 10.02.2020
- BNetzA 2020d** Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2020d. *Prosumer*.
Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/Metering/faq_Begriffe_table.html#FAQ697820
Zugriff am: 10.02.2020
- Bund 2020** Bundesregierung, 2020. *Ausstieg aus der Kernkraft*.
Verfügbar unter:
<https://www.bundesregierung.de/bregde/themen/energiewende/energie-erzeugen/ausstieg-aus-der-kernkraft-394280>
Zugriff am: 31.10.2021

- BDEW 2016** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2016.
Bereitstellung von (System-) Dienstleistungen im Stromversorgungssystem: Beitrag von Energiespeichern.
Verfügbar unter:
https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20160725_SDL-Energiespeicher.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- BDEW 2020a** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2020a.
BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020: Haushalte und Industrie.
Verfügbar unter:
https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf
Zugriff am: 17.10.2020
- BDEW 2020b** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2020b.
Industrie nutzt knapp die Hälfte des Stroms: Letztverbrauch Strom nach Verbrauchergruppen 2020 in Deutschland.
Verfügbar unter:
https://www.bdew.de/media/documents/Nettostromverbrauch_nach_Verbrauchergruppen_2020_online_o_jaehrlich_Ki_1812202_jlKEAHV.pdf
Zugriff am: 17.05.2021
- Bussar et al. 2013** Bussar, Rainer; Lippert, Michael; Bonduelle, Géry; Linke, René; Crugnola, Giorgio; Cilia, Josphe; Merz, Klaus-Dieter; Heron, Chris; Marckx, Erwin, 2013.
Battery Energy Storage for Smart Grid Applications.
Verfügbar unter:
http://www.eurobat.org/images/news/position-papers/eurobat_smartgrid_publication_may_2013.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- Carpinelli et al. 2014** Carpinelli, Guido; di Fazio, Anna Rita; Khormali, Shahab; Mottola, Fabio, 2014. Optimal Sizing of Battery Storage Systems for Industrial Applications when Uncertainties Exist.
Energies (7), S. 130–149
DOI: 10.3390/en7010130

- Choi et al. 2018
Choi, Dong; Min, Daiki; Ryu, Jong-hyun, 2018.
Economic Value Assessment and Optimal Sizing of an
Energy Storage System in a Grid-Connected Wind
Farm.
Energies **11** (3), S. 591
DOI: 10.3390/en11030591
- Cramton 2017
Cramton, Peter, 2017. Electricity market design.
Oxford Review of Economic Policy **33** (4), S. 589–612
- Dehen 2009
Dehen, Wolfgang, 2009.
*Smart Grids und individuelle Mobilität im
neuen Stromzeitalter.*
Verfügbar unter:
https://www.siemens.com/press/pool/de/events/corporate/2009-08-pk/vortrag_dehen_d.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- Dena 2020
Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2020.
Energieeffizienz-Anforderungen an Elektromotoren.
Verfügbar unter: <https://industrie-energieeffizienz.de/energiekosten-senken/energieeffiziente-technologien/motoren-antriebssysteme/>
Zugriff am: 28.05.2020
- DCTI 2014
Deutsches CleanTech Institut GmbH, 2014.
*Speichertechnologien 2014. Technologien -
Anwendungsbereiche - Anbieter.*
Verfügbar unter:
www.dcti.de/fileadmin/user_upload/Publikationen_DCTI-gesammelt/DCTI_Speichertechnologien-2014_web.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- Doetsch et al. 2011
Doetsch, Christian; Kanngießer, Annedore; Wolf,
Daniel; Hartkopf, Thomas; Schinz, Steffen; Sperling,
Marcelo; Frey, Hellmuth; Kamga, Alain Kaptue;
Weidner, Eckhard, 2011.
*Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration
fluktuierender Energie – Technische Anforderungen,
ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien.*
Verfügbar unter:
http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-1901398.pdf
Zugriff am: 31.10.2021

- Dyckhoff 1992
Dyckhoff, Harald, 1992.
Betriebliche Produktion: Theoretische Grundlagen einer umweltorientierten Produktionswirtschaft.
Berlin: Springer Verlag.
ISBN 978-3-540-57552-8
- Elsner et al. 2015a
Elsner, Peter; Sauer, Dirk Uwe, 2015a.
Energiespeicher: Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050".
Verfügbar unter: https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- Elsner et al. 2015b
Elsner, Peter; Fishedick, Manfred; Sauer, Dirk Uwe (Hrsg.), 2015b.
Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge.
München: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V.
ISBN 9783981704853
- EnWG 2019
EnWG *Energiewirtschaftsgesetz*
Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG
Zugriff am: 11.02.2021
- Engel et al. 2018
Engel, Bernd; Hesse, Holger; Jossen, Andreas; Loges, Hauke; Müller, Marcus; Naumann, Maik; Osterkamp, Björn; Matthias, Puchta; Schimpe, Michael; Schwalm, Michael; Truong, Nam, 2018.
Technik und Nutzen von Batteriespeichern.
In: Böttcher, Jörg; Nagel, Peter (Hrsg.):
Batteriespeicher.
Berlin, Boston: Walter de Gruyter GmbH, S. 125–232
ISBN 978-3-110-45848-0
- EPEX 2020
EPEX SPOT SE, 2020.
Trading Products.
Verfügbar unter:
<https://www.epexspot.com/en/tradingproducts>
Zugriff am: 31.10.2021

- EEX 2013** European Energy Exchange AG, 2013.
Im Zentrum des europäischen Energiehandels: EEX – the one-stop-shop for energy trading and clearing.
Verfügbar unter:
<https://www.eex.com/blob/26810/22b6f3f05b90b5e349768b9e1354e14b/eex-produktbroschuere-de-pdf-data.pdf>
Zugriff am: 13.05.2020
- EEX 2019** European Energy Exchange AG, 2019.
Durchführungsbestimmungen der EEX über technische Einrichtungen (Technische Durchführungsbestimmungen).
Leipzig.
Verfügbar unter:
<https://www.eex.com/blob/97554/fdabdb7e55d5af7ce3d8329300681919/20190520-technische-durchfuehrungsbestimmung-v008b-d-final-data.pdf>
Zugriff am: 13.05.2020
- EEX 2020a** European Energy Exchange AG, 2020a.
Zulassung zum Handel und Clearing.
Verfügbar unter:
<https://www.eex.com/de/zugang/zulassung-neu/>
Zugriff am: 13.05.2020
- EEX 2020b** European Energy Exchange AG, 2020b.
Zulassungsprozess und Entgelte.
Verfügbar unter:
<https://www.eex.com/de/zugang/zulassung-neu/zulassungsprozess-und-entgelte>
Zugriff am: 13.05.2020
- FfE 2016** Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016.
Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030: Teil 1: Hauptbericht.
Verfügbar unter:
https://www.ffe.de/images/stories/Themen/414_MOS/20160531_MOS_Hauptbericht.pdf
Zugriff am: 04.10.2020

- Fraunhofer ISI 2015** Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2015.
Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030.
Verfügbar unter:
<https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/TRM-SES.pdf>
Zugriff am: 31.10.2021
- Fuchs et al. 2012** Fuchs, Georg; Lunz, Benedikt; Leuthold, Matthias; Sauer, Dirk Uwe, 2012.
Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität: Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien.
Verfügbar unter:
https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf
Zugriff am: 04.10.2020
- Götze 2014** Götze, Uwe, 2014.
Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben.
7. Auflage.
Berlin: Springer-Verlag.
ISBN 978-3-642-54621-1
- Graßl 2015** Graßl, Markus, 2015.
Bewertung der Energieflexibilität von Produktionssystemen.
München: utzverlag.
München, TU München, Dissertation, 2015.
ISBN 978-3-8316-4476-6
- Heide et al. 2010** Heide, Dominik; Bremen, Lueder von; Greiner, Martin; Hoffmann, Clemens; Speckmann, Markus; Bofinger, Stefan, 2010. Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe.
Renewable Energy **35** (11), S. 2483–2489
DOI: 10.1016/j.renene.2010.03.012

- Heinemann et al. 2013
Heinemann, Tim; Thiede, Sebastian; Herrmann, Christoph, 2013.
Handlungsfeld Bewertung von Energie- und Ressourceneffizienz in industriellen Prozessketten.
In: Herrmann, Christoph; Pries, Helge; Hartmann, Götz (Hrsg.): *Energie- und ressourceneffiziente Produktion von Aluminiumdruckguss*.
Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, S. 277–320
ISBN 9783642398537
- Herbener 2011
Herbener, Frank, 2011.
Batterien und Schwungradspeicher und deren Verwendung in USV-Anlagen.
Verfügbar unter: www.piller.com/de-DE/documents/2133/batteries-and-flywheels-de.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- Herold 2011
Herold, Gerhard, 2011.
Drehstromsysteme, Leistungen, Wirtschaftlichkeit.
3., überarbeitete Auflage.
Wilburgstetten: Schlembach.
Elektrische Energieversorgung 1.
ISBN 978-3-935-34069-4
- Herrmann et al. 2011
Herrmann, C; Thiede, S; Kara, S; Hesselbach, J., 2011.
Energy oriented simulation of manufacturing systems – Concept and application.
CIRP Annals **60** (1), S. 45–48
DOI: 10.1016/j.cirp.2011.03.127
- Hesse et al. 2017
Hesse, Holger C; Schimpe, Michael; Kucevic, Daniel; Jossen, Andreas, 2017. Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids.
Energies (10), S. 1–42
DOI: 10.3390/en10122107
- Norm DIN 66001
DIN 66001:1983-12.
Informationsverarbeitung; Sinnbilder und ihre Anwendung.

- IEA 2014 International Energy Agency, 2014.
Technology Roadmap Energy Storage.
Verfügbar unter:
<https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-energy-storage>
Zugriff am: 31.10.2021
- Kals 2010 Kals, Johannes, 2010.
Betriebliches Energiemanagement: Eine Einführung.
Stuttgart: Verlag W. Kohlhammer.
ISBN 978-3-170-21133-9
- Kanngießer 2013 Kanngießer, Annedore, 2013.
Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen.
Dortmund, Universität, Dissertation, 2013
- Kaschub 2017 Kaschub, Thomas, 2017.
Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung.
Karlsruhe, KIT, Dissertation, 2017.
DOI: 10.5445/IR/1000071612
- Kern 1974 Kern, Werner, 1974.
Investitions-Rechnung.
Stuttgart: Carl Ernst Poeschel Verlag GmbH.
ISBN 978-3-791-00160-9
- Kiank et al. 2011 Kiank, Hartmut; Fruth, Wolfgang, 2011.
Planungsleitfaden für Energieverteilungsanlagen: Konzeption, Umsetzung und Betrieb von Industrienetzen.
Erlangen: Publicis.
ISBN 978-3-895-78359-3

- Köhler et al. 2018** Köhler, Andreas R; Baron, Yifaat; Bulach, Winfried; Heinemann, Christoph; Vogel, Moritz; Behrendt, Siegfried; Degel, Melanie; Krauß, Norbert; Buchert, Matthias, 2018.
Ökologische und ökonomische Bewertung des Ressourcenaufwands: Stationäre Energiespeichersysteme in der industriellen Produktion.
Verfügbar unter: https://www.ressourcen-deutschland.de/fileadmin/user_upload/downloads/studien/VDI-ZRE_Studie_Energiespeichertechnologien_bf.pdf
Zugriff am: 04.02.2020
- Korthauer 2013** Korthauer, Reiner (Hrsg.), 2013.
Handbuch Lithium-Ionen-Batterien.
Berlin: Springer-Verlag.
ISBN 978-3-642-30652-5
- Koskela et al. 2019** Koskela, Juha; Rautiainen, Antti; Järventausta, Pertti, 2019. Using electrical energy storage in residential buildings - Sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization.
Applied Energy **239**, S. 1175–1189
DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.02.021
- Kost et al. 2018** Kost, Christoph; Shammugam, Shivenes; Jülch, Verena; Nguyen, Hyen-Tran; Schlegl, Thomas, 2018.
Stromgestehungskosten erneuerbare Energien.
Verfügbar unter:
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- Kuhlmann 2019** Kuhlmann, Timm, 2019.
Methode zur Gestaltung der energetischen Wandlungsfähigkeit in Fabriken.
Stuttgart, Universität Stuttgart, Dissertation, 2019.
Stuttgart, Universität, Dissertation, 2019

- Kurzweil et al. 2018
Kurzweil, Peter; Dietlmeier, Otto K., 2018.
Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen.
2. Auflage.
Wiesbaden: Springer-Verlag.
ISBN 978-3-658-21829-4
- Kwoka et al. 2007
Kwoka, John; Madjarov, 2007. Making Markets Work: The Special Case of Electricity.
The Electricity Journal **20** (9), S. 24–36
- Leermann 1992
Leermann, Robert, 1992.
Methoden der Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiesystemen: Impulsprogramm RAVEL.
Bern.
Verfügbar unter:
http://energie.ch/energie/bfk/ravel/12_51_2D.pdf
Zugriff am: 12.10.2020
- Lehmann et al. 2016
Lehmann, Christian; Weeber, Max; Böhner, Johannes; Steinhilper, Rolf, 2016. Techno-economical Analysis of Photovoltaic-battery Storage Systems for Peak-shaving Applications and Self-consumption Optimization in Existing Production Plants.
Procedia CIRP **48**, S. 313–318
DOI: 10.1016/j.procir.2016.03.017
- Li et al. 2017
Li, Jianlin; Xue, Yushi; Tian, Liting; Yuan, Xiaodong, 2017. Research on optimal configuration strategy of energy storage capacity in grid-connected microgrid.
Protection and Control of Modern Power Systems **2** (1), S. 464
DOI: 10.1186/s41601-017-0067-8
- Linssen et al. 2017
Linssen, Jochen; Stenzel, Peter; Fleer, Johannes, 2017. Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles.
Applied Energy **185**, S. 2019–2025
DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.11.088

- Magnor 2017** Magnor, Dirk, 2017.
Globale Optimierung netzgekoppelter PV-Batteriesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Batteriealterung.
Aachen, RWTH Aachen, Dissertation, 2017.
DOI: 10.18154/RWTH-2017-06592
- Mahnke et al. 2014** Mahnke, Eva; Mühlenhoff, Jörg; Lieblang, Leon, 2014.
Strom speichern.
Verfügbar unter: http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/382.AEE_Renews_Spezial_75_Strom_speichern_Dez2014_online.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- Mariaud et al. 2017** Mariaud, Arthur; Acha, Salvador; Ekins-Daukes, Ned; Shah, Nilay; Markides, Christos N., 2017. Integrated optimisation of photovoltaic and battery storage systems for UK commercial buildings.
Applied Energy **199**, S. 466–478
DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.04.067
- Martínez-Suazo et al. 2014** Martínez-Suazo, Carlos; Bonvallet-Pereira, Eduardo; Palma-Behnke, Rodrigo, 2014. A Simulation Framework for Optimal Energy Storage Sizing.
Energies (7), S. 3033–3055
DOI: 10.3390/en7053033
- Martins et al. 2018** Martins, Rodrigo; Hesse, Holger; Jungbauer, Johanna; Vorbuchner, Thomas; Musilek, Petr, 2018. Optimal Component Sizing for Peak Shaving in Battery Energy Storage System for Industrial Applications.
Energies **11** (8), S. 2048
DOI: 10.3390/en11082048
- Mohan et al. 2016** Mohan, Shankar; Hooshmand, Ali; Pourmousavi, S. A.; Sharma, Ratnesh, 2016.
BSS Sizing and Economic Benefit Analysis in Grid-Scale Application.
DOI: 10.1109/ISGT.2016.7781262

- Montnacher et al. 2015** Montnacher, Joachim; Weckmann, Sebastian; Hellstern, Sabrina, 2015.
Bedeutung von schnellen elektrischen Hochleistungsspeichern für eine energieeffiziente Produktionstechnik.
In: Fahlbusch, Eckhard (Hrsg.): *Batterien als Energiespeicher*.
1. Auflage.
Berlin: Beuth-Verlag, S. 339–352
ISBN 978-3-410-24478-3
- Müller et al. 2009** Müller, Egon; Engelmann, Jörg; Löffler, Thomas; Strauch, Jörg, 2009.
Energieeffiziente Fabriken planen und betreiben.
Berlin: Springer-Verlag.
ISBN 978-3-642-31945-7
- Munzke 2018** Munzke, Nina, 2018.
Dimensionierung und Auslegung von Photovoltaik-Speichersystemen.
In: Rothacher, Tobias; Schwarzburger, Heiko; Tinke, Thomas (Hrsg.): *Stromspeicher für Gewerbe und Industrie*.
Berlin: Beuth-Verlag, S. 114–153
ISBN 978-3-410-25756-1
- Naumann et al. 2014** Naumann, Maik; Truong, Cong Nam; Karl, Ralph Ch; Jossen, Andreas, 2014.
Betriebsabhängige Kostenberechnung von Energiespeichern.
Graz.
Verfügbar unter:
https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/En_innov2014/files/lf/LF_Naumann.pdf DOI:
10.7788/figurationen-2014-0104
Zugriff am: 31.10.2021
- Nayak et al. 2016** Nayak, Chinmay Kumar; Nayak, Manas Ranjan, 2016, 2016.
Optimal Battery Energy Storage Sizing for Grid Connected PV System Using IHSA.
Piscataway, NJ.
Verfügbar unter:
<http://ieeexplore.ieee.org/jielx7/7948575/7955497/07955654.pdf?tp=&arnumber=7955654&isnumber=7955497> DOI: 10.1109/SCOPES.2016.7955654
Zugriff am: 31.10.2021

- OECD 2002
OECD (Hrsg.), 2002.
Frascati Manual 2002: Proposed Standard Practice for Surveys on Research and Experimental Development: The Measurement of Scientific and Technological Activities
DOI: 10.1787/9789264199040-en
- Olaszi et al. 2017
Olaszi, Balint D; Ladanyi, Jozsef, 2017. Comparison of different discharge strategies of grid-connected residential PV systems with energy storage in perspective of optimal battery energy storage system sizing.
Renewable and Sustainable Energy Reviews **75**, S. 710–718
DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.046
- Opathella et al.
Opathella, Chandrabhanu; Venkatesh, Bala, 2018. Energy Storage Sizing and Siting in Microgrids.
In: *2018 North American Power Symposium (NAPS)*
DOI: 10.1109/NAPS.2018.8600638
- Oudalov et al.
Oudalov, Alexandre; Cherkaoui, Rachid; Beguin, Antoine.
Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application.
In: *2007 IEEE Lausanne Power Tech*
DOI: 10.1109/PCT.2007.4538388
- Pape 2011
Pape, Ulrich, 2011.
Grundlagen der Finanzierung und Investition: Mit Fallbeispielen und Übungen.
München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH.
ISBN 978-3-486-59842-1
- Parra Mendzoa 2014
Parra Mendzoa, David, 2014.
Optimum community energy storage for end user applications.
Nottingham, University of Nottingham, Dissertation, 2014
- Poggensee 2015
Poggensee, Kay, 2015.
Investitionsrechnung: Grundlagen - Aufgaben - Lösungen.
3., überarbeitete Auflage.
Wiesbaden: Springer-Verlag.
ISBN 978-3-658-03090-2

- Raquet et al. 2013** Raquet, Christoph; Liotta, Giovanni, 2013. Datenübertragungstechnologien in Smart Metering und Smart Grids. In: Aichele, Christian; Doleski, Oliver D. (Hrsg.): *Smart Meter Rollout*. Wiesbaden: Springer-Verlag, S. 389–402
ISBN 978-3-8348-2439-4
DOI: 10.1007/978-3-8348-2440-0_1
- Rebhan 2002** Rebhan, Eckhard (Hrsg.), 2002. *Energiehandbuch: Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie*. Berlin: Springer-Verlag.
ISBN 978-3-642-55451-3
- Rothacher 2018** Rothacher, Tobias, 2018. Märkte und Anwendungen für Speichersysteme. In: Rothacher, Tobias; Schwarzbürger, Heiko; Tinke, Thomas (Hrsg.): *Stromspeicher für Gewerbe und Industrie*. Berlin: Beuth-Verlag, S. 73–113
ISBN 978-3-410-25756-1
- Samad et al. 2012** Samad, Tariq; Kiliccote, Sila, 2012. Smart grid technologies and applications for the industriale sector. *Computers & Chemical Engineering* **47**, S. 76–84
DOI: 10.1016/j.compchemeng.2012.07.006
- Sani Hassan et al. 2017** Sani Hassan, Abubakar; Cipcigan, Liana; Jenkins, Nick, 2017. Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives. *Applied Energy* **203**, S. 422–441
DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.06.043
- Sauer et al. 2019** Sauer, Alexander; Abele, Eberhard; Buhl, Hans Ulrich (Hrsg.), 2019. *Energieflexibilität in der deutschen Industrie: Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung | SynErgie*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
ISBN 978-3-8396-1512-6

- Schaab et al. 2018
Schaab, Darian Andreas; Laribi, Raoul; Zimmermann, Fabian, 2018. Energiespeicher für Rekuperation in Industriemaschinen: Untersuchung eines Anwendungsszenarios für den Einsatz von Stromspeichern.
wt Werkstattstechnik online **108** (5), S. 325–331
- Schmigalla 1995
Schmigalla, Hans, 1995.
Fabrikplanung: Begriffe und Zusammenhänge.
1. Auflage.
München: Hanser-Verlag.
REFA-Fachbuchreihe Betriebsorganisation.
ISBN 978-3-446-18572-2
- Schuh et al. 2011
Schuh, Günther; Klappert, Sascha (Hrsg.), 2011.
Technologiemanagement: Handbuch Produktion und Management 2.
2., vollständig neu bearbeitete und erweiterte Auflage.
Berlin: Springer-Verlag.
ISBN 978-3-642-12530-0
- Schulte 1986
Schulte, Karl-Werner, 1986.
Wirtschaftlichkeitsrechnung.
4. Auflage.
Heidelberg: Physica-Verlag HD.
ISBN 978-3-642-61653-2
- Schwarzburger 2018
Schwarzburger, Heiko, 2018.
Technische Grundlagen.
In: Rothacher, Tobias; Schwarzburger, Heiko; Tinke, Thomas (Hrsg.): *Stromspeicher für Gewerbe und Industrie*.
Berlin: Beuth-Verlag
ISBN 978-3-410-25756-1
- Stadler 2017
Stadler, Ingo, 2017.
Elektrische Energiespeicher.
In: Sterner, Michael; Stadler, Ingo (Hrsg.):
Energiespeicher.
2. Auflage.
Berlin: Springer-Verlag, S. 195–228
ISBN 978-3-662-48893-5

- Stadler et al. 2017** Stadler, Ingo; Riegel, Bernhard; Ohms, Detlef; Cattaneo, Eduardo; Langer Götz; Herrmann, Matthias, 2017.
Elektrochemische Energiespeicher.
In: Sterner, Michael; Stadler, Ingo (Hrsg.):
Energiespeicher.
2. Auflage.
Berlin: Springer-Verlag, S. 229–326
ISBN 978-3-662-48893-5
- SwRa 2018a** Stadtwerke Rastatt GmbH, 2018a.
Hochlastzeitfenster 2018 für atypische Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV.
Verfügbar unter: <https://www.stadtwerke-rastatt.de/de/Kopfnavigation/Netze/Stromnetz/Netzzugang/Hochlastzeitfenster-2018-fuer-atypische-Netznutzung.pdf>
Zugriff am: 31.10.2021
- SwRa 2018b** Stadtwerke Rastatt GmbH, 2018b.
Preisblatt der Stadtwerke Rastatt GmbH für die Netznutzung (Strom) - 2014 bis 2018.
Verfügbar unter: <https://www.stadtwerke-rastatt.de/de/Kopfnavigation/Netze/Stromnetz/Netzentgelte.html>
Zugriff am: 31.10.2021
- SwRa 2018c** Stadtwerke Rastatt GmbH, 2018c.
Preisblatt der Stadtwerke Rastatt GmbH für die Netznutzung (Strom) - gültig ab 01.01.2018.
Verfügbar unter: <https://www.stadtwerke-rastatt.de/de/Kopfnavigation/Netze/Stromnetz/Netzentgelte/Netznutzungsentgelte-Strom-2018-NNE.pdf>
Zugriff am: 17.10.2020
- Steinbach et al. 2019** Steinbach, Marcel; Lob, Natalie, 2019.
Analyse und Bewertung von Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes Strom: im Rahmen der Veränderungen auf europäischer Ebene.
Verfügbar unter:
https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190708_EOM-2-0-Weiterentwicklung-Regelenergiemarkt-Strom.pdf
Zugriff am: 31.10.2021

- Sterner et al. 2017** Sterner, Michael; Bauer, Franz, 2017.
Definition und Klassifizierung von Energiespeichern.
In: Sterner, Michael; Stadler, Ingo (Hrsg.):
Energiespeicher.
2. Auflage.
Berlin: Springer-Verlag, S. 25–52
ISBN 978-3-662-48893-5
- Sterner et al. 2019a** Sterner, Michael; Thema, Martin, 2019.
Comparison of Storage Systems.
In: Sterner, Michael; Stadler, Ingo (Hrsg.): *Handbook of
energy storage*.
Berlin: Springer-Verlag, S. 637–674
ISBN 978-3-662-55504-0
- Sterner et al. 2019b** Sterner, Michael; Bauer, Franz, 2019.
Definition and Classification of Energy Storage
Systems.
In: Sterner, Michael; Stadler, Ingo (Hrsg.): *Handbook of
energy storage*.
Berlin: Springer-Verlag, S. 23–50
ISBN 978-3-662-55504-0
- Sterner et al. 2019c** Sterner, Michael; Stadler, Ingo; Eckert, Fabian; Thema,
Martin, 2019.
Storage Integration in Individual Energy Sectors.
In: Sterner, Michael; Stadler, Ingo (Hrsg.): *Handbook of
energy storage*.
Berlin: Springer-Verlag, S. 676–756
ISBN 978-3-662-55504-0
- Ströbele et al. 2013** Ströbele, Wolfgang; Pfaffenberger, Wolfgang;
Heuterkes, Michael, 2013.
Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik.
3., überarbeitete und aktualisierte Auflage.
München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH.
ISBN 978-3-486-70905-6
- StromNEV 2019** StromNEV *Stromnetzentgeltverordnung*
Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/StromNEV>
Zugriff am: 11.02.2021

- StromNZV 2019** StromNZV.
Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung).
Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnzhv/BJNR224300005.html>
Zugriff am: 11.02.2021
- Talent et al. 2018** Talent, Orlando; Du, Haiping, 2018. Optimal sizing and energy scheduling of photovoltaic-battery systems under different tariff structures.
Renewable Energy **129**, 513-526
DOI: 10.1016/j.renene.2018.06.016
- Thielmann et al. 2015** Thielmann, Axel; Sauer, Andreas; Wietschel, Martin, 2015.
Gesamt-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030.
Verfügbar unter:
<https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/GRM-ESEM.pdf>
Zugriff am: 31.10.2021
- ÜLWE 2018a** Überlandwerk Eppler GmbH, 2018a.
Hochlastzeitfenster 2018.
Verfügbar unter:
<http://www.ueberlandwerk.de/stromt.htm>
Zugriff am: 31.10.2021
- ÜLWE 2018b** Überlandwerk Eppler GmbH, 2018b.
Preisliste Netznutzung 2014 bis 2018.
Verfügbar unter:
<http://www.ueberlandwerk.de/stromt.htm>
Zugriff am: 02.09.2020
- ÜLWE 2018c** Überlandwerk Eppler GmbH, 2018c.
Preisliste Netznutzung 2018.
Verfügbar unter:
<http://www.ueberlandwerk.de/stromt.htm>
Zugriff am: 02.09.2020

- Ulrich 1981
Ulrich, Hans, 1981.
Die Betriebswirtschaftslehre als anwendungsorientierte Sozialwissenschaft.
In: Sandig, Curt; Geist, Manfred N; Köhler, Richard (Hrsg.): *Die Führung des Betriebes*.
Stuttgart: Poeschel, S. 1–25
ISBN 3791003089
- Ulrich et al. 1976
Ulrich, Peter; Hill, Wilhelm, 1976.
Wissenschaftstheoretische Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre.
Wirtschaftswissenschaftliches Studium WiSt 5 (7), 304-309
- UBA 2012
Umweltbundesamt, 2012.
Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten: Ökonomische Bewertung von Umweltschäden (inklusive Anhang A und B).
Verfügbar unter:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012_gesamt.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- UBA 2021
Umweltbundesamt, 2021.
Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2020.
Verfügbar unter:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021_hgp_erneuerbareenergien_deutsch_bf.pdf
Zugriff am: 05.05.2021
- VDEW 1999
Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V., 1999.
Repräsentative VDEW-Lastprofile.
Verfügbar unter:
https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf
Zugriff am: 31.10.2021

- VDE 2013** Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2013.
Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland: Fakten.
Verfügbar unter:
<https://www.vde.com/resource/blob/824912/2a9a511f3dd6da0e5c00dab2d4db4398/fnn-fakten-versorgungsqualitaet-2013-03-11--1--data.pdf>
Zugriff am: 31.10.2021
- VDI 4661** VDI-Richtlinie 4661:2014-08.
Energiekenngrößen: Grundlagen - Methodik
- Weniger et al. 2014** Weniger, Johannes; Tjaden, Tjarko; Quaschnig, Volker, 2014. Sizing of residential PV battery systems. *Energy Procedia* **46**, S. 78–87
- Weskamp 2018** Weskamp, Markus, 2018.
Modell zur Bewertung von Investitionen zur Steigerung der Ökoeffektivität innerbetrieblicher Wertschöpfungsketten. Fraunhofer-Verlag. Stuttgart, Universität, Dissertation, 2018. ISBN 978-3-8396-1324-5
- Wiendahl et al. 2014** Wiendahl, Hans-Peter; Reichardt, Jürgen; Nyhuis, Peter, 2014.
Handbuch Fabrikplanung: Konzept, Gestaltung und Umsetzung wandlungsfähiger Produktionsstätten. 2. überarbeitete und erweiterte Auflage. München: Hanser-Verlag. ISBN 978-3-446-43892-7
DOI: 10.3139/9783446437029
- Wirth 2020** Wirth, Harry, 2020.
Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.
Verfügbar unter:
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>
Zugriff am: 31.10.2021

- Wissel et al. 2010
Wissel, S; Fahl, U; Blesl, M; Voß, A., 2010.
Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015: Arbeitsbericht.
Verfügbar unter: https://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/downloads/Arbeitsbericht_08.pdf
Zugriff am: 31.10.2021
- Zapf 2017
Zapf, Martin, 2017.
Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten.
Wiesbaden: Springer-Verlag.
ISBN 978-3-658-15072-3
- Zhang et al. 2020
Zhang, Yijie; Ma, Tao; Campana, Pietro Elia; Yamaguchi, Yohei; Dai, Yanjun, 2020. A techno-economic sizing method for grid-connected household photovoltaic battery systems.
Applied Energy **269**, S. 1–15
DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115106
- Zimmermann et al. 2019
Zimmermann, Fabian; Emde, Alexander; Laribi, Raoul; Wang, Diana; Sauer, Alexander, 2019.
Energiespeicher in Produktionssystemen (ESIP-Studie): Herausforderungen und Chancen für industrielle Einsatzoptionen.
Verfügbar unter:
https://www.ipa.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/studie_energiespeicher.html
Zugriff am: 31.10.2021
- Zucker et al. 2014
Zucker, Andreas; Hinchliffe, Timothée, 2014. Optimum sizing of PV-attached electricity storage according to power market signals - A case study for Germany and Italy.
Applied Energy **127**, S. 141–155
DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.04.038

10 Anhang

| | | |
|-----|---|-----|
| A | Studienarbeiten | 306 |
| B | Thematisch bezogene Veröffentlichungen des Autors | 307 |
| C | Ergebnisse Fallbeispiel Magnesiumdruckgussfabrik..... | 309 |
| C.1 | Multifunktionale Einsatzoption SLRPV..... | 309 |
| C.2 | Multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA..... | 311 |
| C.3 | Einsatzoption ATN..... | 313 |
| C.4 | Multifunktionale Einsatzoption ATNPV | 314 |
| C.5 | Multifunktionale Einsatzoptionen ATNDA..... | 316 |
| C.6 | Multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA..... | 317 |
| D | Ergebnisse Fallbeispiel Automobilfabrik..... | 319 |
| D.1 | Multifunktionale Einsatzoption SLRPV..... | 319 |
| D.2 | Multifunktionale Einsatzoption SLRDA..... | 321 |
| D.3 | Multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA..... | 322 |
| D.4 | Multifunktionale Einsatzoption ATNPV | 323 |

A Studienarbeiten

Im Rahmen dieser Promotion sind folgende studentische Arbeiten unter wissenschaftlicher Anleitung des Autors entstanden:

- | | |
|---------------|--|
| Feil, M. | Auslegung elektrische Energiespeichersysteme für unterschiedliche Anwendungsfälle anhand von Lastprofilanalysen |
| Heid, N. | Analyse der wirtschaftlichen Kombinationsmöglichkeiten von Stromspeichern in der Produktion |
| Mattes, L. | Wirtschaftlichkeitsanalyse von Stromspeichern für industrielle Anwendungsfälle |
| Pottmeier, D. | Development of an optimization model for the economic evaluation of stationary energy storage systems in the industrial sector |
| Wurster, A. | Ökonomische Analyse von stationären Stromspeichern in Produktionssystemen |

B Thematisch bezogene Veröffentlichungen des Autors

- Eisenhauer et al. 2017 Eisenhauer, Stefan; Zimmermann, Fabian; Reichart, Markus; Accordi, Patrick; Sauer, Alexander, 2017. Metastudie industrieller Energieflexibilität: Ein Ansatz zur optimierten Identifikation energetischer Flexibilitätspotenziale.
wt Werkstatttechnik online **107** (9), S. 610–616
- Eisenhauer et al. 2018 Eisenhauer, Stefan; Reichart, Markus; Sauer, Alexander; Weckmann, Sebastian; Zimmermann, Fabian, 2018. *Energieflexibilität in der Industrie: Eine Metastudie*.
Verfügbar unter: https://www.eep.uni-stuttgart.de/dokumente/20180502_Metastudie_Energieflexibilitaet-in-der-Industrie.pdf
Zugriff am: 04.10.2020
- Emde et al. 2018 Emde, Alexander; Zimmermann, Fabian; Feil, Miriam; Sauer, Alexander, 2018. Erstellung und Validierung von Lastprofilen für die energieintensive Industrie: Methodische Ableitung der Erstellung von "Standardlastprofilen".
Zeitschrift für wirtschaftlichen Fabrikbetrieb (ZWF) **113** (9), S. 545–549
- Zimmermann et al. 2019a Zimmermann, Fabian; Wang, Diana; Sauer, Alexander, 2019. Energiespeicher für industrielle Einsatzoptionen: Herausforderungen und Chancen - Ergebnisse einer Umfrage.
wt Werkstatttechnik online **109** (11-12), S. 878–882
- Zimmermann et al. 2019b Zimmermann, Fabian; Emde, Alexander; Laribi, Raoul; Wang, Diana; Sauer, Alexander, 2019. *Energiespeicher in Produktionssystemen (ESIP-Studie): Herausforderungen und Chancen für industrielle Einsatzoptionen*.
Verfügbar unter:
http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5520733.pdf
Zugriff am: 04.02.2020

-
- Zimmermann et al. 2020a Zimmermann, Fabian; Wurster, Annika; Sauer, Alexander, 2020. Sizing electric storage system for atypical grid usage of industrial consumers. In: Nyhuis, Peter; Herberger, David; Hübner, Marco (Hrsg.): *Conference on Production Systems and Logistics*. Stellenbosch, Südafrika, S. 249–259
- Zimmermann et al. 2020b Zimmermann, Fabian; Sauer, Alexander, 2020. Sizing electric storage systems for industrial peak shaving applications. *Procedia CIRP* **90**, S. 666–671
- Zimmermann et al. 2020c Zimmermann, Fabian; Pottmeier, Dennis; Emde, Alexander; Sauer, Alexander, 2020. Comparison of peak shaving and atypical grid usage application for energy storage systems in the german industrial sector. In: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), TU Graz (Hrsg.): *Energy for Future, Kurzfassungsband*, Graz, 12.-14. Februar 2020, S. 503–504

C Ergebnisse Fallbeispiel Magnesiumdruckgussfabrik

C.1 Multifunktionale Einsatzoption SLRPV

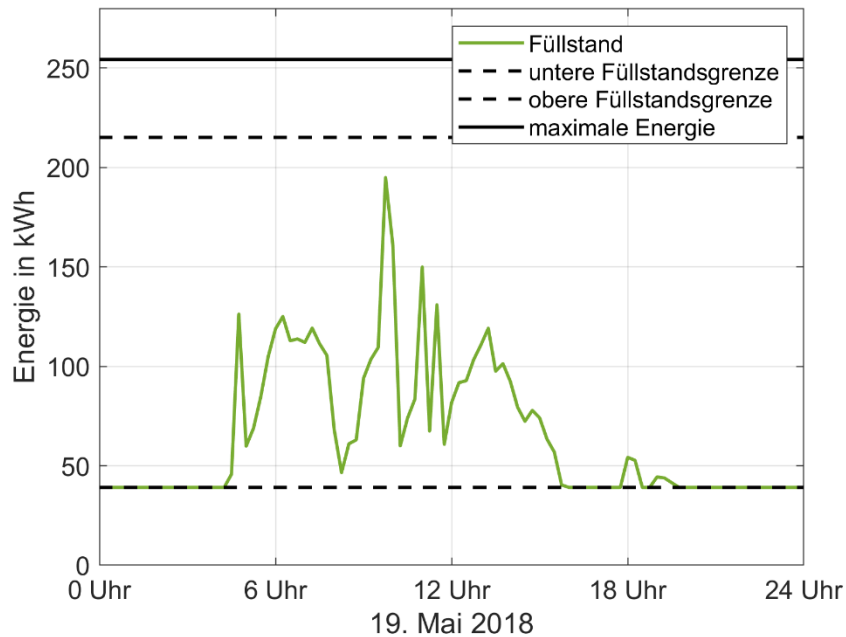


Abbildung 10-1 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV am 19. Mai 2018

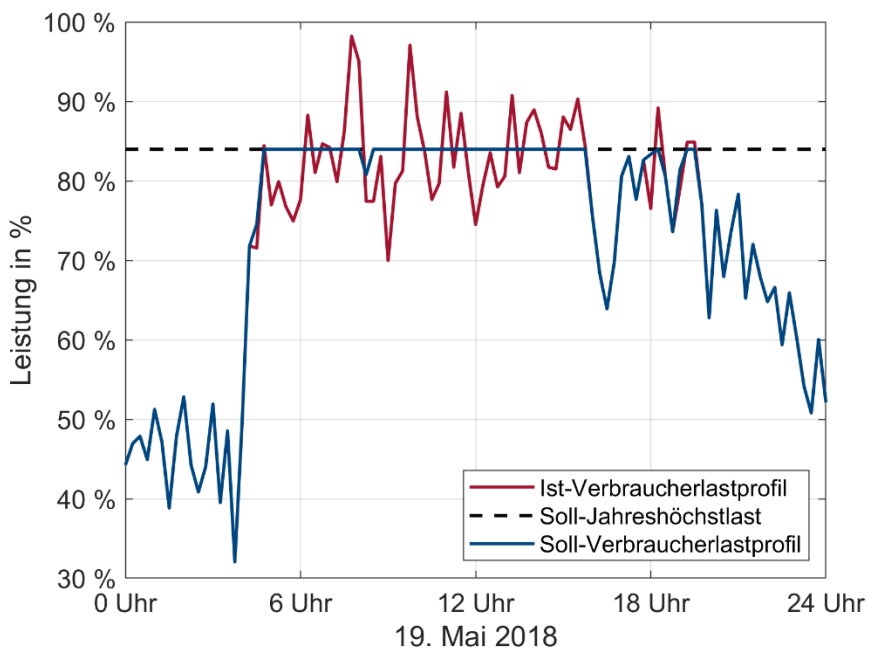


Abbildung 10-2 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV am 19. Mai 2018

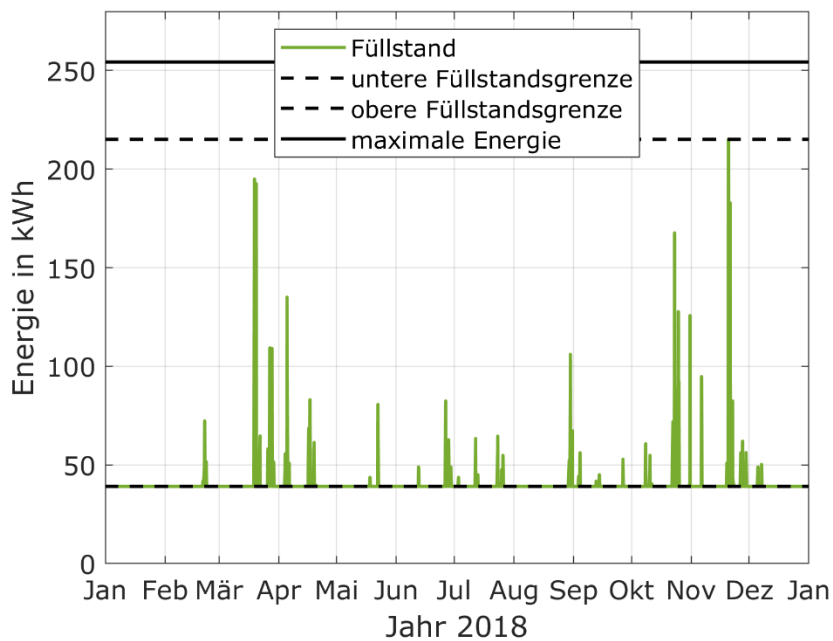


Abbildung 10-3 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV im Jahr 2018

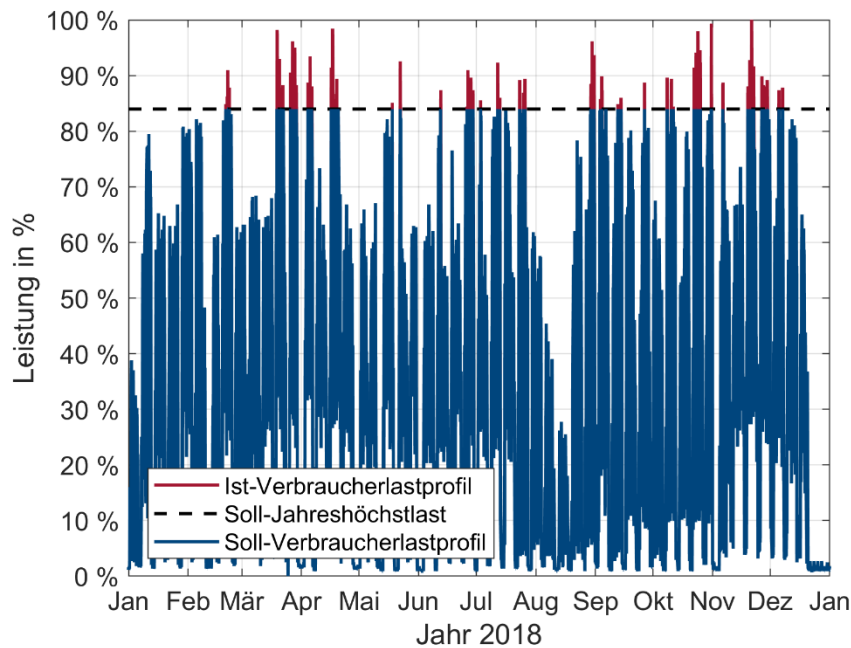


Abbildung 10-4 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV im Jahr 2018

C.2 Multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA

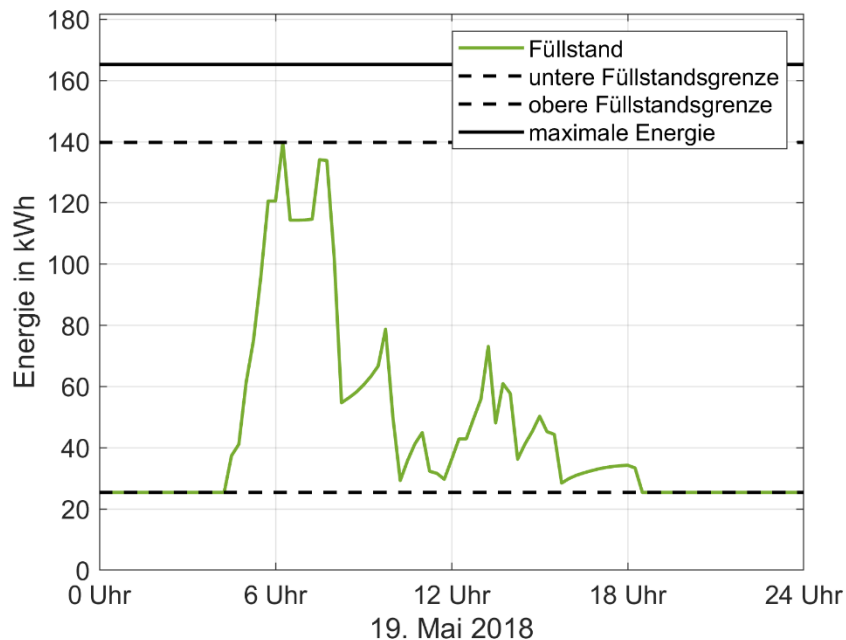


Abbildung 10-5 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA am 19. Mai 2018

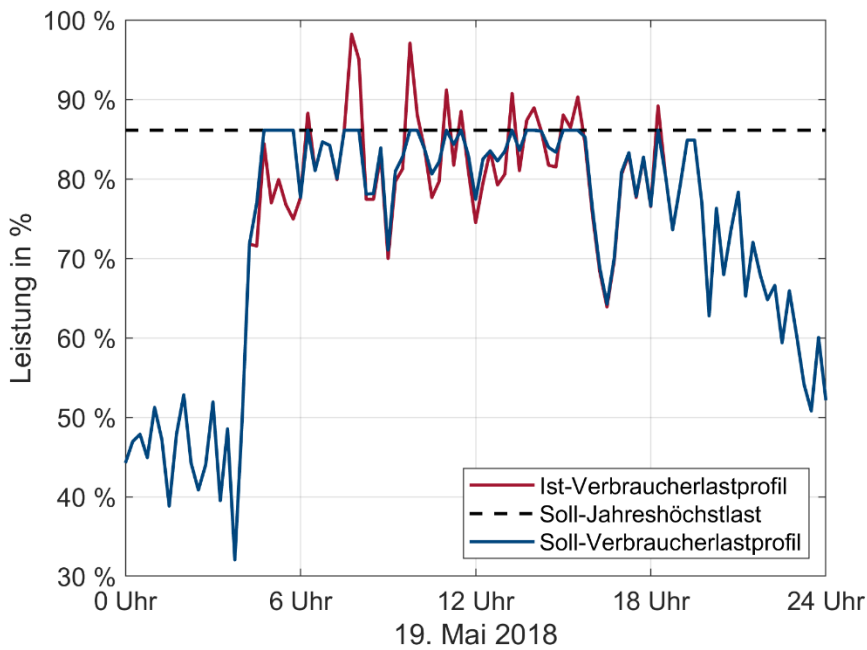


Abbildung 10-6 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA am 19. Mai 2018

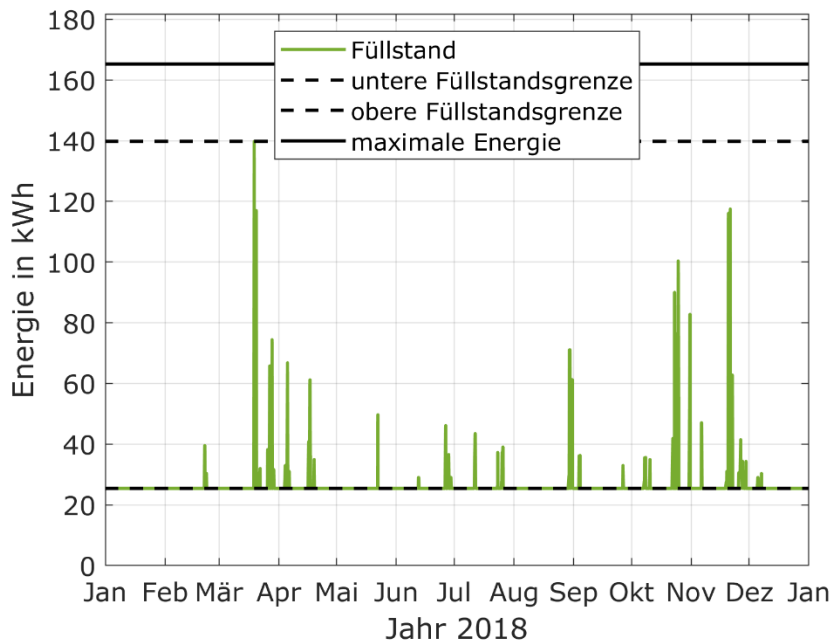


Abbildung 10-7 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA im Jahr 2018

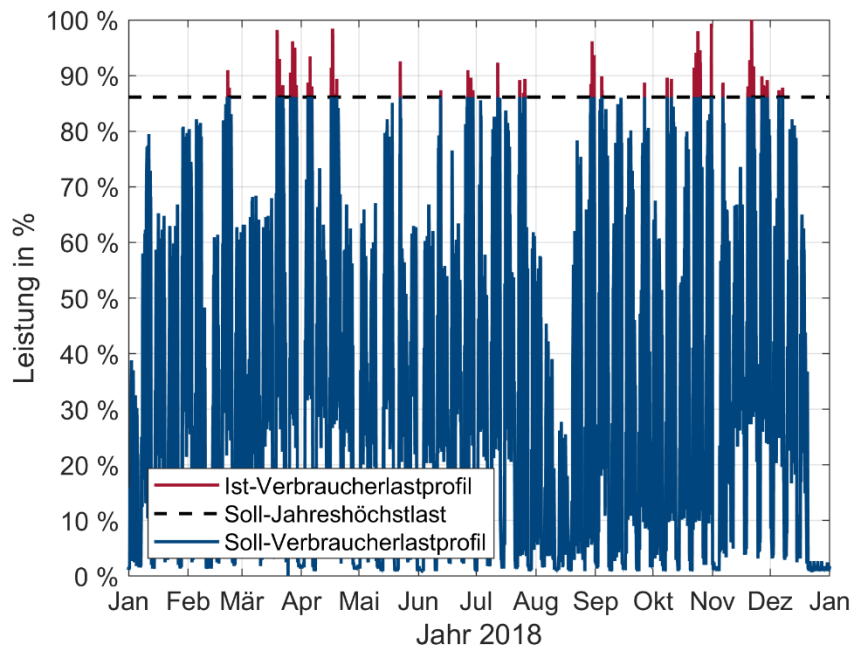


Abbildung 10-8 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA im Jahr 2018

C.3 Einsatzoption ATN

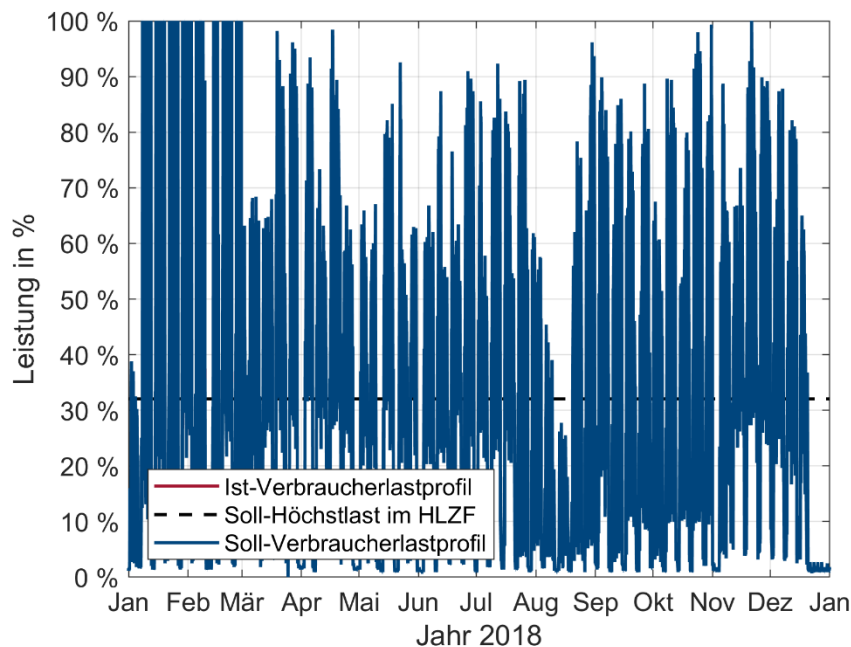


Abbildung 10-9 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die Einsatzoption ATN im Jahr 2018

C.4 Multifunktionale Einsatzoption ATNPV

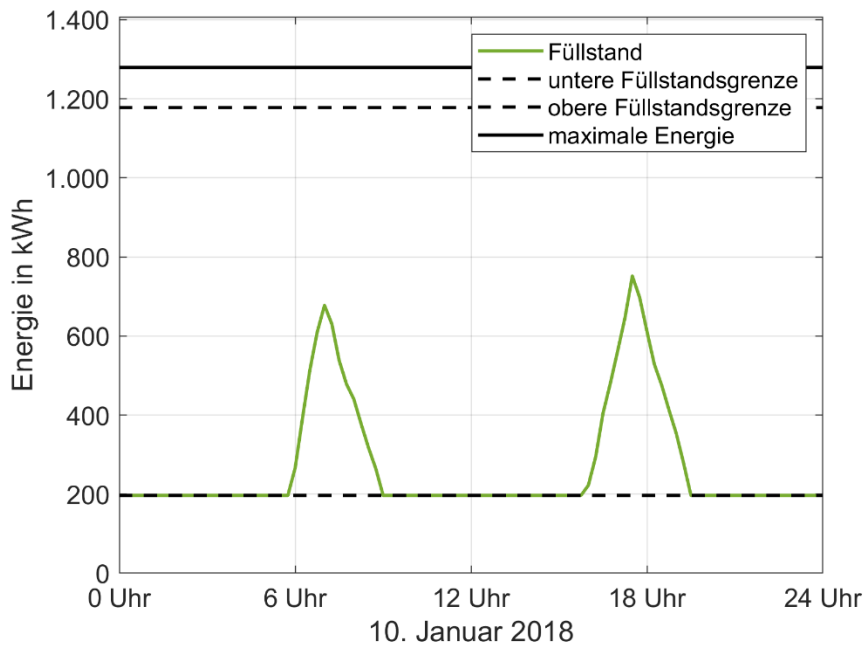


Abbildung 10-10 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV am 10. Januar 2018

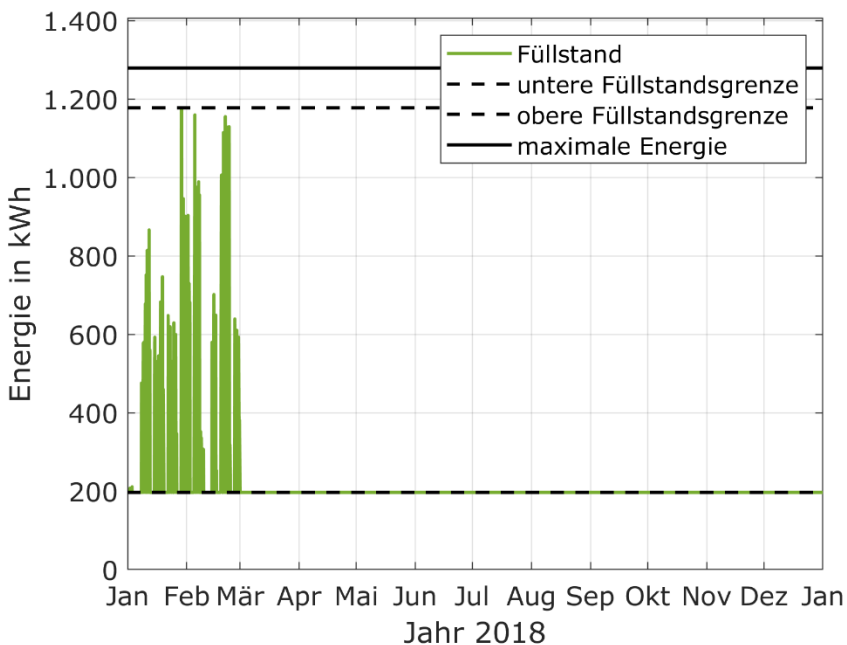


Abbildung 10-11 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV im Jahr 2018

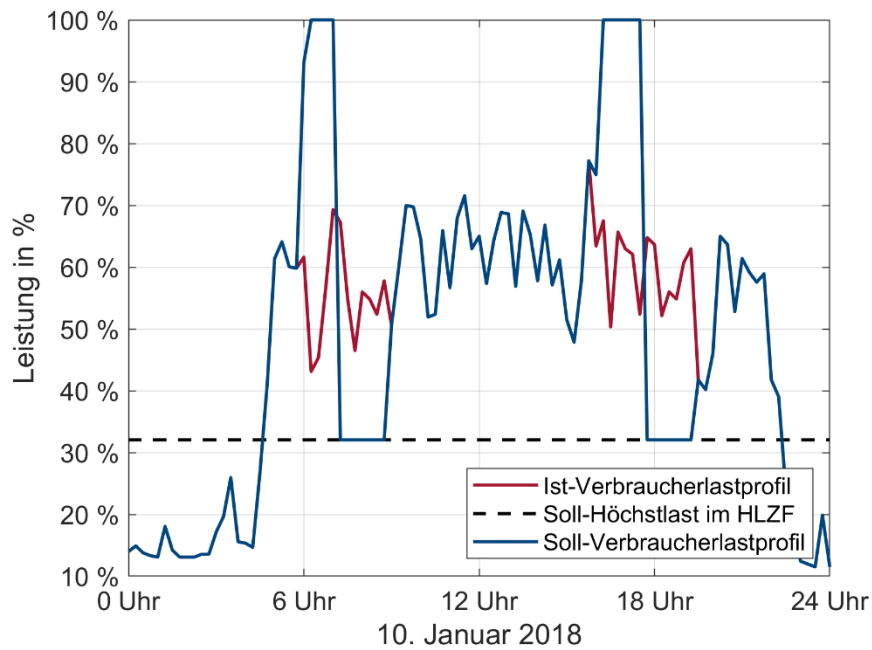


Abbildung 10-12 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV am 10. Januar 2018

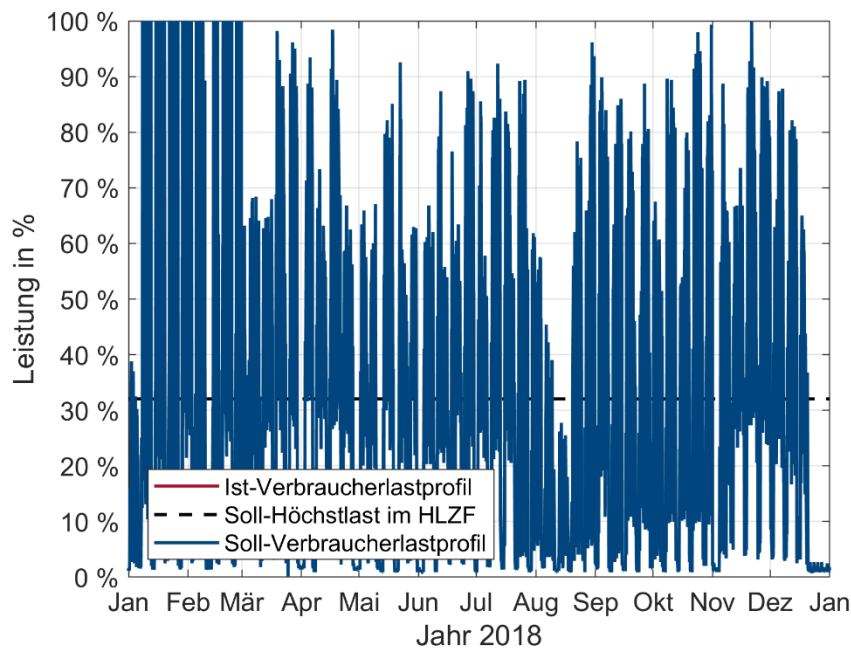


Abbildung 10-13 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV im Jahr 2018

C.5 Multifunktionale Einsatzoptionen ATNDA

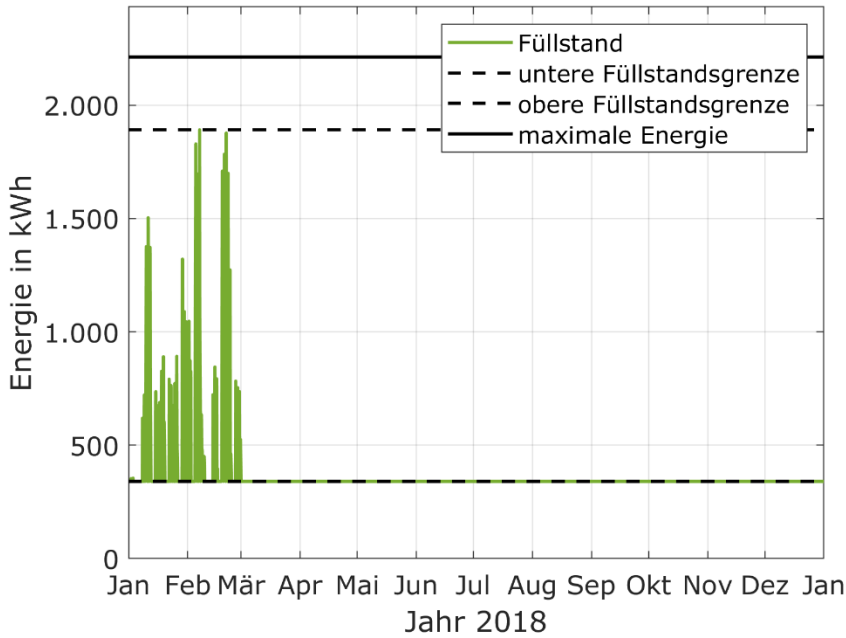


Abbildung 10-14 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA im Jahr 2018

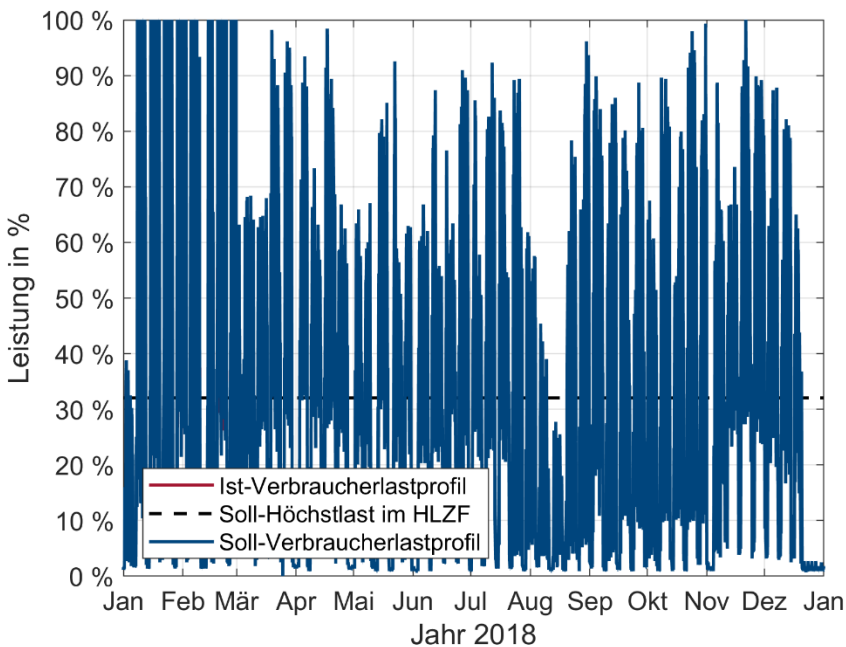


Abbildung 10-15 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption ATNDA im Jahr 2018

C.6 Multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA

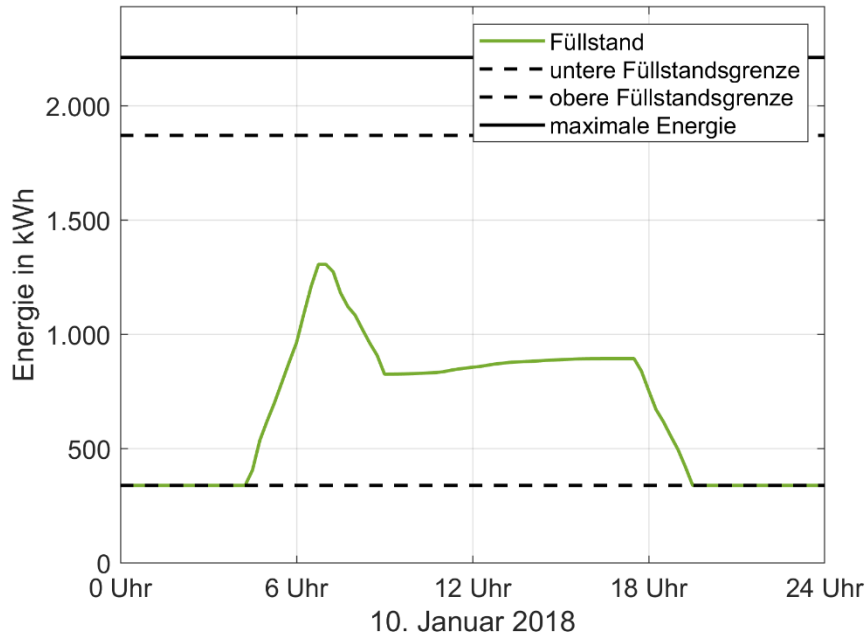


Abbildung 10-16 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA am 10. Januar 2018

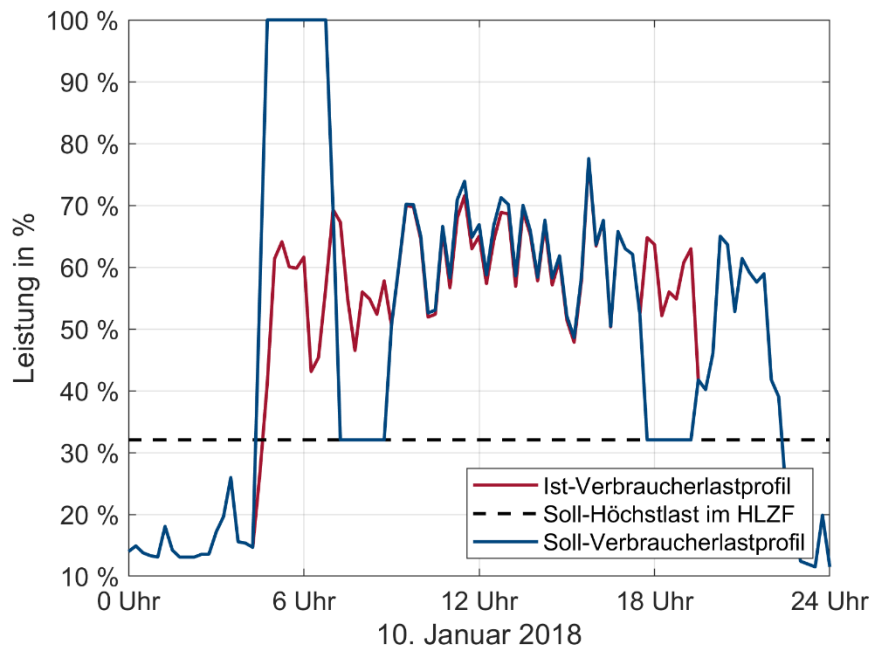


Abbildung 10-17 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA am 10. Januar 2018

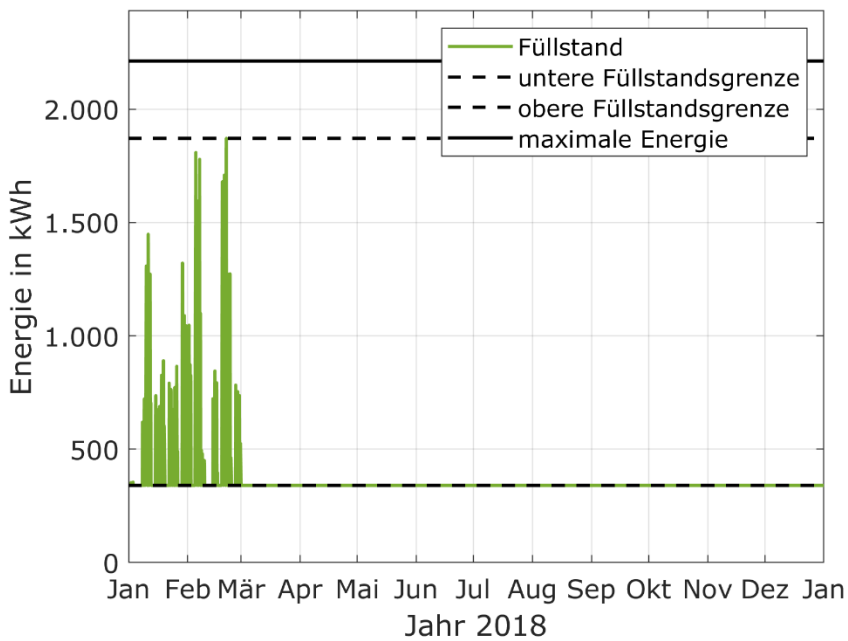


Abbildung 10-18 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA im Jahr 2018

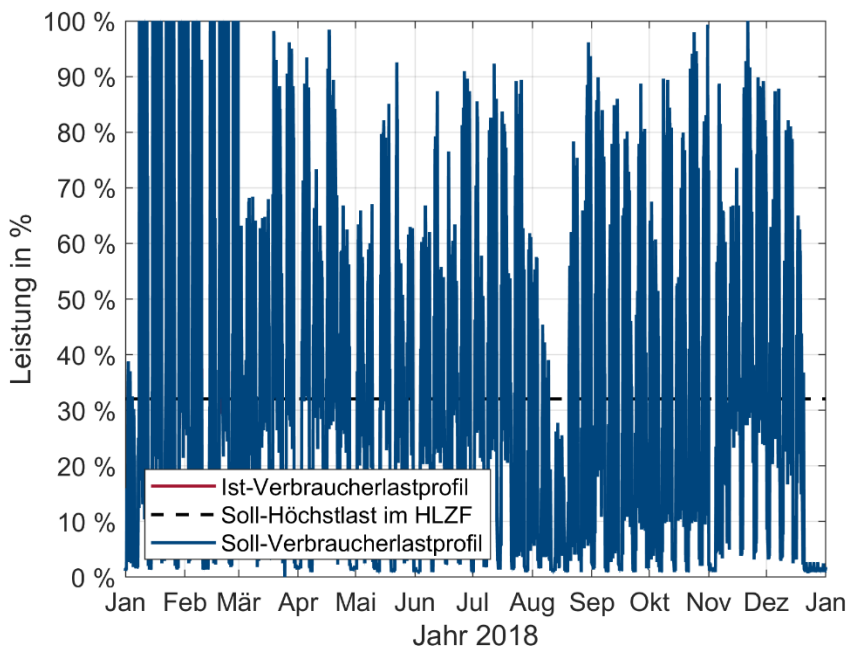


Abbildung 10-19 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption ATNPVDA im Jahr 2018

D Ergebnisse Fallbeispiel Automobilfabrik

D.1 Multifunktionale Einsatzoption SLRPV

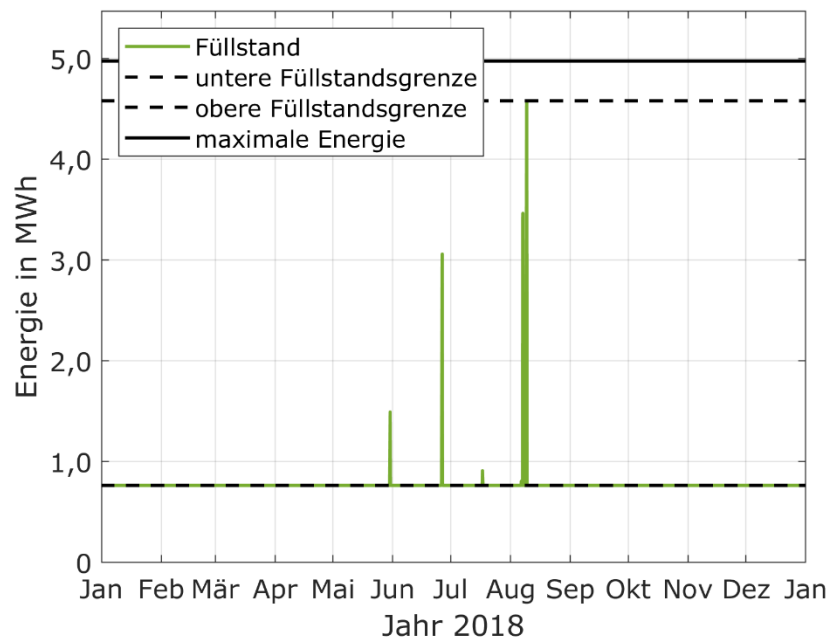


Abbildung 10-20 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV im Jahr 2018

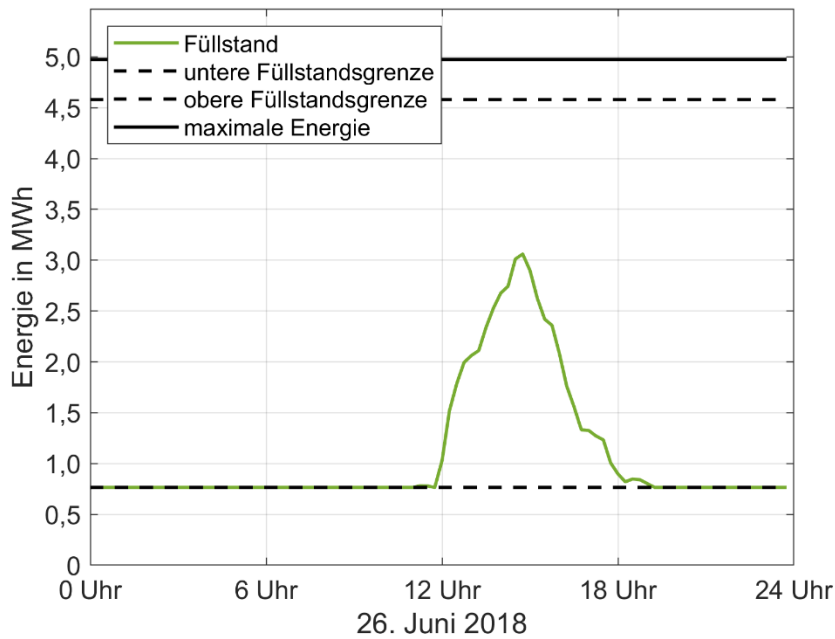


Abbildung 10-21 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV am 26. Juni 2018

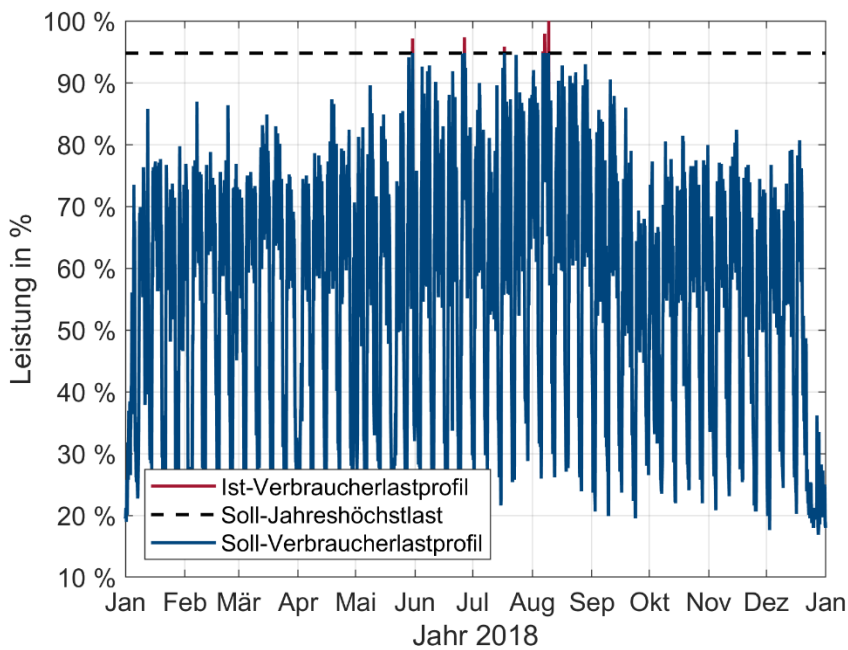


Abbildung 10-22 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV im Jahr 2018

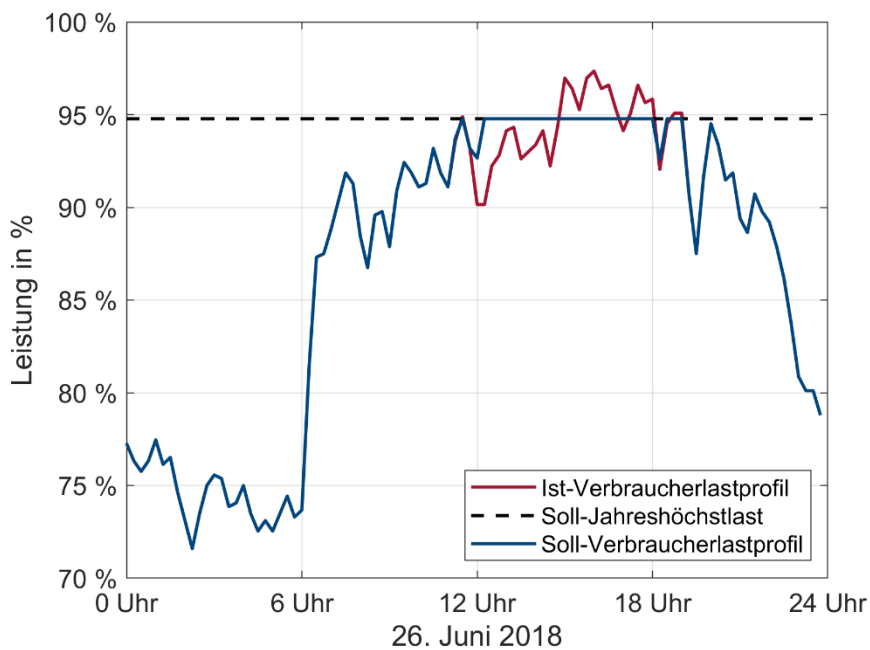


Abbildung 10-23 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRPV am 26. Juni 2018

D.2 Multifunktionale Einsatzoption SLRDA

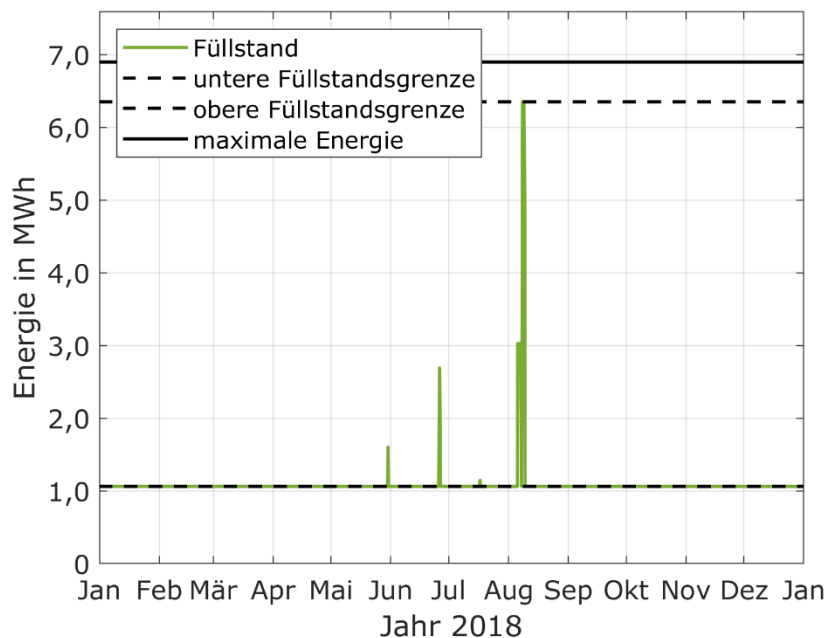


Abbildung 10-24 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA im Jahr 2018

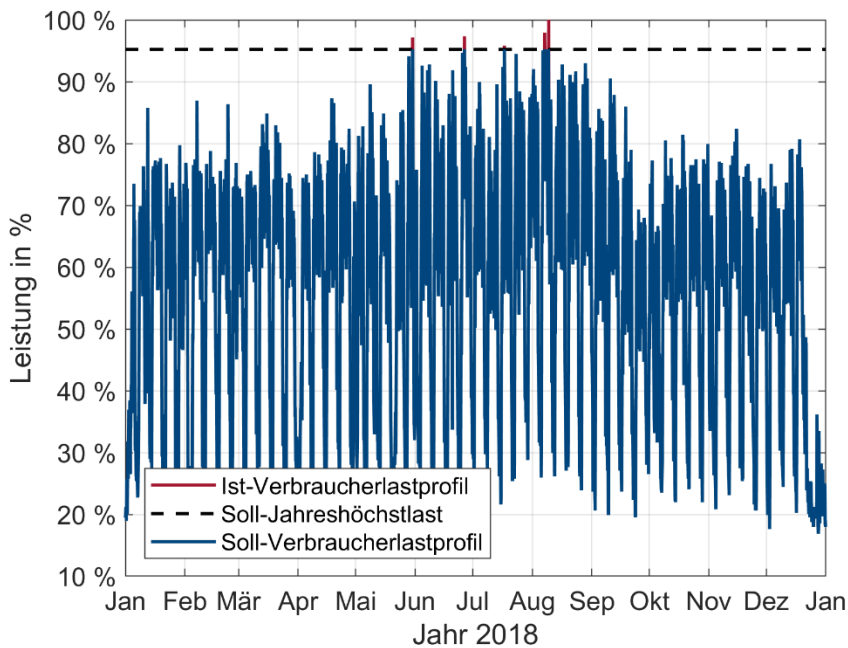


Abbildung 10-25 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRDA im Jahr 2018

D.3 Multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA

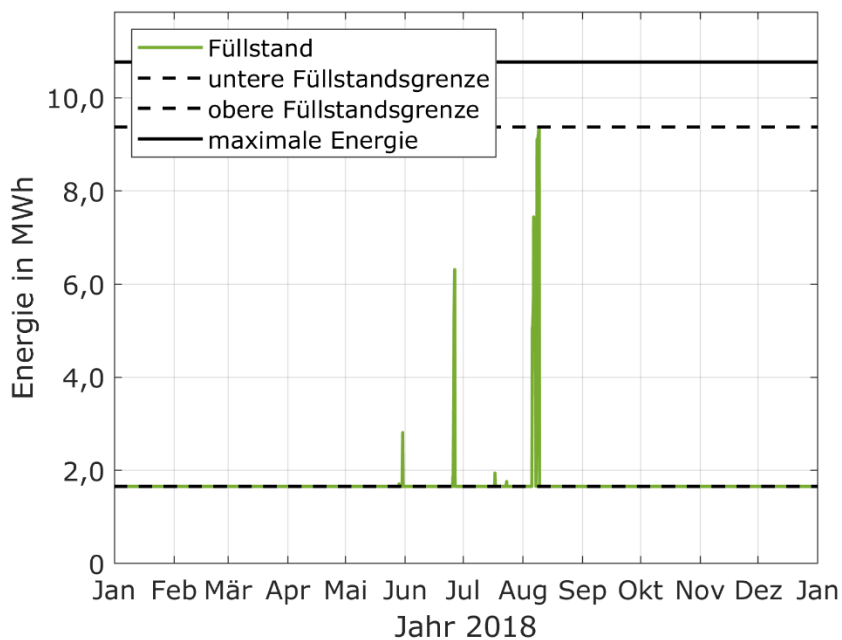


Abbildung 10-26 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA im Jahr 2018

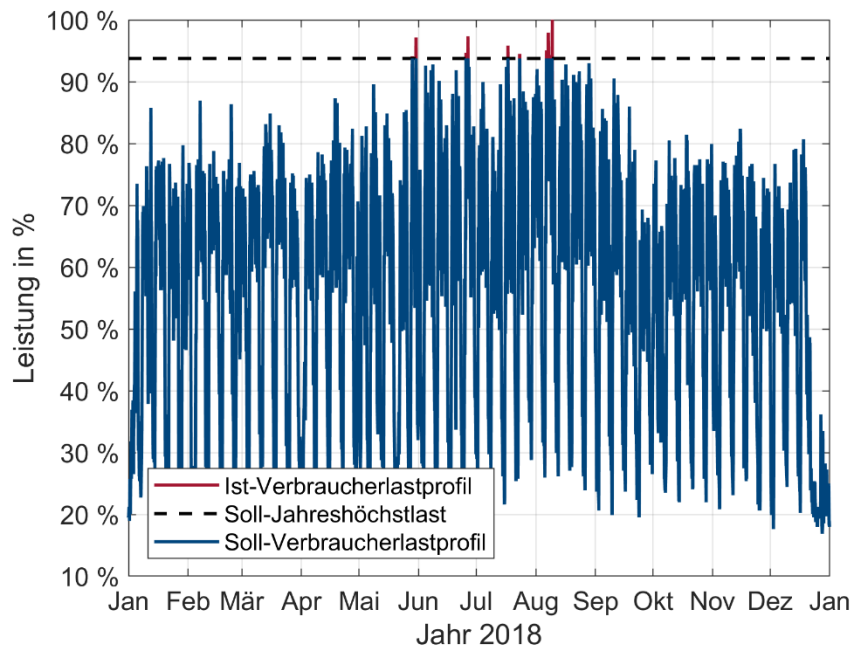


Abbildung 10-27 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption SLRPVDA im Jahr 2018

D.4 Multifunktionale Einsatzoption ATNPV

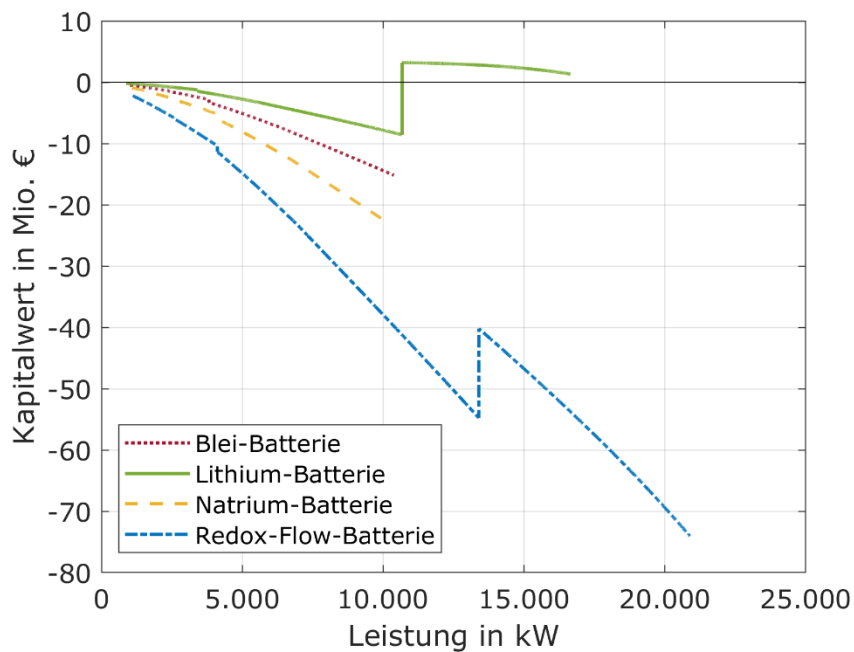


Abbildung 10-28 Kapitalwert der Stromspeichertechnologien, bezogen auf die Speicherleistung für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV

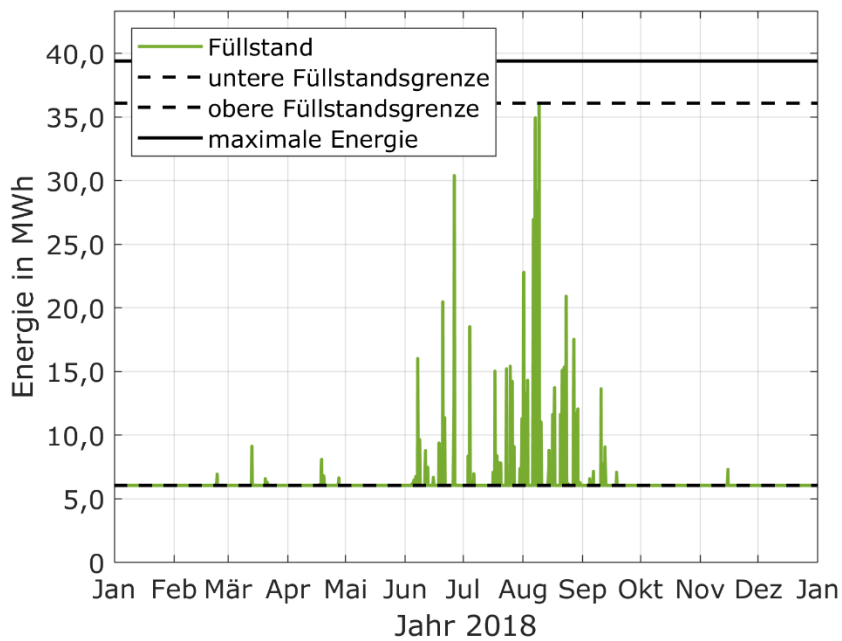


Abbildung 10-29 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV im Jahr 2018

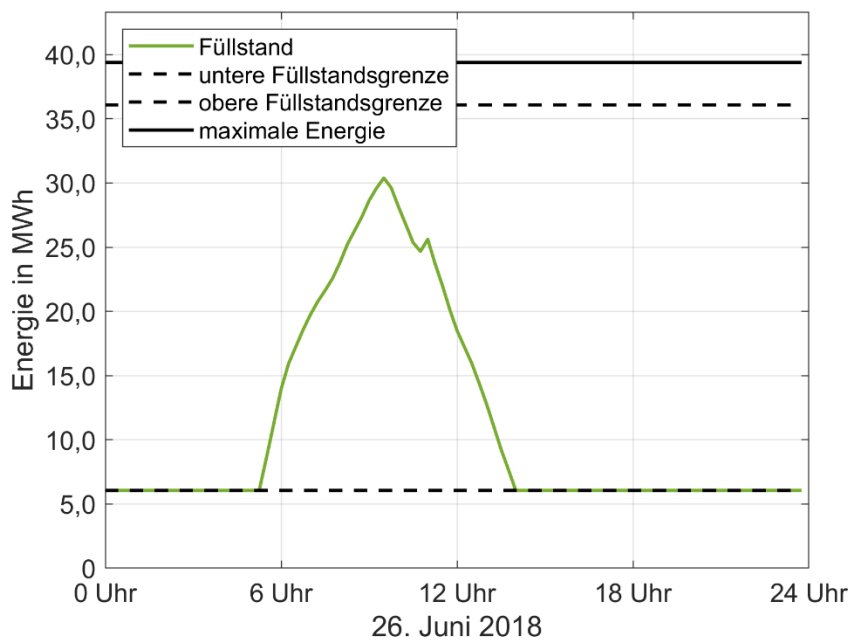


Abbildung 10-30 Fahrplan der wirtschaftlichsten LIB für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV am 26. Juni 2018

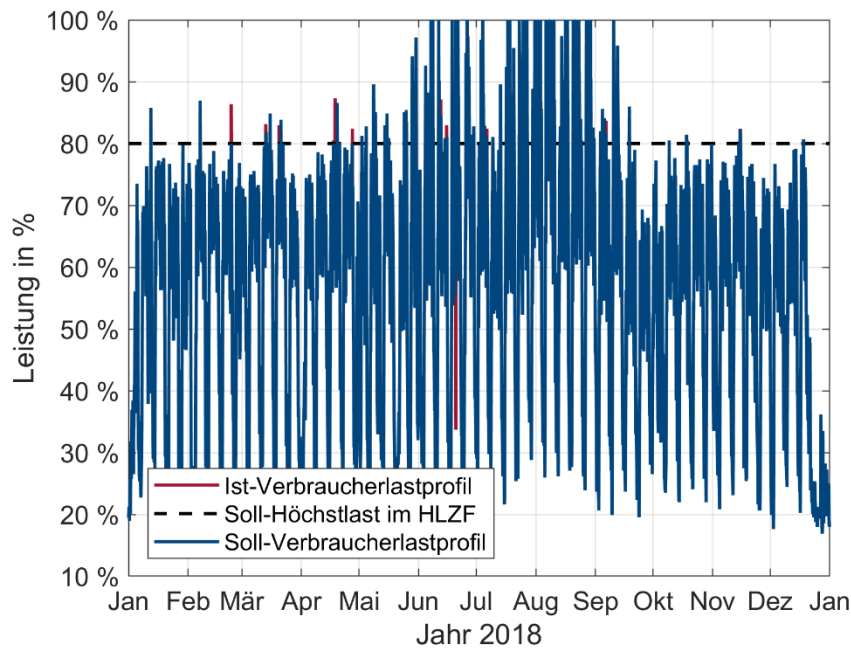


Abbildung 10-31 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV im Jahr 2018

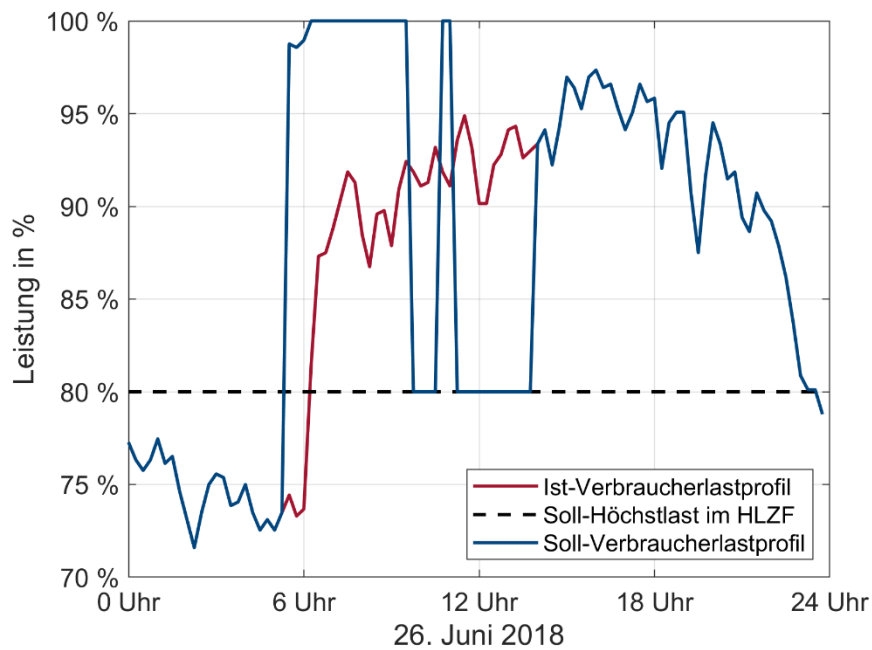


Abbildung 10-32 Vergleich Soll- und Ist-Verbraucherlastprofil für die multifunktionale Einsatzoption ATNPV am 26. Juni 2018

