

Planning and integration of energy storage systems in energy building systems – Electrical storage

Einsprüche bis 2022-10-31

- vorzugsweise über das VDI-Richtlinien-Einspruchsportal <http://www.vdi.de/4657-3>
- in Papierform an
VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt
Fachbereich Energietechnik
Postfach 10 11 39
40002 Düsseldorf

Inhalt	Seite
Vorbemerkung.....	2
Einleitung.....	2
1 Anwendungsbereich.....	2
2 Normative Verweise.....	3
3 Begriffe.....	3
4 Formelzeichen und Abkürzungen.....	4
5 Anwendungsfälle und Nutzeranforderungen.....	6
5.1 Erhöhung der Eigenversorgung.....	6
5.2 Spitzenkappung (Peak Shaving) der Netzeinspeisung.....	7
5.3 Spitzenkappung (Peak Shaving) des Netzbezugs.....	7
5.4 Stromautarke Versorgung.....	9
5.5 Notstrom und Ersatzstrom.....	9
5.6 Teilnahme am Energiehandel.....	10
5.7 Strombezugskostenoptimierung.....	10
5.8 Weitere System- und Netzdienstleistungen.....	11
5.9 Versorgungssicherheit- und Wiederaufbau.....	11
6 Technologien der Stromspeicher.....	12
6.1 Charakterisierung der Technologien.....	12
6.2 Eignungsanalyse.....	13

Inhalt	Seite
7 Allgemeine Systemeigenschaften.....	15
7.1 Systemtopologien.....	15
7.2 Phasenzahl.....	16
7.3 Notstrom-Funktionalitäten.....	17
7.4 Batterietechnologie.....	18
7.5 Wasserstoffspeichertechnologie.....	23
7.6 Alterung und Lebensdauer.....	23
7.7 Effizienzkriterien.....	24
8 Allgemeine Kennzahlen.....	25
8.1 Technische Kennzahlen.....	25
8.2 Ökonomische Kennzahlen.....	26
9 Auslegungsplanung und ökonomische Bewertung.....	27
9.1 Zuordnung des Lastprofils.....	27
9.2 Erhöhung der Eigenversorgung.....	29
9.3 Spitzenkappung (Peak Shaving) des Netzbezugs.....	35
9.4 Multi-Use-Speicher.....	38
10 Sonstige Anforderungen.....	38
10.1 Anschluss am Verteilnetz.....	38
10.2 Aufstellbedingungen und Brandschutz für Großspeicher ab 50 kWh.....	40
Anhang Erforderliche Kennzeichnungen für Batterieräume nach DGUV Information 211-041.....	44
Schrifttum.....	45

Vorbemerkung

Der Inhalt dieser Richtlinie ist entstanden unter Beachtung der Vorgaben und Empfehlungen der Richtlinie VDI 1000.

Alle Rechte, insbesondere die des Nachdrucks, der Fotokopie, der elektronischen Verwendung und der Übersetzung, jeweils auszugsweise oder vollständig, sind vorbehalten.

Die Nutzung dieser Richtlinie ist unter Wahrung des Urheberrechts und unter Beachtung der Lizenzbedingungen (www.vdi.de/richtlinien), die in den VDI-Merkblättern geregelt sind, möglich.

An der Erarbeitung dieser Richtlinie waren beteiligt:

Walter Albrecht, Augsburg

Ing. (FH) *Viacheslav Balakirev*, Osnabrück

Dipl.-Ing. (FH) *Frank Dahlmanns*, Heinsberg

Marc Fengel, M.Eng., Karlsruhe

Jan Figgener, M. Sc., Aachen-

Dr.-Ing. *Martin Kleimaier*, Essen

Dipl.-Ing. (FH) *Lothar Koullen*, M.B.A., Stolberg

Lukas Langenberg, M. Sc., Linnich

Dr.-Ing. *Caroline Möller*, Berlin

Prof. Dr.-Ing. *Peter Stenzel*, Köln

Tjarko Tjaden, M.Sc., Aurich

Allen, die ehrenamtlich an der Erarbeitung dieser Richtlinie mitgewirkt haben, sei gedankt.

Eine Liste der aktuell verfügbaren und in Bearbeitung befindlichen Blätter dieser Richtlinienreihe sowie gegebenenfalls zusätzliche Informationen sind im Internet abrufbar unter www.vdi.de/4657.

Einleitung

Die Erzeugung von elektrischer Energie („Strom“) und deren Verteilung innerhalb des Stromnetzes befindet sich seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Wandel. Klassisch erfolgte die Bereitstellung des erforderlichen Stroms von Großkraftwerken über die verschiedenen Netzebenen bis in die Verteilnetze.

Verschiedene technische, ökonomische, ökologische und soziale Faktoren resultierten in einer zunehmenden Verbreitung dezentraler Erzeuger im Verteilnetz. Damit einher geht eine grundlegende Veränderung des Lastflusses innerhalb des Stromversorgungsnetzes bis hin zur Rückeinspeisung von elektrischer Energie auf höhere Spannungsebenen des Verteilnetzes und in das Übertragungsnetz.

Im Gebäudebereich war der Einsatz von Systemen zur Speicherung elektrischer Energie weder erforderlich noch wirtschaftlich abbildbar. Eine Ausnahme bildeten hier Stromspeicher im Offgrid- und

Notstrombereich. Mittlerweile ist im Wohngebäudebereich die Installation von Batteriespeichern in Kombination mit PV-Anlagen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs sehr weit verbreitet.

Auch im Gewerbe- und Industriebereich werden zunehmend Batteriespeicher in verschiedenen Anwendungsfällen eingesetzt. Dazu zählen unter anderem die Erbringung von Netzdienstleistungen oder auch die Bezugs- und Einspeiseoptimierung zur Reduzierung der Stromversorgungskosten. Diese Richtlinie schafft eine Grundlage für die Auswahl und Dimensionierung von elektrischen Stromspeichern für den Einsatz in unterschiedlichen Anwendungsgebieten.

1 Anwendungsbereich

Diese Richtlinie findet Anwendung bei der Planung und Dimensionierung von elektrischen Stromspeichersystemen für den Einsatz in Gebäuden mit Anschluss an das Verteilnetz unter Maßgabe der VDE-AR-N 4105 und VDE-AR-N 4110. Vordergründig geht es dabei um Anwendungsfälle zur Energiekostenoptimierung und Netzentlastung. Der Geltungsbereich umfasst dabei Speichersysteme in der elektrischen Leistungsklasse von einem bis mehrere hundert kW Leistung bzw. kWh Kapazität. Sie richtet sich an alle Akteure, die Berührungspunkte mit Fragestellungen der Gebäudeenergiesysteme haben; darunter TGA-Planungsunternehmen, Energieberatende, Planungs- und Installationsbetriebe sowie Herstellungsunternehmen von elektrischen Erzeugungsanlagen und Speichern.

Nach einer Beschreibung der möglichen Anwendungsfälle von Stromspeichern in Gebäuden und einer Vorstellung verfügbarer Technologien werden allgemein relevante Systemeigenschaften beschrieben. In den anschließenden Auslegungsabschnitten in Abschnitt 9 erfolgt die Darstellung der energetischen Planung und Dimensionierung sowie ökonomischen Bewertung von Speichersystemen. Dies erfolgt für die Anwendungsfälle:

- Erhöhung der Eigenversorgung (Abschnitt 9.2)
- Spitzenkappung (englisch: peak shaving, Abschnitt 9.3)
 - der Netzeinspeisung
 - des Netzbezugs

Aufgrund der komplexen Abhängigkeiten bietet diese Richtlinie keine Unterstützung zu Anwendungsfällen mit Stromspeichern, bei denen Dritte über externe Geschäftsmodelle, z. B. durch Teilnahme am Energiehandel, involviert sind. Zudem werden mobile Speicher, Traktionsbatterien von Elektrofahrzeugen sowie Vehicle-to-Building-Anwendungsfälle in der Richtlinie nicht betrachtet.

2 Normative Verweise

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieser Richtlinie erforderlich:

VDI 3985:2018-06 Grundsätze für Planung, Ausführung und Abnahme von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen

VDI 4656:2013-09 Planung und Dimensionierung von Mikro-KWK-Anlagen

3 Begriffe

Für die Anwendung dieser Richtlinie gelten die folgenden Begriffe:

Arbeitspreis

als Entgelt für die verbrauchte Kilowattstunde berechneter Preis, der sämtliche mit dem Verbrauch zusammenhängende Kosten sowie Steuern berücksichtigt

Anmerkung 1: Der Arbeitspreis wird in Eurocent/kWh bemessen und kann unter Umständen zeitabhängig sein.

Anmerkung 2: Mit dem Verbrauch zusammenhängende Kosten sind z. B. Netzentgelte, Beschaffungskosten, Konzessions- und staatliche Abgaben.

Autarkie

Deckung des gesamten Energiebedarfs von Verbrauchern innerhalb einer zeitlich und räumlich definierten Bilanzgrenze aus Energiequellen innerhalb derselben Bilanzgrenze

Anmerkung: Die Bilanzgrenze stellt z. B. der Anschluss eines Gebäudes an eine öffentliche Energieversorgungsstruktur dar (z. B. Gasnetz, Stromnetz, Fernwärme).

Autarkiegrad

prozentualer Beitrag der Energiequellen und Energiespeicher innerhalb einer Bilanzgrenze am gesamten elektrischen und/oder thermischen Energieverbrauch

Batterie

Zusammenschaltung mehrerer Batteriezellen als auch einzelne Batteriezellen und Batteriesysteme

Anmerkung: Analog zur Batteriezelle wird zwischen primären (nicht wiederaufladbaren) und sekundären (wiederaufladbaren) Batterien unterschieden.

BMS (Batteriemanagementsystem)

elektronische Schaltung, die unbeabsichtigte Zustände einer Batterie verhindert (Überladung, Tiefentladung, hohe Temperaturen etc.) und die aus Hardware oder aus einer Kombination von Hardware und Software besteht

Anmerkung: Das BMS auf Zell- und Systemebene hat unter anderem folgende Aufgaben:

- Steuerung und Überwachung des Ladezustands beim Be- und Entladen
- Messen und Überwachen der einzelnen Zellspannungen, -ströme und -temperaturen unter Verwendung von Sensorik
- Thermomanagement durch Steuerung des Kühlsystems

- Steuern der Schutzeinrichtungen, z. B. Relais
- Schnittstelle und Kommunikation mit anderen Komponenten eines Batteriespeichersystems
- Fehlermanagement

Batteriesystem

battery pack

mehrere verschaltete Batteriemodule, ergänzt um mechanische und elektronische Komponenten

Anmerkung: Zu den mechanischen Komponenten gehören vor allem das Gehäuse mit Isolierung und gegebenenfalls ein Kühlsystem sowie interne und externe Befestigungssysteme. Die wichtigste elektronische Komponente ist das Batteriemanagementsystem.

Batteriespeichersystem (Battery Energy Storage System, BESS)

System aus verschiedenen Komponenten, die zur Speicherung elektrischer Energie in einem Batteriesystem notwendig sind und das alle für den Betrieb systemtechnisch notwendigen elektronischen und mechanischen Komponenten umfasst

Anmerkung: Zu den Komponenten eines Batteriespeichersystems zählen beispielsweise:

- Wechselrichter bzw. Wandler (Lade- und Entladeeinheit)
- Batteriesystem (Speichereinheit)
- Gehäuse oder Einhausung
- Schutz- und Sicherungseinrichtungen
- Kabel, Anschlüsse etc. (Komponenten zur Systemintegration)
- Mess-, Steuerungs-, Regelungstechnik
- Visualisierung/Display

C-Rate (Coulomb-Rate, I)

Lade- oder Entladestrom in Ampere, ausgedrückt als ein Vielfaches der Nennkapazität in Amperestunden

Anmerkung: Es gilt: $I = M \cdot C_n$

Dabei ist

- I Lade- oder Entladestrom
- C numerischer Wert der Nennkapazität in Amperestunden
- n Zeit der Entladung, für die die Nennkapazität definiert wurde
- M Vielfaches von C

Beispiel: Entladung von 0,05 C entspricht bei einer Batterie mit 5 Ah Kapazität 250 mA.

C-Wert (Coulomb-Wert, C)

konstante Be- oder Entladung eines Energiespeichers als Verhältnis von Ladeleistung zu nominellen Energiespeichervermögen

Anmerkung 1: Ein 100-kWh-Speicher wird mit 20 kW entladen, was $C = 20 \text{ kW}/100 \text{ kWh} = 1/5 \text{ h}^{-1}$ entspricht, mit einer 200-kW-Entladung beträgt der C-Wert $200 \text{ kW}/100 \text{ kWh} = 2 \text{ h}^{-1}$.

Anmerkung 2: Da die real verfügbare Energie aus dem Speicher von der Entladeleistung aufgrund unterschiedlicher Wirkungsgrade je nach Arbeitspunkt abhängt, ist die effektive Kapazität des Speichers vom C-Wert der Entladung abhängig.

E-Rate

Lade- oder Entladeleistung in Watt, ausgedrückt als Vielfaches der Nennkapazität in Wattstunden

Anmerkung: Es gilt:

$$E = P \cdot n$$

E Energie

P Lade- bzw. Entladeleistung

n Zeit der Entladung, für die die Nennkapazität definiert wurde

M Vielfaches von E

Eigenverbrauch (Selbstverbrauch)

innerhalb einer Bilanzgrenze zur Verfügung stehende Energie, die innerhalb dieser verbraucht wird

Anmerkung: Der Zeitpunkt der Erzeugung kann sich vom Zeitpunkt des Verbrauchs unterscheiden.

Eigenverbrauchsanteil (e)

Quotient aus dem Eigenverbrauch und der insgesamt zur Verfügung stehenden Energie

Erzeugungsanlage (EZA)

energietechnische Anlage zur Erzeugung von einer Energieform

Anmerkung: Eine Erzeugungsanlage (z. B. für elektrische, thermische, chemische Energie) ist ein Energiewandler gemäß den Hauptsätzen der Thermodynamik.

Grundpreis

monatliche, pauschale Grundgebühr, die zur Deckung der verbrauchsunabhängigen Fixkosten des Energieversorgers, z. B. Lieferbereitschaft, Bereitstellung der Messeinrichtung, Messstellenbetrieb sowie administrativen Aufwand dient

Ladezustand (State Of Charge, SOC)

Quotient aus noch entnehmbarer Energie aus dem aktuellen Systemzustand und der Nennkapazität

Anmerkung: Der Ladezustand ist entgegengesetzt zur Entladetiefe.

Lebensdauer

Zeitspanne zwischen dem Begin of Life (BOL), charakterisiert durch z. B. im Lastenheft definierte Eigenschaften, und dem End of Life (EOL), zu dem diese Eigenschaften einen zuvor definierten Wert durch Alterung unterschreiten [in Anlehnung an Definition des Batterieforums Deutschland [9]]

Anmerkung 1: Die Lebensdauer wird durch die Zyklenlebensdauer und die kalendarische Lebensdauer beeinflusst. Zyklenlebensdauer und kalendarische Lebensdauer überlagern sich und je nach Anwendungsprofil ist der eine oder der andere Mechanismus lebensdauerbestimmend (siehe auch [9]).

Anmerkung 2: Das Batterieforum Deutschland setzt den Begin of Life mit dem Auslieferungszeitpunkt gleich.

Leistungspreis (LP)

Teil der Grundkosten, der wie der Grundpreis zur Deckung der verbrauchsunabhängigen Kosten des Energieversorgers dient

Anmerkung 1: Der Leistungspreis wird in der Regel als eine pauschale Grundgebühr in €/kW bemessen und üblicherweise für einen Zeitraum von einem Jahr durch das Energieversorgungsunternehmen festgelegt, zudem trägt er der maximal

abgefragten Leistung als Mittelwert über ein definiertes Zeitintervall Rechnung.

Anmerkung 2: Der Leistungspreis tritt üblicherweise bei Gewerbe und Industriekunden auf, da diese aufgrund eines hohen Netzbezugs oftmals über die notwendige registrierende Leistungsmessung verfügen.

Nennkapazität (nominale Kapazität, Bruttokapazität, C_{nom})

Zahl der entnehmbaren Energie nach Herstellung, die sich auf genau definierte Entladeraten und Umweltbedingungen bezieht und in der Regel vom Hersteller angegeben wird

nutzbare Kapazität (Nettokapazität)

entnehmbare Energiemenge bei einer definierten Entladerate und Umweltbedingungen

SOH (State Of Health, Alterungsgrad, SOH)

Indikator, wo sich die Batterie im Lebenszyklus befindet

Anmerkung 1: Ein SOH von 1 bedeutet, dass die Batterie in ihren Eigenschaften dem Begin-of-Life entspricht, ein SOH von 0 bedeutet, dass eine Charakterisierung der Batterie Werte ergibt, die einem End-of-Life entsprechen.

Anmerkung 2: Die Bestimmung des SOH erfolgt nach:

$$SOH = \frac{K - K_{\text{EOL}}}{K_{\text{BOL}} - K_{\text{EOL}}}$$

Dabei ist

K aktuell ermittelte Kapazität der Batterie

K_{EOL} Kapazität, die für das End of Life herangezogen wird

K_{BOL} Kapazität beim Begin of Life

Speichernutzungsgrad (Speicherwirkungsgrad)

Systemwirkungsgrad als Verhältnis von Nutzen zu Aufwand, der sich als abgegebene Energie zu eingespeicherter Energie definiert

Speicherzyklus

zusammenhängender Lade- und Entladevorgang, bei dem zwischen Voll- und Teilzyklen unterschieden wird

Anmerkung: Bei einem Vollzyklus erfolgt die Entladung bis auf eine Restkapazität von 0 % mit anschließender Aufladung bis zu einer Kapazität von 100 % (Entladetiefe = 100 %). Bei Entladetiefen > 100 % wird von einem Teilzyklus gesprochen.

Zyklenlebensdauer

maximale Anzahl der möglichen Zyklen bei definierten Entladebedingungen (Entladetiefe) bei Zyklisierung eines Energiespeichersystems bis zum Erreichen des End of Life (EOL)

Anmerkung: siehe auch [9]

4 Formelzeichen und Abkürzungen

Formelzeichen

In dieser Richtlinie werden die nachfolgend aufgeführten Formelzeichen verwendet:

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
A_{Dach}	Dachfläche	m ²
A_t	Ausgaben für Betrieb und Wartung	€/a
a	Autarkiegrad/ Selbstversorgungsgrad	–
a_{fit}	Autarkiegrad aus Fit-Funktion	–
a_0	Autarkiegrad ohne Stromspeicher	–
C_{nom}	Nennkapazität	kWh
$c_{\text{eff,sp}}$	spezifische, effektive Speicherkapazität	kWh/MWh
C_{nutz}	nutzbare Speicherkapazität	kWh
E_{DV}	Direktverbrauch	kWh
E_{E}	erzeugte Energie	kWh
$E_{\text{GB,ac}}$	AC-seitig bezogene Energie für den Generator	kWh
$E_{\text{GE,ac}}$	AC-seitig erzeugte Energie des Generators	kWh
$E_{\text{GE,dc}}$	DC-Ertrag des jeweiligen Generators	kWh
$E_{\text{GSB,ac}}$	AC-seitig vom Generator-Speicher-System bezogene Energie	kWh
$E_{\text{GSE,ac}}$	AC-seitig vom Generator-Speicher-System erzeugte Energie	kWh
$E_{\text{KWK,el,a}}$	erzeugte elektrische Energie der KWK-Anlage	kWh
$E_{\text{KWK,th,a}}$	erzeugte thermische Energie der KWK-Anlage	kWh
E_{NB}	Netzbezug	kWh
E_{NE}	Netzeinspeisung	kWh
$E_{\text{PV,lokal,sp}}$	spezifischer Ertrag der betrachteten Fotovoltaikanlage	kWh/kWp
$E_{\text{PV,ref,sp}}$	spezifischer Referenzertrag der Fotovoltaikanlage	kWh/kWp
$E_{\text{SB,ac}}$	AC-seitig bezogene Energie für den Stromspeicher	kWh
E_{SE}	vom Speicher entladene Energie	kWh
$E_{\text{SE,ac}}$	AC-seitig vom Speicher entladene Energie	kWh
$E_{\text{SE,ac,max}}$	Entladevorgang mit der größten Energiemenge	kWh
$E_{\text{SE,dc}}$	DC-seitig vom Speicher entladene Energiemenge	kWh
E_{SL}	in den Speicher geladene Energiemenge	kWh
$E_{\text{SL,ac}}$	AC-seitig in den Speicher geladene Energiemenge	kWh
E_{SV}	Stromverbrauch pro Jahr	kWh

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
e	Eigenverbrauchsanteil	–
e_{fit}	Eigenverbrauchsanteil (Fit-Funktion)	–
e_0	Eigenverbrauchsanteil ohne Stromspeicher	–
$f_{\text{Ausnutzung}}$	Flächenausnutzungsgrad	–
I	Investitionskosten	€
i	Zinssatz	€
K_0	Kapitalwert, Nettobarwert (englisch: net present value)	€
k_a	Koeffizient zur Abschätzung des Autarkiegrads (Fit-Funktion)	–
k_e	Koeffizient zur Abschätzung des Eigenverbrauchsanteils (Fit-Funktion)	–
k_{LP}	Tarif für den Leistungspreis	€/kW
$k_{\text{LP},0}$	Tarif für den Leistungspreis ohne Stromspeicher	€/kW
k_{NB}	Tarif für den Arbeitspreis des Netzbezugs	€/kWh
$k_{\text{NB},0}$	Tarif für den Arbeitspreis des Netzbezugs ohne Stromspeicher	€/kWh
k_{NE}	spezifische Kosten für die Netzeinspeisung	€/kWh
L	Resterlös	€
$LCOS$	gewichtete Speicherkosten (englisch: levelized cost of storage)	€
$N_{\text{äq}}$	äquivalente Vollzyklen	–
$P_{\text{KWK,el,nom}}$	elektrische Nennleistung der KWK-Anlage	kW
$P_{\text{KWK,th,nom}}$	thermische Nennleistung der KWK-Anlage	kW
$P_{\text{KWK,eff}}$	effektive elektrische KWK-Leistung	kW
$P_{\text{NB,max}}$	Jahreshöchstleistung des Netzbezugs	kW
$\Delta P_{\text{NB,max}}$	Reduktion der Höchstleistung des Netzbezugs	kW
$P_{\text{NB,max},0}$	Höchstleistung des Netzbezugs ohne Speicher	kW
$P_{\text{PV,eff}}$	effektive installierte Leistung der PV-Anlage	kWp
$P_{\text{PV,STC}}$	installierte Leistung bei Standardtestbedingungen (STC)-Bedingungen	kWp
$P_{\text{SL,ac}}$	AC-Speicherladeleistung	kW
$p_{\text{KWK,sp}}$	spezifische, effektive KWK-Leistung	kW _{el} /MWh
$p_{\text{PV,sp}}$	spezifische, effektive PV-Leistung	kWp/MWh

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
T	Laufzeit	a
t_A	statische Amortisationszeit	a
$t_{\text{Betrieb,a}}$	jährliche Betriebsstunden	h/a
t_{JBD}	Jahresbenutzungsdauer/ Vollbenutzungsstunden	h
$t_{\text{JBD,0}}$	Jahresbenutzungsdauer/Vollbenutzungsstunden ohne Berücksichtigung des Stromspeichers	h
$t_{\text{Volllast,a}}$	Volllaststunden	h/a
Z_t	Zahlungsdifferenz der jährlichen Erlöse abzüglich Kosten	€
η_{Modul}	Modulwirkungsgrad	–
$\bar{\eta}_{\text{AC2BAT}}$	mittlerer Ladewirkungsgrad	–
$\bar{\eta}_{\text{BAT}}$	mittlerer Batteriewirkungsgrad	–
$\bar{\eta}_{\text{BAT2AC}}$	mittlerer Entladewirkungsgrad	–
$\bar{\eta}_{\text{sys}}$	Systemnutzungsgrad	–
$\bar{\eta}_{\text{sys,ac}}$	AC-Systemnutzungsgrad	–

Abkürzungen

In dieser Richtlinie werden die nachfolgend aufgeführten Abkürzungen verwendet:

AC	Wechselstrom (englisch: alternating current)
AEL	alkalische Elektrolyse
AEM	Anionenaustauschmembran (englisch: anion exchange membrane)
BESS	Batteriespeichersystem (englisch: battery energy storage system)
BMS	Batteriemanagementsystem (englisch: battery management system)
BOL	Begin of Life
BZ	Brennstoffzelle
DC	Gleichstrom (englisch: direct current)
DOD	Entladetiefe (englisch: depth of discharge)
EFH	Einfamilienhaus
EnFlurRi-Sensor	Energieflussrichtungssensor
EOL	End of Life
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCO	Lithium-Cobalt-Oxid
LCOE	Stromgestehungskosten (englisch: levelized cost of energy)
LCOS	gewichtete Speicherkosten (englisch: levelized cost of storage)
LMO	Lithium-Mangan-Oxid
LFP	Lithium-Eisen-Phosphat
LTO	Lithium-Titan-Oxid

MFH	Mehrfamilienhaus
NEA	Netzersatzanlagen
NMC	Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid
NCA	Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminium-Oxid
PEM	Protonenaustauschmembran (englisch: proton exchange membrane)
PV	Fotovoltaik
RFB	Redox-Flow-Batterien
RLM	registrierende Leistungsmessung
RMSE	Root Mean Square Error
SMES	supraleitende magnetische Energiespeicher
SOC	Ladezustand (englisch: state of charge)
SOFC	Festoxidbrennstoffzelle (englisch: solid oxide fuel cells)
SOH	Alterungsgrad (englisch: state of health)
SRS	Schwungradspeicher
TAB	technische Anschlussbedingungen
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung
VNB	Verteilnetzbetreiber

5 Anwendungsfälle und Nutzeranforderungen

Stromspeicher bieten die Möglichkeit, in Abhängigkeit von Nutzungsanforderungen elektrische Energie aufzunehmen und abzugeben. Hierbei sind verschiedene Gründe denkbar, die nachfolgend in sich geschlossenen Anwendungsfällen zusammengefasst werden [1].

Die Anschaffung eines Stromspeichers bedingt stets eine hohe Anfangsinvestition. Sie ist wirtschaftlich, sofern eine Amortisation im Lauf der Lebensdauer des Speichers erreicht werden kann. Dies geschieht entweder durch Einsparungen, die aufgrund des Speicherbetriebs erreicht werden, z. B. geringeren Netzbezug durch Nutzung von eigenerzeugtem Strom, oder durch Erlöse, die aus der Vermarktung des Speichers entstehen, z. B. bei der Bereitstellung von Regelleistung. Daneben bestehen Anwendungen, in denen die Nichtverfügbarkeit von Strom zu hohen Kosten führen würde, z. B. bei unterbrechungsfreien Spannungsversorgungen (USV).

In der Praxis ist es möglich, dass ein Stromspeicher gleichzeitig in Kombination mehrerer Anwendungsfälle eingesetzt wird (sogenannter Multi-Use-Speicher oder Multi-Use-Betrieb). Durch eine Mehrfachnutzung des Speichers soll die Wirtschaftlichkeit des Speichersystems erhöht werden.

5.1 Erhöhung der Eigenversorgung

Sind die Stromgestehungskosten einer lokalen Erzeugungsanlage günstiger als der Strombezug

aus dem öffentlichen Stromnetz, kann ein Interesse bestehen, einen möglichst hohen Anteil des eigenen Stroms zu nutzen (hoher Eigenverbrauchsanteil) und somit einen möglichst hohen Anteil des gesamten Stromverbrauchs durch eigene Erzeugung zu decken (hoher Autarkiegrad). Ein Speicher wirkt hierbei positiv auf beide Größen. Primärer Effekt eines Speichers ist folglich die Reduktion der Netzeinspeisung und des Netzbezugs. In Abhängigkeit der spezifischen Energiekosten für die eingespeiste und bezogene Energie kann ein Speicher somit die Energiekosten senken. Durch Eigenverbrauch findet zudem eine teilweise Entkopplung der Stromversorgungskosten von den Strom-Endkundenpreisen statt. Die gesamten Stromversorgungskosten erhalten hierdurch eine höhere Planbarkeit und der Betrieb von Eigenversorgungsanlagen bietet eine Möglichkeit der Absicherung gegen steigende Arbeitspreise.

Darüber hinaus gibt es auch nicht monetäre bzw. nur teilweise monetär motivierte Gründe für den Einsatz eines Stromspeichers zur Erhöhung der Eigenversorgung. Hierzu zählen unter anderem

- der Wunsch nach Unabhängigkeit von Energieversorgungsunternehmen,
- der Wunsch lokal erzeugten Strom auch direkt vor Ort zu verbrauchen, die Möglichkeit einen aktiven Beitrag zur Energiewende zu leisten sowie
- die Absicherung gegen Stromausfälle.

5.2 Spitzenkappung (Peak Shaving) der Netzeinspeisung

In oder an Gebäuden installierte Erzeugungsanlagen, insbesondere PV-Anlagen, sorgen für eine fluktuierende Strombereitstellung. Bei einem zunehmenden Anteil dezentraler Erzeuger entstehen hierdurch vermehrt netzbedingte Anforderungen zur Anpassung der Netzeinspeiseleistung. Nach § 9 EEG müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie beispielsweise mit technischen Einrichtungen ausgestattet sein, mit denen der Verteilnetzbetreiber (VNB) jederzeit die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann. Für Anlagen mit einer durch das EEG definierten installierten Leistung besteht die Möglichkeit, alternativ die maximale Wirkleistungseinspeisung ab dem Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz auf einen Prozentsatz der installierten Generatorleistung zu begrenzen. Darüber hinaus können sowohl Förderprogramme für Speicher als auch technische Anschlussbedingungen (TAB) weitere Grenzwerte beinhalten, bis zur Restriktion gar keine Energie in das öffentliche

Netz einspeisen zu wollen oder zu dürfen (Stichwort „Nulleinspeisung“). Damit die oberhalb des Schwellwerts erzeugte Energie nicht abgeregelt werden muss, kann diese vor Ort direkt verbraucht und darüber hinaus durch einen Speicher zur späteren Nutzung gespeichert werden. Durch eine Betriebsstrategie mit Prognosen der Erzeugung und des Verbrauchs kann der ideale Speichereinsatz dabei berechnet werden. Die Betriebsstrategie zur Begrenzung von Leistungsspitzen der Netzeinspeisung bedeutet immer automatisch auch, dass der Speicher zur Erhöhung der Eigenversorgung eingesetzt wird. Neben einer Entlastung der Stromnetze kann diese Betriebsstrategie durch Vermeidung von Abregelungsverlusten zu Mehreinnahmen durch Netzeinspeisung gegenüber einer Betriebsstrategie mit Abregelung führen. Ohne perfekte Prognosen des Verbrauchs und der Erzeugung verringert sich jedoch der Nutzen des Speichers in Bezug auf die Erhöhung der Eigenversorgung. Je nach Systemtechnologie kann die Betriebsweise positive oder negative Auswirkungen auf die Lebensdauer des Speichers haben.

5.3 Spitzenkappung (Peak Shaving) des Netzbezugs

Bei Stromkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh elektrischer Energie erfolgt laut § 12 StromNZV eine sogenannte registrierende Leistungsmessung (RLM), bei der neben der bezogenen Energie auch der Leistungsmittelwert pro Messperiode von 15 min erfasst wird. Die Leistungsmittelwerte eines bestimmten Abrechnungszeitraums (Jahr, Monat) dienen dabei zur Festlegung eines Leistungspreises in €/kW. Maßgebliche rechtliche Regelungen für die Netzentgelte sind § 20 EnWG und Abschnitt 3 der StromNEV. Durch eine gezielte Entladung eines Speichers zu Zeiten hohen Stromverbrauchs können die Leistungsmittelwerte und damit der Leistungspreis gesenkt werden. Dieser ökonomische Anreiz für den Stromkunden führt somit gleichzeitig zu einer Entlastung des Stromnetzes. Dabei lässt sich der Anwendungsfall aus ökonomischer Sicht in drei Varianten untergliedern.

Variante 1 – Dauerhafte Reduktion der Spitzenlast

Mit einem Stromspeicher lässt sich der Leistungspreis reduzieren, indem die Leistungsspitzen des Netzbezugs dauerhaft begrenzt werden. Hierzu wird in Zeiten geringen Leistungsbedarfs der Speicher geladen, um bei hohem Leistungsbedarf entladen zu werden (siehe Bild 1, links). Zusätzlich zur Reduzierung des Leistungspreises besteht die im Folgenden beschriebene Möglichkeit, den Arbeitspreis zu reduzieren. Netzbetreiber ordnen die

Verbraucher in Preisgruppen ein, abhängig von deren Nutzungsstunden. Als Nutzungsstunden wird der Quotient aus bezogener Strommenge und Spitzenlast verstanden. Dieser sagt aus, wie gleichmäßig Strom aus dem Netz bezogen wurde. Je höher die Nutzungsstunden ausfallen, umso gleichmäßiger ist der Strombezug. Steigen die Nutzungsstunden über einen vom Netzbetreiber definierten Wert (üblicherweise 2500 h), wird der Stromkunde oder die Stromkundin in eine Preisgruppe mit einem geringeren Arbeitspreis und üblicherweise höherem Leistungspreis eingeordnet.

Variante 2 – Atypische Netznutzung

Eine weitere Möglichkeit, die Höhe der Netzentgelte zu reduzieren, besteht durch die mithilfe von temporärer Lastreduktion erzielte atypische Netznutzung. Hierbei wird der Netzbezug zu den Zeiten verringert, in denen ein hoher Bedarf bei den anderen in dem jeweiligen Netzgebiet angeschlossenen Verbrauchern besteht. Diese Zeiträume hohen Verbrauchs werden Hochlastzeitfenster genannt. Mit einem Stromspeicher ist es möglich, den eigenen Netzbezug in diesen Hochlastzeitfenstern zu verringern, indem der eigene Strombedarf zum Teil aus einem zuvor geladenen Speicher bezogen wird (siehe Bild 1, rechts). Die Ersparnis bei der Höhe der Netzentgelte beruht darauf, dass Verbraucher, die gewisse Voraussetzungen erfüllen, ein individuelles Netzentgelt beantragen können, das um bis zu 80 % reduziert werden kann. Zu diesen Voraussetzungen zählt eine vom Netzbetreiber abhängige Bagatellgrenze, um die das Netzentgelt mindestens reduziert werden muss. Außerdem ist zu garantieren, dass eine definierte Differenz zwischen Maximallast im Hochlastzeitfenster und der Jahreshöchstlast außerhalb dieses Zeitfensters besteht. Es ist also sicherzustellen, dass die im Hochlastzeitfenster aus dem Netz bezogene Leistung geringer ist als die außerhalb dieses Fensters bezogene Leistung. Hierbei gilt allgemein eine Mindestlastverlagerung von 100 kW_{el} als absolute Untergrenze, sowie eine von der betrachteten Netz-

ebene abhängige Erheblichkeitsschwelle. Die Voraussetzungen, um ein individuelles Netzentgelt für atypische Netznutzung beantragen zu können, sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1. Voraussetzungen für atypische Netznutzung

Netzebene ^{a)}	Erheblichkeits-schwelle	Bagatell-grenze	Mindestlast-verlagerung
Höchstspannung (> 220 kV)	10 %	variabel	100 kW
Hochspannung (110–220 kV)	10 %		
Mittelspannung (> 1 kV)	20 %		
Niederspannung (bis 1 kV)	30 %		

^{a)} Normativ gibt es nur die „Hochspannung“ und die „Niederspannung“. Die Bezeichnungen „Höchstspannung“ und „Mittelspannung“ sind normativ nicht erfasst. Die drei genannten Begriffe fallen alle in den Bereich „Hochspannung“.

Variante 3 – 7000-h-Regel

Eine weitere Möglichkeit, eine Reduktion der Netzentgelte zu erreichen, bietet sich für Großverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von mindestens 10 GWh an. Diese Verbraucher können von der sogenannten 7000-h-Regel profitieren, wenn sie 7000 Nutzungsstunden aufweisen. Wie bereits erwähnt, werden die Nutzungsstunden als Quotient aus bezogener Strommenge und Spitzenlast verstanden und sagen aus, wie gleichmäßig Strom aus dem Netz bezogen wurde. Infolgedessen kann mit dem Netzbetreiber ein individuelles Netzentgelt vereinbart werden, das bis zu 90 % geringer ist als das allgemeine Netzentgelt. Je nach Höhe der Nutzungsstunden kann die maximale Reduktion des Netzentgelts den in Tabelle 2 genannten Prozentwert des allgemeinen Netzentgelts betragen.

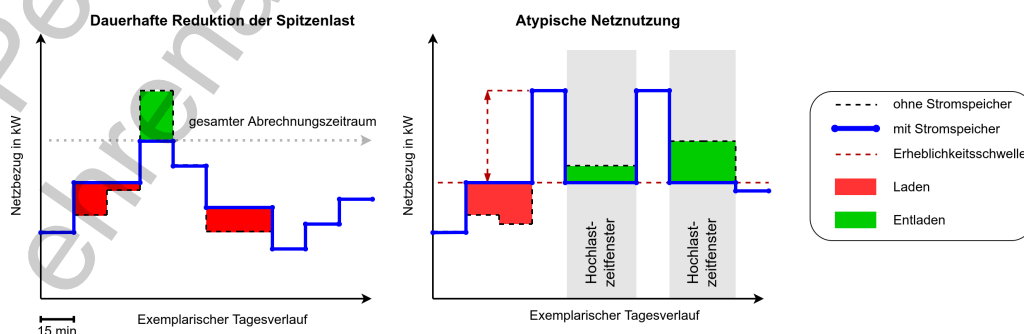


Bild 1. Schematische Darstellung der Spitzenkappung (Peak Shaving) des Netzbezugs in zwei Varianten

Tabelle 2. Mögliche Reduzierung des allgemeinen Netzentgelts in Abhängigkeit der Nutzungsstunden

Benutzungsdauer, Stunden pro Jahr	7000 – 7499	7500 – 7999	≥ 8000
Maximal mögliche Reduzierung des allgemeinen Netz- entgelts	80 %	85 %	90 %

Erweiterter Ausblick

Unabhängig von konkreten Geschäftsmodellen können Stromspeicher als Alternative zum Netzausbau und zum Ausbau von Betriebsmitteln eingesetzt werden, mit deren Hilfe benötigte hohe Leistungen am Netzanschlusspunkt über einen kurzen Zeitraum zur Verfügung gestellt werden. Ein Beispiel stellt die Elektromobilität dar. Bei einem Betrieb von Schnellladestationen für Elektrofahrzeuge im Verteilnetz kann die benötigte Ladeleistung die lokal verfügbare Netzkapazität sowie die Kapazität am Netzanschlusspunkt überschreiten. Dies betrifft aufgrund der hohen Batteriekapazitäten insbesondere die Schnellladung von Bussen (z. B. Schnellladung an Endhaltestellen) oder Lieferwagen/Transportfahrzeugen/Lastwagen (z. B. Schnellladung von Flottenfahrzeugen). Nach Abschluss des Schnellladevorgangs kann der stationäre Speicher über den Netzanschluss wieder geladen werden. Die Ladeleistung des stationären Speichers liegt deutlich unterhalb der Ladeleistung für die Fahrzeugschnellladung. Als weiteres Beispiel ist die Kostenreduzierung beim Neuanschluss in Form von verminderter Leistungsinanspruchnahme (Baukostenzuschuss) zu nennen.

5.4 Stromautarke Versorgung

Eine stromautarke Versorgung kommt in erster Linie für abgelegene Verbraucher wie Berghütten, Gehöfte oder Wochenendhäuser infrage. Dies bietet sich dann an, wenn eine stromautarke Versorgung wirtschaftlicher ist als der Anschluss und die Versorgung über das öffentliche Netz.

Jedoch ist eine stromautarke Versorgung auch in Gebieten mit guter Netzanbindung prinzipiell umsetzbar. Dies kann monetär (Wegfall der Stromanschlusskosten und stromseitiger Abgaben und Umlagen) aber auch nicht monetär motiviert sein. Beim Einsatz strombasierter Wärmeerzeuger (z. B. Wärmepumpen) kann eine stromautarke Versorgung auch gleichzusetzen sein mit einer vollautarken (Strom und Wärme) Gebäudeenergieversorgung.

Als Basis hierfür kommen unterschiedliche Systeme zum Einsatz z. B. motorisch angetriebene Stromerzeuger, Kleinwasserkraftwerke, PV-Anla-

gen, kleine Windenergieanlagen oder auch Kombinationen dieser Optionen. Hierbei können Energiespeicher, in der Regel Batteriespeicher und/oder Wasserstoffspeichersysteme, zusammen mit diesen Stromerzeugern unterschiedliche Aufgaben übernehmen:

- Verbesserung der Versorgungsqualität entsprechend den jeweiligen Anforderungen (Verfügbarkeit der Stromversorgung)
- Optimierung der Betriebsweise von Stromerzeugern (bei motorischen BHKW z. B. Reduzierung der Start-Stopp-Zyklen und des damit verbundenen Anlagenverschleißes, Vermeidung von ineffizientem Teillastbetrieb, Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs und der Emissionen)
- Anpassung der Erzeugungsleistung an den aktuellen Bedarf (Ausgleich von Fluktuationen sowohl auf der Last- als auch der Erzeugerseite)
- Versorgung auch bei Nichtverfügbarkeit des Stromerzeugers (z. B. bei PV-Anlagen)
- Bereitstellung einer höheren Leistung als der jeweilige alleinige Stromerzeuger liefern kann
- Bereitstellung von höherer Kurzschlussleistung (z. B. in Kombination mit PV-Anlagen)

Die Auslegung eines geeigneten Energiespeichersystems hängt somit einerseits von den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten (Typ und Verfügbarkeit der Stromerzeugung) und andererseits von der aus den jeweiligen Einsatzziele abgeleiteten Auslegung und Betriebsweise ab. Der wirtschaftliche Nutzen eines Energiespeichersystems lässt sich dann hieraus für den Einzelfall ermitteln. Der Einsatz von Energiespeichern in Kombination mit erneuerbaren Energieanlagen und sonstigen Stromerzeugern kann zu einer Reduktion der Stromversorgungskosten im Vergleich zu Systemen ohne Speicher führen.

5.5 Notstrom und Ersatzstrom

Notstromsysteme können in Netzersatzanlagen (Ersatzstromversorgungsanlagen) (NEA) und unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlagen (USV) unterteilt werden. Die Spannweite der Einsatzgebiete reicht dabei von dezentralen Kleinstsystemen (z. B. USV für Desktop PCs) bis hin zu großtechnischen Anwendungen (z. B. NEA in Kraftwerken oder Großrechenzentren). Weitere Anwendungsgebiete liegen im Informations- und Kommunikationstechnikbereich oder auch bei der Sicherstellung der Energieversorgung von kritischen Infrastrukturen, z. B. Krankenhäusern.

USV-Systeme dienen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch Absicherung gegen Stromausfälle. Hierbei handelt es sich in der Regel

um Kurzzeitspeicher mit Einsatzdauern im Sekunden- bis Minutenbereich und Anforderungszeiten im Bereich von Millisekunden. Das USV-System übernimmt die Stromversorgung somit unmittelbar nach Ausfall des Netzes. Im Gegensatz zu NEA tritt keine Unterbrechungszeit auf. USV-Systeme decken somit kurzzeitige Netzstromunterbrechungen oder den Zeitraum bis zur Verfügbarkeit der eigentlichen NEA (z. B. Dieselmotor, Brennstoffzelle, Batteriespeichersystem) ab.

Ersatzstromversorgungsanlagen sind Stromversorgungsanlagen, die dazu bestimmt sind, die Funktion einer elektrischen Anlage oder von einem Teil oder mehreren Teilen einer Anlage bei einer Unterbrechung der üblichen Stromversorgung aus anderen Gründen als für Sicherheitszwecke aufrechtzuerhalten. Die Ersatzstromquelle ist in diesem Fall dazu bestimmt die Versorgung der elektrischen Anlage oder einem Teil davon zum Zwecke der Aufrechterhaltung des bestimmungsgemäßen fehlerfreien Betriebs aufrechtzuerhalten. Elektrische Anlagen für Sicherheitszwecke sind dazu bestimmt die Funktion von elektrischen Betriebsmitteln, die von wesentlicher Bedeutung sind, aufrechtzuerhalten. Im Gegensatz zu Ersatzstromversorgungsanlagen dienen elektrische Anlagen für Sicherheitszwecke der Aufrechterhaltung von Funktionen und Anlagenteilen im Gefahrenfall. Von wesentlicher Bedeutung sind Anlagen oder Anlagenteile, die bestimmte Funktionen für die Sicherheit und Gesundheit von Personen und Nutzern im Gefahrenfall aufrechterhalten.

Die Anlagen für Sicherheitszwecke dienen den Schutzziele:

- Branderkennung und Brandmeldung,
- Evakuierungen sicher zu ermöglichen,
- erforderliche Lösch- und Rettungsarbeiten zu ermöglichen.

Die Notwendigkeit solcher Anlagen sind in den zutreffenden nationalen Verordnungen geregelt. Einrichtungen für Sicherheitszwecke sind z. B.: Notbeleuchtung (Sicherheitsbeleuchtung), Feuerlöschpumpen, Feuerwehraufzüge, Brandmeldeanlagen, CO-Warnanlagen, Einbruchmeldeanlagen, Evakuierungsanlagen, Entrauchungsanlagen, wichtige medizinische Systeme. Die Stromversorgung solcher Einrichtungen ist entsprechend den Anforderungen der DIN VDE 0100-560 auszuführen. Die Stromquelle für Sicherheitszwecke ist dazu bestimmt den Teil einer elektrischen Anlage für Sicherheitszwecke zu versorgen. Hierzu sind nach DIN VDE 0100-560 folgende Stromquellen zulässig: wiederaufladbare Batterien, Primärelemente, Generatoren, deren Antriebsmaschine unabhängig

von der allgemeinen Stromversorgung ist, separate Einspeisung aus dem Versorgungsnetz. Ersatzstromversorgungen sind unter Berücksichtigung der zutreffenden baurechtlichen Anforderungen z. B. der ELTVO, Landesbauordnungen, den zutreffenden Sonderverordnungen und dem Brandschutzkonzept zu Errichten.

Ersatzstromversorgungsanlagen sind zur Sicherstellung der Versorgung sensibler Systeme bei länger andauernder Unterbrechung der netzgebundenen Stromversorgung ausgelegt, mit Einsatzzeiten im Stundenbereich bis hin zu mehreren Tagen. Während des Zeitraums, der zum Hochfahren der NEA benötigt wird, besteht keine Stromversorgung.

5.6 Teilnahme am Energiehandel

Die Teilnahme am Stromhandel im Bereich „Arbitragehandel“ (englisch: arbitrage trade) zählt zu den klassischen Einsatzgebieten für Energiespeicher. Die Einsatzstrategie basiert darauf Preisdifferenzen am Strommarkt auszunutzen, das heißt in Niedrigpreisphasen Strom einzukaufen und zu speichern und in Hochpreisphasen den gespeicherten Strom abzüglich der Speicherverluste wieder bereitzustellen und zu verkaufen. Die maximale Betriebszeit je Betriebsart liegt typischerweise bei mehreren Stunden („Tagesspeicher“). Aus der Preisdifferenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis („Spread“) und den zugehörigen Strommengen ergibt sich der Erlös. Üblicherweise fallen die Phasen niedriger Strompreise mit Schwachlastphasen zusammen (z. B. nachts) und die Phasen mit hohen Strompreisen mit Spitzenlastzeiten (z. B. mittags); dies ist allerdings nicht zwingend der Fall. Derzeit werden überwiegend großtechnische stationäre Stromspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke im Bereich Stromhandel eingesetzt. Prinzipiell können jedoch auch kleinere, dezentrale Speichereinheiten (z. B. Batteriespeicher) über einen virtuellen Zusammenschluss am Energiehandel teilnehmen.

5.7 Strombezugskostenoptimierung

Der Einsatz von Stromspeichern bietet bisher vor allem Industriekunden die Chance, die Strombeschaffung verstärkt über den Spotmarkt durchzuführen. Zu günstigen Zeiten wird der Strom dann gekauft und eingespeichert, sodass der Anteil des Zukaufs in teureren Zeiten verringert werden kann. Je größer der Preisunterschied, desto größer ist die Chance für einen wirtschaftlichen Einsatz eines Stromspeichers. Mit der Einführung von Smart Metern und dem Angebot variabler Stromtarife könnte sich der Anwendungsfall prinzipiell auch für Gewerbe- und Privatkunden ergeben. Neben

der Nutzung eines Stromspeichers verfügen jedoch sowohl Privat-, als auch Industrie- und Gewerbetunden über Maßnahmen zum Lastmanagement (Demand Side Management, DSM), um auf variable Strompreise zu reagieren. Erst wenn diese, oftmals vergleichsweise günstigen, Maßnahmen ausgeschöpft sind, gewinnt die Nutzung eines Stromspeichers zur Bezugskostenoptimierung an Relevanz.

5.8 Weitere System- und Netzdienstleistungen

Neben den bereits genannten Funktionen können netzgekoppelte Speicher noch weitere Dienstleistungen als alleinigen Anwendungsfall oder auch parallel zu anderen Aufgaben übernehmen. Eine Zusammenfassung (Pooling) mehrerer kleiner Speicher zu einem virtuellen Großspeicher ist zum Erreichen einer gegebenenfalls anwendungsspezifisch vorgeschriebenen benötigten Mindestgröße (Energie und Leistung) erforderlich. Die Poolung erfolgt durch ein Dienstleistungsunternehmen (Aggregator), das die gesamte Speicherleitung des Pools betreibt und vermarktet.

Nachfolgend erfolgt eine Beschreibung der einzelnen Anwendungsfälle im Bereich System- und Netzdienstleistungen.

5.8.1 Netzengpassmanagement

Bei drohender Überlastung von Stromleitungen oder Transformatoren können Stromspeicher zum Einsatz kommen, um einen Netzabschnitt zu entlasten. Handelt es sich dabei um einen kurzzeitigen Engpass, eignen sich Speicher mit entsprechender Kapazität gut, um die benötigte Leistungsanpassung bereitzustellen.

Dieser Anwendungsfall wird auf Übertragungsnetzebene derzeit hauptsächlich von Pumpspeicherkraftwerken abgedeckt. Prinzipiell eignen sich auch zentral an die Netzinfrastuktur angebundene Batteriespeicher für dieses Anwendungsgebiet. Begrenzender Faktor ist in diesem Zusammenhang die Batteriespeicherkapazität. Dieser Anwendungsfall kann auch von netzgekoppelten Speichern in Gebäuden abgedeckt werden.

5.8.2 Gradientensteuerung (Ramping)

Die Gradientensteuerung beschreibt ein schnelles Ausregeln steiler Residuallastgradienten in positiver und negativer Richtung; im Stromnetz z. B. durch die Bilanzkreisverantwortlichen und in PV- oder Windparks durch den verantwortlichen Betreiber.

Dieser Anwendungsfall wird oftmals durch die Steuerung von Erzeugungsanlagen selber vorgenommen. Prinzipiell ist der Einsatz von Batterie-

speichern sehr gut möglich. Dieser Anwendungsfall kann auch von netzgekoppelten Speichern in Gebäuden abgedeckt werden.

5.8.3 Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung

Um das Leistungsgleichgewicht des Stromnetzes aufrecht zu halten, können sich Übertragungsnetzbetreiber verschiedener Maßnahmen bedienen. Die sogenannte Primär- und Sekundärregelleistung sowie die Minutenreserve stellt positive oder negative Wirkleistungsregelung dar und unterscheidet sich durch Reaktionsgeschwindigkeit und Dauer des Leistungsabrufs.

Prinzipiell eignet sich die Bereitstellung von Regelleistung sehr gut für Speicher und ist gleichzeitig mit anderen Anwendungsfällen kombinierbar. Die Bereitstellung von Primärregelleistung ist ein Hauptanwendungsgebiet für stationäre Großbatteriespeicher. Auch dezentrale Speicher im Gebäude wurden in Einzelfällen bereits zur Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt.

5.8.4 Spannungshaltung und -qualität

Speicher eignen sich auch für Aufgaben der Spannungshaltung. Häufig existieren hierfür Anforderungen an Speicher in verschiedenen technischen Regelwerken.

Bereitstellung von Blindleistung (statische Spannungshaltung)

Für einen stabilen Netzbetrieb der Mittel- und Niederspannungsebene und zum Schutz von Personen, Betriebsmitteln und Letztverbrauchergeräten muss die Spannung durch verschiedene Maßnahmen im zulässigen Spannungsband gehalten werden. Größtenteils geschieht dies durch die gezielte Stufung von Transformatoren und Blindleistungskompensationsanlagen.

Speicher sind in der Lage mittels moderner Wechselrichter-Leistungselektronik, parallel zur Bereitstellung von Wirkleistung sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung einzuspeisen.

Bereitstellung von Wirkleistung

Speicher sind in der Lage mittels Wechselrichter-Leistungselektronik durch den gezielten Bezug bzw. die gezielte Abgabe von Wirkleistung die lokale Spannung zu senken bzw. zu erhöhen und dadurch einen Beitrag zu Spannungshaltung zu leisten.

5.9 Versorgungssicherheit- und Wiederaufbau

Die Fähigkeit zum Schwarzstart charakterisiert Stromerzeugungsanlagen, die im Fall eines Netzausfalls in der Lage sind, ohne Versorgung aus

dem öffentlichen Netz eigenständig wieder hochzufahren und somit für den Wiederaufbau des Stromversorgungssystems zu sorgen.

Grundsätzlich eignen sich technisch Stromspeicher zur Unterstützung des Netzwiederaufbaus, wenn diese ausreichend groß sind und im Netzausfall selektiv zugeschaltet werden können. Dieses Anwendungsgebiet ist ebenfalls mit anderen Anwendungsfällen gut kombinierbar und spielt im Bereich industrielle/gewerbliche Energieversorgung, z. B. beim Aufbau lokaler Inselnetze eine Rolle.

6 Technologien der Stromspeicher

In Bild 2 ist eine Klassifizierung von Stromspeichern nach dem zugrunde liegenden Speicherprinzip dargestellt. Stromspeicher sind dadurch gekennzeichnet, dass sowohl die in das System ein tretende als auch aus ihm austretende Energie elektrische Arbeit ist.

6.1 Charakterisierung der Technologien

Im Folgenden werden von den in Bild 2 aufgeführten Speichertechnologien ausgewählte Technologien kurz beschrieben. Eine weitergehende Beschreibung sowie eine Charakterisierung durch Kenngrößen finden sich unter anderem im VDI-Statusreport „Energiespeicher“ [2] sowie im VDI-Statusreport „Ökonomischer, ökologischer und systemischer Wert von Energiespeichern“ [3].

6.1.1 Mechanische Stromspeicher

Pumpspeicher(-kraftwerk)

Grundlegende Bestandteile eines Pumpspeicherkraftwerks (PSW) sind mindestens ein oberes und

ein unteres Speicherbecken oder Wasserreservoir (in der Regel durch eine oder mehrere Druckrohrleitungen verbunden), eine elektrische Maschine sowie eine Pumpe und eine Turbine. Die elektrische Maschine kann über eine Kupplung sowohl mit Pumpe als auch Turbine verbunden werden und dementsprechend als Motor oder Generator arbeiten. Für die Energiespeicherung wird die Differenz der potenziellen Energie des Speichermediums Wasser von Ober- zu Unterbecken ausgenutzt.

Druckluftspeicher

Druckluftspeicherkraftwerke (abgekürzt CAES von Compressed Air Energy Storage) speichern elektrische Energie in Form komprimierter Umgebungsluft, die beispielsweise in Salzkavernen oder Speichertanks gelagert werden kann. Für die Kompression der Luft ist Energie erforderlich, die bei der späteren Expansion der Druckluft zum Teil zurückgewonnen werden kann. Druckluftspeicher werden in diabate (ohne Speicherung der bei der Kompression entstehenden Wärme), adiabate (mit Speicherung der bei der Kompression entstehenden Wärme) und isotherme Speichertypen unterschieden.

Schwungrad

Ein Schwungradspeicher (SRS) speichert Energie in Form von kinetischer Energie. Dazu wird das Schwungrad mithilfe einer elektrischen Maschine in eine Rotationsbewegung versetzt. Bei der Entladung arbeitet die elektrische Maschine als Generator und bremst das Rad dabei ab.

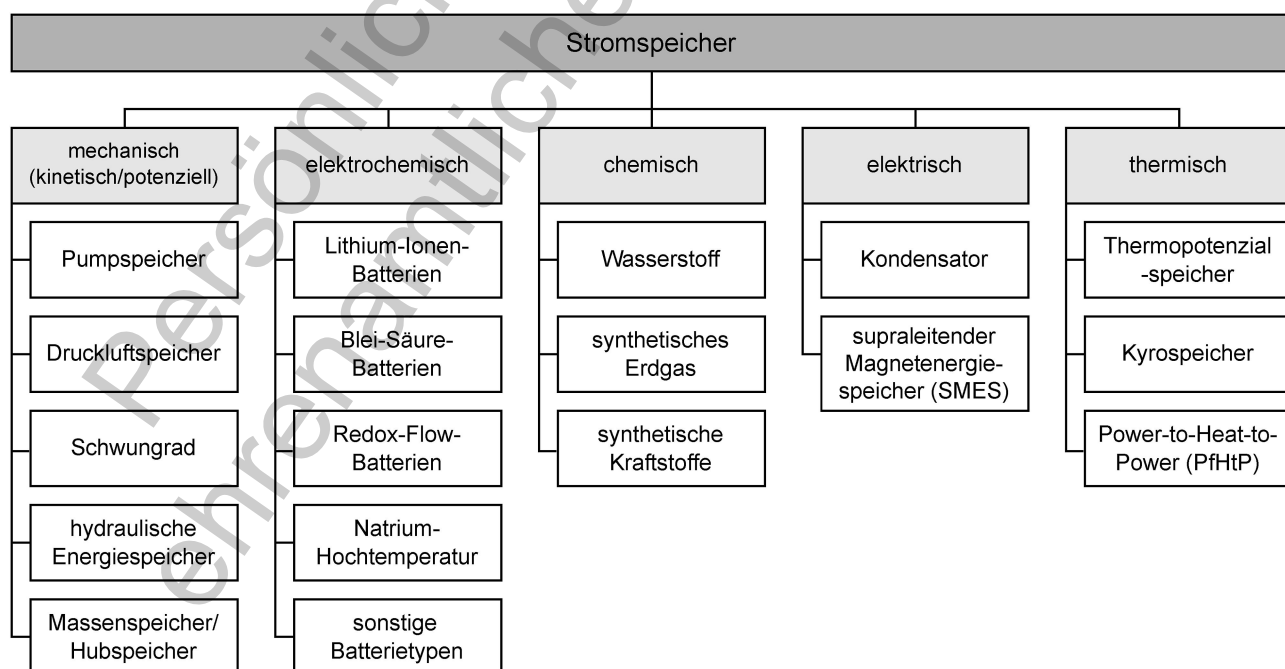


Bild 2. Klassifizierung elektrischer Stromspeicher nach Speicherprinzip

6.1.2 Thermische Stromspeicher

Kryospeicher

Das Verfahren der Kryospeicherung (Speicherung von Flüssigkeiten mit Siedetemperaturen im Bereich kleiner als $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$) kann u. a. auch zur Energie- bzw. Stromspeicherung eingesetzt werden. Bei der Nutzung von flüssiger Luft als Speichermedium wird das Verfahren auch als *Liquid Air Energy Storage* (LAES) bezeichnet. Der erste Schritt bei der Kryospeicherung ist die Verflüssigung des Speichermediums. Hierfür wird Energie, z. B. in Form von mechanischer Energie zum Antrieb von Verdichtern, benötigt. Das Speichermedium wird anschließend in Kryo-Speichertanks gespeichert. Für einen Einsatz als Energiespeichersystem kann nach Druckerhöhung und einer darauffolgenden Temperaturerhöhung (Verdampfung und Überhitzung) die im Speichermedium enthaltene Energie mithilfe einer Entspannungsmaschine (z. B. Turbine) wieder in mechanische oder elektrische Energie umgewandelt werden.

Thermopotenzialspeicher

Ein Thermopotenzialspeicher speichert Energie in Form von thermischer innerer Energie. Die Speicherung erfolgt bei hoher Temperatur (ca. $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ bis $800\text{ }^{\circ}\text{C}$) in festen Speichermaterialien (z. B. Basalt). Thermopotenzialspeicher gibt es in unterschiedlichen Ausführungen. Grundsätzlich kann man zwischen zwei Ladungskonzepten unterscheiden: direkte und indirekte Speicherung. Während bei der direkten Speicherung elektrischer Strom direkt über einen elektrischen Widerstandsleiter geführt und so in Wärme umgewandelt und dem Arbeitsmedium zugeführt wird, geschieht die Temperaturerhöhung bei der indirekten Speicherung durch einen Wärmepumpenprozess. In beiden Konzepten wird die Entladung durch einen Wärmekraftmaschinenprozess erreicht.

6.1.3 Elektrische Stromspeicher

Kondensator

In einem Doppelschichtkondensator ist die elektrische Energie im statischen elektrischen Feld zwischen den Elektroden und den Ionen im Elektrolyt gespeichert. Während des Ladens und Entladens bewegen sich die Ionen von einer Elektrode zur anderen. Doppelschichtkondensatoren werden als Kurzzeit- und Hochleistungs-Speichersysteme verwendet.

Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES)

Supraleitende magnetische Energiespeicher basieren auf der Speicherung von Energie in den magnetischen Feldern von Spulen. Durch die Verwen-

dung supraleitender Materialien gelingt es, die ohmschen Verluste in den Leitern einer Spule quasi auf null zu reduzieren. Zum Be- oder Entladen muss der Strom aus dem kalten Bereich heraus und über einen Koppelstromrichter geleitet werden, wodurch Verluste entstehen, die eine längerfristige Energiespeicherung verhindern. SMES werden ebenfalls als Kurzzeit- und Hochleistungs-Speichersysteme verwendet.

6.1.4 Elektrochemische Stromspeicher (Batteriespeicher)

Elektrochemische Speicher basieren auf der Umwandlung von gespeicherter chemischer Energie mithilfe von Redox-Reaktionen in elektrische Energie und umgekehrt. Batterien zählen zu den elektrochemischen Energiespeichern. Beispiele für Batterietypen sind Lithium-Ionen-Batterien, Bleisäure-Batterien, Natrium-Hochtemperaturbatterien und Redox-Flow-Batterien (RFB).

6.1.5 Chemische Speicher

Chemische Speicher basieren auf der Verwendung chemischer Energieträger zur Speicherung von Elektrizität. Ein Beispiel ist die Speicherung von Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus elektrischer Energie hergestellt wird. Eine bedarfsorientierte Rückverstromung des Wasserstoffs ist mithilfe von Brennstoffzellen oder Wärmekraftmaschinen möglich. Durch nachgelagerte chemische Prozesse ist auch eine weitere Umwandlung des Wasserstoffs in andere Energieträger (z. B. Methan, synthetisches Erdgas, synthetische Kraftstoffe) mit anschließender Speicherung möglich. Die Verfahren zur chemischen Speicherung von Elektrizität mit anschließender Rückverstromung können unter dem Begriff „Power-to-X-to-Power“ zusammengefasst werden. Das „X“ steht hierbei für das Speichermedium (z. B. Gas). Im Kontext von Gebäudeenergiesystemen sind hauptsächlich Power-to-Hydrogen-to-Power Speichersysteme mit lokaler Wasserstoffherzeugung, Wasserstoffspeicherung und Wasserstoffnutzung relevant.

6.2 Eignungsanalyse

In Bild 3 ist das Ergebnis einer Eignungsanalyse dargestellt. Ziel der Analyse ist die Bewertung, welche elektrischen Stromspeicher für die zuvor beschriebenen Anwendungsfälle im Gebäude sinnvoll sind. Hierbei sei explizit darauf hingewiesen, dass sich die Bewertung ausschließlich auf Anwendungsfälle in Gebäudeenergiesystemen beschränkt. Für Anwendungsfälle außerhalb von Gebäudeenergiesystemen (z. B. großtechnische Speicher im Stromnetz) ergeben sich zum Teil deutlich abweichende Bewertungen.

Anwendungsfall \ Speichertyp						
	Batterie- speicher	Schwung- rad	Konden- satoren	SMES	Druckluft- speicher ¹⁾	Chemische Speicher (Power-to-X- to-Power)
Erhöhung der Eigenversorgung						
Spitzenkappung (Peak Shaving) der Netzeinspeisung						
Spitzenkappung (Peak Shaving) des Netzbezugs						
Stromautarke Versorgung						
Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	²⁾					
Notstrom (Netzersatzanlage)						
Teilnahme am Energiehandel						
Strombezugskostenoptimierung						
System- und Netzdienstleistungen ³⁾						

Legende

- = technisch geeignet und wirtschaftlich machbar
- = technisch geeignet; Wirtschaftlichkeit zu prüfen
- = technisch ungeeignet und/oder nicht wirtschaftlich

1) isotherme Druckluftspeicher mit Druckgasbehältern

2) ohne Redox-Flow-Batterie

3) bei Kleinanlagen Poolung erforderlich

Bild 3. Eignungsanalyse elektrischer Stromspeicher für verschiedene Anwendungsfälle in Gebäudeenergiesystemen

Technologien, die nicht im Rahmen der Eignungsanalyse betrachtet werden, sind Pumpspeicher, Kryospeicher und Thermopotenzialspeicher. Diese Speichertypen kommen in erster Linie für großtechnische Speichersysteme infrage. Bei Kryo- und Thermopotenzialspeichern ist zudem zu beachten, dass sich diese Technologien in einem frühen F&E-Stadium befinden. Ein Einsatz dieser drei Speichertypen im Zusammenhang mit Gebäuden, genauer gesagt in Gebäudeenergiesystemen, ist derzeit nicht absehbar.

Batteriespeicher eignen sich gut für alle betrachteten Anwendungsfälle in Gebäudeenergiesystemen. Batteriespeicher sind kommerziell verfügbar, sind in der Mehrzahl der Anwendungsfälle die Standardtechnologie und werden in größeren Stückzahlen eingesetzt. Eine Ausnahme ist der Bereich „Notstrom“. Hier werden Batteriespeicher (insbesondere RFB) bisher nur vereinzelt eingesetzt. Zu beachten ist weiterhin, dass sich die RFB aufgrund einer längeren Reaktionszeit im Vergleich zu anderen Batterietypen für den Bereich „USV“ nur als Hybridsystem (z. B. in Kombination mit einem Kondensator) oder mit Einschränkungen eignet.

SRS, Kondensatoren und SMES eignen sich insbesondere für den Bereich der Kurzzeitspeicherung (im Minutenbereich) und sind kommerziell verfügbar. SRS sind im Bereich „USV“ für Gebäudeenergiesysteme eine etablierte und weit verbreitete Technologie. Gegenüber Batterien besitzen SRS den Vorteil einer höheren Ausfallsicherheit und werden daher insbesondere in sicherheitskritischen

USV-Anwendungen eingesetzt. Darüber hinaus eignen sich SRS auch für die Bereitstellung von Netzdienstleistung im Kurzzeitspeicherbereich (insbesondere Primärregelleistung, Spannungshaltung). Aus technischer Sicht eignen sich SRS, Kondensatoren und SMES in Abhängigkeit vom Netzeinspeisungs- oder Netzbezugsprofil auch zur Begrenzung von Spitzen der Netzeinspeisung oder des Netzbezugs. In den drei zuletzt genannten Anwendungsfeldern werden aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit allerdings lediglich SRS vereinzelt eingesetzt.

Isotherme Druckluftspeicher mit Druckgasbehältern sind aus technischer Sicht für eine Vielzahl an Anwendungsfällen in Gebäudeenergiesystemen geeignet. Da sich die Technik noch in einem frühen F&E-Stadium befindet und die Verfügbarkeit kommerzieller Systeme nicht absehbar ist, steht die Bewertung der wirtschaftlichen Eignung noch aus. Druckluftspeicher werden daher im Rahmen der Richtlinie nicht weiter berücksichtigt.

Chemische Speicher (Power-to-X-to-Power) eignen sich insbesondere für die Langzeitspeicherung und kommen daher in erster Linie für die Anwendungsfälle „Stromautarke Versorgung“ und „Notstrom“ infrage. Der Anwendungsfall der Langzeitspeicherung ist immer auch mit einer Erhöhung der Eigenversorgung verbunden. Erste kommerzielle Systeme für die Integration in Gebäudeenergiesysteme sind am Markt verfügbar. Der Einsatz beschränkt sich bisher allerdings auf Spezialanwendungen und Nischenmärkte.

Anwendungsfälle

Für eine detaillierte Speichersystemplanung und -dimensionierung werden im Rahmen der Richtlinie die folgenden Anwendungsfälle vertiefend behandelt (siehe Abschnitt 9):

- Erhöhung der Eigenversorgung
- Spitzenkappung (englisch: peak shaving)
 - der Netzeinspeisung
 - des Netzbezugs

Für diese Anwendungsfälle werden bisher nahezu ausschließlich Batteriespeicher eingesetzt. Die folgenden Abschnitte im Rahmen der Richtlinie beziehen sich daher – sofern nicht explizit anders angegeben – ausschließlich auf Batteriespeicher. Viele der getroffenen Aussagen sind allerdings auf andere Speichertechnologien prinzipiell übertragbar.

7 Allgemeine Systemeigenschaften

Neben allgemeinen elektrotechnischen Kriterien, z. B. Kapazität und Leistung, unterscheiden sich marktverfügbare Stromspeicher noch hinsichtlich ihrer Systemtopologie, den verbundenen Installationsanforderungen und einer Vielzahl weiterer Systemeigenschaften.

7.1 Systemtopologien

Die Art der Einbindung des Stromspeichers (im weiteren Verlauf „Batterie“) in das Gesamtsystem aus einem oder mehreren Erzeugern wie PV, WKA, KWK-Anlage und BZ ist ein wesentliches Unterscheidungskriterium. Dabei wird zwischen der Kopplung auf AC- und auf DC-Seite unterschieden, wodurch sich wiederum unterschiedliche

Wandlungspfade ergeben, siehe Bild 4. Die Versorgung von Verbrauchern in Gebäuden erfolgt aus historischen Gründen zum überwiegenden Teil mit Wechselstrom; Ausnahmen sind z. B. DC-Versorgungsnetze in Rechenzentren oder DC-seitig angeschlossene Verbraucher, z. B. DC-Ladesäulen für Elektrofahrzeuge. Eine Unterscheidung zwischen AC- und DC-seitig angeschlossenen Verbrauchern ist im Rahmen der Richtlinie nicht erforderlich.

AC-gekoppelte Systeme

Bei AC-gekoppelten Systemen wird die Batterie über einen Batteriewechselrichter direkt an das AC-Netz des Gebäudes angebunden. Die Batterieladung (AC2BAT) und -entladung (BAT2AC) erfolgt über einen bidirektionalen Umrichter. Da die Erzeuger und der Batteriespeicher AC-seitig miteinander gekoppelt sind, können beide Komponenten weitgehend unabhängig voneinander errichtet und dimensioniert werden. Daher sind AC-gekoppelte Batteriespeicher besonders für die Nachrüstung von bestehenden Systemen geeignet oder wenn mehr Freiheitsgrade bei der Dimensionierung der Komponenten notwendig sind. Analog zum Batteriespeicher kann für das Wasserstoffspeichersystem bei der Ladung von AC2H₂ mittels eines Elektrolyseurs und der Entladung H₂2AC mittels Brennstoffzelle gesprochen werden. Zusätzlich oder alternativ zur Wasserstoffnutzung in der Brennstoffzelle kann der Wasserstoff auch über die KWK-Anlage zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. In diesem Fall erfolgt die Einbindung der Rückverstromung über die AC-Seite.

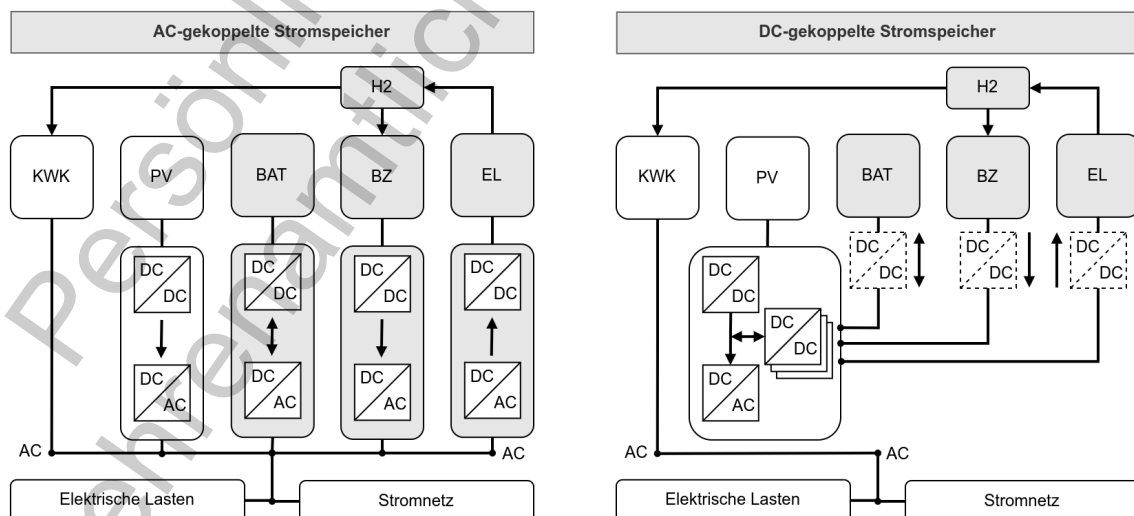


Bild 4. Schematischer Aufbau unterschiedlicher Systemtypologien (AC- und DC-Kopplung) zur Einbindung von Stromspeichern in Gebäudeenergiesysteme

KWK und BZ können zusätzlich noch aus externen Quellen (z. B. Gasnetz) versorgt werden.

DC-gekoppelte Systeme

Bei DC-gekoppelten Systemen wird die Batterie an den DC-Zwischenkreis eines Wechselrichters angebunden. Das Leistungsumwandlungssystem besteht aus einer Einheit und ermöglicht die Wandlungspfade der Netzeinspeisung und der Direktnutzung (PV2AC, BZ2AC), sowie Batterieladung (PV2BAT, BZ2BAT) und Entladung (BAT2AC). Die DC-seitige Einbindung des Batteriespeichers kann prinzipiell effizient und kostensparend erfolgen, ist jedoch mit einer geringeren Flexibilität bei der Systemauslegung und Wahl des Aufstellungs-orts verbunden. Wird ein bidirektionaler Wechselrichter verwendet, kann die Batterie optional zusätzlich vom AC-Anschlusspunkt geladen werden (AC2BAT). Analog zum Batteriespeicher können sich der Elektrolyseur und die Brennstoffzelle auf einen gemeinsamen DC-Zwischenkreis beziehen. Zusätzlich oder alternativ zur Wasserstoffnutzung in der Brennstoffzelle kann der Wasserstoff auch über die KWK-Anlage zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. In diesem Fall erfolgt die Einbindung der Rückverstromung über die AC-Seite.

DC-Generator-gekoppelte Systeme

Während AC- und DC-gekoppelte Batteriespeicher die gängigen Formen der Einbindung von Stromspeichern darstellen, ist darüber hinaus auch noch eine DC-Generatorkopplung denkbar. Bei DC-Generator-gekoppelten Systemen wird das Batteriesystem über einen Batteriekonverter seriell oder parallel an den DC-Generator (PV, BZ), sowie an einen herkömmlichen Wechselrichter angebunden. Die Batterie wird direkt über den Batteriekonverter geladen (PV2BAT, BZ2BAT). Die Netzeinspeisung (PV2AC, BZ2AC) und Direktnutzung (PV2AC, BZ2AC) sowie Batterieentladung (BAT2AC) erfolgt über einen zum Generator und Speichersystem kompatiblen Wechselrichter. Die gesamte Kette der Batterieentladung besteht somit aus den Wandlungspfaden BAT2PV oder BAT2BZ und PV2AC oder BZ2AC. DC-Generator-gekoppelte Systeme können prinzipiell nachgerüstet werden. Hierbei ist jedoch auf die Kompatibilität mit dem vorhandenen Wechselrichter (z. B. Konformitätserklärung des Herstellers) und die minimalen sowie maximalen Anschlussspannungen zu achten.

7.2 Phasenanzahl

Die AC-Kopplung aller beschriebenen Systemtypologien kann ein- oder dreiphasig ausgeführt sein. Um unsymmetrische Belastungen der Außenleiter möglichst gering zu halten, sind einphasige Anschlüsse sowohl der PV-Systeme als auch der Batteriesysteme bis zu einer Scheinleistung von je-

weils 4,6 kVA möglich (siehe E-VDE-AR-N4100 und E-VDE-AR-N 4105)

Ist das PV-System einphasig ausgeführt, sollte ein einphasig angeschlossener Batteriespeicher auf der gleichen Phase angeschlossen sein. Die Regelung der Be- und Entladung des Batteriespeichers erfolgt gemäß der Summe der Differenzleistung über alle Phasen am Netzanschlusspunkt. Durch diese Bilanzierung der Leistungsflüsse der drei Phasen kann die Netzeinspeisung durch den Batteriespeicher auf einer Phase den Netzbezug der anderen Phasen kompensieren. Die Schiefastgrenze kann bei einphasigen Batteriespeichersystemen jedoch limitierend in Bezug auf die Versorgung der elektrischen Verbraucher auf den verbleibenden zwei Phasen wirken.

Die Leistungsaufnahme oder -abgabe von dreiphasigen Systemen kann entweder symmetrisch oder unsymmetrisch erfolgen. Dreiphasig symmetrische Batteriewechselrichter stellen auf allen drei Phasen die gleiche Leistung bereit. Fallen der Stromverbrauch oder die Stromerzeugung auf den einzelnen Phasen unterschiedlich aus, findet während der Ladung oder Entladung des Batteriespeichers ein bilanzieller Ausgleich am Stromzähler über die drei Phasen statt. Die Leistungsunsymmetrien zwischen den einzelnen Phasen bleiben daher bestehen. Im Gegensatz dazu können dreiphasig unsymmetrische Batteriewechselrichter die Leistungsaufnahme oder -abgabe für jede Phase separat festlegen. Dadurch kann die elektrische Last durch den Batteriespeicher phasengenau versorgt werden. Grundsätzlich sind dreiphasige Systeme gegenüber einphasigen Systemen jedoch mit höherem technischen Aufwand und höheren Kosten verbunden. Außerdem benötigen dreiphasige Wechselrichter eine höhere Zwischenkreisspannung, was sich nachteilig auf die Effizienz auswirken kann. Aufgrund der Leistungsgrenze von 4,6 kVA Anschlussleistung bei einphasigen Anschlüssen finden diese vor allem in Einfamilienhäusern (EFH) Anwendung. Bei größeren Anlagen werden verstärkt dreiphasige Wechselrichter eingesetzt, da sich dadurch vor allem der Installationsaufwand verringert. Zudem fällt die Netzbelastung symmetrisch aus, was sich positiv auf die Netzintegration auswirkt. Einphasige Wechselrichter können ebenfalls in größeren Installationen eingesetzt werden, wenn herstellerseitig eine übergeordnete Regelung für einen parallelen Betrieb mehrerer Geräte vorgesehen ist.

Bei Schiefasten über 4,6 kVA ist eine Symmetrieeinrichtung an der Übergabestelle erforderlich. Auf Basis des 1-min-Leitungswerts muss die Symme-

trieeinrichtung innerhalb von 100 ms die Schieflasten auf 4,6 kVA begrenzen durch

- kommunikative Kopplung zwischen Erzeugungsanlage und Speicher über eine Begrenzung der Summenleistung, oder
- Messung und Regelung der Netzaustauschleistung am Netzanschlusspunkt.

Bei Ausfall der Symmetrieeinrichtung sind die eingebundenen Geräte auf 4,6 kVA in Summe zu begrenzen. Einphasige Erzeugungsanlage, Speicher und Ladeeinrichtungen für EV darf der VNB den zu verwendenden Außenleiter vorgeben. Die Einhaltung der Symmetriebedingungen obliegt dem Anschlussnehmer. Ab einer Bemessungsleistung von 4,6 kVA je Außenleiter ist die Summenanschlussleistung auf 13,8kVA je Außenleiter begrenzt.

Die Symmetrieanforderungen an Speicher sind über eine kommunikative Kopplung zwischen Erzeugungsanlage und Speicher sowie einer Begrenzung von Erzeugungsanlage und Speicher oder durch eine Symmetrieeinrichtung am Netzanschlusspunkt zu realisieren. Hierzu sei verwiesen auf die Anschlussschema nach VDE-AR-N 4105:

- B.3 Erzeugungsanlage mit Symmetrieeinrichtung der einphasigen Umrichter und integriertem NA-Schutz
- B.9 PV-Anlage $S_{E_{\max}} = 6 \text{ kVA}$ mit Speicher $P_{E_{\max}} = 3 \text{ kW}$ und Symmetrieeinrichtung

7.3 Notstrom-Funktionalitäten

Die Notstrom-Funktionalität von kommerziell erhältlichen PV-Batteriespeichern (Heimspeichersystemen) variiert zwischen den Systemen erheblich. Generell kann zwischen Systemen mit und ohne Notstrom-Funktionalität unterschieden werden. Die meisten kommerziell erhältlichen Speichersysteme sind mit Notstrom-Funktionen ausgestattet. Systeme mit Notstrom-Funktion können bis zu einem gewissen Grad Notstrom, z. B. im Fall eines Blackouts, zur Verfügung stellen. Der Umfang der technischen Funktionalität ist jedoch recht unterschiedlich. Im Folgenden wird eine Klassifizierung mit drei Stufen (Stufe 1, Stufe 2, Stufe 3) verwendet, um die Notstrom-Funktionalität zu charakterisieren.

Stufe 1 – Grundlegende Notstrom-Funktion

Speichersysteme in dieser Kategorie können nur eine grundlegende Notstrom-Funktion bereitstellen. Dies wird typischerweise durch eine oder mehrere Steckdosen realisiert, die direkt im Batteriespeicher-Wechselrichter integriert sind. Im Fall eines Stromausfalls können elektrische Geräte auf Steckerbasis (z. B. Lampen, Radio) manuell über

Kabel an das Speichersystem angeschlossen werden. Die Versorgung anderer Geräte ohne Stecker ist nicht möglich.

Stufe 2 – Erweiterte Notstrom-Funktion

Speichersysteme dieser Kategorie sind vollständig in das Hausenergiesystem integriert und können im Fall eines Stromausfalls ein netzunabhängiges Stromversorgungssystem für Haushalte aufbauen. Dies beinhaltet eine Trennung vom Netz und den Aufbau eines Inselstromversorgungssystems. Die Notstromversorgung ist jedoch auf die Energie und Leistung beschränkt, die vom Batteriespeicher zur Verfügung steht. Das Aufladen der Batterie aus der PV-Anlage sowie die direkte Stromversorgung aus der PV-Anlage ist während des Stromausfalls nicht möglich. Das bedeutet, dass die Notstromversorgung zu Beginn des Stromausfalls vom Ladezustand des Speichers abhängt und bei typischen Systemgrößen auf maximal einige Stunden begrenzt ist.

Stufe 3 – Vollständige Notstrom-Funktion

Speichersysteme in dieser Kategorie bieten vollständige Notstrom-Funktionalität. Neben der Funktionalität von Stufe-2-Systemen ist auch das Aufladen der Batterie aus der PV-Anlage sowie die direkte Stromversorgung aus der PV-Anlage während des Blackouts möglich. Aufgrund der Batterielademöglichkeit können Stufe-3-Systeme je nach PV-Stromerzeugung und Nachfragesituation (Verbraucherlastprofil) längere Zeiten ohne netzseitige Stromversorgung abdecken.

Für Stufe-2- und Stufe-3-Systeme ist eine weitere Unterscheidung zwischen ein- und dreiphasigen Notstrom-Versorgungssystemen relevant. Bei einem einphasigen System ist die Notstromversorgung bei Stromausfall auf elektrische Verbraucher beschränkt, die an die gleiche Phase angeschlossen sind, an der das Speichersystem angeschlossen ist. Eine Versorgung der beiden anderen Phasen sowie die Belieferung von Dreiphasengeräten (z. B. Ofen/Küchenherd) ist nicht möglich. Diese Einschränkungen gelten nicht für dreiphasige Systeme, die unsymmetrisch betrieben werden können und im Fall eines Stromausfalls alle Haushaltsstromverbraucher versorgen können.

Ein Parameter, der die Notstrom-Funktionalität von PV-Batteriespeichern begrenzt, ist die maximale Leistung des Batteriespeicher-Wechselrichters. Im Fall eines Stromausfalls ist die Versorgung von Haushaltsstromverbrauchern nur möglich, wenn die Haushaltslast unter der maximalen Leistung des Wechselrichters liegt. Wenn die Last die maximale Leistung des Wechselrichters übersteigt, wird das System automatisch heruntergefahren und

muss neu gestartet werden. In einigen Fällen unterscheidet sich die maximale zur Verfügung stehende Leistung von PV-Batteriespeichersystemen für die Fälle, in denen nur die Batterieversorgung zur Verfügung steht, von der kombinierten Versorgung von PV plus Batteriespeicher.

Ein weiterer Punkt, der die Notstrom-Funktionalität von Stufe-2- und Stufe-3-Systemen beeinflusst, ist, ob das System automatisch vom Standardbetrieb (mit Netzanschluss) auf Notstrombetrieb (Inselsystem) umschaltet. Die erforderliche Umschaltzeit variiert von einigen ms bis zu mehreren Sekunden. Der zusätzliche (Stand-by-)Stromverbrauch, der sich auf die dafür notwendige Netzschnittstelle bezieht, muss im Vergleich zu Systemen ohne automatische Schalterfunktionalität berücksichtigt werden. Alternativ sind Systeme mit manueller Umschaltung möglich.

7.4 Batterietechnologie

Elektrochemische Speichersysteme basieren auf wiederaufladbaren elektrochemischen Zellen (Sekundärelemente/-zellen). In diesen wird Energie durch eine Redox-Reaktion gespeichert, indem sich der Ladungszustand des Speichermediums ändert. Diese Sekundärzellen lassen sich durch Reihenschaltung (Steigerung der elektrischen Spannung) und/oder in Parallelschaltung (Erhöhung der Kapazität in Ah) zu Modulen zusammenschalten. Beide Verschaltungsarten führen zur Erhöhung des Gesamt-Energiegehalts (Wh) des Moduls. Das Modul wird durch ein übergeordnetes Batterie-Management-System (BMS) überwacht oder geregelt. Das BMS kontrolliert aus Sicherheitsgründen die Einhaltung von Spannungs-, Strom- und Temperaturbereichen der einzelnen Zellen und gleicht die Spannung dieser innerhalb eines Batteriemoduls regelmäßig an (Cell-Balancing). Batterien liefern Gleichstrom (DC), der durch den Einsatz von Wechselrichtern zu Wechselstrom (230 V/400 V) gewandelt wird, da sowohl Gebäude als auch das Energiesystem Wechselstrom benötigen. Die Wechselrichter enthalten häufig auch ein Energy-Management-System (EMS), das je nach Anwendung das Speichersystem in Verbindung mit anderen Erzeugungsanlagen (z. B. PV-Anlagen) oder Verbrauchern (z. B. Haushalt oder Elektrofahrzeug) steuert. Die Wirkungsgradverluste der Batteriewechselrichter und der Batteriezellen selbst führen zur Erwärmung des Systems. Insbesondere bei hohen Leistungen kann die Temperatur aufgrund der Innenwiderstände ansteigen, sodass die Systeme entweder passiv temperiert oder sogar aktiv gekühlt werden müssen. Hierbei ist die Erwärmung der Batteriezellen durch das Verhältnis zwischen Leis-

tung und Kapazität und der erreichbaren Lade- und Entladezeit begrenzt. Bei üblichen Auslegungen von Leistung und Kapazität der Batteriespeicher zur Erhöhung der Eigenversorgung (0,5 kW/kWh bis 1 kW/kWh) ist eine passive Kühlung in der Regel ausreichend.

Grundsätzlich ist eine Unterscheidung in Batteriesysteme mit internem Speicher (z. B. Lithium-Ionen, Blei-Säure) und Systeme mit externem Speicher (Redox-Flow) möglich. In der technischen Praxis findet eine Vielzahl von Batterietypen Anwendung, die sich in ihrer Zellchemie (verwendete Materialien) und den daraus resultierenden technischen Batterieparametern wie Nennspannung, Energiedichte, Betriebstemperatur, Zyklenzahl und Selbstentladung unterscheiden. Je nach Anwendungsfall sind daher unterschiedliche Batterietypen geeignet.

Relevant für Speicheranwendungen in Gebäudeenergiesystemen sind nahezu ausschließlich Lithium-Ionen-Batterien und Blei-Säure-Batterien, auch wenn es einen kleinen Anteil von wenigen Prozent an Salzwasserbatterien, Vanadium-Redox-Flow-Batterien und Zink-Brom-Redox-Flow-Batterien gibt. Hauptanwendungsbereich von Lithium-Ionen-Batterien in Gebäudeenergiesystemen ist die Erhöhung der Eigenversorgung. Lithium-Ionen-Batterien sind in diesem Bereich mittlerweile die Standardtechnologie. Blei-Säure-Batterien werden nach wie vor überwiegend in USV-Anlagen eingesetzt. Vanadium und Zink-Brom-Redox-Flow-Batterien sind aufkommende Batterietechnologien, die sich insbesondere für längere Entladezeiträume (mehrere Stunden) und Anwendungen mit hohen Zyklenzahlen (Vanadium-Redox-Flow) eignen. Weitere Batterietechnologien (z. B. Natrium-Hochtemperaturbatterien) sind ebenfalls prinzipiell für einen Einsatz in Gebäudeenergiesystemen denkbar. Da diese in der Praxis allerdings aktuell keine Rolle spielen, werden sie im Folgenden nicht weiter betrachtet. Die genannten Batterietechnologien werden im Folgenden kurz beschrieben. Für weiterführende Beschreibungen sei an dieser Stelle auf den VDI-Statusreport Energiespeicher [2] und die einschlägige Fachliteratur verwiesen.

7.4.1 Lithium-Ionen-Batterien

Eine dem derzeitigen Stand der Technik entsprechende Lithium-Ionen-Batterie besteht aus einer positiven Elektrode aus lithiumdotiertem Metalloxid und einer negativen Elektrode aus geschichtetem Graphit. Alternative Anodenmaterialien sind Titanat und Silizium. Der Elektrolyt besteht aus Lithiumsalzen, die in organischen Lösungsmitteln gelöst sind. Während des Ladevorgangs bewe-

gen sich die Lithium-Ionen von der positiven zur negativen Elektrode und werden in die Graphitschicht eingelagert. Während der Entladung bewegen sich die Lithium-Ionen zur positiven Elektrode, wo sie in die Kristallstruktur eingelagert werden (siehe Bild 5).

In Lithium-Ionen-Batterien können eine große Anzahl Elektrolyte und Kombinationen von Elektrodenmaterialien verwendet werden, die jeweils zu verschiedenen Charakteristika führen. Die Typbezeichnung von Lithium-Ionen-Batterien richtet sich nach den verwendeten Kathodenmaterialien. Zu den gängigen eingesetzten Kathodenmaterialien zählen NMC, LFP, LCO, LMO und NCA. Wird LTO als alternatives Anodenmaterial eingesetzt, wird dies in der Typbezeichnung ergänzt (z. B. LCO-LTO). Die Materialzusammensetzung und -kombination hat wesentlichen Einfluss auf die Zelleigenschaften wie Nennspannung, Kapazität, Energiedichte, maximaler Entladestrom, Zyklenfestigkeit/Alterung (siehe Abschnitt 7.5), zulässige Betriebstemperatur, Sicherheit und Preis. Im Folgenden werden die wichtigsten Erkenntnisse zu ausgewählten Parametern vorgestellt.

Energie- und Leistungsdichte

Energie- und Leistungsdichten können entweder auf das Gewicht (gravimetrische Dichte) oder das Volumen (volumetrische Dichte) bezogen werden. Sowohl bei mobilen als auch bei stationären Anwendungen ist die volumetrische Energie- bzw. Leistungsdichte aufgrund eines begrenzten Bau- raums ausschlaggebend. Unterschiede bei der Energiedichten ergeben sich neben den geometrischen Eigenschaften der Materialien vor allem durch deren unterschiedliche Elektrodenpotenziale. Denn die Potenzialdifferenz zwischen den beiden Elektroden entspricht der Spannung der Batteriezelle und bestimmt damit auch ihre energetische Kapazität. Eine geringere Zellspannung führt dabei

zu einer geringeren und eine höhere Zellspannung zu einer höheren speicherbaren Energiemenge. Die Leistungsfähigkeit der Batteriezellen ist sowohl abhängig vom Elektrodenmaterial als auch von der Dicke der Materialschichten. Dünne Materialschichten mit großer Oberfläche führen dabei zu einer höheren Leistungsfähigkeit, da die Ionen keinen langen Weg durch die Materialien haben. Im Gegenzug sorgen dünne Materialschichten aber für einen höheren Anteil an passiven Bauteilen (z. B. Stromableiter, Separatoren) und führen deshalb zu geringeren Energiedichten. Daher ist stets eine Abwägung zwischen der Energie- und der Leistungsdichte zu treffen.

Sicherheit

Die Sicherheit von Batteriespeichern muss stets auf Ebene des Gesamtsystems bewertet werden. Neben verschiedenen chemisch-physikalischen Eigenschaften der Zellchemien sind die Güte des BMS, die mechanische Produktionsqualität der Zellen, Module und Packs (verunreinigte Materialien, Schweißnähte, Verbindungen etc.), das thermische Management und die Eigenschaften des EMS wichtige Parameter, die berücksichtigt werden müssen. Lithium-Ionen-Batterien dürfen nur innerhalb eines definierten Zellspannungs- und Temperaturfensters betrieben werden. Sobald diese Betriebsfenster verlassen werden, kann es zu Einschränkungen der Performance, der Lebensdauer und unter Umständen auch der Sicherheit kommen. Als Folgen kann es zu drastisch reduzierten Lebensdauern und bei manchen Zellchemien unter anderem durch viel zu hohe Temperaturen oder der Überladung sogar zum Brand kommen. Um die Einhaltung der Betriebsgrenzen sicherzustellen, muss das BMS die Parameter „Strom“, „Spannung“ und „Temperatur“ konstant erfassen und überwachen.

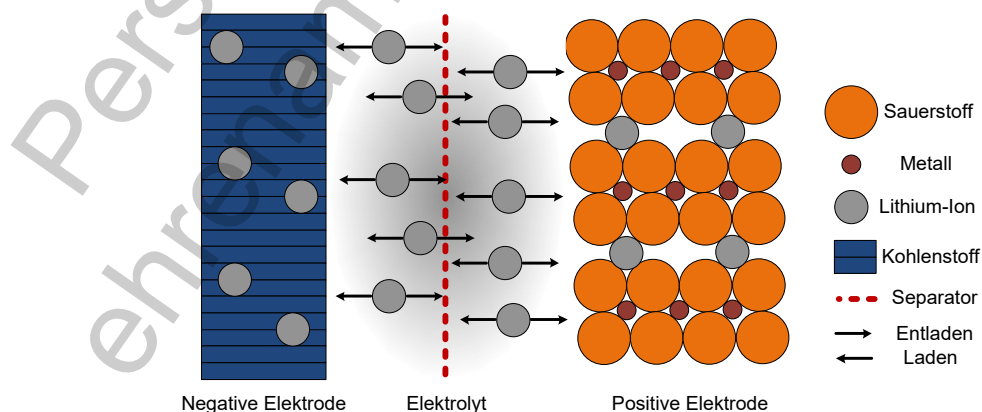


Bild 5. Prinzip des Entlade- und Ladevorgangs in einer Lithium-Ionen-Zelle basierend auf einem Lithium-Metall-Oxid Kathodenmaterial und einer kohlenstoffbasierten Anode (Quelle: [1])

Generell sind Batteriespeicher aller Zellchemien mit einem funktionierenden BMS als sehr sicher einzustufen, auch wenn analog zu anderen elektronischen Produkten seltene Brände auftreten. Die Häufigkeit der Brände wird durch die mediale Berichterstattung jedoch weit überschätzt und renommierte Prüfinstitutionen, Feuerwehren und Versicherungen bewerten die Wahrscheinlichkeit für den Brand eines Elektrofahrzeugs nicht höher (oder sogar als geringer) als die für einen Verbrenner ein.

Preis

Der Preis für Lithium-Ionen-Batterien ist in den letzten Jahren stark gefallen. Große Automobilkonzerne zahlen Stand 2022 im Einkauf etwa 100 €/kWh bis 150 €/kWh auf Modulebene. Privatpersonen zahlen auf Systemebene (Batteriespeicher plus Wechselrichter) etwa 1000 €/kWh inklusive Mehrwertsteuer. Zukünftig sind produktionsseitig weitere Kostensenkungen möglich. Jedoch hängt die konkrete Preisentwicklung der nächsten Jahre von der Entwicklung des Angebots und der Nachfrage ab, die beide exponentiell wachsen und deswegen eine Einschätzung erschweren.

Auswahl der Zelle für die Anwendung

Die Batterieanforderungen unterscheiden sich je nach Einsatzgebiet. In mobilen Anwendungen sind häufig eine hohe Energiedichte und hohe Lade-/Entladeraten zentrale Kriterien für die Wahl der Zellchemie, während stationäre Speicher oftmals eine deutlich höhere Anforderung an die Zyklenzahl stellen und der Bauraum nicht so stark begrenzt ist wie in einem Fahrzeug. Trotz der unterschiedlichen Anforderungen ist es aktuell in der Regel noch nicht so, dass für jede Anwendung spezielle Zelltypen entwickelt, produziert und eingesetzt werden. So werden beispielsweise in stationären Speichern häufig Zellen aus dem Automobilbereich eingesetzt, da in diesem Bereich entsprechende Produktionskapazitäten verfügbar sind. Durch damit verbundene Economy-of-Scale-Effekte können derartige Zellen zu günstigen Preisen angeboten werden. Aufgrund der Vielzahl an Eigenschaften ist es nicht möglich, pauschal die beste Zellchemie zu wählen, ohne zuvor die Anwendung genau zu charakterisieren. So weisen teure Batterien mit LTO-Anode aufgrund der geringeren Spannung eine gegenüber allen übrigen Chemien deutlich verringerte Energiedichte auf. Demgegenüber weisen sie jedoch eine über den gesamten Ladezustandsbereich hohe Leistungs-

dichte auf und ermöglichen eine sehr große Zyklenzahl. Batterien mit LFP-Kathode weisen demgegenüber eine geringere Leistungsdichte auf, dies jedoch zu deutlich verringerten Kosten. Die aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten beste Zellchemie ergibt sich dementsprechend aus der gleichzeitigen Betrachtung der Anwendungsanforderungen und den Eigenschaften der verschiedenen Zellchemien.

Weiterentwicklung

Alle genannten Zellchemien sind als kommerzielle Zellen verfügbar und befinden sich technisch auf einem hohen Entwicklungsstand. Die Weiterentwicklung konzentriert sich neben dem Einsatz alternativer Materialien (z. B. Silizium) auf die Optimierung von Fertigungsverfahren, Effizienzsteigerungen, eine optimierte Integration auf Systemebene und Kostensenkungen. Dabei ist es wichtig zu beachten, dass die Steigerung eines Parameters oftmals dazu führt, dass die Performance eines anderen Parameters sinkt. Durch Lithium-Ionen-Batterien der nächsten Generation, z. B. Lithium-Schwefel- oder Lithium-Luft-Batterien und Batterien mit Festkörperelektrolyten, sind Verbesserungen im Bereich der Energiedichte, der Leistungsdichte und der Sicherheit möglich. Allerdings befinden sich diese Technologien verglichen mit aktuellen Lithium-Ionen-Batterien noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass aktuelle Lithium-Ionen-Batterien in den nächsten Jahren marktdominierend bleiben werden.

7.4.2 Blei-Säure-Batterien

Blei-Säure-Batterien gehören zu den ältesten und am weitesten entwickelten Batterietypen. Sie werden vor allem als kurz- und mittelfristige Energiespeichersysteme verwendet. Es handelt sich hierbei unter anderem durch die Verwendung als Starterbatterien in Fahrzeugen und als USV-Batterien um die Batterietechnik mit den größten Absatzmärkten weltweit. Dementsprechend bestehen entsprechende Massenproduktionsanlagen von einer Vielzahl an Herstellern bereits seit vielen Jahren.

Die Blei-Säure-Batterie besteht aus einem Gehäuse zum Einschluss des Elektrolyten (wässriger oder gelförmiger verdünnter Schwefelsäure), dem Elektrodenpaar, einem Separator und den Stromableitern. Im entladenen Zustand lagert sich an beiden Elektroden eine Schicht aus Bleisulfat (PbSO_4) an. Im geladenen Zustand bestehen die positiven Elektroden aus Bleidioxid, die negativ gepolten Elektroden aus fein verteiltem Blei (siehe Bild 6).

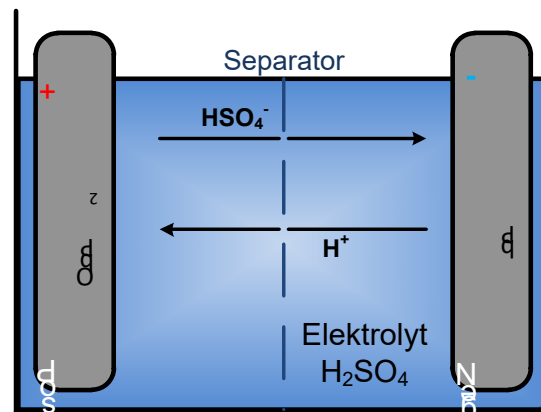


Bild 6. Funktionsschema einer Blei-Säure-Zelle (Quelle: [1])

Bei den unterschiedlichen Bauarten der Blei-Säure-Batterie wird nach der Art der Gehäusekapselung zwischen geschlossenen Systemen mit freiem Elektrolyten (verdünnte Schwefelsäure) und verschlossenen Systemen (VRLA: Valve Regulated Lead Acid) unterschieden, in denen der Elektrolyt in Form eines Gels oder in einem getränkten Vlies (AGM: Absorbent Glass Mat) fixiert vorliegt. Bei den geschlossenen Blei-Säure-Batterien entweichen oberhalb der sogenannten Gasungsspannung Sauerstoff und Wasserstoff, was spezielle Anforderungen an die Aufstellbedingungen und eine regelmäßige Wartung durch Nachfüllen des verlorenen Wassers erfordert. Grundsätzlich erfordern Bleibatterien durch die Gasungsgefahr spezielle Anforderungen an den Standort, insbesondere an die Belüftung beim Einsatz in Gebäuden. Näheres kann DIN EN IEC 62485-2 (VDE 0510-485-2) entnommen werden. Die geschlossenen Systeme können im Gegensatz zu den verschlossenen Systemen mit gelförmigen oder vliesgetränkten Elektrolyten nicht in allen Einbaulagen verwendet werden. Beide Technologien sind am Markt kommerziell verfügbar.

Die Vorteile von Blei-Säure-Batterien liegen in der Verwendung günstiger Ausgangsmaterialien und der Verwendbarkeit einfacher Batteriemanagementsysteme. Hierdurch werden niedrige Systemkosten bei gleichzeitig hohen Sicherheiten erreicht. Nachteile sind die im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien deutlich geringere Energiedichte und die geringe Zyklenfestigkeit. Außerdem schaden tiefe Zyklen Bleibatterien deutlich stärker, als dies bei anderen Batterietechnologien der Fall ist. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit und der Toxizität von Blei kommt dem Recycling von Blei-Säure-Batterien eine spezielle Bedeutung zu. Die Verwertungsquote dieses Batterietyps ist in Deutschland bereits sehr hoch (ca. 98 % bezogen auf die Masse) und ein großer Anteil des auf die-

sem Weg zurückgewonnenen Bleis wird für die Produktion neuer Batterien verwendet.

Durch Optimierung des Zelldesigns und gezielter Anpassung an die Anforderungen stationärer Anwendungen sowie durch Massenfertigung standardisierter Zelltypen können die Kosten von Blei-Säure-Batterien noch weiter reduziert und die Lebensdauer verbessert werden.

Aufgrund der starken Preissenkungen, die bei Lithium-Ionen-Batterien in den vergangenen Jahren beobachtet werden konnten, spielen Bleibatterien in Gebäudeenergiesystemen nur noch im Bereich von USV-Anlagen eine signifikante Rolle. In diesem Einsatzgebiet weisen sie gegenüber Lithium-Ionen-Batterien jedoch den großen Vorteil auf, dass ihre Alterung im Gegensatz zu Lithium-Ionen-Batterien bei maximalem Ladezustand ihr Minimum erreicht.

7.4.3 Redox-Flow Batterien

RFB speichern elektrische Energie, indem chemische Verbindungen reduziert bzw. oxidiert (RedOx) werden. Der Elektrolyt besteht generell aus in einem Lösungsmittel (in der Regel organische oder anorganische Säuren) gelösten Salzen. Als Elektrolyte sind verschiedene Kombinationen erfolgreich getestet worden oder befinden sich derzeit in Entwicklung – mit jeweils spezifischen individuellen Vor- und Nachteilen.

7.4.4 Vanadium-Redox-Flow-Batterien

Am weitesten verbreitet ist zurzeit die Vanadium-Redox-Flow-Batterie. Hier existieren weltweit mehrere Anbieter, die kommerzielle Produkte verschiedener Größenklassen anbieten.

RFB unterscheiden sich allgemein dadurch von anderen Batterietypen, dass die Lade-/Entladeeinheit von der Speichereinheit getrennt ist. Hierdurch können Leistung (kW) und Kapazität (kWh) unabhängig voneinander skaliert werden (siehe Bild 7).

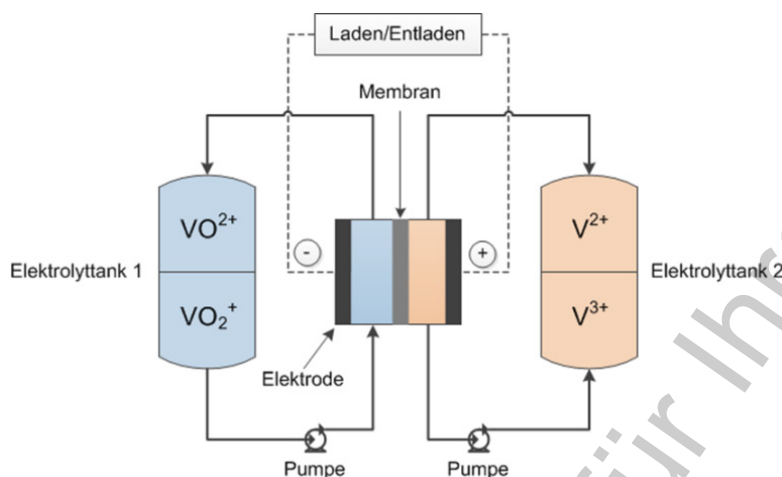


Bild 7. Funktionsschema einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie (Quelle: Forschungszentrum Jülich GmbH)

Die Ladung/Entladung des Elektrolyten erfolgt zumeist in einem mehrzelligen Stack, der vergleichbar einer Brennstoffzelle aufgebaut ist, das heißt in Reihe geschaltete, durch Bipolarplatten elektrisch verbundene Einzelzellen, deren Halbzellen wiederum durch eine ionenleitende Membran getrennt sind. Weil die Kosten für den Stack (Leistung) – im Vergleich zum Elektrolyten (Kapazität) – hoch sind, ist dieser Batterietyp vor allem für hohe Kapazitäts- zu Leistungsverhältnisse (längere Lade- und Entladezeiträume) interessant. Beim Lade-/Entladevorgang ändern sich durch ablaufende Redoxreaktionen die Ladungszustände der in den Elektrolytlösungen enthaltenen Vanadium-Ionen. Hierdurch wird elektrische Energie in chemische Energie und umgekehrt umgewandelt.

Da keine der Stack-Komponenten strukturelle Änderungen beim Lade-/Entladeprozess erfährt (insbesondere keine Reaktion der Elektroden), sind Vanadium-Redox-Flow-Batterien in der Theorie durch lange Lebensdauern, hohe Zyklenzahlen und die Möglichkeit zur Tiefentladung gekennzeichnet. Ein weiterer Vorteil von Vanadium-Redox-Flow Batterien ist, dass diese auch bei inneren Kurzschlüssen nicht brennbar sind und keine Gasentwicklung auftreten kann. Aufgrund dieser Eigenschaften (Skalierbarkeit, Kostenstruktur, geringe Energiedichte, keine Brandgefahren) werden Redox-Flow-Batterien vor allem für hohe Kapazitäts- zu Leistungsverhältnisse im stationären Bereich eingesetzt.

Nachteile von Vanadium-Redox-Flow-Batterien sind geringe Energiedichte, geringe Effizienzen, höherer Wartungsaufwand und die aktuell noch hohen Kosten. Durch den Einsatz von Pumpen, die auch bei niedrigen Batterieleistungen betrieben werden müssen, ergeben sich teilweise niedrige Teillastwirkungswerte der Systeme. Zukünftige Kostende-

gressionen könnten insbesondere durch eine hochautomatisierte Produktion in großen Stückzahlen sowie durch ein Scale-up und eine Optimierung der Stackkomponenten erreicht werden. Beide Punkte sind im Fokus aktueller Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Weitere Kostendegressionen sind für Großbatteriespeicher im MW/MWh-Bereich zu erwarten.

7.4.5 Zink-Brom-Redox-Flow-Batterien

Die Zink-Brom-Batterie ist im kleineren Leistungsbereich von bis zu 25 kW ebenfalls bereits als kommerzielles Produkt am Markt verfügbar. Analog zur Vanadium-Redox-Flow-Batterie sind durch einen modularen Aufbau auch Systeme höherer Leistung realisierbar. Im Unterschied zu Vanadium-Redox-Flow-Batterien kommt es beim Laden von Zink-Brom-Batterien zu einer reversiblen Beladung der Elektrodenoberfläche mit Zink als Feststoff. Beim Entladen der Batterie geht das abgeschiedene Zink wieder in Lösung. Bei der Verwendung von Zink-Brom als Elektrolyt ist eine Entkopplung von Leistung und Kapazität somit nicht vollständig gegeben. Dies liegt daran, dass die maximale Abscheidung von der Elektrodenfläche abhängig ist, die auch die Batterieleistung bestimmt. Batterietypen, bei denen ein Redox-Paar nicht vollständig löslich ist, werden auch als Hybrid-Flow-Batterien bezeichnet und bilden eine Untergruppe der Redox-Flow-Batterien. Die Speicherkapazität wird bei Hybrid-Flow-Batterien durch gleichzeitige Auslegung der Größe der Elektrolyttanks und der Elektrodenfläche festgelegt. Zink-Brom-Batterien verfügen somit über ein festgelegtes Leistungs- zu Kapazitätsverhältnis.

Bei Zink-Brom-Batterien werden in den zwei Speichertanks unterschiedliche Elektrolytlösungen eingesetzt. Auf der Anodenseite wird eine wässrige Zink-Brom-Lösung verwendet. Auf der Kathoden-

seite wird eine Lösung auf Basis eines organischen Komplexbildners verwendet, um das entstehende Brom sicher zu speichern. Eine Verunreinigung der Elektrolytlösungen durch unerwünschte Transportprozesse durch die Membran (Cross-Kontamination) kann so zu einer Reduzierung der Batterielebensdauer führen. Um unerwünschte Zink-Ablagerungen und Zink-Dendritenwachstum zu reduzieren, sind zudem regelmäßige vollständige Entladungen und Reinigungszyklen erforderlich.

Vorteile von Zink-Brom-Redox-Flow-Batterien gegenüber Vanadium-Redox-Flow-Batterien sind die deutlich höhere Energiedichte und die niedrigeren Kosten. Die Kapazität von Zink-Brom-Redox-Flow-Batterien kann ebenfalls vollständig genutzt werden (100 % DOD), ohne negative Alterungseffekte. Durch die Verwendung nicht brennbarer Elektrolytlösungen bestehen keine besonderen Aufstellbedingungen. Hauptnachteil sind die niedrigeren kalendarischen und zyklischen Lebensdauern, die sich aufgrund der Alterung der Elektroden durch die Feststoffabscheidung und der Cross-Kontamination der Elektrolytlösungen ergeben.

7.5 Wasserstoffspeichertechnologie

In Wasserstoffspeichersystemen werden Elektrolyseure genutzt, um unter Verwendung von elektrischem Strom Wasserstoff zu erzeugen und diesen in Druckgasbehältern oder alternativen Speicherformen (z. B. Metallhydridspeicher) zu speichern. Die Rückverstromung erfolgt in Brennstoffzellen, motorischen BHKW oder Gasturbinen, die hierbei Wärme als nutzbares Nebenprodukt erzeugen. Wasserstoffspeichersysteme werden für saisonale Stromspeicherung genutzt, um (im Beispiel für PV) die Überproduktion an Strom der erzeugungsstarken Sommermonate in den erzeugungsschwachen Monaten nutzbar zu machen. Als Variante der Elektrolyse wird im Kontext von Gebäudeenergiesystemen vor allem die Membranelektrolyse (AEM- und PEM-Elektrolyse) genutzt. Im größeren Leistungsbereich z. B. im Gewerbe oder in Quartiersenergiesystemen werden auch alkalische Elektrolyseure (AEL-Elektrolyse) eingesetzt. Die Vorteile der Membran-Elektrolyse liegen in der sehr guten Skalierbarkeit durch einen modularen Systemaufbau angefangen in kleinem Leistungsbereich, einem größeren Teillastbereich sowie einer deutlich schnelleren dynamischen Betriebsweise, wodurch sie besser auf eine fluktuierende Stromquelle reagieren kann. Beim Einsatz eines Druckspeichers wird der Wasserstoff nach der Elektrolyse verdichtet und in einem geeigneten Druckbehälter gelagert. Für die Rückverstromung mittels Brennstoffzelle werden vor allem Polymerelektrolytbrennstoffzellen (auch PEMFC) genutzt, die

sich vor allem durch eine hohe Betriebsdynamik auszeichnen und somit auf eine fluktuierende Stromnachfrage reagieren können. In marktverfügbaren Wasserstoffspeichersystemen wird die saisonale Stromspeicherung via Wasserstoff durch einen Batteriespeicher für die kurzzeitige Stromspeicherung ergänzt.

7.6 Alterung und Lebensdauer

Die Alterung und die Lebensdauer von Energiespeichern hängt stark von der Technologie und dem Betrieb des Speichers ab. Im Folgenden werden wesentliche Erkenntnisse zu Lithium-Ionen-Batterien, Blei-Säure-Batterien und Wasserstoffspeichern vorgestellt.

7.6.1 Lithium-Ionen-Batterien

Die Alterung von Lithium-Ionen-Batterien kann in zwei grundlegende Alterungsarten unterteilt werden: kalendarische und zyklische Alterung.

Kalendarische Alterung

Die kalendarische Alterung erfolgt durch die bloße Existenz des Speichersystems unabhängig von seiner Benutzung. Die wesentlichen Einflussgrößen auf die kalendarische Alterung sind der Ladezustand und die Temperatur. Dabei sorgen hohe Ladezustände und hohe Temperaturen für eine schnelle Alterung. Niedrige Ladezustände und Temperaturen sorgen hingegen für eine langsame Alterung. Der Zusammenhang ist dabei nicht linear und erhöhte Ladezustände und Temperaturen führen zu stark verkürzten Lebensdauern.

Zyklische Alterung

Die zyklische Alterung ergibt sich aus dem aktiven Betrieb und dem Energiedurchsatz des Speichersystems. Wesentliche Einflussfaktoren sind die Zyklenzahl, die Zyklientiefe und die Stromrate. Hohe Zyklenzahlen, hohe Zyklientiefen (z. B. vollständige wiederholte Ladung und Entladung der Batterien) und hohe Ströme sorgen dabei für eine kurze Lebensdauer. Auch hier ist der Zusammenhang nicht linear und die Lebensdauer wird mit größeren Werten der Einflussfaktoren deutlich kürzer.

Bedeutung für den Betrieb

Für den Betrieb bedeutet das Alterungsverhalten, dass Batteriespeicher möglichst spät und nur dann vollgeladen werden sollten, wenn die gesamte Energiemenge benötigt wird. Im Fall eines Heimspeichers wäre dies beispielsweise eine Ladung erst gegen Mittag und im Fall eines Elektrofahrzeugs eine Ladung erst kurz vor Abfahrt (möglichst nur bis 80 %). Auf diese Art und Weise wird der durchschnittliche Ladezustand reduziert und

die kalendarische Lebensdauer damit gegenüber höheren Ladezuständen verlängert. Zudem bietet es sich an, das Fahrzeug auch nach kürzeren Fahrten ein wenig nachzuladen (möglichst ohne vollzuladen), um die zyklische Alterung zu verringern. In der Praxis ermöglichen viele Batterien oftmals eine größere Anzahl an Zyklen als in der Anwendung innerhalb der kalendarischen Lebensdauer erreicht werden kann. Daher ist vor allem die Optimierung der kalendarischen Einflussfaktoren sehr wichtig. Bei hochwertigen Batterien können derzeit 10 bis 15 Jahre Nutzungsdauer angenommen werden.

7.6.2 Blei-Säure-Batterien

Auch bei Blei-Säure-Batterien kann zwischen der kalendarischen und der zyklischen Alterung unterschieden werden. Blei-Säure-Batterien unterscheiden sich im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien aber vor allem dadurch, dass ihre Alterung nicht bei hohen, sondern bei niedrigen Ladezuständen beschleunigt ist. Deswegen sind sie z. B. geeignet für die Verwendung in USV-Anlagen, da diese ihre gesamte Energiemenge bei hohen Ladezuständen dauerhaft vorhalten und nur in wenigen Fällen die Versorgung übernehmen müssen. Zudem kann bei Blei-Säure-Batterien durch spezielle Ladeverfahren auch Kapazität zurückgewonnen werden, falls diese durch eine Sulfatierung verloren gegangen ist. Bei Lithium-Ionen-Batterien sind reversible Kapazitätsverluste hingegen nicht so ausgeprägt.

7.6.3 Wasserstoffspeicher

Bei Wasserstoffspeichersystemen weisen der Elektrolyseur und die Brennstoffzelle die höchste kalendarische Alterung im System auf. Kann für den Druckgasspeicher eine kalendarische Lebenszeit von über 20 Jahren erwartet werden, liegt diese bei Elektrolyseur und Brennstoffzelle in etwa zwischen 7 und 12 Jahren. In Anlehnung an einen Alterungseffekt bei Batteriespeichern durch Benutzung (Zykluslebensdauer), spricht man bei Brennstoffzellen und Elektrolyseuren von der erwartbaren Lebensdauer in Betriebsstunden. Für AEL-Elektrolyseure liegen die Betriebsstunden bei bis zu 90000 h, während Membran-Elektrolyseure ihre Funktion unter idealen Bedingungen bis zu 50000 h aufrechterhalten können. Grundsätzlich haben dabei auch die Anzahl der Start- und Stopp-Vorgänge sowie die Temperatur und Häufigkeit der Lastwechsel einen Einfluss auf die Lebensdauer. Bei Elektrolyseuren und Brennstoffzellen wirkt sich die Alterung in erster Linie auf den Wirkungsgrad der Energieumwandlung aus.

7.7 Effizienzkriterien

Bei einem idealen Speicher würden bei der Ein- und Ausspeicherung sowie den Haltephase keine Verluste entstehen. Darüber hinaus gäbe es keine Abweichungen zur gewünschten Lade- oder Entladeleistung. Zu den Effizienzkriterien von Speichern lassen sich demnach alle Systemeigenschaften zählen, die Abweichungen gegenüber dem idealen, verlustfreien Betriebsverhalten hervorruhen. Darunter fallen sämtliche Verlustmechanismen der leistungselektronischen Komponenten des Batteriespeichers und der Systemregelung. Die Verluste in netzgekoppelten Speichersystemen lassen sich in folgende Kategorien unterteilen:

- Energieumwandlung: Wirkungsgrade der Leistungselektronik und der Batterie
- Regelung: Trägheit und Genauigkeit der Sollwertregelung
- Bereitschaftsverluste: Verbräuche im Leerlauf- oder Stand-by-Betrieb

Für einen Vergleich unterschiedlicher Speicher hinsichtlich der einzelnen Verlustmechanismen eignen sich die Datenblattangaben nach DIN VDE V 0510-200 (VDE V 0510-200). Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Bandbreiten der Verlustmechanismen im Bereich der netzgekoppelten Stromspeichersysteme im Segment bis 15 kW Leistung/20 kWh (Privathaushalte, kleine Betriebe aus Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)). Die Wandlungsverluste der Leistungselektronik machen dabei den größten Anteil der Verluste aus. Vor allem im Teillastbereich haben die Wechselrichter geringe Wirkungsgrade, die bei der Dimensionierung der Lade- bzw. Entladeleistung berücksichtigt werden sollten. Der Wunsch nach hohen Ladeleistungen für die Ladung eines Elektrofahrzeugs (Vollastbereich) führt daher oftmals zu hohen Wechselrichterleistungen, die dann wiederum zu erhöhten Verlusten bei der Versorgung des Haushalts über Nacht mit geringer Leistung führen (Teillastbereich).

Tabelle 3. Bandbreiten relevanter Effizienzkriterien für marktverfügbare, netzgekoppelte Batteriespeichersysteme im Segment der Privathaushalte [4]

Kategorie	Verlustmechanismus	Bandbreiten des jeweiligen Effizienzkriteriums
Energieumwandlung Mittelwert über Bandbreite der Leistung	PV2AC (Direktverbrauch)	(94...98) %
	PV2BAT (DC-Ladung)	(90...98) %
	AC2BAT (AC-ladung)	(92...97) %
	BAT2AC (Entladung)	(90...98) %
	Batteriewirkungsgrade (Lithium-Ionen)	(93...98) %
Regelung	Totzeit	(0,1...3) s
	Einschwingzeit	(0,3...14) s
	Abweichung Ladeleistung	(1...80) W
	Abweichung Entladeleistung	(1...75) W
Bereitschaft	DC-Leistungsaufnahme	Speicher entladen: (0...70) W Speicher geladen: (0...60) W
	AC-Leistungsaufnahme	Speicher entladen: (0...42) W Speicher geladen: (0...20) W

Da Wasserstoffspeichersysteme noch keine breite Marktanwendung darstellen, zeigt Tabelle 4 die Bandbreiten der Effizienzkriterien für die einzelnen Komponenten auf. Hieraus ergibt sich ein elektrischer Systemnutzungsgrad (Power-to-Hydrogen-to-Power) zwischen 25 % und 40 %. Wird die Abwärme der Komponenten genutzt, liegt der Gesamtnutzungsgrad der Systeme entsprechend höher.

8 Allgemeine Kennzahlen

Aus der Sicht des Planungsunternehmens und/oder Betreibers gibt es eine Vielzahl an auslegungsabhängigen technischen und ökonomischen Kennzahlen, sowie eine grundsätzliche Abhängigkeit der Auslegung von der Zuordnung des elektrischen Lastprofils. Es folgt ein Überblick über die wesentlichen Bewertungskriterien.

8.1 Technische Kennzahlen

In Abschnitt 8.1.1 bis Abschnitt 8.1.3 folgt eine kurze Beschreibung relevanter technischer Kennzahlen, deren Gemeinsamkeit darin besteht, von der Dimensionierung der Kapazität und/oder Leistung des Stromspeichers abhängig zu sein.

8.1.1 AC-Systemnutzungsgrad

Für AC-gekoppelte Stromspeichersysteme stellt der energetische Wirkungsgrad, auch Nutzungsgrad genannt, den Quotienten der AC-seitig abgegebenen und AC-seitig aufgenommenen Energie dar. Er berechnet sich folglich aus dem Verhältnis von AC-Speicherentladung ($E_{SE,ac}$) zur AC-Speicherladung ($E_{SL,ac}$).

$$\bar{\eta}_{sys,ac} = \frac{E_{SE,ac}}{E_{SL,ac}} \quad (1)$$

Tabelle 4. Bandbreiten relevanter Effizienzkriterien für Komponenten von Wasserstoffspeichersystemen

Komponente	Verlustmechanismus	Bandbreiten des jeweiligen Effizienzkriteriums
Elektrolyseur	H ₂ -Wirkungsgrad AEM Gesamtwirkungsgrad	(55...65) %, heizwertbezogen > 85 %, inklusive Nutzung der Abwärme
	H ₂ -Wirkungsgrad PEM Gesamtwirkungsgrad	(55...65) %, heizwertbezogen > 85 %, inklusive Nutzung der Abwärme
Brennstoffzelle	Elektrischer Wirkungsgrad PEM Gesamtwirkungsgrad	> 55 % > 85 %, inklusive Nutzung der Abwärme
	Elektr. Wirkungsgrad SOFC Gesamtwirkungsgrad	> 55 % > 85 % inklusive Nutzung der Abwärme
Wasserstoffspeicher (Druckspeicher)	Energiebedarf für die Verdichtung	< 10 %, abhängig vom Druckniveau der Speicherung und dem Ausgangsdruck der Elektrolyse

Nachteilig an der Größe ist, dass sie nicht für sogenannte DC-gekoppelte Systeme bestimmt werden kann, wo die Speichereinheit beispielsweise wie bei einem PV-Hybridwechselrichter am DC-Zwischenkreis angebunden ist, da in diesem Fall die Ladung aus der DC-Seite (z. B. Fotovoltaik) erfolgt.

8.1.2 Systemnutzungsgrad

Um AC- und DC-gekoppelte Systeme vergleichbar zu machen, können die Verluste der Wandlung von DC- in AC-Leistung (z. B. durch einen PV-Wechselrichter) bei AC-gekoppelten Systemen in die Bilanz mit einbezogen werden. Der Systemnutzungsgrad setzt daher die bilanziell nutzbare AC-Energie ins Verhältnis zum DC-Ertrag des jeweiligen Generators ($E_{GE,dc}$) und berechnet sich für AC-gekoppelte Systeme mithilfe der AC-seitig erzeugten Energie des Generators ($E_{GE,ac}$) sowie der aus dem Netz bezogenen Energie für den Generator ($E_{GB,ac}$) und Stromspeicher ($E_{SB,ac}$) nach

$$\bar{\eta}_{sys} = \frac{E_{GE,ac} + E_{SE,ac} - E_{GB,ac} - E_{SB,ac}}{E_{GE,dc}} \quad (2)$$

Für DC-gekoppelte Generatorsysteme erfolgt die Berechnung analog über die AC-seitig vom System erzeugte ($E_{GSE,ac}$) oder bezogene ($E_{GSB,ac}$) Energie nach:

$$\bar{\eta}_{sys} = \frac{E_{GSE,ac} - E_{GSB,ac}}{E_{GE,dc}} \quad (3)$$

Der Systemnutzungsgrad berechnet sich je nach Systemtopologie unterschiedlich, jedoch ist die Systematik der Bilanzierung der AC-Energiesummen identisch. Daher ermöglicht er den Vergleich der Energieeffizienz von unterschiedlichen Systemtopologien. Eine Vergrößerung der Speicherkapazität führt in der Regel zu einer Reduktion des Systemnutzungsgrads, während eine Vergrößerung des DC-Generators zu einer Steigerung der Kennzahl führt.

8.1.3 Vollzyklen

Die sogenannten äquivalenten Vollzyklen können mithilfe der Nennkapazität (C_{nom}) sowie der DC-seitig geladenen und entladenen Energiemengen näherungsweise berechnet werden:

$$N_{\text{äq}} = \frac{E_{SL,dc} + E_{SE,dc}}{2 \cdot C_{nom}} \quad (4)$$

8.2 Ökonomische Kennzahlen

Um die Wirtschaftlichkeit einer Investition zu ermitteln und Investitionsalternativen miteinander zu vergleichen, können verschiedene ökonomische Kennzahlen herangezogen werden. In dieser Richt-

linie werden die im folgenden Abschnitt beschriebenen ökonomischen Kennzahlen betrachtet. Zunächst werden allgemein übliche Kennzahlen für die wirtschaftliche Betrachtung von Investitionen beschrieben. Hierzu zählen der Kapitalwert, der interne Zinsfuß, die Kapitalrendite sowie die Amortisationszeit, wobei im Zusammenhang mit letzterer auch die absolut eingesparten Stromkosten konkretisiert werden. Außerdem wird mit den gewichteten Speicherkosten eine Kennzahl vorgestellt, die in Anlehnung an die Kennzahl der Stromgestehungskosten speziell für Energiespeicher entwickelt wurde. Eine weitere Möglichkeit bietet die Annuitätenmethode, die ein Teil der Berechnung einiger der im Folgenden beschriebenen Kennzahlen ist. Näheres zur Annuitätenmethode kann der VDI 2067 Blatt 1 entnommen werden.

8.2.1 Kapitalwert

Der Kapitalwert (K_0), alternativ auch Nettobarwert oder im Englischen *net present value* (NPV), beschreibt die Wirtschaftlichkeit einer Investition unter Berücksichtigung der auf die Gegenwart abgezinnten zukünftigen Erfolge. Er berechnet sich aus den Investitionskosten (I) und mit dem Kalkulationszinssatz (i) jährlich abgezinnten Zahlungsströmen. Letztere werden als Summe aus der Zahlungsdifferenz (Z) der jährlichen Erlöse abzüglich Kosten und dem etwaigen Resterlös (L) am Ende der Laufzeit (T) berechnet.

$$K_0 = -I + \sum_{t=1}^T \frac{Z_t}{(1+i)^t} + L \cdot (1+i)^{-T} \quad (5)$$

Eine Investition ist vorteilhaft, wenn der Kapitalwert größer als null ist. Beim Vergleich mehrerer Investitionsalternativen ist diejenige am vorteilhaftesten, die den größten Nettobarwert aufweist.

8.2.2 Interner Zinsfuß

Der Zinssatz, der in Gleichung (5) zu einem Kapitalwert von null führt, nennt sich interner Zinsfuß oder im Englischen *internal rate of return* (IRR) und kann über numerische Lösungsverfahren bestimmt werden. Er beschreibt die mittlere jährliche Rendite der Investition.

8.2.3 Amortisationszeit

Die statische Amortisationszeit (t_A) beschreibt allgemein den Zeitraum, in dem die Investitionskosten einer Anschaffung (I) unter Berücksichtigung eines etwaigen Resterlöses (L) durch den mit dieser Anschaffung erwirtschafteten Gewinn als Summe aus der Zahlungsdifferenz (Z) der jährlichen Erlöse abzüglich Kosten zurückgewonnen wurde.

$$t_A = \frac{I - L}{Z} \quad (6)$$

Eine Investition ist nur dann wirtschaftlich, wenn die Amortisationszeit kleiner der Laufzeit (T) bzw. Lebensdauer der Investition ist.

8.2.4 Gewichtete Speicherkosten

Mit den gewichteten Speicherkosten (LCOS) wird eine Vergleichsrechnung auf Kostenbasis für Energiespeicher beschrieben. Analog zu den Stromgestehungskosten (LCOE) bezieht diese Kennzahl die abgezinsten Gesamtkosten aus Investition und Ausgaben im Betrieb (A_t) über die Lebensdauer eines Speichers auf die in dieser Zeit entladene Strommenge (E_{SE}).

$$LCOS = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_{SE,t}}{(1+i)^t}} \quad (7)$$

Mithilfe des LCOS können Speichertechnologien anhand der Kosten pro entladener Kilowattstunde Strom miteinander verglichen werden.

9 Auslegungsplanung und ökonomische Bewertung

Grundsätzlich ist der Nutzen eines Stromspeichers stark von individuellen und projektbezogenen Gegebenheiten, z. B. dem Verlauf eines Lastprofils, abhängig. Im Rahmen der Erstellung dieser Richtlinie wurde deshalb in einem begleitenden Forschungsprojekt ein Open-Source-Simulations-Framework (Household Infrastructure and Building Simulator – HiSim [5]) entwickelt, das eine Zeitschrittsimulationen verschiedener Kompo-

ponenten innerhalb von Gebäudeenergiesystemen ermöglicht, siehe Bild 8.

Wichtiger Hinweis

Da es sich bei dem HiSim-Framework um ein Simulationswerkzeug handelt, das zwar sehr vielfältig einsetzbar aber ohne Programmierkenntnisse schwer zugänglich ist, wurde ein begleitendes Webtool (PIEG-Strom Online) zu dieser Richtlinie entwickelt, das die Nutzung des Frameworks für Planer und Gebäudebetreiber ermöglicht. Alle nachfolgend dargestellten Auslegungsergebnisse basieren auf Simulationen mit dem HiSim-Framework in der Version 1.0 und können innerhalb des Webtools nachvollzogen sowie an individuelle Anforderungen angepasst werden. Tabelle 5 gibt hierbei einen Überblick, welche Parameter dabei veränderbar sind.

Neben den technischen Parametern erfolgt noch die Festlegung auf den untersuchten Anwendungsfall, sowie die Möglichkeit zur Anpassung ökonomischer Parameter.

9.1 Zuordnung des Lastprofils

Unabhängig vom Jahresstromverbrauch können reale Lastprofile durch Unterschiede im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf einen großen Einfluss auf die Einsatzmöglichkeiten und den dadurch erzielten Effekt durch Stromspeicher aufweisen. Daher werden begleitend zu dieser Richtlinie reale, möglichst repräsentative und frei zugängliche Lastprofile identifiziert, zusammengetragen, kategorisiert und veröffentlicht. Tabelle 6 gibt einen Überblick über die Lastprofile.

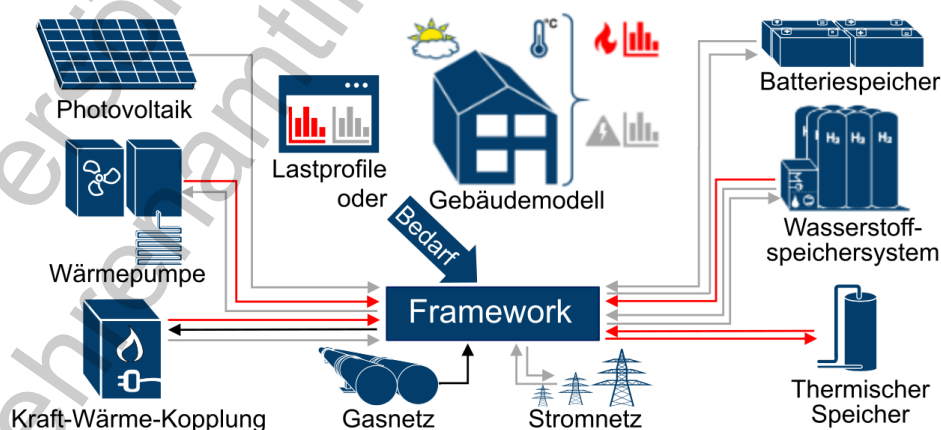


Bild 8. Schematische Darstellung der verfügbaren Komponenten innerhalb des HiSim-Frameworks (Quelle: Forschungszentrum Jülich GmbH)

Tabelle 5. Parameterbeschreibung der verfügbaren Komponenten und Auswahlmöglichkeiten innerhalb des Webtools.

Parameter	Beschreibung
Wetter	15 Testreferenzregionen des DWD für die Jahre 2015 und 2045 sowie Auswahl von: durchschnittliches Jahr, extremer Sommer, extremer Winter
Gebäude	
Thermischer Bedarf	Einfamilienhaus und Mehrfamilienhaus (MFH) mit variablen spezifischen Heizlasten ($W/(m^2 \cdot K)$) und Angabe der Fläche
Wärmeverteilsystem	Vorlauf/Rücklauf in °C bei Normaußentemperaturen: 35/28, 45/35, 55/45
Trinkwarmwasser	Anzahl von Personen oder Wohneinheiten
Erzeugung	
Fotovoltaik	installierte Leistung, Ausrichtung und Neigung, maximal 3 PV-Generatoren
Kraft-Wärme-Kopplung	installierte Leistung (elektrisch), Auswahl der Technologie (Gas Motor, Brennstoffzelle (PEM), Brennstoffzelle (SOFC)) sowie Betriebsstrategie (stromgeführt, wärmegeführt)
Kessel	installierte Leistung (thermisch), Technologie: Gas-Brennwertgerät
Wärmepumpe	installierte Leistung (thermisch), Technologie: Sole/Wasser, Luft/Wasser
Stromspeicher	
Batteriespeichersystem	installierte Leistung (Wechselrichter, AC), nutzbare Kapazität
Wasserstoffspeichersystem	installierte Leistung (Elektrolyseur, Brennstoffzelle, AC), nutzbare Kapazität

Tabelle 6. Elektrische Lastprofile, die für die Simulationsrechnungen mit dem HiSim-Framework genutzt wurden – die Angabe der Jahresenergien stellt einen Hinweis für die sinnvollen Einsatzgrenzen des jeweiligen Lastprofils dar

Abkürzung	Beispiele	Jahresstrombedarf in MWh
Wohnen		
LP_W_W	Wohnung	0,5...2
LP_W_EFH	Einfamilien-, Zweifamilien- und Reihenhäuser	2...8
LP_W_MFH_	Mehrfamilienhaus	k ^{d)} : 5...15 m: 15...45 g: 45...100
*_WP025 *_WP050 *_WP075	Zusatz für alle Wohngebäude-Profile beginnend mit „LP_W“, wobei das elektrische Lastprofil dann einen Anteil des Stromverbrauchs für eine Wärmepumpe von 25 %, 50 % bzw. 75 % aufweist.	Erhöht um den Jahresstromverbrauch der WP
Öffentliche Gebäude		
LP_Ö_Schule_	Schulen Allgemein ^{a)} geeignet für Grund-, Haupt-, Real-, Gesamtschulen/Gymnasien	k: 25...100 m: 100...300 g: 300...800
LP_Ö_Büro_	Verwaltung (werktags) ^{a)} Büros und Verwaltungsgebäude	k: 25...100 m: 100...300
Gewerblich genutzte Gebäude und Landwirtschaft		
LP_G0 bis G6 LP_L0 bis L2	VDEW Standardlastprofile (SLP): Viele der Standardlastprofile (SLP) können zumindest für Fragestellungen im Bereich der Erhöhung der Eigenversorgung in guter Näherung genutzt werden. ^{b)}	keine Einschränkung
LP_G_MV	Produzierendes Gewerbe/Metallverarbeitung ^{c)}	250...1000
LP_G_G	Produzierendes Gewerbe/Galvanisierung ^{c)}	250...1000
LP_G_MH	Möbelhaus ^{c)}	175...725

^{a)} repräsentatives Profil (tagesmittlerer/jahresmittlerer Verlauf) aus dem Messdatensatz: SCiBER [6]

^{b)} Ergebnis der Analyse: PV-Wegweiser, S. 30 ff. [7]

^{c)} auch als Beispiel für Spitzenkappung (Peak Shaving) des Netzbezugs

^{d)} k – klein; m – mittel; g – groß

Diese Lastprofile stellen die Grundlage für die nachfolgend dargestellten Anwendungsfälle für Stromspeicher dar.

9.2 Erhöhung der Eigenversorgung

Das vorrangige Ziel von netzgekoppelten Stromerzeugern in Gebäudeenergiesystem mit elektrischen Energiespeichern besteht in der Regel darin, den Netzstrombezug zu reduzieren und dadurch die Eigenversorgung, also den Autarkiegrad, zu erhöhen.

9.2.1 Notwendige Eingangsdaten

Allgemein wird für den Anwendungsfall der Erhöhung der Eigenversorgung der (gemessene oder errechnete) Jahresstromverbrauch (E_{SV}) aller Stromverbraucher innerhalb der Bilanzgrenze, die der Speicher versorgen soll, benötigt. Sollten sich in dem Stromverbrauch charakteristische saisonale Stromverbraucher wie elektrische Heizungs- und Khlungssysteme befinden, ist eine getrennte Erfassung der Jahresstromverbräuche hilfreich. Sollte der Gesamtstromverbrauch zusätzlich zur Jahressumme auch als Zeitreihe vorliegen, kann dieser für eine genauere Auslegung in einem Simulations-Tool genutzt werden. Darüber hinaus wird die installierte Leistung aller Stromerzeuger, getrennt nach Technologien (KWK, PV etc.) benötigt. Bei bestehenden Anlagen ist die Kenntnis der jährlichen Stromproduktion sowie gegebenenfalls von Erzeugungszeitreihen von Vorteil.

Für alle Angaben gilt dabei, dass etwaige zukünftige Veränderungen des Stromverbrauchs- und der -erzeugung vorab reflektiert werden sollten, da sich der Betrieb eines Stromspeichers üblicherweise über mehr als ein Jahrzehnt erstreckt.

Neben den energetischen und technischen Eingangsdaten werden noch ökonomische Eingangsdaten benötigt, z. B. die spezifischen Kosten für Netzbezug (k_{NB}) und Netzeinspeisung (k_{NE}) während des Betrachtungszeitraums. Weiterhin werden Investitions- und Betriebskosten für das Speichersystem benötigt.

9.2.2 Relevante Kennzahlen

Die wichtigsten Kennzahlen sind die, die sich direkt auf die ökonomische Bewertung des Speichersystems auswirken, also einen Einfluss auf den Netzbezug (E_{NB}) und die Netzeinspeisung (E_{NE}) haben.

9.2.2.1 Eigenverbrauchsanteil

Der Eigenverbrauchsanteil (e) beschreibt den Anteil der erzeugten Energie (E_E), der entweder zeitgleich durch die Last direkt verbraucht (E_{DV}) oder zur Ladung des Speichers (E_{SL}) genutzt wird. Indi-

rekt lässt sich der Eigenverbrauchsanteil auch aus der erzeugten Energie (E_E) und der in das Netz eingespeisten Energie (E_{NE}) bestimmen. Wird dieser Anteil erhöht, verringert sich die in das Netz eingespeiste Strommenge. Bei einem Eigenverbrauchsanteil von 100 % wird der gesamte selbst-erzeugte Strom selbst verbraucht.

$$e = \frac{E_{DV} + E_{SL}}{E_E} = \frac{E_{DV} + E_{SL}}{E_{DV} + E_{SL} + E_{NE}} = \frac{E_E - E_{NE}}{E_E} \quad (8)$$

Eine Vergrößerung der Speicherleistung und Speicherkapazität führt zu einer Steigerung des Eigenverbrauchsanteils. Kritisch an der Kennzahl ist, dass beispielsweise eine schlechte Effizienz des Speichers sowie die Abregelung von Erzeugerleistung ebenfalls den Eigenverbrauchsanteil steigen lassen.

9.2.2.2 Autarkiegrad

Der Autarkiegrad (a), auch Selbstversorgungsgrad, bezeichnet den Anteil des gesamten Stromverbrauchs (E_{SV}), der durch selbsterzeugten Strom über Direktverbrauch (E_{DV}) oder Speicherentladung (E_{SE}) gedeckt wird. Indirekt kann der Autarkiegrad auch aus dem Stromverbrauch und dem Netzbezug (E_{NB}) berechnet werden. Der Autarkiegrad beschreibt somit den Anteil des Strombedarfs, der durch das Erzeugungssystem inklusive Speicher gedeckt werden kann.

$$a = \frac{E_{DV} + E_{SE}}{E_{SV}} = \frac{E_{DV} + E_{SE}}{E_{DV} + E_{SE} + E_{NB}} = \frac{E_{SV} - E_{NB}}{E_{SV}} \quad (9)$$

Mit steigendem Autarkiegrad sinkt der Strombezug aus dem Netz bis zu einem Autarkiegrad von 100 %, bei dem der gesamte verbrauchte Strom aus eigener Erzeugung stammt. Eine Vergrößerung der Speicherkapazität und -leistung führt in der Regel zu einer Steigerung des Autarkiegrads.

Anmerkung: Gleichung (8) und Gleichung (9) stellen in beiden Fällen eine idealisierte Herangehensweise und Beschreibung in guter Näherung dar. In der Praxis kommt es aufgrund von statischen und dynamischen Regelungenauigkeiten (siehe Tabelle 2) zu Abweichungen, die den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad nochmals beeinflussen können.

9.2.3 Energetische Auslegung

Beim Einsatz von Speichern zur Erhöhung der Eigenversorgung werden durch den wechselnden Vorgang aus Laden und Entladen sowohl die Netzeinspeisung als auch der Netzbezug reduziert.

Im Wesentlichen haben die Dimensionierung der Erzeugerleistung, die Speicherkapazität sowie die Höhe des Energieverbrauchs Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad. Daher wird in den folgenden Auslegungsabschnitten (Abschnitt 9.2.3.1 bis Abschnitt 9.2.3.3) stets der Einfluss der Systemdimensionierung in den Vorder-

grund gestellt. Darüber hinaus gibt es weitere Einflussgrößen:

- Standort und dadurch veränderliche Einstrahlungs-, Wind- und Temperaturverhältnisse
- Einbausituation und dadurch veränderlicher Ertrag der Energieerzeuger
- Unterschiede der Erzeuger- und Speichereffizienz und daraus resultierende Systemverluste
- Kundenspezifisches (für die Kundschaft spezifisches) Lastprofil hinsichtlich des saisonalen und tagesmittleren Verlaufs; zusätzlich ist gegebenenfalls die Entwicklung des Lastprofils (z. B. durch geändertes Nutzungsverhalten, Anzahl Bewohnende) im Betrachtungszeitraum zu berücksichtigen (soweit absehbar)
- Lade- und Entladeleistung im Verhältnis zur Speicherkapazität

Sofern es für den Planer zumutbar ist und Verbesserungen hinsichtlich der Auslegung aus Sicht der Kundschaft erzielt werden können, wird auf einzelne der genannten Einflussgrößen qualitativ eingegangen.

9.2.3.1 Stromerzeugung durch Fotovoltaik

Zunächst sollte der Beitrag einer Fotovoltaikanlage ohne den Einfluss eines Stromspeichers betrachtet werden. Neben den relevanten Eingangsdaten aus Abschnitt 9.2.1 wird im weiteren Verlauf die effektive installierte Leistung der Fotovoltaikanlage ($P_{PV,eff}$) benötigt. Diese berechnet sich über die installierte Leistung bei Standardtestbedingungen (STC)-Bedingungen ($P_{PV,STC}$) und den spezifischen Referenzertrag $E_{PV,ref,sp}$ von 925 kWh/kWp nach Gleichung (11). Wenn keine PV-Leistung bekannt ist, kann zunächst die verfügbare Dachfläche in mögliche PV-Generatorleistung umgerechnet werden. Dabei gilt:

$$P_{PV,STC} = A_{Dach} \cdot \eta_{Modul} \cdot f_{Ausnutzung} \cdot 1000 \frac{W}{m^2} \quad (10)$$

mit dem Modulwirkungsgrad $\eta_{Modul} = 0,18 \dots 0,22$ und dem Flächenausnutzungsgrad $f_{Ausnutzung} = 0,5$ bei Flachdach-Reihenaufständerung und 0,9 bei Flachdach-Montage mit Ost-West-Ausrichtung bzw. Schrägdach-Montage mit dachparallelen Anlagen.

$$P_{PV,eff} = P_{PV,STC} \cdot \frac{E_{PV,lokal,sp}}{E_{PV,ref,sp}} \quad (11)$$

$E_{PV,lokal,sp}$ entspricht dem spezifischen Ertrag der betrachteten Fotovoltaikanlage in kWh pro kWp. Bei bestehenden Anlagen kann dieser als Mittelwert des Ertrags der Vorjahre bestimmt werden. Bei zu errichtenden Anlagen kann der spezifische

Ertrag der Projektdokumentation des Solarteurs entnommen oder über frei zugängliche Web-Tools, z. B. PVGIS¹⁾, ermittelt werden.

Anschließend wird die spezifische, effektive PV-Leistung ($p_{PV,sp}$) in kWp pro MWh Jahresstromverbrauch (E_{SV}) berechnet. Dieser Parameter stellt im weiteren Verlauf die relevante Eingangsgröße der Auslegungsdiagramme und -formeln dar.

$$p_{PV,sp} = \frac{P_{PV,eff}}{E_{SV}} \quad (12)$$

Bild 9 zeigt nun exemplarisch den Zusammenhang zwischen der spezifischen, effektiven PV-Leistung und dem Eigenverbrauchsanteil sowie Autarkiegrad für die Lastprofilgruppe LP_W_EFH ohne Berücksichtigung eines Stromspeichers. Bild 10 erweitert den Informationsgehalt um den Einfluss der Speicherkapazität auf die Ergebnisgrößen.

Die auf den Jahresstromverbrauch (E_{SV}) bezogene spezifische, effektive Speicherkapazität ($c_{eff,sp}$) berechnet sich hierbei nach

$$c_{eff,sp} = \frac{C_{nutz} \cdot 0,9}{E_{SV}} \cdot \frac{\bar{\eta}_{sys}}{0,85} \quad (13)$$

Sie berücksichtigt dabei, dass im Mittel über die Lebensdauer des Speichers nur 90 % der nutzbaren Speicherkapazität (C_{nutz}) zur Verfügung steht. Darüber hinaus basieren die Berechnungen auf einem generischen Stromspeichermode, das einen Systemnutzungsgrad von 85 % aufweist.

Neben der Nutzung der Auslegungsdiagramme besteht eine weitere Möglichkeit zur Abschätzung des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads. Dazu wurden Fit-Funktionen identifiziert, die die Simulationsergebnisse aus den Diagrammen mit möglichst geringen Abweichungen wiedergeben. Den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad unter Berücksichtigung des Einflusses von Stromspeichern kann man in guter Näherung durch Gleichung (14) und Gleichung (15) mithilfe der Koeffizienten aus Tabelle 7 berechnen.

$$e_{fit} = \min \left(\frac{(k_{e1} \cdot p_{PV,sp} + k_{e2}) \cdot (k_{e4} \cdot c_{eff,sp} + 1)}{(p_{PV,sp} + k_{e3}) \cdot (c_{eff,sp} + 1)}, 1 \right) \quad (14)$$

$$a_{fit} = \max \left(\frac{(k_{a1} \cdot p_{PV,sp} + k_{a2}) \cdot (k_{a4} \cdot c_{eff,sp} + 1)}{(p_{PV,sp} + k_{a3}) \cdot (c_{eff,sp} + 1)}, 0 \right) \quad (15)$$

¹⁾ siehe [10], netzgekoppelt, Standardeinstellungen, PV Energieerzeugung pro Jahr in kWh/kWp

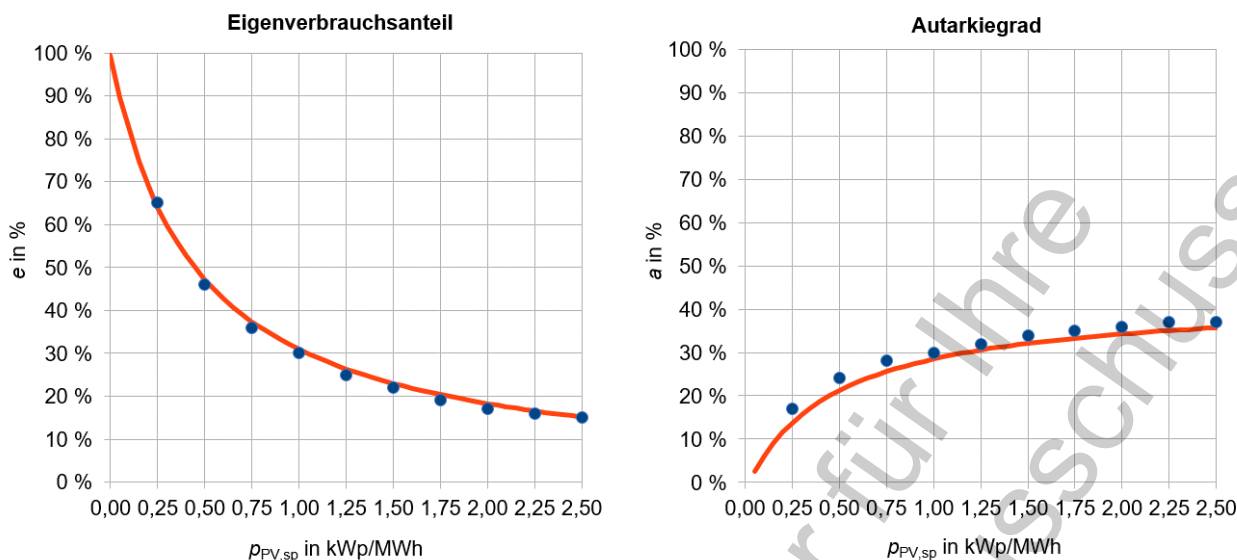


Bild 9. Einfluss der spezifischen, effektiven PV-Leistung ($p_{PV,sp}$) auf den Eigenverbrauchsanteil (links) sowie Autarkiegrad (rechts) für die Lastprofilgruppe LP_W_EFH, inklusive Darstellung der Fit-Funktion (Linie, rot) nach Gleichung (14) und Gleichung (15)

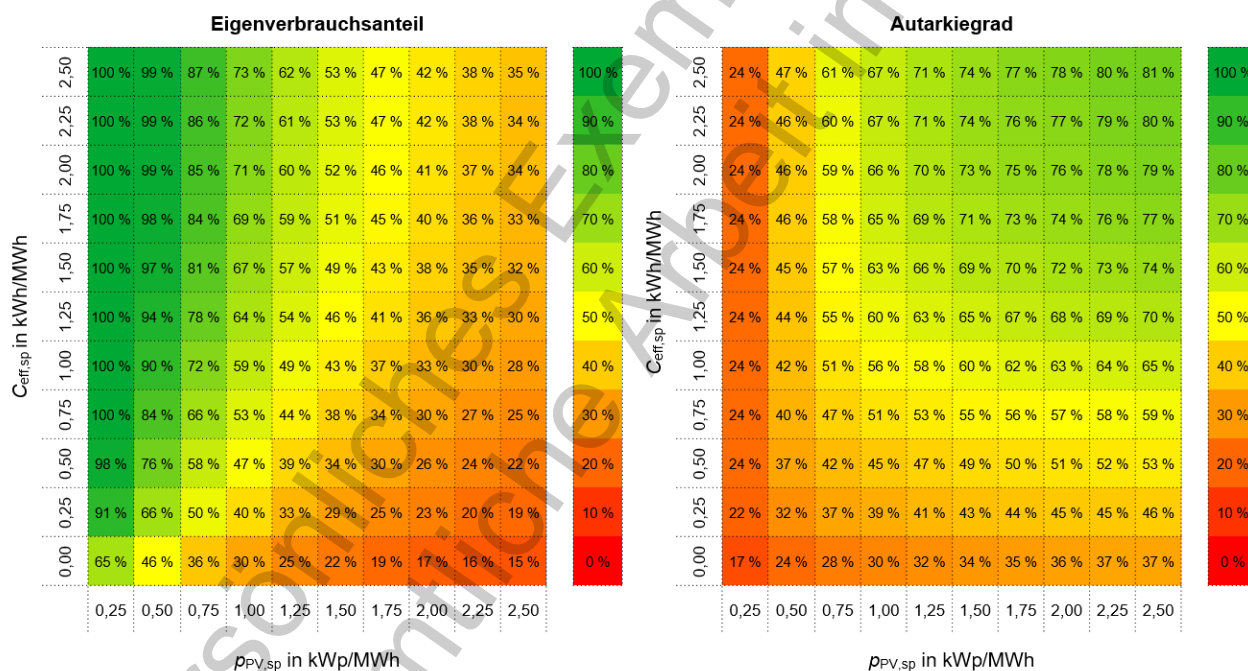


Bild 10. Einfluss der spezifischen, effektiven PV-Leistung ($p_{PV,sp}$) und der spezifischen, effektiven Speicherkapazität ($c_{S,eff,sp}$) auf den Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) für die Lastprofilgruppe LP_W_EFH

Tabelle 7. Koeffizienten zur Abschätzung des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads nach Gleichung (14) und Gleichung (15) für PV-Anlagen unter Berücksichtigung verschiedener Lastprofile; zusätzliche Angabe des Fehlermaßes (RMSE) im Vergleich zur Nutzung der Auslegungsdiagramme

Lastprofilgruppe	Parameter	1	2	3	4	RMSE
LP_W_EFH	k_e	-0,001034	0,4495	0,4518	2,795	2,3 %
	k_a	0,4276	-0,007667	0,4736	2,81	2,7 %

Da es sich um eine Näherung zu den Simulationsergebnissen handelt, ist zusätzlich noch die Abweichung (RMSE) zu den Auslegungsdiagrammen angeben.

Während die Auslegungsdiagramme und Formeln direkt oder indirekt die Dimensionierung der PV-Leistung und Speicherkapazität, sowie den Speichernutzungsgrad und die Variation des PV-Ertrags berücksichtigen, gibt es noch weitere Einflüsse, die nicht berücksichtigt sind. Während unterschiedliche Ausrichtungen und Neigungen des PV-Generators eher eine untergeordnete Rolle im niedrigen einstelligen Bereich des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads spielen, können individuelle Lastprofile innerhalb einer Lastprofil-Kategorie zu größeren Abweichungen von $\pm 5\%$ führen. Liegt das individuelle Lastprofil vor, so sollte dies in Verknüpfung mit der Nutzung des Webtools immer bevorzugt verwendet werden.

Faustformeln

Allgemein lässt sich über alle Lastprofile hinweg feststellen, dass ein Stromspeicher pro kWh Kapazität mehr Nutzen bringt, je größer die installierte PV-Leistung ist. Als Faustformel lässt sich festhalten, dass mindestens 0,5 kWp PV-Leistung pro MWh Jahresstromverbrauch vorhanden sein sollte, um überhaupt die Installation eines Stromspeichers zu erwägen. Jedoch führt selbst bei großen PV-Systemen eine Vergrößerung der Speicherkapazität irgendwann nicht mehr nennenswert zu steigenden Autarkiegraden, da nur so viel am Tag gespeichert werden kann, wie in der vorherigen Nacht durch den Verbrauch aus dem Speicher entnommen wurde. Dabei kann als Faustformel von einer maximalen Speicherkapazität von

- 1,5 kWh pro MWh Jahresstromverbrauch sowie
 - 1,5 kWh pro kWp PV-Leistung
- ausgegangen werden.

Der Anspruch an die Wechselrichterleistung oder die Leistungsfähigkeit des Stromspeichers ist im Anwendungsfall der Erhöhung der Eigenversorgung eher niedrig. So ist in der Regel eine spezifische Wechselrichterleistung von 0,5 kW pro kWh Speicherkapazität ausreichend zur Erreichung der dargestellten Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade. Unterhalb von 0,5 kW/kWh kommt es zu leichten Einschränkungen im niedrigen einstelligen Prozentbereich und erst ab weniger als 0,3 kW/kWh reduziert sich die Eigenversorgung um 5 Prozentpunkte und mehr.

9.2.3.2 Stromerzeugung durch KWK

Kraftwärmekopplungsanlagen werden üblicherweise hinsichtlich der thermischen Randbedingungen ausgelegt. Allgemein wird hierbei auf VDI 4656 sowie VDI 3985 verwiesen. Mithilfe der sogenannten geordneten Jahresdauerlinie wird der thermische Leistungsbedarf des Gebäudes ermittelt und die Dimensionierung der KWK-Anlage vorgenommen, siehe Bild 11. Dabei wird die Anlage aus wirtschaftlichen Gründen nicht auf den maximalen thermischen Leistungsbedarf ausgelegt, sondern auf eine möglichst lange Laufzeit. Eine längere Laufzeit kann dabei durch den Einsatz von thermischen Pufferspeichern und/oder durch die Nutzung leistungsmodulierender KWK-Anlagen erreicht werden, die über eine möglichst breiten Regelbereich verfügen.

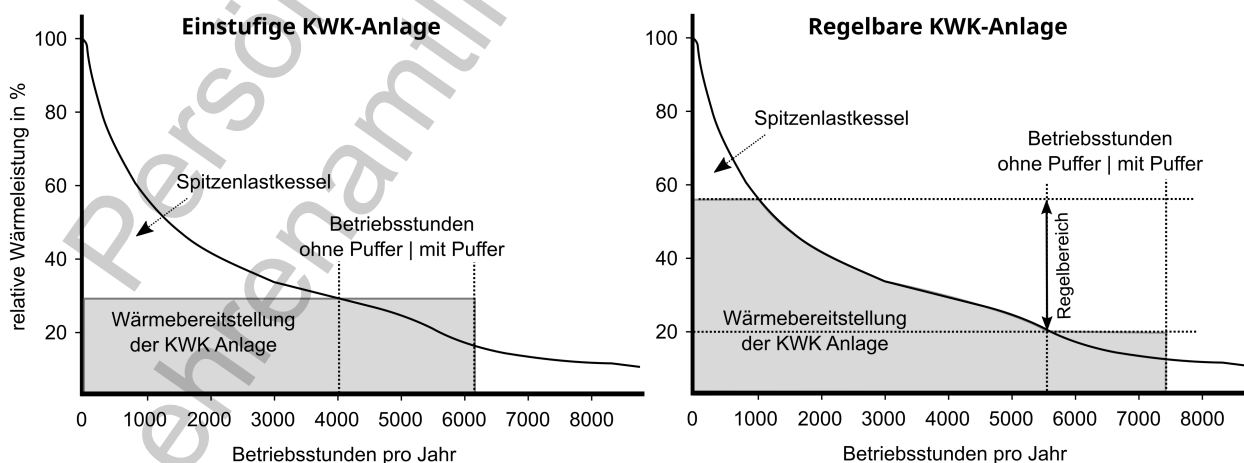


Bild 11. Schematische Darstellung der Auslegung einer KWK-Anlage anhand der Jahresdauerlinie der Heizlast für einstufige Anlagen (links) und regelbare/modulierende Anlagen (rechts)

Zur Nutzung von Auslegungsdiagrammen für den Einfluss des Stromspeichers auf die Eigenversorgung muss zunächst unter Berücksichtigung der jährlichen Betriebs- ($t_{\text{Betrieb,a}}$) und Volllaststunden ($t_{\text{Volllast,a}}$) sowie der elektrischen Nennleistung der KWK-Anlage ($P_{\text{KWK,el,nom}}$) die effektive elektrische KWK-Leistung über

$$P_{\text{KWK,eff}} = P_{\text{KWK,el,nom}} \cdot \frac{t_{\text{Volllast,a}}}{t_{\text{Betrieb,a}}} \quad (16)$$

bestimmt werden. Bei bestehenden Anlagen können die Volllaststunden aus der thermischen oder elektrischen Nennleistung sowie der erzeugten thermischen oder elektrischen Energie berechnet werden.

$$t_{\text{Volllast,a}} = \frac{E_{\text{KWK,th,a}}}{P_{\text{KWK,th,nom}}} = \frac{E_{\text{KWK,el,a}}}{P_{\text{KWK,el,nom}}} \quad (17)$$

Durch den Bezug der effektiven, elektrischen KWK-Leistung auf den Jahresstromverbrauch des untersuchten Lastprofils erhält man die spezifische, effektive KWK-Leistung über

$$p_{\text{KWK,sp}} = \frac{P_{\text{KWK,eff}}}{E_{\text{SV}}} \quad (18)$$

Dieser Parameter stellt im weiteren Verlauf die relevante Eingangsgröße der Auslegungsdiagramme und Fit-Funktionen dar. Bild 12 zeigt nun exemplarisch den Zusammenhang zwischen der spezifischen, effektiven KWK-Leistung und dem Eigenverbrauchsanteil sowie Autarkiegrad für die Lastprofilgruppe LP_W_EFH ohne Berücksichtigung eines Stromspeichers. Bild 13 erweitert den Informationsgehalt um den Einfluss der Speicherkapazität auf die Ergebnisgrößen.

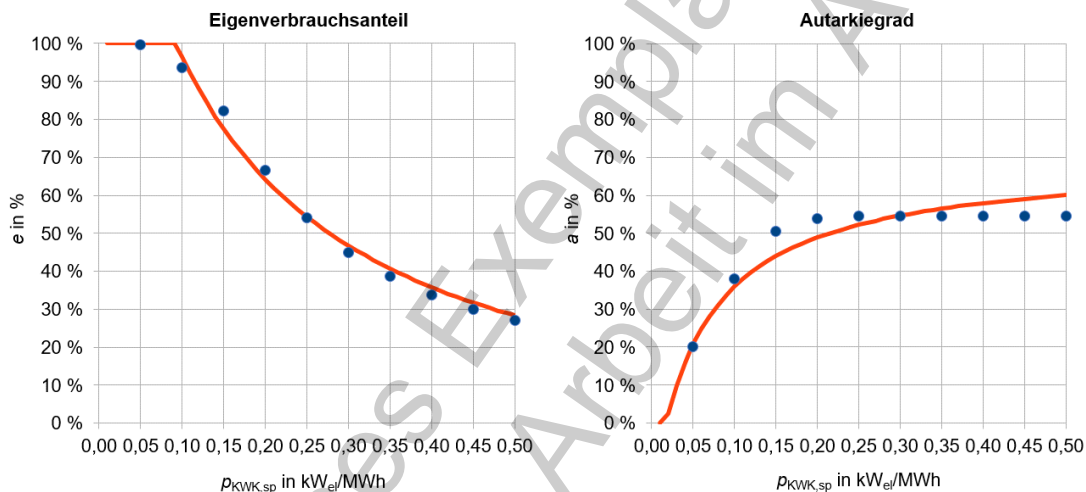


Bild 12. Einfluss der spezifischen, effektiven KWK-Leistung auf den Eigenverbrauchsanteil (links) sowie Autarkiegrad (rechts) für die Lastprofilgruppe LP_W_EFH, inklusive Darstellung der Fit-Funktion (Linie, rot) nach Gleichung (14) und Gleichung (15)

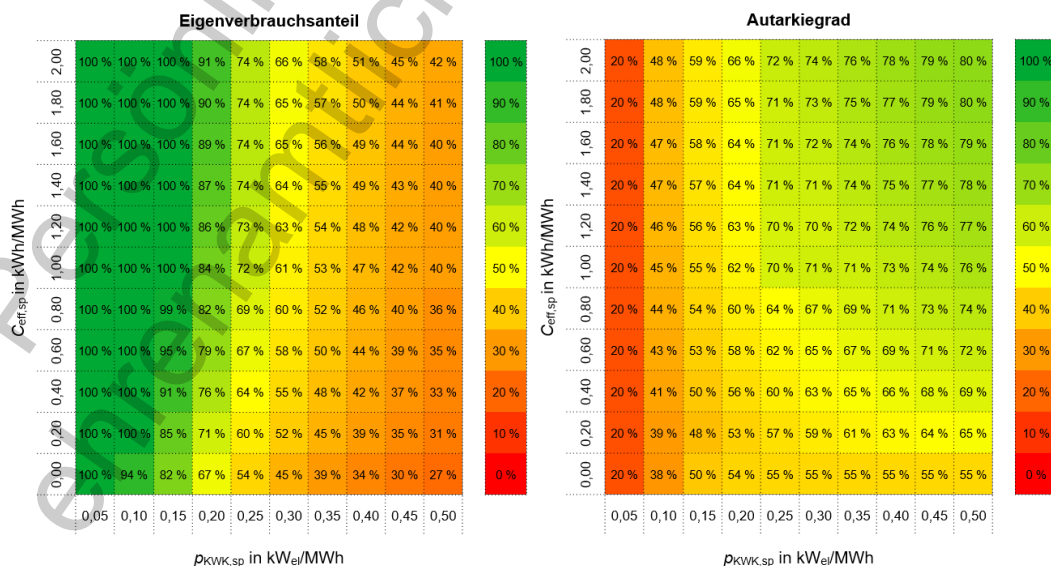


Bild 13. Einfluss der spezifischen, effektiven KWK-Leistung und der spezifischen, effektiven Speicherkapazität auf den Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) für die Lastprofilgruppe LP_W_EFH

Tabelle 8. Koeffizienten zur Abschätzung des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads nach Gleichung (14) und Gleichung (15) für KWK-Anlagen unter Berücksichtigung verschiedener Lastprofile; zusätzliche Angabe des Fehlermaßes (RMSE) im Vergleich zur Nutzung der Auslegungsdiagramme

Lastprofilgruppe	Parameter	1	2	3	4	RMSE
LP_W_EFH	k_e	–0,1179	0,2388	0,1354	1,62	2,7 %
	k_a	0,6965	–0,01204	0,06024	1,518	4,2 %

Wie bereits bei im Abschnitt für PV-Anlagen eingeführt, können mithilfe der Parameter aus Tabelle 8 der Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad in guter Näherung durch Anwendung der Fit-Funktionen (Gleichung (14) und Gleichung (15)) bestimmt werden.

Während die Auslegungsnomogramme und Formeln direkt oder indirekt die Dimensionierung der elektrischen KWK-Leistung und der Speicherkapazität, sowie den Speichernutzungsgrad berücksichtigen, gibt es noch weitere Einflüsse, die unberücksichtigt bleiben. So kann vor allem die Regelungsbandbreite der Leistungsmodulation eines konkreten KWK-Geräts einen nennenswerten Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil ohne Speicher (Direktverbrauch) haben. Darüber hinaus basieren die Simulationen auf KWK-Anlagen mit 5000 Volllaststunden im Jahr. Bei nennenswert abweichenden Laufzeiten sollte das Webtool eingesetzt werden.

Faustformeln

Allgemein lässt sich über alle Lastprofile hinweg feststellen, dass ein Stromspeicher pro kWh Kapazität mehr Nutzen bringt, je größer die installierte KWK-Leistung ist. Als Faustformel lässt sich festhalten, dass mindestens 0,25 kW_{el} effektive KWK-Leistung pro MWh Jahresverbrauch vorhanden sein sollte, um überhaupt die Installation eines Stromspeichers zu erwägen.

9.2.3.3 Mehrere Erzeugungsanlagen

Sollten mehrere Stromerzeugungsanlagen für die Eigenversorgung zur Verfügung stehen, können in keinem Fall die Ergebnisse der Auslegungsdiagramme oder Fit-Funktionen miteinander verrechnet werden. In diesen Fällen bleibt nur der Verweis auf das Webtool zur Bearbeitung der Auslegungsfragestellungen.

Allgemein lässt sich jedoch feststellen, dass es zwischen Eigenversorgungsanwendungen mit PV- und KWK-Anlagen große Synergien in Bezug auf eine effiziente Speichernutzung gibt, da beide Technologien saisonale gegenläufige Zeiträume aufweisen, in denen sie verstärkt Energie produzieren.

9.2.4 Ökonomische Bewertung

Aus ökonomischer Sicht geht es bei dem Anwendungsfall der Erhöhung der Eigenversorgung darum, ob der Stromspeicher über seine Lebensdauer in Summe mindestens so viel Stromkosten einspart, wie Investition und Betrieb zusammen gekostet haben. Dabei ist es wichtig, die Verringerung der Netzeinspeisung in die Bilanz der Stromkosten mit einzubeziehen. Die in Tabelle 9 dargestellten Daten werden hierzu benötigt.

Tabelle 9. Benötigte Daten zur ökonomischen Bewertung von Stromspeichern in Anwendungsfall zur Erhöhung der Eigenversorgung

Abkürzung	Beschreibung
Energetische/technische Daten	
T	Laufzeit der Betrachtung in Jahren üblicherweise Lebensdauer des Speichers, die für gängige Batteriespeichersysteme durch die kalendarische Lebensdauer oder Erreichung der äquivalenten Vollzyklen erreicht ist
E_E	Stromerzeugung kWh/a
E_{SV}	Stromverbrauch in kWh/a
e_0 und e	Eigenverbrauchsanteil ohne (e_0) und mit Stromspeicher (e) Siehe Auslegungsdiagramme oder Formeln in Abschnitt 9.2.3.
a_0 und a	Autarkiegrad ohne (a_0) und mit Stromspeicher (a) Siehe Auslegungsdiagramme oder Formeln in Abschnitt 9.2.3.
Ökonomische Daten	
k_{NB}	Tarif für Netzbezug in €/kWh
k_{NE}	Tarif für Netzeinspeisung in €/kWh
I	Investitionskosten in den Stromspeicher in €
A_t	Ausgaben für Betrieb & Wartung in €/a Kann z. B. im Bereich von 0,5 % bis 1,5 % der Investitionskosten abgeschätzt werden.
i	Kalkulationszinssatz angestrebte Verzinsung; häufig der Zinssatz zu einer vergleichbaren Investition

Zur Bestimmung der ökonomischen Kennzahlen werden zunächst die jährlichen Erlöse (Reduktion der jährlichen Netzbezugs) und jährlichen Kosten (Reduktion der Netzeinspeisung und Ausgaben für den Speicher (A_t)) bestimmt, um die jährliche Zahlungsdifferenz (Z_t) bestimmen zu können.

$$Z_t = (a_t - a_0) \cdot E_{SV,t} \cdot k_{NB,t} - (e_t - e_0) \cdot E_{E,t} \cdot k_{NE,t} - A_t \quad (19)$$

Anschließend kann der Kapitalwert der Investition mit Gleichung (5) sowie die statische Amortisationszeit mit Gleichung (6) bestimmt werden, wobei der Resterlös (L) am Ende des Betrachtungszeitraums T üblicherweise null beträgt. Um die gewichteten Speicherkosten (LCOS) nach Gleichung (7) bestimmen zu können, wird darüber hinaus die jährliche Energiemenge der Speicherentladung benötigt, die sich wie folgt bestimmen lässt:

$$E_{SE,t} = (a_t - a_0) \cdot E_{SV,t} \quad (20)$$

9.3 Spitzenkappung (Peak Shaving) des Netzbezugs

Wie im Abschnitt 5.3 beschrieben, kann aus ökonomischer Sicht zwischen drei Varianten der Spitzenkappung des Netzbezugs unterschieden werden. Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit der Variante 1, der dauerhaften Reduktion der Spitzenlast. Prinzipiell bietet diese Variante für alle Stromkunden oberhalb von 100 MWh Strombezug pro Jahr eine potenzielle Erlösquelle beim Einsatz eines Stromspeichers. Tendenziell steigt das Erlöspotenzial mit den Variante 2 (atypische Netznutzung) und Variante 3 (7000-h-Regel) nochmals an.

Die nachfolgenden Abschnitte gehen von einem Abrechnungszeitraum von einem Jahr (Jahresleistungspreissystem) aus. Sollte eine Abrechnung auf Monatsbasis stattfinden (Monatsleistungspreissystem), sind die Zeiträume in den Berechnungen entsprechend anzupassen.

9.3.1 Notwendige Eingangsdaten

Allgemein wird für den Anwendungsfall immer das RLM-Lastprofil, idealerweise über mehrere Jahre hinweg, als digitale Zeitreihe (Excel®, CSV etc.) benötigt. Darüber hinaus sollte abgewogen werden, inwiefern sich die Stromverbräuche innerhalb der nächsten Jahre durch eine Veränderung der Stromverbraucher oder den Einsatz von Lastmanagement-Maßnahmen noch verändern könnten.

Neben den Investitions- und Betriebskosten des Speichersystems sind vor allem die Angaben des betreffenden Netzbetreibers für die Leistungs- (k_{peak}) und Arbeitspreise (k_{NB}) in Abhängigkeit der Jahresbenutzungsdauer sowie der Netzebene unabdingbar. Diese veröffentlichen die Netzbetreiber regelmäßig auf deren Internetseiten. Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Auswertung der Preisblätter von 20 zufällig ausgewählten VNB (Stand 2021).

9.3.2 Relevante Kennzahlen

Da der Einsatz eines Stromspeichers zur Spitzenkappung des Netzbezugs einen Einfluss auf die Jahresbenutzungsdauer (t_{JBD}) hat, muss diese sowohl ohne den Einsatz als auch unter Berücksichtigung des Speichereinsatzes über den Netzbezug (E_{NB}) und die Jahreshöchstleistung ($P_{NB,max}$) bestimmt werden:

$$t_{JBD} = \frac{E_{NB}}{P_{NB,max}} \quad (21)$$

Darüber hinaus stellt die absolute Reduktion der Höchstleistung ($\Delta P_{NB,max}$) den wichtigsten Parameter für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dar. Sie berechnet sich einfach als Differenz der Höchstleistung ohne Speicher ($P_{NB,max,0}$) und der neuen, reduzierten Höchstleistung.

$$\Delta P_{NB,max} = P_{NB,max,0} - P_{NB,max} \quad (22)$$

Tabelle 10. Auswertung der Preisblätter von 20 zufällig ausgewählten VNB (Stand 2021) in Bezug auf die Leistungs- und Arbeitspreise für RLM-Kunden an der Mittel- (MS) und Niederspannung (NS)

Jahresbenutzungsdauer	Entnahmestelle	Leistungspreis in €/kW			Arbeitspreis in Ct/kWh		
		min.	median	max.	min.	median	max.
< 2500 h/a	MS	8	18	29	2,6	4,4	6,8
	NS	6	25	45	1,2	4,9	7,1
≥ 2500 h/a	MS	44	103	170	0,1	0,7	6,0
	NS	27	80	165	0,3	2,5	3,6

9.3.3 Energetische Auslegung

Eine Dimensionierung anhand von Diagrammen und Formeln ist für diesen Anwendungsfall nicht umsetzbar, da die spezifischen Details des untersuchten Lastprofils eine wesentliche Rolle spielen. Eine einfache Möglichkeit zur energetischen Auslegung stellt daher ein computergestützter, iterativer Ansatz dar, bei dem die neue Höchstleistung vorgegeben und sukzessive, z. B. in 1%-Schritten der Höchstleistung ($P_{NB,max,0}$), über mehrere Iterationen (n) verringert wird. Dieser Ansatz ist auch innerhalb des Webtools integriert.

Dabei wird der Stromspeicher bei einer Zeitschritt-simulation über den jeweiligen Abrechnungszeitraum nach Abschluss eines Entladevorgangs möglichst mit der maximalen Leistung, höchstens aber der zur Verfügung stehenden Leistung bis zum Erreichen der Höchstleistung, nachgeladen:

$$P_{SL,ac}(t) = \min(P_{NB,max}(n) - P_{SV}(t), \Delta P_{NB,max}(n)) \quad (23)$$

Bei jeder Iteration (n) gibt es einen bestimmten zusammenhängenden Entladevorgang mit der größten Energiemenge ($E_{SE,ac,max}$). Zur Bestimmung der minimal benötigten nutzbaren Speicherkapazität ($C_{nom,min}$) muss man einen mittleren Lade- ($\bar{\eta}_{AC2BAT}$), Entlade- ($\bar{\eta}_{BAT2AC}$) und Batteriewirkungsgrad ($\bar{\eta}_{BAT}$) definieren, um Verluste bei der Speicherentladung in Näherung zu berücksichtigen.

$$C_{nom,min}(n) = \frac{E_{SE,ac,max}(n)}{\left(\bar{\eta}_{BAT} + \left(\frac{1 - \bar{\eta}_{BAT}}{2}\right)\right) \cdot \bar{\eta}_{BAT2AC} \cdot 0,8} \quad (24)$$

Die E-Rate (umgangssprachlich auch C-Rate) berechnet sich dann in Näherung durch:

$$\frac{\Delta P_{NB,max}(n)}{E_{nom,min}(n)} \quad (25)$$

Mit fallender E-Rate sinkt auch die Wahrscheinlichkeit einer positiven ökonomischen Bewertung, sodass der Iterationsprozess beendet werden kann, sobald die E-Rate unterhalb von 0,2 fällt. Eine weitere Nebenbedingung stellt der zur Verfügung stehende Zeitraum zwischen zwei Entladevorgängen dar, der zusammen mit möglichen Ladeleistung $P_{SL,ac}(t)$ ausreichen muss, um den Stromspeicher wieder ausreichend nachzuladen.

Bild 14 stellt das Ergebnis der vorgestellten Vorgehensweise exemplarisch für einen Galvanisierungsbetrieb (Lastprofil LP_G_G) dar. Tabelle 11 ergänzt das Bild um die wesentlichen Kenn-daten. Bei einer Auslegung mit 20 kW wäre ein Speichersystem mit einer E-Rate von 2 notwendig. Gängige lithium-ionen-basierte Batteriespeichersysteme ermöglichen jedoch eher Lade- und Entladeraten um den Wert 1. Daher wurde in diesem Beispiel eine Reduktion der Höchstleistung um 25 kW gewählt, was zu einer benötigten nutzbaren Speicherkapazität von 42 kWh führt. Eine stärkere Reduktion der Höchstleistung würde die notwendige Speicherkapazität stark ansteigen lassen. Über das gesamte Jahr hinweg führt die Spitzenkappung in diesem Beispiel lediglich zu 16 äquivalenten Vollzyklen. Der Jahresstromverbrauch erhöht sich, ohne Berücksichtigung des Standby-Verbrauchs des Speichersystems, nur geringfügig um 103 kWh und ist daher nicht weiter zu berücksichtigen.

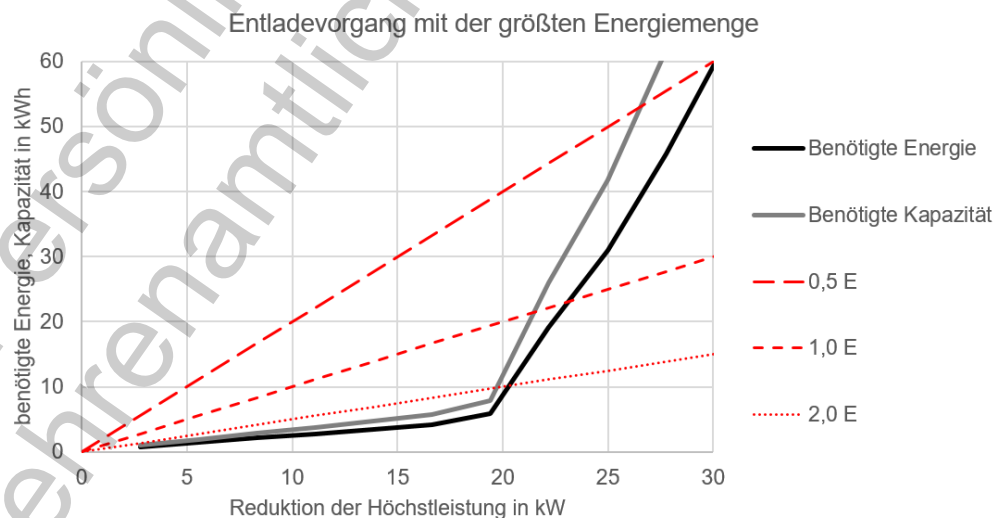


Bild 14. Einfluss der Vorgabe zur Reduktion der Höchstleistung auf die maximal in einem Entladevorgang benötigte Energie und die daraus resultierende nutzbare Speicherkapazität für das Lastprofil LP_G_G

Für alle weiteren Lastprofile wird an dieser Stelle auf die Anwendung des Web-Tools PIEG-Strom Online verwiesen.

Faustformeln

Die Leistungspreise schwanken stark in Abhängigkeit des zuständigen VNB, der Netzebene und der Jahresbenutzungsdauer. Der Anwendungsfall der Spitzenkappung des Netzbezugs ist hier vor allem für Lastprofile interessant, die bereits

- oberhalb von 2500 h Jahresbenutzungsdauer liegen und hierdurch
- nennenswert hohe Leistungspreise zahlen müssen.

Darüber hinaus ist aus technischer Sicht darauf zu achten, sich auf Auslegungen im Bereich von 0,2 E bis 2 E zu fokussieren mit dem Schwerpunkt auf

möglichst hohe E-Raten, insofern verfügbare Speichersysteme diese bereitstellen können.

9.3.4 Ökonomische Bewertung

Grundsätzlich gilt, dass Lastprofile, die in der Auslegungsrechnung zu großen Reduktionen der Höchstleistung bei gleichzeitig hohen E-Raten, zu einer höheren Wirtschaftlichkeit führen.

Aus ökonomischer Sicht geht es bei dem Anwendungsfall der Spitzenkappung des Netzbezugs darum, ob der Stromspeicher über seine Lebensdauer in Summe mindestens so viel Stromkosten in Form von reduzierten Netzentgelten einspart, wie Investition und Betrieb zusammen gekostet haben. Die in Tabelle 12 dargestellten Daten werden hierzu benötigt.

Tabelle 11. Kenndaten der Auslegung eines Stromspeichers zur Spitzenkappung des Netzbezugs am Beispiel von Lastprofil LP_G_G

Kenndaten für das Beispiel unter Berücksichtigung von Bild 14	ohne Speicher	mit Speicher
Spitzenlast	111 kW	86 kW
Jahresstromverbrauch	446400 kWh	446503 kWh
Vollbenutzungsstunden	4018	5192 h
Speicherleistung (AC)	–	25 kW
Speicherkapazität (nutzbar)	–	42 kWh
Speicherladung (AC)	–	724 kWh
Speicherentladung (AC)	–	621 kWh
Äquivalente Vollzyklen	–	16

Tabelle 12. Benötigte Daten zur ökonomischen Bewertung von Stromspeichern im Anwendungsfall zur Spitzenkappung (Peak Shaving) des Netzbezugs

Abkürzung	Beschreibung
Energetische/technische Daten	
T	Laufzeit der Betrachtung in Jahren üblicherweise Lebensdauer des Speichers, die für gängige Batteriespeichersysteme durch die kalendarische Lebensdauer oder Erreichung der äquivalenten Vollzyklen erreicht ist
$\Delta P_{NB,max}$	Reduktion der Höchstleistung im Abrechnungszeitraum in kW
t_{JBD}	Jahresbenutzungsdauer/Vollbenutzungsstunden im Abrechnungszeitraum ohne ($t_{JBD,0}$) und mit (t_{JBD}) Berücksichtigung des Stromspeichers
Ökonomische Daten	
k_{NB}	Tarif für den Arbeitspreis des Netzbezugs in €/kWh ohne ($k_{NB,0}$) und mit (k_{NB}) Berücksichtigung des Stromspeichers
k_{LP}	Tarif für den Leistungspreis in €/kW ohne ($k_{LP,0}$) und mit (k_{LP}) Berücksichtigung des Stromspeichers
I	Investitionskosten in den Stromspeicher in €
A_t	Ausgaben für Betrieb & Wartung in €/a kann z. B. im Bereich von 0,5 % bis 1,5 % der Investitionskosten abgeschätzt werden
i	Kalkulationszinssatz angestrebte Verzinsung, häufig der Zinssatz zu einer vergleichbaren Investition

Zur Bestimmung der ökonomischen Kennzahlen werden zunächst die jährlichen Erlöse (Reduktion der Netzentgelte) und jährlichen Kosten (Ausgaben für den Speicher (A_t)) bestimmt, um damit die jährliche Zahlungsdifferenz (Z_t) zu ermitteln. Ohne einen Wechsel der Kategorien der Jahresbenutzungsstunden von < 2500 h/a auf ≥ 2500 h/a durch Einsatz des Stromspeichers erfolgt die Berechnung nach Gleichung (26):

$$Z_t = \Delta P_{NB,max} \cdot k_{LP} - A_t \quad (26)$$

Sollten sich durch einen Wechsel der Kategorien neue Leistungs- und Arbeitspreise ergeben, ist entsprechend Gleichung (27) zu nutzen:

$$Z_t = (P_{NB,max,0} \cdot k_{LP,0} - P_{NB,max} \cdot k_{LP}) + (k_{NB,0} - k_{NB}) \cdot E_{NB} - A_t \quad (27)$$

Anschließend kann der Kapitalwert der Investition mit Gleichung (5) sowie die statische Amortisationszeit mit Gleichung (6) bestimmt werden, wobei der Resterlös (L) am Ende des Betrachtungszeitraums T üblicherweise null beträgt.

9.4 Multi-Use-Speicher

Unter den Begriffen „Multi-use“, „Second-use“ oder „Doppelnutzen“ werden Betriebsstrategien verstanden, die unterschiedliche Speicheranwendungen kombinieren, um insgesamt einen höheren Deckungsbeitrag zu erzielen, als es durch die Einzelanwendungen möglich gewesen wäre. Diese Kombination unterschiedlicher Anwendungen kann entweder gleichzeitig erfolgen, indem die Batteriekapazität und -leistung gleichzeitig auf mehrere Anwendungen aufgeteilt werden, oder sie erfolgt nacheinander, indem die Batteriekapazität und -leistung nacheinander auf unterschiedliche Anwendungen aufgeteilt werden.

Beispiel 1 – USV und Regelleistungserbringung

Hierbei wird der Batteriespeicher mit einem relativ großen Anteil der Kapazität als USV eingesetzt. In dieser Anwendung erfolgt annähernd keine zyklische Alterung, sodass die Lebensdauer durch die kalendarische Alterung vorgegeben ist. Daneben wird der kleinere Teil der Kapazität zur Erbringung von Regelleistung eingesetzt. Dies erfordert einen größeren Energiedurchsatz, der jedoch aufgrund der geringen Zyklentiefen nur geringen Einfluss auf die Alterung hat.

Beispiel 2 – PV-Heimspeicher und Regelleistungserbringung

PV-Heimspeicher werden üblicherweise nur in den Sommermonaten vollständig genutzt. In den Wintermonaten genügt die PV-Erzeugung im Regelfall nicht, um die Batteriespeicher vollständig zu laden. Dementsprechend bleibt ein Teil der Kapazität über den Winter hinweg ungenutzt. Dieser ungenutzte Kapazitätsanteil kann zur Erbringung von Regelleistung eingesetzt wer-

den. Alternativ kann auch dauerhaft ein bestimmter Kapazitätsanteil zur Erbringung von Regelleistung reserviert werden. In diesem Fall erfolgt die Regelleistungsbereitstellung kontinuierlich.

Beispiel 3 – Erhöhung der Eigenversorgung und Spitzenkappung des Netzbezugs

Während die benötigte Leistung und nutzbare Kapazität im Rahmen der technischen sinnvollen Auslegung frei definiert werden kann, haben marktverfügbare Speichersysteme oftmals größere Abstufungen und Kombinationsmöglichkeiten für Batterien und Batteriewechselrichter. In der Praxis stehen daher üblicherweise mehr Leistung und Kapazität zur Verfügung als geplant. Diese freien Kapazitäten können nachrangig zum Peak Shaving zur Erhöhung des Eigenverbrauchs oder weiterer Anwendungsfälle eingesetzt werden.

Abgrenzung

Die Auslegung von Multi-Use-Speichern wird im Rahmen der Richtlinie nicht betrachtet, da es bisher keine standardisierten Betriebsstrategien gibt bzw. die meisten Stromspeicher proprietäre Algorithmen nutzen, die es schwer machen, quantifizierbare Aussagen zu Dimensionierungsfragestellungen zu treffen.

10 Sonstige Anforderungen

Neben der energetischen und ökonomischen Auslegung von Stromspeichern gibt es weitere Anforderungen, auf die hier zusammenfassend eingegangen wird.

10.1 Anschluss am Verteilnetz

Nach einem kurzen Überblick in Abschnitt 10.1.1 geht Abschnitt 10.1.2 nur auf eine Auswahl von praxisnahen Anforderungen unter Angabe des jeweiligen Verweises der entsprechenden Richtlinie oder Norm ein.

10.1.1 Normativer Überblick

Elektrische Speicher sind netzverträglich ans Netz anzuschließen und zu betreiben. Des Weiteren ist die energiewirtschaftliche Konformität (z. B. korrektes Messkonzept) einzuhalten. Entscheidend für die Einhaltung dieser Kriterien sind das Anschlusskonzept und die Betriebsweise des Speichers.

Dabei sind folgende Betriebsmodi zu unterscheiden:

- Energiebezug vom öffentlichen Netz
- Energielieferung in das Netz der Kundenanlage oder in das öffentliche Netz
- Umsetzung von Systemdienstleistungen z. B. Regelernergievermarktung
- Notstrombetrieb (Versorgung einzelner Verbraucher bei Netzausfall)

- Inselnetzbetrieb als NEA
- Versorgung einzelner Verbraucher (z. B. Ladung von Elektrofahrzeugen)

Die Anbindung eines Speichers an das öffentliche Netz ist dem VNB vorher anzumelden. Der VNB prüft daraufhin das Anschlusskonzept und ermittelt die Netzverträglichkeit. Der Netzbetreiber stützt die Prüfung auf folgende Dokumente in der jeweils gültigen Fassung:

- VDE-AR-N 4100
- VDE-AR-N 4105
- VDE-AR-N 4110
- VDE-AR-E 2510-2
- VDE-AR-E 2510-50
- FNN Hinweis: Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz (April 2020)
- TAB Niederspannung/Mittelspannung des jeweiligen VNB

Darüber hinaus müssen sämtliche ortsfeste Stromspeicher nach § 5 MaStRV im Marktstammdatenregister registriert werden.

10.1.2 Anforderungen an Stromspeicher

Der VNB hat den Netzanschluss leistungsgerecht ausulegen. Bei der Auslegung und Bereitstellung der Anschlussleistungen hat der VNB neben der gleichzeitig benötigten Leistung, die Art der Nutzung und die möglichen Netzzrückwirkungen zu beurteilen. Bei Erweiterung, Neuerrichtung und Änderungen elektrischer Anlagen um einen Speicher sind die Anforderungen nach VDE-AR-N 4100 und VDE-AR-N 4105 zu beachten.

Speicher mit einer Bemessungsleistung $\geq 3,6$ kVA sind beim Netzbetreiber anzumelden. Übersteigt die Summen-Bemessungsleistung je Kundenanlage 12 kVA, ist zusätzlich eine Zustimmung des Netzbetreibers erforderlich. Hierfür ist das Datenblatt für „Speicher“ B2 nach VDE-AR-N 4100 vom Anschlussnehmer oder seinem Beauftragten auszufüllen.

Speicher am Niederspannungsnetz sind im Lademodus als Verbrauchsmittel und im Modus „Energief Lieferung“ als Erzeugungsanlage zu betrachten. Der Parallelbetrieb mit dem öffentlichen Niederspannungsnetz ist zum Zweck der Synchronisation auf eine maximale Dauer von ≤ 100 ms begrenzt (siehe VDE-AR-N 4100 Abs. 10.5).

Speichersysteme dürfen nicht aus dem öffentlichen Netz geladen werden. Falls eine Speicherladung aus dem Niederspannungsnetz erfolgt, muss technisch sichergestellt werden, dass der Speicher nicht

ins Niederspannungsnetz einspeist. Die Ladung zur Speichererhaltung ist davon ausgenommen.

Die eingespeiste und vergütete gespeicherte Energie muss getrennt nach Primärenergieträger gemessen werden. Eine Vermischung von gespeicherter elektrischer Energie im Speicher darf aus abrechnungstechnischen Gründen nicht mit der erzeugten Energie der Erzeugungsanlage vermischt werden. Ebenso ist eine galvanische Kopplung zwischen unterschiedlichen Anschlussnutzeranlagen grundsätzlich ausgeschlossen.

Der Nachweis über die Einhaltung der Anforderungen an die *Mess- und Betriebskonzepte* ist vom Anschlussnutzer zu erbringen. Der Nachweis kann in Form einer Hersteller- und Errichterbescheinigung erfolgen. Das Datenblatt nach VDE-AR-N 4100 B.2 ist hierfür vom Anschlussnehmer dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Das Lastmanagement erfolgt gemäß den Vorgaben des Netzbetreibers.

Im Betriebsmodus „Energief Lieferung“ ist der Speicher als Erzeugungsanlage am Niederspannungsnetz zu betrachten. Während des Ladevorgangs des Speichers oberhalb 5 % der Nennleistung am Anschlusspunkt ist ein Verschiebungsfaktor $\cos\varphi = 0,95_{\text{induktiv}}$ bis 1 erforderlich.

Eine *Wirkleistungssteuerung* ist am Netzanschlusspunkt durch eine feste Einstellung der Systemkomponenten auf einen Wirkleistungswert oder durch eine messwertbasierte Steuerung der Komponenten (Sensor) zu realisieren. Fehlende Sensorwerte müssen zu einem festen Einstellwert der Systemkomponenten führen.

Die Vorgaben für die Steuerung nach VDE-AR-N 4105 Abs. 5.7.4.2 sind zu beachten (Netzsicherheitsmanagement). Es sind die Anforderungen nach VDE-AR-N 4105 Abs. 5.7.4.3 bei Über- und Unterfrequenz einzuhalten. Dies erfolgt durch regelbare Verbrauchslasten mit Speicher und elektronische Regelung in Bezugsrichtungen. Im Frequenzbereich 49,8 Hz bis 48,8 Hz ist die maximale Wirkleistungs-Einspeisung permanent auf der Frequenzkennlinie nach VDE-AR-N 4105, Bild 13 zu halten.

Im Betriebsmodus „Energief Lieferung“ gelten die Anforderungen an den Netzanschluss nach VDE-AR-N 4105 Abschnitt 5. Der NA-Schutz ist nach VDE-AR-N 4105 Abschnitt 6 auszuführen.

10.1.3 Energieflussrichtungssensor (EnFlurRi-Sensor)

Der Energieflussrichtungssensor ist eine technische Einrichtung zur Ermittlung der Energieflussrichtung mit kommunikativer Kopplung zum Speicher. Der Energieflussrichtungssensor überwacht den

Strom und die Stromrichtung nach dem Zähler (Zweirichtungszähler). Er erhöht durch Zuschalten und Abschalten des Speichers bei Energieüberschuss durch die Erzeugungsanlage oder Strombedarf den Eigenverbrauch der Kundenanlage. Seit Anwendungsbeginn der VDE-AR-N 4100 April 2019 sind Energieflussrichtungssensoren bei Speichern verbindlich gefordert. Der Energieflussrichtungssensor kann sowohl im Speicher integriert sein, als separate Einheit im Stromversorgungspfad installiert sein oder in einem Gerät mit mehreren Funktionen, wie NA-Schutz, P_AV,E-Überwachung oder Unsymmetrieschutz, integriert sein. Der Einbau ist entsprechend den Herstellervorgaben sowie den vom Netzbetreiber vorgegebenen Anschlussschemata nach VDE-AR-N 4105, Anhang B: B.11 anzuschließen.

Der Nachweis der Erfüllung der technischen Anforderungen nach VDE-AR-N 4100 Abs. 10.5.10 (Speicher) erfolgt über

- die Herstellererklärung des EnFluRi-Sensors und
- den Funktionsnachweis des Herstellers.

Die Anwendung des PV-Speicherpasses wird empfohlen und der Funktionstest ist durch den Errichter im Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungs-

anlage und Speicher nach VDE-AR-N 4105 E.8 zu bestätigen.

10.2 Aufstellbedingungen und Brandschutz für Großspeicher ab 50 kWh

Batterien werden je nach Anwendungsfall und Art der Gebäudenutzung innerhalb von Gebäuden oder außerhalb von Gebäuden installiert. Für die Aufstellung sind die jeweiligen Landesbauordnungen zu beachten. Speziell für Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme ab einer Größe von 50 kWh wird an dieser Stelle auf den Leitfaden „Vorbeugender und abwehrender Brandschutz bei Lithium-Ionen-Großspeichersystemen“, herausgegeben durch den Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES) [8] verwiesen. Bild 16 gibt hierbei einen Überblick über die behandelten Inhalte.

Unabhängig von der Technologie der Lithium-Ionen-Speicher geben die nachfolgenden Abschnitte einen Überblick über relevante Anforderungen und Rahmenbedingungen für Batteriespeicher im Allgemeinen, insofern die EltBauRL-M-V (Richtlinie über den Bau von elektrischen Betriebsräumen für elektrische Anlagen) Anwendung findet.

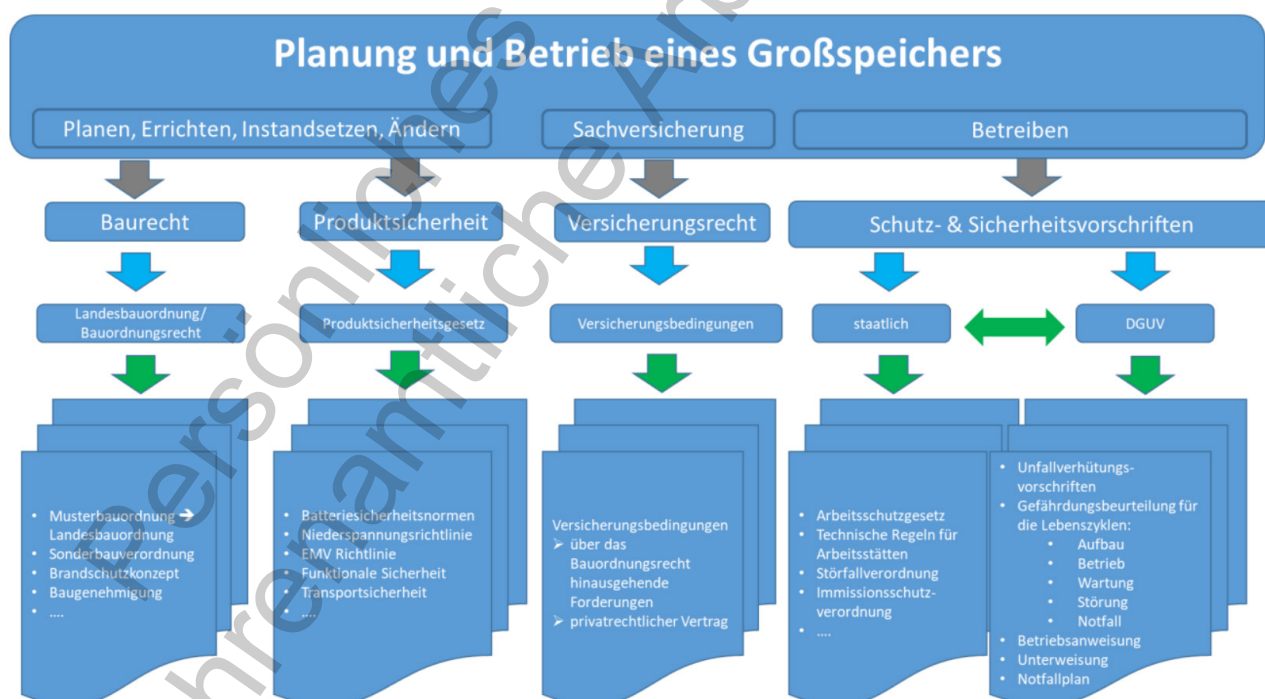


Bild 15. Übersicht der für Planung und Betrieb eines Großspeichers zu beachtenden Vorschriften, Regeln und weitere Vorgaben (Quelle: BG ETEM – „Facharbeitsgruppe Elektroenergiespeicher – Lithium-Ionen-Batterien“)

10.2.1 Fenster, Türen und Fluchtwege in Batterieräumen

Für Fenster, Türen und Fluchtwege in Batterieräumen gilt Folgendes:

- Batterien sind für Laien unzugänglich zu machen. Ist die Batterie nicht in einem abschließbaren oder nur mit Werkzeug zu öffnendem Schrank oder Behälter untergebracht, muss die Batterie in einem verschließbaren Raum untergebracht sein. In diesem Fall muss eine verschließbare selbstschließende Anti-Panik-Tür verwendet werden. Alternativ dazu kann diese von innen mit einem Notfallhebel leicht geöffnet werden.
- Fenster von Batterieräumen sind von außen z. B. mit einem engmaschigen Geflecht zu versehen oder mit Drahtglas verglaste Fenster gegenüber öffentlichen Flächen unzugänglich zu machen.
- Wände sollten möglichst glatt sein, um Staubablagerungen zu vermeiden.
- Die Türen müssen mit der Bezeichnung „Batterieraum“ beschildert sein.
- Im Fall einer Evakuierung muss zu jeder Zeit ein unverstellter Fluchtweg von mindestens 600 mm Breite vorhanden sein. Mögliche Reduzierungen der Gangbreiten durch Werkzeug, Messgeräte o. Ä. im Rahmen von Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten sind bei der Planung zu beachten.
- Bei Inspektionen, Instandhaltungen und Austausch von Zellen ist ein Fluchtweg von mindestens 600 mm freizuhalten. Hierfür müssen die Türen über eine ausreichende Breite verfügen, in Fluchtrichtung aufschlagen und mit einem Panikschloss ausgestattet sein, sodass diese von innen ohne Schlüssel geöffnet werden können.

10.2.2 Ausführung und Beschaffenheit von Batterieräumen

Besteht die Gefahr, dass Elektrolyte oder andere Chemikalien aus einer Batterie austreten können, muss entweder der Fußboden gegen Elektrolyte undurchlässig und chemisch resistent sein. Alternativ können die Batterien in einer Auffangwanne aufgestellt werden. Die Auffangwanne muss gegen austretende Flüssigkeiten resistent sein und über ein ausreichend hohes Auffangvolumen verfügen. Dehnungsfugen an Böden, Wänden und Decken sind mit elektrolytbeständigen, dauerelastischen Stoffen nach DIN 18540 zu verschließen. Der Fußboden muss auf das Gewicht der Batterie bzw. des Schrankes oder Behälters ausgelegt sein. Hier-

bei ist gegebenenfalls für zukünftige Erweiterungen ein Reservezuschlag zu berücksichtigen.

Ab einer Batteriegröße von 1500 Ah ist mit auslaufenden Flüssigkeiten über die Türschwelle hinweg zu rechnen. Deshalb sind Maßnahmen vorzusehen, die im Schadensfall einen Übertritt des Elektrolyten auf andere Räume, z. B. mit Türschwellen, verhindern.

10.2.3 Beschaffenheit der Fußböden in Batterieräumen

Durch Ausgasen der Batterien können explosionsgefährliche Atmosphären innerhalb des Raums entstehen. Entsteht eine explosionsgefährliche Atmosphäre, sind Zündquellen durch elektrostatische Aufladungen und Bildung eines Funkens durch elektrostatische Aufladungen im Batterieraum zu vermeiden. Im Bereich, in dem sich Personen aufhalten, ist der Fußboden elektrostatisch ableitfähig auszuführen. Hierfür ist ein elektrostatisch ableitfähiger Bereich von 1,25 m um die Batterie herum vorzusehen. Der Ableitwiderstand R des Bodens in einem Radius von 1,25 m um die Batterien muss zu einem geerdeten Punkt nach DIN IEC/TR 61340-1 unterhalb 10 M Ω liegen. Im Widerspruch dazu darf dieser jedoch aus Gründen des Schutzes von Personen nicht zu gering sein:

- bei Batteriespannungen ≤ 500 V:
50 k Ω bis 10 M Ω
- bei Batteriespannungen > 500 V:
100 k Ω bis 10 M Ω

In der Praxis haben sich hierfür glatt abgezogene Betonböden oder Zementstriche mit einer ableitfähigen Beschichtung, Hochdruck-Asphaltplatten AGI A60 und keramische Fliesen und Platten gemäß DIN EN 121 und DIN EN 176 bewährt.

Zur Ableitung elektrostatischer Aufladungen werden elektrisch gut leitende Bänder oder Litzen in die Bettfugen des Plattenbelags oder in die Beschichtungsschicht eingelegt. Die Anzahl und Lage der Bänder und der Anschlüsse richtet sich nach

- Ableitfähigkeit der zu verwendenden Werkstoffe,
- Bauwerksgeometrie und Flächengröße sowie
- Herstellerangaben.

Es sollten aus Sicherheitsgründen mindestens zwei Anschlüsse je Einzelfläche vorhanden sein. Die Ausführung der Arbeiten sollte entsprechend per Fotografie etc. während der Bauphase dokumentiert werden.

10.2.4 Zusätzliche Anforderungen an Schränke oder Behälter

Batterieschränke, die mit Batterien, Wechselrichtern, Schaltgeräten, Klemmen und Schutzeinrich-

tungen zu einer Funktionseinheit komplettiert sind, fallen unter anderem in den Anwendungsbereich der Niederspannungsrichtlinie 2014/35/EU und der EMV-Richtlinie 2014/30/EU. Diese finden auf Grundlage des Produktsicherheitsgesetzes (ProdSG) und des Gesetzes zu elektromagnetischer Verträglichkeit (EMVG) Anwendung. Wer einen Batterieschrank mit den entsprechenden Komponenten vervollständigt, ist somit nicht nur Errichter der Anlage, sondern Hersteller im Sinne der Niederspannungsrichtlinie 2014/35/EU. Demnach dürfen nach Art. 3 elektrische Betriebsmittel nur dann auf den Unionsmarkt bereitgestellt werden, wenn sie – entsprechend dem in der Union geltenden Stand der Sicherheitstechnik – so hergestellt sind, dass die in Anhang 1 gelisteten Schutzziele bei ordnungsgemäßer Installation, Wartung und bestimmungsgemäßer Verwendung hinsichtlich Gesundheit und Sicherheit von Menschen, Haus- und Nutztieren sowie von Sachgütern sichergestellt sind. Ebenso dürfen die Batterieschränke, Steuer-schränke und Betriebsmittel aus Sicht der elektromagnetischen Verträglichkeit andere technische Einrichtungen weder stören noch dürfen diese selbst als Störsenke durch andere Störquellen in ihren Funktionen beeinträchtigt werden.

Der Hersteller hat ein Konformitätsbewertungsverfahren nach 2014/35/EU durchzuführen, eine Konformitätserklärung sowie die erforderlichen Dokumente zu erstellen und eine CE-Kennzeichnung anzubringen. Hersteller ist auch, wer ein Betriebsmittel oder eine Niederspannungs-Schaltgeräte-kombination (Steuerschrank) unter eigenem Namen oder eigener Handelsmarke vermarktet oder, wie in diesem Fall, zu einer Niederspannungs-Schaltgerätekombination komplettiert. Damit ist der Elektroinstallationsbetrieb des Steuerschranks auch Hersteller.

Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen sind nach den im Amtsblatt der EU gelisteten harmonisierten Normen, insbesondere nach EN 61439-1 zu konstruieren. Die Niederspannungs-Schaltgeräte-kombination wird zudem ausschließlich zum Schalten und zur Steuerung von Lasten verwendet, die nicht für Laien zugänglich sind. Somit handelt es sich bei den Steuerschränken um Energie-Schaltgerätekombinationen. Demnach sind zusätzlich die Anforderungen nach DIN EN 61439-2 zu beachten.

Da es sich bei den Batterieschränken nicht um Serienprodukte handelt, hat der Hersteller nach Absatz 11 einen Nachweis über die Stückprüfung für die Steuerschränke zu erstellen. Ein Stücknachweis für die eingebauten Schalt- und Steuergeräte sowie weitere Betriebsmittel sind unter der

Voraussetzung, dass diese entsprechend den zutreffenden harmonisierten Normen in Verkehr gebracht wurden und vom Schaltschrankbauer entsprechend den zu erwartenden Beanspruchungen ausgewählt und verwendet werden, nicht notwendig. Der Stücknachweis ist demnach ausschließlich für die nach DIN EN 61439-1, Abschnitt 11.1 gelisteten Anforderungen für die gesamte Niederspannungs-Schaltgerätekombination nach Abschnitt 11.2 bis Abschnitt 11.8 über

- die Schutzart von Gehäusen,
- die Luft- und Kriechstrecken,
- den Schutz gegen elektrischen Schlag und Durchgängigkeit der Schutzleiter,
- den Einbau von Betriebsmitteln,
- innere elektrische Stromkreise und Verbindungen,
- die Anschlüsse für von außen eingeführte Leiter,
- die mechanischen Funktionen und
- das Verhalten wie Isolationseigenschaften sowie Verdrahtung, Betriebsverhalten und Funktion

zu erbringen und die Dokumentation zu übergeben. Darüber hinaus bestehen bei Batterieschränken erhöhte Gefährdungen durch austretende Elektrolyte und explosionsgefährliche Atmosphären bei Überladen.

Bei der Unterbringung einer Batterie in einem Schrank oder Behälter, der nicht vom Hersteller des Energiespeichersystems geliefert wird, müssen neben den Vorgaben vom Hersteller folgende Anforderungen erfüllt sein:

- Der Hersteller hat zu prüfen, ob zum Schutz vor der Bildung explosiver Gaskonzentrationen besondere Maßnahmen hinsichtlich der Beschaffenheit des Schranks und des Raums erforderlich sind.
- Es sind durch den Einbau von Zwischenwänden und konstruktive Maßnahmen Einteilungen zur Reduzierung des explosionsgefährlichen Volumens durchzuführen. Die damit verbundene Erwärmung innerhalb des Schranks ist zu berücksichtigen.
- Der Schrank oder der Behälter muss auf das Gewicht der Batterie ausgelegt sein, muss gegen Kippen gesichert sein und darf höchstens 2200 mm hoch, 800 mm tief und 600 mm breit sein (AGI-Arbeitsblatt J31-1). Das Innere des Schranks oder Behälters muss widerstandsfähig gegen Elektrolyte und chemisch resistent sein, entsprechend der genutzten Batterietechnologie.

- Die Zellen/Blöcke sowie die Pole sind in einem ausreichenden Abstand zueinander und zum Gehäuse anzuordnen:
 - Abstand zwischen Blöcken: $\geq 5 \text{ mm}$
 - Abstand Pol zu Gehäuseelementen: $\geq 40 \text{ mm}$
 - Abstand zwischen Zellenoberkante und der darüber befindlichen Konstruktion: $\geq 40 \text{ mm}$ und bei herausziehbaren Fächern: $\geq 20 \text{ mm}$
 - Abstand Polkappe zur geschlossenen Tür: $\geq 30 \text{ mm}$
- Bei geschlossenen Batterien sind die Abstände zudem so zu bemessen, dass der Elektrolytstand kontrolliert werden kann und ein einfacher Tausch der Zellen möglich ist. Alternativ kann dies durch herausziehbare Batteriefächer konstruktiv realisiert werden.
- Der Schrank oder Behälter müssen verschließbar sein und den direkten Zugang zu gefährlichen Teilen verhindern.
- Es sind Maßnahmen zum Schutz gegen gefährliche Körperströme und Vorkehrungen gegen Explosionsgefahr nach Herstellerangaben zu treffen.
- Der Schrank oder Behälter müssen so konstruiert sein, dass der Zugang für Wartungsarbeiten unter Verwendung der normalen Werkzeuge leicht möglich ist.
- Batterien müssen in sauberer und trockener Umgebung aufgestellt werden, um die Bildung von Kriechstrecken in Folge Verschmutzung oder Korrosion zu verhindern. Der Mindestisolationswiderstand zwischen dem Batteriestrom-

kreis und anderen lokalen leitfähigen Teilen muss größer als $100 \Omega/\text{V}$ (Nennspannung der Batterie) sein.

10.2.5 Kennzeichnung von Batterieräumen

Batterieräume mit Batteriespannung ab 60 V sind mit einem Warnschild „Warnung vor gefährlicher elektrischer Spannung“ zu kennzeichnen. Die Kennzeichnung ist Teil der Schutzmaßnahmen „Schutz durch Hindernisse“ und „Abstand“. Batterieräume mit Batteriespannungen über 120 V (DC) sind als abgeschlossene elektrische Betriebsstätten auszuführen.












Zutrittsberechtigte Personen sind vor den von Batterien ausgehenden Gefahren zu warnen. Es ist vor ätzenden Flüssigkeiten und explosiven Gasen zu warnen. Bei verschlossenen und gasdichten Batterien sind Schutzbrille und Schutzhandschuhe zu tragen.

Auf Türen von Batterieräumen sind die erforderlichen Kennzeichnungen nach DGUV Information 211-041 anzubringen (siehe Anhang). Die Kennzeichnung ist Teil der Schutzmaßnahmen „Schutz durch Hindernisse“ und „Abstand“.

10.2.6 Kennzeichnung von Speichern

Einsatzkräfte müssen im Brandfall auf einem Blick Gefährdungen erkennen können. Wie beim obligatorischen Hinweisschild, das über das Vorhandensein einer PV-Anlage am Gebäude informiert, sind an Gebäuden mit Speichern Hinweisschilder an den Zugangspunkten für Rettungskräfte und/oder in den Elektroverteilungen anzubringen. In jedem Fall sind die Maßnahmen im Brandschutzkonzept zu berücksichtigen.

Anhang Erforderliche Kennzeichnungen für Batterieräume nach DGUV Information 211-041

Warnzeichen	Bedeutung
	DIN EN ISO 7010-W012 Warnzeichen „Warnung vor elektrischer Spannung“ bei DC-Spannungen > 60 V Anmerkung: siehe auch DIN 4844-2 D-W 008
	DIN EN ISO 7010-W026 Warnzeichen „Warnung vor Gefahren durch das Aufladen von Batterien“ zum Hinweis auf ätzende Elektrolyte, explosive Gase, gefährliche Spannungen und Ströme Anmerkung: siehe auch DIN 4844-2 D-W 020
	DIN EN ISO 7010-W002 Warnzeichen „Warnung vor explosionsgefährlichen Stoffen“ Explosions- und Brandgefahr, Kurzschlüsse vermeiden. Elektrostatische Auf- bzw. Entladungen/Funken sind zu vermeiden.
	DIN EN ISO 7010-W023 Warnzeichen „Warnung vor ätzenden Stoffen“ Wichtiger Hinweis Elektrolyt ist stark ätzend! Optionale Zusatzinformation bei VRLA-Batterien: Im normalen Betrieb ist die Berührung mit dem Elektrolyten ausgeschlossen. Bei Zerstörung der Gehäuse ist der freiwerdende gebundene Elektrolyt genauso ätzend wie flüssiger Elektrolyt.
	DIN EN ISO 7010-P003 Verbotsschild „Keine offene Flamme; Feuer, offene Zündquelle und Rauchen verboten“ Anmerkung: siehe auch DIN 4844-2 D-P 002
	DIN EN ISO 7010-M004 Gebotsschild „Augenschutz benutzen“ Anmerkung: siehe auch DIN 4844-2 D-M 001
	DIN EN ISO 7010-M009 Gebotsschild „Handschutz benutzen“ Anmerkung: siehe auch DIN 4844 D-M006
	DIN EN ISO 7010-E011 Rettungszeichen „Augenspüleinrichtung“ Säurespritzer im Auge oder auf der Haut mit viel klarem Wasser aus- bzw. abspülen. Danach unverzüglich einen Arzt aufsuchen! Mit Säure verunreinigte Kleidung mit viel Wasser auswaschen.
	DIN EN ISO 7010-E003 Rettungszeichen „Erste Hilfe“
	Hinweisschild: Gebrauchsanweisung beachten und sichtbar in der Nähe der Batterie anbringen. Arbeiten an Batterien nur nach Unterweisung durch Fachpersonal.
	Optionale Zusatzinformation bei Blockbatterien: Kinder von Batterien fernhalten.

Schrifttum

Gesetze, Verordnungen, Verwaltungsvorschriften

Richtlinie **2014/30/EU** des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit (ABl EU, 2014, Nr. L 96, S. 79–106)

Richtlinie **2014/35/EU** des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung elektrischer Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen auf dem Markt (ABl EU, 2014, Nr. L 96, S. 357–374)

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – **EEG** 2021) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I, 2014, Nr. 33, S. 1066–1132), das zuletzt durch das Gesetz vom 16. Juli 2021 (BGBl. I, 2021, Nr. 47, S. 3026–3078) geändert worden ist

Richtlinie über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen (**EltBauRL M-V**) vom 23. März 2009 (ABl MV, 2009, Nr. 16, S. 357–358) Verwaltungsvorschrift des Ministeriums für Verkehr, Bau und Landesentwicklung

Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen (**EltBauVO**) vom 08. Dezember 2020 (GBl BW, 2020, Nr. 1182–1194)

Verordnung über elektrische Betriebsräume (**EltVO**) vom 28. Oktober 1975 (GBl BW, 1975, Nr. 24, S. 788–791). Zurückgezogen 2021-02-01. Nachfolgedokument EltBauVO

Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (Elektromagnetische-Verträglichkeit-Gesetz – **EMVG**) vom 14. Dezember 2016 (BGBl. I S. 2879), das zuletzt durch Artikel 51 des Gesetzes vom 23. Juni 2021 (BGBl. I S. 1858) geändert worden ist

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – **EnWG**) vom 07. Juli 2005 (BGBl. I, 2005, Nr. 42, S. 1970–2018), das zuletzt durch das Gesetz vom 25. April 2022 (BGBl. I, 2022, Nr. 14; S. 674–677) geändert worden ist

Landesbauordnungen (LBO)

Verordnung über das zentrale elektronische Verzeichnis energiewirtschaftlicher Daten (Marktstammdatenregisterverordnung – **MaStRV**) vom 10. April 2017 (BGBl. I S. 842), die zuletzt durch Artikel 9a des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

Gesetz über die Bereitstellung von Produkten auf dem Markt* (Produktsicherheitsgesetz – **ProdSG**) vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3146, 3147), das durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3146) geändert worden ist

Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – **StromNEV**) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3229) geändert worden ist

Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – **StromNZV**) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

Weiterführende Gesetze, Verordnungen, Verwaltungsvorschriften

Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Batterien und Akkumulatoren (Batteriegesetz – **BattG**) vom 25. Juni 2009 (BGBl. I

S. 1582), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 03. November 2020 (BGBl. I S. 2280) geändert worden ist

Technische Regeln

AGI-J31-Teil 1:2020-06 Elektrotechnische Anlagen: Bautechnische Ausführung von Räumen für stationäre Batterien; Batterieräume. Merching: FORUM Zeitschriften und Spezialmedien

DIN 18540:2014-09 Abdichten von Außenwandfugen im Hochbau mit Fugendichtstoffen (Sealing of exterior wall joints in building using joint sealants). Berlin: Beuth Verlag

DIN EN 121:1991-12 Stranggepresste keramische Fliesen und Platten mit niedriger Wasseraufnahme ($E \leq 3\%$); Gruppe AI; Deutsche Fassung EN 121:1991 (Extruded ceramic tiles with a low water absorption $E \leq 3\%$; (group AI); german version EN 121:1991). Berlin: Beuth Verlag, Zurückgezogen 2004-03. Nachfolgedokument DIN EN 14411

DIN EN 176:1992-01 Trockengepresste keramische Fliesen und Platten mit niedriger Wasseraufnahme $E \leq 3\%$; Gruppe BI; Deutsche Fassung EN 176:1991 (Dust-pressed ceramic tiles with a low water absorption $E \leq 3\%$ (group BI); german version EN 176:1991). Berlin: Beuth Verlag, Zurückgezogen 2004-03. Nachfolgedokument DIN EN 14411

DIN EN 14411:2016-12 Keramische Fliesen und Platten; Definitionen, Klassifizierung, Eigenschaften, Bewertung und Überprüfung der Leistungsbeständigkeit und Kennzeichnung; Deutsche Fassung EN 14411:2016 (Ceramic tiles; Definition, classification, characteristics, assessment and verification of constancy of performance and marking; German version EN 14411:2016). Berlin: Beuth Verlag

DIN IEC/TR 61340-1*VDE 0300-1:2021-08 Elektrostatik; Teil 1: Elektrostatische Vorgänge; Grundlagen und Messungen (IEC TR 61340-1:2012 + COR1:2013 + COR2:2017 + AMD1:2020) (Electrostatics; Part 1: Electrostatic phenomena; Principles and measurements (IEC TR 61340-1:2012 + COR1:2013 + COR2:2017 + AMD1:2020)). Berlin: Beuth Verlag

DIN EN 61439-1 Beiblatt 1*VDE 0660-600-1 Beiblatt 1: 2014-06 Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen; Teil 1: Allgemeine Festlegungen; Beiblatt 1: Leitfaden für die Spezifikation von Schaltgerätekombinationen (IEC/TR 61439-0:2013) (Low-voltage switchgear and controlgear assemblies; Part 1: General rules; Supplement 1: Guidance to specifying assemblies (IEC/TR 61439-0:2013)). Berlin: Beuth Verlag

DIN EN IEC 61439-1*VDE 0660-600-1:2021-10 Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen; Teil 1: Allgemeine Festlegungen (IEC 61439-1:2020); Deutsche Fassung EN IEC 61439-1:2021 (Low-voltage switchgear and controlgear assemblies; Part 1: General rules (IEC 61439-1:2020); German version EN IEC 61439-1:2021). Berlin: Beuth Verlag

DIN EN 61439-2 Beiblatt 1*VDE 0660-600-2 Beiblatt 1: 2016-01 Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen; Teil 2: Energie-Schaltgerätekombinationen; Beiblatt 1: Leitfaden für die Prüfung unter Störlichtbogenbedingungen infolge eines inneren Fehlers (IEC/TR 61641:2014) (Low-voltage switchgear and controlgear assemblies; Part 2: Power switchgear and controlgear assemblies; Supplement 1: Guide for testing under conditions of arcing due to internal fault (IEC/TR 61641:2014)). Berlin: Beuth Verlag

DIN EN IEC 62485-2*VDE 0510-485-2:2019-04 Sicherheitsanforderungen an Sekundär-Batterien und Batterieanlagen; Teil 2: Stationäre Batterien (IEC 62485-2:2010); Deutsche Fassung EN IEC 62485-2:2018 (Safety requirements for secondary batteries and battery installations; Part 2: Stationary

batteries (IEC 62485-2:2010); German version EN IEC 62485-2:2018). Berlin: Beuth Verlag

DIN VDE 0100-560*VDE 0100-560:2021-08 (Entwurf) Errichten von Niederspannungsanlagen; Teil 5-56: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel; Einrichtungen für Sicherheitszwecke (IEC 60364-5-56:2018); Deutsche Übernahme HD 60364-5-56:2018 + HD 60364-5-56:2018/prAA:202X (Low-voltage electrical installations; Part 5-56: Selection and erection of electrical equipment; Safety services (IEC 60364-5-56:2018); German implementation HD 60364-5-56:2018 + HD 60364-5-56:2018/prAA:202X). Berlin: Beuth Verlag

DIN VDE 0100-560*VDE 0100-560: Errichten von Niederspannungsanlagen; Teil 5-56: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel; Einrichtungen für Sicherheitszwecke (IEC 60364-5-56:2009, modifiziert); Deutsche Übernahme HD 60364-5-56:2010 + A1:2011 (Low-voltage electrical installations; Part 5-56: Selection and erection of electrical equipment; Safety services (IEC 60364-5-56:2009, modified); German implementation HD 60364-5-56:2010 + A1:2011). Berlin: Beuth Verlag

DGUV Information 211-041:2016 Sicherheits- und Gesundheitsschutzkennzeichnung. Berlin: DGUV

DIN 4844-2:2021-11 Graphische Symbole; Sicherheitsfarben und Sicherheitszeichen; Teil 2: Registrierte Sicherheitszeichen (Graphical symbols; Safety colours and safety signs; Part 2: Registered safety signs). Berlin: Beuth Verlag

DIN VDE V 0510-200*VDE V 0510-200 Kennwerte stationärer Batteriespeichersysteme; Ermittlung und Dokumentation (in Vorbereitung)

DIN EN ISO 7010:2020-07 Graphische Symbole; Sicherheitsfarben und Sicherheitszeichen; Registrierte Sicherheitszeichen (ISO 7010:2019); Deutsche Fassung EN ISO 7010:2020 (Graphical symbols; Safety colours and safety signs; Registered safety signs (ISO 7010:2019); German version EN ISO 7010:2020). Berlin: Beuth Verlag

VDE-AR-E 2510-2:2021-02 Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Anschluss an das Niederspannungsnetz (Stationary electrical energy storage systems intended for connection to the low voltage grid). Berlin: VDE Verlag

VDE-AR-E 2510-50:2017-05 Stationäre Energiespeichersysteme mit Lithium-Batterien; Sicherheitsanforderungen (Stationary battery energy storage systems with lithium batteries; Safety requirements). Berlin: VDE Verlag

VDE-AR-N 4100:2019-04 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung) (Technical rules for the connection and operation of customer installations to the low voltage network (TAR low voltage)). Berlin: VDE Verlag

VDE-AR-N 4105:2018-11 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz; Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (Generators connected to the low-voltage distribution network; Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks). Berlin: VDE Verlag

VDE-AR-N 4110/A1:2022-03 (Entwurf) Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung); Änderung A1 (Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (TAR medium voltage); Amendment A1). Berlin: VDE Verlag
VDE FNN Hinweis:2022 Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz. Berlin: VDE Verlag

VDI 1000:2021-02 VDI-Richtlinienarbeit; Grundsätze und Anleitungen (VDI Standardisation Work; Principles and procedures). Berlin: Beuth Verlag

VDI 2067 Blatt 1:2012-09 Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen; Grundlagen und Kostenberechnung (Economic efficiency of building installations; Fundamentals and economic calculation). Berlin: Beuth Verlag

VDI 3985:2018-06 Grundsätze für Planung, Ausführung und Abnahme von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen (Principles for the design, construction, and acceptance of combined heat and power plants with internal combustion engines). Berlin: Beuth Verlag

VDI 4656:2013-09 Planung und Dimensionierung von Mikro-KWK-Anlagen (Design and dimensioning of micro combined heat and power plants). Berlin: Beuth Verlag

Weiterführende technische Regeln

DKE/AK 371.0.9 Kennwerte von stationären Batteriespeichern. Offenbach am Main: DKE

VDI 4655:2021-07 Referenzlastprofile von Wohngebäuden für Strom, Heizung und Trinkwarmwasser sowie Referenzerzeugungsprofile für Fotovoltaikanlagen (Reference load profiles of residential buildings for power, heat and domestic hot water as well as reference generation profiles for photovoltaic plants). Berlin: Beuth Verlag

Literatur

- [1] https://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/02/Matrix_Anwendungen_Technologien_25Feb2016.pdf (abgerufen am 22. Juni 2022)
- [2] VDI-Statusreport Energiespeicher <https://www.vdi.de/ueber-uns/presse/publikationen/details/vdi-statusreport-energiespeicher> (abgerufen am 22. Juni 2022)
- [3] VDI-Statusreport Energiespeicherwert <https://www.vdi.de/ueber-uns/presse/publikationen/details/oekonomischer-oekologischer-und-systemischer-wert-von-netzgekoppelten-energiespeichern> (abgerufen am 22. Juni 2022)
- [4] Stromspeicher-Inspektion 2021 und 2022, HTW Berlin <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-Stromspeicher-Inspektion-2022.pdf> (abgerufen am 22. Juni 2022)
- [5] <https://household-infrastructure-simulator.readthedocs.io/en/latest/> (abgerufen am 22. Juni 2022)
- [6] Staudt, P.; Ludwig, N.; Huber, J.; Hagenmeyer, V.; Weinhardt, C.: Sciber: A new public data set of municipal building consumption. In: Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems. 2018. pp. 618–621 <https://doi.org/10.1145/3208903.3210281> (abgerufen am 22. Juni 2022)
- [7] Bergner, J.; Siegel, B.: PV-Wegweiser – Leitfaden für die Planung von PV-Anlagen und der solaren Eigenversorgung. Fachbereich 1 – Ingenieurwissenschaften und Information, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Version 1.0, Berlin, 2021, <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-PV-Wegweiser.pdf> (abgerufen am 22. Juni 2022)
- [8] Leitfaden Vorbeugender und abwehrender Brandschutz bei Lithium-Ionen Großspeichersystemen. Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES), Berlin, 2021

- [9] <https://www.batterieforum-deutschland.de/infoportal/lexikon/lebensdauer/>
(abgerufen am 22. Juni 2022)
- [10] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/de/
(abgerufen am 22. Juni 2022)

Persönliches Exemplar für Ihre
ehrenamtliche Arbeit im Ausschuss