

# NETZDIENLICHER EINSATZ VON ELEKTRISCHEN SPEICHERSYSTEMEN

Anwendungsfälle, Systemintegration, Organisation

Autoren:

Johannes Kathan  
Christian Messner  
Antony Zegers  
Helfried Brunner  
Tara Esterl

22.11.2019

## Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis .....	3
Tabellenverzeichnis .....	3
Abbildungsverzeichnis .....	4
1 Einleitung .....	5
1.1 Begriffsdefinitionen .....	6
1.2 Gegenstand der Untersuchung .....	6
2 Charakteristika von Speichersystemen .....	7
2.1 Technische Betriebscharakteristika .....	7
2.1.1 Arbeitsbereich (PQ-Diagramm) .....	7
2.1.2 Symmetrischer und phasengenaue Betrieb .....	8
2.1.3 Regelungsmechanismen .....	9
2.2 Technische Anlagencharakteristika .....	11
2.2.1 Speichereffizienz & Verluste .....	11
2.2.2 Leistung & Kapazität .....	12
2.2.3 Speichernutzung .....	12
2.3 Wirtschaftliche Charakteristika .....	13
3 Speichereinsatz für den Netzbetrieb .....	17
3.1 Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen .....	18
3.2 Sicherung der Spannungsqualität .....	18
3.3 Reduktion von Netzverlusten .....	20
4 Systemintegration .....	20
4.1 Anwendungen je Netzanschlusspunkt .....	20
4.2 Interaktion & koordinierter Einsatz .....	23
4.2.1 Horizontale, koordinierte Regelung .....	25
4.2.2 Vertikale, koordinierte Regelung .....	26
5 Speichieranwendungen .....	28
5.1 Wirkleistungsregelung .....	29
5.1.1 Reduktion von Betriebsmittelbelastung .....	29
5.1.2 Vermeidung von Spannungsbandverletzungen .....	34
5.1.3 Sicherung der Spannungssymmetrie .....	35
5.2 Blindleistungsregelung .....	37
5.2.1 Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung mit Blindleistungskompensation .....	37
5.2.2 Sicherung der Spannungsqualität .....	39
5.2.3 Verbesserung der Spannungsform .....	41
6 Synergien und Mehrfachnutzung .....	42
7 Alternativmaßnahmen .....	44
8 Organisation .....	47
8.1 Besitz und Betrieb durch den Netzbetreiber .....	47
8.2 Integration in das Bilanzgruppensystem .....	49

8.3	Betrieb durch einen Dritten .....	49
9	Synthese und Empfehlungen.....	50
	Literatur.....	53

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BESS	Battery Energy Storage System
DEA	dezentrale Erzeugungsanlage
EoL	End-of-Life
F&E	Forschung und Entwicklung
LCOS	Levelized Cost of Storage
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
PV	Photovoltaik
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SoC	State of Charge
STATCOM	Static Synchronous Compensator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilernetzbetreiber

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1	Regelungsansätze für Speichersysteme und deren Systeminteraktion .....	10
Tabelle 2	Systemeigenschaften und Komponentenkosten für ein Batteriespeichersystem auf Basis von Lithium-Ionen Technologie mit 1MW/1MWh (Abschätzung basierend auf [33][35]) .....	14
Tabelle 3	Systemeigenschaften und Komponentenkosten für ein ~100 kW/100kWh Batteriespeichersystem auf Basis von Lithium-Ionen Technologie (Abschätzung basierend auf [33][35] für MW Systeme – 25% Aufschlag für Batteriespeichersysteme ~100 kW/100kWh) ) .....	14
Tabelle 4	Größen zur Berechnung der gewichteten Speicherkosten .....	15
Tabelle 5	Systemkosten eines 1MWh/1MW Systems auf Basis der erhobenen Kosten .....	15
Tabelle 6	geschätzte Systemkosten eines 100 kW / 100 kWh Batteriespeichersystems .....	16
Tabelle 7	Anwendungsgebiete für Speichersysteme entlang der gesamten Versorgungskette im elektrischen Energiesystem und Stakeholder mit Interesse an den einzelnen Zielen .....	17
Tabelle 8	Beschreibung der Symbole aus Abbildung 7 .....	23
Tabelle 9	Mögliche Anwendungen von Speichersystemen für die definierten Anwendungsbereiche .....	29
Tabelle 10	Regelungsansätze zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen mit elektrischen Speichersystemen .....	30
Tabelle 11	Vertikale und horizontale Interaktion von Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen mit Wirkleistungsregelung .....	31
Tabelle 12	Referenzimplementierung eines Speichersystems zur Reduktion von Spitzenleistungen im Netz [68].....	32
Tabelle 13	Geschätzte Systemkosten eines 100 kW / 280 kWh Batteriespeichersystems – LCOS für 50 Zyklen pro Jahr .....	33
Tabelle 14	Regelungsansätze für Spannungsregelung mit Wirkleistungsbezug und -einspeisung .....	34
Tabelle 15	Vertikale und horizontale Interaktion von Spannungsregelung auf Basis der Wirkleistung .....	34
Tabelle 16	Referenzimplementierung eines Batteriespeichersystems zur aktiven Spannungsregelung [72].....	35
Tabelle 17	Regelungsansätze für die aktive Erhöhung der Spannungssymmetrie .....	36
Tabelle 18	Vertikale und horizontale Interaktion von Spannungsregelung auf Basis der Wirkleistung .....	36

Tabelle 19 Referenzimplementierung für die aktive Phasensymmetrierung durch ein Speichersystem [22] .....	37
Tabelle 20 Regelungsansätze für Blindleistungskompensation mit einem Speichersystem.....	38
Tabelle 21 Vertikale und horizontale Interaktion von Blindleistungskompensation mit Speichersystemen .....	38
Tabelle 22 Referenzimplementierung eines Speichersystems zur Blindleistungskompensation [76] .....	39
Tabelle 23 Methoden der Blindleistungsregelung von Erzeugungs- und Speicheranlagen mit Wechselrichter .....	40
Tabelle 24 Referenzimplementierung eines Speichersystems zur Spannungsregelung mit Blindleistung [77].....	40
Tabelle 25 Regelungsansätze zur Verbesserung der Spannungsform mit Speichersystemen .....	42
Tabelle 26 Vertikale und horizontale Interaktion für die Verbesserung der Spannungsform .....	42
Tabelle 27 Referenzimplementierung eines Speichersystems zur Verbesserung der Spannungsform [84].....	42
Tabelle 28 Qualitative Beschreibung der gegenseitigen positiven und negativen Beeinflussung einzelner netzdienlicher Speicheranwendungen .....	43
Tabelle 29 Übersicht über mögliche Alternativmaßnahmen und den Einsatz von Energiespeichersystemen.....	45

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1 PQ Diagramm Speichersystem im Verbraucherzählpfeilsystem [15].....	8
Abbildung 2 Wechselrichtereffizienz eines Batteriewechselrichters, aufgenommen bei einer Messung am AIT.....	11
Abbildung 3 Methodik zur Bestimmung der jährlichen Vollzyklen und Zeiten in denen der Speicher komplett ge- bzw. entladen ist [32] .....	13
Abbildung 4 Gewichtete für Systeme > 1MWh/1MW bei unterschiedlichen Kostenprognosen für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 .....	16
Abbildung 5 gewichtete Speicherkosten für ein 100kWh / 100kW System bei unterschiedlichen Kostenprognosen für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 .....	16
Abbildung 6 Graphische Darstellung des grundlegenden Spannungsanhebungsproblems in Folge der Implementierung von dezentralen Erzeugungsanlagen [49] .....	19
Abbildung 7 Einsatzorte für Speichersysteme im Verteil- und Übertragungsnetz sowie weitere regelbare Komponenten .....	22
Abbildung 8 Beschreibung möglicher Interaktionen (BESS 6.1 mit rONT, Zustandsänderung im Netz, Änderungen auf einer Spannungsebene können Auswirkungen auf nächst-höhere oder tiefere haben) eines Speichersystems im Gesamtsystem .....	25
Abbildung 9 schematische Darstellung einer koordinierten, horizontalen Regelung zur Entlastung des Ortsnetztransformators .....	26
Abbildung 10 Exemplarische Darstellung einer vertikalen Interaktion von aktiven Netzkomponenten .....	28
Abbildung 11 Exemplarische Reduktion von Leistungsspitzen eines Windparks durch ein Speichersystem [67] .....	30
Abbildung 12 Anforderungen an das Speichersystem zur Erhöhung der Aufnahmekapazität von Netzen für Photovoltaik [69].....	32
Abbildung 13 Auslastung des Speichersystems und Zyklenzahl bei verschiedenen Graden der Erhöhung der Hosting Capacity [69].....	33

# 1 EINLEITUNG

Österreich plant bis 2030 100% des Strombedarfs (national, bilanziell) aus erneuerbaren Energien zu decken [1]. Ausgehend von dieser Zielsetzung, wurden mehrere Szenarien entwickelt, die einen entsprechenden Zubau einzelner Erzeugungskapazitäten definieren. In einem, vom Umweltbundesamt entwickelten [2], und von AIT und TU-Wien im Rahmen einer Parallelstudie<sup>1</sup> überarbeiteten Szenario, bedeutet dies eine notwendige Anlagenleistung von insgesamt 13,5 GW Photovoltaik und 6,7 GW Windkraft. Mit einer installierten Leistung von etwa 1.269 MW<sub>peak</sub> Ende 2017 [3] bedeutet dies für die Photovoltaik eine mehr als Verzehnfachung der Anlagenleistung. Für die Windkraft, mit einer installierten Leistung von 2.844 MW<sub>el</sub> Ende 2017 [3], ist in etwa eine Verdreifachung der Anlagenleistung notwendig. Ausgehend von einem errechneten Spitzenbedarf von 13.7 GW (inklusive Elektromobilität, ohne Pumpstrom und ohne Strom für Fernwärme) und einer Spitzenerzeugung von 19.4 GW im Jahr 2030 ist, selbst bei einem angenommenen Gleichzeitigkeitsfaktor von 0.7, eine signifikante Überschussleistung des aktuellen Spitzenbedarfs zu erwarten, welche entsprechend in das System bzw. die Netze zu integrieren ist.

Neben dem massiven Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten wird in den kommenden Jahren eine Veränderung des Bedarfsprofils von Netzkunden erwartet. Diese Veränderungen sind auf der einen Seite durch technologische Veränderungen und auf der anderen Seite durch den gesetzlichen Rahmen getrieben:

- **Elektrifizierung des Bedarfs:** Vor allem in den Bereichen der Raumheizung, Warmwasserbereitstellung und Mobilität wird eine steigende Durchdringung von elektrischen Verbrauchern erwartet. So sind nach Berechnungen von [3] mit Ende 2015 241.569 Wärmepumpen in Österreich in Betrieb. Ein mittlerer Anstieg auf etwa 600.000 Systeme wird bei mittlerem Wachstum bis 2030 erwartet [4]. Mit Ende 2017 waren in Österreich 18.576 Elektrofahrzeuge zugelassen [5]. Geht man von dem COP21 Ziel von 20% Elektrofahrzeugen in 2030 [6] mit dem heutigen Fahrzeugstand aus, so sind etwa 980.000 Elektrofahrzeuge zu erwarten. Durch diese weiter sichtbare steigende Durchdringung von elektrischen Verbrauchern, erhöht sich trotz Effizienzgewinn die elektrische Last weiter.
- **Neue Preismodelle:** Für Netzkunden in den Netzebenen 6 und 7 werden zukünftig auch dynamische Energiepreismodelle angeboten, die basierend auf kurzfristigen Märkten (Day-Ahead oder Intraday) ein zeitvariables Strompreismodell hinterlegen können. Erste Produkte sind bereits am Markt verfügbar [7][8]. Mit der Einführung von solchen Preissätzen für kleinere Verbraucher wird mittelfristig ein verändertes Lastprofil und eine sichtbar erhöhte Gleichzeitigkeit der Verbraucher erwartet. Bei entsprechender Durchdringung kann dies in weiterer Folge je nach Netzkonfiguration zu einer sichtbaren Steigerung der Spitzenlast [9], bis zu einer Verdopplung in Verteilernetzen führen [10].

In Kontext der oben genannten Entwicklungen, v.a. der steigenden Elektrifizierung der Bedarfsseite, ist in den kommenden Jahren von einer starken Veränderung des Lastprofils bzw. mit einer steigenden Belastung der Übertragungs- und Verteilernetze auszugehen. Damit einhergehend ist mit einem Bedarf der Ertüchtigung dieser Netze zu rechnen.

Um in diesem Umfeld das bestehende Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die notwendigen, erneuerbaren und meist verteilten Erzeugungskapazitäten in die bestehenden Stromnetze zu integrieren, werden neben dem klassischen Netzausbau im Sinne der Leitungsverstärkung und der Ertüchtigung und Installation von Ortsnetzstationen (ONS) auch Maßnahmen zur Netzflexibilisierung eine Rolle spielen. Elektrische Speicher, sowohl für den stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes als auch für den Betrieb von Verteilernetzen können durch ihren flexiblen und schnellen Einsatz eine entsprechende Rolle im zukünftigen Netzbetrieb einnehmen. Dabei sind Speichersysteme nicht als eine alleinstehende Lösung, sondern als ein Teil einer Gesamtlösung im Verbund mit anderen Maßnahmen und mit starker Interaktion mit diesen zu betrachten.

Mögliche Anwendungen von Speichersystemen für den aktiven Netzbetrieb umspannen dabei sowohl unterschiedliche Größenordnungen von einigen kW zu mehreren MW als auch unterschiedliche Speicherdauern von ein paar Sekunden bis zu mehreren Tagen.

---

<sup>1</sup> #MissionFlex – Versorgungssicherheit und Flexibilität 2030

## 1.1 Begriffsdefinitionen

In dieser Studie werden die folgenden Begriffe wie folgt angewandt:

1. **Energiespeicher:** Eine Anlage oder ein Betriebsmittel, die/das elektrische Energie aufnehmen, zwischenspeichern und zeitverzögert wieder abgeben kann (Definition laut TOR [11])
2. **Netzdienlichkeit:** Der Beitrag einzelner Maßnahmen und Komponenten zur Netzsicherheit und -qualität im Sinne der Betriebsmittelauslastung, Spannungsqualität, Netzverluste, etc.
3. **Systemdienlichkeit:** Der Beitrag einzelner Maßnahmen und Komponenten zur Systemsicherheit und zum übergeordneten Ziel der Flexibilisierung des Energiesystems (Frequenzhaltung, Bereitstellung von Regelreserve und Ausgleichsenergie, Schwarzstartfähigkeit, Demand Side Management, Demand Response, ...)
4. **Vollständig integrierte Netzkomponenten:** Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen“ [12].

## 1.2 Gegenstand der Untersuchung

Die vorliegende Studie untersucht im Kontext der beschriebenen Entwicklungen mögliche Einsatzfelder für den zukünftigen, aktiven netzdienlichen Einsatz von Speichersystemen in Übertragungs- und Verteilernetzen durch Netzbetreiber. Die Studie beschreibt dabei konzeptionell Anwendungen, die bis 2030 relevant werden. Im Kontext dieser Rahmenbedingungen werden in der vorliegenden Studie folgende Aspekte untersucht:

1. **Anwendungsfälle:** Ein Überblick über mögliche Anwendungen für Speichersysteme für den aktiven Einsatz im Übertragungs- und Verteilernetz wird erstellt und bestehende Referenzimplementierung dargestellt.
2. **Systemintegration:** Für die einzelnen Anwendungsfälle werden mögliche Konzepte der Systemeinbindung skizziert und diskutiert. Dazu werden technische Integrationskonzepte, involvierte Stakeholdergruppen, Key Performance Indikatoren zur Einsatzbewertung und alternative Maßnahmen beschrieben.
3. **Organisation:** Die Studie analysiert einen möglichen Betrieb von Speichersystemen aus technischer Sicht. Daneben wird das geltende Regulativ hinsichtlich des Eigentums und Betriebs von Energiespeichern durch Netzbetreiber analysiert sowie eine mögliche Integration in das Bilanzgruppensystem umrissen.

Die im Rahmen dieser Studie untersuchten Anwendungsfälle von Speichersystemen und mögliche Alternativen, zielen auf den aktiven Betrieb durch den Netzbetreiber bzw. den direkten, netzdienlichen Einsatz von Speichersystemen ab. Dabei wird der Fokus auf jene Anwendungsfälle gelegt, die über jene Netzdienlichkeit hinausgehen, die durch aktuelle und in Entwicklung befindliche Netzanschlussbedingungen definiert bzw. gefordert sind. Darüber hinaus werden technische Alternativmaßnahmen zum Einsatz von Speichersystemen beschrieben. Folgende Themen werden in dieser Studie in Abstimmung mit dem Auftraggeber nicht untersucht:

1. **Bestehende Netzfunktionen:** Nicht untersucht wird die Netzdienlichkeit, die durch Anschlussbedingungen (z.B. TOR Erzeuger Typ A [13]) bereits heute erreicht werden.
2. **Systemdienlicher Einsatz:** Bestehende Mechanismen, Systemdienstleistungen und Anwendungen, die in einem eigenen Markt organisiert sind bzw. als Service zugekauft werden, wie die Bereitstellung von Regelreserve (Primärregelreserve, Sekundärregelreserve, etc.) werden nicht untersucht.
3. **Marktanwendungen:** Anwendungen wie die Vermarktung einer Anlage am Spotmarkt werden im Rahmen dieser Studie nicht untersucht. Diese Anwendungen sind Bestandteil der parallel durchgeführten Studie<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> #MissionFlex – Versorgungssicherheit und Flexibilität 2030

4. **Netzdienlicher Einsatz von Kundenanlagen:** Der netzdienliche Einsatz von Speichersystemen im Besitz von Endkunden und/oder in Kombination mit Erzeugungsanlagen werden nicht untersucht. Dies umfasst auch Anwendungsfälle, die bei entsprechender Ausgestaltung bzw. Implementierung indirekt netzdienlich sein können (z.B. Spread-Bewirtschaftung).
5. **Mischnutzung von Speichersystemen:** Es wird keine Mischnutzung von Speichersystemen für verschiedene Stakeholder (Erzeugung, Endverbraucher) untersucht.
6. **Regulatorische Alternativmaßnahmen:** Es werden keine Alternativmaßnahmen untersucht, die von anderen Stakeholdergruppen bereitgestellt werden (z.B. (z.B. Beschränkung der Einspeiseleistung auf z.B. 50% durch lokale Nutzung von lokaler Erzeugung mit Speichersystemen wie in Deutschland [14] und/oder erweiterte Netzanschlussbedingungen).

Grundsätzlich betrachtet die Studie netzdienliche Anwendungen soweit wie möglich technologie-neutral. Ausgang dafür ist die Definition von Speichersysteme nach Teil A der technisch organisatorischen Regeln (TOR), die elektrische Energiespeicher als „*eine Anlage oder ein Betriebsmittel, die/das elektrische Energie aufnehmen, zwischenspeichern und zeitverzögert wieder abgeben kann*“ beschreibt [11]. . Der Fokus der Referenzimplementierungen bzw. der beispielhaften Kostenaufstellung wird hingegen nicht technologie-neutral formuliert, sondern anhand von Batteriespeichersystemen auf Basis von Lithium-Ionen betrachtet. Diese halten derzeit, abseits von Pumpspeichersystemen, eine marktbeherrschende Rolle auch für netzdienliche Anwendungen inne [15][16][17].

## 2 CHARAKTERISTIKA VON SPEICHERSYSTEMEN

Bevor eine Bewertung des netzdienlichen Betriebes von elektrischen Energiespeichern möglich ist, ist es notwendig relevante technische Fähigkeiten und Einschränkungen dieser Anlagen zu beschreiben und deren Auswirkung auf den Betrieb zu analysieren. Je nach Technologie umfasst dies den Arbeitsbereich (verfügbare Leistung in Abhängigkeit des Systemzustandes), mögliche Regelungsansätze, einen symmetrischen und phasengenauen Betrieb, etc. Die wesentlichen, für alle Technologien geltenden, und für den Netzbetrieb relevantesten Aspekte werden im Folgenden beschrieben. Daneben wird auch eine einfache Kostenabschätzung für den Einsatz von Speichersystemen dargestellt.

### 2.1 Technische Betriebscharakteristika

#### 2.1.1 Arbeitsbereich (PQ-Diagramm)

Der Arbeitsbereich eines Speichersystems hinsichtlich seiner Wirkleistung  $P$  und Blindleistung  $Q$  wird mittels eines PQ-Diagramms, wie in Abbildung 1. dargestellt, beschrieben. Der Kreis stellt das Scheinleistungslimit des Wechselrichters dar. Etwaige Restriktionen der Wirk- und Blindleistung innerhalb des Kreises können abhängig von technischen Limits z.B. dem maximalen Batteriestrom oder vom Betriebsmodus der Blindleistungsbereitstellung entstehen.

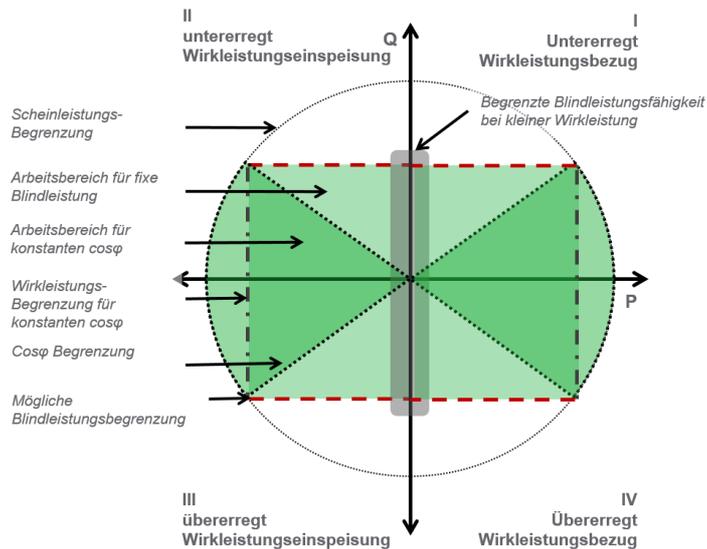


Abbildung 1 PQ Diagramm Speichersystem im Verbraucherschlupfpeilsystem [15]

### 2.1.2 Symmetrischer und phasengenaue Betrieb

Speichersysteme implementieren je nach Aufbau und Anforderung einen symmetrischen Betrieb oder einen phasengenaueu Betrieb. Dies hängt von der Auslegung der Leistungselektronik und der Netzanbindung der Speichereinheit ab.

#### Symmetrischer Betrieb

Das Speichersystem nimmt auf allen drei Phasen dieselbe Leistung auf bzw. gibt diese ins Netz ab. Besteht beispielsweise eine Spannungsunsymmetrie durch Anschluss vieler Erzeuger und/oder Lasten auf einer Phase, kann die Spannung auf einzelnen Phasen mittels symmetrischen Betrieb stärker als notwendig reduziert (überkompensiert) werden. In weiterer Folge steigt der Aufwand der Regelung durch das Speichersystem sowie auch der Bedarf an Speicherkapazität bzw. die kapazitätsabhängigen Systemkosten. Der symmetrische Betrieb stellt jedoch weniger Anforderungen an die Leistungselektronik und Regelung des Systems. Laut gängigen Anschlussrichtlinien Erzeugungsanlagen ab einer Nennscheinleistung  $S_r > 3,68\text{kVA}$  als dreiphasige symmetrische Drehstromanlagen auszulegen und an das Netz anzuschließen z.B. TOR-D4 [11]. Daher werden elektrische Energiespeicher in der Regel heute symmetrisch betrieben.

#### Phasengenaueu Betrieb

Das Speichersystem ist, je nach Aufbau der Leistungselektronik bzw. der Topologie des Wechselrichters, in der Lage unabhängig auf einzelnen Phasen Wirk- und Blindleistung aufzunehmen und abzugeben. Dadurch können Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen selektiv auf der jeweiligen Phase vermieden werden [16][17][18][19]. Der phasengenaue Betrieb kann folgendermaßen erreicht werden:

1. Durch drei unabhängige, einphasige Systeme die jede Phase einzeln ausregeln. Diese Systeme können entweder als vollständig unabhängige Systeme mit jeweils einer eigenen Batterie oder als verbundene Systeme mit einem gemeinsamen DC-Bus bzw. Batterie ausgeführt werden. Wenn diese Systeme keinen gemeinsamen DC-Bus teilen bzw. jeweils eine eigene Batterie haben, kann der Kapazitätsbedarf je nach Anwendungsfall steigen.
2. Mittels eines dreiphasigen Umrichters, der einen unsymmetrischen Betrieb erlaubt. Dabei besteht die Möglichkeit auf unterschiedlichen Phasen Wirk- oder Blindleistung zu beziehen und abzugeben. [17][20]

Dadurch kann auch eine aktive Symmetrierung einzelner Phasen ohne Speicherkapazität erreicht werden. Mit dem phasengenaueu Betrieb mit gemeinsamen DC-Bus kann der Bedarf an notwendiger Speicherkapazität, je nach lokaler Situation im Netz teils sichtbar sinken [21]. Im Gegenzug steigen der Aufwand und damit die Kosten für die Leistungselektronik.

Ein phasengenaueu Betrieb wurde in Österreich bereits im Rahmen des Projektes FACDS in der Seestadt Aspern mit fünf Speichersystemen mit jeweils 100kW/120kWh erfolgreich getestet [22]. Beim phasengenaueu Betrieb bzw. bei einer aktiven Symmetrierung einzelner Phasen ist zu be-

achten, dass die Verluste des Wechselrichters in die Steuerung einbezogen werden. So müssen die Verluste des Wechselrichters (siehe Kapitel 2.2.1) bei der Einsatzbewertung miteinbezogen werden. So müssen die Verluste des Wechselrichters (siehe Kapitel 2.2.1) entweder aus der Speicherkapazität, oder durch eine höhere Leistungsaufnahme auf den beziehenden Phasen gedeckt werden. Ein phasengenauer Betrieb wurde in Österreich bereits im Rahmen des Projektes *FACDS* in der Seestadt Aspern mit fünf Speichersystemen mit jeweils 100kW/120kWh erfolgreich getestet [25] (siehe auch Kapitel 5.1.3).

### 2.1.3 Regelungsmechanismen

Die eigentliche Regelung bzw. Bereitstellung der netzdienlichen Funktionen ist je nach System und Anforderung zu gestalten. Grundsätzlich werden die beiden folgenden Ansätze verwendet:

- **Kennlinienregelung:** Wirk- oder Blindleistung wird entsprechend einer vorgegebenen Kennlinie in Abhängigkeit eines definierten Regelparameters ( $U$ ,  $f$ ) geregelt. Dieser Regelungsansatz wird v.a. für kleinere Systeme angewendet und ist in Österreich für Erzeuger auch in den bestehenden Netzanschlussbedingungen gefordert [13] [23][24][25]. Eine Parametrisierung erfolgt über die definierten Stützpunkte der hinterlegten Kennlinien, die das Verhalten zwischen abhängiger Variable (Wirk- und Blindleistung) und unabhängiger Variable (Spannung, Frequenz) definieren. Bei der Kennlinienregelung können auch Parameter verwendet werden, die das Zeitverhalten beschreiben (z.B. einstellbare zufällige Verzögerungszeit, Leistungsgradient mit der die erforderliche Leistung erreicht wird).
- **Dynamische Regelung:** Wirkleistung wird auf Basis einer hinterlegten, dynamischen Regelschleife aufgenommen bzw. abgegeben. Im Unterschied zu einer kennlinienbasierten Regelung, wird eine solche Regelung v.a. bei, im Verhältnis zum lokalen Netz, größeren Anlagen eingesetzt, deren eigenes Verhalten sichtbare Wirkung auf das Netz hat (siehe Referenzimplementierung – Kapitel 5.1.1). Die Parametrierung erfolgt dabei über die klassischen Parameter einer Regelschleife (Totzeit, P-, I-, D-Anteile, etc.)

Die Regelung selbst kann direkt im Wechselrichter oder einem externen Controller bzw. übergeordneten Leitsystem implementiert sein. Dabei wird zwischen autonomer bzw. lokaler, teilautonomer Regelung und einer vollständigen Fernsteuerung der Anlage unterschieden:

1. **Autonomer Betrieb:** Die Wirk- und Blindleistungsregelung erfolgt vom elektrischen Energiespeicher autonom, wobei in der Regel eine im Wechselrichter implementierte Kennlinienregelung angewendet wird. Die Messung der Regelgrößen wie Spannung oder Frequenz erfolgt vom Wechselrichter selbst an seinen Anschlussklemmen (siehe Referenzimplementierungen – Kapitel 5.1.1 und Kapitel 5.1.3). Dies erlaubt eine hohe Regelungsperformance, da Verzögerungen bei der Aufnahme und Verarbeitung der Messdaten minimiert werden. Ein solches System ist jedoch nur indirekt über die Messung der lokalen Klemmenspannung in der Lage eine Betriebsmittelüberlastung im vorgelagerten Netz bzw. einer überlagerten Netzebene zu erkennen bzw. in weiterer Folge auch nicht zu dessen Vermeidung beizutragen (siehe Kapitel 4.2). Grundsätzlich ist anzumerken, dass selbst bei einer autonomen Regelung ein Zugriff auf das Netzspeichersystem, im Sinne einer wiederkehrenden Parametrierung und Überwachung, für den Netzbetreiber signifikante Vorteile bringt. Dadurch kann die Funktion des Systems in Abhängigkeit etwaiger Veränderungen im Netz je nach Bedarf angepasst werden.
2. **Teilautonomer Betrieb:** Unter dem teilautonomen Betrieb wird eine lokale Regelung auf Basis abgesetzter/externer Messwerte verstanden. Dies ist dann relevant, wenn das Speichersystem zur Entlastung an einem anderen Netzpunkt beitragen soll bzw. entsprechende Spannungswerte in der Regelung beachten soll. Dies kann z.B. das Strangende sein, an dem es gilt die Spannung im Toleranzband zu halten oder aber auch die Strommessung an einem Transformator um Überlast zu vermeiden. Dabei ist es erforderlich, dass die entsprechenden Messgrößen (Strom, Spannung) und Regelparameter (z.B. Nennstrom einzelner Betriebsmittel) an das System von der entsprechenden, entfernten Messstelle übertragen werden. Neben einer notwendigen, wiederkehrenden Parametrierung des Systems, kann es auch sein, dass sich die Messstellen in Abhängigkeit einer Zustandsänderung im Netz verändern. Daher ist auch bei einem solchen Regelungskonzept ein Zugriff des Netz-

betreibers, im Sinne einer wiederkehrenden Parametrierung und Überwachung, auf das System notwendig.

Auch wurde ein solches Regelungskonzept im Rahmen des Projektes *DG DemoNet Smart LV Grid* für einen regelbaren Ortsnetztransformator umgesetzt [26]. Dabei nutzt der Transformator Messdaten aus dem unterlagerten Netz und ist so in der Lage das verfügbare Spannungsband durch die Stufung noch besser auszunutzen bzw. kann die Regelung die Spreizung zwischen einzelnen Strängen zu erkennen um durch die Stufung selbst keine Spannungsbandverletzung zu verursachen. Dieses Konzept ist auch auf den Einsatz von elektrischen Energiespeichern umlegbar.

3. **Vollständige Fernsteuerung:** In einer komplexen Regelung mit Einbindung mehrerer Komponenten, wie zum Beispiel in Kombination mit anderen Speichersystemen und/oder anderen Komponenten wie regelbare Ortsnetztransformatoren, kann es sinnvoll sein, dass das Speichersystem keine eigene/lokale Regelung ausführt. Ein übergeordnetes Regelsystem kann relevante Messsignale verarbeiten und entsprechend seiner Regelstrategie Wirk- und Blindleistung der teilnehmenden Komponenten steuern um ein Gesamtoptimum über mehrere Anlagen bzw. über das ganze Netz herzustellen. Kommt es zu einem Ausfall der Kommunikation so sind für den Betrieb Fallback-Mechanismen zu einer autonomen Regelung vorzusehen. In einem solchen Regelungsansatz spielt der Netzbetreiber eine zentrale Rolle, da nur er den Gesamtzustand des Netzes bzw. die Wirkung der einzelnen Anlagen auf das Netz und deren Interaktion vollständig erfassen und bewerten kann.

Umgesetzt wurde ein solches Regelungskonzept im Projekt *DG-DemoNetz – Validierung* in einem Mittelspannungsnetz [27]. Hierbei werden Messungen im Netz an einen Stufensteller im Umspannwerk (UW) übertragen. Dieser regelt auf Basis dieser Werte auf einen Sollwert, der entweder in der zentralen Warte oder lokal im UW berechnet wurde. Zusätzlich werden auf Basis der Messungen im Netz, die Blindleistungsregelung und ggf. Wirkleistungsabregelung von Erzeugungsanlagen im Netz (Wasserkraftanlagen) wiederkehrend in Abhängigkeit der Wirksamkeit auf das Netz parametrieren. Auch dieses Konzept ist in weiterer Folge auf den Einsatz von elektrischen Energiespeichern übertragbar.

Die drei beschriebenen Regelungsansätze können dabei je nach Situation und Netzzustand einander abwechseln bzw. ineinander übergehen. So kann ein System im Regelbetrieb autonom arbeiten und in besonderen Situationen zentral ferngesteuert werden. Bei einer vollständigen Fernsteuerung durch z.B. Verlust der Kommunikationsstrecke muss der Energiespeicher in eine lokale Regelung zurückfallen.

Tabelle 1 stellt die drei beschriebenen Regelungsansätze vergleichend zueinander dar. Diese Übersicht dient in weiterer Folge als Basis für die Bewertung der Regelungsansätze der einzelnen Anwendungsfelder.

Tabelle 1 Regelungsansätze für Speichersysteme und deren Systeminteraktion

Typ	Regelungsansatz	Messsignal/Steuersignal	Systeminteraktion
Autonom	Kennlinienbasierte oder dynamisch Regelung auf Basis definierter, lokaler Regelungsparameter	Lokale Messung direkt im Speichersystem bzw. dessen Anschlusspunkt (U, f)	Extrem schnelle Regelung durch autonomen Betrieb möglich. Wiederkehrende Parametrisierung der Regelungsgrößen und Monitoring der Anlage durch den Netzbetreiber im Sinne einer Optimierung des Netzbetriebes
Teilautonom	Kennlinienbasierte oder dynamisch Regelung auf Basis definierter, lokaler Regelungsparameter	Abgesetzte Messung mit direkt angeschlossenen Messpunkten oder externer/entfernter Messpunkte (I, U, $\cos\varphi$ , etc.) wie z.B. in [26]	Wiederkehrende Parametrisierung der Regelungsgrößen und Messdatenübertragung und Monitoring der Anlage durch den Netzbetreiber im Sinne einer Optimierung des Netzbetriebes

Vollständige Fernsteuerung	Lokale Ausführung von externen Leistungsvorgabewerten	Zentrale/Externe Messung und Erzeugung des Steuerungssignals für einzelne Speichersysteme	Dauerhafte externe Steuerung durch ein zentrales Regelungssystem des Netzbetreibers. Geschwindigkeit der Steuerung durch Kommunikationsbandbreite beschränkt.
----------------------------	---	---	---

## 2.2 Technische Anlagencharakteristika

Dieses Kapitel umfasst Bewertungskriterien, die sich spezifisch auf die Eigenschaften des Speichersystems selbst beziehen unabhängig vom Einsatz im Übertragungs- oder Verteilernetz. Es umfasst damit keine Bewertungsansätze für den Nutzen, den ein Speichersystem im Netz generiert (siehe dazu Kapitel 3). Die dargestellten Kennzahlen hängen jedoch teils maßgeblich von der Einsatzstrategie bzw. des Anwendungsfalles des Speichersystems im Übertragungs- oder Verteilernetz ab.

### 2.2.1 Speichereffizienz & Verluste

Durch den Lade- und Entladevorgang und in der Batterie selbst kommt es bei der Speicherung von elektrischer Energie zu Verlusten. Diese Verluste sind in der Bewertung des Speichereinsatzes zu beachten. Eine detaillierte Beschreibung zur Bestimmung der Effizienz von PV-Speichersystemen findet sich im vom Bundesverband Solarwirtschaft und Bundesverband Energiespeicher veröffentlichten Effizienzleitfaden [28]. Die Prüf- und Bewertungsmethoden gelten für kleinere PV-Heimspeichersysteme und können teilweise auch für Großspeicheranlagen angewendet werden. An dieser Stelle werden die Verluste eines Batteriespeichersystems auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien beschrieben. Die Verluste entstehen durch Umwandlungs- und Speicherverluste, sowie durch den Eigenbedarf der Systemkomponenten (z.B. Batteriemanagementsystem) und daraus entstehenden Standby-Verlusten. Bei den Umwandlungsverlusten sind v.a. auch Teillastwirkungsgrade der Leistungselektronik zu beachten. Die Systemeffizienz ist damit von der jeweiligen Anwendung und Systemauslegung abhängig. Eine allgemeine Aussage zur Systemeffizienz ist daher nur sehr eingeschränkt möglich. [29] [30] Folgende Aspekte sind dabei zu beachten:

#### Wirkungsgradkennlinie des Wechselrichters

Abbildung 2 zeigt beispielhaft die im Smart Energy Systems and Technologies Labor (SmartEST) des AIT aufgenommenen Wirkungsgradkennlinie eines Wechselrichters mit 100 kW Nennleistung. Positive Werte der AC-Leistung stehen für die Ladung des Speichersystems, negative Werte für die Entladung. Der Spitzenwirkungsgrad des Systems liegt bei Entladung bei 96% und bei Ladung knapp darunter. Der höchste Spitzenwirkungsgrad, bisher am AIT vermessener Systeme, liegt bei 98% [31]. Zusätzlich ist deutlich zu sehen, dass der Wirkungsgrad im Teillastbereich sichtbar nachlässt. So sinkt der Wirkungsgrad bei 15 kW unter 90%. Dieser Aspekt ist im Betrieb von Batteriespeichersystemen zu beachten.

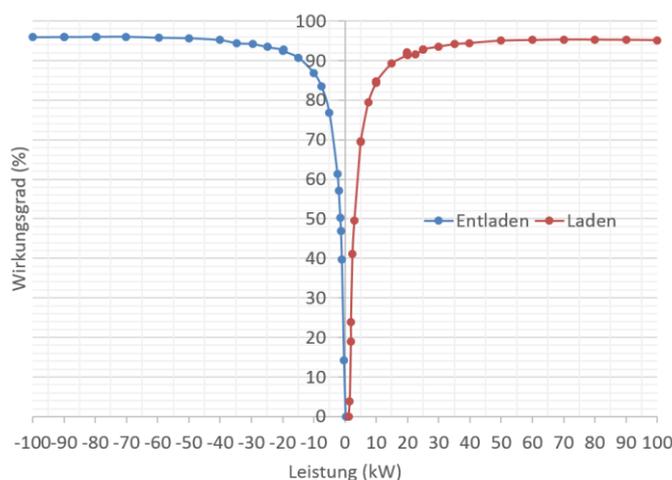


Abbildung 2 Wechselrichtereffizienz eines Batteriewechselrichters, aufgenommen bei einer Messung am AIT

### **Wirkungsgrad der Batterie**

Beim Ein- und Ausspeichern von Energie in die Batterie entstehen ebenfalls Verluste. Der Roundtrip-Wirkungsgrad stellt bei einer vollständigen Entladung und Beladung der Batterie das Verhältnis aus entnommener und zugeführter Energie dar. Er ist von mehreren Faktoren, wie der Lade- und Entladeleistung und Temperatur abhängig. Die Verluste entstehen in den Batteriezellen, aber auch der Eigenverbrauch des Batteriemanagementsystems (sofern dieses von der Batterie versorgt wird), reduziert den Wirkungsgrad des Systems. Der Roundtrip-Wirkungsgrad, gängiger, am AIT vermessener Systeme von Lithium-Ionen Batteriesysteme liegt je nach Leistung und Zelltechnologie zwischen 90% und 97%. [31]

### **Wirkungsgrad des Gesamtsystems**

Die Umwandlungsverluste des Gesamtsystems setzen sich aus den Verlusten des Wechselrichters bei Ladung und Entladungen sowie den Verlusten in der Batterie zusammen. Der Gesamt-Spitzenwirkungsgrad, der bisher am AIT vermessener Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme, liegt dabei zwischen 79% und 88%. Es wird ersichtlich, dass ein hoher Gesamtwirkungsgrad des Speichersystems größer 90% einen sehr hohen Wirkungsgrad aller Komponenten, Wechselrichter und Batterie erfordert. [31] Bei der Einsatzbewertung von Energiespeichern sind die, im Betrieb entstehenden Verluste zu beachten.

### **Standby-Verluste**

Von Bedeutung ist auch der Leerlauf oder Standby-Verbrauch des Systems (Wechselrichter, Batterie, eventuelle Klimatisierung, Versorgung der Steuerung etc.), wenn das System nicht aktiv beladen oder entladen wird. Der Verbrauch muss entweder vom Netz oder aus der Batterie entzogen werden. Die Angabe muss auch immer im Kontext gesehen werden, wie schnell das System nach einem energiesparenden Modus wieder in Bereitschaft ist Wirk- und Blindleistung bereitzustellen. Die Vermessung von am AIT vermessenden Systemen in der Leistungsklasse um 100 kW ergab einen Standby Verbrauch von bis zu 1% der Nennleistung des Systems. Eine allgemeine Aussage ist jedoch nicht möglich, da, je nach Implementierung, Systeme auch teils fast vollständig abschalten können. Auch diese Verluste sind ggf. in der Bewertung des Einsatzes zu beachten.

### **2.2.2 Leistung & Kapazität**

Im Kontext der jeweiligen Anwendung ist die notwendige Leistung und Kapazität zur Erbringung der gewünschten Funktion zu bewerten. Daraus leiten sich wesentliche andere Kennzahlen, wie die Investitionskosten ab. Wesentlich ist auch die Beachtung des Verhältnisses von Leistung zu Kapazität. Ein Verhältnis von 1:1 bedeutet, dass das Speichersystem in einer Stunde bei Nennleistung entladen ist. Bei der Kapazität ist zu beachten, dass es hier drei unterschiedliche Angaben gibt:

1. **Nennkapazität:** Dabei handelt es sich um die Bruttokapazität des Speichersystems. Sie beinhaltet Reserven um z.B. gegen Tiefentladung zu Schützen. Das Vorhalten einer Restkapazität die nicht aber im tatsächlichen Betrieb nicht genutzt werden kann, vermindert auch die Alterung der Batterie.
2. **Nettokapazität:** Dabei handelt es sich um die tatsächlich nutzbare Kapazität, die von der Batterie entladen werden kann. Die Angabe der Nennkapazität und der maximalen Entladetiefen am Datenblatt ergibt die Nettokapazität. Dies beschränkt sich jedoch auf das Batteriesystem ohne Wechselrichter.
3. **Nutzbare Energie:** Das ist jene Energie die tatsächlich am Netzanschlusspunkt zur Verfügung steht. Diese beinhaltet damit auch die Verluste der Wechselrichter beim Entladen und eines etwaigen Transformators.

Für die Bewertung des Einsatzes eines Energiespeichers ist dabei vor allem die nutzbare Energie relevant. In der Regel wird bei Batteriespeichersystemen heute jedoch die Nettokapazität und Bruttokapazität angegeben.

### **2.2.3 Speichernutzung**

Die Speichernutzung ist auf der einen Seite abhängig von der Speicheraanwendung, auf der anderen Seite aber auch von der Speicherdimensionierung (Leistung, Kapazität). Grundsätzlich kann die Speichernutzung nicht mit nur einer Kennzahl beschrieben werden. Eine umfassende Aussage kann über die Anzahl der Vollzyklen und der Stillstandszeiten einer definierten zeitlichen Periode

bestimmt werden. Diese Kennzahlen können dabei als relative Kennzahlen zum Zeitraum oder als absolute Kennzahlen beschrieben werden.

Ein Speichersystem ist bei verschiedenen Anwendungsfällen unterschiedlich ausgelastet bzw. aufgrund der Speichercharakteristika geeignet. Zur Bestimmung, wie stark ein Speicher genutzt wird, wird ein im Projekt *DG-EV-HIL* entwickelter Ansatz verwendet [32]. Dieser Ansatz umfasst die folgenden Kennwerte:

- **Vollzyklen:** Ein Vollzyklus ist eine vollständige Ladung und darauffolgende komplette Entladung eines Speichersystems. Alternativ kann ein Vollzyklus durch die Umwälzung der zweifachen Energiemenge der Nennkapazität angegeben werden. Die Vollzyklen als absolute Kennzahl werden als dimensionslose Kennzahl angegeben. Die relative Vollzyklenzahl gibt das Verhältnis von tatsächlich Energiedurchsatz und möglichem Energiedurchsatz an und wird in % angegeben. Die theoretische Zyklenzahl ergibt sich aus einer ständigen Ladung und Entladung mit Nennleistung des Speichers (Abbildung 3 unten) und stellt damit die höchstmögliche Nutzung dar.
- **Speicher leer:** Diese Kennzahl gibt an, wie viele Stunden das Speichersystem komplett entladen ist bzw. als relative Kennzahl welchen Prozentsatz dies in der gesamten Betrachtungsperiode ausmacht (Abbildung 3 oben).
- **Speicher voll:** Die Kennzahl gibt an, wie viele Stunden das Speichersystem komplett geladen ist. Als relative Kennzahl gibt sie an, wie viel Prozent dies von der gesamten Betrachtungsperiode ausmacht (Abbildung 3 oben).

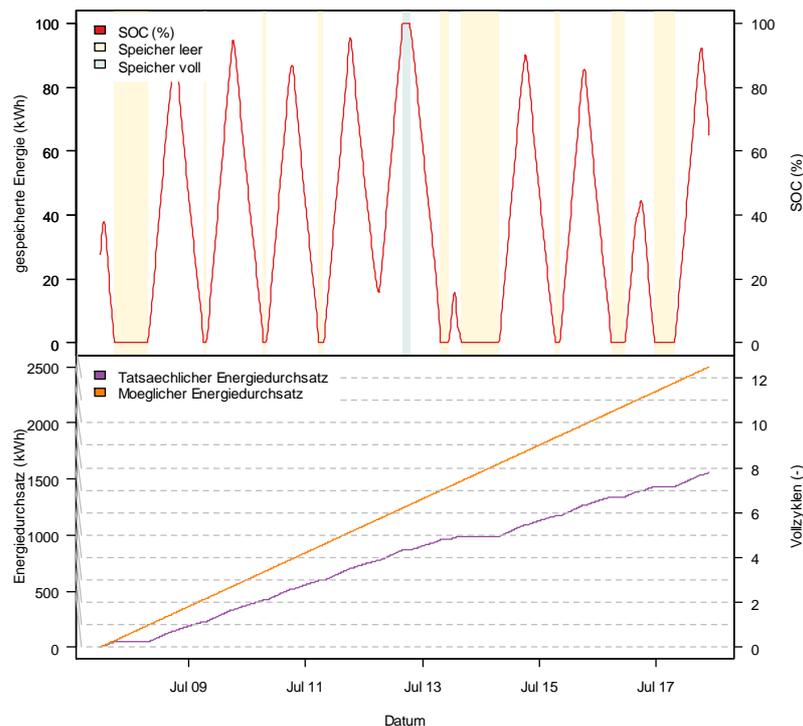


Abbildung 3 Methodik zur Bestimmung der jährlichen Vollzyklen und Zeiten in denen der Speicher komplett geladene bzw. entladen ist [32]

Die Nutzungskennzahlen erlauben eine gute Abschätzung wie stark das System tatsächlich genutzt wird. Es kann damit auch eine erste Aussage über die Dimensionierung des Systems gemacht werden.

## 2.3 Wirtschaftliche Charakteristika

Die Investitionskosten eines Batteriespeichersystems lassen sich in leistungs- und kapazitätsabhängige Kosten unterteilen. Die leistungsabhängigen Kosten beinhalten die Leistungselektronik, Transformatoren, Sicherungen, Verkabelung Low-Level Regelsysteme und Kühlsysteme bzw. Klimatisierung. Die kapazitätsabhängigen Kosten beinhalten die Batteriezellen inklusive Kontaktierung, das Gehäuse für die Batteriemodule und das gesamte Batteriesysteme, Klimatisierung sowie

das Batterie-Managementsystem. [33] Die Investitionskosten eines Batteriespeichersystems lassen sich in leistungs- und kapazitätsabhängige Kosten unterteilen. Die leistungsabhängigen Kosten beinhalten die Leistungselektronik, Transformatoren, Sicherungen, Verkabelung Low-Level Regelsysteme und Kühlsysteme bzw. Klimatisierung für die Wechselrichter. Die kapazitätsabhängigen Kosten beinhalten die Batteriezellen inklusive Kontaktierung, das Gehäuse für die Batteriemodule und das gesamte Batteriesystem, Klimatisierung sowie das Batterie-Managementsystem. [36]

Beispielhaft werden an dieser Stelle die Kosten für ein Lithium-Ionen-Batteriespeichersystem herangezogen, die auch in der parallel erstellten Studie<sup>3</sup> zu Marktanwendungen von Speichersystemen verwendet wurden. Grundsätzlich ist die Kosten-Bandbreite für Lithium-Ionen Systeme je nach Produkteigenschaft relativ groß. Das ist unter anderem auch auf verschiedene Technologien zurückzuführen. So wird innerhalb von Lithium-Ionen Systemen noch zwischen der Zellchemie unterschieden, die teilweise unterschiedliche Eigenschaften hinsichtlich Energiedichte, spezifischer Leistung, Sicherheit und Lebensdauer aufweist. So ist z.B. Lithium-Titanat (LTO) nach wie vor teurer als Lithium Eisenphosphat (LFP), weist aber eine höhere maximale Zyklen Anzahl auf. [34] Die Vergleichbarkeit der Kosten ist auch nicht immer gegeben, da keine eindeutig definierte Vergleichsbasis vorliegt. So können die kapazitätsabhängigen Kosten auf die Brutto- oder Nettokapazität der Batterie sowie auf die nutzbare Energie am AC-Anschlusspunkt des Speichersystems bezogen werden.

Für die wirtschaftliche Bewertung des Einsatzes von Batteriespeichersystemen wurden Kosten aus unterschiedlichen Studien erhoben. Dabei wurden auch prognostizierte Kostenentwicklungen erhoben. Tabelle 2 fasst die erhobenen mittleren Kosten für Batteriespeichersysteme > 1MWh und 1 MW zusammen. Eigene Erhebungen zeigen, dass die Preise für kleinere Systeme 100 kW/100 kWh etwas höher liegen. Die Kosten dafür sind in Tabelle 3 angegeben.

**Tabelle 2 Systemeigenschaften und Komponentenkosten für ein Batteriespeichersystem auf Basis von Lithium-Ionen Technologie mit 1MW/1MWh (Abschätzung basierend auf [33][35])**

Jahr	Lebensdauer (a)	Roundtrip-Wirkungsgrad (%)	Leistungsbezogen (€/kW)	kapazitätsbezogen (€/kWh)	O&M (% CAPEX/a)	Vollzyklen
2020	15	80	90	475	2%	5.000
2030	15	84	75	229	2%	7.000
2040	15	87	70	113	2%	10.000
2050	15	90	65	92	2%	15.000

**Tabelle 3 Systemeigenschaften und Komponentenkosten für ein ~100 kW/100kWh Batteriespeichersystem auf Basis von Lithium-Ionen Technologie (Abschätzung basierend auf [33][35] für MW Systeme – 25% Aufschlag für Batteriespeichersysteme ~100 kW/100kWh )**

Jahr	Lebensdauer (a)	Roundtrip-Wirkungsgrad (%)	Leistungsbezogen (€/kW)	kapazitätsbezogen (€/kWh)	O&M (% CAPEX/a)	Vollzyklen
2020	15	80	113	594	2%	5.000
2030	15	84	94	286	2%	7.000
2040	15	87	88	141	2%	10.000
2050	15	90	81	115	2%	15.000

Die tatsächlichen Kosten eines Speichersystems können jedoch nicht allein anhand der Investitionskosten beschrieben werden. Um eine aussagekräftige Kennzahl zu erhalten sind Effizienz, Vollzyklenzahl (siehe Kapitel 2.2.3) und Betriebskosten zu beachten. Dies wird mit den gewichteten Speicherkosten oder auch levelized costs of storage (LCOS) möglich. Diese geben an, wie hoch die Kosten pro gespeicherter Energiemenge in kWh über die Lebensdauer des Systems und

<sup>3</sup> #MissionFlex – Versorgungssicherheit und Flexibilität 2030

der Berücksichtigung von Verlusten sind. Anlehnend an [36][37] beschreibt Formel 1 den Berechnungsansatz für die LCOS. Diese berücksichtigen die Investitions- und Betriebskosten, bezogen auf die umgesetzte Energie im Speicher bis zum End-of-Life (EoL) des Speichers. Der EoL definiert die Anzahl der Vollzyklen beim Absinken der nutzbaren Kapazität des Speichers auf 80% der Anfangskapazität. Die LCOS berücksichtigen somit auch die Auslastung des Speichers, die von den umgesetzten Vollzyklen pro Jahr abhängt.

$$LCOS = \frac{I_K + \sum_{t=1}^n \frac{B_K}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_N \cdot \eta_{SYS} \cdot VZa}{(1+i)^t}} \quad \text{Formel 1}$$

**Tabelle 4 Größen zur Berechnung der gewichteten Speicherkosten**

Symbol	Beschreibung	Einheit
LCOS	Levelized Cost of Storage	€/kWh
$I_K$	Investitionskosten inkl. Installation	€
$B_K$	Anfallende Betriebskosten, Wartung etc. pro Jahr	€
$E_N$	Nennkapazität des Systems	kWh
VZa	Vollzyklen pro Jahr	-
$\eta_{SYS}$	Systemwirkungsgrad als Verhältnis zwischen geladener und entladener Energie am AC-Anschlusspunkt des Systems bei Nennleistung (Laden und Entladen)	p.u.
$(1+i)^t$	Abzinsungsfaktor für das Jahr z	

Basierend auf den Daten und dem gewählten Berechnungsansatz ergeben sich daraus für ein Speichersystem mit einer Leistung und Kapazität von 1 MW und 1 MWh die in Tabelle 5 dargestellten Kosten für die Jahre 2020 bis 2050. Die TOTEX umfassen dabei sowohl CAPEX und OPEX. OPEX sind mit 4% abgezinst.

**Tabelle 5 Systemkosten eines 1MWh/1MW Systems auf Basis der erhobenen Kosten**

Jahr	Investitionskosten CAPEX (€)	Betriebskosten / Jahr OPEX (€/a)	Gesamtkosten TOTEX (€) <sup>4</sup>
2020	565.000	11.300	690.638
2030	304.000	6.080	371.600
2040	183.000	3.660	223.693
2050	157.000	3.140	191.912

Die daraus berechneten LCOS hängen von den erreichten Vollzyklen pro Jahr ab und sind in Abbildung 4 dargestellt. Beim Erreichen der angenommenen Lebensdauer von 15 Jahren und 5.000 Zyklen würde der Speicher pro Jahr im Durchschnitt mit 333 Vollzyklen betrieben.

<sup>4</sup> Die jährlich anfallenden Betriebskosten betragen 2% der Investitionskosten und wurden mit 4% Zinssatz auf den Investitionszeitpunkt abgezinst.

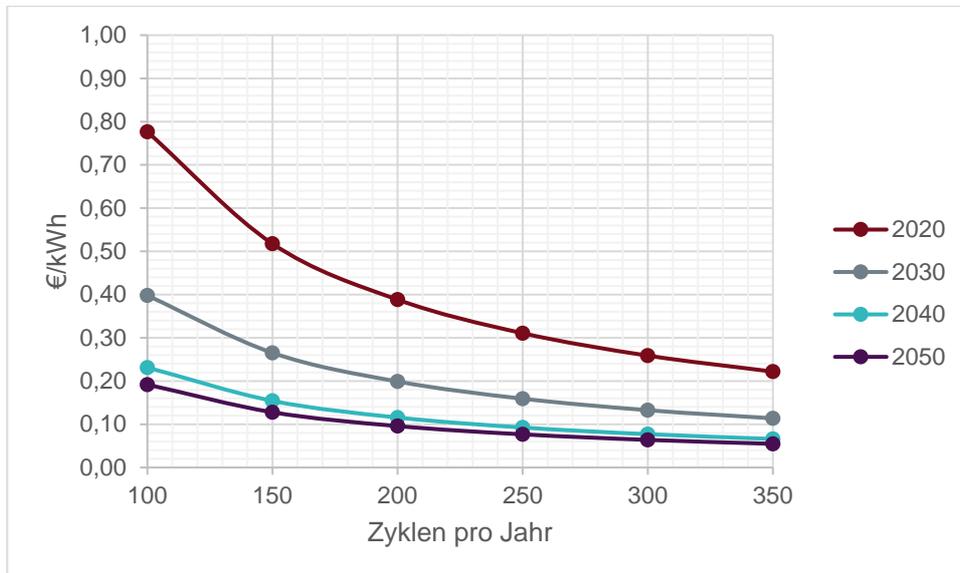


Abbildung 4 Gewichtete für Systeme > 1MWh/1MW bei unterschiedlichen Kostenprognosen für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050

Basierend auf den Daten und dem gewählten Berechnungsansatz ergeben sich daraus für ein Speichersystem mit einer Leistung und Kapazität von 100 kW und 100 kWh die in Tabelle 6 dargestellten Kosten für die Jahre 2020 bis 2050. Diese liegen im Vergleich zu größeren Systemen höher, da die spezifischen Kosten für die Leistungselektronik höher sind. Die daraus berechneten LCOS sind in Abbildung 6 dargestellt.

Tabelle 6 geschätzte Systemkosten eines 100 kW / 100 kWh Batteriespeichersystems

Jahr	Investitionskosten CAPEX (€)	Betriebskosten / Jahr OPEX (€/a)	TOTEX (€) <sup>4</sup>
2020	70.625	1.413	86.330
2030	38.000	760	46.450
2040	22.875	458	27.962
2050	19.625	393	23.989

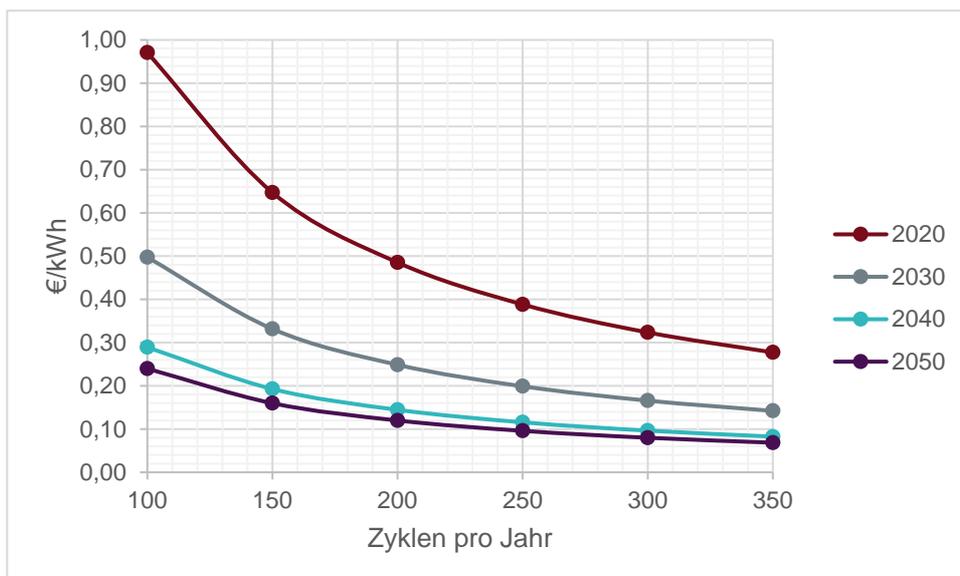


Abbildung 5 gewichtete Speicherkosten für ein 100kWh / 100kW System bei unterschiedlichen Kostenprognosen für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050

### 3 SPEICHEREINSATZ FÜR DEN NETZBETRIEB

Elektrische Energiespeicher können grundsätzlich entlang der gesamten Versorgungskette für Elektrizität für unterschiedliche Anwendungen eingesetzt werden [38][39][40]. Tabelle 7 gibt eine Übersicht über bestehende Anwendungsfelder bzw. Ziele für Speichersysteme, aufgeteilt auf relevante Stakeholder-Gruppen. Die jeweiligen Ziele werden von einer oder mehreren Stakeholder-Gruppen verfolgt. Dabei sind Überschneidungen der Ziele und Anwendungsfelder zwischen den Stakeholder-Gruppen und Bereichen möglich.

Dieser netzdienliche Einsatz von Speichersystemen (Netz- und systembetrieb) dient zur Erhaltung der Versorgungssicherheit sowie -qualität und der Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Netze bei gleichzeitiger Steigerung der Anzahl verteilter Erzeugungsanlagen und fortschreitender Elektrifizierung der Bedarfsseite.

Tabelle 7 Anwendungsgebiete für Speichersysteme entlang der gesamten Versorgungskette im elektrischen Energiesystem und Stakeholder mit Interesse an den einzelnen Zielen

Ziel	Erzeugung		Netz- und Systembetrieb		Verbrauch	
	regelbar	intermittent	Übertragung	Verteilung	Großverbraucher	Kleinverbraucher
Reduktion der Erzeugungskosten	X	X				
Wertsteigerung der Erzeugung		X			X	X
Reduktion von Bezugskosten					X	X
Sicherung der Systemresilienz			X	X	X	X
Sicherung der Erzeugungskapazität			X	X		
Vermeidung von Netzüberlastung			X	X		
Sicherung der Spannungsqualität			X	X	X	
Reduktion von Netzverlusten			X	X		

Im Rahmen dieser Studie werden, wie in Kapitel 1 dargestellt, nur jene Anwendungsfelder untersucht, die für den aktiven Netzbetrieb relevant sind. In diesem Kontext ist festzuhalten, dass hinter den definierten Zielen des Speichereinsatzes für den Netzbetrieb klare betriebswirtschaftliche Ziele verfolgt werden. So soll mit dem Einsatz von Speichersystemen eine Optimierung des Netzbetriebes im Sinne der Vermeidung von Netzausbaukosten bzw. Reduktion der Gesamtkosten für den Netzbetrieb erreicht werden. Der Speichereinsatz ist damit im Vergleich zu möglicher Alternativmaßnahmen bzw. dem klassischen Netzausbau zu betrachten (siehe Kapitel 7).

Für diese Studie wurden die Bereiche **Sicherung der Spannungsqualität**, **Vermeidung von Netzüberlastung** und **Reduktion von Netzverlusten** als relevant identifiziert. Diese ausgewählten Bereiche sind zentrale Aspekte des Netz- bzw. Systembetriebs und dabei für die folgenden Stakeholder bzw. Gebiete relevant:

- **Verteilung:** Hierunter werden alle Anwendungsfälle für den Betrieb und die Anwendung in den Verteilernetzen (Definition nach TOR Teil A [11]) bzw. die in den Aufgabenbereich der Verteilernetzbetreiber (Definition nach EIWOG [41]) fallen zusammengefasst. Die oben definierten bzw. untersuchten netzdienlichen Anwendungen sind ortsgebunden. Damit ist eine Anforderung des Einsatzes von Speichersystemen der Einsatz an einem gewissen Punkt im Netz, um eine entsprechende Wirkung zu entfalten.
- **Übertragung:** Darunter werden sämtliche Anwendungen im Verantwortungsbereich des Übertragungsnetzbetreibers (Definition nach EIWOG [41]) verstanden. Diese umfassen grundsätzlich die gleichen Anwendungsfälle, wie Verteilernetzbetreiber. Zusätzlich obliegt es den als Regelzonenführer ernannten Übertragungsnetzbetreiber, im Rahmen des Systembetriebs eine stabile Netzfrequenz im Synchrongebiet durch ständigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sicherzustellen die Frequenzstabilität zu sichern. Anwendungen zur Sicherung der Frequenzstabilität sind in der Regel ortsungebunden und können daher auch von Anlagen im Verteilernetz erbracht werden. Mit sinkender Systemträgheit und damit sinkender Netzanlaufzeitkonstante ergeben sich auch neue Anwendungsfälle im Bereich der Frequenzregelung und Sicherstellung der Frequenz- und Kleinsignalstabilität. Da-

zu zählen beispielsweise **synthetische Schwungmasse**, **schnelle Frequenzregelung**, **Reduktion von Systemoszillationen** oder die **kurzzeitige Reduktion von Erzeugungsschwankungen (Reduktion von Gradienten)**. Die beispielhaft genannten Anwendungen sind grundsätzlich ortsungebunden und können daher auch von Anlagen im Verteilernetz erbracht werden. Wie eingangs beschrieben, werden diese zukünftigen bzw. in Entwicklung befindlichen Anwendungen im Rahmen dieser Studie nicht weitergehend betrachtet.

In einem ersten Schritt werden für die genannten Ziele die einzelnen Anwendungsfälle beschrieben, welche durch Speichersysteme bereitgestellt werden können. In einem zweiten Schritt werden mögliche Anschlusspunkte bzw. Orte im Netz für Speichersysteme beschrieben und daraus abgeleitete Anwendungsfälle dargestellt. In einem dritten Schritt wird beschrieben, wie diese Speichersysteme in das System integriert bzw. mit anderen aktiven Komponenten im Netz koordiniert werden.

Im Sinne der definierten Anwendungsfelder ist der Einsatz von Speichersystemen aus Sicht des Netzes als auch aus Sicht der Speicheranlage (siehe Kapitel 2.2) zu bewerten. Aus Sicht des Netzes steht die Wirkung im Sinne der Effektivität im Fokus. In den folgenden Kapiteln werden daher auch die einzelnen Bereiche im Detail und gewählte Key Performance Indikatoren beschrieben.

### 3.1 Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen

Durch Leistungsspitzen, sowohl auf der Erzeugungs- als auch der Lastseite, kann es zu Überlastungen von Betriebsmitteln (Kabel, Freileitungen, Transformatoren) kommen. Dies hat negative Auswirkungen auf die Lebensdauer der Betriebsmittel (z.B. Alterung der Isolation) und kann in weiterer Folge im Extremfall zu Versorgungsproblemen durch Ausfall von Betriebsmitteln kommen. Besteht eine Betriebsmittelüberlastung, so kann diese durch die **Reduktion von Leistungsspitzen**, **Phasensymmetrierung** und in eingeschränkter Form auch **Blindleistungskompensation** vermieden werden. Damit soll eine, zumindest temporäre, Entlastung der Betriebsmittel erreicht bzw. eine Überlastung vermieden werden.

Speichersysteme sind je nach Aufbau und Speicherkapazität in der Lage Netzüberlastungen effektiv zu vermeiden. Bei der Reduktion von Leistungsspitzen ist die vorhandene Speicherkapazität der ausschlaggebende Faktor. Daneben kann mit einer phasengenauen Steuerung, der Speichereinsatz noch effizienter gestaltet werden.

Die Betriebsmittelbelastung betrifft v.a. Kabel, Freileitungen und Transformatoren. Ausgedrückt wird die maximal mögliche Belastung in Form des maximalen Dauerbetriebsstroms der einzelnen Betriebsmittel. Die Wirkung des Speichers kann hier auch in % der Reduktion der tatsächlichen Belastung ausgedrückt werden. Zusätzlich ist es möglich, die Wirkung anhand der Steigerung der Aufnahmefähigkeit der Netze für zusätzliche Erzeugung in kW anzugeben.

### 3.2 Sicherung der Spannungsqualität

Netzbetreiber sind verantwortlich, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie sicherzustellen und Kunden mit Spannung einer definierten Qualität zu versorgen (EN 50160). Dies umfasst sowohl die **Sicherung der Spannungsform** (Harmonische, Flicker, Transiente), die Einhaltung eines definierten Spannungsbandes (**Spannungshöhe**), Gewährleistung einer definierten **Spannungssymmetrie** sowie einer definierten **Spannungsperiodizität (Frequenz)** [42]. Insbesondere die jeweilige Spannungshöhe hängt dabei von der Situation des lokalen und allen vorgelegerten Netzen (Kurzschlussleistung) und der lokalen Belastung ab. Mit dem Zubau von verteilten Erzeugungsanlagen in den Verteilernetzen hat dieses Thema an Relevanz gewonnen. Den größten Einfluss hierauf hat die Netzimpedanz und damit die Länge der Verteilernetzabgänge sowie der Leitungstyp. Das wichtigste Problem, besonders in ländlichen Gebieten, ist die Spannungsanhebung durch Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA). Verschiedene Studien und Projekte haben bereits das technische und wirtschaftliche Potenzial von lokalen Regelstrategien zur Einhaltung des Spannungsbandes gezeigt [43][44][45][26]. Dezentrale Erzeugungsanlagen z.B. PV Systeme können bereits eine Spannungsregelung durch ihre Wechselrichter (wie zum Beispiel in TOR Erzeuger Typ A [13], VDE-AR-N 4105 [23] festgelegt) bereitstellen und verschieben oder reduzieren daher die Notwendigkeit von Netzausbauten [46][47][48]. Wie beschrieben können auch elektrische Energiespeicher diese Wirk- und Blindleistungsregelungen übernehmen.

men, und daher dazu eingesetzt werden zusätzliche Netzausbaumaßnahmen zu vermeiden und so die Aufnahmekapazität der Netze erhöhen.

Abbildung 6 zeigt exemplarisch die Auswirkungen die eine dezentrale Erzeugungseinheit auf das Spannungsniveau eines Verteilernetzes haben kann: Wenn ausschließlich Leistung bezogen wird fällt das Spannungsniveau entlang des Netzabzweigs und am Verteiltransformator ab. Die Leistungseinspeisung einer dezentralen Erzeugungseinheit am Ende des Abzweigs führt zu einem Anstieg des Spannungsniveaus. Bei entsprechender Leistung kann die Spannung auf ein unzulässiges Niveau steigen.

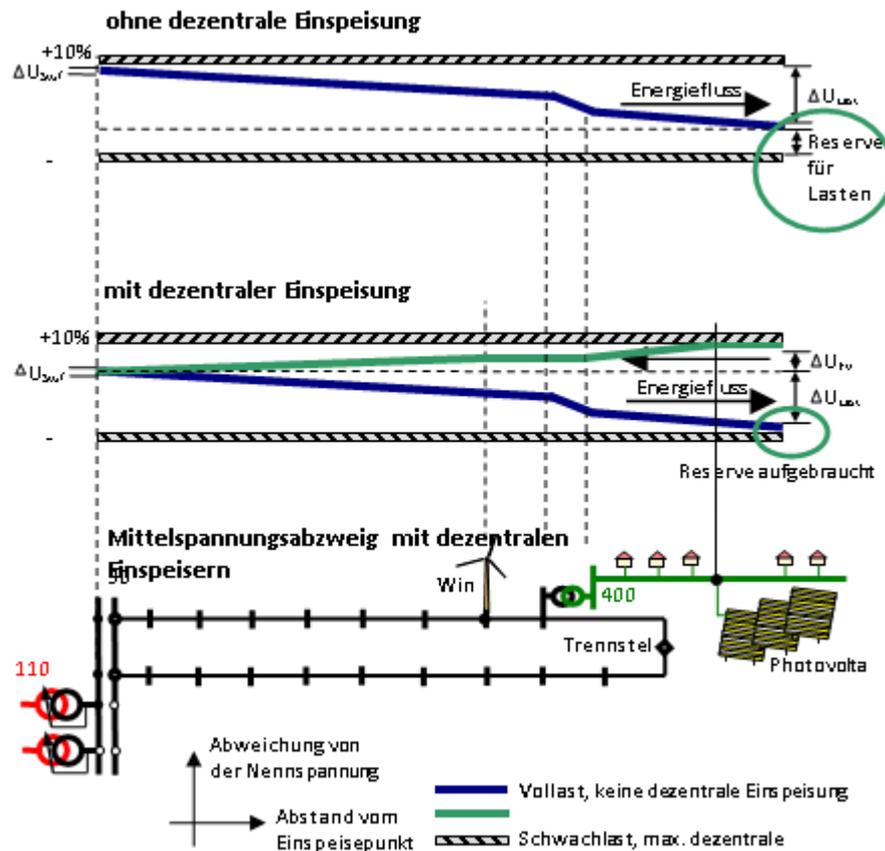


Abbildung 6 Graphische Darstellung des grundlegenden Spannungsanhebungsproblems in Folge der Implementierung von dezentralen Erzeugungsanlagen [49]

Die Einhaltung der Kriterien für Spannungsform, Spannungssymmetrie und Spannungshöhe obliegen hierbei sowohl dem Übertragungsnetzbetreiber als auch den Verteilernetzbetreibern [41]. Mechanismen zur Einhaltung dieser Kriterien umfassen die **Reduktion von Leistungsspitzen durch Wirkleistungsaufnahme und -abgabe, Blindleistungsregelung, Phasensymmetrierung und Blindleistungskompensation.**

Speichersysteme können in Abhängigkeit ihrer Energiewandlungssysteme in diesen Bereichen wesentliche Unterstützung bieten. Umrichter-basierte Speichersysteme können je nach Aufbau Wirk- und Blindleistung abgeben und aufnehmen, was grundsätzlich sowohl Spannungs- als auch Frequenzregelung erlaubt [50]. Zusätzlich kann ein Speichersystem die Qualität der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie durch Kompensation von elektrischen Anomalitäten und Störungen wie Spannungseinbrüchen, Rauschen, harmonische Frequenzkomponenten usw. verbessern [51]. Bewertet wird die Spannungsqualität im Rahmen dieser Studie mit den beiden folgenden Kennzahlen:

- **Spannungsbandgewinn:** Das maximal zulässige Spannungsband ist laut EN 50160 [42] definiert. Die Anforderung ist, dass die Netzspannung in 95 % aller 10-Minuten Mittelwerte einer Woche innerhalb  $\pm 10\%$  der Bemessungsspannung liegt. Die maximale, ohne Einschränkungen erlaubte Spannungsänderung durch Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetzen beträgt 3 % und im Mittelspannungsnetz 2%. [52]. Dies limitiert den Zubau

von DEAs und veranschaulicht die Notwendigkeit geeigneter Maßnahmen um die Aufnahmefähigkeit der Netze entsprechend zu erhöhen. Im Sinne des Spannungsbandes kann die Wirkung eines Speichersystems einerseits mit dem Spannungbandgewinn in % oder durch die zusätzlich mögliche Erzeugungskapazität in kW oder MW dargestellt werden.

- **Spannungssymmetrie:** Die Spannungssymmetrie ist laut EN50160:2010 der Zustand in einem Mehrphasensystem, bei dem die Effektivwerte der Spannung zwischen Leitern (Grundswingungsanteil) oder die Phasenwinkeldifferenzen zwischen aufeinanderfolgenden Leiterspannungen nicht alle gleich sind [52]. Unsymmetrien entstehen durch ungleichmäßige Belastung der Außenleiter durch unsymmetrische Verbraucher aber auch Erzeugungsanlagen die beispielsweise einphasig angeschlossen sind. Sie erhöhen die Strombelastung und die Verluste in Leitungen und elektrischen Drehstrommaschinen. Der in EN-50160 definierte Unsymmetriefaktor soll dabei als 10-Minuten-Mittelwert nicht mehr als 2% in 95% der Zeit einer Woche überschritten werden [53].

### 3.3 Reduktion von Netzverlusten

Netzverluste sind ein Hauptmerkmal bei der Bewertung der Effizienz des Versorgungssystems. Mit steigender Übertragungsleistung und Distanz steigen auch die Verluste an. Dabei kann sich eine erhöhte Anzahl von (verteilten) Erzeugungsanlagen im Nieder- und Mittelspannungsnetz je nach Einspeisestrategie und Anschlusspunkt positiv oder negativ auf die Verluste auswirken. Kann die Übertragungsleistung durch verbrauchsnahe Einspeisung gesenkt werden, so ist zu erwarten, dass auch die Übertragungsverluste sinken. Umgekehrt können sich die Netzverluste in einzelnen Strängen auch erhöhen, wenn es z.B. bei geringem Verbrauch zu einer starken Rückspeisung über die Transformatorstation kommt. [54]

Wird im Rahmen des Spannungsbandmanagements von den dezentralen Erzeugungsanlagen Blindleistungsbereitstellung gefordert, steigen die Übertragungsverluste durch die höhere Auslastung bzw. den höheren Strom ebenfalls an. Zum Teil können dadurch auch Blindleistungskompensationsanlagen in der Trafostation notwendig werden. [55]

Durch **Reduktion von Leistungsspitzen**, **Blindleistungskompensation**, und **Phasensymmetrierung** sind Speichersysteme in der Lage Netzverluste zu reduzieren. Grundsätzlich sind die gleichen Mechanismen wie bei der Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen anwendbar.

Speichersysteme sind je nach Aufbau und Speicherkapazität in der Lage Netzverluste zu reduzieren. Bei der Reduktion von Netzverlusten sind die Verluste, die durch die Speicherung generiert werden, der ausschlaggebende Faktor.

Durch den Transport und Verteilung entstehen Verluste. Diese werden in kWh beschrieben. Den Netzverlusten sind die Verluste durch den Einsatz des Speichersystems gegenzurechnen. Nachdem das Speichersystem sichtbare Verluste im Betrieb hat (siehe Kapitel 2), kann dies zu einer Aufhebung des Effekts kommen.

## 4 SYSTEMINTEGRATION

Wie eingangs erwähnt ist der aktive Einsatz für den Netzbetrieb ortsgebunden. Zusätzlich ist der Einsatz von Speichersystemen keine alleinstehende Lösung, sondern ein integrierter Teil eines Gesamtsystems mit starker Interaktion mit anderen Netzkomponenten. Zusätzlich ist ein temporärer Speichereinsatz denkbar bzw. möglich. Dies kann zu Reduktion von temporären Bedarfsspitzen (z.B. Baustellen) oder der zeitlichen Überbrückung bis zum Abschluss einer Netzverstärkung [56] dienen. Daher ist im Zuge der Diskussion einzelner Anwendungen auch der Anschlusspunkt und die Systemintegration zu diskutieren.

### 4.1 Anwendungen je Netzanschlusspunkt

Je nach Einsatzort ergeben sich unterschiedliche Anwendungsfälle. Abbildung 7 zeigt die möglichen Einsatzorte für Speichersysteme in Verteiler- und Übertragungsnetz sowie daran gebundenen Anwendungsfälle. Grundsätzlich können Speichersysteme auf allen Netzebenen eingesetzt werden. Je nach Einsatzort ergeben sich für die Speichersysteme unterschiedliche Anwendungsfälle

und mögliche synergetische Nutzungen. Zusammenfassend ergeben sich folgende Anwendungsorte:

1. **Niederspannungsnetz (Netzebene 7):** Speichersysteme die direkt in der Netzebene 7 installiert sind, können lokale Leistungsengpässe und Spannungsbandverletzungen durch aktive Ladung und Entladung bzw. durch Blindleistungsregelung vermeiden. Bei phasengenaue Regelung ist es auch möglich die Spannungsunsymmetrie zu reduzieren. Ursachen für entstehende Netzprobleme sind v.a. PV-Anlagen bzw. eine mögliche Überlast bei hoher Gleichzeitigkeit einzelner Verbraucher wie z.B. Elektroautos. Speichersysteme sind in der Lage lokale Engpässe, hervorgerufen durch Betriebsmittelüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen mit geeigneter Sensorik zu erkennen und mit einer entsprechenden Steuerung aktiv zu vermeiden (siehe Referenzimplementierung – Kapitel 5.1.1).
2. **Ortsnetzstationen (Netzebene 6):** Speichersysteme, direkt in der Trafostation installiert, sind in der Lage Überlastungen des Transformators durch Wirk- und Blindleistungsregelung zu vermeiden. Überlastungen durch hohen Verbrauch im Netz können durch Wirkleistungsabgabe, Überlastungen durch hohe Erzeugung durch Wirkleistungsaufnahme vermindert werden. Durch aktive Blindleistungskompensation kann der lokale auch Blindleistungsbedarf lokal gedeckt werden und muss nicht über überlagerten Netzebenen transportiert werden. Zusätzlich kann durch einen phasengenaue Speichereinsatz die Spannungssymmetrie gehoben bzw. gehalten werden. Zu beachten ist hier, dass aus Gründen der Personen- und Betriebsmittelsicherheit in der Regel nur der Netzbetreiber Zugang zu den Verteilernetzstationen hat und ein etwaiger Betrieb durch Dritte daher entsprechend eingeschränkt ist (siehe Referenzimplementierung – Kapitel 5.1.3).
3. **Mittelspannungsverteilernetz (Netzebene 5):** Gleich wie bei der Anwendung im Niederspannungsnetz können Speichersysteme im Mittelspannungsnetz bzw. der Netzebene 5 aktiv Überlastungen und Spannungsbandverletzungen vermeiden. Der Einsatz der Speichersysteme in der Mittelspannung hat dabei eine Auswirkung auf die Spannung der unterlagerten Netzebenen und kann damit die Aufnahmefähigkeit der Netze für weitere verteilte Erzeuger erhöhen.
4. **Umspannwerke (Netzebene 4, 2):** Gleich wie in Ortsnetzstationen können Speichersysteme Betriebsmittelüberlastungen vermeiden. Zusätzlich können sie beim Ausfall eines redundant ausgeführten Transformators eine n-1 Sicherheit ermöglichen und somit bei entsprechender Auslegung eine weitere mögliche Betriebsmittelüberlastung vermeiden.
5. **Hochspannungsnetze (Netzebene 3, 1):** Wie in den Verteilernetzen können Speicher in der Hochspannungsebene einen Beitrag zur Sicherung der Spannungsqualität und der Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung leisten.

Je nach Einsatzort und IKT-Anbindung sind Speichersysteme in der Lage einen lokalen Beitrag zu leisten bzw. das unter- und überlagerte Netz zu entlasten. Dabei ist zu beachten, dass im Netz weitere aktive Komponenten verbaut sind, mit denen einzelne Speichersysteme interagieren bzw. mit denen eine Koordination des Einsatzes notwendig ist. Damit ist der Einsatz von Speichersystemen nicht als eine Einzellösung, sondern als Teil einer komplexen Gesamtlösung zu sehen, die entsprechend in die IKT-Infrastruktur des Netzbetreibers zu integrieren ist.

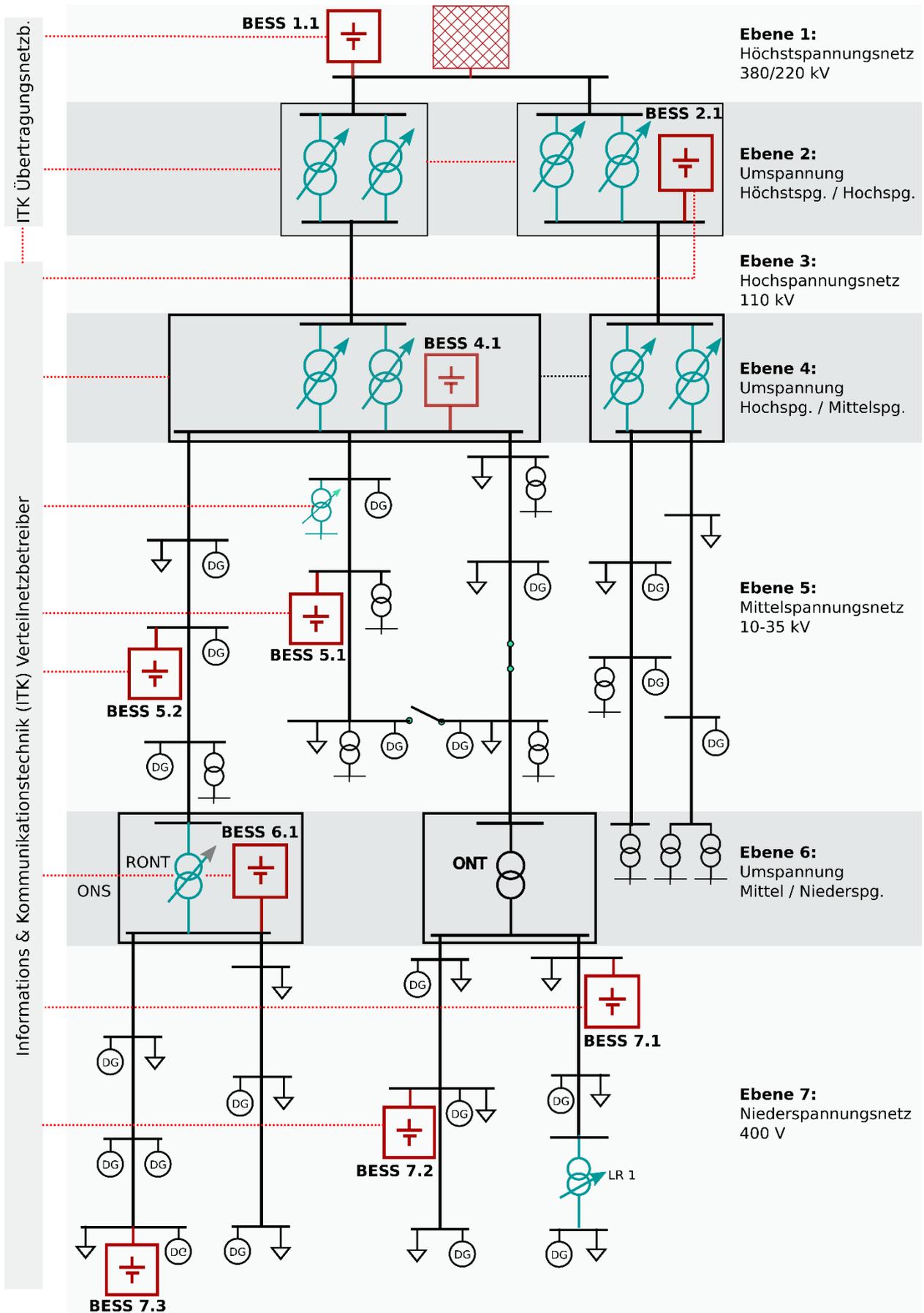
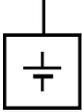
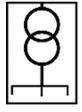
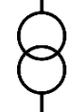


Abbildung 7 Einsatzorte für Speichersysteme im Verteil- und Übertragungsnetz sowie weitere regelbare Komponenten

Tabelle 8 beschreibt ergänzend zu Abbildung 7 die Komponenten im System, die beim Einsatz von Speichersystemen im Netz relevant sind bzw. sein können.

Tabelle 8 Beschreibung der Symbole aus Abbildung 7

Symbol	Name	Beschreibung
	Battery Energy Storage System (BESS)	Batteriespeichersystem zur Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung mit einer definierten Speicherkapazität und Lebensdauer
	Ortsnetzstation (ONS)	Transformatorstation mit einem Ortsnetztransformator, in der Mittelspannung auf Niederspannung transformiert wird
	Ortsnetztransformator (ONT)	Starre Kopplung von Mittelspannungsnetz und Niederspannungsnetz mit einer fixen Übersetzung der Spannung
	regelbarer (Ortsnetz)-Transformator (rONT)	Transformator zur Entkoppelung Mittelspannungsnetz – Niederspannungsnetz oder Mittelspannungsnetz und Hochspannungsnetz durch dynamische Anpassung des Übersetzungsverhältnisses der Spannung während des Betriebes
	Längsregler	Strangregler, zum Ausgleich Spannungsschwankungen im Niederspannungsnetz mit einem flexiblen Übersetzungsverhältnis der Spannung während des Betriebes
	Dezentral Erzeugungsanlagen (DEA) – Aus Platzgründen wird in der Darstellung DG – Distributed Generation verwendet	Photovoltaik, Windkraftwerke, Kleinwasserkraft, KWK-Anlagen, etc. mit einer definierten Nennleistung
	Verbraucher	Großabnehmer, Gewerbe, Haushalte etc. Je nach Bedarfsart können diese flexibel eingesetzt werden (z.B.: Elektrofahrzeuge, Warmwasserboiler, Wärmepumpen)
	Kommunikationsleitung	Kommunikationsleitung zum SCADA System für die Systemeinbindung von Speichersystemen für Regelung/Steuerung und Monitoring
	Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) beim Verteilernetzbetreiber	Darstellung und Analyse von Messdaten sowie Steuerung von Geräten beim Verteilernetzbetreiber
	Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) beim Übertragungsnetzbetreiber	Darstellung und Analyse von Messdaten sowie Steuerung von Geräten beim Übertragungsnetzbetreiber

## 4.2 Interaktion & koordinierter Einsatz

Beim Einsatz von Speichersystemen für den aktiven Netzbetrieb ist nicht nur der Ort des Anschlusses, sondern auch die Interaktion und Koordination mit anderen aktiven Komponenten im lokalen und in den überlagerten Netzebenen, wie in Abbildung 7 dargestellt, ein wesentlicher Aspekt. In diesem Sinne haben die Arbeiten im Projekt *DG Demonet Smart LV Grid* gezeigt, dass ein Netzmonitoring für die Nutzung vorhandener Ausbaureserven notwendig ist [26]. Zusätzlich ist durch die Komplexität (Kommunikationsinfrastruktur, Regelungsalgorithmen mit Fallback-Mechanismen, etc.) bei koordinierten Regelkonzepten mit einem erhöhten Aufwand in der Be-

triebsführung zu rechnen. Dies ist letztlich auch für den effizienten Betrieb von elektrischen Energiespeichern notwendig.

Die drei Arten der Regelungsmechanismen, autonom, teilautonom und vollständige Fernsteuerung wurden im Kapitel 2.1.3 beschrieben. Unabhängig von der jeweiligen Implementierung der Regelung, ist die Regelung einmalig oder wiederkehrend im Sinne eines Gesamtoptimums bzw. bei Zustandsänderungen im Netz zu parametrieren. Diese Parametrierung kann nur durch den lokalen Netzbetreiber erfolgen, da nur dieser die Gesamtwirkung des Speichersystems auf das Netz, unter Beachtung aller anderen aktiven Komponenten (etwaiger anderer Speichersysteme) und möglicher Zustandsänderungen, erfassen und bewerten kann. Diese Aspekte sind im Betrieb solcher Anlagen zu beachten:

1. **Interaktion mit anderen Netzkomponenten:** Bei der Regelung ist zu beachten, dass außer anderen elektrischen Energiespeichern natürlich auch andere aktive Komponenten wie regelbare Ortsnetz-Transformatoren, Umspanner bzw. Stufensteller zwischen Hoch- und Mittelspannung, Kompensationsanlagen, im Netz installiert und aktiv sind. Einerseits können dadurch gegenseitige adverse Effekte auftreten oder die Wirkung einzelner Komponenten aufgehoben werden. Andererseits können verschiedene Komponenten mit oder ohne koordinierte Regelung auch positiv beeinflussen. [26][57][58]
2. **Beachtung möglicher Zustandsänderungen:** Beim Einsatz von Speichersystemen und im Besonderen bei einer koordinierten Regelung mehrerer Speichersysteme ist zu beachten, dass es im Netz zu gewollten (z.B. Umschaltungen für Wartungszwecke) oder ungewollten Zustandsänderungen (z.B. Ausfall einzelner Netzkomponenten und/oder Störungen im Netz) kommen kann. Das System muss ggf. seine Regelungsparameter entsprechend der Zustandsänderung für den Betrieb anpassen bzw. gegebenenfalls entsprechend korrekt abschalten. Zukünftig kann dies auch Schalthandlungen zur Netzoptimierung und Integration von verteilten Erzeugern umfassen [59].  
Im Projekt *DG DemoNet Validierung* wurde ein solches Konzept implementiert. Dabei liefern einzelne Wasserkraftwerke je nach Schaltzustand des Netzes einen unterschiedlichen Beitrag zur Spannungsregelung [27]. Dies ist in gleicher Art und Weise für den Einsatz von elektrischen Energiespeichern denkbar.
3. **Gesamtwirkung mehrerer Anlagen auf das System:** Eine Anlage kann grundsätzlich mit entsprechenden hinterlegten Modellen und Daten die Gesamtwirkung auf das lokale Netz abschätzen. Werden jedoch mehrere Systeme eingesetzt, so ist diese Abschätzung ohne aktive Kommunikation zwischen allen relevanten Komponenten nicht mehr möglich. So kann es, v.a. bei der Bereitstellung von Dienstleistungen für z.B. Frequenzregelung aus dem Verteilernetz zu lokalen Engpässen kommen. Eine aktive Koordination verschiedener Netzkomponenten erweist sich als vorteilhaft um ein Optimum im Netzbetrieb zu erreichen. [58][60][61]

Abbildung 8 illustriert und beschreibt die oben beschriebenen Interaktionen anhand einer exemplarischen Darstellung des Mittelspannungs-Verteilernetzes und Komponenten.

Ebene	Illustration	Beschreibung
4		<p>Änderungen auf der oberen Spannungsebene wirken auch auf die unteren Spannungsebenen. So ist die Gesamtwirkung mehrerer Komponenten auf das Gesamtsystem zu beachten und die Regelung entsprechend auszulegen.</p>
5		<p>Durch Schalthandlungen, Ausfall einzelner Komponenten und Zubau von weiteren Anlagen kann es zu einer Zustandsänderung im Netz kommen und so eine Re-Parametrierung einzelner Anlagen notwendig werden. Zukünftig ist auch eine proaktive Schaltung in Netzen zur Optimierung des Netzbetriebes denkbar [59]</p>
6		<p>Der Speicher in der ONS steht in Interaktion mit anderen Komponenten wie dem rONT und muss dessen Wirkung (bzw. die von anderen aktiven Komponenten) auf das Netz beachten.</p>

Abbildung 8 Beschreibung möglicher Interaktionen (BESS 6.1 mit rONT, Zustandsänderung im Netz, Änderungen auf einer Spannungsebene können Auswirkungen auf nächst-höhere oder tiefere haben) eines Speichersystems im Gesamtsystem

Die Beachtung dieser Aspekte setzt voraus, dass der Netzbetreiber die elektrischen Energiespeicher in einer Gesamtregelungsstrategie einbinden kann. Auf diese Weise kann das Speichersystem in ein koordiniertes Regelungsschema eingebunden werden, in dem mehrere Anlagen unterschiedliche Beiträge leisten und durch eine entsprechende Parametrierung keine adversen Effekte aufeinander haben. So wird im Projekt *INTEGRID* eine Netzregelung für das Mittelspannungsnetz entwickelt, die den Stufensteller und Kompensationsanlagen in der Mittelspannungsebene und Speichersysteme in der Niederspannungsebene in einem kontrollierten Regelungsansatz koordiniert regelt<sup>5</sup>.

Bei der koordinierten Regelung ist es möglich, dass im Verbund mehrere Speichersysteme Probleme im über- bzw. unterlagerten Netz lösen können (siehe Kapitel 4.2.2). Dadurch sind Synergien im Einsatz von mehreren Speichersystemen zu erwarten. Daneben können gegenseitige negative Interaktionen bzw. eine mögliche gegenseitige Aufhebung des Effekts vermieden werden. Im Rahmen dieser Studie wird der koordinierte Einsatz von Speichersystemen für den aktiven Netzbetrieb horizontal koordinierte sowie vertikal koordinierte Ansätze aufgeteilt, die in der Folge beschrieben werden.

#### 4.2.1 Horizontale, koordinierte Regelung

Sind mehrere Speichersysteme in unterschiedlichen Strängen einer Netzebene installiert, so bietet sich eine koordinierte Regelung an um eine Betriebsmittelüberlastung auf einer gemeinsamen Stickleitung, in der Ortsnetzstation oder in Leitungen überlagerten Netzebenen durch Wirkleistungsaufnahme zu reduzieren. Dies soll weiterführend in Abbildung 9 verdeutlicht werden. An zwei Strängen im Niederspannungsnetz sind das Speichersystem BESS 7.1 und 7.2 installiert. An einem Strang ist auch ein Längsregler installiert, um Spannungsprobleme am Strangende zu vermindern. Die Speicher können grundsätzlich autonom zur Spannungsregelung eingesetzt werden, oder um eine Überlastung der Leitungen zu vermeiden.

Liegt eine Überlastung des Transformators in der Ortsnetzstation vor, können beide Speicher gezielt be- oder entladen werden um Erzeugungs- und Lastspitzen und so den Strom in beiden Strängen bzw. in weiterer Folge am Transformator reduzieren. Durch die koordinierte Regelung

<sup>5</sup> <https://integrid-h2020.eu/>

beider Speicher kann die Leistung beider Stränge gezielt gesteuert werden und ein optimaler Lastfluss hinsichtlich der Betriebsmittelauslastung erreicht werden.

In [58] wird für ein Anwendungsfall untersucht, bei dem mehrere dezentrale Speicher in parallelen Strängen nach dem Transformator im Niederspannungsnetz installiert sind. Es wird ein Vergleich zwischen dezentraler und zentraler Steuerung hinsichtlich der Vermeidung von Spannungsbandverletzungen mittels Wirk- und Blindleistung durchgeführt. Bei der dezentralen Steuerung erhält das Batteriespeichersystem nur die lokal gemessenen Spannungen und bei der zentralen Steuerung wird ein zentraler Regler verwendet der Informationen der Spannungen und Ladezustände der einzelnen Batteriespeicher verarbeitet und darauf basierend Wirk- und Blindleistungsvorgaben vorgibt. Das Ergebnis war, dass der zentrale Regler in der Lage ist Spannungsübertretungen besser und effizienter zu vermeiden.

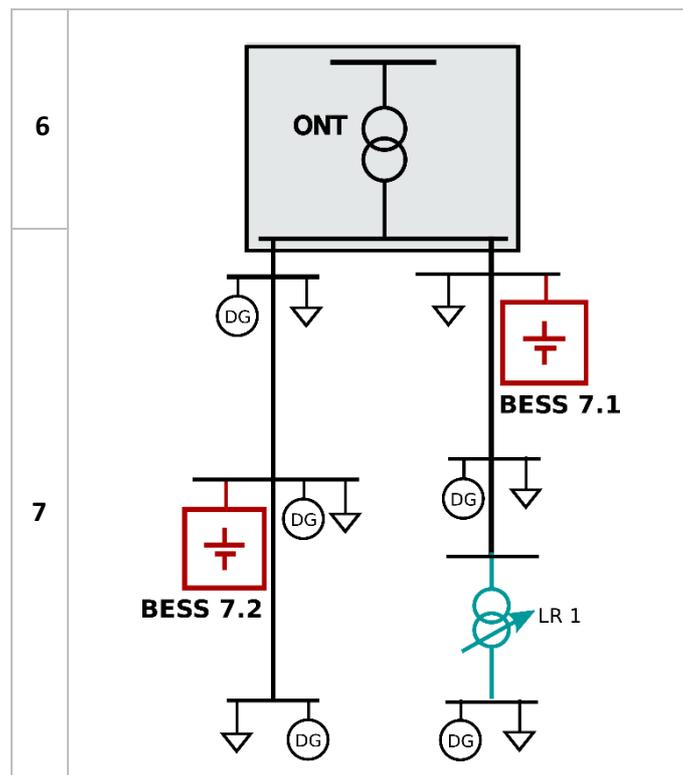


Abbildung 9 schematische Darstellung einer koordinierten, horizontalen Regelung zur Entlastung des Ortsnetztransformators

#### 4.2.2 Vertikale, koordinierte Regelung

Elektrische Energiespeicher und andere aktive Komponenten, die entlang eines Stranges oder auf unterschiedlichen, miteinander verbundenen Netzebenen installiert sind, können dazu beitragen, Engpässe auf den überlagerten Netzebenen auszugleichen [56] bzw. eine, die Netzebenen übergreifende Spannungsregelung implementieren. Dabei können auch mehrere parallele Systeme in einer Netzebene zum Einsatz kommen (siehe Kapitel 4.2.1).

In Abhängigkeit der Netzebene kann eine Interaktion zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilernetzbetreiber (VNB) notwendig sein. So können z.B. Engpässe im Übertragungsnetz (in Transformatoren oder Leitungen) von Speichersystemen im Verteilernetz vermieden werden. Diese Interaktion wird in der Verordnung für den Elektrizitätsbinnenmarkt im Clean Energy Package in Hinblick auf Speichersysteme explizit in Artikel 57 definiert:

*Die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber arbeiten zusammen, um koordiniert auf Ressourcen wie dezentrale Erzeugung, Energiespeicherung oder Laststeuerung zugreifen zu können, die in bestimmten Bedarfsfällen sowohl dem Übertragungsnetz als auch dem Verteilernetz zugutekommen können. [62]*

Wesentlich ist hierbei, dass der ÜNB eine mögliche Überlastung an den VNB entsprechend kommunizieren kann. Der VNB wiederum muss eine Übersicht über alle Speichersysteme haben und diese entsprechend ansteuern können. Eine solche Interaktion zwischen ÜNB und VNB ist aus anderen Bereichen (z.B. Lastabwurf, teilweise auch Spannungsregelung mit einem Stufensteller) bekannt und auch in mehreren Ländern der Welt (z.B. USA, Kanada, China, Südafrika, Österreich) mit unterschiedlichen Ausprägungen implementiert [63]. Gemeinsam bei allen relevanten Interaktionen ist, dass der ÜNB etwaige Maßnahmen mit dem VNB koordiniert bzw. eine Schnittstelle zum Verteilernetz hat. Selbiges würde natürlich auch für den Einsatz von elektrischen Energiespeichern gelten.

Abbildung 10 visualisiert exemplarisch die vertikale Interaktion von aktiven Netzkomponenten über mehrere Spannungsebenen. Für die zwei definierten Anwendungen sind dabei unterschiedliche Interaktionsmechanismen relevant:

1. **Betriebsmittelüberlastung:** Speichersysteme sind nur in der Lage bis zu ihrem Anschlusspunkt und bei den überlagerten Netzteilen bzw. -ebenen in der Lage eine Betriebsmittelüberlastung aktiv zu vermeiden bzw. zu reduzieren. So kann eine auftretende Leistungsspitze in einem unterlagerten Netzteil bzw. auf diesen Betriebsmitteln nicht reduziert werden. Eine Betriebsmittelentlastung wirkt dabei über sämtliche Spannungsebenen nach oben. In Belgien, Frankreich und Deutschland sind bereits Konzepte umgesetzt, wo der ÜNB im Notfall über den VNB mit Lastabwurf und Abregelung von Erzeugung Engpässe im Netz vermeiden kann. In Frankreich ist bereits ein Mechanismus implementiert bei dem der ÜNB auch im Normalbetrieb über den VNB mit Anlagen im Verteilernetz eine Entlastung erreichen kann. In Irland wiederum hat der ÜNB direkten Zugriff auf die Anlagen im Verteilernetz. [64][65]
2. **Spannungsregelung:** Die Spannungsregelung wirkt vor allem auf den Einsatzort und nach- bzw. unterlagerte Netzteile. So wirkt eine Spannungsregelung auf der Mittelspannungsebene (ohne Entkopplung durch einen rONT) direkt bis in die Niederspannungsebene. Zusätzlich kann durch den Einsatz eines Stufenstellers bzw. rONT der Wirkungsbereich eines Speichersystems weiter reduziert werden.
3. **Exkurs Blindleistungsmanagement:** Zusätzlich sei an dieser Stelle das Konzept des laufenden Projektes *DECAS* [65] von AIT genannt. Dieses sieht eine Blindleistungsregelung über mehrere Spannungsebenen hinweg vor. Dabei wird eine vom ÜNB geforderte Blindleistung in Abhängig der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen und bestehender Spannungslimitationen von Erzeugungsanlagen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen bereitgestellt. Damit ergeben sich zukünftig neue Optimierungspotenziale für den Netzbetrieb.

Speichersysteme wirken damit nicht nur punktuell, sondern in überlagerte und unterlagerte Netze. Auf der einen Seite führt dies zu Synergieeffekten, auf der anderen Seite ist zu beachten, dass durch unterschiedliche Zielfunktionen es zu keinen gegenseitigen adversen Effekten kommt.

Ebene	Illustration	Beschreibung
1		<p>Eine Überlastung von Leitungen der Netzebene 1 kann von Speichersystemen in derselben vermieden werden. Speichersysteme auf der Netzebene 2-7 können mit der Reduktion von Leistungsspitzen zusätzlich dazu beitragen, dass Leistungsspitzen der unterlagerten Netze nicht auf die Netzebene 1 übertragen werden. Dies kann sowohl bei Bezug als auch Einspeisung erfolgen.</p>
2		<p>Überlastungen an einem Transformator kann durch Speichersysteme vermieden werden. Überlastungen durch Leistungsflüsse in und von den überlagerten Netzen können durch Speichersysteme in den unterlagerten Netzebenen (3-7) reduziert werden</p>
3		<p>Überlastungen können hier gleich wie bei Netzebene 2 durch Speichersysteme in den unterlagerten Netzen sowohl für Bezug als auch Erzeugung reduziert werden.</p>
4		<p>Transformatoren auf der Netzebene 4 sind in Österreich als Stufensteller ausgeführt und entkoppeln damit spannungsmäßig die Netzebenen 1-3 und 5-7. Damit kann eine Koordination der Spannungsregelung auf die Netzebenen 5-7 beschränkt werden. Speichersysteme können auf der Netzebene 4 gleich wie auf der Netzebene 2 Überlastungen auf den überlagerten Netzteilen reduzieren.</p>
5		<p>Die Anwendungen umfassen grundsätzlich die gleichen wie in der Netzebene 7.</p> <p>Speichersysteme wirken bei der Betriebsmittelüberlastung auf die überlagerten Netzabschnitte und bei der Spannungsregelung auf die unterlagerten Netzabschnitte. Dabei sind mögliche Zielkonflikte im Regelungskonzept zu beachten.</p>
6		<p>Mittel- und Niederspannungsnetze sind in der Regel nicht durch einen Stufensteller entkoppelt. Regelbare Ortsnetztransformatoren sind in Österreich kaum verbreitet.</p> <p>Gleich wie auf Netzebene 7 ist es möglich mit einem Speicher Betriebsmittelüberlastungen lokal und in überlagerten Netzen zu reduzieren</p>
7		<p>Speichersysteme können eingesetzt werden um eine lokale Spannungsregelung zu implementieren. Die Spannungsregelung ist ohne Entkopplung durch einen rONT, von den Spannungsebenen 5 und 6 beeinflusst. Im Verbund mit aktiven Komponenten in der Netzebene 5 ist es möglich, so die Effizienz der Regelung zu erhöhen.</p> <p>Ein Speichersystem ist in der Lage lokale Betriebsmittelüberlastungen in den vorgelagerten Teilen der Netzebene zu reduzieren. Zusätzlich kann ein Speichersystem dazu beitragen, Betriebsmittelüberlastungen auf den Netzebenen 6-1 zu reduzieren.</p>

Abbildung 10 Exemplarische Darstellung einer vertikalen Interaktion von aktiven Netzkomponenten

## 5 SPEICHERANWENDUNGEN

Speichersysteme können zu den, in Kapitel 3 definierten Anwendungsfeldern durch Aufnahme und Abgabe von Wirkleistung und durch zusätzliche Blindleistungsregelung beitragen (siehe Kapitel 2). Tabelle 9 zeigt basierend auf den definierten Anwendungsfeldern die möglichen Anwendungsfälle, eingeteilt jeweils nach Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung und aufgeteilt auf die beiden großen Themen Sicherung der Spannungsqualität und Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen. Auf eine separate Betrachtung der Reduktion von Netzverlusten wurde in dieser Ansicht verzichtet, da hier die gleichen Mechanismen wie bei der Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung gelten. Jeder Anwendungsfall hat mehrere mögliche Ausprägungen je nach Implementierung des Speichersystems (siehe Kapitel 2.1) und des dahinterliegenden Regelungskonzepts (siehe Kapitel 4.2).

So kann ein System symmetrisch oder phasengenau regeln und auf lokale oder entfernte Messwerte regeln. Daraus leiten sich entsprechende Anforderungen an das System ab. In der Regel kann sowohl mit Wirk- als auch Blindleistung ein Effekt erzielt werden. Dabei werden oft kombinierte Regelungen eingesetzt.

Tabelle 9 Mögliche Anwendungen von Speichersystemen für die definierten Anwendungsbereiche

	Wirkleistungsregelung	Blindleistungsregelung
<b>Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen</b>	Wirkleistungsaufnahme und -abgabe auf Basis von Strom- und Leistungsmesswerten an einzelnen Betriebsmitteln (siehe auch [56])	Lokale Blindleistungskompensation auf Basis des Phasenwinkels zur Entlastung überlagerter Netzebenen und Reduktion von Netzverlusten
<b>Sicherung der Spannungsqualität</b>	Wirkleistungsaufnahme und -abgabe auf Basis von Messwerten für Spannungshöhe oder Spannungssymmetrie	Blindleistungsregelung auf Basis von Messwerten für Spannung oder Spannungssymmetrie (Q(U)) oder vordefinierten Werten ( $\cos \varphi$ (P), const Q, const $\cos(\varphi)$ ) wie definiert in [45]  Blindleistungsregelung zur Verbesserung der Spannungsform durch Reduktion von Harmonischen, Flicker, Dips, Swells und Transienten

Die definierten Anwendungsfälle werden in den folgenden Kapiteln beschrieben und Anwendungsbeispiele dargestellt. Jeder Anwendungsfall wird im Kontext der folgenden Aspekte dargestellt bzw. analysiert:

1. **Allgemeine Beschreibung:** Der jeweilige Anwendungsfall bzw. dessen Funktionsprinzip wird grundlegend beschrieben. Abschätzungen zum Stand der Technik werden dabei getroffen.
2. **Referenzimplementierung:** Wo vorhanden werden Best Practice-Implementierungen beschrieben. Dies umfasst neben reinen Implementierungen auch abgeschlossene oder laufende nationale, europäische oder internationale F&E Projekte.
3. **Systemintegration:** Beschreibung der möglichen Regelungsansätze und Interaktion mit anderen aktiven Komponenten im Netz.

## 5.1 Wirkleistungsregelung

Mit der Wirkleistungsaufnahme bzw. -abgabe, werden Leistungsspitzen in Erzeugung und Bedarf reduziert. Damit werden sowohl **Betriebsmittelüberlastungen vermieden** und die die **Spannung im definierten Spannungsband gehalten**. Dies stellt für den aktiven Netzbetrieb die Hauptanwendung für Speichersysteme dar. Zusätzlich kann mit einem phasengenauen Betrieb die Spannungssymmetrie verbessert werden. Die Möglichkeiten der Leistungsreduktion des Speichersystems sind durch die Speicherleistung aber vor allem durch die Speicherkapazität beschränkt. Bei einem phasengenauen Betrieb des Energiespeichers kann der Bedarf an Kapazität für das Speichersystem reduziert werden [21].

### 5.1.1 Reduktion von Betriebsmittelbelastung

Mit einer Wirkleistungsregelung ist es äquivalent zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen möglich, Betriebsmittelüberlastungen zu vermeiden. Im nationalen Regulativ kann auch von Engpassmanagement (Definition nach TOR Teil A [11]) gesprochen werden. Dieses zielt auf Grenzwertüberschreitungen von Betriebsmitteln im Übertragungs- und Verteilernetz ab und weicht damit von der Definition nach [66] im europäischen Regulativ ab. Das Engpassmanagement steht nicht unbedingt in Verbindung mit einer bestimmten Erzeugungseinheit. In diesem Zusammenhang kann sich das Engpassmanagement auch auf den Ausfall von einzelnen Betriebsmitteln beziehen.

Die abtransportierte Leistung wird auf den Wert begrenzt, der nicht die Limits der lokalen Netzinfrastruktur verletzt. Dieser Wert kann von der Tages- und Jahreszeit abhängen. Das Speichersystem nimmt dabei Wirkleistungsspitzen auf und speichert diese temporär. Grundsätzlich gelten beim Engpassmanagement die gleichen Ansätze für Bewertung für Speichersysteme wie bei der Spannungsregelung aus Basis von Wirkleistung.

Abbildung 11 zeigt ein Beispiel eines Speichersystems, welches Leistungspufferung für einen großen Windpark bereitstellt.

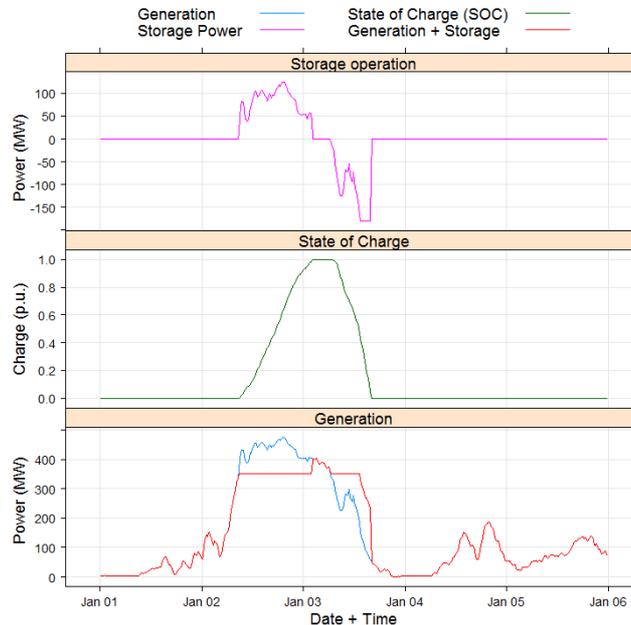


Abbildung 11 Exemplarische Reduktion von Leistungsspitzen eines Windparks durch ein Speichersystem [67]

Einerseits wird darunter die Zwischenspeicherung von Energie zur Reduktion von Spitzenlast oder zu Vermeidung von Erzeugungsspitzen beschrieben. Der Beitrag des Speichersystems ist die zeitliche Verschiebung von Energie im selben Medium. Es sei der Vollständigkeit halber darauf hingewiesen, dass eine Reduktion von Leistungsspitzen von Erzeugern durch eine zeitliche Speicherung im selben Medium möglich ist. Andererseits wird darunter eine dauerhafte Verschiebung in eine andere Form und Speichermedium beschrieben, die eine Netzüberlastung vermeiden. Wird ein Speichersystem mit einem anderen Leitungsnetz (Wasserstoff, Methan) genutzt, so ist die Begrenzung durch die Aufnahmefähigkeit des anderen Netzes limitiert. Am Ende einer Phase mit hoher Erzeugung, wenn das Speichersystem vollständig geladen ist, muss die überschüssige Erzeugung abgeregelt werden um ein konsistentes Leistungsniveau sicher zu stellen. Im Rahmen dieser Studie wird dieser Ansatz jedoch nicht untersucht.

### Regelungs- und Koordinationsansätze

Die Speicheranwendung hat umfassende Wirkung auf das Netz. Sowohl eine positive Auswirkung auf das Spannungsband und die Betriebsmittelauslastung sind zu erwarten. Je nach Ausführung und Steuerung kann es zu einer unterschiedlichen Belastung der einzelnen Phasen kommen. Ein phasengenaue Betrieb ist daher anzustreben. Tabelle 10 fasst die qualitative Wirkung einzelner Regelungsansätze zusammen.

Tabelle 10 Regelungsansätze zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen mit elektrischen Speichersystemen

Typ	Regelungsansatz	Messsignal/Steuersignal	Systeminteraktion
Autonom	Regelung vollautonom nur indirekt über die Klemmenspannung möglich: Kennlinienbasierte oder dynamisch Wirkleistungsaufnahme und -abgabe auf	Lokale Messung der lokalen Klemmenspannung des Speichersystems	Wiederkehrende Parametrierung der Kennlinienstützpunkte und Spannungsparameter durch den Netzbetreiber

	Basis der lokalen Klemmenspannung und Umrechnung auf eine Betriebsmittelbelastung auf Basis hinterlegter Kennwerte und Netzmodelle		
Teilautonom	Kennlinienbasierte oder dynamisch Wirkleistungsaufnahme und -abgabe auf Basis extern gemessener Ströme, Leistungen mit hinterlegter Komponentenspezifikation (Nennstrom)	Abgesetzte Strommessung am Punkt der Betriebsmittelüberlastung (siehe [56])	Wiederkehrende Parametrisierung der Kennlinienstützpunkte und Komponentenspezifikation
Vollständige Fernsteuerung	Externe Errechnung der Leistungsvorgabewerte für die Komponentenauslastung auf Basis von Betriebsmittelspezifikationen und laufenden Messungen	Zentrale/Externe (mehrfache) Messung der Ströme an einzelnen Komponenten	Regelmäßige Wirkleistungsvorgabe an das Speichersystem von außen

**Tabelle 11** Vertikale und horizontale Interaktion von Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen mit Wirkleistungsregelung

Interaktion	Synergetische Effekte	Adverse Effekte
<b>Horizontal</b>	Sind mehrere Speichersysteme in parallelen Strängen installiert, können diese gemeinsam eine Überlastung einer gemeinsamen Stickleitung aktiv vermeiden. Dazu ist natürlich eine entsprechende abgestimmte Regelung mit externen/abgesetzten Messungen notwendig	Keine bekannt
<b>Vertikal</b>	Die Reduktion von Spitzenleistungen zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen hat einen direkten Einfluss auf die überlagerten und unterlagerten Netzebenen. Speichersysteme unterschiedlicher Netzebenen sind damit in der Lage gemeinsam einen Netzengpass vermeiden.	Keine bekannt

### Referenzimplementierung

Die Westnetz GmbH hat im Herbst 2015 ein Batteriespeichersystem in Betrieb genommen, das eine Betriebsmittelüberlastung und Überspannung durch die lokale PV-Erzeugung verhindert [56][68]. Konkret soll eine Überlastung am Transformator und in der überlagerten 10kV-Ebene mit dem System verhindert werden. Das System regelt die Ladung bzw. Entladung auf Basis einer abgesetzten Leistungsmessung in der Ortsnetzstation. Das Speichersystem wird dabei ausschließlich für die Steigerung der Aufnahmefähigkeit des lokalen Netzes verwendet. [56]

Das Speichersystem ist eine temporäre Maßnahme und überbrückt eine Zeit von etwa vier Jahren. Danach ist ein umfassender Umbau des lokalen Netzes abgeschlossen (Abbau und Neubau mehrerer Trafostationen). Ohne Einsatz des Speichersystems wäre diesem umfassenden Umbau ein zusätzlicher, temporärer Netzausbau auf der 10kV-Ebene notwendig, der damit verhindert werden kann. Das System ist transportabel und soll nach erfolgtem Netzausbau an einer anderen Stelle im Netz eingesetzt werden. Dadurch weist das System eine positive Wirtschaftlichkeit auf. [56] Tabelle 12 fasst die wesentlichen Daten der Anlage zusammen.

Tabelle 12 Referenzimplementierung eines Speichersystems zur Reduktion von Spitzenleistungen im Netz [68]

<b>Anlagen-/Projektname</b>	EIChe Wettringen
<b>Eigentümer/Betreiber</b>	Westnetz GmbH
<b>Betriebsbeginn</b>	September 2015
<b>Nennleistung</b>	250 kVA
<b>Nennkapazität</b>	1 MWh
<b>Technologie</b>	Batteriespeichersystem auf Basis von Lithium-Ionen
<b>Zusatznutzung</b>	Unter Diskussion

### Einsatzbewertung

Im Rahmen des Projektes *GreenStore* wurden Abschätzungen zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilernetzen für Photovoltaik und Wind durchgeführt [69]. Die Untersuchung geht dabei von dem Fall aus, dass die lokale Last ein Minimum bzw. konstant ist. Weiters wird davon ausgegangen, dass sämtliche Möglichkeiten durch Blindleistungsregelung und Phasensymmetrierung ausgeschöpft sind. Für diese Situation ist der Speicher vorzusehen. Die Bewertung geht dabei von einer symmetrischen Einspeisung und Lastsituation aus und bildet damit auch wieder den Fall mit dem größten Kapazitätsbedarf ab. Herrscht im lokalen Netz eine Unsymmetrie, so kann durch einen phasengenauen Betrieb die notwendige Speicherkapazität teils sichtbar reduziert werden [21].

Abbildung 12 zeigt basierend auf der entwickelten Methode, Simulationen mit den angenommenen Systemparametern (siehe Kapitel 2.2). Als Referenz wurde hier noch ein ideales Speichersystem ohne Verluste, ein Blei-Säure-Batteriespeichersystem und eine Vanadium-Redox-Flow-Batterie gerechnet. Diese sind jeweils mit gängigen Kennzahlen hinterlegt. Die Anforderungen an das Speichersystem hinsichtlich der notwendigen Speicherleistung und Speicherkapazität sind jeweils in Abhängigkeit der Steigerung der Aufnahmefähigkeit dargestellt. Die notwendige Leistung ist in Relation zur installierten PV-Leistung dargestellt (linke Darstellung). Diese steigt linear mit dem Zubau von Photovoltaik. Der rechte Teil der Grafik zeigt die notwendige Speicherkapazität, im Verhältnis PV-Leistung. Diese steigt mit der installierten PV-Leistung sichtbar an.

Geht man von einer beispielhaften Aufnahmefähigkeit von 50 kW aus und möchte diese verdoppeln, so ist ein Speichersystem mit einer Anschlussleistung von 50 kW und einer Kapazität von 280 kWh notwendig. Somit ist ein Leistungs-/Kapazitätsverhältnis von 1:5.6 notwendig.

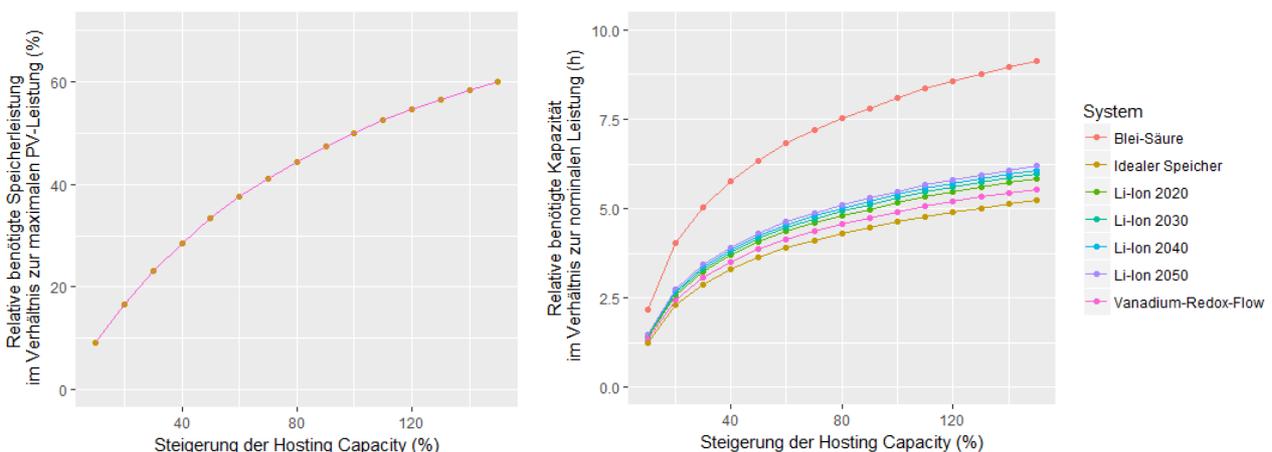


Abbildung 12 Anforderungen an das Speichersystem zur Erhöhung der Aufnahmekapazität von Netzen für Photovoltaik [69]

Ergänzend ist in Abbildung 12 die Auslastung des Speichersystems dargestellt. Der linke Teil zeigt die relative Auslastung in Prozent der möglichen Vollzyklen (siehe Kapitel 2.2.3). Der rechte Teil zeigt, den Anteil der Zeit (eines Jahres) wo der Speicher vollständig entladen ist. Deutlich sichtbar ist, dass das Speichersystem in nur sehr geringem Maße belastet bzw. genutzt wird. So ist bei einer Steigerung der Aufnahmefähigkeit der Netze um 100% eine Zyklenzahl von etwa 50 und ein Stillstand 85% zu erwarten. Die VDE-Studie „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungs-

ebene“ [70] kommt für die Anwendung „Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen“ auf ähnliche Zahlen. Dort werden je nach Netzabschnitt, Netzform und Leitungslängen zwischen 29 und 35 jährliche Vollzyklen im Niederspannungsnetz zur Minderung von PV-Erzeugungsspitzen berechnet. Im Mittelspannungsnetz sind es zwischen 15 und 18 Vollzyklen für PV und weitere 29-35 Vollzyklen für Wind-Einspeisespitzen. [70]

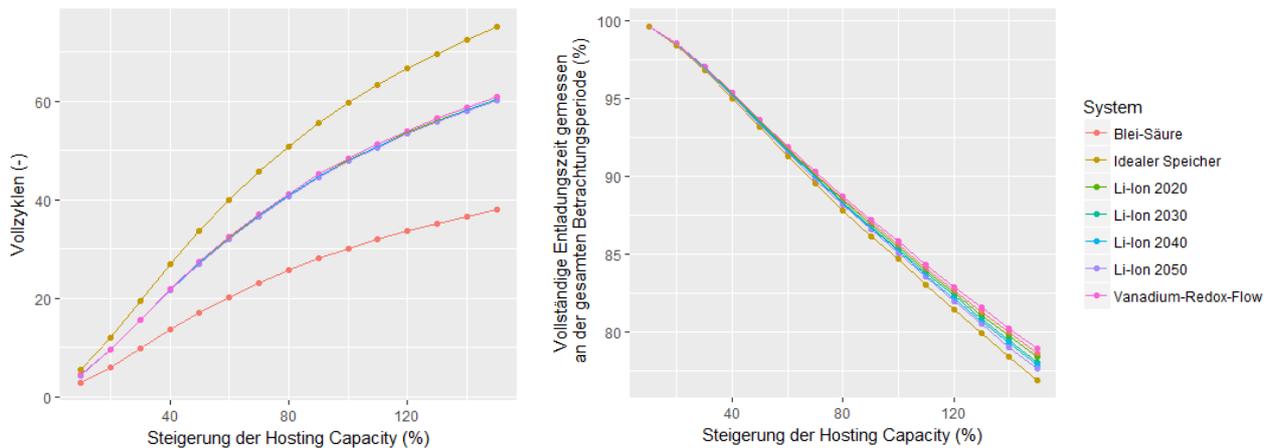


Abbildung 13 Auslastung des Speichersystems und Zyklenzahl bei verschiedenen Graden der Erhöhung der Hosting Capacity [69]

Dadurch ergeben sich laut Kapitel 2.3 die in Tabelle 13 dargestellten Invest- und Betriebskosten des Speichersystems.

Tabelle 13 Geschätzte Systemkosten eines 100 kW / 280 kWh Batteriespeichersystems – LCOS für 50 Zyklen pro Jahr

Jahr	Investitionskosten CAPEX (€)	Betriebskosten / Jahr OPEX (€/a)	TOTEX (€) <sup>4</sup>	LCOS
2020	205.125	4.103	250.738	1.68
2030	100.868	2.017	123.297	0.79
2040	51.835	1.037	63.361	0.39
2050	42.703	854	52.198	0.31

Sollen Speichersysteme für den netzdienlichen Bereich eingesetzt werden, so sind diese überschlagenen Kosten dem Einsatz alternativer Maßnahmen gegenüberzustellen (siehe Kapitel 7). Dabei sei jedoch darauf hingewiesen, dass die gewichteten Kosten für den Speichereinsatz (LCOS) nicht die einzige Bewertungsgröße darstellen, sondern auch die gesamten Kapitalkosten über die Lebensdauer betrachtet werden (TOTEX). Daneben sind auch Aspekte, wie die Flexibilität und Schnelligkeit der Implementierung eine wesentliche Kenngröße, zu beachten.

Dabei gilt zu beachten, dass sich die Kennzahlen auf die Steigerung der Aufnahmefähigkeit für Photovoltaik bezieht. Sollen mit dem System Leistungsspitzen von Windkraftanlagen reduziert werden, so ergeben sich aufgrund eines anderen Erzeugungsprofils auch andere Anforderungen an die notwendige Kapazität bzw. Nutzungskennzahlen [69]. Für Windanlagen ist dabei eine generelle Aussage schwer zu tätigen, da die Erzeugungsprofile je nach Anlage und Windaufkommen stark variieren können.

Wieder anders zu bewerten ist die Reduktion von Leistungsspitzen auf der Bedarfsseite. Dabei ist aktiv Energie im Speichersystem vorzuhalten. Für die Vermeidung von Betriebsmittelauslastungen und Verletzung des Spannungsbandes ist die Dauer der auftretenden Spitzen von Bedeutung. Eine Einteilung kann in kurze Spitzen im Sekundenbereich oder länger andauernde Spitzen im Minuten- bis Stundenbereich erfolgen. Je nach Anwendung werden häufig Mittelungsintervalle von 1 Sekunde, 1 Minute, 10 Minuten, 15 Minuten (Abrechnungsintervall), 1h für Energie bzw. Leistungsmessungen verwendet. Obwohl Batteriespeicher in der Lage sind Leistungsspitzen im Sekundenbereich auszuregulieren, werden zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen im Regelfall höhere Mittelungsintervalle verwendet. Die EN-50160 schreibt z.B. vor, dass 95% der 10-Minuten Mittelwerte jedes Wochenintervalls nicht mehr oder weniger als 10% der Nennspannung betragen darf [42].

### 5.1.2 Vermeidung von Spannungsbandverletzungen

Elektrische Energiespeicher können durch die Steuerung der Wirkleistung bzw. aktive Einspeisung oder Bezug von Energie die Spannung erhöhen bzw. senken. Die Regelung kann dabei auf der gemessenen Spannung am Batteriespeichersystem oder entfernten Messpunkt erfolgen. Eine indirekte positive Beeinflussung der Spannung erfolgt, wenn der Speicher genutzt wird um Leistungsspitzen zu reduzieren z.B. um eine Überlast des Transformators zu vermeiden. Der Effekt ist in Niederspannungsnetzen höher, da diese überwiegend resistiv sind. Hier hat die Wirkleistung einen größeren Einfluss auf die Spannung als die Blindleistung.

Nach der TOR-D4 müssen Erzeuger bereits eine P(U)-Regelung implementieren. Die Kennlinie ist so parametrisiert, dass erst bei hoher Überspannung die Wirkleistungsabgabe der dezentralen Erzeugungsanlagen reduziert wird. Diese Reduktion findet jedoch erst statt, wenn die Nennspannung um mehr als 10% ( $U_{knick} = 1,1 \cdot U_n$ ) überschritten wird und stellt eine Funktion zur Vermeidung einer Überspannungsabschaltung dar [71]. Die hier diskutierte Regelung sieht eine aktive Spannungsbanderhöhung vor und hat ein wesentlich engeres Spannungsband. Zusätzlich ist es so auch möglich neben unerwünschten Überspannungen auch Unterspannungen im Falle einer Überlastsituation aktiv zu vermeiden.

#### Regelungs- und Koordinationsansätze

Für die Vermeidung von Spannungsbandverletzungen gibt es mehrere Regelungsansätze. Diese sind an die Regelungsansätze in Kapitel 4.2 angelehnt und in Tabelle 14 dargestellt. Dabei gibt es synergetische Effekte für die Entlastung der Betriebsmittel.

Tabelle 14 Regelungsansätze für Spannungsregelung mit Wirkleistungsbezug und -einspeisung

Typ	Regelungsansatz	Messsignal/Steuersignal	Systeminteraktion
Autonom	Kennlinienbasierte oder dynamisch Wirkleistungsaufnahme und -abgabe auf Basis definierter Regelungsparameter bzw. Kennlinienparameter der Wirkleistung in Abhängigkeit der Spannung	Lokale Messung der lokalen Klemmenspannung des Speichersystems	Wiederkehrende Parametrisierung der Kennlinienstützpunkte und Spannungsparameter
Teilautonom		Abgesetzte Spannungsmessung z.B. an Netzausläufern	
Vollständige Fernsteuerung	Errechnung und Übermittlung der Leistungsvorgabewerte für die Spannungsregelung durch den Netzbetreiber	Zentrale/Externe (mehrfache) Messung der Netzspannung	Regelmäßige Wirkleistungsvorgabe von außen

Tabelle 15 zeigt qualitativ synergetische und adverse Effekte zwischen einzelnen Netzsträngen und überlagerten und unterlagerten Netzebenen.

Tabelle 15 Vertikale und horizontale Interaktion von Spannungsregelung auf Basis der Wirkleistung

Interaktion	Synergetische Effekte	Adverse Effekte
Horizontal	Sind mehrere parallele Stränge an einen RONT angebunden, kann durch dessen Schalthandlungen bei einzelnen Strangausläufern die maximale oder minimale Spannung über bzw. unterschritten werden. Ein Speichersystem in diesen Strängen kann gezielt eine solche Überschreitung vermindern und die Spannung des jeweiligen Stranges an die Spannung der anderen Stränge angleichen. Damit	keine bekannt

	kann der Einsatz des RONT bei hoher Spreizung der Spannung, in einzelnen Strängen verbessert werden	
Vertikal/	<p>Die Reduktion von Spitzenleistungen zur Spannungsregelung hat einen direkten Einfluss auf die überlagerten und unterlagerten Netzebenen im Sinne der Betriebsmittelauslastung (siehe Kapitel 4.2.2). Speichersysteme unterschiedlicher Netzebenen sind damit in der Lage gemeinsam einen Netzengpass zu vermeiden.</p> <p>Als Nebeneffekt des Spannungsbandmanagements durch den Einsatz eines Speichers kann sich eine Verringerung der Schaltzyklen eines etwaigen im gleichen Netz installierten rONTs ergeben [57]</p>	Keine bekannt

### Referenzimplementierung

Im Projekt *leafs*, in Heimschuh (Bezirk Leibnitz), wurde ein Batteriespeichersystem implementiert (siehe Tabelle 16), das eine aktive Spannungsregelung in der Netzebene 7 durchführt [72]. Diese Regelung kombiniert stufenweise zuerst Blindleistungsregelung (siehe Kapitel 5.2.1) und dann Wirkleistungsregelung auf Basis der lokalen Klemmenspannung. Die Regelung beachtet dabei die Wirkung des Speichersystems selbst auf das System. In Feldversuchen konnte gezeigt werden, dass das Speichersystem die lokale Spannung effektiv regeln kann. Voraussetzung dafür ist die Platzierung des Speichersystems an einem passenden Netzknoten. Der Netzbetreiber hatte in der Vorbereitungsphase den Ort bzw. Anschlusspunkt des Netzes auf Basis von Netzberechnungen selbst ausgewählt, um den höchstmöglichen, netzdienlichen Effekt zu erzielen. Es konnte weiters gezeigt werden, dass die Blindleistungsregelung einen Gutteil der notwendigen Spannungsregelung abdeckt und dass die Wirkleistungsregelung nur in etwa 10% der gesamten Zeit zum Einsatz kommt.

Tabelle 16 Referenzimplementierung eines Batteriespeichersystems zur aktiven Spannungsregelung [72]

<b>Anlagen-/Projektname</b>	leafs – Gemeinschaftsspeicher Heimschuh
<b>Eigentümer/Betreiber</b>	Energie Steiermark Technik GmbH
<b>Standort</b>	Heimschuh, Österreich
<b>Betriebsbeginn</b>	Oktober 2017
<b>Nennleistung</b>	100 kW
<b>Nennkapazität</b>	100 kWh
<b>Technologie</b>	Batteriespeichersystem auf Basis von Lithium-Ionen
<b>Zusatznutzung</b>	Gemeinschaftsspeicher für die lokale Nutzung lokaler Erzeugung mit möglicher Ladung und Entladung für Marktservices

### 5.1.3 Sicherung der Spannungssymmetrie

Netzbetreiber sind dazu verpflichtet eine Spannungssymmetrie nach EN50160 zu erhalten (siehe Kapitel 3.1). Eine sichtbare Unsymmetrie findet sich in der Regel auf den unteren Netzebenen (5, 6, 7) und wird durch eine unterschiedliche Belastung einzelner Phasen sowohl mit einphasigen Lasten (z.B. Warmwasserboiler, Wärmepumpe, Elektrofahrzeug, elektrische Sauna) verursacht. [53]

Die Projekte *DG DemoNet Smart LV Grid* und *morePV2Grid* haben gezeigt, dass die Unsymmetrie der Spannung wesentliche Teile des Spannungsbandes „verbrauchen“ [26][45]. Im Projekt V2G-Strategies konnte gezeigt werden, dass durch den Rollout von Elektrofahrzeugen mit einphasiger Ladung die Unsymmetrie in den untersuchten Netzen in Extremfällen auf bis zu 54% steigen kann [9]. Speichersysteme mit entsprechender Netzanbindung bzw. phasengenaue Steuerung sind in der Lage die Auslastung einzelner Phasen aktiv auszugleichen (siehe auch Kapitel 2.1.2). Dies kann in einem ersten Schritt durch eine unsymmetrische Einspeisung in das Netz bzw. Bezug aus dem Netz mit dem Speichersystem erreicht werden. In einem zweiten Schritt kann eine aktive Symmetrierung durch Aufnahme von Leistung auf einer Phase und Einspeisung auf einer anderen Phase erreicht werden (siehe auch Kapitel 2.1.2). Damit wird kann die Leiterspannung der einzelnen Phasen je nach Leistung des Systems aneinander angenähert werden und in weiterer Folge die Spitzenbelastung einzelner Phasen reduziert werden. Damit einhergehend können Netzverluste durch die gleichmäßige Verteilung des Stromes auf einzelne Phasen, reduziert werden. Weiters ist zu beachten, dass bei einer Symmetrierung zwischen einer Stromsymmetrierung und einer vollständigen Spannungssymmetrierung unterschieden wird. Bei der Stromsymmetrierung wird der Strom der drei Phasen angeglichen. Es kann jedoch weiterhin ein Unterschied im Spannungsniveau der einzelnen Phasen bestehen, vor allem auch durch unterschiedlichen Blindleistungsbezug. Eine vollständige Symmetrierung kann nur unter Beachtung beider Aspekte erfolgen.

### Regelungs- und Koordinationsansätze

Für die Erhöhung der Spannungssymmetrie werden in der Regel autonome und teilautonome Regelungsansätze angewendet. Dabei wird auf die lokale Spannung bzw. den Strom der einzelnen Phasen geregelt. Tabelle 17 fasst die möglichen Regelungsansätze zusammen.

Tabelle 17 Regelungsansätze für die aktive Erhöhung der Spannungssymmetrie

Typ	Regelungsansatz	Messsignal/Steuersignal	Systeminteraktion
Autonom	Kennlinienbasierte oder dynamisch Wirkleistungsaufnahme und -abgabe auf Basis der Spannungsmessung einzelner Phasen bzw. deren Differenz	Lokale Messung der lokalen Klemmenspannung bzw. der Spannungsdifferenz am Speichersystem	Wiederkehrende Parametrisierung der Kennlinienstützpunkte und Spannungsparameter
Teilautonom	Kennlinienbasierte oder dynamisch Wirkleistungsaufnahme und -abgabe auf Basis der Spannungsmessung einzelner Phasen bzw. deren Differenz	Messung der Ströme der einzelnen Phasen an einem definierten Messpunkt	Wiederkehrende Parametrisierung der Kennlinienstützpunkte und Spannungsparameter
Vollständige Fernsteuerung	-	-	-

Tabelle 15 zeigt qualitativ synergetische und adverse Effekte zwischen einzelnen Netzsträngen und überlagerten und unterlagerten Netzebenen.

Tabelle 18 Vertikale und horizontale Interaktion von Spannungsregelung auf Basis der Wirkleistung

Interaktion	Synergetische Effekte	Adverse Effekte
Horizontal	Sind mehrere parallele Stränge mit sehr unterschiedlichen Spannungsniveaus vorhanden, kann ein Speichersystem das Speichersystem das Spannungsniveau eines Stranges an die Levels der anderen heranführen und so den Einsatz eines zentralen rONTs ermöglichen	Keine bekannt

	chen	
Vertikal	Die Reduktion von Spitzenleistungen zur Spannungsregelung hat einen direkten Einfluss auf die überlagerten und unterlagerten Netzebenen. Speichersysteme unterschiedlicher Netzebenen sind damit in der Lage gemeinsam einen Netzengpass zu vermeiden.	Keine bekannt

### Referenzimplementierung

Das Projekt FACDS ist ein österreichisches Forschungsprojekt, in dem die aktive Stromsymmetrierung durch Speichersysteme untersucht wurde. In der Seestadt Aspern in Wien wurden fünf Batteriespeichersysteme direkt in einzelnen Verteilernetzstationen installiert und getestet. Diese Speichersysteme führen je nach verfügbarer Ladung eine Symmetrierung der Phasen durch. Zusätzlich werden die Systeme zur Reduktion von Leistungsspitzen verwendet. [22] Ein Projektergebnis ist, dass die Phasensymmetrierung zum einzigen Zweck der Minimierung der Netzverluste nicht zielführend ist. Sie erlaubt aber bei hohen Unsymmetrien die Einhaltung der Betriebsgrenzen einzelner Phasen und ist als Zusatznutzen eines Speichersystems anzusehen. Im Projekt konnte der gezielte Einsatz von Speichersystemen zur Verbesserung der Netzstabilität und Qualität sowie Netzverstärkung nachgewiesen werden. [73]

Tabelle 19 Referenzimplementierung für die aktive Phasensymmetrierung durch ein Speichersystem [22]

<b>Anlagen-/Projektname</b>	FACDS - Netzstabilisierung und Optimierung des Verteilnetzes durch Einsatz von „Flexible AC Distribution Systems“
<b>Eigentümer/Betreiber</b>	Aspern Smart City Research GmbH / Wiener Netze GmbH
<b>Betriebsbeginn</b>	Erste Anlagen in Betrieb seit Oktober 2016
<b>Nennleistung</b>	5 x 100 kW
<b>Nennkapazität</b>	5 x 120 kWh
<b>Technologie</b>	Batteriespeichersystem auf Basis von Lithium-Ionen
<b>Zusatznutzung</b>	Reduktion von Leistungsspitzen

## 5.2 Blindleistungsregelung

Konverter-basierte Energiespeicher sind auch ohne Speicherkapazität in der Lage Blindleistung bereitzustellen. Durch eine aktive Blindleistungsregelung kann bei einem Einsatz eines solchen Speichersystems ein zusätzlicher Nutzen generiert bzw. die notwendige Kapazität gegebenenfalls reduziert werden. Im Kontext der Blindleistungsregelung ist eine Kapazitätsabschätzung entsprechend nicht relevant.

### 5.2.1 Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung mit Blindleistungskompensation

Blindleistung entsteht in elektrischen Netzen an sogenannten Reaktanzen, wobei zwischen induktiv wirksamen Betriebsmitteln wie z.B. Freileitungen und kapazitiv wirkenden Betriebsmitteln wie z.B. Erdkabel unterschieden werden kann. Die Blindleistung entsteht im Netz, aber auch bei Endabnehmern durch Verbraucher oder Erzeugungsanlagen. Da Betriebsmittel auf die Scheinleistung ausgelegt werden, spielt auch die Höhe der Blindleistung eine Rolle für die Auslegung des Netzes. Deshalb werden teilweise bei Großabnehmern Blindleistungskompensationsanlagen installiert (wie in TOR Teil A [11] beschrieben). Blindleistungserzeugung spielt aber als Teil des Spannungsbandmanagements eine zentrale Rolle. Der Netzbetreiber kann, über die in technischen Anschlussbedingungen verpflichtende Bereitstellung, unentgeltlich Blindleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) beziehen. Da jedoch unnötige Blindleistungsflüsse zusätzliche Netzverluste in geringem Ausmaß erzeugen (minimaler Anstieg der aktuellen Netzverluste in untersuchten Niederspannungsnetzen um ~5% der bestehenden Verlusten [26]) und eine steigende Auslastung

der Betriebsmittel bedeuten, wird der Netzbetreiber die Blindleistungsbereitstellung an sein Netz entsprechend anpassen. Die eigentliche Blindleistungskompensation in elektrischen Netzen findet nach wie vor vorwiegend in der Hoch- und Höchstspannungsebene statt. So bietet z.B. der Übertragungsnetzbetreiber nachgelagerten Netzbetreibern einen Ausgleich des jeweiligen Blindleistungshaushaltes an. Diese Blindleistung wird vorwiegend durch eigene Betriebsmittel aus konventionellen Erzeugungsanlagen im Hoch- und Höchstspannungsnetz geliefert. Da anzunehmen ist, dass in Zukunft konventionelle Anlagen im Übertragungsnetz wegfallen, wird vermutlich auch verstärkt lokale Blindleistungskompensation in den Verteilernetzen größere Anwendung finden. [54] Im Diskussionspapier „Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb“ [54] der Bundesnetzagentur in Deutschland wird als zukünftiger Vorschlag zur Blindleistungsbereitstellung unter anderem genannt:

*„Bevor Netzbetreiber Blindleistung vertraglich beschaffen, sollten grundsätzlich die Möglichkeiten einer Blindleistungsbereitstellung mit eigenen Betriebsmitteln, der Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen auf Basis der TAB und der Austausch von Blindleistung mit vor- und nachgelagerten Netzen ausgeschöpft werden.“*

Dabei erfolgt die Blindleistungskompensation durch eigene Betriebsmittel traditionell über Spulen oder Kondensatoren, die üblicherweise nur in Stufen schaltbar sind. Blindleistungskompensation über regelbare Einheiten erfolgt über sogenannte Static Synchronous Compensators (STATCOM) oder Generatoren aus stillgelegten Kraftwerken die im Phasenschieberbetrieb arbeiten [54]. Ein an das Netz angebundene Batteriespeichersystem könnte in Zukunft ebenso zur Blindleistungskompensation verwendet werden. Eine reine Blindleistungsregelung kann auch ohne Speicherkapazität implementiert werden. Der limitierende Faktor dabei ist der mögliche Einsatzbereich (siehe Kapitel 2.1.1) bzw. die Scheinleistung des Systems. Die Blindleistungskompensation mittels Speichersystem stellt eine sekundäre Anwendung, die ergänzend zu anderen Anwendungen wie z.B. zur Reduktion von Lastspitzen verwendet wird um einen Zusatznutzen für das Netz zu generieren. Im Kontext der Blindleistungskompensation ist eine koordinierte Regelung anzustreben die den Blindleistungsbedarf bzw. Erzeugung über mehrere Netzebenen hinweg steuert [61][65][74].

### Regelungs- und Koordinationsansätze

Die Speicheranwendung hat umfassende Wirkung auf das Netz. Sowohl eine positive Auswirkung auf das Spannungsband, die Betriebsmittelauslastung und die Netzverluste sind zu erwarten. Je nach Ausführung und Steuerung kann es zu einer unterschiedlichen Belastung der einzelnen Phasen kommen. Ein phasengenaue Betrieb ist daher anzustreben.

Tabelle 20 Regelungsansätze für Blindleistungskompensation mit einem Speichersystem

Typ	Regelungsansatz	Messsignal/Steuersignal	Systeminteraktion
Autonom	-	-	-
Teilautonom	Kennlinienbasierte oder dynamisch Blindleistungsregelung auf Basis extern gemessener Blindströme	Abgesetzte Messung des Phasenwinkels am Punkt des Engpasses	Wiederkehrende Parametrisierung der Kennlinienstützpunkte und Komponentenspezifikation
Vollständige Fernsteuerung	Externe Errechnung der Leistungsvorgabewerte für die Komponentenauslastung	Zentrale/Externe (mehrfache) Erfassung der Betriebsmittelauslastung und des Phasenwinkels an einzelnen Komponenten	Regelmäßige Blindleistungsvorgabe an das Speichersystem von außen

Tabelle 21 Vertikale und horizontale Interaktion von Blindleistungskompensation mit Speichersystemen

Interaktion	Synergetische Effekte	Adverse Effekte
Horizontal	Sind mehrere Speichersysteme in parallelen Stränge mit sehr unterschiedli-	Keine bekannt

	chen Zuständen vorhanden installiert, können diese gemeinsam eine Überlastung einer gemeinsamen Stickleitung aktiv vermeiden. Dazu ist natürlich eine entsprechende abgestimmte Regelung mit externen/abgesetzten Messungen notwendig	
Vertikal	Die Reduktion von Blindleistung zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen hat einen direkten Einfluss auf die überlagerten und unterlagerten Netzebenen. Speichersysteme unterschiedlicher Netzebenen sind damit in der Lage gemeinsam eine Betriebsmittelüberlastung zu vermeiden.	Unter gewissen Bedingungen sind erhöhte Blindleistungsflüsse durch lokale Spannungsregelung von Speichersystemen und übergelagertem rONTs, sowie erhöhte Schaltheilungen des rONTs möglich. [75]

### Referenzimplementierung

Derzeit sind keine Speichersysteme bekannt, die tatsächlich nur Blindleistungskompensation bereitstellen. Einzig das Batteriespeichersystem der WEMAG in Schwerin ist dazu vorgesehen, dieses Service zusätzlich zu anderen Dienstleistungen bereitzustellen (siehe Tabelle 22)

Tabelle 22 Referenzimplementierung eines Speichersystems zur Blindleistungskompensation [76]

<b>Anlagen-/Projektname</b>	Schwerin 1 + 2
<b>Eigentümer/Betreiber</b>	WEMAG
<b>Standort</b>	Schwerin, Deutschland
<b>Betriebsbeginn</b>	Juni 2017
<b>Nennleistung</b>	14 MW
<b>Nennkapazität</b>	15 MWh
<b>Technologie</b>	Batteriespeichersystem auf Basis Lithium-Ionen
<b>Zusatznutzung</b>	Primärregelreserve Schwarzstartfähigkeit

### 5.2.2 Sicherung der Spannungsqualität

Blindleistungsbereitstellung kann zur Verminderung von Über- und Unterspannungssituationen verwendet werden. So kann durch kapazitive (übererregte) Blindleistungsbereitstellung die Spannung erhöht werden und durch induktive (untererregte) Blindleistungsbereitstellung die lokale Spannung gesenkt werden. Durch Blindleistungsbereitstellung von dezentralen Erzeugungsanlagen kann bei gleichbleibender Einspeisung die Spannungserhöhung und somit die Aufnahmefähigkeit von Netzen erhöht werden. Im Rahmen des Projektes *DG Demonetz Smart LV Grid* wurde eine Steigerung der Aufnahmefähigkeit der untersuchten Netze, in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses, zwischen 25% und 75%, durch die Blindleistungsregelung mit PV-Wechselrichtern, gezeigt [26]. Auch im Projekt *morePV2Grid* konnte eine Kompensation der Spannungsanhebung von 20% bis 80%, ebenfalls abhängig vom R/X-Verhältnis, gezeigt werden. Bei Netzen mit hohem Verkabelungsgrad ist von einer Kompensation von etwa 30% auszugehen [45].

Die Blindleistungsregelung verursacht in der Installation kaum Kosten und ist heute Bestandteil diverser Netzanschlussbedingungen weltweit [71][23][24][25]. Sie ist in ihrer Wirkung auf das Netz aber beschränkt und muss in weiterer Folge mit anderen Maßnahmen ergänzt werden.

## Regelungs- und Koordinationsansätze

Die verschiedenen Methoden der Blindleistungsregelung, die beispielsweise für dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA gefordert werden können, sind in Tabelle 23 beschrieben. Bei einem symmetrischen Betrieb (siehe Kapitel 2.1.2) ist wesentlich zu beachten, was die Bezugsspannung für die Spannungsregelung (Mittelwert aller drei Phasen, Maximalspannung, etc.) ist [26].

Tabelle 23 Methoden der Blindleistungsregelung von Erzeugungs- und Speicheranlagen mit Wechselrichter

Methoden	Beschreibung
Konstanter $\cos(\varphi)$	Der Wechselrichter arbeitet mit einem konstanten Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ und stellt Blindleistung entsprechend seiner Wirkleistung und Leistungsfaktor bereit. Ein Nachteil ist, dass auch Blindleistung bereitgestellt wird, wenn diese nicht benötigt wird.
$\cos(\varphi)(P)$ Kennlinie	Der Leistungsfaktor ist bei dieser Methode von der Ausgangsleistung des Geräts abhängig. So kann z.B. bis 50% der Ausgangsleistung des Wechselrichters ein Leistungsfaktor von 1 gefahren werden, der dann bis zu seiner Nennleistung auf 0.9 reduziert wird. Der Vorteil ist, dass Blindleistung nicht permanent erzeugt wird.
Q(U) Kennlinie	Die Blindleistung wird entsprechend einer vorgegebenen Kurve in Abhängigkeit von der Spannung geregelt. Die Spannungsmessung erfolgt dabei am Wechselrichter oder an einem entfernten Messpunkt z.B. über Smart-Meter oder Abschätzung über Impedanzmodelle. Je nach Anschlussrichtlinie wird gefordert, dass DEA auf den Mittel- oder Maximalwert der drei Phasenspannungen regeln. Grundsätzlich wäre aber eine phasenindividuelle Blindleistungsregelung für Speichersysteme, die im Verteilernetz installiert werden anzustreben. Ein Vorteil besteht in der Bereitstellung von Blindleistung, nur wenn diese auch benötigt wird und zum anderen können die Q(U) Kurven spezifisch an die lokalen Netzgegebenheiten vom Netzbetreiber angepasst werden.
Fernsteuerung Vorgabe Blindleistung	Dem Speichersystem wird ein Sollwert der Blindleistung und evtl. die Rampe mit der dieser erreicht wird, vorgegeben.
Fernsteuerung Vorgabe Leistungsfaktor	Dem Speichersystem wird ein Sollwert des Leistungsfaktors und evtl. die Rampe mit der dieser erreicht wird vorgegeben.

## Referenzimplementierung

Es ist kein Speichersystem bekannt, dass nur Spannungsregelung mit der Blindleistung implementiert. Diese Regelung ist in der Regel eine zusätzliche Nutzung. So wird auch im laufenden Feldversuch in Heimschuh (siehe Kapitel 5.1.1) die Spannungsregelung in einem ersten Schritt mit Blindleistung gemacht. Als Referenz kann hier das Projekt BatterieSTABIL genannt werden. Dabei wird ein netzdienlicher Speicher mit einer Nennleistung von 2.5 MW errichtet und betrieben. Es werden unterschiedliche Anwendungsfälle und deren Kombination untersucht. Unter anderem wird dabei auch Spannungsregelung mit Blindleistung untersucht (Tabelle 24).

Tabelle 24 Referenzimplementierung eines Speichersystems zur Spannungsregelung mit Blindleistung [77]

<b>Anlagen-/Projektname</b>	Smart Grid Batteriespeicher – SGBS
<b>Eigentümer/Betreiber</b>	Netz Niederösterreich GmbH
<b>Betriebsbeginn</b>	Sommer 2017
<b>Nennleistung</b>	2.5 MVA
<b>Nennkapazität</b>	2.2 MWh
<b>Technologie</b>	Lithium-Ionen-Batteriespeicher
<b>Zusatznutzung</b>	Reduktion von Leistungsspitzen, Fahrplanbetrieb, Primärregelung, Enhan-

### 5.2.3 Verbesserung der Spannungsform

Durch den Gesetzesrahmen bzw. die EN 50160 [42] sind Netzbetreiber dazu verpflichtet die Spannungsform in einer definierten Qualität an der Übergabestelle zum Kunden sicherzustellen. Dabei gilt es verschiedene Ursachen bzw. Effekte, die die Spannungsform beeinflussen zu unterscheiden.

- **Spannungsschwankungen** die länger als eine Periodendauer dauern, werden auch als Dip oder Swell bezeichnet. Spannungseinbrüche unter 90 % des Effektivwertes der Nennspannung als Dip, eine Spannungsüberhöhung über 110 % des Effektivwertes der Nennspannung Swell bezeichnet. [78]
- **Flicker** werden als subjektiv wahrnehmbare Helligkeitsschwankungen von Leuchten definiert, die durch Spannungsschwankungen mit einer Frequenz von 0,005 bis 35 Hz verursacht werden. [78] Flicker werden durch schnelle Laständerungen zum Beispiel durch Schweißgeräte, Lichtbogenöfen, oder großen Motoren hervorgerufen [79]
- **Transiente** sind schnelle Spitzen im Spannungs- und Stromsignal, die z.B. durch Schaltvorgänge, Auslösen von Sicherungen [79] aber auch Blitzeinschläge auftreten können. Durch die Steilheit des Stromabrisse, können transienten bis zu mehreren tausend Volt auftreten und dadurch elektronische Schaltungen beschädigen oder deren Lebensdauer reduzieren. [79] Ein Batteriespeichersystem eignet sich nicht um transiente Spannungsänderungen zu vermindern.
- **Oberschwingungen** sind periodische Verzerrungen des Sinussignals des Stroms oder Leistung [79]. Sie entstehen im Wesentlichen durch nicht lineare Lasten, die Bauteile wie Thyristoren und Dioden Enthalten. Im Allgemeinen produzieren Umrichter, Gleich- und Wechselrichter aber auch Transformatoren bis zu einem gewissen Grad und in einer gewissen Form Oberschwingungen. Probleme die dadurch für das Netz auftreten können sind eine erhöhte Belastung von Kabeln besonders im Neutralleiter aber auch Transformatoren durch erhöhte Erwärmung. [80]
- Prinzipiell kann ein konventioneller Wechselrichter das Netz bis zu vorgeschriebenen Grenzen mit Oberschwingungen belasten. Moderne Wechselrichter haben aber auch die Möglichkeit Oberschwingungsströme mit beliebiger Phasenlage zu generieren und dadurch bei entsprechendem Mess- und Regelkonzept ist die Spannungsqualität im Netz aktiv verbessert werden kann. [61][81].

Zur Verminderung von Flicker und Spannungsschwankungen können Static Synchronous Compensator (STATCOM) oder der Distribution Static Compensator (DSTATCOM) eingesetzt werden, da diese durch ihr technisches Konzept über Blindleistungsregelung sehr schnell kurze Spannungsschwankungen eindämmen kann. [82] STATCOM sind normalerweise nicht mit einer Wirkleistungsquelle verbunden, und daher ist eine Wirkleistungsregelung nicht möglich. Eine Kombination mit einem Energiespeichersystem ist jedoch möglich und somit kann die Leistungsregelungsfähigkeit auf die Wirk- und Blindleistungsbereitstellung ausgedehnt werden. [83]

Generell sind Batteriespeichersysteme technisch in der Lage schnell Wirk- und Blindleistung aufzunehmen und abzugeben und bei geeigneter Regelung effektiv zur Verringerung von Flicker und kurzfristigen Spannungsschwankungen beizutragen.

### Regelungs- und Koordinationsansätze

Für die Verbesserung der Spannungsform werden in der Regel autonome Regelungsansätze angewendet. Aufgrund der Regelgeschwindigkeit ist eine externe Regelung nicht sinnvoll. Dabei wird auf die lokale Spannung der einzelnen Phasen geregelt.

Tabelle 25 Regelungsansätze zur Verbesserung der Spannungsform mit Speichersystemen

Typ	Regelungsansatz	Messsignal/Steuersignal	Systeminteraktion
Autonom	dynamisch Blindleistungsregelung auf Basis der Spannungsmessung einzelner Phasen bzw. deren Differenz	Lokale Messung der lokalen Klemmenspannung bzw. der Spannungsdifferenz am Speichersystem	Wiederkehrende Parametrisierung der Spannungsparemeter durch den Netzbetreiber
Teilautonom	-	-	-
Vollständige Fernsteuerung	-	-	-

Tabelle 15 zeigt qualitativ synergetische und adverse Effekte zwischen einzelnen Netzsträngen und überlagerten und unterlagerten Netzebenen.

Tabelle 26 Vertikale und horizontale Interaktion für die Verbesserung der Spannungsform

Interaktion	Synergetische Effekte	Adverse Effekte
Horizontal	Keine bekannt	Keine bekannt
Vertikal	Keine bekannt	Keine bekannt

### Referenzimplementierung

Tabelle 27 beschreibt ein Speichersystem das auf den kanarischen Inseln zur Verbesserung der Spannungsform eingesetzt wird. Dieses wird in einer Gegend mit viel Industrie eingesetzt. Es ist eine Kombination aus Batteriespeichersystem und STATCOM. Ein solches System in Kombination mit einem Schwungrad wurde auch auf Graziosa, auf den Azoren, umgesetzt [84].

Tabelle 27 Referenzimplementierung eines Speichersystems zur Verbesserung der Spannungsform [84]

<b>Anlagen-/Projektname</b>	STATCOM + Storage Aldea de San Nicolás
<b>Eigentümer/Betreiber</b>	ENDESA
<b>Betriebsbeginn</b>	2013
<b>Nennleistung</b>	1 MW
<b>Nennkapazität</b>	3 MWh
<b>Technologie</b>	Lithium-Ionen-Batteriespeichersystem in Kombination mit einem STATCOM
<b>Zusatznutzung</b>	Spitzenlastabdeckung

## 6 SYNERGIEN UND MEHRFACHNUTZUNG

Die synergetische Nutzung von netzdienlichen Speichersystemen wird konzeptionell diskutiert. Es wird qualitativ analysiert welche Wirkung ein einzelner Anwendungsfall auf die anderen Zielfunktionen hat. Wesentlich ist dabei, die Betrachtung eines symmetrischen und phasengenauen Betriebes des Speichersystems. Zusätzlich ist anzumerken, dass die Sicherung der Spannungsform in diesem Vergleich nicht betrachtet wird, da diese Anwendung in einem Zeitbereich von Millisekunden bis zu einer Sekunde stattfindet und keine Wirkung auf die anderen Anwendungsfälle hat. Speichersysteme implementieren in der Regel eine stufenweise Regelung um möglichst effizient zu agieren. Hierbei steigt mit jeder Stufe die Anforderung an das System.

- 1.) **Blindleistungsregelung zur Spannungsregelung:** Damit können bereits gewisse lokale Probleme gelöst werden. Blindleistungsregelung kann auch ohne Probleme symmetrisch

betrieben werden. Bei einer reinen Blindleistungsregelung kann bereits ein gewisser Effekt ausschließlich über die Leistungselektronik erreicht werden.

- 2.) **Phasensymmetrierung mit Wirkleistung:** Damit können Betriebsmittel entlastet werden, die Spannungssymmetrie gehoben werden und das Spannungsband aktiv verbessert werden. Auch hier ist ein entsprechender Effekt ausschließlich mit der Leistungselektronik möglich. Eine entsprechende Leistungselektronik, die jede Phase einzeln ansteuern kann, ist jedoch notwendig.
- 3.) **Aktive Speicherung:** Erst hier wird aktiv Energie im Speichersystem gespeichert bzw. tatsächlich Energie aus dem System entnommen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder eingespeist.

Diese stufenweise Implementierung einer Regelung ist anzustreben, da damit eine Reduktion der notwendigen Speicherkapazität möglich ist. In weiterer Folge ist auf Basis der bestehenden Kostenstruktur, wie in Kapitel 2.3 dargestellt, eine entsprechende Kostenreduktion bzw. ein effizienterer Einsatz des Speichersystems möglich. Ähnliche Systeme ohne Speicherkapazität sind seit Jahren in Form von STATCOMs bereits eingesetzt worden [84] (siehe auch Kapitel 5.2.3). Der Einsatz von Speichersystemen ist damit eine konzeptionelle Erweiterung eines bestehenden Einsatzes von aktiven Netzkomponenten.

Wie in Kapitel 2.1.2 beschrieben ist derzeit der symmetrische Betrieb für Speichersysteme gängig. Bei symmetrischem Betrieb ist eine aktive Symmetrierung der Spannung zwischen den einzelnen Phasen nicht möglich (nur türkis markierte Anwendungen in Tabelle 28). Daher ist hier eine aktive Symmetrierung von einzelnen Phasen nicht möglich bzw. anwendbar.

Im Vergleich zum symmetrischen Betrieb ist mit einem phasengenauen Betrieb auch eine aktive Symmetrierung einzelner Phasen möglich. Zusätzlich ergeben sich aus diesem Betrieb auch eine Reihe an weiterer Synergien, wie in Tabelle 28 dargestellt.

**Tabelle 28 Qualitative Beschreibung der gegenseitigen positiven und negativen Beeinflussung einzelner netzdienlicher Speicheranwendungen**

Maßnahme	Betriebsmittelbelastung	Spannungsband	Spannungssymmetrie
<b>Spannungsbandmanagement mit Wirkleistung</b>	Bei der Vermeidung von Überspannung werden auch Ströme begrenzt und so indirekt Betriebsmittelüberlastungen ggf. vermieden	-	Bei phasengenaue Steuerung werden einzelne Phasen im Spannungsband gehalten und so die Phasen angenähert
<b>Spannungsband mit Blindleistung</b>	Abhängig vom Netzzustand	-	
<b>Betriebsmittelauslastung mit Wirkleistung</b>	-	Bei der Vermeidung von hohen Strömen wird gleichzeitig eine Überspannung limitiert	Bei phasengenaue Steuerung wird der Strom einzelner Phasen beschränkt und so die Phasen angenähert
<b>Betriebsmittelauslastung mit Blindleistungskompensation</b>	-	Abhängig vom Netzzustand	Wird der Blindleistungsanteil phasengenaue reduziert, so steigt auch die Symmetrie
<b>Spannungssymmetrierung mit Wirkleistung</b>	Eine aktive Stromsymmetrierung reduziert gleichzeitig Spitzenströme einzelner Phasen	Eine aktive Stromsymmetrierung verbessert auch die Ausnutzung des Spannungsbandes	
<b>Spannungssymmetrierung mit Blindleistung</b>	Abhängig vom Netzzustand	Abhängig vom Netzzustand	

Legende:



Anwendungen für symmetrischen Betrieb



Anwendung im unsymmetrischen Betrieb

## 7 ALTERNATIVMAßNAHMEN

Wie eingangs beschrieben wird für die Ertüchtigung der Netze in den nächsten 10-15 Jahren eine ganze Reihe an Maßnahmen zur Verfügung stehen. Elektrische Energiespeicher sind davon eine, mit anderen Maßnahmen abgestimmte Möglichkeit dies zu erreichen. Die derzeit relevantesten Maßnahmen sollen hier in Kürze beschrieben und qualitativ diskutiert werden. Für die gängigsten Maßnahmen wurden von fünf unterschiedlichen Verteilernetzbetreibern Kosten erhoben und dargestellt. Damit ist es möglich Kosten für verschiedene Maßnahmen grundsätzlich zu vergleichen. Ein umfassender Vergleich ist damit jedoch nicht möglich, da die Wirkung und der Aufwand einzelner Maßnahmen von der lokalen Netzsituation abhängig ist.

- **Leitungsverstärkung:** Mit einer Leitungsverstärkung werden Spannungsbandverletzungen vermieden bzw. die Aufnahmefähigkeit von Lasten und Erzeugung im Netz erhöht. Je nach Länge der zu verstärkenden Leitung und den lokalen Gegebenheiten des Untergrundes kann es dabei zu signifikanten Kosten kommen. Im Mittel wurden Ausbaukosten von etwa 35.000 – 45.000 EUR/km in der Wiese und 90.000 – 110.000 EUR im Asphalt bei den unterschiedlichen Netzbetreibern erhoben. Im Projekt *DG DemoNet Smart LV Grid* wurde auch eine Bandbreite von 40.000 EUR bis 110.000 EUR ermittelt [85]. Die Betriebsmittelverstärkung ist eine Maßnahme mit der weiter ein passiver Betrieb des Netzes möglich ist.
- **Transformatorverstärkung:** Neben der Leitungsverstärkung kann es bei entsprechender Durchdringung von verteilten Erzeugung und Lastspitzen zu einer notwendigen Transformatorverstärkung kommen, die in eine bestehende Verteilernetzstation eingebracht werden. Dabei wurden mittlere Kosten bei 160 kVA mit 11.940 EUR, bei 250 kVA mit 15.208 EUR, bei 400 kVA mit 17.170 EUR und bei 800 kVA mit 21.850 EUR erhoben.
- **Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT):** Der regelbare Ortsnetztransformator ist in der Lage das Wicklungsverhältnis aktiv zu regeln und entkoppelt auf diese Weise die Spannungsebenen. Damit können vorgesehene Reserven für das Mittelspannungsnetz im Niederspannungsnetz verfügbar gemacht werden. Der RONT kann im Niederspannungsnetz sowohl Überspannungsprobleme, durch hohe Erzeugung, und Unterspannungsprobleme, durch hohe Last vermeiden. Im Rahmen des Projektes *DG-DemoNet Smart LV Grid* wurde eine Steigerung der Aufnahmefähigkeit von 50% bis 200% ermittelt [26]. Nachteilig bei einem RONT ist, dass dieser nur alle Stränge des unterlagerten Niederspannungsnetzes gleichzeitig regeln kann. Die selektive Regelung eines einzelnen Stranges ist nicht möglich bzw. können durch eine große Spreizung der Spannungsniveaus in den einzelnen Strängen den Einsatz des RONTs einschränken. Gibt es eine entsprechende Spreizung der Spannung auf den einzelnen Strängen (niedrige Spannung in einem Strang und hohe Spannung in einem anderen Strang), so würde der Einsatz des RONTs das Problem in einem der Stränge verschärfen. Im Mittel wurden Kosten von 28.500 EUR für 250 kVA und 29.500 EUR für 400 kVA erhoben.
- **Neubau einer Kompaktstation:** Bei entsprechender Betriebsmittelbelastung oder Spannungsqualitätsproblemen bei entsprechender Ausdehnung des Netzes kann die Errichtung einer weiteren Verteilernetzstation sinnvoll sein.. Dies stellt eine übergeordnete Maßnahme für die Transformatorenverstärkung dar. Kosten umfassen dabei sowohl die Station selbst, als auch den notwendigen Transformator. Für eine Kompaktstation mit einer Nennleistung von 250 kVA wurden Kosten in der Höhe von 26.670 EUR erhoben, für eine mit 630 kVA Kosten von 33.760 EUR.
- **Längsregler/Strangregler:** Diese funktionieren grundsätzlich gleich wie ein RONT, dienen aber nur zur Spannungsregelung innerhalb einer Spannungsebene, bzw. innerhalb eines Netzabzweiges. Je nach Ausführung des Strangreglers, kann die Spannungsregelung kontinuierlich oder stufenweise erfolgen und eine Phasenspannungsangleichung ermöglichen. [86][87]

Strangregler werden direkt im Netz verbaut (z.B. bei sehr langen und gleichzeitig schwachen Verteilernetzleitungen) und sind in der Lage die Spannung auf der Unterseite in einem einzelnen Strang zu regeln. Die Beschränkung auf einen Strang kann sowohl ein Vorteil als auch Nachteil sein. So kann selektiv ein Strang geregelt werden. Dies ist vor allem bei einer hohen Spreizung der Spannungsniveaus einzelner Stränge in einem Verteilernetz von Vorteil. Im Rahmen des Projektes *DG-DemoNet Smart LV Grid* konnte anhand von

theoretischen Untersuchungen gezeigt werden, dass die Aufnahmefähigkeit durch den Einsatz eines Längsreglers um bis zu 200% erhöht werden kann. [26]

Längsregler haben mittlere Kosten von etwa 22.400 EUR in einem Leistungsbereich von 30 kVA bis 100 kVA. Die erhobenen Kosten haben gezeigt, dass dabei eine relative Unabhängigkeit von der Leistung besteht.

- **Flexible AC Transmission Systems:** Bereits heute werden leistungselektronische Elemente unter dem Sammelbegriff Flexible AC Transmission Systems (FACTS) im Netz im Einsatz, die einzelne Aspekte des Netzbetriebs verbessern. Diese sind in der Lage Blindleistung zu regeln, eine aktive Phasensymmetrierung durchzuführen, teilweise den Lastfluss aktiv zu steuern und harmonische Oberschwingungen zu dämpfen (siehe Kapitel 5.2.3). Klassische FACTS Geräte sind der Static Synchronous Compensator (STATCOM) [88] oder der Unified-Power-Flow Controller (UPFC) als Leistungsflussregler. Der Einsatz eines, oder mehrerer Speichersysteme stellt teils eine Erweiterung der bestehenden Anwendungen um eine Speicherkapazität dar. Damit wäre es auch möglich, längere Spannungsprobleme wie Flicker, Swells und Dips zu kompensieren. Diese werden in der Regel im Hochspannungsnetz eingesetzt. Zukünftig wird es solche Systeme auch vermehrt in den darunterliegenden Netzebenen als Flexible AC Distribution Systems geben, wie dies in Ansätzen auch im Projekt FACDS in Wien Aspern demonstriert wurde [22].

Tabelle 29 Übersicht über mögliche Alternativmaßnahmen und den Einsatz von Energiespeichersystemen

Maßnahme	Betriebsmittelbelastung	Netzverluste	Spannungsband	Spannungssymmetrie	Spannungsform	Kosten
<b>Leitungsverstärkung</b>	Punktuelle Entlastung der jeweiligen verstärkten Leistung möglich keine darüber hinaus gehende Entlastung anderer Betriebsmittel	Sichtbare Reduktion der Netzverluste punktuell möglich. Keine Reduktion von Netzverlusten für andere Teile des Netzes	Reduktion von Spannungsabfall und Anstieg mit Leitungsverstärkung möglich	Eine aktive Symmetrierung ist nicht möglich [26]	Erhöhung der Kurzschlussleistung und Reduktion von Flicker, Swells und Dips	Wiese: 35.000 – 45.000 EUR/km  Asphalt: 90.000 – 110.000 EUR/km
<b>Transformatorverstärkung</b>	Punktuelle Entlastung von bestehenden Transformatoren  Keine Entlastung anderer Betriebsmittel	Reduktion der Auslastung des Transformators und Reduktion der Verluste	Geringe Verbesserung des Spannungsbandes durch die Reduktion des Spannungsabfalls im Transformator	Keine Auswirkung	Keine Auswirkung	160 kVA: 11.940 EUR,  250 kVA: 15.208 EUR  400 kVA: 17.170 EUR  800 kVA: 21.850 EUR
<b>Regelbarer Ortsnetztransformatoren</b>	Minimale Betriebsmittelentlastung mit höherer Spannung möglich	Minimale Verbesserung durch Erhöhung der Spannung möglich	Gute Entkopplung mehrerer Spannungsebenen möglich, jedoch keine selektive Regelung, Verbesserung einzelner	Minimale Reduktion durch Verbesserung des Spannungsbandes	Bei Tausch eines bestehenden Transformators keine Auswirkung auf das Netz	250 kVA: 28.500 EUR  400 kVA: 29.500 EUR

Maßnahme	Betriebsmittelbelastung	Netzverluste	Spannungsband	Spannungssymmetrie	Spannungsform	Kosten
			Stränge möglich			
<b>Längsregler</b>	Minimale Betriebsmittelentlastung mit höherer Spannung möglich	Minimale Verbesserung durch Erhöhung der Spannung möglich	Gute Entkopplung eines Stranges/Netzbereiches möglich	Spreizung der Phasenspannung wird vermindert. [86] NS-Längsregler können jede Phasenspannung einzeln regeln, was zu einer Reduktion der Unsymmetrie führt	Dämpfung von harmonischen Oberschwingungen	30 kVA - 100 kVA: ~ 22.400 EUR je nach System
<b>STAT-COM</b>	Entlastung der Betriebsmittel durch Vermeidung von Blindleistungsflüssen über höhere Spannungsebenen	Reduktion von Netzverlusten durch Blindleistungsmanagement	Blindleistungsregelung	Nicht Standard, Spezielle Lösungen aber verfügbar [89]	Aktive Kompensation von Spannungsschwankungen und Flicker	30-75€/kVar für MVar Systeme [90]
<b>Energiespeicher</b>	Aktive Betriebsmittelentlastung durch Wirkleistungsaufnahme und/oder je nach Situation Blindleistungskompensation	Je nach Netzkonfiguration Erhöhung der Netzverluste durch Speicherverluste oder Reduktion durch Leistungsreduktion [56]	Selektive und punktgenaue Spannungsbandregelung in einzelnen Strängen mit Blind- und Wirkleistung	Bei unsymmetrischem Betrieb ist eine aktive Phasensymmetrierung möglich [22]	Aktive Kompensation von Spannungsschwankungen und Flicker nur bei entsprechender Auslegung der Leistungselektronik möglich	113 EUR/kW 594 EUR/kWh für Systeme < 1MW/1MWh  Siehe Kapitel 2.3 für Details

Neben der Wirkung auf das lokale Netz bzw. dem Nutzen einzelner Maßnahmen ist jede Anwendung im Kontext der folgenden Aspekte zu bewerten:

1. **Dauer der Implementierung:** Je nach Problemstellung ist es notwendig, eine entsprechende Implementierungszeit zu beachten. So können Maßnahmen bei Ausfall von einzelnen Betriebsmitteln sehr schnell notwendig sein. Einzelne Lösungen können durchaus in sehr kurzen Zeiträumen implementiert werden. Laufende und abgeschlossene Projekte haben gezeigt, eine Einbringung bzw. Installation eines Speichersystems je nach System innerhalb einiger Tage technisch möglich. Sichtbarer Aufwand wurde in diesen Projekten v.a. in der Implementierung und Überprüfung der zu bereitstellenden Funktionen beobachtet. Die Dauer der Implementierung ist daher vor allem auch im Kontext der Standardisierung einzelner Funktionen zu betrachten.
2. **Dauer der Lösung:** Nicht jede Lösung bzw. Maßnahme ist permanent. So werden zum Teil temporäre Maßnahmen getroffen, die bis zur Fertigstellung einer anderen Maßnahme eingesetzt werden. So wurde beispielsweise im Projekt *EiChe Wettringen* ein Batteriespei-

chersystem zur temporären Entlastung des lokalen Verteilernetzes eingesetzt (siehe auch Kapitel 5.1.1).

3. **Lebensdauer/Nutzungsdauer:** Jede Maßnahme und jedes Betriebsmittel hat eine unterschiedliche Lebens- bzw. Nutzungsdauer. Bei aktiven Komponenten, wie beispielsweise Energiespeichersystemen, ist mit einer, im Vergleich zu passiven Komponenten (Kabel, Transformatoren), deutlich niedrigeren Lebensdauer zu rechnen. Dies ist in der Bewertung der Maßnahmen auch im Kontext der, in der Netzplanung entsprechend langen Planungszeiträumen entsprechend zu beachten.
4. **Flexibilität der Implementierung:** Weiters ist zu beachten, dass Lösungen entsprechend einfach skaliert werden können und je nach Problem flexibel eingesetzt werden können. Dies umfasst v.a. die notwendige Systemleistung und bei Energiespeichersystemen die Speicherkapazität.

Eine generelle Aussage über die geeignetste Lösung ist nicht möglich. Die jeweils optimale Lösung ist im Kontext des zu lösenden Problems und im Besonderen von der lokalen aktuellen und zukünftig zu erwartenden Netzsituation zu bewerten. Wie das Projekt EIChe Wettringen (siehe Kapitel 5.1.1) gezeigt hat, kann ein Speicher im Kontext dieser Aspekte in gewissen Situationen die geeignetste bzw. kostenoptimale Lösung darstellen.

## 8 ORGANISATION

Neben der technischen Eignung ist für den Einsatz eines oder mehrerer Speichersysteme, notwendig auf organisatorischer Ebene auch die Interaktion mit dem Markt und den regulatorischen Rahmen zu beachten.

Grundlegend wird festgehalten, dass es derzeit keine Legaldefinition im Sinne des EIWOG für Speichersysteme gibt. Einzig die Technisch Organisatorischen Regeln – TOR Teil A [11] und TOR Teil D [91] beschreiben Energiespeicher im nationalen Regulativ. Laut TOR D 2 werden diese im Sinne der Netzanschlussbedingungen den Erzeugungseinheiten zugeordnet. Laut der aktuell geltenden Anschlussregelung TOR Erzeuger (Typ A-D) sind Speicher *in ihrer Wirkung auf das Netz grundsätzlich wie Stromerzeugungsanlagen oder Verbraucheranlagen zu werten* [13]. Um einen möglichen Einsatz von elektrischen Energiespeichern umfassend zu bewerten ist eine detaillierte und aussagekräftige Definition dieser Systeme notwendig.

Eine für Österreich relevante Definition von Energiespeichersystemen wurde im Rahmen des „Clean Energy Packages“ erarbeitet. Darin definiert die Elektrizitätsbinnemarktrichtlinie 2019/944 Energiespeicheranlagen als „im Elektrizitätsnetz eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt“ [12] Artikel 2, Absatz 60. Energiespeicherung wird als „im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger“ definiert [12] Artikel 2, Absatz 59. Damit steht erstmals eine legislative Definition von Energiespeichersystemen für das elektrische Netz zur Verfügung.

### 8.1 Besitz und Betrieb durch den Netzbetreiber

Grundsätzlich ist es ÜNB und VNB von der nationalen Regulierungsbehörde freigestellt, welche Betriebsmittel für den Netzbetrieb eingesetzt werden. Durch die Fähigkeit Energie aufzunehmen und diese zu einem beliebigen, späteren Zeitpunkt wieder abzugeben, unterscheiden sich Speichersysteme jedoch grundlegend von derzeit gängigen Betriebsmitteln für den Netzbetrieb.

Es findet sich im nationalen rechtlichen und regulatorischen Rahmen keine explizite Bestimmung für Speichersysteme [92] bzw. ob Netzbetreiber eine solche Anlage besitzen bzw. betreiben dürfen. Grundsätzlich sind bei der Bewertung des Betriebs von Speichersystemen durch Netzbetreiber die im EIWOG verankerten Definitionen und Einschränkungen für Netzbetreiber zu beachten:

1. §42 Absatz 3 des EIWOG 2010 definiert das Verteilernetzbetreiber *...unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein müssen, die nicht mit der Verteilung zusammenhängen.* [93]

2. §7 Absatz 1 Ziffer 77 des EIWOG 2010 definiert „Verteilung“ den Transport von Elektrizität über Hoch-, Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetze zum Zwecke der Belieferung von Kunden, jedoch mit Ausnahme der Versorgung [93]
3. §7 Absatz 1 Ziffer 75 des EIWOG 2010 definiert „Versorgung“ den Verkauf einschließlich des Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden [93]

Eine tiefere Analyse wird an dieser Stelle nicht durchgeführt, da eine explizite Regelung erst mit der Überführung der Elektrizitätsbinnenmarkt Richtlinie als Teil des Clean Energy Packages [12] in nationales Recht festgelegt wird. Die Richtlinie sieht vor, dass sowohl Übertragungsnetzbetreiber (Artikel 54) als auch Verteilernetzbetreiber (Artikel 36) unter eingeschränkten Bedingungen ein Speichersystem besitzen und betreiben dürfen.

Artikel 36 der Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt im Clean Energy Package [12] regelt für Verteilernetzbetreiber das Eigentum von Speicheranlagen. Einem VNB ist es grundsätzlich nicht erlaubt Eigentümer von Speichersystemen zu sein und auch nicht diese zu betreiben bzw. zu verwalten. National kann es den jeweiligen durch die nationale Regulierungsbehörde VNB erlaubt werden Speichersysteme zu besitzen und zu betreiben. Dazu müssen die Systeme vollständig integrierte Netzkomponenten darstellen und die folgenden Anforderungen erfüllt sein:

1. *Anderen Parteien wurde nach Durchführung eines offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahrens, das der Überprüfung und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf, nicht das Recht gewährt, Eigentümer solcher Anlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, oder sie konnten diese Leistungen weder zu angemessenen Kosten noch rechtzeitig erbringen.*
2. *Solche Anlagen sind notwendig, damit Verteilernetzbetreiber ihre Verpflichtungen im Rahmen dieser Richtlinie zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betriebs der Verteilernetze erfüllen können, und die Anlagen werden nicht verwendet, um Elektrizität auf Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen.*
3. *Die Regulierungsbehörde hat geprüft, ob eine solche Ausnahme notwendig ist, eine Bewertung des Ausschreibungsverfahrens einschließlich seiner Bedingungen vorgenommen und ihre Genehmigung erteilt.*

Diese Regelung gilt auch für ÜNB. Dies ist im Artikel 54, der Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt im Clean Energy [12], geregelt und umfasst grundsätzlich die gleichen Bedingungen, unter denen eine ÜNB Speichersysteme besitzen und betreiben darf.

1. *Anderen Parteien, die ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren durchlaufen haben, das der Überprüfung und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf wurde nicht das Recht gewährt, Eigentümer solcher Anlagen zu sein bzw. diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, oder sie konnten diese Leistungen nicht zu angemessenen Kosten und nicht rechtzeitig erbringen.*
2. *Solche Anlagen oder nicht frequenzbezogene Systemdienstleistungen sind notwendig, damit Übertragungsnetzbetreiber ihre Verpflichtungen im Rahmen dieser Richtlinie zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betriebs der Übertragungsnetze erfüllen, und solche Anlagen und Dienste werden nicht verwendet, um Elektrizität auf Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen.*
3. *Die Regulierungsbehörde hat geprüft, ob eine solche Ausnahme notwendig ist, eine Ex-ante-Überprüfung der Anwendbarkeit eines Ausschreibungsverfahrens einschließlich der Bedingungen vorgenommen und ihre Genehmigung erteilt.*

Wie beschrieben, gelten für vollständig integrierte Netzkomponenten weniger strenge Regeln. Laut Richtlinie handelt es sich dabei um „Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement<sup>6</sup> dienen“ [12]. In diesem Sinne erfolgt bei sol-

---

<sup>6</sup> „Engpass“ ist eine Situation, in der eine Verbindung zwischen nationalen Übertragungsnetzen wegen unzureichender Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der betreffenden nationalen Übertragungsnetze

chen Anlagen auch keine Energieabgabe an Kunden bzw. keine Teilnahme an bestehenden Energiemärkten.

Wie in Kapitel 8.3 dargestellt, wird die Regulierungsbehörde verpflichtet mindestens einmal in fünf Jahren die Regelung des Besitzes und Betriebs von Speichersystemen durch Netzbetreiber zu überprüfen. Kommt die Überprüfung zu dem Ergebnis, dass Speichersysteme für den Netzbetrieb von Dritten kosteneffizient errichtet und betrieben werden können, soll in weiterer Folge der Besitz und Betrieb von Speichersystemen dem Netzbetreiber nicht mehr erlaubt sein. Zwar sollen Netzbetreiber für entsprechende Investitionen entschädigt werden. Jedoch verbleiben entsprechende Unsicherheiten und in weiterer Folge zu Hürden in der strategischen bzw. langfristigen Investitionsplanung von Netzbetreibern.

## 8.2 Integration in das Bilanzgruppensystem

Neben der Fragestellung in Bezug auf den rechtlichen Rahmen, ob ein Netzbetreiber das Recht hat ein Energiespeicher als Netzanlage zu besitzen und zu betreiben, ist bei einem etwaigen Betrieb des Speichers durch einen Netzbetreiber (vgl. die zuvor beschriebenen Artikel 36 und 54) jedenfalls dessen Integration in das Bilanzgruppensystem zu klären. Nachdem der Besitz und Betrieb eines Speichersystems durch Netzbetreiber noch nicht explizit geregelt ist, gibt es bislang auch keine explizite Regelung, wie ein solches Speichersystem für einen netzdienlichen Betrieb in das Bilanzgruppensystem eingebunden werden soll.

Eine Möglichkeit könnte darin bestehen, Energiespeicher die rein für den netzdienlichen Betrieb eingesetzt werden sollen, in Sonderbilanzgruppen für Netzbetreiber zusammenzufassen und sie vergleichbar mit Ausnahmeregelungen wie beispielsweise bei den Netzverlustbilanzgruppen [94] gesondert zu behandeln. Dabei gilt es jedenfalls zu klären in welcher Form Speichersysteme in das Messwesen und dabei auch in den Datenaustausch einzubinden sind, aber auch wie mit den entsprechend Kosten für Ausgleichsenergie umzugehen ist, sofern kein oder ein falscher Fahrplan des Speichersystems angemeldet wird. In Analogie wie u.a. bei herkömmlichen Bilanzgruppen könnten Speichersysteme im ersten Clearing abgerechnet werden und der Lieferant/Betreiber der Sonderbilanzgruppe muss für die Ausgleichsenergie bezahlen. Damit wären durch den Betrieb des Speichersystems, etwaige zusätzliche Abrufe von Regelreserve eindeutig einer derartigen Sonderbilanzgruppe für Speicher zuordenbar bzw. über die Ausgleichsenergie abrechenbar. Die Fahrplanerstellung für das Speichersystem könnte vom Netzbetreiber, auf Basis der zu erwarteten Netzauslastung wie beispielsweise durch lokale Erzeugung, mit Netzsimulationen prognostiziert und an den Bilanzgruppenverantwortlichen übermittelt werden.

Gleich wie bei dem Aspekt des Besitzes und Betriebs von Speichersystemen durch Netzbetreiber wird auch in diesem Zusammenhang erst mit dem Abschluss des Clean Energy Packages die Basis geschaffen, von der sich ein etwaiges Betriebsmodell ableiten lässt

## 8.3 Betrieb durch einen Dritten

Im derzeit geltenden Regulativ gibt es keine Einschränkung, dass Netzbetreiber ein Drittunternehmen für den Betrieb eines Speichersystems an einem spezifischen Ort und mit einer spezifischen Anwendung entschädigt. Die Binnenmarktrichtlinie definiert dabei sowohl für Übertragungsnetzbetreiber als auch für Verteilernetzbetreiber (Artikel 36, Absatz 3) folgenden Rahmen (anhand des Beispiels für VNB):

*Die Regulierungsbehörden führen in regelmäßigen Abständen oder mindestens alle fünf Jahre eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Energiespeicheranlagen durch, um zu prüfen, ob ein Potential für und Interesse an Investitionen in solche Anlagen besteht. Deutet die öffentliche Konsultation — gemäß der Bewertung durch die Regulierungsbehörde — darauf hin, dass Dritte in kosteneffizienter Weise in der Lage sind, Eigentümer solcher Anlagen zu sein bzw. solche Anlagen zu errichten, zu betreiben oder zu verwalten, so stellen die Regulierungsbehörden sicher, dass die darauf gerichteten Tätigkeiten der Verteilernetzbetreiber binnen 18 Monaten schrittweise eingestellt werden. Als Teil der Bedingungen dieses Verfahrens können die Regulierungsbehörden es*

---

*nicht alle Stromflüsse im Rahmen des von den Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigen kann [66]*

*den Verteilernetzbetreibern gestatten, einen angemessenen Ausgleich zu erhalten, insbesondere sich den Restwert ihrer Investitionen in Energiespeicheranlagen erstatten zu lassen. [12]*

Wird das Speichersystem von einem Dritten betrieben, so kann dieser vollständig am Markt teilnehmen. In diesem Fall ist es auch möglich, dass die verbleibende Kapazität bzw. auch die gespeicherte Energie frei vermarktet werden kann. So wurde es auch im Projekt *leafs* gelöst (siehe Referenzimplementierung – Kapitel 5.1.1).

Letztendlich ist auch hier zu beachten, dass der Netzbetreiber, im Sinne einer wiederkehrenden Parametrierung, Fernsteuerung und Überwachung des netzdienlichen Einsatzes (siehe Kapitel 4.2), Zugriff auf das System behält und auch, dass die Speichersteuerung den Netzbetrieb gegenüber einem Marktbetrieb priorisiert werden kann. Diese Priorisierung ist entsprechend in der Programmlogik zu verankern. Zusätzlich ergibt sich der Vorteil, dass durch die Bereitstellung von zusätzlichen Dienstleistungen für Kunden, das Speichersystem inhärent netzfreundlich betrieben werden kann. So kann z.B. ein Speicher einen lokalen Gemeinschaftsspeicher bilden und Überschüsse aus PV so speichern, sodass Erzeugungsspitzen reduziert werden.

## 9 SYNTHESE UND EMPFEHLUNGEN

Im Kontext des geplanten Ausbaus der erneuerbaren Erzeugung im Rahmen der *#mission2030* wird der Anteil erneuerbarer Erzeugungsanlagen in allen Netzebenen sichtbar zunehmen. Zusätzlich wird eine verstärkte Elektrifizierung der Bedarfsseite wie z.B. mit Elektrofahrzeugen erwartet. Aus Sicht des Netzes ist der Ausbau bzw. die Implementierung dieser Technologien durch die mögliche Belastung und definierte Spannungsqualitätsmerkmale beschränkt. Um diese Transformation zu ermöglichen, ist eine entsprechende Ertüchtigung der elektrischen Netze notwendig. Im Kontext dieser Ertüchtigung sind netzdienliche Energiespeichersysteme ein mögliches Werkzeug für die Netzbetreiber. Die netzdienliche Speicheranwendung hat umfassende Wirkung auf das Netz. Sowohl eine positive Auswirkung auf das Spannungsband, die Betriebsmittelauslastung und die Netzverluste sind zu erwarten:

1. **Vermeidung von Netzüberlastungen:** Mithilfe von Energiespeichersystemen kann eine Betriebsmittelüberlastung vermieden werden. Dies kann durch Reduktion von Leistungsspitzen und Blindleistung erreicht werden. Der Einsatz hat einen direkten Einfluss auf die überlagerten und unterlagerten Netzebenen. Speichersysteme unterschiedlicher Netzebenen sind damit in der Lage gemeinsam eine Betriebsmittelüberlastung zu vermeiden.
2. **Vermeidung von Spannungsbandverletzungen:** Elektrische Energiespeicher können durch die Steuerung der Wirk- und/oder Blindleistung die Spannung erhöhen bzw. senken. Die Regelung kann dabei auf der gemessenen Spannung am Batteriespeichersystem oder entfernten Messpunkt erfolgen. Ein Speichersystem kann gezielt in einzelnen Strängen eingesetzt werden und so Spannungsprobleme punktgenau beheben.
3. **Verbesserung der Spannungsform:** Generell sind Batteriespeichersysteme technisch in der Lage schnell Wirk- und Blindleistung aufzunehmen und abzugeben und bei geeigneter Regelung effektiv zur Verringerung von Flicker und kurzfristigen Spannungsschwankungen beizutragen.

Neben Energiespeichersystemen stehen dem Netzbetreiber eine Vielzahl an möglichen Optionen für eine solche Ertüchtigung zur Verfügung. Dies umfasst auf der einen Seite einen klassischen Netzausbau und auf der anderen Seite Optionen wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder Strangregler. Eine generelle Aussage über die beste Lösung für die Ertüchtigung der Netze ist nicht möglich. Je nach lokaler Situation bzw. Problemstellung ist eine individuelle Bewertung aller möglichen Lösungen unter technischen und betriebswirtschaftlichen Aspekten notwendig. Die Analysen und Recherchen dieser Studie haben jedoch gezeigt, dass auch elektrische Speichersysteme ein effektives Werkzeug für die Ertüchtigung der Netze sein können. Der Einsatz von Speichersystemen ist damit eine konzeptionelle Erweiterung eines bestehenden Einsatzes von aktiven Netzkomponenten. Im Vergleich zu anderen Lösungen weisen elektrische Energiespeicher spezifische Vorteile auf.

1. **Flexibler Einsatz:** Energiespeicher können grundsätzlich in allen Netzebenen eingesetzt werden. Mit der Fähigkeit Wirkleistung aufzunehmen bzw. diese zu speichern können sie sowohl für die Vermeidung von Überlastungen und Spannungsproblemen eingesetzt werden. Zusätzlich sind sie in der Lage Blindleistung bereitzustellen und bei entsprechender Auslegung eine aktive Phasensymmetrierung zu ermöglichen.
2. **Selektiver Einsatz:** Durch die flexible Positionierung können Speichersysteme selektiv Probleme in einem spezifischen Netzabzweig lösen. Andere Maßnahmen, wie z.B. der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztrafos, sind nicht in der Lage spezifisch einzelne Stränge zu regeln und daher vom Einsatzgebiet stärker limitiert.
3. **Multifunktionaler Einsatz:** Der netzdienliche Einsatz von Speichersysteme kann sichtbare Beiträge zur Sicherung der Spannungsqualität und Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen liefern. Ein multifunktionaler Betrieb ermöglicht dabei sichtbare Synergien von einzelnen Anwendungsfällen.
4. **Phasengenaue Betrieb:** Je nach Netz- bzw. Lastsituation kann eine sichtbare Phasensymmetrie auftreten. Durch eine phasengenaue Ausführung und Steuerung kann das System effizienter regeln bzw. die notwendige Speicherkapazität reduziert werden. Ein phasengenaue Betrieb ist daher anzustreben.
5. **Spannungslevel-übergreifende Wirkung:** Die Reduktion von Leistungsspitzen zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen hat einen direkten Einfluss auf die überlagerten und unterlagerten Netz-ebenen. Speichersysteme unterschiedlicher Netzebenen sind damit in der Lage gemeinsam eine Betriebsmittelüberlastung vermeiden.

In mehreren nationalen und internationalen Projekten wurde erfolgreich gezeigt, dass eine technische Umsetzung der beschriebenen netzdienlichen Speicheranwendungen möglich ist. Damit ist grundsätzlich ein wesentlicher Baustein für die zukünftige Umsetzung eines solchen Betriebs vorhanden. Bei der Implementierung und im Betrieb von Energiespeicheranlagen sind jedoch spezifische Anlagenaspekte zu beachten:

1. **Speicherauslastung:** Es konnte anhand von Referenzprojekten gezeigt werden, dass Blindleistungsregelung je nach Situation einen guten Teil der notwendigen Spannungsregelung abdeckt und dass die Wirkleistungsregelung nur in etwa 10% der gesamten Zeit zum Einsatz kommt. Diese niedrige Auslastung der Kapazität führt auch zu höheren spezifischen Kosten für einen etwaigen Speichereinsatz.. Die jeweilig tatsächlich notwendige Speicherkapazität ist jedoch je Fall individuell zu bestimmen. D
2. **Kapazitätsbedarf:** Der tatsächliche Kapazitätsbedarf für den Einsatz zur Spannungsbandhaltung und zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen ist in Abhängigkeit des Leistungsprofils und dem Grad der Steigerung der Aufnahmefähigkeit der Netze zu betrachten. Nach Ausschöpfung aller anderen Maßnahmen, ergibt sich für eine Verdoppelung der Aufnahmefähigkeit der Netze ein Speicherkapazitätsbedarf von 5.7h im Vergleich zur Nennleistung der Photovoltaik (d.h. für 100kW PV-Zubau sind 570kWh Speicherkapazität notwendig).
3. **Einsatzkosten:** Die gewichteten Kosten für Speichersysteme hängen neben den Investitionskosten auch vom Betrieb sowie der möglichen Zyklenzahl und Effizienz ab. Durch die zu erwartende niedrige Zyklenzahl für die oben angeführten Anwendungen, steigen die spezifischen Kosten eines netzdienlichen Einsatzes sichtbar an. Zwar ist in den nächsten Jahren mit einer weiteren Degression der Investitionskosten und Verbesserung der Anlagencharakteristika zu rechnen, jedoch ist zu erwarten, dass die spezifischen Kosten für den Speichereinsatz durch die geringe Zyklenzahl hoch bleiben. Eine mögliche Lösung dafür ist, die Zyklenzahl durch eine Mehrfachnutzung des Speichersystems, auch durch andere Stakeholder zu erhöhen und so die Kosten für den Speichereinsatz zu reduzieren.

Der Einsatz von Speichersystemen ist nicht als alleinstehende Einzellösung zu betrachten, sondern eine Teillösung, integriert das Gesamtsystem mit zukünftig intensivem Informationsaustausch und Koordination mit anderen aktiven Komponenten über mehrere Spannungsebenen hinweg. Entsprechende Aspekte der Systemintegration sind zu beachten:

1. **Ortsgebundener Einsatz:** Der netzdienliche Einsatz von Speichersystemen ist im Vergleich zum systemdienlichen Einsatz (z.B. Bereitstellung von Regelreserve) ortsge-

bundgen. Damit ist eine Anforderung des Einsatzes von Speichersystemen der Einsatz an einem gewissen Punkt im Netz, um eine entsprechende Wirkung zu entfalten. Der Netzbetreiber muss in weiterer Folge den Einsatzort des Energiespeichers bestimmen können.

2. **Überlagerte Bewirtschaftungsmechanismen:** Für den Speichereinsatz ist, je nach Aufwand und Wirkung eine stufenweise Nutzung der möglichen Bewirtschaftungsmechanismen zu wählen. In einem ersten Schritt sind Blindleistungsregelung und eine aktive Phasensymmetrierung zu implementieren. Beide können bei entsprechender Auslegung der Regelung ohne Speicherkapazität betrieben werden. Erst wenn die beiden ersten Maßnahmen vollständig ausgeschöpft sind, soll tatsächlich Energie im Speichersystem gespeichert werden. Mit dieser stufenweisen Regelung kann die notwendige Speicherkapazität sichtbar reduziert und in weiterer Folge die Investitionskosten gesenkt werden. Bei entsprechender Auslegung der Leistungselektronik sind elektrische Energiespeicher in der Lage auch die Spannungsform zu verbessern.
3. **Zugriff auf das System:** Um eine über das Gesamtsystem optimale Betriebsweise zu ermöglichen, muss der Netzbetreiber, im Sinne einer wiederkehrenden Parametrierung und/oder dauerhaften Fernsteuerung, Zugriff auf das System haben. Ausgehend von diesen Aspekten ist eine Einbindung aktiver, netzdienlicher Speicher in die IKT-Infrastruktur des Netzbetreibers sinnvoll bzw. entsprechende Informationsschnittstellen vorzusehen, die einen koordinierten Betrieb erlauben. Zusätzlich ist sicherzustellen, dass das Speichersystem die Leistungsvorgaben zum Netzbetrieb gegenüber anderen (marktgetriebenen) Anwendungen priorisiert.

Ein etwaiger Einsatz von Energiespeichersystemen durch und für Netzbetreiber ist entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen unterworfen. Aus Sicht der Studie wurden die drei folgenden relevanten Punkte identifiziert:

1. **Eigentum und Betrieb:** Mit dem Abschluss des Clean Energy Packages wurde erstmals ein regulativer Rahmen zum Einsatz von Energiespeichersystemen durch Netzbetreiber geschaffen. Die darin definierten Regelungen lassen jedoch Gestaltungsspielraum bei der Übertragung in nationales Recht zu. Daher ist ein vollständiger regulatorischer Rahmen erst nach dieser Übertragung in nationales Recht verfügbar.
2. **Strategische Investitionsplanung:** Auch im Falle einer entsprechenden Regelung, die den Besitz und Betrieb von Speichersystemen durch Netzbetreiber ermöglicht, bestehen weiter entsprechende Unsicherheiten bzw. Hürden in der strategischen Investitionsplanung. Dies ist auf den Umstand zurückzuführen, dass die Regulierungsbehörde den Betrieb solcher Systeme durch Dritte regelmäßig zu prüfen hat. Kommt die Überprüfung zu dem Ergebnis, dass ein kosteneffizienter Betrieb durch Dritte möglich ist, soll die Erlaubnis des Besitzes und Betriebs von Speichersystemen durch Netzbetreiber aufgehoben werden.
3. **Integration in das Bilanzgruppensystem:** Bei Einsatz eines Speichersystems ist diese entsprechend im Bilanzgruppensystem abzubilden. Eine Möglichkeit könnte darin bestehen, Energiespeicher die rein für den netzdienlichen Betrieb eingesetzt werden sollen in Sonderbilanzgruppen für Netzbetreiber zusammenzufassen und sie vergleichbar mit Ausnahmeregelungen wie beispielsweise bei den Netzverlustbilanzgruppen gesondert zu behandeln.
4. **Betrieb durch einen Dritten:** Ein Betrieb durch einen Dritten ist derzeit im nationalen Regulativ nicht explizit definiert. Die neue Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie sieht jedoch vor, dass eine marktbasierete Beschaffung etwaiger Netzdienstleistungen von Speichersystemen einem Betrieb durch Netzbetreiber vorzuziehen ist. Erst nach der Überführung in nationales Recht kann dies final beantwortet werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der netzdienliche Speichereinsatz umfassende positive Wirkung auf das Netz hat. Bevor Energiespeicher jedoch ein vollwertiges Werkzeug zur Ertüchtigung der Netze darstellen, sind Fragen des Regulativs und Ansätze zur gesteigerten Nutzung zur Kostenreduktion zu klären.

## LITERATUR

- [1] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus and Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, “#mission2030 - Die österreichische Klima- und Energiestrategie.” Jun-2018.
- [2] T. Krutzler *et al.*, “Energie- und Treibhausgas-Szenarien im Hinblick auf 2030 und 2050 - Synthesebericht 2017,” Umweltbundesamt GmbH, Wien, Austria, 2017.
- [3] P. Biermayr *et al.*, “Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2017 - Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpen und Windkraft,” Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Vienna, Austria, May 2018.
- [4] M. Hartl, P. Biermayr, A. Schneeberger, and P. Schöfmann, “Österreichische Technologie-Roadmap für Wärmepumpen,” Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, Austria, Aug. 2016.
- [5] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, “Elektromobilität in Österreich - Zahlen und Daten - 2018 (Q1).” Apr-2018.
- [6] International Energy Agency, “Global EV Outlook 2016 - Beyond one million electric cars.” 2016.
- [7] Enamo GmbH, “Die Zukunft hat begonnen: Wärmepumpe erkennt automatisch günstige Energiepreise,” *ENAMO GmbH Online Presse-Center*. [Online]. Available: <http://news.enamo.at>. [Accessed: 13-Nov-2018].
- [8] aWATTar GmbH, “HOURLY - Österreichs innovativer Stromtarif mit stündlicher Preisanpassung,” 2018. [Online]. Available: <https://www.awattar.com/tariffs/hourly>. [Accessed: 13-Nov-2018].
- [9] W. Prüggl *et al.*, “V2G-Strategies,” Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Wien, Austria, Publizierbarer Endbericht, Feb. 2013.
- [10] F. Moisl, W. Prüggl, and G. Lettner, “LEAFS – Assessment of Electricity Storage System and Flexible Loads in the Distribution Grid,” presented at the 15th IAEE European Conference, Vienna, Austria, 03-Sep-2017.
- [11] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft, “Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis - Version 1.9.” 03-Jan-2017.
- [12] European Commission, “Richtlinie (EU) 2019/944 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.” 14-Jun-2019.
- [13] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), “Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen (Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV) Version 1.0 gültig ab 1.8.2019.” 08-Jan-2019.
- [14] KfW, “Merkblatt Erneuerbare Energien KfW-Programm Erneuerbare Energien ‘Speicher’ (Anm. KfW 2016).” 13-Mar-2017.
- [15] D. Rosewater, J. Johnson, M. Verga, R. Lazzari, C. Messner, R. Bründlinger, J. Kathan, J. Hashimoto, K. Otani, “International Development of Energy Storage Interoperability Test Protocols for Photovoltaic Integration (Conference Presentation),” Hamburg, Sep-2015.

- [16] J. Tant, J. Driesen, F. Geth, and R. Belmans, "Balanced and unbalanced inverter strategies in battery storage systems for low-voltage grid support," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 10, pp. 929–936, Jul. 2015.
- [17] J. Stöckl, P. Jonke, B. Bletterie, and S. Kadam, "Power quality improvement strategies for battery storage systems with low-voltage grid support," in *Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe), 2017 19th European Conference on*, 2017, p. P–1.
- [18] S. Aebi, "Optimal Power Flow Calculation for Unbalanced Distribution Grids."
- [19] S. Sun, B. Liang, M. Dong, and J. A. Taylor, "Phase balancing using energy storage in power grids under uncertainty," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 3891–3903, 2016.
- [20] B. Bletterie, A. Tayyebi, S. Kadam, J. L. B. J. Stöckl, J. Kathan, and A. Einfalt, "A novel concept for combining distribution network and system support services for storage systems," in *PowerTech, 2017 IEEE Manchester*, 2017, pp. 1–6.
- [21] J. Kathan, "Increasing the Hosting Capacity of PV with storage systems," presented at the EERA Technical Workshop, Milano, Italy, 29-Jun-2012.
- [22] R. Zoll, "Speichersysteme für Netzdienstleistungen im Verteilnetz," presented at the IMH Energietage - Stationäre Batteriespeichersysteme, Wien, Austria, 16-Nov-2018.
- [23] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., "VDE-AR-N 4105 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz." Aug-2011.
- [24] Underwriter Laboratories, "UL1741 Supplement SA - Grid support utility interactive inverters and converters." 2016.
- [25] CEI, "CEI-0-21 -Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica." Jul-2016.
- [26] Energie AG Oberösterreich Netz GmbH *et al.*, "DG DemoNet - Smart LV Grid - Erkenntnisse für die Integration dezentraler Erzeugung," 2015.
- [27] H. Brunner and *et al.*, "DG DemoNetz-Validierung - Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung – Validierung von Spannungsregelungskonzepten," Wien, Austria, Publizierbarer Endbericht, Nov. 2013.
- [28] BVES / BSW Solar, "Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme." BVES / BSW Solar, 2017.
- [29] Christian Messner, Johannes Kathan, and Johann Mayr, "Effizienz und Effektivität von netzgekoppelten PV-Heimspeichersystemen - Erfahrungen und Erkenntnisse aus Labortests kommerzieller Produkte," presented at the PV-Symposium 2016, Bad Staffelstein / Germany, 2016.
- [30] Johannes Weniger, Selina Maier, Lena Kranz, Nico Orth, Nico Böhme, and Volker Quaschnig, "Stromspeicher Inspektion 2018." HWE Berlin, Nov-2018.
- [31] Christian Messner, "Effizienzbestimmung von Batteriespeichersystemen," 4. Deutsche Photovoltaik-Betriebs- und Sicherheitstagung, Berlin, 20-Oct-2017.
- [32] W. Hribernik and *et al.*, "Research Project DG-EV-HIL - Periodic Report 2010 - AIT Energy Department." Austrian Institute of Technology (AIT), 05-Feb-2011.
- [33] J. Fleer, S. Zurmühlen, J. Badeda, P. Stenzel, J.-F. Hake, and D. U. Sauer, "Model-based Economic Assessment of Stationary Battery Systems Providing Primary Control Reserve," *Energy Procedia*, vol. 99, pp. 11–24, Nov. 2016.

- [34] Isidor Buchmann, "Types of Lithium-ion Batteries – Battery University," *Battery University (Sponsored by Cadex Electronics Inc)*. [Online]. Available: [https://batteryuniversity.com/learn/article/types\\_of\\_lithium\\_ion](https://batteryuniversity.com/learn/article/types_of_lithium_ion). [Accessed: 12-Dec-2018].
- [35] Oliver Schmidt, "Future cost of electricity storage and impact on competitiveness," EU4Energy Policy Forum, Karven 4 Seasons Resort, Sary-Oi, Kyrgyzstan, 28-Jun-2018.
- [36] A. Belderbos, E. Delarue, K. Kessels, and W. D'haeseleer, "The levelized cost of storage critically analyzed and its intricacies clearly explained," TME-Working Paper, WP EN2016-11, unpublished. [Online] Available at: [http://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy\\_environment/PublicationsEnergyandenvironment/Journalpapers](http://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/PublicationsEnergyandenvironment/Journalpapers), 2016.
- [37] V. Jülch, "Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method," *Appl. Energy*, vol. 183, pp. 1594–1606, Dec. 2016.
- [38] J. Kathan *et al.*, "EERA Joint Programme on Smart Grids Sub-Programme 4 - Electrical Energy Technologies - D4.3 & D4.4," May 2015.
- [39] SANDIA, "DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA," Sandia National Laboratories in Collaboration with NECRA, us, Jul. 2013.
- [40] EPRI - Electric Power Research Institute, "Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits," Palo Alto, USA, 1020676, Dec. 2010.
- [41] Republik Österreich, "Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 und Energie-Control-Gesetz." 23-Dec-2010.
- [42] Österreichischer Verband für Elektrotechnik and Österreichisches Normungsinstitut, "EN 50160 Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks." 01-Mar-2011.
- [43] Christian Elbs, Reinhard Nennig, Robert Pardatscher, and Rolf Witzmann, "Einsatz der Q(U)-Regelung bei der Vorarlberger Energienetze GmbH - Endbericht." 30-Jun-2014.
- [44] VDE (FNN), "Weiterentwicklung der Anforderungen an Erzeugungsanlagen: Statische Spannungshaltung - Studie im Auftrag des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)," BMWi Netzplattform AG Systemsicherheit, 05-Nov-2015.
- [45] M. Heidl and others, "morePV2grid."
- [46] T. Stetz, F. Marten, and M. Braun, "Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 534–542, 2013.
- [47] T. Stetz, M. Kraiczy, M. Braun, and S. Schmidt, "Technical and economical assessment of voltage control strategies in distribution grids," *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, p. n/a–n/a, 2013.
- [48] J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, and D. Geibel, "Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 11, no. 2, pp. 55 – 64, 2013.
- [49] H. Brunner and *et.al.*, "„DG DemoNetz – Konzept“ - Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung – Konzeption von Demonstrationsnetzen." *Energiesysteme der Zukunft*, 18-Dec-2009.
- [50] M. Braun, *Provision of Ancillary Services by Distributed Generators: Technological and Economic Perspective*. kassel university press GmbH, 2009.

- [51] Elisabeth Lemaire *et al.*, “European White Book on Grid-Connected Storage, DRAFT,” CEA INES, Nov. 2011.
- [52] E-Control, “TOR D2 - Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen.” 2006.
- [53] J. von Appen, A. Schmiegel, and M. Braun, “Impact of PV Storage Systems on Low Voltage Grids—A Study on the Influence of PV Storage Systems on the Voltage Symmetry of the Grid,” in *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt am Main, Germany*, 2012, pp. 3822–3828.
- [54] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, “Diskussionspapier: Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb.” 2018.
- [55] Dr. Gilbert Schnyder *et al.*, “Verteilte Einspeisungen in Niederspannungsnetze - VEiN-Erkenntnisbericht 2014.” Konsortium VEiN, 31-Jun-2015.
- [56] S. Nykamp, T. Rott, N. Dettke, and S. Kueppers, “The project ‘EiChe’ Wettringen: storage as an alternative to grid reinforcements - experiences, benefits and challenges from a DSO point of view,” in *International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age*, 2015, pp. 1–6.
- [57] F. P. Baumgartner *et al.*, “Analysing the voltage stability of photovoltaic inverters reactive power control in the laboratory including the distribution grid transformer,” presented at the 35th EU PVSEC 2018 Brussel, 2018.
- [58] Lei Wang, “Coordinated and noncoordinated control of energy storage for voltage support in low voltage distribution networks,” 2016.
- [59] R. Iskra and *et al.*, “ProAktivNetz Vorausplanende automatisierte aktive Verteilnetz-Betriebsführung mit Integration dezentraler Erzeuger,” KNG-Kärnten Netz GmbH, Publizierbarer Endbericht, Sep. 2015.
- [60] D. Zhang, J. Li, and D. Hui, “Coordinated control for voltage regulation of distribution network voltage regulation by distributed energy storage systems,” *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 3, no. 1, Dec. 2018.
- [61] Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann *et al.*, “Verbesserung der Spannungsqualität bei dezentraler Einspeisung durch gesteuerte Wechselrichter,” presented at the ETG-Kongress 2009, Düsseldorf, Germany, 2009.
- [62] European Commission, “Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.” 14-Jun-2019.
- [63] A. Zegers and H. Brunner, “TSO-DSO interaction: An Overview of current interaction between transmission and distribution system operators and an assessment of their cooperation in Smart Grids - ISGAN Discussion Paper - Annex 6 Power T&D Systems, -Task 5.” Sep-2014.
- [64] A. Zegers, M. Stefan, and F. Kupzog, “ICT aspects of TSO-DSO interaction Data exchange and ICT requirements along organizational interaction between TSO and DSO,” International Smart Grid Action Network, Discussion Paper, Oct. 2018.
- [65] S. Uebermasser *et al.*, “Requirements for coordinated ancillary services covering different voltage levels,” *CIREN-Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 1421–1424, 2017.
- [66] European Commission, “Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüber-

schreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003." 14-Aug-2009.

- [67] J. Kathan, T. Esterl, F. Leimgruber, and H. Brunner, "Pumpspeicher Roemerland," Nov. 2012.
- [68] Parker Hannifin, "Storage Solution for Renewable Energy Generation | Parker Hannifin," 17-Feb-2017. [Online]. Available: <http://blog.parker.com/renewable-energy-generation%3A-the-importance-of-energy-storage>. [Accessed: 13-Nov-2018].
- [69] J. Kathan, "Projekt GreenStore - Technische, ökonomische und regulatorische Evaluierung von elektrischen Speichersystemen im Netzverbund zur verbesserten Netzintegration erneuerbarer Energie - Endbericht," Mar. 2013.
- [70] ETG, VDE, "VDE-Studie - Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene." ETG, Mai-2015.
- [71] E-Control, "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil D: Besondere Technische Regeln - Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen (Version 2.3)." E-Control, 07-Jan-2016.
- [72] G. Taljan, "Projekt LEAFS: Eine zentrale Stromspeichereinheit für das lokale Stromnetz," presented at the IMH Energietage - Stationäre Batteriespeichersysteme, Wien, Austria, 18-Nov-2018.
- [73] DI Dr. Andreas Schuster, DI Dr. Alfred Einfalt, Dr. Rusbeh Rezaia, DI Dr. Johannes Stöckl, Dr. Sebastian Goers, and DI Markus Puchegger, "Endbericht: FACDS – Netzstabilisierung und Optimierung des Verteilnetzes durch Einsatz von „Flexible AC Distribution Systems“." Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG), 29-Apr-2019.
- [74] M. Magaldi and et.al., "Analysis of Grid Management Technologies for the distribution grid," Project Deliverable - Project WiseGRID D12.1, Nov. 2017.
- [75] A. Kulmala, S. Repo, and B. Bletterie, "Avoiding adverse interactions between transformer tap changer control and local reactive power control of distributed generators," in *PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2016 IEEE*, 2016, pp. 1–6.
- [76] WEMAG AG, "10-MW-Batteriespeicherkraft Werk." Jul-2017.
- [77] W. Vitovec, "Großspeicherprojekte auf dem Vormarsch - Ein Praxisbericht," presented at the IMH Energietage - Stationäre Batteriespeichersysteme, Wien, Austria, 17-Nov-2018.
- [78] Adrian E. Weitnauer, "Qualität des Stromnetzes." 18-Feb-2009.
- [79] F. Blaabjerg, "Power Electronics – Quo Vadis," 17-Jul-2018.
- [80] Tim Green *et al.*, "Project: DISPOWER: Deliverable 2.4 - Corresponding to task 2.6 (ICCS, ISET, EDF, KUL, IC)." 08-Feb-2005.
- [81] Dipl.-Ing. Roland Bründlinger, Dipl.-Ing. Benoît. Bletterie, and Dipl. -Ing. Christoph Mayr, "PV-Wechselrichter als aktive Filter zur Verbesserung der Netzqualität - Was können moderne Geräte leisten?," presented at the 22. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2007.
- [82] H. Samet and M. A. Jarrahi, "A comparison between SVC and STATCOM in flicker mitigation of electric arc furnace using practical recorded data," in *2015 30th International Power System Conference (PSC)*, Tehran, Iran, 2015, pp. 300–304.
- [83] A. Chakraborty, S. K. Musunuri, A. K. Srivastava, and A. K. Kondabathini, "Integrating STATCOM and Battery Energy Storage System for Power System Transient Stability: A Review

and Application,” *Advances in Power Electronics*, 2012. [Online]. Available: <https://www.hindawi.com/journals/ape/2012/676010/>. [Accessed: 18-Oct-2018].

- [84] W. Galton, “Stabilizing and maximizing renewables using a flywheel - inverter system,” presented at the RPI CFES Workshop on Microgrid Technology and Applications, 10-Oct-2013.
- [85] H. Brunner *et al.*, “DG DemoNet – Smart LV Grid - Control concepts for active low voltage network operation with a high share of distributed energy resources,” Austrian Institute of Technology GmbH, Apr. 2015.
- [86] Dominik CZESCHKA, “Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen: Strangregler versus Batteriespeicher.” Technische Universität Wien, Feb-2017.
- [87] A. Eberle GmbH & Co. KG, “LVRSys - Auf die richtige Spannung kommt es an.” Dezember-2017.
- [88] A. S. SENGAR, R. CHHAJER, G. FANDI, and F. O. IGBINOVIA, “Comparison of the Operational Theory and Features of SVC and STATCOM,” 2015.
- [89] Siemens, “Flexible AC Transmission Systems (FACTS) - Parallelkompensation.” Feb-2017.
- [90] M. Braun, *Provision of Ancillary Services by Distributed Generators: Technological and Economic Perspective*. kassel university press GmbH, 2009.
- [91] E-Control, “Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) D4.” 2016.
- [92] H. Pichler, “Das neue EU Energierechtspaket Elektrische Energiespeicher Wunsch und Wirklichkeit,” presented at the IMH Energietage - Stationäre Batteriespeichersysteme, Wien, Austria, 16-Nov-2018.
- [93] *Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010*. 2014.
- [94] E-Control, “Sonstige Marktregeln - Kapitel 8 - Besondere Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste.” 16-Apr-2010.

**AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY GMBH**

Giefinggase 4, 1210 Wien, Österreich

[www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

[office@ait.ac.at](mailto:office@ait.ac.at)

Johannes Kathan  
Senior Research Engineer  
Electric Energy Systems  
Center for Energy  
+43 50550- 6027  
[johannes.kathan@ait.ac.at](mailto:johannes.kathan@ait.ac.at)

Margit Özelt  
Marketing and Communication  
Center for Energy+43 50550- 6302  
[angela.balder@ait.ac.at](mailto:angela.balder@ait.ac.at)

Andrea Reichenauer  
Office Management  
Center for Energy  
+43 50550- 6648  
[andrea.reichenauer@ait.ac.at](mailto:andrea.reichenauer@ait.ac.at)