

# Kombination von Einsatzmöglichkeiten von Speichersystemen für die Netzberechnungen im Niederspannungsnetz

Michael Kain<sup>(1)</sup>, Matthias Gaderer<sup>(2)</sup>, Alfons Haber<sup>(3)</sup>

<sup>(1)</sup>Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, Tel. +49 (0)871 506 423  
E-Mail: michael.kain@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

<sup>(2)</sup>TUM Campus Straubing, Schulgasse 16, D-94315 Straubing, Tel. +49 (0)9421 187 100  
E-Mail: gaderer@tum.de, www.res.cs.tum.de

<sup>(3)</sup>Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, Tel. +49 (0)871 506 230  
E-Mail: alfons.haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

## Kurzfassung:

Einsatzmöglichkeiten von Speichersystemen im Niederspannungsnetz werden mehr nachgefragt und immer umfassender. So gilt es, unterschiedliche Betriebsmodi und auch Positionierungen von Speichern im Netz zu betrachten und resultierend die Lastflüsse mit den Auswirkungen auf den Betrieb der Netze zu analysieren.

Lastflüsse im Niederspannungsnetz sind das Resultat von Last und Erzeugung und wirken auf die Lastflüsse im Mittelspannungsnetz. Die Last und die Erzeugung werden über den Einsatz von Energiespeichern zukünftig stärker beeinflusst. Somit wirken diese Speicher ebenfalls auf die Spannungsqualität im Netz. Der Zusammenhang ist vielfältig und stellt auch den Einsatz vor neue Herausforderungen. Ein Modell zum Betrieb von Niederspannungsnetzen in Kombination mit Speichersystemen kann ein Speichermanagement sein, welches das Zusammenspiel von Last, Erzeugung und Speicher über dynamische Eingangsdaten berücksichtigt. Anhand von realen Netzdaten mit zugehörigen Last- und Erzeugungsdaten können Modelle dargestellt und weiterführend über Lastflussberechnungsprogramme statisch und dynamisch (bspw. mit ¼-Stundenwerten) berechnet werden.

Analysen und Betrachtungen bestätigten die Veränderung der Anforderungen für den Betrieb und die Planung von Niederspannungsnetzen. Die Berechnungen zu Lastflüssen im Niederspannungsnetz ohne und mit einem Speichermanagement zeigen sehr gut, dass z.B. die Spannungsqualität und auch die Netzaus- und Netzüberlastung sehr gut im Sinne eines kostenoptimalen Netzbetriebs sowie darüber hinaus auch die Netzverluste verändert werden können. Das neu entwickelte Modell für die Netzberechnungen unter Berücksichtigung von Speichern im Netz kann resultierend die Netzplanung erleichtern und Ansätze für ein Speichermanagement, bezogen auf die leistungsmäßige und zeitliche Ladung und Entladung, liefern.

**Keywords:** Speichermanagement, Betriebsmodi, Lastflussberechnungen, Spannungsverläufe, Speichereinsatz, Netzverluste

## 1 Einleitung

Die Kombinationen und Einsatzmöglichkeiten von Speichersystemen im Niederspannungsnetz werden immer umfassender, so gilt es unterschiedliche Betriebsmodi und auch Positionierungen im Netz zu betrachten und resultierend die Lastflüsse mit den Auswirkungen auf den Betrieb der Netze zu analysieren. Hierzu bieten sich Lastflussberechnungsprogramme an, mit denen sich u.a. die Auslastungen der Leitungen, die Spannungsverläufe und die Netzverluste statisch und dynamisch bestimmen lassen. Zu berücksichtigen ist, dass Detailbetrachtungen und z.B. individuelle Lastflussberechnungen zu den Spannungssänderungen immer unter Berücksichtigung der jeweiligen technischen Richtlinien erfolgen müssen.

Lastflüsse im Niederspannungsnetz sind das Resultat von Last und Erzeugung und wirken auf die Lastflüsse im Mittelspannungsnetz. Die Last und die Erzeugung werden über den Einsatz von Energiespeichern zukünftig stärker beeinflusst, und somit wirken diese Speicher ebenfalls auf die Spannungsqualität im Netz. Der Zusammenhang ist vielfältig und stellt auch den Einsatz vor neue Herausforderungen. Ein Modell des Betriebs von Netzen kann ein Speichermanagement [1] sein, welches das Zusammenspiel von Last, Erzeugung und Speicher über dynamische Eingangsdaten berücksichtigt.

Unter Speichermanagement werden gemäß [2] Seite 247, „alle Arten der Ladung und Entladung (Ein- und Ausspeicherung) von Batteriespeichern, die unter Berücksichtigung der Lade- und Entladecharakteristik möglich sind und bei denen in weiterer Folge die Möglichkeit der Ansteuerung über ein Informations- und Kommunikationsnetz durch einen Aggregator oder einen anderen Marktteilnehmer erfolgt, wobei sich hier unterschiedliche Betriebsmodi und Einsatzmöglichkeiten – unterschieden nach Markt, Netz oder Kunden – ergeben“ bezeichnet.

Bei den Analysen zum Lastfluss, insbesondere zu den Spannungssänderungen im Einsatz von Last und Einspeisung, wird generell das Spannungsniveau durch das Verhalten des Kollektivs aller Verbraucher und Erzeuger sowie Speicher bestimmt. So kann ein Speicher insbesondere folgende Betriebsmodi im Zusammenhang mit dem Netz aufweisen, siehe [2] Seite 240:

- Einspeicherung: Energiebezug aus dem Netz (netzgekoppelter Betrieb wie Verbraucher/Last)
- Ausspeicherung: Energieeinlieferung in das Netz (netzgekoppelter Betrieb wie Einspeiser/Erzeugung)
- Inselnetz: vom öffentlichen Netz getrennte lokale Energieversorgung mit „Einspeicherung“ und „Ausspeicherung“
- Speicherung und Entladung im Netz in Verbindung mit Erzeugungsanlagen oder zum Lastmanagement (z.B. lokal mit PV-Anlagen, Kundenanlagen, Ladestationen für Elektromobile)

Die Rolle der Speicher, hier Batteriespeicher, lässt sich hieraus ebenfalls ableiten, wobei grundsätzlich drei Einsatzmöglichkeiten bestehen, siehe [2] Seite 246:

- Netzdienlicher Einsatz
- Marktdienlicher Einsatz
- Kundendienlicher Einsatz

Wie ausgeführt, ist eine restriktive Abgrenzung zwischen den Einsatzmöglichkeiten nicht immer möglich und muss aufgrund der dienlichen An- und Einsätze auch nicht immer getroffen werden. Die nachfolgenden Ausführungen und Berechnungen beziehen sich auf den netzdienlichen Einsatz von Speichersystemen, im Konkreten von Batteriespeichersystemen im Niederspannungsnetz.

Eine Reihe von Untersuchungen geht davon aus, dass Speicher zur Lastoptimierung innerhalb der Kundenanlage, einer Vergleichmäßigung von Lastflüssen im Netz sowie der Netzstützung (z.B. durch Spannungshaltung) beitragen können, vgl. [2] Seite 238f. Im Rahmen dessen wird ebenfalls ein Speichermanagement notwendig sein, welches eine koordinierte und zielführende Betriebs- und Einsatzweise der Speicher, z.B. aus Netzsicht, gewährleistet.

„Hierfür ist eine geeignete Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) mit standardisierten Schnittstellen erforderlich, u.a. in Anlehnung an bereits vorhandene Systeme des Erzeugungs- bzw. Einspeisemanagements. Mithilfe dieses Speichermanagementsystems ist, neben den bereits angeführten Vorteilen wie der Spannungshaltung unter Berücksichtigung der kollektiven Speichergrößen, eine allfällige Vermeidung bzw. Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen sowie eine Erbringung von Systemdienstleistungen gegeben. Durch diese Maßnahmen im Netz, welche neben der netztechnischen Anbindung eine Verknüpfung über IKT vorsieht, entsteht über eine zeitnahe und bidirektionale Kommunikation zwischen den genannten Akteuren die Grundlage für sog. intelligente Netze bzw. Smart Grids.“ Siehe [2] Seite 239.

## 2 Methoden für Einsatz- und Lastflussbetrachtungen

Anhand von realen Netzdaten mit zugehörigen Last- und Erzeugungsdaten können Modelle und in weiterer Folge Referenznetze dargestellt werden. Diese liefern die Grundlage für Lastflussberechnungen, die statisch und dynamisch (beispielsweise mit  $\frac{1}{4}$ -Stundenwerten) durchgeführt werden können. Wie auch bei den Netzknoten üblich, gilt es typische netzplanerische und netzbetriebliche Analysen durchzuführen, wie z.B. den Spannungsverlauf entlang eines Leitungsstrangs.

Die Herausforderung in diesen neu entwickelten Modellen für die Lastflussberechnungen ist die Variation der knotenbezogenen Last- und Erzeugungsdaten in Kombination mit den Speicherdaten, wobei diese wiederum über z.B. ein Optimierungsmodell [3] eine variable Eingangsgröße darstellen. Die Speicheroptimierung berücksichtigt die unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten von Speichern.

Somit berücksichtigt die Methode der Analysen neben den realen Daten Optimierungen von Speichereinsatzmöglichkeiten, welche in die Lastflussberechnungen einfließen.

## 2.1 Lastflussberechnungen mit einem Referenznetz

Anhand eines Referenznetzes, siehe Abbildung 1, ist der Zusammenhang von Lasten, Erzeugungsanlagen und Speichern in der Niederspannungsebene schematisch dargestellt. Darauf aufbauend werden Modelle für Lastflussberechnungen mit der Netzberechnungssoftware NEPLAN® erstellt. Hiermit lassen sich unter Berücksichtigung der Variablen u.a. Berechnungen zum Spannungsverlauf entlang der Leitungsstränge durchführen. Im späteren Verlauf erfolgt die Gegenüberstellung von statischen und dynamischen Berechnungen und deren Variablen.

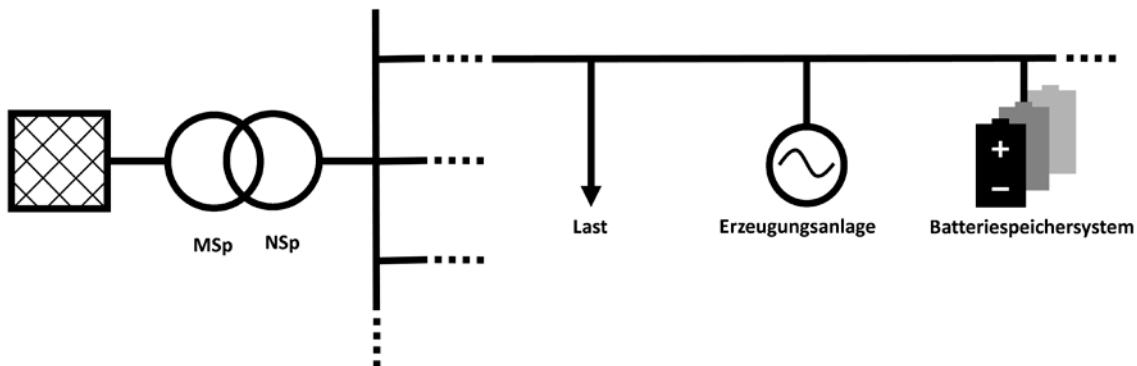


Abbildung 1: Netzmodell mit Lasten, Erzeugungsanlagen und Speichersystemen, [Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [4] Haber, Modell LES, Seite 9]

Die Netzplanung und auch der Netzbetrieb richten sich nach dem Lastfluss und der Einhaltung der Spannungen, u. a. im Verteilnetz gemäß der Norm EN 50160 [5] Stand 2011. Beim Betrieb und der Planung von Netzen ist neben den technischen Aspekten auch eine Reihe von gesetzlichen Aufgaben für Betreiber zu berücksichtigen, wie z.B. die Netzausbauplanung. Der Betrieb eines elektrischen Netzes unterliegt einer Vielzahl von Einflüssen, dabei ist es sinnvoll, zwischen geplanten, vorhersehbaren und unvorhersehbaren Einflüssen zu unterscheiden.

## 2.2 Annahmen und Variablen für das Referenznetz

Für die Netz- und Systemintegration werden aufgrund der zeitlichen Variabilität von Verbrauchern und Einspeisern – auch bezogen auf die Betriebsmodi des Speichers – die unterschiedlichen tages- und jahreszeitlichen Leistungsschwankungen betrachtet. Zu unterscheiden sind insbesondere im Verteilnetz die zwei Grenzsituationen, welche das minimale und das maximale Spannungsniveau im Netz bestimmen, siehe [2] Seite 240:

- Starklast mit minimaler Einspeisung
- Schwachlast mit maximaler Einspeisung

Schwachlast, oder in anderen Quellen auch häufig Grundlast genannt, stellt die im Netz (bezogen auf Netzknoten) bzw. über den Netzstrang die geringste Last dar. Die Starklast, oder auch Spitzenlast genannt, stellt die maximale Last im Netz dar.

Die nachfolgenden Betrachtungen und Analysen der Betrachtungen basieren auf diesen beiden Ansätzen, mit weiterführenden Annahmen und Variablen, wie nachfolgend aufgeführt.

Zur Netzstruktur des Referenznetzes werden folgende Annahmen berücksichtigt:

- Netztypen (Land, Dorf, Vorstadt, Stadt)
- Lasten in Abhängigkeit von Gleichzeitigkeitsfaktoren
- Leitungslängen
- Leitungsmaterial
- Transformatordimensionierung

Für den weiterführenden und vertiefenden Aufbau des Referenznetzes gilt es zu den Lasten und Erzeugungsanlagen, hier Photovoltaik-Anlagen, folgende Eingangsgrößen als Variablen zu berücksichtigen:

- Installierte Spitzenleistung ( $\text{kW}_{\text{peak}}$ -Leistung) der PV-Anlage(n)
- Positionen der Anlagen im Leitungsstrang (z.B. dezentral auf Netzanschlusspunkten)
- Breitengrad der installierten PV-Anlage(n) (für die geographische Berücksichtigung)
- Anlagenausrichtung und Anlagenneigung (für die geographische Berücksichtigung)

Die Speicher, in der Annahme ausgeführt als Batteriespeicher, beeinflussen ebenfalls über die beschriebenen Betriebsmodi die Lastflüsse im Netz. Aufgrund dessen wurden hierzu ebenfalls folgende Variablen berücksichtigt bzw. angenommen:

- Art der Speicher
- Maximale Lade- und Entladeleistung
- Kapazität (für dynamische Simulationen)
- Speicherpositionierung im Leitungsstrang – dezentral auf Netzanschlusspunkten oder zentral (z.B. in der Mitte des Leitungsstrangs)

Für das Referenzmodell wurde somit eine Kombination aus Land- und Dorfnetz gewählt, welches über einen 400-kVA-Transformator niederspannungsseitig versorgt wird. Die Erdkabel der Netzabgänge sind als Aluminium-Kabel mit Querschnitten von 95 mm<sup>2</sup> bzw. 70 mm<sup>2</sup> und jeweiligen Leitungslängen von 57 m bzw. einmal 114 m zwischen den Netzknoten gewählt. An die Netzknoten wurden jeweils 5 Hausanschlüsse mit einer installierten Leistung von je 30 kW gelegt. Dieser Wert dient für die nachfolgenden Berücksichtigungen des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g$  (siehe Abschnitt 3.1.1) und fließt somit in die Lastflussberechnungen mit einem reduzierten Wert von 16,695 kW je Netzknoten ein. Die Erzeugungsleistungen ( $P_{\text{Erz}}$ ) sind als Photovoltaik-Anlagen mit einer Spitzenleistung von 10 kW<sub>peak</sub> je Hausanschluss (50 kW<sub>peak</sub> je Netzknoten) berücksichtigt. Die Speicher, ausgeführt als Batteriespeicher, werden mit einer Leistung von 5 kW je Hausanschluss, in Summe mit 25 kW je Netzknoten angenommen.

## 2.3 Berechnungs- und Simulationsgrundlagen für den Spannungsverlauf entlang eines Leitungsstrangs

Die Stromeinspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen, wie Photovoltaik-Anlagen, in Niederspannungsnetze führt zunehmend zu Netzproblemen bezüglich der Spannungshaltung und Betriebsmittelbelastung. Dies betrifft durch die Integration hoher PV-Leistungen in erster Linie ländliche und dörfliche Strukturen und wird bei weiterem Zubau von Erzeugungsanlagen ebenso für Vorstadtnetze von steigender Relevanz, siehe [6] Seite 22. Die Erzeugungsleistung von Photovoltaikanlagen eines räumlich begrenzt betrachteten Areals, wie eines Niederspannungsnetzabschnitts, weist eine hohe Gleichzeitigkeit auf, die hier über die Summe der installierten Leistung  $kW_{peak}$  dargestellt wird.

Um eine realitätsnahe Simulation durchführen zu können wird im Folgenden auf einen durchschnittlichen Leitungsstrang der Niederspannungsebene zurückgegriffen, siehe Abschnitt 2.2.

Um die Auswirkungen von Lasten und Erzeugungsanlagen auf den Spannungsverlauf entlang eines Leitungsstranges darzustellen, und dabei auf den zusätzlichen Einsatz von zentralen und dezentralen Speichersystemen eingehen zu können, werden bei der statischen Analyse jeweils die Extremwerte für die leistungstechnischen Vorgänge im Netz herangezogen. Hierbei werden neben Starklast und Schwachlast auch Varianten in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen und Speichern betrachtet. Bei den Speichern gibt es darüber hinaus eine Differenzierung zwischen mehreren dezentralen Speichersystemen und einem zentralen Speichersystem dessen Positionierung variabel entlang des Leitungsstrangs erfolgt. Die Annahmen und Variablen wurden bereits oben beschrieben und fließen in die nachfolgenden Betrachtungen mit ein.

Bei den Speichern liegt der Schwerpunkt der Berechnungen auf den beschriebenen Betriebsmodi Einspeicherung und Ausspeicherung.

## 2.4 Spitzenlastschätzung mittels Gleichzeitigkeitsfaktoren

Beim Anschluss von Haushaltsverbrauchern wird die zu erwartende Spitzenlast anhand von Gleichzeitigkeitsfaktoren ermittelt. Dabei wird von vollelektrifizierten Haushalten ohne Elektroheizung ausgegangen. Die Stark- bzw. Spitzenlast  $P_S$  wird hierfür in Deutschland mit 30 kW angenommen, in Österreich z.B. beträgt die Annahme für Netzberechnungen 18 kW, siehe [7] Seite 251. Wird nur ein einzelner Haushalt betrachtet, so ist laut [7] von der Spitzenlast von 30 kW auszugehen. Bei der Berechnung mehrerer Haushalte muss die jeweilig zu berücksichtigende Spitzenlast anhand von Gleichzeitigkeitsgraden angepasst werden.

Im Haushaltsbereich werden Gleichzeitigkeitsgrade  $g_{\infty}$  zwischen 0,06 und 0,07 gewählt, unter deren Miteinbeziehung eine Berechnung der Spitzenlast in Abhängigkeit der Anzahl  $n$  der Haushalte  $P_s(n)$  anhand der nachfolgenden Formel erfolgt, siehe [8] Seite 23:

$$P_s(n) = P_s * [g_{\infty} + (1 - g_{\infty}) * n^{-\frac{3}{4}}]$$

Für eine beliebige Anzahl an Haushalten, die über einen Netzstrang angeschlossen sind können somit die zu berücksichtigenden Spitzenleistungen ermittelt werden. Für die Berechnung wird der mittlere Gleichzeitigkeitsgrad von 0,065 angewandt.

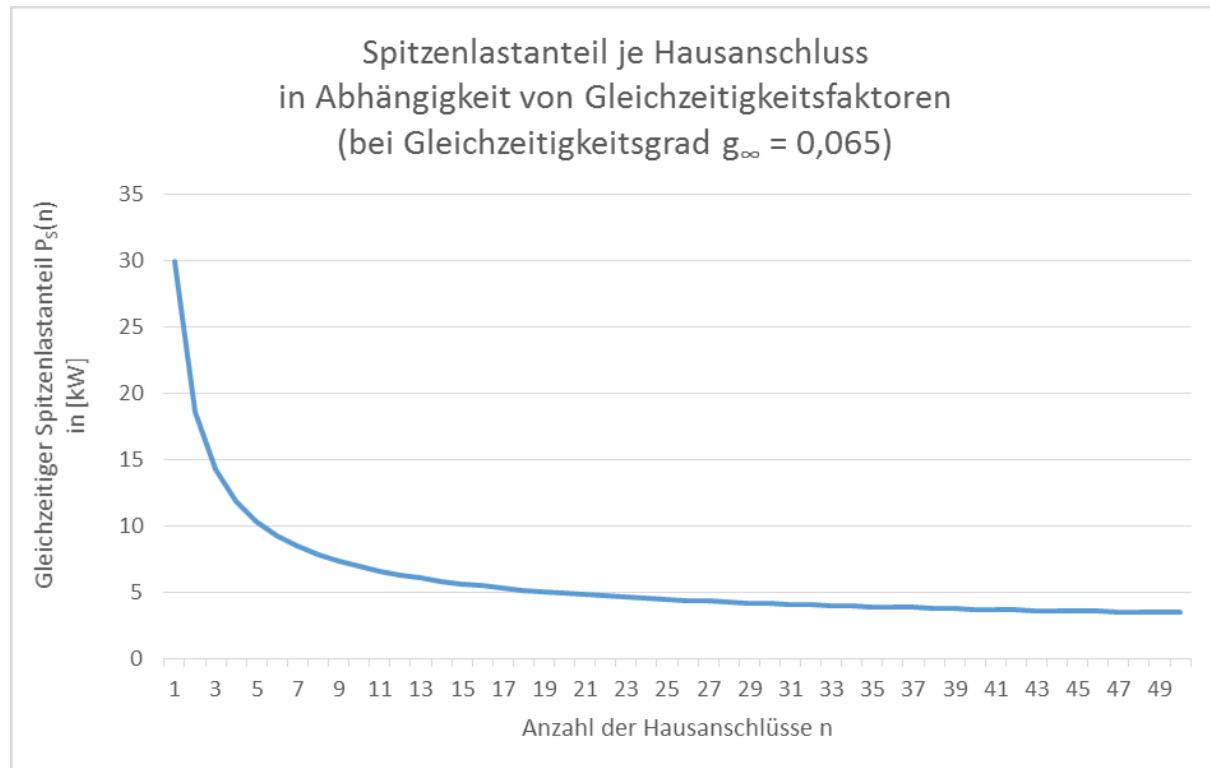


Abbildung 2: Spitzenlastanteil je Hausanschluss in Abhängigkeit von Gleichzeitigkeitsfaktoren bei Gleichzeitigkeitsgrad  $g_{\infty} = 0,065$ , Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [8]

Durch die Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren lässt sich die statistisch auftretende gleichzeitige Spitzenlast mehrerer Hausanschlüsse berechnen. Abbildung 2 zeigt die zu berücksichtigende Spitzenlast in Abhängigkeit der Anzahl der betrachteten Hausanschlüsse ( $P_s(n)$ ). Bei lediglich einem betrachteten Anschluss ist von der Spitzenlast  $P_s$  von 30 kW auszugehen. Bei zwei Haushalten sinkt deren zu berücksichtigende Spitzenlast auf jeweils ca. 18,6 kW, bei 10 Haushalten auf knapp 7 kW. Werden 50 Hausanschlüsse im Verbund betrachtet fallen auf jeden einzelnen Anschluss noch etwa 3,5 kW Last an. Wird die Berechnung über den hier gezeigten Bereich von 1 bis 50 Einheiten weitergeführt so ergeben sich beispielsweise für 100 und 150 Hausanschlüsse Spitzenlasten von jeweils ca. 2,8 kW bzw. 2,6 kW.

Für die 55 Hausanschlüsse des Simulationsmodells wird mit einer Spitzenlast  $P_s(55)$  von jeweils 3,339 kW je Hausanschluss gerechnet, das ergibt je Netzanschluss mit je 5 Hausanschlüssen 16,695 kW.

## 2.5 Referenznetz

Wie bereits in Abschnitt 2.2 beschrieben, wurde ein Referenznetz für die Betrachtungen und Analysen entwickelt. Abbildung 3 zeigt das Schema des Netzes mit den jeweiligen Annahmen und Variablen.

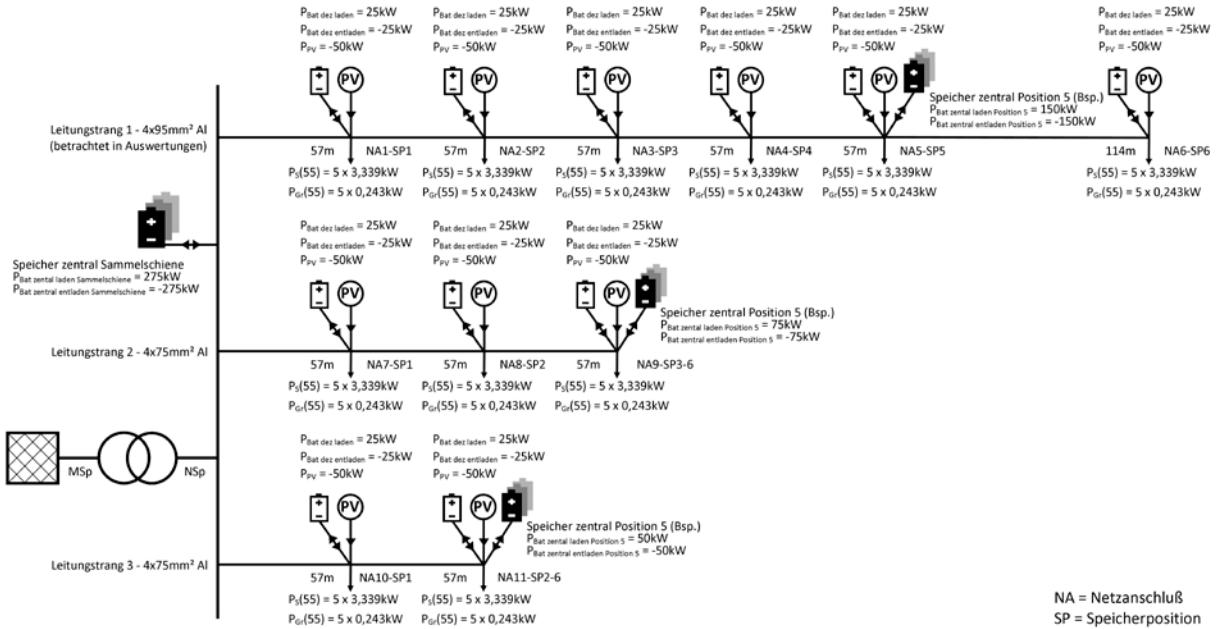


Abbildung 3: Schema Referenznetz mit 11 Netzanschlüssen (55 Hausanschlüssen) inkl. PV-Anlagen und zentralen/dezentralen Speichersystemen, Quelle: eigene Darstellung

Die maximale Einspeiseleistung aus Photovoltaik-Anlagen wird auf 10 kW je Hausanschluß bei einem  $\cos \varphi = 1$  festgelegt. Die maximale Lade- und Entladeleistung von Batteriespeichersystemen wird auf 5 kW ( $\cos \varphi = 1$ ) je Hausanschluß festgelegt. Bei zentralen Speichersystemen wird die Summenleistung der dezentralen Systeme verwendet. Bei einem einzelnen simulierten Speicher an der Sammelschiene beträgt dessen maximale Lade- und Entladeleistung 275 kW (55 Hausanschlüsse mit je 5kW). Bei jeweils einem zentralem Speichersystem je Leitungsstrang (veränderbar an den Netzanschlusspunkten) beträgt die maximale Lade- und Entladeleistung 150 kW bei Leitungsstrang 1, 75 kW bei Leitungsstrang 2 und 50 kW bei Leitungsstrang 3, siehe Abbildung 3.

### 3 Berechnungsszenarien

Nachfolgend werden auf Basis der beschriebenen Annahmen unterschiedliche Szenarien berechnet, welche die Kombination von Einsatzmöglichkeiten von Speichersystemen im Niederspannungsnetz beispielhaft darstellen.

Tabelle 1: Übersicht der Berechnungsszenarien

Szenario 1	Stark- und Schwachlast mit und ohne Erzeugung	Kapitel 3.1
Szenario 2	Stark- und Schwachlast mit und ohne Erzeugung mit dezentralen Speichern	Kapitel 3.2
Szenario 3.1	Stark- und Schwachlast mit und ohne Erzeugung mit dezentralen und zentralen Speichern Fall Einspeichern	Kapitel 3.3.1
Szenario 3.2	Stark- und Schwachlast mit und ohne Erzeugung mit dezentralen und zentralen Speichern Fall Ausspeichern	Kapitel 3.3.2

### 3.1 Szenario 1: Stark- und Schwachlast mit und ohne Erzeugung

Zunächst werden die Spannungsverläufe von Stark- bzw. Spitzenlast sowie Schwach- bzw. Grundlast jeweils mit und ohne dezentrale Einspeisungen durch Photovoltaikanlagen betrachtet, siehe Abbildung 4.

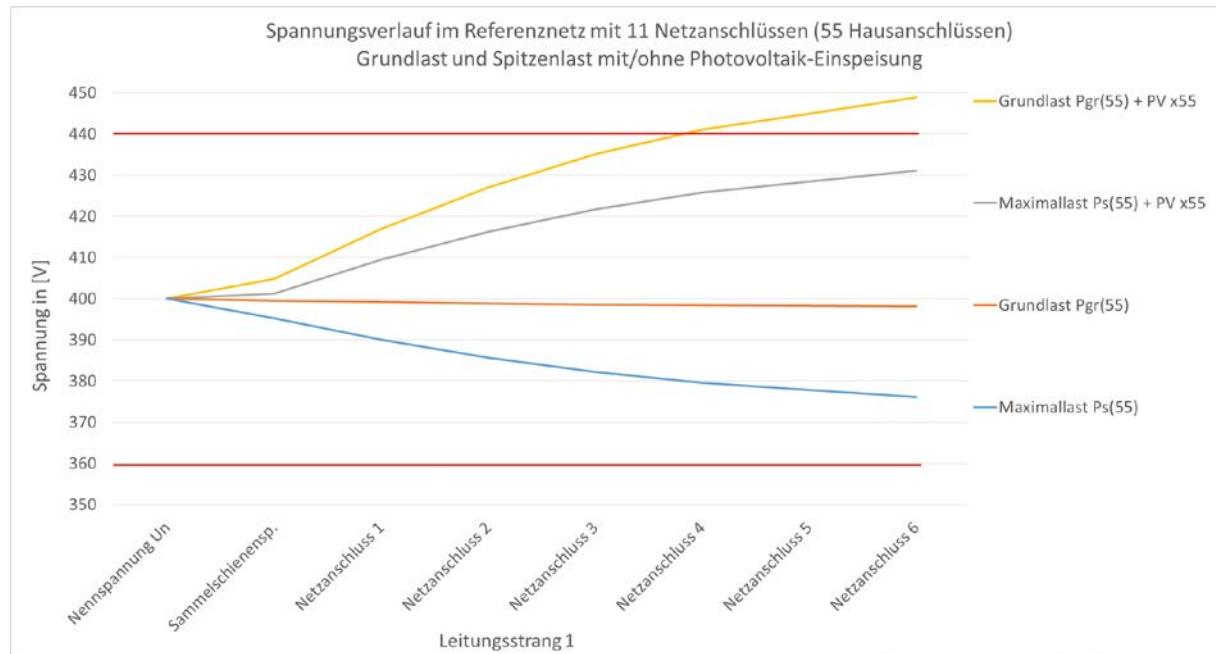


Abbildung 4: Spannungsverlauf im Referenznetz mit 11 Netzanschlüssen – Grundlast und Spitzenlast mit/ohne Photovoltaik-Einspeisung am Leitungsstrang 1, rote Linien stellen die Spannungsgrenzen von  $\pm 10\% U_n$  dar, Quelle: eigene Darstellung

Über die Berechnung der Grund- und Spitzenlast-Szenarien jeweils mit und ohne Einspeisung werden die Extremwerte des Spannungsverlaufs im betrachteten Netzabschnitt definiert. Abbildung 4 visualisiert die Veränderung der Netzspannung entlang des Leitungsstrangs 1 in Abhängigkeit des auftretenden Leistungsbezugs an den Netzanschlüssen. Das niedrigste Spannungsniveau wird durch Spitzenlast hervorgerufen, wenn keine Einspeisung durch die Photovoltaikanlagen erfolgt (Maximallast  $P_s(55)$ ). Wird das Netz lediglich mit der Grundlast belastet, so ist nur ein dementsprechend geringer Spannungsabfall über den Leitungsstrang zu beobachten (Grundlast  $P_{gr}(55)$ ). Erfolgt eine Einspeisung durch die Photovoltaikanlagen, ist selbst bei vorherrschender Maximallast eine deutliche Anhebung des Spannungsniveaus zu beobachten (Maximallast  $P_s(55) + PV \times 55$ ). Das höchste Spannungsniveau stellt sich bei Grundlast bei gleichzeitiger Einspeisung ein und verletzt in unserem Referenznetz sogar den maximalen Spannungsbereich von  $+ 10\% U_n$  (Grundlast  $P_{gr}(55) + PV \times 55$ ). Durch diese Extremwert-Betrachtungen ist der Bereich des auftretbaren Spannungsverlaufs beschrieben.

### 3.2 Szenario 2: Stark- und Schwachlast mit und ohne Erzeugung mit dezentralen Speichern

Die vorangegangenen Leistungsverläufe der Spitzenlast (Starklast) und der Grundlast (Schwachlast) inkl. Photovoltaik-Einspeisung werden im nächsten Schritt um den Einsatz dezentraler Batteriespeichersysteme erweitert. Die Speichersysteme sind ebenso wie die PV-Anlagen jedem Netzanschluss zugeordnet und weisen eine Ein- bzw. Ausspeicherleistung von 25 kW (5 kW je Hausanschluss) bei einem  $\cos \varphi = 1$  auf. Bei Grundlast und hoher PV-Einspeisung agieren die Batteriespeicher als zuschaltbare Lasten und beziehen Leistung mit 25 kW je Netzanschluss. Bei Spitzenlast im Netz speichern die Batteriesysteme aus („Ausspeicherung“) und stellen pro Hausanschluss 5 kW Leistung bereit (je Netzanschluss 25 kW).

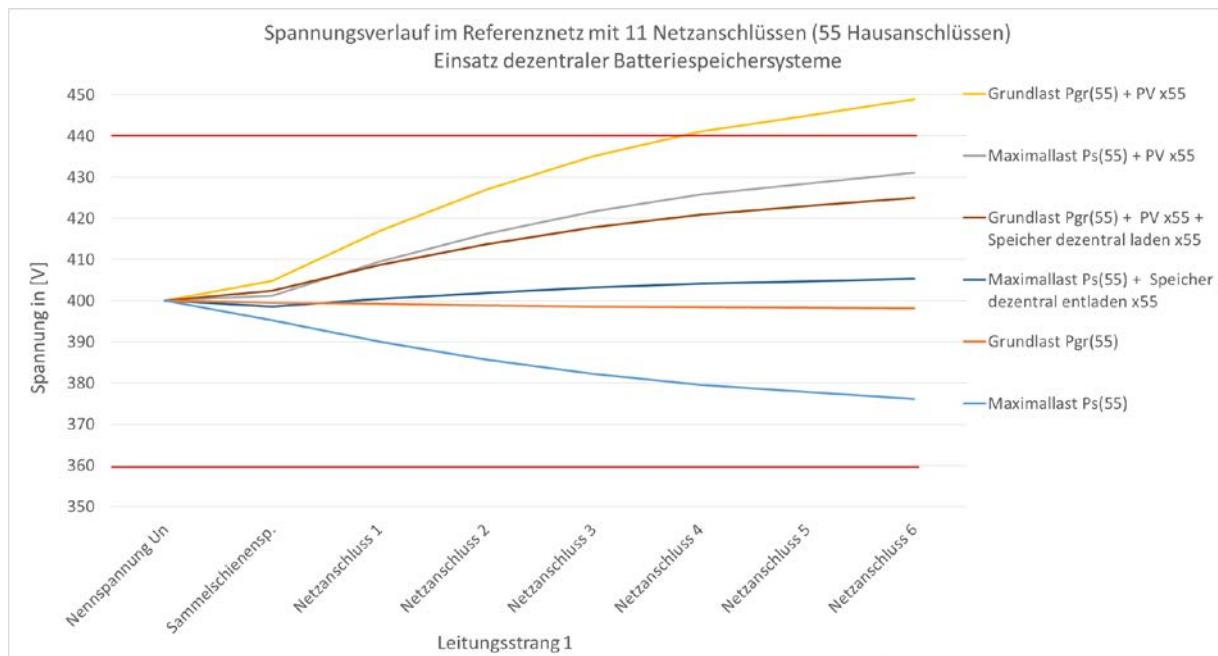


Abbildung 5: Spannungsverlauf bei Leitungsstrang 1 im Referenznetz mit 11 Netzanschlüssen - Einsatz dezentraler Batteriespeichersysteme, rote Linien stellen die Spannungsgrenzen von  $\pm 10\% U_n$  dar, Quelle: eigene Darstellung

In Abbildung 5 wird der positive Effekt auf den Spannungsverlauf, hervorgerufen durch den Einsatz von dezentralen Batteriespeichersystemen verdeutlicht. Sowohl beim Ein- als auch beim Ausspeichern fallen die Spannungsschwankungen über den Leitungsstrang 1 bei Grundlast inkl. PV-Einspeisung bzw. Spitzenlast wesentlich geringer aus. Bei entsprechenden Betriebsweisen lassen sich die netzdienlichen Auswirkungen von Batteriespeichern in dieser leistungstechnischen Untersuchung bereits bestätigen.

Es zeigt sich sehr gut, dass über den Einsatz von dezentralen Speichern die Spannungen innerhalb des Bereiches von  $\pm 10\% U_n$  gehalten werden können. Punktuell kommt es ebenfalls zu Überlastungen der Leitungen, Auslastungen im Referenzmodell von über 130% sind möglich. Die Netzverluste, die sich hier über die beschriebenen Annahmen einstellen, ändern sich stark. So treten die größten Netzverluste bei der Spitzenlast im Netz auf, im

Referenzmodell und unter Berücksichtigung der Photovoltaikanlagen werden die Netzverluste bei Grundlast mit PV sehr erhöht, statisch hier um rund den 6-fachen Wert gegenüber der Spitzenlast. Mit dem Einsatz von dezentralen Speichern können die Netzverluste wieder reduziert werden, hier im Referenzmodell bei Grundlast mit PV und dezentralen Speichern auf den rund 1,5-fachen Wert gegenüber der Spitzenlast.

Diese Betrachtungen zeigen neben den netzbetrieblichen Auswirkungen ebenfalls einen Einfluss auf die Netzplanung und die Energiewirtschaft.

### **3.3 Szenario 3: Stark- und Schwachlast mit und ohne Erzeugung mit dezentralen und zentralen Speichern**

Nachfolgend wird detailliert unter Berücksichtigung der jeweils relevanten Lasten und Erzeugungen auf die Speicher-Betriebsmodi „Einspeichern“ und „Ausspeichern“ eingegangen.

#### **3.3.1 Szenario 3.1: Stark- und Schwachlast mit und ohne Erzeugung mit dezentralen und zentralen Speichern – Fall Einspeichern**

Sollen zentral integrierte Batteriespeichersysteme (siehe Abbildung 3) auf deren Auswirkungen auf den Spannungsverlauf entlang eines Leitungsstrangs untersucht werden, so ist deren Anschlusspunkt im Leitungsstrang von Bedeutung. Für diese Veranschaulichung werden die zentralen Systeme je einmal den betroffenen Netzanschlüssen sowie der Sammelschiene zugeordnet, siehe Abbildung 3. Um einen direkten Vergleich zu ermöglichen entspricht die Einspeicherleistung des zentralen Systems dabei der Summenleistung der zuvor betrachteten dezentralen Speichersysteme. Hiermit soll zum einen gezeigt werden, ob sich zentrale Systeme gegenüber den dezentralen Systemen von Vorteil erweisen. Zum anderen, an welcher Position im Leitungsstrang ein zentrales Speichersystem optimal zu integrieren ist.

Abbildung 6 zeigt den Vergleich zwischen dezentralen und zentralen Speichersystemen im Betriebsmodus „Einspeichern“ bei Grundlast mit PV-Einspeisung. Generell wird in allen Szenarien durch die Speichersysteme eine Reduktion des Spannungsanstiegs entlang des Leitungsstrangs erzielt. Relevant sind hier die durch unterschiedliche Positionierung hervorgerufenen Abweichungen der zentralen Speichersysteme untereinander und im direkten Vergleich mit den kleineren dezentralen Speichern. Eine Integration eines zentralen Speichersystems an der Niederspannungssammelschiene sowie an den Netzanschlüssen im vorderen Teil des Leitungsabgangs 1 (Netzanschlüsse 1, 2, 3) bewirkt im Gegensatz zum Szenario mit den dezentralen Speichern lediglich eine geringere Reduktion des Spannungsanstiegs. Dagegen gestaltet sich der Spannungsverlauf bei einer zentralen Anbindung der Speicher in der zweiten Hälfte des Leitungsstrangs 1 bei Netzanschluss 4, 5 und 6 positiver als die Variante der dezentralen Speicher. Während die dezentralen Speicher an Netzanschluss 1 noch leicht niedrigere Spannungswerte ermöglichen, so liegen bei Betrachtung der Netzanschlüsse 4 bis 6 deutliche Vorteile der zentralen Speicherintegration in der zweiten Hälfte des Leitungsstrangs.

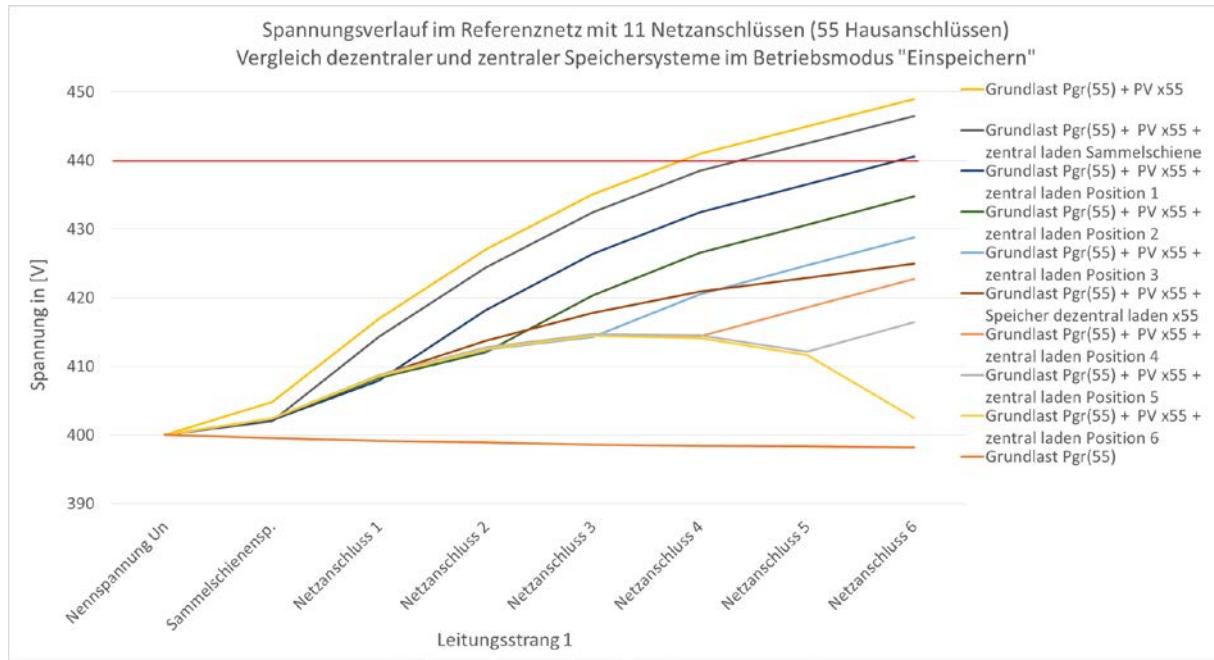


Abbildung 6: Vergleich dezentraler und zentraler Speichersysteme im Leitungsstrang 1, Betriebsmodus "Einspeichern" bei Grundlast mit PV-Einspeisung, rote Linien stellen die Spannungsgrenzen von  $\pm 10\% U_n$  dar, Quelle: eigene Darstellung

Durch die hohen dezentralen Erzeugungsleistungen bei zeitgleicher Grundlast kommt es im betrachteten Leitungsstrang zur Lastflussumkehr, siehe Abbildung 6. Die dezentralen und zentralen Speichervarianten können nicht die komplette Leistung aus den PV-Anlagen aufnehmen. Während bei den dezentralen Speichern der überschüssige Strom von den jeweiligen Netzanschlüssen Richtung Transformator geleitet wird, so ist es den zentral positionierten Speichern am Ende des Leitungsstrangs möglich, die komplette Erzeugungsleistung aufzunehmen. Lediglich die Erzeugungsanlagen an den vorderen beiden Netzanschlüssen 1 und 2 geben ihre Leistung Richtung Transformator ab, wodurch der Leitungsstrang insgesamt geringeren Belastungen ausgesetzt ist.

Mit Hilfe der zentralen Speicher können die Spannungen, mit Ausnahme des Sammelschienspeichers und der Speicherpositionierung an Netzanschluss 1, innerhalb des Bereiches von  $+10\% U_n$  gehalten werden. Überlastungen der Leitungen werden reduziert, aber nicht immer vermieden. Die Netzverluste, die sich hier über die beschriebenen Annahmen einstellen, ändern sich und sind sehr stark von der Speicher-Positionierung abhängig. Über den Netzabschnitt werden diese Verluste auch größer – allgemein gesagt, wenn  $P_{Erz} \geq 2 * P_{Last}$  des betrachteten Netzknoten ist. Mit dem Einsatz von zentralen Speichern können sich die Netzverluste gegenüber dem Einsatz dezentraler Speicher, in Abhängigkeit der Leistungen der Speicher, massiv erhöhen.

So haben diese Betrachtungen neben den netzbetrieblichen Auswirkungen ebenfalls einen Einfluss auf die Netzplanung sowie die Energiewirtschaft und sind je nach Einsatz und Kombination individuell zu betrachten.

### 3.3.2 Szenario 3.2: Stark- und Schwachlast mit und ohne Erzeugung mit dezentralen und zentralen Speichern – Fall Ausspeichern

Analog zum Speicher-Betriebsmodus „Einspeichern“ erfolgt nun die Detailbetrachtung des Speicher-Betriebsmodus „Ausspeichern“ unter Spitzenlast. Wiederum werden die zentralen Speichersysteme je einmal den betroffenen Netzanschlüssen sowie der Sammelschiene zugeordnet. Für den direkten Vergleich entspricht die Ausspeicherleistung eines zentralen Systems wieder der Summenleistung der dezentralen Speichersysteme. Der Spannungsverlauf ausspeichernder Batteriespeichersysteme im Hinblick auf deren unterschiedlichen Positionierungen (siehe Abbildung 3) ist in Abbildung 7 dargestellt.

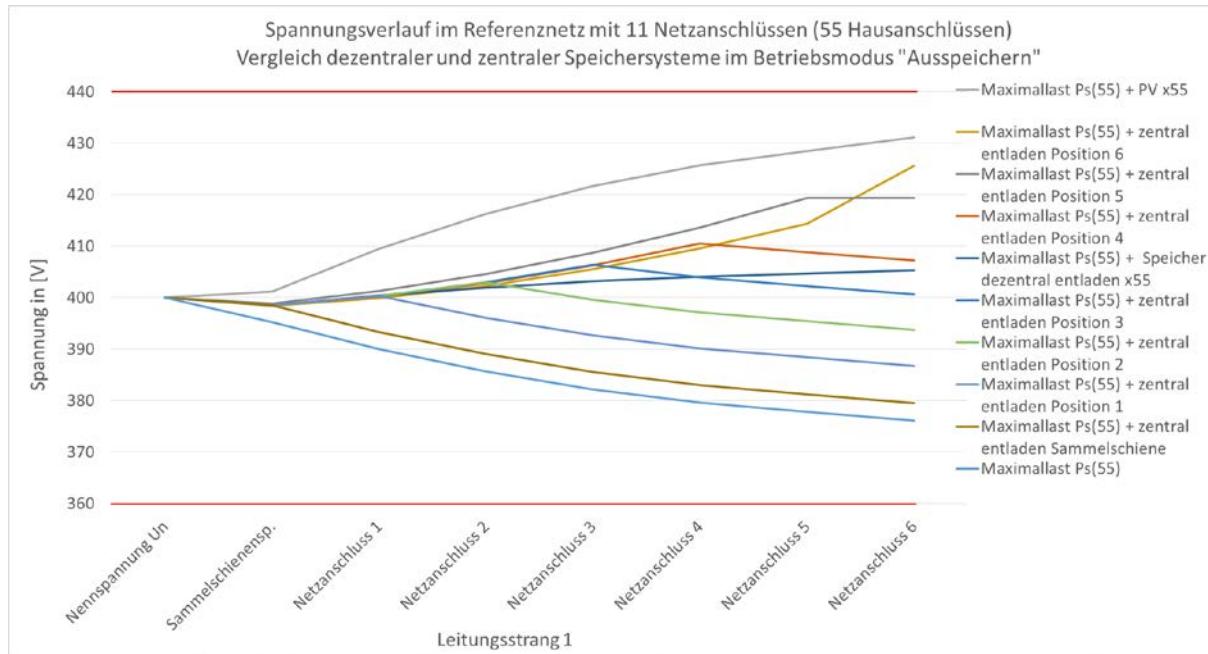


Abbildung 7: Vergleich dezentraler und zentraler Speichersysteme im Leitungsstrang 1, Betriebsmodus "Ausspeichern" bei Spitzenlast im Referenznetz, rote Linien stellen die Spannungsgrenzen von  $\pm 10\% U_n$  dar, Quelle: eigene Darstellung

Tritt die Spitzenlast im Netz zusammen mit hoher Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen auf, so zeigt sich ein daraus resultierender deutlich erhöhter Spannungsverlauf entlang des Leitungsstrangs 1. Bei Spitzenlast kommt es ohne zeitgleiche Erzeugung dagegen zu einer deutlichen Spannungsabsenkung. Allgemein wird durch den Einsatz von ausspeichernden Batteriespeichersystemen das Spannungsniveau bei Spitzenlast positiv beeinflusst, siehe Abbildung 7. Auch hier wird die besonders vorteilhafte Auswirkung von zentralen Speicherpositionen in der zweiten Hälfte des Netzstrangs deutlich. Analog zum Betriebsmodus „Einspeichern“ fällt ebenfalls bei den zentralen Speichervarianten die Reduktion der Spannungsveränderung positiver gegenüber dem Szenario der kleinen dezentralen Batteriespeichersysteme aus. Dabei ist zu beachten, dass die hier dargestellte Spannungsanhebung über die Nennspannung  $U_n$  aus der beanspruchten maximalen Entladeleistung der Speicher resultiert. Soll der Spannungsverlauf lediglich in Richtung der Nennspannung optimiert werden, ohne dabei hohe Spannungsanhebungen über  $U_n$  herbeizuführen, ist je nach Speicherpositionierung bereits eine niedriger gewählte Entladeleistung ausreichend.

Mit Hilfe zentraler oder dezentraler Speicher kann die Spannung Richtung  $U_n$  angehoben werden. Überlastungen der Leitungen werden reduziert, aber nicht immer vermieden. Die Netzverluste, die sich hier über die beschriebenen Annahmen einstellen, ändern sich – vorwiegend (nicht in jedem Fall) kommt es bei der Ausspeicherung in Kombination mit der Maximallast zu einer Reduktion der Netzverluste.

Der Einsatz und die Kombination von Speichern mit Erzeugungsanlagen sind individuell zu betrachten.

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Kombination von Einsatzmöglichkeiten von Speichersystemen im Niederspannungsnetz erfordert ein Speichermanagement. So können unterschiedliche Betriebsmodi und auch Positionierungen im Netz berücksichtigt und die resultierenden Lastflüsse mit den sich daraus ergebenden Auswirkungen auf den Betrieb der Netze beeinflusst werden.

Die Last und die Erzeugung werden über den Einsatz von Energiespeichern zukünftig stärker beeinflusst, und somit wirken diese Speicher ebenfalls auf die Spannungsqualität und die Netzverluste im Netz.

Die Analysen und Betrachtungen bestätigen die Veränderung der Anforderungen für den Betrieb und die Planung von Niederspannungsnetzen. Zugehörig und insbesondere durch die Veränderung der Marktsituation von Energiespeichern und das Auslaufen von fixen Einspeisetarifen für PV-Anlagen werden die Speicher als Last bei Einspeicherung und Erzeugung bei Ausspeicherung das Netz vor neue Herausforderungen stellen, u.a. über ungesteuerte Einsätze. Somit gilt es für ein Speichermanagement Erfahrungswerte einfließen zu lassen und darauf basierend Modelle von Lastflussanalysen zu entwickeln, um so auch die Sicherheit des Betriebs über ein ungesteuertes Speichermanagement zu gewährleisten.

Die Berechnungen zu Lastflüssen im Niederspannungsnetz ohne und mit einem Speichermanagement zeigen, dass z.B. die Spannungsqualität und auch die Netzaus- und Netzüberlastung sehr gut im Sinne eines kostenoptimalen Netzbetriebs beeinflusst werden können. Es hat sich bestätigt, dass neben den netzbetrieblichen Auswirkungen ebenfalls ein Einfluss auf die Netzplanung und die Energiewirtschaft besteht.

Die Grundlage von Netzberechnungen kann die statische Betrachtung der Stark- und Schwachlast mit Variation von Erzeugung und Speichern sein. Um detailliertere energiewirtschaftliche Betrachtungen durchzuführen, ist eine dynamische Analyse, z.B. Netzverluste auf Basis von vorliegenden Erzeugungs-, Last- und Speicherprofilen, notwendig. Ein Überblick der Variablen zu den statischen und dynamischen Berechnungen ist in Tabelle 1 als Ausblick zusammengefasst.

Das neu entwickelte Modell für die Netzberechnungen unter Berücksichtigung von Speichern kann resultierend die Netzplanung erleichtern und Ansätze für ein Speichermanagement, bezogen auf die leistungsmäßige und zeitliche Ladung und Entladung, liefern.

Tabelle 2: Variablen der statischen und dynamischen Spannungsberechnung,  
Quelle: eigene Darstellung

Variable	Statische Analysen	Dynamische Analysen
Lasten	Spitzenlast (Starklast) berechnet mit Gleichzeitigkeitsfaktoren. Schwachlast (Grundlast)	Lastprofil (Standardlastprofil mit 1/4-h-Werten) oder individuell z.B. über Smart-Meter. Problem: Auflösung mit 1/4-h-Mittelwerten für leistungstechnische Betrachtung viel zu gering.
Erzeugungsanlagen (PV)	Maximalleistung entspricht der installierten $kW_{peak}$ -Leistung bzw. über Anlagenstandort, Ausrichtung und Einstrahlwerte genauer definierte Maximalleistung. Minimalleistung = 0 (Eigenverbrauch Wechselrichter unberücksichtigt)	Erzeugungsprofil; monatliche oder wöchentliche Erzeugungsprofile (Durchschnittsprofile) OHNE Berücksichtigung von meteorologischen Prognosen. Problem: Durchschnittsprofil weicht an sonnigen Tagen nach unten und an bewölkten Tagen nach oben von der tatsächlichen Erzeugung ab, Genaue Prognose nur mittels umfassender Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) möglich.
Batteriespeicher	Jeweils die maximale Lade- und Entladeleistung wird zum Laden oder Entladen zur Verfügung gestellt.	Lade- und Entladeleistung an jeweilige Situation angepasst. ( $P_{max \text{ laden}} \geq P_{\text{Speicher}} \leq P_{max \text{ entladen}}$ ) Reaktionszeit des Speichersystems, Speichersystem regelt den jeweiligen Anforderungen stets hinterher.

## Literatur

- [1] Haber, Alfons; Kain, Michael; Gaderer, Matthias (2018): „Sicherheitstechnische Aspekte von Speichern im Netzparallelbetrieb“; 15. Symposium Energieinnovation (14.-16.02.2018); Graz
- [2] Haber, Alfons (2018): „Batteriespeicher – Rechtliche technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen“; Hrsg.: Jörg Böttcher & Peter Nagel, Verlag: de Gruyter, Oldenbourg, 18. Februar 2018
- [3] Greil, Oliver; Kainz, Josef; Kain, Michael; Haber, Alfons (2019): „Optimierungsmodell für unterschiedliche Lade- und Entladestrategien von PV-Speichersystemen“; 11. Internationale Energiewirtschaftstagung (13.-15.02.2019); Wien
- [4] Haber, Alfons; Laribi, Ouafa (2016): „Speichermanagement – Aktueller Stand und Überblick über künftige Anforderungen an Energiespeicher im Niederspannungsnetz am Beispiel Deutschland“; 14. Symposium Energieinnovation (10.-12.02.2018). Graz
- [5] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., DIN EN 50160, Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2011.
- [6] G. Kerber, „Statistische Analyse von NS-Verteilnetzen und Modellierung von Referenznetzen“; ew - Magazin für die Energiewirtschaft, pp. 22-26, August 2008.
- [7] T. Wieland, M. Reiter, E. Schmautzer, L. Fickert, M. A. Lagler und S. Eberhart, „Gleichzeitigkeitsfaktoren in der elektrischen Energieversorgung“, Elektrotechnik & Informationstechnik, pp. 249 - 255, November/Dezember 2014.
- [8] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“, München, 2011.