

# Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz Sonderbuch -Messdaten, Simulation und Optimierungsmöglichkeiten

S. Eilenberger<sup>1</sup>, D. Schöllhorn<sup>2</sup>, Prof. Dr. M. Braun<sup>1,3,4</sup>

<sup>1</sup> Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Pfaffenwaldring 47 , 70569 Stuttgart,  
simon.eilenberger@ieh.uni-stuttgart.de

<sup>2</sup> EnBW Regional AG, Kriegsbergstr. 32, 70174 Stuttgart

<sup>3</sup> Fraunhofer IWES, Kassel

<sup>4</sup> Universität Kassel (ab 15.9.2012)

## Kurzfassung

In diesem Beitrag werden anhand des realen Niederspannungsnetzes in Sonderbuch unterschiedliche Maßnahmen zur schnelleren und kostengünstigeren Integration von erneuerbaren Erzeugungsanlagen untersucht. Dazu werden an insgesamt 95 Messstellen hochauflösende Messdaten erfasst, um auf deren Basis eine Simulationsumgebung zu entwickeln. Mit Hilfe dieser Simulation werden anschließend in einem weiteren Schritt unterschiedliche Betriebsweisen und Parametrierungen, sowohl für einen regelbaren Ortsnetztransformator als auch für ein Batteriesystem untersucht und deren Auswirkungen auf die Netzsituation ermittelt.

## Abstract

In this paper different approaches for faster and cost efficient integration of renewable energies are analysed. Based on 95 high-resolution measurement points located in the village of Sonderbuch a simulation environment is created. With this simulation different behaviours and parameters are tested for a controllable distribution transformer and a battery storage system. In a last step the impact of the two systems are determined.

## 1 Einleitung

Durch den anhaltenden Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung sowie weiterer dezentraler Erzeugungsanlagen, gibt es immer häufiger Netzgebiete, in denen die erzeugte Leistung lokal nicht vollständig verbraucht werden kann, sondern in übergeordnete Spannungsebenen zurückgespeist werden muss. Ganze Verteilnetzbezirke werden so heute schon zeitweise zu Netto-Stromlieferanten (Einspeisenetze). Alleine im Jahr 2011 wurde in Deutschland über 18.000 GWh an elektrischer Arbeit in mehr als 880.000 Photovoltaik-(PV)anlagen erzeugt [1].

Durch diesen nach wie vor ungebremsten Trend zum Ausbau, vor allem von kleinen Anlagen, die niederspannungsseitig angeschlossen werden, wird eine sehr starke Leistungsflussfluktuation in die Netze induziert. Gleichzeitig geraten diese Netze immer häufiger an ihre Spannungsgrenzen und müssen von den Netzbetreibern aufwendig nachgerüstet werden, um dem erhöhten Stromfluss gerecht zu werden. Das Kriterium für einen Netzausbau entspricht hierbei dem „worstcase“ Szenario von „100% PV-Einspeisung und 0% Last“ in den Netzanschlussbedingungen [2]. Während die bisherige Herangehensweise zur Stabilisierung des Netzzustandes im Wesentlichen auf den klassischen Netzausbau begrenzt waren, ergeben sich durch die Nutzung moderner Betriebsmittel völlig neue Möglichkeiten. Eine genauere Prognose der Netzbelastung abhängig von der vorherrschenden Einspeisesituation und der zusätzlich eingesetzten Be-

triebsmittel kann hier Potenziale freisetzen, die bereits vorhandenen Kapazitäten optimal zu nutzen und den weiteren Ausbau des Netzes zeitlich zu verschieben oder sogar vollständig zu vermeiden.

Um die vorhandenen Potenziale unterschiedlicher Lösungsansätze bewerten zu können wird unter anderem auf Basis von Messdaten die Erstellung einer realistischen Simulationsumgebung und Modellbildung angestrebt. Um die Erkenntnisse in einem weiteren Schritt auch auf andere Netzgebiete und Situationen übertragen zu können, führt die EnBW Regional AG zusammen mit dem Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Stuttgart ein Forschungsprojekt durch, dessen Zwischenergebnisse nachfolgend beschrieben werden.

## 2 Zielsetzung, Motivation und Ausgangslage

Um unterschiedliche technische Ansätze miteinander vergleichen zu können, werden diese in einer Simulation untersucht und bewertet, um in einer weiteren Phase die ermittelten Werte unter realen Bedingungen in einem Testgebiet zu validieren.

Das Niederspannungsnetz in der Ortschaft Sonderbuch ist gekennzeichnet durch einen überdurchschnittlich hohen Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung und einer entsprechend hohen Belastung für das Netz. Auf 190 Ein-

wohner konzentrieren sich insgesamt 62 PV-Anlagen, mit einer maximalen Gesamtleistung von 1,2 MW. Dem gegenüber steht eine maximale Last von 200 kW, womit die Erzeugerleistung die maximale Last zu einzelnen Zeitpunkten um den Faktor 10 übersteigt. Dadurch wird in Sonderbuch innerhalb eines Jahres bereits heute fast doppelt so viel Energie produziert wie verbraucht wird.

Im Hinblick auf die Untersuchungen stellt Sonderbuch damit ein optimales Versuchsumfeld dar, da hier schon Ausbauraten erreicht sind, mit denen an anderen Orten erst in einigen Jahren gerechnet werden muss. Zusätzlich ist die Netzbelastung trotz mehrfachen Ausbaus immer noch als kritisch anzusehen, so dass Netzentlastungsmaßnahmen einen direkten Nutzen erbringen können.

Untersucht werden sollen sowohl ein Batteriespeichersystem (BSS) als auch ein regelbarer Ortsnetztrafo (rONT). Beide Systeme sind in der Lage die Spannung in dem Ortsnetz, entweder in einem Versorgungsstrang oder im gesamten Netzabschnitt, zu reduzieren. So können verbleibende Leistungskapazitäten in den Leitungen genutzt werden. Spannungserhöhungen durch dezentrale Einspeiser sind in ländlichen Niederspannungsnetzen immer noch der häufigste Grund für Ausbaumaßnahmen. Um in einem ersten Schritt die genauen Vorgänge auch in Bezug auf die dynamische Belastung der Betriebsmittel einschätzen zu können, wurden in Sonderbuch unterschiedliche Messsysteme in das Niederspannungsnetz integriert. Dazu zählen zum einen intelligente Stromzähler, die eine verteilte Messung bei den Kunden vor Ort ermöglichen. Die zeitliche Messauflösung dieser Geräte liegt bei 15 Minuten und umfasst sowohl Spannungswerte als auch Wirk- und Blindleistung so wie die Asymmetrie der einzelnen Phasen untereinander.

Zusätzlich wurden in den Ortsnetzstationen Messsensoren verbaut, die mit einer zeitlichen Auflösung von 3 Sekunden auch schnelle Änderungen der Erzeugungsleistung auf Grund von Wolkenzug erfassen können. Gemessen wird hier jeweils an den Abgängen der einzelnen Niederspannungsstränge als auch an den Mittelspannungsleitungen. Alle Messwerte werden aggregiert und mittels integrierter Kommunikationstechnik an die auswertenden Stellen versendet. Insgesamt werden an 95 unabhängigen Messstellen Daten erfasst, was in etwa der Hälfte aller Haushalte und Erzeugungsanlagen entspricht. Die gesammelten Daten werden gesondert aufbereitet und finden in einem ersten Schritt Einzug in die im Folgenden beschriebenen Simulationen.

Ziel ist es, mit Hilfe der gewonnenen Daten ein funktionales Modell der tatsächlichen Situation vor Ort zu erstellen um anschließend unterschiedliche Ansätze zur Netzentlastung zu bewerten. Anhand der erfassten Daten können so die technischen Randbedingungen für die Auslegung der beiden Betriebsmittel, Speichersystem und regelbarer Transformator, bestimmt werden.

### 3 Netzsimulation mit neuartigen Betriebsmitteln

In diesem Abschnitt wird das Netzmodell und die Simulationsannahmen für das zu Grunde liegende Niederspannungsnetz der Modellregion „Sonderbuch“ in der Netzberrechnungssoftware PowerFactory (DIgSILENT) dargestellt.

Es wird auf das Netzelement des regelbaren BSS näher eingegangen und die Möglichkeiten der Spannungs- und Leistungsbeeinflussung im Niederspannungsnetz untersucht.

Im weiteren Verlauf wird das Netzelement des rONT näher beschrieben. Gezeigt wird der exemplarische Vergleich zwischen einer konventionellen und einer intelligenten, mit einem rONT bestückten, Ortsnetzstation im Netzmodell der Projektregion Sonderbuch. Anschließend werden für die folgenden Szenarien Netzberechnungen durchgeführt und untersucht:

- Lokale Spannungsbeeinflussung durch ein regelbares Batteriespeichersystem (BSS)
- Regionale Spannungsbeeinflussung durch einen regelbaren Ortsnetztransformator (rONT)

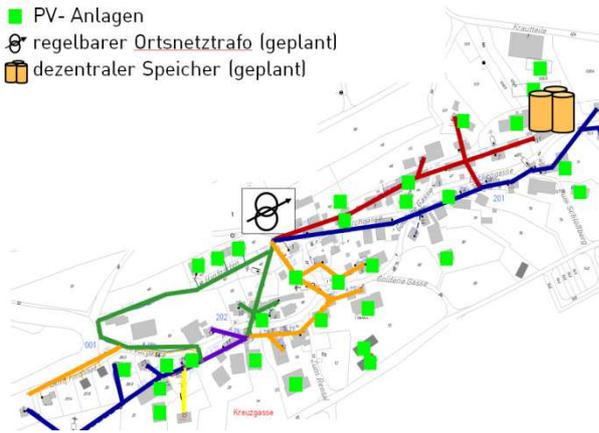
Abschließend folgt eine Analyse der Betriebsmittel, die das technische Potenzial beider Beeinflussungsmöglichkeiten gegenüber stellt und bewertet.

#### 3.1 Randbedingungen der Simulation

Das in PowerFactory nachgebildete Niederspannungsnetz der Modellregion Sonderbuch wird in  $n$  gesamten Tagesverläufen simuliert. Zur Simulation wird ein angepasstes TimeSweep-Skript genutzt, welches quasistationäre Netzzustände in einer Abfolge von gleichen Zeitintervallen simuliert und die geforderten Ergebnisse über der Simulationszeit darstellt. Die Teilnehmergruppe des Niederspannungsnetzes besteht aus 80 Haushaltslasten, 62 PV-Anlagen und 13 landwirtschaftlich genutzter Anlagen. Das Verbraucherverhalten für die Haushalte wird in erster Näherung einheitlich durch das klassische H0 Profil [3] approximiert. Da die Größenordnung und Dynamik der Einspeisung im Vergleich zu den Lasten für das Netzverhalten in den Strängen prägend ist kann der Simulationsaufwand durch diese Näherung drastisch reduziert werden. Wie in [4] gezeigt wird, liegt das Verbraucherverhalten nahe an der Approximation durch das H0 Profil im Vergleich zum empirisch aggregierten Verbraucherverhalten. Da das Verhältnis der erzeugten zur bezogenen Leistung in den kritischen Zeiträumen der Spitzenspannungsbelastung bei bis zu 11:1 liegt, wobei die Energierückspeisung mit  $1,2 \text{ MW}_{\text{Peak}}$  für ein Niederspannungsnetz mit 80 Hausanschlüssen überdurchschnittlich ist, fallen mögliche Abweichungen vom Verbraucherverhalten bei dieser Simulation nicht ins Gewicht. Die landwirtschaftlich dominierten Anschlüsse werden durch L0 Profile nachgebildet, wohingegen die Elektrospeicherheizungen für die Simulationen inaktiv sind.

#### Legende

- PV- Anlagen
- ⊗ regelbarer Ortsnetztrafo (geplant)
- 🔋 dezentraler Speicher (geplant)



**Bild 1** Netztopologie des Ortsnetzes Sonderbuch, Position des rONT und BSS im Niederspannungsnetz

**Bild 1** skizziert die im Modell abgebildete Netztopologie mit den Erzeugeranlagen und kennzeichnet die Position des rONT sowie des BSS. Der rONT sitzt zentral und versorgt acht Abgänge. Das BSS ist am Ende des nord-östlichen Strangs angeschlossen. Der Anschlusspunkt verbindet eine PV-Anlage von 31,5 kW<sub>p</sub> mit dem Batteriespeichersystem.

### 3.2 Simulation mit regelbarem Batteriespeichersystem (BSS)

Für die Simulation der lokalen Spannungsbeeinflussung durch das BSS wird dem externen Netz eine Spannung von 1,05 p.u. vorgegeben. Um die wechselnden Anforderungen durch die PV-Anlagen an das BSS abbilden zu können, werden hochaufgelöste Messreihen einer PV-Anlage, die im Rahmen von [9] in Süddeutschland erhoben wurden, zugrunde gelegt und im Modell mit der jeweiligen, am Netzanschlusspunkt vorliegenden installierten Anlagenleistung skaliert. Diese werden nach primär vorherrschenden Wetterbedingungen in Wahlbereiche unterteilt. Kriterien sind der Bedeckungsgrad, die Sonnenscheindauer und die minimalen und maximale Temperatur. Eine Klassifizierung und Auswahl erfolgt unter Zuhilfenahme von [5, 8].

Die gewählten Tage umfassen:

- **klarer Tag:** Sonnenscheindauer 12 - 14 Stunden,  $T_{\max} = 24,4^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\min} = 7,4^{\circ}\text{C}$ , Bedeckungsgrad: 1,3-1,4
- **bewölkter Tag:** Sonnenscheindauer 7 - 8 Stunden,  $T_{\max} = 20,3^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\min} = 11,4^{\circ}\text{C}$ , Bedeckungsgrad: 4,9

Die Auswahl fällt auf einen kühlen, klaren Tag mit langer Sonnenscheindauer, weil die potenziell durch eine PV-Anlage umzuwandelnde Energie über den Tagesverlauf deutlich höher ist, als an einem bewölkten Tag. Desweiteren wurde ein bewölkter Tag ausgewählt, weil abwechselnd verschattete, gekühlte und wieder beschienene Zel-

len zu sehr hohen Leistungsspitzen neigen, die durch den Wolkenzug geprägt eine sehr hohe Dynamik aufweisen. Die implementierte Regelung des BSS, welches durch eine allgemeine Last mit hinterlegtem DPL-Programmcode modelliert wird, arbeitet mit einer effektiven Zeitauflösung von 0,1 s und bildet das Klemmenverhalten des BSS im eingeschungenen Zustand nach.

Die Parametrierung des Speichersystems wurde einem Prototypen nachempfunden und kann durch einen Energieinhalt  $E_{\text{BSS}} = 16 \text{ kWh}$  und eine maximale Leistung von  $P_{\text{BSS}} = \pm 30 \text{ kW}$  charakterisiert werden. Die zulässigen Leistungsgradienten an den Systemklemmen wurden mit  $\Delta P/\Delta t = \pm 2 \text{ kW/s}$  konservativ angenommen. Die untersuchten Regelungen umfassen die Modi:

- Begrenzung / Verlagerung von Einspeiseleistung
- Leistungsglättung
- Spannungsbeeinflussung

Bei der Begrenzung / Verlagerung von Einspeiseleistung soll Energie, die von der PV-Anlage in das Netz gespeist wird, ab einer bestimmten Leistung  $P_{\text{cut}}$  begrenzt und im BSS zwischengespeichert werden. Fällt die Erzeugerleistung unter  $P_{\text{cut}}$  soll die Differenz aus dem BSS bereitgestellt werden, um ein gleichmäßiges „Leistungsplateau“ zu erreichen. Die Abgabe in den Abendstunden kann zur Deckung der leicht erhöhten Last in der Nacht nach [4] verwendet werden und reduziert in den Mittagsstunden die Spannungsanhebung durch die PV-Anlage.

Wird der Speicher zur Leistungsglättung verwendet ist das Ziel die dynamischen Erzeugungseinbrüche der PV-Anlage, die z.B. durch Wolkenzug hervorgerufen werden, zu begrenzen und die Leistungsabgabe und somit die induzierte Dynamik im Niederspannungsnetz über die Zeit zu glätten.

Wird das BSS zur aktiven Spannungsbeeinflussung verwendet, wird versucht den Spannungsverlauf zu glätten. Zusätzlich wird die Spannung in Richtung eines gesetzten Zielwerts beeinflusst.

### 3.3 Simulation mit regelbarem Ortsnetztransformator (rONT)

Für die Simulation der Spannungsbeeinflussung durch den rONT wird den PV-Anlagen die Messreihe des bewölkten Tags hinterlegt um häufige Umschaltersituationen zu provozieren. Das Modell des rONT wird entsprechend den Parametern eines konventionellen Niederspannungstransformators der EnBW Regional AG angepasst. Die Nennleistung beträgt in der Simulation 630 kVA, das Übersetzungsverhältnis OS/US ist 21525/420. Der Stufensteller, weist 9 Schaltzustände auf und kann ausgehend von der neutralen Position die Spannung um vier Stufen je 2% in beide Richtungen stufen. Die vorgeschaltete Steuereinheit für den Stufensteller gibt Stellensignale an den Stufensteller weiter, hält aber eine Totzeitvorgabe abhängig von der Anzahl umzuschaltender Stufen ein.

Die vorgelagerte Mittelspannungsebene wird als externes Netz modelliert, wobei sich der Spannungsverlauf an der Ortsnetzstation aus Messdaten im 3-Sekunden Raster an dieser Ortsnetzstation ableitet. Die isolierten Profile bilden für Sonderbuch charakteristische Tagesprofile nach und werden in einer Auflösung von 3 s als Kennlinie dem externen Netz hinterlegt.

Die Simulationen des rONT werden über 72 h mit einer Simulationsschrittweite von 60 s im elektrisch eingeschwungenen Zustand durchgeführt.

Die untersuchten Regelungen umfassen:

- Sollwertregelung mit einer Spannungsmessung an der intelligenten Ortsnetzstation (SMS)
- Sollwertregelung mit zusätzlicher abgesetzter Spannungsmessung (ASM)
- Lastflussabhängige Spannungsregelung (LFR)

Neben der Umschaltzahl des Stufenstellers wurde bei allen untersuchten Regelungen darauf geachtet, dass die spezifizierten Randwerte der Flickerstärke nach EN 50160 [7] eingehalten werden.

Die Berechnung der Flickerstärke wird dazu unterteilt in Langzeit-Flickerstärke  $P_{lt}$ , und Kurzzeit-Flickerstärke  $P_{st}$ . Dabei setzt sich  $P_{lt}$  aus einer Folge von 12 nacheinander gemessenen, voneinander unabhängigen Werten für  $P_{st}$  zusammen (1).

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{st,n}^3}{12}} \quad (1)$$

mit  $n =$  Laufindex der 10-Minuten-Werte im Zeitintervall von 2 Stunden

Die Kurzzeit-Flickerstärke  $P_{st}$  wurde für die Berechnung nach (1) durch folgende Näherung abgeschätzt (2).

$$P_{st} = \left( \frac{2,3 \cdot n}{T_P} \right)^{\frac{1}{3,2}} \cdot F \cdot d \quad (2)$$

$n =$  Anzahl Laständerungen im beobachteten Zeitintervall

$T_P =$  Dauer des Beobachtungsintervalls [s]

$d =$  relative Spannungsänderung  $\Delta U / U$

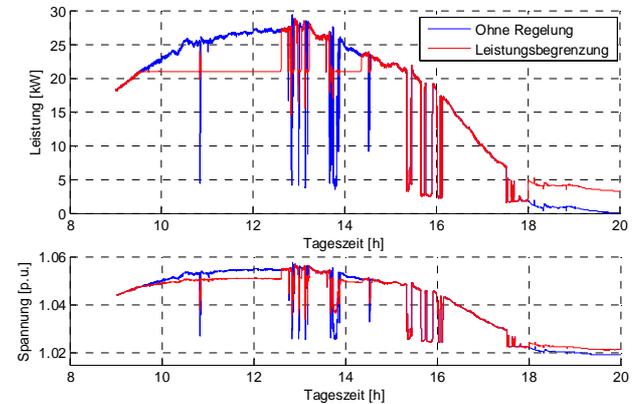
$F =$  Formfaktor Spannungsänderung

Wird also eine Umschaltung in 10 Minuten um  $\Delta U / U = 2\%$  mit einem Formfaktor  $F = 1$  vorgenommen ergibt sich  $P_{st} = 0,352$  und  $P_{lt}$  bei zweistündiger Wiederholung zum unkritischen [6, 7] Wert von  $P_{lt} = 0,352$ . Da die Grenzwerte von  $P_{st} = 1$  und  $P_{lt} = 0,8$  [6] nicht erreicht werden, ist keine Flickerbeeinflussung durch einstufige Schaltvorgänge zu erwarten. Mehrstufige Kombinationen, die unzulässige Flicker verursachen könnten, werden durch die Regelung vorab unterbunden.

## 4 Simulationsergebnisse

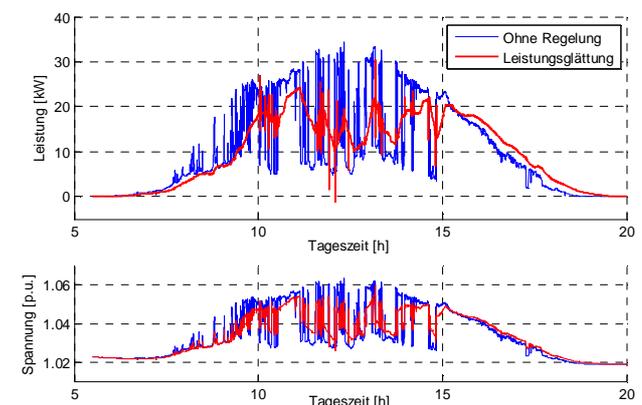
### 4.1 Spannungsbeeinflussung durch das Batteriespeichersystem

Im Folgenden wird der Verlauf der Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage und des BSS im unregelmäßigem Fall und bei Begrenzung der Einspeiseleistung dargestellt.



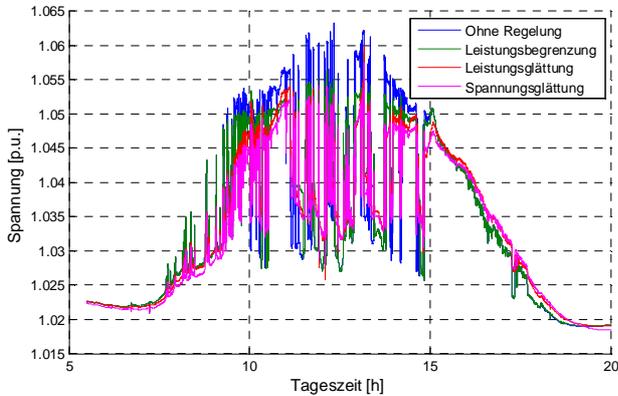
**Bild 2** Einspeiseleistungen (Ausschnitte), sonniger Tag, unregelmäßigem Fall und Modus „Leistungsbegrenzung“

Wie in **Bild 2** zu erkennen ist, wird die überschüssige Einspeiseleistung, sobald die Schwelle  $P_{cut} = 21$  kW erreicht wird, durch das BSS aufgenommen. Solange die Kapazität des BSS zur Pufferung ausreicht, unterliegt die Einspeiseleistung der Begrenzung, wobei das BSS Einbrüche unter  $P_{cut}$  ausgleicht. Wie im zweiten Teil von Bild 2 gezeigt wirkt sich dieses Vorgehen positiv auf die Spannungsbänder aus. Mit Erreichen des maximalen Ladestands wird keine weitere Energie aufgenommen und die Leistungs-, und Spannungskurven decken sich. Ab 12:30 wird folglich keine Erzeugerleistung mehr gepuffert, bis ein Spannungsschwellwert und / oder eine Uhrzeit erreicht wird, ab dem die gespeicherte Energie wieder an das Netz abgegeben werden darf – hier ab 18:00 Uhr.



**Bild 3** Einspeiseleistungen (Ausschnitte), bewölkter Tag, unregelmäßigem Fall und Modus „Leistungsglättung“

**Bild 3** zeigt den Einfluss der Leistungsglättung während eines dynamischen Tags auf die über den Netzknoten eingespeiste Leistung. Eine ungepufferte PV-Anlage kann innerhalb weniger Sekunden signifikante Einbrüche der abgegebenen Wirkleistung durch Wolkenzug hinnehmen. Diese in das Netz getragene Dynamik kann durch ein BSS, wie in der Kurve „Leistungsglättung“ gezeigt, deutlich reduziert werden.



**Bild 4** Spannungsverläufe (Ausschnitte), bewölkter Tag, unregelter Fall und alle Modi im Vergleich

**Bild 4** zeigt den Spannungsverlauf am Netzknoten, der sich ohne Einwirkung des BSS einstellt. Im Vergleich dazu dargestellt sind die Betriebsmodi „Leistungsbegrenzung“, „Leistungsglättung“ und „Spannungsglättung“. Die besten Ergebnisse hinsichtlich einer Reduktion der Spannungsbelastung liefert der Betriebsmodus „Spannungsglättung“. Zusätzlich erfolgt hier eine bessere Glättung der Leistungsdynamik als im Modus „Leistungsglättung“, was möglicherweise der Parametrierung geschuldet ist. Das BSS bekommt in diesem Modus den Spannungsmesswert als Eingangsgröße und reagiert mit Bezug bzw. Abgabe von Leistung auf die Spannungsabweichung. Die resultierende Spannung am Netzknoten weist die kleinste Spreizung auf. Zusätzlich erfolgt eine Reduktion der absoluten Spannungshöhe um 1% (0.01 p.u.), was bei einer Außenleiterspannung von 400 V einer absoluten Reduktion um 4 V entspricht.

Begrenzung	$\Delta E$ [kWh]	$P_{min}$ [kW]	$P_{max}$ [kW]
Bewölkt	3,22	-16,97	13,26
Sonnig	12,74	-17,47	8,44
<b>Leistungsglättung</b>			
Bewölkt	9,73	-16,99	20,00
Sonnig	11,03	-20,00	7,78
<b>Spannungsglättung</b>			
Bewölkt	14,29	-13,65	16,12
Sonnig	18,01	-19,75	4,01

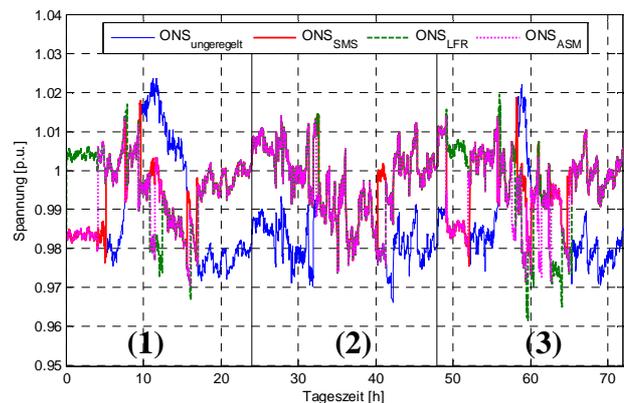
**Tabelle 1** Anforderungen an das BSS nach Betriebsmodi und Typtag

Die Anforderungen an die Kapazität und Leistung des BSS hängen stark von der ausgewählten Beeinflussungsmethode und der Parametrierung ab. **Tabelle 1** zeigt die

Anforderungen abhängig von der verwendeten Regelmethode.

## 4.2 Spannungsbeeinflussung durch den regelbaren Ortsnetztransformator

Das Simulationsmodell des rONT wird unter, für Sonderbuch charakteristischen, Spannungspegeln und –schwankungen der Mittelspannung betrieben. Die erhöhten Spannungen an der Mittelspannung lassen sich durch eine sehr große Einspeiseleistung im Niederspannungsnetzabschnitt und im vorgelagerten Mittelspannungsring erklären. **Bild 5** zeigt die Spannungsverläufe im unregulierten Fall und nach Anwendung der Regelungen „SMS“, „LFR“ und „ASM“ für drei häufig auftretende Mittelspannungsverläufe (1), (2) und (3).



**Bild 5** Spannungsverläufe an ONS (Ausschnitte), drei Simulationstage, unregulierter Fall, SMS, LFR, ASM

Der erste Simulationstag (1) zeigt einen hohen, breiten, gleichmäßigen Spannungsverlauf mit einem Maximum bei 1.024 p.u., wobei die minimale Spannung bei 0.965 p.u. liegt. Der Zweite (2) zeigt einen Spannungsverlauf deutlich reduzierter Spannungsspitze bei 1.015 p.u. und sehr unnatürlichem Verlauf, wobei die untere Spannungsgrenze marginal niedriger ist als in (1). Es wird vermutet, hier einen häufig wiederkehrenden Spannungsverlauf mit Umschaltvorgängen des MS-Transformators abgebildet zu haben. Der dritte Simulationstag (3) ist gekennzeichnet durch eine im Vergleich zu (1) kürzere und dadurch steilere Spannungsspitze selber Höhe mit anschließendem volatilen Spannungsverlauf, wobei die Entwicklung langsamer als in (2) ist, und Zeitbereiche überstreicht, in denen es sich nicht mehr um Umschaltungen auf der Mittelspannungsebene handeln kann. Da eine Beurteilung von Spannungsverläufen nicht einheitlich vorgenommen werden kann, erfolgt in **Tabelle 2** eine Bewertung nach 3 Kriterien:

- Maximal erreichter Spannungswert
- Minimal erreichter Spannungswert
- Spreizung des Spannungsbandes

Maximal auftretende Spannung (99,9%-Perzentil)				
Regelung	Totband [%], Totzeit [min]	V <sub>ONS</sub>	V <sub>MP</sub>	#US / 3 Tagen
keine	-	1,0200	1,0445	0
SMS	+1 / -2, 10	1,0128	1,0295	13
LFR	+1.5 / -1.5, 10	1,0109	1,0212	21
ASM	+1 / -2, 5	1,0109	1,0243	21
Minimal auftretende Spannung (0,1%-Perzentil)				
keine	-	0,9718	0,9655	0
SMS	+1 / -2, 10	0,9778	0,9790	13
LFR	+1.5 / -1.5, 10	0,9648	0,9727	21
ASM	+1 / -2, 5	0,9746	0,9791	21
Spreizung des Spannungsbands				
keine	-	0,0483	0,0790	0
SMS	+1 / -2, 10	0,0351	0,0505	13
LFR	+1.5 / -1.5, 10	0,0461	0,0485	21
ASM	+1 / -2, 5	0,0363	0,0452	21

**Tabelle 2** Ergebnismatrix zur Bewertung der Regelmethoden gegenüber einem unregelmäßigen Betrieb

Tabelle 2 zeigt die Ergebnismatrix, die zur folgenden Bewertung der Regelmethoden gegenüber einem unregelmäßigen Betrieb verwendet werden. Dargestellt sind Reglereinstellungen (oberes und unteres Totband, sowie Totzeit), das 99,9%-Perzentil der maximalen Spannungswerte und das 0,1%-Perzentil der minimalen Spannungswerte, die an der Ortsnetzstation ( $V_{ONS}$ ) gemessen werden, sowie an einem weiteren Messpunkt im Netz ( $V_{MP}$ ), der in Vorarbeiten als Messpunkt mit hoher Spannungsspreizung identifiziert wurde. Die Bewertung der Perzentile wird angesetzt um einmalige Spannungsspitzen und Spannungseinbrüche nicht in die Bewertung einfließen zu lassen und die Homogenisierung des Spannungsbandes höher zu bewerten. Es wurde in den Untersuchungen jedoch sichergestellt, dass kein einziger Spannungswert die geltenden Normen verletzt, bzw. 1.05 p.u. überschreitet oder 0.95 p.u. unterschreitet.

Wie die ersten Simulationsergebnisse zeigen, kann festgehalten werden, dass alle dargestellten Regelungen im Ortsnetz von Sonderbuch, eine Senkung der maximalen Spannung, sowie eine Hebung der minimalen Spannungen ermöglichen. Das Potenzial zur Eindämmung der Spannungsprobleme und zur besseren Ausnutzung der Spannungsbandgrenzen ist somit gegeben. Die Beeinflussung findet in den Simulationen mit einer Umschaltzahl des Stufenstellers zwischen 13 und 21 Umschaltungen für alle drei Simulationstage statt, was die implementierten Regelungen für einen Feldtest im Rahmen der nächsten Projektphase qualifiziert.

## 5 Fazit und Ausblick

Die in Kapitel 4 vorgestellten Simulationsergebnisse zeigen, dass sowohl das Batteriesystem als auch der regelbare Trafo in der Lage sind, das angestrebte Ziel der Spannungsreduzierung zu verwirklichen und so das Netz zu entlasten. Mit Blick auf das BSS wird deutlich, dass generell eine lokale Spannungsbeeinflussung möglich ist, bei entsprechendem Leistungsumfang der PV-Anlagen jedoch

auch die Anforderungen an die Speichersysteme erheblich ansteigen um noch spürbare Auswirkungen auf das Netz zu erzielen. An dieser Stelle müssen weitere Untersuchungen zeigen, ob Batteriespeicher sich als Brückentechnologie zur Verzögerung eines Netzausbaus eignen. Regelbare Transformatoren stellen ein geeignetes Mittel zur Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen dar, wobei die Unterschiede in den Regelstrategien in dieser Simulation nur geringe praktische Auswirkungen haben. Aufgrund der hier dargestellten Ergebnisse stellt die Regelung mit Spannungsmessung an der Sammelschiene und die Lastflussabhängige Regelung einen guten Kompromiss zwischen Aufwand und Nutzen dar, da Beide ohne großen Aufwand im Falle einer praktischen Umsetzung auskommen und eine deutliche Verbesserung der Ausnutzung der Spannungsbänder darstellen.

Im weiteren Verlauf des Projektes wird anschließend an die hier vorgestellten Simulationen, die praktische Validierung der Ergebnisse erfolgen. Anhand der praktischen Nachweise kann so die Simulationsbasis überprüft und gegebenenfalls korrigiert werden, um eine Übertragbarkeit auf andere Netze und Situationen zu ermöglichen.

## 6 Danksagung

Die Autoren bedanken sich bei Prof. Dr. Jürgen H. Werner für die Bereitstellung essentiell wichtiger Messdaten von PV-Anlagen. Des Weiteren bedanken sich die Autoren bei den Studenten Simon Beckler und Steffen Müller, die im Rahmen ihrer Bachelorarbeit am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik maßgeblich bei der Erstellung der Simulationsumgebung und -ergebnisse mitgewirkt haben.

## 7 Literatur

- [1] A. Kuhlmann, *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken*, BDEW, Berlin, 2011.
- [2] VDEW, *Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, Ergänzungen durch VDN, Frankfurt am Main 2005
- [3] H0 Profil, interne Dokumente, EnBW 2012
- [4] T. Stetz, et al., *Stochastische Analyse von Smart Meter Messdaten*, VDE Kongress „Smart Grid“, Stuttgart, November 2012
- [5] [http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?\\_nfpb=true&\\_pageLabel=\\_dwdwww\\_klima\\_umwelt\\_klimadaten\\_deutschland&switchLang=de](http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=_dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland&switchLang=de), abgerufen am 2.7.2012
- [6] IEC 61000:1995, Beuth Verlag GmbH, Berlin
- [7] DKE im DIN: DIN EN 50160:2007, Beuth Verlag GmbH, Berlin, S. 8
- [8] M. Zehner, et al., *Europaweite Untersuchung des Irradiance Enhancement Effects und erste Analysen der Bedeutung im PV-System*, 26. PV-Symposium (Kloster Banz, Bad Staffelstein), März 2011
- [9] G. Makrides, B. Zinßer, et al., *Modelling the Power Output and Energy Yield of 13 Different Photovoltaic Systems*, PVSEC, 2010