

VERBESSERUNG DER AUFNAHMEFÄHIGKEIT UND SICHERUNG DER NETZQUALITÄT VON VERTEILNETZEN

*Markus Meyer, *Bastian Maucher, Rolf Witzmann

Technische Universität München, Theresienstraße 90, 80333 München, 089 – 289 25585,
markus.meyer@tum.de, www.hsa.ei.tum.de

Kurzfassung: Die große Zahl an Verbrauchern mit Schaltnetzteilen, sowie die zunehmende Anzahl von umrichterbasierten, dezentralen Erzeugungsanlagen in der Niederspannungsebene, stellen die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen bei der Einhaltung der Netzqualität nach DIN EN 50160. Durch den gezielten Einsatz regelbarer Betriebsmittel (PV-Wechselrichter, Längsregler, Batteriespeicher) soll der teure und aufwändige Netzausbau in Zukunft reduziert, sowie die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze gesteigert werden. Die eingesetzten Betriebsmittel werden hierfür mit erweiterten Funktionalitäten ausgestattet und in ein zentrales Regelsystem eingebunden.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Keywords: Smart Grid, Spannungshaltung, Verteilnetz, Oberschwingungskompensation, Spannungsband, Symmetrierung

1 Problemstellung

Die neuen Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber – getrieben durch die steigende Zahl an Verbrauchern mit Schaltnetzteilen, sowie umrichterbasierten, dezentralen Erzeugungsanlagen in der Niederspannungsebene – sind insbesondere die Sicherung der Netzqualität und die Vermeidung zu hoher Betriebsmittelauslastungen in den Niederspannungs-Verteilnetzen.

Hohe Erzeugungsleistungen in den Niederspannungsnetzen führen mitunter zu einer Lastflussumkehr und damit zu einer Spannungsanhebung an den Niederspannungs-Netzknöten, wodurch immer häufiger Spannungen auftreten, die außerhalb des zulässigen Spannungsbandes liegen. Des Weiteren führt der Einsatz von Wechselrichtern und Schaltnetzteilen zu einer zunehmenden Oberschwingungsbelastung. Insbesondere Oberschwingungen der 3. Ordnung führen – in Kombination mit den überwiegend einphasig angeschlossenen Verbrauchern sowie einphasigen Erzeugungsanlagen – zu einer zunehmenden Neutralleiterbelastung. Darüber hinaus kommt es durch einphasige Verbraucher und Erzeugungsanlagen zu Spannungsunsymmetrien.

Ziel des hier vorgestellten Vorhabens ist es, diesen Problemen mit Hilfe von ansteuerbaren Betriebsmitteln beizukommen und dadurch gleichzeitig die Aufnahmefähigkeit der Niederspannungs-Verteilnetze für zusätzliche dezentrale Erzeugungsanlagen zu erhöhen. Hierfür werden neuartige Betriebsmittel bzw. Stromrichter eingesetzt, welche im Verlauf des Vorhabens entwickelt werden.

1.1 Lösungsansatz

Der zentrale Ansatz des im Folgenden beschriebenen Forschungsvorhabens ‚Verteilnetz 2020‘ ist, die Anbindung aller aktiven Betriebsmittel eines Niederspannungsnetzes (Photovoltaikwechselrichter, Batteriespeicher und Längsregler) an ein gemeinsames Regelsystem um die Spannungsqualität zu verbessern und teuren Netzausbau zu vermeiden bzw. zu reduzieren. Durch die Anbindung der Betriebsmittel an einen übergeordneten, zentralen Steuerungsrechner, ist der Betrieb des Niederspannungsnetzes als virtuelles Kraftwerk möglich.

Um die Spannung innerhalb der Grenzwerte nach DIN EN 50160 zu halten, gibt es in Niederspannungsnetzen mehrere Möglichkeiten. Aktuell werden vielfach regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) eingesetzt. Durch mechanisches Verstellen eines Stufenschalters, werden unterschiedliche Anzapfungen an der Transformatorwicklung abgegriffen, wodurch die Spannungen in Stufen geregelt werden kann. So kann auf Spannungsänderungen reagiert werden, die u.a. durch Rückspeisung der Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen hervorgerufen werden. Allerdings ist die Spannungsregelung nur in Schritten, entsprechend der vorhandenen Schaltstufen des Stufenschalters, möglich. Darüber hinaus wird damit das Spannungsniveau im gesamten Niederspannungsnetz verändert. Eine gezielte, auf bestimmte Netzknoten abzielende Spannungsregelung – zum Beispiel bei Netzausläufern mit hoher Photovoltaik-Einspeiseleistung – wird nur durch das Einbringen eines Längsreglers in den betroffenen Netzausläufer möglich. Derzeit eingesetzte Längsregler werden, vergleichbar mit den rONT's, mit gestuften Spannungsstellmechanismen ausgeführt.

Im hier vorgestellten Vorhaben werden Längsregler entwickelt, deren Spannungsstellung stufenlos, mit Hilfe von Leistungselektronik, erfolgt. Die Längsregler sind an unterschiedlichen Stellen des Niederspannungsnetzes verbaut. Direkt am Transformator angeschlossen, erfüllen sie die gleiche Aufgabe wie ein rONT. Zusätzlich bieten sie dank der Leistungselektronik erweiterte Funktionen, insbesondere die Bereitstellung von Blindleistung. Eine detailliertere Beschreibung der Funktionsweise erfolgt in Punkt 1.1.4 (Multifunktionaler Längsregler).

Wechselrichter von Photovoltaikanlagen sind heutzutage in der Lage, durch den Bezug von induktiver Blindleistung die Spannung am Einspeisepunkt zu senken. Die dazu verwendete $Q(U)$ - bzw. $\cos\phi(P)$ -Regelung basiert üblicherweise auf der Verwendung von statischen Kennlinien, die fest im Parametersatz der Geräte hinterlegt werden. Die im Projekt ‚Verteilnetz 2020‘ zu entwickelnden Wechselrichter sollen die Spannungsregelung hingegen sowohl über Kennlinien, die ggf. während des Betriebes neu parametrisiert werden können, als auch über Sollwertvorgaben des zentralen Steuerungsrechners ermöglichen.

Batteriespeicher werden im Projekt zur Speicherung überschüssiger, lokal erzeugter, erneuerbarer Einspeiseleistung eingesetzt. Über neuartige Betriebsstrategien sollen die Speicher sowohl netzdienlich, als auch verbraucheroptimiert betrieben werden können und nicht, wie bisher üblich, lediglich der Erhöhung des Eigenverbrauchs dienen.

Darüber hinaus bieten die multifunktionalen Längsregler, sowie die neuartigen Umrichter der Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher, die Möglichkeit die Spannungsqualität durch Kompensation von Oberschwingungen und Symmetrierung (durch einphasige Regelung der Längsregler) zu verbessern.

Sämtliche Betriebsmittel sind mit Hilfe von Broadband Powerline (BPL) mit dem zentralen Steuerungsrechner verbunden. Dieser übernimmt die Verwaltung der durch die einzelnen Betriebsmittel übermittelten Daten. Eine Auswahl der erhobenen Messwerte wird für das zentrale Regelsystem verwendet, das ebenfalls auf dem Steuerungsrechner arbeitet. Die Vernetzung der einzelnen aktiven Betriebsmittel zu einem Smart Grid ist in folgender Grafik dargestellt:

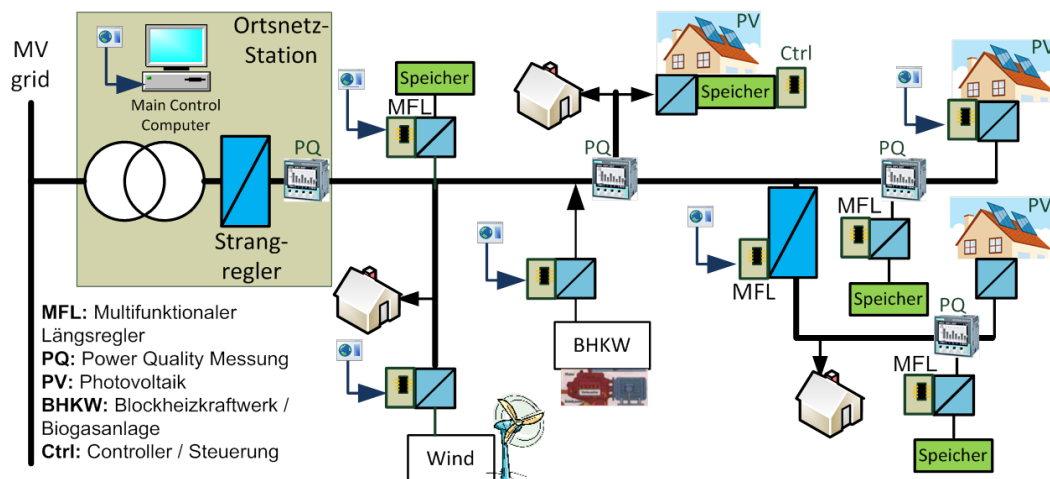


Abbildung 1.1: Vernetzung der aktiven Betriebsmittel zu einem Smart-Grid

Die vorgeschlagenen Konzepte, einschließlich der neu entwickelten Hardware, werden sowohl theoretisch, durch Unterstützung von Simulationen, entwickelt und untersucht, als auch praktisch in Laborversuchen und einem anschließenden Feldtest auf ihre Funktionalität und Praxistauglichkeit hin getestet.

1.1.1 Kommunikative Anbindung der Betriebsmittel

Für den Feldtest soll die kommunikative Anbindung der aktiven Betriebsmittel an den zentralen Steuerungsrechner, sowie dessen Anbindung an die Netzleitwarte mit Broad-Band-Powerline (BPL) erfolgen. Bei dieser Technologie wird das Niederspannungsnetz selbst als Medium für die Datenübertragung genutzt. Die Übertragung erfolgt in einem Frequenzbereich von 1 bis 30 MHz. Dieses Frequenzband ermöglicht symmetrische Bandbreiten (vom Sender zum Empfänger und in die Gegenrichtung) von bis zu 10 Mbit/s. Die Nutzung des Stromnetzes als Kommunikationsinfrastruktur, sowie ihr bereits bewährter Einsatz auf der Mittelspannungsebene, macht diese Technologie für das hier vorgestellte Projekt besonders interessant.

PV-Wechselrichter und nichtlineare Betriebsmittel – insbesondere auch der neu entwickelte multifunktionale Längsregler – haben einen signifikanten Einfluss auf die Übertragungseigenschaften hochfrequenter Kanäle und somit auch auf die Übertragung der BPL-Signale über das Stromnetz. Um BPL auch im direkten Umfeld von leistungselektronischen Baugruppen wie Umrichtern einsetzen zu können, soll die Störfestigkeit gegen Immissionen untersucht und gegebenenfalls erhöht werden. Das Ziel ist eine erfolgreiche Störfestigkeitsprüfung der BPL-Modems nach IEC 61850-3.

Darüber hinaus soll ein Verfahren zur dynamischen Wahl der zur Signalübertragung gewählten Phase entwickelt werden. Konkret werden zwei Ansätze systematisch analysiert:

- Dauerhafte dreiphasige Einspeisung des BPL-Signals und Verwendung der Phase mit dem besten Signal Datenempfang
- Selektive Phasenwahl mit anschließender Kommunikation auf der gezielt ausgewählten Phase

1.1.2 Datenmanagement

Ein funktionierendes Smart-Grid hängt im Wesentlichen von der Verarbeitung und Aufbereitung der erhobenen Messdaten ab. Dem Datenmanagement kommt daher eine wichtige Bedeutung zu.

Neben der Archivierung und Aufbereitung von gemessenen Netzparametern kann es für die Betriebsweise eines Smart-Grids und den einzelnen aktiven Betriebsmitteln sinnvoll sein, zusätzliche Daten zu verarbeiten. So werden im Projekt ‚Verteilnetz 2020‘, mit Hilfe von Wetterprognosen und historischen Einspeise- und Lastdaten, Ladestrategien für die Batteriespeicher, sowie Leistungsprognosen für die Verbraucher erstellt. Dies geschieht unter Zuhilfenahme von Werkzeugen der Künstlichen Intelligenz (Artificial Neural Network – ANN). Als Datengrundlage werden Wetterprognosen von verschiedenen Wetterdiensten, unter Angabe der entsprechenden Geokoordinaten, bezogen. Die historischen PV-Einspeisedaten, sowie die aktuelle PV-Erzeugung, liefern mehrere Referenzanlagen. Darüber hinaus stehen sekundengenau aufgelöste Daten über die solare Einstrahlung und die dazugehörige Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage der Professur für elektrische Energieversorgungssysteme der TU München zur Verfügung. Durch den Vergleich von prognostizierter und tatsächlicher Leistungserzeugung, bei gleichzeitiger Konditionierung des Neuronalen Netzes durch die historischen Erzeugungsdaten, erstellt das lernende Neuronale Netz eine dynamisch angepasste Leistungsprognose der zu erwartenden Photovoltaikleistung. Je nach Güte der Datenbasis kann die Prognose stündliche bis viertelstündliche Werte liefern. Mit Hilfe dieser Leistungsprognosen soll, unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Aspekten und technischen Rahmenbedingungen der Betriebsmittel, eine dynamische, optimierte Ladestrategie für die Batteriespeicher generiert werden.

Neben den technischen Aspekten müssen bei der Ladestrategie auch wirtschaftliche und markttechnische Erwägungen berücksichtigt werden. Die Ladestrategie darf beispielsweise nicht zu einer Verringerung der Lebensdauer der Batterie führen. Ein markttechnischer Ansatz wäre die Einbeziehung des Börsenstrompreises, falls der Batteriespeicher als Schwarmpeicher am Regelleistungsmarkt partizipiert.

1.1.3 PV-Wechselrichter

Bei den zum Einsatz kommenden Wechselrichtern handelt es sich um frei ansteuerbare Wechselrichter, d.h. die Blindleistung kann bis zur Scheinleistungsgrenze hin beliebig vorgegeben werden. Damit können die PV-Wechselrichter sowohl zur Spannungshaltung am Netzverknüpfungspunkt, als auch zur gezielten Beeinflussung des Blindleistungsflusses im Niederspannungsnetz genutzt werden.

Das wechselrichterinterne Regelsystem wird, im Vergleich zu derzeitigen Seriengeräten, um einige Funktionalitäten erweitert. Die Wechselrichter sind nach wie vor in der Lage, eine kennlinienbasierte Blindleistungsregelung (vorzugsweise $Q(U)$) auszuführen. Allerdings soll für diese Art der Regelung nicht nur die Spannung am Wechselrichter, sondern auch an einem abgesetzten Netzverknüpfungspunkt verwendet werden können. Voraussetzung hierfür ist eine entsprechende Messeinrichtung am Verknüpfungspunkt. Darüber hinaus soll die interne Blindleistungsregelung des Wechselrichters auch Sollwertvorgaben aus einem übergeordneten Regelsystem verarbeiten können. Derzeit liegt die Ausregelzeit bei Angabe von externen Leistungsvorgaben bei ca. 400 ms. Ziel ist es, diesen Wert auf 100 ms zu verbessern. Verglichen mit heutigen Serien-Wechselrichtern würde durch die geringere Einschwingzeit eine dynamische Blindleistungsanpassung ermöglicht. Mit entsprechenden Wechselrichtern ausgestattete Solaranlagen könnten somit, in höherem Maße als heute üblich, zur Verbesserung der Netzqualität beitragen.

Außerdem ist es mit den neuartigen Wechselrichtern möglich, den Blindleistungsbedarf lokaler Lasten am Netzverknüpfungspunkt durch die PV-Anlagen zu kompensieren. Darüber hinaus ist die Option geplant, mehrere PV-Wechselrichter im Zusammenschluss auf einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt hin zu regeln. Ein Industriebetrieb, mit induktiven Verbrauchern und eigenen Photovoltaik-Erzeugungsanlagen, könnte somit seinen Blindleistungsaustausch mit dem Netz reduzieren. Daher muss, neben der Spannung, auch der Blindleistungsfluss am Netzverknüpfungspunkt vom Wechselrichter, bzw. einer externen Messeinrichtung, erfasst und in die interne Regelung eingebunden werden. Die Optimierung der Blindleistungsflüsse ist dabei der Spannungshaltung untergeordnet. Auch das Einbinden einer bereits bestehenden Kompensationsanlage in das Regelsystem des Wechselrichters ist denkbar.

Für die reale Erprobung der neuen Regelungsarchitektur im Feldtest ist vorgesehen, die Wechselrichter von PV-Anlagen im Feldtestgebiet zu ersetzen und den Anlagenaufbau ggf. um die benötigte externe Messeinrichtung zu erweitern. Geplant ist der Austausch von bis zu 450 kVA Wechselrichterscheinleistung.

1.1.4 Multifunktionaler Längsregler (MFL)

Bei dem Multifunktionalen Längsregler (Strangregler) handelt es sich prinzipiell um einen Transformator, dessen Sekundärwicklung seriell in den Leitungsstrang eingebunden ist und an dessen Primärseite über einen Umrichter eine Spannung einprägt wird (siehe Abbildung 1.2). Dadurch wird in der Sekundärwicklung eine Zusatzspannung erzeugt, welche – innerhalb der Betriebsmittelgrenzen – in Betrag und Phase frei einstellbar ist. Dadurch kann, neben der Spannungsverstellung am Längsregler-Ausgang, der Wirk- und Blindleistungsfluss über den Netzweig, in dem der Längsregler seriell eingebunden ist, geregelt werden.

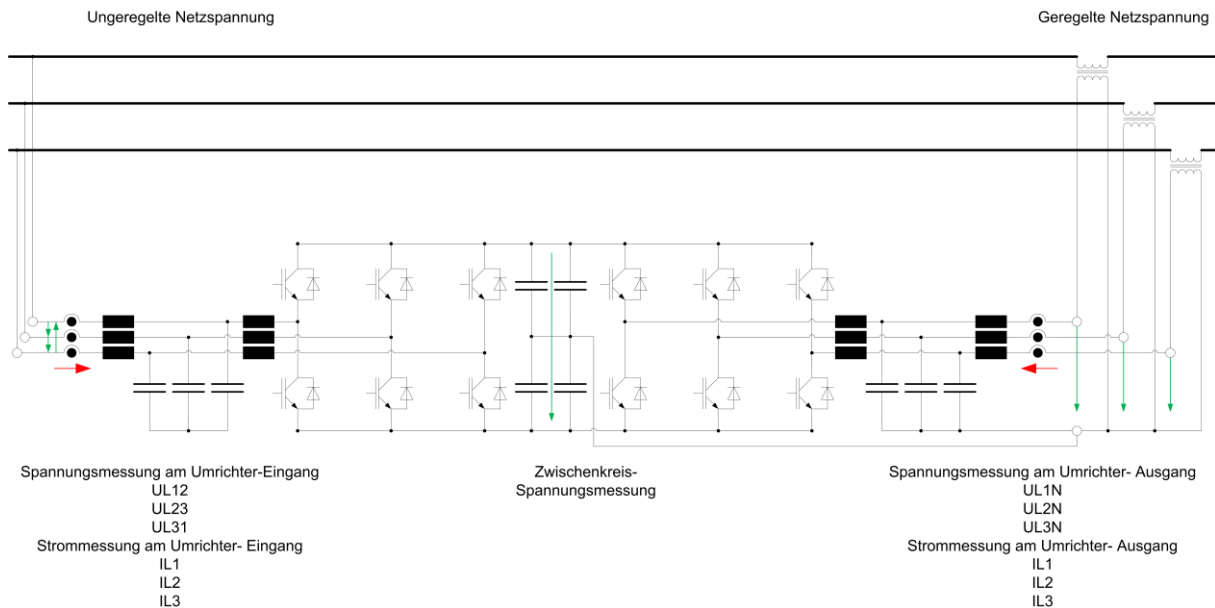


Abbildung 1.2: Schaltungstopologie des multifunktionalen Längsreglers

Der Umrichter des Längsreglers wird parallel zum Leitungsstrang mit dem Netz verbunden. Mit Hilfe dieses Shunt-Umrichters ist zusätzlich der Bezug bzw. die Einspeisung von Blindströmen möglich. Der MFL hat somit die gleiche Funktionalität wie ein Unified-Power-Flow-Controller (UPFC). Dadurch, dass die Zusatzspannungen und damit der Wirk- und Blindleistungsfluss für jede Phase einzeln gesteuert werden können, ist es zusätzlich möglich, den MFL zur Symmetrierung einzusetzen. Darüber hinaus kann der MFL als aktives Oberschwingungsfilter dienen, indem über den Umrichter gezielt Oberschwingungsströme zur Auslöschung der im Netz vorhandenen Oberschwingungen eingespeist werden.

Für den Feldtest im Rahmen des Projektes ‚Verteilnetz 2020‘ sollen insgesamt drei Längsregler zum Einsatz kommen. Zwei der multifunktionalen Längsregler (mit je 630 kVA Durchgangsleistung) sollen unmittelbar nach den beiden Ortsnetztransformatoren installiert werden und erweitern somit die Transformatoren um die Funktionalität eines rONTs, wobei die Spannung stufenlos geregelt werden kann. Ein dritter Längsregler soll an einem Netzausläufer mit hoher installierter Photovoltaikleistung, bei gleichzeitig geringer Verbraucherleistung, installiert werden, um den hinsichtlich der Netzspannung kritischsten Knoten im Netz auf die gewünschte Spannung zu regeln.

Um bei Netzfehlern die Längsregler nicht zu zerstören, werden sie kurzschlussfest ausgelegt. Sowohl für den Fehlerfall, als auch für Montagearbeiten, wird es möglich sein, den Leistungsfluss mittels eines Bypasses am Längsregler vorbei zu lenken.

1.1.5 Batteriespeicher

Die zum Einsatz kommenden Batterien werden modular aus mehreren Lithium-Ionen-Zellen (Lithium-Eisen-Phosphat) aufgebaut. Je nach benötigter Ausgangsspannung (Zwischenkreis-Spannung des Wechselrichters) und -Leistung, werden die Batterie-Stacks seriell / parallel zusammengeschaltet.

Der Einsatz von Batteriespeichern, zur erfolgreichen Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz, wurde bereits vielfach diskutiert. Das hier vorgestellte Vorhaben verfolgt den Ansatz, die Batteriespeicher sowohl netzdienlich, als auch nutzeroptimiert (Erhöhung des

Eigenverbrauchs) einzusetzen. Momentan verwendete Ladestrategien zielen vorwiegend auf eine Erhöhung des Eigenverbrauchs des erzeugten Photovoltaikstroms ab. Wird mehr Leistung erzeugt als verbraucht, lädt der Speicher – im Rahmen seiner Betriebsmittelgrenzen – mit der zur Verfügung stehenden Überschussleistung. Dies führt dazu, dass an Tagen hoher solarer Einstrahlung (clear-sky-Szenario) die Speicher bereits in den Mittagsstunden vollständig geladen sind und keine Leistung mehr beziehen können. Das Netz wird entsprechend, trotz des Speichereinsatzes, mit den hohen Erzeugungsleistungen belastet. In Hinblick auf die Vermeidung von Netzausbau stellt eine solche Ladestrategie daher keine Verbesserung dar, da das Netz trotzdem für die maximal auftretende Rückspeiseleistung auszulegen ist.

Unter Zuhilfenahme von Wetterprognosen lassen sich Leistungsprognosen ableiten (vgl. 1.1.2 Datenmanagement) welche, je nach Qualität der Wetterprognose, viertelstündliche oder stündliche Leistungswerte, sowie die zu erwartende Tagesenergiemenge der jeweiligen Erzeugungsanlage liefern. Mit Hilfe der Leistungsprognosen kann die Ladeleistung des Batteriespeichers zeitlich variiert werden, ohne die Prämisse einer vollständigen Speicherbeladung bis Sonnenuntergang (Eigenverbrauchsoptimierung) zu verletzen. Für den oben beschriebenen Fall des clear-sky-days etwa, beginnt der Ladevorgang nicht mehr in den Morgenstunden (bzw. mit verminderter Ladeleistung), sondern erst zu Zeiten der höchsten Photovoltaikeinspeisung. Durch die damit erzielbare Kappung der Einspeisespitzen wird das Netz deutlich entlastet.

Kommt es im Netz zu Spannungsbandverletzungen, kann der Batteriespeicher durch eine Änderung seiner Lade- / Entladeleistung den Wirkleistungsfluss im Netz, und damit die Höhe der Spannung, beeinflussen. Die Änderung des Wirkleistungsflusses kann durch eine Lade- / Entladeleistungsvorgabe aus dem übergeordneten Regelsystem erreicht werden. Der Umrichter des Batteriespeichers muss daher in der Lage sein, neben der entsprechenden Ladestrategie auch Sollwertvorgaben des Leitsystems zu verarbeiten. Diese Funktionalität wird im neu entwickelten Batterieumrichter implementiert. Außerdem soll der Umrichter – im Rahmen seiner Betriebsmittelgrenzen – in der Lage sein, Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Dies eröffnet dem Batteriespeicher einen zweiten Freiheitsgrad in Hinblick auf die Spannungsregelung.

In der praktischen Erprobung im Feldtest sollen drei Batteriespeicher mit einer Leistung von je 30 kW und einem Energieinhalt von je 30 kWh eingesetzt werden.

1.1.6 Regelkonzept

Um die gewünschten positiven Auswirkungen auf die Netzqualität und Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze zu erzielen werden mehrere Regelziele, sowohl für das Verhalten des Niederspannungsnetzes selbst, als auch für das Verhalten des Niederspannungsnetzes gegenüber der Mittelspannungsebene, definiert.

Das Regelkonzept soll sowohl die Einhaltung der Grenzwerte nach DIN EN 50160, als auch den Betrieb des Niederspannungsnetzes, als ein von der Netzleitwarte aus steuerbares virtuelles Kraftwerk, vereinen.

Die in der DIN EN 5160 festgelegten Spannungs- und Oberschwingungsgrenzwerte sollen nach Möglichkeit zu jedem Zeitpunkt eingehalten werden. Daher werden die Netzparameter an den Anschlussknoten der verteilten, aktiven (d.h. regelbaren) Betriebsmittel via BPL an

den zentralen Steuerungsrechner gesendet, welcher dann aus den übermittelten Daten Sollwerte für die einzelnen Betriebsmittel generiert. Neben den Messdaten der verteilten Betriebsmittel können auch zusätzliche externe Messpunkte im Niederspannungsnetz für die Bewertung der Netzqualität herangezogen werden. Dies ist allerdings im ersten Schritt nicht geplant.

Das Niederspannungsnetz soll gemäß dreier, unterschiedlicher Betriebsweisen geregelt werden, welche im Nachfolgenden beschrieben werden.

Autarker Betrieb des Niederspannungsnetzes:

Im einfachsten Fall arbeiten die aktiven Betriebsmittel des Niederspannungsnetzes unabhängig von Sollwertvorgaben des zentralen Steuerungsrechners. Die Regelung erfolgt über Kennlinien, welche in den Parametersätzen der Betriebsmittel hinterlegt wurden. Die Betriebsmittel übermitteln lediglich ihre Messwerte, sowie ihren derzeitigen Status, an den übergeordneten Steuerrechner. Solange dieser keine Grenzwertverletzungen detektiert, werden keine Sollwertvorgaben an die Betriebsmittel gesendet.

Im Falle eines Ausfalls der BPL-Kommunikation, oder bei Störungen bei der Übermittlung von Sollwerten, gehen die aktiven Betriebsmittel ebenfalls in den autarken Betrieb mit Kennlinienregelung über.

Geregelter Betrieb des Niederspannungsnetzes:

Erkennt der zentrale Steuerungsrechner eine Grenzwertverletzung nach DIN EN 50160, ist die autarke Regelung nicht mehr ausreichend. Es besteht nun die Möglichkeit die aktiven Betriebsmittel einzeln anzusteuern, um somit die Grenzwertverletzung auszuregulieren. Um beispielsweise einer Verletzung der Spannungsgrenzwerte entgegenzuwirken sind die Längsregler tendenziell besser geeignet als die Q(U)-Regler der Photovoltaik-Anlagen. Deshalb wird die Regelung in einer Hierarchie strukturiert und die verschiedenen Betriebsmittel entsprechend ihrer Funktionalitäten einsortiert (siehe Abbildung 1.3).

Die *primäre Regelungsebene* wird vom Regelsystem als erstes angesprochen. Dort sind die Längsregler (Strangregler sowie Transformator-Längsregler) eingebunden. Sobald vom zentralen Steuerungsrechner ein Sollwert an den Längsregler übertragen wird berechnet der im Längsregler verbaute digitale Signalprozessor (DSP) die zum Erreichen des Sollwerts benötigte Spannung (Betrag und Phase) an der Sekundärwicklung des seriellen Transformators (bzw. den benötigten eingepprägten Blindstrom, sollte es sich um eine Blindleistungsvorgabe handeln). Wird der Sollwert erreicht, ist die Grenzwertverletzung mit Hilfe der primären Regelungsebene behoben. Die Längsregler melden über BPL an den zentralen Steuerungsrechner, über welche Reserve der Umrichter bzgl. Spannungsstellung und Blindleistungsbereitstellung noch verfügt.

Kann das gewünschte Spannungsniveau nicht erreicht werden, muss die Regelung auf die *sekundäre Regelungsebene* zurückgreifen. In dieser Ebene sind die aktiv regelbaren Photovoltaikanlagen eingeordnet. Die Spannungsregelung der Photovoltaik-Anlagen erfolgt über den Bezug eines Blindstromes. Jede Photovoltaikanlage überträgt ihre jeweilige Blindleistungsreserve an den zentralen Steuerungsrechner. Je nach Art der Grenzwertverletzung kann nun ein Sollwertsignal an PV-Anlagen mit ausreichend Blindleistungsreserven erfolgen, um das Netz wieder normenkonform betreiben zu können.

Ist auch diese Maßnahme nicht ausreichend, können zusätzlich noch die Betriebsmittel in der *tertiären Regelebene* hinzugezogen werden. In dieser Ebene befinden sich die Batteriespeicher. Die Batteriespeicher können sowohl über eine Änderung ihres Wirkleistungsaustausches mit dem Netz, als auch durch Blindleistungseinspeisung / -Bezug das Spannungsniveau beeinflussen. Während die Änderung des Blindstromes über eine Änderung der Ventilansteuerung des Umrichters innerhalb seiner Auslegungsgrenzen problemlos erfolgen kann, ist die Änderung der momentanen Ladeleistung mit einem Eingriff in die Ladestrategie des Batteriespeichers verbunden. Da man ein Abweichen von dem in der Ladestrategie vorgesehenen Fahrplan der Batterie vermeiden möchte, ist die Spannungsregelung durch Wirkleistungsbereitstellung die letzte Option.

In Abbildung 1.3 ist schematisch dargestellt, wie das Niederspannungsnetz sowohl autark, als auch – bei Grenzwertverletzungen oder Leistungsvorgaben der Netzleitwarte – durch Sollwertvorgaben geregelt betrieben werden kann.

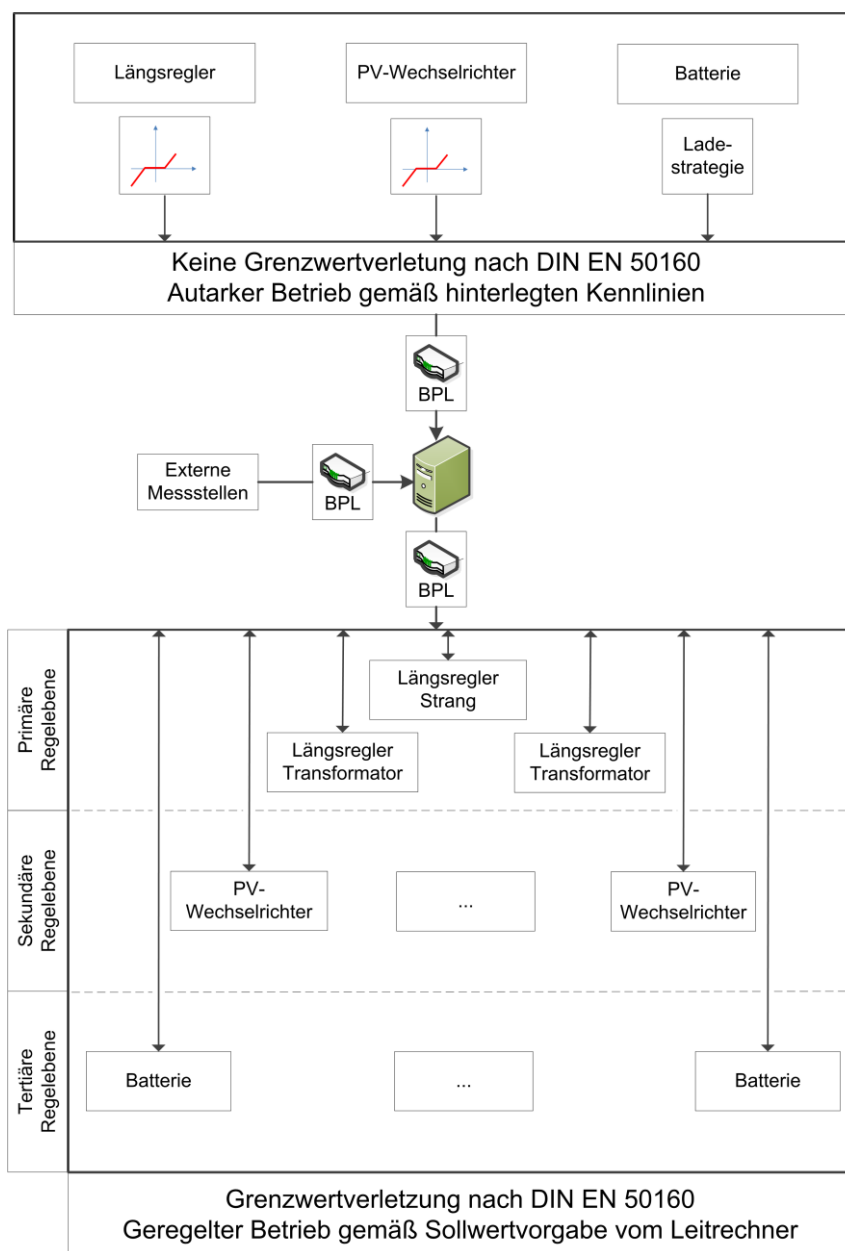


Abbildung 1.3: Regelkonzept Niederspannungsnetz für autarken und sollwertgeregelteten Betrieb

Geregelter Betrieb des Niederspannungsnetzes mit Leistungsvorgabe:

Soll das Niederspannungsnetz als virtuelles Kraftwerk betrieben werden, muss dem Netzbetreiber der Netzzustand und vor allem die zur Verfügung stehende Leistung des geregelten Verteilnetzes bekannt sein, die über die Reserveleistung (Wirk- und Blindleistung) der Betriebsmittel abgerufen werden kann. Dem Netzbetreiber wird daher unter Zuhilfenahme einer Lastflussrechnung visualisiert, welche positive oder negative Leistungsreserve momentan im Netz vorhanden ist. Der Netzbetreiber kann nun entscheiden, ob er einen bestimmten Teil der zur Verfügung stehenden Leistung abrufen möchte, sich das Niederspannungsnetz blindleistungsneutral gegenüber dem Mittelspannungsnetz verhalten soll, oder ob das Netz weiterhin ohne spezifische Leistungsvorgabe betrieben werden soll.

Die Regelung, sowie das Zusammenspiel der Kommunikation mit den verschiedenen Betriebsmitteln, werden zunächst in einem Netzberechnungsprogramm modelliert und anschließend in ein Programm zur Hardwareansteuerung portiert. Das Regelkonzept, sowie die anzusteuern Hardware (PV-Wechselrichter, Multifunktionaler Längsregler (UPFC), Batteriespeicher) werden im Labor (Nachbildung eines Niederspannungsnetzes, Anschlussleistung: 45 kVA) auf ihr Zusammenwirken hin untersucht. Ein abschließender Feldtest soll das entworfene Regelkonzept auf seine Robustheit, Zuverlässigkeit und Praxistauglichkeit testen.

2 Zusammenfassung

Mit dem hier vorgestellten Projekt ‚Verteilnetz 2020‘ soll durch den Einsatz neuartiger Betriebsmittel, kombiniert mit der Anbindung der einzelnen Akteure an ein übergeordnetes Regelsystem, die Netzqualität verbessert, sowie die Aufnahmefähigkeit von Niederspannungs-Verteilnetzen gesteigert werden. Es kommen regelbare Photovoltaik-Wechselrichter, multifunktionale Längsregler (UPFC) und Batteriespeicher zum Einsatz.

Ziel des Vorhabens ist es, zu zeigen, dass Verteilnetze zukünftig sowohl als virtuelle Kraftwerke (Bereitstellung von Wirk- / Blindleistung), als auch autark (ungeregelter Betrieb, Minimierung der Netzverluste) – unter der Prämisse der Einhaltung aller Grenzwerte nach DIN EN 50160 – betrieben werden können.

Das Verbundprojekt wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Die weiteren Partner des vorgestellten Vorhabens sind:

- A-Eberle GmbH Co.KG (multifunktionaler Längsregler)
- BMZ GmbH (Batteriespeicher)
- Empuron AG (Datenmanagement)
- Grass Power Electronics GmbH (Umrichtertechnik)
- IDS GmbH (Leittechnik)
- infra Fürth GmbH (Netzbetreiber)
- Institut ELSYS – TH Nürnberg (Stromrichtertopologien)
- KACO New Energy (Wechselrichterhersteller)
- Power Plus Communications AG (BPL-Kommunikation)