

# Konzeption eines virtuellen Kraftwerks auf Basis von Smart Grids

**\*Antonius v. Perger, \*Philipp Gamper, Bastian Maucher, Rolf Witzmann**

Technische Universität München, Theresienstraße 90, 80333 München, 089 – 289 25585,  
antonius.perger@tum.de, www.een.ei.tum.de

**Kurzfassung:** Um den steigenden Anteil von dezentralen erneuerbaren Energien und den Wegfall von konventionellen Großkraftwerken zu bewältigen, sind neue Ansätze zur Steuerung und Regelung von Verteilnetzen notwendig. Durch den Zusammenschluss von Smart Grids zu einem virtuellen Kraftwerk, können die Herausforderungen, die durch die dezentrale Einspeisung entstehen, bewältigt werden und – ähnlich zu bisherigen Großkraftwerken – Systemdienstleistungen an den Übergabepunkten zu höheren Netzebenen erbracht werden. Im Folgenden wird ein Konzept für die Realisierung einer solchen Infrastruktur vorgestellt.

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

**Keywords:** Smart Grid, Virtuelles Kraftwerk, Verteilnetz, Energiewende, Erneuerbare Energien, Dezentrale Einspeisung, Blindleistungsregelung, Spannungsregelung, Systemdienstleistungen

## 1 Motivation

Durch den Beschluss der deutschen Bundesregierung bis 2022 aus der Kernenergie auszusteigen und den Bestrebungen zum Kohleausstieg bis 2038, geht in Deutschland in den kommenden Jahren ein beträchtlicher Teil der Großkraftwerke vom Netz. Um dem Klimaabkommen von Paris (2015) gerecht zu werden, muss ein Großteil der dadurch wegfallenden Erzeugungsleistung durch erneuerbare Energiequellen ersetzt werden. In Deutschland spielen dabei Photovoltaik und Wind eine zentrale Rolle. Bereits heute werden 40 % der jährlichen Bruttostromerzeugung durch regenerative Energien gedeckt [3]. Durch den Ausbaukorridor aus dem EEG ist weiterhin mit steigender installierter Leistung im Bereich Wind und Photovoltaik zu rechnen.

Diese regenerativen Energiequellen bringen verschiedene Herausforderungen mit sich. Zum einen erschwert die volatile Erzeugungsleistung die Planung von Kraftwerkseinsätzen, zum anderen werden die Verteilnetze durch die häufig dezentral an die unteren Spannungsebenen angeschlossenen Erzeuger zusätzlich belastet. Da Verteilnetze in der Vergangenheit für einen Leistungsfluss aus höheren in niedrigere Spannungsebenen ausgelegt wurden, kann es nun durch umgekehrten Leistungsfluss zu Verletzungen der Spannungsgrenzwerte und thermischen Überlastungen kommen.

In Deutschland erschließen sich durch die Einbaupflicht von Smart Metern, die im Laufe des Jahres 2020 wirksam wird, neue Möglichkeiten den genannten Herausforderungen zu

begegnen. Im Zuge dieses Smart-Meter-Rollouts werden deutschlandweit über 3 Mio. Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von über 6000 kWh pro Jahr und über 1,4 Mio. EEG- und KWK-G Anlagen mit einer installierten Leistung über 7 kW mit digitalen Zählern und sogenannten Smart-Meter-Gateways zur kommunikativen Anbindung ausgestattet [4]. Dies ermöglicht es, Netzbetreibern detaillierte Informationen über den Netzzustand zu erfassen und – sofern notwendig – Maßnahmen zur Einhaltung der Versorgungsqualität durchzuführen.

Im Folgenden wird ein neues Konzept vorgestellt, das durch den Zusammenschluss von Smart Grids zu einem Virtuellen Kraftwerk sowohl die Einhaltung der gegebenen Grenzwerte für die Versorgungsqualität sicherstellt als auch die Möglichkeit bietet, kleine dezentrale Anlagen gebündelt an den Strommarkt zu bringen, um wegfallende konventionelle Großkraftwerke möglichst gut ersetzen zu können.

## 2 Konzept

Ein Smart Grid ist ein intelligentes Stromnetz, dessen steuerbare Anlagen mithilfe von Kommunikationsinfrastruktur und Messtechnik geregelt werden und somit im Betrieb optimiert werden können. So kann beispielsweise mithilfe von Blindleistungseinspeisung durch wechselrichterbasierte Anlagen die Spannung oder durch stationäre Batteriespeicher die thermische Auslastung von Leitungen beeinflusst werden. Dies ermöglicht es, die Übertragungsleistung eines Verteilnetzes unter Einhaltung der vorgeschriebenen Grenzwerte zu maximieren und bietet darüber hinaus Möglichkeiten, den Betrieb weiter zu optimieren. Primäres Regelziel des Smart Grid ist die Einhaltung der Versorgungsqualität nach DIN EN 50160.

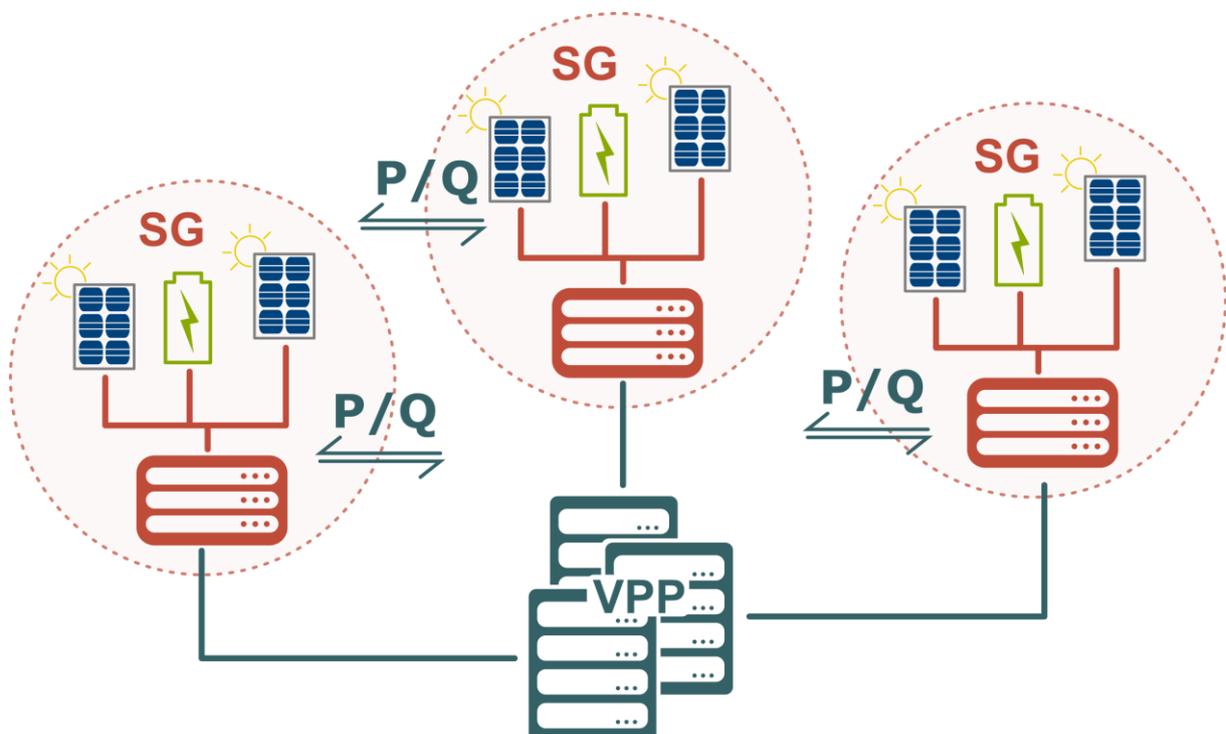


Abbildung 1: Verbund von Smart Grids (SG) zu einem virtuellen Kraftwerk (VPP)

Mehrere solcher Smart Grids können zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen werden (vgl. Abbildung 1). Das übergeordnete virtuelle Kraftwerk besitzt Informationen über

den Zustand der einzelnen Smart Grids, die es ihm ermöglichen, deren freie Kapazitäten bezüglich Wirk- oder Blindleistung zu nutzen und beispielsweise an einem Marktplatz zur Verfügung zu stellen. Außerdem kann dafür gesorgt werden, dass die einzelnen Smart Grids sich untereinander mit Blindleistung versorgen, sodass der Verbund nach außen hin blindleistungsneutral betrieben werden kann.

Sekundäre Regelziele wie die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung für höhere Spannungsebenen oder eine globale Optimierung des Systems, werden übergeordnet auf der Ebene des virtuellen Kraftwerks umgesetzt. Da die Spannungshaltung bereits lokal in den einzelnen Smart Grids sichergestellt wird, kann hier mit reduzierter Informationsmenge gearbeitet werden. Dieser hierarchische Ansatz ermöglicht den Aufbau von skalierbaren und robusten Clustern.

### 3 Anforderungen

Bei der konkreten Umsetzung des beschriebenen Konzepts ist eine Anpassung an die jeweiligen Gegebenheiten im Einzelfall erforderlich. Je nach Topologie der Smart Grids, den verfügbaren steuerbaren Betriebsmitteln und Verbrauchern (*Controllable Local Systems*, im Folgenden *steuerbare Anlagen*) oder der Art der Kommunikationsinfrastruktur (Mobilfunk, Powerline, etc.) können unterschiedliche Ansätze zielführend sein. Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass Anpassungen an zukünftige Veränderungen möglich sind.

Weitere Anforderungen ergeben sich aus den regulatorischen Rahmenbedingungen. Durch die Einbindung von steuerbaren Anlagen in ein Smart Grid mittels Smart Meter Gateways ist, anders als bei heute gängiger Rundsteuertechnik, ein bidirektionaler Datenaustausch möglich. Dies eröffnet einerseits durch erweiterte Möglichkeiten der Datenerfassung und Regelung neue Optionen für den optimierten Betrieb von Verteilnetzen. Andererseits steigt der Aufwand, um einen stabilen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. So muss die Kommunikationsinfrastruktur durch ausreichend Redundanz ausfallsicher gestaltet werden oder konzeptuell eine Rückfallebene vorgesehen sein, die auch bei einem Ausfall der Kommunikationsinfrastruktur weiterhin einen stabilen Netzbetrieb aufrechterhalten kann. Voraussetzung für einen sicheren Netzbetrieb ist zudem eine sichere Datenübertragung im Kommunikationsnetz. Für Deutschland maßgeblich sind in dieser Hinsicht die Vorgaben des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Es gelten die Annahmen des Schutzprofils *BSI-CC-PP-0073* und darauf aufbauend die *Technischen Vorgaben für intelligente Messsysteme und deren sicherer Betrieb (BSI TR-03109)*. Nicht zuletzt sind bei der Verarbeitung personenbezogener Daten Datenschutzaspekte zu berücksichtigen.

Das vorgestellte Konzept bietet verschiedene Freiheitsgrade, um den beschriebenen Anforderungen gerecht zu werden. So kann bei der Ausgestaltung der Regelhierarchie ein zentraler Ansatz gewählt werden, bei dem Messdaten der Smart Grids auf übergeordneter Ebene für die sekundäre Regelung zusammengeführt und die Sollwerte der einzelnen steuerbaren Anlagen – beispielsweise in der Leitwarte – zentral ermittelt werden. Ein limitierender Faktor kann hierbei die verfügbare Bandbreite oder die Latenz im Kommunikationsnetz sein. Im Gegensatz dazu würde bei einem dezentralen Ansatz auf übergeordneter Ebene jeweils nur die globale Strategie für den Betrieb des virtuellen Kraftwerks vorgegeben, die dann auf untergeordneter Ebene in spezifische Sollwerte

hinsichtlich der Wirk- und Blindleistung umgesetzt würde. Abhängig von der konkreten Ausgestaltung der sekundären Regelung ist auch die Kombination beider Ansätze denkbar.

Weitere Freiheiten bestehen bei der Art der Regelung. Während für die primäre Regelung der Sollwerte klassische PID-Regler ausreichen, sind für die sekundäre Regelung andere Methoden nötig, die innerhalb des virtuellen Kraftwerks übergeordnete Sollwertvorgaben unter Berücksichtigung der globalen Optimierungsziele in Stellwerte umsetzen. Dies kann auf konventionellem Weg beispielsweise durch modellprädiktive Regelung erreicht werden. Darüber hinaus sind weiterführende Ansätze wie selbstlernende bzw. selbstoptimierende Regler basierend auf künstlichen neuronalen Netzen vielversprechend.

## **4 Projektvorhaben**

Um das Konzept eines virtuellen Kraftwerks auf Basis von Smart Grids zu untersuchen, wurde das Forschungsprojekt „Smart Grid Cluster“ (SGC) initiiert. Das Forschungsprojekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. In diesem Vorhaben sind sowohl ein Feldtest, als auch Labortests und Simulationen vorgesehen. Ziel des Projektes ist die Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks basierend auf einzelnen zusammengeschlossenen Smart Grids unter Berücksichtigung der BSI-Vorgaben.

### **4.1 Feldtest**

Für den Feldtest steht ein ländliches Netzgebiet mit Mittel- und Niederspannungsebene zur Verfügung, welches über eine hohe PV-Durchdringung verfügt. Dadurch kommt es an sonnigen Tagen häufig zu Rückspeisesituationen und daraus resultierenden Spannungsproblemen. Das Netzgebiet wurde im Rahmen des Vorgängerprojektes „Verteilnetz 2020“ (VN2020) [1] mit Messtechnik und Kommunikationsinfrastruktur ausgestattet, welche für das aktuelle Projektvorhaben weiterverwendet werden. Die Niederspannungsnetze stellen hierbei Smart Grids dar, welche über die Mittelspannungsebene miteinander verbunden sind. Die Mittelspannungsebene ist wiederum über ein Umspannwerk an die Hochspannungsebene angebunden. Dieses bildet den Übergabepunkt für Systemdienstleistungen des virtuellen Kraftwerks im Testgebiet.

Die Kommunikation erfolgt mittels Breitband-Powerline über das Stromnetz, wodurch keine zusätzliche Verkabelung notwendig ist. Im Zuge des Projektes wird das Netzgebiet mit Smart Meter Gateways (SMGWs) ausgestattet, die einen Datenaustausch nach den Richtlinien des BSI ermöglichen. SMGWs sind anlagenseitige Kommunikationseinheiten, die nach Vorgaben des BSI entwickelt wurden. Diese SMGWs sind über eine sog. Steuerbox mit den steuerbaren Anlagen verbunden. Diese Steuerbox hat die Aufgabe, Steuerbefehle an die angeschlossenen Anlagen weiterzuleiten. Dadurch wird unabhängig von der Anzahl der Anlagen an einem Einspeisepunkt nur eine Kommunikationsverbindung benötigt. Zudem setzt die Steuerbox die unterschiedlichen Kommunikationsprotokolle der angeschlossenen Anlagen einheitlich auf IEC 60870 um, sodass die Regelung sämtliche Endpunkte in gleicher Weise ansprechen kann.

Im Testgebiet befinden sich neben PV-Anlagen weitere steuerbare Anlagen wie Batteriespeicher, Längsregler (UPFC) und statische Kompensatoren (STATCOMs), die ebenfalls über die Kommunikationsinfrastruktur angesprochen werden können. Auf diese Weise können sowohl Wirk- als auch Blindleistungsflüsse aktiv beeinflusst werden.

Im Vorgängerprojekt VN2020 wurde eine Spannungsregelung für Smart Grids entwickelt, die im Projekt SGC übernommen wird. Bei dieser Spannungsregelung handelt es sich um ein hierarchisch aufgebautes Regelkonzept, welches schrittweise alle zur Verfügung stehenden Maßnahmen abrufen, um die Spannung im zulässigen Bereich zu halten. Dadurch kann die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte sichergestellt werden. Diese Regelung wird im Laufe des Projekts um die Einhaltung thermischer Grenzwerte erweitert.

Um den Zusammenschluss von Smart Grids zu einem virtuellen Kraftwerk untersuchen zu können, wird die Ortsnetzstation eines zweiten Niederspannungsnetzes am selben Mittelspannungsstrang mit einem STATCOM ausgestattet, welcher es erlaubt, das Blindleistungsverhalten eines weiteren Smart Grids nachzustellen.

## **4.2 Labortest**

Das Labor besteht aus einer diskreten Netznachbildung, welche aus einer bidirektionalen AC-Quelle gespeist wird. Damit stellt die AC-Quelle die Verbindung zu überlagerten Netzebenen nach. Die Netznachbildung ist mit einem hochauflösenden Messsystem ausgestattet, womit das Verhalten einzelner Betriebsmittel detailgenau nachvollzogen werden kann.

Um die im Feld verbauten Betriebsmittel unter kontrollierten Umständen testen zu können, werden diese vor und parallel zum Feldtest im Netzlabor installiert. Hier kann sowohl die Kommunikation mit den Betriebsmitteln als auch deren Verhalten in unterschiedlichen Betriebszuständen getestet werden. Damit kann vorab sichergestellt werden, dass die Betriebsmittel im Feld das gewünschte Verhalten aufweisen.

## **4.3 Simulation**

Um das Systemverhalten untersuchen zu können, werden Simulationen des gesamten virtuellen Kraftwerks durchgeführt. Hierfür stehen aktuelle Netzstrukturdaten vom Netzbetreiber zur Verfügung. Die Simulation eignet sich, um Regelalgorithmen zu entwickeln und zu optimieren. Darüber hinaus können Extremsituationen simuliert und Robustheitsuntersuchungen durchgeführt werden, welche so im Feld nicht durchführbar wären. Außerdem kann die Komplexität des Systems nahezu beliebig gesteigert werden, sodass auch größere Verbünde von Smart Grids und andere Netztopologien untersucht werden können.

## 5 Umsetzung

Die zentralen Bestandteile der Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks im Rahmen des Projekts SGC werden im Folgenden beschrieben.

### 5.1 BSI-Vorgaben

Die Vorgaben des BSI an die Sicherung der Kommunikation werden im Projektvorhaben dadurch erfüllt, dass für alle relevanten Datenverbindungen die SMGW-Infrastruktur genutzt wird. Wie in Abbildung 2 dargestellt ist, wird hierbei zwischen den steuerbaren Anlagen (CLS) einerseits und der übergeordneten Regelung (im BSI-Kontext: CLS-Operator) andererseits ein transparenter TLS-Kanal verwendet, der von SMGWs an beiden Enden aufgespannt wird. Wobei transparent bedeutet, dass die übertragenen Daten von den SMGWs ohne weitere Verarbeitung direkt durchgeleitet werden.

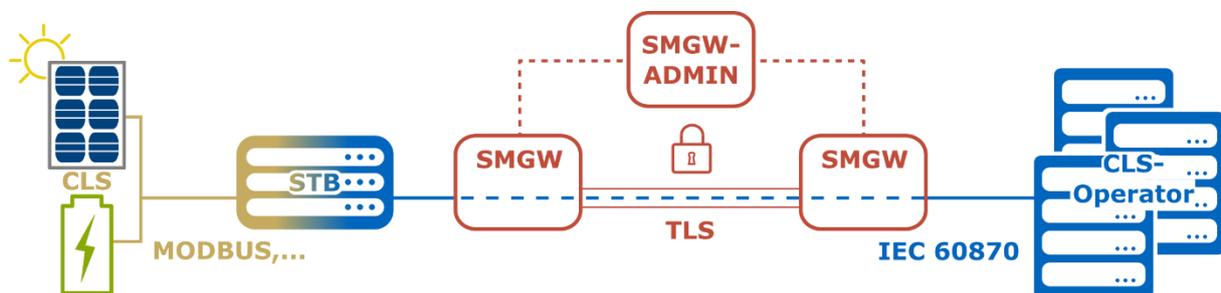


Abbildung 2: Datenaustausch über SMGW-Kommunikationsinfrastruktur

Im Gegensatz zu einer direkten und ungesicherten Verbindung ergeben sich mehrere Einschränkungen, die bei der Auslegung der Regelung berücksichtigt werden müssen: Beim Aufbau der Verbindung findet eine Authentifizierung beider Endpunkte (mittels PKI unter Einbindung des Gateway-Administrators als PKI-Instanz) statt, wodurch der Verbindungsaufbau verlangsamt wird. Eine Verbindung darf nach BSI-Vorgaben dabei nur ausgehend vom CLS-Gateway initiiert werden, der CLS-Operator kann eine Verbindung zu einem CLS-Endpunkt nur indirekt über den Gateway-Administrator anfragen. Zudem muss eine gesicherte Verbindung nach spätestens 48 Stunden wieder geschlossen werden, sodass regelmäßig eine Neuverbindung notwendig ist.

Aufgrund des transparenten Kanals ergeben sich für die Regelung bei der Datenübertragung hingegen keine wesentlichen Einschränkungen, es ist lediglich mit einer Verschlechterung der Latenz und Bandbreite zu rechnen.

### 5.2 Framework

Für eine optimale Auslegung unter gegebenen Bedingungen ist es notwendig, in kontrollierter Umgebung Tests und Analysen durchführen zu können. Aufbauend auf den Ergebnissen aus dem Vorgängerprojekt VN2020 wird im Rahmen des Forschungsprojekts SGC ein Framework entwickelt, das es ermöglichen soll, unterschiedliche Ansätze mit möglichst geringem Aufwand untersuchen zu können. Dies wird durch eine modulare Architektur erreicht, in der die einzelnen Komponenten gekapselt als eigenständige Einheiten über definierte Schnittstellen in das Framework eingebunden sind (vgl. Abbildung 3). Das Gesamtsystem kann somit je nach

Untersuchungsgegenstand flexibel an die jeweiligen Anforderungen angepasst werden und soll zukünftig auch über das Projektvorhaben hinaus weiter eingesetzt werden können. Die Implementierung erfolgt in standardkonformem C bzw. C++, sodass das Framework als Ganzes oder auch einzelne Module auf integrierten Systemen wie Steuerboxen oder eingebunden in eine Leitwarte lauffähig sind.

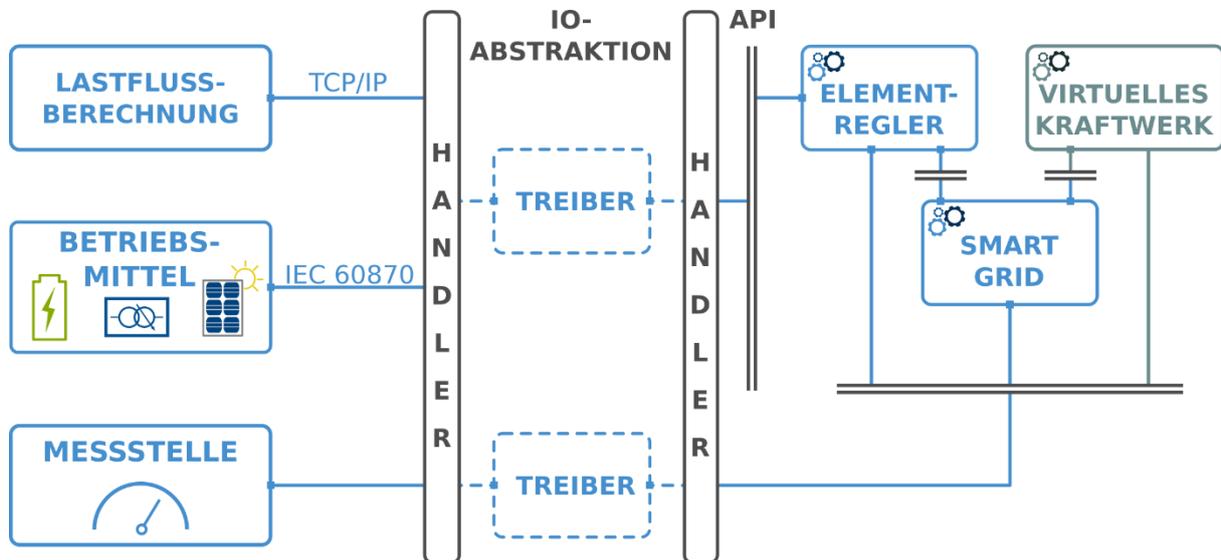


Abbildung 3: Übersicht der Struktur des Frameworks

Das Framework ist von Grund auf so konzipiert, dass die implementierten Regler ohne weitere Anpassung sowohl für Simulationen als auch im Labor und Feld einsetzbar sind. Ein wesentlicher Bestandteil ist hierbei neben dem modularen Aufbau eine Abstraktion in der Verarbeitung der Ein- und Ausgabewerte (IO-Abstraktion), deren Funktionsweise im Folgenden näher erläutert wird.

Bei der Verwendung als Simulationsumgebung wird das Framework mit einer externen Software zur Lastflussberechnung verknüpft. Wie in [2] beschrieben, wird dazu für alle Elemente, die durch das Framework geregelt werden sollen, in der Lastflussberechnung ein Regler in Form einer DLL (im konkreten Fall nach IEC 61400-27, Anhang G) hinterlegt. Die DLL dient dabei als Proxy, der die Zustandswerte des jeweiligen Elements (z.B. die Spannung) als Eingabewerte an das Framework und damit an die eigentliche Regelung weiterleitet und umgekehrt die berechneten Stellwerte als Ausgabewerte an die Lastflussberechnung zurückliefert. Der Ansatz aus [2] wurde allerdings dahingehend weiterentwickelt, dass der Datenaustausch mittels TCP/IP erfolgt. Das Framework ist dabei ein eigenständiges Programm, das als Server fungiert und mit dem sich die DLLs als Client verbinden. Für die Kommunikation wird nach dem Verbinden in einer Setup-Phase zunächst ein textbasiertes Protokoll (Schlüssel-Wert-Paare) verwendet. Während der Simulation wird auf ein Binärprotokoll gewechselt, bei dem nur der Status und der aktuelle Zeitschritt, die Geräte-ID des zu regelnden Elements sowie Zustands- bzw. Stellwerte übertragen werden.

Auf Seite des Frameworks werden die eingehenden Zustands- bzw. Messdaten zunächst in einem Protokoll-Handler verarbeitet, der das Kommunikationsprotokoll der jeweiligen Gegenstelle implementiert. Alle eingehenden Werte werden auf einheitliche Einheiten skaliert, ggf. normiert und in einer Messwerttabelle hinterlegt. Diese ist genauso wie die Protokoll-

Handler ein eigenständiges Modul innerhalb der IO-Abstraktion und bildet die Schnittstelle zu den (Element-)Reglern. Der Zugriff auf einzelne Werte aus einem Regler heraus erfolgt über Kennungen (Tags), die für jeden zu regelnden Anlagentyp einheitlich definiert sind. Die Stellwerte werden auf gleiche Weise behandelt: die Schnittstelle zu den Reglern ist hierbei ein Stellwert-Handler über den die einzelnen Regler neue Sollwerte vorgeben können. Auch hier erfolgt die Zuordnung über einheitliche Tags je Wert. Da der Datenaustausch mit der externen Lastflussberechnung synchron erfolgt – d.h. jede Anfrage einer DLL muss unmittelbar mit den neuen Stellwerten beantwortet werden –, werden die Stellwerte in einer Tabelle zwischengespeichert. Diese wird vom Protokoll-Handler genutzt, um die aktuellen Werte an die Lastflussberechnung zurückzuliefern. Die Neuberechnung der Stellwerte erfolgt jeweils dann, wenn ein neuer Simulationszeitschritt beginnt.

Nach dem gleichen Prinzip erfolgt die Ansteuerung der Geräte im Labor bzw. Anlagen im Feld mittels IEC 60870-5-104. Auch hier werden die eingehenden Werte durch den entsprechenden Protokoll-Handler vorverarbeitet und anschließend in die Messwerttabelle geschrieben. Da die Datenerfassung in diesem Fall asynchron zur Regelung läuft, werden kontinuierlich neue Zustands- und Messwerte erfasst. Aus dem gleichen Grund können neue Stellwerte vom Stellwert-Handler unmittelbar an den Protokoll-Handler und somit an die jeweiligen Anlagen weitergeleitet werden, eine Zwischenspeicherung ist nicht zwingend nötig. Sie könnte aber genutzt werden, um Stellwerte einer Anlage (im Kontext von IEC 60870: Information Objects einer Common Address) in einem einzelnen Telegramm (Application Service Data Unit) zusammenzufassen und so die benötigte Bandbreite zu verringern. Je nach geregelter Anlage ist es u.U. erforderlich, abhängig vom Stellwert weitere Parameter anzupassen. In diesem Fall kann zwischen Stellwert- und Protokoll-Handler ein Treibermodul eingefügt werden, das solche spezifischen Anpassungen vornimmt.

Insgesamt werden auf diese Weise alle wesentlichen Unterschiede zwischen Simulation, Labor und Feld in Hinsicht auf Behandlung der Ein- und Ausgaben soweit abstrahiert, dass sie in der Regelung nicht berücksichtigt werden müssen. Eine direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse, die je nach Untersuchungsgegenstand erforderlich sein kann, ist dadurch allerdings noch nicht gegeben. Hierfür müssen in der Simulation auch die Eigenschaften der Kommunikationsverbindungen nachgebildet werden. Für die Latenz kann dies beispielsweise dadurch erfolgen, dass analog zu den Treibermodulen weitere Module beispielsweise zwischen IO-Abstraktion und den (Element-)Reglern eingefügt werden, die eine Verzögerung der Datenübertragung simulieren. In dieser Flexibilität zeigt sich ein Vorteil eines modularen Ansatzes: diese Anpassung kann umgesetzt werden, ohne dass die vor- bzw. nachgelagerten Module verändert werden müssen.

Die eingangs erwähnten Schnittstellen werden durch Funktionen der einzelnen Module definiert. Im einfachsten Fall wird die Datenübertragung über diese Schnittstellen als direkter Funktionsaufruf des entsprechenden Moduls realisiert. In diesem Fall ist das Framework ein eigenständiges Programm, das die eingehenden Zustands- und Messwerte verarbeitet und Stellwerte ausgibt. Ebenso ist eine Umsetzung als verteiltes System denkbar. Dies kann erreicht werden, indem einzelne Module oder auch größere zusammenhängende Einheiten jeweils als eigenständige Programme und die Funktionsaufrufe über ein Kommunikationsprotokoll (Remote Procedure Calls) umgesetzt würden.

Dies gilt insbesondere für die Regelung, welche ebenfalls aus einzelnen Modulen aufgebaut ist, die durch definierte Schnittstellen miteinander verbunden sind. Dadurch wird auch bei der Gestaltung der Regelstruktur eine hohe Flexibilität erreicht. So können zum einen bei einem hierarchischen Aufbau die einzelnen Ebenen der Regelung unabhängig voneinander entwickelt und Kombinationen verschiedener Ansätze untersucht werden. Zum anderen lassen sich durch eine geeignete Aufteilung und Zusammenstellung der einzelnen Reglermodule die Systemgrenzen bei einer Umsetzung im Feld relativ unabhängig von der Regelstruktur festlegen. Zum Beispiel kann bezogen auf die Elementregler sowohl ein zentraler als auch ein dezentraler Ansatz realisiert werden, je nachdem, welcher Anteil der Regelung lokal, d.h. auf der Steuerbox der jeweiligen steuerbaren Anlage, bzw. im übergeordneten Regler, beispielsweise in einer zentralen Leitstelle, ausgeführt wird.

### 5.3 Spannungshaltung im Smart Grid

Für die Spannungsregelung der Smart Grids wird auf den Regelalgorithmus aus dem Projekt VN2020 zurückgegriffen. Die Regelung verfolgt einen hierarchischen Ansatz, der in Abbildung 4 dargestellt ist.

Auf der untersten Ebene werden alle steuerbaren Anlagen im sogenannten *autonomen Modus* betrieben. Dieser beinhaltet ausschließlich lokale Regeleingriffe der Betriebsmittel und benötigt daher keine Kommunikationsinfrastruktur. Dadurch eignet sich dieser Modus als Rückfallebene für den Fall einer Störung der Kommunikationsverbindung. Reichen die Regeleingriffe des autonomen Modus nicht aus, um die Spannungswerte im zulässigen Bereich zu halten, wird der Regelmodus auf die erste Stufe erhöht.

In diesem Modus wird der lokale Ist-Wert der Längsregler durch den Messwert einer entfernten Messstelle ersetzt, die sich im Einflussbereich des Längsreglers befindet. Im Folgenden wird dies *abgesetzter Betrieb* genannt. Reicht auch diese Maßnahme nicht aus, um die Spannungen innerhalb der Grenzwerte zu halten, werden zusätzlich auch PV-Anlagen abgesetzt geregelt. Dabei kann die gesamte Blindleistung bis an die Scheinleistungsgrenze der Wechselrichter genutzt werden. Im Vergleich dazu wird im autonomen Modus lediglich Blindleistung bis zu einem  $\cos(\varphi)$  von 0,9 bzw. 0,95 eingespeist (VDE-AR-N 4105). Reicht auch dieser Modus nicht aus, wird die Regelung auf Stufe drei erhöht. Hier werden nun Batteriespeicher auf dieselbe Art und Weise geregelt wie die PV-Wechselrichter auf Stufe zwei. Unterschreiten die Spannungen festgelegte Schwellwerte, wird die Regelung in umgekehrter Reihenfolge wieder zurückgestuft.

Durch diesen Regelalgorithmus kann das Potential, welches die einzelnen Anlagen zur Spannungshaltung bieten, effizienter genutzt werden, als wenn lediglich auf lokal verfügbare Messgrößen geregelt würde.

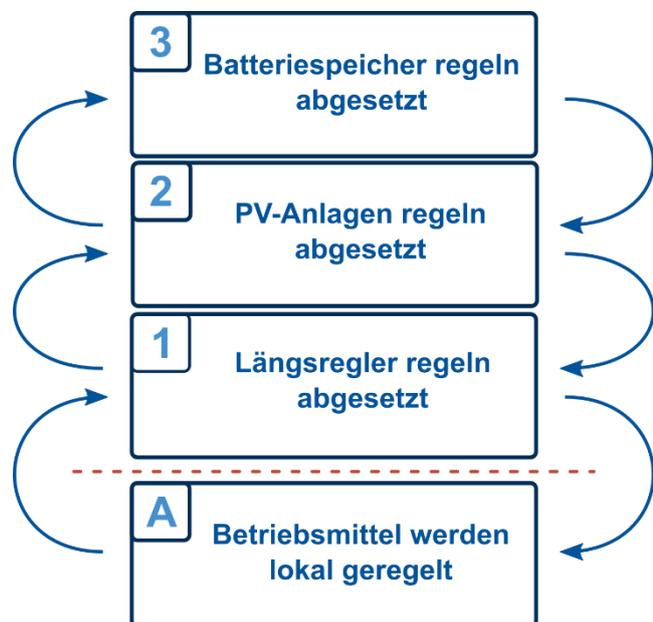


Abbildung 4: Mehrstufiger Regelalgorithmus

## 5.4 Datenhaltung und Auswertung

Wie auch schon im Vorgängerprojekt werden die im Feldtest auflaufenden Messdaten (Verläufe von Wirk- und Blindleistungen, PV-Einspeisung, Spannungen, etc.) kontinuierlich in eine Datenbank aufgezeichnet und bilden eine wachsende Datenbasis für spätere Analysen und die Validierung von Simulationsergebnissen. Um die Datenmenge möglichst klein zu halten, werden allerdings – anders als zuvor – nicht mehr alle sekundlichen Messwerte unverändert in die Datenbank übernommen, sondern nur solche, deren Differenz zum zuletzt aufgezeichneten Wert einen jeweils individuellen Schwellwert überschreitet (differentielle Aufzeichnung). Dieser ist so eingestellt, dass neben identischen Werten auch das Messrauschen unterdrückt wird. Sofern für einzelne Messwerte eine geringere Auflösung ausreichend ist, kann die Datenmenge durch eine Anhebung des Schwellwerts darüber hinaus weiter verringert werden. Durch eine Vorverlagerung dieser Filterung in die Messwert-erfassung der Steuerbox kann auf dieselbe Weise auch der Bandbreitenbedarf für die Datenübertragung erheblich reduziert werden.

Anders als bei einer durchgehenden Aufzeichnung aller Werte, ist allerdings immer dann eine Vorverarbeitung des Datensatzes erforderlich, wenn durchgehende Zeitverläufe benötigt werden. Diese lassen sich anhand der Zeitstempel der Datenbankeinträge rekonstruieren. Um gleichbleibende von fehlenden Werten, beispielsweise aufgrund einer Verbindungsstörung oder dem Ausfall einer Anlage, unterscheiden zu können, wird zusätzlich laufend der Status der Kommunikation aufgezeichnet. Darin enthalten sind neben dem Zeitpunkt des Verbindungsaufbaus und der letzten gültigen Antwort der Gegenstelle – sofern vorhanden – weiterführende Informationen zu Statusänderungen. Dies erlaubt eine Diagnose einzelner Ereignisse und langfristig auch Aussagen über die Zuverlässigkeit der Kommunikationsverbindungen einzelner Anlagen.

Für die Aufzeichnung von internen Werten stellt das Framework eine einheitliche Schnittstelle zur Datenaufzeichnung zur Verfügung. Die Verwendung dieser Schnittstelle setzt voraus, dass zunächst individuelle „Ausgabekanäle“ mit ihren Metadaten (Namen, Einheit, etc.) registriert werden. Für jeden Kanal können anschließend während der Laufzeit Werte gesetzt werden, die im Zeitverlauf aufgezeichnet werden. Die Ausgabe der Daten erfolgt in CSV-Dateien getrennt nach Modul. Ohne Anpassung der Schnittstelle könnte allerdings ebenso eine Aufzeichnung in eine Datenbank (SQLite o.ä.) realisiert werden.

Die Auswertung der Daten erfolgt in beiden Fällen in Matlab. Wie auch beim Framework wird auch hier eine modulare Struktur und eine weitgehende Abstraktion vom Format der Eingangsdaten angestrebt, die eine möglichst einheitliche Datenauswertung und die Wiederverwendung von Auswertungsfunktionen erlaubt. Dies ist insbesondere deshalb attraktiv, da die Auswertung auf Basis der Metadaten bzw. der Konfiguration der Aufzeichnung aus dem Feldtestgebiet in großen Teilen automatisiert erfolgen kann. Beispielsweise ist es einfach möglich, Werte gruppiert nach Einheit bzw. Kategorie (Leistung, Spannung, etc.) darzustellen, ohne dass die Auswertung bei Hinzufügen neuer Werte in der Aufzeichnung angepasst werden muss.

## 6 Fazit und Ausblick

Das vorgestellte Konzept zur Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks auf Basis von Smart Grids bietet vielfältige Möglichkeiten, den Betrieb zukünftiger Verteilnetze zu untersuchen. Durch die Möglichkeit, ein und dieselben Module sowohl in der Simulation als auch im Labor und Feld zu verwenden, können Simulationsergebnisse und Systemverhalten mit geringem Aufwand unter Realbedingungen überprüft werden. Einzelne Modelle können validiert werden, indem Hardwarekomponenten in die Simulation eingebunden werden (Hardware in the Loop). Der modulare Aufbau erlaubt, das Gesamtsystem flexibel an die jeweiligen Anforderungen anzupassen und erleichtert die Wiederverwendbarkeit der implementierten Komponenten. Neue Regel- und Optimierungsalgorithmen können einfach in das System integriert und auf Effektivität untersucht werden. So sind beispielsweise globale Betriebsstrategien, die durch modellprädiktive Regler ermittelt werden oder Optimierungsstrategien auf Basis von neuronalen Netzen vorstellbar. Ebenso denkbar ist die Integration eines Marktmodells, das freie Erzeugungskapazitäten des Verteilnetzes über einen externen Handelsplatz handelt.

## Referenzen

- [1] M. Meyer, B. Maucher und R. Witzmann, „Verbesserung der Aufnahmefähigkeit und Sicherung der Netzqualität von Verteilnetzen“, Symposium Energieinnovation, Graz 2016.
- [2] B. Maucher, P. Gamper, M. Meyer und R. Witzmann, „Modellierung einer Softwareautomatisierung für ein übergeordnetes Regelungskonzept für smarte Verteilnetze in PSS Sincal/Netomac“, Zukünftige Stromnetze, Berlin 2019.
- [3] „Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland“, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 12. Dezember 2019.
- [4] „Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG“, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 31. Jan. 2019.

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

Grass Power Electronics GmbH	Umrichtertechnik
IDS GmbH	Leittechnik
infra Fürth GmbH	Netzbetreiber
Institut ELSYS – TH Nürnberg	Stromrichtertopologien
Power Plus Communications AG	BPL-Kommunikation, SMGWs