

# **Modellierung einer Softwareautomatisierung für ein übergeordnetes Regelungskonzept für smarte Verteilnetze in PSS Sincal/Netomac**

M. Sc. Bastian Maucher<sup>1</sup>, B. Sc. Philipp Gamper<sup>1</sup>, M. Sc. Markus Meyer,  
Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze  
Theresienstraße 90, 80333 München, 089 – 289 25585 (Festnetz) 089 289 25089 (Fax)  
bastian.maucher@tum.de, www.een.ei.tum.de

## **Zusammenfassung**

Der stetig wachsende Anteil regenerativ erzeugter Energie auf Verteilnetzebene führt zunehmend zu einer Umkehr des Leistungsflusses von der Niederspannung zu den Hochspannungsebenen. Die damit oftmals verbundenen Spannungserhöhungen nehmen insbesondere bei weiterhin steigendem Zubau der erneuerbaren Energien unzulässige Werte an. Der vorgestellte Ansatz beschreibt eine Möglichkeit, wie zukünftig kostenintensiver Netzausbau verhindert werden kann bei gleichzeitiger Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Verteilnetzen. Das Kernstück des Ansatzes ist eine zentrale Netzüberwachungs- und Netzregleinheit, die über Breitband-Powerline mit den aktiven Betriebsmitteln des Verteilnetzes (PV-Wechselrichter, Batteriespeicher, Längsregler) verbunden ist. Sie bewertet den aktuellen Zustand des zu untersuchenden Verteilnetzes und beeinflusst dies - je nach Notwendigkeit - durch lokale Spannungsregelmechanismen (z.B.  $Q(U)$ ) oder zentral gesteuerte Regeleinriffe (z.B. mithilfe direkter Blindleistungsvorgaben). Der hierarchisch und mehrstufig aufgebaute Regelalgorithmus berücksichtigt darüber hinaus die Effektivität einzelner Betriebsmittel bei der Behebung von Spannungsverletzungen im Netz. Die Modellierung und automatisierte Einbettung der zentralen Regeleinheit mithilfe von Dynamic Link Libraries (DLL) in verschiedene Netztopologien ist ein wesentlicher Teil der hier vorgestellten Arbeit, welche im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Verbundprojektes Verteilnetz 2020 erfolgt.

## **1 Problembeschreibung und Lösungsansatz**

Zukünftige Verteilnetze müssen in der Lage sein, sowohl die Anschlussverpflichtung für neu zu installierende Anlagen, als auch die in der DIN EN 50160 hinsichtlich der Netzqualität gemachten Vorgaben zu erfüllen. Dies sollte außerdem nach dem Grundprinzip einer verlässlichen und bezahlbaren Energieversorgung geschehen [1].

Konventioneller Netzausbau ist in der Lage, die durch den Zubau von Erneuerbaren entstehenden Probleme (wie z.B. Leitungsüberlastungen oder Überspannungen) zu lösen. Setzt man allerdings die bereits im Netz verbauten aktiven Betriebsmittel (PV-/Batterieumrichter, Längsregler) zur Spannungsregelung ein, lässt sich unnötiger Netzausbau vermeiden - bei gleichzeitiger Erfüllung der Vorgaben zur Netzqualität. Zu

diesem Zweck wurden im Forschungsprojekt „Verteilnetz 2020“ neuartige PV-Wechselrichter (schnelle Ausregelzeiten von Blindleistungsvorgaben ~500 ms; Verarbeitung von externen Sollwertvorgaben) sowie ein multifunktionaler, Längsregler (kontinuierliche Spannungsregelung; Blindleistungsbereitstellung an der Primärseite) entwickelt.

Der erarbeitete Lösungsansatz für das Gesamtregelkonzept eines zukünftigen, smarten Verteilnetzes beschreibt eine zentral gesteuerte, übergeordnete Spannungsregelung auf Niederspannungsebene. Sie orientiert sich am Ampelkonzept des BDEW, welches je nach Netzzustand verschiedene Eingriffe in das Netz vorschlägt [2] und an [7]. Es erfolgen allerdings keine regelnden Eingriffe des Marktes.

Ist das Netz hinsichtlich der auftretenden Spannungen in einem unkritischen Zustand (grüne Ampelphase), so arbeiten alle im Netz befindlichen Betriebsmittel (PV- und Batterieumrichter, Längsregler) nach den bereits etablierten dezentralen Spannungsregelungsverfahren wie z.B. Q(U) oder lastabhängiger Stufenanpassung (rONT, Längsregler).

Ist das Netz in kritischem Zustand hinsichtlich auftretender Spannungen (gelbe Ampelphase), wechselt das System in einen geregelten Modus, in dem nun alle aktiv regelbaren Betriebsmittel von der übergeordneten Regelung Stellwerte erhalten.

Neben einem zentralen Controller ist für diese Art der Regelung Kommunikation und Messtechnik zur Bestimmung der verschiedenen Netzzustände notwendig. Das Konzept sieht im Wesentlichen die Erfassung der wichtigsten Netzparameter (Spannungen, Ströme etc.) an den aktiv regelbaren Betriebsmitteln selbst vor – ihre kommunikative Anbindung an den Zentralregler ist mit Breitband-Powerline realisiert (erweiterte SCADA-Funktionalitäten).

Die Modellierung einer derartigen Reglerstruktur in der Simulationssoftware PSS@Sincal/Netomac unter Verwendung von Dynamic Link Libraries (DLL) sowie der Vergleich des zentralen Regelansatzes mit dezentralen Spannungsregelverfahren soll im Folgenden vorgestellt werden.

## **2 Aufbau des Simulationsmodells**

Die Simulationen werden in PSS@Sincal/Netomac umgesetzt. Die Simulationsumgebung PSS@Sincal übernimmt hierbei die graphische Repräsentation des Netzgebietes sowie stationäre Lastflussrechnungen. Für dynamische Untersuchungen wird die Simulationsumgebung PSS@Netomac benutzt.

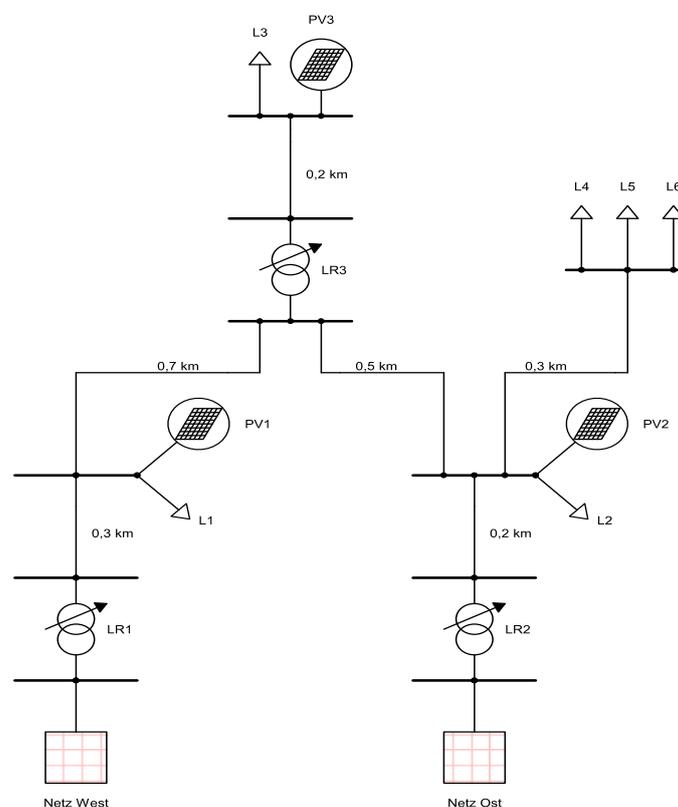
In vorangegangenen Arbeiten wurde die Funktionsweise einer zentralen Regelung bereits erfolgreich in PSS@Sincal/Netomac umgesetzt [8,9]. Allerdings lässt die softwarebedingt erfolgte statische Zuweisung von Reglerinputs und Outputs zu den jeweiligen Netzbetriebsmitteln (fix verknüpft über Makros) keine Untersuchung von unterschiedlichen Photovoltaik-Durchdringungsgraden zu. Auch kann die entwickelte Regelung bisher nicht ohne größeren Aufwand automatisiert in weitere Netze eingebunden werden.

Mit der neuen Software-Version besteht nun die Möglichkeit, alle Elemente der Regelung (Inputs und Outputs des zentralen Regelalgorithmus; Inputs und Outputs der Elementregler) sowie die Modelle der aktiven Betriebsmittel mittels Dynamic Link Libraries (DLL) zu einem

Gesamtregelkonzept zusammenzufügen. Das Handling von neu hinzugefügten Betriebsmitteln, neuen Signalen, wie auch die Ergebnisauswertung und das Debugging werden dadurch erheblich erleichtert und vereinfacht. DLL sind im Zusammenhang mit Netzberechnungen bereits Stand der Technik, wenn z.B. kommerzielle Anlagenmodelle (z.B. Windkraftanlagenmodelle) zu Untersuchungszwecken in ein Lastflussmodell eingebunden werden sollen. Vorteil für die Hersteller ist in diesem Falle eine nahezu unmögliche Entschlüsselung des Quellcodes bei gleichbleibender Funktionalität des Modells.

## 2.1 Vorstellung des verwendeten Niederspannungsnetzes

Das Testnetz für die Untersuchung der Wirkweise der übergeordneten Regelung unter Zuhilfenahme von DLL ist in Grundzügen dem realen Niederspannungsnetz Unterfarnbach aus dem Netzgebiet der Infra Fürth nachempfunden, welches bereits für vorangehende Untersuchungen verwendet wurde [8,9].



**Abbildung 2-1: Testnetz für die Untersuchungen**

Der verwendeter Kabeltyp im Testnetz ist ein NAYY 4x 150 mm<sup>2</sup>

( $r = 0,25 \frac{\Omega}{km}$ ;  $x = 0,08 \frac{\Omega}{km}$ ;  $c = 600 \frac{nF}{km}$ ).

Die jeweiligen Längen sind Abbildung 2-1 zu entnehmen.

Das Netz wird über zwei Einspeisungen versorgt („Netz West“ und „Netz Ost“). LR<sub>1</sub> und LR<sub>2</sub> stellen jeweils eine Kombination aus Ortsnetztransformator und Längsregler dar, deren Funktionalität vergleichbar mit einem regelbaren Ortsnetztransformator ist. Beide haben eine Durchgangsleistung von je 630 kVA. Der Strangregler LR<sub>3</sub> hat eine Durchgangsleistung von 250 kVA.

PV<sub>1</sub> und PV<sub>2</sub> haben eine Leistung P<sub>DC,peak</sub> von 150 kW; PV<sub>3</sub> eine Leistung P<sub>DC,peak</sub> von 250 kW. Die Scheinleistung aller drei Anlagen beträgt 166 respektive 277 kVA (mit cos φ =0,9). Thermische Grenzen der Betriebsmittel werden mit diesen Leistungskonfiguration nicht erreicht.

Lasten sind vorgesehen, werden jedoch für die vorgestellte Simulation nicht verwendet.

## 2.2 Aufbau des verwendeten Regelkonzepts (Zustandsautomat)

Das Herzstück des hier vorgestellten übergeordneten Regekonzeptes (vgl. Abb. 2-2) ist der zentrale Controller. Seine Hauptaufgabe ist es, die Netzspannung zu überwachen bzw. in den von der DIN EN 50160 vorgegebene Grenzen von 1,1 pu bzw. 0,9 pu für Verteilnetze zu halten [1].

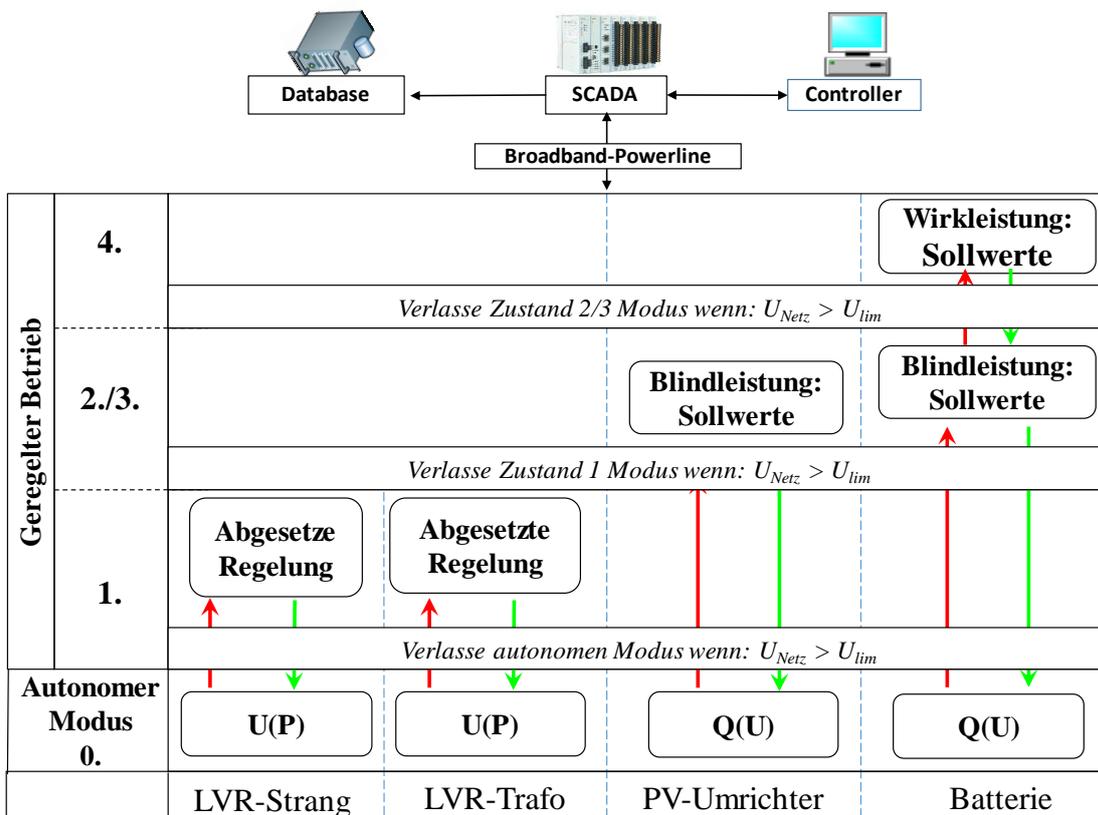


Abbildung 2-2: Struktureller Aufbau der hierarchischen übergeordneten Regelung

Für die vorgestellten Simulationsergebnisse ist lediglich die Niederspannungsebene abgebildet; am Slack-Knoten wird eine feste Spannung von 1,0 pu angenommen (keine Spannungsanhebung aus der Mittelspannung berücksichtigt). Daher sind die Spannungsgrenzen, welche nicht verletzt werden sollten, auf 1,04 pu (Überspannung) respektive 0,96 pu (Unterspannung) unter Berücksichtigung vorhergehender Untersuchungen festgesetzt [4].

Der Zustandsautomat umfasst 4 Betriebszustände (vgl. Abb. 2-2).

### Zustand 0 (Autonomer Betrieb)

Der autonome Betriebsmodus ist aktiv, wenn sich die vom Controller überwachten Netzspannungen innerhalb der vorgegebenen Spannungsgrenzen bewegen. In diesem Zustand regeln die PV-Anlagen gemäß Q(U)-Regelung nach VDE AR 4105 [3] und die

Längsregler regeln ihre sekundärseitige Spannung auf 1,0 pu. Somit ähnelt der Zustand 0 dem Verhalten eines realen Niederspannungsnetzes. In diesem Betriebsmodus werden keine regelnden Eingriffe des Zentralcontrollers vorgenommen.

Im Falle von im Simulationsmodell nachstellbaren Störungen der Kommunikation fällt das Netz ebenfalls in den autonomen Modus zurück.

### **Geregelter Betrieb**

Sind spannungssenkende dezentrale Spannungsregelungen aus dem autonomen Betrieb nicht ausreichend, wird der Controller eine Spannungsverletzung an einem der überwachten Netzknoten detektieren und somit in den geregelten Betrieb wechseln.

Für spannungsregelnde Eingriffe stehen folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

- a) Spannungsabsenkung durch Längsregler
- b) Blindleistungsregelung der PV/Batterie-Umrichter über das Potential von Q(U) hinaus
- c) Spannungsabsenkung durch Wirkleistungseinspeisung mithilfe von Batterien

Alle drei Möglichkeiten werden gemäß ihrer Wirksamkeit hinsichtlich der Beeinflussung der Netzspannung nach einem hierarchischen Ansatz aktiviert.

### **Geregelter Betrieb - Zustand 1:**

In Level 1 des Zustandsautomaten wird die Regelgröße der Längsregler schrittweise verändert. Falls im Netz mehrere Längsregler vorhanden sind, so wird jenes Gerät aktiviert, in dessen direktem Einflussbereich die verletzte Knotenspannung liegt. Durch die abgesetzte Regelung auf den externen Netzknoten versucht der Längsregler nun, die Spannung zurück in das tolerierte Spannungsband zu bringen. Falls notwendig werden schrittweise weitere Längsregler zur Hilfe gezogen. Die Reihenfolge wird vorab gemäß einer Sensitivitätsanalyse bestimmt.

Beispiel: für das Testnetz sind erste Spannungsverletzungen am Ende des Ausläufers bei PV<sub>3</sub> zu erwarten. Demzufolge erhält der in diesem Strang eingebaute Längsregler die ersten Spannungs-Stellwerte. Erst wenn dieser voll ausgefahren ist, werden die beiden Längsregler an den Ortsnetzstationen Netz West und Netz Ost aktiviert. Letztere bekommen beide jeweils die gleichen Spannungssollwerte, um Kreisflüsse aufgrund unterschiedlich hoher Netzspannungen an den Ortsnetzstationen zu vermeiden.

### **Geregelter Betrieb - Zustand 2:**

Falls die Spannung auch nach Einsatz der Längsregler noch die vordefinierten Grenzen verletzt, wird von der PV-Anlage, an deren Netzknoten die Spannungsverletzung auftrat, induktive Blindleistung zur Spannungsregelung bezogen.

Der Zustand 2 soll das volle Potenzial des PV-Wechselrichters ausschöpfen (Auslegung der Q(U)-Standardkennlinie auf ein  $Q_{max}$  und  $\cos\phi = 0,9$  bei  $P_{DC,peak}$ ) [3].

$$Q_{max,AR\ 4105} = \sqrt{S_{nenn}^2 - P_{DC,peak}^2} \triangleq 100 \% \quad (1)$$

Falls die Anlage am verletzten Spannungsknoten (je nach aktueller Wirkleistungseinspeisung) noch Reserven zur Scheinleistungsgrenze besitzt, werden diese

nun vollständig verwendet und Blindleistung bis zur Scheinleistungsgrenze des Wechselrichters zur Verfügung gestellt.

$$Q_{\text{aktuell}} = \sqrt{S_{\text{nenn}}^2 - P_{\text{aktuell}}^2} \quad (2)$$

### Geregelter Betrieb - Zustand 3:

In Zustand 3 werden nun andere PV-Anlagen (oder Batterie-Wechselrichter; vgl. Abb. 2-2), welche ebenfalls einen Einfluss auf die verletzte Knotenspannung haben, verwendet. Aufgrund einer vorab durchgeführten Sensitivitätsanalyse wird die Spannungssensitivität aller Knoten mit aktiv regelbaren Umrichtern auf alle Netzknoten berechnet. Für jeden Netzknoten mit Spannungsverletzung erhält man somit eine Liste der Anlagen mit dem jeweils größten Einfluss auf die verletzte Spannung. Entsprechend der sich ergebenden Reihenfolge berechnet der Zentralcontroller Blindleistungssollwerte für die entsprechenden Umrichter [6].

### Geregelter Betrieb - Zustand 4:

Als letzte Möglichkeit können auch Batterien zur Spannungssenkung durch Wirkleistungsregelung verwendet werden. Hierbei wird die jeweilige Ladestrategie der Batterie so abgeändert, dass die Batterie - je nach Situation - mehr Leistung bezieht oder abgibt. Die Ladestrategie ist so ausgelegt, dass sowohl eigenverbrauchsoptimiert als auch netzdienlich (peak-shaving) geladen wird. Gleichwohl die Variation der Wirkleistung einen höheren Einfluss auf die Spannung hat, soll die jeweils vorab berechnete Ladestrategie der Batterie nach Möglichkeit nicht verändert werden, weshalb die Wirkleistungsregelung in Zustand 4 verschoben wurde.

*Anmerkung: Bei der Diskussion der Simulationsergebnisse wird nur Level 1 bis 3 verwendet.*

## 2.3 Übergangsbedingungen

Beim Design des Controllers sind die Übergangsbedingungen zwischen den einzelnen Zuständen entscheidend.

Für eine einfachere Beschreibung werden folgende drei Spannungsbänder definiert:

$U_{\text{max}} \geq U_{\text{max}2} (=1,04 \text{ pu})$	Spannungsbereich 2
$U_{\text{max}1} (=1,02 \text{ pu}) \leq U_{\text{max}} < U_{\text{max}2} (=1,04 \text{ pu})$	Spannungsbereich 1
$U_{\text{min}1} (=0,98 \text{ pu}) < U_{\text{max}} < U_{\text{max}1} (=1,02 \text{ pu})$	Spannungsbereich 0
$U_{\text{min}2} (=0,96 \text{ pu}) < U_{\text{max}} \leq U_{\text{min}1} (=0,98 \text{ pu})$	Spannungsbereich 1
$U_{\text{max}} \leq U_{\text{min}2} (=0,96 \text{ pu})$	Spannungsbereich 2

mit  $U_{\text{max}2} > U_{\text{max}1} > 1 > U_{\text{min}1} > U_{\text{min}2}$

Für die Regelung wird immer die größte Knotenspannung im Netz herangezogen. Liegt diese im *Spannungsbereich 0* so bleibt der Zustandsautomat im Zustand 0 und das Netz verhält sich wie ein herkömmliches Niederspannungsnetz. *Spannungsbereich 1* stellt ein Totband dar, im welchen keine Zustandswechsel vollzogen werden dürfen, um ein

mögliches Oszillieren zu verhindern. Befindet sich die Spannung im *Spannungsbereich 2*, so gilt diese als zu hoch und es werden Gegenmaßnahmen eingeleitet.

### **Übergangsbedingung von Zustand 0 auf Zustand 1:**

Der Zustandsautomat ist in Zustand 0.

*Eine der untersuchten Knotenspannungen befindet sich im Spannungsbereich 2 und die PV-Anlage, falls am betroffenen Knoten vorhanden, speist die maximale Blindleistung nach der Q(U)-Kennlinie, aus VDE AR 4105 ein.*

Der Zustandsautomat wechselt in Level 1 (Einsatz der Längsregler)

### **Übergangsbedingung von Zustand 1 auf Zustand 2**

Der Zustandsautomat ist in Level 1:

*Eine der untersuchten Knotenspannungen befindet sich im Spannungsbereich 2 und alle Längsregler, welche Einfluss auf die Spannungsverletzung haben, sind maximal ausgeregelt.*

Der Zustandsautomat wechselt in Level 2 (Einsatz von  $Q_{\text{aktuell}}$  der Umrichter)

### **Übergangsbedingung von Zustand 2 auf Zustand 3**

Der Zustandsautomat ist in Level 2:

*Eine der untersuchten Knotenspannungen befindet sich im Spannungsbereich 2 und die PV-Anlage, falls am betroffenen Knoten vorhanden, speist maximale Blindleistung bis zur Scheinleistungsgrenze ein.*

Der Zustandsautomat wechselt in Level 3 (Einsatz von  $Q_{\text{aktuell}}$  aller anderen Umrichter)

### **Übergangsbedingung von Zustand 3 auf Zustand 2**

Der Zustandsautomat ist in Level 3:

*Alle PV-Anlagen speisen nicht mehr Blindleistung ein als vor dem Wechsel Zustand 2 zu 3.*

Der Zustandsautomat wechselt in Level 2

### **Übergangsbedingung von Zustand 2 auf Zustand 1**

Der Zustandsautomat ist in Level 2:

*Der  $\cos\phi$  aller PV-Anlagen ist größer gleich 0,9.*

Der Zustandsautomat wechselt in Level 1

### **Übergangsbedingung von Zustand 1 auf Zustand 0**

Der Zustandsautomat ist in Level 1:

*Alle Längsregler regeln wieder auf ihre lokale Knotenspannung und die ursprünglich verletzte Knotenspannung befindet sich im Spannungsbereich 0.*

Der Zustandsautomat wechselt in Zustand 0

### **Übergänge innerhalb von Zuständen**

Innerhalb der einzelnen Zuständen existieren weiter Übergangsbedingungen, welche für das zu und wieder abschalten der abgesetzten Regelfunktion dienen. Diese Bedingungen werden hier aber der Übersichtlichkeit halber nicht genauer erläutert.

## 2.4 Aufbau des Simulationsmodells

Die Erstellung der DLL erfolgt standardisiert gemäß IEC 61400 Annex F. Um ein zentrales übergeordnetes Regelkonzept zu realisieren, werden Informationen über das gesamte Netz benötigt. Hierfür wird ein zentraler Datenspeicher eingeführt. Er besteht aus einer CSV-Datei, in welcher die Netzzustandsgrößen der einzelnen aktiven Netzelemente gespeichert sind. Im Falle der PV-Anlagen sind dies zum Beispiel die im nächsten Simulationsschritt einzuspeisende Wirk- und Blindleistung. Diese Größen werden, zusammen mit Knotenspannungen und Strömen, nach jedem Simulationsschritt von jedem Element erneut in den Datenspeicher geschrieben und aus diesem gleichzeitig wieder vom zentralen Controller ausgelesen.

Somit ist es möglich, von einem zentralen Controller aus den Netzzustand zu bewerten und eventuell notwendige Regeleinriffe vorzunehmen.

Um für ein Netzelement einen Regler definieren zu können, benötigt es ein sogenanntes Macro. Dieses Macro erlaubt unter anderem das Einbinden von Dynamic Link Librarys (DLL). Mit Hilfe dieser DLL kann das Schreiben und Auslesen der Netzzustände in den Datenspeicher gesteuert werden.

Der zentrale Controller ist ebenfalls durch eine über ein Macro eingebundene DLL realisiert. Abbildung 2-3 zeigt den gewählten Ansatz.

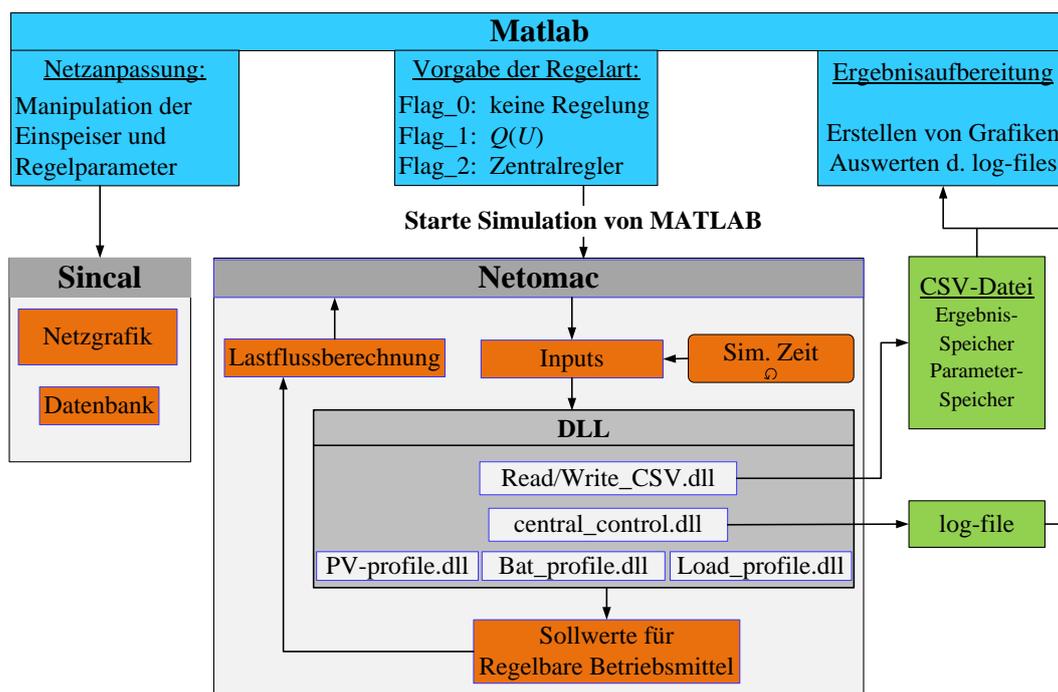


Abbildung 2-3: Aufbau des Simulationsmodells unter Verwendung von DLL

## 2.5 Vorteile der Modellierung mit DLL

Klingt die Umsetzung des übergeordneten Regelkonzeptes mit DLL auf den ersten Blick kompliziert oder gar unnötig (eine Realisierung der übergeordneten Regelung ist auch mit den bisher üblichen Herangehensweisen über BOSL-Modelle möglich), so bietet die Umsetzung mittels DLL doch einen entscheidenden Vorteil.

Die DLL können in beliebigen Programmiersprachen verfasst werden. Damit können beliebige Operationen während der Simulation durchgeführt werden (wie zum Beispiel das Auslesen und Beschreiben des Datenspeichers). Des Weiteren können Log-Files erstellt werden, durch welche das Verhalten des Regelalgorithmus genau nachvollziehbar wird (dies ist bisher in PSS@Sincal/Netomac nur schwer möglich)

Für andere Programmiersprachen stehen, im Gegensatz zur in PSS@Netomac verwendeten Fortran-ähnlichen Programmiersprache, ausgereifte Debugger zur Verfügung, was die Entwicklung des Algorithmus wesentlich vereinfacht.

### 3 Simulationsergebnisse

Die im Folgenden vorgestellten Simulationsergebnisse sind ein proof-of-concept der gewählten Simulationsumgebung mit DLL. Eine Optimierung der Regelparameter wurde in diesem Schritt nicht durchgeführt.

Der Blindleistungsregler der PV-Anlagen wird mit einem PT1-Verhalten und  $3 \tau = 6$  Sekunden (Zeit bis zum Erreichen von 95 % des Sollwerts) nachgebildet.

Die Längsregler regeln im Zustand 0 (Autonomer Modus) die jeweilige Ausgangs- bzw. Sekundärspannung auf 1,0 pu.

Die thermischen Grenzen der Betriebsmittel wurden eingehalten.

#### 3.1 Verwendete Einspeiseprofile

Das Maximum der eingespeisten Wirkleistung der PV-Anlagen wird mit  $p = 0,8$  pu so gewählt, dass alle Regelzustände des Zustandsautomaten erreicht werden und die Spannungen im unregelmäßigen Fall die zulässigen Grenzwerte klar überschreiten ( $U_{\max, \text{unregelmäßig}} \gg 1,04$  pu; vgl. Abbildung 3-1).

Die Scheinleistung der Wechselrichter berechnet sich aus [3] zu:

$$S_{\text{Umrichter}, PV} = \frac{P_{\text{DC}, \text{peak}}}{\cos \varphi (=0,9)} \quad (3)$$

*Anmerkung:* würde das Maximum des Wirkleistungsverlaufs bei  $p = 1$  liegen, so wäre die Scheinleistungsgrenze des Wechselrichters durch Wirkleistungseinspeisung und  $Q_{\max, AR4105}$  erreicht. Somit könnte keine zusätzliche Blindleistung mehr eingespeist werden (vgl. Kapitel 2.2). Die Reduzierung der max. DC-Leistung der PV-Anlagen auf  $p = 0,8$  pu deckt sich mit der Reduzierung des temperaturabhängigen Wirkungsgrades der PV-Module in den Sommermonaten auf eine Ausgangsleistung von 80 % der Nennleistung [4].

#### Wirkleistungsrampe

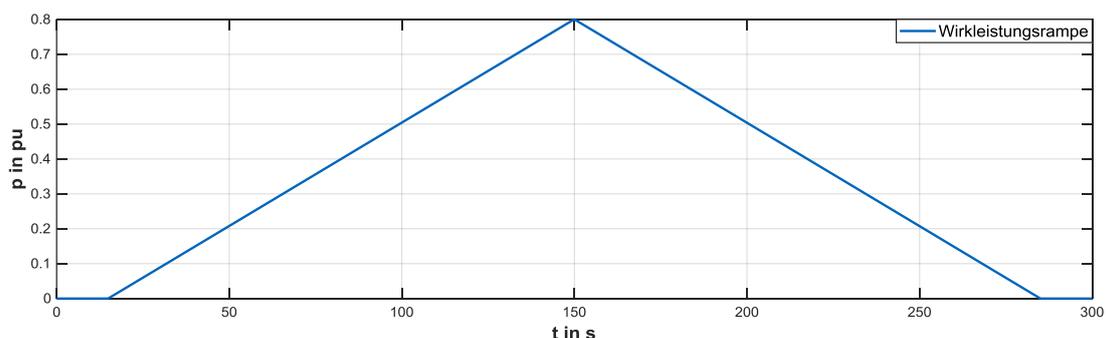


Abbildung 3-1: Wirkleistungsrampe als PV-Eingangssignal

Für eine genauere Betrachtung der Wirkweise des Zustandsautomaten ist ein Dreiecksverlauf, wie in Abbildung 3-1 ersichtlich, von Vorteil. Der Wirkleistungsanstieg und somit die Spannungsanhebung über die Leitungsimpedanzen ist annähernd linear.

### Wirkleistungssprung:

Um das Verhalten des Algorithmus bei sprunghaften Spannungsänderungen zu beobachten, wird ein Wirkleistungsverlauf gemäß Abbildung 3-2 gewählt. Der Leistungsverlauf ist im ersten Teil eine steile Wirkleistungsrampe mit Reduzierung der Wirkleistung innerhalb von 5 Sekunden auf 0 (in der Realität z.B. durch Wolkenzug), im weiteren Verlauf werden drei wesentlich steilere Leistungssprünge unterschiedlicher Höhe verwendet. Der in Abb. 3-2 verwendeten Leistungsgradienten sind einem real gemessenen PV-Einspeiseprofil für einen stark wechselhaften Tag entnommen.

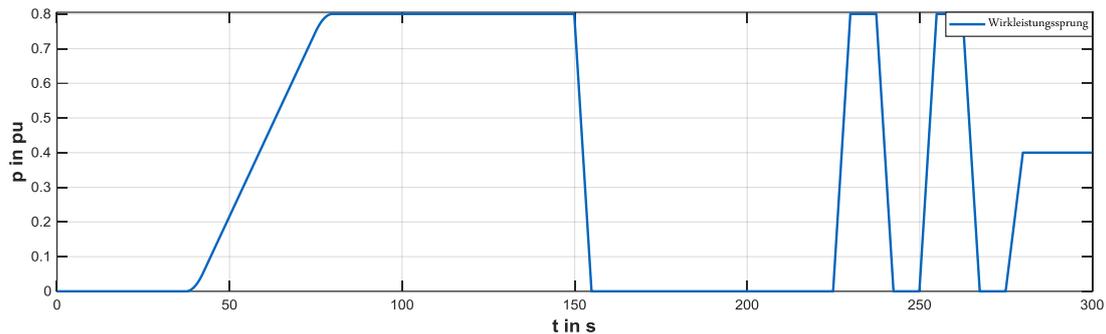


Abbildung 3-2: Wirkleistungssprung als PV-Eingangssignal

## 3.2 Auswertung der Simulationsergebnisse

Die Simulationsergebnisse für das oben dargestellte Testnetz sowie die Inputsignale (Rampe und Sprung) werden im Folgenden diskutiert. Es wird jeweils der Spannungsverlauf für den unregulierten Zustand als Vergleichsgrundlage verwendet, um im Anschluss dezentrale (Q(U), Q(U) und Längsregler) und zentrale Regelverfahren (Zustandsautomat) zu vergleichen.

### 3.2.1 Simulationsergebnisse für das Testnetz und Wirkleistungsrampe

#### Keine Regelverfahren aktiv:

Um die Regelung validieren zu können wird zuerst ein Referenzszenario simuliert, in welchen sämtliche Regeleingriffe deaktiviert wurden.

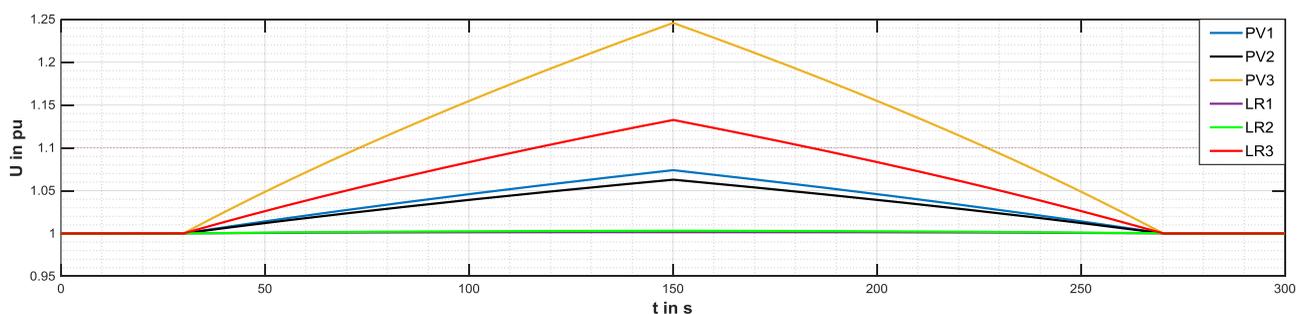
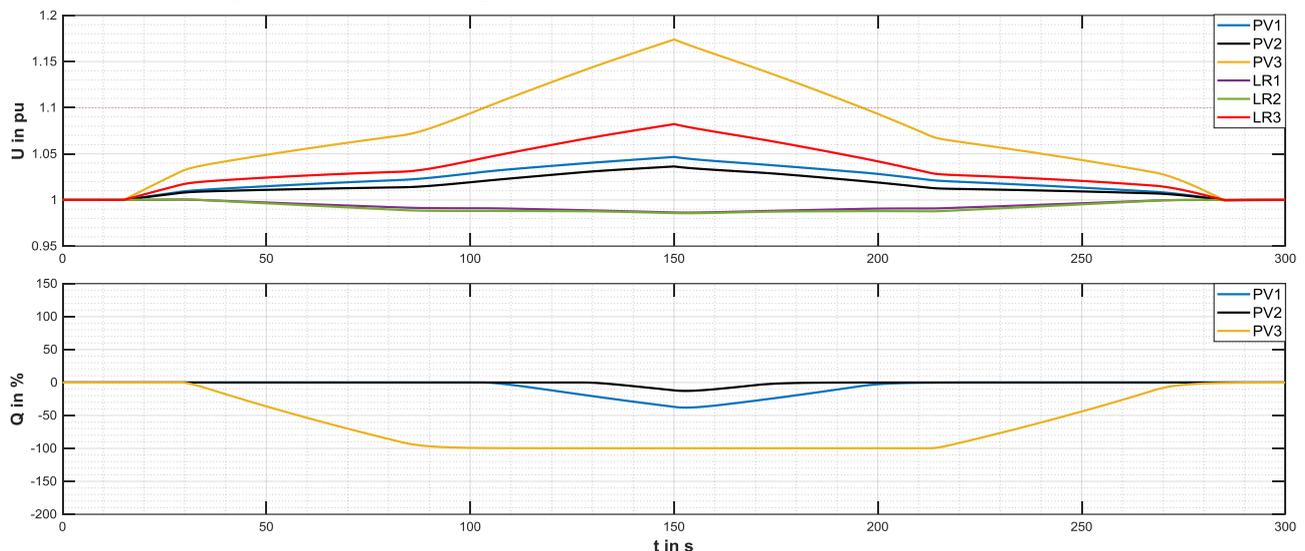


Abbildung 3-3: Spannungsverläufe im unregulierten Testnetz bei Wirkleistungsrampe

In Abbildung 3-3 zu erkennen, dass die erste Grenzwertverletzung bei ca. 45 Sekunden auftritt (PV<sub>3</sub>). Bis zum maximalen Anstieg der Wirkleistungsrampe bei 150 Sekunden ist der gesetzte Spannungsgrenzwert an PV<sub>3</sub> mit rund 1,24 pu weit überschritten, auch die Spannungen an PV<sub>2</sub> und PV<sub>1</sub> liegen deutlich über 1,04 pu.

### Q (U):

Nun werden alle drei PV-Anlagen mit der in der AR 4105 vorgeschlagenen Q(U)-Standardkennlinie parametrisiert. Die Standardkennlinie hat ein Totband von 0,97 – 1,03 pu, danach steigt die Blindleistung linear bis 1,07 respektive 0,93 auf Q<sub>max</sub> [3].



**Abbildung 3-4: Spannungsverlauf bei Wirkleistungsrampe und Q(U)**

Im Vergleich zum unregulierten Betrieb konnten die Spannungen bereits reduziert werden. PV<sub>3</sub>, welche am Ausläufer sitzt und wo somit erwartungsgemäß der höchste Spannungshub auftritt, übersteigt ab Sekunde 40 die Spannung von 1,03 pu. Ab diesem Zeitpunkt wird gemäß der voreingestellten Q(U)-Kennlinie induktive Blindleistung in das Netz eingespeist; der Spannungsverlauf an PV<sub>3</sub> flacht in der Folge ab (vgl. Abbildung 3-4).

Bei  $t = 87$  s und einer Spannung von 1,07 pu erhält die Anlage als Stellwert 100 % Blindleistung. Dieser Wert wird ab  $t = 93$  s erreicht. Grund für die Verzögerung ist das PT1-Verhalten des Anlagenreglers. Da nun gemäß der verwendeten Blindleistungscharakteristik keine weitere Blindleistung mehr abgerufen werden kann, erfolgt der Spannungsanstieg von PV<sub>3</sub> nun wieder mit steilerem Verlauf.

PV<sub>1</sub> überschreitet als nächste PV-Anlage aus dem Testnetz den Spannungswert von 1,03 pu und beginnt, analog zu PV<sub>3</sub>, mit der Einspeisung von Blindleistung. Als letztes ist dies (aufgrund der Impedanzverhältnisse im Netz) bei PV<sub>2</sub> ab  $t = 105$  s zu beobachten.

Die Spannung an den Längsreglern LR<sub>1</sub> und LR<sub>2</sub> sinkt aufgrund des induktiven Blindleistungsflusses über die Transformatorinduktivität leicht ab.

Für  $t = 150$  s erkennt man die höchste Spannungsverletzung an PV<sub>3</sub>. Verglichen mit dem unregulierten Fall kommt es zu einer Spannungsreduktion um 0,05 pu auf 1,18 pu. Somit lässt sich die erwartete spannungssenkende Wirkung der Q(U)-Blindleistungsregelung bestätigen. Allerdings befinden sich die auftretenden Knotenspannungen nach wie vor weit überhalb der tolerierbaren Grenzen.

## Q (U) und Längsregler:

Als nächstes Szenario wird eine Kombination aus Längsreglern (LR<sub>1</sub>: Netz West; LR<sub>2</sub>: Netz Ost; LR<sub>3</sub>: Ausläufer) sowie PV<sub>1</sub>, PV<sub>2</sub> und PV<sub>3</sub> mit Q(U)-Kennlinie untersucht. Die Längsregler an den Ortsnetzstationen regeln ihre Sekundärspannung jeweils auf 1.0 pu; der Längsregler am Ausläufer regelt seine Sekundärspannung auf 1.0 pu. Jeder Längsregler hat einen Stellbereich von  $\pm 0,05$  pu. Die Q(U)-Kennlinie entspricht erneut der Standard-Kennlinie.

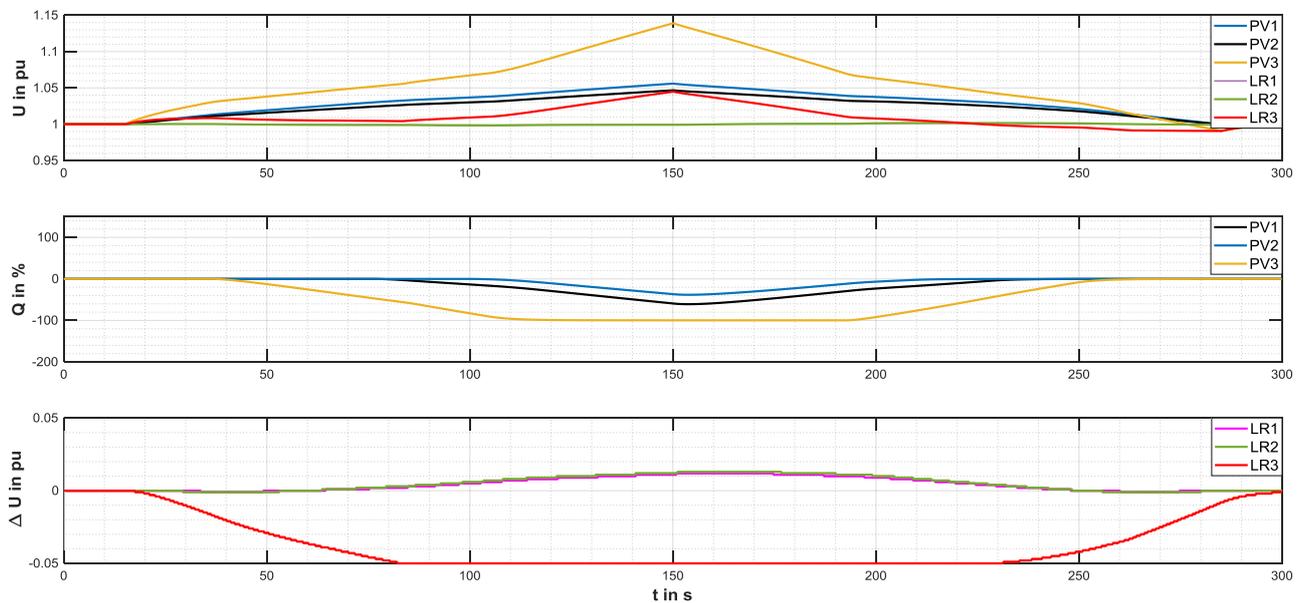


Abbildung 3-5: Spannungsverlauf bei Wirkleistungsrampe und Q(U) + Längsregler

Zunächst ist zu erkennen, dass aufgrund der voreingestellten Sollwerte zuerst der Längsregler LR<sub>3</sub> am Strang mit der Spannungsregelung beginnt (vgl. Abbildung 3-5).

Ab  $t = 30$  steigt die Sekundärspannung des Strangreglers über den Wert von 1,01 pu. Der Strangregler versucht diese Spannung so lange auf den Sollwert 1,0 pu herunterzuregeln, bis seine Stellgrenze von 0,05 pu erreicht ist (ca. Sekunde 60).

Da die Wirkleistung an allen PV-Anlagen weiter gesteigert wird, beginnt nun die Knotenspannung an den PV-Anlagen zu steigen, und PV<sub>1</sub> und PV<sub>3</sub> beginnen mit der Einspeisung von Blindleistung nach der Q(U)-Kennlinie.

Besonderes Augenmerk soll an dieser Stelle auf das Verhalten der LR<sub>1</sub> und LR<sub>2</sub> gelenkt werden. Ab  $t = 65$  ist zu erkennen, dass sie ihren Spannungs-Sollwert in entgegengesetzter Richtung zu LR<sub>3</sub> einstellen. Der Grund hierfür ist die spannungssenkende Wirkung der Blindleistung über die Induktivitäten der Ortsnetztransformatoren. Beide Längsregler heben gemäß ihres vorgegeben Regelziels die Spannung wieder auf 1,0 pu an. Als negativer Folgeeffekt hebt sich dadurch die Netzspannung im gesamten Netz an.

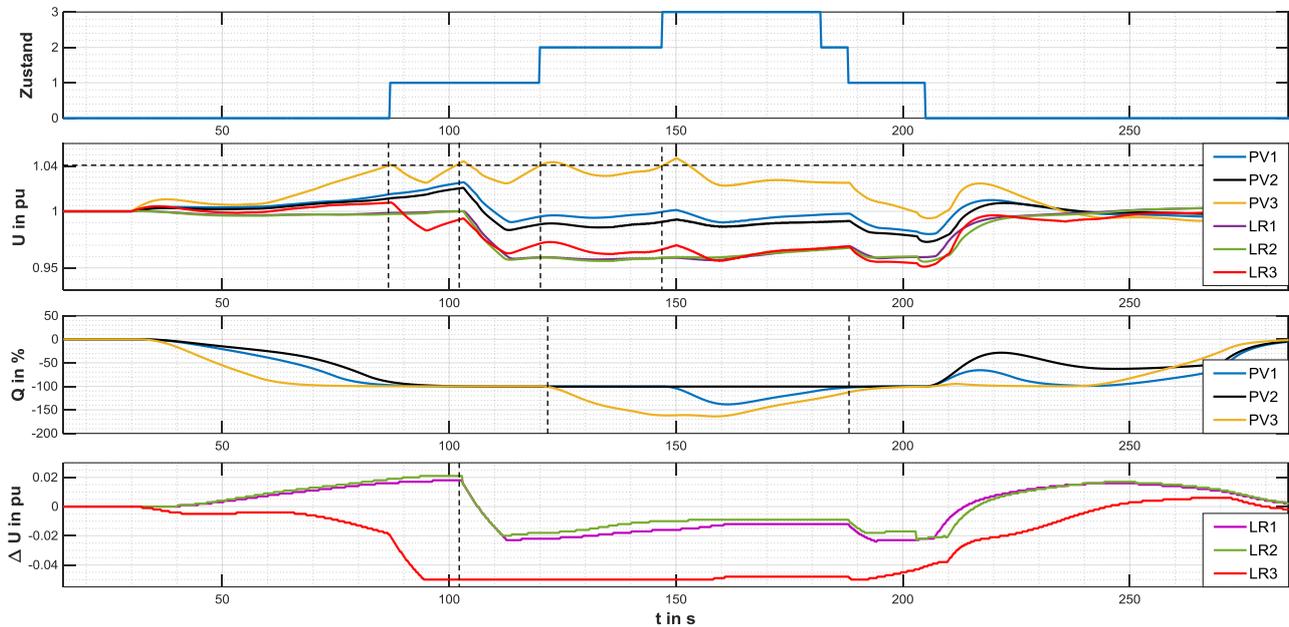
Aufgrund der sich anhebenden Netzspannung im Gesamtnetz speisen auch PV<sub>1</sub> und PV<sub>2</sub> deutlich mehr Blindleistung ein im Vergleich zum reinen Betrieb nach Q(U).

Die maximal auftretende Spannung im Netz kann im Vergleich zu reinem Q(U)-Betrieb nochmals leicht abgesenkt werden auf 1,16 pu. Es ist aber deutlich ersichtlich, dass mit einer geänderten Koordination von Längsregler und Blindleistung ein deutlich besseres Ergebnis erzielt werden kann.

## Zustandsautomat - Wirkleistungsrampe:

Im Folgenden soll der in Kapitel 2.2 beschriebene Zustandsautomat verwendet werden.

In Abbildung 3-6 sind die verschiedenen Zustände, in denen sich der Controller gerade befindet, die Spannungsverläufe der Netzknoten, die Blindleistungseinspeisung der PV-Anlagen in % (bezogen auf  $Q_{\max,AR4105} \triangleq 100\%$ ) sowie die Spannungsverstellung der Längsregler in  $\Delta u$  ( $\pm 0,05$  pu maximale Spannungsverstellung) dargestellt.



**Abbildung 3-6: Spannungsverlauf bei Wirkleistungsrampe und Zustandsautomat**

Zustand 0 repräsentiert den autonomen Modus (Längsregler regeln ihren Ausgang auf 1,0 pu; PV-Anlagen regeln nach einer modifizierten Blindleistungskennlinie).

Im Zustand 1 regeln die Längsregler nun auf den Knoten mit der jeweils höchsten Spannungsverletzung.

Im Zustand 2 erhöht die PV-Anlage, an deren Knoten die höchste Spannungsverletzung auftritt, die Blindleistungseinspeisung je nach aktueller Wirkleistungseinspeisung auch über einen Wert von  $Q_{\max}$  nach  $Q(U)$ -Standardkennlinie hinaus.

In Zustand 3 werden die Blindleistungsreserven aller weiteren PV-Anlagen zur Spannungssenkung verwendet.

Der Grenzwert für einen Wechsel der Modi ist auf 1,04 pu festgelegt. Als Unterspannungsgrenze wurde 0,96 pu definiert.

### Autonomer Modus:

Das Netz befindet sich bis  $t = 84$  s im autonomen Modus. Zu diesem Zeitpunkt wird zum ersten Mal ein Knotenspannungswert von 1,04 pu (an  $PV_3$ ) überschritten). Das Verhalten im Modus 0 ist ähnlich wie bei Szenario „ $Q(U)$  und Längsregler“. Die PV-Anlagen arbeiten allerdings mit einer  $Q(U)$ -Kennlinie ohne Totband.

### Geregelter Modus – Zustand 1:

Ab jetzt befindet sich das System in Zustand 1. Da die verletzte Knotenspannung von  $PV_3$  im unmittelbaren Einflussbereich von  $LR_3$  liegt, wird dieser zuerst aktiviert und regelt  $PV_3$

durch Verstellen seiner Ausgangsspannung nach unten. LR<sub>1</sub> und LR<sub>2</sub> regeln zu diesem Zeitpunkt ihre Ausgangsspannung nach wie vor auf 1.0 pu.

Bei t = 94 s erreicht LR<sub>3</sub> seine Stellbegrenzung und hält diesen Wert. Die Spannung von PV<sub>3</sub> erhöht sich im Folgenden aufgrund der Wirkleistungsrampe weiterhin.

Bei t = 103 s wird erneut die Spannungsgrenze von 1,04 pu überschritten. Die Längsregler an den Ortsnetzstationen stufen daraufhin ihre Ausgangsspannung nach unten, bis zum Zeitpunkt t = 112 s die Unterspannungsgrenze von 0,96 pu erreicht ist. Zu diesem Zeitpunkt sind alle Netzknoten wieder innerhalb des tolerierten Spannungsbereichs.

#### Geregelter Modus – Zustand 2:

Bei t = 120 s wird die Grenze von 1,04 pu erneut verletzt. Da alle Längsregler nun bereits vollständig ausgeregelt sind bzw. aufgrund der Unterspannungsgrenze nicht weiter nach unten stufen können, wird erneut der Zustand gewechselt. PV<sub>3</sub> (Anlage am Netzknoten mit aufgetretener Spannungsverletzung) erhöht nun die Blindleistungseinspeisung über  $Q_{\max,AR4105}$  hinaus.

#### Geregelter Modus – Zustand 3:

Bei t = 147 s wird die Grenze von 1,04 pu erneut verletzt. Da PV<sub>3</sub> (Anlage am Netzknoten mit aufgetretener Spannungsverletzung) bereits die Wirkleistung bis zur Scheinleistungsgrenze erhöht hat, beginnt nun PV<sub>1</sub> (gemäß der Sensitivitätsanalyse) mit der Blindleistungseinspeisung über den von der Q(U)-Kennlinie vorgegebenen Wert hinaus.

### 3.2.2 Simulationsergebnisse für das Testnetz und Wirkleistungssprung

Für das oben beschriebene Testnetz wurde ein Wirkleistungs-Eingangssignal in Form eines Sprunges simuliert. Anhand der Ergebnisse soll graphisch untersucht werden, ob der Controller mit den derzeit verwendeten Regler-Einstellungen zum Schwingen neigt.

#### Keine Regerverfahren aktiv - Wirkleistungssprung:

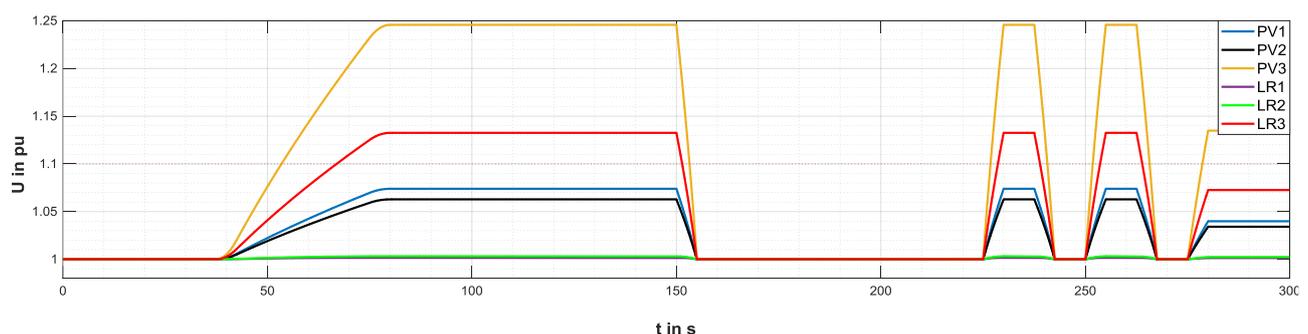


Abbildung 3-7: Spannungsverläufe im unregelmäßigem Testnetz bei Wirkleistungs-Sprung

Ist kein Spannungsregelverfahren ausgewählt (vgl. Abbildung 3-7), steigt die Netzspannung am Netzknoten mit der höchsten Spannungserhöhung (PV<sub>3</sub>) auf Werte von bis zu 1,245 pu. Auch die Spannungen an PV<sub>1</sub> und PV<sub>2</sub> liegen höher als die vorab definierten Grenzen von 1,04 pu.

## Q (U) - Wirkleistungssprung:

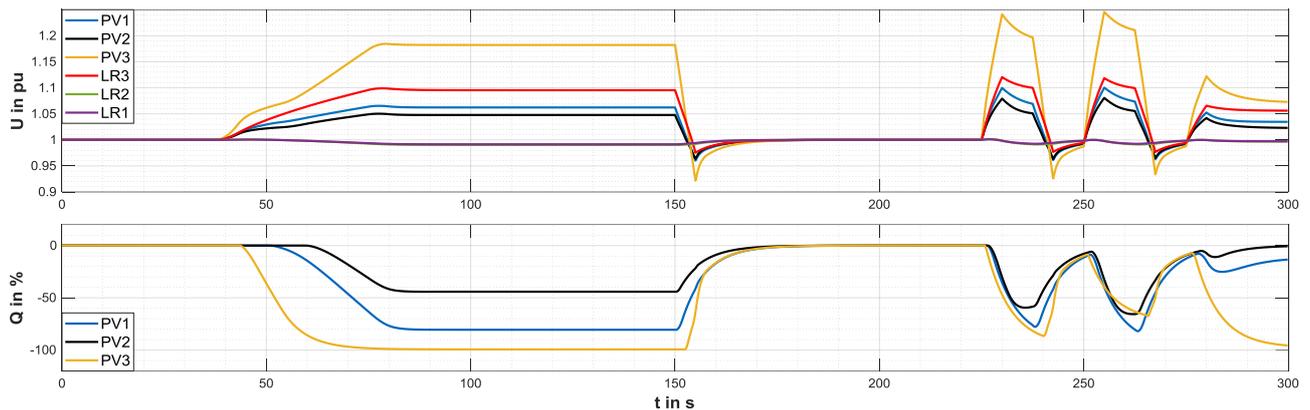


Abbildung 3-8: Spannungsverlauf bei Wirkleistungssprung und Q(U)

Mit Verwendung der Q(U)-Standardkennlinie, dargestellt in Abbildung 3-8, erkennt man im Zeitbereich des Leistungsanstieges bis  $t = 65$  Sekunden einen Anstieg der Blindleistungseinspeisung von PV<sub>3</sub> auf 100 % - analog zum oben bereits näher diskutierten Fall der Wirkleistungssprünge. Die Blindleistungseinspeisung der PV<sub>1</sub> und PV<sub>2</sub> erhöht sich ebenso, da deren Knotenspannungen den Wert 1,07 nicht erreichen, wird auch nicht 100 % der nach Standardkennlinie möglichen Blindleistung abgerufen. Die maximale Netzspannung beträgt nun 1,18 pu.

### t = 150 bis t = 155:

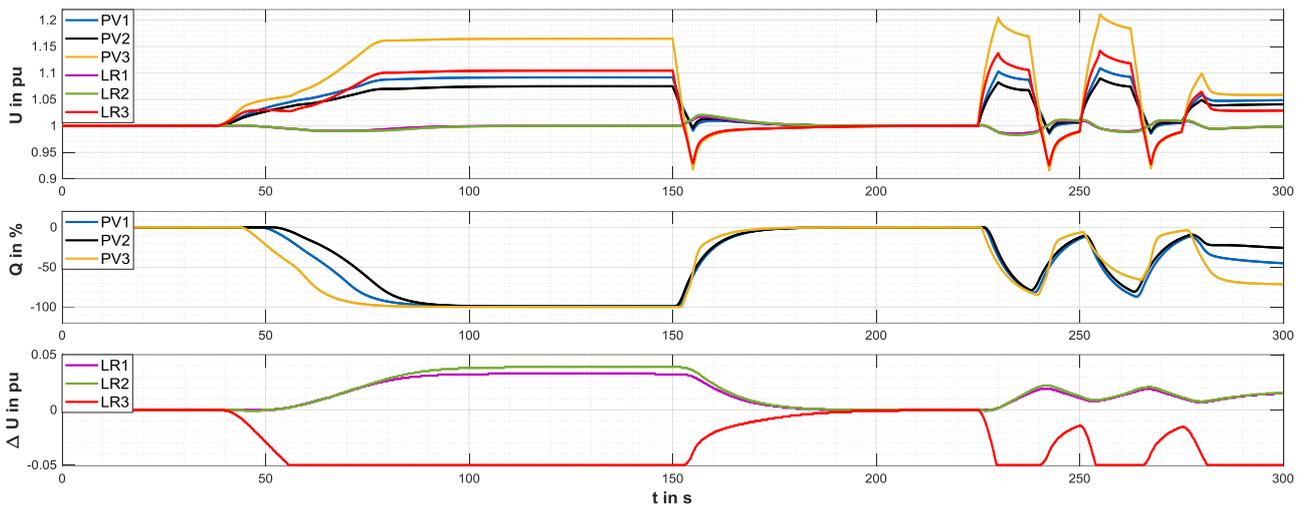
Wird die Leistung nun innerhalb der fünf Sekunden auf Null reduziert, erkennt man ein Unterschwingen der Knotenspannungen auf bis zu 0,92 pu an PV<sub>3</sub>.

Dies ist der verhältnismäßig trägen Regelung des PV-Anlagenreglers geschuldet. Ein schneller Anstieg der Wirkleistung von 0 auf 0,8 pu ( $t = 230$  bis  $t = 235$ ) zeigt ebenfalls das träge Ausregelverhalten des PV-Anlagenreglers ( $3 \text{ Tau} = 6$  Sekunden). Die Knotenspannung erreicht somit mit 1,24 pu fast das Niveau des unregulierten Falles und wird dann durch die einsetzende Blindleistungseinspeisung auf 1,19 pu abgesenkt, erreicht aber nicht das Niveau des ersten Sprunges, da die für den Spannungshub ursächliche Wirkleistung nun bereits wieder abklingt. Die Trägheit des Reglers verursacht erneut ein Unterschreiten von 1,0 pu. Hier ist die minimale Netzspannung mit 0,93 pu bei  $t = 243$  leicht höher als beim ersten Sprung.

## Q (U) und Längsregler - Wirkleistungssprung:

Die Kombination aus Längsregler und Q(U), dargestellt in Abbildung 3-9, zeigt ein sehr ähnliches Verhalten zur reinen Q(U) und einem Sprung als Eingangssignal sowie dem bereits diskutierten Verhalten Q(U) und Längsregler bei einer Wirkleistungs-Rampe.

Das Unterschwingen der Spannung ist auch hier zu beobachten (ursächlich auch hier die träge Ausregelung des PI-Reglers der PV-Anlagen). Wie bereits diskutiert führt das „Gegeneinander-Regeln“ der Längsregler im Strang und der Längsregler an den Ortsnetzstationen dazu, dass nicht das volle Potential der möglichen Spannungsabsenkung erreicht werden kann.

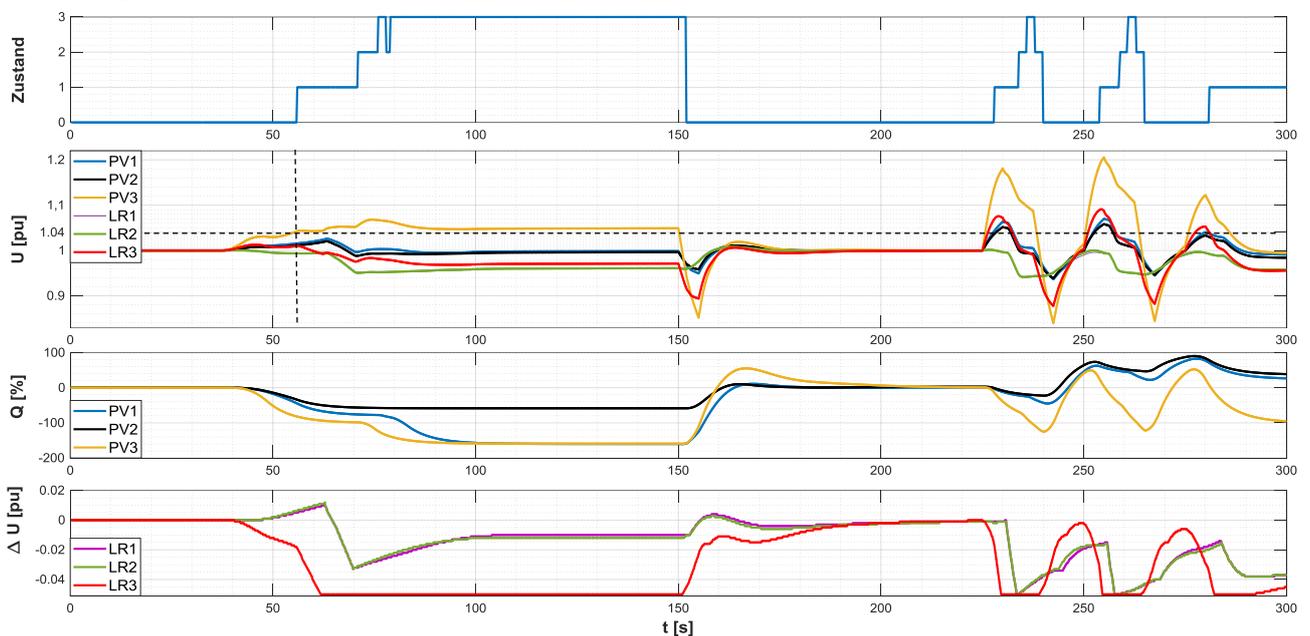


**Abbildung 3-9: Spannungsverlauf bei Wirkleistungsrampe und  $Q(U)$  + Längsregler**

Die maximale Netzspannung liegt nun mit 1,16 pu leicht niedriger als im Falle ausschließlicher  $Q(U)$ -Regelung, allerdings immer noch deutlich oberhalb der zulässigen Spannungswerte.

### Zustandsautomat - Wirkleistungssprung:

Der obere Spannungswert für die Wechsel innerhalb des Zustandsautomaten (vgl. Abbildung 3-10) und damit der Aktivierung weiterer Betriebsmittel zur Spannungsabsenkung ist erneut 1,04 pu. Die minimale Netzspannung, welche nicht unterschritten werden sollte, ist 0,96 pu.



**Abbildung 3-10: Spannungsverlauf bei Wirkleistungsrampe und Zustandsautomat**

### Geregelter Betrieb:

Während des ersten Leistungsanstiegs findet bei  $t = 59$  aufgrund des Erreichens einer Knotenspannung im Netz von über 1,04 pu (an PV<sub>3</sub>) ein Wechsel vom Autonomen Modus in den Zustand 1 statt. Bis zu diesem Zeitpunkt haben die PV-Anlagen gemäß der

eingestellten Q(U)-Kennline Blindleistung eingespeist; für die Längsregler an den Ortsnetzstationen und dem Strangregler ist erneut das „Gegenregeln“ zu beobachten.

Zum Vergleich: der Spannungswert für den unregelmäßigen Betrieb war zum selben Zeitpunkt bereits bei 1,11 pu und somit bereits außerhalb der zulässigen Grenzen.

Während des Zustands 1 regeln LR<sub>1</sub> und LR<sub>2</sub> noch auf ihren eigenen Netzknoten, während LR<sub>3</sub> den externen Netzknoten PV<sub>3</sub> auf einen Wert unter 1,04 pu hält. Sobald LR<sub>3</sub> seinen Stellbereich voll ausgefahren hat, regeln nun auch die Längsregler an den Ortsnetzstationen auf den externen Knoten, was zu einer Absenkung ihrer Ausgangsspannung auf bis zu 0,96 pu führt.

In Zustand 2 und 3 wird, analog zum bereits diskutierten Fall „Zustandsautomat - Rampe“, zusätzliche Blindleistung der PV-Umrichter aktiviert.

Allerdings ist auch hier zu erkennen, dass schnelle Leistungsänderungen zu einem Über- bzw. Unterschwingen der Netzspannung führen. In der Folge treten maximale Spannungswerte von 1,2 pu bzw. Minimale Spannungswerte von 0,86 pu auf. Im Falle der Überspannungen können sie nach 7 Sekunden wieder unterhalb der 1,1 pu ausgeregelt werden. Bei der Unterspannung erfolgt die Ausregelung überhalb den Grenzwert von 0,96 pu innerhalb von 4 Sekunden.

Das Überschreiten der Spannungen ist jedoch im Kontext der DIN EN 50160 zu sehen [1], welche die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte für 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte fordert. Diese Forderung ist durch die oben gezeigten kurzzeitigen Spannungserhöhungen, verursacht durch die Worst-Case-Betrachtung der PV-Leistungsgradienten, nicht verletzt.

#### **4 Zusammenfassung und Ausblick**

In der vorgestellten Arbeit konnte gezeigt werden, dass es in PSS@Sincal/Netomac möglich ist, ein Simulationsmodell auf Grundlage von DLL aufzubauen. Die Verwendung von DLL vereinfacht aufgrund der Unabhängigkeit in der Wahl der Programmiersprache die Modellierung eines zentral und hierarchisch strukturierten Spannungs-Controllers im Vergleich zu der bisherigen Herangehensweise der Regler-Programmierung über BOSL und Fortran-basierter Macros.

Einen großen Vorteil bietet die Verwendung von DLL beim Debuggen des Regler-Codes sowie der Analyse der Simulationsergebnisse. Es ist nun möglich, über individuell anpassbare Log-Files (Ausgeben von Flag-Werten, Zuständen, Signalen etc.) das Verhalten der Regler zu verstehen und zu analysieren.

Mithilfe dieser Simulationsumgebung wurde ein bereits in vergangenen Arbeiten erstmalig untersuchtes übergeordnetes Regelkonzept neu modelliert, getestet und verbessert. Ziel des Regelkonzeptes ist der optimale Einsatz verschiedener Spannungsregelmechanismen (Längsregler, Blindleistungsregelung von Umrichtern) in Netzen mit hoher dezentraler Einspeisung. Einspeiseleistungen, die bei Verwendung einer Blindleistungscharakteristik (Q(U)) oder dem Einsatz von Längsreglern zu Netzspannungen von deutlich über 1,1 pu führen, verursachen unter Einsatz des zentralen Controllers Spannungsanstiege auf ca. 1,04 pu. Dies stellt somit eine deutliche Verbesserung dar und bedeutet im Umkehrschluss eine Erhöhung der Anschlussleistung von erneuerbarer Erzeugungsleistung für das

jeweilige Netz. Allerdings wurde auch die Anfälligkeit der Regelung zum Über- bzw. Unterschwingen der Spannung aufgrund der gewählten Regler-Einstellungen gezeigt. Zukünftig kann das entwickelte Simulationsmodell so weiterentwickelt werden, dass die maximal möglichen Zubauraten für die jeweiligen Regelverfahren (Q(U) mit oder ohne Längsregler im Vergleich zur Verwendung eines zentralen Controllers) für beliebige zu untersuchende Netze automatisiert berechnet werden.

## 5 Literatur

- [1] DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Berlin: Beuth Verlag GmbH, February 2011
- [2] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Berlin 2017  
[https://www.bdew.de/media/documents/20170210\\_Konkretisierung-Ampelkonzept-Smart-Grids.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Smart-Grids.pdf)
- [3] VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderung für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE/FNN, 2011
- [4] Pardatscher, R.: Planungskriterien und Spannungsqualität in Mittel- und Niederspannungsnetzen mit hoher Photovoltaik-Einspeisung, pp. 72-74 Dissertation, Fakultät EI, Technische Universität München, München: Verlag Dr. Hut, 2015
- [5] Crastan, V; Westermann, D.: Elektrische Energieversorgung 3. no.3, pp.342-390, Heidelberg: Springer Verlag, 2011
- [6] Wagler, M.; Witzmann, R.: Erstellung und Evaluierung eines synthetischen Haushaltslastprofilgenerators für Wirk- und Blindleistung. 14. Symposium Energieinnovation („Energie für unser Europa“), Gratz 2016
- [7] Weisenstein, M.; Rui, H.; Wellßow, W.H.; Schmidt, F.; Brammer, G.; Conrad, M.: A Concept for Hierarchical Coordination of Voltage Control Applications in LV Networks, IEEE PowerTech, Manchester, 2017
- [8] Meyer, M.; Maucher B.; Witzmann, R.: Verbesserung der Aufnahmefähigkeit und Sicherung der Netzqualität von Verteilnetzen. 14. Symposium Energieinnovation („Energie für unser Europa“), Gratz 2016
- [9] Maucher, B.; Meyer M.; Hitzelberger, K.; Witzmann, R.: Superordinate Control for Increasing Feed-in Capacity and Improving Power Quality in Low Voltage Distribution Grids. Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems (NEIS), 2018

GEFÖRDERT DURCH



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

AUFGUND EINES BESCHLUSSES DES DEUTSCHEN BUNDESTAGES