

Dynamisches Verhalten von Verteilnetzen mit dezentralen Kraftwerken

Dokumentation, Masterthesis

Autor: Dominik Amrein
Betreuer: Prof. Michael Höckel
Experte: Dr. Andreas Beer
Version: 1.0
Abgabedatum: 31. Januar 2016

Abstract

Schwingungen sind häufig die Ursache für Störungen in elektrischen Verteilnetzen. Die Ermittlung der Quelle dieser Störungen gestaltet sich jedoch in vielen Fällen aufwendig, da unter anderem nicht alle Einflussfaktoren bekannt sind. Erschwerend kommt hinzu, dass die Störung zumeist nicht ausschliesslich von einer Netzkomponente verursacht wird, sondern das Resultat von Wechselwirkungseffekten ist. Um diese Phänomene effizient analysieren zu können, ist die Verwendung der Netzanalysesoftware PowerFactory von DlgSILENT hilfreich. Eine Analyse ist jedoch nur möglich, wenn realitätsgetreue Dynamikmodelle der betroffenen Netze sowie der involvierten Netzkomponenten vorhanden sind.

Um das dynamische Verhalten von Verteilnetzen mit dezentralen Kraftwerken untersuchen zu können, wurden entsprechende Modelle der involvierten Komponenten erstellt. Dabei handelt es sich zum einen um Solarwechselrichter und zum anderen um Spannungsregler, welche modelliert wurden. Die Umsetzung der Modelle wurde so gestaltet, dass diese individuell konfiguriert und somit herstellerunabhängig eingesetzt werden können.

Um Wechselwirkungseffekte zwischen den erstellten Netzkomponenten untersuchen zu können, wurde ein generisches Netzmodell entwickelt, das ohne grossen Aufwand erweitert oder für spezifische Untersuchungen angepasst werden kann. Dieses soll einerseits die Analyse von Schwingungsproblemen für zukünftige Studien erleichtern. Andererseits soll das Modell für didaktische Aspekte genutzt werden können.

Die erstellten Dynamikmodelle wurden zudem zur Analyse eines konkreten Stabilitätsproblems in einem ruralen Verteilnetz eingesetzt. Die Auswertung der vorgängig erhobenen Messdaten zeigte, dass diese Störungen durch Wechselwirkungseffekte zwischen einem Spannungsregler und zwei Solaranlagen verursacht werden. Anhand von Dynamiksimulationen sowie durch die analytische Betrachtung der Einflussfaktoren ist es gelungen, die Ursache des Effekts aufzudecken. Basierend auf diesen Erkenntnissen können Massnahmen erarbeitet werden, um derartige Probleme zukünftig zu vermeiden.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung
A	Ampere, Einheit des Stroms
V	Volt, Einheit der Spannung
Ω	Ohm, Einheit des elektrischen Widerstandes
AC	Wechselstrom (Alternating Current)
DC	Gleichstrom (Direct Current)
kW	Kilowatt, Einheit der Leistung
kWp	Kilowatt Peak, Maximalleistung des Wechselrichters
PF	DIGSILENT – PowerFactory, Simulationsumgebung
Niederspannung	Wechselspannungen bis 1000 V
VK	Verknüpfungspunkt, Ort, wo Lasten an das Netz angebunden werden
PV	Fotovoltaik
PVA	Fotovoltaikanlage
EEA	Energieerzeugungsanlage
FNI	Frequenzabhängige Netzimpedanz
VNB	Verteilnetzbetreiber
LVRSys	Low Voltage Regulation System
ESR	Einzelstrangregler
BFH	Berner Fachhochschule
EBG	Elektro-Bauelemente GmbH
MRU	Master Research Unit
NF-Transformator	Niederfrequenz Transformator
ONT	Ortsnetztransformator
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
MCI	Magnetic Controllable Inductance
WR	Wechselrichter
VN	Verteilnetz, Niederspannungsnetze bis 1000 V
VK	Verknüpfungspunkt
RMS	Root Mean Square
EMT	Electromagnetic transients
DSL	DIGSILENT Simulation Language
CCVSI	Current controlled voltage source inverter
SVM	Space Vector Modulation
MIMO	Multiple-Input Multiple-Output
DSA	digitaler Spannungsanalysator
LV	Low Voltage
MV	Medium Voltage
HV	High Voltage
FRT	Fault Ride Through
LVRT	Low-Voltage Ride Through

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Ziel und Struktur der Masterthesis	2
3	Theoretische Grundlagen	3
3.1	Basisstruktur der Leistungs- und Regelkreises	3
3.2	Spannungsregler	4
3.2.1	<i>Klassifizierung der Typen</i>	4
3.2.2	<i>Verwendungszweck</i>	5
3.3	Dynamiksimulation mit PF	6
3.3.1	<i>Definierende Faktoren des dynamischen Verhaltens</i>	6
3.3.2	<i>Dynamiksimulation mit PF</i>	6
4	Dynamikmodell des WR	7
4.1	Strukturen der PF-Modelle	7
4.1.1	<i>RMS-Modell</i>	7
4.1.2	<i>EMT-Modelle</i>	7
4.2	Implementierte Funktionen	8
4.2.1	<i>Netz- und Anlageschutz</i>	8
4.2.2	<i>Wirkleistungsreduktion</i>	10
4.2.3	<i>FRT-Funktion</i>	11
4.3	Zwischenfazit	11
5	Dynamikmodell von Spannungsreglern	12
5.1	Analyse von Spannungsreglern	12
5.1.1	<i>a.eberle – LVRSys</i>	12
5.1.2	<i>EBG – ESR</i>	13
5.1.3	<i>RONT</i>	14
5.2	Struktur der PF-Modelle	15
5.2.1	<i>a.eberle – LVRSys</i>	16
5.2.2	<i>EBG – ESR</i>	17
5.2.3	<i>RONT</i>	19
5.3	Erweiterung zum EMT-Modell	19
5.4	Zwischenfazit	20
6	Untersuchungen am generischen Netz	21
6.1	Modellübersicht	21
6.2	Analyse der Spannungsstabilität	22
6.3	Zwischenfazit	24
7	Untersuchung der Stabilitätsprobleme im realen VN	25
7.1	Netzsituation	25
7.2	Auswertung der Messdaten	26
7.3	Analytische Betrachtung des Systems	28
7.4	Grund der Instabilität im realen VN	31
7.5	Zwischenfazit	33
8	Schlussbetrachtung	34
8.1	Fazit	34
8.2	Ausblick	35
9	Nachweise und Verzeichnisse	36
9.1	Selbstständigkeitserklärung	36

9.2	Versionskontrolle.....	36
9.3	Literaturverzeichnis.....	37
9.4	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	38

1 Einleitung

Schwingungen sind häufig die Ursache für Störungen in elektrischen VN. Um diese zu beheben, muss in einem ersten Schritt die Quelle identifiziert werden. Dies gestaltet sich jedoch in vielen Fällen aufwendig, da unter anderem nicht alle Einflussfaktoren bekannt sind. Erschwerend kommt hinzu, dass die Störung zumeist nicht ausschliesslich von einer Netzkomponente verursacht wird, sondern das Resultat von Wechselwirkungseffekten ist. Weiter können solche Störungen sporadisch auftreten, wodurch eine messtechnische Erfassung schwierig wird. Solche Phänomene können unter Verwendung der Netzanalysesoftware PF effizient analysiert werden. Dies ist aber nur unter der Voraussetzung möglich, dass realitätsgetreue Dynamikmodelle der betroffenen Netzkomponenten zur Verfügung stehen. Es zeigte sich, dass die in PF implementierten Modelle der Netzkomponenten für Effektiv- und Momentanwertanalysen zu unspezifisch sind.

Um das dynamische Verhalten von VN mit dezentralen Kraftwerken untersuchen zu können, werden entsprechende Modelle der involvierten Komponenten benötigt. Dabei handelt es sich zum einen um Solarwechselrichter und zum anderen um Spannungslängsregler, welche modelliert werden müssen. Die Umsetzung der Modelle ist dabei so zu gestalten, dass diese individuell konfiguriert und somit für verschiedene Untersuchungsfälle eingesetzt werden können.

Um Wechselwirkungseffekte zwischen Netzkomponenten untersuchen zu können, wird ein generisches Netzmodell benötigt, welches ohne grossen Aufwand erweitert oder für spezifische Untersuchungen angepasst werden kann. Dieses soll einerseits die Analyse von Schwingungsproblemen sowie die Identifikation der Ursache für zukünftige Studien erleichtern. Andererseits soll das generische Modell für didaktische Aspekte genutzt werden können.

Im einem realen VN, welches eine ländliche Region versorgt, treten Stabilitätsprobleme auf. Im Rahmen einer Messkampagne das „Energy System Lab“ der BFH konnte festgestellt werden, dass es sich um Wechselwirkungseffekte zwischen einem ESR und zwei PVA handelt. Gestützt auf die Messdaten und anhand von Dynamiksimulationen soll die Ursache für diese Störung ermittelt werden.

2 Ziel und Struktur der Masterthesis

Die Zielsetzung dieser Masterthesis wird nachfolgend zusammenfassend aufgelistet. Zu beachten ist, dass dies ebenfalls der Gliederung des Hauptteils dieser Dokumentation entspricht.

Theoretische Grundlagen

- Erarbeitung der theoretischen Grundlagen zu Spannungslängsreglern
- Erarbeitung der theoretischen Grundlagen zur Dynamikmodellierung

Dynamikmodelle

- Erstellung von WR-Dynamikmodellen für Effektiv- und Momentanwertanalysen
- Erstellung von Spannungslängsregler-Dynamikmodellen für Effektiv- und Momentanwertanalysen

Generischen Netzes

- Erstellung eines generischen Netzes für die Untersuchung von Wechselwirkungseffekten
- Vergleich von diversen aktiven Spannungsstabilisierungsmassnahmen

Stabilitätsprobleme im realen VN

- Erstellung eines Dynamikmodells des realen VN
- Analyse und Auswertung der Stabilitätsprobleme im realen VN

Im Hauptteil sind die wichtigsten Erkenntnisse dieser Masterthesis zusammengefasst. Für weiterführende Informationen wird in jedem Kapitel auf den entsprechenden Anhang verwiesen.

3 Theoretische Grundlagen

3.1 Basisstruktur der Leistungs- und Regelkreises

Um Dynamikmodelle von leistungselektronischen Systemen zu erstellen, ist zunächst ein Verständnis der grundlegenden Struktur und der wichtigsten Bestandteile notwendig. Diese werden nachfolgend in allgemeiner Form erläutert.

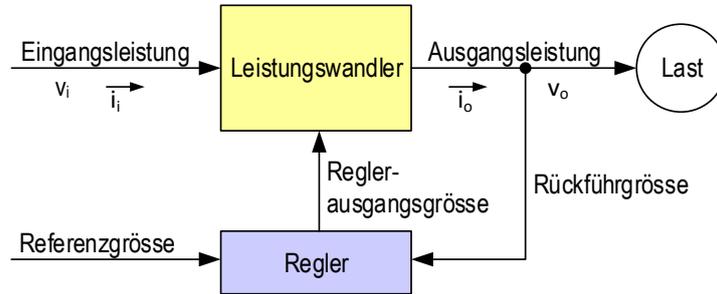


Bild 1 – Blockdiagramm des Leistungselektroniksystems

Leistungselektronik bezeichnet die Technologie, um den Fluss von elektrischer Energie zu ermöglichen und zu kontrollieren. Bild 1 zeigt das Blockdiagramm der Basisstruktur solcher Systeme. Dieses besteht grundlegend aus zwei Teilen. Einerseits ist dies der Leistungskreis, welcher die elektrische Energie transportiert. Die Eingangsleistung kann dabei sowohl von einer AC- wie auch von einer DC-Quelle stammen. Der Leistungswandler wird häufig als Umrichter bezeichnet und hat die Aufgabe die Spannung und den Strom in eine lastkonforme Form zu transferieren. Es sind vier Grundformen von Umrichtern bekannt:¹

- AC/DC: Gleichrichter
- DC/DC: Umrichter
- DC/AC: Wechselrichter
- AC/AC: Umrichter

Andererseits ist dies der Regelkreis (vgl. Bild 2). Dieser erfasst die physikalischen Ausgangsgrössen mit einem Messglied und wandelt diese in eine andere physikalische Grösse um, welche als sogenannte Rückführgrösse bezeichnet wird. Die rückgeführte Regelgrösse $y(t)$ wird mit der Referenzgrösse $w(t)$ verglichen und die resultierende Regelabweichung $e(t)$ an den Regler übergeben. Der Regler berechnet anhand dieser Abweichung die Reglerausgangsgrösse $u_R(t)$, welche dem Stellglied des Leistungswandlers übergeben wird. Dieses wirkt über die Stellgrösse $u(t)$ auf die Regelstrecke korrigierend ein und kompensiert dadurch die Störung $z(t)$. Auf diese Weise wird die Spannung, der Strom und somit die Leistung am Ausgang im Toleranzbereich gehalten.²

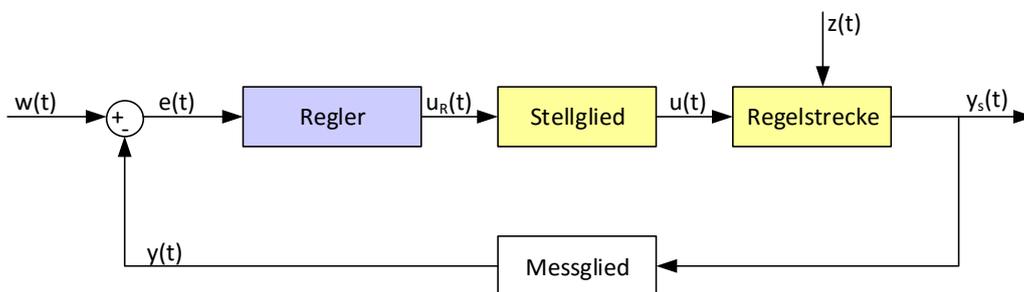


Bild 2 - Blockschaltbild der Regelstrecke³

¹ Dieser Abschnitt wurde sinngemäss aus „Advanced DC/AC Inverters“ S.2 (9) übernommen.

² Dieser Abschnitt wurde sinngemäss aus „Grundlagen der Regelungstechnik“ S.11 (12) übernommen.

³ Dieses Bild stammt aus „Grundlagen der Regelungstechnik“ S.12 (12).

3.2 Spannungsregler

Spannungslängsregler werden immer wichtiger in Verbindung mit der dezentralen Energieerzeugung. Denn abhängig vom Installationsort der EEA und der Einspeiseleistung kann das Spannungsniveau am VK stark beeinflusst werden. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, können diese Systeme gewinnbringend eingesetzt werden.

3.2.1 Klassifizierung der Typen

Der Begriff des Spannungsreglers umfasst drei Typen. In Bild 3 werden die Spannungszeigerdiagramme des Längsreglers (vgl. a)), des Querreglers (vgl. b)) sowie des Schrägreglers (vgl. c)) einander gegenübergestellt.

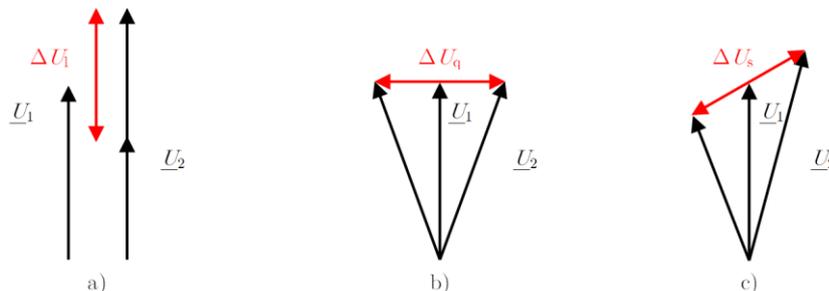


Bild 3 – Spannungszeigerdiagramme, a) Längsregler, b) Querregler, c) Schrägregler⁴

Bei einem Längsregler wirkt die Spannungsänderung ΔU_1 in Längsrichtung zur Spannung U_1 . Die Phasenlage des geregelten Spannungszeigers U_2 bleibt demzufolge gleich und es wird nur der Betrag beeinflusst. Beim Querregler steht zum Spannungszeiger U_1 der Hauptwicklung eine um 90° phasenverschobener Spannungszeiger ΔU_q . Dementsprechend wird der geregelte Spannungszeiger U_2 nur phasenverschoben und der Betrag bleibt praktisch unbeeinflusst. Beim Schrägregler wird zum Spannungszeiger U_1 eine in der Regel um 60° phasenverschobene Spannung ΔU_s hinzugefügt oder abgezogen. Dadurch wird der geregelte Spannungszeiger U_2 phasenverschoben und der Betrag wird ebenfalls beeinflusst.⁵

Für die weiterführenden Untersuchungen ist nur der Spannungslängsregler relevant. In Bild 4 werden die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten von Längsreglern zur Übersicht in einer hierarchischen Darstellung gezeigt. Es existieren drei Untergruppen, welche sich nicht in der Funktion sondern meist nur in der Bemessungsleistung unterscheiden. Eine klare Trennung hinsichtlich der Bemessungsleistung ist jedoch nicht möglich, da bei einem kleinen Ortsnetz das System als Strangregler und bei einem grossen Ortsnetz als ESR eingesetzt werden kann. Wenn ein Strangregler an den Ein- bzw. Ausgang eines ONT angeschlossen wird, wird im engeren Sinne nicht mehr von einem RONT, sondern von einem ONT mit Vor- bzw. Nachschaltgerät gesprochen. Effektiv um einen RONT handelt es sich nur dann, wenn der Laststufenschalter ein fester Bestandteil des Transformators ist.⁶

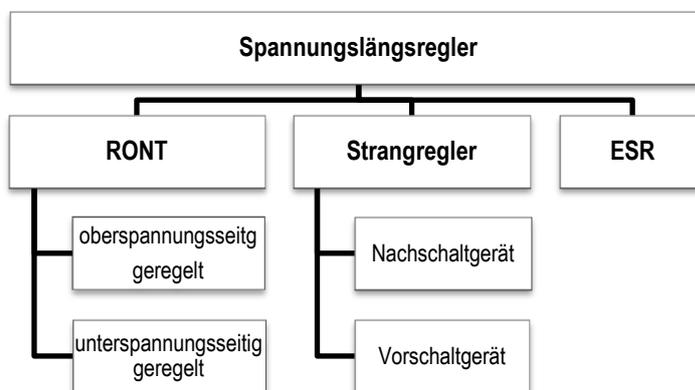


Bild 4 - Klassifizierung von Spannungslängsreglern

⁴ Dieses Bild stammt von http://ront.info/systemwirkung-ront/probleme_loesungen/ront-vs-spannungsregler/ (8).

⁵ Dieser Abschnitt wurde sinngemäss von http://ront.info/systemwirkung-ront/probleme_loesungen/ront-vs-spannungsregler/ (8) übernommen.

⁶ Dieser Abschnitt wurde sinngemäss von http://ront.info/systemwirkung-ront/probleme_loesungen/ront-vs-spannungsregler/ (8) übernommen.

3.2.2 Verwendungszweck

Dezentrale Energieerzeugung, beispielsweise durch PVA, kann bei geringem Energieverbrauch vor Ort und hoher Einspeiseleistung dazu führen, dass die Netzspannung zu stark angehoben wird und es dadurch zur Verletzung des zulässigen Spannungsbands kommt. Im Hoch- sowie im Mittelspannungsnetz können derartige Spannungsänderungen durch automatisch geregelte Leistungstransformatoren beherrscht werden. Im Niederspannungsnetz sind jedoch üblicherweise keine unter Last regelbaren Transformatoren (sogenannte RONT) vorhanden und es bedarf dementsprechend einer alternativen Lösung.

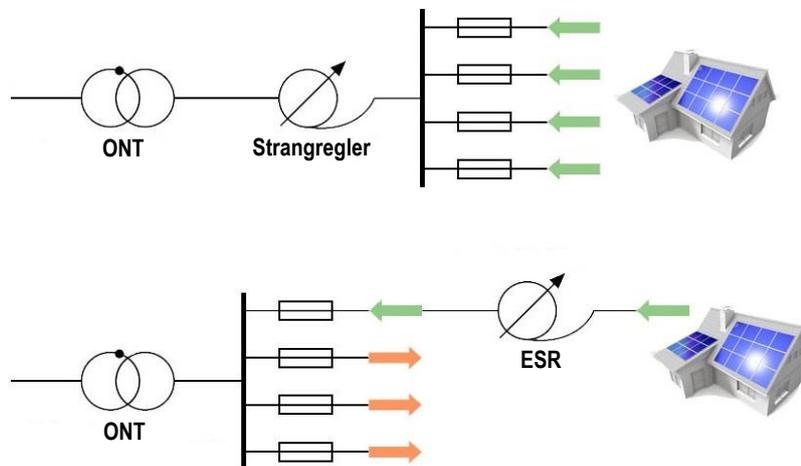


Bild 5 - Einsatzvarianten eines ESR

Vorwiegend in ländlichen Netzstrukturen ist das Verhältnis von produzierter zu verbrauchter Energie stark unausgewogen. Dies kann in vielen Fällen darauf zurückgeführt werden, dass PVA auf Agrargebäuden zumeist eine hohe Nennleistung aufweisen, jedoch der lokale Energiebedarf aufgrund der spärlichen Besiedlungsdichte eher gering ausfällt. Demzufolge kann es bei gutem Wetter zu einer Änderung des horizontalen Lastflusses bis hin zu einer Lastflussumkehr auf der Niederspannungsebene kommen (vgl. Bild 5, unten). Dadurch ist zudem ein vertikaler Lastfluss in die übergeordnete Spannungsebene möglich (vgl. Bild 5, oben). Einhergehend mit der Umkehr des Lastflusses wird die Netzspannung in Abhängigkeit der Einspeiseleistung angehoben. Eine mögliche Überschreitung der von der Norm vorgeschriebenen Spannungsgrenzen muss vom Netzbetreiber verhindert werden, was durch einen in der Regel teuren konventionellen Netzausbau realisiert werden muss. Eine alternative und wirtschaftliche Lösung ist der Einsatz eines Spannungslängsreglers. Dieser kann je nach Bedarf zur Regelung mehrerer (vgl. Bild 5, oben, als Strangregler) als auch zur Regelung einzelner Kabelstränge (vgl. Bild 5, unten, als ESR) eingesetzt werden. Eine besonders effektive Herangehensweise ist die Spannungserhöhung möglichst nah am Ort der Entstehung auszugleichen. Bei der Betrachtung von Ortsnetzen mit einer Vielzahl kleinerer PVA, die ungleichmässig in das Ortsnetz einspeisen, ist eine Lösung auf der Kabelstrecke sinnvoll. Damit wird nicht die Spannung im gesamten Ortsnetz verändert, sondern ausschliesslich in den betroffenen Strängen.⁷

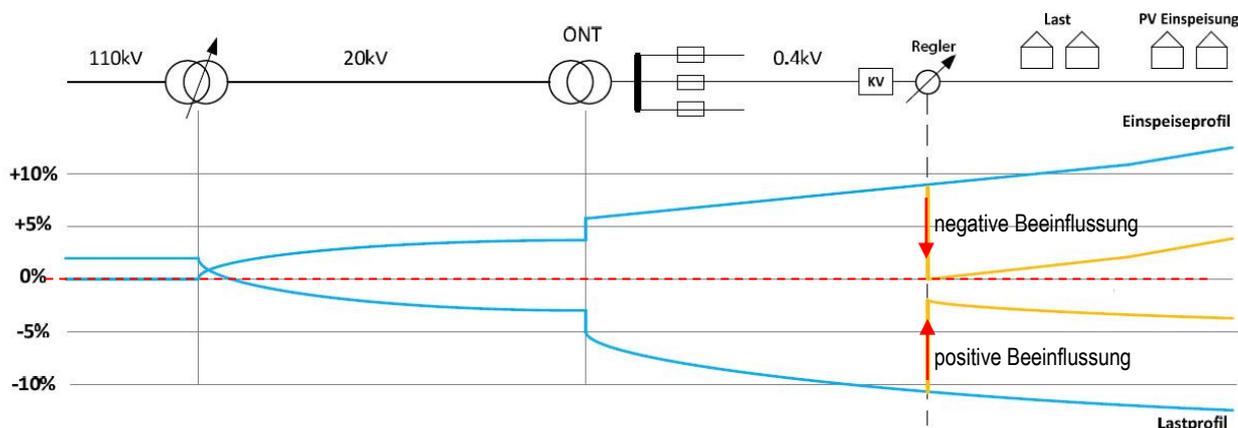


Bild 6 - Lastprofil, blau: ohne Regler, orange: mit Regler

⁷ Dieser Abschnitt stammt sinngemäss aus dem Artikel „Effizienzsteigerung in Niederspannungsnetzen“ (1).

Auf dem Markt sind Spannungslängsregler mit unterschiedlichen Anwendungsmöglichkeiten verfügbar, welche im Niederspannungsnetz mit Spannungshaltungsproblemen eingesetzt werden können. Abhängig von der verwendeten Topologie können gewisse Geräte die Spannung lediglich absenken. Dies entspricht dem Regelfall oberhalb der roten Linie in Bild 6. Andere Geräte sind zusätzlich in der Lage das Spannungsniveau im Bedarfsfall anzuheben, was somit beiden Regelfällen von Bild 6 entspricht.

3.3 Dynamiksimulation mit PF

Um von einem leistungselektronischen System ein realitätsgetreues Dynamikmodell in PF zu erstellen, müssen vorgängig die Rahmenbedingungen definiert werden. Unter diesen Aspekt fallen die Einflussfaktoren, welche das dynamische Verhalten des Systems massgeblich beeinflussen. Der erforderliche Detaillierungsgrad des Modells ist dabei abhängig vom Zeitrahmen der transienten Vorgänge, welche untersucht werden. Abhängig davon wird die Untersuchung entsprechend als RMS- oder aber als EMT-Simulation durchgeführt.

3.3.1 Definierende Faktoren des dynamischen Verhaltens

Die Faktoren, welche das dynamische Verhalten eines Systems beeinflussen, können in zwei Gruppen unterteilt werden. Das Verhalten wird zum einen bestimmt durch die Steuereinheit des Systems, welche die Regelung, die Überwachungsfunktionen, die Arbeitskennlinien und alle weiteren gerätespezifischen Funktionen implementiert. Zum anderen wird dieses bestimmt durch die physikalischen Eigenschaften der elektrischen Bestandteile des Systems. Darunter fallen Netzdrohseln, Halbleiterschalter, Filter, Transformatoren sowie alle weiteren gerätespezifischen Elemente, welche im Leistungskreis verbaut sind.

Bei der Erstellung eines Dynamikmodells in PF müssen beide Aspekte des Systems abgebildet werden. Dabei sind die physikalischen Eigenschaften bestimmt durch das von PF zur Verfügung gestellte Modell und der vom Nutzer festgelegten Parametrierung des Netzelements. Die Eigenschaften, welche durch die Steuereinheit des Systems definiert sind, werden anhand eines DSL-Blockmodells gerätespezifisch modelliert. Sind die definierenden Faktoren eines Systems vollständig abgebildet, kann dieses in ein beliebiges Netzmodell eingefügt werden, um beispielsweise das dynamische Verhalten eines VN zu untersuchen.

3.3.2 Dynamiksimulation mit PF

In PF stehen zwei verschiedene Dynamiksimulationsvarianten zur Verfügung. Zum einen ist dies die RMS- und zum anderen die EMT-Simulation. Abhängig vom Zeitrahmen der transienten Vorgänge, welche untersucht werden sollen, muss die passende Simulationsart gewählt werden. Transiente Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen können in drei möglichen Zeitrahmen eingeteilt werden:

- Kurzzeit- oder elektromagnetische Vorgänge
- Mittelzeit- oder elektromechanische Vorgänge
- Langzeit-Vorgänge

RMS-Simulation

Die Funktion zur Durchführung einer RMS-Simulation berücksichtigt das dynamische Verhalten von elektromechanischen Betriebsmitteln, Regel- sowie thermischen Einheiten. Bei Verwendung dieser Darstellung werden nur die fundamentalen Komponenten von Spannungen und Strömen berücksichtigt. Diese Simulationsart wird somit für die Untersuchung von Mittel- und Langzeitvorgängen verwendet.

EMT-Simulation

Spannungen und Ströme werden bei der EMT-Simulation durch ihre Momentanwerte dargestellt, so dass auch das dynamische Verhalten von passiven Netzelementen berücksichtigt wird. Dadurch wird ermöglicht, dass beispielsweise Harmonische Komponenten von Strömen und Spannungen untersucht werden können. Diese Simulationsart wird hauptsächlich für die Untersuchung von Kurzzeitvorgängen eingesetzt. Die EMT-Simulation kann aber auch für die Betrachtung von Mittel- und Langzeitvorgängen verwendet werden. Jedoch ist die Berechnung erheblich zeitaufwendiger als bei der Verwendung der RMS-Simulation.

4 Dynamikmodell des WR

Für weiterführende Informationen zu diesem Abschnitt wird auf **Anhang A** verwiesen.

Um WR bezogene Effekte im Netz zu untersuchen, bedarf es einem realitätsnahen Modell des WR. Dieses Kapitel erläutert die Vorgehensweise für den Aufbau sowie die verschiedenen Bestandteile und Funktionen der in PF erstellten WR-Dynamikmodelle.

4.1 Strukturen der PF-Modelle

Da das WR-Dynamikmodell verschiedenen Anforderungen gerecht werden muss, wurde zunächst ein RMS-Modell mit den geforderten Eigenschaften und Funktionen erstellt. Ausgehend von diesem Modell wurde überlegt, welche Änderungen vorgenommen werden müssen, um ebenfalls EMT-Simulationen durchführen zu können. Demzufolge werden in diesem Abschnitt die zur Verfügung stehenden Modellstrukturen erläutert.

4.1.1 RMS-Modell

Basierend auf Template-Modellen von PF, welche in der globalen Bibliothek zur Verfügung gestellt werden, wurde die Struktur für die Umsetzung des RMS-Modells gemäss Bild 7 gewählt. Dieses besteht zum einen aus dem Leistungskreis, welcher das PVA-Element (ElmPvsys), die Serieninduktivität Z_f sowie die Strom- und Spannungsmessung enthält (vgl. orange Markierung). Zum anderen wird das Modell definiert durch die Struktur des Regelkreises, welcher als DSL Blockmodell aufgebaut ist (vgl. rote Markierung). Ebenfalls im DSL-Blockmodell definiert, werden die in Abschnitt 4.2 beschriebenen Funktionen. Diese Struktur wird jedoch in Bild 7 nicht dargestellt.

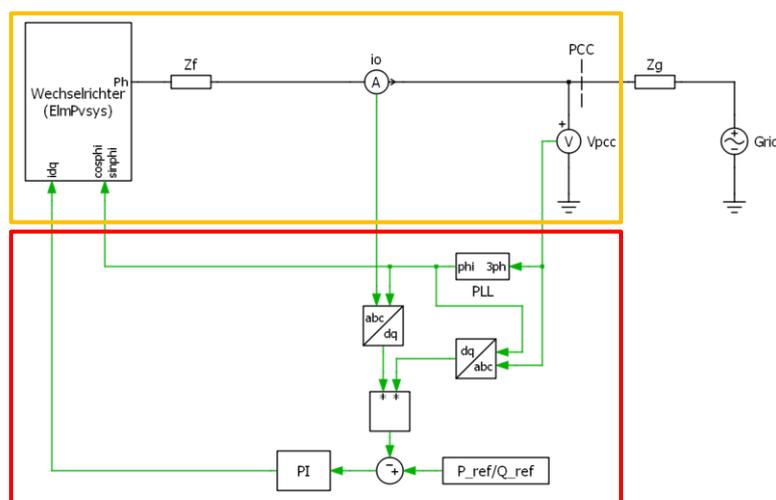


Bild 7 – Struktur des Leistungs- und Regelkreises des RMS-Modells

Die grundlegende Funktionsweise des RMS-Modells wird anhand von Bild 7 erläutert. Die PI-Regler für die Wirk- und Blindleistung agieren tatsächlich parallel. Daher ist zu beachten, dass die Signalleitungen in Bild 7 Vektorgrossen führen, was die Vereinfachung der Darstellung erlaubt. Am Ausgang des WR-Modells (vgl. PCC) werden der Ausgangsstrom sowie die Netzspannung gemessen. Diese Grössen werden in das DSL-Blockmodell geführt und dq-transformiert. Anschliessend wird die Einspeiseleistung berechnet. Diese Rückführgrösse wird mit der Sollleistungsvorgabe verglichen und die Regelabweichung dem PI-Regler übergeben. Die Stellgrösse des Reglers ist die Stromvorgabe für das PVA-Element (ElmPvsys). Zusätzlich wird vom Block „PLL“ der Referenzwinkel berechnet und ebenfalls dem PVA-Element (ElmPvsys) übergeben. Um das physikalische Verhalten des PVA-Elements (ElmPvsys) zu definieren, muss diesem die Serieninduktivität Z_f sowie die Scheinleistung der PVA angegeben werden.

4.1.2 EMT-Modelle

Das RMS-Modell wurde als Basis übernommen und auf die Bedürfnisse der EMT-Simulation angepasst. Hierzu musste einerseits die Verarbeitung der Messgrössen angepasst werden. Während bei der RMS-Simulation der Real- sowie der Imaginärteil der Messgrösse zurückgegeben wird, muss bei der EMT-Simulation der Momentanwert verarbeitet werden. Dementsprechend werden mittels der Park- und dq-Transformation die sinusförmigen Messgrössen in zeitlich konstante

Größen überführt. Dadurch wird erreicht, dass die übrige Struktur des Modells übernommen werden kann. Andererseits konnte festgestellt werden, dass die charakteristischen WR-Oberwellen im Ausgangsstrom fehlen, da diese vom PVA-Element (ElmPvsys) nicht erzeugt werden. Um diesen Missstand aufzuheben, wurde der Block „AddHarmonics“ ergänzt. Dieser addiert zum Ausgangsstrom die Stromharmonischen. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass das EMT-Modell stets einen Strom in das Netz einspeist, welcher mit realen Messdaten übereinstimmt.

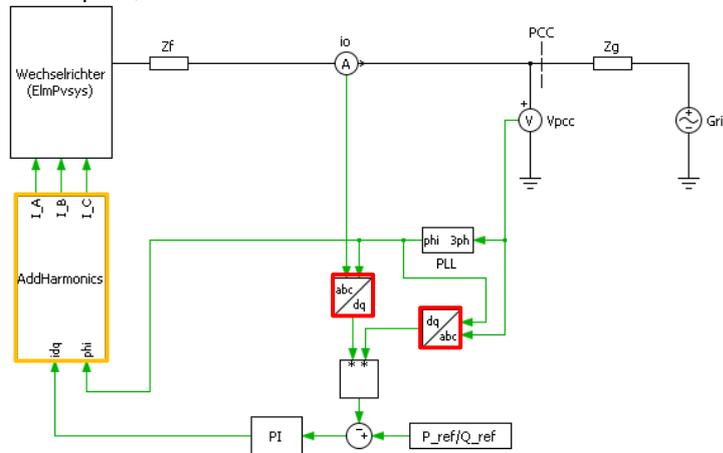


Bild 8 – Struktur des Leistungs- und Regelkreises der EMT-Modelle

Um den Einfluss des Zwischenkreisreglers im Modell nachzubilden, wurde eine erweitertes EMT-Modell erstellt. Zu beachten ist, dass der Zwischenkreisregler als Rückgabegrösse die Wirkstromvorgabe bereitstellt. Dadurch wird in diesem Modell nicht mehr die Leitung, sondern der Strom als Eingangsgrößen für den PI-Regler verwendet.

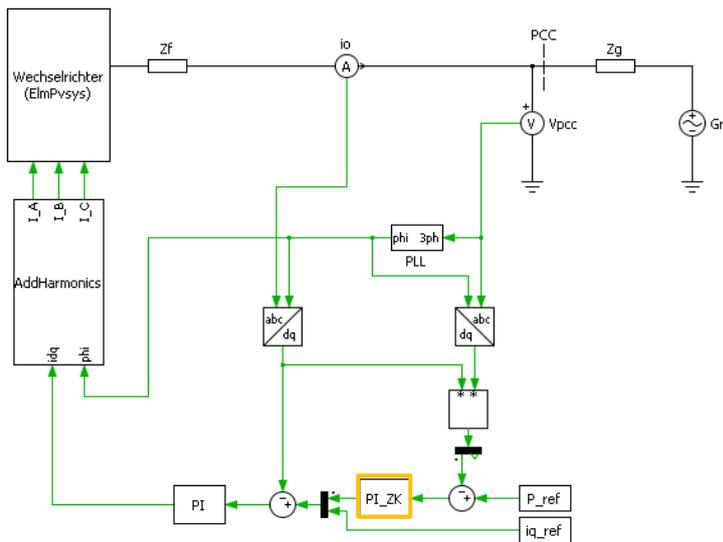


Bild 9 - Struktur des Leistungs- und Regelkreises des erweiterten EMT-Modells

4.2 Implementierte Funktionen

Um die normativen Voraussetzungen und die länderspezifischen Vorgaben zu erfüllen, müssen WR eine Vielzahl an Funktionen und Schutzmechanismen zur Verfügung stellen. Die im Modell implementierten Funktionen werden in diesem Abschnitt erläutert.

4.2.1 Netz- und Anlagenschutz

Diese Funktionen überwachen die Einhaltung der normativ vorgeschriebenen Grenzwerte für die Spannung sowie die Frequenz. Falls diese überschritten werden, wird der WR nach Ablauf der Verzögerungszeit zum Schutz vor Überfunktion vom Netz getrennt. Die Umsetzung dieser Funktion stützt sich auf die „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“, welche vom „Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen“ herausgegeben wurde.⁸

⁸ Weitere Informationen sind in „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.49-50, S.67 (20) zu finden.

4.2.1.1 Auslöse-Kennlinie Typ A

Bild 10 zeigt die Anforderungen für den Anschluss von Typ A EEA⁹ an das Nieder- sowie das Mittelspannungsnetz.¹⁰

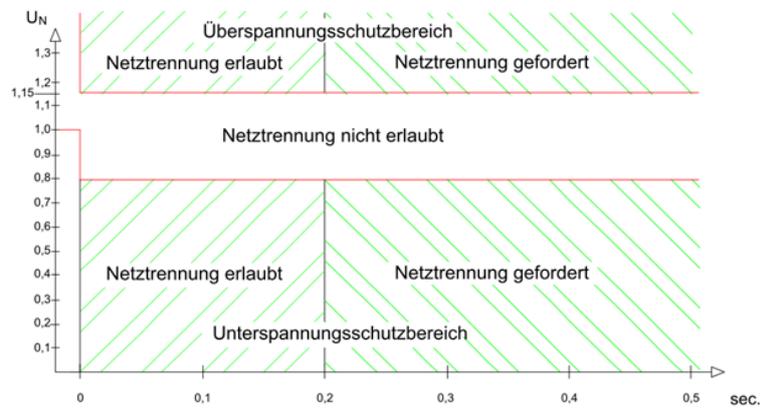


Bild 10 - Auslösekennlinie Typ A im Nieder- und Mittelspannungsnetz¹¹

Bild 10 kann entnommen werden, dass die Auslösekennlinie für Typ A EEA zwei Schwellenwerte aufweist. Bei der Überschreitung dieser muss die EEA umgehend (dies bedeutet im Zeitbereich von 50 ms bis 150 ms) vom Netz getrennt werden.

4.2.1.2 Auslöse-Kennlinie Typ B

Bild 11 zeigt die Auslösecharakteristik für Typ B EEA¹², welche ausschliesslich an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden.

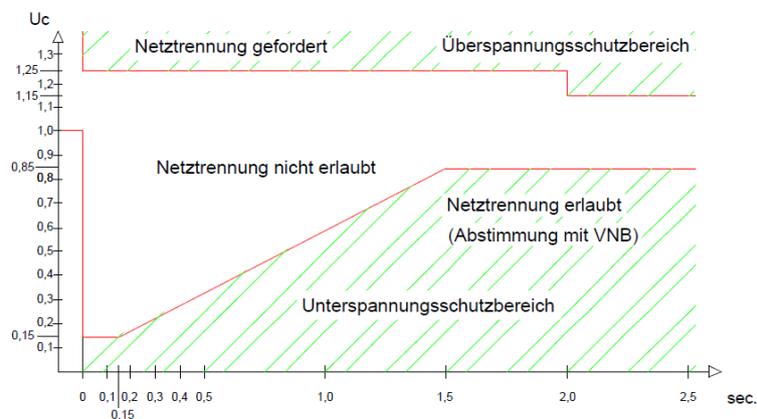


Bild 11 - U(t)-Kennlinie Typ B2 in der Mittelspannung¹³

Bei der Betrachtung der Charakteristik fällt auf, dass diese zwei zeitlich versetzte Oberschranken aufweist. Im Falle der Spannungsunterschranke wird im Gegensatz zu Abschnitt 4.2.1.1 keine statische, sondern eine spannungsabhängige Zeitbeschränkung eingehalten.

4.2.1.3 Wiederzuschaltbedingung

Eine weitere Anforderung der Norm ist die Überprüfung der Spannungs- sowie der Frequenzgrenzen vor der Wiederschaltung der EEA nach einer Störung. Konkret heisst dies für einen WR, dass die Spannung am Anschlusspunkt zwi-

⁹ Typ A EEA haben eine Nennleistung von 800 VA bis <1 MVA, S.14 (20).

¹⁰ Weitere Informationen sind in „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.49, S.67 (20) zu finden.

¹¹ Dieses Bild stammt aus „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.67 (20).

¹² Typ B EEA haben eine Nennleistung von 1 MVA bis <50 MVA, S.14 (20).

¹³ Dieses Bild stammt aus „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.51 (20).

schen 90 % und 110 % der Nennspannung und die Frequenz zwischen 47.5 Hz und 50.05 Hz liegen muss. Die Verzögerungszeit für die Wiedereinschaltung liegt in der Regel zwischen 2 min bis 30 min und muss mit dem VNB abgestimmt werden. Diese Anforderung gilt sowohl für die Nieder- als auch für die Mittelspannung.¹⁴

4.2.1.4 Einschaltverzögerung

Bei Anlagen mit mehreren WR an einem Standort ist es meist nicht ratsam, dass nach einer Störung alle WR gleichzeitig einschalten. Aus diesem Grund ist es möglich, dass jedem WR eine individuelle Einschaltverzögerungszeit zugewiesen wird. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass die Einspeiseleistung nach und nach erhöht wird und nicht eine plötzliche Änderung auftritt. Diese Zeitverzögerung ist demzufolge mit dem VNB zu vereinbaren.

4.2.2 Wirkleistungsreduktion

Dieser Abschnitt beschreibt zwei Funktionen: Zum einen ist dies die P(f)-Funktion, welche von der Norm gefordert wird und entsprechend umgesetzt wurde.¹⁵ Zum anderen ist dies die P(u)-Funktion. Diese wird zurzeit von der Norm nicht gefordert, soll aber für weiterführende Untersuchungen verwendet werden können.

4.2.2.1 P(f)-Funktion

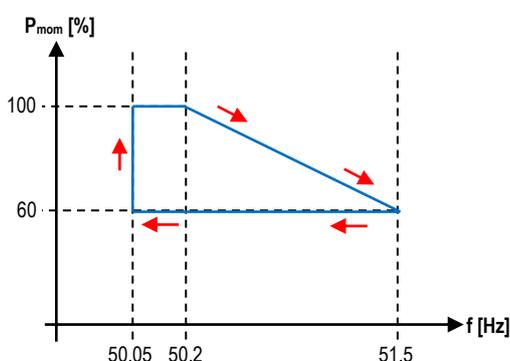


Bild 12 - Leistungsreduktion bei Überfrequenz

Die P(f)-Funktion wird von der Norm sowohl im Nieder- als auch im Mittelspannungsnetz gefordert.¹⁶ Bild 12 zeigt die Funktionsweise. EEA müssen bei Erreichen der Frequenz von 50.2 Hz die momentan erzeugte Wirkleistung P_{mom} einfrieren und bei weiterer Frequenzzunahme mit einem Gradienten von 40 %/Hz reduzieren. Unterschreitet die Frequenz die untere Grenze von 50.05 Hz kann die Reduktion aufgehoben werden und wieder mit 100 % P_{mom} eingespeist werden. Wird hingegen die Obergrenze von 51.5 Hz überschritten, so muss die EEA vom Netz getrennt werden. Diese Abschaltgrenze überwacht der Netz- und Anlageschutz (vgl. Abschnitt 4.2.1).

4.2.2.2 P(u)-Funktion

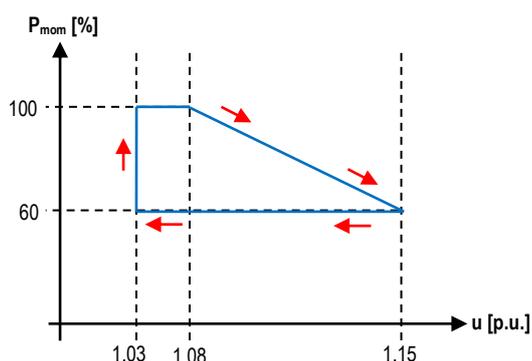


Bild 13 - Leistungsreduktion bei Überspannung

Auf die gleiche Weise wie die P(f)-Funktion reduziert die P(u)-Funktion P_{mom} in Abhängigkeit von der Spannung und fungiert somit als aktive Spannungsstabilisierung (vgl. Bild 13). Da diese Funktion von der Norm noch nicht definiert ist, wurden Grenzwerte angenommen. Somit wird P_{mom} ab 1.08 p.u. eingefroren und bei weiterer Spannungszunahme mit einem Gradienten von 600 %/p.u. reduziert. Bei der Unterschreitung von 1.03 p.u. wird die Begrenzung aufgehoben und wieder mit 100 % P_{mom} eingespeist. Die P(u)-Funktion kann ebenfalls in Verbindung mit der FRT-Funktion verwendet werden (vgl. Abschnitt 4.2.3). In diesem Fall regelt die FRT-Funktion die Blindleistung und die P(u)-Funktion bestimmt die Wirkleistung gemäss des vorgegebenen Gradienten.

¹⁴ Sinngemäß übernommen aus „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.53 und S.68 (20).

¹⁵ Diese Information stammt aus „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.54, S.69 (20).

¹⁶ Diese Information stammt aus „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.54, S.69 (20).

4.2.3 FRT-Funktion

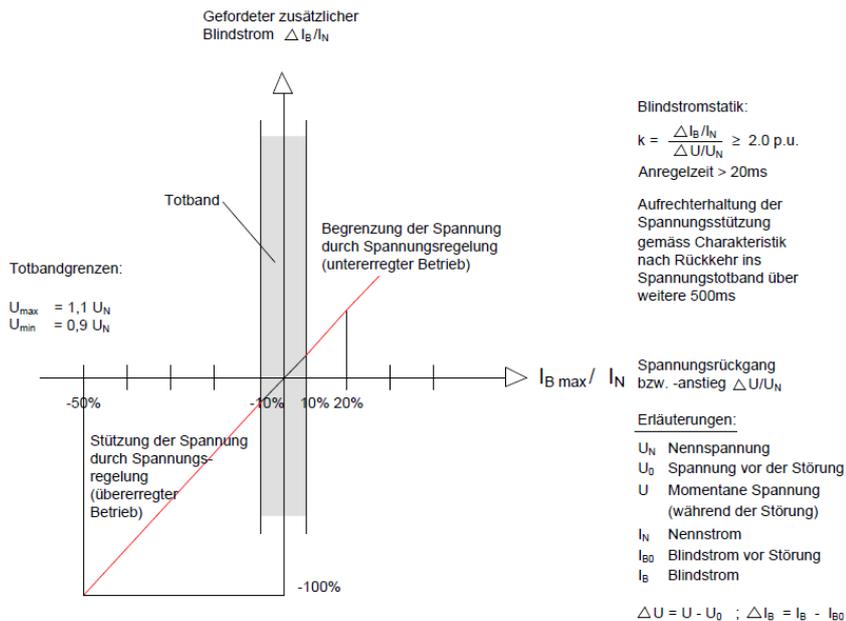


Bild 14 - Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehler [VDN TC 2007]

FRT oder auch LVRT bezeichnet die Funktion der dynamischen Netzstützung. Dabei fordert die Norm, dass EEA vom Typ B einen Blindstrom in das Mittelspannungsnetz einspeisen müssen, um die Spannung zu stützen.¹⁷ Dazu ist bei einer Spannungsabweichung von mehr als 10 % des Effektivwerts der Generatorspannung eine Spannungsregelung gemäss Bild 14 zu aktivieren. Diese Spannungsregelung muss die Bereitstellung eines Blindstroms am Verknüpfungspunkt mit einem Beitrag von mindestens 2 % des Nennstromes pro Prozent des Spannungseinbruchs sicherstellen. Die Anlage muss in der Lage sein, innerhalb von 20 ms den gewünschten Blindstrom bereitzustellen. Im Bedarfsfall muss eine Blindstromabgabe von mindestens 100 % des Nennstromes möglich sein. Nach Rückkehr der Spannung im Bereich des Totbandes muss die Spannungsregelung gemäss der vorgegebenen Charakteristik mindestens über 500 ms aufrechterhalten werden.¹⁸

Diese Funktion wird von der Norm zwar nur für Typ B EEA gefordert, welche in das Mittelspannungsnetz einspeist. Das Modell erlaubt jedoch diese Funktion für Anlagen im Niederspannungsnetz einzusetzen, um so die Effekte zu untersuchen.

4.3 Zwischenfazit

Die Dynamikmodelle bieten eine Vielzahl an Funktionen und können individuell parametrisiert werden. Auf diese Weise lassen sich die Modelle an verschiedene WR-Typen anpassen, was eine grosse Bandbreite an Untersuchungsmöglichkeiten eröffnet. Anhand der durchgeführten Plausibilitätsbetrachtungen konnte zudem gezeigt werden, dass das regelkreisbedingte Verhalten sowie die implementierten Funktionen den Vorgaben entsprechen. Für die Untersuchung von Mittel- und Langzeitvorgängen liefert das RMS-Simulationsmodell gute Resultate und kann ohne Einschränkungen verwendet werden.

Etwas anders verhält sich die Situation bei der Untersuchung von Kurzzeitvorgängen. Der Vergleich des EMT-Simulationsmodells mit dem realen WR zeigt, dass wesentliche Unterschiede feststellbar sind. Dieser Umstand ist auf das PVA-Element (ElmPvsys) zurückzuführen, welches einerseits den Einfluss der H-Brücke nicht nachbildet und andererseits das LCL-Filter durch eine Serieninduktivität approximiert. Andererseits muss der Regler aufgrund des PVA-Elements (ElmPvsys) den Strom anstelle der Spannung als Reglerausgangsgrösse bereitstellen, dies führt dazu, dass der Regelkreis ebenfalls nicht originalgetreu umgesetzt werden kann. Wird der Verlauf der FNI am VK des WR-Modells gemessen, so muss zudem festgestellt werden, dass dieser ebenfalls nicht mit gemessenen Verläufen übereinstimmt. Die Summe dieser Abweichungen hat zur Folge, dass die Oberwellen bezogenen Untersuchungen zu unbefriedigenden Resultaten führen, da die Simulationsergebnisse nicht mit realen Messdaten übereinstimmen.

Um das EMT-Modell zu verbessern, muss ein alternatives Netzelement gefunden werden, welches die realitätsgetreue Umsetzung des WR in PF erlaubt. Denn nur auf diese Weise kann es gelingen, verlässliche Simulationsergebnisse bei der Untersuchung von Kurzzeitvorgängen zu erhalten.

¹⁷ Weiterführende Informationen sind zu finden in „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.57 (20).

¹⁸ Sinngemäss übernommen aus „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“ S.56 (20).

5 Dynamikmodell von Spannungsreglern

Um zu betrachten, welche Auswirkungen dezentrale Spannungsregler auf Netze haben, bedarf es realitätsnaher Simulationsmodellen. Dieses Kapitel beinhaltet die Analyse von drei unterschiedlichen Systemen und erläutert den Aufbau sowie die verschiedenen Bestandteile und Funktionen der in PF erstellten Dynamikmodelle.

5.1 Analyse von Spannungsreglern

Für weiterführende Informationen zu diesem Abschnitt wird auf **Anhang B** verwiesen.

Dieser Abschnitt behandelt zwei verschiedene Typen von ESR sowie das Funktionsprinzip des RONT. Diese Informationen geben einen Einblick in den Aufbau und die Funktionsweise von Spannungsreglern. Basierend auf diesen Informationen kann anschliessend das Dynamikmodell in PF umgesetzt werden.

5.1.1 a.eberle – LVRSys

Die Topologie des a.eberle – LVRSys ist vom Prinzip her verständlich aufgebaut. Das System setzt sich aus insgesamt sechs einphasigen Spartransformatoren zusammen. Jeweils zwei sind pro Phase in Reihe geschaltet und die Spannungsregelung erfolgt phasenweise. Zwischen den Phasen gibt es keine Ausgleichswirkung und die Transformatoren verfügen über keine Ausgleichswicklungen.

Bild 15 zeigt das einphasige Prinzipschema des LVRSys. Die Basis dieses Reglers bilden die zwei Spartransformatoren (TR1 und TR2), welche auf der Sekundärseite in Serie geschaltet sind und über unterschiedliche Übertragungsverhältnisse verfügen. Durch das Zu- bzw. Abschalten der Transformatoren wird die Regelung der Ausgangsspannung in 1.5 % oder 2.5 % (abhängig von den verbauten Spartransformatoren) Stufen ermöglicht. Der maximale Regelbereich beträgt demzufolge entweder $\pm 6\%$ oder $\pm 10\%$. Die Transformatoren werden mittels einer Thyristorschaltung angesteuert, um die entsprechende Stufenposition auszuwählen.¹⁹

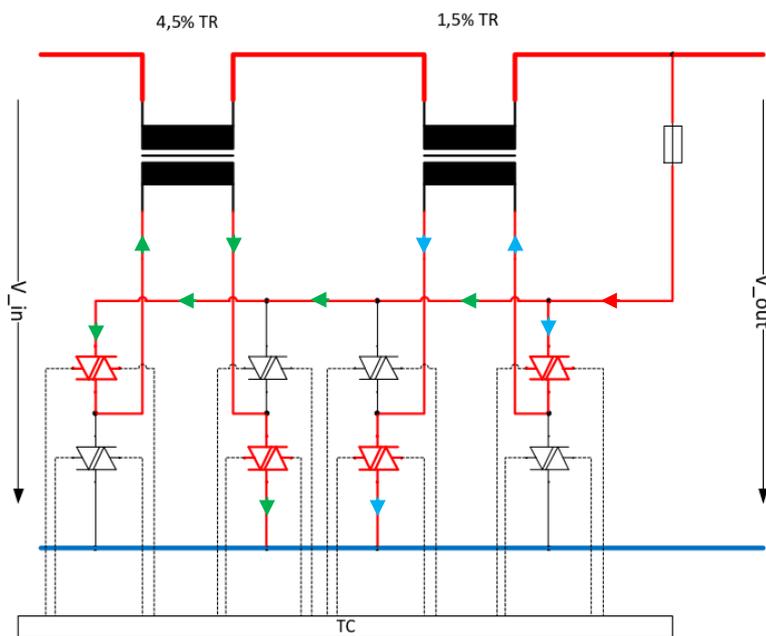


Bild 15 – Topologie des a.eberle – LVRSys, Beispiel für 3 % Spannungsabsenkung²⁰

¹⁹ Dieser Abschnitt stammt sinngemäss aus „Bedienungsanleitung LVRSys“ S.12 (24).

²⁰ Dieses Bild stammt aus „Bedienungsanleitung LVRSys“ S.14 (24).

Für ein besseres Verständnis der Wirkungsweise des Reglers zu erhalten, wird diese an einem Beispiel erläutert. Die Ausgangsspannung wird dabei um 3 % gegenüber der Eingangsspannung abgesenkt. Der Transformator TR1 übersetzt die Primärspannung in negativer Richtung und subtrahiert von der Ausgangsspannung 4.5 %. TR2 übersetzt die Primärspannung in positiver Richtung und addiert 1.5 % zur Ausgangsspannung. In allgemeiner Form lautet die Gleichung:

$$U_{out} = U_{in} + U_{s_TR1} + U_{s_TR2} \quad (5.1)$$

Das Vorzeichen der Spannung wird dabei von der Durchflussrichtung des Stroms auf der Primärseite bestimmt. Der rot eingezeichnete Pfad in Bild 15 zeigt die stromdurchflossenen Leitern. Die blauen Pfeile verdeutlichen dabei die Stromflussrichtung durch den 1.5 % und die grünen durch den 4.5 % Spartransformator. Zudem ist zu sehen, welche Thyristoren in diesem Betriebszustand leitend sind.²¹

5.1.2 EBG – ESR

Bild 16 zeigt die einphasige Prinzipschaltung des ESR, welche die Wirkungsweise des Geräts verdeutlicht. Wird diese Schaltung genauer betrachtet, so wird klar, dass es sich um einen Spartransformator kombiniert mit einer variablen Induktivität handelt. Dabei bilden die Windung w_2 des Trafos und die variable Induktivität einen komplexen Spannungsteiler (vgl. Bild 17). Demzufolge führt eine Erhöhung des Gleichstroms i_{DC} an der gesteuerten Induktivität zur Abnahme der Spannung U_{MCI} , wodurch die Spannung U_2 ansteigt. Über das eingestellte Übersetzungsverhältnis des Spartransformators ergibt sich der Spannungsabfall U_1 . Entsprechend der kirchhoff-schen Maschenregel stellt sich eine um U_1 reduzierte Spannung $U_s = U_p - U_1$ ein. Auf diese Weise kann am Ausgang des ESR die erforderliche Spannung stufenlos eingestellt werden.

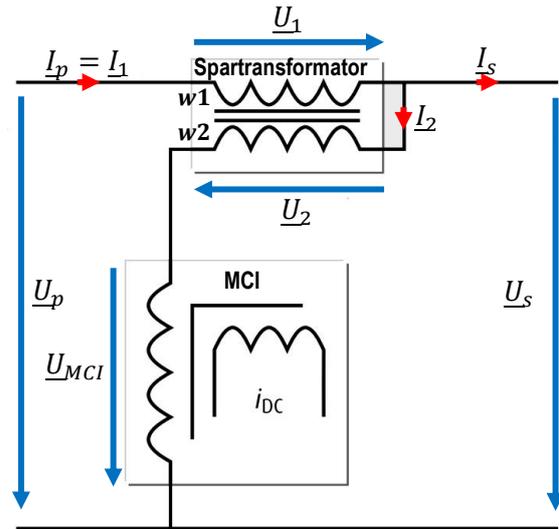


Bild 16 - Prinzipschaltung und Wirkungsweise des EBG – ESR

Zur Verdeutlichung der Wirkungsweise zeigt Bild 17 links das um die variable Induktivität erweiterte Prinzipschaltbild des Spartransformators, welches sekundärseitig mit einer ohmsch-induktiven Last verbunden wird. Bei der Betrachtung des resultierenden Zeigerdiagramms (vgl. Bild 17, rechts) kann das Verhalten der Schaltung nachvollzogen werden. Wird die Spannung U_{MCI} vergrößert, sinkt die Spannung U_2 und somit durch die Kopplung U_1 . Durch die Beziehung $U_s = U_p - U_1$ steigt die Spannung auf der Sekundärseite. Vice versa verhält sich die Situation bei der Reduktion von U_{MCI} .

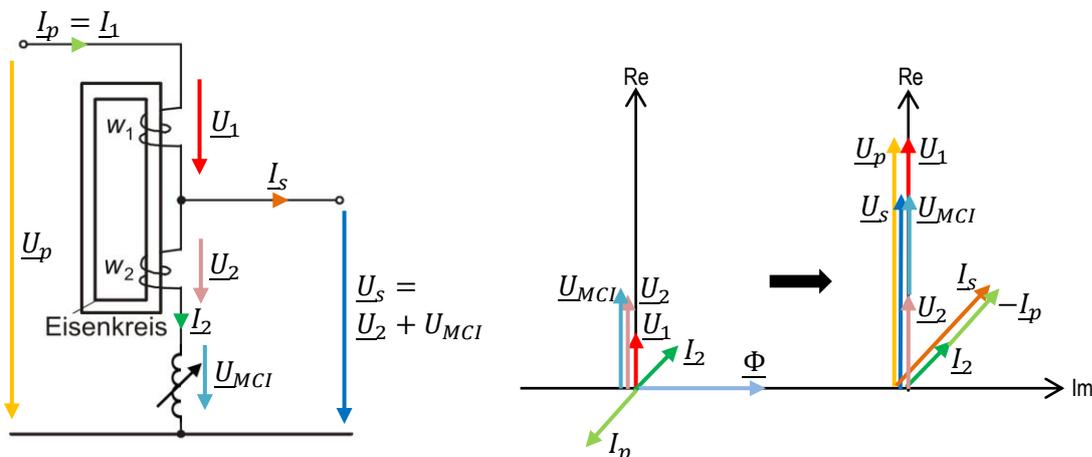


Bild 17 – Links: Prinzipschaltbild des Spartransformators mit variabler Induktivität, rechts: Zeigerdiagramm der Prinzipschaltung

²¹ Dieser Abschnitt stammt sinngemäss aus „Bedienungsanleitung LVRSys“ S.14 (24).

Anhand von Bild 32 und Bild 33 wird ersichtlich, dass das Herzstück des EBG - ESR gesteuerte Induktivitäten sind, welche auch als MCI bezeichnet werden. Die gesteuerte Induktivität ist eine gleichstromgeregelte Spule, mit der sich die Ausrichtung der magnetischen Dipole des Kernmaterials beeinflussen lässt. Folglich ist es möglich, durch die Quermagnetisierung einen virtuellen veränderbaren Luftspalt zu erzeugen. Ähnlich wie ein realer Luftspalt führt dies zur Scherung der Hystereseurve (vgl. Bild 34) und demzufolge zu einer Verringerung der relativen Permeabilität. Dadurch wird der magnetische Widerstand erhöht und der magnetische Fluss nimmt als Folge davon ab. Entsprechend führt dies zu einer Reduzierung der Induktivität.

Der Einfluss des Luftspaltes auf die Hystereseurve ist in Bild 18 zu sehen. Die Kurve ① zeigt die Verhältnisse für den geschlossenen Ring, während die Kurve ② die Scherung der Hystereseschleife durch den Luftspalt verdeutlicht. Es ist zu sehen, dass die Sättigung erst bei wesentlich höherer Feldstärke erreicht wird.²² Diese Hysterese zeigt bildlich, dass durch die Quermagnetisierung die magnetische Feldstärke H beeinflusst wird (vgl. roter Pfeil). Somit verschiebt sich diese bei gegebener magnetischer Flussdichte B mit zunehmendem Gleichstrom i_{DC} nach rechts.

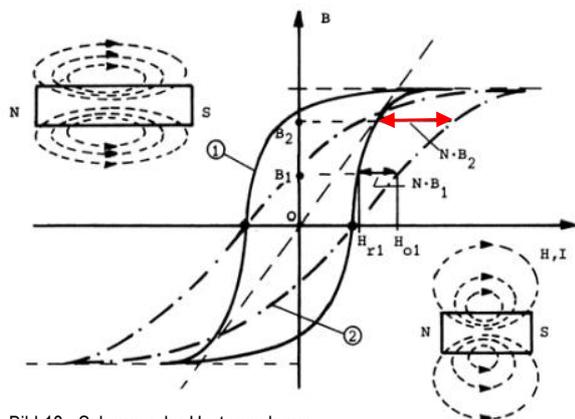


Bild 18 - Scherung der Hystereseurve

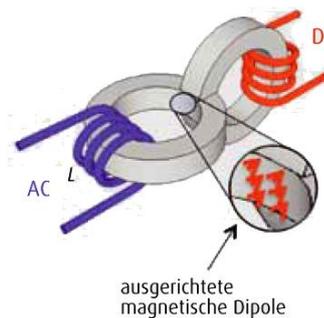


Bild 19 - Prinzip des virtuellen Luftspalts

Bild 19 zeigt den effektiven Aufbau der gesteuerten Induktivität. Es ist zu sehen, dass die beiden Magnetringe um 90° verdreht zueinander stehen. Am Berührungspunkt werden die magnetischen Dipole abhängig vom eingestellten Gleichstrom ausgerichtet. Dadurch kann der virtuelle Luftspalt stufenlos verändert werden. Dementsprechend nimmt die Induktivität mit zunehmendem Gleichstrom ab. Dadurch sinkt im Endeffekt der Spannungsabfall über der Induktivität.²³

5.1.3 RONT

Zur Regelung der Spannung kann bei einem Transformator das Übersetzungsverhältnis durch Änderung der Windungszahl angepasst werden. Grundsätzlich ist es hierfür unerheblich, ob auf die Windungszahl auf der Oberspannungsseite (OS) oder Unterspannungsseite (US) eingegriffen wird. Üblicherweise wird die OS-Wicklung mit Anzapfungen ausgestattet, da diese aus konstruktiven Gründen leichter zugänglich ist. Zudem fließen OS-seitig geringere Ströme, die vom Stufenschalter leichter geregelt werden können.²⁴

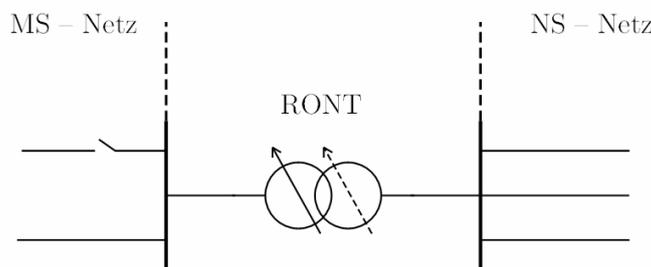


Bild 20 – Prinzipschaltbild des RONT

Bild 21 zeigt das Modell der Wicklungen um den Eisenkern des RONT. Dabei ist auf der linken Seite der Stufenschalter dargestellt. Dieser kann sowohl nach links wie auch nach rechts bewegt werden. Dadurch kann dieser die Anzapfungen

²² Dieser Abschnitt sowie Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. stammen aus „Technik der magnetischen Videosignalaufzeichnung“ (3).

²³ Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. stammt aus dem Artikel „Effizienzsteigerung in Niederspannungsnetzen“ (1).

²⁴ Dieser Abschnitt wurde von: <http://ront.info/systemwirkung-ront/grundlagen-ront/ausfuhrungsformen/> (8) übernommen.

der Stufen- und Stammwicklungen kurzschliessen und so das Windungszahlverhältnis verändern. Als Folge davon ändert sich die Spannung am Ausgang des Transformators.

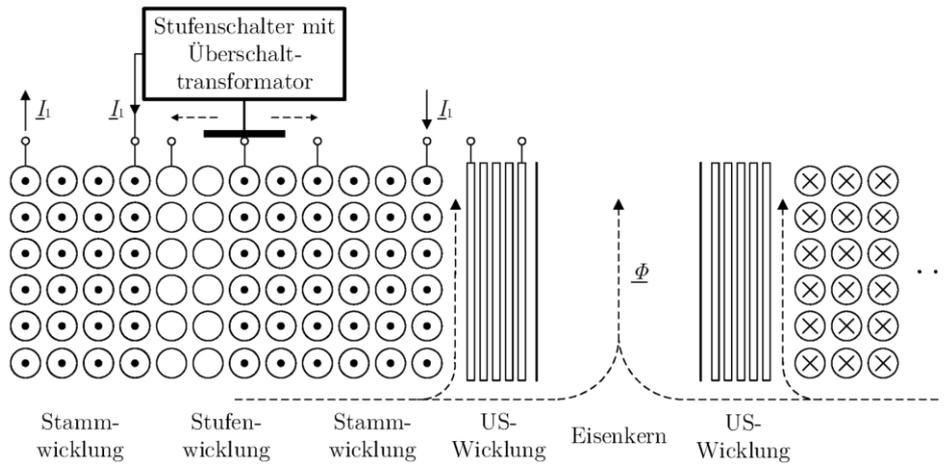


Bild 21 - Modell der Wicklungen um den Eisenkern²⁵

Ein RONT kann mit mehreren Anzapfungen ausgestattet werden, wodurch erreicht wird, dass dieser verschiedene Übersetzungsverhältnisse einstellen kann. In den Zwischenstellungen mit zwei zugeschalteten Anzapfungen, den sogenannten Brückenpositionen, fließt aufgrund der Potenzialdifferenz jeweils ein Ausgleichsstrom, der durch die Drosseln im Überschlusstransformator begrenzt wird.²⁶

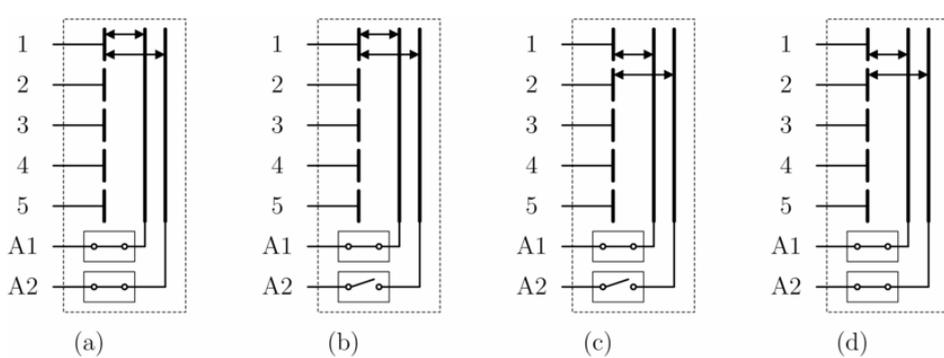


Bild 22 - Umschaltvorgang des Stufenschalters mit fünf Anzapfungen und zwei Schaltern²⁷

Um das Funktionsprinzip des Stufenschalters zu verdeutlichen, wird in Bild 22 schrittweise gezeigt, wie dies vonstatten geht. Zunächst sind beide Stufenschalterkontakte mit der Anzapfung 1 verbunden (vgl. (a)). Um den Umschaltvorgang zu beginnen, wird der Schalter A2 geöffnet (vgl. (b)). Nun werden die Kontakte mit Hilfe einer Antriebseinheit so verschoben, dass diese mit den Anzapfungen 1 und 2 verbunden sind (vgl. (c)). Schlussendlich kann der Schalter A2 wieder geschlossen werden und der unterbrechungsfreie Umschaltvorgang ist abgeschlossen (vgl. (d)).²⁸

5.2 Struktur der PF-Modelle

Für weiterführende Informationen zu diesem Abschnitt wird auf **Anhang C** verwiesen.

Basierend auf den Informationen aus Abschnitt 0 wurden Dynamikmodelle für die drei Spannungsreglertypen erstellt. Die Struktur sowie die Funktionen der Modelle werden in diesem Abschnitt zusammenfassend erläutert.

²⁵ Dieses Bild stammt von: <http://ront.info/systemwirkung-ront/grundlagen-ront/ausfuehrungsformen> (8).

²⁶ Dieser Abschnitt wurde von: <http://ront.info/systemwirkung-ront/grundlagen-ront/ausfuehrungsformen> (8) übernommen.

²⁷ Dieses Bild stammt von: <http://ront.info/systemwirkung-ront/grundlagen-ront/ausfuehrungsformen> (8).

²⁸ Dieser Abschnitt wurde sinngemäss von: <http://ront.info/systemwirkung-ront/grundlagen-ront/ausfuehrungsformen> (8) übernommen.

5.2.1 a.eberle – LVRSys

Bild 23 zeigt den strukturellen Aufbau des a.eberle – LVRSys Dynamikmodells. Bei der Betrachtung des Leistungskreises ist zu sehen, dass das Modell, anders als in Abschnitt 5.1.1 beschrieben, nur mit einem Spartransformator mit Tap-Stufenschalter aufgebaut ist (vgl. orange Markierung). Dies kann so realisiert werden, weil dem Transformatorelement (ElmTr2) die Impedanzänderung pro Stufe vorgegeben werden kann. Dementsprechend ist es nicht notwendig, zwei in Serie geschaltete Transformatoren im Modell zu verwenden. Am Ausgang des ESR wird die Spannung sowie der Strom gemessen und für die Stufenregelung in das Gerät zurückgeführt. Im Block „TapChanger“ wird anhand dieser Netzgrößen überwacht, ob eine Stufenumschaltung erfolgen muss. Der gemessene Strom wird zudem im Block „Impedance“ mit der eingestellten Leistungsimpedanz multipliziert, um die Spannung am Ende des Stranges zu berechnen.

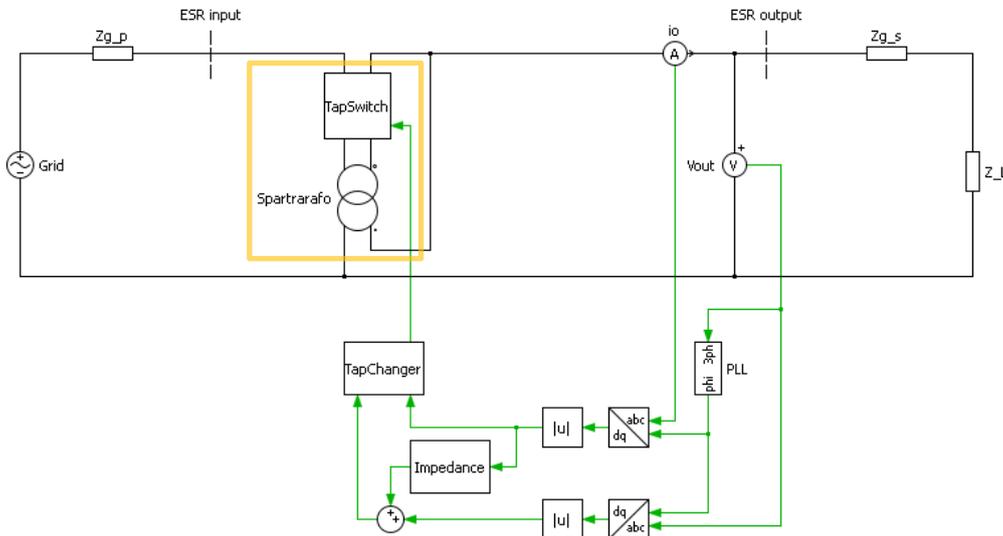


Bild 23 - Struktur des Leistungs- und Regelkreises des a.eberle – LVRSys

5.2.1.1 Zeitverhalten

Die Implementation des Zeitverhaltens ist gemäss der technischen Begleitdokumentation von a.eberle²⁹ implementiert. Das Zeitverhalten bestimmt die Reaktionszeit des Reglers, wenn die Referenzspannung U_{ref} das Toleranzband verlässt. Die Abweichung der Referenzspannung U_{ref} von der Sollspannung U_{soll} wird gemäss folgender Formel berechnet:

$$\Delta u = \left| \frac{U_{ref} - U_{soll}}{U_{soll}} \right| \quad (5.1)$$

Anhand der Spannungsabweichung Δu in p.u. und dem eingestellten Zeitverhalten ZV kann anschliessend die Reaktionszeit T_p berechnet werden:

$$T_p = \frac{30s \cdot Stufe \cdot 0.6}{\Delta u \cdot ZV} \quad (5.2)$$

Bei dieser Zeitcharakteristik handelt es sich um ein integrales Regelverhalten. Dabei reagiert der Spannungsregler mit einer variablen Verzögerungszeit. Das bedeutet, je grösser die Regelabweichung ist, desto schneller wird die Schalthandlung ausgeführt.

5.2.1.2 Toleranzband

Liegt der Istwert der Spannung im Toleranzband, ist die Regelung inaktiv. Bei der Über- oder Unterschreitung der Toleranzbandgrenze wird die Regelung aktiviert und schaltet die Tap-Stufen in Abhängigkeit des eingestellten Zeitverhaltens um. Es ist zu beachten, dass das LVRSys die Spannung sowohl in positiver wie auch in negativer Richtung beeinflussen kann. Dementsprechend gibt es eine positive wie auch eine negative Toleranzbandgrenze (vgl. Bild 24).

²⁹ Alle Informationen zu diesem Gerät sind zu finden in der „Bedienungsanleitung“ (24) sowie in der „technischen Begleitdokumentation“ (23).

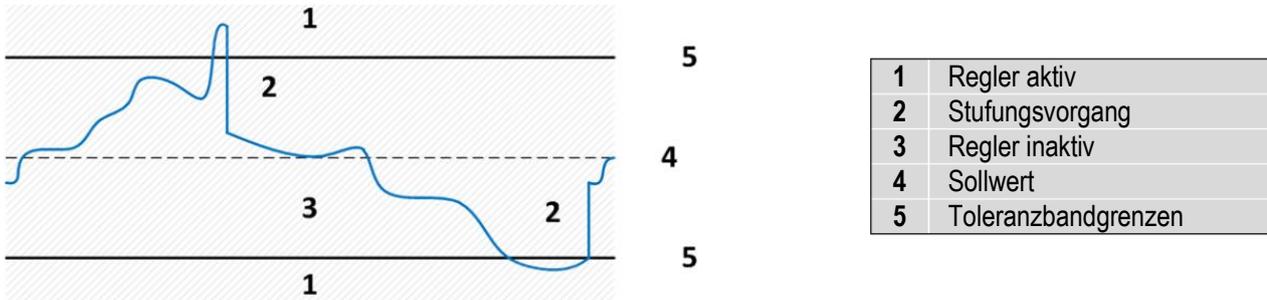


Bild 24 - Toleranzbandzone³⁰

5.2.1.3 Netzimpedanz

Diese Funktion bedingt die Strommessung am Ausgang des LVRSys, welche beim realen System als Option erhältlich ist. Anhand des gemessenen Stroms sowie dem parametrierbaren Wert der Netzimpedanz wird die Spannungsanhebung am Ende des Strangs berechnet. Auf diese Weise kann die Spannung am Ausgang geregelt werden, ohne dass dort eine Messvorrichtung vorhanden ist. Anhand von Bild 25 wird dieses Prinzip erläutert.

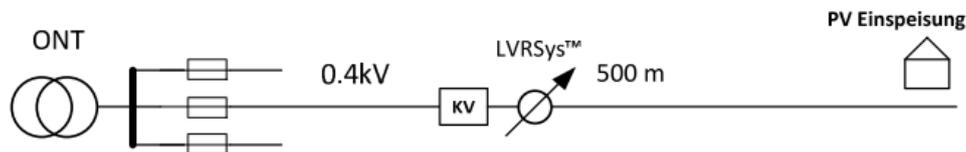


Bild 25 – Beispiel: Netzausläufer mit 500 m Kabelstrecke³¹

Im Beispiel würde sich bei einem Stromfluss von 100 A der Spannungswert am Kabelende U_{VK} gegenüber dem Spannungswert des Reglers U_{ESR} um $100 \text{ A} \times 0,1 \Omega = 10 \text{ V}$ unterscheiden. Bei Parametrierung der Netzimpedanz Z_{Line} errechnet der Regler permanent die Spannung gemäss (5.3).

$$U_{VK} = U_{ESR} + Z_{Line} * I_{Line} \quad (5.3)$$

Durch diese Anpassung wird nicht mehr die Spannung am Ausgang des Reglers entsprechend den Toleranzbandgrenzen geregelt, sondern die Spannung am VK (vgl. Bild 25, PV Einspeisung). Um die Funktion zu deaktivieren, muss lediglich der Wert der Impedanz auf 0Ω gesetzt werden.

5.2.1.4 Sicherheitsgrenzwerte

Um das LVRSys vor unerlaubten Betriebszuständen zu schützen, wird eine Spannungsunter- sowie eine Spannungsobergrenze überwacht. Zusätzlich wird aus der Referenzspannung und dem Referenzstrom die Leistung berechnet, um sicherzustellen, dass die Nennleistung des LVRSys nicht überschritten wird. Den Grenzwerten ist jeweils eine Auslösezeit zugeordnet, welche individuell parametrisiert werden kann.

5.2.2 EBG – ESR

Der etwas spezielle Aufbau des EBG – ESR, welcher in Abschnitt 5.1.2 gezeigt wurde, kann in PF nicht exakt nachgebildet werden. Aus diesem Grund wird für den Leistungskreis die gleiche Struktur verwendet wie für das a.eberle – LVRSys (vgl. Bild 23). Um das schaltbedingte Impedanzverhalten des EBG – ESR nachzubilden, kann dieses dem Transformator-element (ElmTr2) hinterlegt werden. Auf diese Weise ist eine gute Approximation des realen Systems möglich. Der Strom und die Spannung am Ausgang des ESR werden für die Regelung in das Gerät zurückgeführt. Der Block „U(P)-Funktion“ berechnet aus diesen Netzgrößen die Sollwertvorgabe für die Regelung. Zusätzlich übernimmt dieser Block die Aufgabe der Grenzwertüberwachung. Die Sollwertvorgabe der Spannung wird mit der Ausgangsspannung des ESR verglichen und die Regelabweichung an den Block „TapChanger“ übergeben. Abhängig vom Spannungsniveau und der Rückspeiseleistung wird die Vorgabe für die Ausgangsspannung berechnet.

³⁰ Diese Grafik stammt aus der „Bedienungsanleitung“ S.40 (24).

³¹ Diese Grafik stammt aus der „Bedienungsanleitung“ S.42 (24).

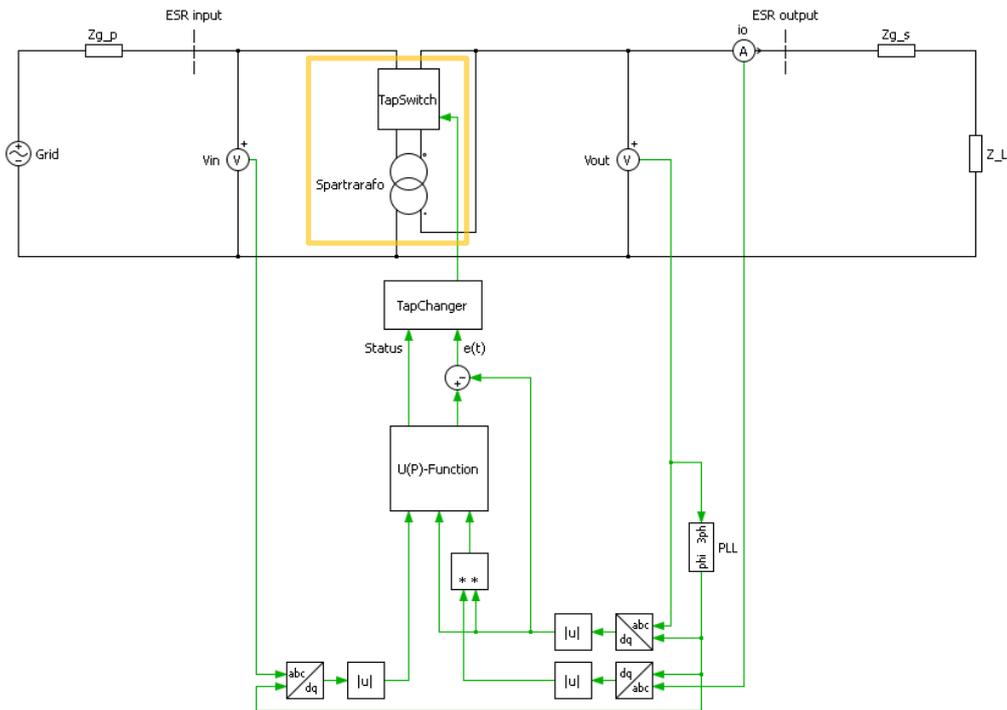


Bild 26 - Struktur des Leistungs- und Regelkreises des EBG – ESR

Wie beschrieben in Abschnitt 5.1.2, verfügt der EBG – ESR nicht über Stufen, sondern kann die Spannungsabsenkung stufenlos vorgeben. In PF gibt es jedoch kein Element, welches dieses Vorgehen ermöglicht. Um diesem Umstand dennoch nachzukommen, wird dem Transformatorelement (ElmTr2) vorgegeben, dass dieses über 10'000 Stufen verfügt. Dadurch werden die einzelnen Stufenschritte derart klein, dass die Spannungsregelung approximativ als kontinuierlich betrachtet werden kann.

5.2.2.1 U(P)-Funktion

Das zentrale Element der U(P)-Funktion ist die Regelkurve gemäss Bild 29. Diese gibt dem Regler einen rückspeiseabhängigen Sollwert für die ESR-Ausgangsspannung vor. Auf diese Weise wird mit zunehmender Einspeiseleistung der PVA die Spannungserhöhung am Verknüpfungspunkt kompensiert. Die U(P)-Funktion ist eine Geradengleichung, die durch die Parameter U_{min} , U_{max} , P_{min} und P_{max} definiert wird. Diese können je nach Situation im VN beliebig angepasst werden. Wenn eine Rückspeisung ab dem Wert P_{min} gemessen wird, wird das Spannungsniveau am Ausgang mit der Regelkurve verglichen und überprüft, ob eine Spannungsabsenkung vorgenommen werden muss. Die Spannungsabsenkung erfolgt, wenn die gemessene Spannung oberhalb der *blauen* Geraden liegt (vgl. Bild 27). In diesem Fall wird das ΔU zwischen der Ist- und der Soll-Spannung berechnet und die Spannung am Ausgang des ESR entsprechend abgesenkt. Sollte die Ist-Spannung jedoch kleiner oder gleich der *blauen* Geraden sein, so wird die Spannung nicht beeinflusst. Der Wert U_{oberg} ist eine weitere Einschaltsschwelle des Reglers.

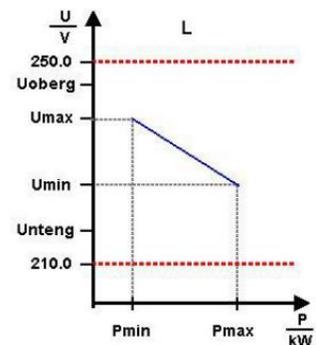


Bild 27 - Regelkurve

Überschreitet das Spannungsniveau am Ausgang des ESR diese Grenze, wird die Regelung trotz fehlender Rückspeisung (P_{min} wird nicht erreicht) gestartet und das Spannungsniveau auf U_{max} abgesenkt. Das Über- oder Unterschreiten der *rot* markierten Grenzen führt zur Abschaltung des ESR und dient dem Schutz des Geräts.³²

5.2.2.2 Regelung

Im Block „TapChanger“ wird ein I-Regler eingesetzt für die Tap-Positionsvorgabe. Dieser Block verfügt einerseits über den Eingang für die Regelabweichung $e(t)$ sowie über einen weiteren für den Status (vgl. Bild 26). Mit dem Status-Eingang wird dem Regler von der U(P)-Funktion mitgeteilt, ob die Ausgangsspannung geregelt oder der aktuelle Zustand beibehalten werden soll. Dies ist abhängig vom Niveau der Ist-Spannung im Vergleich zur *blauen* Geraden (vgl. Bild 29). Es ist

³² Dieser Abschnitt wurde sinngemäss aus der „Bedienungsanleitung“ S.10 und S.13 (25) übernommen.

anzumerken, dass für die Implementation des Reglers keine detaillierten Informationen von EBG zur Verfügung gestellt wurden. Demzufolge musste die Struktur sowie das implementierte Verhalten anhand der Bedienungsanleitung³³ nachvollzogen werden.

5.2.3 RONT

Anders als die ESR ist der RONT mit einem Volltransformator aufgebaut, welcher über einen Stufenschalter verfügt. Diese Topologie kann ohne Einschränkungen mit dem Transformatorelement (ElmTr2) in PF realisiert werden. Für die Tap-Stufenregelung wird lediglich die Spannung am Ausgang des RONT gemessen und in das Gerät zurückgeführt. Der Block „TapChanger“ überwacht anhand dieser Netzgrösse, ob die Tap-Stufe umgeschaltet werden muss.

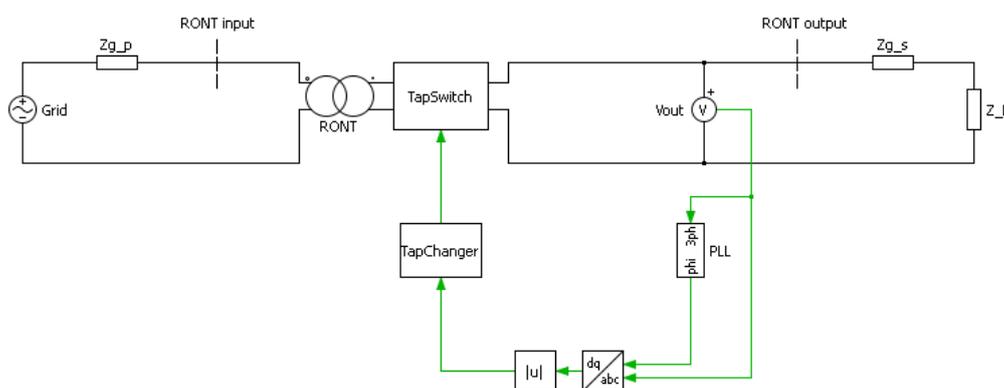


Bild 28 - Struktur des Leistungs- und Regelkreises des RONT

5.2.3.1 Zeitverhalten

Zur Minimierung der Anzahl an Schalthandlungen kann je nach Regelungssystem über zwei Varianten eine Verzögerung in den Regelalgorithmus eingebunden werden. Beim linearen Regelverhalten wird eine Schalthandlung ausgelöst, nachdem das Toleranzband verlassen wurde und ein Timer abgelaufen ist. Beim integralen Regelverhalten reagiert der Spannungsregler mit einer variablen Verzögerungszeit. Das bedeutet, je grösser die Regelabweichung ist, desto schneller wird die Schalthandlung ausgeführt.³⁴

5.2.3.2 Toleranzband

Die eigentliche Regelung basiert auf einem Soll-Ist-Wert-Vergleich, bei dem überprüft wird, ob der Augenblickswert innerhalb des Toleranzbandes liegt. Werden die Grenzen des Toleranzbandes verletzt, wird eine Schalthandlung initiiert, die den Spannungswert um eine Stufe anhebt beziehungsweise absenkt. Die Lage des Toleranzbandes wird dabei über die Vorgabe des Sollwertes und dessen zulässige positive und negative Abweichung definiert. Typischerweise liegt das Toleranzband symmetrisch um den Sollwert (vgl. Abschnitt 5.2.1.2, Bild 26).³⁵

5.3 Erweiterung zum EMT-Modell

Für weiterführende Informationen zu diesem Abschnitt wird auf **Anhang C** verwiesen.

Zu beachten ist, dass diese Modelle sowohl für die RMS- wie auch für die EMT-Simulation zur Verfügung stehen. Um die in Abschnitt 5.2.1 - 5.2.3 erläuterten Spannungsreglermodelle für EMT-Simulationen zu verwenden, musste die Verarbeitung der Messgrössen angepasst werden. Während bei der RMS-Simulation der Real- sowie der Imaginärteil der Messgrösse zurückgegeben wird, muss bei der EMT-Simulation der Momentanwert verarbeitet werden. Dementsprechend werden mittels der Park- und dq-Transformation die sinusförmigen Messgrössen in zeitlich konstante Grössen überführt. Dadurch wird erreicht, dass die übrige Struktur des Modells übernommen werden kann.

³³ Diese Informationen können der „Bedienungsanleitung“ (25) entnommen werden.

³⁴ Dieser Abschnitt wurde sinngemäss von <http://ront.info/systemwirkung-ront/regelung/> (8) übernommen.

³⁵ Dieser Abschnitt wurde sinngemäss von <http://ront.info/systemwirkung-ront/regelung/> (8) übernommen.

5.4 Zwischenfazit

Durch die analytische Betrachtung verschiedener Spannungsreglertypen sowie basierend auf den Informationen aus Herstellerdokumenten ist es gelungen, das Funktionsprinzip der Systeme aufzuzeigen. Gestützt auf diese Erkenntnisse wurden schrittweise drei individuelle Spannungsreglermodelle in PF umgesetzt, welche die gerätespezifischen Funktionen und Sicherheitsgrenzen implementiert haben. Für die Untersuchung von Mittel- und Langzeitvorgängen liefern die RMS-Simulationsmodelle gute Resultate und können ohne Einschränkungen verwendet werden.

Wird der gemessene FNI-Verlauf vom EBG – ESR mit dem abgebildeten FNI-Verlauf im Modell verglichen, so ist eine Diskrepanz feststellbar. Diese führt dazu, dass die oberwellenbezogenen Untersuchungen zu abweichenden Simulationsergebnissen führen. Es muss daher davon ausgegangen werden, dass die FNI-Verläufe aller Spannungsreglermodelle Abweichungen vom realen Verlauf aufweisen.

Um die EMT-Modelle originalgetreu umzusetzen, ist die Erhebung zusätzlicher FNI-Messungen an den entsprechenden Spannungsreglern zu empfehlen. So können weiterführende Erkenntnisse bezüglich der FNI-Beeinflussung gewonnen werden. Zudem muss ein Weg gefunden werden, damit diese gemessenen Verläufe den Modellen hinterlegt werden können. Denn nur auf diese Weise kann es gelingen, verlässliche Simulationsergebnisse bei der Untersuchung von Kurzzeitvorgängen zu erhalten.

6 Untersuchungen am generischen Netz

Für weiterführende Informationen zu diesem Abschnitt wird auf **Anhang D** verwiesen.

Basierend auf den in Kapitel 4 und 5 beschriebenen Dynamikmodellen wurde ein generisches Netzmodell erstellt. Anhand dieses Modells wurden verschiedene Betriebszustände verglichen und untersucht, wie sich die aktive Spannungsstabilisierung auf den Verlauf der Netzspannung auswirkt. Zudem bildet dieses Netzmodell die Ausgangslage für weiterführende Dynamikuntersuchungen und kann entsprechend an die spezifischen Bedürfnisse angepasst werden.

6.1 Modellübersicht

Als Ausgangslage für das generische Modell wurde das Übungsbeispiel 736 von PF verwendet. Dieses beinhaltet eine Hoch- sowie eine Mittelspannungsebene (vgl. Bild 29). Die Synchrongeneratoren auf der Hochspannungsebene speisen das Netz und sind mit einem Dynamikmodell eines Turbinen- sowie eines Spannungsreglers versehen. Auf der Mittelspannungsebene sind zwei Asynchronmotoren sowie diverse Lasten installiert. Diese beziehen eine konstante Leistung und weisen kein dynamisches Verhalten auf. Die Netzebenen sind über die farblich gekennzeichneten Sammelschienen miteinander verbunden.

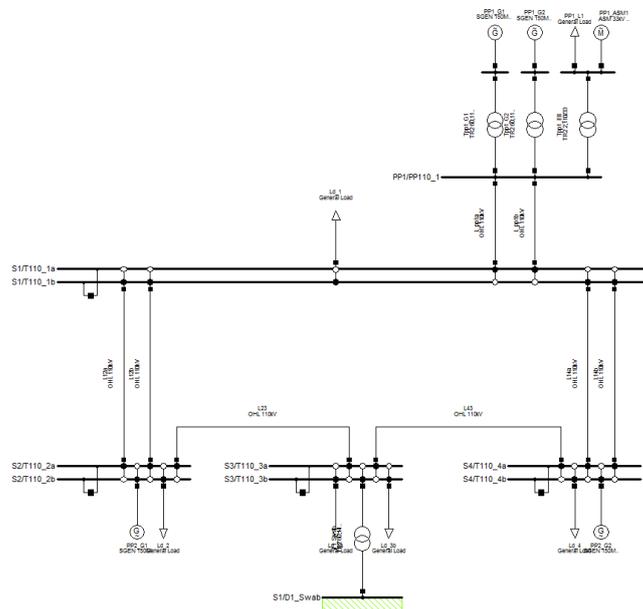


Bild 29 – Generisches Netzmodell, HV-Netzmodell

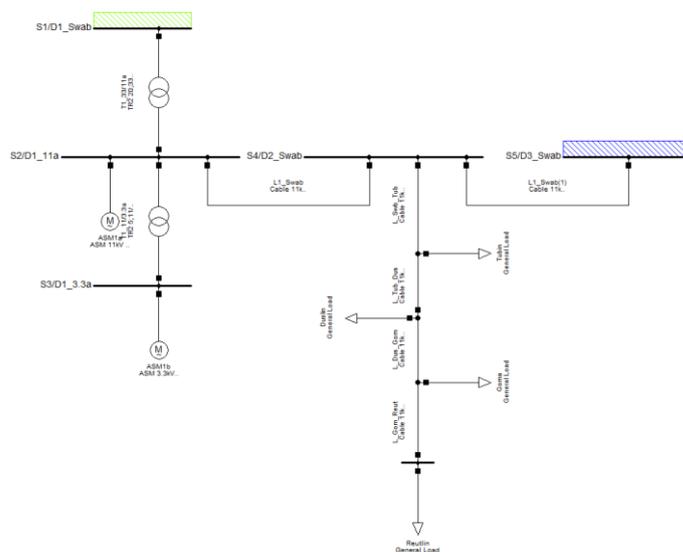


Bild 30 - Generisches Netzmodell, MV-Netzmodell

³⁶ Diese Informationen sind zu finden in „PowerFactory 15, Tutorial“ S.75 (21).

Dem Ausgangsmodell hinzugefügt wurde die Niederspannungsebene (vgl. Bild 31), welche über drei PVA sowie zwei ESR und einen RONT verfügt. Den PVA sowie den Spannungsreglern wurden jeweils die erstellten Dynamikmodelle hinterlegt (vgl. Kapitel 4 und 5). Mittels dieses Netzmodells ist es möglich, Untersuchungen des Stabilitätsverhaltens von dezentralen Spannungsreglern durchzuführen. Es können dabei die Auswirkungen von Laständerungen über alle drei Netzebenen beobachtet und das resultierende Verhalten der dynamischen Komponenten untersucht werden. Damit das Verhalten der beiden untersuchten ESR-Systeme miteinander vergleichbar ist, wurde darauf geachtet, dass die Einspeisecharakteristik der PVA1 und 2 sowie die Kurzschlussleistung an den jeweiligen VK identisch ist. Die PVA3 verfügt über die gleiche Einspeisecharakteristik, der VK verfügt jedoch über eine höhere Kurzschlussleistung. Dadurch ist kein ESR in diesem Strang notwendig.

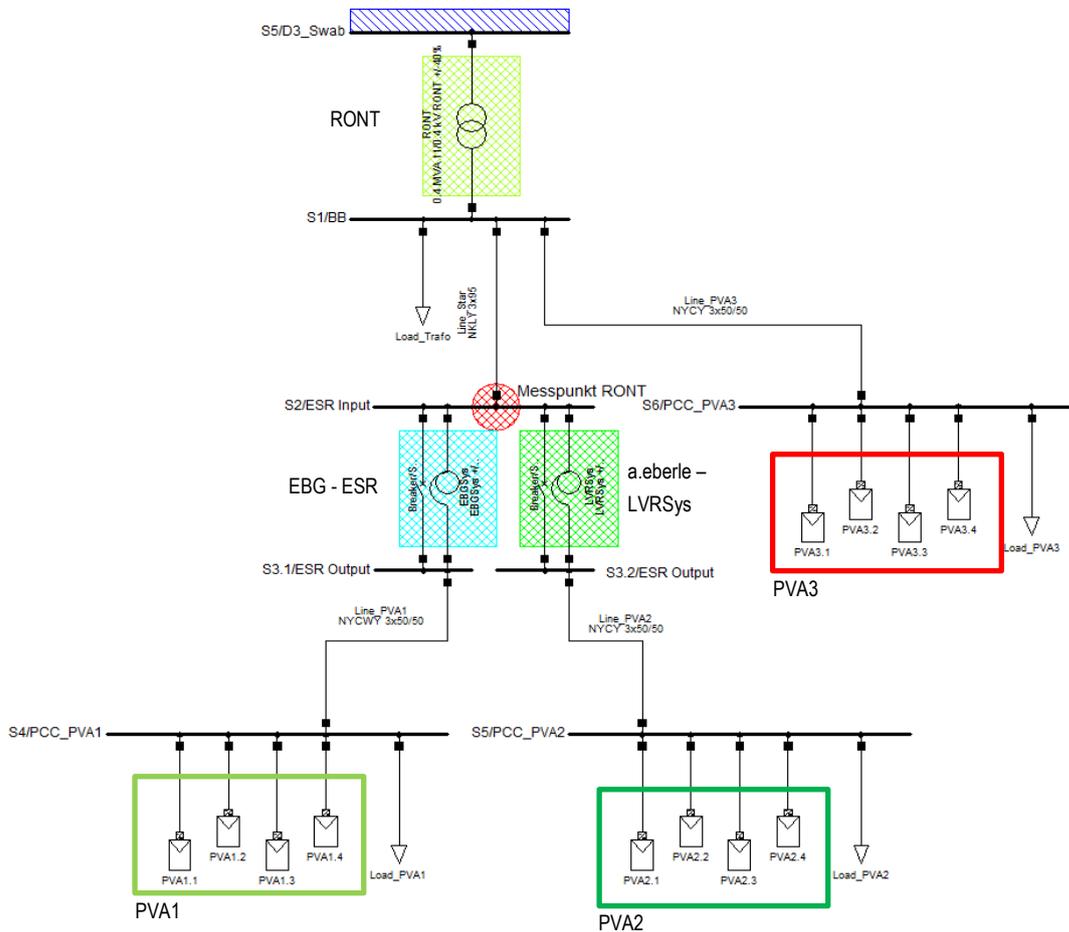


Bild 31 - Generisches Netzmodell, LV-Netzmodell

6.2 Analyse der Spannungsstabilität

Um zu untersuchen, wie die verschiedenen aktiven Spannungsstabilisierungen gemeinsam agieren, werden nachfolgend drei Betriebszustände des VN miteinander verglichen. Bei dieser Untersuchung sind die Lasten der Niederspannungsebene sowie die PVA eingeschaltet. Der erste Fall dient als Referenz für den Vergleich, da keine Spannungsstabilisierungsfunktion aktiv ist (vgl. rote Verläufe). Im zweiten Fall regeln sowohl der RONT als auch die beiden ESR die Netzspannung (vgl. grüne Verläufe). Im dritten Fall werden alle Spannungsstabilisierungsfunktionen gemeinsam betrieben. Dies bedeutet, dass der RONT, die ESR sowie die im WR implementierte FRT- und P(u)-Funktion die Spannung regeln (vgl. blaue Verläufe).

In Bild 32 werden die Wirkleistungsverläufe des jeweils ersten WR jeder PVA gezeigt. Werden die Fälle miteinander verglichen, so fällt zunächst auf, dass die rote Kurve der PVA1 und 2 jeweils drei überspannungsbedingte Abschaltungen aufweist. Werden die ESR sowie der RONT eingeschaltet, verschwinden diese und es resultiert der grüne Verlauf. Mit der FRT- und P(u)-Funktion der WR werden die im grünen Verlauf vorhandenen Spannungsspitzen zusätzlich geglättet und der blaue Verlauf resultiert.

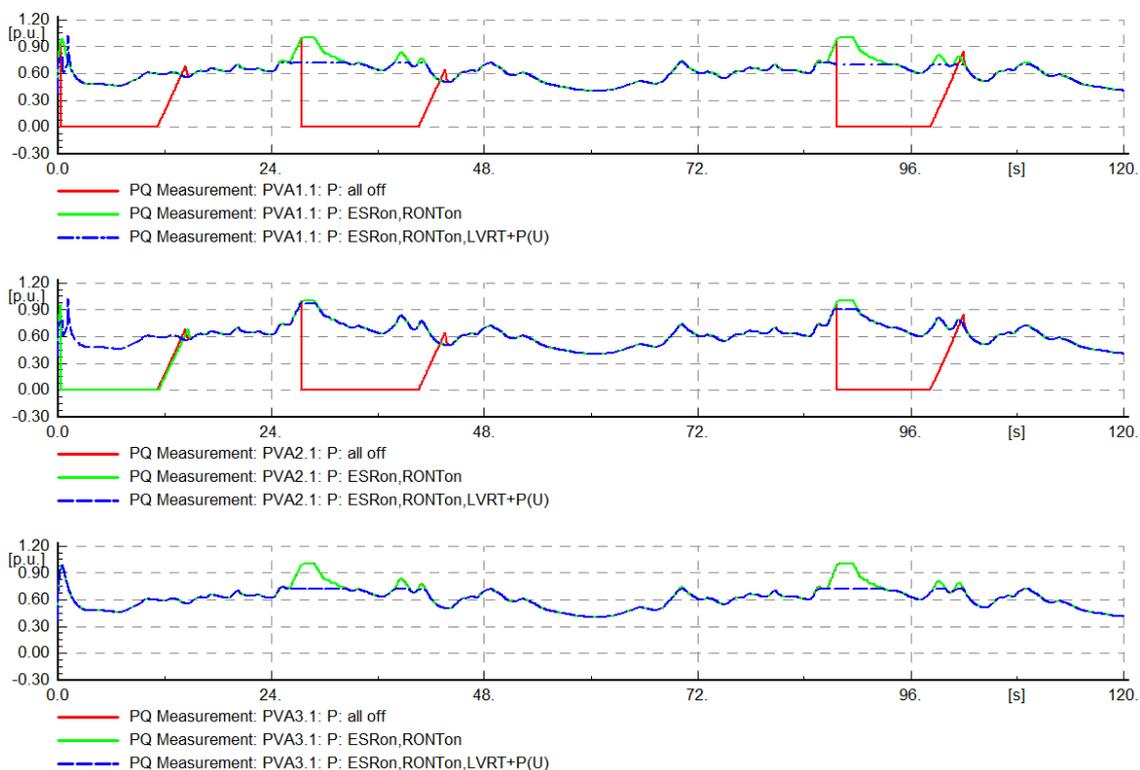


Bild 32 - Wirkleistung [PVA1.1,2,1,3,1], rot: alles off, grün: ESR und RONT on, blau: ESR, RONT und FRT & P(u) on

Die positive Wirkung der aktiven Spannungsstabilisierung ist auch bei Betrachtung der Spannungen an den VK sowie am Ausgang des RONT ersichtlich. Es zeigt sich in Bild 33, dass der kombinierte Betrieb der beiden ESR, des RONT sowie der Spannungsstabilisierungsfunktionen des WR eine positive Wirkung auf den Verlauf der Netzspannung hat (vgl. *blauer* Verlauf). Aufgrund der Vermeidung von unerwünschten Abschaltungen sowie der Begrenzung von Spannungsspitzen ist es möglich, einen stabilen Spannungsverlauf zu erzielen, ohne dass ein kostenintensiver Netzausbau notwendig wird.

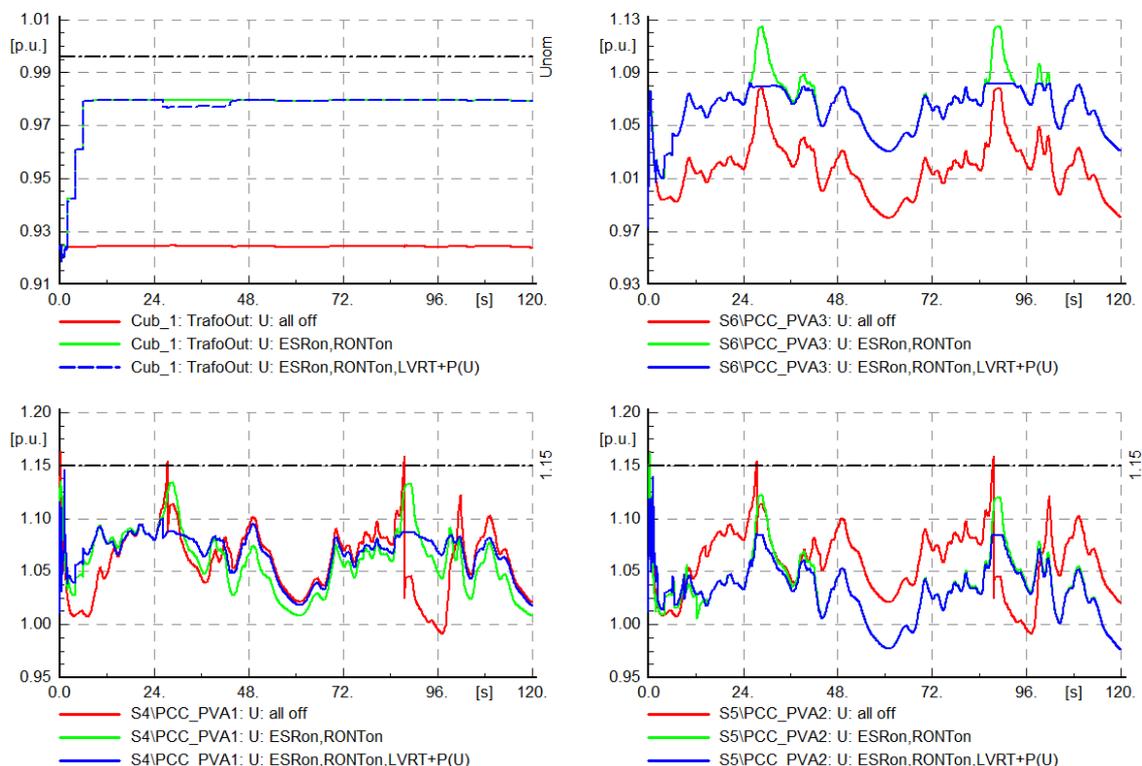


Bild 33 - Spannungen am Ausgang des Transformators und an den VK der PVA, *rot*: alles off, *grün*: ESR und RONT on, *blau*: ESR, RONT und FRT & P(u) on

6.3 Zwischenfazit

Das in diesem Kapitel gezeigte generische Netzmodell dient als Anwendungsbeispiel und soll aufzeigen, welches Potenzial für weiterführende Studien vorhanden ist. Die Struktur wurde so gewählt, dass das Netzmodell beliebig erweitert werden kann, um beispielsweise Spannungsebenen übergreifende Ausgleichseffekte zu untersuchen. Ebenfalls möglich ist die Nachbildung eines realen Netzes, um die Auswirkungen der aktiven Spannungsstabilisierung bereits vor der effektiven Umsetzung aufzuzeigen. Alle Dynamikmodelle können beliebig parametrisiert werden, um das Verhalten wunschgemäß anzupassen. So können zum Beispiel Abschaltgrenzen, Zeitcharakteristika sowie Funktionen vom Nutzer einfach verändert werden.

Um die Auswirkungen verschiedener Spannungsstabilisierungsfunktionen im VN zu untersuchen, wurden drei Betriebszustände des Netzmodells einander gegenübergestellt. Anhand der Analyse aus Abschnitt 6.2 gelang es zu zeigen, dass eine aktive Spannungsstabilisierung einen positiven Effekt auf den Verlauf der Netzspannung hat. Welche dieser Massnahmen schlussendlich in einem VN zum Einsatz kommt, ist aber abhängig von den örtlichen Gegebenheiten und der für die Zukunft geplanten Nutzung des Netzes. Demzufolge ist basierend auf diesen Erkenntnissen keine allgemeingültige Aussage möglich, da jedes Netz andere Voraussetzungen erfüllen muss. Daraus folgt, dass es stets sinnvoll ist, anhand eines Dynamikmodells die Alternativen abzuwägen und die Auswirkungen spezifisch zu untersuchen.

7 Untersuchung der Stabilitätsprobleme im realen VN

Für weiterführende Informationen zu diesem Abschnitt wird auf **Anhang E** verwiesen.

Dieses Kapitel widmet sich der Analyse der Stabilitätsprobleme im realen VN. Dabei werden die Netzsituation sowie die vorgängig erhobenen Messdaten erläutert. Anschliessend wird das Problem anhand von analytischen Überlegungen dargestellt.

7.1 Netzsituation

Das reale VN versorgt ein ländliches Gebiet. Bei den Anschlussnehmern handelt es sich vorwiegend um freistehende Bauernhäuser, welche über die üblichen Verbraucher wie Boiler und Haushaltsgeräte verfügen. Zusätzlich sind teilweise Melkmaschinen und Heugebläse angeschlossen, wobei es sich um dreiphasige, stark induktive Lasten handelt. Neben den Verbrauchern gibt es im VN zwei PVA (vgl. *grüne* und *orange* Markierung), welche auf verschiedenen Agrargebäuden installiert sind. Beide PVA verfügen über WR der MT Serie, welche von der Firma SolarMax (Sputnik Engineering AG) entwickelt und produziert wurden. Tabelle 1 beinhaltet die wichtigsten Informationen zu den PVA und zeigt auf, welche WR-Typen bei welchem Anlagenteil angeschlossen sind.

Tabelle 1 - Kenndaten der PVA des realen VN

Objekt	Standort	Anz. WR	WR-Typ	Leistung WR [kVA]	Leistung Module [kWp]
Hausnummer 88	Schweineestall	3	SM 10MT2	56	54.47
	Wagenschopf	2	SM 13MT2		
Hausnummer 91		2	SM 15MT2	43	47.26
		1	SM 13MT2		

Im Hintergrund von Bild 34 wird zur Orientierung in *Grau* der Katasterplan angezeigt, welcher die Häuser und Strassen des Ortes zeigt. In *Schwarz* wird der ungefähre Verlauf der Zuleitungen sowie die Standorte der Verbraucher und der PVA dargestellt.

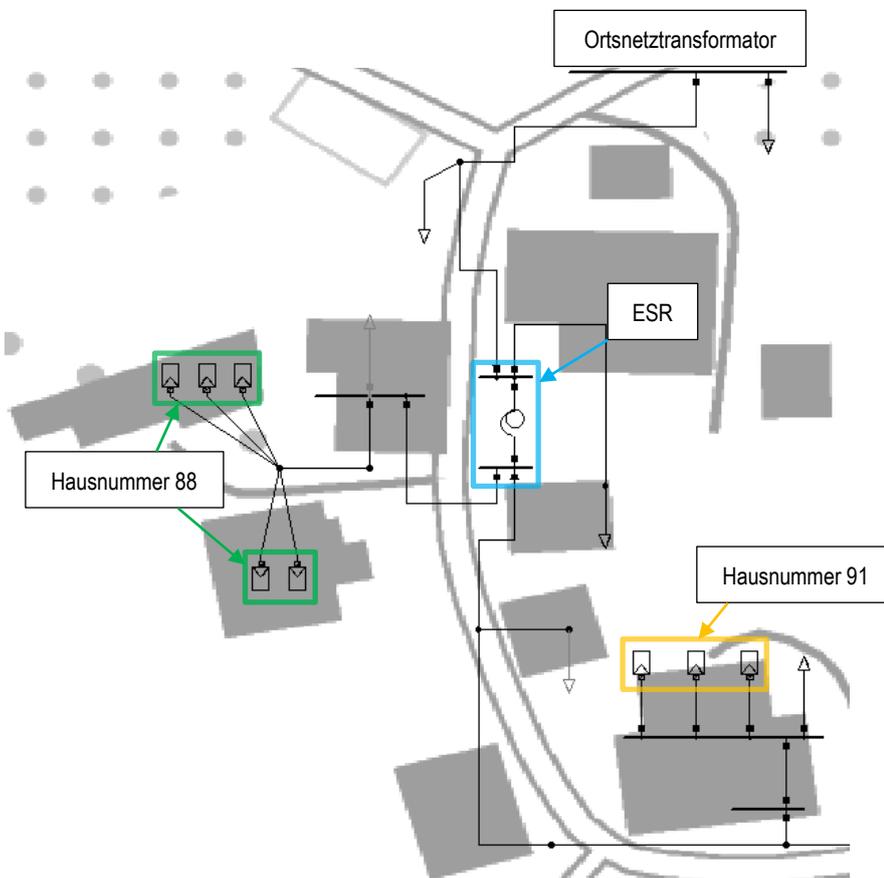


Bild 34 - Schematische Darstellung des realen VN

Die im realen VN installierten PVA produzieren an sonnigen Tagen einen Energieüberschuss, was zu einer Rückspeisung in die übergeordnete Netzebene führt. Folglich wird die Spannung an den VK angehoben. Um dieser Spannungsanhebung entgegenzuwirken, wurde ein ESR eingebaut (vgl. Bild 34, *blaue* Markierung).

7.2 Auswertung der Messdaten

Nach der Inbetriebnahme des Spannungsreglers der Firma EBG zeigte sich, dass der Parallelbetrieb des ESR und der PVA zur massiven Erhöhung der Spannungs- sowie der Stromharmonischen Oberwellen führte. In Bild 35 ist die messtechnische Erfassung dieses Effekts gezeigt. Bei der Betrachtung kann festgestellt werden, dass kurz nach dem Einschalten des ESR zunächst die Harmonischen Oberwellen im Strom zunehmen. Unmittelbar danach ist auch eine Zunahme im Verlauf der Spannung feststellbar. Diese Störung bleibt bestehen, bis sich als Folge davon alle WR vom Netz getrennt haben, wodurch sich die Netzsituation wieder normalisiert.

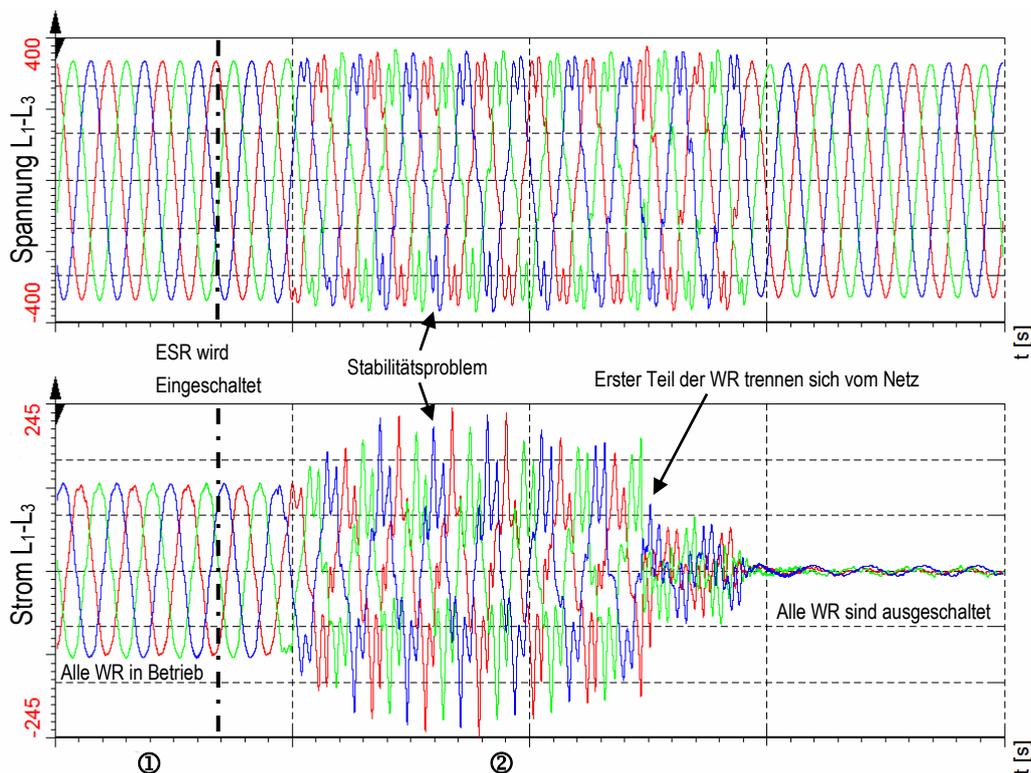


Bild 35 - Gemessene Momentanwerte am Ausgang des EBG – ESR, oben: Phasenspannungen, unten: Phasenströme

Um zu verstehen, wie sich die Zunahme der Harmonischen Oberschwingungen im Frequenzspektrum verhält, wird sowohl die Spannung wie auch der Strom der Phase L₁ an charakteristischen Punkten (vgl. Bild 35, ① und ②) fouriertransformiert und nachfolgend dargestellt. Zu beachten ist, dass jeweils in der *oberen* Grafik das Spektrum der Spannung und in der *unteren* das Spektrum des Stromes zu sehen sind.

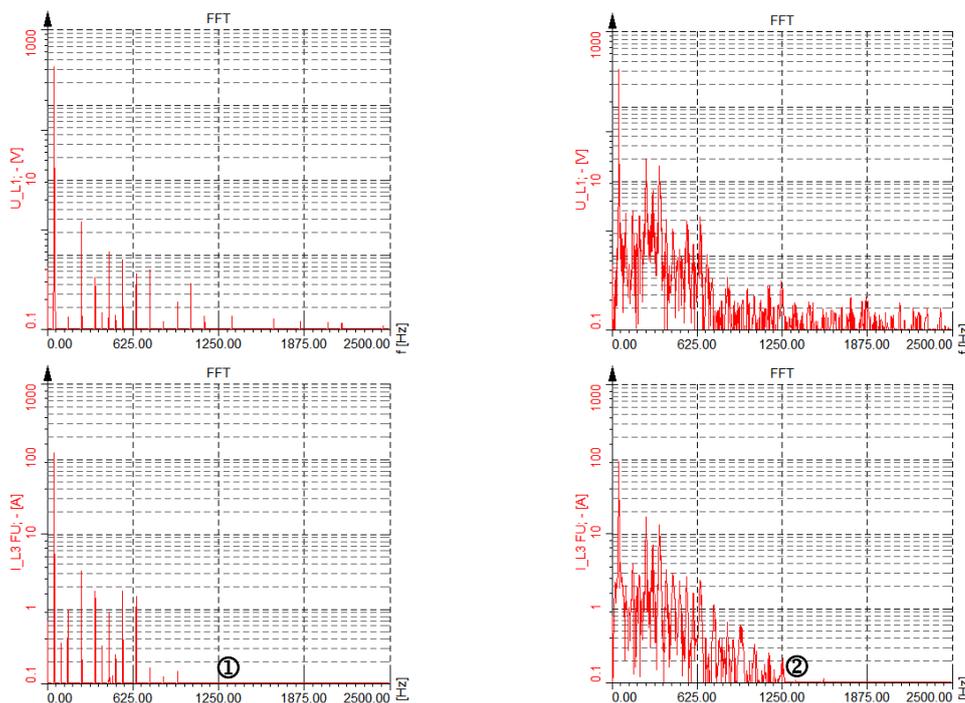


Bild 36 – Fouriertransformation der gemessenen Momentanwerte, links: vor dem Effekt, rechts: während des Effekts

In Bild 36 *links* ist das Spektrum zu Beginn der Messung dargestellt. Zu diesem Zeitpunkt sind beide PVA ein- und der ESR ausgeschaltet. Zu sehen sind die Harmonischen Oberwellen, welche durch die WR sowie die Lasten verursacht werden. Kurze Zeit nach der Zuschaltung des ESR resultiert das Spektrum aus Bild 36 *rechts*. Es kann festgestellt werden, dass sowohl bei der Spannung wie auch beim Strom die Harmonischen Oberwellen drastisch zunehmen. Speziell bei der Spannung zeigt sich die Zunahme über das gesamte erfasste Frequenzspektrum.

Die Analyse der FNI ist ein weiterer wesentlicher Aspekt, welcher für das Verständnis der Problematik wichtig ist. Diese wurde am VK der PVA „Hasunummer 88“ in verschiedenen Betriebszuständen im Frequenzbereich zwischen 50 Hz und 2.5 kHz gemessen. Die Messungen wurden mit dem DAS-Messgerät³⁷ durchgeführt. Der *blaue* Verlauf zeigt die FNI im unbeeinflussten Zustand. Das bedeutet, dass sowohl der ESR wie auch alle WR (Hausnummer 88 und 91) abgeschaltet sind. Zum Vergleich dazu zeigt der *rote* Verlauf die FNI, nachdem die WR zugeschaltet haben (Hausnummer 88 und 91). Diese Änderung bewirkt, dass die Resonanzstelle von ursprünglich 1.85 kHz (vgl. *blauer* Verlauf) in den Frequenzbereich von 400 Hz verschoben wird (vgl. *rote* Pfeile). Bei der Zuschaltung des ESR kann festgestellt werden, dass die FNI abermals verändert wird und somit der *grüne* Verlauf resultiert. Eine entscheidende Veränderung findet im Bereich der Resonanzstelle statt. Diese wird durch den ESR ausgeprägt und in den Frequenzbereich von 350 Hz verschoben (vgl. *grüne* Pfeile).

³⁷ Weiterführende Informationen zu diesem Messgerät sind zu finden in „Beeinflussung der frequenzabhängigen Netzimpedanz durch Solarwechselrichter“ S.7 (26).

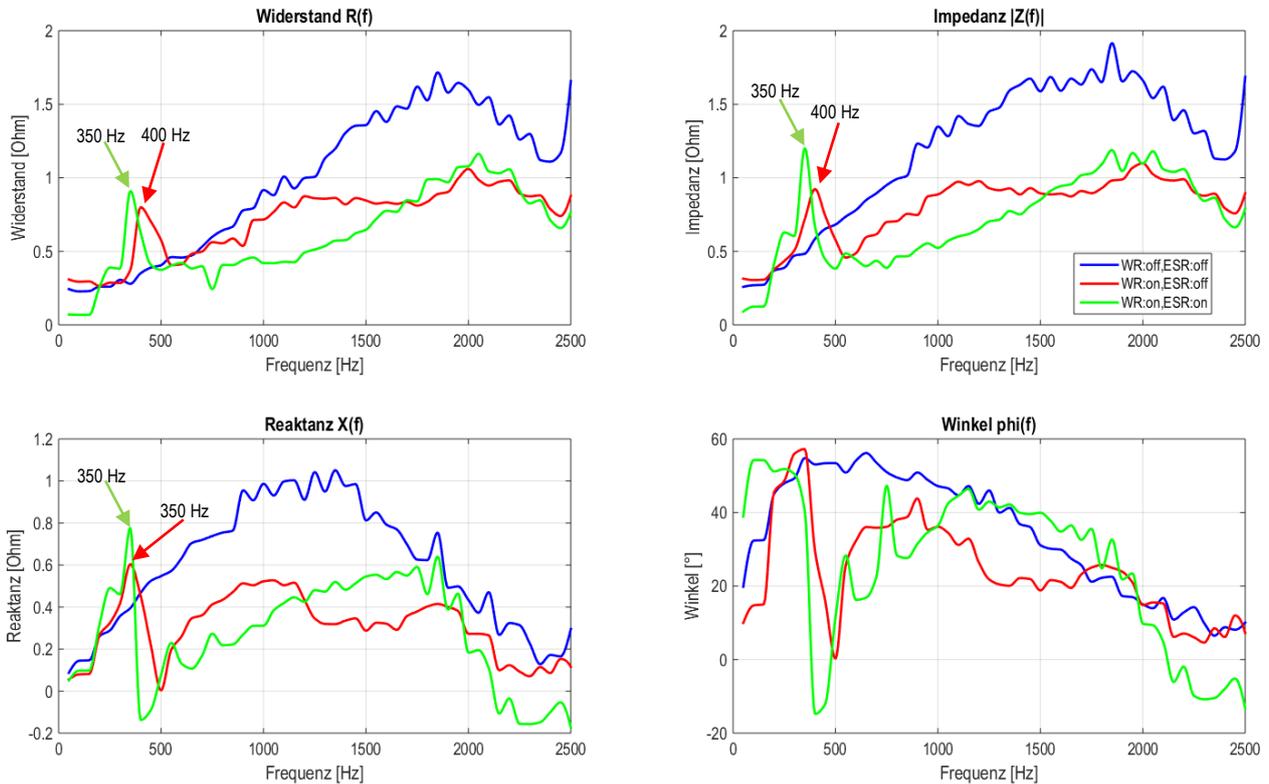


Bild 37 - Gemessener FNI-Verlauf am VK der PVA Hausnummer 88

7.3 Analytische Betrachtung des Systems

Um der Ursache für das Stabilitätsproblem auf den Grund zu gehen, wird ein analytischer Ansatz gewählt und das System in ein mathematisches Modell überführt. Das angewendete Vorgehen für die Stabilitätsuntersuchungen lehnt sich dabei an eine Studie vom „E.ON Energy Research Center“³⁸ an. Für das Verständnis des Problems grundlegend, ist der Aufbau sowie die Funktionsweise des WR. Aus diesem Grund zeigt Bild 38 das einphasige Ersatzschaltbild des WR-Leistungskreises sowie die Struktur des Regelkreises.

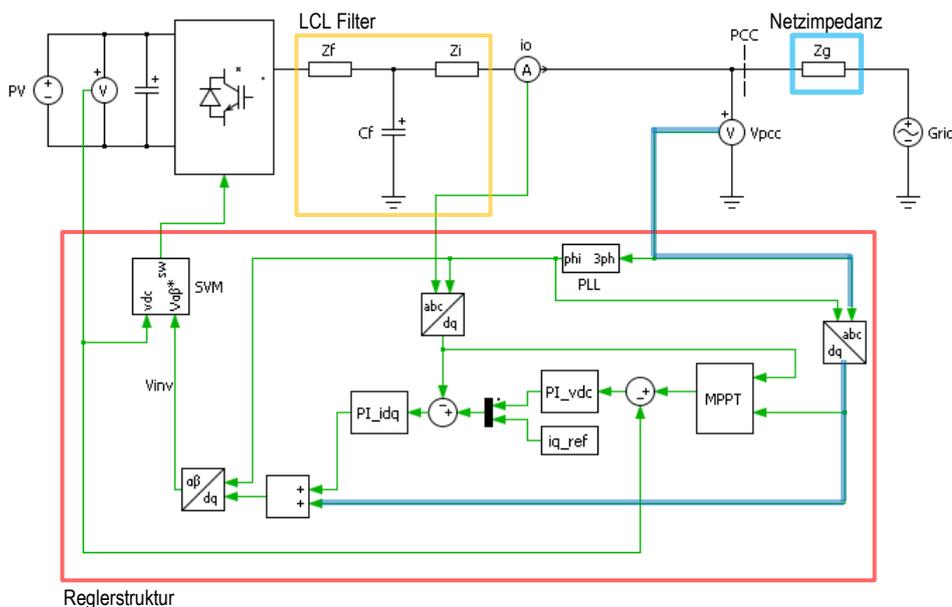


Bild 38 - Einphasiges Prinzipschaltbild des WR und die Struktur des Regelkreises

³⁸ Weiterführende Informationen sind zu finden unter „A Study of Feedforward Control on Stability of Grid-parallel Inverter with Various Grid Impedance“ (10).

Eine gängige Methode, das transiente Verhalten sowie die Störfestigkeit von CCVSI WR zu verbessern, stellt das sogenannte „voltage feedforward“ dar. Diese Massnahme ist in Bild 38 als *blau* markierter Pfad ersichtlich. Dadurch wird die gemessene Spannung vom VK (v_{PCC}) direkt zur Stellgrösse des Stromreglers addiert. Diese Massnahme dient der Entlastung des Reglers, da die Spannungsvorgabe für die SVM immer in etwa gleich der Netzspannung sein muss. Dadurch muss der Regler lediglich die Abweichung ausgleichen. Würde dieser „feedforward loop“ weggelassen, müsste die Verstärkung des Reglers massiv vergrössert werden. Die Studie des „E.ON Energy Research Center“³⁹ zeigt auf, dass das „voltage feedforward“ jedoch einen entscheidenden und bislang kaum untersuchten Nachteil mit sich bringt. Denn es kann gezeigt werden, dass die Verstärkung des „feedforward loop“ von der Netzimpedanz abhängig ist. Demzufolge wird die Stabilität des Regelsystems mit der Zunahme der Netzimpedanz geschwächt. Bei der Betrachtung von (7.1) wird deutlich, dass die Spannung am VK v_{PCC} keine unabhängige Grösse ist, sondern vom Ausgangsstrom i_o sowie der Netzspannung v_g abhängt.

$$v_{PCC}(s) = i_o(s) \cdot Z_G(s) + v_g(s) \tag{7.1}$$

Wird die WR-Reglerstruktur aus Bild 38 in ein Blockmodell überführt, so ergibt sich die Darstellung aus Bild 39. G_{PI} ist dabei die Transferfunktion des PI Reglers und G_d entspricht der Zeitverzögerung bedingt durch die Verarbeitungszeit. G_1 und G_2 sind die Transferfunktionen des LCL-Filters.

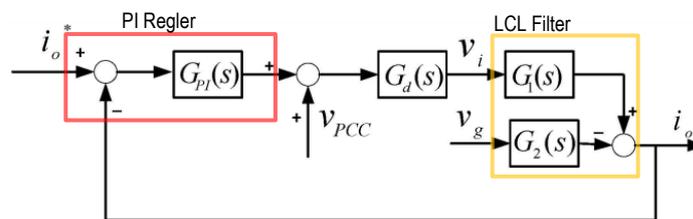


Bild 39 - Reglerstruktur eines „single loop“-Stromreglers mit „voltage feedforward“⁴⁰

Basierend auf der „closed-loop“-Transferfunktion ($G_{cl} = i_o/i_o^*$) des Blockmodells aus Bild 39 wird die Wurzelortskurve aus Bild 40 sowie das Bode-Diagramm aus Bild 41 generiert. Dabei wird die Induktivität L_g der Netzimpedanz Z_g (vgl. Bild 38) sukzessive erhöht und beobachtet, wie sich dies auf die Stabilität des Regelkreises auswirkt. Um möglichst das Verhalten der im realen VN eingesetzten Geräte abzubilden, werden für diese Untersuchung die Parameter der WR von SolarMax eingesetzt.

Die Wurzelortskurve zeigt die Lage der dominanten Polstellen und ist ein wichtiges Kriterium für die Stabilität eines Systems. In Bild 40 werden die dominanten Pole der „closed-loop“-Transferfunktion in Abhängigkeit der Impedanz gezeigt. Zu beobachten ist, dass sich diese zunehmend in Richtung der rechten Halbebene verschieben. Dies weist darauf hin, dass die Reaktionsgeschwindigkeit des Systems mit der Impedanzzunahme abnimmt. Im Falle von $L_g=35$ mH liegen die Pole sogar in der rechten Halbebene, was darauf hinweist, dass das System in diesem Fall instabil ist.

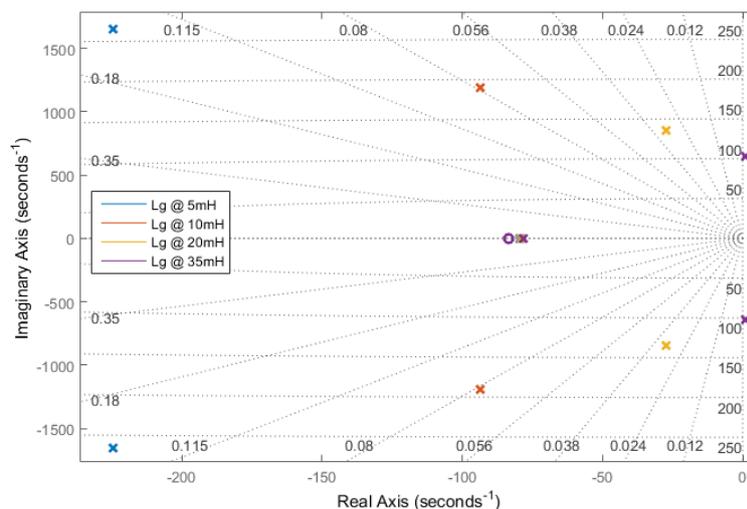


Bild 40 - Betrachtung der dominanten Pole in Abhängigkeit der Induktivität L_g

³⁹ Weiterführende Informationen sind zu finden unter „A Study of Feedforward Control on Stability of Grid-parallel Inverter with Various Grid Impedance“ (10).

⁴⁰ Diese Grafik stammt aus „A Study of Feedforward Control on Stability of Grid-parallel Inverter with Various Grid Impedance“ S.2 (10).

In Bild 41 sind die Verläufe der Amplituden sowie der Phasen in Abhängigkeit mit der zunehmenden Netzimpedanz zu sehen. Zudem wird zu jeder Kurve jeweils der Amplituden- und Phasenrand (engl.: Gain and Phase Margin) angezeigt. Die Induktivität der Netzimpedanz wird in sechs Schritten von 10 μ H bis 35 mH sukzessive erhöht. Es ist zu beobachten, dass mit jeder Impedanzerhöhung sowohl der Amplituden- wie auch der Phasenrand abnehmen, bis das System schlussendlich bei 35 mH endgültig instabil wird. Weiter ist zu beobachten, dass sich mit steigender Impedanz eine Resonanzstelle ausprägt, welche in Richtung der Netzfrequenz (vgl. schwarze Linie) verschoben wird.

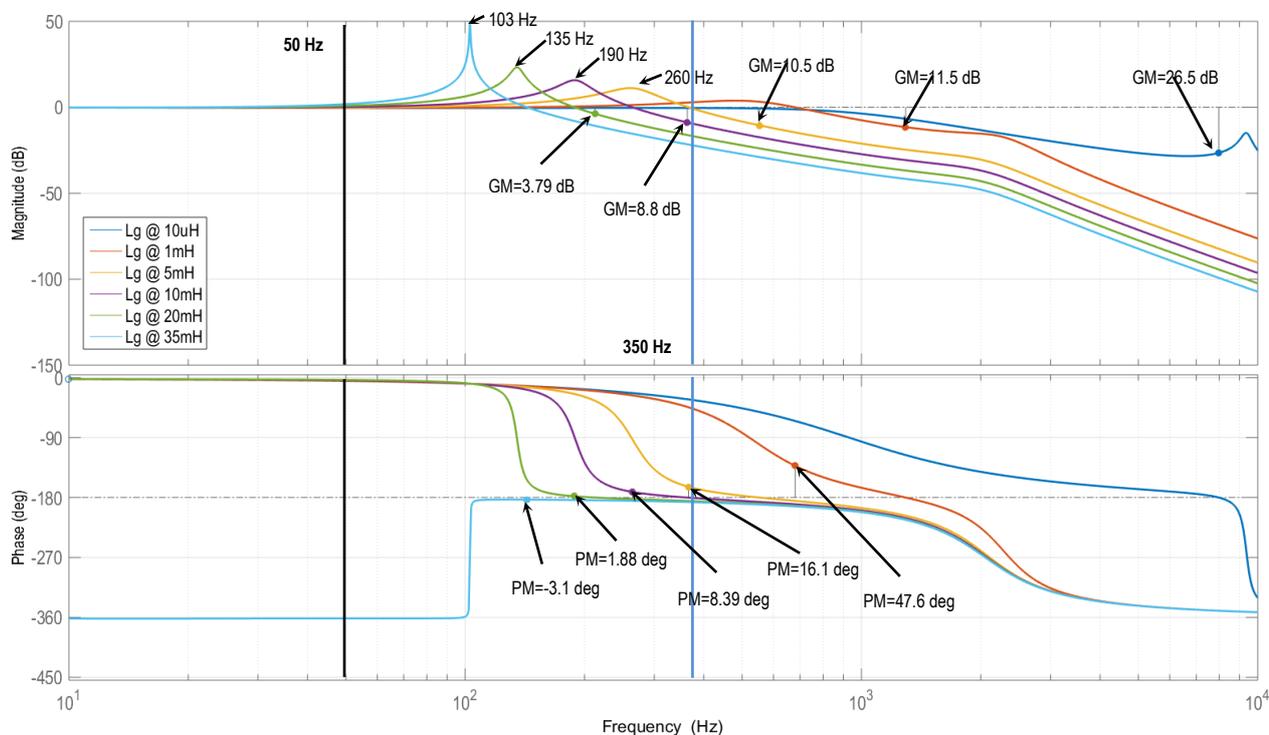


Bild 41 - Bode-Diagramm der Transferfunktion in Abhängigkeit der Induktivität L_g

Wird der Amplituden- und Phasengang mit dem Augenmerk auf die entstehende Resonanzstelle betrachtet, so kann festgestellt werden, dass die Phasendrehung zu -180° mehr und mehr direkt unterhalb der Resonanzstelle zu liegen kommt. Wirken Störungen im Bereich der Resonanzstelle auf das System ein, so wächst die Wahrscheinlichkeit, dass diese bereits eine Phasenverschiebung von -180° aufweisen und somit nicht mehr ausgeglichen werden können. Erschwerend hinzu kommt, dass die resonanzstellenbedingte Verstärkung sich zusätzlich negativ auf die Stabilität des Systems auswirkt.

In diese Überlegung wird die gemessene Resonanzstelle im Spektrum der FNI bei 350 Hz (vgl. Bild 37, grüner Verlauf) einbezogen und als blaue Linie in Bild 41 eingefügt. Festzustellen ist, dass aufgrund der Impedanzzunahme die Bandbreite⁴¹ und somit die Reaktionsgeschwindigkeit des Systems zunehmend kleiner wird. Durch diesen Effekt können die resonanzstellenbedingten Störungen bereits ab ca. 5 mH nicht mehr ausgeglichen werden.

⁴¹ Die Bandbreitenfrequenz ist definiert als die Frequenz, bei welcher die Amplitude des „closed-loop“-Systems zum ersten Mal die -3 dB-Grenze unterschreitet. Die Bandbreite beschreibt dabei, wie schnell das System auf Störungen reagieren kann. Oder anders gesagt, ist diese das Maß für die Reaktionsgeschwindigkeit des Systems. Quelle: „Grundlagen der Regelungstechnik“ S.131 (12).

7.4 Grund der Instabilität im realen VN

Um die Vorgänge konkret zu erklären, welche im realen VN zur Instabilität führen, wird in Bild 43 bis Bild 45 der Vorgang schrittweise aufgezeigt. Der Leistungs- und Stromregelkreis des WR sowie die Verläufe der Messsignale werden jeweils für jeden Fall abgebildet. In Bild 42 werden die drei charakteristischen FNI-Verläufe⁴² gezeigt, welche für die nachfolgenden Überlegungen verwendet werden. Es ist zu beachten, dass sich durch die Betriebszustandsänderung des Netzes eine Resonanzstelle im Bereich von 400 Hz ausprägt.

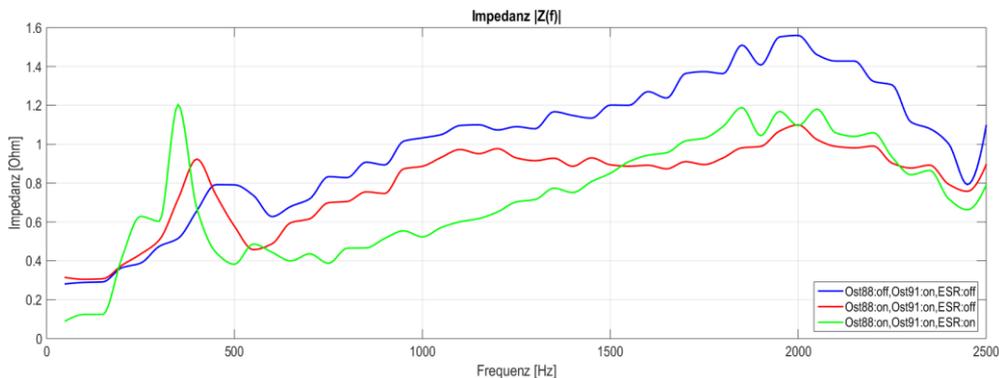


Bild 42 – FNI-Verläufe in verschiedenen Betriebszuständen

Bild 43 zeigt die Situation, wenn die FNI den *blauen* Verlauf aus Bild 42 aufweist. In dieser Situation sind lediglich drei WR mit dem VN verbunden. Lasten und WR erzeugen Stromharmonische, welche vorwiegend im Bereich zwischen der 2. und 13. Oberwelle auftreten. Diese werden aufgrund der schwach ausgeprägten Resonanzstelle (vgl. Bild 42, *blauer* Verlauf) kaum in das Spannungsspektrum transformiert. Demzufolge werden praktisch nur Störungen über die Strommessung in den WR zurückgeführt. Diese werden vom Regler ohne weiteres ausgeglichen. Die Auswirkung auf die Regelabweichung kann dem *schwarzen* Verlauf aus Bild 43 entnommen werden.

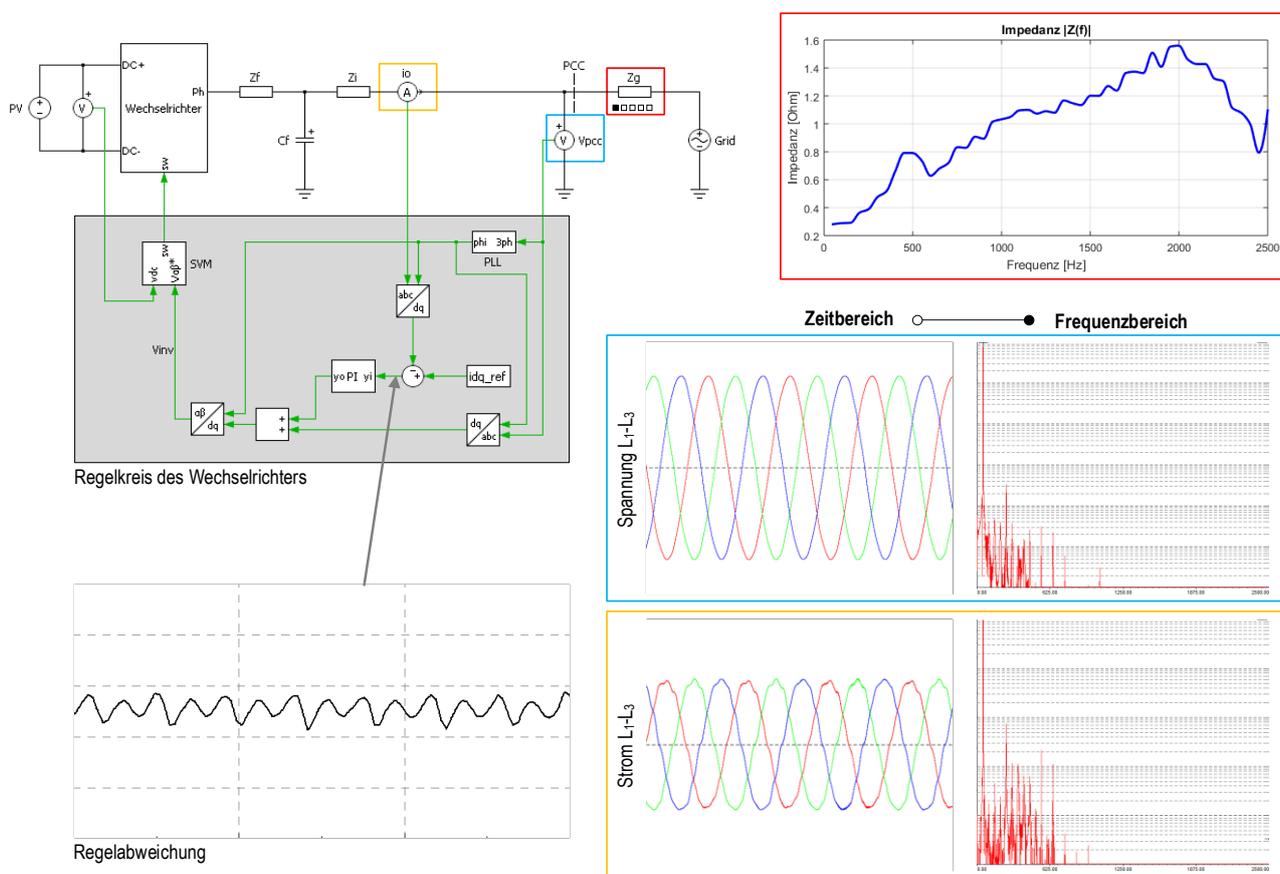


Bild 43 - Prinzipschaltbild des Regelsystems, schwach ausgeprägte Resonanzstelle der FNI

⁴² Diese Messdaten wurden am VK der PVA Hausnummer 88 ausgenommen.

Weitere WR werden an das VN hinzugeschaltet. Bild 44 zeigt die neue Situation, wenn die FNI den *roten* Verlauf aus Bild 42 aufweist. Zu sehen ist, dass im Frequenzspektrum der Spannung nun etwas mehr Oberwellen vorhanden sind. Diese werden durch die stärker auftretende Resonanzstelle im Spektrum der FNI vermehrt vom Strom auf die Spannung transferiert. Dadurch führt die Spannungsmessung nun etwas mehr Störungen in den WR zurück. Durch das „voltage feedforward“ kommen aufgrund der Spannungsharmonischen mehr Störungen am Ausgang des Reglers an. Dadurch wird die Ansteuerung der Leistungselektronik etwas gestört. Dies hat zur Folge, dass auch im Spektrum des Stroms geringfügig mehr Oberwellen entstehen, wodurch der Störeinfluss auf die Regelabweichung zunimmt (vgl. Bild 44, *schwarzer* Verlauf). Dies ist aber immer noch unkritisch für die Stabilität des Systems.

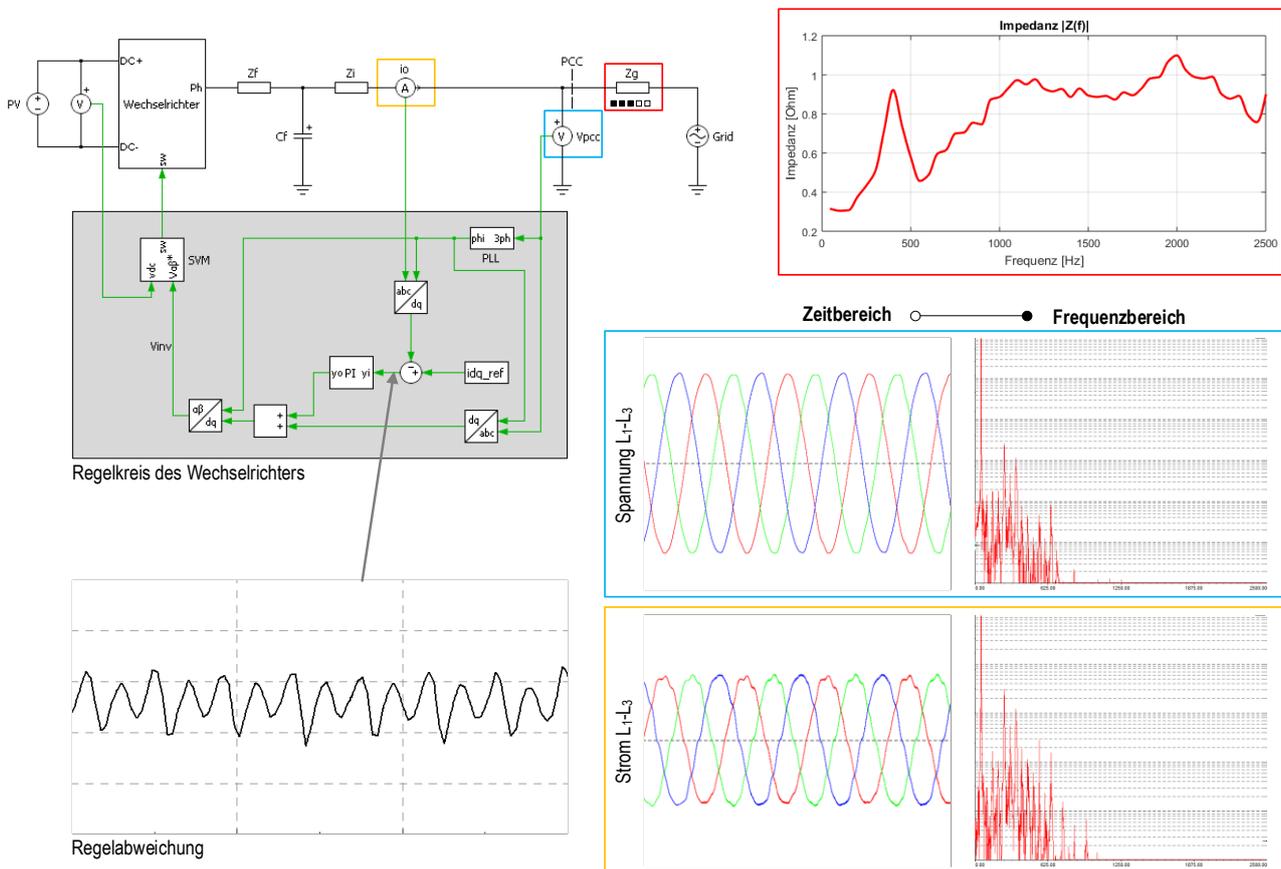


Bild 44 - Prinzipschaltbild des Regelsystems, normal ausgeprägte Resonanzstelle der FNI

Der ESR wird nun zugeschaltet. Bild 45 zeigt die neue Situation, wenn die FNI den *grünen* Verlauf aus Bild 42 aufweist. Die Resonanzstelle im Spektrum der FNI wird angehoben und auf der Frequenzachse etwas in Richtung der Grundschwingung verschoben. Dies hat zur Folge, dass die Stromharmonischen tiefer Ordnung stark in das Spannungsspektrum transformiert werden. Als Folge davon führt das „voltage feedforward“ ein derart hohes Mass an Störungen an den Ausgang des Reglers, dass die Stromharmonischen ebenfalls stark zunehmen. Dies führt dazu, dass der Störeinfluss auf die Regelabweichung drastisch zunimmt (vgl. Bild 45, *schwarzer* Verlauf) und der Regler schlussendlich nicht mehr in der Lage ist, diese Störung auszugleichen.

Durch die ländliche Topologie und den damit verbundenen Zuleitungslängen ist die Netzimpedanz an den VK verhältnismässig hoch und der in Abschnitt 7.3 erläuterte Effekt schwächt die Stabilität des Stromreglers. Begünstigt durch die entstehende Resonanzstelle im Verlauf der FNI und der damit verbundenen Zunahme der Spannungsharmonischen, wird das System schlussendlich instabil. Als Folge davon sind die Netzgrössen derart verzerrt, dass sich die WR aufgrund des NA-Schutzes nach kurzer Zeit vom Netz trennen. Durch die Netztrennung verschwindet die Störung und die Netzsituation stabilisiert sich wieder.

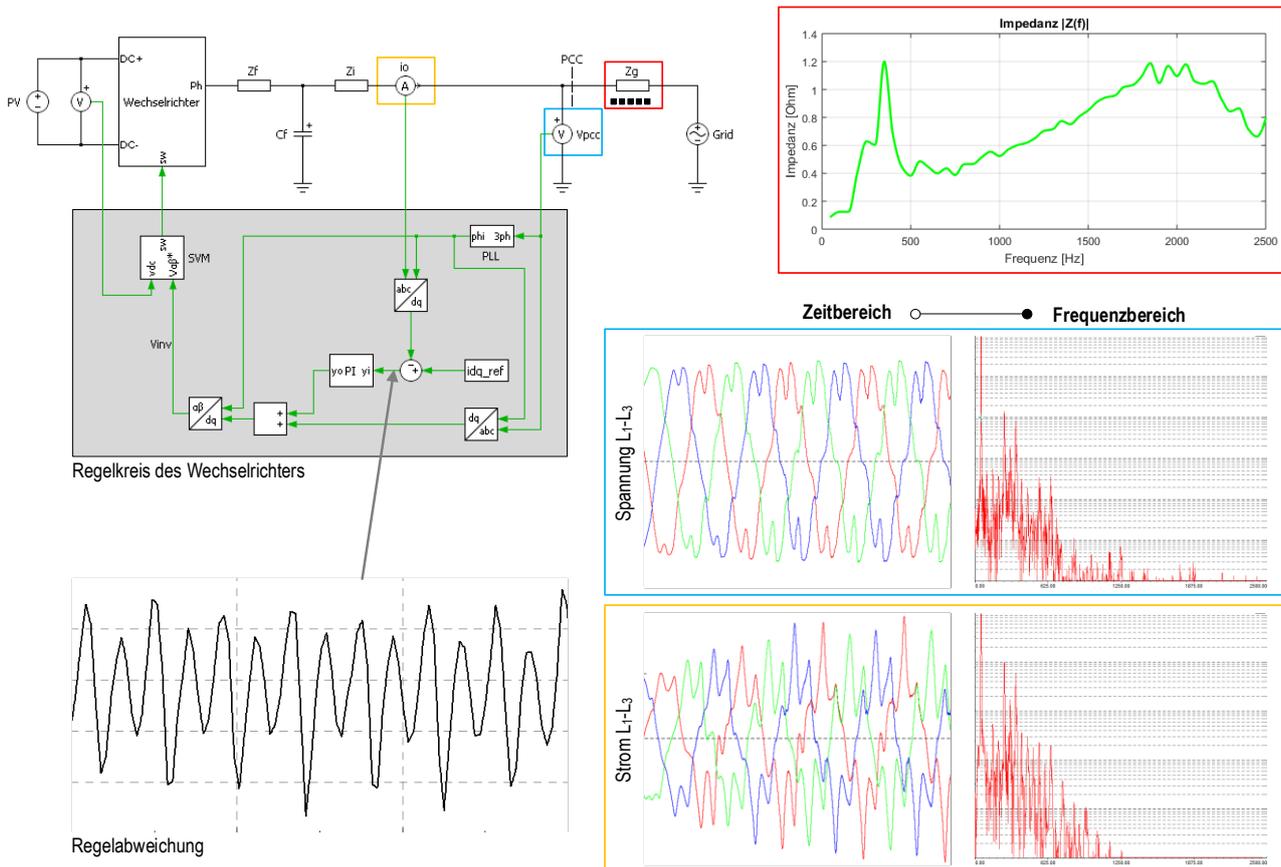


Bild 45 - Prinzipschaltbild des Regelsystems, stark ausgeprägte Resonanzstelle der FNI

7.5 Zwischenfazit

Als Ausgangslage dieser Untersuchungen wurde ein bereits vorhandenes statisches PF-Modell des realen VN verwendet. Dieses wurde durch das Einfügen von EMT-Modellen des EBG - ESR und der PVA zu einem dynamischen Modell erweitert. Anhand dieses Modells und der Messdaten, welche im Rahmen einer vorgängig durchgeführten Messkampagne erhoben wurden, wurde versucht die Wechselwirkungseffekte zwischen dem ESR und den PVA nachzubilden. Die erzielten Simulationsergebnisse fielen jedoch unbefriedigend aus, was eine genauere Untersuchung des Modells sowie den involvierten Geräten erforderte. Die Analyse ergab, dass zum einen signifikante Unterschiede zwischen der gemessenen und der simulierten FNI bestehen.⁴³ Die Diskrepanz ist derart gross, dass die oberwellenbezogenen Analysen als unbrauchbar eingestuft werden müssen und somit die Nachbildung der Effekte in PF nicht möglich scheint. Zum anderen konnte beim Vergleich der eingesetzten WR-Dynamikmodellen mit dem effektiven Aufbau der im realen VN verbauten WR festgestellt werden, dass ebenfalls hier massgebliche Unterschiede feststellbar sind. Basierend auf diesen Erkenntnissen wurde nach einer Alternative gesucht, um den Grund für den Wechselwirkungseffekt aufzudecken.

Durch die analytische Betrachtung der Einflussfaktoren des Regelkreises ist es gelungen, das System als mathematisches Modell zu beschreiben. Anhand dieses Modells gelang es zu zeigen, dass das „voltage feedforward“ des WR unter anderem für die Instabilität des Stromreglers verantwortlich ist. Zudem kann auf Basis von FNI-Messungen gezeigt werden, dass der EBG – ESR unter anderem die wechselrichterbedingte Resonanzstelle bei rund 400 Hz zusätzlich ausprägt. Dies bewirkt, dass die Stromharmonischen, welche unter anderem durch die WR selbst verursacht werden, in diesen Bereichen stärker auf die Spannung übertragen werden. Dadurch nehmen die Spannungsharmonischen Oberwellen zu. Über das „voltage feedforward“ werden die Störungen direkt zur Stellgrösse des Reglers addiert und die Ansteuerung der Halbleiterschalter gestört. Dies führt zu mehr Stromharmonischen, was schliesslich bewirkt, dass die Regelabweichung zu starke Schwankungen aufweist und der Stromregler als Folge zu schwingen beginnt und damit das gesamte System instabil wird.

Die im Rahmen dieser Untersuchung erzielten Resultate konnten aus zeitlichen Gründen nicht an einem Versuchsaufbau im Labor bestätigt werden. Es wird daher empfohlen, dies im Anschluss an diese Studie nachzuholen, um die These zu untermauern.

⁴³ Weiterführende Informationen zu diesem Thema sind zu finden in „Modellierung von Harmonischen und Netzimpedanz“ (14).

8 Schlussbetrachtung

8.1 Fazit

Für die Untersuchung des dynamischen Verhaltens von VN mit dezentralen Kraftwerken wurden WR-Dynamikmodelle entwickelt. Diese bieten eine Vielzahl an Funktionen, welche das regelkreisbedingte Verhalten vorgeben. Darunter fallen unter anderem die Überwachung der normativ vorgegebenen Grenzwerte für die Spannung und die Frequenz. Weiter können die WR-Modelle mit der FRT- und der P(u)-Funktion zur aktiven Spannungsstabilisierung beitragen. Die Umsetzung der Modelle wurde so gestaltet, dass diese individuell konfiguriert und somit herstellerunabhängig eingesetzt werden können. Durch die analytische Betrachtung verschiedener Spannungsreglertypen und basierend auf den Informationen aus Herstellerdokumenten ist es gelungen, das Funktionsprinzip der Systeme aufzuzeigen. Gestützt auf diese Erkenntnisse wurden schrittweise drei individuelle Spannungsreglermodelle in PF umgesetzt, welche die gerätespezifischen Funktionen und Sicherheitsgrenzen implementiert haben. Sowohl die WR- als auch die Spannungsreglermodelle stehen für die RMS- und für die EMT-Simulation zur Verfügung.

Unter Verwendung der erstellten RMS-Simulationsmodelle wurde ein generisches Netzmodell entwickelt, welches erlaubt, die Wechselwirkungseffekte zwischen den erstellten Netzkomponenten zu untersuchen. Das Modell umfasst insgesamt drei Netzebenen, um beispielsweise Spannungsebenen übergreifende Ausgleichseffekte untersuchen zu können. Die Struktur des Modells wurde so gewählt, dass dieses ohne grossen Aufwand erweitert oder für spezifische Untersuchungen angepasst werden kann. Dies soll einerseits die Analyse von Schwingungsproblemen für zukünftige Studien erleichtern. Andererseits soll das Modell für didaktische Aspekte genutzt werden können. Um aufzuzeigen, welches Potenzial für weiterführende Studien vorhanden ist, wurden verschiedene Spannungsstabilisierungsfunktionen einander gegenübergestellt und die Auswirkungen untersucht. Anhand der Analyse gelang es zu zeigen, dass eine aktive Spannungsstabilisierung einen positiven Effekt auf den Verlauf der Netzspannung hat. Welche der gezeigten Massnahmen schlussendlich in einem VN zum Einsatz kommt, ist aber abhängig von den örtlichen Gegebenheiten und der für die Zukunft geplanten Nutzung des Netzes.

Um der Ursache der Stabilitätsprobleme im realen VN auf den Grund zu gehen, wurde ein dynamisches Netzmodell erstellt. Als Ausgangslage diente ein bereits vorhandenes statisches PF-Modell des realen VN. Dieses wurde durch das Einfügen der erstellten EMT-Modelle des EBG - ESR und des WR zu einem dynamischen Modell erweitert. Basierend auf Messdaten, welche die Störung zeigen und unter Verwendung des Netzmodells, wurde versucht, die Wechselwirkungseffekte zwischen dem ESR und den WR in PF nachzubilden. Die erzielten Simulationsergebnisse fielen jedoch unbefriedigend aus, was eine genauere Untersuchung des Modells sowie den involvierten Netzkomponenten erforderte. Zudem musste eine alternative Vorgehensweise gefunden werden, um die Ursache dennoch identifizieren zu können.

Die Analyse der EMT-Dynamikmodelle zeigte, dass bei der Untersuchung von Kurzzeitvorgängen wesentliche Unterschiede zwischen den Modellen und den realen Systemen feststellbar sind. Im Falle des WR Modells ist dies auf das verwendete PVA-Element (ElmPvsys) zurückzuführen. Dieses Element vereinfacht den Leistungskreis (H-Brücke und Netzfilter) des WR zu stark, wodurch die nichtlinearen Effekte vernachlässigt werden. Dies hat zur Folge, dass einerseits die charakteristischen Oberwellen und andererseits der Verlauf der FNI nicht mit den Messdaten übereinstimmen. Zudem muss dem PVA-Element (ElmPvsys) anstelle der Spannung der Strom vorgegeben werden, wodurch die implementierte Reglerstruktur ebenfalls nicht originalgetreu nachgebildet werden kann. Bei der Überprüfung der FNI-Verläufe der EMT-Spannungsreglermodelle zeigte sich, dass der charakteristische Verlauf vom Transformatorelement (ElmTr2) nicht realitätsgetreu abgebildet wird. Die Summe dieser Abweichungen hat zur Folge, dass die Untersuchung von Kurzzeitvorgängen anhand des erstellten Netzmodells zu keinen brauchbaren Resultaten führt. Damit dieser Missstand beseitigt werden kann, muss einerseits ein alternatives Netzelement gefunden werden, welches die realitätsgetreue Umsetzung des WR in PF erlaubt. Andererseits können oberwellenbezogene Untersuchungen nur durchgeführt werden, wenn den Netzelementen unter Verwendung der EMT-Simulation der gemessene Verlauf der FNI hinterlegt werden kann.

Durch die analytische Betrachtung der Einflussfaktoren des Regelkreises ist es gelungen, das System als mathematisches Modell zu beschreiben. Anhand dieses Modells gelang es zu zeigen, dass das „voltage feedforward“ des WR verantwortlich ist für die Abnahme der Reglerbandbreite mit zunehmender Netzimpedanz. Zudem konnte anhand von FNI-Messungen gezeigt werden, dass der EBG – ESR unter anderem die wechsellrichterbedingte Resonanzstelle bei rund 400 Hz zusätzlich anhebt. Diese beiden Effekte in Verbindung mit der verhältnismässig hohen Netzimpedanz an den VK, welche durch die ländliche Topologie und den damit verbundenen Zuleitungslängen hervorgerufen wird, führt schlussendlich dazu, dass die Regelabweichung zu starke Schwankungen aufweist und der Stromregler als Folge zu schwingen beginnt und somit das gesamte System instabil wird.

8.2 Ausblick

Nachfolgend werden mögliche Schritte aufgeführt, welche im Rahmen von weiteren Projektarbeiten bearbeitet werden können. Diese basieren auf den jeweils gezogenen Schlussfolgerungen jedes Kapitels.

Dynamikmodelle der Netzkomponenten

- Für das EMT-Simulationsmodell des WR sollte ein alternatives Netzelement gefunden werden, welches die realitätsgetreue Umsetzung des realen WR in PF erlaubt.
- Die richtige Abbildung des FNI-Verlaufs der Netzelemente ist ein zentraler Aspekt bei oberwellenbezogenen Untersuchungen. Dementsprechend muss ein Weg gefunden werden, um den gemessenen Verlauf der FNI den Netzelementen vorzugeben.
- Basierend auf den erstellten Dynamikmodellen können weitere geregelte Netzelemente erstellt werden. Dadurch kann eine Bibliothek mit dynamischen Netzelementen aufgebaut werden, um die Erstellung eines dynamischen Netzmodells zukünftig zu erleichtern.

Generisches Netzmodell

- Das generische Netz kann für weitere Stabilitätsuntersuchungen eingesetzt werden. Dabei können Spannungsebenen übergreifende Ausgleichseffekte betrachtet und das Schwingungsverhalten von geregelten Systemen untersucht werden. Basierend auf diesen Resultaten sollte es gelingen, die Systemgrenzen aufzuzeigen.

Stabilitätsprobleme im realen VN

- Die im Rahmen dieser Untersuchung gezogenen Schlussfolgerungen sollten anhand eines Versuchsaufbaus im Labor nachgewiesen werden, um die aufgestellte These zu untermauern.
- Es wird empfohlen, ein Simulationsmodell in PLECS aufzubauen. Anhand des Optimierungsalgorithmus, welcher in der Projektarbeit ²⁴⁴ beschrieben ist, sollte die exakte Nachbildung der FNI möglich sein. Zudem kann die originalgetreue Regelkreisstruktur in dieser Simulationsumgebung modelliert werden. Es ist daher davon auszugehen, dass die Nachbildung der Stabilitätsprobleme dementsprechend möglich ist.
- Weiterführende Untersuchungen zum Thema „voltage feedforward“ von WR sollten durchgeführt werden. Dabei sollte überlegt werden, welche Massnahmen definiert werden können, um zukünftig Probleme dieser Art zu vermeiden.

⁴⁴ Weiterführende Informationen sind zu finden in „Beeinflussung der frequenzabhängigen Netzimpedanz durch Solarwechsellrichter“ (26).

9 Nachweise und Verzeichnisse

9.1 Selbstständigkeitserklärung

Ich bestätige, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne Benutzung anderer als der im Literaturverzeichnis angegebenen Quellen und Hilfsmittel angefertigt habe. Sämtliche Textstellen, die nicht von mir stammen, sind als Zitate gekennzeichnet und mit dem genauen Hinweis auf ihre Herkunft versehen.

Ort, Datum: Biel, 29. Januar 2016

Name Vorname: Amrein Dominik

Unterschrift: 

9.2 Versionskontrolle

Version	Datum	Beschreibung	Autor
0	16.09.2015	Dokument erstellt	amred2
1	29.01.2016	Fertigstellung des Dokuments, Abgabe der MT	amred2
1.1_clean	05.02.2016	Entfernung des Anhangs und Anonymisierung	amred2

9.3 Literaturverzeichnis

- (1) **EBG group**, „Effizienzsteigerung in Niederspannungsnetzen“, *EW Medien und Kongresse GmbH*, 2013, Sonderdruck (Nr. 7168).
- (2) **Schenk Kurt**, „Power Electronics Systems“, 2014.
- (3) **B.Morgenstern**, „Technik der magnetischen Videosignalaufzeichnung“, Springer Fachmedien GmbH, Wiesbaden, 1985. ISBN 978-519-00108-9.
- (4) **B.R.Oswald, Prof.**, „Vorlesung Elektrische Energieversorgung I“, Hannover, 2005.
- (5) **Germar Müller, Bernd Ponick**, „Grundlagen elektrischer Maschinen“, Wiley-vch, Weinheim, 2014. ISBN 3-527-41205-1.
- (6) **Schneeberger Niklaus**, „PQ-Auswertung, ■■■, NS-Netz ■■■■“, Energie Systems Lab, Biel, 2015.
- (7) **Sputnik Engineering AG**, „Prüfbericht VDE-AR-N 4105“ Biel, 2011.
- (8) **Oliver Brückl, Bernhard Strohmayer**, „www.RONT.info“, Ostbayerische technische Hochschule, letzter Zugriff: 31.01.2016.
- (9) **Fang Lin Luo, Hong Ye**, „Advanced DC/AC Inverters“, Boca Raton, Taylor & Francis Group, LLC, 2013, ISBN 978-1-4665-1135-4.
- (10) **Jing Wang, Yolun Song, A.Monti**, „A Study of Feedforward Control on Stability of Grid-parallel Inverter with Various Grid Impedance“, Aachen, IEEE, 2014, ISBN 978-1-47995115-4.
- (11) **J.Dannehl, F.W.Li, Fuchs, S.Hansen**, „PWM Rectifier with LCL-Filter using different current control sources“ European Conference, 2-5 Sept. 2007, S.1-10, 2007.
- (12) **Braun Anton**, „Grundlagen der Regelungstechnik. Regensburg : Carl Hanser Verlag München Wien, 2005, 3-446-40305-1.
- (13) **von Grünigen Daniel Ch.**, „Digitale Signalverarbeitung“, München, Carl Hanser Verlag, 2004, ISBN 3-446-22861-6.
- (14) **Gut Andreas**, „Modellierung von Harmonischen und Netzimpedanz“, Biel, 2015.
- (15) **energie.ch AG**, „<http://www.energie.ch/>“, 2015, letzter Zugriff: 31.01.2016.
- (16) **DlgSILENT GmbH**, „DlG SILENT PowerFactory, Technical Reference Documentation, Two-Winding Transformer (3-Phase)“, Gomaringen, 2015.
- (17) **DlgSILENT GmbH**, „DlG SILENT PowerFactory, Technical Reference Documentation, Single Phase Two Winding Transformer“, Gomaringen, 2015.
- (18) **Plexim GmbH**, „PLECS user Manual“, Zürich, 2014.
- (19) **DlgSILENT GmbH**, „User Manual“, Gomaringen, DlG SILENT GmbH, 2015.
- (20) **Baer Monika, et al.**, „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“, Aarau, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2014.
- (21) **DlgSILENT GmbH**, „PowerFactory 15, Tutorial“, DlG SILENT GmbH, 2015.
- (22) **a.eberle GmbH & Co. KG**, „Übertragung der LVRSys – Anlage in ein Yy-Transformator Ersatzschaltbild“ Nürnberg, a.eberle GmbH & Co. KG, 2015.
- (23) **a.eberle GmbH & Co. KG**, „Technische Begleitdokumentation LVRSys“, Nürnberg, 2015.
- (24) **a.eberle GmbH & Co. KG**, „Bedienungsanleitung LVRSys“, Nürnberg, 2015.
- (25) **EBG group**, „Spannungs-Längsregler, Bedienungsanleitung“, Lünen, 2014.
- (26) **Amrein Dominik**, „Beeinflussung der frequenzabhängigen Netzimpedanz durch Solarwechselrichter“, Biel, 2015.
- (27) **DlgSILENT GmbH**, „Technical Reference Documentation, PV System“, Gomaringen, DlG SILENT GmbH, 2014.

9.4 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Bild 1 – Blockdiagramm des Leistungselektroniksystems.....	3
Bild 2 - Blockschaltbild der Regelstrecke	3
Bild 3 – Spannungszeigerdiagramme, a) Längsregler, b) Querregler, c) Schrägregler	4
Bild 4 - Klassifizierung von Spannungslängsreglern	4
Bild 5 - Einsatzvarianten eines ESR	5
Bild 6 - Lastprofil, blau: ohne Regler, orange: mit Regler	5
Bild 7 – Struktur des Leistungs- und Regelkreises des RMS-Modells	7
Bild 8 – Struktur des Leistungs- und Regelkreises der EMT-Modelle	8
Bild 9 - Struktur des Leistungs- und Regelkreises des erweiterten EMT-Modells.....	8
Bild 10 - Auslösekennlinie Typ A im Nieder- und Mittelspannungsnetz	9
Bild 11 - U(t)-Kennlinie Typ B2 in der Mittelspannung	9
Bild 12 - Leistungsreduktion bei Überfrequenz	10
Bild 13 - Leistungsreduktion bei Überspannung	10
Bild 14 - Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehler [VDN TC 2007].....	11
Bild 15 – Topologie des a.eberle – LVRSys, Beispiel für 3 % Spannungsabsenkung	12
Bild 16 - Prinzipschaltung und Wirkungsweise des EBG – ESR.....	13
Bild 17 – <i>Links</i> : Prinzipschaltbild des Spartransformators mit variabler Induktivität, <i>rechts</i> : Zeigerdiagramm der Prinzipschaltung.....	13
Bild 18 - Scherung der Hysteresekurve	14
Bild 19 - Prinzip des virtuellen Luftspalts	14
Bild 20 – Prinzipschaltbild des RONT	14
Bild 21 - Modell der Wicklungen um den Eisenkern.....	15
Bild 22 - Umschaltvorgang des Stufenschalters mit fünf Anzapfungen und zwei Schaltern	15
Bild 23 - Struktur des Leistungs- und Regelkreises des a.eberle – LVRSys.....	16
Bild 24 - Toleranzbandzone	17
Bild 25 – Beispiel: Netzausläufer mit 500 m Kabelstrecke.....	17
Bild 26 - Struktur des Leistungs- und Regelkreises des EBG – ESR.....	18
Bild 27 - Regelkurve.....	18
Bild 28 - Struktur des Leistungs- und Regelkreises des RONT	19
Bild 29 – Generisches Netzmodell, HV-Netzmodell.....	21
Bild 30 - Generisches Netzmodell, MV-Netzmodell	21
Bild 31 - Generisches Netzmodell, LV-Netzmodell	22
Bild 32 - Wirkleistung [PVA1.1,2.1,3.1], <i>rot</i> : alles off, <i>grün</i> : ESR und RONT on, <i>blau</i> : ESR, RONT und FRT & P(u) on.....	23
Bild 33 - Spannungen am Ausgang des Transformators und an den VK der PVA, <i>rot</i> : alles off, <i>grün</i> : ESR und RONT on, <i>blau</i> : ESR, RONT und FRT & P(u) on.....	24
Bild 34 - Schematische Darstellung des realen VN	25
Bild 35 - Gemessene Momentanwerte am Ausgang des EBG – ESR, oben: Phasenspannungen, unten: Phasenströme	26
Bild 36 – Fouriertransformation der gemessenen Momentanwerte, <i>links</i> : vor dem Effekt, <i>rechts</i> : während des Effekts	27
Bild 37 - Gemessener FNI-Verlauf am VK der PVA Hausnummer 88	28
Bild 38 - Einphasiges Prinzipschaltbild des WR und die Struktur des Regelkreises	28
Bild 39 - Reglerstruktur eines „single loop“-Stromreglers mit „voltage feedforward“.....	29
Bild 40 - Betrachtung der dominanten Pole in Abhängigkeit der Induktivität L_g	29
Bild 41 - Bode-Diagramm der Transferfunktion in Abhängigkeit der Induktivität L_g	30
Bild 42 – FNI-Verläufe in verschiedenen Betriebszuständen	31
Bild 43 - Prinzipschaltbild des Regelsystems, schwach ausgeprägte Resonanzstelle der FNI	31
Bild 44 - Prinzipschaltbild des Regelsystems, normal ausgeprägte Resonanzstelle der FNI	32
Bild 45 - Prinzipschaltbild des Regelsystems, stark ausgeprägte Resonanzstelle der FNI.....	33
Tabelle 1 - Kenndaten der PVA des realen VN.....	25