



© fotopro

Verhalten von Windparks bei Netzfehlern

Masterarbeit von
Thomas Ogris

Betreuer und Beurteiler
Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

11/2020

Technische Universität Graz
Institut für elektrische Anlagen und Netze
Inffeldgasse 18/1
8010 Graz
Österreich

Institutsleiter

DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Betreuer und Beurteiler

Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Masterarbeit von
Thomas Ogris

11/2020

Statutory Declaration

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, 23.11.2020

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 23.11.2020

Danksagung

Ich, Thomas Ogris, möchte mich hiermit herzlichst bei Herrn Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner für die äußerst zuverlässige und stets hilfsbereite Betreuung bedanken. Durch die immer freundlichen Denkanstöße konnte ich viel neues Wissen generieren und weitere Themen behandeln, welche zu Beginn nicht vorgesehen waren.

Ein besonderer Dank gilt auch Herrn DI Jürgen Marchgraber, welcher mir ein Modell zur Untersuchung des Gegensystems zur Verfügung gestellt hat.

Zu guter Letzt will ich mich natürlich auch bei meiner Familie und meinen Freunden bedanken, die mich während der Zeit meines Studiums in allen Belangen unterstützt haben.

Abstract

Due to the ever-increasing share of renewable energies, they also have to support the voltage in the event of a fault by feeding in reactive current.

In this thesis the behaviour of a windturbine during a fault was investigated. Depending on the voltage change during a fault a windturbine has to inject a reactive current into the grid to support the voltage and remain connected to the grid for as long as required by the technical and organisational guidelines.

By varying various parameters in the control system, it was possible to find out that certain parts of the standard did not correspond with the implementation in the control system. These include, for example, the definition of the output current in case of a fault and the voltage change, which was not even mentioned in the standard.

The examination of the pointer diagrams also shows that the phase shifts between current and voltage during dynamic voltage support were not ideally chosen. However, this only applies to the symmetrical faults.

In the asymmetrical fault case, the phase positions of the negative-sequence voltage and the negative-sequence current show ideal behaviour. However, the current carrying capacity of the inverter could be exhausted if a suitable vector addition would be done by the sum of the positive-sequence current and the negative-sequence current.

Kurzfassung

Durch den immer größer werdenden Anteil an erneuerbaren Energien müssen auch diese einen Beitrag zur Spannungsstützung im Fehlerfall durch Einspeisung von Blindstrom leisten.

In dieser Arbeit wurde das Verhalten einer Windkraftanlage im Fehlerfall untersucht. In einem Solchen muss diese durch einen von der Spannungsänderung abhängigen Blindstrom die Spannung stützen und so lange am Netz bleiben wie dies durch die technischen und organisatorischen Richtlinien gefordert wird.

Indem verschiedene Parameter in der Regelung variiert wurden, konnte festgestellt werden, dass bestimmte Teile der Norm nicht mit der Implementierung in der Regelung übereinstimmen. Dazu gehören zum Beispiel die Definition des Ausgangsstroms im Fehlerfall sowie der Spannungsänderung, welche in der Norm gar nicht erst erwähnt wurde.

Auch die Untersuchung der Zeigerdiagramme zeigt, dass die Phasenverschiebungen zwischen Strom- und Spannung während der dynamischen Netzstützung nicht ideal gewählt wurden. Dies gilt allerdings nur für den symmetrischen Fehlerfall.

Im unsymmetrischen Fehlerfall zeigen die Phasenlagen der Gegensystemspannung und des -stroms ein ideales Verhalten. Allerdings könnte man die Stromtragfähigkeit des Umrichters durch geeignete Vektoraddition von Mit- und Gegensystemstrom noch ausreizen.

Liste der Abkürzungen und Indizes

1	Index für das Mitsystem
2	Index für das Gegensystem
Δ	Änderung einer Größe
ag	air gap
base	per-unit Basiswert
cmd	Command - Stromkommando zum Generatorsystem
DASM	Doppeltgespeiste Asynchronmaschine
gen	Generator
Ges	Gesamt
gs	Generatorsystem
filt	Gefilterte Variable
FRT	fault ride through
IEC	International Electrotechnical Commission
imag	Imaginärteil
KA	Kurzschluss
LF	Lastfluss
LVRT	Low voltage ride through
L1	Phase 1
L2	Phase 2
L3	Phase 3
max	Maximum
min	Minimum
n	Index für Nennspannung, -strom bzw. -leistung
OCB	Open-Circuit-Breaker
OVRT	Over voltage ride through
ÖVE	Österreichischer Verband der Elektrotechnik
PLL	Phase Locked Loop (Phasenregelschleife)

PMSM	Permanenterregte Synchronmaschine
POC	Point of Connection (Netzanschlusspunkt)
PV	Photovoltaic
p	Wirkkomponente
q	Blindkomponente
ref	Referenzwert des Controllers
real	Realteil
sys	System
TOR	Technische und Organisatorische Richtlinien
TRWP	WP Transformator
TRWT	WT Transformator
UVRT	Under voltage ride through
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Windkraftanlage
WT	Windturbine
WTC	Netzmessung für den WT Controller
WTP	Netzmessung für den WT Netzschutz
WTR	WT Rotor
WTref	Referenzwert der Windturbine
WTT	WT Terminal

List of Symbols and Signals

A_R	Wirksame Fläche des Windes
C_p	Betz-Faktor
F_{FRT}	fault ride through flag
F_{OCB}	open-circuit-breaker-flag
i_n	Nennstrom

$i_{p\text{cmd}}$	Wirkstromkommando zum Generatorsystem
$i_{p\text{max}}$	Maximaler Wirkstrom
$i_{q\text{base}}$	Basisstrom für den Ausgang der „Q Control“
$i_{q\text{cmd}}$	Blindstromkommando zum Generatorsystem
$i_{q\text{max}}$	Maximaler Blindstrom (In)
$i_{q\text{min}}$	Minimaler Blindstrom
$i_{q\text{post}}$	Zusätzlicher Blindstrom nach Beendigung des Fehlers
i_q^1	Mitsystem-Blindstrom
i_q^2	Gegensystem Blindstrom
i_{qv}^1	Zusätzlicher Blindstrom im Mitsystem
i_{qv}^2	Zusätzlicher Blindstrom im Gegensystem
K_{Iq}	Integrationsverstärkung des Q-Regler
K_{Pq}	Proportionalitätsverstärkung des Q-Reglers
K_{Iu}	Integrationsverstärkung des U-Regler
K_{Pu}	Proportionalitätsverstärkung des U-Reglers
K_{qv1}	Verstärkungsfaktor zur dynamischen Netzstützung im Mitsystem
K_{qv2}	Verstärkungsfaktor zur dynamischen Netzstützung im Gegensystem
$M_{q\text{FRT}}$	Regelungsmodus im Fehlerfall
M_{qG}	Regelungsmodus im Lastfluss
$o5$	Integralanteil des U-Reglers
$o6$	Proportionalanteil des U-Reglers
P_n	Nennwirkleistung
P_w	Leistung einer Windkraftanlage
p_{WT}	WTT Wirkleistung
$p_{WT\text{ref}}$	WTT Referenzwirkleistung
q_{WT}	WTT Blindleistung
$q_{WT\text{max}}$	Maximale WTT Blindleistung
$q_{WT\text{min}}$	Minimale WTT Blindleistung

S_n	Nennscheinleistung
T_{post}	Zeitangabe wie lange i_{post} eingespeist wird
U_{droop}	Ausgang des Moduls Voltage droop (bei Standardeinstellungen gleich u_{WT})
U_{db1}	Untere Grenze des Totbands
U_{db2}	Obere Grenze des Totbands
U_{qdip}	Spannungsschwelle für LVRT Erkennung in „Q Control“
U_{imag}	Imaginärteil der Spannung
U_{real}	Realteil der Spannung
U_{ref}	Benutzerdefinierte Vorspannung in der Spannungsreferenz
U_n	Nennspannung
u_{WT}	Aktuelle gemessene Spannung an WT Terminal
u^1	Mitsystemspannung
u^2	Gegensystemspannung
Δu^1	Änderung der Mitsystemspannung
Δu^2	Änderung der Gegensystemspannung
du	Änderung der Spannung (Bezeichnung aus „Q Control“)
v_{wind}	Windgeschwindigkeit
X_{WTref} ($M_{qG} = 0$)	Delta zwischen Spannung der Anlage und u_{ref0}
X_{WTref} ($M_{qG} = 0$)	Referenzblindleistung der Anlage
y_i	Eingangssignal Q-Regler
y_{i1}	Eingangssignal U-Regler
y_{i2}	Spannungssollwert aus Q-Regler
ρ	Luftdichte

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	1
1.1	Ausgangslage und Motivation	1
1.2	Ziele der Arbeit	2
1.3	Gliederung der Arbeit.....	3
2	Technische Richtlinien und Normen für Windkraftanlagen.....	5
2.1	Technische und Organisatorische Richtlinien (TOR)	5
2.1.1	Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz	5
2.2	OVE EN IEC 61400-27	9
3	Technische Grundlagen von Windkraftanlagen (Stand der Technik).....	11
3.1	Aufbau einer Windkraftanlage	11
3.2	Leistungsentnahme aus der Luftströmung (Turbine)	12
3.3	Generatortypen.....	13
3.4	Grundlagen zur Simulation	15
3.5	Struktur des Reglers einer Typ 4B Windturbine	16
3.5.1	Modulare Struktur eines Typ 4B Windturbinenmodells	16
3.5.2	Generator control sub-structure.....	17
3.5.3	Q Control	19
4	Blindleistungsregelung im symmetrischen Fehlerfall	23
4.1	Allgemeines zur Simulation und Netzaufbau.....	24
4.2	Variation des Reglermodus M_{qG}	26
4.2.1	Verhalten der Anlage im stationären Betrieb.....	27
4.2.2	Verhalten der Anlage im Fehlerfall	30
4.3	Blindleistungseinspeisung im Mitsystem	35
4.3.1	Wahl definierter Arbeitspunkte für den stationären Betrieb.....	37
4.3.2	Spannungsstützung mit $M_{qFRT} = 0$ und $K_{qv1} = 1$	38
4.3.3	Spannungsstützung mit $M_{qFRT} = 0$ und $K_{qv} = 2$	40
4.3.4	Spannungsstützung mit $M_{qFRT} = 0$ und $K_{qv1} = 0$	41

4.3.5	Prinzip der Spannungsstützung (Blindstromstatik) für $M_{qFRT} = 0$	41
4.3.6	Spannungsstützung mit $M_{qFRT} = 1$	43
4.3.7	Spannungsstützung mit $M_{qFRT} = 2$	49
4.4	Ausgangsstrombegrenzung des Umrichters	50
4.5	FRT-Profil	53
4.6	Zusammenfassung des Kapitels	54
5	Zeigerdiagramme im symmetrischen Fehlerfall	55
5.1	Betrachtung im stationären Zustand.....	56
5.2	Ideale Einspeisung	57
5.3	Reale Einspeisung.....	59
5.4	Mitsystemstrom- und -spannungsänderung am Fehlerort.....	62
5.5	Zusammenfassung des Kapitels	63
6	Blindleistungseinspeisung im unsymmetrischen Fehlerfall	65
6.1	Modellierung der dynamischen Netzstützung von über Umrichter angebundene Erzeugungsanlagen und Speichern.....	65
6.2	Phasenlagen der dynamischen Netzstützung im Gegensystem.....	70
6.2.1	Stationärer Betrieb.....	71
6.2.2	Unsymmetrischer Fehlerfall mit $K_{qv1} = K_{qv2} = 0$	72
6.2.3	Unsymmetrischer Fehlerfall mit $K_{qv1} = K_{qv2} = 2$	73
6.3	Strombegrenzung im Mit- und Gegensystem.....	76
6.3.1	Modellierung in Matlab.....	77
6.3.2	Berechnung mit Aktivierung der Strombegrenzung.....	78
6.3.3	Optimierung der Strombegrenzung	81
6.4	Zusammenfassung des Kapitels	84
7	Schlussfolgerungen.	85
8	Anhang	87
8.1	Matlab-Code: Begrenzung aktiv	87
8.2	Matlab-Code: Begrenzung inaktiv	89
9	Literaturverzeichnis.....	91

1 Einführung

1.1 Ausgangslage und Motivation

Durch die Energiewende kam es in den letzten Jahren zu einem Übergang von zentralen Großkraftwerken unter Nutzung der fossilen Brennstoffe Kohle, Erdgas und Erdöl zur Nutzung erneuerbarer Energien wie Windenergie, Sonnenenergie, Wasserkraft uvm. Vor allem der aus Windkraftanlagen erzeugte Anteil der Energie nahm in den letzten Jahren besonders zu. Durch diese zunehmende Nutzung der Windenergie ändert sich nach und nach auch die Struktur des Energieversorgungsnetzes. Die zentrale Einspeisung durch Großkraftwerke wird durch eine dezentrale Einspeisung durch kleinere erneuerbare Energieerzeugungsanlagen ersetzt.

Dies bedeutet das auch der stabile Betrieb von Energieversorgungsnetzen vor neuen Herausforderungen gestellt wird. Die bisher eingesetzten konventionellen, zentralen Großkraftwerke wirken durch die Verwendung von direkt an das Netz gebundenen Synchrongeneratoren aufgrund ihrer großen Trägheit frequenzstabilisierend und durch die steuerbare Blindleistung auch bei Netzfehlern spannungsstabilisierend. Diese netzstabilisierenden Systemdienstleistungen müssen nun auch die dezentralen Windkraftanlagen übernehmen können. Folgende Funktionen sollen unter anderem gewährleistet sein [1]:

- Leistungsschwankungen im Energieversorgungsnetz sollen aktiv gedämpft werden
- Die Frequenzhaltung soll durch Bereitstellung von Wirkleistung unterstützt werden
- Die Spannungshaltung soll durch Bereitstellung von Blindleistung unterstützt werden
- Die Stabilität der Netzspannung bei Netzfehlern soll erhöht werden

Letzteres geschieht dadurch, indem sich die Windkraftanlage bei einem Netzfehler nicht vom Netz trennt, so dass die Netzspannung während des Fehlers gestützt wird und kein zusätzliches Leistungsdefizit nach der Klärung des Fehlers entsteht. Neben dem unterbrechungsfreien Durchfahren von Netzfehlern ist unter anderem die dynamische Netzstützung durch die zusätzliche Speisung eines Blindstroms im Mit- und Gegensystem gefordert. Diese Anforderung ist besser bekannt unter der englischen Abkürzung Fault Ride Through (FRT) und ist Kern dieser Arbeit. In den aktuellen Netzanschlussbedingungen von umrichterbasierter Einspeisung (Wind, PV), auf welche in weiterer Folge noch genauer eingegangen wird, ist das geforderte Verhalten genau definiert [1].

Im Laufe der Zeit haben sich drehzahlvariable Systeme durchgesetzt. Dies kann durch das System mit doppeltgespeister Asynchronmaschine (DASM) oder durch die Verwendung einer permanenterregten Synchronmaschine (PMSM), welche über einen Vollumrichter gespeist wird, realisiert werden. Zweiteres wird in dieser Arbeit genauer untersucht.

1.2 Ziele der Arbeit

In dieser Arbeit soll das Verhalten einer Windkraftanlage bei typisch auftretenden Fehlern im Netz (2- und 3-polige Kurzschlüsse) behandelt werden. Dabei ist insbesondere die Auswirkung der geforderten Blindstromstatik im Mit- und Gegensystem auf den Kurzschlussstrom und die Spannungsqualität zu untersuchen.

Folgende Ziele sollen verfolgt werden:

- Modellierung der wesentlichen Komponenten (Windkraftanlage mit Vollumrichter) in der Software DigSilent PowerFactory
- Erarbeitung der Funktionsweise der Regelung einer Windkraftanlage durch Simulationen in der Software DigSilent PowerFactory
- Vergleich zwischen Anforderungen der verschiedenen Normen und dem tatsächlichen Verhalten in der Software
- Das Verhalten während Netzfehlern zu untersuchen und mit geänderten Parametern zu vergleichen
- Beobachtung der Phasenlagen von Mit- und Gegensystemspannung und –strom im stationären Betrieb und im Fehlerfall sowie der Vergleich zwischen idealen und realen Verhalten
- Untersuchung der Stromtragfähigkeit des Umrichters und wie diese ausgereizt werden kann

Nicht Teil dieser Arbeit ist der Vergleich der Funktionsverweise zwischen den Simulationen und Versuchen an einer realen Windkraftanlage.

1.3 Gliederung der Arbeit

Die in Kapitel 2 angeführten relevanten Technischen und Organisatorischen Richtlinien und Normen zur Netzintegration von Windkraftanlagen geben die Basis für technische Umsetzungen.

Die technischen Grundlagen zum Aufbau von Windkraftanlagen und der konventionellen Regelung der untersuchten Generatorsysteme werden in Kapitel 3 erläutert. Dabei wird auf die grundlegenden Komponenten, welche in Windkraftanlagen vorhanden sind und auf die verschiedenen Generatorsysteme sowie der Aufbau der Regelstruktur eingegangen. Auch die Theorie zur Energiegewinnung aus Windkraft wird grob umrissen. Zu guter Letzt wird auch die verwendete Software DigSilent PowerFactory kurz vorgestellt. Ein Teil dieser Arbeit galt auch der Einarbeitung in die Software.

Kapitel 4 behandelt die dynamische Netzstützung im symmetrischen Fehlerfall. Dabei wurden verschiedene Regeleinstellungen getroffen und der Unterschied sowie der Ablauf der Regelung erarbeitet. Weiteres wird auch die Stromtragfähigkeit des Umrichters im Mitsystem in diesem Kapitel behandelt.

Die Phasenlagen der Spannungen und Ströme wurden in Kapitel 5 untersucht. Ziel dabei war es festzustellen, ob die Regelung ein ideales Verhalten aufweist oder nicht.

In Kapitel 6 wurden anschließend unsymmetrische Fehlerfälle und deren Auswirkungen auf Mit- und Gegensystemspannung untersucht. Auch in diesem Kapitel wurde auf Phasenlagen sowie die Stromtragfähigkeit des Umrichters eingegangen. Für diese Untersuchungen wurde auf ein von der TU Wien erstelltes Modell zurückgegriffen, da DigSilent PowerFactory die dynamische Netzstützung im Gegensystem nicht unterstützt.

2 Technische Richtlinien und Normen für Windkraftanlagen

Die Windenergie hat vor allem im letzten Jahrzehnt stark an Bedeutung gewonnen. Durch den schnellen Ausbau sowie neuen Technologien sind sowohl Netzbetreiber als auch Hersteller von Windkraftsystemen gefordert. Die Netzbetreiber sind dafür verantwortlich die sogenannten Netzanschlussregeln zu stellen. In diesen befinden sich die technischen Anforderungen zur Netzintegration an die Windenergie-Erzeugungsanlagen. Die Netzanschlussregeln, welche in Österreich in den Technischen und Organisatorischen Richtlinien (TOR) zusammengefasst sind, sollten so transparent und eindeutig wie möglich sein. Dies dient dazu, dass die Hersteller die geforderten Funktionen in ihre Systeme implementieren können. Zudem muss der Netzbetreiber die Stabilität und Zuverlässigkeit des gesamten Netzes sicherstellen.

In diesem Kapitel werden die technischen Richtlinien und Normen in Bezug auf Windenergie kurz erläutert. Dazu gehören neben der TOR, welche die Netzanschlussregeln festlegt, auch die Normen IEC 61400-27-1 und IEC 61400-27-2 sowie die IEC 61400-21-1 für konkrete technische Anforderungen bei Simulationen und Tests. Schwerpunkt der folgenden Erläuterungen ist das Verhalten bei Netzfehlern.

2.1 Technische und Organisatorische Richtlinien (TOR)

Die TOR [2] ist ein mehrteiliges Regelwerk welches von der Energie-Control Austria in Zusammenarbeit mit den Österreichischen Netzbetreibern erarbeitet wurde und zwingend von Betreibern und Benutzer von öffentlichen elektrischen Energienetzen anzuwenden ist. Ziele dabei sind unter anderem eine angemessene Versorgungssicherheit und einen weitgehend störungsfreien Verbundbetrieb. [2]

Im Folgenden Abschnitt wird auf den Teil *TOR Erzeuger Typ B* (Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B) eingegangen. Zum Erzeuger Typ B gehören all jene Anlagen mit der Maximalkapazität ≥ 250 kW und < 35 MW und einer Nennspannung von < 110 kV.

2.1.1 Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz

Neben Anforderungen zur Frequenzhaltung durch geeigneter Wirkleistungsregelung gehören auch Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung. Dazu zählt die FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen, auf welche in dieser Arbeit genauer eingegangen wird. [2]

a) FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen

Bei Fehlern im Netz müssen Stromerzeugungsanlagen dazu fähig sein, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten. Dies gilt sowohl für symmetrische als auch

unsymmetrische Fehler. Ein Spannungs-Zeit-Profil gibt den unteren Grenzwert des Verlaufs der Außenleiterspannung am Netzanschlusspunkt bezogen auf ihren Referenzwert 1 p.u. vor dem Fehler, während dem Fehler und nach dem Fehler vor. [2]

Abb. 2.1 zeigt den Verlauf für synchrone Stromerzeugungsanlagen und Abb. 2.2 für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen laut TOR.

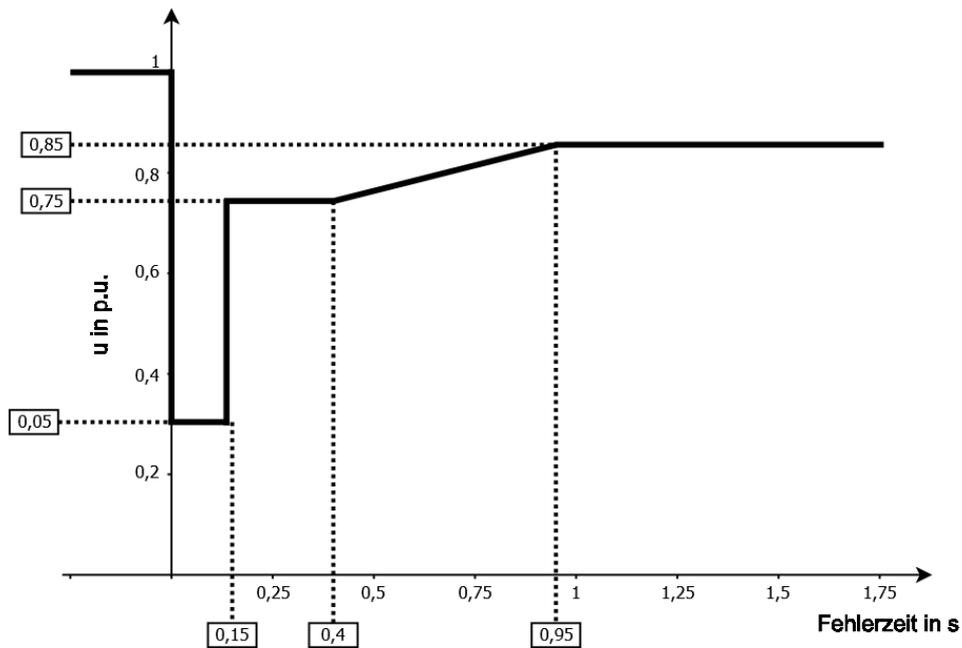


Abb. 2.1: FRT-Grenzkurve für den Spannungsverlauf synchroner Stromerzeugungsanlagen (eigene Abbildung nach TOR Erzeuger Typ B)

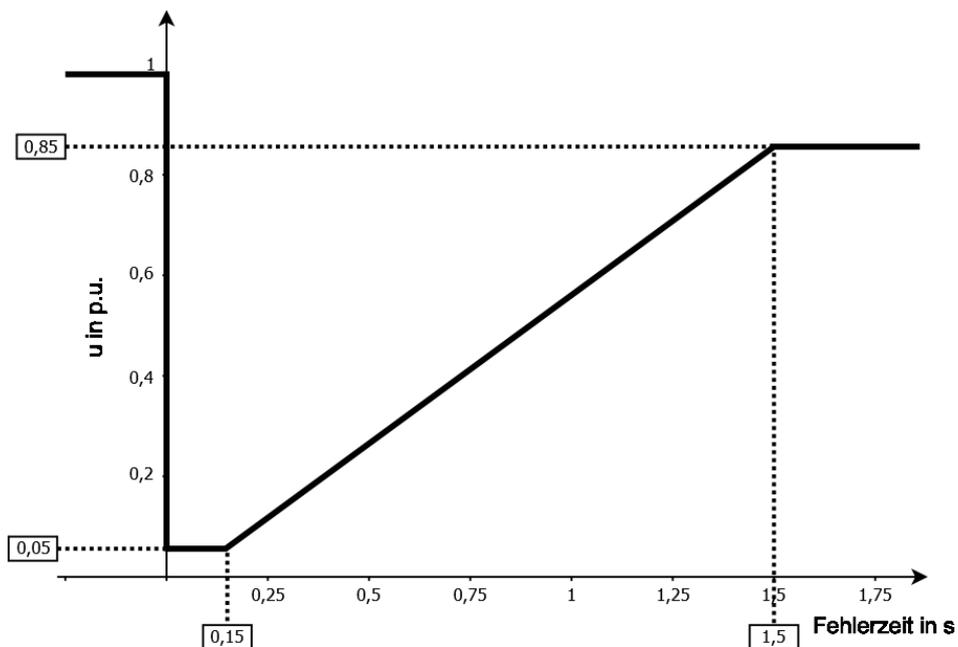


Abb. 2.2: FRT-Grenzkurve für den Spannungsverlauf nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (eigene Abbildung nach TOR Erzeuger Typ B)

Weiteres müssen Stromerzeugungsanlagen dazu fähig sein mehrere aufeinanderfolgende Fehler durchfahren zu können. Wird dabei die thermische Auslegungsgrenze erreicht, darf sich das System vom Netz trennen. [2]

Für die hinsichtlich der FRT-Fähigkeit zu berücksichtigten Bedingungen am Netzanschlusspunkt vor und nach einem Fehler stellt der zuständige Netzbetreiber folgende Daten bereit:

- Mindestkurzschlussleistung vor dem Fehler an jedem Netzanschlusspunkt in MVA
- Betriebspunkt der Stromerzeugungsanlage vor dem Fehler (abgegebene Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt und Spannung am Netzanschlusspunkt)
- Mindestkurzschlussleistung nach dem Fehler an jedem Netzanschlusspunkt in MVA [2]

b) Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern

Das Verhalten im Fehlerfall unterscheidet sich je nach Spannungsebene. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz müssen in der Lage sein, Spannungseinbrüche mit einer Restspannung $< 0,8 U_n$ durchzufahren. Dabei dürfen sie sich nicht vom Netz trennen und keinen Strom in das Netz des Netzbetreibers einspeisen. Dies wird als eingeschränkte dynamische Netzstützung bezeichnet. [2]

Zusätzlich können in Abstimmung mit dem Netzbetreiber bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, auch andere definierte Betriebspunkte durch geeignete Wirk- und Blindstromeinspeisung oder die Wirk- und Blindleistungseinspeisung vereinbart werden. Diese müssen mit möglichst hoher Genauigkeit gehalten werden. [2]

Der zuständige Netzbetreiber hat auch die Möglichkeit eine dynamische Blindstromstützung zu verlangen. Diese Forderung gilt für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz oder einer höheren Spannungsebene. Bei symmetrischen und asymmetrischen Fehlern müssen solche Anlagen unter den folgenden Bedingungen eine dynamische Blindstromstützung bereitstellen:

- Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen müssen bei sprunghaften Spannungsänderungen¹ bzw. bei einer Spannung am Netzanschlusspunkt von $> 1,1$ p.u. oder $< 0,9$ p.u. die Spannung durch Erhöhung oder Absenkung eines zusätzlichen Blindstroms $\Delta i_q^{1,2}$ sowohl im Mitsystem als auch im Gegensystem stützen;

¹ Der gemessene Momentanwert einer Spannung weicht um einen Betrag von mindestens 5% des Momentanwerts der theoretisch fortgeführten Vorfehlerspannung ab. Dies kann sich sowohl auf verketteten Spannungen als auch Sternspannungen beziehen.

- Dieser zusätzliche Blindstrom ist proportional der Mit- bzw. Gegensystemspannungsänderung $\Delta u^{1,2}$ und einem zusätzlichen Verstärkungsfaktor k^2 , welcher vom relevanten Netzbetreiber vorgegeben wird und in der Regelung eingestellt werden kann. Gibt der Netzbetreiber nicht explizite Werte vor, so ist ein Wert $k = 2$ zu wählen. Abb. 2.3 veranschaulicht dieses Prinzip. [2]

$$\Delta i_{qv}^1 = k \cdot \Delta u^1 \quad \text{Gl. 2.1}$$

$$\Delta i_{qv}^2 = k \cdot \Delta u^2 \quad \text{Gl. 2.2}$$

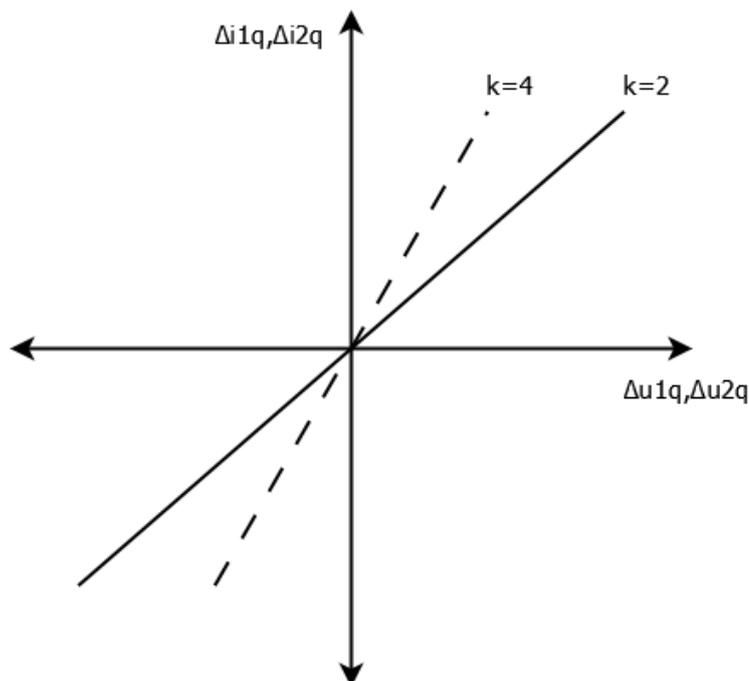


Abb. 2.3: Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern (eigene Abbildung nach [3])

Nach dem Zeitpunkt des Wiedereintritts der Netzspannung nach Fehlerklärung in das zulässige Spannungsband gem. ÖVE/ÖNORM EN 50160 erfolgt der Übergang von der dynamischen Blindstromstützung zur statischen Spannungshaltung. Dies soll kontinuierlich und nicht sprungförmig erfolgen. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, einen Blindstrom von mindestens der Höhe des Bemessungsstromes einzuspeisen. [2]

² Dieser Verstärkungsfaktor wird in den nachfolgenden Simulationen mit $K_{qv}^{1,2}$ für Mit- und Gegensystem bezeichnet. Der Zusammenhang zwischen der Spannungsänderung und des eingespeisten Blindstroms wird auch Blindstromstatik bezeichnet.

Wurde die Wirkleistungsabgabe während des Netzfehlers reduziert, muss diese von nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen so schnell wie technisch möglich wieder auf den Vorfehlerwert gesteigert werden. [2]

Für Stabilität bei Netzpendelungen wurden diesbezüglich keine Anforderungen an Stromezeugungsanlagen vorgesehen. [2]

2.2 OVE EN IEC 61400-27

Die OVE EN IEC 61400 ist die Internationale Norm für Windkraftanlagen. Da der Schwerpunkt dieser Arbeit in den Simulationen von Windkraftanlagen während Netzfehlern liegt, wird im Folgenden auf die Teile 27-1 [4] und 27-2 [5] eingegangen.

Die OVE EN IEC 61400-27-1 spezifiziert die standardisierten dynamischen elektrischen Modelle für Windturbinen und Windkraftanlagen. Neben den Modellen für Windturbinen beinhaltet diese auch Modelle für weitere Anlagenteile wie zum Beispiel für STATCOMs.

Die in dieser Norm definierten Reglerstrukturen wurden für die typisch verwendeten Ausführungen von Windkraftanlagen entwickelt. Diese lassen sich in vier Klassen unterscheiden, Typ 1 – 4. In dieser Arbeit wird aber lediglich auf den Typ 4 eingegangen. Dabei handelt es sich um eine Windkraftanlage mit Vollumrichter. Auf die technischen Details und den Aufbau der Reglerstruktur wird in Kapitel 3.5 eingegangen.

3 Technische Grundlagen von Windkraftanlagen (Stand der Technik)

Dieses Kapitel soll einen Überblick über die vorhandenen Hauptkomponenten und das Verhalten einer Windkraftanlage geben. Nach einer kurzen Beschreibung aller Generatortypen wird anschließend speziell auf den in dieser Arbeit behandelten Typ 4 eingegangen. Bevor dann der Aufbau der vorhandenen Regelung behandelt wird, wird die verwendete Software DigSilent PowerFactory vorgestellt.

3.1 Aufbau einer Windkraftanlage

Um einen groben Überblick zum Aufbau und den später näher behandelten Komponenten zu bekommen, wird in Abb. 3.1 die Wirkungskette und Umwandlungsstufen einer Windkraftanlage, wie sie auch in einem Turmkopf einer Anlage angeordnet sind, dargestellt.

Über die Rotorblätter wird die Strömungsenergie in mechanische Energie umgewandelt. Hierbei soll erwähnt sein dass es Systeme sowohl mit starren Rotorblättern als auch mit verstellbaren Rotorblättern, mit einer sogenannten Pitchregelung, gibt. Durch Veränderung der Blattstellung kann die Leistungsaufnahme bzw. das Antriebsmoment des Windrades verändert werden. Für weitere Informationen bezüglich der Pitchregelung wird hier auf das Buch "Windkraftanlagen, Systemauslegung, Netzintegration und Regelung" von Siegfried Heier verwiesen. [7]

Anschließend wird die Drehzahl der Welle über ein Getriebe auf die für den Generator geeignete Drehzahl erhöht.

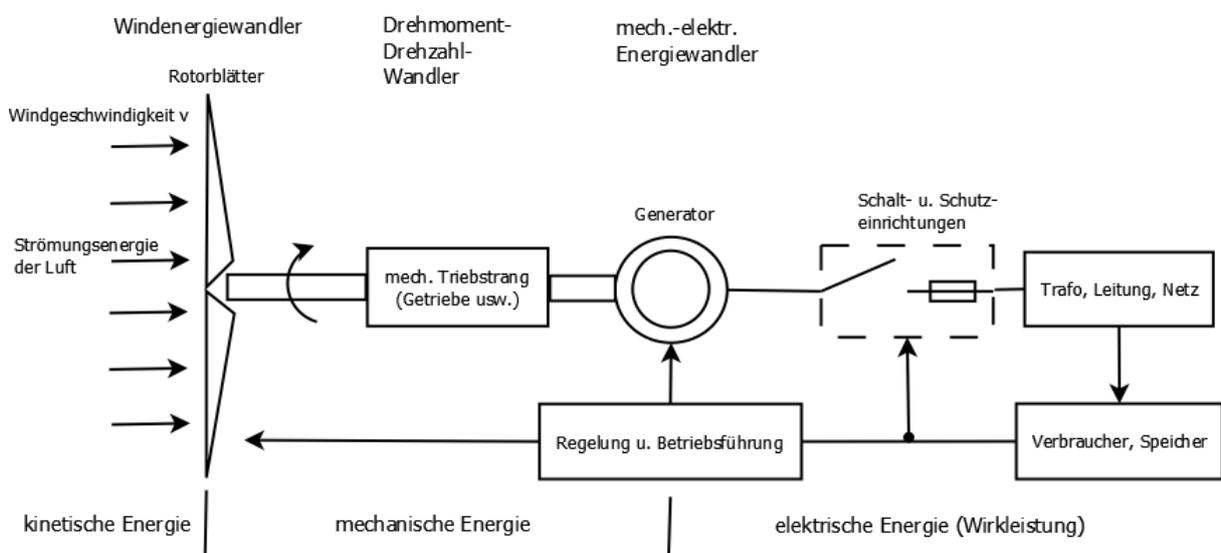


Abb. 3.1: Wirkungskette und Umwandlungsstufen einer Windkraftanlage (eigene Abbildung nach [7])

Für den Generator selbst gibt es, wie schon erwähnt, verschiedene Arten der Ausführung bzw. Regelung. Die Generatorsysteme lassen sich in drehzahlstarre und drehzahlvariable Typen unterscheiden, wobei moderne Anlagen heutzutage drehzahlvariabel betrieben werden [1]. Auf die unterschiedlichen Typen wird in Kapitel 3.3 näher eingegangen.

Anschließende Schutz- und Schalteinrichtungen sollen das gesamte System vor Überlastungen (z.B.: thermisch) und anderen Störfällen schützen. Über einen Transformator, welcher sich sowohl im inneren des Turmkopfes oder aber auch im Turm selbst befinden kann, wird die Generatorspannung auf das geforderte Spannungsniveau gebracht [7].

3.2 Leistungsentnahme aus der Luftströmung (Turbine)

Die Leistung einer Windkraftanlage P lässt sich in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit v_{Wind} wie folgt ausdrücken:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_R \cdot v_{Wind}^3 \cdot c_p \quad \text{Gl. 3.1}$$

wobei ρ die Luftdichte, c_p Betz-Faktor und A_R die wirksame Fläche, welche vom Rotor der Anlage überstrichen wird, beschreiben. Der Betz-Faktor wird als Leistungsbeiwert oder aber auch als Erntegrad bezeichnet und beschreibt die Fähigkeit der Windkraftanlage zur Umwandlung der Windenergie in rotatorische Energie. Nach dem Betzschen Gesetz kann dieser nie höher als 59,3% betragen. Moderne Anlagen liegen meist im Bereich von 25 – 45 %. [1] Auf die Herleitung dieser Formel wird an dieser Stelle wieder auf [7] verwiesen.

In Abb. 3.2 wird die Leistungskurve einer Windkraftanlage in Abhängigkeit der Rotordrehzahl für verschiedene Windgeschwindigkeiten dargestellt. Die angegebenen Zahlen dienen nur als Beispiel.

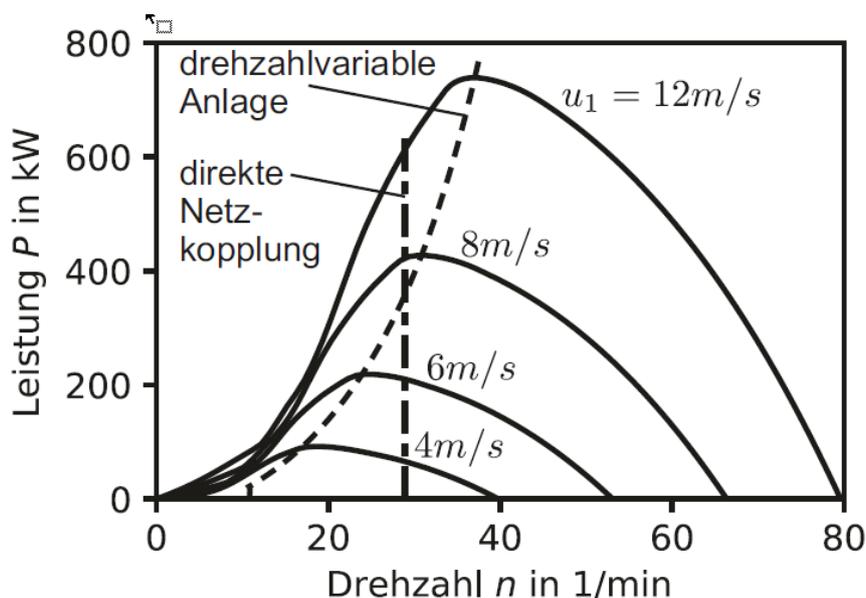


Abb. 3.2: Leistungskennlinie einer Windkraftanlage [8]

Wie in Abb. 3.2 ersichtlich, wird zwischen Drehzahlstarren und drehzahlvariablen Systemen unterschieden. Drehzahlstarre Systeme können nur mit einer Rotordrehzahl betrieben werden. Drehzahlvariable Systeme hingegen können immer im Maximum der Leistungskurve betrieben werden [1].

Dazu sei noch gesagt das Windturbinen erst ab einer Windgeschwindigkeit von ca. 4 - 3 m/s in Betrieb gehen (cut-in speed) und bei Windgeschwindigkeiten um 25 m/s (shutdown speed) aus Sicherheitsgründen wieder abgeschaltet werden [9].

3.3 Generatortypen

Dieses Kapitel gibt eine kurze Übersicht aller Generatortypen und in weiterer Folge eine genauere Beschreibung des in dieser Arbeit behandelten Systems bzw. des verwendeten Simulationsmodell und Reglerstruktur.

Wie schon mehrmals erwähnt lassen sich die Generatorsysteme in vier verschiedene Typen unterteilen. Diese haben laut [4] folgende Charakteristik:

- Typ 1: Windturbine mit direkt an das Netz angeschlossenem Asynchronmotor mit fixem Rotorwiderstand (typischerweise Käfigläufer)
- Typ 2: Windturbine mit direkt an das Netz angeschlossenem Asynchronmotor mit variablen Rotorwiderstand
- Typ 3: Windturbine mit Doppeltgespeister Asynchronmaschine (Rotor und Stator sind über einen Umrichter mit dem Netz verbunden)
- Typ 4: Windturbine ist direkt mit einem Vollumrichter an das Netz verbunden

Typ 4 lässt sicher wiederum in zwei Modelle unterteilen:

- Typ 4A: Modell vernachlässigt die aerodynamischen und mechanischen Teile und simuliert somit keine Leistungsschwingungen
- Typ 4B: Modell mit einem mechanischen 2-Massen-Modell zur Nachbildung der Leistungsschwingungen unter der Annahme eines konstanten aerodynamischen Drehmoments [10]

Abb. 3.3 zeigt den grundlegenden Aufbau von drehzahlstarren und drehzahlvariablen Systemen. Typ 3 und Typ 4 stellen die sogenannten drehzahlvariablen Systeme dar. Das verwendete Modell in dieser Arbeit ist jenes des Typ 4B.

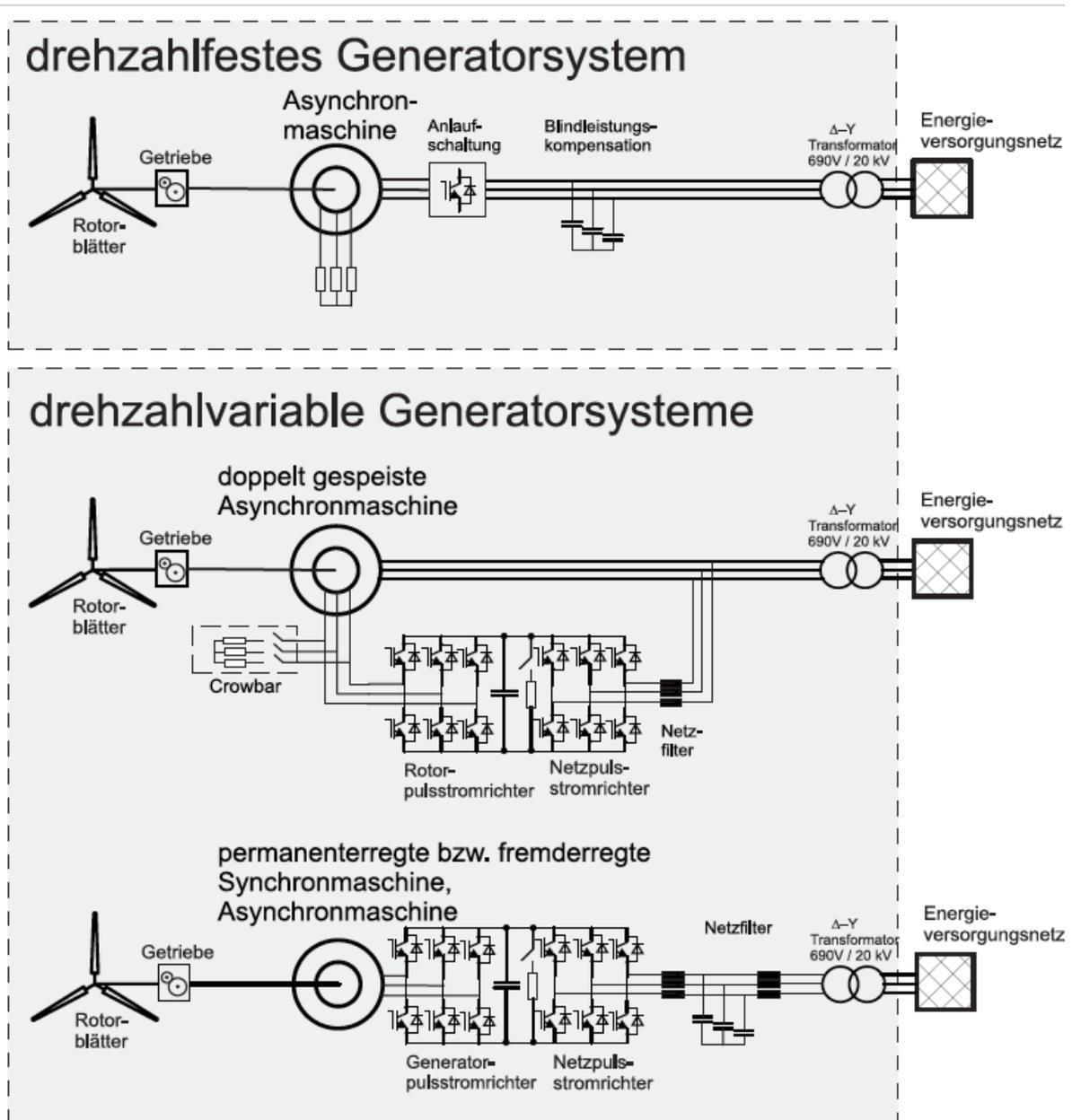


Abb. 3.3: Übersicht der Generatortypen für Windkraftanlagen [1]

Generatorsysteme mit Vollumrichter (Typ 4B)

Systeme mit Vollumrichter haben sich als konsequenteste Lösung für drehzahlvariable Generatorsysteme etabliert. Vollumrichter arbeiten mit einem Gleichstromzwischenkreis. Wie in Abb. 3.3 ersichtlich ist, handelt es sich dabei um eine Hintereinanderschaltung von Gleich- und Wechselrichter. Da der Umrichter auf die volle Leistung ausgelegt werden muss, ist dieser in der Regel auch teurer als die „Teilumrichter“ bei doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren [10].

Grundsätzlich kann für ein System mit Vollumrichter sowohl ein Asynchrongenerator als auch ein Synchrongenerator verwendet werden. Durch die gute Regelbarkeit des Synchrongenerators bietet

dieser in der Kombination mit einem Umrichter viele Vorteile, weshalb diese auch meist verwendet werden [10].

Allerdings setzen einige Hersteller auch Asynchrongeneratoren in Verbindung mit einem Vollumrichter ein. Diese sind kostengünstiger und robuster, besitzen jedoch eingeschränkte Regelungsmöglichkeiten [10].

3.4 Grundlagen zur Simulation

Die Simulationen in dieser Arbeit wurden mit der Software DigSilent PowerFactory durchgeführt. Dieser Abschnitt soll dazu dienen die Software vorzustellen, bevor anschließend auf die Struktur des Reglers eingegangen wird.

Im Bereich der Netzberechnungen von Erzeugungs-, Übertragungs-, Verteil- und Industrienetzen zählt PowerFactory zu den führenden Softwares. Von Standard-Funktionen bis hin zu äußerst komplexen und anspruchsvollen Anwendungen bietet PowerFactory ein breitgefächertes Spektrum an Funktionen. Dazu zählen die zentrale Erzeugung, Echtzeitsimulationen und Performance Monitoring zur Netzprüfung und –überwachung sowie der in dieser Arbeit im Mittelpunkt stehenden Windkraft. [6]

Zu diesem breitgefächerten Spektrum an Funktionen gehören auch die „EMT- und RMS-Simulation“. Mit der „EMT-Simulation“ ist es möglich Elektromagnetische Vorgänge zu untersuchen. Mithilfe dieser können transiente Probleme in Energieversorgungssystemen (Blitzeinschläge, Schalthandlungen, Einschaltströme, uvm.) gelöst werden. [6]

Durch das Tool „RMS-Simulation“ kann zur Analyse von Mittel- und Langzeit-Vorgängen herangezogen werden. Dies gilt sowohl für symmetrischen als auch im unsymmetrischen Zustand. [6] Für die Untersuchungen dieser Arbeit wurde die „RMS-Simulation“ verwendet.

Ein besonderer Vorteil dieser Software war es, dass die in Kapitel 3.5 vorgestellten dynamische Simulationsmodelle für die verwendete Windkraftanlage schon nach IEC EN 61400-27 integriert sind. Dies gilt auch für die in den Regelungs-Modulen verwendeten Parameter. Die Modelle werden in weiterer Folge nur noch durch die Veränderung der Parameter beeinflusst und das Verhalten untersucht [6].

3.5 Struktur des Reglers einer Typ 4B Windturbine

In diesem Abschnitt werden die Reglerstrukturen³, welche in [4] definiert werden, vorgestellt. Die darin vorhandenen Größen werden in Kapitel 4 näher beschrieben. Diese Strukturen wurden auch in DigSilent PowerFactory implementiert.

3.5.1 Modulare Struktur eines Typ 4B Windturbinenmodells

Abb. 3.4 zeigt die modulare Struktur eines Typ 4B Windkraftanlagenmodells. Die gemessenen Größen aus dem Netz werden in der „Generator control sub-structure“ in passende Wirk- und Blindströme umgewandelt und im „Generator system module“ weiterverarbeitet. Das „Grid protection module“ beinhaltet einen Schutz gegen Über- und Unterspannung sowie Über- und Unterfrequenz. [4]

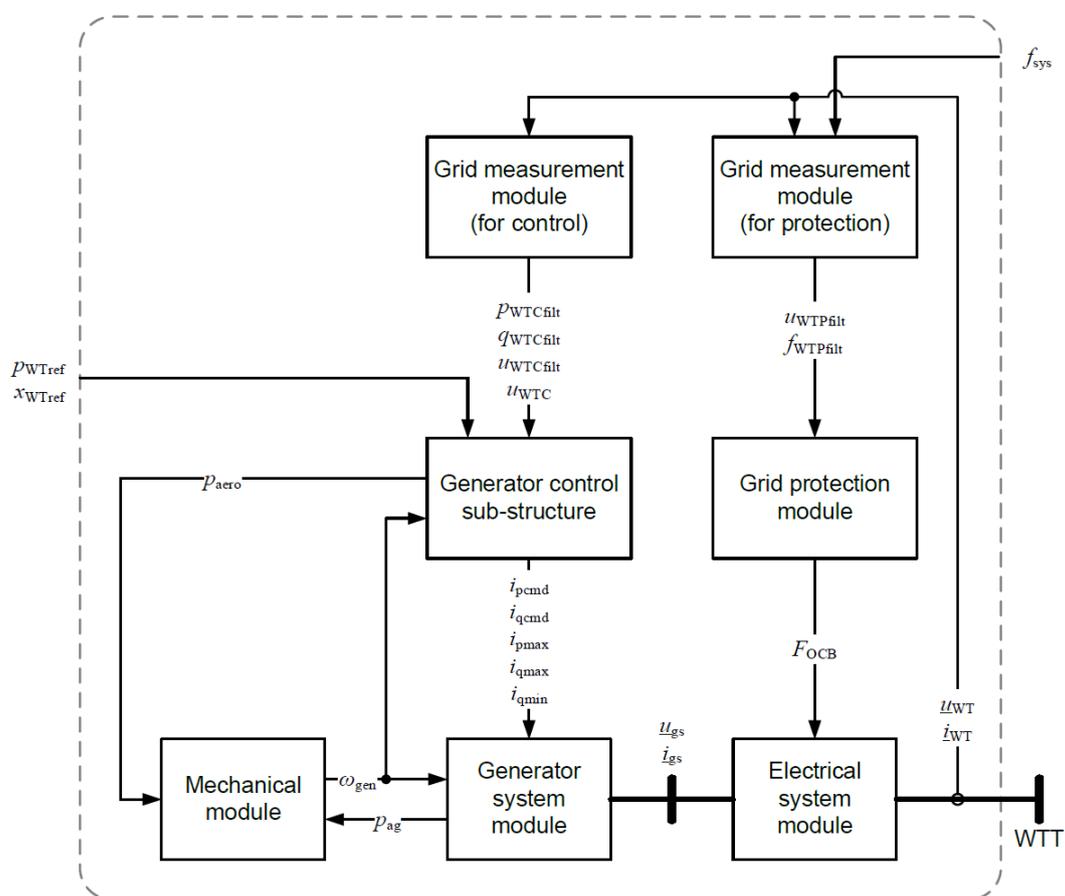


Abb. 3.4: Modulare Struktur einer Typ 4B Windkraftanlage [4]

³ Um Verwechslungen vorzubeugen werden alle Modul-Bezeichnungen innerhalb der Modularen Struktur und die darin verwendeten Größen aus der Norm bzw. in weiterer Folge aus der Software übernommen und nicht ins Deutsche übersetzt.

3.5.2 Generator control sub-structure

In Abb. 3.5 wird das Blockschaltbild der „Generator control sub-structure“ dargestellt. Dieses beinhaltet neben dem „Q limitation module“ und dem „Current limitation module“ für die Begrenzungen auch das „P control module“ sowie das „Q Control module“⁴. Letzteres ist unter anderem für die Blindleistungsregelung während Netzfehlern zuständig. Die Funktionsweise dieses Moduls kann mithilfe der Parameter M_{qG} und M_{qFRT} eingestellt werden. Was genau in der „Q Control“ im stationären Betrieb sowie im Fehlerfall passiert, wurde in Kapitel 4 erarbeitet und deckt einen großen Teil dieser Arbeit ab.

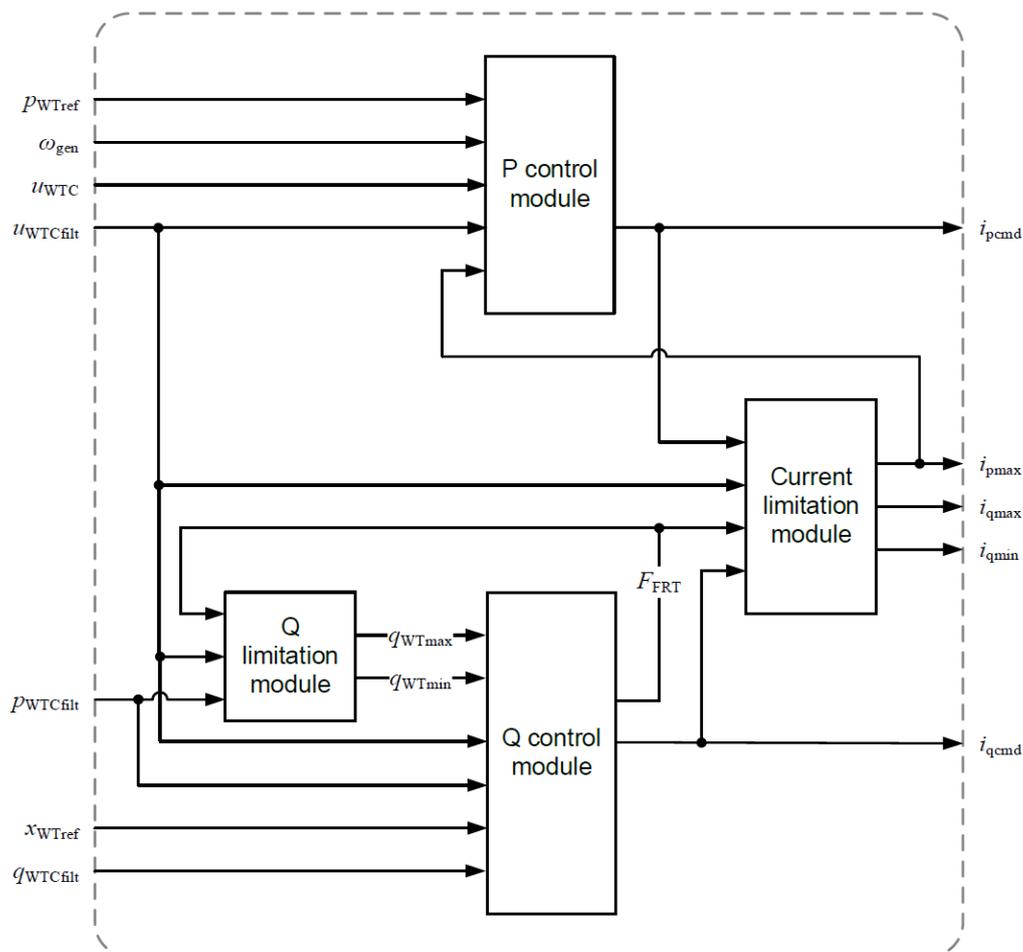


Abb. 3.5: Modulare „Generator control sub-structure“ eines Typ 4B Modells [4]

In Abb. 3.6 wird gezeigt wie die Struktur aus Abb. 3.5 in der Software Digsilent PowerFactory realisiert wurde. Der linke Teil besteht dabei aus den Messinstrumenten, welche für die weiteren Regelungsblöcke in der Mitte der Abbildung notwendig sind. Unter diesen Regelungsblöcken befindet sich neben der „P Control“ auch die „Q Control“.

⁴ Dieses Modul wird in der Software DigSilent Powerfactory mit „Q Control“ bezeichnet und wird in weiterer Folge auch in dieser Arbeit so benannt.

Das „Generator system modul“ (mitte-rechts in Abb. 3.6), welches auch in Abb. 3.4 zu sehen ist, ist anschließend dafür verantwortlich die Ströme durch einen PI-Regler in d-q-Komponenten zu transformieren. In weiterer Folge werden diese im Block „Generator WT Type 4B“ (ganz rechts) nach der Berechnung des Mitsystemstroms in Phasenströme umgewandelt.

Frame IEC Type 4B: Frame for wind turbine model of Type 4B acc. to IEC 61400-27-1 Ed.1

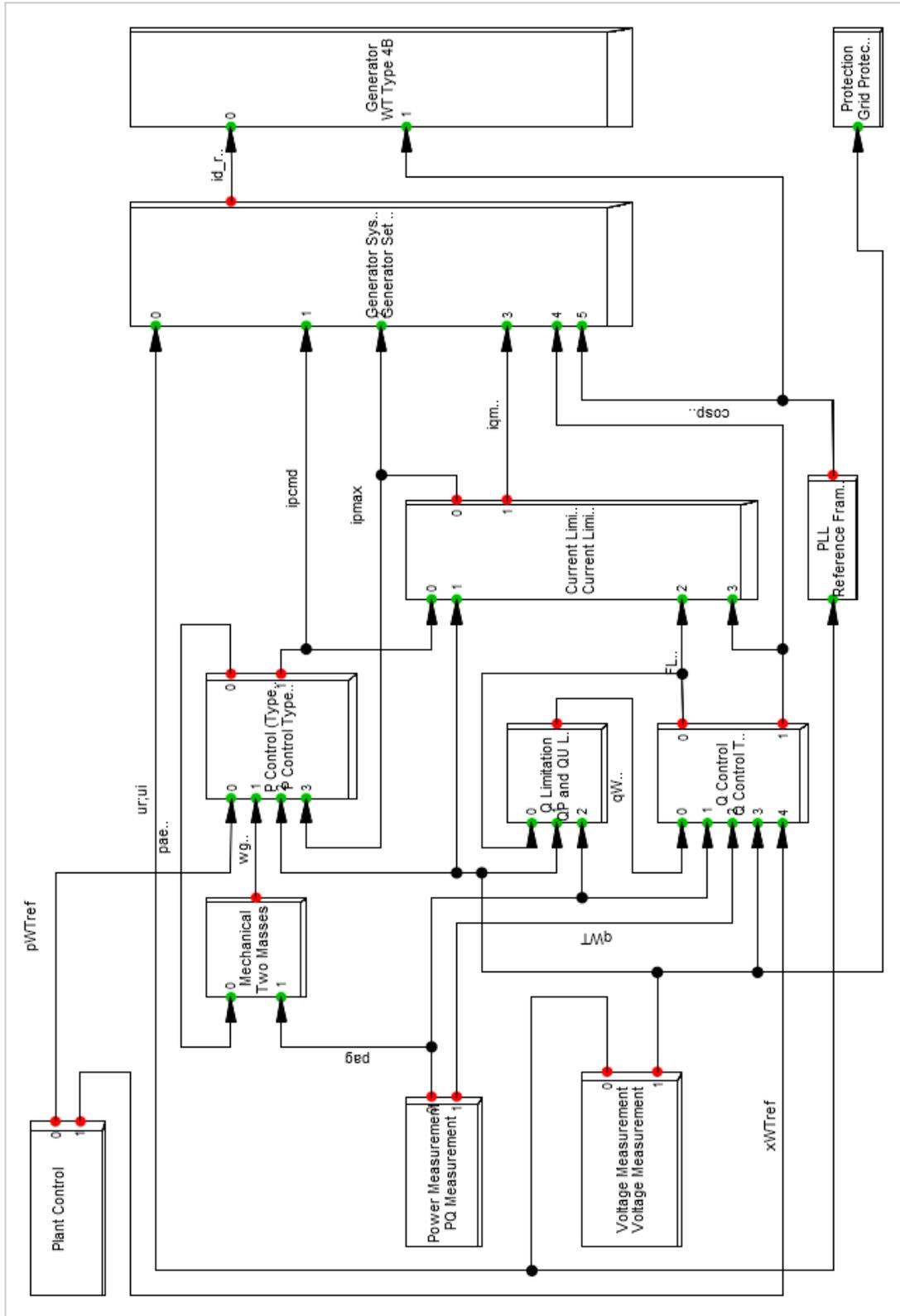


Abb. 3.6: Generator control sub-structure aus Digsilent Powerfactory [6]

3.5.3 Q Control

Abb. 3.7 zeigt wie der gesamte Signalfussplan der erwähnten „Q Control“ in DigSilent realisiert wurde. Für eine bessere Übersicht wird in Kapitel 4 nur noch auf Teile dieses Signalfussplanes eingegangen. Die Bezeichnungen der Signale und Parameter wurden aus der Software übernommen.

Tabelle 3.1 beschreibt die in der „Q Control“ vorhandenen Parameter und deren standardmäßig eingestellten Werte, welche wiederum aus der Software übernommen wurden. Ein Teil dieser Parameter wird in den Simulationen in Kapitel 4 variiert.

Tabelle 3.1: Übersicht der in „Q Control“ vorhandenen Parameter und deren standardmäßig eingestellten Werte

Bezeichnung	Wert	Beschreibung
K_{lu}	2	Integrationsverstärkung des Spannungs-PI-Reglers
M_{qG}	1	„Q Control“ Modi 0=u;1=q;2=qol;3=pf;4=openLoop pf
K_{lq}	2	Integrationsverstärkung des Blindleistungs -PI-Regler
K_{Pq}	0	Proportionalitätsverstärkung des Blindleistungs -PI-Regler
K_{Pu}	2	Proportionalitätsverstärkung des Spannungs-PI-Reglers
U_{ref0}	1	Benutzerdefinierte Vorspannung in der Spannungsreferenz
T_{qord}	0	Zeitkonstante des Blindleistungsverzögerungsglieds
T_{pfitq}	0,005	Zeitkonstante des Leistungsmessungsfilters
r_{droop}	0	Ohmsche Komponente der Spannungsabfallimpedanz
X_{droop}	0	Induktive Komponente der Spannungsabfallimpedanz
T_{ufiltq}	0,005	Zeitkonstante der Spannungsmessungsfilters
U_{qdip}	0,9	Spannungsschwelle für LVRT Erkennung in „Q Control“
T_{post}	0	Zeitspanne in welcher Blindleistung nach einem Fehler eingespeist wird
U_{db1}	0,9	Spannungstotband - untere Grenze
U_{db2}	1,1	Spannungstotband - obere Grenze
i_{qpost}	0,5	Blindstrom welcher nach dem Fehler zusätzlich eingespeist wird
K_{qv}	2	Verstärkungsfaktor des LVRT Blindstroms
M_{qFRT}	0	FRT Q modus
U_{min}	0	Spannungsminimum des Spannungs PI-Relger Integrationsterm
i_{qmin}	-1,05	Minimum der Blindstromeinspeisung
U_{max}	2	Spannungsmaximum des Spannungs PI-Relger Integrationsterm
i_{qmax}	1,05	Maximum der Blindstromeinspeisung
i_{qh1}	1,05	Maximum der Blindstromeinspeisung während einem Spannungsabfall

Die relevanten Signale der „Q Control“, auf die in den Simulationen in Kapitel 4 näher eingegangen wird, werden in Tabelle 3.2 beschrieben. Dazu gehören neben den Ein- und Ausgangssignalen auch Signale innerhalb der „Q Control“.

Tabelle 3.2: Relevante Signale und Größen welche in der Arbeit behandelt werden und deren Beschreibung

Bezeichnung	Beschreibung
q_{WT}	Aktuelle gemessene Blindleistung
$x_{WTref} (M_{qG} = 0)$	Delta zwischen Spannung der Anlage und u_{ref0}
$x_{WTref} (M_{qG} = 1)$	Referenzblindleistung der Anlage
u_{WT}	Aktuelle gemessene Spannung an WT Terminal
u_{droop}	Ausgang des Moduls Voltage droop (bei Standardeinstellungen gleich u_{WT})
i_{qbase}	Basisstrom für den Ausgang der „Q Control“
$o5$	Integralteil des Basisstroms
$o6$	Proportionalteil des Basisstroms
du	Spannungsänderung der Eingangsspannung bezogen auf 0,9p.u.
i_{qv}	Eingespeister Blindstrom während einem Fehler (abhängig von du und K_{qv})
i_{qcmd}	Ausgangsstromkommando der Q-Regelung (abhängig vom Modus M_{qFRT})
y_i	Eingangssignal Q-Regler
y_{i1}	Eingangssignal U-Regler
y_{i2}	Spannungssollwert aus Q-Regler

Für den Aufbau aller anderen Module wird hier auf die Norm IEC 61400-27-1 und die Software Digsilent Powerfactory verwiesen.

4 Blindleistungsregelung im symmetrischen Fehlerfall

Bevor auf die Auswirkungen der dynamischen Netzstützung eingegangen wird, war es das Ziel die Funktionsweise innerhalb der Regelung, vor allem der „Q Control“, zu erarbeiten und zu verstehen. Dabei wird insbesondere auf die schon in Kapitel 3.5 erwähnten Parameter M_{qG} und M_{qFRT} eingegangen. Dieses Kapitel soll also dazu dienen den Ablauf der Regelung zu erläutern und die in der Norm geforderten Verhalten nachzuweisen und deutlich zu machen bzw. auf Unstimmigkeiten zwischen Norm und Software hinzuweisen.

Nachdem Kapitel 4.1 allgemeine Informationen zu den Simulationen und dem Netzaufbau gibt, erläutert Kapitel 4.2 zunächst die verschiedenen Regelungsarten in Abhängigkeit des Parameters M_{qG} sowohl im stationären Betrieb als auch im Fehlerfall. Dabei soll vor allem der Unterschied der Spannungsregelung und der Blindleistungsregelung behandelt werden. Durch Untersuchung der Signalflüsse und einem vereinfachten Schema werden die Unterschiede erläutert.

Im Kapitel 4.3 wurden die unterschiedlichen Regelarten während eines Fehlers behandelt. Insbesondere wird hierbei auf den in Kapitel 2.1.1 erwähnten Verstärkungsfaktor K_{qv} und die in Tabelle 4.3 beschriebenen FRT „Q Control“ Modi (M_{qFRT}) eingegangen. Der Parameter M_{qFRT} wirkt sich nur auf die Blindstromeinspeisung während eines Netzfehlers aus, weshalb hier die Untersuchung im stationären Betrieb nicht behandelt wurde.

Nachdem die verschiedenen Regelungsarten erläutert wurden, wurde in Kapitel 4.4 die Stromtragfähigkeit des Umrichters behandelt. Dabei wird auch auf den Wirkstrom bzw. -leistung eingegangen da diese bei höheren Blindleistungseinspeisungen beeinflusst werden.

Den Abschluss von Kapitel 4 bildet der Abschnitt 4.5, in welchem die FRT Fähigkeit der Windkraftanlage, welche schon in Kapitel 2 erwähnt wurde, überprüft wird.

4.1 Allgemeines zur Simulation und Netzaufbau

Alle Untersuchungen basieren auf Spannungseinbrüche die durch Kurzschlüsse⁵ mit unterschiedlichen Fehlerwiderständen⁶ erreicht wurden. Dabei wurden der Blindstrom bzw. die Blindleistung und gegebenenfalls der Wirkstrom bzw. die Wirkleistung gemessen. Die Fehlerfälle basieren in diesem Kapitel auf symmetrische Fehler, d.h. 3-phasige Kurzschlüsse⁷. In Kapitel 6 wurde anschließend auch auf unsymmetrische Fehler eingegangen.

Durch die Variation von M_{qG} , M_{qFRT} und K_{qv} sowie der Betrachtung der Signalflüsse im Signalfussplan der „Q Control“ aus Abb. 3.7 soll der Ablauf der Regelung verständlich werden. Dabei wurden auch die in der Regelung vorhandenen einzelnen Blöcke und deren Aufgaben behandelt.

Wichtig sei hier vorweg zu erwähnen, dass die aktive Blindleistungseinspeisung erst ab einer Spannungsänderung von $\pm 10\%$ der Nennspannung anspricht (Totband). D.h. erst ab einer Spannungsänderung von $\pm 10\%$ hat die Wahl von M_{qFRT} eine Bedeutung. In weiterer Folge wird also zwischen Restspannungen $< 0,9$ p.u. und $> 0,9$ p.u. unterschieden.

Aufbau des behandelten Netzabschnittes für den symmetrische Betrieb bzw. Fehlerfall

Abb. 4.1 zeigt den schematischen Aufbau der Testanlage. Von einem Externen Netz mit einer Nennspannung $U_{extn} = 110$ kV und einer Kurzschlussleistung von $S_k = 2000$ MVA wird die Spannung über einen Transformator auf 31,5 kV herabgesetzt. Von Station 2 aus werden die 31,5 kV wiederum auf die Nennspannung der Windkraftanlage von $U_{WTn} = 0,4$ kV transformiert. Die Windkraftanlage beinhaltet einen lokalen Regler, welcher unter anderem auf Konst. U oder Konst. Q eingestellt werden kann. Weiteres kann der Windkraftanlage sowohl Wirkleistung als auch Blindleistung sowie der Spannungswert an WT Terminal vorgegeben werden. Durch diese Einstellungen kann ein stationärer Arbeitspunkt vorgegeben werden. Abb. 4.2 zeigt die in der Anlage Eingestellten Werte im Menü aus DigSilent PowerFactory.

⁵ Die Kurzschlüsse wurden an der Schaltanlage/S1 aus Abb. NETZ simuliert, welche den Netzanschlusspunkt (Point of Connection – POC) darstellt

⁶ Auf die Fehlerwiderstände wird in weiterer Folge nicht mehr eingegangen. Diese wurden so gewählt, dass die Restspannungen in geeigneten Größenordnungen lagen

⁷ Da es sich in diesem Kapitel um symmetrische Fehler handelt, wurden alle Größen im Mitsystem und in p.u. betrachtet. Es wird in diesem Kapitel auf die üblichen Bezeichnungen der symmetrischen Komponenten verzichtet.

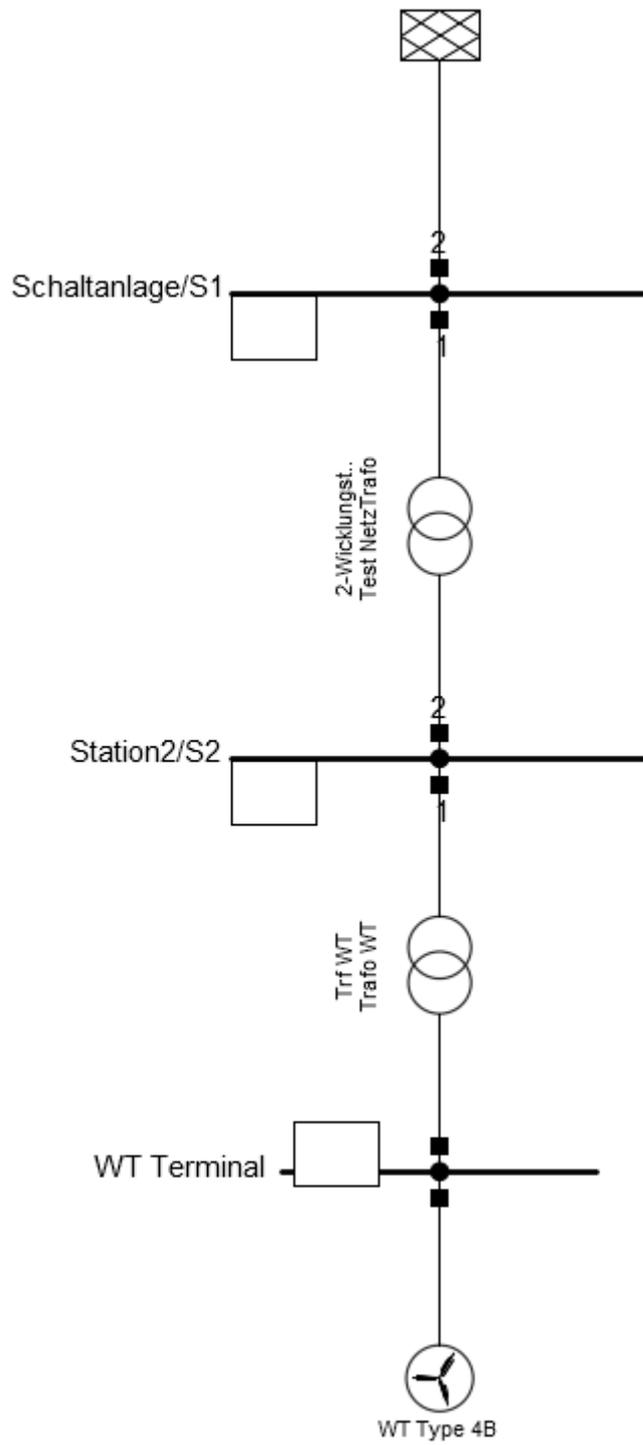


Abb. 4.1: Schematischer Aufbau der Testanlage [6]

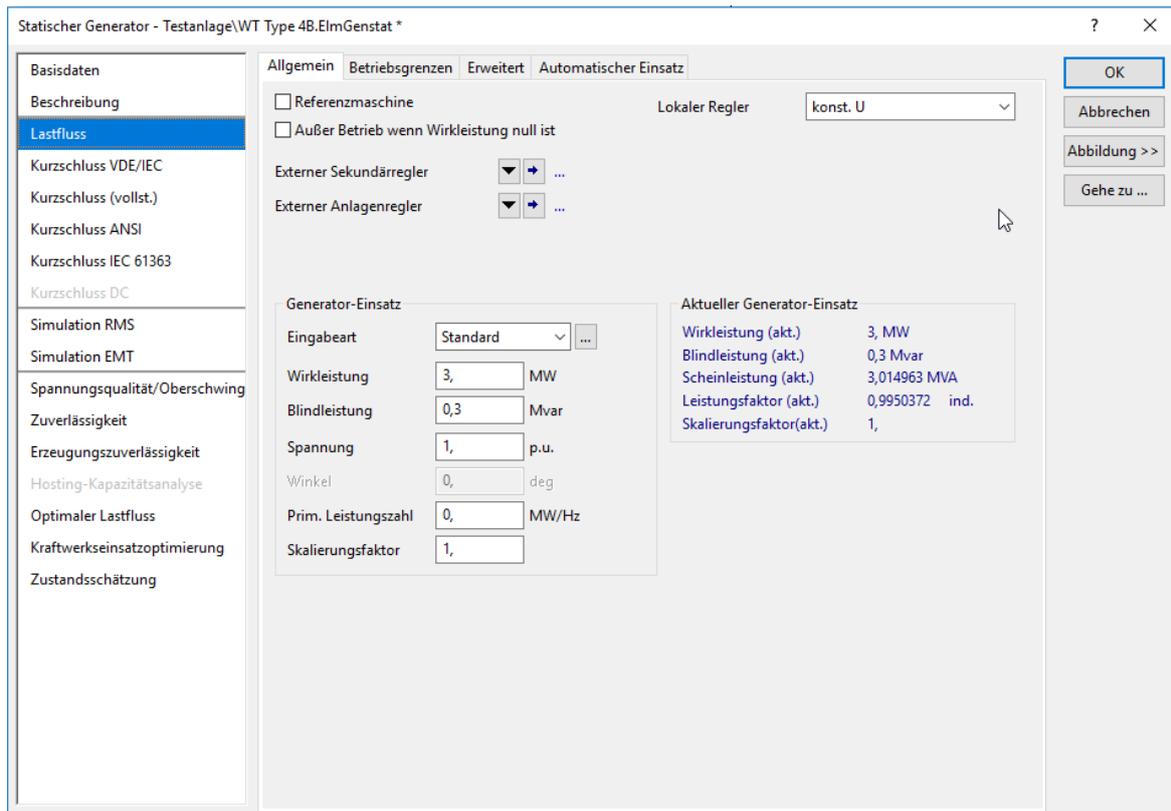


Abb. 4.2: Einstellung der Wirk- und Blindleistung sowie der Spannung und der Funktionsweise des lokalen Reglers in DigSilent PowerFactory [6]

4.2 Variation des Reglermodus M_{qG}

Durch den Parameter M_{qG} kann die Regelungsart der „Q Control“ geändert werden. Dieser Parameter kann manuell geändert werden. Tabelle 4.1 zeigt die fünf verschiedenen Regelungsarten. In weiterer Folge wird jedoch nur auf $M_{qG} = 0$ und $M_{qG} = 1$ eingegangen.

Ziel dieses Kapitels war es den Unterschied dieser beiden Regelungsarten sowohl im stationären Betrieb als auch im Fehlerfall zu untersuchen. Anhand dessen wurde in Kapitel 4.3 die Wahl für einen definierten Arbeitspunkt für den stationären Betrieb sowie auch der Reglereinstellungen für den Fehlerfall der weiteren Simulationen getroffen.

Tabelle 4.1: Beschreibung der verschiedenen Modi M_{qG} zur Regelungsart in „Q Control“

M_{qG}	Beschreibung
0	Spannungsregelung
1	Blindleistungsregelung
2	Open loop Blindleistungsregelung (nur verwendet bei closed loop bei plant level)
3	Leistungsfaktorregelung
4	Open loop Leistungsfaktorregelung

4.2.1 Verhalten der Anlage im stationären Betrieb

Wie eingangs erwähnt soll im folgenden Versuch der Unterschied zwischen $M_{qG} = 0$ und $M_{qG} = 1$ im stationären Betrieb analysiert werden. Dafür wurde zunächst die Spannung des externen Netzes auf $u_{ext} = 0,988$ p.u. festgelegt. Die Spannung an der Windkraftanlage wurde mit $u_{WT} = 1,0$ p.u. gewählt und der lokale Regler der Anlage auf konst. U eingestellt. Durch diesen Ausgangszustand der Spannungen speist die Windkraftanlage automatisch einen Blindstrom ein um die Spannung auf $u_{WT} = 1,0$ p.u. anzuheben.

Wäre der lokale Regler auf konst. Q eingestellt, würde die Anlage sowohl im Fall $M_{qG} = 0$ als auch bei $M_{qG} = 1$ jenen Blindstrom einspeisen, der im Menü Generator in Abb. 4.2 gewählt wird. Der lokale Regler ist, sozusagen eine übergeordnete Einstellung der Regelungsart. Die im Menü Generator in Abb. 4.2 gewählte Blindleistung wäre in diesem Fall mit $Q = 0,3$ MVA, also 10% der Nennscheinleistung. Dadurch ist es allerdings nicht möglich die Spannung an WT Terminal auf 1,0 p.u. anzuheben. Tabelle 4.2 fasst die Einstellungen für den Arbeitspunkt in diesem Kapitel nochmals zusammen.

Tabelle 4.2: Arbeitspunkteinstellungen der Windkraftanlage für Kapitel 4.2

Arbeitspunkt	u_{ext}	u_{WT}	Lokaler Regler	Active power	Reactive Power
	p.u.	p.u.		p.u.	p.u.
AP1	0,988	1,0	Konst. U	1,0	0,1

Wie in Abb. 4.3 ersichtlich wird die Spannung im Modus $M_{qG} = 0$ (Spannungsregelung) auf 1 p.u. gehalten in dem ein Blindstrom bzw. auch -leistung von 0,399 p.u. eingespeist wird. Die Windkraftanlage regelt also den Blindstrom so, dass die Spannung an WT Terminal den eingestellten Wert erreicht.

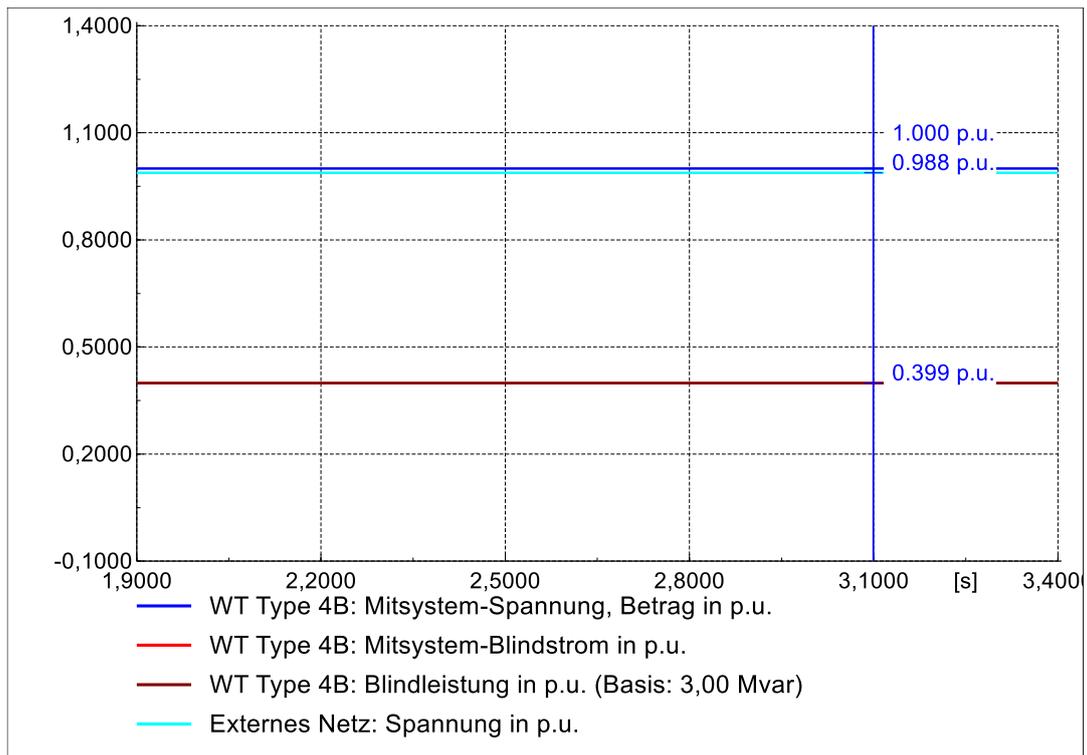


Abb. 4.3: Zeitverlauf der Spannung, des Blindstroms sowie -leistung der Windkraftanlage und der Spannung des externen Netzes im stationären Betrieb mit $M_{qG} = 0$ und AP1

Im Modus $M_{qG} = 1$ (Blindleistungsregelung) hingegen sinkt der Blindstrom auf 0,33 p.u. ab, was auch in Abb. 4.4 ersichtlich ist. Durch die getroffene Einstellung mit $M_{qG} = 1$ wird die in Abb. 3.6 ersichtliche „QP and QU Limitation“ aktiv, bei welcher $q_{WTmax} = 0,33$ p.u. festgelegt wird. Wie genau dieser Wert berücksichtigt wird, wird im folgenden Kapitel beschrieben. Die Spannung an WT Terminal u_{WT} (Dunkelblau) kann allerdings dadurch nicht mehr auf 1,0 p.u. gehalten werden.

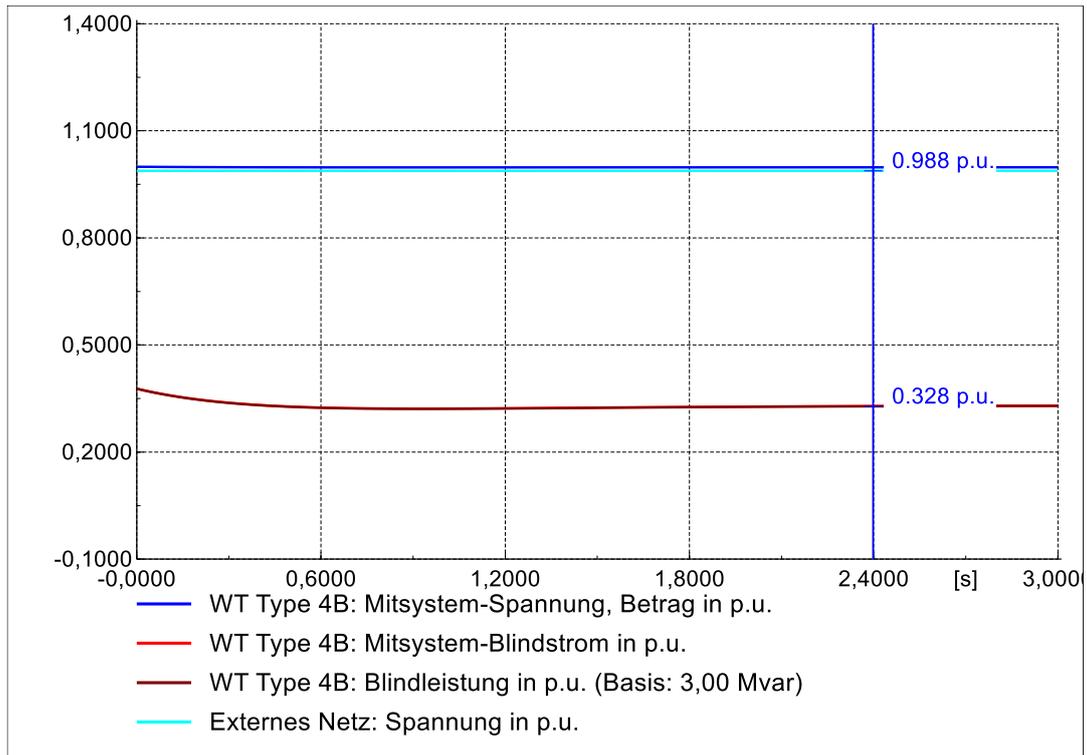


Abb. 4.4: Zeitverlauf der Spannung, des Blindstroms sowie -leistung der Windkraftanlage und der Spannung des externen Netzes im stationären Betrieb mit $M_{qG} = 1$ und AP1

4.2.2 Verhalten der Anlage im Fehlerfall

Dieser Abschnitt verfolgt das Ziel das Verhalten durch unterschiedliche Reglermodi M_{qG} im Fehlerfall zu untersuchen. Dabei wird im Fehlerfall zwischen einer Restspannung an der Windkraftanlage u_{WT} von $> 0,9$ p.u. und $< 0,9$ p.u. unterschieden.

Restspannung $u_{WT} > 0,9$ p.u.

Im Fehlerfall versucht die Regelung im Modus $M_{qG} = 0$ (Spannungsregelung) mit Erhöhung des Blindstroms und damit auch der Blindleistung die Spannung wieder auf den Ausgangswert zu regeln. Wie in Abb. 4.5 zu erkennen, ist dies allerdings nicht möglich da der Blindstrom ab einem bestimmten Wert begrenzt ist. Diese Begrenzung wird im Modul „Current Limitation“ festgelegt und liegt in diesem Fall bei 0,458 p.u.

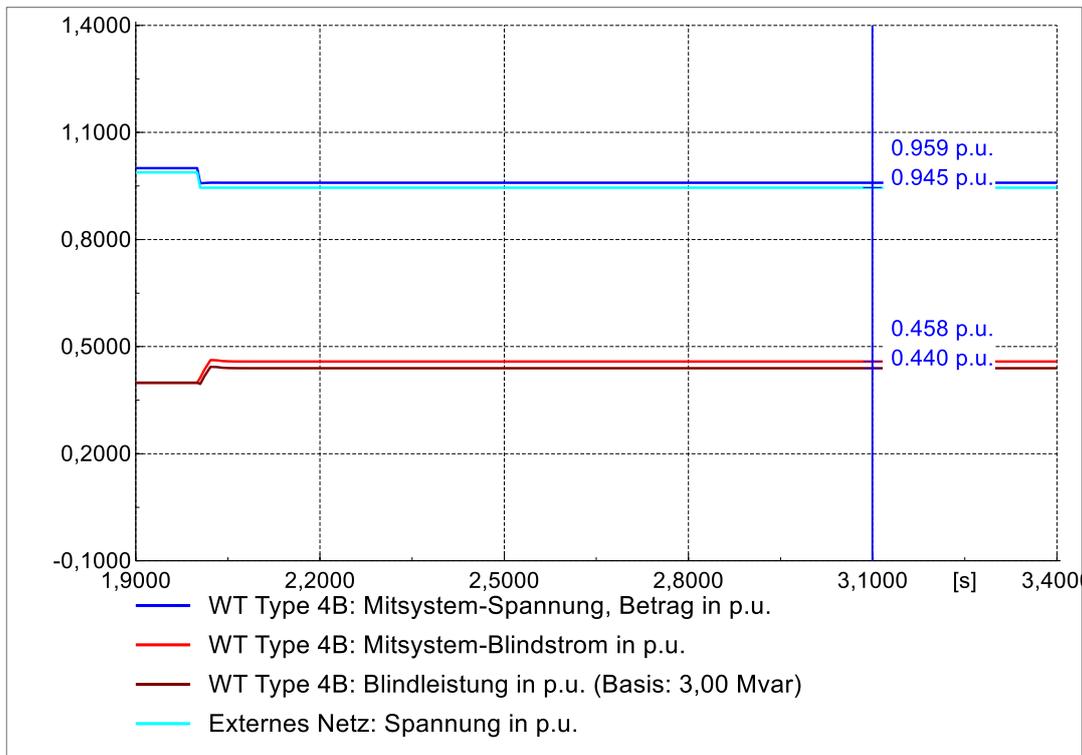


Abb. 4.5: Zeitverlauf der Spannung, des Blindstroms sowie -leistung der Windkraftanlage und der Spannung des externen Netzes im Fehlerfall mit einer Restspannung $> 0,9$ p.u. mit $M_{qG} = 0$ und AP1

Abb. 4.6 zeigt den Zeitverlauf im Modus $M_{qG} = 1$ (Blindleistungsregelung). Der Blindstrom klingt nach einer kurzen Erhöhung wieder auf den ursprünglichen Wert ab. Allerdings ist der Wert des Blindstroms höher als im stationären Betrieb. Dies liegt daran das der Regler im Blindleistungsmodus auf den ursprünglichen Wert der Blindleistung zurückregelt. Da die Spannung in diesem Fall niedriger ist als zuvor, muss also der Strom höher sein.

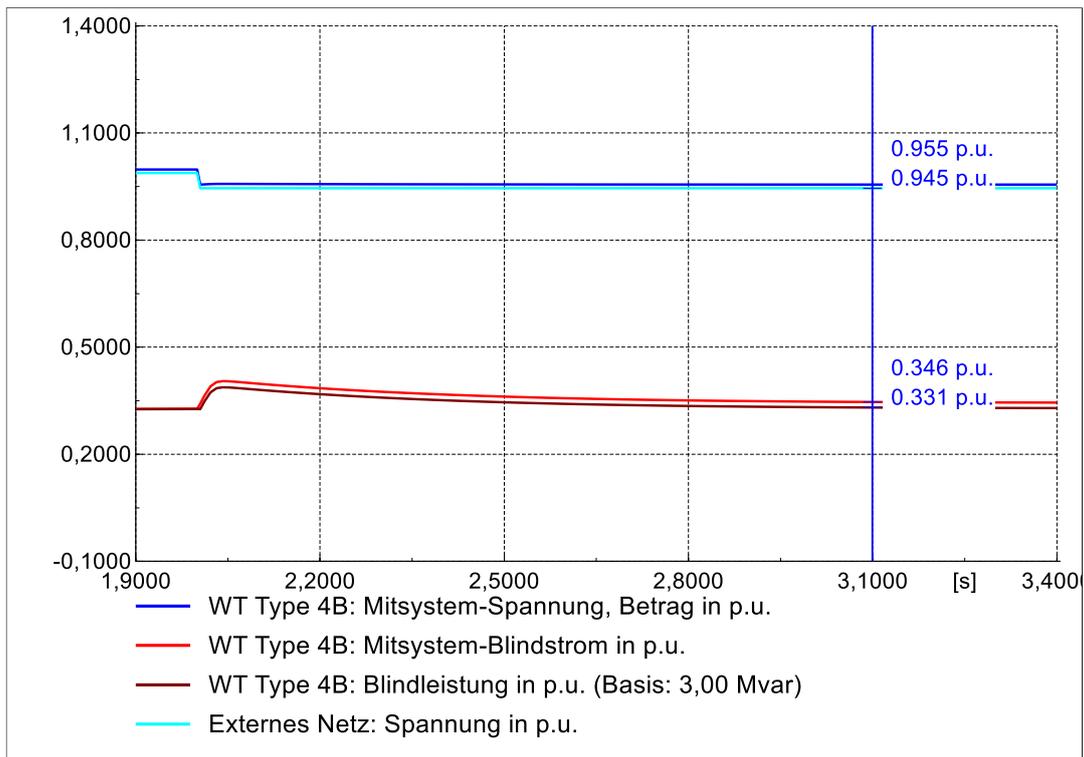


Abb. 4.6: Zeitverlauf der Spannung, des Blindstroms sowie -leistung der Windkraftanlage und der Spannung des externen Netzes im Fehlerfall mit einer Restspannung $u_{WT} > 0,9$ p.u. mit $M_{qG} = 1$ und OP1

Vergleicht man Abb. 4.5 und Abb. 4.6 erkennt man das im Modus $M_{qG} = 0$ die Spannung höher ist als im Modus $M_{qG} = 1$, da mehr Blindstrom eingespeist wird.

Um den Unterschied dieser beiden Verhaltensweisen genauer zu erklären wird hier auf den in Abb. 4.7 gezeigten für diesen Fall relevanten Teil der Regelung eingegangen. Der in Rot markierte „Switch-Block“ ist das entscheidende Element der Regelung ob auf Spannung oder Blindleistung geregelt wird. Abb. 4.8 zeigt eine Vereinfachung des Schemas.

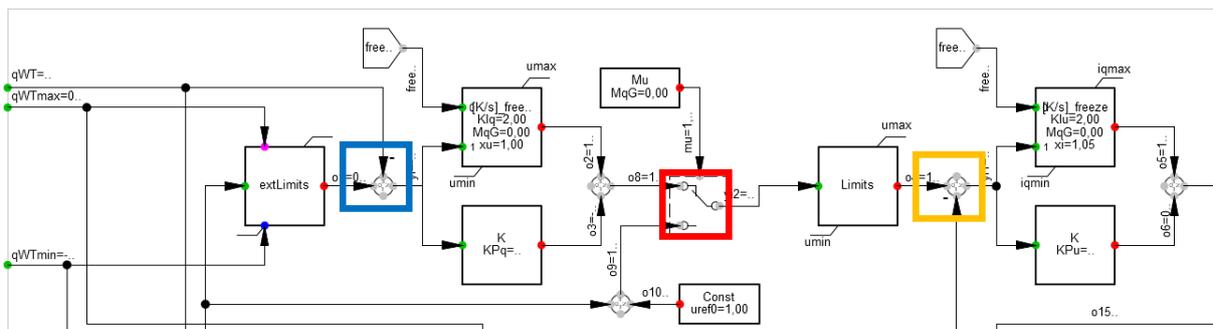


Abb. 4.7: Teil des Signalflussplanes zur Auswahl von $M_{qG} = 0$ und $M_{qG} = 1$ [6]

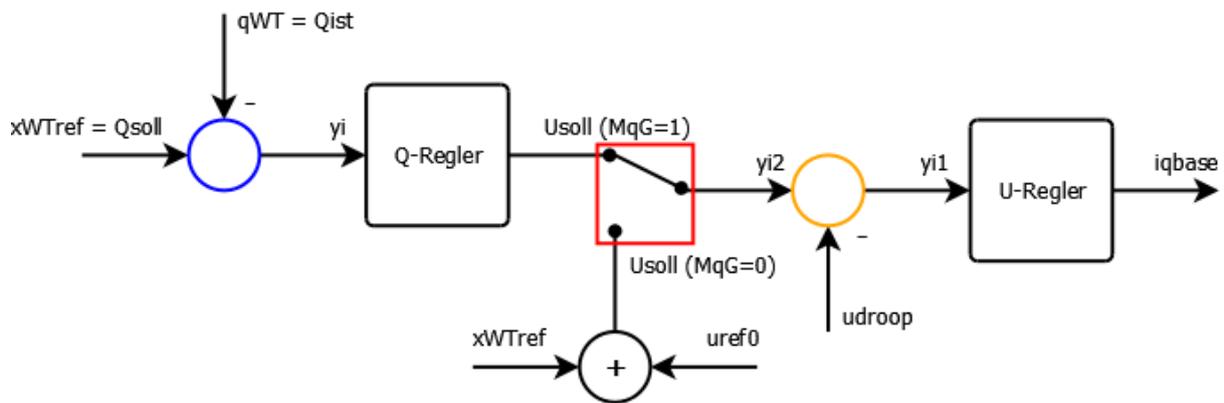


Abb. 4.8: Vereinfachtes Schema zur Auswahl von $M_{qG} = 0$ und $M_{qG} = 1$

Wird $M_{qG} = 0$ gewählt, so ist der untere Eingang des „Switch-Blocks“ aktiv. Dabei wird ein Spannungssollwert y_{i2} vorgegeben. Dieser ergibt sich aus einer einstellbaren Referenzspannung u_{ref0} und eines externen Referenzwertes x_{WTref} . x_{WTref} ist im Modus $M_{qG} = 0$ das Delta zwischen der Referenzspannung u_{ref0} (1,0 p.u.) und des eingestellten Spannungssollwertes in der Anlage. Ist der Spannungssollwert in der Anlage, wie in Arbeitspunkt 1, mit 1,0 p.u. festgelegt so ist $x_{WTref} = 0$. Durch diese Einstellung gilt also $y_{i2} = u_{ref0} = 1,0$ p.u.

Im Orange markierten Subtrahierer wird von diesem Sollwert y_{i2} der Istwert der Spannung u_{droop} abgezogen. Die Differenz y_{i1} ist anschließend der Eingang für den U-Regler⁸, welcher nichts anderes als einen PI-Regler darstellt, bestehend aus einem Proportionalverstärker mit der Verstärkung K_{Pu} und einem Integrator mit dem Verstärkungsfaktor K_{Iu} . Dieser regelt den Basisstrom i_{qbase} so, dass die gewünschte Spannung erreicht wird.

Bei $M_{qG} = 1$ ist der obere Pfad des „Switch-Blocks“ aktiv, d.h. Blindleistungsregelung. In diesem Fall ist x_{WTref} die Referenzblindleistung Q_{soll} . Der Blau markierte Subtrahierer bildet die Differenz zwischen der aktuellen gemessenen Blindleistung $q_{WT} = Q_{ist}$ und des Referenzwertes x_{WTref} , welcher im Block „extLimits“ durch den in Kapitel 4.2.1 bereits erwähnten Parameter q_{WTmax} begrenzt wird.

Diese Differenz ist die Eingangsgröße des Q-Reglers⁹ zur Regelung des Spannungssollwertes y_{i2} , von welchem anschließend wieder der Istwert der Spannung u_{droop} abgezogen wird und wiederum den Eingang des U-Reglers y_{i1} bildet. Die Regelung des Spannungssollwertes (Q-Regler) besteht auch hier aus dem Proportionalverstärker mit Verstärkungsfaktor K_{Pq} und einem Integrator mit dem Verstärkungsfaktor K_{Iq} .

⁸ Da die Eingangsgrößen Spannungen sind, wird dieser PI-Regler als U-Regler bezeichnet. Dasselbe nur für Blindleistung gilt für den Q-Regler

⁹ Die Bezeichnung Q-Regler ist nicht zu verwechseln mit der C Control, Dieser ist nur ein Teil der gesamten C Control.

Der Ausgang des U-Reglers ist wieder der Strom i_{qbase} (o15) und besteht wie erwähnt aus einem Proportionalteil (o6) und einem Integrierenden Teil (o5) und ist die Basis für das sogenannte Ausgangsblindstromkommando (output current command) der „Q Control“ i_{qcmd} ¹⁰, welcher unter Anderem im folgenden Abschnitt behandelt wird. Abb. 4.9 zeigt den genannten U-Regler im Detail.

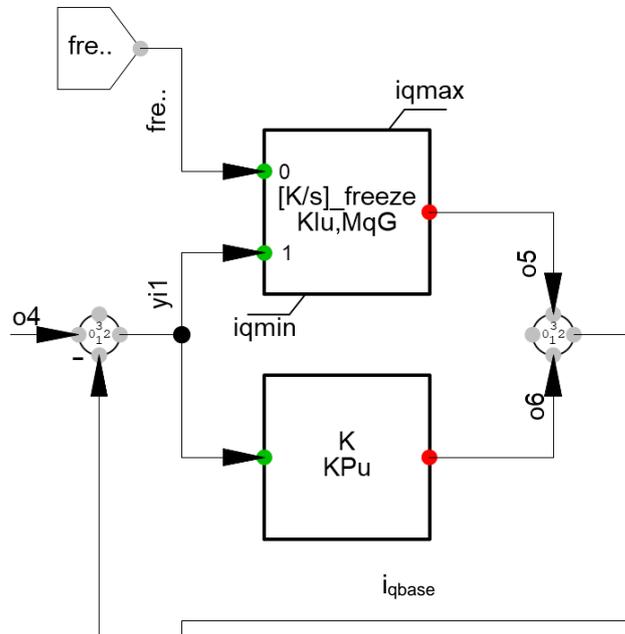


Abb. 4.9: U-Regler zur Regelung von i_{qbase} im Detail (o15) [6]

Einfach gesagt liegt der Unterschied zwischen $M_{qG} = 0$ und $M_{qG} = 1$ darin, dass im Fall von $M_{qG} = 0$ der Spannung als Eingangssignal ist und der Ausgangsstrom so geregelt wird das der Unterschied zwischen Ist- und Sollspannung null wird und im Fall von $M_{qG} = 1$ wird die Aktuelle Blindleistung als Eingang verwendet und der Ausgangsstrom so geregelt das der Unterschied zwischen Ist- und Sollblindleistung null wird.

Restspannung $u_{WT} < 0,9p.u.$

Durch die Simulation eines Spannungseinbruchs mit einer Restspannung $< 0,9 p.u.$ kann in Abb. 4.10 und Abb. 4.11 gezeigt werden, dass es nach Aktivierung der aktiven Blindleistungseinspeisung während eines Fehlers keinen Unterschied zwischen den Modi $M_{qG} = 0$ und $M_{qG} = 1$ gibt. Auf die Reglereinstellungen (z.B.: M_{qFRT}) und Werte der Spannungen und Ströme bzw. Leistungen wurde in diesem Fall nicht eingegangen da dieser Versuch ausschließlich zur Feststellung eines Unterschiedes der beiden Modi diente.

¹⁰ i_{qcmd} ist nicht der tatsächliche Blindstrom der einzelnen Phasen. Durch die p.u. Rechnung kann der Wert von i_{qcmd} aber auch für den tatsächlichen Ausgang übernommen werden. Dies wurde durch den Vergleich des Mitsystemblindstroms in den Zeitverläufen und den Werten des Signals i_{qcmd} in der Regelung

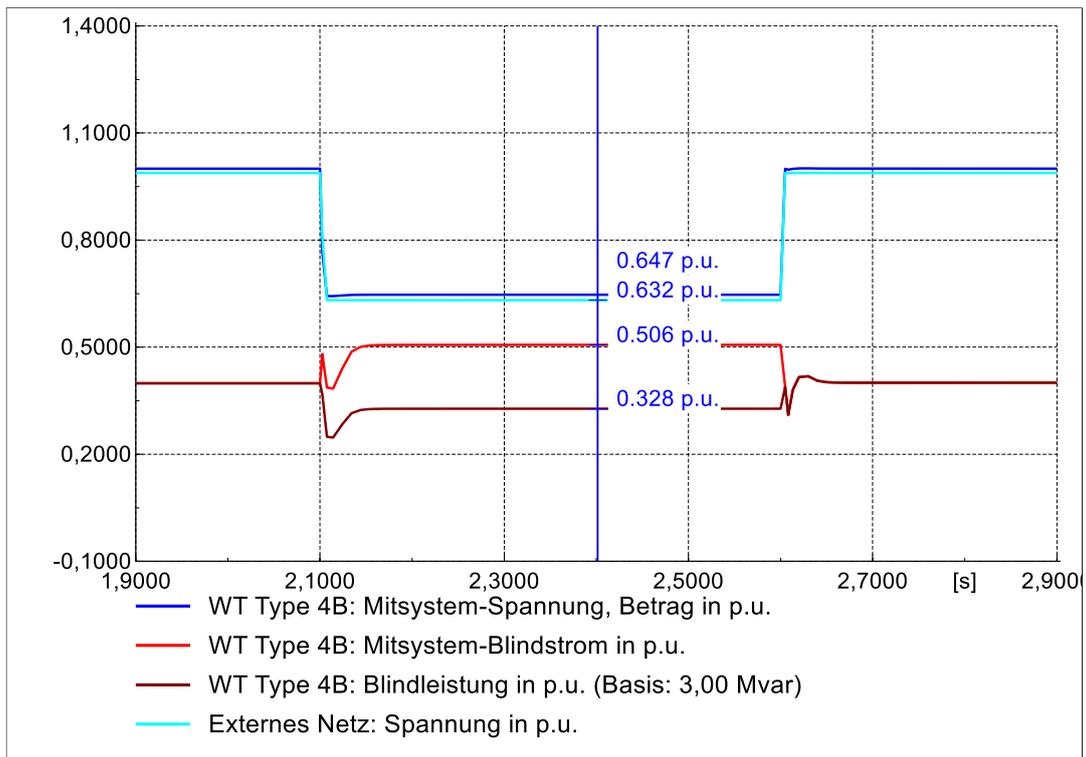


Abb. 4.10: Zeitverlauf der Spannung, des Blindstroms sowie -leistung der Windkraftanlage und der Spannung des externen Netzes im Fehlerfall mit einer Restspannung < 0,9 p.u. mit $MqG = 0$

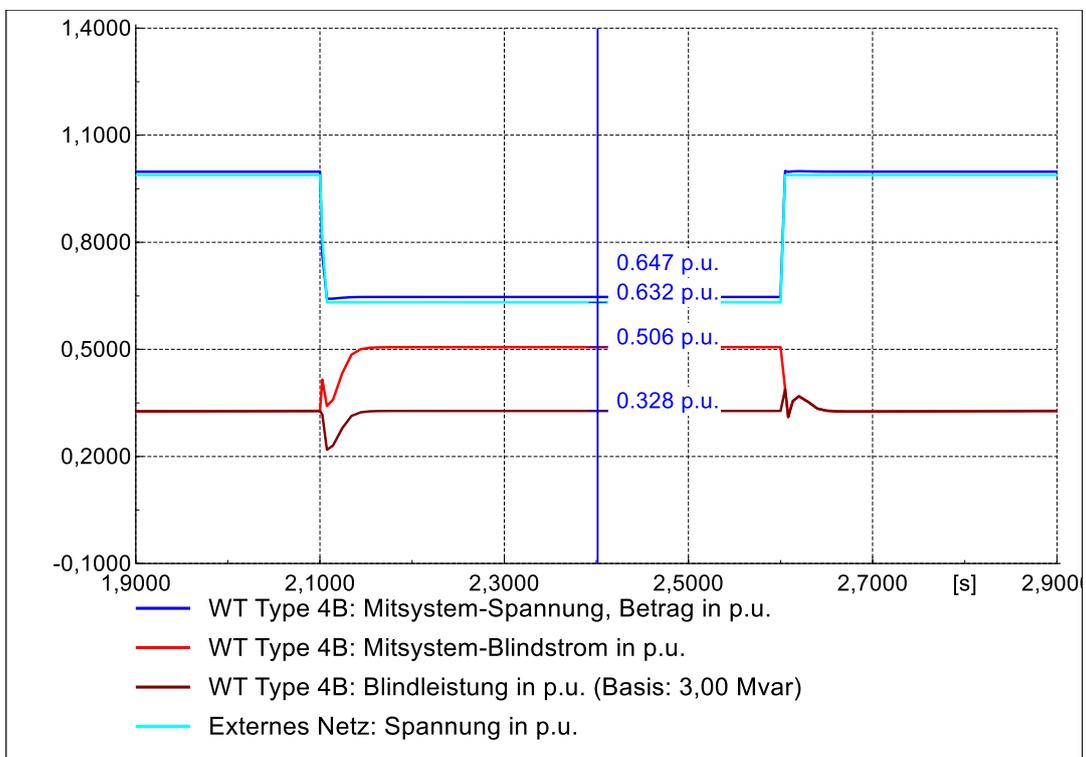


Abb. 4.11: Zeitverlauf der Spannung, des Blindstroms sowie -leistung der Windkraftanlage und der Spannung des externen Netzes im Fehlerfall mit einer Restspannung < 0,9 p.u. mit $MqG = 1$

Bei einer Spannungsänderung mit einer Restspannung von $< 0,9$ p.u. hängt der eingespeiste Blindstrom bzw. Blindleistung ausschließlich vom im Fehlerfall verwendeten Modus M_{qFRT} ab. Wie sich i_{qbase} und damit auch i_{qcmd} während der aktiven Blindleistungseinspeisung verhalten und berechnen lässt wird in den folgenden Kapiteln erläutert.

4.3 Blindleistungseinspeisung im Mitsystem

Ziel dieses Abschnitts war die aktive Blindleistungseinspeisung im Fehlerfall für unterschiedliche Modi M_{qFRT} und Verstärkungsfaktoren K_{qv} zu verstehen. Wie schon erwähnt spricht diese Blindleistungseinspeisung erst ab einer Restspannung von $u_{WT} < 0,9$ p.u. an. Warum dies der Fall ist wird anhand des für diesen Teil der Regelung relevanten Signalfussplans in Abb. 4.12 erklärt.

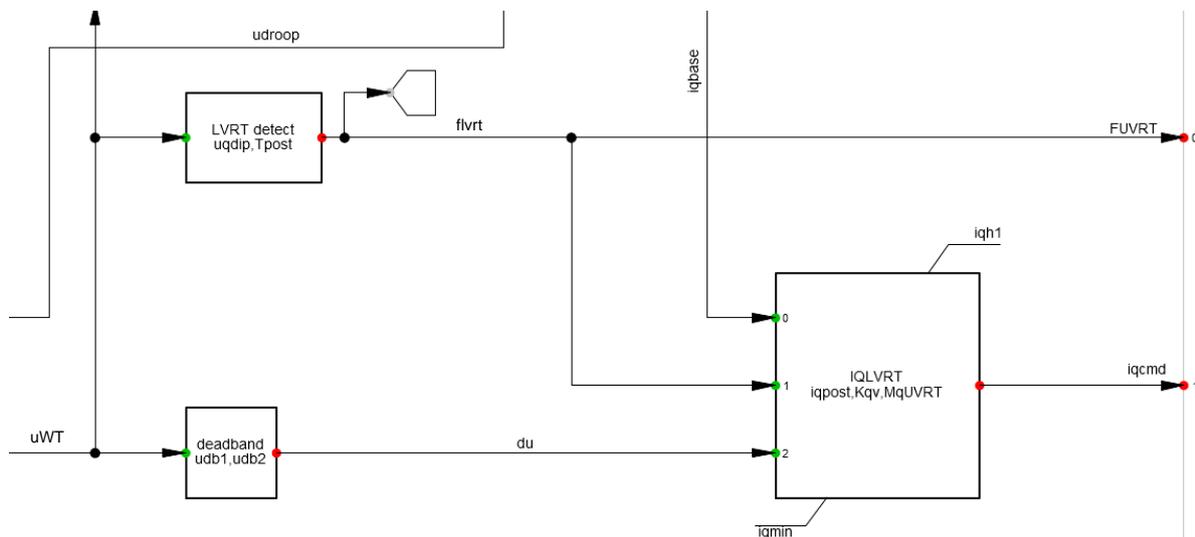


Abb. 4.12: Teil des Signalfussplans der „Q Control“ zur Bestimmung des Ausgangsstroms i_{qcmd} der „Q Control“

Die gemessene Spannung an der Windkraftanlage u_{WT} ist das Eingangssignal für die Blöcke „LVRT detect“ und „deadband“. „LVRT detect“ dient dazu die Blindstromregelung zu aktivieren. Dies geschieht dadurch in dem die Spannung u_{WT} mit dem Parameter u_{qdip} verglichen wird. u_{qdip} kann in der „Q Control“ manuell eingestellt werden und ist für alle Simulationen dieser Arbeit mit $u_{qdip} = 0,9$ p.u. eingestellt.

Ist also die Spannung $u_{WT} < 0,9$ p.u., wird der Ausgang von „LVRT detect“ (flvrt) auf 1 gesetzt und die Blindleistungseinspeisung spricht an. Im Block „IQLVRT“ wird durch

$$i_{qv}^1 = \Delta u^1 \cdot K_{qv1} \quad \text{Gl. 4.1}$$

der entsprechende zusätzliche Blindstrom berechnet. Wobei Δu^1 die Spannungsänderung und K_{qv1} der schon in Kapitel 2 erwähnte Verstärkungsfaktor ist. Dieser Zusammenhang wird auch als Blindstromstatik bezeichnet. Die Spannungsänderung wird im Block „deadband“ berechnet und weiter in den Block „IQLVRT“ geleitet.

Anmerkung

Die Berechnung dieser Spannungsänderung ist nicht klar definiert. Es gibt zwei Möglichkeiten:

- Änderung der Spannung ausgehend von 100% der Nennspannung
- Änderung der Spannung ausgehend von 90% der Nennspannung, also der Grenze ab welcher die Blindstromeinspeisung aktiv wird.

Diese Unklarheit wird in Kapitel 4.3.2 behandelt.

Das Ausgangssignal i_{qcmd} der „Q Control“ entspricht aber nicht direkt dem berechneten i_{qv} aus Gl. 4.1, sondern hängt von verwendetem Modus M_{qFRT} ab. Tabelle 4.3 aus [4] beschreibt wie sich der Strom für verschiedene Modi M_{qFRT} zusammensetzt.

Tabelle 4.3: Beschreibung der verschiedenen Modi M_{qFRT} , welcher bestimmt wie sich der Blindstrom im Fehlerfall verhält [4]

M_{qFRT}	Während Fehler	Nach Fehler
0	Funktion abhängig von der Spannungsänderung verglichen mit der Vor-Fehler-Spannung	Gleiche Funktion wie während Fehler
1	Vor-Fehler-Strom plus einen Term welcher abhängig der Spannungsänderung verglichen mit der Vor-Fehler-Spannung ist	Gleiche Funktion wie während Fehler
2	Vor-Fehler-Strom plus einen Term welcher abhängig der Spannungsänderung verglichen mit der Vor-Fehler-Spannung ist	Vor-Fehler-Strom plus eine Konstante
3	Benutzerdefiniert	Benutzerdefiniert

Je nach Wahl von M_{qFRT} wird nun im Block „IQLVRT“ eine Auswahl zur Berechnung des Ausgangsstromkommando i_{qcmd} getroffen. Realisiert wird dies durch einen simplen Code zur Modellierung dieses Blocks, welcher in Abb. 4.13 ersichtlich ist.

Insgesamt gibt es 4 Möglichkeiten für den Ausgang. In der fünften Zeile wird die Auswahl für den Ausgang getroffen. Sinkt die Spannung nicht unter 0,9 p.u. so ist $flvrt = 0$ und der Ausgang wird durch i_{qbase} bestimmt. Wie sich dieser genau verhält, wird im Kapitel 4.3.6 untersucht.

```

iqv = du*Kqv
m1 = lim_const(iqv, iqmin, iqhl)
m2 = lim_const(iqbase+iqv, iqmin, iqhl)
m3 = lim_const(select(flvrt=1, iqbase+iqv, iqbase+iqpost), iqmin, iqhl)
yo = select(flvrt=0, iqbase, selfix(M=0, m1, selfix(M=1, m2, m3)))

```

Abb. 4.13: Code der Modellierung im Block IQLVRT welcher zur Bestimmung des Ausgangsstroms i_{qcmd} der „Q Control“ verantwortlich ist [6]

Ist LVRT detect = 1, so hängt der Ausgangstrom durch den verwendeten Modus M_{qFRT} , im Code mit M bezeichnet, ab. Ist $M_{qFRT} = M = 0$, so wird kein weiterer Term zum berechneten Blindstrom gezählt, weshalb für diesen Fall die Gl. 4.1 verwendet werden kann. Im Folgenden Abschnitt werden die unterschiedlichen Modi $M_{qFRT} = 0$, $M_{qFRT} = 1$ und $M_{qFRT} = 2$ sowie die Wahl von K_{qv} untersucht.

Ziel dieses Kapitels war es das Verhalten des Ausgangsstroms während einem Fehler, durch Beobachtung der Signale innerhalb der Regelung zu verstehen und die in der Norm geforderten Verhaltensweisen näher zu beschreiben bzw. Unstimmigkeiten zwischen Norm und Software zu festzustellen.

4.3.1 Wahl definierter Arbeitspunkte für den stationären Betrieb

Bevor die erste Simulation in diesem Abschnitt erfolgt, wird, wie in der Einleitung des Kapitel 4.2 erwähnt, die Wahl definierter Arbeitspunkt für den stationären Ausgangszustand der Anlage getroffen.

Zunächst wird der zuvor behandelte Parameter M_{qG} und die Verstärkungsfaktoren K_{Pu} , K_{Iu} , K_{Pq} und K_{Iq} bei ihren Standardwerten laut Tabelle 3.1 belassen. Tabelle 4.4 zeigt die eingestellten Spannungswerte des externen Netzes sowie der Windkraftanlage und die Wirk- und Blindleistung der Windkraftanlage für den Lastfluss im stationären Betrieb.

Dabei ist im Arbeitspunkt 1 $q_{WT} = 0,33$ p.u. jener Wert, der sich durch die Wahl der Spannungen und des lokalen Reglers automatisch einstellt, um die Spannung auf $u_{WT} = 1,0$ p.u. anzuheben.

Im Arbeitspunkt 2 wurde der lokale Regler auf konst. Q eingestellt, bei welchem eine Blindleistung laut Einstellungen aus Abb. 4.2 $q_{WT} = 0,1$ p.u. eingespeist wird. In dem die Wahl der Spannung mit $u_{ext} = 0,997$ p.u. gewählt wurde, ist es auch bei der Wahl dieses Arbeitspunktes möglich, trotz verringerter Blindleistung, die Spannung u_{WT} auf 1,0 p.u. anzuheben.

Warum zwei Arbeitspunkte definiert wurden, wird im Kapitel 4.3.6 noch einmal aufgegriffen. Im Kapitel 4.3.2 bis Kapitel 4.3.5 wird zunächst die Wahl auf Arbeitspunkt 1 getroffen.

Tabelle 4.4: Eingestellte Werte für den Arbeitspunkt im stationären Betrieb

Arbeitspunkt	Lok. Regler	u_{ext}	u_{WT}	q_{WT}	p_{WT}
		p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
AP1	Konst. U	0,99	1,0.	0,33	1,0.
AP2	Konst. Q	0,997	1,0	0,1	1,0

4.3.2 Spannungsstützung mit $M_{\text{qFRT}} = 0$ und $K_{\text{qv1}} = 1$

Wie schon erwähnt wird im Modus $M_{\text{qFRT}} = 0$ während des Fehlers nur ein von der Spannungsänderung abhängiger Blindstrom eingespeist. Gl. 4.1 beschreibt den Zusammenhang zwischen Spannungsänderung und Blindstrom. Folgendes Beispiel soll dazu dienen die Spannungsänderung, welche für die Berechnung notwendig ist, zu ermitteln.

Es wird nun ein Spannungseinbruch von $u_{\text{WT}} = 0,5$ p.u. simuliert. Geht man von 1 p.u., also 100 % der Spannung, aus, so ist anzunehmen, dass $\Delta u = 0,5$ p.u. beträgt. Mit einem eingestellten Verstärkungsfaktor von $K_{\text{qv}} = 1$ sollte der Blindstrom laut Gl. 4.1 $i_{\text{qv}} = 0,5$ p.u. betragen. Dies ist allerdings nicht der Fall. Wie man in Abb. 4.14 erkennen kann beträgt der Blindstrom (rot) lediglich 0,4 p.u., also 10 % weniger als erwartet.

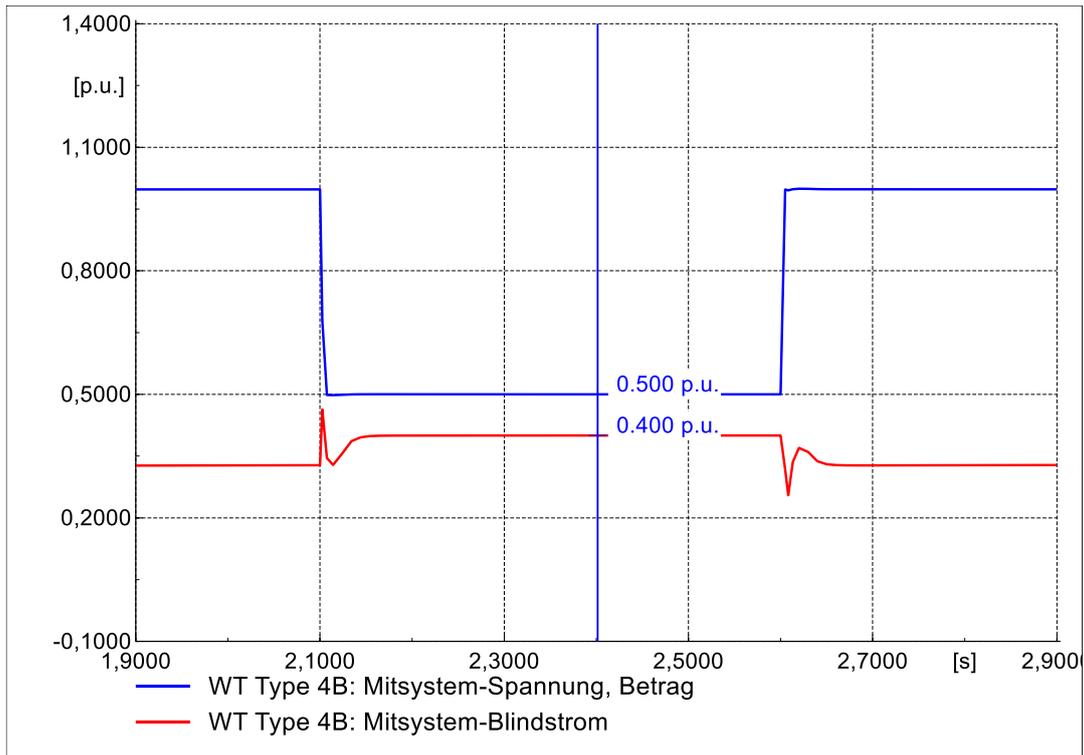


Abb. 4.14: Zeitverlauf von Spannung und Blindstrom an WT Terminal im Fehlerfall im Modus $M_{qFRT} = 0$ und $K_{qv} = 1$

Entscheidend für Höhe des Blindstroms ist nun das im Block „deadband“ berechnete Δu . Wie der Name schon verrät handelt es sich hier um ein Totband, d.h. befindet sich die Spannung zwischen 0,9 p.u. und 1,1 p.u., so spricht die Regelung, wie auch eingangs erwähnt, nicht an. Sinkt diese aber auf $< 0,9$ p.u. so bildet dieser Block die Differenz der unteren Grenze des Totbands, also 0,9 p.u., und der tatsächlichen Spannung.

Geht man auf das Beispiel zurück so erkennt man sofort dass die fehlenden 10 % auf dies zurückgeführt werden können. Die Spannungsänderung lässt sich somit durch

$$\Delta u^1 = u_{db1} - u_{WT}^1 = 0,9 - 0,5 = 0,4 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 4.2}$$

berechnen, was einen Ausgangsstrom von

$$i_{qv}^1 = \Delta u^1 \cdot K_{qv1} = 0,4 \cdot 1 = 0,4 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 4.3}$$

zufolge hat.

4.3.3 Spannungsstützung mit $M_{qFRT} = 0$ und $K_{qv} = 2$

Abb. 4.15 zeigt den gleichen Versuch des vorherigen Beispiels, allerdings wurde zuvor der Verstärkungsfaktor auf $K_{qv1} = 2$ gesetzt. Es ist ersichtlich dass der Blindstrom mit 0,776 p.u. wie erwartet deutlich höher ist. Mit einem Spannungseinbruch von

$$\Delta u^1 = u_{db1} - u_{WT}^1 = 0,9 - 0,512 = 0,388 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 4.4}$$

lässt sich die Höhe des Blindstroms auch durch

$$i_{qv}^1 = \Delta u^1 \cdot K_{qv1} = 0,388 \cdot 2 = 0,776 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 4.5}$$

berechnen.

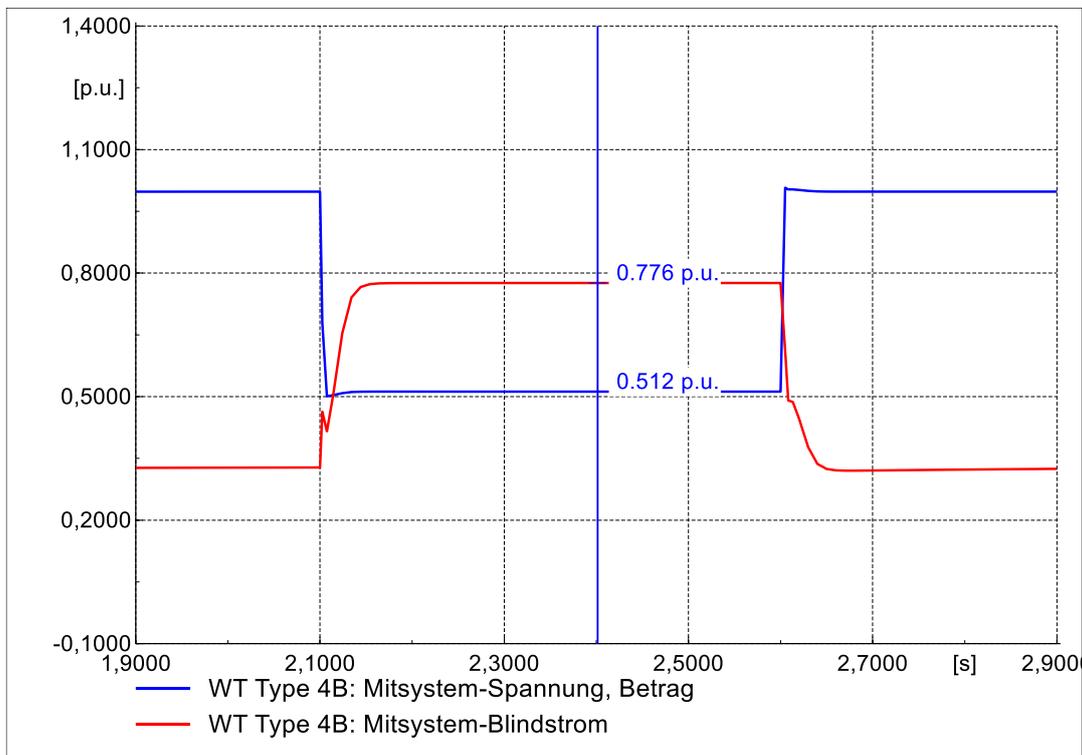


Abb. 4.15: Zeitverlauf von Spannung und Blindstrom an WT Terminal im Fehlerfall im Modus $M_{qFRT} = 0$ und $K_{qv} = 2$

Eine weitere Beobachtung durch diesen Versuch ist, dass die Spannung um ca. 1 % höher ist als im Falle von $K_{qv1} = 1$, obwohl der Spannungseinbruch mit demselben Fehlerwiderstand während des Kurzschlusses erzeugt wurde. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Spannung durch einen höheren Blindstrom gestützt wird und somit weniger einbricht. Da die Leistung der Windkraftanlage gegenüber der Kurzschlussleistung des Netzes sehr gering ist, ist auch die Auswirkung der Spannungsstützung sehr gering, aber dennoch ersichtlich.

4.3.4 Spannungsstützung mit $M_{qFRT} = 0$ und $K_{qv1} = 0$

Zur Vollständigkeit wurde für diese Simulation $K_{qv1} = 0$ gewählt. Abb. 4.16 zeigt das die Spannung im Fehlerfall nicht gestützt wird und mit $u_{WT} = 0,487$ p.u. noch tiefer sinkt als im Fall $K_{qv1} = 1$ oder $K_{qv1} = 2$.

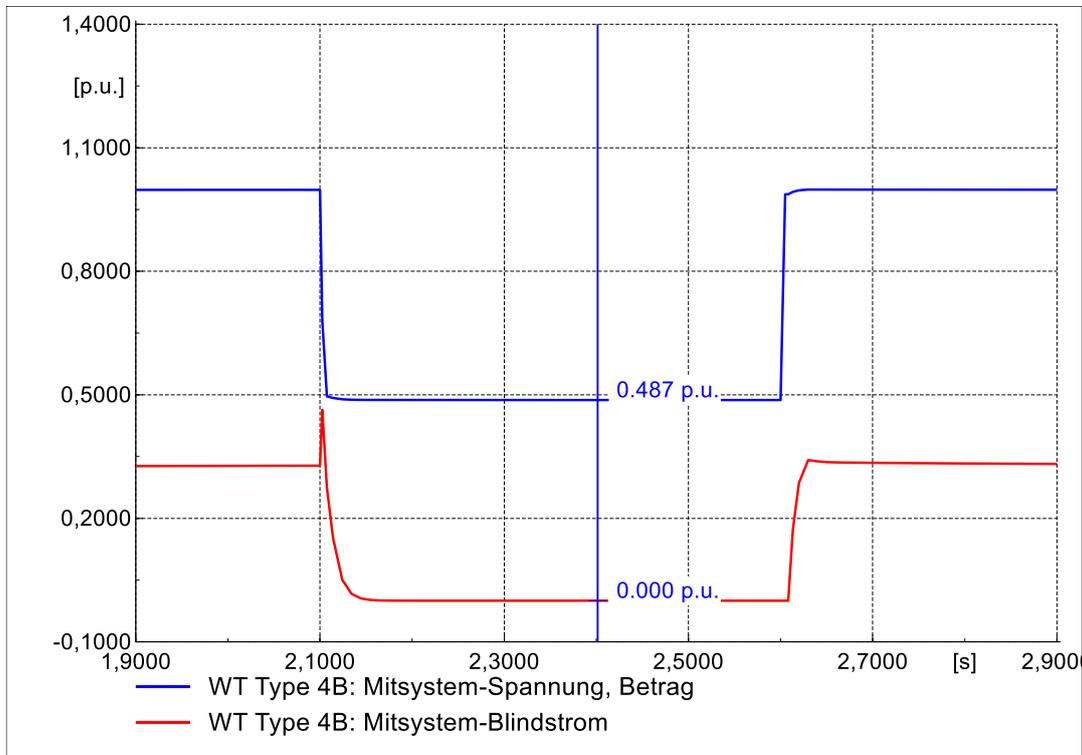


Abb. 4.16: Zeitverlauf von Spannung und Blindstrom an WT Terminal im Fehlerfall im Modus $M_{qFRT} = 0$ und $K_{qv} = 0$

4.3.5 Prinzip der Spannungsstützung (Blindstromstatik) für $M_{qFRT} = 0$

Abschließend für die Simulationen im Modus $M_{qFRT} = 0$, wird in diesem Kapitel das Prinzip der Spannungsstützung nochmals genauer beschrieben. Wie schon erwähnt steigt die Blindstromeinspeisung abhängig von der Höhe des Spannungseinbruchs. Tabelle 4.5 bis Tabelle 4.7 zeigen die simulierten Spannungseinbrüche, Δu ausgehend von 0,9 p.u. und den eingespeisten Blindstrom i_{qv} in p.u. während des Fehlers für unterschiedliche Verstärkungsfaktoren K_{qv1} . Abb. 4.17 visualisiert diesen Versuch und zeigt das geforderte Verhalten wie es schon in Kapitel 2.1 in den Technischen und Organisatorischen Richtlinien definiert wurde.

Tabelle 4.5: Spannungseinbrüche an WT Terminal, Δu ausgehend von 0,9 p.u. und i_{qv} berechnet mit $K_{qv1} = 1$

u_{WT}	Δu	i_{qv} mit $K_{qv1} = 1$
p.u.	p.u.	p.u.
0,887	0,013	0,013
0,847	0,053	0,053
0,806	0,094	0,094
0,706	0,194	0,194
0,595	0,305	0,305
0,426	0,474	0,474
0,315	0,585	0,585
0,188	0,712	0,712
0,097	0,803	0,803

Tabelle 4.6: Spannungseinbrüche an WT Terminal, Δu ausgehend von 0,9 p.u. und i_{qv} berechnet mit $K_{qv1} = 2$

u_{WT}	Δu	i_{qv} mit $K_{qv1} = 2$
p.u.	p.u.	p.u.
0,888	0,012	0,024
0,850	0,050	0,101
0,811	0,089	0,178
0,716	0,184	0,367
0,611	0,289	0,579
0,450	0,450	0,899
0,421	0,479	0,959
0,339	0,561	1
0,274	0,626	1

Tabelle 4.7: Spannungseinbrüche an WT Terminal, Δu ausgehend von 0,9 p.u. und i_{qv} berechnet mit $K_{qv1} = 4$

u_{WT}	Δu	i_{qv} mit $K_{qv1} = 4$
p.u.	p.u.	p.u.
0,889	0,011	0,045
0,854	0,046	0,182
0,819	0,081	0,322
0,734	0,166	0,666
0,691	0,209	0,838
0,665	0,235	0,939
0,634	0,266	1
0,554	0,346	1

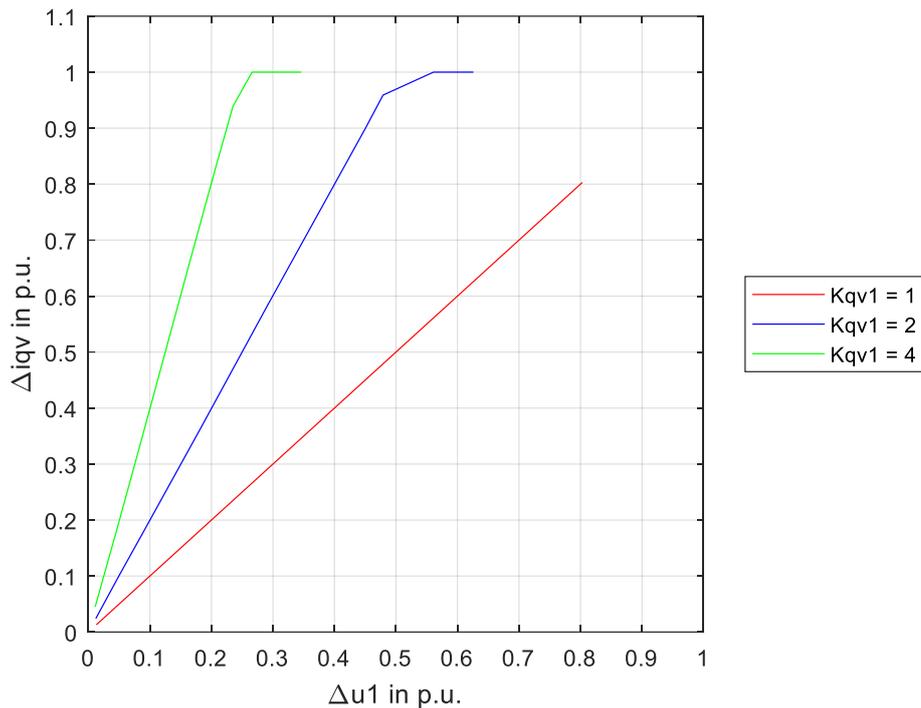


Abb. 4.17 Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern – durch Simulationen

Die Abflachung im Fall von $K_{qv1} = 2$ und $K_{qv1} = 4$ bedeutet das in diesem Fall die Strombegrenzung erreicht wurde. Bei $K_{qv1} = 1$ wird die Begrenzung nicht erreicht, da der Spannungseinbruch schon so hoch ist, dass der Fehler nicht mehr durchfahren werden kann und die Anlage abschaltet.

4.3.6 Spannungsstützung mit $M_{qFRT} = 1$

Im Modus $M_{qFRT} = 1$ lässt sich der Ausgangsstrom i_{qcmd} laut Abb. 4.13 durch

$$i_{qcmd} = i_{qv} + i_{qbase} \quad \text{Gl. 4.6}$$

berechnen. Wie in Tabelle 4.3 aus [4] beschrieben, hängt der Ausgangsstrom vom Vorfelerstrom und einem von der Spannungsänderung abhängigen Teil ab. Zu erwarten ist das der Vorfelerstrom durch i_{qbase} und der von der Spannungsänderung abhängige Teil durch i_{qv} bestimmt wird.

Abb. 4.18 zeigt zunächst das Verhalten der Ströme i_{qv} , i_{qbase} und die Summe i_{qcmd} in Abhängigkeit der Spannungsänderung¹¹ und mit $K_{qv1} = 2$. Es kann gesehen werden das i_{qv} wie schon im Kapitel 4.3.5 zu sehen und wie auch erwartet, proportional zur Spannungsänderung ansteigt. Es kann aber auch beobachtet werden, dass i_{qbase} neben dem vom Vorfelerstrom abhängigen OFFset aus einen von der

¹¹ Spannungsänderung Δu ausgehend von 0,9 p.u.

Spannungsänderung abhängigen Teil besteht. Wie dieser zustande kommt wird im Verlauf dieses Kapitels beschrieben.

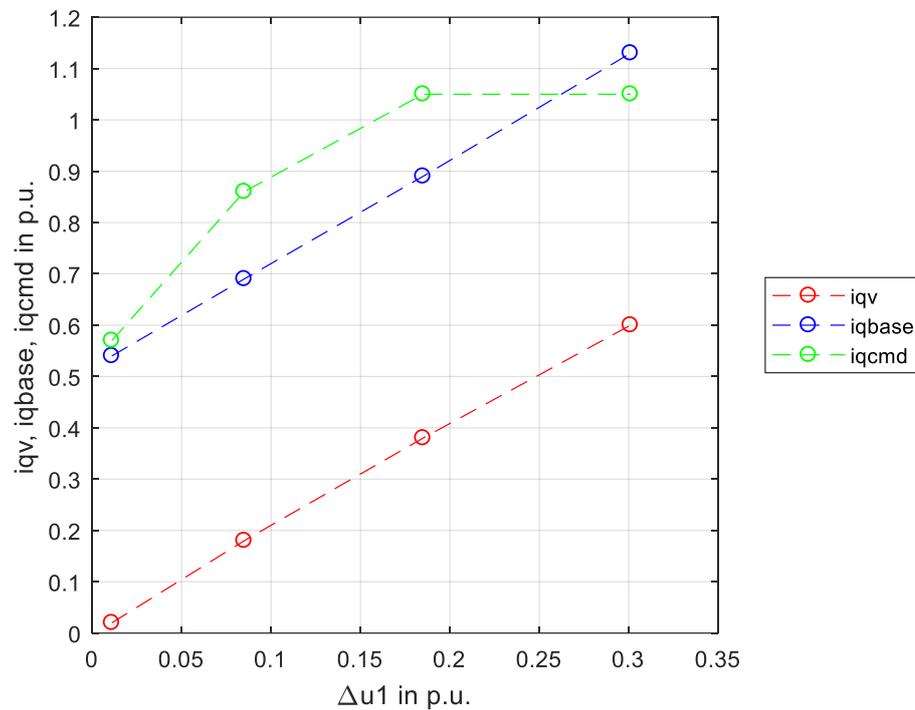


Abb. 4.18: Zusammensetzung von i_{qcmd} bestehend aus i_{qv} und i_{qbase} in Abhängigkeit verschiedener Spannungseinbrüche mit $M_{qFRT} = 1$ und $K_{qv1} = 2$

i_{qcmd} besteht wie in Gl. 4.6 beschrieben aus der Summe von i_{qv} und i_{qbase} . Da die Summe allerdings bereits ab der dritten Simulation die Begrenzung im Block „IQLVRT“ erreicht, geht i_{qcmd} nicht über 1,05 p.u. hinaus.

i_{qbase} in Abhängigkeit von K_{qv}

Um zunächst zu zeigen, dass das proportionale Verhalten von i_{qbase} keine Abhängigkeit von K_{qv1} aufweist wird die zuvor beschriebene Simulation für $1 < K_{qv1} < 4$ durchgeführt. Abb. 4.19 zeigt das Verhalten von i_{qbase} für unterschiedliche K_{qv1} .

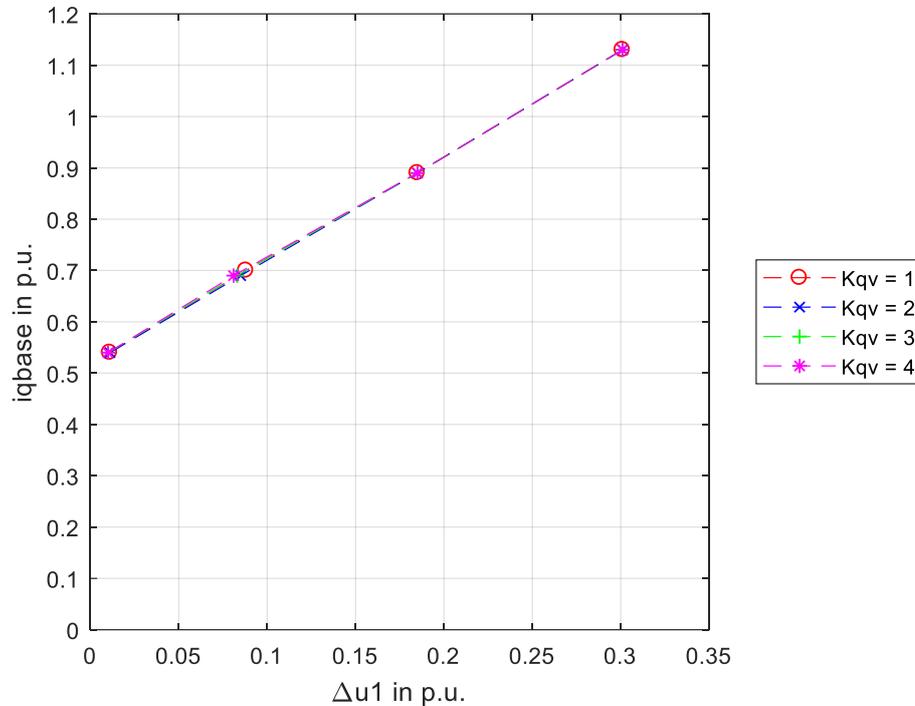


Abb. 4.19: Verlauf von i_{qbase} in Abhängigkeit verschiedener Spannungseinbrüche mit Verstärkungsfaktoren $1 \leq K_{qv1} \leq 4$

Wie erwartet verhält sich der Strom i_{qbase} für alle K_{qv1} gleich. K_{qv1} hat also nur einen Einfluss auf i_{qv} , wie schon in Kapitel 4.3.5 gezeigt wurde. i_{qbase} zeigt dennoch ein vom Spannungseinbruch proportional ansteigendes Verhalten. Tabelle 4.8 zeigt neben den Restspannungen u_{WT} die Werte der Ströme i_{qv} , i_{qbase} und i_{qcmd} sowie die Signale $o5$ und $o6$ der „Q Control“ für $K_{qv1} = 2$.

Tabelle 4.8: Simulationsergebnisse der Signale in „Q Control“ ausgegangen von Arbeitspunkt 1

K_{qv1}	u_{WT}	i_{qv}	i_{qbase}	i_{qcmd}	$o5$	$o6$
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
2	0,889	0,02	0,54	0,57	0,33	0,21
2	0,815	0,18	0,69	0,86	0,33	0,36
2	0,715	0,38	0,89	1,05	0,33	0,56
2	0,599	0,6	1,13	1,05	0,33	0,79

Ausschlaggebend für den proportionalen Anstieg von i_{qbase} ist, wie in Tabelle 4.8 zu sehen, der proportionale Anteil o_6 aus dem in Kapitel 4.2.1 beschriebenen U-Regler aus der „Q Control“. Dieser Anteil ist wiederum vom Verstärkungsfaktor K_{pu} und der Differenz der Signale y_{i2} und u_{droop} abhängig und kann durch

$$o_6 = (y_{i2} - u_{droop}) \cdot K_{pu} = y_{i1} \cdot K_{pu} \quad \text{Gl. 4.7}$$

beschrieben werden. Wobei y_{i2} , wie in Kapitel 4.2.2 beschrieben wird, durch die Einstellungen der Arbeitspunkte immer 1 p.u. ist. D.h. also, dass o_6 von der Spannungsänderung ausgehend von 1 p.u. abhängig ist, während die Spannungsänderung zur Berechnung von i_{qv} laut Gl. 4.2 ausgehend von 0,9 p.u. berechnet wird. Abb. 4.20 veranschaulicht den Verlauf des Proportionalanteils in Abhängigkeit der Spannungsänderung für $1 < K_{pu} < 4$.

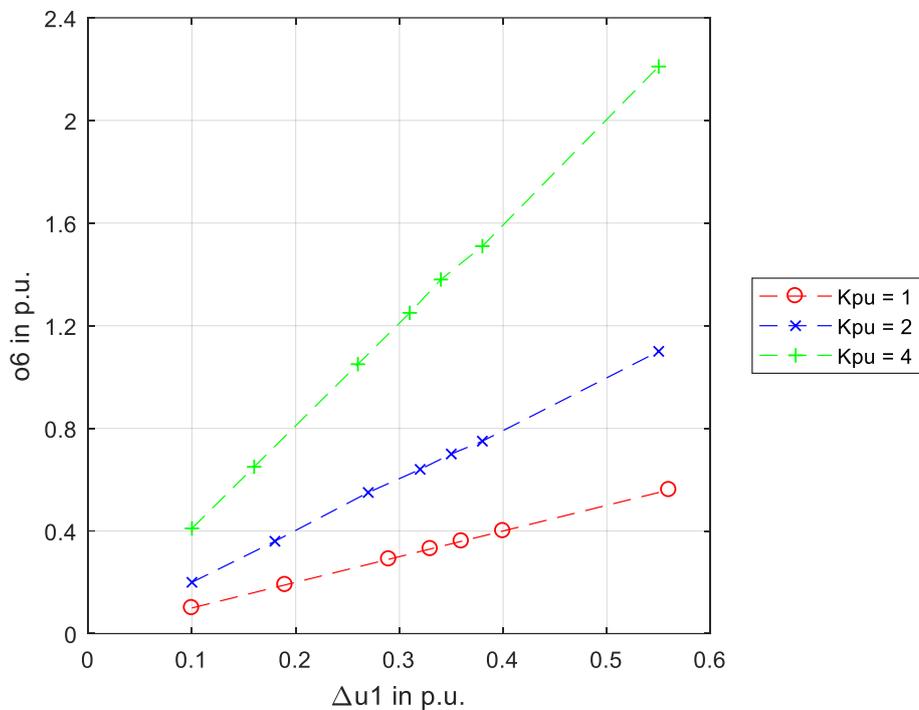


Abb. 4.20: Verlauf des Proportionalanteils o_6 von i_{qbase} mit $1 \leq K_{pu} \leq 4$

Beobachtet man den Integrierenden Anteil (o_5) von i_{qcmd} so ist zu sehen, dass dieser immer den gleichen Wert mit $o_5 = 0,33$ annimmt. Dies entspricht jenen Wert des zuvor definierten Ausgangszustands im stationären Betrieb. Dieses Signal ist auch für den angesprochenen Offset von i_{qcmd} in Abb. 4.18 ausschlaggebend. Um dies zu überprüfen wurde nun ein Vergleich dieser Simulation mit dem Ausgangspunkt Arbeitspunkt 2 gemacht.

Arbeitspunktvergleich in $M_{qFRT} = 1$

Ausgegangen von Arbeitspunkt 2 wurden wiederum Spannungseinbrüche durch Kurzschlüsse simuliert. Tabelle 4.9 zeigt die Restspannungen u_{WT} sowie die Werte der Ströme i_{qv} , i_{qbase} und i_{qcmd} sowie die Signale $o5$ und $o6$ der „Q Control“ für $K_{qv1} = 2$.

Tabelle 4.9: Simulationsergebnisse der Signale in „Q Control“ ausgegangen von Arbeitspunkt 2

K_{qv1}	u_{WT}	i_{qv}	i_{qbase}	i_{qcmd}	$o5$	$o6$
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
2	0,889	0,02	0,32	0,34	0,1	0,21
2	0,815	0,18	0,47	0,64	0,1	0,37
2	0,721	0,38	0,66	1,01	0,1	0,56
2	0,604	0,6	0,89	1,05	0,1	0,79

Sowohl die Ergebnisse aus Tabelle 4.8 als auch aus Tabelle 4.9 wurden in Abb. 4.21 visualisiert. Es ist zu sehen, dass der Teil des Proportionalverstärkers ($o6$) für beide Arbeitspunkte gleich ist. i_{qbase} allerdings zeigt einen unterschiedlichen Verlauf. Wie leicht zu erkennen ist, entsteht dieser Unterschied aus den unterschiedlichen Integralanteilen ($o5$). Dieser Anteil gleicht, wie auch erwartet, auch ausgehend von Arbeitspunkt 2, dem stationären Wert des Blindstroms vor dem Fehler. Der Regler speist also weiterhin den stationären Wert des Blindstromes ein und addiert dazu den Teil des Proportionalverstärkers.

Die Differenz der beiden Ausgangsströme während einem Fehler für zwei verschiedene Arbeitspunkte hängt also nur von der Differenz des stationären Wertes des Ausgangstroms vor dem Fehler ab.

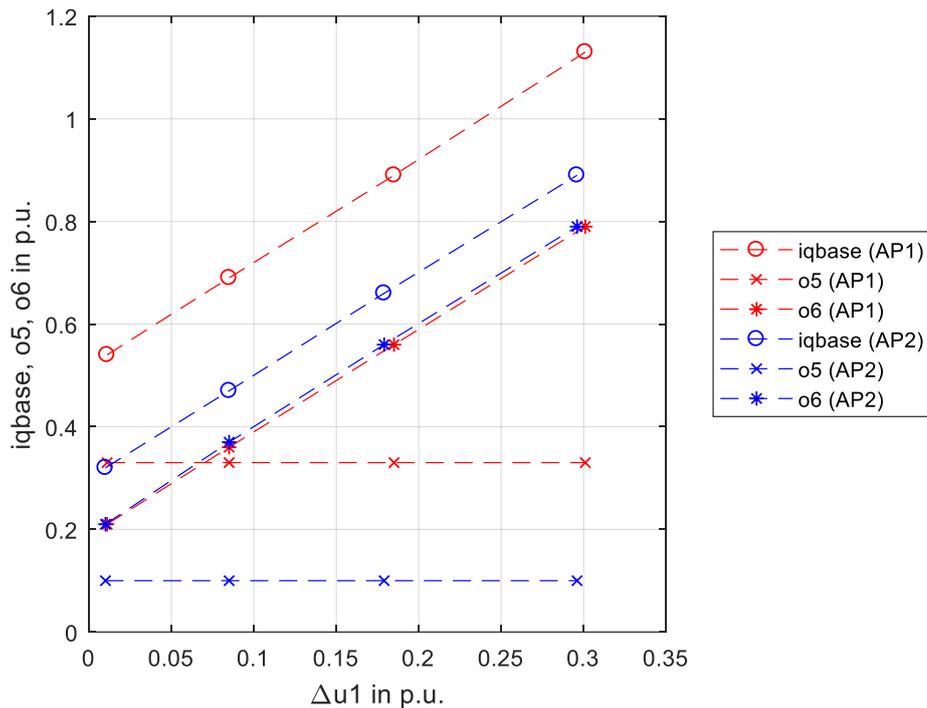


Abb. 4.21: Verlauf von i_{qbase} und dessen P- sowie I-Anteil in Abhängigkeit verschiedener Spannungseinbrüche und unterschiedlichen Arbeitspunkten

Es kann also gesagt werden, dass sich der Ausgangsstrom i_{qcmd} im Modus $M_{qFRT} = 1$ genau genommen aus drei Teilen zusammensetzt. Dazu gehört der Strom i_{qv} , welcher sich rein von der Spannungsänderung Δu ausgehend von 0,9 p.u. und dem Verstärkungsfaktor K_{qv1} (Gl. 4.1) berechnen lässt, der Proportionalteil (o_6) von i_{qbase} , welcher sich aus der Spannungsänderung Δu ausgehend von 1,0 p.u. und dem Verstärkungsfaktor K_{Pu} (Gl. 4.7) berechnen lässt, und der Integratoranteil (o_5) von i_{qbase} , welcher dem stationären Wert vor dem Fehlerfall entspricht.

Etwas kritisch zu hinterfragen ist die in der Norm angesprochene Beschreibung des Modus $M_{qFRT} = 1$. In dieser wird erwähnt, dass der Blindstrom im Fehlerfall dem stationären Wert plus einem von der Spannungsabhängigen Term entspricht. Durch die für diesen Modus gültige Gl. 4.6 für den Ausgangsstrom, der durch die Summe von i_{qbase} und den von der Spannungsänderung abhängigen Term i_{qv} bestimmt ist, mag dies auf dem ersten Blick richtig sein. Schaut man sich nun den Verlauf von i_{qbase} an, so hat auch dieser ebenso, wie schon zuvor erwähnt, einen von der Spannungsänderung abhängigen Teil. D.h. der Ausgangsstrom besteht genau genommen aus einem konstanten Term und zwei von der Spannungsänderung abhängigen Termen.

Es sei noch erwähnt das durch den proportional steigenden Strom i_{qv} und die Gl. 4.6 gilt, kommt es im Modus $M_{qFRT} = 1$ schneller zur Strombegrenzung als bei $M_{qFRT} = 0$, in welchem nur der Strom i_{qv} an den Ausgang kommt. Dies kann ebenfalls in der Tabelle 4.8 gesehen werden. Schon ab einer Restspannung von 0,715 p.u. wird der Ausgangsstrombefehl i_{qcmd} auf 1,05 p.u. begrenzt. Dieser Grenzwert kann in der „Q Control“ manuell verändert werden.

4.3.7 Spannungsstützung mit $M_{qFRT} = 2$

In diesem Modus wird, wie laut Tabelle 4.3 beschrieben, nach dem Fehler ein zusätzlicher Blindstrom i_{qpost} eingespeist. Im „Q Control“ Modul können sowohl die Höhe von i_{qpost} als auch die Zeit T_{post} , welche angibt wie lange i_{qpost} nach Fehlerende eingespeist werden soll, manuell eingestellt werden.

Ausgangspunkt für diese Simulation ist Arbeitspunkt 2, d.h. es wird im Stationären Zustand ein Blindstrom von 0,1 p.u. eingespeist. Abb. 4.22 zeigt den Zeitverlauf des Blindstroms i_{qcmd} . Dabei wird nach Behebung des Fehlers zusätzlich ein Blindstrom von 0,5 p.u. für $T_{post} = 0,5$ s eingespeist. Laut Abb. 4.13 setzt sich i_{qcmd} nach Behebung des Fehlers durch

$$i_{qcmd} = i_{qbase} + i_{qpost} \quad \text{Gl. 4.8}$$

zusammen. Während dieser Strom eingespeist wird, erhöht sich auch die Spannung, da diese durch i_{qpost} zusätzlich gestützt wird. Wie in Abb. 4.22 beobachtet werden kann, beträgt dieser aber nicht 0,5 p.u., sondern 0,569 p.u. Durch die erhöhte Spannung ergibt sich für y_{i1} durch

$$y_{i1} = u_{soll} - u_{droop} = 1 - 1,015 = -0,015 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 4.9}$$

ein negativer Wert. Der Strom i_{qbase} setzt sich somit aus dem Vor-Fehlerstrom $o5$ und einem negativen Proportionalteil $o6$ zusammen, welcher durch

$$o6 = y_{i1} \cdot K_{pu} = -0,015 \cdot 2 = -0,03 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 4.10}$$

berechnet wird. Dadurch ergibt sich ein i_{qbase} von

$$i_{qbase} = o5 + o6 = 0,1 - 0,03 = 0,07 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 4.11}$$

Für den Ausgangsstrom nach dem Fehler erhält man somit laut Gl. 4.8

$$i_{qcmd} = 0,07 + 0,5 = 0,57 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 4.12}$$

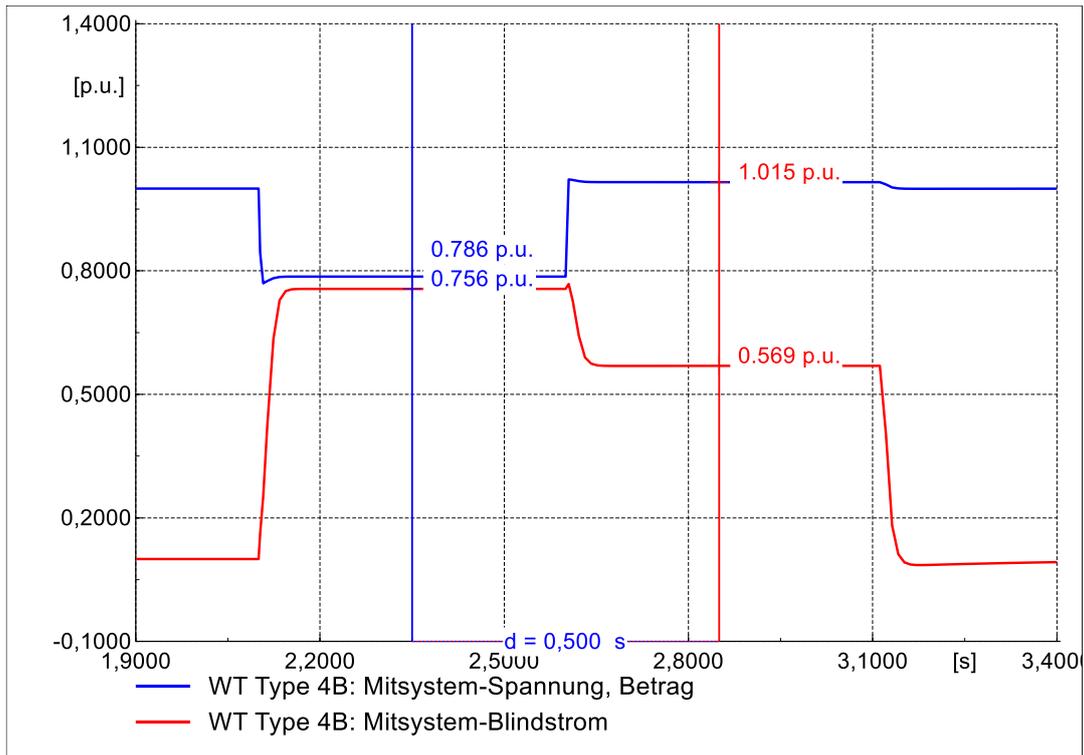


Abb. 4.22: Zeitverlauf von Spannung an WT Terminal und Ausgangsblindstrom der Anlage im Fehlerfall im Modus $M^{qFRT} = 2$ mit $T_{post} = 0,5s$ und $i_{qpost} = 0,5p.u.$

4.4 Ausgangsstrombegrenzung des Umrichters

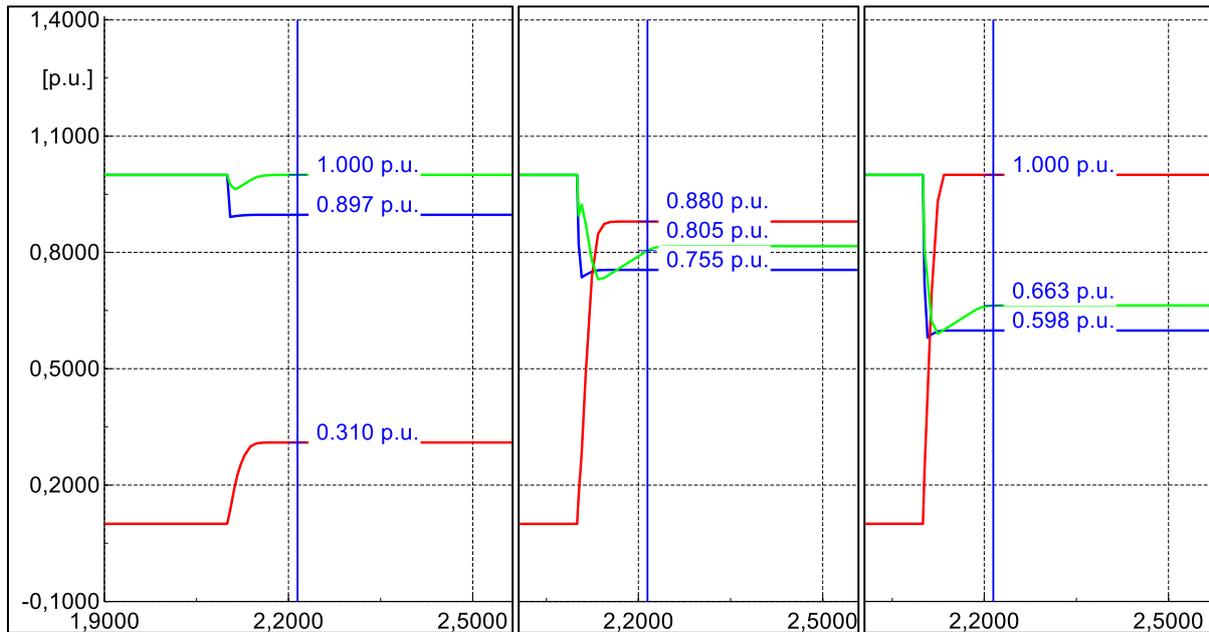
Die Ventile der Umrichter begrenzen üblicherweise die Stromtragfähigkeit. Diese Begrenzung befindet sich in einer Größenordnung von 110 % des Nennstroms. Außerdem findet während eines Fehlers eine Priorisierung des Blindstroms gegenüber des Wirkstroms statt. [3]

Um die Strombegrenzung anhand von Simulationen überprüfen zu können wird in diesem Kapitel also nicht nur auf den Blindstrom bzw. –leistung, sondern auch auf den Wirkstrom bzw. –leistung eingegangen. Die Simulationen werden im Modus $M_{qFRT} = 1$ und $K_{qv1} = 2$ durchgeführt, wobei es in diesem Fall nicht relevant ist welcher Modus und welcher K_{qv1} gewählt wird da die Begrenzung immer nur vom aktuellen Ausgangsstrom i_{qcmd} abhängt.

Den Zeitverlauf des Mitsystem-Blindstroms i_{qcmd} (rot) und den Mitsystem-Wirkstrom i_{pcmd} (grün) bei drei unterschiedlichen Spannungseinbrüchen (blau) zeigt Abb. 4.23. Im Fall (a) wird bei einem Spannungseinbruch von 0,897 p.u. ein Blindstrom von 0,320 p.u. eingespeist. Der Wirkstrom bleibt mit 1 p.u. konstant, d.h. die Anlage wird nach wie vor mit Nennleistung betrieben.

Fall (b) zeigt das bei einem Spannungseinbruch von 0,755 p.u. der Blindstrom bereits auf 0,880 p.u. ansteigt und der Wirkstrom auf 0,805 p.u. verringert sich.

Betrachtet man den Fall (c) so ist zu sehen das bei einem Spannungseinbruch auf 0,598 p.u. die Blindleistung mit 1 p.u. begrenzt wird und der Wirkstrom auf 0,663 p.u. sinkt.



(a)

(b)

(c)

- WT Type 4B: Mitsystem-Spannung, Betrag
- WT Type 4B: Mitsystem-Blindstrom
- WT Type 4B: Mitsystem-Wirkstrom

Abb. 4.23: Zeitverlauf von Spannung an WT Terminal sowie Ausgangsblind- und -wirkstrom der Anlage zur Veranschaulichung der Wirkungsweise der Strombegrenzung. a Begrenzung nicht aktiv – maximaler Wirkstrom, b Begrenzung aktiv – Wirkstrom verringert und Blindstrom nicht maximal, c Begrenzung aktiv - Maximaler Blindstrom und Reduktion des Wirkstroms

Berechnet man den Gesamtstrom, indem man Wirk- und Blindstrom quadratisch zusammenzählt so ergibt sich für Fall (a)

$$i_{ges} = \sqrt{i_{qcmd}^2 + i_{pcmd}^2} = \sqrt{0,31^2 + 1^2} = 1,05 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 4.13}$$

für Fall (b)

$$i_{ges} = \sqrt{i_{qcmd}^2 + i_{pcmd}^2} = \sqrt{0,88^2 + 0,805^2} = 1,2 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 4.14}$$

und für Fall (c)

$$i_{ges} = \sqrt{i_{qcmd}^2 + i_{pcmd}^2} = \sqrt{1^2 + 0,663^2} = 1,2 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 4.15}$$

Im Fall (b) und Fall (c) ist also zu sehen das der Gesamtstrom, nicht wie erwartet mit 1,1 p.u., sondern mit 1,2 p.u. begrenzt ist. Bei noch höheren Spannungseinbrüchen bleiben sowohl Blindstrom als auch Wirkstrom gleich wie im Fall (c).

Diese Beschränkung wird im Modul „Current Limitation“ mit dem Parameter i_{maxdip} definiert. i_{maxdip} ist also der maximale während eines Fehlers am Ausgang der Anlage fließende Strom. Dieser ist um 0,1 p.u. höher als der Maximale Strom während des kontinuierlichen Betriebs. Tabelle 4.10 beschreibt beide Parameter und deren standardmäßig eingestellten Werte.

Tabelle 4.10: Grenzen der Stromtragfähigkeit

Bezeichnung	Wert	Beschreibung
i_{max}	1,1	Maximaler Strom im Stationären Betrieb
i_{maxdip}	1,2	Maximaler Strom während eines Spannungseinbruchs an der Windturbine

Wie durch dieses Verhalten zu erkennen ist, wird die Wirkleistung im Fehlerfall zugunsten der Blindleistung reduziert. Ist der maximale Blindstrom erreicht, so kann eine maximale Wirkleistung von $p = 0,663$ p.u. eingespeist werden.

4.5 FRT-Profil

Wie in Kapitel 2.1 erwähnt muss eine Anlage in der Lage sein Fehler durchfahren zu können. D.h. je nach Höhe des Spannungseinbruchs muss die Anlage für eine definierte Zeit weiter in das Netz speisen und darf sich erst danach vom Netz trennen. Im optimalen Fall ist der Fehler nach dieser Zeit behoben und die Anlage bleibt durchgehend am Netz.

Ziel dieses Kapitels war zu untersuchen, ob die in Abb. 2.2 definierte untere Grenzkurve eingehalten wird. Dazu wurden unterschiedliche Spannungseinbrüche solange gehalten, bis die Anlage automatisch abgeschaltet hat.

Als Ausgangszustand wurde wiederum Arbeitspunkt 1 verwendet. Die Reglereinstellungen wurden mit $M_{qFRT} = 0$ und $M_{qG} = 1$ gewählt. Wie in Abb. 4.24 ersichtlich wird die untere Grenzkurve eingehalten, d.h. die Anlage bleibt so lange am Netz bis die geforderte Zeit erreicht ist.

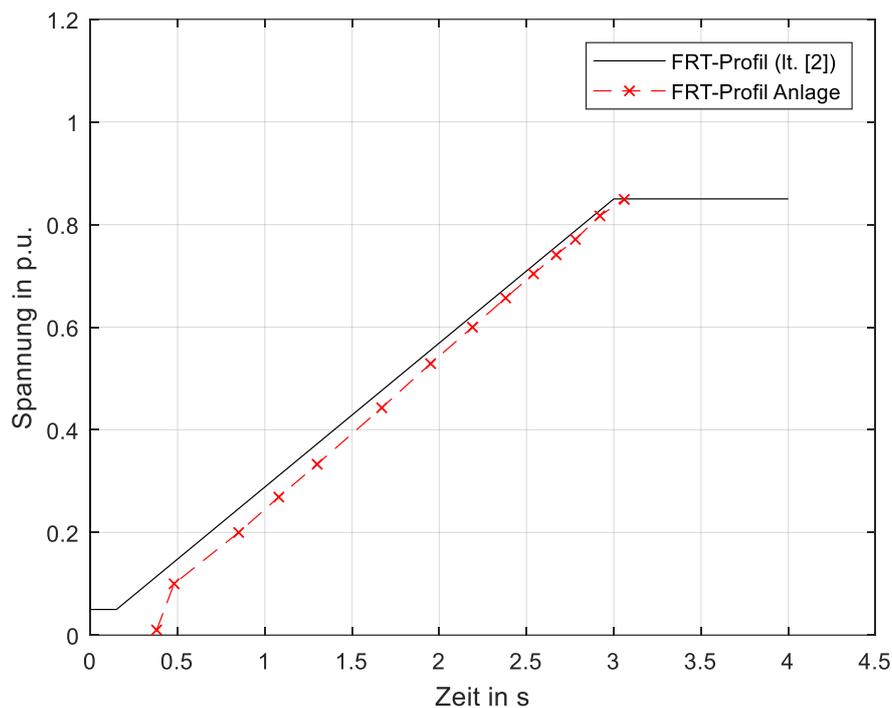


Abb. 4.24: Vergleich des FRT-Profiles der Anlage und der unteren Grenzkurve laut [2]

4.6 Zusammenfassung des Kapitels

In diesem Kapitel wurde die Auswirkung der unterschiedlichen Modi M_{qG} und M_{qFRT} untersucht. M_{qG} gibt die Regelungsart im stationären Betrieb bzw. im Fehlerfall mit einer Spannungsänderung mit einer Restspannung von $> 0,9$ p.u. vor. Es wird hier zwischen Spannungs- und Blindleistungsregelung unterschieden.

Was in der Regelung durch die Änderung von M_{qG} passiert wurde in Kapitel 4.2 erarbeitet und zusammengefasst kann gesagt werden das die Spannungsregelung ($M_{qG} = 0$) die Spannung als Eingangssignal verwendet und der Ausgang so geregelt wird das die Differenz zwischen Ist- und Sollspannung null wird. Bei der Blindleistungsregelung ($M_{qG} = 1$) wird die Differenz zwischen Ist- und Sollblindleistung durch den Q-Regler in ein Spannungssollwert gewandelt und der Ausgang wiederum so geregelt das die Blindleistung ihren Sollwert erreicht. Durch Begrenzungen innerhalb der Regelung kann dies allerdings oft nicht erreicht werden.

Bei einer Spannungsänderung mit einer Restspannung von $< 0,9$ p.u. hängt der eingespeiste Blindstrom bzw. Blindleistung ausschließlich vom im Fehlerfall verwendeten Modus M_{qFRT} ab. Im Modus $M_{qFRT} = 0$ wird dabei ein Strom laut Gl. 4.1 eingespeist. Wobei herausgefunden wurde das die Spannungsänderung ausgehen von $0,9$ p.u. berechnet wird. Mit höher werdenden Verstärkungsfaktoren K_{qv1} erhöht sich auch die Spannung im Fehlerfall, da sie mehr gestützt wird. Da die Leistung einer Anlage relativ gesehen zu der des Netzes sehr klein ist, ist allerdings auch die Spannungsänderung sehr klein.

Im Modus $M_{qFRT} = 1$ wird ein Strom laut Gl. 4.6 eingespeist und besteht neben dem von der Spannungsänderung abhängigen Strom auch aus einem vom Vor-Fehlerstrom abhängigen Teil. Dieser wird mit i_{qbase} bezeichnet. Es wurde jedoch herausgefunden das auch der erwähnte Strom i_{qbase} einen von der Spannungsänderung abhängigen Teil besitzt und der Gesamte-Ausgangsstrom genau genommen aus drei Teilen besteht, von welchem zwei Teile von der Spannungsänderung abhängig sind und ein Teil vom Vor-Fehlerstrom.

Mit $M_{qFRT} = 2$ wird nach Fehlerende ein je nach Einstellung ein zusätzlicher Strom eingespeist. Durch diesen wird die Spannung auch nach dem Fehler gestützt, was sich durch eine Erhöhung der Spannung über den Üblichen $1,0$ p.u. bemerkbar macht.

Abschnitt 4.4 behandelt die Stromtragfähigkeit des Umrichters. Es wurde festgestellt das der Gesamt-Mitsystemstrom, bestehend aus Wirk- und Blindanteil, im Fehlerfall mit $1,2$ p.u. begrenzt wird. Dabei wird die Wirkleistung zugunsten der Blindleistung reduziert.

Zu guter Letzt wurde das FRT-Profil der Anlage überprüft. Dabei wurde bewiesen, dass das geforderte FRT-Profil laut [2] eingehalten wird.

5 Zeigerdiagramme im symmetrischen Fehlerfall

In diesem Kapitel wurden neben den Beträgen der Spannungen und Blindströme bzw. –leistungen auch die Phasenlagen in Betracht gezogen. Die in den Zeigerdiagrammen ersichtlichen Ströme und Spannungen werden in Polarschreibweise angegeben.

Ziel der folgenden Untersuchungen war es die Änderung der Phasenlagen vom stationären Betrieb zum symmetrischen Fehlerfall zu analysieren und herauszufinden wie die momentane Spannungsstützung verglichen mit einer idealen Spannungsstützung funktioniert. Dabei wurden vor allem die Phasenlage bzw. die Änderung der Phasenlage der Mitsystemspannungen und des Mitsystemstroms am Anschlusspunkt des Generators beobachtet.

Das untersuchte Netz ist dasselbe wie in Kapitel 4 und ist in Abb. 4.1 zu sehen. Eine Windkraftanlage mit einer Nennscheinleistung von $S_{nWT} = 3\text{MW}$ und einer Nennspannung $U_n = 0,4\text{ kV}$ hat einen Nennstrom auf der Unterspannungsseite von

$$I_{n0,4} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3\text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 0,4\text{ kV}} = 4,33\text{ kA} \quad \text{Gl. 5.1}$$

Rechnet man diesen Strom mit dem Übersetzungsverhältnis von $\ddot{u} = \frac{0,4}{110}$ auf die Netzseite mit $U_{n110} = 110\text{ kV}$ durch

$$I_{n110} = I_{n0,4} \cdot \ddot{u} = 4,33\text{ kA} \cdot \frac{0,4\text{ kV}}{110\text{ kV}} = 0,016\text{ kA} \quad \text{Gl. 5.2}$$

um, ist zu sehen das der Strom im Verhältnis zur Kurzschlussleistung des Netzes von 2000MW mit einem Kurzschlussstrom von $I_k = 10,49\text{ kA}$ sehr klein ist.

Da eine Windkraftanlage auch in Kapitel 4 sehr kleine Auswirkungen zeigte, wurde in den Einstellungen der Windkraftanlage sowie der beiden Transformatoren die Option „Anzahl paralleler Anlagen“ auf 100 eingestellt um eine größere Auswirkungen der Spannungsstützung zu erreichen. Dadurch erhöht sich die Gesamtleistung auf 300MW und der Nennstrom auf 433 kA. Die Regelungsart der „Q Control“ wurde mit $M_{qG} = 1$ und $M_{qFRT} = 0$ gewählt. Der Verstärkungsfaktor K_{qv1} wurde zwischen 0 bis 4 variiert.

5.1 Betrachtung im stationären Zustand

Bevor auf den Fehlerfall eingegangen wurde, wurde das Zeigerdiagramm im stationären Zustand betrachtet. Tabelle 5.1 zeigt den Arbeitspunkt. Die Spannung des externen Netzes wurde, im Gegensatz zu Kapitel 4, auf 1 p.u. eingestellt und der lokale Regler wurde mit konst. U gewählt. Durch diese Einstellungen speist die Windkraftanlage im Lastfluss keinen Blindstrom ein, womit Mitsystemspannung und –strom die gleiche Phasenlage besitzen sollten.

Tabelle 5.1: Arbeitspunkte des stationären Ausgangszustands für die Analyse der Zeigerdiagramme

Arbeitspunkt	Lok. Regler	u_{ext}	u_{WT}	q_{WT}	p_{WT}
		p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
AP1	Konst. U	1,0	1,0	0,0	1,0
AP2	Konst U	1,0	1,0	0,0	0,33

Abb. 5.1 bildet die Zeiger von Spannung und Strom im Mitsystem ab. Für die leichte Verschiebung der Phasenlagen ist der Spannungsabfall am Transformator verantwortlich. Da die Schaltgruppe des Transformators mit Yy0 gewählt wurde, findet keine weitere Drehung zwischen Ober- und Unterspannungsseite statt.

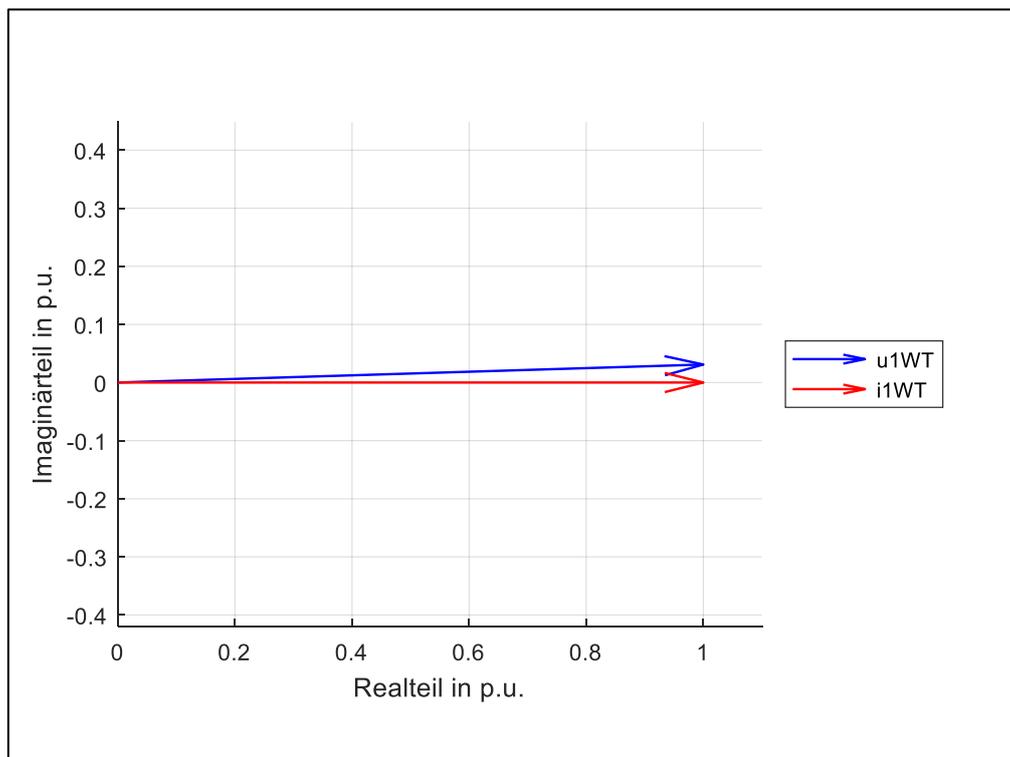


Abb. 5.1: Phasenlagen von Spannung und Strom im Mitsystem im Arbeitspunkt 1

Ausgehend von den Phasenlagen im stationären Betrieb aus Abb. 5.1 wurden nun die Spannungs- und Stromänderung berechnet.

5.2 Ideale Einspeisung

In diesem Abschnitt soll festgestellt werden, wie die zusätzliche Stromeinspeisung im Idealfall zu funktionieren hat, um die im Fehlerfall auftretende Spannungsänderung zu minimieren und den Ausgangszustand wiederherzustellen. Dabei wird in erster Linie nur auf die Phasenlagen der Ströme und Spannungen am Anschlusspunkt WT Terminal des Generators eingegangen.

Ausgehend vom stationären Zustand wird ein dreipoliger Kurzschluss mit einer Fehlerreaktanz¹² von $\underline{Z} = 5 \Omega \angle 90^\circ$ auf der 110kV-Seite simuliert. Dabei wurde der Verstärkungsfaktor mit $K_{qv1} = 0$ gewählt, um bewusst keine Spannungsstützung zu erhalten. Tabelle 5.2 gibt die Mitsystemspannung im stationären Betrieb sowie im Fehlerfall ohne dynamischer Netzstützung an.

Tabelle 5.2: Mitsystemspannung im stationären Betrieb sowie im Fehlerfall ohne dynamischer Netzstützung

	\underline{u}_{WT}^1
Betriebspunkt	p.u.
Stationärer Betrieb (LF)	1,0 \angle 1,8°
Fehlerfall mit $K_{qv1} = 0$	0,42 \angle 7,58°

Das Zeigerdiagramm in Abb. 5.2 bildet diese Spannungen ab. Dabei ist die Mitsystemspannung im stationären Betrieb in blau und dieselbe im Fehlerfall ohne dynamischer Netzstützung in strichliert blau gehalten. Der cyanfärbige Zeiger ist jene Spannungsänderung, welche durch den Kurzschluss verursacht worden ist und durch

$$\Delta \vec{u}_{WT}^1 = \vec{u}_{WT Kqv=0}^1 - \vec{u}_{LF}^1 = 0,42 \angle 7,58^\circ - 1,0 \angle 1,8^\circ = 0,58 p. u. \angle 177,64^\circ \quad \text{Gl. 5.3}$$

berechnet werden kann. Im Idealfall wird diese Spannungsänderung durch eine geeignete Gegenspannung, welche in Magenta gehalten wird, wieder ausgelöscht und die Mitsystemspannung der Windkraftanlage somit wieder auf den Ausgangspunkt gebracht. Diese Gegenspannung hat einen Winkel von

$$\varphi_{\Delta u_{WT}^{ideal}} = \varphi_{\Delta u_{WT}} - 180^\circ = 177,64^\circ - 180^\circ = -2,36^\circ \quad \text{Gl. 5.4}$$

¹² Im Gegensatz zu Kapitel 4 ist es hier notwendig die Fehlerimpedanz zu kennen, um die Phasenverschiebungen nachvollziehen zu können.

Um diese Spannungsänderung zu erzeugen muss eine Mitsystemstromänderung mit geeigneter Phasenlage erzeugt werden. Da es sich um einen Fehler mit Fehlerreaktanz von $Z = 5 \Omega \angle 90^\circ$ handelt muss die Änderung des Gesamt-Mitsystemstroms eine Phasenlage von

$$\varphi_{i_{1WT}} = \varphi_{\Delta u_{1WTideal}} - \varphi_Z = -2,36^\circ - 90^\circ = -92,36^\circ \quad \text{Gl. 5.5}$$

besitzen. Dieser Strom ist in Abb. 5.2 in Grün zu sehen. Der Betrag des angesprochenen Stromes ist in erster Linie nicht relevant, da eine einzige Windkraftanlage ohnehin nur einen relativ gesehen kleinen Beitrag zur Stützung leisten kann. Wie sich nun die Strom- und Spannungsänderung in der Realität verhalten wird im folgenden Kapitel untersucht.

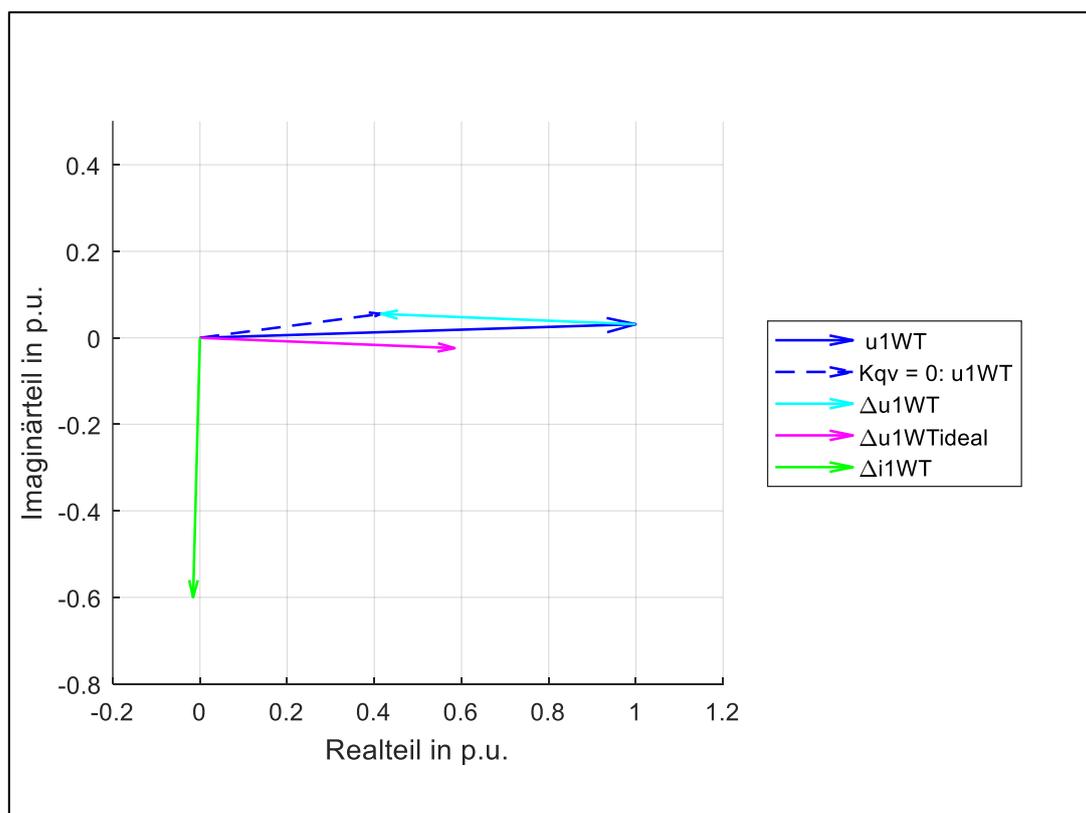


Abb. 5.2: Zeigerdiagramm der Mitsystemspannung im stationären Betrieb (blau) und im Fehlerfall ohne dynamischer Netzstützung (strichliert blau) sowie der Spannungsänderung (cyan) und der idealen Spannung (magenta) welche durch einen zusätzlichen Mitsystemstrom (grün) erzeugt wird

5.3 Reale Einspeisung

Um das reale Verhalten nachvollziehen zu können werden nun neben den Mitsystemspannungen auch die dazugehörigen Mitsystemströme behandelt. Tabelle 5.3 zeigt neben den Mitsystemspannungen und Mitsystemströmen auch die Blind- und Wirkanteile der Ströme mit den dazugehörigen Phasenlagen mit und ohne dynamischer Netzstützung. Abb. 5.3 bildet diese ab.

Um größere Einflüsse der Spannungsstützung wahrnehmen zu können, wurde der Verstärkungsfaktor mit $K_{qv1} = 4$ gewählt und zunächst nur die Größen am Einspeisepunkt des Generators beobachtet.

Tabelle 5.3: Mitsystemspannungen und der Mitsystemströme und deren Wirk- und Blindanteile mit und ohne dynamischer Netzstützung mit $K_{qv1} = 4$

	\underline{u}^1_{WT}	\underline{i}^1_{WT}	\underline{i}^1_{pWT}	\underline{i}^1_{qWT}
Betriebspunkt	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
Fehlerfall mit $K_{qv1} = 0$	0,42 \angle 7,58°	1,0 \angle 7,58°	1,0 \angle 7,58°	0,0 \angle 0,0°
Fehlerfall mit $K_{qv1} = 4$	0,53 \angle 2,48°	1,2 \angle -53,97°	0,66 \angle 2,48°	1,0 \angle -87,52°

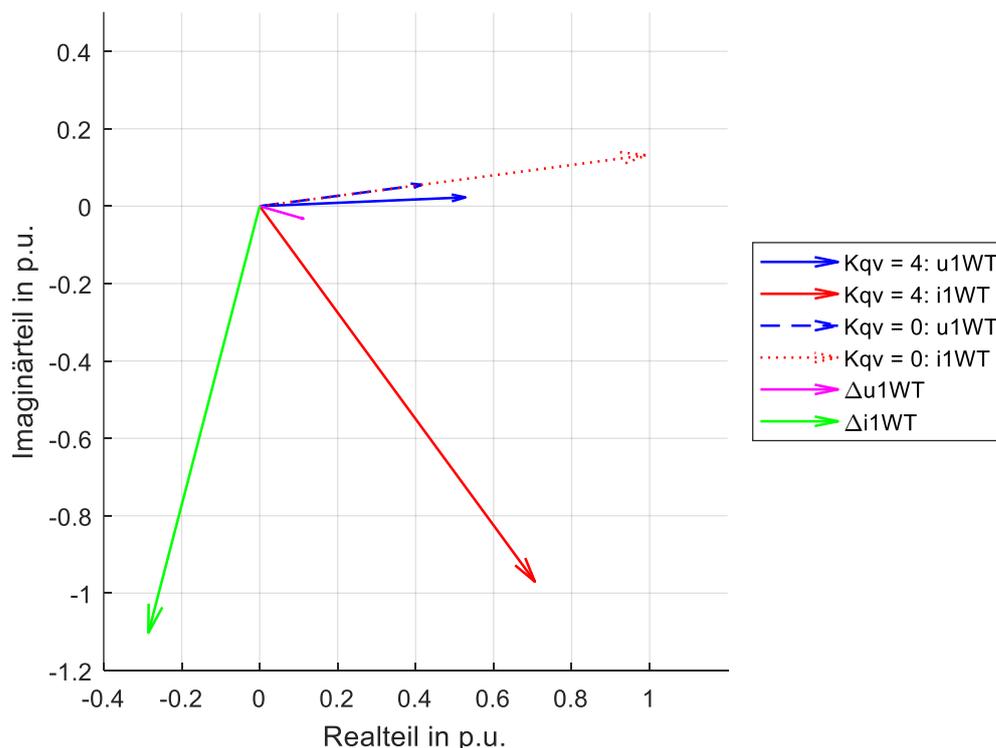


Abb. 5.3: Zeigerdiagramm der Mitsystemspannungen und der Mitsystemströme mit und ohne dynamischer Netzstützung sowie der Spannungs- und Stromänderung durch dynamische Netzstützung

Es ist sofort zu erkennen, dass sich die Mitsystemspannung durch die dynamische Spannungsstützung erhöht und auch eine Phasendrehung in Richtung reale Achse entsteht. Diese Spannungsänderung lässt sich folgendermaßen berechnen:

$$\begin{aligned} \Delta \bar{u}_{WT}^1 &= \Delta \bar{u}_{WTk=4}^1 - \Delta \bar{u}_{WTk=0}^1 = 0,528 p.u. \angle 2,477^\circ - 0,419 p.u. \angle 7,58^\circ \\ &= 0,116 p.u. \angle -16,13^\circ \end{aligned} \quad \text{Gl. 5.6}$$

Wie diese in Magenta gehaltene Spannungsänderung in Abb. 5.3 nun zustande kommt und ob sie der idealen Spannungsänderung entspricht wird im folgenden Abschnitt erläutert.

Strom und Spannung besitzen bei $K_{qv1} = 0$ die gleiche Phasenlage, d.h. es wird, wie erwartet, nur Wirkstrom eingespeist. Durch die Erhöhung des Verstärkungsfaktors auf $K_{qv1} = 4$ und den daraus resultierenden Mitsystemblindstrom befinden sich die erwähnten Zeiger nicht mehr in Phase, d.h. erwartungsgemäß entsteht durch die Wirk- und Blindstromänderung auch eine Änderung des Gesamt-Mitsystemstroms, welcher in Abb. 5.3 wieder in Grün eingezeichnet wurde und der Spannungsänderung durch die Fehlerreaktanz von $\underline{Z} = 5 \Omega \angle 90^\circ$ um

$$\Delta \varphi_{\Delta u i} = |\varphi_{\Delta i 1 WT}| - |\varphi_{\Delta u 1 WT}| = 104,5^\circ - 16,13^\circ = 88,37^\circ \quad \text{Gl. 5.7}$$

nacheilt. Abb. 5.4 bildet dieses Verhalten im Zeitverlauf ab.

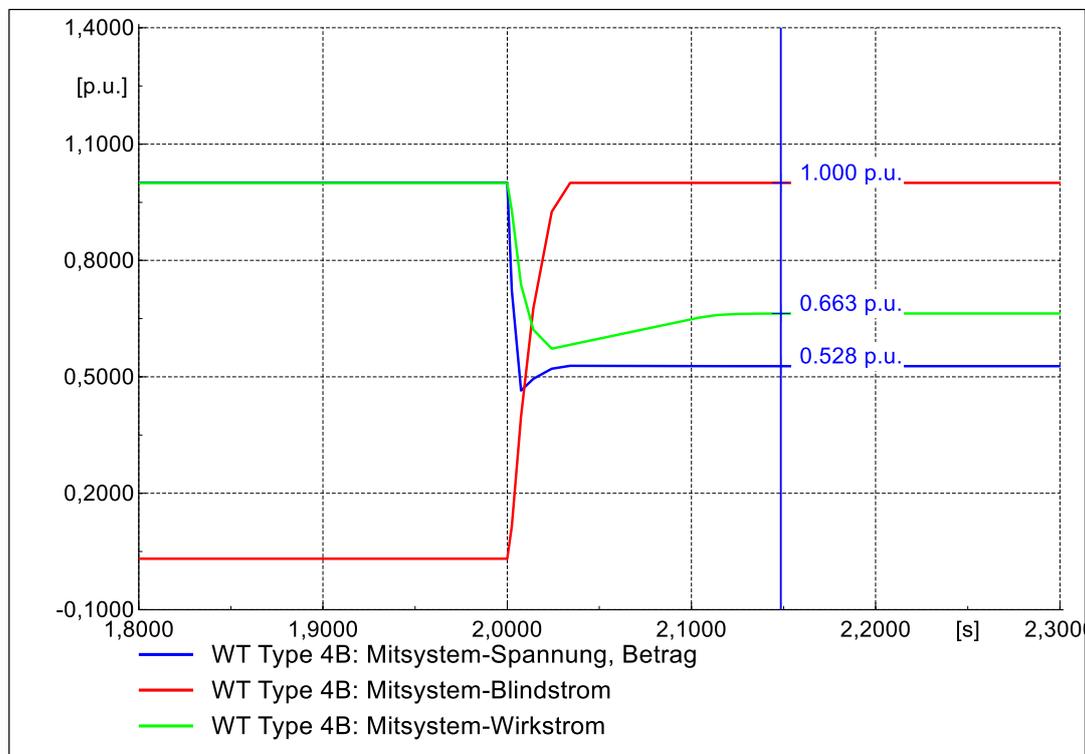


Abb. 5.4: Zeitverlauf der Mitsystemspannung sowie der Mitsystemblind- und -wirkströme während dynamischer Netzstützung mit $K_{qv} = 4$

Wie man aus diesem erkennt, sinkt der Wirkstrom auf 0,663 p.u. während der Blindstrom auf 1 p.u. steigt. Begrenzt werden diese Ströme wieder durch die in Kapitel 4.4 erwähnte Strombegrenzung. Der Winkel zwischen Strom und Spannung des Mitsystems bei $K_{qv1} = 4$ kann entweder durch

$$\varphi_{ui1} = |\varphi_{u1WT}| + |\varphi_{i1WT}| = 2,48^\circ + 53,97^\circ = 56,45^\circ \quad \text{Gl. 5.8}$$

oder durch

$$\varphi_{ui1} = \tan^{-1} \frac{\text{Im}(i_{WT}^1)}{\text{Re}(i_{WT}^1)} = \tan^{-1} \frac{i_{qWT}^1}{i_{pWT}^1} = \tan^{-1} \frac{1}{0,663} = 56,45^\circ \quad \text{Gl. 5.9}$$

berechnet werden und hängt also vom Verhältnis zwischen Blind- und Wirkstrom ab. Dieses Verhältnis ist nun auch ausschlaggebend für den Winkel der Änderung des Gesamt-Mitsystemstroms, welcher sich durch

$$\begin{aligned} \Delta i_{WT}^{-1} &= \Delta i_{WTk=4}^{-1} - \Delta i_{WTk=0}^{-1} = 1,2p.u. \angle -53,97^\circ - 1p.u. \angle 7,58^\circ \\ &= 1,138p.u. \angle -104,5^\circ \end{aligned} \quad \text{Gl. 5.10}$$

berechnen lässt und in Abb. 5.3 in Grün dargestellt ist. Im Idealfall würde dieses Verhältnis durch die Regelung so gewählt werden das die Phasenlage der Änderung des Gesamt-Mitsystemstroms, wie in Kapitel 5.2 errechnet $-92,36^\circ$ beträgt.

Es ist allerdings ersichtlich, dass der Winkel mit $-104,5^\circ$ nicht mit der idealen Phasenlage übereinstimmt und die Verhältnisse des Blind- und Wirkstroms nicht ideal gewählt sind. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Windkraftanlage auch während eines Fehlers den durch die Spannungsänderung abhängigen Blindstrom einspeist und gleichzeitig versucht so viel Wirkstrom wie möglich zu liefern.

Ob es nun besser wäre die Verhältnisse zwischen Wirk- und Blindleistung optimal zu wählen und damit vielleicht eine Reduzierung des Blindstroms in Kauf zu nehmen oder den maximal möglichen Blindstrom einzuspeisen und zu dessen Gunsten die Wirkleistung zu reduzieren, wurde im Zuge dieser Arbeit nicht weiter behandelt und wäre ein Thema für weitere Untersuchungen in diesem Themengebiet.

5.4 Mitsystemstrom- und -spannungsänderung am Fehlerort

Die bisherigen Betrachtungen beziehen sich auf den Anschluss des Generators WT Terminal in Abb. 4.1. Nun soll noch kurz auf den Einfluss der Änderung des Mitsystemstroms am Fehlerort eingegangen werden. Tabelle 5.4 zeigt die Ergebnisse während dem Fehler mit und ohne dynamischer Spannungsstützung.

Tabelle 5.4: Mitsystemspannung im Fehlerfall am Fehlerort mit und ohne dynamischer Netzstützung

	$\underline{u}^1_{\text{ext}}$
Betriebspunkt	p.u.
Fehlerfall mit $K_{qv1} = 0$	$0,42 \angle 3,30^\circ$
Fehlerfall mit $K_{qv1} = 4$	$0,5 \angle 2,48^\circ$

Die Änderung der Mitsystemspannung kann durch

$$\begin{aligned}\Delta \bar{u}_{\underline{U}W}^1 &= \Delta \bar{u}_{\underline{U}WK=4}^1 - \Delta \bar{u}_{\underline{U}WK=0}^1 = 0,497 p.u. \angle 0,078^\circ - 0,42 p.u. \angle 3,3^\circ \\ &= 0,081 p.u. \angle -16,82^\circ\end{aligned}\quad \text{Gl. 5.11}$$

berechnet werden und entspricht einer Spannung in kV von

$$\Delta U_{\underline{U}W}^1 = 110 \text{ kV} \cdot 0,081 \text{ p.u.} = 8,91 \text{ kV} \quad \text{Gl. 5.12}$$

Geht man vom eingespeisten Strom des Generators aus, kann nachvollzogen werden, wie diese Spannungsänderung erreicht wird. Zunächst wird der Mitsystemstrom der Unterspannungsseite in kA durch

$$\Delta I_{\underline{I}WT}^1 = \Delta i_{\underline{I}WT}^1 \cdot I_{nges} = 1,138 p.u. \cdot 433 \text{ kA} = 492,75 \text{ kA} \quad \text{Gl. 5.13}$$

berechnet. Auf der Oberspannungsseite, also am Fehlerort, beträgt dieser mithilfe des Übersetzungsverhältnis \ddot{u} :

$$\Delta I_{\underline{I}UW}^1 = \Delta I_{\underline{I}WT}^1 \cdot \ddot{u} = 492,75 \text{ kA} \cdot \frac{0,4 \text{ kV}}{110 \text{ kV}} = 1,79 \text{ kA} \quad \text{Gl. 5.14}$$

Multipliziert man diese Stromänderung mit der Fehlerimpedanz erhält man

$$\Delta U_{\underline{U}W}^1 = \Delta I_{\underline{I}WT}^1 \cdot Z = 1,79 \text{ kA} \cdot 5 \Omega = 8,95 \text{ kV} \quad \text{Gl. 5.15}$$

Durch die Skalierung auf 100 Anlagen kann also ein deutlicher Einfluss der Windkraftanlagen erreicht werden. Die Spannung am Fehlerort kann dadurch um 8,95 kV angehoben werden.

5.5 Zusammenfassung des Kapitels

In diesem Kapitel wurden die Phasenlagen der Mitsystemspannung und -stroms untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass die Mitsystemstromänderung durch den zusätzlichen Mitsystemblindstrom nicht die ideale Phasenlage besitzt. Dies könnte durch die geeignete Wahl des Verhältnisses zwischen Wirk- und Blindanteil erreicht werden, wodurch allerdings die Stromtragfähigkeit nicht ausgereizt wird.

Des Weiteren wurde der Einfluss der dynamischen Netzstützung am Fehlerort untersucht. Da die Anzahl der Anlagen durch eine in der Software vorhandene Option auf 100 Anlagen erhöht wurde, konnte eine Spannungsanhebung von 8,95 kV erreicht werden. Dies entspricht einer Spannungsänderung von 8% am Fehlerort.

6 Blindleistungseinspeisung im unsymmetrischen Fehlerfall

In diesem Kapitel geht es darum die Blindleistungseinspeisung im unsymmetrischen Fehlerfall zu untersuchen. Dabei wird neben dem Betrag des zusätzlich eingespeisten Gegensystemstroms vor allem auf die Phasenlage und die Stromtragfähigkeit des Umrichters eingegangen.

Da das in den bisherigen Simulationen verwendete Modell, welches in der Software Digsilent PowerFactory laut IEC61400-27 implementiert ist, für das Gegensystem nicht verwendet werden kann, musste für die Untersuchungen im unsymmetrischen Fehlerfall auf ein von der TU Wien erstelltes Modell zur dynamischen Netzstützung zurückgegriffen werden. Dieses wurde dankenswerterweise von Herrn DI Jürgen Marchgraber zur Verfügung gestellt und wird im folgenden Kapitel kurz beschrieben.

6.1 Modellierung der dynamischen Netzstützung von über Umrichter angebundenen Erzeugungsanlagen und Speichern

Ein von Herrn DI Jürgen Marchgraber veröffentlichtes Paper, auf welches auch schon in dieser Arbeit verwiesen wurde, behandelt einen realen Netzabschnitt, in welchen im Zuge des Forschungsprojektes BatterieSTABIL ein Batteriespeicher, bestehend aus 4 Batterieblöcken, mit insgesamt 2,5 MVA und 2,2 MWh in das Mittelspannungsnetz der Netz Niederösterreich GmbH eingebunden wurde. Abb. 6.1 zeigt wie dieser Netzabschnitt in Digsilent PowerFactory realisiert wurde. Mithilfe von DigSilent PowerFactory wurde ein dynamisches Modell erstellt, welches durch die programminterne Modellierungssprache DSL modelliert wurde. [3]

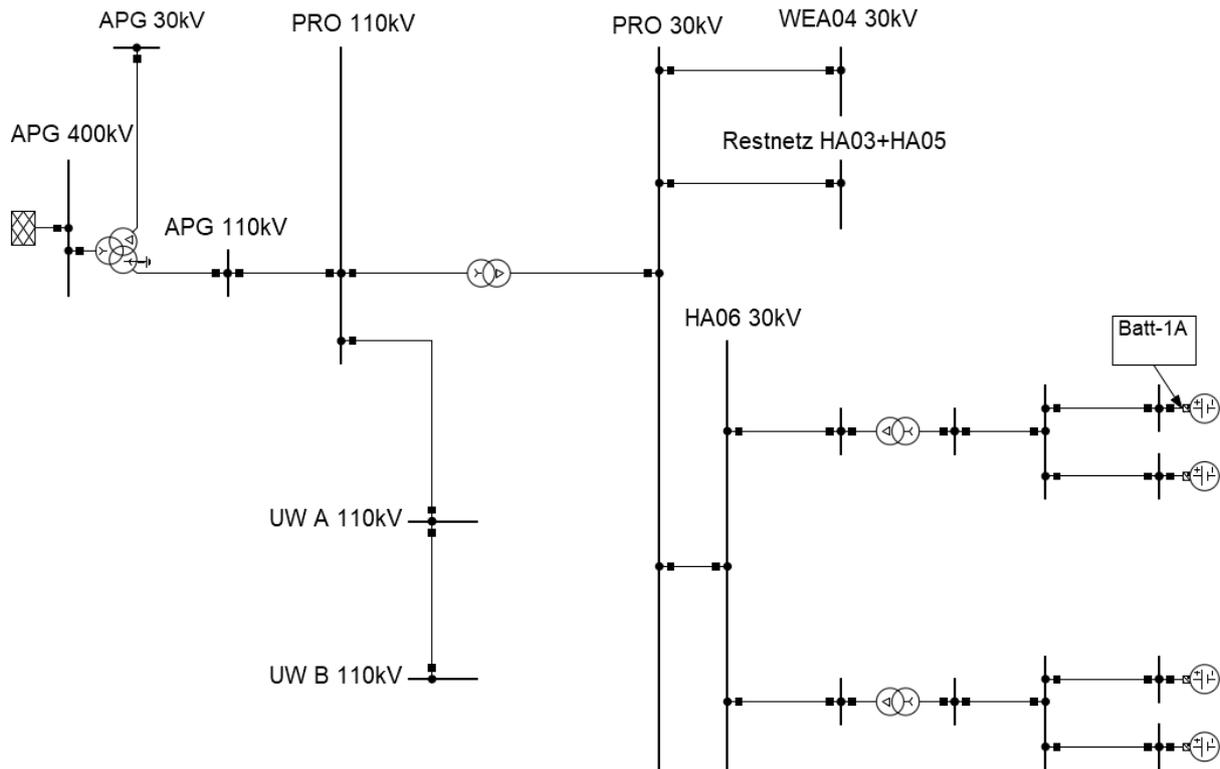


Abb. 6.1: Netzabschnitt des Forschungsprojektes BatterieSTABIL mit 4 Batterieblöcken mit insgesamt 2,5 MVA und 2,2 MWh realisiert in DigSilent PowerFactory [3]

Alle Ergebnisse beziehen sich auf einen der vier Batterieblöcke mit der Bezeichnung Batt-1A, welcher auch in Abb. 6.1 eingezeichnet ist. Jeder dieser Batterieblöcke hat eine Nennscheinleistung von $S = 0.65$ MVA und wird im stationären Betrieb mit $P = 0,5$ MW und $Q = 0$ Mvar betrieben, auch in Tabelle 6.1 zu sehen.

Tabelle 6.1: Betriebspunkt eines Batterieblocks

$S_{\text{Batt-1A}}$	$P_{\text{Batt-1A}}$	$Q_{\text{Batt-1A}}$
MVA	MW	Mvar
0,65	0,5	0

Es handelt sich hierbei also anstatt um Windkraftanlagen um Batterieanlagen mit Umrichter. Da diese aber von der funktionsweise die gleichen Anforderungen haben, kann dieses Modell für die folgenden Untersuchungen verwendet werden. In Abb. 6.2 wird das zugehörige Blockschaltbild der Regelung dargestellt. Dieses ähnelt der „generator control-sub-structure“ aus Kapitel 3.5.2 und erlaubt ebenfalls die Vorgabe von Einstellparametern wie z.B. dem k-Faktor im Mit- und Gegensystem. [3]

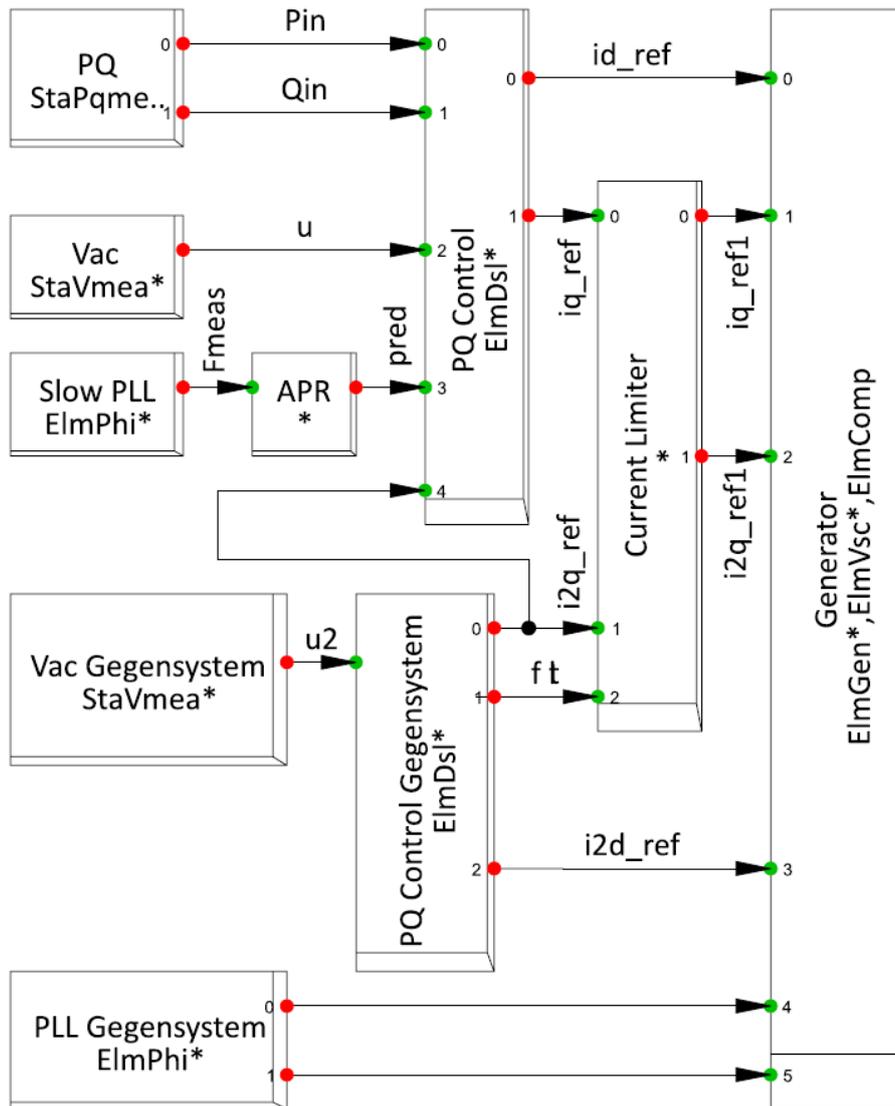


Abb. 6.2: Modellierung der Regelung in DigSilent PowerFactory [3]

Das Modell setzt sich aus

- Messinstrumenten für Spannung, Strom und Frequenz (linker Teil in Abb. 6.2) einer Leistungs- und Stromregelung (mittlerer Teil in Abb. 6.2)
- einer Strombegrenzung und
- einem statischen Generator

zusammen. [3]

Die Leistungsregelung besteht hier, im Gegensatz zum implementierten Modell aus DigSilent PowerFactory, aus zwei Blöcken. Es findet somit also eine getrennte Regelung von Mit- und Gegensystem statt. Im Normalbetrieb ist die Leistungsregelung im Mitsystem für die Wirk- und Blindleistungseinspeisung entsprechend den Sollwerten aktiv, während die Leistungsregelung im Gegensystem im Normalbetrieb nicht wirksam ist. [3]

In den Blöcken der Leistungsregelung werden die gemessenen Größen aus den Messeinrichtungen anschließend in d-q-Komponenten¹³ transformiert. Die q-Komponente ist dabei für den Blindstrom ausschlaggebend, während die d-Komponente für den Wirkstrom zuständig ist. Dies geschieht sowohl für das Mitsystem als auch für das Gegensystem. Um die Stromtragfähigkeit einhalten zu können werden die d-q-Komponenten anschließend im Block „Current Limiter“ begrenzt.

Die Stromsollwerte werden laut [3] wie folgend bestimmt und begrenzt:

$$iq_{ref}^{1vor} = \frac{q_{ref}}{3 \cdot u_{1min}} \quad \text{Gl. 6.1}$$

$$iq_{ref}^1 = K_{qv1} \cdot \Delta u^1 + iq_{ref}^{1vor} \quad \text{Gl. 6.2}$$

$$iq_{ref}^2 = K_{qv2} \cdot \Delta u^2 \quad \text{Gl. 6.3}$$

$$iq_{Ges} = iq_{ref}^1 + iq_{ref}^2 \quad \text{Gl. 6.4}$$

$$\tilde{i}q_{ref}^1 = \begin{cases} iq_{ref}^1, & iq_{Ges} < i_{max} \\ K_{qv1} \cdot \Delta u^1 - \frac{iq_{Ges} - i_{max}}{2}, & \text{sonst} \end{cases} \quad \text{Gl. 6.5}$$

$$\tilde{i}q_{ref}^2 = \begin{cases} iq_{ref}^2, & iq_{Ges} < i_{max} \\ K_{qv2} \cdot \Delta u^2 - \frac{iq_{Ges} - i_{max}}{2}, & \text{sonst} \end{cases} \quad \text{Gl. 6.6}$$

Die gewellten Größen stellen dabei limitierte Referenzwerte dar. Die maximale Stromtragfähigkeit wird mit i_{max} bezeichnet. Wird die maximale Stromtragfähigkeit überschritten wird der Blindstrom gemäß Gl. 6.5 und Gl. 6.6 im Mit- und Gegensystem gleichmäßig reduziert. [3] Da im stationären Betrieb kein Blindstrom eingespeist wird beträgt $iq_{ref}^{1vor} = 0$ p.u.

Da in den folgenden Berechnungen von der maximalen Spannungsänderung ausgegangen wird und somit die Blindströme bereits zur Überschreitung von i_{max} führen, werden die d-Komponenten sowohl im Mit- als auch im Gegensystem nicht explizit berechnet, sondern aus den Blöcken der Leistungsregelung übernommen und mit $id_{ref}^1 = id_{ref}^2 = 0$ p.u. initialisiert.

¹³ Um Verwechslungen mit Wirk- bzw. vor allem mit Blindanteilen vorzubeugen wurde der Index für die d-q-Komponenten nicht tiefgestellt

Sind alle d-q-Komponenten sowie \cos^1_{ref} und \sin^1_{ref} , welche durch den in Abb. 6.2 gezeigten Block „PLL“ bereitgestellt werden, bekannt, so werden diese nach der Begrenzung im Block „Generator“ weiterverarbeitet. Abb. 6.3 zeigt die Struktur dieses Blockes, welcher wiederum aus drei Teilen besteht.

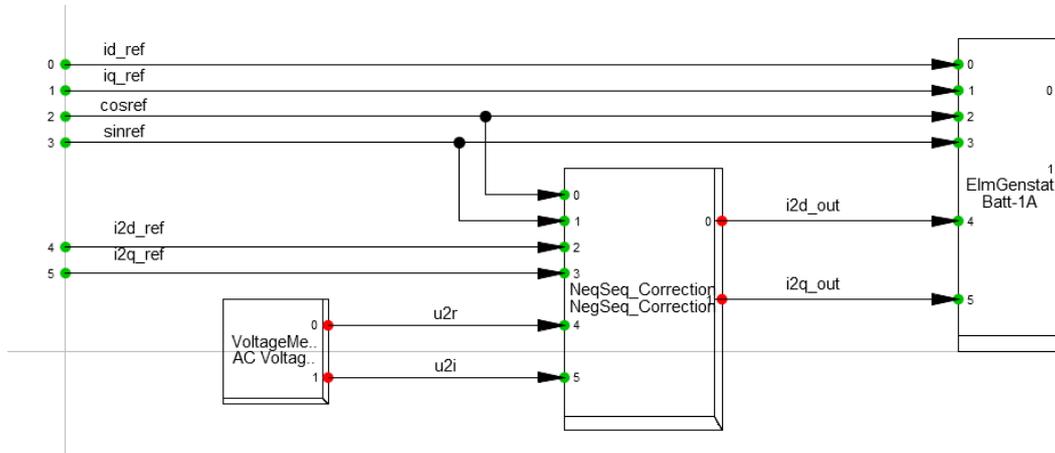


Abb. 6.3: Struktur des Generator Blocks bestehend aus einem Messinstrument, den Blöcken „NegSeq_Correction“ und „ElmGenstat“

Unter anderem werden in diesem die d-q-Komponenten des Gegensystems korrigiert. Gl. 6.7 bis Gl. 6.12 zeigt die Vorgehensweise wie die Korrektur im Block „NegSeq_Correction“ umgesetzt wird. Zunächst werden \cos^2_{ref} und \sin^2_{ref} durch

$$\cos^2_{ref} = \frac{u^2_{real}}{|u^2|} \quad \text{Gl. 6.7}$$

$$\sin^2_{ref} = \frac{u^2_{imag}}{|u^2|} \quad \text{Gl. 6.8}$$

bestimmt, wobei u^2_{real} und u^2_{imag} die gemessenen Größen aus dem Block „VoltageMeasurement“ sind. Anschließend werden aus diesen die System Koordinaten durch

$$i^2_{real} = id^2_{ref} \cdot \cos^2_{ref} - \tilde{i}q^2_{ref} \cdot (-1) \cdot \sin^2_{ref} \quad \text{Gl. 6.9}$$

$$i^2_{imag} = -id^2_{ref} \cdot \sin^2_{ref} - \tilde{i}q^2_{ref} \cdot (-1) \cdot \cos^2_{ref} \quad \text{Gl. 6.10}$$

berechnet und mithilfe dieser ergeben sich die korrigierten d-q-Komponenten im Gegensystem:

$$id^2_{out} = -\sin^1_{ref} \cdot i^2_{imag} + \cos^1_{ref} \cdot i^2_{real} \quad \text{Gl. 6.11}$$

$$iq^2_{out} = \cos^1_{ref} \cdot i^2_{imag} + \sin^1_{ref} \cdot i^2_{real} \quad \text{Gl. 6.12}$$

Die berechneten Größen id_{out}^2 und iq_{out}^2 werden zusammen mit den Mitsystemkomponenten id_{ref}^1 und iq_{ref}^1 anschließend im Block „ElmGenstat“ mit dem Modell „Static Generator“¹⁴, welches bereits in der Software DigSilent implementiert ist, laut Gl. 6.13 und Gl. 6.14 in die Mit- und Gegensystemströme transformiert:

$$\vec{i}^1 = (id_{ref}^1 \cdot \cos_{ref} - \bar{i}q_{ref}^1 \cdot \sin_{ref}) + j \cdot ((id_{ref}^1 \cdot \sin_{ref} + \bar{i}q_{ref}^1 \cdot \cos_{ref}) \quad \text{Gl. 6.13}$$

$$\vec{i}^2 = (id_{out}^2 \cdot \cos_{ref}^2 - \bar{i}q_{out}^2 \cdot \sin_{ref}^2) + j \cdot ((id_{out}^2 \cdot \sin_{ref}^2 + \bar{i}q_{out}^2 \cdot \cos_{ref}^2) \quad \text{Gl. 6.14}$$

Bevor nun weiter auf Stromtragfähigkeit und deren optimale Ausnutzung eingegangen wird, wurden die Phasenlagen der Mit- und Gegensystemspannungen sowie –ströme sowohl im stationären Betrieb als auch im Fehlerfall mit der dynamischen Netzstützung untersucht.

Anmerkung

Um die Funktionsweise des Modells in DigSilent PowerFactory zu überprüfen wurde zuerst die dynamische Netzstützung rein im Mitsystem untersucht. Es wurden zunächst also nur symmetrische Fehler simuliert. Bis auf den Unterschied, dass das in Gl. 4.1 berechnete Δu von 1,0 p.u. aus berechnet wird und nicht von der unteren Totbandgrenze 0,9 p.u. und die maximale Stromtragfähigkeit mit $i_{max} = 1,1$ p.u. angenommen wird, verhält sich dieses Modell gleich wie jenes für Windkraftanlagen implementierte Modell laut [4] und wird deshalb für symmetrische Fehler nicht weiter behandelt.

6.2 Phasenlagen der dynamischen Netzstützung im Gegensystem

Für die Betrachtung im Gegensystem wurden 2-phasige Kurzschlüsse zwischen L1 und L2 mit einer Fehlerimpedanz von $X = 5 \Omega$, $R = 5 \Omega$ bzw. $Z = 0 \Omega$ – d.h. die maximale Spannungsänderung – simuliert. Da es in diesem Fall sowohl einen zusätzlichen Mitsystemblindstrom als auch einen zusätzlichen Gegensystemblindstrom zur dynamischen Netzstützung gibt, gibt es auch zwei Verstärkungsfaktoren, welche in dieser Arbeit mit K_{qv1} für das Mitsystem und K_{qv2} für das Gegensystem bezeichnet werden. Diese werden zwischen $0 < K_{qv1} = K_{qv2} < 2$ variiert.

Ziel der dynamischen Netzstützung im Gegensystem ist es im Gegensatz zur Netzstützung im Mitsystem, wo versucht wird die Mitsystemspannung zu stützen, die auftretende

¹⁴ Das Modell „Static Generator“ ist ein bereits in das Software DigSilent PowerFactory implementiertes Modell, welches unter → Hilfe → technische Referenzen → Modelle eingesehen werden kann. Aus diesem wurden die Gleichungen für die Berechnung des Mit- und Gegensystemstroms übernommen

Gegensystemspannung durch Einspeisung eines geeigneten Gegensystemstroms zu reduzieren bzw. im Idealfall zu eliminieren.

Es wurde in diesem Kapitel vor allem das Ziel verfolgt, ähnlich zur Untersuchung im Mitsystem, die Einspeisung des zusätzlichen Gegensystemblindstroms während Netzfehlern mit verschiedenen Fehlerimpedanzen zu untersuchen und ob diese ein ideales Verhalten aufweist bzw. wie man Verbesserungen durchführen könnte.

6.2.1 Stationärer Betrieb

Zunächst wurde der stationäre Betrieb beobachtet. Wie nicht anders erwartet liefert der betrachtete Batterieblock im Lastfluss den laut Tabelle 6.1 eingestellten Betriebspunkt mit $P = 0,5 \text{ MW}$ ein, was bezogen auf die Nennscheinleistung $p = 0,77 \text{ p.u.}$ entspricht. Durch die reine Wirkleistungseinspeisung hat der Mitsystemstrom die gleiche Phasenlage wie die Mitsystemspannung. Dies kann auch im Zeigerdiagramm in Abb. 6.4 beobachtet werden. Gegensystemspannung und -strom sind Null.

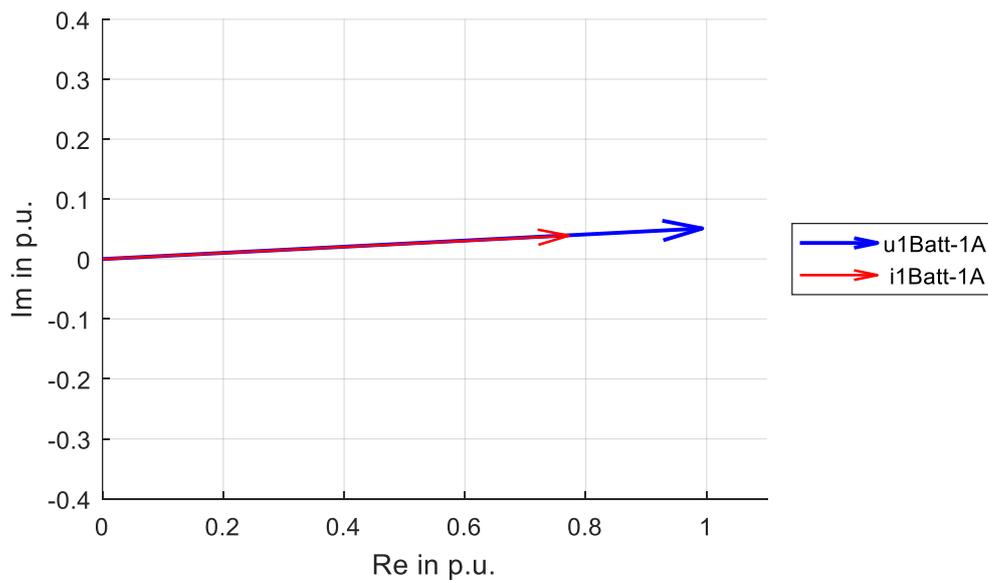


Abb. 6.4: Zeigerdiagramm von Mitsystemspannung und -strom im stationären Betrieb

6.2.2 Unsymmetrischer Fehlerfall mit $K_{qv1} = K_{qv2} = 0$

Im unsymmetrischen Fehlerfall bildet sich gemäß den symmetrischen Komponenten eine Gegenspannung aus. Abb. 6.5 bildet zunächst die Mit- und Gegensystemspannung im Fehlerfall ab. Durch die eingestellten Verstärkungsfaktoren von $K_{qv1} = K_{qv2} = 0$ gibt es keinen zusätzlichen Blindstrom im Mit- und Gegensystem. Für diesen Fall erreicht die Mitsystemspannung ihr Minimum und die Gegensystemspannung ihr Maximum.

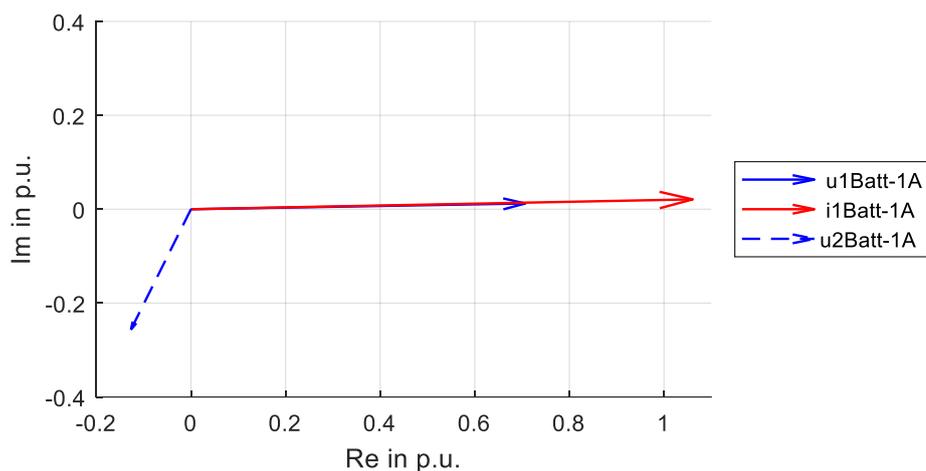


Abb. 6.5: Zeigerdiagramm von Mitsystemspannung und -strom sowie Gegensystemspannung im Fehlerfall ohne dynamische Netzstützung

In Tabelle 6.2 sind alle Mit- und Gegensystemspannungen und -ströme für die verschiedenen Betriebspunkte bzw. Fehlerfälle mit den verschiedenen Fehlerimpedanzen, welche in den kommenden Abschnitten analysiert werden, zusammengefasst.

Für den Fehlerfall mit $K_{qv1} = K_{qv2} = 0$ ist zu beobachten, dass der Mitsystemstrom trotz $K_{qv1} = 0$ einen Wert von $i_{1Batt-1A} = 1,10$ p.u. aufweist. Sieht man sich die Phasenlage im Zeigerdiagramm in Abb. 6.5 an, sieht man, dass Spannung und Strom in Phase sind, d.h. die Anlage versucht trotz der verringerten Spannung den geforderten Sollwert der Wirkleistung zu liefern, indem sie den Wirkstrom bis zur maximalen Stromtragfähigkeit erhöht.

Tabelle 6.2: Zusammenfassung der Ergebnisse der Mit- und Gegensystemspannungen bzw. -ströme für verschiedene Betriebspunkte und Fehlerfälle

	\underline{Z}	$\underline{u}^1_{\text{Batt-1A}}$	$\underline{i}^1_{\text{Batt-1A}}$	$\underline{u}^2_{\text{Batt-1A}}$	$\underline{i}^2_{\text{Batt-1A}}$
Betriebspunkt	Ω	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
Stationärer Betrieb	-	0,99 \angle 2,92°		0 \angle 0°	0 \angle 0°
Fehlerfall mit $K_{qv1} = K_{qv2} = 0$	0 \angle 0°	0,69 \angle 0,69°	1,10 \angle 0,82°	0,31 \angle -115,65°	0 \angle 0°
Fehlerfall mit $K_{qv1} = K_{qv2} = 2$	5 \angle 90°	0,72 \angle -2,04°	0,56 \angle -80,40°	0,27 \angle -115,87°	0,55 \angle -25,87°
	5 \angle 0°	0,70 \angle -4,50°	0,55 \angle -94,92°	0,29 \angle -110,84°	0,55 \angle -20,84°
	0 \angle 0°	0,70 \angle -2,54°	0,55 \angle -92,78°	0,29 \angle -115,04°	0,55 \angle -25,04°

6.2.3 Unsymmetrischer Fehlerfall mit $K_{qv1} = K_{qv2} = 2$

Im Falle der dynamischen Netzstützung mit $K_{qv1} = K_{qv2} = 2$ wird nun der geforderte Blindstrom sowohl im Mit- als auch im Gegensystem eingespeist. Durch die kleine Nennleistung der Batterieanlage gegenüber der Nennleistung des Netzes entsteht eine nur sehr kleine Änderung der Mit- und Gegensystemspannungen weshalb im Zeigerdiagramm nur auf die Winkel eingegangen wird und nicht auf die Beträge.

Sieht man sich allerdings Tabelle 6.2 an, so kann beobachtet werden, dass die Mitsystemspannung durch die dynamische Spannungsstützung um 1% erhöht wird und die Gegensystemspannung um 2% sinkt. Der Einfluss ist zwar gering, jedoch lässt sich ein Trend feststellen.

Um zu zeigen, ob das Verhalten der dynamischen Netzstützung im Gegensystem ein ideales Verhalten aufweist wurde zunächst die Fehlerimpedanz von $X = 5 \Omega$ gewählt. Durch den unsymmetrischen Fehler bildet sich eine Gegensystemspannung von $\underline{u}^2_{\text{Batt-1A}} = 0,27 \text{ p.u. } \angle -115,87^\circ$ aus. Um dieser Spannung entgegen zu wirken, wird eine entgegengesetzte Spannung, d.h. mit einem Winkel von

$$\varphi_{\Delta u2\text{Batt-1A}} = \varphi_{u2\text{Batt-1A}} + 180^\circ = -115,87^\circ + 180^\circ = 64,13^\circ \quad \text{Gl. 6.15}$$

benötigt. Der zusätzliche Gegensystemstrom lässt sich durch

$$\vec{i}^2_{\text{Batt-1A}} = \frac{\Delta \vec{u}^2_{\text{Batt-1A}}}{\vec{Z}} \quad \text{Gl. 6.16}$$

berechnen. Wobei $\varphi_z = 90^\circ$ und der Strom somit einen Winkel von

$$\varphi_{i2\text{Batt-1A}} = \varphi_{\Delta u2\text{Batt-1A}} - \varphi_z = 64,13^\circ - 90^\circ = 25,87^\circ \quad \text{Gl. 6.17}$$

aufweisen muss, um eine ideale Spannung zu erzeugen welche der Gegensystemspannung entgegenwirkt. Gegenüber dem Mitsystemstrom, welcher der Mitsystemspannung nacheilt, ist der Gegensystemstrom der Gegensystemspannung voreilend. In Abb. 6.6 ist diese erzeugte Spannung symbolisch in Grün eingezeichnet und wurde mit $\Delta u^2_{\text{Batt-1A}}$ bezeichnet. Diese hat im realen Fall eine Größenordnung von den angesprochenen 2% der Gegenspannung.

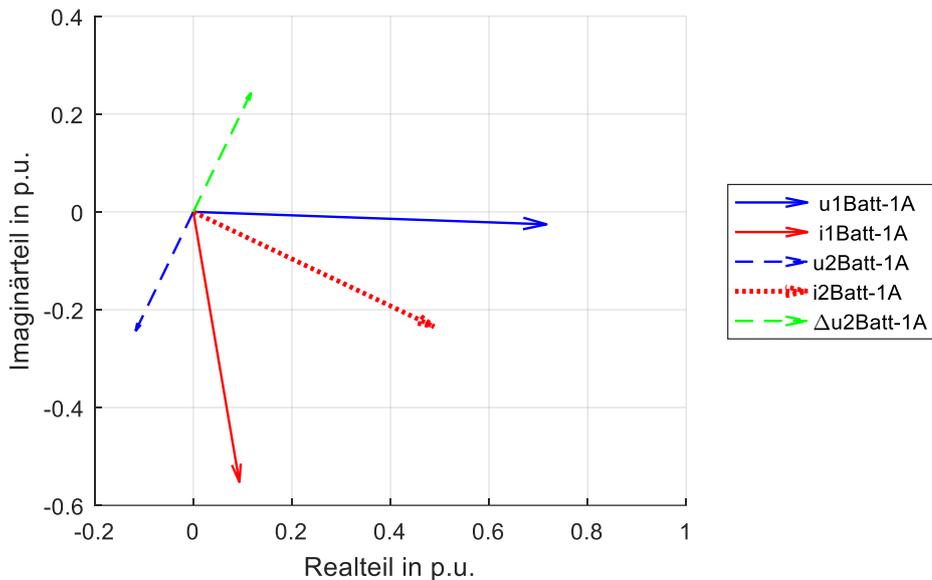


Abb. 6.6: Zeigerdiagramm von Mit- und Gegensystemspannung und -strom im Fehlerfall mit $K_{qv1} = K_{qv2} = 2$ und einer Fehlerimpedanz von $Z = 5 \Omega \angle 90^\circ$ sowie der zu erzeugenden Spannung, um die Gegensystemspannung zu eliminieren

Der Mitsystem-Strom stellt sich erwartungsgemäß wieder durch das Verhältnis von Blind- und Wirkstrom ein. Dieses verhält sich gleich wie die in Kapitel 4.4 beschriebene Strombegrenzung für das Mitsystem, allerdings mit einem anderen Grenzwert für den Gesamt-Mitsystemstrom. Welchen Einfluss der Grenzwert hat wird in Kapitel 6.3 behandelt.

Derselbe Versuch wurde nun mit einer Fehlerimpedanz von $Z = 0 \Omega$ sowie $R = 5 \Omega$ durchgeführt. Wie man sowohl schon in Tabelle 6.2 als auch in Abb. 6.7 und Abb. 6.8 erkennen kann, ist auch in diesen Fällen der zusätzlich eingespeiste Gegensystemstrom der Gegensystemspannung um 90° voreilend. Dies lässt darauf schließen, dass die Regelung unabhängig von der tatsächlichen Fehlerimpedanz von einem induktiven Fehler ausgeht.

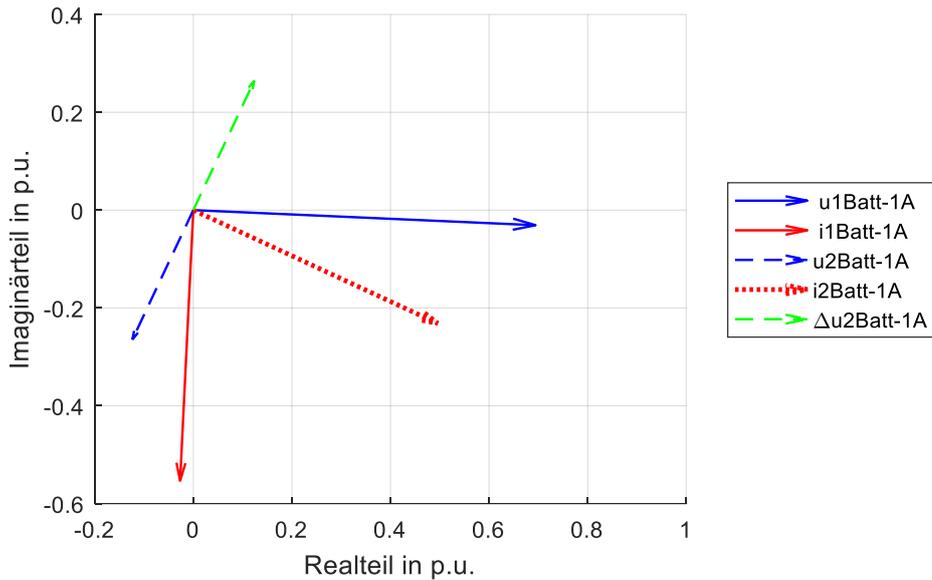


Abb. 6.7: Zeigerdiagramm von Mit- und Gegensystemspannung und -strom im Fehlerfall mit $K_{qv1} = K_{qv2} = 2$ und einer Fehlerimpedanz von $Z = 0 \Omega$ sowie der zu erzeugenden Spannung, um die Gegensystemspannung zu eliminieren

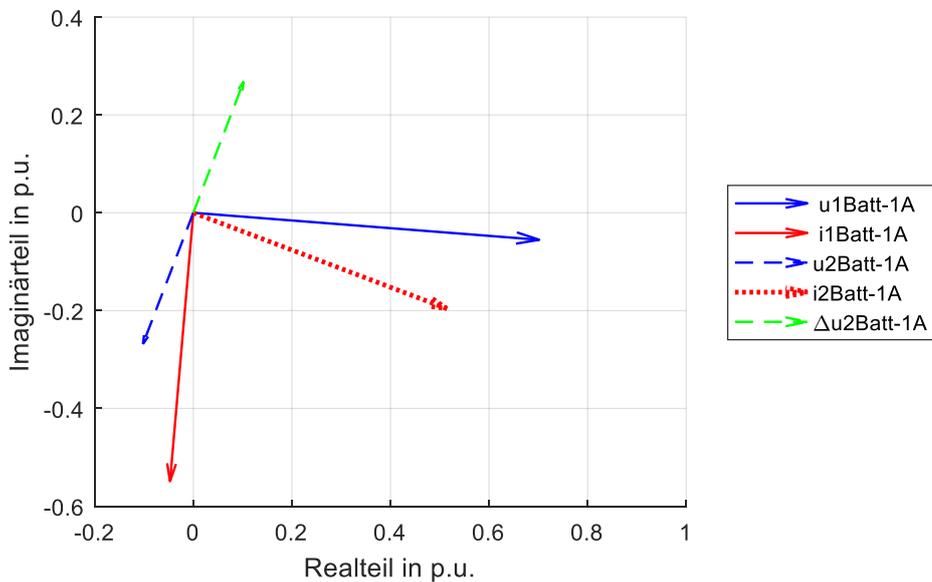


Abb. 6.8: Zeigerdiagramm von Mit- und Gegensystemspannung und -strom im Fehlerfall mit $K_{qv1} = K_{qv2} = 2$ und einer Fehlerimpedanz von $Z = 5 \Omega \angle 0^\circ$ sowie der zu erzeugenden Spannung, um die Gegensystemspannung zu eliminieren

Da Kurzschlüsse im Netz meist eine Induktive Fehlerimpedanz aufweisen, kann dieses Verhalten als ideal angesehen werden. Für die weiteren Simulationen wurde immer die maximale Spannungsänderung erzeugt, d.h. die Fehlerimpedanz wurde mit $Z = 0 \Omega$ gewählt.

6.3 Strombegrenzung im Mit- und Gegensystem

Durch den zusätzlich eingespeisten Blindstrom im Gegensystem muss natürlich auch die Stromtragfähigkeit des Umrichters berücksichtigt werden. Während im symmetrischen Fehlerfall die Begrenzung, wie schon in Kapitel 4.4 beschrieben, durch das Modul „Current Limitation“ mit 1,2 p.u nur für den Mitsystemstrom berücksichtigt werden muss, gilt dieser Grenzwert im unsymmetrischen Fehlerfall für die Summe von Mit- und Gegensystemstrom.

Für das Modell der TU Wien wurde hier allerdings der Wert der Strombegrenzung bzw. der maximalen Stromtragfähigkeit des Umrichters mit $i_{max} = 1,1$ p.u. angenommen. Zählt man nun die Beträge des Mit- und Gegensystemstroms während eines unsymmetrischen Fehlers zwischen L1 und L2 durch

$$i_{Ges} = |i_{Batt-1A}^1| + |i_{Batt-1A}^2| = 0,55p.u. + 0,55p.u. = 1,1p.u. \quad \text{Gl. 6.18}$$

zusammen, ist zu erkennen, dass die Begrenzung im Fehlerfall für $K_{qv1} = K_{qv2} = 2$ erreicht wird. Werden Mit- und Gegensystemstrom vektoriell zusammengezählt erhält man

$$\begin{aligned} \vec{i}_{Ges} &= \vec{i}_{Batt-1A}^1 + \vec{i}_{Batt-1A}^2 = 0,55p.u. \angle -92,77^\circ - 0,55p.u. \angle -25,04^\circ \\ &= 0,91p.u. \angle -58,91^\circ \end{aligned} \quad \text{Gl. 6.19}$$

Abb. 6.9 veranschaulicht die beiden Additionen aus Gl. 6.18 und Gl. 6.19. Auf der realen Achse wurden die Beträge zusammengezählt, was zu einem Gesamtstrom von 1,1 p.u. führt. Für die Vektoraddition kann gesehen werden dass die Summe mit 0,91 p.u. deutlich geringer ist. Dies lässt darauf hinweisen, dass die Strombegrenzung durch geeignete Vektoraddition im Modell aus Gl. 6.2 bis Gl. 6.4 optimialisiert werden könnte. Auf die Idealisierung dieser Strombegrenzung wird nun im folgenden Abschnitt eingegangen.

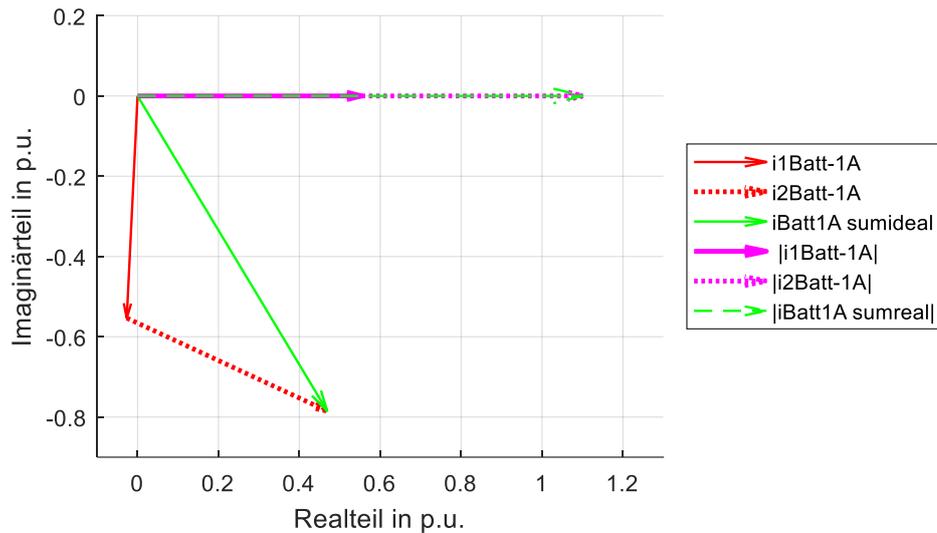


Abb. 6.9: Zeigerdiagramm des Mit- und Gegensystemstroms und deren Summe – berechnet sowohl durch Addition der Beträge als auch durch Addition der Vektoren

6.3.1 Modellierung in Matlab

Da das Modell in der Software nicht verändert werden kann, wurden Gleichung Gl. 6.2 bis Gl. 6.12 in Matlab nachgebildet, um eine Möglichkeit zu finden die Stromtragfähigkeit auszureizen. Dabei wurden die Mit- und Gegensystemspannung sowie die gemessenen Werte \cos^1_{ref} und \sin^1_{ref} als Eingangsgrößen verwendet und durch diese über die d-q-Transformationen der Mit- und Gegensystemstrom laut Gl. 6.13 bis Gl. 6.14 berechnet. Der erstellte Matlab-Code kann im Anhang 8.1 und 8.2 eingesehen werden.

Anschließend wurden mithilfe der symmetrischen Komponenten, welche durch

$$\begin{bmatrix} \overline{I}_{L1} \\ \overline{I}_{L2} \\ \overline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{I}^0 \\ \overline{I}^1 \\ \overline{I}^2 \end{bmatrix}, \text{ wobei } a = e^{j120} \quad \text{Gl. 6.20}$$

ausgedrückt werden können, die Phasenströme berechnet, um zu überprüfen das es auch hier keine Überschreitung der Stromtragfähigkeit gibt.

Anmerkung

Die Funktionsweise des Matlab-Codes wurde überprüft in dem die berechneten Größen mit den Werten aus der Software verglichen wurden. Durch Rundungsfehler bei der Berechnung weichen die berechneten Größen, im Vergleich zu den Werten in der Software, ab. Diese Abweichung bleibt allerdings in einer Größenordnung von 1-2 % und wird daher vernachlässigt. Anhand dieser Ergebnisse wurde anschließend untersucht durch welche Maßnahme eine Optimierung dieser Berechnung möglich ist.

6.3.2 Berechnung mit Aktivierung der Strombegrenzung

Tabelle 6.3 zeigt zunächst die Ergebnisse aus der Software, welche als Eingangsgrößen der Matlabberechnung dienen.

Tabelle 6.3: Ergebnisse der Mit- und Gegensystemspannung, \cos^1_{ref} , \sin^1_{ref} sowie u^2_{real} und u^2_{imag} welche aus der Software DigSilent PowerFactory übernommen wurden

Betrieb	$\underline{u}^1_{Batt-1A}$	$\underline{u}^2_{Batt-1A}$	\cos^1_{ref}	\sin^1_{ref}	u^2_{real}	u^2_{imag}
	p.u.	p.u.	-	-	p.u.	p.u.
LF	0,99 \angle 2,92°	0	1	-0,01	0	0
KS	0,70 \angle -2,54°	0,29 \angle -115,04°	0,99	-0,05	-0,12	-0,27

Aus diesen werden nun die benötigten Spannungsänderungen sowohl im Mit- als auch im Gegensystem und anschließend die für den Ausgangsstrom benötigten q-Komponenten iq^1_{ref} und iq^2_{ref} durch

$$\Delta u^1 = |u^1_{Batt-1A-LF}| - |u^1_{Batt-1A-KS}| = 0,99 - 0,70 = 0,29 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 6.21}$$

$$\Delta u^2 = |u^2_{Batt-1A-LF}| - |u^2_{Batt-1A-KS}| = 0,0 - 0,29 = -0,29 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 6.22}$$

$$iq^1_{ref} = K_{qv1} \cdot \Delta u^1 = 2 \cdot 0,29 = 0,58 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 6.23}$$

$$iq^2_{ref} = K_{qv1} \cdot \Delta u^2 = 2 \cdot 0,29 = 0,58 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 6.24}$$

ermittelt. Für den für die Begrenzung ausschlaggebenden Strom iq_{Ges} ergibt sich nun durch Gl. 6.4 folgender Wert:

$$iq_{Ges} = iq^1_{ref} + iq^2_{ref} = 0,58 + 0,58 = 1,16 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 6.25}$$

Da $i_{q_{Ges}} = 1,16 \text{ p.u.} > i_{max} = 1,1 \text{ p.u.}$ ist, tritt die Begrenzung in Kraft, d.h. durch

$$\tilde{i}_{q_{ref}}^1 = K_{qv1} \cdot \Delta u^1 - \frac{i_{q_{Ges}} - i_{max}}{2} = 2 \cdot 0,29 - \frac{1,16 - 1,1}{2} = 0,55 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 6.26}$$

und

$$\tilde{i}_{q_{ref}}^2 = K_{qv2} \cdot \Delta u^2 - \frac{i_{q_{Ges}} - i_{max}}{2} = 2 \cdot 0,29 - \frac{1,16 - 1,1}{2} = 0,55 \text{ p.u.} \quad \text{Gl. 6.27}$$

werden die q-Komponenten reduziert. Um die richtigen Vorzeichen für die geeigneten Winkel für den Mit- und Gegensystemstrom zu erhalten müssen $i_{q_{ref}}^1$ und $i_{q_{ref}}^2$ invertiert werden.

Bevor der Mit- und Gegensystemstrom berechnet werden kann, müssen die Gegensystemkomponenten, wie in Gl. 6.7 bis Gl. 6.12 beschrieben, korrigiert werden:

$$\cos_{ref}^2 = \frac{u_{real}^2}{|u^2|} = \frac{-0,12 \text{ p.u.}}{0,29 \text{ p.u.}} = -0,41 \quad \text{Gl. 6.28}$$

$$\sin_{ref}^2 = \frac{u_{imag}^2}{|u^2|} = \frac{-0,27}{0,29} = -0,93 \quad \text{Gl. 6.29}$$

$$\begin{aligned} i_{real}^2 &= id_{ref}^2 \cdot \cos_{ref}^2 - \tilde{i}_{q_{ref}}^2 \cdot (-1) \cdot \sin_{ref}^2 = \\ &= 0 \cdot (-0,41) - (-0,55) \cdot (-1) \cdot (-0,93) = 0,51 \text{ p.u.} \end{aligned} \quad \text{Gl. 6.30}$$

$$\begin{aligned} i_{imag}^2 &= -id_{ref}^2 \cdot \sin_{ref}^2 - \tilde{i}_{q_{ref}}^2 \cdot (-1) \cdot \cos_{ref}^2 = \\ &= 0 \cdot (-0,93) - (-0,55) \cdot (-1) \cdot (-0,41) = 0,23 \text{ p.u.} \end{aligned} \quad \text{Gl. 6.31}$$

$$\begin{aligned} id_{out}^2 &= -\sin_{ref}^1 \cdot i_{imag}^2 + \cos_{ref}^1 \cdot i_{real}^2 = -(-0,05) \cdot 0,23 + 0,99 \cdot 0,51 = \\ &= 0,52 \text{ p.u.} \end{aligned} \quad \text{Gl. 6.32}$$

$$\begin{aligned} iq_{out}^2 &= \cos_{ref}^1 \cdot i_{imag}^2 + \sin_{ref}^1 \cdot i_{real}^2 = 0,99 \cdot 0,23 + (-0,05) \cdot 0,51 = \\ &= 0,20 \text{ p.u.} \end{aligned} \quad \text{Gl. 6.33}$$

Mit diesen können nun Mit- und Gegensystemstrom durch

$$\begin{aligned}
 \vec{i}^1 &= (\tilde{i}d_{ref}^1 \cdot \cos_{ref}^1 - \tilde{i}q_{ref}^1 \cdot \sin_{ref}^1) + j \cdot (\tilde{i}d_{ref}^1 \cdot \sin_{ref}^1 + \tilde{i}q_{ref}^1 \cdot \cos_{ref}^1) = \\
 &= (0 \cdot 0,99 - (-0,55) \cdot (-0,05)) + j \cdot (0 \cdot (-0,05) + (-0,55) \cdot 0,99) = \\
 &= -0,02 \text{ p.u.} - j \cdot 0,54 \text{ p.u.} = 0,55 \text{ p.u.} \angle -92,89^\circ
 \end{aligned}
 \tag{Gl. 6.34}$$

$$\begin{aligned}
 \vec{i}^2 &= (id_{out}^2 \cdot \cos_{ref}^1 - iq_{out}^2 \cdot \sin_{ref}^1) + j \cdot (id_{out}^2 \cdot \sin_{ref}^1 - iq_{out}^2 \cdot \cos_{ref}^1) = \\
 &= (0,52 \cdot 0,99 - 0,20 \cdot (-0,05)) + j \cdot (0,52 \cdot (-0,05) - 0,20 \cdot 0,99) = \\
 &= 0,53 \text{ p.u.} - j \cdot 0,22 \text{ p.u.} = 0,57 \text{ p.u.} \angle -23,11^\circ
 \end{aligned}
 \tag{Gl. 6.35}$$

berechnet werden und über die symmetrischen Komponenten die Phasenströme ermittelt werden:

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} \overline{I_{L1}} \\ \overline{I_{L2}} \\ \overline{I_{L3}} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{i^0} \\ \overline{i^1} \\ \overline{i^2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & e^{j \cdot 240^\circ} & e^{j \cdot 120^\circ} \\ 1 & e^{j \cdot 120^\circ} & e^{j \cdot 240^\circ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0,55 \cdot e^{-i \cdot 92,89^\circ} \\ 0,57 \cdot e^{-i \cdot 23,11^\circ} \end{bmatrix} = \\
 &= \begin{bmatrix} 0,91 \text{ p.u.} \angle -57,28^\circ \\ 1,01 \text{ p.u.} \angle 121,52^\circ \\ 0,09 \text{ p.u.} \angle -69,78^\circ \end{bmatrix}
 \end{aligned}
 \tag{Gl. 6.36}$$

Es ist also zu sehen, dass der Phasenstrom I_{L2} mit 1,01 p.u. der größte ist. D.h. dass der Strom bis zur maximalen Stromtragfähigkeit noch knapp 10% höher sein könnte. Die Stromtragfähigkeit wird also nicht bis zur Gänze ausgeschöpft.

Wie schon in Gl. 6.19 angedeutet, ist der Gesamtstrom wesentlich geringer, wenn Mit- und Gegensystemstrom vektoriell zusammengezählt werden. Die Idee zur Optimierung des Modells des Gesamtsystems baut nun auf die Vektoraddition auf und wird vom folgenden Abschnitt erläutert.

6.3.3 Optimierung der Strombegrenzung

Aus Gl. 6.5 und Gl. 6.6 erkennt man, dass der Gesamtstrom i_{qGes} aus der Addition der Beträge berechnet wird. Überschreitet dieser, wie auch in Gl. 6.25 zu sehen, den maximalen Strom i_{max} , so wird die Begrenzung aktiv und der Mit- und Gegensystemstrom wird verringert. Dieselbe Berechnung aus Abschnitt 6.3.2 wurde nun wiederholt, mit dem Unterschied das i_{qGes} durch die Vektoraddition von $\underline{i}q_{ref}^1$ und $\underline{i}q_{ref}^2$ ermittelt wurde.

Zunächst ist es allerdings notwendig die komplexen Spannungsänderungen wie folgend zu bestimmen:

$$\begin{aligned}\overline{\Delta u}^1 &= \overline{u}_{Batt-1A-LF}^1 - \overline{u}_{Batt-1A-KS}^1 = 0,99\angle 2,92^\circ - 0,70\angle -2,54^\circ = \\ &= 0,30 \text{ p.u. } \angle 15,72^\circ\end{aligned}\quad \text{Gl. 6.37}$$

$$\begin{aligned}\overline{\Delta u}^2 &= \overline{u}_{Batt-1A-LF}^2 - \overline{u}_{Batt-1A-KS}^2 = 0 - 0,29\angle -115,04^\circ = \\ &= 0,29 \text{ p.u. } \angle 64,96^\circ\end{aligned}\quad \text{Gl. 6.38}$$

Die für den Ausgangsstrom benötigten q-Komponenten i_{qref}^1 und i_{qref}^2 werden anschließend laut Gl. 6.2 und Gl. 6.3 berechnet:

$$\tilde{i}q_{ref}^1 = K_{qv1} \cdot \overline{\Delta u}^1 = 2 \cdot 0,30\angle 15,72^\circ = 0,60 \text{ p.u. } \angle 15,72^\circ\quad \text{Gl. 6.39}$$

$$\tilde{i}q_{ref}^2 = K_{qv1} \cdot \overline{\Delta u}^2 = 2 \cdot 0,29\angle 64,96^\circ = 0,58 \text{ p.u. } \angle 64,96^\circ\quad \text{Gl. 6.40}$$

Der für die Begrenzung ausschlaggebenden Strom i_{qGes} ergibt sich nun aus der Vektoraddition der q-Komponenten:

$$\tilde{i}q_{Ges} = \tilde{i}q_{ref}^1 + \tilde{i}q_{ref}^2 = 0,60\angle 15,72^\circ + 0,58\angle 64,96^\circ = 1,07 \text{ p.u. } \angle 39,89^\circ\quad \text{Gl. 6.41}$$

Nachdem in diesem Fall $i_{qGes} = 1,07 \text{ p.u. } < i_{max} = 1,1 \text{ p.u.}$ gilt, wird die Begrenzung im Gegensatz zum Beispiel der Addition der Beträge aus Gl. 6.25, nicht aktiv. D.h. die q-Komponenten im Mit- und Gegensystem werden nicht reduziert und für die weiteren Berechnungen gilt $i_{qref}^1 = 0,60 \text{ p.u.}$ und $i_{qref}^2 = 0,58 \text{ p.u.}$

Rechnet man mit diesen Werten den Mit- und Gegensystemstrom laut Gl. 6.7 bis Gl. 6.12 aus, erhält man:

$$\begin{aligned}\vec{i}^1 &= (\tilde{i}d_{ref}^1 \cdot \cos_{ref}^1 - \tilde{i}q_{ref}^1 \cdot \sin_{ref}^1) + j \cdot (\tilde{i}d_{ref}^1 \cdot \sin_{ref}^1 + \tilde{i}q_{ref}^1 \cdot \cos_{ref}^1) = \\ &= (0 \cdot 0,99 - (-0,60) \cdot (-0,05)) + j \cdot (0 \cdot (-0,05) + (-0,60) \cdot 0,99) = \\ &= -0,03 \text{ p.u.} - j \cdot 0,59 \text{ p.u.} = 0,59 \text{ p.u.} \angle -92,89^\circ\end{aligned}\quad \text{Gl. 6.42}$$

$$\begin{aligned}\vec{i}^2 &= (id_{out}^2 \cdot \cos_{ref}^1 - iq_{out}^2 \cdot \sin_{ref}^1) + j \cdot (id_{out}^2 \cdot \sin_{ref}^1 - iq_{out}^2 \cdot \cos_{ref}^1) = \\ &= (0,55 \cdot 0,99 - 0,21 \cdot (-0,05)) + j \cdot (0,55 \cdot (-0,05) - 0,21 \cdot 0,99) = \\ &= 0,56 \text{ p.u.} - j \cdot 0,24 \text{ p.u.} = 0,60 \text{ p.u.} \angle -22,98^\circ\end{aligned}\quad \text{Gl. 6.43}$$

Über die symmetrischen Komponenten wurden anschließend wiederum die Phasenströme berechnet:

$$\begin{aligned}\begin{bmatrix} \vec{i}_{L1} \\ \vec{i}_{L2} \\ \vec{i}_{L3} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{i}^0 \\ \vec{i}^1 \\ \vec{i}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & e^{j \cdot 240^\circ} & e^{j \cdot 120^\circ} \\ 1 & e^{j \cdot 120^\circ} & e^{j \cdot 240^\circ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0,59 \cdot e^{-i \cdot 92,89^\circ} \\ 0,60 \cdot e^{-i \cdot 22,98^\circ} \end{bmatrix} = \\ &= \begin{bmatrix} 0,97 \text{ p.u.} \angle -57,59^\circ \\ 1,08 \text{ p.u.} \angle 121,84^\circ \\ 0,10 \text{ p.u.} \angle -63,47^\circ \end{bmatrix}\end{aligned}\quad \text{Gl. 6.44}$$

Es kann nun beobachtet werden das auch hier keine der drei Phasenströme die maximale Stromtragfähigkeit von $i_{max} = 1,1$ p.u. überschreitet. Tabelle 6.4 zeigt alle Beträge des Mit- und Gegensystemstroms sowie der Phasenströme, die durch die Modellierung in Matlab berechnet wurden. Die Berechnungen¹⁵ wurden für Fehler zwischen L1-L2, L2-L3 sowie L3-L1 jeweils mit (J) und ohne (N) Aktivierung der Strombegrenzung durchgeführt. In keinem Fall wird die Stromtragfähigkeit überschritten.

Tabelle 6.4: Beträge des Mit- und Gegensystemstroms sowie der Phasenströme i_{L1} , i_{L2} und i_{L3} für unsymmetrische Fehler zwischen L1-L2, L2-L3 und L3-L1 mit und ohne Aktivierung der Strombegrenzung

Strombegrenzung	Fehlerfall	i^1	i^2	i_{L1}	i_{L2}	i_{L3}
J/N		p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
J	L1-L2	0,56	0,54	0,92	0,99	0,08
J	L2-L3	0,56	0,54	0,08	0,92	0,99
J	L3-L1	0,56	0,54	0,99	0,08	0,92
N	L1-L2	0,62	0,60	1,01	1,10	0,09
N	L2-L3	0,62	0,59	0,09	1,00	1,08
N	L3-L1	0,62	0,59	1,08	0,09	1,00

¹⁵ Die Ergebnisse aus den Matlab-Berechnungen unterscheiden sich durch Rundungsfehler von den Beispielrechnungen in dieser Arbeit. Matlab ist dabei bei der Berechnung bis zu 4. Kommastelle genau, während bei den Beispielrechnungen nur bis zur 2. Kommastelle genau gerechnet wurde. In Tabelle 6.4 wurden anschließend auch die Ergebnisse aus Matlab auf die 2. Kommastelle gerundet.

Es lässt sich nun feststellen das die Modellierung laut [3] nicht optimal durchgeführt worden ist wodurch die Stromtragfähigkeit des Umrichters nicht ausgereizt wird. Würde man die Vektoraddition in die Regelung implementieren, wäre es möglich höhere Blindströme einzuspeisen und somit die Spannung im Mit- als auch im Gegensystem besser zu stützen. Auch das Verhältnis des Wirk- und Blindanteils im Mitsystem könnte auch im unsymmetrischen Fehlerfall optimiert werden, um die ideale Phasenlage des Mitsystemstroms zu erreichen, was auch schon in Kapitel 5 diskutiert wurde.

6.4 Zusammenfassung des Kapitels

Nach Betrachtungen des Mitsystems in Kapitel 4 und 5 wurde in diesem Kapitel das Verhalten bei unsymmetrischen Fehlern beobachtet. Bei diesen gilt es neben einen zusätzlichen Mitsystemblindstrom auch einen zusätzlichen von der Gegenspannung abhängigen Blindstrom im Gegensystem einzuspeisen.

Da das Gegensystem in DigSilent PowerFactory nicht unterstützt wird, wurde ein von der TU Wien erstelltes Modell verwendet. Wie in Kapitel 5 wurde auch hier zuerst beobachtet, ob die Phasenlage des zusätzlich eingespeisten Blindstroms optimal gewählt wird. Es wurde festgestellt das der zusätzliche Blindstrom im Gegensystem der Gegensystemspannung, unabhängig der Fehlerimpedanz, immer um 90° voreilend ist. Da es sich in der Realität meist um induktive Fehler handelt, kann dieses Verhalten als ideal angesehen werden.

Die Strombegrenzung bei unsymmetrischen Fehlern muss sowohl den Mit- als auch den Gegensystemstrom berücksichtigen. Da im vorhandenen Modell der TU Wien allerdings nur die Beträge berücksichtigt werden, wird die maximale Stromtragfähigkeit nicht ausgereizt. Würde man eine Vektoraddition in die Regelung implementieren, wäre es möglich höhere Blindströme einzuspeisen und somit die Spannung im Mit- als auch im Gegensystem besser zu stützen. Auch das Verhältnis des Wirk- und Blindanteils im Mitsystem könnte auch im unsymmetrischen Fehlerfall optimiert werden, um die ideale Phasenlage des Mitsystemstroms zu erreichen, was auch schon in Kapitel 5 diskutiert wurde

7 Schlussfolgerungen.

Vergleicht man nun das Verhalten einer Windkraftanlage aus der Simulation mit den Forderungen aus den technischen und Organisatorischen Richtlinien so kann man darauf schließen, dass diese im Wesentlichen erfüllt werden. Die Blindstromstatik sowie das FRT-Profil konnten nachgewiesen werden. Allerdings fehlt sowohl in den Richtlinien als auch in der Norm IEC 61400-27-1 eine klare Definition der Spannungsänderung, von welcher der geforderte Blindstrom größtenteils abhängig ist.

Auch der in der Norm IEC 61400-27-1 beschriebene zusätzlich eingespeiste Blindstrom, welcher neben der Spannungsänderung auch vom verwendeten Modus der Regelung abhängig ist, wurde nur sehr ungenau definiert. Als Folge stimmt auch die Implementierung in der Software nicht 100%ig mit der Definition aus der Norm überein.

Durch die Analyse der Zeigerdiagramme wurde festgestellt, dass die Phasenlage des Mitsystemstroms im symmetrischen Fehlerfall nicht ideal in Hinblick auf optimale Spannungsstützung gewählt ist. Dies wird allerdings auch nicht in den Richtlinien gefordert. Es wird nur eine Priorisierung der Blindleistung gegenüber der Wirkleistung vorgegeben. Allerdings verweisen die TOR auch darauf, dass es Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt an das Niederspannungsnetz unter Zustimmung des Netzbetreibers erlaubt, im Fehlerfall einen definierten Betriebspunkt zu halten. Dadurch wäre es möglich diesen Betriebspunkt so zu wählen, dass auch die Phasenlagen als ideal angesehen werden können.

Unter der Annahme das die Netzimpedanz im Fehlerfall überwiegend induktiv ist, kann dagegen die Phasenlage des Gegensystemstroms gegenüber der Gegensystemspannung als ideal betrachtet werden.

Eine weitere Verbesserung der Regelung kann auch bei der Strombegrenzung durchgeführt werden. Im unsymmetrischen Fehlerfall wird die Summe aus Mit- und Gegensystemstrom nur durch Addition der jeweiligen Beträge berechnet. Die Ströme erhöhen sich dabei soweit wie es die Spannungsänderung verlangt und die Strombegrenzung erreicht ist. Würden Mit- und Gegensystemstrom vektoriell addiert werden, könnte man die Stromtragfähigkeit des Umrichters ausreizen und einen größeren Beitrag zur dynamischen Netzstützung leisten.

8 Anhang

8.1 Matlab-Code: Begrenzung aktiv

```

%% Stromeinstellung der Regelung im Mit- und Gegensystem
% In dieser Berechnung werden für Spannungsänderung die Absolutwerte
% verwendet

% Allgemeine Definitionen:
imax=1.1; % Strombegrenzung
k1=2; %Verstärkungsfaktor für das Mitsystem
k2=2; %Verstärkungsfaktor für das Gegensystem
a = exp(i*2*pi/3); % Drehoperator für die Symmetrischen Komponenten

% Ergebnisse der Spannungen aus der Simulation:
u1LF = 0.994;
u1 = 0.695;
u2 = 0.292;
u1_ = 0.695*exp(1i*-2.544*(pi/180));
u2_ = 0.292*exp(1i*-115.037*(pi/180));
cosref = 0.9999
sinref = -0.048

% Berechnung der Spannungsänderung:
deltau1 = u1LF-u1;
deltau2 = -1*u2;

%Berechnung der q-Komponenten laut Marchgraber:
ilqref = k1*deltau1;
i2qref = k2*deltau2;

ildref = 0; % aus P`Q Control`ler
i2dref = 0; % aus P`Q Control`ler Gegensystem

%Berechnung von iqges durch Addition der Absolutbeträge:
iqges = abs(ilqref) + abs(i2qref);

%Berechnung ildrest laut Marchgraber:
ildrest = sqrt((imax-i2qref)^2- ilqref^2);

%% Aktivierung der Begrenzungen:

if iqges < imax
    ilqref_ = - ilqref;
else
    ilqref_ = -(k1*deltau1 - (iqges-imax)/2); %negatives Vorzeichen von
ilqref
end

%% if else i2qref_
if iqges < imax
    i2qref_ = i2qref;
else
    i2qref_ = -(abs(k2*deltau2) - (iqges-imax)/2); %negatives Vorzeichen von
i2qref

```

end

```
%% Neg Seq Correction laut Marchgraber Modell

% Gegensystem Winkelberechnung:
cos2ref = real(u2_)/abs(u2_);
sin2ref = imag(u2_)/abs(u2_);
% Umrechnung in System komponenten:
i2r = i2dref*cos2ref - i2qref_*(-1)*sin2ref;
i2i = - i2dref*sin2ref - i2qref_*(-1)*cos2ref;
% Berechnung der dq-Komponenten im Gegensystem über System Komponenten:
i2d_out = -sinref*i2i + cosref*i2r;
i2q_out = -(cosref*i2i + sinref*i2r);

%% Berechnung des Mit- und Gegensystemstroms mit korrigierten
Gegensystemkomponenten:

I1 = (i1dref*cosref - i1qref_*sinref) + i*(i1dref*sinref + i1qref_*cosref)
I2 = (i2d_out*cosref + i2q_out*sinref) + i*(i2d_out*sinref + i2q_out*cosref)
I0 = 0;

M = [1 1 1; 1 a^2 a; 1 a a^2];
N = [I0; I1; I2];

L = M*N;

%% Umrechnung in Phasenströme aus Mit- und Gegensystemströme:

IL1 = sqrt(real(L(1))^2 + imag(L(1))^2)
phiiL1 = atan(imag(L(1))/real(L(1)))*(180/pi);
IL2 = sqrt(real(L(2))^2 + imag(L(2))^2)
phiiL2 = atan(imag(L(2))/real(L(2)))*(180/pi);
IL3 = sqrt(real(L(3))^2 + imag(L(3))^2)
phiiL3 = atan(imag(L(3))/real(L(3)))*(180/pi);
```

8.2 Matlab-Code: Begrenzung inaktiv

```

%% Stromeinstellung der Regelung im Mit- und Gegensystem
% In dieser Berechnung werden für Spannungsänderung die komplexen Zeiger
% verwendet

% Allgemeine Definitionen:
imax=1.1; % Strombegrenzung
k1=2; % Verstärkungsfaktor für das Mitsystem
k2=2; % Verstärkungsfaktor für das Gegensystem
a = exp(i*2*pi/3); % Drehoperator für die Symmetrischen Komponenten

% Ergebnisse der Spannungen aus der Simulation:
u1LF = 0.994*exp(1i*2.916*(pi/180)); % Mitsystemspannung während Lastfluss
u1_ = 0.695*exp(1i*-2.544*(pi/180)); % Mitsystemspannung während Fehler
u2_ = 0.292*exp(1i*-115.037*(pi/180)); % Gegensystemspannung während Fehler

cosref = 0.9999; % aus PLL
sinref = -0.048; % aus PLL

% Berechnung der Spannungsänderung:
deltau1 = u1LF - u1_;
deltau2 = -1*u2_;

%Berechnung der q-Komponenten laut Marchgraber:
ilqref = k1*deltau1;
i2qref = k2*deltau2;

ildref = 0; % aus P`Q Control`ler
i2dref = 0; % aus P`Q Control`ler Gegensystem

%Berechnung von iqges durch Vektoraddition:
iqges = ilqref + i2qref;
iqges_abs = abs(iqges);

%Berechnung ildrest laut Marchgraber:
ildrest = sqrt((imax-abs(i2qref))^2- abs(ilqref)^2);

%% if else ilqref_

if iqges_abs < imax
    ilqref_ = -abs(ilqref);
else
    ilqref_ = -(k1*abs(deltau1) - (iqges-imax)/2); %negatives Vorzeichen von
i2qref
end

%% if else i2qref_
if iqges_abs < imax
    i2qref_ = -abs(i2qref);
else
    i2qref_ = -(abs(k2*deltau2) - (iqges-imax)/2); %negatives Vorzeichen von
i2qref
end

```

```

%% Neg Seq Correction laut Marchgraber Modell

% Gegensystem Winkelberechnung:
cos2ref = real(u2_)/abs(u2_);
sin2ref = imag(u2_)/abs(u2_);
% Umrechnung in System komponenten:
i2r = i2dref*cos2ref - i2qref_*(-1)*sin2ref;
i2i = - i2dref*sin2ref - i2qref_*(-1)*cos2ref;
% Berechnung der dq-Komponenten im Gegensystem über System Komponenten:
i2d_out = -sinref*i2i + cosref*i2r;
i2q_out = -(cosref*i2i + sinref*i2r);

%% Berechnung des Mit- und Gegensystemstroms mit korrigierten
Gegensystemkomponenten:

I1 = (ildref*cosref - ilqref_*sinref) + 1*i*(ildref*sinref + ilqref_*cosref)
I2 = (i2d_out*cosref + i2q_out*sinref) + 1*i*(i2d_out*sinref +
i2q_out*cosref)
I0 = 0;

M = [1 1 1; 1 a^2 a; 1 a a^2];
N = [I0; I1; I2];

L = M*N;

%% Umrechnung in Phasenströme aus Mit- und Gegensystemströme:

IL1 = sqrt(real(L(1))^2 + imag(L(1))^2)
phiiL1 = atan(imag(L(1))/real(L(1)))*(180/pi);
IL2 = sqrt(real(L(2))^2 + imag(L(2))^2)
phiiL1 = atan(imag(L(2))/real(L(2)))*(180/pi);
IL3 = sqrt(real(L(3))^2 + imag(L(3))^2)
phiiL1 = atan(imag(L(3))/real(L(3)))*(180/pi);

```

9 Literaturverzeichnis

- [1] C. Wessels, Durchfahren von Netzfehlern bei Windenergieanlagen mit FACTS, Kiel, 2012.
- [2] Energie-Control Austria, *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen*, Wien, 2019.
- [3] J. Marchgraber, W. Gawlik und M. Wurm, „Modellierung der dynamischen Netzstützung von über Umrichter angebundenen Erzeugungsanlagen und Speichern,“ Wien, 2019.
- [4] I. E. Commission, *Wind energy generation systems - Part 27-1: Electrical simulation models - Generic models*, Denmark, 2018.
- [5] I. E. Commission, *Wind energy generation systems - Part 27-2: Electrical simulation models - Model validation*, Denmark, 2018.
- [6] „Digsilent Powerfactory,“ Digsilent, [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/de/powerfactory.html>. [Zugriff am April 2020].
- [7] S. Heier, *Windkraftanlagen - Systemauslegung, Netzintegration und Regelung*, Kassel: Springer Vieweg, 2018.
- [8] P. Von Böckh und M. Stripf, *Thermische Energiesysteme*, Karlsruhe: Springer Vieweg, 2017.
- [9] J. Machowski, J. W. Bialek und J. R. Bumby, *Power System Dynamics*, Warschau, Durham: John Wiley & Sons, Ltd, 2012.
- [10] E. Hau, *Windkraftanlagen*, Deutschland: Springer Verlag, 2016.