



© fotogra -

Untersuchung der FRT- Fähigkeit eines Hydrogenerators aufgrund der TOR- Richtlinien

Eine Masterarbeit von
Darko Brankovic, B.Sc.

Betreuer
Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner
Dipl.Ing. Alexander Rainer

Januar 2021

Technische Universität Graz
Institut für Elektrische Anlagen und Netze
Inffeldgasse 18/I
8010 Graz
Austria

Institutsleiter

Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Betreuer

Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Dipl.Ing. Alexander Rainer

Eine Masterarbeit von
Darko Brankovic, B.Sc.

Januar 2021

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 03.01.2021

Darko Brankovic

Danksagung

Hiermit möchte ich mich herzlich an meine Betreuer Prof. Robert Schürhuber, Prof. Herwig Renner und Dipl.Ing. Alexander Rainer bedanken, welche mich fachlich und tatkräftig während der Erstellung der vorliegenden Arbeit unterstützt haben und mir zahlreiche Vorschläge und Hilfestellungen geboten haben.

Ein besonderer Dank ergeht an meine Eltern, Großeltern und meiner Verlobten, welche mich sowohl im finanziellen als auch im mentalen Sinne während des gesamten Studiums unterstützt haben und eine große Antriebskraft für die Fertigstellung des Studiums gewesen sind.

Abstract

Stability studies have long been an important topic in network management and a guarantee for the safe operation of the network. A verification of stability is defined by Austrian grid code (TOR) and includes the fault ride through capability of power generation plants. In the present work different methods for the investigation of the given requirements are analysed. A total of three different methods for generating a voltage dip are tested, which greatly influence the FRT ability of the unit. The method of an additional load is used, which generates a voltage drop by connecting a purely resistive, purely inductive or mixed behaviour. Another method that is used is the simulation of a voltage drop using the equivalent circuit of the network using an impedance and a voltage source. The voltage drop is generated by means of a controllable voltage source. Besides also the main parameters influencing the FRT ability of a synchronous hydro unit are identified and investigated in detail.

Kurzfassung

Stabilitätsuntersuchungen sind seit langem ein wichtiges Thema der Netzführung und eine Gewährleistung für einen sicheren Betrieb des Netzes. Eine Verifikation der Stabilität ist in den technischen und organisatorischen Richtlinien (TOR) definiert und umfasst die Fault Ride Through Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen. In der vorliegenden Arbeit werden verschiedene Methoden zur Untersuchung der vorgegebenen Anforderungen analysiert. Insgesamt werden drei verschiedene Methoden zum Erzeugen eines Spannungseinbruches erprobt, welche wesentlich die FRT-Fähigkeit beeinflussen. Dabei wird die Methode einer zusätzlichen Belastung verwendet, welche durch Zuschaltung einer reinen Wirklast, reinen Blindlast oder einem Mix von Wirk- und Blindlast einen Spannungseinbruch erzeugt. Eine weitere Methode, welche verwendet wird ist die Simulation eines Spannungseinbruches mithilfe der Ersatzschaltung des Netzes durch eine Impedanz und eine Spannungsquelle. Dabei wird der Spannungseinbruch mithilfe einer regelbaren Spannungsquelle erzeugt. Zusätzlich werden auch die Parameter identifiziert und im Detail analysiert, welche einen Einfluss auf die FRT-Fähigkeit auswirken.

Symbolverzeichnis

$\Delta\omega$	Änderung der Winkelgeschwindigkeit, $[\Delta\omega] = \text{s}^{-1}$
$\Delta\delta$	Änderung des Polradwinkels, $[\Delta\delta] = ^\circ$
δ	Polradwinkel, $[\delta] = ^\circ$
ΔM_E	Änderung des elektrischen Moments, lt. Norm T statt M, $[\Delta M_E] = \text{Nm}$
ΔM_S	Änderung des synchronisierenden Moments, lt. Norm T statt M, $[\Delta M_S] = \text{Nm}$
ΔM_D	Änderung des dämpfenden Moments, lt. Norm T statt M, $[\Delta M_D] = \text{Nm}$
U	Spannung, $[U] = \text{V}$
t_{ein}	Einschaltzeitpunkt des Spannungseinbruches, $[t_{\text{ein}}] = \text{s}$
t_{aus}	Ausschaltzeitpunkt des Spannungseinbruches, $[t_{\text{aus}}] = \text{s}$
P_{ext}	Signal zur Steuerung der Wirkleistung der zusätzlichen Last, $[P_{\text{ext}}] = \text{W}$
Q_{ext}	Signal zur Steuerung der Blindleistung der zusätzlichen Last, $[Q_{\text{ext}}] = \text{var}$
$u0$	Signal zur Steuerung der regelbaren Spannungsquelle, $[u0] = \text{V}$
S_r	Bemessungsscheinleistung, $[S_r] = \text{VA}$
φ_r	Bemessungsleistungsfaktor, $[\varphi_r] = \text{VA}$
U_r	Bemessungsspannung, $[U_r] = \text{V}$
n_r	Bemessungsdrehzahl, $[n_r] = \text{rpm}$
J_{Gen}	Trägheitsmoment des Generators, $[J_{\text{Gen}}] = \text{kgm}^2$
J_{Get}	Trägheitsmoment des Getriebes, $[J_{\text{Get}}] = \text{kgm}^2$
J_{Tur}	Trägheitsmoment der Turbine, $[J_{\text{Tur}}] = \text{kgm}^2$
J	Trägheitsmoment, $[J] = \text{kgm}^2$
J_{Ges}	Gesamtes Trägheitsmoment, $[J_{\text{Ges}}] = \text{kgm}^2$
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis, lt. Norm t_r , $[\ddot{u}] = 1$
H	Trägheitskonstante, $[H] = \text{s}$
ω_m	Mechanische Winkelgeschwindigkeit, $[\omega_m] = \text{s}^{-1}$
f_r	Bemessungsfrequenz, $[f_r] = \text{Hz}$

P_{LL}	Leerlaufverluste des Transformators, lt. Norm P_0 , [P_{LL}] = W
P_{cu}	Transformatorwicklungsverluste, lt. Norm P_{kT} , [P_{cu}] = W
u_k	Kurzschlussspannung des Transformators, [u_k] = pu
$S_{k,min}$	Minimale Kurzschlussleistung des Netzes, [$S_{k,min}$] = VA
$S_{k,max}$	Maximale Kurzschlussleistung des Netzes, [$S_{k,max}$] = VA
S_k	Kurzschlussleistung des Netzes, [S_k] = VA
R/X	Widerstandverhältnis vom Netz, [R/X] = 1
Z_{min}	Minimale Kurzschlussimpedanz vom Netz, [Z_{min}] = Ω
Z_{max}	Maximale Kurzschlussimpedanz vom Netz, [Z_{max}] = Ω
c	Korrekturfaktor für Bestimmung der Kurzschlussleistung, [c] = 1
R	Realteil der Netzimpedanz, [R] = Ω
X	Imaginärteil der Netzimpedanz, [X] = Ω
$S_{Betrieb}$	Betriebsscheinleistung, [$S_{Betrieb}$] = VA
x_d	Bezogene synchrone Längsreaktanz, [x_d] = pu
x_q	Bezogene synchrone Querreaktanz, [x_q] = pu
I_B	Bemessungsstrom, [I_B] = A
u_1	Bezogene Klemmenspannung, [u_1] = pu
i_1	Bezogener Klemmenstrom, [i_1] = pu
P	Betriebsleistung, [P] = W
U_1	Klemmenspannung, [U_1] = V
λ	Betriebsleistungsfaktor, [λ] = 1
i_d	Bezogene d-Komponente des Stromes, [i_d] = pu
u_p	Bezogene Polradspannung, [u_p] = pu

Abkürzungsverzeichnis

FRT	Fault Ride Through
RfG	Requirements for Generators
TOR	Technische und organisatorische Richtlinie
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
CCT	Critical fault clearing time
PI-Regler	Proportional-Integral Regler
SS3	Sammelschiene 3
RMS	Root Mean Square
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Ziel und Fragestellungen	2
1.3	Gliederung der Arbeit.....	2
2	Theorie	4
2.1	Stabilität.....	4
2.1.1	Statische Stabilität	4
2.1.2	Transiente Stabilität	6
2.1.3	Back-Swing Effekt.....	7
2.2	Fault Ride Through (FRT) Fähigkeit.....	8
2.2.1	Allgemein.....	8
2.2.2	FRT-Fähigkeit laut TOR.....	9
2.3	Fehlerarten	10
3	Methoden für Spannungseinbrüche.....	12
3.1	Spannungseinbruch mit Hilfe einer Fehlerimpedanz	12
3.1.1	Aufbau	12
3.1.2	Simulationsweise	13
3.2	Spannungseinbruch mit Hilfe einer netzseitigen Spannungsquelle	14
3.2.1	Aufbau	14
3.2.2	Simulationsweise	14
4	Modellbeschreibung für die Simulation via DlgSILENT PowerFactory.....	16
4.1	RMS vs. EMT Simulation	16
4.2	Modellbeschreibung.....	16
5	Ergebnisse der Simulationen.....	22

5.1	Spannungseinbruch mit Hilfe einer steuerbaren Last zur Simulation einer variablen Fehlerimpedanz und Variation der Kurzschlussimpedanz des Netzes.....	23
5.1.1	Spannungseinbruch mithilfe einer resistiven Fehlerimpedanz auf 0,3 pu	23
5.1.1.1	Critical fault clearing time.....	25
5.1.1.2	Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung.....	26
5.1.1.3	Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung.....	27
5.1.1.4	Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung.....	29
5.1.1.5	Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses	30
5.1.1.6	Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses	31
5.1.1.7	Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung.....	32
5.1.1.8	Variation des Q/P-Verhältnisses der regelbaren Fehlerimpedanz.....	33
5.1.1.9	Analyse des Back-Swing-Effekts	33
5.1.2	Spannungseinbruch mithilfe einer induktiven Fehlerimpedanz auf 0,3 pu	35
5.1.2.1	Critical fault clearing time.....	35
5.1.2.2	Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung.....	36
5.1.2.3	Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung.....	37
5.1.2.4	Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung.....	39
5.1.2.5	Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses	40
5.1.2.6	Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses	41
5.1.2.7	Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung.....	42
5.2	Spannungseinbruch mit Hilfe einer netzseitigen Spannungsquelle	43
5.2.1	Spannungseinbruch auf 0,3 pu	43
5.2.1.1	Critical fault clearing time.....	43
5.2.1.2	Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung.....	44
5.2.1.3	Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung.....	45
5.2.1.4	Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung.....	47
5.2.1.5	Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses	48
5.2.1.6	Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses	49
5.2.1.7	Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses	50

6 Zusammenfassung und Erkenntnisse 51

7	Literaturverzeichnis.....	55
8	Abbildungsverzeichnis.....	56
9	Anhang	59

1 Einführung

1.1 Motivation

Aufgrund der Wichtigkeit elektrischer Energie ist es erforderlich, gewisse Richtlinien zu schaffen, welche deren Qualität garantiert und auch Versorgungszuverlässigkeit gewährleisten.

Die wichtigste Verordnung für den europäischen Raum, welche in den letzten Jahren für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen veröffentlicht wurde, ist die Verordnung „Requirement for Generators“, kurz „RfG“, welche eine Vereinheitlichung der Richtlinien der europäischen Stromerzeugungsgesellschaften darstellt. [1]

Sie umfasst einen großen Teil an verschiedensten Vorgaben, sowohl zu technischen Rahmenbedingungen als auch zur Art und Weise der Zertifizierung von Anlagen. In Österreich sind die Netzanschlussbedingungen in den TOR-Erzeuger A, B, C und D wiedergespiegelt. [2]

Ein wichtiger Unterpunkt, welcher in dieser Arbeit behandelt wird, stellt die Fault-Ride-Through-Fähigkeit, kurz FRT-Fähigkeit, dar. Die FRT-Fähigkeit beschreibt das Vermögen einer Anlage, in der Situation von verschiedenen vorkommenden Fehlern, wie zum Beispiel drei und zwei poligen Fehlern im übergeordneten Netz, synchron am Netz zu bleiben.

Wird die FRT-Fähigkeit nicht überprüft, so besteht die Gefahr eines Ausfalls einer Anlage und somit die Gefahr einer Kettenreaktion, welche zusätzliche Anlagen, vergleichend einem Dominoeffekt, der Reihe nach abschalten würde.

Die FRT-Fähigkeit ist an größeren synchronen Stromerzeugungsanlagen kaum direkt vor Ort überprüfbar, daher ist eine Überprüfung durch Simulation die übliche Vorgehensweise. Dementsprechend müssen Varianten zur Simulation entwickelt werden, welche zuverlässig und genügend genau sind.

Der Hauptbestandteil der vorliegenden Arbeit beschäftigt sich mit der Art und Weise der simultanen Überprüfung der Fault-Ride-Through-Fähigkeit und den möglichen Auswirkungen und Verfälschungen der Ergebnisse durch Verwendung verschiedener Methoden. Es ist wichtig, die Simulationsmethode so nah wie möglich an die Realität anzupassen, um eine gute und realitätsnahe Basis der Überprüfung zu definieren.

Insbesondere sind Simulationsmodelle für Österreich von großer wirtschaftlicher Bedeutung, da in Gegensatz zu Deutschland, in Österreich die Überprüfung nicht von zertifizierten Prüfstellen durchgeführt werden müssen und somit auch bei kleineren Anlagen, in welchen die

Simulationen einen großen Anteil der Investitionssumme ausmachen können, mit vertretbarem Aufwand zu überprüfen.

1.2 Ziel und Fragestellungen

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Beantwortung folgender Fragestellungen:

1. Inwiefern hat die Methodik der Simulation des Spannungseinbruchs Einfluss auf die Fault Ride Through Fähigkeit?
2. Welche Einflussgrößen ergeben sich kritisch für die Stabilitätsuntersuchungen?
3. Welche Effekte können bei den verschiedenen Methoden wahrgenommen werden?

1.3 Gliederung der Arbeit

Die nachstehende Arbeit ist folgend gegliedert:

- **Kapitel 2: Theorie**

In diesem Kapitel wird allgemein die Theorie, welche zum besseren Verständnis der vorliegenden Arbeit gebraucht wird, erläutert. Die Theorie ist in drei größere Unterkapitel gegliedert. Das erste große Unterkapitel beschäftigt sich mit der stationären und transienten Stabilität. Das folgende zweite Unterkapitel umfasst die Theorie über die Fault Ride Through Fähigkeit, während im letzten Unterkapitel verschiedene Fehlerarten behandelt werden.

- **Kapitel 3: Methoden für Spannungseinbrüche**

Im dritten Kapitel werden zwei Methoden für Spannungseinbrüche vorgestellt, welche in der Arbeit verwendet und untersucht werden. Dabei wird einerseits ein Simulationsmodell verwendet, welche durch eine zusätzliche Last (resistiv, induktiv) einen Spannungseinbruch hervorruft, während mithilfe der zweiten Methode ein Spannungseinbruch mithilfe einer netzseitigen Spannungsquelle hervorgerufen wird.

- **Kapitel 4: Modellbeschreibung**

Kapitel vier dieser Arbeit beinhaltet die systematische und detaillierte Erklärung des verwendeten Modells. Es wird sowohl die Topologie des Modells, als auch die eingestellten Parameter dargestellt. Zusätzlich werden auch die verwendeten Hilfsanlagen des Generators, wie zum Beispiel das Erregersystem, näher erklärt.

- **Kapitel 5: Ergebnisse der Simulation**

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Evaluierung der Simulationen und der Darstellung der Ergebnisse. Es werden die Fragen, welche zu Beginn der Arbeit festgelegt wurden, beantwortet und etwaige Diskussionspunkte geschildert.

- **Kapitel 6: Zusammenfassung und Erkenntnisse**

Dieses Kapitel fasst die gesamte vorliegende Arbeit zusammen und zieht Schlüsse und Erkenntnisse, welche während der Durchführung der Arbeit gewonnen wurden.

2 Theorie

2.1 Stabilität

2.1.1 Statische Stabilität

Statische Stabilität beschreibt die Fähigkeit einer Maschine, im Falle einer kleinen Störung den Synchronismus zu erhalten (Kleinsignalstabilität). Kleine Störungen können im Netz zum Beispiel durch Änderungen der Last oder der Erzeugung hervorgerufen werden. Eine Definition kleiner Störungen kann von Prabha Kundur entnommen werden:

“Small-signal (or small-disturbance) stability is the ability of the power system to maintain synchronism under small disturbances. Such disturbances occur continually on the system because of small variations in loads and generation. The disturbances are considered sufficiently small for linearization of system equations to be permissible for purposes of analysis.” [3]

Instabilität kann in zwei Formen auftreten, einerseits die Erhöhung des Polradwinkels des Generators während des Fehlens des synchronisierenden Moments oder ansteigende Schwingungen im Falle eines zu geringen Dämpfungsmoments. Das Verhalten vom System hängt von vielen Faktoren ab, wie etwa der Charakteristika des Übertragungssystems, dem Arbeitspunkt der Maschine oder vom verwendeten Erregersystem. [3]

Folgend wird das stationäre Verhalten sowohl mit konstanter Feldspannung als auch mit Verwendung eines Erregersystems in Abbildung 1 und Abbildung 2 dargestellt:

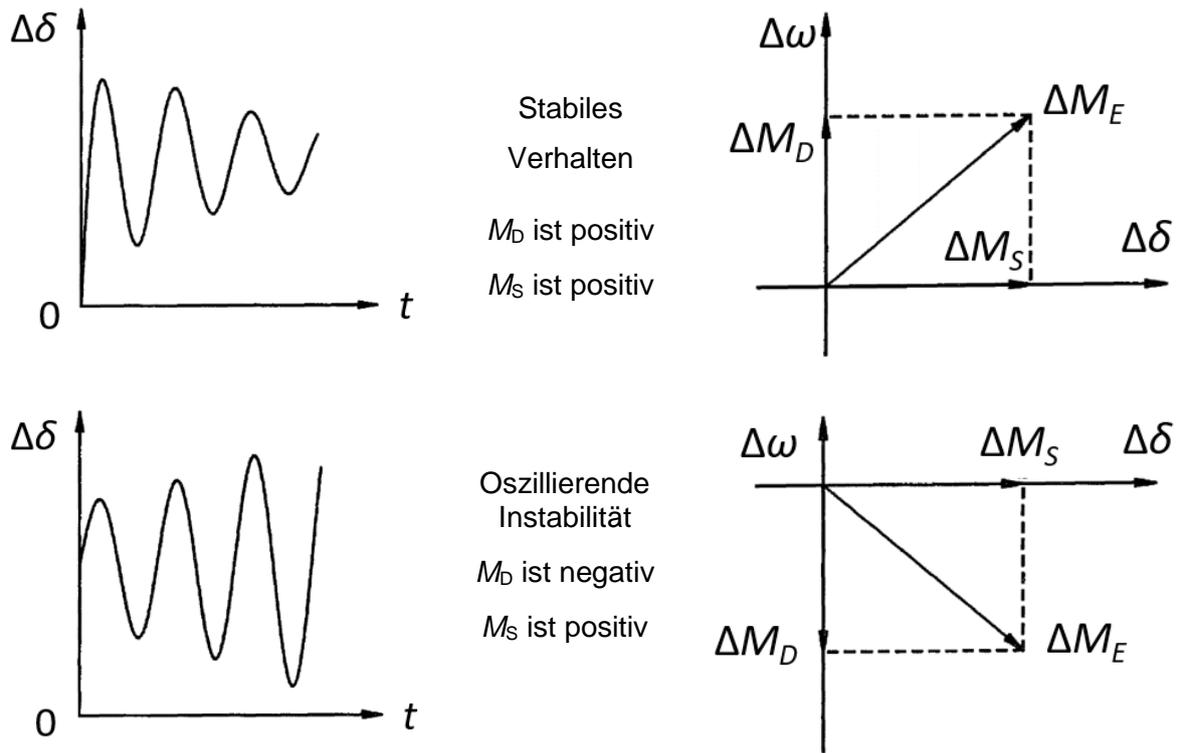


Abbildung 1: Stabilitätsverhalten bei Verwendung eines Erregersystems [3]

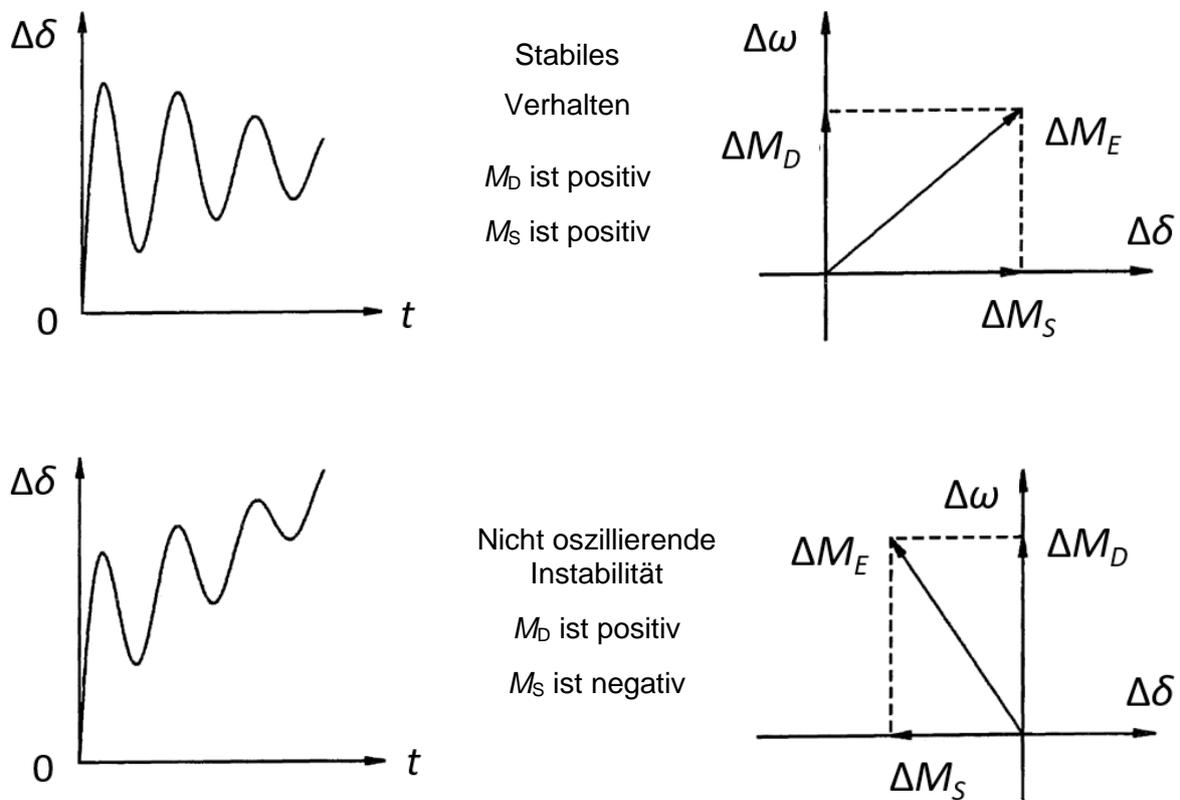


Abbildung 2: Stabilitätsverhalten mit konstanter Feldspannung [3]

2.1.2 Transiente Stabilität

Während sich die stationäre Stabilität mit Kleinsignalstörungen beschäftigt, werden bei der transienten Stabilität große Störungen, wie zum Beispiel bei generatornahen Kurzschlüssen, behandelt, die zu großen Änderungen der betrachteten Größe (z.B. Polradwinkel) führen. Die Stabilität im Großen hängt stark von der Art und Größe der Störung ab, sowie vom stationären Arbeitspunkt vor dem Fehler ab.

Auf ein System können verschiedenste Arten von Störungen wirken, welche mit unterschiedlicher Wahrscheinlichkeit auftreten. Eine Erzeugungsanlage wird entsprechend bekannter Störungsarten dimensioniert und muss sich stabil innerhalb dieser Kriterien der Dimensionierung verhalten. Störungen welche für die Dimensionierung herangezogen werden, sind zum Beispiel Sammelschienenfehler, Transformatorfehler, Fehler im Übertragungssystem, vor allem Kurzschlüsse jeglicher Art (Leiter-Erde-Fehler, Leiter-Leiter-Fehler, Dreipolige Fehler). Typischerweise, sollte es zu Störungen im Netz kommen, werden Schalter aktiviert, welche das betroffene Element isolieren und so den Fehler aus Sicht der Erzeugungseinheit beseitigen. [3]

In Abbildung 3 sind die verschiedenen Arten transientser Instabilitäten zu sehen.

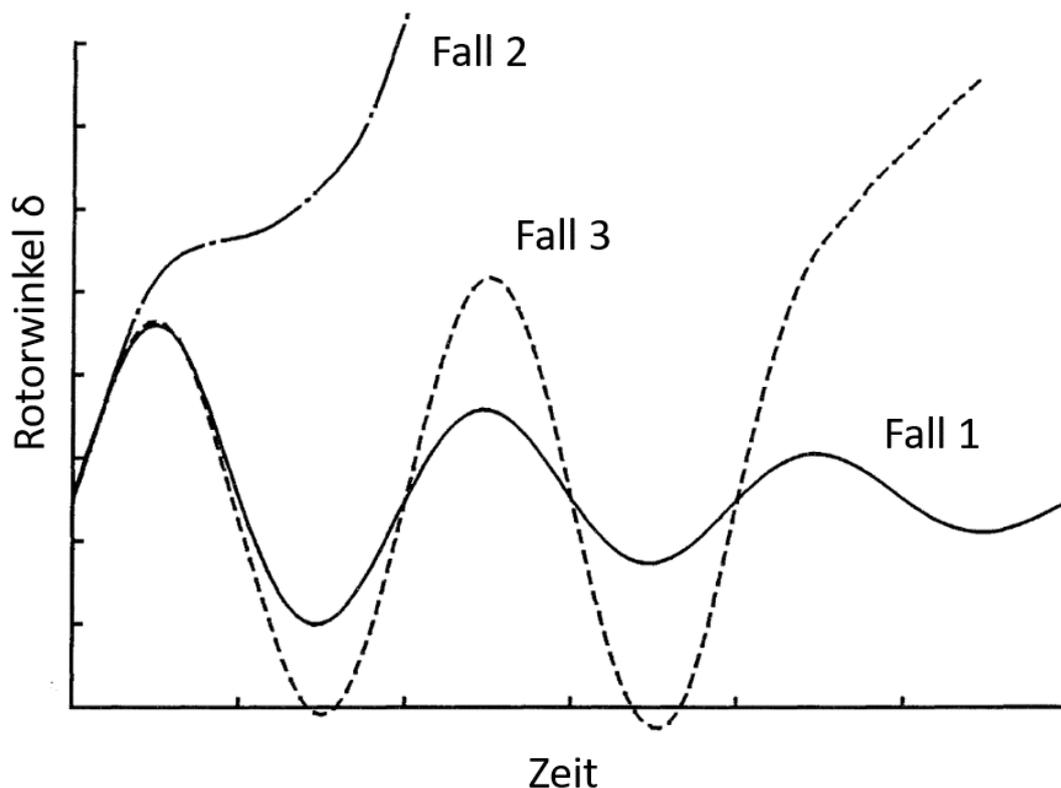


Abbildung 3: Verhalten des Polradwinkels bei einer transienten Störung [3]

Im Fall 1 (Abbildung 3) erreicht der Polradwinkel einen Peak-Wert, nach welchem die oszillierende Amplitude des Polradwinkels abnimmt, bis sich der Polradwinkel wieder auf dem vor dem Fehler stationären Zustand befindet und somit einen stabilen Verlauf aufweist.

Im Fall 2 (Abbildung 3) tritt die sogenannte „first-swing“ Instabilität in Kraft. Hier nimmt der Polradwinkel kontinuierlich zu, bis der Synchronismus durch nicht ausreichendem Synchronisierungsmoment verloren geht.

Im Fall 3 (Abbildung 3) hat es den Anschein, als würde im ersten Moment der Verlauf dem Fall 1 entsprechen, jedoch kommt es aufgrund steigenden oszillierenden Amplituden zu einer Instabilität im zeitlich späteren Verlauf. Diese Instabilität muss nicht unbedingt durch die Auswirkung der transienten Störung zustande kommen, sondern kann auch als instabiler stationärer Zustand nach dem Fehler interpretiert werden. Ähnliche Fehler können auch durch Überreaktion des Erregersystems nach Fehlerklärung auftreten. [3]

2.1.3 Back-Swing Effekt

Bei Generatoren, vor allem bei kleineren Generatoreinheiten, kann es zu dem sogenannten Back-Swing-Effekt kommen. Im ersten Moment nach einem Fehler entsteht ein Ungleichgewicht zwischen dem elektrischen Moment und dem mechanischen Moment. Aufgrund des deutlichen Anstiegs des elektrischen Moments in den ersten Millisekunden, kommt es zu einer Abbremsung des Rotors, welcher Effekt auch Back-Swing-Effekt genannt wird, welcher in Abbildung 4 ersichtlich ist. [4] [5]

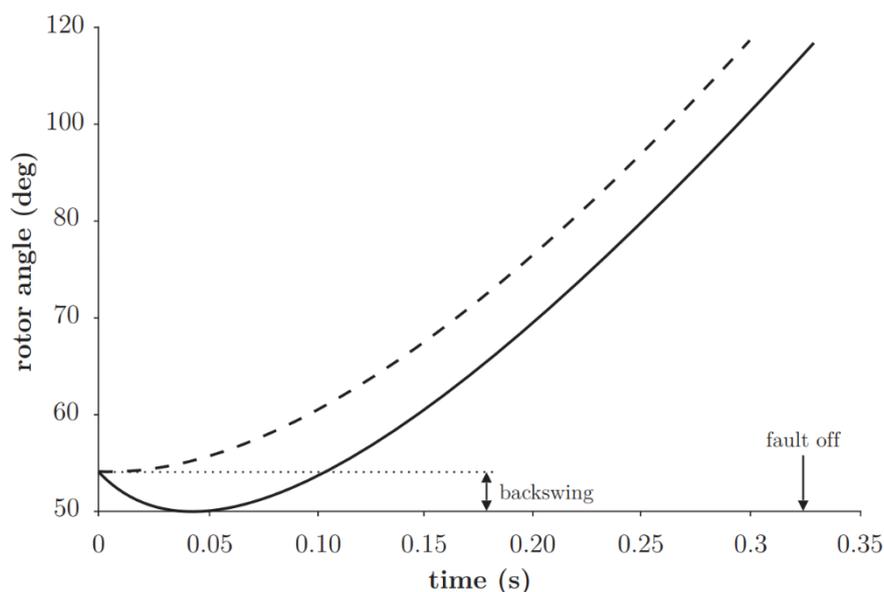


Abbildung 4: Polradwinkel bei einer Simulation ohne Back-Swing-Effekt (gestrichelte Linie) und mit Back-Swing-Effekt (volle Linie) [5]

Eine vereinfachte Formel für das elektrische Moment sowie die genaue Erklärung der Entstehung kann der Dissertation von Norbert Essl entnommen werden: [5]

Allgemein kann gesagt werden, dass sich das elektrische Moment aus den folgenden Komponenten zusammensetzt:

- Grundfrequenzkomponente
- Doppelfrequenzkomponente aufgrund der Differenz der subtransienten Reaktanzen
- Unidirektionale Komponente direkt proportional den i^2r Verlusten des Rotors
- Unidirektionale Komponente direkt proportional den i^2r Verlusten des Stators
- Unidirektionale Komponente aufgrund der Differenz der subtransienten Reaktanzen

Der Back-Swing-Effekt zeigt sich vor allem bei kleineren Maschinen (größeres R/X Verhältnis der Maschine) zum Vorteil, weil aufgrund der Verzögerung des Rotors, mehr Zeit für Fehlerklärung vorhanden ist. Jedoch kann sich ein zu stark ausgeprägter Back-Swing-Effekt auch negativ bezüglich der Stabilität auswirken und zu Instabilitäten führen.

Wie aus der Formel ersichtlich, ist der Effekt stark durch die Höhe des Stromes abhängig. Demnach kann gesagt werden, dass der Effekt stärker ausgeprägt ist bei höheren Kurzschlussströmen. Die Dauer des Back-Swings ist insbesondere durch den Rotorwiderstand als auch durch die Zeitkonstanten der Feld- und Dämpferwicklung geprägt.

Auch die Netzimpedanz spielt eine wichtige Rolle. Eine größere Netzimpedanz erfordert für den gleichen Betriebspunkt eine höhere Erregung, was zu einer höheren Klemmenspannung am Generator führt und somit auch zu einem Ansteigen des Luftspaltflusses innerhalb des Generators. Bei einem Kurzschluss resultiert diese Steigerung des Flusses zu höheren transienten Verlusten und unidirektionalen Momenten. [5]

2.2 Fault Ride Through (FRT) Fähigkeit

2.2.1 Allgemein

Unter dem Begriff Fault Ride Through (FRT) versteht man das Durchfahren einer Fehlerkurve produziert durch einen Spannungseinbruch. Anforderungen, die auf der FRT-Fähigkeit zielen, sollen Stromerzeugungsmodule hindern, im Falle eines Fehlers im übergeordneten Netz, sich vom Netz zu trennen. Im Falle eines Fehlers im Übertragungsnetz, entsteht ein Spannungstrichter, welcher sich auf breite geographische Gebiete um den Fehlerort ausweitet.

Ziel ist die Begrenzung eines Erzeugungsverlustes, welcher durch Abschaltung der Anlagen, hervorgerufen durch einen übergeordneten Fehler, zustande kommen würde, um schwerwiegende Störungen zu vermeiden. Ein Beispiel dafür wäre etwa ein Frequenzkollaps

im synchronen Bereich. Frequenzkollapse können einen Einfluss auf benachbarte Systeme haben und gegebenenfalls zu ungewollten kaskadierten Auslösungen, Systemaufteilungen, Lastabwürfen, Brown-outs und sogar Black-outs führen. [6]

Aus diesem wichtigen Grund der Systemstabilität, wird von jedem Übertragungsnetzbetreiber die Angabe eines Spannungs-Zeit Profils gefordert, welche die Toleranz gegenüber Fehlerauftritten widerspiegelt. Die gegebene Kurve zeigt den unteren Grenzwert der Außenleiterspannung während einer gewissen Zeit. Oberhalb solcher Spannungs-Zeit Profile, darf sich die Stromerzeugungseinheit nicht vom Netz trennen. [6] [7]

2.2.2 FRT-Fähigkeit laut TOR

Die Anforderungen bezüglich der FRT-Fähigkeit sind in Österreich in den TOR-Erzeuger Richtlinien festgelegt. Diese gelten sowohl für symmetrische Fehler, als auch für unsymmetrische Fehler. Es wird auch eine Unterscheidung zwischen synchronen Stromerzeugungsanlagen und nicht synchronen Stromerzeugungsanlagen getroffen. Dementsprechend unterscheiden sich auch die Kennlinien, welche für die Erfüllung der Anforderungen herangezogen werden müssen.

In Abbildung 5 ist die Kennlinie aus den Anforderung für Typ B synchrone Anlagen aus TOR-Erzeuger B zu sehen.

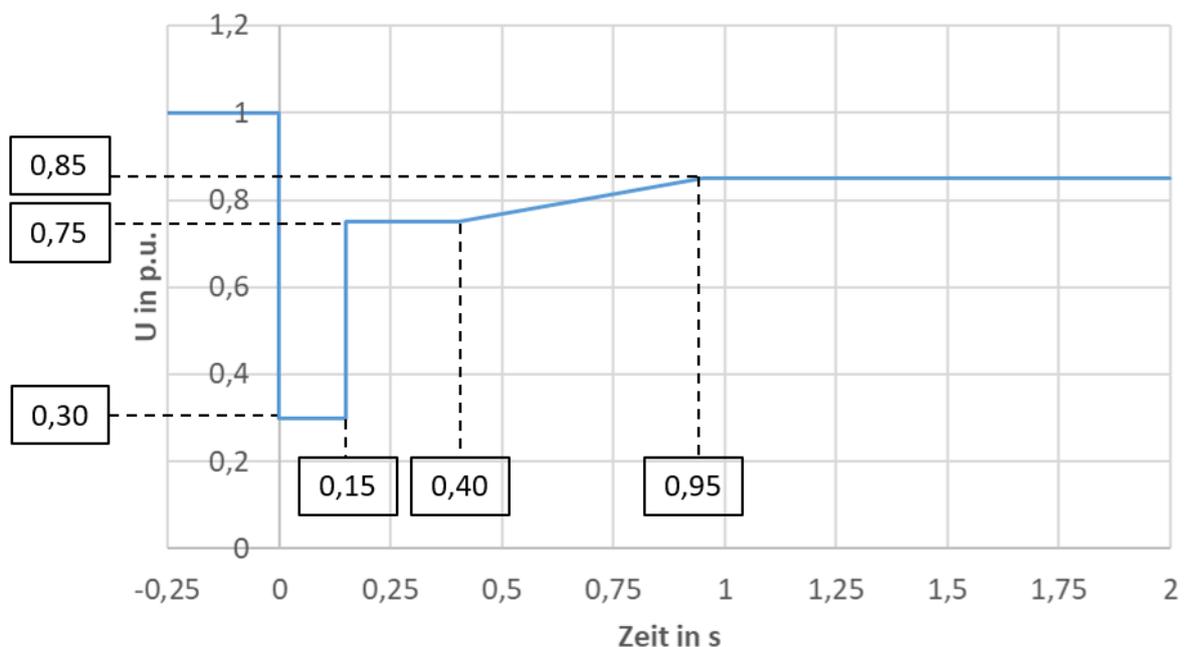


Abbildung 5: FRT-Kurve für synchrone Typ B Stromerzeugungsanlagen [6]

Die Fault Ride Through Kurve repräsentiert die untere Grenze (Außenleiterspannungen am Netzanschlusspunkt), für welche eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, den Arbeitspunkt stabil zu betreiben. Diese Kurve muss sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler erfüllt werden.

Eine im weiten Kreis akzeptierte Interpretation der Kurve geht davon aus, dass verschiedene rechteckförmige Spannungseinbrüche, mit verschiedenen Zeitdauern, die komplett oberhalb der Grenzkurve liegen, ohne Verlust des Synchronismus durchfahren werden können.

In Abbildung 6 ist eine beispielhafte Fehlerkurve (grün) zur Überprüfung der FRT-Fähigkeit gegeben. Um einen Teil der Fehlerkurve abzudecken wird in der genannten Abbildung ein Spannungseinbruch erzeugt, welcher einen Wert von 30 % der Vorfehlerspannung und eine Fehlerdauer von 150 ms aufweist. Somit würde ein Teil der geforderten Fläche abgedeckt werden. Durch Kombination mehrerer solcher Spannungseinbrüche ist es möglich die komplette geforderte Fläche zu prüfen.

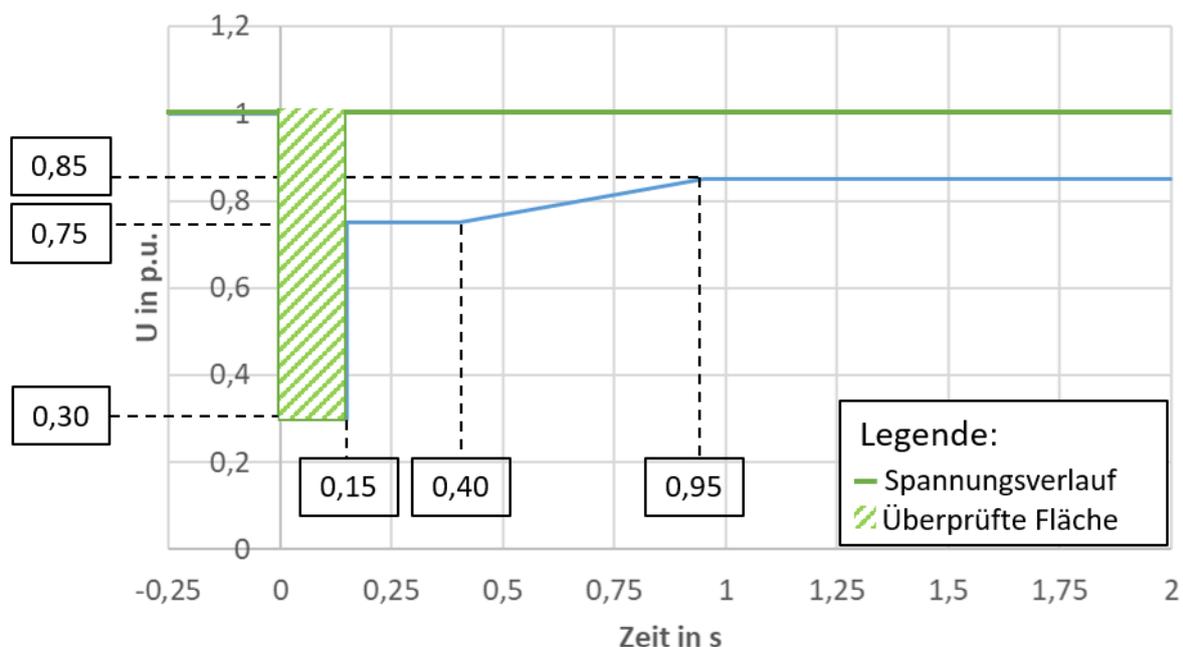


Abbildung 6: Beispielhafte Fehlerkurve zur Überprüfung der FRT-Fähigkeit

2.3 Fehlerarten

In einem Übertragungsnetz gibt es eine größere Anzahl an Fehlerarten, welche auftreten können. Einige dieser Fehlerarten sind in Abbildung 7 dargestellt.

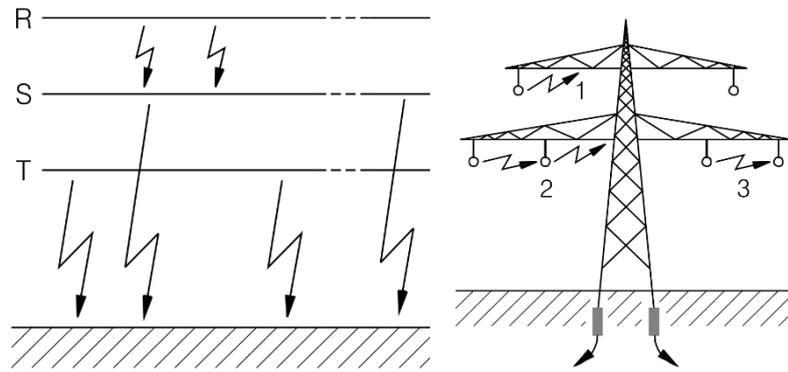


Abbildung 7: Unsymmetrische Fehlerarten in einem Netz [8]

Erdschluss und Erdkurzschluss

Es liegt ein Erdschluss vor, wenn ein Leiter leitend mit dem Erdreich verbunden wird. Der Erdschluss stellt mit knappen 80 % aller Fehlervorkommnisse die häufigste Fehlerart dar. Der Erdschluss ist ein maßgebender Faktor zur Auslegung von Erdungsanlagen sowie zur induktiven Beeinflussung. Die Bezeichnung des Fehlers ändert sich zu „Erdkurzschluss“, falls der Sternpunkt niederohmig geerdet wird und es zu einem stromstarken Fehler kommt. [8]

Zweipoliger Kurzschluss

Tritt zwischen zwei Außenleitern eine Verbindung auf, so ist die Rede eines zweipoligen Kurzschlusses. Es wird zusätzlich noch unterschieden ob es zu einer Verbindung mit dem Erdreich kommt oder nicht. Liegt ein Fall mit Erdverbindung vor, so muss sichergestellt sein, dass durch den großen fließenden Strom es zu keinen unerlaubten Schrittspannungen oder elektromagnetische Beeinflussung von Kommunikationsanlagen kommt. [9]

Dreipoliger Kurzschluss

Ein dreipoliger Kurzschluss liegt vor, wenn alle drei Außenleiter leitend miteinander verbunden werden. Außer in manchen seltenen Fällen, stellt diese Art von Kurzschluss die größte Herausforderung dar. Aus diesem Grund wird der dreipolige Kurzschluss auch für die thermische und mechanische Dimensionierung herangezogen. [8]

Die weitaus größte Problematik für Generatoren, sowohl, wenn die thermischen als auch die mechanischen Auswirkungen in Betracht gezogen werden, stellen die dreipoligen Kurzschlüsse dar. Vor allem werden die Auswirkungen größer, je näher sich der Fehlerort an den Generatorklemmen befindet.

3 Methoden für Spannungseinbrüche

In der vorliegenden Arbeit, wurden zwei Methoden zur Erstellung eines Spannungseinbruches verwendet. Eine Methode stützt sich auf die Simulation des Spannungseinbruches mit Hilfe einer Fehlerimpedanz. In der zweiten Methode wird ein netzseitiger Spannungseinbruch simuliert.

3.1 Spannungseinbruch mit Hilfe einer Fehlerimpedanz

3.1.1 Aufbau

Eine Variante um einen Spannungseinbruch zu erzeugen ist eine zusätzliche Last hinzuzufügen, welche durch einen Spannungsteiler den gewünschten Spannungseinbruch an der definierten Stelle hervorruft. Um Verwechslungen zu verhindern, wird anstatt der zusätzlich zugeführten regelbaren Last der Begriff der Fehlerimpedanz verwendet. Dabei wird zwischen resistiver und induktiver Fehlerimpedanz unterschieden.

In Abbildung 8 ist die verwendete Schaltung gegeben. In roter Umrandung ist der aktive Teil, welcher für die Simulationmethode verwendet wird, dargestellt, während der blau umrandete Teil inaktiv für diese Methode ist.

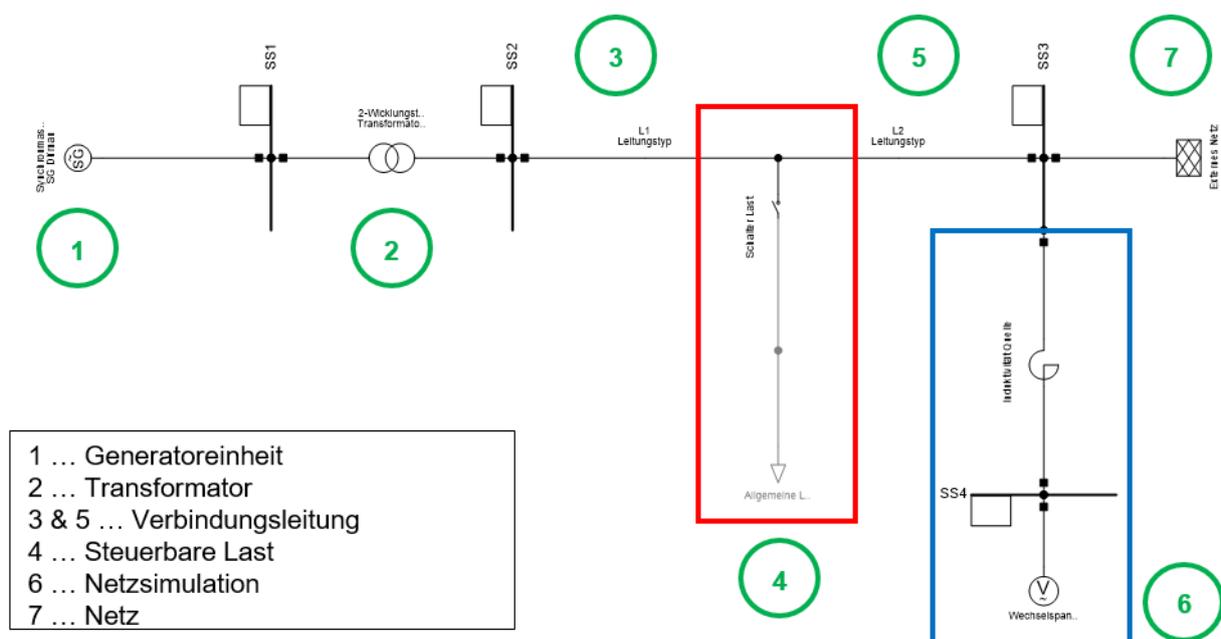


Abbildung 8: Topologie des Modells mit Fehlerimpedanz

3.1.2 Simulationsweise

Für diese Simulationsmethode wird das Netz (7) aktiviert und die Netzsimulation (6) deaktiviert.

Im ersten Moment wird eine Lastflussberechnung für die Initialisierung mit den Startwerten durchgeführt. Die transiente Simulation verläuft immer im Intervall von $[-1...5]$ Sekunden. Der Spannungseinbruch findet immer zum Zeitpunkt $t_{\text{ein}} = 0,5$ Sekunden statt. Die Fehlerklärungszeit ist variabel, um die critical fault clearing time erreichen zu können.

Der Spannungswert während des Fehlers wird durch die Fehlerimpedanz (4) eingestellt. Würde eine starre Fehlerimpedanz verwendet werden, dann wäre der Wert der Fehlerspannung nicht konstant und würde somit das Ergebnis verfälschen. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, ist ein PI-Regler implementiert worden, siehe Abbildung 9, welche die Spannung während des Fehlers konstant hält und somit für einen definierten Spannungseinbruch während der ganzen Fehlerzeit sorgt.

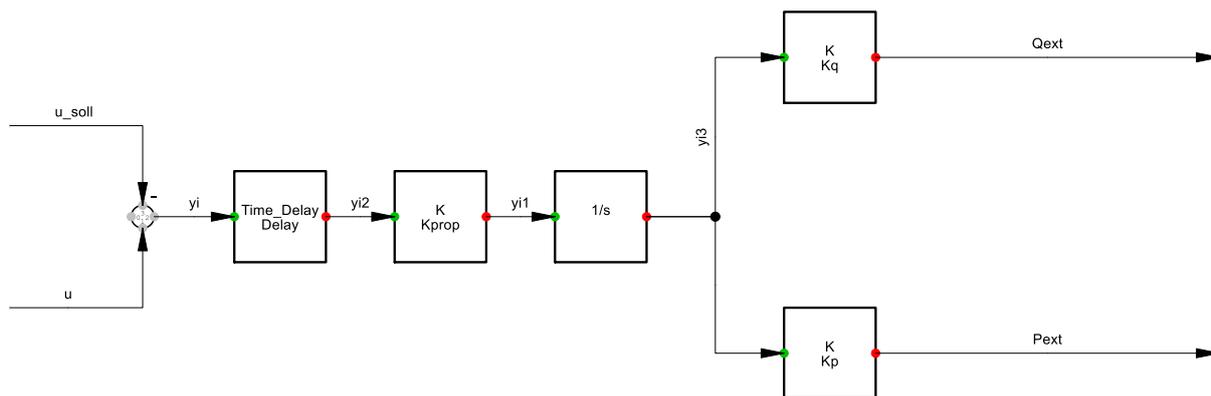


Abbildung 9: Verwendeter PI-Regler für die Fehlerimpedanz

Den Eingang des PI-Reglers definiert die Differenz des gewählten Sollwertes der Fehlerspannung und der tatsächlich gemessenen Spannung an der Sammelschiene SS3. Als Ausgang wird die Leistung der Fehlerlast verstellt, bis am Eingang eine Differenz von null herrscht. Die späterfolgenden Simulationen wurden sowohl mit einer rein induktiven Fehlerimpedanz als auch mit einer rein resistiven Fehlerimpedanz durchgeführt, um etwaige Unterschiede auch der Art der Last entsprechend analysieren zu können. Für die rein induktive Fehlerimpedanz wurde der Ausgang des Reglers mit dem im PowerFactory RMS-Signal „Qext“ verwendet, während für die rein resistive Fehlerimpedanz das RMS-Signal „Pext“ verwendet wurde.

3.2 Spannungseinbruch mit Hilfe einer netzseitigen Spannungsquelle

3.2.1 Aufbau

Im Falle der netzseitigen Regelung des Spannungseinbruches, siehe Abbildung 10, ist die Netzsimulation (rot umrandet) aktiviert, während das Netz und die Regelung der Fehlerimpedanz (blau umrandet) deaktiviert sind.

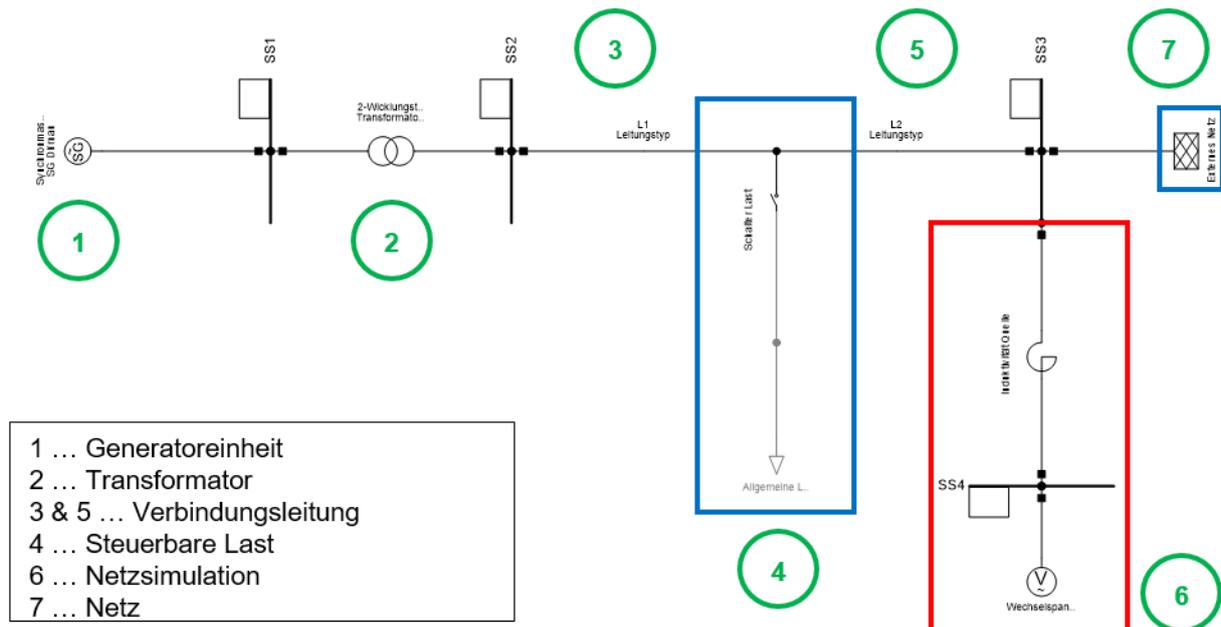


Abbildung 10: Topologie des Modells für die netzseitige Simulation des Spannungseinbruches

3.2.2 Simulationsweise

Im ersten Moment wird eine Lastflussberechnung gestartet, welcher als Initialisierungsvorgang dient. Die transiente Simulation verläuft immer im Intervall von $[-1,5]$ Sekunden. Der Spannungseinbruch findet immer zum Zeitpunkt $t_{\text{ein}} = 0,5$ Sekunden statt. Die Fehlerklärungszeit ist variabel, um die critical fault clearing time erreichen zu können.

Der Spannungswert während des Fehlers wird durch die regelbare Spannungsquelle (6) eingestellt. Würde eine starre Quelle verwendet werden, dann wäre der Wert der Fehlerspannung nicht konstant und würde somit das Ergebnis verfälschen. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, ist ein PI-Regler implementiert worden, siehe Abbildung 11, welche die Spannung während des Fehlers konstant hält und somit für einen definierten Spannungseinbruch sorgt.

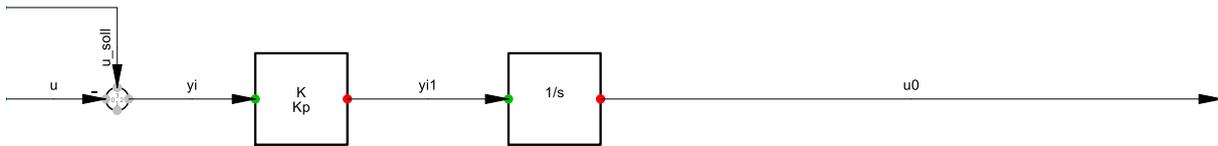


Abbildung 11: Verwendeter PI-Regler für die regelbare Spannungsquelle

Den Eingang des PI-Reglers definiert die Differenz des gewählten Sollwertes der Fehlerspannung und der tatsächlich gemessenen Spannung an der Sammelschiene SS3. Als Ausgang des Reglers, wird die Spannungshöhe der Quellenspannung verstellt. Über das Signal u_0 , siehe Abbildung 11, wird die Spannungsquelle angesprochen und entspricht exakt der Höhe der Quellenspannung.

Die Drossel, welche die Spannungsquelle mit der Sammelschiene SS3 verbindet, stellt die Kurzschlussimpedanz des simulierten Netzes dar. Somit wird gewährleistet, dass die gleiche Wirkung auf den Generator bewirkt wird, wie wenn ein externes Netz angeschlossen wäre.

4 Modellbeschreibung für die Simulation via DIgSILENT PowerFactory

4.1 RMS vs. EMT Simulation

Ein wesentlicher Unterschied zwischen RMS (Root Mean Square) und EMT (Electro Magnetic Transients) ist, dass die RMS Simulation nur Grundfrequenzwerte berücksichtigt, während die EMT Simulation die Momentanwerte von Spannung und Strom verwendet, wodurch die EMT Simulation höhere Genauigkeit aufweist. Ein wesentlicher Nachteil der EMT Simulation ist jedoch die Erfordernis einer detaillierteren Modellierung und die langsame Simulationsgeschwindigkeit.

Die Betrachtung des Back-Swing Effekts erfordert sowohl die Berücksichtigung der Wechselkomponente als auch der Gleichkomponente. Dementsprechend würde sich die RMS-Simulation dafür nicht eignen, weil die Gleichkomponente nicht berücksichtigt wird.

In DIgSILENT PowerFactory gibt es jedoch die Möglichkeit einer erweiterten Modellbetrachtung, wodurch eine Annäherung des Back-Swing-Effekts möglich ist. Dabei werden in jedem Iterationsschritt die Zustandsgrößen neu berechnet. [10] [11]

Aufgrund der schnelleren Simulationsgeschwindigkeit, der Möglichkeit der Berücksichtigung des Back-Swing Effekts und der Tatsache, dass eine allgemeine Last (Fehlerimpedanz) in der EMT-Simulationsmodell nicht durch einen Regler steuerbar ist, wurde die RMS-Simulation als Simulationmethode für die vorliegende Arbeit verwendet.

4.2 Modellbeschreibung

Wie es der Abbildung 12 entnommen werden kann, wird die System durch eine Generatoreinheit (1) gespeist. Anschließend wird über den Transformator (2) die Spannung mit einem Übersetzungsverhältnis von 690 V/30,3 kV transformiert. Über zwei Leitungsverbindungen (3 & 5) wird die Sammelschiene SS3 angebunden, an welcher das externe Netz (7) schließlich das externe Netz angeschlossen ist.

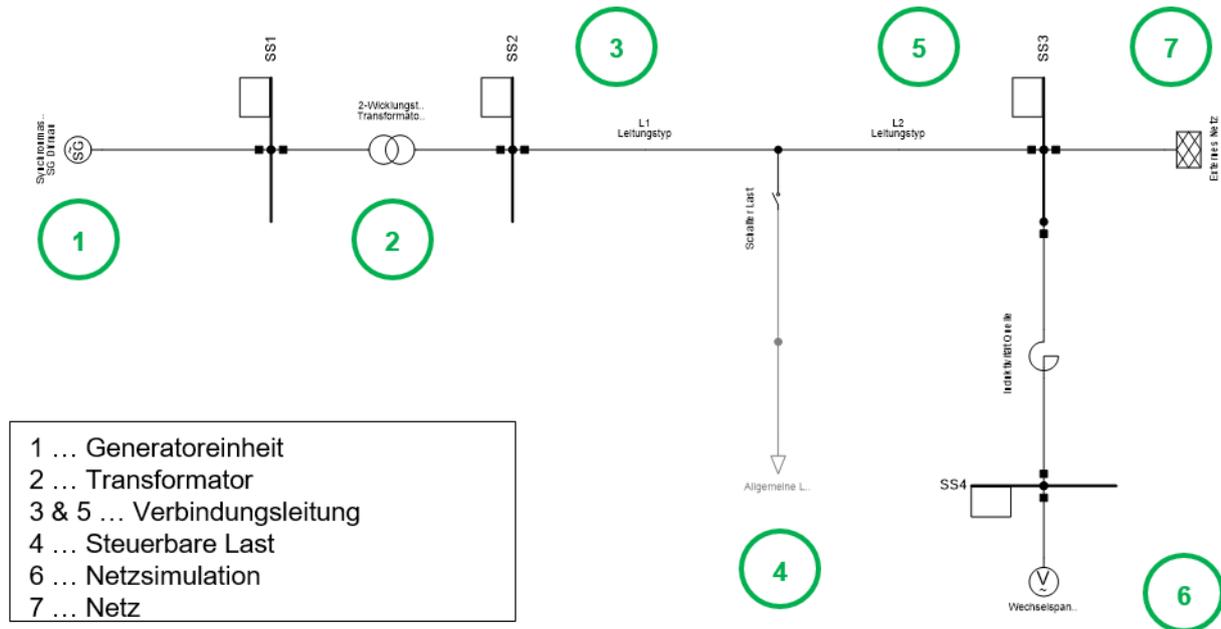


Abbildung 12: Topologie des Modells

Folgend werden die einzelnen Einstellungsparameter der jeweiligen Anlagengeräte erläutert. Für die nachstehenden Simulationen wurde die DIgSILENT PowerFactory Softwareversion 2020 SP1 verwendet.

Alle Parameter die verwendet werden, entsprechen einem Datensatz einer realen Stromerzeugungsanlage.

Generatoreinheit

In Abbildung 13 sind die eingestellten Parameter der Generatoreinheit dargestellt. Zusätzlich zu diesen Daten folgen die Generatorbemessungsdaten:

- Bemessungsscheinleistung $S_r = 1,314 \text{ MVA}$
- Leistungsfaktor $\cos(\varphi_r) = 0,85$
- Bemessungsspannung $U_r = 690 \text{ V}$
- Bemessungsdrehzahl $n_r = 1000 \text{ U/min}$
- Übersetzung des Getriebes $\ddot{u} = 1000 \text{ rpm} / 150 \text{ rpm} = 6,67$

Die Berechnung der gesamten Trägheitskonstante beruht auf die Summation der einzelnen Trägheitskonstanten von Generator, Getriebe und Turbine.

- Trägheitskonstante Generator $J_{Gen} = 76 \text{ kgm}^2$
- Trägheitskonstante Getriebe $J_{Get} = 16,5 \text{ kgm}^2$
- Trägheitskonstante Turbine $J_{Tur} = 1110 \text{ kgm}^2$

$$J_{Ges} = J_{Gen} + J_{Get} + \frac{J_{Tur}}{\ddot{u}^2} = 76 \text{ kgm}^2 + 16,5 \text{ kgm}^2 + \frac{1110 \text{ kgm}^2}{6,67^2} = 117,5 \text{ kgm}^2 \quad (1)$$

$$H = \frac{1}{2} * \frac{J * \omega_m^2}{S_B} = \frac{1}{2} * \frac{117,5 \text{ kgm}^2 * \left(\frac{2 * \pi * 1000 \frac{U}{min}}{60}\right)^2}{1,314 \text{ MVA}} = 0,49 \text{ s} \quad (2)$$

Modell Standard Eingabeparameter Kurzschlussdaten

...ng in der d-Achse und eine Dämpferwicklung in der q-Achse)

Massenträgheit

Eingabeart Trägheitskonstante H (bezogen auf Sgn)

Trägheitskonstante H (bezogen auf Sgn) s

Ständerparameter

rstr p.u.

xl p.u.

Synchrone Reaktanzen

xd p.u.

xq p.u.

Läufer-Typ

Schenkelpol

Vollpol

Läufer Koppelreaktanzen

xrld p.u.

xrlq p.u.

Transiente Zeitkonstanten

Td0' s

Transiente Reaktanzen

xd' p.u.

Subtransiente Zeitkonstanten

Td0'' s

Tq0'' s

Subtransiente Reaktanzen

xd'' p.u.

xq'' p.u.

Nullsystemdaten

Reaktanz x0 p.u.

Widerstand r0 p.u.

Gegensystemdaten

Reaktanz x2 p.u.

Widerstand r2 p.u.

Abbildung 13: Generatordaten

Zusätzlich verfügt der Generator über eine Sättigung, welche dem Verlauf in Abbildung 14 entnommen werden kann. Die Sättigung ist klar erkennbar ab einem Erregerstrom von knapp unter 1 pu.

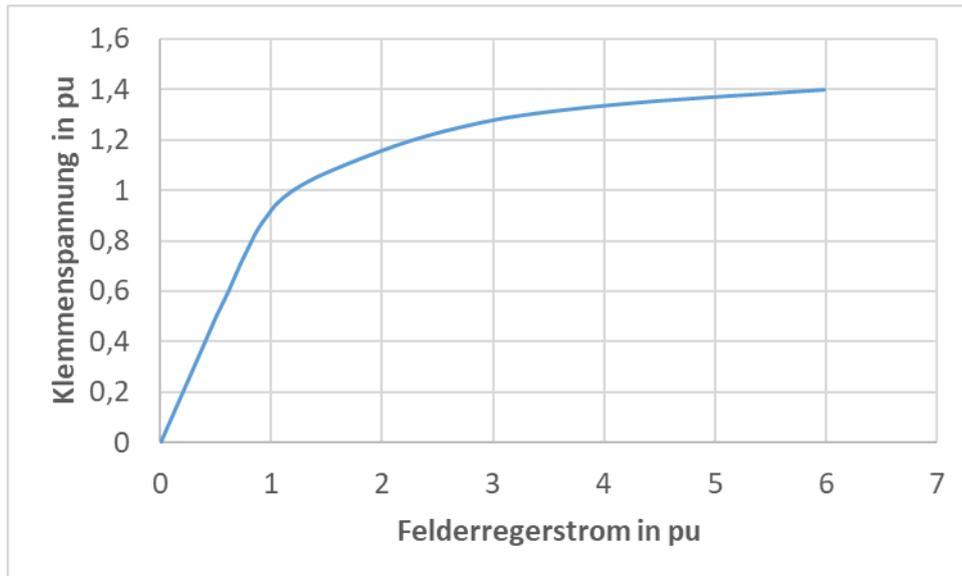


Abbildung 14: Leerlaufkennlinie des Generators

Weiteres wird additiv ein PQ-Diagramm mit Begrenzungen sowohl für die Bemessungsspannung als auch für den Bereich Bemessungsspannung $\pm 10\%$ verwendet, welches in Abbildung 15 zu sehen ist. Es stehen drei Kurven zur Verfügung, jede Kurve gibt die PQ-Grenzen in Abhängigkeit einer definierten Spannung vor. Der wesentliche Unterschied der Kennlinien befindet sich im untererregten Betrieb. Je größer die Spannung ist, desto mehr Blindleistung kann vom Netz bezogen werden.

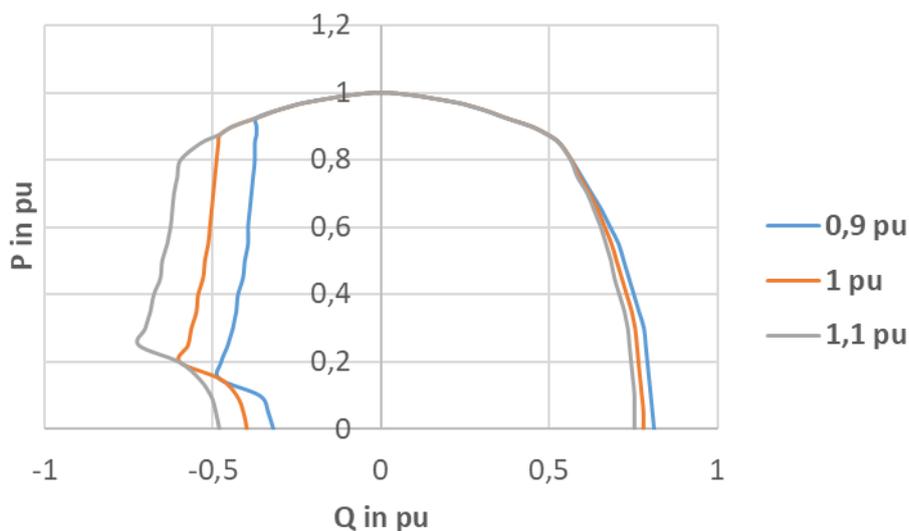


Abbildung 15: PQ-Diagramm des Generators mit spannungsabhängiger Begrenzung

Als Erregersystem wurde ein IEEE AC8B Regler verwendet. Es handelt sich um eine mitrotierende Erregermaschine, welche durch Thyristoren über ein digitales Signal angesteuert wird. In Abbildung 16 kann das verwendete Erregungssystem entnommen werden.

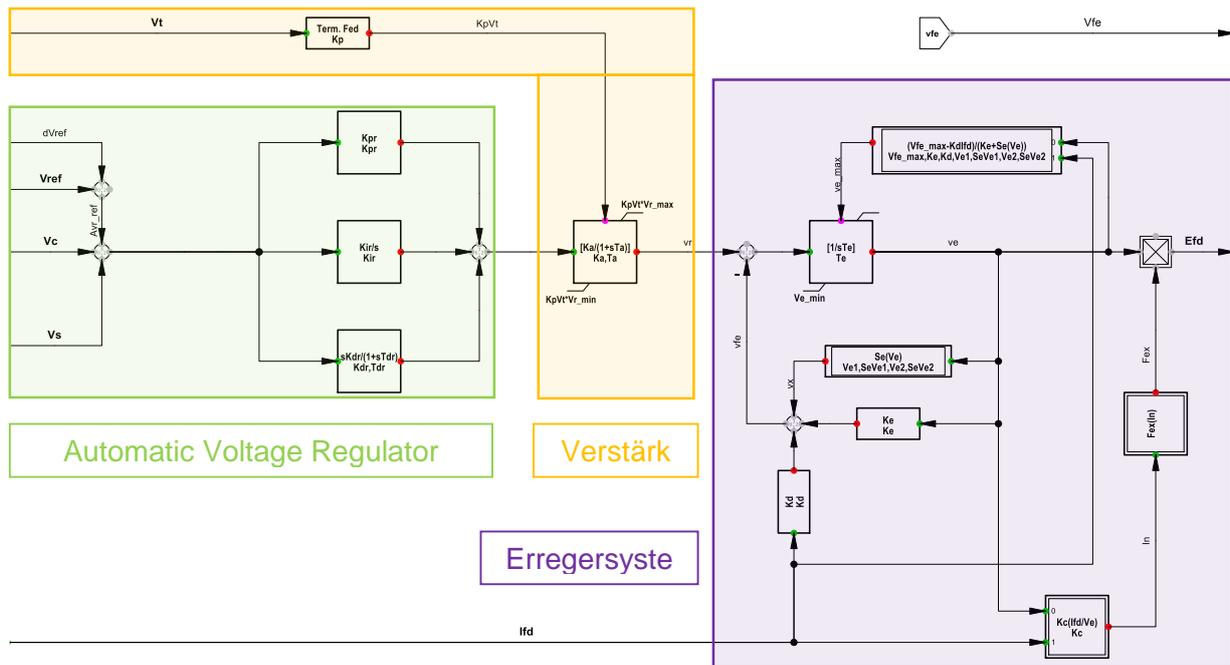


Abbildung 16: IEEE AC8B Erregersystem

Transformator

- Bemessungsfrequenz $f_r = 50$ Hz
- Bemessungscheinleistung $S_r = 1,6$ MVA
- Übersetzungsverhältnis $\ddot{u} = 690$ V/ 30300 V
- Schaltgruppe Dyn5
- Leerlaufverluste $P_{LL} = 1199$ W
- Kupferverluste $P_{Cu} = 13,95$ kW
- Kurzschlussspannung $u_k = 6$ %

Leitungen

Die Leitungen (3 & 5) werden als ideale Leitungen verwendet, in dem der induktive und resistive Wert der Leitung zu Null angesetzt werden. Somit kann die Verbindung zwischen Sammelschiene SS2 und SS3 als ideal angesehen werden.

Externes Netz

Das externe Netz wird als Slack-Knoten mit dem Referenzpunkt Sammelschiene SS3 verwendet.

- $S_{k,min} = 100$ MVA
- $S_{k,max} = 1000$ MVA
- $R/X = 0,1$

Induktivität für Netzsimulation

Bei der Methode mit regelbarer Spannungsquelle, muss die Netz-Kurzschlussimpedanz berechnet werden, um das externe Netz korrekt durch eine Spannungsquelle und eine Serienimpedanz darzustellen. Es werden nachfolgend die Kurzschlussimpedanzen sowohl für die minimale als auch für die maximale Kurzschlussleistung berechnet.

Berechnung der minimalen Kurzschlussimpedanz:

$$Z_{min} = \frac{c_{min} * U^2}{S_{k,max}''} = \frac{1 * (30000 V)^2}{1000 MVA} = 0,9 \Omega \quad (3)$$

$$X = \frac{c_{min} * U^2}{S_{k,max}'' * \sqrt{\left(\frac{R}{X}\right)^2 + 1}} = \frac{1 * (30000 V)^2}{1000 MVA * \sqrt{(0,1)^2 + 1}} = 0,896 \Omega \quad (4)$$

$$R = \left(\frac{R}{X}\right) * X = 0,1 * 0,896 = 0,09 \Omega \quad (5)$$

Berechnung der maximalen Kurzschlussimpedanz:

$$Z_{max} = \frac{c_{max} * U^2}{S_{k,min}''} = \frac{1,1 * (30000 V)^2}{100 MVA} = 9,9 \Omega \quad (6)$$

$$X = \frac{c_{max} * U^2}{S_{k,max}'' * \sqrt{\left(\frac{R}{X}\right)^2 + 1}} = \frac{1,1 * (30000 V)^2}{100 MVA * \sqrt{(0,1)^2 + 1}} = 9,851 \Omega \quad (7)$$

$$R = \left(\frac{R}{X}\right) * X = 0,1 * 9,851 = 0,985 \Omega \quad (8)$$

In Abbildung 17 ist der Verlauf der Netzimpedanz in Abhängigkeit der Netz-Kurzschlussleistung zu sehen. Es weist sich ein 1/x Verlauf auf.

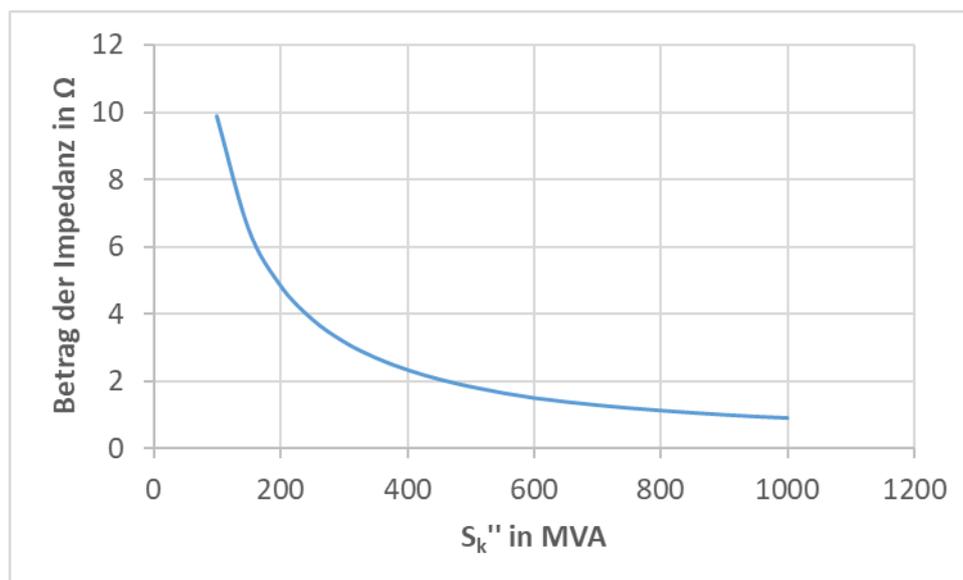


Abbildung 17: Verlauf der Impedanz in Abhängigkeit der Netz-Kurzschlussleistung

5 Ergebnisse der Simulationen

Im folgenden Kapitel 5 werden die Ergebnisse dargestellt, welche durch den verschiedenen Simulationsmethoden gewonnen wurden.

Folgend in Tabelle 1 ist eine Tabellenauflistung der in 5.1 und 5.2 durchgeführten Simulationen, welche in den Unterpunkten 5.1.1, 5.1.2 und 5.2.1 in Diagrammen und Beschreibungen festgehalten werden.

Tabelle 1: Tabellenauflistung der durchgeführten Simulationen

Relevante Größe	In Abhängigkeit von	Simulationsart		
		resistiv	induktiv	Spannungsquelle
CCT im PQ-Diagramm	P und Q	x	x	x
Maximaler Polradwinkel	Sk'' bei R/X = 0,1	x	x	x
	Sk'' bei R/X = 0,5	x	x	x
	R/X bei Sk'' = 100 MVA	x	x	x
	R/X bei Sk'' = 500 MVA	x	x	x
Minimaler Polradwinkel	Sk'' bei R/X = 0,1	x	x	x
	Sk'' bei R/X = 0,5	x	x	x
	R/X bei Sk'' = 100 MVA	x	x	x
	R/X bei Sk'' = 500 MVA	x	x	x
Stationärer Polradwinkel	Sk'' bei R/X = 0,1	x	x	x
	Sk'' bei R/X = 0,5	x	x	x
	R/X bei Sk'' = 100 MVA	x	x	x
	R/X bei Sk'' = 500 MVA	x	x	x

5.1 Spannungseinbruch mit Hilfe einer steuerbaren Last zur Simulation einer variablen Fehlerimpedanz und Variation der Kurzschlussimpedanz des Netzes

5.1.1 Spannungseinbruch mithilfe einer resistiven Fehlerimpedanz auf 0,3 pu

Es wird zum besseren Verständnis der Simulationsart noch einmal auf die Erklärungen im Kapitel 3.1 hingewiesen. Um die Korrektheit der Simulation zu gewährleisten, wird bei einem beliebigen Betriebspunkt eine Simulation durchgeführt und die wesentlichen Ergebnisse aus der Simulation rechnerisch überprüft. Es wurde der folgende Betriebspunkt für die Überprüfung eingestellt, welcher auch der Abbildung 18 entnommen werden kann:

Generator

- Generatorleistung $S_{\text{Betrieb}} = 1,314 \text{ MVA}$
- Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 1$

Externes Netz

- Kurzschlussleistung $S_k = 100 \text{ MVA}$
- Widerstandsverhältnis $R/X = 0,1$

Simulationsdaten

- Fehlereintrittszeit $t_{\text{ein}} = 0,5 \text{ s}$
- Fehlerklärungszeitpunkt $t_{\text{aus}} = 0,65 \text{ s}$

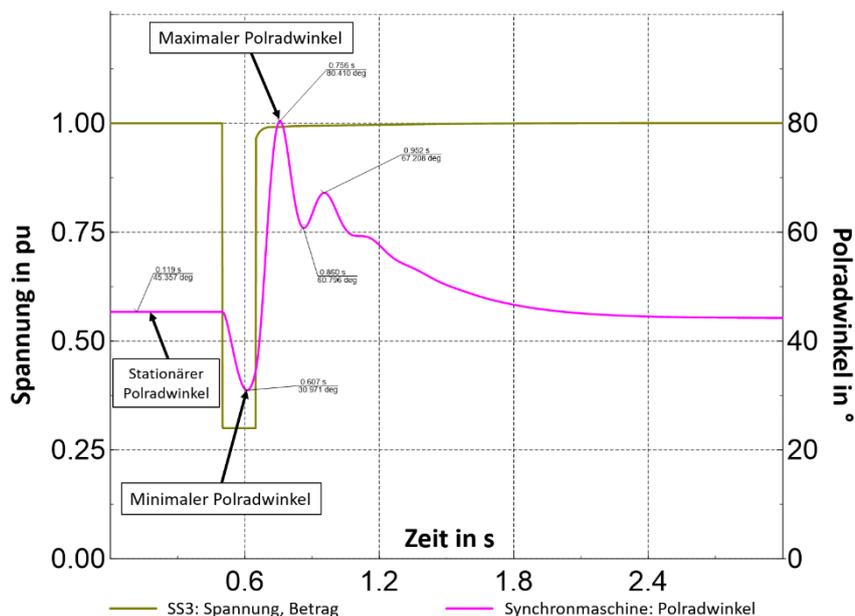


Abbildung 18: Arbeitspunkt für die Verifizierung von stationären und transienten Polradwinkel

Um den stationären Polradwinkel zu überprüfen, wird folgende Rechnung angesetzt:

Synchrone Längsreaktanz $x_d = 2,426 \text{ pu}$

Synchrone Querreaktanz $x_q = 1,137 \text{ pu}$

Berechnung des Bemessungsstromes:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1,314 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 690 \text{ V}} = 1099,48 \text{ A} \quad (9)$$

Normierung der Klemmenspannung des Generators:

$$u_1 = \frac{U_1}{U_B} = \frac{706,88 \text{ V}}{690 \text{ V}} = 1,0244 \text{ pu} \quad (10)$$

Normierung des Generatorstromes:

$$i_1 = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \lambda} \cdot \frac{1}{I_B} = \frac{1,117 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 706,88 \text{ V} \cdot 1} \cdot \frac{1}{1099,48 \text{ A}} = 0,8297 \text{ pu} \quad (11)$$

Berechnung des Verschiebungswinkels:

$$\varphi = \arccos(\lambda) = \arccos(1) = 0 \quad (12)$$

Ermittlung des stationären Polradwinkels:

$$\delta = \arctan\left(\frac{x_q \cdot i_1 \cdot \cos(\varphi)}{u_1 + x_q \cdot i_1 \cdot \sin(\varphi)}\right) = \arctan\left(\frac{1,137 \text{ pu} \cdot 0,8297 \text{ pu} \cdot \cos(0)}{1,0244 \text{ pu} + 1,137 \text{ pu} \cdot 0,8297 \text{ pu} \cdot \sin(0)}\right) = 42,64^\circ \quad (13)$$

Der gemessene stationäre Winkel aus der Simulation beträgt $45,36^\circ$. Es liegt eine Differenz von $2,7^\circ$ vor, welche durchaus als akzeptabel gewertet werden kann. Somit wurde durch die Rechnung die Richtigkeit des stationären Polradwinkels belegt.

Weiteres wird der Kippwinkel bei dieser Konstellation berechnet:

Ermittlung der normierten Stromkomponente in d-Richtung:

$$i_d = i_1 \cdot \sin(\delta + \varphi) = 0,8297 \text{ pu} \cdot \sin(42,64^\circ + 0^\circ) = 0,562 \text{ pu} \quad (14)$$

Berechnung der normierten Polradspannung:

$$u_p = u_1 \cdot \cos(\delta) + i_d \cdot x_d = 1,0244 \text{ pu} \cdot \cos(42,64^\circ) + 0,562 \text{ pu} \cdot 2,426 \text{ pu} = 2,117 \text{ pu} \quad (15)$$

Leistungsgleichung von Schenkelpolmaschinen:

$$p(\delta) = \frac{u_1 \cdot u_p}{x_d} \cdot \sin(\delta) + \frac{u_1^2}{2} \cdot \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d}\right) \cdot \sin(2\delta) \quad (16)$$

Die Lösung dieses Problems führt über eine Nullstellenberechnung zur Form einer quadratischen Lösung:

$$y = \frac{1}{2} * (-\alpha \pm \sqrt{2 + \alpha^2}) \quad \text{mit} \quad \alpha = \frac{1}{2} * \frac{u_p}{u_1} * \frac{x_q}{x_d - x_q} \quad (17)$$

$$\alpha = \frac{1}{2} * \frac{u_p}{u_1} * \frac{x_q}{x_d - x_q} = \frac{1}{2} * \frac{2,117 \text{ pu}}{1,0244 \text{ pu}} * \frac{1,137 \text{ pu}}{2,426 \text{ pu} - 1,137 \text{ pu}} = 0,9114 \quad (18)$$

$$y_1 = \frac{1}{2} * (-\alpha + \sqrt{2 + \alpha^2}) = \frac{1}{2} * (-0,9114 + \sqrt{2 + 0,9114^2}) = 0,3855 \quad (19)$$

$$y_2 = \frac{1}{2} * (-\alpha - \sqrt{2 + \alpha^2}) = \frac{1}{2} * (-0,9114 - \sqrt{2 + 0,9114^2}) = -1,2969 \quad (20)$$

Ermittlung des Kippwinkels:

$$\delta_k = \arccos(y_1) = \arccos(0,3855) = 67,14^\circ \quad (21)$$

5.1.1.1 Critical fault clearing time

In Abbildung 19 ist das PQ-Diagramm des Generators gegeben. Das zweidimensionale Diagramm enthält drei Dimensionen. Auf der x-Achse ist die Blindleistung im Erzeuger Bezugssystem gegeben, während auf der y-Achse die Wirkleistung aufgetragen ist. Die Farbskalierung beinhaltet die dritte Dimension des Diagrammes, welche die Höhe der critical fault clearing time widerspiegelt. Zusätzlich sind Isolinien dargestellt, welche eine konstante CCT repräsentieren. Die Simulation startet bei einer Wirkleistung von $P = 0,1 \text{ MW}$ und verläuft in $0,1 \text{ MW}$ Schritten bis inclusive $P = 1,1 \text{ MW}$, während die Blindleistung von $Q = -0,8 \text{ Mvar}$ in $0,1 \text{ Mvar}$ Schritten bis 1 Mvar simuliert wird.

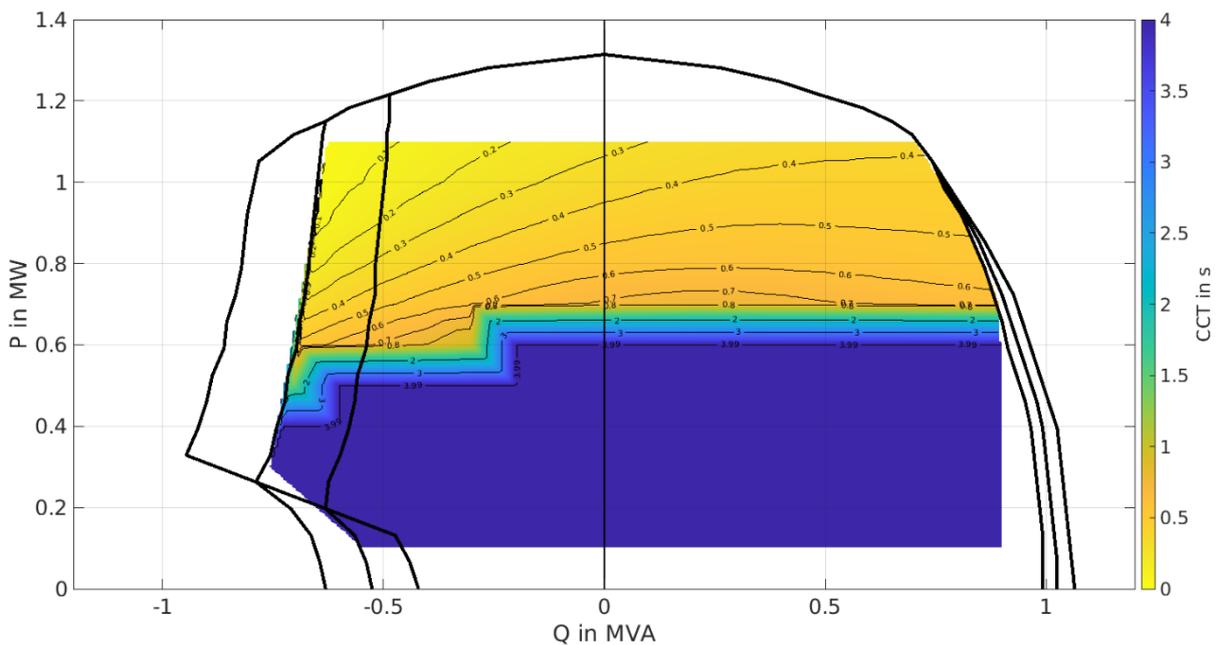


Abbildung 19: PQ-Diagramm mit spannungsabhängiger Blindleistungsbegrenzung und CCT bei resistiver Fehlerimpedanz

Es kann eindeutig ermittelt werden, dass der kritische Bereich sich im untererregten Bereich, vor allem im untererregten Betrieb mit maximaler Leistung befindet (oben links). Im dunkelblauen Bereich, welcher mit vier Sekunden die größte fault clearing time repräsentiert, bleibt das System während der gesamten Fehlerzeit stabil und es stellt sich ein neuer stationärer Wert des Polradwinkels ein. Dementsprechend wird nach vier Sekunden der Fehler geklärt, da eine längere Fehlerzeit keinen Sinn machen würde, da das System keine Instabilität erreichen kann.

Dieses Verhalten war auch zum Erwarten, weil der stationäre Polradwinkel einerseits im untererregten Betrieb größer ist als im übererregten Betrieb, andererseits ist der Erregerstrom und damit die für die Stabilität wichtige Polradspannung im untererregten Betrieb kleiner als im übererregten Betrieb, wodurch die transiente Stabilität benachteiligt wird.

5.1.1.2 Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung

In Abbildung 20 und Abbildung 21 ist der Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung aufgetragen. Es ist ersichtlich, dass der Polradwinkel bei gleichbleibendem Betriebspunkt mit Erhöhung der Kurzschlussleistung des Netzes leicht zunimmt.

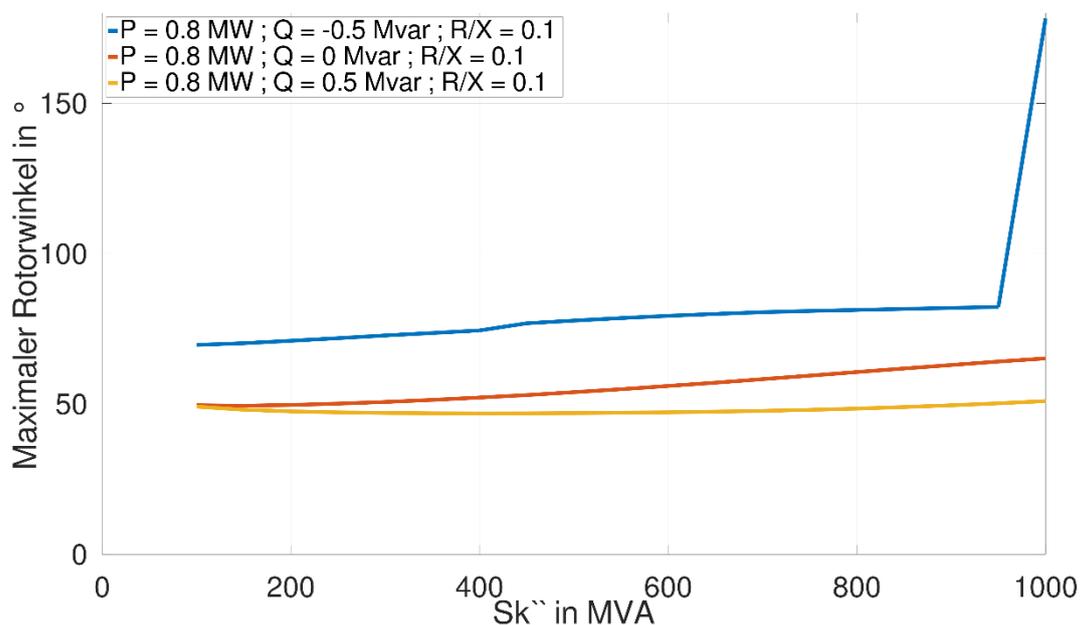


Abbildung 20: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,1$ Verhältnis bei resistiver Fehlerimpedanz

Zusätzlich kann in Abbildung 20 erkannt werden, dass im untererregten Fall (blaue Kennlinie) ab einer Kurzschlussleistung von über 900 MVA der Generator instabil wird.

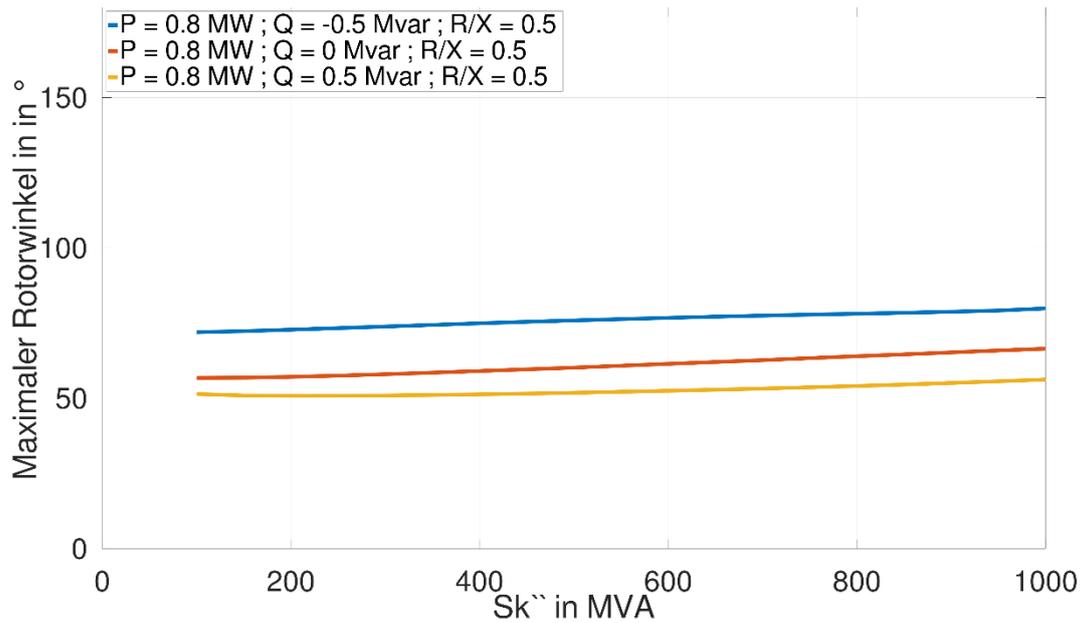


Abbildung 21: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,5$ Verhältnis bei resistiver Fehlerimpedanz

Wird das R/X -Verhältnis von 0,1 auf 0,5 erhöht, so bleibt zwar der leichte Anstieg des maximalen Polradwinkels, jedoch kommt es bei größeren Kurzschlussleistungen zu keiner Instabilität. Vor allem tritt hier die Instabilität im untererregten Fall auf, da hier sowohl der stationäre Winkel größer ist als auch die Erregung kleiner ist, im Vergleich zum übererregten Fall, welcher sich in beiden Diagrammen als stabil erweist.

5.1.1.3 Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung

In Abbildung 22 und Abbildung 23 ist der minimale Polradwinkel in Abhängigkeit der netzseitigen Kurzschlussleistung aufgetragen. Zu sehen ist, dass mit steigender Kurzschlussleistung der minimale auftretende Polradwinkel größer wird.

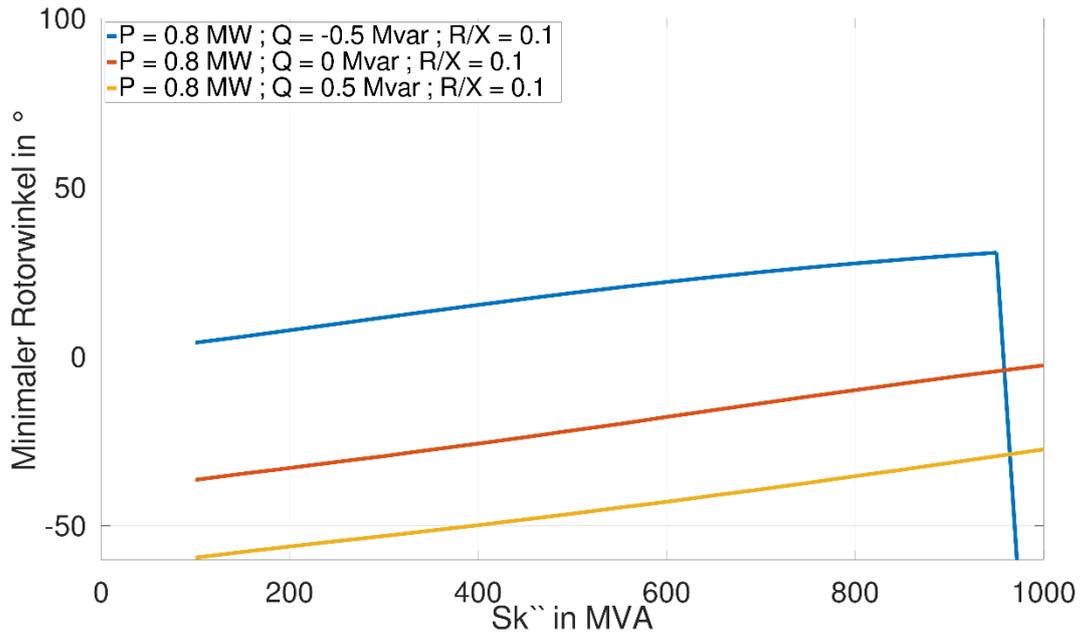


Abbildung 22: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,1$ Verhältnis bei resistiver Fehlerimpedanz

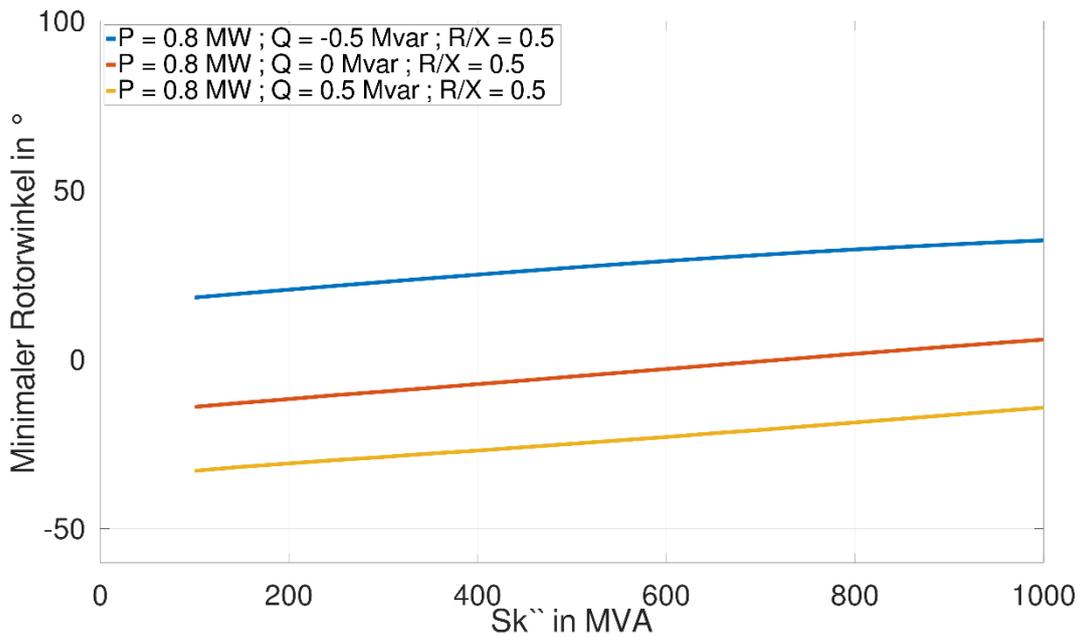


Abbildung 23: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,5$ Verhältnis bei resistiver Fehlerimpedanz

Es ist damit ersichtlich, dass der Back-Swing Effekt, d. h. das unmittelbar nach Fehlereintritt zu beobachtende leichte Absinken des Polradwinkels, mit sinkendem R/X Verhältnis der Netzimpedanz sowie sinkender Netzkurzschlussleistung stärker ausgeprägt ist.

5.1.1.4 Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung

In Abbildung 24 und Abbildung 25 ist der stationäre Polradwinkel in Abhängigkeit der netzseitigen Kurzschlussleistung zu sehen. Es ist ersichtlich, dass sich stationäre Polradwinkel mit steigender Kurzschlussleistung sich nicht ändert.

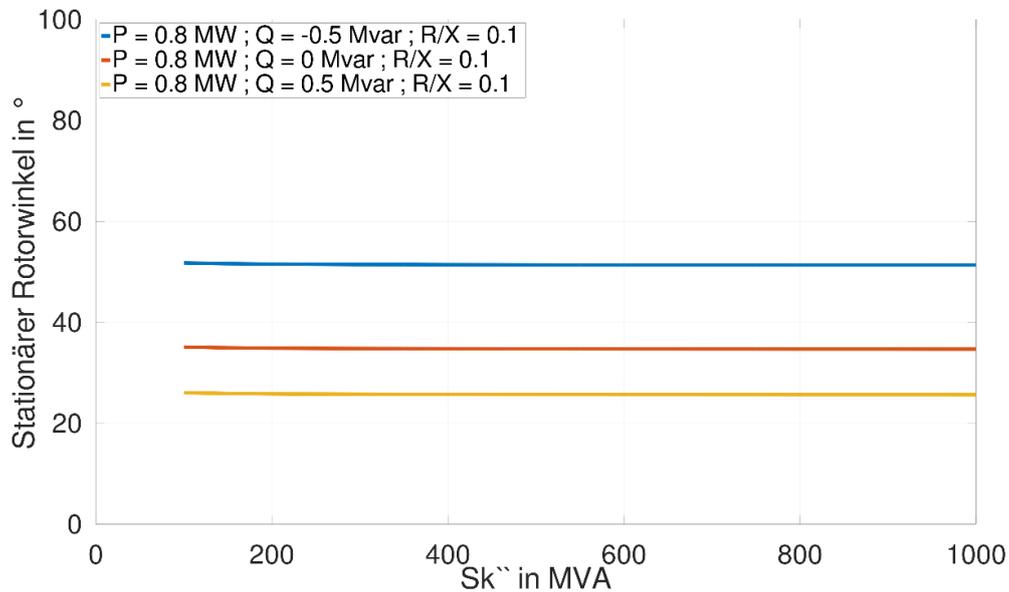


Abbildung 24: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,1$ Verhältnis bei resistiver Fehlerimpedanz

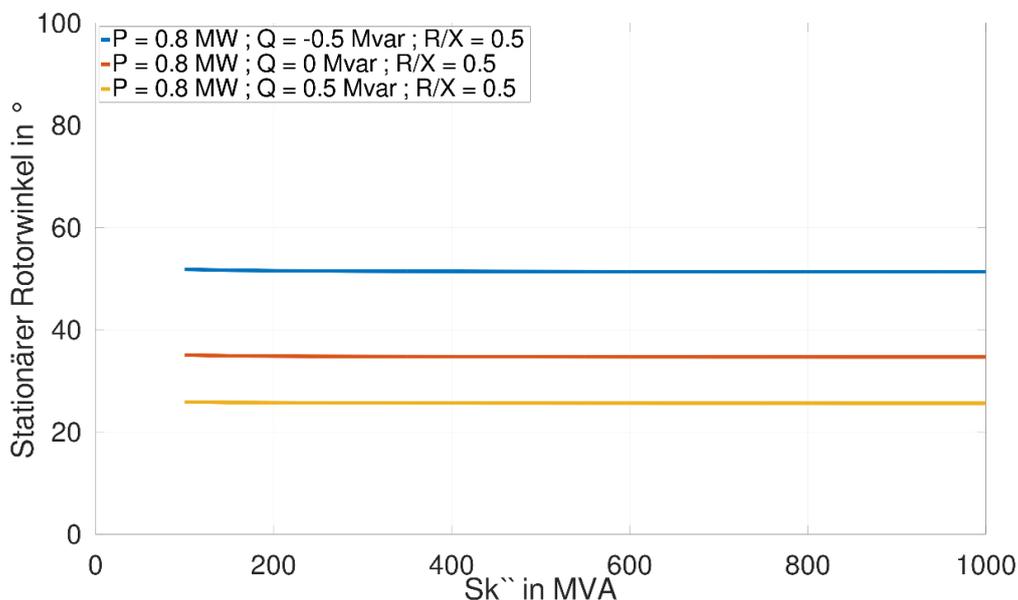


Abbildung 25: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,5$ Verhältnis bei resistiver Fehlerimpedanz

Werden die zwei Diagramme verglichen, so kann auch kein wesentlicher Unterschied festgestellt werden. Es kann somit ausgegangen werden, dass der stationäre Polradwinkel

weder markant von der netzseitigen Kurzschlussleistung noch von dem gewählten R/X Verhältnis abhängig ist.

5.1.1.5 Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses

In Abbildung 26 und Abbildung 27 ist der maximale Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses zu sehen. Es ist eindeutig ersichtlich, dass der maximale Polradwinkel mit steigendem R/X Verhältnis sich nicht markant ändert und somit ein stabilerer Betrieb gewährleistet wird. Eine Ausnahme stellt der Betrieb des Generators mit reiner Wirkleistung, wo der maximale auftretende Polradwinkel einen leichten Anstieg aufweist.

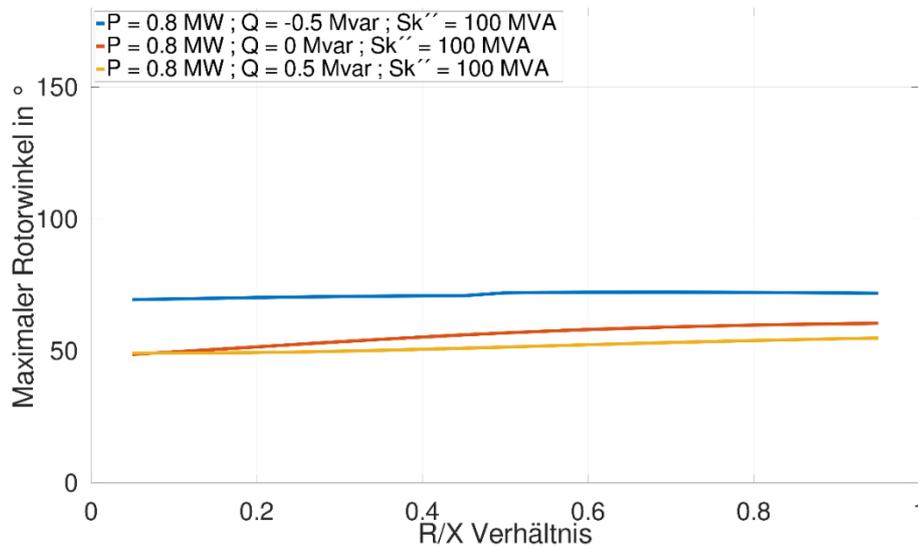


Abbildung 26: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $Sk'' = 100 \text{ MVA}$ bei resistiver Fehlerimpedanz

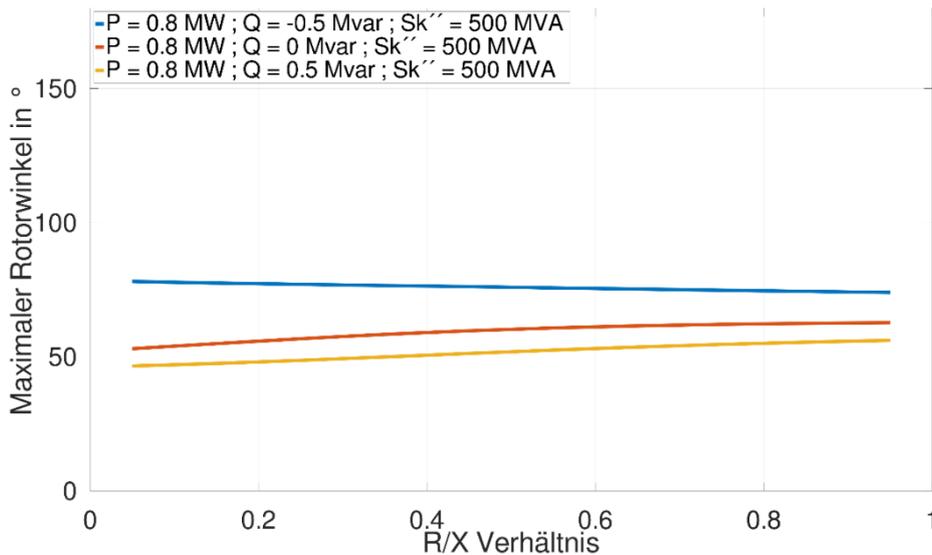


Abbildung 27: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $Sk'' = 500 \text{ MVA}$ bei resistiver Fehlerimpedanz

Werden die zwei Diagramme verglichen, so kann festgestellt werden, dass im untererregten Betrieb der maximale Polradwinkel leicht abnimmt und somit sein Verhalten in Gegensatz zu Abbildung 26 ändert.

5.1.1.6 Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses

In Abbildung 28 und Abbildung 29 ist der minimale Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses zu sehen. Es ist bemerkbar, dass mit steigendem R/X Verhältnis der minimale auftretende Polradwinkel gesteigert wird und somit der Back-Swing Effekt verkleinert wird.

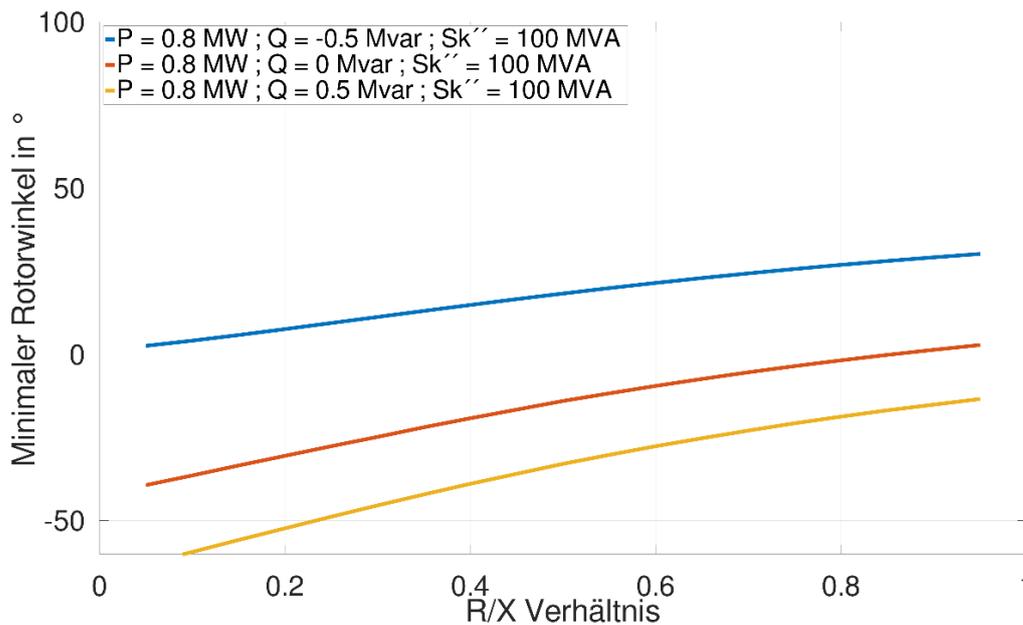


Abbildung 28: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $Sk'' = 100 \text{ MVA}$ bei resistiver Fehlerimpedanz

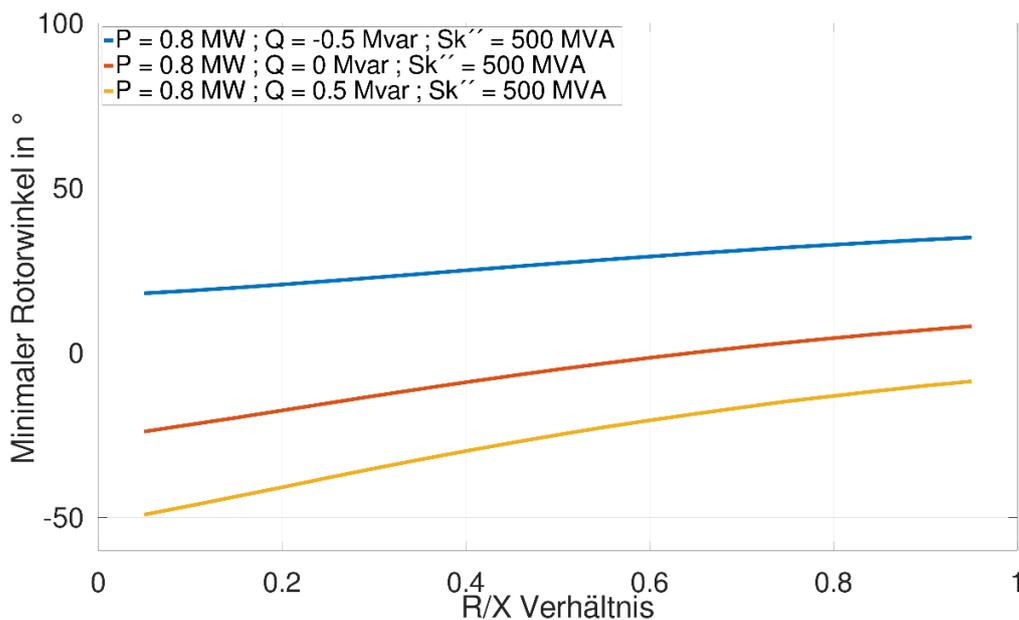


Abbildung 29: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $Sk'' = 500 \text{ MVA}$ bei resistiver Fehlerimpedanz

Der Vergleich der oben dargestellten Diagramme stellt fest, dass ein Unterschied in Bezug auf die Höhe der Winkel besteht. Wird die Kurzschlussleistung von 100 MVA auf 500 MVA erhöht, so werden die Kurven um einen Offset von circa 20° angehoben.

5.1.1.7 Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung

In Abbildung 30 und Abbildung 31 ist der stationäre Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses aufgetragen. Bemerkbar ist, dass in Abbildung 30 der stationäre Polradwinkel sich konstant verhält.

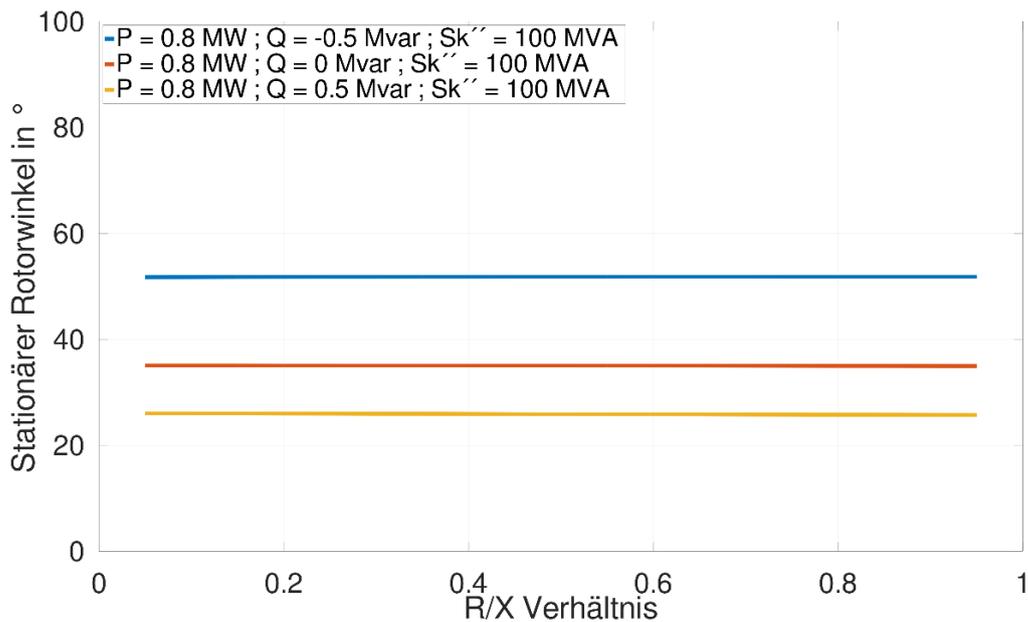


Abbildung 30: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_{k''} = 100$ MVA bei resistiver Fehlerimpedanz

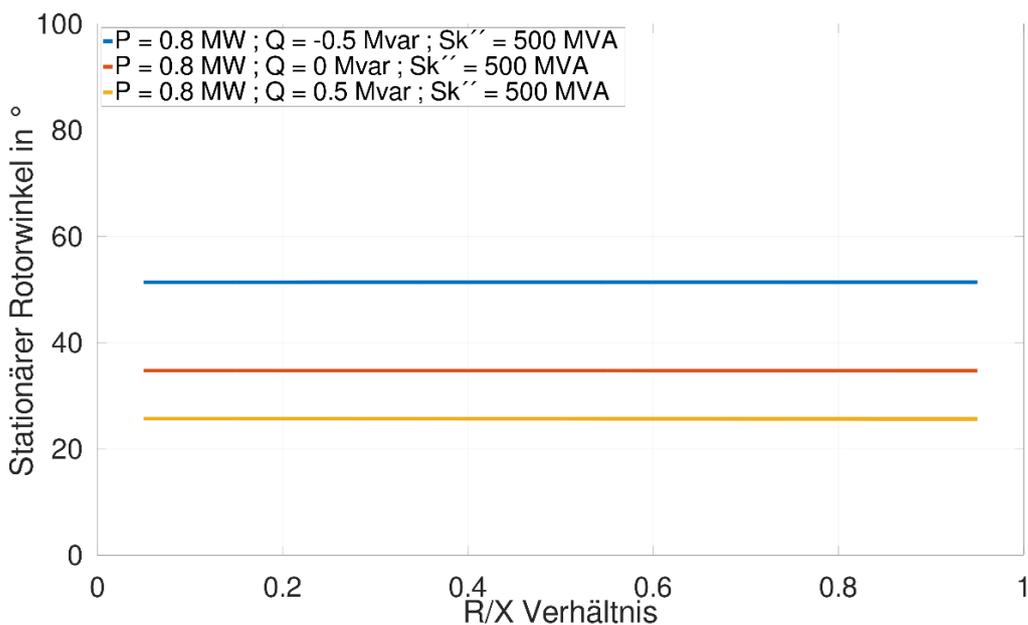


Abbildung 31: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_{k''} = 500$ MVA bei resistiver Fehlerimpedanz

5.1.1.8 Variation des Q/P-Verhältnisses der regelbaren Fehlerimpedanz

Es stellt sich die Frage, wie sich die Kombinationen von der reinen resistiven Fehlerimpedanz und reinen induktiven Fehlerimpedanz auf die Stabilität des Systems auswirken. Dementsprechend wurde, wie in Abbildung 32 zu sehen, der Einfluss des Q/P-Verhältnisses auf die critical fault clearing time sowohl für den untererregten als auch den übererregten Fall untersucht.

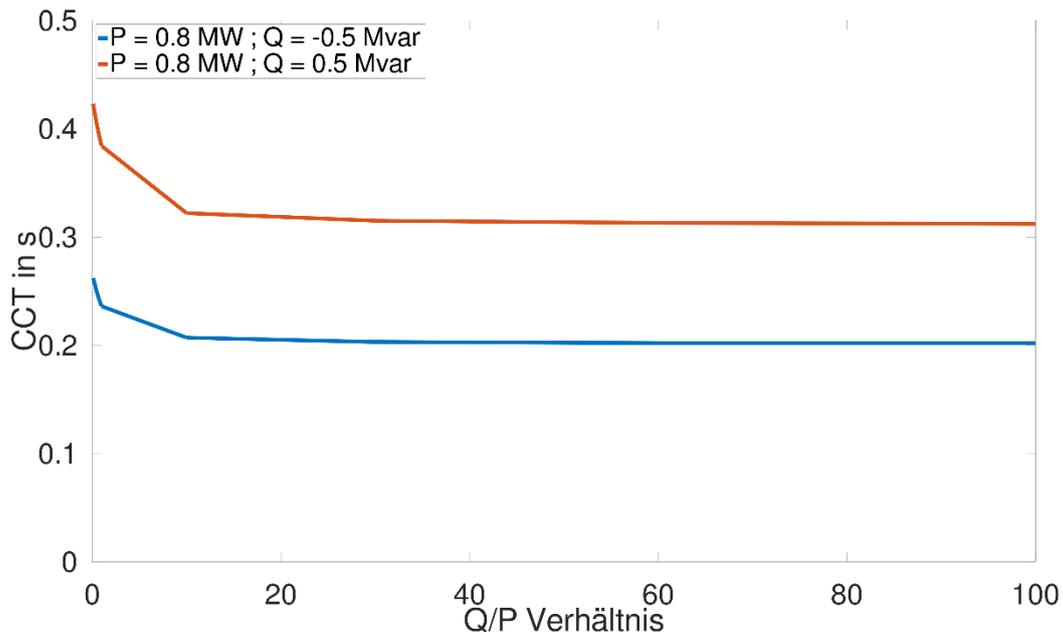


Abbildung 32: Critical fault clearing time in Abhängigkeit des Q/P Verhältnisses der Fehlerimpedanz

Ersichtlich ist, dass besonders im Anfangsbereich ($Q/P \leq 10$) das Verhältnis einen starken Einfluss auf die critical fault clearing time aufweist. Der weiterfolgende Verlauf weist eine Annäherung an die CCT mit induktiver Blindleistung auf und es kommt zu keinen maßgebenden Veränderungen.

Wie der Abbildung 32 entnommen werden kann, ist der Wert der CCT deutlich geringer im untererregten als im übererregten Fall (Unterschied von circa 110 ms). Der Abfall bis zum Q/P-Verhältnis ≤ 10 ist im Fall eines übererregten Betriebs deutlich ausgeprägter als im untererregten Fall.

5.1.1.9 Analyse des Back-Swing-Effekts

Ein besonderer Effekt, welcher sich vor allem bei kleinen Maschinen maßgebend ausprägt, stellt der Back-Swing-Effekt dar, wie auch schon in 2.1.3 theoretisch erläutert. Dementsprechend wurde, wie in Abbildung 33 und Abbildung 34 dargestellt, die Auswirkung der Tiefe der Fehlerspannung auf den Back-Swing Polradwinkel sowohl im untererregten Zustand als auch im übererregten Zustand untersucht.

Ein Phänomen, welches sofort ersichtlich ist, ist die Tatsache, dass der Back-Swing-Effekt besonders bei der Methode mit resistiver Fehlerimpedanz ausgeprägt ist. Ein Grund dafür ist, dass die unidirektionalen Momente, welche die Abbremsung des Rotors hervorrufen, direkt proportional zu den ohmschen Verlusten i^2r sind.

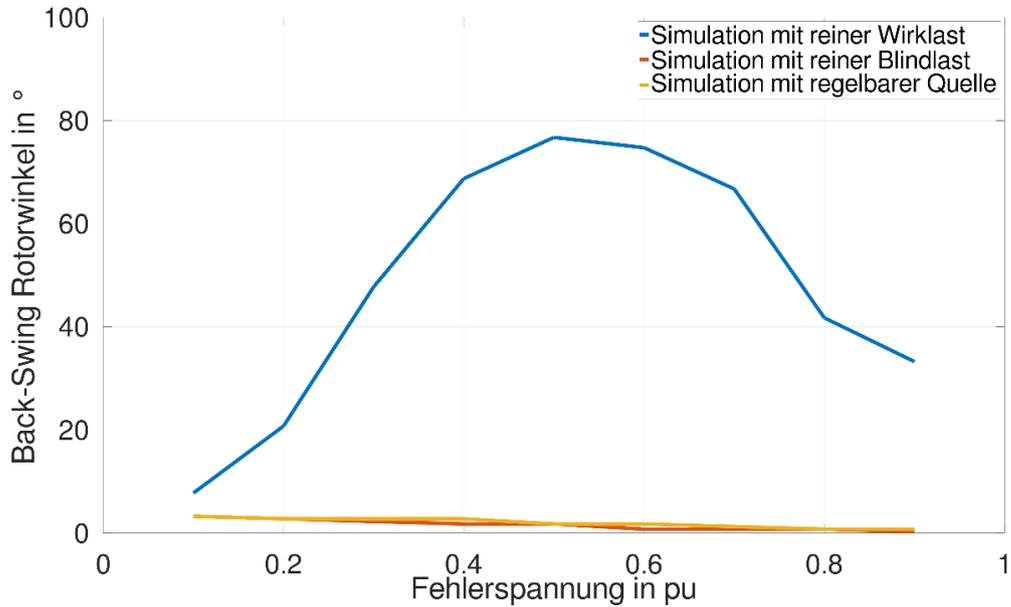


Abbildung 33: Back-Swing Polradwinkel in Abhängigkeit der Fehlerspannung für den untererregten Fall $P = 0,8 \text{ MW}$ und $Q = -0,5 \text{ Mvar}$

Weiteres fällt auf, dass der Winkel sich bis zu einem gewissen Peak-Wert steigt und anschließend wieder einen abfallenden Verlauf aufweist. Im Falle des untererregten Zustandes, befindet sich der Peak-Wert im Fehlerspannungsbereich $[0,4 \dots 0,6]$ per unit,

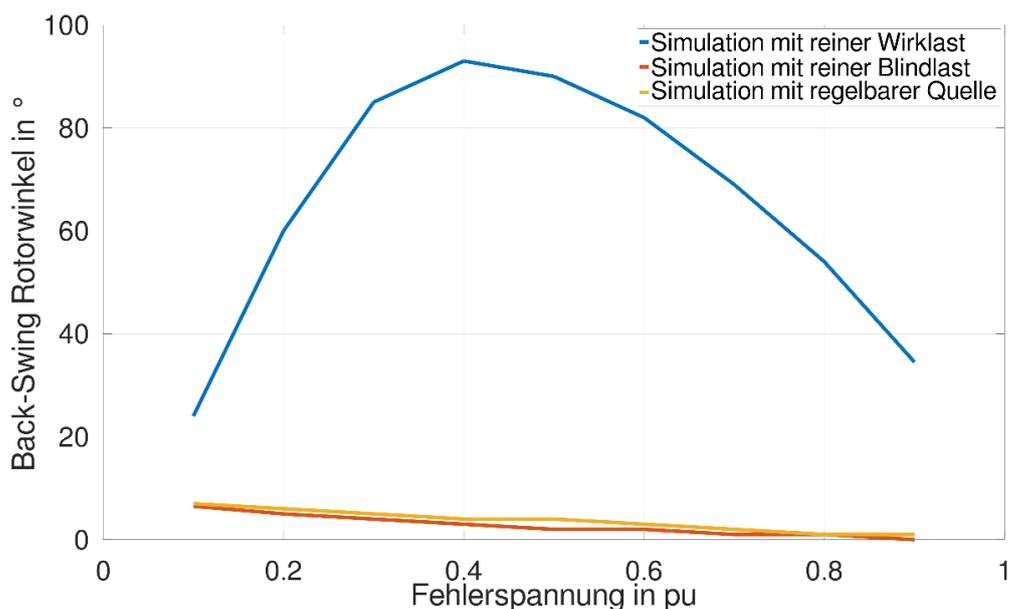


Abbildung 34: Back-Swing Polradwinkel in Abhängigkeit der Fehlerspannung für den übererregten Fall $P = 0,8 \text{ MW}$ und $Q = 0,5 \text{ Mvar}$

während im übererregten Betrieb, der Peak-Wert in Richtung kleinerer Fehlerspannung sich bewegt. Somit hängt die Auswirkung des Back-Swing-Effektes auch davon ab, welchen Wert die Fehlerspannung beträgt.

5.1.2 Spannungseinbruch mithilfe einer induktiven Fehlerimpedanz auf 0,3 pu

Es wird zum besseren Verständnis der Simulationsart noch einmal auf die Erklärungen im Kapitel 3.1 hingewiesen.

5.1.2.1 Critical fault clearing time

In Abbildung 35 ist das PQ-Diagramm des Generators gegeben. Das zweidimensionale Diagramm enthält drei Dimensionen. Auf der x-Achse ist die Blindleistung im Erzeugerbezugssystem gegeben, während auf der y-Achse die Wirkleistung aufgetragen ist. Die Farbskalierung beinhaltet die dritte Dimension des Diagrammes, welche die Höhe der critical fault clearing time widerspiegelt. Zusätzlich sind Isolinien dargestellt, welche eine konstante CCT repräsentieren. Die Simulation startet bei einer Wirkleistung von $P = 0,1$ MW und verläuft in 0,1 MW Schritten bis inclusive $P = 1,1$ MW, während die Blindleistung von $Q = -0,8$ Mvar in 0,1 Mvar Schritten bis 1 Mvar simuliert wird.

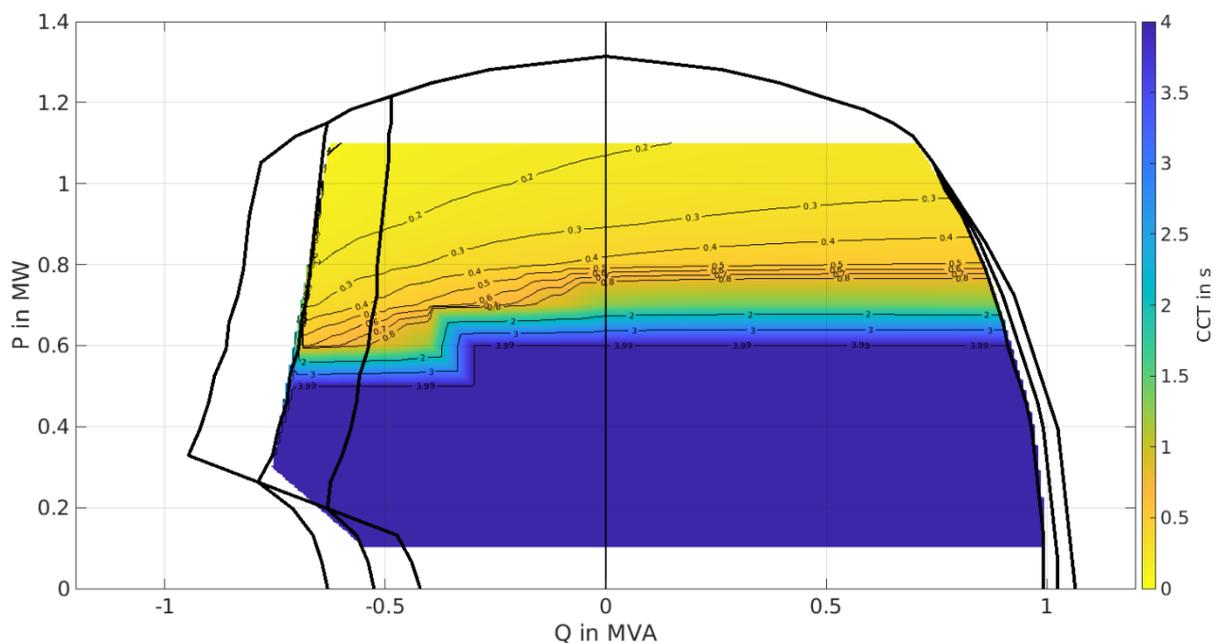


Abbildung 35: PQ-Diagramm mit spannungsabhängiger Blindleistungsbegrenzung und CCT bei induktiver Fehlerimpedanz

Es kann eindeutig ermittelt werden, dass der kritische Bereich sich im untererregten Bereich, vor allem im untererregten Betrieb mit maximaler Leistung befindet (oben links). Im dunkelblauen Bereich, welcher mit vier Sekunden die größte fault clearing time repräsentiert, bleibt das

System während der gesamten Fehlerzeit stabil und es stellt sich ein neuer stationärer Wert des Polradwinkels ein. Dementsprechend wird nach vier Sekunden der Fehler geklärt, da eine längere Fehlerzeit keinen Sinn machen würde, da das System keine Instabilität erreichen kann.

Dieses Verhalten war auch zum Erwarten, weil der stationäre Polradwinkel einerseits im untererregten Betrieb größer ist als im übererregten Betrieb, andererseits ist der Erregerstrom und damit die für die Stabilität wichtige Polradspannung im untererregten Betrieb kleiner als im übererregten Betrieb, wodurch die transiente Stabilität benachteiligt wird.

5.1.2.2 Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung

In Abbildung 36 und Abbildung 37 sind die Werte der maximalen Polradwinkeln in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung vom Netz aufgetragen. Ersichtlich ist, dass sowohl bei einem R/X-Verhältnis von 0,1 als auch bei einem R/X-Verhältnis von 0,5 der Wert des maximalen Polradwinkels zunimmt.

Dies bedeutet, dass der Peak-Wert des Polradwinkels bei der Simulationsmethode mit induktiver Fehlerimpedanz sich in Abhängigkeit der netzseitigen Kurzschlussleistung befindet.

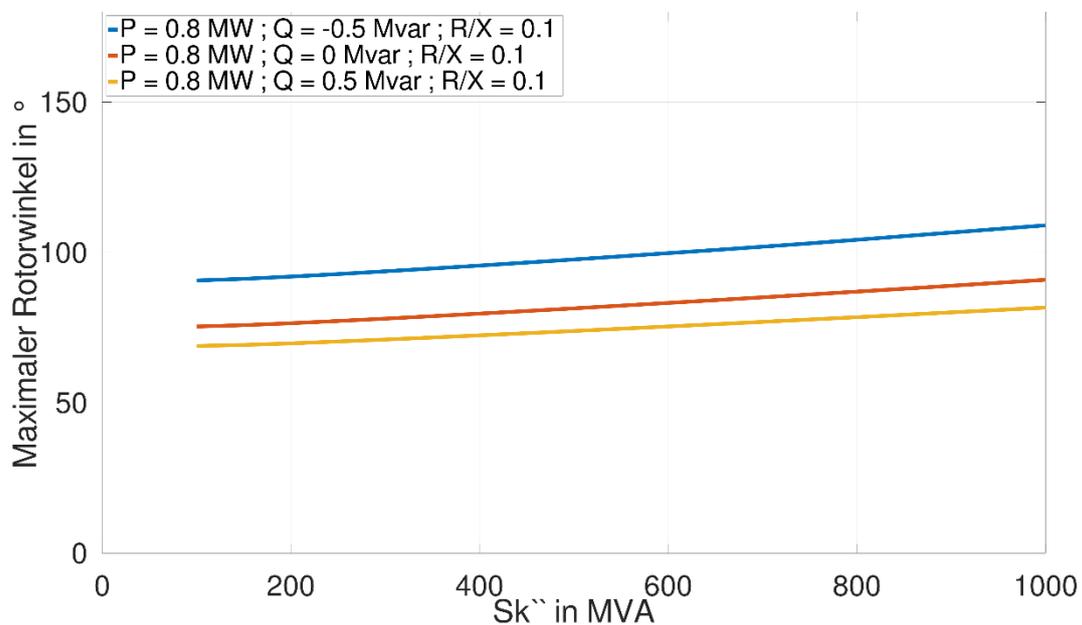


Abbildung 36: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei R/X = 0.1 Verhältnis bei induktiver Fehlerimpedanz

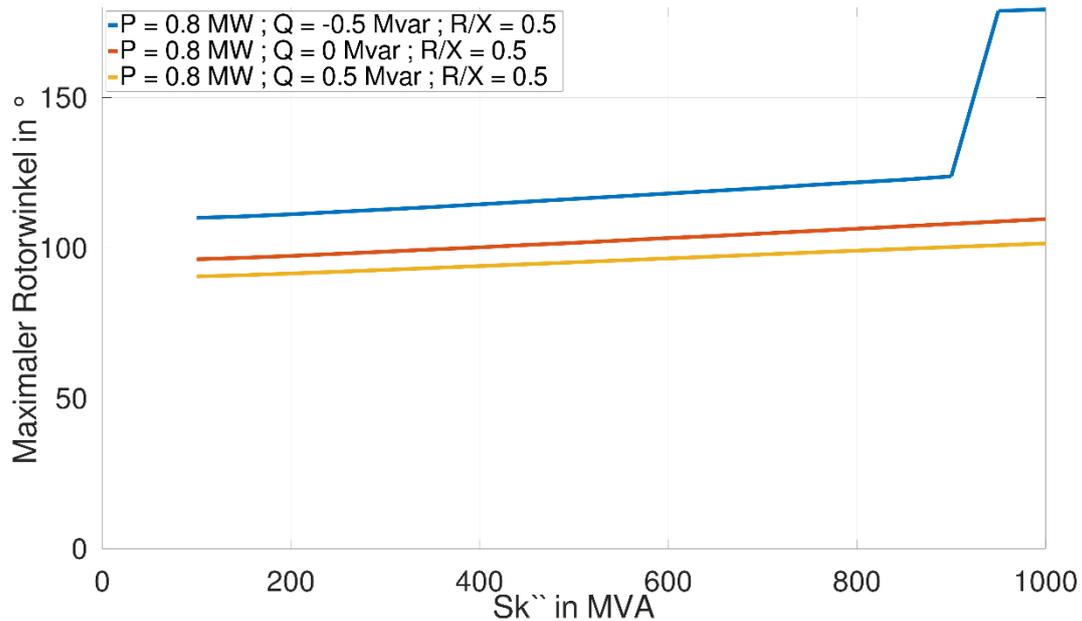


Abbildung 37: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0.5$ Verhältnis bei induktiver Fehlerimpedanz

Bemerkenswert ist jedoch, dass durch die Erhöhung des konstanten R/X -Verhältnisses von 0,1 auf 0,5 die Kurven um einen konstanten Offset von circa 25° erhöht werden. In Abbildung 37 ist ab einer Kurzschlussleistung von 900 MVA die Instabilität, wie in den vorherigen Diagrammen ersichtlich.

5.1.2.3 Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung

In Abbildung 38 und Abbildung 39 ist der minimale Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung aufgetragen.

Wie auch aufgrund der Untersuchung des Verhaltens des Back-Swing-Effekts erwartet, verhält sich der minimale Polradwinkel relativ konstant im Falle einer Variation der Kurzschlussleistung des Netzes.

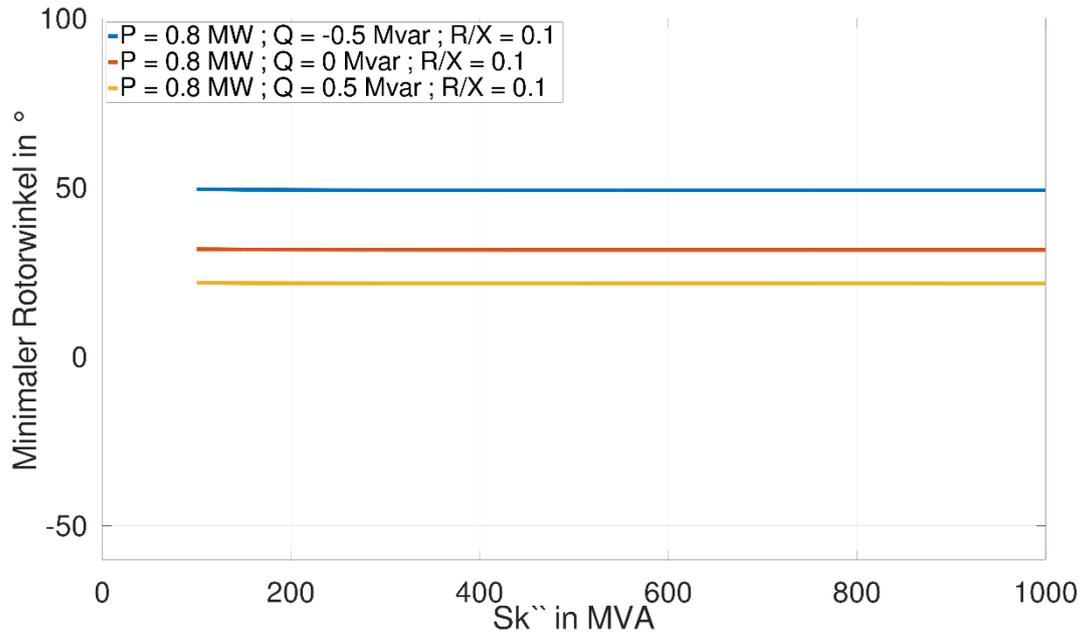


Abbildung 38: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0.1$ Verhältnis bei induktiver Fehlerimpedanz

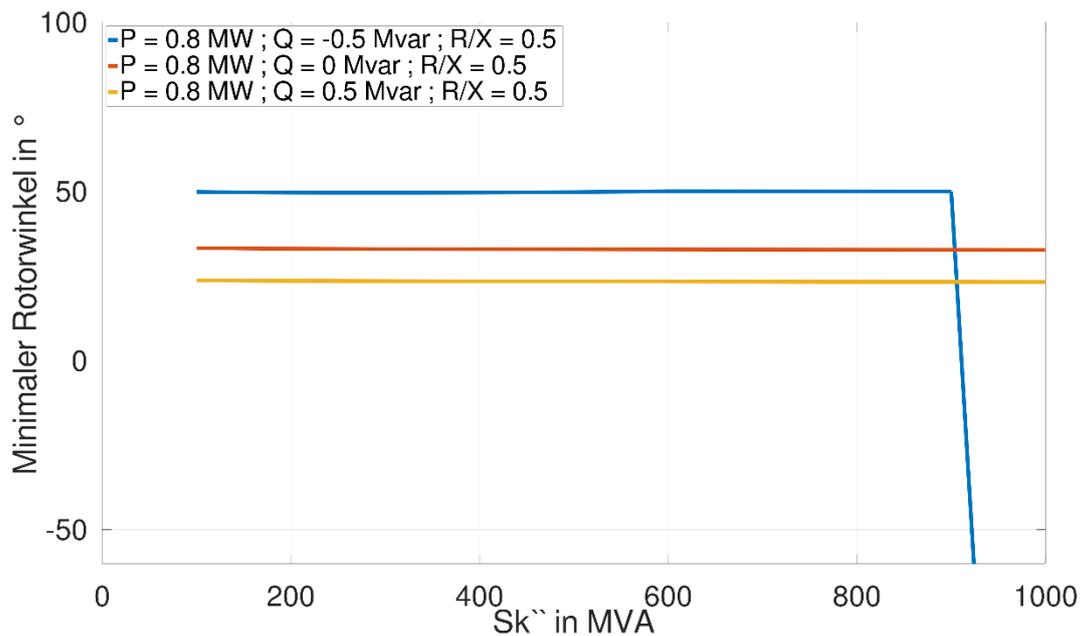


Abbildung 39: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0.5$ Verhältnis bei induktiver Fehlerimpedanz

Der minimale Polradwinkel ändert das Verhalten und die Höhe des Winkels auch nicht nach einer Steigerung des R/X -Verhältnisses von 0,1 auf 0,5. Es ist zusätzlich zu erwähnen, dass auch in Abbildung 39 die Instabilität im untererregten Betrieb sichtlich ist.

5.1.2.4 Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung

Der stationäre Polradwinkel in Abhängigkeit der netzseitigen Kurzschlussleistung ist in Abbildung 40 und Abbildung 41 zu sehen.

Wie erwartet verhält sich der stationäre Polradwinkel konstant und unabhängig von der netzseitigen Kurzschlussleistung.

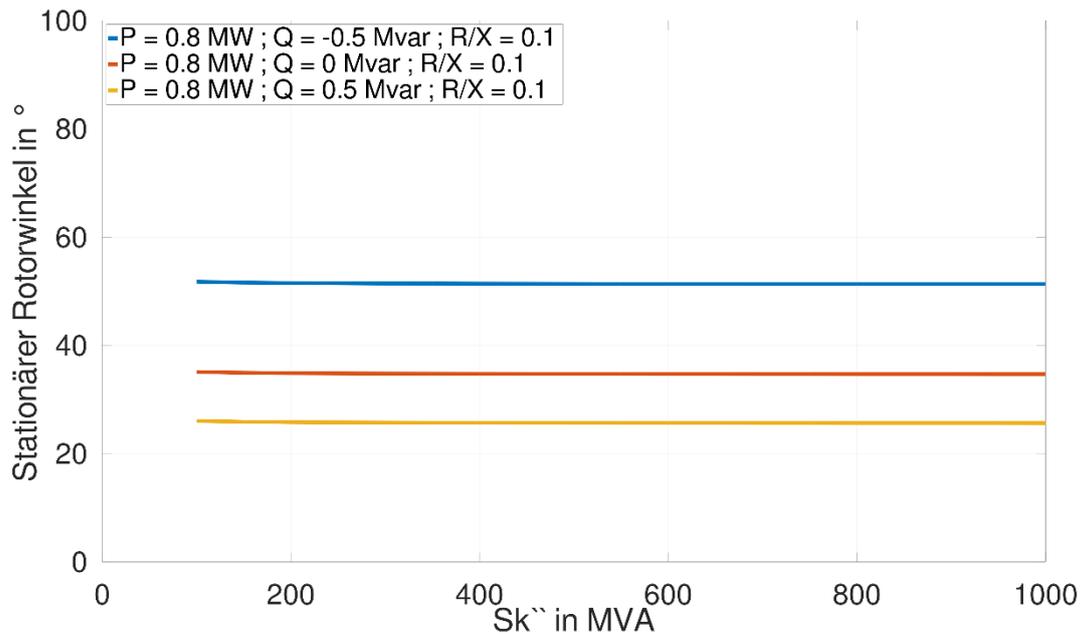


Abbildung 40: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0.1$ Verhältnis bei induktiver Fehlerimpedanz

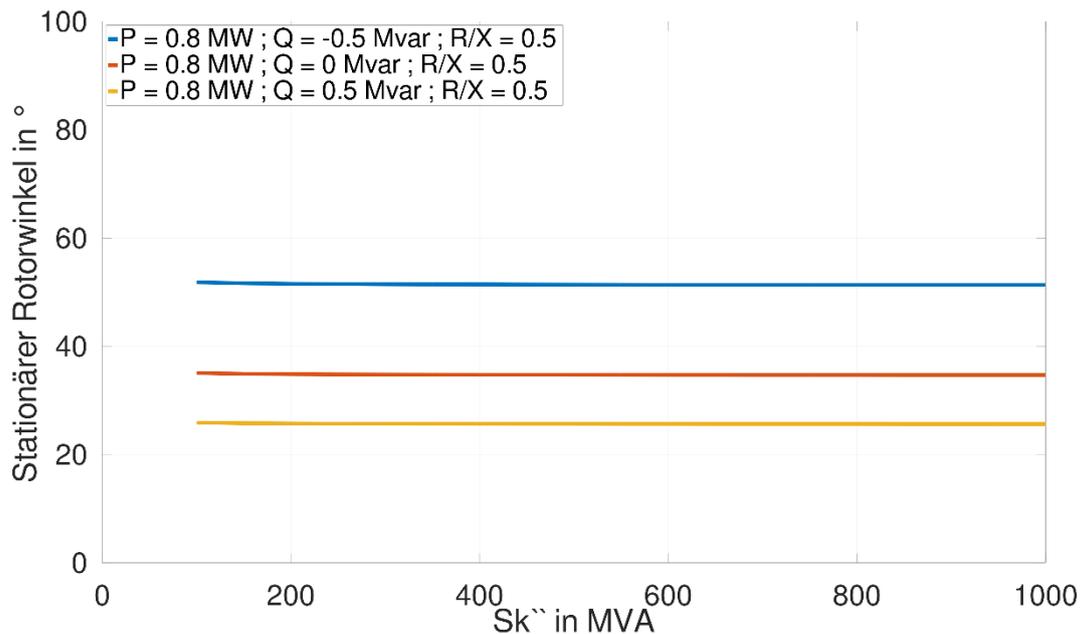


Abbildung 41: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0.5$ Verhältnis bei induktiver Fehlerimpedanz

Auch die Verstellung des R/X-Verhältnisses von 0,1 auf 0,5 zeigt wie erwartet keine Änderungen beim stationären Polradwinkels. Der stationäre Polradwinkel kann somit als unabhängig von der Kurzschlussleistung des Netzes gelten.

5.1.2.5 Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses

Ein interessantes Verhalten zeigt der maximale Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses, wie es in Abbildung 42 und Abbildung 43 gesehen werden kann. Die Peak-Werte steigen enorm mit dem R/X-Verhältnis an. Konkret bei einer konstanten Kurzschlussleistung von 100 MVA steigt der Winkel im gesamten simulierten R/X-Verhältnis Bereich [0,1;0,95] um circa 40 ° an.

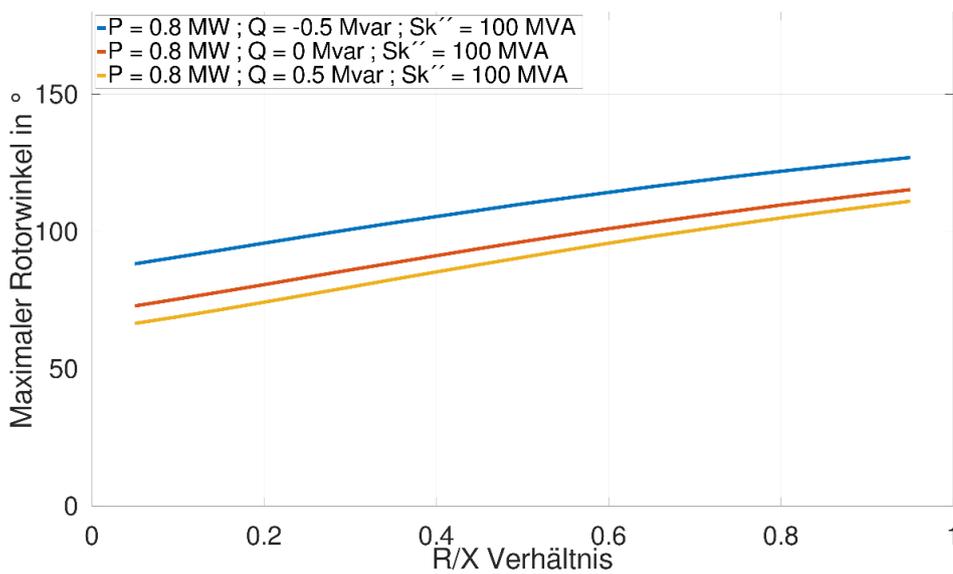


Abbildung 42: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $Sk'' = 100$ MVA bei induktiver Fehlerimpedanz

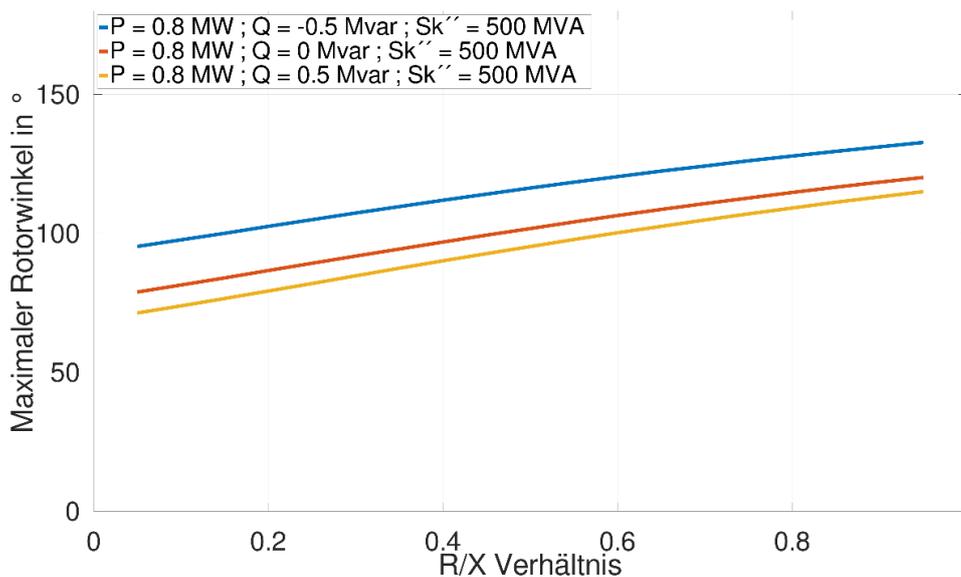


Abbildung 43: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $Sk'' = 500$ MVA bei induktiver Fehlerimpedanz

Werden die zwei Diagramme verglichen, so stellt sich heraus, dass durch die Verstellung der Kurzschlussleistung von 100 MVA auf 500 MVA die Kurven um einen Offset von circa 10° angehoben werden. Somit liegt vor, dass der maximale Polradwinkel sehr stark vom R/X-Verhältnis abhängt und somit einen großen Einfluss auf das Stabilitätsverhalten hat.

5.1.2.6 Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses

Abbildung 44 und Abbildung 45 weisen das Verhalten des minimalen Polradwinkels in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses auf.

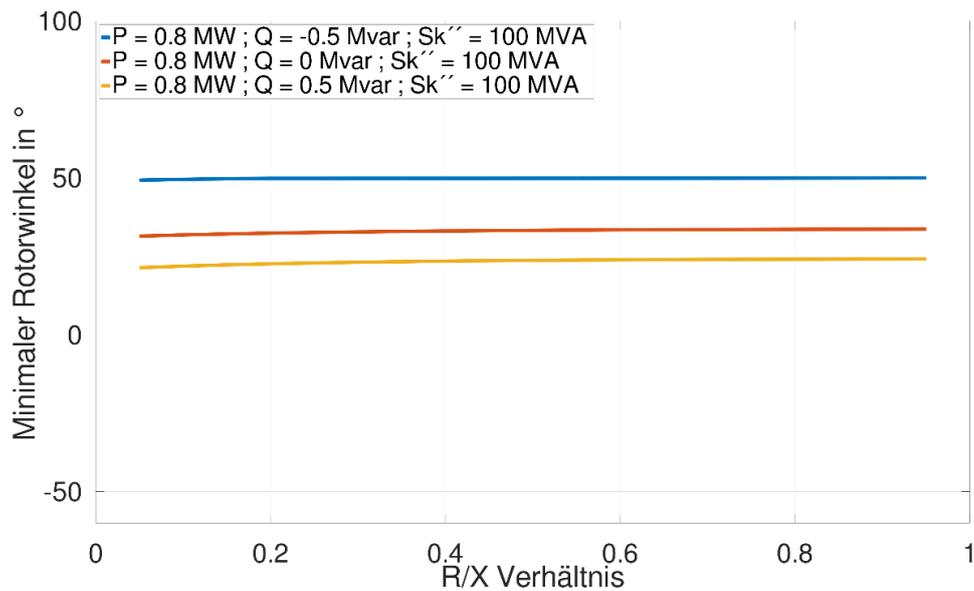


Abbildung 44: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $Sk'' = 100$ MVA bei induktiver Fehlerimpedanz

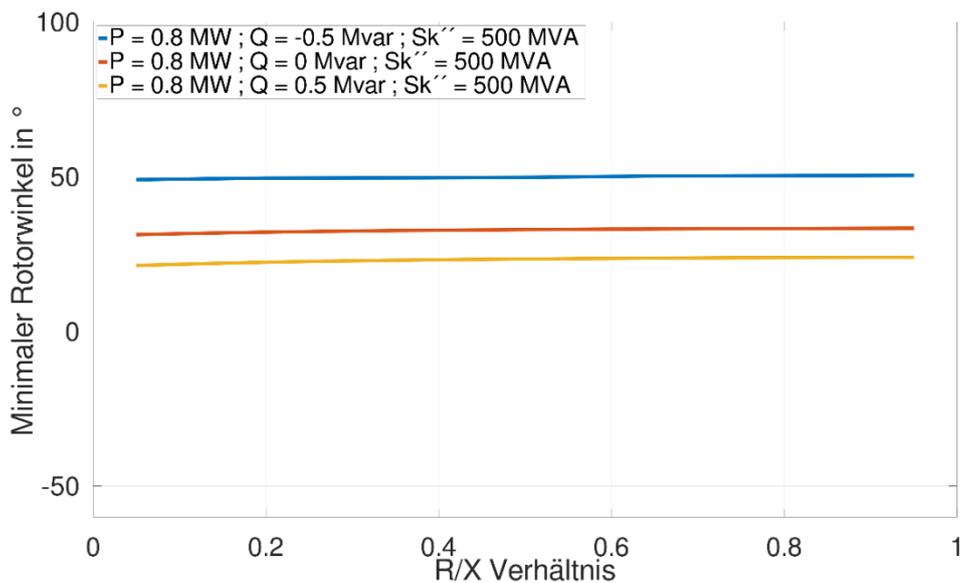


Abbildung 45: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $Sk'' = 500$ MVA bei induktiver Fehlerimpedanz

Aufgrund der Messungen lässt sich eine Pauschale Abhängigkeit ermitteln, dass der minimale Polradwinkel und somit der Back-Swing-Polradwinkel konstant bleiben und keine Abhängigkeit durch das R/X Verhältnis aufweisen.

5.1.2.7 Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung

Beim stationären Polradwinkel, siehe Abbildung 46 und Abbildung 47 ist wie auch in den anderen Diagrammen, wie zu erwarten keine Änderung zusehen.

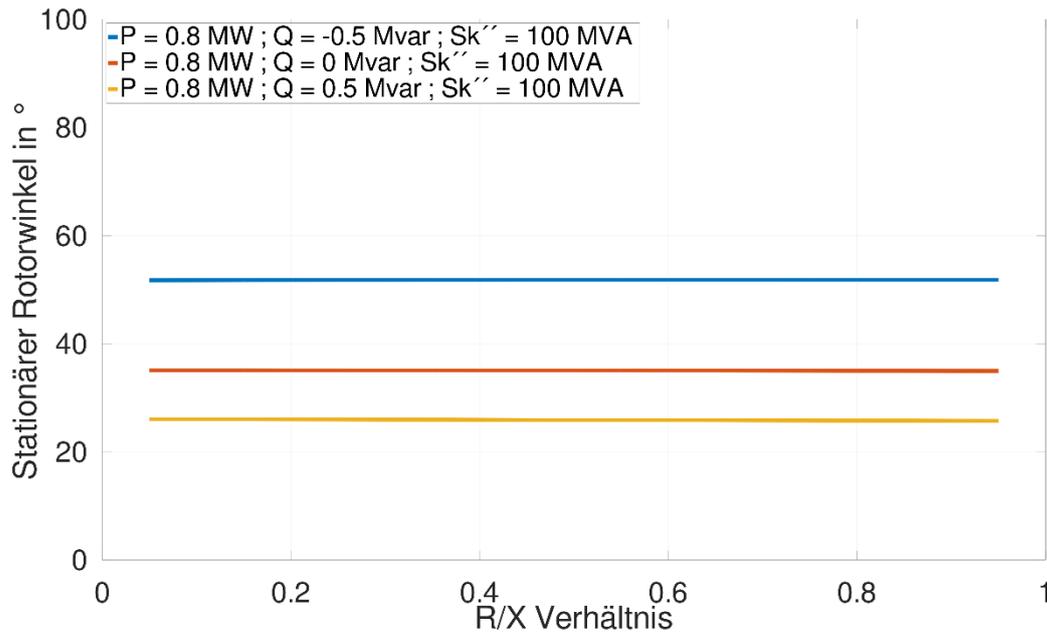


Abbildung 46: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_{k''} = 100 \text{ MVA}$ bei induktiver Fehlerimpedanz

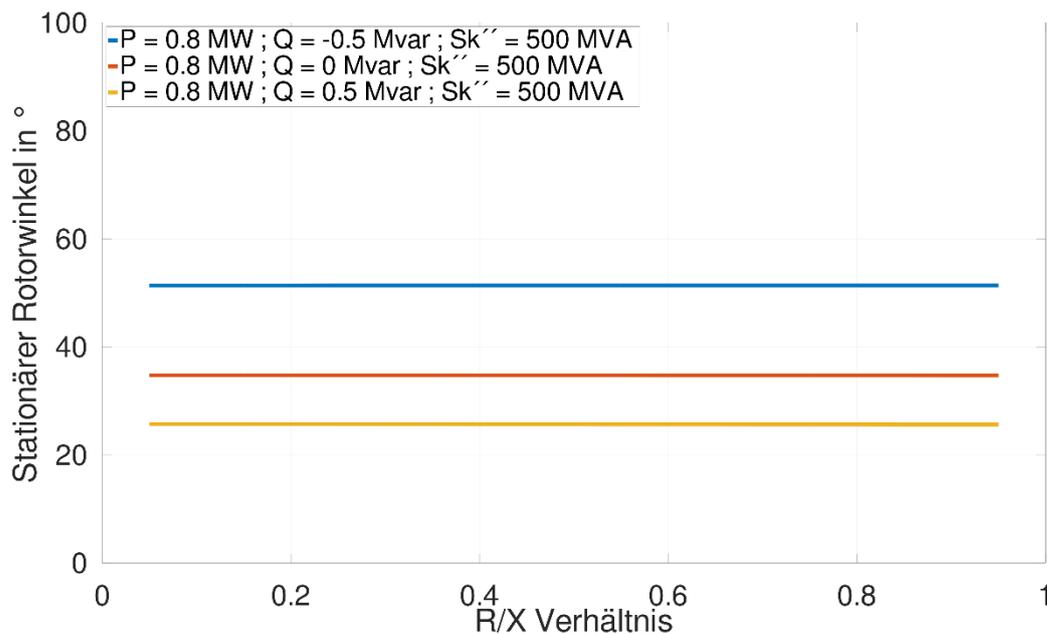


Abbildung 47: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_{k''} = 500 \text{ MVA}$ bei induktiver Fehlerimpedanz

Es zeigt sich ein Zustand, welcher die Korrektheit der Simulationsmethode wieder bestätigt, da der Polradwinkel sowohl von dem R/X-Verhältnis als auch von der netzseitigen Kurzschlussleistung unabhängig ist.

5.2 Spannungseinbruch mit Hilfe einer netzseitigen Spannungsquelle

5.2.1 Spannungseinbruch auf 0,3 pu

Es wird zum besseren Verständnis der Simulationsart noch einmal auf die Erklärungen im Kapitel 3.2 hingewiesen.

5.2.1.1 Critical fault clearing time

In Abbildung 48 ist das PQ-Diagramm des Generators gegeben. Das zweidimensionale Diagramm enthält drei Dimensionen. Auf der x-Achse ist die Blindleistung im Erzeugerbezugssystem gegeben, während auf der y-Achse die Wirkleistung aufgetragen ist. Die Farbskalierung beinhaltet die dritte Dimension des Diagrammes, welche die Höhe der critical fault clearing time widerspiegelt. Zusätzlich sind Isolinien dargestellt, welche eine konstante CCT repräsentieren. Die Simulation startet bei einer Wirkleistung von $P = 0,1$ MW und verläuft in 0,1 MW Schritten bis inclusive $P = 1,1$ MW, während die Blindleistung von $Q = -0,8$ Mvar in 0,1 Mvar Schritten bis 1 Mvar simuliert wird.

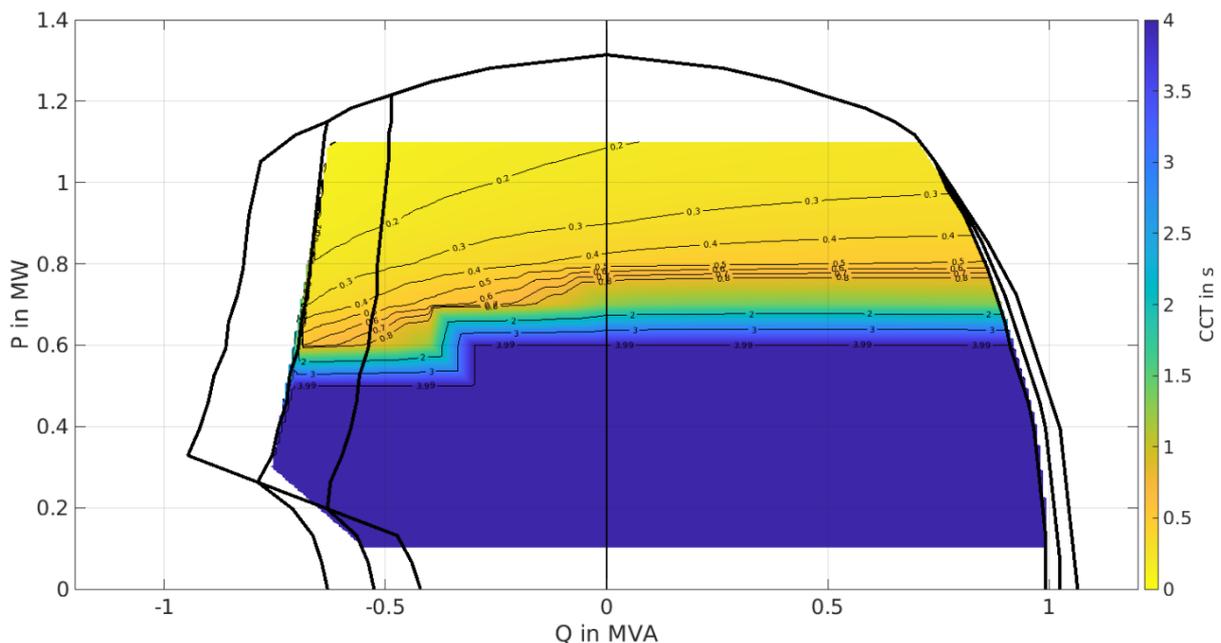


Abbildung 48: PQ-Diagramm mit spannungsabhängiger Blindleistungsbegrenzung und CCT bei Simulation mit Hilfe der regelbaren Spannungsquelle

Es kann eindeutig ermittelt werden, dass der kritische Bereich sich im unterregten Bereich, vor allem im unterregten Betrieb mit maximaler Leistung befindet (oben links). Im dunkelblauen Bereich, welcher mit vier Sekunden die größte fault clearing time repräsentiert, bleibt das System während der gesamten Fehlerzeit stabil und es stellt sich ein neuer stationärer Wert des Polradwinkels ein. Dementsprechend wird nach vier Sekunden der Fehler geklärt, da eine längere Fehlerzeit keinen Sinn machen würde, da das System keine Instabilität erreichen kann.

Dieses Verhalten war auch zum Erwarten, weil der stationäre Polradwinkel einerseits im untererregten Betrieb größer ist als im übererregten Betrieb, andererseits ist der Erregerstrom und damit die für die Stabilität wichtige Polradspannung im untererregten Betrieb kleiner als im übererregten Betrieb, wodurch die transiente Stabilität benachteiligt wird.

5.2.1.2 Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung

In Abbildung 49 und Abbildung 50 ist der maximale Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung (simuliert durch Impedanz) zu sehen.

Es wird festgestellt, dass die Kurzschlussleistung nur eine geringe Auswirkung auf den maximalen Kurzschlusswinkel ausübt. Der maximale Polradwinkel nimmt mit zunehmender Kurzschlussleistung leicht ab.

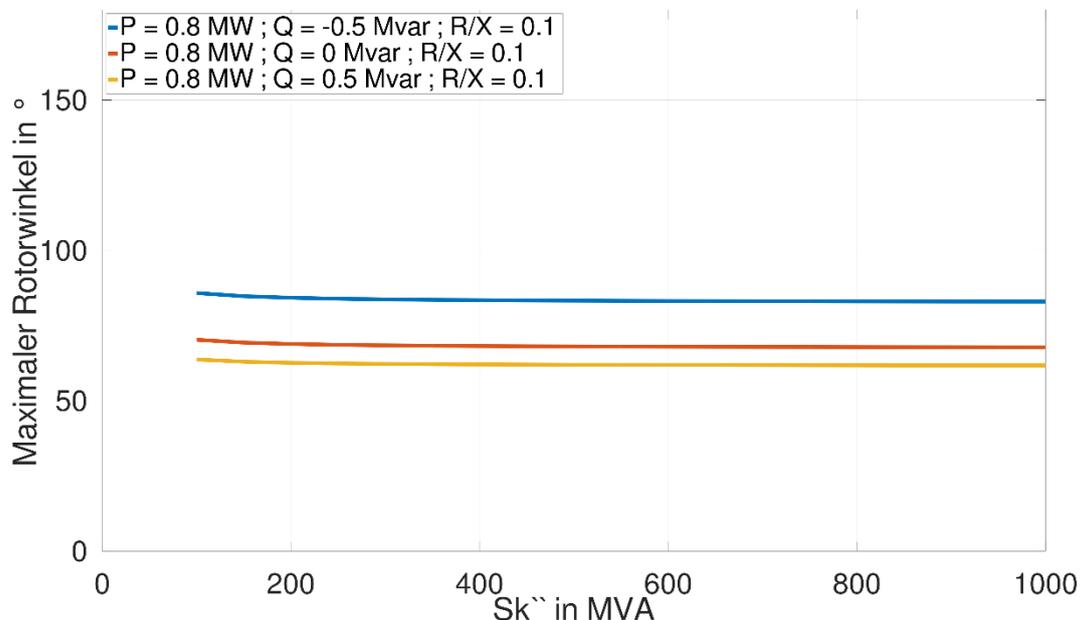


Abbildung 49: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,1$ Verhältnis mit regelbarer Quellenspannung

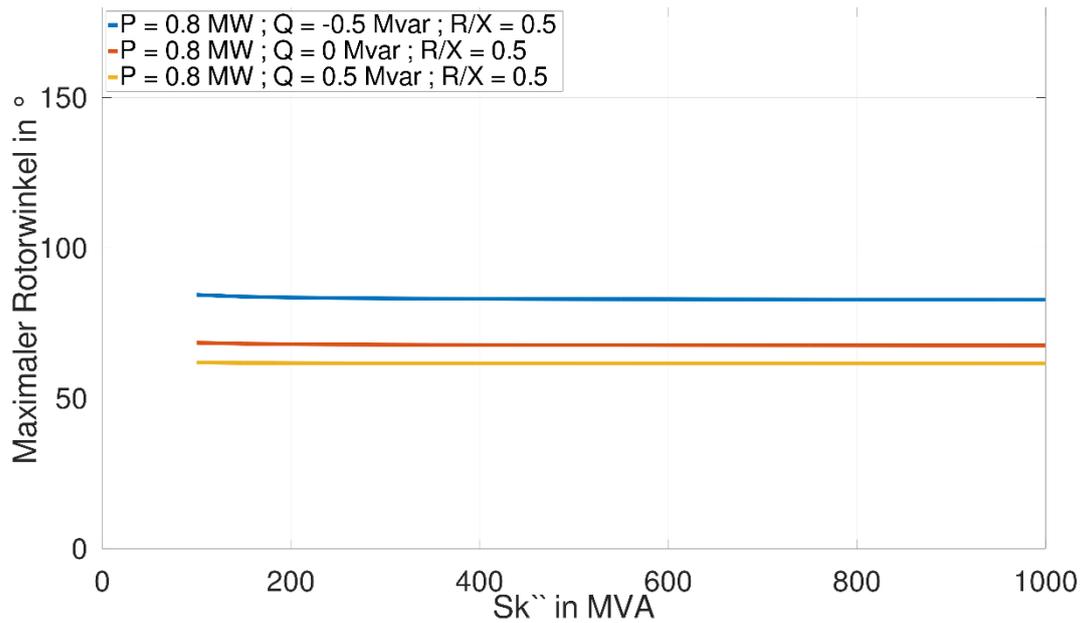


Abbildung 50: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,5$ Verhältnis mit regelbarer Quellenspannung

Durch die Veränderung des R/X -Verhältnisses von 0,1 auf 0,5 zeigt sich keine sichtbare Änderung im Verhalten.

Somit wird festgehalten, dass die Höhe des maximalen Polradwinkels nur leicht von der Kurzschlussleistung abhängt.

5.2.1.3 Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung

Der minimale Polradwinkel ist in Abbildung 51 und Abbildung 52 in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung zu sehen.

Es zeigt sich ein konstantes Verhalten des minimalen Wertes des Polradwinkels. Es lässt sich auf die Tatsache zurückführen, dass kein Back-Swing Effekt und kein Unterschwingen vorhanden ist und somit der minimale Polradwinkel dem stationären Polradwinkel entspricht.

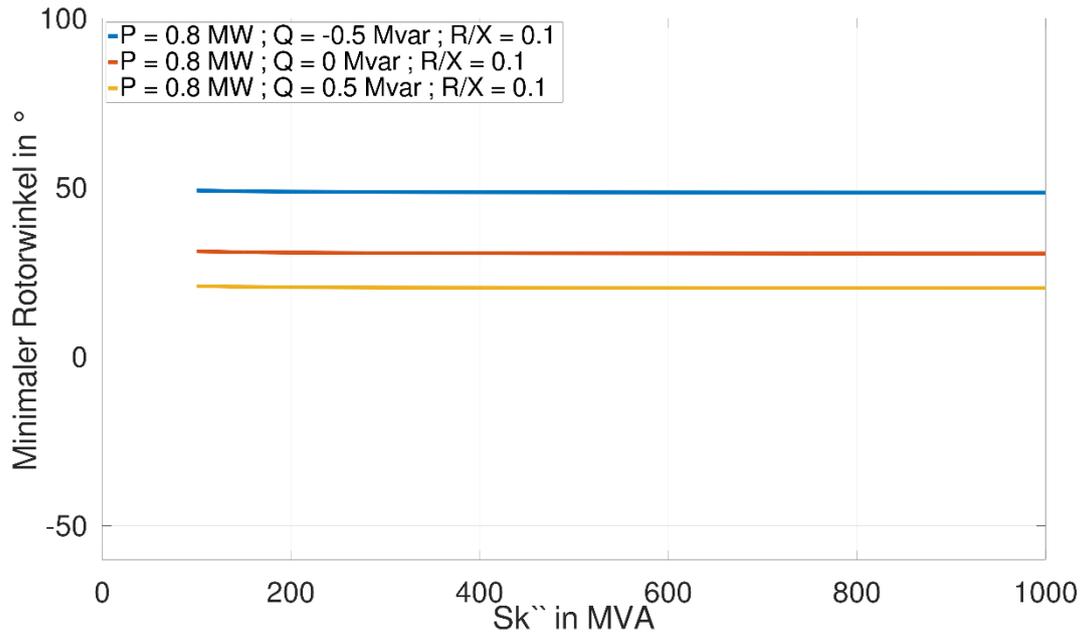


Abbildung 51: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,1$ Verhältnis mit regelbarer Quellenspannung

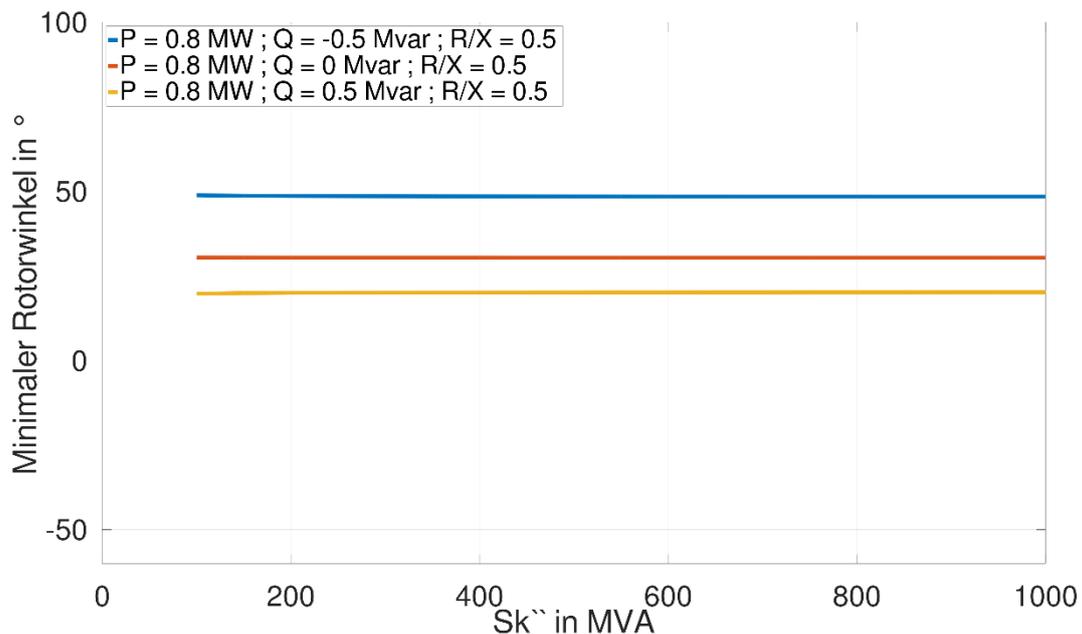


Abbildung 52: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,5$ Verhältnis mit regelbarer Quellenspannung

Aus der Ermittlung, dass der minimale Polradwinkel beim Verfahren mit regelbarer Spannungsquelle dem stationären Polradwinkel entspricht, ist wie zu erwarten, keine Änderung zu sehen, sowohl beim Variieren der Kurzschlussleistung als auch beim Verstellen des R/X -Verhältnisses von 0,1 auf 0,5.

Es wird somit festgehalten, dass die Kurzschlussleistung keinen Einfluss auf die Höhe des minimalen Polradwinkels ausübt.

5.2.1.4 Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung

Beim stationären Polradwinkel, wie in Abbildung 53 und Abbildung 54 zu sehen, ist wie zum Erwarten keine Änderung zu sehen, da der stationäre Polradwinkel nicht von den Netzgegebenheiten abhängt und somit konstant bleibt.

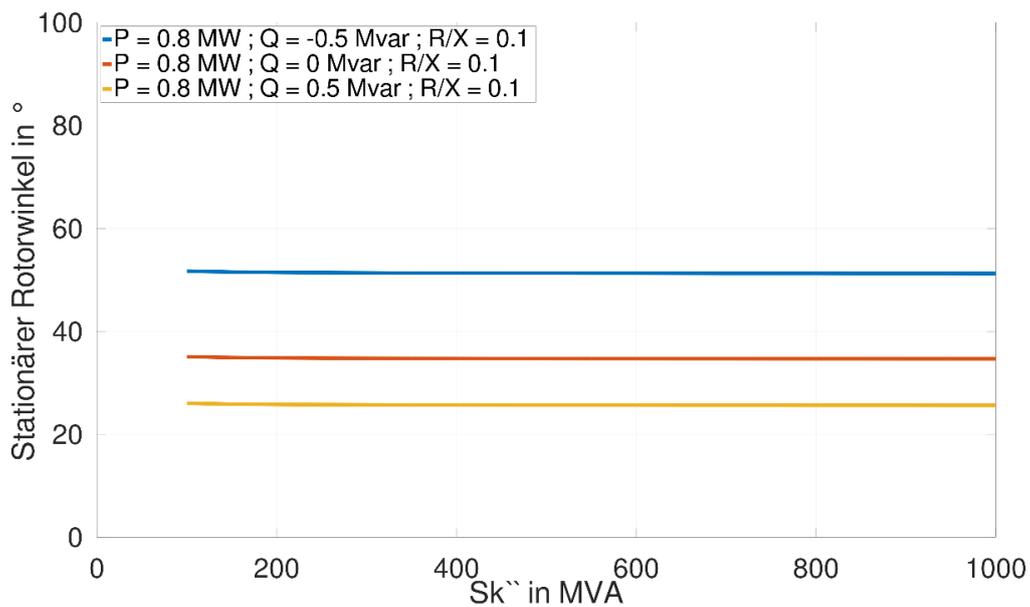


Abbildung 53: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,1$ Verhältnis mit regelbarer Quellenspannung

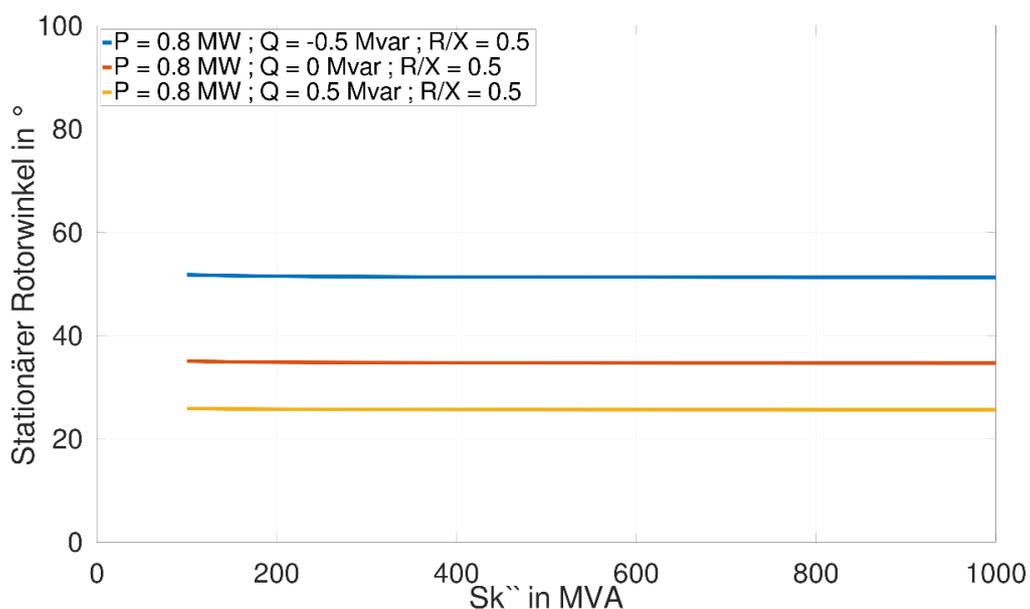


Abbildung 54: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,5$ Verhältnis mit regelbarer Quellenspannung

Der Vergleich der zwei Diagramme liefert wieder die Bestätigung, dass es sich um plausible Werte handelt, da die Werte des stationären Polradwinkels keine Änderungen aufweisen. Somit wird festgehalten, dass die simultane Kurzschlussleistung keinen Einfluss auf den stationären Polradwinkel hat.

5.2.1.5 Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses

Das Verhalten des maximalen Polradwinkels in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses kann den Diagrammen in Abbildung 55 und Abbildung 56 entnommen werden. Es zeigt sich eine negative Steigung in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses. Mit zunehmenden Verhältnis, wird der maximale auftretende Polradwinkel vermindert.

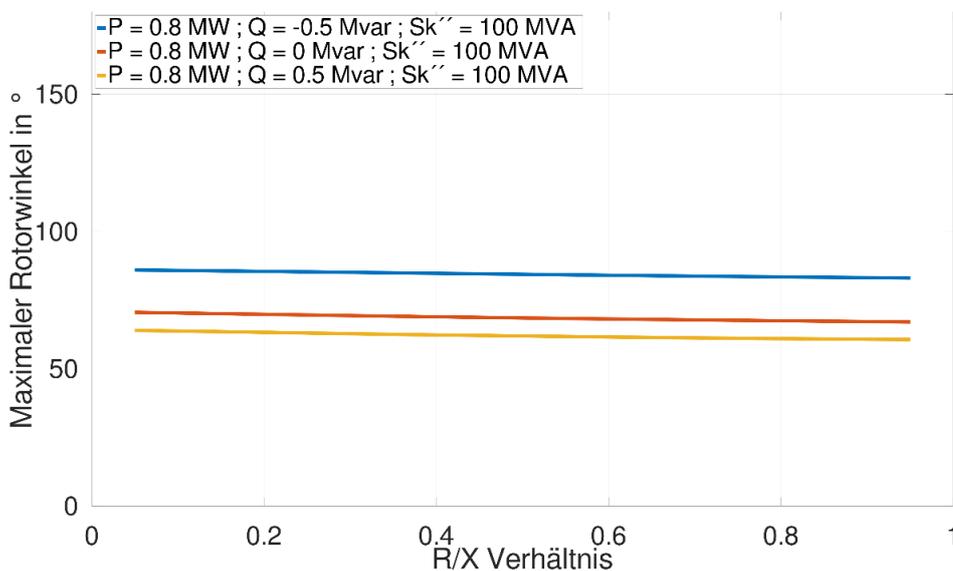


Abbildung 55: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_{k''} = 100$ MVA mit regelbarer Quellenspannung

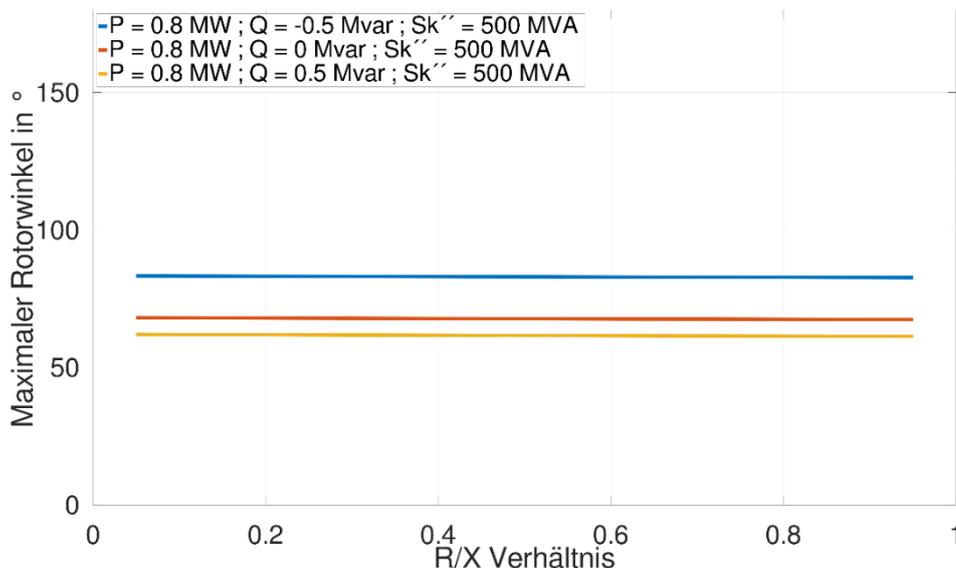


Abbildung 56: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_{k''} = 500$ MVA mit regelbarer Quellenspannung

Bemerkenswert ist, dass durch Steigerung der Kurzschlussleistung von 100 MVA auf 500 MVA das Verhalten leicht abgeschwächt wird. Der Abfall des Peak-Wertes vom Polradwinkel reduziert sich. Somit wird festgehalten, dass das R/X-Verhältnis einen Einfluss auf den maximalen Polradwinkel ausübt und dieser Einfluss mit größeren Kurzschlussleistung abnimmt.

5.2.1.6 Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses

Beim minimalen Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses, welcher in Abbildung 57 und Abbildung 58 zu sehen ist, wird das Verhalten gleichgesetzt wie es auch unter Punkt 5.2.1.3 beschrieben wird.

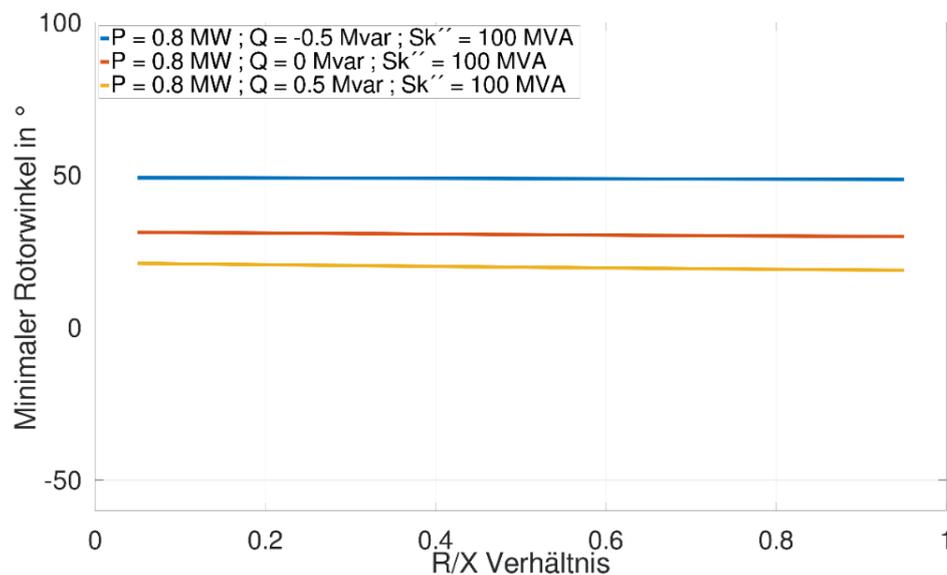


Abbildung 57: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $Sk'' = 100 \text{ MVA}$ mit regelbarer Quellenspannung

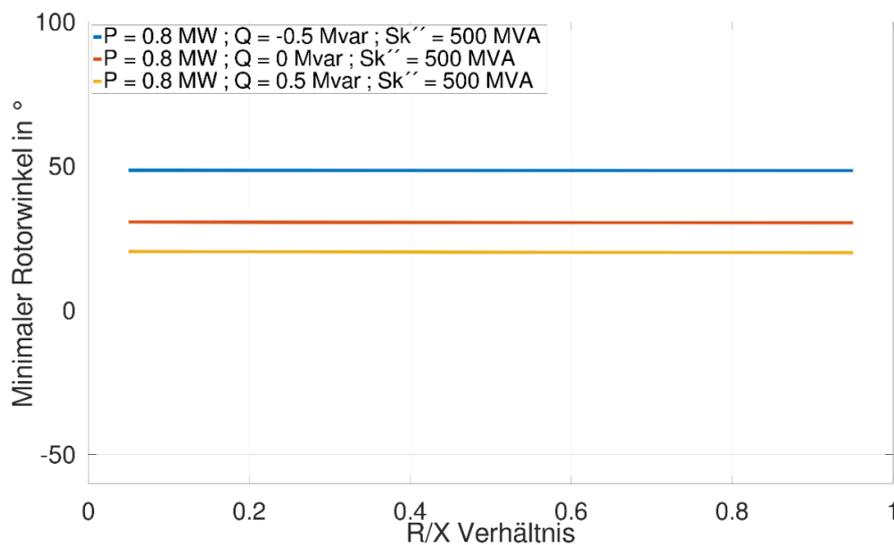


Abbildung 58: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $Sk'' = 500 \text{ MVA}$ mit regelbarer Quellenspannung

Es liegt, wie zum Erwarten, weil es zu keinem Back-Swing-Effekt und Unterschwingen kommt, kein Einfluss des R/X-Verhältnisses auf den minimalen Polradwinkel vor.

5.2.1.7 Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses

Der stationäre Polradwinkel, wie Abbildung 59 und Abbildung 60 ersichtlich, unterliegt wie schon in den davor diskutierten Diagrammen, keinen Einflüssen, weder durch die Kurzschlussleistung noch durch das R/X-Verhältnis.

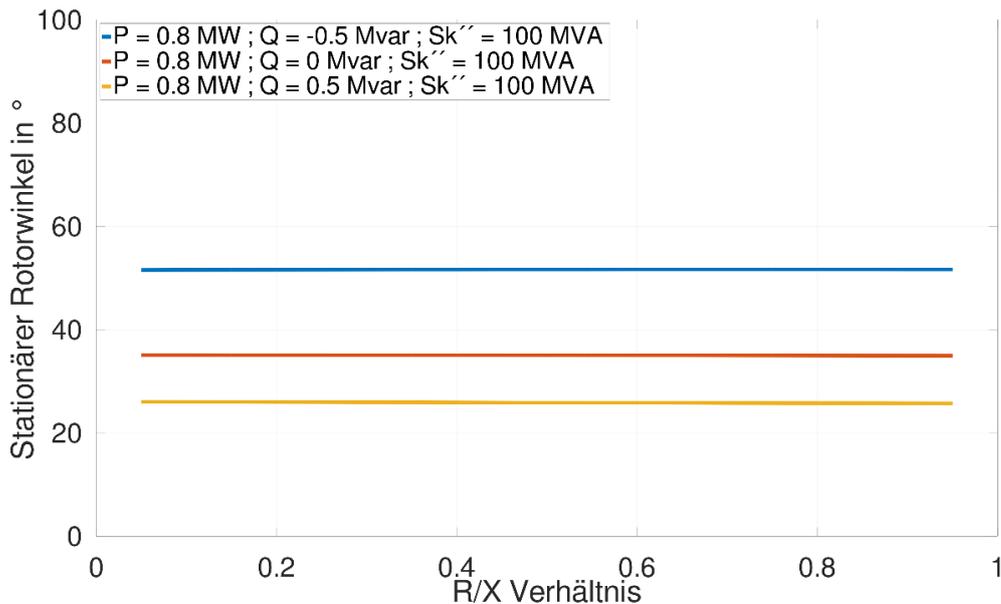


Abbildung 59: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_{k''} = 100 \text{ MVA}$ mit regelbarer Quellenspannung

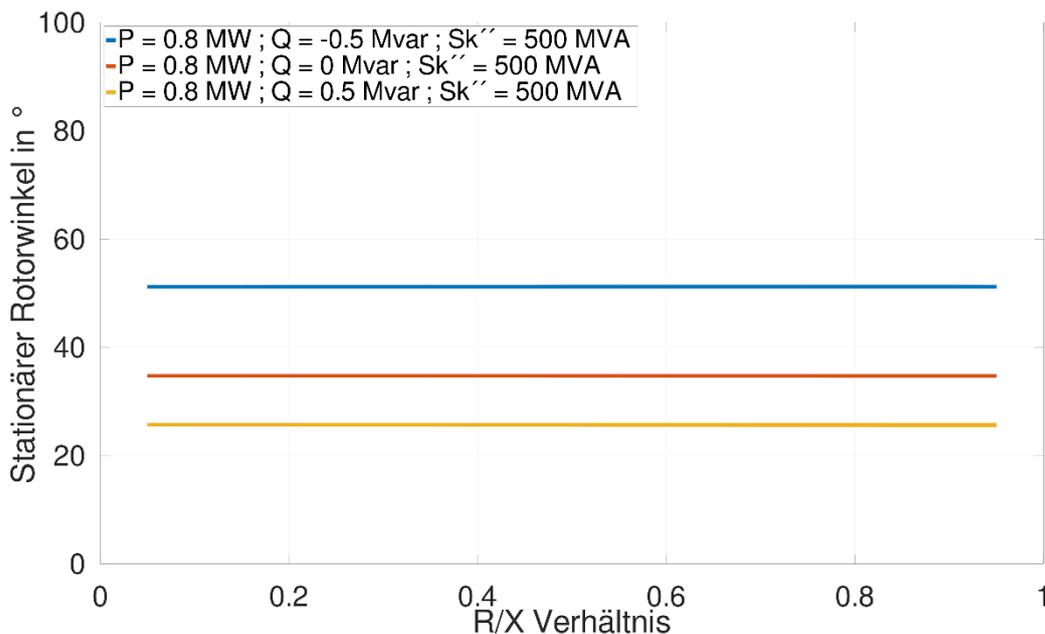


Abbildung 60: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_{k''} = 500 \text{ MVA}$ mit regelbarer Quellenspannung

6 Zusammenfassung und Erkenntnisse

In dieser vorliegenden Arbeit wurden verschiedene Methoden zur Untersuchung der FRT-Fähigkeit einer Schenkelpol-Synchronmaschine simuliert. Die Methoden unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Art der Fehlerspannungsbereitstellung. Eine Methode behandelte den Spannungseinbruch mit Hilfe einer Fehlerimpedanz, welche sowohl als rein resistiv als auch als rein induktiv angenommen wurde. Eine andere Methode war die Fehlerspannungsbereitstellung durch einen netzseitigen Spannungseinbruch, in dem das Netz durch ein vereinfachtes Ersatzschaltbild mit Impedanz und Quelle dargestellt wurde und durch die Regelung der Quelle der gewünschte Spannungseinbruch erzeugt wurde.

Es zeigte sich ein wesentlicher Einfluss sowohl auf den maximalen Polradwinkel als auch auf dem minimalen Polradwinkel und ein wesentlicher Unterschied der Methoden untereinander.

Methode mit rein resistiver Fehlerimpedanz

Bei der Methode mit rein resistiver Fehlerimpedanz zeigt sich ein leichter Einfluss auf die Höhe des maximalen Polradwinkels.

Beim minimalen Polradwinkel ist ein mittlerer bis starker Einfluss ersichtlich. Wie auch beim maximalen Polradwinkel ist hier auch der Einfluss des R/X-Verhältnisses stärker ausgeprägt.

Methode mit rein induktiver Fehlerimpedanz

Der maximale Polradwinkel wird sowohl durch die Variation der Kurzschlussleistung als auch durch die Variation des R/X-Verhältnisses mittel bis stark beeinflusst und hat somit einen wesentlichen Eingriff in die Stabilität.

Variables R/X-Verhältnis der Fehlerimpedanz

Zusätzlich zu den anderen Simulationen wurde die gleichzeitige Verwendung von resistiver und induktiver Fehlerimpedanz analysiert. Das Ergebnis war, dass bis zu einem Q/P-Verhältnis von 10 die critical fault clearing time sich wesentlich ändert, während darauffolgend die CCT sich in Richtung einer konstanten Fehlerklärungszeit bewegt.

Methode mit regelbarer Spannungsquelle

Die Methode mit der regelbaren Spannungsquelle zeigt sich als Methode mit der geringsten Einflussnahme. Bei dieser Methode erweist sich nur eine leichte Abhängigkeit des maximalen Polradwinkels sowohl von der Kurzschlussleistung als auch von dem R/X-Verhältnis.

Folgend in Tabelle 2 ist die Ergebnistabelle der durchgeführten Simulationen zu sehen. Als Beurteilungsdefinitionen werden folgende Zustände definiert:

- **k.E.** ... Kein Einfluss
- **leicht** ... leichter Einfluss durch die Variationsgröße
- **mittel** ... mittlerer Einfluss durch die Variationsgröße
- **stark** ... starker Einfluss durch die Variationsgröße

Tabelle 2: Ergebnistabelle für die verschiedenen Simulationsmethoden

Relevante Größe	In Abhängigkeit von	Simulationsart		
		rein resistiv	rein induktiv	Spannungsquelle
Maximaler Polradwinkel	Sk'' bei R/X = 0,1	leicht	mittel	leicht
	Sk'' bei R/X = 0,5	leicht	mittel	leicht
	R/X bei Sk'' = 100 MVA	leicht	stark	leicht
	R/X bei Sk'' = 500 MVA	leicht	stark	k.E.
Minimaler Polradwinkel	Sk'' bei R/X = 0,1	mittel	k.E.	k.E.
	Sk'' bei R/X = 0,5	mittel	k.E.	k.E.
	R/X bei Sk'' = 100 MVA	stark	k.E.	k.E.
	R/X bei Sk'' = 500 MVA	stark	k.E.	k.E.
Stationärer Polradwinkel	Sk'' bei R/X = 0,1	k.E.	k.E.	k.E.
	Sk'' bei R/X = 0,5	k.E.	k.E.	k.E.
	R/X bei Sk'' = 100 MVA	k.E.	k.E.	k.E.
	R/X bei Sk'' = 500 MVA	k.E.	k.E.	k.E.

In der Tabelle 3 ist das Verhalten vom maximalen und minimalen Polradwinkel für die einzelnen Simulationen dargestellt. Es wird das Verhalten (steigend, fallend, konstant) mit steigendem Wert der Variationsvariable bewertet. Zusätzlich wird bewertet, bei welcher Simulationsmethode der maximale Polradwinkel (max) am größten bzw. der minimale Polradwinkel (min) am geringsten ist. Diese Bewertung findet für jede Simulation statt.

Tabelle 3: Ergebnistabelle für das Verhalten des maximalen und minimalen Polradwinkels

Relevante Größe	In Abhängigkeit von	Simulationsart		
		rein resistiv	rein induktiv	Spannungsquelle
Maximaler Polradwinkel	Sk'' bei R/X = 0,1	Leicht steigend (max)	Mittel steigend	Leicht fallend
	Sk'' bei R/X = 0,5	leicht steigend	Mittel steigend (max)	Leicht fallend
	R/X bei Sk'' = 100 MVA	leicht steigend	Stark steigend (max)	Leicht fallend
	R/X bei Sk'' = 500 MVA	Leicht beides Verhalten	Stark steigend (max)	konstant
Minimaler Polradwinkel	Sk'' bei R/X = 0,1	Mittel steigend (min)	konstant	konstant
	Sk'' bei R/X = 0,5	Mittel steigend	konstant (min)	konstant
	R/X bei Sk'' = 100 MVA	Stark steigend (min)	konstant	konstant
	R/X bei Sk'' = 500 MVA	Stark steigend (min)	konstant	konstant

Back-Swing-Effekt

Beim Back-Swing-Effekt wurde ersichtlich, dass er nur stark ausgeprägt bei der Methode mit rein resistiver Fehlerimpedanz auftrat. Ein wesentlicher Grund dafür ist, wenn die Abhängigkeiten des Back-Swing-Winkels ermittelt werden, die direkt proportionale Beziehung zu den i_2r Verlusten.

Weiteres wies der Back-Swing-Winkel eine Abhängigkeit durch die Fehlerspannung auf, wodurch zurückzuschließen ist, dass die Höhe des Spannungsabfalls einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe des Back-Swing-Winkels hat.

Einfluss der Maschinenbelastung und der Erregung

Ein wesentlicher Einfluss auf die Stabilität weist zusätzlich neben der Simulationsart auch der stationäre Betriebspunkt der Generatoreinheit auf. Die Ergebnisse zeigen, dass der untererregte Betriebspunkt, vor allem bei größeren Leistungen, den maßgebenden Problembereich darstellen. In diesem Bereich befinden sich die kleinsten critical fault clearing times. Einerseits lässt sich dieses Erscheinung durch den höheren stationären Polradwinkel im Vergleich zum übererregten Zustand erklären, andererseits ist die Erregung kleiner, wodurch die transiente Stabilität maßgebend beeinflusst wird.

Sensitivität von Maschinenparametern

Die Auswirkungen von Parameterschwankungen wiesen sich auf das transiente Betriebsverhalten im hohen Maße aus. Vor allem die Streuung des Demagnetisierungsfaktors (in den Gleichungen des Erregersystems zu finden) und der transienten Zeitkonstanten zeigen einen wesentlichen Einfluss auf das Verhalten der Maschine auf.

Weitere wichtige Parameter des Erregersystems, welche durch Umstellung einen Einfluss auf das Verhalten aufwiesen sind:

- Max. exciter field current limit reference V_{fe_max}
- Rectifier loading factor K_c

Die restlichen Parameter wiesen keinen oder keinen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse der auf.

7 Literaturverzeichnis

- [1] ENTSO-E, „www.entsoe.eu,“ 14 04 2016. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/rfg/. [Zugriff am 03 01 2021].
- [2] E-Control, „www.e-control.at,“ 01 08 2019. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor>. [Zugriff am 03 01 2021].
- [3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [4] J. Gomez, E. Kruckenhauser und H. Schaumberger, „Verfahren zum Betreiben eines mit einem Energieversorgungsnetz verbundenen Generators“. Österreich Patent EP 2 869 459 A1, 17 10 2014.
- [5] N. Essl, *Dynamic Behaviour of Synchronous Machines Relating to LVRT Requirements*, Graz: TU Graz, 2016.
- [6] ENTSO-E, „Implementation Guideline for Network Code „Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators,“ 16 10 2013. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/resources/RfG/131016_-_NC_RfG_implementation_guideline.pdf. [Zugriff am 10 12 2020].
- [7] E-Control, „TOR Erzeuger Typ B,“ 12 12 2019. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR+Erzeuger+Typ+B+V1.0.pdf/a9a7e5ae-5842-caa9-d2c0-93be4b6e0802?t=1562757801048>. [Zugriff am 12 12 2020].
- [8] D. S. Heuck, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [9] Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [10] N. Essl und H. Renner, „Low-Voltage-Ride-Through-Assistenzsystem für dezentrale Erzeugungseinheiten,“ *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, pp. 309-315, 18 November 2014.
- [11] K. Theron, „www.aemc.gov.au,“ 01 08 2017. [Online]. Available: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/d7a7ae4d-d792-4b5b-ad73-1d32aa0b34a7/RuleChange-Submission-ERC0219-DIgSILENT-Pacific-170801.PDF>. [Accessed 03 01 2021].

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stabilitätsverhalten bei Verwendung eines Erregersystems [3]	5
Abbildung 2: Stabilitätsverhalten mit konstanter Feldspannung [3]	5
Abbildung 3: Verhalten des Polradwinkels bei einer transienten Störung [3].....	6
Abbildung 4: Polradwinkel bei einer Simulation ohne Back-Swing-Effekt (gestrichelte Linie) und mit Back-Swing-Effekt (volle Linie) [5]	7
Abbildung 5: FRT-Kurve für synchrone Typ B Stromerzeugungsanlagen [6]	9
Abbildung 6: Beispielhafte Fehlerkurve zur Überprüfung der FRT-Fähigkeit.....	10
Abbildung 7: Unsymmetrische Fehlerarten in einem Netz [8].....	11
Abbildung 8: Topologie des Modells mit Fehlerimpedanz	12
Abbildung 9: Verwendeter PI-Regler für die Fehlerimpedanz	13
Abbildung 10: Topologie des Modells für die netzseitige Simulation des Spannungseinbruches	14
Abbildung 11: Verwendeter PI-Regler für die regelbare Spannungsquelle.....	15
Abbildung 12: Topologie des Modells	17
Abbildung 13: Generatordaten.....	18
Abbildung 14: Leerlaufkennlinie des Generators	19
Abbildung 15: PQ-Diagramm des Generators mit spannungsabhängiger Begrenzung	19
Abbildung 16: IEEE AC8B Erregersystem	20
Abbildung 17: Verlauf der Impedanz in Abhängigkeit der Netz-Kurzschlussleistung.....	21
Abbildung 18: Arbeitspunkt für die Verifizierung von stationären und transienten Polradwinkel	23
Abbildung 19: PQ-Diagramm mit spannungsabhängiger Blindleistungsbegrenzung und CCT bei resistiver Fehlerimpedanz.....	25
Abbildung 20: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,1$ Verhältnis bei resistiver Fehlerimpedanz	26
Abbildung 21: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,5$ Verhältnis bei resistiver Fehlerimpedanz	27
Abbildung 22: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,1$ Verhältnis bei resistiver Fehlerimpedanz	28
Abbildung 23: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,5$ Verhältnis bei resistiver Fehlerimpedanz	28
Abbildung 24: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,1$ Verhältnis bei resistiver Fehlerimpedanz.....	29
Abbildung 25: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0,5$ Verhältnis bei resistiver Fehlerimpedanz.....	29

Abbildung 26: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 100$ MVA bei resistiver Fehlerimpedanz.....	30
Abbildung 27: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 500$ MVA bei resistiver Fehlerimpedanz.....	30
Abbildung 28: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 100$ MVA bei resistiver Fehlerimpedanz.....	31
Abbildung 29: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 500$ MVA bei resistiver Fehlerimpedanz.....	31
Abbildung 30: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 100$ MVA bei resistiver Fehlerimpedanz.....	32
Abbildung 31: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 500$ MVA bei resistiver Fehlerimpedanz.....	32
Abbildung 32: Critical fault clearing time in Abhängigkeit des Q/P Verhältnisses der Fehlerimpedanz.....	33
Abbildung 33: Back-Swing Polradwinkel in Abhängigkeit der Fehlerspannung für den untererregten Fall $P = 0,8$ MW und $Q = -0,5$ Mvar.....	34
Abbildung 34: Back-Swing Polradwinkel in Abhängigkeit der Fehlerspannung für den übererregten Fall $P = 0,8$ MW und $Q = 0,5$ Mvar.....	34
Abbildung 35: PQ-Diagramm mit spannungsabhängiger Blindleistungsbegrenzung und CCT bei induktiver Fehlerimpedanz.....	35
Abbildung 36: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0.1$ Verhältnis bei induktiver Fehlerimpedanz.....	36
Abbildung 37: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0.5$ Verhältnis bei induktiver Fehlerimpedanz.....	37
Abbildung 38: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0.1$ Verhältnis bei induktiver Fehlerimpedanz.....	38
Abbildung 39: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0.5$ Verhältnis bei induktiver Fehlerimpedanz.....	38
Abbildung 40: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0.1$ Verhältnis bei induktiver Fehlerimpedanz.....	39
Abbildung 41: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei $R/X = 0.5$ Verhältnis bei induktiver Fehlerimpedanz.....	39
Abbildung 42: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 100$ MVA bei induktiver Fehlerimpedanz.....	40
Abbildung 43: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 500$ MVA bei induktiver Fehlerimpedanz.....	40

Abbildung 44: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 100$ MVA bei induktiver Fehlerimpedanz.....	41
Abbildung 45: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 500$ MVA bei induktiver Fehlerimpedanz.....	41
Abbildung 46: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 100$ MVA bei induktiver Fehlerimpedanz.....	42
Abbildung 47: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 500$ MVA bei induktiver Fehlerimpedanz.....	42
Abbildung 48: PQ-Diagramm mit spannungsabhängiger Blindleistungsbegrenzung und CCT bei Simulation mit Hilfe der regelbaren Spannungsquelle.....	43
Abbildung 49: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei R/X = 0,1 Verhältnis mit regelbarer Quellenspannung	44
Abbildung 50: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei R/X = 0,5 Verhältnis mit regelbarer Quellenspannung	45
Abbildung 51: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei R/X = 0,1 Verhältnis mit regelbarer Quellenspannung	46
Abbildung 52: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei R/X = 0,5 Verhältnis mit regelbarer Quellenspannung	46
Abbildung 53: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei R/X = 0,1 Verhältnis mit regelbarer Quellenspannung	47
Abbildung 54: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes bei R/X = 0,5 Verhältnis mit regelbarer Quellenspannung	47
Abbildung 55: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 100$ MVA mit regelbarer Quellenspannung	48
Abbildung 56: Maximaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 500$ MVA mit regelbarer Quellenspannung	48
Abbildung 57: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 100$ MVA mit regelbarer Quellenspannung	49
Abbildung 58: Minimaler Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 500$ MVA mit regelbarer Quellenspannung	49
Abbildung 59: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 100$ MVA mit regelbarer Quellenspannung	50
Abbildung 60: Stationärer Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X-Verhältnisses des Netzes bei $S_k = 500$ MVA mit regelbarer Quellenspannung	50

9 Anhang

Es ist kein Anhang vorhanden.