



DIPLOMARBEIT

# Notwendige Modellierungstiefe einer Stromerzeugungsanlage

für die Simulationsnachweise zur Erfüllung von  
Netzanschlussregeln

zur Erlangung des akademischen Grades

**Diplom-Ingenieur**

im Rahmen des Masterstudiums

**Elektrische Energietechnik  
und nachhaltige Energiesysteme**

eingereicht von

**Patrick Kopetzky**

Matrikelnummer: 01525529

am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe  
im Forschungsbereich Energiesysteme und Netze (E370-01)  
der TU Wien

Betreuung: **Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.sc.techn. Bernd Klöckl**

Mitwirkung: Dipl.-Ing. Dr. Klaus Oberhauser  
Lothar Viktor Brixius, MSc

Wien, am 25. August 2025





DIPLOMA THESIS

# Necessary modeling depth of a power generation plant

for the simulation proofs for the fulfillment of grid connection rules

submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree

**Diplom-Ingenieur**

in

**Electrical Power Engineering  
and Sustainable Energy Systems**

by

**Patrick Kopetzky**

matriculation number: 01525529

at the Institute of Energy Systems and Electrical Drives  
in the research area of Energy Systems and Networks (E370-01)  
at TU Wien

Advisor: **Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.sc.techn. Bernd Klöckl**

Assistance: Dipl.-Ing. Dr. Klaus Oberhauser  
Lothar Viktor Brixius, MSc

Vienna, August 25, 2025



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Kurzfassung

Für den Nachweis bestimmter Anforderungen der *Technischen und organisatorischen Richtlinien (TOR)* an Stromerzeugungsanlagen, ist die simulative Nachweisführung vorgesehen. Die *Richtlinien zur Konformität von Stromerzeugungsanlagen in Österreich (RKS-AT)* bilden den Leitfaden für diese Nachweisführung. In der vorliegenden Arbeit werden verschiedene Aspekte der herangezogenen Simulationsmodelle betrachtet und welche Auswirkung diese auf die Ergebnisse der Untersuchungen gemäß RKS-AT haben.

Der Fokus dieser Arbeit liegt in der Analyse von Simulationsmodellen für synchrone Schenkelpolmaschinen und deren Effekt auf die Fault Ride Through (FRT)-Fähigkeit. Zur Beurteilung der FRT-Fähigkeit wurden die *Critical Fault Clearing Time (CFCT)* und der maximale Polradwinkel bei festgelegter Fehlerklärungszeit herangezogen. Zu den untersuchten Einflüssen zählen die Vorfehlerbedingung in Form von eingespeister Wirk- und Blindleistung sowie das Spannungsniveau am Netzanschlusspunkt. Die FRT-Fähigkeit wurde zudem unter dem Einfluss der Simulationsmethode als auch bestimmter Eigenschaften des Generatormodells analysiert. Bei der Untersuchung der notwendigen Modellierungstiefe erfolgte die Auswertung der FRT-Fähigkeit unter Berücksichtigung verschiedener Komponenten im Modell der Stromerzeugungsanlagen. Dies betraf verschiedene Erregermodelle als auch Modelle für Turbinenregler und die hydraulische Strecke der Turbine. Neben den grundlegenden Modellen wurden zusätzliche Begrenzungsfunktionen der Erregung und die konkrete Wahl der Parameter der Erregermodelle analysiert. Die aufgezählten Änderungen am Simulationsmodell bewirkten wesentliche Unterschiede bei der FRT-Fähigkeit, deren Ausmaß verschieden groß ausfällt. Während sich die Modellierung der Erregung und des Turbinenreglers positiv auf die CFCT auswirkte, wiesen die meisten Begrenzungsfunktionen der Erregung keinen Einfluss auf. Die Erkenntnisse werden im Detail in den Ergebnissen dieser Arbeit dargelegt.

Die Analyse der Modellierungsgenauigkeit hinsichtlich der FRT-Fähigkeit wurde abgerundet unter Betrachtung der Unschärfe von Betriebsmitteldaten. Sowohl die Unschärfe der Daten des Generators als auch des Transformators wurden untersucht. Zudem wurde der Einfluss der Kenndaten des externen Netzes am Netzanschlusspunkt erforscht.

Als weiterer Aspekt gemäß RKS-AT wurde die Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität behandelt. Dies ist ein durch Minimalkriterien vorgegebener Gegenstand der Nachweisführung gemäß TOR. Es wurden Unterschiede ermittelt, welche sich durch das im Generatormodell hinterlegte Leistungsdiagramm und das Modell des Transformators ergeben. Die Ergebnisse werden in Form eines Spannungs-/Blindleistungs-Diagramms dargestellt.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Abstract

For the proof of certain requirements for power generation plants according to *Technical and Organizational Requirements (TOR)* in Austria, simulative verification is essential. The document *Richtlinien zur Konformität von Stromerzeugungsanlagen in Österreich (RKS-AT)* (in English: *Guidelines for the conformity of power generation plants in Austria*) forms the guideline for this proof. In the presented work, various aspects of the used simulation models are considered and it is determined what impact they have on the results of the investigations according to RKS-AT.

The focus of this work is on the analysis of simulation models for synchronous salient pole machines and their effect on the Fault Ride Through (FRT) capability. To assess the FRT capability the *Critical Fault Clearing Time (CFCT)* and the maximum rotor angle at specified clearing time are used. The influences examined include the pre-fault condition in form of active and reactive power before the error occurs as well as the voltage level at the grid connection point. The FRT capability was also analyzed under the influence of the simulation method and characteristics of the generator model. When examining the necessary modeling depth, the FRT capability was evaluated taking various components in the model of the power generation plants into account. This refers to various excitation models as well as models for turbine controllers and the hydraulic system of the turbine. In addition to the basic models limiting functions of the excitation and the specific choice of the parameters were analyzed. The listed changes to the simulation model had significant effects on the FRT capability of systems. The impact varied depending on the specific change of the model. While the modeling of the excitation and the turbine controller had a positive effect on the CFCT, most of the excitation limiting functions had no influence. The findings are presented in detail in the results of this work.

The analysis of the modeling accuracy with regard to FRT capability was concluded by the consideration of the uncertainty of equipment data. Both the uncertainty of the data from the generator and the transformer were examined. In addition, the influence of the data for modeling the external grid at the connection point was examined.

Another aspect according to RKS-AT was the reactive power capacity at maximum power. This is an object of proof specified by minimal criteria according to TOR. The differences, which result from the capability diagram stored in the generator model and the model of the transformer, were determined. The results are shown in a voltage/reactive power diagram.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Danksagung

Ich möchte zu Beginn dieses Abschnittes all jenen danken, die mich während meiner Studienzeit begleitet haben. Sei es, indem sie ein offenes Ohr für meine Anliegen hatten, sich nach meinem Befinden erkundet haben, mich aus Motivationstiefs holten oder Erfolge mit mir gebührend hochleben ließen. Hervorzuheben sind dabei einige Personen, die nun namentlich in keiner wertenden Reihenfolge erwähnt werden.

Meine Betreuer Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.sc.techn. Bernd Klöckl, Dipl.-Ing. Dr. Klaus Oberhauser und Lothar Brixius kümmerten sich während der Durchführung der Arbeit mühevoll um meine Anliegen. Klaus nahm sich Zeit für meine fachlichen Fragen und hatte immer hilfreiche Tipps und Denkanstöße für mich zu Verfügung. Lothar unterstützte mich maßgeblich durch seine Ideen, die Inhalte in den passenden wissenschaftlichen Kontext zu bringen. Herr Professor Klöckl sorgte dafür die notwendigen Rahmenbedingungen für die Bewältigung dieser Arbeit zu schaffen.

Weiters möchte ich mich bei der Verbund Hydro Power GmbH für die Möglichkeit, diese Abschlussarbeit im Rahmen einer Industriearbeit durchführen zu können, bedanken. Ohne die zur Verfügung gestellten Daten und Ressourcen wäre diese Arbeit nicht möglich gewesen.

Meine Kollegen Paul, Johannes, Timothy, Thomas, Benjamin, Martin und Jakob lernte ich durch mein Studium an der TU kennen. Mit euch bin ich durch dick und dünn gegangen und werde es hoffentlich auch weiterhin können. Ohne meine Eltern Christian und Angela, sowie deren neuer Partner Ilse und Thomas, wäre mein Studium nicht möglich gewesen. Seelischer Beistand und eure Geduld halfen mir, niemals den Kopf in den Sand zu stecken. Zuletzt gilt ein großer Dank meiner Freundin Jana. Sie half mir während eines Großteils meines Masterstudiums durch ihre Unterstützung und ihr stets offenes Ohr, auch in schwierigen Phasen durchzuhalten.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Diplomarbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt bzw. die wörtlich oder sinngemäß entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Zudem bestätige ich, dass keine künstliche Intelligenz (KI) für die Verfassung der Arbeit bzw. für Teile der Arbeit zum Einsatz gekommen ist.

Wien, am 25. August 2025

---

Patrick Kopetzky



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	iii
Nomenklatur	v
<b>1. Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1. Ziel dieser Arbeit	1
1.2. Aufbau dieser Arbeit	2
<b>2. Grundlagen</b>	<b>3</b>
2.1. Komponenten einer Erzeugungsanlage	3
2.2. Stabilität in Energieversorgungsnetzen	9
2.2.1. Klassifizierung der Stabilität	10
2.3. Vorgaben in Österreich und deren Auswertung	12
2.3.1. Einteilung von Erzeugungsanlagen	12
2.3.2. FRT-Fähigkeit	12
2.3.3. Blindleistungskapazität	18
<b>3. Modellierung der Komponenten von Erzeugungsanlagen</b>	<b>21</b>
3.1. Grundlagen zu Netzsimulationen	21
3.1.1. Lastflussberechnung	22
3.1.2. Dynamische Simulationsmethoden	22
3.2. Synchronmaschine	23
3.3. Erregersystem und dessen Komponenten	26
3.3.1. Erregung	27
3.3.2. Spannungsregler	30
3.3.3. Spannungsmessumformer und Kompensation	30
3.3.4. Begrenzer und Schutzfunktionen	31
3.3.5. PSS (Power System Stabilizer)	32
3.3.6. Großsignal Performance	32
3.4. Turbine und Turbinenregler	33
3.5. Transformatoren	34
3.6. Netzmodell	35
<b>4. Modellerte Fallbeispiele und Erzeugungsanlagen</b>	<b>37</b>
4.1. Erzeugungsanlage A	37
4.2. Erzeugungsanlage B	46
4.3. Vorgangsweise zur Nachweisführung gemäß RKS-AT	51
4.3.1. FRT-Fähigkeit	51
4.3.2. Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität	51
<b>5. Simulationsergebnisse</b>	<b>53</b>
5.1. FRT-Fähigkeit	53
5.2. Blindleistungsfähigkeit bei Maximalkapazität	85

<b>6. Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>91</b>
<b>A. Hard- und Software Spezifikationen</b>	<b>95</b>
<b>B. Python-Code zur automatisierten Auswertung in PowerFactory</b>	<b>97</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>113</b>

# Abkürzungsverzeichnis

<b>AVR</b>	Automatic Voltage Regulator (Spannungsregler)
<b>CFCT</b>	Critical Fault Clearing Time (Kritische Fehlerklärungszeit, auch CCT - Critical Clearing Time)
<b>DPL</b>	DIgSILENT Programming Language
<b>EAC</b>	Equal Area Criterion (Flächenkriterium)
<b>EMT</b>	Elektromagnetic Transients
<b>EU</b>	Europäische Union
<b>EZA</b>	(Strom-)Erzeugungsanlage
<b>EZE</b>	(Strom-)Erzeugungseinheit
<b>FRT</b>	Fault Ride Through
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>LFSM</b>	Limited Frequency Sensitive Mode
<b>LV</b>	Low Voltage
<b>LVRT</b>	Low Voltage Ride Through
<b>NAP</b>	Netzanschlusspunkt
<b>OEL</b>	Over Excitation Limiter (Übererregungsbegrenzer)
<b>OLTC</b>	On-Load Tap Changer (Automatischer Laststufenschalter)
<b>PSS</b>	Power System Stabilizer (Pendeldämpfungsgerät)
<b>p.u.</b>	per unit
<b>RfG</b>	Requirements for Generators
<b>RKS-AT</b>	Richtlinien zur Konformität von Stromerzeugungsanlagen in Österreich
<b>RMS</b>	Root Mean Square
<b>SCL</b>	Stator Current Limiter (Statorstrombegrenzer)
<b>TOR</b>	Technische und organisatorische Richtlinien
<b>UEL</b>	Under Excitation Limiter (Untererregungsbegrenzer)



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Nomenklatur

$E_{FE}$	Erregerspannung der Haupterregemaschine
$H$	Normierte Trägheitskonstante einer Synchronmaschine
$J$	Trägheitsmoment
$P_{e,ref}$	Referenzwert der Wirkleistung
$P_e$	Elektrische Wirkleistung
$P_m$	Mechanische Leistung
$Q$	Blindleistung
$U_p$	Polradspannung
$U_{T,ref}$	Referenzwert der Generator клемmenspannung
$V_{FE}$	Erregerstrom der Haupterregemaschine
$\delta$	Polradwinkel
$\delta_{max}$	Maximal auftretender Polradwinkel
$\delta_{stat}$	Stationärer Polradwinkel
$\omega_m$	Mechanische Winkelgeschwindigkeit
$f_0$	Nennfrequenz des Netzes
$p$	Polpaarzahl einer elektrischen Synchronmaschine
$t_{clear}$	Fehlerklärungszeit
$I_T$	Generator клемmenstrom
$I_f$	Erregerstrom
$M_e$	Elektrisches Moment
$M_m$	Mechanisches Moment
$T'_d$	Transiente Kurzschlusszeitkonstante der Längsachse
$T''_d$	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante der Längsachse
$T'_q$	Transiente Kurzschlusszeitkonstante der Querachse
$T''_q$	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante der Querachse
$U_T$	Generator клемmenspannung
$U_f$	Erregerspannung
$n$	Mechanische Drehzahl
$n_{ref}$	Referenzwert der mechanischen Drehzahl
$x_d$	Synchrone Reaktanz der Längsachse
$x'_d$	Transiente Reaktanz der Längsachse
$x''_d$	Subtransiente Reaktanz der Längsachse
$x_q$	Synchrone Reaktanz der Querachse
$x'_q$	Transiente Reaktanz der Querachse
$x''_q$	Subtransiente Reaktanz der Querachse



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# 1. Einleitung

Um nachzuweisen, dass Stromerzeugungsanlagen im Netzbetrieb sicher und zuverlässig betrieben werden können, ist bei deren Neuerrichtung oder wesentlicher Änderung der Nachweis gewisser Eigenschaften vom zukünftigen Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber erforderlich. Die zu liefernden Nachweise sind in der Europäischen Union (EU) durch das Inkrafttreten der EU-Verordnung EU-2016/631 [1] geregelt. In Österreich ist diese Verordnung durch die TOR [2] national umgesetzt. Für viele Anforderungen sind Nachweise durch Simulationen ein notwendiges Mittel. Durch die Richtlinien zur Konformität von Stromerzeugungsanlagen in Österreich (RKS-AT) [3], als Leitfaden zur Nachweisführung, ist nicht exakt vorgegeben, in welcher Tiefe Stromerzeugungsanlagen für einen simulativen Nachweis gemäß TOR zu modellieren sind. Die eingesetzten Simulationsmodelle sollten jedenfalls hinreichend genau sein, um den betrachteten Untersuchungen gerecht zu werden. Ein auftretender Zielkonflikt bei der Erstellung von Simulationsmodellen ist der Modellierungsaufwand im Gegensatz zur hohen Modellgenauigkeit. Zur Herausforderung bei der Modellierung tragen die Zeitpunkte der Antragstellung für einen Netzzugang bei. An diesen Zeitpunkten sind oftmals spezifische Komponenten einer Erzeugungsanlage noch nicht konkretisiert, beziehungsweise fehlen genaue Spezifikationen. Weiters werden Regeleinrichtungen erst im Rahmen der Inbetriebnahme parametrisiert, zu Zeitpunkten, an dem der Netzzugang schon lange gewährt sein muss. Ein exaktes Nachbilden des Verhaltens von Stromerzeugungsanlagen in frühen Planungsphasen ist aufgrund dieser Gegebenheiten mit Schwierigkeiten verbunden [4]. Welche Auswirkung dies auf die Qualität der Simulationsergebnisse hat, soll im Rahmen dieser Arbeit untersucht werden.

Die *VERBUND Hydro Power GmbH* errichtet Wasserkraftwerke und ist als Betreiber der Kraftwerke in der Pflicht Konformitätsnachweise der Anlagen zu liefern. Daraus ergibt sich das Interesse an Untersuchungen im Rahmen der Kraftwerksmodellierung, welche in der vorliegenden Industriearbeit durchgeführt wurden. Dazu wurden zwei bereits errichtete Wasserkraftwerke mit Schenkelpolmaschinen als Referenz herangezogen. Die Entscheidung, Daten aus existierenden Kraftwerken heranzuziehen, diente zur Sicherstellung möglichst realitätsnaher betrachteter Szenarien. Des Weiteren sollte durch die Auswahl sichergestellt werden, verschiedene Kraftwerkstypen abzudecken, indem einerseits ein Speicherkraftwerk mit Pelton-Turbine und andererseits ein Laufwasserkraftwerk mit Kaplan-Rohrturbine ausgewählt wurden. *VERBUND Hydro Power GmbH* stellte die Daten der ausgewählten Kraftwerke zur Verfügung. Die Erzeugungsanlagen entsprechen laut der Requirements for Generators (RfG)-Schwellwertverordnung [5], welche die Kategorie der Kraftwerke festlegt, der Kategorie D. Die Modellierung und Simulation dieser Kraftwerke erfolgte mithilfe des Softwarepakets *DIgSILENT PowerFactory 2023*. Zur automatisierten Auswertung der Ergebnisse und Variation der Kraftwerkparameter diente ein Skript, welches in der Sprache *Python* verfasst und über die angebotene Schnittstelle an *PowerFactory* angebunden wurde. Dadurch wurde das Durchlaufen mehrerer Szenarien und Varianten hinsichtlich der Einstellung der Reglerparameter als auch der Betriebsmitteldaten ermöglicht.

## 1.1. Ziel dieser Arbeit

Die Frage der notwendigen Modellierungsgenauigkeit lässt sich beantworten, wenn klar ist, welche Aspekte einen entscheidenden Einfluss auf die Simulationsergebnisse haben. Dies ergibt folgende Leitfrage:

*Welchen Einfluss haben die Modellierungstiefe und die Parametertoleranzen der elektrischen Komponenten von synchronen Stromerzeugungsanlagen bei Wasserkraftwerken mit Schenkelpolmaschinen auf den simulationsbasierten Nachweis hinsichtlich Fault Ride Through (FRT)-Fähigkeit und Blindleistungskapazität der Anlage gemäß der für Österreich geltenden Richtlinie RKS-AT [3]?*

Dabei wird sich im Rahmen der Arbeit auf die wesentlichen Kraftwerkskomponenten wie die Erregung, Begrenzungsfunktionen der Erregung, den Turbinenregler und das hydraulische Modell der Turbine fokussiert. Das dynamische Langzeitverhalten von Kraftwerksanlagen ist wesentlich vom Einfluss dieser Komponenten beeinflusst. Im Rahmen dieser Arbeit soll der Einfluss dieser Komponenten auf das transiente Kurzzeitverhalten beim Durchlaufen von Fehlern untersucht werden.

Die Festlegung von Parametern diverser Regelungs- und Begrenzungseinrichtungen eines Kraftwerks sorgt für den gewünschten Betrieb der (Strom-)Erzeugungsanlage (EZA). Es soll geklärt werden, ob die FRT-Fähigkeit durch die Wahl dieser Parameter beeinflusst wird.

Die generelle Unschärfe von Betriebsmitteldaten kann Einfluss auf durch mittels Simulationen nachgewiesenes Verhalten haben. Die Norm IEC 60034-1 [6] gewährt beispielsweise bei der Generatorauslegung eine 30%-ige Abweichung maximaler Kurzschlussströme aufgrund der Unschärfe der subtransienten Reaktanz  $x_d''$  des Generators. Sensitivitätsanalysen unter Variation von Betriebsmitteldaten helfen, die Größe des Einflusses dieser Parametertoleranzen zu untersuchen. An dieser Stelle sei erwähnt, dass im Rahmen dieser Arbeit eine Variation diverser Betriebsmitteldaten nicht als Optimierung hinsichtlich einer Kraftwerksauslegung betrachtet werden soll. Der Fokus liegt auf der Ermittlung von Parametern und Kennwerten, welche für simulative Nachweise im Rahmen von Konformitätsstudien in ausreichender Genauigkeit vorliegen sollen, sowie welche Aussagen von diesen Simulationen erwartet werden können.

## 1.2. Aufbau dieser Arbeit

Der Aufbau der Arbeit gliedert sich wie im Folgenden beschrieben. In **Kapitel 2** werden die elektrotechnischen Grundlagen erörtert, auf denen diese Arbeit aufbaut. Zu Beginn erfolgt die Beschreibung der wesentlichen Komponenten einer EZA und wie diese zusammenwirken. Zudem erfolgt die Beschreibung des Stabilitätsbegriffs für elektrische Netze. Dies dient als Grundlage für Untersuchungen und Forderungen in gesetzlicher Hinsicht, wie zum Beispiel der EU-Verordnung EU-2016/631 [1]. Dieses Kapitel erläutert zudem die Anforderungen an simulative Nachweise gemäß RKS-AT. In **Kapitel 3** wird beschrieben, wie die Modellierung von Kraftwerkskomponenten in dieser Arbeit erfolgt ist und welche Besonderheiten dabei berücksichtigt werden können. Die Beschreibung der Fallstudien und der zur Untersuchung modellierten Kraftwerke erfolgt in **Kapitel 4**. Es werden die grundsätzlichen Kenndaten der Kraftwerke gelistet und wie diese in den Aufbau der Modelle geflossen sind. **Kapitel 5** beschreibt die Ergebnisse dieser Arbeit. In **Kapitel 6** werden die wesentlichen Aussagen zusammengefasst und Ausblick auf mögliche zukünftige Untersuchungen in diesem Forschungsgebiet gegeben. Im ersten Kapitel des Anhangs (Anhang A) werden eingesetzte Hard- und Software beschrieben. Das Kapitel Anhang B beinhaltet den notwendigen Code zur automatisierten Auswertung der FRT-Fähigkeit, insbesondere der Ermittlung der kritischen Fehlerklärungszeit mithilfe von Python in Zusammenhang mit PowerFactory.

## 2. Grundlagen

Dieses Kapitel behandelt die theoretischen Aspekte, welche für diese Arbeit von Relevanz sind. Sie dienen als Ausgangspunkt für die darauf folgenden Modellierungen und Simulationen. Ebenso werden die in Österreich zugrunde liegenden regulatorischen Vorgaben erläutert.

### 2.1. Komponenten einer Erzeugungsanlage

Im Folgenden werden die wesentlichen Bestandteile einer synchronen Stromerzeugungsanlage beschrieben. Wie diese Komponenten bei der Kraftwerksregelung zusammenwirken, ist in Abbildung 2.1 schematisch dargestellt.

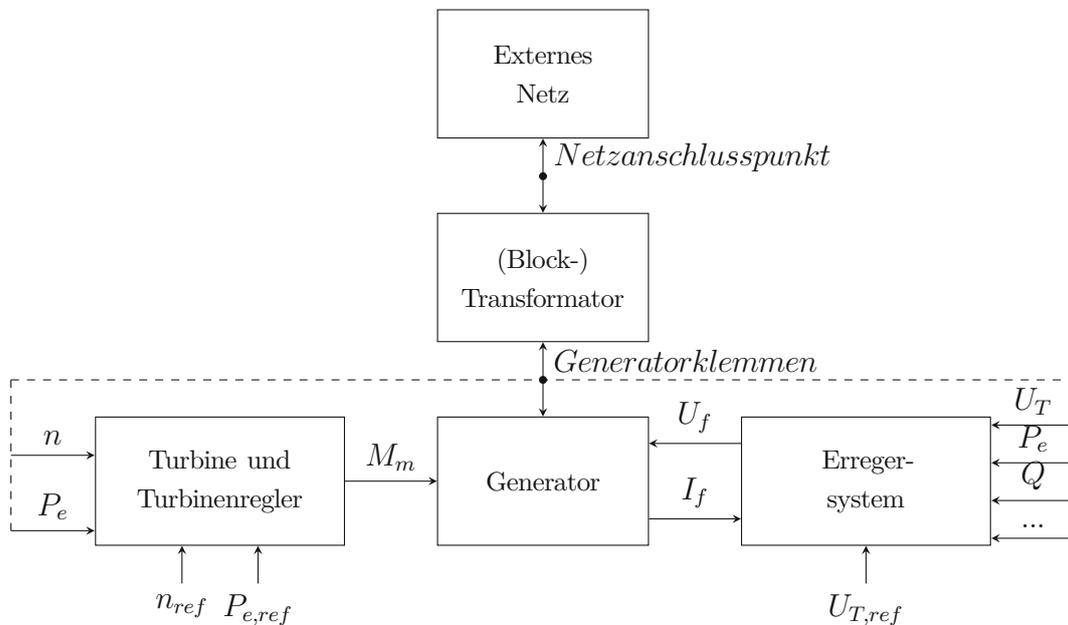


Abbildung 2.1.: Schematische Darstellung des Generators am Netz und dessen Schnittstellen zum Turbinenregler und Erregersystem S. 237 [7]

Die Aufgabe des **Turbinenreglers** ist es, das mechanische Moment  $M_m$  so zu regeln, dass die gewünschte Wirkleistung vom Generator abgegeben wird und die im Kraftwerk erzeugte Leistung dem Sollwert angepasst wird S. 182 [8]. Die Regelung der Turbine erfolgt dabei je nach gewählter Regelungsstrategie auf Drehzahlabweichungen oder Wirkleistungsabweichungen S. 137 [9]. Dies wird durch Erfassung der tatsächlichen Werte und dem Vergleich mit den vorgegebenen Referenzwerten  $P_{e,ref}$  für die Wirkleistung und  $n_{ref}$  für die Drehzahl realisiert. Da Abweichungen in der Leistungsbilanz des Netzes zu Frequenzänderungen führen, haben Turbinenregelungen im Sinne der Primärregelung die Aufgabe der Frequenzregelung. Geregelt werden können Wasserkraftturbinen durch Düsenadeln zur Einstellung des Querschnitts (Pelton-Turbine), durch das Einstellen von Leit- und Laufradschaufeln (Kaplan-Turbine) oder alleinig des Leitapparats (Francis-Turbine).

Ein **Synchrongenerator** mit elektrischer Erregung besteht in dessen elektromagnetischer Beschreibung grundsätzlich aus zwei Elementen, der Feldwicklung am Rotor und der 3-phasigen Ständerwicklung im Stator S. 19 [10]. Die schematische Darstellung des Polpaars einer Schenkelpolmaschine zeigt Abbildung 2.2. Die Feldwicklung (mit den Größen Erregerspannung  $u_f$  und Erregerstrom  $i_f$ ) ist in der Grafik schematisch angedeutet. Der sich ausbildende Fluss  $\psi_f$  bestimmt die Richtung der d-Achse im rotorfesten d/q-Koordinatensystem. Mit den Buchstaben  $U$ ,  $V$  und  $W$  sind die um räumlich  $120^\circ$  versetzten Statorwicklungen angedeutet. Um mechanische in elektrische Energie zu wandeln, induziert das mit dem Rotor rotierende Gleichfeld (Erregerfeld) Spannungen in den Ständerwicklungen der Maschine. Die mechanische Energie wird durch eine mit der Welle und dem Rotor starr gekoppelte Turbine aufgebracht, während die Erregereinrichtung für die notwendige Energie sorgt, um das Gleichfeld aufzubauen. Die Frequenz der Ströme und Spannungen, die sich infolgedessen an den Anschlüssen des Stators einstellt, ist im Leerlauf bestimmt durch die Drehgeschwindigkeit des Rotors. Im Netzbetrieb wird die Drehzahl durch die Netzfrequenz und Polpaarzahl vorgegeben. Neben den ausgeführten Wicklungen besteht der Synchrongenerator aus weiteren leitfähigen Materialien, in welchen Ströme während transienten Vorgängen induziert werden können S. 8 [11]. Diese können wie z.B. Dämpferwicklungen (im Modell als  $D$  und  $Q$  bezeichnet mit den Strömen  $i_D$  und  $i_Q$ ) in der Konstruktion beabsichtigt sein oder auch unabhängig vom Maschinendesign auftreten (z.B. induzierte Ströme im Rotor von Vollpolmaschinen).

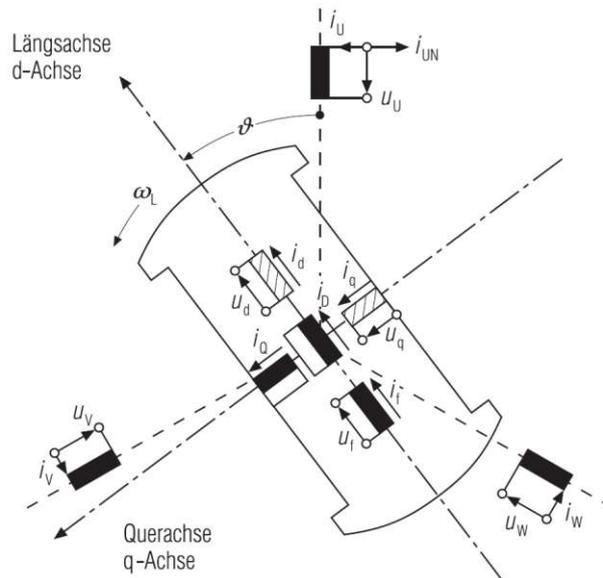


Abbildung 2.2.: Darstellung der Wicklungen und Ersatzwicklungen einer Schenkelpolmaschine - Statorwicklungen  $U$ ,  $V$ ,  $W$ ; Dämpferwicklungen  $D$ ,  $Q$ , Erregerwicklung  $f$  und Ersatzwicklungen des Stators  $d$ ,  $q$  am Rotor S. 127 [8]

In der frühen Entwicklung zur Beschreibung von Synchrongeneratoren wurde erkannt, dass diese vereinfacht werden kann, wenn die zu beschreibenden Größen auf ein mit dem Rotor rotierendes Koordinatensystem bezogen werden. Dadurch wird eine Unabhängigkeit der Ständergrößen (Selbst- und Gegeninduktivitäten) vom Drehwinkel erreicht, welche sich durch den unsymmetrischen Aufbau der Schenkelpolmaschine ergibt S. 280 [12]. Zusätzlich werden die beiden resultierenden Flusskomponenten vollständig voneinander entkoppelt. Es entstehen Komponenten in die d-Achse (direct) und die q-Achse (quadrature) des rotorfesten dq-Koordinatensystem. Um Ständergrößen in dieses Koordinatensystem zu transformieren (oder umgekehrt), bedient man sich der Park- oder dq0-Transformation. Für eine allgemeine Größe  $S$  in per unit (p.u.) ist die Transformation dargestellt in Gleichung 2.1. Die Subskripte  $U$ ,  $V$  und  $W$  bezeichnen die Statorgrößen,  $d$  und  $q$  in

dq-Koordinaten angegebene Größen. Der Winkel zwischen d-Achse und der ersten Statorwicklung wird als  $\theta$  bezeichnet und entspricht Kreisfrequenz mal Zeit ( $\omega t$ ). Die Nullsystemkomponente  $S_0$  spielt eine vernachlässigbare Rolle in den meisten Stabilitätsstudien S. 11 [11] und ist nur bei Belastung des Sternpunkts der Synchronmaschine relevant S. 23 [13].

$$\begin{bmatrix} S_d \\ S_q \\ S_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{2}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{2}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{2}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{2}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_U \\ S_V \\ S_W \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Aus dem Gleichungssystem der Synchronmaschine, bestehend aus sechs Spannungsgleichungen für die Stator- und Rotorwicklungen, sechs Flussverkettungsgleichungen für die gegenseitige Kopplung zwischen den Wicklungen und Gleichungen für das Drehmoment im Luftspalt beziehungsweise die Drehbewegung, kann mit der Park-Transformation der Gleichungssatz der Synchronmaschine (Gleichungen 2.2 bis 2.8) in dq-Koordinaten hergeleitet werden. Siehe dazu S. 128ff [8] oder auch S. 8ff [11], sowie S. 17ff [9].

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\omega_L & 0 \\ \omega_L & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{\psi}_d \\ \dot{\psi}_q \\ \dot{\psi}_0 \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

$$\begin{bmatrix} u_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_D & 0 \\ 0 & 0 & R_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{\psi}_f \\ \dot{\psi}_D \\ \dot{\psi}_Q \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & L_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{df} & L_{dD} & 0 \\ 0 & 0 & L_{qQ} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_f \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ff} & L_{fD} & 0 \\ L_{Df} & L_{DD} & 0 \\ 0 & 0 & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} + \frac{3}{2} \begin{bmatrix} L_{fD} & 0 & 0 \\ L_{Dd} & 0 & 0 \\ 0 & L_{Qq} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

$$J \cdot \frac{\partial \omega_L}{\partial t} = p(M_e + M_m) \quad (2.6)$$

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \omega_L \quad (2.7)$$

$$M_e = \frac{3}{2}(\psi_d i_q - \psi_q i_d) \quad (2.8)$$

Von der Transformation unbeeinflusst geblieben sind die Spannungsgleichungen für die Rotorwicklungen. Magnetische Sättigungseffekte wurden in der Darstellung vernachlässigt. Für obige Gleichungen gelten folgende Bezeichnungen:  $\psi_x$  Verkettungsfluss der Wicklung  $x$ ,  $i_x$  Windungsstrom der Wicklung  $x$ ,  $R_s$  Statorwiderstand,  $R_f$  Widerstand der Feldwicklung (Rotorwicklung),  $L_x$  und  $L_{xy}$  Selbst- und gegenseitige Induktivität,  $\omega_L$  mechanische Drehzahl,  $J$  Trägheitsmoment,  $M_e$  elektrisches Moment und  $M_m$  mechanisches Moment. Die in den Gleichungen auftretenden Induktivitäten entsprechen substituierten Werten für Summenterme aus Selbst- und Gegeninduktivitäten. Es handelt sich um konstante drehwinkelunabhängige Werte S. 69 [10]. Weiters empfiehlt sich das Arbeiten mit Bezugsgrößen, für welche in der Regel Strangspannung und Scheinleistung sowie die Bemessungsfrequenz gewählt werden. Aufgrund der Nichtlinearität des allgemeinen Gleichungssystems der Synchronmaschine kann es nur mit numerischen Verfahren gelöst werden. Vereinfachungen sind möglich, wenn der Zeitbereich der Betrachtung eingeschränkt wird. Ebenso vereinfachend wirkt

die Annahme einer konstanten Drehzahl in Nähe des Synchronismus. Die Gleichungen können dann linearisiert und geschlossen gelöst werden S. 144 [8].

Während der Gleichungssatz direkt zur Betrachtung herangezogen werden kann, ist eine weitere getrennte Darstellung der d- und q-Achse als Ersatzschaltung oder als Übertragungsfunktion möglich. Die vollständigen Ersatzschaltungen gemäß der angeführten Gleichungen der Synchronmaschine sind dargestellt für die d-Achse in Abbildung 2.3 und für die q-Achse in Abbildung 2.4.

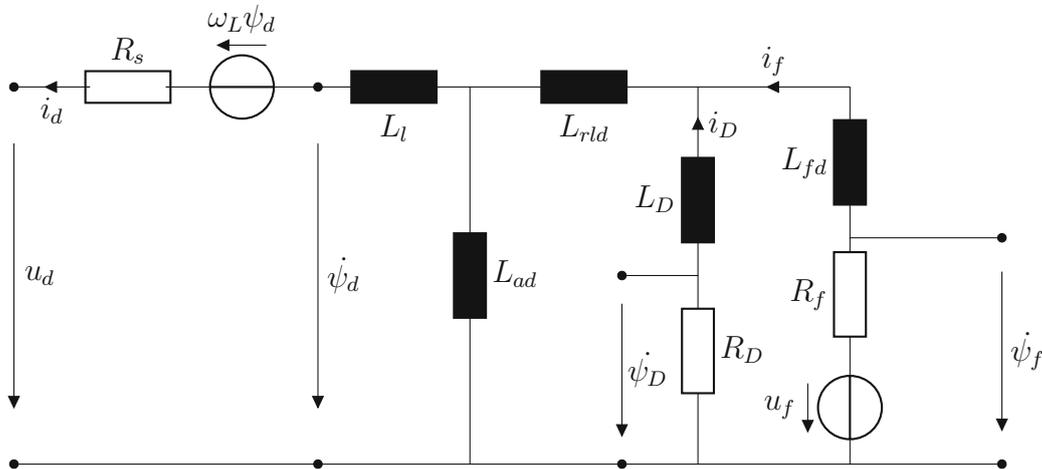


Abbildung 2.3.: Ersatzschaltbild für die d-Achse einer Schenkelpolmaschine in 2-Achsen-darstellung gemäß S. 89 [10]

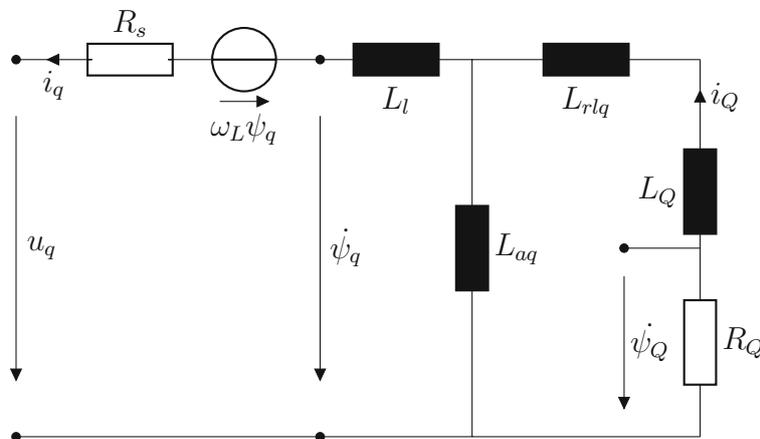


Abbildung 2.4.: Ersatzschaltbild für die q-Achse einer Schenkelpolmaschine in 2-Achsen-darstellung gemäß S. 89 [10]

Zur Repräsentation von Schenkelpolmaschinen, wie in den Gleichungen und Abbildung 2.4, reicht eine Dämpferwicklung entlang der q-Achse aus. Die in Abbildung 2.3 und 2.4 ersichtlichen Induktivitäten ergeben sich durch Substitution und Zusammenfassen der Induktivitäten aus Gleichung 2.2 bis 2.8 S. 89 [10].

Das **Erregersystem** sorgt für den Aufbau des notwendigen Gleichfelds im Rotor durch Bereitstellen einer Gleichspannung  $U_f$  an der Feldwicklung des Rotors. Der sich dabei einstellende Strom wird (Erreger-)Feldstrom  $I_f$  genannt. Während das Erregersystem für die grundlegende Funktion der

Energiewandlung durch Bereitstellung der Erregerleistung nötig ist, soll es weiters eine Regelungsaufgabe erfüllen. Dies ist zum Beispiel das Halten einer konstanten Klemmenspannung des Generators oder der eingespeisten beziehungsweise bezogenen Blindleistung S. 35 [13]. Die Fähigkeit, auf äußere Einflüsse zu reagieren, wird durch die Regelung von  $U_f$  realisiert, was sich direkt auf die Klemmenspannung  $U_T$  des Generators auswirkt. Ein modernes Erregersystem einer Synchronmaschine bietet zudem ausreichend Kapazität zur Sicherstellung der Erregung in sämtlichen Betriebszuständen S. 5 [14]. Um dies zu gewähren, sind Funktionen zur Steuerung und zur Begrenzung notwendig, die sowohl die Synchronmaschine als auch die Erregereinrichtung unter Extrembedingungen schützen. Einfluss auf den Betrieb unter Normalbedingungen haben diese Begrenzungen jedoch nicht. Je nach Art der Begrenzung sorgen die jeweiligen Schutzfunktionen für eine Erhöhung oder Verringerung des Grads der Erregung. In Abhängigkeit vom Leistungsbereich und dem Einsatzzweck der Synchronmaschine wurden verschiedene Arten der Erregung entwickelt. Die Unterscheidung erfolgt nach Aufbau und Verschaltung und wird in der Literatur häufig folgendermaßen getroffen S. 320 [10]:

- DC-Erregersystem (basierend auf Gleichstrommaschinen)
- AC-Erregersystem (basierend auf Wechselstromgeneratoren)
  - mit stationären Gleichrichtern
  - mit rotierenden Gleichrichtern
- Statisches Erregersystem (basierend auf nicht rotierenden Komponenten)
  - mit gesteuerten Gleichrichtern über Spannung versorgt
  - als Kompound-Erregereinrichtung (strom- und spannungsabhängige Komponente vom Erregerstrom  $I_f$ )

Lange haben sich Gleichstrommaschinen zur Erzeugung der notwendigen Gleichspannung bewährt. Allerdings haben sich durch Fortschritte bei leistungselektronischen Komponenten hauptsächlich Thyristorschaltungen in statischen Erregungen und rotierenden Erregungen mit Wechselstromgeneratoren durchgesetzt. Leistungselektronische Gleichrichterbrücken bieten den wesentlichen Vorteil einer höheren Regelgeschwindigkeit im Vergleich zu Gleichstrommaschinen S. 300 [15]. Erregersysteme mit Komponenten, die eine verzögernde Wirkung haben, weisen schlechtere Eigenschaften in Bezug auf das dynamische Verhalten auf S. 334 [10], was besonders für DC- und zum Teil für AC-Erregersysteme zutrifft S. 105 [9].

Die Namensgebung einer **statischen Erregung** erfolgt aufgrund der Gegebenheit, dass deren Komponenten feststehend und ortsfest ausgeführt sind und nicht auf der rotierenden Welle sitzen. Die notwendige Erregerspannung muss zwingendermaßen über Bürsten und Schleifringe auf den Rotor des Generators übertragen werden, um der Feldwicklung zur Verfügung zu stehen. Abbildung 2.5 veranschaulicht den Aufbau einer statischen Erregung mit gesteuerten Gleichrichtern, versorgt über einen Erregertransformator.

Die Regelung der Erregerspannung  $U_f$  und des Erregerstroms  $I_f$  geschieht in den meisten statischen Erregungen durch eine gesteuerte Gleichrichterbrücke, auch halb- oder ungesteuerte Brücken sind möglich. Die Gleichrichter werden entweder mittels Erregertransformator durch das Eigenbedarfsnetz des Kraftwerks oder über die Generatorklemmen (wie in Abbildung 2.5) versorgt. Die Art der Versorgung bestimmt ebenso den Maximalwert von  $U_f$ , welcher als Deckenspannung bezeichnet wird. Durch eine Phasenanschnittsteuerung der Thyristorschaltung (Steuerung der Thyristor-Zündung) wird ein relativ schnelles Einstellen der Erregergleichspannung gewährt. Der Spannungs- oder der übergeordnete Blindleistungsregler (Automatische Erreger-Steuerung) gibt in Abhängigkeit der Klemmenspannung und eventuell des Stroms an den Generatorklemmen einen Sollwert für die gesteuerte Gleichrichterbrücke vor. Der Wert basiert auf der Abweichung des aktuellen Spannungswerts an den Generatorklemmen vom vorgegebenen Referenzspannungswert.

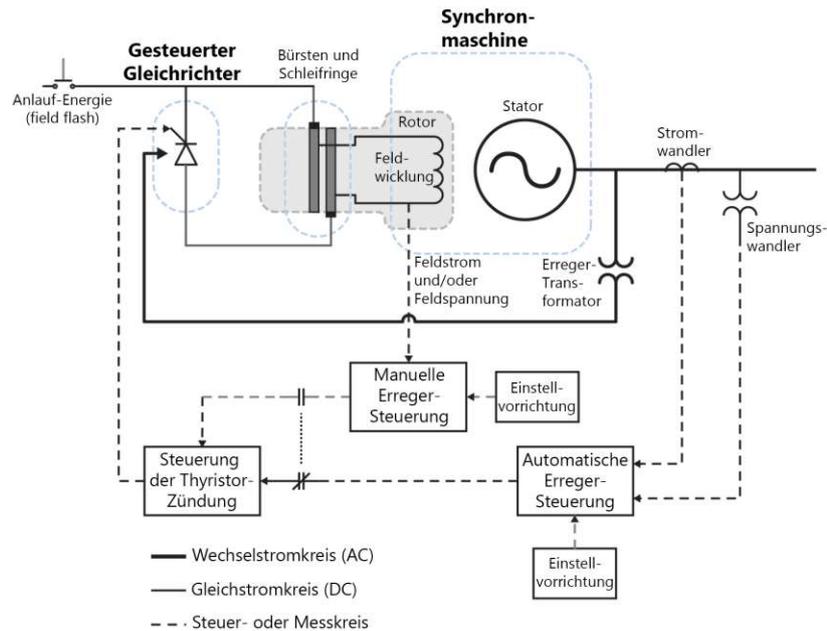


Abbildung 2.5.: Schematische Darstellung einer statischen Erregung mit Versorgung über die Klemmenspannung mittels Erregertransformator und gesteuerten Gleichrichtern zur Spannungsregelung der Erregerspannung; übersetzt aus S. 31 [16]

Weitere Eingangswerte wie zum Beispiel  $I_f$  können bei der Spannungsregelung berücksichtigt werden. Zusätzlich bieten viele Erregereinrichtungen die Möglichkeit an, Feldstrom oder -spannung manuell vorzugeben (Manuelle Erreger-Steuerung). Ein Vorteil von statischen Erregungen ist die Möglichkeit der Schnellentregung, wo die Energie im Erregerstromkreis durch Zuschalten einer Impedanz abgebaut werden kann, um auf Netzfehler zu reagieren. Ebenso besteht die Möglichkeit, negative Spannungen anzulegen und das Erregerfeld noch schneller abzubauen. Da die Energieversorgung der Erregereinrichtung durch die Generatorklemmen erfolgen kann, kann das Verhalten der Erregung vom aktuellen Zustand im Netz und demzufolge von Spannungsschwankungen beeinflusst sein.

Der Vorteil von **rotierenden**, bürstenlosen oder auch schleifringlosen **Erregersystemen**, basierend auf Wechselstromgeneratoren (siehe Abbildung 2.6), ist das Wegfallen von wartungsbehafteten Schleifringen und Bürsten. Erzeugt wird die Erregerspannung mithilfe einer Haupterregemaschine, welche als Außenpolmaschine realisiert ist. Das bedeutet, dass im Vergleich zum gewöhnlichen Aufbau der Synchronmaschine die Ständerwicklungen innerhalb rotierend und die Feldwicklung außerhalb und stillstehend angeordnet ist S. 230 [7]. Haupterregemaschine und Generator teilen sich die rotierende Welle.

Da in den Ständerwicklungen ein sinusförmiges Dreiphasensystem vorherrscht, müssen die Ständergrößen der Haupterregemaschine auf der rotierenden Welle gleichgerichtet werden, um als Erregergrößen des eigentlich zur Energiewandlung genutzten Generators zur Verfügung zu stehen. Die Regelung erfolgt hier nicht durch direkte Beeinflussung der Erregerspannung  $U_f$  der Hauptmaschine, sondern durch Beeinflussen der Erregerspannung  $E_{FE}$  (Bezeichnung gemäß IEEE Std. 421.5 [17]) der Haupterregemaschine. Häufig kommt zusätzlich ein permanenterregter Drehstrom-Synchrongenerator zum Einsatz, die sogenannte Hilferregemaschine. Durch sie wird die Außenpol-(Feld-)Wicklung der Haupterregemaschine über ein Thyristorstellglied gespeist, wie in Abbildung 2.6 dargestellt. Ebenso möglich ist es, die Hilferregerleistung über das Eigenbedarfsnetz oder die Generatorklemmen zu beziehen. Der Einsatz eines Erregertransformators zur Spannungsanpassung ist in diesem Fall üblich. Auch bei dieser Erregereinrichtung erzeugt der Automatic Voltage Regulator (Spannungsregler) (AVR) die

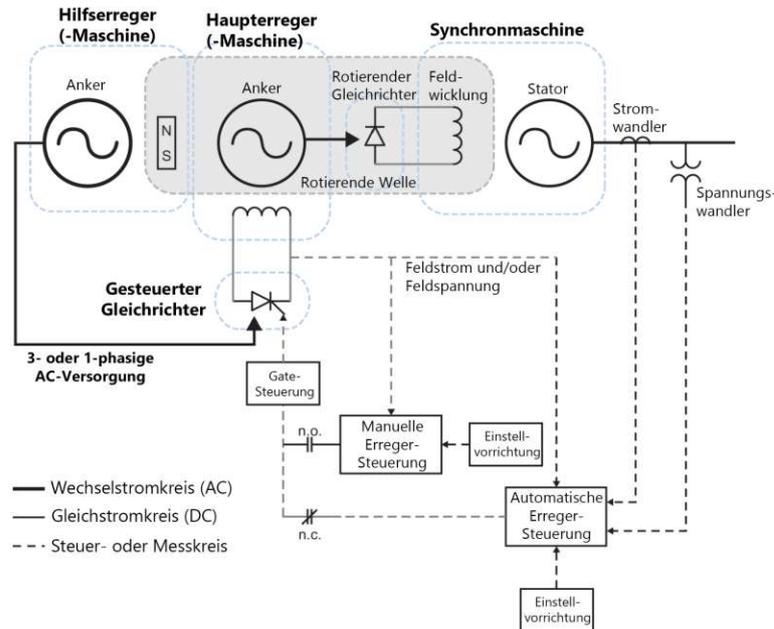


Abbildung 2.6.: Schematische Darstellung einer rotierenden Erregung mit AC-Erregermaschine und ungesteuerten rotierenden Gleichrichtern; übersetzt aus S. 28 [16]

für die Gleichrichterbrücke notwendigen Steuersignale. Zur Spannungsregelung werden die gewandelte Generatorklemmenspannung, die gewünschte Referenzspannung und optional weitere Eingangswerte, wie zum Beispiel der Erregerstrom der Haupterregermaschine, herangezogen. Nur in seltenen Fällen unterstützen rotierende Erregungen die Möglichkeit eines negativen Feldstroms zum Feldabbau.

**Blocktransformatoren** bilden samt Generator und Turbine den Kraftwerksblock. Sie dienen in den meisten EZAs als Schnittstelle zum Netzanschlusspunkt (NAP) und werden eingesetzt, um die von den Maschinen erzeugte Spannung auf ein wirtschaftlich vertretbares Niveau hochzusetzen S. 219 [8]. Diese auch als Maschinentransformatoren bezeichneten Trafos werden dabei an die Generatorleistung angepasst. In manchen Kraftwerken sind Transformatoren zur zusätzlichen Spannungs-/Blindleistungs-Regelung mit automatischen Stufenstellern (On-Load Tap Changer (Automatischer Laststufenschalter) (OLTC)) ausgestattet, die in der Regel langsamer schalten, verglichen zu transienten Vorgängen im Netz S. 6 [18].

## 2.2. Stabilität in Energieversorgungsnetzen

In Energieversorgungsnetzen nehmen Stabilitätsuntersuchungen eine immer größer werdende Bedeutung ein. Bieten weitläufige und interkontinentale Verbundnetze Vorteile in Bezug auf Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit, so werden im Umkehrschluss die Herausforderungen bezüglich Systemstabilität nicht kleiner. Für die Versorgungssicherheit hat die Wahrung der Stabilität eine wesentliche Bedeutung. Dies äußert sich in einer möglichen Definition für die Stabilität:

*Stabilität ist die Fähigkeit eines elektrischen Netzes unter Normalbedingungen in einem stationären Gleichgewichtszustand betriebsfähig zu sein und auch nach der Einwirkung einer physischen Störung wieder einen Betriebsgleichgewichtszustand zu erlangen, in dem die meisten Systemvariablen in ihrer Größe beschränkt sind, sodass praktisch das gesamte System intakt bleibt* - übersetzt nach S. 3 [19].

Zu einem besseren Verständnis und der Adressierung des Problems ist der Begriff Stabilität in mehrere Teilkategorien klassifiziert. Lange Zeit basierte die elektrische Energieversorgung hauptsächlich auf Synchrongeneratoren, die für die Einspeisung der benötigten Wirkleistung sorgten, mit synchroner Geschwindigkeit rotierten und somit ein synchrones Energieversorgungsnetz bildeten. Neben Synchrongeneratoren wachsen heutzutage nichtsynchrone Erzeugungseinheiten in ihrer Anzahl und so erfordert dies eine Einbeziehung weiterer Aspekte in die Definition und Unterteilung des Stabilitätsbegriffs S. 4 [19].

### 2.2.1. Klassifizierung der Stabilität

Das Stromversorgungsnetz ist zu keinem Zeitpunkt in einem stationären Dauerzustand. Es unterliegt einer Vielzahl von Störungen und Auslenkungen, die je nach Ursache unterschiedlich große Auswirkungen haben. Diese Vielseitigkeit bedarf der Kategorisierung des Begriffs. Ermöglicht wird dadurch unter anderem ein Abgrenzen der Gründe für Instabilitäten, der Größe der Störung und des zeitlichen Horizonts, bis das System wieder einen Gleichgewichtszustand erreicht S. 4 [11]. Bereits in S. 36 [10] wurde der Stabilitätsbegriff in die drei Teilbereiche *Rotorwinkelstabilität*, *Spannungsstabilität* und *Frequenzstabilität* unterteilt (siehe Abbildung 2.7). Für die Stabilitätsbeurteilung in Netzen mit hauptsächlich synchronen Anlagen, reicht diese Unterteilung aus.

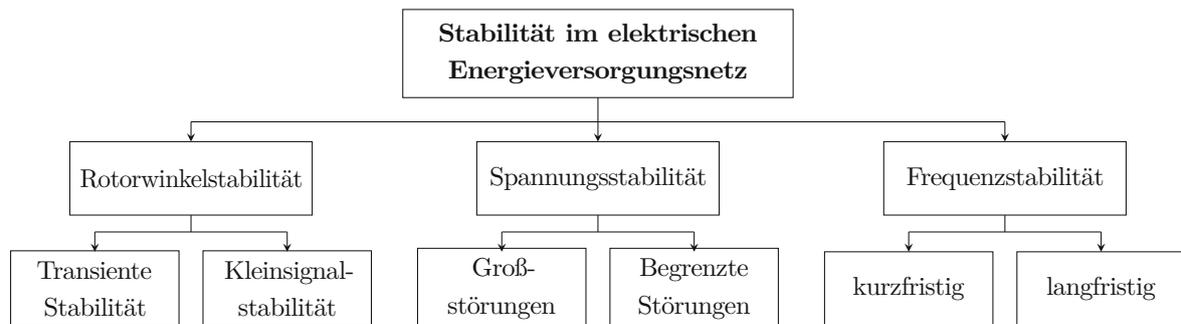


Abbildung 2.7.: Klassifizierung der Stabilität im Energieversorgungsnetz; vereinfacht nach S. 36 [10]

#### Rotorwinkelstabilität

Die Rotorwinkelstabilität adressiert die Fähigkeit über ein Netz verbundener synchroner Stromerzeugungsanlagen in Synchronismus zueinander zu bleiben S. 18 [10]. Dies ist die Grundvoraussetzung für ein funktionierendes Stromversorgungsnetz. Sollte der Zustand des Synchronismus verloren gehen, spricht man von Instabilität oder auch Außertrittfallen der Synchrongeneratoren S. 899 [8]. Grundlage für die Untersuchung der Rotorwinkelstabilität bildet die Bilanz der Drehmomente an der Welle der Maschine. Herrscht kein Gleichgewicht zwischen elektrischem Moment  $M_e$  und mechanischem Moment  $M_m$ , resultiert dies in einer Beschleunigung oder Verzögerung des Rotors. Die mathematische Beschreibung dieser Gegebenheit liefert Gleichung 2.9a. Das beschleunigende Moment  $M_a$  (in  $Nm$ ) entspricht dem Produkt aus Trägheitsmoment  $J$  (in  $kg \cdot m^2$ ) und mechanischer Winkelbeschleunigung.  $\omega_m$  bezeichnet die mechanische Winkelgeschwindigkeit des Synchrongenerators in  $rad/s$ . Der Zusammenhang dieser Gleichung gilt allgemein für jeden rotierenden Körper. Für den generatorischen Betrieb sind  $M_m$  und  $M_e$  positiv,  $M_m$  gibt, angetrieben durch die Turbine, die Drehrichtung der Welle vor. Die Berechnung von  $M_m$  erfolgt gemäß Gleichung 2.9b aus Polpaarzahl  $p$ , mechanischer Leistung  $P_m$  und mechanischer Winkelgeschwindigkeit  $\omega_m$ .

$$J \cdot \frac{\partial \omega_m}{\partial t} = M_a = M_m - M_e \quad (2.9a)$$

$$M_m = \frac{p P_m}{2 \omega_m} \quad (2.9b)$$

Ein Umformen von Gleichung 2.9a (siehe dazu S. 128ff [10]) führt zur gebräuchlichen Bewegungsgleichung der Synchronmaschine in p.u.-Darstellung in Gleichung 2.10. Das Lösen dieser nichtlinearen Differentialgleichung 2. Ordnung liefert den zeitlichen Verlauf des Polradwinkels  $\delta$  und ermöglicht Aussagen über die Stabilität der Synchronmaschine.  $H$  entspricht der normierten Trägheitskonstante in  $s$ ,  $f_0$  entspricht der Nennfrequenz des Netzes.  $m_m$  und  $m_e$  sind normiertes mechanisches und elektrisches Moment. Des Weiteren ist die Berücksichtigung eines dämpfenden Moments für Geschwindigkeitsabweichungen von der Synchrongeschwindigkeit möglich S. 131 [10].

$$\frac{H}{\pi f_0} \cdot \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} = m_m - m_e \quad [p.u.] \quad (2.10)$$

Bei Untersuchungen im Sinne der **transienten Stabilität** führt ein Ungleichgewicht von Wirkleistungsflüssen im Netz zu erheblichen transienten Vorgängen und Störungen. Dies resultiert in eindeutigen Auslenkungen der Systemgrößen wie beispielsweise des Polradwinkels  $\delta$ . Die Nichtlinearität der Zusammenhänge zwischen Leistung und Rotorwinkel ist ausschlaggebend, weshalb die nichtlineare Schwingungsgleichung gelöst werden muss. Die transiente Stabilität ist beeinflusst vom initialen Betriebszustand und der Größe der Störung (z.B. Typ, Ort und Dauer des Fehlers im Netz). In vielen Fällen ändert sich der Zustand des Netzes während des Durchlaufens des transienten Vorgangs, sodass sich, falls überhaupt, ein neuer Gleichgewichtszustand einstellt. Ein Zeithorizont von 3 s bis 5 s nach Eintritt des Fehlers ist für die Betrachtung solcher Vorgänge relevant S. 5 [11].

Durch die Charakteristik der Polradwinkelverläufe spricht man von *First-Swing Stability*, wenn der Polradwinkel sich nach dem ersten Ausschwenken wieder einpendelt. Bei zu geringem dämpfenden Moment kann auch in diesem Fall noch Instabilität eintreten. Vor allem in großen Netzen muss Instabilität nicht zwingend mit First-Swing Instability einhergehen S. 26 [10].

Von **Kleinsignalstabilität** wird gesprochen, wenn die Auslenkungen so klein sind, dass eine Linearisierung der zugrunde liegenden Gleichungen gerechtfertigt ist. Kleine Variationen in Last und Erzeugung rechtfertigen diese Vorgangsweise. Gleichung 2.10 wird in diesem Fall zu einer linearen Differentialgleichung 2. Ordnung. Historisch betrachtet wird **Transiente Stabilität** mit der Spezifikation der Betriebsmittel und Konformitätstests verbunden, während **Kleinsignalverhalten** in Stabilitätsstudien zur Anwendung kommt S. 1 [14].

## Spannungsstabilität

Wenn ein Stromversorgungsnetz in der Lage ist, an allen Sammelschienen im System die auftretenden Spannungen in vertretbaren Grenzen zu halten, spricht man von Spannungsstabilität. Hauptfaktor für die Gewährung dieser Stabilität ist die Fähigkeit, den Bedarf an Blindleistung zu decken. Das Kriterium für die Spannungsstabilität ist jenes: Durch Blindleistungseinspeisung an einer Sammelschiene muss die Amplitude der Spannung an diesem Ort ebenso ansteigen. Haupteinflussfaktoren für diese Art der Stabilität sind die Charakteristiken der Lasten und der Spannungsregler inklusive Generatoren und deren Erregersystem S. 6 [11]. Trotz der Einstufung der Spannungsstabilität als lokales Phänomen, kann diese Instabilität weitreichendere Folgen im Netz haben.

Für die Unterscheidung der Spannungsstabilität in **Großstörungen** und **begrenzte lokale Störungen** ist wie zuvor bei der Rotorwinkelstabilität die gerechtfertigte Möglichkeit zur Linearisierung der Gleichungen von Relevanz.

## 2.3. Vorgaben in Österreich und deren Auswertung

Aus Sicht der Netzbetreiber ist es relevant, Stabilität im Netz zu gewährleisten und diese durch die Adaptierung oder den Neuanschluss von Erzeugungsanlagen nicht zu gefährden. Je nach angestrebter Betriebserlaubnis (vorübergehend oder endgültig) ergeben sich unterschiedliche, zu erbringende Nachweise. Die RKS-AT [3] beschreiben in Österreich für einige dieser Nachweise das simulative Nachbilden der EZA. Tabelle 2.1 schlüsselt die Anforderungen auf, für die ein simulativer Nachweis möglich ist.

Tabelle 2.1.: Mittels Simulation nachweisbare Anforderungen einer Stromerzeugungsanlage gemäß TOR Erzeuger Typ D S. 15 [20]

Anforderung	synchrone EZA	nichtsynchrone EZA
FRT-Fähigkeit	×	×
Dynamische Blindstromstützung		×
Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler	×	×
Überprüfung der PSS-Funktion	×	
Regelung der Dämpfung von Leistungspendelungen		×
Blindleistungskapazität	×	×

Im Folgenden wird auf die Einteilung von EZAs gemäß der Richtlinien sowie auf die nachweislich zu führenden Anforderungen mittels Simulation weiter eingegangen.

### 2.3.1. Einteilung von Erzeugungsanlagen

Erzeugungsanlagen werden gemäß Anschlussleistung in Größenklassen unterteilt. Die Kategorisierung erfolgt in Klassen A bis D. Die Schwellwerte, welche die Abgrenzung der einzelnen Klassen zueinander bilden, sind in Österreich in der RfG Schwellwert-Verordnung [5] festgelegt. Die RKS-AT [3] bieten einen Leitfaden für Anlagen ab 5 MW und setzen somit ab Klasse B an. Die zum Zeitpunkt der Verfassung dieser Arbeit gültigen Größenklassen sind in Tabelle 2.2 dargestellt. Je nach Klasse, in die eine Stromerzeugungsanlage fällt, gilt es verschiedene Anforderungen zu erfüllen.

Tabelle 2.2.: Größenklassen von Erzeugungsanlagen gemäß RfG Schwellwert-Verordnung [5]

Klasse	A	B	C	D
von	$\geq 800 W$	$\geq 250 kW$	$\geq 35 MW$	$\geq 50 MW$ oder $\geq 110 kV$
bis	$< 250 kW$	$< 35 MW$	$< 50 MW$	

### 2.3.2. FRT-Fähigkeit

Rotierende und synchron mit dem Netz verbundene Stromerzeugungseinheiten mit großen Schwungmassen tragen aufgrund ihrer Trägheit zur Systemstabilität bei. Im zukünftigen Energieversorgungsnetz ist eine größere Anzahl kleinerer synchroner als auch nichtsynchrone Erzeugungseinheiten in Form von umrichterbasierten Einspeisern sehr wahrscheinlich S. 3272 [19]. Unter dem dadurch fehlenden Massenträgheitsmoment im Netz darf die Stabilität nicht gefährdet werden. Umso wichtiger ist das Festlegen von Anforderungen an die FRT-Fähigkeit von EZAs zur Adressierung der transienten

Stabilität als auch der Frequenzstabilität (siehe Abbildung 2.7). Um größeren Versorgungsausfällen entgegenzuwirken, dürfen sich EZAs nur in bestimmten Betriebszuständen des Netzes davon trennen. In den nationalen Richtlinien in Form von Netzanschlussregeln sind die Anforderungen bezüglich der Betriebsbereiche hinsichtlich Spannung, Frequenz, Wirk- und Blindleistung festgelegt, in denen EZAs in der Lage sein müssen mit dem Netz verbunden zu bleiben S. 10 [21].

Im Falle von Low Voltage Ride Through (LVRT) sind die Anforderungen als Spannungs-Zeit-Profile gegeben, wobei hier die Höhe und Dauer der Spannungseinbrüche je nach Staat aufgrund unterschiedlicher Richtlinien und innerhalb eines Staates aufgrund der Anlagengröße variieren. Die durch die RKS-AT [3] in Österreich für synchrone Anlagen der Kategorie D vorgegebenen Zeitprofile sind in Abbildung 2.8 dargestellt. Die auch als Fehlerkurven bezeichneten Zeitprofile stellen Spannungseinbrüche der Spannung am Netzanschlusspunkt dar. Bei Durchlaufen dieser Spannungs-Zeit-Profile muss die Anlage fähig sein, synchron am Netz zu bleiben, was bedeutet, dass der Polradwinkel sich nach Klärung des Fehlers wieder auf einen stationären Zustand einpendeln muss.

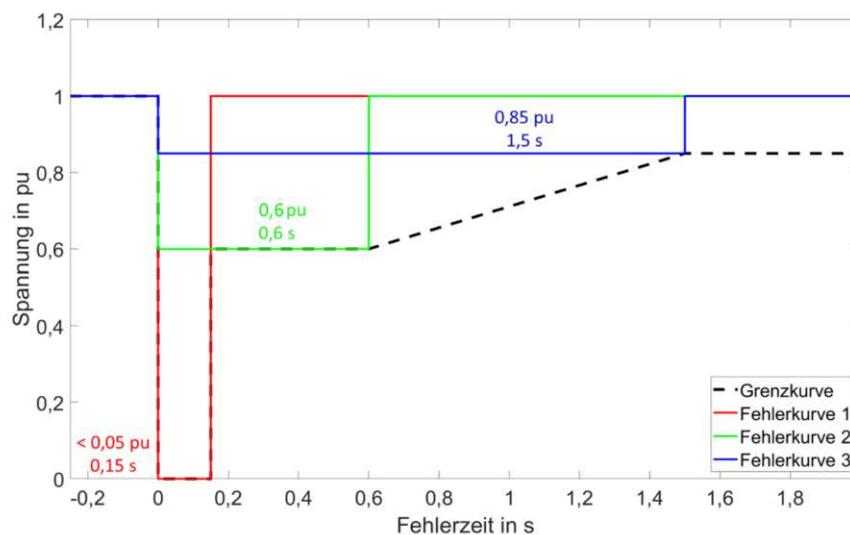


Abbildung 2.8.: Fehlerkurven des Spannungseinbruchs für synchrone Typ D Anlagen mit Anschluss über  $110\text{ kV}$ ; korrigiert aus S. 46 [3]

Folgender wichtiger Hinweis sei zur richtigen Interpretation der Fehlerkurven noch erwähnt. In Netzanschlussregeln vieler Staaten sind diese als Grenzkurve in Form eines Polygon-förmigen Spannungsverlaufs gegeben (siehe gestrichelte Linie in Abbildung 2.8). Dies entspricht **nicht** dem Zeitverlauf eines Spannungseinbruchs während des Fehlers. Vielmehr sind die einzelnen Punkte entlang des Polygonzugs als unzählige mögliche Fehlerevents zu verstehen, mit entsprechender Restspannung und Fehlerklärungszeit. Die in der Abbildung eingezeichneten Fälle (rot, grün, blau) sind dabei nur drei Beispiele. Weiters muss der tatsächliche zeitliche Verlauf bei Wiederkehr der Spannung nicht dem vorgegebenen Profil entsprechen, da dieser von der aktuellen Kurzschlussleistung am Netz sowie der zu untersuchenden EZA abhängig ist S. 36 [22].

### Auswertung der FRT-Fähigkeit einer Anlage

Der Verlauf des Polradwinkels  $\delta$  einer Synchronmaschine gibt Aufschluss über das transiente Verhalten der Synchronmaschine während eines Spannungseinbruchs im Netz. Hierbei sind der stationäre Polradwinkel des eingeschwungenen Zustands vor einem Fehler, der Verlauf des Polradwinkels während des Fehlers und das Einschwingverhalten nach Klärung des Fehlers, sollte  $\delta$  überhaupt wieder einen stationären Wert erreichen, relevant. Abbildung 2.9a zeigt den zeitlichen Verlauf von  $\delta$

einer Synchronmaschine während eines Spannungseinbruchs am Netz. Die Fehlerdauer ist in diesem Fall für diese Erzeugungsanlage ausreichend kurz, sodass stabiles Verhalten gezeigt wird. In Abbildung 2.9b ist die Fehlerdauer hingegen zu hoch und die Synchronmaschine weist instabiles Verhalten auf. Der Rotor der Maschine beschleunigt auch nach Klärung des Fehlers immer weiter verglichen mit der synchronen Drehzahl, was zu einem Anwachsen von  $\delta$  mit fortschreitender Zeit führt.

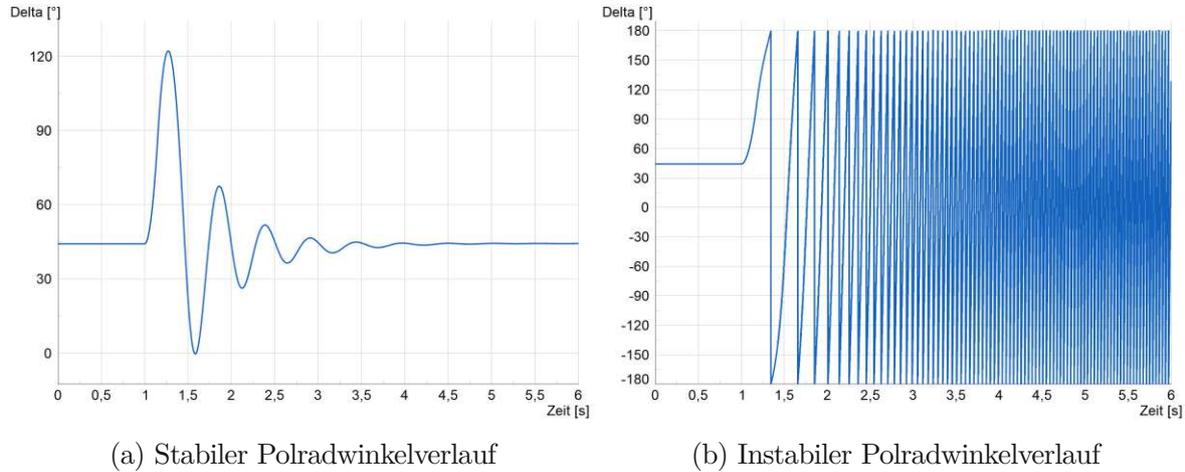


Abbildung 2.9.: Verlauf des Polradwinkels einer Synchronmaschine während eines transienten Vorgangs

Für den schwerwiegendsten geforderten Spannungseinbruch hinsichtlich Restspannung kann zur Beurteilung der FRT-Fähigkeit die Critical Fault Clearing Time (Kritische Fehlerklärungszeit, auch CCT - Critical Clearing Time) (CFCT) herangezogen werden. Dies bezeichnet die maximale Zeitspanne vom Auftreten bis zur Klärung eines Fehlers, in der die Erzeugungsanlage noch stabil bleibt S. 3 [23]. Gemäß Abbildung 2.8 entspricht der schwerwiegendste Fall einem Spannungsverlauf gemäß der rot eingezeichneten Kurve mit einem Einbruch auf unter  $0,05 p.u.$  Restspannung. Hier ist eine Fehlerklärungszeit von  $150 ms$  vorgegeben und die ermittelte CFCT der EZA sollte diesen Wert übersteigen. Unsymmetrische Fehler werden im Hinblick auf FRT-Fähigkeit als weniger schwerwiegend eingestuft. Nur in besonderen Fällen erfolgt deren Beurteilung anhand der CFCT. Die CFCT eines einphasigen Fehlers liegt empirischen Studien zufolge beim Doppelten, verglichen mit äquivalenten dreiphasigen Fehlern S. 4 [23]. Während in Österreich FRT-Fähigkeit für einen bestimmten Betriebspunkt vor dem Fehler nachgewiesen werden muss, ist in S. 31 [24] vorgeschlagen eine Fehlerklärungszeit von  $150 ms$  für sämtliche Betriebspunkte einzuhalten. Neben der kritischen Fehlerklärungszeit kann zur Beurteilung der FRT-Fähigkeit der maximale Polradwinkel bei fixer Fehlerklärungszeit  $t_{clear}$ , wie zum Beispiel  $t_{clear} = 150 ms$  untersucht werden.

### Abschätzung der FRT-Fähigkeit

Die im englischen Sprachgebrauch als *Equal Area Criterion (Flächenkriterium) (EAC)* bezeichnete Methode des Flächenkriteriums ist eine grafisch-analytische Methode zur Beurteilung der First-Swing Stability ohne die nichtlineare Differentialgleichung lösen zu müssen S. 3 [23]. Bei Anwendung des Flächenkriteriums wird das klassische, durch die Bewegungsgleichung beschriebene Maschinenmodell, sowie die Vernachlässigung der Rotordämpfung angenommen. Als Ausgangspunkt zählt Gleichung 2.10, in der in Gleichung 2.11 dargestellten Form mit  $M = \frac{2H}{\omega_m}$ , Polradwinkel  $\delta$ , mechanischem Moment  $M_m$ , elektrischem Moment  $M_e$ , mechanischer Wirkleistung  $P_m$  und elektrischer Wirkleistung  $P_e$ :

$$\frac{1}{2}M \cdot \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} = M_m - M_e \approx P_m - P_e(\delta) \quad (2.11)$$

Dies gilt für ein Einmaschinenproblem am starren Netz ohne beschränkter Kurzschlussleistung S. 3 [25]. Die übertragbare elektrische Leistung vom Generator wird durch folgende Gleichung ausgedrückt:

$$P_e(\delta) = \frac{E \cdot U_S}{X} \sin(\delta) = P_{e,max} \cdot \sin(\delta) \quad (2.12)$$

Es gilt  $E$  als interne Generatorspannung,  $U_S$  als Spannung des Netzes,  $P_{e,max}$  als maximal übertragbare elektrische Wirkleistung und  $X$  als Zusammenfassung der beteiligten Reaktanzen des Generators, Transformators, der Leitung und des Netzes ( $X = X_G + X_T + X_L + X_S$ ). Beim Einmaschinenproblem wird angenommen, dass die Spannung des Netzes  $U_S$  konstant ist und deren Winkel stets  $0^\circ$  beträgt. Anhand von Abbildung 2.10 lassen sich die Vorgänge bei einem Fehlereintritt im Netz beschreiben. Es wird angenommen, dass sich das System bis zum Zeitpunkt  $t=0s$  in einem Gleichgewichtszustand befindet, wo  $\frac{\partial \delta}{\partial t} = 0$  gilt. Die konstante mechanische Leistung  $P_m$  und die sinusförmige Kurve für  $P_e(\delta)$  (gelbe Kurve) schneiden sich in einem Punkt, der ausschlaggebend für den stationären Polradwinkel  $\delta_0$  ist. Zum Zeitpunkt  $t=0s$  mit Polradwinkel  $\delta_0$  tritt nun ein Fehler ein, wodurch  $X_L$  der Leitung anwächst. Die übertragbare elektrische Leistung  $P_e(\delta)$  bricht ein (grüne Kurve). Im Extremfall bei einem 3-poligen Erdschluss, wird  $X_L$  unendlich groß und  $P_e(\delta)$  fällt auf  $0 MW$ . Aufgrund des Ungleichgewichts  $P_m > P_e$  beschleunigt der Rotor der Maschine. Nach Klärung des Fehlers, beispielsweise durch Wegschalten einer fehlerhaften Doppelleitung, stellt sich  $X_L$  auf einen neuen Wert ein. Im Falle von Abbildung 2.10 wächst  $P_e$  wieder an (blaue Kurve). Der zum Zeitpunkt der Klärung  $t=t_c$  vorherrschende Polradwinkel  $\delta_c$  wächst noch weiter an, bis die Beschleunigung der Generatorwelle durch das elektrische Moment eingedämmt wurde. Ob sich ein neuer stabiler Zustand einstellt oder der Polradwinkel immer weiter anwächst, kann anhand der Beurteilung von Flächen abgeschätzt werden.

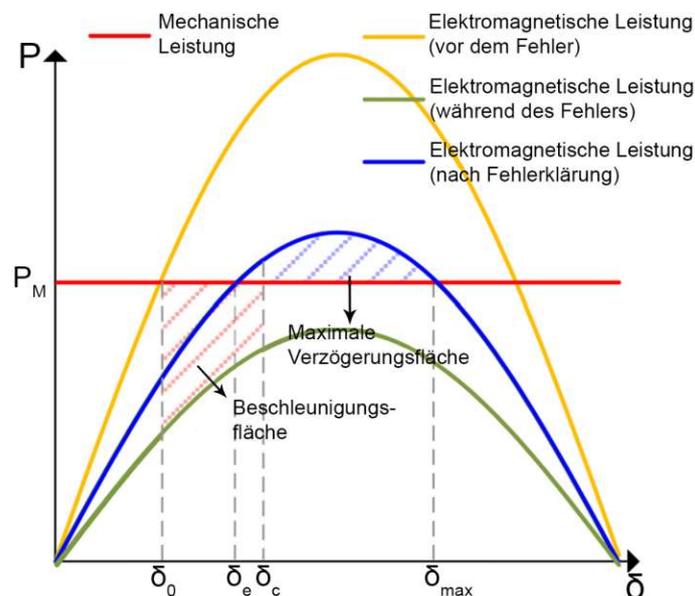


Abbildung 2.10.: Darstellung des Flächenkriteriums während einer transienten Störung im Netz; Schnittpunkte der mechanischen Leistung  $P_m$  und der sinusförmigen elektrischen Wirkleistung  $P_e$  ergeben jeweilige Polradwinkel  $\delta$ . Übersetzt aus S. 11275 [26]

Durch Integrieren der ursprünglichen Gleichung 2.11 gelingt die Interpretation als Energiewandlung zwischen potentieller und kinetischer Energie S. 455 [27]. Bis zur Klärung des Fehlers wächst

die kinetische Energie an und erreicht dort ihr Maximum. Nach der Fehlerklärung nimmt sie wieder ab. Das Verhalten ist also stabil, wenn die durch das Integral beschriebene, zur Verzögerung zur Verfügung stehende Fläche, zumindest der beschleunigenden Fläche entspricht, wie in Gleichung 2.13 dargestellt. In der Gleichung gilt:  $\delta_0$  stationärer Polradwinkel vor Fehlereintritt,  $\delta_c$  Polradwinkel bei Fehlerklärung,  $\delta_{max}$  maximaler Polradwinkel als Stabilitätsgrenze,  $P_{e,1}(\delta)$  übertragbare elektrische Wirkleistung während des Fehlers,  $P_{e,2}(\delta)$  übertragbare elektrische Wirkleistung nach Fehlerklärung. Die linke Seite der Gleichung beschreibt die Beschleunigungsfläche, die rechte Seite die verfügbare Fläche zur Verzögerung.

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} P_m - P_{e,1}(\delta) d\delta + \int_{\delta_c}^{\delta_{max}} P_m - P_{e,2}(\delta) d\delta = 0 \quad (2.13)$$

Reicht wie in Abbildung 2.10 die blau schraffierte Fläche zur Verzögerung aus, stellt sich ein neuer stationärer Zustand mit stationärem Polradwinkel  $\delta_e$  ein. Stationäre Polradwinkel über  $90^\circ$  weisen sich als instabil aus.

### Einflussfaktoren auf die FRT-Fähigkeit

Mehrere Komponenten der EZA können Einfluss auf das FRT-Verhalten haben. Nicht außer Acht zu lassen ist, dass der Betriebspunkt, in dem die Erzeugungsanlage zum Zeitpunkt des Fehlereintritts betrieben wird, eine Auswirkung auf die CFCT hat S. 5 [23]. Des Weiteren weist die Literatur auf folgende Einflussfaktoren hin:

- Generatoreinheit:** Bricht die Spannung am Netz weg, so fällt das elektrische Moment schlagartig aus. Durch das konstant bleibende mechanische Moment beginnt sich die Welle samt Rotor im Generator zu beschleunigen. Das Beschleunigungsverhalten ist währenddessen maßgeblich durch die Trägheitsmomente von Turbine und Rotor bestimmt. Besonders bei Rohrturbinen kann die vorgeschriebene CFCT häufig nur bei verminderter Leistungseinspeisung durch das geringe Trägheitsmoment eingehalten werden.  
Ist die Wirkleistungseinspeisung zum Zeitpunkt des Fehlereintritts hoch, so ist der initiale Rotorwinkel bereits größer als bei geringerer Wirkleistungseinspeisung. Der Generator wird somit näher am Kippunkt betrieben S. 5 [23]. Gleiches gilt für den Vergleich zwischen unter- und übererregten Betrieb bei konstanter Wirkleistung. Ein untererregter Betrieb weist sich dabei als kritischer in Bezug auf die transiente Stabilität aus.
- Fehlerort, Restspannung und Fehlerdauer:** Die Höhe des Spannungseinbruchs im Falle eines Fehlers ist vom Fehlerort abhängig. Je näher der Fehler an der Generatoreinheit, desto geringer wird der Restspannungsanteil während des Fehlerzeitpunkts sein. Bei geringerer Restspannung ist auch die kritische Fehlerklärungszeit kürzer und damit restriktiver S. 10 [23].
- Netz und Transformator:** Einen weiteren Einfluss auf die Dynamik der Rotorbeschleunigung haben die Charakteristik des Netzes, sowie der eingesetzte Transformator. Die Längsimpedanz des Transformators erhöht in Summe die Impedanz zwischen Generator und Netz. Diese Impedanz ist für die transiente Stabilität bedeutend S. 6 [18]. Je größer die Kurzschlussleistung des Netzes, desto höher und weniger limitierend ist die kritische Fehlerklärungszeit S. 10 [23]. Doch auch die Art des Fehlers nimmt Einfluss auf das Stabilitätsverhalten der Erzeugungsanlagen S. 899 [8].
- Erregereinrichtung:** Die Art der Erregereinrichtung und der Spannungsregler beeinflussen die kritische Fehlerklärungszeit. Spannungsregler wirken im Allgemeinen günstig auf das Stabilitätsverhalten im Netz S. 899 [8]. In Abhängigkeit der Erregereinrichtung kann der Spannungsregler ebenso die Verläufe der Kurzschlussströme beeinflussen. Während bei statischen

Erregungen, im Falle der Versorgung über das Netz die Versorgungsspannung wegbricht, können rotierende Erregungen davon unbeeinflusst bleiben und positiv zum Verhalten während des Fehlers beitragen. Während eines Spannungseinbruchs am Netz wird die Erregereinrichtung versuchen den Feldstrom zu erhöhen, um die Spannung zu stützen. Vorteilhaft ist dies für den Zeitpunkt nach Fehlerklärung und die Zeit bis erneut ein eingeschwungener Zustand erreicht werden kann. Möglich ist dies aber nur, wenn die Erregereinrichtung nicht vom Netz gespeist wird, in dem der Fehler auftritt. Eine konträre Aussage liefert S.65 [13], wo die Erregereinrichtung weder Einfluss auf die CFCT noch auf den zeitlichen Störungsverlauf hat.

- **Turbine und Turbinenregler:** Die Turbine und deren Regelung arbeiten mit weitaus längeren Zeitkonstanten im Vergleich zu den Fehlerzeiten im Netz. Ventile und Düsen können nicht schlagartig verstellt werden, um mechanische Beschädigungen und Überbeanspruchung zu vermeiden. Für gewöhnlich reagieren Turbinenregler somit zu langsam, um eine Auswirkung auf die FRT-Fähigkeit zu haben.

S.10 [23] legt in den Ergebnissen dar, dass die kritische Fehlerklärungszeit sich kontinuierlich verringert, wenn der Turbinenregler, der Spannungsregler oder beides nicht in der Simulation modelliert wird. Die Vernachlässigung beider Komponenten zeigt also den kritischsten Fall auf.

### Vorgaben an die Simulation

Die in der RKS-AT S.9 [3] publizierten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien zur Erfüllung der Nachweise der FRT-Fähigkeit erlauben folgende zwei Möglichkeiten zur Erzeugung des laut Technischen und organisatorischen Richtlinien (TOR) S.29 [28] geforderten Spannungsverlaufs beim Fehlereintritt:

- Verwendung einer geschalteten Fehlerimpedanz am Netzanschlusspunkt (oder einem anderen aussagekräftigen Punkt im Netz).
- Verwendung eines vordefinierten Kurzschlussereignisses in der Simulationssoftware.

Jede der einzelnen für die jeweilige Stromerzeugungsanlage publizierten Fehlerkurven (siehe Abbildung 2.8) muss für 3- als auch 2-polige Fehler simuliert werden. Ein X/R-Verhältnis von mindestens 10 wird bezüglich Fehlerimpedanz empfohlen und die Simulation muss im Zeitraum von 1 s vor Fehlereintritt bis mindestens 5 s nach Fehlerklärung durchgeführt werden. Die Sollwerte für den Anfangszustand der FRT-Simulation sind in Tabelle 2.3 aufgeschlüsselt. Als maximale Wirkleistung für einen Wasserkraftgenerator ist die von der Turbine maximal erbrachte Dauerleistung heranzuziehen, welche nicht zwingendermaßen mit der Bemessungswirkleistung des Generators übereinstimmen muss. Durch die FRT-Simulation wird auch gleichzeitig die Fortsetzung der Blind- und Wirkstromeinspeisung nach Fehlerklärung nachgewiesen.

Tabelle 2.3.: Vorfehlerbedingung der FRT-Analyse gemäß der Vorgaben der RKS-AT S.85 [3]

Bezeichnung	Sollwert
Wirkleistungseinspeisung $P_{VF,FRT}$	$P_{ref,FRT}$ (Maximalleistung der gesamten EZA oder Bemessungsleistung der einzelnen simulierten (Strom-)Erzeugungseinheit (EZE))
Blindleistungseinspeisung $Q_{VF,FRT}$	0
Spannungssollwert $U_{VF,FRT}$	100% von $U_{ref,FRT}$
Kurzschlussleistung	$S''_{k,min}$ vor Fehler = $S''_{k,min}$ nach Fehler

In der Orientierungshilfe der ENTSO-E S. 9 [29] findet sich eine Auflistung aller Komponenten, deren Modellierung empfohlen wird, für großangelegte Stabilitätsuntersuchungen im Netz und Konformitätsstudien. Werden Analysen mit RMS-Simulation durchgeführt, so beinhaltet der Vorschlag folgende zu modellierende Komponenten:

- Dynamische RMS-Modelle des Spannungsreglers (AVR)
- Dynamische RMS-Modelle des Pendeldämpfungsgeräts (PSS)
- Dynamische RMS-Modelle des Turbinenreglers
- 2-Achsen Modell der Generatoren

### 2.3.3. Blindleistungskapazität

Durch Einspeisen oder Beziehen von Blindleistung am NAP kann durch EZAs gezielt die Spannung manipuliert werden oder, um Spannungsbandverletzungen entgegenzuwirken, gestützt werden. Laut TOR Erzeuger Typ D S. 32 [28] muss eine EZA in der Lage sein, in angemessener Zeit jeden Betriebspunkt innerhalb des geforderten Blindleistungsbereichs zu erreichen.

#### Einflussfaktoren auf die Blindleistungskapazität

Die Blindleistungskapazität wird in Kraftwerken mit Synchronmaschinen maßgeblich durch die Fähigkeit des Generators Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung zeitlich unbegrenzt zur Verfügung stellen zu können und den Blindleistungsbedarf des eingesetzten Transformators, beeinflusst. Die Schaltgruppe des Transformators hat im Allgemeinen nur auf unsymmetrische Vorgänge eine Auswirkung S. 6 [18].

#### Bewertung der Blindleistungskapazität

In den Vorgaben der TOR Erzeuger Typ D S. 32 [28] wird bei den Anforderungen an die Blindleistungskapazität nach Betriebspunkt unterschieden. Dabei wird einerseits die Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung und andererseits unterhalb der Nennscheinleistung beurteilt. Die einzuhaltenden Bereiche bei Maximalkapazität sind in Abbildung 2.11 dargestellt. Ohne anderslautende Vereinbarung ist dabei Bereich II der anzuwendende Bereich.

Sowohl im maximal untererregten, als auch im maximal übererregten Betrieb muss die zu beurteilende EZA den geforderten Bereich zumindest vollständig abdecken oder darüber hinausgehen und zwar für jeden Wert der geprüften Spannung in p.u.. Für den Anlagenbetreiber ist es wirtschaftlich von Interesse, den größtmöglichen Bereich der Blindleistungsfähigkeit der Anlage zu ermitteln, da Blindleistung eventuell zukünftig vermarktet werden kann. Unterhalb der Nennscheinleistung gilt, dass die EZA innerhalb des Leistungsdiagramms des Generators stabil arbeiten können muss. Die Blindleistung am NAP muss derjenigen des Leistungsdiagramms abzüglich des Eigenbedarfs sowie der Transformatorverluste entsprechen.

#### Vorgaben an die Simulation

Beurteilt wird die Blindleistungskapazität einer EZA gemäß S. 56 [3] am Netzanschlusspunkt (NAP). Für die Lastfluss-Simulation müssen Bestandsanlagen zur Gänze modelliert werden. Äquivalente Komponenten sind zulässig, falls zum Zeitpunkt der Berechnung Komponenten nicht fixiert wurden. Das externe Netz wird im Modell als Slack-Knoten modelliert. Für die Beurteilung bei Maximalkapazität gilt als Vorgabe für die Spannung am NAP eine Variation von  $0,875 p.u.$  bis  $1,1 p.u.$  in 1%-Schritten. Die Wirkleistung entspricht dem Wert  $P_{ref Q-Test}$ , eine Reduktion der Wirkleistung ist

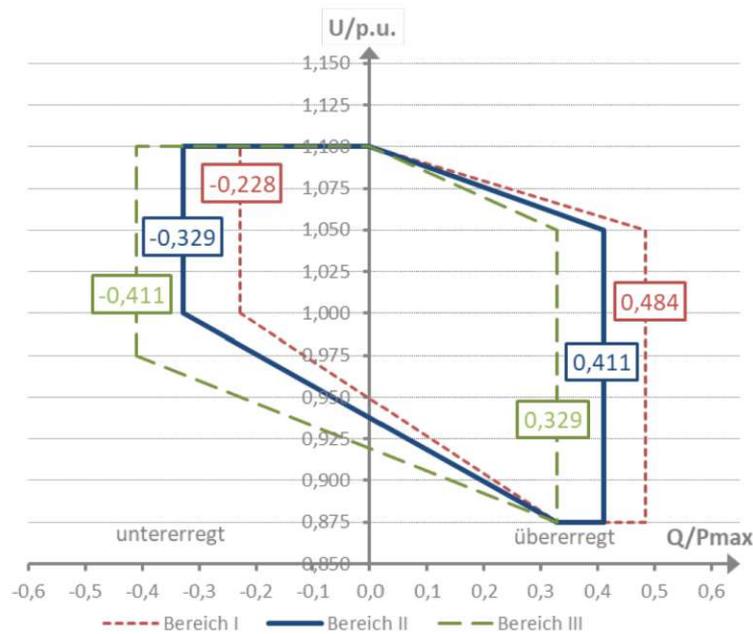


Abbildung 2.11.: Geforderte Blindleistungsbereiche bei Maximalkapazität für synchrone und nichtsynchrone Typ D Anlagen gemäß TOR S. 32 [28]

zulässig. Auch hier wird ursprünglich für den Wert  $P_{\text{ref } Q\text{-Test}}$  von der maximalen Turbinenleistung ausgegangen und nicht der Bemessungswirkleistung des Generators. Die Ergebnisse der Simulation sollen sowohl tabellarisch, als auch in Form eines Spannungs/Blindleistungs-Diagramms, festgehalten werden.

Unterhalb der Maximalkapazität wird die Blindleistungsfähigkeit bei vorgegebenen Spannungspunkten und Variation der Wirkleistung überprüft. Auch für die Nachweise unterhalb der Maximalkapazität erfolgt sowohl eine tabellarische Dokumentation, als auch die Darstellung in einem Wirkleistungs-/Blindleistungs-Diagramm.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# 3. Modellierung der Komponenten von Erzeugungsanlagen

Die folgenden Abschnitte dieses Kapitels erläutern, wie die Modellierung einer EZA für Konformitätsnachweise erfolgen kann, beziehungsweise wie diese im Rahmen dieser Arbeit erfolgt ist. Zudem wird erläutert, welche Ansprüche an verschiedene Simulationsmöglichkeiten gestellt werden.

## 3.1. Grundlagen zu Netzsimulationen

Simulationen basieren auf Modellen der Realität, welche diese vereinfacht und verallgemeinert darstellen. Die durchzuführenden Untersuchungen bestimmen in aller Regel den Detaillierungsgrad der Modelle. Je nach zu untersuchendem Szenario und gewähltem Modell stellt sich dabei eine mehr oder weniger große Abweichung von der Realität ein. Neben Ansprüchen an die Genauigkeit sind auch Anforderungen an die Performance bei der Modellierung ausschlaggebend. Während für die Modellierung elektrischer Netze Leitungen und Transformatoren als großteils passive Zweige angenommen werden, stellen Kraftwerke aktive Einspeiseelemente dar, deren dynamische Komponenten Einfluss auf das Verhalten haben S. 3 [30]. Für die Wahl geeigneter Modelle spielt die Art der Simulation eine Rolle. In statischen oder stationären Simulationen werden eingeschwungene Zustände untersucht. Von dynamischen Simulationen wird gesprochen, wenn die Zeitverläufe von Größen relevant sind. Zusätzlich zum System der Differentialgleichungen, welches die Vorgänge beschreibt, muss ein gültiger Wert der Zustandsgrößen zum Anfangszeitpunkt existieren. Im Falle von Untersuchungen transientser Stabilität im Netz können die Gleichungssysteme aufgrund der großen Änderungen (z.B. von  $\delta$ ) nicht mehr linearisiert werden, sondern müssen durch numerische Integration gelöst werden S. 900 [8]. Liegt ein stabiles System vor, so stellt sich auch bei dynamischen Simulationen ohne Anregung von außen und hinreichend langem Simulationszeitraum wieder ein stationärer Zustand ein. Die notwendigen mathematischen Modelle der Betriebsmittel, die die Grundlage der Simulation bilden, sind unter diesem Aspekt auf drei unterschiedlichen Ebenen zu betrachten S. 193 [31]:

- Lastfluss und Kurzschluss-Modelle  
Dienen der grundlegenden Dimensionierung und Auslegung von Netzen, Betriebsmitteln und Schutzrichtungen bei Betrachtung stationärer Zustände. Mittels dieser Modelle wird in der Lastfluss-Simulation ebenso der stationäre Arbeitspunkt bestimmt.
- RMS-Modelle  
Werden üblicherweise für Stabilitätsuntersuchungen eingesetzt. Die auftretenden Frequenzen bei den zu untersuchenden transienten Vorgängen sind in einem engen Bereich um die Grundfrequenz des Systems angesiedelt.
- Detaillierte EMT-Modelle  
Sind notwendig bei Betrachtung schneller transientser Vorgänge und elektromagnetischer Interferenzen. Eine 3-phasige Analyse und das Auftreten höherer Frequenzanteile sämtlicher Größen sind möglich.

Zusätzlich sind die zeitlichen Horizonte der betrachteten Untersuchungen für die Auswahl des geeigneten Modells relevant. Kurzzeitmodelle sind für Vorgänge, die innerhalb einiger Sekunden ablaufen, geeignet. Im Kurzzeitmodell der Synchronmaschine ist es zum Beispiel gerechtfertigt, die Drehzahl der Welle als konstant anzunehmen S. 4 [30]. In Langzeitbetrachtungen liegen die Analysen im Minutenbereich. Der Einfluss der Drehzahlabweichung sollte berücksichtigt werden, zu Ende der Betrachtung sind die subtransienten und meist auch transienten Vorgänge abgeklungen.

#### 3.1.1. Lastflussberechnung

Lastflussberechnungen sind für die Analyse und Planung elektrischer Netze hilfreich. Der durch den Lastfluss bestimmte stabile Zustand des elektrischen Energieversorgungsnetzes zeichnet sich durch Bekanntheit aller Spannungen, Ströme und Leistungen aus. Ein Algorithmus zur Lösung der nicht-linearen Gleichungssysteme in Lastflussberechnung sei beispielsweise die Berechnung nach Newton-Raphson. Untersuchungen zur Spannungshaltung oder Blindleistungskapazität basieren auf Lastflussberechnungen. In verschiedensten Simulationsprogrammen zur Netzsimulation ist es möglich, durch den Lastfluss stationäre Stabilitätsaspekte zu betrachten, wie zum Beispiel stationäre Polradwinkel oder die Ermittlung von stationären Größen des Rotors. In Lastflussberechnungen kann die Netzfrequenz als konstant angenommen werden und falls Symmetrie bezüglich des Aufbaus und Betriebs vorliegt, ist eine einpolige Nachbildung des Netzes gerechtfertigt. Zur Nachbildung der Betriebsmittel werden diese mittels ohmscher, induktiver oder kapazitiver Ersatzschaltungen beschrieben, welche ebenso durch konstante oder geregelte Spannungs- und Stromquellen ergänzt werden können S. 235 [30].

#### 3.1.2. Dynamische Simulationsmethoden

Dynamische Simulationen haben besondere Relevanz in Planungsaspekten, Untersuchungen des gewöhnlichen Betriebs und Betrachtung von (Fehler-)Ereignissen. Ausgangspunkt der dynamischen Simulation ist der durch den Lastfluss ermittelte stabile Zustand des Netzes. Das Netzmodell muss für dynamische Untersuchungen um Gleichungen erweitert werden, die das dynamische Verhalten der vorkommenden Betriebsmittel widerspiegeln. Die dynamischen Modelle der Betriebsmittel sind die mathematische Repräsentierung der Beziehung des Eingangs mit dem Ausgang des Betriebsmittels. Oftmals, wie zum Beispiel auch in PowerFactory, erfolgt die Darstellung eines dynamischen Modells als Funktionsblockdiagramm.

Im Falle dynamischer Simulationen besteht die Möglichkeit, zwischen Root Mean Square (RMS) und Elektromagnetic Transients (EMT)-Simulationen zu unterscheiden. Für die meisten Netzanalysen reicht es aus, **RMS-Simulationen** durchzuführen. Hierbei werden für die Berechnung alleinig die Grundfrequenzwerte der jeweiligen Größen berücksichtigt. Dies bietet den Vorteil, dass die Modellierung in weniger hohem Detail ausreichend ist und schnellere Simulationsgeschwindigkeiten erreicht werden können. Besonders geeignet ist diese Art von Simulation für Mittel- und Langzeit-Vorgänge in symmetrischen und unsymmetrischen Netzzuständen S. 1 [32].

**EMT-Simulationen** finden üblicherweise in nicht-systemweiten Untersuchungen ihre Anwendung. Hier werden Momentanwerte von Strömen und Spannungen berücksichtigt, was zu einer höheren Genauigkeit der Simulationsergebnisse führt, jedoch bei langsamerer Simulationsgeschwindigkeit. Ebenso stellen EMT-Simulationen höhere Ansprüche an die Genauigkeit der einzelnen Modelle. Gut geeignet ist diese Art der Simulation für Vorgänge, die bei hohen Frequenzen ablaufen, wie zum Beispiel Schaltvorgängen oder Überspannungen durch Blitzschlag. Eine allgemeingültige Aussage, dass EMT-Simulationen genauere Ergebnisse liefern, ist jedoch nicht zulässig ohne Validierung der Ergebnisse S. 1 [32].

## 3.2. Synchronmaschine

Die fundamentalen Parameter der Synchronmaschine in den Ersatzschaltbildern aus Abschnitt 2.1 weisen sich für den praktischen Gebrauch als unkomfortabel aus. Sie können nicht direkt durch Messungen ermittelt werden. Aufgrund dieser Problematik werden die Parameter durch hergeleitete Parameter beschrieben, welche sich unter üblichen Testbedingungen an den Anschlussklemmen ermitteln lassen. Unter Zuhilfenahme von Übertragungsfunktionen, welche den Zusammenhang zwischen Ständer- und Rotorgrößen beschreiben, sowie des Laplace-Operators, gelingt die Herleitung der Betriebsmittelgrößen einer Synchronmaschine und die Herstellung des Zusammenhangs zu den Ersatzschaltbildern der 2-Achsendarstellung. Die Betriebsmittelgrößen und deren typische Werte für Schenkelpolmaschinen sind in Tabelle 3.1 (aus S. 3.78 [33] und S. 153 [10]) aufgelistet.

Tabelle 3.1.: Typische Kennwerte einer Schenkelpolmaschine aus S. 153 [10] und S. 3.78 [33]

Parameter		Wertebereich
Synchrone Reaktanz	$x_d$	0,6 - 1,5
	$x_q$	$0.5 \cdot x_d - 0.7 \cdot x_d$
Transiente Reaktanz	$x'_d$	0,2 - 0,5
	$x'_q$	-
Subtransiente Reaktanz	$x''_d$	0,1 - 0,35
	$x''_q$	$1.2 \cdot x''_d - 1.8 \cdot x''_d$
Transiente KS-Zeitkonstante	$T'_d$	0.5 s - 2.5 s
	$T'_q$	-
Subtransiente KS-Zeitkonstante	$T''_d$	0.02 s - 0.5 s
	$T''_q$	$\approx T''_d$
Statorinduktivität	$x_l$	0.1 - 0.2
Statorwiderstand	$r_s$	0.002 - 0.02

Die aufgelisteten Betriebsmittelgrößen sind auch für die Modellierung von Synchronmaschinen gebräuchlich. In verschiedenen Simulationsprogrammen werden diese in unterschiedlicher Genauigkeit in Modelle der 2-Achsendarstellung umgerechnet. Das Generatormodell in PowerFactory rechnet mit den Kurzschlusszeitkonstanten. Die Eingabe von Leerlaufzeitkonstanten ist möglich, diese werden allerdings umgerechnet. In der vereinfachten Standardprozedur geschieht die Umrechnung mittels der Verhältnisse der gesättigten zu den ungesättigten Reaktanzen. Bei der exakten Prozedur werden die quadratischen Gleichungen gemäß [34] gelöst, um die Zeitkonstanten zu ermitteln.

Das vom Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) veröffentlichte Dokument *IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Parameter Verification with Applications in Power System Stability Analyses* [11] behandelt die empfohlene Repräsentierung der Synchronmaschine für Stabilitätsstudien. IEEE stellt sechs unterschiedliche Modelle mit jeweiligen Ersatzschaltbildern für die d- und q-Achse vor. Diese variieren in der Anzahl der Dämpferwicklungen für sowohl die d- als auch die q-Achse. Bezeichnet sind die Modelle jeweils als *Modell X.Y*, wobei X für die Anzahl der Wicklungen (inklusive Feldwicklung) auf der d-Achse und Y für die Anzahl der Dämpferwicklungen auf der q-Achse steht. In Tabelle 3.2 sind die vorgestellten Modelle zusammengefasst.

Für die Modellierung von Schenkelpolmaschinen in Wasserkraftwerken ist die Genauigkeit von IEEE Modell 2.1 (siehe S. 17 [11]), welches in PowerFactory als Standard-Modell bezeichnet wird, hinreichend. Wenn möglich, ist jedoch das Heranziehen von Modell 3.3 empfohlen S. VI [35]. Hierfür können die Parameter durch eine Kombination aus Frequenzmessungen im Stillstand und Betrieb ermittelt werden. In S. VI [35] führte die Verwendung von Modell 3.3 zu keiner erheblichen Verschlechterung der Laufzeit der Berechnungsprogramme.

Tabelle 3.2.: Auswahl an Generatormodellen gemäß S. 17 [11] variierend nach Grad der Komplexität

		Anzahl äquivalenter Dämpferwicklungen auf der <b>q</b> -Achse			
		keine	1	2	3
Wicklungen auf der <b>d</b> -Achse	nur Feldwicklung	Modell 1.0	Modell 1.1	-	-
	Feldwicklung und eine äquivalente Dämpferwicklung	-	Modell 2.1	Modell 2.2	Modell 2.3
	Feldwicklung und zwei äquivalente Dämpferwicklungen	-	-	-	Modell 3.3

Beim realen Betrieb von Synchronmaschinen treten Sättigungseffekte des magnetischen Eisenkreises auf. Durch Hinterlegen gesättigter Reaktanzen oder einer Leerlaufkennlinie im Modell, siehe Abbildung 3.1, ist die Berücksichtigung dieser Effekte möglich. Die Leerlaufkennlinie stellt dabei folgenden Sachverhalt dar: Bei Antrieb der Synchronmaschine, angelegter Erregerspannung und Leerlauf an den Statorwicklungen ist aufgrund des rotierenden Gleichfelds die Polradspannung  $U_p$  als Leerlaufspannung messbar S. 568 [36]. Wird die Drehzahl konstant gehalten und  $I_f$  von 0 A bis zum Maximalwert erhöht, so steigt gemäß der Luftspaltgeraden sowohl das Polradfeld, als auch die Leerlaufspannung linear an.

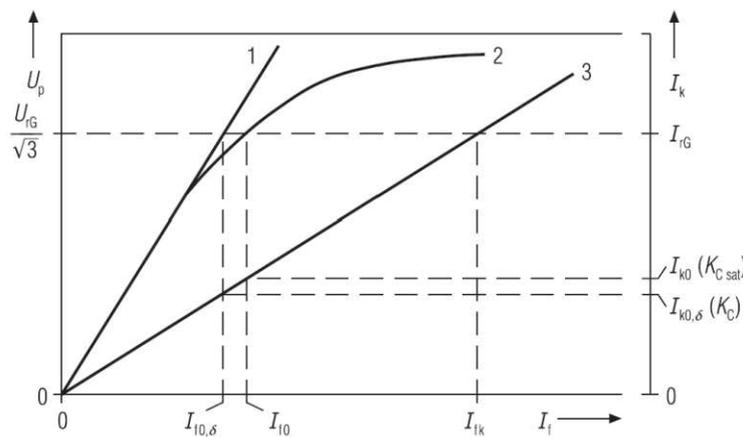


Abbildung 3.1.: Leerlauf- und Kurzschlusskennlinie der Synchronmaschine. 1 - Luftspaltgerade, 2- Leerlaufkennlinie, 3- Kurzschlusskennlinie S. 143 [8]

Bei hohen Flussdichten beginnt jedoch das Eisen zu sättigen. Der weitere Anstieg erfolgt gemäß Leerlaufkennlinie unterproportional mit  $I_f$ . Zusätzlich sind in Abbildung 3.1 die Luftspaltgerade ohne Sättigungseffekte und die Kurzschlusskennlinie eingezeichnet.  $K_C$  bezeichnet das Leerlauf-Kurzschluss-Verhältnis, aus dessen Kehrwert sich  $x_d$  ermitteln lässt. Nach S. 28 [13] hat das Sättigungsverhalten wenig Einfluss auf das dynamische Verhalten der Synchronmaschine, was häufig zum Einsatz linearer Modelle mit der ungesättigten Synchronreaktanz als Hauptreaktanz führt. Dies

führt dazu, dass die Ergebnisse von Stabilitätsuntersuchungen eher pessimistisch und somit auf der sicheren Seite liegen. Für die Performance der Erregerleinrichtung ist die Nachbildung des Sättigungsverhaltens allerdings von Relevanz, da der stationäre Polradwinkel davon abhängt S. 28 [13]. Auch in S. 7 [11] ist die Wichtigkeit der Nachbildung von Sättigungseffekten erwähnt, da ein signifikanter Einfluss auf die Effektivität des Erregersystems hinsichtlich Rotorwinkelstabilität gegeben ist.

PowerFactory bietet die Möglichkeit den Einfluss der Drehzahlabweichung in den Gleichungen des RMS-Modells der Synchronmaschine unterschiedlich zu behandeln. Standardmäßig ist hier die Option gewählt, dass die Effekte der Drehzahlabweichung teilweise vernachlässigt werden. Dies bedeutet ein Berücksichtigen der Drehzahlvariation beim Multiplizieren der subtransienten Flüsse und das Berücksichtigen der Nenndrehzahl beim Multiplizieren der subtransienten Reaktanzen und Statorströme in den Spannungsgleichungen. Bei der Option des vollständigen Berücksichtigens der Drehzahlabweichung geht die tatsächliche Drehzahl in sämtliche Gleichungen ein. Als dritte Option existiert die Vernachlässigung der Drehzahlabweichung. Dies wird nur für Drehzahlen um den Bereich der Nenndrehzahl empfohlen und wird in dieser Arbeit vernachlässigt S. 29 [37].

Bei weniger leistungsstarken Generatoren tritt in einem Fehlerfall vor dem Beschleunigen des Rotors eine Abbremsung auf. Dies beruht auf Dissipationsmomenten aufgrund von Maschinenresonanzen und bremsenden Effekten bei der Wandlung von Rotationsenergie in magnetische Energie und wird als Back-Swing Effekt bezeichnet [38]. Für die korrekte Berücksichtigung des Back-Swing Effekts sind die transienten Wechselstrom- als auch Gleichstromkomponenten der Generatorströme und -spannungen relevant. Aufgrund dieser Gegebenheit ist im Vergleich zum EMT-Modell das RMS-Modell aufgrund der nicht nachgebildeten Gleichstromkomponenten dafür ungeeignet [38]. Eine Annäherung des Back-Swing Effekts des Rotors für das RMS-Modell ist standardmäßig in PowerFactory nicht aktiviert, aber möglich. Durch Wählen dieser Option werden die elektrischen und mechanischen Zustandsgrößen in jedem Zeitschritt der RMS-Simulation korrigiert. Welche Korrekturen dies in den Gleichungen der Synchronmaschine betrifft ist in S. 30 [37] aufgeschlüsselt.

Die Betriebsgrenzen der Synchronmaschine werden durch das Leistungsdiagramm beschrieben, welches aus der Stromortskurve ermittelt wird. Durch Hinterlegen des Leistungsdiagramms in Modellen für Synchronmaschinen werden die Betriebsgrenzen in Lastflussberechnungen berücksichtigt. Abbildung 3.2 veranschaulicht ein solches Leistungsdiagramm. Für Details zur Konstruktion siehe S. 136 [8]. Die Kurvenscharen entsprechen folgenden Betriebsgrenzen:

- $\overline{CE}$  - Grenze durch maximal dauerhaft zulässigen Erregerstrom (Temperatur der Erregerwicklung)
- $\overline{CD}$  entlang der Geraden (strichliert) - Begrenzung durch maximal zulässige Turbinenleistung. Weiters gilt es im Bereich zwischen den Punkten  $C$  und  $D$  die Erwärmungsgrenze der Ständerwicklungen als obere Grenze einzuhalten, was zu einem maximalen Wert des Statorstroms führt.
- $\overline{D0}$  - Hier werden einerseits die statische Stabilitätsgrenze (maximal zulässiger Polradwinkel) und andererseits die Temperaturgrenze für die Endzonen des Blechpakets schlagend. Der Erregerstrom ist dadurch nach unten beschränkt. Ein zu geringer Erregerstrom schwächt die Kopplung zwischen Rotor und Stator und kann zu Außertrittfällen führen.

Das Leistungsdiagramm weist Spannungsabhängigkeit auf, was sich in einer Verschiebung der Grenzen für unterschiedliche Spannungsniveaus äußert. In dynamischen Simulationen sorgt die Modellierung von im nächsten Abschnitt vorgestellten Begrenzungsfunktionen des Erregersystems für die Einhaltung der Betriebsgrenzen der Synchronmaschine.

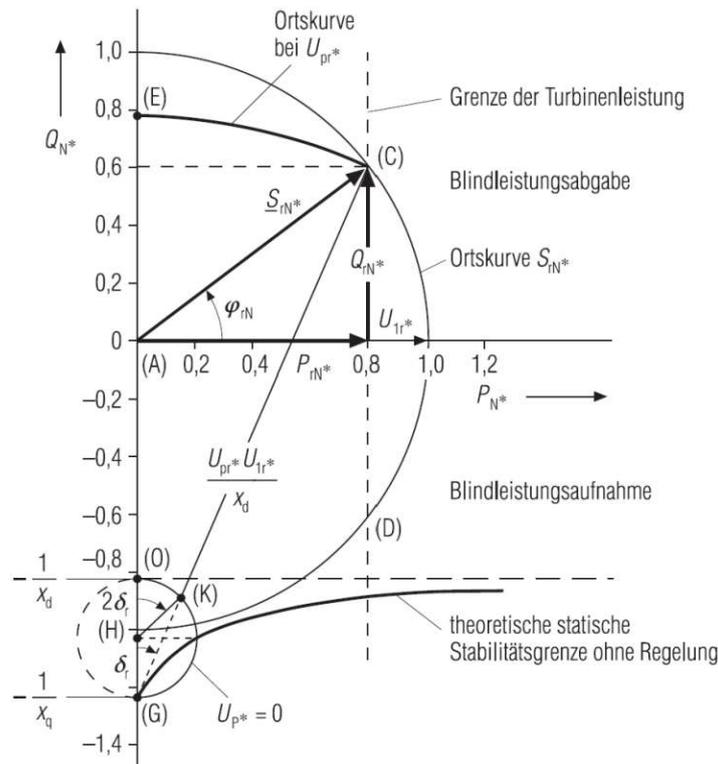


Abbildung 3.2.: Leistungsdiagramm eines Schenkelpolgenerators in bezogenen Größen inklusive Belastungsgrenzen und Turbinenleistung S. 138 [8]

### 3.3. Erregersystem und dessen Komponenten

Das von IEEE veröffentlichte Dokument *Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies* [17] als Leitfaden zur Erregersystemmodellierung beinhaltet eine Sammlung verschiedenster Modelle zur Repräsentierung von Erregereinrichtungen. Einige Hersteller solcher Systeme lassen ihre Produkte nach diesen Modellen zertifizieren. Dies trägt zur Standardisierung und Etablierung von bestimmten Erregermodellen bei. Aufgrund der Vielfalt verschiedenster Regler und Erregereinrichtungen ist die Standardisierung dennoch nur bedingt möglich S. 42 [30]. Auch in der Norm IEC 61970-457:2021 [39] sind verschiedenste Modelle für Komponenten des Erregersystem festgehalten. Die Einbettung der Erregung samt AVR und anderen Regeleinrichtungen in ein System aus Generator und Erregungsbegrenzungen ist in Abbildung 3.3 dargestellt. Die Modellierung erfolgt gemäß der dargestellten Zusammenhänge, wobei in jedem Block der Abbildung ein individuelles Modell zur Repräsentierung der Funktion hinterlegt werden kann.

Nicht alle Erregersysteme besitzen jede dieser Komponenten. Die elektrischen Größen der Generatorklemmen dienen für viele Begrenzer als Eingangssignal. Sie formen neben dem Referenzspannungswert  $U_{T,ref}$  Eingangssignale für den Spannungsregler.  $V_{FE}$  repräsentiert den sich einstellenden Erregerstrom der Haupterregermaschine und existiert nur bei jenen Erregungen, wo diese auch vorhanden ist.

Da in einem Erregersystem andere Größenordnungen als in der Synchronmaschine auftreten, werden für Erregung und Synchronmaschine voneinander abweichende Bezugsgrößen gewählt, was zu unterschiedlichen p.u.-Systemen führt. Für das System der Erregung wird jener Wert der Erregergleichspannung als 1 p.u. bezeichnet, welcher unter festgelegten Temperaturbedingungen über den Zusammenhang der Luftspaltgeraden Nennspannung an den Generatorklemmen hervorruft S. 11 [16].

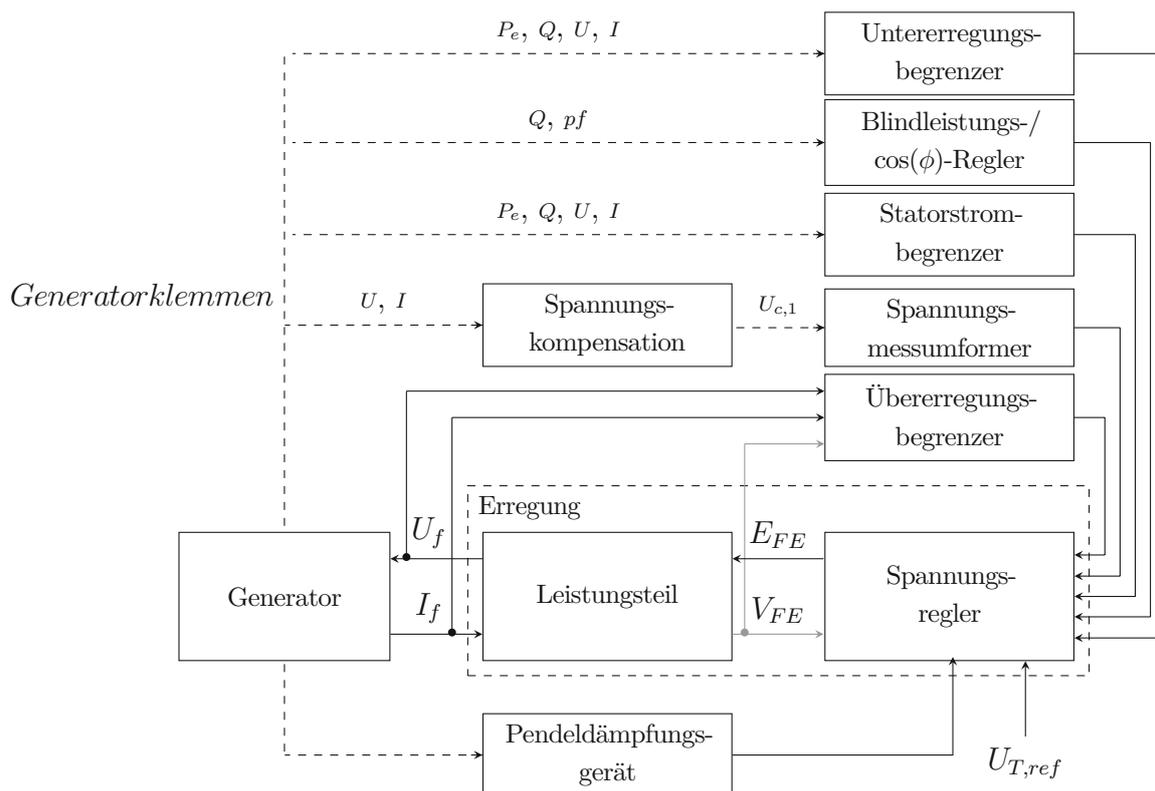


Abbildung 3.3.: Blockdiagramm eines Erregersystems für Synchronmaschinen inklusive Darstellung der Begrenzungsfunktionen; vereinfacht nach S. 8 [17]

Der zu dieser Spannung äquivalente Wert des Stroms ( $I_{f0,\delta}$  in Abbildung 3.1) dient als Bezugswert für die Stromgrößen des Erregersystems. Der Zusammenhang zwischen Strom und Spannung ist über den Gleichstromwiderstand der Erregerfeldwicklung bei bestimmter Temperatur gegeben. Vorsicht ist geboten, wenn Bezugswerte für bestimmte Größen vom p.u.-System abweichen. Bei der Angabe der Deckenspannung wird vor allem in Grid Codes, aber auch Generator dokumenten oftmals jener Wert als Bezugswert herangezogen, welcher unter Last Nennspannung an den Generator клемmen verursacht. Hierfür sind teilweise erheblich höhere Werte für  $U_f$  und  $I_f$  nötig, als entlang der Luftspaltgeraden (Vergleich  $I_{f0,\delta}$  und  $I_{f0}$  in Abbildung 3.1) S. 111 [17].

### 3.3.1. Erregung

Modelle für Erregungen inkludieren neben dem Modell für den Leistungsteil oftmals auch Modelle zur Repräsentierung der Spannungsregelung. Drei vom Aufbau minimal gehaltene Modelle aus [17] zur Repräsentierung von unterschiedlicher Erregungen sind das Modell IEEE ST1C für eine statische Erregung, IEEE AC1C für eine rotierende Erregung und IEEE DC2C für eine Erregung mit Gleichstrommaschine. Im Modell ST1C (Abbildung 3.4) erfolgt die Energieversorgung durch einen Erregertransformator über die Generator клемmen. Die maximale Ausgangsspannung ist daher direkt proportional zur Klemmenspannung.

Die Gleichrichtung erfolgt durch eine potentialgesteuerte Gleichrichterbrücke. Die Beziehung des Zündwinkels zum Zusammenhang des Ein- und Ausgangs der Gleichrichterbrücke wird als linear angenommen und als einfache Verstärkung  $K_A$  im Modell berücksichtigt. Das Ausgangssignal ist durch die Limits  $V_{amin}$  und  $V_{amax}$  begrenzt. Durch die üblicherweise geringe Erregerzeitkonstante

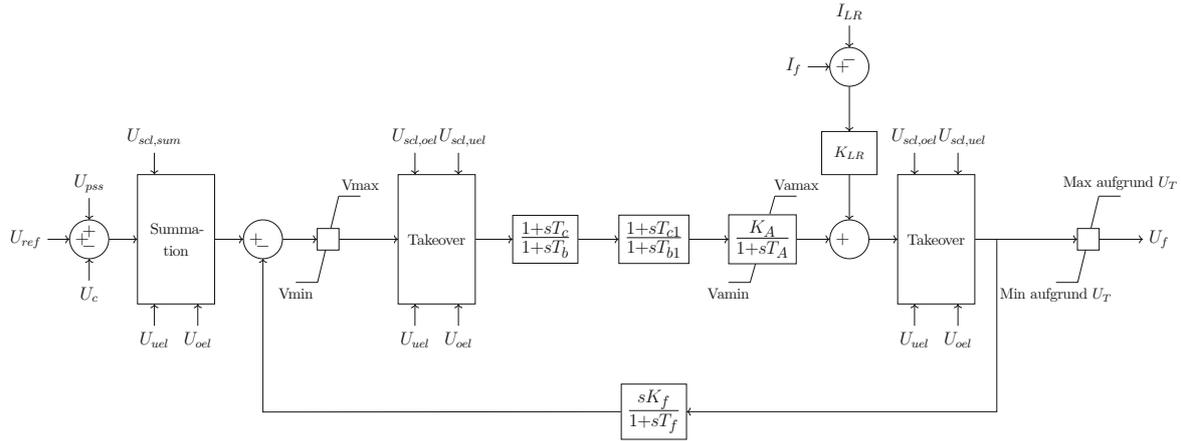


Abbildung 3.4.: Vereinfachtes Modell ST1C für eine statische Erregung nach [40]

$T_A$  in diesem Modell kann es sein, dass die Erregerstabilisierung nicht notwendig ist. Das Modell ist in der Lage, für eine Reduzierung der transienten Verstärkung zu sorgen, was einerseits durch den Lead-Lag Block im Vorwärtspfad mittels Zeitkonstanten  $T_b$  und  $T_c$  oder im Feedbackpfad durch die Wahl der Parameter  $K_f$  und  $T_f$  geschieht. Eine Erhöhung der transienten Verstärkung wird durch die Zeitkonstanten  $T_{b1}$  und  $T_{c1}$  des zweiten Lead-Lag Blocks ermöglicht. Aufgrund der stark ausgeprägten Möglichkeit zur Feldbeeinflussung sind zu Schutzzwecken des Rotors und der Erregeranlage Feldstrombegrenzer im System vorhergesehen. Bei Anwendung eines Over Excitation Limiter (Übererregungsbegrenzer) (OEL) sollten die Werte zur Feldstrombegrenzung allerdings deaktiviert werden ( $K_{LR}=0$ ).  $I_{LR}$  entspricht dem Thresholdwert und  $K_{LR}$  der Verstärkung. In Systemen, die auf halbgesteuerten Brücken basieren, wird zur Repräsentation die negative Begrenzung der Feldspannung auf Null gesetzt ( $V_{rmin}=0$ ) S. 42 [17].

Das Modell AC1C (Abbildung 3.5) beschreibt ein Erregersystem mit ungesteuerten Gleichrichtern und ist anwendbar auf bürstenlose Erregungen. Das Erregerfeld wird durch eine Hilferregermaschine erzeugt und die Spannungsversorgung ist durch Fehler im Netz nicht beeinflusst S. 364 [10].

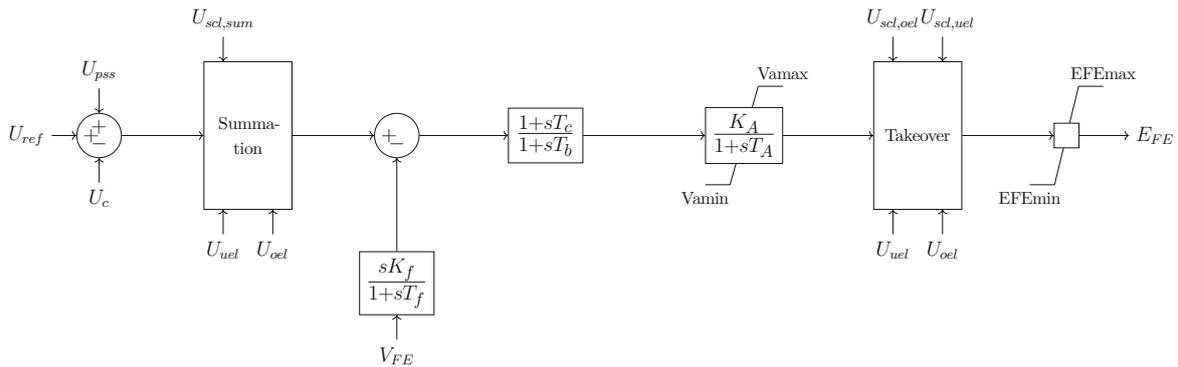


Abbildung 3.5.: Vereinfachtes Modell AC1C für eine rotierende Erregung nach [40]

Das Modell DC2C (Abbildung 3.6) repräsentiert eine Gleichstromerregemaschine, deren Energieversorgung von den Generatorklemmen stammt und somit einem Einfluss des Netzes unterliegt.  $V_{rmin}$  und  $V_{rmax}$  legen die Stärke dieser Abhängigkeit von der Klemmenspannung  $U_T$  fest. Das Modell kann genutzt werden zur Modellierung der durch Halbleiterschaltungen ersetzten

mechanischen Regler in Verbindung mit Gleichstrommaschinen. Die Zeitkonstante  $T_A$  und der Verstärkungsfaktor  $K_A$  sind durch die Eigenschaften des Spannungsreglers bestimmt S. 15 [17].

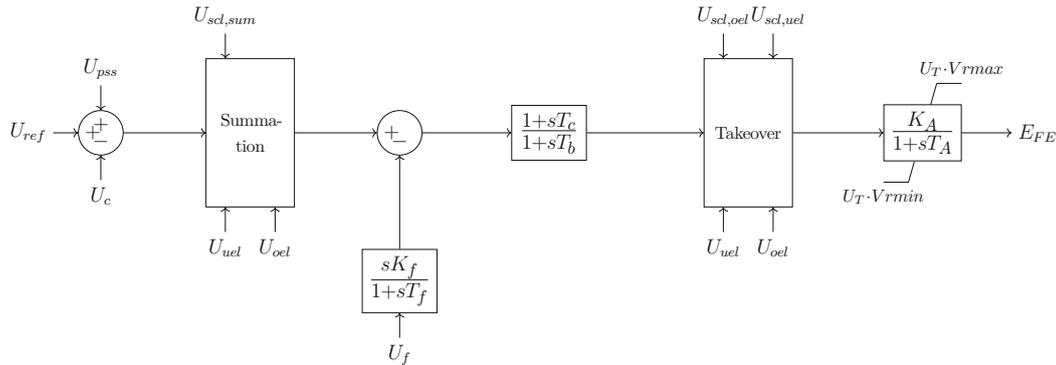


Abbildung 3.6.: Vereinfachtes Modell DC2C für eine Erregung mit DC-Erregermaschine nach [40]

Bei Modellierung einer Erregung mit Gleich- oder Wechselstromgenerator ist zusätzlich die Berücksichtigung der Sättigungseffekte und Lasteffekte der Haupterregermaschine im Modell relevant. Das Modell für eine Wechselstrommaschine samt rotierendem Gleichrichter ist in Abbildung 3.7 ersichtlich. Das erzeugte Ausgangssignal  $U_f$  ist proportional zur Rotationsgeschwindigkeit der Haupterregermaschine S. 20 [17]. Die Leerlaufkurve der Haupterregermaschine ist durch die Funktion  $S_E$  nachgebildet. Die Spannung  $U_E$  entspricht der internen Spannung im Leerlauf. Laststrom der Haupterregermaschine ist der Erregerstrom  $I_f$  der Synchronmaschine. Die Ankerrückwirkung ist durch  $K_D \cdot I_f$  berücksichtigt, wobei  $K_D$  von synchronen und transienten Reaktanzen der Erregermaschine abhängig ist. Das Signal, welches dem Erregerfeldstrom proportional ist, ist  $V_{FE}$ , und wird durch Summation mehrerer Signale ermittelt. Die Ausgangsspannung  $U_E$  wird üblicherweise in einem Dreiphasen-Vollweg-Brückengleichrichter verstärkt. Die Gleichungen zur Regelung des Gleichrichters sind in den Blöcken zur Ermittlung von  $F_{EX}$  und  $I_N$  dargestellt S. 356 [10]. Bei Erregungen mit Gleichstrommaschinen entfällt dieser Zweig.

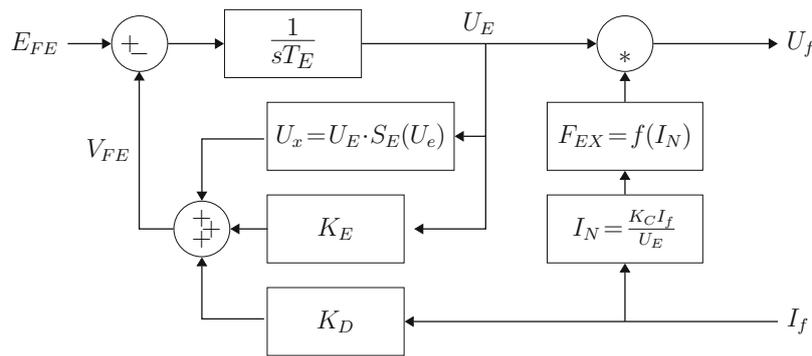


Abbildung 3.7.: Blockdiagramm der Haupterregermaschine einer rotierenden Erregung nach S. 354 und S. 356 [10]

Im Rahmen dieser Arbeit wurden weitere Erregereinrichtungen gemäß IEEE AC9C und IEEE ST4C modelliert. Die exakten Modelle können [17] (S. 17 bzw. S. 48) entnommen werden. Das Modell AC9C dient zur Repräsentierung von Erregungen mit Wechselstromgeneratoren und stationären

oder auch rotierenden Gleichrichtern. Die Konfiguration, ob die Leistung der gesteuerten Gleichrichter von den Generatorklemmen stammt oder unabhängig davon ist, wird durch den Parameter  $Sw1$  (0 oder 1) vorgenommen. Das Modell besteht aus einem Spannungsregler in PID-Reglerstruktur, gefolgt von einem PI-Stromregler in Kaskade. Der Parameter  $Sct$  legt fest, ob die Erzeugung der gewünschten Gleichspannung mittels Thyristorschaltungen (Wert 1) oder Buck-Boost-Konvertern (Wert 0) erfolgt. Das Modell ST4C dient zur Modellierung von statischen Erregungen, die entweder über eine Kompound-Versorgung oder eine reine Spannungsversorgung verfügen, die sowohl abhängig als auch unabhängig von den Generatorklemmen sein kann. Mit dem Parameter  $Sw1$  lässt sich dies festlegen.

### 3.3.2. Spannungsregler

Wie bereits in Abbildung 2.1 dargestellt wird im klassischen Fall der Spannungsregelung  $U_T$  gemessen, mit  $U_{T,ref}$  verglichen und das Differenzsignal dem AVR zugeführt S. 5 [13]. Der Term AVR wird oft als Synonym für den Spannungsregler oder auch die komplette Steuer- und Regelungseinheit der Erregung verwendet S. 12 [16]. Das variable Ausgangssignal des AVR dient dem Zweck, durch den Grad der Erregung der Synchronmaschine  $U_T$  bei reiner Spannungsregelung auf dem Sollwert zu halten. Neben den erwähnten Eingangssignalen können unzählige weitere Signale von Begrenzern oder des Power System Stabilizer (Pendeldämpfungsgerät) (PSS) zur Spannungsregelung berücksichtigt werden. Im Grunde können Spannungsregler für unterschiedliche Erregungen gleich aufgebaut S. 173 [8] sein. Je nach Erregung und Modell kann die Repräsentierung durch die Zeitkonstante  $T_A$  und den Verstärkungsfaktor  $K_A$ , als PI-Regler oder als PID-Regler erfolgen. Dem Spannungsregler übergeordnet kann des weiteren ein Blindleistungsregler oder Leistungsfaktorregler berücksichtigt werden. Dieser manipuliert den Setpoint des Spannungsreglers, um die Blindleistung oder den Leistungsfaktor auf einem gewünschten Wert zu halten.

### 3.3.3. Spannungsmessumformer und Kompensation

Die Spannung an den Generatorklemmen muss zur weiteren Verarbeitung in einen der Höhe der Spannung entsprechenden Gleichspannungswert umgesetzt werden. Zusätzlich kann der Fall eintreten, dass die geregelte Spannung nicht an den Generatorklemmen liegt. In dem Fall ist Lastkompensation oder Line-Drop-Kompensation möglich. Zum Einsatz kommende Kompensatoren weisen eine einstellbare Resistanz  $R_c$  und Reaktanz  $X_c$  auf, um die Impedanz zwischen Generatorklemmen und dem Punkt, an dem die Spannungsregelung erfolgt, nachzubilden. Die vom Referenzwert  $U_{T,ref}$  ermittelte Spannungsabweichung  $U_{err}$ , die in den Spannungsregler eingeht, wird gemäß Blockschaltbild in Abbildung 3.8 ermittelt S. 106 [9].

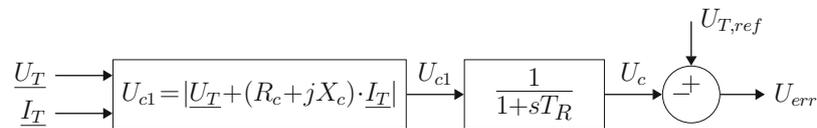


Abbildung 3.8.: Blockdiagramm der Lastkompensation nach S. 106 [9]

Mit dem Index  $T$  bezeichnete Größen beschreiben jene an den Klemmen des Generators. Je nach Systemkonfiguration und Einsatz eines Transformators mit Laststufenschalter eignen sich positive oder negative Werte für  $R_c$  und  $X_c$  S. 336 [10]. Bei der Modellierung reicht es aus die Filterung bei der Spannungswandlung als Zeitkonstante  $T_R$  zu berücksichtigen. Für viele Systeme ist  $T_R$  sehr klein und kann auf den Wert Null gesetzt werden. Aufgrund des niedrigen X/R-Verhältnis kann für viele Systeme der Wert  $R_c$  auf Null gesetzt werden. Ist die Lastkompensation inaktiv

( $R_c=0$  und  $X_c=0$ ), so reduziert sich die Funktion der Schaltung zu einer einfachen Schaltung zur Spannungserfassung S. 107 [9].

### 3.3.4. Begrenzer und Schutzfunktionen

Ausgangssignale der Begrenzer dienen als zusätzliche Eingänge für den AVR. Deren Wirkung kann in einem aufsummierten Signal berücksichtigt werden (Summation) oder sie hebeln die Funktion des AVR aus und überschreiben gewisse Signale (Takeover). Modelle sowie Beispielwerte zur Parametrierung der Begrenzungsfunktionen können dem Anhang H in [17] entnommen werden. Die geläufigsten Begrenzer sind folgende:

- Under Excitation Limiter (Untererregungsbegrenzer) (UEL), minimale Blindleistung  
Der UEL begrenzt den untererregten Betrieb des Generators durch Erhöhung der Erregung. Der Minimalwert von  $I_f$  soll augenblicklich und ohne Verzögerung eingehalten werden, um ein Außertrittfallen und Überhitzen zu vermeiden. Als Eingangssignal wird hierfür eine Kombination von  $U_T$  und  $I_T$  oder  $P_e$  und  $Q$  an den Generatorklemmen herangezogen. Die limitierende Funktion von UELs wird zumeist durch Wertepaare von  $Q$  und  $P_e$  dargestellt beziehungsweise definiert. Dadurch wird die minimale Blindleistung für die jeweilige Wirkleistung festgelegt. Im Grunde existieren zwei Typen an UELs. Solche, in denen die PQ-Wertepaare auf einem Kreisbogen liegen, oder jene, in welchen diese Geraden oder Geradensegmenten entsprechen S. 81 [17].
- OEL (auch Feldstrombegrenzer), maximaler Erregerstrom  
Der OEL ist dafür zuständig, den Generator vor Überhitzung durch zu hohe Feldströme zu bewahren. Für bestimmte Zeit kann der übererregte Grenzbetrieb gewährt werden, bei Überschreitung eines Zeitlimits wird der Zustand der Erregung jedoch abgesenkt S. 72 [17]. Das gewährte Zeitlimit kann dabei fix sein oder auch indirekt proportional mit dem Grad der Übererregung zusammenhängen. Eine einfache Realisierung sieht, wie in Abbildung 3.9 dargestellt, folgendermaßen aus: Ein Integrator mit einem unteren Ausgangslimit von 0 und einer Verstärkung von  $1/T_o$  berücksichtigt die Differenz von Feldstrom und dessen Maximalwert. Das Ausgangssignal wird über ein Low Voltage (LV)-Gate, welches den niedrigeren Eingang ausgibt, an den AVR weitergegeben. Bei Überschreiten des Maximalwerts bewirkt der OEL eine Reduktion von  $U_{T,ref}$  im AVR. Dies führt zur Reduzierung der gelieferten Blindleistung und Einstellung des Werts von  $I_f$  unter den Maximalwert S. 107 [9]. Vom Grundprinzip gleich, doch unter Berücksichtigung weiterer Aspekte finden sich OEL-Modelle in [17]. Beispielsweise erfolgt in einigen Modellen die Implementierung kurzzeitiger Maximalwerte von  $I_f$ , auf die schnell reagiert wird. Jedoch auch die Implementierung von abklingendem Verhalten bis zur Einhaltung eines langfristigen Maximalwerts ist möglich.

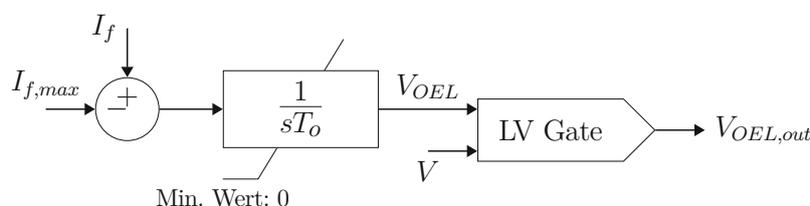


Abbildung 3.9.: Blockdiagramm eines einfachen OELs zur Veranschaulichung der Funktionsweise nach S. 107 [9]

- **Stator Current Limiter (Statorstrombegrenzer) (SCL)**  
Der SCL soll die Überhitzung der Statorwindungen verhindern. Verursacht werden kann dies bei Spannungsänderung, aber auch, wenn die Turbinenleistung erhöht wird ohne den Generator anzupassen S. 87 [17]. Die Funktion des SCL wird durch Einflussnahme auf die Erregung realisiert, um somit die Statorströme in den Grenzen zu halten. Je nachdem, ob über- oder untererregter Generatorbetrieb vorliegt, wird der Statorstrom reduziert oder erhöht. Im Grunde soll der SCL zeitlich verzögert eingreifen S. 46 [13], und ist im Bereich zwischen den Punkten *C* und *D* in Abbildung 3.2 relevant. Rund um einen Blindleistungswert von  $0\text{ Mvar}$  weist der SCL einen Totbereich auf, da er keinen Einfluss auf die Wirkleistungsabgabe hat und die Variation der Erregung wenig Auswirkung in diesem Bereich hat. Ein Zeitdelay ermöglicht ein kurzzeitiges Überschreiten, bis der SCL aktiv ist.

### 3.3.5. PSS (Power System Stabilizer)

Die PSS-Komponente (im Deutschen Pendeldämpfungsgerät) dient dazu, Leistungsschwankungen durch zusätzliches, dämpfendes Moment zu minimieren. In schnell reagierenden Erregungen, die Vorteile während eines Fehlers bieten, kann es nach Fehlerklärung zu Leistungspendelungen kommen. Der Einsatz von PSS-Einheiten kann zur Verbesserung beitragen, hat laut S. 3 [41] aber keinen Einfluss auf die First-Swing-Stability. In S. 6 [42] wird ebenso betont, dass die PSS-Komponente zwar positiven Einfluss auf das Dämpfungsverhalten hat, aber keine Auswirkung auf die kritische Fehlerklärungszeit aufweist. Kommt ein PSS in Pumpspeicherkraftwerken zum Einsatz, so sind für den jeweiligen Betriebszustand (pumpen/turbinieren) unterschiedliche Sets an Parametern nötig S. 60 [17].

### 3.3.6. Großsignal Performance

Im Rahmen von FRT-Studien ist das Großsignalverhalten ausschlaggebend, welches durch Simulationsmodelle ordnungsgemäß wiedergespiegelt werden soll. Nichtlinearitäten im Verhalten der modellierten Komponenten spielen eine relevante Rolle. Für die Großsignalperformance relevante Aspekte sind folgende S. 328 [10]:

- **Deckenspannung der Erregung** - beschreibt die maximale Ausgangsgleichspannung des Erregersystems S. 3 [14]. Sie ist ein Indikator für die Fähigkeit zur Feldbeeinflussung des Erregersystems oder anders ausgedrückt die Fähigkeit, um ausgehend vom Nennerergerstrom den Deckenstrom zu erreichen. Je größer der Abstand zwischen Nennererregerspannung und Deckenspannung, desto größer die Fähigkeit zur Feldbeeinflussung S. 7 [14]. Bei Erregersystemen, die über die Generatorklemmen versorgt werden beziehungsweise Compound-Erregungen, ist die Deckenspannung durch die Versorgungsgrößen begrenzt. Bei rotierenden Erregungen ist die Nenndrehzahl der begrenzende Faktor der Deckenspannung S. 328 [10]. Für Erregersysteme, die zusätzlich negative Werte der Deckenspannung angeben, liefert dieser Wert eine Aussage über die Fähigkeit, den Feldstrom im Sinne der Schnellentregung auf 0 zu bringen. Im vorgestellten Modell IEEE ST1C erfolgt die Konfiguration der Deckenspannung anhand des Ausgangslimits des Modells, welches durch folgende Gleichung beschrieben wird S. 119 [17]:

$$E_{FD,Ceiling} = V_T \cdot V_{rmax} - K_C \cdot I_{FD} \quad (3.1)$$

Im Modell ST4C ist die Deckenspannung durch das Ausgangslimit des AVR Signals und dem Ausgangssignal des Modells des Gleichrichters bestimmt S. 119 [17]:

$$E_{FD,Ceiling} = V_{mmax} \cdot V_B = V_{mmax} \cdot V_E \cdot F_{EX}(I_N) \quad (3.2)$$

Um die gleiche Deckenspannung in beiden Modellen einzustellen, sollte folgende Beziehung gelten:

$$V_{rmax} = V_{mmax} \cdot K_P \quad (3.3a)$$

$$K_{C,ST1C} = \frac{K_P \cdot V_{mmax}}{\sqrt{3}} \cdot K_{C,ST4C} \quad (3.3b)$$

- **Grenzstrom des Erregersystems** - beschreibt den maximalen Strom, für den das Erregersystem ausgelegt ist S. 3 [14]. Dieser ist oftmals beschränkt durch die maximale thermische Belastung des Erregersystems oder des Erregerstromkreises der Synchronmaschine. Bei der Angabe von Werten kann es sich um Werte für Dauer- oder Kurzzeitbelastung handeln. Oftmals ist es in Erregersystemen erwünscht, den Deckenstrom auch dann noch zu erreichen, wenn Spannungseinbrüche im Netz auftreten, um bestmöglich in Bezug auf die transiente Stabilität reagieren zu können S. 6 [14].
- **Reaktionszeit** - Die Reaktionszeit der Ausgangsspannung des Erregersystems liefert Aufschluss darüber, ob es sich um ein *high initial response* System handelt. Die betrachtete Reaktionszeit ist jene, die nötig ist, um einen 95 %-Sprung zurückzulegen. Als *high initial response*-Systeme sind jene eingestuft, die eine Reaktionszeit von 0.1 s oder weniger haben. Das Großsignalverhalten dieser Systeme kann allein durch Deckenspannung, Grenzstrom und Reaktionszeit beschrieben werden.
- **Zeitverhalten der Spannung** - Weiters dient zur Analyse des Verhaltens die Ausgangsspannung des Erregersystems als Funktion der Zeit unter bestimmten Betriebsbedingungen.

### 3.4. Turbine und Turbinenregler

Modelle zur Nachbildung des dynamischen Verhaltens von Turbinen bestehen zum einen aus einem Modell für den Turbinenregler und zum anderen aus einer Nachbildung des hydraulischen Verhaltens. Das Massenträgheitsmoment der Turbine wird zur Berücksichtigung im Generatormodell zum Massenträgheitsmoment des Generators addiert.

Das Modell *HYGOV* S. 3-5 [43] (siehe Abbildung 3.10) findet bei einigen Herstellern von Turbinenreglern Anwendung. Die Effekte eines Wasserschlosses sind im Modell nicht berücksichtigt. Als Eingang des Modells dient die Drehzahlabweichung der Welle. Unter Berücksichtigung des wesentlichen Einflusses der Turbinenverstärkung wird das mechanische Moment ermittelt. Für Maschinen, die nicht an der Primärregelung teilnehmen, bietet das Modell den wesentlichen Nachteil, dass das festgelegte Totband von 200 mHz nicht parametrisiert werden kann. Das Modell *HYGOVD* wurde um einen Totband-Block am Modelleingang erweitert und verzichtet auf diesen Nachteil.

In einigen Modellen, wie zum Beispiel *GovHydro4* aus S. 163 [39], kann die Parametrisierung an den zu modellierenden Turbinentyp angepasst werden. In diesem Modell können Änderungen der Sollwertvorgabe der Wirkleistung durch den Eingang  $P_{ref}$  nachgebildet werden. In den in PowerFactory verfügbaren Modellen für *HYGOV* und *HYGOVD* ist die Vorgabe eines Sollwerts der Wirkleistung, repräsentiert durch einen zusätzlichen Eingang, ebenso möglich.

Gegen die Notwendigkeit der Modellierung von Turbinenreglern für FRT-Untersuchungen spricht laut S. 31 [18], dass  $M_m$  für sehr schnelle Vorgänge als konstant angenommen werden kann. Dies gilt, da Stellglieder zur Leistungsregelung in Turbinen im Sekundenbereich arbeiten und wesentlich langsamer als transiente Vorgänge im Netz sind, welche sich im Bereich einiger 100ms abspielen.

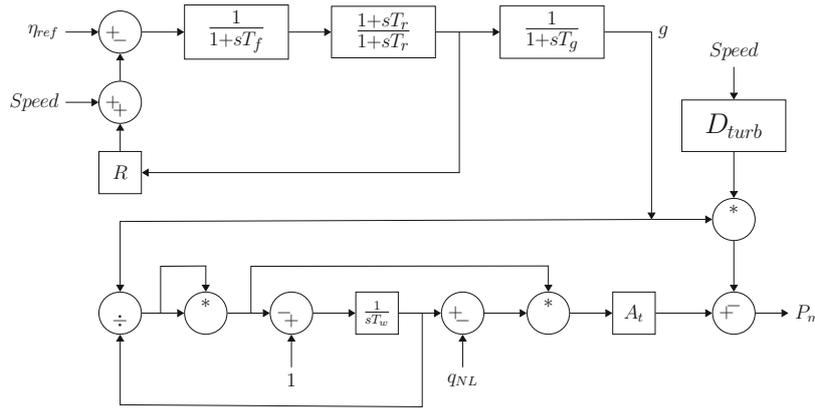


Abbildung 3.10.: HYGEO-Modell zur Repräsentierung des Turbinenreglers und der hydraulischen Regelstrecke S. 3-6 [43]

### 3.5. Transformatoren

Transformatorparameter entstammen zumeist aus dem Leerlauf- und Kurzschlussversuch. Das Übersetzungsverhältnis technischer Transformatoren wird als Verhältnis der Windungszahlen festgelegt. Mit hoher Genauigkeit entspricht dies dem Verhältnis der Leerlaufklemmenspannung S. 20 [44]. Wird die Eingangsspannung des Transformators bei sekundärseitigem Kurzschluss so gewählt, dass der Nennstrom primärseitig fließt, erhält man einen Wert für die Kurzschlussspannung  $u_k$ . Sie wird meist bezogen und in % angegeben und gibt an, bei wieviel Prozent der Nennspannung und sekundärseitigem Kurzschluss Nennstrom fließt S. 28 [44]. In p.u.-Darstellung entspricht die Kurzschlussspannung der Längsimpedanz des Transformators. Die Kupferverluste entsprechen dem Wirkanteil der Kurzschlussspannung und sind in p.u.-Darstellung gleich dem Längswiderstand des Transformators S. 141 [45]. Die Eisenverluste werden im Leerlauf bestimmt, wo die Kupferverluste vernachlässigbar sind. Eisenverluste in Transformatoren aufgrund von Hysterese und Wirbelstromverlusten weisen ein quadratisches Verhalten über die Flussdichte bei fester Frequenz auf. In Transformatormodellen ist die Berücksichtigung als ohmscher Widerstand zur Widerspiegelung dieser Effekte repräsentativ. Das Ersatzschaltbild für einen 2-Wicklungstransformator ist in Abbildung 3.11 dargestellt. Bei der Modellierung von Stufenstellern ist zu berücksichtigen, ob die Schaltung ober- oder unterspannungsseitig Anpassungen am Übersetzungsverhältnis durch Adaptieren der Wicklungen vornimmt. Modelliert wird eine solche Funktion durch Einbringen eines idealen Transformators in das Ersatzschaltbild, dessen Übersetzungsverhältnis von der aktuellen Tap Position abhängt. In PowerFactory dient das Lastflussmodell des Transformators auch für RMS-Simulationen.

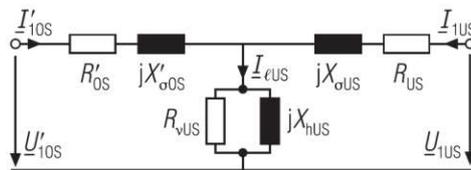


Abbildung 3.11.: T-Ersatzschaltbild (US-Seite) eines Drehstrom-Zweiwicklungstransformators der Schaltgruppe Yy0 ohne Stufenschalter mit Berücksichtigung der Eisenverluste und des Magnetisierungsstroms S. 226 [8]

### 3.6. Netzmodell

Je nach Fragestellung ergeben sich Unterschiede bei der Nachbildung des externen Netzes, mit dem die zu prüfende Erzeugungsanlage verbunden wird S. 4 [18]. Für Einzeluntersuchungen von Erzeugungsanlagen samt der zugehörigen Regelungseinrichtungen (Spannungs- und Turbinenregler) reicht es, das umgebende Netz in reduzierter Weise dynamisch nachzubilden oder als starres Netz anzunehmen.

Beim starren Netz wird dieses als frequenzstarre Spannungsquelle mit verschwindend kleiner Innenimpedanz nachgebildet. Wird zusätzlich eine Innenimpedanz des Netzes zwischen der Spannungsquelle und den Netzanschlussklemmen des modellierten Netzes angenommen, dann resultiert aus dem starren Netz das frequenzstarre Netz mit begrenzter Kurzschlussleistung. Die Kurzschlussleistung wird durch den Wert der Innenimpedanz auf einen bestimmten Wert begrenzt. Geht man von **Worst-Case** Szenarien für Stabilitätsuntersuchungen aus, so gilt es, **minimale** Werte der Kurzschlussleistung des Netzes am Netzanschlusspunkt heranzuziehen. Größere Impedanzen verursachen kleinere Kippleistungen und sind aufgrund dessen der kritischere Wert.

$$Z_n = c_{min} \cdot \frac{U_n^2}{S''_{k,min}} \quad (3.4)$$

In Abhängigkeit vom Verhalten des Netzes bei relevanten Schaltzuständen und unter Berücksichtigung der zukünftigen Ausbaupläne und verschiedener Lastflussszenarien im Stark- und Schwachlastfall beurteilt der Netzbetreiber das Netz. Auf Basis dieser Beurteilung wird vom Netzbetreiber die zu erwartende minimale und maximale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt des Kraftwerks ermittelt S. 9 [46]. Gleichung 3.4 beschreibt die Berechnung der Innenimpedanz  $Z_n$  des Netzes bei gegebener minimaler Kurzschlussleistung  $S''_{k,min}$ . Wichtig hierbei ist es, denselben Wert für  $c_{min}$  heranzuziehen, der für die ursprüngliche Berechnung der Kurzschlussleistung verwendet wurde.

$$\underline{Z}_n = \left(\frac{R}{X} + j\right) \cdot \frac{Z_n}{\sqrt{\left(\frac{R}{X}\right)^2 + 1}} \quad (3.5)$$

Der Betrag der Netzzinnenimpedanz wird mithilfe eines R/X-Verhältnisses in einen ohmschen und induktiven Teil aufgeteilt (siehe Gleichung 3.5). Eine Umrechnung des R/X-Verhältnisses in die Netzzeitkonstante ist gemäß Gleichung 3.6 gegeben. Hier entspricht  $\omega_0 = 2\pi f$  der Nennkreisfrequenz des Netzes.

$$T_n = \frac{L}{R} = \frac{X}{R \cdot \omega_0} = \frac{1}{\frac{R}{X} \cdot \omega_0} \quad (3.6)$$

Die bisher behandelten Netzmodelle des starren Netzes und des frequenzstarken Netzes haben die Eigenschaft einer nicht variierenden, fix vorgegebenen Frequenz. Diese Annahme ist für Fälle gültig, in denen Schwankungen der Wirkleistungseinspeisung der zu betrachtenden Erzeugungsanlage keine Auswirkung auf die Frequenz des Gesamtsystems haben. Bei transienten Vorgängen pendelt die einzelne Erzeugungsanlage dann zur starren Frequenz des Gesamtsystems.

Fälle, in denen diese Annahme nicht mehr zutreffend ist, erfordern die Modellierung eines frequenzvariablen Netzes. Hierfür wird das Netz mithilfe von Ersatzgeneratoren modelliert, deren Leistung und Schwungmasse in einem bestimmten Verhältnis zur betrachteten Erzeugungsanlage stehen. In PowerFactory ist dies bei RMS- und EMT-Simulationen der Fall. Die Modellierung des Netzes auf diese Art und Weise erlaubt Frequenzschwankungen im Netz bei der Simulation von transienten Vorgängen S. 5 [18].



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

## 4. Modellierte Fallbeispiele und Erzeugungsanlagen

Die Beispieldaten für die als Ausgangspunkt modellierten Kraftwerke entstammen realen Kraftwerksdaten und wurden von *VERBUND Hydro Power GmbH* in anonymisierter Form zur Verfügung gestellt. In den folgenden Unterkapiteln erfolgt eine Beschreibung beider Modellkraftwerke, sowie die Darstellung der Vorgangsweise für die Ermittlung der gewünschten Kraftwerkseigenschaften.

### 4.1. Erzeugungsanlage A

Bei Anlage A handelt es sich um ein Speicherkraftwerk mit einer Maschine, welche von einer Pelton-Turbine angetrieben wird. Das Einlinienschaltbild der Kraftwerkssituation ist dargestellt in Abbildung 4.1.

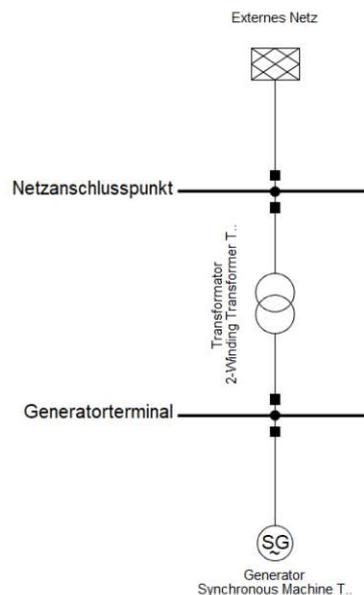


Abbildung 4.1.: Einlinienschaltbild von Erzeugungsanlage A

Der Synchrongenerator ist elektrisch über einen Blocktransformator mit dem NAP verbunden. Da der Anschluss auf  $110\text{ kV}$ -Ebene an das Hochspannungsnetz erfolgt und die Nennscheinleistung  $92\text{ MVA}$  beträgt, handelt es sich gemäß RfG-Schwellwert-Verordnung [5] um eine Anlage gemäß Typ D. Die für die Modellierung notwendigen Daten der Betriebsmittel entstammen den Herstellerangaben und sind für den Generator in Tabelle 4.1 und für den Transformator in Tabelle 4.3 aufgelistet. Die für die Modellierung des externen Netzes notwendigen Daten wurden vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt und sind in Tabelle 4.4 ersichtlich. Es zeigt sich durchaus, dass nicht zwingendermaßen alle Daten zur exakten Beschreibung der EZE zur Verfügung stehen. Dies

betrifft beim Generator beispielsweise die Nullsystemdaten (Reaktanz  $x_0$ , Widerstand  $r_0$ ) und beim Transformator die Kupfer- und Eisenverluste.

Tabelle 4.1.: Generatordaten von Erzeugungsanlage A

Kürzel	Bezeichnung	Einheit	Wert
$S$	Bemessungsscheinleistung	$MVA$	92
$\cos(\phi)$	Bemessungsleistungsfaktor		0,85
$U$	Bemessungsspannung	$kV$	12,5
$u_{min}$	Generatorstellbereich/Spannungsregelungsbereich	p.u.	0,95
$u_{max}$			1,05
$n$	Nenndrehzahl	$min^{-1}$	500
$J_t$	Trägheitsmoment der Turbine	$tm^2$	4,1
$J_g$	Trägheitsmoment des Generators	$tm^2$	126
$J_{ges}$	Trägheitsmoment gesamt	$tm^2$	130,1
$x_d$	synchrone Längsreaktanz ungesättigt	p.u.	1,2
$x'_{d,sat}$	transiente Längsreaktanz gesättigt	p.u.	0,29
$x'_d$	transiente Längsreaktanz ungesättigt	p.u.	0,35
$x''_{d,sat}$	subtransiente Längsreaktanz gesättigt	p.u.	0,19
$x''_d$	subtransiente Längsreaktanz ungesättigt	p.u.	0,27
$x_q$	synchrone Querreaktanz ungesättigt	p.u.	0,82
$x''_{q,sat}$	subtransiente Querreaktanz gesättigt	p.u.	0,16
$x''_q$	subtransiente Querreaktanz ungesättigt	p.u.	0,24
$T_a$	(Anker-) Gleichstromzeitkonstante	s	0,39
$T'_d$	transiente Kurzschlusszeitkonstante Längsachse	s	2,7
$T''_d$	subtransiente Kurzschlusszeitkonstante Längsachse	s	0,071
$T'_q$	subtransiente Kurzschlusszeitkonstante Querachse	s	0,063
$T'_{d0}$	transiente Leerlaufzeitkonstante Längsachse	s	9,7
$T''_{d0}$	subtransiente Leerlaufzeitkonstante Längsachse	s	0,091
$T''_{q0}$	subtransiente Leerlaufzeitkonstante Querachse	s	0,22
$r_{str}$	bezogener Ständer/Ankerwiderstand	p.u.	0,0021
$x_{\sigma a}$	bezogene Ständer/Ankerstreuungsdreaktanz	p.u.	0,088

Bei der Modellierung des Generators wurde als Trägheitsmoment das Gesamtträgheitsmoment  $J_{ges}$  von Generator und Turbine angenommen. Dies spiegelt eine Berücksichtigung der Turbine in der Modellierung wieder. Für die Eingabe in PowerFactory lässt sich anhand der Nenndrehzahl  $n$  und der Nennfrequenz des Netzes die Polpaarzahl rechnerisch ermitteln:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n_s} = \frac{60 \frac{s}{min} \cdot 50 \frac{1}{s}}{500 \frac{1}{min}} = 6 \quad (4.1)$$

Als Generatormodell für die meisten Untersuchungen diente das aus S.17 [11] stammende Modell IEEE 2.1, welches in PowerFactory als Standard-Modell bezeichnet wird. Vom Generator unbekannt Daten wurden im Modell folgendermaßen angenommen:

Tabelle 4.2.: Angenommene Generatordaten für Erzeugungsanlage A

Kürzel	Bezeichnung	Einheit	Wert
$x_0$	Nullsystemreaktanz	<i>p.u.</i>	0,11
$r_0$	Nullsystemwiderstand	<i>p.u.</i>	0,0021
$x_2$	Gegensystemreaktanz	<i>p.u.</i>	0,25
$r_2$	Gegensystemwiderstand	<i>p.u.</i>	0,0053
$x_{rld}$	Läuferkoppelreaktanz d-Achse	<i>p.u.</i>	0
$x_{rlq}$	Läuferkoppelreaktanz q-Achse	<i>p.u.</i>	0

Das im Generator hinterlegte Leistungsdiagramm zur Festlegung der möglichen Betriebszustände, in welchen der Generator betrieben werden kann, ist in Abbildung 4.2 dargestellt. Im Gegensatz zu Abbildung 3.2 ist es um  $90^\circ$  gedreht und entlang der Blindleistungsachse gespiegelt. Es zeigt sich bereits hier, dass sich bei einer Wirkleistung von  $78,2\text{ MW}$ , welche durch die Betriebsgerade dargestellt ist, im maximal übererregten Betrieb keine Spannungsabhängigkeit zeigen wird. Die spannungsabhängigen Begrenzungen schneiden sich im selben Punkt mit der Betriebsgeraden.

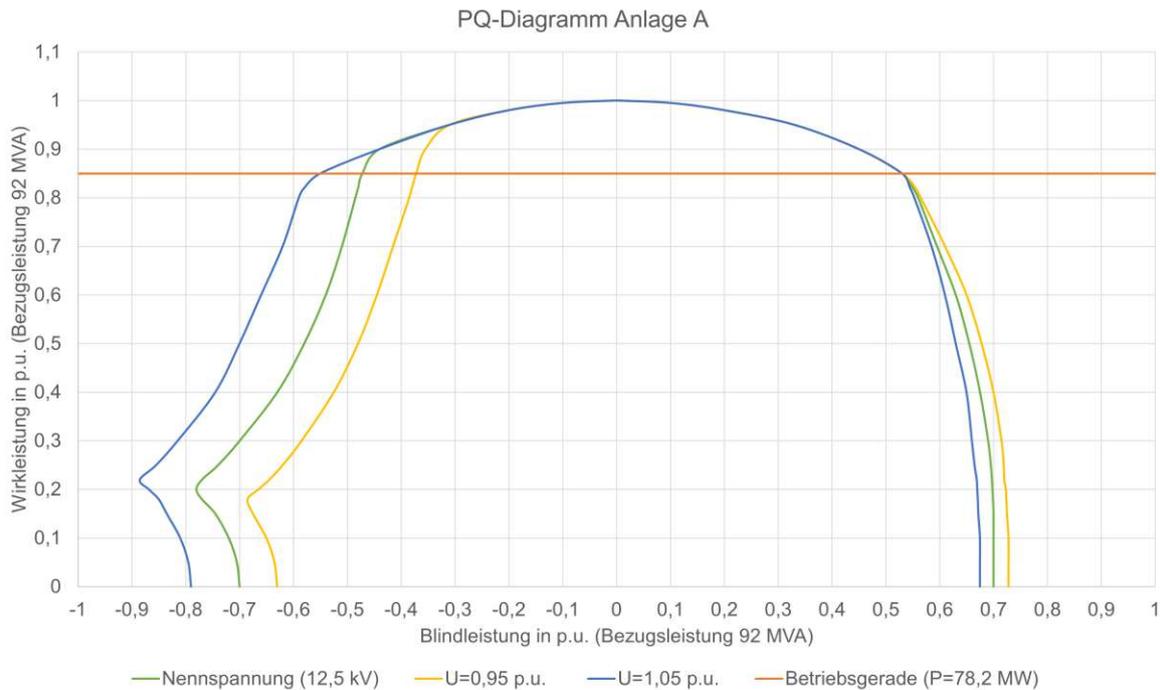


Abbildung 4.2.: Leistungsdiagramm des Generators von Erzeugungsanlage A

Das Sättigungsverhalten der Maschine wird durch die hinterlegte Sättigungskennlinie beschrieben, welche in Abbildung 4.3 abgebildet ist. Als Bezugsstrom der Erregung wird laut Hersteller ein Wert von  $658,8\text{ A}$  angegeben. Dieser Wert ist allerdings auf die Leerlaufkennlinie bezogen. Werden die Bezugsgrößen des Erregersystems auf die Luftspaltgerade bezogen, wie in Abbildung 4.3 dargestellt, in PowerFactory implementiert und in S. 111 [17] empfohlen, so ergibt sich als Bezugsstrom ein Wert von  $592,18\text{ A}$ .

Die Betriebsmitteldaten des Transformators sind in Tabelle 4.3 aufgelistet. Zusätzlich wurden die Kupferverluste  $P_{cu}$  mit  $200\text{ kW}$  und die Eisenverluste  $P_{Fe}$  mit  $0\text{ kW}$  unabhängig von der Stufenstellung angenommen. Der Leerlaufstrom wurde mit  $0,1\%$  festgelegt.

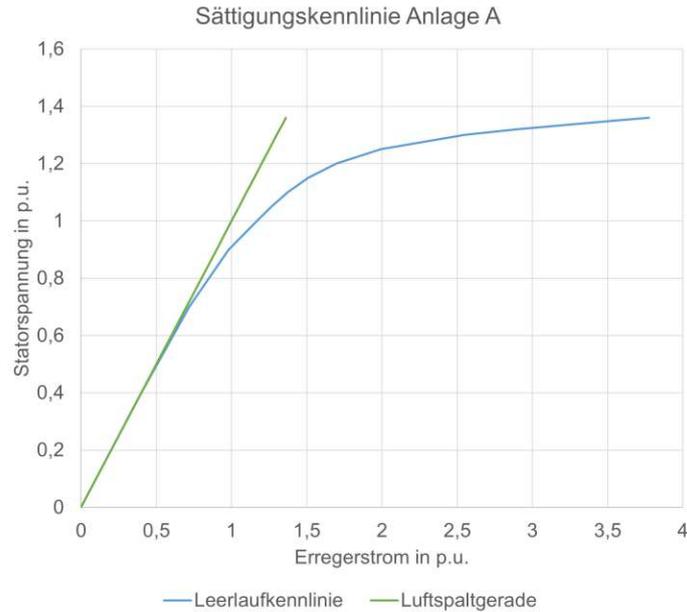


Abbildung 4.3.: Sättigungskennlinie des Generators von Erzeugungsanlage A

Tabelle 4.3.: Transformator Daten von Erzeugungsanlage A

Kürzel	Bezeichnung	Einheit	Wert
	Schaltgruppe		YNyn0
$S$	Bemessungsscheinleistung	MVA	100
$U_{N,OS}$	Bemessungsspannung (oberspannungsseitig)	kV	115
$U_{N,US}$	Bemessungsspannung (unterspannungsseitig)	kV	12,5
	Stufenschalter - Zusatzspannung pro Stufe	%	1
	Stufenschalter - unterste Position		-13
	Stufenschalter - oberste Position		13
$u_k$	Kurzschlussspannung (in neutraler Position)	%	14
$u_{k,min}$	Kurzschlussspannung (in unterster Position)	%	13
$u_{k,max}$	Kurzschlussspannung (in oberster Position)	%	15

Beim Transformator handelt es sich um einen OLTC. Geregelt wird bei diesem Transformator die unterspannungsseitige Spannung an den Generator клемmen. Bei einer Spannungsabweichung von 3% an den Generator клемmen wird automatisch die Stufe des Transformators durch die Transformatorstufenregelung adaptiert. Dies geschieht sowohl bei Über- als auch bei Unterspannung. In PowerFactory wird dieses Verhalten in den Lastfluss-Eigenschaften des Transformators konfiguriert. Als ausgewertete Phasen wurde das Mitsystem angegeben, um alle Phasen zu berücksichtigen. Als Reglerzeitkonstante wurde 0,5 s angenommen. Für Untersuchungen mit RMS-Simulationen gilt es die Berücksichtigung des Reglers getrennt zu aktivieren.

Neben den in Tabelle 4.4 angegebenen Daten des externen Netzes am NAP, wurden für die Modellierung des externen Netzes die Standardwerte aus PowerFactory übernommen und keine weiteren Änderungen vorgenommen. Das R/X-Verhältnis wurde auf 0,1 gesetzt. Aufgrund der Eingabeparameter werden in der Software Parameter zur Nachbildung des Netzes mithilfe einer der Größe entsprechenden Synchronmaschine ermittelt (gemäß dem in Abschnitt 3.6 erläuterten frequenzvariablen Netz). Für die Durchführung der FRT-Simulationen gilt es die Minimalwerte der Angaben heranzuziehen.

Tabelle 4.4.: Netzdaten am Netzanschlusspunkt von Erzeugungsanlage A

Kürzel	Bezeichnung	Einheit	Wert
$S''_{k,min}$	Minimale Kurzschlussleistung	MVA	2450
$S''_{k,max}$	Maximale Kurzschlussleistung	MVA	3590
$U_{Nom,Netz}$	Nominal Spannung	kV	110

Bei der konkreten Erregung dieses Kraftwerks handelt es sich um eine rotierende Erregung. Entsprechend der Herstellerangaben wird das Verhalten der Erregung durch das Modell IEEE AC9C gemäß S. 34 [17] nachgebildet. Für den Generator samt Erregung steht ein Protokoll der Inbetriebnahme des Kraftwerks zur Verfügung, welches die eingestellten Parameter des Spannungsreglers dokumentiert. Das Kleinsignalverhalten wird durch eine aufgezeichnete Sprungantwort auf einen Sollwertsprung dokumentiert. Diese Aufzeichnung wurde im Generatorleerlauf durchgeführt.

Tabelle 4.5.: Parameter der IEEE-Modelle DC2C, AC1C und ST1C

Parameter	Einheit	DC2C			AC1C			ST1C		
		Min	Max	IEEE-Werte	Min	Max	IEEE-Werte	Min	Max	IEEE-Werte
$K_a$	[p.u.]	10,01	499,99	300	0,01	999,99	400	50	1000	190
$T_b$	[s]	0	50	0	0	19,99	0	0,04	20	10
$T_c$	[s]	0	50	0	0	19,99	0	0	10	1
$K_f$	[p.u.]	0,01	0,29	0,02	0	0,29	0,03	0	0,3	0
$T_f$	[s]	0,041	1,49	0,675	0,021	1,49	1	0	0,3	1
$V_{r,min}$	[p.u.]	-9,99	-0,01	-4,9				-8	-3	-6,7
$V_{r,max}$	[p.u.]	0,51	9,99	4,95				3	8	7,8
$V_{a,min}$	[p.u.]				-15	0	-14,5	-8	-3	-6,7
$V_{a,max}$	[p.u.]				0	15	14,5	3	8	7,8
$T_{bl}$	[s]							0,04	20	0
$T_{cl}$	[s]							0	10	0
$K_{lr}$	[p.u.]							0	5	0
$I_{lr}$	[p.u.]							0	5	0

Um die Performance verschiedenster Erregereinrichtungen zu analysieren, erfolgte die Modellierung des Kraftwerks neben dem Modell IEEE AC9C mit weiteren Erregermodellen. Bei diesen Modellen handelt es sich um IEEE AC1C, IEEE DC2C, IEEE ST1C und IEEE ST4C. Die Grundparametrierung der Modelle erfolgte nach den Beispielwerten aus Anhang H in [17]. Darüber hinaus wurden die Parameter variiert, um den Einfluss auf die FRT-Fähigkeit der EZE zu untersuchen. Welche Parameter innerhalb welcher Grenzen variiert wurden, ist durch deren Minimal- und Maximalwerte in Tabelle 4.5 dargestellt. Diese entstammen für DC2C S. 15, für AC1C S. 18 und für ST1C S. 16 aus [47]. Leere Zellen in der Tabelle bedeuten, dass dieser Parameter im konkreten Modell nicht vorhanden ist.

Für das Modell IEEE AC9C wurden unterschiedliche Parametersets generiert, welche in Tabelle 4.6 ersichtlich sind. Ebenso sind die Minimal- beziehungsweise Maximalgrenzen der variierten Parameter für das Modell ersichtlich, welche experimentell in PowerFactory durch das Austesten von Extremwerten ermittelt wurden. Die weiteren hier nicht erwähnten Modellparameter blieben von den IEEE-Beispielwerten unverändert.

Die in Tabelle 4.6 dargestellten Varianten erklären sich folgendermaßen. Variante I (IEEE-Beispielwerte) bezeichnet das Parameterset nach den Beispielwerten aus Anhang H [17]. Als Grundparameter für Variante II (Inbetriebnahmeparameter) dienen die aus der Dokumentation der Inbetriebnahme stammenden Werte zur Parametrierung des Modells. Hier erfolgte eine Übernahme der Parameter  $K_{pr}$ ,  $K_{ir}$ ,  $K_{dr}$  und  $T_{dr}$  des PID-Spannungsreglers, der Parameter  $K_{pa}$  und

Tabelle 4.6.: Parametersets und Varianten des Modells IEEE AC9C

Parameter	Einheit	Min	Max	I	II	III	IV	V
				IEEE-Werte	IBN	optimiert	unabhängig versorgt	PWM
$K_{pr}$	[p.u.]	0	50	10	2,2	2,4	2,4	2,4
$K_{ir}$	[p.u./s]	0	50	10	1	1,2	1,2	1,2
$K_{dr}$	[p.u.·s]	0	2	0	0,0001	0,001	0,001	0,001
$T_{dr}$	[s]	0	10	0,01	0,7	0,7	0,7	0,7
$K_{pa}$	[p.u.]	0	50	4	2	1,5	1,5	1,5
$K_{ia}$	[p.u./s]	0	50	0	2	1,5	1,5	1,5
$S_{ct}$	[0/1]			1	1	1	1	0
$S_{w1}$	[0/1]			0	0	0	1	0
$V_{pid\_min}$	[p.u.]	-10	0	0	0	0	0	0
$V_{pid\_max}$	[p.u.]	0	10	1,6	3	3	3	3
$K_f$	[p.u.]	0	1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
$T_f$	[s]	0	1	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
$V_{a\_min}$	[p.u.]	-10	0	-0,866	-0,866	-0,866	-0,866	-1
$V_{a\_max}$	[p.u.]	0	10	0,996	0,996	0,996	0,996	1
$V_{bl\_max}$	[p.u.]	0	500	100	100	100	100	100

$K_{ia}$  des Feldstromreglers sowie  $V_{pid\_max}$  zur Festlegung der maximalen Ausgangsspannung des Spannungsreglers aus dem Inbetriebnahmebericht.

Wie sich die Änderung dieser Parameter auf das Verhalten im Normalbetrieb (Kleinsignalverhalten) auswirkt, wird bei Betrachtung der Sprungantwort der Klemmenspannung als Reaktion auf einen Spannungssollwertsprung ersichtlich. In Abbildung 4.4 ist deutlich zu erkennen, dass die Sprungantwort von Variante I (IEEE-Beispielwerte) mit den beispielhaften Parameterwerten aus Anhang H [17] (blau) stark von der während einer Messung aufgezeichneten Sprungantwort (grün strichpunktirt) abweicht. Das Kleinsignalverhalten wird durch die Parameter des Spannungsreglers wesentlich beeinflusst und spielt eine Rolle für die Nachbildung des Verhaltens der EZE. Durch die Übernahme der während der Inbetriebnahme gesetzten Parameter in Variante II (Inbetriebnahmeparameter) (grün) ist das Verhalten bereits besser dem der messtechnisch aufgezeichneten Kurve angenähert. Durch die Wahl der Parameter in Variante III (Optimierte Werte) (rot) wurde versucht, die gemessene Sprungantwort weiters durch Parameter-Tuning der Spannungsreglerparameter nachzubilden. Die ermittelten Parameter wurden als hinreichend genau angesehen, um das Kleinsignalverhalten der realen Anlage abzubilden. Welchen Einfluss diese Parametervariation auf FRT-Simulationen und somit transientes Verhalten hat, wird in den später folgenden Ergebnissen beleuchtet. Die Variante IV (unabhängig versorgt) bezeichnet die gleichen Parameter des Spannungsreglers wie in der optimierten Variante III bei Änderung der Schalterposition von  $S_{w1}$ , was eine von den Generatorklemmen unabhängige Versorgung bedeutet. Im letzten Parametersatz der Variante V (PWM) wurde mithilfe von  $S_{ct}$  die Spannungsregelung durch Buck-Boost Converter anstelle der in den anderen Modellen vorherrschenden Gleichrichterbrücken mit Thyristoren modelliert. Diese beiden letztgenannten Varianten wiesen in der simulierten Sprungantwort keine wesentlichen Abweichungen zu Variante III (Optimierte Werte) auf. Dies lässt darauf schließen, dass das Kleinsignalverhalten durch die Parameterwahl des Spannungsreglers und des Feldstromreglers bestimmt ist.

Wie das simulierte Kleinsignalverhalten auf eine Sollwertsprung-Vorgabe für die gewählten Modelle IEEE DC2C, IEEE ST1C und IEEE AC1C mit konfigurierbarem Parametersatz aus Anhang H [17] aussieht, zeigt Abbildung 4.5. Hier ist deutlich das schnelle Reaktionsverhalten der statischen Erregung zu erkennen. Die höchste Reaktionszeit weist die Erregung mit einer Gleichstrommaschine auf. Um dem aufgezeichneten Verhalten der Messwerte zu entsprechen, müsste das Kleinsignalverhalten

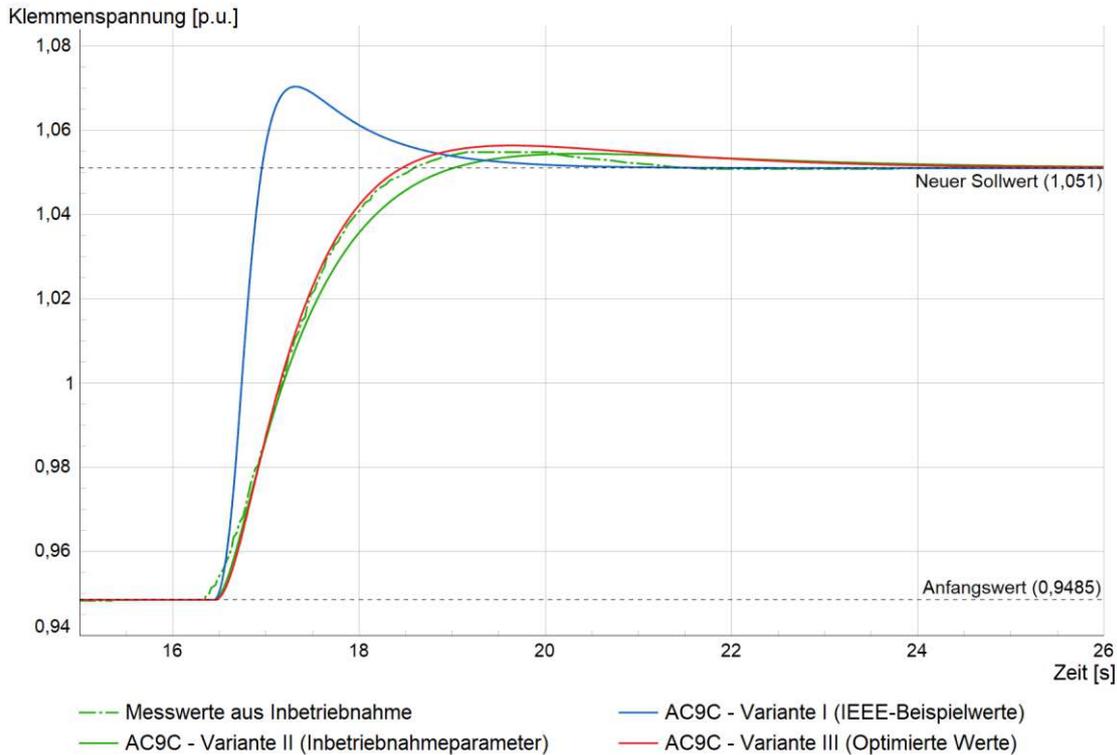


Abbildung 4.4.: Vergleich der messtechnisch erfassten Sprungantwort während der Inbetriebnahme mit simulierten Sprungantworten unterschiedlicher Parametersätze für das Modell IEEE AC9C

sämtlicher Modelle durch Parameteranpassung optimiert werden. Zusätzlich wurde Erzeugungsanlage A mit dem Erregermodell IEEE ST4C für eine statische Erregung modelliert. Die Beschreibung der Varianten und Parameter dieses Modells folgt im anschließenden Kapitel für Erzeugungsanlage B, da diese Erzeugungsanlage mit einer statischen Erregung ausgestattet ist.

Neben einem Vergleich der Art der Erregung durch Wahl des IEEE-Erregersystemmodells erfolgte die Variation der Modellierungstiefe durch Berücksichtigung verschiedenster Erregermodellkomponenten und Begrenzungsfunktionen. Aufgrund der Herstellerangaben zur Repräsentierung der Erregung von Erzeugungsanlage A mittels IEEE AC9C Modell, wurde die Modellierungstiefe ausschließlich für dieses Modell untersucht. Die folgende Auflistung erläutert die modellierten Komponenten, dafür herangezogene Modelle und welche Änderungen im Vergleich zu den in Anhang H [17] publizierten Werten vorgenommen wurden:

- Statorstrombegrenzer - IEEE SCL2C [17]  
Der SCL wurde so konfiguriert, dass bei Einsetzen der Funktion ein Takeover stattfindet und die Werte am Ausgang des AVR vorgegeben werden. Dies entspricht Parametersatz 2 in Tabelle H.55 auf Seite 185 in [17]. Dies hat auch Einfluss auf die Parameter des AC9C Modells,  $V_{scl\_in}$  muss dementsprechend auf 1 gesetzt werden. Im Modell des SCL wurde der Parameter für das thermische Limit des Statorstroms ( $I_{lim}$ ) abweichend vom publizierten Wert von  $1,1 \text{ p.u.}$  auf einen Wert von  $1,025 \text{ p.u.}$  gesetzt. Die restlichen Parameter wurden bei den Beispielwerten belassen.
- Übererregungsbegrenzer - IEEE OEL2C [17]  
Die maximale thermische Grenze für den Feldstrom  $I_{lim}$  wurde auf  $2,2 \text{ p.u.}$  gesetzt. Dies

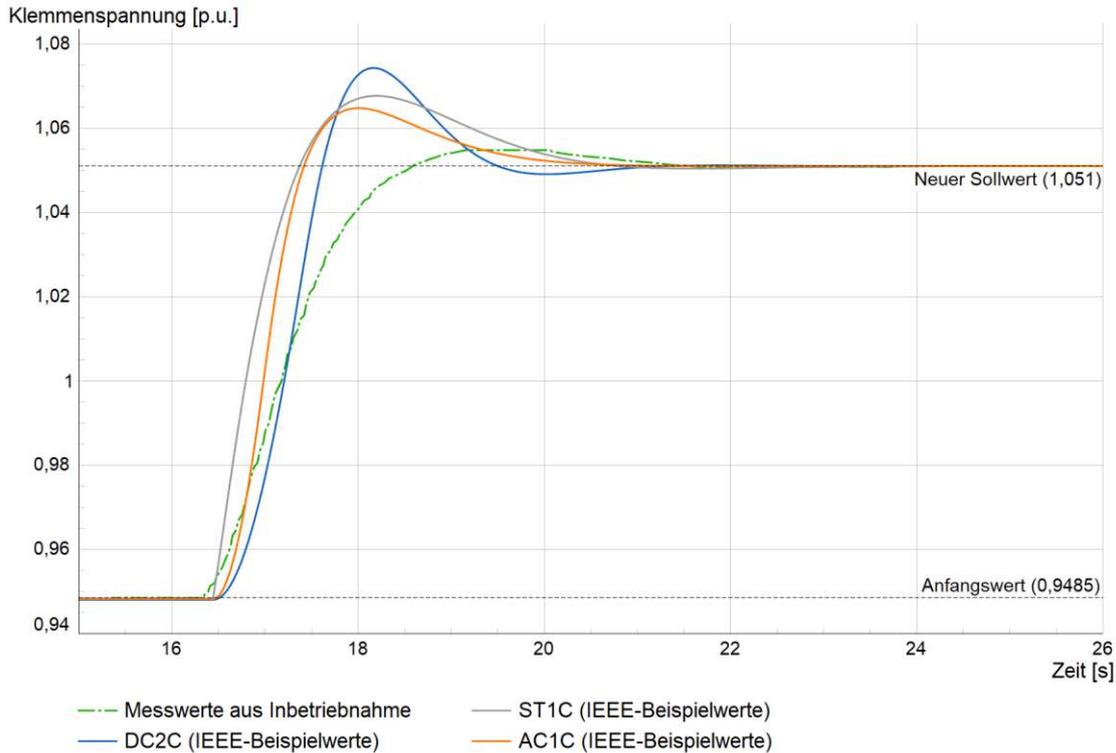


Abbildung 4.5.: Vergleich der messtechnisch erfassten Sprungantwort während der Inbetriebnahme mit simulierten Sprungantworten verschiedener IEEE- Erregersystemmodelle mit hinterlegten IEEE-Beispielparametern

ermittelt sich durch den maximalen Erregerstrom von 1315 A. Der kurzfristige Maximalwert  $I_{inst}$  wurde auf 4 p.u. gesetzt, was einem Wert von 2368,72 A entspricht. Auch die Konfiguration des OEL wurde so gewählt, dass ein Takeover stattfindet, gemäß Parametersatz 2 auf S. 178 in [17]. Der Parameter  $V_{oel\_in}$  des Modells AC9C wird dafür auf 1 gesetzt.

Tabelle 4.7.: PQ-Wertepaare als minimale Blindleistungskennlinie für Erzeugungsanlage A

$p$ [p.u.]	$q$ [p.u.]
0	-0,57
0,275	-0,5
0,62	-0,415
0,82	-0,37
1	-0,32

- Untererregungsbegrenzer - IEEE UEL2 [17]  
Gemäß Herstellerdokumentation wird der UEL durch das Modell IEEE UEL2 repräsentiert. Die Parameter wurden aus dem Inbetriebnahmebericht übernommen und entsprechen bis auf die Wertepaare für P und Q den in S. 182 [17] publizierten Werten. Die eingestellte Begrenzung im UEL ist in Tabelle 4.7 ersichtlich.

- Pendeldämpfungsgerät - CGMES PSS2B

Das Pendeldämpfungsgerät ist zwar in der Erzeugungsanlage deaktiviert, Simulationen wurden inklusive Modell für diese Komponente dennoch durchgeführt. Als Modell wurde das in S. 365 [39] veröffentlichte Modell PSS2B herangezogen und samt publizierter typischer Werte übernommen.

Die Turbine wird durch deren Massenträgheit im Generatormodell berücksichtigt. Zur Repräsentation des dynamischen Verhaltens des Turbinenreglers und der Turbine wurde auf das Modell GovHydro4 aus S. 163 [39] zurückgegriffen. Das Modell kann sowohl das Verhalten von Francis/Pelton-Turbinen als auch Kaplan-Turbinen beschreiben. Als Parametrierung wurden die in S. 167 [39] publizierten Werte gewählt, welche einer Pelton Turbine entsprechen. Im Modell ist eine Kurve mit Standardwerten hinterlegt, welche die nichtlineare Charakteristik zwischen Düsenöffnung und Leistung beschreibt. Zusätzlich wurde das Modell *HYGOVD* mit vom Hersteller des Turbinenreglers vorgeschlagener Parametrierung für Simulationen herangezogen. Dafür wurden die Parameterwerte  $R=0,041$  (Frequenzeinfluss inkl. Verstärkung),  $T_f=0,1$  (Filterzeitkonstante),  $r=1$  (Vorsteuerkurve),  $Tr=0,01$  (Washout-Zeitkonstante),  $V_{elm}=0,02$  (Maximale Stellgeschwindigkeit),  $T_g=0,2$  (Servo-Zeitkonstante),  $Q_{nl}=0,02$  (Leerlauföffnung),  $A_t=1,02$  (Turbinenverstärkung), und  $G_{max}=1$  (maximale Öffnung),  $D_{turb}=0$  (Turbinendämpfungsfaktor) in das Modell übernommen. Mithilfe der Parameter für das Totband ( $dbH=0,004$  und  $dbL=0,004$ ) gelang es, mit dem Modell *HYGOVD* die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion im Sinne einer Limited Frequency Sensitive Mode (LFSM)-Untersuchung nachzubilden. Dazu wurden am Eingang *wstep* des Modells Frequenzsprünge angelegt, um dem Modell Frequenzabweichungen vorzugeben. Das Resultat für die LFSM-O (Overfrequency)-Simulation ist in Abbildung 4.6 zu sehen. Die grundlegende Funktion des Turbinenreglers in Erzeugungsanlage A auf Drehzahl-, beziehungsweise Frequenzabweichungen zu reagieren wurde damit gezeigt.

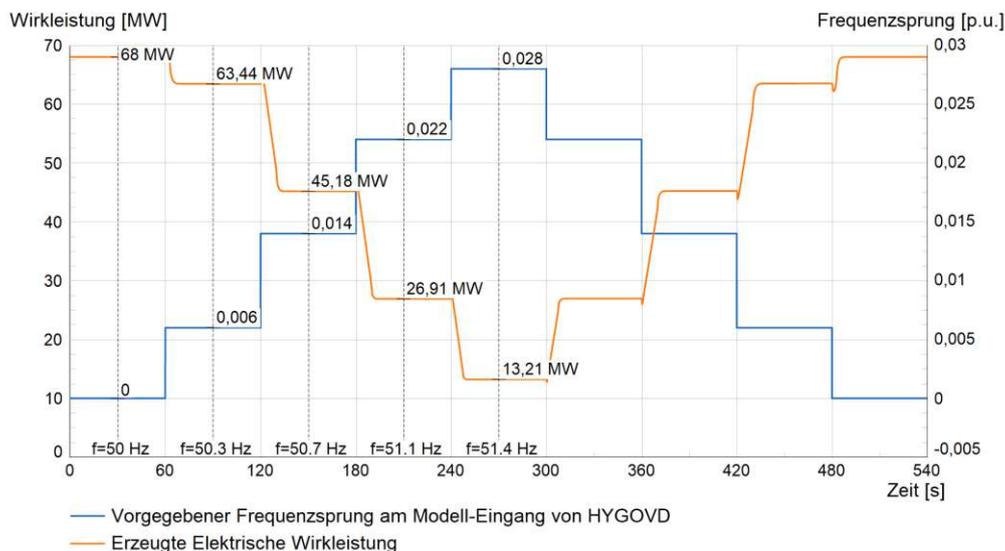


Abbildung 4.6.: Elektrisch erzeugte Wirkleistung der Erzeugungsanlage als Reaktion auf eine Frequenzänderung realisiert durch Vorgabe eines zusätzlichen Frequenzsprungs am Eingang des Turbinenregler-Modells HYGOVD

## 4.2. Erzeugungsanlage B

Die zweite der beiden modellierten Stromerzeugungsanlagen wird von Kaplan-Rohrturbinen angetrieben. Es handelt sich um ein Laufwasserkraftwerk. Verglichen zu Anlage A ist die Drehzahl der Maschinen mit  $93,75 \text{ min}^{-1}$  wesentlich geringer. Über den Blocktransformator speisen jeweils drei Synchrongeneratoren in das Hochspannungsnetz auf  $110 \text{ kV}$ -Ebene ein. Das Kraftwerk entspricht einer Anlage gemäß Kategorie D. Abbildung 4.7 stellt das Einlinienschaltbild eines Kraftwerkblocks dar.

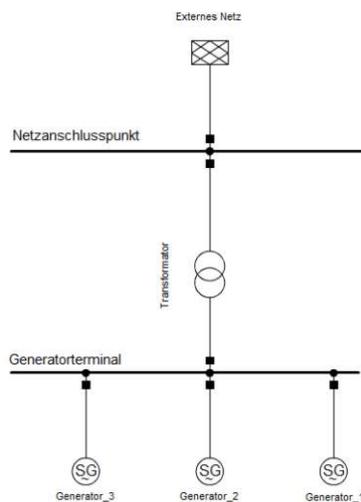


Abbildung 4.7.: Einlinienschaltbild von Erzeugungsanlage B

Ein Generator besitzt eine Scheinleistung von  $28 \text{ MVA}$ . Die Turbine erbringt eine Maximalleistung von  $23,5 \text{ MW}$  auf die Welle. Die berechneten Daten gemäß des Herstellers für die Generatoren sind in Tabelle 4.9 aufgelistet. Auch für diese Anlage wurden zur vollständigen Modellierung Annahmen über nicht vorhandene Maschinendaten getroffen.

In Tabelle 4.8 sind die angenommenen Daten der Generatoren dargestellt. Hierfür dienten Daten einer ähnlich ausgelegten Maschine eines Beispielprojekts aus PowerFactory als Grundlage.

Tabelle 4.8.: Angenommene Generatordaten für Erzeugungsanlage B

Kürzel	Bezeichnung	Einheit	Wert
$x_0$	Nullsystemreaktanz	$p.u.$	0,18
$r_0$	Nullsystemwiderstand	$p.u.$	0
$x_2$	Gegensystemreaktanz	$p.u.$	0,28
$r_2$	Gegensystemwiderstand	$p.u.$	0
$x_{rld}$	Läuferkoppelreaktanz d-Achse	$p.u.$	0
$x_{rlq}$	Läuferkoppelreaktanz q-Achse	$p.u.$	0

Tabelle 4.9.: Generatordaten von Erzeugungsanlage B

Kürzel	Bezeichnung	Einheit	Wert
$S$	Bemessungsscheinleistung	$MVA$	28
$\cos(\phi)$	Bemessungsleistungsfaktor		0,9
$U$	Bemessungsspannung	$kV$	8
$u_{min}$	Generatorstellbereich/Spannungsregelungsbereich	p.u.	0,9
$u_{max}$			1,08
$n$	Nenndrehzahl	$min^{-1}$	93,75
$J_t$	Trägheitsmoment der Turbine	$tm^2$	105
$J_g$	Trägheitsmoment des Generators	$tm^2$	438
$J_{ges}$	Trägheitsmoment gesamt	$tm^2$	543
$x_d$	synchrone Längsreaktanz ungesättigt	p.u.	1,04
$x'_{d,sat}$	transiente Längsreaktanz gesättigt	p.u.	0,31
$x'_d$	transiente Längsreaktanz ungesättigt	p.u.	0,34
$x''_{d,sat}$	subtransiente Längsreaktanz gesättigt	p.u.	0,27
$x''_d$	subtransiente Längsreaktanz ungesättigt	p.u.	0,29
$x_q$	synchrone Querreaktanz ungesättigt	p.u.	0,71
$x''_{q,sat}$	subtransiente Querreaktanz gesättigt	p.u.	0,25
$x''_q$	subtransiente Querreaktanz ungesättigt	p.u.	0,27
$T_a$	(Anker-) Gleichstromzeitkonstante	s	0,15
$T'_d$	transiente Kurzschlusszeitkonstante Längsachse	s	1,28
$T''_d$	subtransiente Kurzschlusszeitkonstante Längsachse	s	0,023
$T'_{d0}$	transiente Leerlaufzeitkonstante Längsachse	s	3,85
$T''_{q0}$	subtransiente Leerlaufzeitkonstante Querachse	s	0,06
$r_{str}$	bezogener Ständer/Ankerwiderstand	p.u.	0,0046
$x_{\sigma a}$	bezogene Ständer/Ankerstrefeldreaktanz	p.u.	0,17

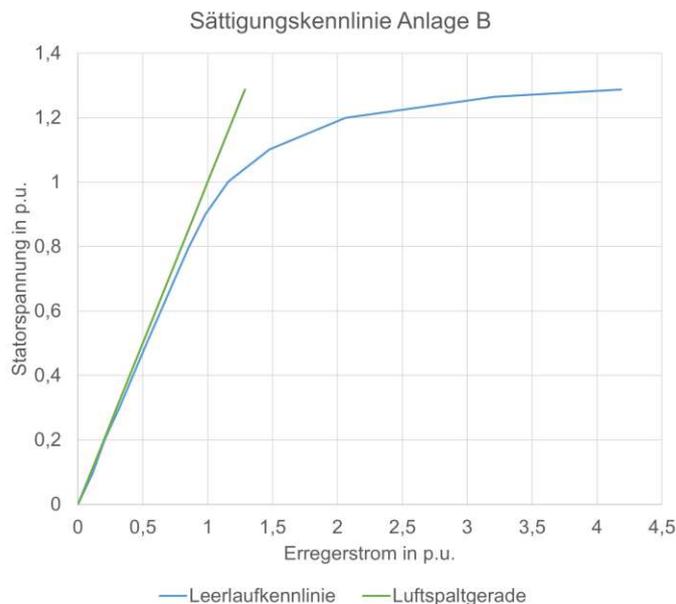


Abbildung 4.8.: Sättigungskennlinie der Generatoren von Erzeugungsanlage B

Der Bezugsstrom des Erregersystems im in Abbildung 4.8 dargestellten Sättigungsdiagramm beträgt laut Herstellerangaben  $393 A$  und ist bezogen auf die Luftspaltgerade. Dies ist äquivalent zu einer Erregerspannung von  $92,12 V$ .

Tabelle 4.10 listet die Betriebsmitteldaten des in Anlage B eingesetzten Transformators auf. Zusätzlich wurden die Eisenverluste  $P_{Fe}$  mit  $0 kW$  angenommen. Der Transformator besitzt die Möglichkeit der automatischen Regelung der Stufenstellung. Es wurden die Regelungsparameter aus Erzeugungsanlage A übernommen.

Tabelle 4.10.: Transformator Daten von Erzeugungsanlage B

Kürzel	Bezeichnung	Einheit	Wert
	Schaltgruppe		YNd5
$S$	Bemessungsscheinleistung	MVA	84
$U_{N,OS}$	Bemessungsspannung (oberspannungsseitig)	kV	116
$U_{N,US}$	Bemessungsspannung (unterspannungsseitig)	kV	8
	Stufenschalter - Zusatzspannung pro Stufe	%	1,5
	Stufenschalter - unterste Position		-5
	Stufenschalter - oberste Position		5
$u_k$	Kurzschlussspannung (in neutraler Position)	%	14,3
$u_{k,min}$	Kurzschlussspannung (in unterster Position)	%	14,7
$u_{k,max}$	Kurzschlussspannung (in oberster Position)	%	14,1
$P_{cu}$	Kupferverluste (in neutraler Position)	kW	217
$P_{cu,min}$	Kupferverluste (in unterster Position)	kW	220
$P_{cu,max}$	Kupferverluste (in oberster Position)	kW	260
$I_{LL}$	Leerlaufstrom	%	0,0038

Das in den drei Generatoren der EZA hinterlegte Leistungsdiagramm ist dargestellt in Abbildung 4.9. Bei einer Turbinenleistung von  $23,5 MW$  zeichnen sich sowohl im maximal übererregten, als auch im maximal untererregten Betrieb spannungsabhängige Unterschiede für die zulässige dauerhafte Blindleistung des Generators ab.

Auch für Erzeugungsanlage B gilt, dass neben in Tabelle 4.11 angegebenen Daten zur Netzsituation am NAP, weitere Daten zur Beschreibung des externen Netzes bei den Standardwerten belassen wurden. Das bedeutet eine Modellierung des externen Netzes als Slack-Knoten sowie ein c-Faktor von 1 und ein R/X-Verhältnis von 0,1 als Minimalwerte.

Tabelle 4.11.: Netzdaten am Netzanschlusspunkt für Erzeugungsanlage B

Kürzel	Bezeichnung	Einheit	Wert
$S''_{k,min}$	Minimale Kurzschlussleistung	MVA	2747
$S''_{k,max}$	Maximale Kurzschlussleistung	MVA	5083
$U_{Nom,Netz}$	Nominal Spannung	kV	110

Das Modell IEEE ST4C ist ein gebräuchliches Modell zur Darstellung statischer Erregeranordnungen. Es wurde zur Repräsentierung der statischen Erregung dieser Erzeugungsanlage in unterschiedlichen Konfigurationen herangezogen. Tabelle 4.12 stellt die dabei gewählten Parametersets dar. Die Varianten I (spannungsversorgt) und III (Kompound-Erregung) entsprechen den Werten aus Anhang H in S. 162 [17] für eine spannungsgespeiste und eine Kompound-Erregung. Als weitere Konstellation wurde eine von den Generatorklemmen unabhängige Erregung in Variante II (unabhängig versorgt)

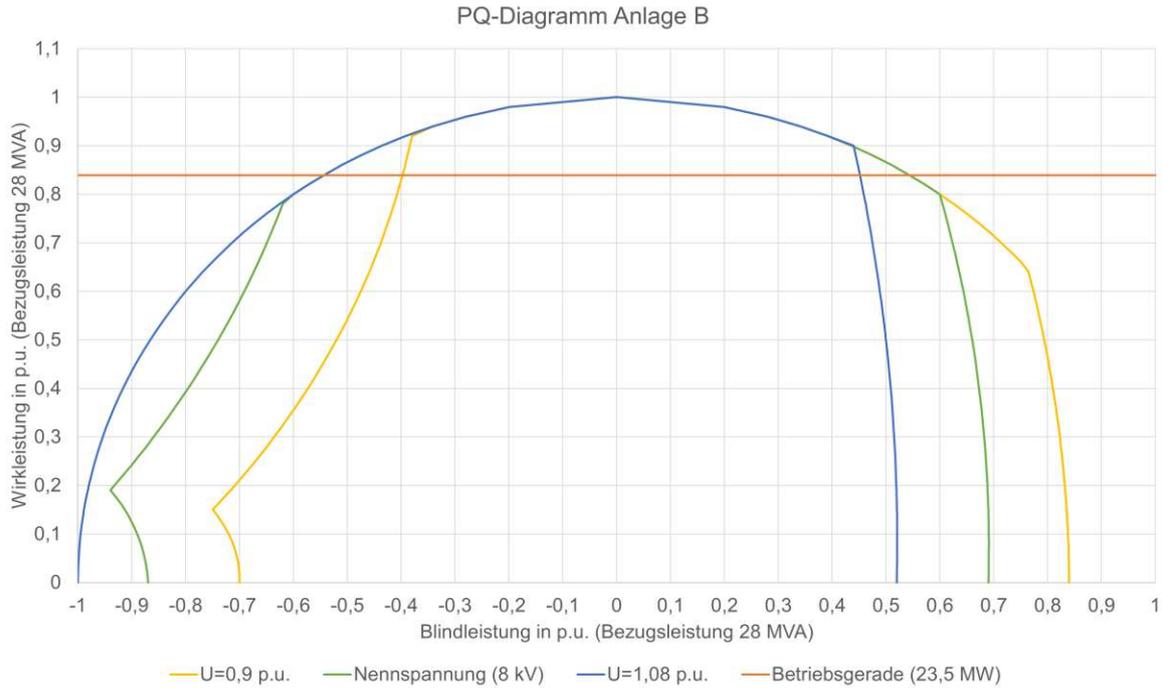


Abbildung 4.9.: Leistungsdiagramm eines Generators von Erzeugungsanlage B

modelliert. Zudem wurden für diese EZE die Modelle IEEE AC1C, IEEE DC2C, IEEE ST1C und IEEE AC9C mit den im vorigen Abschnitt präsentierten Parameterwerten modelliert.

Tabelle 4.12.: IEEE-Beispielparameter und Varianten für das Modell IEEE ST4C

Parameter	Einheit	Min	Max	I	II	III
				spannungsversorgt	unabhängig versorgt	Kompound
$K_{pr}$	[p.u.]	0	50	10,75	10,75	20
$K_{ir}$	[p.u./s]	0	50	10,75	10,75	20
$K_{pm}$	[p.u.]	0	50	1	1	0
$K_{im}$	[p.u./s]	0	50	0	0	14,9
$K_g$	[p.u.]	0	1	0	0	0,18
$T_g$	[s]	0	1	0	0	0
$S_{w1}$	[0/1]			0	1	0
$K_c$	[p.u.]			0,113	0,113	1,8
$K_p$	[p.u.]			9,3	9,3	5,5
$K_i$	[p.u.]	0	20	0	0	8,8
$X_l$	[p.u.]	0	20	0,124	0,124	0
$V_{r\_min}$	[p.u.]	-10	0	-0,87	-0,87	-0,87
$V_{a\_min}$	[p.u.]	-10	0	-99	-99	-0,87
$V_{r\_max}$	[p.u.]	0	10	1	1	1
$V_{a\_max}$	[p.u.]	0	10	99	99	1
$V_{b\_max}$	[p.u.]	0	100	11,63	11,63	8,54

In Kombination mit dem ST4C-Modell wurden für Erzeugungsanlage B die Begrenzungsfunk-

tionen der Erregung modelliert. Folgende Modelle und Abweichungen von den publizierten Werten aus Anhang H in [17] wurden vorgenommen:

- Statorstrombegrenzer - IEEE SCL2C [17]  
Der SCL wurde so konfiguriert, dass bei Einsetzen der Funktion die Signale im AVR durch ein Takeover überschrieben werden. Dies entspricht Parametersatz 2 in Tabelle H.55 aus S 185 [17]. Dies hat auch Einfluss auf die Parameter des ST4C Modells und  $V_{scl\_in}$  muss auf 1 gesetzt werden. Im Modell des SCL wurde der Parameter für das thermische Limit des Statorstroms ( $I_{lim}$ ) abweichend vom publizierten Wert von 1,1 p.u. auf einen Wert von 1,6 p.u. gesetzt, was dem maximalen Statorstrom von 3,232 kA entspricht. Die restlichen Parameter wurden bei den Beispielwerten belassen.
- Übererregungsbegrenzer - IEEE OEL2C [17]  
Als Eingangssignal des Modells wurde der Erregerstrom  $I_f$  ausgewählt. Der UEL wurde so konfiguriert, dass dessen Signal als Takeover vor dem AVR berücksichtigt wird. Dementsprechend gilt es  $V_{scl\_in}$  im Erregermodell ST4C auf 1 zu setzen. Die maximale thermische Grenze für den Feldstrom  $I_{lim}$  wurde auf 2,6 p.u. gesetzt. Dies ermittelt sich durch den maximalen dauerhaften Erregerstrom von 1020 A. Der kurzfristige Maximalwert  $I_{inst}$  wurde auf 4,4 p.u. gesetzt, was einem Wert von 1730 A und dem maximal kurzzeitigen Erregerstrom für 1 s entspricht.
- Untererregungsbegrenzer - IEEE UEL2 [17]  
Gemäß Herstellerdokumentation wird der UEL durch das Modell IEEE UEL2 repräsentiert. Die Parameter wurden aus dem Inbetriebnahmebericht übernommen und entsprechen bis auf die Wertepaare für P und Q den in S. 182 [17] publizierten Werten. Die eingestellte Begrenzung im UEL ist in Tabelle 4.13 ersichtlich. Gemäß Dokumentation der Einstellwerte der Erregung sind diese Werte im System parametrisiert worden und entsprechen einer konstanten Blindleistungsgrenze von  $-14 Mvar$ .
- Pendeldämpfungsgerät - PSS2C  
Das Pendeldämpfungsgerät ist in der realen Anlage deaktiviert. In der Simulation wurde das in S. 169 [17] veröffentlichte Modell PSS2C gemäß Vorschlag des Herstellers herangezogen und samt publizierter typischer Parameterwerte übernommen.

Die Turbine wird durch deren Massenträgheit im Generatormodell berücksichtigt. Zur Repräsentation des Turbinenreglers wurde auf das Modell GovHydro4 aus S. 163 [39] zurückgegriffen. Als Parametrierung wurden die in S. 167 [39] publizierten Werte gewählt, welche einer Kaplan Turbine entsprechen. Ebenso ist im Modell eine Kurve hinterlegt, die die nichtlineare Charakteristik zwischen Stellung des Leitapparates und Turbinenleistung beschreibt. Als Parameter für die Kurve wurden die Werte aus S. 167 [39] übernommen.

Tabelle 4.13.: PQ-Wertepaare als minimale Blindleistungskennlinie für Erzeugungsanlage B

p [p.u.]	q [p.u.]
0	-0,499932
0,1	-0,499932
0,2	-0,499932
0,6	-0,499932
0,8	-0,499932
1	-0,499932
1,1	-0,499932

## 4.3. Vorgangsweise zur Nachweisführung gemäß RKS-AT

Dieser Abschnitt beschreibt die Umsetzung zur Ermittlung der FRT-Fähigkeit und Blindleistungskapazität der modellierten EZAs.

### 4.3.1. FRT-Fähigkeit

Zur automatisierten Ermittlung der FRT-Fähigkeit wurde im Inline-Editor der Simulationssoftware PowerFactory ein Skript in Python verfasst. Als Ausgangsbasis diente ein von DIgSILENT verfasstes DIgSILENT Programming Language (DPL)-Skript zur Ermittlung der kritischen Fehlerklärungszeit [48]. Wesentliche Teile des verfassten Codes sind in Anhang B einsehbar. Der ursprüngliche Code wurde so erweitert, dass er neben der Ermittlung der kritischen Fehlerklärungszeit einer modellierten Anlage auch das Durchschalten mehrerer modellierter Anlagen durch Schalten von Leistungsschaltern ermöglichte. Dies erlaubte die FRT-Fähigkeit von Anlagen in verschiedenster Konfiguration automatisiert auszuwerten. Weiters wurde durch das adaptierte Skript sowohl die Variation diverser Parameter der Erregermodelle, als auch von Betriebsmitteldaten ermöglicht. Die Ergebnisse der CFCT und des maximalen Polradwinkels bei  $150\text{ms}$  wurden nach der Auswertung in csv-Files exportiert. Die zu prüfenden Fehlerevents wurden innerhalb des Skripts definiert und sind ebenso in Höhe der Spannung sowie maximaler und minimaler zu testender Fehlerklärungszeit konfigurierbar. Ein Flussbild zur Veranschaulichung des Programmablaufs ist in Abbildung 4.10 dargestellt. Um zu prüfen, ob Generatoren außer Tritt fallen, wurde die von PowerFactory für RMS-Simulationen angebotene *Out of Step-Detection* herangezogen. Sie wurde so konfiguriert, dass sie bei Überschreitung des Werts des relativen Polradwinkels über  $180^\circ$  auslöst.

### 4.3.2. Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität

Der Nachweis der Blindleistungskapazität gemäß Abbildung 2.11 erfolgte automatisiert mittels DPL-Skript [49], welches zyklisch Lastflüsse durchführt und dabei die Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP) variiert. Dieser Code stammt aus dem Windpark Beispielprojekt von DIgSILENT und kann in den Basisoptionen an die Erzeugungsanlage angepasst werden. Durch das Skript wird beim zweimaligen Durchlaufen vorgegebener Spannungswerte am NAP die zu untersuchende EZE einmal maximal untererregt und einmal maximal übererregt betrieben. Bei entsprechend aktivierter Option im Skript wird ein Verletzen der Grenzen des Generatorspannungsbereichs versucht zu vermeiden durch Regelung des eventuell vorhandenen Laststufenschalters des Transformators oder Einschränken der Blindleistungseinspeisung beziehungsweise des -bezugs des Generators. Beim Generatorbetrieb kann beispielsweise bei Überspannung der Grad der Übererregung verringert werden, um die Blindleistungseinspeisung zu senken und somit die Klemmenspannung wieder in den akzeptablen Bereich zu bringen. Die Blindleistungskapazität der Anlage wird dadurch eingeschränkt. Durch Aktivieren einer weiteren Option im Skript ist es möglich die maximale Auslastung von Betriebsmitteln (Transformatoren, Kabel) anzugeben und bei Überlastung durch Anpassen des Betriebspunkts der EZA entsprechend darauf zu reagieren.

Für jeden vorgegebenen Wert der Spannung am NAP wird auf diese Art und Weise die von der EZA maximal eingespeiste und maximal bezogene Blindleistung ermittelt und mit diesen Punkten das Spannungs/Blindleistungs-Diagramm gezeichnet. Durch Hinterlegen der gemäß Bestimmungen geforderten Kurve (z.B. TOR Erzeuger Typ D Bereich II) in den Optionen des Skripts ist es durch diese Vorgangsweise möglich ein gemäß Forderungen der RKS-AT zureichendes Spannungs/Blindleistungs-Diagramm zu erzeugen.

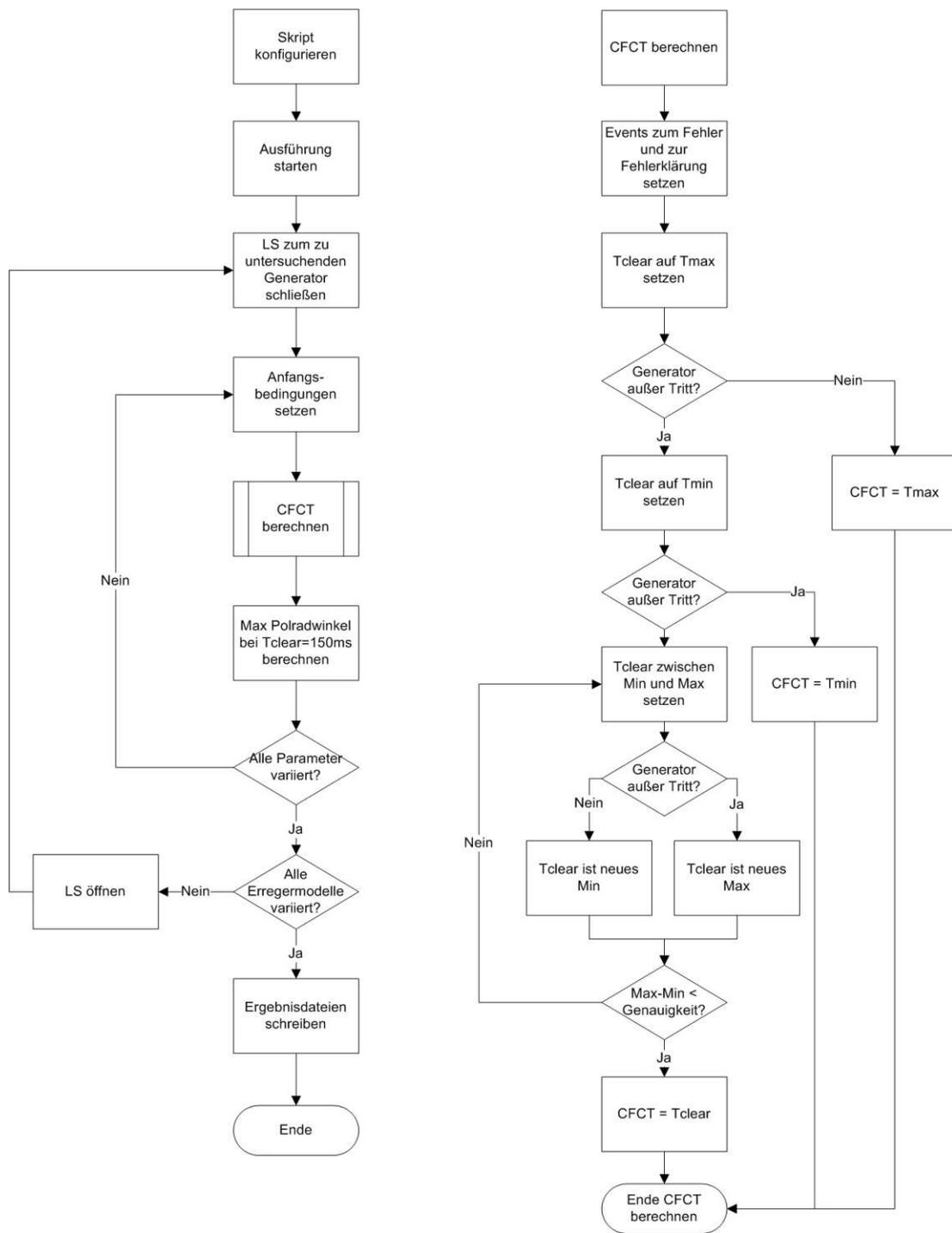


Abbildung 4.10.: Flussdiagramm des Algorithmus zur Ermittlung der CFCT

# 5. Simulationsergebnisse

Dieses Kapitel erläutert die Ergebnisse und wesentlichen Schlüsse, die aus den durchgeführten Simulationen gezogen werden können. Es wird besonders auf die Einflüsse der Simulationsmodelle und Unterschiede der beiden modellierten Erzeugungsanlagen hinsichtlich der untersuchten Aspekte FRT-Fähigkeit und Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität eingegangen.

## 5.1. FRT-Fähigkeit

Als wesentliche Kriterien zur Beurteilung der FRT-Fähigkeit der betrachteten Stromerzeugungsanlagen dienten die CFCT und der maximale Polradwinkel  $\delta_{max}$  bei einer festgelegten Fehlerklärungszeit  $t_{clear}$ . Als **Referenzfall** zum Vergleich sämtlicher Szenarien erfolgte die Modellierung der EZE mit folgenden Eigenschaften:

- Die Betrachtung erfolgt unter einem Vorfehlerzustand mit maximaler Wirkleistungseinspeisung (78,2 MW bei Anlage A und 23,5 MW pro Generator bei Anlage B) und einer Blindleistung von 0 Mvar.
- Die Simulation wurde als RMS-Simulation durchgeführt
- Als Generatormodell diente IEEE 2.1 aus S. 17 [11], welches in PowerFactory als Standardmodell bezeichnet wird.
- Im Generatormodell ist die Sättigungskennlinie hinterlegt.
- Die Erregereinrichtung oder ein AVR wurden nicht modelliert, was zur Annahme konstanter Erregerspannung führt.
- Das Massenträgheitsmoment der Turbine wurde im Generatormodell berücksichtigt.
- Der Turbinenregler ist deaktiviert, somit kann konstantes mechanisches Moment angenommen werden.
- Das Fehlerevent ist ein 3-poliger Kurzschluss am Netzanschlusspunkt ohne Restspannung (Spannungseinbruch auf 0 p.u.).

In Tabelle 5.1 sind die Werte für die CFCT und  $\delta_{max}$  beider Erzeugungsanlagen unter Betrachtung des Referenzfalls aufgelistet. Bei Erzeugungsanlage B handelt es sich um ein Kraftwerk mit Kaplan-Rohrturbinen. Die Trägheitskonstante des Generators inklusive Turbine ist im Vergleich zu der von Erzeugungsanlage A wesentlich geringer ( $H_A = 1,9337s$ ,  $H_B = 0,9352s$ ). Dies wird als Hauptfaktor für die geringere CFCT von Erzeugungsanlage B gesehen. Die Generatoren der Erzeugungsanlage B weisen bei  $t_{clear} = 150ms$  bereits instabiles Verhalten auf. Dementsprechend wurde  $t_{clear}$  für die Auswertung von  $\delta_{max}$  in Erzeugungsanlage B auf 120ms gesetzt.

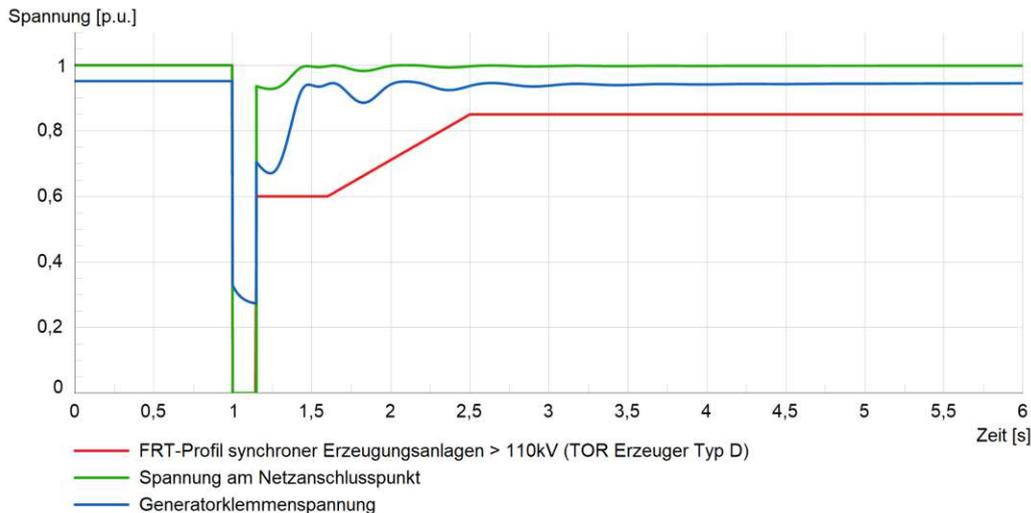
Üblicherweise reicht die Angabe von (kritischen) Fehlerklärungszeiten im Millisekundenbereich aus. Zur Darstellung kleinster Unterschiede wird hier zusätzlich eine Nachkommastelle betrachtet.

Tabelle 5.1.: Kritische Fehlerklärungszeit  $CFCT$  und maximaler Polradwinkel  $\delta_{max}$  bei festgelegter Fehlerklärungszeit  $t_{clear}$  des Referenzfalls

	Erzeugungsanlage A	Erzeugungsanlage B
$CFCT$ [ms]	171,1	122,9
$\delta_{max}$ [°]	121,848	145,271

### Verlauf während des Fehlers und Zustand nach dem Fehler

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten FRT-Simulationen gehen von einer Klärung des Fehlers aus, die zu keiner wesentlichen Änderungen des Netzzustands führen. Die Nachfehlerbedingungen in Bezug auf Kurzschlussleistung und Netztopologie entsprechen den Vorfehlerbedingungen. Für stabile Polradwinkelverläufe bedeutet dies, dass nach Durchlaufen des transienten Vorgangs und Abklingen der Schwingungen die neu erreichten stationären Größen jenen der ursprünglichen, vor dem Fehler, entsprechen. Es ergeben sich für Erzeugungsanlage A die in den folgenden Abbildungen dargestellten Verläufe relevanter Größen bei einem 3-poligen Kurzschluss am NAP ohne Restspannung und einer Fehlerklärungszeit von  $t_{clear} = 150$  ms. Der Eintrittszeitpunkt des Fehlers liegt beim Zeitpunkt von 1 s bei einer Simulationsdauer von 6 s. Abbildung 5.1 zeigt die Verläufe der Spannungen am NAP und an den Generator клемmen, sowie das FRT-Profil für FRT-Untersuchungen gemäß TOR Erzeuger Typ D S.29 [28] für den zuvor definierten Referenzfall. Die Spannungen auf der y-Achse sind in p.u.-Werten dargestellt, bezogen auf den jeweiligen Referenzspannungswert. Die Spannungen am NAP sind auf 110 kV bezogen und die Spannung an den Generator клемmen auf 12,5 kV. Aufgrund der im Kurzschlussevent festgelegten Fehlerimpedanz von  $0\Omega$  und des Fehlerorts direkt am Netzanschlusspunkt bricht die Spannung am NAP auf 0 V ein. Der Generator speist den Kurzschluss über den Transformator, weshalb die Klemmenspannung des Generators nicht auf 0 V einbricht. Nach Klärung des Fehlers erfolgt die Wiederkehr der Spannung am NAP und an den Generator клемmen. Die beiden Größen erreichen nach einem Einschwingvorgang ihre ursprünglichen Werte.

Abbildung 5.1.: Verlauf der Spannungen am NAP und an den Generator клемmen sowie FRT-Profil gemäß TOR Erzeuger Typ D S.29 [28] für Erzeugungsanlage A für den Referenzfall bei  $t_{clear} = 150$  ms; Spannungen in p.u. auf der y-Achse

In Abbildung 5.2 sind die Verläufe der Wirk- und Blindleistung für den erwähnten Fehlerfall

dargestellt. Die Initialwerte von Wirk- und Blindleistung zu Beginn der Simulation entsprechen dem gewählten Betriebspunkt des Generators bei voller Wirkleistungseinspeisung mit  $78,2\text{ MW}$  und einer Blindleistungseinspeisung von  $0\text{ Mvar}$ . Die eingespeiste elektrische Wirkleistung bricht bei Auftreten des Kurzschlusses auf nahezu  $0\text{ MW}$  ein. Während des Spannungseinbruchs speist der Generator Blindleistung ins Netz und es herrscht ein übererregter Betrieb aufgrund der vorherrschenden Erregerfeldgrößen. Das fehlende elektrische Moment während des Spannungseinbruchs im Netz führt zu einer Beschleunigung der Rotorwelle.

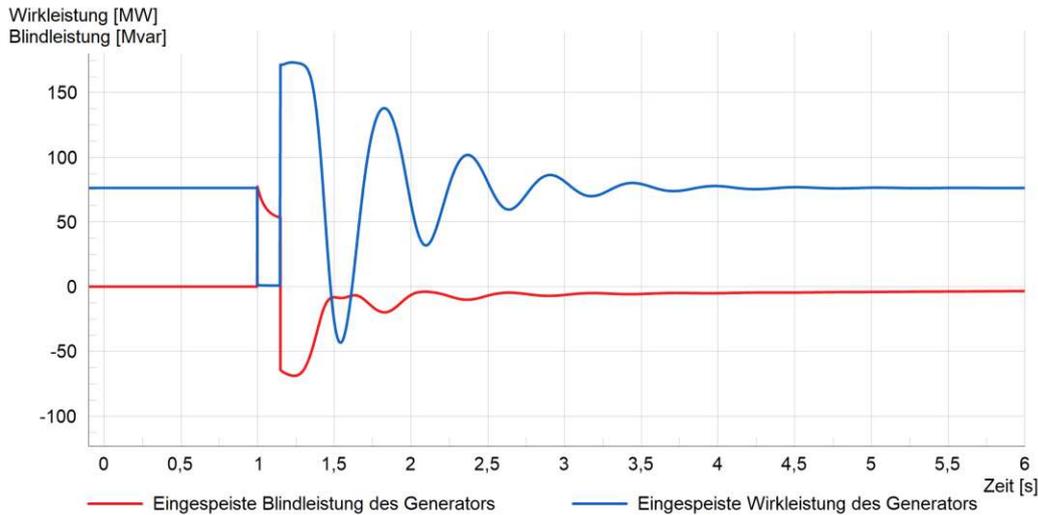


Abbildung 5.2.: Verlauf der vom Generator abgegebenen Wirk- und Blindleistung für Erzeugungsanlage A gemäß Referenzfall bei  $t_{clear} = 150\text{ ms}$ ; Leistungsgrößen in  $\text{MW}$  bzw.  $\text{Mvar}$  auf der y-Achse

Dies macht sich durch den zeitlichen Verlauf des Polradwinkels  $\delta$  in Abbildung 5.3 bemerkbar. Nach dem ersten großen Ausschlagen des Polradwinkels  $\delta$  pendelt sich dieser in einem Einschwingvorgang auf dessen Initialwert ein. Die Fehlerdauer dieses betrachteten Szenarios ist kurz genug, dass

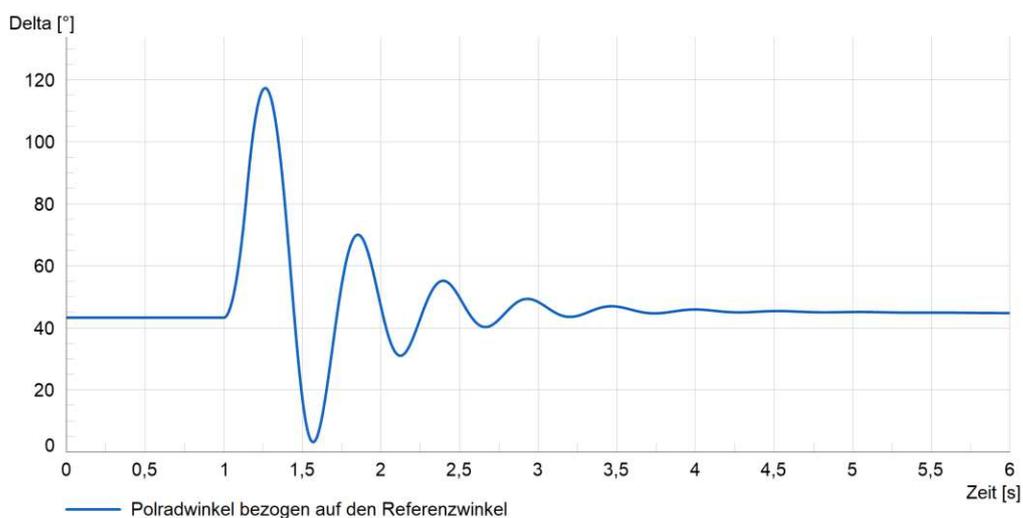


Abbildung 5.3.: Verlauf des Polradwinkels bezogen auf den Referenzwinkel für Erzeugungsanlage A gemäß Referenzfall bei  $t_{clear} = 150\text{ ms}$

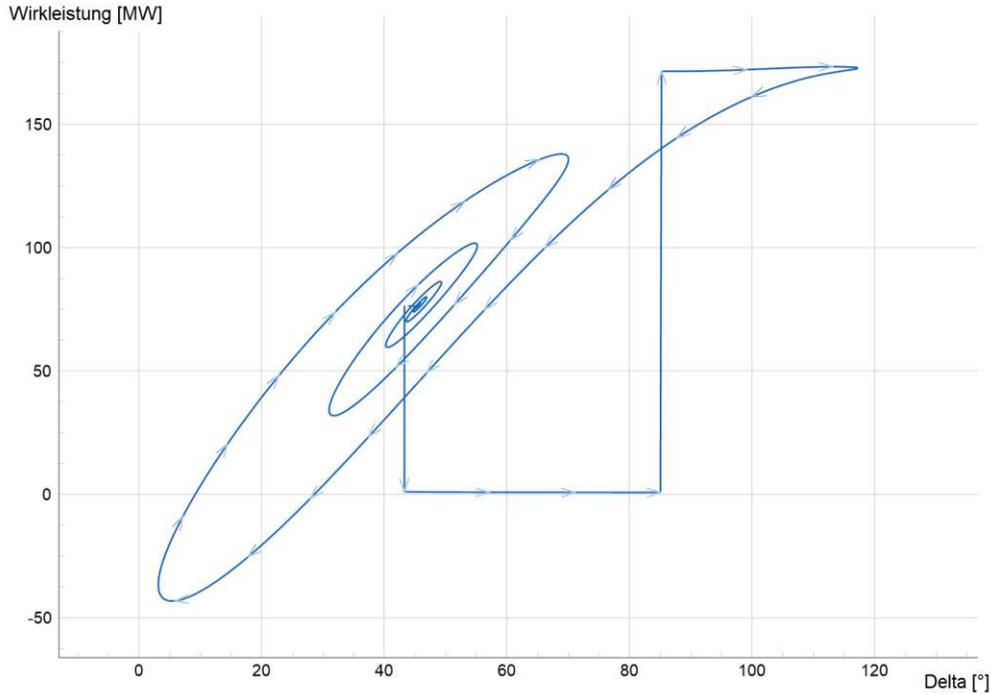


Abbildung 5.4.: Verlauf der Wirkleistung über dem Polradwinkel  $\delta$  für Erzeugungsanlage A gemäß Referenzfall bei  $t_{clear} = 150 \text{ ms}$

die Beschleunigung des Rotors eingedämmt werden kann und die Anlage nach Fehlerklärung stabil am Netz bleibt. Eine Darstellung des Zusammenhangs zwischen Wirkleistung und Polradwinkel bietet Abbildung 5.4. Die Veränderung der abgegebenen elektrischen Wirkleistung ist hier über dem Polradwinkel  $\delta$  aufgetragen. Deutlich erkennbar ist, wie bei Eintritt des Kurzschlusses die Leistung einbricht und der Rotor beschleunigt. Dies äußert sich im Anwachsen von  $\delta$  bei einer elektrischen Wirkleistung von nahezu  $0 \text{ MW}$ . Die trotz Fehlerfall geringfügig eingespeiste Wirkleistung des Gene-

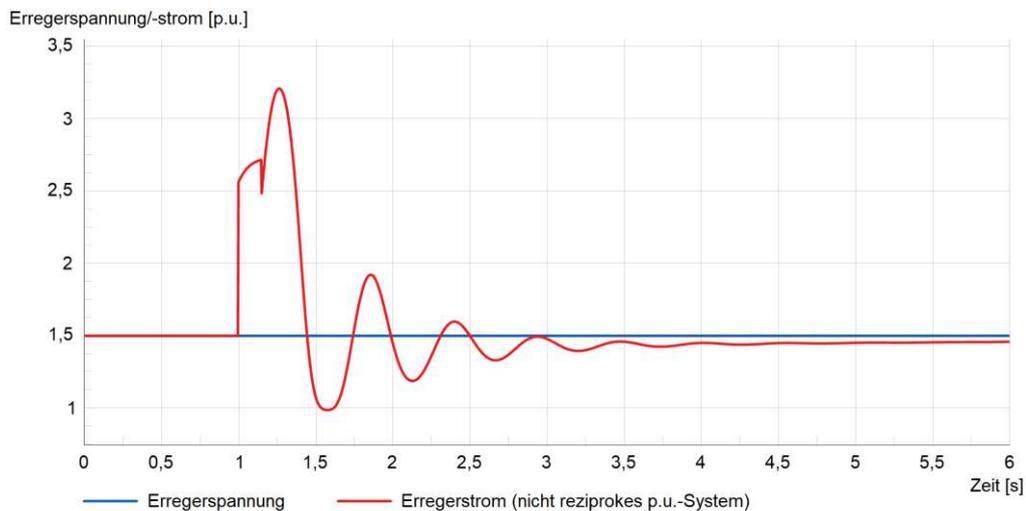


Abbildung 5.5.: Verlauf des Erregerstroms und der Erregerspannung für Erzeugungsanlage A gemäß Referenzfall bei  $t_{clear} = 150 \text{ ms}$ ; y-Achse in  $p.u.$  bezogen auf die Bezugsgrößen des Erregersystems

rators ergibt sich aufgrund der Trafoverluste, welche vom Generator gespeist werden. Zum Zeitpunkt der Fehlerklärung und bei Wiederkehr der Spannung vergrößert sich der Polradwinkel kurz weiter. Nach einer Einschwingphase stellt sich der ursprüngliche Betriebspunkt bei gleicher Wirkleistung und gleichem Polradwinkel aufgrund des stabilen Verhaltens der EZA in diesem Betrachtungsfall ein.

Abbildung 5.5 veranschaulicht den Zeitverlauf von Strom und Spannung in der Rotorwicklung. Da im betrachteten Referenzfall keine Erregereinrichtung modelliert ist, wird auf Vorgänge im Netz nicht durch eine Veränderung von  $U_f$  reagiert und die Erregerspannung bleibt konstant. Der Erregerstrom unterliegt einer Änderung, die sich aufgrund der Ankerrückwirkung der Maschine ergibt. In dieser Abbildung sind Erregerstrom und -spannung auf der  $y$ -Achse aufgetragen und auf die Bezugsgrößen des Erregersystems bezogen.

### Vorfehlerzustand und dessen Einfluss auf die FRT-Fähigkeit

Der Vorfehlerzustand ist derjenige, der vor Fehlereintritt vorherrscht. Es gilt die Annahme, dass sich das System in einem stationären Zustand befindet. Für eine bestimmte Zeitspanne vor dem Fehler herrscht keine Änderung in Erzeugung oder Last vor und der Generator rotiert mit Nenn Drehzahl. Der Betriebszustand des Generators vor dem Fehler, welcher sich durch die eingespeiste Wirk- und Blindleistung auszeichnet, hat Einfluss auf den stationären Polradwinkel  $\delta_{stat}$  und den Erregerbedarf in Form des Erregerstroms  $I_f$  vor Eintritt des Fehlers. Verdeutlicht wird dies an den durch die stationäre Simulation ermittelten Daten in Tabelle 5.2.

Tabelle 5.2.: Stationärer Polradwinkel und notwendiger Erregerstrom  $I_f$  in Abhängigkeit des Vorfehlerzustands für Erzeugungsanlage A

$P[MW]$	$Q[Mvar]$	$I_f[p.u.]$	$\delta_{stat}[^{\circ}]$	Anmerkung
78,20	-34,20	1,20	61,53	maximal untererregt
58,65	-39,90	0,89	54,80	
39,10	-47,26	0,57	46,87	
19,55	-60,03	0,17	40,05	
78,20	0,00	1,52	44,19	ohne Blindleistungseinspeisung/ -bezug
58,65	0,00	1,34	34,51	
39,10	0,00	1,21	23,78	
19,55	0,00	1,12	12,16	
78,20	48,76	2,14	31,54	maximal übererregt
58,65	55,85	2,13	22,99	
39,10	59,95	2,12	15,04	
19,55	62,09	2,11	7,34	

Höhere Werte an eingespeister Wirkleistung  $P$  als auch niedrigere Werte an eingespeister Blindleistung  $Q$  sorgen für größere Werte des stationären Polradwinkels  $\delta_{stat}$ , wie die Daten in der Tabelle darlegen. Am kritischsten zeichnet sich der maximal untererregte Zustand bei maximaler Wirkleistungseinspeisung aus ( $P = 78,20 MW$ ;  $Q = -34,20 Mvar$ ). Dieser Betriebszustand führt zum größten Wert für  $\delta_{stat}$  mit  $61,53^{\circ}$ . Im Allgemeinen zeigen sich größere Werte für  $\delta_{stat}$  im untererregten Betrieb, welcher hinsichtlich statischer Stabilität als kritischer angesehen wird. Begrenzt wird die Blindleistung bei statischen Simulationen durch das im Generator hinterlegte Leistungsdiagramm. Ebenso in der Tabelle 5.2 ist der notwendige Strom  $I_f$  in der Erregerwicklung ersichtlich, den die Erregereinrichtung für den jeweiligen Betriebsfall liefern muss. Im maximal übererregten Zustand sind annähernd

konstante Werte für  $I_f$  erkennbar. Dies lässt deutlich auf die Obergrenze der vom Generator bereitstellbaren Blindleistung rückschließen, welche sich aufgrund des maximalen Erregerstroms ergibt.

Dass sich hohe initiale Werte von  $\delta_{stat}$  negativ auf die CFCT gemäß Flächenkriterium auswirken, zeigen die in Abbildung 5.6 dargestellten Simulationsergebnisse der dynamischen Simulation. Die Abbildung zeigt die CFCT der Erzeugungsanlage A in Abhängigkeit vom Vorfehlerzustand. Für die Auswertung wurde eine Obergrenze zur Ermittlung der CFCT von  $t_{krit,max} = 800\text{ ms}$  gewählt, um die Simulationsdauer in angemessenen Grenzen zu halten. Für geringe Werte an eingespeister Wirkleistung  $P$  wird dieser Wert erreicht, was zur Annahme führt, dass die tatsächliche CFCT in diesen Fällen höher liegt. Eine Variation der Wirkleistung weist im Vergleich zur Blindleistung einen deutlich größeren Einfluss auf die CFCT auf. Bei einer Blindleistung von  $0\text{ Mvar}$  ergibt sich bei voller Wirkleistung von  $78,2\text{ MW}$  eine CFCT von  $171,1\text{ ms}$ . Wird die Wirkleistung auf  $70,38\text{ MW}$  reduziert, erhöht sich die CFCT auf  $191,2\text{ ms}$ . Der gemäß TOR Erzeuger Typ D [28] im Rahmen von FRT-Studien zu untersuchende Betriebspunkt ist in der Abbildung rot eingezeichnet. In diesem Punkt entspricht die Wirkleistung der von der Turbine erbrachten Wirkleistung bei einem Wert der Blindleistung von  $0\text{ Mvar}$ . Bei Umsetzung des Vorschlags gemäß S. 31 [24] müsste FRT-Fähigkeit auch im maximal untererregten Zustand nachgewiesen werden. Bezogen auf die untersuchte Erzeugungsanlage A ergibt sich eine Differenz der CFCT von  $33,3\text{ ms}$ , zwischen den Betriebspunkten maximal untererregt ( $Q = -34,22\text{ Mvar}$ ;  $CFCT = 137,8\text{ ms}$ ) und einer Blindleistungseinspeisung gleich  $0\text{ Mvar}$  ( $CFCT = 171,1\text{ ms}$ ).

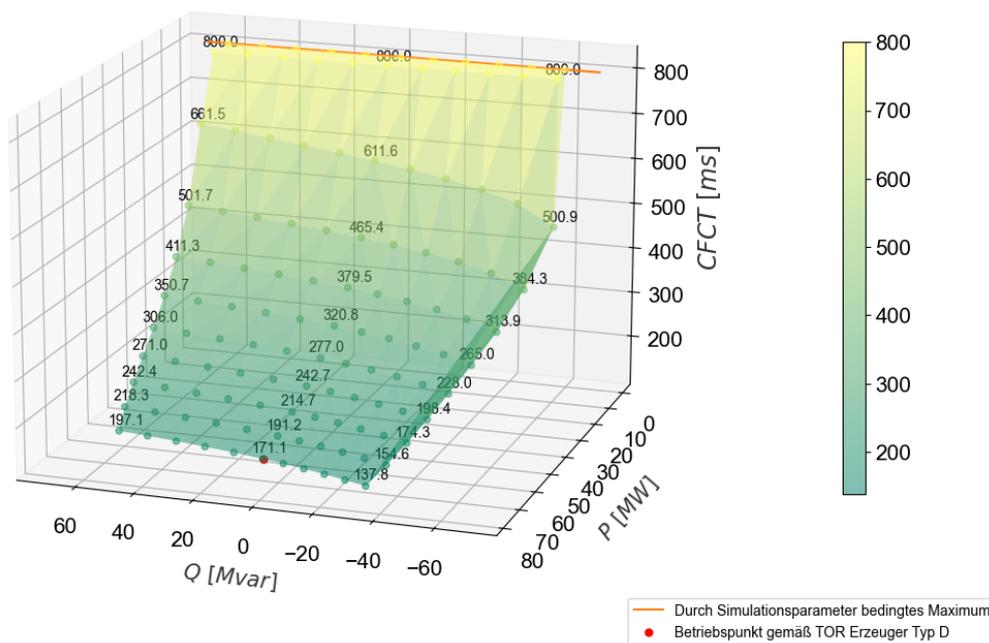


Abbildung 5.6.: Kritische Fehlerklärungszeit  $CFCT$  in Abhängigkeit der eingespeisten Wirk- und Blindleistung vor dem Fehler bei einem 3-poligen Kurzschluss ohne Restspannung für Erzeugungsanlage A

Der qualitative Einfluss des Vorfehlerzustands auf den maximalen Polradwinkel  $\delta_{max}$  bei einer Fehlerklärungszeit von  $t_{clear} = 150\text{ ms}$  ist in Abbildung 5.7 dargestellt. Im Allgemeinen zeigt sich, dass Betriebsfälle, die zu einer kleinen kritischen Fehlerklärungszeit führen, größere maximale Polradwinkel aufweisen. Kritischere Zustände hinsichtlich FRT-Fähigkeit einer Anlage zeichnen sich durch größere initiale Polradwinkel sowie größere Absolutwerte des Polradwinkels während transients Vorgänge aus. In Abbildung 5.7 ist der gemäß TOR Erzeuger Typ D [28] zu prüfende Betriebsfall hinsichtlich FRT-Fähigkeit rot markiert. Dieser führt zu einem Wert von  $\delta_{max}$  mit  $121,848^\circ$ . In der Abbildung als

orange Linie eingetragen ist die Stabilitätsgrenze, deren Erreichen beziehungsweise Überschreiten ein instabiles Verhalten der EZE bei der ausgewerteten Fehlerklärungszeit von  $t_{clear} = 150ms$  bedeutet.

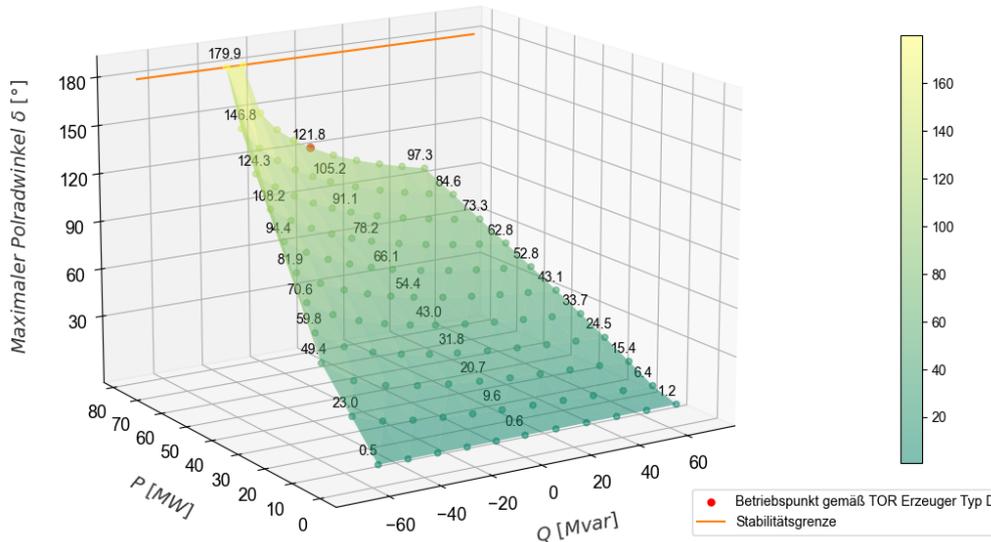


Abbildung 5.7.: Maximaler Polradwinkel  $\delta_{max}$  in Abhängigkeit der eingespeisten Wirk- und Blindleistung vor dem Fehler bei einem 3-poligen Kurzschluss ohne Restspannung für Erzeugungsanlage A

Ein weiterer Einfluss, welcher den Zustand vor dem Fehler beschreibt, ist neben dem Betriebspunkt der EZE die vorherrschende Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP). Bei Veränderung dieser Spannung gemäß des in TOR Erzeuger Typ D S.31 [28] geforderten Spannungsbereichs für Anlagen mit Basisspannung zwischen  $110kV$  und  $300kV$ , ergibt sich der in Tabelle 5.3 dargestellte Einfluss auf den Erregerbedarf  $I_f$  der Synchronmaschine, den stationären Polradwinkel  $\delta_{stat}$  und die kritische Fehlerklärungszeit CFCT. Mit steigender Spannung am NAP sinken die Werte des stationären Polradwinkels  $\delta_{stat}$  und die CFCT steigt an. Allerdings steigt auch der Erregerbedarf  $I_f$  der Synchronmaschine an. Das Senken der Spannung am Netz vom Nominalwert zum Minimalwert führt zum Sinken

Tabelle 5.3.: Stationärer Polradwinkel  $\delta_{stat}$ , notwendiger Erregerstrom  $I_f$  und  $CFCT$  in Abhängigkeit der Spannung am NAP für Erzeugungsanlage A bei voller Wirkleistungseinspeisung und Blindleistung gleich  $0 Mvar$ ; Ermittlung der  $CFCT$  bei einem 3-poligen Kurzschluss ohne Restspannung

$U_{NAP}$		$U_T$		$P$	$Q$	$I_f$	$\delta_{stat}$	$CFCT$
[kV]	[p.u.]	[kV]	[p.u.]	[MW]	[Mvar]	[p.u.]	[°]	[ms]
93,50	0,850	10,0	0,80	78,2	0	1,52	58,20	131,2
99,00	0,900	10,7	0,85	78,2	0	1,50	53,22	145,9
104,50	0,950	11,3	0,90	78,2	0	1,49	48,65	159,0
110,00	1,000	11,9	0,95	78,2	0	1,52	44,19	171,1
115,50	1,050	12,5	1,00	78,2	0	1,55	40,23	181,8
121,00	1,100	13,1	1,05	78,2	0	1,59	36,69	191,3
122,98	1,118	13,3	1,07	78,2	0	1,61	35,47	194,5
126,50	1,150	13,7	1,10	78,2	0	1,66	33,42	199,9

der CFCT von  $171,1\text{ms}$  um  $39,9\text{ms}$  auf  $131,2\text{ms}$ . Eine Erhöhung der Spannung auf den Maximalwert schafft einen um  $28,8\text{ms}$  höheren Wert der CFCT mit  $199,9\text{ms}$ . Mit Erhöhen der Spannung am NAP zeigte sich in der Simulation eine geringere Auslastung des Transformators. Dies ist auf die geringeren Ströme bei höherer Spannung zurückzuführen. Es ist anzumerken, dass für diesen simulativen Nachweis die Spannungsgrenzen des Generators gemäß Herstellerangaben bewusst nicht eingehalten werden und keine Kompensation durch zusätzliche Blindleistungseinspeisung erfolgt ist. Ohne OLTC ist der zulässige Spannungsbereich mit Ausnahme von drei dargestellten Fällen in Tabelle 5.3 verletzt ( $U_T$  von  $0,95\text{p.u.}$  bis  $1,05\text{p.u.}$  zulässig). Der Einfluss des OLTCs wird später beschrieben.

### Einfluss der Art der Simulation

Wie in Abschnitt 3.1 näher ausgeführt, bieten sich zur Simulation dynamischer Vorgänge sowohl RMS- als auch EMT-Simulationen an. Tabelle 5.4 zeigt die Ergebnisse bei durchgeführter EMT-Simulation. In grau hinterlegt sind die prozentuellen Abweichungen zum Referenzfall bei RMS-Simulation. Verglichen zu RMS-Simulationen weisen sowohl die CFCT als auch  $\delta_{max}$  ein weniger kritisches Verhalten auf. Für beide Erzeugungsanlagen zusammengefasst gilt, dass sich die kritische Fehlerklärungszeit durch das Durchführen von EMT-Simulationen um  $8\text{-}10\text{ms}$  erhöht.

Tabelle 5.4.: Kritische Fehlerklärungszeit  $CFCT$  und maximaler Polradwinkel  $\delta_{max}$  bei festgelegter Fehlerklärungszeit  $t_{clear}$  des Referenzfalls bei EMT-Simulation im Vergleich zur RMS-Simulation

		Erzeugungsanlage A		Erzeugungsanlage B	
RMS-Simulation	$CFCT$ [ms]	171,1		122,9	
	$\delta_{max}$ [°]	121,848		145,271	
EMT-Simulation	$CFCT$ [ms]	179,5	+4,91%	133,0	+8,22%
	$\delta_{max}$ [°]	115,1	-5,54%	129,1	-11,13%

### Einfluss der Fehlerimpedanz auf die FRT-Fähigkeit

Die Größe des Einflusses auf die FRT-Fähigkeit der Anlagen durch die Fehlerimpedanz, die an der Fehlerstelle auftritt, ist für 3-polige Kurzschlüsse am Netzanschlusspunkt in Tabelle 5.5 dargestellt. Zur Ermittlung der CFCT und von  $\delta_{max}$  wurde sowohl der Widerstand  $R$  als auch die Reaktanz  $X$  variiert und die dabei resultierende Restspannung am Netzanschlusspunkt ermittelt. Es zeigt sich bereits bei kleinen Werten der Restspannung eine Verbesserung der FRT-Fähigkeit beider Anlagen. Nach Erläuterung des Verlaufs relevanter Größen während Durchlaufen des Fehlers und Betrachtung des Einflusses des Vorfehlerzustandes, werden in den folgenden Unterabschnitten Änderungen an der Modellierungstiefe und Parametrierung des Modells beider Erzeugungsanlagen vorgenommen.

### Einfluss des Generatormodells

Unterschiede bezüglich FRT-Fähigkeit der Anlage, welche sich durch diverse Veränderungen am Generatormodell ergeben, sind in Tabelle 5.6 aufgelistet. Zur Ermittlung dieser Ergebnisse diente der Referenzfall als Ausgangspunkt bei Veränderung von Eigenschaften des Generatormodells. Der Eintrag 'Ohne Sättigung' in der Tabelle bedeutet ein Vernachlässigen der Sättigungskennlinie im Generatormodell. Dabei bestätigen sich bezüglich CFCT die Aussagen aus S. 28 [13] und S. 7 [11]. Die Ergebnisse ohne Sättigung im Generatormodell bei der Auswertung der CFCT liegen leicht auf der pessimistischen Seite, da sie geringere Werte der CFCT liefern.

Tabelle 5.5.: Kritische Fehlerklärungszeit  $CFCT$  und maximaler Polradwinkel  $\delta_{max}$  bei festgelegter Fehlerklärungszeit  $t_{clear}$  für unterschiedliche Fehlerimpedanzen bei einem 3-poligen Kurzschluss am Netzanschlusspunkt

		Erzeugungsanlage A	Erzeugungsanlage B
Referenzfall $R=0\Omega, X=0\Omega$	$CFCT$ [ms]	171,1	122,9
	$\delta_{max}$ [°]	121,848	145,271
	$U_{NAP,Rest}$ [p.u.]	0	0
$R=0,02\Omega, X=0,02\Omega$	$CFCT$ [ms]	180,0	129,9
	$\delta_{max}$ [°]	114,551	130,634
	$U_{NAP,Rest}$ [p.u.]	0,042	0,046
$R=0,2\Omega, X=0,02\Omega$	$CFCT$ [ms]	182,8	131,2
	$\delta_{max}$ [°]	110,991	127,736
	$U_{NAP,Rest}$ [p.u.]	0,044	0,048
$R=0,2\Omega, X=2\Omega$	$CFCT$ [ms]	276,8	207,9
	$\delta_{max}$ [°]	83,002	85,475
	$U_{NAP,Rest}$ [p.u.]	0,3	0,33
$R=2\Omega, X=0,2\Omega$	$CFCT$ [ms]	596,6	484,5
	$\delta_{max}$ [°]	45,841	43,719
	$U_{NAP,Rest}$ [p.u.]	0,38	0,41

Tabelle 5.6.: Absolutwerte der  $CFCT$  und von  $\delta_{max}$  bei Änderungen am Generatormodell sowie prozentuelle Veränderung im Vergleich zum Referenzfall aus Tabelle 5.1

		Erzeugungsanlage A		Erzeugungsanlage B	
Referenzfall	$CFCT$ [ms]	171,1		122,9	
	$\delta_{max}$ [°]	121,848		145,271	
Ohne Sättigung	$CFCT$ [ms]	166,9	-2,45%	120,9	-1,63%
	$\delta_{max}$	126,685	+3,97%	152,524	+4,99%
Drehzahlabweichung	$CFCT$ [ms]	170,3	-0,47%	121,8	-0,9%
	$\delta_{max}$	122,603	+0,62%	148,456	+2,19%
Zeitkonstanten	$CFCT$ [ms]	171,1	$\pm 0\%$	123,6	+0,57%
	$\delta_{max}$	121,848	$\pm 0\%$	143,186	-1,45%
Back-Swing-Annäherung	$CFCT$ [ms]	183,7	+7,36%	134,8	+9,68%
	$\delta_{max}$	111,146	-8,78%	123,397	-15,06%

Wird die Drehzahlabweichung berücksichtigt, so zeigt sich ein Effekt in die gleiche Richtung, wenn auch nicht in derselben Größenordnung (Tabelle 5.6). Bei exakter Umrechnung der Zeitkonstanten im Generatormodell ergibt sich für Erzeugungsanlage A kein Unterschied, da zur Modellierung die Kurzschlusszeitkonstanten zur Verfügung standen und diese in PowerFactory zur internen Berechnung herangezogen werden. Bei Erzeugungsanlage B, die mithilfe der Leerlaufzeitkonstanten modelliert wurde, zeigen sich leicht höhere Werte der kritischen Fehlerklärungszeit. Die weniger exakte Bestimmung entspricht den Ergebnissen zufolge einer pessimistischeren Einschätzung. Für Erzeugungsanlage A ergeben sich durch Variationen am Generatormodell Unterschiede der  $CFCT$  von weniger als 5ms, wenn die Back-Swing-Annäherung vernachlässigt wird. Bei Erzeugungsan-

lage B liegen die Differenzen innerhalb von  $2ms$ . Die Auswahl des erweiterten Generatormodells in PowerFactory inklusive Annäherung des Back-Swing Effekts bewirkt ein wesentlich besseres FRT-Verhalten der Anlagen bezüglich CFCT. In beiden Erzeugungsanlagen steigt die CFCT um ungefähr  $12ms$  an im Vergleich zum Referenzfall.

Die Vernachlässigung der Sättigung im Generatormodell hat neben dem Einfluss auf die CFCT Auswirkung auf die statische Stabilität und den stationären Polradwinkel  $\delta_{stat}$ . Dies ist in Tabelle 5.7 verdeutlicht, die den Vorfehlerzustand unterschiedlicher Betriebspunkte ohne Berücksichtigung der Sättigung darstellt. Der Erregerbedarf der Maschine in Form des Erregerstroms ist, wie aus den Ergebnissen ersichtlich, für alle Betriebspunkte geringer, verglichen mit den Daten in Tabelle 5.2. Die größten Abweichungen für  $I_f$  beim Vergleich der Modelle mit und ohne berücksichtigter Sättigung zeigen sich im übererregten Betrieb. Unabhängig vom Grad der Erregung weisen die stationären Polradwinkel größere Werte im Vergleich zum Modell inklusive Sättigung auf. Im maximal untererregten Betrieb bei einer Wirkleistung von  $19,55MW$  zeigt sich die größte Differenz von  $\delta_{stat}$  in der Größe von  $3,32^\circ$ , verglichen mit Tabelle 5.2.

Tabelle 5.7.: Stationärer Polradwinkel und notwendiger Erregerstrom  $I_f$  in Abhängigkeit des Vorfehlerzustands für Erzeugungsanlage A bei Vernachlässigung der Sättigung im Generatormodell

$P[MW]$	$Q[Mvar]$	$I_f[p.u.]$	$\delta_{stat}[^\circ]$	Anmerkung
78,20	-34,20	1,16	63,51	
58,65	-39,90	0,86	57,00	maximal untererregt
39,10	-47,26	0,54	49,33	
19,55	-60,03	0,15	43,37	
78,20	0,00	1,42	46,26	
58,65	0,00	1,23	36,34	ohne Blindleistungseinspeisung/ -bezug
39,10	0,00	1,09	25,19	
19,55	0,00	0,99	12,93	
78,20	48,76	1,92	33,39	
58,65	55,85	1,89	24,45	maximal übererregt
39,10	59,95	1,86	16,05	
19,55	62,09	1,84	7,86	

### Einfluss des Erregermodells

Wird im Kraftwerksmodell eine Repräsentierung der Erregung und des Spannungsreglers (AVR) mit einbezogen, so ändert sich am stationären Zustand, hinsichtlich  $\delta_{stat}$  und  $I_f$  vor Eintritt des Fehlers nichts. Tritt ein Vorgang am Netz in Form eines Spannungseinbruchs auf, reagiert der AVR durch Anpassen der Erregerspannung  $U_f$ . Ziel ist bei der Spannungsregelung die Erhöhung der Spannung an den Generatorklemmen, um dem Spannungseinbruch entgegenzuwirken. Dies geschieht durch Erhöhung des Grads der Erregung. Wie sich die unterschiedlichen Erregermodelle beider Erzeugungsanlagen auf die Erregerspannung  $U_f$  auswirken, ist in den folgenden Abbildungen dargestellt.

Abbildung 5.8 zeigt den Verlauf von  $U_f$  bei einem 3-poligen Kurzschluss am NAP und einer Klärung nach  $150ms$  für die Modelle AC1C, DC2C und ST1C der Erzeugungsanlage A. Deutlich erkennbar ist in Abbildung 5.8, dass der statischen Erregung im Modell ST1C während des Spannungseinbruchs nur begrenzt Energie zur Verfügung steht und erst nach Klärung des Fehlers, dafür in kurzer Zeitspanne, hoch ausgeregelt wird. Die rotierende Erregung AC1C, deren Energieversorgung durch Einflüsse im Netz unbeeinflusst bleibt, reagiert träger als die statische Erregung.

Ebenso liegt die erreichte Deckenspannung weit unter derjenigen der statischen Erregung. Dies ist mit der Abhängigkeit der Deckenspannung von der Rotationsgeschwindigkeit der Erregermaschine zu erklären. Ähnliche Aussagen gelten für die DC-Erregung, dargestellt durch das Modell DC2C. Deutlich erkennbar ist die träge Reaktion und die Beeinflussung der zur Verfügung stehenden Erregerenergie durch den Spannungseinbruch an den Generatorklemmen.

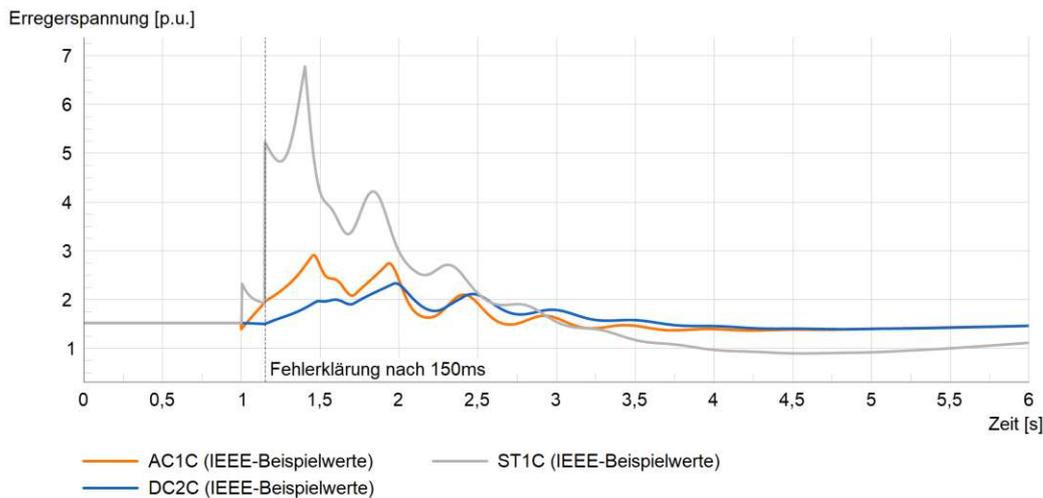


Abbildung 5.8.: Verlauf der Erregerspannung  $U_f$  bei Auftreten eines 3-poligen Kurzschlusses am Netz mit  $0\text{ kV}$  Restspannung und Klärung nach  $150\text{ ms}$  für unterschiedliche allgemeine Erregermodelle der Erzeugungsanlage A

Abbildung 5.9 zeigt die Zeitverläufe von  $U_f$  für verschiedene Varianten der rotierenden Erregung AC9C in Erzeugungsanlage A unter gleichen Simulationsbedingungen wie in der vorigen Abbildung 5.8. Bei der von den Generatorklemmen unabhängig versorgten Variante IV des Modells AC9C erreicht die Erregerspannung zuerst den Maximalwert seines Verlaufs. Erst nach der Fehlerklärung

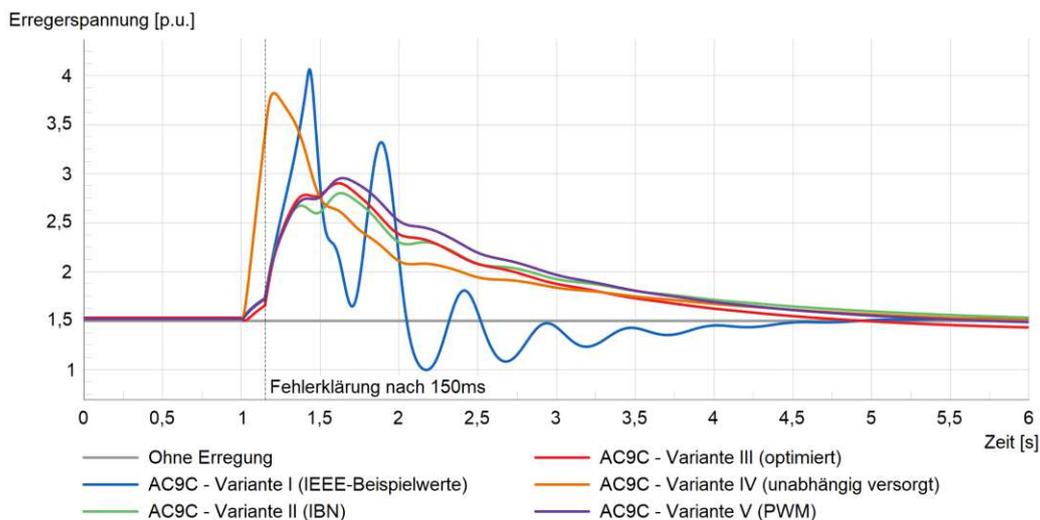


Abbildung 5.9.: Verlauf der Erregerspannung  $U_f$  bei Auftreten eines 3-poligen Kurzschlusses am Netz mit  $0\text{ kV}$  Restspannung und Klärung nach  $150\text{ ms}$  für Varianten der AC9C und ST4C Erregermodelle der Erzeugungsanlage A

zeigen sich größere Reaktionen bei den anderen realisierten Varianten des Modells, deren Energieversorgung allesamt von den Generatorklemmen abhängig ist. Der Verlauf von  $U_f$  in Variante I mit den IEEE-Beispielwerten schlägt dabei stärker aus und weist eine höhere Dynamik auf.

Bei den Varianten AC9C II (Parameterwerte der Inbetriebnahme), III (optimierte Parameter) und V (PWM), welche sich durch leicht verschiedene Parameter des Spannungsreglers unterscheiden sowie durch Thyristorbrücken oder Buck-Boost Konverter im Leistungsteil, zeigt die Reaktion von  $U_f$  auf den Spannungseinbruch am NAP nur geringfügig Unterschiede.

Obwohl sich zum Teil deutliche Unterschiede in den Signalverläufen der Erregerspannung unterschiedlicher Modelle bei einem 3-poligen Kurzschluss im Netz ohne Restspannung zeigen, ist der Unterschied bei Auswertung der CFCT diverser Modellvarianten nicht in hohem Ausmaß ersichtlich. Diejenigen Modelle, die eine hohe Dynamik aufweisen und die bereits während des Spannungseinbruchs durch entsprechende Vorgabe von  $U_f$  an die Synchronmaschine reagieren können, schneiden am optimalsten bezüglich CFCT ab, wie Tabelle 5.8 zeigt. In der Tabelle sind die kritischen Fehlerklärungszeiten CFCT und die maximalen Polradwinkel  $\delta_{max}$  unterschiedlicher Erregermodelle für Erzeugungsanlage A dargestellt, sowie deren Abweichung zum Referenzfall ohne Erregung in Prozent. Am wenigsten kritisch schneiden die Varianten II (unabhängig versorgt) und III (als Compound-Erregereinrichtung) des Modells ST4C ab. Sie weisen in der aufsteigend nach CFCT sortierten Tabelle die größten Werte der CFCT auf. Auch in der von den Generatorklemmen unabhängig versorgten Variante IV des Modells AC9C zeigt sich ein verbessertes Verhalten hinsichtlich FRT-Fähigkeit. Werden alle Erregermodelle und Varianten der Erzeugungsanlage A betrachtet, liegt die Schwankungsbreite der CFCT unter  $10ms$ . Die gezeigten maximalen Polradwinkel  $\delta_{max}$  wurden bei einer Fehlerklärungszeit von  $t_{clear} = 150ms$  ermittelt. Es zeigt sich ein größerer Wert von  $\delta_{max}$  bei geringeren Werten der CFCT.

Tabelle 5.8.: Absolutwerte der CFCT und von  $\delta_{max}$  bei  $t_{clear} = 150ms$  im Falle des 3-poligen Kurzschlusses am NAP für verschiedene Erregersystemmodelle der Erzeugungsanlage A sowie prozentuelle Veränderung im Vergleich zum Referenzfall

Erregung	Variante	Parameter	Versorgung	CFCT [ms]	$\Delta$ CFCT [%]	$\delta_{max}$ [°]	$\Delta\delta_{max}$ [%]
Ohne				171,1	0,000	121,848	0,000
DC2C		IEEE	Klemmen	171,2	0,058	121,848	0,000
AC9C	III	optimiert	Klemmen	171,5	0,233	121,729	-0,098
AC9C	V	optimiert	Klemmen	171,6	0,291	121,650	-0,163
AC9C	II	IBN	Klemmen	171,6	0,291	121,646	-0,166
AC9C	I	IEEE	Klemmen	171,6	0,291	121,634	-0,176
AC1C		IEEE	unabh.	171,6	0,291	121,591	0,211
ST1C		IEEE	Klemmen	172,7	0,926	120,614	1,023
AC9C	IV	optimiert	unabh.	173,2	1,212	120,648	-0,995
ST4C	III	IEEE	Compound	175,7	2,618	118,616	-2,725
ST4C	II	IEEE	unabh.	180,0	4,944	115,555	-5,446

Für Erzeugungsanlage B wurden für die gleich parametrisierten Modelle ähnliche Simulationen bei einer Fehlerklärungszeit von  $t_{clear} = 120ms$  durchgeführt. Die zeitlichen Verläufe von  $U_f$  für die Modelle AC1C, ST1C und DC2C weisen ähnliche qualitative Charakteristik wie die in Abbildung 5.8 gezeigten Verläufe für Erzeugungsanlage A auf. Für Erzeugungsanlage B sind die Verläufe der Erregerspannungen  $U_f$  in Abbildung 5.10 dargestellt.

Da in Erzeugungsanlage B eine statische Erregung implementiert ist, liegt das Hauptaugenmerk für Modelle dieser Anlage bei den Varianten von IEEE ST4C. Die zeitlichen Verläufe von  $U_f$  bei einem 3-poligen Kurzschluss ohne Restspannung und einer Fehlerklärungszeit  $t_{clear}$  von  $120ms$  sind für diese

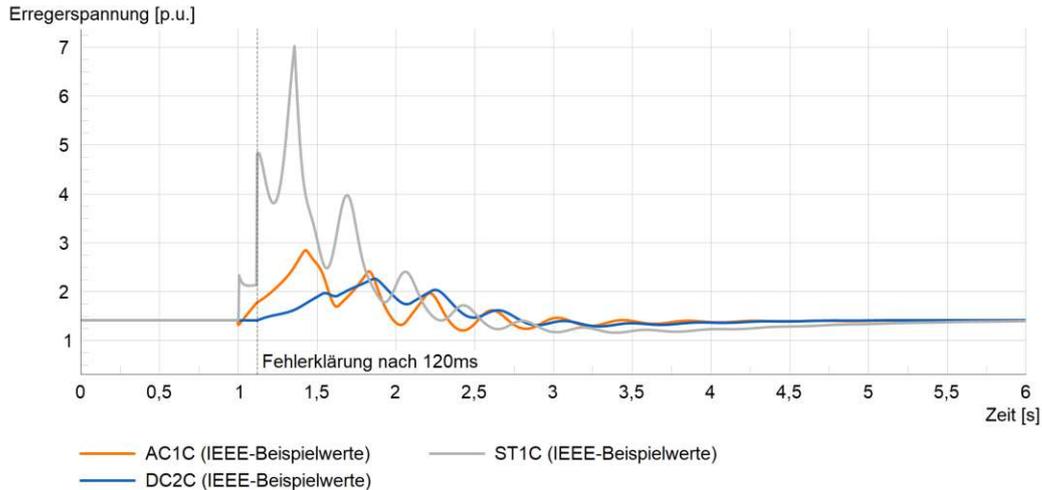


Abbildung 5.10.: Verlauf der Erregerspannung  $U_f$  bei Auftreten eines 3-poligen Kurzschlusses am Netz mit  $0kV$  Restspannung und Klärung nach  $120ms$  für Varianten der AC1C, DC2C und ST1C Erregermodelle der Erzeugungsanlage B

Modellvarianten in Abbildung 5.11 dargestellt. Dem von der Klemmenspannung unabhängig versorgten Modell ST4C Variante II steht auch während des Spannungseinbruchs am Netz die volle Energie zur Verfügung, was sich im Signalverlauf von  $U_f$  bemerkbar macht. Der erreichte Maximalwert (Deckenspannung) weist bei diesem Modell den höchsten Wert auf. Bei statischer Kompound-Erregung wie in ST4C Variante III zeigt sich ein ähnlicher Verlauf. Trotz Spannungseinbruchs am Netz kann aus dem zur Verfügung stehenden Strom genug Energie extrahiert werden, um ohne wesentliche Einbußen die Erregerspannung  $U_f$  bereitzustellen, jedoch bei niedrigeren Werten der Deckenspannung. Mit ST4C Variante I eine Erregung modelliert, die rein spannungsgespeist über die Generatorklemmen versorgt wird. Der Verlauf von  $U_f$  für diese Variante ist in der Abbildung 5.11 in Grün dargestellt.

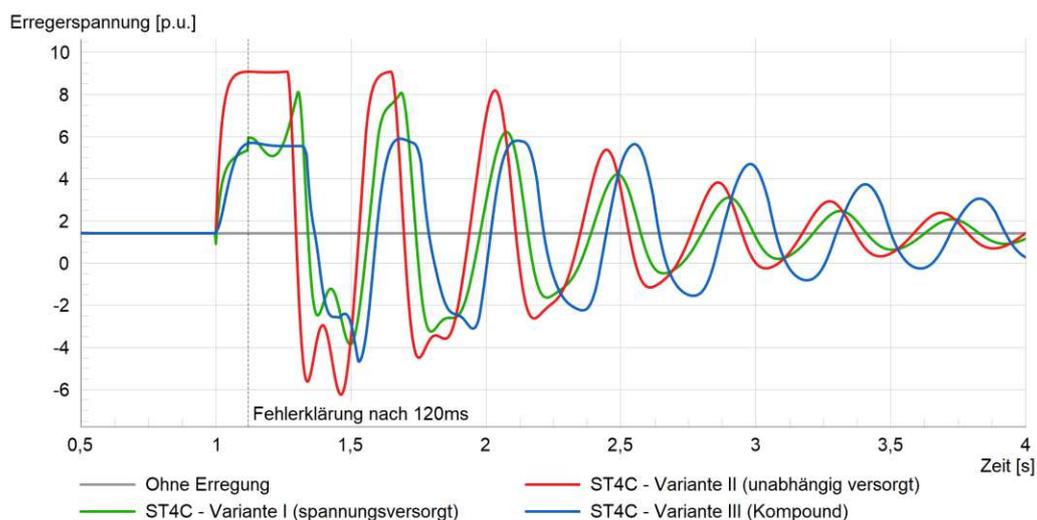


Abbildung 5.11.: Verlauf der Erregerspannung  $U_f$  bei Auftreten eines 3-poligen Kurzschlusses am Netz mit  $0kV$  Restspannung und Klärung nach  $120ms$  für Varianten der ST4C Erregermodelle der Erzeugungsanlage B

In Tabelle 5.9 ist der Vergleich der FRT-Fähigkeit verschiedener Modelle für Erregereinrichtungen der Erzeugungsanlage B dargestellt. Die Tabelle zeigt die kritische Fehlerklärungszeit CFCT in Millisekunden, den maximalen Polradwinkel  $\delta_{max}$  in Grad, sowie die prozentuelle Abweichung beider Größen zum Vergleichsfall ohne Modell der Erregung. Die Sortierung der Tabelle erfolgt aufsteigend nach CFCT. In der Reihenfolge der Performance der Erregersysteme in Bezug auf die FRT-Fähigkeit hat sich, verglichen mit Erzeugungsanlage A, nichts verändert. Auch für Anlage B erreichen die

Tabelle 5.9.: Absolutwerte der  $CFCT$  und von  $\delta_{max}$  bei  $t_{clear} = 150\text{ms}$  im Falle des 3-poligen Kurzschlusses am NAP für verschiedene Erregersystemmodelle der Erzeugungsanlage B sowie prozentuelle Veränderung im Vergleich zum Referenzfall

Erregung	Variante	Parameter	Versorgung	CFCT [ms]	$\Delta CFCT$ [%]	$\delta_{max}$ [°]	$\Delta \delta_{max}$ [%]
Ohne				122,9	0,00	145,271	0,000
DC2C		IEEE	Klemmen	122,9	0,00	145,235	-0,025
AC1C		IEEE	unabh.	123,4	0,41	144,354	-0,631
AC9C	I	IEEE	Klemmen	123,4	0,41	144,407	-0,595
ST1C		IEEE	Klemmen	125,3	1,95	140,401	-3,352
ST4C	III	IEEE	Kompound	128,4	4,48	135,477	-6,742
ST4C	I	IEEE	Klemmen	128,6	4,64	134,508	-7,409
ST4C	II	IEEE	unabh.	133,9	8,95	128,158	-11,780

Modelle ST4C die höchsten kritischen Fehlerklärungszeiten. Die Tabelle zeigt deutlich, dass durch das DC-Erregermodell kein Einfluss auf die CFCT genommen wird. Weniger kritisches Verhalten und ein leichtes Erhöhen der CFCT erfolgt durch Modellierung der rotierenden Erregermodelle. Am meisten Einfluss nehmen die statischen Erregermodelle. Für Erzeugungsanlage B ergibt sich über alle Erregermodelle ein Potential von bis zu 11 ms Verbesserung der CFCT.

### Einfluss der Parametrierung des Erregermodells

Bei der Modellierung der Erzeugungsanlage A ist durch Berücksichtigung verschiedener Parametersets des Erregermodells *AC9C* der Einfluss auf die FRT-Fähigkeit aufgrund der Festlegung der Reglerparameter während der Inbetriebnahme dargestellt. Um den Einfluss der Wahl der Parameterwerte über einen größeren gültigen Wertebereich beurteilen zu können, wurde eine Variation der Parameter in sämtlichen Modellen vorgenommen. Die davon betroffenen Parameter und die jeweilig gewählten Minimal- und Maximalwerte der Parametervariation sind in den Tabellen 4.5, 4.6 und 4.12 sowie in den folgenden Ergebnistabellen aufgelistet. Zur Eindämmung der Simulationsdauer wurde die Auswertung auf 11 diskrete Parameterwerte innerhalb des jeweils gültigen Wertebereichs beschränkt. Für jeden dieser Werte wurde eine Simulation zur Ermittlung der CFCT und von  $\delta_{max}$  bei  $t_{clear} = 150\text{ms}$  durchgeführt. Als Betriebspunkt vor dem Fehler wurde jener bei voller Wirkleistungseinspeisung und Blindleistung gleich  $0\text{Mvar}$  gewählt. Das Fehlerevent entsprach einem 3-poligen Kurzschluss ohne Restspannung. Bei der Auswertung wurden einige Parameter einzeln und andere zeitgleich mit weiteren Parametern variiert. Dies ist in den folgenden Ergebnistabellen, Tabelle 5.10 bis Tabelle 5.14, anhand der Unterteilung der Zeilen ersichtlich. In den Tabellen 5.10 bis 5.14 sind für die CFCT und  $\delta_{max}$  die Extremwerte aufgelistet, welche bei der Auswertung über den angegebenen Parameterbereich aufgetreten sind. Während manche Parameter wenig bis keinen Einfluss auf die CFCT und  $\delta_{max}$  haben, zeigt sich für andere Parameter eine größere Abhängigkeit. Diese kann auf unterschiedliche Arten ausgeprägt sein. Einige Parameter sorgen über weite Teile des Wertebereichs für relativ stabile Werte der CFCT und von  $\delta_{max}$ , während ab bestimmten Grenzwerten für großen Einfluss und beispielsweise einen Einbruch der CFCT gesorgt

wird. Dies zeigt sich im Folgenden besonders für Parameter, welche obere Limits für bestimmte Signale darstellen. Für andere Parameter zeigt sich eine über den gesamten Wertebereich konstante oder lineare Beeinflussung von CFCT und  $\delta_{max}$ . Im Detail lässt sich die Abhängigkeit anhand des Verlaufs der CFCT oder von  $\delta_{max}$ , aufgetragen über den zu untersuchenden Parameter darstellen. In dieser Arbeit wird auf diese Darstellung für die meisten Parameter verzichtet. Stattdessen sind die wichtigsten Abhängigkeiten und Simulationsergebnisse im Folgenden zusammengefasst.

Für das Modell IEEE DC2C ist die Abhängigkeit der kritischen Fehlerklärungszeit CFCT und des maximalen Polradwinkels  $\delta_{max}$  von den expliziten Parameterwerten in Tabelle 5.10 dargestellt. In der Tabelle sind der minimale und maximale Parameterwert des jeweiligen Parameter angegeben und über welchen Bereich sich die CFCT und  $\delta_{max}$  für diesen Parameterbereich erstrecken.  $\Delta CFCT$  [ms] beziffert den Schwankungsbereich der CFCT. Ein eventuell vorhandener Wert in der Spalte 'Einbruch ab' deutet auf einen konstanten Bereich von CFCT und  $\delta_{max}$  hin, welcher ab einem gewissen Parameterwert zu einem Einbruch der CFCT oder einem Anwachsen von  $\delta_{max}$  führt. Für die gewählten Wertebereiche zeigt sich bei Variation der Parameter  $K_a$  (Verstärkung des Spannungsreglers),  $K_f$  (Verstärkung des Stabilisierungsblocks) und  $T_f$  (Zeitkonstante des Stabilisierungsblocks) eine vollständige Konstanz der CFCT und von  $\delta_{max}$ . Ähnliches gilt für  $T_b$  und  $T_c$ , welche äquivalenten Zeitkonstanten des Spannungsreglers entsprechen. Für die Minimalwerte von  $T_c$  und Werte für  $T_b$  im höheren Bereich zwischen 35 und 50 sinkt die CFCT um 0,1 ms. Für  $\delta_{max}$  gelten die gleichen reziproken Aussagen. Der über weite Teile konstante Wert von  $\delta_{max}$  gleich  $121,848^\circ$  beginnt ab einem Wert von 20 für  $T_b$  anzuwachsen. Bei Durchlaufen verschiedener Werte für  $V_{r\_min}$  und  $V_{r\_max}$ , den Ausgangslimits des Spannungsreglers, ist die CFCT rein von  $V_{r\_max}$  abhängig. Die CFCT zeigt sich konstant für einen Großteil des Wertebereichs von  $V_{r\_max}$ . Unter einem Wert von 0,66 für  $V_{r\_max}$  beginnt die CFCT bis auf den minimalen Wert der Simulationseinstellungen von 100 ms einzubrechen. Der stationäre Wert des von der Maximalbegrenzung beeinflussten Signals beträgt 1,21.

Tabelle 5.10.: Extremwerte der kritischen Fehlerklärungszeit  $CFCT$ , daraus ermittelter Wertebereich  $\Delta CFCT$  und Extremwerte des maximalen Polradwinkels  $\delta_{max}$  des Modells IEEE DC2C bei Variation diverser Parameter der innerhalb angegebenen Wertebereiche bei einem 3-poligen Kurzschlussevent ohne Restspannung für Erzeugungsanlage A

Parameter	Min	Max	$CFCT$ [ms]	$\Delta CFCT$ [ms]	Einbruch ab	$\delta_{max}$ [°]
$K_a$	10,01	499,99	171,2	0		121,848
$T_b$	0	50	171,1 - 171,2	0,1	121,848 - 121,854	
$T_c$	0	50				
$K_f$	0,01	0,29	171,2	0		121,848
$T_f$	0,041	1,49				
$V_{r\_min}$	-9,99	-0,01	100,0 <sup>1</sup> - 171,4	71,4 <sup>2</sup>	< 0,66	121,723 - 179,989
$V_{r\_max}$	0,51	9,99				

Die Ergebnisse bei Veränderung der Parameter des Modells IEEE AC1C sind in Tabelle 5.11 dargestellt. Im Vergleich zu den Ergebnissen für das Modell DC2C weist hier jeder der Parameter zumindest geringen Einfluss auf die kritische Fehlerklärungszeit CFCT und den maximalen Polradwinkel  $\delta_{max}$  auf. Für den Parameter  $K_a$  (Verstärkung des Spannungsreglers) gilt, dass ab einem Wert von 100

<sup>1</sup>Minimalwert der Simulationseinstellung.

<sup>2</sup>Beschränkt durch Minimalwert der Simulationseinstellung.

<sup>3</sup>Ausgangssignal des jeweiligen Blocks auf 0 beschränkt.

die CFCT konstant dem Maximalwert von  $171,6\text{ms}$  entspricht. Eine kleine Auswirkung auf die CFCT und  $\delta_{max}$  zeigt sich auch durch die Parametervariation von  $T_f$  (Zeitkonstante des Stabilisierungsblocks),  $K_f$  (Verstärkung des Stabilisierungsblocks) und  $T_c$  (äquivalente Zeitkonstante der Spannungsregelung). Wie schon für das DC2C-Modell gilt auch für das Modell AC1C die reine Abhängigkeit der CFCT von  $V_{a\_max}$  bei den Beschränkungen des Reglerausgangssignals. Ab einem Wert von 6 für  $V_{a\_max}$  erreicht die CFCT deren Maximum von  $171,6\text{ms}$ . Ein großer Einbruch der CFCT auf bis zu deren Minimalwert herrscht unter einem Wert  $V_{a\_max}=1,2$ . Der stationäre Wert des unbeeinflussten Signals beträgt  $2,277$ .

Tabelle 5.11.: Extremwerte der kritischen Fehlerklärungszeit  $CFCT$ , Wertebereich  $\Delta CFCT$  und Extremwerte des maximalen Polradwinkels  $\delta_{max}$  des Modells IEEE AC1C bei Variation diverser Parameter für Erzeugungsanlage A

Parameter	Min	Max	$CFCT$ [ms]	$\Delta CFCT$ [ms]	Einbruch ab	$\delta_{max}$ [°]
$K_a$	0,01	999,99	170,9 - 171,6	0,7		121,590 - 122,063
$T_b$	0	19,99	171,0 - 171,6	0,6		121,591 - 121,983
$T_c$	0	19,99				
$K_f$	0,01	0,29	170,9 - 171,6	0,7		121,591 - 122,052
$T_f$	0,02	1,49				
$V_{a\_min}$	-15	0	100,0 <sup>1</sup> - 171,6	71,6 <sup>2</sup>		121,591 - 180,000
$V_{a\_max}$	0 <sup>3</sup>	15			< 1,2	

Tabelle 5.12.: Extremwerte der kritischen Fehlerklärungszeit  $CFCT$ , Wertebereich  $\Delta CFCT$  und Extremwerte des maximalen Polradwinkels  $\delta_{max}$  des Modells IEEE ST1C bei Variation diverser Parameter für Erzeugungsanlage A

Parameter	Min	Max	$CFCT$ [ms]	$\Delta CFCT$ [ms]	Einbruch ab	$\delta_{max}$ [°]
$K_a$	50	1000	172,6 - 172,7	0,1		120,605 - 120,777
$T_b$	0,04	20	104,4 - 172,1	67,7	< 0,04	120,708 - 179,998
$T_c$	0	10				
$K_f$	0	0,3	171,4 - 172,2	0,8		121,201 - 121,714
$T_f$	0	0,3				
$V_{r\_min}$	-8	-3	170,2 - 172,8	2,6		120,537 - 122,612
$V_{r\_max}$	3	8				
$V_{a\_min}$	-8	-3	172,2 - 172,7	0,5		120,614 - 121,033
$V_{a\_max}$	3	8				
$K_{lr}$	0	5	162,8 - 172,2	9,4		121,201 - 129,592
$I_{lr}$	0	5				

Für das Modell der statischen Erregung IEEE ST1C sind die Ergebnisse der kritischen Fehlerklärungszeit  $CFCT$  und den maximalen Polradwinkel  $\delta_{max}$  bei  $t_{clear} = 150\text{ms}$  bei Veränderung der Modellparameter in Tabelle 5.12 aufgelistet. Die Verstärkung der Gleichrichterbrücke  $K_a$  weist

geringen Einfluss auf die CFCT auf. Ab einem Wert von  $K_a = 145$  erreicht die CFCT ihr Maximum von  $172,7\text{ms}$ . Die Parameter des Lead-Lag Blocks  $T_b$  und  $T_c$  wirken sich verschieden auf die CFCT aus. Die Minimalwerte von  $T_b$  führen zu einem großen Rückgang der CFCT, welcher in der Größe von den Werten von  $T_c$  abhängt. In den gewählten Wertebereichen der Reglerausgangsgrenzen ( $V_{a\_min}$  und  $V_{a\_max}$ ) sowie der von der Generator-Klemmenspannung beeinflussten Begrenzung der Energieversorgung ( $V_{r\_min}$  und  $V_{r\_max}$ ) führt eine Variation zu wenig Beeinflussung der CFCT und von  $\delta_{max}$ . Der Einfluss von  $V_{r\_max}$  wirkt sich linear auf die CFCT aus. Die Veränderung der minimalen Grenzen  $V_{r\_min}$  zeigt keine Auswirkung. Der von den Begrenzungen unbeeinflusste stationäre Wert des Signals für den Ausgangsbetriebszustand beträgt  $1,52$ . Den gleichen Wert von  $1,52$  hat der stationäre Wert des Ausgangssignals  $E_{fd}$ , welcher von  $V_{r\_min}$  und  $V_{r\_max}$  begrenzt wird. Der Einfluss des Feldstrombegrenzers ist durch die Parameter  $I_{lr}$  (Schwellwert) und  $K_{lr}$  (Verstärkung) berücksichtigt. Bei der CFCT und bei  $\delta_{max}$  ist eine Abhängigkeit von beiden Werten  $I_{lr}$  und  $K_{lr}$  gegeben, welche in Abbildung 5.12 dargestellt ist. Je größer der Schwellwert  $I_{lr}$  ist, desto später greift die Feldstrombegrenzung ein und desto höher ist die CFCT.

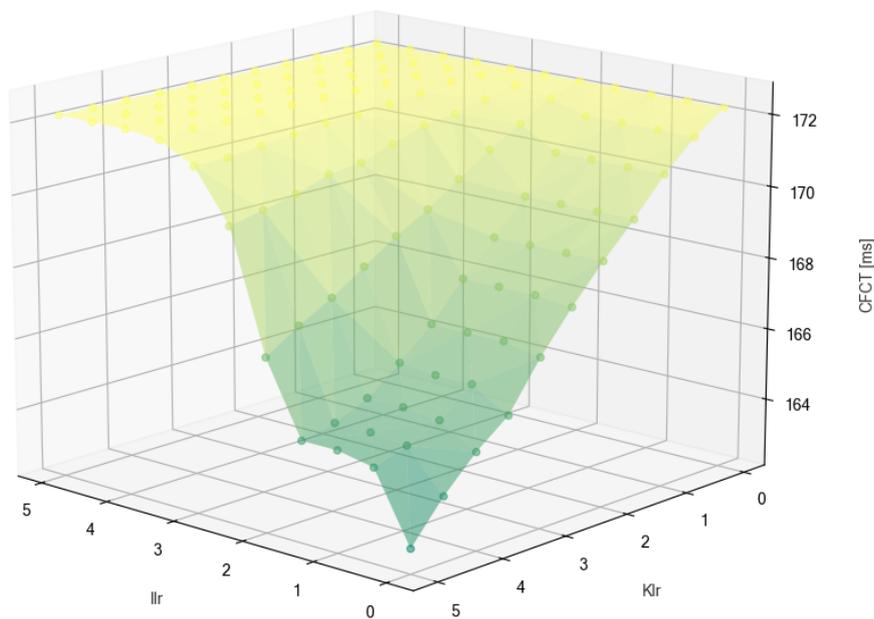


Abbildung 5.12.: Abhängigkeit der kritischen Fehlerklärungszeit  $CFCT$  von den Parameterwerten des Feldstrombegrenzers  $K_{lr}$  und  $I_{lr}$  für Erzeugungsanlage A mit modellierter Erregung IEEE ST1C

In Tabelle 5.13 sind die Auswirkungen der Parameterveränderungen des Modells IEEE AC9C auf die Kenngrößen zur Beurteilung der FRT-Fähigkeit dargestellt. Proportionalanteil  $K_{pr}$  und Integralanteil  $K_{ir}$  des als PID-Regler realisierten AVR weisen keine signifikanten Einflüsse auf die CFCT und  $\delta_{max}$  auf. Gleiches gilt für die Parameter des D-Anteils des Spannungsreglers  $K_{dr}$  und  $T_{dr}$  und die Parameter der Spannungsverstärkung  $K_{pa}$  und  $K_{ia}$ . Bei den Begrenzungen des Ausgangssignals des Spannungsreglers  $V_{pid\_min}$  und  $V_{pid\_max}$  wirkt sich nur die Obergrenze  $V_{pid\_max}$  einschränkend auf die CFCT aus. Unter einem Wert von  $V_{pid\_max} = 0,4$  fällt die CFCT auf den in den Simulationseinstellungen gewählten Minimalwert von  $100\text{ms}$  zurück. Der stationäre Wert des von der Begrenzung beeinflussten Signals beträgt  $0,6064$ . Bei den Limits des verstärkten Spannungssignals  $V_{a\_min}$  und  $V_{a\_max}$  wirkt ebenso die Obergrenze  $V_{a\_max}$  einschränkend auf die CFCT. Für diesen Parameter gilt ein Einbruch der CFCT unterhalb eines Parameterwerts von  $0,2$ . Über weite Teile des Parameterbereichs ist die CFCT annähernd konstant. Der stationäre

von der Begrenzung unbeeinflusste Wert beträgt 0,16. Für die Parameter  $T_f$  (Zeitkonstante) und  $K_f$  (Verstärkung) des Stabilisierungsblocks gilt die Abhängigkeit der CFCT von  $K_f$ , während  $T_f$  keinen Einfluss auf diese Größe hat. Bei einem Wert von  $K_f > 0,7$  fällt die CFCT auf den in der Simulation definierten Minimalwert von  $100ms$  während der Ermittlung der Ergebnisse.

Tabelle 5.13.: Extremwerte der kritischen Fehlerklärungszeit  $CFCT$ , Wertebereich  $\Delta CFCT$  und Extremwerte des maximalen Polradwinkels  $\delta_{max}$  des Modells IEEE AC9C bei Variation diverser Parameter für Erzeugungsanlage A

Parameter	Min	Max	$CFCT$ [ms]	$\Delta CFCT$ [ms]	Einbruch ab	$\delta_{max}$ [°]
$K_{pr}$ $K_{ir}$	0 0	50 50	170,1 - 171,6	1,5		121,633 - 122,525
$K_{dr}$ $T_{dr}$	0 0	2 10	171,5 - 171,6	0,1		121,633 - 121,706
$K_{pa}$ $K_{ia}$	0 0	50 50	170,6 - 171,6	1		121,633 - 122,177
$V_{pid\_max}$ $V_{pid\_min}$	0 <sup>3</sup> -10	10 0	100,0 <sup>1</sup> - 171,6	71,6 <sup>2</sup>	<0,4	121,633 - 179,999
$K_f$ $T_f$	0 0	1 1	100,0 <sup>1</sup> - 171,6	71,6 <sup>2</sup>	>0,7	121,633 - 197,997
$V_{a\_max}$ $V_{a\_min}$	0 <sup>3</sup> -10	10 0	100,0 <sup>1</sup> - 171,6	71,6 <sup>2</sup>	<0,2	121,625 - 179,996
$V_{b1\_max}$	0 <sup>3</sup>	500	100,0 <sup>1</sup> - 171,6	71,6 <sup>2</sup>	<0,5	121,634 - 179,999

Die Ergebnisse des Modells ST4C, dargestellt in Tabelle 5.14, lassen auf den ersten Blick auf eine große Abhängigkeit der FRT-Fähigkeit von der Parameterwahl schließen. Doch auch hier sind es wie zum Teil bereits bei den anderen Modellen die minimalen Extremwerte, welche die CFCT stark beeinflussen. So ist es das Setzen der Parameter  $V_{b\_max}$ ,  $X_l$ ,  $K_{im}$ ,  $K_{ir}$ ,  $V_{r\_max}$  und  $V_{a\_max}$  auf den Wert 0, was zu den Minimalergebnissen der CFCT über den sonst annähernd konstanten Bereich führt. Veranschaulicht ist dies in Abbildung 5.13 für den Parameter  $V_{a\_max}$ . Unterhalb des Werts von  $V_{a\_max} = 0,7$  beginnt die sonst konstante CFCT einzubrechen. Der unbeschränkte stationäre Wert des Signals  $v_a$  liegt bei 0,1926. Die Abhängigkeit der CFCT und von  $\delta_{max}$  von den Parametern  $K_g$  und  $T_g$  des Rückkopplungspfades zur Stabilisierung ist in Abbildung 5.14 dargestellt. Weiters tritt der minimale Extremwert der CFCT bei den in Tabelle 5.14 erwähnten Parameter  $K_{pr}$  und  $K_{ir}$  sowie  $K_{pm}$  und  $K_{im}$  der PI-Regler auf, wenn jeweils beide Parameter auf 0 gesetzt sind. Für jegliche andere betrachtete Fälle verhielt sich die CFCT konstant mit einer Schwankungsbreite von unter  $1ms$ . Die Minimalwerte der CFCT im Parametersatz der Energieversorgung der Erregung ( $K_i$  und  $X_l$ ) treten auf, wenn  $X_l = 0$  und  $K_i < 4$  gilt.

<sup>1</sup>Minimalwert der Simulationseinstellung.

<sup>2</sup>Beschränkt durch Minimalwert der Simulationseinstellung.

<sup>3</sup>Ausgangssignal des jeweiligen Blocks auf 0 beschränkt.

Tabelle 5.14.: Extremwerte der kritischen Fehlerklärungszeit  $CFCT$ , Wertebereich  $\Delta CFCT$  und Extremwerte des maximalen Polradwinkels  $\delta_{max}$  des Modells IEEE ST4C bei Variation diverser Parameter für Erzeugungsanlage A

Parameter	Min	Max	$CFCT$ [ms]	$\Delta CFCT$ [ms]	Einbruch ab	$\delta_{max}$ [°]
$K_{pr}$ $K_{ir}$	0 0	50 50	100,0 <sup>1</sup> - 175,7	75,7 <sup>2</sup>	Beide Werte gleich 0	118,616 - 179,997
$K_{pm}$ $K_{im}$	0 0	50 50	100,0 <sup>1</sup> - 176,6	76,6 <sup>2</sup>	Beide Werte gleich 0	117,729 - 179,995
$K_g$ $T_g$	0 0	1 1	162,2 - 178,5	16,3		116,785 - 132,987
$K_i$ $X_l$	0 0	20 20	168,9 - 175,7	6,8		118,646 - 123,739
$V_{r\_min}$ $V_{r\_max}$	-10 0 <sup>3</sup>	0 10	100,0 <sup>1</sup> - 175,7	75,7 <sup>2</sup>	<0,2	118,616 - 169,997
$V_{a\_min}$ $V_{a\_max}$	-10 0 <sup>3</sup>	0 10	100,0 <sup>1</sup> - 179,3	79,3 <sup>2</sup>	<0,1	116,015 - 179,997
$V_{b\_max}$	0 <sup>3</sup>	100	100,0 <sup>1</sup> - 176,6	76,6 <sup>2</sup>	<0,6	117,822 - 179,998

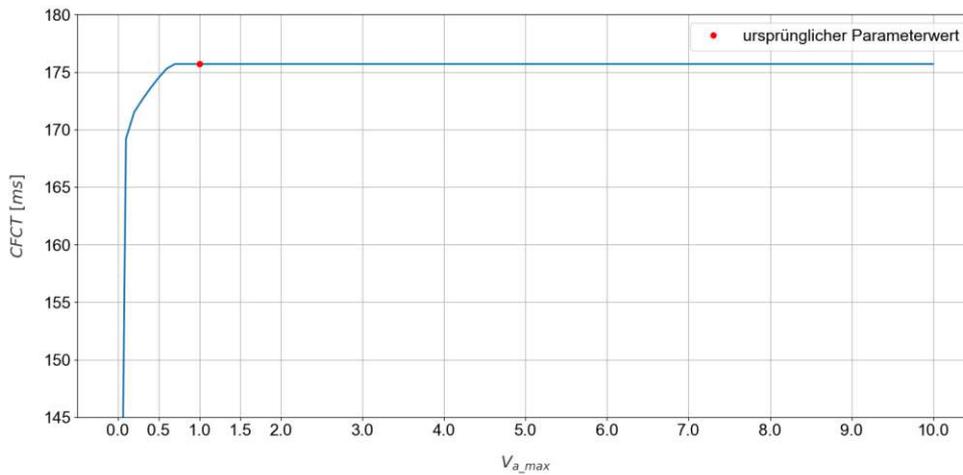


Abbildung 5.13.: Abhängigkeit der kritischen Fehlerklärungszeit  $CFCT$  vom Parameter  $V_{a\_max}$  des Modells IEEE ST4C in Erzeugungsanlage A bei einem 3-poligen Kurzschluss am Netz ohne Restspannung; rote Markierung der ursprünglichen Parameter der Variante III

<sup>1</sup>Minimalwert der Simulationseinstellung.

<sup>2</sup>Beschränkt durch Minimalwert der Simulationseinstellung.

<sup>3</sup>Ausgangssignal des jeweiligen Blocks auf 0 beschränkt.

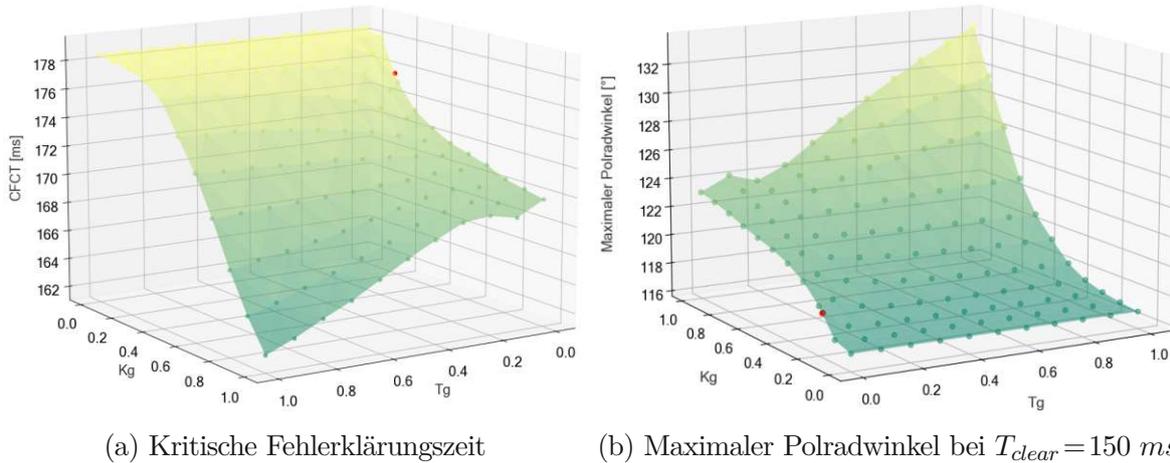


Abbildung 5.14.: Abhängigkeit des Stabilitätsverhaltens von den Parametern  $K_g$  und  $T_g$  des Modells IEEE ST4C in Erzeugungsanlage A bei einem 3-poligen Kurzschluss am Netz ohne Restspannung; rote Markierung der ursprünglichen Parameter der Variante III

Besonders bei statischen Erregungen ist die Auswirkung der implementierten Deckenspannung auf die FRT-Fähigkeit interessant. Dazu wurde eine Untersuchung in der Erzeugungsanlage B vorgenommen anhand des Modells ST4C in Variante I (spannungsversorgt). Es handelt sich um das durch den Erregertransformator spannungsgespeiste Modell. Eine Deckenspannung von  $360 \text{ V}$  entspricht dem 1,8-fachen der Nennererregerspannung mit  $200 \text{ V}$ . Bezogen auf die Erregerbezugsspannung von  $92,12 \text{ V}$ , ermittelt durch die Luftspaltgerade, entspricht dies einem  $p.u.$ -Wert von 3,9. Das im stationären Zustand aus der Simulation ermittelte Signal  $V_b$  im Modell ST4C entspricht 8,728. Mithilfe von Gleichung 3.2 lässt sich  $V_{mmax}$  zu 0,4477 ermitteln. Diese Konfiguration ergibt den in Abbildung 5.15 dargestellten Verlauf der Erregerspannung  $U_f$  und des Erregerstroms  $I_f$  bei einem

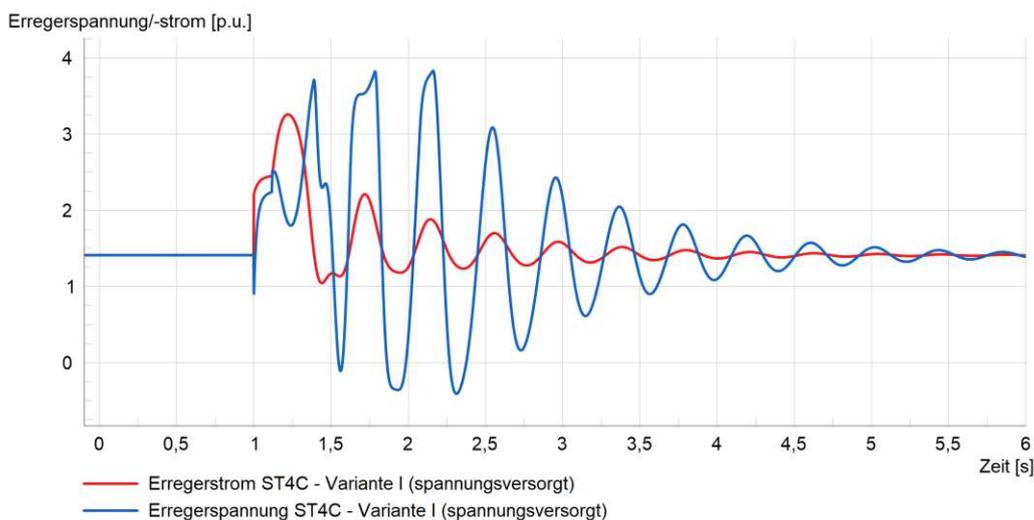


Abbildung 5.15.: Verlauf der Erregerspannung  $U_f$  und des Erregerstroms  $I_f$  in  $p.u.$  bei Auftreten eines 3-poligen Kurzschlusses am Netz mit  $0 \text{ kV}$  Restspannung und Klärung nach  $120 \text{ ms}$  für Variante I des Modells ST4C bei Einstellung der Deckenspannung auf  $3,9 \text{ p.u.}$

3-poligen Kurzschluss am Netz und Fehlerklärung nach  $120\text{ms}$ . Es ist im Vergleich zu Abbildung 5.11 die Beschränkung von  $U_f$  auf den eingestellten Wert der Deckenspannung erkennbar.

In Tabelle 5.15 ist die Abhängigkeit der CFCT vom eingestellten Wert der Deckenspannung des Modells ST4C Variante I (spannungsversorgt) in Erzeugungsanlage B ersichtlich. Während die erste Spalte der Tabelle die auf die Nennerregerspannung bezogene Deckenspannung auflistet, ist in der dritten Spalte der Tabelle der Wert im nicht-reziproken p.u.-System der Erregung erkennbar. Es zeigt sich eine deutliche Abhängigkeit der CFCT und von  $\delta_{max}$  durch die eingestellte Deckenspannung, wenngleich diese für Werte ab dem 1,5-fachen der Nennerregerspannung bis zum 4-fachen der Nennerregerspannung innerhalb eines Bereichs von  $5\text{ms}$  liegt. Die in der Tabelle grau hinterlegten Zeilen entsprechen technisch relevanten Werten der Deckenspannung in der Praxis.

Tabelle 5.15.: Kritische Fehlerklärungszeit CFCT des Modells IEEE ST4C Variante I in Abhängigkeit der Deckenspannung für Erzeugungsanlage B. Der technisch relevante Bereich für Werte der Deckenspannung ist grau hinterlegt.

Bezogen auf $U_{f,Nenn}$	Deckenspannung Absolutwert [V]	Im Erreger- p.u.-System	$V_{mmax}$ [p.u.]	CFCT [ms]	$\delta_{max}$ [°]
0,5	100	1,08554	0,12437	112,6	179,976
0,75	150	1,62831	0,18656	121,8	147,953
1	200	2,17108	0,24875	122,3	146,384
1,25	250	2,71385	0,31094	122,9	144,982
1,5	300	3,25662	0,37312	123,4	143,706
1,75	350	3,79939	0,43531	124,0	142,530
1,8	360	3,90795	0,44775	124,1	142,305
2	400	4,34216	0,49750	124,6	141,436
2,25	450	4,88493	0,55969	125,1	140,410
2,5	500	5,42770	0,62187	125,6	139,445
2,75	550	5,97047	0,68406	126,1	138,532
3	600	6,51324	0,74625	126,6	137,664
3,25	650	7,05601	0,80843	127,1	136,838
3,5	700	7,59878	0,87062	127,6	136,048
3,75	750	8,14155	0,93281	128,1	135,292
4	800	8,68432	0,99500	128,6	134,565

### Einfluss der Erregermodellkomponenten

Im folgenden Abschnitt wird auf den Einfluss auf die FRT-Fähigkeit durch die Begrenzungsfunktionen des Erregersystems OEL, UEL und SCL sowie durch den PSS eingegangen.

Dass diese Komponenten grundsätzlich einen Einfluss auf die Reaktion der Erregereinrichtung auf 3-polige Kurzschlüsse ohne Restspannung aufweisen, zeigt sich bei Betrachtung des Zeitverlaufs der Erregerspannung  $U_f$  in Abbildung 5.16 für Erzeugungsanlage A. Das Kurzschlussevent tritt beim Zeitpunkt von  $1\text{s}$  am NAP ein und wird nach  $150\text{ms}$  geklärt. Durch Aktivierung des UELs bleibt der Zeitverlauf von  $U_f$  unverändert. Um die Funktionalität des UEL zu überprüfen, wurde an einen testweise modellierten Blindleistungsregler *IEEE VAR Controller Type 2* ein negativer Blindleistungssetpoint vorgegeben. Dies führte zum Erreichen der durch den UEL vorgegebenen Blindleistungsgrenze. Leichte Veränderung im zeitlichen Verlauf von  $U_f$  zeigen sich durch Aktivie-

ung des SCL. Hier tritt eine höhere erste Spitze des Signals  $U_f$  auf. Durch die Funktionen des OELs und des Pendeldämpfungsgeräts (PSS) treten stark abweichende Verläufe der Erregerspannung auf.

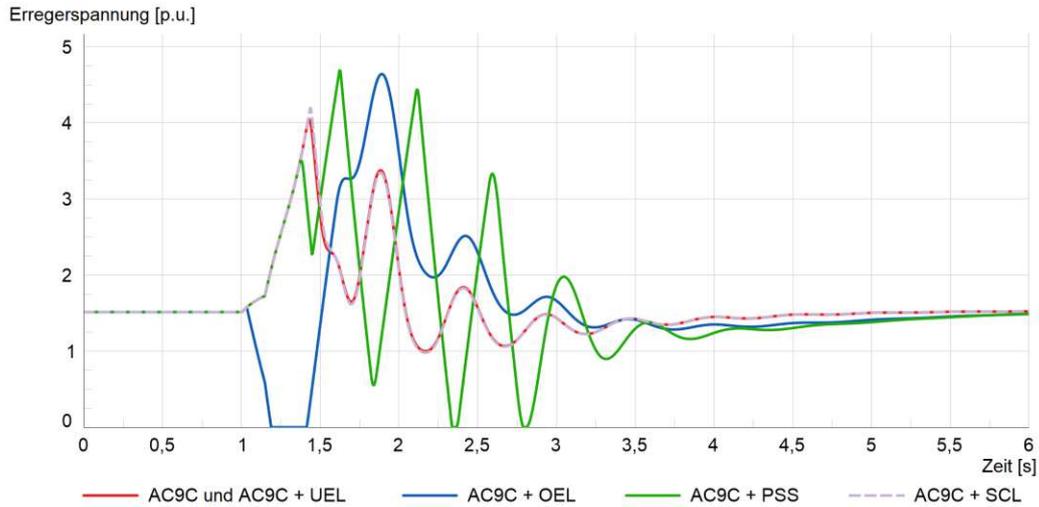


Abbildung 5.16.: Verlauf der Erregerspannung  $U_f$  in  $p.u.$  bei Auftreten eines 3-poligen Kurzschlusses am Netz mit  $0kV$  Restspannung und Klärung nach  $150ms$  für unterschiedliche Begrenzungsfunktionen der Erregung AC9C der Erzeugungsanlage A

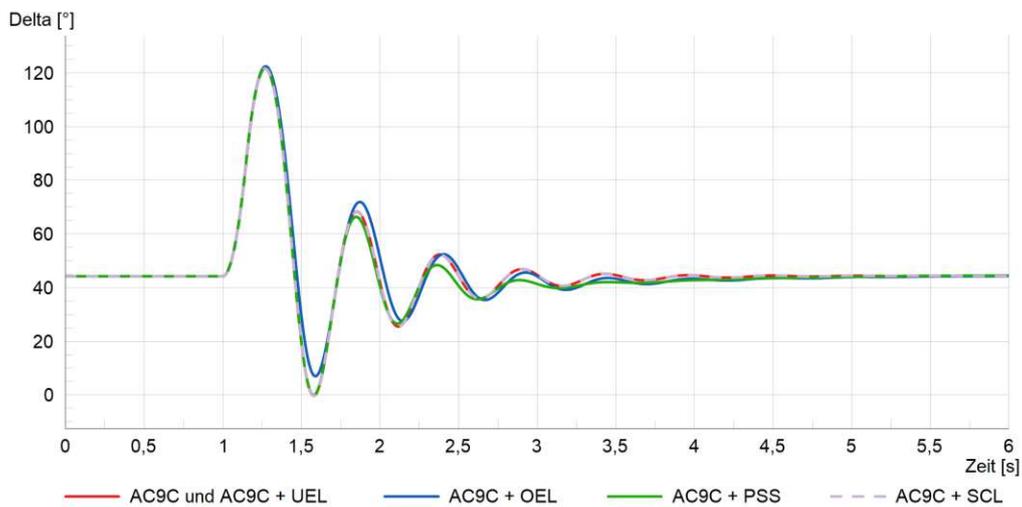


Abbildung 5.17.: Verlauf der Polradwinkel  $\delta$  bei Auftreten eines 3-poligen Kurzschlusses am Netz mit  $0kV$  Restspannung und Klärung nach  $150ms$  für unterschiedliche Begrenzungsfunktionen der Erregung AC9C der Erzeugungsanlage A

Die für die unterschiedlichen Begrenzungsfunktionen der Erregung resultierende Erregerspannung  $U_f$ , welche während des erwähnten Kurzschlussevents der Synchronmaschine vorgegeben wird, führt zu den in Abbildung 5.17 dargestellten Verläufen des Polradwinkels  $\delta$ . Es zeigt sich eine durch die Wirkung des PSS früher gedämpfte Schwingung. Auch der durch die Wirkung des OELs verursachte Verlauf zeigt eine Abweichung zu den restlichen Zeitverläufen von  $\delta$ . UEL und SCL

beeinflussen den Polradwinkelverlauf in nicht ersichtlichem Ausmaß. Für Erzeugungsanlage B können die gleichen Schlüsse gezogen werden. Hier gelang es allerdings nicht, geeignete Parameter für das Pendeldämpfungsgerät zu finden. Dies führte dazu, dass die Schwingung des Polradwinkels zwar früher gedämpft wurde, dafür noch länger anhielt, wie in Abbildung 5.18 dargestellt.

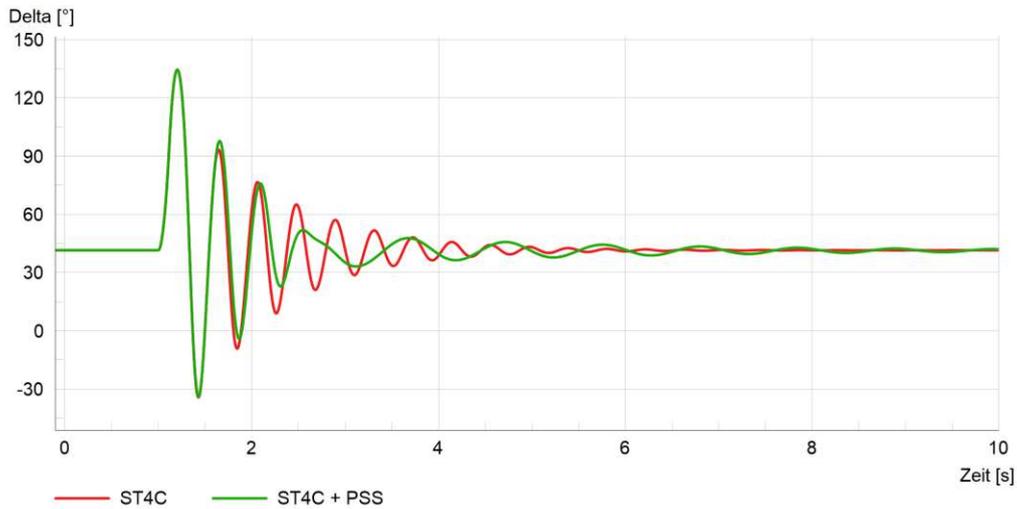


Abbildung 5.18.: Verlauf der Polradwinkel  $\delta$  bei Auftreten eines 3-poligen Kurzschlusses am Netz mit  $0kV$  Restspannung und Klärung nach  $150ms$  für die Erregung AC9C und bei zusätzlicher Aktivierung des PSS der Erzeugungsanlage B

Tabelle 5.16.: Absolutwerte der  $CFCT$  und von  $\delta_{max}$  bei Berücksichtigung von Begrenzungsfunktionen der Erregung sowie prozentuelle Veränderung im Vergleich zum Fall ohne Begrenzer

		Erzeugungsanlage A (AC9C)		Erzeugungsanlage B (ST4C)	
Nur Erregung	$CFCT$ [ms]	171,6		128,6	
	$\delta_{max}$	121,634		134,508	
Erregung + UEL	$CFCT$ [ms]	171,6	$\pm 0\%$	128,6	$\pm 0\%$
	$\delta_{max}$	121,634	$\pm 0\%$	134,507	$\pm 0\%$
Erregung + OEL	$CFCT$ [ms]	170,1	$-0,87\%$	127,2	$-1,09\%$
	$\delta_{max}$	122,465	$+0,68\%$	135,011	$+0,37\%$
Erregung + OEL mit IEEE-Werten	$CFCT$ [ms]	171,3	$-0,17\%$	128,0	$-0,47\%$
	$\delta_{max}$	121,634	$\pm 0\%$	134,517	$+0,01\%$
Erregung + SCL	$CFCT$ [ms]	171,6	$\pm 0\%$	128,6	$\pm 0\%$
	$\delta_{max}$	121,634	$\pm 0\%$	134,507	$\pm 0\%$
Erregung + PSS	$CFCT$ [ms]	171,6	$\pm 0\%$	128,6	$\pm 0\%$
	$\delta_{max}$	121,634	$\pm 0\%$	134,508	$\pm 0\%$
Erregung inkl. aller Begrenzungsfunktionen	$CFCT$ [ms]	170,1	$-0,87\%$	127,2	$-1,09\%$
	$\delta_{max}$	122,465	$+0,68\%$	135,01	$+0,37\%$

Bei Auswertung der FRT-Fähigkeit beider Erzeugungsanlagen durch Betrachtung der kritischen Fehlerklärungszeit  $CFCT$  und des maximalen Polradwinkels  $\delta_{max}$  bei einer Fehlerklärungszeit von

150 ms für Anlage A und 120 ms für Anlage B ergeben sich die in Tabelle 5.16 aufgelisteten Ergebnisse. Die Tabelle stellt als Vergleichswert die CFCT und  $\delta_{max}$  der jeweiligen Erzeugungsanlage mit modellierter Erregereinrichtung dar. Für Erzeugungsanlage A ist dies das Modell AC9C und für Erzeugungsanlage B das Modell ST4C. Im Vergleich sämtlicher Begrenzungsfunktionen führt einzig die Aktivierung des OELs zu einer Verringerung der CFCT, beziehungsweise zu einer bemerkbaren Auswirkung auf  $\delta_{max}$ . Um den Einfluss der zu den IEEE-Beispielwerten verschieden gesetzten Parameter zu testen, wurde der Einfluss ebenso mit diesen Werten getestet. Dafür wurde für beide Erzeugungsanlagen der maximal thermische Erregerstrom  $I_{lim}$  auf 3 p.u. gesetzt und der maximal instantane Wert des Stroms auf  $I_{inst}$  auf 6 p.u.. Es zeigte sich dadurch zwar für beide Erzeugungsanlagen eine Erhöhung der CFCT, doch die Vergleichswerte wurden damit nicht erreicht. Das durch den OEL gesetzte Limit bestimmt ebenso die CFCT und  $\delta_{max}$  bei gleichzeitiger Aktivierung sämtlicher Begrenzungsfunktionen und PSS, wie Tabelle 5.16 darlegt.

### Einfluss von Turbinenreglern

Der Einfluss des Turbinenreglers und des hydraulischen Modells der Turbine kann mittels des Zeitverlaufs der auf die Generatorwelle übertragenen Turbinenleistung veranschaulicht werden. Während Events am Netz mit resultierender Drehzahländerung, ist dieser Verlauf ohne hinterlegtes Modell des Turbinenreglers und der mechanischen Regelstrecke konstant. Es wird dann in der Kraftwerksregelung keine Rücksicht auf eine Änderung der Drehzahl der Welle genommen.

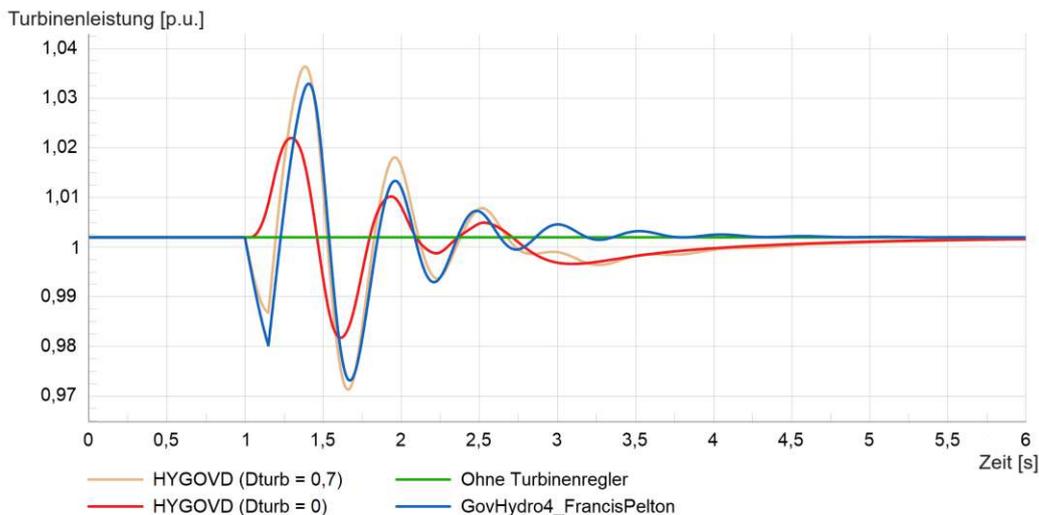


Abbildung 5.19.: Verlauf der Turbinenleistung bei Auftreten eines 3-poligen Kurzschlusses am Netz mit 0 kV Restspannung und Klärung nach 150 ms für die Modelle *HYGOVD* und *GovHydro4\_FrancisPelton* des Turbinenreglers von Erzeugungsanlage A

In Abbildung 5.19 ist die Reaktion der Turbinenreglermodelle *GovHydro4\_FrancisPelton* und *HYGOVD* für Erzeugungsanlage A auf einen 3-poligen Kurzschluss ohne Restspannung mit einer Fehlerklärungszeit  $t_{clear}$  von 150 ms dargestellt. Die in p.u. skalierte y-Achse ist auf die maximale Turbinenleistung von 78,2 MW bezogen. Neben dem Parametersatz für das *HYGOVD*-Modell mit dem Standardwert der Turbinendämpfung  $D_{turb}=0$ , wurde ein weiterer Parametersatz, der sich durch  $D_{turb}=0,7$  unterscheidet, getestet. In Abbildung 5.19 ist ersichtlich, dass die Turbinenleistung beim *HYGOVD*-Modell mit  $D_{turb}=0$  insgesamt weniger stark aussteuert. Direkt nach dem Fehlereintritt steigt die Turbinenleistung an, was unter dem Aspekt des zu diesem Zeitpunkt fehlenden

elektrischen Moments, negative Auswirkungen auf das Stabilitätsverhalten haben muss. Für den Parameterwert  $D_{turb}=0,7$  ähnelt die abgegebene Turbinenleistung während des Kurzschlussereignisses derjenigen des *GovHydro4\_FrancisPelton*-Modells. Vergleichend dazu ist der Verlauf der Turbinenleistung des Modells *GovHydro4\_Kaplan* für Erzeugungsanlage B in Abbildung 5.20 für einen 3-poligen Kurzschluss ohne Restspannung mit  $t_{clear}=120\text{ ms}$  dargestellt. Die y-Achse ist auf die Bemessungswirkleistung von  $P=25,2\text{ MW}$  des Generators bezogen.

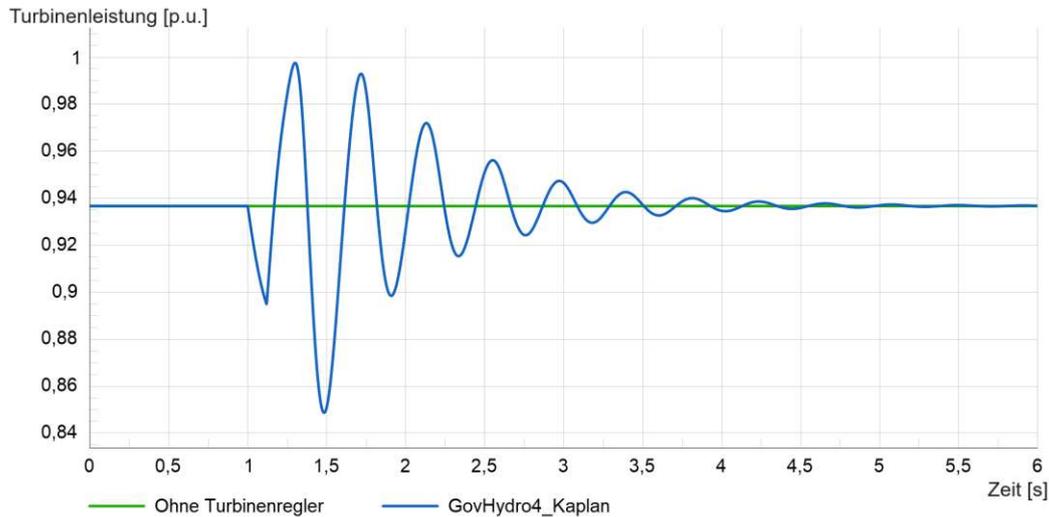


Abbildung 5.20.: Verlauf der Turbinenleistung bei Auftreten eines 3-poligen Kurzschlusses am Netz mit  $0\text{ kV}$  Restspannung und Klärung nach  $120\text{ ms}$  für das Modell *GovHydro4\_Kaplan* des Turbinenreglers von Erzeugungsanlage B

Welche Auswirkung die Modellierung der Turbinenregler auf die FRT-Fähigkeit der Anlagen hat, ist in Tabelle 5.17 veranschaulicht. Für Erzeugungsanlage A wurde das Modell *GovHydro4* gemäß Parametersatz für eine Pelton-Turbine modelliert. Im Modell der Erzeugungsanlage B wurde der Parametersatz für eine Kaplan-Turbine herangezogen. Im Fall der Erzeugungsanlage A, wo das Modell *HYGOVD* gemäß den vom Hersteller übermittelten Parametern mit  $D_{turb}=0$  konfiguriert wurde, zeigt sich, dass sich unterschiedliche Parametersätze sowohl positiv als auch negativ auf die CFCT auswirken können. Während *GovHydro4* und *HYGOVD* mit  $D_{turb}=0,7$  zu einer leichten Verbesserung der CFCT führen, bewirkt *HYGOVD* mit  $D_{turb}=0$  das Gegenteil. Es gilt festzuhalten, dass *GovHydro4* mit Standardwerten konfiguriert wurde und die Parameter nicht speziell für diese Erzeugungsanlage angepasst wurden. Wird zusätzlich das Modell für die Erregung in die Untersuchung mit einbezogen, so treten auch hier gegenteilige Effekte auf. Im Falle von *GovHydro4* sinkt die CFCT inklusive Erregung, im Falle von *HYGOVD* ( $D_{turb}=0$ ) steigt sie an. In Erzeugungsanlage B sind die Effekte bei Modellierung des Turbinenreglers samt Erregung ST4C Variante I (spannungsgespeist) größer, wie der Vergleich der prozentuellen Änderung mit Erzeugungsanlage A zeigt.

### Einfluss der Unschärfe von Betriebsmitteldaten des Generators

Zur Ermittlung des Einflusses einer Unschärfe von Generatordaten, wurden einzelne Parameter um deren Initialwert variiert. Mit Vorsicht zu genießen ist dabei der Aspekt, dass die Vernachlässigung der Abhängigkeit von Betriebsmitteldaten untereinander zu völlig unrealistischen Annahmen führt. Um diesem Aspekt entgegenzuwirken, wurde die Parameterabhängigkeit gemäß Tabelle 3.1 bei Veränderungen einzelner Werte berücksichtigt. Es muss ebenso bedacht werden, dass das Verändern von Betriebsmitteldaten zu anderen Eigenschaften des Betriebsmittels führt. Ziel dieser Betrachtung ist

Tabelle 5.17.: Absolutwerte der  $CFCT$  und von  $\delta_{max}$  bei Berücksichtigung des Turbinenreglers sowie prozentuelle Veränderung im Vergleich zum Referenzfall

		Erzeugungsanlage A	Erzeugungsanlage B		
Referenzfall	$CFCT$ [ms]	171,1		122,9	
	$\delta_{max}$ [°]	121,848		145,271	
GovHydro4	$CFCT$ [ms]	172,8	+0,99%	125,2	+1,87%
	$\delta_{max}$	120,322	-1,25%	139,293	-4,115%
HYGOVD ( $D_{turb}=0$ )	$CFCT$ [ms]	170,2	-0,53%		
	$\delta_{max}$	122,360	+0,42%		
HYGOVD ( $D_{turb}=0,7$ )	$CFCT$ [ms]	172,0	+0,53%		
	$\delta_{max}$	120,778	-0,88%		
GovHydro4 und Erregung	$CFCT$ [ms]	172,3	+0,70%	131,1	+6,67%
	$\delta_{max}$	120,120	-1,42%	130,471	-10,19%
HYGOVD und Erregung	$CFCT$ [ms]	170,6	-0,29%		
	$\delta_{max}$	122,390	+0,44%		
HYGOVD und Erregung ( $D_{turb}=0,7$ )	$CFCT$ [ms]	172,4	+0,76%		
	$\delta_{max}$	120,751	-1,05%		

die Ermittlung, welche Betriebsmitteldaten den größten Einfluss auf die FRT-Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen haben und dementsprechend in hoher Genauigkeit vorliegen müssen. Die gemäß Tabelle 3.1 in erster Näherung voneinander unabhängigen Betriebsmitteldaten von Schenkelpolmaschinen und deren Auswirkung auf die  $CFCT$  sind für Erzeugungsanlage A mit einer relativen Änderung vom 0,8-fachen bis zum 1,2-fachen des ursprünglichen Werts in Abbildung 5.21 dargestellt. Die Größe dieser Veränderungen liegt im realistischen Bereich gemäß der in Tabelle 3.1 angegebenen Wertebereiche. Als Ausgangsszenario zur Ermittlung der  $CFCT$  dient der Referenzfall ohne modelliertem

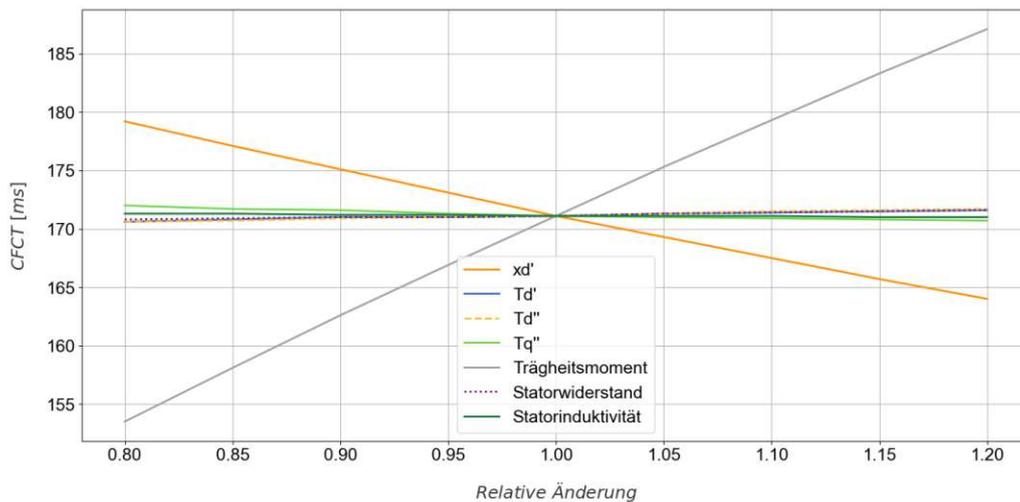


Abbildung 5.21.: Kritische Fehlerklärungszeit  $CFCT$  bei einem 3-poligen Kurzschluss am Netzanschlusspunkt und Restspannung  $0\text{ kV}$  in Abhängigkeit der Unschärfe diverser Betriebsmitteldaten der Schenkelpolmaschine in Erzeugungsanlage A

Erregersystem und ohne Turbinenregler. Abbildung 5.21 zeigt, dass die CFCT die größte Sensitivität auf das Trägheitsmoment im Generatormodell aufweist. Ein Vernachlässigen des Trägheitsmoments der Turbine im Generatormodell führt zur Verringerung des Gesamtträgheitsmoments und zu pessimistischeren Werten der CFCT. FRT-Simulationen wären somit auf der sicheren Seite. Für Erzeugungsanlage A bedeutet die Vernachlässigung des Turbinenträgheitsmoments der Turbine von  $4,1 t \cdot m^2$  eine Verringerung der CFCT von  $171,1 ms$  auf  $168,5 ms$ . In Erzeugungsanlage B ergibt sich bei alleiniger Betrachtung des Generatorträgheitsmoments durch Vernachlässigung des Turbinenträgheitsmoments von  $105,2538 t \cdot m^2$  eine CFCT von  $110,6 ms$  (inklusive Turbinenträgheitsmoment:  $122,9 ms$ ). Gemäß Abbildung 5.21 ist die möglichst exakte Angabe der transienten Reaktanz  $x'_d$  ebenso wichtig, da großer Einfluss auf die CFCT gegeben ist. Wird  $x'_d$  zu klein angenommen, führt dies zu eher optimistischen Betrachtungen. Die weiters in der Abbildung ersichtlichen Betriebsmitteldaten weisen zwar ebenso Einfluss auf die CFCT auf, aber in geringerer Größenordnung. Für Erzeugungsanlage B konnten Ergebnisse im gleichen Ausmaß ermittelt werden.

In Abbildung 5.22 und Abbildung 5.23 ist die CFCT über den laut Tabelle 3.1 möglichen Wertebereichen der Betriebsmittelwerte  $x_d$ ,  $x_q$ ,  $x''_d$  und  $x''_q$  der Synchronmaschine in Erzeugungsanlage A dargestellt.  $x_d$  erstreckt sich über einen Bereich von 0,8 bis 1,2 und  $x_q$  ist durch den Bereich  $0,5 \cdot x_d$  bis  $0,7 \cdot x_d$  ermittelt worden. In den Abbildungen rot markiert sind die gemäß Herstellerinformationen tatsächlichen Werte. Der Wert für die subtransiente Reaktanz  $x''_d$  liegt außerhalb des als realistisch angegebenen Wertebereichs der Literatur in Tabelle 3.1.

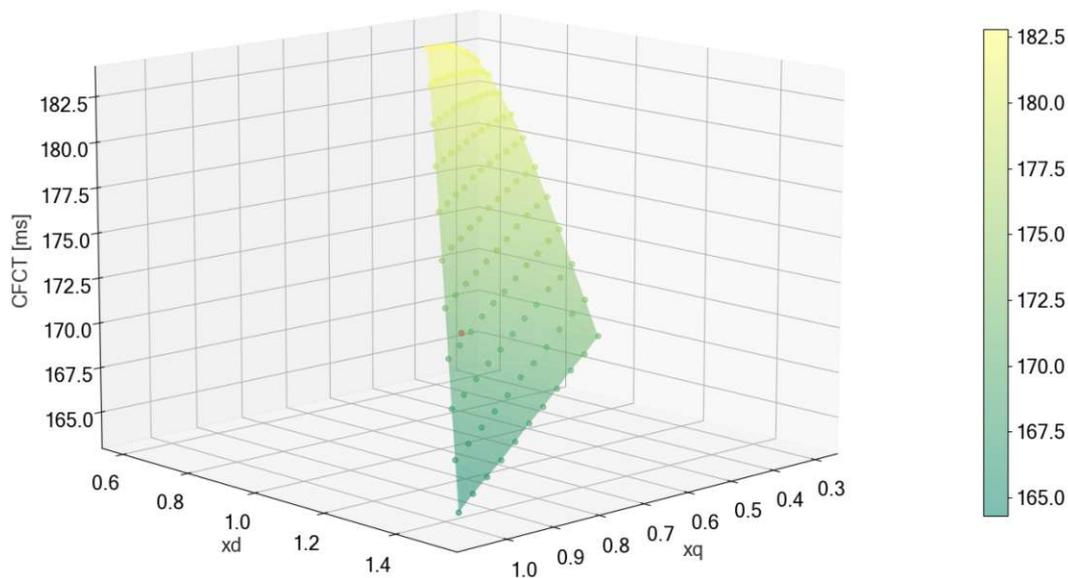


Abbildung 5.22.: Kritische Fehlerklärungszeit bei Variation der Betriebsmittelgrößen  $x_d$  und  $x_q$  der Synchronmaschine von Erzeugungsanlage A unter Berücksichtigung der untereinander vorhandenen Abhängigkeit und Ausnutzung der vollen Wertebereiche gemäß Tabelle 3.1

Eine Vergrößerung des Trägheitsmoments führt zu einer stärker werdenden Differenz der Performance verschiedener Erregermodelle, wie Abbildung 5.24 für Erzeugungsanlage A verdeutlicht. Der dargestellte Zusammenhang lässt vermuten, dass bezüglich FRT-Fähigkeit gut abschneidende Erregungen noch mehr von Maschinen mit hohen Trägheitskonstanten profitieren. Beim geringsten untersuchten Trägheitsmoment beträgt die Differenz der CFCT  $7,1 ms$  zwischen dem Fall ohne und der am besten abschneidenden Erregung ST4C Variante II. Aus dieser Differenz werden  $10,1 ms$  beim größten untersuchten Trägheitsmoment. Dies erklärt die abweichenden Ergebnisse zu den Simulations-

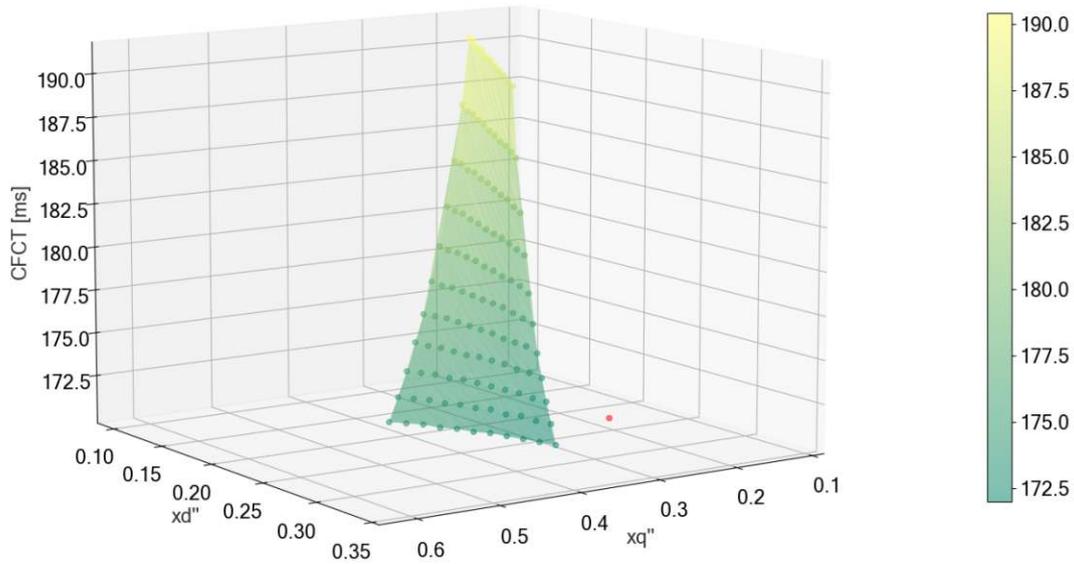


Abbildung 5.23.: Kritische Fehlerklärungszeit bei Variation der Betriebsmittelgrößen  $x_d''$  und  $x_q''$  der Synchronmaschine von Erzeugungsanlage A unter Berücksichtigung der untereinander vorhandenen Abhängigkeit und Ausnutzung der vollen Wertebereiche gemäß Tabelle 3.1

ergebnissen in S. 10 [23], wo eine Gasturbine mit höherem Trägheitsmoment modelliert wurde. Die Verbesserung der CFCT durch zusätzliche Modellierung der Erregung in S. 10 [23] fiel stärker aus als in dieser Arbeit beobachtet. Für Erzeugungsanlage B zeigt sich ein ähnliches Ergebnis in Abbildung 5.25. Der Gap der CFCT zwischen ST4C Variante II und dem Modell ohne Erregung beträgt beim geringsten untersuchten Trägheitsmoment  $8,8\text{ ms}$  und beim höchsten Trägheitsmoment  $13,1\text{ ms}$ . Für beide untersuchten Anlagen bestätigt sich die Beeinflussung der Performance-Unterschiede verschiedener Erregungen durch das Trägheitsmoment.

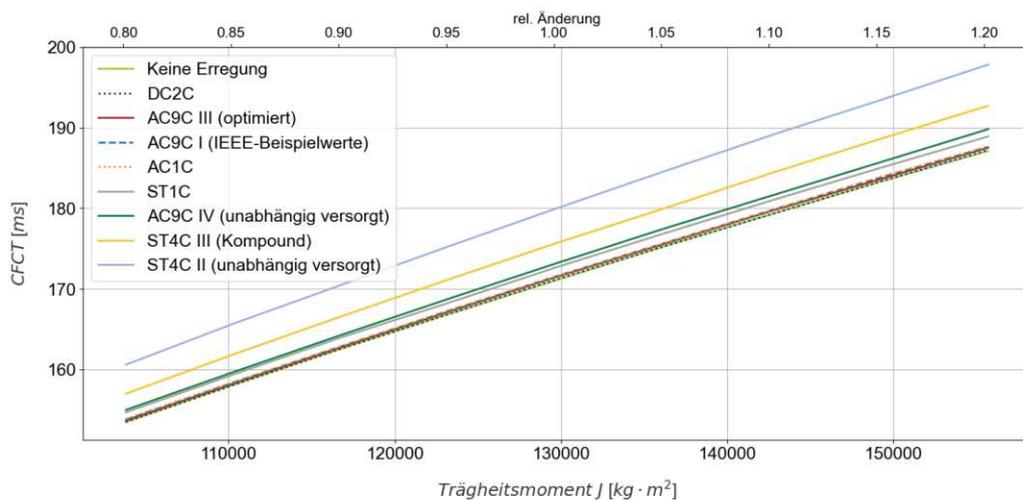


Abbildung 5.24.: Kritische Fehlerklärungszeit  $CFCT$  bei variierendem Trägheitsmoment der Synchronmaschine in Erzeugungsanlage A für verschiedene Erregermodelle

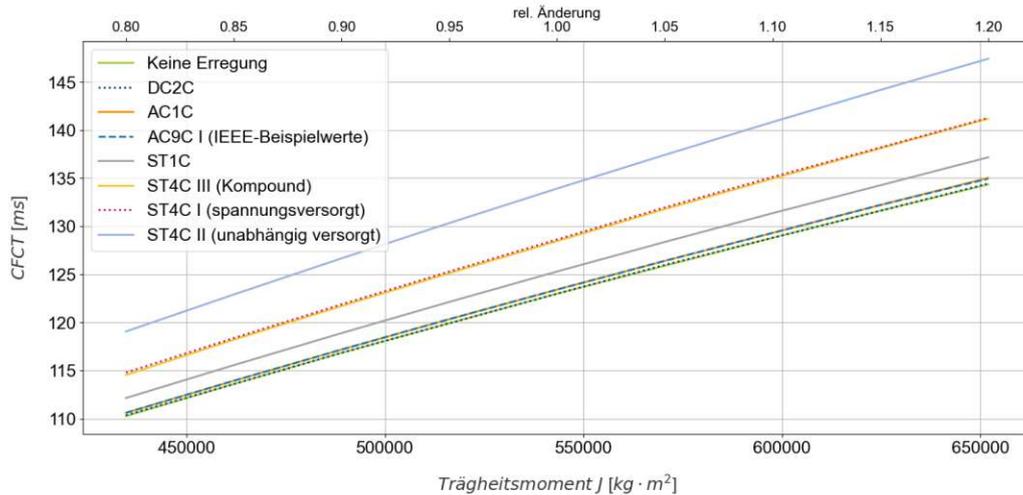


Abbildung 5.25.: Kritische Fehlerklärungszeit  $CFCT$  bei variierendem Trägheitsmoment aller Synchronmaschinen an einem Block in Erzeugungsanlage B für verschiedene Erregermodelle

### Einfluss durch den automatischen Stufensteller

Sowohl in Erzeugungsanlage A als auch Erzeugungsanlage B hilft die Möglichkeit der automatischen Verstellung der Transformatorstufen, Spannungsbandverletzungen an den Generatorklemmen zu vermeiden bei Gewährung des laut TOR Erzeuger Typ D S. 31 [28] geforderten Spannungsbereichs am NAP hinsichtlich statischer Spannungshaltung. Der OLTC hat Einfluss auf die ermittelten stationären Werte des Erregerbedarfs  $I_f$  und den stationären Polradwinkel  $\delta_{stat}$ , wie in Tabelle 5.18 dargelegt. Aufgrund der durch den OLTC unterspannungsseitig möglichst auf den Bemessungswert geregelten Spannung, liegen der Erregerstrom  $I_f$  und der stationäre Polradwinkel  $\delta_{stat}$  wertmäßig in einem engeren Bereich und der Einfluss des stationären Betriebszustands des Generators von der Spannung am NAP wird geringer.

In Abbildung 5.26 ist der Einfluss des Transformators mit Laststufenschalter (OLTC) auf die

Tabelle 5.18.: Stationärer Polradwinkel  $\delta_{stat}$ , notwendiger Erregerstrom  $I_f$  und  $CFCT$  in Abhängigkeit der Spannung am NAP für Erzeugungsanlage A ohne Modell der Erregereinrichtung unter Berücksichtigung des OLTC bei voller Wirkleistungseinspeisung und Blindleistung gleich  $0\text{ Mvar}$

$U_{NAP}$		$U_{Term}$		$P$	$Q$	$TapPosition$	$I_f$	$\delta_{stat}$	$CFCT$
[kV]	[p.u.]	[kV]	[p.u.]	[MW]	[Mvar]		[p.u.]	[°]	[ms]
93,50	0,850	11,6	0,93	78,2	0	-13	1,50	46,19	165,8
99,00	0,900	12,3	0,99	78,2	0	-13	1,54	41,44	178,7
104,50	0,950	12,2	0,97	78,2	0	-7	1,53	42,41	176,1
110,00	1,000	12,1	0,97	78,2	0	-2	1,53	42,51	175,7
115,50	1,050	12,5	1,00	78,2	0	0	1,55	40,23	181,8
121,00	1,100	12,8	1,03	78,2	0	2	1,57	38,18	187,3
122,98	1,118	12,7	1,01	78,2	0	5	1,56	39,18	184,5
126,50	1,150	12,8	1,02	78,2	0	7	1,57	38,48	186,3

FRT-Fähigkeit von Erzeugungsanlage A dargestellt. Die Abbildung fasst die Erkenntnisse aus Tabelle 5.3 und Tabelle 5.18 zusammen und zeigt, wie sich der Einsatz des OLTC für unterschiedliche am NAP vorherrschende Spannungen auswirkt. Aufgrund der Erkenntnis aus Tabelle 5.3, dass sich höhere Spannungen positiv auf die CFCT auswirken, zeigt der OLTC eine Beeinflussung in beide Richtungen. Für niedrigere Spannungen erhöht sich die CFCT der Erzeugungsanlage, während für höhere Spannungen geringere Werte der CFCT auftreten, da durch den Regler des Laststufenschalters versucht wird eine möglichst konstante Spannung an den Generatorklemmen zu halten.

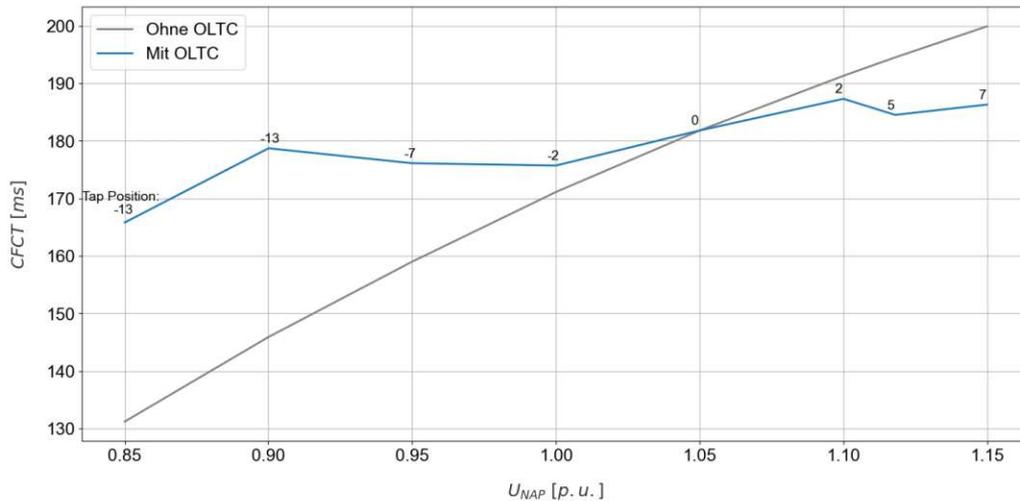


Abbildung 5.26.: Einfluss des automatischen Stufenstellers auf die  $CFCT$  bei einem 3-poligen Fehler am Netzanschlusspunkt ohne Restspannung in Erzeugungsanlage A für unterschiedliche Spannungen am Netzanschlusspunkt in p.u.

Bei Betrachtung der kritischen Fehlerklärungszeit  $CFCT$  in unterschiedlichen Betriebspunkten mit maximaler Wirkleistungseinspeisung und variierender Blindleistungseinspeisung in Abbildung 5.27, zeigt sich ein erheblicher Anstieg der  $CFCT$  durch die korrekte Modellierung des OLTCs in den negativen Bereichen der Blindleistungseinspeisung. Während im maximal untererregten Betrieb nur durch Einsatz des von den Generatorklemmen unabhängig versorgten Modells IEEE ST4C Variante II die Einhaltung einer kritischen Fehlerklärungszeit von  $150\text{ms}$  annähernd gegeben war, ist dies nun für sämtliche Modelle möglich. In der Nähe des maximal übererregten Betriebs führt der OLTC zu leicht niedrigeren Werten der  $CFCT$ . Weiters ist in der Abbildung erkennbar, dass die Synchronmaschinen durch den OLTC in der Lage sind, mehr negative Blindleistung einzuspeisen. Dies ist durch die vom OLTC angehobene Spannung begründbar, welche durch das spannungsabhängige PQ-Diagramm der Generatoren die Fähigkeit zur Blindleistungseinspeisung begrenzt hat. Im laut TOR Erzeuger Typ D [28] für FRT-Analysen zu untersuchenden Betriebspunkt bei  $0\text{Mvar}$  wächst die  $CFCT$  durch den OLTC für jede modellierte Erregereinrichtung um  $4,2$  bis  $4,6\text{ms}$  an.

### Einfluss der Kenndaten des Transformators und des externen Netzes

Unter ähnlichem Betrachtungsaspekt wie die Unschärfe der Generatordaten ist der Einfluss der Betriebsmitteldaten des Transformators und des Modells für das externe Netz untersucht worden. Abbildung 5.28 zeigt den Einfluss der wichtigsten Parameter des Transformators und des externen Netzes am Netzanschlusspunkt auf die  $CFCT$  der Erzeugungsanlage A bei einem 3-poligen Kurzschluss ohne Restspannung. Es ist deutlich erkennbar, dass sowohl die Kurzschlussspannung des Transformators, welche repräsentativ für die Längsimpedanz des Transformators ist, als auch

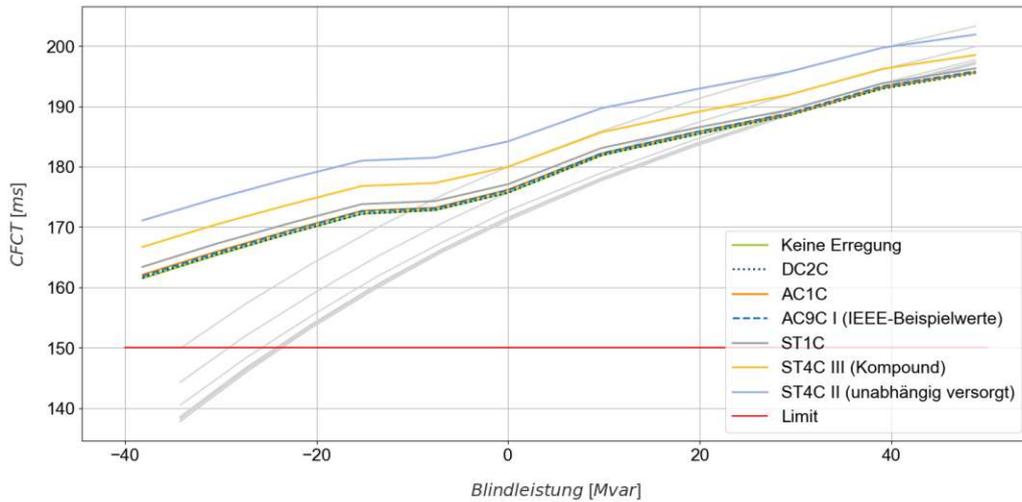


Abbildung 5.27.: Einfluss des automatischen Stufenstellers auf die  $CFCT$  bei einem 3-poligen Fehler am Netzanschlusspunkt ohne Restspannung für unterschiedliche Erregermodelle in Erzeugungsanlage A unter variabler Blindleistungseinspeisung und maximaler Wirkleistungseinspeisung; sortiert nach aufsteigender Reihenfolge der  $CFCT$

die minimale Kurzschlussleistung des Netzes großen Einfluss aufweisen. Für Erzeugungsanlage B gilt die in Abbildung 5.29 dargestellte Abhängigkeit der  $CFCT$  von den gleichen Parametern für Transformator und Netz. Die relative Änderung der Kurzschlussleistung des Netzes ergibt eine geringere Beeinflussung der  $CFCT$  beim Vergleich mit Erzeugungsanlage A in Abbildung 5.28, sowohl für die Verringerung als auch die Erhöhung des Werts. Für die restlichen Parameter gelten die gleichen Aussagen in Erzeugungsanlage B wie auch für Erzeugungsanlage A.

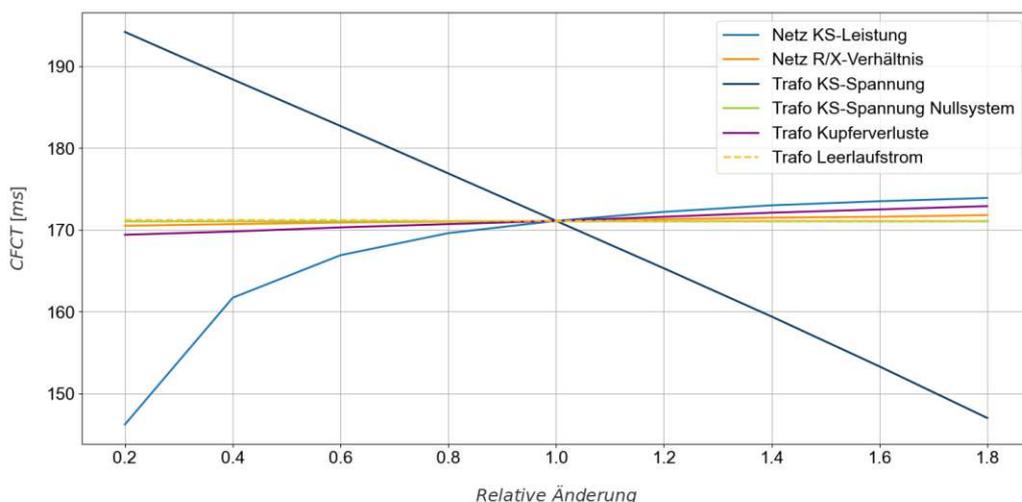


Abbildung 5.28.: Einfluss von Betriebsmitteldaten des Transformators und Netzparametern am Netzanschlusspunkt auf die  $CFCT$  bei einem 3-poligen Kurzschluss ohne Restspannung für Erzeugungsanlage A

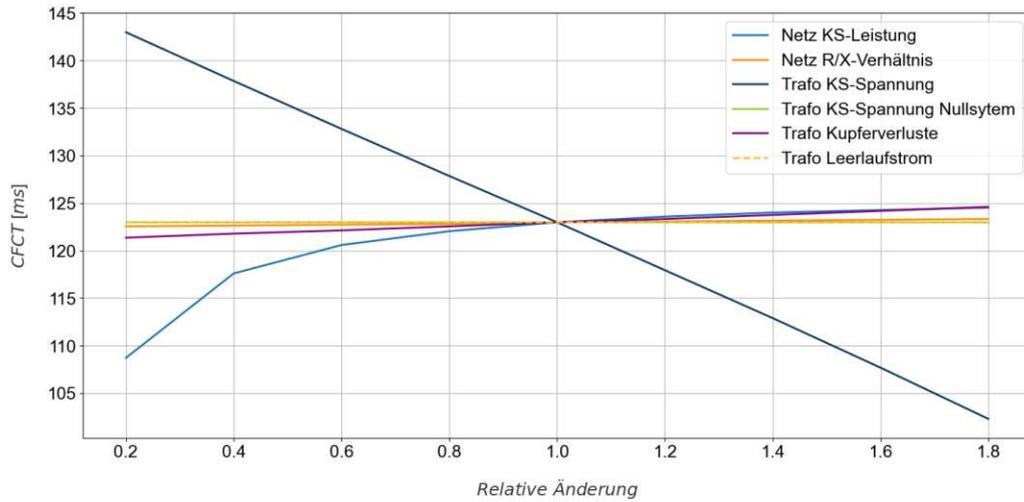


Abbildung 5.29.: Einfluss von Betriebsmitteldaten des Transformators und Netzparametern am Netzanschlusspunkt auf die  $CFCT$  bei einem 3-poligen Kurzschluss ohne Restspannung für Erzeugungsanlage B

Da die Eisenverluste der Transformatoren in beiden Anlagen mit  $0\text{ kW}$  aufgrund der verfügbaren Datenlage modelliert wurden, ist eine relative Änderung dieser Parameterwerte für die Untersuchung nicht zielführend. Gemäß S.141 [45] sind die Eisenverluste beim Kurzschluss den Kupferverlusten gegenüber vernachlässigbar. Dies bestätigt sich durch den kaum vorhandenen Einfluss auf die  $CFCT$  bei einem 3-poligen Kurzschluss am Netzanschlusspunkt, wie Tabelle 5.19 zeigt.

Tabelle 5.19.: Kritische Fehlerklärungszeit  $CFCT$  und maximaler Polradwinkel  $\delta_{max}$  bei festgelegter Fehlerklärungszeit  $t_{clear}$  bei Unschärfe der Transformator-Eisenverluste und 3-poligem Kurzschluss ohne Restspannung am Netzanschlusspunkt

		Erzeugungsanlage A	Erzeugungsanlage B
$P_{FE} = 0\text{ kW}$	$CFCT$ [ms]	171,1	122,9
	$\delta_{max}$ [°]	121,848	145,271
$P_{FE} = 50\text{ kW}$	$CFCT$ [ms]	171,2	122,9
	$\delta_{max}$ [°]	121,84	145,26
$P_{FE} = 100\text{ kW}$	$CFCT$ [ms]	171,2	122,9
	$\delta_{max}$ [°]	121,822	145,249
$P_{FE} = 150\text{ kW}$	$CFCT$ [ms]	171,2	122,9
	$\delta_{max}$ [°]	121,816	145,239

Abbildung 5.30 veranschaulicht zusammenfassend die Parameter einer Erzeugungsanlage, deren Unschärfe die größte relative Veränderung der  $CFCT$  bewirken. Am wichtigsten ist demzufolge die möglichst exakte Angabe des Trägheitsmoments  $J$  von Generator und Turbine dessen 1,2-facher Wert bereits einen annähernd 1,1-fachen Wert der  $CFCT$  ergibt. Neben den elektrischen Parametern  $x'_d$ ,  $x_q$ ,  $x''_d$ ,  $x''_q$  und  $x_d$  des Generators sind mit der Kurzschlussspannung  $u_k$  und der Kurzschlussleistung  $S_k$  auch Modellierungsdaten des Transformators und des Netzes am Netzanschlusspunkt relevant für die korrekte Ermittlung der FRT-Fähigkeit. Während eine Abweichung der Parameter  $J$ ,  $x''_q$  und  $S_k$

nach oben zu optimistischen Werten der CFCT führt, weisen die restlichen Parameter gegenteiligen Einfluss auf. Hier führt die Unschärfe nach unten zu einer zu optimistisch eingeschätzten CFCT.

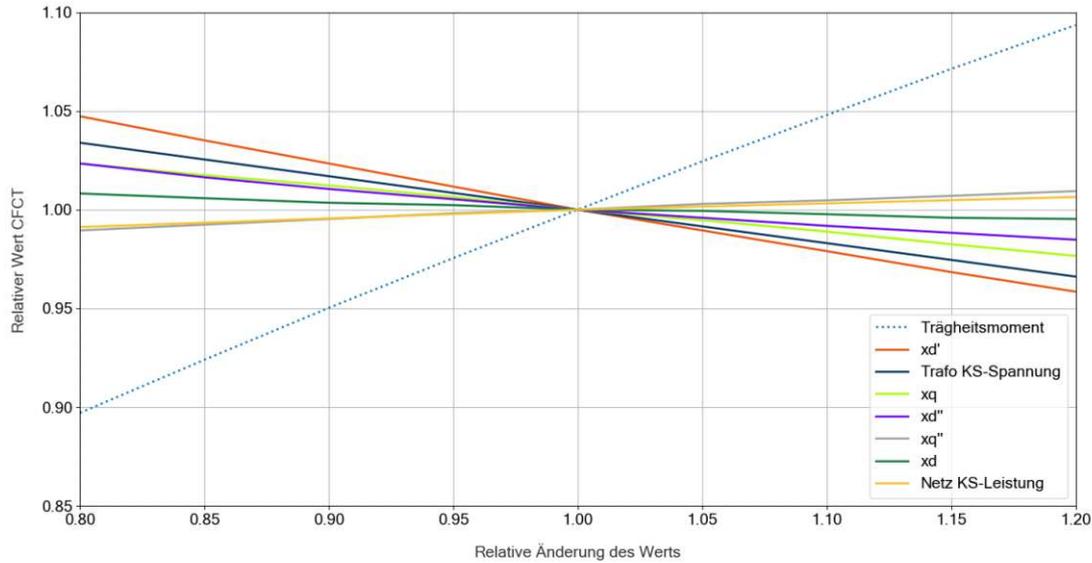


Abbildung 5.30.: Relative Änderung der CFCT in Abhängigkeit von der Unschärfe der Kenndaten modellierter Kraftwerkskomponenten von Erzeugungsanlage A

## 5.2. Blindleistungsfähigkeit bei Maximalkapazität

Zur Beurteilung der Blindleistungskapazität einer Erzeugungsanlage (EZA) werden im Folgenden die Einflüsse zweier Komponenten, die des Transformators und die des Generators, einer EZA in

Tabelle 5.20.: Schein- [MVA], Wirk- [MW] und Blindleistung [Mvar] unter- und oberspannungsseitig des Blocktransformators der Erzeugungsanlage A sowie Blindleistungsbedarf des Transformators [Mvar] in Abhängigkeit des Generatorbetriebspunkts

$S_{us,Tr}$	$P_{us,Tr}$	$Q_{us,Tr}$	$S_{os,Tr}$	$P_{os,Tr}$	$Q_{os,Tr}$	Blindleistungsbedarf	Anmerkung
85,36	78,20	-34,22	91,08	78,02	-47,00	12,78	maximal untererregt
70,94	58,65	-39,9	76,25	58,52	-48,88	8,98	
61,34	39,10	-47,26	66,74	39,00	-54,16	6,90	
63,13	19,55	-60,03	70,43	19,44	-67,69	7,66	
78,20	78,20	0,00	78,65	78,10	9,60	9,60	ohne Blindleistungseinspeisung/ -bezug
58,65	58,65	0,00	58,82	58,57	5,38	5,38	
39,10	39,10	0,00	39,14	39,07	2,44	2,44	
19,55	19,55	0,00	19,55	19,54	0,68	0,68	
92,16	78,20	48,76	86,46	78,04	37,22	11,54	Maximal übererregt
80,99	58,65	55,58	75,13	58,53	47,11	8,47	
71,57	39,10	59,95	65,96	39,00	53,19	6,76	
65,10	19,55	62,09	59,78	19,47	56,52	5,57	

Lastfluss-Simulationen untersucht. Vorerst wird in diesem Abschnitt auf allgemeine Gegebenheiten eingegangen, während später speziell auf die modellierten Anlagen Bezug genommen wird.

Der Blindleistungsbedarf eines Transformators hängt von dessen Auslastung ab. Es zählt die über den Transformator übertragene Scheinleistung. In Tabelle 5.20 ist der Bedarf an Blindleistung des Blocktransformators aus Erzeugungsanlage A in Abhängigkeit der unterspannungsseitig durch den Generator eingespeisten Scheinleistung dargestellt. Je größer die übertragene Scheinleistung, desto höher der Blindleistungsbedarf des Transformators.

Die von der Turbine erbrachte Wirkleistung als maximale Leistung der EZA unter Berücksichtigung des Generatorwirkungsgrads zeigt aufgrund dieser Gegebenheit zweierlei Einfluss. Einerseits ist sie maßgeblich für den Blindleistungsbedarf des Transformators und andererseits bestimmt sie die Fähigkeit, Blindleistung bereitzustellen durch den Generator aufgrund dessen Leistungsdiagramms.

Ebenso ist ein spannungsabhängiger Einfluss des Transformators gegeben wie in Tabelle 5.21 dargestellt. Je niedriger die Spannung am NAP vorgegeben wird, desto höher wird der Blindleistungsbedarf des Transformators bei gleichbleibendem Betriebspunkt des Generators. Im Diagramm der Blindleistungskapazität macht sich dies unmittelbar als geneigte Grenzlinie der maximal und minimal möglichen Blindleistung der Anlage bemerkbar.

Tabelle 5.21.: Schein- [MVA], Wirk- [MW] und Blindleistung [Mvar] unterspannungsseitig des Blocktransformators der Erzeugungsanlage A sowie Blindleistungsbedarf des Transformators [Mvar] in Abhängigkeit der Netzspannung [kV]

$S_{us,Tr}$	$P_{us,Tr}$	$Q_{us,Tr}$	$U_{NAP}$	Blindleistungsbedarf	Anmerkung
85,36	78,20	-34,22	121 kV (1,1 p.u.)	10,31	maximal untererregt
85,36	78,20	-34,22	110 kV (1 p.u.)	12,78	
85,36	78,20	-34,22	99 kV (0,9 p.u.)	16,38	
85,36	78,20	-34,22	96,2 kV (0,875 p.u.)	17,57	
92,16	78,20	48,76	121 kV (1,1 p.u.)	9,75	maximal übererregt
92,16	78,20	48,76	110 kV (1 p.u.)	11,54	
92,16	78,20	48,76	99 kV (0,9 p.u.)	13,88	
92,16	78,20	48,76	96,2 kV (0,875 p.u.)	14,57	

Das Diagramm in Abbildung 5.31 zeigt die Fähigkeit einer EZA Blindleistung am Netzanschlusspunkt (NAP) bereitzustellen in Abhängigkeit des Spannungsniveaus am NAP. Die Blindleistung aufgetragen auf der x-Achse ist auf die maximal eingespeiste Wirkleistung der EZA am NAP bezogen. Die y-Achse entspricht der Spannung am NAP, bezogen auf die Nennspannung.

Abbildung 5.31 stellt in oranger Linie, welche zum Teil von der gelben und der grauen Linie überdeckt ist, die maximal und minimal durch die EZA bereitstellbare Blindleistung am NAP inklusive spannungsabhängigem Blindleistungsbedarf des Transformators dar. Als am meisten kritischer Punkt stellt sich jener bei maximaler Übererregung des Generators und maximaler Unterspannung am NAP dar. Im dargestellten Diagramm als orange markierter Fall ist, nur zur Demonstration, weder die Einhaltung der Spannungsgrenzen am Generator noch eine Überlastungsgrenze des Transformators aktiviert. Ebenso ist das rein für Nennspannung geltende, nicht spannungsabhängige Leistungsdiagramm im Generator hinterlegt. Wird bei der Modellierung berücksichtigt, dass das Leistungsdiagramm spannungsabhängig sein kann (siehe Abbildung 4.2), führt dies in diesem Fall zu einer weiteren Einschränkung und zum in Gelb dargestellten Fall. Wird bei der modellierten EZA der Generator maximal untererregt betrieben, so senkt sich die Spannung an den Generatorklemmen auf einen Wert von unter 1 p.u.. Die Fähigkeit des Generators Blindleistung zu liefern

ist dann nur inklusive spannungsabhängigem Leistungsdiagramm des Generators korrekt berücksichtigt und wird bei Unterspannung weiter eingeschränkt. Bei Berücksichtigung der einzuhaltenden Spannungsgrenzen und unter Vernachlässigung der Spannungsabhängigkeit im Leistungsdiagramm ergibt sich der in Grau dargestellte Fall. Dies macht in dieser EZA die Notwendigkeit des OLTC sichtbar. Der Generator kann gemäß Vorgaben nicht ausreichend Blindleistung liefern ohne eine Spannungsbandverletzung an den Generatorklemmen zu verursachen.

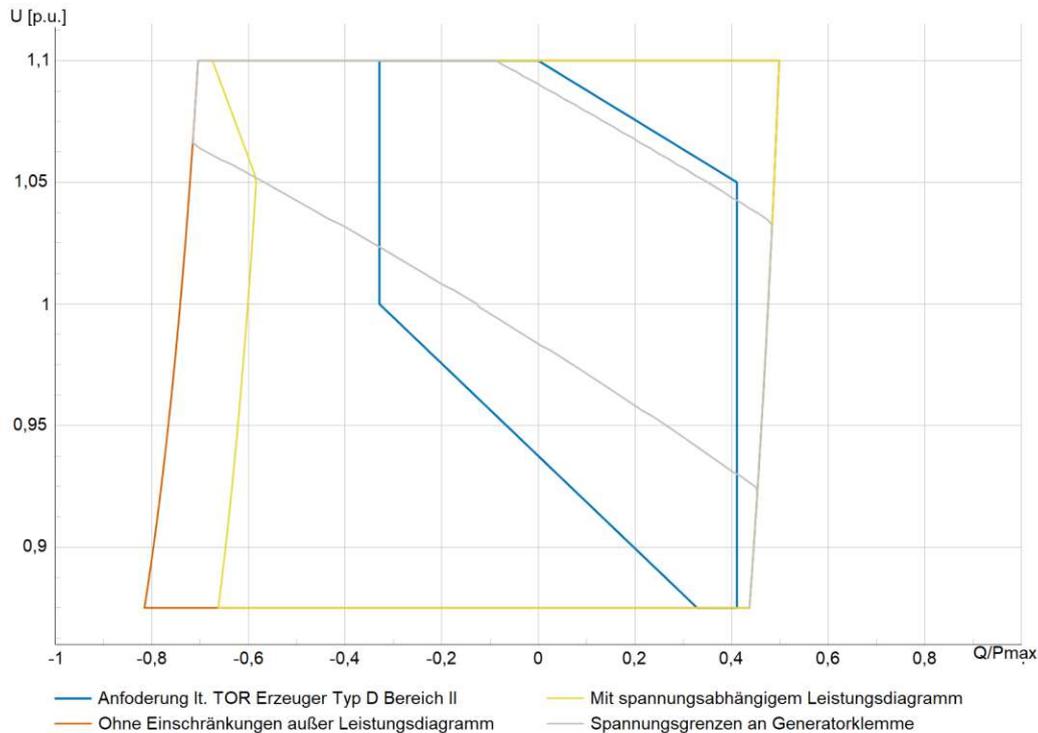


Abbildung 5.31.: Darstellung verschiedener allgemeine Einflüsse auf die Blindleistungskapazität für Erzeugungsanlage A

Im Allgemeinen ist das korrekte Einstellen der Transformatorstufenstellung relevant, um das korrekte Verhalten der Anlage zu simulieren. Diese Gegebenheit ist in Abbildung 5.32 dargestellt. Ausgehend vom Fall der korrekt berücksichtigten Spannungsbandgrenzen an den Generatorklemmen aus der vorigen Betrachtung in Grau, verschiebt sich der Blindleistungsbereich bei Wahl der Stufenstellerposition +1 nach oben (siehe violett punktierte Linie). Bei einer Stufenstellerposition von  $-1$  verschiebt sich der Blindleistungsbereich nach unten (siehe grün strichlierte Linie). Die Größe der Verschiebung nach oben oder unten ist bestimmt durch die Zusatzspannung des Stufenstellers zwischen den einzelnen Stufenstellungen, welche gemäß Designdaten des Transformators gilt. Gilt für bestimmte EZAs eine vereinbarte Versorgungsspannung am NAP, so ist auch diese in die Betrachtung mit einzubeziehen und bewirkt eine Verschiebung nach oben oder unten, sollte sie von den üblichen Netzspannungsebenen abweichen.

Die Belastbarkeit eines Transformators kann in Abhängigkeit von dessen Überlastfähigkeit in zweierlei Hinsicht zur Ermittlung des Blindleistungskapazität einer Anlage modelliert werden. Ist der Transformator zum Generator bezüglich Bemessungsscheinleistung unterdimensioniert kann die maximale unterspannungsseitige Scheinleistung des Transformators als Grenze angesehen werden. Hierzu muss das Leistungsdiagramm im Generator so angepasst werden, dass die maximale Scheinleistung in Form des Kreisbogens der Bemessungsscheinleistung des Transformators entspricht. Dies führt zu einer weiteren Einschränkung der Blindleistungskapazität der Gesamtanlage. Da dies in

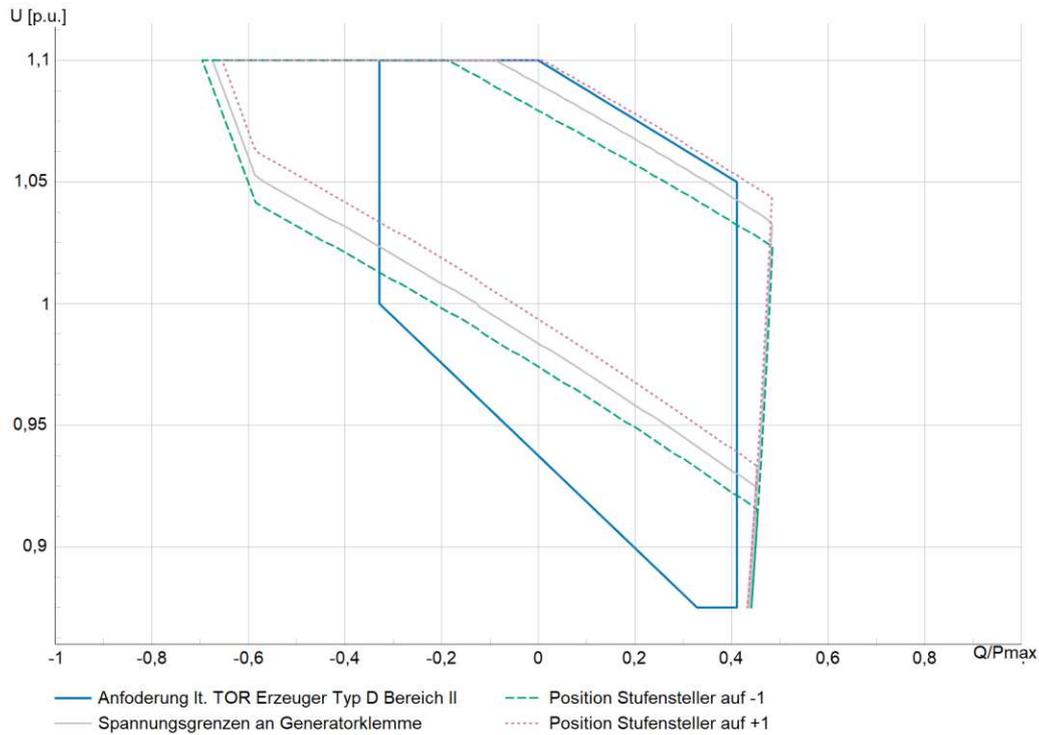


Abbildung 5.32.: Darstellung der Auswirkung der Position des Stufenstellers auf die Blindleistungskapazität für Erzeugungsanlage A

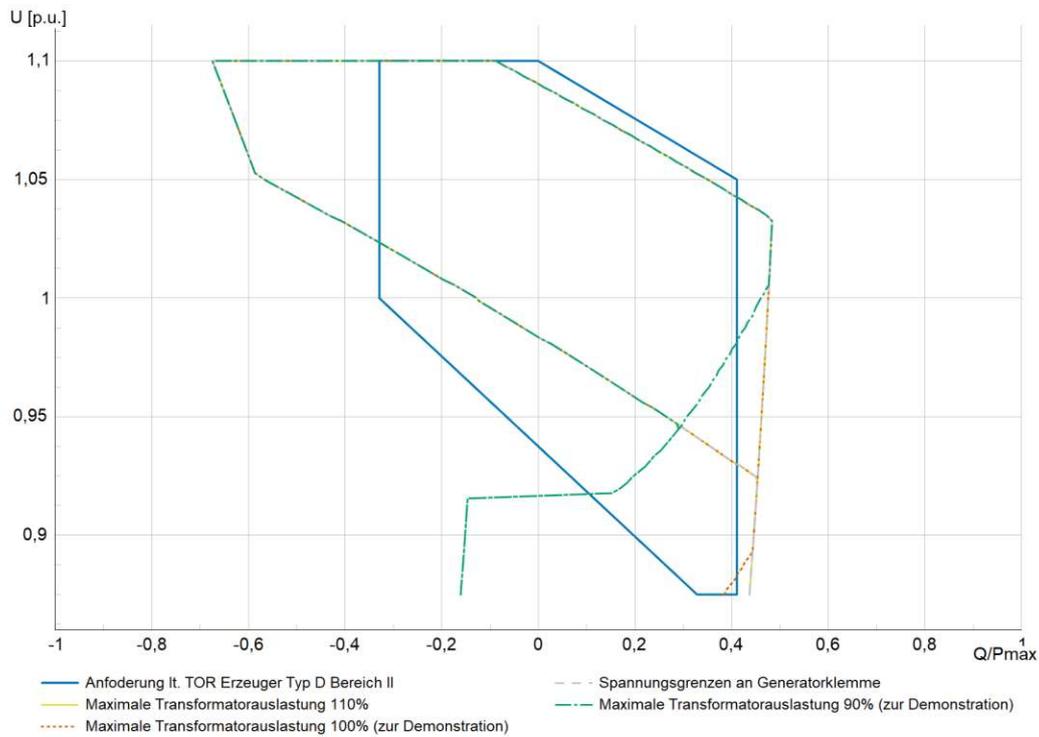


Abbildung 5.33.: Darstellung der Auswirkung der maximalen Auslastung des Transformators auf die Blindleistungskapazität für Erzeugungsanlage A

beiden herangezogenen Anlagen nicht der Fall ist, und der Transformator bezüglich dessen Scheinleistung ausreichend groß dimensioniert ist, wird an dieser Stelle darauf verzichtet den Transformator zur Darstellung dieser Gegebenheit im Modell künstlich zu verkleinern.

Ist der Transformator überlastfähig, so wird die Auslastung des Transformators als maximaler unterspannungsseitiger Strom bezogen auf den unterspannungsseitigen Nennstrom in Prozent angegeben. Wird die Überlastfähigkeit berücksichtigt kann dies in Abhängigkeit der Auslegungsverhältnisse der Anlage zu Einschränkungen bei der Blindleistungskapazität führen. Diese Angabe als Einschränkung des maximal erlaubten unterspannungsseitigen Stroms äußert sich wie in Abbildung 5.33 dargestellt. Eine Auslastung des Transformators mit 110 % bewirkt keinen Unterschied für Erzeugungsanlage A. Die Unterspannungsdurchführung des Transformators ist bezüglich Stromtragfähigkeit ausreichend groß dimensioniert, um zu keinen Blindleistungseinbußen zu führen, falls ein maximaler Strom von 110 % möglich ist. Wird rein für Demonstrationszwecke die maximale Auslastung mit 100 % und 90 % angegeben, so äußert sich das in Form einer Verkleinerung der Blindleistungskapazität der Anlage wie in Abbildung 5.33 dargestellt. Je nach Auslegung von Generator und Transformator kann es in unterschiedlichen Konstellationen bereits bei einer maximalen Auslastung von 110 % zu Einbußen kommen, wie es hier erst bei 90 % der Fall ist. Weitere Einschnitte bei der maximalen Auslastung des Transformators können auch im maximal untererregten Bereich des Diagramms (negative Blindleistung) zu Einschnitten bei der Blindleistungskapazität führen.

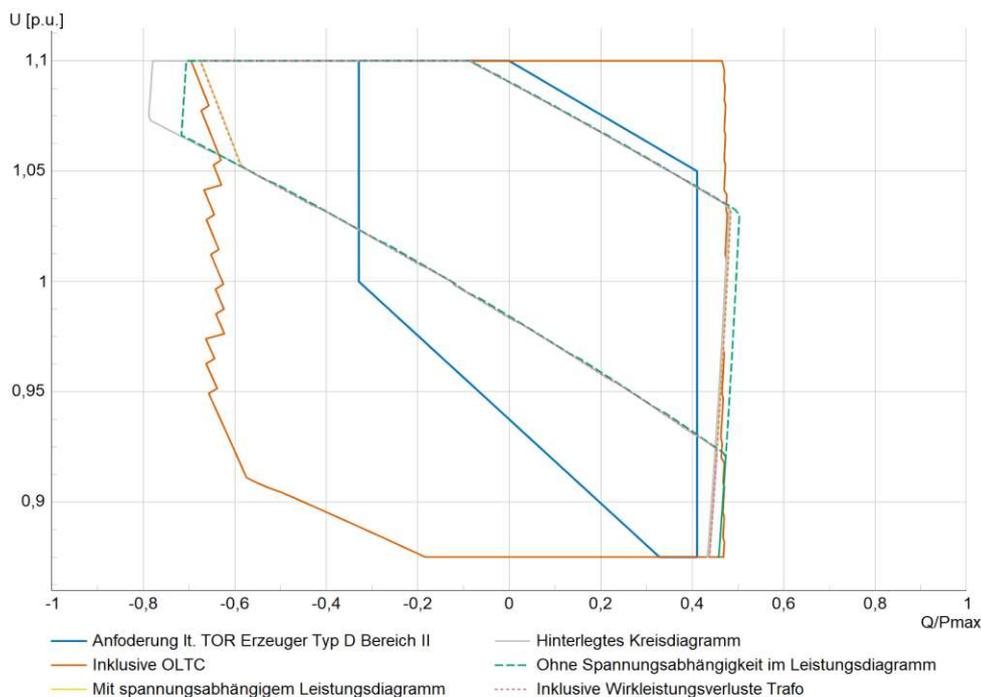


Abbildung 5.34.: Anforderung an die Blindleistungskapazität einer Typ D Stromerzeugungsanlage und Darstellung dieser für Erzeugungsanlage A unter Berücksichtigung verschiedener Modellierungsvarianten

Zusammengefasst zeigen die dargestellten Kurven des  $U/Q$ -Diagramms der Erzeugungsanlage A in Abbildung 5.34 Unterschiede der zugrundeliegenden Modellierung der EZA. Die farblichen Darstellungen stehen dabei in keinem Zusammenhang mit den Abbildungen zuvor. In Blau ist die Anforderung gemäß TOR Erzeuger Typ D S. 32 [28] dargestellt. Es gilt Bereich II, da keine gesonderte Vereinbarung diesbezüglich getroffen wurde. Annähernd deckungsgleich zeigen sich der gelbe, grüne und violette Bereich. Gelb dargestellt ist der Fall, bei dem das spannungsabhängige

Leistungsdiagramm in der Synchronmaschine hinterlegt ist. Der grüne Fall vernachlässigt die Spannungsabhängigkeit. Wie bereits in Abbildung 4.9 erkennbar, liegt bei der eingestellten Wirkleistung im übererregten Betrieb keine Spannungsabhängigkeit vor. Die Wirkleistungsverluste des Transformators äußern sich zu gering, um einen wesentlichen Einfluss zur Veränderung des violetten Bereichs beizutragen, wenn die Wirkleistungsverluste bei Erzeugung des Diagramms in die x-Achse mit einfließen. Die eingespeiste Wirkleistung des Generators, abzüglich der Wirkleistungsverluste des Transformators, ergeben die am NAP vorherrschende Wirkleistung, die als Bezugsleistung der x-Achse zur Erstellung des U/Q-Diagramms anstelle der maximal unterspannungsseitig eingespeisten Wirkleistung herangezogen werden kann. Die Blindleistungsfähigkeit der Anlage steigt, falls der Synchronmaschine ein reines Kreisdiagramm als Leistungsdiagramm hinterlegt wird, wie der grau eingezeichnete Bereich zeigt. Die bisher beschriebenen Bereiche würden den geforderten Bereich nicht erfüllen. Wird der OLTC korrekt modelliert, so ergibt sich der orange Bereich, welcher den geforderten Bereich übertrifft und somit den Anforderungen genügt.

Bei Betrachtung des Diagramms für Erzeugungsanlage B in Abbildung 5.35 werden kleine Unterschiede verglichen zu Anlage A ersichtlich. Es zeigt sich die Auswirkung des größeren Spannungsstellbereichs ( $-0,9 \text{ p.u.}$  bis  $1,08 \text{ p.u.}$ ) der Generatoren. Ohne OLTC ist die Anlage beinahe in der Lage, die Anforderungen zu erfüllen. Die Wirkleistung der Turbine liegt bei dieser Anlage im übererregten Bereich im spannungsabhängigen Teil des Leistungsdiagramms. Es ergeben sich auch übererregt Unterschiede (gelber Bereich) zum Fall mit vernachlässigter Spannungsabhängigkeit im Leistungsdiagramm (grüner Bereich). Der grüne und graue Bereich sind deckungsgleich, weil die Turbinenleistung bei Vernachlässigung der Spannungsabhängigkeit am Kreisdiagramm zu liegen kommt. Inklusive Wirkleistungsverluste des Transformators ergibt sich anstelle von  $70,5 \text{ MW}$  am NAP die Leistung von  $70,26 \text{ MW}$ . Wird diese Leistung beim Konstruieren des Diagramms herangezogen, so zeigt sich eine vernachlässigbar erhöhte Blindleistungskapazität durch den Vergleich des gelben und des violetten Bereichs.

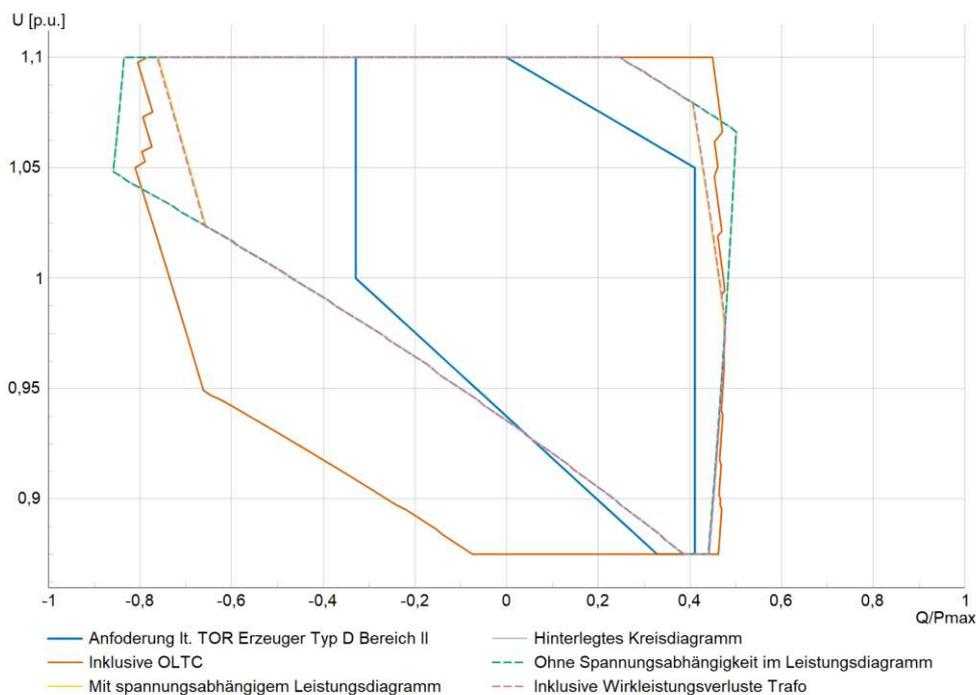


Abbildung 5.35.: Anforderung an die Blindleistungskapazität einer Typ D Stromerzeugungsanlage und Darstellung dieser für Erzeugungsanlage B unter Berücksichtigung verschiedener Modellierungsvarianten

# 6. Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit erfolgte die Modellierung zweier Stromerzeugungsanlagen in PowerFactory. Es handelt sich um Wasserkraftwerke mit synchronen Schenkelpolmaschinen. Gegenstand der Untersuchung war der Einfluss der Modellierungstiefe, der Parameterwahl und der Betriebsmittelunschärfen auf die gemäß der RKS-AT nachzuweisende FRT-Fähigkeit und auf die Blindleistungskapazität der Anlagen. Die Simulationen zur Analyse der FRT-Fähigkeit erfolgten mithilfe dynamischer RMS-Simulationen. Die quantitative Bewertung der FRT-Fähigkeit wurde mittels der CFCT und des maximalen Polradwinkels  $\delta_{max}$  bei festgelegter Fehlerklärungszeit  $t_{clear}$  bewerkstelligt. Es lässt sich aus den Ergebnissen schlussfolgern, dass  $\delta_{max}$  dann höhere Werte aufweist, wenn die CFCT niedrigere Werte besitzt.

## Vorfehlerzustand

Durch die Simulationsergebnisse wurde gezeigt, dass der durch die TOR definierte Vorfehlerzustand bereits enge Grenzen für den Bereich der resultierenden Werte der CFCT setzt. Nicht außer Acht zu lassen ist für die Beurteilung unter Einfluss des Vorfehlerzustands die Häufigkeit des Auftretens bestimmter Betriebspunkte einer EZA und das tatsächliche Spannungsniveau am Netzanschlusspunkt der zu beurteilenden Anlage. Der untererregte Betrieb stellt sich als kritischer bezogen auf die FRT-Fähigkeit von Anlagen dar, kommt jedoch in Kombination mit Nennspannung am NAP sehr selten vor. Die Reduzierung der erzeugten elektrischen Wirkleistung führte zu einer Vergrößerung der CFCT über den gesamten möglichen Blindleistungsbereich der Anlagen. Die Variation der Spannung am NAP von 0,85 *p.u.* bis 1,15 *p.u.* wurde beim gemäß TOR vorgegebenen Betriebspunkt ( $P = P_{max}$  und  $Q = 0 \text{ Mvar}$ ) unter Berücksichtigung des OLTC im Modell untersucht. Die CFCT erreichte weniger kritische Werte bei maximaler Überspannung am NAP.

## Simulations- und Modellparameter

Wurden die dynamischen Simulationen mittels EMT-Simulationen durchgeführt, so erhöhte sich die CFCT im Vergleich zu RMS-Simulationen um 8-10 *ms*. Durch Änderungen am Generatormodell durch Berücksichtigung des Back-Swing Effekts, Vernachlässigung der Sättigung, Berücksichtigung der Drehzahlabweichung und korrekte Berechnung der Zeitkonstanten war je nach Änderung eine Steigerung der CFCT um bis zu 12 *ms* möglich.

## Berücksichtigte Modelle

In beiden Erzeugungsanlagen führten statische Erregungen zu höheren Werten der CFCT im Vergleich zu rotierenden Erregungen. Von den Generatorklemmen unabhängig versorgte Erregungen wiesen im Vergleich zu denjenigen, die den Netzschwankungen unterliegen ebenso höhere Werte der CFCT auf. Durch unterschiedliche Erregermodelle konnte die kritische Fehlerklärungszeit der Erzeugungsanlage A um 10 *ms* erhöht werden und diejenige für Erzeugungsanlage B bis zu 11 *ms*. Am kritischsten stellte sich der Fall ohne modelliertes Erregersystem dar.

Durch verschiedenste Begrenzungsfunktionen der Erregersysteme wurden unterschiedliche Einflüsse auf die FRT-Fähigkeit ausgeübt. Während der Untererregungsbegrenzer (UEL), der Statorstrombegrenzer (SCL) und das Pendeldämpfungsgerät (PSS) keine Auswirkung auf die CFCT aufwiesen,

verursachte der Übererregungsbegrenzer (OEL) eine leichte Verringerung der CFCT. Die Parameter des maximalen thermischen und maximal kurzzeitigen Stroms, welche im Übererregungsbegrenzer gesetzt werden können, zeigten Einfluss auf die Ergebnisse.

Die Implementierung von Turbinenreglern führte entgegen der Aussagen der Literatur zu einem, wenn auch geringen, Unterschied bezüglich FRT-Fähigkeit der Anlagen. Aus den Ergebnissen wird der Schluss gezogen, dass diese sich positiv auf die CFCT auswirken. Für Erzeugungsanlage A wurden verschiedene Modelle für Turbinenregler getestet. Eine Berücksichtigung der Turbinendämpfung stellte sich im Modell *HYGOVD* als relevant heraus, um nicht negative Effekte auf das Verhalten der Anlage zu bewirken.

### Parameterwahl der Modelle

Für die Wahl der Parameter der jeweiligen Funktionsblöcke in Erregermodellen lässt sich Folgendes aus den Simulationsergebnissen zusammenfassen. Unterschiede bezüglich des Einflusses stellten sich je nach Modell und Parameter verschieden groß dar.

- Für Parameter von Reglern wie z.B. eines PID-Reglers oder Verstärkungsfaktoren (zum Beispiel  $K_a$  in den Modellen *AC1C*, *DC2C* und *ST1C* oder die Parameter  $K_{pr}$  und  $K_{ir}$  in *ST4C* und *AC9C*) gilt: Diese Parameter hatten innerhalb realistischer Parameterbereiche geringen Einfluss auf die CFCT. Mit Ausnahme des Modells *ST4C* lag die Schwankungsbreite der CFCT unter 2 ms bei Parametervariation. Im Modell *ST4C* zeigten sich die Ausreißer nach unten bei den getesteten minimalen Parameterwerten.
- Für Parameter der Feedbackschleifen zur Signalstabilisierung (üblicherweise die Parameter der Verstärkungsfaktoren  $K_f$  oder  $K_g$  und die Zeitkonstanten  $T_f$  oder  $T_g$  in sämtlichen Modellen) gilt: Hier gab es für das Modell *AC9C* eine Maximalgrenze für  $K_f$ , die zu einem Einbruch der CFCT führte. Im Modell *ST4C* lag die Schwankungsbreite der CFCT bei 16,3 ms durch Variation dieser Werte.
- Für die FRT-Fähigkeit stellte sich die Obergrenze von Signalbegrenzungen als maßgeblich heraus. Unterhalb für jede Begrenzung individueller Werte führten maximale Signalbegrenzungen zum Sinken der sonst meist konstanten CFCT.
- Für Lead-Lag Blöcke zur Dämpfung transienter Schwingungen (oft beschrieben durch die Parameter  $T_b$  und  $T_c$ ) gilt: Diese Parameterwerte wiesen sich als unkritisch in Bezug auf die FRT-Fähigkeit aus. Lediglich beim Modell *ST1C* führten minimale Werte von  $T_b$  zu minimalen Werten der CFCT.
- Parameter zur Festlegung der Deckenspannung im Modell *ST4C* wirkten sich ebenso einschränkend auf die CFCT aus. Vom 1,5-fachen Wert der Deckenspannung bezogen auf die Nennerregerspannung bis zum 4-fachen Wert betrug die Differenz der CFCT 5,2 ms.

### Unschärfe der Betriebsmitteldaten

Unter diesem Gesichtspunkt wurden Parameter ermittelt, auf welche die FRT-Fähigkeit hohe Sensitivität aufweist, zum Beispiel an erster Stelle das Trägheitsmoment  $J$  des Generators. Auch die

- transiente Reaktanz der Längsachse  $x'_d$ ,
- die Kurzschlussspannung des Transformators  $u_k$ ,
- die synchrone Reaktanz der Querachse  $x_q$ ,

- die subtransiente Reaktanz der Längsachse  $x_d''$ ,
- die subtransiente Reaktanz der Querachse  $x_q''$ ,
- die synchrone Reaktanz der Längsachse  $x_d$  und
- die minimale Kurzschlussleistung des Netzes  $S_{k,min}$

wirkten sich, nach Ausmaß in absteigender Reihenfolge sortiert, auf die CFCT aus.

Sowohl die Modelle für die Erregung als auch für den Turbinenregler samt Turbine beeinflussen die kritische Fehlerklärungszeit. Mit den in Kapitel 4 erläuterten Beispielkonfigurationen zeigten beide Komponenten einen positiven Einfluss auf die CFCT. Zudem zeigte sich eine kleine Abhängigkeit der CFCT vom Übererregungsbegrenzer und dessen Parametern. Parameterveränderungen in Erregermodellen weisen je nach Parameter ebenso Effekte auf die CFCT auf. Erreichen bestimmte Parameter stark von den IEEE-Beispielwerten abweichende Werte oder Extremwerte, so können sich durchaus große negative Beeinflussungen der CFCT ergeben. Generell kann gesagt werden, dass bei Modellierung der Anlage ohne Erregung und Turbinenregler, die CFCT-Werte tendenziell zu niedrig berechnet werden. Die gewünschte Modellierungsgenauigkeit ist jedoch gewiss entsprechend dem Einsatzzweck der Modelle zu bestimmen.

### Blindleistungsfähigkeit bei Maximalkapazität

Im Rahmen der Untersuchungen zur Blindleistungskapazität von Anlagen konnte gezeigt werden, dass die Notwendigkeit zur Implementierung des OLTC stark vom erlaubten Spannungsstellbereich des Generators abhängig ist. Die Ermittlung der exakten Wirkleistung am Netzanschlusspunkt abzüglich Wirkleistungsverluste des Transformators zeigte nur wenig Einfluss auf die Blindleistungskapazität der Anlagen. Vor allem in Anlagen ohne OLTC machten sich Unterschiede der Blindleistungskapazität durch das hinterlegte Leistungsdiagramm des Generators bemerkbar. Der kritischste Fall wurde ohne OLTC und inklusive spannungsabhängigem Leistungsdiagramm erreicht. Nicht außer Acht zu lassen ist die Einschränkung der Blindleistungskapazität welche sich aufgrund des Transformators ergibt. Einerseits ist dessen belastungsabhängiger und spannungsabhängiger Blindleistungsbedarf gegeben. Andererseits ist die Überlastfähigkeit des Transformators eine Eigenschaft, welche sich einschränkend auf die Blindleistungskapazität auswirken kann.

### Ausblick

Die untersuchten Aspekte dieser Arbeit beschränken sich auf synchrone Schenkelpolmaschinen. Um aus den in dieser Arbeit gezogenen Schlüsse allgemeinere Aussagen treffen zu können, wäre eine Untersuchung hinsichtlich FRT-Fähigkeit für synchrone Vollpolmaschinen in ähnlichem Ausmaß durchaus von Interesse. Es wurde die Sensitivität der CFCT auf Parameterwerte in Erregermodellen untersucht. In ähnlicher Tiefe ist das Untersuchen für Parameter in Begrenzungsfunktionen der Erregung sowie Parameter des Turbinenreglers von Interesse. In dieser Arbeit nicht berücksichtigt wurde die Variation der Parameter für das Modell der Erregermaschine in DC- und AC-Erregungen, was ebenso eine weitere spannende Untersuchung darstellen könnte. Für einen weiteren Vergleich der unterschiedlichen Erregermodelle würde sich ein Fehlerfall mit Restspannung zu dem in der Arbeit betrachteten Extremfall ohne Restspannung eignen.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# A. Hard- und Software Spezifikationen

Die Spezifikation der Hardware zur Durchführung der Simulationen und Auswertungen ist in Tabelle A.1 ersichtlich. Die eingesetzte Software ist in Tabelle A.2 aufgelistet. Zudem beinhaltet die Tabelle die eingesetzten Python-Bibliotheken inklusive der jeweiligen Version.

Tabelle A.1.: Spezifikation der Systemhardware

<b>Hardware</b>	
Prozessor	Intel(R) Core(TM) i5-10400H CPU @ 2.60GHz 2.59 GHz
Grafikkarte	Integrated Intel UHD Graphics, NVIDIA GeForce MX250 (2GB, GDDR5)
Chipset	Intel WM490 (10th Generation)
RAM	16,0 GB
Systemtyp	64-Bit-Betriebssystem, x64-basierter Prozessor

Tabelle A.2.: Eingesetzte Software

<b>Software</b>	
Betriebssystem-Edition	Windows 10 Enterprise
Betriebssystem-Version	22H2
Simulationssoftware	DIgSILENT PowerFactory 2022 - SP5
Python-Version	Python 3.11.7
Python-Bibliotheken	Matplotlib 3.8.2 Numpy 1.26.4 Seaborn 0.13.2



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

## B. Python-Code zur automatisierten Auswertung in PowerFactory

Folgender Code ermöglicht die automatisierte Ermittlung der kritischen Fehlerklärungszeit mittels Python. Der Code wurde im Inline-Editor von PowerFactory verfasst. Als Ausgangsbasis diente ein DPL-Skript von DiGSILENT zur Ermittlung der CFCT [48]. Bei Anlagen mit mehreren modellierten Stromerzeugungseinheiten ist durch eine Erweiterung des Codes das automatische Durchschalten sämtlicher Stromerzeugungseinheiten möglich. Dies ist hilfreich, wenn zum Beispiel unterschiedliche Erregereinrichtungen einer Anlage bei einmaliger Ausführung des Skripts ausgewertet werden sollen. Dazu muss die Benennung der Leistungsschalter nach einem vorgegebenen Schema erfolgen.

```

1 import powerfactory
2 import re
3 import csv
4 from datetime import datetime
5 from collections import deque
6 import math
7 import ast
8
9 # ----- OUT OF STEP DETECTION
10 def calc_outOfStep(generators):
11     outofstep = 0
12     for generator in generators:
13         outofstep = generator.GetAttribute('s:outofstep')
14         if outofstep == 1:
15             app.PrintPlain("\tGenerator außer Tritt!")
16             return 1
17     return 0
18
19 # ----- SET CLEAR TIME
20 def set_ClearTime(switchEvent, iElm, cleartype, tclear):
21     if iElm == 0:
22         switchEvent.SetAttribute('time', tclear)
23     else:
24         if cleartype == 1:
25             events = switchEvent.GetContents('Trip_Elm*.EvtSwitch')
26             for event in events:
27                 event.SetAttribute('time', tclear)
28         else:
29             switchEvent.SetAttribute('time', tclear)
30
31 # ----- MAX PHI
32 def calc_MaxPhi(switchEvent, iElm, cleartype, maxPhiTime, ActiveGen):
33     comInc.SetAttribute("iopt_sample", 0)
34     app.PrintPlain("Starte Max. Phi Berechnung...")
35     set_ClearTime(switchEvent, iElm, cleartype, maxPhiTime)
36     app.PrintPlain("Max.
       Polradwinkel für tclear="+str(round(maxPhiTime*1000,2))+ "ms (tmin)")
  
```

```

37     resVar = comInc.GetAttribute("p_resvar")
38     app.EchoOff()
39     comInc.Execute()
40     comSim.Execute()
41     app.EchoOn()
42     resVar.Load()
43     col = resVar.FindColumn(ActiveGen, "c:firel")
44     maxphi = resVar.FindMaxInColumn(col)
45     comInc.SetAttribute("iopt_sample", 1)
46     return maxphi[1]
47
48 # ----- VARYING Q
49 def variateQ(actP, minTclear, switchEvent
50             , Tsim, allGenerators, ClearType, maxTclear, tstep, cfct_set, qstep):
51     qmin = -300
52     qmax = 300
53     q = qmin
54     app.EchoOff()
55     initqval = allGenerators[0].GetAttribute('qgini')
56     for generator in allGenerators:
57         generator.SetAttribute('qgini', -99999)
58     comLdf.Execute()
59     qmin = round(allGenerators[0].GetAttribute('Qmin_a'), 3)
60     q = qmax
61     for generator in allGenerators:
62         generator.SetAttribute('qgini', 99999)
63     comLdf.Execute()
64     qmax = round(allGenerators[0].GetAttribute('Qmax_a'), 3)
65     app.EchoOn()
66
67     interval_ltNull = (0-qmin)/(qstep/2)
68     interval_gtNull = (qmax-0)/(qstep/2)
69
70     for i in range(0, int(qstep/2), 1):
71         currentQ = round(qmin+i*interval_ltNull, 2)
72         app.PrintPlain("Q="+str(currentQ)+"Mvar; P="+str(actP)+"MW")
73         for generator in allGenerators:
74             generator.SetAttribute('qgini', currentQ)
75         calcCfct = calc_CFCT(minTclear,
76                             1, switchEvent, Tsim, allGenerators, ClearType, maxTclear, tstep)
77         calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi
78                             (switchEvent, 1, ClearType, maxPhiTime, allGenerators[0]), 3)
79         cfct_set.addValuePhi(actP, currentQ, calcCfct, calcMaxPhi)
80     for i in range(0, int(qstep/2)+1, 1):
81         currentQ = round(0+i*interval_gtNull, 2)
82         app.PrintPlain("Q="+str(currentQ)+"Mvar; P="+str(actP)+"MW")
83         for generator in allGenerators:
84             generator.SetAttribute('qgini', currentQ)
85         calcCfct = calc_CFCT(minTclear,
86                             1, switchEvent, Tsim, allGenerators, ClearType, maxTclear, tstep)
87         calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi
88                             (switchEvent, 1, ClearType, maxPhiTime, allGenerators[0]), 3)
89         cfct_set.addValuePhi(actP, currentQ, calcCfct, calcMaxPhi)
90     for generator in allGenerators:
91         generator.SetAttribute('qgini', initqval)

```

---

```

88 # ----- CRITICAL FAULT TIME
89 # In Python verfasst mithilfe des Beispiels aus PowerFactory in DSL
90 def calc_CFCT
    (tmin, iElm, switchEvent, Tsim, generators, cleartype, tmax, dtmax):
91     tcrit = -1
92     instable = 0
93
94     app.PrintPlain("Starte CFCT Berechnung...")
95     tclear = tmin
96     set_ClearTime(switchEvent, iElm, cleartype, tclear)
97     app.PrintPlain(
        "CFCT-Berechnung für tclear="+str(round(tclear*1000,2))+ "ms (tmin)")
98     app.EchoOff()
99     comInc.Execute()
100    comSim.Execute()
101    app.EchoOn()
102    tend = comSim.GetSimulationTime()
103    if Tsim>tend+0.1: #Simulation von Simulation Scan gestoppt
104        instable = 1
105    else:
106        instable = calc_outOfStep(generators)
107    if instable == 1:
108        tcrit = tmin
109        app.PrintWarn
            ("Für Tmin="+str(tclear)+"s ist der Generator bereits instabil")
110    else:
111        ts = tmin
112
113    tclear = tmax
114    set_ClearTime(switchEvent, iElm, cleartype, tclear)
115    app.PrintPlain(
        "CFCT-Berechnung für tclear="+str(round(tclear*1000,2))+ "ms (tmax)")
116    app.EchoOff()
117    comInc.Execute()
118    comSim.Execute()
119    app.EchoOn()
120    instable = calc_outOfStep(generators)
121
122    if instable == 0:
123        tcrit = tmax
124        app.
            PrintWarn("Für Tmax="+str(tmax)+"s ist die Simulaton noch stabil")
125    else:
126        ti = tmax
127
128    iter = 0
129    if tcrit < 0:
130        app.PrintPlain("\nKritische Fehler-kklärungszeit
            liegt im angegebenen Bereich. Beginne exakte Bestimmung...")
131        while ti-ts>dtmax:
132            iter = iter + 1
133            tclear = (ts+ti)/2
134            set_ClearTime(switchEvent, iElm, cleartype, tclear)
135            app.PrintPlain("CFCT-Berechnung fü
                r tclear="+str(round(tclear*1000,2))+ "ms, Iteration "+str(iter))
136            app.EchoOff()
  
```

```

137     comInc.Execute()
138     comSim.Execute()
139     app.EchoOn()
140     tend = comSim.GetSimulationTime()
141     if Tsim>tend+0.1:
142         instable = 1
143     else:
144         instable = calc_outOfStep(generators)
145     if instable == 1:
146         ti = tclear
147     else:
148         ts = tclear
149     tcrit = ts
150     set_ClearTime(switchEvent, iElm, clearType, tclear)
151     app.PrintInfo("Kritische Fehlerklärungszeit
152     nach "+str(Iter)+" Iterationen ist "+str(round(tcrit*1000,3))+ "ms")
153     return round(tcrit*1000,3)
154 # ----- MAIN SCRIPT
155 # Wert-Definition
156 ClearType = 0
157 maxPhiTime = 0.12
158 minTclear = 0.1
159 maxTclear = 0.8
160 Tstart = -0.1
161 Tsim = 10
162 tstep = 0.0001
163 qstep = 10
164 paramstep = 10
165 pstep = qstep
166 exciterModels = []
167
168 now = datetime.now()
169 date_time = now.strftime("%Y%m%d_%H%M%S")
170 filename = r"C:\TEMP\results_"+str(date_time)+".csv"
171
172 app = powerfactory.GetApplication()
173 app.SetUserBreakEnabled(0)
174 app.ClearOutputWindow()
175 script = app.GetCurrentScript()
176
177 app.PrintInfo("Skript gestartet")
178
179 #Prüfen ob aktiviertes Projekt
180 proj = app.GetActiveProject()
181 if proj is None:
182     app.PrintError("Kein aktiviertes Projekt")
183     exit(-1)
184
185 # Berechnung kritischer Fehlerklärungszeit
186 app.PrintPlain(' _____ ')
187 app.PrintPlain(' _____KRITISCHE FEHLERKLÄRUNGSZEITEN_____ ')
188 app.PrintPlain(' _____ ')
189 ks_ort = proj.GetContents('Netzanschlusspunkt.ElmTerm', 1)[0]
190 if ks_ort is None:

```

```

191     app.PrintError("Keine Sammelschiene mit dem
192         Namen <Netzanschlusspunkt> als Ort für den Kurzschluss gefunden!")
193     exit(-1)
194 app.PrintPlain("Ort für den Kurzschluss: "+str(ks_ort))
195
196 gen_sammelschienen = proj.GetContents('Terminal_*', 1)
197 if gen_sammelschienen is None:
198     app.PrintError
199         ("Keine Sammelschiene mit dem Namen <Terminal_*> gefunden!")
200     exit(-1)
201 app.PrintPlain("Generatorsammelschienen: "+str(gen_sammelschienen))
202
203 comInc = app.GetFromStudyCase("ComInc")
204 comSim = app.GetFromStudyCase("ComSim")
205 comLdf = app.GetFromStudyCase("ComLdf")
206 app.PrintInfo(str(comInc)+" "+str(comSim))
207
208 iScan = comInc.GetAttribute("iopt_simscn")
209 iOptSample = comInc.GetAttribute("iopt_sample")
210 comInc.SetAttribute("iopt_sample", 1) # Sub-Sampling für Resultate ein
211 iSample = comInc.GetAttribute("mult_out")
212 comInc.SetAttribute
213     ("mult_out", 99999999) # während Simulation nichts aufzeichnen
214 comInc.SetAttribute("iopt_simscn", 0) # Simulations Scan ausschalten
215 Tstart_old = comInc.GetAttribute("tstart")
216 Tstop_old = comSim.GetAttribute("tstop")
217 comInc.SetAttribute("tstart", Tstart)
218 comSim.SetAttribute("tstop", Tsim)
219 dt = comInc.GetAttribute("dtgrd")
220 comInc.SetAttribute("iopt_locref", 1) # Lokale Referenz
221 comInc.SetAttribute("iopt_outofstep
222     ", 0) # Out-Of-Step erkennen wenn firel diesen Wert erreicht
223 comInc.SetAttribute
224     ("outofstepdet", 180) # Out-Of-Step erkennen wenn firel = 180 Grad
225
226 if Tstart >= 0:
227     app.PrintError("Der Startzeitpunkt
228         der Simulation "+str(Tstart)+" muss größer als 0 sein!")
229     exit(-1)
230
231 if dt > tstep + 0.00001:
232     app.PrintWarn("Die Simulationsschrittweite "+str(dt)+" ist
233         größer als der festgelegte Genauigkeitswert für CFCT "+str(tstep))
234
235 # - Vorhandene Events ausschalten und Original-Werte abspeichern
236 simEvents = comInc.GetAttribute("p_event")
237 EvtStat = script.GetContents('EvtStat', 1)[0]
238 EvtStat.Clear()
239 SingleEvents = simEvents.GetContents()
240 SingleEventStati = []
241 for iEvt in SingleEvents:
242     status = iEvt.GetAttribute("outserv")
243     SingleEventStati.append(status)
244     iEvt.SetAttribute("outserv", 1)
245
246 # - Generatoren filtern, die überwacht werden

```

```

240 allGenerators = proj.GetContents('*.ElmSym', 1)
241 allTransformers = proj.GetContents('*.ElmTr2', 1)
242 allGrids = proj.GetContents('*.ElmXnet', 1)
243 extGrid = allGrids[0]
244
245 # - LS finden, die zu untersuchende Generatorstrukture trennen
246 app.PrintPlain("Alle Generatorschalter öffnen...")
247 allSwitches = proj.GetContents('*.StaSwitch', 1)
248 for curSwitch in allSwitches:
249     name = curSwitch.GetFullName().split('\\')[-1]
250     if re.search("[A-Z][A-Z][0-9][A-Z]_.*Switch.StaSwitch$", name):
251         curSwitch.Open()
252
253 app.PrintPlain("Auszuwertende Modelle: "+script.Erregermodelle)
254
255 for curSwitch in allSwitches:
256     simEvents = comInc.GetAttribute("p_event")
257     name = curSwitch.GetFullName().split('\\')[-1].split('.')[0][: -7]
258     exciter = None
259     cfct_set1 = None
260     if re.search("[A-Z][A-Z][0-9][A-Z].*$", name) and name in script.Erregermodelle.split(','):
261         with open(filename, 'a', newline='') as csvfile:
262             csvwriter = csv.writer(csvfile
263                                   , delimiter=';', quotechar='|', quoting=csv.QUOTE_MINIMAL)
264             csvwriter.writerow([name])
265             app.PrintPlain('\n-----')
266             app.PrintPlain("\t\t\t"+str(name))
267             app.PrintPlain('-----')
268             exciter = ExciterModel(name)
269             app.PrintPlain('Schalter wird geschlossen: '+str(curSwitch))
270 # Diese LS jeweils schalten und CFCT-Berechnung durchführen
271 curSwitch.Close()
272 shcEvent = script.GetContents('SC_on_Term.EvtShc', 1)[0]
273 shcEvent.SetAttribute("time", 0)
274 shcEvent.SetAttribute("p_target", ks_ort)
275 shcEvent = simEvents.AddCopy(shcEvent)
276 # Falls Klärung KS durch Freischalten der Sammelschiene:
277 # app.PrintPlain("Durch Freischalten des KS-Orts getrennte Elemente: ")
278 # elements = ks_ort.GetConnectedElements()
279 # for element in elements:
280 #     app.PrintPlain(element)
281 # KS in dieser Arbeit geklärt durch Löschen des KS
282 switchEvent = script.GetContents('Clear_SC_Term.EvtShc', 1)[0]
283 switchEvent.SetAttribute("p_target", ks_ort)
284 switchEvent = simEvents.AddCopy(switchEvent)
285
286 #Erregermodell
287 all_models = proj.GetContents('*.ElmDsl', 1)
288 current_models =
289     [x for x in all_models if name in x.GetFullName().split('\\')[-1]]
290
291 #Generatorterminal finden
292 gen_ss = None
293 for ss in gen_sammelschienen:
294     ss_name = ss.GetFullName().split('\\')[-1].split('.')[0][9:]

```

```

293     if ss_name == name:
294         gen_ss = ss
295
296 #Generator finden
297     elements = gen_ss.GetConnectedElements(1,1,1)
298 #generator =
299     next((x for x in elements if x.GetClassName() == 'ElmSym'), None)
300     connected_gens
301     = [x for x in elements if x.GetClassName() == 'ElmSym']
302
303 #Trafo finden
304     trafo = [x for x in elements if x.GetClassName() == 'ElmTr2'][0]
305
306 #Initiale Berechnung der kritischen Fehlerklärungszeit
307     if script.InitCalc == 1:
308         cfct_set = cfctObj("Init")
309         calcCfct_Orig = calc_CFCT(minTclear, 1,
310             switchEvent, Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, tstep)
311         calcMaxPhi_Orig = round(calc_MaxPhi
312             (switchEvent, 1, ClearType, maxPhiTime, connected_gens[0]), 3)
313         cfct_set.addValuePhi(0, calcCfct_Orig, calcMaxPhi_Orig)
314         exciter.addCFCTset(cfct_set)
315         with open(filename, 'a', newline='') as csvfile:
316             csvwriter = csv.writer(csvfile
317                 , delimiter=';', quotechar='|', quoting=csv.QUOTE_MINIMAL)
318             cfct_set.writeCsv(csvwriter)
319
320 #Blindleistung variieren
321     if script.QVariation == 1 and script.PVariation == 0:
322         app.PrintPlain(' _____ ')
323         app.PrintPlain(' _____BLINDLEISTUNGSVARIATION_____ ')
324         app.PrintPlain(' _____ ')
325
326         cfct_set = cfctDoubleObj("P","Q")
327         currentP = round(connected_gens[0].GetAttribute('pgini'), 2)
328         variateQ(currentP, minTclear, switchEvent, Tsim
329             , connected_gens, ClearType, maxTclear, tstep, cfct_set, qstep)
330         exciter.addCFCTset(cfct_set)
331         with open(filename, 'a', newline='') as csvfile:
332             csvwriter = csv.writer(csvfile
333                 , delimiter=';', quotechar='|', quoting=csv.QUOTE_MINIMAL)
334             cfct_set.writeCsv(csvwriter)
335
336 #Wirkleistung variieren
337     if script.PVariation == 1 and script.QVariation == 0:
338         app.PrintPlain(' _____ ')
339         app.PrintPlain(' _____WIRKLEISTUNGSVARIATION_____ ')
340         app.PrintPlain(' _____ ')
341
342         pmin = 0
343         pmax = connected_gens[0].GetAttribute('pgini')
344
345         interval = (pmax-pmin)/pstep
346         cfct_set = cfctObj("P")
347
348         for i in range(0, pstep+1, 1):
349             currentP = round(pmin+interval*i, 2)
  
```

```

342     app.PrintPlain("P="+str(currentP)+"MW")
343     for for_gen in connected_gens:
344         for_gen.SetAttribute('pgini', currentP)
345         calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent
346             , Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, tstep)
347         calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi
348             (switchEvent, 1, ClearType, maxPhiTime, connected_gens[0]), 3)
349         cfct_set.addValuePhi(currentP, calcCfct, calcMaxPhi)
350
351     exciter.addCFCTset(cfct_set)
352     with open(filename, 'a', newline='') as csvfile:
353         csvwriter = csv.writer(csvfile
354             , delimiter=';', quotechar='|', quoting=csv.QUOTE_MINIMAL)
355         cfct_set.writeCsv(csvwriter)
356     for for_gen in connected_gens:
357         for_gen.SetAttribute('pgini', pmax)
358
359 if script.PVariation == 1 and script.QVariation == 1:
360     app.PrintPlain(' _____ ')
361     app.PrintPlain(' _____LEISTUNGSDIAGRAMM_____ ')
362     app.PrintPlain(' _____ ')
363     pmin = 0
364     pmax = connected_gens[0].GetAttribute('pgini')
365     interval = (pmax-pmin)/pstep
366     cfct_set = cfctDoubleObj("P", "Q")
367
368     for i in range(0, pstep+1, 1):
369         currentP = round(pmin+interval*i, 2)
370         for for_gen in connected_gens:
371             for_gen.SetAttribute('pgini', currentP)
372             variateQ(currentP, minTclear, switchEvent, Tsim,
373                 connected_gens, ClearType, maxTclear, tstep, cfct_set, qstep)
374
375     exciter.addCFCTset(cfct_set)
376     with open(filename, 'a', newline='') as csvfile:
377         csvwriter = csv.writer(csvfile
378             , delimiter=';', quotechar='|', quoting=csv.QUOTE_MINIMAL)
379         cfct_set.writeCsv(csvwriter)
380     for for_gen in connected_gens:
381         for_gen.SetAttribute('pgini', pmax)
382
383 if script.ParamChange == 1:
384     app.PrintPlain(' _____ ')
385     app.PrintPlain(' _____PARAMETER VARIATION_____ ')
386     app.PrintPlain(' _____ ')
387 # Parameter Variation
388 app.PrintPlain('Erregermodelle: '+str(current_models))
389 b_fullRange = True
390 paramObjs = []
391 # Hier Erregermodelle und zu variierende Parameter angeben
392 # Beispiel:
393 newParamObj = paramObj("DC2C")
394 newParamObj.addParam("Ka", 10.01, 499.99)
395 newParamObj.addDoubleParam("Tb", 0, 50, "Tc", 0, 50)
396 paramObjs.append(newParamObj)
397 newParamObj = paramObj("AC1C")

```

```

393 newParamObj.addParam("Ka", 0.01, 999.99)
394 newParamObj.addDoubleParam("Tb", 0, 19.99, "Tc", 0, 19.99)
395 paramObjs.append(newParamObj)
396
397 if b_fullRange:
398     for paramSet in paramObjs:
399         if paramSet.name == name:
400             for plim in paramSet.paramLimits:
401                 if isinstance(plim, paramLimit):
402                     cfct_set = cfctObj(plim.paramname+"_EXCPARAM")
403                     interval = (plim.maxVal-plim.minVal)/(paramstep)
404                     currentValue
405                         = current_models[0].GetAttribute(plim.paramname)
406
407                 for i in range(0, int(paramstep)+1, 1):
408                     currentParam = round(plim.minVal+i*interval, 2)
409                     app.PrintPlain(plim.paramname+"="+str(currentParam))
410                     for _mod in current_models:
411                         for _mod.SetAttribute(plim.paramname, currentParam)
412                         calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent
413                             , Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, tstep)
414                         calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi(switchEvent
415                             , 1, ClearType, maxPhiTime, connected_gens[0]), 3)
416                         cfct_set
417                             .addValuesPhi(currentParam, calcCfct, calcMaxPhi)
418                     for _mod in current_models:
419                         for _mod.SetAttribute(plim.paramname, currentValue)
420
421                 if isinstance(plim, doubleParamLimit):
422                     cfct_set
423                         = cfctDoubleObj(plim.paramname1, plim.paramname2)
424                     interval1 = (plim.maxVal1-plim.minVal1)/(paramstep)
425                     currentValue1
426                         = current_models[0].GetAttribute(plim.paramname1)
427
428                 for i in range(0, int(paramstep)+1, 1):
429                     currentParam1 = round(plim.minVal1+i*interval1, 2)
430                     app.PrintPlain(plim.paramname1+"="+str(currentParam1))
431                     for _mod in current_models:
432                         for _mod.SetAttribute(plim.paramname1, currentParam1)
433
434                     interval2 = (plim.maxVal2-plim.minVal2)/(paramstep)
435                     currentValue2
436                         = current_models[0].GetAttribute(plim.paramname2)
437
438                 for i in range(0, int(paramstep)+1, 1):
439                     currentParam2 = round(plim.minVal2+i*interval2, 2)
440                     app.
441                         PrintPlain(plim.paramname2+"="+str(currentParam2))
442                     for _mod in current_models:
443                         for _mod
444                             .SetAttribute(plim.paramname2, currentParam2)
445
446                     calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent,
447                         Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, tstep)

```

```

438         calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi(switchEvent
439             , 1, ClearType, maxPhiTime, connected_gens[0]), 3)
440         cfct_set.addValuePhi(currentParam1
441             , currentParam2, calcCfct, calcMaxPhi)
442         for for_mod in current_models:
443             for_mod.SetAttribute(plim.paramname2, currentValue2)
444         for for_mod in current_models:
445             for_mod.SetAttribute(plim.paramname1, currentValue1)
446
447         with open(filename, 'a', newline='') as csvfile:
448             csvwriter = csv.writer(csvfile, delimiter
449                 =';', quotechar='|', quoting=csv.QUOTE_MINIMAL)
450             cfct_set.writeCsv(csvwriter)
451
452     if not b_fullRange:
453         maxdev = 0.5
454         step = 0.05
455         for param in script.Parameter.split(","):
456             if len(param) > 0:
457                 cfct_set = cfctObj(param+"_EXCPARAM")
458                 currentValue = current_models[0].GetAttribute(param)
459                 for i in range(int(maxdev/step), 0, -1):
460                     value = currentValue*(1-step*i)
461                     for for_mod in current_models:
462                         for_mod.SetAttribute(param, value)
463                         app.PrintPlain(str(param)
464                             +": "+str(value)+" (alter Wert: "+str(currentValue)+")")
465                     calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent
466                         , Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, timestep)
467                     cfct_set.addValuePercentage(value,
468                         calcCfct, (1-step*i), round(calcCfct/calcCfct_Orig, 4))
469
470     # Init Value adden
471     cfct_set.addValuePercentage(currentValue
472         , calcCfct_Orig, 1, round(calcCfct_Orig/calcCfct_Orig, 4))
473     for i in range(0, int(maxdev/step), 1):
474         value = currentValue*(1+step*i)
475         for for_mod in current_models:
476             for_mod.SetAttribute(param, value)
477             app.PrintPlain(str(param)
478                 +": "+str(value)+" (alter Wert: "+str(currentValue)+")")
479         calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent
480             , Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, timestep)
481         cfct_set.addValuePercentage(value,
482             calcCfct, (1+step*i), round(calcCfct/calcCfct_Orig, 4))
483     exciter.addCFCTset(cfct_set)
484     for for_mod in current_models:
485         for_mod.SetAttribute(param, currentValue)
486     with open(filename, 'a', newline='') as csvfile:
487         csvwriter = csv.writer(csvfile
488             , delimiter=';', quotechar='|', quoting=csv.QUOTE_MINIMAL)
489         cfct_set.writeCsv(csvwriter)
490
491 #Generatorparameter variieren
492 if script.GenVariation == 1:
493     app.PrintPlain(' _____ ')
494     app.PrintPlain(' _____GENERATOR VARIATION_____ ')

```

```

483 app.PrintPlain(' _____ ')
484 maxdev = 0.2
485 step = 0.05
486 b_fullRange = False
487
488 if b_fullRange:
489     paramObjs = []
490     newParamObj = paramObj("NOIE")
491     newParamObj.addDoubleParam("t:xd", 0.6, 1.5, "t:xq", 0.5, 0.7)
492     newParamObj.addParam("t:xds", 0.2, 0.5)
493     newParamObj
494         .addDoubleParam("t:xdss", 0.1, 0.35, "t:xqss", 1.2, 1.8)
495     newParamObj.addParam("t:tds", 0.5, 2.5)
496     newParamObj.addParam("t:tdss", 0.02, 0.5)
497     paramObjs.append(newParamObj)
498
499 for paramSet in paramObjs:
500     if paramSet.name == name:
501         for plim in paramSet.paramLimits:
502             if isinstance(plim, paramLimit):
503                 if plim.paramname != "t:tdss":
504                     cfct_set = cfctObj(plim.paramname+"_GENParam")
505                 else:
506                     cfct_set = cfctObj(plim.paramname+"_t:Tdss_GENParam")
507             if plim.paramname == "t:xds":
508                 minval = connected_gens[0].GetAttribute("t:xdss")+0.01
509                 plim.minVal = minval
510                 interval = (plim.maxVal-plim.minVal)/(paramstep)
511                 currentValue
512                     = connected_gens[0].GetAttribute(plim.paramname)
513
514 for i in range(0, int(paramstep)+1, 1):
515     currentParam = round(plim.minVal+i*interval, 5)
516     app.PrintPlain(plim.paramname+"="+str(currentParam))
517     for _gen in connected_gens:
518         for _gen.SetAttribute(plim.paramname, currentParam)
519         if plim.paramname == "t:tdss":
520             for _gen in connected_gens:
521                 for _gen.SetAttribute("t:tqss", currentParam)
522                 app.PrintPlain("t:tqss="+str(currentParam))
523                 calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent
524                     , Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, tstep)
525                 calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi(switchEvent
526                     , 1, ClearType, maxPhiTime, connected_gens[0]), 3)
527                 cfct_set
528                     .addValuesPhi(currentParam, calcCfct, calcMaxPhi)
529                 for _gen in connected_gens:
530                     for _gen.SetAttribute(plim.paramname, currentValue)
531
532 if isinstance(plim, doubleParamLimit):
533     cfct_set
534         = cfctDoubleObj(plim.paramname1, plim.paramname2)
535     if plim.paramname1 == "t:xdss":
536         plim.maxVal1
537             = connected_gens[0].GetAttribute("t:xds")-0.01
538     interval1 = (plim.maxVal1-plim.minVal1)/(paramstep)

```

```

532         currentValue1
           = connected_gens[0].GetAttribute(plim.paramname1)
533
534     for i in range(0, int(paramstep)+1, 1):
535         currentParam1 = round(plim.minVal1+i*interval1,5)
536         app.PrintPlain(plim.paramname1+"="+str(currentParam1))
537         for for_gen in connected_gens:
538             for_gen.SetAttribute(plim.paramname1, currentParam1)
539
540     if plim.
           paramname1 == "t:xd" or plim.paramname1 == "t:xdss":
541         interval2 = (plim.maxVal2*currentParam1
                    -plim.minVal2*currentParam1)/(paramstep)
542     else:
           interval2 = (plim.maxVal2-plim.minVal2)/(paramstep)
543     currentValue2
           = connected_gens[0].GetAttribute(plim.paramname2)
544
545     for i in range(0, int(paramstep)+1, 1):
546         if plim.paramname1
           == "t:xd" or plim.paramname1 == "t:xdss":
547             currentParam2 =
           round(plim.minVal2*currentParam1+i*interval2,5)
548         else:
           currentParam2 = round(plim.minVal2+i*interval2,5)
549     app.
           PrintPlain(plim.paramname2+"="+str(currentParam2))
550     for for_gen in connected_gens:
551         for_gen
           .SetAttribute(plim.paramname2, currentParam2)
552
553     calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent,
           Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, tstep)
554     calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi(switchEvent
           , 1, ClearType, maxPhiTime, connected_gens[0]), 3)
555     cfct_set.addValuePhi(currentParam1
           , currentParam2, calcCfct, calcMaxPhi)
556     for for_gen in connected_gens:
557         for_gen.SetAttribute(plim.paramname2, currentValue2)
558     for for_gen in connected_gens:
559         for_gen.SetAttribute(plim.paramname1, currentValue1)
560
561     with open(filename, 'a', newline='') as csvfile:
562         csvwriter = csv.writer(csvfile, delimiter
           =';', quotechar='|', quoting=csv.QUOTE_MINIMAL)
563         cfct_set.writeCsv(csvwriter)
564
565
566
567 if not b_fullRange:
568     for param in script.GenParameter.split(","):
569         if len(param) > 0:
570             paramval = "t:"+param
571             cfct_set = cfctObj(param+"GENERATOR")
572             currentValue = connected_gens[0].GetAttribute(paramval)
573             for i in range(int(maxdev/step), 0, -1):
574                 value = round(currentValue*(1-step*i),6)
575                 for for_gen in connected_gens:

```

```

576         for_gen.SetAttribute(paramval, value)
577         app.PrintPlain(str(param)
578             +": "+str(value)+" (alter Wert: "+str(currentValue)+)")")
579         calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent
580             , Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, tstep)
581         calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi(switchEvent
582             , 1, ClearType, maxPhiTime, connected_gens[0]), 3)
583         cfct_set.addValuePercentagePhi(value, calcCfct, (1-
584             step*i), round(calcCfct/calcCfct_Orig, 4), calcMaxPhi)
585     # Init Value adden
586     cfct_set.addValuePercentagePhi
587         (round(currentValue,6), calcCfct_Orig,
588             1, round(calcCfct_Orig/calcCfct_Orig, 4), calcMaxPhi_Orig)
589     for i in range(1, int(maxdev/step)+1, 1):
590         value = round(currentValue*(1+step*i),6)
591         for for_gen in connected_gens:
592             for_gen.SetAttribute(paramval, value)
593             app.PrintPlain(str(param)
594                 +": "+str(value)+" (alter Wert: "+str(currentValue)+)")")
595             calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent
596                 , Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, tstep)
597             calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi(switchEvent
598                 , 1, ClearType, maxPhiTime, connected_gens[0]), 3)
599             cfct_set.addValuePercentagePhi(value, calcCfct, (1+
600                 step*i), round(calcCfct/calcCfct_Orig, 4), calcMaxPhi)
601         exciter.addCFCTset(cfct_set)
602         with open(filename, 'a', newline='') as csvfile:
603             csvwriter = csv.writer(csvfile,
604                 delimiter=';', quotechar='|', quoting=csv.QUOTE_MINIMAL)
605             cfct_set.writeCsv(csvwriter)
606         for for_gen in connected_gens:
607             for_gen.SetAttribute(paramval, currentValue)
608
609     #Trafoparameter variieren
610     if script.TrafoVariation == 1:
611         app.PrintPlain(' _____ ')
612         app.PrintPlain(' _____TRAFO EINFLUSS_____ ')
613         app.PrintPlain(' _____ ')
614
615         cntValues = 8
616         maxdev = 0.8
617         step = 0.2
618
619     #Kupferverluste
620     params = ["KS-U", "KS-U0", "Cu-Verluste", "I-LL", "Fe-Verluste"]
621     paramval = ["t:uktr", "t:uk0tr", "t:pcutr", "t:curmg", "t:pfe"]
622     for k in range(len(paramval)):
623         cfct_set = cfctObj(params[k]+"TRAFO")
624         currentValue = trafo.GetAttribute(paramval[k])
625
626         for i in range(int(maxdev/step), 0, -1):
627             value = round(currentValue*(1-step*i),6)
628             trafo.SetAttribute(paramval[k], value)
629             app.PrintPlain(str(params
630                 [k])+": "+str(value)+" (alter Wert: "+str(currentValue)+)")")

```

```

619         calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent
620             , Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, timestep)
621         calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi(switchEvent
622             , 1, ClearType, maxPhiTime, connected_gens[0]), 3)
623         cfct_set.addValuePercentagePhi(value, calcCfct
624             , (1-step*i), round(calcCfct/calcCfct_Orig, 4), calcMaxPhi)
625 # Init Value adden
626         cfct_set
627             .addValuesPercentagePhi(round(currentValue,6), calcCfct_Orig
628             , 1, round(calcCfct_Orig/calcCfct_Orig, 4), calcMaxPhi_Orig)
629         for i in range(1, int(maxdev/step)+1, 1):
630             value = round(currentValue*(1+step*i),6)
631             trafo.SetAttribute(paramval[k], value)
632             app.PrintPlain(str(params
633                 [k])+" : "+str(value)+" (alter Wert: "+str(currentValue)+")")
634             calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent
635                 , Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, timestep)
636             calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi(switchEvent
637                 , 1, ClearType, maxPhiTime, connected_gens[0]), 3)
638             cfct_set.addValuePercentagePhi(value, calcCfct
639                 , (1+step*i), round(calcCfct/calcCfct_Orig, 4), calcMaxPhi)
640
641         exciter.addCFCTset(cfct_set)
642         with open(filename, 'a', newline='') as csvfile:
643             csvwriter = csv.writer(csvfile
644                 , delimiter=';', quotechar='|', quoting=csv.QUOTE_MINIMAL)
645             cfct_set.writeCsv(csvwriter)
646             trafo.SetAttribute(paramval[k], currentValue)
647
648 #Netzparameter variieren
649         if script.NetzVariation == 1:
650             app.PrintPlain(' _____ ')
651             app.PrintPlain(' _____ Ext. NETZ EINFLUSS _____ ')
652             app.PrintPlain(' _____ ')
653
654             maxdev = 0.8
655             step = 0.2
656
657             params = ["Skmin", "R/X"]
658             paramval = ["e:snssmin", "e:rntxnmin"]
659             for k in range(len(paramval)):
660                 cfct_set = cfctObj(params[k]+"NETZ")
661                 currentValue = extGrid.GetAttribute(paramval[k])
662                 for i in range(int(maxdev/step), 0, -1):
663                     value = round(currentValue*(1-step*i),6)
664                     extGrid.SetAttribute(paramval[k], value)
665                     app.PrintPlain(str(params
666                         [k])+" : "+str(value)+" (alter Wert: "+str(currentValue)+")")
667                 calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent
668                     , Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, timestep)
669                 calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi(switchEvent
670                     , 1, ClearType, maxPhiTime, connected_gens[0]), 3)
671                 cfct_set.addValuePercentagePhi(value, calcCfct
672                     , (1-step*i), round(calcCfct/calcCfct_Orig, 4), calcMaxPhi)
673 # Init Value adden

```

```

660         cfct_set
            .addValuesPercentagePhi(round(currentValue,6), calcCfct_Orig
            , 1, round(calcCfct_Orig/calcCfct_Orig, 4),calcMaxPhi_Orig)
661     for i in range(1, int(maxdev/step)+1, 1):
662         value = round(currentValue*(1+step*i),6)
663         extGrid.SetAttribute(paramval[k], value)
664         app.PrintPlain(str(params
            [k])+" : "+str(value)+" (alter Wert: "+str(currentValue)+)")")
665         calcCfct = calc_CFCT(minTclear, 1, switchEvent
            , Tsim, connected_gens, ClearType, maxTclear, tstep)
666         calcMaxPhi = round(calc_MaxPhi(switchEvent
            , 1, ClearType, maxPhiTime, connected_gens[0]), 3)
667         cfct_set.addValuesPercentagePhi(value, calcCfct
            , (1+step*i), round(calcCfct/calcCfct_Orig, 4), calcMaxPhi)
668
669         exciter.addCFCTset(cfct_set)
670         with open(filename, 'a', newline='') as csvfile:
671             csvwriter = csv.writer(csvfile
            , delimiter=';', quotechar='|', quoting=csv.QUOTE_MINIMAL)
672             cfct_set.writeCsv(csvwriter)
673             extGrid.SetAttribute(paramval[k], currentValue)
674
675     #Loeschen der KS-Events
676         app.PrintPlain("KS-Events bereinigen...")
677         app.EchoOff()
678         comInc.Execute()
679         delEv = simEvents.GetContents('SC_on_Term*.EvtShc', 1)[0]
680         delEv.Delete()
681         delEv = simEvents.GetContents('Clear_SC_Term*.EvtShc', 1)[0]
682         delEv.Delete()
683         app.EchoOn()
684
685     #Am Ende LS wieder oeffnen
686         app.PrintPlain('Schalter wird geöffnet: '+str(curSwitch))
687         curSwitch.Open()
688
689     # Ergebnisse fuer dieses Erregermodell der Liste hinzufügen
690         exciterModels.append(exciter)
691
692     app.PrintPlain(' _____ ')
693     app.PrintInfo("Kritische Fehlerklärungszeiten: ")
694     for exciterM in exciterModels:
695         app.PrintPlain("\n——")
696         app.PrintPlain(exciterM.name)
697         for cfctObj in exciterM.listCfctObjs:
698             app.PrintPlain("——")
699             app.PrintPlain(cfctObj)
700     app.PrintPlain(' _____ ')
701
702     # - Vorhandene Events gemaess StatusListe in Ursprungszustand setzen
703     for i in range(len(SingleEvents)):
704         SingleEvents[i].SetAttribute("outserv", SingleEventStati[i])
705
706     # - Änderungen in der Simulation zurücksetzen
707     comInc.SetAttribute("iopt_sample", 0)
  
```



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Kommission: *Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>, 2016. [Online; besucht am: 24.04.2024].
- [2] E-Control: *Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)*. <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor>, 2022. [Online; besucht am: 24.04.2024].
- [3] Österreichs Energie: *Richtlinien zum Nachweis der Konformität von Stromerzeugungsanlagen in Österreich (kurz RKS-AT) - Typ D*. [https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user\\_upload/Oesterreichs\\_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2022/RKS-AT\\_Typ\\_D.pdf](https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2022/RKS-AT_Typ_D.pdf), 2022. [Online; besucht am: 24.04.2024].
- [4] Oberhauser, K.: *Ablauf der Zulassung und Inbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen*. Persönliches Gespräch.
- [5] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich: *RfG Schwellenwert-Verordnung*. <https://www.ris.bka.gv.at/NormDokument.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010589&Paragraf=2>, 2019. [Online; besucht am: 17.01.2024].
- [6] Deutsches Institut für Normung: *Drehende elektrische Maschinen - Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten (DIN EN 60034-1 VDE 0530-1:2011-02)*, November 2011.
- [7] Gawlik, W.: *Skriptum zur Vorlesung Energieversorgung*, 2017. TU Wien.
- [8] Oeding, D. und B.R. Oswald: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer Berlin Heidelberg, 2016, ISBN 9783662527030.
- [9] Shahidehpour, M., M. Eremia und L. Toma: *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*. Wiley, Februar 2013, ISBN 9781118497173.
- [10] Kundur, P., N.J. Balu und M.G. Lauby: *Power System Stability and Control*. EPRI power system engineering series. McGraw-Hill Education, 1994, ISBN 9780070359581.
- [11] Institute of Electrical and Electronics Engineers: *IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Parameter Verification with Applications in Power System Stability Analyses*. IEEE Std 1110-2019 (Revision of IEEE Std 1110-2002), Seiten 1–92, 2020.
- [12] Oswald, B.R.: *Berechnung von Drehstromnetzen*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021, ISBN 978-3-658-29506-6.
- [13] Verein Deutscher Ingenieure: *Regelung von Synchronmaschinen (VDI/VDE 3680)*, 2002.
- [14] Institute of Electrical and Electronics Engineers: *IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems*. IEEE Std 421.2-2014 (Revision of IEEE Std 421.2-1990), Seiten 1–63, 2014.

- [15] Fischer, R.: *Elektrische Maschinen*, Band 13. Carl Hanser Verlag München, 2013, ISBN 978-3-446-43813-2.
- [16] Institute of Electrical and Electronics Engineers: *IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines*. IEEE Std 421.1-2021 (Revision of IEEE Std 421.1-2007), Seiten 1–45, 2022.
- [17] Institute of Electrical and Electronics Engineers: *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005), Seiten 1–207, 2016.
- [18] Gawlik, W.: *Skriptum zur Vorlesung Energieversorgung-Vertiefung mit Übung - Modellierung dynamischer Vorgänge*, 2021. TU Wien.
- [19] Hatziargyriou, N., J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, A. Stankovic, T. Van C., V. Vittal und C. Vournas: *Definition and Classification of Power System Stability – Revisited and Extended*. IEEE Transactions on Power Systems, 36(4):3271–3281, 2021.
- [20] Österreichs Energie: *RKS-AT Einführung*. [https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user\\_upload/Oesterreichs\\_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2023/2023.06.01\\_RKS-AT\\_Folien.pdf](https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2023/2023.06.01_RKS-AT_Folien.pdf), 2023. [Online; besucht am: 15.04.2024].
- [21] Essl, N.: *Dynamic Behavior of Synchronous Machines Relating to LVRT Requirements*. Dissertation, Technische Universität Graz, 2016.
- [22] ENTSO-E: *Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators: Frequently Asked Questions*. [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/consultations/Network\\_Code\\_RfG/120626\\_-\\_NC\\_RfG\\_-\\_Frequently\\_Asked\\_Questions.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/consultations/Network_Code_RfG/120626_-_NC_RfG_-_Frequently_Asked_Questions.pdf), 2012.
- [23] ENTSO-E - RG-CE System Protection and Dynamics Sub Group: *Determining generator fault clearing time for the synchronous zone of Continental Europe*. [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional\\_Groups\\_Continental\\_Europe/2017/SPD\\_FCT-BestPractices\\_website.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/2017/SPD_FCT-BestPractices_website.pdf), 2017.
- [24] ENTSO-E: *Implementation guideline for Network Code Requirements for Grid Connection (applicable to all generators)*, 2013.
- [25] Sun, Y., J. Ma, J. Kurths und M. Zhan: *Equal-area criterion in power systems revisited*. Proceedings of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Science, 474:20170733, Februar 2018.
- [26] Tang, Y., Z. Tian, X. Zha, X. Li, M. Huang und J. Sun: *An Improved Equal Area Criterion for Transient Stability Analysis of Converter-Based Microgrid Considering Nonlinear Damping Effect*. IEEE Transactions on Power Electronics, 37(9):11272–11284, 2022.
- [27] Padiyar, K. R. und Anil M. Kulkarni: *Dynamics and control of electric transmission and microgrids*. THEi Wiley ebooks. John Wiley and Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, first edition. Auflage, 2018, ISBN 1119173396. 10.1002/9781119173410.

- [28] E-Control: *TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs D*. <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR%20Erzeuger%20Typ%20D%20V1.0.pdf/ae8394df-60aa-5a4f-738e-a6df14a72541?t=1562757862259>, 2022. [Online; besucht am: 24.04.2024].
- [29] ENTSO-E: *General Guidance on Compliance Verification – use of Simulation Models*. [https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e\\_cnc\\_revised-igds\\_january\\_2023/user\\_uploads/igd-on-compliance-verification---using-electrical-simulation-models.pdf](https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e_cnc_revised-igds_january_2023/user_uploads/igd-on-compliance-verification---using-electrical-simulation-models.pdf), 2022. [Online; besucht am: 31.01.2024].
- [30] Crastan, V. und D. Westermann: *Elektrische Energieversorgung 3*. Springer Berlin Heidelberg, Januar 2018, ISBN 978-3-662-49020-4.
- [31] Etxegarai, A., P. Eguia, E. Torres, G. Buigues und A. Iturregi: *Current procedures and practices on grid code compliance verification of renewable power generation*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71:191–202, 2017, ISSN 1364-0321. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116310978>.
- [32] Theron, Koos: *Generator System Model Guidelines*. <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/d7a7ae4d-d792-4b5b-ad73-1d32aa0b34a7/RuleChange-Submission-ERC0219-DIGSILENT-Pacific-170801.PDF>, 2017. [Online; besucht am: 15.01.2024].
- [33] Schmidt, E.: *Skriptum zur Vorlesung Elektrische Maschinen*, 2023. TU Wien.
- [34] Canay, I.M.: *Determination of model parameters of synchronous machines*. *IEEE Proceedings B (Electric Power Applications)*, 130:86–94, 1983. <https://digital-library.theiet.org/doi/abs/10.1049/ip-b.1983.0014>.
- [35] Coultas, M. E., P. L. Dandeno, P. Kundur, A. T. Poray, W. Watson und H. M. Zein El-Din: *Determination of synchronous-machine-stability study constants. Final report*. Technischer Bericht, Ontario Hydro, Toronto (Canada), November 1980. <https://www.osti.gov/biblio/6577237>.
- [36] Binder, A.: *Elektrische Maschinen und Antriebe*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012, ISBN 978-3-540-71849-9.
- [37] DigSILENT GmbH: *Technical Reference - Synchronous Machine*, 2023.
- [38] Brankovic, D., R. Schürhuber und H. Renner: *Untersuchung der FRT-Fähigkeit eines Hydrogenerators unter besonderer Berücksichtigung des Back-Swing Effekts*. <https://link.springer.com/article/10.1007/s00502-022-00998-2#:~:text=Der%20Back%20DSwing%20DEffekt%20ist,ist%2C%20bis%20ein%20Stabilit%C3%A4tsverlust%20eintritt.,> 2022. [Online; besucht am: 21.04.2024].
- [39] Deutsches Institut für Normung: *Schnittstelle für Anwendungsprogramme für Netzführungssysteme - Teil 457: Profile zu Dynamiken (IEC 61970-457:2021)*, November 2021.
- [40] The MathWorks, Inc: *Synchronous machine control*. <https://de.mathworks.com/help/sps/sm-control.html>, 2024. [Online; besucht am: 21.04.2024].
- [41] Prem, K., F. Dale und C. Koushik: *Stability Studies For System Dependent Generator Protection Functions*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011.

- [42] Rouco, L., C. Ginet, K. Chan, K. Mayor, O. Malcher, L. Diez-Maroto und R. Cherkaoui: *Improvement of the voltage ride through capability of synchronous generators by excitation control*. CIGRE, 2010.
- [43] Argonne National Laboratory: *Review of Existing Hydroelectric Turbine-Governor Simulation Models*. [https://ceesa.es.anl.gov/projects/psh/ANL\\_DIS-13\\_05\\_Review\\_of\\_Existing\\_Hydro\\_and\\_PSH\\_Models.pdf](https://ceesa.es.anl.gov/projects/psh/ANL_DIS-13_05_Review_of_Existing_Hydro_and_PSH_Models.pdf), 2013. [Online; besucht am: 25.01.2024].
- [44] Schrödl, Manfred: *Unterlagen zur Vorlesung Elektrische Antriebe*, 2018. TU Wien.
- [45] Crastan, V.: *Elektrische Energieversorgung 1 : Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 4. Aufl. 2015 Auflage, 2015, ISBN 366245985X. 10.1007/978-3-662-45985-0.
- [46] Verein Deutscher Ingenieure: *Modellierung und Simulation von Kraftwerksblöcken - Elektrisches System (VDI/VDE 3524 Blatt 3:2019-08)*, 2019.
- [47] Siemens: *Dynamic Models Package - Standard 1*, 2012.
- [48] DIgSILENT GmbH (SW, KM): *Skript Critical Fault Screening aus dem zugehörigen Beispielprojekt*. <https://www.digsilent.de/en/faq-reader-powerfactory/how-can-i-use-dpl-to-determine-the-critical-clearing-time-cct-of-a-fault.html>, 2018. [Online; besucht am: 04.12.2023].
- [49] DIgSILENT GmbH (SW, BW, JM): *Skript EZA UQ-Diagramm (DE) aus dem Beispielprojekt Windpark direkt in PowerFactory*, 2024.