



© fotopro

# Dynamische Stabilitätsuntersuchung im österreichischen Übertragungsnetz

Verfasser

**Matthias Ennsberger, BSc**

Betreuer

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

Januar 2019

Graz University of Technology  
Institute of Electric Power Systems  
Inffeldgasse 18/  
8010 Graz  
Austria

**Institutsleiter**

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

**Betreuer**

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

Verfasser  
Matthias Ennsberger, BSc

Januar 2019

## **Statutory Declaration**

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

Graz, 15. Jan. 2019

Matthias Ennsberger

## **Eidesstattliche Erklärung**

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

Graz, am 15. Jan. 2019

Matthias Ennsberger

## Abstract

The chapter of stability is getting a higher and higher importance in grid studies nowadays. The European association of transmission system operators ENTSO-E explicitly defines in the Network Code „System Operation“ that transmission system operators have to analyse the dynamic stability in their grid area at least once a year. This includes voltage and angle stability as well as „Inter-Area-Oscillations“. This study deals with the dynamic stability of the generators in the grid in case of a predefined low load case. With analytic methods of different grid areas and supply scenarios, critical situations and important influencing parameters have been identified. As a criterion for the stability, the „Critical Clearing Time (CCT)“ has been used. In all considered scenarios, the CCT was above 150 ms und therefore above the actual „Fault Clearing Time (FCT)“, which is required in the Network-Code. Furthermore, it should be checked if the residual current for this predefined low load case is high enough to exceed the pickup value of the protection devices, so that they can switch off the affected component reliably. It has been shown, that the residual current will be detected by the protection devices even in a low load case.

## Kurzfassung

Der Bereich Stabilität nimmt in heutiger Zeit bei Netzuntersuchungen einen immer höheren Stellenwert ein. Der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E schreibt im Network-Code „System Operation“ explizit vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber die dynamische Stabilität ihres Netzbereiches mindestens einmal jährlich untersuchen müssen. Dies umfasst Spannungs-, und Winkelstabilität sowie „Inter-Area-Oscillations“. Diese Arbeit befasst sich mit der dynamischen Stabilität der Generatoren im Netz für einen vorher definierten Schwachlastfall. Mittels Analyse unterschiedlicher Netzbereiche und Einspeiseszenarien wurden kritische Zustände identifiziert und die wesentlichen Einflussparameter beschrieben. Als Stabilitätskriterium wurde die „Critical Clearing Time (CCT)“ herangezogen. Es wurde festgestellt, dass diese in den betrachteten Szenarien generell über 150 ms, und somit über der tatsächlichen „Fault Clearing Time (FCT)“, wie im Network-Code gefordert, liegt. Darüber hinaus soll auch überprüft werden, ob für diesen Schwachlastfall die Fehlerströme im Fehlerfall noch ausreichen, um die Anrege-Grenze der Schutzgeräte zu erreichen, damit diese eine fehlerbehaftete Komponente zuverlässig abschalten können. Es konnte gezeigt werden, dass die Bedingungen auch im Schwachlastfall eingehalten werden.

## Symbolliste

C	Kapazität
c	Spannungsfaktor
G	Leitwert
H	Trägheitskonstante
$I_E$	Erdfehlerstrom
$I_K$	Kurzschlussstrom
$I_K''$	Anfangs-Kurzschlusswechselstrom
$I_N$	Nennstrom
$i_p$	Stoßkurzschlussstrom
$J_m$	Massenträgheitsmoment
L	Induktivität
l	Länge
$P_T$	Turbinenleistung
$P_{zu}$	zugeführte Wirkleistung
R	ohm'scher Widerstand
$R_r$	Rotorwiderstand
$S_K''$	Kurzschlussleistung
$S_N$	Nennscheinleistung
$T_A$	Anlaufzeitkonstante
U	Spannung
$U_N$	Nennspannung
$W_{rot=E_{kin}}$	Rotierende Energie/kinetische Energie
X	Reaktanz
$X_0$	Reaktanz Nullsystem
$X_2$	Reaktanz Gegensystem
$X_d$	Längsreaktanz Synchronmaschine
$X_d'$	Transiente Längsreaktanz Synchronmaschine

$X_d''$	Subtransienste Längsreaktanz Synchronmaschine
$X_G$	Gesamtreaktanz
$X_L$	Leitungsreaktanz
$Y$	Admittanz
$Z$	Impedanz
$Z_0$	Impedanz Nullsystem
$Z_k$	Kurzschlussimpedanz
$\vartheta$	Spannungswinkel, Übertragungswinkel, Polradwinkel
$\omega$	Kreisfrequenz

## Abkürzungsverzeichnis

BI	Bisamberg
CCT	Kritische Fehlerklärungszeit (Critical Clearing Time)
DT1/DT3	Dampfturbine 1/Dampfturbine 3
EKS	Erdkurzschluss
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FCT	Fehlerklärungszeit (Fault Clearing Time)
GT41/GT42	Gasturbine 41/Gasturbine 42
GuD	Gas und Dampf
KS	Kurzschluss
LIE	Lienz
MAH	Malta Hauptstufe
MAO	Malta Oberstufe
MAY	Mayrhofen
PSS	Power System Stabilizer
PV	Photovoltaik
RoCoF	Rate of Change of Frequency (Frequenzgradient)
RK II	Reißeck II

SG/SM	Synchrongenerator/Synchronmaschine
SS	Sammelschiene
UW	Umspannwerk
WS	Wien Süd
WSO	Wien Süd-Ost
WT	Westtirol
Z/Z	Zell am Ziller

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Netzreduktion für dynamische Berechnungen .....</b>	<b>3</b>
2.1	Einleitung.....	3
2.2	Kurzschlussleistung der Ersatzspeisungen .....	5
2.2.1	Bestimmung der relevanten Generatorparameter für die Kurzschlussleistung.....	5
2.2.2	Analyse des nichtlinearen Einflusses von benachbarten Ersatzspeisungen hinsichtlich der KS-Leistung an einem einfachen Netz .....	7
2.2.3	Anpassung der Generatorleistung durch Ersatzleitungen.....	11
2.2.4	Grenzen der Anpassung über Ersatzleitungen .....	13
2.3	Anlaufzeit.....	14
2.4	Parameter der Ersatzkomponenten.....	16
<b>3</b>	<b>Kritische Fehlerklärungszeit (CCT) .....</b>	<b>18</b>
3.1	Dynamische Stabilität .....	18
3.2	Simulationsdurchführung.....	21
3.3	Simulationsergebnisse .....	25
3.3.1	Bereich Wien .....	25
3.3.2	Bereich Maltatal .....	27
3.3.3	Bereich Tirol.....	27
3.3.4	Kritische Parameter .....	29
3.3.4.1	Betriebspunkt.....	30
3.3.4.2	Spannung und Erregung .....	36
3.3.4.3	Kurzschlussleistung .....	40
3.4	Zusammenfassung.....	44
<b>4</b>	<b>Minimale Fehlerströme.....</b>	<b>46</b>
4.1	Fehlerarten .....	47
4.1.1	3-polige Fehler.....	48
4.1.2	2-polige Fehler.....	49
4.1.3	1-polige Fehler.....	49
4.2	Simulationsdurchführung.....	50



4.3	Simulationsergebnisse .....	52
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick.....</b>	<b>55</b>
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>56</b>

# 1 Einleitung

In Zeiten steigender volatiler erneuerbaren Energien kommt es im Verbundnetz Continental Europe vermehrt zu Schwachlastsituationen und damit eingehend möglicherweise zu Stabilitätseinbußen in der gesamten Hochspannungsebene. Speziell in den Sommermonaten ist nur ein geringer Grundlastbedarf im Netz vorhanden und dieser wird vermehrt durch CO<sub>2</sub>-neutrale Erzeugung übernommen. Hauptsächlich infrage kommen dafür Photovoltaikanlagen sowie Windkraftanlagen. Zur Anbindung ans Netz werden gerade bei Photovoltaikanlagen Stromrichter verwendet, um die Gleichspannung der Module an das Drehstromsystem mit 50 Hz anzupassen. Diese Umrichter können jedoch keinen bis nur einen geringen Beitrag zur Trägheit des Netzes leisten und deren Einfluss auf das Kurzschlussverhalten ist noch nicht genau definiert. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der Kurzschlussbeitrag dieser Umrichter geringer ausfällt als jener von rotierenden Maschinen. Dieses Prinzip der Einspeisung über Stromrichter kommt auch bei ungefähr der Hälfte der Windkraftanlagen zur Anwendung um die Drehzahlunterschiede des Rotors an die Netzebene anzugleichen. Da diese erneuerbaren Energien jedoch konventionellen Energien vorgezogen werden, sinkt tendenziell auch die Stabilität des Netzes. Wie erwähnt ist dies gerade in den Sommermonaten ein Problem, da der Grundlastbedarf im Vergleich zu den Wintermonaten gering ist und diese benötigte Leistung vermehrt durch Erneuerbare bereitgestellt wird. Um trotzdem den Netzbetrieb aufrecht zu halten, sind Berechnung und Simulationen über die genauen Netzverhältnisse unvermeidbar. Daher wird auch für alle Simulationen und Berechnung in dieser Arbeit ein vordefinierter, extremer Schwachlastfall zur Untersuchung der Stabilitäten und Verhalten im Fehlerfall verwendet.

Dieser Schwachlastfall ist wie folgt definiert:

- An den Auslandsgrenzknoten beträgt die Kurzschlussleistung nur die Hälfte eines realen Schwachlastfalles
- Von allen Laufwasserkraftwerken in Österreich sind nur 2/3 der Generatoren je Kraftwerk am Netz
- Thermische Kraftwerke sind außer Betrieb
- Pumpspeicherkraftwerke sind vereinzelt am Netz, arbeiten dann aber im Pumpbetrieb

Die Berechnungen und Simulationen folgen mit Unterstützung der Software DigSilent Powerfactory 2017. In der Software liegt auch der Datensatz für den Schwachlastfall vor. Diese Software eignet sich hervorragend zur Simulation von dynamischen Verhalten und beherrscht auch sämtliche Netzberechnungsmethoden wie Lastflussrechnung und Kurzschlussrechnung.

Die Arbeit ist wie folgt aufgebaut:

Im ersten Kapitel wird auf die Notwendigkeit und die Ausführung der Netzreduktion eingegangen. Dies stellt zu Beginn einen sehr wichtigen Punkt zur Netzvorbereitung dar um den Rechenaufwand bei den Simulationen gering zu halten. In diesem Kapitel werden auch aufgetretene Erkenntnisse über die Kurzschlussleistung näher diskutiert und überprüft. Im zweiten Kapitel folgen die ersten Berechnungen über die dynamische Stabilität der Maschinen im österreichischen Netz. Es wird hier zuerst auf die Bereiche Tirol, Umgebung Malta Hauptstufe und Wien näher eingegangen. Um die erkannten Probleme besser zu verallgemeinern wird im Weiteren versucht, wichtige kritische Parameter näher zu untersuchen und deren Einfluss auf die kritische Fehlerklärungszeit einzelner Maschinen zu bestimmen. Im letzten Punkt der Arbeit sollen die minimalen Fehlerströme bei 1-poligen und 3-poligen Kurzschlüssen im Schwachlastfall berechnet werden. Dies ist insofern von Bedeutung, da im Fehlerfall der Fehlerstrom von den Schutzeinrichtungen erkannt werden muss, damit diese die fehlerbehaftete Stelle zuverlässig und in kürzester Zeit abschalten können.

## 2 Netzreduktion für dynamische Berechnungen

### 2.1 Einleitung

Für Fehlerberechnungen in Österreich muss das Verhalten des gesamten Verbundnetzes betrachtet werden. In Abbildung 1 ist das betrachtete Verbundnetz in Gelb dargestellt. Österreich erscheint in der Mitte des Verbundnetzes und nimmt nur einen geringen Teil des betrachteten Netzes ein. Für die außerhalb Österreichs liegenden Teilnetze muss jedoch das Verhalten im Fehlerfall mitberechnet werden. Da jedoch die Berechnung der Auswirkung eines Fehlers auf das gesamte Verbundsystem eine riesige Datenmenge und Rechenleistung erfordert, bedient man sich der Hilfsmethode mittels Netzreduktion. Mithilfe dieser wird das umliegende Netz mit allen seinen Generatoren, Leitungen und Lasten zu einer vereinfachten Version zusammengefasst, welche jedoch an den Kuppelstellen das



Abbildung 1: Bereich Continental Europe mit Österreich, Quelle: ENTSO-E 2018

gleiche Verhalten aufweisen muss. Eine Netzreduktion im klassischen Sinne wird normal über die Systemmatrix durchgeführt, dafür werden jedoch alle Elemente im Netz und deren Eigenschaften benötigt. Die Daten aller dieser Elemente liegen jedoch nicht im Detail vor und eine exakte Reduktion würde auch im Falle des Vorhandenseins der Daten bedingt durch den Arbeitsaufwand sehr lange dauern. Daher wird hier eine einfachere Version zur Reduktion verwendet, welche in jedem Fall ein ähnliches Verhalten wie das Originalnetz aufweisen soll. Die Idee besteht darin, an jedem Auslandsknoten Österreichs einen Ersatzgenerator zu definieren, welcher das gleiche

Kurzschlussverhalten, die originalen Lastflüsse über die Grenzknoten sowie das dynamische Verhalten des Verbundnetzes aufweist. Zwischen diesen Ersatzgeneratoren befinden sich Ersatzimpedanzen, welche das Leitungssystem im Ausland nachbilden sollen. Die Kurzschlussleistungen an den Grenzknoten, die Lastflüsse über die Grenzleitungen sowie die Leitungsdaten der Ersatzimpedanzen sind bekannt. Abbildung 2 zeigt diese Idee der Netzreduktion grafisch. Die Ersatzkomponenten in Bürs und in Győr wurden grau dargestellt, da hier je Spannungsebene (220 kV / 380 kV) jeweils ein eigener Generator sitzt.

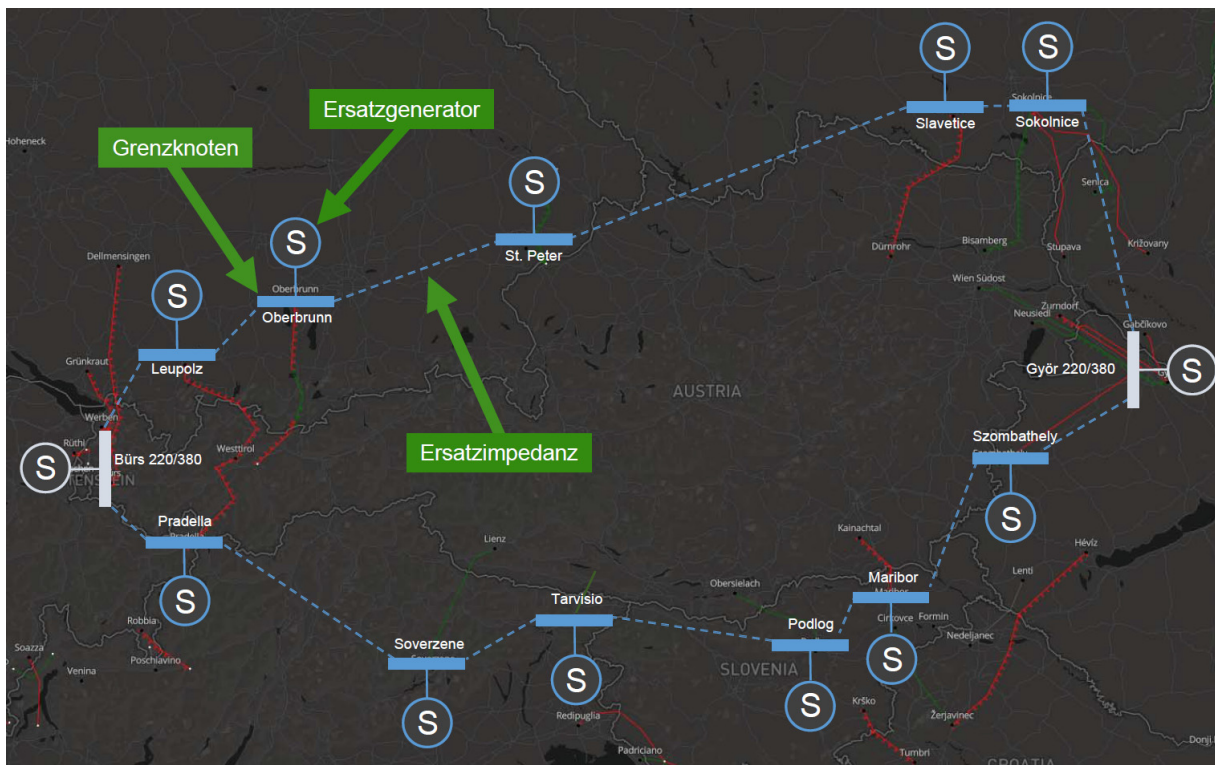


Abbildung 2: Idee der Netzreduktion, Originalbild: ENTSO-E Grid Map 2018

## 2.2 Kurzschlussleistung der Ersatzspeisungen

### 2.2.1 Bestimmung der relevanten Generatorparameter für die Kurzschlussleistung

Es werden zunächst die Kurzschlussleistungen an den einzelnen Grenzknoten derart angepasst, dass sie den an den Grenzleitungen im Schwachlastfall anstehenden Kurzschlussleistungen entsprechen. Die Variation der Kurzschlussleistung an den jeweiligen Punkten erfolgt über die Nennleistung des jeweils hinzugefügten Ersatzgenerators. Der Kurzschlussbeitrag eines einzelnen Generators zur Kurzschlussleistung an dessen Grenzknoten folgt dem Zusammenhang nach Formel 1. Für die subtransiente Reaktanz wurde durchgehend ein Wert von 0,2 p.u. angesetzt.

$$\Delta S_K'' = \frac{\Delta S_N}{x_d''(\text{p. u.})}$$

Formel 1

$\Delta S_K''$ ...Änderung der Kurzschlussleistung am eigenen Knoten  
 $\Delta S_N$ ...Änderung der Nennleistung des Ersatzgenerators  
 $x_d''(\text{p. u.})$ ...Subtransiente Reaktanz der Synchronmaschine in p.u.

Da die einzelnen Ersatzmaschinen jedoch über das Leitungsnetz sowie die Ersatzimpedanzen gekoppelt sind, ändert sich bei Erhöhung der Nennleistung eines einzelnen Generators die Kurzschlussleistung in jedem anderen Punkt des Netzes mit. Ein genaues Einstellen der vorgegebenen Kurzschlussleistung an den Grenzknoten erweist sich somit als schwierig. Eine mathematische Berechnung über Matrizen erweist sich ebenfalls als schwierig, da der Beitrag eines einzelnen Generators auf einen weit entfernten Punkt ein nicht lineares Verhalten aufweist. Eine akzeptable Lösung wurde gefunden, indem durch gezieltes Probieren mit Veränderung der einzelnen Nennleistungen der Ersatzgeneratoren ein Wert der Kurzschlussleistung an den jeweiligen Grenzknoten erreicht wurde, welcher nicht mehr als 2 % vom vorgegebenen Wert im Schwachlastfall abweicht. Ab dieser Abweichung lässt sich das System relativ gut linearisieren und eine genaue Einstellung kann über Matrizenberechnung erfolgen.

Dazu wird folgendermaßen vorgegangen: Zunächst wird die aktuelle Kurzschlussleistung an jedem einzelnen Grenzknoten bestimmt. Danach wird an einem Grenzknoten die Nennleistung dessen Ersatzgenerators um 1 MVA erhöht. Die KS-Leistung an diesem Knoten steigt somit nach Formel 1 um 5 MVA. Es kann nun überprüft werden, wie sehr sich die Kurzschlussleistung auf den anderen Grenzknoten erhöht hat. Dieser Schritt wird nacheinander für jeden einzelnen Ersatzgenerator durchgeführt. Man erhält dadurch einen Vektor  $g$  mit Faktoren, die beschreiben, wie stark sich die Erhöhung der Nennleistung  $\Delta S_{N,i}$  eines einzelnen Generators  $i$  auf die Änderung der Kurzschlussleistung  $\Delta S''_k$  in jedem anderen Grenzknoten auswirkt. Abbildung 3 soll dieses Verhalten veranschaulichen.

$$\begin{pmatrix} \Delta S_{k,1}'' \\ \vdots \\ \Delta S_{k,i}'' \\ \vdots \\ \Delta S_{k,N}'' \end{pmatrix} = \Delta S_{n,i}'' \cdot \begin{pmatrix} g_{i,1} \\ \vdots \\ g_{i,i} \\ \vdots \\ g_{i,N} \end{pmatrix}$$

Formel 2

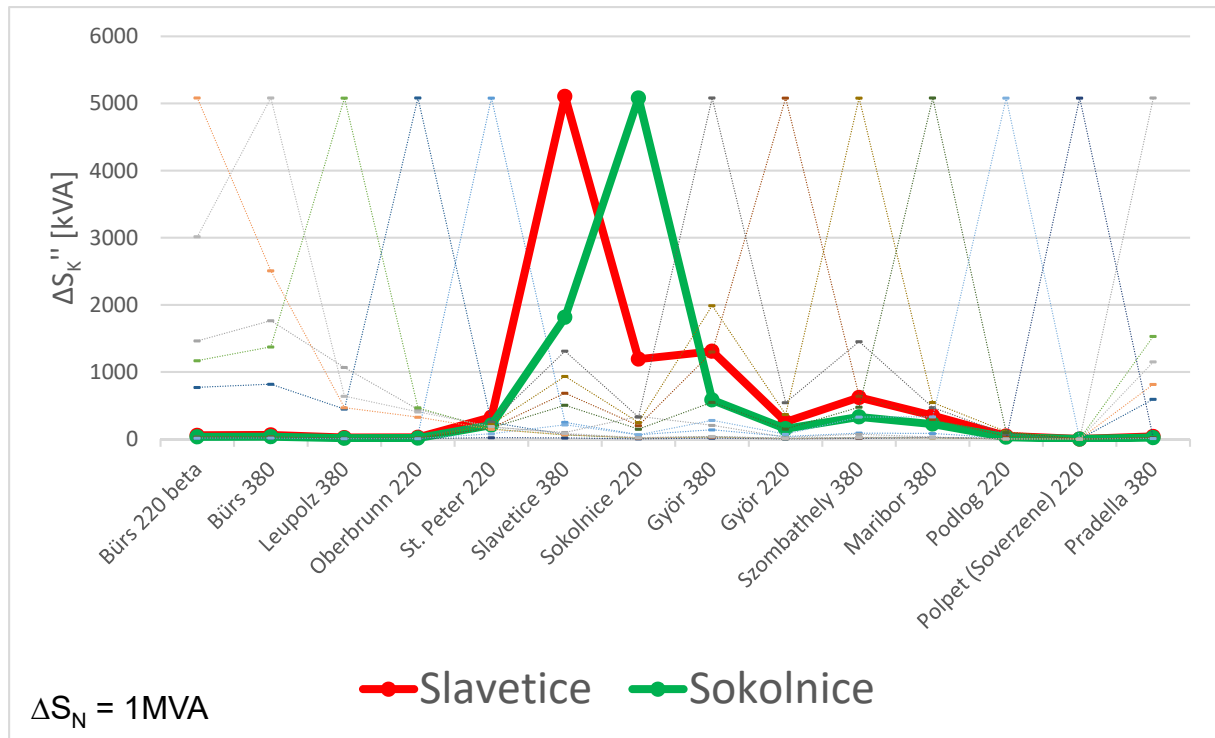


Abbildung 3: Beitrag der Ersatzgeneratoren Slavetice (rot) und Sokolnice (grün) zu den KS-Leistungen der Auslandsknoten

Als Beispiel werden die beiden Auslandsknoten Slavetice und Sokolnice in Abbildung 3 ausgewählt. Wird die Nennleistung des Ersatzgenerators in Slavetice um 1 MVA erhöht, so erhöht sich die Kurzschlussleistung an seiner eigenen Sammelschiene nach Formel 1 um 5 MVA. Dieselbe Erhöhung der Nennleistung bewirkt jedoch am Grenzknoten in Sokolnice nur eine Erhöhung der KS-Leistung um ca. 1 MVA aufgrund der Leitungsimpedanzen dazwischen. Die Auswirkung wird für jeden Grenzknoten notiert. Danach wird die Nennleistung des Generators in Slavetice wieder auf seinen Originalwert gesetzt und die Nennleistung der Ersatzmaschine in Sokolnice um 1 MVA erhöht. Wie auch vorher erhöht sich die KS-Leistung an der eigenen Sammelschiene um 5 MVA. Beachtlich ist jedoch, dass sich nun die KS-Leistung in Slavetice um knapp 2 MVA erhöht hat (im Vergleich zu 1 MVA in umgekehrter Richtung). Eine Erhöhung der Nennleistung in Slavetice wirkt sich also nicht gleichwertig auf die KS-Leistung in Sokolnice aus wie umgekehrt. Das System ist bezüglich der KS-Leistung nicht reziprok. Dies soll in Kapitel 2.2.2 noch näher überprüft werden.

Mit den nun vorhandenen Vektoren  $g$  kann eine Matrix  $G$  erstellt werden, in welcher die Auswirkung der Änderung der Nennleistung eines einzelnen Generators auf die KS-Leistung auf allen anderen

Grenzknoten angegeben wird. Damit können direkt über die Inverse der Matrix G die erforderlichen Leistungsänderungen  $\Delta S_{N,i}$  bestimmt werden, um die KS-Leistungen  $\Delta S''_{k,i}$  exakt anzupassen.

$$\Delta \mathbf{S}_N = \mathbf{G}^{-1} \cdot \Delta \mathbf{S}_K''$$

Formel 3

Durchläuft man diese Matrix nun mit der Abweichung der KS-Leistung vom Sollwert, so erhält man als Ergebnis die genauen Nennleistungen der Ersatzgeneratoren, sodass danach die vorgegebenen KS-Leistungen in jedem Grenzknoten übereinstimmen. Ein nachträglicher Versuch zeigte, dass mit den neu bestimmten Nennleistungen die KS-Leistung an den einzelnen Knoten um 0 % vom Sollwert abweicht.

## 2.2.2 Analyse des nichtlinearen Einflusses von benachbarten Ersatzeinspeisungen hinsichtlich der KS-Leistung an einem einfachen Netz

Das nicht-reziproke Verhalten aus 2.2.1 soll nun mit einem ähnlichen Versuch näher überprüft werden. Zur Überprüfung soll ein stark vereinfachtes Netz dienen (Abbildung 4). Das vereinfachte Netz besteht aus drei Sammelschienen, drei Generatoren und drei Leitungen. Die Überprüfung erfolgt sowohl numerisch mit Matlab als auch analytisch über Berechnung der Systemmatrizen. Die angenommenen Netzdaten sind wie folgt: (Werte dienen der Berechnung, sind nicht realitätsgetreu):

Nennspannung:  $U_N = 220 \text{ kV}$   
 Leitungen:  $L1: l = 600 \text{ km}$   
 $L2: l = 200 \text{ km}$   
 $L3: l = 400 \text{ km}$  } mit  $R = 1 \text{ } \Omega / \text{ km}$  und  $X = 2 \text{ } \Omega / \text{ km}$ , C vernachlässigt  
 Generatoren:  $S_N = 50 \text{ MVA}$   
 $x_d''(\text{p.u.}) = 0,2$

Mithilfe dieser Daten kann nun die Systemadmittanzmatrix bestimmt werden. Dies geschieht zuerst für den Fall, dass nur Synchrongenerator 3 in Betrieb ist:

$$\mathbf{Y}_{SG3} = \begin{bmatrix} \frac{1}{X_{L1}} + \frac{1}{X_{L2}} & -\frac{1}{X_{L1}} & -\frac{1}{X_{L2}} \\ -\frac{1}{X_{L1}} & \frac{1}{X_{L1}} + \frac{1}{X_{L3}} & -\frac{1}{X_{L3}} \\ -\frac{1}{X_{L2}} & -\frac{1}{X_{L3}} & \frac{1}{X_{L2}} + \frac{1}{X_{L3}} + \frac{1}{X''_{d,SG3}} \end{bmatrix}$$

Formel 4



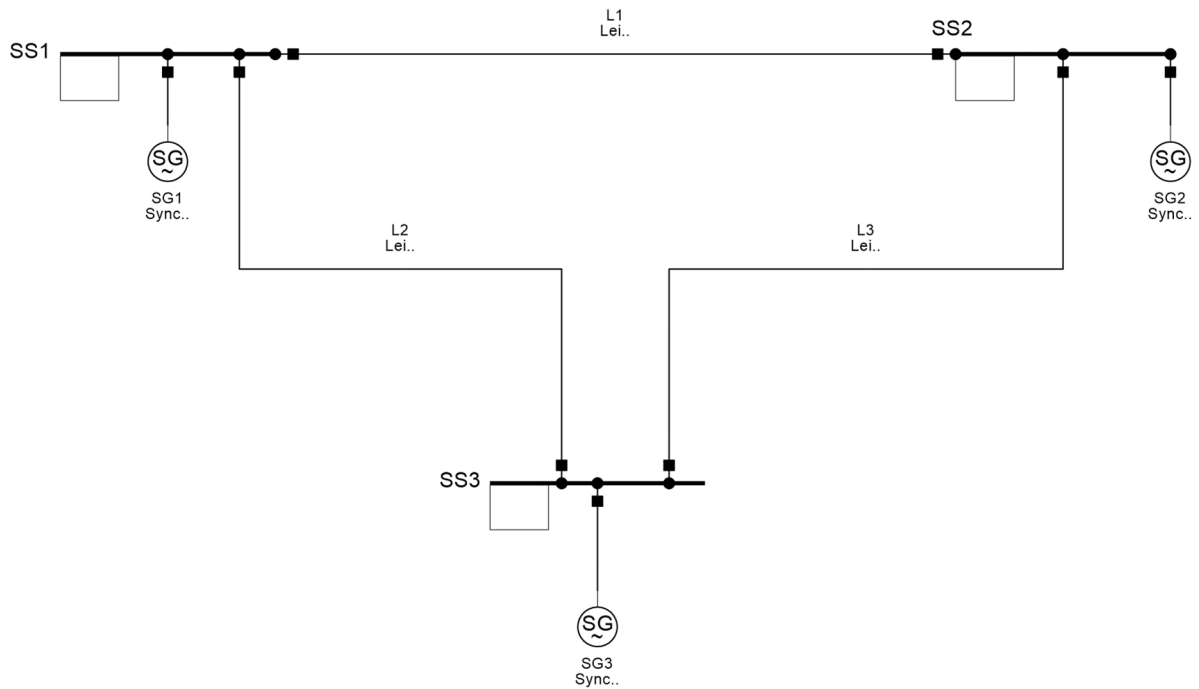


Abbildung 4: Vereinfachtes Netz zur Überprüfung der Reziprozität der KS-Leistung

Aus der Admittanzmatrix kann nun die Impedanzmatrix berechnet werden:

$$\mathbf{Z}_{SG3} = \mathbf{Y}_{SG3}^{-1}$$

Formel 5

Mithilfe der Impedanzmatrix kann nun die Kurzschlussleistung auf den Sammelschienen 1 und 2 berechnet werden.

$$S''_{K1,SG3} = \frac{U^2}{\mathbf{Z}_{SG3}(1,1)}$$

Formel 6

$$S''_{K2,SG3} = \frac{U^2}{\mathbf{Z}_{SG3}(2,2)}$$

Formel 7

Nach gleichem Vorgehen wird nun die Kurzschlussleistung auf Sammelschiene 1 bestimmt, falls Generator 2 und 3 in Betrieb sind und die Kurzschlussleistung an Sammelschiene 2, falls Generator 1 und 3 in Betrieb sind:

$$\mathbf{Y}_{SG13} = \begin{bmatrix} \frac{1}{X_{L1}} + \frac{1}{X_{L2}} + \frac{1}{X''_{d,SG1}} & -\frac{1}{X_{L1}} & -\frac{1}{X_{L2}} \\ -\frac{1}{X_{L1}} & \frac{1}{X_{L1}} + \frac{1}{X_{L3}} & -\frac{1}{X_{L3}} \\ -\frac{1}{X_{L2}} & -\frac{1}{X_{L3}} & \frac{1}{X_{L2}} + \frac{1}{X_{L3}} + \frac{1}{X''_{d,SG3}} \end{bmatrix}$$

Formel 8

$$\mathbf{Y}_{SG23} = \begin{bmatrix} \frac{1}{X_{L1}} + \frac{1}{X_{L2}} & -\frac{1}{X_{L1}} & -\frac{1}{X_{L2}} \\ -\frac{1}{X_{L1}} & \frac{1}{X_{L1}} + \frac{1}{X_{L3}} + \frac{1}{X''_{d,SG2}} & -\frac{1}{X_{L3}} \\ -\frac{1}{X_{L2}} & -\frac{1}{X_{L3}} & \frac{1}{X_{L2}} + \frac{1}{X_{L3}} + \frac{1}{X''_{d,SG3}} \end{bmatrix}$$

Formel 9

$$\mathbf{Z}_{SG13} = \mathbf{Y}_{SG13}^{-1}$$

Formel 10

$$\mathbf{Z}_{SG23} = \mathbf{Y}_{SG23}^{-1}$$

Formel 11

$$S''_{K1,SG23} = \frac{U^2}{\mathbf{Z}_{SG23}(1,1)}$$

Formel 12

$$S''_{K1,SG3} = \frac{U^2}{\mathbf{Z}_{SG3}(1,1)}$$

Formel 13

Da die Maschinendaten gleich sind, müsste nun folgende Berechnung in beiden Fällen dasselbe Ergebnis liefern:

$$S''_{K1} = S''_{K1,SG23} - S''_{K1,SG3}$$

Formel 14

$$S''_{K2} = S''_{K2,SG13} - S''_{K2,SG3}$$

Formel 15

Die Berechnung geht auf folgende Überlegung zurück: Angenommen, es sind nur Generator 1 und 2 über eine Leitung verbunden. In diesem Fall ist die KS-Leistung im System sehr wohl reziprok, auch die Admittanzmatrix erscheint in diesem Fall symmetrisch. Eine Erhöhung der Nennleistung des Generators



Maschinen jedoch gleich sind (Nennleistungen sind gleich) kann dieser Unterschied keinen Einfluss haben.

Bei einer Berechnung mithilfe von Matlab mit den anfangs erwähnten Netzdaten bestätigt sich das Ergebnis numerisch auch:

$$S''_{K1} = 25,33 \text{ MVA}$$

$$S''_{K2} = 19,28 \text{ MVA}$$

Die Ergebnisse zeigen, dass die Kurzschlussleistung in einem Netz nicht mehr reziprok ist, sobald das Netz vermascht ausgeführt wird.

### 2.2.3 Anpassung der Generatornennleistung durch Ersatzleitungen

Da die Kurzschlussleistungen nun bestimmt sind, kann auf das Problem der Lastflusssituation eingegangen werden. Die Nennleistung der Ersatzmaschinen ist bereits über die Vorgabe der Kurzschlussleistungen an den Grenzknoten bestimmt. Es besteht nun das Problem, dass die geforderten Lastflüsse über die Grenzleitungen die Nennleistung der Ersatzmaschinen teilweise übersteigen. Ein Leistungsbezug aus einem Generator, höher als dessen Nennleistung, würde sofort zu instabilen Verhalten führen unabhängig von dessen Erregung. Erste Ideen über zusätzliche Einspeisung mithilfe von statischen Generatoren bzw. Konstantlasten, welche einspeisen, führten nicht zum gewünschten Verhalten. Das Problem wurde gelöst, indem eine Leitung zwischen Ersatzgenerator und seinem zugehörigen Grenzknoten hinzugefügt wurde. Die Ersatzgeneratoren wirken somit von Österreich aus gesehen als weiter entfernt. Dies entspricht auch eher der Realität, da es unwahrscheinlich ist, dass an jedem Grenzknoten ein Generator mit der Ersatzleistung des restlichen Verbundnetzes sitzt. Im realen Fall sitzen diese großen Maschinen weiter entfernt über das Verbundnetz verteilt. Ein zweiter wichtiger Punkt ist das Verhalten der Maschinen im Fehlerfall. Bei Fehlersimulationen im österreichischen Übertragungsnetz würden die Maschinen direkt an den Grenzknoten stark beeinträchtigt bedingt durch die relativ kleinen Impedanzen dazwischen. Durch das „weiter weg setzen“ der Ersatzgeneratoren von der Grenze wird eine zusätzliche Impedanz eingeführt welche im Fehlerfall dämpfend auf die Generatoren wirkt. Zusätzlich kann nun die Nennleistung der Auslandmaschinen erhöht werden, da die Kurzschlussleistung an den Grenzknoten durch Hinzufügen der neuen Leitung bei gleichbleibender Nennleistung der Maschinen sinkt. Da die Kurzschlussleistung am Grenzknoten jedoch vorgegeben ist, muss die Nennleistung der Ersatzgeneratoren bei hinzufügen einer zusätzlichen Impedanz steigen, um einen gleichen Kurzschlussbeitrag zu erhalten. Auf die Auslegung dieser Ersatzleitungen zwischen Ersatzgenerator und Grenzknoten soll nun näher eingegangen werden.

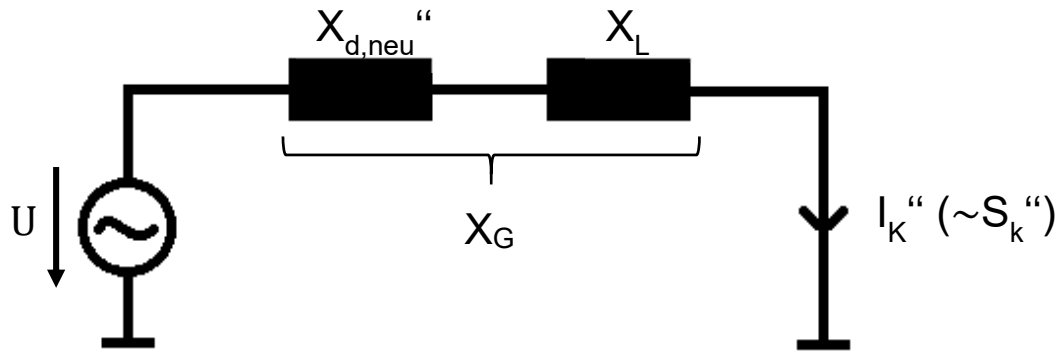


Abbildung 5: Vereinfachtes ESB zur Berechnung der Ersatzleitungen

Zur Berechnung der Ersatzleitungen zwischen Ersatzgenerator und Grenzknoten wird das vereinfachte Ersatzschaltbild dieser Konfiguration nach Abbildung 5 herangezogen. Die Spannung  $U$  stellt in diesem Ersatzschaltbild die innere Spannung der Synchronmaschine dar. An der Stelle des Strompfeiles von  $I_K''$  befindet sich die Sammelschiene am Grenzknoten. An dieser Stelle tritt die Vorgabe der Kurzschlussleistung auf, somit ist auch der Beitrag der Synchronmaschine zur Kurzschlussleistung vorgegeben wie bereits in 2.2 berechnet. Als strombegrenzendes Element galt bisher die subtransiente Reaktanz der Synchronmaschine  $X_{d,alt}''$  – die Reaktanz zwischen innerer Spannung des Generators und der Sammelschiene. Diese Funktion soll nun die Gesamtreaktanz  $X_G$  ersetzen, welche sich aus der neuen subtransienten Reaktanz  $X_{d,neu}''$  und der neuen Leitungsreaktanz  $X_L$  zusammensetzt. In jedem Fall ist die Vorgabe, dass der subtransiente Kurzschlussstrom  $I_K''$ , welcher proportional der Kurzschlussleistung ist, seinen ursprünglichen Wert beibehält. Die Gesamtreaktanz  $X_G$  muss also gleich groß sein wie die ursprünglich verwendete subtransiente Reaktanz  $X_{d,alt}''$  wie in Formel 18 ersichtlich.

$$X_G = X_{d,alt}'' = \frac{U}{I_K'' \cdot \sqrt{3}} = X_{d,neu}'' + X_L$$

Formel 18

Anfangs lässt sich vermuten, dass die neuen Reaktanzen einen großen Spielraum zur Verfügung stellen. Die Vermutung liegt nahe, dass die Leitungslänge und somit die Leitungsreaktanz nun beliebig angepasst werden kann. Wie später noch gezeigt werden soll, liegt dieser Spielraum jedoch in bestimmten Grenzen. Je höher die Leitungslänge, und somit die Leitungsreaktanz  $X_L$ , desto geringer muss die subtransiente Reaktanz  $X_{d,neu}''$  ausfallen damit die Gesamtreaktanz  $X_G$  gleichbleibt. Eine Verringerung der subtransienten Reaktanz führt jedoch unweigerlich zur Erhöhung der Nennscheinleistung des Synchrongenerators wie die verallgemeinerte Formel 19 zeigen soll.

$$S_N = \frac{U^2 \cdot x_d''(\text{p. u.})}{X_d''}$$

Formel 19

Die subtransiente Reaktanz  $x_d''$  in p.u. liegt in DigSilent mit 0,2 als Standardwert fest. Dieser Wert sollte als Standard auch beibehalten werden, um das Verhältnis zur transienten Reaktanz  $x_d'$  (p.u.) und der Längsreaktanz  $x_d$  (p.u.) nicht zu beeinflussen. Somit bleiben in Formel 19 nur die subtransiente Reaktanz  $X_d''$  und die Nennscheinleistung als umgekehrt proportionales Verhältnis, da die Spannung  $U$  auch als gegeben angenommen werden kann.

Der Einfluss der subtransienten Reaktanz auf die übertragene Kurzschlussleistung wird jedoch mit steigender Leitungslänge immer geringer. Dies bedeutet auch, dass die Nennleistung stärker als linear mit steigender Leitungslänge zunehmen muss. Die Kombination aus subtransienter Reaktanz und Leitungsreaktanz scheint immer mehr einen sättigenden Effekt zu erzeugen. Dieser Effekt soll in 2.2.4 näher betrachtet werden.

### 2.2.4 Grenzen der Anpassung über Ersatzleitungen

Wie bereits im vorigen Punkt erwähnt, führt eine Erhöhung der Leitungslänge zu einer mehr als linear steigenden Erhöhung der Nennleistung des Generators bei gleichbleibender Kurzschlussleistung.

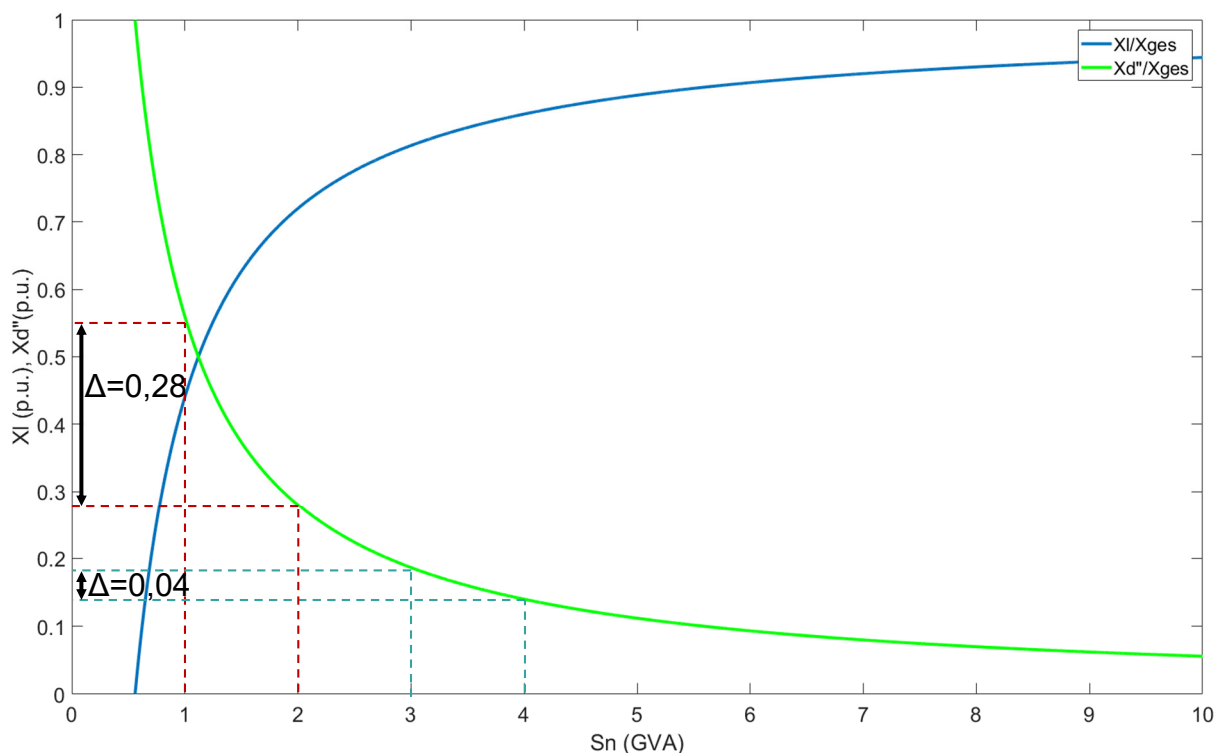


Abbildung 6: Nennleistung des Ersatzgenerators bei verschiedenen Leitungsreaktanzen

Abbildung 6 zeigt diese nicht lineare Steigerung der Nennscheinleistung. Die blaue Kurve stellt das Verhältnis von Leitungsreaktanz  $X_L$  zur Gesamtreaktanz  $X_G$  dar, die grüne Kurve das Verhältnis von subtransienter Reaktanz  $X_d''$  zu Gesamtreaktanz  $X_G$ . Bei geringer Leitungslänge überwiegt die subtransiente Reaktanz, eine Erhöhung der Leitungslänge wirkt sich geringer auf die damit einhergehende Leistungssteigerung der Maschine aus. Wie in der roten Markierung zu erkennen ist,

führt eine Reaktanzerhöhung (Leitungsverlängerung) von 0,28 p.u. bei geringer Länge nur zu einer verbundenen Steigerung der Nennleistung von 1 GVA. Je länger die Leitung jedoch wird, desto gravierender wird der Effekt. Liegt die Leitungsreaktanz etwa bei 0,83 p.u. so führt schon eine Erhöhung um 0,04 p.u. zu einer verbundenen Steigerung der Nennleistung um 1 GVA. Eine beliebige Erhöhung der Leitungslänge der Ersatzleitungen würde somit zu extremen Nennleistungen der Ersatzgeneratoren führen. Um dies zu vermeiden, und um für die Berechnung in 2.3 reale Werte für die Anlaufzeit zu erhalten, wurde ein Verhältnis definiert von:

$$X_L = 0,75 \cdot X_G$$

*Formel 20*

Für die Realität bedeutet diese Art Sättigung, dass der Einfluss eines Generators mit der Entfernung zum Kurzschlussort einen stark sinkenden Einfluss zur Kurzschlussleistung hat.

$$S_k'' = \frac{U^2}{X_d'' + X_L}$$

*Formel 21*

Formel 21 lässt diesen Effekt leicht zeigen. Je höher die Leitungsreaktanz ist, desto geringer fällt der Einfluss der subtransienten Reaktanz  $X_d''$  aus. In einem Verbundnetz bedeutet dies, dass ab einer bestimmten Leitungslänge die subtransiente Reaktanz (und somit auch die Nennleistung des Generators) keinen merkbaren Einfluss mehr zur Kurzschlussleistung hat und die Kurzschlussleistung nur mehr durch die Spannung und die Leitungslänge bestimmt wird.

## 2.3 Anlaufzeit

Der letzte wichtige Parameter zur relativ realitätsnahen Nachbildung des umliegenden Verbundnetzes für den dynamischen Fall ist die Anlaufzeitkonstante  $T_A$  der Ersatzmaschinen. Diese Anlaufzeitkonstante beschreibt jene Zeit, welche ein Turbinen-Generator Satz benötigt, um bei Antrieb mit Nennmoment von Stillstand auf Nenndrehzahl zu beschleunigen. Anhand dieser Konstante kann auf die rotierende kinetische Energie rückgeschlossen werden. Diese rotierende Energie erweist sich als wichtiger Faktor bei der Frequenzstabilität und bestimmt unter anderem den Frequenzgradienten, also die Frequenzänderung pro Zeit im Fehlerfall. Für den Frequenzgradienten wird auch der Begriff „RoCof“ (Rate of Change of Frequency) verwendet. Abbildung 7 soll den Einfluss der Anlaufzeitkonstante ( $\triangleq$  rotierende Energie) kurz erläutern.

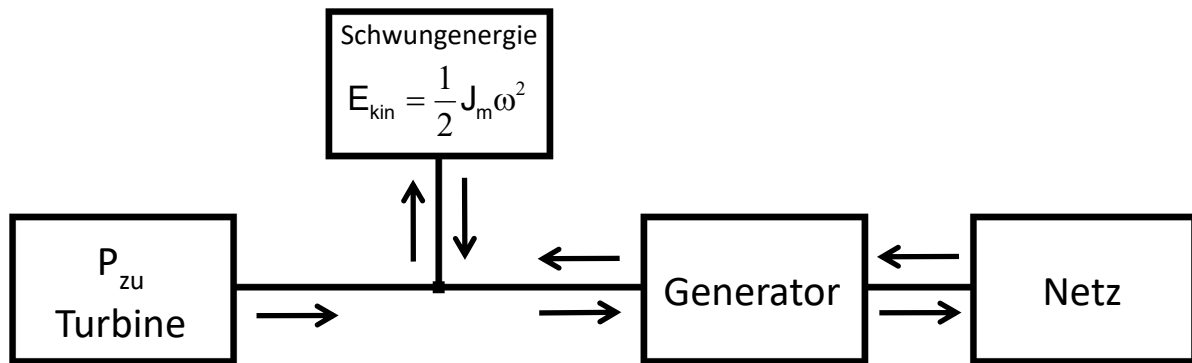


Abbildung 7: Rotierende Energie im Netz

Im statisch ausgeglichenen Leistungszustand des Netzes muss die Erzeugung stets gleich groß sein wie der Verbrauch damit die Netzfrequenz konstant bleibt. Die Leistung wird in diesem Fall direkt von der Turbine ans Netz abgegeben, die Trägheit des Turbinen-Generatorsatzes (Schwungmasse) dient sozusagen als Zwischenspeicher. Weicht die Erzeugung vom Verbrauch ab, so wird der Überschuss bzw. das Defizit an Leistung direkt an den Schwungspeicher weitergegeben, da der Turbinenregler nicht schnell genug eingreifen kann um auf die Leistungsdifferenz zu reagieren. Durch diese Leistungszufuhr bzw. diesen Leistungsentzug der rotierenden Energie wird der Turbinen-Generator Satz dabei beschleunigt bzw. abgebremst. Da dies normalerweise synchron mit dem Netz geschieht, steigt bzw. fällt auch die Netzfrequenz. Die Energiedifferenz, welche entstanden ist, muss im Nachhinein ausgeglichen werden, um die Netzsollfrequenz von 50 Hz wieder zu erreichen.

Diese rotierende Energie ist auch für den Fall der dynamischen Simulation sehr wichtig. Kann im Fehlerfall die Turbine über den Generator ihre Leistung nicht an das Netz abgeben, so wird diese zwangsmäßig in Rotationsenergie umgewandelt und der Rotor beschleunigt. Die Auswirkungen dieses Verhaltens auf die Stabilität sollen später in 3.1 näher erläutert werden.

Die genaue Berechnung der Anlaufzeitkonstante für die Ersatzgeneratoren erweist sich als schwierig, da keine Netzdaten für den restlichen Verbund im Detail vorhanden sind. Es wurde daher folgende Abschätzung durchgeführt. In [1] wurde bereits die gesamte rotierende Energie des Verbundes an einem Schwachlasttag berechnet. Diese beträgt 843 GWs. Wird diese rotierende Energie durch die Nennleistung der Ersatzgeneratoren dividiert, so erhält man für diese die Anlaufzeit nach

$$T_A = 2 \cdot H = 2 \cdot \frac{W_{rot}}{S_{N,sum}} = 2 \cdot \frac{843 \text{ GWs}}{35 \text{ GVA}} \approx 48 \text{ s}$$

Formel 22

Es wird somit eine Anlaufzeit von 48 s erreicht. Die Anlaufzeitkonstanten der einzelnen Generatoren wurde nicht mit exakt 48 s festgelegt, sondern um diesen Wert gestreut, um Pendelungen zwischen den Ersatzgeneratoren bei den Simulationsberechnungen in DigSilent zu vermeiden.



Ein alternativer Versuch, die Anlaufzeit mit 10 s vorzugeben und die Generatornennleistung sowie die Leitungslänge für vorgegebene Kurzschlussleistung anzupassen führte nicht zum gewünschten Ergebnis. Die Ersatzgeneratoren bleiben zwar stabil, sie pendeln jedoch nach einem Fehler mehrere Minuten was nicht der Realität entsprechen kann.

## 2.4 Parameter der Ersatzkomponenten

Die wichtigsten Konfigurationen zur Nachbildung des restlichen Verbundnetzes für den dynamischen Fall sind somit bestimmt.

Standort	Ersatzgenerator				Ersatzleitung	
	Nennspannung	Nennleistung	Lastfluss	Anlaufzeit	Reaktanz	Widerstand
	kV	MVA	MW	s	$\Omega$	$\Omega$
Bürs	220	3376	-122	48	8,6	2
Bürs	380	2240	505	47	36,7	8
Győr	220	834	10	46	34,8	7
Győr	380	4398	-320	47	19,7	4
Leupolz	380	3444	686	48	25,2	5
Maribor	380	2573	-760	49	33,7	7
Oberbrunn	220	2440	410	50	50,0	10
Podlog	220	20	-2	51	30,0	6
Pradella	380	2180	-508	50	39,7	8
Slavetice	380	5527	1760	51	15,0	3
Sokolnice	220	1060	250	49	27,4	5
Soverzene	220	440	100	48	0	0
St. Peter	220	3534	583	49	8,0	2
Szombathely	380	2719	40	44	31,9	6
Tarvisio	132	60	20	45	0	0

Tabelle 1: Daten der Ersatzgeneratoren –und Leitungen

Die Nennleistung der Ersatzgeneratoren wirkt auf den ersten Blick sehr hoch. In der Realität kommt ein Generator mit solch hoher Nennleistung nicht vor. Es ist jedoch zu bedenken, dass jeder Generator einen Teil des Verbundnetzes darstellt, somit eine Art Zusammenfassung der restlichen Generatoren im Verbund ist. Eine simple Addition der Nennleistung aller Generatoren im Verbund ist nicht möglich, da wie bereits erwähnt der Kurzschlussbeitrag ausgehend von einem Generator mit der Entfernung abnimmt. Der geforderte Lastfluss ist mit den jetzigen Nennleistungen leicht zu bewältigen. Dies ist besonders wichtig, da bei den folgenden Fehlersimulationen die Ersatzgeneratoren stabil bleiben müssen. Die Anlaufzeitkonstante wirkt mit den berechneten 48 s ebenfalls sehr hoch, jedoch muss auch hier bedacht werden, dass diese Anlaufzeit als Ersatz für alle Kraftwerke im Ausland gilt. Eine

Überprüfung mittels Literaturrecherche zeigte, dass auch bei anderen Netzreduktionen die Ersatzanlaufzeitkonstanten in diesem Bereich liegen. [2]

Für die Ersatzleitungen zwischen Ersatzgenerator und Grenzknoten wurde die Reaktanz  $X_L$  nach Formel 20 in 2.2.4 berechnet. Für die Grenzknoten Soverzene und Tarvisio wurde keine extra Ersatzleitung definiert. Dies ist damit begründet, da deren vorhandene Leitungslänge vom Grenzknoten bis nach Österreich bereits ohnehin sehr lange ist. An diesen Grenzknoten können die jeweiligen Ersatzgeneratoren auch mit deren geringer Nennleistung den noch geringeren Lastfluss leicht bewältigen.

An den Knoten in Leupolz und St. Peter wurde zusätzlich eine Einspeisung in Form einer negativen Last hinzugefügt. Dies soll den in Schwachlastzeiten hohen Anteil an Photovoltaik-Generation nachbilden. Diese Einspeisungen weisen keinen Beitrag zur Kurzschlussleistung auf. In der Realität kommt es bedingt durch die Regelung des PV-Wechselrichters nur zu einem Kurzschlussstrom in der Höhe des Nennstroms dieser Wechselrichter. [3]

Speziell behandelt werden müssen die Komponenten des Nullsystems für die hinzugefügten Ersatzgeneratoren mit ihren zwingend nötigen Ersatzleitungen. Der Sternpunkt von Motoren und Generatoren (sofern sie überhaupt in Stern geschaltet sind) wird im Normalfall nie geerdet da die Maschinen ohnehin als symmetrische Vorgabe behandelt werden und die Erdung, falls gewünscht, über den angeschlossenen Maschinentrafo erfolgt. Da die Ersatzgeneratoren jedoch direkt in die Übertragungsebene speisen und kein weiterer Trafo für die Ersatzgeneratoren vorhanden ist, werden die Sternpunkte dieser für diesen speziellen Fall geerdet. Um auch das Nullsystem realistisch nachzubilden können, müssen die Nullimpedanzen der Ersatzmaschinen sowie deren Ersatzleitungen angepasst werden. Da diese ja die Einspeisungen und Leitungen der jeweiligen umliegenden Länder ersatzweise darstellen, kann hier auch kein einheitlicher Wert gesetzt werden. Dieser fällt länderspezifisch unterschiedlich aus. Aus vorhandenen Datensätzen ist jedoch ein  $Z_0 / Z_1$ -Faktor für die jeweiligen Länder bekannt. Dieser wurde sowohl für die Ersatzgeneratoren als auch für deren Ersatzleitungen verwendet und liegt je nach Land im Bereich von 1 p.u. bis 3 p.u.

### 3 Kritische Fehlerklärungszeit (CCT)

Die erste simulationstechnische Betrachtung soll sich auf die kritische Fehlerklärungszeit (CCT = Critical Clearing Time) beziehen. Dabei handelt es sich um jene Zeit, wie lang ein Fehler im Netz anstehen darf, ohne dass ein Synchrongenerator instabil wird. Der Fehler muss also innerhalb dieser kritischen Fehlerklärungszeit abgeschaltet werden, damit alle Generatoren stabil am Netz bleiben und der Polschlupfschutz nicht reagiert. Dem gegenüber steht die tatsächliche Abschaltzeit des Fehlers. Die Fehlerklärungszeit (FCT = Fault Clearing Time) setzt sich zusammen aus [4]:

$$\text{FCT} = \text{Messzeit} + \text{Relaisreaktionszeit} + \text{Schalt ereigenzeit} \approx 20 \text{ ms} + 40 \text{ ms} + 80 \text{ ms} \approx 140 \text{ ms}$$

Formel 23

Der betrachtete Zeitbereich spielt sich also weit unterhalb von einer Sekunde ab. In diesem Zeitbereich ist somit das dynamische Verhalten des Netzes interessant. Der Begriff der dynamischen Stabilität soll in 3.1 näher erläutert werden.

#### 3.1 Dynamische Stabilität

Wie vorangegangen bereits erwähnt, fällt die Untersuchung nicht auf die statische Stabilität, sondern bedingt durch die kurze Zeitdauer der Fehlerklärungszeit in den dynamischen Bereich. Diese Stabilität

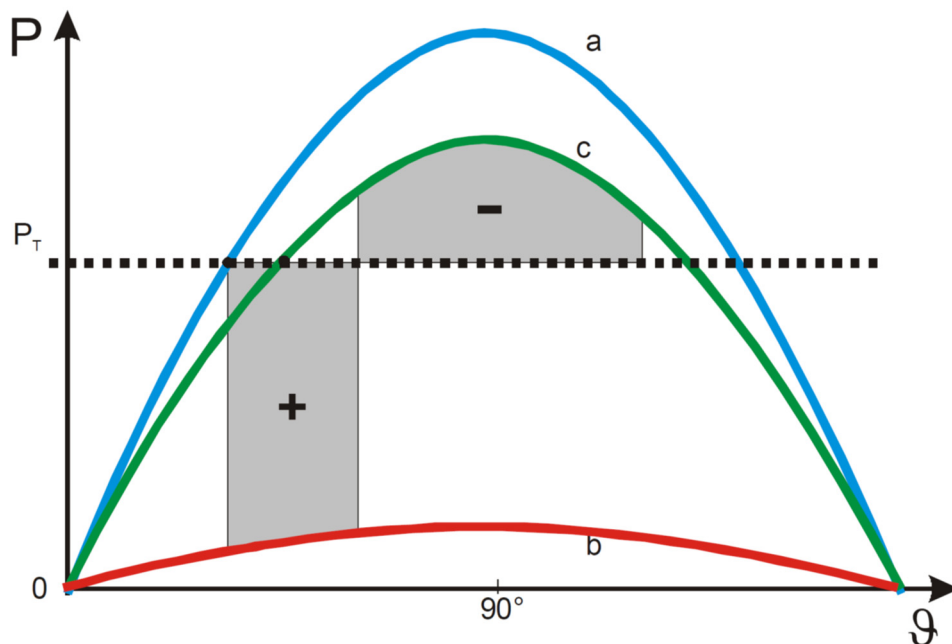


Abbildung 8: Dynamische stabile Synchronmaschine, Quelle: Dr. Renner

soll mithilfe Abbildung 7 und Abbildung 8 für den stabilen Fall erklärt werden. Ein weiterer wichtiger Aspekt zum Verständnis des Zusammenhangs ist Formel 24, jene zum Beschreiben der übertragbaren Leistung. Diese Formel wird sich auch für spätere Stabilitätsbetrachtungen als sehr wichtig herausstellen.

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \sin \vartheta$$

Formel 24

Diese Formel beschreibt also die übertragbare Wirkleistung zwischen zwei Punkten wobei  $U_1$  und  $U_2$  die jeweiligen Spannungen an diesen Punkten ist,  $X$  die Reaktanz zwischen den beiden Punkten und  $\vartheta$  der Spannungswinkel dazwischen. Für die Erklärung nehmen wir an,  $U_1$  sei die Polradspannung eines Generators und  $U_2$  die starre Spannung an einem starken Netzknoten. Wie in Formel 24 ersichtlich, liegt die maximal übertragbare Leistung bei einem Winkel von  $\vartheta = 90^\circ$ .

$P_T$  ist die zugeführte Leistung an den Generator durch die Turbine. Nach Formel 24 stellt sich durch die vorgegebene Turbinenleistung ein gewisser Arbeitspunkt und somit ein Winkel  $\vartheta$  ein. Im ersten Fall ist dies der Schnittpunkt der Linie  $P_T$  mit der blauen Linie a (Abbildung 8).

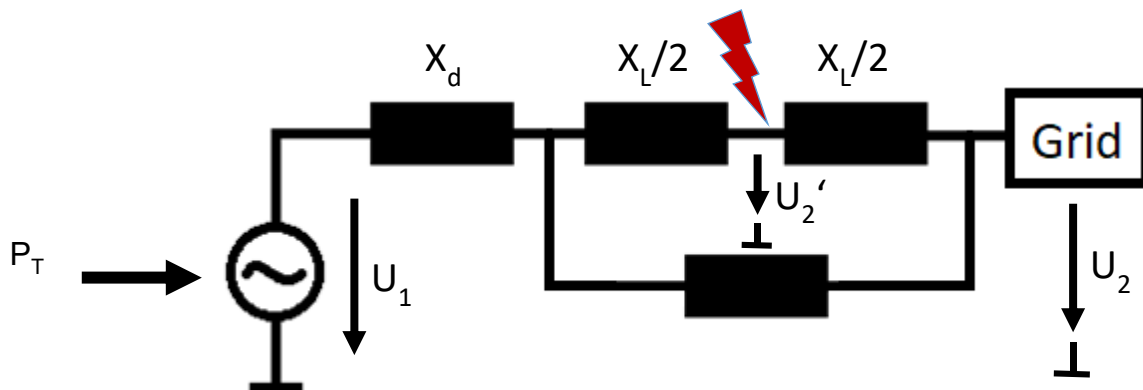


Abbildung 9: Fehler auf einem System einer Doppelleitung

Abbildung 9 zeigt das Ersatzschaltbild dieser Anordnung. Kommt es nun zu einem Fehler auf einer der beiden Leitungen (z.B. Kurzschluss), so bricht die Spannung an diesem Punkt ein und der Generator speist auf die Fehlerstelle. Die Spannung  $U_2$  in Formel 24 wird somit zur Spannung  $U_2'$ , jener Spannung an der Fehlerstelle. Die übertragbare Leistung bricht dadurch stark ein und es kann nur noch eine Leistung nach der roten Linie b übertragen werden. Da die Turbine weiterhin dieselbe Leistung liefert (Turbinenregler ist nicht schnell genug, um Leistung zu drosseln), wird das Polrad beschleunigt und der Winkel  $\vartheta$  vergrößert sich. Dies ist auch mit Abbildung 7 leicht zu erklären – die überschüssige Leistung kann nicht ans Netz abgegeben werden und wird somit in rotierende Energie umgewandelt.

Da die neue Arbeitslinie in Abbildung 9 keinen Schnittpunkt mit der Geraden der Turbinenleistung aufweist, kann sich kein neuer Arbeitspunkt einstellen und der Rotor des Generators wird

beschleunigt. Wird jedoch die fehlerbehaftete Leitung rechtzeitig abgeschaltet, so kann wieder Leistung an das Netz abgegeben werden. Bedingt durch die Abschaltung der Leitung und der daraus folgenden Steigerung der Gesamtreaktanz wird jedoch die neue übertragbare Leistung leicht sinken. Zur Beschreibung der dynamischen Stabilität kommt nun der Flächensatz zur Anwendung. Begonnen wurde vor dem Fehler mit der übertragbaren Leistung nach Linie blau a und einem stabilen Arbeitspunkt. Bei Fehlereintritt bricht nun die übertragbare Leistung auf jene der roten Linie b ein. Wird die fehlerbehaftete Leitung nun abgeschaltet, so ist die neue übertragbare Leistung jene nach der grünen Linie c. Bis zu dem Zeitpunkt, an dem die fehlerbehaftete Leitung abgeschaltet wurde, wurde das Polrad jedoch beschleunigt (graue „+“ Fläche). Die Fläche die sich aus der Leistungsdifferenz und der Winkeldifferenz ergibt, ist proportional zu der beschleunigenden Energie.

Da das Polrad sich gerade in der Beschleunigungsphase befindet, kommt es nach Abschalten der fehlerbehafteten Leitung zu einem Überschwingen. Das Polrad wird jedoch abgebremst, da mehr Leistung an das Netz abgegeben als von der Turbine eingespeist wird. Energie wird aus der Rotation entnommen und der Rotor dadurch gebremst – graue „-“ Fläche). Die grau markierten Bereiche stellen somit die umgesetzte beschleunigende bzw. abgebremsende Energie dar. Ist nun die bremsende Fläche mindestens so groß wie die beschleunigende Fläche, so kann das Polrad in einen neuen stabilen Arbeitspunkt zurückkehren (Schnittpunkt  $P_T$  mit grüner Linie c links). [5] Dies bedingt auch die kritische Fehlerklärungszeit – je länger der Fehler an der Leitung ansteht, desto länger wird das Polrad durch die überschüssige Leistung beschleunigt. Die kritische Fehlerklärungszeit ist also jene maximale Fehlerzeit, bei der die beschleunigende und die bremsende Energie sich gerade noch die Waage halten und sich somit nach Fehlerbehebung ein neuer stabiler Arbeitspunkt einstellen kann.

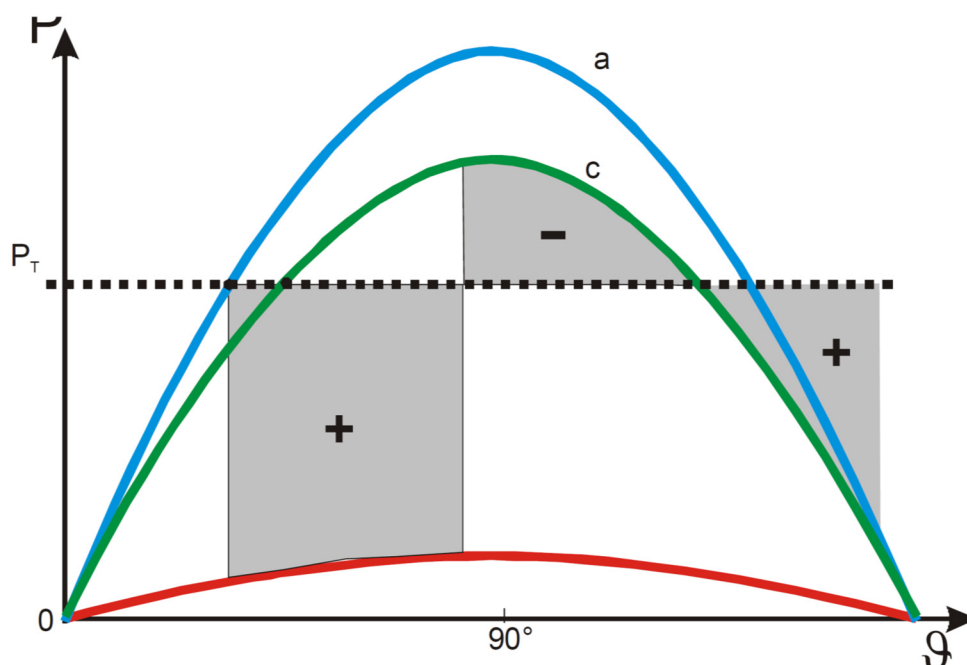


Abbildung 10: Dynamisch instabile Synchronmaschine, Quelle: Dr. Renner

Den Gegensatz dazu soll Abbildung 10 zeigen. Wird die kritische Fehlerklärungszeit überschritten, so steht nicht genügend bremsende Energie zur Verfügung um zu einem stabilen Arbeitspunkt zurückzukehren. Das Polrad beschleunigt über die bremsende Fläche hinaus und wird unterhalb der Turbinengeraden  $P_T$  (rechte Seite) wieder weiter beschleunigt. Die Maschine fällt außer Tritt und der Generator würde ins unendliche beschleunigen, da sich das Polrad durch die Beschleunigung nicht mehr fängt. Der Polschlupfschutz muss daraufhin die Maschine vom Netz nehmen um Beschädigungen durch erhöhte Drehzahl zu vermeiden.

Für dynamisch stabilen Betrieb muss also gelten: Die Fehlerklärungszeit (Abschaltzeit der fehlerbehafteten Stelle - FCT) muss kleiner sein als die kritische Fehlerklärungszeit (CCT).

## 3.2 Simulationsdurchführung

Die Bestimmung dieser kritischen Fehlerklärungszeit für verschiedene Generatoren und Betriebsszenarien wird mithilfe der Software DigSilent Powerfactory durchgeführt. Powerfactory bietet hierfür die Option „RMS-Simulation“. Der Vorteil dieser Software ist unter anderem, dass sofort Hinweise ausgegeben werden, sobald ein Generator außer Tritt fällt. Des Weiteren nimmt ein vorher definierter Polschlupfschutz den Generator bei instabilen Verhalten vom Netz damit die Simulation für weitere Untersuchungen weiterlaufen kann.

Den Generatoren ist in Powerfactory ein Maschinenmodell hinterlegt, um die dynamischen Eigenschaften realitätsnahe nachzubilden. In diese Modelle können Erweiterungsmodule wie Turbinenregler, Spannungsregler, PSS etc. eingebunden werden. In den Simulationen wurde nur Wert auf die Spannungsregler der einzelnen Maschinen gelegt, da diese schnell genug reagieren um Einfluss auf die dynamische Stabilität zu nehmen. Turbinenregler würden sich zwar positiv auf das weitere Gesamtverhalten des Netzes auswirken – diese brauchen jedoch realitätsgetreu einige Sekunden, bis sie auf eine Frequenzänderung reagieren können. [5] Da sich die dynamischen Simulationen für kritische Fehlerklärungszeiten in einem Zeitbereich unterhalb einer Sekunde abspielen, hätte der Einfluss von Turbinenreglern nur eine geringe bis keine Auswirkung auf die Simulation. Daher wurden diese vernachlässigt.

Die Durchführung sieht folgendermaßen aus: Es wird zuerst eine Leitung bestimmt, auf welcher ein Fehler eintreten soll. Der Fehler ist in diesem Fall ein dreipoliger Kurzschluss. Dieser Kurzschluss wird auf einem System einer Doppelleitung im Übertragungsnetz ausgeführt. Der Kurzschlusseintritt geschieht zwei Sekunden nach Simulationsbeginn, damit etwaige Einschwingvorgänge beendet sind. Nach einer vorher definierten Zeit werden die Leistungsschalter dieser betroffenen Leitung geöffnet um die fehlerbehaftete Leitung abzuschalten. Die Simulation läuft danach bis 10 Sekunden weiter und es wird überprüft, ob die Software eine Meldung zum Polschlupf eines Generators ausgibt. Ist dies der Fall, so wird die Zeit nach welcher die Leistungsschalter öffnen um 10 ms verringert, andernfalls um 10 ms erhöht. Dadurch lässt sich schrittweise für alle betroffenen Generatoren im Umkreis deren kritische Fehlerklärungszeit für einen Kurzschluss an dieser ausgewählten Fehlerstelle bestimmen. Um

verschiedene Szenarien zu definieren werden Kurzschlussort und Betriebspunkte einzelner Generatoren variiert.

Wie diese Verläufe von Polradwinkel und Drehzahl der Generatoren im Fehlerfall aussehen, sollen beispielhaft Abbildung 11 und Abbildung 12 zeigen. Der 3-phasige Kurzschluss ist in diesem Fall auf einem System der zweisystemigen 220-kV-Leitung von Malta Hauptstufe nach Lienz. Der genaue Kurzschlussort liegt in diesem Beispiel bei 10 % der Leitungslänge von Malta Hauptstufe nach Lienz. Der untersuchte Generator ist Malta Hauptstufe B1.

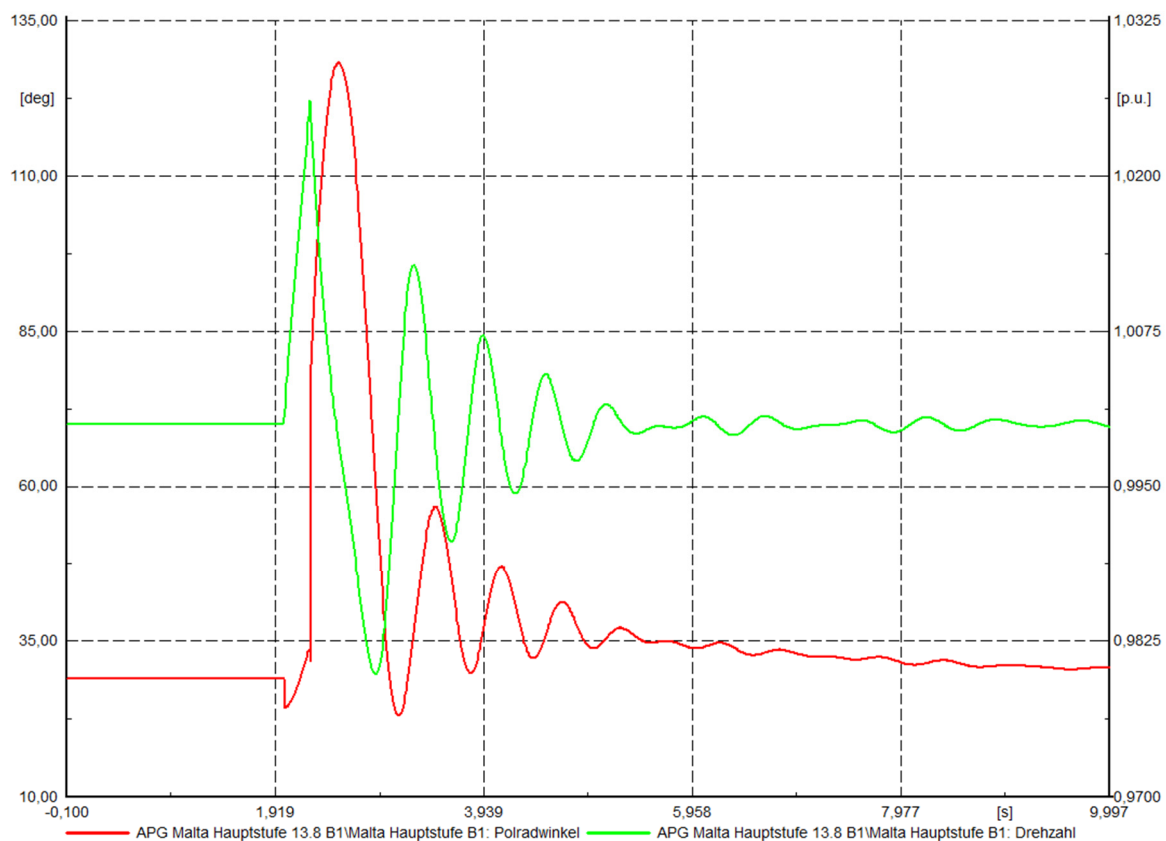


Abbildung 11: Malta Hauptstufe B1 dynamisch stabil (rot: Polradwinkel in °, grün: Drehzahl in p.u.)

Abbildung 11 zeigt dabei den gerade noch stabilen Grenzfall der Kurzschlussdauer. Diese liegt in diesem Fall bei 270 ms – die kritische Fehlerklärungszeit von Hauptstufe B1. Wie in 3.1 beschrieben, beschleunigt der Rotor (grüne Linie) nach Kurzschlusseintritt und der Polradwinkel (rote Linie) vergrößert sich. Er schwingt auch über die statisch grenzstabilen 90 ° hinaus, jedoch ist die Kurzschlussdauer hinreichend klein, damit der darauffolgende bremsende Anteil überwiegt und der Generator sich nach einer Einschwingphase auf einen neuen Arbeitspunkt stabil einpendelt. Die Reaktanzänderung durch die abgeschaltete Leitung ist in diesem Fall jedoch sehr klein, daher lässt sich die Änderung des Polradwinkels auf einen neuen Arbeitspunkt mit freiem Auge nur schwer erkennen.

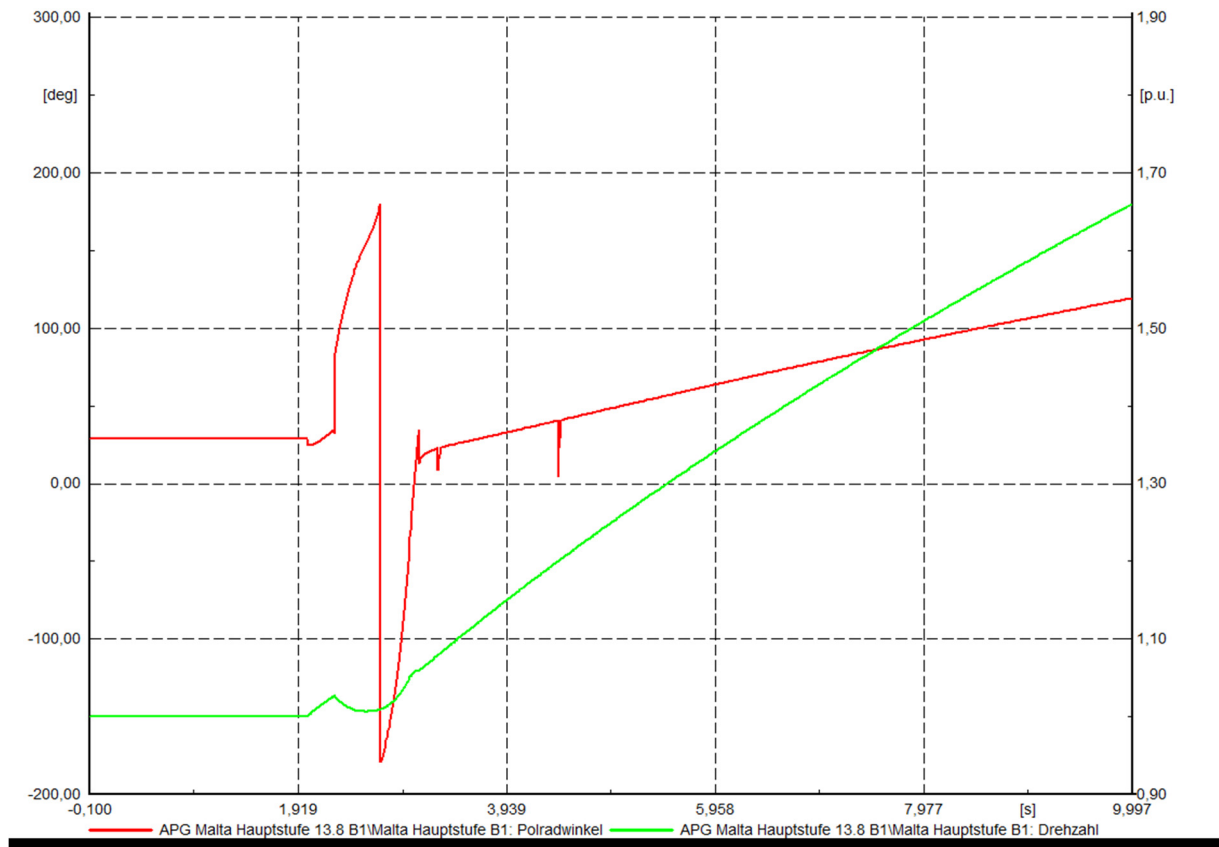


Abbildung 12: Malta Hauptstufe B1 dynamisch instabil (rot: Polradwinkel in  $^{\circ}$ , grün: Drehzahl in p.u.)

Wird die Kurzschlussdauer über diese kritische Fehlerklärungszeit um 10 ms auf 280 ms erhöht, so ist der Generator dynamisch nicht mehr stabil. Abbildung 12 zeigt diesen Verlauf. Wie auch im dynamisch stabilen Betrieb beschleunigt der Rotor nach Kurschlusseintritt und der Polradwinkel vergrößert sich. Wird nach 280 ms jedoch die fehlerbehaftete Leitung abgeschaltet, so hat der Rotor bis dahin eine zu große Beschleunigung erfahren, als dass die bremsende Wirkung überwiegen könnte. Der Polradwinkel vergrößert sich immer weiter bis zu dem Zeitpunkt, an dem die Polschlupfüberwachung reagiert und den Leistungsschalter des Generators öffnet. Ab diesem Zeitpunkt steigt die Drehzahl in der Simulation an, da die Software nur den Leistungsschalter öffnet, jedoch den Generator nicht außer Betrieb setzt. Er hat jedoch auf den weiteren Simulationsverlauf im restlichen Netz danach keine Auswirkung mehr. Nicht falsch zu interpretieren ist der plötzliche Sprung des Polradwinkels. Dies ist nur eine grafische Darstellung der Software, da der Winkel ab  $180^{\circ}$  eine äquivalente Änderung auf  $-180^{\circ}$  vornimmt.



```

Fehler (0)  Warnung (0)  Info (11)  Ereignis (22)  Sonstige (0)
(t=02:000 s) -----
(t=02:000 s) 'Netzzustand 2017\APG 269 Malta Hauptstufe - Lienz .ElmLne':
(t=02:000 s) 3-phasiger Kurzschluss.
(t=02:000 s) mit Fehlerimpedanz Rf = 0,000000 Ohm Xf = 0,000000 Ohm
(t=02:000 s) Fehlerort: 10,0000 % von 'Netzzustand 2017\APG Malta Hauptstufe\APG Malta Hauptstufe 220.0 1\1 (Italien).ElmTerm'
(t=02:280 s) -----
(t=02:280 s) 'Netzzustand 2017\APG Lienz\APG Lienz 220.0 1\2(5).ElmCoup':
(t=02:280 s) Leistungsschalteraktion: 'Öffnen' - 'Alle Phasen'.
(t=02:280 s) -----
(t=02:280 s) 'Netzzustand 2017\APG Malta Hauptstufe\APG Malta Hauptstufe 220.0 1\2(8).ElmCoup':
(t=02:280 s) Leistungsschalteraktion: 'Öffnen' - 'Alle Phasen'.
(t=02:842 s) -----
(t=02:842 s) 'Netzzustand 2017\APG Malta Hauptstufe\APG Malta Hauptstufe 13.8 B1\Malta Hauptstufe B1.ElmSym':
(t=02:842 s) Generator außer Tritt (Polschlupf).
(t=02:842 s) -----
(t=02:842 s) 'Netzzustand 2017\APG Malta Hauptstufe\APG Malta Hauptstufe 220.0 1\3(4).ElmCoup':
(t=02:842 s) 'Polschlupfüberwachungs-Kriterium' : Aktion - Generator '' abschalten.
(t=02:842 s) Leistungsschalteraktion: 'Öffnen' - 'Alle Phasen'.
(t=04:153 s) -----
(t=04:153 s) 'Berechnungsfälle\Berechnungsfall\Simulations-Überwachung\Synchronmaschinendrehzahlüberw.-Kriterium.ScnSpeed':
(t=04:153 s) Malta Hauptstufe B1: Obere Drehzahlgrenze wurde überschritten (1,201 p.u. >= 1,200 p.u.).
(t=04:153 s) Schaltersteuerungsereignis 'EventSwitch(1)' nicht möglich. Kein gültiger Schalter gefunden.

```

Abbildung 13: Ausgabefenster von DigSilent Powerfactory bei instabilem Generator

Das Ausgabefenster von DigSilent Powerfactory gibt für den Simulationsverlauf folgende Meldungen aus: 2 Sekunden nach Simulationsbeginn tritt der 3-polige Kurzschluss ein. Die Kurzschlussdauer beträgt für diesen instabilen Fall 280 ms, danach werden die Leistungsschalter in Lienz und Malta Hauptstufe für diese Leitung geöffnet, um die fehlerbehaftete Leitung wegzuschalten. 842 ms nach Kurzschlusseintritt erkennt die Polschlupfüberwachung eine zu große Abweichung zwischen Polradwinkel und Referenzwinkel und öffnet den Leistungsschalter des Generators um diesen vom Netz zu trennen. Zum Zeitpunkt 04:153 s erkennt schließlich die Drehzahlüberwachung eine zu große Abweichung der Drehzahl von der Nenndrehzahl und versucht den Generator ebenfalls vom Netz zu trennen. Die Abschaltung ist aber nicht möglich, da die Polschlupfüberwachung dies ohnehin bereits zuvor durchgeführt hat. Die Simulation läuft danach ohne den betroffenen Generator weiter.

Im Normalfall wird die Polschlupfüberwachung mit Standardeinstellungen schneller reagieren als die Drehzahlüberwachung. Die Sinnhaftigkeit der Drehzahlüberwachung in Powerfactory ist jedenfalls trotzdem gegeben. Speist ein Generator über eine einzelne Stickleitung ins Netz und diese Leitung wird bedingt durch einen Fehler weggeschaltet, so bezieht sich der Polradwinkel des betroffenen Generators nicht mehr auf den Referenzwinkel, sondern der Generator wird als eigenes isoliertes Netz behandelt. Die Polschlupfüberwachung wird in diesem Fall keine Abweichung erkennen und den Generator nie abschalten. Da der Generator jedoch trotzdem unbegrenzt beschleunigen würde, greift irgendwann die Drehzahlüberwachung ein und trennt den Generator.

Die Software zeigt den Polschlupf erst nach 842 ms an. Die niedrigste Fehlerzeit, welche zu instabilen Verhalten führt, sind jedoch 280 ms. Dies ist bedingt durch die dynamische Stabilität. Der Generator hat durch die Fehlerzeit von 280 ms eine zu große beschleunigende Wirkung erfahren. Er befindet sich dadurch zum Zeitpunkt der Fehlerabschaltung noch immer in der Beschleunigungsphase und die anschließende bremsende Phase reicht nicht zum Einpendeln aus. Das Polrad läuft über die bremsende Phase hinaus und wird weiter beschleunigt. Der Polschlupfschutz erkennt somit erst nach 842ms eine zu große Abweichung des Polradwinkels bzw. der Drehzahl.



Simmering überprüft, welche im Schwachlastfall normalerweise außer Betrieb sind. Dabei wurde auf die realen Betriebsbedingungen geachtet, da z.B. der Generator GT41 alleine nicht mit 100 % Leistungsabgabe betrieben werden kann. Dies ist nur in Verbindung mit der Dampfturbine DT1 möglich. Auch für die GuD-Anlage Simmering wurde ersichtlich, dass die CCT für diese Generatoren auch bei weiter entfernten Fehler im 380 kV Netz noch im gleichen Bereich ist wie an generatornahen Fehlern. Ob ein Fehler somit auf der Sammelschiene Simmering auftritt oder auf der Sammelschiene Wien-Südost 380 kV macht bedingt durch die geringen Leitungsimpedanzen keinen Unterschied.

Die niedrigsten Werte der CCT wurde für Freudenau mit 180 ms bei Fehlern in dessen Nähe ermittelt. Da Greifenstein etwas weiter entfernt sitzt von dem speziell untersuchten Bereich Wien wurde dessen minimale CCT bei Fehler in der Nähe von Bisamberg mit 310 ms ermittelt wie in Tabelle 2 aufgeführt. Die GuD-Anlage Simmering ist von diesem Fehlerort nicht mehr betroffen, da er einerseits in der 220 kV Ebene liegt (höhere Impedanzen) und der Fehlerort weiter entfernt vom Kraftwerk liegt. Für die GuD-Anlage Simmering ergibt sich der niedrigste Wert bei Fehler im Bereich Wien-Südost 380 kV mit einer CCT für die DT1 von 190 ms bei Vollbetrieb der Generatoren wie in Tabelle 3. Ist bei dem Doppelsystem WN501/WN502 (WSO-WS) nur ein System in Betrieb und dieses System muss im Fehlerfall abgeschaltet werden, so beträgt die CCT für DT1 nur noch 150 ms und die Leistung wird danach ins Wiener Verteilnetz gedrückt. 150 ms sind schon knapp am Stabilitätskriterium. Dieser Versuch ist in Tabelle 4 aufgelistet.

Fehler WSO-BI (220kV) bei 10% Nähe BI	Freudenau	Greifenstein	GT41	GT42	DT1
GuD Simmering aus	>1000	<b>310</b>	-	-	-
GT41 50%	>1000	<b>310</b>	>1000	-	-
GT41+GT42+DT1 100%	>1000	<b>320</b>	>1000	>1000	>1000

Tabelle 2 – alle Angaben in ms

Fehler auf WSO-WS bei 50%	Freudenau	Greifenstein	GT41	GT42	DT1
GuD Simmering aus	<b>190</b>	810	-	-	-
GT41 50%	<b>180</b>	830	350	-	-
GT41+GT42+DT1 100%	<b>180</b>	890	200	200	190

Tabelle 3 – alle Angaben in ms

Fehler auf WSO-WS bei 50%, nur 1 System	Freudenau	Greifenstein	GT41	GT42	DT1
GuD Simmering aus	<b>170</b>	810	-	-	-
GT41 50%	<b>180</b>	830	320	-	-
GT41+GT42+DT1 100%	160	890	160	160	<b>150</b>

Tabelle 4- alle Angaben in ms

Insgesamt wurde keine CCT im Schwachlastfall ermittelt, welche die Fehlerabschaltzeit von 140 ms unterschritt.

### 3.3.2 Bereich Maltatal

Speziell der Bereich Maltatal stellt einen für diese Untersuchungen wichtigen Bereich dar. In diesem Bereich befinden sich viele Pump-/Speicherkraftwerke wobei deren Leistung hauptsächlich über die 220 kV Leitung von Malta Hauptstufe nach Lienz transportiert wird. Es verläuft zwar auch das Kärntner 110 kV Netz in diesem Bereich, jedoch ist der Leistungsanteil bedingt durch die höheren Impedanzen in der Verteilnetzebene eher gering. Kraftwerke wie z.B. Innerfragant sind zwar prinzipiell über das 110 kV Netz angeschlossen, deren Leistung überträgt sich jedoch über Trafos auf die 220 kV Ebene auch eher in diesen Bereich. Speziell untersucht wurde hier die Auswirkung von Fehlern auf der Leitung zwischen Malta Hauptstufe und Lienz da hier wie bereits erwähnt der größte Leistungstransport stattfindet. Eine Transportunterbrechung durch einen Fehler auf genau diesem Leitungszug wirkt sich somit am stärksten auf die dynamische Stabilität der Maschinen aus. Da das Kraftwerk Malta Hauptstufe am nächsten zu dem Fehlerort ist, ist in diesem Fall auch die kritische Fehlerklärungszeit dieses Kraftwerks am geringsten. Jedoch wurde auch bei einem simulierten Fehlerort bei 10 % Leitungslänge in der Nähe von Malta Hauptstufe die Bedingung  $FCT < CCT$  eingehalten. Der minimalste Wert der CCT wurde mit 190 ms für die Hauptstufe erreicht, jedoch nur für den Fall, dass von der doppelsystemigen 220 kV Leitung Richtung Lienz nur ein System in Betrieb ist und genau auf diesem System in der Nähe des Kraftwerkes ein Fehler auftritt. Dieses Szenario ist jedoch in der Realität auch nicht möglich, da laut APG bei einem Fehler auf der Leitung für diesen Fall die Maschinen von Malta Hauptstufe und Reißeck II sofort vom Netz gehen. Eine Überprüfung der Stufe Reißeck II, falls diese im Vollastbetrieb ist, ergab für diese eine CCT von 210 ms für den Pumpbetrieb und 260 ms für den Turbinenbetrieb wie auch in Tabelle 5 aufgeführt.

Fehler auf MAH-LIE bei 50%	MAH	MAO	RK II	
ohne RK II	<b>280</b>	290	-	Pumpbetrieb
mit RK II	240	250	<b>210</b>	
ohne RK II	<b>340</b>	690	-	Turbinenbetrieb
mit RK II	280	300	<b>260</b>	

Tabelle 5 – alle Angaben in ms

Treten Fehler weiter entfernt auf z.B. auf der Leitung Lienz-Obersielach, so konnte keine instabile Maschine innerhalb 1000 ms Fehlerzeit festgestellt werden. Fehler auf den Leitungen 451 / 452 von Lienz nach Tauern wirken sich auch schon viel geringer aus. Der Vorteil an diesem schwächeren Netzpunkt Malta ist die höhere Netzimpedanz. Weiter entfernte Kurzschlüsse wirken sich somit weniger stark auf diesen Bereich aus. Allgemein konnte auch für den Bereich Maltatal kein Szenario gefunden werden, an dem eine CCT den unteren Grenzwert von 140 ms erreichte.

### 3.3.3 Bereich Tirol

Wie auch im Bereich Malta sind sehr viele Pump/Speicherkraftwerke in diesem Bereich vorhanden. Jedoch ist dieser Bereich auch stark vernetzt. Ausgeführt ist in diesem Bereich für die Übertragungsebene fast ausschließlich ein 220 kV System, wobei viele Leitungen für einen späteren Netzausbau bereits auf 380 kV ausgelegt sind. Der auffälligste Generator in diesem Bereich war

Häusling B. Der Generator fällt bei fast allen Fehlern im Raum Tirol innerhalb 1000 ms aus. Daher wurde hier die CCT für den nächst möglichen Fehler zu diesem Generator ermittelt. Diese lag aber noch bei 170 ms. Das Kraftwerk Mayrhofen, welches in der Nähe von Häusling liegt, wies auch eher geringe Werte der CCT auf, lag jedoch noch stabiler als Häusling wie in Tabelle 6 zu sehen. Bei einer speziellen Überprüfung der Kraftwerke Roßhag und Gerlos 2 bei Inbetriebnahme auf Nennpunkt konnte auch keine CCT unterhalb 140 ms ermittelt werden, der geringste Wert lag bei 220 ms für Gerlos 2 bei einem Fehler auf der Leitung 418 zwischen Zell am Ziller und Tauern, bedingt durch die Nähe des Fehlerortes zum Kraftwerk. Für Fehler auf der Leitung Mayrhofen-Zell am Ziller liegt die CCT für Roßhag bei 270 ms, für Gerlos 2 bei 340 ms.

Fehler auf May-Z/Z bei 50%	Häusling	Mayrhofen	Roßhag	Gerlos 2
<b>ohne Gerlos2 &amp; Roßhag</b>	<b>170</b>	220	-	-
<b>mit Gerlos 2 &amp; Roßhag</b>	<b>180</b>	230	270	340

*Tabelle 6 – alle Angaben in ms*

Tabelle 7 zeigt einen Versuch, die drei Leitungen zwischen Tirol und Silz auf zwei zu reduzieren und auf einer dieser verbleibenden Leitungen einen Fehler zu verursachen führte nahezu zu denselben Ergebnissen wie im Falle von drei Leitungen. Eine weitere Verringerung auf nur eine aktive Leitung und Abschaltung dieser Leitung im Fehlerfall führten wiederum zu nahezu gleichen Ergebnissen. Bei einem Fehler auf einer Leitung wurde die geringste CCT für Kaunertal B1 mit 210 ms für alle Fälle ermittelt. Es ist somit ersichtlich, dass der Bereich Tirol sehr stark vernetzt ist. Ein Abschalten von zwei parallelen Leitung führte in diesem Fall zu fast keinem Unterschied im Vergleich zum Betrieb mit allen drei Leitungen.

Fehler auf WT-Silz bei 50%	Kaunertal	Kühtai	Silz	Häusling
<b>3 Systeme in Betrieb</b>	<b>210</b>	250	290	310
<b>2 Systeme in Betrieb</b>	<b>210</b>	250	290	300
<b>1 System in Betrieb</b>	<b>210</b>	220	260	300

*Tabelle 7 – alle Angaben in ms*

Ein letzter Versuch wurde unternommen, um die Vielzahl an Stichleitungen in diesem Bereich zu den Kraftwerken zu überprüfen. Falls bei diesen Stichleitungen 2 Systeme ausgeführt sind und beide Systeme sind in Betrieb wurde keine kritische Situation gefunden. Ist jedoch nur ein System in Betrieb, so verliert bei einem Fehler auf dieser Leitung der Generator in allen Fällen die Synchronität zum Netz, da im Fehlerfall die Leitung abgeschaltet wird und somit keine Verbindung zwischen Netz und Generator mehr besteht. Sollte für die untersuchte Leitung eine AWE vorhanden sein, so ist die Zeitdauer, bis die AWE die Leitung wieder zuschaltet in jedem Fall zu lange, damit der Generator am Ende der Stichleitung noch dynamisch stabil bleibt. Es konnte somit für den Bereich Tirol auch keine CCT unterhalb 140 ms ermittelt werden – ausgenommen davon, wenn bei einer doppelsystemigen Stichleitung nur ein System in Betrieb ist.

### 3.3.4 Kritische Parameter

Für die Untersuchungen in 3.3 wurden spezielle Szenarien durchprobiert um die jeweiligen kritischen Fehlerklärungszeiten zu erhalten und dabei versucht, einen stabilitätstechnisch gesehen sehr schlechten Fall zu simulieren. Das jedoch der Fehler genau in diesem Betriebszustand des Netzes und an dem gleichen Fehlerort wie in der Simulation eintritt ist sehr unwahrscheinlich. Für Aussagen ist es also wichtig, die Stabilitätsbetrachtungen zu verallgemeinern, damit diese für reale Fälle aussagekräftig sind. Bedingt durch die große Anzahl an verschiedenen simulierten Szenarien und der Datenmenge welche daraus folgte, haben sich 3 wichtige Faktoren herauskristallisiert. Diese 3 Faktoren betreffen den Betriebspunkt der jeweiligen Maschinen, die Spannungshöhe an der Anschlussstelle sowie die Kurzschlussleistung. Bedingt durch den Leistungstransport ändert sich auch der Spannungswinkel an den jeweiligen Punkten. Auf diesen kann in der Realität jedoch nur ein geringer Eingriff vorgenommen werden. Der Einfluss der einzelnen Parameter auf die Stabilität der Maschinen soll in den nächsten Unterpunkten genauer erörtert werden. Speziell dafür ausgesucht wurden der Bereich Malta Hauptstufe und die GuD-Anlage in Simmering. Anhand der erhaltenen Daten wurde auch verglichen, ob das jeweilige Verhalten nur für den untersuchten Standort gilt oder die Einflüsse auf die Fehlerklärungszeit an den beiden Standorten einen ähnlichen Verlauf aufweisen.

Um den Einfluss eines Parameters auf die CCT zu untersuchen, wurde bestmöglich versucht, die restlichen Parameter unbeeinflusst zu lassen. Dies ist jedoch nur bedingt möglich, da sich z.B. bei Laständerungen gleichzeitig Parameter wie Spannung und Spannungswinkel auch ändern. Wichtige Parameter werden in den jeweiligen Unterpunkten extra bekannt gegeben. Sämtliche Spannungsregler der untersuchten Maschinen sind für die weiteren Untersuchungen deaktiviert, um die Ergebnisse für einzelne Simulationen nicht durch diese zu verfälschen. Die untersuchten Maschinen wurden stets mit einem  $\cos\varphi$  von 1 betrieben, um keine Einflüsse durch den Erregungszustand der Maschinen zu erhalten. Nur für die Versuche in „3.3.4.2 Spannung“ musste zur Untersuchung der Erregereinwirkung die Blindleistung angepasst werden.

Der Kurzschlussort zur Bestimmung der CCT für den jeweiligen Versuch wurde für alle Unterpunkte an selber Stelle durchgeführt. Dieser war in Simmering auf 1 % Leitungslänge der Leitung WN501 in der Nähe der Sammelschiene Wien Südost 380 kV. Der Fehlerort mag zwar weit entfernt zu den untersuchten Maschinen in der GuD-Anlage Simmering erscheinen, Versuche haben jedoch gezeigt, dass der Unterschied zu einem Kurzschluss näher der genannten Maschinen keinen Unterschied macht, da die Impedanz zwischen Kraftwerk Simmering und Sammelschiene Wien Südost 380 kV relativ gering ist. Für Untersuchungen im Bereich Malta wurde der Kurzschlussort auf der Leitung 269 von Malta Hauptstufe nach Lienz auf 50 % Leitungslänge festgelegt.

Nicht verwirren soll die maximale CCT von 1000 ms in einigen Diagrammen. Dies ist nur bedingt dadurch, da zur Bestimmung der CCT die Kurzschlussdauer in 10 ms Schritten variiert wurde und Werte oberhalb 1000 ms nicht weiter untersucht wurden. Werte oberhalb 1000 ms spielen aber ohnehin keine Rolle, da bis zu dieser Zeit Schutzgeräte in allen Fällen bereits reagiert haben müssen.

In einigen Diagrammen sind leicht Sprünge der CCT erkennbar bzw. Geraden verlaufen nicht 100 % geradlinig. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Ermittlung der jeweiligen CCT in 10 ms Schritten erfolgt. Somit erscheinen in den Diagrammen öfters Sprünge mit 10 ms.

Zuletzt muss noch kurz die Anlaufzeit bemerkt werden. Eine höhere Anlaufzeit wird dynamisch auch zu einer höheren Stabilität führen. Die zwei Maschinen, welche hauptsächlich zur Untersuchung verwendet wurden, sind Malta Hauptstufe B1 und Simmering GT41. Die Anlaufzeit der GT41 beträgt 3,22 s, jener der Hauptstufe B1 6,54 s. Die Malta Hauptstufe kann somit generell etwas stabiler bezüglich der Anlaufzeit wirken. Dies sollte jedoch auf die Verläufe der CCT bei den untersuchten Parametern keinen Einfluss haben. Die Tatsache über die unterschiedlichen Anlaufzeiten sollte jedoch trotzdem im Hinterkopf behalten werden.

#### **3.3.4.1 Betriebspunkt**

Als wichtigster Parameter für die dynamische Stabilitätsbetrachtung hat sich eindeutig der Betriebspunkt herausgestellt. Dieser stellt sich wie in Abbildung 8 ein und ist stark beeinflussbar durch die eingestellte Wirkleistungsabgabe/aufnahme. Je höher diese Wirkleistung ist, desto höher ist auch der Übertragungswinkel  $\vartheta$  und die Maschine arbeitet näher an der Stabilitätsgrenze. Sie wird dadurch schneller instabil.

Es wurde zunächst versucht, die Wirkleistung eines einzelnen Generators des jeweiligen Kraftwerkes von 0 – 100 % der Generatormennwirkleistung in 10 % Schritten zu variieren. Dadurch ändert sich sowohl der Betriebspunkt der Maschine als die Leistungsübertragung über das Netz. Die restlichen Generatoren des Kraftwerks waren zu diesem Zeitpunkt außer Betrieb, um deren Einfluss auf die Kurzschlussleistung zu unterdrücken. In einem zweiten Szenario wurde versucht, die Kraftwerksparkleistung konstant zu halten und diese Leistung unterschiedlich auf die jeweiligen Generatoren aufzuteilen. Maschinen ohne Leistungsbeitrag waren dabei immer im Leerlauf. Dies wurde für vier möglich Punkte simuliert, zuerst mit einem einzelnen Generator auf 100 %, danach zwei Maschinen mit 50 %, im dritten Versuch drei Maschinen mit 33 % und zuletzt alle vier Maschinen mit 25 % Leistung. Somit ändert sich zwar der Betriebspunkt der einzelnen Maschinen im Kraftwerk, die gesamte übertragene Leistung im Netz durch diese Generatoren bleibt jedoch gleich.

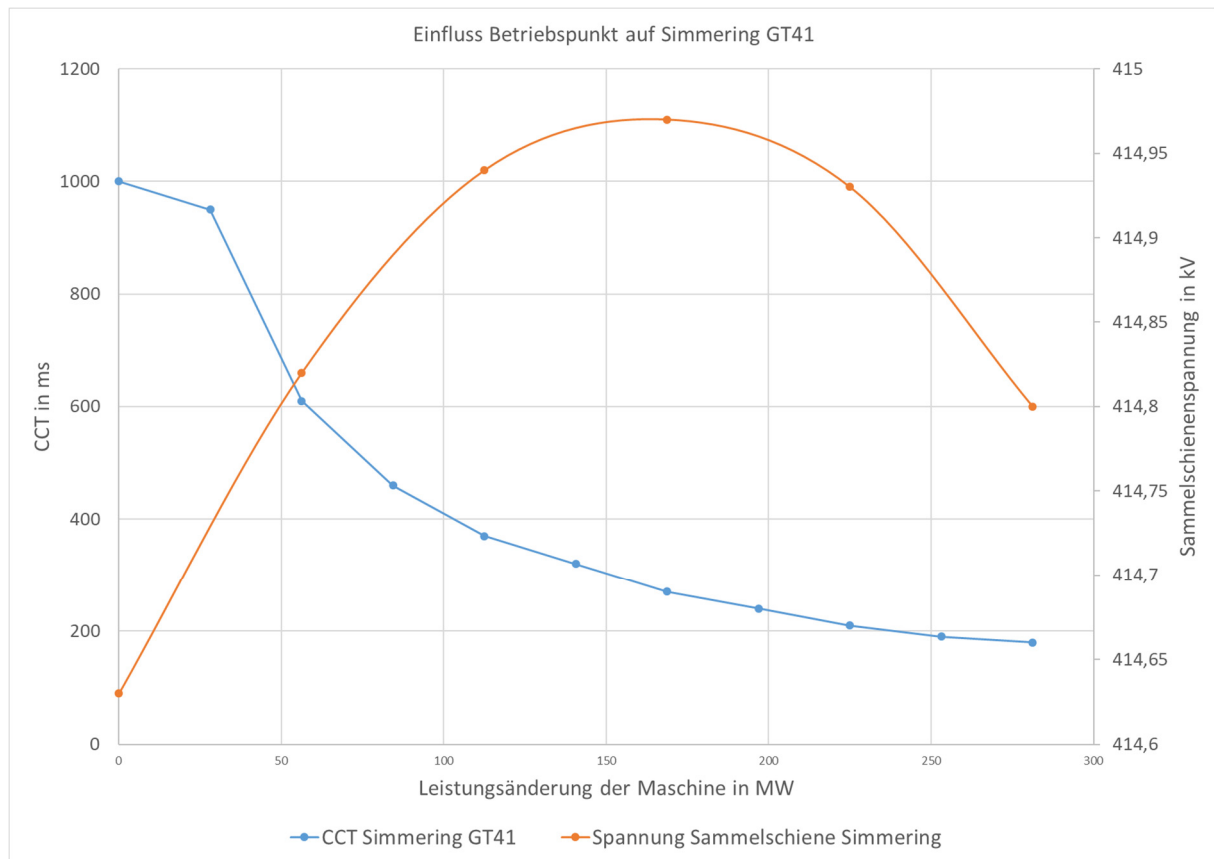


Abbildung 15: CCT bei verschiedenen Betriebspunkten für Simmering GT41

Abbildung 15 zeigt zunächst den Einfluss der Änderung des Betriebspunktes bei einem einzelnen Generator auf dessen kritische Fehlerklärungszeit. Den Verlauf der CCT bei unterschiedlichen Betriebspunkten stellt die blaue Linie dar. Die orange Linie soll vollständigshalber den Spannungsverlauf an der Sammelschiene Simmering für die jeweiligen Leistungen zeigen. Die Leistung wird dabei erhöht von 0 % Einspeiseleistung bis 100 % der Generatornennwirkleistung. Die Generatornennscheinleistung beträgt für den Generator Simmering GT41 343 MVA mit  $\cos\phi = 0,82$ . Somit ergibt sich eine maximale Wirkleistung von 281 MW. Begonnen wurde mit einem Lastpunkt des Generators von 0 % Einspeiseleistung, er befindet sich also im Leerlauf. In diesem Fall ist die CCT maximal, der Generator kann theoretisch gar nicht instabil werden, da die Turbine keine Leistung an den Generator weitergibt. Wie nach Abbildung 7 zu sehen, gibt es also auch keine überschüssige Leistung innerhalb dieser Turbinen-Generator Anordnung im Kurzschlussfall, welche das Polrad beschleunigen könnte. Bei weitere Erhöhung der Leistung bricht die CCT jedoch stark ein und erreicht bei 100 % Leistung einen Wert von 180 ms.



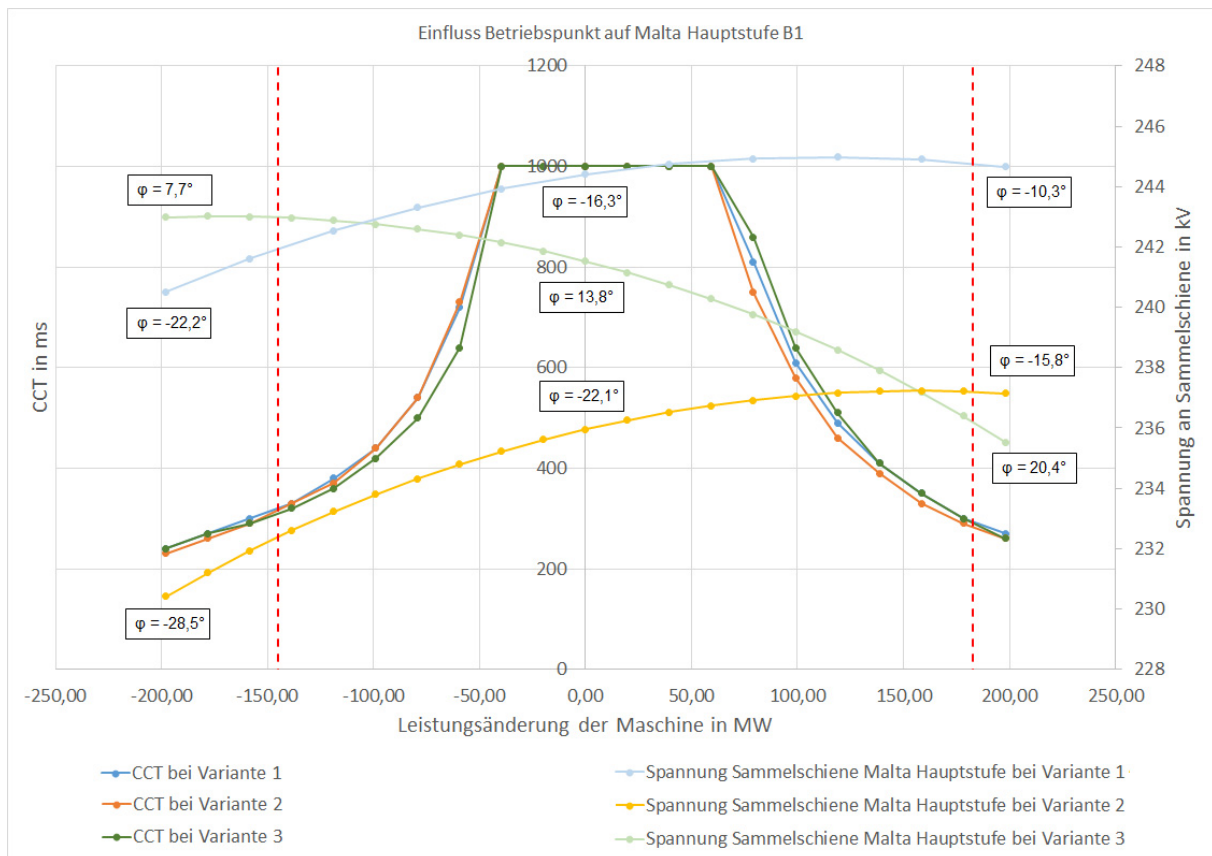


Abbildung 16: CCT und Spannung bei verschiedenen Betriebspunkten für Malta Hauptstufe B1

Variante 1: Originalzustand (370 MW Tauern → Lienz), blau

Variante 2: Einspeisung in Obersielach (370 MW Lienz → Tauern), orange/gelb

Variante 3: Einspeisung von 1000 MW auf Sammelschiene Malta Hauptstufe, grün

Abbildung 16 zeigt diesen Versuch für den Generator Malta Hauptstufe B1. Da die Malta Hauptstufe jedoch ein Pumpspeicherkraftwerk ist, wurden die Leistungsänderungen in beiden Seiten durchgeführt, also sowohl für den Pumpbetrieb als auch für den Generatorbetrieb. Die Nennscheinleistung des Generators Malta Hauptstufe B1 liegt bei 220 MVA, die Engpassleistung im Generatorbetrieb liegt je Maschine bei 182 MW, für den Pumpbetrieb sind nur 145 MW möglich. Diese Leistungsgrenze wurde im Diagramm durch die rot gestrichelte Linie eingezeichnet. [6]

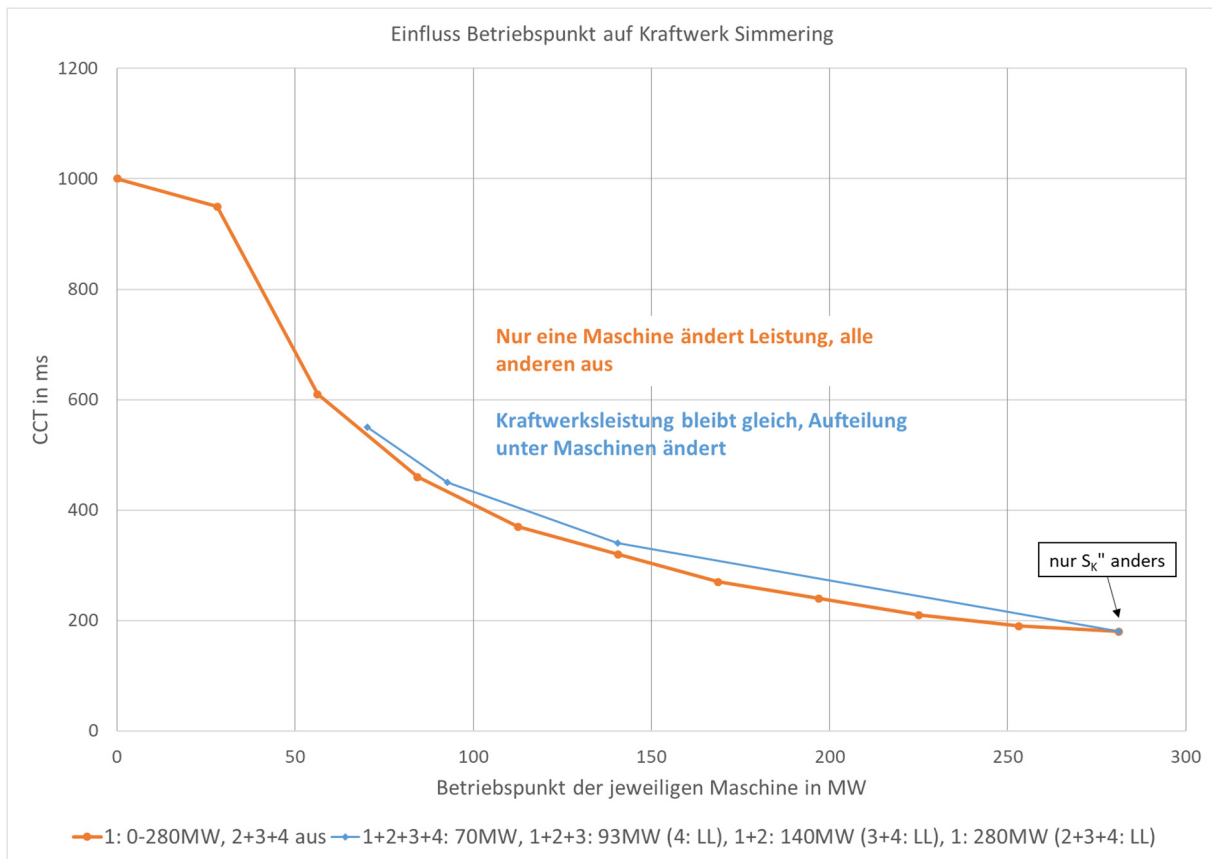
Für die Malta Hauptstufe wurde der Einfluss des Betriebspunktes auf die CCT zusätzlich für zwei weitere Netzzustände überprüft. Im Originalzustand herrscht ein Wirklastfluss von 370 MW auf den Leitungen zwischen Tauern und Lienz in Richtung Lienz, wenn die Hauptstufe außer Betrieb ist. In einem ersten geänderten Zustand wurde in Obersielach eine Konstantlast mit negativer Einspeisung und in Tauern eine Konstantlast mit positiver Einspeisung angebracht. Konstantlasten statt Synchronmaschinen wurden deshalb verwendet, um die Kurzschlussleistung nicht zu verändern. Durch die Konstantlasten wurde der Lastfluss umgedreht, sodass nun eine Leistung von 370 MW von Lienz in Richtung Tauern fließt. In einem dritten Versuch wurde direkt an der Sammelschiene Malta Hauptstufe eine negative Konstantlast mit 1000 MW angebracht, um den Spannungswinkel, welcher im originalen an der Sammelschiene negativ ist, ins positive zu bringen. Im Originalzustand beträgt der Lastfluss von Lienz

nach Malta Hauptstufe 356 MW. Durch die Einspeisung von 1000 MW in Malta Hauptstufe beträgt der Lastfluss 500 MW in entgegengesetzter Richtung.

Den Verlauf der CCT für den originalen Fall zeigt hierbei die blaue Linie, die geänderte Version mit Leistungsumkehr von 370 MW Tauern-Lienz zeigt die orange Linie, der dritte Versuch mit 1000 MW Einspeisung in Malta wird mit der grünen Linie dargestellt. Die zugehörigen Spannungsverläufe sind mit den gleichen Farben in hellerer Ausführung dargestellt. Für die Punkte „-100 %“, „0 %“ und „100 %“ wurde zusätzlich für jeden Fall der Spannungswinkel an der Sammelschiene Malta Hauptstufe angegeben.

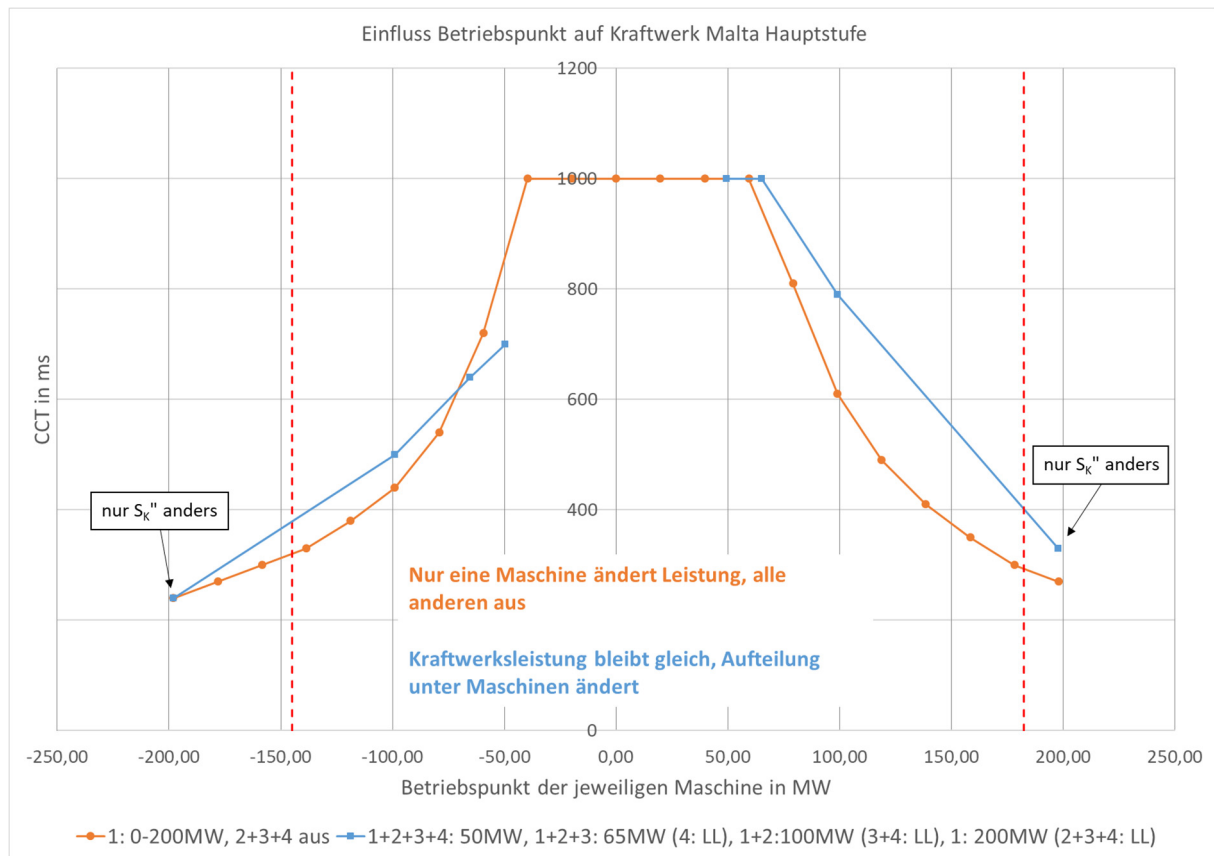
Begonnen wird mit dem originalen Zustand. Verglichen mit dem Generator Simmering GT41 zeigt sich eine deutlich stabilere Maschine mit Hauptstufe B1. Bis 30 % Leistungssteigerung im generatorischen Betrieb liegt die CCT oberhalb von 1000 ms. Danach jedoch ist der Verlauf ähnlich wie in Simmering, die CCT bricht stark ein und erreicht bei 100 % Nennwirkleistung einen Wert von 270 ms. Allerdings ist dieser Verlauf nicht symmetrisch mit dem Pumpbetrieb. Der Verlauf der CCT ist nicht an der 0 % Achse gespiegelt, er erscheint leicht nach rechts verschoben. Der Generatorbetrieb ist stabiler als der Pumpbetrieb. Im Pumpbetrieb liegen nur CCT-Werte bis 20 % Leistung oberhalb der 1000 ms Grenzen. Bei höherer Leistung ergibt sich jedoch ein prinzipiell ähnlicher Verlauf wie im generatorischen Betrieb. Bei 100 % Pumpleistung liegt die CCT etwas niedriger als bei 100 % Generatorleistung und erreicht nur einen Wert von 240 ms.

Es wurde zuerst angenommen, der Spannungsverlauf könnte an diesem Unterschied zwischen Pumpe und Turbine beteiligt sein. Wie in der hellblauen Kurve zu sehen, ist die Spannung im Pumpbetrieb etwas niedriger als im Generatorbetrieb. Eine weitere Überlegung ist, dass die übergeordneten Lastflüsse eine Rolle spielen. So würde bei einem generellen Leistungsbezug von Richtung Tauern die Leitung im Pumpbetrieb noch stärker belastet was zu instabileren Verhalten führen könnte. Hierfür wurde eben der Netzzustand derart verändert, dass der Lastfluss von Lienz Richtung Tauern umgekehrt wurde. Um den generellen Leistungsbezug bis zur Malta Hauptstufe von der Referenzmaschine aus gesehen (Phasenwinkel ist im Original negativ) umzudrehen, wurde danach der Versuch mit 1000 MW Einspeisung in Malta Hauptstufe durchgeführt. Sollte sich die Annahme über die Begründung wegen übergeordneten Lastflüssen bestätigen, so müsste in diesen Fällen der Pumpbetrieb stabiler sein, da die Leitungen in diesem Fall weniger belastet würden (Im Original überlagert sich Lastfluss im Netz und Leistungsbezug von Malta Hauptstufe bei Pumpbetrieb gleichsinnig, im geänderten Fall gegensinnig. Der Versuch hat jedoch gezeigt, dass genau das Gegenteil der Fall ist. Bei Leistungsumkehr im Netz wird das Pumpe/Turbine Verhalten, wenn auch nur geringfügig, sogar noch verstärkt. Die Spannung kann für diesen Effekt nun auch ausgeschlossen werden. Wie im Spannungsverlauf bei dem Versuch „1000 MW Einspeisung Malta“ zu entnehmen, ist die Spannung im Pumpbetrieb sogar höher als im Generatorbetrieb. Dennoch ist der Generatorbetrieb stabiler. Eine Erklärung über die Ursache des Pumpe/Turbine Verhaltens konnte nicht ermittelt werden.



*Abbildung 17: Vergleich des Einflusses von „Änderung Kraftwerksparkleistung“ und „Änderung Einzelleistung“ in Simmering*

In Abbildung 17 werden nun die beiden unterschiedlichen Betriebspunktversuche von „Betriebspunkt Einzelmaschine“ und „Leitungsaufteilung Kraftwerkspark“ für den Kraftwerkspark GuD Simmering verglichen. Die orange Linie zeigt dabei den bereits bekannten Verlauf von Abbildung 15. Bei der blauen Linie wurde nun versucht, die generell abgegebene Leistung aus dem Kraftwerkspark konstant zu halten und die Leistung auf die einzelnen Maschinen unterschiedlich zu verteilen. Somit bleiben die Parameter Kurzschlussleistung, Spannung an der Sammelschiene und Spannungswinkel immer gleich. Bedingt durch die Anzahl von 4 Maschinen im Kraftwerkspark ergeben sich die Leistung 1 x 100 %, 2 x 50 %, 3 x 33 % und 4 x 25 %. Der Verlauf der CCT ist in diesem Fall jenem des Versuch über die Änderung des Betriebspunkts einer einzelnen Maschine ziemlich gleich. Wird die Gesamtleistung unterschiedlich auf die einzelnen Maschinen aufgeteilt, so ergibt sich ein leicht stabileres Verhalten. Die Maschinen scheinen sich gegenseitig zu stabilisieren. Vergleicht man z.B. den Punkt bei 50 % Leistungsabgabe, so wird in einem Fall 50 % Leistung aus dem Kraftwerkspark abgegeben, im anderen Fall 100 %. Die Leitungsbelastung kann somit keinen Einfluss haben, da die Leitungen bei 100 % Leistungsabgabe stärker belastet sind, die Maschinen jedoch trotzdem insgesamt stabiler sind. Sollte die Kurzschlussleistung einen Einfluss haben, so kann dies nur in den Teillastbereichen erklärt werden. Im Punkt „100 % Leistungsabgabe“ sind beide Betriebspunktversuche gleich, es ist nur im einen Fall die Kurzschlussleistung durch die restlichen drei leerlaufenden Maschinen höher. Die CCT ist aber in beiden Fällen bei 100 % gleich. Es kann also gesagt werden, dass zwei Maschinen mit 50 % Leistungsabgabe stabiler sind als eine einzelne Maschine mit 50 %.



**Abbildung 18: Vergleich des Einflusses von „Änderung Kraftwerksparkleistung“ und „Änderung Einzelleistung“ in Malta Hauptstufe**

Der gleiche Versuch zeigt auch für den Kraftwerkspark Malta Hauptstufe einen ähnlichen Verlauf. Wie auch zuvor wurden hierbei beide Leistungsbereiche überprüft, also der Pumpbetrieb sowie der Turbinenbetrieb. Im Turbinenbetrieb zeigt sich auch hier eine Verbesserung der CCT, falls die 100 % Leistungsabgabe aus dem Kraftwerkspark auf die einzelnen Maschinen unterschiedlich aufgeteilt wird. Die Maschinen stabilisieren sich auch hier gegenseitig. Nicht zu vernachlässigen ist hier jedoch der Einfluss der Kurzschlussleistung. Wie speziell im Betriebspunkt „100 % Generatorleistung“ zu sehen, ist die CCT etwas höher wenn die restlichen Maschinen im Leerlauf betrieben werden. Die restlichen Parameter sind in diesem Punkt jedoch alle gleich.

Der Pumpbetrieb zeigt hierbei ein sehr interessantes Verhalten. Wird die Gesamtleistung auf die vier Maschinen mit 25 % aufgeteilt, so liegt die CCT niedriger als wenn nur eine einzelne Maschine mit 25 % Leistung aus dem Netz bezieht. Es wird also in einem Fall 100 % Leistung aus dem Netz bezogen und diese Leistung auf vier Maschinen aufgeteilt, im anderen Fall wird nur 25 % Leistung bezogen und dies übernimmt eine einzelne Maschine. Ab 33 % Leistungsaufteilung unter den Maschinen schneidet die Kurve jedoch jene mit der Einstellung „33 % von einer einzelnen Maschine“. Im Betriebspunkt „50 % Leistungsbezug je Generator“ liegt die CCT höher, falls zwei Maschinen mit 50 % beziehen als wenn nur eine Maschine Leistung bezieht. Bei 100 % ist die CCT in beiden Fällen gleich, es bewirkt hier also der Einfluss der unterschiedlichen Kurzschlussleistung keine Auswirkung oder es heben sich der Effekt der stabilisierenden Kurzschlussleistung und ein destabilisierender Effekt auf, sodass in Summe die

CCT in beiden Fällen gleich ist. Letzteres ist jedoch wahrscheinlicher, da die Kurzschlussleistung auch im Turbinenbetrieb einen stabilisierenden Einfluss zeigt. Generell kann jedoch wieder gesagt werden, dass in beiden Fällen der Turbinenbetrieb stabiler ist als der Pumpbetrieb.

Vollständigkeit halber muss erwähnt werden, dass im Kraftwerkspark Malta Hauptstufe nur zwei Pumpen zu Verfügung stehen, die Versuche im Pumpbetrieb aber ausgeführt wurden als wären vier Pumpen vorhanden. Dies dient nur einer besseren Übersicht über den Verlauf der CCT und hat keinen Einfluss auf das reale Verhalten.

### 3.3.4.2 Spannung und Erregung

Der zweite wichtige untersuchte Einflussparameter auf die CCT ist die Spannung. Wie auch in Formel 24 ersichtlich, nimmt die Spannung einen wichtigen Teil bei der übertragbaren Leistung ein. Zur Variation der Spannungshöhe wurde an der Sammelschiene des jeweiligen Kraftwerksparks eine Drossel hinzugefügt, um dem Netz an diesem Punkt Blindleistung zu entnehmen und damit die Spannung zu senken oder eine Kapazität verwendet, um an diesem Punkt Blindleistung einzuspeisen und die Spannung zu erhöhen. Bislang wurden die Maschinen mit einem  $\cos\varphi$  von 1 betrieben um Erregereinflüsse zu unterdrücken. In einem weiteren Versuch soll nun auch die Spannungshöhe durch Blindleistungsänderung der Maschinen variiert werden – die zuvor verwendete Kapazität bzw. Drossel sind in diesem Fall außer Betrieb. Dabei ändert sich auch der Erregungszustand der Maschine und folglich dessen Betriebspunkt. Konstant bleiben bei allen Versuchen die Kurzschlussleistung, da nur die jeweils untersuchte Maschine am Netz ist und die eingespeiste Wirkleistung. Da im Netz nur gewisse Spannungshöhen je Spannungsebene erlaubt sind, die Versuche jedoch über dieses Spannungsband hinausgehen, wurden die möglichen Spannungsgrenzen mit rot strichlierten Linien eingezeichnet. [7]

Begonnen wird wieder mit der Untersuchung des Kraftwerksparks Simmering. Verwendet wird zur Untersuchung der Generator GT41. Alle anderen Maschinen der GuD-Anlage sind außer Betrieb. Der Generator wird mit 60 % Generatornennwirkleistung betrieben. Der Generator besitzt eine Nennscheinleistung von 343 MVA mit einem Leistungsfaktor von 0,82. Dies ergibt eine Nennwirkleistung von 281,26 MW wobei 60 % von diesem Wert die eingestellten 169 MW sind. Das Kraftwerk speist in die 380 kV Ebene.

Abbildung 19 zeigt den Einfluss von Spannung und Erregung auf die CCT. Dabei zeigt die blaue Linie den Einfluss bei Spannungsänderung über eine Drossel bzw. Kapazität, die gelbe Linie zeigt den Einfluss der Erregung. Wie leicht ersichtlich ist, bewirkt eine Erhöhung der Spannung auch eine Erhöhung der CCT. Im Falle der extern eingeprägten Spannungsänderung erreicht diese an der unteren Spannungsgrenze von 350 kV einen Wert von ca. 240 ms, auf der oberen Spannungsgrenze von 440 kV einen Wert von ca. 285 ms. Innerhalb des Spannungsbandes kann für diesen Betriebspunkt also ein Bereich der CCT von 45 ms angegeben werden. Viel stärkere Auswirkung zeigt hingegen eine Veränderung der Erregung des Generators. Die theoretischen Blindleistungsgrenzen des Generators liegen für diesen Betriebspunkt bei  $\pm 298$  Mvar. Das Betriebsdiagramm des Generators wird diese maximale Blindleistung jedoch weiter begrenzen. Mithilfe dieser maximalen Blindleistung kann die

Spannung an der Sammelschiene zwar nur von 405 kV bis 421 kV geändert werden, die Auswirkungen auf die CCT in diesem Bereich von 180 ms auf 310 ms sind jedoch sehr stark.

Begründet werden kann dieser stärkere Einfluss der Erregung folgendermaßen: Wie in Formel 24 bereits gezeigt wurde, beschreiben die Spannungen  $U_1$  und  $U_2$  die Spannungen an den Punkten, zwischen denen die übertragbare Leistung berechnet werden soll. Wird nun angenommen, dass die Leistungsübertragung an der Stelle der Polradspannung beginnt, so muss diese Spannung als  $U_1$  herangezogen werden. Im ersten Fall, bei Änderung der Spannung über externe Blindleistungskomponenten wurde zwar die Spannung an der Sammelschiene verändert, jedoch wurde der  $\cos\varphi$  der Maschine auf 1 belassen. Die Polradspannung wird somit ca. den selben Betrag haben wie die Klemmenspannung, da keine Blindleistung eingespeist bzw. bezogen wird. Wird jedoch nun die Blindleistung über die Erregung verändert, so hat dies sehr starken Einfluss auf die Polradspannung. Bedingt durch die große Reaktanz  $X_d$  der Maschine im Vergleich zur Netzreaktanz kommt es zu einer entsprechend hohen inneren Spannung. Die Polradspannung erreicht also einen viel höheren Wert als bei Spannungsänderung über externe Blindleistungskomponenten und die übertragbare Leistung steigt deutlich. Die Spannung an der Sammelschiene steigt jedoch bei weitem nicht so stark, da der größte Spannungsanteil an den Maschinenreaktanzen abfällt.

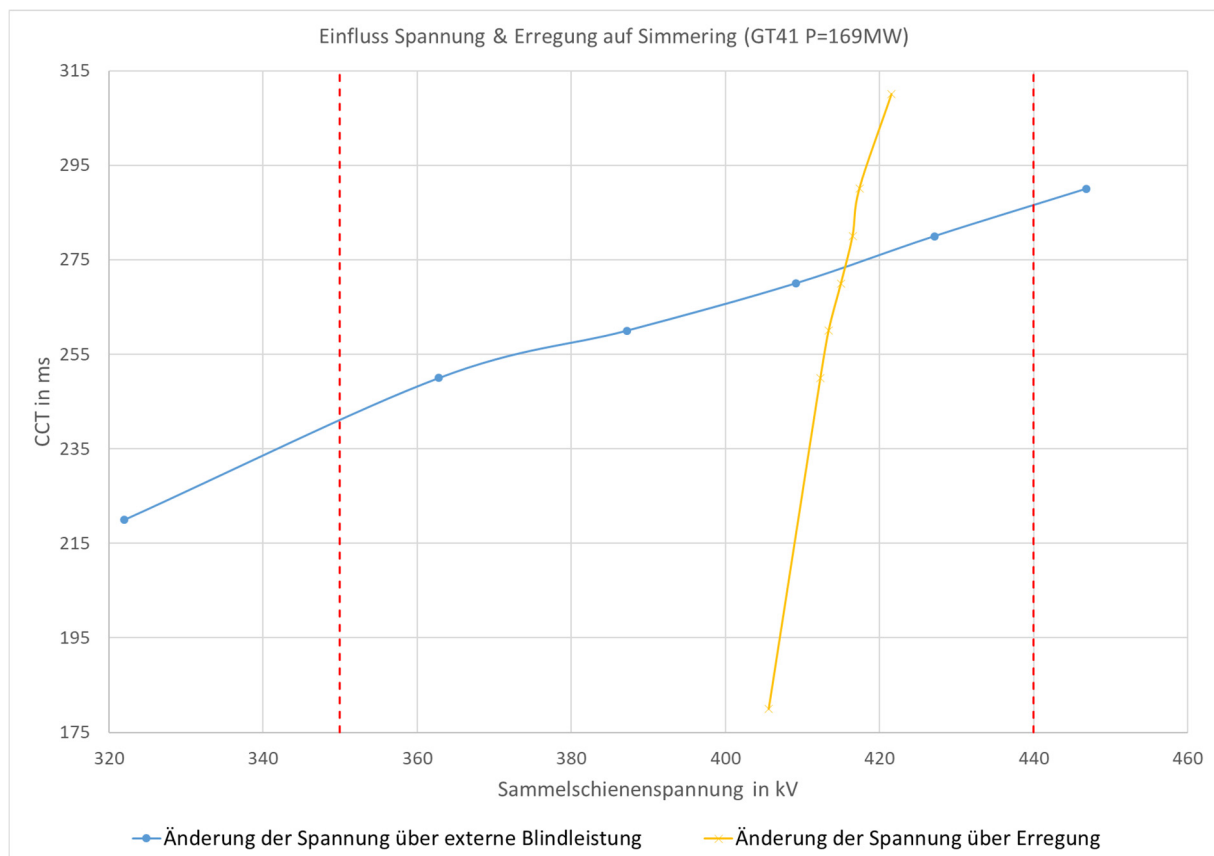


Abbildung 19: Einfluss von Spannung und Erregung auf die CCT für Simmering GT41

Ähnliches Verhalten kann auch wieder für das Kraftwerk Malta Hauptstufe gezeigt werden. Verwendet wird zur Untersuchung der Generator Hauptstufe B1, alle anderen Generatoren im Kraftwerk sind außer

Betrieb. Auch hier wird der Generator mit 60 % Nennwirkleistung betrieben. Bei einer Generatormennscheinleistung von 220 MVA und einem  $\cos\varphi$  von 0,9 ergibt sich eine Nennwirkleistung von 198 MW, 60% davon entsprechen den eingestellten 169 MW. Dieses Kraftwerk speist in die 220 kV Ebene.

Den Einfluss von Spannung und Erregung zeigt nun Abbildung 20. Wie auch im Beispiel Simmering zeigt die blaue Linie den Verlauf der CCT bei Spannungsänderung über externe Komponenten, die orange Linie zeigt den Verlauf der CCT bei Spannungsänderung über die Erregung. Die Spannungserhöhung über externe Blindleistungskomponenten wirkt sich hier stärker auf die kritische Fehlerklärungszeit aus. Sie reicht an der unteren Spannungsgrenze bei 193 kV von ca. 360 ms bis zur oberen Spannungsgrenze bei 253 kV mit 510 ms. Innerhalb dieses Spannungsbandes ergibt sich also ein Einfluss auf die CCT von 150 ms. Eine Änderung der Blindleistung der Maschine wirkt sich hier stärker auf die Spannungshöhe an der Sammelschiene aus. Begründet ist dies damit, dass der Knoten Malta Hauptstufe insgesamt ein schwächerer ist als jener in Simmering. Es kann also mit weniger Blindleistungsänderung die Spannung stärker beeinflusst werden. Insgesamt wirkt sich jedoch auch hier der Erregungszustand der Maschine stärker auf die CCT aus als die Spannungsänderung direkt an der Sammelschiene. Die theoretischen Blindleistungsgrenzen für den gegebenen Betriebspunkt liegen bei  $\pm 185$  Mvar, bedingt durch das Betriebsdiagramm in der Praxis darunter. Bei minimaler Erregung wird an der Sammelschiene eine Spannungshöhe von 227 kV erreicht damit eine CCT von 320 ms. Bei maximaler Erregung ergibt sich eine Sammelschienenspannung von 258 kV und damit eine CCT von 680 ms. In Summe kann also mithilfe der Erregung ein Unterschied von 360 ms erreicht werden.

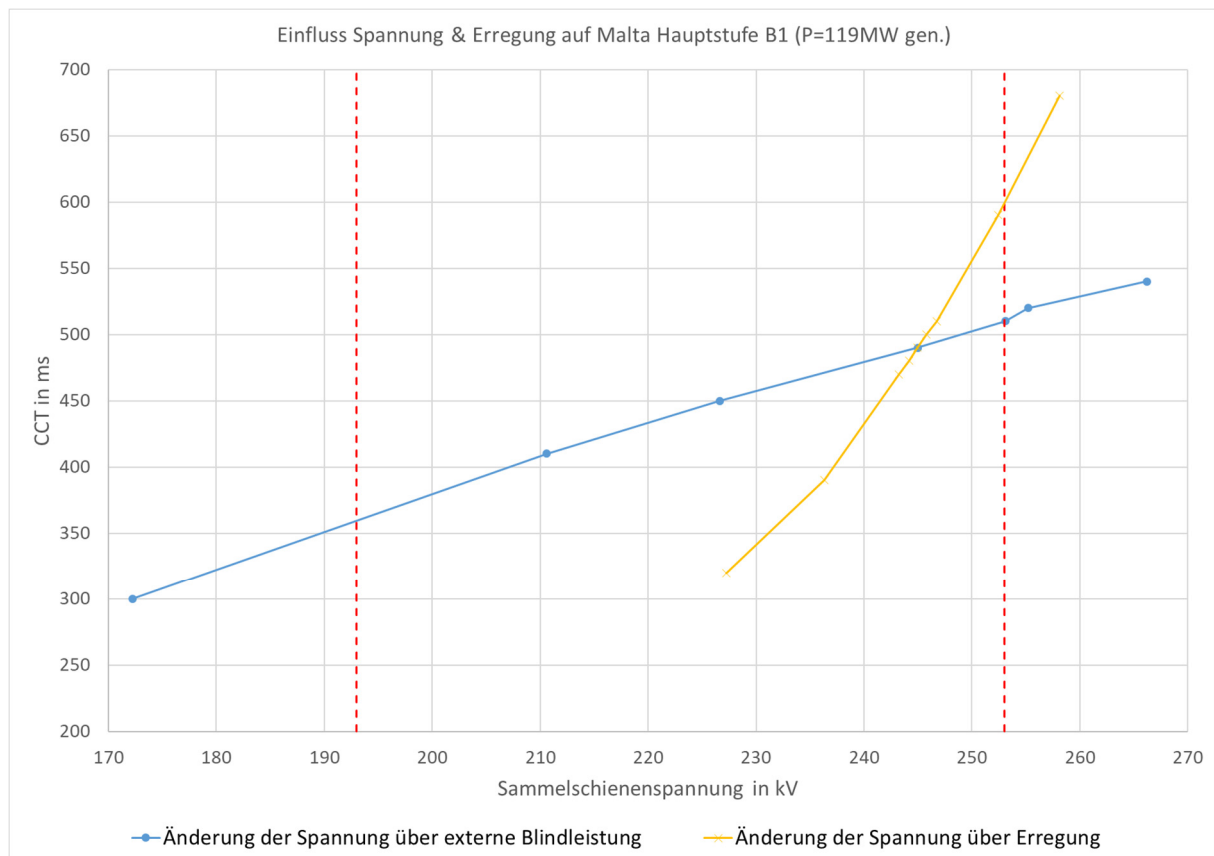


Abbildung 20: Einfluss von Spannung und Erregung auf die CCT für Malta Hauptstufe B1

Abschließend für diesen Unterpunkt soll noch kurz das Verhalten auf Innerfragant in Abbildung 21 gezeigt werden. Untersucht wird hier die Maschine Innerfragant OS1 mit einem Wirkleistungsbezug von 26 MW. Der Einfachheit halber und um zu sehen ob andere Effekte auftreten, wird die Spannung mithilfe der Blindleistungskomponenten auf der Sammelschiene Malta Hauptstufe verändert. Das Kraftwerk Innerfragant speist auf die 110 kV Ebene, für diese Ebene gilt ein zulässiges Spannungsband von 96 kV bis 127 kV. An der unteren Spannungsgrenze beträgt die CCT ca. 220 ms, an der oberen Spannungsgrenze ca. 350 ms. Es ergibt sich bei dieser Maschine also ein Bereich der CCT von 130 ms. Die Erregung wurde hier nicht weiter untersucht, da von den bisherigen Untersuchungen bereits genügend Details für eine Aussage vorhanden sind.

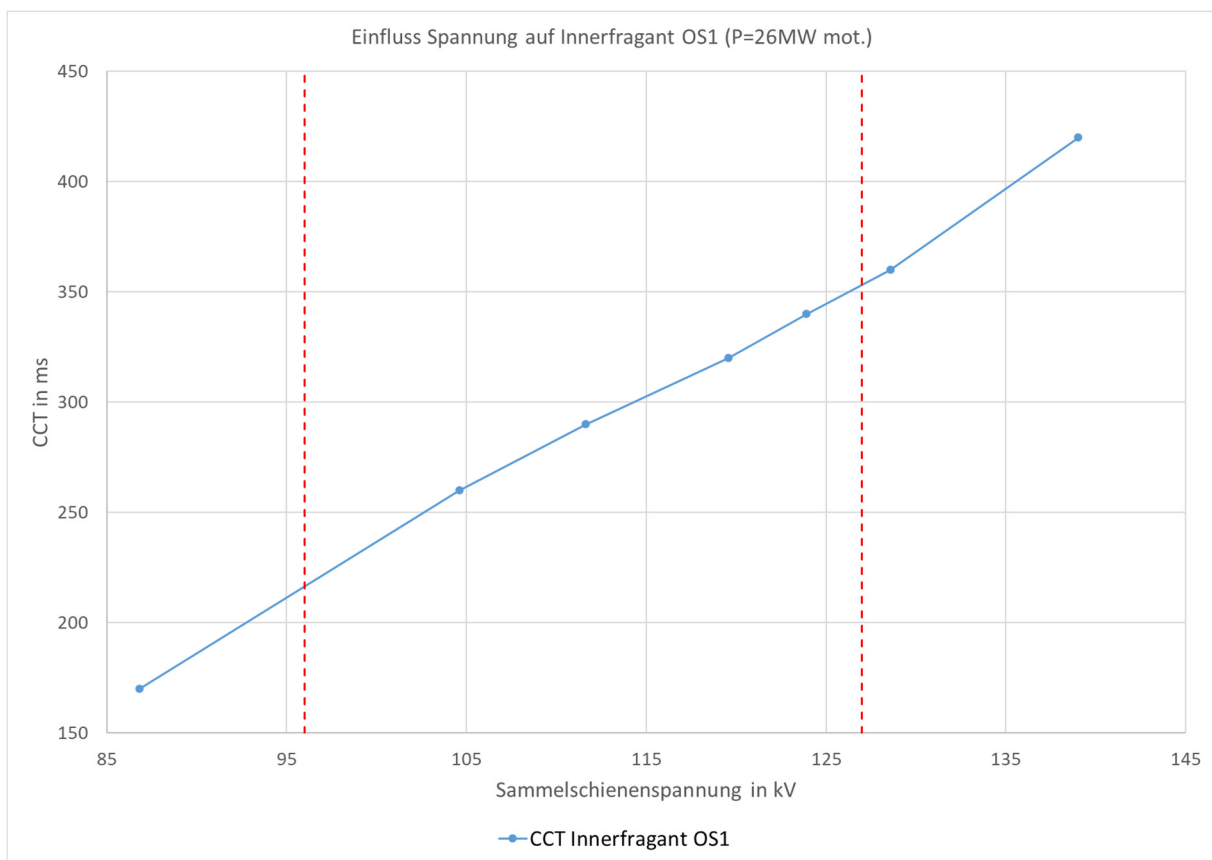


Abbildung 21: Einfluss der Spannungsänderung auf die CCT für Innerfragant OS1 bei Änderung der Blindleistung in Malta Hauptstufe



### 3.3.4.3 Kurzschlussleistung

Als letzter Einflussparameter auf die CCT eines Generators soll die Kurzschlussleistung untersucht werden. Dazu wurde in einem Kraftwerkspark ein Generator mit einer konstanten Leistung von 60 % der Nennwirkleistung betrieben. Die Kurzschlussleistung wurde mit den restlichen Generatoren im Kraftwerk durch schrittweises in Betrieb nehmen im Leerlauf erhöht. Bei jeder Erhöhung der Kurzschlussleistung wurde die CCT für den Generator mit Leistungsabgabe nachkontrolliert. Da sowohl im Kraftwerk Malta Hauptstufe als auch im Kraftwerk Simmering vier Generatoren zu Verfügung stehen und ein Generator mit Leistungsabgabe zur Untersuchung der CCT verwendet wird, stehen drei weitere Generatoren zur Erhöhung der Kurzschlussleistung zur Verfügung. Es bleiben also Parameter wie Betriebspunkt, Spannung und Spannungswinkel bei jedem Versuch konstant, nur die Kurzschlussleistung ändert sich. Die untersuchte Maschine mit Wirkleistungsabgabe wurde wieder mit  $\cos\varphi = 1$  betrieben, um den Betriebspunkt wie in den vorigen Versuchen gleich zu halten.

Die erste Untersuchung bezieht sich wieder auf das Kraftwerk Simmering. Dabei wurden jedoch zwei Szenarien untersucht. Zuerst wurde das Netz im Originalzustand betrieben und der Einfluss der Kurzschlussleistung auf einen Generator bestimmt. In einem weiteren Szenario wurde durch Abschaltungen von einer Leitung einer Parallelleitung bzw. Abschaltungen eines Trafos von zwei Paralleltrafos in der Umgebung Wien die externe Kurzschlussleistung, also jene Kurzschlussleistung welche vom Netz kommt, stark vermindert. Da speziell der Raum Wien einen starken Netzpunkt darstellt, soll damit der Kurzschlusseinfluss der eigenen Maschinen näher untersucht werden. Abbildung 22 zeigt die Verläufe der CCT für diese beiden Szenarien. Dabei stellt die blaue Linie den Originalzustand dar, die orange den Verlauf bei verminderter externer Kurzschlussleistung. Um die beiden Linien relativ Übersichtlicher in ein Diagramm zu bringen, wurde auf der Abszisse die Steigerung der Kurzschlussleistung auf der Sammelschiene Simmering, im Vergleich zur Ausgangslänge wenn nur ein Generator in Betrieb ist, aufgetragen. Die realen Werte der Kurzschlussleistung werden jedoch in der Textbox extra bekannt gegeben. Wird z.B. im Originalzustand nur der Generator GT41 betrieben, so ergibt sich eine Kurzschlussleistung von 12674 MVA auf der Sammelschiene Simmering. Bei hinzufügen des Generators GT42 im Leerlauf erhöht sich die Kurzschlussleistung um ca. 7 % auf 13608 MVA. Im reduzierten Zustand erreicht die Kurzschlussleistung bei Betrieb mit nur GT41 einen Wert von 8032 MVA. Durch das Hinzufügen von GT42 steigt die Kurzschlussleistung in diesem Fall um ca. 12 % auf 8966 MVA. Generell wurde die Kurzschlussleistung im reduzierten Zustand gegenüber dem Originalzustand um 37 % von 12676 MVA auf 8032 MVA vermindert.

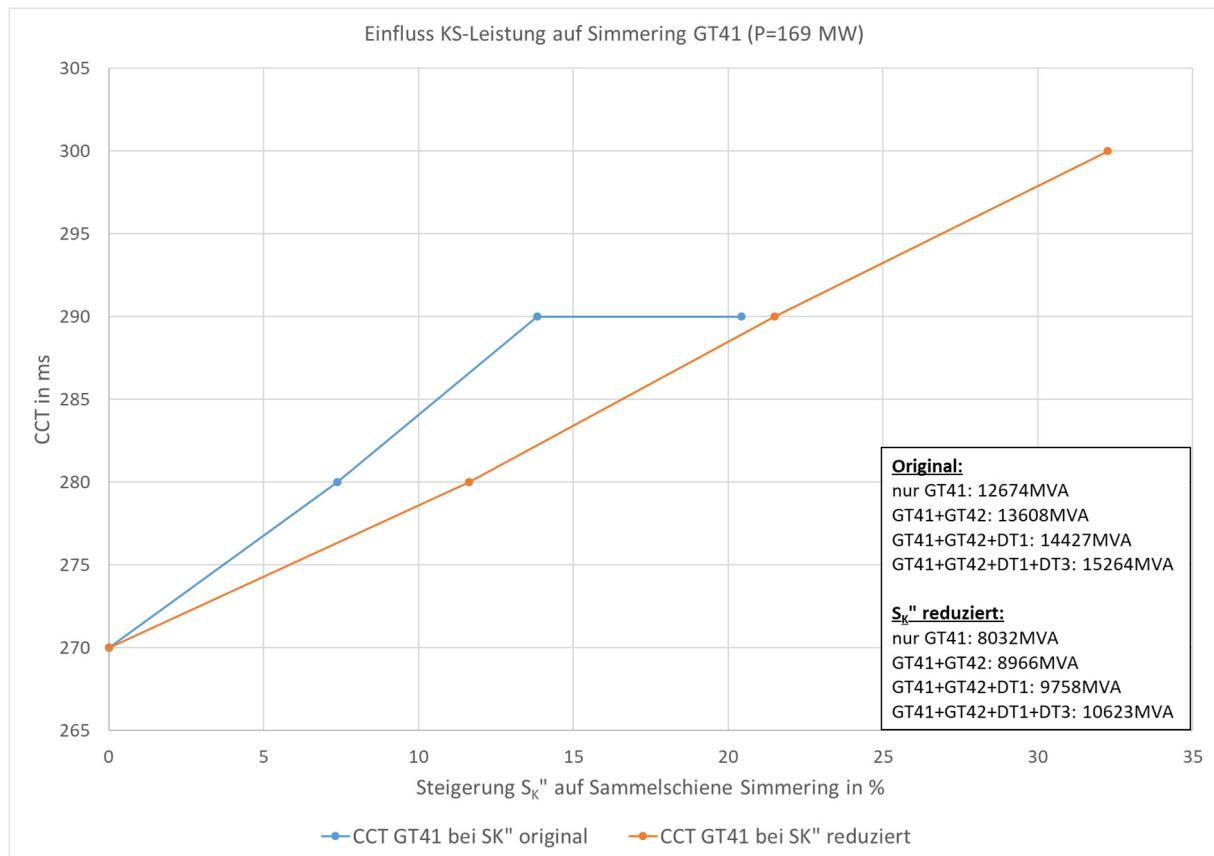


Abbildung 22: Einfluss der KS-Leistung auf CCT Simmering GT41

Bei Betrieb von nur GT41 mit 60 % Generatormennwirkleistung (169 MW) ist in beiden Fällen die CCT 270 ms. Die Reduktion der externen Kurzschlussleistung zeigt in diesem ersten Punkt also keine Auswirkung. Auch bei hinzufügen von GT42 bzw. GT42 und DT1 zeigen sich in beiden Szenarien keine Unterschiede. Die CCT steigt in beiden Fällen bei steigender Kurzschlussleistung gleichwertig minimal an, obwohl im Falle des reduzierten Szenarios die prozentuelle Erhöhung der Kurzschlussleistung höher ist. Erst wenn alle drei verbleibenden Generatoren (GT42, DT1, DT3) im Leerlauf betrieben werden, zeigt sich ein minimaler Unterschied. Die CCT liegt im reduzierten Fall um 10 ms höher als im Originalzustand. Der Einfluss der Kurzschlussleistung scheint in diesem starken Netzpunkt keinen großen Einfluss zu haben.

Abbildung 23 zeigt nun diesen Verlauf für den Generator Malta Hauptstufe B1. Da dieser Netzpunkt generell schwächer ist, wurde auch auf eine zusätzliche Verminderung der externen Kurzschlussleistung verzichtet. Daher wurden auf die Abszisse die tatsächlichen Werten von  $S_K''$  auf der Sammelschiene Malta Hauptstufe aufgetragen. In der Textbox wird dieses Mal die prozentuelle Erhöhung der KS-Leistung je hinzugefügtem Generator angegeben. Als untersuchte Maschine gilt der Generator Malta Hauptstufe B1 mit einem Betriebspunkt von 60 % der Generatormennwirkleistung (119 MW) im generatorischen Betrieb. Erhöht wird die Kurzschlussleistung mit den leerlaufenden Generatoren B2, B3 und B4.

Wird nur der Generator B1 betrieben, so besitzt dieser eine kritische Fehlerklärungszeit von 490 ms. Bei hinzufügen des Generators B2 erhöht sich die Kurzschlussleistung um 15,7 %. Hier ist schnell ersichtlich, dass der Knotenpunkt Malta Hauptstufe schwächer ist als jener in Simmering. Obwohl der Generator B2 eine geringere Nennscheinleistung als jener in Simmering hat, steigert er die Kurzschlussleistung um einen höheren prozentuellen Anteil. Dies macht sich auch in einer Erhöhung der CCT bemerkbar. Sie steigt bei hinzufügen von B2 auf 540 ms. Sind alle vier Generatoren in Betrieb, so steigert sich die CCT des Generators B1 sogar auf 680 ms. In diesem schwächeren Netzknoten Malta Hauptstufe ist der Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Generatoren also ein viel höherer. Mit Erhöhung der Kurzschlussleistung kann die CCT insgesamt um 190 ms gesteigert werden.

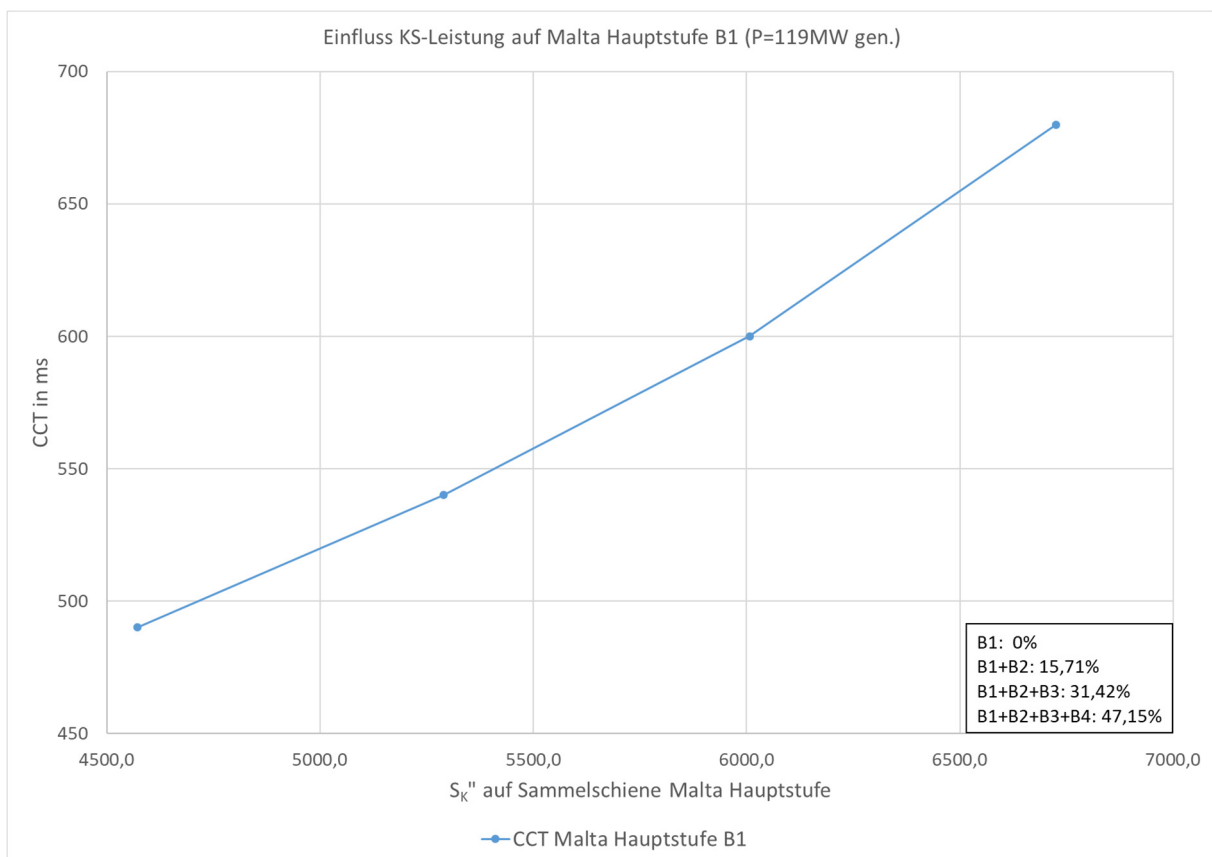


Abbildung 23: Einfluss der KS-Leistung auf CCT Malta Hauptstufe B1

Abschließend soll die Steigerung der Kurzschlussleistung auf die CCT noch in Innerfragant kurz überprüft werden. Der untersuchte Generator OS1 arbeitet hier mit seiner Standardeinstellung mit 26 MW Leistungsbezug, also Pumpbetrieb. Die Änderung der Kurzschlussleistung erfolgt über hinzufügen von den leerlaufenden Generatoren in Malta Hauptstufe. Hierbei kann die kritische Fehlerklärungszeit jedoch für 5 Punkte unterschieden werden. Zuerst wenn das Kraftwerk Malta Hauptstufe außer Betrieb ist bis zu dem Punkt, an dem alle vier Generatoren im Leerlauf betrieben werden. Im ersten Fall liegt die CCT von Innerfragant OS1 bei 310 ms. Ein hinzufügen des Generators Malta Hauptstufe B1 im Leerlauf steigert die Kurzschlussleistung auf der Sammelschiene Innerfragant nur um 2,25 % bedingt durch die hohen Netzimpedanzen bis zum Generator OS1 auf der 110 kV Ebene. Trotzdem steigt die CCT auf 330 ms. Sind alle vier Maschinen in Malta Hauptstufe am Netz, so steigt

die kritische Fehlerklärungszeit sogar auf 420 ms. Es wird also eine Steigerung über die Kurzschlussleistung um 110 ms erreicht, obwohl die Kurzschlussleistung auf der Sammelschiene Innerfragant prozentuell nur um 6,35 % steigt. Die Steigerung der KS-Leistung in der 220 kV Ebene wirkt sich also trotzdem stark auf die CCT in Innerfragant aus.

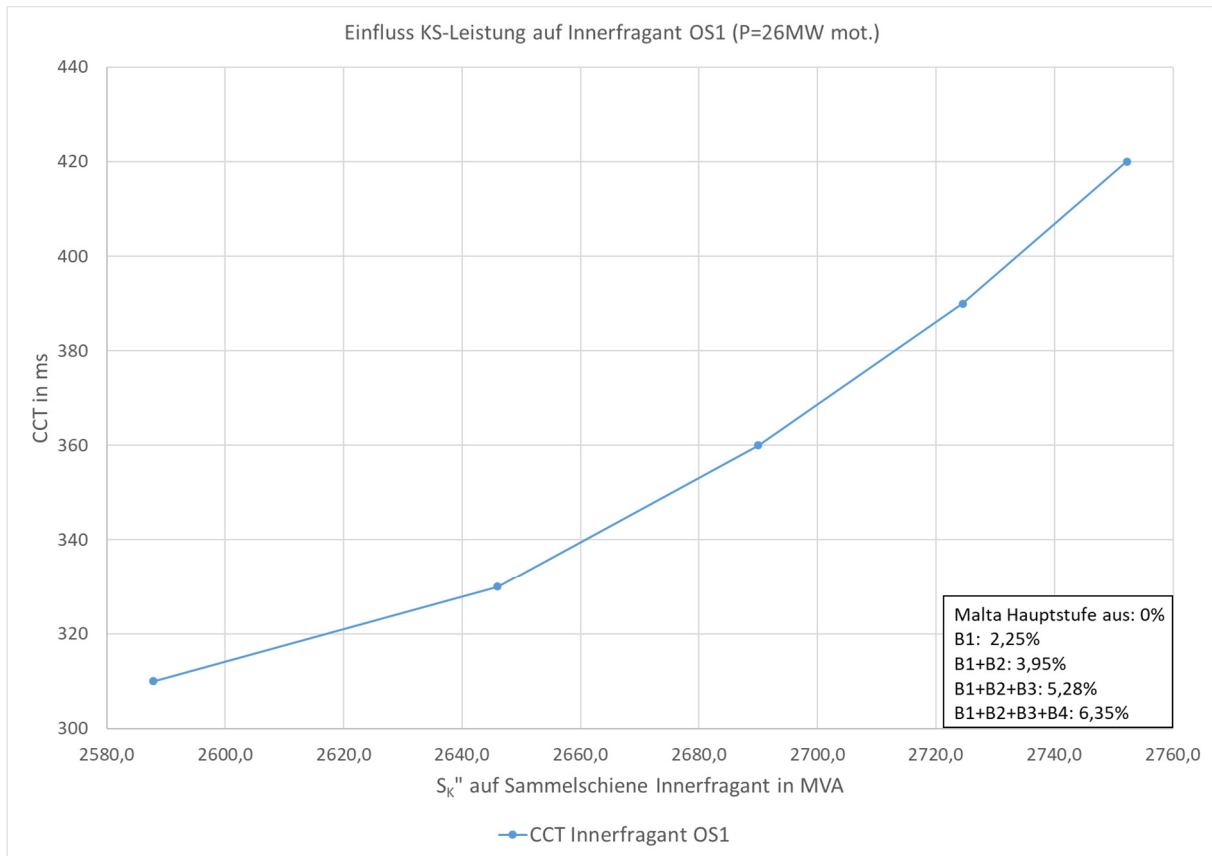


Abbildung 24: Auswirkung des Einflusses von  $S_k''$  durch Veränderung der aktiven Maschinenzahl in Malta Hauptstufe auf die CCT von Innerfragant OS1

### 3.4 Zusammenfassung

Untersucht wurden somit die drei wichtigsten Einflussparameter auf die CCT der Maschinen. Weitere Einflussfaktoren sind der Spannungswinkel an der jeweiligen Stelle, die Trägheit des gesamten Netzes und die Anlaufzeit der einzelnen untersuchten Maschinen. Da diese Parameter in der Praxis jedoch nur bedingt beeinflussbar sind, wurden sie nicht näher betrachtet.

Als wichtigster Einflussparameter kann eindeutig der Betriebspunkt angegeben werden. Je höher die Wirkleistungsabgabe bzw. Aufnahme der Maschine ist, desto näher arbeitet sie an der Stabilitätsgrenze und desto stärker sinkt die kritische Fehlerklärungszeit. Der Pumpbetrieb erscheint generell in allen Fällen etwas instabiler als der Turbinenbetrieb. Eine Erklärung hierfür konnte trotz mehrfacher Analyse nicht gefunden werden. Interessant ist auch die Erkenntnis, dass zwei Maschinen mit je 50 % Leistungsbezug/aufnahme stabiler arbeiten als eine Maschine mit 50 %. In Summe werden im einen Fall 100 % Leistung bezogen/abgegeben, im anderen Fall nur 50 %. Über die erhöhte Leitungsbelastung würde man schnell zu der Vermutung kommen, dass der Leistungstransport von 100 % instabiler ist. Jedoch ist genau das Gegenteil der Fall. Sind zwei Maschinen mit 50 % im Kraftwerkspark am Netz, so stabilisieren sich diese gegenseitig.

Der zweitwichtigste Einflussparameter scheint jener der Spannung & Erregung zu sein. In der Formel der übertragbaren Leistung nimmt dieser Faktor ebenso einen direkten Stellenwert. Dabei zeigt sich, dass die Spannung bei schwächeren Netzknoten wie Malta Hauptstufe einen höheren Stellenwert einnimmt als im stärkeren Knoten Simmering. Generell ist jedoch der Einflussfaktor der Erregung im Punkt Spannung der Höchste. Mithilfe der Erregung kann innerhalb der Blindleistungsgrenzen in Malta Hauptstufe ein Unterschied der CCT von 360 ms erreicht werden. Dies ist insofern wichtig, da normalerweise im Schwachlastfall die Spannung durch unvermeidbare Blindleistungseinspeisung der Leitungen und Kabeln höher ist als im Starklastfall. Reichen die Leistungen der verteilten Netzdrosseln nicht mehr aus, so wird man die Spannung über die Erregung der Maschinen senken. Dies führt aber gerade im Schwachlastfall zu noch instabileren Verhalten.

Auch der dritte Einflussparameter, jener der Kurzschlussleistung, sollte nicht außer Acht gelassen werden. In starken Netzpunkten kann die Kurzschlussleistung über einzelne Maschinen nicht in großem Maß beeinflusst werden, hier ist die externe Kurzschlussleistung (vom Netz kommend) von Haus aus sehr hoch. Dadurch wirkt sich die Änderung der Kurzschlussleistung auch nicht so stark auf die CCT aus. Gerade jedoch in schwachen Netzpunkten wie Malta Hauptstufe hat sich gezeigt, dass der Parameter Kurzschlussleistung einen wichtigen Einfluss hat. Durch die niedrigere externe Kurzschlussleistung kann durch in Betrieb nehmen einzelner Generatoren in der Übertragungsebene die Kurzschlussleistung prozentuell stark gesteigert werden. Dies wirkt sich im Beispiele Malta Hauptstufe immerhin mit einer Erhöhung der CCT um 190 ms aus, im Vergleich ob ein Generator oder alle vier in Betrieb sind.

Folgend Punkte können also zusammenfassend als kritisch für Maschinen angesehen werden:

- Hohe Wirkleistungsaufnahme/abgabe einzelner Maschinen
- Pumpspeicherkraftwerke arbeiten im Pumpbetrieb
- Untererregter Betrieb bedingt durch erhöhte Netzspannung im Schwachlastfall
- Geringe Maschinenanzahl pro Kraftwerk am Netz
- Verringerte Kurzschlussleistung durch geringe Maschinenanzahl und eventuellen zusätzlichen Leitungsabschaltungen

Stabilisierend wirkt sich jedoch die im Normalfall generell erhöhte Netzspannung im Schwachlastfall aus. Dies stellt jedoch einen gewissen Widerspruch dar, da, falls die Leistung der Drosseln im Netz zur Spannungssenkung nicht ausreicht, die Netzspannung durch Untererregung der Maschinen gesenkt werden muss was wieder zu instabileren Verhalten führt.

Für stabilen Netzbetrieb sollten also so viele Maschinen wie möglich am Netz betrieben werden. Dies führt in allen Bereichen zu Verbesserungen. In Sachen Betriebspunkt erhöht sich die Stabilität, wenn die geforderte Leistung auf mehrere Maschinen aufgeteilt wird. In Sachen Spannung kann ein nötiger Blindleistungsbezug über die Erregung auf mehrere Maschinen aufgeteilt werden wobei dadurch jede einzelne Maschine weniger Blindleistung beziehen muss. Im Punkt Kurzschlussleistung führt eine erhöhte Maschinenzahl am Netz ebenfalls zur Stabilitätsverbesserungen, speziell in schwachen Netzpunkten. Ein letzter Faktor ist, dass sich die gesamte Trägheit im Netz (Netzanlaufzeitkonstante) ebenfalls bei höherer Maschinenzahl stabilisierend erhöht.

## 4 Minimale Fehlerströme

Der letzte Punkt dieser Arbeit soll sich mit dem Problem der minimalen Fehlerströme befassen. Dieser Punkt ist gerade für die Betrachtung im Schwachlastfall sehr interessant, da hier im Fehlerfall die geringsten Fehlerströme zu erwarten sind. Überprüft wird, ob im Fehlerfall der Kurzschluss- bzw. Erdschlussstrom hoch genug ist, sodass die Wandler in den Schutzeinrichtungen noch angeregt werden. Vorgegeben als minimale Stromstärke zur Schutzrelaisanregung wird hierbei ein Wert von 75 % des Wandler-Nennstroms. Betrachtet werden die zwei Fehlerfälle „3-poliger Kurzschluss“ sowie „1-poliger Erdkurzschluss“. Mithilfe der Betrachtung der 1-poligen Fehler soll auch überprüft werden, ob die Sternpunktterdungen der Transformatoren für einen ausreichenden Erdschlussstrom zur Anregung ausreichen. Des Weiteren werden die beiden Fehlerfälle für zwei verschiedene Szenarien überprüft. Das erste Szenario ist der bisher verwendete originale Schwachlastfall wie anfangs definiert, da dieser einen noch relativ realistischen Zustand beschreibt. In einem weiteren Szenario soll dieser Schwachlastfall noch extremer betrieben werden und sieht dann folgendermaßen aus:

- Pro Laufwasserkraftwerk ist nur ein Generator in Betrieb
- Alle Pump-/Speicherkraftwerke sowie thermische Kraftwerke sind außer Betrieb
- Indirekte Einspeiser in die 110 kV Ebene sind außer Betrieb
- Blockumspanner mit Sternpunktterdung der Donaukraftwerke bleiben jedoch in Betrieb

Für die minimalen Fehlerströme gesehen ist dieser Fehlerfall kritischer, da weniger Maschinen am Netz sind welche auf die Fehlerstelle speisen können – somit ist der Fehlerstrom geringer. In stabilitätstechnischer Hinsicht kann jedoch die Situation kritischer sein, wenn mehrere Kraftwerke am Netz sind und diese entweder mit voller Leistung und/oder im Pumpbetrieb arbeiten wie in 3.3.4 bereits erwähnt.

Wichtig speziell für die Betrachtung der 1-poligen Fehler ist die Berücksichtigung der Sternpunktterdungen. Die Sternpunktbehandlung der Trafos fällt im europäischen Netz je Land und Spannungsebene sehr unterschiedlich aus. Ausgeführt werden hier Systeme wie isolierter Sternpunkt, gelöschter Sternpunkt, niederohmig geerdeter Sternpunkt sowie starre Erdung. Jedes dieser Systeme bietet seine Vor- und Nachteile wobei hier nicht auf alle Ausführungsformen näher eingegangen werden soll. Im Bereich Österreich sind speziell starre Sternpunktterdungen anzutreffen und diese in der 220 kV- und 380 kV-Übertragungsebene. In der 110 kV-Verteilungsebene sind vorwiegend gelöschte Sternpunkte anzufinden. [8] [9] Da in dieser Arbeit nur das Übertragungsnetz betrachtet wird, bezieht sich die nähere Analyse auf die starr geerdeten Sternpunkte. Diese Ausführungsform bietet im 1-poligen Fehlerfall den höchsten Fehlerstrom, wobei dieser Effekt sowohl Vor- als auch Nachteil ist. Der Vorteil ist, dass der Erdschlussstrom höher ist und somit auch Wandler diesen Strom besser registrieren können. Daraus folgend können auch Fehlerortungssysteme für Erdschlussfehler durch den höheren Fehlerstrom eine genauere Fehlerortung durchführen. Nachteilig ist jedoch, dass eben dieser Fehlerstrom höher ist als in den anderen Fällen was sowohl zu thermisch bedingten Abschaltungen führen kann als auch fehlerbedingt die Leitung in diesem Fall nicht mehr weiter für den Betrieb zur

Verfügung steht. Im Gegensatz dazu ist im Falle von gelöschten Netzen ein Weiterbetrieb der fehlerbehafteten Leitung bei 1-poligen Fehler jedoch bedingt möglich.

Blockumspanner der Donaukraftwerke bleiben mit deren Sternpunktterdungen immer am Netz, ungeachtet ob die Kraftwerke in Betrieb sind. Als Ausnahme gilt hier noch das Laufwasserkraftwerk Jochenstein, welches gemeinsam mit den Generatoren auch die Trafos vom Netz nimmt. Pump-/Speicherkraftwerke nehmen jedoch auch ihre Trafos vom Netz, sobald diese außer Betrieb gehen womit deren Sternpunktterdung auch nicht mehr zur Verfügung steht. Im österreichischen Netz sind auch fünf Phasenschiebertrafos in Betrieb (Ernsthofen, Greuth, Lienz, Ternitz, Tauern), um den Lastfluss im Übertragungsnetz zu regeln. Diese Phasenschiebertrafos werden jedoch nicht geerdet. Bei Paralleltrafos von der 380 kV auf die 220 kV Ebene bedient man sich im Normalfall der Systematik, dass einer der Beiden auf der Oberspannungsseite, der andere auf der Unterspannungsseite geerdet wird. Generell besitzen alle Kraftwerke (sowohl Laufwasser als auch Speicher), welche in die 220 kV bzw. 380 kV Ebene speisen mindestens einen Trafo mit Sternpunktterdung auf der Oberspannungsseite, welche jedoch je nach Generatoreinsatz nicht dauernd in Betrieb sein müssen. [10]

Zur Berechnung der Kurzschlüsse und minimalen Fehlerströme in DigSilent Powerfactory wird in den Kurzschlussereinstellungen die Norm IEC 60909 verwendet.

Wichtig ist auch noch zu erwähnen, dass die Schutzgeräte in erster Stufe abschalten sollen. So kann es z.B. sein, dass bei einem Fehler auf einer Leitung dieser bedingt durch die Höhe des Fehlerstromes nur einseitig erkannt wird. Schaltet das Schutzgerät die fehlerbehaftete Leitung einseitig ab, so steigt der Kurzschlussstrom auf der anderen Seite und dieses Schutzgerät würde den Fehler erst in zweiter Stufe erkennen.

## 4.1 Fehlerarten

Zur Bestimmung der Fehlerströme muss zuerst auf die Fehlerart eingegangen werden. Je nach Fehlerart ergeben sich unterschiedliche Kurzschlussströme. Dieser kann je nach Fehlerort stark variieren. Des Weiteren hängt die Höhe des Fehlerstromes auch von der aktuellen Netzspannung ab. In Formelzusammenhängen wird daher zur Beachtung der Spannungshöhe der Spannungsfaktor  $c$  eingeführt. Mithilfe dessen kann je nach Spannungshöhe ein minimal bzw. maximal auftretender Fehlerstrom berechnet werden. Der  $c$ -Faktor multipliziert sich in den Formeln zu der Nennspannung und liegt im Bereich von 0,95 – 1,1 je nach Anwendung. [11] DigSilent Powerfactory bietet jedoch bei der Kurzschlussrechnung von sich aus die Optionen „minimale Ströme berechnen“ und „maximale Ströme berechnen“ und setzt selbstständig bei den Berechnungen je nach verwendeter Norm den richtigen  $c$ -Faktor.

Eine Übersicht über die möglichen Fehlerarten in einem Drehstromnetz soll Abbildung 25 zeigen. Ein weiterer möglicher Fall wäre der „3-polige Kurzschluss mit Erdberührung“. Da die Spannung an der Fehlerstelle jedoch im 3-poligen Kurzschluss ohnehin null ist und dies dem Bezugspotential Erde an dieser Stelle gleicht, kann sich kein Nullstrom ausbilden und der Fehlerfall verhält sich wie ein 3-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung. [12]



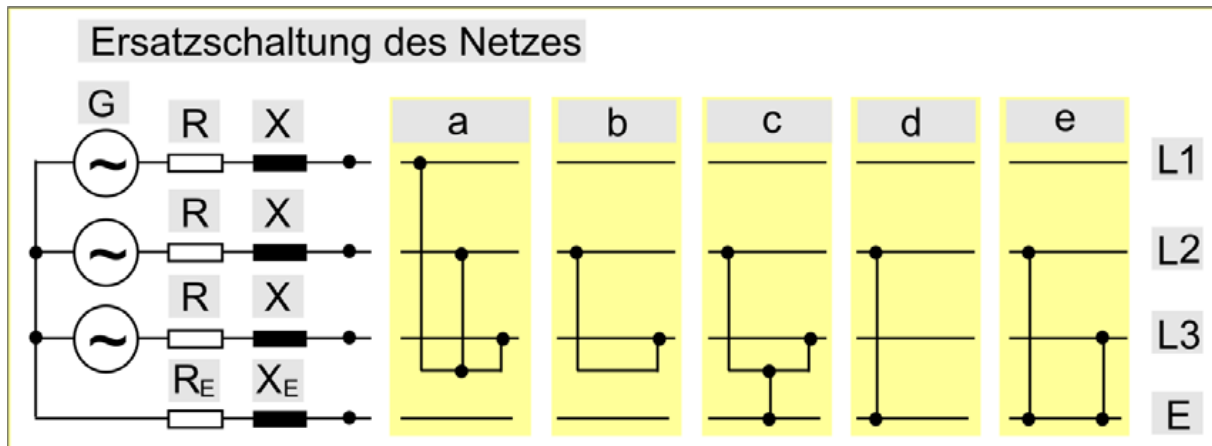


Abbildung 25: Fehlerarten im Drehstromnetz, Quelle: Dr. Fickert

a: dreipoliger KS   b: zweipoliger KS ohne Erdberührung   c: zweipoliger KS mit Erdberührung  
 d: einpoliger Erd(kurz)schluss   e: Doppelerdschluss

#### 4.1.1 3-polige Fehler

In diesem Fehlerfall sind, wie der Name schon sagt, an der Fehlerstelle alle drei Phasen kurzgeschlossen. Die Spannung bricht in diesem Fall an der Fehlerstelle auf den Wert 0 ein, jedoch vergrößert sich das Spannungsdreieck bedingt durch den Spannungsabfall an den Leitungsimpedanzen bis hin zur speisenden Stelle wie in Abbildung 26.

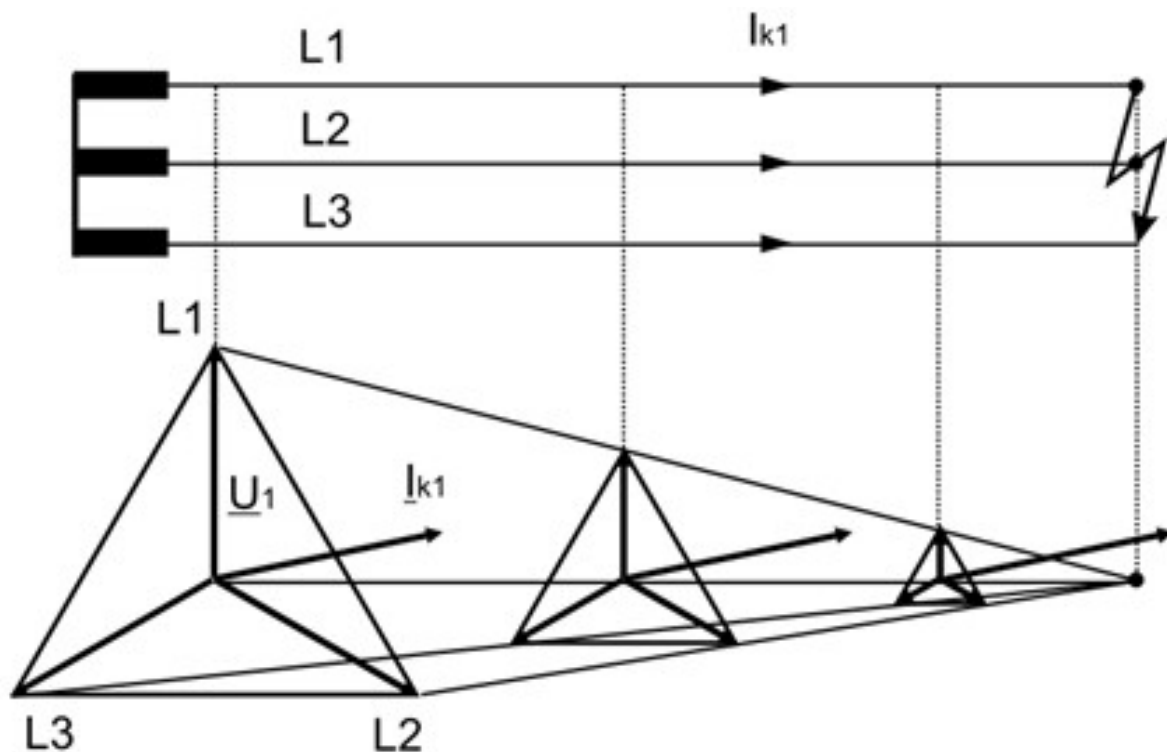


Abbildung 26: Spannungsverlauf bei 3-poligem KS, Quelle: Dr. Renner

Da das Netz als stark induktiv angenommen wird (je höher Ströme desto induktiver), folgen die Ströme den Spannungen um fast 90 ° nacheilend. Der 3-polige Fehler ist sowohl ohne Erdberührung als auch mit Erdberührung ein symmetrischer Kurzschluss, es bildet sich also kein Gegensystem aus.

Für den generatorfernen Kurzschluss ergibt sich vereinfacht als Anfangskurzschlusswechselstrom:

$$I_K'' = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_K}$$

*Formel 25*

Für generatornahe Kurzschlüsse ergibt sich vereinfacht:

$$I_K'' = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_r^2 + X_d^2}}$$

*Formel 26*

#### 4.1.2 2-polige Fehler

Vollständigkeitshalber wird hier auch kurz auf die Art der 2-phasigen Fehler eingegangen. Diese wurde jedoch in den Simulationen nicht weiter berücksichtigt. Die Berechnung der Fehlerströme muss in diesem Fall bedingt durch die unsymmetrischen Verhältnisse über symmetrische Komponenten durchgeführt werden. Im Fehlerfall bildet sich im 2-poligen Kurzschluss ein Gegensystem aus, falls auch eine Erdberührung besteht muss zusätzlich das Nullsystem beachtet werden. Je nach Anwendungsfall ergeben sich also verschiedene Berechnungsmöglichkeiten.

Für den generatorfernen Kurzschluss ergibt sich vereinfacht als Anfangskurzschlusswechselstrom:

$$I_K'' = \frac{c \cdot U_N}{2 \cdot Z_K}$$

*Formel 27*

Für generatornahe Kurzschlüsse ergibt sich vereinfacht:

$$I_K'' = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{(2 \cdot R_r)^2 + (X_d'' + X_2)^2}}$$

*Formel 28*

#### 4.1.3 1-polige Fehler

Speziell in diesem Punkt werden die Sternpunktbehandlungen wichtig. Da der Kurzschluss unsymmetrisch ist und eine Erdberührung besteht, bilden sich ein Mit-, Gegen-, und Nullsystem aus. Da in Österreich in der Übertragungsebene starr geerdet wird, wird hier auch nur der Spannungsverlauf für diesen Fall angegeben. Der Erdstrom ist in diesem Fall gleich groß wie der Fehlerstrom in der

betroffenen Phase. Die Spannung an der betroffenen Phase ist am Fehlerort gleich dem Bezugspotential, also 0 V. Diese Spannung baut sich jedoch bis zur Speisestelle wieder auf.

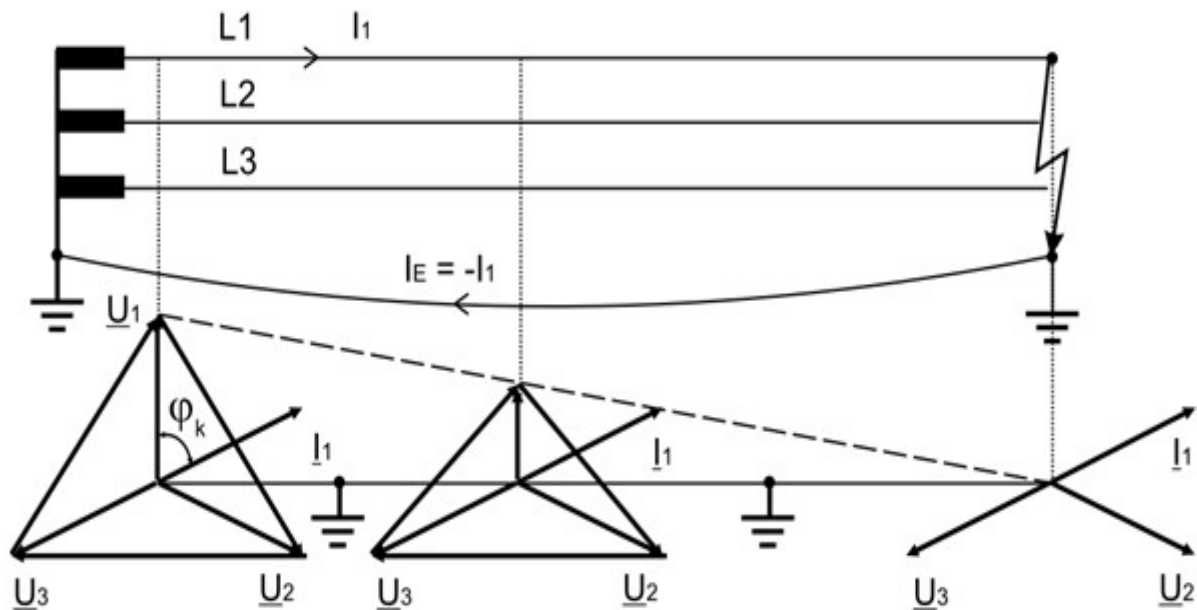


Abbildung 27: Spannungsverlauf bei 1-poligem EKS und starrer Erdung, Quelle: Dr. Renner

Für den generatorfernen Kurzschluss ergibt sich vereinfacht als Anfangskurzschlusswechselstrom:

$$I_K'' = \frac{c \cdot \sqrt{3} \cdot U_N}{2 \cdot Z_K + Z_0}$$

Formel 29

Für generatornahe Kurzschlüsse ergibt sich vereinfacht:

$$I_K'' = \frac{c \cdot \sqrt{3} \cdot U_N}{\sqrt{(3 \cdot R_r)^2 + (X_d'' + X_2 + X_0)^2}}$$

Formel 30

## 4.2 Simulationsdurchführung

Die Einstellmöglichkeiten für die Kurzschlussberechnung in DigSilent Powerfactory zeigt Abbildung 28. Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.. Der erste Auswahlparameter bezieht sich auf die zu verwendende Norm, nach welcher der Kurzschluss berechnet wird. Darauf folgt die Fehlerart wie 3-polig, 2-polig und 1-polig und ob zusätzlich ein Erdschluss oder Neutralleiterschluss vorliegt. Danach kann bestimmt werden, ob die minimalen oder maximalen Fehlerströme berechnet werden. Dies bewirkt automatisch eine Anpassung des c-Faktors. Danach kann eine Fehlerimpedanz eingeführt werden um z.B. Lichtbogenwiderstände zu simulieren. Am Ende erfolgt die Eingabe des Fehlerortes.

Dieser kann entweder auf einer bestimmten Komponente im Netz auftreten oder eben für alle Sammelschienen berechnet werden. Die Auswahl von Mehrfachfehlern ist hier auch möglich. Im Reiter „Erweiterte Optionen“ lassen sich noch genauere Einstellungen treffen wie z.B. ein selbst definierter c-Faktor, ob Leitungstemperaturen und dadurch veränderte Leitungsimpedanzen je nach Auslastung berücksichtigt werden und ob Asynchronmotoren einen Beitrag zum Fehlerstrom leisten sollen.

Abbildung 28: Einstellfenster in DigSilent Powerfactory für KS-Rechnung

Ziel ist es, wie bereits erwähnt, den minimalen Fehlerstrom für das jeweilige Szenario im Fehlerfall zu ermitteln. Dazu wird jede einzelne Leitung im gesamten Netz einzeln auf den minimalen Fehlerstrom überprüft. Dieser tritt auf, wenn der Fehler in der Nähe des Leitungsanfangs auftritt und der Strom am Leitungsende ausgewertet wird. Simulationstechnisch wird der Fehlerort jedoch immer auf die jeweilige Sammelschiene gelegt. DigSilent Powerfactory bietet hierfür die Option „Kurzschluss auf allen Sammelschienen“. Dabei wird nacheinander auf jeder Sammelschiene ein Kurzschluss simuliert und die Ströme auf den Leitungen ermittelt. Im Gegensatz dazu gibt es auch die Möglichkeit von Mehrfachfehlern, falls ein gleichzeitiger Fehler an verschiedenen Orten simuliert werden soll. Für die Betrachtung der minimalen Fehlerströme interessant ist jedoch nur der jeweils zugehörige Strom auf einer Leitung bei einem einzelnen Fehler.

Überprüft wird, ob dieser Fehlerstrom noch zur Anregung der Wandler ausreicht. DigSilent Powerfactory verwendet je nach Fehlerart selbstständig die jeweils beteiligten Komponenten im Pi-Ersatzschaltbild.

Abbildung 29 zeigt nun beispielhaft eine solche Kurzschlussberechnung und die Auswertung der Ergebnisse. Der Fehler tritt in der Nähe der Sammelschiene 2 auf. Interessant ist jedoch der Fehlerstrom an der gegenüberliegenden Sammelschiene 1, da dieser den kleineren Wert darstellt. In der Simulation wird der Fehler an der Sammelschiene 2 berechnet, der angezeigte Kurzschlussstrom entspricht aber dem in der Realität an der Sammelschiene 1 auftretenden Strom. Ausschlaggebend für die Überprüfung ist somit immer der Wandler auf der gegenüberliegenden Seite.

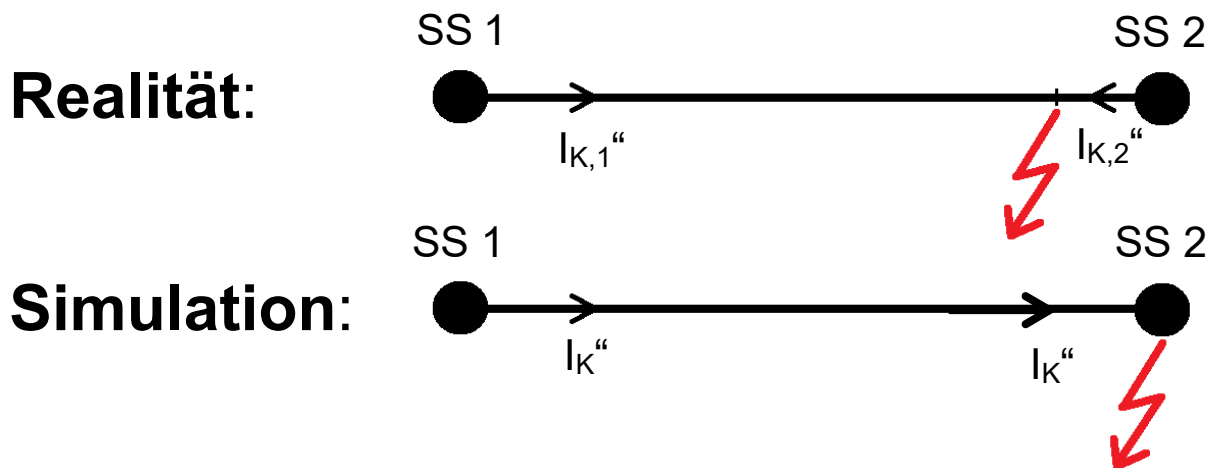


Abbildung 29: Beispielhafte Darstellung der Auswertung der berechneten Kurzschlussströme

Standardmäßig werden in Powerfactory die drei Werte „ $S_{KSS}$ ,  $I_{KSS}$  und  $i_p$ “ angezeigt.  $S_{KSS}$  beschreibt hierbei die übertragene Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung,  $I_{KSS}$  beschreibt den Anfangs-Kurzschlusswechselstrom einer Phase und  $i_p$  den Stoßkurzschlussstrom. Zum Heranziehen der Überprüfung dient hierbei der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom  $I_{KSS}$ , welcher zur Einhaltung der Anrege-Bedingung mindestens 75 % des Wandler-Nennstromes haben muss.

### 4.3 Simulationsergebnisse

Für den 3-poligen Fehlerfall hat sich bei allen vermaschten Leitungen keine Leitung ergeben, an welcher der minimale Fehlerstrom zur Wandleranregung nicht ausreicht. Probleme gibt es bei Kraftwerksstichleitungen. Ist ein Kraftwerk über eine Stichleitung an das Netz angebunden, so ergibt sich die Höhe des Fehlerstromes einseitig nur durch die aktive Maschinenanzahl im Kraftwerk. Sind in diesem Kraftwerk jedoch wenige bis keine Generatoren in Betrieb, so reicht der Fehlerstrom zur Wandleranregung einseitig nicht aus. Laut APG werden hierbei jedoch des Öfteren Differentialschutzsysteme bei kürzeren Leitungsabschnitten verwendet oder es kommen zusätzliche Schutzmaßnahmen wie Unterspannungserkennung zur Anwendung. Zukunftsorientiert wäre es eine Überlegung, einige Wandler mit intelligenten Schutzsystemen auszustatten, welche je nach Kraftwerkseinsatz den möglichen Fehlerstrom zur Erkennung selbst einstellen.

Tabelle 8 soll die wichtigsten Ergebnisse der Simulationen über „minimale Fehlerströme“ aufzeigen. Anschluss i und j bezeichnen hierbei die beiden Enden der jeweiligen Leitung. Ist z.B. der Kurzschluss in Zell am Ziller, so registriert der Wandler in Tauern 1580 A. Ist der Kurzschluss in Tauern, so registriert der Wandler in Zell am Ziller 1360 A. In der letzten Spalte ist der jeweilige Wandlernennstrom mit dem niedrigeren Leitungs-Kurzschlussstromwert angegeben.

Fehlerart	Leitung	Anschluss i	Anschluss j	Strom auf Seite j bei Fehler am Anschluss i (A)	Strom auf Seite i bei Fehler am Anschluss j (A)	75% I <sub>N</sub> Wandler (A)
1-polig	418	Zell am Ziller	Tauern	1580	1360	1500
	492	Kronstorf	Ernsthofen	740	8140	900
3-polig	471	Obersielach	Kainachtal	3240	1230	900

Tabelle 8

Bei der 1-poligen Fehlerberechnungen haben sich nur zwei Probleme ergeben. Im originalen Schwachlastfall kann der Fehlerstrom auf der Leitung 492 zwischen Ernsthofen und Kronstorf bei einem Fehler in Kronstorf zu klein werden. Dies wurde jedoch bereits von der APG überprüft, auf diesem kurzen Leitungsstück kommt ein Differentialschutz zur Anwendung. Im extremen Schwachlastfall kann der Fehlerstrom auf der Leitung 418 von Zell am Ziller nach Tauern bei einem Fehler in Tauern zu klein werden. Eine Inbetriebnahme des Trafos TG5 von Gerlos 2 mit dessen Sternpunkt würde bereits zur Anhebung des Fehlerstromes und dessen Erkennung ausreichen. Es wurde jedoch bereits von Seiten der APG festgestellt, dass auf dieser Leitung die Faustregel von 75% des Wandler-Nennstroms nicht zur Anwendung kommt, sondern dass bei den betroffenen Wandlern ein niedrigerer Wert eingestellt ist.

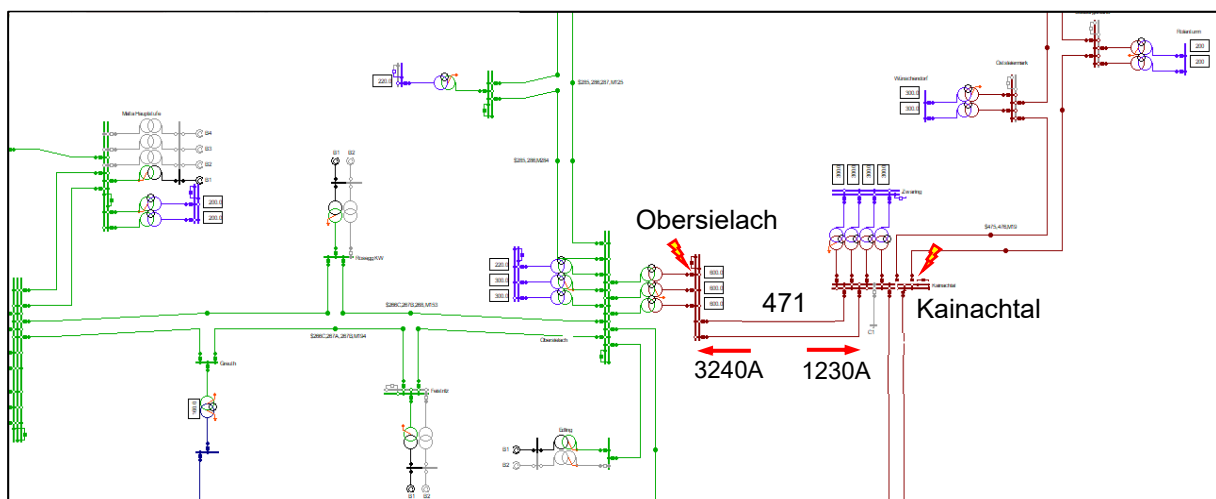


Abbildung 30: Fehlerströme bei Übergang 380kV (rot) auf 220kV (grün)

Ein weiterer wichtiger Punkt welcher erkannt wurde, jedoch derzeit nicht kritisch scheint sind endende 380 kV „Stichleitungen“ und Übergang auf die 220 kV Ebene. Als Beispiel wird hier der Bereich Obersielach dargestellt, welches den Übergang von 380 kV (rot) auf 220 kV (grün) in Obersielach darstellt. Die 110 kV Ebene ist blau eingezeichnet.

Es endet die 380 kV Leitung und geht über Trafos auf die 220 kV Ebene über. In der 220 kV Ebene sind jedoch die Impedanzen höher als in der 380 kV Ebene. Tritt nun ein Fehler in auf der Leitung 471 nahe dem UW Kainachtal auf, so wird der aus Richtung UW Obersielach kommende Fehlerstrom von der 220 kV Ebene kommend durch diese höheren Impedanzen stark begrenzt und erreicht nur 1230 A. Das 380 kV System verhält sich also an diesen Stellen wie eine Art „Stichleitung“. Tritt hingegen ein Kurzschluss in Obersielach ein, so beträgt der Kurzschlussstrom von Kainachtal kommend 3240 A.

Der Fehlerstrom reicht zwar an diesen Stellen zur Wandleranregung aus, es wurde jedoch erkannt, dass speziell an solchen Stellen im Netz der Fehlerstrom deutlich geringer ausfällt als an vermaschteren Stellen.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Wie in dieser Arbeit ermittelt wurde, reichen die Stabilitätskriterien für die untersuchten Bereiche für den Schwachlastfall weitgehend aus. Die kritischen Fehlerklärungszeiten für diese Definition des Schwachlastfalles sind ausreichend hoch genug, um einen Stabilitätsverlust bei allen Generatoren zu vermeiden. Probleme können jedoch bei Kraftwerksstichleitungen auftreten, falls nur ein System in Verwendung ist. Speziell im Schwachlastfall ist es wichtig, dass Parameter wie Betriebspunkt, Spannung und Kurzschlussleistung beachtet werden. Ein stark untererregter Zustand der Maschinen bei zusätzlicher geringer aktiver Maschinenanzahl am Netz beeinflusst das Stabilitätsverhalten stark negativ. Da in der Zukunftsplanung vermehrt Umrichter basierte Einspeisungen in den Vordergrund treten, kann dieser Schwachlastfall noch extremer ausfallen. Durch diese Einspeisungen sinkt zwangsmäßig die Trägheitskonstante des Netzes durch fehlende oder geringere rotierende Energie und die Kurzschlussleistung des Netzes sinkt durch den begrenzten Kurzschlussstrombeitrag der Umrichter. Ein geplanter Ausstieg Deutschlands aus der Atomenergie im Jahre 2022 und Ausgleich der Leistungsdefizite durch erneuerbare Energien bestätigt dieses Beispiel. Diese Schwachlastsituationen sind speziell in den Sommermonaten gefährlich, da hier generell weniger Verbrauch stattfindet – somit weniger Kraftwerke benötigt werden – und dieser Verbrauch zu einem großen Teil durch PV und Windkraftanlagen gedeckt wird.

Bezüglich der minimalen Fehlerströme wurden mit der derzeitigen Definition des Schwachlastfalles auch keine schwerwiegenden Probleme gefunden. Auch der zusätzlich definierte, extremere Schwachlastfall konnte auch keine schwerwiegenden Probleme aufzeigen. Die Schutzsysteme sollten derzeit also ausreichend gerüstet sein, um Fehler entsprechend zu erkennen. Nichtsdestotrotz ist die Überlegung zum Umstieg auf eventuelle intelligente Schutzsysteme nicht außer Acht zu lassen. Diese könnten die Erkennung eines Fehlerfalles je nach Generatoreinsatz und Netzzustand selbstständig definieren. Gerade in zukünftigen Situationen mit möglichen stark volatilen Einspeisungen könnten sich solche intelligenten Schutzgeräte durchaus bewähren. Zusätzlich ist derzeit noch nicht wirklich bekannt bzw. festgelegt, wie sich Stromrichter von erneuerbaren Energien in Fehlerfällen verhalten sollen. Aus thermischen Überlegungen kann jedoch die Annahme getroffen werden, dass diese im Fehlerfall nur einen Beitrag entsprechend deren Nennleistung leisten. Somit würden die Fehlerströme gegenüber rotierenden Maschinen generell sinken. Dies sind jedoch Zukunftsgedanken und beeinträchtigen die Stabilitätsaussagen im derzeitigen Netzzustand keineswegs.



## 6 Literaturverzeichnis

- [1] M. Ennsberger, „Energie der rotierenden Massen,“ TU Graz, 2017.
- [2] H. Brown, B. Shipley, D. Coleman und R. Nied, „A Study of Stability Equivalents,“ 1969.
- [3] bdew, „Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“,“ 2018.
- [4] L. Fickert, Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme, TU Graz, 2008.
- [5] H. Renner, Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme, TU Graz, 2013.
- [6] VERBUND Hydro Power AG, „Strom aus den Hohen Tauern und aus der Drau. Die Wasserkraftwerke in Kärnten,“ 2013.
- [7] E-Control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil B,“ 2008.
- [8] R. Schmaranz, Zuverlässigkeits- und sicherheitsorientierte Auslegung und Betriebsführung elektrischer Netze, TU Graz, 2014.
- [9] H. Renner, W. Brandauer und K. Köck, Elektrische Energiesysteme Labor, TU Graz, 2014.
- [10] Austrian Power Grid, *Datensatz Schwachlastfall*, 2018.
- [11] „Netinform,“ [Online]. Available: <https://www.netinform.net/GA/Elektrotechnik/Berechnung.aspx>.
- [12] H. Renner und L. Fickert, Elektrische Energiesysteme 1, TU Graz, 2008.