

Modelle der Synchrongeneratoren für die Simulation der subsynchronen Resonanzen

von der
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der
Technischen Universität Dortmund
genehmigte

DISSERTATION
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften

von
Dipl.-Ing. Carsten Göbel

Dortmund
2010

Tag der mündlichen Prüfung: 16. Juli 2010
Hauptreferent: Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. S. Kulig, Dortmund
Korreferent: Prof. Dr. -Ing. C. Rehtanz, Dortmund

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Antriebe und Mechatronik der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der Universität Dortmund. In diesem Umfeld war es mir möglich, von dem großen am Lehrstuhl vorhandenen Wissen über das elektromechanische Verhalten von Synchrongeneratoren zu profitieren. Die Kollegen des Lehrstuhls standen mir jederzeit für Fragen und Diskussionen gerne zur Verfügung. Dafür möchte ich mich an dieser Stelle herzlich bedanken.

Mein ganz spezieller Dank gebührt Herrn Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. S. Kulig, der durch seine Betreuung und Förderung wesentlich zum Gelingen der Arbeit beigetragen hat.

Herrn Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz danke ich herzlich für die freundliche Übernahme des Korreferats.

Vielen Dank auch meinen Eltern für die große Unterstützung bei meinem bisherigen Lebensweg. Andrea Anneser danke ich für ihr Verständnis und ihren großen Beistand.

Inhaltsverzeichnis

Formelzeichen und Konstanten	V
Zusammenfassung.....	X
1 Einleitung.....	1
1.1 Merkmale von subsynchronen Resonanzen	1
1.2 Stand der Forschung	4
1.3 Aufbau der Arbeit.....	5
2 Entstehung der subsynchronen Resonanzen (SSR).....	7
2.1 Klassische SSR.....	7
2.1.1 Induction Generator Effekt (IGE).....	8
2.1.2 Torsional Amplifikation (TA)	9
2.1.3 Torsional Interaktion (TI).....	9
2.1.4 Beispiel für eine klassische SSR	10
2.1.5 Beispiel für die Vorgehensweise in einer SSR-Studie	11
2.2 Anregung subsynchroner Torsionsschwingungen in einem Turbosatz durch einen Stromzwischenkreisumrichter.....	13
2.3 SSR hervorgerufen durch eine Schleifringläufer-Asynchronmaschine mit fehlerhafter Rotorwicklung	14
2.3.1 Messungen in einem Inselnetz mit defektem Asynchronmotor	16
2.4 Schutzmaßnahmen zur Vermeidung von SSR	18
2.4.1 Schutzsysteme mit Netztrennung	19
2.4.2 Schutzsysteme ohne Netztrennung.....	20
3 Mechanisches Modell für die Untersuchung von Torsions- schwingungen in Wellensträngen großer Antriebe.....	23
3.1 Mechanisches Modell des Wellenstrangs.....	24
3.1.1 Modellbildung	25
3.1.2 Gleichungssystem des mechanischen Modells	26
3.2 Bestimmung der Dämpfung	27
3.3 Modalanalyse des mechanischen Systems	29
3.3.1 Die Eigenwerte und -Vektoren.....	30
3.3.2 Die modale Transformationsmatrix.....	31
3.3.3 Einfügen der modalen Dämpfung	32
3.3.4 Rücktransformation ins reale System.....	33

3.4	Anregbarkeit von Torsions-Eigenfrequenzen durch Drehmomentschwankungen im Luftspalt des Generators	34
3.5	Vereinfachung des mechanischen Modells für den Wellenstrang	38
4	Elektrische Modelle zur Bestimmung des Verhaltens von Generatoren bei SSR.....	41
4.1	Modelle der Synchronmaschine	41
4.1.1	Gleichungssystem einer allgemeinen elektrischen Maschine	42
4.1.2	Ableitung des Park`schen Modells einer Synchronmaschine	45
4.1.3	Erweiterung des Park`schen Modells um Dämpferkreise	48
4.1.4	Erweiterung des Park`schen Modells nach Canay	50
4.1.5	Park`sches Modell mit mehreren Rotorkreisen	51
4.1.6	Kettenleitermodell einer Synchronmaschine	52
4.2	Mathematisches Modell zur analytischen Beschreibung nach Bowler	54
4.2.1	Elektrisches System.....	55
4.2.2	Mechanisches System	56
4.3	Standardisierte Modelle zur Untersuchung von SSR.....	57
4.3.1	IEEE First Benchmark Model	58
4.3.2	IEEE Second Benchmark Model.....	59
5	Simulationsprogramme zur Analyse von SSR	61
5.1	Das Simulationsprogramm NETOMAC	62
5.1.1	Kopplung zwischen elektrischem und mechanischem System	63
5.1.2	Analysebeispiel mit NETOMAC	63
5.1.3	Analyse des Frequenzgangs	64
5.1.4	Bestimmung des elektrischen Dämpfungskoeffizienten D_e	65
5.1.5	Simulation im Zeitbereich.....	66
5.2	Das Finite-Differenzen-Zeitschritt Programms FELMEC	70
5.2.1	Das Verfahren der Finiten-Differenzen-Zeitschrittrechnung für rotierende Maschinen	70
5.2.2	Einbindung eines Vorschaltnetzwerks und eines Mehr-Massen-Modells des Wellenstrangs ins Programmsystem FELMEC	74
5.2.3	Berechnung einer SSR mit FELMEC	77
6	Parameteridentifikation	81
6.1	Ermittlung der elektrischen Parameter aus dem dreipoligen Stoßkurzschluss (3pol-SK) [DIN EN 60034-4]	83
6.1.1	Ableitung der d-Achsen Parameter aus dem dreipoligen Stoßkurzschluss	83
6.1.2	Umwandlung der zeitabhängigen Reaktanzen in Park Parameter	85
6.2	Ermittlung der elektrischen Parameter aus der Stillstandsfrequenzgangmessung (SSFR).....	86

6.2.1	Die Stillstandsfrequenzgangsmessung	87
6.3	Einsatz der evolutionären Strategie zur Bestimmung der Ersatzschaltbildparameter aus dem 3pol-SK und der SSFR	90
6.4	Beispiel für die Bestimmung der Park-Parameter durch den Einsatz der evolutionären Strategie	92
6.4.1	Beispiel für die Bestimmung der Park-Parameter aus dem Stoßkurzschlussversuch durch den Einsatz der evolutionären Strategie	92
6.4.2	Beispiel für die Bestimmung der Park-Parameter aus der Stillstandsfrequenzgangsmessung durch den Einsatz der evolutionären Strategie	94
7	Beurteilung der Einsatzfähigkeit des Ersatzschaltbildes nach Park zur Berechnung von SSR.....	99
7.1	Vergleich von NETOMAC Rechnung und FELMEC Rechnung	100
7.2	Vergleich von NETOMAC Rechnung mit optimierten Parametern und FELMEC Rechnung	103
7.3	Bewertung der Vergleiche	105
8	Beispiele für das Auftreten von SSR nach elektrischen Störfällen	109
8.1	Erfolgreiche dreipolige Kurzabschaltung eines zweipoligen Fehlers (3pol-KU).....	110
8.2	Einpolige Kurzunterbrechung (1pol-KSU)	112
8.3	Netzumschaltung mit einem Phasenwinkelversatz von 30° (30°-NU).....	114
9	Abschließende Bemerkung und Ausblick.....	117
A	Parameter der untersuchten Generatoren	119
B	Parameter des First Benchmark Modells.....	121
	Literaturverzeichnis.....	123

Formelzeichen und Konstanten

Symbol	Einheit	Bedeutung
A	Vsm^{-1}	magnetisches Vektorpotential
A		Amplitude
B	T	magnetische Flussdichte
C	F	Kapazität
$\cos \varphi$		Leistungsfaktor
D	s^{-1}	Dämpfung
D_e	s^{-1}	elektrischer Dämpfungskoeffizient
D_i	s^{-1}	Dämpfung der i-ten Eigenform
D_j	s^{-1}	geschwindigkeitsproportionale Dämpfung
D_{jk}	s^{-1}	Dämpfung zwischen zwei Massen
E	Vm^{-1}	elektrische Feldstärke
f	Hz	Frequenz
f_e	Hz	elektrische Eigenfrequenz
f_i	Hz	i-te Eigenfrequenz
f_n	Hz	Netzfrequenz
f_r	Hz	Frequenz des zusätzlichen Drehfelds im Luftspalt
H	Am^{-1}	magnetische Feldstärke
I, i	A	Strom
i_0	A	Strom des Nullsystems
i_d	A	Strom der Ständerwicklung, d-Achse
i_f	A	Strom der Erregerwicklung
i_k	A	Kurzschlussstrom
I_k	A	Dauerkurzschlussstrom
I_k'	A	transienter Kurzschlussstrom
I_k''	A	subtransienter Kurzschlussstrom
i_q	A	Strom der Ständerwicklung, q-Achse

J	Am^{-2}	Stromdichte
J	kgm^2	Massenträgheitsmoment
k	kgs^{-2}	Drehfederkonstante / Steifigkeit
\mathcal{L}		Lagrange Funktion
L	H	Induktivität
L_{cd}	H	Canay-Induktivität, d-Achse
L_{cq}	H	Canay-Induktivität, q-Achse
L_{Dd}	H	Induktivität der Ersatzdämpferwicklung, d-Achse
L_{Dq}	H	Induktivität der Ersatzdämpferwicklung, q-Achse
L_h	H	Hauptinduktivität
L_{hd}	H	Hauptinduktivität, d-Achse
L_{hq}	H	Hauptinduktivität, q-Achse
L_σ	H	Streuinduktivität
$L_{\sigma s}$	H	Streuinduktivität der Ständerwicklung
$L_{\sigma f}$	H	Streuinduktivität der Feldwicklung
l	m	Länge
M	Nm	Moment
M_a	Nm	Antriebsmoment
M_{el}	Nm	elektrisches Moment
$M_{i,j}$	H	magnetische Kopplung zwischen zwei Stromkreisen
N		Anzahl
n	U/min	Drehzahl
P	W	Wirkleistung
Q	Var	Blindleistung
Q	C	Ladung
q_i		verallgemeinerte Koordinate
R	Ω	Widerstand
R_{Dd}	Ω	Widerstand der Ersatzdämpferwicklung, d-Achse
R_{Dq}	Ω	Widerstand der Ersatzdämpferwicklung, q-Achse
R_f	Ω	Widerstand der Feldwicklung
R_S	Ω	Widerstand der Ständerwicklung
S	VA	Scheinleistung
S_k''	MVA	Netzkurzschlussleistung

T_a	s	Zeitkonstante der Ständerwicklung
T_d'	s	transiente Kurzschlusszeitkonstante
T_d''	s	subtransiente Kurzschlusszeitkonstante
T_{fd}		Strom-Übertragungsfunktion
t	s	Zeit
U, u	A	Spannung
u_0	A	Spannung des Nullsystems
u_f	A	Spannung der Erregerwicklung
u_d	A	Spannung der Ständerwicklung, d-Achse
u_q	A	Spannung der Ständerwicklung, q-Achse
W	Nm	Energie
X	Ω	Reaktanz
X_C	Ω	Reaktanz der Reihenkompensation
X_{Dd}	Ω	Reaktanz der Ersatzdämpferwicklung, d-Achse
X_{Dq}	Ω	Reaktanz der Ersatzdämpferwicklung, q-Achse
X_d	Ω	Zeitkonstante der Ständerwicklung
X_d'	Ω	transienter Kurzschlussreaktanz
X_d''	Ω	subtransienter Kurzschlussreaktanz
X_L	Ω	Leitungsreaktanz
X_h	Ω	Hauptreaktanz
X_{hd}	Ω	Hauptreaktanz, d-Achse
X_{hq}	Ω	Hauptreaktanz, q-Achse
X_{SYS}	Ω	Systemreaktanz des Netzes
X_σ	Ω	Streureaktanz
$X_{\sigma s}$	Ω	Streureaktanz der Ständerwicklung
$X_{\sigma f}$	Ω	Streureaktanz der Feldwicklung
Z_d	Ω	Impedanz der d-Achse
Z_{df}	Ω	Übertragungsimpedanz der d-Achse
Z_q	Ω	Impedanz der q-Achse
α	$^\circ$	Winkel
α		logarithmisches Inkrement
γ	Sm^{-1}	elektrische Leitfähigkeit

Δt	s	Zeitschrittweite
μ	$VsA^{-1}m^{-1}$	magnetische Permeabilität
μ_r		relative magnetische Permeabilität
μ_0	$VsA^{-1}m^{-1}$	Permeabilität des Vakuums
ϑ		logarithmisches Dekrement
ρ		Polpaarzahl
φ	°	Verdrehwinkel
Ψ	Vs	Flussverkettung
Ψ_0	Vs	Fluss des Nullsystems
Ψ_d	Vs	Fluss in der d-Achse
Ψ_f	Vs	Fluss der Feldwicklung
Ψ_q	Vs	Fluss in der q-Achse
ω_e	$rad s^{-1}$	Frequenz der Speisequelle bei der SSFR

Schreibweisen

\vec{A}	vektorielle Größe
d	direkte Achse
\vec{e}	Einheits- bzw. normierter Richtungsvektor
i	Variable zur fortlaufenden Nummerierung
j	Variable zur fortlaufenden Nummerierung
j	imaginäre Einheit
k	Variable zur fortlaufenden Nummerierung
q	Querachse
$[T]$	Matrix
\underline{x}	komplexe Größe

Indizes

0	Nullsystem
D	Größe der Ersatzdämpferwicklung
d	Größe der d-Achse
e	elektrische Größe
el	elektrische Größe
f	Größe der Feldwicklung

h	Hauptreaktanz
i	Index zur fortlaufenden Nummerierung
j	Index zur fortlaufenden Nummerierung
k	Index zur fortlaufenden Nummerierung
k	Größe beim Kurzschluss
mech	mechanische Größe
N	Bemessungsgröße
q	Größe der q-Achse
R	Größe der Rotorwicklung
S	Größe der Ständerwicklung
σ	Streugröße

Zusammenfassung

In den Wellensträngen großer Turbogeneratoren können in Folge subsynchroner Resonanzen (SSR) unzulässig hohe mechanische Beanspruchungen auftreten, die schwere Schäden verursachen. Die Hersteller von Turbogeneratoren und die Betreiber von Kraftwerken führen daher umfassende Studien durch, um mögliche Risiken für das Auftreten von subsynchronen Resonanzen schon im Vorfeld der Inbetriebnahme abschätzen zu können. Grundlage für die Untersuchung gekoppelter elektromechanischer Systeme sind Modelle, die die Wechselwirkung zwischen elektrischem und mechanischem System hinreichend genau nachbilden. Charakteristisch für subsynchrone Resonanzen ist das Auftreten von elektromagnetischen Momenten im Luftspalt des Generators mit Frequenzen, die unterhalb der synchronen Frequenz liegen. Ein Modell des Synchrongenerators, das bei der Simulation von subsynchronen Resonanzen eingesetzt wird, muss daher auch bei den subfrequenten Vorgängen seine Gültigkeit behalten.

Um ein eingehendes Verständnis über die Vorgänge beim Auftreten der SSR zu erhalten, wird zunächst an unterschiedlichen Beispielen die gegenseitige Beeinflussung der elektrischen und mechanischen Vorgänge erläutert. Die Beispiele zeigen außerdem, dass die subsynchronen Resonanzen zu den gefährlichsten Störfällen zählen und unterstreichen die Notwendigkeit möglichst exakter Simulationen.

Die Wechselwirkung zwischen elektrischem und mechanischem System in einem Generator wird am genauesten mittels Finiten-Elemente oder Finiten-Differenzen Modelle erfasst. Eine Alternative zu diesem sehr aufwendigen und zeitintensiven Verfahren ist der Einsatz von Programmen, die das mechanische und elektrische System durch geeignete Ersatzmodelle abbilden und somit den Simulationsaufwand deutlich reduzieren. Daher wird im weiteren Verlauf der Arbeit erforscht, ob mit Hilfe dieser vereinfachten Verfahren zufriedenstellende Ergebnisse erzielt werden können.

Hierzu wird zum Einen ein Feder-Masse-Modell abgeleitet, das das torsionale Schwingverhalten des Wellenstrangs nachbildet. Zum Anderen werden, auf Grundlage des

Zwei-Achsen-Modells nach Park, verschiedene Ersatzschaltbilder der Synchronmaschine für den Einsatz im Simulationsprogramm vorgestellt.

Die Schwierigkeit bei der Verwendung von Ersatzschaltbildern zur Beschreibung elektrischer Maschinen ist die korrekte Bestimmung der Ersatzschaltbildparameter. In dieser Arbeit wird die Möglichkeit vorgestellt, wie durch den Einsatz der evolutionären Strategie aus den Verläufen des dreipoligen Stoßkurzschlussversuchs (3pol-SK) oder der Stillstandsfrequenzgangmessung (SSFR) die Parameter ermittelt werden können. Die durchgeführten Berechnungen haben gezeigt, dass die Parameteroptimierung aus dem 3pol-SK physikalisch richtige Werte liefert, während aus der SSFR keine schlüssigen Parametersätze abgeleitet werden können.

Die Fragestellung, ob die ermittelten Parameter des Park'schen Ersatzschaltbildes auch beim Auftreten von subsynchronen Resonanzen das dynamische Verhalten der Synchronmaschine korrekt nachbilden oder ob das gegebene Ersatzschaltbild erweitert oder nur die Parameter angepasst werden müssen, bildet den Schwerpunkt dieser Arbeit. Hierzu werden mit dem Simulationsprogramm NETOMAC für unterschiedliche Ersatzschaltbildparameter subsynchrone Resonanzen simuliert. Die berechneten Verläufe werden mit denen einer FE-Berechnung verglichen, die auf Grund der fehlenden Möglichkeit eine Messung an dem untersuchten Generator durchzuführen, als Referenzrechnung dient.

Durch diese Vergleiche kann als Ergebnis der Arbeit festgehalten werden, dass schon die berechneten Verläufe mit den ursprünglichen Maschinenparametern (Herstellerangaben) eine gute Übereinstimmung mit denen der Referenzrechnung aufzeigen und durch die Optimierung der Parameter eine Verbesserung in der Berechnung der auftretenden Momente erzielt wird. Daraus folgt: Für die Untersuchung von subsynchronen Resonanzen ist das Park'sche Ersatzschaltbild mit der Erweiterung nach Canay und den für die subsynchronen Resonanzen optimierten Ersatzschaltbildparametern sehr gut geeignet. Die aufgezeigten Beispiele für das Auftreten von subsynchronen Resonanzen in Folge von Störfällen oder Schalthandlungen im Netz unterstreichen dieses Ergebnis.

1 Einleitung

1.1 Merkmale von subsynchronen Resonanzen

Subsynchroner Resonanzen (SSR) sind ein komplexes, dynamisches Phänomen in Energiesystemen. Das Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) hat eine formale Definition für SSR herausgegeben [1]:

Subsynchroner Resonanz ist ein elektrischer Systemzustand, in dem ein Energieaustausch zwischen einem elektrischen Netz und einem Generatorsatz bei einer oder mehreren Eigenfrequenzen des kombinierten Systems stattfindet, die unterhalb der synchronen Frequenz des Systems liegen.

Die Definition gilt für ein beliebiges elektromechanisches System, das die Möglichkeit für den Austausch von Energie bei einer subsynchronen Frequenz bietet. Als klassisches Beispiel für ein derartiges System kann der Synchrongenerator angesehen werden, der mit einer langen Übertragungsleitung verbunden ist, in der zur Längskompensation der Spannungsabfälle Reihenkondensatoren eingebaut sind. Das elektrische Netz bildet somit einen LC-Reihenschwingkreis mit einer oder mehreren Resonanzfrequenzen. Durch die Kopplung über das elektromagnetische Feld im Luftspalt des Generators können die auftretenden Resonanzen Auswirkungen auf den Wellenstrang des Generatorsatzes haben. Ausgelöst durch einen Störfall oder eine Schalthandlung im elektrischen System entstehen während der Ausgleichsvorgänge elektrische Ströme, die im Luftspalt des Generators ein elektrisches Moment erzeugen. Liegt die Frequenz des zusätzlich erzeugten Moments unterhalb der Nennfrequenz des Generators, wird diese subsynchrone Frequenz genannt [2], [3]. Das Auftreten von subsynchronen Momenten im Rotor ist insofern nicht unkritisch, da der Wellenstrang einen Mehrmassenschwinger darstellt, der seinerseits Torsionseigenfrequenzen besitzt. Befindet sich die Frequenz in der Nähe einer der subsynchronen Torsionseigenfrequenzen des Wellenstrangstrangs, kann dieser zu starken Resonanzschwingungen angeregt werden. Die Schwingungen erzeugen wiederum im

Stator der Maschine subfrequente Ströme, die zurück in das Netz geleitet werden. Die resultierende Dämpfung des elektrischen und mechanischen Systems in solchen Anordnungen ist klein oder kann sogar negativ werden. Letzteres hat zur Folge, dass die elektrischen Ströme und die Momente im Luftspalt nicht gedämpft werden, sondern anwachsen und somit auch die Torsionsschwingungen der Welle weiter angeregt werden [4]. Unzulässig hohe Beanspruchungen des Wellenstrangs sind die Folge, die zu einer Ermüdung, zu Schäden und sogar zum Ausfall des gesamten Generatorsatzes führen können. Zur Erfassung der dynamischen Vorgänge beim Auftreten von subsynchronen Resonanzen ist eine detaillierte Nachbildung der elektrischen und mechanischen Teilsysteme zwingend notwendig.

Als geeignete Modellierung für mechanische Anordnungen hat sich das Feder-Masse-Modell für Untersuchungen des Schwingverhaltens von mechanischen Systemen durchgesetzt. Dabei wird der betrachtete Wellenstrang in kleine Abschnitte unterteilt, denen materialspezifische Steifigkeiten, Trägheitsmomente und Dämpfungen zugewiesen werden. Genaue Schwingungsanalysen verwenden nicht selten Mehr-Massen-Systeme mit bis zu 300 Einzelmassen. Für die Auswertung beim Auftreten von subsynchronen Resonanzen ist es ausreichend, ein reduziertes Modell zu verwenden, das die Torsionsfrequenzen hinreichend genau wiedergibt, die unterhalb der Nennfrequenz liegen [5].

Während das Netz über R-, L-, C-Elemente recht einfach modelliert werden kann, ist die korrekte Nachbildung des Verhaltens der Synchronmaschine bei subsynchronen Resonanzen von entscheidender Bedeutung. Elektrische Maschinen gehören zu den komplexesten elektrischen Systemen, bei deren Modellierung elektrische, magnetische und mechanische Vorgänge erfasst werden müssen. Durch Anwendung des Lagrange'schen Prinzips (d. h. Aufstellen und Lösen der Euler-Lagrange-Gleichung) auf das elektromechanische System einer allgemeinen Drehfeldmaschine kann das gekoppelte Differentialgleichungssystem aufgestellt werden, welches für die numerische Berechnung der Maschinen im Zeitbereich notwendig ist. Aus dem erhaltenen System von partiellen Differentialgleichungen kann jede elektrische Drehfeldmaschine vollständig und eindeutig beschrieben werden. Sowohl das elektrische als auch das mechanische System der elektrischen Maschine sind in diesen Differentialgleichungen enthalten und miteinander gekoppelt [6].

Für die analytische Betrachtung werden vereinfachte Modelle mit konstanten Koeffizienten benötigt, die das System aus partiellen Differentialgleichungen in ein

System aus gewöhnlichen Differentialgleichungen überführen. Hierzu wird das magnetische Feld der Maschine in Teilfelder unterteilt (z. B. Haupt- und Streufeld) und als konzentriertes Element in das Ersatzschaltbild übernommen. Das wohl bekannteste Modell zur analytischen Beschreibung der Synchronmaschine ist das Zwei-Achsen-Modell nach Park [7], [8].

Die Schwierigkeit bei der Verwendung von Ersatzschaltbildern zur Beschreibung elektrischer Maschinen ist die korrekte Wahl der Ersatzschaltbildparameter. Die Berechnung aus den geometrischen Verhältnissen der Maschine, wie es Hersteller heute standardmäßig für die Kundendokumentation durchführen, ist eine, wenn auch oft etwas ungenaue, Möglichkeit, die Parameter des Ersatzschaltbildes zu bestimmen. Die zweite Möglichkeit ist es, Messungen an der betrachteten Maschine durchzuführen. In der IEC 60034 [9] werden standardisierte Verfahren beschrieben (z. B. den dreiphasigen Stoßkurzschlussversuch), die zur exakten Bestimmung der charakteristischen Maschinenparameter dienen. Alternativ kann für den Fall, dass der Aufwand für einen Stoßkurzschlussversuch als zu hoch angesehen wird, eine Stillstandsfrequenzgangmessung vorgenommen werden. Hierbei werden bei sinusförmiger Speisung über einen großen Frequenzbereich (0,001 bis 1000Hz), die Frequenzgänge einer Synchronmaschine im Stillstand aufgezeichnet. Aus den aufgezeichneten Verläufen der Ströme beim Kurzschlussversuch und der Frequenzgänge bei der Stillstandsfrequenzgangmessung können die Parameter der Ersatzschaltbilder abgeleitet werden [10], [11].

Die so erhaltenen kombinierten elektromechanischen Modelle werden in Simulationsprogramme zur Berechnung von Ausgleichsvorgängen in Energieversorgungsnetzen eingebunden und an die besonderen Gegebenheiten für die Untersuchung der subsynchronen Resonanzen angepasst. Es gibt heute eine Vielzahl von Programmen, mit denen elektromechanische und elektromagnetische Ausgleichsvorgänge und somit auch die Auswirkungen von subsynchronen Resonanzen in komplexen Netzwerken analysiert werden können [77] [78]. Die Programme erlauben eine detaillierte Nachbildung bestehender und in Planung befindlicher Netzstrukturen.

Für die Untersuchung und Bewertung der Auswirkungen von subsynchronen Resonanzen stehen heute also geeignete Modelle der mechanischen und elektrischen Systeme zur Verfügung, die in unterschiedlichen Simulationsprogrammen Verwendung finden. Die große Frage ist allerdings, ob die für die Ausgleichsvorgänge mit einfacher bzw. doppelter Nennfrequenz ermittelten Ersatzschaltbildparameter der Synchronmaschine auch bei

subfrequenten Vorgängen (5 - 45 Hz bzw. 5 - 55 Hz) ihre Gültigkeit behalten. Damit ist auch die Zielsetzung dieser Dissertation formuliert: Inwieweit müssen die charakteristischen Parameter im Ersatzschaltbild der Synchronmaschine verändert oder das Ersatzschaltbild erweitert werden, um die Vorgänge beim Auftreten von subsynchronen Resonanzen in der Maschine exakt nachzubilden?

1.2 Stand der Forschung

Bereits 1937 wurden subfrequente Schwingungsanregungen bei Induktionsmaschinen beobachtet, die über ein Netz mit Reihenkondensatoren gespeist werden [12]. In den nächsten Jahren entstanden weitere Arbeiten, die das Phänomen der subsynchronen Resonanzen näher beschreiben [13 bis 17]. Im Fokus dieser Untersuchungen steht das elektrische System, wohingegen die mechanische Struktur des Wellenstrangs nicht oder nur unzureichend genau berücksichtigt wird.

Als es in den 70er Jahren zu einem Störfall im Kraftwerk Mohave kam, bei dem schwere Schäden an zwei Turbinenwellen auftraten, identifizierten die Forscher subsynchrone Resonanzen als Ursache für die Schäden [18]. Eine Vielzahl weiterführender Publikationen zum Thema der subsynchronen Resonanzen folgten, in denen die Analyse des Zusammenspiels zwischen dem elektrischen und mechanischen System im Vordergrund steht [19 bis 25]. Mit Hilfe mathematischer Beschreibungen der Vorgänge wird zudem ein tiefgreifendes Verständnis der komplexen Vorgänge beim Auftreten von SSR vermittelt [26]. Mit dem First Benchmark Model [27] und dem Second Benchmark Model [28] stehen heute zwei standardisierte Modelle zur Verfügung, mit deren Hilfe unterschiedliche Analysemethoden [29], [30], [31] und geeignete Schutzmaßnahmen entwickelt wurden [32 bis 36], die bis heute ihre Gültigkeit haben und stetig erweitert werden [37].

Bis heute kam es zu keinem weiteren Schaden in einem Generatorsystem in Verbindung mit einer langen, kompensierten Übertragungsleitung, was vor allem auf die installierten Schutzsysteme und nicht auf eine Verbesserung der Analysemethoden zurückzuführen ist. Außerdem werden seit den 1970er Jahren Gefahrenanalysen für das mögliche Auftreten von SSR schon in der Planungsphase neu zu errichtender Übertragungsnetze durchgeführt [38], [39]. In den letzten Jahren sind jedoch vermehrt auch Schäden an Generatorwellen aufgetreten, die nicht in Verbindung mit einer langen, kompensierten Übertragungsleitung

stehen. Durch die Analyse der Schadensfälle wurden allerdings auch hier subsynchrone Rückwirkungen aus dem Netz als Ursache für die Schäden erkannt [40 bis 44].

Die Vielzahl an Untersuchungen und die daraus resultierenden Veröffentlichungen zum Thema der subsynchronen Resonanzen [45] haben zu einem eingehenden Verständnis dieses Phänomens geführt. Dabei wurde aber stets davon ausgegangen, dass die Parameter des Park'schen Ersatzschaltbilds auch beim Auftreten von subsynchronen Strömen ihre Gültigkeit behalten und das Verhalten der Synchronmaschine auch für diese Fälle korrekt nachbilden. Hier setzt diese Arbeit an und überprüft durch den Vergleich von Simulation und Messung, inwieweit die bis heute gemachten Annahmen in Bezug auf die Gültigkeit der verwendeten Parameter richtig sind.

1.3 Aufbau der Arbeit

Um einen Überblick über die Vielzahl von Voraussetzungen oder Umständen, die SSR hervorrufen können zu schaffen und zum besseren Verständnis dieses Phänomens werden zunächst einige Fälle näher betrachtet, die zum Teil erhebliche Schäden an den speisenden Synchrongeneratoren verursacht haben.

Im nächsten Schritt wird das mechanische Modell des Wellenstrangs hergeleitet. Mit diesem Modell können, über die Modalanalyse, die Eigenfrequenzen des Wellenstrangs bestimmt und auf ihre Eigenschaften durch eingeprägte, äußere Momente (z. B. elektrisches Moment im Luftspalt des Generators) hin untersucht werden. Neben der Beschreibung des mechanischen Systems kommt der Modellierung des elektrischen Systems für die Untersuchung subsynchroner Resonanzeffekte eine wichtige Bedeutung zu. Dies ist Gegenstand im darauf folgenden Teil dieser Arbeit. Hierbei ist neben der Netzmodellierung insbesondere die korrekte Nachbildung der Synchronmaschine von entscheidender Bedeutung. Neben dem klassischen Zwei-Achsen-Modell nach Park werden Erweiterungen dieses Modells vorgestellt, die im Laufe der Zeit hinzugefügt wurden und eine exaktere Nachbildung des Synchrongenerators im Nennbetrieb und bei Störungen ermöglichen.

Anschließend werden Computerprogramme zur Analyse der Ausgleichsvorgänge zwischen elektrischem und mechanischem System im Hinblick auf ihre Eignung zur Simulation beim Auftreten von SSR im Zeit- und Frequenzbereich hin untersucht.

Zur genauen Berechnung elektrischer Maschinen im transienten Zustand werden heute FE-Berechnungsprogramme verwendet. In dieser Arbeit kommt ein am Lehrstuhl für Elektrische Antriebe und Mechatronik der Technischen Universität Dortmund entwickeltes Finite-Differenzen-Zeitschritt-Programm zur Berechnung der untersuchten Maschine zum Einsatz. Die erhaltenen Ergebnisse dienen während der nachfolgenden Analysen über die Exaktheit des Park'schen Ersatzschaltbilds in Hinblick auf die Berechnung von subsynchronen Resonanzen als Referenzwerte.

Zur Bestimmung der Park'schen Ersatzschaltbildparameter werden in Kapitel 6 zwei messtechnische Verfahren vorgestellt, der dreiphasige Stoßkurzschlussversuch und die Stillstandsfrequenzgangmessung. Außerdem wird der Einsatz eines Optimierungsprogramms zur Bestimmung der charakteristischen Maschinenparameter aufgezeigt, das auf dem Prinzip der evolutionären Strategie beruht. Als Beispiel für den erfolgreichen Einsatz der evolutionären Strategien werden abschließend die Parameter eines 755 MVA Turbogenerators aus dem Kurzschlussversuch und der Frequenzgangmessung bestimmt.

Nachfolgend werden für unterschiedliche Störfälle die Ergebnisse der Berechnungen mit dem Simulationsprogramm mit den Referenzwerten aus der FE-Berechnung verglichen. Nachdem die Ergebnisse aus den Vergleichen diskutiert worden sind, bildet eine Empfehlung, ob oder wie die Ersatzschaltbildparameter im Park'schen Modell verändert werden müssen, um bei subsynchronen Resonanzen korrekte Ergebnisse zu liefern, den Abschluss der Arbeit.

2. Entstehung der subsynchronen Resonanzen (SSR)

Es gibt eine Vielzahl von Denkmodellen, mit denen das Auftreten einer SSR erklärt werden kann. Im Folgenden werden zum Einen der klassische Fall in Verbindung mit einer langen, kompensierten Übertragungsleitung näher betrachtet und die Mechanismen erläutert, die zum Auftreten der subsynchronen Resonanz führen. Zum Anderen werden vereinfachte Denkansätze vorgestellt, die hilfreich sind, die physikalischen Vorgänge bei einer SSR zu verstehen.

Schließlich werden Fälle aufgezeigt, für die andere Umstände als Ursache für das Auftreten der SSR identifiziert wurden, die zum Teil erhebliche Schäden an den speisenden Synchrongeneratoren verursacht haben.

2.1 Klassische SSR

Zu den bekanntesten und am genauesten untersuchten SSR-Erscheinungen gehören diejenigen, die in Energiesystemen mit langen, kompensierten Übertragungsleitungen auftreten können (klassische SSR, Abb. 2.1).

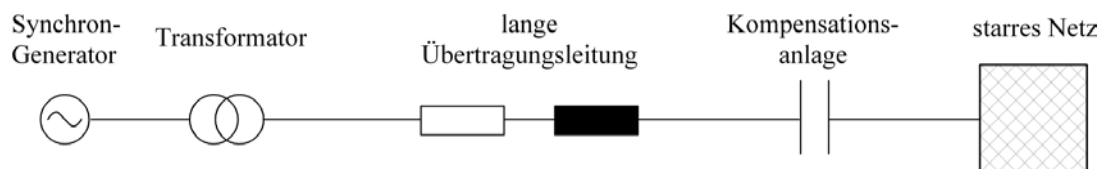


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung eines Übertragungssystems, das die Voraussetzungen für klassische SSR erfüllt

Es handelt sich hierbei um eine Reihenschaltung aus der Kapazität der Kompensationsanlage x_C mit der gesamten Induktivität des Netzabschnittes x_i , die aus der

Summe der Reaktanzen aus Generator, Transformator, Übertragungsleitung und starrem Netz gebildet wird. Dieses Netzwerk hat eine elektrische Resonanzfrequenz f_e , die sich näherungsweise aus:

$$f_e = f_n \sqrt{\frac{X_C}{X_i}} \quad (2.1)$$

f_e = elektrische Eigenfrequenz

f_n = Netzfrequenz

X_C = Reaktanz des Serienkondensators

X_i = induktive Gesamtreaktanz (Leitung / Transformator / Generator)

berechnen lässt. Bei jedem Schaltvorgang oder Störfall im Netz entsteht ein zusätzliches elektrisches Drehfeld im Luftspalt des Generators mit der Resonanzfrequenz f_e , das sich dem stationären Lastfeld überlagert. Es hat aus Sicht des rotierenden Rotors die Frequenz:

$$f_r = f_n - f_e. \quad (2.2)$$

Liegt nun die Frequenz f_r in der Nähe einer der Torsions-Eigenfrequenzen des Wellenstrangs, so kann eine elektromechanische Resonanz entstehen. Da f_r kleiner als die Netzfrequenz f_n ist, wird von einer subsynchronen Resonanz gesprochen. Dies ist lediglich eine grobe Beschreibung dieses Phänomens und dient dem grundlegenden Verständnis. In der Realität ist es, in Folge der gegenseitigen Beeinflussung der mechanischen und elektrischen Vorgänge, außerordentlich komplex und wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit eingehend betrachtet. In der Literatur werden drei Arten der Entstehungsmechanismen für SSR unterschieden.

2.1.1 Induction Generator Effekt (IGE)

Der „Induction Generator Effekt (IGE)“ spielt bei transienten Vorgängen, d. h. bei Störungen oder Schaltheftungen im Netz die Hauptrolle. Wie vorstehend erläutert, können Störungen in der Übertragungsstrecke Ströme mit subsynchroner Frequenz hervorrufen, die im Luftspalt des Generators ein zusätzliches Drehfeld erzeugen, das sich mit subsynchroner Geschwindigkeit dreht. Der Rotor des Generators dreht sich aus Sicht des subfrequenten Drehfeldes im Luftspalt mit übersynchroner Drehzahl, so dass die Maschine in Bezug auf diese Frequenz als Asynchrongenerator arbeitet. Die

Systemreaktanzen (Generator, Transformator und Übertragungsleitung) für die subsynchrone Frequenz ist entsprechend kleiner und der wirksame Widerstand des Generatorrotors R_{rotor}/s wird negativ, da der Schlupf für den generatorischen Zustand negativ ist. Daraus folgt, dass die gesamte Systemimpedanz auf Grund des Induktionseffektes sogar negative Werte annehmen kann. Bei negativer Impedanz werden die subfrequenten Ströme nicht gedämpft sondern noch verstärkt. Liegt die subsynchrone Frequenz des Systems in der Nähe einer Eigenfrequenz des Wellenstrangs, so kann dieser zu starken Resonanzschwingungen angeregt werden.

2.1.2 Torsional Amplifikation (TA)

„Torsional Amplifikation (TA)“ ist ein Effekt der entsteht, wenn eine Störung in einem kompensierten Energiesystem auftritt und die nachfolgende Beseitigung der Störung zu einer hohen Energiespeicherung in den Kondensatorbatterien führen, die dann über den Generator in Form eines Stroms mit subsynchroner Frequenz entladen wird. Bei der Anregung einer Eigenfrequenz des Wellenstrangs besteht auch hier die Gefahr, dass Schwingungen entstehen, die in diesem Fall schon nach 0,1 Sekunden eine Amplitude erreichen, die Schäden verursachen können.

2.1.3 Torsional Interaction (TI)

Im Gegensatz zu den eben beschriebenen Effekten spielt „Torsional Interaction (TI)“ im stationären Betrieb die dominierende Rolle. Sie tritt auf, wenn der Rotor kleine Schwingungen ausführt, die sich der synchronen Drehbewegung überlagern. Der Polradwinkel schwingt dann ebenfalls mit kleiner Frequenz und Amplitude, die sich der stationären Generatorspannung überlagert. Liegt die Frequenz der erzeugten Spannungskomponente in der Nähe einer Eigenfrequenz des Übertragungsnetzes, erzeugen die resultierenden Rotorströme ein zusätzliches magnetisches Drehfeld im Luftspalt des Generators und damit ein Drehmoment, das die Schwingungen des Rotors verstärkt.

Festzuhalten bleibt, dass die beschriebenen Effekte nur Denkmodelle sind und zum besseren Verständnis des Phänomens SSR mit langer, kompensierter Übertragungsleitung dienen. Im Allgemeinen ist das Auftreten von SSR ein kompliziertes Zusammenspiel zwischen elektrischem und mechanischem System und die Zuordnung zu einem der beschriebenen Effekte kann in der Praxis nicht immer eindeutig vorgenommen werden. Für

die Analyse gegebener Übertragungssysteme durch analytische Methoden, die z. B. auf der Eigenwertanalyse oder der Analyse des Frequenzgangs (Kapitel 4.2) beruhen, ist die Unterteilung hilfreich. Diese Verfahren untersuchen das betrachtete System gezielt nach möglichen Anzeichen für das Auftreten der oben beschriebenen Effekte. Als Ergebnis dieser Prüfung kann eine Aussage darüber getroffen werden, in wie weit die Möglichkeit für das Auftreten von SSR besteht oder nicht.

2.1.4 Beispiel für eine klassische SSR

Das in Abbildung 2.2 dargestellte Übertragungssystem aus Zentralamerika erfüllt die oben beschriebenen Voraussetzungen für das Auftreten von klassischer SSR. Die Übertragung der durch zwei Gasturbinen (GT) und einer Dampfturbine (ST) gewandelten Leistung erfolgt über eine 400 km lange, durch einen Serienkondensator (SC) kompensierte, 345 kV Hochspannungsleitung, an deren Ende die Spannung auf 220 kV transformiert und ins Netz eingespeist wird (Station B). Untersuchungen in dem oben beschriebenen System kommen zu dem Ergebnis, dass bei Kompensationsgraden über 60 % schon kleine Störungen in der Übertragungsstrecke, wie z. B. Schaltmaßnahmen oder einpolige Kurzunterbrechungen, zur Anregung von SSR im Wellenstrang der Dampfturbine führen können [46].

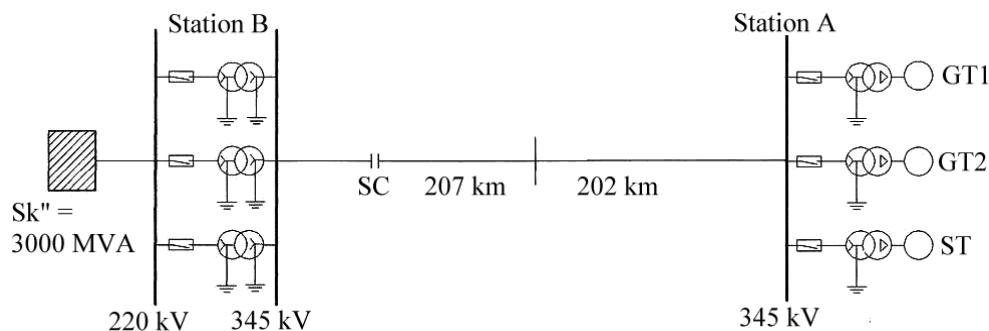


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung eines Übertragungssystems, das die Voraussetzungen für klassische SSR erfüllt [46]

Um die Komplexität der durchgeführten Studie in dem oben beschriebenen Übertragungssystem im Hinblick auf die mögliche Anregung von subsynchronen Resonanzen zu verdeutlichen, wird im Folgenden die Vorgehensweise bei einer derartigen Untersuchung kurz aufgezeigt.

2.1.5 Beispiel für die Vorgehensweise in einer SSR-Studie

Bei den klassischen SSR-Erscheinungen spielt die Kenntnis über die Resonanzfrequenzen des elektrischen Systems (Generator, Übertragungsnetz) f_e und die des mechanischen Systems (Generatorwelle) f_m eine entscheidende Rolle für die Bewertung möglicher Risiken durch subsynchrone Resonanzen. Hierzu sind geeignete Modelle notwendig, die das reale Verhalten der unterschiedlichen Systeme im stationären und transienten Betrieb nachbilden. Neben der Modellierung des am Generatorsatz angeschlossenen elektrischen Systems, bestehend aus Transformatoren, Übertragungsnetz, Schutzeinrichtungen, Kompensationseinrichtungen und zusätzlichen elektrischen Maschinen, ist eine exakte Nachbildung des elektrischen Generatorverhaltens nötig, da das Drehmoment im Luftspalt des Generators das elektrische und mechanische System koppelt.

Als ein geeignetes Modell für die Modellierung des Wellenstrangs, bestehend aus Hoch-, Mittel- und Niederdruckturbinen, den Rotoren des Generators und Erregers sowie den verbindenden Wellen, hat sich in den letzten Jahren das Finite-Elemente-Modell mit bis zu 300 Massen und Federn durchgesetzt. Es dient als Grundlage für die Analyse der Torsionsschwingungen im Wellenstrang. Das Ergebnis der Eigenwertberechnung für das Gleichungssystem sind die Eigenfrequenzen mit den entsprechenden Eigenformen (Moden), die sich bei Anregungen der Resonanzfrequenzen ausbilden.

Für die gekoppelte elektromechanische Berechnung des kompletten Systems, bestehend aus mechanischem und elektrischem System, ist die Reduktion der Freiheitsgrade, vor allem im mechanischen Modell, ratsam. Dabei ist darauf zu achten, dass die Ergebnisse aus der Berechnung der Eigenfrequenzen mit dem reduzierten Modell in dem für SSR-Untersuchungen interessanten Frequenzbereich von 0 Hz bis 50 bzw. 60 Hz mit dem Finite-Elemente-Modell gut übereinstimmen. Die Herleitung und Beschreibung der mechanischen und elektrischen Modelle wird in Kapitel 3 bzw. Kapitel 4 dieser Arbeit vorgenommen. Als nächster Schritt der Untersuchung werden Störfälle im Netz simuliert und deren Auswirkungen auf den Wellenstrang analysiert. Aufgrund intensiver Diskussionen in verschiedenen Arbeitsgruppen (z. B. im IEEE, CIGRE) wurde ein Störfallkriterium ausgearbeitet, welches repräsentativ für alle im Netz auftretenden Störfälle bei der Untersuchung der Wellenbelastungen eingesetzt wird. Hierzu gehören die 2- und 3-poligen Klemmenkurzschlüsse, die Fehlsynchronisation mit 105° Fehlwinkel und die Abschaltung kraftwerksnaher Kurzschlüsse.

Ein Generatorsatz soll so ausgelegt werden, dass er in der Lage ist, die vorstehend aufgelisteten Störfälle ohne bleibende Schäden zu ertragen. Die üblicherweise bei kurzzeitigen Unterbrechungen von ein- und zweipoligen Fehlern auftretenden Beanspruchungen sind wesentlich geringer und werden in der mechanischen Auslegung von Generatorsätzen nicht berücksichtigt. Für den hier betrachteten Fall der subsynchronen Resonanzen müssen allerdings, neben der Fehlsynchronisation, vor allem die Auswirkungen von Kurzunterbrechungen auf den Wellenstrang untersucht werden.

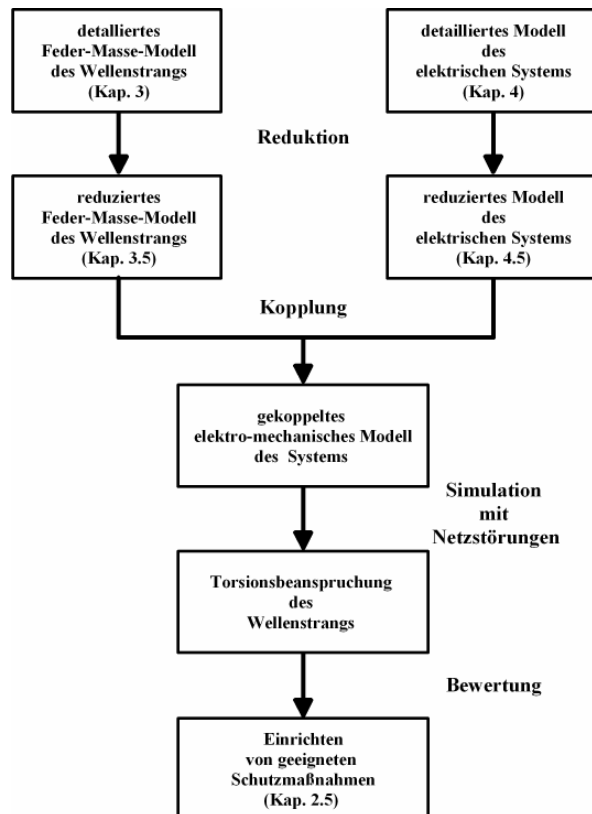


Abbildung 2.3: *Verlaufsplan für die Analyse von SSR in einem Generatorsatz*

Die hier beschriebene Vorgehensweise (Abb. 2.3) beinhaltet einen enormen zeitlichen Aufwand, der nur für einige repräsentative Typenmodelle vertretbar ist und bei Übertragungssystemen, die die Voraussetzungen für klassische SSR-Erscheinungen nicht erfüllen, bis jetzt nicht durchgeführt wird. In den letzten Jahren sind aber auch Schäden an Generatorwellen aufgetreten, die nicht in Verbindung mit einer langen, kompensierten Übertragungsleitung stehen. Durch die Analyse der Schadensfälle wurden allerdings auch hier subsynchrone Rückwirkungen aus dem Netz als Ursache für die Schäden erkannt. Einige Beispiele derartiger Störfälle werden nachfolgend erläutert.

2.2 Anregung subsynchroner Torsionsschwingungen in einem Turbosatz durch einen Stromzwischenkreisumrichter

Eine andere Form für die Anregung subsynchroner Resonanzfrequenzen in einer Generatorwelle durch subsynchrone Komponenten im elektrischen Drehmoment wurde in einem 850 MVA Turbogenerator in Deutschland beobachtet [43]. Aufgezeigt wurden die Torsionsschwingungen durch ein Torsionserfassungs-Gerät (TE-Gerät).

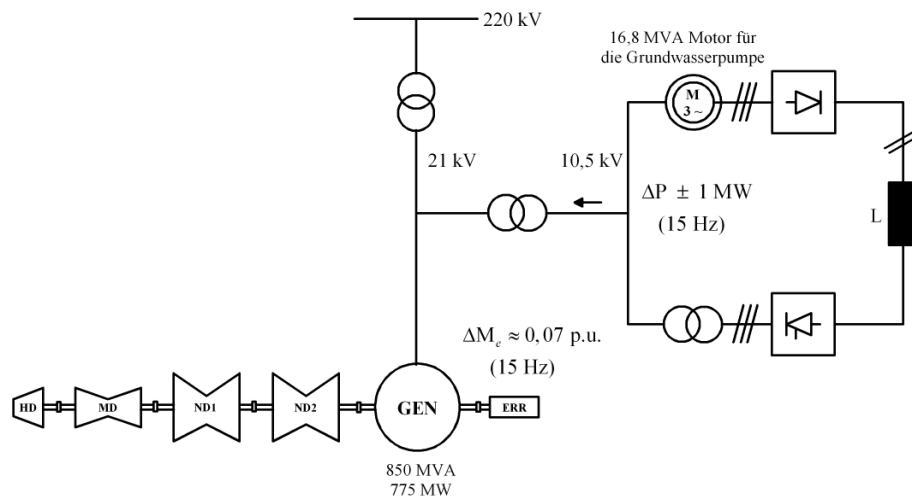


Abbildung 2.4: Subsychrone Torsionsschwingungen in Generatorsatz, hervorgerufen durch Rückwirkungen eines Stromzwischenkreisumrichters [43]

In dem angeschlossenen Eigenbedarfsnetz übernehmen Stromzwischenkreisumrichter die Steuerung der Antriebsmotoren für die Grundwasserpumpen (Abb. 2.4). Bei Vollastbetrieb der Turbine werden subsynchrone Rückwirkungen der Stromzwischenkreisumrichter ins Netz gespeist. Diese erzeugen Pendelungen des elektrischen Drehmoments im Luftspalt des Generators von ca. 7 ‰ des Nennmoments und einer Frequenz von ca. 15 Hz, die sich dem Nennmoment überlagern. Sie führen zu Torsionsschwingungen des Wellenstrangs in seiner ersten Eigenform, die wiederum die subfrequenten Anteile im elektrischen Moment verstärkt. Aufgrund dieser Resonanzen wurden über eine längere Zeit Torsionsschwingungen angeregt, ohne dass diese beim Betrieb der Maschine erkannt wurden. Glücklicherweise lagen die verursachten maximalen Torsionsspannungen noch unter dem Grenzwert der Dauerfestigkeit des Wellenstrangs, so dass kein Verbrauch der Lebensdauer erfolgte.

2.3 SSR hervorgerufen durch eine Schleifringläufer-Asynchronmaschine mit fehlerhafter Rotorwicklung

In kleinen Inselnetzen, die durch einen oder mehrere Synchrongeneratoren gespeist werden, ist das Auftreten von SSR, hervorgerufen durch im Netz arbeitende Schleifringläufer-Asynchronmotoren mit defekten Rotorwicklungen, erst seit Kurzem bekannt [40].

In einer Anlage zur Erdgasaufbereitung (Abb. 2.5) wurden die drei Synchrongeneratoren zur gleichen Zeit beschädigt. Die Störung wurde eingeleitet durch einen Lichtbogen an der Schleifringverbindung einer 7 MW Asynchronmaschine, der zur Beschädigung einer Rotorwicklung führte. Diese Art der subsynchronen Resonanz war bisher nicht bekannt. Zur Klärung der Ursache wurden im Rahmen dieser Dissertation vertiefende Untersuchungen durchgeführt, die nachfolgend kurz erläutert werden.

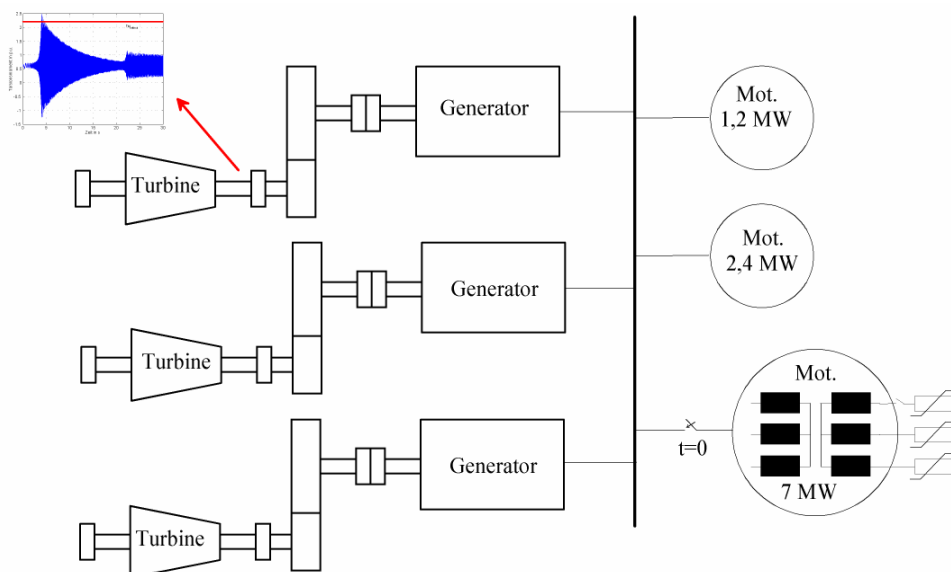


Abbildung 2.5: Schematische Darstellung des Inselnetzes in einer Anlage zur Erdgasaufbereitung [40]

Durch erste theoretische Überlegungen konnte folgende Hypothese aufgestellt werden: Während des Hochlaufs der fehlerhaften Asynchronmaschine kam es zum Auftreten von subsynchronen Resonanzen, die zum Abriss der Bolzen innerhalb des Generators führten. Um das Auftreten von möglichen subsynchronen Frequenzanteilen im Statorstrom nachzuweisen, wurde der Stromverlauf während des Hochlaufs einer defekten

Schleifringläufer-Asynchronmaschine mit einem Finite-Differenzen-Zeitschrittprogramm berechnet. Das berechnete Spektrum während des Hochlaufs ist in Abbildung 2.6 gezeigt. Der Statorstrom hat hier eine transiente Komponente mit variabler Frequenz von $f_r = 60$ Hz bei $n = 0$ U/min bis zu 0 Hz und wieder zurück zu $f_r = 60$ Hz bei synchroner Drehzahl $n = 1800$ U/min. Die Berechnung der durch die defekte Asynchronmaschine aufgenommenen Leistung aus dem Statorstrom ergibt, dass die maximale Amplitude der Leistung während des Hochlaufs die Nennleistung um mehr als das Vierfache überschreitet und zudem Schwingungen ausführt. Als Ergebnis dieser Leistungsschwankungen wird ein elektrisches Drehmoment mit variabler Frequenz im Luftspalt der Generatoren erzeugt. Dieses Drehmoment durchläuft alle Frequenzen von 0 Hz bis 120 Hz und somit auch die Eigenfrequenzen der Welle (21 Hz und 84 Hz). Die Wellenstränge der Generatorsysteme werden so zu Resonanzschwingungen angeregt.

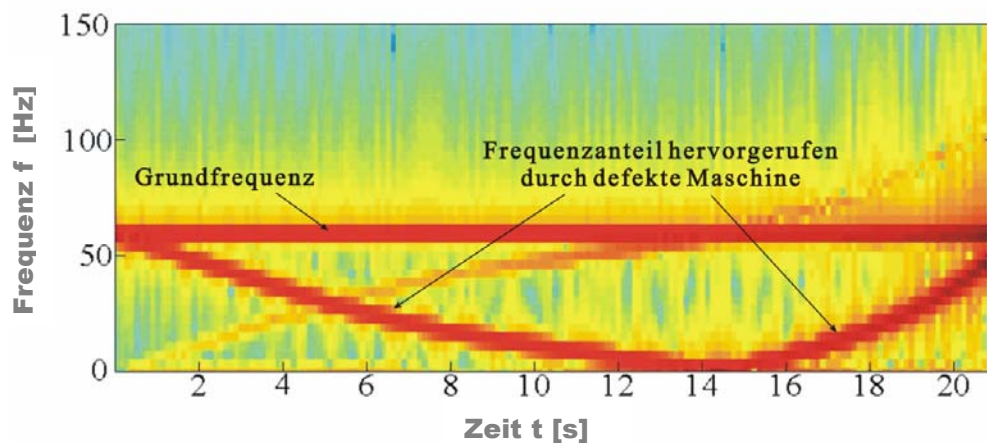


Abbildung 2.6: Berechnetes Spektrum des Statorstroms einer defekten Schleifringläufer-Asynchronmaschine während des Hochlaufs [40]

Um sicher zu gehen, dass die oben getroffene Aussage richtig ist, wurde das komplette System, bestehend aus Schleifringläufer-Asynchronmaschinen, Synchrongeneratoren und Inselnetz modelliert und mit Hilfe eines neu erstellten Programms zur Berechnung des Verhaltens von elektro-mechanischen Systemen untersucht. Durch Simulationen des Hochlaufes des beschädigten Asynchronmotors wurde nachgewiesen, dass die resonanzbedingte Erhöhung des mechanischen Drehmomentes vom Wellenstrang größer als das maximal zulässige Drehmoment für den Wellenstrang und damit die Ursache für das Abscheren der Bolzen ist oder war (Abb. 2.7).

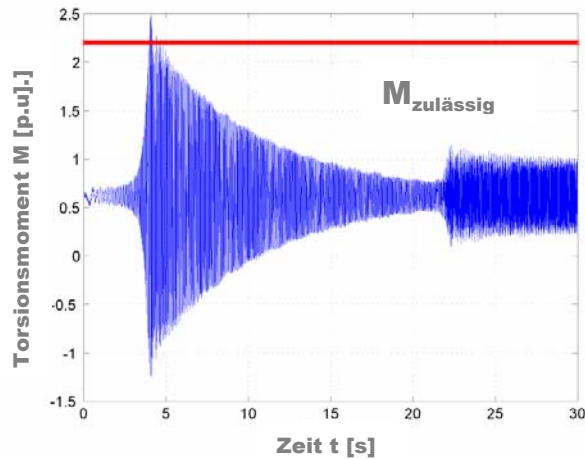


Abbildung 2.7: Torsionsmoment an der Kupplung zwischen Generator und Turbine eines Wellenstrangs (siehe auch Abb. 2.3) während des Hochlaufs der defekten Schleifringläufer-Asynchronmaschine [40]

2.3.1 Messung in einem Inselnetz mit defektem Asynchronmotor

In Abschnitt 2.3 wurde durch Simulation des Hochlaufs einer defekten Asynchronmaschine nachgewiesen, dass der Statorstrom während des Hochlaufs neben der Grundfrequenz eine transiente Komponente mit variabler Frequenz besitzt (Abb. 2.6). Das Auftreten von mechanischen Drehmomenterhöhungen im Wellenstrang der Generatoren wurde ebenfalls belegt.

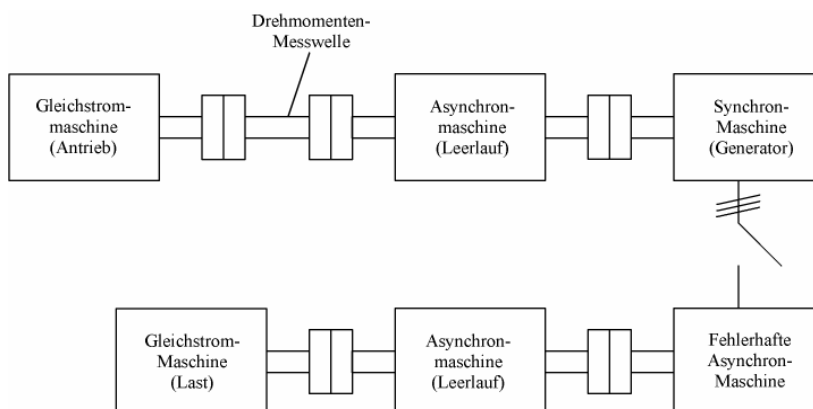


Abbildung 2.8: Maschinensatz für die Messung von subsynchronen Frequenzanteilen im Statorstrom einer defekten Asynchronmaschine und der Momenterhöhung in der Generatorwelle.

In diesem Abschnitt wird gezeigt, dass die subsynchronen Frequenzanteile im Statorstrom einer defekten Asynchronmaschine beim Hochlauf nicht nur berechenbar sind, sondern auch messtechnisch erfasst werden können. Die Messungen werden in einem kleinen Inselnetz bestehend aus Generatorsatz, Antriebssatz und kurzer Übertragungsstrecke durchgeführt (Abb. 2.8).

Bei der defekten Maschine im Antriebssatz des betrachteten Systems handelt es sich um einen Asynchronmotor, in dessen Rotor ein Stab und der Kurzschlussring des Käfigläufers aufgebohrt sind (Abb. 2.9).

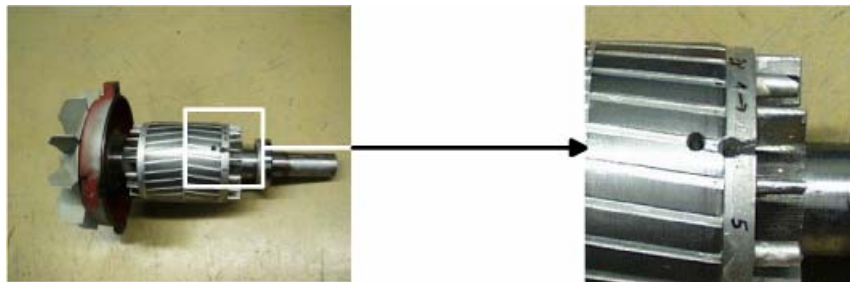


Abbildung 2.9: Rotor der defekten Asynchronmaschine mit aufgebohrtem Stab und Kurzschlussring

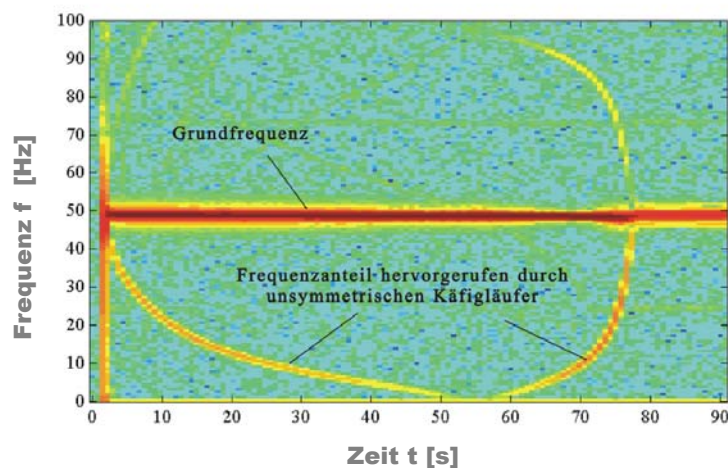


Abbildung 2.10: Gemessenes Spektrum des Stroms während des Hochlaufs der defekten Asynchronmaschine mit gebrochenem Stab und Kurzschlussring

Abbildung 2.10 zeigt das gemessene Spektrum des Statorstroms der defekten Asynchronmaschine. Wie schon vermutet, besitzt der Strom neben seiner Grundfrequenz

eine variable Frequenz, die während des Hochlaufs von 50 Hz nach 0 Hz und wieder zurück nach 50 Hz wandert.

Der Verlauf des Drehmoments der Generatorwelle zeigt schwingende Anteile (Abb. 2.11), die auf den subsynchronen Frequenzanteil im Strom zurückzuführen sind. Der durch die defekte Maschine hervorgerufene Frequenzanteil des Stroms erzeugt, wie schon vorstehend erwähnt, ein zusätzliches Drehmoment mit ebenfalls variabler Frequenz im Luftspalt des Synchrongenerators. Dieses zusätzliche Drehmoment führt in diesem Fall zur Erhöhung des Moments in der Generatorwelle und beim Durchfahren der kritischen Torsionseigenfrequenz zu Resonanzerzeugung.

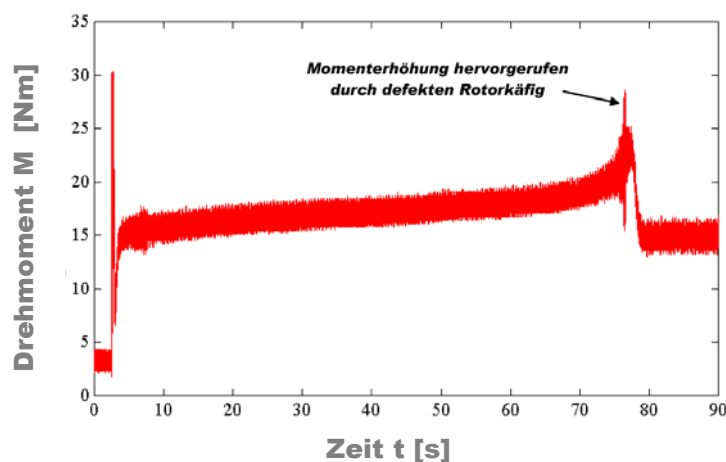


Abbildung 2.11: Gemessenes Drehmoment an der Welle des Generatorsatzes während des Hochlaufs der defekten Asynchronmaschine mit gebrochenem Stab und Kurzschlussring

Die in diesem Abschnitt durchgeführten Messungen untermauern die in Abschnitt 2.3 durch Berechnung erhaltenen Ergebnisse. Es sind sowohl der transiente, subsynchrone Stromanteil mit variabler Frequenz beim Hochlauf der defekten Asynchronmaschine (Abb.2.10), als auch die Erhöhung des Drehmoments in der Welle des Generatorsatzes (Abb. 2.11) deutlich messbar.

2.4 Schutzmaßnahmen zur Vermeidung von SSR

Der gefährlichste Schaden an einem Turbogenerator, der durch SSR hervorgerufen werden kann, ist sicherlich der Wellenbruch bei Nenndrehzahl. Dieser ereignete sich in den 70er

Jahren im Kraftwerk Mohave und initiierte eine intensive Entwicklung von Schutzsystemen gegen SSR [32 bis 36].

Wenn auch nicht jedes Auftreten von SSR den sofortigen Wellenbruch zur Folge hat, so können durch sehr hohe Torsionsbeanspruchungen partielle Schäden im Bereich der Wellenzapfen und –Kupplungen auftreten, die aufwendige und kostenintensive Reparaturen notwendig machen. Weniger spektakuläre SSR können, bei häufigem Auftreten, zu einer Abnahme der Lebensdauer und in Folge dessen zu Rissen im Wellenschenkel führen. Auch wenn diese erkannt werden (z. B. bei einer planmäßigen Inspektion), muss die beschädigte Welle repariert oder sogar ausgetauscht werden, was ebenfalls zu langen Ausfallzeiten und damit entsprechend hohen Kosten führt.

Prinzipiell können zwei unterschiedliche Konzepte für Schutzmaßnahmen unterschieden werden. Zum Einen diejenigen, bei denen das Auftreten einer Störung zur Trennung des Generators vom Netz führt und zum Anderen Maßnahmen, bei denen die Maschine am Netz bleibt.

2.4.1 Schutzsysteme mit Netztrennung

Es existieren hauptsächlich zwei Konzepte, die die Maschine im Fehlerfall vom Netz trennen:

- Überwachung der Wellenschwingung
- Überwachung der Statorspannungen- und Ströme

Die Überwachung der Wellenschwingungen kann durch Installation von Dehnungsmessstreifen und Telemetrieinrichtung auf der rotierenden Welle erfolgen. Allerdings ist dies mit erheblichem zeitlichen und technischen Aufwand verbunden. Zudem besteht die Möglichkeit, dass durch die auf der Welle angebrachten Aufnehmer und die Sendevorrichtung, eine Unwucht auf der Welle auftreten kann. Mit neueren Methoden kann die Drehmomentmessung auch berührungslos erfolgen.

Ein System zur berührungslosen Messung und Analyse von Torsionsschwingungen ist das vom Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik (ITWM) entwickelte Torsionserfassungsgerät (TE) mit der Software „TorAn – Torque Analyst“. Das TE-Gerät hat durch zahlreiche Tests im Maschinenlabor des Lehrstuhls für Elektrische Antriebe und Mechatronik (EAM) der Universität Dortmund und in Kraftwerken seine Praxistauglichkeit bewiesen. Das System beruht auf der Ausnutzung des Villary-Effekts,

der die Änderung der Permeabilität eines magnetostriktiven Werkstoffs in Abhängigkeit der auf ihn wirkenden Kraft beschreibt [75]. Ein Sensor erfasst die magnetische Flussänderung auf der Wellenoberfläche, die aus der Permeabilitätsänderung bei auftretenden Torsionsspannungen resultiert. Der Sensor kann dabei an einer beliebigen Stelle des Wellenstrangs eingesetzt werden. Durch einen mathematischen Beobachter werden das Drehmoment und die Belastung im gesamten Strang zurückgerechnet. So kann im Störfall eine genaue Aussage über die tatsächlich auftretende Materialbelastung und damit auch auf die Ermüdung getroffen werden. Neben dem Erkennen von SSR und die daraus folgende Netztrennung zum Schutz des gesamten Generatorsatzes können Wartungsintervalle besser auf den tatsächlichen Wellenzustand abgestimmt werden (zustandsorientierte Instandsetzung).

Eine, neben der Drehmomentenmessung, häufig angewendete Methode ist die Überwachung der elektrischen Statorgrößen. Aus Statorströmen und der Statorspannung wird näherungsweise auf das elektrische Moment des Generators zurückgerechnet. Diese Größe wird auf eine Überwachungslogik geführt. Sollte ein Anstieg der Momentschwungung festgestellt werden, so ist die Bedingung: „Maschine vom Netz trennen“ erfüllt und eine entsprechende Aktion kann eingeleitet werden.

2.4.2 Schutzsysteme ohne Netztrennung

Es existieren eine Reihe von Möglichkeiten des SSR-Schutzes, bei denen der Generator nicht vom Netz getrennt werden muss:

- **Statische Filter**

Der statische Blockfilter liegt in Reihe mit dem zu schützenden Synchrongenerator. Mit Hilfe passiver LC-Filter werden aus den Statorströmen die zu den Eigenfrequenzen des Wellenstrangs gehörenden komplementären Frequenzkomponenten herausgefiltert. Sollte eine dieser Komponenten im Netz auftreten, so ist sichergestellt, dass sie nicht bzw. in stark gedämpfter Form den Stator erreicht und entsprechend kein subsynchrones Luftspaltfeld erzeugen kann.

- **Dynamische Filter**

Der dynamische Filter ist ein 3-phasiges Gerät, welches parallel zu den Generatorklemmen geschaltete wird. Es ähnelt einer statischen Blindleistungskompensationsanlage. Die Ströme mit subfrequenten Komponenten werden über

den Filter gelenkt, so dass sie nicht die Stator клемmen erreichen. Tritt eine kritische Frequenz auf, wird der Thyristorsatz so angesteuert, dass eine positive Gesamtdämpfung des Systems erreicht wird. Der dynamische Filter ist eine sehr effektive und wirkungsvolle Schutzeinrichtung. Sie muss jedoch stets genau auf die individuellen Anforderungen des Systems angepasst sein, um einen sicheren und wirkungsvollen Schutz zu gewährleisten.

- Erregungsdämpfersystem

Das Erregungsdämpfersystem erzeugt mit Hilfe des Erregersatzes ein zusätzliches Drehmoment auf den Rotor des Synchrongenerators. Dieses Moment hat ebenfalls eine subsynchrone Frequenz, die dem von außen kommenden Drehmoment so überlagert wird, dass in dem gesamten System wieder eine positive Dämpfung erzielt wird. Die Effektivität dieser Methode hängt stark vom benutzten Erregersystem ab. Diese Methode ist für den Fall kleiner Oszillationen recht effektiv. Sie versagt jedoch beim Auftritt einer großen Störung, da es in diesem Fall zu Sättigungen im Erreger kommt, so dass keine kompensierende Durchflutung und somit kein zusätzliches Moment erzeugt werden kann.

- Modifikationen am Turbosatz

Bauliche Maßnahmen, wie z. B. das Verstimmen des Wellensatzes, gehören zu den eher theoretisch möglichen Schutzmaßnahmen und sind häufig, insbesondere bei Turbosätzen sehr großer Leistung, nicht durchführbar. Hierbei wird angestrebt durch entsprechende Berechnungen im Vorfeld der Projektierung den Wellenstrang so auszulegen, dass Eigenfrequenzen des elektrischen und mechanischen Systems nicht komplementär zueinander sind. Voraussetzung hierfür ist die genaue Kenntnis des angeschlossenen Netzes.

- Reihenkapazitätsüberbrückung

Die Reihenkapazitätsüberbrückung wurde bereits in verschiedenen Formen als Schutzmaßnahme gegen SSR eingesetzt. Die Grundidee bei ihrer Umsetzung ist, die gespeicherte Energie während eines Fehlerfalls zu begrenzen. Hierfür werden die Reihenkapazitäten mit „GAP BYPASSING“, welche normalerweise als Schutz der Kondensatoren ihren Nutzen finden, eingesetzt. Dadurch wird die Entstehung der SSR durch Torque Amplification (TA) deutlich vermindert. Die Verringerung des Auslöselevels kann ebenfalls hierzu beitragen, jedoch wird dadurch die Wiedereinschaltung verzögert, und zwar gerade dann, wenn das Zuschalten der

Kondensatoren von Nöten wäre. Mit der Möglichkeit des „DUAL GAP FLASHING“ wird ein Kompromiss getroffen: niedrige Auslösepegel und trotzdem sicheres Wiedereinschalten.

- Thyristorgesteuerte Reihenkompensation

Die thyristorgesteuerte Reihenkompensation (Thyristor Controlled Series Compensation, TCSC) ist aus verschiedenen Gründen in Erwägung zu ziehen:

- TCSC bietet die Möglichkeit, die Reihenkompensation zu jedem Zeitpunkt den aktuellen Systemanforderungen anzupassen. Gleichzeitig kann der Leistungsfluss auf der kompensierten Übertragungsleitung gesteuert werden.
- TCSC kann als zusätzliche Dämpfungsmaßnahme bei spontan auftretenden Systemschwingungen eingesetzt werden.
- TSCS stellt für niedrige Frequenzen eine Reiheninduktivität dar und somit wird die Gefahr einer SSR von vornherein eingedämmt.

Das Anwendungsgebiet und die Wirksamkeit von TSCS wurden ausführlich in [37] untersucht.

3 Mechanisches Modell für die Untersuchung von Torsionsschwingungen in Wellensträngen großer Antriebe

Bei großen Dampfturbinensätzen, mit Leistungen größer als 100 MVA, handelt es sich um ein kompliziertes mechanisches System, das im Betrieb eine Vielzahl von unterschiedlichen Schwingungsarten ausführt. Zu diesen Schwingungen zählen z. B. die Biegeschwingungen des Wellenstrangs, die Blechpaketschwingungen des Generators sowie Schwingungen, die vom Wellenstrang auf das Gehäuse und das Fundament übertragen werden. Für die Untersuchung von subsynchronen Resonanzen wird der Fokus auf die Torsionsschwingungen des Wellenstrangs gerichtet.

Sie können durch Änderungen des mechanischen Moments der Turbinen oder Änderungen des elektrischen Moments im Luftspalt des Generators hervorgerufen werden. Im Vergleich zu den eher geringen Auswirkungen der mechanischen Momentänderung auf das torsionale Schwingungsverhalten des Wellenstrangs können Fehler oder Schaltmaßnahmen im Netz das Drehmoment im Luftspalt des Generators stark beeinflussen und den Wellenstrang zu hohen dynamischen Torsionsschwingungen anregen. Ein Beispiel hierfür sind die ein- und zweipoligen Netzfehler, die häufig durch Blitzeinschläge oder bei Sturm abgerissene Zweige hervorgerufen werden.

Im Folgenden wird das mechanische Modell des Wellenstrangs hergeleitet. Mit diesem Modell können über die Modalanalyse die Eigenfrequenzen des Wellenstrangs bestimmt und auf ihre Eigenschaften durch eingeprägte, äußere Momente (z. B. elektrisches Moment im Luftspalt des Generators) hin untersucht werden.

3.1 Das mechanische Modell des Wellenstrangs

Der Wellenstrang eines Turbosatzes besteht in der Regel aus mehreren Turbinen, dem Generator und einer Erregereinrichtung, die über eine Welle starr oder über ein Getriebe weich miteinander gekoppelt sind. In Abbildung 3.1 ist exemplarisch der Querschnitt längs des Wellenstrangs eines 775 MVA Generators dargestellt, der in dieser Arbeit als Beispielgenerator zur Überprüfung der Wirksamkeit der entwickelten Verfahren benutzt wird. Dieses System besteht aus einer Hochdruckturbinen (HD), einer Mitteldruckturbine (MD), zwei Niederdruckturbinen (ND1, ND2), einem zweipoligen Turbogenerator (GEN) und einem entsprechenden Erregersatz (ERR). In den letzten Jahren hat sich bei der Untersuchung des Schwingverhaltens von mechanischen Systemen die FE-Modellierung durchgesetzt.

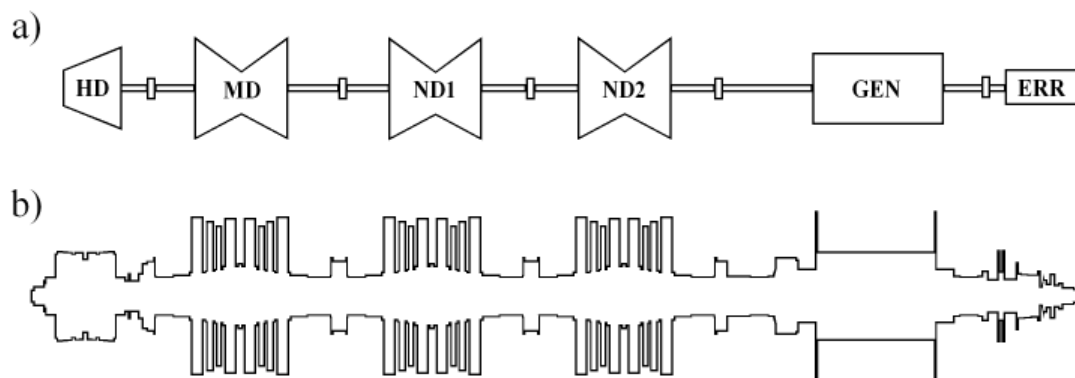


Abbildung 3.1: Längsquerschnitt eines 775 MVA Generatorsatzes

a) schematische Darstellung

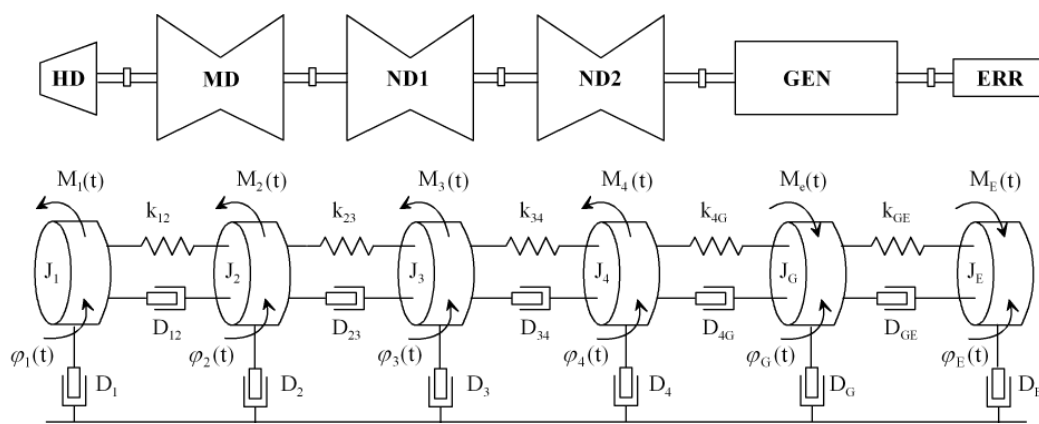
b) kontinuierliches Modell

Beim Modell des 775 MVA Generatorsatzes handelt es sich um ein kontinuierliches Modell (Abb. 3.1 b)), welches aus $n = 300$ Abschnitten besteht, denen materialspezifische Steifigkeiten, Trägheitsmomente und Dämpfungen zugewiesen werden. Es dient als Grundlage für die Analyse des Wellenstrangs auf sein torsionales Schwingverhalten mit unterschiedlichen FE-Berechnungsprogrammen. Für viele Schwingungsanalysen ist es allerdings ausreichend oder bei Einbindung in andere Berechnungsprogramme (z. B. Programme zur gekoppelten elektro-mechanischen Analyse von Systemen, NETOMAC) sogar nötig, ein einfacheres Modell des zu untersuchenden Systems mit einer reduzierten Anzahl von Massen abzuleiten.

3.1.1 Modellbildung

Wie am Querschnitt des detaillierten Modells erkennbar ist (Abb. 3.1 b)), variiert der Durchmesser entlang der Welle stark. Die Bereiche mit großem Durchmesser stellen die Schaufelbereiche der Turbinen und die Ballen des Generators und des Erregers dar, während die Bereiche mit kleinem Durchmesser die Welleschenkel mit den Kupplungen wiedergeben.

Der Unterschied der beiden Gebiete liegt hauptsächlich im Trägheitsmoment und in der Steifigkeit in Bezug auf Drehmomentschwankungen. Die Rotoren der Turbinen, des Generators und des Erregers besitzen ein sehr großes Massenträgheitsmoment und sind unempfindlich gegenüber Drehmomentschwankungen, während bei den Wellenelementen zwischen den Rotoren das Massenträgheitsmoment deutlich kleiner ist. Hier stellt die Drehsteifigkeit bzw. die Elastizität die Hauptcharakteristik dar.



- $\varphi_j(t)$: Verdrehwinkel
- $M_j(t)$: angreifendes Moment
- J_j : Massenträgheitsmoment
- D_j : geschwindigkeitsproportionale Reibungsdämpfung
- D_{jk} : Reibung zwischen zwei Massen (proportional zur Drehgeschwindigkeitsdifferenz)
- k_{jk} : Drehfederkonstante / Steifigkeit

Abbildung 3.2: Feder-Masse-Modell

In Abbildung 3.2 ist ein einfaches Feder-Masse-Modell des oben beschriebenen Wellenstrangs aufgezeigt. Die Rotoren von Turbine, Generator und Erregersatz werden

durch Massen mit den Trägheitsmomenten $J_1 - J_4$ für die Turbinen, J_G für den Generator und J_E für den Erreger, nachgebildet, an denen äußere Drehmomente angreifen. Das sind zum Einen Momente, die über die Turbinenschaufeln auf die Welle übertragen werden ($M_1(t) - M_4(t)$), zum Anderen an die Welle angreifende Momente im Luftspalt des Generators ($M_G(t)$) und im Erregersatz ($M_E(t)$). Drehfedern zwischen benachbarten Massen bilden die elastischen Abschnitte zwischen den steifen Welleneinheiten. Die Feder mit der Drehfederkonstanten k_{4G} beschreibt z. B. die Relativbewegung zwischen Niederdruckturbine 3 und Generator. Da es sich bei dem Wellenstrang eines Generatorsatzes um ein, wenn auch nur schwach gedämpftes, System handelt, muss die Dämpfung ebenfalls im Modell berücksichtigt werden. Die Dämpfung zwischen zwei Massen D_{jk} beschreibt die Reibung auf Grund der Relativbewegung zwischen den beiden Massen. Die Reibung zwischen drehendem Wellenstrang und dem stationären Umfeld (z. B. Reibung in den Lagern) wird durch die Dämpfung D_j berücksichtigt. Beide Dämpfungen sind geschwindigkeitsproportional und damit abhängig von $\dot{\varphi}(t)$. An diesem einfachen Feder-Massen-Modell wird im Folgenden das System von Differentialgleichungen zweiter Ordnung aufgestellt und das Verfahren der Modalanalyse dargestellt (Abschnitt 3.3).

3.1.2 Gleichungssystem des mechanischen Modells

Die zeitabhängigen Schwingungen des in Abbildung 3.2 dargestellten Modells können durch ein System von linearen Differentialgleichungen zweiter Ordnung beschrieben werden. Die allgemeine Bewegungsdifferentialgleichung für ein Feder-Masse-Modell ist gegeben mit:

$$M_j(t) = J_E \ddot{\varphi}_j(t) + D_j \dot{\varphi}_j(t) + D_{jk} (\dot{\varphi}_j(t) - \dot{\varphi}_k(t)) + D_{jk} (\dot{\varphi}_j(t) - \dot{\varphi}_k(t)) + k_{jk} (\varphi_j(t) - \varphi_k(t)) + k_{jk} (\varphi_j(t) - \varphi_k(t)) \quad (3.1)$$

Die Lösungen des Gleichungssystems sind die Zeitfunktionen der Verdrehwinkel $\varphi(t)$ und damit die gesuchten mechanischen Kupplungsmomente. Die Matrizenform der Gleichung 3.1 lautet:

$$[M] = [J][\ddot{\varphi}] + [D][\dot{\varphi}] + [k][\varphi] \quad (3.2)$$

mit den Spaltenvektoren für die angreifenden Momente $[M]$ und die Verdrehwinkel $[\varphi]$ der einzelnen Massen und die Trägheitsmomente $[J]$:

$$[M] = \begin{bmatrix} M_1 \\ M_2 \\ M_3 \\ M_4 \\ M_G \\ M_E \end{bmatrix} \quad [\varphi] = \begin{bmatrix} \varphi_1 \\ \varphi_2 \\ \varphi_3 \\ \varphi_4 \\ \varphi_G \\ \varphi_E \end{bmatrix} \quad [J] = \begin{bmatrix} J_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & J_2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & J_3 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & J_4 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & J_G & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & J_E \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

und die Dämpfungsmatrix $[D]$ und die Matrix der Federkonstanten $[k]$:

$$[D] = \begin{bmatrix} D_1 + D_{12} & -D_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -D_{12} & D_2 + D_{12} + D_{23} & -D_{23} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -D_{23} & D_3 + D_{23} + D_{34} & -D_{34} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -D_{34} & D_4 + D_{34} + D_{4G} & -D_{4G} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -D_{4G} & D_G + D_{4G} + D_{GE} & -D_{GE} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -D_{GE} & D_E + D_{GE} \end{bmatrix}$$

$$[k] = \begin{bmatrix} k_{12} & -k_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -k_{12} & k_{12} + k_{23} & -k_{23} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -k_{23} & k_{23} + k_{34} & -k_{34} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -k_{34} & k_{34} + k_{4G} & -k_{4G} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -k_{4G} & k_{4G} + k_{GE} & -k_{GE} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -k_{GE} & k_{GE} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Die Matrizen $[D]$ und $[k]$ sind in diesem Fall symmetrisch aufgebaut. Die Einträge auf der Hauptdiagonalen stellen die Summe der am Element angreifenden Dämpfungs- bzw. Federkonstanten dar. Auf der Nebendiagonalen sind die verbindenden Dämpfungsglieder bzw. Federn zwischen zwei benachbarten Elementen mit negativem Vorzeichen aufgetragen.

Während die Elemente der Matrizen für Trägheitsmomente $[J]$ und der Federkonstanten $[k]$ aus dem Design des Turbosatzes bestimmt werden können, ist das für die Elemente der Dämpfungsmatrix $[D]$ nicht möglich.

3.2 Bestimmung der Dämpfung

Die Dämpfung bei Torsionsschwingungen in Generatorsätzen kann im Allgemeinen als gering betrachtet werden. Vor allem auf den Betrag des maximalen Moments der

Torsionsschwingungen hat die Dämpfung nur sehr geringen Einfluss. Bei den durch Fehler oder Schaltmaßnahmen im Netz angeregten Schwingungen erreichen diese ihre maximalen Amplituden unmittelbar nach Auftreten der Störung, so dass die Dämpfung noch keinen nennenswerten Beitrag zum Abbau der Energie leisten kann. Erst nach einigen Perioden wird der Einfluss der Dämpfung bemerkbar und führt zum Abklingen der Schwingung. Nach der Regel von Palmer-Miner ist die Gesamtermüdung des Wellenwerkstoffs nach einem Störfall gleich der Summe der durch die Einzelschwingung verursachten Ermüdung [46]. Für die Beurteilung der Schwere eines Störfalls kommt der Dämpfung des Systems also eine entscheidende Bedeutung zu [48]. Bei der Analyse von Torsionsschwingungen in Wellensträngen großer Antriebe wird die Höhe der Dämpfung häufig aus Erfahrungswerten vergleichbarer Maschinen abgeleitet. Genaue Aussagen über die Dämpfung lassen sich allerdings nur durch aufwendige Messungen am Generatorsatz direkt machen.

In [18] und [48] werden Verfahren zur Bestimmung der Dämpfung beschrieben. Ein Ansatz besteht darin, durch spezielle Störfälle (z. B. gezielter Lastabwurf, Stoßkurzschluss, [48]) den Wellenstrang zu Schwingungen mit seinen Eigenfrequenzen anzuregen. Sind die Eigenfrequenzen des Generatorsatzes bekannt (z. B. durch Berechnung), ist eine gezielte Anregung einer Eigenfrequenz über den Erregersatz möglich [18]. Durch die Aufnahme der Ausschwingvorgänge an ausgewählten Messpunkten der Welle kann die Dämpfung aus der Abnahme der Schwingung ermittelt werden. Da die meisten Ausschwingvorgänge einen sinusförmigen Verlauf haben oder als Überlagerung gedämpfter Sinusschwingungen darstellbar sind, wird die Dämpfung oft als logarithmisches Dekrement \mathcal{D}_i für die i -te Eigenform angegeben. Für zwei Schwingungsmaxima A_i und A_{i+n} im Abstand von n Perioden eines aufgenommenen Ausschwingvorgangs wird das logarithmische Dekrement \mathcal{D}_i gebildet mit (Abb. 3.3):

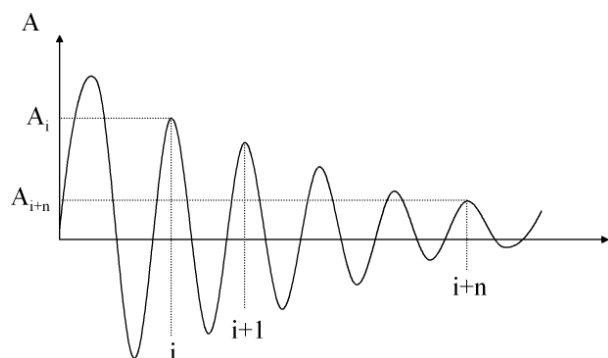


Abbildung 3.3: Bestimmung des logarithmischen Dekrements

$$\mathcal{D}_i = \frac{1}{n} \ln \frac{A_i}{A_{i+n}} \quad (3.5)$$

Hieraus kann die Dämpfung D_i für die jeweilige Eigenform berechnet werden:

$$D_i = 2 \cdot f_i \cdot J_i \cdot \mathcal{D}_i \quad (3.6)$$

Hier sind:

D_i	-	Dämpfung für die i-te Eigenform
f_i	-	i-te Eigenfrequenz
J_i	-	Massenträgheitsmoment
\mathcal{D}_i	-	für die i-te Eigenform gemessenes logarithmisches Dekrement

Es ist dabei zu beachten, dass die so gewonnene Dämpfung D_i ein Maß für die Abnahme der Schwingung, gesondert für jede Eigenform (Mode), ist und zudem eine aus der Überlagerung verschiedener mechanischer Dämpfungseinflüsse resultierende Größe darstellt. Daher ist es nicht so ohne Weiteres möglich, die Dämpfung D_i in die Matrix (3.4) zu übernehmen. Um die Messergebnisse dennoch verwerten zu können, muss das gekoppelte N -Massen-System mit Hilfe der Modalmatrix in N entkoppelte Ein-Massen-Systeme transformiert werden. Diese modale Betrachtungsweise (Modalanalyse) von physikalischen Systemen erleichtert nicht nur das Einbringen der Dämpfung in das zu untersuchende System, sondern ist auch eine anschauliche Interpretation des Schwingungsverhaltens und hat sich in den letzten Jahrzehnten sehr stark in allen Bereichen des Ingenieurwesens durchgesetzt.

3.3 Modalanalyse des mechanischen Systems

Die Modalanalyse beruht auf dem Grundsatz, dass die Bewegung eines beliebig konzipierten Schwingungssystems von N Freiheitsgraden durch Superposition der Bewegung von N Schwingern mit einem Freiheitsgrad darstellbar ist [5]. Mathematisch gesehen ergibt sich hieraus die Aufgabe, ein gekoppeltes System von Differentialgleichungen zweiter Ordnung durch eine geeignete Transformation zu entkoppeln. Da die für die Transformation benutzte Matrix (Modalmatrix $[X]$) aus den spaltenweise

zusammengefassten Eigenvektoren besteht, müssen zunächst die Eigenwerte und Eigenvektoren des Gleichungssystems bestimmt werden.

3.3.1 Die Eigenwerte und –vektoren

Die Eigenwertberechnung ist bei ungedämpften Systemen erheblich einfacher als bei gedämpften Systemen. Die Eigenwerte sind bei ungedämpften Systemen rein imaginär und die Eigenvektoren rein reell, während sie bei gedämpften Systemen rein reell oder konjugiert komplex bzw. (konjugiert) komplex sind. Unter der Voraussetzung einer zur Massenträgheit J und zur Steifigkeit k proportionalen Dämpfung kann das zu Verfahren deutlich vereinfacht werden [5].

Unter den gegebenen Voraussetzungen einer proportionalen und außerdem noch schwachen Dämpfung bei torsionalen Schwingungen des Generatorstrangs kann die Gleichung (3.2) um den Summanden $[D][\dot{\varphi}]$ reduziert und das Eigenwertproblem gelöst werden:

$$[M] = [J][\ddot{\varphi}] + [k][\varphi] \quad (3.7)$$

Zur Lösung wird der Ansatz:

$$[\varphi(t)] = [\hat{\varphi}]e^{\lambda t} \quad (3.8)$$

gewählt und das homogene Gleichungssystem (3.7) mit $[M] = [0]$ in eine algebraische Gleichung überführt:

$$(\lambda^2 [J] + [k])[\varphi] = 0 \quad (3.9)$$

Das Gleichungssystem (3.10) besitzt außer der trivialen Lösung $[\varphi] = [0]$ nur dann eine Lösung, wenn gilt:

$$\det(\lambda^2 [J] + [k]) = 0. \quad (3.10)$$

Für den hier betrachteten Sechs-Massen-Schwinger (Abb. 3.2) ergibt die Lösung der Gleichung (3.10) zwölf Eigenwerte λ_i , die paarweise konjugiert auftreten. Zu einem konjugierten Eigenwertpaar gibt es eine Eigenfrequenz, so dass hier sechs Eigenfrequenzen f_i auftreten. Zu jeder Eigenfrequenz gehört eine ganz spezielle Schwingungsform des Wellenstrangs, die Eigenform. Die Eigenform wird durch den

Eigenvektor $[x_i]$ erfasst, der durch Einsetzen der Eigenwerte in Gleichung (3.9) bestimmt wird.

3.3.2 Die modale Transformationsmatrix

Die Eigenvektoren $\underline{x}_1, \underline{x}_2, \dots, \underline{x}_i$ werden spaltenweise zur Modalmatrix $[X]$ zusammengefasst:

$$[X] = [\underline{x}_1 \quad \underline{x}_2 \quad \cdots \quad \underline{x}_k] \quad (3.11)$$

Die Modalmatrix dient im weiteren Verlauf als Transformationsmatrix, mit deren Hilfe das gekoppelte Gleichungssystem (3.7) in ein entkoppeltes System überführt wird.

Als Ansatz werden die Beziehungen:

$$[\varphi] = [X] \cdot [q] \quad ; \quad [\dot{\varphi}] = [X] \cdot [\dot{q}] \quad ; \quad [\ddot{\varphi}] = [X] \cdot [\ddot{q}] \quad (3.12)$$

gewählt, in der $[q]$ eine neue transformierte Koordinate ist. Einsetzen von (3.12) in (3.7) ergibt:

$$[M] = [J][X][\ddot{q}] + [k][X][q]. \quad (3.13)$$

Die Multiplikation von $[X]^T = [X]^{-1}$ mit Gleichung (3.13) führt zu:

$$[X]^T [M] = ([X]^T [J][X]) \cdot [\ddot{q}] + ([X]^T [k][X]) \cdot [q] \quad (3.14)$$

Die Matrizenprodukte in Gleichung (3.14) geben die modalen Ausdrücke der Massenträgheitsmatrix $[J]$, der Steifigkeitsmatrix $[k]$ und der Momentenmatrix $[M]$ an.

$$\begin{aligned} [J_m] &= [X]^T [J] [X] \\ [k_m] &= [X]^T [k] [X] \\ [M_m] &= [X]^T [M] \end{aligned} \quad (3.15)$$

Die modale Massenträgheitsmatrix $[J_m]$ und die modale Steifigkeitsmatrix $[k_m]$ sind reine Diagonalmatrizen. Das gekoppelte Gleichungssystem (3.7) geht durch Verwendung der Definitionen aus (3.15) über in das entkoppelte, modale Gleichungssystem (3.16):

$$[M_m] = [J_m][\ddot{q}] + [k_m][q] \quad (3.16)$$

3.3.3 Einfügen der modalen Dämpfung

Mit den in Abschnitt 3.2 gezeigten Verfahren zur Dämpfungsmessung an Generatorsätzen kann über das logarithmische Dekrement (Gl.: 3.5) die Dämpfung D_{mi} für die jeweiligen Eigenformen bestimmt werden (Gl.: 3.6).

Die sich ergebene modale Dämpfungsmatrix $[D_m]$ ist wiederum eine Diagonalmatrix:

$$[D_m] = \begin{bmatrix} D_{m1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & D_{m2} & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & D_{mn} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

und wird unter Berücksichtigung der Geschwindigkeits-Proportionalität in (3.16) eingefügt.

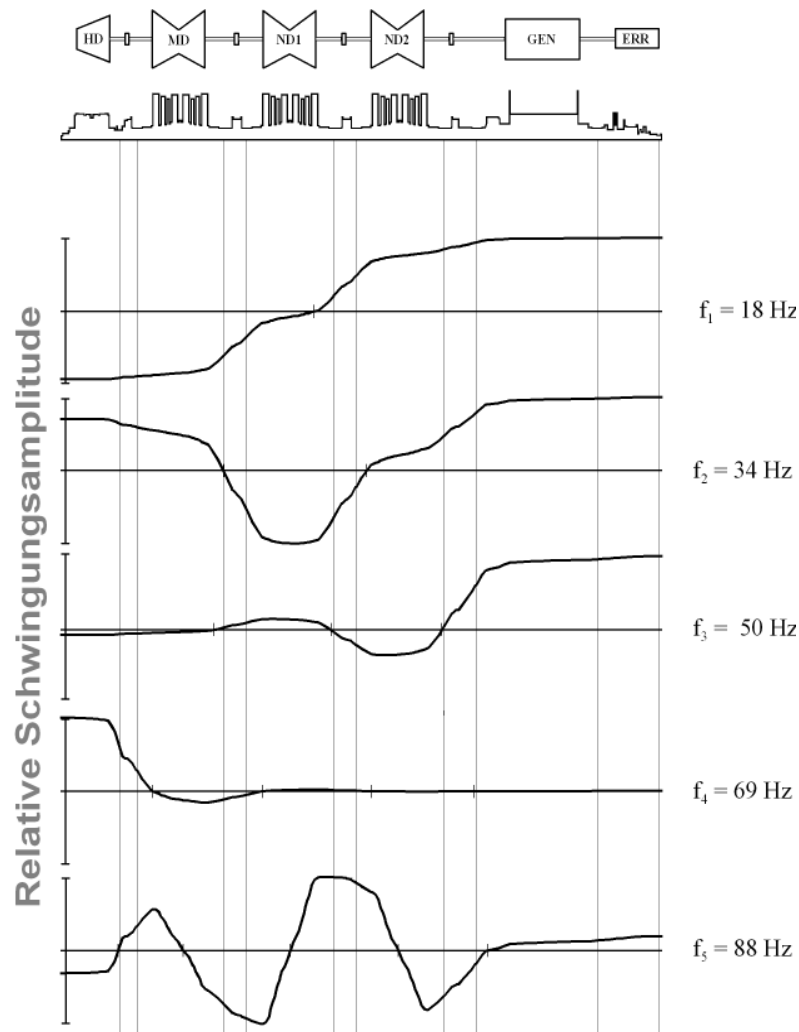


Abbildung 3.4: Eigenformen für die untersten fünf Eigenfrequenzen (0 – 100 Hz) des 775 MVA Generatorsatzes aus Abbildung 3.1

Die entkoppelte, gedämpfte, modale Momentengleichung erhält dann folgendes Aussehen:

$$[M_m] = [J_m][\ddot{q}] + [D_m][\dot{q}] + [k_m][q] \quad (3.18)$$

Der große Vorteil dieses Gleichungssystem ist die Entkopplung der einzelnen Differentialgleichungen, so dass jede Gleichung genau eine Mode des Wellenstrangs beschreibt. D. h. durch Lösen z. B. der ersten Gleichung des Systems:

$$M_{m1} = J_{m1} \cdot \ddot{q}_1 + D_{m1} \cdot \dot{q}_1 + k_{m1} \cdot q_1 \quad (3.19)$$

kann die Eigenfrequenz und die zugehörige Eigenform der ersten Mode des Wellenstrangs angegeben werden. Dies erlaubt eine physikalisch anschauliche Interpretation des torsionalen Schwingverhaltens. Abbildung 3.4 zeigt die Eigenformen für die untersten fünf Eigenfrequenzen des in Abschnitt 3.1 vorgestellten 775 MVA Generatorsatzes.

Zu beachten bleibt, dass die Amplituden der Eigenformen für die verschiedenen Eigenfrequenzen nicht untereinander vergleichbar sind, da jede Mode einen anderen Normierungswert besitzt, so dass die größte Auslenkung einer Eigenform den Wert eins besitzt. Außerdem variiert der Grad der Anregung der Eigenfrequenzen des Wellenstrangs durch externe Drehmomentschwankungen (hier: Anregung durch Momentschwankungen im Luftspalt des Generators) sehr stark. Es existieren leicht und schwer anregbare Eigenfrequenzen (Abschnitt 3.4).

3.3.4 Rücktransformation ins reale System

Nach numerischer Lösung der Gleichung (3.19) kann durch die Rücktransformation:

$$[\varphi] = [X] \cdot [q] \quad (3.20)$$

die Matrix der Verdrehwinkel $[\varphi]$ bestimmt werden. Ist $[\varphi]$ bekannt, können daraus alle Kupplungsmomente bestimmt werden:

$$M_j = k_{j,j+1} \cdot (\varphi_{j+1} - \varphi_j) \quad (3.21)$$

In Abbildung 3.5 werden der bisherige Verfahrensgang der Modalanalyse und die Einbindung der modalen Dämpfung noch einmal in einem Schaubild exemplarisch dargestellt.

Durch die Rücktransformation wird der Einfluss der Dämpfung in das reale System übertragen. Hierbei wird die Schwierigkeit ausgeschaltet, dass die in Gleichung (3.1)

enthaltenen Einzeldämpfungen D_j und D_{jk} bei einem Turbosatz in der Realität nicht erfassbar sind.

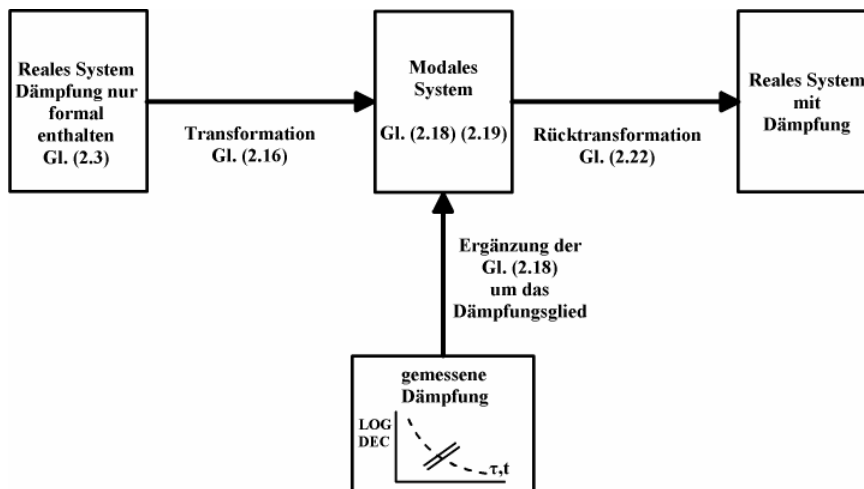


Abbildung 3.5: Berechnungsschema der Modalanalyse mit dem Einbringen der modalen Dämpfung

3.4 Anregbarkeit von Torsions-Eigenfrequenzen durch Drehmoment-schwankungen im Luftspalt des Generators

Die Schwere der Auswirkung von Torsionsschwingungen auf den Wellenstrang hängt im Allgemeinen vom Abstand der Frequenz des anregenden Moments und der Eigenfrequenz des Wellenstrangs, der Größe und Dauer der Anregung und dem Abklingen (Dämpfung) der angeregten Schwingungen ab. Es werden aber nicht alle Eigenfrequenzen in gleichem Maß zu Schwingungen angeregt. Es kann zwischen schwer anregbaren (gutartigen) und leicht anregbaren (empfindlichen) Eigenformen unterschieden werden.

Für die Beurteilung des Resonanzverhaltens ist es notwendig, die energetischen Eigenschaften der Welle beim Schwingen in den Eigenformen zu erfassen. Hierzu muss die Aufteilung der extern zugeführten Energie W_e auf die einzelnen Moden untersucht werden. Für die von außen in das System zugeführte Energie ergibt sich:

$$W_e = \int_0^t [\dot{\varphi}]^T [M(t)] dt \quad (3.22)$$

Hier ist $M(t)$ ein auf die Welle einwirkendes, wechselhaftes Drehmoment, das z. B. durch Störungen hervorgerufen wird. Für die Analyse der Auswirkungen auf die einzelnen

Moden des Wellenstrangs muss Gleichung (3.22) in den Modalbereich transformiert werden:

$$W_e = \int_0^t [\dot{q}]^T [X]^T [M(t)] dt \quad (3.23)$$

Es gelten hier die gleichen Bezeichnungen für $[q]$ und $[X]$ wie in Abschnitt 3.3.

Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, führen Fehler oder Schaltmaßnahmen im Netz zu oszillierenden Frequenzanteilen im elektrischen Moment des Generators, die den Wellenstrang zu Resonanzschwingungen anregen. Als oszillierendes Moment $M(t)$ wirkt nur das elektrische Moment $M_e(t)$ im Luftspalt des Generators auf die Welle. Bei gleichmäßiger Aufteilung des Moments über den Generatorballen in l gleiche Abschnitte wirken auf jeden Abschnitt gleich große Momente. Wird zudem noch ein sinusförmiger Charakter für die Funktion des elektrischen Moments vorausgesetzt, vereinfacht sich die Momentenmatrix $[M(t)]$ zu:

$$[M(t)] = \begin{bmatrix} M_1(t) \\ M_2(t) \\ M_3(t) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ M_N(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \\ \overline{M_{r+1}(t)} \\ M_{r+2}(t) \\ \cdot \\ \cdot \\ \overline{M_{r+1}(t)} \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{M_e(t)}{l} \begin{bmatrix} 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \\ \bar{1} \\ 1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \bar{1} \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{M_e}{l} \sin \omega_0 t \begin{bmatrix} 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \\ \bar{1} \\ 1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \bar{1} \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Mit den einzelnen Momenten:

- $M_1(t) - M_N(t)$: das an einem Abschnitt des Wellenstrangs angreifende Moment
- $M_{r+1}(t) - M_{r+1}(t)$: das an einem Abschnitt des Generatorballens angreifende Moment
- $M_e(t)$: das am Generatorballen angreifende elektrische Moment
- M_e : die Amplitude des elektrischen Moments

Durch Einsetzen von (3.24) in (3.23) wird deutlich, dass in der Matrizenmultiplikation $[X]^T \cdot [M(t)]$ nicht alle Elemente der Transformationsmatrix einen Beitrag zur einwirkenden Energie W_e liefern. Nur die Spalten der Transformationsmatrix, wo an entsprechender Stelle eine Eins in der Momentenmatrix steht, also diejenigen, die den Modenverlauf im Bereich des Generatorballens angeben, leisten einen Beitrag zur Energie (z. B. $X_{1,r+1}, X_{1,r+2}, \dots, X_{1,r+l}$ für die erste Mode in Abbildung 3.6).

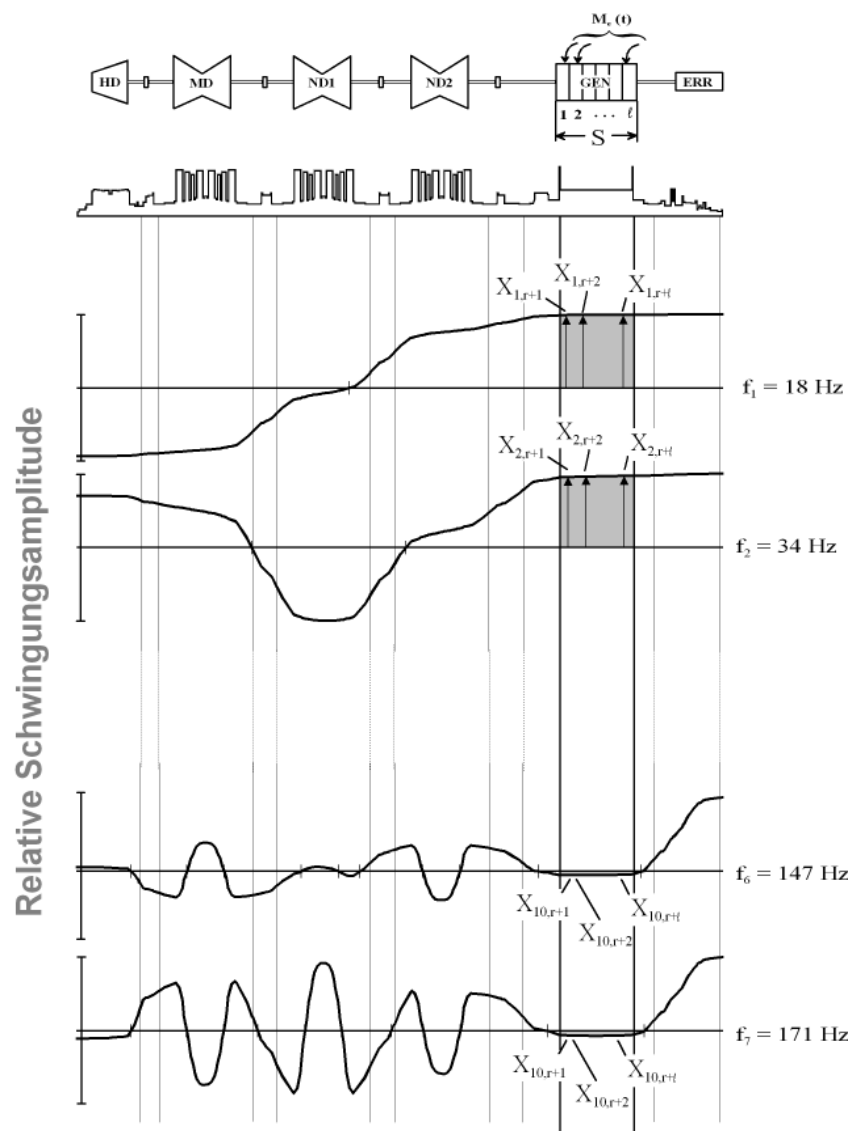


Abbildung 3.6: Beispiel für die Ermittlung der Resonanzparameter R_i aus den Verläufen der Eigenformen des 775MVA Generatorsatzes aus Abschnitt 3.1.

Die Multiplikation der Matrizen in Gleichung (3.23) ergibt somit:

$$W_e = \frac{M_e}{l} \int_0^t \left\{ \begin{array}{l} \dot{q}_1 (X_{1,r+1} + X_{1,r+2} + \dots + X_{1,r+1}) \sin(\omega_0 t) \\ + \dot{q}_2 (X_{2,r+1} + X_{2,r+2} + \dots + X_{2,r+1}) \sin(\omega_0 t) \\ + \dots \\ + \dot{q}_k (X_{k,r+1} + X_{k,r+2} + \dots + X_{k,r+1}) \sin(\omega_0 t) \end{array} \right\} dt \quad (3.25)$$

Jede Zeile in dieser Summe entspricht einer modalen Eigenform und drückt den Anteil der elektrischen Energie W_{ei} aus, die dieser Eigenform zugeführt werden:

$$W_e = \sum_{i=1}^k W_{ei} \quad (3.26)$$

Formal gesehen sind die Elemente der Transformationsmatrix X_{ij} konstant und somit ist die Summe R_i der zur i -ten Eigenfrequenz gehörigen Komponenten des Eigenvektors im Bereich des Generatorballens ebenfalls konstant:

$$\begin{aligned} X_{1,r+1} + X_{1,r+2} + \dots + X_{1,r+1} &= R_1 \\ X_{2,r+1} + X_{2,r+2} + \dots + X_{2,r+1} &= R_2 \\ \dots & \\ X_{k,r+1} + X_{k,r+2} + \dots + X_{k,r+1} &= R_k \end{aligned} \quad (3.27)$$

und kann vor das Integral gezogen werden.

$$W_e = \sum_{i=1}^k \left(\frac{R_i M_e}{l} \int_0^t \dot{q}_i \sin(\omega_0 t) dt \right) \quad (3.28)$$

Gleichung (3.28) zeigt, dass der Faktor R_i bestimmend für die zugeführte Energie in der i -ten Eigenform ist und deshalb auch als Empfindlichkeitsfaktor oder Resonanzparameter der entsprechenden Eigenform bezeichnet wird. Je größer der Wert für R_i ist, desto leichter kann die entsprechende Eigenform zu Resonanzschwingungen angeregt werden (Mode 1 und 2 in Abb. 3.6). Die Amplitude des elektrischen Moments M_e im Luftspalt des Generators (3.24) wird ersetzt durch den Term $R_i \cdot M_e$ für die Amplitude jeder einzelnen Mode i .

Da die Ballenlänge S des Generators in l gleich große Abschnitte ΔS unterteilt wurde, kann für den Energieanteil einer Mode i auch geschrieben werden:

$$\begin{aligned}
W_{ei} &= \frac{R_i \cdot M_e}{l} \int_0^t \dot{q}_i \sin(\omega_0 t) dt = \frac{\Delta S \cdot R_i \cdot M_e}{\Delta S \cdot l} \int_0^t \dot{q}_i \sin(\omega_0 t) dt \\
&= \frac{A_i}{S} \cdot M_e \int_0^t \dot{q}_i \sin(\omega_0 t) dt
\end{aligned}
\tag{3.29}$$

Der Ausdruck $A_i = \Delta S \cdot R_i$ beschreibt genau die Fläche unter der Kurve der i-ten Eigenform auf der Länge des Generatorballens (grau unterlegte Flächen in Abbildung 3.6), wobei das Vorzeichen der Flächenanteile berücksichtigt werden muss. Dies ermöglicht eine Einschätzung der Anregbarkeit direkt nach der Berechnung der Eigenwerte und Eigenvektoren des untersuchten Wellenstrangs. Je kleiner die Fläche, desto geringer die Empfindlichkeit für Resonanzen (Mode 10/11 Abb. 3.6).

3.5 Vereinfachung des mechanischen Modells für den Wellenstrang

Als Grundlage für die Modalanalyse des 775 MVA Generatorsatzes dient das detaillierte, kontinuierliche Modell des Strangs aus Abbildung 3.1 b). Der komplette Wellenstrang wird hierbei aus einzelnen Zylindern zusammengesetzt, deren Abmessungen den zu modellierenden Abschnitt der Welle nachbilden. Das benutzte Modell besteht aus n Abschnitten denen materialsspezifische Steifigkeiten und Trägheitsmomente vorgegeben werden. Das Ergebnis der Analyse ist in Abbildung 3.4 gezeigt.

Für die Untersuchung des torsionalen Schwingverhaltens bei Turbosätzen sind nur die untersten Moden von Bedeutung, da die Beteiligung der höheren Moden an der Schwingung bei üblichen Störfällen sehr gering ist (vgl. auch Abb. 3.6). Bei dem hier betrachteten Generatorsatz gehören nur die ersten drei Moden zu den sogenannten leicht anregbaren Eigenformen, d. h. dass diese bei Netzstörungen zu Resonanzschwingungen angeregt werden könnten. Da aus diesem Grund die Eigenform bei höheren Eigenfrequenzen nicht mehr angeregt wird, kann das kontinuierliche Modell auf ein einfaches Feder-Masse-Modell mit wenigen Elementen reduziert werden (Abb. 3.2). Außerdem können vielfach nur stark vereinfachte Modelle in Programmen zur gekoppelten elektro-mechanischen Analyse von Systemen eingebunden werden.

Abbildung 3.7 zeigt einen Ausschnitt des Wellenstrangs aus dem kontinuierlichen Modell (Abb. 3.1), an dessen Beispiel das Prinzip der Modellreduktion verdeutlicht wird. Mit den Überlegungen aus Abschnitt 3.1 kann der Wellenstrang in zwei Bereiche aufgespalten

werden. Zum Einen in den relativ steifen Bereich mit hohem Trägheitsmoment, zum Anderen in die relativ elastische Verbindung zwischen Turbine 1 und 2 mit niedrigem Trägheitsmoment. Der elastische Bereich zwischen den Turbinen wird in dem reduzierten Feder-Masse-Modell als masselose Feder dargestellt. Der entsprechende Wert für die Steifigkeit kann durch Aufsummieren der Steifigkeiten, die im kontinuierlichen Modell den einzelnen Elementen zugewiesen werden, berechnet werden.

Dabei ist zu beachten, dass die Schaufelbereiche und die Rotorballen gegenüber Torsionsschwingungen eine gewisse Elastizität aufweisen, die mit aufsummiert werden muss. Die Federkonstante im Mehr-Massen-Modell setzt sich dann aus den Steifigkeiten der Einzelemente K_{kj} von der Mitte der Turbine 1 (E_{k1}) zur Mitte von Turbine 2 (E_{kN}) zusammen.

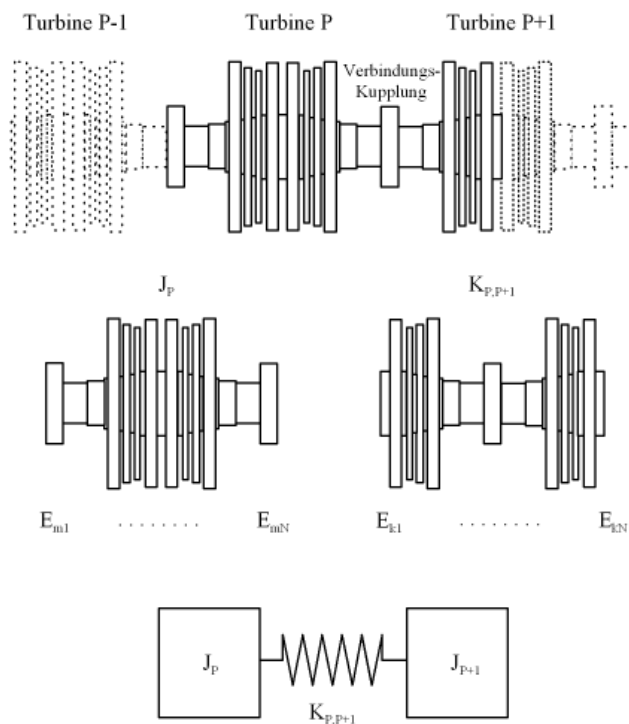


Abbildung 3.7: Ausschnitt aus der schematischen Darstellung des Wellenstrangs als kontinuierliches Modell (oben) und das sich daraus ergebende, vereinfachte Feder-Masse-Modell (unten)

Das Trägheitsmoment J_P für eine beliebige Anzahl von N Elementen der Kupplungswelle ist wieder ein Summation der einzelnen Trägheitsmomente J_{mj} für das Element j . Da die Feder im reduzierten Modell als masselos angesehen wird und kein Drehmoment besitzt, werden die Momente der Kupplung zwischen den Rotoren auf die Trägheiten der

angrenzenden Rotoren aufgeteilt. Daher werden in das Trägheitsmoment einer Masse P auch die angrenzenden Trägheiten der Elemente (E_{m1} bis E_{mN}) zwischen den Turbinen berücksichtigt. Das nach diesem Schema erhaltene Modell ist sehr einfach und leicht abzuleiten (vgl. auch Abb. 3.2). Wichtig für die Beurteilung des reduzierten Modells ist die Übereinstimmung der untersten Eigenfrequenzen mit denen, die mit dem kontinuierlichen Modell berechnet wurden.

4. Elektrische Modelle zur Bestimmung des Verhaltens von Generatoren bei SSR

Der Modellierung des elektrischen Systems kommt für die Untersuchung subsynchroner Resonanzeffekte eine wichtige Bedeutung zu. Hierbei ist neben der Netzmodellierung die korrekte Nachbildung des Verhaltens der Synchronmaschine bei subsynchronen Resonanzen von entscheidender Bedeutung, um die Kopplung zwischen dem elektrischen und mechanischen System richtig zu erfassen.

4.1 Modelle der Synchronmaschine

Durch Anwendung des Lagrange'schen Prinzips (d. h. Aufstellen und Lösen der Euler-Lagrange-Gleichung) auf das elektromechanische System einer allgemeinen Drehfeldmaschine kann das gekoppelte Differentialgleichungssystem abgeleitet werden, welches für die numerische Berechnung der Maschinen im Zeitbereich notwendig ist. Aus dem erhaltenen System von Differentialgleichungen kann jede elektrische Drehfeldmaschine vollständig und eindeutig beschrieben werden. Sowohl das elektrische als auch das mechanische System der elektrischen Maschine sind in diesen Differentialgleichungen enthalten und miteinander gekoppelt.

Für die analytische Betrachtung werden vereinfachte Modelle mit konstanten Koeffizienten benötigt, aus denen geeignete Ersatzschaltbilder abgeleitet werden können. Das wohl bekannteste Modell zur analytischen Beschreibung der Synchronmaschine ist das Modell nach Park [7], [8]. Auf Grundlage der stark vereinfachten ersten Struktur des Park'schen Ersatzschaltbildes wurde das Modell im Laufe der Zeit erweitert. Physikalische Effekte, die das ursprüngliche Modell nicht berücksichtigt, konnten so besser nachgebildet werden.

4.1.1 Gleichungssystem einer allgemeinen elektrischen Maschine

Die Euler-Lagrange-Gleichung:

$$\frac{d}{dt} \frac{\partial(L + L^*)}{\partial \dot{q}} - \frac{\partial(L + L^*)}{\partial q} = 0 \quad (4.1)$$

liefert eine Vorschrift zur Aufstellung der Differentialgleichung für alle physikalischen Prozesse, welche mit Hilfe eines Funktionals beschrieben werden. Der in Gleichung (4.1) enthaltene Ausdruck $\mathcal{L} + \mathcal{L}^*$ ist die auf nicht konservative Systeme erweiterte Lagrange Funktion und wird auch kinetisches Potential genannt.

Die Gültigkeit der Beziehung erstreckt sich dabei auf mechanische, elektrische, hydraulische und gemischte Systeme. Daher ist diese Methode für die Analyse mechatronischer Prozesse von grundlegender Wichtigkeit. Da es sich bei elektrischen Maschinen um gekoppelte elektro-mechanische Systeme handelt, eignet sich dieses Verfahren für die Aufstellung des Differentialgleichungssystems und wird im Folgenden für eine verallgemeinerte elektrische Maschine durchgeführt.

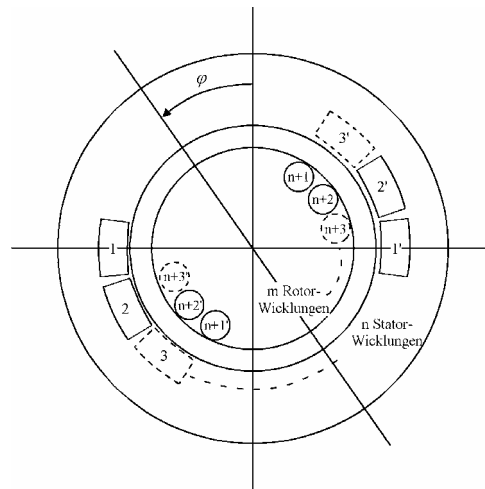


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung der Wicklungen einer verallgemeinerten elektrischen Maschine mit n Statorwicklungen und m Rotorwicklungen

Bei der allgemeinen Maschine sind die Phasen- und Wicklungszahlen nicht vorgegeben. Die Maschine besitzt dann n Statorwicklungen (meist mehrsträngige Kupferwicklungen) und m Rotorwicklungen, die als Kupferwicklungen oder Käfigstäbe (Käfigläufer-Asynchronmaschine) ausgeführt werden können (Abb. 4.1). Die betrachtete Maschine hat

somit $n + m$ unabhängige, aber magnetisch gekoppelte Stromkreise und damit auch $n + m$ elektrische Freiheitsgrade. Die magnetische Kopplung zwischen Stator und Rotor bzw. zwischen einer Statorwicklung und einer Rotorwicklung ist eine Funktion des mechanischen Verdrehwinkels φ . Unter der Annahme, dass sowohl die Statorwicklungen als auch die Rotorwicklungen bei Speisung mit Gleichstrom im Luftspalt unabhängig voneinander ein räumlich sinusförmig verteiltes B-Feld erzeugen würden (Vernachlässigung der höher Harmonischen) und ρ die Polpaarzahl der Maschine ist, ist die magnetische Kopplung zwischen Stator und Rotor gegeben durch die Koppelinduktivität:

$$M_{R,S}(\varphi) = \hat{M}_{R,S} \cdot \cos(\varphi\rho) \quad (4.2)$$

Die magnetische Kopplung der Statorwicklungen und der Rotorwicklungen untereinander ist bei Synchronmaschinen ebenfalls eine Funktion des Verdrehwinkels φ , so dass gilt:

$$M_{S,S} = f(\varphi) \quad , \quad M_{R,R} = f(\varphi) \quad (4.3)$$

Jeder der $n + m$ unabhängigen Stromkreise führe den Strom I_i . Daher werden die Ladungen Q_i , die die Träger der kinetischen Energie sind, als verallgemeinerte Koordinaten q_i gewählt:

$$q_i = Q_i \quad \text{und} \quad \dot{q}_i = I_i \quad \text{für} \quad i = 1, 2, \dots, n + m \quad (4.4)$$

Ein weiterer Freiheitsgrad ist die Rotation der Rotorwelle, beschrieben durch den mechanischen Verdrehwinkel φ :

$$q_{n+m+1} = \varphi \quad (4.5)$$

Das kinetische Potential $\mathcal{L} + \mathcal{L}^*$ wird aus den folgenden Energiearten zusammen:

W_m	:	im Feld gespeicherte magnetische Energie
W_K	:	kinetische Energie des rotierenden Wellenstrangs
W_R	:	Verlustenergie durch die Wärme in den Widerständen der elektrischen Kreise
W_D	:	Energie durch resultierende Dämpfungsverluste
W_e	:	dem System durch Spannungsquellen zugeführte elektrische Energie
W_T	:	dem System zugeführte mechanische Energie

Hieraus kann für den hier vorliegenden Fall das kinetische Potential gebildet werden:

$$\begin{aligned}
\mathcal{L} + \mathcal{L}^* = & \underbrace{\frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n+m} \sum_{j=1}^{n+m} M_{ij}(\varphi) \dot{Q}_i \dot{Q}_j}_{W_m} + \underbrace{\frac{1}{2} J \dot{\varphi}^2}_{W_k} + \underbrace{\frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n+m} \int_0^t R_i Q_i^2 dt}_{W_R} + \underbrace{\frac{1}{2} \int_0^t D_R \dot{\varphi}^2 dt}_{W_D} \\
& - \underbrace{\sum_{i=1}^{n+m} \int_0^t U_i \dot{Q}_i dt}_{W_e} - \underbrace{\int_0^t M_a \dot{\varphi} dt}_{W_T}
\end{aligned} \tag{4.6}$$

Die Euler-Lagrange-Gleichung (4.1) angewendet auf das kinetische Potential (4.6) ergibt das folgende gekoppelte Differentialgleichungssystem, welches das elektrische System der Maschine beschreibt:

$$[U] = [R] [I] + \frac{d}{dt} [M] [I] \tag{4.7}$$

Die Widerstandsmatrix $[R]$ ist nur auf der Hauptdiagonalen besetzt. Hierdurch werden die ohmschen Spannungsabfälle der einzelnen Wicklungen beschrieben. Die Induktivitätsmatrix $[M]$ ist voll besetzt. Die Elemente auf der Hauptdiagonalen stellen die Eigeninduktivitäten der einzelnen Wicklungen dar. Die nichtdiagonalen Elemente beschreiben die Kopplung zwischen den einzelnen Wicklungen. Neben den Gleichungen, die das elektrische System beschreiben (4.7), tritt die Koppelinduktivität auch in der mechanischen Bewegungsgleichung (4.8) auf.

$$\frac{d}{dt} J \dot{\varphi} + D_R \frac{d}{dt} \varphi = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{m+n} \sum_{j=1}^{m+n} i_i i_j \frac{\partial}{\partial \varphi} M_{ij} + M_a \tag{4.8}$$

Das gegebene System wird durch folgende Größen beschrieben:

- $M_{i,j}$: Koppelinduktivität zwischen Stromkreis i und j
- U_i : Klemmenspannung des elektrischen Kreises i
- R_i : Konzentrierter ohmscher Widerstand des elektrischen Kreises i
- J : Massenträgheitsmoment des gesamten Wellenstrangs (Ein-Massen-Modell)
- M_a : Antriebs- oder Lastmoment auf dem Wellenstrang
- D_R : mechanische Reibungskonstante des Wellenstrangs

Hierbei ist zu beachten, dass neben den Koppelinduktivitäten zwischen Stator und Rotor auch die magnetische Kopplung der Stator- und Rotorwicklungen untereinander Funktionen des mechanischen Verdrehwinkels φ sind und daher auch einen Beitrag zum Drehmoment der Maschine liefern.

4.1.2 Ableitung des Park'schen Modells einer Synchronmaschine

Die Idee von Park war es, durch eine entsprechende Koordinatentransformation (Park-Transformation) die dreisträngige Statorwicklung einer realen Maschine durch eine äquivalente rotorfeste zweisträngige Wicklung in Längsrichtung (d-Achse) und Querrichtung (q-Achse) zu ersetzen (Abb. 4.2).

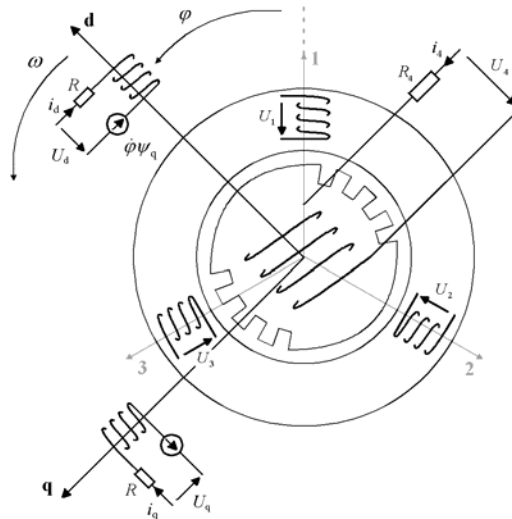


Abbildung 4.2: Schematische Darstellung der Wicklungsanordnung einer Synchronmaschine mit drei Statorwicklungen (1,2,3) und einer Erregerwicklung im Rotor(4).

Im vorherigen Abschnitt wurde das Differentialgleichungssystem für eine allgemeine elektrische Maschine hergeleitet (Gln. 4.7 + 4.8). Die Übertragung dieses Systems auf eine zweipolige Synchronmaschine mit Vollpoläufer ohne Dämpferkreise und der Wicklungsbezeichnung ($i = 1, \dots, 4$) nach Abbildung 4.2, ergibt die folgende Spannungsgleichung:

$$u_i = R_i i_i + \sum_{j=1}^4 \frac{d}{dt} M_{i,j} i_j \quad (4.9)$$

mit der dazugehörigen Bewegungsgleichung:

$$\frac{d}{dt} J \dot{\varphi} + D_R \frac{d}{dt} \varphi = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^4 \sum_{j=1}^4 i_i i_j \frac{\partial}{\partial \varphi} M_{i,j} + M_a \quad (4.10)$$

Aufgrund der Abhängigkeit der Koppelinduktivitäten $M_{i,j}$ zwischen Stator und Rotor vom mechanischen Verdrehwinkel φ ist eine analytische Lösung dieses Gleichungssystems nicht möglich und kann nur durch numerische Verfahren erreicht werden. Ziel der Park-Transformation ist es, das Differentialgleichungssystem (4.9) mit zeitveränderlichen Koeffizienten in eine Differentialgleichung mit konstanten Koeffizienten zu überführen. Hieraus kann dann ein Ersatzschaltbild abgeleitet werden, das für analytische Betrachtungen verwendet werden kann.

Die Herleitung des Park'schen Ersatzschaltbildes erfolgt für eine ideale zweipolige Synchronmaschine mit Vollpoläufer ohne Dämpferkreise mit den folgenden Vereinfachungen:

- konstante magnetische Leitfähigkeit im Stator und Rotor
- sinusförmig verteiltes magnetisches Feld im Luftspalt (Vernachlässigung von Oberwellen)
- zylindrischer Rotor
- symmetrische n-strängige Wicklungen im Stator
- konstante Erregerspannung
- keine Berücksichtigung der Sättigung

Die Transformationsvorschrift für die Ströme und Spannungen lautet:

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} = [T] \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} \qquad \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = [T] \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} \qquad (4.11)$$

mit der Transformationsmatrix:

$$[T] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \\ \cos \varphi & \cos\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\varphi - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin \varphi & -\sin\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\varphi - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \qquad (4.12)$$

Die Anwendung der Transformation auf die Spannungsgleichung (4.9) und die Bewegungsgleichung (4.10) der Synchronmaschine führt zur bekannten Form der Park'schen Gleichungen:

$$u_0 = R_s i_0 + \frac{d}{dt} \psi_0 \qquad (4.13/a)$$

$$u_d = R_S i_d + \frac{d}{dt} \psi_d - \dot{\varphi} \psi_q \quad (4.13/b)$$

$$u_q = R_S i_q + \frac{d}{dt} \psi_q + \dot{\varphi} \psi_d \quad (4.13/c)$$

$$u_f = R_f i_f + \frac{d}{dt} \psi_f \quad (4.13/d)$$

und der transformierten Bewegungsgleichung:

$$\frac{d}{dt} J \dot{\varphi} + D_R \frac{d}{dt} \varphi = \psi_d i_q - \psi_q i_d + m_a \quad (4.14)$$

Dabei ist R_S der Widerstand einer Statorwicklung und R_f der Widerstand der Feldwicklung im Rotor. Für die Flussverkettungen gilt:

$$\begin{aligned} \psi_0 &= L_0 i_0 \\ \psi_d &= L_d i_d + L_{hd} i_f \\ \psi_q &= L_f i_q \\ \psi_f &= L_f i_f + L_{hd} i_d \end{aligned} \quad (4.15)$$

mit den Induktivitäten für:

$$\begin{aligned} - \quad \text{das Nullsystem:} & \quad L_0 = L_{os} \\ - \quad \text{die d-Achse:} & \quad L_d = L_{os} + L_{hd} \\ - \quad \text{die q-Achse:} & \quad L_q = L_{os} + L_{hq} \\ - \quad \text{die Feldwicklung:} & \quad L_f = L_{of} + L_{hd} \end{aligned} \quad (4.16)$$

Bei näherer Betrachtung der Gleichungen (4.13 - 4.15) ist erkennbar, dass die Induktivitäten (Haupt- und Streuinduktivitäten) in diesen Gleichungen Konstanten sind und nicht mehr von dem mechanischen Verdrehwinkel φ der Welle abhängen. Außerdem ist die Spannungsgleichung für das Nullsystem (4.13/a) von den übrigen Systemen entkoppelt und kann bei der Untersuchung von symmetrischen Systemen vernachlässigt werden. Weiter ist erkennbar, dass die Spannungsgleichungen der d- und q-Achse nicht vollständig voneinander entkoppelt sind. Z. B. in dem Ausdruck für die d-Achse (4.13/b) tritt eine geschwindigkeitsabhängige Spannung auf, die vom Fluss in der q-Achse abhängig ist. Wie in Abbildung 4.2 zu erkennen ist, wurde die Feldwicklung des Rotors in die direkte Achse gelegt, so dass der Fluss der Erregerwicklung ψ_f über die Hauptinduktivität mit dem der direkten Achse ψ_d gekoppelt ist.

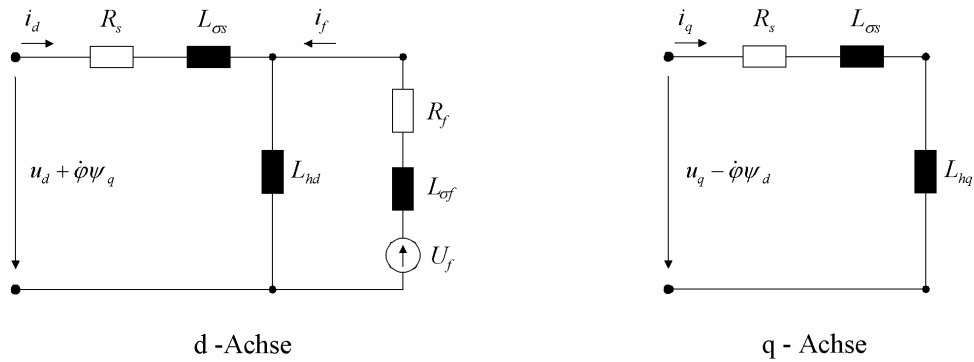


Abbildung 4.3: Ersatzschaltbilder einer Synchronmaschine nach Park ohne Dämpferkreise im Rotor für die d- und q-Achse

Das Park'sche Ersatzschaltbild (Abb. 4.3) der d-Achse kann aus den Gleichungen (4.13/b und 4.13/d) abgeleitet werden. Einsetzen der Flussverkettungen (4.15) und der Beziehungen für die Induktivitäten (4.16) ergeben die Spannungsgleichungen der beiden Wicklungen in der direkten Achse:

$$\begin{aligned}
 u_d + \dot{\varphi} L_q i_q &= R_s i_d + L_{os} \frac{d}{dt} i_d + L_{hd} \frac{d}{dt} (i_d + i_f) \\
 u_f &= R_f i_f + L_{of} \frac{E}{dt} i_f + L_{hd} \frac{d}{dt} (i_d + i_f)
 \end{aligned}
 \tag{4.17}$$

In ähnlicher Weise kann die Gleichung für die Querachse aufgestellt werden, wobei der einzige Unterschied der Wegfall des Erregerkreises ist:

$$u_q + \dot{\varphi} L_d i_d = R_s i_q + L_{os} \frac{d}{dt} i_q + L_{hq} \frac{d}{dt} i_q
 \tag{4.18}$$

4.1.3 Erweiterung des Park'schen Modells um Dämpferkreise

Im vorherigen Abschnitt ist das Ersatzschaltbild für eine Synchronmaschine ohne dämpfende Kreise im Rotor abgeleitet worden. Neben den dämpfenden Nutverschlusskeilen und dem massiven Rotoreisen werden große Synchronmaschinen zusätzlich noch mit Dämpferwicklungen ausgeführt, die die Stabilität der Maschine bei transienten Vorgängen unterstützt. So werden z. B. gegenläufige Drehfelder bei unsymmetrischer Belastung abgeschwächt, Polradpendelungen gedämpft, die Erregerwicklung gegen Überspannungen bei Störungen abgeschirmt oder der asynchrone Hochlauf ermöglicht. Neben diesen Vorteilen kann die Dämpferwicklung im Rotor bei subsynchronen

Vorgängen aber auch die Anfachung von Schwingungen im Wellenstrang des Generators unterstützen, den sogenannten „Induction Generator Effect“ (Abschnitt 2.1.1).

Die Herleitung des Ersatzschaltbildes mit Dämpferkreisen erfolgt analog zu der ohne Dämpfung. Das ursprüngliche Park'sche Modell wird jeweils um einem zusätzlichen Dämpferkreis in der d- und q-Achse erweitert. In der Längsachse hat die Einbindung einer Dämpferwicklung zur Folge, dass drei gekoppelte Wicklungen in dieser Achse vorhanden sind, die bei exakter Betrachtung unterschiedliche Gegeninduktivitäten zueinander aufweisen.

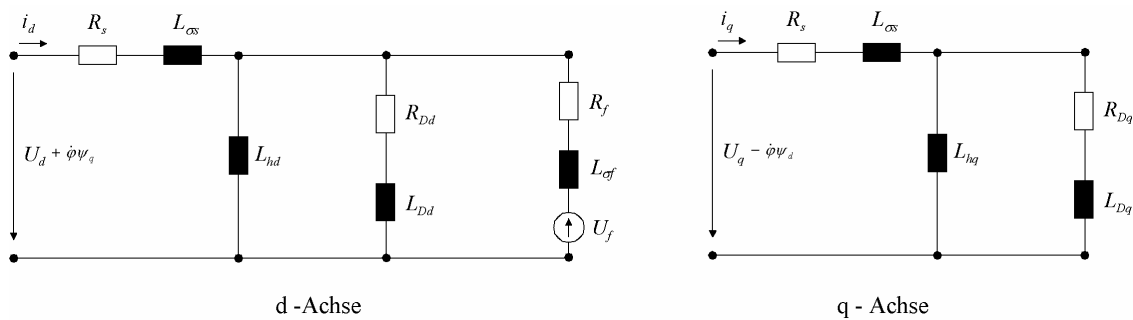


Abbildung 4.4: Ersatzschaltbilder einer Synchronmaschine nach Park mit jeweils einem Dämpferkreis im Rotor für die d- und q-Achse

Zur Herleitung des Ersatzschaltbildes (Abb. 4.4) wird allerdings vereinfachend angenommen, dass die Koppelinduktivitäten zwischen Stator und Erreger, Stator und Dämpfer und Erreger und Dämpfer der Hauptinduktivität der Statorwicklung L_{hd} entsprechen. Es gilt somit:

$$L_{hd} \equiv L_{s,fd} = L_{s,Dd} = L_{f,Dd} \quad (4.19)$$

Diese Vereinfachung wird unter der Annahme getroffen, dass der Streufluss der Dämpferwicklung von dem der Erregerwicklung unabhängig ist und die magnetische Kopplung nur in den von allen drei Kreisen umschlungenen Hauptfluss besteht. Gleichungen (4.13 a-d) werden hierzu um die Gleichungen der beiden Dämpferzweige in der d- und q-Achse erweitert:

$$u_{Dd} = R_{Dd} i_{Dd} + \frac{d}{dt} \psi_{Dd} = 0 \quad (4.20/a)$$

$$u_{Dq} = R_{Dq} i_{Dq} + \frac{d}{dt} \psi_{Dq} = 0 \quad (4.20/b)$$

mit den Flussverkettungen:

$$\begin{aligned}
 \psi_0 &= L_0 i_0 \\
 \psi_d &= L_{\sigma s} i_d + L_{hd} (i_d + i_f + i_{Dd}) \\
 \psi_q &= L_{\sigma s} i_q + L_{hq} (i_q + i_{Dq}) \\
 \psi_f &= L_f i_f + L_{hd} (i_d + i_f + i_{Dd}) \\
 \psi_{Dd} &= L_{Dd} i_{Dd} + L_{hd} (i_d + i_f + i_{Dd}) \\
 \psi_{Dq} &= L_{Dq} i_{Dq} + L_{hq} (i_q + i_{Dq})
 \end{aligned} \tag{4.21}$$

Abbildung 4.4 zeigt das aus den Gleichungen 4.13, 4.20 und 4.21 abgeleitete Ersatzschaltbild mit einem Dämpferkreis in der d- und q-Achse.

4.1.4 Erweiterung des Park'schen Modells nach Canay

Die im vorherigen Abschnitt durchgeführte Erweiterung des Park'schen Ersatzschaltbildes wurde mit der Vereinfachung durchgeführt, dass die Koppelinduktivitäten der Kreise in der Längsachse gleich der Hauptinduktivität des Statorkreises sind (4.19). Canay zeigt in [57], warum diese Annahme zu fehlerhaften Berechnungen der Rotorströme bei Ausgleichsvorgängen führt und erweitert das ursprüngliche Modell durch Einfügen von Koppelinduktivitäten zwischen Stator- und Rotorkreis, was zu einer verbesserten Übereinstimmung zwischen Berechnung und Messung führt.

Canay weißt in [57] nach, dass die Statorstreuinduktivität $L_{\sigma s}$ im bisherigen Modell frei gewählt werden kann, ohne die Nachbildung des Stators zu beeinträchtigen. Das abgeleitete Park'sche Modell ist somit nur eine Möglichkeit zur Nachbildung der Synchronmaschine. Ein verbessertes Ersatzschaltbild erhält man, wenn die Statorstreuinduktivität durch die frei wählbare Induktivität L_x ersetzt wird.

Das Modell der Synchronmaschine stellt ein reziprokes System dar, d. h. die Gegeninduktivität zwischen zwei magnetischen Kreisen ist in beide Richtungen gleich. Zudem wird für unterschiedliche Werte von L_x auch das Bezugssystem für die Rotorgrößen verändert. Für die Kopplung zwischen Erreger- und Dämpferkreis $L_{f,Dd} = L_{D,fd}$ in der Längsachse ergibt sich ein von der Hauptinduktivität $L_{hd} = L_d - L_x$ (vgl. Gl. 4.16) abweichender Ausdruck,

$$L_{f,Dd} = \frac{(L_d - L_x)^2}{L_d - L_c} \tag{4.22}$$

worin die neue Größe L_c als gemeinsame Streuinduktivität der Rotorkreise oder Kopplungsinduktivität des Rotors bezeichnet wird und unabhängig von den Bezugsgrößen der Rotorkreise ist. Werden alle Gegeninduktivitäten der Längsachse als gleich festgelegt, bedeutet das, dass L_x nicht mehr frei wählbar ist, sondern gelten muss:

$$L_x = L_c \quad (4.23)$$

Hier ist die Ursache für die fehlerhafte Nachbildung der Rotorgrößen durch das Park'sche Modell begründet. Die Kopplungsinduktivität L_c wäre nämlich nach Gleichung (4.23) gleich der Statorstreuinduktivität $L_{\sigma s}$, was in der Realität aber nicht zutreffend ist und die Verteilung der Rotorströme auf den Erreger- und Dämpferkreis verfälscht.

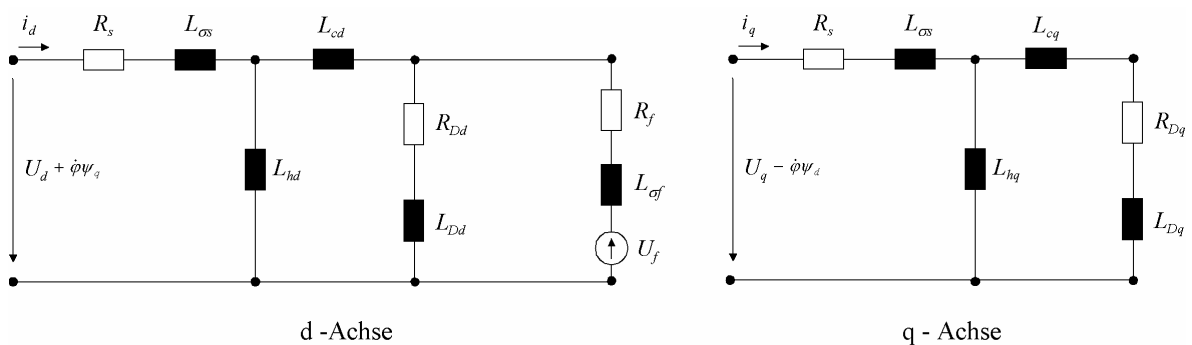


Abbildung 4.5: Ersatzschaltbilder einer Synchronmaschine nach Park mit der Erweiterung nach Canay

Durch Einfügen der Koppelinduktivitäten L_{cd} und L_{cq} zwischen Stator- und Rotorkreis ins Ersatzschaltbild (Abb. 4.5) kann weiterhin $L_x = L_{\sigma s}$ gewählt werden. Die in [57] durchgeführten Vergleiche zeigen eine Verbesserung der Übereinstimmung zwischen Berechnung und Messung durch Einsatz des erweiterten Modells, das im Vergleich mit dem herkömmlichen Modell die Wechselanteile der Ströme in den Dämpfer- und Feldwicklungen genauer nachbildet.

4.1.5 Park'sches Modell mit mehreren Rotorkreisen

Die Modellierung der Synchronmaschine über nur einen Dämpferkreis in jeder Achse ist bei der Untersuchung von transienten Vorgängen eine grobe Vereinfachung. Neben den stromführenden, konzentrierten Wicklungen (Dämpfer und Erreger) werden während der Ausgleichsvorgänge vorübergehend Ströme im massiven Rotoreisen induziert, die durch

zusätzliche Rotorkreise im Ersatzschaltbild nachgebildet werden können. Dabei wird die prinzipielle Modellstruktur nach Park nicht verändert (Abb. 4.6).

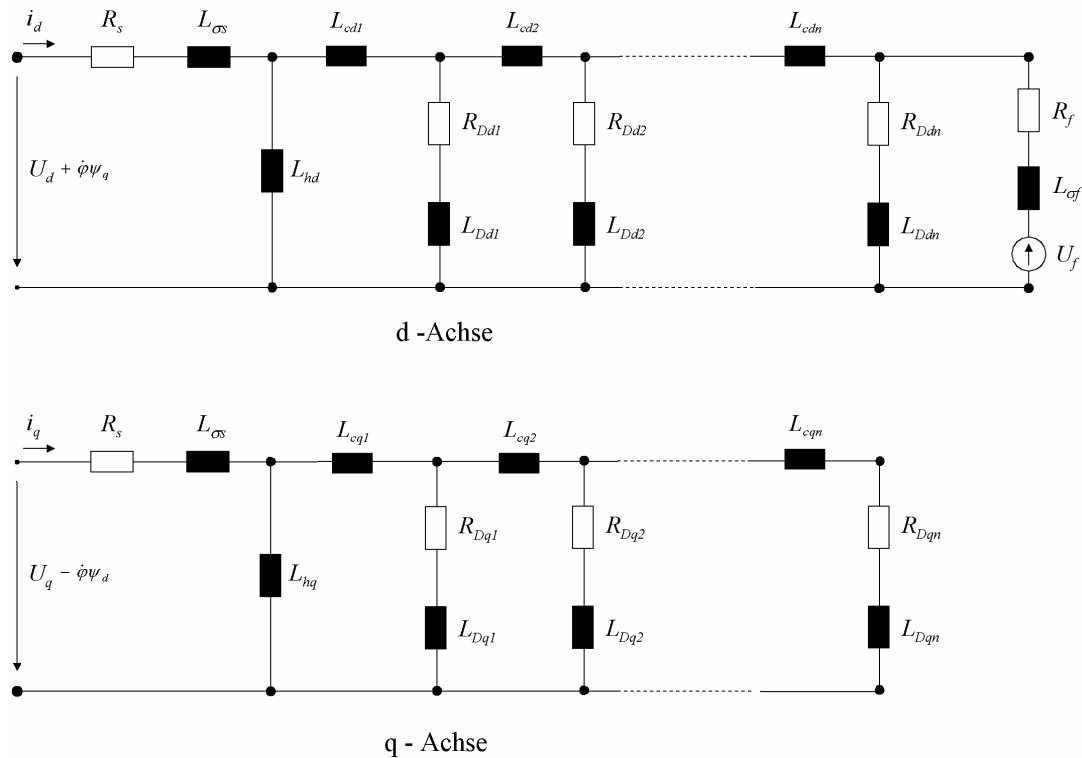


Abbildung 4.6: Ersatzschaltbilder einer Synchronmaschine nach Park mit mehreren Dämpferkreisen in d - und q -Achse und der Erweiterung nach Canay

Die Anzahl der zusätzlich eingebrachten Rotorkreise richtet sich dabei danach, wie genau das Verhalten der Synchronmaschine nachgebildet werden soll.

Unter der Voraussetzung, dass die magnetische Kopplung der einzelnen Rotorkreise untereinander bekannt ist, können alle Impedanzen und Zeitkonstanten eindeutig bestimmt werden [57].

4.1.6 Kettenleitermodell einer Synchronmaschine

Das in [58] vorgestellte Kettenleitermodell einer Synchronmaschine ist, wie das Park'sche Modell mit mehreren Rotorkreisen (Abschnitt 4.1.5), erlaubt es, den bei Ausgleichsvorgängen auftretenden Stromfluss im massiven Rotoreisen genauer nachzubilden

zu können. Dabei verlässt das Kettenleitermodell die herkömmliche Struktur des Park'schen Ersatzschaltbildes (Abb. 4.6).

Den Elementen des Kettenleiters werden unterschiedliche physikalische Eigenschaften zugeordnet. Die Induktivitäten L_{ad} , L_{f1d} , und L_{f2d} bilden das gemeinsame Hauptfeld des Erreger- und Dämpferkreises ab, wobei die Kopplung zum Stator über die Induktivität L_{ad} hergestellt wird und ein Teil der Dämpferströme in den Widerstand R_{1d} fließt. Die Streufelder sowie die auftretenden Wirbelströme der beiden Kreise sind unabhängig voneinander und werden durch zwei separate, verzweigte Kettenleiter modelliert. Der Streufluss und komplexe Widerstand der Erregerwicklung wird durch die Elemente L_{1d1} , L_{1fd2} , R_{fd1} und R_{fd2} beschrieben und L_{3d} , R_{3d} ... bilden den Dämpferkreis nach.

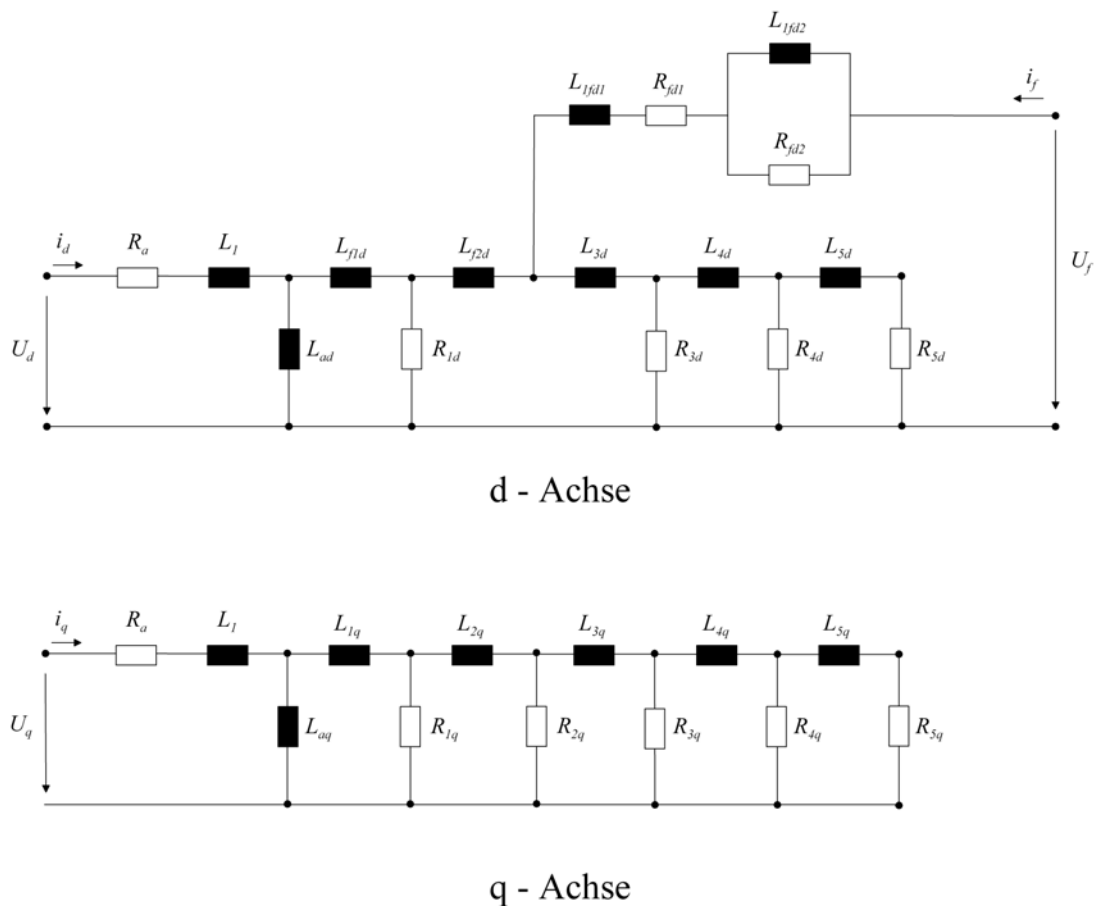


Abbildung 4.6: Kettenleitermodell für die Synchronmaschine

Der Kettenleiter liefert gegenüber dem Park'schen Modell genauere Ergebnisse. Dies gilt insbesondere bei der Simulation von Störfällen, bei denen im Generator Ströme mit niedrigen Frequenzen und der Fluss tief in das Rotoreisen eindringt. Zur Bestimmung der Kettenleiterparameter sind allerdings intensive Messungen der Frequenzgänge an realen

Maschinen notwendig, die nur mit großem Aufwand durchgeführt werden können. Dieser Umstand relativiert die vorteilhafte Nachbildung der Synchronmaschine durch das Kettenleitermodell.

4.2 Mathematisches Modell zur analytischen Beschreibung nach Bowler

In vielen Veröffentlichungen, die das Thema der subsynchronen Resonanzen behandeln [45], werden die mathematischen Modelle des mechanischen und elektrischen Systems (Kapitel 3/4) stark vereinfacht. Es entstehen Gleichungssysteme reduzierter Ordnung, die das Verhalten bei SSR zwar nur angenähert, aber für das grundlegende Verständnis und die Bewertung in Hinblick auf mögliche Risiken doch hinreichend genau wiedergeben. Häufige Anwendung findet das mathematische Modell von Bowler [26], das im Folgenden kurz vorgestellt wird.

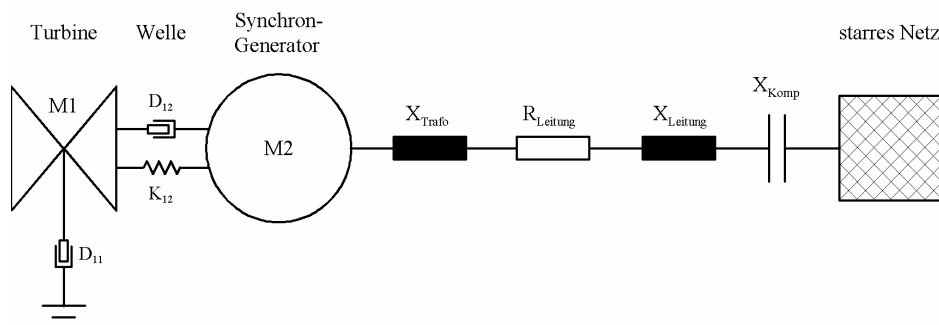


Abbildung 4.7: Vereinfachtes Systemmodell nach Bowler

Abbildung 4.7 zeigt das vereinfachte System, bestehend aus einem Generator und einer langen kompensierten Übertragungsleitung mit Einspeisung in ein starres Netz. Die Abbildung des elektrischen Systems erfolgt hier über die Darstellung des Frequenzgangs der gesamten Reaktanz, die als Summe der transienten Reaktanz des Generators, der Kurzschlussreaktanz des Transformators, der Leitungsreaktanz und der Netzreaktanz gebildet wird (4.2.1).

Im mechanischen System wird das gekoppelte Differentialgleichungssystem des Wellenstrangs mit Hilfe der Modalanalyse durch ein entkoppeltes Gleichungssystem ersetzt, das für die betrachteten Frequenzen separat gelöst wird (4.2.2).

4.2.1 Elektrisches System

Für das elektrische System bzw. das elektrische Moment M_{el} gilt es, einen einfachen Ausdruck zu finden, der die Änderung der mechanischen Bewegung der Welle berücksichtigt.

Hierzu wird die Drehmomentgleichung nach Park

$$M_{el} = \psi_d \cdot I_d - \psi_q \cdot I_q \quad (4.24)$$

stark vereinfacht. Der Ableitungsweg wird nachfolgend kurz erläutert.

Für die Flüsse gilt nach der Laplace-Transformation:

$$\psi_d(p) = -L_d(p) \cdot I_d + G(p) \cdot e_{fd} \quad (4.25)$$

$$\psi_q(p) = -L_q(p) \cdot I_q \quad (4.26)$$

mit: e_{fd} : im Feld gespeicherte magnetische Energie

$G(p)$: kinetische Energie des rotierenden Wellenstrangs

Bereits ab dieser Stelle wird die Rechnung im Laplace- bzw. Frequenz-Bereich durchgeführt, d. h. die Flüsse und Induktivitäten sind Funktionen der Variablen $p = j\omega$.

Unter Beachtung der wichtigen Annahme, dass d- und q-Achse die gleichen Induktivitäten besitzen ($L_d = L_q$), was bei Vollpolläufern als realistische Vereinfachung angesehen werden kann, kann für das elektrische Moment geschrieben werden:

$$M_{el} = G(p) \cdot e_{fd} \cdot I_q \quad (4.27)$$

Durch Linearisierung geht Gleichung 4.27 über in:

$$\delta M_{el} = E_{fd0} \cdot \frac{A(p)}{D(p)} \quad (4.28)$$

Für $A(p)$ und $D(p)$ ergeben sich folgende Ausdrücke:

$$A(p) = \frac{e_{q0}}{L_d(p)} \cdot \delta\varphi(p^2 + 1 - \omega_n^2) + \frac{E_{fd0}}{L_d(p)} \cdot \delta\omega((a+p)(p^2 + 1) + p\omega_n^2) \quad (4.29)$$

$$D(p) = a(a+2p) \cdot (p^2 + 1) + 2ap\omega_n^2 + (p^2 + (1 - \omega_n)^2) \cdot (p^2 + (1 + \omega_n)^2) \quad (4.30)$$

in denen ω_n die Resonanzfrequenz, R der ohmsche Widerstand und $L(p)$ die Induktivität des gesamten elektrischen Kreises sind. Die Zeitkonstante a ist gegeben durch:

$$\frac{R}{L(p)} \equiv a \quad (4.31)$$

Die Resonanzbedingung ist nun näherungsweise genau dann erfüllt, wenn der Nenner aus Gleichung 4.28 zu Null wird, also wenn gilt: $D(p) = 0$. Dies entspräche einer unendlich starken Änderung des elektrischen Moments. Unter der weiteren Annahme, dass $a \ll \omega_n$ kann Gleichung 4.28 weiter vereinfacht und in die Form gebracht werden:

$$\delta M_{el} = \frac{E_{fd0}}{2R} (-j e_{q0} \cdot \delta\varphi + E_{fd0} \cdot \delta\omega) = K_3 (K_2 \cdot \delta\varphi + K_1 \cdot \delta\omega) \quad (4.32)$$

Dies entspricht einem Blockdiagramm nach Abbildung 4.8.

Somit ist ein vereinfachter Zusammenhang zwischen der Anregung des Systems, d. h. als Funktion des Winkels und/oder der Winkelgeschwindigkeit, und der Antwort, d. h. des sich daraus ergebenden elektrischen Moments hergestellt.

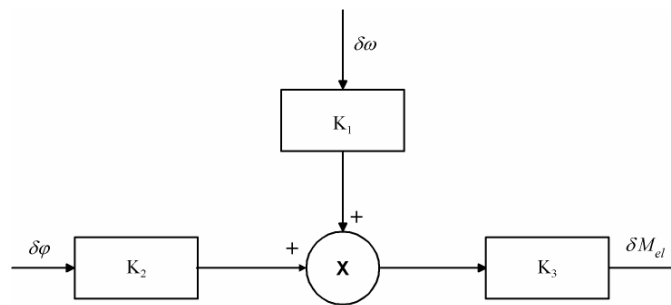


Abbildung 4.8: Blockdiagramm des elektrischen Systems

4.2.2 Mechanisches System

Das elektrische Moment δM_{el} wirkt auf die Welle bzw. auf den Wellenstrang. Dort führt es nicht nur zu einer (gewollten) Beschleunigung, sondern kann auch (ungewollt) eine Torsionsschwingung anregen. Daher muss im nächsten Schritt ein vereinfachter Ausdruck für die Antwort des mechanischen Systems gefunden werden. Sollte das dynamische Verhalten des gesamten Wellenstrangs berücksichtigt werden, so müsste entsprechend der Anzahl der torsionalen Moden das dazugehörige Differentialgleichungssystem gelöst werden. Jedoch interessieren bei der Untersuchung der SSR nur die Moden, die durch eine subsynchrone Drehfeldkomponente angeregt werden können. Dies sind in der Regel die Moden eins bis drei. Daher genügt es bei der Betrachtung des mechanischen Systems eine Gleichung aufzustellen, die das Schwingungsverhalten für die ersten Moden genügend

können z. B. unterschiedliche Analysemethoden oder die in Kapitel 2 vorgestellten Gegenmaßnahmen miteinander verglichen und auf deren Effizienz überprüft werden.

Zwei weit verbreitete und zur Analyse von SSR häufig eingesetzte Modelle sind das IEEE First Benchmark Model (FBM) und das Second Benchmark Model (SBM) [27] und [28]. Für die numerischen Berechnungen mit FELMEC (Kapitel 7) und die Simulationen mit NETOMAC (Kapitel 6) wird ausschließlich das FBM zum Einsatz kommen, da in dieser Arbeit nicht die Wechselwirkungen mit anderen Generatoren oder unterschiedlichen Netzgegebenheiten untersucht werden sollen. Der Vollständigkeit halber wird das SBM kurz vorgestellt.

4.3.1 IEEE First Benchmark Model (FBM)

Das FBM besteht aus einer kompensierten Übertragungsleitung, die einen Synchrongenerator mit einem starren Netz verbindet (Abb. 4.10).

Der Wellenstrang des Generators wird über einen Mehrmassenschwinger, wie in Kapitel 2 beschrieben, nachgebildet. Die Netzwerkparameter (X_T , X_L , X_{NETZ} , und R) und die Parameter der Synchronmaschine (elektrische und mechanische) werden in der Regel zu Beginn einer Untersuchung fest vorgegeben und sind auch für die in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen immer gleich und im Anhang A hinterlegt.

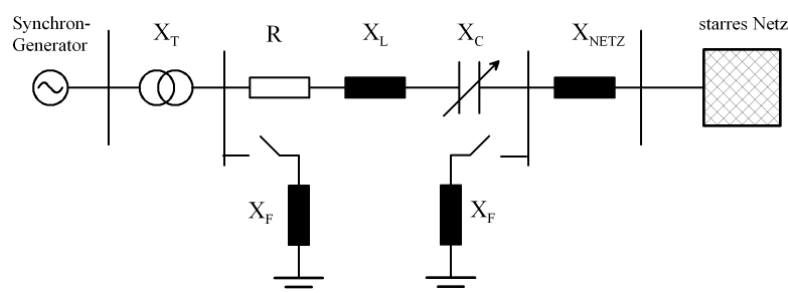


Abbildung 4.10: IEEE First Benchmark Model für SSR-Analysen

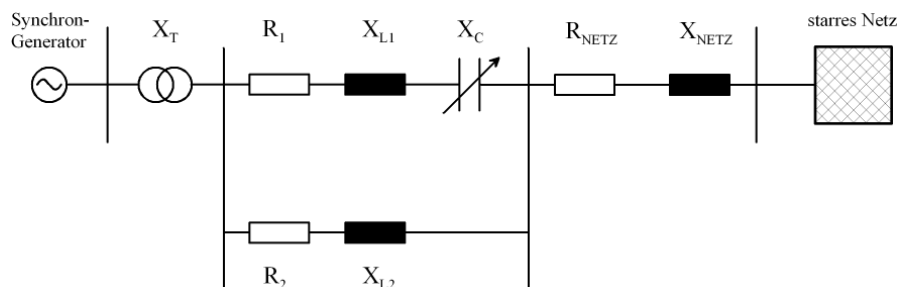
Die einzige Variable in diesem System ist die kapazitive Reaktanz der Reihenkomensation X_C . Durch Variation von X_C kann die Beeinflussung der Änderungen im elektrischen System auf das mechanische System des Wellenstrangs untersucht und eine Aussage darüber gemacht werden, bei welchen Kompensationsgraden eine Gefahr für

das Auftreten von SSR besteht. Die Einfachheit dieses Modells ist auch dessen großer Vorteil. Es kann so leicht in bestehende Simulationstools implementiert werden.

4.3.2 IEEE Second Benchmark Model (SBM)

Das FBM überzeugt, wie unter Punkt 4.2.1 schon erwähnt, durch seinen einfachen Aufbau. Allerdings ist dieses einfache Modell für die Nachbildung existenter Netztopologien nur begrenzt geeignet, da in der Realität selten ein einzelner Generator über eine separate Übertragungsleitung an ein starres Netz gekoppelt ist.

a)



b)

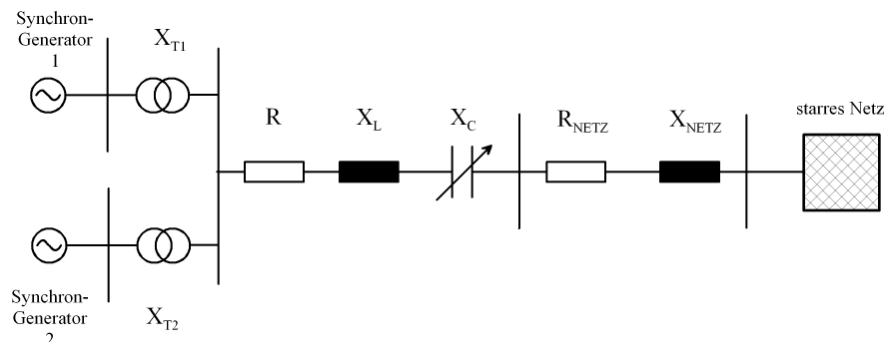


Abbildung 4.11: System 1 a) und System 2 b) des IEEE Second Benchmark Model für SSR-Analysen mit zwei parallelen Übertragungsleitungen

Das SBM hat genau wie das FBM eine einfache Grundstruktur, allerdings beinhaltet es zwei unterschiedlichen Systeme, die sich durch die Anzahl der Generatoren und die Netzstruktur voneinander unterscheiden. Für die Untersuchung „paralleler Resonanzen“, also der Auswirkungen mehrerer Übertragungsleitungen auf den Synchrongenerator, steht dem Anwender das System 1 mit zwei parallelen Übertragungsleitungen zur Verfügung (Abb. 4.11/a). Die wechselseitige Beeinflussung zwischen nah beieinander liegenden Synchrongeneratoren kann mit dem System 2 des SBM behandelt werden (Abb. 4.11/b).

5 Simulationsprogramme zur Analyse von SSR

Zu einer korrekten Erfassung der elektromechanischen Wechselwirkung müssen das elektrische und mechanische Teilsystem eines Generators simultan gelöst werden. Hierzu eignen sich besonders Finite-Elemente oder Finite-Differenzen Programme, die inzwischen in der Lage sind, solche gekoppelten Berechnungen durchzuführen. Diese Vorgehensweise ist allerdings sehr aufwendig und zeitintensiv. Eine Alternative, die den Aufwand deutlich verringert, ist der Einsatz von Programmen, die das mechanische und elektrische System, wie in Kapitel 3 bzw. 4 beschrieben, durch geeignete Ersatzmodelle abbilden.

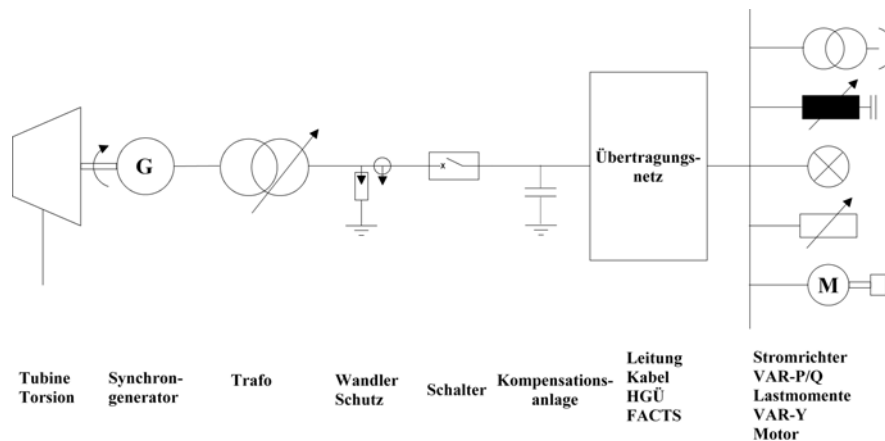


Abbildung 5.1: Darstellung der im Simulationsprogramm eingebundenen Module zur Berechnung von elektrischen Übertragungssystemen

Mit fortschreitender Entwicklung der Computertechnologie in den siebziger Jahren des zwanzigsten Jahrhunderts, entstanden auch die ersten Simulationsprogramme zur Berechnung von Ausgleichsvorgängen in Energieversorgungsnetzen. Neben dem in dieser Arbeit eingesetzten Programm NETOMAC (Network-Torsion-Machine-Control) gibt es heute eine Vielzahl von Programmen (z. B. PSS/E [77], DIgSILENT [78], EMTP [79]),

mit denen elektromechanische und elektromagnetische Ausgleichsvorgänge in komplexen Netzwerken analysiert werden können.

Die Programme erlauben eine detaillierte Nachbildung bestehender und in Planung befindlicher Netzstrukturen. Dabei können nahezu alle, derzeit in der Energietechnik eingesetzten Betriebsmittel und Regelstrukturen eingebunden und deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem untersucht werden (Abb. 5.1).

5.1 Das Simulationsprogramm NETOMAC

Bei der detaillierten Untersuchung von SSR-Phänomenen müssen verschiedene Subsysteme, bestehend aus dem Wellenstrang, dem Generator, den Kontroll- und Regeleinrichtungen für die Erregung und die Turbine und dem elektrischen Netz, miteinander gekoppelt werden. Abbildung 5.2 zeigt exemplarisch die Einbindung eines Generatorsatzes ins Energieversorgungsnetz und deren Interaktion.

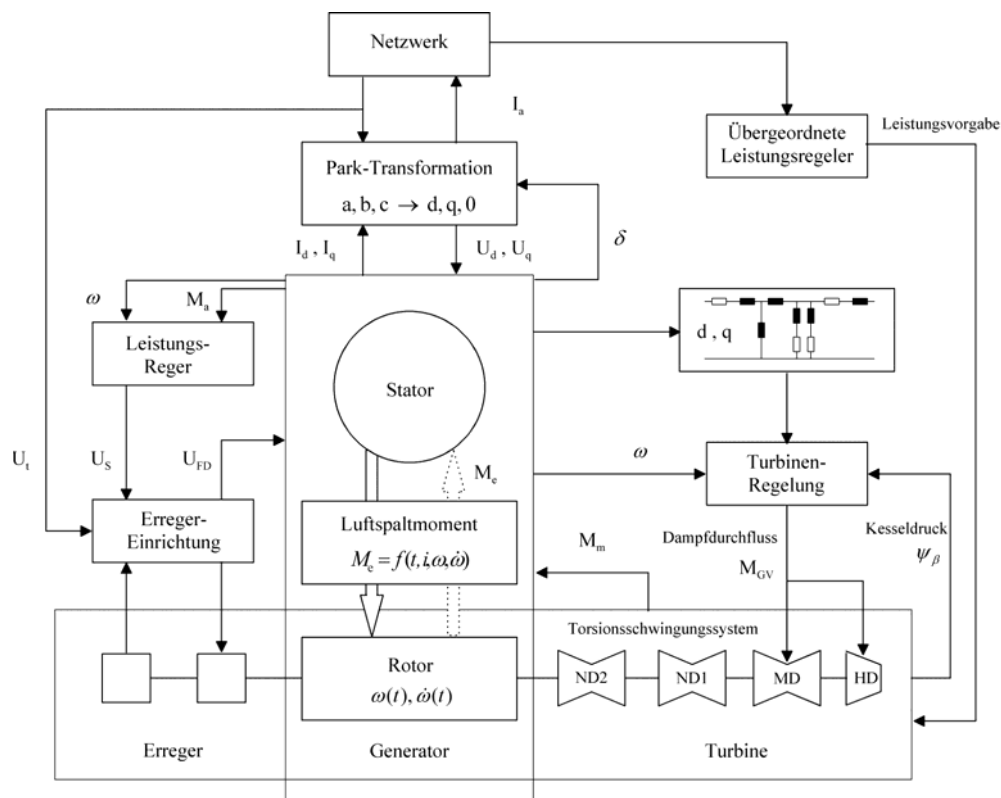


Abbildung 5.2: Einbindung des Generators mit Erregereinrichtung und Wellenstrang an das Netz

Hierdurch wird deutlich, wie komplex das Zusammenspiel der verschiedenen Teilsysteme ist. Durch die modulare Programmstruktur bietet NETOMAC die Möglichkeit, die einzelnen Teilsysteme separat aufzubauen und durch programminterne Kopplungen zu verknüpfen. Aufbauend auf dem zu Beginn einer Untersuchung einmal erzeugten Simulationsmodell kann dieses beliebig erweitert werden. Zudem können Ausgleichsvorgänge zwischen elektrischem und mechanischem System im Zeit- und Frequenzbereich analysiert werden.

5.1.1 Kopplung zwischen elektrischem und mechanischem System

In NETOMAC kann der Generator durch die in Kapitel 4.1 abgeleiteten Park-Gleichungen nachgebildet und in das elektrische Energieversorgungsnetz integriert werden, dessen Differentialgleichungen mit Hilfe des Differenzenleitwertverfahrens [59] gelöst werden. Die Kopplung zwischen elektrischem und mechanischem System erfolgt, wie in Abbildung 5.2 zu erkennen ist, im Luftspalt des Generators über die Beziehungen für das elektrische und mechanische Drehmoment:

$$J \frac{d\omega}{dt} = \sum \text{Drehmomente} = M_{\text{mech}} - M_{\text{el}} \quad \text{mit} \quad \omega = \frac{d\varphi}{dt} \quad (5.1)$$

$$M_{\text{el}} = \psi_d \cdot I_d - \psi_q \cdot I_q$$

5.1.2 Analysebeispiel mit NETOMAC

Es gibt unterschiedliche Methoden, mit denen elektro-mechanischer Systeme auf ein mögliches Auftreten von SSR hin untersucht werden können. Alle Methoden greifen dabei auf ein Modell zurück, das die elektrischen und mechanischen Eigenschaften des zu untersuchenden Systems hinreichend genau wiedergibt. Hierzu wird auf Grundlage des First Benchmark Models (Kapitel 4.3) ein Systemmodell bestehend aus Generator und kompensierter Übertragungsleitung erzeugt. Der Generator wird durch das Ersatzschaltbild nach Park mit der Erweiterung durch Canay nachgebildet (Abb. 4.5). Das in Kapitel 3 abgeleitete Feder-Masse-Modell aus konzentrierten Elementen modelliert den Wellenstrang. Die Parameter des Ersatzschaltbildes und des Feder-Masse-Modells sind den Datenblättern des, in dieser Arbeit untersuchten 775 MVA Turbogenerators, entnommen und im Anhang A zusammengestellt.

Durch den modularen Aufbau des Programms können SSR-Analysen sowohl im Frequenzbereich als auch im Zeitbereich durchgeführt werden, ohne das zu Beginn der Untersuchung aufgestellte Systemmodell ändern zu müssen. Nachfolgend werden drei Möglichkeiten der Analyse von SSR exemplarisch mit NETOMAC durchgeführt.

5.1.3 Analyse des Frequenzgangs

Wie schon in Kapitel 2 erläutert, können subsynchrone Resonanzen auftreten, wenn die Resonanzfrequenz des Übertragungsnetzes f_e komplementär zu einer der Torsions-Eigenfrequenzen des mechanischen Wellenstrangs ist:

$$f_m = f_n - f_e \quad (5.2)$$

Folglich ist die Analyse des Frequenzgangs des passiven Systems Netz - Generator eine geeignete Methode, um das mögliche Auftreten von SSR zu untersuchen.

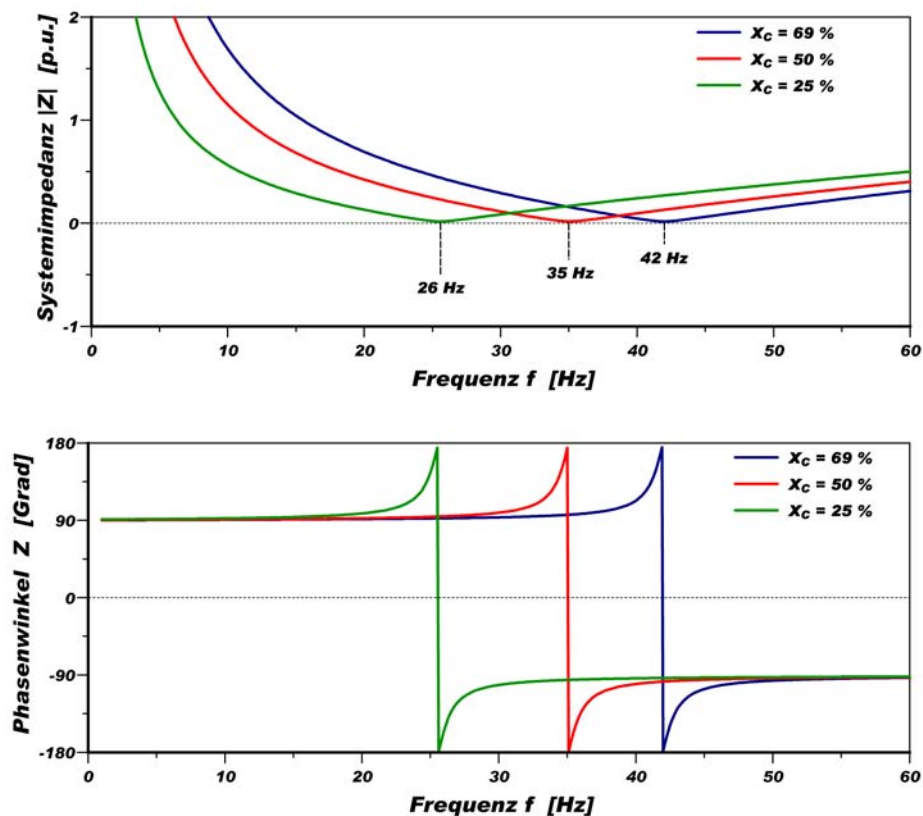


Abbildung 5.3 Betrag und Phase der Systemimpedanz $Z(j\omega)$ des passiven Netzes aus Sicht des Generators bei Variation der Kompensationsgrade X_C

Der Frequenzgang der Systemimpedanz $Z(j\omega)$ wird aus Sicht des Generatorluftspalts für Frequenzen von 0 bis 60 Hz für unterschiedliche Kompensationsgrade X_C aufgenommen. Der Generator wird durch seine subtransiente Impedanz $Z(j\omega) = R_a + j\omega L_d''$ in das elektrische Netz eingebunden.

In Abbildung 5.3 sind Betrag und Phase der Systemimpedanz $Z(j\omega)$ des passiven Netzes über der Frequenz für verschiedene Kompensationsgrade X_C aufgetragen. Die elektrischen Resonanzfrequenzen liegen bei der Frequenz, an der der Betrag der Impedanz ein Minimum nahe Null und die Phase einen Nulldurchgang besitzt. Die ersten beiden subsynchronen Resonanzfrequenzen des Wellenstrangs liegen bei $f_{m1} = 18$ Hz und $f_{m2} = 34$ Hz. Für die beiden Fälle, bei denen die Übertragungsleitung mit $X_C = 69\%$ oder $X_C = 25\%$ kompensiert wird, liegen die Resonanzstellen bei $f_{e1} = 42$ Hz und $f_{e2} = 26$ Hz und erfüllen damit die Bedingung aus (5.2) für SSR. Die Analyse des Frequenzgangs zeigt, dass für die hier vorgegebene einfache Netzstruktur bei Kompensationsgraden von 69 % bzw. 25 % eine Gefahr für das Auftreten von SSR besteht.

5.1.4 Bestimmung der elektrischen Dämpfungskoeffiziente D_e

Die Synchronmaschine ist ein schwingungsfähiges System, das im stationären Betrieb kleine Schwingungen ausführt. Die der synchronen Drehbewegung mit der Auslenkung $\Delta\varphi$ und der Frequenz $\lambda\omega_N$ ($\lambda \ll 1$) überlagerten Schwingungen erzeugen ein zusätzliches elektrisches Drehmoment im Luftspalt des Generators [76]:

$$\frac{\Delta \bar{T}_e}{\Delta \bar{\varphi}} = K_e + j\lambda D_e \quad (5.3)$$

Wie der Name schon sagt, gibt der Dämpfungskoeffizient D_e an, ob der Generator Schwingungen einer bestimmten Frequenz dämpft oder diese noch unterstützt. Für die beiden SSR kritischen Kompensationsgrade der Übertragungsleitung, die aus der Analyse des Frequenzgangs identifiziert wurden, wird der elektrische Dämpfungskoeffizient D_e über der Frequenz berechnet (Abb. 5.4). Deutlich erkennbar ist, dass die Dämpfung bei 18 Hz ($X_C = 69\%$) und 34 Hz ($X_C = 25\%$) stark negative Werte aufweist. Das sind genau die beiden ersten Eigenfrequenzen des Wellenstrangs und außerdem die zu den Resonanzfrequenzen des Netzes komplementären Frequenzen. Hieraus folgt, dass es schon durch geringe Störungen im mechanischen oder elektrischen System (z. B. Schalthandlungen im Netz) zu SSR kommen kann, da die zusätzlich auftretenden Momente

im Luftspalt des Generators durch die geringe elektrische Dämpfung weiter angefacht werden.

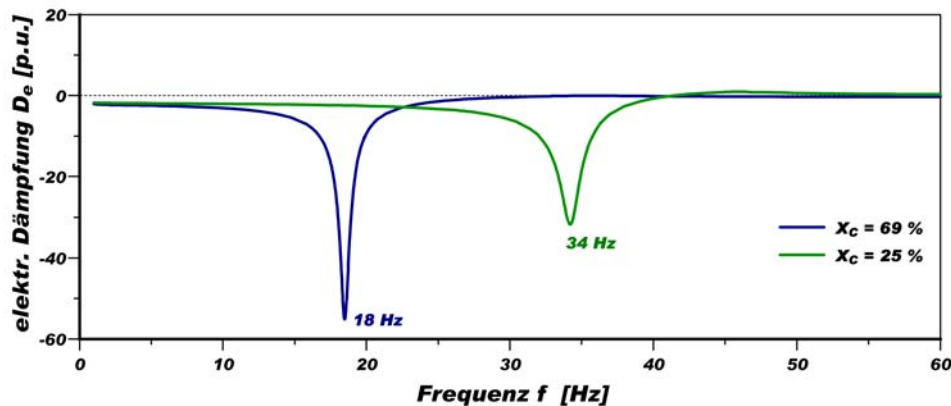


Abbildung 5.4 Elektrischer Dämpfungskoeffizient D_e des untersuchten Systems für die Kompensationsgrade $X_C = 69\%$ und 25%

5.1.5 Simulation im Zeitbereich

Die Analyse des Frequenzgangs und die Berechnung des elektrischen Dämpfungskoeffizienten haben gezeigt, dass Kompensationsgrade von 69 % bzw. 25 % zu subsynchronen Resonanzen führen können. Allerdings sagen diese Verfahren noch nichts über die dynamische Beanspruchung des Wellenstrangs in Folge der zusätzlich auftretenden subfrequenten Ströme und / oder Momente aus. Hierzu ist die Simulation der kritischen Systembedingungen im Zeitbereich notwendig, die die transienten Wechselwirkungen zwischen mechanischem und elektrischem System berechnet. Als Grundlage der Simulation dient unverändert das zu Beginn der SSR-Analyse aufgestellte Modell.

Als Störung, die auf Grund der Netzstruktur zusätzliche subfrequente Ströme erzeugt, wird eine 3-polige Kurzschlussabschaltung von $t_{KA} = 100$ ms in der mit $X_C = 69\%$ kompensierten Übertragungsleitung simuliert. Bei der dreipoligen Kurzschlussabschaltung für eine Unterbrechungszeit von $t_{KA} = 100$ ms (3pol-KA_100) in der kompensierten Übertragungsleitung werden alle drei Phasen beim Spannungs nulldurchgang einer Phase zeitgleich kurzgeschlossen. Im Generator tritt zu diesem Zeitpunkt der höchste Phasenstrom auf d. h., es liegt maximale Flussverkettung vor. Das bedeutet maximale Beanspruchung des Wellenstrangs im Augenblick des Kurzschlusses. Allerdings sind die auftretenden Ströme bei weitem nicht so hoch, wie bei einem dreipoligen Kurzschluss direkt an der Sammelschiene des Generators. Hier wirkt die lange Übertragungsleitung

dämpfend. Die Klärung des Kurzschlusses nach 100 ms ist für den Generator gleichbedeutend mit einer Fehlsynchronisation, die eine mehr oder weniger große Winkelabweichung zwischen Netz- und Polradspannung aufweist. Durch die Resynchronisierung des Generators mit dem Netz treten erneut Ausgleichsvorgänge auf, die unter anderem niederfrequente PolradSchwingungen erzeugen und die Torsionsmomente aus dem Kurzschluss überlagern. Der 3pol-KA_100 ist auch ohne eine Kompensation in der Übertragungsleitung eine Störung, die ein großes Frequenzspektrum im Strom verursacht. Die Auswirkungen, die dieser Fehler in Verbindung mit einer Leitungskompensation hat, werden nachfolgend aufgezeigt.

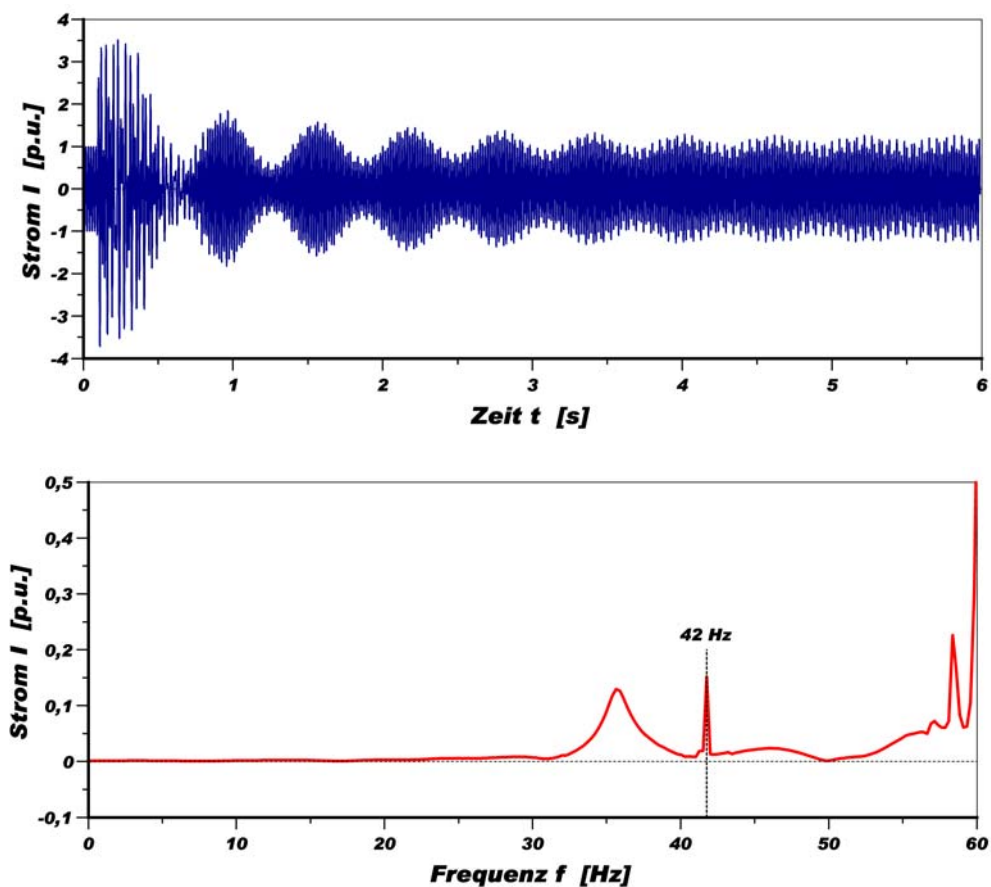


Abbildung 5.5 Statorstrom und Frequenzspektrum für eine Kurzschlussabschaltung nach 100ms bei einem Kompensationsgrad $X_C = 69\%$

Abbildung 5.5 zeigt den Strom an den Generatorklemmen während und nach der Kurzschlussabschaltung. Zusätzlich ist auch das Frequenzspektrum des Stroms dargestellt. Hier ist ein Peak bei $f_e = 42$ Hz zu erkennen, der durch den subsynchronen Frequenzanteil

im Strom entsteht. Der zweite im Frequenzspektrum auftretende Peak entspricht der Nennfrequenz des Generators von $f_N = 60$ Hz. Durch die Analyse des Frequenzgangs wurde die Frequenz f_e als Resonanzfrequenz des Netzes identifiziert (vgl. Abschnitt 5.2.1).

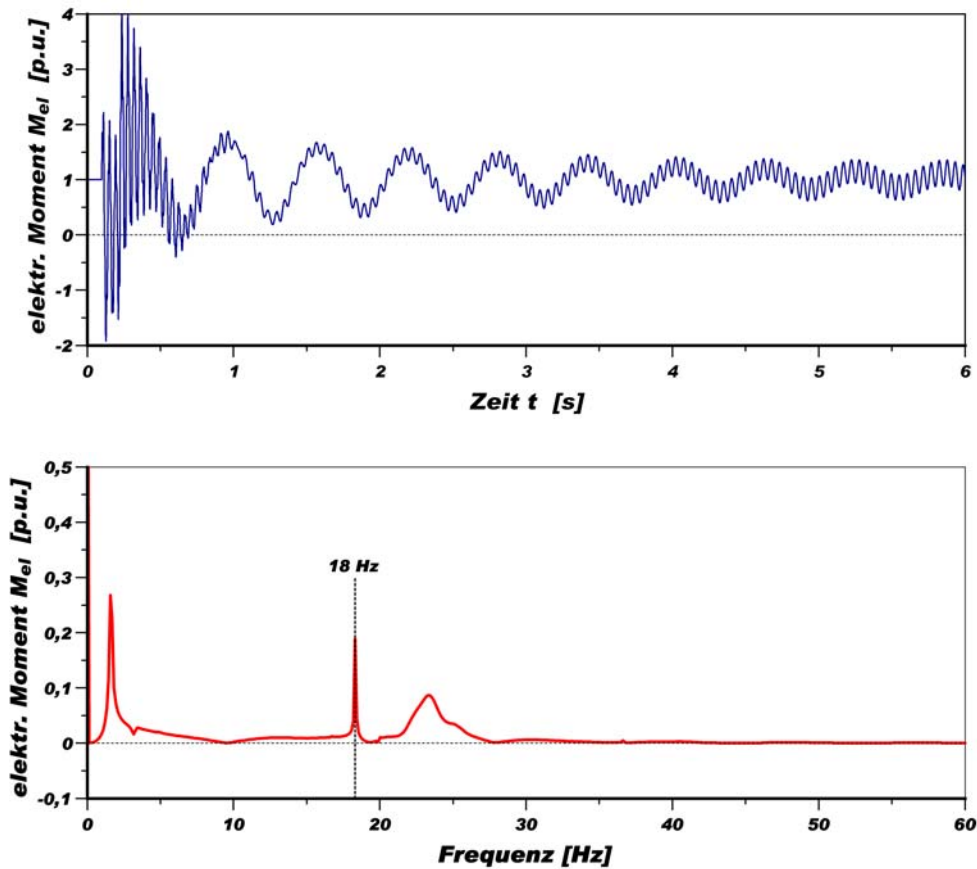


Abbildung 5.6 Elektrisches Moment und Frequenzspektrum für eine Kurzschlussabschaltung nach 100ms bei einem Kompensationsgrad $X_C = 69\%$

In Abbildung 5.6 sind der Zeitverlauf und der Frequenzgang des elektrischen Moments aufgezeigt. Es ist deutlich erkennbar, dass das Moment nach der Unterbrechung nicht wieder in einen stabilen Arbeitspunkt zurückkehrt, sondern mit steigender Amplitude um den Nennpunkt oszilliert. Die Frequenzen, mit der das elektrische Moment schwingt, können aus dem Frequenzspektrum abgelesen werden. Neben einem Frequenzanteil nahe Null, enthält das Spektrum vor allem den Anteil mit der Frequenz $f_{m1} = 18$ Hz. Das ist wiederum genau die erste Eigenfrequenz des Wellenstrangs, die ebenfalls im Frequenzspektrum des mechanischen Moments zwischen Niederdruckturbine 2 und Generator auftritt (Abb. 5.7). Vor allem im Momentenverlauf nach der Kurzschlussabschaltung wird die Gefahr der SSR deutlich. Die Torsionsschwingungen haben schon

kurz nach der Störung Amplituden vom 5-fachen Nennmoment und klingen nicht etwa ab, sondern steigen mit fortlaufender Zeit weiter an. Ohne geeignete Überwachungsmaßnahmen, die den Generator direkt vom Netz trennen, sind schwere Schäden am kompletten Generatorstrang unvermeidlich.

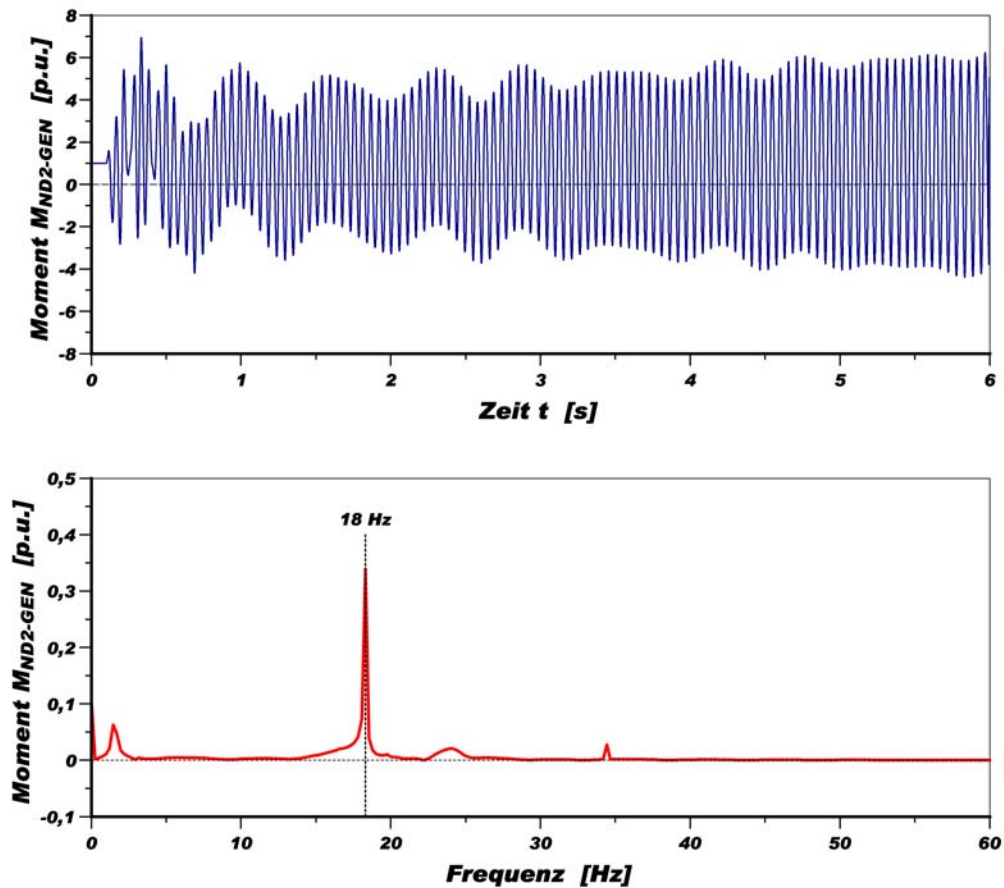


Abbildung 5.7 Moment und Frequenzspektrum zwischen Niederdruckturbine 2 und Generator für eine Kurzschlussabschaltung nach 100ms bei einem Kompensationsgrad $X_C = 69\%$

Die hier durchgeführte Berechnung einer subsynchronen Resonanz in einem 775 MVA Turbosatz in Verbindung mit einer langen, kompensierten Übertragungsleitung (Kompensationsgrad: $X_C = 69\%$) in Folge einer dreipoligen Kurzschlussabschaltung (Fehlerklärungszeit: $t_{KA} = 100$ ms) wird auch in Kapitel 7 als Vergleichsrechnung verwendet. In dem Kapitel wird das Park'sche Ersatzschaltbild, durch Vergleich der hier simulierten Strom- und Momentenverläufe mit denen einer numerischen Referenzrechnung, auf dessen Gültigkeit bei der Berechnung der subsynchronen Resonanzen hin untersucht.

5.2 Das Finite-Differenzen-Zeitschrittprogramm FELMEC

Das Programmsystem FELMEC ist ein Finite-Differenzen-Zeitschritt-Programm zur Berechnung von transienten Vorgängen in elektrischen Maschinen. Es wurde am Lehrstuhl für Elektrische Antriebe und Mechatronik entwickelt und erlaubt die Analyse von Asynchron- und Synchronmaschinen [66], [67]. Durch die verallgemeinerte Betrachtung der Wicklungen von Stator und Rotor ist es möglich die Simulation beliebiger Wicklungsstrukturen, einschließlich eines externen Vorschaltnetzwerkes, zu erfassen. Zeitabhängige Wirbelstrom- und Temperaturverteilungen im Bereich leitfähiger Gebiete werden ebenfalls berücksichtigt. Dank einer direkten Kopplung mit einem Torsionsschwingungssystem können elektromechanische Ausgleichsvorgänge analysiert werden.

Da am 755 MVA Generator, der in dieser Arbeit als praktisches Beispiel dient, keine Referenzmessungen durchgeführt werden können, werden die mit FELMEC gewonnenen Ergebnisse als die am nächsten der Wirklichkeit liegenden betrachtet. Sie werden als Referenz zur Beurteilung anderer Berechnungsmethoden herangezogen. Um die spezielle Fragestellung bei der SSR untersuchen zu können, müssen am Programm wesentliche Änderungen, insbesondere bei der Modellierung des Wellenstranges und des Netzes vorgenommen werden. Nachfolgend werden die wichtigsten Merkmale des erweiterten Programmes kurz erläutert.

5.2.1 Das Verfahren der Finite-Differenzen-Zeitschrittrechnung für rotierende elektrische Maschinen

Das Verfahren zur Berechnung von rotierenden elektrischen Maschinen mittels der Finite-Differenzen-Zeitschrittrechnung wurde bereits in vielen Arbeiten [66], [67], [68], [69] und [70] hergeleitet. Der Vollständigkeit halber werden an dieser Stelle lediglich die Grundzüge des Verfahrens dargestellt.

Grundgleichungen

Als Grundlage zur Berechnung elektromagnetischer Felder im zweidimensionalen Bereich dient die erste Maxwell'sche Gleichung:

$$\operatorname{rot} \vec{H} = \vec{J} + \frac{\delta}{\delta t} \vec{D} \quad (5.4)$$

Durch die Beziehungen $\vec{B} = \mu \vec{H}$ und durch Einführen des magnetischen Vektorpotentials \vec{A} über die Beziehung: $\vec{B} = \operatorname{rot} \vec{A}$ kann die linke Seite von Gleichung (5.4) geschrieben werden als:

$$\operatorname{rot} \left(\frac{1}{\mu} \cdot \operatorname{rot} \vec{A} \right) \quad (5.5)$$

Die Flächenintegration und die Anwendung des Integralsatzes von Stoke eliminiert die doppelte Integration und Gleichung (5.5) und wird zum Durchflutungsgesetz in integraler Form:

$$\oint \frac{1}{\mu} \operatorname{rot} \vec{A} \cdot d\vec{l} = \iint \vec{J} \cdot d\vec{a} + \frac{d}{dt} \iint \vec{D} \cdot d\vec{a} \quad (5.6)$$

Die Wirbelstromgleichung wird aus der zweiten Maxwell'schen Gleichung:

$$\operatorname{rot} \vec{E} = - \frac{\partial \vec{B}}{\partial t} \quad (5.7)$$

und durch Einsetzen der Beziehungen $-\operatorname{rot} \operatorname{grad} \phi_{el} = 0$ für das elektrische Potential und $\vec{J} = \gamma \vec{E}$ abgeleitet:

$$\vec{J} = \gamma \cdot \left(- \frac{\partial \vec{A}}{\partial t} - \operatorname{grad} \phi_{el} \right) \quad (5.8)$$

Räumliche Diskretisierung

Die räumliche Diskretisierung erfolgt über ein orthogonales Gitter in Polarkoordinaten, das über das zu berechnende Gebiet gezogen wird. Ein Verfahren, das für die Geometrie von rotierenden Maschinen besonders günstig ist. Jedes so entstandene Teilgebiet (Gitterzelle) wird durch die Permeabilität μ und die Leitfähigkeit γ sowie die Stromdichte \vec{J} vollständig beschrieben. Dabei können die Größen für die einzelnen Gebiete als konstant angenommen werden.

Unter der Annahme, dass nur rein axiale Ströme im betrachteten Gebiet auftreten, kann von einer zweidimensionalen Feldverteilung ausgegangen werden. Damit gilt für das Vektorpotential im Punkt P(i,k) einer ausgewählten Gitterzelle (Abb. 5.8):

$$\vec{A}_{i,k} = A_{i,k} \cdot \vec{e}_z \quad (5.9)$$

Auf Grund dieser Beziehung wird im Folgenden eine vektorlose Darstellung für das Vektorpotential A und die Stromdichte J gewählt.

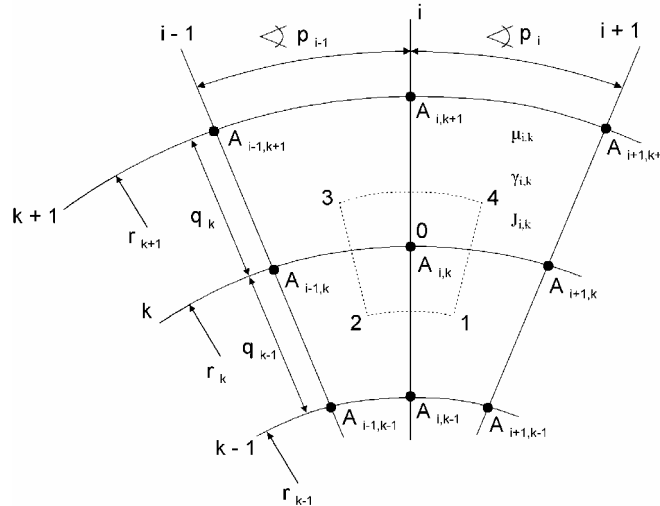


Abbildung 5.8: Ausschnitt aus dem polaren FD-Gitter mit Gitterweiten in Umfangsrichtung p_{i-1} und p_i im Bogenmaß sowie radialen Gitterweiten q_{k-1} und q_k an zentralen Knoten 0 angrenzenden Zellen. Fünf-Punkte-Stern aus zentralem Knoten 0 und seinen unmittelbaren Nachbarn. Integrationsweg für Auswertung des Durchflutungsgesetzes gestrichelt [70].

Das Linienintegral aus Gleichung (5.6) wird entlang der in Abbildung 5.8 eingezeichneten gestrichelten Linie gebildet. Nach [66] kann hierdurch:

$$\oint \frac{1}{\mu} \text{rot} \vec{A} \cdot d\vec{l} \approx \alpha_0 \cdot A_0 - \sum_{j=1}^4 \alpha_j \cdot A_j \quad (5.10)$$

als diskretisierte Näherung für die linke Seite angegeben werden, wobei der mittlere Knoten mit 0 und die benachbarten Knoten mit 1 ... 4 indiziert werden.

Ausschlaggebend für die Berechnung der rechten Seite von Gleichung (5.6) ist die Lage des zentralen Knotens 0. In Gebieten mit von außen eingeprägten Strömen (z. B. im Bereich der Stator- und Rotorwicklungen) wird die Stromdichte als konstant angenommen und das Flächenintegral wird zu:

$$\iint J \cdot da = F_{N,i,k} \cdot i_\rho \quad (5.11)$$

mit der Flächenwindungszahl $F_{N,i,k}$ und dem dazugehörigen Spulenstrom i_p .

Die Wirbelstromgebiete, in Synchronmaschinen sind das die Bereiche der Dämpferstäbe und des massiven Rotoreisens, werden als supraleitend kurzgeschlossene Gebiete angenommen, wodurch das elektrische Potential ϕ_{el} in der Wirbelstromgleichung (5.8) auf Null gesetzt werden kann. Die rechte Seite wird somit zu:

$$\iint J \cdot da = F_{\gamma,i,k} \cdot \left(-\frac{\delta A_{i,k}}{\delta t} \right) \quad (5.12)$$

mit dem Flächenleitwert $F_{\gamma,i,k}$.

Sowohl Stator als auch Rotor werden in dieser Form mit einem voneinander unabhängigen Gitternetz überzogen. Die Simulation rotierender Maschinen erfordert eine spezielle Verknüpfung der beiden Netzze im Luftspalt, um die Verdrehung des Rotors gegenüber dem Stator nachzubilden. Aus diesem Grund wird im Übergang ein variables 6-Punkt-Gitter aus drei azimuthalen Schichten verwendet, welches die gegeneinander verdrehten Gitter miteinander koppelt. Eine ausführliche Beschreibung der Kopplung ist bereits für die Asynchronmaschine in [66] gegeben und kann auf unterschiedliche Maschinentypen angewandt werden.

Zeitliche Diskretisierung

Neben der in Kapitel 5.4.2 ausgeführten Diskretisierung des Rechengebiets ist zur Lösung der aus den Gleichungen 5.10 und 5.12 abgeleiteten Differentialgleichung:

$$\alpha_0 \cdot A_0 - \sum_{j=1}^4 \alpha_j \cdot A_j = F_{\gamma,i,k} \cdot \left(-\frac{\delta A_{i,k}}{\delta t} \right) \quad (5.13)$$

eine Diskretisierung nach der Zeit erforderlich. In [66] wurde zur Lösung der Zeitgleichungen die Methode von Crank-Nicholsen, eine Mittelwertbildung aus explizitem und implizitem Verfahren, angewendet. Dieses Verfahren ist bei linearen Problemen absolut stabil, kann aber bei Berücksichtigung nichtlinearer Materialeigenschaften ($\alpha_j \neq const$) zu Instabilitäten führen. Aus diesem Grund wurde in [70] die θ -Methode eingeführt, die in dem bekannten Zeitschritt und dem zu berechnenden Zeitschritt unterschiedlich gewichtet:

$$\left[\left(\frac{F_{\gamma,0}}{(1-\theta) \cdot h} + \alpha_0 \right) \cdot A_0 - \sum_{j=1}^4 \alpha_j \cdot A_j \right]_{t+h} \quad (5.14)$$

$$= \left[\left(\frac{F_{\gamma,0}}{(1-\theta) \cdot h} - \frac{\theta}{(1-\theta)} \cdot \alpha_0 \right) \cdot A_0 + \frac{\theta}{(1-\theta)} \sum_{j=1}^4 \alpha_j \cdot A_j \right]_t$$

Durch den frei wählbaren Parameter θ in Gleichung (5.14) kann das numerische Stabilitätsverhalten beeinflusst werden. Die Wahl $\theta = 0,5$ entspricht dabei dem Crank-Nicholsen Verfahren. Weiterhin ergeben sich ausschließlich für $\theta \leq 0,5$ gesicherte stabile Lösungen. Wird θ zu klein gewählt, werden nicht nur unerwünschte numerische Oszillationen gedämpft, sondern auch die gesuchten Systemdämpfungen.

5.2.2 Einbindung eines Vorschaltnetzwerks und eines Mehr-Massen-Modells des Wellenstrangs ins Programmsystem von FELMEC

Um elektromechanische Vorgänge analysieren zu können wurde in FELMEC die Möglichkeit geschaffen, den Wellenstrang als Mehr-Massen-Modell einzubinden und über ein externes Vorschaltnetzwerk eine beliebige Netzkonfiguration nachzubilden [70].

Vorschaltnetzwerk

In Abbildung 5.9 ist die Struktur des Gleichungssystems zur Berechnung von Asynchron- und Synchronmaschinen gegeben. Auf der rechten Seite stehen mit dem Vektorpotential, den Strömen und den Knotenspannungen die Unbekannten. Auf der linken Seite stehen aus dem vorangegangenen Zeitschritt bekannte Größen, sowie eingeprägte Spannungen und Lastmomente.

Die elektromagnetischen Feldgleichungen beinhalten die mit den Koeffizienten α gewichteten unbekanntem Vektorpotentiale und die Stator- und Erregerströme, die über ihre Flächenwindungszahlen gewichtet werden. Stator-, Rotor-, und Erregerspannungsgleichungen sind ähnlich in ihrer Struktur. Alle sind direkt mit den Vektorpotentialen sowie dem eigenen Stromkreis verknüpft. Die Berechnung des elektrischen Moments und damit der Rotorbewegung basiert ebenfalls auf der Lösung des Vektorpotentials und wird im Anschluss an die Feldberechnung durchgeführt.

elektromagn. Feldgl.	$\begin{matrix} & & [0] \\ & [a] & \\ [0] & & \end{matrix}$	$[0]$	$[0]$	$[F_{N1}]^T$	$[F_7]^T$	$[F_{N2}]^T$	$[0]$	$\cdot \begin{bmatrix} [A] \\ [X_{ZWE}] \\ [u_A] \\ [x_1] \\ [x_2] \\ [x_3] \\ [x_{bew}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [b_a] \\ [b_{ZWE}] \\ [b_A] \\ [b_1] \\ [b_2] \\ [b_3] \\ [b_{bew}] \end{bmatrix}$
Netzwerkgl.	$[0]$	$[T_z]$	$[K_{Az}]$	$[K_1]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	
	$[0]$	$[0]$	$[T_A]$	$[K_A]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	
Statorspgs.gl.	$[F_{N1}]$	$[0]$	$[K_u]$	$[M_1]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	
Rotorspgs.gl. (ASM)	$[F_7]^T$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	$[M_2]$	$[0]$	$[0]$	
Erreger- spgs.gl. (SM)	$[F_{N2}]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	$[M_3]$	$[0]$	
Bewegungsgl.	$[M_{bew}]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	

Abbildung 5.9: Struktur des Gleichungssystems zur Berechnung von Asynchron- und Synchronmaschinen

Gegenüber dem ursprünglich in [66] vorgestellten Gleichungssystem, sind für den Fall, dass ein Vorschaltnetzwerk berücksichtigt wird, die zusätzlichen Teilmatrizen und Teilvektoren eingefügt. Die Erweiterung ist in Abbildung 5.9 umrandet dargestellt. Die Klemmspannungen des Stators, die in [66] noch fest vorgegeben wurden, werden jetzt über eine Maschenmatrix $[K_u]$ und den Leiter-Erdspannungen $[u_A]$ an den Ausgangsklemmen des Vorschaltnetzwerks berechnet.

Mehrmassenschwinger

Wie in Kapitel 3.1 beschrieben, wird ein schwingungsfähiges mechanisches System häufig durch gewöhnliche Differentialgleichungen beschrieben und somit durch konzentrierte Elemente dargestellt. Dabei werden für jedes Element die wesentlichen Eigenschaften (Trägheit, Elastizität, viskose Reibung) angegeben. Auch in [70] wird zur Beschreibung des Wellenstrangs ein Feder-Masse-Modell eingesetzt. Dabei wird zur Aufstellung des Gleichungssystems die Analogie zwischen elektrischen Netzwerken und mechanischen Systemen ausgenutzt, in dem bei der eindimensionalen Rotationsbewegung das Drehmoment M als Analogon der Stromstärke i aufgefasst werden kann [71]. Tabelle 5.1 zeigt die hieraus entwickelte Gegenüberstellung mechanischer Größen und den Zusammenhang mit den entsprechenden Ausdrücken in der Elektrotechnik.

Elektrische Gleichungen	Mechanische Gleichungen
$i = C \cdot \frac{du}{dt}$	$M = J \cdot \frac{d\omega}{dt}$
$u = L \cdot \frac{di}{dt}$	$\omega = \frac{1}{k} \cdot \frac{dM}{dt}, \quad M = k \cdot \varphi = k \cdot \int \omega dt$
$i = \frac{1}{R} \cdot u$	$M = d \cdot \omega$
Knoten: $\sum i = \sum \left(\frac{1}{R} \cdot u + C \cdot \frac{du}{dt} + \frac{1}{L} \cdot \int u dt \right) = 0$	Verzweigungspunkt: $\sum M = \sum \left(d \cdot \omega + J \cdot \frac{d\omega}{dt} + k \cdot \int \omega dt \right) = 0$
Masche: $\sum u = 0$	Umlauf über relative Winkelgeschwindigkeiten: $\sum \omega = 0$
Potential gegen Erde	Winkelgeschwindigkeit gegenüber des Maschinenfundaments
ideale Leitende Verbindung $u = 0$, unabhängig von i .	starre Verbindung: $\omega = 0$, unabhängig von M .
offene Klemmen $i = 0$, unabhängig von u .	ungekuppelte Wellenenden $M = 0$, unabhängig von ω .

Tabelle 5.1: Analogie von elektrischen und mechanischen Größen

Auf dieser Grundlage wird für den Wellenstrang das entsprechende elektrische Netzwerk abgeleitet. Abbildung 5.10 zeigt das Mehr-Massen-Modell des untersuchten Generatorssatzes und das mechanische Ersatzschema in elektrischer Symbolik gemäß der hier verwendeten Analogie. Die elastischen Abschnitte zwischen den steifen Wellenmassen werden durch Drehfedern nachgebildet, die neben ihren elastischen Verhalten auch eine lineare Materialdämpfung aufweisen. So setzt sich das wirksame Drehmoment aus dem elastischen Anteil der Steifigkeit k und dem geschwindigkeitsproportionalen Dämpfungsanteil d zusammen. Dies entspricht beim Übergang in ein elektrisches System dem Gesamtstrom durch eine Parallelschaltung von einem Widerstand R und einer Induktivität L . Das wirksame Drehmoment M_{HD-MD} im Wellenabschnitt zwischen der Hochdruck- und Mitteldruckturbine ist somit:

$$M_{HD-MD}(t) = d_{HD-MD} \cdot \omega_{HD-MD}(t) + k_{HD-MD} \cdot \int \omega_{HD-MD}(t) dt \quad (5.15)$$

wobei $\omega_{HD-MD}(t) = \omega_{HD}(t) - \omega_{MD}(t)$ die Relativgeschwindigkeit zwischen den beiden Massen ist und aus den Maschenumlauf über die Winkelgeschwindigkeiten gebildet wird. Aufgrund der Analogie zwischen elektrischen Netzwerken und mechanischen Systemen

kann für die Mechanik ein Gleichungssystem aufgestellt werden, das dem System für das elektrische Vorschaltnetzwerk weitgehend entspricht.

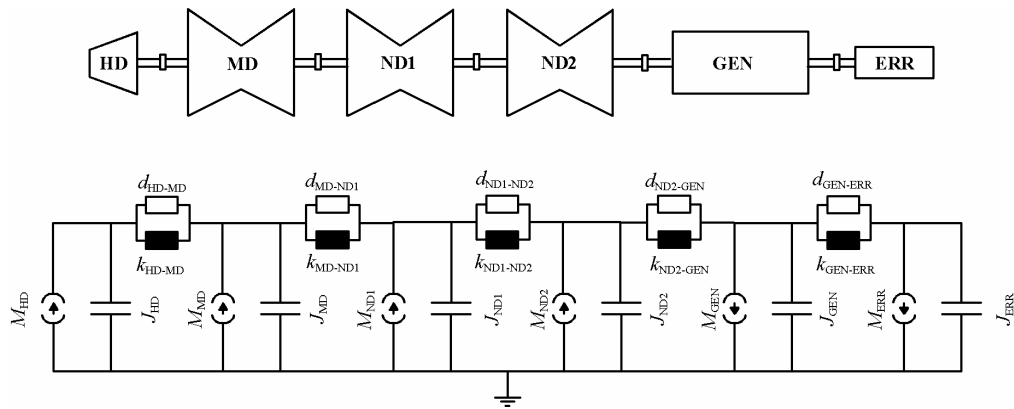


Abbildung 5.10: Ersatzschaltbild nach der Moment-Strom Analogie für den Wellenstrang des untersuchten Generators

Die Berechnung der mechanischen Größen des Wellenstrangs und die Finite-Differenzen Feld- und Netzberechnung stellen zwei nahezu unabhängige Vorgänge dar. Die einzige Verbindung zwischen den beiden Teilsystemen besteht in der Winkelgeschwindigkeit der Welle ω_E und dem durch sie übertragenen Drehmoment M_W . Diese werden einerseits aus der Lösung der Feldgleichungen und andererseits durch die Lösung des mechanischen Gleichungssystems gegeben. Aus der Winkelgeschwindigkeit ω_E folgt dann die neue Rotorposition β für die Feldberechnung. Die beiden Teilsysteme werden im Programmsystem so miteinander verbunden, dass die Auswertung der Rotorbewegungsgleichungen unabhängig davon geschieht, ob die Anbindung eines Mehr-Massen-Modells vorgesehen ist oder nicht. Wenn der Wellenstrang als konzentrierte Gesamtmasse nachgebildet werden soll, wird das Wellenmoment M_W als konstant vorgegeben.

5.2.3 Berechnung einer SSR mit FELMEC

Wie schon für die Simulation mit NETOMAC wird auf Grundlage des First Benchmark Models ein Systemmodell bestehend aus Generator und kompensierter Übertragungsleitung erzeugt. Der Generator wird allerdings nicht durch ein Ersatzschaltbild nach Park nachgebildet, sondern durch ein FD-Modell, das die Geometrie von Stator und Rotor mit Lage und Form der stromführenden Gebiete sowie die Verschaltung der Wicklungen exakt

nachbildet. Außerdem wird das Feder-Masse-Model des Wellenstrangs nach Analogie von elektrischen und mechanischen Größen (vgl. Tabelle 5.1) in ein elektrisches Netzwerk überführt. Als Störung wird auch hier eine 3-polige Kurzschlussabschaltung von $t_{KA} = 100$ ms in der mit $X_C = 69$ % kompensierten Übertragungsleitung simuliert.

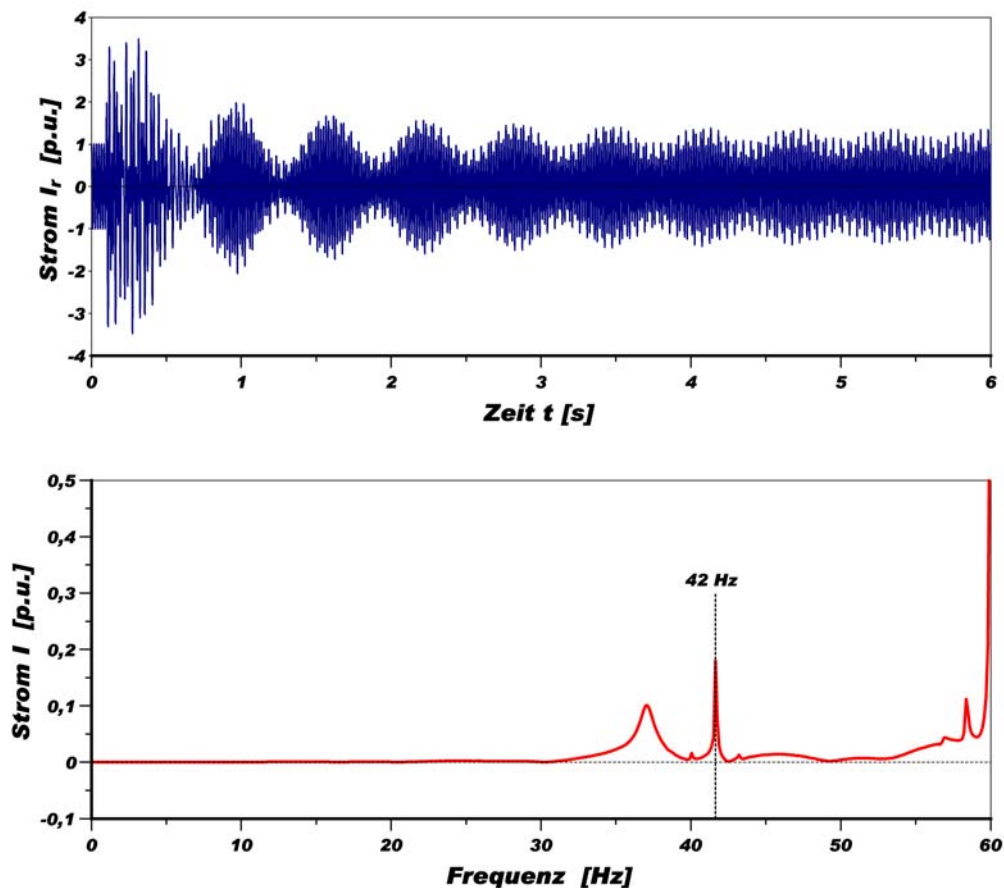


Abbildung 5.11: Statorstrom und Frequenzspektrum für eine Kurzschlussabschaltung nach 100ms bei einem Kompensationsgrad $X_C = 69\%$

Abbildung 5.11 zeigt einen ähnlichen Stromverlauf an den Generatorklemmen nach der Kurzschlussabschaltung wie die NETOMAC Rechnung (vgl. Abb.5.5). Auch im Frequenzspektrum des Stroms ist ein Peak bei $f_e = 42$ Hz zu erkennen, der auf einen subsynchronen Frequenzanteil im Strom schließen lässt.

Die in den Abbildung 5.12 und 5.13 aufgezeigten Verläufe und Frequenzgänge des elektrischen und mechanischen Moments zwischen Niederdruckturbine 2 und Generator zeigen ein nahezu identischen Verlauf zu denen aus Abschnitt 5.1 (vgl. Abb. 5.6 und 5.7). Auch hier kehren die Momente nach der Unterbrechung nicht wieder in einen stabilen

Arbeitspunkt zurück sondern schwingen mit der ersten Eigenfrequenz des Wellenstrangs $f_{m1} = 18$ Hz und steigender Amplitude um den Nennpunkt. Durch die numerische Berechnung wird die Aussage bestätigt, dass bei einem Kompensationsgrad der Übertragungsleitung von $X_C = 69\%$ subsynchrone Resonanzen auftreten, die ohne Einwirkung des Schutzsystems schwere Schäden am kompletten Generatorstrang verursachen würden.

Schon der erste grobe Vergleich der numerischen Referenzberechnung mit der analytischen Berechnung aus Kapitel 5.1 zeigt, dass das standardmäßig verwendete Generatormodel nach Park auch für die Simulation von subsynchronen Resonanzen geeignet zu sein scheint. Ob diese erste Aussage auch bei näherer Betrachtung gültig bleibt oder ob das gegebene Ersatzschaltbild erweitert oder nur die Parameter angepasst werden müssen, um das dynamische Verhalten der Synchronmaschine korrekt nachzubilden, ist eine wesentliche Forschungsfrage in dieser Arbeit und wird im nachfolgenden Kapitel eingehend untersucht.

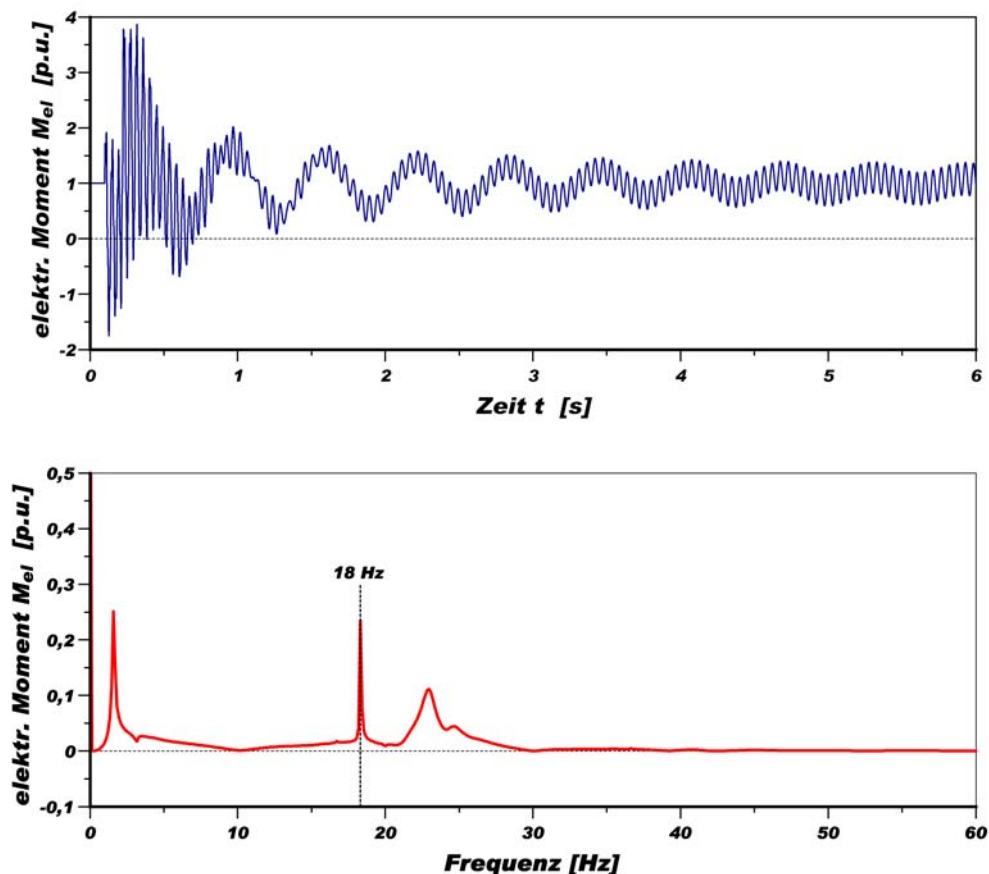


Abbildung 5.12: Elektrisches Moment und Frequenzspektrum für eine Kurzschlussabschaltung nach 100ms bei einem Kompensationsgrad $X_C = 69\%$

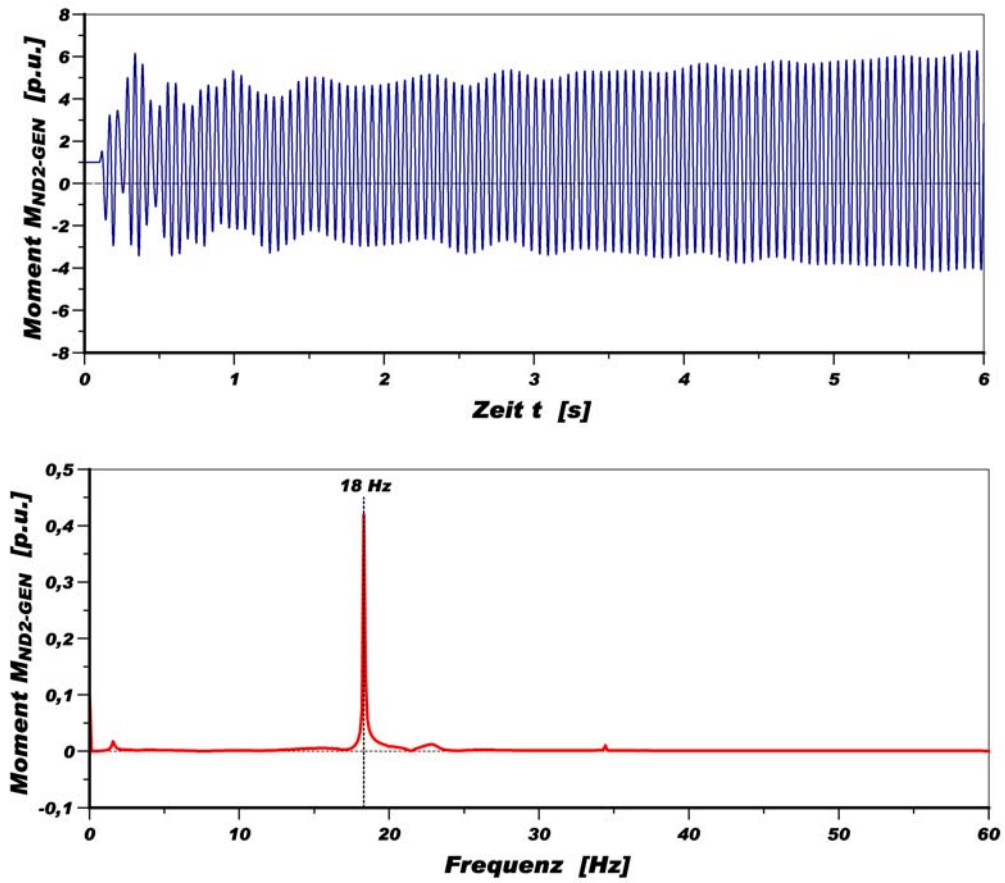


Abbildung 5.13: Moment und Frequenzspektrum zwischen Niederdruckturbine 2 und Generator für eine Kurzschlussabschaltung nach 100ms bei einem Kompensationsgrad $X_C = 69\%$

6 Parameteridentifikation

Die Schwierigkeit bei der Verwendung von Ersatzschaltbildern zur Beschreibung elektrischer Maschinen, hier insbesondere der Synchronmaschine, ist die korrekte Bestimmung der Ersatzschaltbildparameter. Die Berechnung aus den geometrischen Verhältnissen der Maschine, wie es Hersteller heute standardmäßig für die Kundendokumentation durchführen, ist eine, wenn auch oft etwas ungenaue Möglichkeit, die Parameter des Ersatzschaltbildes zu erhalten.

Eine weitere Möglichkeit der Parameterbestimmung ist es, direkt Messungen an der Maschine durchzuführen. An Synchronmaschinen können gemäß IEC 60034 grundsätzlich verschiedene Verfahren zur Bestimmung der charakteristischen Maschinenparameter durchgeführt werden. Neben dem hier beschriebenen Verfahren des dreiphasigen Stoßkurzschlussversuchs (3pol-SK) besteht die Möglichkeit, über den Leerlaufversuch den dreipoligen Dauerkurzschlussversuch und den Versuch mit kleinem Schlupf, die Kenndaten zu ermitteln. Durch den 3pol-SK fließen hohe Ströme mit Nennfrequenz und doppelter Nennfrequenz, dementsprechend bilden die aus diesem Versuch gewonnenen Parameter vor allem die Sättigungseinflüsse sehr gut nach.

Alternativ kann für den Fall, dass der Aufwand für einen Stoßkurzschlussversuch als zu hoch angesehen wird, die Stillstandsfrequenzgangmessung (SSFS) durchgeführt werden. Hierbei werden bei sinusförmiger Speisung über einen großen Frequenzbereich (0,001 bis 1000Hz) die Frequenzgänge einer Synchronmaschine im Stillstand aufgezeichnet. Die SSFR deckt somit einen großen Frequenzbereich ab, der zur Bestimmung der Parameter herangezogen wird, ein weiterer Vorteil gegenüber der Parameterbestimmung aus dem 3pol-SK. Die Herleitung eines geeigneten Ersatzschaltbildes und die Bestimmung der Parameter aus den aufgezeichneten Frequenzgängen erfolgt durch den Abgleich der aus dem Modell berechneten Kurvenverläufe mit den gemessenen Werten.

In Kapitel 6.3 wird das Verfahren der evolutionären Strategie vorgestellt, mit dessen Hilfe die elektrischen Parameter einer vorgegebenen Ersatzschaltbildstruktur (z. B. Park-Ersatzschaltbild) sowohl aus den Frequenzgängen der SSFR, als auch aus den Stromverläufen des 3pol-SK so optimiert werden können, dass eine möglichst gute Übereinstimmung der Verläufe von Berechnung und Messung erreicht wird. Mit der Variationsrechnung kann somit ein detailliertes Modell der Synchronmaschine abgeleitet werden, das in weiterführenden Untersuchungen dynamischer Vorgänge, z. B. zur Auslegung von Schutz- und Regeleinrichtungen, eingesetzt werden kann.

Für den erfolgreichen Einsatz der evolutionären Strategien bei der Ermittlung von geeigneten Ersatzschaltbildern und der Optimierung der Parameter aus dem 2pol-SK und der SSFR wird zum Abschluss jeweils ein Beispiel aufgezeigt.

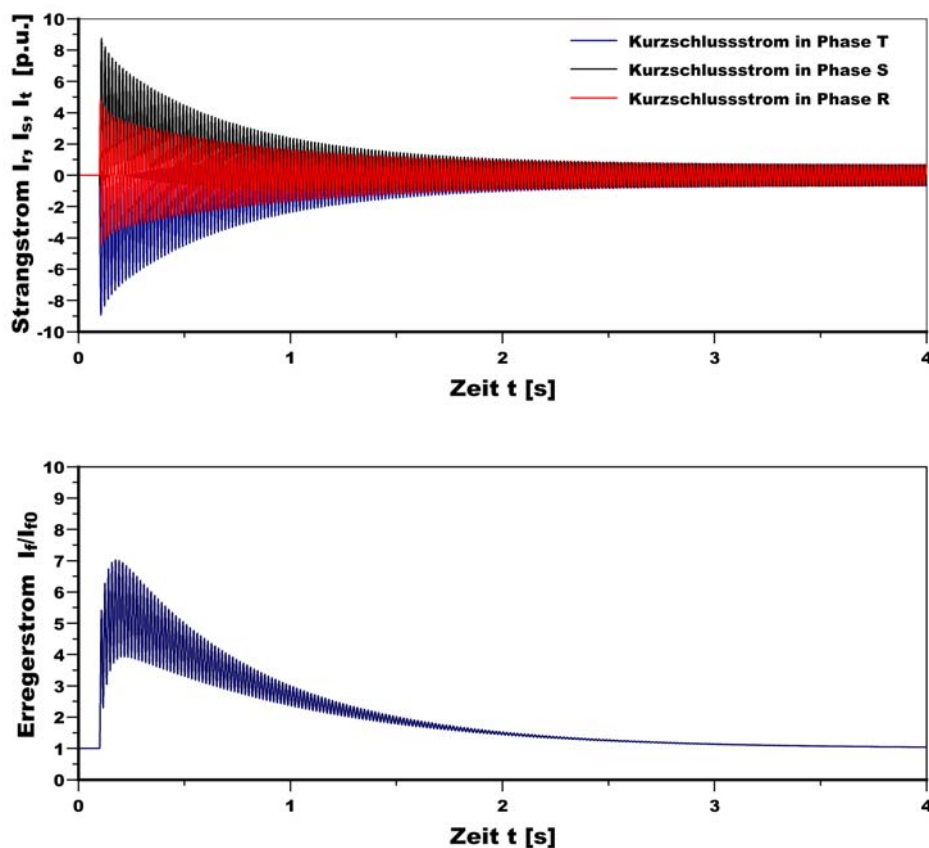


Abbildung 6.1 Charakteristischer Verlauf der Stator und Rotorströme während eines dreipoligen Stosskurzschlusses

6.1 Bestimmung der elektrischen Parameter aus dem dreiphasigen Stosskurzschlussversuch (3pol SK) [IEC 60034]

Der dreipolige Stosskurzschlussversuch gilt in der Praxis als Standardverfahren zur Bestimmung der transienten und subtransienten Reaktanzen und Zeitkonstanten von Synchronmaschinen und ist als normiertes Verfahren in der IEC 60034 festgelegt.

Im Leerlauf bei Nenndrehzahl werden zu einem Zeitpunkt t_0 die Statorwicklungen gleichzeitig kurzgeschlossen und die Statorströme der drei Phasen sowie der Erregerstrom bis in den eingeschwungenen Zustand (Dauerkurzschluss) aufgezeichnet (Abbildung 6.1). Ist zum Schaltzeitpunkt ein Phasenstrom gerade Null, weist dieser nach dem Eintritt des dreiphasigen Kurzschlusses die größte Stromspitze auf (Strom der Phase S in Abbildung 6.1).

Der Kurzschlussstromverlauf aus dem Leerlauf einer Phase wird analytisch durch die Gleichung:

$$i_k = \sqrt{2} U_N \left\{ \begin{array}{l} \left[\frac{1}{x_d} + \left(\frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot e^{-\frac{t}{T'_d}} + \left(\frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x'_d} \right) \cdot e^{-\frac{t}{T''_d}} \right] \cdot \cos(\omega_n t + \varphi_0) \\ - \frac{1}{2} \left(\frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x''_q} \right) \cdot e^{-\frac{t}{T'_a}} \cos(\varphi_0) + \left(\frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x''_q} \right) \cdot e^{-\frac{t}{T''_a}} \cos(2\omega_n t + \varphi_0) \end{array} \right\} \quad (6.1)$$

mit den Parametern:

- | | |
|--|--|
| - x_d : synchrone Reaktanz d-Achse | - x_q : synchrone Reaktanz q-Achse |
| - x'_d : transiente Reaktanz d-Achse | - x'_q : transiente Reaktanz q-Achse |
| - x''_d : subtransiente Reaktanz d-Achse | - x''_q : subtransiente Reaktanz q-Achse |
| - T'_a : transiente Zeitkonstante | - T''_a : subtransiente Zeitkonstante |
| - T'_d : Gleichstrom Zeitkonstante | |

beschrieben. Die Bestimmung dieser Parameter wird im Folgenden erläutert.

6.1.1 Ableitung der d-Achsen Parameter aus dem dreipoligen Stosskurzschluss

In Abbildung 6.2 ist beispielhaft der Verlauf der Einhüllenden des dreipoligen Kurzschlussstroms ohne Gleichanteil gegeben. Da der Gleichanteil des Stroms nur vom Auftrittszeitpunkt des Kurzschlusses abhängt und keine Funktion der Park Parameter ist, wird dieser hier nicht berücksichtigt.

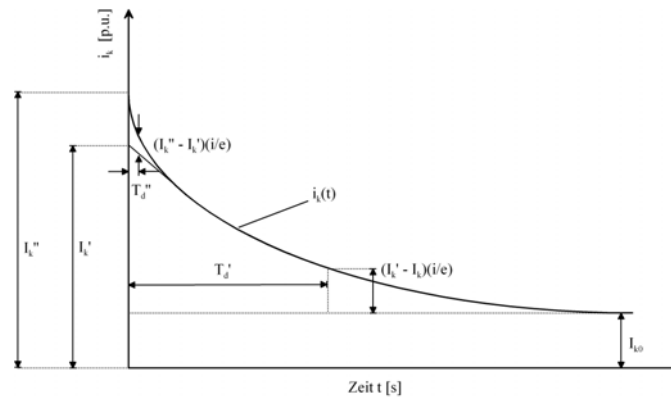


Abbildung 6.2: Einhüllende des dreipoligen Kurzschlussstroms ohne Gleichanteil

Das erste Strommaximum wird als subtransienter Strom I_k'' bezeichnet. Aus der Vorgabe, dass an den Generatorklemmen die Nennspannung U_n anliegt, kann die subsynchrone Reaktanz x_d'' wie folgt berechnet werden:

$$x_d'' = \frac{U_n}{I_k''} \quad (6.2)$$

Im eingeschwungenen Zustand (Dauerkurzschlussbetrieb) kann mit dem Dauerkurzschlussstrom I_k die synchrone Reaktanz x_d angegeben werden durch:

$$x_d = \frac{U_n}{I_k} \quad (6.3)$$

Die Werte für I_k'' und I_k können aus dem Verlauf der Einhüllenden für die Kurzschlussströme (Abbildung 6.2) abgelesen werden. Zur Bestimmung der Zeitkonstanten T_d'' und T_d' werden die Differenzen im Zeitbereich zwischen eingeschwungenem Zustand und transientem Zustand respektive zwischen transientem und subtransientem Zustand ausgewertet. Aus den Differenzen:

$$\frac{1}{e}(I_k' - I_k) \quad \text{respektive} \quad \frac{1}{e}(I_k'' - I_k') \quad (6.4)$$

sind die Werte für T_d'' und T_d' abzulesen.

Zur Bestimmung der transienten Reaktanz x_d' wird die y-Achse der Einhüllenden (Abbildung 6.2) logarithmisch aufgetragen (Abbildung 6.3).

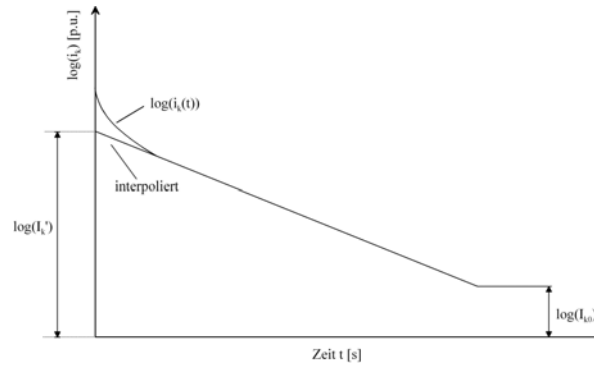


Abbildung 6.3: Logarithmisch aufgetragene Einhüllende des dreipoligen Kurzschlussstroms ohne Gleichanteil

Hier ist erkennbar, dass die Kurve, bis auf den Beginn, einen linearen Verlauf hat. Die Interpolation der Geraden auf die y-Achse ergibt im Schnittpunkt mit der Achse ($t = 0$) den Wert für den transienten Kurzschlussstrom I'_k .

Mit I'_k kann die transiente Reaktanz x'_d angegeben werden:

$$x'_d = \frac{U_n}{I'_k} \quad (6.5)$$

6.1.2 Umwandlung der zeitabhängigen Reaktanzen in Park Parameter

In NETOMAC[®] können sowohl Park Parameter als auch zeitabhängige Reaktanzen zur Modellierung des Synchrongenerators eingegeben werden. Mit den Transformationen in Gleichung 6.6 können die zeitabhängigen Größen in die Ersatzschaltbildparameter des Park-Modells überführt werden.

$$\begin{aligned} X_{hd} &= X_d - X_{\sigma s} \\ X_{\sigma f} &= \frac{X'_d - X_{\sigma s}}{X_d - X'_d} \cdot X_{hd} \\ X_{Dd} &= \frac{X''_d - X_{\sigma s}}{X'_d - X''_d} \cdot (X_d - X_{\sigma s}) \\ R_{fd} &= \frac{1}{\omega_{el} \cdot T''_d} \left(X_{fd\sigma} + \frac{X_{hd} \cdot X_{\sigma s}}{X_{hd} + X_{\sigma s}} \right) \\ R_{Dd} &= \frac{1}{\omega_{el} \cdot T''_d} \left(X_{Dd} + \frac{X_{hd} \cdot X_{\sigma s} \cdot X_{\sigma f}}{X_{hd} \cdot X_{\sigma s} + X_{hd} \cdot X_{\sigma f} + X_{\sigma s} \cdot X_{\sigma f}} \right) \end{aligned} \quad (6.6)$$

Es ist ersichtlich, dass aus dem Stoßkurzschlussversuch nur die Parameter der d-Achse bestimmbar sind. Für die Ermittlung der q-Achsen Parameter müssen weitere Versuche durchgeführt werden (z. B. der Versuch mit kleinem Schlupf zur Bestimmung von x_q). Die Auswertung der Stromverläufe durch den Einsatz der evolutionären Strategie bietet allerdings die Möglichkeit, auch aus dem 3pol-SK-Versuch die Größen der q-Achse zu bestimmen. Die Wahl der Startwerte hat hierbei einen großen Einfluss auf das Ergebnis und damit auf die Qualität der Optimierung. Mit den ermittelten Parametern der d-Achse sind somit geeignete Startwerte vorhanden (Kapitel 6.3).

6.2 Ermittlung der elektrischen Parameter aus der Stillstands-frequenzgangmessung SSFR

Der große Vorteil der Stillstandsfrequenzgangmessung (SSFR¹) zur Bestimmung der elektrischen Parameter ist, dass aus den gemessenen Frequenzgängen die Parameter der d- und q-Achse bestimmt werden können, ohne große Veränderungen im Testaufbau vornehmen zu müssen. Zudem werden die Messungen im Stillstand der Maschine und bei geringen Strömen und Spannungen durchgeführt, woraufhin das Risiko von Beschädigungen für die untersuchte Maschine sehr gering ist.

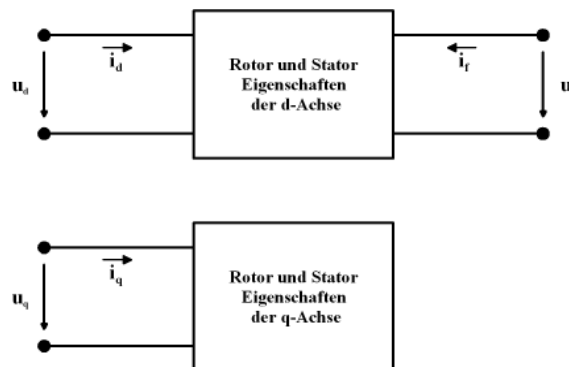


Abbildung 6.4: Zweitorddarstellung der Synchronmaschine für die d- und q-Achse

Die SSFR liefert das Eingangs- und Übertragungsverhalten der untersuchten Maschine in Abhängigkeit vom Frequenzbereich. In der d-Achse kann die Maschine als reziprokes

¹ Aus dem englischen für: Stanstill Frequency Response Test

Zweiter betrachtet werden (Abbildung 6.4), für dessen vollständige Beschreibung genau die drei nachfolgend definierten Eingangs- resp. Übertragungsfunktionen $\underline{Z}_d(j\omega_e)$, $\underline{Z}_{df}(j\omega_e)$ und $\underline{T}_{fd}(j\omega_e)$ ermittelt werden müssen (IEEE). Die q-Achse wird durch die Eingangsfunktion $\underline{Z}_q(j\omega_e)$ vollständig beschrieben.

- Impedanz der d-Achse:

$$\underline{Z}_d(j\omega_e) = \left. \frac{\underline{u}_d(j\omega_e)}{\underline{i}_d(j\omega_e)} \right|_{u_f=0} = R_a + j\omega_e \underline{L}_d(j\omega_e) = \frac{1}{2} \frac{\underline{u}_{RS}(j\omega_e)}{\underline{i}_R(j\omega_e)} \Big|_{u_f=0} \quad (6.7)$$

- Übertragungsimpedanz der d-Achse:

$$\underline{Z}_{df}(j\omega_e) = \left. \frac{\underline{u}_f(j\omega_e)}{\underline{i}_d(j\omega_e)} \right|_{i_f=0} = j\omega_e \underline{L}_{df}(j\omega_e) = \frac{1}{2} \sqrt{2} \frac{\underline{u}_f(j\omega_e)}{\underline{i}_R(j\omega_e)} \Big|_{i_f=0} \quad (6.8)$$

- Strom-Übertragungsfunktion:

$$\underline{T}_{fd}(j\omega_e) = \left. \frac{-\underline{i}_f(j\omega_e)}{\underline{i}_d(j\omega_e)} \right|_{u_f=0} = \frac{1}{2} \sqrt{2} \frac{-\underline{i}_f(j\omega_e)}{\underline{i}_R(j\omega_e)} \Big|_{u_f=0} \equiv \frac{\underline{u}_d(j\omega_e)}{\underline{u}_f(j\omega_e)} \Big|_{i_d=0} \quad (6.9)$$

- Impedanz der q-Achse

$$\underline{Z}_q(j\omega_e) = \frac{\underline{u}_q(j\omega_e)}{\underline{i}_q(j\omega_e)} = R_a + j\omega_e \underline{L}_q(j\omega_e) = \frac{1}{2} \frac{\underline{u}_{RS}(j\omega_e)}{\underline{i}_R(j\omega_e)} \quad (6.10)$$

In Gleichung (6.7) wird zudem die Operatorinduktivität \underline{L}_d eingeführt, die den Fluss $\underline{\psi}_d$ der d-Achse bezogen auf den Strom \underline{i}_d angibt $\underline{L}_d = \frac{\underline{\psi}_d}{\underline{i}_d}$. Analog zur Impedanz der d-Achse werden auch für die Übertragungsimpedanz \underline{Z}_{df} und die Impedanz der q-Achse \underline{Z}_q entsprechende Induktivitäten \underline{L}_{df} und \underline{L}_q definiert. Durch geeignete Verschaltung der Statorwicklungen und durch entsprechende Positionierung des Rotors zu den eingespeisten Wicklungen im Stator wird sicher gestellt, dass die d- und q-Achse separat angeregt werden und die gemessenen Frequenzverläufe mit den richtigen Umrechnungsfaktoren auf die Zweiachsengrößen skaliert werden.

6.2.1 Die Stillstandsfrequenzgangmessung

In Abbildung 6.4 ist der Messaufbau der SSFR für die d- und q-Achse dargestellt. Vor Testbeginn ist sicher zu stellen, dass alle elektrischen Verbindungen zu den Stator клемmen und der Erregerwicklung getrennt sind. Zudem muss die Möglichkeit bestehen, den Rotor

der Maschine auf eine bestimmte Position zu drehen. Die Einspeisung der Statorwicklungen erfolgt über eine frequenzvariable Wechselstromquelle, die den Frequenzbereich von $f_e=0,001$ bis zu 1000 Hz abdeckt und über einen integrierten Leistungsverstärker den benötigt hohen Strom bereitstellt, damit eine genügend große Durchflutung in der Maschine erreicht wird. In allen aufzunehmenden Frequenzgängen dient der eingespeiste Strom \underline{i}_a als erstes Messsignal, während das Zweite je nach gesuchter Größe eine Spannung oder ein Strom ist. Es sind daher keine aufwendigen Umbauten am Messaufbau während der Messdurchführung nötig. Die Aufnahme von Spannungen und Strömen erfolgt über ein digitales Oszilloskop mit mehreren Eingängen. So können z. B. in einem Messdurchlauf die Impedanz der d-Achse $\underline{Z}_d(j\omega_e)$, und die Stromübertragungsfunktion $\underline{T}_{fd}(j\omega_e)$ aufgenommen werden.

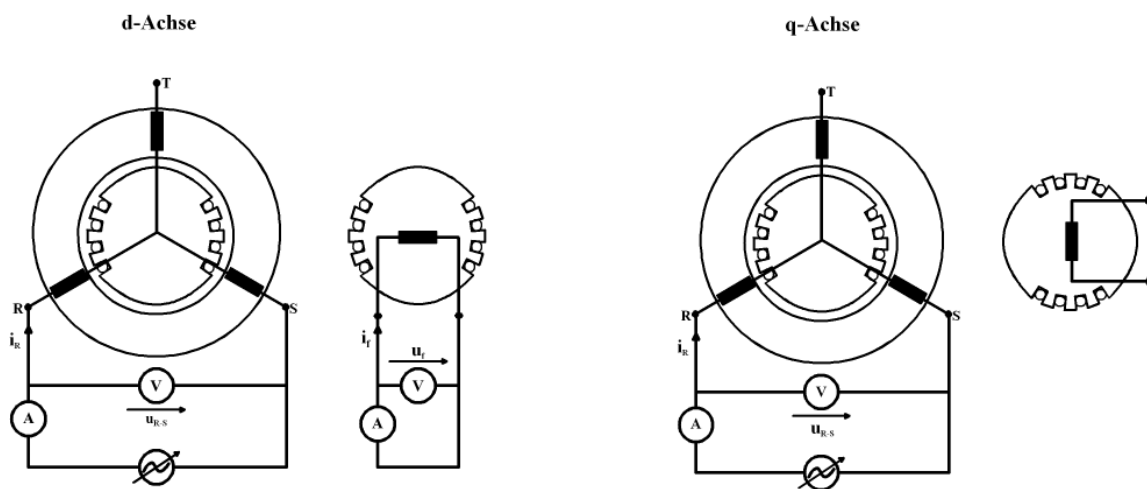


Abbildung 6.5: Verschaltung, Messabgriffe und Rotorpositionierung zur Bestimmung der Frequenzgänge der Eingangs- resp. Übertragungsfunktionen

Zur Bestimmung der d-Achsen Parameter wird der Rotor derart ausgerichtet, dass die Erregerwicklung den durch die beiden Statorwicklungen R und S erzeugten Fluss voll erfasst. Die Ausrichtung erfolgt, indem die Wicklungen mit einem Strom konstanter Frequenz (z. B. 100Hz) gespeist und die Spannung der Erregerwicklung gemessen wird. Der Rotor wird nun so lange gedreht, bis die induzierte Spannung in der Erregerwicklung den maximalen Wert anzeigt. Entsprechend wird für die Messungen in der q-Achse der Rotor solange gedreht, bis die Spannung den minimalen Wert bzw. Null annimmt. Nachfolgend werden die Frequenzgänge punktweise mit ca. 10 Messpunkten pro Dekade aufgenommen.

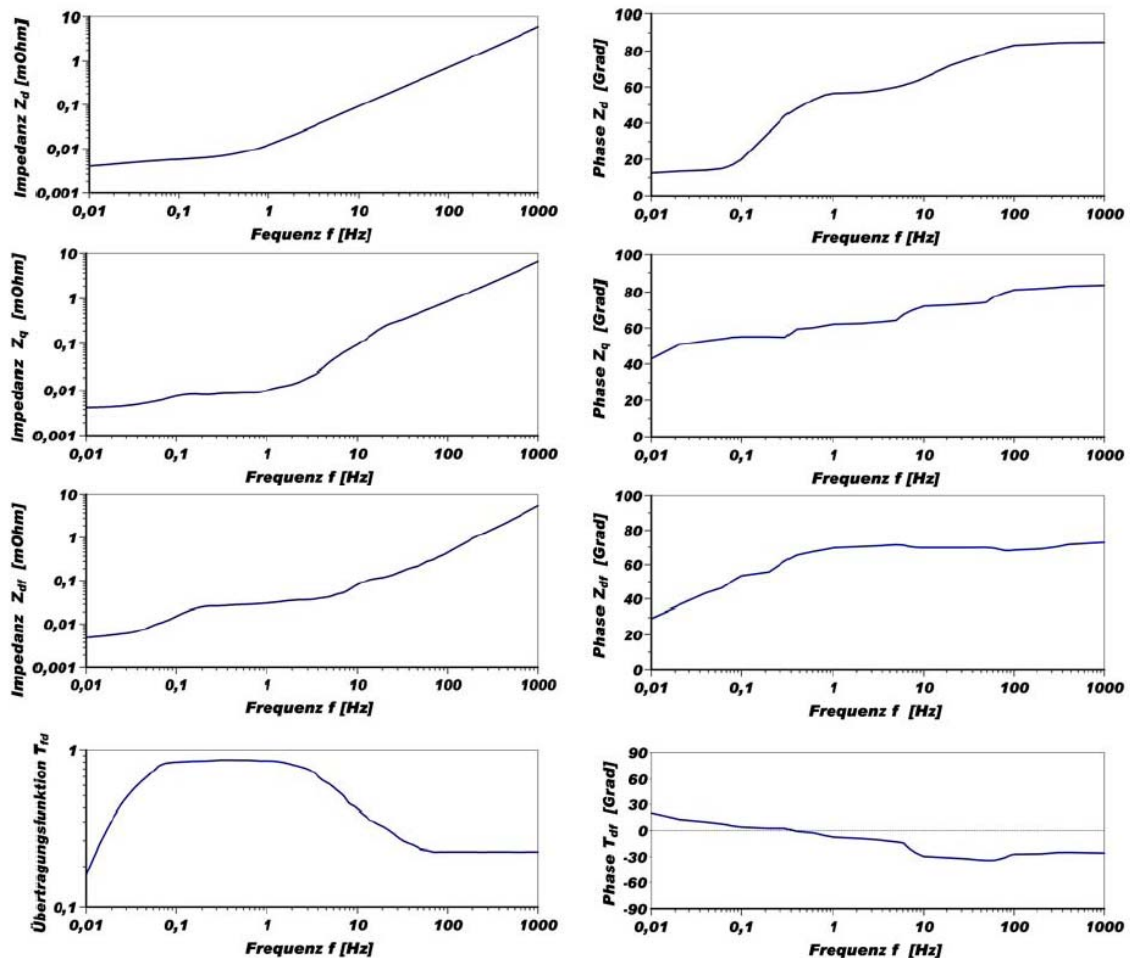


Abbildung 6.6: Gemessene Eingangs- resp. Übertragungsfunktionen $Z_d(j\omega_e)$, $Z_q(j\omega_e)$, $Z_{df}(j\omega_e)$ und $T_{fd}(j\omega_e)$ nach Betrag und Phase eines 52MVA Turbogenerators

Abbildung 6.6 zeigt die gemessenen Frequenzgänge eines 2-poligen, 52 MVA Turbogenerators. Sie vermitteln einen ersten Eindruck über das Verhalten der Maschine bei verschiedenen Frequenzen (z. B. ab welcher Frequenz wirkt die Dämpferwicklung, wie groß ist das Stromübertragungsverhältnis bei einer bestimmten Frequenz). Für die korrekte Nachbildung des Verhaltens der Synchronmaschine bei dynamischen Vorgängen müssen aus den aufgenommenen Frequenzgängen die Ersatzschaltbildparameter der in Kapitel 4 vorgestellten Modelle (z. B. Park'sches Ersatzschaltbild) ermittelt werden. Die Struktur und die Parameter der Ersatzschaltbilder werden dabei so gewählt, dass diese die gemessenen Frequenzgänge der SSFR qualitativ erfüllen. Das heißt, die Struktur des Ersatzschaltbildes und die Werte der Parameter werden solange variiert, bis die mit diesen Größen berechneten Frequenzgänge mit den Verläufen der Messung übereinstimmen. Es

gibt heute eine Vielzahl unterschiedlicher mathematischer Methoden für diese Art Variationsrechnungen. Nachfolgend werden die Ersatzschaltbildparameter mittels evolutionärer Strategien aus den gemessenen Frequenzgängen bestimmt.

6.3 Einsatz der evolutionären Strategie zur Bestimmung der Ersatzschaltbildparameter aus dem 3pol-SK und der SSFR

Die evolutionäre Strategie simuliert das Prinzip der biologischen Auslese. Einige in diesem Zusammenhang verwendeten Begriffe sind daher biologische Bezeichnungen und in nachfolgender Tabelle aufgelistet.

Biologische Bezeichnung	Technische Bedeutung
Elter	Startwertsatz als Basis für die Variation
Nachkomme	Durch Variation erhaltener neuer Parametersatz
Mutation	Variation des Parametersatzes

Tabelle 6.1: Bezeichnungen aus dem Kontext der evolutionären Strategien

Der Hauptgedanke dieses Verfahrens ist es, die Parameter eines vorhandenen Modells (z. B. aus Abschätzungen oder von einem vergleichbaren Generator gleicher Leistungsklasse) zu variieren und dann für jede Variation die Kurzschlussströme bzw. Frequenzgänge durch Lösen der Modellgleichungen zu berechnen. Der berechnete Kurvenverlauf wird danach mit den durch die Messung bestimmten Verläufen verglichen. Nur die Variationen, deren Verläufe am besten übereinstimmen, werden benutzt, um daraus wiederum neue Variationen zu bilden. Diese Prozedur wird so lange wiederholt, bis beide Kurven bis auf einen vorher definierten Fehler übereinstimmen. Je nach Anforderung an die Genauigkeit und die Qualität der Startwerte können verschiedene Ansätze für die Änderung der Parameter gewählt werden. Das Verfahren der evolutionären Strategien ist im Ablaufdiagramm (Abb. 6.4) veranschaulicht.

Die Mutation, also die Erschaffung neuer Nachkommen, ist hier abhängig von der Güte der Ergebnisse, die durch die Summe der Fehlerquadrate beschrieben wird. Je kleiner der

Fehler, desto schmaler sind auch die Grenzen für die Mutation neuer Nachkommen (Schrittweite der Mutation). Der Vorteil dieser Schrittweitenadaption ist, dass die Optimierung in der Nähe des Optimums eine kleine Mutationsrittweite hat. Ein fester Mutationsbereich könnte hingegen dazu führen, dass die Optimierung an einem lokalen Minimum „hängen“ bleibt oder gar nicht konvertiert.

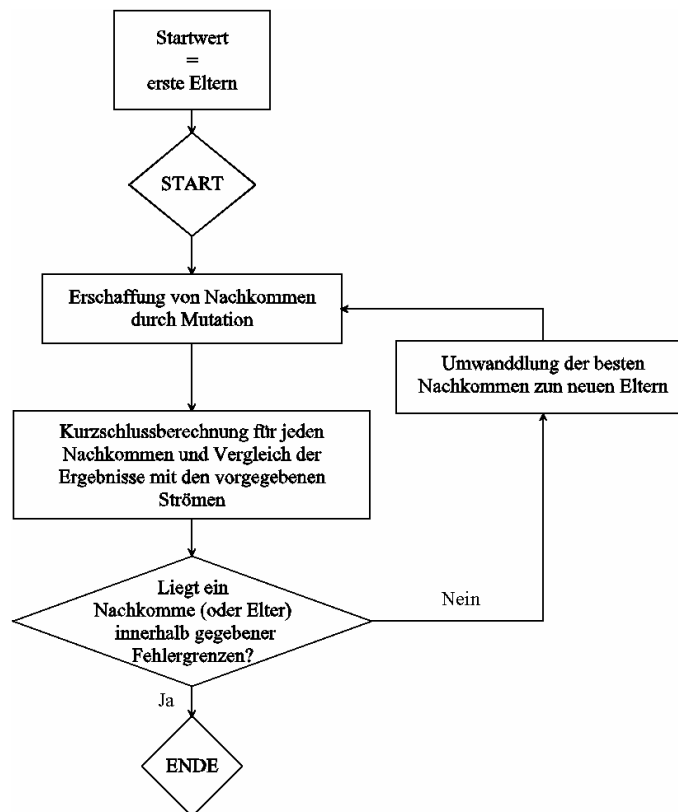


Abbildung 6.7: Ablaufdiagramm der evolutionären Strategien

Die Eltern unterliegen den gleichen Bewertungskriterien wie die Nachkommen, können also auch überleben. Das Überleben der Eltern kann zu einer besseren Konvergenz der Optimierung führen. Hat aber auch den Nachteil, dass im ungünstigsten Fall unsterbliche Eltern erzeugt werden und die Optimierung keine Fortschritte macht.

Diese Methode wurde in MatLab[®] programmiert und zur Bestimmung von Ersatzschaltbildparametern aus dem 3poligen Stoßkurzschlussversuch für verschiedene elektrische Maschinen erfolgreich getestet [65]. Für die Parameterbestimmung aus der Stillstandsfrequenzgangmessung ist das vorliegende Programm insofern modifiziert worden, als dass es anstatt der Kurzschlussstromverläufe die Frequenzgänge der Eingangs-

bzw. Übertragungsfunktionen aus den Modellparametern berechnet und diese mit den gemessenen Frequenzgängen vergleicht.

6.4 Beispiele für die Bestimmung der Park-Parameter durch den Einsatz der evolutionären Strategie

Im Prinzip können mit dem Optimierungsverfahren die Parameter für jedes der in Kapitel 4 vorgestellten Ersatzschaltbilder bestimmt werden. In der Praxis ist in den meisten Simulationsprogrammen zur Analyse von elektromechanischen Systemen das Park-Ersatzschaltbild als Modell für den Synchrongenerator eingebunden. Das in dieser Arbeit verwendete Simulationsprogramm NETOMAC verwendet als Standardmodell das Ersatzschaltbild aus Abbildung 4.5, für das auch die aus der Geometrie der Maschinen berechneten Parameter vorliegen.

6.4.1 Beispiel für die Bestimmung der Park-Parameter aus dem Stosskurzschluss durch den Einsatz der evolutionären Strategie

Zur Bestimmung der Park-Parameter müssen die Strangströme und der Erregerstrom nach einem Stoßkurzschluss bei leerlaufender Maschine an den Generatorklemmen aufgenommen werden (vgl. Abb. 6.1). Da keine Messungen an dem untersuchten 775 MVA Generator durchgeführt werden können, werden die benötigten Ströme durch numerische Feldberechnung mit dem FD-Programm FELMEC erzeugt. Diese dienen der Optimierung als Referenz d. h., die Parameter werden durch die Optimierung so lange variiert, bis die Differenz zwischen den Referenzstromverläufen und den aus den optimierten Parametern berechneten Stromverläufen minimal wird.

Abbildung 6.8 vergleicht in der linken Spalte die Zeitverläufe der mit FELMEC berechneten Ströme (rot) mit den Stromverläufen, die mit den optimierten Parametern berechnet wurden (blau). Die rechte Spalte zeigt die Differenz der Ströme. Der Vergleich zeigt eine sehr gute Übereinstimmung zwischen den Stromverläufen. Der größte Fehler in dem Strom I ist kleiner als 0,2 p.u. bei einem maximalen Strom von 8,2 p.u.

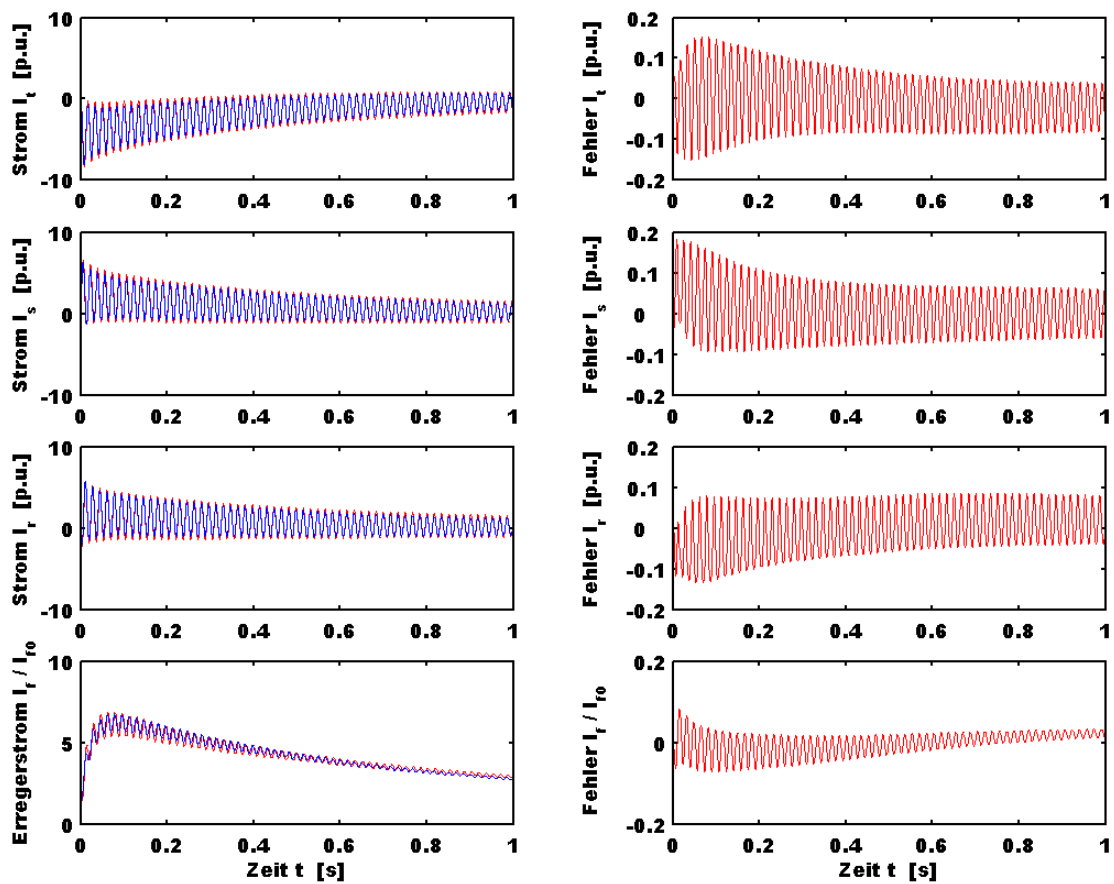


Abbildung 6.8: Vergleich der Zeitverläufe von Ständer- und Erregerströmen eines 775 MVA Synchrongenerators nach der Optimierung

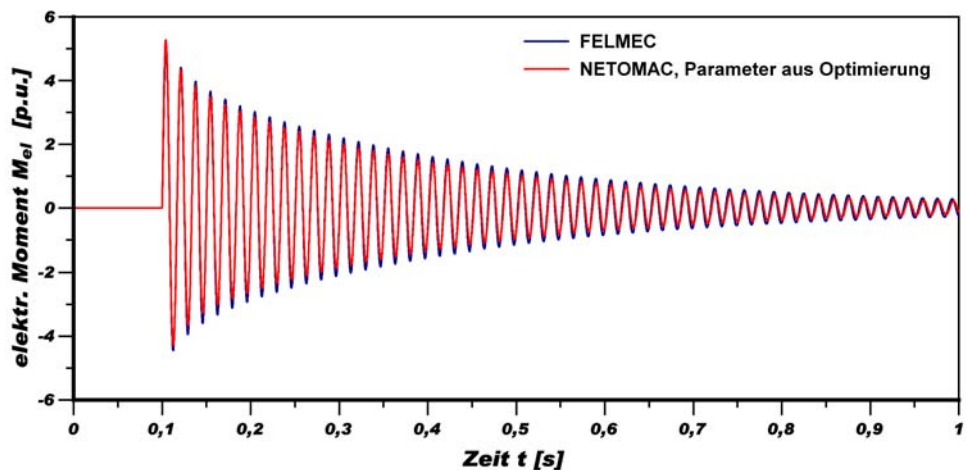


Abbildung 6.9: Vergleich des elektrischen Moments der Referenzrechnung mit FELMEC und der NETOMAC Rechnung mit den Parametern aus der Optimierung

Aus der Geometrie berechnete Ersatzschaltbildparameter		Aus dem 3pol SK optimierte Ersatzschaltbildparameter	
d-Achse	q-Achse	d-Achse	q-Achse
$R_s = 0,0010$ p.u.	$R_s = 0,0010$ p.u.	$R_s = 0,0010$ p.u.	$R_s = 0,0010$ p.u.
$X_{es} = 0,1140$ p.u.	$X_{es} = 0,1140$ p.u.	$X_{es} = 0,1631$ p.u.	$X_{es} = 0,1631$ p.u.
$X_{hd} = 1,4580$ p.u.	$X_{hq} = 1,3770$ p.u.	$X_{hd} = 1,3059$ p.u.	$X_{hq} = 1,3663$ p.u.
$R_{Dd} = 0,0068$ p.u.	$R_{Dq} = 0,0063$ p.u.	$R_{Dd} = 0,0066$ p.u.	$R_{Dq} = 0,0018$ p.u.
$X_{Dd} = 0,0270$ p.u.	$X_{Dq} = 0,0702$ p.u.	$X_{Dd} = 0,0008$ p.u.	$X_{Dq} = 0,0546$ p.u.
$X_{cd} = 0,0243$ p.u.	$X_{cq} = 0,0243$ p.u.	$X_{cd} = 0,0250$ p.u.	$X_{cq} = 0,0250$ p.u.
$R_f = 0,0008$ p.u.		$R_f = 0,0015$ p.u.	
$X_{ef} = 0,0891$ p.u.		$X_{ef} = 0,0787$ p.u.	

Tabelle 6.2: Gegenüberstellung der aus der Geometrie berechneten mit den aus dem 3pol-SK optimierten Ersatzschaltbildparameter des 775 MVA Generators für das ESB aus Abbildung 4.5

Die durch die Optimierung als beste identifizierten Parameter sind den aus der Geometrie der Maschine berechneten Ersatzschaltbildparametern in Tabelle 6.2 gegenübergestellt. Auffällig ist, dass die Optimierung einen anderen Parameterdatensatz liefert als der ursprünglich berechnete. Die identifizierten Parametersätze müssen auch gar nicht mit den aus der Geometrie berechneten übereinstimmen, solange der Datensatz das elektrische Verhalten des Generators korrekt wiedergibt. Hierzu wird exemplarisch der Verlauf des elektrischen Moments mit den aus der Optimierung identifizierten Ersatzschaltbildparametern mit NETOMAC berechnet und der Referenzrechnung gegenübergestellt (Abb. 6.9). Zwischen den beiden Verläufen ist eine gute Übereinstimmung zu erkennen. Es kann also festgehalten werden, dass die Optimierung gute Ergebnisse in Hinblick auf das dynamische Verhalten des Generators bei Störungen liefert.

6.4.2 Beispiel für die Bestimmung der Park-Parameter aus der Stillstands-frequenzgangmessung durch den Einsatz der evolutionären Strategie

Für die Bestimmung der Park-Parameter aus der Stillstandsfrequenzgangmessung wurden die Eingangs- resp. Übertragungsfunktionen $Z_d(j\omega_e)$, $Z_q(j\omega_e)$, $Z_{df}(j\omega_e)$ und $T_{fd}(j\omega_e)$ eines 52 MVA Turbogenerators gemessen (siehe Abb. 6.6). Um hieraus geeignete Ersatzschaltbildparameter zu bestimmen, die das dynamische Verhalten des untersuchten Generators korrekt widerspiegeln, gilt es passende Anfangswerte für die Optimierung zu bestimmen.

Der Gleichstromwiderstand der Statorwicklung kann zum Beispiel aus dem gemessenen Verlauf der Impedanz $Z_d(j\omega_e)$ abgeschätzt werden. Hierzu muss die Kurve auf die Frequenz von 0 Hz extrapoliert werden, da in diesem Punkt die Impedanz Z_d gerade gleich dem Widerstand R_s ist. Eine weitere Größe, die schon während der Messung bestimmt werden kann, ist der Widerstand der Erregerwicklung R_f . Somit können schon einmal zwei Parameter des Ersatzschaltbildes als bekannt angenommen und während der Optimierung als feste Werte betrachtet werden. Für die Variation der restlichen Parameter gilt auch hier, die Parameter werden durch die Optimierung so lange variiert, bis die Differenz zwischen den gemessenen Frequenzgängen und den aus den optimierten Parametern berechneten Frequenzgängen minimal wird.

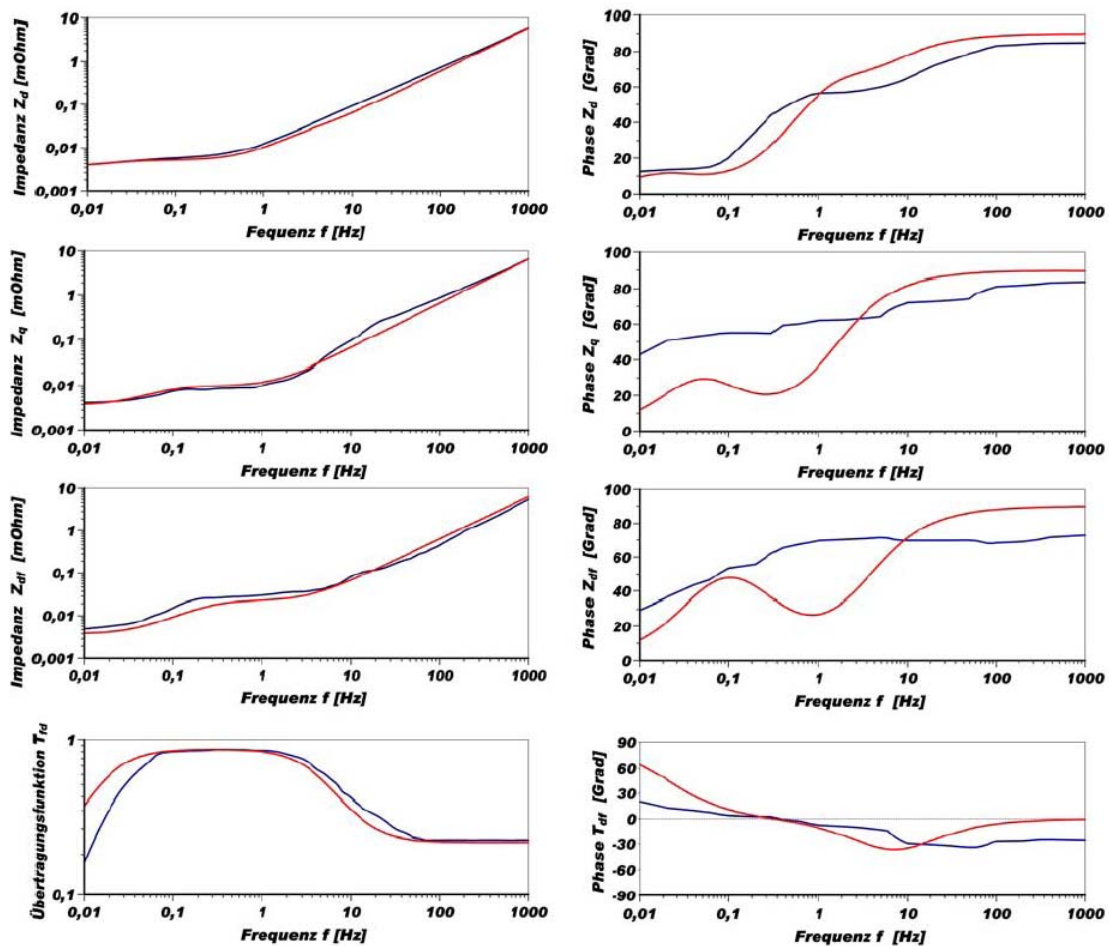


Abbildung 6.10: Vergleich der Eingangs- resp. Übertragungsfunktionen eines 52 MVA Synchrongenerators nach der Optimierung

Abbildung 6.10 zeigt den Vergleich der gemessenen Frequenzgänge (blau) mit den Frequenzgängen, die mit den aus der Optimierung identifizierten Parametern berechnet

wurden (rot). Auffällig sind die teilweise großen Abweichungen zwischen den beiden Verläufen, vor allem in der Phasenlage. Dies spiegelt auch die Gegenüberstellung der Ersatzschaltbildparameter aus dem Datenblatt des untersuchten Generators mit den optimierten Parametern wieder (Tabelle 6.3). Hier sind die Abweichungen sehr viel größer, als nach der Optimierung aus dem 3pol-SK (vgl. Tabelle 6.2).

Aus der Geometrie berechnete Ersatzschaltbildparameter		Aus der SSFR optimierte Ersatzschaltbildparameter	
d-Achse	q-Achse	d-Achse	q-Achse
$R_s = 0,0017$ p.u.	$R_s = 0,0017$ p.u.	$R_s = 0,0017$ p.u.	$R_s = 0,0017$ p.u.
$X_{es} = 0,1257$ p.u.	$X_{es} = 0,1257$ p.u.	$X_{es} = 0,1194$ p.u.	$X_{es} = 0,1194$ p.u.
$X_{hd} = 1,8400$ p.u.	$X_{hq} = 1,7420$ p.u.	$X_{hd} = 1,9284$ p.u.	$X_{hq} = 1,5907$ p.u.
$R_{Dd} = 0,0092$ p.u.	$R_{Dq} = 0,0028$ p.u.	$R_{Dd} = 0,1757$ p.u.	$R_{Dq} = 0,2667$ p.u.
$X_{Dd} = 0,0323$ p.u.	$X_{Dq} = 0,0409$ p.u.	$X_{Dd} = 0,0341$ p.u.	$X_{Dq} = 0,0060$ p.u.
$X_{cd} = -0,0014$ p.u.	$X_{cq} = -0,0014$ p.u.	$X_{cd} = -0,0042$ p.u.	$X_{cq} = -0,0036$ p.u.
$R_f = 0,0009$ p.u.		$R_f = 0,0009$ p.u.	
$X_{st} = 0,1152$ p.u.		$X_{st} = 0,1215$ p.u.	

Tabelle 6.3: Gegenüberstellung der aus der Geometrie berechneten mit den aus der SSFR optimierten Ersatzschaltbildparameter des für das Ersatzschaltbild aus Abbildung 4.5

Die großen Differenzen in den Frequenzgängen und den Werten der einzelnen Parameter sind ein Indiz dafür, dass die aus der SSFR identifizierten Parameter das dynamische Verhalten des Generators bei einer Analyse eines komplexen elektro-mechanischen Systems nicht genau genug oder sogar falsch wiedergeben. Die mit den Originalparametern und den aus der SSFR-Optimierung berechneten Verläufe des elektrischen Moments in Abbildung 6.11 unterstreichen diese These. Die beiden Kurven zeigen große Differenzen in Amplitude und Frequenz, mit der das Moment nach einem 3pol-Stosskurzschluss an den Generatorklemmen schwingt.

Hier kann die Frage gestellt werden, warum die Optimierung der Ersatzschaltbildparameter auf Basis der Stillstandsfrequenzgangmessung kein zufriedenstellendes Ergebnis liefert? Liegt es an der Messung oder am eingesetzten Optimierungsverfahren? Zur Beantwortung der Fragen wird zum Einen die Überprüfung der Messung und zum Anderen die Bewertung der Parameteridentifikation durchgeführt.

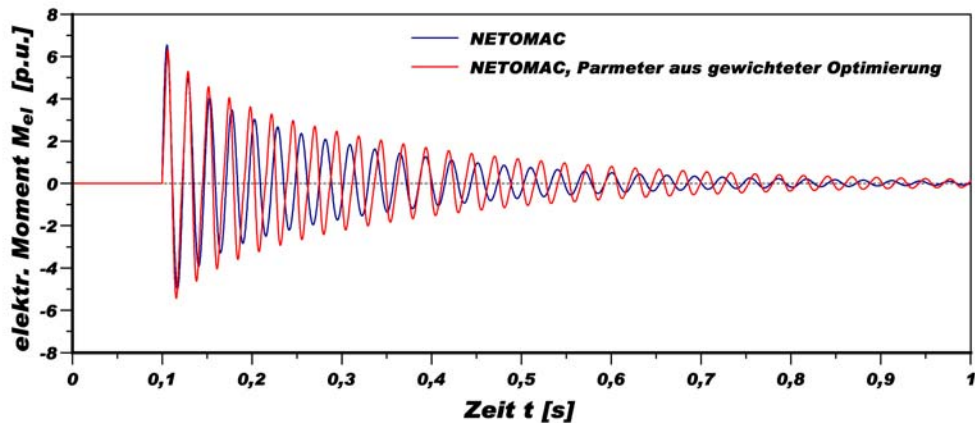


Abbildung 6.11: Vergleich des elektrischen Moments der Referenzrechnung mit NETOMAC und der NETOMAC Rechnung mit den Parametern aus der SSFR-Optimierung

Zur Überprüfung der angewendeten Optimierungsmethode wurden mit den Ersatzschaltbildparametern aus dem Datenblatt der Maschine (vgl. Tabelle 6.3, linke Seite) die Eingangs- resp. Übertragungsfunktionen erzeugt und als Referenzkurven im Optimierungsprogramm hinterlegt. Das Ergebnis dieser Optimierung ist, dass die identifizierten Parameter mit denen vom Datenblatt übereinstimmen und die daraus berechneten Frequenzgänge mit den Referenzkurven deckungsgleich sind. Wenn das Optimierungsverfahren für diesen Fall korrekte Ergebnisse liefert, aber daran scheitert die gemessenen Frequenzgänge zu reproduzieren, so ist nicht das eingesetzte SSFR-Verfahren der Grund für das abweichende Ergebnis.

Ein großer Vorteil der SSFR gegenüber der Methode die Parameter aus dem 3pol-SK zu bestimmen, ist der einfache Messaufbau an der stillstehenden Maschine. Allerdings werden daher keine rotatorischen Effekte berücksichtigt. Außerdem treten auf Grund der geringen Ströme, bei der die SSFR durchgeführt wird, nichtlineare Einflüsse in den Messergebnissen nicht auf. In [10] und [11] wird die minimale Frequenz, bei der die Messung durchgeführt werden soll, mit 0,001 Hz angegeben. In diesem Punkt würde die Messung fast 17 Minuten dauern, mit der Folge hoher Wicklungstemperaturen. Außerdem wäre die Forderung nach einer möglichst konstanten Temperatur während der gesamten Messung verletzt.

Theoretisch ist die SSFR eine einfache Methode die Parameter des Park-Ersatzschaltbildes eines Synchrongenerators zu bestimmen. In der Praxis birgt vor allem die Messung einige Fehlerquellen, so dass das Ergebnis die gestellten Anforderungen nicht erfüllt.

7 Beurteilung der Einsatzfähigkeit des Ersatzschaltbildes nach Park zur Berechnung von SSR

Das Ersatzschaltbild nach Park wird seit Jahren für die Modellierung des elektrischen Verhaltens von Synchronmaschinen erfolgreich eingesetzt. Das Modell verfolgt den Ansatz, das magnetische Feld der Maschine in Teilfelder zu unterteilen (z. B. Haupt-, Erreger- und Streufeld) und die einzelnen Felder über konzentrierte Elemente in Form von Widerständen und Induktivitäten in Ersatzschaltbilder darzustellen (vgl. Kapitel 4).

Im vorangegangenen Kapitel wurden zwei Methoden vorgestellt, wie aus dem dreipoligen Stoßkurzschlussversuch und der Stillstandsfrequenzgangmessung mit Hilfe eines Optimierungsverfahrens die Parameter des Ersatzschaltbildes bestimmt werden können. Die aus der SSFR bestimmten Parameter erzielen beim Vergleich mit der Referenzrechnung kein zufriedenstellendes Ergebnis (vgl. Abb. 7.11), was allerdings nicht am verwendeten Optimierungsverfahren liegt, sondern vielmehr an der durchgeführten Messung. Im Gegensatz hierzu liefert die Parameteroptimierung aus dem 3pol-SK gute Ergebnisse in Hinblick auf das dynamische Verhalten des Generators bei Störungen. Allerdings induziert der 3pol-SK vor allem Ströme mit Nennfrequenz und doppelter Nennfrequenz und dementsprechend bilden die aus diesem Versuch gewonnenen Parameter vor allem Störungen oder Fehler sehr gut nach, bei denen Ströme mit diesen Frequenzen auftreten. Bei subsynchronen Resonanzen sind es allerdings die Ströme mit Frequenzen, die kleiner als die Nennfrequenz sind und die im Luftspalt des Generators ein zusätzliches elektrisches Moment erzeugen, das den Wellenstrang zu starken Resonanzschwingungen anregen kann.

Ob die ermittelten Parameter des Park'schen Ersatzschaltbildes auch beim Auftreten von subsynchronen Strömen das dynamische Verhalten der Synchronmaschine korrekt nachbilden oder ob das gegebene Ersatzschaltbild erweitert oder nur die Parameter

angepasst werden müssen, ist die wesentliche Forschungsfrage. Sie wird nach den vorbereitenden Arbeiten in den Kapiteln 4, 5 und 6 in diesem Kapitel untersucht.

Im ersten Schritt werden die mit NETOMAC und FELMEC berechneten Verläufe einer subsynchronen Resonanz miteinander verglichen. Auf Grund der fehlenden Möglichkeit, eine Referenzmessung an dem untersuchten 775 MVA Generator durchzuführen, dient die FELMEC Rechnung als Referenzrechnung. Nachfolgend wird mit dem im Kapitel 7 vorgestellten Optimierungsverfahren ein neuer Parameterdatensatz aus den Stromverläufen der FD-Berechnung während der 3pol-KA_100 mit anschließender subsynchroner Resonanz erzeugt. Eine erneute NETOMAC Rechnung mit den aus der Optimierung identifizierten Ersatzschaltbildparametern und deren Vergleich mit der Referenzrechnung gibt dann Aufschluss darüber, ob die neuen Parameter ein besseres Ergebnis bei der Berechnung der SSR erzielen.

7.1 Vergleich von NETOMAC Rechnung und FELMEC Rechnung

In den Kapiteln 5 und 6 wurden bereits subsynchrone Resonanzen in einem elektromechanischen System bestehend aus einem 775 MVA Generatorsatz und einer langen, kompensierten Übertragungsleitung (Kompensationsgrad: $X_C = 69\%$) in Folge einer dreipoligen Kurzschlussabschaltung (Fehlerklärungszeit: $t_{KA} = 100$ ms) mit dem Simulationsprogramm NETOMAC (Kapitel 5) und dem Finite-Differenzen-Programm FELMEC (Kapitel 6) berechnet.

d-Achse		q-Achse	
$R_s =$	0,0010 p.u.	$R_s =$	0,0010 p.u.
$X_{\sigma s} =$	0,1140 p.u.	$X_{\sigma s} =$	0,1140 p.u.
$X_{hd} =$	1,4580 p.u.	$X_{hq} =$	1,3770 p.u.
$R_{Dd} =$	0,0068 p.u.	$R_{Dq} =$	0,0063 p.u.
$X_{Dd} =$	0,0270 p.u.	$X_{Dq} =$	0,0702 p.u.
$X_{cd} =$	0,0243 p.u.	$X_{cq} =$	0,0243 p.u.
$R_f =$	0,0008 p.u.		
$X_{\sigma f} =$	0,0891 p.u.		

Tabelle 7.1: Aus der Geometrie berechneten Ersatzschaltbildparameter des 775 MVA Generators für das Ersatzschaltbild aus Abbildung 4.5

In NETOMAC wird dabei das Park'sche Ersatzschaltbild mit der Erweiterung nach Canay (vgl. Abb. 4.5) zur Modellierung des Generators eingesetzt. Die Parameter der einzelnen Ersatzschaltbildelemente sind dem Datenblatt der Maschine entnommen (Tabelle 7.1).

In Abbildung 7.1 sind der Strom und das Frequenzspektrum nach der dreipoligen Kurzschlussabschaltung für die NETOMAC und die FELMEC Rechnung gegenübergestellt. Der direkte Vergleich beider Verläufe zeigt eine recht gute Übereinstimmung. Auch die Frequenzgänge zeigen ein nahezu identisches Verhalten. Deutlich zu erkennen ist die Resonanzfrequenz der kompensierten Übertragungsleitung bei 42 Hz, die bei der Referenzrechnung etwas ausgeprägter ist als bei der analytischen Rechnung.

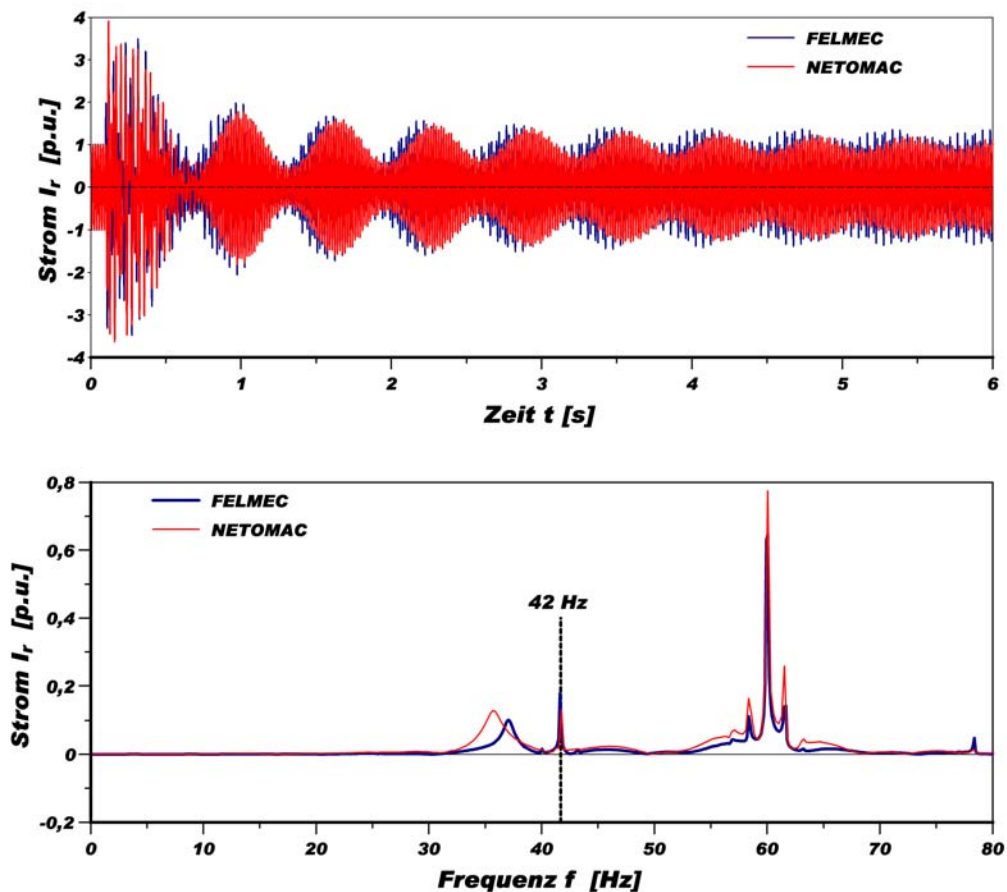


Abbildung 7.1: Strom und Frequenzspektrum für eine Kurzschlussabschaltung nach 100ms bei einem Kompensationsgrad $X_C = 69\%$

Hier sein noch einmal erwähnt, dass das Hauptaugenmerk im Vergleich der Strom- und Momentenverläufe nicht nur auf den Überschwingern direkt nach Fehlereintritt liegt,

sondern vor allem auch auf dem Zeitbereich ab ca. einer halben Sekunde nach Fehlereintritt, da die subfrequenten Ströme und die damit verbundene Wechselwirkung zwischen elektrischem und mechanischem System auch erst nach einigen Sekunden zu Erhöhungen der Momente führen können. Dies ist auch ein Grund für die lange Simulationszeit.

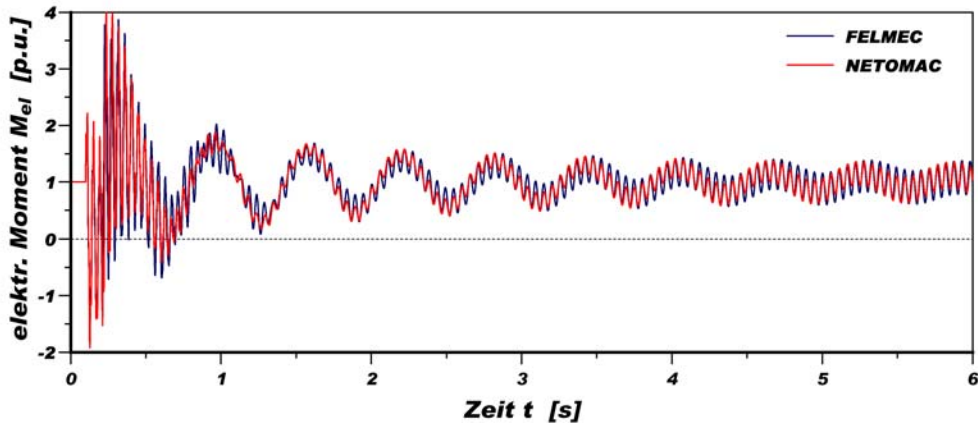


Abbildung 7.2: Elektrisches Moment für eine Kurzschlussabschaltung nach 100ms bei einem Kompensationsgrad $X_C = 69\%$

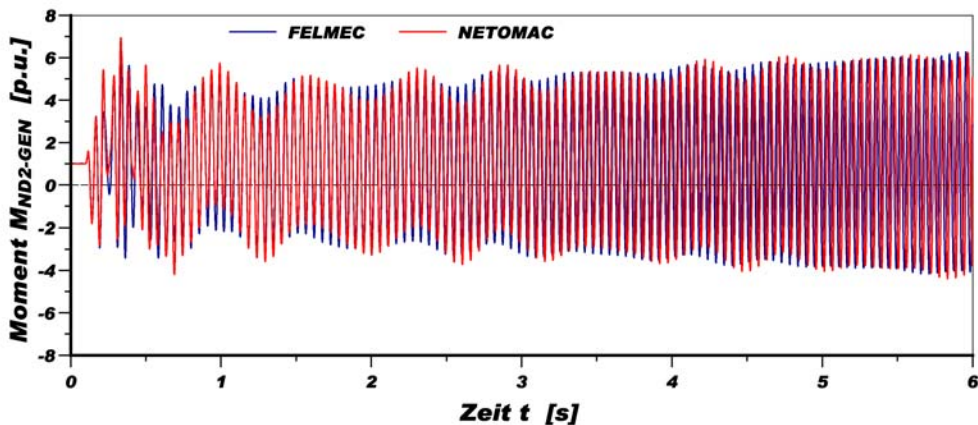


Abbildung 7.3: Mechanisches Moment zwischen Niederdruckturbine 2 (ND2) und Generator (GEN) für eine Kurzschlussabschaltung nach 100ms bei einem Kompensationsgrad $X_C = 69\%$

Der Vergleich der elektrischen und mechanischen Momente (Abb. 7.2 und 7.3) macht ebenfalls deutlich, dass die Simulation des Störfalls mit den original Ersatzschaltbildparametern aus dem Datenblatt des 775 MVA Generators Ergebnisse liefert, die den grundsätzlichen Verlauf gut wiedergeben.

7.2 Vergleich von NETOMAC-Rechnung mit optimierten Parametern und FELMEC Rechnung

Zur Bestimmung der Park-Parameter müssen die Strangströme und der Erregerstrom nach der 3pol-KA100 an den Generatorklemmen aufgenommen werden. Da, wie schon erwähnt, keine Messungen an dem untersuchten 775 MVA Generator durchgeführt werden können, werden die benötigten Ströme durch numerische Feldberechnung mit dem FD-Programm FELMEC erzeugt und dienen der Optimierung als Referenz (siehe hierzu Berechnung in Kapitel 6). Auch hier gilt, dass die Parameter durch die Optimierung so lange variiert werden, bis die berechneten Stromverläufe aus den optimierten Parametern mit den Referenzstromverläufen einen vordefinierten Fehler nicht überschreiten.

d-Achse			q-Achse		
R_s	=	0,0011 p.u.	R_s	=	0,0011 p.u.
X_{cs}	=	0,1144 p.u.	X_{cs}	=	0,1144 p.u.
X_{hd}	=	1,2446 p.u.	X_{hq}	=	1,2351 p.u.
R_{Dd}	=	0,0120 p.u.	R_{Dq}	=	0,0030 p.u.
X_{Dd}	=	0,0258 p.u.	X_{Dq}	=	0,0773 p.u.
X_{cd}	=	0,0255 p.u.	X_{cq}	=	0,0255 p.u.
R_f	=	0,0013 p.u.			
X_{cf}	=	0,1259 p.u.			

Tabelle 7.2: Aus der 3pol-KA_100 optimierte Ersatzschaltbildparameter des 775 MVA Generators für das Ersatzschaltbild aus Abbildung 4.5

Die durch die Optimierung identifizierten Parameter sind in Tabelle 7.2 aufgelistet. Diese Parameter ersetzen die aus der Geometrie der Maschine berechneten Ersatzschaltbildparameter bei einer erneuten Simulation der 3pol-KA_100 mit NETOMAC. Die neu berechneten Verläufe der Ströme und Momente werden wiederum mit den Verläufen der numerischen Berechnung verglichen.

Das berechnete Moment bildet den tatsächlichen Verlauf fast optimal nach (Abb. 7.4). Die in Abbildung 7.5 und 7.6 dargestellten Verläufe des Stroms und dessen Frequenzspektrum, sowie der Verlauf des elektrischen Moments unterstreichen das gute Ergebnis der NETOMAC Rechnung mit den optimierten Parametern für die Ersatzschaltbildelemente.

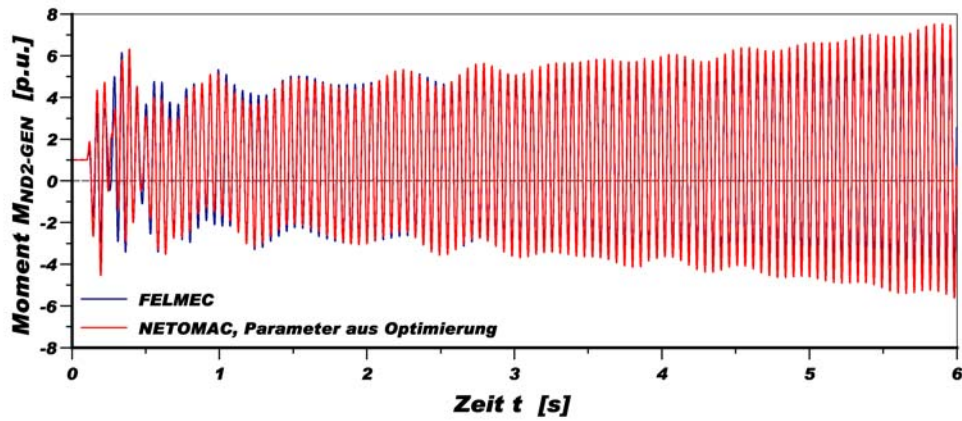


Abbildung 7.4: Mechanisches Moment zwischen Niederdruckturbine 2 (ND2) und Generator (GEN) für eine Kurzschlussabschaltung nach 100ms bei einem Kompensationsgrad $X_C = 69\%$

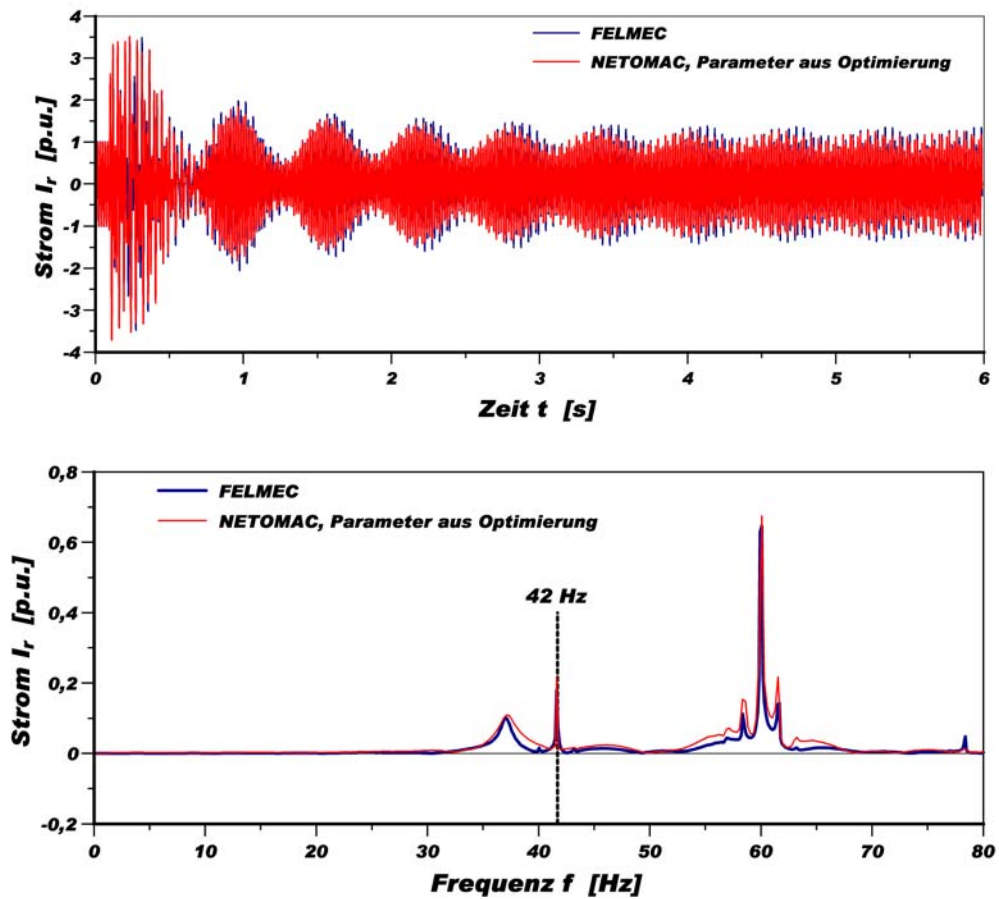


Abbildung 7.5: Elektrisches Moment, Strom und Frequenzspektrum für eine Kurzschlussabschaltung nach 100ms bei einem Kompensationsgrad $X_C = 69\%$

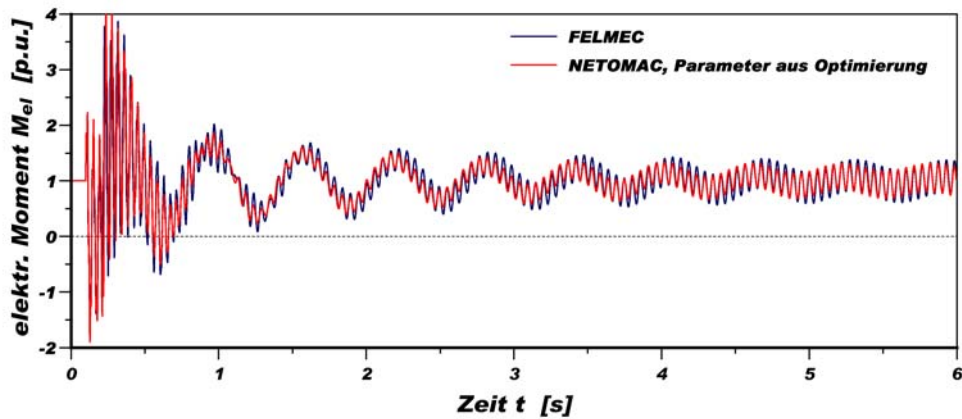


Abbildung 7.6: Elektrisches Moment für eine Kurzschlussabschaltung nach 100ms bei einem Kompensationsgrad $X_C = 69\%$

7.3 Bewertung der Vergleiche

In diesem Kapitel gilt es die Frage zu beantworten, ob die ermittelten Parameter des Park'schen Ersatzschaltbilds auch beim Auftreten von subsynchronen Strömen das dynamische Verhalten der Synchronmaschine korrekt nachbilden oder ob das gegebene Ersatzschaltbild erweitert oder nur die Parameter angepasst werden müssen.

Schon der erste Vergleich der mit NETOMAC und FELMEC berechneten Verläufe einer subsynchronen Resonanz zeigt, dass bereits die ursprünglichen Ersatzschaltbildparameter zufriedenstellende Ergebnisse bei der Berechnung der Ströme und Momente liefert (vgl. Abb. 7.1, 7.2 und 7.3). Eine Erweiterung des Park'schen Ersatzschaltbildes muss daher nicht durchgeführt werden.

Die Optimierung der Parameter aus den Stromverläufen der 3pol-KA_100 führt zu einer deutlichen Verbesserung gegenüber der Berechnung mit den Parametern aus dem Datenblatt des Generators (vgl. Abb. 7.4 und 7.5). Zur Veranschaulichung sind in Abbildung 7.7 die Einhüllenden der mechanischen Momente zwischen Niederdruckturbine 2 und Generator für die Schwingung mit der ersten Eigenfrequenz ($f_{m1} = 18$ Hz) aufgezeigt. Die blaue Kurve ist die Referenzrechnung mit FELMEC, die grüne zeigt die Einhüllende des Moments, berechnet mit den ursprünglichen ESB-Parametern. Die aus dem Momentverlauf der NETOMAC-Rechnung mit den optimierten Parametern abgeleitete Hüllkurve ist rot und weist einen nahezu identischen Verlauf mit der Referenzkurve auf. Noch deutlicher wird die gute Übereinstimmung durch die Analyse der

Abweichungen der Einhüllenden von der Referenzkurve in Abbildung 7.8. Sowohl für die NETOMAC-Rechnungen mit den Parametern aus dem Datenblatt als auch aus der Optimierung ist die Abweichung kleiner als 10%, wobei die Rechnung mit den für die SSR optimierten Parameter einen noch geringeren Fehler aufweist.

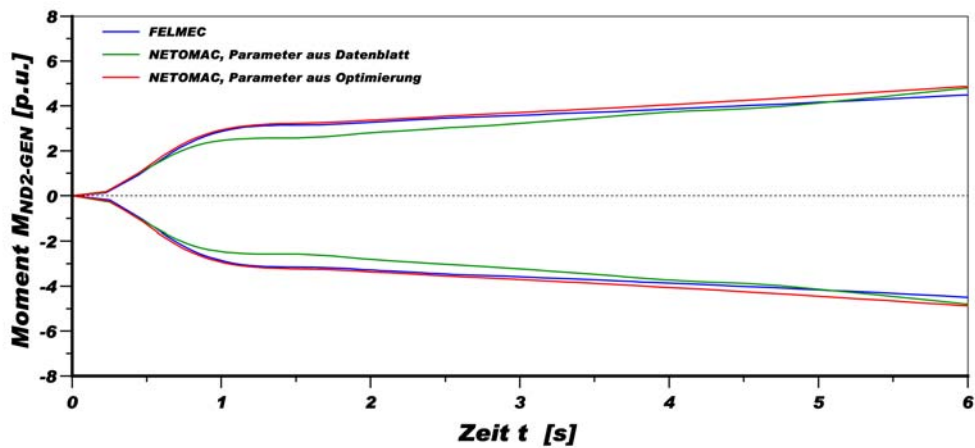


Abbildung 7.7: Einhüllende des mechanischen Moments zwischen ND2 und GEN für die Schwingung mit der ersten Eigenfrequenz ($f_{m1} = 18$ Hz)

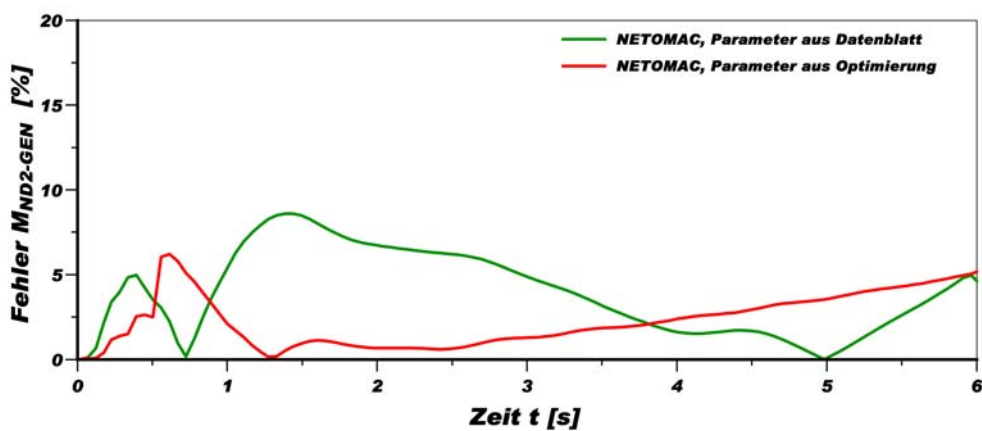


Abbildung 7.8: Abweichung der Einhüllenden für die NETOMAC Rechnungen mit den Parametern aus dem Datenblatt (grün) und aus der Optimierung (rot) von der Referenzkurve

Als weiteres Beurteilungskriterium für die Genauigkeit der NETOMAC Rechnungen kann das logarithmische Inkrement α herangezogen werden. Ähnlich wie aus einer aufgenommenen Schwingung mit abnehmender Amplitude das logarithmische Dekrement ϱ gebildet und daraus die Dämpfung berechnet werden kann (vgl. Kapitel 3.2), kann für

einen Schwingungsverlauf mit steigender Amplitude das logarithmische Inkrement α , als Maß für den Amplitudenanstieg, ermittelt werden.

$$\alpha = \frac{1}{n} \ln \frac{A_{i+n}}{A_i} \quad (7.1)$$

In Tabelle 7.3 sind die aus dem Verlauf der elektrischen und mechanischen Momente ermittelten logarithmischen Inkremente α für die verschiedenen Rechnungen aufgelistet. Durch die Analyse der α -Werte wird auch hier deutlich, dass die NETOMAC-Rechnungen gute Ergebnisse in Hinblick auf den Anstieg der Schwingungsamplituden liefern. Außerdem unterstreicht der Vergleich nochmals die Verbesserung der Rechnung mit den optimierten ESB-Parametern gegenüber der Rechnung mit den ursprünglichen Parametern.

	NETOMAC Rechnung mit Original ESB- Parametern	NETOMAC Rechnung mit optimierten ESB- Parametern	Referenzrechnung mit FELMEC
elektrisches Moment M_{el}	$\alpha = 0,0122$	$\alpha = 0,0143$	$\alpha = 0,0137$
mechanisches Moment $M_{ND2-GEN}$	$\alpha = 0,0135$	$\alpha = 0,0155$	$\alpha = 0,0148$

Tabelle 7.3: Vergleich des logarithmischen Inkrements von elektrischem und mechanischem Moment nach einer Kurzschlussabschaltung von 100ms für einen Kompensationsgrad $X_C=69\%$

Als Fazit der in diesem Kapitel durchgeführten Untersuchung kann für die Berechnung der subsynchronen Resonanzen festgehalten werden, dass sowohl die Berechnung mit den aus der Geometrie der Maschine als auch aus der Optimierung abgeleiteten Ersatzschaltbildparametern gute Ergebnisse liefern, wobei die Berechnung mit den optimierten Parametern das tatsächliche Verhalten des Turbosatzes noch genauer simuliert.

8 Beispiele für das Auftreten von SSR nach elektrischen Störfällen

Die Aufgabe der Hersteller von Turbogeneratoren und der Betreiber von Kraftwerken ist es, dafür zu sorgen, dass es bei auftretenden Störfällen nicht zu unzulässig hohen Beanspruchungen und damit zu Schäden im Generatorsatz kommen kann. Hierfür sind schon im Vorfeld der Inbetriebnahme intensive Berechnungen durchzuführen, die das Verhalten und die Beanspruchung des Generators in Folge dieser Störfälle genau simulieren. Wird der Generator später an einer langen, kompensierten Übertragungsleitung betrieben, besteht die Gefahr für das Auftreten von subsynchronen Resonanzen (vor allem bei ungünstiger Kompensation), die auch schon durch Störungen oder Schalthandlungen angeregt werden können, auch wenn diese im Normalfall keine kritische Belastung für den Generator darstellen würden. Eine hinreichend genaue Modellierung des elektromechanischen Systems, vor allem des Generators, ist dafür unerlässlich. Die exakteste Methode zur Modellierung des Generators ist die Nachbildung mittels Finiter-Elemente oder Finiter-Differenzen (z. B. FELMEC) und daran anschließend die numerische Berechnung der auftretenden Momente für die unterschiedlichen Störfälle. Diese Methode ist allerdings sehr aufwendig und zeitintensiv. In Kapitel 5 wurden mit der Analyse des Frequenzgangs und der Berechnung des elektrischen Dämpfungskoeffizienten zwei Methoden vorgestellt, mit denen elektromechanische Systeme auf ein mögliches Auftreten von SSR hin untersucht werden können. Allerdings sagen diese Verfahren noch nichts über die dynamische Beanspruchung des Wellenstrangs in Folge der zusätzlich auftretenden subfrequenten Ströme und/oder Momente aus. Hierzu ist die Simulation der kritischen Systembedingungen im Zeitbereich notwendig, mit der die transienten Wechselwirkungen zwischen mechanischem und elektrischem System berechnet werden.

Im vorangegangenen Kapitel wurde gezeigt, dass das Ersatzschaltbild nach Park, auch ohne zusätzliche Elemente oder die Optimierung der gegebenen Parameter, bei der

Untersuchung von subsynchronen Resonanzerscheinungen in gekoppelten elektro-mechanischen Systemen schon gute Ergebnisse liefert. Die Optimierung führte noch einmal zu einer deutlichen Verbesserung für die Berechnung der auftretenden Momente.

Folgende Vorgehensweise bei der Untersuchung kann aus den in dieser Arbeit gewonnen Erkenntnissen empfohlen werden:

1. kritische Netzstrukturen herausfiltern (z. B. durch Analyse des Frequenzgangs)
2. Berechnung einer ausgewählten SSR mit FE- resp. FD-Programm (z. B. FELMEC)
3. Optimierung der ESB-Parameter aus den berechneten Stromverläufen
4. weitere SSR-Analyse mit optimierten ESB-Parameten mit einem Simulationsprogramm (z. B. NETOMAC)

Die ersten drei Punkte wurden in dieser Arbeit bereits durchgeführt. Nachfolgend werden beispielhaft für die gegebene Systemstruktur drei weitere Störfälle berechnet, die den Wellenstrang zu subsynchronen Resonanzschwingungen anregen. Aus dem IEEE First Benchmark Model wurde hierzu das in Abbildung 9.1 dargestellte Modell abgeleitet.

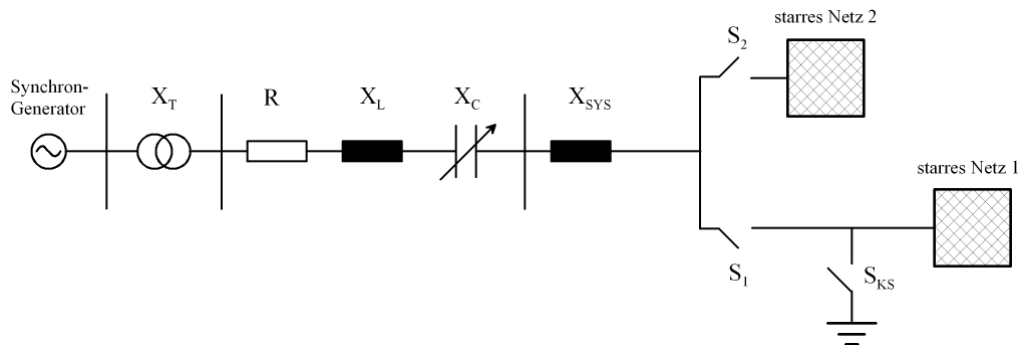


Abbildung 9.1: Aus dem FBM abgeleitetes Modell zur Simulation verschiedener Störfälle

9.1 Erfolgreiche dreipolige Kurzunterbrechung eines zweipoligen Fehlers (3pol-KU)

Bei der dreipoligen Kurzunterbrechung eines zweipoligen Fehlers wird versucht, einen zweipoligen Fehler dadurch zu löschen, dass der betroffene Leitungsabschnitt kurzzeitig spannungslos geschaltet wird. Ist der Fehler nach der Unterbrechung noch nicht gelöscht,

wird der betreffende Abschnitt ganz herausgeschaltet. In dem hier aufgezeigten Beispiel erfolgt die Unterbrechung 100 ms nach Eintritt des Kurzschlusses und bleibt dann für 400 ms abgeschaltet (USA-Praxis). Dann erfolgt die Wiedereinschaltung und, da der Fehler nicht gelöscht wurde, eine erneute Unterbrechung nach weiteren 100 ms. Diese Prozedur kann schon ohne eine Kompensation in der Übertragungsleitung zu hohen Torsionsbeanspruchungen und Wellenermüdungen führen. Die Auswirkungen, die dieser Fehler in Verbindung mit einer Leitungskompensation bei verschiedenen Kompensationsgraden hat, wird nachfolgend aufgezeigt.

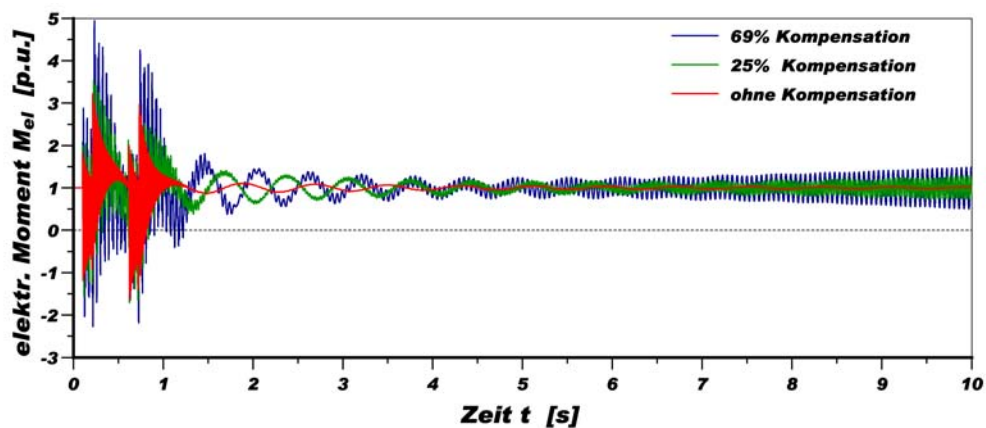


Abbildung 8.2: Elektrisches Moment in Folge einer 3pol-KU für unterschiedliche X_C

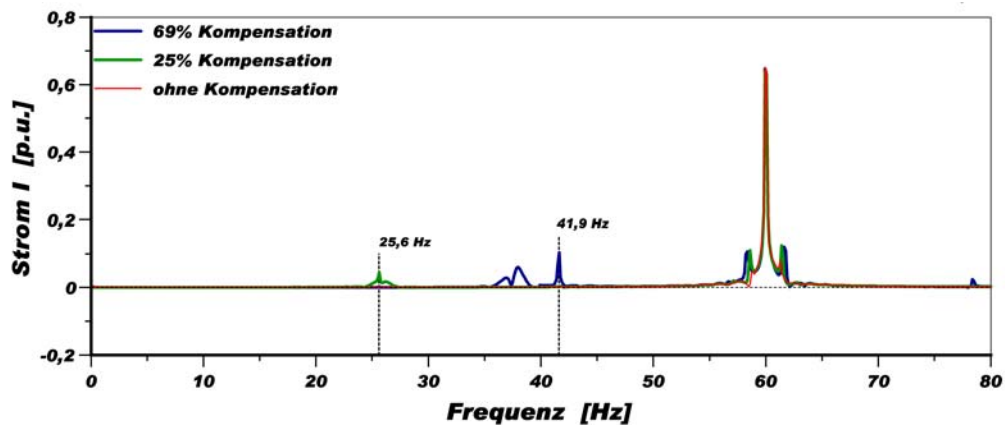


Abbildung 8.3: Frequenzspektrum des Stroms an den Generatorklemmen in Folge einer 3pol-KU für unterschiedliche Kompensationsgrade

Das Frequenzspektrum der Klemmenströme am Generator verdeutlicht den Grund für die ansteigenden Schwingungsamplituden (Abb. 8.3). Die Ströme besitzen nämlich genau die

Frequenzkomponenten, die komplementär zu der ersten und zweiten Eigenfrequenz der Welle sind und diese somit zu Resonanzschwingungen anregen. Dies verdeutlichen auch die Verläufe der Torsionsmomente zwischen Niederdruckturbine 2 (ND2) und Generator (GEN) sowie zwischen Niederdruckturbine 1 (ND1) und Niederdruckturbine 2 (ND2) (Abb. 8.4). Für den Kompensationsgrad von 69 % ist es vor allem das Moment zwischen ND2 und GEN, das die größten Schwingungsamplituden aufweist, während die größeren Amplituden auf der Welle für einen Kompensationsgrad von 25 % zwischen ND1 und ND2 auftreten.

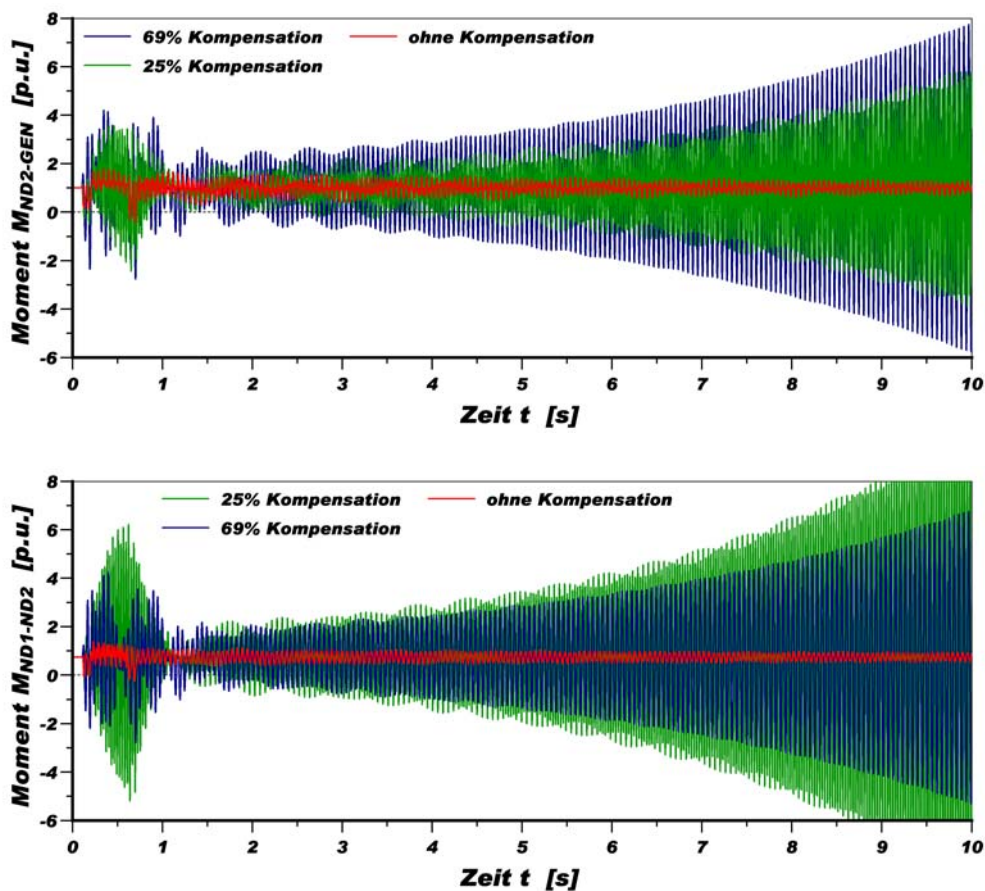


Abbildung 8.4: Torsionsmomente auf dem Wellenstrang in Folge einer 3pol-KU für unterschiedliche Kompensationsgrade

8.2 Einpolige Kurzschlussunterbrechung (1pol-KSU)

Der einpolige Kurzschluss ist die am häufigsten auftretende Störungen im Netz, die oftmals durch äußere Einflüsse (z. B. Blitzeinschläge) verursacht wird und nach kurzer Zeit meist von selbst wieder verschwindet oder durch kurzzeitiges Wegschalten der

betroffenen Leitung gelöscht wird. Im Normalfall führt die einpolige Kurzschlussunterbrechung zu keinen nennenswerten Beanspruchungen der Welle. Anders sieht es aus, wenn der Generator in eine lange, kompensierte Übertragungsleitung einspeist.

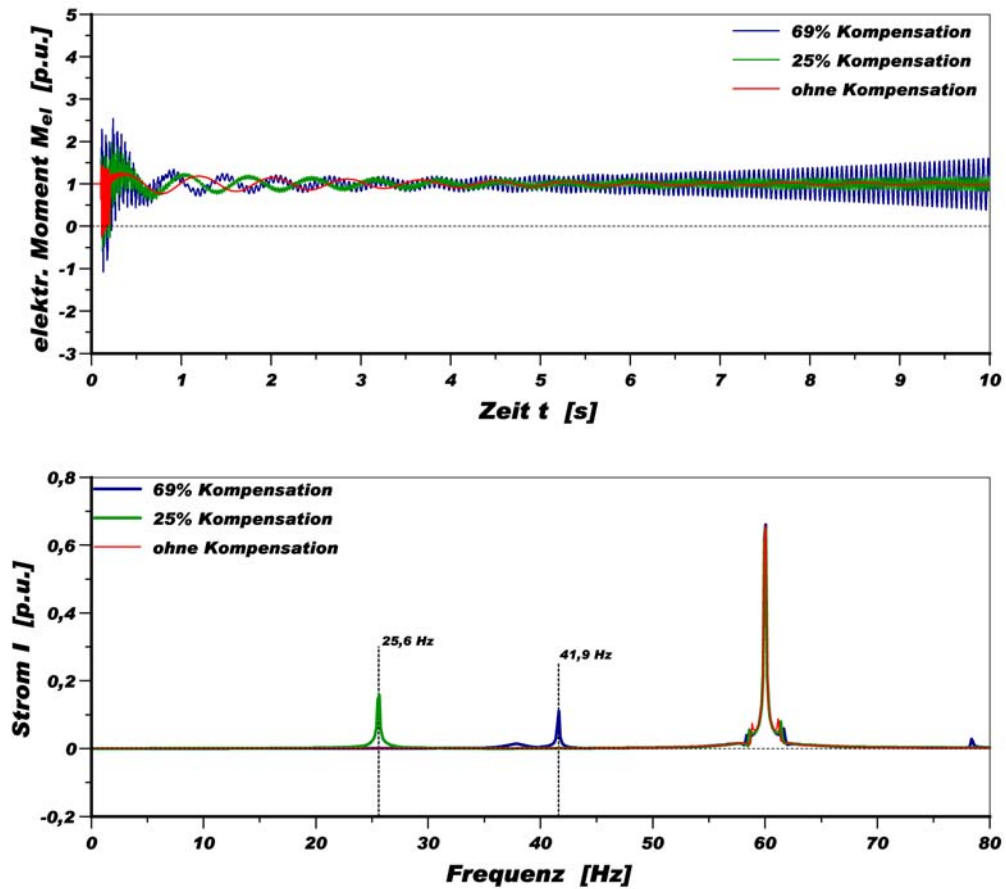


Abbildung 8.5: Elektrisches Moment und Frequenzspektrum des Stroms an den Generatorklemmen, in Folge einer 1pol-KSU für unterschiedliche Kompensationsgrade

Auch hier weisen die Momentenverläufe ein ähnliches Verhalten auf wie im vorhergehenden Beispiel der dreipoligen Kurzabschaltung eines zweipoligen Fehlers schon beschrieben. Auffällig ist in diesem Beispiel allerdings, dass vor allem die zweite Eigenfrequenz des Wellenstrangs zu Resonanzschwingungen angeregt wird (Abb. 8.6) und der Frequenzanteil im Strom bei 25,6 Hz sehr viel ausgeprägter ist als im vorangegangenen Beispiel.

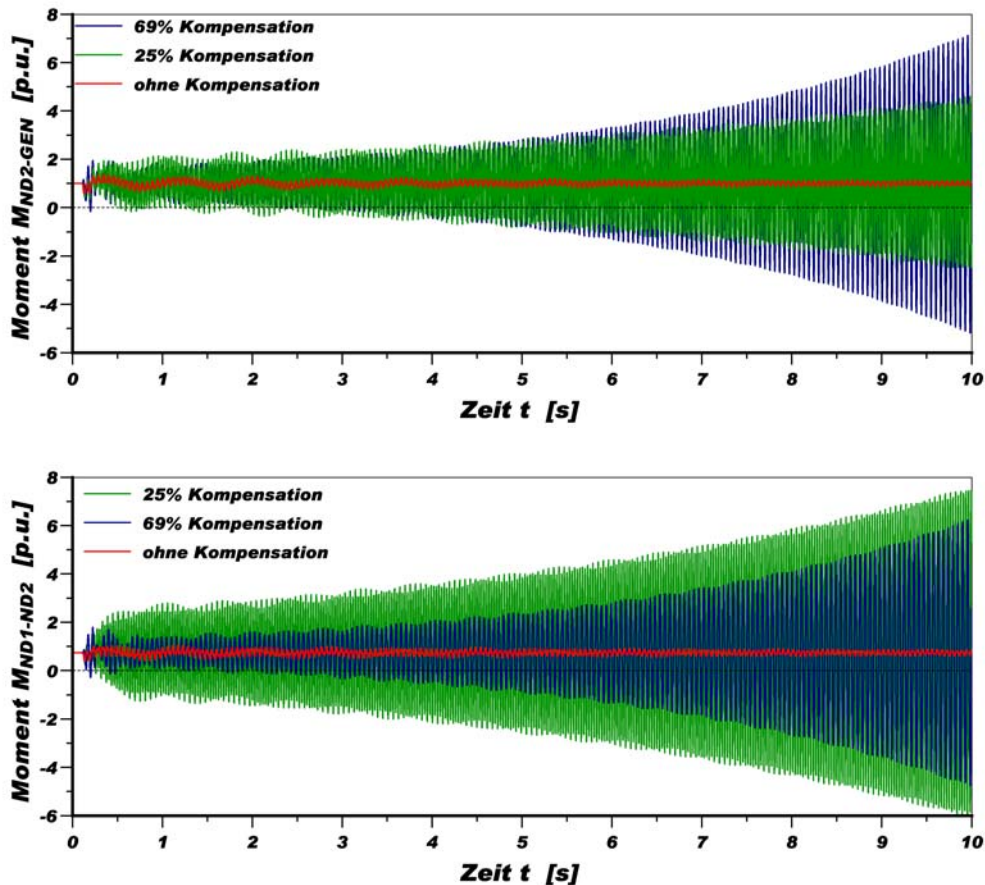


Abbildung 8.6: Torsionsmomente auf dem Wellenstrang in Folge einer Ipol-KSU für unterschiedliche Kompensationsgrade

8.3 Netzumschaltung mit einem Phasenwinkerversatz von 30° (30°-NU)

Die Netzumschaltung ist im eigentlichen Sinn kein Störfall, sondern ein normaler betrieblicher Vorgang, der in der Praxis relativ häufig vorkommt. Solange ein bestimmter Phasenwinkerversatz zwischen den beiden Netzen nicht überschritten wird, hat die zusätzliche Torsionsbeanspruchung keine gravierende Auswirkung auf die Lebensdauer des Wellenstrangs. Wie das folgende Beispiel zeigt, können allerdings Schalthandlungen zwischen zwei Netzen, wenn diese über eine lange kompensierte Übertragungsleitung mit dem speisenden Generator verbunden sind, sehr große Belastungen für den Wellenstrang zur Folge haben. Wie schon in den voran gegangenen beiden Beispielen steigt auch hier die Amplitude der elektrischen und mechanischen Momente nach der Netzumschaltung stark an (Abb. 8.7 bis 8.9).

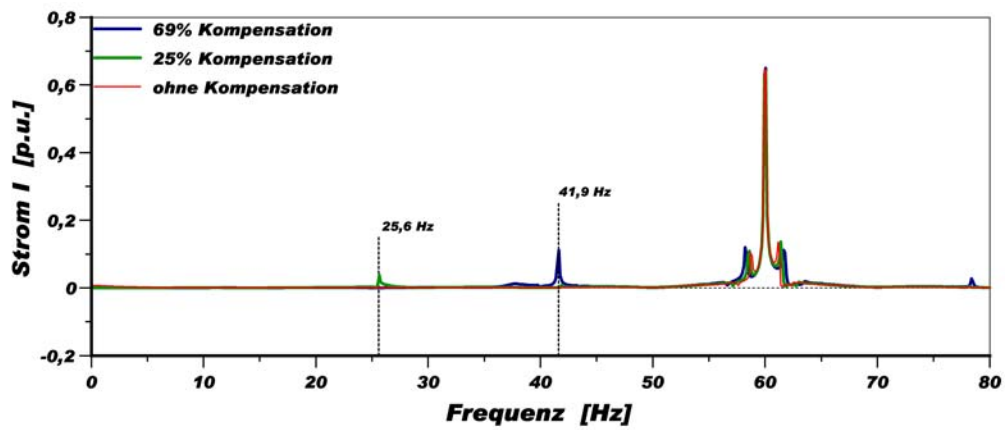
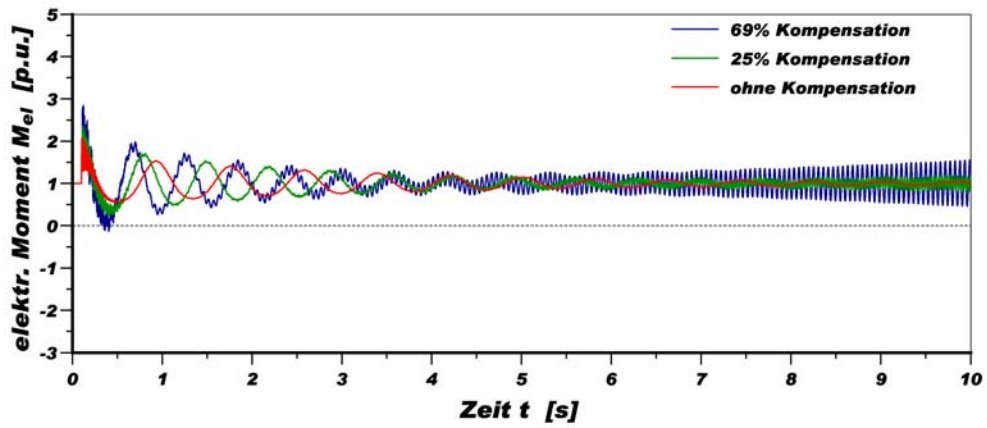


Abbildung 8.7: Elektrisches Moment und Frequenzspektrum des Stroms an den Generatorklemmen in Folge einer 30°-NU für unterschiedliche Kompensationsgrade

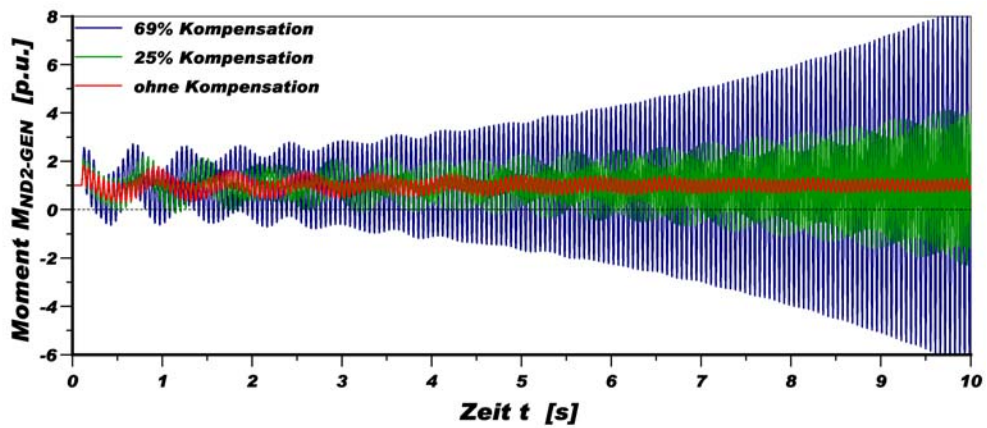


Abbildung 8.8: Torsionsmomente auf dem Wellenstrang in Folge einer 30°-NU für unterschiedliche Kompensationsgrade

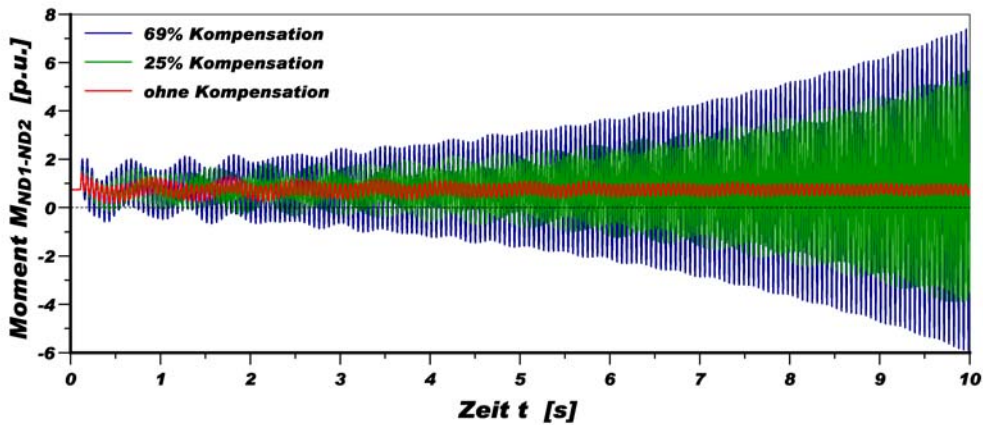


Abbildung 8.9: Torsionsmomente auf dem Wellenstrang in Folge einer 30°-NU für unterschiedliche Kompensationsgrade

Die Beispiele haben gezeigt, dass für die Anregung einer subsynchronen Resonanz die Störung alleine auslösend ist. Die Art ist nur für die anfängliche Beanspruchung wichtig. Ist die SSR erst einmal in Gang gesetzt, breitet sich diese auf ähnliche Weise und unabhängig davon aus, ob der Auslöser ein schwerer Fehler (z. B. 3pol-KU) oder eine Schalthandlung (30°-NU) ist. Nach ca. acht bis zehn Sekunden treten Torsionsmomente vom Achtfachen des Nennmoments auf, die ohne installierte Schutzmaßnahmen unweigerlich zur Zerstörung des Wellenstrangs führen. Der Vergleich des logarithmischen Inkrements α , als Maß für den Amplitudenanstieg der Torsionsschwingung zwischen Niederdruckturbine 2 und Generator, in Tabelle 8.1 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Die α -Werte sind für jede der drei aufgeführten Störungen ähnlich hoch.

	3polige Kurzunterbrechung	1polige Kurzschlussunterbrechung	Netzumschaltung mit 30° Phasenversatz
Kompensationsgrad $X_C = 69\%$	$\alpha = 0,0115$	$\alpha = 0,0102$	$\alpha = 0,0136$
Kompensationsgrad $X_C = 25\%$	$\alpha = 0,0097$	$\alpha = 0,0083$	$\alpha = 0,0071$

Tabelle 8.1: Vergleich des logarithmischen Inkrements für das mechanische Moment zwischen ND2 und GEN der untersuchten Störfälle

9 Abschließende Bemerkung und Ausblick

Abschließend kann festgehalten werden, dass das Ersatzschaltbild nach Park, wie es standardmäßig für die Simulation von Synchronmaschinen eingesetzt wird, auch bei der Untersuchung von subsynchronen Resonanzerscheinungen in gekoppelten elektro-mechanischen Systemen gute Ergebnisse liefert. Dies ist eine sehr wichtige Erkenntnis, angesichts der kritischen Diskussionen im Kreise der Wissenschaftler, die sich mit der Untersuchung der subsynchronen Resonanzen befasst haben. Die kontroverse Frage bezüglich der Anwendbarkeit der Park'schen Parameter bei Störungen mit dominierenden, niederfrequenten Pendelungen ist damit positiv beantwortet worden. Somit kann das Ersatzschaltbild mit den ursprünglichen Maschinenparametern (Herstellerangaben) für eine erste Risikoabschätzung bzw. das Herausfiltern kritischer Netzstrukturen eingesetzt werden.

Durch die Optimierung der Parameter für die subsynchronen Resonanzen wird eine deutliche Verbesserung in der Berechnung der auftretenden Momente erzielt. Für die Optimierung ist allerdings eine sehr aufwendige und zeitintensive SSR-Berechnung mittels Finiter-Elemente oder Finiter-Differenzen nötig. Der erhöhte Simulationsaufwand lohnt in soweit, als dass die so berechneten Momenten- und Stromverläufe sehr genau mit den realen Verläufen übereinstimmen und die tatsächlichen Auswirkungen einer SSR auf den untersuchten Generator exakt widerspiegeln.

Eine weitere Verbesserung für die Simulation der subsynchronen Resonanzen würde die Einbindung des in Kapitel 3 vorgestellten kontinuierlichen Modells für den Wellenstrang an das Finite-Differenzen Modell der Synchronmaschine bewirken. Durch diese direkte Kopplung kann das Verhalten des Wellenstrangs in Folge der im Luftspalt des Generators zusätzlich auftretenden niederfrequenten Momente noch exakter nachgebildet werden.

Mit dem First Benchmark Model wurde in dieser Arbeit eine sehr einfache Struktur des Vorschaltnetzwerkes in FELMEC gewählt. Für die Analyse realer Netze ist dieses einfache

Modell nur begrenzt geeignet, da in der Realität selten ein einzelner Generator über eine separate Übertragungsleitung an ein starres Netz gekoppelt ist. Neben den herkömmlichen, leicht in das Vorschaltnetzwerk zu integrierenden, passiven Betriebsmitteln werden heute zunehmend auch aktiv steuerbare Betriebsmittel in Energieübertragungssystemen eingesetzt, die z. B. zur Erhöhung der Übertragungskapazität, zur Verbesserung der Spannungsstabilität und nicht zuletzt auch als Schutz gegen SSR dienen. Mit der Einbindung dieser FACTS-Geräte (Flexible AC Transmission System) in das Vorschaltnetzwerk würde die Möglichkeit geschaffen, das elektromechanische Verhalten von einem Generator und einer real existenten Netztopologie mit FELMEC exakt zu simulieren.

Eine weitere sehr anspruchsvolle Aufgabe für die Zukunft wäre die Kopplung mehrerer Generatormodelle über das Vorschaltnetzwerk. Die wechselseitige Beeinflussung zwischen den einzelnen Synchrongeneratoren beim Auftreten von subsynchronen Resonanzen würde so ebenfalls in die Simulationsergebnisse mit einfließen und eine noch genauere Nachbildung der elektromechanischen Wechselwirkung in komplexen Übertragungs- und Versorgungssystemen ermöglichen.

Anhang A

Parameter der untersuchten Generatoren

775 MW Generator:

Dieser Generator dient als Beispielgenerator für die in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen.

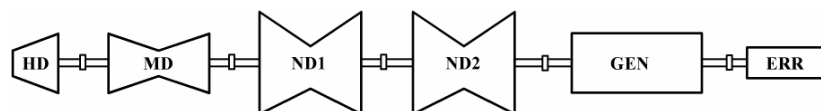
Nenndaten:

S_N	=	775 MVA
U_N	=	26 kV
$\cos \varphi$	=	0,9
f_N	=	60 Hz
n_N	=	3600 U/min

Ersatzschaltbildparameter:

d-Achse		q-Achse	
R_s	= 0,0010 p.u.	R_s	= 0,0010 p.u.
$X_{\sigma s}$	= 0,1140 p.u.	$X_{\sigma s}$	= 0,1140 p.u.
X_{hd}	= 1,4580 p.u.	X_{hq}	= 1,3770 p.u.
R_{Dd}	= 0,0068 p.u.	R_{Dq}	= 0,0063 p.u.
X_{Dd}	= 0,0270 p.u.	X_{Dq}	= 0,0702 p.u.
X_{cd}	= 0,0243 p.u.	X_{cq}	= 0,0243 p.u.
R_f	= 0,0008 p.u.		
$X_{\sigma f}$	= 0,0891 p.u.		

Parameter des Wellenstrangs (Sechs Massen Schwinger)



Trägheitsmoment [kgm ²]	1029	2531	9605	9605	9311	922
Federkonstante [10 ⁸ Nm/Rad]	1,88	2,78	2,29	1,16		1,59
physikalische Dämpfung [10 ² s ⁻¹]	1,99	8,78	3,01	11,4		2,94

52 MW Generator:

An diesem Generator wurden im Rahmen der Stillstandsfrequenzgangmessung (SSFR in Kapitel 6) die Frequenzgänge aufgenommen.

Nenndaten:

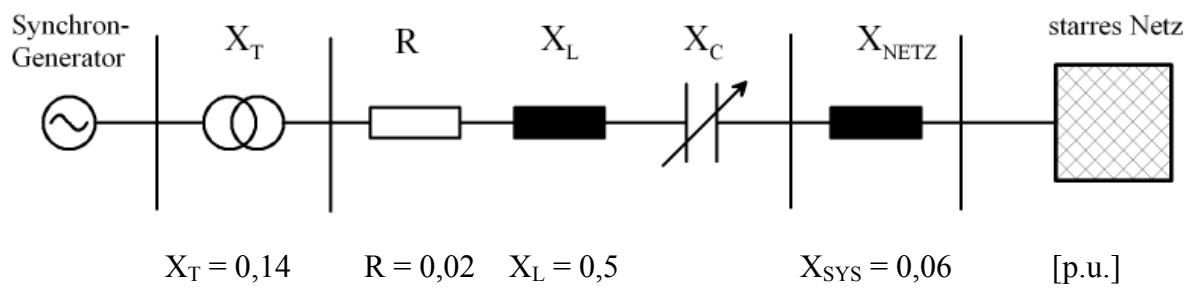
S_N	=	52 MVA
U_N	=	10,5 kV
$\cos \varphi$	=	1,0
f_N	=	50 Hz
n_N	=	3000 U/min

Ersatzschaltbildparameter:

d-Achse		q-Achse	
R_s	= 0,0017 p.u.	R_s	= 0,0017 p.u.
$X_{\sigma s}$	= 0,1257 p.u.	$X_{\sigma s}$	= 0,1257 p.u.
X_{hd}	= 1,8400 p.u.	X_{hq}	= 1,7420 p.u.
R_{Dd}	= 0,0092 p.u.	R_{Dq}	= 0,0028 p.u.
X_{Dd}	= 0,0323 p.u.	X_{Dq}	= 0,0409 p.u.
X_{cd}	= -0,0014 p.u.	X_{cq}	= -0,0014 p.u.
R_f	= 0,0009 p.u.		
$X_{\sigma f}$	= 0,1152 p.u.		

Anhang B

Daten des Netzmodells (FBM)



Literaturverzeichnis

- [1] P.M. Anderson, B.L. Agrawal, J.E. Van Ness: „*Subsynchronous Resonance in Power Systems*“, IEEE Press 1990
- [2] R.A. Hedin, R.C.Dany, K.B. Stump: „*An Analysis of the Subsynchronous Interaction of Synchronous Machines and Transmission Networks*“, Proceeds of the American Power Conference, Vol.35, 1973
- [3] H.M. Restebakke: „*Self-Excited Oscillations in a Transmission System using Series Capacitor*“, IEEE PAS, Vol.101, No.10, 1982
- [4] M. Canay: „*Subsynchrone Resonanz, Erläuterung der physikalischen Zusammenhänge*“, Brown Boweri Mitteilung 8, 1981
- [5] R. Gasch, K.Knothe: „*Strukturdynamik*“, Springer Verlag, 1987
- [6] S. Kulig: „*Elektrische Antriebe und Mechatronik*“, Skript zur Vorlesung, Universität Dortmund, 2004
- [7] R.H. Park: „*Two-Reaction Theory of Synchronous Machines; Part I Generalized Method Analysis*“, Trans. AIEE, Vol.48, 1929
- [8] R.H. Park: „*Two-Reaction Theory of Synchronous Machines; Part II*“, ibid, 1933
- [9] IEC: „*Rotating Electrical Machines – Methods for determining synchronous machine quantities from test*“, IEC 60034-4, 2008
- [10] IEEE Guide: „*Test Procedures for Synchronous Machines; PartII Test Procedures and Parameter Detemination for Dynamic Analysis*“, IEEE Std 155-1995
- [11] H. Bissig: „*Stillstandsfrequenzgangmessung an elektrischen Maschinen*“, Zürich, 1991
- [12] J.W. Butler, C. Concordia: „*Analysis of Series Capacitor application Problems*“, AIEE Trans., 1937
- [13] G.K. Carter, C. Concordia: „*Negative Damping of Electrical Machinery*“, AIEE Trans., 1941
- [14] C.F. Wagner: „*Self Excitation of Induction Motors with Series Capacitors*“, AIEE Trans., 1941

- [15] R.D. Bodine, G. Kron, C. Concordia: „*Self Excited Oscillations of Capacitor Compensated Lang Distance Transmission Systems*“, AIEE Trans., 1943
- [16] R.E. Marbury, J.B. Owens: „*New Series Capacitor Protective Device*“, AIEE Trans., 1946
- [17] A.A. Johnson: „*Application Consideration of Series Capacitors*“, Westinghouse Engineering Journal, 1948
- [18] D.N. Walker, E.J. Bowler, R.L. Jackson: „*Results of Subsynchronous Resonance Test at Mohave*“, IEEE PES Winter Meeting, 1975
- [19] L.A. Kilgore, E.R. Taylor, D.G. Ramay, R.G. Farmer, E. Katz, A.L. Schwalb: „*Solutions to the Problems of Subsynchronous Resonance to Power Systems with Series Capacitors*“, Proceeds of the American Power Conference, Vol.35, 1973
- [20] L.A. Kilgore, L.C. Elliott, E.R. Taylor: „*The Prediction and Control of Self Excited Oscillations due to Series Capacitors in Power Systems*“, IEEE PAS, Vol.90, No.3, 1971
- [21] R. Sreedharan, R.B. Ghodgonkar: „*Self Excited Oscillations in Compensated Transmission Systems*“, IEEE Conference Paper, PES Winter Meeting, 1973
- [22] L.A. Kilgore, D.G. Ramay: „*Transmission and Generation System Analysis Procedures for Subsynchronous Resonance Problems*“, IEEE Conference Paper, PES Summer Meeting, San Francisco, 1975
- [23] E. Katz: „*Proposed Test Cases for Subsynchronous Resonance Studies*“, IEEE Conference Paper, PES Summer Meeting, San Francisco, 1975
- [24] R.G. Farmer, B.L. Agrawal, : „*Power System Dynamic Interaction with Turbine Generators*“, The Electrical Power Engineering Handbook, 1990
- [25] K. Kibri, H.W.Dommel, S. Henschel: „*dddd*“, International Conference on Power System Transient, Rio de Janeiro, 2001
- [26] E.J Bowler: „*Understanding Subsynchronous Resonance*“, General Electric Company, Schenectady, New York
- [27] IEEE Committee Report: „*First Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous Resonance*“, IEEE PAS, Vol.96, No.5, 1977
- [28] IEEE Committee Report: „*Second Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous Resonance*“, IEEE PAS, Vol.104, No.5, 1985
- [29] R.G. Farmer, A.L. Schwalb, E. Katz: „*Navajo Project report on Subsynchronous Resonance Analysis and Solution*“, IEEE Power Engineering Society, Winter Meeting, 1976

- [30] R.T. Byerly, R.J. Bennon, D.E. Sherman: „*Eigenvalue Analysis of Synchronizing Power Flow Oscillations in Large Electrical Power Systems*“, IEEE PAS, Vol.101, 1982
- [31] R.T. Byerly, R.J. Bennon, D.E. Sherman: „*Eigenvalue Analysis of Very Large Power Systems*“, IEEE PWRD, Vol.3, 1988
- [32] A. Fouad, K.T. Khu: „*Damping of Torsional Oscillation in Power Systems with Series Compensated Lines*“, IEEE PAS, Vol.97, No.3, 1978
- [33] A. Yan, Y. Yu: „*Multi-Modal Stabilisation of Torsional Oscillation using Output Feedback Excitation Control*“, IEEE PAS, Vol.101, No.5, 1982
- [34] W. Li: „*Damping of Torsional Oscillation using Excitation Control of Synchronous Generator; the IEE Second Benchmark Model Investigation*“, IEEE EC, Vol.6, No.4, 1991
- [35] N.G. Hingorani: „*A New Scheme for Subsynchronous Resonance Damping of Torsional Oscillation and Transient Torque – Part I*“, IEEE PAS, Vol.100, No.4, 1978
- [36] R.A. Hedin, N.G. Hingorani, K.P. Stump: „*A New Scheme for Subsynchronous Resonance Damping of Torsional Oscillation and Transient Torque – Part II*“, IEEE PAS, Vol. PAS 100, No.4, 1981
- [37] Yichuan Lu: „*Damping Subsynchronous Resonance Using Thyristor Controlled Series Compensation*“, Dissertation, Universität Dortmund, 2006
- [38] R. Hirvonen: „*Torsional Vibrations in Turbine Generators during Disturbances in the Finnish Network*“, Dissertation, University Helsinki, 1992
- [39] X. Lei, B.M. Buchholz, D.W. Retzmann, D. Jing: „*Analyzing Subsynchronous Resonance using a Simulation Program*“, IEEE Power Engineering Society, Summer Meeting 2000
- [40] D. Flockermann: „*Simulation of the Damage within the Rotor Winding of a 7MW Slip Ring Induction Machine on Account of Short Circuit at a Power Plant*“, Bericht Universität Dortmund, 2000
- [41] F. Joswig, S. Kulig: „*Perception about New Kinds of Subsynchronous Resonance*“, International Conference on Power System Transient, Rio de Janeiro, 2001
- [42] F. Joswig, S. Kulig: „*Subsynchronous Resonance in Turbine Generators Caused by Faulty Induction Machines*“, Sixth International Conference on Rotor Dynamics, Sydney, 2002
- [43] H. Fick: „*Anregung subsynchroner Torsionsschwingungen von Turbosätzen durch einen Stromzwischenkreisumrichter*“, Siemens Energietechnik, 1982

- [44] C. Göbel: „*Untersuchung von Subsynchronen Resonanzen in Inselnetzen mit defekten Asynchronantrieben*“, Diplomarbeit, Universität Dortmund, 2002
- [45] IEEE Committee Report: „*Forth Supplement to a Bibliography for the Study of Subsynchronous Resonance between Rotating Machines and Power Systems*“, IEEE PS, Vol.12, No.3, 1997
- [46] J.S.Joyce, S. Kulig, „Torsional Fatigue of Turbine-Generator Shafts caused by different Electrical System Faults and Switching Operations“, IEEE, PES Winter Meeting, 1977
- [47] R. Völzke, S. Kulig, „Subsynchronous Resonance (SSR) Study, Part I, Dynamic Network Calculation“, Siemens Bericht, 1999 Erlangen
- [48] R. Völzke, S. Kulig, „Subsynchronous Resonance (SSR) Study, Part II, Analysis of electromechanical system damping“, Siemens Bericht, 1999 Erlangen
- [49] H. Berger, S. Kulig: „*Erfassung der Dämpfung bei Torsionsschwingungen großer Turbosätze*“, VDI-Bericht Nr.320, 1978
- [50] H. Jordan, S. Kulig, H.O. Seinsch: „*Berechnung elektromagnetischer und mechanischer Ausgleichsvorgänge bei Antrieben mit Synchronmaschinen; Teil I*“, Siemens Forschungs- und Entwicklungsbericht, Springer-Verlag, 1981
- [51] H. Jordan, S. Kulig, H.O. Seinsch: „*Berechnung elektromagnetischer und mechanischer Ausgleichsvorgänge bei Antrieben mit Synchronmaschinen; Teil II*“, Siemens Forschungs- und Entwicklungsbericht, Springer-Verlag, 1982
- [52] H. Berger, S. Kulig: „*Simulation Models for Calculating the Torsional Vibrations of Large Turbine-Generator Units after Electrical System Faults*“, Siemens Forschungs- und Entwicklungsbericht, Springer-Verlag, 1981
- [53] H. Berger, S. Kulig, D. Lambrecht: „Turbosätze bei elektrischen Störfällen – Modellierung, Beanspruchungen, Schutzmassnahmen“, Kraftwerk Union AG
- [54] K. Bonfert: „*Betriebsverhalten der Synchronmaschine*“, Springer-Verlag, 1962
- [55] H. Czichos, (Herausgeber): „*HÜTTE - Die Grundlagen der Ingenieurwissenschaften*“, 29. Auflage, Springer Verlag, 1991
- [56] W. Beitz, K.H. Grote: „*DUBBEL - Taschenbuch für den Maschinenbau*“, 19. Auflage, Springer Verlag, 1997
- [57] M. Canay: „*Ersatzschemata der Synchronmaschine sowie Vorausberechnung der Kenngrößen mit Beispielen*“, Dissertation, Universität Lausanne, 1968

- [58] H. Bissig, K. Reichert, S. Kulig: „*Modelling and Identification of Synchronous Machines, a New Approach with an Extended Frequency Range*“, IEEE EC, Vol.8, No.2, 1993
- [59] B. Kulicke: „*Digitalprogramm NETOMAC zur Simulation elektromechanischer und –magnetischer Ausgleichsvorgängen in Drehstromnetzen*“, Elektrizitätswirtschaft, H78, 1979
- [60] B. Kulicke: „*Differenzleitwertverfahren bei kontinuierlichen und diskontinuierlichen Systemen*“, Siemens Forschungs- und Entwicklungsbericht, Springer-Verlag, 1981
- [61] X. Lei, E. Lerch, D. Povh, O. Ruhle: „*A large integrated power system software package NETOMAC*“, POWERCON'98, Beijing, 1998
- [62] X. Lei, B.M. Buchholz, D.W. Retzmann, E. Lerch: „*A Comprehensive Simulation Program for Subsynchronous Resonance Analysis*“, IEEE Power Engineering Society, Summer Meeting 2000
- [63] E. Lerch, B. Kulicke, O. Ruhle, W. Winter: „*NETOMAC -Calculating, Analyzing and Optimizing the Dynamic of Electrical Systems in Time and Frequency Domain*“, 3rd IPST '99 Budapest, Ungarn, 1999
- [64] W. Nachtigall: „*Vorbilder Natur; Bionik Design für funktionelles Gestalten*“, Springer Verlag, 1997
- [65] D. Flockermann: „*Einsatz von Optimierungsverfahren zur Bestimmung der Parameter nichtlinearer Ersatzschaltbilder von elektrischen Maschinen*“, Dissertation, Universität Dortmund, 2003
- [66] R. Gottkehaskamp: „*Nichtlineare Berechnung von Asynchronmaschinen mit massivem Rotor und zusätzlichem Käfig im transienten Zustand mittels Finiter Differenzen und Zeitschrittrechnung*“, Dissertation, Universität Dortmund, 1999
- [67] R. Ummelmann: „*Erweiterung eines Finite Differenzen Zeitschritt Programmsystems auf Synchronmaschinen*“, Diplomarbeit, Universität Dortmund, 1997
- [68] M. Daneschnejad: „*Erfassung von Windungsschlüssen in Erregerwicklungen eines Tubogenerators*“, Dissertation, Universität Dortmund, 2001
- [69] O. Drubel: „*Elektromagnetische Vorgänge und Temperaturverteilungen im Rotor großer Turbogeneratoren im gestörten Betrieb*“, Dissertation, Universität Dortmund, 2001
- [70] M. Klocke: „*Zur Berechnung dynamischer Vorgänge bei einem Drehstromsteller gespeisten Antrieben mit Asynchronmaschinen und mehreren gekoppelten Massen mittels Finite-Differenzen-Zeitschrittrechnung*“, Dissertation, Universität Dortmund, 1999

- [71] J.J. Rüger: „*Skript zur Vorlesung Simulationstechnik*“, Universität Dortmund, 1995
- [72] R. Fischer: „*Elektrische Maschinen*“, Hauser-Verlag, 1995
- [73] E. Handschin: „*Elektrische Energieübertragungssysteme*“, Verlag Hüthig, 1987
- [74] K. Kupfmüller: „Einführung in die theoretische Elektrotechnik“, 13. Auflage, Springer-Verlag, 1990
- [75] M. Humer, A. Wirsén: „Online Monitoring von Torsionsschwingungen in Wellensträngen von Kraftwerksturbosätzen“, Symposium Schwingungsdiagnose an Kraftwerksturbosätzen, 2006
- [76] M. Canay: „*A Novel Approach to the Torsional Interaction and Electrical Damping of synchronous Machines*“, IEEE PAS, Vol.89, No.7, 1970
- [77] B. Kulicke: „*Digitalprogramm NETOMAC zur Simulation elektromagnetischer und magnetischer Ausgleichsvorgänge in Drehstromnetzen*“, Elektrizitätswirtschaft, 1979
- [78] H.W. Dommel: „*Electromagnetic Transient Program Reference Manual (EMPT Theory Book)*“, 1992
- [79] <http://www.digsilent.com>

Lebenslauf

Personalien

Name	Carsten Göbel
Geburtsdatum	16.09.1973
Geburtsort	Neustadt a. Rbge.

Bildungsgang

1980 – 1984	St. Vitus Grundschule Metelen
1984 – 1994	Städt. Gymnasium Ochtrup Abschluss: Allgemeine Hochschulreife
1995 – 2002	Studium der Elektrotechnik an der Technischen Universität Dortmund Abschluss: Diplom Ingenieur

Berufstätigkeit

2002 – 2006	Wissenschaftlicher Angestellter am Lehrstuhl Elektrische Antriebe und Mechatronik an der Technischen Universität Dortmund
seit Juli 2006	Angestellter der Siemens AG, Abteilung elektrische Berechnung von Spezialmaschinen, Berlin

