

Dynamische Modellierung eines Inselnetzes und Evaluierung von Inselbetriebsversuchen

Diplomarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
TU Graz

Betreuer:
Ao.Univ.-Prof. DI Dr.techn. Herwig Renner
DI Michael Weixelbraun

Autor:
Stephan Brandl

Head of Institute: Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 - 7551
Telefax: (+43 316) 873 - 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / Juni - 2010



EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

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

Graz, am 10.06.2010

Stephan Brandl

Kurzfassung

Titel: Dynamische Modellierung eines Inselnetztes und Evaluierung von Inselbetriebsversuchen

Schlüsselwörter: Inselnetz, dynamische Simulation, Primärregelung, Netzwiederaufbau, Frequenzregelung

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird ein dynamisches Simulationsmodell eines Inselnetztes erstellt. Anhand dieses Modells wird das Frequenzverhalten beim Netzwiederaufbau und den damit verbundenen Lastzuschaltungen untersucht. Die Modellerstellung erfolgt mittels der Software MATLAB-Simulink. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Modellierung der Primärregler der einzelnen Maschinen gelegt, da diese für die Frequenzregelung und somit für die Stabilität des Inselnetztes maßgeblich sind. Für die Evaluierung des Modells werden die Ergebnisse der Simulation mit den gemessenen Daten von real durchgeführten Inselbetriebsversuchen verglichen. Die Gegenüberstellung der Zeitverläufe der Frequenz, der Maschinenleistung und der Stellglieder (Düsen und Ablenker) zeigt ein realitätsnahes Verhalten des Modells. Mit dem evaluierten Modell werden in weiterer Folge verschiedene Maschinenkonfigurationen für den Netzwiederaufbau untersucht. Als Ergebnis kann eine minimale Maschineneinsatzkonfiguration angegeben werden, die für die Einhaltung der zulässigen Frequenzgrenzen während des Netzwiederaufbaus notwendig ist. Weiters werden aus den Simulationen wertvolle Erkenntnisse über das Regelverhalten einzelner Turbinenregler gewonnen.

Abstract

Titel: Dynamic modelling of a grid in islanded operation
and evaluation of islanded grid operation tests

Keywords: islanded network, dynamic simulation, primary control,
grid restoration plan, frequency control

In diploma thesis a dynamic simulation model of a grid in islanded operation is provided. Based on this model the frequency behaviour during the grid restoration is illuminated. The dynamic simulation model is implemented in MATLAB-Simulink. The main focus lies on the modelling of the respective governors and their actuators since their behaviour is decisive for frequency control and transient stability. For the evaluation of the model the results of the simulation are compared to measured time courses of islanded grid operation tests. Comparisons of the frequency-, the active power- and the actuator-time courses (needle and deflector) show a realistic behaviour of the model. Using the evaluated model, different machine configurations for the grid restoration are analysed. As a result a minimum machine configuration for a stable grid restoration within the given frequency limits is determined. Furthermore valuable knowledge about the behaviour of respective governors is derived.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	9
1.1	Hintergrund	9
1.2	Zielsetzung und Durchführung	10
2	Simulationsmodell	13
2.1	Synchronmaschine	13
2.1.1	Elektrisches Modell der Synchronmaschine	14
2.1.2	Mechanisches Modell der Synchronmaschine	14
2.2	Asynchronmaschine	17
2.2.1	Elektrisches Modell der Asynchronmaschine	17
2.2.2	Mechanisches Modell der Asynchronmaschine	18
2.3	Netz	19
2.3.1	Admittanzmatrix	19
2.3.2	Hybridmatrix	21
2.3.3	Netzmodell	22
2.4	Last	23
2.5	Verschaltung der Modellkomponenten Generator, Netz und Last	24
2.6	Turbinenregler	25
2.6.1	Turbinenregler der Maschinen M1.1 und M1.2	25
2.6.2	Turbinenregler der Maschine M1.3	30
2.6.3	Turbinenregler der Maschine M1.5	33
2.6.4	Turbinenregler der Maschine M2.1	36
2.6.5	Turbinenregler der Maschine M5.1	38
2.7	Spannungsregler	40
3	Evaluierung	41
3.1	Versuche 2009	41
3.1.1	Lastzuschaltung, Lastabwurf, M1.1 inselführend (Versuch 3.1)	43
3.1.1.1	Turbinenregler M1.1	46
3.1.1.2	Turbinenregler M1.5	49
3.1.2	Lastzuschaltung, Lastabwurf, M1.1 und M1.2 inselführend (Versuch 3.2)	50
3.1.2.1	Turbinenregler M1.1 und M1.2	52
3.1.2.2	Turbinenregler M1.3	55
3.1.2.3	Turbinenregler M1.5	56
3.1.3	Lastzuschaltung, M1.1 und M1.2 inselführend (Versuch 5)	57
3.1.3.1	Düsenumschaltung M1.1	58

3.1.4	Trennung vom ENTSO-E Netz, M2.1 inselführend (Versuch 11) . . .	60
3.1.4.1	Turbinenregler M2.1	62
3.2	Versuche 2010	64
3.2.1	Lastzuschaltung, Lastabwurf, M1.1 inselführend (Versuch 1) . . .	64
3.2.1.1	Turbinenregler M1.1	66
3.2.1.2	Maschine M1.2	68
3.2.2	Lastzuschaltung, Lastabwurf, M1.1 und M1.2 inselführend (Ver- such 3)	69
3.2.3	M1.1 leistungsgeregelt am ENTSO-E Netz, Sollwertsprung (Ver- such 5)	71
3.3	Schlussfolgerungen Evaluierung	73
4	Niederfrequente Pendelungen	75
4.1	Niederfrequente Pendelungen Inselbetriebsversuche 2009	75
4.2	Lastzuschaltung, M1.1 und M1.3 inselführend (Versuch 2, Inselbetriebs- versuche 2010)	76
4.2.1	Turbinenregler M1.3	78
4.3	Zusammenfassung niederfrequente Pendelungen	79
5	Maschinenkonfigurationen für den Netzwiederaufbau	80
5.1	Minimalkonfiguration KW1	80
5.1.1	KW1: 5 Maschinen, M1.1 und M1.2 inselführend	86
5.1.2	KW1: 4 Maschinen, M1.1 und M1.2 inselführend	87
5.1.3	KW1: 4 Maschinen, M1.1 oder M1.2 inselführend	88
5.1.4	KW1: 4 Maschinen, M1.1 oder M1.2 inselführend, mit Entlastung	89
5.1.5	KW1: 4 Maschinen, M1.1 oder M1.2 inselführend, 2-düsig im ge- samten Leistungsbereich	90
5.1.6	Zusammenfassung Minimalkonfiguration	91
5.2	Vergleich Kraftwerk KW4 und KW5	93
6	Zusammenfassung	95
	Literaturverzeichnis	97
7	Anhang	98
7.1	Parameterliste der Synchrongeneratoren	98

Abkürzungsverzeichnis

ϑ	Polradwinkel
ω	Elektrische Kreisfrequenz
ω_R	Rotorkreisfrequenz
ω_S	Statorkreisfrequenz
$\omega_{m,n}$	Mechanische Nennkreisfrequenz
ω_m	Mechanische Kreisfrequenz
ω_n	Elektrische Nennkreisfrequenz
Ψ_d, Ψ_q	Hauptfluss in d- und q-Richtung
$\underline{\Psi}_R$	Läuferflussverkettung
$\underline{\Psi}_S$	Ständerflussverkettung
\underline{H}	Hybridmatrix
\underline{I}_R	Läuferstromzeiger
\underline{I}_S	Ständerstromzeiger
\underline{I}_{i0}	Strom vom Knoten i zum Bezugsknoten
\underline{I}_{ij}	Zweigstrom zwischen Knoten i und j
$\underline{I}_i, \underline{I}_j$	Ströme durch Verbraucher oder Erzeuger am Knoten i bzw. j
\underline{I}_{j0}	Strom vom Knoten j zum Bezugsknoten
\underline{U}_S	Ständerspannungszeiger
\underline{Y}	Admittanzmatrix
\underline{Y}_{i0}	Admittanz zwischen dem Knoten i und dem Bezugsknoten
\underline{Y}_{ij}	Admittanz zwischen Knoten i und j
b_P	Reglerstatik
D	Dämpfungs-konstante
f	Frequenz
J_{ges}	Trägheitsmoment, Trägheitskonstante des gesamten Blocks (Turbine+Welle+Generator)
K_D	Dämpfungsfaktor
k_P	Proportionalanteil des Reglers

KW_i	Kraftwerk i
L_h	Hauptinduktivität
L_R	Ständerinduktivität
L_S	Ständerinduktivität
L_{σ_R}	Streuinduktivität der Läuferwicklung
L_{σ_S}	Streuinduktivität der Ständerwicklung
L_d, L_q	Synchrone Längs- und Querinduktivität
M_L	Gegenmoment der Last
M_M	Antriebsmoment der Maschine
M_E	Abtriebsmoment des Generators
M_T	Antriebsmoment der Turbine
$M_{i,j}$	Maschine j des Kraftwerks i
p	Polpaarzahl
P_{VB}	Verbrauchergruppenleistung
R, R_S	Resistanz der Ständerwicklung
R_R	Resistanz der Läuferwicklung
S_n	Generatornennleistung
T_J	Hochlaufzeitkonstante
T_N	Nachstellzeit des Reglers
T_V	Vorhaltezeit des Reglers
T'_{d0}	Transiente Leerlaufzeitkonstante in d-Richtung
T''_{d0}	Subtransiente Leerlaufzeitkonstante in d-Richtung
T'_d	Transiente Kurzschlusszeitkonstante in d-Richtung
T''_d	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante in d-Richtung
T'_{q0}	Transiente Leerlaufzeitkonstante in q-Richtung
T''_{q0}	Subtransiente Leerlaufzeitkonstante in q-Richtung
T'_q	Transiente Kurzschlusszeitkonstante in q-Richtung
T''_q	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante in q-Richtung
U_d, U_q	Ständerspannung in d- und q-Richtung
U_{fd}	Erregerspannung in d-Richtung
VB_i	Verbrauchergruppe i
W_{rot}	rotierende Energie

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Wie die jüngste Vergangenheit zeigt (Blackout Italien 2003, Großstörung Europa November 2006, Blackout Brasilien 2009), ist das Auftreten von Großstörungen in elektrischen Netzen jederzeit möglich und kann Millionen von Einwohnern betreffen. Durch die Abhängigkeit von elektrischer Energie reicht ein Ausfall von wenigen Stunden aus, um das öffentliche Leben zum Erliegen zu bringen.

Zum Netzwiederaufbau nach Großstörungen sind entsprechende Netzwiederaufbaupläne von großer Bedeutung. Eine Möglichkeit des Netzwiederaufbaus ist der Aufbau eines vom Verbundnetz getrennten Inselnetzes. Der Betrieb eines Inselnetzes stellt vor allem im Anfangsstadium eine Herausforderung hinsichtlich der Frequenzstabilität dar. Inselbetriebsversuche, um das Netzwiederaufbaukonzept zu erproben und Information über das Frequenzregelverhalten der verwendeten Kraftwerke zu erhalten, sind dabei von großer Bedeutung.

Ein Kraftwerks- und Netzbetreiber hat in Kooperation mit einem weiteren Kraftwerksbetreiber bereits mehrere Inselbetriebsversuche durchgeführt. Die Versuche der Jahre 1986 und 2005 wurden von der TU Graz wissenschaftlich begleitet und die gewonnenen Daten im Rahmen eines Gutachtens von Prof. Muckenhuber und einer Diplomarbeit [5] aufgearbeitet.

Im Jahr 2009 wurden wieder Inselbetriebsversuche, unter der Berücksichtigung der bereits gewonnenen Erkenntnisse, durchgeführt. Die dabei aufgezeichneten Daten stellen die Grundlage der hier vorliegenden Arbeit dar.

1.2 Zielsetzung und Durchführung

Die Erstellung eines Simulationsmodells des Inselnetzes der zuvor erwähnten Inselbetriebsversuche ist Hauptaufgabe dieser Arbeit. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Modellierung der Primärregler der einzelnen Maschinen gelegt, da diese für die Frequenzregelung und somit für die Wirkleistungsstabilität des Inselnetzes maßgeblich sind. Das bereits bestehende Simulationsmodell aus [5], in NEPLAN implementiert, wird für diese Arbeit nicht verwendet, da NEPLAN nicht die notwendigen Hilfsmittel aufweist, um die Primärregler und mechanischen Stellglieder ausreichend genau nachzubilden. Für diese Arbeit wird ein Simulationsmodell in MATLAB-Simulink erstellt, womit eine exaktere Nachbildung aller Komponenten möglich ist.

Der vorangegangenen Diplomarbeit [5] können die bereits vorhandenen Maschinenparameter, Leitungsdaten und die gesammelten Unterlagen über die einzelnen Kraftwerke entnommen werden.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde im März 2010 ein zusätzlicher Inselbetriebsversuch durchgeführt, jedoch nur mit dem Kraftwerk KW1. Diese Versuchsreihe lieferte wichtige fehlende Informationen über das Verhalten einzelner Turbinenregler. Dadurch wurde eine genauere Modellierung der Turbinenregler ermöglicht.

Die verwendete Netzstruktur ist in Abbildung 1.1 dargestellt. Das nachzubildende Netz entspricht im Wesentlichen dem Schaltzustand des Netzes bei den Inselbetriebsversuchen 2009. Das neue Kraftwerk KW5 war bei Inselbetriebsversuchen nicht beteiligt, soll aber künftig in den Netzwiederaufbauplan einbezogen werden. Deshalb erfolgt eine Einbindung des Kraftwerks KW5 in das Simulationsmodell.

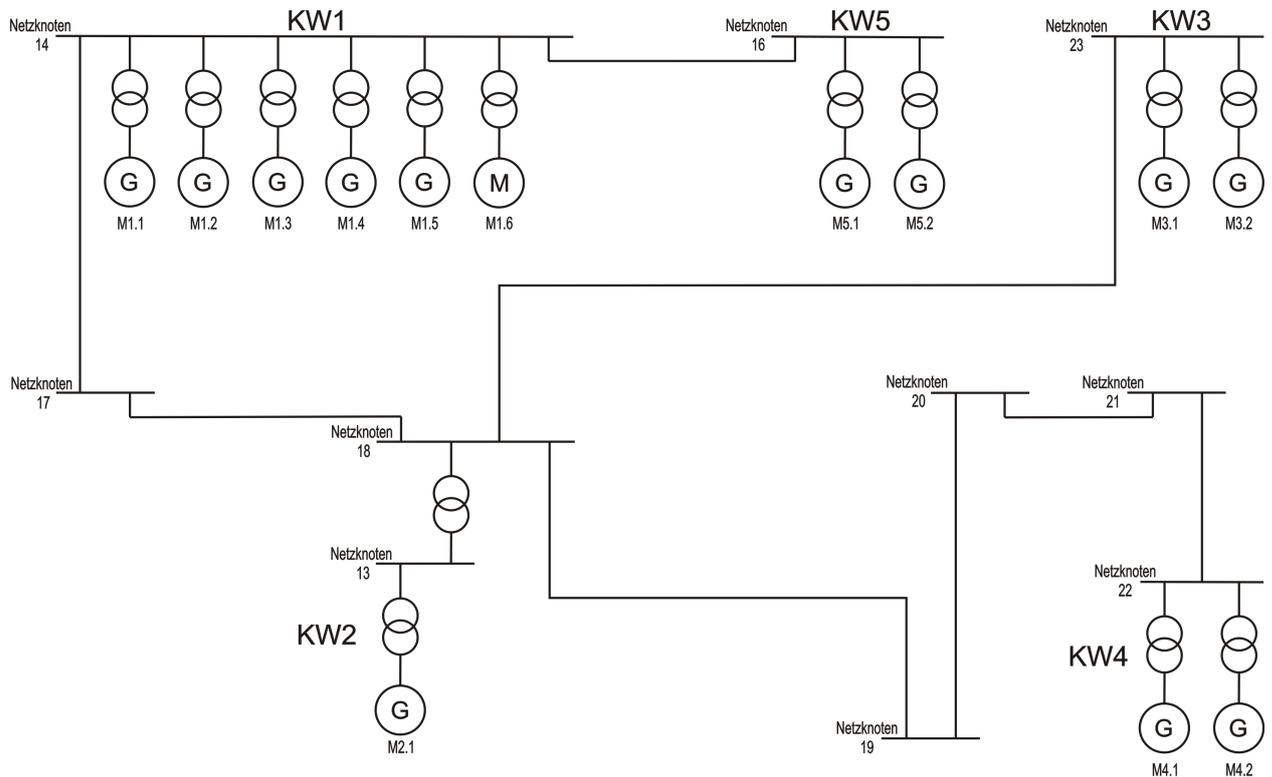


Abbildung 1.1: Netzstruktur

Nach abgeschlossener Modellbildung werden verschiedene Teilversuche der Inselbetriebsversuche 2009 und 2010 mit dem Simulationsmodell nachgebildet. Durch den Vergleich der Simulationsergebnisse mit vorhandenen Messdaten wird überprüft ob das erstellte Modell realitätsnahe Ergebnisse liefert. Nach einer zufrieden stellenden Evaluierung sollen mit dem Inselnetzmodell folgende Punkte im Detail untersucht werden:

- Analyse des Auftretens von niederfrequenten Frequenzschwankungen bei den Inselbetriebsversuchen 2009.
- Bestimmung der Minimaleinsatzkonfiguration der Maschinen von KW1 (Revisions-szenarien) für einen stabilen Netzwiederaufbau.
- Prüfung ob das Kraftwerk KW5 die Funktion des Kraftwerks KW4 beim Netzwiederaufbau übernehmen kann.

Ablauf und Inhalt der Diplomarbeit sind in Abbildung 1.2 dargestellt.

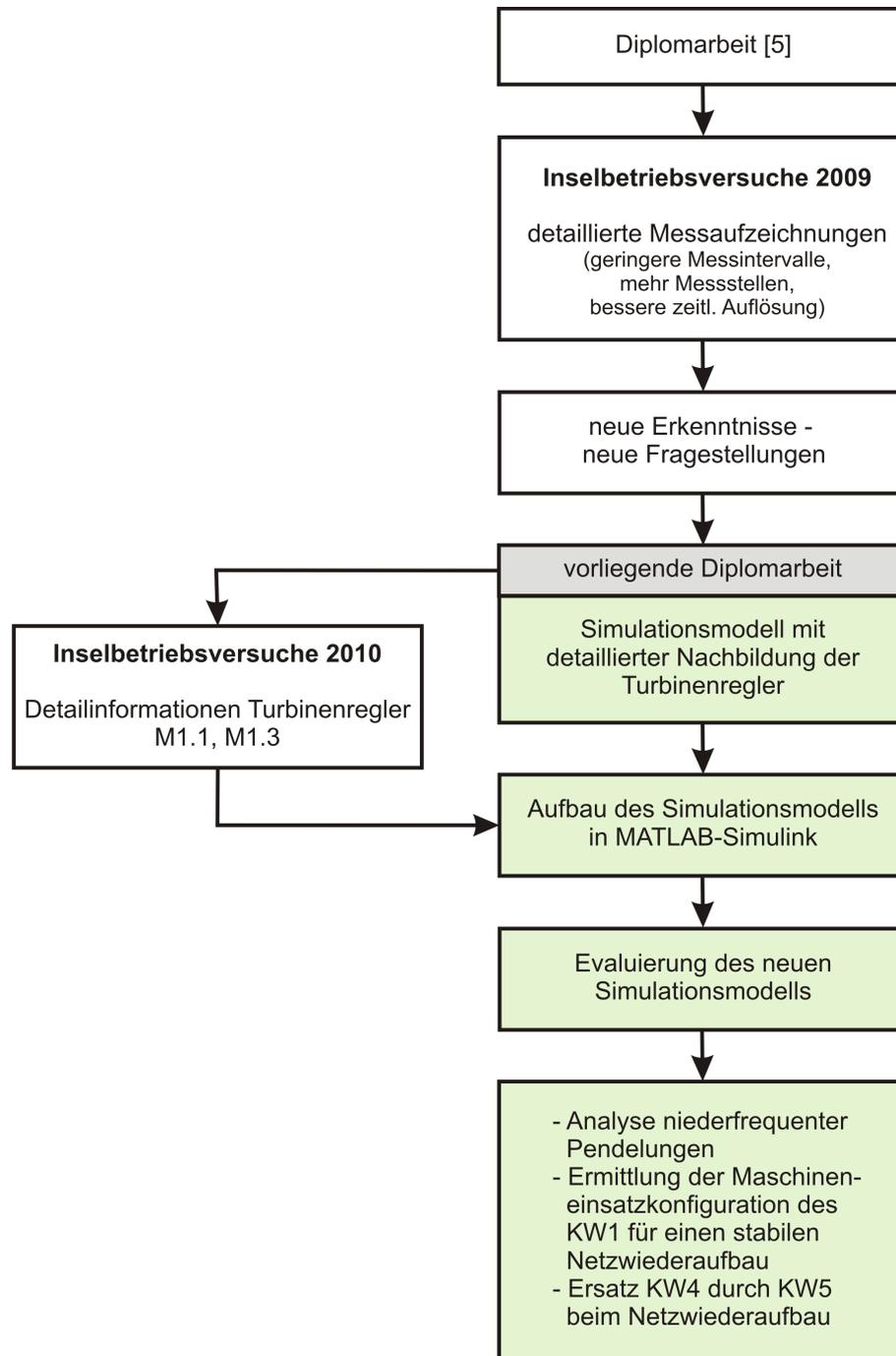


Abbildung 1.2: Übersicht der Diplomarbeit

2 Simulationsmodell

Zur Modellbildung wird MATLAB-Simulink verwendet. Diese Software bietet die Möglichkeit die einzelnen Komponenten des Modells in jenem Detailgrad nachzubilden, der für ein realitätsnahes Abbild des Inselnetzes benötigt wird. Die wichtigsten Komponenten des Modells sind die:

- Synchrongeneratoren
- Asynchronmaschinen
- Netznachbildung (50 Hz, Mitsystem, symmetrisch)
- Verbrauchergruppen (Last)
- Primärregler
- Spannungsregler

Im Folgenden wird auf die einzelnen Modellkomponenten näher eingegangen.

2.1 Synchronmaschine

Die am häufigsten eingesetzte Maschine zur Erzeugung elektrischer Energie ist die Synchronmaschine. Die Modellierung der Synchronmaschine erfolgt, abhängig vom erforderlichen Detailgrad der Nachbildung, anhand des klassischen, transienten oder subtransienten Modells.

Für die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit findet ausschließlich das subtransiente Modell Verwendung, um das Maschinenverhalten bestmöglich nachzubilden.

2.1.1 Elektrisches Modell der Synchronmaschine

Als elektrisches Modell der Synchronmaschine kommt das subtransiente Modell aus [4] zum Einsatz. Die folgende Abbildung 2.1 zeigt das Blockschaltbild des verwendeten elektrischen Modells.

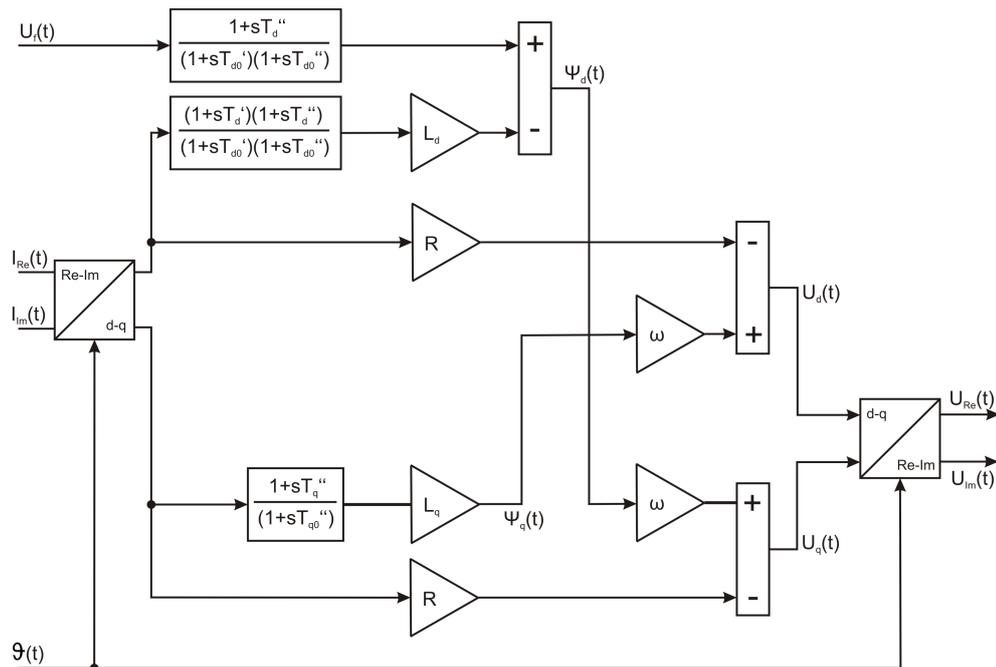


Abbildung 2.1: Subtransientes Modell der Synchronmaschine [4]

2.1.2 Mechanisches Modell der Synchronmaschine

Die Bewegungsdifferentialgleichung des Systems Turbine-Generator lautet unter der Annahme einer starren Welle:

$$J_{ges} \cdot \frac{d\omega_m(t)}{dt} = M_T(t) - M_E(t) - D(\omega_m(t) - \omega_{m,n}) \quad (2.1)$$

Werden die mechanischen Größen in Gleichung 2.1 durch elektrische Größen ersetzt und die Bewegungsdifferentialgleichung als Übertragungsfunktion dargestellt, folgt daraus ein mechanisches Modell der Synchronmaschine [4]:

$$\frac{\vartheta}{\omega_n} = \frac{1}{s} \cdot \frac{1}{T_J s + K_D} \cdot \frac{\Delta P(s)}{S_n} \quad (2.2)$$

Die Hochlaufzeitkonstante T_J in Gleichung 2.2 ist definiert als:

$$T_J = \frac{J_{ges} \cdot \omega_n^2}{S_n \cdot p^2} \quad (2.3)$$

Es ist jene Zeit, die die Maschine benötigt, um bei konstantem Nennantriebsmoment und ohne elektrischem Gegenmoment auf Nenndrehzahl zu beschleunigen.

Für den Dämpfungsfaktor aus Formel 2.2 gilt:

$$K_D = \frac{D \cdot \omega_n^2}{S_n \cdot p^2} \quad (2.4)$$

Der Faktor K_D stellt ein Maß für die Wirkung der Dämpferwicklung dar. Bei Verwendung des subtransienten Maschinenmodells, ist das Verhalten der Dämpferwicklung über die subtransiente Zeitkonstante bereits berücksichtigt. Die mechanische Dämpfung, hervorgerufen durch die Lagerreibung, ist zu vernachlässigen.

Abbildung 2.2 zeigt das verwendete mechanische Modell.

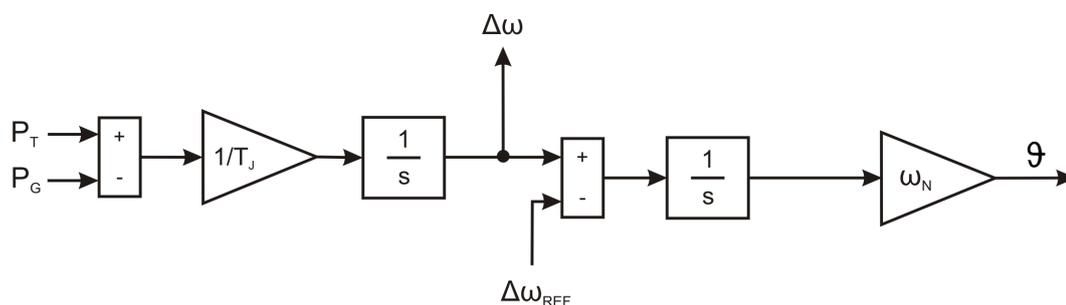


Abbildung 2.2: Mechanisches Modell der Synchronmaschine [4]

Die Größe $\Delta\omega$ ist die Abweichung der elektrischen Kreisfrequenz zur elektrischen Nennkreisfrequenz in p.u.. Bei der Zusammenschaltung mehrerer Synchronmaschinen ist es

notwendig, die Polradwinkel der einzelnen Synchronmaschinen auf ein mit $\omega_n + \Delta\omega_{Ref}$ umlaufendes Koordinatensystem zu beziehen. Dazu wird eine Maschine als Referenzmaschine definiert. $\Delta\omega$ dieser Maschine ist für die restlichen Maschinen $\Delta\omega_{Ref}$.

ϑ stellt den Winkel zwischen dem rotorfesten Koordinatensystem und dem mit der Ständerfrequenz umlaufenden Koordinatensystem dar.

Die Maschinenleistungen und die Standorte, der im Modell vorkommenden Synchrongeneratoren, sind in der folgenden Tabelle 2.1 aufgelistet. Die einzelnen Maschinenparameter sind im Anhang zu finden.

Kraftwerk	Maschine	S_n / MVA	Betreiber
KW1	M1.1	36	A
	M1.2	36	A
	M1.3	42	A
	M1.4	32	A
	M1.5	40	A
KW2	M2.1	220	B
KW3	M3.1	70	B
	M3.2	70	B
KW4	M4.1	50	B
	M4.2	50	B
KW5	M5.1	75	A
	M5.2	75	A

Tabelle 2.1: Kraftwerksübersicht

2.2 Asynchronmaschine

Bei den durchgeführten Inselbetriebsversuchen 2009 wurde die Maschine M1.6 im Pumpbetrieb als Last zugeschaltet um das Regelverhalten einzelner Turbinenregler zu untersuchen. Bei der Maschine M1.6 handelt es sich um eine Asynchronmaschine. Zur Nachbildung der Inselbetriebsversuche mit dem Simulationsmodell ist somit die Erstellung eines Asynchronmaschinenmodells notwendig. Weiters wird ein Asynchronmaschinenmodell für die Modellierung der Verbrauchergruppen benötigt (Kapitel 2.4).

2.2.1 Elektrisches Modell der Asynchronmaschine

Zur mathematischen Beschreibung ist es von Vorteil auf die Zeigertheorie von *Park* zurück zu greifen. Eine ausführliche Beschreibung dieser sowie die Herleitung der verwendeten Gleichungen der Asynchronmaschine sind in [3] zu finden.

Werde die Stator- und Rotorgleichung der Asynchronmaschine in ein mit ω_S umlaufendes Koordinatensystem geschrieben, folgt für einen Kurzschlussläufer:

$$\underline{U}_S = \underline{I}_S \cdot R_S + j \cdot \omega_S \cdot \underline{\Psi}_S + \frac{d\underline{\Psi}_S}{dt} \quad (2.5)$$

$$0 = \underline{I}_R \cdot R_R + j \cdot (\omega_S - \omega_R) \cdot \underline{\Psi}_R + \frac{d\underline{\Psi}_R}{dt} \quad (2.6)$$

Die in den Gleichungen vorkommenden Flussverkettungen sind über die Induktivitäten der Maschine mit den Strömen verknüpft. Es gilt:

$$\underline{\Psi}_S = L_S \cdot \underline{I}_S + L_h \cdot \underline{I}_R \quad (2.7)$$

$$\underline{\Psi}_R = L_h \cdot \underline{I}_S + L_R \cdot \underline{I}_R \quad (2.8)$$

Die Induktivitäten L_S und L_H können geschrieben werden als:

$$L_S = L_h + L_{\sigma_S} \quad L_R = L_h + L_{\sigma_R} \quad (2.9)$$

Wobei L_h die Induktivität des Hauptfeldes, L_{σ_S} die Streuinduktivität des Ständers und L_{σ_R} die Streuinduktivität des Läufers darstellt.

Unter Voraussetzung stationärer Zustände ($\frac{d\underline{\Psi}}{dt} = 0$) ergeben sie die stationären Gleichungen. Werden die beiden Ausdrücke der Flussverkettungen (Gleichung 2.7 und 2.8) in diese Gleichungen eingesetzt, ergibt sich das folgende Gleichungssystem:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_S \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_S + j \cdot \omega_S \cdot L_S & j \cdot \omega_S \cdot L_h \\ j \cdot (\omega_S - \omega_R) \cdot L_h & R_R + j \cdot (\omega_S - \omega_R) \cdot L_R \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_S \\ \underline{I}_R \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Die Verknüpfung zwischen elektrischem und mechanischem Modell bildet das elektrische Drehmoment. Eine detaillierte Herleitung dieser Formel ist in [3] zu finden.

$$M_{Maschine} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \text{Re}(\underline{\Psi}_R \cdot \underline{I}_R^*) \quad (2.11)$$

2.2.2 Mechanisches Modell der Asynchronmaschine

Die Beschreibung des mechanischen Verhaltens erfolgt über die folgende Bewegungsdifferentialgleichung:

$$J_M \cdot \frac{d\omega_m(t)}{dt} = M_M(t) - M_L(t) \quad (2.12)$$

Das vollständige stationäre Modell der Asynchronmaschine setzt sich aus den Gleichungen 2.10 bis 2.12 zusammen. Die folgende Abbildung 2.3 zeigt das Blockschaltbild des Asynchronmaschinenmodells.

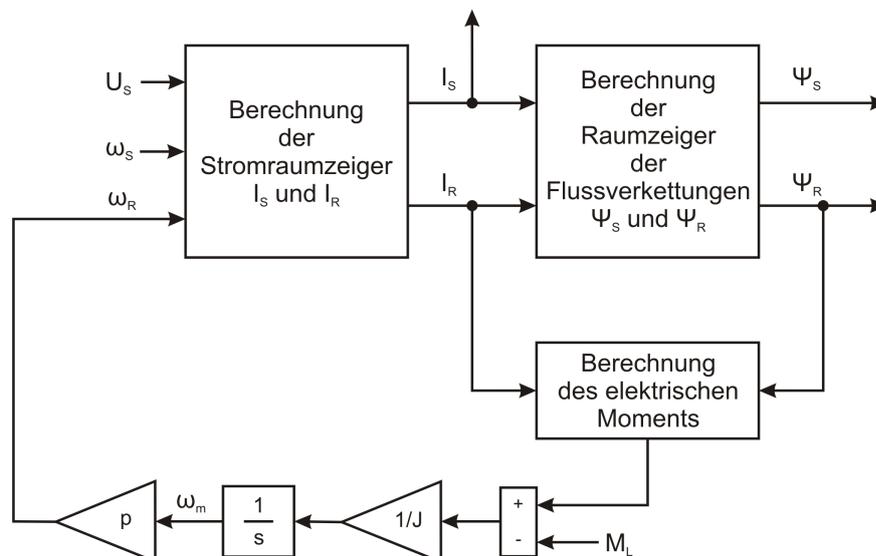


Abbildung 2.3: Blockschaltbild der Asynchronmaschine [4]

2.3 Netz

Es gibt verschiedene Gleichungssysteme zur Beschreibung eines elektrischen Netzes. Ausgangspunkt sind meist die Kirchhoffsche Maschen- und Knotenregel, sowie die elektrischen Ersatzschaltungen der einzelnen Betriebsmittel. Für die Erstellung eines Gleichungssystems zur Beschreibung des Netzes werden sogenannte Knotenpunkte definiert. Als Knotenpunkte werden jene Punkte bezeichnet, an denen Erzeuger und Verbraucher mit dem Netz verbunden sind, sowie die Stellen an denen es Verzweigungen des Netzes gibt. Die Verbindungen zwischen den Knoten bezeichnet man als Zweige.

Das nachzubildende elektrische Netz wird zunächst mit Hilfe der Admittanzmatrix beschrieben. Um dieses Gleichungssystem zu lösen müssen alle Knotenspannungen bekannt sein. Für das vorliegende Netz sind jedoch nicht alle Knotenspannungen, sondern teilweise die Knotenströme, die gegebene Größe. Deshalb erfolgt die Darstellung des Netzes mittels der Hybridmatrix. Diese, aus der Admittanzmatrix abgeleitete Matrix, bietet die Möglichkeit bei gegebenen Knotenspannungen und -strömen die gesuchten Knotenströme und -spannungen zu berechnen.

2.3.1 Admittanzmatrix

Zur Erstellung der Admittanzmatrix ist es zweckmäßig die passiven Betriebsmittel durch Pi-Ersatzschaltungen und die aktiven Betriebsmittel als Stromquellen darzustellen [2]. Die folgende Abbildung 2.4 zeigt einen Teil des Netzes mit den beiden Knoten i und j und dem Bezugsknoten 0 .

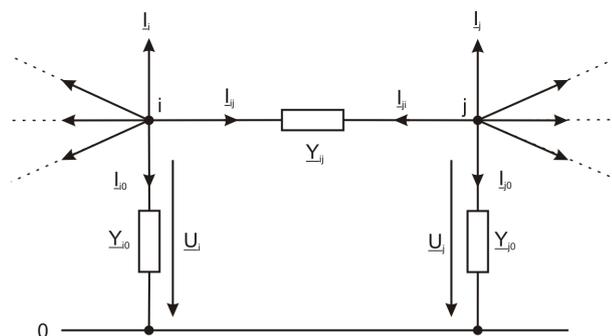


Abbildung 2.4: Netzausschnitt mit den Knoten i , j und dem Bezugsknoten 0 [2]

Für die Zweigströme zwischen den Knoten i und j gilt:

$$\underline{I}_{ij} = \underline{Y}_{ij} \cdot \underline{U}_{ij} = \underline{Y}_{ij} \cdot (\underline{U}_i - \underline{U}_j) = -\underline{I}_{ji} \quad (2.13)$$

Die Ströme zum Bezugsknoten werden berechnet mit:

$$\underline{I}_{i0} = \underline{Y}_{i0} \cdot \underline{U}_i \quad \underline{I}_{j0} = \underline{Y}_{j0} \cdot \underline{U}_j \quad (2.14)$$

Die Knotenströme \underline{I}_i und \underline{I}_j berücksichtigen die an dem Knoten angeschlossenen Verbraucher bzw. Erzeuger. Per Definition gilt:

- Ströme die zum Knoten fließen haben ein positives Vorzeichen und stellen Erzeuger dar.
- Ströme die vom Knoten abfließen sind mit einem negativen Vorzeichen behaftet und repräsentieren Verbraucher.

Allgemein gilt für die Ströme am Knoten i :

$$\underline{I}_i + \underline{Y}_{i0} \cdot \underline{U}_i + \sum_{j=1, j \neq i}^N \underline{Y}_{ij} \cdot (\underline{U}_i - \underline{U}_j) = 0 \quad i = 1 \dots N \quad (2.15)$$

Besteht zwischen zwei Knoten keine Verbindung, so ist die entsprechende Admittanz zwischen den beiden Knoten null zu setzen.

Für ein Netz mit N Knoten folgt aus 2.15 das folgende Gleichungssystem 2.17:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1i} & \cdots & \underline{Y}_{1N} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2i} & \cdots & \underline{Y}_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \underline{Y}_{i1} & \underline{Y}_{i2} & \cdots & \underline{Y}_{ii} & \cdots & \underline{Y}_{iN} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \underline{Y}_{N1} & \underline{Y}_{N2} & \cdots & \underline{Y}_{Ni} & \cdots & \underline{Y}_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_N \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

$$\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}} \quad (2.17)$$

Die Matrix \mathbf{Y} ist die Admittanzmatrix des zu untersuchenden Netzes. In elektrischen Netzen ergibt sich aufgrund der Netztopologie und dem damit verbundenen Vermaschungsgrad eine spärlich besetzte Admittanzmatrix. Das Aufstellen der Admittanzmatrix kann ohne Hilfsmittel direkt aus dem Netzschaltplan nach den folgenden Regeln erfolgen:

- Das Hauptdiagonalelement \underline{Y}_{ii} ist die Summe der Admittanzen aller Zweige die zum Knoten i führen.
- Das Nichthauptdiagonalelement \underline{Y}_{ij} ist die negierte Summe aller parallel liegenden Zweigadmittanzen zwischen den Knoten i und j .

Die Knotenadmittanzmatrix \underline{Y} hat zusammengefasst folgende Eigenschaften [2]:

- quadratisch von der Ordnung $N \times N$.
- normalerweise symmetrisch (Ausnahme: Berücksichtigung von Transformatoren mit phasendrehenden Schaltgruppen)
- ist nahezu singulär, da die Querglieder \underline{Y}_{i0} relativ klein sind.
- ist schwach besetzt.
- kann ohne Hilfsmittel direkt aus dem Netzschaltplan erstellt werden.

2.3.2 Hybridmatrix

Wie bereits erwähnt wird die Hybridmatrix verwendet, wenn teils Ströme und teils Spannungen gegeben sind. Die Netzknoten unterteilen sich dann in Lastknoten (Index L , Vorgabe des Stromes) und Generatorknoten (Index K , Vorgabe der Spannung). Damit folgt für das Gleichungssystem des Netzes:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{GG} & \underline{Y}_{GL} \\ \underline{Y}_{LG} & \underline{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_G \\ \underline{U}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_G \\ \underline{I}_L \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Die Matrixgleichung 2.18 umgeformt liefert das Gleichungssystem mit der Hybridmatrix:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_G \\ \underline{U}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{GG} - \underline{Y}_{GL}\underline{Y}_{LL}^{-1}\underline{Y}_{LG} & -\underline{Y}_{GL}\underline{Y}_{LL}^{-1} \\ -\underline{Y}_{LL}^{-1}\underline{Y}_{LG} & -\underline{Y}_{LL}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_G \\ -\underline{I}_L \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_G \\ \underline{U}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{H}_{GG} & \underline{H}_{GL} \\ \underline{H}_{LG} & \underline{H}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_G \\ -\underline{I}_L \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{H}} \begin{bmatrix} \underline{U}_G \\ -\underline{I}_L \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Die Teilmatrix \underline{H}_{LL} in Gleichung 2.21 ist eine Impedanzmatrix und \underline{H}_{GG} eine Admittanzmatrix. \underline{H}_{LG} und \underline{H}_{GL} sind dimensionslos. Durch das Minuszeichen vor dem Strom \underline{I}_L wird die Hybridmatrix, bei symmetrischer Admittanzmatrix, ebenfalls symmetrisch [2].

2.3.3 Netzmodell

Ausgangspunkt für die Erstellung des Gleichungssystems zur Beschreibung des Netzes, ist ein Ersatzschaltbild welches den realen Netzschtzustand der Inselbetriebsversuche wiedergibt. In der folgenden Abbildung 2.5 sind die Netzstruktur, die Position der Netzknoten und deren Nummern dargestellt. Die Queradmittanzen (Kapazitäten) zwischen dem Bezugsknoten (Erdpotential bzw. Sternpunktspotential) und den restlichen Knoten sind vernachlässigt.

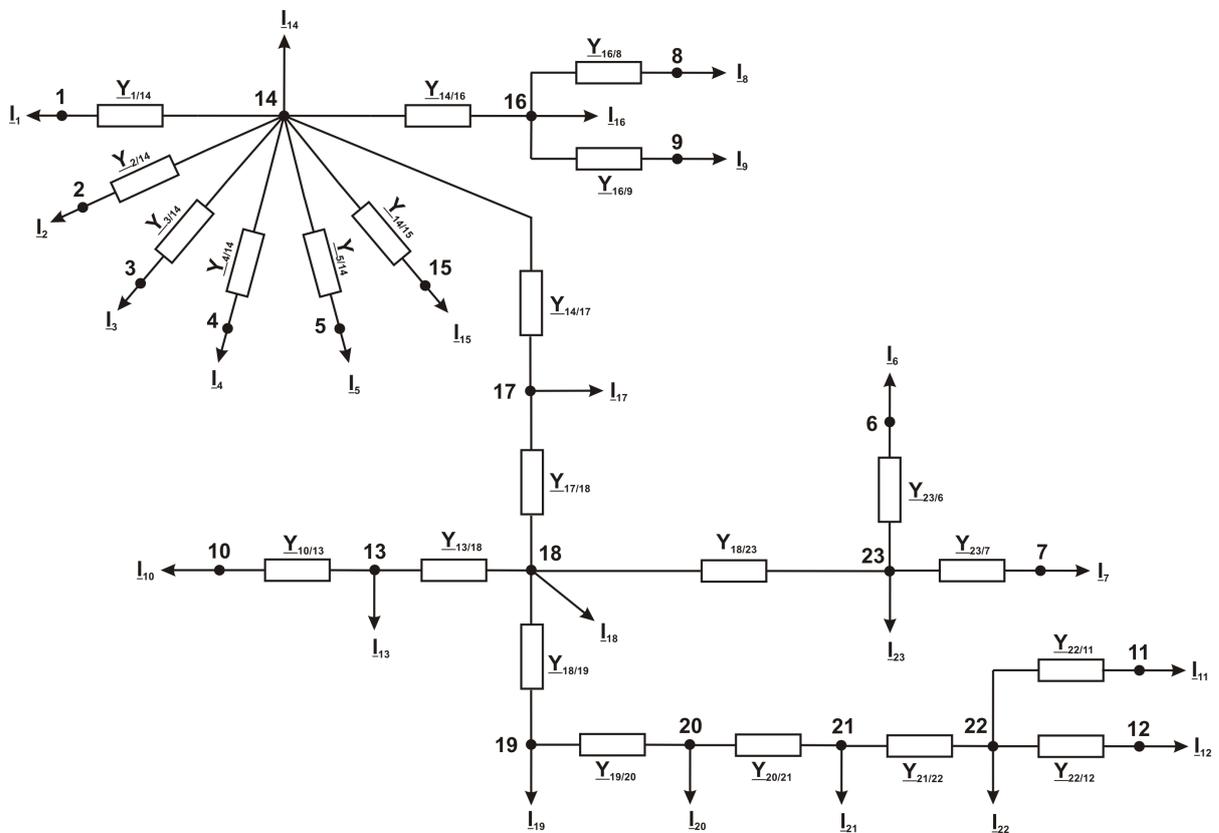


Abbildung 2.5: Ersatzschaltung des Netzes

Die Netzknoten 1 bis 12 sind Generatorknoten, die Nummern 14 bis 23 Lastknoten. Netzknoten 13 kann als Generator oder Lastknoten verwendet werden. Auf die Erstellung der Admittanzmatrix hat dies keinen Einfluss, sehr wohl aber auf die Berechnung der Hybridmatrix. Wird Netzknoten 13 als Generatorknoten verwendet, besteht die Möglichkeit das Netz im synchronisierten Betrieb mit dem ENTSO-E Netz zu simulieren. Die Verbindung zwischen ENTSO-E und dem untersuchten Netz besteht dabei im Knoten 13.

Die Verwendung von Netzknoten 13 als Lastknoten liefert das Gleichungssystem für den Inselnetzbetrieb.

Mit Hilfe von Abbildung 2.5 wird die Admittanzmatrix erstellt. Mit der Definition der Knoten als Verbraucher- und Generatorknoten erfolgt die Berechnung der Hybridmatrix.

Die erhaltene Hybridmatrix gilt nur für die Netztopologie wie in Abbildung 2.5 dargestellt. Für die Simulation von Szenarien deren Netztopologie von 2.5 abweicht, ist die Erstellung einer neuen Admittanz- und Hybridmatrix notwendig. Zu diesem Zweck wird ein Matlab-Skript verwendet. Die für die Simulation benötigten Netzknoten und deren Typ (Generatorknoten oder Lastknoten) werden dem Matlab-File vorgegeben und als Ergebnis folgt die Admittanz- und Hybridmatrix der aktuellen Netztopologie.

2.4 Last

Die Zuschaltung der Verbrauchergruppen beim Netzwiederaufbau stellt eine nicht exakt vorhersagbare Lastzuschaltung dar. Für die Bestimmung der Minimaleinsatzkonfiguration der Maschinen von KW1 für einen stabilen Netzwiederaufbau wird aber ein Lastmodell benötigt. Die Nachbildung der Verbrauchergruppen erfolgt als Kombination eines Konstantleistungsanteils (60%) und einem rotierenden Anteil (40%) [5], dies soll das Wiedereinschaltverhalten der Verbrauchergruppen nachbilden. Als Verbrauchergesamtleistung wird die jeweilige Leistung bei Starklast angenommen. Als Nachbildung des elektrischen Verhaltens des rotierenden Anteils findet das Asynchronmaschinenmodell Verwendung. Durch die charakteristische Wirkleistungsaufnahme der Asynchronmaschine beim Anlauf und dem Konstantleistungsanteil stellt das Modell das "worst case" Verhalten der Verbrauchergruppen nach.

2.5 Verschaltung der Modellkomponenten Generator, Netz und Last

Die folgende Abbildung 2.6 soll die Verschaltung der Synchronmaschinenmodelle, des Netzmodells und der Lastmodelle an einem Beispiel verdeutlichen. Die einzelnen Komponenten werden mit Hilfe des Netzmodells (Hybridmatrix) miteinander verknüpft. Als Eingangsgrößen werden die Generatorspannungen und Verbraucherströme vorgegeben. Die Berechnung mit der Hybridmatrix liefert die Generatorströme und Verbraucherspannungen. Der Generator 1 dient als Referenzmaschine, alle Winkel und deren Ableitungen (Drehzahlen) werden auf diese Maschine bezogen. Bei der Verwendung des Asynchronmaschinenlastmodells muss $\Delta\omega_{Ref}$ als zusätzliche Eingangsgröße bereitgestellt werden, denn $\Delta\omega_{Ref}$ dient zur Berechnung der aktuellen Ständerspannungsfrequenz der Maschine.

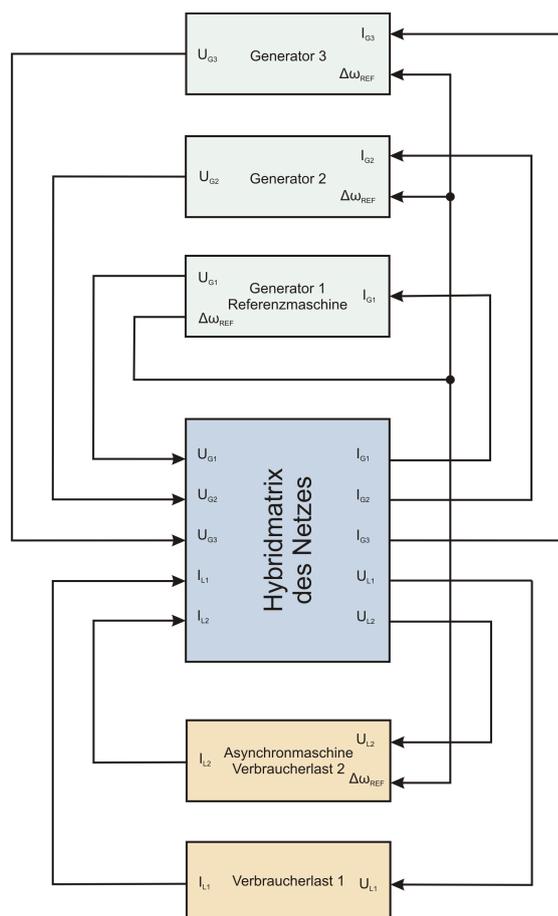


Abbildung 2.6: Beispiel der Verschaltung der Modellkomponenten

2.6 Turbinenregler

Der Turbinenregler stellt das zentrale Element für Stabilität im Inselnetzbetrieb dar. Somit ist er auch zentrales Element der Nachbildung im Simulationsmodell. Die Umsetzung, insbesondere der komplexen mechanischen Systeme der Turbinenregler in das Simulationsmodell, stellt trotz umfangreicher Messungen und Vorlage zahlreicher technischer Unterlagen eine besondere Herausforderung dar. Es sind nur jene Turbinenregler modelliert die an der Frequenzregelung bei den Inselbetriebsversuchen 2009 beteiligt waren und auch im Netzwiederaufbaukonzept eine entscheidende Rolle spielen. Die Reglerstrukturen der einzelnen Turbinenregler sind exakt nachgebildet. Bei den Modellen der mechanischen Stellorgane handelt es sich teilweise um Vereinfachungen.

Bei allen durchgeführten Simulationen wird bei Maschine M1.4, da kein Reglermodell vorhanden ist, die Turbinenleistung mit $P_{T4} = -0.01$ p.u. direkt vorgegeben. Damit werden die Leerlaufverluste der Maschine und die Verluste des Maschinentransformators nachgebildet.

In den nächsten Kapiteln erfolgt eine Beschreibung der einzelnen Turbinenregler. Die dabei verwendeten Reglerstrukturen sind den Betreiberunterlagen [1] entnommen.

2.6.1 Turbinenregler der Maschinen M1.1 und M1.2

Die Maschinensätze M1.1 und M1.2 verfügen über eine ausreichend schnelle Regelung und ein ausreichend schnelles elektromechanisches Stellsystem, um beim Netzwiederaufbau im Anfangsstadium die Frequenz zu regeln. Daher wird auf die Modellerstellung dieser beiden Turbinenregler besonderes Augenmerk gelegt. Die Maschinensätze M1.1 und M1.2 sind annähernd baugleich und werden daher gleich modelliert.

Die wichtigsten Elemente sind:

- der Regler
- die Ablenkerpositionierung
- die Düsenpositionierung

Die nachfolgende Abbildung 2.7 zeigt die Struktur der Nachbildung des Reglers, des Ablenkers und der Düsen.

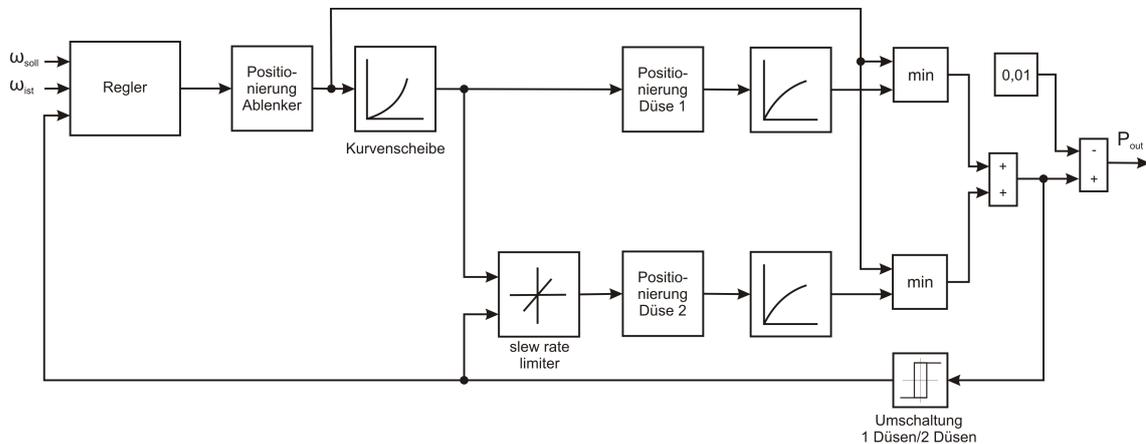


Abbildung 2.7: Turbinenregler M1.1 und M1.2

Der Regler steuert primär die Position des Ablenkers. Über ein mechanisches System (Kurvenscheibe) wird die Düsenposition der Ablenkerposition nachgeführt. Diese Art der Regelung kommt nur bei diesem Turbinenregler zum Einsatz. Die Regler der anderen Maschinen steuern primär die Düsenposition.

Zwischen Düsenstellung und Turbinenleistung herrscht ein nichtlinearer Zusammenhang. Diese Nichtlinearität ist vom Betriebspunkt der Maschine abhängig und im Modell berücksichtigt.

Zur Optimierung des Gesamtwirkungsgrades wird die Turbine, abhängig von der Leistung, ein- oder zweidüsig angetrieben. Die Umschaltung von ein- auf zweidüsigem Betrieb erfolgt bei ca. 49% der Maschinennennwirkleistung. Im Modell des Turbinenreglers ist dieser Übergang, vom ein- auf zweidüsigem Betrieb, ebenfalls realisiert. Für diesen Vorgang wird unter anderem der "slew rate limiter"-Block benötigt. Dieser Block dient dazu, um den Gradient des Düsenpositionsollsignals der zweiten Düse, während der Umschaltung zu begrenzen.

Die Turbinenleistung, bezogen auf die Generatornennscheinleistung, entspricht dem Minimum aus Ablenkerstellung in p.u. und Düsenstellung in p.u.. Zur Nachbildung der Maschinen- und der Maschinentransformatorleerlaufverluste erfolgt eine Verminderung der Turbinenleistung um 0,01 p.u.. Dieser Wert entspricht den aufgetretenen Verlusten bei den Inselbetriebsversuchen der Maschine M1.1 bzw. M1.2.

M1.1 und M1.2 besitzen bereits digitale Turbinenregler. Bei den Reglern handelt es sich um PID-Regler mit Statik. Die folgende Abbildung 2.8 zeigt eine Detaildarstellung des Reglers aus Abbildung 2.7.

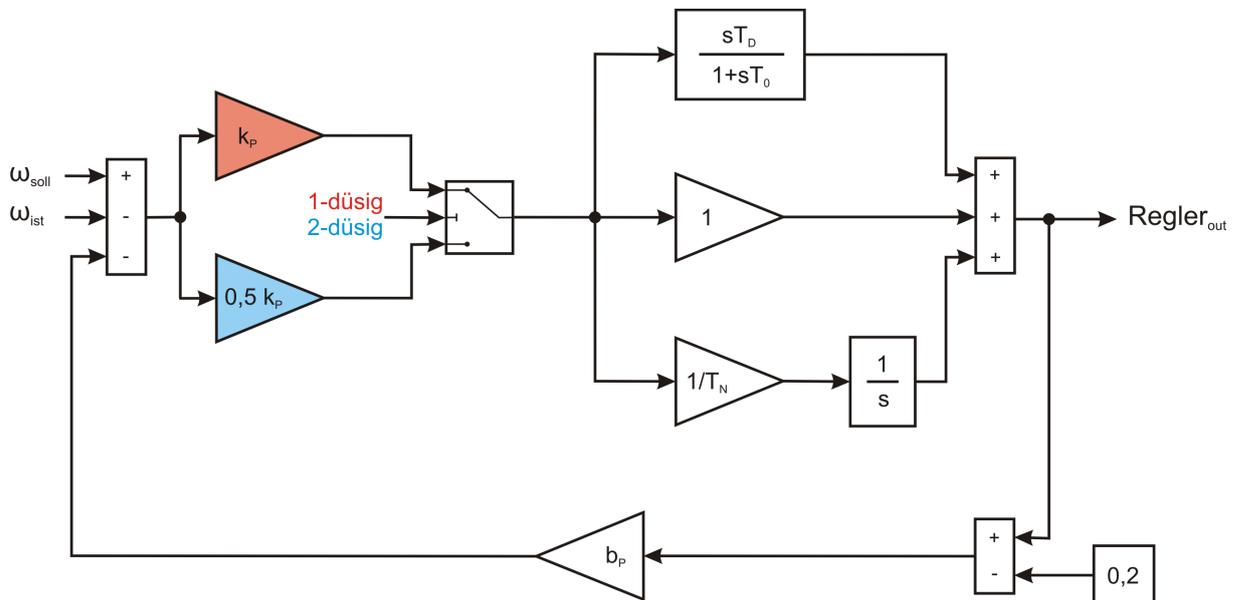


Abbildung 2.8: "Regler" M1.1 und M1.2

Der Proportionalanteil des Reglers hängt von der Anzahl der aktiven Düsen ab. Bei zweidüsigem Betrieb wird auf die halbe Verstärkung k_P des eindüsigem Betriebs umgeschaltet. Die Reglerstatik ist über den Rückkoppelzweig mit dem Verstärkungsfaktor b_P realisiert. Die Subtraktion von $0,2$ p.u. im Rückkoppelzweig bewirkt einen positiven Ablenkeroffset.

In Tabelle 2.2 sind die einzelnen Parameter des Turbinenreglermodells von M1.1 und M1.2 aufgelistet.

Parameter	Maschine	
	M1.1	M1.2
k_P	4	4
T_N	6 s	6 s
T_D	0 s	0 s
T_0	0,1 s	0,1 s
b_P	0,04	0,04

Tabelle 2.2: Reglerparameter M1.1, M1.2

Das Modell der Ablenkerpositionierung aus Abbildung 2.7 zeigt Abbildung 2.9. Der Ausgangswert des Integrators entspricht der aktuellen Ablenkerposition in p.u. Der Block vor dem Integrator dient zur Begrenzung der Stellgeschwindigkeiten.

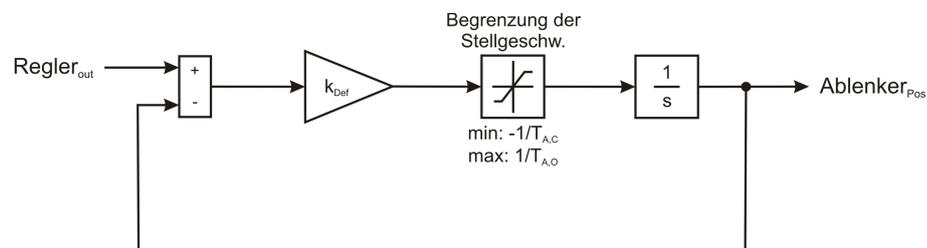


Abbildung 2.9: Positionierung Ablenker

Abbildung 2.10 zeigt den Block "Positionierung Düse 1" aus Abbildung 2.7 im Detail. Der Wert des Integrators gibt die Düsenposition in p.u. wieder. Eine Begrenzung der Düsenstellgeschwindigkeit erfolgt durch die Limitierung des Signals am Integratoreingang.

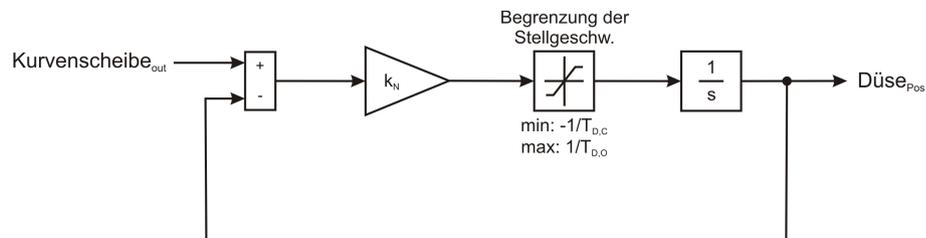


Abbildung 2.10: Positionierung Düse 1

Durch die Auswertung von Messergebnissen bzw. aus den Betreiberunterlagen [1] werden die Düsen- und Ablenkerstellzeiten berechnet bzw. abgelesen. In Tabelle 2.3 sind für die Maschine M1.1 und M1.2 die Düsen- und Ablenkerstellzeiten zusammengefasst.

Maschine	Düsenstellzeit		Ablenkerstellzeit	
	$T_{D,O} / s$	$T_{D,C} / s$	$T_{A,O} / s$	$T_{A,C} / s$
	0 - 100 %	100 - 0 %	0 - 100 %	100 - 0 %
M1.1	18	39	4,25	4,25
M1.2	18	39	4,25	4,25

Tabelle 2.3: Ablenker- und Düsenstellzeiten M1.1, M1.2

2.6.2 Turbinenregler der Maschine M1.3

Die Auswertung der Messergebnisse aus dem Jahr 2009 legt nahe, dass der Turbinenregler von M1.3 im Frequenzregelbetrieb Frequenzschwingungen verursacht. Zur Nachbildung der Schwingungen im Modell wird ein möglichst realitätsnahes Modell des Reglers und des elektrohydraulischen Systems von M1.3 benötigt. Durch die vorhandenen Messdaten der Inselbetriebsversuche 2009 und vor allem durch die Messwerte der Inselversuche 2010 ist es möglich, den Turbinenregler und das elektrohydraulische System der Maschine M1.3 exakt nachzubilden. Die detaillierte Modellierung bietet die Möglichkeit die bei den Inselbetriebsversuchen aufgetretene stehende Schwingung in der Frequenz mit dem Modell zu simulieren.

Die nachfolgende Abbildung 2.11 zeigt die Struktur des Turbinenreglers von M1.3:

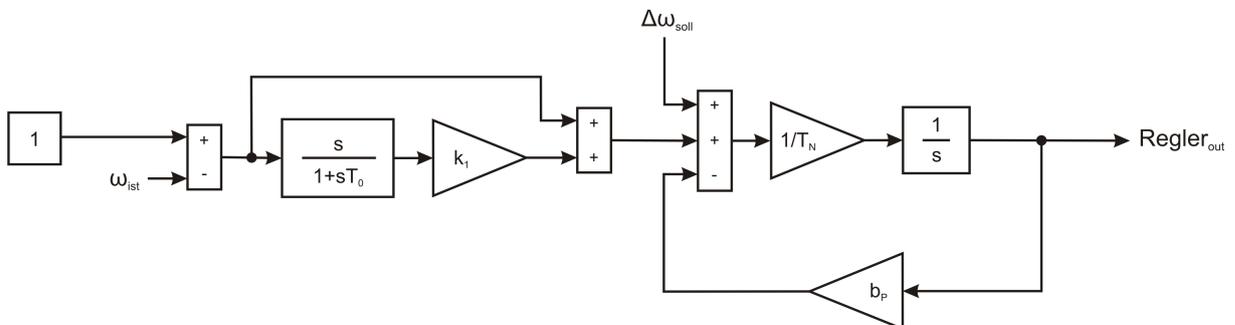


Abbildung 2.11: Regler M1.3

Bei diesem Regler handelt es sich um einen PID-Regler mit Statik. Am Eingang des Reglers wird die Differenz zwischen der Istfrequenz (in p.u.) und 1 p.u. gebildet. Diese Differenz wird abgeleitet und mit dem Faktor k_1 verstärkt. Das mit k_1 verstärkte Signal und die Abweichung der Frequenz von 1 p.u. werden addiert. Durch die Addition von $\Delta\omega_{soll}$ zu der vorhergehenden Summe ist die Einstellung einer Solldrehzahl bzw. Sollfrequenz abweichend von 50 Hz möglich. Dieses Signal bildet den Sollwert für den Integralanteil des Reglers. Durch die Rückkopplung des Integratorausgangs erhält der Regler seine Statik.

Das Modell des elektrohydraulischen Systems von M1.3 ist in Abbildung 2.12 dargestellt.

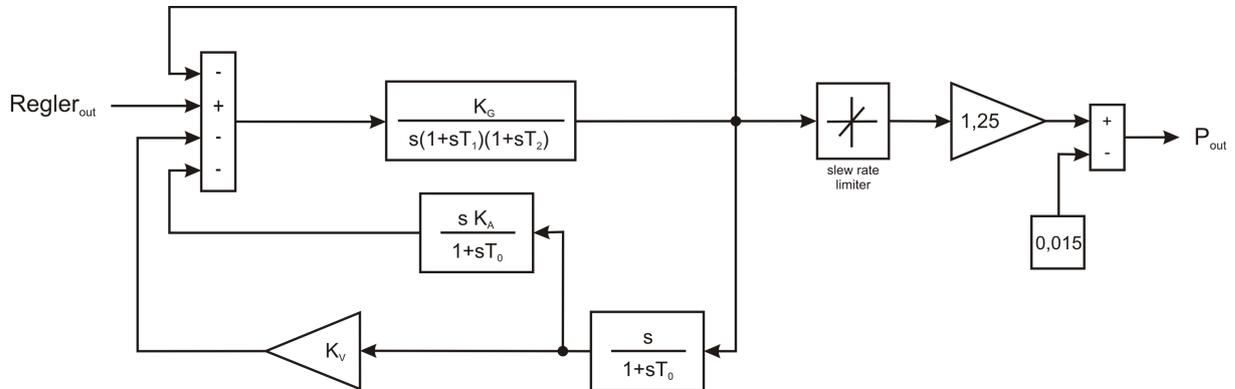


Abbildung 2.12: Elektrohydraulisches System M1.3

Die Verstärkung K_G ist die Verstärkung des Servomotorkreises. Für ein stabiles Regelverhalten, bei einem hohem Wert von K_G , ist die Rückführung der Servomotorgeschwindigkeit (verstärkt mit K_V) und der Servomotorbeschleunigung (verstärkt mit K_A) erforderlich. Die Übertragungsfunktion mit den beiden Zeitkonstanten T_1 und T_2 bildet das Verhalten des Servomotors und des Hauptsteuerventils nach. Die Düsenposition hängt von der Servomotorstellung ab. Durch die Verwendung der Signalpegelanstiegsbegrenzung kann die maximale Düsengeschwindigkeit nachgebildet werden. Die Auswertung der Messdaten der Inselbetriebsversuche 2010 zeigt einen konstanten Faktor von 1,25 zwischen der Düsenstellung in p.u. und der Turbinenleistung bezogen auf die Generatornennscheinleistung. Erst die Berücksichtigung dieses Wertes ermöglicht die Simulation der eingangs erwähnten stehenden Schwingung in der Frequenz. Durch die Subtraktion von 0,015 p.u. am Ausgang erfolgt die Berücksichtigung der Leerlaufverluste des Maschinentransformators und der Maschine selbst. Der eingestellte Parameter stammt ebenfalls aus der Auswertung von Messdaten.

Die Ablenkerposition ist vom Gradient der Düsenposition abhängig, ähnlich den Turbinenreglern von M1.5 und M2.1. Im Turbinenreglermodell von M1.3 ist der Ablenker aufgrund fehlender Evaluierungsmöglichkeiten nicht implementiert.

Die einzelnen Parameter des Reglers von M1.3 sind im Schaltkasten vor Ort durch Potentiometer einzustellen. Bei den Potentiometern handelt es sich um 10-Gangpotentiometer, das heißt die Potentiometerwerte liegen im Bereich zwischen 0 und 10. Die tatsächlichen

Wertebereiche der einzelnen Parameter sind den Betreiberunterlagen [1] zu entnehmen. Somit ist eine Umskalierung der Potentiometerwerte auf die entsprechenden Parameterwerte des Simulationsmodells notwendig. In der folgenden Tabelle 2.4 sind die einzelnen Parameterwerte aufgelistet. Bei den Parameterwerten der Nachstellzeit T_N und dem Proportionalbeiwert k_P wird zwischen einem Betriebsparametersatz (Maschinenleistungsschalter geschlossen) und einem Leerlaufparametersatz (Maschinenleistungsschalter offen) unterschieden. In der Simulation werden die "Betriebs"-Parameter verwendet.

Parameter	Potentiometerwert	Wertebereich	Reglerwert
T_N Betrieb	8	0 - ∞ s	0,25 s
T_N Leerlauf	1,1	0 - ∞ s	1,82 s
K_1 Betrieb	0	0 - 10	0
K_1 Leerlauf	7	0 - 10	7
K_V	8	0 - 1	0,8
K_G	8	0 - 10	8
K_A	3	0 - 2	0,06
b_P	4	-	4 %
T_1	-	0,05 s	0,05 s
T_2	-	0,2 s	0,2 s

Tabelle 2.4: Reglerparameter M1.3

Die folgenden Beispiele sollen die Vorgangsweise bei der Umrechnung verdeutlichen.

$$T_{N,Betrieb} = \frac{2}{\text{Potentiometerwert}} = \frac{2}{8} = 0,25 \text{ s}$$

$$K_V = \frac{\text{Potentiometerwert}}{\text{max.Potentiometerwert}} \cdot \text{Parameterwert}_{max} = \frac{8}{10} \cdot 1 = 0,8$$

2.6.3 Turbinenregler der Maschine M1.5

Die Struktur des analogen Turbinenreglers der Maschine M1.5 ist ähnlich dem Turbinenregler von M1.3. Die Abbildung 2.13 zeigt die Nachbildung des Reglers im Simulationsmodell.

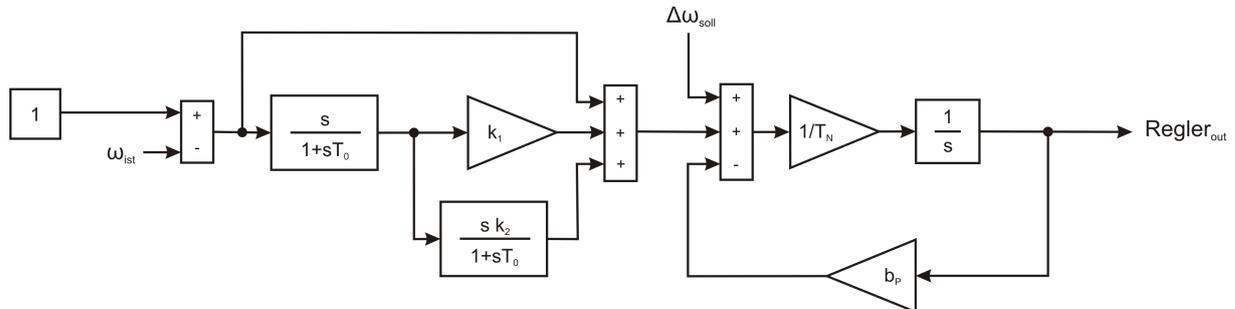


Abbildung 2.13: Regler M1.5

Die aktuelle Drehzahl der Maschine wird mit der Nenndrehzahl von 1 p.u. verglichen. Von der Differenz der beiden Größen wird die erste und zweite Ableitung gebildet. Dieser Teil des Reglers besitzt somit ein PD-Reglerverhalten. Die Eingangsdifferenz, sowie die beiden Ableitungen dieser, werden addiert. Zu diesem Wert wird zur Drehzahlverstellung die Größe $\Delta\omega_{soll}$ addiert. Diese neue Summe bildet die Eingangsgröße für den Integralanteil des Reglers, der die Statik b_p besitzt. Der gesamte Regler hat somit ein PID-Verhalten mit Statik.

Für das Düsenpositionierungssystem dieser Maschine steht ein komplexes Modell aus den Betreiberunterlagen [1] zur Verfügung. Aufgrund der Unsicherheit einiger Parameter, sowie fehlender Messdaten der Düsenposition bei den verschiedenen Inselbetriebsversuchen ist eine zufrieden stellende Parametrierung nicht möglich. Daher findet nicht das exakte Modell aus den Betreiberunterlagen Verwendung, sondern ein Modell mit vereinfachter Düsen- und Ablenkerpositionierung. Dieses vereinfachte Modell kann anhand der vorhandenen Messdaten hinreichend genau parametrisiert und auch evaluiert werden. Die Struktur des vereinfachten Modells der Düsen- und Ablenkerposition zeigt Abbildung 2.14.

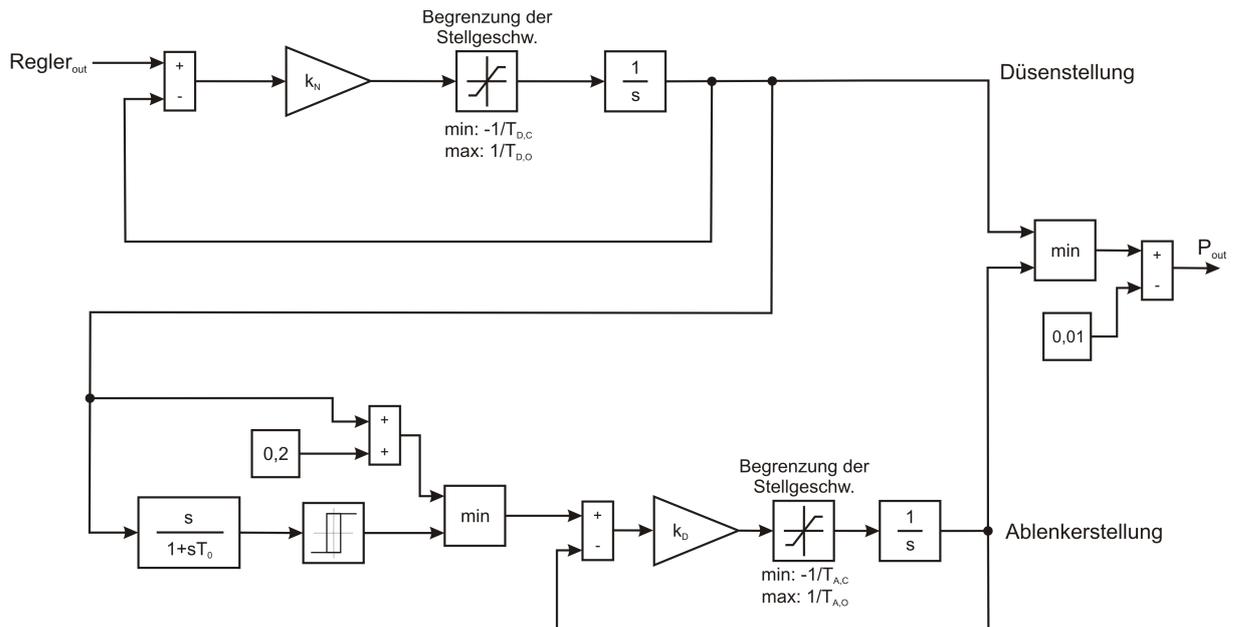


Abbildung 2.14: Nachbildung der Düsen- und Ablenkerposition M1.5

Der obere Teil der Abbildung 2.14 stellt die Nachbildung der Düsenposition dar. Die Position der Düse wird dem Eingangssignal $Regler_{out}$ mit begrenzter Düsenstellgeschwindigkeit nachgeführt. Der Block mit dem Parameter k_N stellt die Verstärkung des Düsenpositionierkreises dar.

Die Position des Ablenkers folgt jener der Düse mit einem Offset von 0,2 p.u.. Überschreitet die Düsengeschwindigkeit einen gewissen Wert, wird der Ablenker mit maximaler Geschwindigkeit in bzw. aus dem Wasserstrahl geschwenkt. Das Minimum aus Düsen- und Ablenkerposition in p.u. entspricht der Leistung der Turbine. Die Berücksichtigung der Maschinen- und Maschinentransformatorverluste erfolgt durch Subtraktion von 0,01 p.u. der Turbinenleistung.

Die einzelnen Parameter des Turbinenreglers der Maschine M1.5 sind wie bei Maschine M1.3 als Potentiometerwerte gegeben. Daher erfolgt auch hier eine Umrechnung der Potentiometerwerte in skalierte Zeiten bzw. Verstärkungen. Eine Auflistung der Parameter ist in Tabelle 2.5 dargestellt. Für das Simulationsmodell werden die "Betriebs"-Parameter herangezogen.

Parameter	Potentiometerwert	Wertebereich	Reglerwert
T_N Betrieb	8	0 - ∞ s	0,25 s
T_N Leerlauf	0,65	0 - ∞ s	3,08 s
K_1 Betrieb	1	0 - 10	1
K_1 Leerlauf	3	0 - 10	3
K_V	8	0 - 1	0,8
K_G	6	0 - 10	6
K_A	2,5	0 - 2	0,05
b_P	4	-	4 %
T_1	-	0,05 s	0,05 s
T_2	-	0,2 s	0,2 s

Tabelle 2.5: Reglerparameter M1.5

Die beiden Beispiele zeigen die Vorgangsweise bei der Umrechnung der Potentiometerwerte auf die verwendeten skalierten Werte.

$$T_{N,Betrieb} = \frac{2}{\text{Potentiometerwert}} = \frac{2}{8} = 0,25 \text{ s}$$

$$K_V = \frac{\text{Potentiometerwert}}{\text{max.Potentiometerwert}} \cdot \text{Parameterwert}_{max} = \frac{8}{10} \cdot 1 = 0,8$$

Die folgende Tabelle 2.6 zeigt die verwendeten Ablenker- und Düsenstellzeiten für die Maschine M1.5.

Maschine	Düsenstellzeit		Ablenkerstellzeit	
	$T_{D,O} / \text{s}$	$T_{D,C} / \text{s}$	$T_{A,O} / \text{s}$	$T_{A,C} / \text{s}$
	0-100 %	100-0 %	0-100 %	100-0 %
M1.5	110	60	8	3

Tabelle 2.6: Ablenker- und Düsenstellzeiten M1.5

2.6.4 Turbinenregler der Maschine M2.1

Die Maschine M2.1 stellt den leistungsstärksten vorkommenden Generator dar. Eine stabile Regelbeteiligung dieser Maschine ist erst möglich, wenn der Generator mindestens 20% seiner Nennleistung abgibt. Durch diese Einschränkung kann die Maschine in den Anfangsstadien des Netzwiederaufbaus nicht zur Frequenzregelung herangezogen werden, da die Netzlasten zu klein sind.

Die Maschine M2.1 besitzt einen digitalen PID-Regler in Serien-Parallel-Struktur mit Statik. Nachfolgende Abbildung 2.15 zeigt die Reglerstruktur.

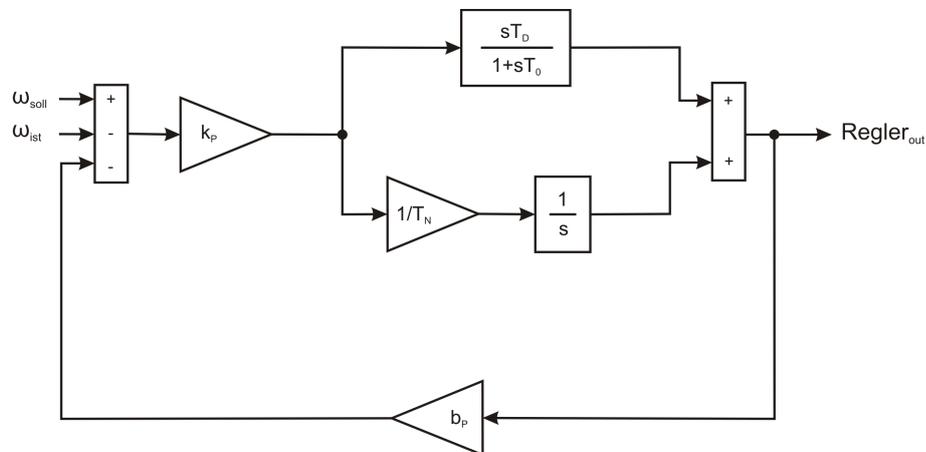


Abbildung 2.15: Regler M2.1

Tabelle 2.7 zeigt die eingestellten Parameter des Reglers.

Parameter	eingestellter Wert
k_P	0,7
T_N	5 s
T_D	0 s
T_0	0,1 s
b_P	0,015

Tabelle 2.7: Reglerparameter M2.1

Die Nachbildung der Düsen- und Ablenkerposition (Abbildung 2.16) besteht aus zwei Teilen. Der obere Teil zeigt die Nachbildung der Düsenposition. Im unteren Teil erfolgt die Nachbildung des Ablenkers.

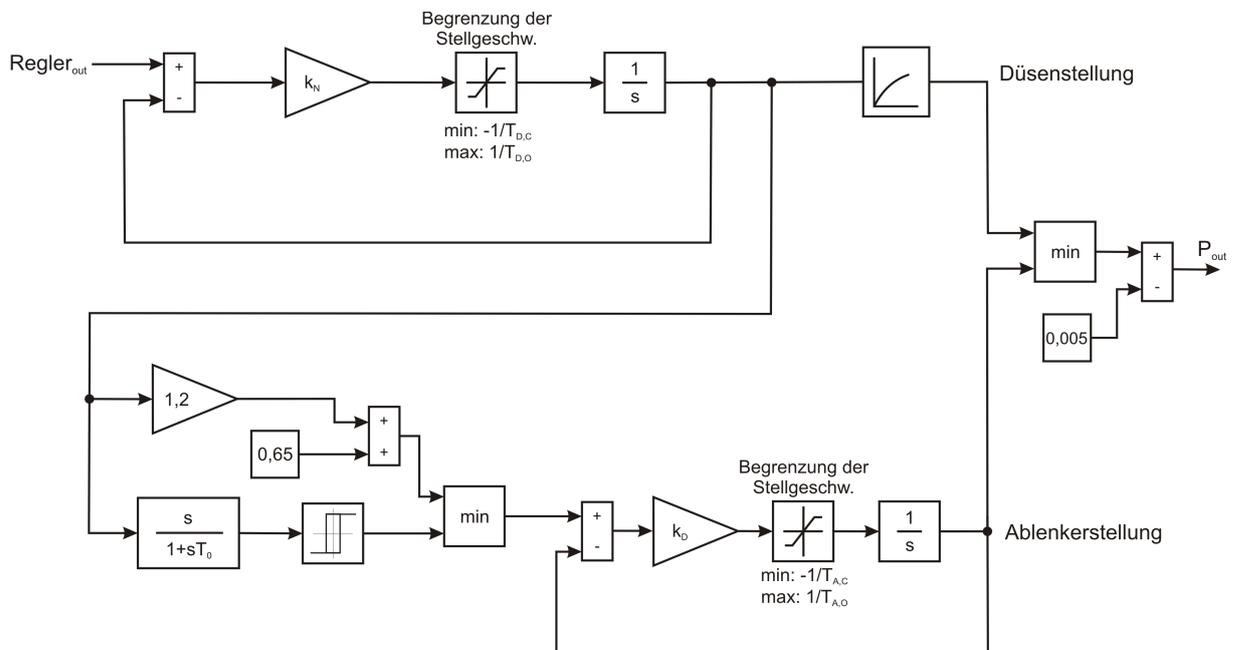


Abbildung 2.16: Nachbildung der Düsen- und Ablenkerposition M2.1

Der Block mit der Verstärkung k_N bildet die Verstärkung des Düsenpositionierungskreises nach. Der darauf folgende Block begrenzt die Düsenstellgeschwindigkeit auf ihren maximalen Wert. Bei der Auswertung diverser Messungen konnte eine Nichtlinearität zwischen Düsenposition in p.u. und Turbinenleistung in p.u. festgestellt werden. Dieses Verhalten wird ebenfalls im Modell berücksichtigt. Die Subtraktion eines von 0,005 p.u. am Ausgang dient wiederum zur Nachbildung verschiedener Verluste.

Die Ablenkerposition wird der Düsenposition stets mit einem Offset nachgeführt. Die beiden Parameter mit den Werten 1,2 und 0,65 sind aus Messdaten ermittelt. Übersteigt die Düsengeschwindigkeit einen eingestellten Wert wird der Ablenker ein- bzw. ausgeschwenkt. Der Verstärkungsblock k_D repräsentiert die Verstärkung des Ablenkerpositionierungskreises. Die maximale Stellgeschwindigkeit des Ablenkers wird ebenfalls auf ihren Maximalwert begrenzt. Eine exaktere Modellierung des Ablenkerverhaltens ist aufgrund nicht vorhandener Informationen über den Aufbau des Ablenkerpositioniersystems, sowie fehlender Messdaten zur Evaluierung eines exakteren Modells, nicht möglich.

Die Ablenker- und Düsenstellzeiten sind in Tabelle 2.8 zusammenfasst.

Maschine	Düsenstellzeit		Ablenkerstellzeit	
	$T_{D,O} / s$	$T_{D,C} / s$	$T_{A,O} / s$	$T_{A,C} / s$
	0-100 %	100-0 %	0-100 %	100-0 %
M2.1	120	120	4	4

Tabelle 2.8: Ablenker- und Düsenstellzeiten M2.1

2.6.5 Turbinenregler der Maschine M5.1

Beim Kraftwerk M5.1 handelt es sich um ein Pumpspeicherkraftwerk mit Francis-Pumpturbine. Der Leitapparat regelt die Wassermenge durch die Turbine. Daher befindet sich die Turbine, bei geöffnetem Leitapparat, in der Wassersäule. Zur Vermeidung von hydraulischen Druckstößen darf die Wassermenge, die die Turbine durchsetzt nur mit einer bestimmten maximalen Geschwindigkeit verändert werden. Aus diesem Grund besitzen die Stellglieder und der Turbinenregler ein trägeres Verhalten als bei z.B. Peltonturbinen.

Beim Turbinenregler von M5.1 handelt es sich um einen digitalen PID-Regler in Serien-Parallelstruktur mit Statik. Die Struktur des Regelkreises ist in Abbildung 2.17 dargestellt.

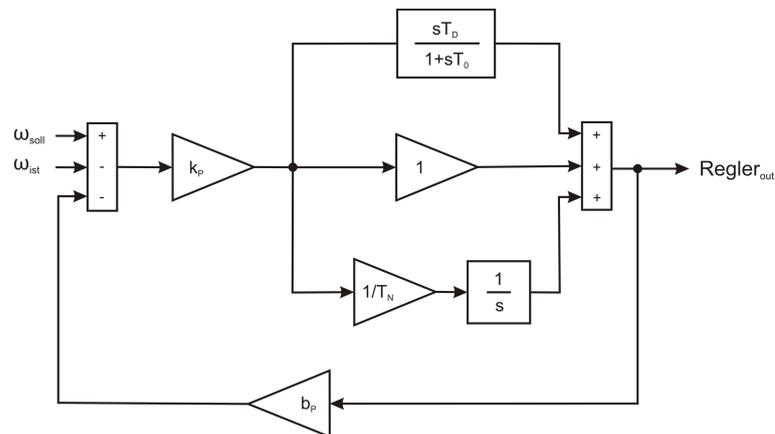


Abbildung 2.17: Regler M5.1

Die Parameter der einzelnen Reglerblöcke sind den Betreiberunterlagen entnommen und in Tabelle 2.9 aufgelistet.

Parameter	eingestellter Wert
k_P	1
T_N	14,2 s
T_D	1,2 s
T_0	0,1 s
b_P	0,04

Tabelle 2.9: Reglerparameter M5.1

In Abbildung 2.18 sind das Modell des Hauptsteuerventils und des Leitapparates dargestellt. Der Wert des Integrators in der Mitte der Abbildung entspricht der Stellung des Hauptsteuerventils in p.u. und ist weiters die Regelabweichung für die Stellung des Leitapparates. Die Verstärkung k_3 dient zur Skalierung des Stellsignales für den Leitapparat.

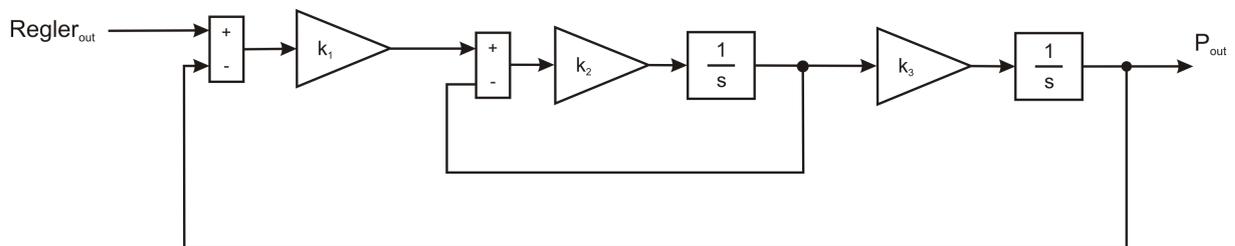


Abbildung 2.18: Nachbildung des Hauptsteuerventils und des Leitapparates

Für die Parameter k_1 , k_2 und k_3 gelten die Werte aus Tabelle 2.10:

Parameter	eingestellter Wert
k_1	7,8
k_2	15
k_3	0,2

Tabelle 2.10: Parameter k_1 , k_2 und k_3 des mechanischen Systems von M5.1

2.7 Spannungsregler

Die Spannung stellt beim Netzwiederaufbau keine kritische Größe dar, da die Zeitkonstanten der Spannungsregeleinrichtungen wesentlich geringer sind, als jene für Wirkleistungsregelung. Spannungsregelung ist also nicht von primärer Bedeutung bei der Simulation des Inselnetzes. Die im Modell verwendeten Spannungsregler entsprechen vordefinierten Standardspannungsreglermodellen deren Verhalten dem der realen Spannungsregler sehr nahe kommt. Das Modell des Spannungsreglers und der Erregereinrichtung ist in Abbildung 2.19 dargestellt.

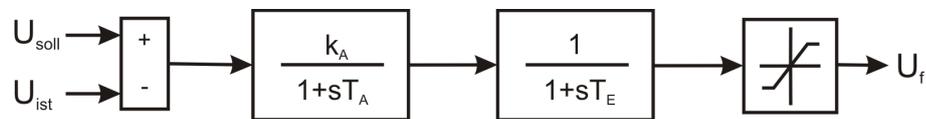


Abbildung 2.19: Modell des Spannungsreglers und der Erregereinrichtung

Die erste Übertragungsfunktion ist der Spannungsregler. Sein Verhalten entspricht jenem eines P-Reglers mit bleibender Regelabweichung. Der Parameter k_A bestimmt die Reglerverstärkung. Für die Statik des Reglers sind beide Parameter, k_A und T_A , verantwortlich. Die Erregereinrichtung wird durch die zweite Übertragungsfunktion mit der Zeitkonstante T_E nachgebildet.

In Tabelle 2.11 sind die Parameter der Spannungsregler des Modells aufgelistet. Die eingestellten Werte entsprechen üblichen Standardwerten [4].

Parameter	eingestellter Wert
k_A	200
T_A	0,1 s
T_E	0,01 s

Tabelle 2.11: Parameter des Spannungsreglers

Für alle durchgeführten Simulationen beträgt der Sollwert des Spannungsreglers 1 p.u..

3 Evaluierung

Zur Bearbeitung der Aufgabenstellungen ist es notwendig, das Simulationsmodell auf Funktion und Richtigkeit der Ergebnisse zu überprüfen. Dazu werden mehrere Teilveruche der Inselbetriebsversuche des Jahres 2009 und 2010 mit dem Modell nachgebildet und simuliert. Die Simulationsergebnisse werden den Messwerten der Inselbetriebsversuche gegenübergestellt. Es erfolgt ein Vergleich der Frequenz, der einzelnen Generatorleistungen, der Ablenkerposition und der Düsenposition einzelner Maschinen. Besonderes Augenmerk liegt auf der Evaluierung der Turbinenregler der Maschinen M1.1 und M1.2, da diesen Maschinen im Netzwiederaufbaukonzept eine zentrale Rolle zugeordnet ist. Die weiteren Turbinenregler werden je nach Möglichkeit weitestgehend getestet, deren Rolle im Wiederaufbauplan ist jedoch von untergeordneter Bedeutung.

Für die Evaluierung sind die Ablenker- und Düsenstellung, sowie die Maschinenleistung entscheidend. Somit kann eine Evaluierung eines Turbinenreglers nur dann erfolgen, wenn während eines Versuches die Maschinenleistung und/oder die Stellbewegungen des mechanischen Systems aufgezeichnet wurden. Durch den Vergleich der Ablenker- und Düsenposition wird festgestellt, wie exakt das Modell von Regler und Stellsystem mit der Realität übereinstimmen. Stimmen Ablenker- und Düsenposition überein, kann durch den Vergleich der gemessenen und simulierten Maschinenleistung das elektrische Modell der Synchronmaschine überprüft werden. Die Evaluierung mit diesen drei Größen bietet somit die Möglichkeit Fehler in der Parametrierung oder dem Aufbau der Modellkomponenten selbst, zu finden und zu beheben.

3.1 Versuche 2009

Die umfangreichen Messdaten der Inselbetriebsversuche 2009 bieten die Möglichkeit, die einzelnen Turbinenregler unter verschiedenen Rahmenbedingungen zu testen. Die Schwierigkeit dabei ist, dass meist mehrere Maschinen an der Frequenzregelung beteiligt waren.

Dadurch kommt es zu einer gegenseitigen Beeinflussung und einer Vermischung des Regeleinsatzes der einzelnen Maschinen.

Zur Evaluierung werden vier Sequenzen der Inselbetriebsversuche 2009 herangezogen.

Die Sollwerte der Turbinenregler bei den einzelnen Versuchen sind im Protokoll der Inselbetriebsversuche nicht notiert, werden aber für die Simulation benötigt. Eine Berechnung des Sollwertes ist nur bei gegebener Maschinenleistung, Reglerstatik und Informationen über die Nichtlinearitäten des mechanischen Systems möglich. Die Bestimmung der Turbinenreglersollwerte eines jeden einzelnen Teilversuchs erfolgt deshalb nach dem Prinzip "Trial and Error". Bei den inselführenden Maschinen wird der Turbinenreglersollwert solange angepasst, bis die gemessene und simulierte Frequenz zu Versuchsbeginn übereinstimmen. Die Sollwerte der restlichen Turbinenregler werden so gewählt, dass eine Regelbeteiligung der betreffenden Maschine, beim real durchgeführten Versuch und im Modell bei der gleichen Istfrequenz eintritt.

Im Folgenden wird das Gesamtmodellverhalten anhand einzelner Teilversuche überprüft und die an der Primärregelung beteiligten Turbinenregler detailliert betrachtet.

3.1.1 Lastzuschaltung, Lastabwurf, M1.1 inselführend (Versuch 3.1)

Der Versuch 3.1 wurde im Rahmen der Inselbetriebsversuche im Mai 2009 durchgeführt. Ziel des Versuches war es, Erkenntnisse über das Regelverhalten der Maschine M1.1 zu gewinnen. Dieser Versuch wird primär zur Evaluierung des Turbinenreglers der Maschine M1.1 herangezogen. Bei der Versuchsdurchführung gab es auch eine Regelbeteiligung der Maschinen M1.3 und M1.5. Daher wird auch der Turbinenregler M1.5 mit diesem Versuch evaluiert. Eine Evaluierung des Turbinenreglers von M1.3 ist aufgrund der zu geringen Stellbewegung bei diesem Versuch nicht durchführbar.

Versuchsbeschreibung:

Die Maschinen M1.1, M1.2, M1.3, M1.4 und M1.5 werden auf eine 110 kV Sammelschiene synchronisiert. Der Sollwert des Frequenzreglers der Maschine M1.1 ist 51,06 Hz, die Sollwerte der anderen Maschinen liegen darunter. Damit gibt die Maschine M1.1 die Frequenz vor (Generator) und deckt die Leerlaufverluste der anderen Maschinen (Motor). Diese Maschinenkonfiguration wird als "Wartestellung" bezeichnet. Nach dem Erreichen eines stabilen Frequenzwertes folgt eine Lastzuschaltung mit einer Nennleistung von 5,1 MW. Bei der Last handelt es sich um die Maschine M1.6 im Pumpbetrieb. Ist das Leistungsungleichgewicht ausgeregelt, wird die Maschine M1.6 wieder abgestellt.

Die Sollwerte der Turbinenregler der an der Frequenzregelung beteiligten Maschinen, wie sie bei der Simulation des Versuches 3.1 zum Einsatz kommen, sind in der Tabelle 3.1 zusammengefasst.

Die Frequenzsollwerte zwischen den gegebenen Zeitwerten werden durch lineare Interpolation berechnet. Bei den Turbinenreglern der Maschinen M1.2, M1.3 und M1.5 bleibt der Sollwert im gesamten Zeitraum konstant. Der Frequenzsollwert des Turbinenreglers von M1.1 wird während der Simulation verändert. Diese Sollwerte sind ebenfalls durch "Trial and Error" ermittelt und bilden eine Anpassung der Frequenz nach der Lastzuschaltung bei den realen Inselbetriebsversuchen nach.

Die Last, in Form der Maschine M1.6 im Pumpbetrieb, wird nach 5 s zugeschaltet und nach 142 s wieder abgeschaltet.

	M1.1	M1.2	M1.3	M1.5
Zeit / s	f / Hz	f / Hz	f / Hz	f / Hz
0	51,056	47,5	50,15	50,575
53	51,06	47,5	50,15	50,575
81	51,9	47,5	50,15	50,575
90	51,9	47,5	50,15	50,575
97	51,52	47,5	50,15	50,575
198	51,52	47,5	50,15	50,575
230	51	47,5	50,15	50,575
250	51	47,5	50,15	50,575

Tabelle 3.1: Sollwerte der Turbinenregler bei Versuch 3.1

Vor dem Start der Simulation sind über eine grafische Oberfläche die Synchronmaschinen und die benötigten Netzknoten auszuwählen. Die Berechnung der Hybridmatrix basiert auf der zuvor getroffenen Auswahl. Nach Beendigung der Modellparametrierung ist die Simulation des Versuches 3.1 möglich.

Als Simulationsergebnis liefert das Modell die Frequenz, die Knotenspannungen, die Knotenströme und alle Größen der Maschinen- und Turbinenreglermodelle. Der Vergleich der gemessenen und simulierten Frequenz, dargestellt in Abbildung 3.1, dient zur Überprüfung des Gesamtmodellverhaltens.

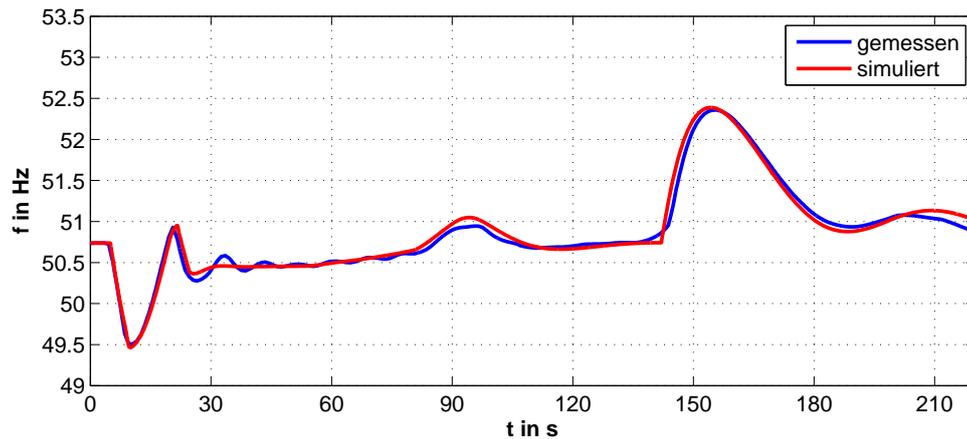


Abbildung 3.1: Frequenzverlauf Versuch 3.1

Die Statik des Reglers und die Nichtlinearitäten des mechanischen Systems von M1.1 bewirken, dass bei einem Sollwert von 51,06 Hz die Startfrequenz bei 50,7 Hz liegt. Nach dem Zuschalten der Last beginnt die Frequenz zu sinken. Der Gradient des Frequenzabfalls ist abhängig vom Leistungsdefizit und von der gespeicherten rotierenden Energie aller am Netz befindlichen Maschinen. Erst wenn die von der Turbine bzw. Maschine gelieferte Leistung ausreicht um die Verbraucherleistung zu decken, kann ein weiteres Absinken der Frequenz verhindert werden. Durch eine höhere Turbinenleistung als Verbraucherleistung wird die Frequenz wieder erhöht. Der sich einstellende Frequenzwert liegt aufgrund der Reglerstatik unterhalb von 50,7 Hz. Durch das Verstellen des Frequenzsollwertes von M1.1 wird die Frequenz auf 50,7 Hz zurückgeführt. Nach ca. 140 s erfolgt die Lastabschaltung. Die Frequenz beginnt aufgrund des Leistungsüberschusses zu steigen. Der Regler von M1.1 reagiert auf den Frequenzanstieg, senkt die Turbinenleistung und regelt die Frequenz wieder auf 50,7 Hz.

Wie in Abbildung 3.1 zu erkennen ist, stimmen der simulierte und gemessene Frequenzverlauf sehr gut überein. Die geringen Abweichungen ergeben sich aufgrund von Unsi-

cherheiten in Form der Reglersollwerte der einzelnen Maschinen sowie des Modells der Last.

Durch das positive Ergebnis der Überprüfung des Gesamtmodellverhaltens, werden im folgenden die einzelnen Turbinenregler, die an der Primärregelung teilnehmen, detailliert betrachtet.

3.1.1.1 Turbinenregler M1.1

Wie in Kapitel 2.6.1 beschrieben, steuert der Turbinenregler von M1.1 primär den Ablenker. Die Gegenüberstellung der gemessenen und simulierten Ablenkerposition (Abbildung 3.2) bestätigt die Funktion des Reglermodells und die Funktion des Modells der Ablenkerpositionierung.

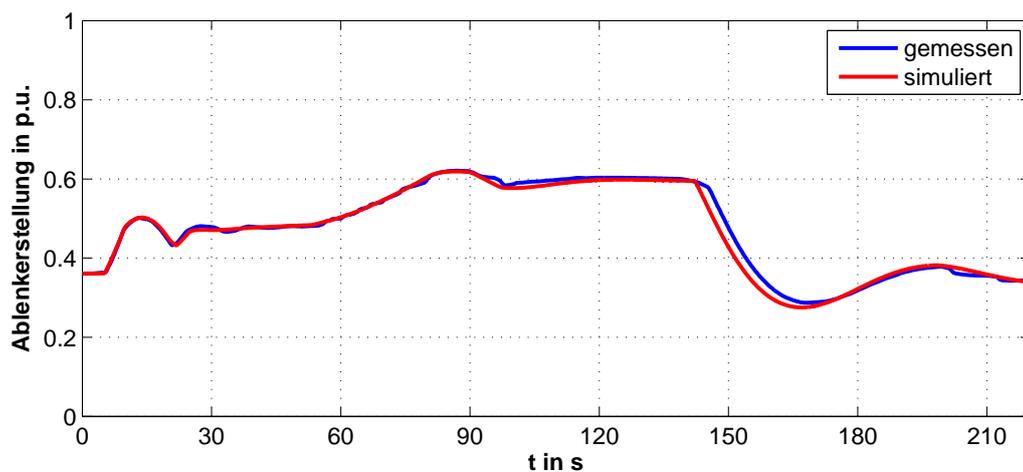


Abbildung 3.2: Ablenkerstellung M1.1 Versuch 3.1

In der Abbildung 3.3 ist der Vergleich zwischen gemessener und simulierter Düsenposition ersichtlich. Das Modell der Düsenpositionierung sowie die implementierten Nicht-linearitäten zwischen Ablenkerposition und dem Sollwert der Düsenstellung sind somit ebenfalls korrekt.

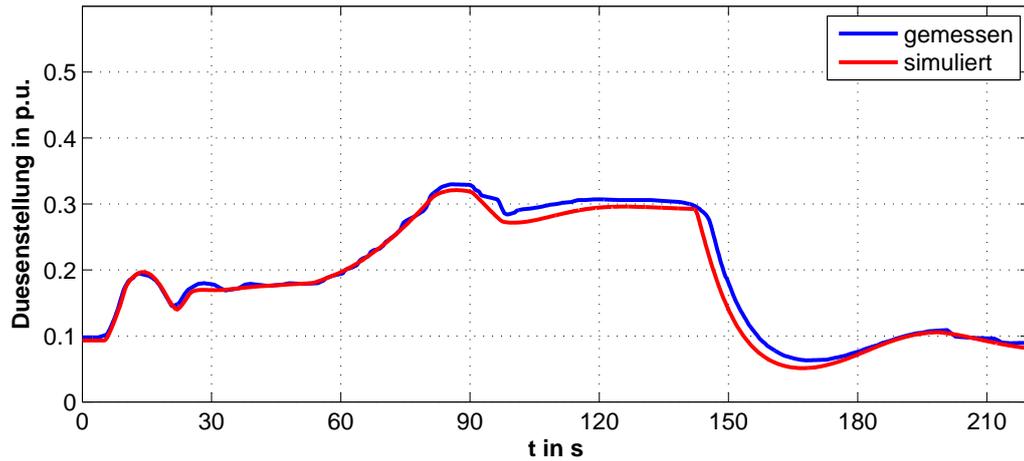


Abbildung 3.3: Düsenstellung M1.1 Versuch 3.1

Die nächste Abbildung 3.4 zeigt den Vergleich der simulierten und gemessenen Generatorleistung von M1.1.

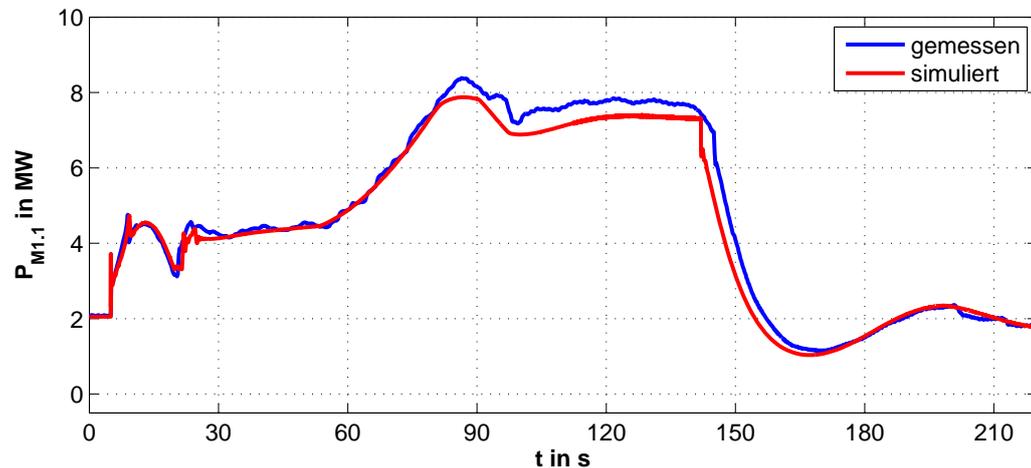


Abbildung 3.4: Generatorwirkleistung M1.1 Versuch 3.1

Durch die gute Übereinstimmung der beiden Verläufe im gesamten Zeitbereich, kann auf die richtige Parametrierung des Maschinenmodells geschlossen werden.

Wie in den Abbildungen 3.2, 3.3 und 3.4 ersichtlich, stimmen die simulierten und gemessenen Verläufe der Maschine M1.1 weitestgehend überein. Daraus kann geschlossen werden, dass die Nachbildung im Modell der Realität sehr nahe kommt. Die Evaluierung anhand weiterer Versuche mit anderen Rahmenbedingungen soll dies noch bestätigen.

3.1.1.2 Turbinenregler M1.5

Zur Evaluierung des Turbinenreglers der Maschine M1.5 steht nur die gemessene Leistung zur Verfügung. Die Ablenker- und Düsenpositionen wurden bei den Inselbetriebsversuchen nicht aufgezeichnet. Somit ist nur eine Gegenüberstellung der gemessenen und simulierten Leistung möglich. Durch den Vergleich dieser beiden Größen, kann auf das prinzipielle Verhalten der Düse und des Ablenkers im Modell geschlossen werden. Denn die Düsen- und Ablenkerstellung ist maßgebend für die Turbinenleistung und somit auch für die abgegebene Maschinenleistung. Die folgende Abbildung 3.5 zeigt die beiden Generatorleistungsverläufe.

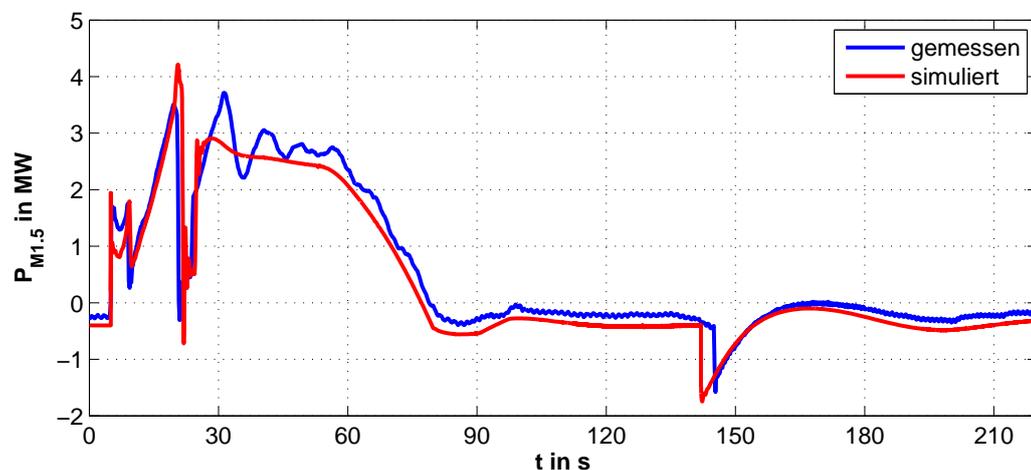


Abbildung 3.5: Generatorwirkleistung M1.5 Versuch 3

Eine gute Übereinstimmung der Verläufe ist erkennbar. Die fehlenden Pendelungen der simulierten Maschinenleistung im Bereich von 30-60s sind auf das nicht exakte Modell des Turbinenreglers von M1.5 zurückzuführen. Eine detailliertere Nachbildung des Turbinenreglers M1.5 wird in der vorliegende Arbeit nicht benötigt, da im Netzwiederaufbauplan keine Regelbeteiligung dieser Maschine vorgesehen ist.

3.1.2 Lastzuschaltung, Lastabwurf, M1.1 und M1.2 inselführend (Versuch 3.2)

Der Versuch 3.2 ist ein Teil der Inselbetriebsversuche 2009. Das Ziel des Versuches war eine Verbesserung des Frequenzminimums beim Zuschalten der Pumpe M1.6 durch eine Lastaufteilung auf die Maschinen M1.1 und M1.2 zu erreichen. Dieser Versuch findet Anwendung bei der Evaluierung der Turbinenregler von M1.1, M1.2, M1.3 und M1.5.

Versuchsbeschreibung:

Die Maschinen des Kraftwerks KW1 werden, wie bei Versuch 3.1 beschrieben, in die Wartestellung gebracht. Nach dem Herstellen der Wartestellung wird der Frequenzsollwert der Maschine M1.2 so verstellt, dass es zu einer Lastaufteilung zwischen M1.1 und M1.2 kommt. Ist ein stabiler Arbeitspunkt erreicht folgt die Zuschaltung der Maschine M1.6 im Pumpbetrieb. Aufgrund der eingestellten Reglersollwerte regeln M1.1 und M1.2 das Leistungsdefizit gemeinsam aus.

Bei diesem Versuch sollten nur M1.1 und M1.2 aktiv in die Frequenzregelung eingreifen. Bei der Auswertung der Messergebnisse wurde jedoch auch eine Regelbeteiligung der Maschinen M1.3 und M1.5 festgestellt. Dadurch ist die eindeutige Auswirkung der Regelbeteiligung der Maschine M1.2 auf das Frequenzminimum nicht erkennbar. Bei der Nachbildung dieses Versuches mithilfe des Simulationsmodells wird zusätzlich zu den Maschinen M1.1 und M1.2 auch eine Frequenzreglerbeteiligung der Maschinen M1.3 und M1.5 zugelassen. Die Tabelle 3.2 listet die eingestellten Sollwerte der Turbinenregler auf.

	M1.1	M1.2	M1.3	M1.5
Zeit / s	f / Hz	f / Hz	f / Hz	f / Hz
0	50,885	50,875	50,375	50,1
250	50,885	50,875	50,375	50,1

Tabelle 3.2: Sollwerte der Turbinenregler bei Versuch 3.2

Die Zuschaltung der Pumpe erfolgt zum Zeitpunkt $t = 6$ s.

Nach der Parametrierung des Modells kann das Verhalten des Inselnetzes, bei Versuch 3.2, in der Simulation nachgebildet werden. In der folgenden Abbildung 3.6 sind die gemessene und simulierte Frequenz dargestellt.

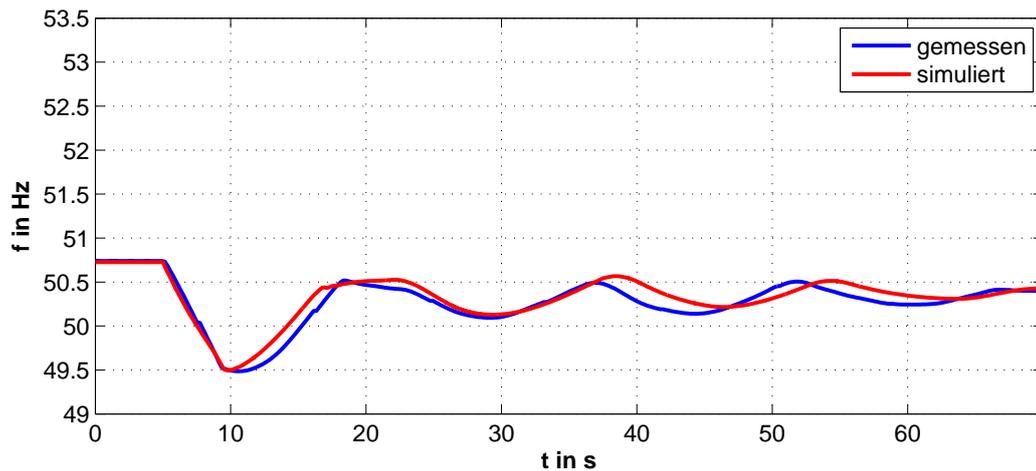


Abbildung 3.6: Frequenzverlauf Versuch 3.2

Wie die Abbildung 3.6 zeigt, stimmen die beiden Verläufe gut überein. Durch die Regelmäßigkeit der Maschine M1.3 treten Pendelungen der Frequenz auf. Erst durch die detaillierte Modellierung des Turbinenreglers der Maschine M1.3 ist die Nachbildung dieser Pendelungen mit dem Modell möglich.

Die an der Frequenzregelung beteiligten Turbinenregler werden in den folgenden Kapiteln einzeln evaluiert.

3.1.2.1 Turbinenregler M1.1 und M1.2

Die beiden Turbinenregler der Maschinen M1.1 und M1.2, sowie die Maschinen selbst sind baugleich. Man kann davon ausgehen wenn das Modell der Maschine M1.1 und ihr Turbinenregler wirklichkeitsnahe Ergebnisse liefern, dass dies auch auf das Modell der Maschine M1.2 und den dazugehörigen Turbinenregler zutrifft. Zur Kontrolle werden dennoch die simulierten Verläufe der Düsen- und Ablenkerstellung sowie die abgegebene Leistung der Maschine M1.2 mit den gemessenen Werten verglichen. Auch für die Maschine M1.1 wird dieser Vergleich nochmals durchgeführt.

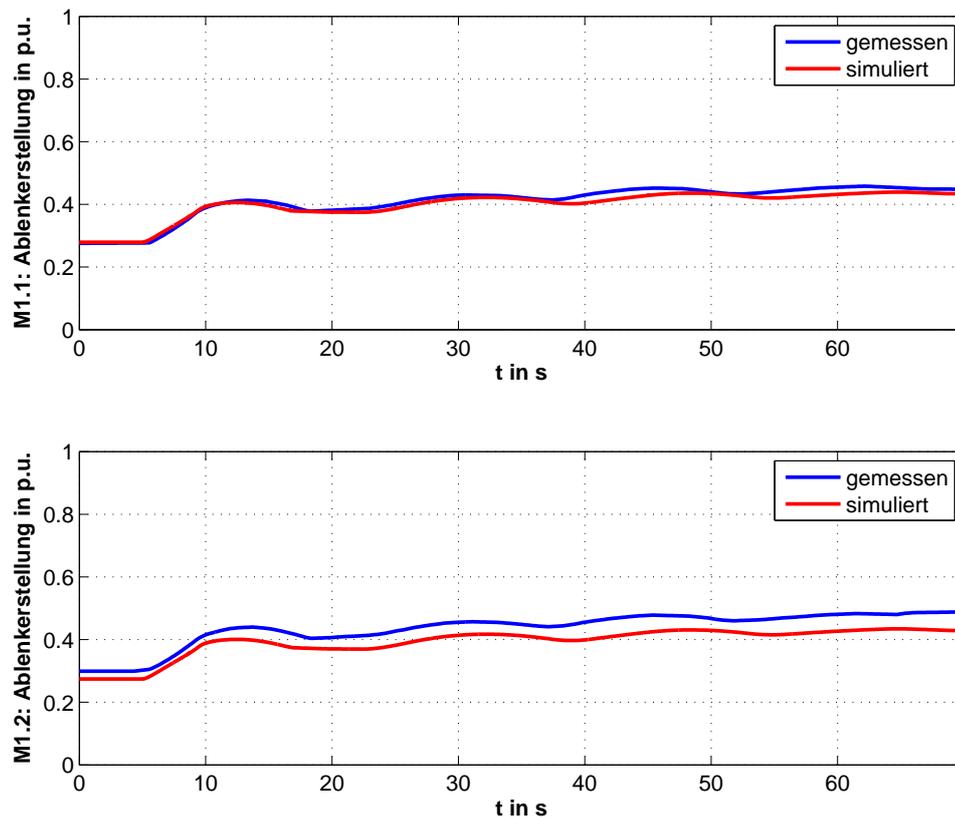


Abbildung 3.7: Ablenkerstellung M1.1 Versuch 3.2

Wie aus Abbildung 3.7 ersichtlich, stimmen die simulierten und gemessenen Ablenkerstellungen gut überein.

Auch der Vergleich der Düsenstellungen in Abbildung 3.8 zeigt eine Übereinstimmung der simulierten und gemessenen Verläufe.

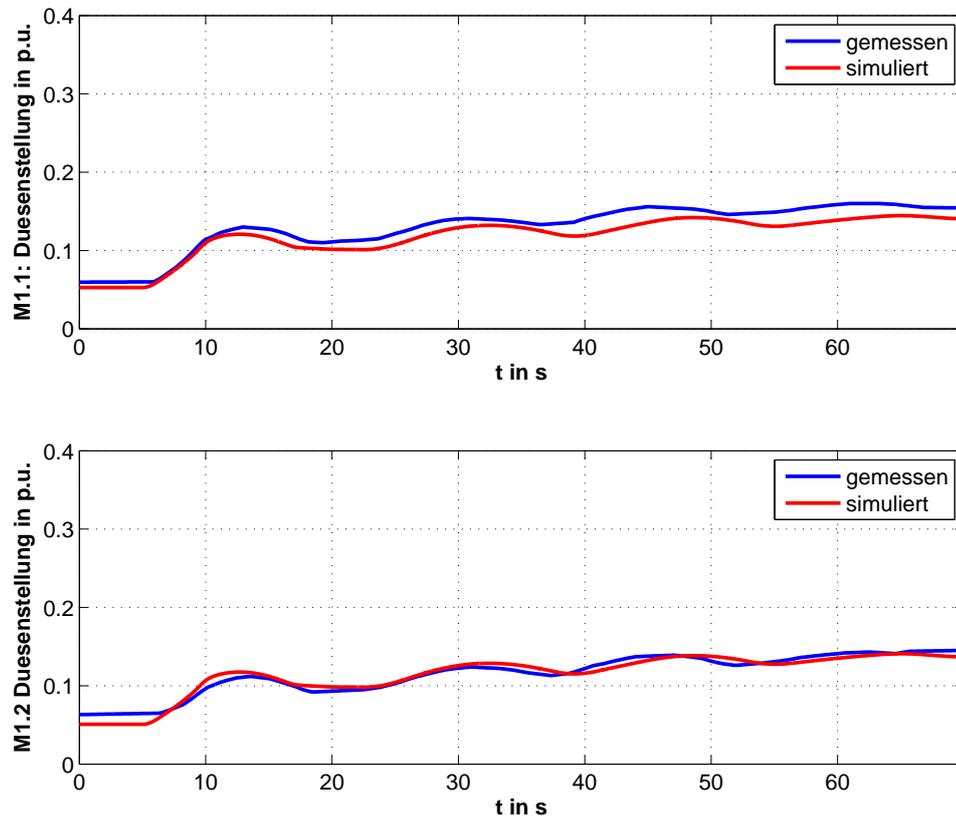


Abbildung 3.8: Düsenstellung M1.1 Versuch 3.2

Abbildung 3.9 zeigt, dass sich die Leistung der zugeschalteten Verbraucherlast auf die beiden Maschinen M1.1 und M1.2 aufteilt. Die Übereinstimmung der gemessenen und simulierten Verläufe ist zufrieden stellend. Die Abweichungen lassen sich aufgrund der nicht exakt bekannten Sollwerte der Regler erklären.

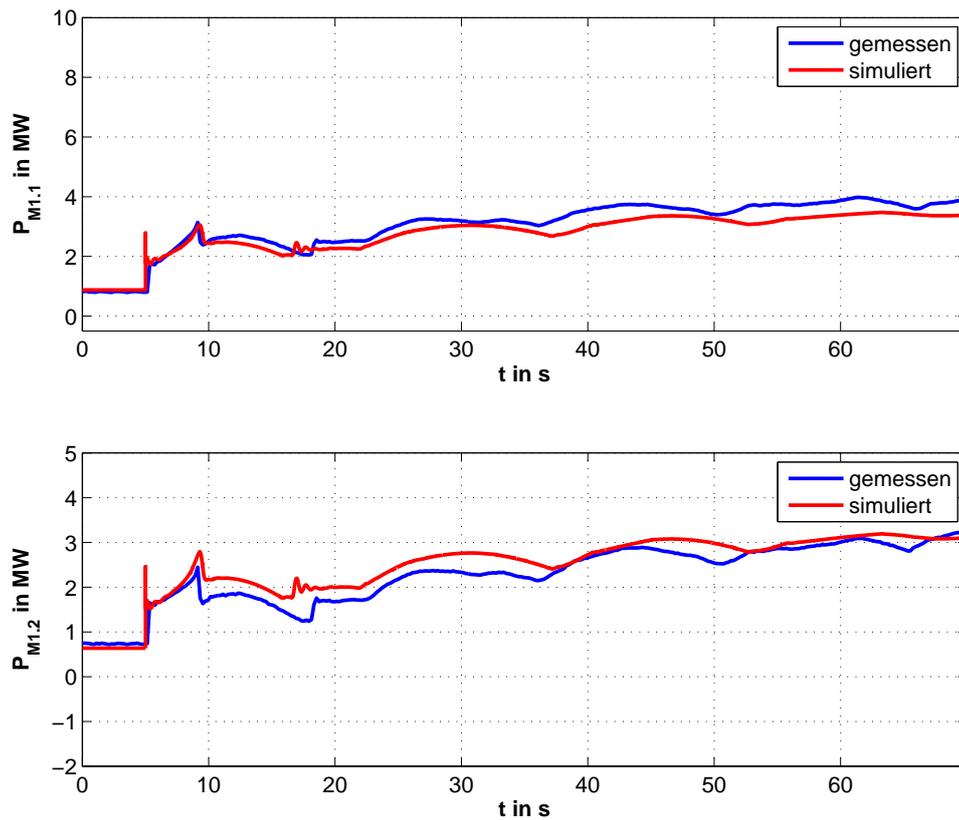


Abbildung 3.9: Generatorwirkleistung M1.1 Versuch 3.2

3.1.2.2 Turbinenregler M1.3

Die Evaluierung des Turbinenreglers der Maschine M1.3 ist problematisch. Nur bei Versuch 3.2 sind die Einstellungen aller beteiligten Maschinen bzw. ihrer Regler hinreichend bekannt und die Maschine M1.3 gibt über einen längeren Zeitraum Leistung ab. Dadurch sind die Voraussetzungen zur Evaluierung des Turbinenreglers von M1.3 gegeben.

Die Ablenker- oder Düsenposition von M1.3 ist bei Inselbetriebsversuchen messtechnisch nicht erfasst worden. Deshalb steht nur die mit dem Netzleitsystem aufgezeichnete Leistung zur Verfügung. In der folgenden Abbildung 3.10 sind die gemessenen und simulierte Generatorleistung gegenüber gestellt.

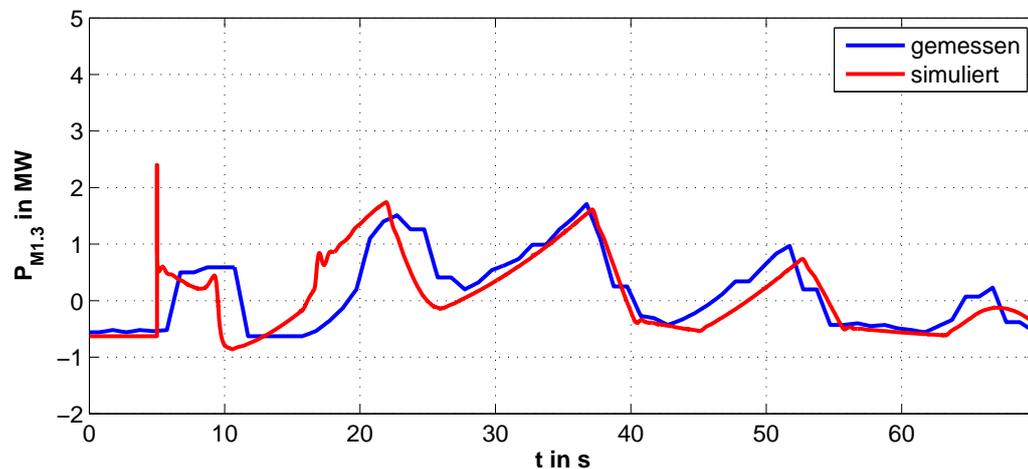


Abbildung 3.10: Generatorwirkleistung M1.3 Versuch 3.2

Wie zu sehen ist, gibt es Übereinstimmungen in den Amplituden der beiden Leistungsverläufe. Auch die Frequenz der Leistungsschwingung der beiden Verläufe ist ähnlich. Die Ursache der Pendelung ist das instabile Verhalten des Turbinenreglers M1.3. Da keine anderen Daten, mit denen eine Evaluierung des Turbinenreglers von M1.3 möglich ist, zur Verfügung stehen und das prinzipielle Reglerverhalten übereinstimmt, wird das Reglermodell von M1.3 nicht weiter verändert.

3.1.2.3 Turbinenregler M1.5

Für den Turbinenregler M1.5 steht zur Evaluierung ebenfalls nur die abgegebene Maschinenleistung zur Verfügung. Wie bereits bei der Evaluierung des Versuches 3.1 gezeigt, liefert das Modell des Turbinenreglers brauchbare Ergebnisse. Zur Bestätigung des Reglermodells und der eingestellten Parameter sind in der unten gezeigten Abbildung 3.11 die gemessene und simulierte Generatorleistung der Maschine M1.5 gegenübergestellt.

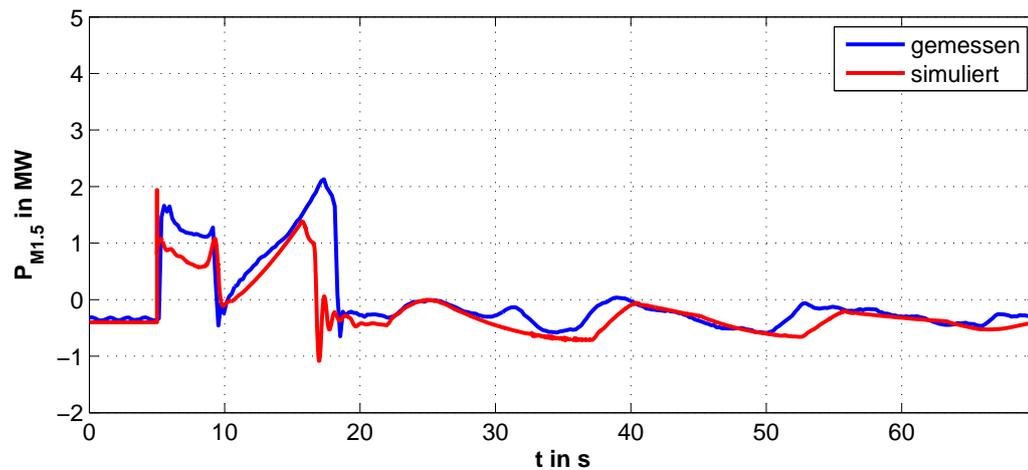


Abbildung 3.11: Generatorwirkleistung M1.5 Versuch 3.2

Die tendenzielle Übereinstimmung der beiden Verläufe bestätigt die Funktion des vereinfachten Turbinenreglermodells von M1.5.

3.1.3 Lastzuschaltung, M1.1 und M1.2 inselführend (Versuch 5)

Mit dem Versuch 5 der Inselbetriebsversuche 2009 wurde das Regelverhalten der Maschinen M1.1 und M1.2 beim Zuschalten einer großen Verbraucherlast, mit einem Leistungsanstieg von ca. 10 MW auf ca. 60 MW, untersucht.

Versuchsbeschreibung:

Zu Versuchsbeginn sind alle Maschinen des Kraftwerks KW1 am Netz. Die Maschine M1.6 befindet sich im Pumpbetrieb, M1.1 und M1.2 stellen die benötigte Verbraucherleistung gleichermaßen zur Verfügung. Nach dem Synchronisieren der Maschine M3.1 wird diese im Pumpbetrieb eingesetzt und die bezogene Maschinenleistung auf ca. 60 MW gesteigert. Die beiden Maschinen M1.1 und M1.2 regeln das Leistungsungleichgewicht der Insel aus.

Hier wird dieser Versuch zur Evaluierung der Düsenumschaltung (1-düsiger/ 2-düsiger) des Turbinenreglers M1.1 verwendet. Dazu wird dem Turbinenregler von M1.1 die gemessene Frequenz von Versuch 5 als Ist-Frequenz vorgegeben. Die Sollfrequenz des Reglers ist in Tabelle 3.3 angegeben. Damit ist eine Simulation des Umschaltens von ein- auf zweidüsiger Betrieb möglich.

	M1.1
Zeit/s	f/Hz
0	50,875
105	50,885
150	51,35
160	52,1
190	51,9
900	51,25

Tabelle 3.3: Sollwerte des Turbinenregler M1.1 bei Versuch 5

3.1.3.1 Düsenumschaltung M1.1

Wie im Kapitel 2.6.1 (Turbinenregler der Maschinen M1.1 und M1.2) erwähnt, werden die beiden Maschinen M1.1 und M1.2 bis ca. 49% der Nennwirkleistung eindüsig und darüber zweidüsig betrieben. In Abbildung 3.12 sind der simulierte und gemessene Verlauf der Düsenumschaltung dargestellt.

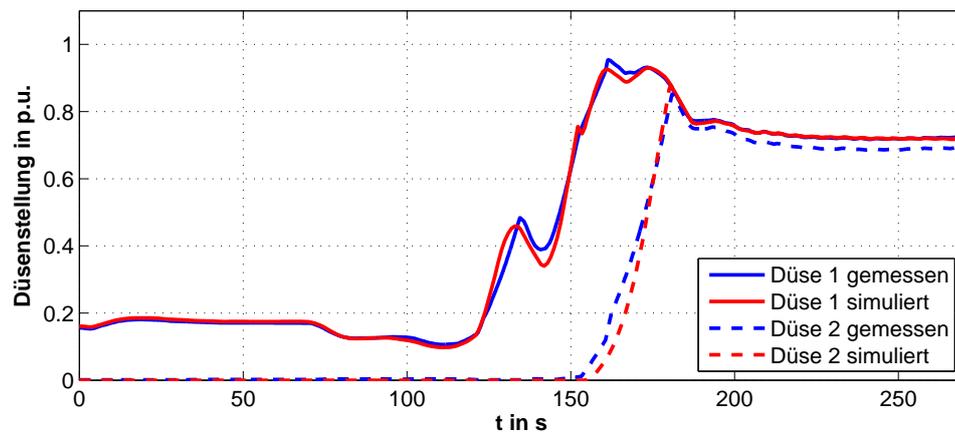


Abbildung 3.12: Umschaltung 1 auf 2 Düsen bei Versuch 5

Wie Abbildung 3.12 zeigt, ist zu Beginn nur die Düse 1 aktiv. Bei einer Leistungsabgabe von ca. 49% der Nennwirkleistung folgt die Umschaltung auf den zweidüsigem Betrieb. Die zweite Düse wird solange geöffnet bis die Stellung der ersten Düse erreicht ist. Noch bevor beide Düsen dieselbe Stellung erreichen beginnt der Regler die erste Düse zu schließen, da die Inselnetzfrequenz über der Sollfrequenz liegt. Durch das gleichzeitige Schließen der ersten und Öffnen der zweiten Düse wird die Wirkleistung nicht im benötigten Maße verringert. Es entsteht ein Wirkleistungsüberschuss und somit steigt die Frequenz weiter. Die hohe Leistung der zugeschalteten Pumpe und weitere frequenzregelnde Maschinen bewirken, dass durch den Leistungsüberschuss von M1.1 nur eine minimale Frequenzerhöhung eintritt und sich ein stabiler Arbeitspunkt einstellt.

Abbildung 3.13 zeigt die gemessene Frequenz, sowie eine Gegenüberstellung der gemessenen und simulierten Generatorleistung.

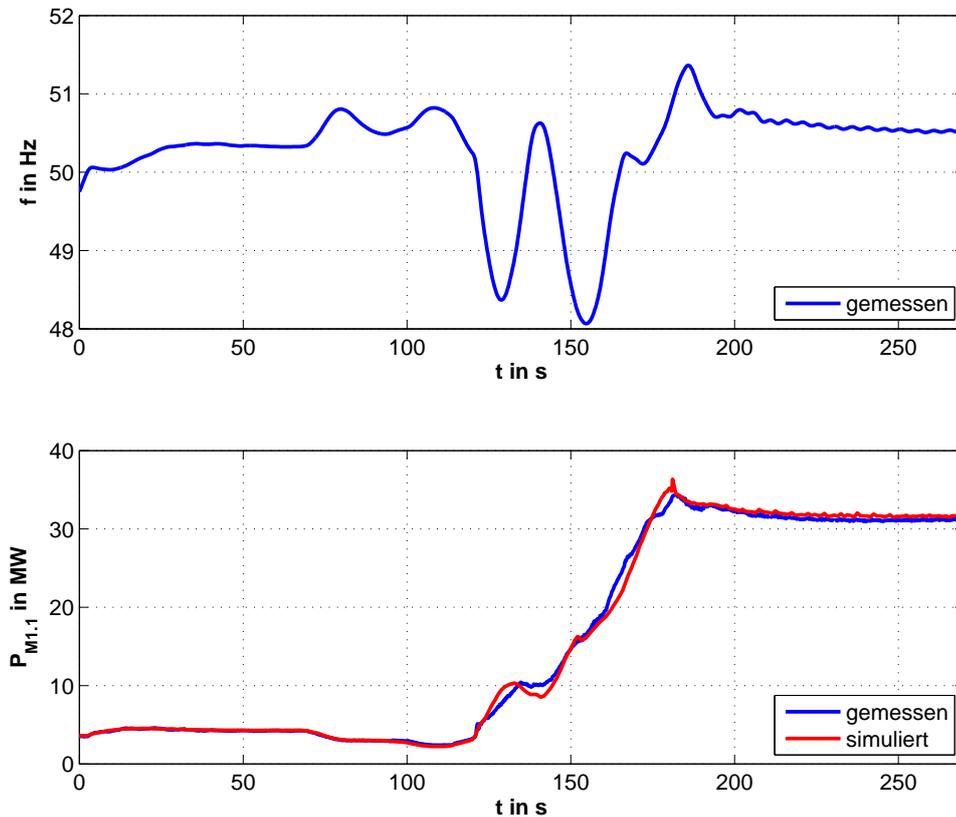


Abbildung 3.13: Frequenz Versuch 5, Maschinenleistung bei der Umschaltung von 1 auf 2 Düsen

Aufgrund der nur angenäherten Reglersollwerte weisen die simulierten und gemessenen Verläufe in den Abbildungen 3.12 und 3.13 Abweichungen voneinander auf.

Da die beiden Maschinen und Turbinenregler M1.1 und M1.2 baugleich sind, wird im Modell bei Maschine M1.2 dieselbe Umschaltautomatik wie bei M1.1 verwendet.

3.1.4 Trennung vom ENTSO-E Netz, M2.1 inselführend (Versuch 11)

Der Versuch 11 ist ein Teil der Inselbetriebsversuche aus dem Jahr 2009. Die Durchführung des Versuches diente dazu, um Aufschluss über das Regelverhalten der Maschine M2.1 zu erhalten. Hier wird der Versuch 11 primär dazu verwendet um das Verhalten des Turbinenreglermodells von M2.1 zu überprüfen.

Versuchsbeschreibung:

Bei diesem Versuch befinden sich alle Maschinen des Kraftwerks KW1, die Maschinen M2.1, M3.1 und beide Maschinen des Kraftwerks KW4 am Netz. Die Maschine M3.1 befindet sich im Pumpbetrieb mit einer Leistungsaufnahme von ca. 70 MW. Zu Versuchsbeginn besteht eine Synchronverbindung des Inselnetzes mit dem ENTSO-E-Netz aus dem ein Großteil des Leistungsbedarfes gedeckt wird. Durch Änderung des Frequenzsollwertes des Turbinenreglers der Maschine M2.1 vergrößert man die Leistungsabgabe der Maschine M2.1. Zu jenem Zeitpunkt an dem der Leistungsbezug aus dem ENSO-E-Netz 20 MW beträgt, wird die Synchronverbindung zum Versuchsnetz getrennt. Das Leistungsdefizit von 20 MW, im Augenblick der Netztrennung, entspricht einer Lastzuschaltung von 20 MW. Die Frequenzstabilisierung bzw. das Ausregeln des Frequenzeinbruches erfolgt hauptsächlich durch die Maschine M2.1.

Die Nachbildung des gesamten Versuches ist im Simulationsmodell nicht möglich, da die beiden Turbinenregler von M4.1 und M4.2 nicht nachgebildet sind. Aus diesem Grund wird die Frequenz aus den Messungen herangezogen und den Reglern als Istfrequenz zugeführt. In Abbildung 3.14 ist der gemessene Frequenzverlauf dargestellt.

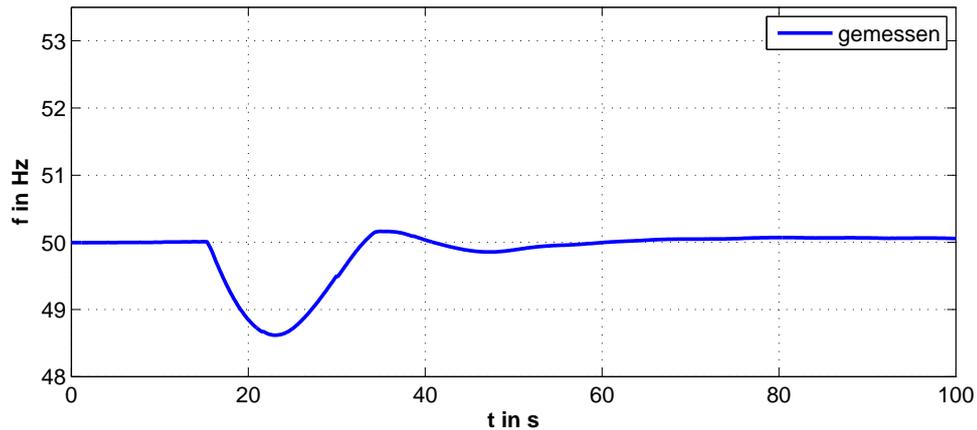


Abbildung 3.14: Frequenzverlauf Versuch 11

Die Sollwerte des evaluierten Turbinenreglers sind in der Tabelle 3.4 aufgelistet.

		M2.1
Zeit / s	f / Hz	
0	50,35	
15	50,35	
50	50,25	
100	50,25	

Tabelle 3.4: Sollwerte des Turbinenregler bei Versuch 11

3.1.4.1 Turbinenregler M2.1

Zur Evaluierung des Turbinenreglers der Maschine M2.1 wird die gemessene Ist-Frequenz als Regler Eingangssignal verwendet. Eine Evaluierung der Düsen- und Ablenkerposition der Maschine M2.1 ist somit möglich. In Abbildung 3.15 ist der Vergleich der simulierten und gemessenen Ablenker- und Düsenposition dargestellt. Es zeigt sich für beide Verläufe eine gute Übereinstimmung.

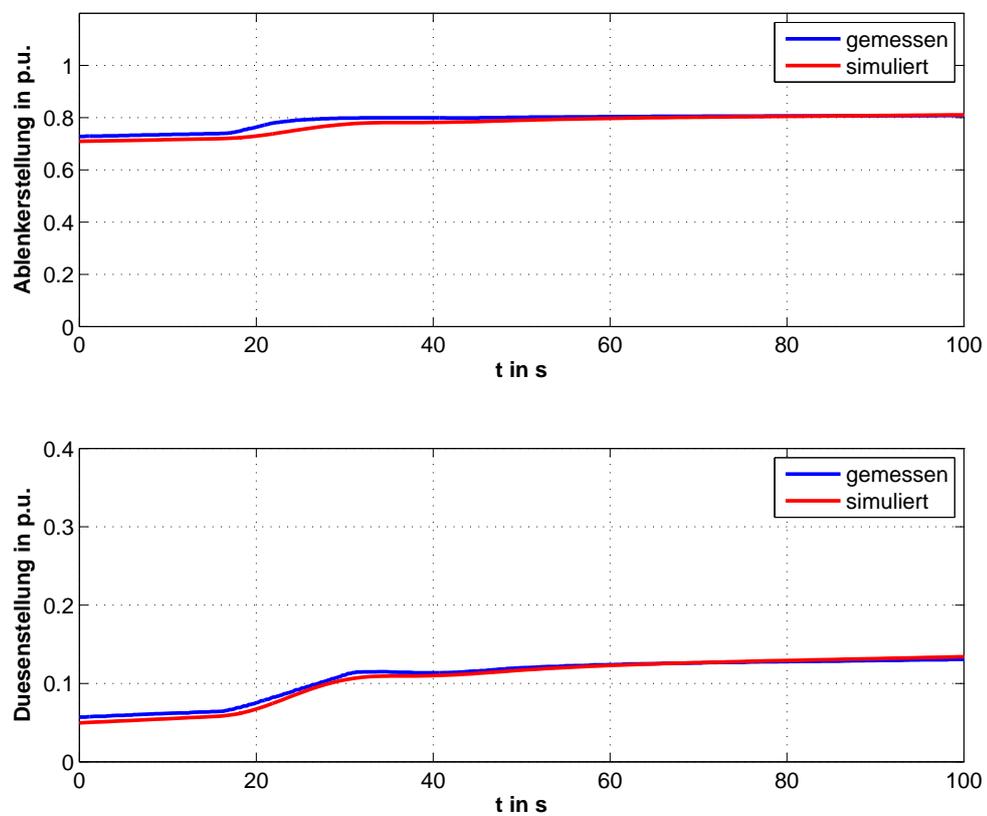


Abbildung 3.15: Düsen- und Ablenkerstellung M2.1 Versuch 11

Zur Überprüfung des elektrischen Modells der Maschine erfolgt in Abbildung 3.16 ein Vergleich der gemessenen und simulierten Generatorleistung. Auch diese beiden Verläufe sind nahezu deckungsgleich.

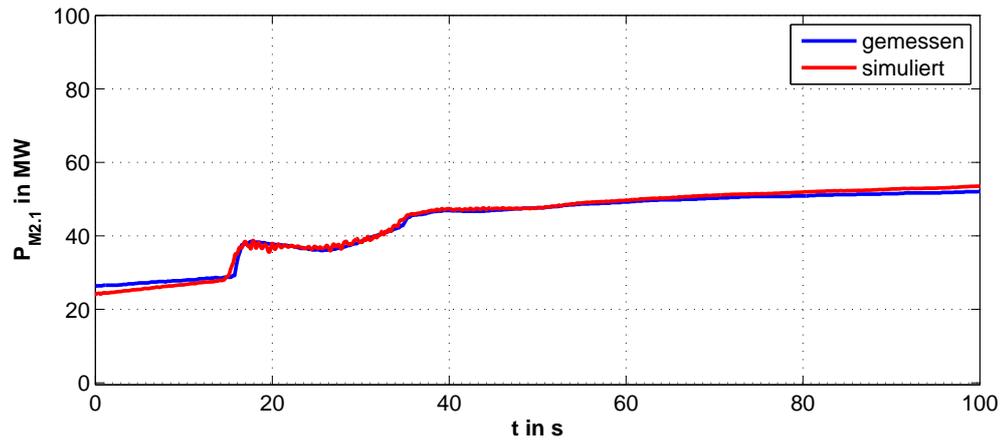


Abbildung 3.16: Generatorwirkleistung M2.1 Versuch 11

3.2 Versuche 2010

Während Inselbetriebsversuchen 2009 gab es teilweise eine unerwünschte Regelbeteiligung einzelner Maschinen. Die dadurch nicht exakt bekannten Rahmenbedingungen erschweren die Nachbildung der einzelnen Versuche im Simulationsmodell. Bei den Inselbetriebsversuchen 2010 wird deshalb auf exakt definierte Rahmenbedingungen geachtet. Die Düsen der Maschinen die nicht an der Primärregelung beteiligt sind werden blockiert, um eine unerwünschte Regelbeteiligung zu verhindern. Durch die aufgezeichneten Daten der einzelnen Versuche ist eine Verbesserung der Turbinenreglermodelle möglich.

Die Inselbetriebsversuche 2010 dienen auch zur Überprüfung des Turbinenreglerverhaltens von M1.3. Basierend auf den Informationen aus den vorangegangenen Versuchen 2009, wird ein Versuch mit einer gezielten Regelbeteiligung der Maschine M1.3 durchgeführt.

Im Folgenden wird auf die einzelnen Versuche näher eingegangen und das Modell anhand der durchgeführten Versuche erneut überprüft.

3.2.1 Lastzuschaltung, Lastabwurf, M1.1 inselführend (Versuch 1)

Bei diesem Versuch wurde besonders darauf geachtet, dass es nur eine Regelbeteiligung der Maschine M1.1 gibt. Damit ist eine Beeinflussung der Frequenz durch andere Maschinen ausgeschlossen. Mithilfe der dabei gemessenen Daten kann der Turbinenregler M1.1 evaluiert und die Funktionsfähigkeit und die Realitätsnähe des Modells verbessert werden.

Versuchsbeschreibung:

Ausgangspunkt ist die Wartestellung der Maschinen des Kraftwerks KW1. Bei den Maschine M1.2, M1.3, M1.4 und M1.5 wird durch die Blockierung der Düsen sichergestellt, dass sie sich an der Frequenzregelung nicht beteiligen. Somit ist die Maschine M1.1 die einzige Maschine zur Frequenzregelung. Nach Abschluss der Vorbereitungsmaßnahmen wird die Maschine M1.6 im Pumpbetrieb als Last zugeschaltet. Nach Erreichen eines stationären Frequenzwertes folgt die Abschaltung von Maschine M1.6.

Die Turbinenreglersollwerte der Maschinen M1.1, M1.2, M1.3 und M1.5 für das Simulationsmodell sind in der unten dargestellten Tabelle 3.5 angeführt.

	M1.1	M1.2	M1.3	M1.5
Zeit / s	f / Hz	f / Hz	f / Hz	f / Hz
0	51	45	45	45
250	51	45	45	45

Tabelle 3.5: Sollwerte der Turbinenregler bei Versuch 1

Die Verbraucherlast in Form der Maschine M1.6 im Pumpbetrieb wird zum Zeitpunkt $t = 5\text{ s}$ zugeschaltet und nach $t = 173\text{ s}$ abgeschaltet.

Durch genau definierte Rahmenbedingungen bei diesem Versuch ist es möglich, den Versuch mit dem Simulationsmodell exakt nachzubilden. Der Vergleich der gemessenen und der simulierten Frequenz ist in der folgenden Abbildung 3.17 dargestellt.

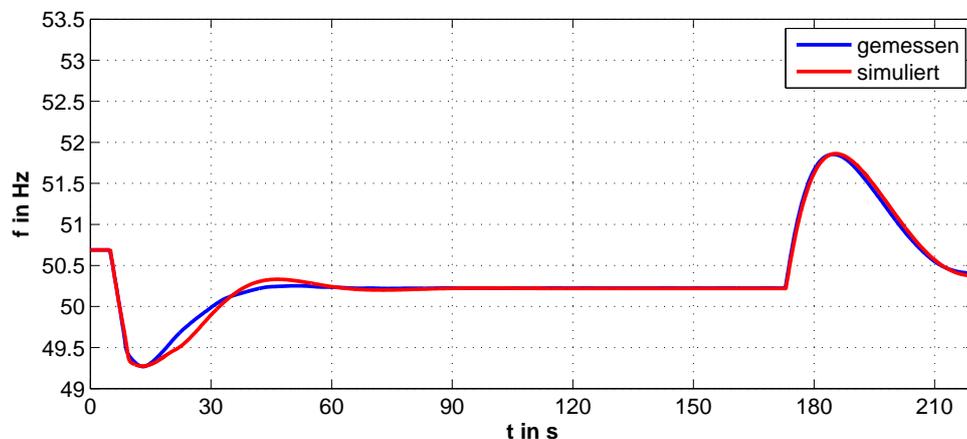


Abbildung 3.17: Frequenzverlauf Versuch 1

Wie aus Abbildung 3.17 hervorgeht, stimmen der gemessene und der simulierte Frequenzverlauf sehr gut überein. Die Abweichung der beiden Verläufe nach Erreichen des Frequenzminimums lässt sich durch das nicht exakte Modell der Maschine M1.6, also der Last, erklären.

Im Anschluss erfolgt eine detaillierte Betrachtung des Turbinenreglers von M1.1 und des Verhaltens der Maschine M1.2 bei der Durchführung von Versuch 1.

3.2.1.1 Turbinenregler M1.1

Durch den hohen Detailgrad des Turbinenreglermodells und die bereits genannten exakt definierten Rahmenbedingungen wird das Turbinenreglerverhalten im Simulationsmodell sehr realitätsnah nachgebildet. In den Abbildungen 3.18 und 3.19 sind der Vergleich der Ablenker- und Düsenposition dargestellt.

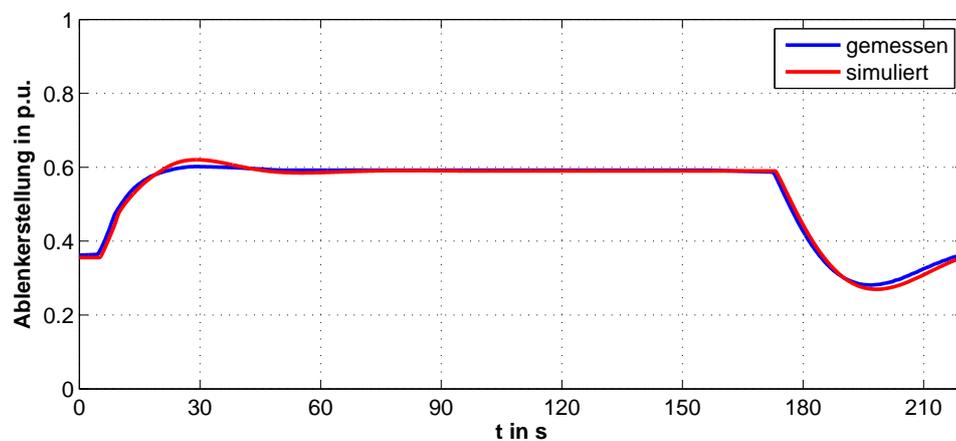


Abbildung 3.18: Ablenkerstellung M1.1 Versuch 1

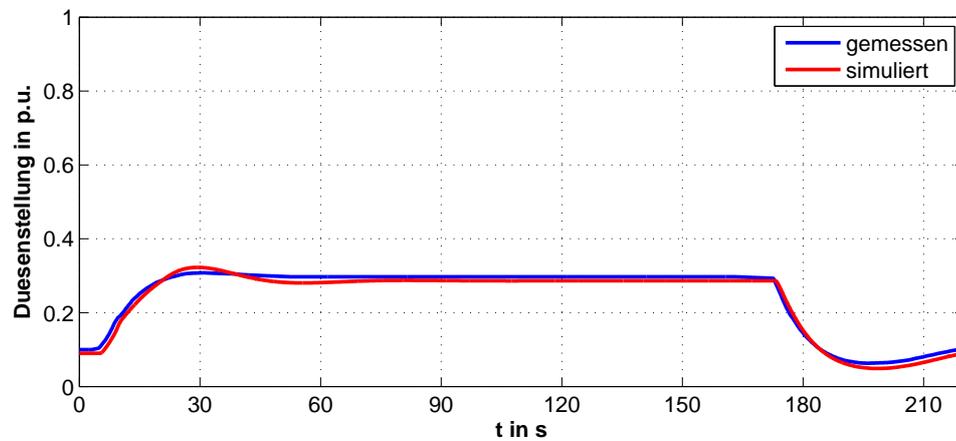


Abbildung 3.19: Düsenstellung M1.1 Versuch 1

Auch der Vergleich der abgegebenen Generatorleistung von M1.1, in Abbildung 3.20 dargestellt, bestätigt die Funktion des Turbinenreglers und des Maschinenmodells.

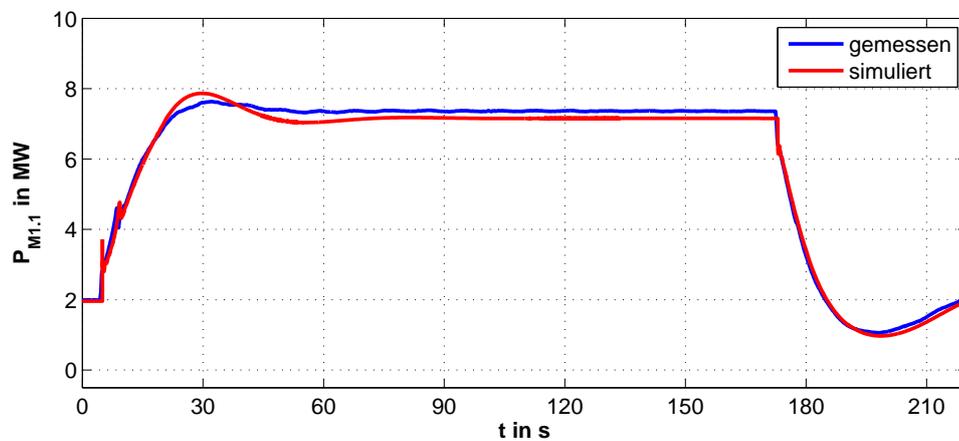


Abbildung 3.20: Generatorwirkleistung M1.1 Versuch 1

3.2.1.2 Maschine M1.2

Abbildung 3.21 zeigt die abgegebene Generatorwirkleistung der Maschine M1.2. Zwischen dem gemessenen und simulierten Verlauf gibt es eine gute Übereinstimmung. Zu beachten ist die Wirkleistungsabgabe zum Zeitpunkt der Lastzuschaltung. Durch Abnahme der Inselnetzfrequenz aufgrund der Lastzuschaltung und der Blockade der Düsen, gibt M1.2 nur rotierende Energie ab. Ähnliches gilt bei der Lastabschaltung. Die Maschine M1.2 wird durch den im Inselnetz momentan vorherrschenden Leistungsüberschuss beschleunigt.

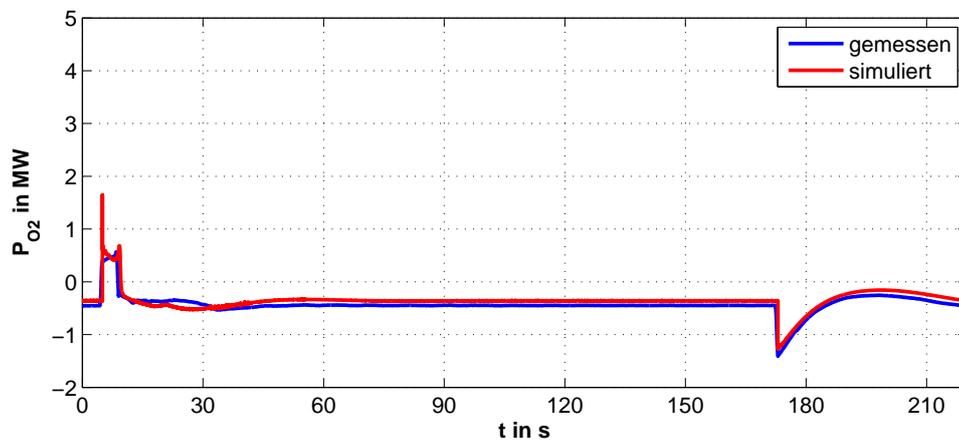


Abbildung 3.21: Wirkleistung M1.2 Versuch 1

3.2.2 Lastzuschaltung, Lastabwurf, M1.1 und M1.2 inselführend (Versuch 3)

Versuch 3 wurde durchgeführt um die Auswirkung einer gleichmäßigen Regelbeteiligung der beiden Maschinen M1.1 und M1.2 auf das Frequenzminimum bei einer Lastzuschaltung zu analysieren.

Versuchsbeschreibung:

Zu Versuchsbeginn befinden sich die Maschinen des Kraftwerks KW1 in der Wartestellung. Die Turbinenreglersollwerte von M1.1 und M1.2 werden so eingestellt, dass sich die motorische Last der restlichen Maschinen im KW1 auf die beiden Maschinen gleichmäßig aufteilt. Nach Erreichen eines stationären Zustandes mit einer Frequenz von 50,7 Hz wird die Maschine M1.6 im Pumpbetrieb als Verbraucherlast zugeschaltet. Haben die Maschinen M1.1 und M1.2 das Leistungsungleichgewicht ausgeregelt, wird M1.6 wieder abgeschaltet.

In Tabelle 3.6 sind die Turbinenreglersollwerte für die Simulation des Versuches 3 aufgelistet.

	M1.1	M1.2	M1.3	M1.5
Zeit / s	f / Hz	f / Hz	f / Hz	f / Hz
0	51,87	50,855	45	45
250	51,87	50,855	45	45

Tabelle 3.6: Sollwerte des Turbinenregler bei Versuch

In der Simulation wird die Pumpe M1.6 nach 5 s zu- und nach 110 s abgeschaltet.

Der simulierte und gemessene Frequenzverlauf sind in Abbildung 3.22 dargestellt.

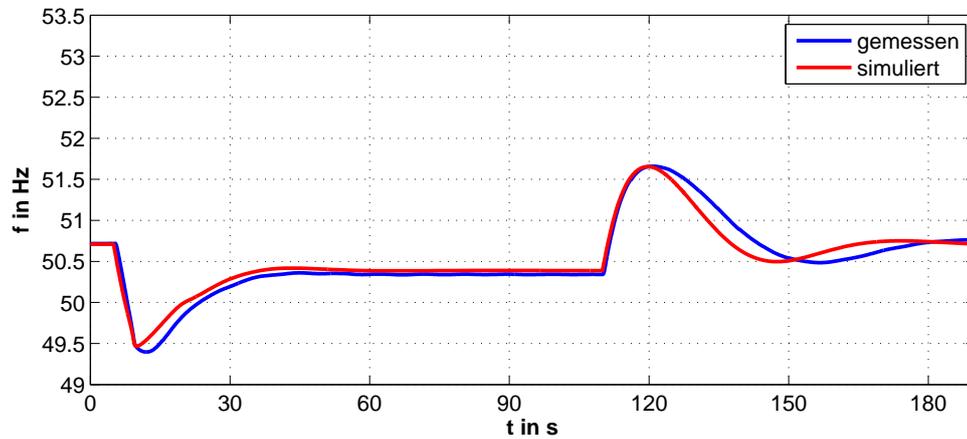


Abbildung 3.22: Frequenzverlauf Versuch 3

Die Abweichungen der beiden Verläufe sind damit zu erklären, dass in die Maschinen- und Turbinenreglermodelle von M1.1 und M1.2 im Simulationsmodell ident sind, in der Realität aber geringe Unterschiede vorhanden sind.

Durch den Einsatz von zwei Maschinen zur Frequenzregelung ist der Frequenzeinbruch etwas geringer als bei Versuch 1. Das Frequenzminimum ist in der Simulation bei Versuch 3 um ca. 0,2 Hz höher als bei Versuch 1. Die Auswertung der Messungen ergibt für das Frequenzminimum bei diesen beiden Versuchen eine Verbesserung von ca. 0,1 Hz. Das Frequenzmaximum bei Versuch 3 ist gegenüber dem Frequenzmaximum bei Versuch 1 um ca. 0,2 Hz kleiner. Auch die Messdaten liefern eine Verringerung des Frequenzmaximums zwischen den beiden Versuchen von ca. 0,2 Hz. Der positive Effekt einer zweiten frequenzregelnden Maschine ist somit belegt.

3.2.3 M1.1 leistungsgeregelt am ENTSO-E Netz, Sollwertsprung (Versuch 5)

Ziel des Versuches war es, zusätzliche Informationen über das Düsenverhalten bei der Umschaltung von ein- auf zweidüsigen Betrieb, zu gewinnen.

Versuchsbeschreibung:

In diesem Versuch ist die Maschine M1.1 synchronisiert mit dem Verbundnetz und befindet sich im Leistungsregelbetrieb. Der Leistungsregler schaltet in Abhängigkeit des Sollwertes zwischen ein- und zweidüsigen Betrieb um. Das heißt bei der Vorgabe einer Leistung oberhalb des Umschaltpunktes wird dieser Betriebspunkt zweidüsig angefahren, unterhalb eindüsig. Zu Beginn dieses Versuches erfolgt die Vorgabe eines Leistungssollwertes unterhalb des Umschaltpunktes. Durch die Erhöhung der Sollleistung auf einen Wert über dem Umschaltpunkt wird von ein- auf zweidüsigen Betrieb umgestellt. Beide Düsen öffnen sich, bis die abgegebene Maschinenleistung den Sollwert übersteigt und sich die Düse 1 wieder zu schließen beginnt. Die zweite Düse öffnet sich weiter bis die Stellung der ersten Düse erreicht ist und beide Düsen gemeinsam auf den neuen Betriebspunkt eingestellt werden. Deutlich zu sehen ist die erhöhte Leistungsabgabe zwischen den beiden Betriebspunkten.

Der Leistungsregler von M1.1 ist im Simulationsmodell nicht implementiert, somit eine Nachbildung des Versuches nicht möglich. Die gemessenen Daten liefern aber wichtige Erkenntnisse über das Düsenverhalten bei der Umschaltung von ein auf zwei Düsen. Abbildung 3.23 zeigt die gemessenen Düsenstellungen und die gemessene Maschinenleistung.

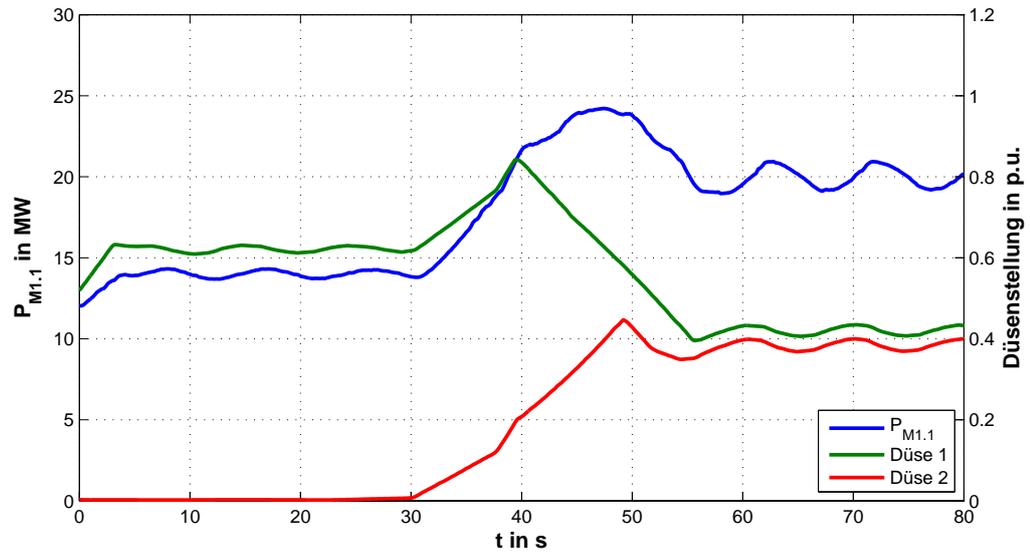


Abbildung 3.23: Umschaltung 1 auf 2 Düsen, P-Regler

Deutlich zu erkennen ist das Leistungsmaximum von ca. 4 MW über dem neuen Betriebspunkt. Im Inselnetz und dem damit verbundenen Frequenzregelbetrieb der Maschine M1.1 erfolgt die Umschaltung von ein auf zwei Düsen vergleichbar. Der dabei auftretende Leistungsüberschuss bedeutet eine Anregung von Leistungspendelungen im vergleichsweise sensiblen Inselbetrieb.

3.3 Schlussfolgerungen Evaluierung

In der Diplomarbeit [5] wurden Standardreglermodelle verwendet. Durch die Informationen aus den Betreiberunterlagen und der Auswertung der Messergebnisse der Inselbetriebsversuche konnten in der vorliegenden Arbeit für die einzelnen Maschinen individuelle Reglermodelle erstellt werden. Damit wird ein hoher Realitätsgrad des Modells erreicht.

Bei den Turbinenreglermodellen der Maschinen M1.1 und M1.2 ist das nichtlineare Verhalten der Kurvenscheiben, der nichtlineare Zusammenhang zwischen Düsenstellung und Turbinenleistung sowie die Düsenumschaltung berücksichtigt. Die Reglerstruktur ist exakt nachgebildet. Die Modellierung der einzelnen Stellglieder ermöglicht, zusätzlich zur Generatorleistung, eine Gegenüberstellung der gemessenen und simulierten Düsen- bzw. Ablenkerposition. Wie in den vorigen Kapiteln gezeigt, liefert die Evaluierung sehr gute Ergebnisse.

Die Umschaltung von ein- auf zweidüsigen Betrieb der Turbinenregler von M1.1 und M1.2 ist im Modell ebenfalls implementiert. Die Auswertung der Messdaten und die Simulation zeigen, dass durch die Umschaltung kurzzeitig ein Leistungsüberschuss herrscht, welcher zu einem unzulässigen Frequenzanstieg beim Netzwiederaufbau führen kann.

Durch die Inselbetriebsversuche 2010 wurde die detaillierte Nachbildung des Turbinenreglers M1.3 ermöglicht. Die Reglerparameter sind vor Ort mittels 10-Gang Potentiometer in einem Steuerschrank eingestellt. Für das Modell sind diese Potentiometerwerte auf die tatsächlichen Reglerparameter, deren Wertebereich in den Betreiberunterlagen angegeben ist, umgerechnet.

Die Reglerstruktur des Turbinenreglers von Maschine M1.5 ist exakt nachgebildet, das mechanische Modell nur angenähert. Trotz der Vereinfachung stimmt das prinzipielle Verhalten des Turbinenreglermodells mit der Realität überein.

Das mechanische System des Turbinenreglers von Maschine M2.1 ist aufgrund nicht vorhandener, detaillierter Daten über das mechanische System nur angenähert. Die Reglerstruktur ist exakt nachgebildet. Die Evaluierung bestätigt die Funktion des vereinfachten Turbinenreglermodells.

Der Vergleich, der im Rahmen der Inselbetriebsversuche 2010 durchgeführten Versuche 1 und 3, zeigt die Auswirkungen der Frequenzregelung mit zwei Maschinen. Der Einsatz von M1.1 und M1.2 zur Frequenzregelung bewirkt, dass die transiente Frequenzabweichung geringer ist und ein stationärer Frequenzwert schneller erreicht wird. Das Frequenzminimum liegt somit höher als bei der Frequenzregelung mit nur einer Maschine. Bei der Abschaltung von Verbraucherlasten wirkt sich die Frequenzregelung beider Maschinen ebenfalls positiv aus, das Frequenzmaximum ist kleiner.

4 Niederfrequente Pendelungen

4.1 Niederfrequente Pendelungen Inselbetriebsversuche 2009

Bei der Durchführung der Inselbetriebsversuche im Jahr 2009 sind bei mehreren Versuchen niederfrequente Frequenzschwankungen aufgetreten. Die Ursache dieser Pendelungen ist von Interesse bezüglich der Frequenzstabilität beim Netzwiederaufbau. Die folgende Abbildung 4.1 zeigt einen Ausschnitt des gemessenen Frequenzverlaufs der Inselbetriebsversuche 2009.

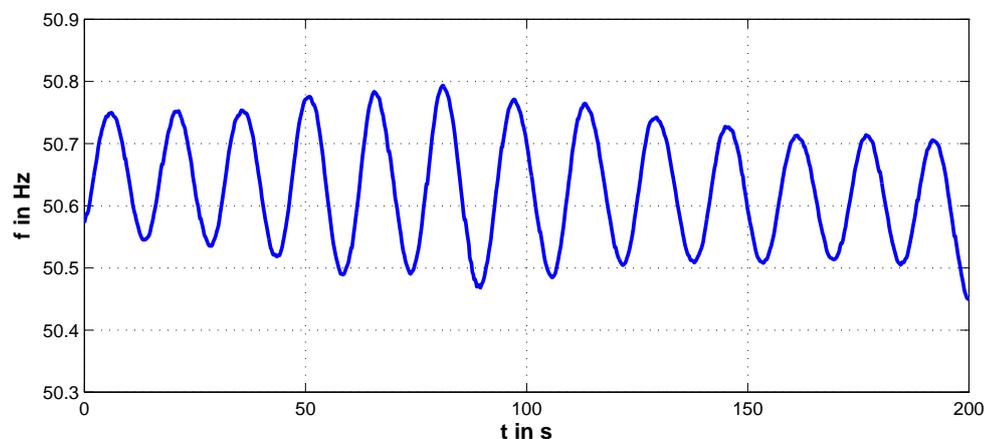


Abbildung 4.1: aufgetretene Frequenzschwankungen bei Versuch 6

Die dargestellte Schwingung besitzt eine Periodendauer von ca. 16 s und einen Spitzespitzenwert von 300 mHz. Diese Pendelung ist schwach gedämpft und kann zu stabilitätskritischen Zuständen während des Netzwiederaufbaus führen.

Eine genaue Analyse der 2009 aufgenommenen Messdaten, um den Verursacher der Frequenzschwankungen zu lokalisieren, liefert folgende Ergebnisse:

- Bei den relevanten Versuchen, mit dem Auftreten der Frequenzpendelung von 0,0625 Hz, sind die Leistungsschwankungen der Maschine M1.3 am höchsten. Der Einfluss der Primärregelung anderer Maschinen ist ebenfalls festzustellen, jedoch nicht in jenem Ausmaß wie von M1.3.
- Einen weiteren Zusammenhang gibt es zwischen den Frequenzschwankungen und der Leistungsabgabe von M1.3. Bei allen Versuchen bei denen M1.3 über einen längeren Zeitraum (>30s) Leistung abgibt, treten die charakteristischen Schwankungen mit 0,0625 Hz auf.

Der Turbinenregler von M1.3 ist somit eine mögliche Ursache der niederfrequenten Pendelungen.

4.2 Lastzuschaltung, M1.1 und M1.3 inselführend (Versuch 2, Inselbetriebsversuche 2010)

Basierend auf den Informationen aus Kapitel 4.1 wurde im Rahmen der Inselbetriebsversuche 2010 ein Versuch durchgeführt, um das Regelverhalten von M1.3 genauer zu untersuchen. Der Versuch 2 lieferte wichtige Informationen über den Turbinenregler von M1.3, die zur Modellierung des Turbinenreglers notwendig waren.

Versuchsbeschreibung: Im Kraftwerk KW1 wird zu Versuchsbeginn die Wartestellung der Maschinen hergestellt. Die Einstellung des Turbinenreglersollwertes von M1.3 auf einen Wert nahe dem Sollwert von M1.1, bewirkt eine Regelbeteiligung von M1.3 bei der darauf folgenden Lastzuschaltung. Als Verbraucherlast wird die Maschine M1.6 im Pumpbetrieb verwendet.

Zur Nachbildung von Versuch 2 werden die in Tabelle 4.1 angeführten Werte im Simulationsmodell verwendet. Der Sollwert von Turbinenregler M1.3 wird mit einer Anstiegsgeschwindigkeit von $0,05 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$ auf den angeführten Wert erhöht. Bei den durchgeführten Versuchen 2009 wurde der Sollwert ebenfalls kontinuierlich erhöht.

	M1.1	M1.2	M1.3	M1.5
Zeit / s	f / Hz	f / Hz	f / Hz	f / Hz
0	51,0025	45	50,78	45
250	51,0025	45	50,78	45

Tabelle 4.1: Sollwerte des Turbinenregler bei Versuch 2

Abbildung 4.2 zeigt die gemessene und die simulierte Frequenz von Versuch 2.

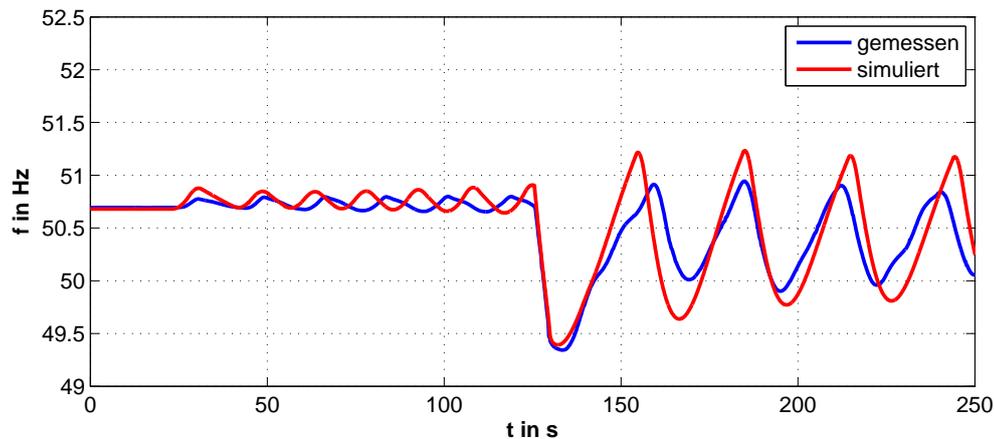


Abbildung 4.2: Frequenzverlauf Versuch 2

Deutlich zu sehen sind die Frequenzpendelungen im gemessenen sowie im simulierten Frequenzverlauf. Die Frequenz schwankt mit einer Periodendauer von 17-20s, wobei dieser Wert im Bereich der bereits bekannten Frequenzschwankungen der Inselbetriebsversuche 2009 liegt. Nach dem Zuschalten der Verbrauchlast nimmt die Amplitude der Frequenzschwankung zu und die Periodendauer der Pendelungen steigt.

4.2.1 Turbinenregler M1.3

Erst durch die Inselbetriebsversuche 2010 und die dadurch gewonnenen Messdaten und Informationen ist eine detaillierte Nachbildung des Turbinenreglers M1.3 möglich. Mit der Berücksichtigung von Nichtlinearitäten im mechanischen System liegt ein Turbinenreglermodell vor, mit dem die Nachbildung der aufgetretenen ungedämpften Schwingungen möglich ist. Abbildung 4.3 zeigt den Vergleich der gemessenen und simulierten Generatorwirkleistung von M1.3 bei Versuch 2.

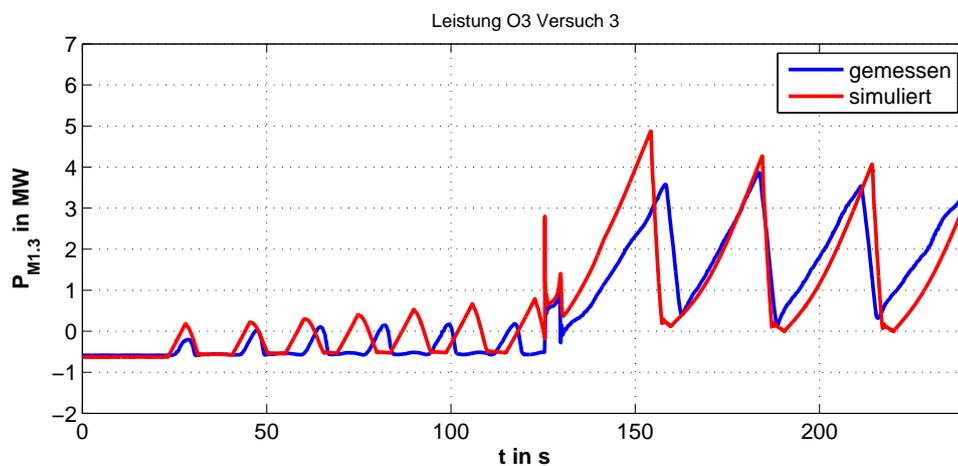


Abbildung 4.3: Wirkleistung M1.3 Versuch 2

Bei genauerer Analyse zeigt sich, dass die Frequenzschwankungen auftreten sobald der Turbinenregler von M1.3 beginnt die geschlossenen Düsen zu öffnen und somit die Turbinenleistung erhöht. Nach erfolgter Verbraucherzuschaltung gibt die Maschine M1.3 mehr Leistung ab, die Leistungsschwankungen und die damit verbundenen Frequenzschwankungen steigen. Beim Netzwiederaufbau kann dieses Verhalten der Maschine M1.3 Probleme verursachen.

4.3 Zusammenfassung niederfrequente Pendelungen

Bei den Inselbetriebsversuchen 2009 sind niederfrequente Frequenzschwankungen aufgetreten. Durch die Implementierung des komplexen mechanischen Systems des Turbinenreglers M1.3 ergibt sich bei der Nachbildung von gemessenen Versuchen im Modell ebenfalls eine ungedämpfte Frequenzpendelung mit den charakteristischen Eigenschaften der 2009 gemessenen Pendelungen.

Die ausgewerteten Daten aus den Inselbetriebsversuchen 2009 und 2010 legen nahe, dass der Turbinenregler von M1.3 für die niederfrequenten Pendelungen der Inselbetriebsversuche 2009 verantwortlich war.

5 Maschinenkonfigurationen für den Netzwiederaufbau

Die Evaluierung des Simulationsmodells mit Hilfe der Messergebnisse der Inselnetzversuche zeigt, dass dieses Modell eine geeignete Basis für weitere Untersuchungen darstellt. Im Folgenden wird unter Berücksichtigung der bisher gesammelten Erkenntnisse eine Minimaleinsatzkonfiguration der Maschinen des Kraftwerks KW1 (Revisionszenarien) für den Netzwiederaufbau bestimmt. Weiters wird untersucht, ob eine Substitution des Kraftwerks KW4 durch das Kraftwerk KW5 beim Netzwiederaufbau möglich ist.

5.1 Minimalkonfiguration KW1

Das Kraftwerk KW1 spielt beim Netzwiederaufbau eine entscheidende Rolle. Durch einen Dieselgenerator zur Eigenbedarfdeckung ist die Schwarzstartfähigkeit gegeben. Die Turbinenregler und die schnellen Stelleinrichtungen der Maschinen M1.1 und M1.2 ermöglichen eine entsprechend gute Frequenzregelung im Inselbetrieb. Dieses Kraftwerk stellt deshalb den Startpunkt für den Netzwiederaufbau dar. Ausgehend vom bestehenden Netzwiederaufbauplan soll die Minimaleinsatzkonfiguration der Maschinen des Kraftwerks KW1 unter Einbeziehung der Kraftwerke KW2 und KW5 für einen stabilen Netzwiederaufbau bestimmt werden. Dabei wird von einer vorgegebenen Reihenfolge und bekannter Größe der Lastzuschaltungen ausgegangen.

Der Inselnetzaufbauplan aus [5] ist in Abbildung 5.1 dargestellt.

			Kraftwerksleistung (MW)		Primärregelleistung (MW)		Zuschaltbare Verbraucherleistung (MW)	Zugeschaltete Verbrauchergruppen	Verbraucherleistung (MW)	
			Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz			Zugang	Am Netz
KW1	M1.1, M1.2, M1.3	parallel	+102,6	102,6	+32,4	32,4	3,5	VB1 VB4,VB5	+1 +4,2	1 5,2
	M1.4, M1.5 VB1 (10/20kV EB) 101 102 Lastaufteilung M1.1 und M1.2	parallel ein ein ein	+61,2	163,8						
UW1	116 VB3	ein ein						VB2 VB3	+6 +8	11,2 19,2
KW2	TR2	ein auf SS2	+198	361,8	+198	262,8	28,4	VB6,VB7	+24	43,2
	M2.1 Lastübernahme M2.1 207	parallel ein								
UW4	102 (Ring zu) 201 auf SS1	ein ein						VB8	+8,6	51,8
KW4	M4.1, M4.2	parallel	+80	441,8						

Abbildung 5.1: Inselnetzaufbauplan aus [5]

In dieser Arbeit werden nur Verbrauchergruppenschaltungen bis zur Zuschaltung der Maschine M2.1 des KW2 untersucht. Sobald M2.1 mit den Maschinen von KW1 synchronisiert ist, stellen die weiteren Lastzuschaltungen aufgrund der zusätzlich vorhandenen rotierenden Energie und des Regelvermögens von M2.1 kein Stabilitätsproblem dar. Die angenommene stationäre Leistung der Verbrauchergruppen entspricht dem Starklastfall der betroffenen Umspannwerke. In der folgenden Tabelle 5.1 ist die Leistung der einzelnen Verbrauchergruppen aufgelistet. P_{Stark} setzt sich aus einem konstanten ohmschen Wirkleistungsanteil und einem Wirkleistungsanteil einer rotierenden Maschine zusammen.

Verbrauchergruppe	Netzknoten Nr.	P_{Stark} MW	P_{OHM} MW	P_{MOT} MW
VB1	14	1	1	-
VB2	18	6	3,6	2,4
VB3	19	8	4,8	3,2
VB4	17	4,22	2,53	1,688
VB5	17	0,02	0,02	-

Tabelle 5.1: Leistung Verbrauchergruppen

Die oben genannten Verbraucherzuschaltungen werden bei verschiedenen Maschinenkonfigurationen des Kraftwerks KW1 durchgeführt. Abbildung 5.1 ist die Reihenfolge der Lastzuschaltungen zu entnehmen. Die Einhaltung eines Frequenzminimums von 49 Hz bei den diversen Maschinenkonfigurationen ist unbedingt notwendig, da nur bis zu dieser Grenze vom Netzbetreiber ohne Schutzanpassung sichergestellt ist, dass es zu keiner Auslösung einer Unterfrequenzschutzeinrichtung kommt. Durch das Eingreifen der automatischen Lastanpassung würde das bestehende Inselnetz wieder "zerfallen". Frequenzen über 51,5 Hz hingegen führen zum Auslösen des Überfrequenzschutzes von Erzeugungseinrichtungen und sind somit ebenfalls zu vermeiden. Um das zur Verfügung stehende Frequenzband optimal auszunutzen wird vor den Lastzuschalten die Frequenz immer auf 50,7 Hz geregelt.

Zur Einhaltung der Frequenzgrenzen ist eine schnelle Primärregelung sowie ausreichend rotierende Energie am Netz erforderlich. Der Frequenzgradient nach erfolgter Lastzuschaltung hängt von der zugeschalteten Verbraucherleistung sowie von der rotierenden Energie ab. Die rotierende Energie berechnet sich aus der Maschinendrehzahl und dem Trägheitsmoment bzw. der Hochlaufzeitkonstante. Für die rotierende Energie gilt:

$$W_{rot} = \frac{J \cdot \omega_m^2}{2} = \frac{T_j \cdot S_n \cdot \omega^2}{2 \cdot \omega_n^2} \quad (5.1)$$

Die Frequenz ändert sich nach dem Zuschalten der Verbraucherleistung P_{VB} und vor dem Eingreifen der Primärregelung mit dem Gradient k_f . Für diesen gilt [5]:

$$\frac{df}{dt} = k_f \approx \frac{P_{VB} \cdot f_A}{2 \cdot W_{rot}} \quad (5.2)$$

f_A stellt die Frequenz und W_{rot} die rotierende Energie vor der Lastzuschaltung dar.

Die folgende Abbildung 5.2 soll den Einfluss der rotierenden Energie auf den Frequenzverlauf verdeutlichen. Die Zuschaltung der Verbrauchergruppe erfolgt bei 5 bzw. 4 parallel laufenden Maschinen des Kraftwerks KW1. Bei der Reduzierung auf 4 Generatoren wird auf die Maschine mit der höchsten rotierenden Energie (M1.5) verzichtet.

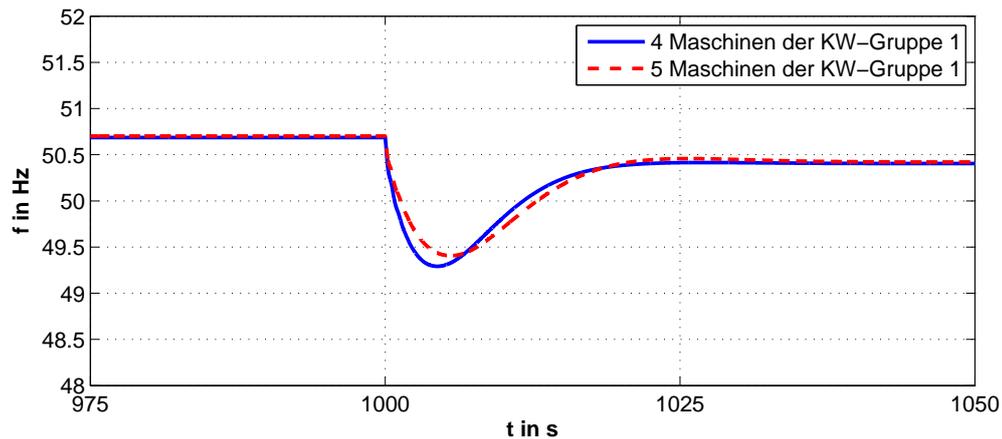


Abbildung 5.2: Frequenzverlauf bei verschiedenen Maschinenkonfigurationen

Durch die höhere rotierende Energie beim Einsatz von fünf Maschinen des Kraftwerks KW1 verläuft der Frequenzeinbruch im Zuschaltzeitpunkt flacher als bei nur 4 Maschinen am Netz. Für die Primärregelung bedeutet dies mehr Zeit um das Leistungsdefizit auszuregulieren bevor die Frequenz unter 49 Hz fällt. Darin ist das Bestreben nach möglichst viel rotierender Energie beim Netzwiederaufbau begründet.

Ausgehend von einem Netzwiederaufbau mit allen Maschinen des Kraftwerks KW1 und einer Frequenzregelung von M1.1 und M1.2 wird die Anzahl der eingesetzten Maschinen vermindert. Durch die Reduzierung der parallel laufenden Maschinen werden verschiedene Revisionszenarien berücksichtigt. Ziel ist es eine Minimaleinsatzkonfiguration der Maschinen des Kraftwerks KW1 zu bestimmen, mit der ein Netzwiederaufbau unter Einhaltung der gegebenen Frequenzgrenzen möglich ist.

Abbildung 5.3 zeigt die Vorgangsweise bei der Bestimmung der Minimaleinsatzkonfiguration der Maschinen des Kraftwerks KW1 für einen Netzwiederaufbau unter Einhaltung der vorgegebenen Frequenzgrenzen. Mit Hilfe des Simulationsmodells werden die Frequenzminima der verschiedenen Maschineneinsatzkonfigurationen ermittelt.

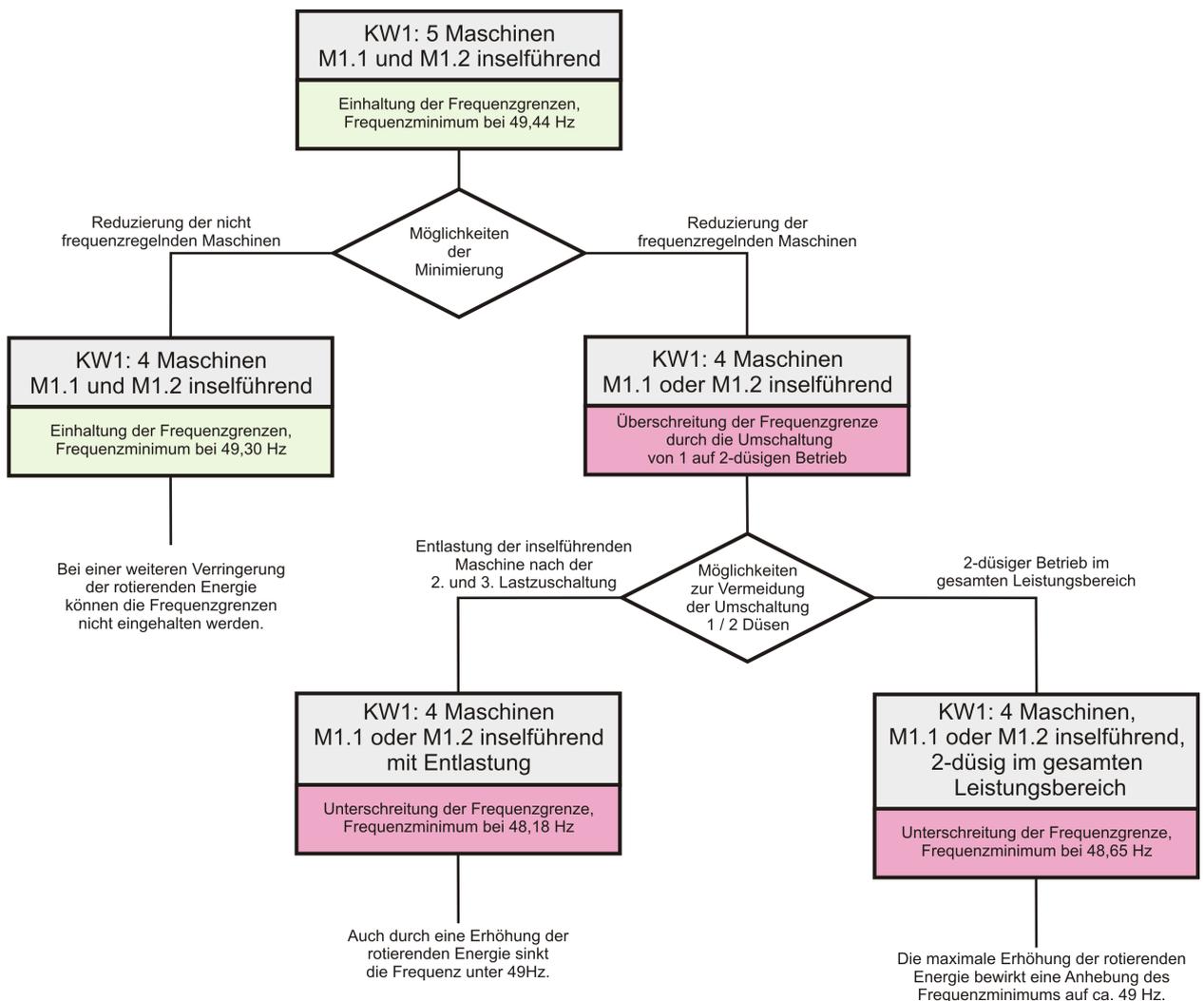


Abbildung 5.3: Bestimmung der Minimalkonfiguration

Es gibt zwei Möglichkeiten zur Reduktion der am Inselnetzaufbau beteiligten Maschinen. Zum einen den Wegfall einer nicht frequenzregelnden Maschine, zum anderen den Wegfall einer frequenzregelnden Maschine.

Durch den Einsatz von vier Maschinen im KW1 und einer Primärregelung von M1.1 und M1.2 ist der Netzwiederaufbau möglich. Eine Reduzierung auf drei Maschinen hat zur Folge, dass bei einer Lastzuschaltung die Frequenz unter 49 Hz sinkt.

Beim Ausfall einer frequenzregelnden Maschine, ist ein Netzwiederaufbau nicht möglich. Die Leistung der primärregelnden Maschine (M1.1 oder M1.2) steigt dabei über 49 % der Nennwirkleistung, es wird von ein- auf zweidüsigen Betrieb umgeschaltet. Der durch die Umschaltung entstehende Leistungsüberschuss führt zu einem unzulässigen Anstieg der Frequenz über 51,5 Hz.

Zur Vermeidung des Umschaltens von ein- auf zweidüsigen gibt es zwei Optionen.

Eine Möglichkeit ist die Lastübergabe der von der frequenzregelnden Maschine übernommenen Verbraucherlast auf andere Maschinen. Durch die Übernahme eines konstanten Leistungsanteils durch eine andere Maschine wird erreicht, dass bei der folgenden Verbraucherzuschaltung die Maschinenleistung der frequenzregelnden Maschine nicht über den Umschaltpunkt von ein- auf zweidüsigen steigt.

Die zweite Möglichkeit zur Vermeidung der Düsenumschaltung ist der zweidüsige Betrieb im gesamten Leistungsbereich.

Bei beiden Varianten, mit denen die Probleme durch die Düsenumschaltung vermieden werden, kann die Frequenzgrenze von 49 Hz nicht eingehalten werden.

In den folgenden Kapiteln wird auf die verschiedenen Maschinenkonfigurationen und dem daraus resultierenden Frequenzverlauf im Detail eingegangen. Als erstes folgt die Ausgangsmaschinenkonfiguration mit allen fünf Maschinen des Kraftwerks KW1 und der Frequenzregelung durch M1.1 und M1.2.

5.1.1 KW1: 5 Maschinen, M1.1 und M1.2 inselführend

Bei dieser Maschinenkonfiguration sind alle Maschinen des Kraftwerks KW1 synchron am Inselnetz. Die beiden Maschinen M1.1 und M1.2 übernehmen die Inselführung. Vor jeder Verbrauchergruppenschaltung wird die Frequenz auf 50,7 Hz erhöht, um das vorgegebene Frequenzband von 49 Hz bis 51,5 Hz optimal auszunutzen. Abbildung 5.4 zeigt den simulierten Frequenzverlauf.

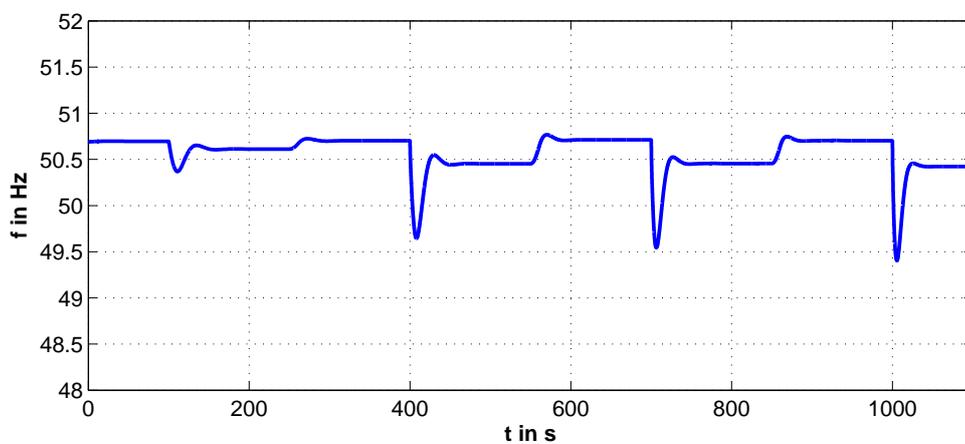


Abbildung 5.4: Frequenzverlauf: KW1 5 Maschinen, M1.1 und M1.2 inselführend

Die Einhaltung der Frequenzgrenze bei der Zuschaltung der Verbrauchergruppen stellt kein Problem dar. Das Frequenzminimum, aufgetreten beim Zuschalten einer Verbraucherleistung von 8 MW, liegt bei 49,44 Hz.

5.1.2 KW1: 4 Maschinen, M1.1 und M1.2 inselführend

Bei der hier untersuchten Maschinenkonfiguration wird auf die Maschine mit dem größten Trägheitsmoment (M1.5), die nicht an der Primärregelung beteiligt ist, verzichtet. Die Inselführung übernehmen die Maschinen M1.1 und M1.2 in gleichem Maße. Abbildung 5.5 zeigt den Frequenzverlauf der sich durch die Zuschaltung der Verbrauchergruppen ergibt.

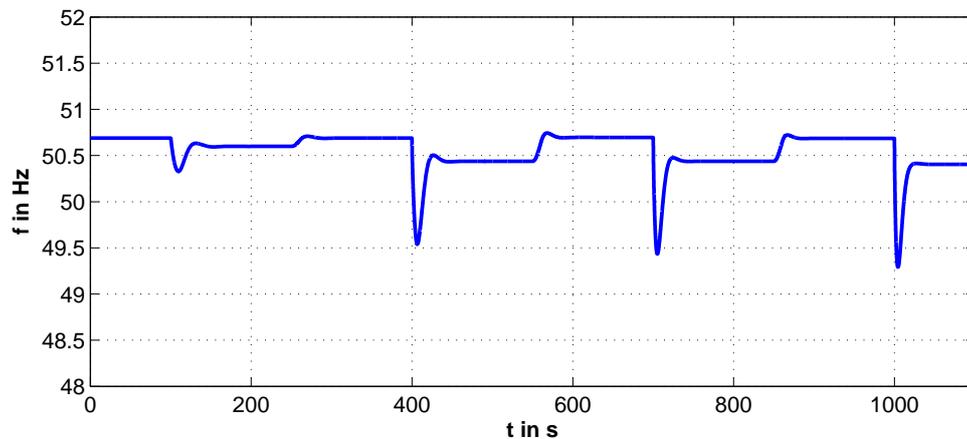


Abbildung 5.5: Frequenzverlauf: 4 Maschinen, M1.1 und M1.2 inselführend

Das Frequenzminimum, verursacht durch die Zuschaltung der größten Verbrauchergruppe mit 8 MW, liegt bei 49,3 Hz.

Der Ausfall einer weiteren nicht frequenzregelnden Maschine (M1.3 oder M1.4), führt zur Unterschreitung bzw. zu einem Simulationsergebnis nahe von 49 Hz. Somit ist ein Netzwiederaufbau ohne die Verletzung der Frequenzgrenzen nicht mehr gegeben.

5.1.3 KW1: 4 Maschinen, M1.1 oder M1.2 inselführend

Diese Maschinenkonfiguration stellt die zweite Möglichkeit der Minimierung der Maschinenanzahl beim Netzwiederaufbau dar. Es wird dabei auf eine der beiden frequenzregelnden Maschinen M1.1 oder M1.2 verzichtet. Das Simulationsergebnis für die Frequenz ist in Abbildung 5.6 dargestellt.

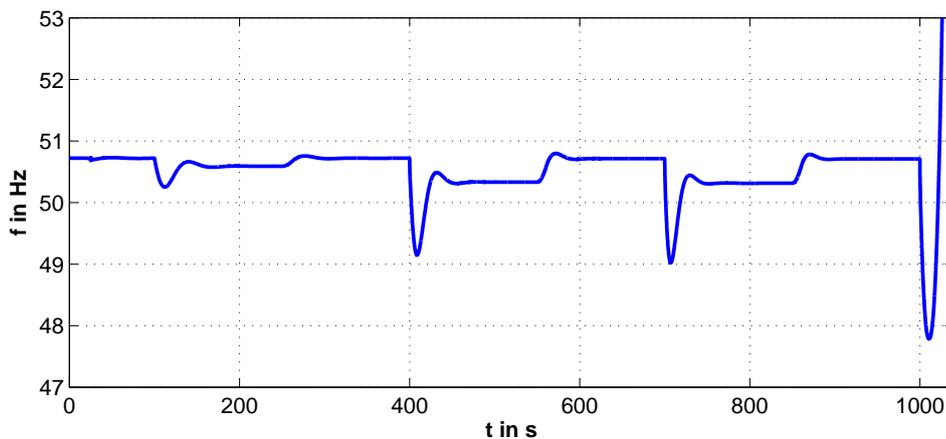


Abbildung 5.6: Frequenzverlauf: 4 Maschinen, M1.1 oder M1.2 inselführend

Deutlich zu erkennen ist die Unterschreitung der 49 Hz bei der Zuschaltung der Verbrauchergruppe mit 8 MW. Bei der dritten Lastzuschaltung übersteigt die abgegebene Maschinenleistung 49 % der Maschinennennwirkleistung. In weiterer Folge führt der kurzzeitige Leistungsüberschuss durch die Düsenumschaltung zu einem Anstieg der Frequenz über 51,5 Hz.

Durch eine Verringerung der zugeschalteten Verbraucherlast kann die untere Frequenzgrenze eingehalten werden. Die Einhaltung der oberen Frequenzgrenze ist nur möglich, wenn die Düsenumschaltung verhindert wird.

Bei den folgenden beiden Maschinenkonfigurationen werden die beiden Varianten zur Vermeidung der Düsenumschaltung behandelt.

5.1.4 KW1: 4 Maschinen, M1.1 oder M1.2 inselführend, mit Entlastung

Wie im vorigen Kapitel gezeigt, kann die Umschaltung von einer auf zwei Düsen beim Netzwiederaufbau ein Problem darstellen. Um die Düsenumschaltung zu vermeiden wird bei der hier untersuchten Maschinenkonfiguration, die frequenzregelnde Maschine nach der zweiten und dritten Lastzuschaltung entlastet. Dazu übernimmt eine andere Maschine des Kraftwerks KW1 einen konstanten Leistungsanteil.

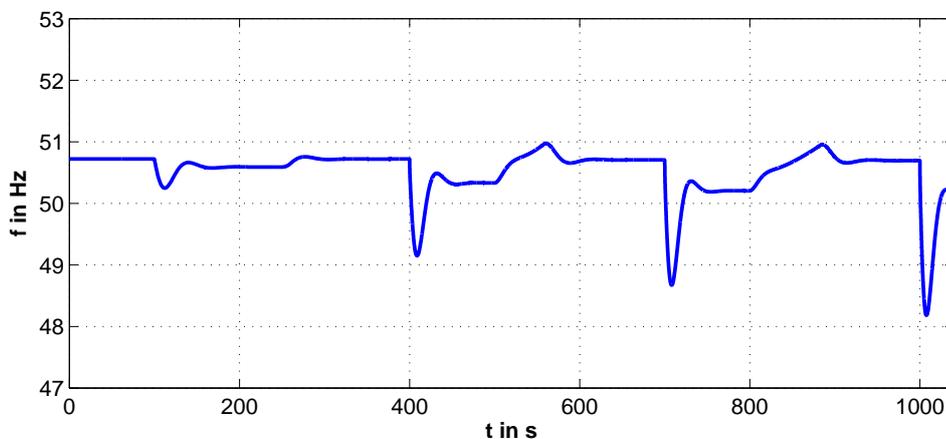


Abbildung 5.7: Frequenzverlauf: 4 Maschinen, M1.1 oder M1.2 inselführend, mit Entlastung

Die Düsenumschaltung wird durch die gesetzten Maßnahmen vermieden, dennoch sinkt die Frequenz deutlich unter 49 Hz, wie aus Abbildung 5.7 ersichtlich ist. Die Frequenzgrenze wird bereits bei der dritten Verbrauchergruppenschaltung unterschritten. Bei der zuvor gezeigten Maschinenkonfiguration, ohne einer Entlastung der inselführenden Maschine (Kapitel 5.1.3), ist der Frequenzeinbruch bei der dritten Lastzuschaltung deutlich geringer. Der Grund dafür ist der Einfluss der Nichtlinearitäten des mechanischen Systems. Diese bewirken eine Verringerung der Regelfähigkeit im unteren Leistungsreich.

Weitere durchgeführte Simulationen zeigen, dass bei der Entlastung der frequenzregelnden Maschine selbst durch die Erhöhung der rotierenden Energie die Frequenzuntergrenze nicht eingehalten werden kann.

5.1.5 KW1: 4 Maschinen, M1.1 oder M1.2 inselführend, 2-düsig im gesamten Leistungsbereich

Eine weitere Möglichkeit zur Vermeidung der Düsenumschaltung stellt der 2-düsige Betrieb im gesamten Leistungsbereich dar. Im zweidüsigen Betrieb wird der Proportionalanteil des Reglers halbiert, wodurch in weiterer Folge die Düsenstellgeschwindigkeit abnimmt. Im Idealfall kompensiert der Einsatz der zweiten Düse das trägere Reglerverhalten. Durch die Nichtlinearitäten des mechanischen Systems ist im unteren Leistungsbereich das Regelverhalten im zweidüsigen Betrieb dem Frequenzregelverhalten im eindüsigen Betrieb unterlegen. Abbildung 5.8 zeigt den simulierten Frequenzverlauf.

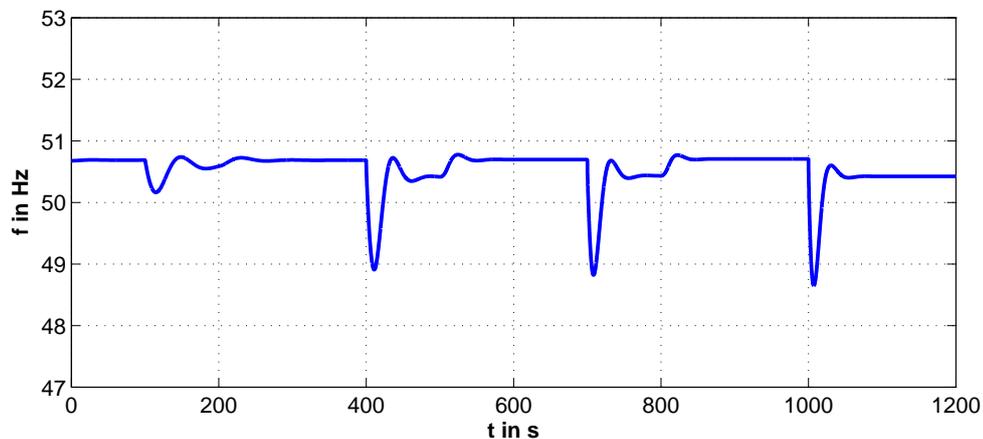


Abbildung 5.8: Frequenzverlauf: 4 Maschinen, M1.1 oder M1.2 inselführend, 2-düsige im gesamten Leistungsbereich

Die Einhaltung der Frequenzgrenzen ist mit dieser Maschinenkonfiguration nicht möglich. Die Erhöhung der rotierenden Energie, durch den Einsatz beider Maschinen des Kraftwerks KW5, ermöglicht eine Verbesserung, das Frequenzminimum liegt dann bei 49 Hz.

5.1.6 Zusammenfassung Minimalkonfiguration

Aus der Simulation geht hervor, dass zur Einhaltung der Frequenzgrenzen beim Netzwiederaufbau mindestens 4 Maschinen des Kraftwerks KW1 und eine Frequenzregelung der beiden Maschinen M1.1 und M1.2 notwendig sind.

Die Ergebnisse aller Maschinenkonfigurationen, die im Rahmen dieser Arbeit untersucht wurden, sind in der folgenden Abbildung 5.9 dargestellt. Dabei wird auch ein möglicher Einsatz der beiden Maschinen des Kraftwerks KW5 zur Erhöhung der rotierenden Energie berücksichtigt.

			M1.1 und M1.2 inselführend			M1.1 oder M1.2 inselführend		
			Maschinen Kraftwerk 1			Maschinen Kraftwerk 1		
			5	4	3	5	4	3
M1.1, M1.2 2 Düsen im gesamten Leistungs- bereich	Maschinen Kraftwerk 5	2	✓	✓	✓	o	o	x
		1	✓	✓	✓	o	x	x
		0	✓	o	o	x	x	x
Entlastung von M1.1, M1.2 nach der 2. und 3. Last- zuschaltung	Maschinen Kraftwerk 5	2	✓	✓	o	x	x	x
		1	o	o	x	x	x	x
		0	x	x	x	x	x	x
M1.1, M1.2 Umschaltung auf 2 Düsen bei $P_{Gen} > 15 \text{ MW}$	Maschinen Kraftwerk 5	2	✓	✓	✓	xx	xx	xx
		1	✓	✓	✓	xx	xx	xx
		0	✓	✓	o	xx	xx	xx

✓	o	x	xx
$f_{min} > 49 \text{ Hz}$	$f_{min} \approx 49 \text{ Hz}$	$f_{min} < 49 \text{ Hz}$	$f_{min} < 49 \text{ Hz} \ \& \ f_{max} > 51,5 \text{ Hz}$

Abbildung 5.9: Minimalkonfiguration

Die rot hinterlegten Felder sind Maschinenkonfigurationen bei denen ein Netzaufbau mit den vorgegebenen Verbraucherzuschaltungen und Frequenzgrenzen nicht möglich ist. Orange eingefärbte Felder repräsentieren Konfigurationen bei denen die simulierten Frequenzminima nahe der erlaubten Frequenzgrenze liegen. Die grünen Bereiche stehen für jene Maschinenkonfigurationen bei denen sich die Frequenzminima deutlich über 49 Hz liegen und somit ein Netzwiederaufbau für die definierten Anforderungen ohne eine Verletzung der Frequenzgrenzen erfolgen kann.

Zusammenfassend gilt für die Minimaleinsatzkonfiguration der Maschinen des Kraftwerks KW1:

- Die Primärregelung nur mit Maschine M1.1 oder M1.2 ist bei den geplanten Lastzuschaltungen für eine Einhaltung der Frequenzgrenzen nicht ausreichend.
- Eine Umschaltung von ein- auf zweidüsigen Betrieb der Maschinen M1.1 und M1.2 ist zu vermeiden. Der kurzzeitige Leistungsüberschuss durch den Umschaltvorgang kann zu einem unzulässigen Anstieg der Frequenz führen.
- Bei Entlastung der primärregelnden Maschine verschlechtert sich das Regelverhalten aufgrund der Nichtlinearitäten des mechanischen Systems und der Nichtlinearität zwischen Düsenstellung und Turbinenleistung. Ein Betriebspunkt höherer Wirkleistungsabgabe vor den Lastzuschaltungen erweist sich als vorteilhaft.
- Aus der Simulation geht hervor, dass zur Einhaltung der Frequenzgrenzen beim Netzwiederaufbau mindestens 4 Maschinen des Kraftwerks KW1 und eine Frequenzregelung der beiden Maschinen M1.1 und M1.2 notwendig sind.

5.2 Vergleich Kraftwerk KW4 und KW5

Die Kraftwerke KW1, KW2, KW3 und KW5 befinden sich in unmittelbarer Nähe zueinander. Aufgrund von netzschnitttechnischen Gründen soll untersucht werden, ob die Maschinen M5.1 und M5.2 die Aufgaben der Maschinen des Kraftwerks KW4 beim Netzwiederaufbau übernehmen können. Die zugeordnete Aufgabe der beiden Maschinen M4.1 und M4.2 im Netzwiederaufbauplan ist die Bereitstellung rotierender Energie.

Erstes Vergleichskriterium ist die Fähigkeit zur Primärregelung im Inselbetrieb. Eine aktive Primärregelbeteiligung der beiden Maschinen M4.1 und M4.2 ist aufgrund der erlaubten Regelgeschwindigkeit nicht möglich. Ähnliches gilt für das Kraftwerk KW5. Bei den Maschinen M5.1 und M5.2 müssen die Stellgeschwindigkeiten zur Vermeidung von hydraulischen Druckstößen niedrig gehalten werden.

Somit ist die Möglichkeit einer schnellen Primärregelung, verglichen mit M1.1 und M1.2, bei beiden Kraftwerken nicht gegeben.

Ein weiterer Vergleich erfolgt mittels der Bereitstellung von rotierender Energie der Maschinen in den beiden Kraftwerken. Die folgende Tabelle 5.2 zeigt die dafür maßgeblichen Daten der beteiligten Maschinen.

Maschine	S_n MW	T_j s	J kgm^2	n_n U/min	W_{rot} MWs
M4.1	50	4,07	1188525	125	101,75
M4.2	50	4,07	1188525	125	101,75
M5.1	70	4,58	31350	1000	171,75
M5.2	70	4,58	31350	1000	171,75

Tabelle 5.2: Maschinendaten zur Berechnung von W_{rot}

Die Maschinen M4.1 und M4.2 besitzen eine viel höhere Trägheitskonstante als M5.1 und M5.2. Wobei J die Trägheitskonstante des gesamten Blocks (Generator+Turbine) darstellt. Die beiden Maschinen des Kraftwerks KW5 hingegen besitzen eine weitaus höhere Drehzahl als die Maschinen des Kraftwerks KW4. Bei der Berechnung der rotierenden Energie ist die Drehzahl maßgeblich, da diese quadratisch in die Berechnung eingeht. In der folgenden Abbildung 5.10 ist der Vergleich der rotierende Energie aller Maschinen der Kraftwerke KW1, KW4 und KW5 dargestellt.

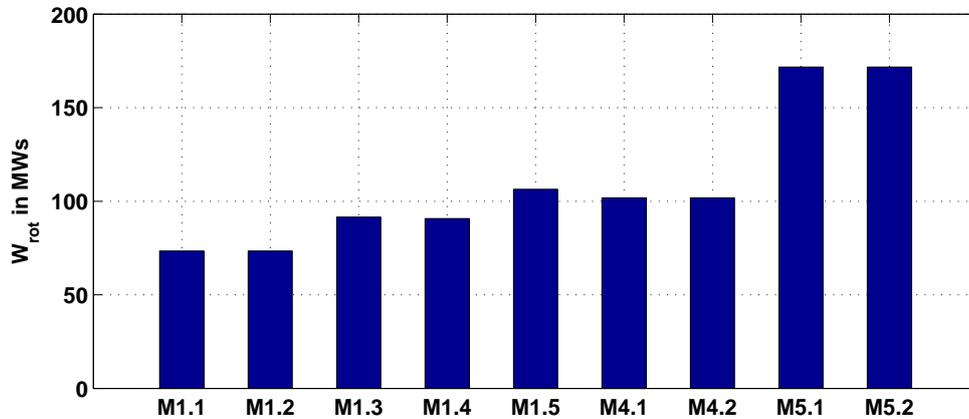


Abbildung 5.10: rotierende Energie bei Nenndrehzahl

Die Maschinen M5.1 und M5.2 besitzen im Vergleich zu M4.1 und M4.2 jeweils eine um ca. 75% höhere rotierende Energie bei Nenndrehzahl. Durch die Abhängigkeit des Frequenzgradienten von der rotierenden Energie, stellt jede Erhöhung der rotierenden Energie im Anfangsstadium des Inselnetzaufbaus einen Vorteil dar.

Wie bereits erwähnt sind beide Kraftwerke KW4 und KW5 zur aktiven Primärregelung im Inselnetzbetrieb nicht vorgesehen und für eine schnelle Frequenzregelung auch nicht geeignet. KW5 besitzt den Vorteil der höheren rotierenden Energie, welche beim Netzwiederaufbau eine entscheidende Größe darstellt.

In Anbetracht der genannten Punkte wäre eine Substitution des Kraftwerkes KW4 durch KW5 beim Netzwiederaufbau grundsätzlich möglich und sollte im Detail geprüft werden.

6 Zusammenfassung

Kernaufgabe der vorliegenden Arbeit war die Erstellung eines Simulationsmodells für die Inselbetriebsversuche eines Kraftwerks- und Netzbetreibers. Zur Überprüfung des Modells wurde dieses anhand aufgezeichneter Messdaten von real durchgeführten Inselbetriebsversuchen evaluiert. Die Evaluierung zeigt ein realitätsnahes Verhalten des Simulationmodells.

Mit Hilfe des Simulationsmodells konnte gezeigt werden, dass die wahrscheinlichste Ursache der niederfrequenten Pendelungen bei den Inselbetriebsversuchen 2009 der Turbinenregler der Maschine M1.3 war. Zur Vermeidung von Instabilitäten beim Netzwiederaufbau wird vorgeschlagen die Regelbeteiligung der Maschine M1.3 zu unterdrücken.

Die Minimaleinsatzkonfiguration bei möglichen Revisionsszenarien im Kraftwerks KW1 für einen stabilen Netzwiederaufbau ist für den Kraftwerksbetreiber von großem Interesse. Um diese zu bestimmen wurden verschiedene Maschinenkonfigurationen, mit den laut Netzwiederaufbaukonzept gegebenen Lastzuschaltungen, im Modell nachgebildet. Die Simulationsergebnisse zeigten, dass die Frequenzregelung mit nur einer Maschine des KW1 nicht ausreichend ist um die Frequenzgrenzen einhalten zu können. Nur bei einer Regelbeteiligung von M1.1 und M1.2 sowie zusätzlichen Maschinen zur Erhöhung der rotierenden Energie kann bei den angenommenen Lastzuschaltungen die Frequenz in der Simulation über 49 Hz gehalten werden. Der Betriebspunkt der regelnden Maschinen hat dabei einen Einfluss auf das Frequenzregelverhalten. Die Simulationen zeigen, dass bei geringer Leistungsabgabe vor der Lastzuschaltung die Frequenzregelfähigkeit sinkt.

Bei einem Netzwiederaufbau sollte die Umschaltung von ein- auf zweidüsigen Betrieb der Maschinen M1.1 und M1.2 vermieden werden. Simulationen ergaben, dass durch diesen Vorgang kurzzeitig ein Leistungsüberschuss auftritt, welcher zu einem unzulässigen Ansteigen der Frequenz führen kann.

Eine Gegenüberstellung wichtiger Parameter der Kraftwerke KW4 und KW5 zeigte, dass eine Substitution des Kraftwerks KW4 durch das Kraftwerk KW5 beim Inselnetzaufbau möglich ist und im Detail geprüft werden sollte. Die Verwendung von KW5 bietet zusätzlich den Vorteil einer höheren rotierenden Energie und eines weniger komplexen Netzschtatzustands in der Anfangsphase eines Netzwiederaufbaus.

Die durchgeführten Inselbetriebsversuche sind ein wichtiger Bestandteil zur Überprüfung des Netzwiederaufbaukonzepts und dienen der Informationsbeschaffung über das Frequenzregelverhalten der beteiligten Maschinen im Inselbetrieb. Parallel dazu ermöglicht der Einsatz eines Simulationsmodells die Analyse der Auswirkungen von Lastzuschaltungen die im Rahmen von Inselbetriebsversuchen nicht durchgeführt werden können. Durch zukünftige Inselbetriebsversuche ist eine Verfeinerung des Simulationsmodells möglich und es kann eine Anpassung an geänderte Kraftwerks- und Netzsituationen erfolgen.

Literaturverzeichnis

- [1] *Betreiberunterlagen.*
- [2] D. OEDING, R. OSWALD: *Elektrische Kraftwerke und Netze.* Springer-Verlag, 6. Auflage Auflage, 2004.
- [3] KOVÁCS, RÁCZ: *Transiente Vorgänge in Wechselstrommaschinen.* Verlag der ungarischen Akademie der Wissenschaften, 1. Auflage Auflage, 1959.
- [4] RENNER, H.: *Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme.* Institut für elektrische Anlagen, TU Graz, Vorlesungsskriptum zur gleichnamigen Vorlesung Auflage, WS 2007.
- [5] WEIXELBRAUN, M.: *Dynamische Simulation eines 110-kV-Netzes im Inselbetrieb.* TU Graz, 2007.

7 Anhang

7.1 Parameterliste der Synchrongeneratoren

	M1.1	M1.2	M1.3	M1.4	M1.5	M2.1	M3.1/M3.2	M4.1/M4.2	M5.1/M5.2
S_N / MVA	36	36	42	32	40	220	70	50	75
U_N / kV	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	13,8	8,8	10,5	10,5
P_G / MW	32,40	32,40	37,8	27,2	34,00	198	59,50	40,00	70,00
$\cos\phi$	0,9	0,9	0,9	0,85	0,85	0,9	0,86	0,8	0,9
n_{nenn}	750	750	750	500	500	500	500&375	126	1000
$x_d / \%$	112 / 120	112 / 120	121,4 / 135,5	103 / 110	109,4 / 117	125 / 135	- / 106,6	90 / 110	106 / 114
$x_q / \%$	- / 84	- / 84	- / 92	- / 77	- / 75	- / 81	- / 74,6	- / 79	70 / 75
$x'_d / \%$	21,5 / 22,5	21,5 / 22,5	29 / 32	26 / 29	30,5 / 33,6	34 / 33	- / 35,5	27 / 30	27 / 30
$x'_q / \%$	- / 84	- / 84	- / 92	- / 77	- / 75	- / 81	- / 73,6	- / 79	- / 74
$x''_d / \%$	13,5 / 14,5	13,5 / 14,5	14,5 / 15,9	- / 16,2	16,8 / 18,9	19,7 / 21	- / 26,6	18 / 20	17 / 20
$x''_q / \%$	- / 15	- / 15	- / 16,7	- / 15,4	- / 19	23 / 21	- / 25,6	- / 21	- / 19
$x(2) / \%$	- / 15,5	- / 15,5	- / 16,3	- / 15,5	- / 19	- / 30	- / 30	- / 20	17 / 19
$x(0) / \%$	- / 7,9	- / 7,9	- / 8	- / 7,6	- / 9	- / 17,6	- / 16	- / 16	8 / 10
$x(1) / \%$	- / 13	- / 13	- / 15	- / 15	- / 13	- / 10	- / 10	- / 10	- / 15
T'_{d0} / s	5	5	6,7	7,2	5,8	5,9	7,135	6,064	8,17
T''_{d0} / s	0,025	0,0255	0,08	0,09	0,071	0,086	0,029	0,044	0,018
T'_{q0} / s	0,1	0,1	0,272	0,235	0,175	0,06	0,144	0,188	0,055
T''_{q0} / s	0,06	0,06	0,08	0,09	0,07	0,045	0,05	0,05	0,045
T'_d / s	0,91	0,91	1,59	1,7	1,78	1,42	1,51	1,548	1,91
T''_d / s	0,04	0,04	0,4	0,05	0,04	0,056	0,072	0,038	0,13
T'_q / s	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,05	0,049	0,050	0,049
T''_q / s	0,009	0,009	0,009	0,011	0,013	0,013	0,017	0,013	0,013
R'_S / Ω	0,0075	0,0075	0,008	0,0081	0,008	0,008	0,008	0,00752	0,002132
T'_J / s	4,08	4,08	4,36	5,67	5,32	6,87	7,72	4,07	4,58
Wertangaben: gesättigt / ungesättigt			angenähert laut [4]						

Tabelle 7.1: Parameterliste der Synchronmaschinen aus [5]