

Institute of Electrical Power Systems

LIEAN



Verhalten einer

drehzahlvariablen Francis-Turbine

Diplomarbeit

Betreuer: Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Schürhuber Robert Dipl.-Ing. Dr.techn. Polster Stefan Christian Dipl.-Ing. Darko Brankovic

Autor: Johannes Schögler, BSc

Graz – März 2022

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

Head of Institute Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Supervisor

Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber Dipl.-Ing. Dr.techn. Polster Stefan Christian, Dipl.-Ing. Darko Brankovic

A master's thesis by Johannes Schögler, BSc

March 2022

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Datum, Unterschrift

Danksagung

An erster Stelle möchte ich mich bei meinem Betreuer Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber für seine Unterstützung bei meiner Masterarbeit bedanken. Des Weiteren bedanke ich mich auch bei Herrn Dipl.-Ing. Dr.techn. Stefan Polster für seine laufende Unterstützung und Hilfe bei meiner Masterarbeit von Anfang an. Ebenso möchte ich Herrn Dipl.-Ing. Darko Brankovic für die finale Betreuung und Unterstützung zur Fertigstellung meiner Arbeit meinen Dank aussprechen.

Ein großer Dank ergeht an meine StudienkollegInnen und Freunde, die mir im Laufe meines Studiums eine großartige Zeit verschafft haben. Ich freue mich, dass der Dynamobauzeichensaal ein zentraler Bestandteil meines Studiums und eine große Unterstützung war.

Abschließend bedanke ich mich bei meiner Partnerin und meiner Familie, die mir immer wieder Antrieb während meines gesamten Studiums gegeben haben, wenn es nötig war.

Abstract

The topic of this master thesis is the modelling and simulation of a hydropower plant with a speed variable Francis-turbine in a grid. The model of the power plant is used in a grid with stepwise load changes. Existing data of the characteristic of a Francis-turbine is available for the simulation and the modelling. These are first prepared, so that they can be used appropriately in a simulation. The entire simulation model is set up in DIgSILENT PowerFactory 2021 SP3 to carry out dynamic simulations. The speed at which the turbine achieves optimum efficiency changes for different powers. A model is then created for this, which regulates the optimal speed of the turbine depending on the load changes of the grid. This model is tested with various load profiles. The speed variable machine has to be coupled to the fixed-frequency grid with an appropriate converter. Comparable systems already exist in Europe. For example, the Frades II power plant in Portugal, which works with a variable-speed machine set. As a result of the variable speed, systems can also react more quickly to changes in the grid. In the case of a change in load demands, the machine can optimize the efficiency by adjusting the speed. This improvement has to be examined in the simulation model.

Kurzfassung

Das Thema dieser Diplomarbeit ist die Modellierung und Simulation eines Wasserkraftwerkes mit einer drehzahlvariablen Francis-Turbine. Das modellierte Kraftwerk wird in einem Netz mit gestuften Laständerungen eingesetzt. Für die Simulation und die Modellerstellung sind Daten einer Francis-Turbine vorhanden. Diese werden vorerst so weitgehend vorbereitet, um sie dann in einer Simulation passend verwenden zu können. Zur entsprechenden Aufarbeitung der Daten wird das Programm MATLAB von Mathworks verwendet. Das gesamte Simulationsmodell wird im Programm PowerFactory 2021 SP3 von DIgSILENT aufgebaut, um anschließend dynamische Simulationen durchführen zu können. Für verschiedene Leistungen ändert sich die Drehzahl, bei der die Turbine den optimalen Wirkungsgrad erreicht. Dafür wird nun ein Modell erstellt, welches abhängig von der Lastanforderung des Energienetzes die optimale Drehzahl der Turbine regelt. Dieses Modell wird zur Simulation nachgebildet und mit verschiedenen Lastprofilen getestet. einem entsprechenden Mit Gleichspannungszwischenkreis soll die drehzahlvariablen Maschine mit dem frequenzstarren Netz gekoppelt werden. Vergleichbare Systeme sind in Europa bereits vorhanden. Beispielsweise in Portugal das Kraftwerk Frades II, welches mit einem drehzahlvariablen Maschinensatz arbeitet. Dadurch können Anlagen auch schneller auf Änderungen im Netz reagieren. Bei unterschiedlichen Lastansprüchen an die Maschine, kann diese durch Anpassung der Drehzahl den Wirkungsgrad optimieren. Diese Verbesserung soll im Simulationsmodell untersucht werden.

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternate Current - Wechselstrom
BTB	Back-To-Back Converter
DC	Direct Current - Gleichstrom
dsl	DIgSILENT Simulation Language
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
IGBT	Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode
I-Glied	Integrator-Glied
p.u.	per Unit
P-Glied	Proportionalglied
PI-Glied	Proportionalglied mit integrierendem Anteil
PT1-Glied	Verzögerungsglied erster Ordnung
PWM	Pulsweitenmodulation
RMS	"Root Mean Square" Stabilitätsberechnung DIgSILENT

Symbolverzeichnis

At	Verstärkung der Turbinenleistung im dynamischen Simulationsmodell, [At] = 1	
С	Kapazitätswert, $[C] = F$	
delta Vdc	Regelparameter Regelabweichung Gleichspannung, [delta Vdc] = 1	
dw	Bezogene Differenzdrehzahl im dynamischen Simulationsmodell, [<i>dw</i>] = p.u.	
Dturb	Bezogene Reibungsverluste im dynamischen Simulationsmodell, [Dturb] = p.u.	
E	Energie, [<i>E</i>] = Ws	
E _{k1}	Anteil an kinetischer Energie, $[E] = J$	
E _{kin}	Kinetische (Bewegungs-) Energie, [<i>E</i>] = J	
E _{pot}	Potenzielle (Lage-) Energie, $[E] = J$	
eta	Wirkungsgrad im dynamischen Simulationsmodell, [<i>eta</i>] = 1	
η	Wirkungsgrad, [<i>eta</i>] = 1	
$\eta_{ ext{ges}}$	Gesamtwirkungsgrad, $[\eta_{ges}] = 1$	
∆f dyn	Dynamische Frequenzabweichung, $[\Delta f_{dyn}] = Hz$	
<i>f</i> _{switch}	Schaltfrequenz, $[f_{switch}] = Hz$	
g	Erdbeschleunigung, [g] = ms ⁻²	
Gmin	Bezogene Minimale Leitschaufelöffnung im dynamischen Simulationsmodell, [<i>Gmin</i>] = p.u.	
Gmax	Bezogene Maximale Leitschaufelöffnung im dynamischen Simulationsmodell, [<i>Gmax</i>] = p.u.	
Н	Absolute Fallhöhe, [<i>H</i>] = m	
Hr	Referenzfallhöhe, $[H_r] = m$	
h(<i>t</i>)	Sprungantwort, $[h(t)] = 1$	
hf	Theoretische Fallhöhe, $[h_f] = m$	
h _k	Kinetische Energiehöhe, $[h_k] = m$	
<i>h</i> p	Bezugsniveau potentieller Energie, $[h_p] = m$	
H_preset	Voreinstellung der Fallhöhe im dynamischen Simulationsmodell, [H_preset] = m	
H _{ref}	Referenzfallhöhe, $[H_{ref}] = m$	

h∞	Stationärer Endwert, $[h_{\infty}] = 1$
iMax	Regelparameter für Maximalstrom, [<i>iMax</i>] = 1
i_Max	Regelparameter positive Stromlimitierung, [<i>i_Max</i>] = 1
i_Min	Regelparameter negative Stromlimitierung, [<i>i_Min</i>] = 1
<i>I</i> _{DC}	Strom im Gleichstromzwischenkreis, $[I_{DC}] = A$
ie	Bezogener Erregerstromsignal im dynamischen Simulationsmodell, [<i>ie</i>] = p.u.
le	Bezogener Erregerstrom im dynamischen Simulationsmodell, [<i>le</i>] = p.u.
К	Verstärkungsfaktor, [K] = 1
<i>K</i> _R	Bezogener Rückkopplungsfaktor, $[K_R] = p.u.$
K₽	Proportionalitätsfaktor, $[K_P] = 1$
KP	Bezogener Regelparameter Regelverstärkung Wirkleistung, [KP] = p.u.
KQ	Bezogener Regelparameter Regelverstärkung Blindleistung, [KQ] = p.u.
KVac	Bezogener Regelparameter Regelverstärkung Wechselspannung, [KVac] = p.u.
KVdc	Bezogener Regelparameter Regelverstärkung Gleichspannung, [KVdc] = p.u.
т	Masse, $[m] = kg$
n	Drehzahl, [<i>n</i>] = rpm
N BEP	Drehzahl im Bemessungspunkt (Best Efficiency Point), [<i>n_{BEP}</i>] = rpm
n _q	Spezifische Drehzahl, [<i>n</i> _q] = rpm
Ns	Synchrone Drehzahl, $[n_s] = rpm$
ωr	Bemessungsdrehzahl, $[\omega_r] = s^{-1}$
Р	Leistung, $[P] = W$
P_Spec	Bezogene Leistungsvorgabe im dynamischen Simulationsmodell, [<i>P_Spec</i>] = p.u.
pe	Bezogene elektrische Leistung im dynamischen Simulationsmodell, [<i>pe</i>] = p.u.
Pr	Bemessungsleistung, $[P_r] = W$
PNetzlast	Netzlast, [<i>P</i> _{Netzlast}] = W
PN	Proportionale Änderung der Turbinenleistung im dynamischen Simulationsmodell, [<i>PN</i>] = W
Pref	Bezogene Referenzleistung im dynamischen Simulationsmodell, [<i>Pref</i>] = p.u.

P _{SM}	Wirkleistung Synchronmaschine im dynamischen Simulationsmodell, , $[P_{SM}] = W$		
$\Delta P_{\text{Stör}}$	Ausfallleistung, $[\Delta P_{Stör}] = W$		
pt	Bezogene Leistung Turbinenregler im dynamischen Simulationsmodell, [<i>pt</i>] = p.u.		
Ż	Durchfluss, $[\dot{Q}] = m^3 s^{-1}$		
$\dot{Q}_{1/1}$	Bemessungsdurchfluss, $[\dot{Q}_{1/1}] = m^3 s^{-1}$		
qnl	Bezogene Leerlauflast im dynamischen Simulationsmodell, [<i>qnI</i>] = p.u.		
$\dot{Q}_{ m ref}$	Referenzdurchfluss, $[\dot{Q}_{ref}] = m^3 s^{-1}$		
Q _{SM}	Blindleistung Synchronmaschine im dynamischen Modell, $[Q_{SM}] = var$		
$ ho_{ m w}$	Dichte von Wasser, $[\rho_w] = \text{kgm}^{-3}$		
R	Bezogene Statische Regelabweichung im dynamischen Simulationsmodell, $[R] = p.u.$		
r	Momentaner Lastabfall im dynamischen Modell, [r] = p.u.		
t	Zeit, [<i>t</i>] = s		
Т	Regelparameter für Zeitkonstanten, [7] = s		
TAsys	Netzanlaufzeitkonstante, $[T_{Asys}] = s$		
<i>T</i> f	Filterzeitkonstante, $[T_f] = s$		
TfP	Regelparameter Verzögerung Wirkleistung, [<i>TfP</i>] = s		
TfQ	Regelparameter Verzögerung Blindleistung, [<i>TfQ</i>] = s		
TfVac	Regelparameter Verzögerung Wechselspannung, [<i>TfVac</i>] = s		
TfVdc	Regelparameter Verzögerung Gleichspannung, [<i>TfVdc</i>] = s		
Tg	Zeitkonstante Verzögerung der Laständerung im dynamischen Simulationsmodell, $[T_g] = s$		
TVac	Regelparameter Zeitkonstante für Wechselspannungsregelung, [<i>TVac</i>] = s		
TVdc	Regelparameter Zeitkonstante für Gleichspannungsregelung, [TVdc] = s		
Θκω	Massenträgheit eines Kraftwerks, [Θ_{KW}] = kgm ²		
T _N	Nachstellzeit, $[T_N] = s$		
TP	Regelparameter Zeitkonstante Wirkleistungsregelung, [TP] = s		
<i>T</i> r	Zeitkonstante für Lastregler im dynamischen Simulationsmodell, $[T_r] = s$		
TQ	Regelparameter Zeitkonstante Blindleistungsregelung, $[TQ] = s$		

Tw	Dynamik der Wassersäule im dynamischen Simulationsmodell, $[T_W] = s$	
u	Reglereingangsgröße, $[u] = 1$	
UDC	Spannung im Gleichstromzwischenkreis, $[U_{DC}] = V$	
ΔU _{DC}	Fluktuation der Gleichspannung im Gleichstromzwischenkreis, $[\Delta U_{DC}] = V$	
ut	Bezogene Spannungsamplitude im dynamischen Simulationsmodell, [<i>ut</i>] = p.u.	
u(<i>t</i>)	Zeitabhängiges Eingangssignal, $u(t) = 1$	
V	Geschwindigkeit, $[v] = ms^{-1}$	
ve	Bezogene Erregerspannung im dynamischen Simulationsmodell, [ve] = p.u.	
Velm	Geschwindigkeitslimit Leitschaufelöffnung im dynamischen Simulationsmodell, [Velm] = p.u.	
W	Bezogene Drehzahl im dynamischen Simulationsmodell, $[w] = p.u.$	
wref	Bezogene Referenzdrehzahl im dynamischen Simulationsmodell, [wref] = p.u.	
У	Reglerausgangsgröße, $[y] = 1$	
y(<i>t</i>)	Zeitabhängiges Ausgangssignal, $[y(t)] = 1$	

Inhaltsverzeichnis

1	Einf	ührung	1
	1.1	Ausgangslage der Arbeit	1
	1.2	Aufgabenstellung und Zielsetzung	1
2	Theo	orie	2
	2.1	Grundlagen Wasserkraft	2
	2.1.1	Das Prinzip der Wasserkraftnutzung	2
	2.1.2	Die Energieumwandlung im Wasserkraftwerk	3
	2.2	Arten von Turbinen	3
	2.2.1	Francis-Turbine	7
	2.3	Turbinencharakteristik	9
	2.3.1	Frequenzvariabler Einsatz der Francis-Turbine	9
	2.4	Lastganglinie und Erzeugung	. 10
	2.5	Netzstabilität bei erneuerbaren Energien	. 11
	2.6	Regler Grundlagen	. 12
	2.6.1	Proportionalglied	. 12
	2.6.2	Verzögerungsglied erster Ordnung (PT1-Glied)	. 13
	2.6.3	Integrator (I-Glied)	. 14
	2.6.4	Proportionalglied mit integrierendem Anteil (PI-Glied)	. 15
	2.7	Aufbau und Funktion Turbinenregler	. 15
	2.7.1	HYGOV-Turbinenregler	. 15
	2.8	Netzanbindung von frequenzvariablen Kraftwerken	. 16
	2.8.1	Back-To-Back Converter	. 16
3	Meth	nodik	18
	3.1	Aufbau und Aufbereitung der Turbinendaten	. 18
	3.1.1	Analyse der Turbinen-Charakteristik	. 18
	3.1.2	Aufbereitung der Turbinen-Daten für das Simulationsmodell	. 20
	3.2	Topologie im Beispiel-Energienetz	. 21
	3.2.1	Netzaufbau	. 21
	3.2.2	Dynamisches Modell der Synchronmaschine	. 22

	3.2.2.1		Implementierung der Turbinen-Daten	
	3.2.	2.2	Funktion und Aufbau des Turbinenreglers	24
	3.2.	2.3	Variable Parameter des Turbinenreglers	
	3.2.3	Bac	k-To-Back-Converter	
	3.2.4	Par	ameterauszüge	
	3.3	Dyn	amische Simulationen in DIgSILENT	30
	3.3.1	Em	pirische Ermittlung der optimalen Turbinenregler-Parameter	
4	Erge	ebni	isse	35
	4.1	Sim	ulationsergebnisse in DIgSILENT	35
5	Disk	uss	sion und Zusammenfassung	41
	5.1	Fer	tiges Simulationsmodell	41
	5.2	Disł	kussion der Ergebnisse	41
6	Refe	eren	izen	43
7	Abb	ildu	Ingsverzeichnis	45

1 Einführung

1.1 Ausgangslage der Arbeit

Durch die Zunahme der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien, wie etwa Solar- oder Windkrafttechnologien, existiert ein vielfältiges Angebot an Energieproduzenten. Für viele von ihnen ist es allerdings nicht immer möglich, die Energie konstant bereit zu stellen. Dies führt zu Erzeugungsschwankungen im Netz und beeinflusst somit das Netz. Um dies zu kompensieren, müssen flexible Erzeuger bzw. Verbraucher eingesetzt werden, welche solche Variationen ausgleichen können. Der Einsatz von Wasserkraftwerken ist ebenfalls abhängig vom schwankenden Wasserdargebot, weshalb ein Einsatz bei konstanter Turbinen-/Generatordrehzahl zu einer schlechteren Effizienz führt. Eine variable Drehzahl der Maschinen würde eine Anpassung an die jeweiligen Umstände bewirken. Dies kann ermöglicht werden, indem als Kopplung zwischen der drehzahlvariablen Maschine und dem frequenzstarren Netz ein Energieumformer wie etwa ein Frequenzumrichter verwendet wird. Dieser würde die Ausgangsfrequenz des Generators in die Netzfrequenz umwandeln [1]. Häufig werden auch Pumpspeicherkraftwerke zum Ausgleich des schwankenden Energiebedarfs herangezogen, welche ein Wasserreservoir als Speicher verwenden. Dieser Speicher wird bei erhöhtem Energiebedarf im Netz über eine Turbine entleert, um im Kraftwerk Strom zum Bedarfsausgleich zu erzeugen. Ist im Netz ein Energieüberschuss vorhanden, zum Beispiel wegen dargebotsabhängigen Windkraftwerken oder Photovoltaikanlagen, so kann dieser genutzt werden, um im Pumpbetrieb des Kraftwerks das Wasserreservoir wieder zu befüllen. Da die benötigte Ausgleichsenergie im Netz variabel ist, ist es von Vorteil, das Pumpspeicherkraftwerk drehzahlvariabel zu betreiben, um im Turbinenbetrieb den Wasserspeicher mit optimalem Wirkungsgrad auszunutzen.

1.2 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Für ein Wasserkraftwerk mit einer Francis-Turbine soll anhand der Turbinencharakteristik ein geeignetes Modell zur Simulation des optimalen Kraftwerkseinsatzes erstellt werden. Das Kraftwerk soll Erzeugungsschwankungen in einem fiktiven Netz ausgleichen und dabei immer mit dem bestmöglichen Wirkungsgrad betrieben werden. Dazu sind Daten vorhanden, welche die Charakteristik der Turbine beschreiben. Diese werden mit dem Programm MATLAB von MathWorks entsprechend als Lookup-Table aufgearbeitet, um danach in der Simulationssoftware PowerFactory 2021 SP3 von DIgSILENT als Grundlage für das Turbinenmodell verwendet werden zu können. In der Simulationssoftware soll dann eine mögliche Anbindung des drehzahlvariablen Kraftwerkes an das Netz erstellt werden und der mögliche Einsatzbereich eines solchen drehzahlvariablen Kraftwerkes untersucht werden.

2 Theorie

Im folgenden Kapitel sollen die theoretischen Grundlagen behandelt werden, die zur Erstellung der Arbeit wesentlich beigetragen haben und essenziell waren. Je nach Priorität der einzelnen Themenbereiche in der Arbeit wird auf diese vertieft eingegangen.

2.1 Grundlagen Wasserkraft

Die Grundlagen der Wasserkraft sollen einen allgemeinen Überblick über die Wasserkraft in der Energieerzeugung geben und die Funktion soweit gehend behandeln, dass es zum Verständnis der weiteren Arbeit ausreichend beiträgt.

2.1.1 Das Prinzip der Wasserkraftnutzung

Das Prinzip der Wasserkraftnutzung liegt in der Umwandlung der potenziellen (Lage-) Energie E_{pot} , sowie der Bewegungsenergie E_{kin} des Wassers in mechanische Rotationsenergie und anschließend in elektrische Energie. Dies geschieht über ein rotierendes hydraulisches System, gekoppelt mit einem elektrischen GeneratorKlicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.. Die potenzielle Energie eines Körpers mit der Masse *m* ist, abhängig von seinem Bezugsniveau h_p , im Gravitationsfeld der Erde durch folgende Gleichung beschrieben [2]:

$$E_{\rm pot} = m * g * h_{\rm p} \tag{1}$$

Die im Wasserkörper mit einer Bewegungsgeschwindigkeit v gespeicherte kinetische Energie E_{kin} wird mittels der folgenden Gleichung beschrieben:

$$E_{\rm kin} = \frac{m * v^2}{2} \tag{2}$$

Um den Anteil der kinetischen Energie E_{k1} an der Gesamtenergie des Wassers zu ermitteln, wird diese zuerst als ein Äquivalent potenzieller Energie dargestellt. Dies geschieht durch das Umrechnen in eine kinetische Energiehöhe:

$$E_{k1} = \frac{m * v^2}{2} = m * g * h_k$$
(3)

mit

$$h_{\rm k} = \frac{v^2}{2*g} \tag{4}$$

wobei *h*_k für die kinetische Energiehöhe steht.

Die Summe der kinetischen und potenziellen Energie des Wassers kann nun als die gesamt nutzbare Energie gesehen werden. Mittels der Bernoulli-Gleichung lässt sich die Gesamtenergie mathematisch für ideale Flüssigkeiten wie folgt beschreiben:

$$E = E_{\rm pot} + E_{\rm k1} = m * g * (h_{\rm p} + h_{\rm k})$$
(5)

2.1.2 Die Energieumwandlung im Wasserkraftwerk

Die Energieumwandlung in einem Wasserkraftwerk ist grundlegend abhängig von der Fallhöhe des Wasserkörpers und dem Durchfluss durch die Turbine. Gleichung (6) beschreibt den mathematischen Zusammenhang zwischen der elektrischen Leistung *P*, der theoretischen Fallhöhe $h_{\rm f}$, sowie dem Durchfluss \dot{Q} [2].

$$P = \eta_{\text{ges}} * \rho_{\text{w}} * g * \dot{Q} * h_{\text{f}}$$
(6)

Die potenzielle Energie des Wassers wird über die Turbine in Rotationsenergie und über den Generator in elektrische Energie umgewandelt. Im Gesamtwirkungsgrad η_{ges} sind alle Wirkungsgrade des Systems verknüpft. Die Bereiche für die Wirkungsgrade liegen für den Generator zwischen 95% bis 99% [3] und für den Umrichter mit Transformator bis zu 97% [4]. Abbildung 1 gibt als Beispiel eine Übersicht über die einzelnen Wirkungsgrade einer Francis-Turbine, aus welchen sich deren Gesamtwirkungsgrad zusammensetzt [5]. Auf der Ordinate ist der Wirkungsgrad η in % aufgetragen und die Abszisse stellt die spezifische Drehzahl n_q , sowie die synchrone Drehzahl n_s dar.



Abbildung 1 - Verlustaufteilung bei Francis-Turbinen im optimalen Betriebspunkt [5]

2.2 Arten von Turbinen

Je nach Art der Turbine ist die Charakteristik für die Abhängigkeit von Leistung, Fallhöhe und Durchfluss unterschiedlich. Abbildung 2 soll eine Übersicht über die Charakteristik von gängigen Turbinen geben.



Auf der Abszisse ist der Durchfluss der Turbine bzw. das Schluckvolumen dargestellt, während die Ordinate die Fallhöhe, also das Niveau der Wassersäule repräsentiert

Abbildung 2 - Kennfeld von verschiedenen Wasserturbinen [6]

Die drei gebräuchlichsten Arten von Turbinen sind die Pelton-Turbine, die Francis-Turbine und die Kaplan-Turbine. In Bezug auf ihre ausgelegten Fallhöhen des Wasserspiegels werden die Typen in vier Hauptgruppen eingeteilt.

•	Fallhöhen unter 5 m:	Kaplan (Propellerturbine),	Wasserrad
---	----------------------	----------------------------	-----------

- Fallhöhen von 5 m 20 m: Kaplan (Propellerturbine), Wasserrad
- Fallhöhen von 20 m 100 m: F
 - Francis, Kaplan
- Fallhöhen über 100 m: Pelton, Francis

Die Wahl der jeweiligen Turbine für ihren Einsatz ist abhängig von der Fallhöhe, dem Durchfluss und der geforderten Drehzahl des Generators. Weiters werden die Wasserkraftwerke, passend zu den jeweiligen Fallhöhen folgendermaßen eingeteilt: [7]

(a) Bei Laufwasserkraftwerken (Niederdruckanlagen) für Fallhöhen von bis zu 25 m

findet die Kaplan-Turbine Einsatz, welche durch ihre Auslegung für kleine Fallhöhen und große Schluckvolumen in diesem Bereich den besten Wirkungsgrad erzielt. Abbildung 3 stellt eine vereinfachte schematische Darstellung eines Laufwasserkraftwerkes mit einer Kaplanturbine dar.



Abbildung 3 - Schematische Darstellung eines Laufwasserkraftwerks unter Verwendung einer Kaplan-Turbine [7]

(b) Im Bereich von Flüssen mit Stauseen werden Speicherwasserkraftwerke eingesetzt mit Fallhöhen von 50 m bis zu über 200 m, welche zu den Mittel- und Hochdruckanlagen zählen. Dabei werden hauptsächlich Francis-Turbinen eingesetzt, welche bei Fallhöhen bis zu etwa 100 m die besten Wirkungsgrade erzielen. Eine vereinfachte schematische Übersicht des Speicherkraftwerkes ist in Abbildung 4 zu sehen.



Abbildung 4 - Schematische Darstellung eines Speicherwasserkraftwerks unter Verwendung einer Francis-Turbine [7]

(c) Für einen Fallhöhenbereich von 200 m bis zu 2000 m und einer geeigneten geografischen Gegebenheit werden Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt. Für die Energieumwandlung wird ein Wasseraustausch zwischen einem oberen und unteren Reservoir genutzt. Da es sich bei Pumpspeicherkraftwerken um Hochdruckanlagen handelt, kommt bei diesen die Pelton-Turbine zum Einsatz. Kennzeichnend für Pumpspeicherkraftwerke ist ihr Einsatz als Energiespeicher. In verbrauchsarmen Zeiten mit einem Erzeugungsüberschuss werden die niedrigen Strompreise genutzt, um das Wasser vom unteren in das obere Reservoir zu pumpen. Dort kann es dann über längere Zeit gespeichert werden, um bei Erzeugungsassen im Turbinenbetrieb Energie ins Netz zu speisen. In Abbildung 5 wird der schematische Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerkes dargestellt.



Abbildung 5 - Schematische Darstellung eines Pumpspeicherkraftwerks unter Verwendung einer Pelton-Turbine [7]

Abhängig von den topologischen und hydrologischen Gegebenheiten unterscheidet sich der zeitliche Einsatz von Speicherkraftwerken. Da der Füllstand von Wasserreservoiren in Norwegen zum Beispiel abhängig von Zuflüssen aus Gletscherschmelzen und Regen ist, variiert die Verfügbarkeit der Speicher. Die Wasserspeicher in Norwegen besitzen einen höheren Füllstand im September und einen geringeren Füllstand im April. Dadurch können in den Wintermonaten mit höherem Energiebedarf die Wasserspeicher zum Bedarfsausgleich genutzt werden. Je nach Füll- und Entleerzyklus ist eine Einteilung in Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresspeicher vorgesehen. Im Vergleich zu Monats- und Jahresspeichern in den Alpenregionen oder Skandinavien mit größeren Stauseen, werden auch kleinere künstlich erstellte Staubecken in Kombination mit Pumpspeicherkraftwerken als Tages- und Wochenspeicher verwendet [8]. Abbildung 6 zeigt den Vergleich der verschiedenen Turbinentypen in Bezug auf deren Schluckvolumen und Wirkungsgrad. Die Abszisse zeigt den gesamten möglichen Durchfluss der jeweiligen Turbinen normiert auf ihren Bemessungsdurchfluss. Die Ordinate stellt den zum Durchfluss entsprechenden Wirkungsgrad dar.



Abbildung 6 - Vergleich der Wirkungsgrade für verschiedene Turbinentypen [5]

Aus Abbildung 6 ist ersichtlich, dass die Pelton- und auch Kaplan-Turbine bereits bei Schluckvolumen unter 0,25 p.u. einen Wirkungsgrad von über 70 % erreichen, während die Francis-Turbine erst bei einem Schluckvolumen von über 0,5 p.u. einen Wirkungsgrad von 70 % erreicht. Die Daten der folgenden Untersuchung der Francis-Turbine beinhalten Schluckvolumen von 0,27 bis zu 1,1 p.u.

2.2.1 Francis-Turbine

Da für den praxisnahen Teil dieser Arbeit eine Francis-Turbine zum Einsatz kommt, soll diese vorab detaillierter beschrieben werden.

In Abbildung 7 ist das Schema einer Francis-Turbine dargestellt. Die blauen Pfeile repräsentieren dabei den Wasserzufluss, welcher auf die Turbinenschaufeln auftritt und die Welle mitsamt dem Rotor in eine rotatorische Bewegung versetzt. Im Generator wird die Rotationsenergie in elektrische Energie umgewandelt.



Francis Turbine

Abbildung 7 - Aufbau einer Francis-Turbine [10]

Die Francis-Turbine ist eine der gängigsten Wasserkraft-Turbinentypen. Aufgrund ihres breiten Einsatzbereiches kommt sie sowohl bei Speicherkraftwerken als auch bei Laufwasserkraftwerken zum Einsatz. Wie in Abbildung 2 zu erkennen ist, liegt die Erzeugungsleistung in einem Bereich von 20 kW bis zu 1 GW. Die Fallhöhen bei Francis-Turbinen reichen von unter 10 m bis zu über 800 m. [1] Der besondere schneckenförmige Aufbau des Wasserzuflusses verleiht dem Wasser einen zusätzlichen Drall, wodurch der Wirkungsgrad gegenüber anderen Gehäuseformen erhöht wird. Das feststehende Leitrad und die beweglichen Leitschaufeln drängen das Wasser in Richtung des Laufrads. Der Durchfluss des Wassers wird somit über die Leitschaufeln geregelt. Ihre Drehzahl liegt oberhalb die der Pelton-Turbine und unterhalb der Kaplan-Turbine. Die Turbine wird radial durchströmt und der Wasserfluss verlässt sie danach in axialer Richtung. Zur einfacheren Veranschaulichung wird in Abbildung 8 eine Francis-Turbine mit Leitapparat dargestellt, bei welcher die Zunahme der Durchflussgeschwindigkeit in Richtung der Laufschaufeln gut ersichtlich ist.



Abbildung 8 - Francis-Turbine mit Stromlinien [12]

2.3 Turbinencharakteristik

Mit den geeigneten Daten einer Turbine lässt sich die Charakteristik sehr gut beschreiben. Dazu werden die Fallhöhe, der Durchfluss, die Leistung, die Drehzahl, die Leitschaufelöffnung, sowie der Wirkungsgrad gegenübergestellt.

Abbildung 2 zeigt bereits einen Zusammenhang von Durchfluss und Fallhöhe, sowie die Leistungsgeraden für einen vorgegebenen Wirkungsgrad von 85 %.

2.3.1 Frequenzvariabler Einsatz der Francis-Turbine

Üblicherweise arbeiten Pumpspeicherkraftwerke bei fixen Drehzahlen, welche abhängig von der Polpaarzahl mit der Netzfrequenz gekoppelt werden können. Der Maschinensatz wird für eine bestimmte Drehzahl optimiert. Ändern sich jedoch die hydraulischen Gegebenheiten und der Arbeitspunkt der Maschine, so kann diese nicht mehr im optimalen Betriebspunkt arbeiten. Um Maschinen bei unterschiedlichen Drehzahlen trotzdem mit den größtmöglichen Wirkungsgrad zu betreiben, wurden früher mechanische Lösungen verwendet, wie etwa eine umschaltbare Anzahl von Polen. Heutzutage wird die Drehzahlvariabilität durch die ständig weiter fortschreitende Leistungselektronik realisiert.

2.4 Lastganglinie und Erzeugung

Um die Notwendigkeit von variabler Energieerzeugung besser zu demonstrieren, ist in Abbildung 9 die Ganglinie des Inlandsstromverbrauch von Österreich an einem Wochentag im Sommer dargestellt [13].



Ganglinie Inlandsstromverbrauch Österreich

Abbildung 9 - Ganglinie Inlandsstromverbrauch Österreich [14]

Der Tageslastgang beginnt am Morgen bis hin zur Mittagszeit zu steigen und nimmt danach wieder ab. Die Abszisse stellt die Tagesuhrzeit dar. Die Leistung, aufgetragen auf der Ordinate, bewegt sich in einem Band von etwa 5500 MW bis 9000 MW. Die Schwankungen sind sowohl wochentagsabhängig, als auch saisonal unterschiedlich. Zu den Ruhezeiten (00:00 Uhr bis 05:00 Uhr) ist der Stromverbrauch am geringsten, da die meisten Einwohner schlafen. Zu den Arbeitszeiten (ca. 08:00 Uhr bis 18:00 Uhr) ist der Stromverbrauch höher. Zur Mittagszeit zeichnet sich eine kleine Verbrauchsspitze aus, da zu dieser Zeit viele Einwohner ihr Essen am E-Herd zubereiten. Eine weitere Verbrauchsspitze am Abend ist zu erkennen, da zu dieser Zeit oft noch das Licht in den Haushalten eingeschalten wird und auch die Wasserboiler nach dem Duschen beginnen, sich wieder aufzuheizen.

Abbildung 10 zeigt den schwankenden Verlauf der Energieerzeugung aus Wind- und Solarenergie in Österreich an einem Wochentag im Sommer. Auf der Abszisse ist wieder die Tagesuhrzeit und auf der Ordinate die erzeugte Leistung dargestellt. Ein hoher Anteil an erneuerbaren Energien muss im Netz durch variabel einsetzbare Erzeuger bzw. Verbraucher ausgeglichen werden. Daher ist es von Interesse, variabel einsetzbare Kraftwerke auch mit einem optimalen Wirkungsgrad zu betreiben. Die Erzeugung aus Windenergie ist stark dargebotsabhängig. Die Erzeugung aus Solarenergie lässt sich sehr gut vorausplanen, da sie von den Sonnenstunden abhängig ist.

Erzeugung nach Typ



Abbildung 10 - Tagesverlauf der Energieerzeugung in Österreich [15]

2.5 Netzstabilität bei erneuerbaren Energien

Erzeuger im Bereich der erneuerbaren Energien haben einen großen Einfluss auf die Netzstabilität. Durch ihre Abhängigkeit vom Wetter können sie große Schwankungen im Leistungsfluss des Stromnetzes verursachen und zugleich tragen sie, bis auf wenige Ausnahmen, nicht zur Systemträgheit bei. Eine entsprechende Kombination aus erneuerbaren Energien und Erzeugern mit hoher Regelleistung für den Ausgleich der Leistungsschwankungen ist daher sehr bedeutsam. Die Netzstabilität ist gegeben, wenn die Frequenz-, Spannungs-, und Winkelstabilität gewährleistet ist. Frequenz und Spannung sollen nicht von ihrem Sollwert abweichen.

Primär trägt die Massenträgheit von Synchronmaschinen zur Systemträgheit und somit zur Stabilität des Netzes bei. Zwar besitzen auch Windkraftwerke mit ihrem Rotor ein Trägheitsmoment, jedoch sind diese meist durch Gleichstromzwischenkreise von der Netzfrequenz getrennt. Durch einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien in einem Übertragungsnetz besteht somit die Gefahr einer fehlenden Primärleistung [16].

Um die Auswirkung der Massenträgheit auf die Netzstabilität zu simulieren, wird auf die empirisch ermittelte Netzanlaufzeitkonstante T_{Asys} zurückgegriffen. Diese liegt im Netz der ENTSO-E zwischen 10 und 12 Sekunden. Zur Ermittlung dieser wird das Produkt der Summe der Massenträgheiten, $\Theta_{KW,n}$, der Kraftwerke im Netz und dem Quadrat der Bemessungsdrehzahl, ω_r , im Verhältnis zur Netzlast, $P_{Netzlast}$, gesetzt.

$$T_{\rm Asys} = \frac{\sum_{1}^{n} \theta_{\rm KW,n^*} \omega_r^2}{P_{\rm Netzlast}}$$
(7)

Abbildung 11 zeigt die unterschiedlichen Sprungantworten eines Auslegungsstörfalls. Auf der Abszisse aufgetragen ist die Zeit zu sehen, während auf der Ordinate die Frequenz dargestellt ist. Mit sinkender Netzanlaufzeitkonstante, T_{Asys} , steigt die dynamische Frequenzabweichung, Δf_{dyn} , was einen steileren Gradienten zur Folge hat (gestrichelte Graphen). Es ist also das indirekt proportionale Verhalten der Netzanlaufzeitkonstante zur dynamischen Frequenzabweichung, Δf_{dyn} , gut zu erkennen.



Abbildung 11 - Auswirkung verringerter Systemträgheit auf die Netzfrequenz [17]

2.6 Regler Grundlagen

Zur Modellierung von dynamischen Systemen werden diese aus einer Kombination von Regelgliedern aufgebaut. Da im weiteren Verlauf der Arbeit auf Regeleinheiten des Kraftwerksystems eingegangen wird, sollen im Folgenden grundlegende Regelglieder und deren Funktion beschrieben werden [18, 19].

2.6.1 Proportionalglied

Das Proportionalglied bildet am Ausgang y eine Größe, die proportional zur Eingangsgröße u ist. Mathematisch wird das P-Glied durch folgende Gleichung beschrieben:

$$y(t) = K * u(t)$$
(8)

Der Parameter *K* wird auch als Verstärkungsfaktor bezeichnet. Die Sprungantwort, aufgetragen auf der Ordinate, des P-Gliedes wird in Abbildung 12 dargestellt. Die Abszisse stellt den zeitlichen Verlauf dar. Der Nachteil des P-Reglers ist die bleibende Regelabweichung. Sie ist definiert als die bleibende Abweichung zwischen der Führungsgröße und der Regelgröße im stationären Zustand. Da der P-Regler seine Stellgröße nur bei einer Regeldifferenz ändert, behält er im stationären Zustand eine Regelabweichung.



Abbildung 12 - Übertragungsfunktion im Zeitbereich für das P-Glied

2.6.2 Verzögerungsglied erster Ordnung (PT1-Glied)

Das Verzögerungsglied erster Ordnung wird durch folgende Differentialgleichung mathematisch beschrieben:

$$T\frac{\mathrm{d}\mathbf{y}(t)}{\mathrm{d}t} + \mathbf{y}(t) = K * \mathbf{u}(t)$$
(9)

Der Parameter *T* ist hierbei die Zeitkonstante für die Verzögerung am Ausgang und der Parameter *K* der Verstärkungsfaktor des Systems. Typisch für das System ist, dass zum Zeitpunkt t = T ca. 63 % des stationären Endwertes $h_{\infty} = K$ erreicht wurden. In der Praxis wird als Faustformel verwendet, dass der stationäre Endwert h_{∞} nach $t \ge 5 \cdot T$ erreicht wird. Beim PT1-Glied wird der Eingang mit einer Zeitverzögerung proportional auf den Ausgang abgebildet. Die Übertragungsfunktion im Zeitbereich wird in Abbildung 13 dargestellt. Auf der Abszisse wird wieder die Zeit aufgetragen und die Ordinate stellt den Wert der Sprungantwort dar.



Abbildung 13 - Übertragungsfunktion im Zeitbereich für das PT1-Glied

2.6.3 Integrator (I-Glied)

Der Integrator wird beschrieben durch die Differentialgleichung:

$$y(t) = \frac{1}{T_N} * \int_0^{T_1} u(t) * dt$$
 (10)

Das I-Glied bewirkt ein integratives Verhalten des Ausgangs, abhängig von der Eingangsgröße u und der Nachstellzeit T_N . Der Gradient des Ausgangssignals wird durch die Nachstellzeit beeinflusst. Abbildung 14 zeigt die Übertragungsfunktion im Zeitbereich. Der Wert der Sprungantwort ist wieder auf der Ordinate aufgetragen, während die Zeit auf der Abszisse dargestellt ist.



Abbildung 14 - Übertragungsfunktion im Zeitbereich für das I-Glied

2.6.4 Proportionalglied mit integrierendem Anteil (PI-Glied)

Ein weiteres Regelglied, welches in den Regelkreisen oft eingesetzt wird, ist das PI-Glied. Es ist eine Kombination aus dem Proportionalglied, das direkt auf den Ausgang wirkt, und einem integrierenden Anteil. Damit ergibt sich die folgende mathematische Beziehung zwischen Ein- und Ausgangssignal:

$$y(t) = K_{P} * u(t) + \frac{1}{T_{N}} * \int_{0}^{T_{1}} u(t) * dt$$
(11)

Die Kombination der Eigenschaften von P-Glied und I-Glied führt zu einer schnelleren Reaktion des Reglers (durch P-Anteil) und dass dieser gleichzeitig keine Regelabweichung aufweist.

2.7 Aufbau und Funktion Turbinenregler

Die Primärregelbeteiligung eines Kraftwerkblocks wird üblicherweise über den Turbinenregler beeinflusst, in welcher er als Drehzahlregler fungiert. Neben der prinzipiellen Funktion des Proportionalreglers für die Statikeinstellung der Primärregelung ist im Turbinenregler auch das essenzielle Modell für die dynamischen Simulationen hinterlegt. Die Funktion als Drehzahlregler wird im späteren Verlauf der Arbeit zur Einstellung der Drehzahl für den optimalen Wirkungsgrad der Maschine verwendet. Je nach Verhalten der verschiedenen Turbinen gibt es unterschiedliche Modelle [7].

2.7.1 HYGOV-Turbinenregler

Der HYGOV-Turbinenregler aus Abbildung 15 besteht aus zwei Teilen. Der erste Teil bildet einen Drehzahl- oder Leistungsregler sowie das Stellglied nach (1), der zweite Teil (2) modelliert das nichtlineare hydraulische System, wobei das Modell für den gesamten Arbeitsbereich der Turbine gültig ist. Es ist also ein uneingeschränkter Pump- und Turbinenbetrieb möglich, von Drehzahlen beim Leerlauf bis hin zur maximalen Laufradschaufelöffnung. Die Verwendung des Turbinenreglers in dieser Arbeit wird in Kapitel 3.2.2.2 näher beschrieben. Der HYGOV-Turbinenregler bietet die Möglichkeit einer Regelung der Drehzahl oder der Leistung. Abbildung 15 zeigt das Modell des Turbinenreglers aus der Standardbibliothek von DIgSILENT PowerFactory 2021 SP3.



Abbildung 15 - HYGOV Turbinenregler (DIgSILENT Bibliothek)

Das Modell (2) in Abbildung 15 bildet das dynamische System für Druckstöße der Wassersäule nach. Es wird ein starres Modell für die Wasserdynamik verwendet. Im Vergleich zum elastischen Modell der Wasserdynamik in Druckrohrleitungen, bei welchem nahezu alle Arten von dynamischen Strömungen nachgebildet werden können, wird beim starren Modell das Verhalten der Druckänderung in den Rohrleitungen ignoriert. Da bei den folgenden Untersuchungen das Hauptaugenmerk auf die Drehzahlregelung gelegt wird, wird das starre Modell für die Wasserdynamik verwendet [20].

2.8 Netzanbindung von frequenzvariablen Kraftwerken

Aufgrund von Abweichungen der Maschinendrehzahl von der Netzfrequenz ist eine geeignete Kopplung mit dem Netz notwendig. In diesem Kapitel wird eine häufig vorkommende Möglichkeit zur Netzkopplung beschrieben.

2.8.1 Back-To-Back Converter

Um das Netz vor Störungen zu schützen, werden unter anderem AC/DC/AC-Systeme verwendet. Diese werden mit geeigneten Regelstrategien betrieben, etwa zur Steuerung bei elektrischen Maschinen oder auch bei Hochspannungs-Gleichstromübertragungen (HGÜ). Die Gleichstrom-Verbindung in der BTB-Topologie wird zur Leistungsübertragung eingesetzt, welche zwischen den beiden AC-Systemen stattfindet. Durch die verschiedenen Topologien der BTB-Converter können etwa mehrstufige

Spannungsebenen in den Wandlerstationen erreicht werden, wodurch Leistungsverluste und Oberschwingungen reduziert werden [21].



Abbildung 16 - Kopplung von zwei AC-Systemen unter Verwendung eines Wandlers mit IGBTs [22]

In der Topologie von Abbildung 16 wird ein System zur Leistungsübertragung mittels eines DC-Zwischenkreises dargestellt. Das Spannungsniveau des Zwischenkreises liegt im Mittelspannungsbereich. Sie werden auch dazu genutzt, um Netze mit verschiedenen Frequenzen und Charakteristiken zu verbinden, wozu sie auch in den Topologien der folgenden Arbeit verwendet werden. Die beiden Konverter werden so geregelt, dass sie über den Blindleistungsfluss den Wirkleistungsfluss zwischen den beiden Systemen einstellen.

3 Methodik

In der Methodik soll nun, aufbauend auf den beschriebenen Grundlagen aus der Theorie, die Vorgehensweise zur Aufbereitung der Daten, sowie zur Erstellung eines geeigneten Simulationsmodells beschrieben werden.

3.1 Aufbau und Aufbereitung der Turbinendaten

Die Daten der Francis-Turbine beinhalten die folgenden Parameter, welche zur Beschreibung der Turbinen-Charakteristik und zur Erstellung des Simulationsmodells gedient haben:

- Fallhöhe
- Durchfluss
- Turbinendrehzahl
- Turbinenleistung
- Leitschaufelöffnung
- Wirkungsgrad

3.1.1 Analyse der Turbinen-Charakteristik

Für eine erste Einschätzung der Turbinen-Charakteristik werden die Daten in einem H-Q-Plot gegenübergestellt.



Abbildung 17 - Hillchart einer Francis-Turbine für eine Turbinendrehzahl n = 1,00 p.u.

In Abbildung 17 ist für jede vorhandene Kombination aus Fallhöhe auf der Abszisse und Durchfluss auf der Ordinate der Wirkungsgrad und die Leistung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Arbeitsbereich mit dem höchsten Wirkungsgrad für die Bemessungsdrehzahl im Bereich einer Fallhöhe von 0,85 bis 1,00 p.u., sowie einem Durchfluss von 0,7 bis 0,8 p.u. liegt. In diesem Arbeitsbereich können Leistungen von 0,84 bis 1,08 p.u. mit einem Wirkungsgrad von über 0,93 erreicht werden.

Als Vergleich zu Abbildung 17 werden nun in Abbildung 18 die Daten für eine Drehzahl von 0,83 p.u. dargestellt.



Abbildung 18 - Hillchart einer Francis-Turbine für eine Turbinendrehzahl n = 0.83 p.u.

In Abbildung 18 ist nun ein optimaler Arbeitsbereich bei einer Fallhöhe von 0,58 bis 0,66 p.u. sowie einem Durchfluss von 0,6 bis 0,68 p.u. zu erkennen. Wieder ist auf der Abszisse die Fallhöhe aufgetragen und auf der Ordinate der Durchfluss. Hier können, im Vergleich zu Abbildung 17, Leistungen von 0,47 bis 0,59 p.u. für denselben Wirkungsgrad von über 0,93 erreicht werden.

Ein Beispiel für einen Drehzahlbereich von über 1,00 p.u. ist in Abbildung 19 zu sehen. Wieder wird der Wert der Fallhöhe auf der Abszisse und der Wert des Durchflusses auf der Ordinate aufgetragen. Hier liegt die Drehzahl der Turbine bei 1,04 p.u., was einen optimalen Arbeitsbereich mit einer Fallhöhe von 0,9 bis 1,08 p.u. und einem Durchfluss von 0,74 bis 0,86 p.u. bei einem Wirkungsgrad von über 0,93 zur Folge hat. Die Leistung in diesem Arbeitsbereich liegt zwischen 0,91 und 1,21 p.u..



Turbine Hillchart, Wirkungsgrad für n = 1,04 pu (schwarz: Wirkungsgrad = konst., rot: Leistung = konst. in p.u.)

Abbildung 19 - Hillchart einer Francis-Turbine für eine Turbinendrehzahl n = 1,04 p.u.

3.1.2 Aufbereitung der Turbinen-Daten für das Simulationsmodell

Die Anforderung an das Simulationsmodell ist, dass für eine gegebene Fallhöhe und geforderte Leistung, auf die Drehzahl mit dem optimalen Wirkungsgrad geregelt werden soll. Die ermittelte Drehzahl wird dann vom Turbinenregler eingestellt. Dazu wird nun aus den Daten der Turbine eine Lookup-Tabelle erstellt, welche für jede verfügbare Kombination aus gegebener Fallhöhe, zu entnehmen von der Ordinate, und geforderter Leistung, aufgetragen auf der Abszisse, die Drehzahl vorgibt, bei welcher der Wirkungsgrad das Optimum hat. Eine graphische Darstellung dieser Lookup-Tabelle ist in Abbildung 20 gegeben.



Abbildung 20 - Graphische Darstellung der Lookup-Tabelle

Der Drehzahlbereich für die Turbine umfasst Werte von 0,84 p.u. bis 1,05 p.u. Weiters ist ersichtlich, dass mit den gegebenen Daten nicht für jede Kombination von Fallhöhe und Leistung Werte existieren, weshalb in der Darstellung ein blanker Bereich ohne Datenpunkte zu sehen ist. Die Variationen für die dynamischen Simulationen werden also durch die Werte aus Abbildung 20 eingegrenzt. Da die Turbine für einen bestimmten Leistungsbereich ausgelegt ist ($P/P_r = 1$ p.u.), ist in diesem Bereich die Drehzahl für den optimalen Wirkungsgrad ebenfalls ca. $n/n_{BEP} = 1,0$ p.u.

3.2 Topologie im Beispiel-Energienetz

Um das dynamische Verhalten der drehzahlvariablen Francis-Turbine zu simulieren, wird nun die Simulationssoftware DIgSILENT Powerfactory Version 2021 SP3 verwendet. Damit soll ein Beispielnetz aufgebaut werden, in welchem eine Synchronmaschine über einen Back-to-Back-Converter mit einem Netz gekoppelt ist.

3.2.1 Netzaufbau

Aufgrund der Drehzahlvariabilität des Energieerzeugers kann dieser nicht direkt an das 50-Hz-Netz angebunden werden. Als Lösung wird hier die Methode eines Back-To-Back-Converters (2) verwendet, wie in Kapitel 2.8.1 beschrieben. In Abbildung 21 wird die Netztopologie aus der Simulationssoftware dargestellt.



Abbildung 21 - Verwendete Modelltopologie

Abbildung 21 zeigt den Netzaufbau mit den folgenden wesentlichen Abschnitten:

- (1) Die Synchronmaschine stellt das Modell des Energieerzeugers dar, in welchem die zu untersuchende Francis-Turbine hinterlegt ist. Dieses Modell wird in Punkt 3.2.2 n\u00e4her beschrieben.
- (2) Um den drehzahlvariablen Erzeuger (1) an das Netz anzubinden, wird ein Back-To-Back-Converter (2) verwendet. Der Aufbau und die Funktion werden in Punkt 3.2.3 n\u00e4her beschrieben.
- (3) Ein 2-Wicklungstransformator wird in der Topologie verwendet, um das 19 kV Netz auf die 380kV-Ebene zu transformieren.
- (4) Das externe Netz wird als Slack mit einer Kurzschlussleistung von 10000 MVA und einem Impedanzverhältnis R/X = 0,1 modelliert.

3.2.2 Dynamisches Modell der Synchronmaschine

Für die Synchronmaschine wurde in der Simulationssoftware ein vorgefertigtes Modell gewählt und danach erweitert, um die Einbindung der LookUp-Tabelle aus MATLAB zu ermöglichen. Abbildung 22 zeigt den Verdrahtungsplan "SYM Frame_no droop" aus der DIgSILENT Bibliothek, welcher in der Synchronmaschine hinterlegt ist.



Abbildung 22 - Verdrahtungsplan der verwendeten Synchronmaschine (SYM Frame no_droop)

Der Verdrahtungsplan besteht aus Blöcken, welche über Signalleitungen miteinander verbunden sind. Die einzelnen Blöcke können mit vorgefertigten oder selbst erstellten Modellen belegt werden. Die verwendeten Blöcke und deren Funktion sind folgende:

- (1) <u>Matlab und Integrator</u>: Hierin steckt die LookUp-Tabelle mit den Daten der Francis-Turbine. Abhängig von der zu erzeugenden Leistung *pgt* am Signaleingang liefert der Slot die Vorgabe für die optimale Drehzahl *wref* des Turbinenbetriebs am Signalausgang. Um die Signalverläufe realitätsnahe zu halten und plötzliche Sprünge zu vermeiden, wird für die Drehzahl *wref* ein Integrator nachgeschaltet.
- (2) <u>Turbinenregler:</u> Der Turbinenregler regelt die Turbinenleistung abhängig von der Differenz der Ist- und Soll-Drehzahl. Dieser wird in Punkt 3.2.2.2 näher beschrieben.
- (3) <u>Erregersystem:</u> Beim Erregersystem wird die Erregerspannung (ve) der Synchronmaschine so geregelt, dass der Erregerstrom ie konstant bleibt. Als Signaleingänge für die Regelung werden die Spannungsamplitude (ut) und der aktuelle Erregerstrom (ie) verwendet. Der Differenz der beiden Eingänge wird ein PT1-Glied nachgeschaltet, welches den Wert für den Ausgang und somit die Erregerspannung (ve) bildet.
- (4) <u>Generator</u>: Der Block des Generators wird mit dem Modell der Synchronmaschine aus dem Netz besetzt.

Die übrigen Blöcke aus Abbildung 22 wurden für die dynamische Simulationen nicht besetzt.

3.2.2.1 Implementierung der Turbinen-Daten

Im Verdrahtungsplan der Synchronmaschine (Abbildung 22) ist im Block "Matlab" (1) die LookUp-Tabelle für den drehzahlvariablen Betrieb der Maschine hinterlegt. Im Folgenden wird nun auf die Implementierung und die Funktionswiese dieses Blocks eingegangen.

Für die dynamische Simulation in PowerFactory wird eine Simulationsdauer und eine Integrationsschrittweite für das Modell eingestellt. Für die Optimierung der Reglerparameter wurde eine Simulationsdauer von 120 s gewählt und für die Simulation des endgültigen Systemaufbaus wurde eine Simulationsdauer von 480 s gewählt. Die Integrationsschrittweite wurde durchgehend mit 0,001 s beibehalten. In jedem Schritt werden die Werte des Modells für die aktuellen Parameter berechnet. Je nach vorgegebener Wirkleistung des BTB-Converters regelt das Modell der Synchronmaschine auf diese Leistung nach. Im Verdrahtungsplan der Synchronmaschine (Abbildung 22) ist der Parameter für diese Leistung das Eingangssignal für den Matlab-Block, welcher auf die LookUp-Tabelle in MATLAB zugreift. Als fixer Parameter für diesen Block ist auch noch die Fallhöhe vorgegeben, welche vor jeder Simulation explizit geändert werden kann. Somit werden die Leistung und die Fallhöhe als Parameter an MATLAB weitergegeben, wo dann durch Approximation die optimale Drehzahl berechnet wird. Bevor der Parameter für die Drehzahl an den Turbinenregler weitergegeben wird, durchläuft er ein Integrationsglied. Mit diesem kann durch einstellen der Integrationszeit ein sprunghafter Verlauf vermieden werden, was das Modell realitätsgetreuer macht. Die optimale Drehzahl für die aktuelle

Leistung wird über den Integrator an den Turbinenregler weitergegeben, welcher dann die Turbine entsprechend regelt, sodass die Ist-Drehzahl wieder der Solldrehzahl nachfolgt.

3.2.2.2 Funktion und Aufbau des Turbinenreglers

Der Turbinenregler regelt die Ausgangsleistung der Turbine abhängig von der Drehzahldifferenz. Der folgende Standarddrehzahlregler von DIgSILENT aus Abbildung 23 ist im Slot des Turbinenreglers hinterlegt und wurde grundlegend bereits in Kapitel 2.7.1 erklärt.



Abbildung 23 – Verwendeter Turbinenregler (DIgSILENT Bibliothek - gov_HYGOV)

Als Signaleingänge zur Drehzahlregelung werden die Signale *w* und *wref* verwendet. *wref* ist hier die vorgegebene Solldrehzahl aus den Daten der LookUp-Tabelle. Der obere Teil des Modells, bestehend aus zwei PT1-Gliedern, einem PI-Glied, sowie einer Rückkopplung, stellt den Regelkreis für die Drehzahlregelung dar. Das PT1-Glied am Eingang mit dem Parameter *Tf* dient als Filter und glättet die Drehzahldifferenz *dw* bevor sie an das PI-Glied weitergegeben wird. Über das PI-Glied wird die Leistungsänderung aus der Drehzahldifferenz berechnet und kann zusätzlich noch begrenzt werden. Über die Rückkopplung *R* kann eine bleibende Regelabweichung zur Sollfrequenz nachgebildet werden. Um die Stellgeschwindigkeit des Systems realitätsnahe nachbilden zu können, wird diese über das zweite PT1-Glied beschränkt.

Der untere Teil des Modells dient zur Nachbildung der Wasserdynamik in einem Wasserkraftwerk. Für diesen Teil wurden die voreingestellten Standardwerte des Reglers verwendet.

3.2.2.3 Variable Parameter des Turbinenreglers

Folgende Parameter wurden in der dsl-Datei des Turbinenreglers zur Optimierung des Reglers eingestellt [23]:

• *Tf* – Filter Time Constant

Die Drehzahldifferenz *dw* kann Störungen oder Schwingungen aufweisen. Diese werden mit dem PT1-Glied, durch Einstellen der Filterzeitkonstante *Tf* minimiert.

• r – Temporary Droop

Mit dem Parameter für den momentanen Lastabfall bzw. Lastanstieg kann die Reaktion der Turbine auf sprunghafte Änderungen der Regelgröße eingestellt werden. Dies soll die Trägheit der Turbine nachbilden.

• Tr – Governor Time Constant

Die Zeitkonstante für das PI-Glied des Drehzahlreglers ist ein Parameter für die Geschwindigkeit der Reaktion auf Laständerungen.

• *Tg* – Servo Time Constant

Dies ist der Parameter des zweiten PT1-Gliedes. Dieser sollte in Kombination mit dem PI-Glied abgestimmt werden, da damit die Verzögerung eingestellt wird, mit welcher die Laständerung der Turbine an das System am Ausgang weitergegeben wird.

Dturb – Frictional Losses Factor

Der Parameter gewichtet, abhängig von der Drehzahl, den Einfluss der Reibungsverluste auf die Turbine.

• Tw – Water Starting Time

Der Wert zur Beeinflussung der Fließgeschwindigkeitsänderung ist ein Regelparameter für das starre Modell der Dynamik der Wassersäule.

- At Turbine Gain
 Der Wert f
 ür die Turbinenverst
 ärkung im Regelkreis wurde auf dem Standardwert von 1 p.u. belassen.
- PN Turbine Rated Power
 PN ist der Wert zur proportionalen Änderung der berechneten Turbinenleistung. Dieser
 Parameter wurde auf dem Wert 0 belassen.

3.2.3 Back-To-Back-Converter

Zur Netzanbindung des drehzahlvariablen Erzeugers wird ein BTB verwendet. Auf den grundlegenden Aufbau und die Funktion eines solchen wurde bereits in Kapitel 2.8.1 näher eingegangen.

Der in Abbildung 21 dargestellte BTB besteht aus einem maschinenseitigen, sowie einem netzseitigen 2-Stufen-Umrichter. Diese werden jeweils mit einer sinusförmigen PWM moduliert. Die Bemessungsspannung der beiden Umrichter ist auf die maschinenseitige Betriebsspannung von 19 kV eingestellt. Auf der Netzseite wird die Spannung des netzseitigen Umrichters dann mittels eines 2-Wicklungstransformators von 19 kV auf die Netzspannung transformiert. Weiters befindet sich im Gleichspannungs-Zwischenkreis zwischen der positiv und negativ gepolten Gleichspannung von 19 kV ein Zwischenkreiskondensator. Dieser ist für eine Gleichspannung von 38 kV und einer Bemessungsleistung von 157 MVA ausgelegt. Die Berechnung für den Kapazitätswert folgt in Formel 12.

$$C = \frac{I_{\rm DC}}{\Delta U_{\rm DC} * U_{\rm DC}} * \frac{1}{2 * \pi * f_{\rm switch}}$$
(12)

Der Strom für den Gleichspannungszwischenkreis I_{DC} wird aus der Bemessungsleistung der Umrichter (157 MVA) und der Spannung des Zwischenkreiskondensators, U_{DC} (38 kV) berechnet. Für die Fluktuation der Gleichspannung ΔU_{DC} wurde ein Wert von 2 mV gewählt und für die Schaltfrequenz der Umrichter f_{switch} wurde ein Wert von 2,5 kHz gewählt. Somit ergibt sich folgende Berechnung (13) und folgendes Ergebnis:

$$C = \frac{\frac{157 \text{ MVA}}{38 \text{ kV}}}{2 \text{ mV} \times 38 \text{ kV}} * \frac{1}{2 \times \pi \times 2.5 \text{ kHz}} = 3,46 \text{ mF}$$
(13)

Für den Zwischenkreiskondensator wurde folglich eine Kapazität von 3,5 mF gewählt. Der maschinenseitige Umrichter übernimmt die Spannungs- und Wirkleistungs-Regelung auf der Seite der Synchronmaschine. Der netzseitige Umrichter ist für eine Gleichspannung und Blindleistungs-Regelung ausgerichtet. In Abbildung 24 ist der Frame des Umrichtermodells dargestellt, welches die Funktion verständlicher machen soll.



Abbildung 24 - Frame Back-To-Back-Converter

Bei diesem Umrichtermodell handelt es sich um ein abgeändertes Modell einer Anbindung eines Windkraftwerkparks an ein Netz. Der Vac-P Controller regelt den maschinenseitigen PWM-Umrichter und der Vdc-Q Controller regelt den netzseitigen PWM-Umrichter. Da die Regelung des Erregersystems einen konstanten Erregerstrom liefert, kann die Regelung des Leistungsflusses zwischen Maschine und Netz vom BTB-Converter übernommen werden. Die Eingangssignale für die Regelung sind "P_Spec", welches die Leistungsvorgabe für die Maschine ist. Dies wird während der Simulation geändert, um so die Laständerungen für die Maschine zu simulieren. "PQ Gen" und "AC Gen Vol." sind die Leistungsund Spannungsmessinstrumente auf der Maschinenseite. "AC Grid Volt.", "DC Bus" und "PQ Grid" sind die netzseitigen Messinstrumente für Spannung- und Leistungsmessung an der Netzseite, sowie die Gleichspannungsmessung zwischen den beiden Umrichtern. "PLL_R" und "PLL_I" sind für die Phasenmessung am netzseitigen und maschinenseitigen Umrichter.

3.2.4 Parameterauszüge

Das Simulationsmodell beinhaltet eine Vielzahl von Parametern, welche vom Benutzer verändert werden können. Folgend sind die wichtigsten Parameterauszüge dargestellt, welche für das Simulationsmodell bereits angepasst wurden.

Die essenziellen Parameter für die Blöcke des Verdrahtungsplans der Synchronmaschine aus Abbildung 22 sind unter anderem die des Turbinenreglers, wie in Tabelle 1.

Parameter	Wert
r, Temporary Droop in p.u.	0,3
<i>Tr</i> , Governor Time Constant in s	15
<i>Tf</i> , Filter Time Constant in s	0,2
<i>Tg</i> , Servo Time Constant in s	0,2
Tw, Water Starting Time in s	0,5
At, Turbine Gain in p.u.	1
Dturb, frictional losses factor in p.u.	0
<i>qnI</i> , No Load Flow in p.u.	0
<i>R</i> , Permanent Droop in p.u.	0
PN, Turbine Rated Power in MW	0
Gmin, Minimum Gate Limit in p.u.	0
Gmax, Maximum Gate Limit in p.u.	0,15
Velm, Gate Velocity Limit in p.u.	1

Tabelle 1 - Parameterauszug Turbinenregler

Ein weiterer Block des Verdrahtungsplans der Synchronmaschine stellt das Erregersystem dar. Die zugehörigen Parameter aus Tabelle 2 dienen zur Einstellung des PT1-Gliedes aus dem Erregersystem.

Parameter	Wert	
К	100	
Т	0,001	

Tabelle 2 - Parameterauszug Erregersystem

Wie in Kapitel 3.2.2.1 beschrieben, wird dem Matlab Block im Verdrahtungsplan der Synchronmaschine eine Fallhöhe (*H_preset*) vorgegeben, welche für die Berechnung der optimalen Drehzahl nötig ist (Tabelle 3).

Parameter	Wert
H_preset	395

Tabelle 3 - Parameterauszug Matlab Block

Für das Modell des Umrichters des Back-To-Back-Converters werden die Parameter aus Tabelle 4 für die Bemessungsgrößen gewählt.

Bemessungsspannung (AC)	19 kV
Bemessungsspannung (DC)	38 kV
Bemessungsleistung	157 MVA
Modulation	Sinusförmige PWM

Tabelle 4 - Parameterauszug Back-To-Back-Converter

Für das dynamische Modell des Back-To-Back-Converters aus Abbildung 24 sind die Parameter des Vac-P Controllers und des Vdc-Q Controllers relevant. Die Werte des Vac-P Controllers sind in Tabelle 5 zu sehen.

Parameter	Wert
<i>TfP</i> , Meas. Delay Active Power in s	0,01
TfVac, Meas. Delay AC Voltage in s	0,01
<i>TfVdc</i> , Meas. Delay DC Voltage in s	0,01
KP, Active Power Control Gain in p.u.	0,5
TP, Active Power Control Time Constant in s	0,005
KVac, AC Voltage Control Gain in p.u.	5
TVac, AC Voltage Control Time Constant in s	0,01
KVdc, DC Voltage Control Gain in p.u.	0
TVdc, DC Voltage Control Time Constant in s	0,05
deltaVdc	0,05
i_Min	-1
i_Max	1
iMax	1,1

Tabelle 5 - Parameterauszug Vac-P Controller

Parameter	Wert
TfQ, Meas. Delay Reactive Power in s	0,01
<i>TfVdc</i> , Meas. Delay DC Voltage in s	0,001
<i>KVdc</i> , Reactive Power Control Gain in p.u.	5
<i>TVdc</i> , Reactive Power Control Time Constant in s	0,008
KQ, Reactive Power Control Gain in p.u.	1
TQ, Reactive Power Control Time Constant in s	0,05
i_Min	-1,1
i_Max	1,1
iMax	1,1

Die Parameterwerte des Vdc-Q Controllers sind in Tabelle 6 zu sehen.

Tabelle 6 - Parameterauszug Vdc-Q Controller

3.3 Dynamische Simulationen in DIgSILENT

In der Simulationssoftware DIgSILENT können verschiedenste Simulationen in Energienetzen durchgeführt werden. Um das Verhalten der drehzahlvariablen Wasserkraftturbine und dem zugehörigen Netzaufbau zu untersuchen, wird die RMS-Simulation verwendet. Sie beinhaltet eine Simulationsüberwachungsfunktion zur Überwachung der Spannung, der Frequenz oder anderer Parameter und dient zur Analyse von Mittel- und Langzeitvorgängen in symmetrischen als auch unsymmetrischen Zuständen. Dabei werden Modelle mit Hilfe der eigenen Simulationssprache von DIgSILENT (dsl) erstellt. Es können vorgefertigte Modelle verwendet werden und vom Benutzer erweitert und bearbeitet werden.

3.3.1 Empirische Ermittlung der optimalen Turbinenregler-Parameter

Für eine möglichst realitätsnahe Funktion des Turbinenreglers wurden die Parameter des Regelkreises variiert und ein Regelverhalten gesucht, bei welchem das Schwingungsverhalten minimiert wird. Folgend werden die Einflüsse der einzelnen Parameter grafisch dargestellt und erläutert. Dazu wird in Abbildung 25 eine Simulation mit den optimierten Parametern dargestellt und anschließend die abweichenden Simulationen bei abgeänderten Parametern. Die Simulationszeit ist jeweils auf der Abszisse aufgetragen, während im oberen Plot der Wert der Drehzahl in p.u. die Ordinate darstellt und der untere Plot den Wert der Leistung in p.u. darstellt.



Abbildung 25 - Schwingungsoptimierte Reglereinstellungen

In Kapitel 3.2.2.2 wurden der Aufbau und die Regelparameter bereits beschrieben. In Abbildung 22 sind die Signale zu finden, auf welche die Regelparameter Einfluss haben. Die wesentlichen Signale des Verdrahtungsplans der Synchronmaschine sind, wie auch in Abbildung 25 zu sehen, die aktuelle Drehzahl der Synchronmaschine *w* und die vorgegebene optimale Drehzahl zur Drehzahlregelung für den aktuellen Betriebspunkt *wref. Pref* zeigt die in der Lookup-Tabelle zugehörige Leistung zur optimalen Drehzahl. Diese dient lediglich zur Überwachung der Funktion des MATLAB-Blocks und sollte immer der zu erzeugenden Leistung der Synchronmaschine *pe* folgen. *pt* ist das Ausgangssignal des Turbinenreglers, welches immer auf die Leistung *pe* nachregeln soll. Da die einstellbaren Parameter den Ausgang des Turbinenreglers *pt* regeln, soll dieser optimiert werden und gleichzeitig auf einen optimalen Verlauf von *w* und *wref* geachtet werden.

Die Parameter *Tf, r, Tr*, sowie *Tg* des Turbinenreglers aus Abbildung 23, welche in Kapitel 3.2.2.3 bereits erläutert wurden, werden in den folgenden Simulationen verändert und die Auswirkung veranschaulicht. "Simulation 01" in Abbildung 26 ist die dynamische Simulation mit optimierten Reglereinstellungen.



Abbildung 26 - Regeleinfluss von Tf

Auf allen drei Plots stellt die Abszisse die Zeit dar. Im obersten Plot ist auf der Ordinate die Drehzahl in p.u. dargestellt, im mittleren und unteren Plot die Leistung in p.u.. Für *"Simulation 02"* wurde der Parameter *Tf* um einen Faktor von fünf erhöht. Da es sich hierbei um ein Verzögerungsglied handelt, beeinflusst der Parameter *Tf* die Regelgeschwindigkeit und verursacht in der dynamischen Simulation einen zeitlich verzögerten Anstieg der Signale *w* und *pt*. In *"Simulation 04"* wird der Wert von *Tf* um einen Faktor von fünf verringert. Der Regler arbeitet dabei beinahe gleich wie in *"Simulation 01"* und könnte daher ebenfalls verwendet werden.

In Abbildung 27 wurde nun der Einfluss vom Parameter *r* auf den Regler untersucht. Auf allen drei Plots wird auf der Abszisse die Zeit dargestellt. Die Ordinate repräsentiert am oberen Plot die Drehzahl in p.u. und auf dem mittleren und unteren Plot die Leistung in p.u.



Abbildung 27 - Regeleinfluss von r

"Simulation 01" ist nach wie vor die Ausgangssimulation, während bei "Simulation 02" der Parameter *r* des PI-Gliedes aus Abbildung 15 um den Faktor fünf erhöht wurde. Zusammen mit dem Parameter *Tr* sind diese beiden Parameter für die Einstellung des PI-Gliedes verantwortlich. Eine zu starke Erhöhung des Regelparameters *r* führt, wie in Abbildung 27 zu sehen, zu einem verzögerten Überschwingen der Ausgangsgrößen. In Abbildung 28 wird der Wert für den Parameter *r* auf dem optimierten Wert belassen und im Vergleich dazu, der Einfluss der Zeitkonstante *Tr* des PI-Gliedes betrachtet. Wieder ist auf der Abszisse auf allen drei Plots die Zeit dargestellt, während die Ordinate im oberen Plot die Drehzahl in p.u. und in den unteren beiden Plots die Leistung in p.u. darstellt.



Abbildung 28 - Regeleinfluss von Tr

Für *"Simulation 05"* wird der Ausgangswert von *Tr* um den Faktor fünf reduziert. Dies führt dazu, dass das Verhältnis des Parameters *r* zu *Tr* größer wird und somit zu einem stärkeren Überschwingen führt. Eine Verdoppelung des Parameters *Tr* wie in *"Simulation 06"* wirkt sich entgegengesetzt aus, was nahezu kein Überschwingen, jedoch ein stark verzögertes Erreichen des Endwertes von *w* zur Folge hat.

Als letztes Glied in der Drehzahlregelung des Turbinenreglers findet sich noch ein weiteres Verzögerungsglied. Dieses wird durch den Parameter *Tg* eingestellt. Abbildung 29 soll den Unterschied der dynamischen Simulation bei Änderung des Parameters darstellen. Die Abszisse bildet die Simulationszeit ab und die Ordinate im oberen Plot die Drehzahl in p.u. und in den unteren beiden Plots die Leistung in p.u.



Abbildung 29 - Regeleinfluss von Tg

Da es sich wieder um ein Verzögerungsglied handelt, verursacht eine Erhöhung des Parameters (um den Faktor Zehn) wie in *"Simulation 07"*, ein verzögertes Erreichen des Endwertes. Eine zu starke Verringerung des Parameters wiederum wäre nicht realitätsgetreu.

4 Ergebnisse

Um die Unterschiede zwischen einem Betrieb mit variabler Drehzahl und solchem mit Bemessungsdrehzahl vergleichen zu können, werden nun die Simulationsergebnisse entsprechend dargestellt und beschrieben.

4.1 Simulationsergebnisse in DIgSILENT

Für die dynamischen Simulationen des Beispielnetzes wurden die Werte für den Turbinenregler empirisch ermittelt, um in einem begrenzten Arbeitsbereich eine realitätsnahe Funktionalität zu erreichen. In den folgenden Abbildungen werden dynamische Simulationen dargestellt, bei welchen der Arbeitsbereich mit unterschiedlichen Laständerungen durchschritten wird. Als Ausgangslage wird das Verhalten der Maschine ohne Anpassung der Drehzahl betrachtet. Die Maschine arbeitet bei Bemessungsdrehzahl und es wird ein Leistungsbereich von 0,35 bis 0,9 p.u. simuliert.

Abbildung 30 stellt den Verlauf der Leistungen sowie der Drehzahlen und dem entsprechenden Wirkungsgrad dar. Da sich die Daten für die Simulation ausschließlich auf die Turbine beziehen, ist der angegebene Wirkungsgrad nur jener, für die Turbine. Andere Wirkungsgrade, wie etwa der des Generators, wurden hier nicht mit einbezogen. Auf den beiden Plots wird auf der Abszisse jeweils die Zeit dargestellt. Die Ordinate repräsentiert im oberen Plot die Leistung in p.u., während im unteren Plot auf der ersten Ordinate die Drehzahl in p.u. und auf der zweiten Ordinate der Wirkungsgrad aufgetragen ist.



Abbildung 30 - Leistung und Wirkungsgrad bei Bemessungsdrehzahl

Die Leistung (*pe*) hat bei Werten von 0,9 p.u einen Wirkungsgrad (*eta*) von 0,9 und bei niedrigen Leistungen, von 0,38 p.u., einen Wirkungsgrad von 0,8. Die Drehzahl der Maschine (*w*) weist bei Laständerungen ein Überschwingen auf, wird dann aber zügig vom Turbinenregler wieder eingeregelt. Bei Betrieb mit Bemessungsdrehzahl wird die Drehzahl somit bei Abweichungen immer auf die Bemessungsdrehzahl geregelt. Mit den gewählten Parametern des Turbinenreglers bedarf es 30 bis 40 Sekunden, bis die Turbinenleistung (*pt*) und die Drehzahl (*w*) den Referenzwert wieder erreicht haben.

Der optimierte Betrieb mit variabler Drehzahl und gleicher Leistungsvorgabe (*P_Spec*) wird in Abbildung 31 dargestellt. Die Abszisse stellt wieder die Zeit dar, die Ordinate im oberen Plot die Leistung in p.u. und am unteren Plot die Drehzahl in p.u. und den Wirkungsgrad.



Abbildung 31 - Leistung und Wirkungsgrad bei variabler Drehzahl

Bei Leistungen (pe) von 0,9 p.u. liegt der Wirkungsgrad, wie auch beim Betrieb mit Bemessungsdrehzahl, wieder bei 0,9. Bei einer Leistung (pe) von 0,38 p.u. liegt der Wirkungsgrad bei 0,827. Wie schon bei Abbildung 30 gilt bei Abbildung 31, dass der Wirkungsgradverlauf dem Wirkungsgrad bei Referenzdrehzahl (*wref*) entspricht und nicht dem der aktuellen Turbinendrehzahl (w). Da im eingeschwungenen Vorgang die aktuelle Drehzahl der Referenzdrehzahl entspricht, gilt auch, dass der Wirkungsgrad im eingeschwungenen Zustand, dem der aktuellen Drehzahl entspricht. Der Grund dafür ist, dass die Werte für die Referenzdrehzahl (*wref*) und dem entsprechenden Wirkungsgrad (*eta*), abhängig von der aktuellen elektrischen Leistung (pe), aus der LookUp-Tabelle und somit dem Matlab-Slot entnommen werden. Der Wert für die aktuelle Turbinendrehzahl wird aus dem Simulationsmodell der Synchronmaschine berechnet. Da die Turbinendrehzahl im eingeregelten Zustand der Referenzdrehzahl entspricht, gilt in diesem Bereich auch, dass der Wirkungsgrad dem der aktuellen Drehzahl (w) entspricht.

In Abbildung 32 soll nun der Verlauf von Leistung, sowie auch vom Wirkungsgrad bei Bemessungsdrehzahl und variabler Drehzahl gegenübergestellt werden. Dazu wird im oben Plot auf der Ordinate die Leistung in p.u. dargestellt und auf dem unteren Plot der Wirkungsgrad. Die Abszisse bildet in beiden Plots die Zeit ab.



Abbildung 32 - Vergleich von Leistung und Wirkungsgrad bei Bemessungsdrehzahl und variabler Drehzahl

Vergleicht man die Leistung des Turbinenreglers (*pt*) bei den unterschiedlichen Drehzahlen, so erkennt man, dass *pt* bei variabler Drehzahl ein stärkeres Überschwingen aufweist als bei Bemessungsdrehzahl. Da sich in den Bereichen der Laständerung auch die Drehzahl ändert, ist bei großen Drehzahländerungen ein stärkeres Überschwingen der Leistung des Turbinenreglers zu erkennen. Bei Vergleich des Wirkungsgrads bei Bemessungsdrehzahl und variabler Drehzahl ist zu erkennen, dass der Wirkungsgrad bei variabler Drehzahl im gesamten Leistungsverlauf größer oder gleich dem Wirkungsgrad bei Bemessungsdrehzahl ist. Im Bereich der geringsten Referenzleistung ist das Verhältnis der Wirkungsgrade bei drehzahlvariablem Betrieb und Betrieb mit Bemessungsdrehzahl am größten. In diesem Bereich erreicht der Wirkungsgrad im variablen Betrieb einen Wert von 0,8274 und im Betrieb mit Bemessungsdrehzahl 0,806. Dies ergibt eine Effizienzsteigerung von 2,66 % bei einer Leistung von 0,4 p.u.

Ein direkter Vergleich des Drehzahlverlaufs bei variabler und Bemessungsdrehzahl ist in Abbildung 33 zu sehen. Auf der Abszisse wird auf beiden Plots die Zeit abgebildet, während auf der Ordinate auf beiden Plots die Drehzahl dargestellt ist.



Abbildung 33 - Vergleich Drehzahlverlauf bei variabler und Bemessungsdrehzahl

Wie auch in den vorhergehenden Simulationen findet in Abbildung 33 wieder alle 60 Sekunden eine Leistungsänderung statt. Dies ist auch am Überschwingen der Turbinendrehzahl (*w*) zu erkennen. In der Simulation mit Bemessungsdrehzahl bleibt die Referenzdrehzahl auf 1,00 p.u., die Maschinendrehzahl wird nach Leistungs- und folglich Drehzahländerungen immer auf diesen Wert zurückgeführt. In der Simulation mit variabler Drehzahl regelt der Turbinenregler nach Leistungsänderungen immer auf die neu vorgegebene Referenzdrehzahl der LookUp-Tabelle. Die Dauer von der Leistungsänderung bis zum Erreichen des Referenzwertes beträgt zwischen 30 und 40 Sekunden.

Abbildung 34 gibt Aufschluss über den Verlauf der Wirk- und Blindleistung der Synchronmaschine bei Bemessungsdrehzahl. Auf der Abszisse wird wieder die Simulationszeit dargestellt. Die Ordinate stellt den Wert der Wirkleistung in MW und der Blindleistung in Mvar dar.



Abbildung 34 - Leistungsverlauf bei Bemessungsdrehzahl

Ändert sich die zu übertragende Referenzleistung, so ändert sich auch das Verhältnis von Wirk- und Blindleistung der Synchronmaschine. Nimmt die Referenzleistung wie in Abbildung 30 ab, wird weniger Wirkleistung benötigt und die Blindleistung nimmt zu. Da die Umrichter des Back-To-Back-Converters die Spannungs- und Leistungsflussregelung übernehmen, muss der Erregerstrom konstant gehalten werden. Dies übernimmt das Erregersystem (3) aus Abbildung 22.

In Abbildung 35 wird nun der Verlauf der Wirk- und Blindleistung bei variabler Drehzahl gezeigt. Wieder wird auf der Abszisse die Simulationszeit abgebildet, während die Ordinate den Wert der Wirkleistung in MW und der Blindleistung in Mvar zeigt.



Abbildung 35 - Leistungsverlauf bei variabler Drehzahl

Der Erregerstrom (*le*) wird auch beim Betrieb mit variabler Drehzahl bei Leistungsänderungen auf den Anfangswert geregelt. Ebenso bleibt der Wert der Klemmspannung nach kurzen Sprüngen auf 1,00 p.u.. Bei Betrieb mit variabler Drehzahl ist der Maximalwert der Blindleistung geringer als beim Betrieb mit Bemessungsdrehzahl. Der Maximalwert der Blindleistung beträgt beim Betrieb mit Bemessungsdrehzahl (Abbildung 34) 60 Mvar und beim Betrieb mit variabler Drehzahl (Abbildung 35) 50 Mvar.

In Abbildung 36 ist die Spannung der Zwischenkreiskapazität des BTB, jeweils für den Betrieb mit Bemessungsdrehzahl und mit variabler Drehzahl zu sehen. Die Abszisse stellt wiederum die Simulationszeit dar, während auf der Ordinate die Spannung in kV abgebildet wird.



Abbildung 36 - Spannung an der Kapazität im DC-Zwischenkreis

Die Spannung der Zwischenkreiskapazität (*U*_{DC}) wird durch die Regelung des netzseitigen Umrichters konstant auf 19 kV gehalten. Einzig bei den bereits bekannten Leistungsänderungen des Systems entstehen kurze Spannungssprünge, welche sofort wieder auf den Sollwert geregelt werden.

5 Diskussion und Zusammenfassung

Abschließend wird im folgenden Kapitel die Durchführung der Arbeit zusammengefasst und die Endergebnisse werden diskutiert.

5.1 Fertiges Simulationsmodell

Das Ziel der Arbeit war die Betriebsoptimierung eines Wasserkraftwerks mit einer drehzahlvariablen Francis-Turbine mittels einer Simulationssoftware. Dazu wurde in DIgSILENT ein Simulationsmodell des Kraftwerks erstellt. Die Kopplung der drehzahlvariablen Maschine und dem frequenzstarren Netz wurde mittels eines BTB realisiert. Die Parametereinstellungen für das dynamische Modell der Maschine wurden empirisch bestmöglich ermittelt, um das Schwingungsverhalten bei Standardparametern zu minimieren.

Die zu Grunde liegenden Daten der Francis-Turbine zur Beschreibung des Betriebsverhaltens wurden vorab mittels MATLAB in die Form einer LookUp-Tabelle gebracht, um den Rechenaufwand des Simulationsmodells in DIgSILENT zu reduzieren. Das Simulationsmodell der Synchronmaschine beinhaltet das MATLAB-Modell mit der LookUp-Tabelle, einen Turbinenregler als Drehzahlregler, sowie ein Erregersystem mit konstanter Erregerstromregelung. Das Modell des BTB besteht aus zwei Umrichtern und einer Zwischenkreiskapazität als Energiezwischenspeicher, welche den Energiefluss zwischen Maschine als Erzeuger und Netz als Abnehmer regeln.

Die Betriebsoptimierung der Maschine basierte auf einer Drehzahlsollwertvorgabe an den Turbinenregler. Das Simulationsmodell in DIgSILENT konnte zur dynamischen Simulation verwendet werden, während der aktuelle Wirkungsgrad den Turbinendaten aus der LookUp-Tabelle entnommen wurde. Abhängig von der aktuell zu erzeugenden Leistung der Maschine und der im Simulationsmodell vorgegebenen Fallhöhe wurde die optimale Drehzahl mit dazugehörenden Turbinen-Wirkungsgrad von der LookUp-Tabelle ausgelesen. Da für die Darstellung des Wirkungsgrades nur die Daten der Francis-Turbine zur Verfügung waren, handelt es sich beim Wirkungsgrad lediglich um den der Turbine. Die Wirkungsgrade des Generators und des Umrichters wurden hierbei nicht mit einbezogen.

5.2 Diskussion der Ergebnisse

Für die Untersuchung einer möglichen Effizienzsteigerung der Maschine im drehzahlvariablen Betrieb wurden vorerst Simulationen bei Bemessungsdrehzahl und anschließend bei variabler Drehzahl durchgeführt. Die Simulationen haben sich auf einen Betriebsbereich der Francis-Turbine beschränkt, welcher durch die vorhandenen Daten in der LookUp-Tabelle vorgegeben war. Die Daten umfassten ausreichend Werte, um eine Veränderung der Effizienz der Turbine in den Simulationen deutlich zu machen. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass der drehzahlvariable Betrieb im Vergleich zum Betrieb mit Bemessungsdrehzahl über den gesamten möglichen Simulationsbereich einen besseren Wirkungsgrad aufweist. Ist der Wirkungsgrad in beiden Betriebsarten im Bereich der Bemessungsdrehzahl nahezu ident, so weicht er jedoch bei abnehmender Leistung immer weiter voneinander ab. Im Bereich von sinkenden Leistungen nimmt die Effizienz beim Bemessungsdrehzahlbetrieb stärker ab als beim drehzahlvariablen Betrieb. Ein Vergleich der Simulationen aus Kapitel 4.1 gibt Aufschluss über die Effizienzsteigerung beim drehzahlvariablen Betrieb. Der Betrieb im niedrigsten Leistungsbereich weist die größte Effizienzsteigerung von 2,66 % auf. Da beim Absenken der Wirkleistung und gleichbleibender Drehzahl die rotatorischen Verluste gleich bleiben, jedoch die übertragene Leistung kleiner wird, ergibt sich prozentuell ein schlechterer Wirkungsgrad. Wird jedoch die Drehzahl der Turbine mit sinkender Wirkleistung mit abgesenkt, sinken damit die rotorischen Verluste prozentuell mit, was zu einem besseren Wirkungsgrad führt.

Ein negativer Aspekt beim Betrieb mit variabler Drehzahl ist das Überschwingen verschiedener Betriebsparameter bei Leistungssprüngen. Da bei Leistungsänderungen die Drehzahl der Turbine überschwingt, wirkt sich dies auch auf das dynamische Verhalten der Turbinenleistung auf. Beim drehzahlvariablen Betrieb ist das Schwingen stärker ausgeprägt als beim Betrieb mit Bemessungsdrehzahl. Dieses Verhalten wurde bestmöglich kompensiert, indem die Parameter des Turbinenreglers empirisch optimiert wurden. Wird das System mittels der Parameter träger gemacht, so kann das Überschwingen begrenzt werden, was aber die Dauer zum Erreichen des Sollzustandes verlängert. Bei der Optimierung der Turbinenregler-Parameter wurde ein ausgeglichener Kompromiss zwischen Dauer zum Erreichen des Sollwertes und Höhe des Überschwingens gewählt. Weiters würde ein Einsatz als drehzahlvariable Turbine die Kosten steigern, da ein zusätzlicher Aufwand für die gesamte Regelung anfällt.

Da die Leistungs- und Spannungsregelung des Systems von den Umrichtern im Modell des BTB übernommen wird, wurde der Erregerstrom der Synchronmaschine konstant gehalten werden. Dieser wird, mit Ausnahme von Spitzen bei Leistungsänderungen, über die Simulationsdauer konstant gehalten. Abbildung 36 zeigt weiters, dass auch die Spannung im Gleichstromzwischenkreis des BTB konstant gehalten wird und somit die Gelichspannungsregelung zufriedenstellend arbeitet.

6 Referenzen

- [1] Dipl.-Ing. R. H. transresch Antriebssysteme Berlin GmbH, "Entwicklung von speziellen Frequenzumrichtern für den drehzahlvariablen Betrieb von Klein-Wasserkraftwerken," 2002.
- [2] Dipl.-I. C. Huber, "Zukünftige Rahmenbedingungen der europäischen Wasserkraftwirtschaft," 2010. Accessed: Mar. 07, 2022. [Online]. Available: https://graz.pure.elsevier.com/de/publications/zukünftige-rahmenbedingungen-dereuropäischen-wasserkraftwirtscha
- D. Oeding and B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016. doi: 10.1007/978-3-662-52703-0.
- [4] D. Nilsson and A. Sannino, "Efficiency analysis of low- and medium-voltage dc distribution systems," in 2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004, vol. 2, pp. 2315– 2321. doi: 10.1109/pes.2004.1373299.
- [5] Institut für hydraulische Strömungsmaschinen TU Graz, "Skriptum Hydraulische Strömungsmaschinen Vertiefung," 2020. Accessed: Mar. 07, 2022. [Online]. Available: http://www.hfm.tugraz.at/de/studium-weiterbildung/skripten-beispiele.html
- [6] P. M. Sobrinho and J. L. Silveira, "The use of LINGO programming language to develop a computer tool to provide a technical and economic analysis of a hydraulic potential that allows the application of Francis turbin," 2016. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/302969536
- [7] V. Fachbereich and Dipl.-I. Henning Zimmer, "Regeldynamik konventioneller Kraftwerke im Kontext veränderter Erzeugungsstrukturen Control Dynamics of Conventional Power Plants in the Context of Changing Energy Supply Structures," 2017.
- [8] F. Ess, L. Haefke, J. Hobohm, F. P. Marco, and W. Berlin, "Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende," 2012. [Online]. Available: www.prognos.com
- [9] Institut für hydraulische Strömungsmaschinen TU Graz, "Skriptum Strömungsmaschinen Grundlagen", 2018. Accessed: Mar. 07, 2022. [Online]. Available: http://www.hfm.tugraz.at/de/studium-weiterbildung/skripten-beispiele.html
- [10] LTD. ETERNOO Machinery Co., "Francis Turbine", Accessed: Jan. 26, 2022. [Online]. Available: http://www.eternoohydro.com/turbines/francis-turbines.html
- [11] Pfleiderer and H. Petermann, *Strömungsmaschinen*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1964. doi: 10.1007/978-3-662-30213-2.
- [12] Institut für hydraulische Strömungsmaschinen TU Graz, "Francis-Turbine Stromlinien", Accessed: Mar. 07, 2022. [Online]. Available: http://www.hfm.tugraz.at/de/referenzen/turbine/entwicklung-einer-francis-turbinenserie.html

6

- [13] J. Bergner, J. Weniger, and V. Quaschning, "Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis", doi: 10.13140/RG.2.1.5112.0080/1.
- [14] e-control, "Ganglinie_Verbrauch_Österreich", Accessed: Aug. 31, 2021. [Online]. Available: https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/2021
- [15] APG Austrian Power Grid AG, "Erzeugung_Tagesverlauf", Accessed: Aug. 31, 2021. [Online].
 Available: https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung%20pro%20Typ
- [16] K. Knorr and Dipl.-I. K. Knorr, "Abschätzung der Netzstabilität einer rein regenerativen Stromversorgung," 2012. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/323512821
- [17] M. Fritz, P. Böcker, V. Paatz, A. Zelosko, M. Vetter, and J. Schmuck, "Modellierung und Simulation der Primärregelung im Netzverbund der ENTSO-E Eine Erweiterung der Betrachtungen der Laborveranstaltung Energieautomation," 2016.
- [18] Institut für Regelungs- und Automatisierungstechnik TU Graz, "Skriptum Systemtechnik Institut für Regelungs- und Automatisierungstechnik TU Graz."
- [19] Hochschule Karlsruhe University Of Applied Science, "Systemtheorie Teil A Hochschule Karlsruhe." [Online]. Available: https://www.eit.hskarlsruhe.de/mesysto/nc/downloads/downloads-teil-a-zeitkontinuierliche-signale-undsysteme/downloadstatistik.html?download=Skript_SYS.pdf&did=13
- [20] Zh. Zhang, "Rigid Water Column Theory and Applications," in *Hydraulic Transients and Computations*, Cham: Springer International Publishing, 2020, pp. 77–102. doi: 10.1007/978-3-030-40233-4_4.
- [21] B. Pavan Babu and V. Indragandhi, "Analysis of Back to Back (BTB) Converter Control Strategies in Different Power System Applications," in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, Aug. 2020, vol. 906, no. 1. doi: 10.1088/1757-899X/906/1/012016.
- [22] N. Flourentzou, V. G. Agelidis, and G. D. Demetriades, "VSC-based HVDC power transmission systems: An overview," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 3. pp. 592–602, 2009. doi: 10.1109/TPEL.2008.2008441.
- [23]Sommerhuber Anton, "Vergleich von Frequenzregelungsstrategien in Inselnetzen," 2019.Accessed:Mar.07,2022.[Online].Available:https://www.tugraz.at/institute/iean/abschlussarbeiten/master/#c209394

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Verlustaufteilung bei Francis-Turbinen im optimalen Betriebspunkt [5]
Abbildung 2 - Kennfeld von verschiedenen Wasserturbinen [6] 4
Abbildung 3 - Schematische Darstellung eines Laufwasserkraftwerks unter Verwendung einer Kaplan-
Turbine [7]
Abbildung 4 - Schematische Darstellung eines Speicherwasserkraftwerks unter Verwendung einer
Francis-Turbine [7]
Abbildung 5 - Schematische Darstellung eines Pumpspeicherkraftwerks unter Verwendung einer
Pelton-Turbine [7]
Abbildung 6 - Vergleich der Wirkungsgrade für verschiedene Turbinentypen [5]
Abbildung 7 - Aufbau einer Francis-Turbine [10]
Abbildung 8 - Francis-Turbine mit Stromlinien [12]
Abbildung 9 - Ganglinie Inlandsstromverbrauch Österreich [14] 10
Abbildung 10 - Tagesverlauf der Energieerzeugung in Österreich [15] 11
Abbildung 11 - Auswirkung verringerter Systemträgheit auf die Netzfrequenz [17] 12
Abbildung 12 - Übertragungsfunktion im Zeitbereich für das P-Glied
Abbildung 13 - Übertragungsfunktion im Zeitbereich für das PT1-Glied14
Abbildung 14 - Übertragungsfunktion im Zeitbereich für das I-Glied
Abbildung 15 - HYGOV Turbinenregler (DIgSILENT Bibliothek) 16
Abbildung 16 - Kopplung von zwei AC-Systemen unter Verwendung eines Wandlers mit IGBTs [22] 17
Abbildung 17 - Hillchart einer Francis-Turbine für eine Turbinendrehzahl n = 1,00 p.u
Abbildung 18 - Hillchart einer Francis-Turbine für eine Turbinendrehzahl n = 0,83 p.u
Abbildung 19 - Hillchart einer Francis-Turbine für eine Turbinendrehzahl n = 1,04 p.u 20
Abbildung 20 - Graphische Darstellung der Lookup-Tabelle
Abbildung 21 - Verwendete Modelltopologie
Abbildung 22 - Verdrahtungsplan der verwendeten Synchronmaschine (SYM Frame no_droop) 22
Abbildung 23 – Verwendeter Turbinenregler (DIgSILENT Bibliothek - gov_HYGOV)
Abbildung 24 - Frame Back-To-Back-Converter
Abbildung 25 - Schwingungsoptimierte Reglereinstellungen
Abbildung 26 - Regeleinfluss von Tf
Abbildung 27 - Regeleinfluss von r
Abbildung 28 - Regeleinfluss von Tr
Abbildung 29 - Regeleinfluss von Tg
Abbildung 30 - Leistung und Wirkungsgrad bei Bemessungsdrehzahl
Abbildung 31 - Leistung und Wirkungsgrad bei variabler Drehzahl
Abbildung 32 - Vergleich von Leistung und Wirkungsgrad bei Bemessungsdrehzahl und variabler
Drehzahl
Abbildung 33 - Vergleich Drehzahlverlauf bei variabler und Bemessungsdrehzahl
Abbildung 34 - Leistungsverlauf bei Bemessungsdrehzahl

Abbildung 35 - Leistungsverlauf bei variabler Drehzahl	39
Abbildung 36 - Spannung an der Kapazität im DC-Zwischenkreis	40