



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Diplomarbeit im Masterstudium Physikalische Energie- und Messtechnik

Definition, Spezifikation und Analyse stressrelevanter Testfälle für Turbinenregler in Wasserkraftwerken

betreut von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik

am

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von

Michael de Martin

Matrikelnummer 00926282

Wien, am 10.09.2019

Abstract

This diploma thesis deals with the specification of test cases for the system test of a specific hydro turbine governor and presents a model for power plant simulation in a test environment, in which a system test can be carried out under almost realistic conditions. Functional requirements for the test object were defined on the basis of the tasks and functioning of the turbine governor, especially by analysing a commissioning protocol documenting the test of a turbine governor. Subsequently, test cases were derived from those requirements. A simulation of typical operations with realistic parameters in Matlab Simulink showed the suitability of the presented model for system testing.

Zusammenfassung

Diese Diplomarbeit behandelt die Spezifikation von Testfällen für den Systemtest eines spezifischen Wasserturbinenreglers und präsentiert ein Modell zur Kraftwerkssimulation in einer Testumgebung, in welcher ein Systemtest unter annähernd realistischen Bedingungen durchgeführt werden kann. Auf der Grundlage von Untersuchungen über Aufgaben und die Funktionsweise der Turbinenregelung, insbesondere durch Analyse eines Inbetriebnahmeprotokolls für den Test eines Turbinenreglers, wurden funktionale Anforderungen an das Testobjekt definiert und daraus Testfälle abgeleitet. Eine Simulation typischer Betriebsvorgänge mit realistischen Parametern in Matlab Simulink hat gezeigt, dass das präsentierte Modell für den Systemtest geeignet ist.

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	3
1 Grundlagen der Turbinenregelung	6
1.1 Turbine unter Last	6
1.1.1 Inselanlage ohne Turbinenregelung	6
1.1.2 Inselanlage mit Turbinenregelung	8
1.2 Aufbau des Regelungssystems	9
1.2.1 Regeleinrichtung	9
1.2.2 Stellglied	10
1.2.3 Regelstrecke	11
1.3 Aufgaben und Regelfunktionen	12
1.4 Primärregelung	13
2 Betriebsvorgänge	16
2.1 Hoch- und Leerlauf	17
2.2 Synchronisation und Generatorbetrieb	18
2.3 Phasenschieber- und Pumpbetrieb	20
2.4 Abschaltvorgänge	21
3 Beschreibung des zu testenden Systems	22
3.1 Hardware	22
3.1.1 Modularer Aufbau	22
3.1.2 Ein- und Ausgänge	22
3.1.3 Messmethoden	23
3.1.4 Standardkonfiguration der analogen Ein- und Ausgänge	24
3.2 Applikations-Software	24
3.2.1 Betriebsarten	25
3.2.2 Netzarten	25
3.2.3 Reglerstruktur	26
3.2.4 Besondere Funktionen	26
4 Inbetriebnahme	29
4.1 IEC 60545:1976	29
4.2 IEC 60308:2005	31

4.2.1	Testrelevante Funktionen	31
4.2.2	Testprogramme	32
4.3	Inbetriebnahmetests	33
5	Spezifizierung von Testfällen	47
5.1	Systemtest	47
5.2	Anforderungen an das Testobjekt	48
5.2.1	Zu testende Funktionen	48
5.2.2	Zu testende Hardwarekomponenten	51
5.2.3	Abzudeckende Betriebsvorgänge	51
5.2.4	Anforderungsdefinition	51
5.3	Erstellung von Testfällen	56
5.3.1	Referenz auf das Testprogramm in IEC 60308	56
5.3.2	Fehlertypen	57
5.4	Testfallspezifikation	57
6	Modell für eine Testumgebung	77
6.1	Physikalische Hintergründe	77
6.2	Das Turbinenmodell	80
6.3	Das Stellglied	81
6.4	Generator und Netz	83
6.5	Der Wasserpegel	84
6.6	Simulationsergebnisse	86
7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	92
	Literaturverzeichnis	94
	Eidesstattliche Erklärung	96

Einleitung

Der Energieerzeugung aus Wasserkraft kommt eine große Bedeutung in mehrfacher Hinsicht zu. Dem wachsenden Energiebedarf der Menschheit steht weltweit ein großes, technisch nutzbares Potential des Wassers gegenüber. Gleichzeitig ist die potentielle Energie des Wassers eine regenerative Energiequelle und ihre Nutzung emissionsarm, daher ist die Wasserkraft ein bedeutender Faktor für ökologische Nachhaltigkeit. Darüber hinaus kommt Wasserkraftwerken eine wichtige Rolle in der Versorgungsqualität bei der elektrischen Energieübertragung zu. Das betrifft erstens die Verfügbarkeit von Energie, die Wasserkraftwerke zur Abdeckung der Grundlast sowie der Spitzenlast bereitstellen können, zweitens die Stabilität der Netzspannung, auf die der Spannungsregler des Generators Einfluss nimmt, und drittens die Stabilität der Netzfrequenz, auf die der Leistungs- bzw. Drehzahlregler der Turbine Wirkung ausübt.

In Hinblick auf eine ökologische Transformation des Energiesystems und der damit verbundenen steigenden Bedeutung erneuerbarer Energieträger geringerer Wertigkeit (v.a. Wind- und Sonnenenergie), steigen auch die Anforderungen an die Versorgungsqualität der Energieübertragung. Davon bleibt die Wasserkraftnutzung nicht verschont. Sie muss auf der Ebene der Wirtschaftlichkeit konkurrieren können, sowohl mit Gaskraftwerken, die heute eine tragende Rolle in der Leistungs-Frequenz-Regelung einnehmen, als auch mit alternativen Energiespeichersystemen, deren Entwicklungen massiv vorangetrieben werden. Das erfordert ein verbessertes Leistungsverhalten der verschiedensten Kraftwerkskomponenten.

Der Turbinenregler ist eine solche Komponente, die somit einer stetigen Weiterentwicklung und Verbesserung bedarf. Auch hier geht der Trend schon lange in Richtung Digitalisierung und zunehmender Automatisierung. Im Zuge dieser Weiterentwicklungen müssen die digitalen Turbinenregelungssysteme selbstverständlich auch systematisch getestet werden. Zur Sicherstellung der erforderlichen Produktqualität ist die laufende Überprüfung der spezifizierten Anforderungen während der Entwicklung eines Systems unerlässlich.

An diesem Punkt setzt die vorliegende Diplomarbeit an: Für ein spezifisches Turbinenregler-Produkt soll in Zukunft ein automatisiertes Testsystem für den Systemtest entstehen, welches mittels Stress- und Lasttests die ordnungsgemäße Funktionalität des Gesamtsystems für den Einsatz unter realen Bedingungen feststellen kann. Die Grundlage für eine solche spezielle Testumgebung ist ein Minimum an Testfällen, deren Bestehen den problemlosen Einsatz des Geräts in der realen Anwendung mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit gewährleistet. Die Definition, Spezifikation und Analyse solcher stressrelevanter Testfälle ist das vorrangige Ziel dieser Arbeit.

Darüber hinaus soll in dieser Arbeit das Modellverhalten der zukünftigen Testumgebung definiert und anhand von Simulationen auf Basis realistischer physikalischer Größen verifiziert werden. Der insgesamt Anspruch ist, dass das resultierende Testsystem, auf Grundlage der Test-

fallspezifikation und des gewählten Kraftwerkmodells, den Systemtest unter annähernd realen Bedingungen erfüllen kann.

Für die Definition, Spezifikation und Analyse der Testfälle ist die Untersuchung typischer Betriebsvorgänge in Wasserkraftwerken sinnvoll, denn deren Betrachtung erlaubt die Identifizierung jener Szenarien, die sowohl alle Grundfunktionen des Turbinenreglers anregen, als auch das System einer hohen Belastung aussetzen. Dabei müssen die verschiedenen Ausprägungen für Pelton-, Kaplan- und Francis-Turbinen berücksichtigt werden. Der Test dieser Grundfunktionen ist außerdem unter anderem Gegenstand bei der Inbetriebnahme von Wasserkraftwerken, weshalb die entsprechenden Vorgänge in die Untersuchung miteinbezogen werden. Zusätzlich gibt es eine Reihe technischer Normen, die Empfehlungen für den Test von Turbinenregelungssystemen enthalten und daher zu Rate gezogen werden.

Die Arbeit ist insgesamt in sechs Abschnitte gegliedert:

In Kapitel 1 wird ein Überblick über die Turbinenregelung selbst gegeben. Das umfasst sowohl die Aufgaben und die allgemeine Funktionsweise eines Turbinenreglers für Wasserkraftwerke als auch dessen typischen Aufbau. Diese Darstellung erläutert die Grundfunktionen des Turbinenreglers und ist damit der Beginn einer Analyse der Anforderungen an den Turbinenregler, die der Systemtest erfüllen soll. Das Kapitel dient gleichzeitig ganz allgemein dem besseren Verständnis der restlichen Arbeit.

In Kapitel 2 werden die typischen Betriebsvorgänge von Wasserturbinen untersucht. Die Darstellung schildert die typische Beanspruchung der Grundfunktionen eines Turbinenreglers und bildet damit den anwendungsbezogenen Grundlagenteil der Analyse der zu testenden Anforderungen.

In Kapitel 3 wird die technische Ausprägung des zu testenden Turbinenreglers (Testobjekt) samt seiner grundlegenden und speziellen Funktionen beschrieben. Damit wird die Analyse der zu testenden Anforderungen durch das zu testende System selbst erweitert.

In Kapitel 4 werden Testvorgänge bei Inbetriebnahmen gemäß technischer Normen betrachtet und Testfälle aus einem Inbetriebnahmeprotokoll abstrahiert beschrieben. Diese Ausarbeitung untersucht die typischen Funktionen eines Turbinenreglers unter dem Gesichtspunkt tatsächlicher Testvorgänge. Das Kapitel dient somit als Referenz auf die Praxis für die Testfallspezifikation und schließt die Analyse der zu testenden Anforderungen ab.

Kapitel 5 ist der Kern dieser Arbeit und beinhaltet die zentralen Ergebnisse: jene Testfälle, deren positive Durchführung eine ordnungsgemäße Funktion des zu testenden Turbinenreglers erwarten lässt. Die Spezifikation der Testfälle für den Systemtest wird hier in Form eines großteils zusammenhängenden Testprogramms präsentiert. Zu dessen Begründung werden zuerst die funktionalen Anforderungen an das Testobjekt definiert, um daraus die verschiedenen Testfälle und ihre Definitionen abzuleiten. Bei dieser Ableitung wird insbesondere auf die beschriebenen Inbetriebnahmevorgänge und Inbetriebnahmetests in Kapitel 4 zurückgegriffen.

In Kapitel 6 wird ein geeignetes Modell zur Kraftwerkssimulation beschrieben, mit dem die erstellten Testfälle in einer zu realisierenden Testumgebung ausgeführt werden können. Durch Simulationen auf Basis realistischer physikalischer Größen wird der Nachweis der Sinnhaftigkeit der spezifizierten Modellanforderungen gegeben.

Am Ende, in Kapitel 7, werden die Ergebnisse der Arbeit noch einmal zusammengefasst, interpretiert und daraus Schlussfolgerungen für die Testautomatisierung gezogen.

Kapitel 1

Grundlagen der Turbinenregelung

1.1 Turbine unter Last

Diese Einführung zur Wasserturbine unter Last bildet die Grundlage für das ausreichende Verständnis der prinzipiellen Aufgaben eines Turbinenreglers. Das lässt sich am besten durch das Verhalten der Turbine bei Kopplung des Generators an das elektrische Netz beschreiben. Dem Verhalten der Turbine am Netz ohne Turbinenregler wird ihr Verhalten am Netz mit Turbinenregler gegenüber gestellt. Dazu ist die folgende Modellbetrachtung des Kraftwerks als „Inselanlage“ geeignet. Die Darstellung erfolgt dabei in Anlehnung an P. Kundur, [11] S. 581ff.

1.1.1 Inselanlage ohne Turbinenregelung

In diesem Modell sei angenommen, dass das Kraftwerk nur aus einer Turbine und (wie für ein Wasserkraftwerk üblich) einem Synchrongenerator besteht, während das Netz nur eine einzige lokale elektrische Last sei. Die Turbine und der Generator sind über eine gemeinsame Welle verbunden und drehen sich daher mit der gleichen Drehzahl, der Generator überträgt Energie auf die elektrische Last.

Die Turbine eines Wasserkraftwerks ist die Antriebsmaschine des Generators. Dem mechanischen Moment der Turbine M_m wirkt das elektrische Moment des Generators M_e entgegen. Sind beide Momente betragsmäßig gleich, dann herrscht Kräftegleichgewicht bei konstanter Drehzahl. In Abhängigkeit von der Drehzahl n ist über die Anzahl der Polpaare p des Generators die Generatorfrequenz und aufgrund der Netzkopplung auch die Netzfrequenz f gegeben:

$$f = np \cdot \frac{\text{min}}{60s} \quad (1.1)$$

Kommt es nun zu einer Laständerung, dann drückt sich das in einer proportionalen Änderung des Generatormoments aus, etwa bedeutet eine höhere Last ein höheres elektrisches Moment, das die Turbine bremst. Das resultierende Moment $M_r = M_m - M_e$ bewirkt eine Änderung der mechanischen Winkelgeschwindigkeit ω_m , indirekt proportional zum Trägheitsmoment von Generator und Turbine I :

$$\dot{\omega}_m = \frac{M_r}{I} = 2\pi\dot{n} \quad (1.2)$$

Zur Änderung der mechanischen Winkelgeschwindigkeit korrespondiert gemäß Gleichungen 1.1

und 1.2 eine Änderung der Netzfrequenz: Wird die Turbine durch Vergrößerung der elektrischen Last gebremst, dann sinkt die Frequenz; wird die Turbine durch Verkleinerung der elektrischen Last beschleunigt, dann steigt die Frequenz.

Aus der Perspektive der Energieerzeugung und der Energieübertragung ist die Betrachtung der Leistungen näher liegend als die der Drehmomente. Anstelle des mechanischen Moments setzt man daher die mechanische Leistung P_m und anstelle des elektrischen Moments die elektrische Leistung P_e . Der allgemeine Zusammenhang zwischen Drehmoment und Leistung lautet:

$$P = \omega M \quad (1.3)$$

Ohne Turbinenregler wird das Verhalten der Turbine bei einer Laständerung durch zwei zusätzliche Faktoren beeinflusst: Erstens durch das Trägheitsmoment I von Turbine und Generator, wie man in Gleichung 1.2 erkennen kann. Zweitens ist die Last im Allgemeinen frequenzabhängig und folgt bei überwiegend induktiven Komponenten, wie es in einem Netz aufgrund der vielen Motoren die Regel ist, einer proportionalen Charakteristik, weshalb in diesem Fall beispielsweise mit einer Frequenzsteigerung auch eine Laststeigerung einhergeht. Somit kann die gesamte Laständerung ΔP_e durch einen frequenzunabhängigen Anteil der Laständerung ΔP_l und einen frequenzabhängigen Anteil $D\Delta\omega_m$, mit D als Lastdämpfungskonstante, ausgedrückt werden. Die Lastdämpfungskonstante beschreibt das Verhältnis der Laständerung zur Frequenzänderung.

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D\Delta\omega_m \quad (1.4)$$

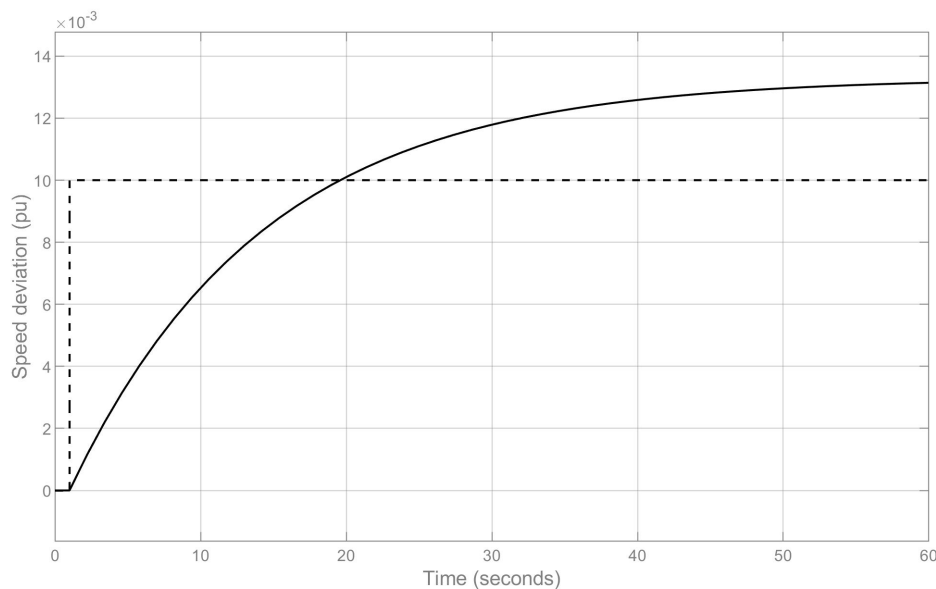


Abbildung 1.1: Drehzahländerung (durchgängig) über die Zeit nach einer Lastreduktion (negative Laständerung hier gestrichelt als positiver Sprung).

Wenn die Laständerung nicht zu groß ist, kann sich aufgrund der Dämpfung bei einer anderen Drehzahl ein neuer Arbeitspunkt einstellen. Abbildung 1.1 veranschaulicht die Dynamik der Drehzahl nach einer Lastreduktion ohne Turbinenregler.

1.1.2 Inselanlage mit Turbinenregelung

Der Betrieb an einem neuen Arbeitspunkt bei veränderter Drehzahl bedeutet für eine Inselanlage eine zur Drehzahl korrespondierende, veränderte Netzfrequenz. Das ist im Allgemeinen aber unerwünscht, zum Beispiel wenn ein Motor mit einer bestimmten Geschwindigkeit betrieben werden soll. Im großen Verbundnetz kann eine zu große Änderung der Netzfrequenz sogar zum Zusammenbruch der Energieversorgung führen.

Im Beispiel der Inselanlage kann die Netzfrequenz nach einem Lastsprung hingegen mit einem Turbinenregler über die Drehzahl der Turbine auf den gewünschten Wert zurück geregelt werden. Dazu wird die momentane Drehzahl gemessen, mit einem Sollwert verglichen und aus der Abweichung ein Steuersignal zur Änderung der mechanischen Leistung der Turbine berechnet. Auf diese Weise wird die Drehzahl der Turbine an ihren Sollwert angepasst und damit die Netzfrequenz auf den gewünschten Zustand zurückgeführt. Abbildung 1.2 veranschaulicht die Dynamik der Drehzahl nach einer Lastreduktion mit Turbinenregler.

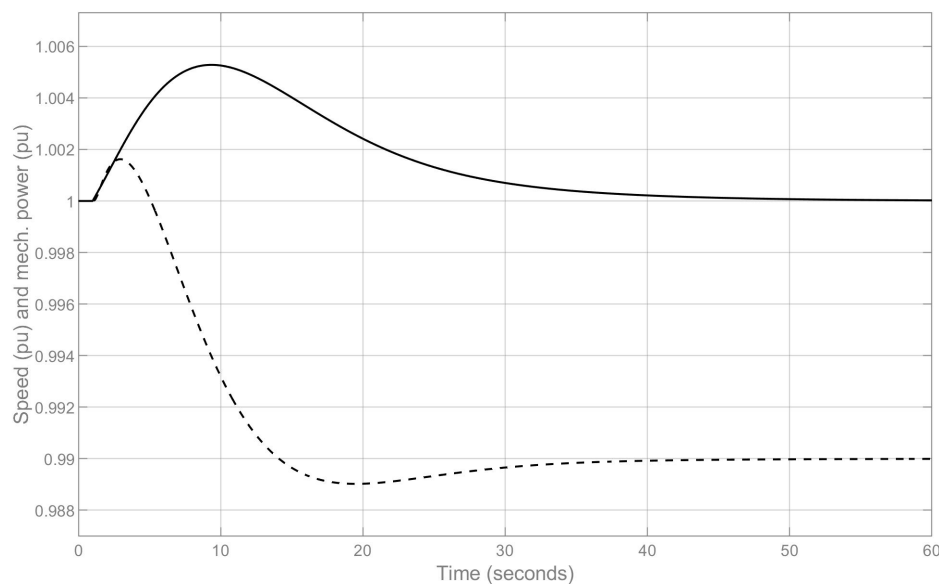


Abbildung 1.2: Drehzahl (durchgängig) und mechanische Leistung (gestrichelt) über die Zeit nach einer Lastreduktion.

Zusätzlich veranschaulicht diese Abbildung ein zentrales Charakteristikum der Wasserturbine, deren Verhalten auch noch von der Dynamik im Druckrohr abhängt: Die Änderung der mechanischen Leistung der Turbine entspricht nicht unmittelbar der Laständerung, sondern sie ist ihr anfangs entgegen gesetzt. In der Abbildung steigt die mechanische Leistung direkt nach dem negativen Lastsprung, bevor sie in Richtung ihres neuen stationären Werts sinkt. Das liegt daran, dass der Turbinenregler auf eine Lastreduktion reagieren muss, indem er den Wasserfluss zur Turbine verringert, das heißt den Querschnitt der Turbinenöffnung verringert. Das geht nur gegen die Trägheitskraft der Wassersäule. Beim Schließen des Regelorgans wird somit der Druck vor der Turbine und damit auch durch die Turbine erhöht, somit die kinetische Energie des Wassers kurzfristig gesteigert und dadurch die Turbinenleistung erhöht. Wird das Regelor-

gan geöffnet, sinkt umgekehrt währenddessen die Turbinenleistung. Nach dem Öffnungs- oder Schließvorgang muss das Wasser im Druckrohr erst auf den der veränderten Turbinenöffnung entsprechenden Durchfluss (positiv oder negativ) beschleunigen, was sich insbesondere bei großen Fallhöhen bemerkbar macht.

1.2 Aufbau des Regelungssystems

Die Regelung der Drehzahl der Turbine bei einer Änderung der elektrischen Last kann man als Kernaufgabe der Turbinenreglung auffassen. Insgesamt ist die Aufgabenstellung aber komplexer, da sie mehrere, spezifische Probleme umfasst, denen wiederum mehrere Funktionen des Turbinenreglers entsprechen. Um solche Probleme und damit verbundene Aufgaben und Funktionen ausreichend diskutieren zu können, werden hier zuerst die wichtigsten Komponenten eines Turbinenreglers und ihr Zusammenwirken beschrieben.

Ein Regelungssystem lässt sich gemäß Zacher/Reuter, [18] S.6, vereinfacht in zwei Glieder teilen, in Regeleinrichtung und Regelstrecke. Die Regeleinrichtung erzeugt aus der Regeldifferenz (Differenz von Soll- und Istwert) eine Stellgröße. Die Regelstrecke beeinflusst in Abhängigkeit von der Stellgröße die Regelgröße (Istwert). Die Regelgröße wird an den Eingang der Regeleinrichtung zurückgeführt (Feedback), wo die Regeldifferenz neu berechnet wird.

In der Darstellung des Turbinenregelungssystems in IEEE 1207, [1] S.24ff, wird das Stellglied als eigenständiges Glied abseits der Regelstrecke beschrieben und das Regelsystem in drei Basiskomponenten geteilt: Regeleinrichtung (Controller), Stellglied (Actuator) und Regelstrecke (Controlled Process). Diese Dreiteilung wird hier im Sinne der Referenzierbarkeit übernommen. Neben diesen drei Basiskomponenten existieren selbstverständlich weitere Komponenten zur Messung, Energieversorgung usw., die in der Darstellung der prinzipiellen Funktionsweise des Regelungssystems allerdings ausgeklammert werden können.

1.2.1 Regeleinrichtung

Die Regeleinrichtung bestimmt aus der Regeldifferenz die Stellgröße für das Stellglied und damit grundlegend das Betriebsverhalten der Anlage. Ausschlaggebend dafür ist die Reglerlogik samt den darin verarbeiteten Betriebsparametern. Die Regeleinrichtung liefert in Abhängigkeit davon einen Befehl an das Stellglied.

Eine übliche Regler-Architektur basiert oftmals auf einem PID-Regler oder kann durch ein PID-Verhalten beschrieben werden. Der PID-Regler besteht aus einem Proportionalteil (P), einem Integralteil (I) und einem Differentialteil (D). Die Stellgröße y wird aus der Addition dieser Anteile als Funktionen der Eingangsgröße x gebildet. Dabei werden allerdings für unterschiedliche Betriebsvorgänge und Arbeitspunkte unterschiedliche Sätze an Parametern definiert. Abbildung 1.3 veranschaulicht die Struktur des PID-Reglers.

Die zugehörige Gleichung lautet:

$$y(t) = K_p x + K_I \int x dt + K_D \frac{dx}{dt} \quad (1.5)$$

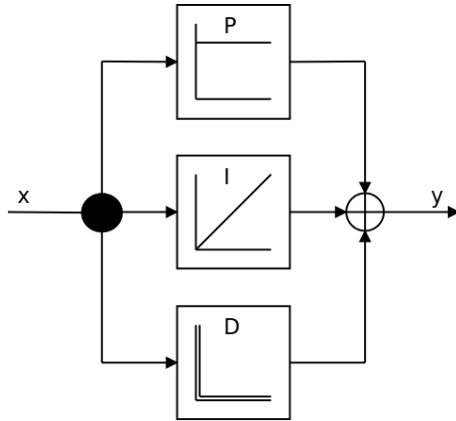


Abbildung 1.3: Struktur des PID-Reglers in Parallelschaltung

Für eine bessere Aussagekraft über das Zeitverhalten des Reglers kann seine Beschreibung mittels Zeitkonstanten zweckmäßig sein. Die Parameter K_I und K_D haben eine zeitliche Dimension. Durch Ausklammern von K_P in der Differentialgleichung erhält man die Nachstellzeit $T_n = K_P/K_I$ und die Vorhaltezeit $T_v = K_D/K_P$. Abbildung 1.4 zeigt die Stellgröße $y(t)$ eines idealen PID-Reglers. In der realen Anwendung gibt es hingegen keine unstetigen Sprünge.

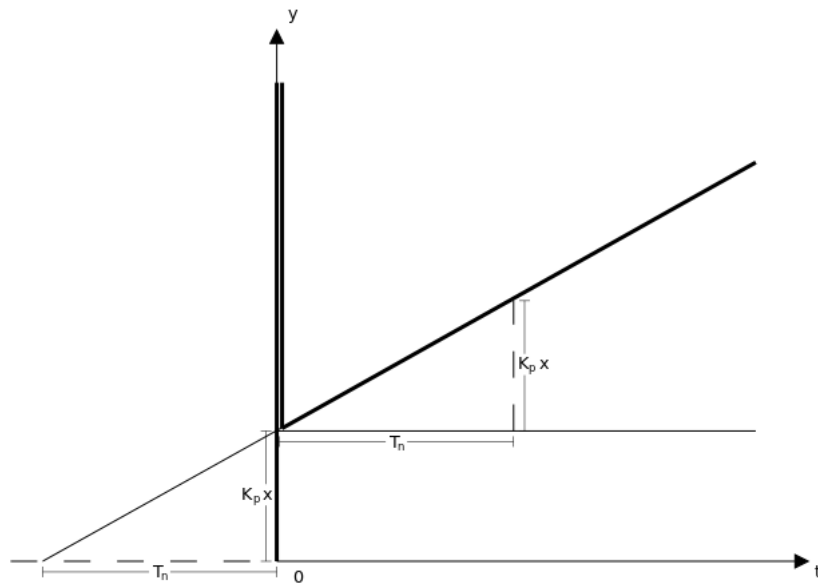


Abbildung 1.4: Zeitlicher Verlauf der Stellgröße $y(t)$ eines idealen PID-Reglers.

1.2.2 Stellglied

Das Stellglied wirkt auf die Regelstrecke zur Veränderung der Regelgröße. Es besteht im Wesentlichen aus Ventilen und Motoren (darunter hydraulische Zylinder), die die Vorrichtung zur Steuerung des Durchflusses durch die Turbine positionieren. Letztere ist Teil der Regelstrecke. Es wird zwischen mechanischen, mechanisch-hydraulischen, elektro-mechanischen und elektro-hydraulischen Stellgliedern unterschieden.

- Mechanisches Stellglied: Eine mechanische Wirkung auf die Regelstrecke wird durch die Energie der Turbinenwelle oder eines Menschen erzeugt. Diese Variante ist veraltet und kommt heute vor allem als manuelles Backup vor.
- Mechanisch-hydraulisches Stellglied: Beim mechanisch-hydraulischen Stellglied wird eine mechanische Stellbewegung des Reglers hydraulisch verstärkt, sodass damit ein Servomotor zur Änderung der Turbinenöffnung angesteuert werden kann. Zur größeren Verstärkung kann vor dem Hauptsteuerventil (Distributing Valve) mit dem Turbinen-Servomotor (Turbine Control Servo) zusätzlich noch ein Vorsteuerventil (Pilot Valve) mit Ventil-Servomotor (Valve Control Servo) angeordnet sein.
- Elektro-mechanisches Stellglied: Die mechanische Leistung eines Elektromotors wird über einen Kugelgewindtrieb oder ein anderes Untersetzungsgetriebe zur Verstellung des Leitapparats übertragen.
- Elektro-hydraulisches Stellglied: Ein elektrisches Eingangssignal wird hydraulisch verstärkt zur Bewegung eines hydraulischen Servomotors. Ein solches System kommt häufig bei großen Turbinen zur Anwendung, deren Servomotoren einen hohen Öldurchfluss benötigen. Zur größeren Verstärkung kann vor dem Hauptsteuerventil (Distributing Valve) mit dem Turbinen-Servomotor (Turbine Control Servo) zusätzlich noch ein Vorsteuerventil (Pilot Valve) mit Ventil-Servomotor (Valve Control Servo) angeordnet sein. Für kleinere Systeme reicht ein zweistufiges Steuerventil, womit die Vorsteuerstufe entfällt.

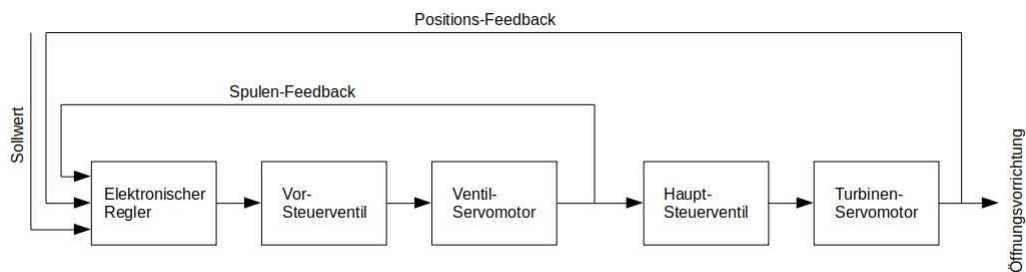


Abbildung 1.5: Anordnungsschema eines elektro-hydraulischen Stellglieds.

1.2.3 Regelstrecke

Die Regelstrecke besteht im Wesentlichen aus vier Komponenten, die zur elektrischen Wasserkraftnutzung benötigt werden. Der Staudamm sorgt für die nötige Fallhöhe des Wassers, die Rohrleitung führt das Wasser zur Turbine, die Turbine wandelt die Energie des Wassers in ein mechanisches Moment zur Bewegung des Generators, der Generator wandelt die mechanische Leistung in elektrische. Von entscheidender Bedeutung ist dabei die Öffnungsvorrichtung der Turbine, auf die das Stellglied seine Wirkung ausübt. Es gibt unterschiedliche Turbinen, somit unterschiedliche Öffnungsvorrichtungen und somit unterschiedliche Regelungsarten.

Giesecke, Heimerl, Mosonyi, [9] S. 531ff, unterscheiden hinsichtlich der Betriebsweise hydraulischer Maschinen zwischen Gleichdruckturbinen (Pelton-Freistrahlturbinen, Durchström-turbinen) und Überdruckturbinen (Propeller-, Kaplan-, Rohr-, Straflo- und Francis-Turbinen). Hinsichtlich der Turbinenregelung ist es zweckmäßiger diese verschiedenen Turbinen nach ihrer Regelungsart zu typisieren. Hier unterscheidet man grob zwischen Einfachregelung (Leitradregelung, Laufradregelung, Düsenregelung) und Doppelregelung (Leitrad- und Laufradregelung, Düsen- und Strahlableiterregelung).

- Leitradregelung: Das Leitrad gibt dem zuströmenden Wasser die gewünschte Geschwindigkeit und Richtung und regelt den Durchfluss und damit die Turbinenleistung. Zu diesem Zweck sind stromlinienförmige, verstellbare Leitschaufeln rings um die Turbine auf einem Regulerring angeordnet. Durch das Drehen des Regulierings über einen oder zwei Hydraulikzylinder oder Stellmotoren können die Leitschaufeln gleichmäßig verstellt werden. Die Leitradregelung kommt bei Francis-, Propeller-, Rohr-, Straflo- und doppelt regulierten Kaplan-Turbinen zum Einsatz.
- Laufradregelung: Die verstellbaren Laufradschaufeln sind drehbar in der Laufradnabe gelagert. Die Flügelverstellung erfolgt entweder über eine durch die Turbinenwelle geführte und mit einem Regelkreuz verbundene Zugstange oder durch hydraulische und elektrische Steuerungen. Die Laufradregelung kommt als alleinige Regelung nur bei leitradlosen Kaplan-Turbinen oder diagonalen Pumpturbinen vor. Häufiger ist sie Teil der doppelten Regulierung von Kaplan-Turbinen.
- Düsen- und Strahlableiterregelung: Das Triebwasser wird durch eine (bzw. mehrere) Düse(n) in Form eines Strahls auf die Becherschaufeln des Laufrads gelenkt. Der Durchfluss wird durch eine in der Düse sitzende Nadel reguliert. Für schnelle Regelungen kommen vor die Düse zu lenkende Strahlableiter (Deflektoren) zum Einsatz, wodurch Druckstöße in der Druckrohrleitung vermieden werden. Häufig werden zur besseren Anpassbarkeit an Bedarfsschwankungen mehrere Düsen pro Turbine eingesetzt. Außerdem gibt es häufig eine auf die Becherrückseite gerichtete Bremsdüse.

1.3 Aufgaben und Regelfunktionen

Der Turbinenregler steuert über die Wasserzufuhr zur Turbine ihre mechanische Leistung. Das hat wiederum Auswirkungen auf andere Betriebsgrößen, die somit durch den Turbinenregler indirekt geregelt werden können. Jeder dieser Regelgrößen entspricht eine eigene Regelfunktion des Turbinenreglers. Als Regelgrößen kommen gemäß IEC 61362, [7] S. 18, in Frage:

- Die Drehzahl der Turbine
- Die Wirkleistung des Generators
- Die Turbinenöffnung bzw. die Stellung des Turbinen-Servomotors
- Der Wasserdurchfluss durch die Turbine
- Der Pegel des Oberwassers

Da die Regelfunktionen grundlegende Funktionen eines Turbinenreglers sind, werden sie hier genauer beschrieben:

- **Drehzahlregelung:** Die Drehzahl der Turbine wird gemessen und mit ihrem Sollwert verglichen. Aus der Abweichung wird ein Stellsignal für das Stellglied erzeugt. Im Leerlauf, wenn der Generator nicht mit dem Netz verbunden ist, dient die Drehzahlregelung vor allem der Beschleunigung der Turbine auf Nenndrehzahl. Im Inselbetrieb, bei dem nur wenige Anlagen ein kleines Netz versorgen, muss die Drehzahlregelung für eine annähernd konstante Netzfrequenz sorgen. In einem größeren Verbundnetz, in dem viele elektrische Erzeuger und Verbraucher existieren, hat die einzelne Anlage wenig Einfluss auf die Netzfrequenz, kann aber mit der Drehzahlregelung einen Beitrag zur Stabilisierung der Netzfrequenz leisten.
- **Leistungsregelung:** Die Wirkleistung des Generators wird gemessen und mit ihrem Sollwert verglichen. Aus der Abweichung wird ein Stellsignal für das Stellglied erzeugt. Zur Übertragung von Wirkleistung ist die Synchronisation und Kopplung des Generators mit dem Netz Voraussetzung. Wegen des Einflusses der Drehzahl auf die Netzfrequenz im Inselbetrieb kommt die Leistungsregelung in der Regel nur im Verbundnetz zum Einsatz. Auch über die Leistungsregelung kann im Rahmen der Leistungs-Frequenz-Regelung ein Beitrag zur Stabilisierung der Netzfrequenz geleistet werden.
- **Öffnungsregelung:** Die Turbinenöffnung bzw. Stellung des Turbinen-Servomotors wird gemessen und mit ihrem Sollwert verglichen. Aus der Abweichung wird ein Stellsignal für das Stellglied erzeugt. Die Öffnungsregelung kann alternativ zur Leistungsregelung mit einer Drehzahl-Öffnungs-Statik zur Stabilisierung der Netzfrequenz eingesetzt werden (siehe Abschnitt 1.4 zur Primärregelung).
- **Durchflussregelung:** Der Wasserdurchfluss durch die Turbine wird über die Turbinenöffnung bzw. die Stellung des Turbinen-Servomotors berechnet und mit seinem Sollwert verglichen. Aus der Abweichung wird ein Stellsignal für das Stellglied erzeugt. Die Durchflussregelung wird gerne in Laufwasserkraftwerken eingesetzt, insbesondere bei Kraftwerksketten entlang eines Flusses. Statt einer Funktion des Turbinenreglers kann die Durchflussregelung auch eine externe Funktion sein.
- **Pegelregelung:** Der Pegel des Oberwassers wird gemessen und mit seinem Sollwert verglichen. Aus der Abweichung wird ein Stellsignal für das Stellglied erzeugt. Die Regelung des Oberwasserpegels ist häufig bei Laufwasserkraftwerken erwünscht. Statt einer Funktion des Turbinenreglers kann die Pegelregelung auch eine externe Funktion sein.

1.4 Primärregelung

In einem größeren Energieversorgungsnetz, wie dem kontinentaleuropäischen Verbundnetz, existieren viele elektrische Erzeuger und Verbraucher. Dadurch kann die Abhängigkeit der Netzstabilität von einzelnen Einheiten deutlich verringert werden. Aber auch hier muss die erzeugte elektrische Leistung der verbrauchten elektrischen Leistung entsprechen. Abweichungen führen

zu Veränderungen der Netzfrequenz, wobei kleine Ungleichgewichte nur minimale Störungen bewirken. Um auf relevante Störungen zu reagieren schreiben die Netzbetreiber eine Leistungs-Frequenz-Regelung mit mehreren zusammenhängenden Regelungsmechanismen vor, von denen der erste, die sogenannte Primärregelung, eine Aufgabe des Turbinenreglers ist.

Das Ziel der Primärregelung ist es, das Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung innerhalb eines Synchrongebiets zu bewahren, wie im Betriebshandbuch des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) beschrieben, [8]. Alle zur Primärregelung bereitgestellten Einheiten wirken gemeinsam. Innerhalb weniger Sekunden soll als Reaktion auf eine Frequenzänderung die Leistung geändert und somit die Netzfrequenz stabilisiert werden, allerdings bleibt dabei eine Abweichung zur Nennfrequenz (in Europa 50,000 Hz) bestehen. Die Rückführung der Frequenz auf diesen Sollwert ist Aufgabe der Sekundärregelung, die für den Turbinenregler selbst allerdings nicht von Relevanz ist.

Wie die Primärregelung als besondere Funktion des Turbinenreglers funktioniert, kann man gut am Beispiel von zwei parallel betriebenen Turbinen im Inselnetz veranschaulichen, so etwa in IEEE 1207, [1] S. 7. Damit sich die beiden Einheiten die erzeugte Leistung aufteilen ohne gegeneinander zu regeln, müssten die Turbinenregler perfekt auf einander abgestimmt sein, was im Allgemeinen nicht der Fall ist. Deshalb versieht man die Turbinenregler mit einer Charakteristik, die den Zusammenhang zwischen einer Frequenz- bzw. Drehzahländerung und der Änderung der Turbinenöffnung oder der erzeugten Leistung der Turbine festlegt. Auf diese Weise können die erzeugenden Einheiten die Kompensation einer Laständerung untereinander proportional zu ihrer jeweiligen Statik verteilen. Abbildung 1.6 veranschaulicht die Leistungsstatik zweier Turbinen bei einer Laststeigerung.

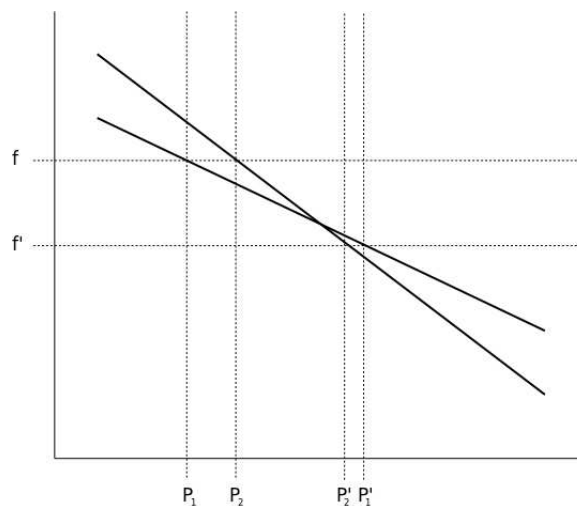


Abbildung 1.6: Leistungsstatik zweier Turbinen bei Laststeigerung (Frequenz f fällt auf f').

Im Fall der Turbinenöffnung spricht man von der (permanenten) Drehzahlstatik („speed droop“), im Fall der erzeugten Leistung von der Leistungsstatik („power droop“, auch „speed regulation“). IEC 61362, [7] S. 27, beschreibt außerdem zusätzlich eine Pegel-Öffnungs-Statik für Turbinen, die sich gemeinsam an der Pegelregelung beteiligen. Ob Drehzahl-, Leistungs- oder Pegelstatik

zur Anwendung kommt, hängt von der verwendeten Regelfunktion ab. In jedem Fall wird die Regelgröße über eine zusätzliche Rückkopplung (Feedback), die mit dem permanenten Statikfaktor b_p (in %) multipliziert wird, zum Sollwertgeber zurückgeführt und von dessen Wert abgezogen. Der Zusammenhang von Frequenzänderung Δf , Statik b_p und Turbinenöffnung Δg lautet:

$$\Delta \bar{f} + b_p \Delta \bar{g} = 0 \quad (1.6)$$

Beispielsweise bewirkt eine Drehzahlstatik von 5 % eine Öffnung des Turbinen-Servomotors um 100 %, falls die Drehzahl um 5 % gefallen ist.

Kapitel 2

Betriebsvorgänge

Im vorherigen Abschnitt wurden die Aufgaben und die Funktionsweise von Turbinenregelungen allgemein beschrieben. Zur Spezifizierung von Testfällen für den Systemtest reicht es jedoch nicht festzustellen, was der Turbinenregler allgemein macht. Von zentraler Bedeutung ist vor allem welche Anforderungen (und damit auch Belastungen) an die Turbinenregelung in der typischen Anwendung unter realen Bedingungen bestehen. Vor allem daraus kann man mit gutem Gewissen ableiten, was der Systemtest eigentlich erfüllen sollte, damit ein sicherer Einsatz des Turbinenreglers in der Praxis gewährleistet werden kann.

Der vorliegende Abschnitt beschreibt dementsprechend typische Anwendungen von Wasserturbinen samt ihres dynamischen Verhaltens. Aus den Betriebsvorgängen (Betriebszustände und Betriebsübergänge) geht hervor, mit welchen Situationen ein Turbinenregelungssystem im Kraftwerksbetrieb üblicherweise konfrontiert ist und wie es sich dabei verhält.

Die Betriebszustände in Wasserkraftwerken hängen stark mit dem Verhältnis des Generators zum Netz zusammen. Dementsprechend sprechen Giesecke u.a., [9], überhaupt nur von Betriebsarten von Wasserkraftgeneratoren, womit sie Synchrongeneratoren meinen. Diese Betriebsarten sind Leerlauf, Generatorbetrieb, Motorbetrieb, Synchronisation, Inselbetrieb, übererregter Blindleistungsbetrieb, untererregter Blindleistungsbetrieb und Reluktanzbetrieb. Die beiden Blindleistungsbetriebsarten werden im Folgenden unter dem Begriff Phasenschieberbetrieb zusammengefasst und der Reluktanzbetrieb wird vernachlässigt, weil es dabei um eine sehr spezielle Bauart des Generators geht.

Außerdem benennt IEC 61362, „Guide to specification of hydraulic turbine governing systems“, [7] S. 40ff, drei Betriebsübergänge bezogen auf das Turbinenregelungssystem: 1. Hochlauf inklusive Synchronisation, 2. Normalabschaltung und 3. plötzlicher Lastabwurf. Zusätzlich relevant (obwohl in der Norm als Sicherheitsvorrichtungen angeführt) sind Schnellschluss und Notschluss.

Interessant für die vorliegende Betrachtung sind außerdem die genannten Betriebsvorgänge in Yang u.a., [17], wo ein mathematisches Modell für Wasserkraftanlagen anhand entsprechender Simulationen verifiziert wird. Es finden sich hier folgende Betriebszustände und -übergänge: Netzbetrieb, Inselbetrieb, Hochlauf, Leerlauf und Lastabwurf.

Aus all diesen Quellen kann man die verschiedenen Betriebsvorgänge folgendermaßen zusammenfassen und strukturieren:

- Hochlauf

- Leerlauf
 - Inselbetrieb
 - Netzbetrieb
 - Lastabwurf
- Phasenschieberbetrieb
- Pumpbetrieb
- Abschaltung
 - Normalabschaltung
 - Schnellschluss
 - Notschluss

2.1 Hoch- und Leerlauf

Beim **Hochlauf** muss die Synchronmaschine aus dem Stillstand auf die Nenndrehzahl gebracht werden, bei der sie an das Netz gekoppelt werden kann. Den Antrieb dafür übernimmt die Turbine. In der Regel wird zuerst die Turbine geöffnet und die Drehzahl mittels Öffnungsregelung auf etwa 80 % der Nenndrehzahl gebracht.

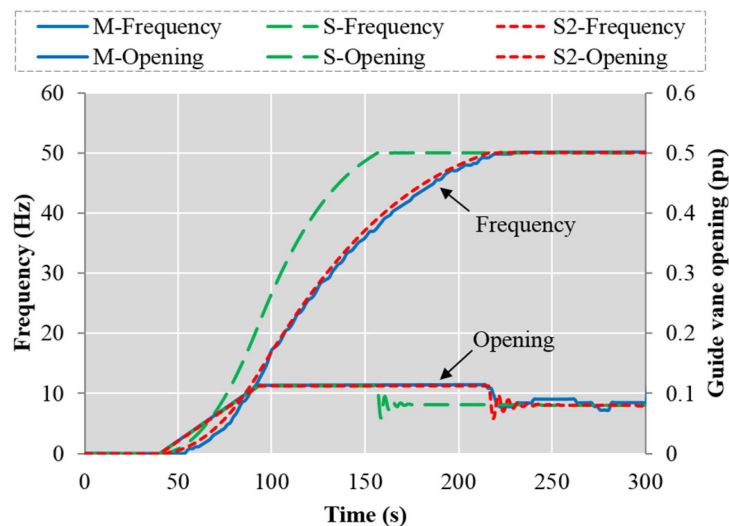


Abbildung 2.1: Aufzeichnung der Drehzahl (Frequency) und der Leitapparat-Öffnung (Guide vane opening) zweier Simulationen (S, S2) und einer realen Messung (M) beim Hochlauf, [17]. Drehzahlregelung erfolgt hier erst ab 100 % Nenndrehzahl.

Die Charakteristik der Drehzahl über die Zeit ist dabei einerseits durch die Beschleunigungskonstante der Maschine bestimmt, andererseits durch die Öffnungsrate des Regelorgans, wobei die Gefahr von Druckstößen berücksichtigen muss. Danach übernimmt die Drehzahlregelung,

unter der auf volle Nenndrehzahl beschleunigt wird. Angestrebt wird ein schnelles Erreichen der Nenndrehzahl bei stabilem Verhalten. Abbildung 2.1 zeigt einen typischen Hochlauf.

Nach dem Hochlauf befindet sich die Turbine im **Leerlauf**, bedient also keine Last. Dabei kann aber durchaus der lastfreie Betrieb nach Synchronisation und Netzkopplung gemeint sein, wie etwa in Giesecke u.a., [9], wo die Betriebsart ja auf den Generator bezogen ist. Nachdem in verschiedenen technischen Normen mit Bezug auf Wasserturbinen der Leerlauf in der Regel auf den Zustand vor Synchronisation und Netzkopplung bezogen wird, wird er in dieser Arbeit ebenfalls so verwendet.

2.2 Synchronisation und Generatorbetrieb

Vor dem Zuschalten des Generators an das Netz über den Leistungsschalter müssen vier Bedingungen der **Synchronisation** erfüllt sein. 1) Die Drehzahl des Läufers muss der Synchron-drehzahl entsprechen. Dabei muss die Drehzahl innerhalb eines gewissen Frequenzbands liegen und die Drehzahländerungsrate unter einem gewissen Wert. Die Norm empfiehlt hier für das Frequenzband 0,995-1,01 (pu), für die Änderungsrate $0,003 \text{ s}^{-1}$. Die Turbinenregelung muss klarerweise involviert sein, damit diese Bedingung erfüllt wird. 2) Die induzierte Ständerspannung muss betragsmäßig mit der Drehstromnetzspannung übereinstimmen. Das ist Aufgabe des Spannungsreglers und nicht des Turbinenreglers. 3) Die Phasenfolge der Drehspannung muss der des Netzes entsprechen. Ob das der Fall ist, ist eine Frage des physikalischen Anschlusses des Generators und ist keine Aufgabe des Turbinenreglers. 4) Beim Zuschalten müssen die Phasenlagen des Generatorspannungssystems und des Netzspannungssystems zusammenfallen. Sowohl für die erste als auch für die vierte Bedingung berechnet das Synchronisationsgerät Sollwerte für die Turbinenregelung, um je nach Frequenz- und Phasenlage die Drehzahl zu erhöhen oder zu verringern.

Im **Generatorbetrieb** wird der Generator zur Erzeugung elektrischer Energie durch die Turbine über die Welle angetrieben. Dazu muss der Turbinenregler den Wasserdurchfluss durch die Turbine und damit das mechanische Turbinenmoment regeln.

Im **Netzbetrieb** ist die Anlage mit einem größeren elektrischen Netz verbunden. Die einzelne Turbine hat daher wenig Einfluss auf die Netzfrequenz. Ist die Anlage Teil der Leistungs-Frequenz-Regelung, dann reagiert der Turbinenregler gemäß einer Statik auf eine Änderung der Netzfrequenz, um diese zu stabilisieren. Abbildungen 2.3 und 2.4 zeigen Leistungsänderungen in Reaktion auf Laständerungen bei Primärregelung.

Im **Inselbetrieb** ist die Anlage mit nur wenigen Erzeugern und Verbrauchern über das Netz verbunden. Die Turbine hat einen relevanten Einfluss auf die Netzfrequenz. Abbildung 2.2 zeigt eine Lastreduktion, die zu Oszillationen der Wassersäule (Schwall und Sunk) und damit auch der Leistung führt, welche der Regler nicht unterbinden kann. Das Regelverhalten könnte hier also durchaus besser sein.

Beim **Lastabwurf** wird der Leistungsschalter bei belasteter Turbine geöffnet. Durch die Entkopplung von dem elektrischen Netz beschleunigt die Turbine über die Nenndrehzahl hinaus. Der Drehzahlanstieg hängt dabei sowohl von der Beschleunigungskonstante der Turbine als auch von der, gegenüber Druckstößen zulässigen, Schließzeit der Regelorgane ab. Kritische Größen

sind dabei die Drehzahl sowie die Drücke am Eingang und am Ausgang der Turbine. Es soll keine Überdrehzahl ausgelöst werden, die zu einem Notschluss führen würde, die Turbine soll möglichst schnell wieder auf Nenn Drehzahl gebracht werden. Abbildung 2.5 zeigt Druckverlauf und Turbinenöffnung bei einem Lastabwurf. Die Drehzahl sollte sich beim Lastabwurf qualitativ wie beim Lastsprung in Abbildung 1.2 in Kapitel 1 verhalten.

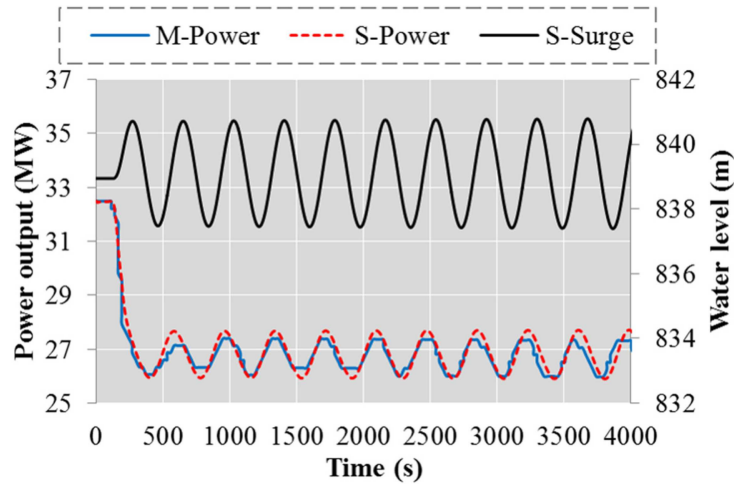


Abbildung 2.2: Aufzeichnung einer Laständerung als Simulation (S) und als reale Messung (M) im Inselbetrieb mit Oszillationen, [17].

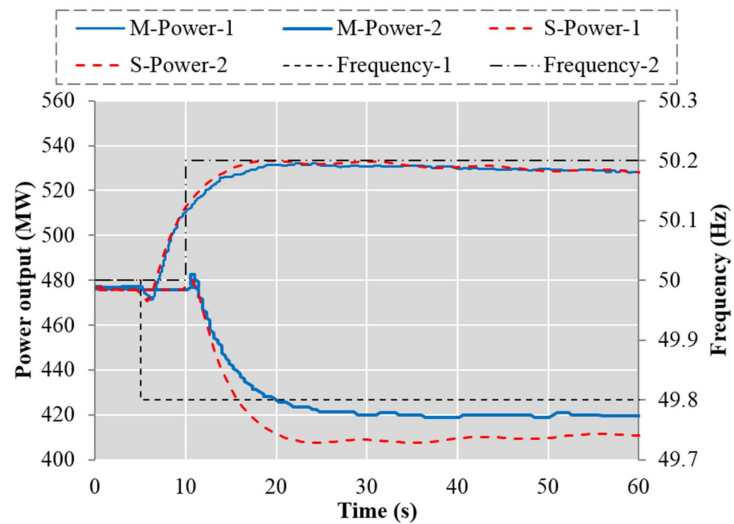


Abbildung 2.3: Aufzeichnung einer Lasterhöhung (ca. nach 5 s) und einer Lastreduktion (ca. nach 10 s), jeweils als Simulation (S) und reale Messung (M) im Generatorbetrieb am Netz, [17].

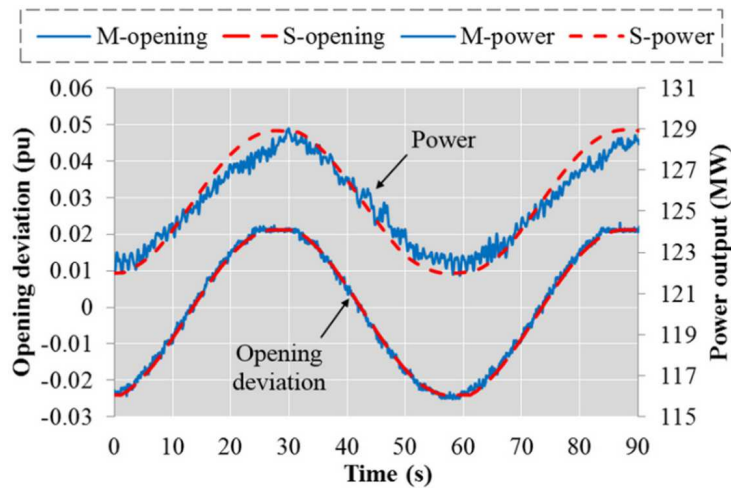


Abbildung 2.4: Aufzeichnung einer Laständerung als Simulation (S) und als reale Messung (M) im Inselbetrieb mit Oszillationen, [17].

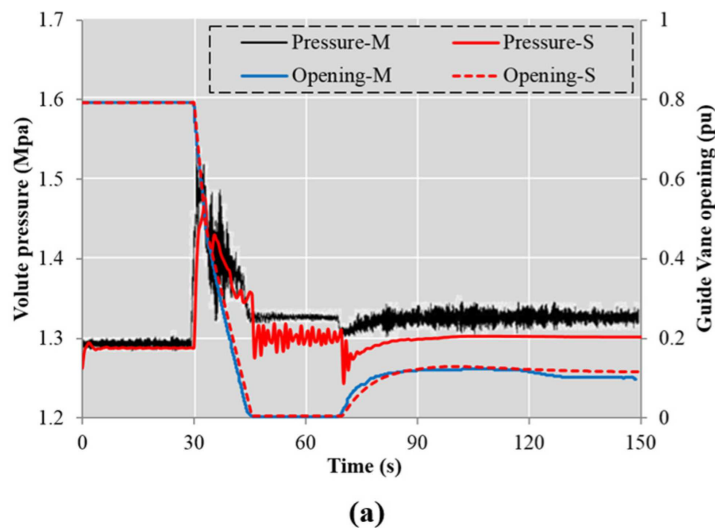


Abbildung 2.5: Aufzeichnung des Drucks (Volute pressure) und der Leitapparat-Öffnung als Simulation (S) und als reale Messung (M) bei Lastabwurf (ca. bei 30 s), [17].

2.3 Phasenschieber- und Pumpbetrieb

Im Blindleistungsbetrieb, auch **Phasenschieberbetrieb** genannt, wird der Synchrongenerator zur reinen Erzeugung von Blindleistung genutzt. Es wird keine Wirkleistung aufgenommen oder abgegeben und das über die Welle übertragene Drehmoment ist Null. Blindleistungsabgabe (Übererregung) und Blindleistungsaufnahme (Untererregung) sind Aufgaben des Erregersystems, das den Erregerstrom steuert, der Turbinenregler beschränkt sich darauf die Turbinenöffnung zu schließen.

Im **Pumpbetrieb** wird umgekehrt der Generator zur Erzeugung mechanischer Energie zum Betrieb einer Pumpe oder Pump turbine durch das elektrische Netz angetrieben. Der Turbinenregler hat im Falle einer Pump turbine die Aufgabe, die Turbinenöffnung in eine bestimmte Stellung zu bringen.

2.4 Abschaltvorgänge

Bei einer **Normalabschaltung** wird die Turbinenöffnung so weit geschlossen, dass sich der Generator im unbelasteten Betrieb befindet, dann wird der Leistungsschalter geöffnet und die Turbinenöffnung vollständig geschlossen.

Die Begriffe **Schnellschluss** und **Notschluss** werden teilweise unterschiedlich verwendet. IEC 61362,[7] S. 63, beinhaltet zwei weiterverbreitete Definitionen bzw. Abschaltstrategien. In der ersten Definition kommt der Schnellschluss bei mechanischen und elektrischen Fehlern zur Anwendung, bei denen die Turbinenregelung noch aktiv ist, während sie beim Notschluss als funktionsunfähig angenommen wird. Der Schnellschluss kann somit eine Funktion des Turbinenreglers selbst sein, während der Notschluss den Turbinenregler umgeht. So oder so wird die Turbinenöffnung schnellstmöglich geschlossen. Ob es dabei zu einem sofortigen oder verzögerten Öffnen des Leistungsschalters kommt, hängt von der Art des Fehlers (mechanisch oder elektrisch) und der Art des Abschaltvorgangs (z.B. manuelle Auslösung des Notschlusses) ab. In der zweiten Definition sind Schnellschluss und Notschluss über ein einziges Schließventil für jede Art von Fehler implementiert. Der Unterschied besteht dann in verzögerter (Schnellschluss) oder sofortiger (Notschluss) Öffnung des Leistungsschalters, je nach Art des Fehlers.

Kapitel 3

Beschreibung des zu testenden Systems

Der spezifische Turbinenregler, für den im Anschluss an diese Arbeit eine Testumgebung für den Systemtest entstehen soll, ist ein moderner, in Weiterentwicklung befindlicher, digitaler Turbinenregler, realisiert in einer Speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS). Ein Überblick über den Aufbau und die Funktionen dieses Geräts ist ein notwendiger Bestandteil der Analyse der Anforderungen für den Systemtest, denn prinzipiell muss das Testprogramm alle für den Kraftwerksbetrieb notwendigen Funktionen des Testobjekts abdecken.

3.1 Hardware

3.1.1 Modularer Aufbau

Als integrierbarer Teil einer allgemeineren Produktplattform für Spannungsregelung, Generatorschutz, Synchronisierung und Turbinenregelung ist das Gerät modular aus einem Grundgehäuse mit grundsätzlich vier Steckkarten (Baugruppen) zusammengesetzt:

- Prozessorbaugruppe: Die Prozessorkarte beinhaltet die zentralen Prozessoren, die Kommunikationsschnittstellen zu den anderen Baugruppen des Geräts und die Netzwerkverbindungen.
- Wandlerbaugruppe: Die Wandlerkarte hat Strom- und Spannungswandler-Eingänge zur Messung von Wirk- und Blindleistung.
- Spannungsversorgungsbaugruppe: Die Spannungsversorgungskarte dient in erster Linie der Spannungsversorgung des Geräts. Zusätzlich kann sie über Module durch digitale Ein- und Ausgänge ergänzt werden.
- Applikationsbaugruppe: Die Applikationskarte umfasst dedizierte Kanäle und Funktionen zur spezifischen Anwendung in der Turbinenregelung.

3.1.2 Ein- und Ausgänge

Die Signalein- und Signalausgänge, die für die eigentliche Funktion der Turbinenregelung benötigt werden, sind jene der Applikationsbaugruppe. Diese umfasst:

- 2 Eingänge zur Drehzahlmessung (beide für aktive oder passive Sensoren konfigurierbar)

- 2 Eingänge zur Frequenzmessung (Generatorfrequenz und Netzfrequenz)
- 6 Analogeingänge
- 6 Analogausgänge

Zusätzlich kann die Applikationsbaugruppe mit einem optionalen Submodul um zwei weitere Drehzahleingänge, acht Analogeingänge und sechs Analogausgänge erweitert werden. Das ist beispielsweise bei einer Pelton-Turbine mit mehr als zwei Düsen notwendig.

Die Analogeingänge dienen beispielsweise der Messung der Turbinenöffnung bzw. der Stellung des Turbinen-Servomotors, der Fallhöhe, der Wirkleistung oder auch externer Sollwerte. Die Analogausgänge dienen Stellsignalen z.B. für die Servoventile oder zur Ausgabe von Drehzahl, Leistung, Turbinenöffnung, berechnetem Durchfluss oder Sollwerten. Weiters können über die Spannungsversorgungsbaugruppe je nach Aufbau bis zu 32 oder 64 digitale Ein- bzw. Ausgänge zur Verarbeitung externer Signale konfiguriert werden. Die wichtigsten davon sind:

- Startbefehl
- Stoppbefehl
- Drehzahl-Sollwert höher
- Drehzahl-Sollwert niedriger
- Signal Leistungsschalter Ein/Aus
- Befehl Schnellschluss
- Signal Notschluss
- Lokalbetrieb aktivieren
- Auslösesignale zurücksetzen

3.1.3 Messmethoden

- Drehzahlerfassung: Über die Messung der Drehzahl der Turbine werden die Istwerte der Turbinenregelung gebildet. Die Drehzahl kann bzw. soll über zwei Methoden gemessen werden.
 - Induktive Drehzahlerfassung mit Zahnscheibe: Ein Zahnkranzsignal induktiver Näherungssensoren liefert die gemessene Drehzahl. Zur Drehrichtungserkennung wird das Signal mit dem Signal eines zweiten, versetzten Sensors verglichen. Messungen sehr kleiner Drehzahlen und damit das Erkennen von Kriechen oder Stillstand sind möglich. Für ein genaueres Signal kann die Drehzahl über eine einstellbare Zeit gemittelt werden. Weiters sind eine Drehzahlschwelle und eine Überwachung des Drehzahlgradienten einstellbar, sie haben zum gegenwärtigen Zeitpunkt allerdings (noch) keine implementierte Funktion.

- Elektrische Drehzahlmessung über Generatorspannung: Die Messung der Generatorspannung ermöglicht eine genauere Messung der Drehzahl im Nenndrehzahlbereich. Dafür stehen zwei Spannungs-Eingänge zur Verfügung, einer für die Frequenz des Generators, der andere für die Netzfrequenz als Referenz zum Frequenzabgleich.
- Leistungsmessung: Zur Bestimmung der abgegebenen Wirk- und Blindleistung des Generators kann die Funktion Leistungsmessung aktiviert werden. Die Spannungen und Ströme des Generators werden dabei über die Wandlerbaugruppe, unter Berücksichtigung des Typs der Synchronmaschine (1- oder 3-Phasenmaschine) und der Messmethode (Stern- oder Dreieckschaltung), gemessen. Alternativ erfolgt die Messung der Wirkleistung mit einem externen Wandler über einen Analogeingang der Applikationsbaugruppe.
- Öffnungsmessung: Die Öffnung des Turbinenregelorgans bzw. die Stellung des Turbinen-Servomotors kann als Messsignal über einen Analogeingang der Applikationsbaugruppe zugeführt werden.
- Pegelmessung: Oberwasser- und Unterwasserpegel können über Analogeingänge als Messsignale der Applikationsbaugruppe zugeführt werden. Die Nettofallhöhe wird daraus entweder berechnet oder alternativ als eigenes Analogsignal zugeführt.
- Durchflussberechnung: Der Durchfluss wird nicht direkt gemessen sondern aus der Öffnung der Turbine und der aktuellen Fallhöhe berechnet.

3.1.4 Standardkonfiguration der analogen Ein- und Ausgänge

Tabelle 3.1 zeigt die Standardkonfiguration der Ein- und Ausgänge der Applikationsbaugruppe. Zwecks Übersichtlichkeit werden einige Begriffe abgekürzt: Das Leitrad (LE) kommt bei der Regelung von Francis- und Kaplan-turbinen zum Einsatz, das Laufrad (LA) zusätzlich bei der Regelung von Kaplan-turbinen, die Deflektoren (D, mit nur einem Signal angesteuert) und Nadeln (N) bei Pelton-turbinen, das Servoventil (SV) kommt überall vor (bei Nadeln üblicherweise nicht eigens geregelt).

Drehzahleingang	Drehzahlsensor 1	Frequenzeingang	Generatorfrequenz
Drehzahleingang	Drehzahlsensor 2	Frequenzeingang	Netzfrequenz
Analogeingang	Wirkleistung	Analogausgang	Steuersignal SV LE / N1
Analogeingang	Öffnung LE / N1	Analogausgang	Steuersignal SV LA / N2
Analogeingang	Öffnung SV LE / N2	Analogausgang	Steuersignal - / SV D
Analogeingang	Fallhöhe	Analogausgang	(Anzeige Drehzahl)
Analogeingang	Öffnung LA / D	Analogausgang	(Anzeige Wirkleistung)
Analogeingang	Öffnung SV LA / SV D	Analogausgang	(Anzeige Öffnungsbegrenzung)

Tabelle 3.1: Standardkonfiguration der Ein- und Ausgänge der Applikationsbaugruppe.

3.2 Applikations-Software

Die Software zur Konfiguration des digitalen Turbinenreglers umfasst gemäß drei verschiedener Turbinentypen drei verschiedene Ausprägungen in Form einer jeweils eigenen Applikation:

- Francis (einfach reguliert mittels Leitrad)
- Kaplan (doppelt reguliert mittels Leitrad und Laufrad)
- Pelton (doppelt reguliert mittels Nadeln und Deflektoren)

Die folgenden allgemeinen Beschreibungen treffen auf jede dieser Ausprägungen zu. Kleine Abweichungen ergeben sich naturgemäß bei den Ein- und Ausgangssignalen des Turbinenreglers (siehe 3.1.4), da sich die Regelungsart nach Turbinentyp unterscheidet.

3.2.1 Betriebsarten

Zur Turbinenregelung stehen dem spezifischen Turbinenregler fünf Regelungsfunktionen, auch Betriebsarten genannt, zur Verfügung:

- Drehzahlregelung
- Leistungsregelung
- Durchflussregelung
- Öffnungsregelung
- Pegelregelung

In der tatsächlichen Implementierung ist die Drehzahlregelung allerdings immer an der Regelung beteiligt und die Pegelregelung bestimmt als Kaskadenregelung nur einen Sollwert für die Durchflussregelung. Wann welche Betriebsart zur Anwendung kommt, hängt maßgeblich von der Netzart ab.

Für die Francis-Applikation gibt es die Möglichkeit des Pumpbetriebs und des Phasenschieberbetriebs. Bei Auswahl des Pumpbetriebs wird der Leitapparat auf eine Voröffnung gestellt und nach dem Startbefehl auf die benötigte Öffnung geregelt, zum Beispiel in Abhängigkeit von der Fallhöhe. Im Phasenschieberbetrieb wird der Leitapparat bei Kopplung des Generators mit dem Netz geschlossen.

Abseits von diesen Betriebsarten gibt es den Handbetrieb, welcher der manuellen Steuerung der Servomotoren und Servoventile dient. Er spielt bei der Inbetriebnahme eine gewisse Rolle, nicht aber im Betrieb selbst, weshalb er eigentlich auch nicht als Betriebsart bezeichnet werden kann.

3.2.2 Netzarten

Die Netzart, die das Verhältnis von Generator und Last beschreibt, ist für den Turbinenregler ein interner Zustand, zu dem verschiedene Sets an Parametern korrespondieren. In diesem Sinne gibt es fünf unterschiedliche Netzarten:

- Leerlauf: Der Generator ist nicht an das Netz gekoppelt, der Leistungsschalter ist offen. Im Normalfall wird die Turbine unter Drehzahlregelung auf Nenndrehzahl gebracht, damit in weiterer Folge die Synchronisation mit dem Netz erfolgen kann.

- Schwarzstart: Nach einem Netzausfall wird die Maschine nur mit lokaler Hilfsenergie hochgefahren. Die Anlage versorgt von Beginn des Hochlaufs an eine lokale Last, der Leistungsschalter ist daher geschlossen. Da die Frequenz der generierten Spannung von der Drehzahl der Turbine bzw. des Generators abhängt, findet der Betrieb unter Drehzahlregelung statt.
- Inselnetz: Einige wenige Anlagen versorgen ein kleines Netz. Da die Netzfrequenz stark von einer einzelnen Anlage beeinflusst werden kann, findet auch hier der Betrieb typischerweise unter Drehzahlregelung statt. Parallel dazu ist aber die Öffnungsregelung oder die Leistungsregelung aktiv, um die Last bei stabiler Frequenz gemäß der eingestellten Statik gleichmäßig auf die Generatoren zu verteilen.
- Frequenzunterstützung: Die Anlage ist Teil eines größeren Verbundnetzes. Da ihr Einfluss auf die Netzfrequenz relativ gering ist, erfolgt der Betrieb vorrangig unter Leistungsregelung. Gleichzeitig beteiligt sich der Turbinenregler im Rahmen der Primärregelung (ab 10 mHz Frequenzabweichung) an der Stabilisierung der Netzfrequenz.
- Großnetz: Die Anlage ist Teil eines größeren Verbundnetzes. Da ihr Einfluss auf die Netzfrequenz relativ gering ist, erfolgt der Betrieb vorrangig unter Leistungsregelung. Der Turbinenregler beteiligt sich erst ab einer Abweichung von 200 mHz von der Nennfrequenz, gemäß E-Control, [4] S. 18, an der Leistungs-Frequenz-Regelung. Die Einstellungen für Primärregelung können manuell übernommen werden.

3.2.3 Reglerstruktur

Die Struktur des Reglers übersteigt die eines einfachen PID-Reglers. Sie entspricht einem speziellen Algorithmus, der die Regeldifferenz der Drehzahl mit der einer zweiten, selektierten Regelgröße kombiniert. Je nach Betriebsart und Netzart werden eigene, optimierte Parametrierungen gewählt. Der Regler enthält ein Differentialglied zum Umgang mit Schwingungen der Netzfrequenz und eine Vorkopplung (Feedforward) für ein schnelles und stabiles Regelverhalten. Mit einer Linearisierung in Abhängigkeit von der Fallhöhe wird der Sollwert für die Turbinenöffnung gebildet. Der Ausgang des Algorithmus findet Eingang in eine Funktion zur Begrenzung der Turbinenöffnung (Öffnungsbegrenzung), die dem sicheren Betrieb, zum Beispiel zum Schutz vor Kavitation, dient.

3.2.4 Besondere Funktionen

- Positionierkreise: Der spezifische Turbinenregler erlaubt die Einstellung mehrerer Positionierkreise als PID-Regler, abseits der in der Applikation programmierten Positionierkreise, bevorzugt zur Regelung der Servoventile. Mit dem Submodul der Applikationskarte können bis zu 12 Positionierkreise konfiguriert werden, ohne Submodul bis zu sechs. Ein Offset kann zum Stellsignal addiert werden, es kann nach oben und nach unten limitiert werden, eine DT1-Filter-Zeitkonstante kann definiert werden und es gibt die Möglichkeit Integral Eingangswerte einzugeben und Integralausgangswerte auszulesen. Mit der Funktion Anti-Windup kann ein Übersteuern aufgrund des Integralglieds im Fall großer Sollwertsprünge verhindert werden.

- Positionsregelung: Mit der Funktion Positionsregelung werden die in der Applikation programmierten Positionierkreise alternativ zur Funktion Positionierkreise parametrierbar. Ein Dithersignal mit bis zu 50 Hz kann das Stellsignal überlagern.
- Dither: Ein Dither-Signal überlagert das Stellsignal für ein Servoventil mit einer kleinen aber schnellen Oszillation, um Ruckgleiten zu verhindern und die Totzone des Servoventils zu verkleinern. Das kann für Signale ab 50 Hz durch Konfiguration eines Analogausgangs geschehen oder für Signale bis zu 50 Hz in den Einstellungen der Positionsregelung.
- Rückführgeberkalibrierung: Mit der Funktion Rückführgeberkalibrierung werden die Rückführsignale der Servoventile und Servomotoren an die tatsächlichen Öffnungsbereiche angepasst.
- Öffnungsbegrenzung: Die Öffnung des Leitapparats bzw. der Düsenadeln kann durch einen manuell einstellbaren Wert, ein Kavitationslimit oder die Leistungsbegrenzung begrenzt werden. Zusätzlich wird eine automatische Öffnungsbegrenzung abhängig von Betriebsgrößen berechnet. Von all diesen Vorgabewerten ist immer der kleinste als Vorgabe für die Öffnungsbegrenzung aktiv.
- Leistungsbegrenzung: Die erzeugte Wirkleistung kann durch einen manuell einstellbaren Wert begrenzt werden.
- Drehzahlshalter: Die Drehzahlshalter lösen unter bestimmten Bedingungen in Abhängigkeit von der Drehzahl aus und umfassen Start, Brems-, Synchronisations-, Erregungsfreigabe, Überdrehzahl und Verzögerung der Überdrehzahl.
- Auslösesignale: Die Auslösesignale melden schwere Signal-, Positionier- und Hardwarefehler. Es gibt eine Fehlermeldung für Primärsignale (bezogen auf die Drehzahl), eine für Sekundärsignale (Leistung, Pegel, alle Sollwerte) und eine zur Auslösung der externen Notabschaltung (bei Positionierkreisfehlern).
- Offset für Synchronisation: Die Drehzahl kann um einen Offset erhöht werden damit es bei einer konstanten Änderungsrate der Phasendifferenz zu einer Überlagerung der Phasen von Generator- und Netzspannung kommen kann.
- Inselerkennung: Bei Unterschreiten einer unteren oder Überschreiten einer oberen Drehzahlschwelle bei Netzkopplung schaltet der Turbinenregler in den Inselbetrieb. Die Schwellen können als Parameter verstellt werden.
- Inseltest: Mit der Funktion Inseltest wird der Inselbetrieb bei Betrieb am Großnetz simuliert. Zu diesem Zweck wird von der gemessenen Wirkleistung ein Leistungsstörwert subtrahiert und aus der Differenz eine simulierte Drehzahl berechnet.
- Überdrehzahltest: Mit dieser Funktion wird die Erkennung bzw. Auslösung von Überdrehzahl getestet. Bei Aktivierung wird das Regelorgan automatisch geöffnet, sodass bei einer entsprechenden Drehzahl Überdrehzahl bzw. Verzögerung der Überdrehzahl erkannt wird. Es gibt einen „internen“ Test für die im Gerät eingestellte Drehzahlschwelle und einen

„externen“ für einen zusätzlichen Überdrehzahlschutz abseits des Turbinenreglers. In der Regel ist die interne Überdrehzahlschwelle niedriger angesetzt als die externe. Für den externen Test wird die interne Schwelle daher höher gesetzt.

- Primärregelungstest: Mit der Funktion Primärregelungstest wird ein Offset auf das gemessene Drehzahlsignal addiert, um das Verhalten des Turbinenreglers unter Primärregelung zu testen.
- Kavitationsbegrenzung: Bei Aktivierung wird die Turbinenöffnung durch eine vorzugebende Abhängigkeit von der Fallhöhe begrenzt.
- Spülsteuerung (Kaplan): Die Funktion Spülsteuerung kann verwendet werden, um das Laufrad von Verunreinigungen zu befreien. Dazu wird die aktuelle Leistung mit der theoretisch berechneten verglichen und die Funktion bei zu großer Abweichung automatisch, oder wenn gewünscht manuell, aktiviert. Der Leitapparat und die Laufschaufeln öffnen und schließen dann gemäß eines vorgegebenen, aber parametrierbaren Ablaufs.
- Zusammenhangoptimierung (Kaplan): Ein Modul ermittelt bei Aktivierung den optimalen Zusammenhang von Leitapparat- und Laufschaufelstellung, um den größtmöglichen Wirkungsgrad zu erzielen. Zu diesem Zweck werden Offsets für die Öffnungen der Regelorgane berechnet.
- Schwallregelung (Kaplan): Bei Auswahl dieser Funktion reagiert der Turbinenregler auf einen Lastabwurf mit einem rampenförmigen Öffnen der Laufschaufeln, sodass der Wellengang im Oberwasser begrenzt wird.
- Nadelselektion (Pelton): Der Turbinenregler schaltet in Abhängigkeit des Arbeitspunkts automatisch Nadeln zu oder weg, um einen optimalen Betrieb zu gewährleisten. Mit der Funktion Nadelselektion kann die Anzahl der Nadeln manuell vorgegeben und einer der Nadeln die Priorität zugeordnet werden, in deren Abhängigkeit die anderen Nadeln automatisch selektiert werden.
- „Water Waste“-Betrieb (Pelton): Da die Regelgeschwindigkeit durch unzulässige Druckstöße bei zu rascher Verstellung der Düsenadeln begrenzt ist, werden im „Water Waste“-Betrieb die Deflektoren im Düsenstrahl positioniert, um über ihre Bewegung eine raschere Regelung zu ermöglichen. Das ist insbesondere im Inselbetrieb oder beim Schwarzstart wichtig.

Kapitel 4

Inbetriebnahme

Bisher wurden die Aufgaben und die Funktionsweise von Turbinenreglern, die Betriebsvorgänge bei Wasserturbinen und die Komponenten und Funktionen des Testobjekts beschrieben. Daraus ergibt sich schon ein Bild von den Anforderungen an den zu testenden Turbinenregler. Dieses Bild soll nun durch die Betrachtung tatsächlicher Testvorgänge an Turbinenregelungen erweitert werden. So wird nicht nur die Anforderungsanalyse für das Testobjekt abgerundet, es wird insbesondere eine praxisbezogene Grundlage für die Spezifikation der Testfälle geschaffen.

Zuerst werden die allgemeinen Vorgänge und die Testvorgänge an Turbinenreglern im Rahmen von Inbetriebnahmen beschrieben, indem Informationen aus technischen Normen verarbeitet werden. Danach werden Testfälle aus einem Testprotokoll in abstrahierter Form, ohne Bezug auf das konkrete Kraftwerk, aufgelistet. Beides soll als Referenz für die Spezifizierung von Testfällen für den Systemtest dienen.

Bei der Inbetriebnahme – nach Errichtung einer neuen Anlage, Reparatur oder Revision – wird die Kraftwerksausrüstung auf Konformität mit Vertragsvorschriften geprüft und betrieben, bis sie formal vom Abnehmer akzeptiert wird. Das betrifft auch das Turbinenregelungssystem, in dem der Turbinenregler als eigenes Subsystem gilt. Die Inbetriebnahmeprozesse, insbesondere die Inbetriebnahmetests, sollten daher die wichtigsten Anwendungen und Betriebsvorgänge, mit denen die Turbinenregelung konfrontiert ist, abdecken.

Für die Analyse dieser Inbetriebnahmeprozesse werden an dieser Stelle zwei IEC-Normen diskutiert, die dazu am ehesten geeignet erscheinen. Einerseits ist das IEC 60545 „Guide for commissioning, operation and maintenance of hydraulic turbines“, [5], andererseits IEC 60308 „Hydraulic turbines – Testing of control systems“, [6]. Obwohl es noch andere Normen zum Thema „Inbetriebnahme“ (z.B. IEEE 1248) und zum Thema „Test des Turbinenregelungssystems“ gibt (z.B. ASME PTC 29) werden sie an dieser Stelle vernachlässigt, da sie keine notwendigen Zusatzinformationen enthalten und ihre Berücksichtigung den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde.

4.1 IEC 60545:1976

Die Norm beschreibt Prozeduren zur Inbetriebnahme von Wasserturbinen und der zugehörigen Ausrüstung. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die gängige Fassung aus dem Jahr 1976 stammt. Die darin definierten Begrifflichkeiten haben aber weiterhin Relevanz, insbesondere in

IEC 60308:2005.

Es werden drei verschiedene Testphasen unterschieden: Vorbereitungstests (pre-start tests), Erstes Drehen (initial run) und Testläufe (test runs). In die erste Kategorie fallen Trockentests (prior to filling waterways) und Nasstests (after filling waterways), in die letzte Kategorie fallen Leerlaufstests (no-load tests) sowie Lasttests und Lastabwurfstests (load run and load rejection tests).

Die Testphasen und die darin enthaltenen Abläufe werden in der Norm genauer beschrieben, inklusive Auflistungen jeweils zu prüfender Komponenten und zu messender Größen. Da diese Informationen weit über den Turbinenregler selbst hinausgehen, werden die Testphasen und Abläufe in IEC 60545 an dieser Stelle nur allgemein wiedergegeben:

1. Vorbereitungstests: Testphase zwischen der fertiggestellten Errichtung der Ausrüstung und dem Ersten Drehen.
 - (a) Trockentests: Bevor das Turbinengehäuse mit Wasser gefüllt wird, werden der Generator sowie die Hilfs- und Standby-Ausrüstung überprüft.
 - (b) Nasstests: Die Wasserwege und anschließend das Turbinengehäuse werden langsam mit Wasser befüllt und auf Lecks geprüft. Dabei werden automatische Schutzgeräte der Ventile und der Schütze sowie die Ventile und Schütze selbst überprüft. Es werden anschließend Betriebstests durchgeführt, zum Beispiel am Überdruckventil oder an den Düsenadeln bei Ablenkung durch die Defektoren.
2. Erstes Drehen: Erstes Bewegen der drehenden Teile nach der Installation. Der Leitapparat oder die Nadeln werden manuell geöffnet, um die Turbine zumindest auf ihre minimal vorgesehene Drehzahl zu bringen. Bei Geräuschen oder anderen unvorhergesehenen Phänomenen wird die Anlage unverzüglich abgeschaltet.
3. Testläufe: Betrieb, um Datenreihen für spezifische Tests zu erhalten.
 - (a) Leerlaufstests: Die Drehzahl wird unter manueller Steuerung in festgelegten Schritten auf Nenndrehzahl erhöht, wobei auf die Temperatur der Lager geachtet wird. Nach jedem Schritt werden verschiedene Messungen und Beobachtungen angestellt. Danach wird die Funktion des Bremssystems (gegebenenfalls inklusive Bremsdüsen) getestet. Im Anschluss daran ist in der Norm der Test des Turbinenregelungssystems angeführt, allerdings nicht weiter ausgeführt. Weiterhin unter manueller Steuerung wird dann die Drehzahl für Überdrehzahltests erhöht.
 - (b) Lasttests und Lastabwurfstests: Nach der Synchronisation und Netzkopplung wird die Last schrittweise erhöht und bei schrittweise immer höheren Lasten die Last abgeworfen, so zum Beispiel bei 25 %, 50 %, 75 % und 100 % der Nennlast. Pro Lastabwurfstest sollen jeweils zwei Lastabwürfe durchgeführt werden, das eine Mal unter Turbinenregelung, das andere Mal als Notfallabschaltung. Die Lasttests und Lastabwurfstests dienen der Überprüfung der Genauigkeit der erzeugten Leistung, der Stabilität, der Funktionstüchtigkeit der Regelung, des Druckanstiegs und der Drehzahlerhöhung. Druckanstieg und Drehzahlerhöhung sollen besonders beachtet werden, damit für den nächsten Test bei höherer Last keine Sicherheitslimits überschritten werden.

Nach Abschluss der Lastabwurftests wird eine Einschätzung über die Leckage der Turbine bei geschlossenem Leitapparat empfohlen.

4.2 IEC 60308:2005

Die Norm „Hydraulic turbines – Testing of control systems“ behandelt die Definitionen und die Charakteristiken des Regelungssystems von Wasserturbinen mit Fokus auf dem Testen. Darunter fällt hier unter anderem die Bestätigung des generellen ordnungsgemäßen Funktionierens. Somit kann das Dokument als Referenz zur Spezifikation von Testfällen für die Funktionalität der Turbinenregelung herangezogen werden.

Die Norm liefert Begriffsbestimmungen, Definitionen, Symbole und Einheiten in Bezug auf die Regelung, listet zu überprüfende Funktionen und Komponenten auf und beschreibt das Testen. Für letzteres unterscheidet sie in Werkstättentests (Workshop tests), die vor einer Inbetriebnahme in einer Werkstätte durchgeführt werden, und Vor-Ort-Tests (on site tests) bzw. Praxistests (field tests), die an der realen Anlage durchgeführt werden.

Eine systematische Diskussion der Angaben in dieser Norm würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen. Abgesehen davon bietet die Norm aber auch keine klaren Anweisungen für konkrete Testabläufe. Sie dient hier also vor allem dem Überblick über zu testende Funktionen und kann zur punktuellen Referenzierung herangezogen werden.

4.2.1 Testrelevante Funktionen

Von zentraler Bedeutung für die Spezifikation von Testfällen ist eine Auflistung von testbaren Funktionen und Komponenten, die sich in dieser Norm findet. Aus diesem Grund wird sie hier wiedergegeben:

- Primäre Betriebsarten
 - Drehzahlregelung (Leerlauf und Synchronisation, Inselbetrieb)
 - Leistungsregelung
 - Öffnungsregelung
- Sekundäre Betriebsarten
 - Pegelregelung
 - Durchflussregelung
 - Optimierungsregelung (beispielsweise für mehrere Düsen bei Pelton)
- Andere Regelungssysteme und Übergänge
 - Schwallregelung
 - Druckregelung
 - Hochlauf und Synchronisation
 - Herunterfahren und Lastabwürfe

- Übergänge zwischen verschiedenen Betriebsarten
- Komponenten des Regelungssystems
 - elektrohydraulische und elektromechanische Umsetzer
 - Regelungsventile
 - Servomotoren
 - Öldrucksysteme und Energiespeichermechanismen (Druckspeicher, Gewichte, Federn)
 - Hilfsenergieversorgung für elektrische und elektronische Systeme
- Sicherheitsfunktionen
 - Sicherheitsabschaltung
 - Überdrehzahlschutz
 - Sperrvorrichtungen
 - Kriecherkennung
- Umgebungsbedingter Schutz
 - Vibrationen
 - Klimatische Bedingungen
- Elektromagnetische Kompatibilität
 - elektromagnetische Kompatibilität
 - Quellen elektrischer Interferenz

4.2.2 Testprogramme

Weiters gibt es einen Anhang, der zusammengestellte Testprogramme zum Testen von Turbinenregelungen empfiehlt. Dabei werden Programme für Grundlastbetrieb (GL), Spitzenlastbetrieb (SL) und Asynchrongeneratoren unterschieden, darin jeweils Werkstättentests (W) und Praxistests (P) mit jeweils normalem oder umfassendem Umfang. Folgend sind all jene Tests aufgelistet, die abseits des Asynchrongenerators vorkommen - er ist für Wasserturbinen untypisch und hat keine gesonderte Bedeutung für den zu testenden Turbinenregler.

- Gesamtsystem
 - Zusammengesetztes System
 - * Empfindlichkeit/Totzone [W, SL, GL]
 - * Totzeit [W, SL, GL]
 - * Übertragungsverhalten des Reglers (Frequenzsprung, Lastsprung) [W, SL, GL]
 - * Leerlaufstabilität [P, SL]
 - * Laststabilität [P, SL]
 - * Lastabwürfe [P, SL, GL]

- * Stabilitätstest Inselbetrieb [P, SL, GL]

- * Voller Lastabwurf [W, SL]

- Subsysteme

- Servosystem 1 & 2

- * Statische Charakteristik und Dynamik [W, P, SL, GL]

- * Dynamischer Test (Sprung- oder Frequenzantwort) [W, P, SL, GL]

- Hauptmodul

- Hydraulische Steuerungseinheit

- * Steuerventil Charakteristik (Hauptsteuerventil) [W, SL, GL]

- * Abschaltfunktionen [W, P, SL, GL]

- * Öffnungs-/Schließgeschwindigkeit [W, P, SL, GL]

- * Manuelle Funktionen [W, P, SL, GL]

- Turbinenregler

- * Öffnungsregelung [W, P, SL, GL]

- * Permanente Statik und andere Regelfunktionen [W, P, SL, GL]

- * Sequenzen [W, P, SL, GL]

- * Multiservo-Regelung [W, P, SL, GL]

- * Optimierung [W, P, SL, GL]

- * Überwachungen/Alarmer [W, P, SL, GL]

- * Andere Funktionen [W, P, SL, GL]

- Submodule

- Öldrucksystem

- * Druckkontrolle [W, P, SL, GL]

- * Pumpenkapazität [W, SL, GL]

- * Energiespeicherkapazität [W, SL, GL]

- * Spannungsversorgungsbereich [W, SL, GL]

- * Alarmer/Auslösesignale [W, P, SL, GL]

- Drehzahlüberwachung

- * Drehschwellwerte [W, P, SL, GL]

- * Überwachung/Alarmer [W, P, SL, GL]

4.3 Inbetriebnahmetests

Die hier beschriebenen Testfälle für Turbinenregelungen im Rahmen von Inbetriebnahmen stammen aus einem Testprotokoll für einen Kaplan-Turbinenregler. Die Darstellung erfolgt verallgemeinert, das heißt ohne Bezug auf das konkrete Protokoll und das in Betrieb genommene Kraftwerk. Darüber hinaus wird hier kein Anspruch auf Vollständigkeit oder Allgemeingültigkeit in

Bezug auf Inbetriebnahmetests erhoben. Die Inbetriebnahmetests dienen hier ausschließlich der Referenz auf die Praxis. Die Werte in den folgenden Abbildungen, sofern nicht anders gekennzeichnet, sind per-unit-Größen, dargestellt in Prozent.

Digitaler Turbinenregler - CPU	
<i>Testbeschreibung</i>	Die aktuelle Version der Firmware wird geladen, erfolgreiches Laden bestätigt.
<i>Bedingungen</i>	Ausrüstung vollständig installiert Spannungsversorgung gegeben
<i>Messungen</i>	Firmware-Revisionen erfolgreiches Laden
<i>Auswertung</i>	Die Firmware sollte fehlerfrei geladen sein.

Digitaler Turbinenregler - Applikationsbaugruppe	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Rückführsignale von Leitapparat, Laufschaufeln und ihren Servoventilen werden geprüft.
<i>Bedingungen</i>	Turbinenregler betriebsbereit Öldruck vorhanden Firmware geladen
<i>Messungen</i>	Analogsignale der Leitapparat-, Laufschaufel- und Steuerventil-Öffnungen
<i>Auswertung</i>	Die Rückführsignale sind richtig mit dem Turbinenregler verbunden und liefern plausible Signale im vorgesehenen Signalbereich.

Trockentest - Rückführensorkalibrierung des Leitapparats	
<i>Testbeschreibung</i>	Der Rückführsensor für die Position des Servomotors für den Leitapparat wird kalibriert. Der Servomotor wird bis an seine Grenzen geöffnet und geschlossen, der Offset für die völlig geschlossene Position und der Öffnungsbereich des Servomotors werden festgelegt.
<i>Bedingungen</i>	Rückführsignale geprüft Wasserwege geschlossen keine Personen in Betriebsumgebung des Stellglieds
<i>Messungen</i>	Servomotor-Offset Servomotor-Öffnungsbereich

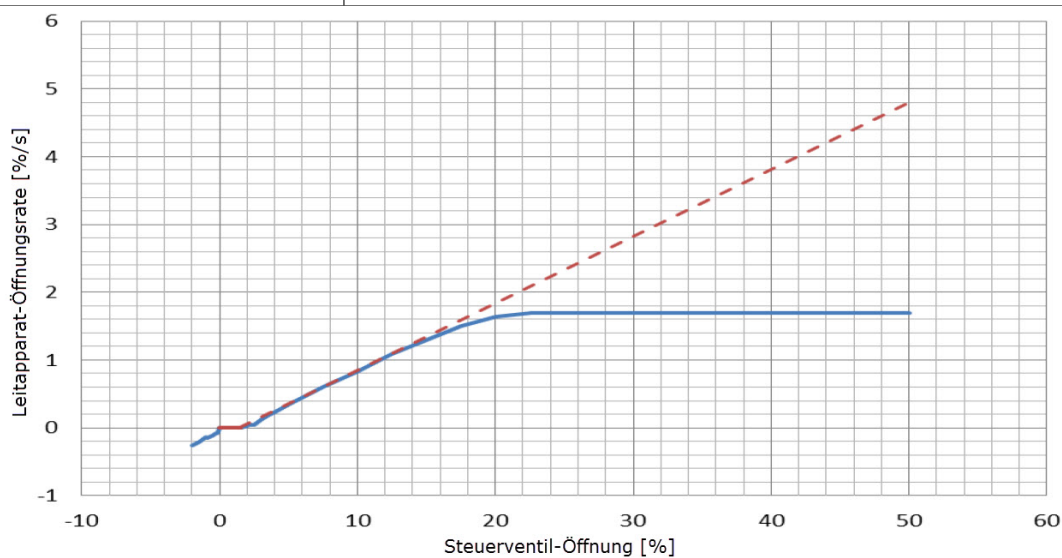
<i>Auswertung</i>	Die Parameter für Offset und den Öffnungsbereich werden gespeichert.
-------------------	--

Trockentest - Rückführensorkalibrierung der Laufschaufeln	
<i>Testbeschreibung</i>	Der Rückführsensor für die Position des Servomotors für die Laufschaufeln wird kalibriert. Der Servomotor wird bis an seine Grenzen geöffnet und geschlossen, der Offset für die völlig geschlossene Position und der Öffnungsbereich für den Servomotor werden festgelegt.
<i>Bedingungen</i>	Rückführsignale geprüft Wasserwege geschlossen keine Personen in Betriebsumgebung des Stellglieds
<i>Messungen</i>	Laufschaufel-Offset Laufschaufel-Öffnungsbereiche
<i>Auswertung</i>	Die Parameter für Offset und den Öffnungsbereich werden gespeichert.

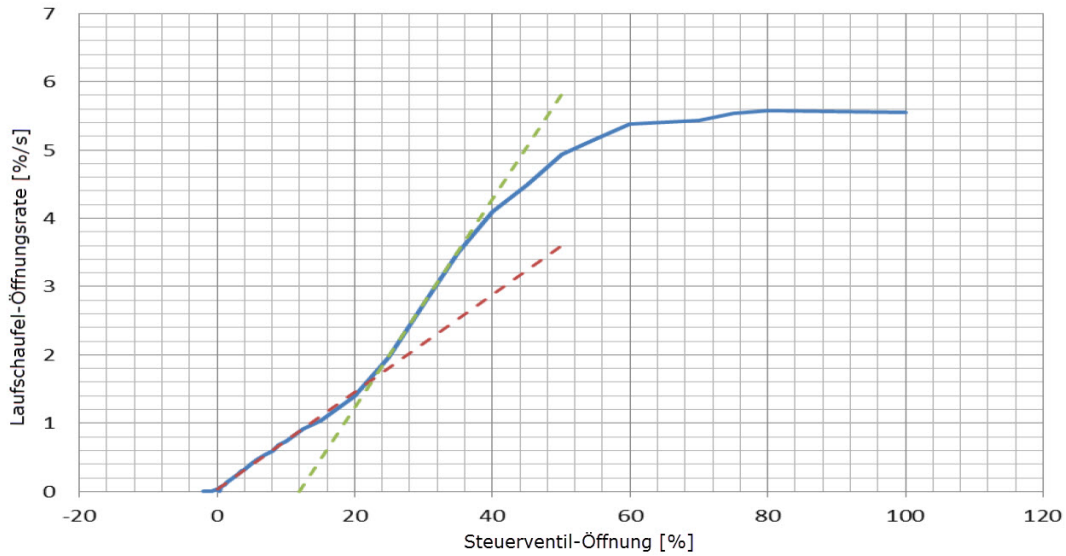
Trockentest - Kompensation der Schließendenz	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Schließendenz und die Überdeckung der Servoventile werden durch Offsets kompensiert, die Offsets werden zum Ausgang des jeweiligen Positionierkreises addiert.
<i>Bedingungen</i>	Wasserwege geschlossen keine Personen in Betriebsumgebung des Stellglieds Rückführsensoren kalibriert
<i>Messungen</i>	Positive und negative Steuerventil-Offsets
<i>Auswertung</i>	Die Schließendenz und die Überdeckung der Servoventile werden kompensiert.

Trockentest - Charakteristik des Leitapparats

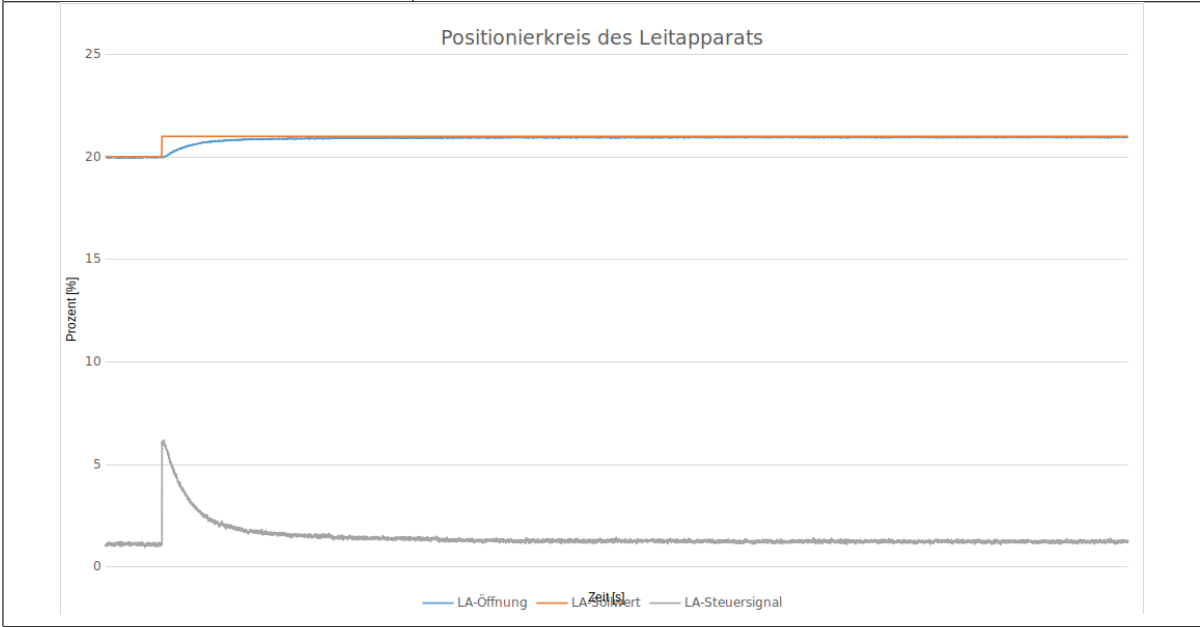
<i>Testbeschreibung</i>	Der Leitapparat wird mit voller Auslenkung des Servoventils geöffnet und geschlossen, um die Öffnungs- und Schließzeit des Leitapparats zu bestimmen.
<i>Bedingungen</i>	Wasserwege geschlossen keine Personen in Betriebsumgebung des Stellglieds Schließtendenz und Überdeckung kompensiert
<i>Messungen</i>	Schließzeit des Leitapparats Öffnungszeit des Leitapparats
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Leitapparat-Öffnungsrate [%/s] versus Steuerventil-Öffnung [%]
<i>Auswertung</i>	Die gemessenen Werte für die Öffnungs- und die Schließzeit werden als Parameter gespeichert.



Trockentest - Charakteristik der Laufschaufeln	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Laufschaufeln werden mit voller Auslenkung des Servoventils geöffnet und geschlossen, um die Öffnungs- und Schließzeit der Laufschaufeln zu bestimmen.
<i>Bedingungen</i>	Wasserwege geschlossen keine Personen in Betriebsumgebung des Stellglieds Schließtendenz und Überdeckung kompensiert
<i>Messungen</i>	Schließzeit der Laufschaufeln Öffnungszeit der Laufschaufeln
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Laufschaufel-Öffnungsrate [%/s] versus Servoventil-Öffnung [%]
<i>Auswertung</i>	Die gemessenen Werte für die Öffnungs- und die Schließzeit werden als Parameter gespeichert.



Trockentest - Positionierkreis des Leitapparats	
<i>Testbeschreibung</i>	Der Positionierkreis des Leitapparats wird auf stabiles und schnelles Verhalten geprüft. Die Sprungantwort für unterschiedliche Sollwertsprünge wird untersucht, z.B. in Schritten von 10 % von geschlossen bis offen und wieder zurück. Das Steuersignal kann mit einem Dithersignal überlagert werden, um Ruckgleiten (Slip-Stick) zu verhindern.
<i>Bedingungen</i>	Wasserwege geschlossen keine Personen in Betriebsumgebung des Stellglieds Öffnungs- und Schließzeit ermittelt
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Leitapparat-Sollwert, -Öffnung, -Steuersignal über der Zeit
<i>Auswertung</i>	Die Positionierkreis-Parameter werden optimiert, sodass die Sollwerte möglichst schnell aber ohne Überschwingen erreicht werden.

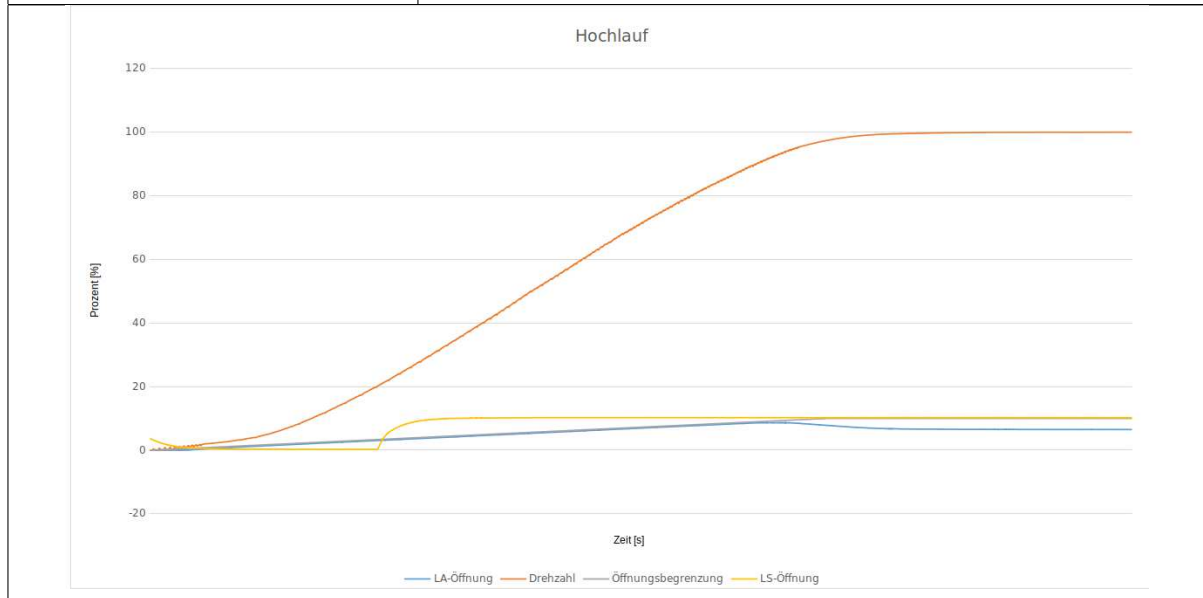


Trockentest - Positionierkreis der Laufschaufeln	
<i>Testbeschreibung</i>	Der Positionierkreis der Laufschaufeln wird auf stabiles und schnelles Verhalten geprüft. Die Sprungantwort für unterschiedliche Sollwertsprünge wird untersucht, z.B. in Schritten von 10 % von geschlossen bis offen und wieder zurück. Das Steuersignal kann mit einem Dithersignal überlagert werden, um Ruckgleiten (Slip-Stick) zu verhindern.
<i>Bedingungen</i>	Wasserwege geschlossen keine Personen in Betriebsumgebung des Stellglieds Öffnungs- und Schließzeit ermittelt
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Laufschaufel-Sollwert, -Öffnung, -Steuersignal über der Zeit
<i>Auswertung</i>	Die Positionierkreis-Parameter werden optimiert, sodass die Sollwerte möglichst schnell aber ohne Überschwingen erreicht werden.

Leerlaufstest - Erstes Drehen	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Turbine wird mit Wasserdurchfluss in Drehung versetzt. Es wird auf problemlose Rotation und Leckage überprüft. Um die Drehzahlsensoren zu testen wird die Öffnungsbegrenzung manuell gesetzt. Der Leitapparat öffnet bis zur Öffnungsbegrenzung. Zusätzlich kann die manuelle Auslösung für den Notschluss getestet werden.
<i>Bedingungen</i>	Positionierkreise geprüft Lageröldruck vorhanden Notschluss einsatzbereit Kugelschieber einsatzbereit
<i>Messungen</i>	Öffnungsbegrenzung

<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Drehzahl und Öffnung über die Zeit
<i>Auswertung</i>	Es wird überprüft ob ungewöhnliche Geräusche oder Phänomene auftreten, ob die Drehzahlsignale plausible Ergebnisse liefern, sowie gegebenenfalls ob der Notschluss funktioniert.

Leerlaufstest - Hochlauf	
<i>Testbeschreibung</i>	Der Leitapparat öffnet gemäß einer zweistufigen Öffnungsbegrenzung für Hochlauf, die bei Erreichen einer gewissen Drehzahl (bzw. 80 % Nenndrehzahl) auf die niedrigere Stufe geschaltet wird. Die Turbine beschleunigt auf Nenndrehzahl im Leerlauf.
<i>Bedingungen</i>	Erstes Drehen erfolgreich Notschluss einsatzbereit Kugelschieber einsatzbereit
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Leitapparat-Öffnung Drehzahl Laufschaufel-Öffnung Öffnungsbegrenzung
<i>Auswertung</i>	Die Turbine beschleunigt ohne Drehzahlschwingungen und Überschwingen auf Nenndrehzahl.



Leerlaufstest - Überdrehzahl	
<i>Testbeschreibung</i>	Beim Überdrehzahltest wird der Überdrehzahlschutz getestet. Die Drehzahl wird auf Nenndrehzahl gebracht und unter manueller Steuerung auf Überdrehzahl erhöht. Sowohl elektrische als auch mechanische Schutzauslösungen werden überprüft. Zuerst wird die elektrische Drehzahlauslösung getestet, danach die mechanische. Für letztere wird die elektrische Überdrehzahlauslösung über die mechanische gesetzt, bleibt also als Backup aktiv.
<i>Bedingungen</i>	Hochlauf erfolgreich Notschluss einsatzbereit Kugelschieber einsatzbereit
<i>Messungen</i>	Auslösesignale für Überdrehzahlschutz
<i>Auswertung</i>	Elektrischer und mechanischer Drehzahlschutz lösen aus.

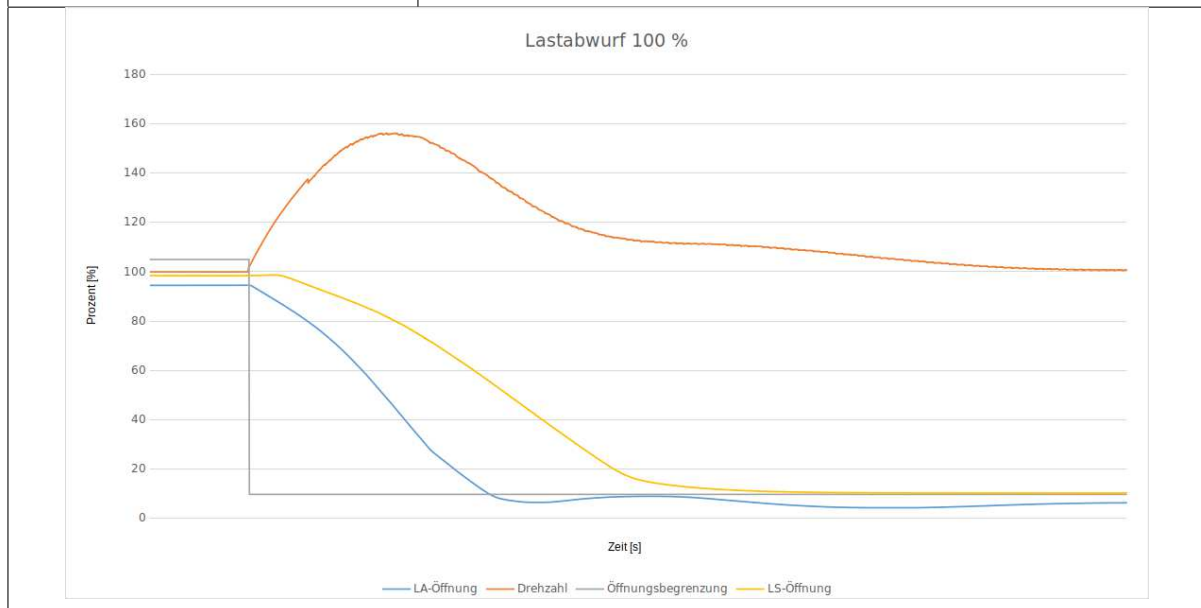
Leerlaufstest - Synchronisation	
<i>Testbeschreibung</i>	Der Generator wird mit dem Netz synchronisiert. Die Öffnungsbegrenzung wird dazu etwas über jene für den Leerlauf erhöht. Die Turbine wird auf Nenndrehzahl gebracht. Das Synchronisationsgerät liefert Signale für kleine Sollwertsprünge der Drehzahl. Die Parameter der Drehzahlregelung im Leerlauf und der Sollwertsprünge werden optimiert. Der Leistungsschalter wird geschlossen und die Leistungsmessung auf Plausibilität geprüft.
<i>Bedingungen</i>	Überdrehzahltest erfolgreich Notschluss einsatzbereit Kugelschieber einsatzbereit
<i>Messungen</i>	Parameter für Drehzahlregelung und Synchronisation Signal „Leistungsschalter Ein“
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Leitapparat-Öffnung Laufschaufel-Öffnung Drehzahl Drehzahl-Sollwertsprünge Leistung
<i>Auswertung</i>	Der Drehzahlregler wird für die Synchronisation optimiert und die Parameter werden gespeichert. Die Steuersignale vom Synchronisiergerät sowie das Signal „Leistungsschalter Ein“ werden bestätigt. Die Leistungsmessung liefert plausible Ergebnisse.

Lasttest - Leistungsregelung	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Leistungsregelung reagiert auf Sollwertsprünge, die Regelparameter werden optimiert.
<i>Bedingungen</i>	Synchronisation erfolgreich Anlage mit dem Netz verbunden
<i>Messungen</i>	Parameter für die Leistungsregelung
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Leitapparat-Öffnung Laufschaufel-Öffnung Drehzahl Leistung Leistungs-Sollwert
<i>Auswertung</i>	Der Leistungsregler wird auf optimales Verhalten parametrisiert, d.h. die Leistung soll möglichst schnell und möglichst ohne Über-/Unterschwingen auf den Sollwert stabilisiert werden.

Lasttest - Öffnungsregelung	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Öffnungsregelung reagiert auf Sollwertsprünge, die Regelparameter werden optimiert.
<i>Bedingungen</i>	Synchronisation erfolgreich Anlage mit dem Netz verbunden
<i>Messungen</i>	Parameter für die Öffnungsregelung
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Leitapparat-Öffnung Leitapparat-Sollwert Laufschaufel-Öffnung Drehzahl, Leistung
<i>Auswertung</i>	Der Öffnungsregler wird auf optimales Verhalten parametrisiert, d.h. die Öffnung soll möglichst schnell und möglichst ohne Über-/Unterschwingen auf den Sollwert stabilisiert werden.

Lasttest - Durchflussregelung	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Durchflussregelung reagiert auf Sollwertsprünge, die Regelparameter werden optimiert.
<i>Bedingungen</i>	Synchronisation erfolgreich Anlage mit dem Netz verbunden
<i>Messungen</i>	Parameter für die Durchflussregelung
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Leitapparat-Öffnung Laufschaufel-Öffnung Drehzahl Leistung Durchfluss Durchfluss-Sollwert
<i>Auswertung</i>	Der Durchflussregler wird auf optimales Verhalten parametrisiert, d.h. der Durchfluss soll möglichst schnell und möglichst ohne Über-/Unterschwingen auf den Sollwert stabilisiert werden.

Lasttest - Lastabwurf	
<i>Testbeschreibung</i>	Das Verhalten des Turbinenreglers bei Lastabwürfen wird geprüft. Der Leistungsschalter wird bei gewünschter Last geöffnet. Der Lastabwurftest wird schrittweise für 25 %, 50 %, 75 % und 100 % Nennleistung durchgeführt. Die Drehzahl soll im Leerlauf auf Nenndrehzahl stabilisiert werden.
<i>Bedingungen</i>	Überdrehzahltest erfolgreich Anlage mit dem Netz verbunden Notschluss einsatzbereit
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Leitapparat-Öffnung Laufschaufel-Öffnung Drehzahl Leistung Druck vor und hinter der Turbine Öffnungsbegrenzung
<i>Auswertung</i>	Die maximale Drehzahl und der Druckanstieg werden notiert. Die Drehzahl sollte auf Nenndrehzahl stabilisiert werden.



Lasttest - Primärregelung	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Frequenz wird schrittweise (z.B. in Schritten von 100 mHz) von 50 Hz auf 50,5 Hz erhöht und wieder auf 50 Hz reduziert. Der Test wird umgekehrt für 50 auf 49,5 Hz wiederholt.
<i>Bedingungen</i>	Lastabwurftests erfolgreich Anlage mit dem Netz verbunden Lastabwurftests abgeschlossen
<i>Messungen</i>	Statikfaktor Frequenztotband
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Leitapparat-Öffnung Leitapparat-Sollwert Drehzahl Leistung
<i>Auswertung</i>	Die Regelreserve sollte innerhalb von 30 Sekunden bereitgestellt werden.

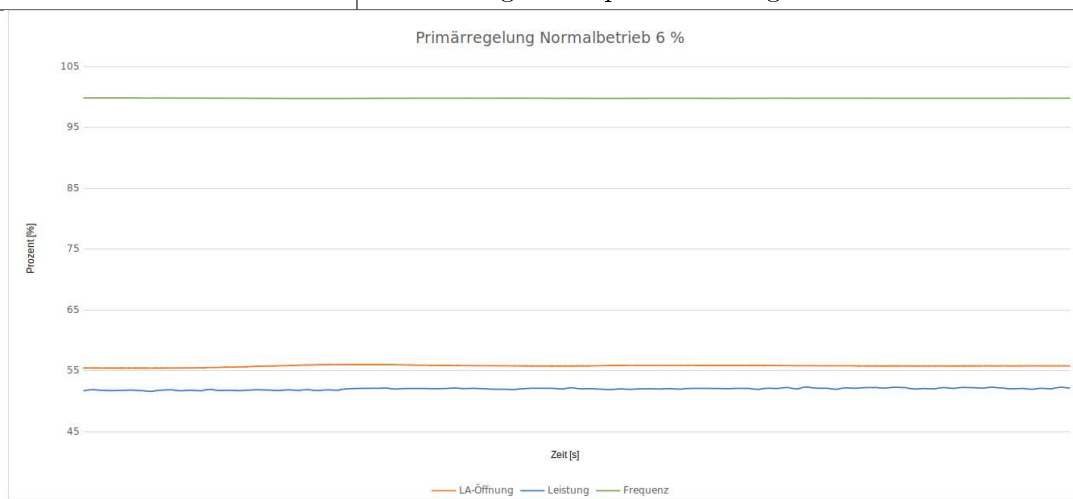
Primärregelung 6 %

Zeit [s]

— LA-Öffnung — Leistung — Frequenz

Lasttest - Primärregelung Normalbetrieb

<i>Testbeschreibung</i>	Die Primärregelung wird für drei Minuten bei fixem Sollwert ohne Totzone am Netz getestet.
<i>Bedingungen</i>	Lastabwurftests erfolgreich Anlage mit dem Netz verbunden Primärregelungstest erfolgreich
<i>Messungen</i>	Statikfaktor Parameter für das Frequenztotband
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Leitapparat-Öffnung Drehzahl Leistung
<i>Auswertung</i>	Die Primärregelung sollte auf die Frequenzänderungen den Einstellungen entsprechend reagieren.



Lasttest - Inselbetrieb

<i>Testbeschreibung</i>	Der Turbinenregler wird auf Inselbetrieb parametrisiert und ein Inselnetz über die Drehzahl simuliert. Die Drehzahl soll bei einem Lastsprung auf den Sollwert stabilisieren.
<i>Bedingungen</i>	Lastabwurftests erfolgreich Anlage mit dem Netz verbunden
<i>Messungen</i>	Parameter für die Drehzahlregelung im Inselbetrieb
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	Leitapparat-Öffnung Laufschaufel-Öffnung Leistung Drehzahl
<i>Auswertung</i>	Die Drehzahlregelung für den Inselbetrieb wird auf stabiles Verhalten optimiert, d.h. die Drehzahl soll möglichst schnell und mit möglichst geringen Schwingungen auf den Sollwert stabilisiert werden.

Kapitel 5

Spezifizierung von Testfällen

Mit der Darstellung der allgemeinen Aufgaben und Funktionen eines Turbinenreglers, der Beschreibung des Testobjekts sowie der Untersuchung von Betriebs- und Inbetriebnahmeprozessen wurde die Grundlage zur Erstellung von Testfällen (Testbasis) für den Systemtest geschaffen. Dabei stellt sich zuerst die Frage, was der Systemtest überhaupt ist und was das Ziel dabei sein soll. Wenn das geklärt ist muss die Testbasis in Anforderungen übersetzt werden und jede Anforderung in zumindest einem Testfall abgedeckt werden. Zusätzlich müssen Kriterien gefunden werden, anhand derer bewertet werden kann, ob die Testanforderungen durch die Testergebnisse erfüllt sind oder nicht, was einen Fehler bedeuten würde.

5.1 Systemtest

Beim Systemtest wird, laut [3], ein fertiges, integriertes System auf vollständige und angemessene Erfüllung der gestellten Anforderungen überprüft. Erst hier kann das Ineinandergreifen aller Systemkomponenten berücksichtigt werden. Somit sollen Fehler und Mängel, die weder im Komponenten- noch in Integrationstests erfasst werden, aufgedeckt werden.

Der Systemtest erfolgt aus der Perspektive der späteren tatsächlichen Anwendung und muss daher auch in einer geeigneten Testumgebung erfolgen, die der realen Anwendungsumgebung ausreichend nahe kommt. Dementsprechend müssen die Testfälle möglichst alle oder zumindest die meisten und wichtigsten funktionalen Anforderungen an den Turbinenregler abdecken. Der Systemtest abseits dieser sogenannten „Produktivumgebung“ bietet die Vorteile, dass eine schädliche Beeinträchtigung des Kundensystems vermieden wird und dass die einzelnen Tests einfacher reproduzierbar sind.

Da der Test aus der Anwendungsperspektive erfolgt, von dieser Seite also die Anforderungen gestellt werden, werden Testfälle für den Systemtest gerne in einem „Blackbox-Verfahren“ erstellt. Dabei wird der innere Aufbau des zu testenden Systems vernachlässigt, die Testfälle werden aus den (funktionalen) Anforderungen bestimmt.

Dieser Weg wird auch in dieser Arbeit eingeschlagen, aus dem einfachen Grund, dass das integrierte System komplex ist und der Systemtest die Behandlung des Systems als Blackbox erlaubt. Damit soll aber nicht gesagt sein, dass der innere Aufbau des Systems ignoriert wurde. Die Untersuchung des Testobjekts musste zum Teil auch auf der Ebene der Funktionspläne der

Applikation erfolgen, um dessen Funktionen und die Anforderungen daran genauer zu bestimmen.

5.2 Anforderungen an das Testobjekt

Die funktionalen Anforderungen an den zu testenden Turbinenregler werden aus den bisherigen Kapiteln abgeleitet und im Abschnitt 5.2.4 definiert. Die Betrachtungen über allgemeine Aufgaben und Funktionsweisen der Turbinenregelung, die Beschreibung typischer Betriebsvorgänge von Wasserturbinen, die Untersuchung des Testobjekts und die Referenz auf Vorgänge bei Inbetriebnahmen bieten zusammen genommen eine ausreichende Grundlage für die Anforderungsdefinition. Dabei ist es naheliegend, die Anforderungen an das zu testende System aus der Perspektive der Betriebs- und Inbetriebnahmeprozesse zu formulieren und zu spezifizieren, welches Ausgabeverhalten die verschiedenen Funktionen des Testobjekts dabei aufweisen sollen. Daher werden hier in einem ersten Schritt die Funktionen aufgelistet, die im Systemtest abgedeckt werden.

5.2.1 Zu testende Funktionen

Die verschiedenen Funktionen des Testobjekts wurden in Kapitel 3 beschrieben. Zusammengefasst sind das:

- Applikationsausprägung
 - Francis
 - Kaplan
 - Pelton
- Messmethoden
 - Drehzählerfassung
 - * induktiv
 - Stillstanderkennung
 - Kriecherkennung
 - Drehrichtungserkennung
 - Drehzahlmittelung
 - * elektrisch
 - Generatorfrequenz
 - Netzfrequenz
 - Leistungsmessung
 - * Analogeingang
 - * Wandlerbaugruppe
 - Maschinentyp (1- oder 3-phasig)
 - Messmethode (Stern- oder Dreieckschaltung)

- Öffnungsmessung
- Pegelmessung
 - * Nettofallhöhe als Analogsignal
 - * Nettofallhöhe aus Analogsignalen für Ober- und Unterwasserpegel berechnet
- Durchflussberechnung
- Signale
 - Startbefehl
 - Stoppbefehl
 - Drehzahlsollwert höher
 - Drehzahlsollwert niedriger
 - Leistungsschalter Ein/Aus
 - Befehl Schnellschluss
 - Lokalbetrieb aktivieren
 - Auslösesignale zurücksetzen
- Betriebsarten
 - Drehzahlregelung
 - Leistungsregelung
 - Durchflussregelung
 - Öffnungsregelung
 - Pegelregelung
 - Handbetrieb
 - Pumpbetrieb (Francis)
 - Phasenschieberbetrieb (Francis)
- Netzarten
 - Leerlauf
 - Schwarzstart
 - Inselnetz
 - Frequenzunterstützung
 - Großnetz
 - Großnetz mit Primärregelung
- Besondere Funktionen
 - Positionierkreise
 - Positionsregelung

- Dither für Analogausgang
- Rückführgeberkalibrierung
- Öffnungsbegrenzung
- Leistungsbegrenzung
- Drehzahlschalter
- Auslösesignale
- Offset für Synchronisation
- Inselerkennung
- Inseltest
- Überdrehzahltest
- Primärregelungstest
- Kavitationsbegrenzung
- Spülsteuerung (Kaplan)
- Zusammenhangoptimierung (Kaplan)
- Schwallregelung (Kaplan)
- Nadelsektion (Pelton)
- „Water Waste“-Betrieb (Pelton)

Der Vergleich dieser Auflistung mit den in 4.2.1 zusammengefassten testbaren Funktionen und Komponenten nach IEC 60308 ergibt Folgendes:

- Die primären Betriebsarten sind abgedeckt.
- Bei den sekundären Betriebsarten gibt es die Optimierungsregelung, die im zu testenden Turbinenregler nicht explizit, aber in Form der automatischen Nadelsektion vorkommt.
- Unter „Andere Regelungssysteme und Übergänge“ gibt es eine Druckregelung, die im spezifischen Turbinenregler nicht vorkommt, aber zukünftig in Form einer Druckrohrschwingungsdämpfung für Pelton implementiert werden soll. Hochfahren und Synchronisation sind Betriebsvorgänge, die funktional als Startbefehl, Signal „Leistungsschalter Ein“ und „Drehzahl Sollwert niedriger/höher“ übersetzt werden können, ebenso Normalabschaltung als Stoppfunktion und Lastabwürfe als „Leistungsschalter Aus“.
- Die Komponenten des Regelungssystems sind nicht Teil des digitalen Turbinenreglers selbst und sind daher vom Test ausgenommen, auch wenn Regelungsventile und Servomotoren simulierte Teile der Testumgebung sein müssen. Im Systemtest berücksichtigt sind Funktionen, die zwar auf Komponenten des Regelungssystems (z.B. Positionierkreise) bezogen aber Teil des Turbinenreglers selbst sind.
- Die Sicherheitsfunktionen sind abgedeckt, insofern es sich um Funktionen (z.B. Kriecherkennung) oder um entsprechende Signale (z.B. Auslösesignale) des Turbinenreglers handelt.
- Der umgebungsbedingte Schutz ist nicht Teil des Systemtests.
- Auch die elektromagnetische Kompatibilität ist nicht Teil des Systemtests.

5.2.2 Zu testende Hardwarekomponenten

Kapitel 3 beinhaltet eine Beschreibung von Hardwarekomponenten, 3.1, die notwendigerweise Bestandteile des Testobjekts sind.

- Die analogen Ein- und Ausgänge (sowie auch die Eingänge zur Drehzahl- und Frequenzmessung), die die verschiedenen Betriebsarten und Messmethoden abdecken, sind in den Tests inkludiert.
- Die digitalen Ein- und Ausgänge sollten dort inkludiert sein, wo sie bei typischen Betriebsvorgängen (z.B. Drehzahlsollwerte bei der Synchronisation) vorkommen. Es werden somit nicht alle digitalen Ein- und Ausgänge (bis zu 32 oder 64) getestet sondern einzelne Repräsentanten, die für die Funktionalität notwendige Bestandteile sind. Das umfasst unter anderem die bisher aufgelisteten Digitalsignale.

5.2.3 Abzudeckende Betriebsvorgänge

Damit das Testobjekt auf seine Funktionalität unter möglichst realen Bedingungen getestet werden kann, ist es notwendig, das System mit den Betriebsvorgängen zu konfrontieren, die auch im Rahmen einer Inbetriebnahme durchlaufen werden. Das umfasst die Auflistung in Kapitel, 2, deren Elemente sich in Kapitel 4 innerhalb der dort beschriebenen praxisrelevanten Testvorgänge großteils wiederfinden. Folgt man also im Systemtest den Testläufen in Abschnitt Inbetriebnahmetests, 4.3, dann wird das Testobjekt auch mit den typischen Betriebsvorgängen konfrontiert. Für weitere, wie etwa den Phasenschieberbetrieb, wird auf diese Praxisreferenz verzichtet – die restliche Testbasis reicht zur Ergänzung aus.

5.2.4 Anforderungsdefinition

<i>Francis</i>	Der Systemtest muss ein eigenes Testprogramm für die Applikation Francis beinhalten, welches alle allgemeinen und alle applikationsspezifischen Testfälle beinhaltet.
<i>Kaplan</i>	Der Systemtest muss ein eigenes Testprogramm für die Applikation Kaplan beinhalten, welches alle allgemeinen und alle applikationsspezifischen Testfälle beinhaltet.
<i>Pelton</i>	Der Systemtest muss ein eigenes Testprogramm für die Applikation Pelton beinhalten, welches alle allgemeinen und alle applikationsspezifischen Testfälle beinhaltet.
<i>Drehzahlerfassung induktiv</i>	Die induktive Drehzahlerfassung muss sowohl mit aktiven als auch mit passiven Sensoren ein plausibles Drehzahl-signal liefern. Stillstands-, Drehrichtungs- und Kriechererkennung müssen Stillstand, Drehrichtung und Kriechen erkennen. Die Drehzahlmittelung muss das Drehzahl-signal mit-teln.

<i>Drehzahlerfassung elektrisch</i>	Die elektrische Drehzahlerfassung muss im Nahbereich der Nenndrehzahl ein genaueres Drehzahlsignal als die induktive Drehzahlerfassung liefern können. Es müssen dafür Werte für die Generatorfrequenz und für die Netzfrequenz gemessen werden.
<i>Leistungsmessung Analogeingang</i>	Die Leistungsmessung über Analogeingang muss über einen externen Wandler die Wirkleistung des Generators messen können.
<i>Leistungsmessung Wandlerbaugruppe</i>	Die Funktion Leistungsmessung muss für verschiedene Maschinentypen (1- oder 3-phasig) und Messmethoden (Stern- oder Dreieckschaltung) die Wirk- und Blindleistung des Generators messen können.
<i>Öffnungsmessung</i>	Die Öffnungsmessung über Analogeingang muss die Öffnung des Turbinenregelorgans bzw. die Stellung der Turbinen-Servomotoren messen können.
<i>Pegelmessung</i>	Die Pegelmessung über Analogeingang muss die Nettofallhöhe zur Turbine über ein Analogsignal messen sowie aus den Analogsignalen für Ober- und Unterwasserpegel berechnen können.
<i>Durchflussmessung</i>	Die Durchflussmessung muss den Durchfluss aus der Turbinenöffnung und der Fallhöhe errechnen können.
<i>Startbefehl/Hochlauf</i>	Bei Startbefehl über Digitaleingang öffnen die Regelorgane entsprechend der berechneten Öffnungsbegrenzung. Die Drehzahl beschleunigt beim Hochlauf ohne Schwingungen und Überspringen auf Nenndrehzahl.
<i>Stoppbefehl/Normalabschaltung</i>	Bei Stoppbefehl über Digitaleingang schließen die Regelorgane mit einer vordefinierten Geschwindigkeit, bei der unzulässige Druckstöße vermieden werden. Befindet sich die Anlage unter Last, muss zuerst in einen lastfreien Betrieb gewechselt werden. Das kann über den Befehl Entladen über Digitaleingang geschehen.
<i>Drehzahlsollwert niedriger / höher</i>	Über die Digitaleingänge Drehzahlsollwert niedriger/höher wird die Drehzahl gesenkt oder erhöht.
<i>Leistungsschalter Ein/Synchronisation</i>	Über Digitaleingang bekommt der Turbinenregler die Information, dass der Leistungsschalter geschlossen wird. Der Turbinenregler wechselt in den Netzbetrieb und es wird Wirkleistung erzeugt.

<i>Leistungsschalter Aus/Lastabwurf</i>	Über Digitaleingang bekommt der Turbinenregler die Information, dass der Leistungsschalter geöffnet wird. Der Turbinenregler wechselt in den Leerlauf und verhindert, dass die Turbine in den Überdrehzahlbereich beschleunigt. Der Turbinenregler regelt die Turbine auf Nenndrehzahl im Leerlauf.
<i>Befehl Schnellschluss</i>	Über Digitaleingang bekommt der Turbinenregler den Befehl für einen Schnellschluss. Die Regelorgane sollen dabei schnellstmöglich schließen.
<i>Auslösesignale zurücksetzen</i>	Über Digitaleingang bekommt der Turbinenregler den Befehl Auslösesignale zurücksetzen, wodurch Auslösesignale (Primärfehler, Sekundärfehler, Notschluss) zurückgesetzt werden.
<i>Drehzahlregelung</i>	Die Drehzahlregelung muss die Drehzahl im Leerlauf, während der Synchronisation, im Inselbetrieb und in der Netzart Schwarzstart auf den Sollwert stabilisieren können.
<i>Leistungsregelung</i>	Die Leistungsregelung muss die Leistung bei Kopplung an das Netz auf den Sollwert stabilisieren können. Unter stationären Bedingungen soll die Abweichung vom Sollwert nicht mehr als 1,5 % der Nennleistung betragen, [6] S. 61.
<i>Durchflussregelung</i>	Die Durchflussregelung muss den Durchfluss bei Kopplung an das Netz auf den Sollwert stabilisieren können.
<i>Öffnungsregelung</i>	Die Öffnungsregelung muss die Öffnung des Turbinenregelorgans bzw. die Stellung der Turbinen-Servomotoren bei Kopplung an das Netz auf den Sollwert stabilisieren können.
<i>Pegelregelung</i>	Die Pegelregelung muss den Oberwasserpegel bei Kopplung an das Netz auf den Sollwert stabilisieren können.
<i>Handbetrieb</i>	Im Handbetrieb muss die Positionsregelung die Position des Leitapparats, der Laufschaufeln, der Nadeln, der Deflektoren oder der Servoventile auf einen jeweiligen Handsollwert stabilisieren können.
<i>Pumpbetrieb (Francis)</i>	Bei Aktivierung soll der Leitapparat auf eine Voröffnung gestellt werden und nach dem Startbefehl auf eine Öffnung in Abhängigkeit von der Fallhöhe regeln.
<i>Phasenschieberbetrieb (Francis)</i>	Der Leitapparat soll bei Aktivierung unter Kopplung des Generators an das Netz geschlossen werden.
<i>Leerlauf</i>	Im Leerlauf soll die Drehzahl auf die Nenndrehzahl geregelt werden.
<i>Schwarzstart</i>	Trotz Leistungsschalter Ein soll die Turbine unter Drehzahlregelung hochfahren.

<i>Inselnetz</i>	Im Inselnetz soll die Drehzahl auf den Drehzallsollwert stabilisieren. Bei 85 % Nennlast, ohne Statik, darf ein Leistungssprung von 10 % der Nennleistung nicht mehr als eine Drehzahländerung von 6 % der Nenndrehzahl verursachen, [14] S. 97.
<i>Frequenzunterstützung</i>	In der Netzart Frequenzunterstützung soll die Leistungs-Frequenz-Regelung bei einer Frequenzabweichung ab 10 mHz aktiv werden und die Regelungsreserve, der permanenten Statik von 4 % entsprechend, innerhalb von 30 Sekunden bereit stellen.
<i>Großnetz</i>	In der Netzart Großnetz soll die Leistungs-Frequenzregelung bei einer Frequenzabweichung ab 200 mHz aktiv werden und die Regelreserve, der permanenten Statik von 5 % entsprechend, innerhalb von 30 Sekunden bereit stellen.
<i>Großnetz mit Primärregelung</i>	In der Netzart Großnetz mit zusätzlicher Einstellung Primärregelung soll die Leistungs-Frequenzregelung bei einer Frequenzabweichung ab 10 mHz aktiv werden und die Regelreserve, der permanenten Statik von 5 % entsprechend, innerhalb von 30 Sekunden bereit stellen.
<i>Positionierkreise</i>	Durch Konfiguration des Positionierkreises soll bei einem Sollwertsprung der Position der Istwert möglichst schnell aber ohne Überschwingen den Sollwert erreichen. Auf das Stellsignal kann ein Offset addiert werden und es kann nach oben und unten limitiert werden. Der Integralausgangswert kann ausgelesen und ein Integraleingangswert übernommen werden. Mit der Einstellung Anti-Windup wird ein Übersteuern aufgrund des Integralglieds im Fall großer Sollwertsprünge verhindert.
<i>Positionsregelung</i>	Durch Konfiguration der Positionsregelung soll bei einem Sollwertsprung der Position der Istwert möglichst schnell aber ohne Überschwingen den Sollwert erreichen. Mit dem Offset kann eine Schließetendenz kompensiert werden. Das Stellsignal kann mit einem Dither bis zu 50 Hz überlagert werden. Der Dither bewegt oszillierend ein Servoventil.
<i>Dither für Analogausgang</i>	Die Funktion Dither soll den Analogausgang mit einer Oszillation ab 50 Hz überlagern. Der Dither bewegt oszillierend ein Servoventil.
<i>Rückführgeberkalibrierung</i>	Mit der Funktion Rückführgeberkalibrierung können die Rückführsignale der Servoventile und Servomotoren an die tatsächlichen Öffnungsbereiche angepasst werden.

<i>Öffnungsbegrenzung</i>	Die Öffnungsbegrenzung soll die Öffnung des Leitapparats oder der Nadeln begrenzen. Als Begrenzung soll das Minimum eines manuell einstellbaren Werts, eines Kavitationslimits, eines Limits aus der Leistungsbegrenzung sowie einer automatischen Öffnungsbegrenzung gewählt werden.
<i>Leistungsbegrenzung</i>	Die Leistungsbegrenzung kann manuell eingestellt werden und begrenzt die erzeugte Wirkleistung.
<i>Drehzahlschalter</i>	Die Drehzahlschalter Start, Brems-, Synchronisations-, Erregungsfreigabe, Überdrehzahl und Verzögerung der Überdrehzahl sollen unter bestimmten Drehzahlbedingungen einschalten.
<i>Auslösesignale</i>	Die Auslösesignale sollen bei Signal-, Positionier- und Hardwarefehlern Fehlersignale auslösen, und zwar für Primärsignale (bezogen auf die Drehzahl), Sekundärsignale (Leistung, Pegel, alle Sollwerte) und zur Auslösung des externen Notschlusses (bei Positionierkreisfehlern).
<i>Offset für Synchronisation</i>	Die Drehzahl kann mit der Einstellung Offset für Synchronisation um einen Offset erhöht werden.
<i>Inselerkennung</i>	Bei Unterschreiten einer unteren oder Überschreiten einer oberen Drehzahlschwelle bei Netzkopplung soll der Turbinenregler in den Inselbetrieb schalten. Die Schwellen sollen als Parameter verstellt werden können.
<i>Inseltest</i>	Ist die Funktion Inseltest aktiviert, soll mit einem Leistungsstörwert eine Drehzahländerung und damit ein Inselbetrieb simuliert werden.
<i>Überdrehzahltest</i>	Mit der Funktion Überdrehzahltest soll man die interne und externe Erkennung der Überdrehzahl testen können. Bei Aktivierung soll das Regelorgan automatisch öffnen. Bei der internen Erkennung schaltet der Schalter Überdrehzahl bei 140 % Nenndrehzahl, der Schalter Verzögerung der Überdrehzahl eine Sekunde nach Überschreiten von 138 % Nenndrehzahl. Bei Aktivierung des „externen“ Tests soll die interne Drehzahlschwelle für Überdrehzahl von 140 % auf 160 % Überdrehzahl angehoben werden.
<i>Primärregelungstest</i>	Die Funktion Primärregelungstest soll einen Offset auf das Drehzahlsignal addieren, damit man das Verhalten des Turbinenreglers unter Primärregelung testen kann.
<i>Kavitationsbegrenzung</i>	Bei Aktivierung der Kavitationsbegrenzung soll die Turbinenöffnung durch eine vorzugebende Abhängigkeit von der Fallhöhe begrenzt werden.

<i>Spülsteuerung (Kaplan)</i>	Bei zu großer Abweichung der aktuellen von der theoretisch berechneten Leistung sollen der Leitapparat und die Laufschaufeln automatisch gemäß eines vorgegebenen, parametrierbaren Ablaufs öffnen und schließen. Die Spülsteuerung kann auch manuell ausgelöst werden.
<i>Zusammenhangoptimierung (Kaplan)</i>	Bei Aktivierung soll ein Modul Offsets für die Öffnungen von Leitapparat und Laufschaufeln im Sinne einer Zusammenhangoptimierung von Leitapparat- und Laufschaufelstellungen berechnen.
<i>Schwallregelung (Kaplan)</i>	Bei Lastabwurf sollen die Laufschaufeln rampenförmig öffnen, sodass der Wellengang im Oberwasser begrenzt wird.
<i>Nadelselektion (Pelton)</i>	Der Turbinenregler schaltet bei höherer Last automatisch Nadeln zu. Mit der Funktion Nadelselektion kann die Anzahl der Nadeln manuell vorgegeben und einer einzelnen Nadel die Priorität zugeordnet werden, in deren Abhängigkeit die anderen Nadeln automatisch selektiert werden.
<i>„Water Waste“-Betrieb (Pelton)</i>	Die Deflektoren werden zur schnellen Regelung eingesetzt. Bei einem Inseltest regeln die Deflektoren die Drehzahl auf den Drehzahlsollwert.

5.3 Erstellung von Testfällen

Mit der Anforderungsdefinition können nun Tests erstellt werden, die all diese Anforderungen überprüfen. Für die Testfallerstellung stellen sich allerdings noch ein paar Fragen, die in diesem Unterkapitel geklärt werden. Erstens ist noch nicht klar, ob mit den funktionalen Anforderungen ausreichend viel getestet wird. Zweitens braucht es ein Verfahren zur Erstellung eines Testprogramms, das den Test der Anforderungen möglichst effizient und ohne unnötige Überschneidungen gewährleistet. Drittens stellt sich die Frage, auf welcher Grundlage eine Anforderung als erfüllt angesehen werden kann, wann also umgekehrt von einem Fehler zu sprechen ist.

5.3.1 Referenz auf das Testprogramm in IEC 60308

In Abschnitt 4.2 wurde ein Testprogramm zum Testen von Turbinenregelungen referenziert. Ein Vergleich dieser Auflistung mit den definierten Anforderungen für den Systemtest dient hier der Einschätzung, ob es Tests gibt, die keine Entsprechung in den definierten Anforderungen finden, was auf fehlende Anforderungen hindeuten würde.

In der Kategorie „Zusammengestelltes System“ finden sich die Tests zu Empfindlichkeit/Totzone und Totzeit, die in den Definitionen der funktionalen Anforderungen keine Erwähnung finden. Das liegt daran, dass es sich dabei um Werkstättentests handelt, die sowohl das Stellglied als auch das Öldrucksystem umfassen. Der vorgesehene Systemtest ist aber kein Werkstättentest

sondern eine Testsimulation, in der das Öldrucksystem nicht vorkommt und das Stellglied simuliert wird und nicht Teil des Testobjekts ist. Da sich Empfindlichkeit, Totzone und Totzeit auf das integrierte Turbinenregelungssystem beziehen, werden sie für den Test des digitalen Turbinenreglers vernachlässigt.

Bei den Subsystemen Servosysteme wird beim dynamischen Test neben der Sprungantwort auch die Frequenzantwort erwähnt. In der Norm wird jedoch darauf hingewiesen, dass Frequenzantworten nur in Spezialfällen gemessen werden sollten. Die Betrachtung des Übertragungsverhaltens des Turbinenreglers bei Sollwertsprüngen und anwendungsspezifischen Inputs wird daher als ausreichend betrachtet.

Der Test der Öffnungs- und Schließgeschwindigkeit unter Hauptmodul/Hydraulische Steuerungseinheit wird ebenfalls vernachlässigt, da ihm keine Funktion oder Komponente des zu testenden Turbinenreglers entspricht und Öffnungs- und Schließgeschwindigkeit in der Testumgebung implementiert werden.

Das unter Submodule angeführte Öldrucksystem fällt im vorgesehenen Systemtest vollständig weg.

Für alle anderen Tests im referenzierten Testprogramm existieren in der einen oder anderen Form testbare Anforderungen, die schon definiert wurden, auch wenn es sich dabei um Anforderungen an den Turbinenregler selbst handelt und nicht an verschiedene zusätzliche Komponenten eines Turbinenregelungssystems.

5.3.2 Fehlertypen

Ein Fehler liegt vor wenn eine festgelegte Anforderung nicht erfüllt wird, also das Istverhalten vom Sollverhalten abweicht. Durch die Anforderungsdefinition wurde das fehlerfreie Verhalten beschrieben. Grundsätzlich können Fehler nach der DIN 66271, siehe [3], klassifiziert werden:

- Systemabsturz: Das Testobjekt ist in der getesteten Form nicht einsetzbar, Datenverlust ist möglich.
- Fehlerhafte Funktion: Die Anforderungen sind nicht beachtet oder falsch umgesetzt, das Testobjekt ist nur mit großen Einschränkungen einsetzbar.
- Funktionale Abweichung/Einschränkung: Die Anforderung ist fehlerhaft oder nur teilweise umgesetzt, das System kann mit Einschränkungen genutzt werden.
- Geringfügige Abweichung: Das System kann ohne Einschränkung genutzt werden.
- Schönheitsfehler: Zum Beispiel Rechtschreibfehler; das System kann ohne Einschränkung genutzt werden.

5.4 Testfallspezifikation

Unter Berücksichtigung der Antworten auf die Fragestellungen in Abschnitt 5.3 und der dynamischen Analyse des Testobjekts konnten die Anforderungen an den zu testenden Turbinenregler in Testfälle übersetzt werden.

Dazu wurden die Anforderungen und die Inbetriebnahmetests aus Abschnitt 4.3 in einer Tabelle aufgelistet, die Anforderungen in Zeilen, die Tests in Spalten. Auf diese Weise wurde ersichtlich, welche Inbetriebnahmetests welche Funktionen des zu testenden Systems abdecken würden, wenn man sie auf das Testobjekt bezieht. Daraus wurde ebenfalls ersichtlich, wie diese Inbetriebnahmetests für den Systemtest abgewandelt oder ergänzt werden können, um Testfälle für den Systemtest zu generieren. Die Inbetriebnahmetests aus Abschnitt 4.3 wurden so abgewandelt, dass sie unter Beibehaltung des jeweiligen Betriebs- bzw. Testvorgangs möglichst viele Anforderungen an den Turbinenregler (für alle Applikationsausprägungen) überprüfen. Die Testfälle sind in den nachfolgenden Tabellen ausformuliert. Dabei wurden die Inbetriebnahmetests aus Abschnitt 4.3 so abgewandelt, dass sie unter Beibehaltung des jeweiligen Betriebs- bzw. Testvorgangs möglichst viele Funktionen des Turbinenreglers (für alle Applikationsausprägungen) abdecken. Die Testfälle sind in den nachfolgenden Tabellen ausformuliert.

Da bei einem solchen abgewandelten Inbetriebnahmetest mehrere Testfälle abgedeckt werden konnten, sind die Testfälle in Testsequenzen gruppiert. Die Testsequenzen wiederum sind relativ zu einander so dargestellt, dass sie als Testprogramm durchlaufen werden können. Für jene Anforderungen, die nicht durch abgewandelte Inbetriebnahmetests abgedeckt werden konnten, wurden eigene Zusatztests erstellt. Das betrifft insbesondere die applikationsspezifischen Tests.

Testsequenz 1: Auslösesignale und Rückführgeberkalibrierung	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Auslösesignale für Fehler der analogen Eingangssignale und die Funktion Rückführgeberkalibrierung werden überprüft.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Der Turbinenregler ist über die Ein- und Ausgänge richtig an die Testumgebung angeschlossen. ✓ Die Analogsignale befinden sich im vorgesehenen Signalbereich (z.B. 4-20 mA). ✓ Die Turbine befindet sich im Stillstand. ✓ Für die Analogsignale werden für den Stillstand plausible Signale gemessen.

<i>Testfall 1.1</i>	<p>Die Auslösesignale werden überprüft und nach den Auslösungen zurückgesetzt.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Auslösesignale (Trips) „Fehler Primärsignale“, „Fehler Sekundärsignale“ und „Notschluss durch Turbinenregler“ sind nicht ausgelöst. ✓ Das Abstecken der beiden induktiven Drehzahlsignale löst das Signal „Fehler Primärsignale“ aus. ✓ Das Abstecken des Signals für die Fallhöhe löst das Signal „Fehler Sekundärsignale“ aus. ✓ Das Abstecken des Positionssignals für den Leitapparat bzw. einer Nadel (von der Applikationskarte ohne Zusatzmodul) löst das Signal „Notschluss durch Turbinenregler“ aus und schaltet den entsprechenden Digitalausgang. ✓ Über Digitaleingang werden die Auslösesignale zurückgesetzt.
<i>Testfall 1.2</i>	<p>Der Lokalbetrieb wird über Digitaleingang aktiviert. Der Leitapparat, die Laufschaufeln oder die Nadeln und Deflektoren sowie die Servoventile werden mit der Funktion Rückführgeberkalibrierung bis an ihre Grenzen geöffnet und geschlossen und die Grenzen als Parameter im Turbinenregler gespeichert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Der Turbinenregler befindet sich im Lokalbetrieb. ✓ Die Rückführsignale für geschlossen und offen entsprechen den geschlossenen und offenen Positionen der Servoventile und Servomotoren.
<i>Messungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Signale an den Analogeingängen ✓ Auslösesignale ✓ Digitalausgang „Notschluss durch Turbinenregler“ ✓ Lokalbetrieb ✓ Grenzen der Öffnungsbereiche

Testsequenz 2: Positionierkreise	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Positionierkreise werden auf stabiles Verhalten sowie besondere Funktionalität (Offset, DT1-Filter-Zeitkonstante, Ausgangsbegrenzungen, Integralwerte, Anti-Windup) geprüft.

<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 1 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Die Turbine befindet sich im Stillstand. ✓ Die Stoppfunktion ist aktiviert. ✓ Die Positionierkreise sind der Testumgebung entsprechend konfiguriert und parametrieret.
<i>Testfall 2.1</i>	<p>Die Positionierkreise für Leitapparat, Laufschaufeln, Nadeln, Deflektoren und Servoventile, parametrieret mit der Funktion Positionsregelung, werden im Handbetrieb auf stabiles Verhalten geprüft.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Es werden Sollwertsprünge in der Höhe von 10 % angelegt, von geschlossen bis offen und wieder zurück. Die Positionssignale erreichen ihre Sollwerte ohne Überschwingen (siehe die Kurvenaufzeichnungen der Trockentests der Positionierkreise in Abschnitt 4.3).
<i>Testfall 2.2</i>	<p>Die Stellsignale der Servoventile werden mit der Funktion Positionsregelung mit einem Dithersignal überlagert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Oszillation bewegt das jeweilige Servoventil.
<i>Testfall 2.3</i>	<p>Für die Positionsregelungen von Leitapparat, Laufschaufeln, Nadeln oder Deflektoren werden Offsets eingestellt.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Das jeweilige Stellsignal wird durch einen berechneten Offset überlagert.
<i>Testfall 2.4</i>	<p>Die Positionierkreise der Servoventile, parametrieret mit der Funktion Positionierkreise, werden im Handbetrieb auf stabiles und schnelles Verhalten geprüft.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Es werden Sollwertsprünge in der Höhe von 10 % angelegt, von geschlossen bis offen und wieder zurück. Die Positionssignale erreichen ihre Sollwerte ohne Überschwingen (siehe die Kurvenaufzeichnungen der Trockentests der Positionierkreise in 4.3).

<i>Testfall 2.5</i>	<p>Die besonderen Einstellungen der Funktion Positionierkreise (Offset, DT1-Filter-Zeitkonstante, Ausgangsbegrenzungen, Integralwerte, Anti-Windup) werden geprüft.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Der berechnete Offset überlagert das jeweilige Stellsignal. ✓ Mit positiver DT1-Filter-Zeitkonstante (in der Größenordnung weniger Sekunden) entspricht die Sprungantwort des Positionierkreises jener eines PID-T1-Reglers. ✓ Bei Einstellung eines rein integralen Verhaltens überschreitet eine positive Sprungantwort nicht die obere statische Ausgangsbegrenzung. ✓ Bei Einstellung eines rein integralen Verhaltens überschreitet eine negative Sprungantwort nicht die untere statische Ausgangsbegrenzung. ✓ Bei aktiviertem Anti-Windup kann der Positionierkreis auch nach einer vollen Öffnung durch einen vollen Sollwertsprung (100 %) das Stellsignal wieder verringern (Richtungswechsel). Dazu wird wenige Sekunden nach Erreichen der vollen Öffnung der Sollwert merkbar verringert (z.B. um 20 %). ✓ Bei Einstellung eines rein integralen Verhaltens wird der Integralwert Eingang als Integralwert Ausgang übernommen, solange die Übernahme aktiviert ist.
<i>Testfall 2.6</i>	<p>Die Stellsignale der Funktion Positionierkreise werden per Konfiguration der entsprechenden Analogausgänge mit einem Dithersignal überlagert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Oszillation bewegt das jeweilige Servoventil.
<i>Messungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Handbetrieb ✓ Integralwerte
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Positionssignale ✓ Sollwerte ✓ Stellsignale

Testsequenz 3: Erstes Drehen	
<i>Testbeschreibung</i>	Stillstand-, Kriech- und Drehrichtungserkennung werden überprüft. Die manuelle Öffnungsbegrenzung wird auf einen geringen Wert gesetzt und die Turbine über den Startbefehl in Bewegung gesetzt. Drehzahl- und Öffnungsmessung werden überprüft. Anschließend wird die Turbine durch Auslösen des Schnellschlusses gestoppt.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 2 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Die Turbine befindet sich im Stillstand. ✓ Der Turbinenregler ist startbereit.
<i>Testfall 3.1</i>	<p>Stillstand-, Kriech- und Drehrichtungserkennung werden überprüft.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Stillstanderkennung ist aktiv. ✓ Bei Anlegen eines langsamen Drehzahlimpulses wird Kriechen erkannt. ✓ Bei Anlegen eines zweiten langsamen Drehzahlimpulses, der dem ersten nachläuft, wird eine positive Drehrichtung erkannt. ✓ Bei Anlegen eines zweiten langsamen Drehzahlimpulses, der dem ersten vorläuft, wird eine negative Drehrichtung erkannt.
<i>Testfall 3.2</i>	<p>Die manuelle Öffnungsbegrenzung wird im Stillstand auf einen geringen Wert (z.B. 10 %) gesetzt. Der Startbefehl wird über Digitaleingang gegeben.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Der Leitapparat oder die Nadeln öffnen bis zur Öffnungsbegrenzung. ✓ Eine Öffnung über die Öffnungsbegrenzung ist nur kurzzeitig möglich. ✓ Die Turbine befindet sich in geringer Drehung. Die Drehzahlmessung liefert plausible Ergebnisse für aktive und passive Sensoren.
<i>Testfall 3.3</i>	<p>Bei geringer Drehzahl wird der Befehl Schnellschluss über Digitaleingang gegeben.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Leitapparat oder Nadeln schließen mit voller Geschwindigkeit, sodass die Turbine ausläuft und den Stillstand erreicht.
<i>Messungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Stillstanderkennung ✓ Kriecherkennung ✓ Drehrichtungserkennung

<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Öffnungsbegrenzung ✓ Positionssignale ✓ Drehzahl ✓ Schnellschlussauslösung ✓ Startbefehl ✓ Befehl Schnellschluss
---------------------------	---

Testsequenz 4: Start- und Stoppvorgang	
<i>Testbeschreibung</i>	Durch Aktivieren der Startfunktion beschleunigt die Turbine auf Nenndrehzahl. Die Drehzahlshalter Start und Bremsen sowie die Funktion Drehzahlmittelung werden überprüft. Anschließend wird die Turbine mit der Stoppfunktion heruntergefahren.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 3 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Die Turbine befindet sich im Stillstand. ✓ Der Turbinenregler ist startbereit.
<i>Testfall 4.1</i>	<p>Der Startbefehl wird über Digitaleingang gegeben.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Turbine beschleunigt ohne Schwingungen während des Hochlaufs und ohne Überspringen auf Nenndrehzahl. ✓ Die automatische Öffnungsbegrenzung durchläuft zwei Stufen, die nicht überschritten werden. ✓ Der Drehzahlshalter Start schaltet ein. ✓ Der Drehzahlshalter Bremsen schaltet aus.
<i>Testfall 4.2</i>	<p>Im Leerlauf bei Nenndrehzahl wird der Stoppbefehl über Digitaleingang gegeben.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Der Leitapparat oder die Nadeln schließen vollständig, sodass die Turbine ausläuft und den Stillstand erreicht.
<i>Testfall 4.3</i>	<p>Die Testfälle 4.1 und 4.2 werden mit einer Überlagerung des induktiven Drehzahlsignals mit einem kleinen, rauschenden Störsignal unter Drehzahlmittelung wiederholt.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Das Störsignal bewirkt ein verrauschtes Drehzahlsignal. ✓ Die Drehzahlmittelung bewirkt ein ähnlich glattes Signal wie jenes im ungestörten Hochlauf. ✓ Die Testfälle 4.1 und 4.2 werden erfolgreich durchlaufen.

<i>Messungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Startbefehl ✓ Stoppbefehl
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Drehzahl ✓ Positionssignale ✓ Öffnungsbegrenzung ✓ Drehzahlschalter Start ✓ Drehzahlschalter Bremsen

Testsequenz 5: Überdrehzahltest	
<i>Testbeschreibung</i>	Mit der Funktion Überdrehzahltest wird die Turbine auf Überdrehzahl beschleunigt und die Überdrehzahlerkennung getestet.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 4 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Die Turbine befindet sich im Leerlauf.
<i>Testfall 5.1</i>	<p>Der Überdrehzahltest „intern“ wird aktiviert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Leitapparat und Laufschaufeln oder Nadeln und Deflektoren öffnen, sodass die Turbine in den Überdrehzahlbereich beschleunigt. ✓ Der Überdrehzahlschalter schaltet positiv bei 140 % Nenndrehzahl. ✓ Der Schalter Verzögerung der Überdrehzahl schaltet positiv eine Sekunde nach 138 % Nenndrehzahl. ✓ Nach Deaktivierung der Funktion wird die Turbine bei höchstens einmaligem Unterschwingen auf Nenndrehzahl im Leerlauf stabilisiert.
<i>Testfall 5.2</i>	<p>Der Überdrehzahltest „extern“ wird aktiviert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Leitapparat und Laufschaufeln oder Nadeln und Deflektoren öffnen, sodass die Turbine in den Überdrehzahlbereich beschleunigt. ✓ Der Überdrehzahlschalter schaltet erst bei 160 % Nenndrehzahl. Erreicht die Drehzahl den dazu nötigen Wert nicht, wird die gemessene Drehzahl im Turbinenregler auf einen darüber liegenden Wert forciert und das Einschalten bestätigt.
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Drehzahl ✓ Positionssignale ✓ Überdrehzahlschalter ✓ Verzögerung der Überdrehzahl

Testsequenz 6: Synchronisation	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Turbine wird auf Nenndrehzahl gebracht, mit dem simulierten Netz synchronisiert und der Leistungsschalter geschlossen. Zusätzlich werden die Drehzahlschalter für Synchronisation und Erregung, die Drehzahländerung über Digitaleingänge und der Frequenzoffset für Synchronisation geprüft.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 5 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Die Turbine befindet sich im Stillstand. ✓ Der Turbinenregler ist startbereit.
<i>Testfall 6.1</i>	<p>Die Turbine wird auf Nenndrehzahl gebracht.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Der Drehzahlschalter für Erregung schaltet positiv. ✓ Der Drehzahlschalter für Synchronisation schaltet positiv.
<i>Testfall 6.2</i>	<p>Über Digitaleingänge niedriger und höher wird die Drehzahl in beide Richtungen variiert und anschließend der Drehzahlsollwert wieder auf Nenndrehzahl gebracht.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Drehzahl folgt den Signalen für Drehzahlsollwert niedriger und höher. ✓ Nach setzen des Drehzahlsollwerts auf Nenndrehzahl stabilisiert sich die Drehzahl auf den Sollwert.
<i>Testfall 6.3</i>	<p>Der Frequenzoffset für Synchronisation wird über den Funktionsplan aktiviert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Drehzahl wird bei 0,05 % Abweichung von der Nenndrehzahl (25 mHz) stabilisiert.
<i>Testfall 6.4</i>	<p>Ohne Frequenzoffset wird bei Nenndrehzahl der Digitaleingang „Leistungsschalter Ein“ positiv gesetzt.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Der Turbinenregler wechselt in den Netzbetrieb (Netzart Frequenzstützung oder Großnetz). ✓ Die über Analogeingang gemessene Wirkleistung wird ohne Leistungsschwankungen auf einen positiven Wert stabilisiert.
<i>Messungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Netzart
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Drehzahl ✓ Drehzahlschalter Erregung ✓ Drehzahlschalter Synchronisation ✓ Signal „Leistungsschalter Ein“ ✓ Leistung

Testsequenz 7: Leistungs-, Öffnungs- und Durchflussregelung

<i>Testbeschreibung</i>	Die Regelungsarten Leistungs-, Öffnungs- und Durchflussregelung werden auf ihr Regelverhalten bei Sollwertsprüngen geprüft. Zusätzlich werden die Leistungsbegrenzung und die Leistungsmessung über die Wandlerbaugruppe überprüft.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 6 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Die Turbine befindet sich im Stillstand. ✓ Der Regler ist im Netzbetrieb („Frequenzstützung“ o. „Großnetz“). ✓ Das Betriebsverhalten ist stationär. ✓ Die Funktion Leistungsmessung ist aktiv.
<i>Testfall 7.1</i>	<p>Die Leistungsregelung wird auf stabiles Regelverhalten bei Sollwertsprüngen und Leistungsbegrenzung geprüft.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Nach Aktivieren der Leistungsregelung stabilisiert der Regler die Leistung stoßfrei. ✓ Unter stationären Bedingungen beträgt die Abweichung vom Sollwert nicht mehr als 1,5 % der Nennleistung, [6], S. 61. ✓ Nach einem positiven Lastsprung (z.B. 10 % der Nennleistung) wird die Leistung ohne Leistungsschwingungen auf einen höheren Sollwert stabilisiert. ✓ Nach einem negativen Lastsprung (z.B. 10 % der Nennleistung) wird die Leistung ohne Leistungsschwingungen auf einen niedrigeren Sollwert stabilisiert. ✓ Die Leistungsbegrenzung wird bei einem darüber liegenden Leistungssollwert nicht überschritten. ✓ Die Leistungsmessung über die Wandlerbaugruppe liefert eine genauere Wirkleistung als das Analogsignal.
<i>Testfall 7.2</i>	<p>Die Öffnungsregelung wird auf stabiles Regelverhalten bei Sollwertsprüngen geprüft.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Nach Aktivieren der Öffnungsregelung stabilisiert der Regler die Öffnung stoßfrei. ✓ Nach einem positiven Sollwertsprung (z.B. 10 % des Öffnungsbereichs) wird die Position des Leitapparats oder der Nadeln ohne Öffnungsschwingungen auf den neuen Sollwert stabilisiert. ✓ Nach einem negativen Sollwertsprung (z.B. 10 % des Öffnungsbereichs) wird die Position des Leitapparats oder der Nadeln ohne Öffnungsschwingungen auf den neuen Sollwert stabilisiert.

<i>Testfall 7.3</i>	<p>Die Durchflussregelung wird auf stabiles Regelverhalten bei Sollwertsprüngen geprüft.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Nach Aktivieren der Durchflussregelung stabilisiert der Regler den Durchfluss stoßfrei. ✓ Nach einem positiven Sollwertsprung (z.B. 10 % des Durchflusses bei Nennleistung) wird der Durchfluss ohne Durchflussschwingungen auf den neuen Sollwert stabilisiert. ✓ Nach einem negativen Sollwertsprung (z.B. 10 % des Durchflusses bei Nennleistung) wird der Durchfluss ohne Durchflussschwingungen auf den neuen Sollwert stabilisiert.
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Drehzahl ✓ Positionssignale ✓ Leistung über Analogeingang ✓ Leistung über Wandlerbaugruppe ✓ Durchfluss ✓ Sollwerte ✓ Leistungsbegrenzung

Testsequenz 8: Lastabwurf	
<i>Testbeschreibung</i>	<p>Im Netzbetrieb wird der Leistungsschalter geöffnet. Der Turbinenregler soll die beschleunigende Turbine abbremsen und auf Nenndrehzahl im Leerlauf stabilisieren.</p>
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 7 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Der Regler ist im Netzbetrieb („Frequenzstützung“ o. „Großnetz“).
<i>Testfall 8.1</i>	<p>Bei 25 % Nennleistung wird das Signal „Leistungsschalter Ein“ über Digitaleingang negativ gesetzt.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Nach Abbremsen der Turbine wird die Drehzahl bei höchstens einmaligem Unterschwingen auf die Nenndrehzahl im Leerlauf stabilisiert. ✓ Die Turbine ist durch den Lastabwurf nicht in den Überdrehzahlbereich gelangt.

<i>Testfall 8.2</i>	<p>Bei 100 % Nennleistung wird das Signal „Leistungsschalter Ein“ über Digitaleingang negativ gesetzt.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Nach Abbremsen der Turbine wird die Drehzahl bei höchstens einmaligem Unterschwingen auf die Nenndrehzahl im Leerlauf stabilisiert. ✓ Die Turbine ist durch den Lastabwurf nicht in den Überdrehzahlbereich gelangt.
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Drehzahl ✓ Signal „Leistungsschalter Ein“ ✓ Drehzahlschalter Überdrehzahl ✓ Drehzahlschalter Verzögerung der Überdrehzahl ✓ Positionssignale

Testsequenz 9: Primärregelung	
<i>Testbeschreibung</i>	<p>Mit der Funktion Primärregelungstest wird die Leistungs-Frequenz-Regelung bei den Netzarten Frequenzunterstützung und Großnetz geprüft. Der Turbinenregler soll gemäß der eingestellten Totzone und Statik auf eine Änderung der Netzfrequenz durch Frequenzoffset reagieren.</p>
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 8 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Die Netzart ist „Großnetz“.
<i>Testfall 9.1</i>	<p>Mit der Funktion Primärregelungstest wird bei einem Statikfaktor von 5 % ein positiver Offset von 200 mHz (0,4 % der Nennfrequenz) auf das Drehzahlsignal addiert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Wirkleistung bleibt unverändert. ✓ Die Drehzahl befindet sich bei 100,4 % Nenndrehzahl. ✓ Wird der Offset deaktiviert, kehrt die Drehzahl auf Nenndrehzahl zurück.
<i>Testfall 9.2</i>	<p>Mit der Funktion Primärregelungstest wird bei einem Statikfaktor von 5 % ein negativer Offset von 400 mHz (0,8 % der Nennfrequenz) auf das Drehzahlsignal addiert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Wirkleistung erhöht sich um 8 % Nennleistung. ✓ Die Drehzahl befindet sich bei 99,2 % Nenndrehzahl. ✓ Der Vorgang wird innerhalb von 30 Sekunden abgeschlossen. ✓ Wird der Offset deaktiviert, kehren Leistung und Drehzahl zur ursprünglichen Ausgangslage zurück.

<i>Testfall 9.3</i>	<p>Die Einstellung „Primärregelung“ wird aktiviert. Mit der Funktion Primärregelungstest wird bei einem Statikfaktor von 5 % ein negativer Offset von 10 mHz (0,02 % der Nennfrequenz) auf das Drehzahlsignal addiert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Wirkleistung bleibt unverändert. ✓ Die Drehzahl befindet sich bei 99,98 % Nenndrehzahl. ✓ Wird der Offset deaktiviert, kehrt die Drehzahl auf Nenndrehzahl zurück.
<i>Testfall 9.4</i>	<p>Mit der Funktion Primärregelungstest wird bei einem Statikfaktor von 5 % ein positiver Offset von 20 mHz (0,04 % der Nennfrequenz) auf das Drehzahlsignal addiert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Wirkleistung verringert sich um 4 % Nennleistung. ✓ Die Drehzahl befindet sich bei 100,04 % Nenndrehzahl. ✓ Der Vorgang wird innerhalb von 30 Sekunden abgeschlossen. ✓ Wird der Offset deaktiviert, kehren Leistung und Drehzahl zur ursprünglichen Ausgangslage zurück.
<i>Testfall 9.5</i>	<p>Die Netzart Frequenzunterstützung wird aktiviert. Mit der Funktion Primärregelungstest wird bei einem Statikfaktor von 4 % ein positiver Offset von 10 mHz (0,02 % der Nennfrequenz) auf das Drehzahlsignal addiert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Wirkleistung bleibt unverändert. ✓ Die Drehzahl befindet sich bei 100,02 % Nenndrehzahl. ✓ Wird der Offset deaktiviert, kehrt die Drehzahl auf Nenndrehzahl zurück.
<i>Testfall 9.6</i>	<p>Mit der Funktion Primärregelungstest wird bei einem Statikfaktor von 4 % ein negativer Offset von 20 mHz (0,04 % der Nennfrequenz) auf das Drehzahlsignal addiert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Wirkleistung erhöht sich um 0,5 % Nennleistung. ✓ Die Drehzahl befindet sich bei 99,96 % Nenndrehzahl. ✓ Der Vorgang wird innerhalb von 30 Sekunden abgeschlossen. ✓ Wird der Offset deaktiviert, kehren Leistung und Drehzahl zur ursprünglichen Ausgangslage zurück.
<i>Messungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Netzart
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Drehzahl ✓ Leistung ✓ Frequenzoffset

Testsequenz 10: Inselbetrieb	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Inselerkennung und das Regelverhalten im Inselbetrieb bei einer simulierten Laständerung (Funktion Inseltest) werden getestet.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 9 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Der Regler ist im Netzbetrieb („Frequenzstützung“ o. „Großnetz“).
<i>Testfall 10.1</i>	<p>Mit der Funktion Primärregelungstest wird ein Offset auf das Drehzahl-signal addiert, das die Inselerkennung auslöst.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Bei oberer Frequenz zur Inselerkennung von 100,99 % und Frequenzoffset von 1000 mHz wechselt der Turbinenregler in den Inselbetrieb. ✓ Bei unterer Frequenz zur Inselerkennung von 99,1 % und Frequenzoffset von -1000 mHz wechselt der Turbinenregler in den Inselbetrieb.
<i>Testfall 10.2</i>	<p>Mit der Funktion Primärregelungstest wird bei einem Statikfaktor von 4 % ein positiver Offset von 100 mHz (0,2 % der Nennfrequenz) auf das Drehzahl-signal addiert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Wirkleistung verringert sich um 5 % der Nennleistung. ✓ Die Drehzahl befindet sich bei 100,2 % Nenndrehzahl. ✓ Der Vorgang wird innerhalb von 30 Sekunden abgeschlossen. ✓ Wird der Offset deaktiviert, kehren Leistung und Drehzahl zur ursprünglichen Ausgangslage zurück.
<i>Testfall 10.3</i>	<p>Mit der Funktion Primärregelungstest wird bei einem Statikfaktor von 4 % ein negativer Offset von 100 mHz (0,2 % der Nennfrequenz) auf das Drehzahl-signal addiert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Wirkleistung erhöht sich um 5 % der Nennleistung. ✓ Die Drehzahl befindet sich bei 99,98 % Nenndrehzahl. ✓ Der Vorgang wird innerhalb von 30 Sekunden abgeschlossen. ✓ Wird der Offset deaktiviert, kehren Leistung und Drehzahl zur ursprünglichen Ausgangslage zurück.
<i>Testfall 10.4</i>	<p>Mit der Funktion Inseltest wird der Turbinenregler im Inselbetrieb bei 85 % der Nennlast, ohne Statik, auf stabiles Regelverhalten geprüft.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Nach einem positiven Leistungsstörwert von 10 % der Nennleistung wird die Drehzahl wieder auf die Nenndrehzahl stabilisiert. Die Drehzahländerung beträgt weniger als 6 % Nenndrehzahl, [14]. ✓ Nach einem negativen Leistungsstörwert von 10 % der Nennleistung wird die Drehzahl wieder auf die Nenndrehzahl stabilisiert. Die Drehzahländerung beträgt weniger als 6 % Nenndrehzahl, [14].

<i>Messungen</i>	✓ Netzart
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	✓ Drehzahl ✓ Leistung ✓ Frequenzoffset

Zusatztest 1: Pegelregelung	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Regelungsart Pegelregelung wird auf ihr Regelverhalten bei Sollwertsprüngen geprüft.
<i>Bedingungen</i>	✓ Testsequenz 6 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Der Regler ist im Netzbetrieb („Frequenzstützung“ o. „Großnetz“). ✓ Das Betriebsverhalten ist stationär.
<i>Testfall ZT.1.1</i>	Die Pegelregelung wird auf stabiles Regelverhalten bei Sollwertsprüngen geprüft. ✓ Nach Aktivieren der Pegelregelung stabilisiert der Regler den Oberwasserpegel stoßfrei. ✓ Nach einem positiven Sollwertsprung wird der Pegel ohne Pegelschwingungen auf den neuen Sollwert stabilisiert. ✓ Nach einem negativen Sollwertsprung wird der Pegel ohne Pegelschwingungen auf den neuen Sollwert stabilisiert.
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	✓ Drehzahl ✓ Positionssignale ✓ Leistung ✓ Pegel ✓ Sollwerte

Zusatztest 2: Schwarzstart	
<i>Testbeschreibung</i>	Der Hochlauf in der Netzart Schwarzstart wird überprüft.
<i>Bedingungen</i>	✓ Testsequenz 6 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Die Turbine befindet sich im Stillstand. ✓ Der Leistungsschalter ist geschlossen. ✓ Die Netzart Schwarzstart ist eingestellt.

<i>Testfall ZT.2.1</i>	Der Startbefehl wird über Digitaleingang gegeben. ✓ Die Turbine erreicht Nenndrehzahl. ✓ Die Leistung steigt von Null auf einen positiven Wert. ✓ Drehzahl und Leistung sind stabil.
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	✓ Drehzahl ✓ Positionssignale ✓ Leistung

Zusatztest 3: Kavitationsbegrenzung	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Funktion Kavitationsbegrenzung wird überprüft. In Abhängigkeit von der Fallhöhe soll die Öffnungsbegrenzung beeinflusst werden.
<i>Bedingungen</i>	✓ Testsequenz 3 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Eine zweidimensionale Kurve, die das Kavitationslimit in Abhängigkeit von der Fallhöhe variiert, ist in der Applikation geladen.
<i>Testfall ZT.3.1</i>	Die Kavitationsbegrenzung wird aktiviert. ✓ Durch Änderung der Fallhöhe (Pegelregelung oder forcieren) wird das Kavitationslimit geändert. An den Stützstellen der zweidimensionalen Kurve entspricht das Kavitationslimit den Stützwerten. ✓ Zwischen den Stützstellen der zweidimensionalen Kurve werden die Werte für das Kavitationslimit linear interpoliert. ✓ Das Kavitationslimit wird durch Änderung der Fallhöhe unter die manuelle Öffnungsbegrenzung, die Öffnungsbegrenzung aufgrund der Leistungsbegrenzung und die automatische Öffnungsbegrenzung verringert. Das Kavitationslimit wird nun als wirksame Öffnungsbegrenzung übernommen.
<i>Messungen</i>	✓ manuelle Öffnungsbegrenzung ✓ Öffnungsbegrenzung aufgrund der Leistungsbegrenzung ✓ automatische Öffnungsbegrenzung ✓ zweidimensionale Kurve
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	✓ Fallhöhe ✓ Kavitationslimit ✓ Öffnungsbegrenzung

Zusatztest 4: Pumpbetrieb (Francis)	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Funktion Pumpbetrieb wird überprüft.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 6 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Die Turbine befindet sich im Stillstand. ✓ Die Parametereinstellung Pumpturbine ist aktiviert. ✓ Der Leistungsschalter ist geschlossen. ✓ Eine zweidimensionale Kurve, die die Pump-Öffnung (Leitapparat) in Abhängigkeit von der Fallhöhe variiert, ist in der Applikation geladen.
<i>Testfall ZT.4.1</i>	Der Pumpbetrieb wird aktiviert. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Der Leitapparat öffnet auf eine Voreinstellung.
<i>Testfall ZT.4.2</i>	Die Startfunktion wird aktiviert. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Der Leitapparat öffnet auf ein fixe Position.
<i>Testfall ZT.4.3</i>	Die Fallhöhe wird mit einem positiven Sprung und anschließend einem negativen überlagert. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Der Leitapparat öffnet und schließt anschließend.
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Durchfluss ✓ Leitapparat-Öffnung ✓ Pegel

Zusatztest 5: Phasenschieberbetrieb (Francis)	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Funktion Phasenschieberbetrieb wird überprüft.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 6 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Die Parametereinstellung Pumpturbine ist aktiviert. ✓ Der Regler ist im Netzbetrieb („Frequenzstützung“ o. „Großnetz“).
<i>Testfall ZT.5.1</i>	Der Phasenschieberbetrieb wird aktiviert. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Der Leitapparat wird geschlossen. ✓ Es wird keine Wirkleistung erzeugt.
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Phasenschieberbetrieb ✓ Leitapparat-Öffnung ✓ Pegel

Zusatztest 6: Schwallregelung (Kaplan)	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Funktion Schwallregelung wird geprüft.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 8 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Der Regler ist im Netzbetrieb („Frequenzstützung“ o. „Großnetz“). ✓ Die Schwallregelung ist aktiv.
<i>Testfall ZT.6.1</i>	Der Leistungsschalter wird geöffnet. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Nach Abbremsen der Turbine öffnen die Laufschaufeln rampenförmig auf einen voreingestellten Wert und verbleiben dort für eine voreingestellte Zeit.
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Drehzahl ✓ Positionssignale ✓ Pegel

Zusatztest 7: Spülsteuerung (Kaplan)	
<i>Testbeschreibung</i>	Die Funktion Spülsteuerung wird automatisch und manuell überprüft.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 7 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Der Regler ist im Netzbetrieb („Frequenzstützung“ o. „Großnetz“). ✓ Der Lokalbetrieb ist aktiviert.
<i>Testfall ZT.7.1</i>	Die Einstellung Spülsteuerung wird gewählt und die Spülsteuerung manuell ausgelöst. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Leitapparat und Laufschaufeln öffnen und schließen wie in der Spülsteuerung parametrisiert.
<i>Testfall ZT.7.2</i>	Eine Minimalleistung für die Spülsteuerung wird gewählt. Die Spülsteuerung wird manuell ausgelöst. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Während dem Spülen wird die Minimalleistung nicht unterschritten.
<i>Testfall ZT.7.3</i>	Der theoretisch berechnete Wert für die Wirkleistung wird auf einen Wert mit über 10 % Abweichung von der gemessenen Wirkleistung gesetzt. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Spülsteuerung löst automatisch aus.
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Positionssignale ✓ Leistung

Zusatztest 8: Zusammenhangoptimierung (Kaplan)	
<i>Testbeschreibung</i>	Das Modul Zusammenhangoptimierung berechnet nach Aktivierung Offsets für die Öffnungen von Leitapparat und Laufschaufeln.

<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Testsequenz 6 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Der Regler ist im Netzbetrieb („Frequenzstützung“ o. „Großnetz“). ✓ Die Durchflussregelung ist aktiv.
<i>Testfall ZT.8.1</i>	<p>Die Zusammenhangoptimierung wird über den Funktionsplan für 20 Minuten aktiviert. Die Messwerte für Leitapparat-Öffnung, Laufschaufel-Öffnung und Fallhöhe werden jeweils mit einem Sprung überlagert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Das Modul berechnet Offsets für die Öffnungen von Leitapparat und Laufschaufeln.
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Offsets für Leitapparat- und Laufschaufel-Öffnung ✓ Positionssignale

Zusatztest 9: „Water Waste“-Betrieb (Pelton)	
<i>Testbeschreibung</i>	Der „Water Waste“-Betrieb wird überprüft.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Zusatztest 10 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Die Netzart ist „Inselbetrieb“. ✓ Der „Water Waste“-Betrieb ist aktiv.
<i>Testfall ZT.9.1</i>	<p>Mit der Funktion Inseltest wird der Turbinenregler im Inselbetrieb bei 85 % der Nennlast, ohne Statik, auf stabiles Regelverhalten geprüft.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Nach einem positiven Leistungsstörwert von 10 % der Nennleistung wird die Drehzahl über die Deflektoren auf die Nenndrehzahl stabilisiert. Die Drehzahländerung beträgt weniger als 6 % Nenndrehzahl, [14]. ✓ Nach einem negativen Leistungsstörwert von 10 % der Nennleistung wird die Drehzahl über die Deflektoren auf die Nenndrehzahl stabilisiert. Die Drehzahländerung beträgt weniger als 6 % Nenndrehzahl, [14].
<i>Kurvenaufzeichnung</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Drehzahl ✓ Positionssignale ✓ Leistung

Zusatztest 10: Nadelselektion (Pelton)	
<i>Testbeschreibung</i>	Die automatische und die manuelle Nadelselektion sowie die Nadel-Priorität werden überprüft.
<i>Bedingungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Zusatztest 7 wurde fehlerfrei abgeschlossen. ✓ Der Regler ist im Netzbetrieb („Frequenzstützung“ oder „Großnetz“).

<i>Testfall ZT.10.1</i>	<p>Der Leistungssollwert wird von niedrig auf hoch variiert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Bei hoher Leistung schaltet der Regler Nadeln zu. ✓ Bei niedriger Leistung schaltet der Regler Nadeln weg.
<i>Testfall ZT.10.2</i>	<p>Die Anzahl zu verwendender Nadeln wird gewählt (2, 3, 4 oder 6).</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Es werden so viele Nadeln verwendet wie ausgewählt.
<i>Testfall ZT.10.3</i>	<p>Einer Nadel wird die Priorität zugeordnet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Nadel mit Priorität wird auf jeden Fall verwendet. ✓ In Abhängigkeit von der Anzahl zu verwendender Nadeln und der Nadel mit Priorität werden bestimmte weitere Nadeln verwendet, wie in der Applikationsbeschreibung angegeben.
<i>Messungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Leistung ✓ Anzahl verwendeter Nadeln ✓ Nadelpriorität

Kapitel 6

Modell für eine Testumgebung

Für den Test des spezifischen Turbinenreglers soll eine Testumgebung entstehen, in der die, im vorhergehenden Kapitel definierten, Testfälle zur Anwendung kommen können. Zu diesem Zweck wird hier ein Kraftwerksmodell präsentiert, das den Test unter annähernd realistischen Bedingungen ermöglicht. Ein solches Kraftwerksmodell umfasst notwendiger Weise folgende Komponenten:

- die Turbine
- die Wassersäule im Druckrohr
- das Stellglied
- den Generator
- das Netz bzw. die Last
- den Oberwasserpegel

Test unter annähernd realistischen Bedingungen bedeutet an dieser Stelle, dass der Turbinenregler in der Testumgebung mit jenen Vorgängen konfrontiert wird, mit denen er auch im realen Normalbetrieb konfrontiert wäre, ohne das Verhalten eines bestimmten Kraftwerks tatsächlich abzubilden.

Dazu wird nicht nur ein geeignetes Modell beschrieben, sondern dieses auch mit physikalischen Größen eines realen Kraftwerks parametrisiert. Gewisse Abweichungen zwischen dem Modellverhalten und dem Verhalten im realen Kraftwerksbetrieb sind dennoch unvermeidlich, wenn das Simulationsmodell nicht zu kompliziert werden soll.

6.1 Physikalische Hintergründe

Eine Wasserturbine wandelt die potentielle Energie des Wassers in kinetische Energie um. Somit kann die mechanische Leistung der Turbine in Abhängigkeit der Fallhöhe h am Turbineneinlass und in Abhängigkeit des Durchflusses q beschrieben werden. Zusätzlich gilt noch ein Wirkungsfaktor η , der den Leistungsverlust bei der Energiewandlung abbildet:

$$P_m = \eta q \rho a_g h \quad (6.1)$$

Hier steht ρ für die Dichte des Wassers und a_g für die Fallbeschleunigung. ρ kann auf Grund der geringen Kompressibilität des Wassers als Konstante behandelt werden.

In der Per-Unit-Schreibweise, bei der die physikalischen Größen durch Bezug auf entsprechende Basisgrößen als dimensionslose Größen normiert werden, fallen die Konstanten weg. Da diese Schreibweise für die Modellierung zweckmäßig ist, wird sie hier für die Modellbeschreibung verwendet. Die mechanische Leistung wird auf die Turbinen-Nennleistung bezogen, der Durchfluss auf den Durchfluss bei Nennlast und die Fallhöhe auf die statische Nettofallhöhe im Nennbetrieb.

Der Durchfluss des Wassers ist das Produkt aus Rohrquerschnitt A und Wassergeschwindigkeit v und ist proportional zur Fallhöhe h , wie man aus der Fallgeschwindigkeit des Wassers $\sqrt{2a_g h}$ erkennen kann. Der Durchfluss des Wassers durch die Turbine wird mit dem Stellglied geregelt und ist somit eine Funktion der (idealen) Turbinenöffnung G :

$$\bar{q} = \bar{G}\sqrt{\bar{h}} \quad (6.2)$$

Damit hängt die mechanische Leistung in per unit zunächst nur vom Durchfluss bzw. von der Turbinenöffnung und von der Fallhöhe ab. Soll die mechanische Leistung in per unit auf die elektrische Wirkleistung in per unit übersetzt werden, muss berücksichtigt werden, dass ein gewisser Anteil des Durchflusses zur lastfreien Drehung der Turbine benötigt wird. Diesem Durchfluss \bar{q}_{NL} entspricht eine gewisse reale Turbinenöffnung \bar{g}_{NL} . Außerdem muss dem Betrieb unter Volllast bei der Öffnung \bar{g}_{FL} nicht die volle Turbinenöffnung entsprechen. Der Bereich $(\bar{g}_{FL} - \bar{g}_{NL})$ wird daher in die effektive Turbinenöffnung \bar{G} im Bereich 0 bis 1 umgerechnet. Es gilt:

$$\bar{G} = A_t \bar{g} = \frac{\bar{g}}{(\bar{g}_{FL} - \bar{g}_{NL})} \quad (6.3)$$

Wie man in der Abbildung sieht, beschreibt der Turbinenverstärkungsfaktor einen linearen Zusammenhang zwischen der realen Öffnung und der idealen Öffnung, was nur eine Vereinfachung ist. Für einen genaueren Zusammenhang zwischen realer und idealer Öffnung müsste man in die Modellierung eine individuelle Kennlinie der Turbine einbauen. Nachdem es hier aber nicht darum geht, das reale Verhalten eines Kraftwerks exakt abzubilden, ist diese Ungenauigkeit im Systemtest vernachlässigbar.

Weiters gibt es als Funktion der Turbinenöffnung und der Drehzahländerung noch einen Turbinendämpfungseffekt, der mit einem Faktor D_n in die mechanische Leistung einfließt. Schlussendlich ergibt sich laut Munoz-Hernandez, Mansoor und Jones, [12] S. 47, die mechanische Leistung in per unit:

$$\bar{P}_m = A_t \bar{h}(\bar{q} - \bar{q}_{NL}) - D_n \bar{G} \Delta \bar{n} \quad (6.4)$$

Diese „Turbinengleichung“ reicht aber immer noch nicht aus, um das charakteristische Verhalten der Turbine zu beschreiben, denn dafür müssen die Vorgänge im Druckrohr ebenfalls berücksichtigt werden. Das umfasst die Trägheit des Wassers bei seiner Beschleunigung durch die Schwerkraft, die Elastizität des Wassers sowie die Elastizität des Druckrohrs.

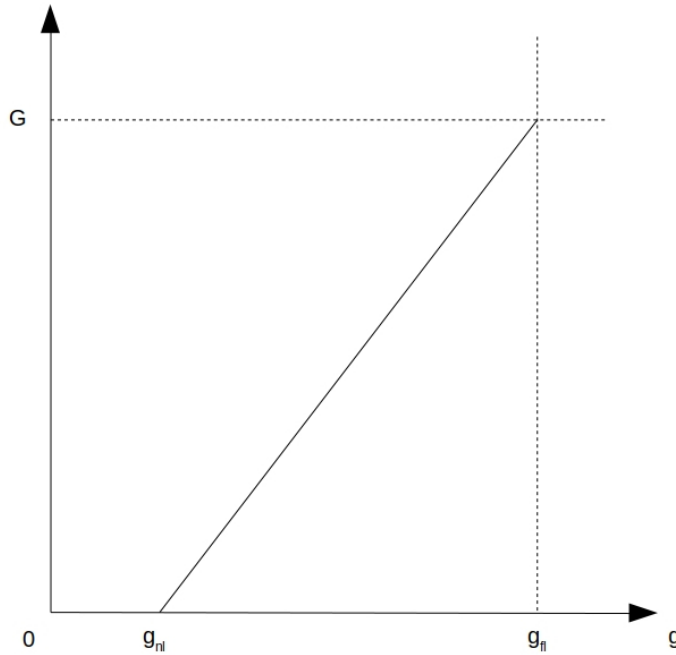


Abbildung 6.1: Der Turbinenverstärkungsfaktor A_t beschreibt einen linearen Zusammenhang zwischen realer und idealer Öffnung.

Die Trägheit des Wassers ist dafür verantwortlich, dass sich eine Änderung des Durchflusses durch eine Veränderung der Turbinenöffnung erst mit einer Zeitverzögerung einstellt. In manchen Modellen wird das durch die Wasserstartzeit T_w berücksichtigt. Das führt auch zu dem Phänomen, dass die Wirkleistung beispielsweise vor ihrer Verringerung kurzzeitig ansteigt, weil durch die verringerte Turbinenöffnung die Geschwindigkeit des Wassers größer ist, solange sich der neue Durchfluss noch nicht eingestellt hat.

Wegen der Elastizität des Wassers und des Druckrohrs kommt es beim Öffnen oder Schließen der Turbinenöffnung zu Druckstößen im Druckrohr, die sich zwischen der Turbine und dem Oberwasserpegel (bzw. falls vorhanden dem Wasserschloss) ausbreiten, bis sie abgedämpft sind. In Modellen, die die Elastizität des Wassers berücksichtigen, wird das durch die Wasserlaufzeit T_e ausgedrückt. Die Druckwelle breitet sich mit Schallgeschwindigkeit im Wasser aus, weshalb sie sich besonders bei großen Fallhöhen durch Bremsen und Beschleunigen des Wassers und damit auch durch Schwingungen der erzeugten Leistung bemerkbar macht.

Die Dynamik im Druckrohr bei elastischer Wassersäule wird durch das Übertragungsverhalten des Durchflusses an der Turbine zur Fallhöhe im Frequenzraum, [12] S. 54, dargestellt:

$$\frac{\bar{h}(s)}{\bar{q}(s)} = -Z_0 \tanh(T_e s + R) \quad (6.5)$$

Z_0 ist dabei die hydraulische Impedanz des Druckrohrs und beschreibt das Verhältnis der Wasserstartzeit zur Wasserlaufzeit. R repräsentiert die Reibungsverluste im Druckrohr und s ist der komplexe Frequenzparameter der Laplace-Transformation.

6.2 Das Turbinenmodell

In „Modeling Hydro Power Plants and Tuning Hydro Governors as an Educational Guideline“, [13], werden Modelle zur Simulation eines realen Kraftwerks verglichen, darunter auch das nicht-lineare Modell mit elastischer Wassersäule, das als Standardmodell im IEEE-Bericht PES-TR1, [15], dargestellt ist. Für die Parameter zur Kraftwerkssimulation stellen die Autoren Werte aus dem Abbaspour-Wasserkraftwerk bereit. Da es sich dabei um realistische Werte handelt und das Modell die Elastizität der Wassersäule im Druckrohr berücksichtigt, eignet sich das elastische Modell in Kombination mit den Kraftwerk-Parametern für den Systemtest unter annähernd realistischen Bedingungen. In Abbildung 6.2 ist das Modell als Blockschaltbild dargestellt.

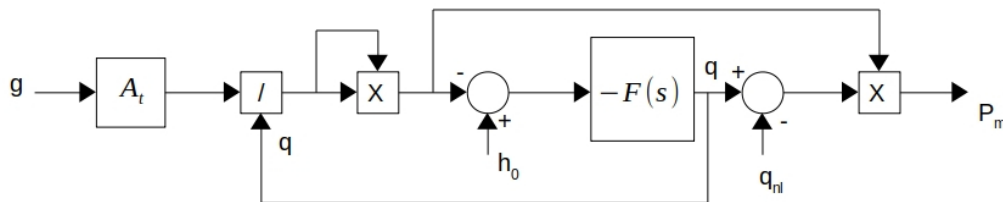


Abbildung 6.2: Blockschaltbild des nicht-linearen Turbinenmodells mit elastischer Wassersäule (Größen in Per-Unit).

Dabei entspricht $F(s)$ dem Kehrwert der Übertragungsfunktion in Gleichung 6.5 bei Vernachlässigung der Reibung R . Da diese Übertragungsfunktion nicht ganz einfach in einer Simulation berechnet werden kann, kann eine polynomiale Annäherung verwendet werden:

$$\tanh(T_e s) = \frac{s T_e \prod_{n=1}^{n=\infty} \left[1 + \left(\frac{s T_e}{n\pi} \right)^2 \right]}{\prod_{n=1}^{n=\infty} \left[1 + \left(\frac{2s T_e}{(2n-1)\pi} \right)^2 \right]} \quad (6.6)$$

Für $n = 1$ ergibt sich die Übertragungsfunktion $F(s)$ zu:

$$F(s) = \frac{-(1 + 4s^2 \left(\frac{T_e}{\pi} \right)^2)}{Z_0 T_e (1 + s^2 \left(\frac{T_e}{\pi} \right)^2) s} \quad (6.7)$$

Die zugehörigen Kraftwerk-Parameter mit ihren Werten sind in Tabelle 6.1 aufgelistet. Mit diesen Werten lautet die Übertragungsfunktion:

$$F(s) = \frac{-(1 + 0,052s^2)}{1,202(s + 0,013s^3)} \quad (6.8)$$

Für eine einfachere Modellierung kann ein nicht-lineares Modell verwendet werden, das die Elastizität der Wassersäule vernachlässigt. Das bedeutet allerdings Einbußen bei der realistischen Modellierung, ein Systemtest unter Vorbehalten wäre aber prinzipiell weiterhin möglich. In diesem Fall verwendet man die einfachere Übertragungsfunktion:

$$F(s) = \frac{-1}{T_w s} \quad (6.9)$$

Parameter	Symbol	Wert
Turbinen-Nennleistung	P_{m0}	256 MW
Generator-Nennleistung	P_{g0}	250 MW
Trägheitszeit	H	4,5 s
Nenndurchfluss	q_0	72 m ³ /s
Nennfallhöhe	h_0	250 m
Turbinenöffnung bei Volllast	\bar{g}_{FL}	0,96
Turbinenöffnung bei lastfreiem Betrieb	\bar{g}_{NL}	0,06
Hydraulische Impedanz	Z_0	3,376
Wasserlaufzeit	T_e	0,357 s
Wasserstartzeit	T_w	1,202 s

Tabelle 6.1: Parameterwerte für das Abbaspour-Wasserkraftwerk.

Abbildung 6.3 veranschaulicht den Unterschied zwischen dem elastischen und dem nicht-elastischen Modell. Für diesen Vergleich wurden beide Modelle in Matlab Simulink mit einem negativen Sprung der Öffnung von 0,96 auf 0,86 pu simuliert. Im elastischen Modell kommt es innerhalb der ersten halben Sekunde nach dem Sprung zu einer vollständigen Schwingung, die zwischen ihrem unteren und ihrem oberen Scheitel beinahe 10 % der Leistung umfasst.

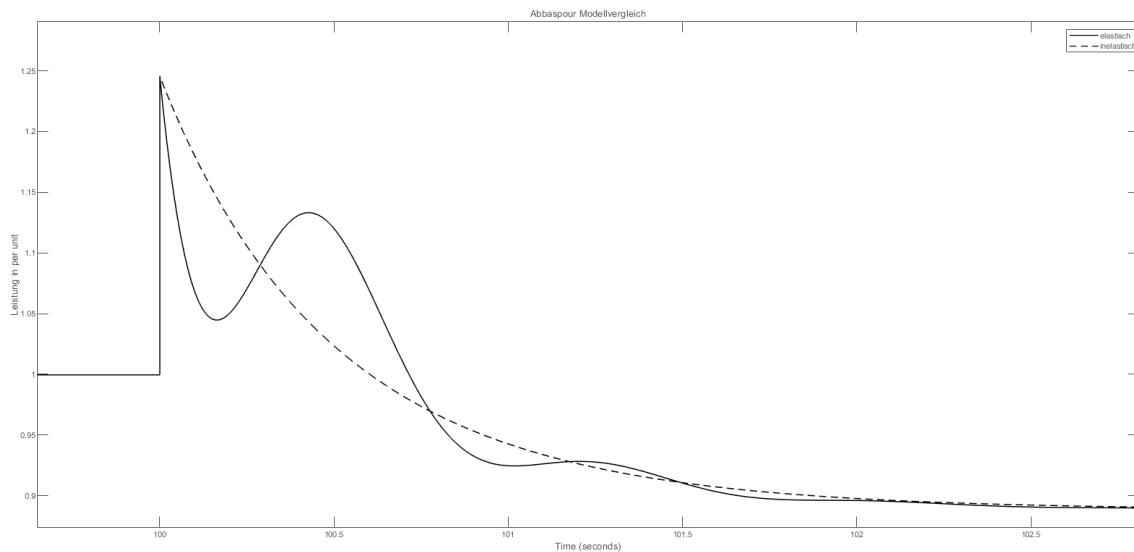


Abbildung 6.3: Vergleich des elastischen (durchgängig) mit dem nicht-elastischen (gestrichelt) Turbinenmodell bei einem Öffnungssprung von -0,1 pu.

6.3 Das Stellglied

Das Stellglied in einer Turbinenregelung besteht, wie in 1.2.2 beschrieben, üblicher Weise aus einem Vorsteuerventil mit Ventil-Servomotor und einem Hauptsteuerventil mit Turbinen-Servomotor. Für die Testumgebung geht es dabei nicht darum, das Stellglied möglichst realistisch zu modellieren, sondern darum, dass der Turbinenregler angemessene Rückführsignale mit adäquatem

Zeitverhalten für die Stellungen der Servomotoren und die Öffnungen der Servoventile erhält.

In „Detailed Hydrogovernor Representation for System Stability Studies“, [16], wird das Übertragungsverhalten eines typischen Stellglieds einer mechanisch-hydraulischen Turbinenregelung dargestellt. Die Übertragungsfunktion der Vorsteuerstufe wird dabei als PT1-Glied mit Verstärkungsfaktor K_2 und Zeitkonstante T_p beschrieben:

$$\frac{a}{b} = \frac{K_2}{1 + sT_p} \quad (6.10)$$

b ist hier das Stellsignal für das Vorsteuerventil und a die Position des Ventil-Servomotors und zugleich die Position des Hauptsteuerventils.

Die Hauptsteuerstufe wird als PI-Glied dargestellt:

$$\frac{g}{a} = \frac{K_1}{s} \quad (6.11)$$

g ist die Stellung des Turbinenservomotors bzw. die Turbinenöffnung. Dabei kann der Kehrwert des Produkts der beiden Verstärkungsfaktoren als Zeitkonstante T_g umgeschrieben werden.

Die Vorsteuerstufe ist durch ein PT1-Glied repräsentiert weil das Modell in [16] das Stellglied mit mechanischem Drehzahlregler umfasst, das PT1-Glied also den geschlossenen Regelkreis beschreibt. Im Modell für die Testumgebung muss der Regelkreis allerdings offen bleiben (PI-Glied), wobei a die Rückführgröße für die Position des Hauptsteuerventils ist und g die Rückführgröße entweder für Leitapparat, Laufschaufeln, eine Nadel oder die Deflektoren.

In „Modelling Hydro Power Plants ...“, [13], werden als typische Werte für die Zeitkonstanten 0,1 s für T_p und 0,15 s für T_g genannt. Allerdings muss man beachten, dass die Öffnungsgeschwindigkeit des Servomotors üblicher Weise über das Servoventil beschränkt wird (z.B. durch Stoppmuttern) um unzulässige Druckstöße zu vermeiden. Bei Kundur, [11], wird diese Öffnungsgeschwindigkeit beispielsweise mit 0,16 pu/s bei 0,05 s für T_p und 0,2 s für T_g angegeben und im Modell der Turbinenregelung als Ausgangsbegrenzung für die Vorsteuerstufe implementiert. In „Detailed Hydrogovernor Representation ...“, [16], wird T_g mit 0,2-0,4 Sekunden beziffert, die Schließzeit der Turbinenöffnung mit 5-10 Sekunden.

Für eine Francis-Turbine reicht ein Stellglied für den Leitapparat. Bei Kaplan-Turbinen kommt zum Servosystem für die Leitschaufeln noch jenes für die Laufschaufeln hinzu. Bei Pelton-Turbinen werden bis zu sechs Düsen mit jeweils eigenem Servosystem eingesetzt, außerdem gibt es noch ein gemeinsames Servosystem für die Deflektoren. Diese Stellglieder können alle in gleicher Weise modelliert werden, wobei es im Modell der Testumgebung bei den Düsen keine Rückführungen für die Positionen der Hauptsteuerventile gibt (die Vorsteuerstufe wird als PT1-Glied modelliert).

In „Hydro Turbine-Governor Model Validation in Pacific Northwest“, [10], existiert ein Vorschlag zur Erweiterung des nicht-linearen Turbinenmodells für die Simulation von Kaplan-Turbinen. Dabei wird die Turbinenöffnung g aus der Leitapparat-Öffnung g_{LA} und der Laufschaufel-Öffnung g_{LS} berechnet:

$$\bar{g} = \bar{g}_{LA}(1 + K_\beta \bar{g}_{LS}) \quad (6.12)$$

Der Faktor K_β repräsentiert dabei den Einfluss der Laufschaufelstellung auf den Durchfluss

durch die Turbine. Kosterev schlägt für K_β den Wert 0,6 vor, für T_g des Leitapparats den Wert 0,1 s und T_g der Laufschaufeln den Wert 0,3 s.

Eine ähnliche Methode findet man bei Wang u.a., [2], zur Erweiterung des nicht-linearen Turbinenmodells für die Simulation von Pelton-Turbinen. Die Turbinenöffnung g wird als Durchschnittsgröße g_{NA} der Nadel-Öffnungen berechnet. Für sechs Düsen bedeutet das:

$$\bar{g} = \bar{g}_{NA} = \frac{\bar{g}_{N1} + \bar{g}_{N2} + \bar{g}_{N3} + \bar{g}_{N4} + \bar{g}_{N5} + \bar{g}_{N6}}{6} \quad (6.13)$$

Zusätzlich wird mit der Öffnung der Deflektoren g_D ein effektiver Durchfluss q_{eff} berechnet:

$$\bar{q}_{eff} = (\bar{q} - \bar{q}_{NL})\bar{g}_D \quad (6.14)$$

In dem vorgestellten Modell von Wang u.a., [2], brauchen die Nadeln 40 Sekunden um bei einem Lastabwurf vollständig zu schließen. Dagegen sind es bei den Deflektoren nur 2 Sekunden. Dementsprechend sollte man die Öffnungsgeschwindigkeit der Nadeln im Modell auf 0,025 pu/s begrenzen.

6.4 Generator und Netz

In Abschnitt 1.1.1 wurde schon beschrieben, wie das resultierende Moment aus mechanischem Turbinenmoment und elektrischem Generatormoment eine Änderung der Drehzahl bewirkt. Daraus ergibt sich die Bewegungsgleichung des Turbine-Generator-Satzes:

$$I\dot{\omega}_m = M_r = M_m - M_e \quad (6.15)$$

Die Gleichung wird über die Trägheitszeitkonstante H in per unit umgeschrieben. Sie ist das Verhältnis der kinetischen Energie bei Nenndrehzahl zum Leistungsbezugswert der per unit Notation P_0 .

$$H = \frac{1}{2} \frac{I\omega_0^2}{P_0} \quad (6.16)$$

Mit $M_0 = P_0/\omega_0$ folgt die Bewegungsgleichung in per unit:

$$2H\dot{\bar{\omega}}_m = \bar{M}_m - \bar{M}_e \quad (6.17)$$

$2H$ wird auch als die mechanische Startzeit T_M bezeichnet, jene Zeit, die benötigt wird um den Rotor mit dem Nennmoment auf die Nenndrehzahl zu beschleunigen.

Analog zu der Beschreibung in 1.1.1 kann die Bewegungsgleichung durch einen frequenzabhängigen Lastdämpfungsanteil ergänzt werden.

$$2H = \bar{M}_m - \bar{M}_e - K_D \Delta\bar{\omega}_m \quad (6.18)$$

In einem Beispiel in Kundur, [11], wird für die mechanische Startzeit $T_M = 10$ s und für den Lastdämpfungsfaktor $K_D = 1$ gewählt. Aus den Werten für das Abbaspour Wasserkraftwerk berechnet sich $T_M = 2H = 9$ s, wobei im entsprechenden Modell kein Lastdämpfungsfaktor

vorkommt.

In „Modeling Hydro Power Plants and Tuning Hydro Governors as an Educational Guideline“, [13] ist das Modell eines isolierten Generators im Blockschaltbild gegeben.

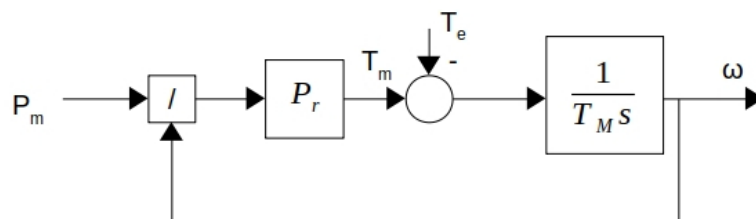


Abbildung 6.4: Blockschaltbild eines isolierten Generators für die Simulation des Inselbetriebs.

Im Generatormodell wird das Turbinenmoment M_m gerne auf die Nennwerte des Generators bezogen (im Blockschaltbild anschließend mit T bezeichnet). Dazu wird es mit dem Faktor $P_r = P_{m0} / P_0$ multipliziert. Dieser Schritt kann aber vernachlässigt werden wenn die Last auf die Turbine bezogen wird. Die nominelle erzeugte Wirkleistung wäre dann in einer einfachen Darstellung nur noch die mechanische Per-Unit-Leistung multipliziert mit der Nennleistung des Generators.

Für die Modellierung des Großnetzes kann die Dynamik des isolierten Generators vernachlässigt werden, indem die Drehzahl als konstant bei Nenn Drehzahl angenommen wird. Laständerungen können dann schlichtweg als Änderungen der Leistungswerte simuliert werden.

Für die Simulation des Leerlaufs kann man das elektrische Generatormoment T_e null setzen, was dem lastfreien Betrieb gleichkommt.

6.5 Der Wasserpegel

Für die Modellierung des Wasserpegels, die zur Simulation der Pegelregelung benötigt wird, kann ein sehr einfaches Modell verwendet werden: Da nur der Oberwasserpegel geregelt werden soll, kann man auf die Modellierung des Unterwasserbeckens verzichten. Das Oberwasserbecken wird vereinfacht als Becken mit konstantem Querschnitt über die Höhe dargestellt. Der Zufluss zum Oberwasserbecken ist konstant. Der Niveauunterschied von Turbine und Unterwasser wird vernachlässigt und für den Unterwasserpegel bzw. die Turbine der geodätische Nullpunkt gewählt womit bei Vernachlässigung von Verlusten die Fallhöhe dem Oberwasserpegel entspricht.

Abbildung 6.5 zeigt die geometrische Darstellung des Modells.

Die zeitliche Änderung des Pegels h kann mit folgender Gleichung beschrieben werden:

$$\frac{dV}{dt} = A_h \frac{dh}{dt} = q_{zu} - q_{ab} \quad (6.19)$$

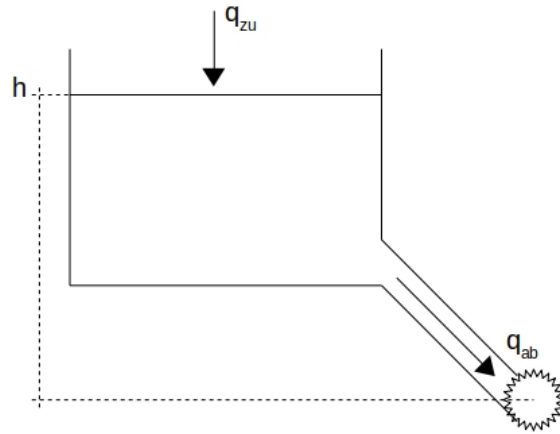


Abbildung 6.5: Querschnitt des oberwasserbeckens mit Rohrleitung zur Turbine.

A_h ist hier der Querschnitt des Beckens. Die Gleichung kann in Per-Unit-Notation umgeschrieben werden, indem durch die Basisgröße für den Durchfluss q_0 und die Basisgröße für die Fallhöhe h_0 dividiert wird.

$$\frac{h_0 A_h}{q_0} \frac{d\bar{h}}{dt} = \bar{q}_{zu} - \bar{q}_{ab} \quad (6.20)$$

Dabei bildet der Vorfaktor $h_0 A_h / q_0$ eine Zeitkonstante T_h . Nach Laplace-Transformation lautet die Übertragungsfunktion für den Pegel:

$$\Delta\bar{h} = \frac{1}{T_h s} (\bar{q}_{zu} - \bar{q}_{ab}) \quad (6.21)$$

Abbildung 6.6 zeigt das Blockschaltbild des Modells für den Wasserpegel:

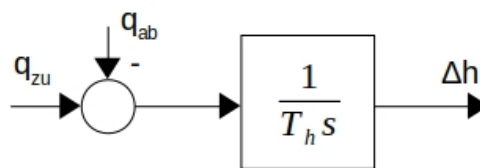


Abbildung 6.6: Blockschaltbild eines einfachen Modells zur Simulation der Pegelregelung (Größen in Per-Unit).

Der Ausgang $\Delta\bar{h}$ muss zu \bar{h}_0 in Abbildung 6.2 addiert werden. Der Wert für den Zufluss kann beliebig gewählt werden. Sind Zufluss und Abfluss gleich groß, dann sind $\Delta\bar{h} = 0$ und $\bar{h}_0 = 1$. Wird der Abfluss verringert, dann wird $\Delta\bar{h} > 0$ und $\bar{h}_0 > 1$. Die Zeitkonstante T_h muss nicht auf realistischen Werten basieren, sie muss aber ausreichend groß sein, sodass sich eine Änderung des Oberwasserpegels nur langsam einstellt. Für den realistischen Wert der Fläche des Abbaspour-Wasserreservoirs von 54,8 km² (Wikipedia) errechnen sich 190277,78 Sekunden

für die Zeitkonstante – ein Wert, den man in einem Test eher ungern berücksichtigen wird. Für den Systemtest sollte die Größenordnung von wenigen Minuten ausreichen.

Die Modellerweiterung für die Pegelregelung sollte nur gemeinsam mit der Pegelregelung des Turbinenreglers aktiv sein oder zumindest im Stillstand nicht wirken, sonst würde der Oberwasserpegel kontinuierlich ansteigen. Das könnte beispielsweise mit einer logischen Schaltung umgesetzt werden, durch welche der Zufluss bei Aktivierung der Pegelregelung einen konstanten Wert erhält und bei Deaktivierung immer gleich dem Abfluss wäre.

6.6 Simulationsergebnisse

Zur Bestätigung des Modells und als Referenz für die zukünftige Testumgebung wurde das beschriebene Modell mit Einfachregelung (Francis) in Matlab Simulink konstruiert.

Damit wurde ein Hochlauf, ein Lastsprung im Netzbetrieb, ein Lastsprung im Inselbetrieb, ein Lastabwurf bei Vollast und ein Sollwertsprung der Pegelregelung simuliert. Die Simulationen zeigen im Vergleich mit den Abbildungen in Kapitel 2 und 4 sowie im Vergleich mit den Anforderungen in Kapitel 5, dass das vorgeschlagene Modell für den Systemtest unter annähernd realistischen Bedingungen geeignet ist. Einzig die Pegelregelung zeigt ein etwas unbefriedigendes Verhalten aufgrund des geringen Unterschwingens. Das dürfte aber an einer ungenügenden Parametrierung des Reglers liegen und nicht an dem Pegelmodell.

Als Regler wurde vereinfacht ein PID-Regler eingesetzt, wie in „Modeling Hydro Power Plants and Tuning Hydro Governors as an Educational Guideline“, [13], beschrieben (allerdings ohne permanente Statik). Von dort wurden auch die PID-Parameter für den Inselbetrieb übernommen. Für Start, Leistungs- und Pegelregelung wurden die Parameter in der Simulation empirisch bestimmt.

Das Modell als Blockschaltbild und die Simulationsergebnisse samt Regler-Parameter sind auf den folgenden Seiten abgebildet.

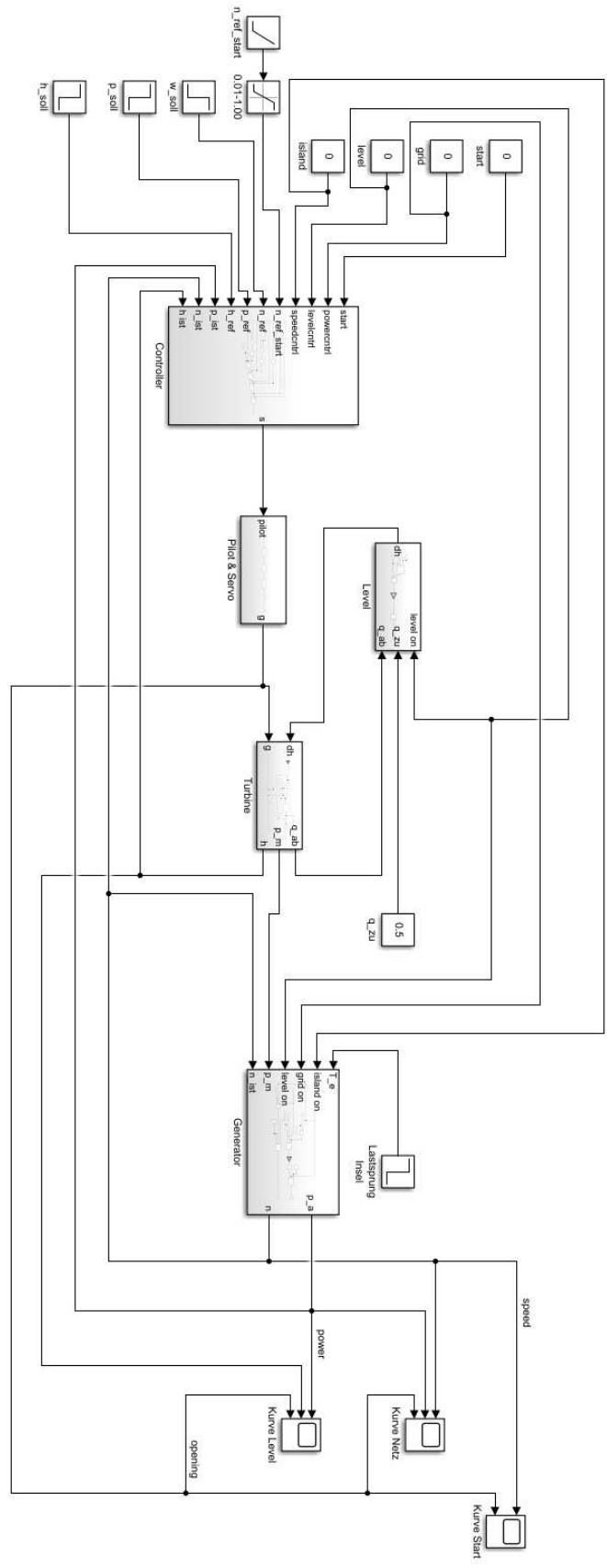


Abbildung 6.7: Gesamtübersicht über das Simulationsmodell in Matlab Simulink.

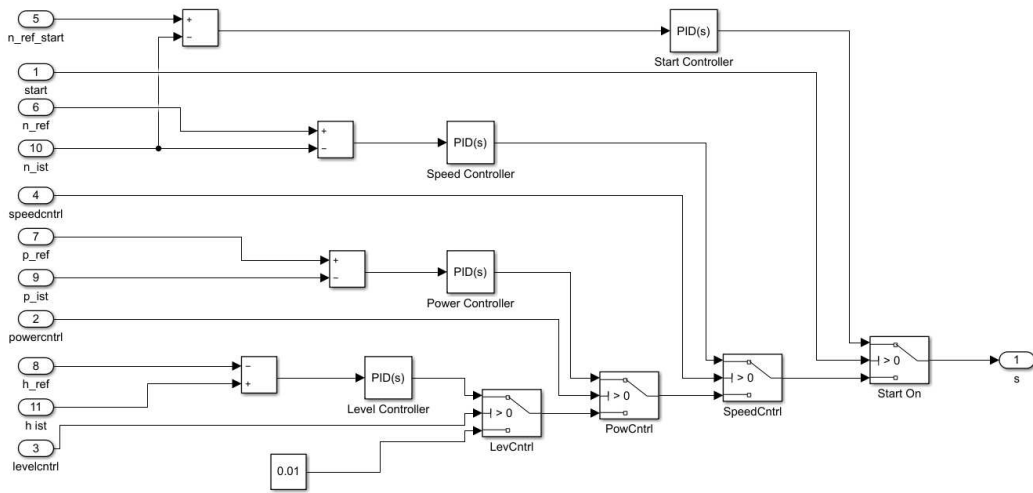


Abbildung 6.8: Subsystem „Controller“ - Regler für verschiedene Betriebsarten. Start: $K_P = 0,9$, $K_I = 0,1$, $K_D = 0$; Speed Controller: $K_P = 3,57$, $K_I = 0,24$, $K_D = 3,35$; Power Controller: $K_P = 0$, $K_I = 0,1$, $K_D = 0,0015$; Level Controller: $K_P = 10$, $K_I = 0,1$, $K_D = 0$.

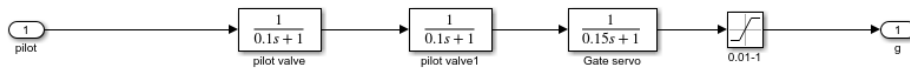


Abbildung 6.9: Subsystem „Pilot & Servo“ - das Servosystem aus Vorsteuer- und Hauptsteuerstufe für einen PID-Regler.

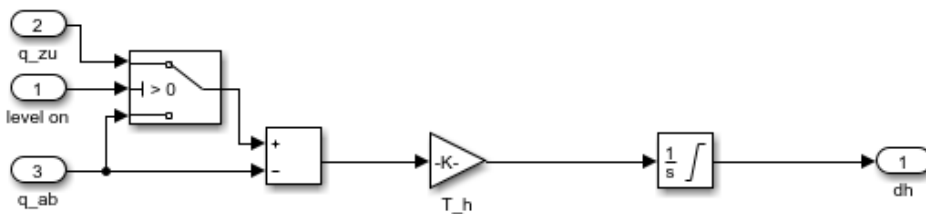


Abbildung 6.10: Subsystem „Level“ - das Modell des Oberwasserpegels zur Simulation der Pegelregelung. Hier ist $K = 1/(120s)$.

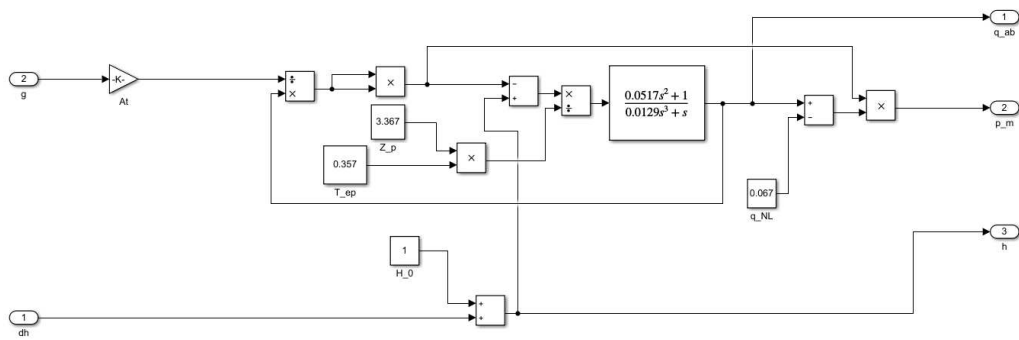


Abbildung 6.11: Subsystem „Turbine“ - das Turbinenmodell mit angenäherter elastischer Wassersäule.

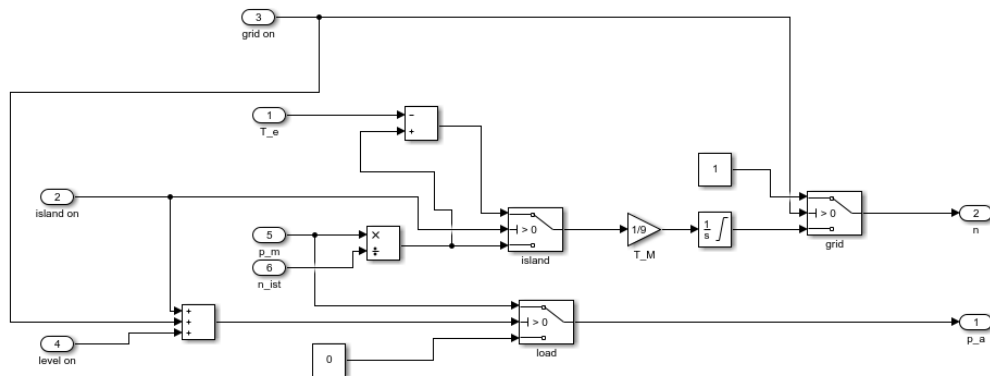


Abbildung 6.12: Subsystem „Generator“ - das Generatormodell mit Berücksichtigung verschiedener Betriebsarten (Drehzahlregelung im Inselbetrieb, Leistungsregelung am Großnetz, Drehzahlregelung für den Hochlauf, Pegelregelung am Großnetz).

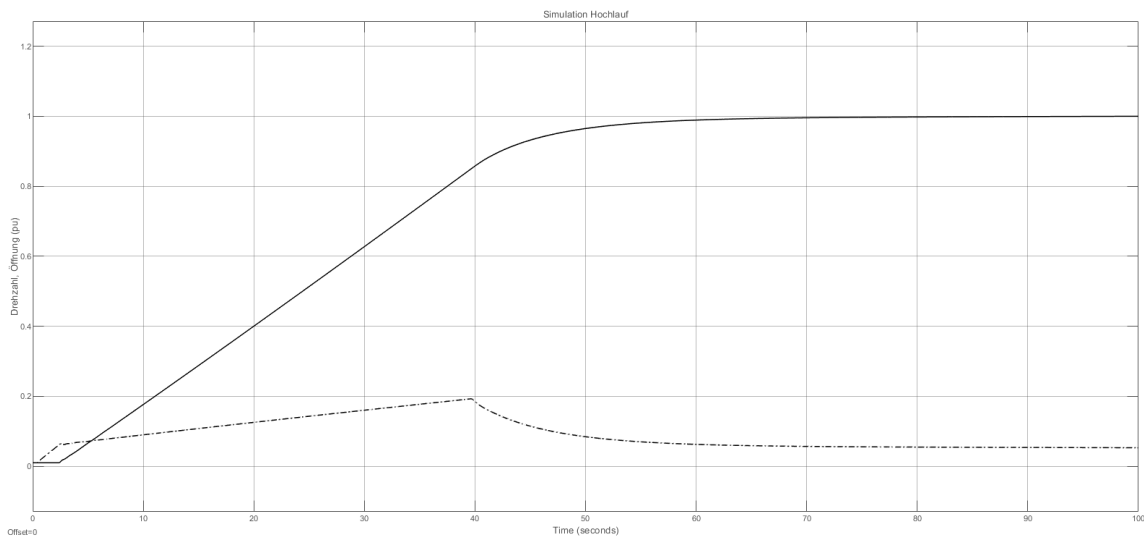


Abbildung 6.13: Simulation des Hochlaufs („start“) - abgebildet sind Drehzahl (durchgängig) und Turbinenöffnung (gestrichpunktet).

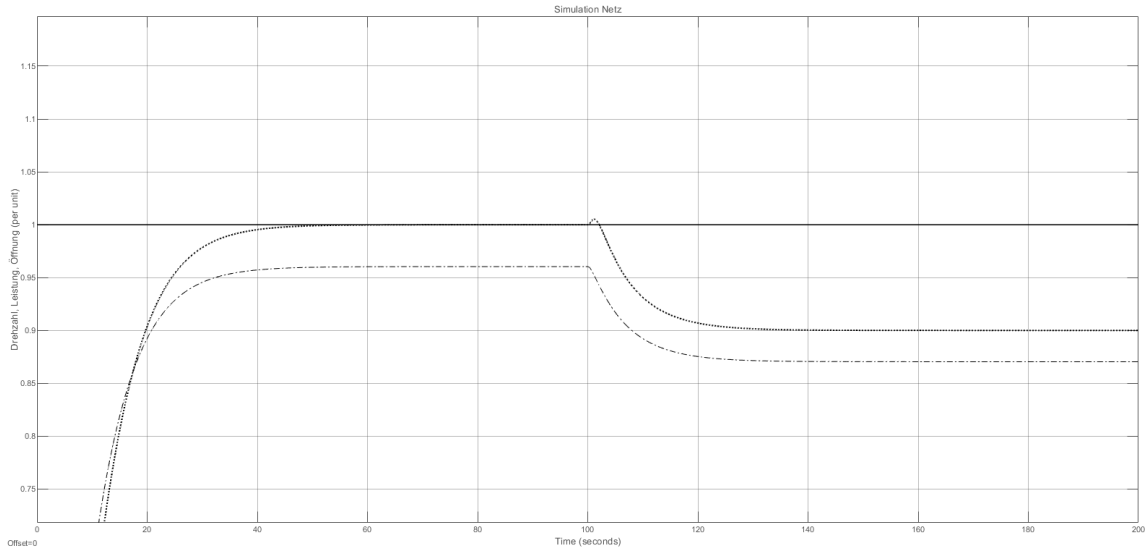


Abbildung 6.14: Simulation eines Lastsprungs (-0,1 pu) im Netzbetrieb („grid“, Großnetz) - abgebildet sind Drehzahl (durchgängig), Leistung (gestrichelt) und Turbinenöffnung (gestrichpunktet).

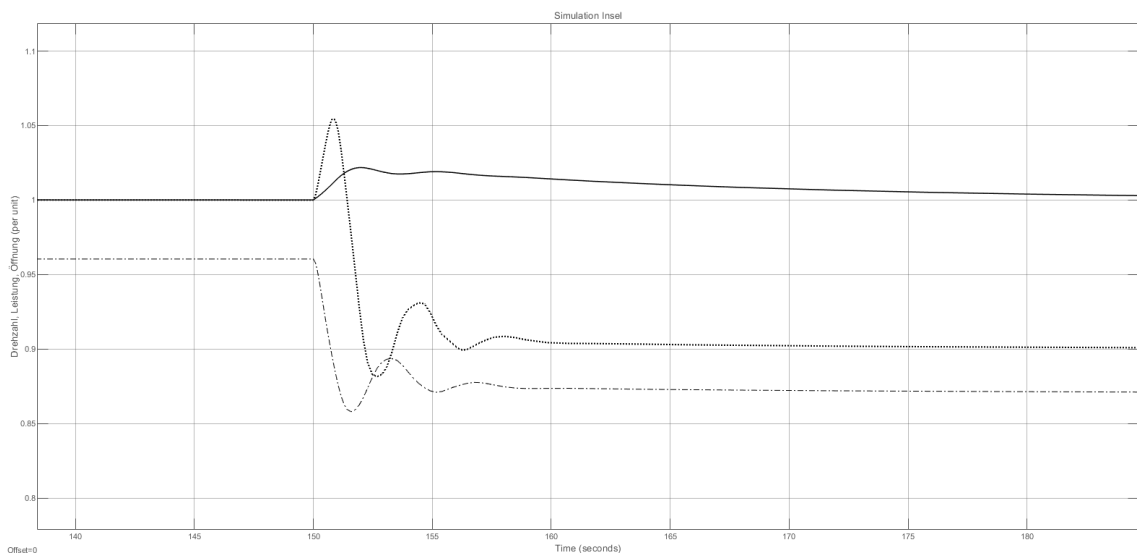


Abbildung 6.15: Simulation eines Lastsprungs (-0,1 pu) im Inselbetrieb („island“). Abgebildet sind Drehzahl (durchgängig), Leistung (gestrichelt) und Turbinenöffnung (gestrichpunktet).

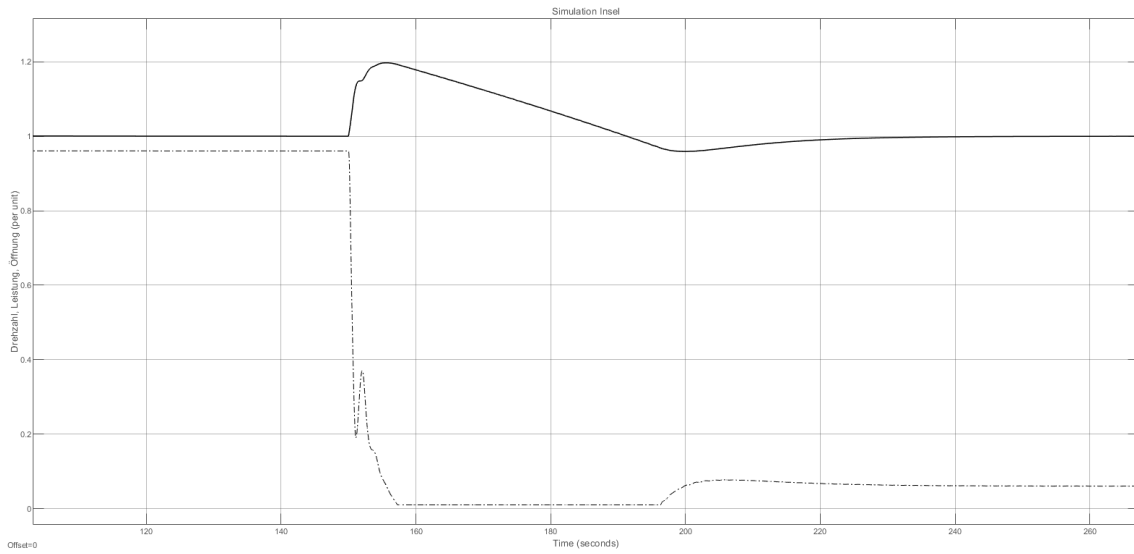


Abbildung 6.16: Simulation eines vollen Lastabwurfs („island“) - abgebildet sind Drehzahl (durchgängig) und Turbinenöffnung (gestrichpunktet).

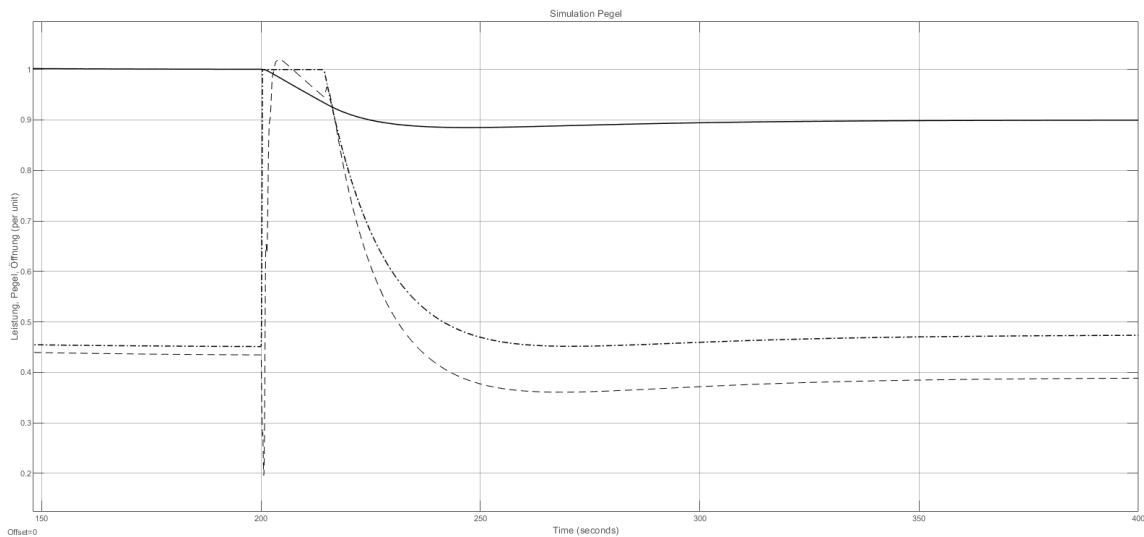


Abbildung 6.17: Simulation der Pegelregelung („level“) mit Sollwertsprung (-0,1 pu, $T_h = 120$ s) - abgebildet sind Pegel (durchgängig), Leistung (gestrichelt) und Turbinenöffnung (gestrichpunktet).

Kapitel 7

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In dieser Arbeit wurden Testfälle für den Systemtest eines spezifischen Turbinenreglers spezifiziert und ein Modell zur Kraftwerkssimulation für die Testumgebung wurde vorgeschlagen, in der der Systemtest unter annähernd realistischen Bedingungen durchgeführt werden kann.

Für die Testfallspezifikation wurde diskutiert, was die allgemeinen Aufgaben eines Turbinenreglers sind, wie ein Turbinenregelungssystem allgemein funktioniert und bei welchen Betriebsvorgängen eine Turbinenregelung typischer Weise im Einsatz ist. Der spezifische Turbinenregler (das Testobjekt) und seine Funktionen wurden allgemein beschrieben. Weiters wurden Abläufe bei Inbetriebnahmen von Wasserkraftwerken untersucht und ein Inbetriebnahmeprotokoll mit Tests für die Turbinenregelung wurde ausgewertet. Auf Grundlage all dieser Betrachtungen wurden funktionale Anforderungen an das Testobjekt definiert und Testfälle zur Erfüllung dieser Anforderungen definiert. Als Ergebnis wurden die Testfälle im Form eines möglichen Testprogramms mit mehreren Testsequenzen spezifiziert. Zusätzlich wurde auf Grundlage einer ausführlichen Literaturrecherche ein Modell zur Kraftwerkssimulation in einer zukünftigen Testumgebung vorgeschlagen, mit der die Testfälle im Rahmen des Systemtests ausgeführt werden können. Eine Simulation des Modells mit realistischen Parametern in Matlab Simulink hat gezeigt, dass das Modell für den Systemtest unter annähernd realistischen Bedingungen geeignet ist.

Mit den Ergebnissen dieser Arbeit kann eine Kraftwerksumgebung für den Systemtest des spezifischen Turbinenreglers in einer Testumgebung simuliert werden. Zu diesem Zweck sollten noch einige abschließende Bemerkungen berücksichtigt werden:

- Die Testfälle, die im Rahmen dieser Arbeit definiert wurden, sind in einer allgemeinen Form gehalten. Ein Testprogramm oder mehrere Testprogramme müssen noch in konkreter Form (mit konkreten Schritten, den genauen Bezeichnungen der Datenpunkte etc.) für den spezifischen Turbinenregler abgeleitet werden.
- Die Testfälle wurden bisher nur teilweise am Turbinenregler ausgeführt, da dafür die Testumgebung notwendig wäre. Dementsprechend muss mit Ungenauigkeiten oder Fehlern in der Testfallspezifikation gerechnet werden.
- Die Simulation in Matlab Simulink diente der Bestätigung, dass das zu Grunde gelegte

Modell für den Systemtest geeignet ist. Das Simulationsmodell kann aber nicht eins zu eins in die Testumgebung übertragen werden. Die Simulationsergebnisse zeigen das Modellverhalten für einen PID-Regler im geschlossenen Regelkreis, während der zu testende Turbinenregler in die Testumgebung eingebunden werden muss und ein anderes und komplexeres Regelverhalten aufweist.

- Eine Hardwarespezifikation für die Testumgebung war nicht Teil dieser Arbeit. Einige ergänzende Bemerkungen sollen eine solche aber erleichtern:
 - Für die Minimalkonfiguration des Turbinenreglers (Pelton-Turbine mit sechs Düsen) müssen Gegenstellen für mindestens sieben Analogausgänge (Stellgrößen für Nadeln und Deflektoren) und 11 Analogeingänge (Rückführsignale für Nadeln und Deflektoren, sowie Leistung, Fallhöhe, Ober- und Unterwasserpegel) existieren, außerdem Gegenstellen für zwei Drehzahlsignale, eine für die Netzfrequenz, eine für die Generatorfrequenz, Gegenstellen für die Leistungsberechnung über die Wandlerbaugruppe und jeweils Signale für 8 Digitaleingänge (Start, Stopp, Leistungsschalter Ein, Auslösesignale zurücksetzen, Lokalbetrieb, Drehzahlsollwert höher, Drehzahlsollwert niedriger, Schnellschluss) und ein Digitalausgang (Notschluss).
 - Eine vollständige Gegenstelle müsste Signale für 12 Analogeingänge, 14 Analogausgänge, 32 Digitaleingänge, 32 Digitalausgänge, vier Drehzahleingänge, einen Eingang für die Netzfrequenz, einen Eingang für die Generatorfrequenz und jene Eingänge zur Leistungsmessung über die Wandlerbaugruppe umfassen. Darüber hinaus sollte eine Netzwerkverbindung zwischen Testumgebung und Turbinenregler zur Informationsübertragung bestehen.
 - Angesichts der Schwingungen im Modell der elastischen Wassersäule empfiehlt sich ein Berechnungszyklus von zumindest 100 ms für die Analogsignale.

Literaturverzeichnis

- [1] *IEEE Guide for the Application of Turbine Governing Systems for Hydroelectric Generating Units*. IEEE Std 1207-2011 (Revision to IEEE Std 1207-2004), 2011.
- [2] *Governor tuning and digital deflector control of Pelton turbine with multiple needles for power system studies*. IET Gener. Transm. Distrib., 11(13):3278–3286, 2017.
- [3] Spillner A. und T. Linz: *Basiswissen Softwaretest: Aus- und Weiterbildung zum Certified Tester*. dpunkt.verlag, 5. Auflage, 2012.
- [4] E Control Austria: *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. Teil D: Besondere Technische Regeln*, 2013.
- [5] International Electrotechnical Commission: *Guide for commissioning, operation and maintenance of hydraulic turbines*. IEC 60545:1976, 1976.
- [6] International Electrotechnical Commission: *Hydraulic turbines - Testing of control systems*. IEC 60308:2005, 2005.
- [7] International Electrotechnical Commission: *Guide to specification of hydraulic turbine governing systems*. IEC 61362:2012, 2012.
- [8] European Network of Transmission System Operators for Electricity: *Continental Europe Operation Handbook*, 2004. <https://docstore.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>, abgerufen am 18. März 2019.
- [9] J. Giesecke, S. Heimerl und E. Mosonyi: *Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb*. Springer-Verlag, 2014.
- [10] Dmitry Kosterev: *Hydro Turbine-Governor Model Validation in Pacific Northwest*. IEEE Transactions on Power Systems, 19(2), 2004.
- [11] Prabha Kundur: *Power system stability and control*. McGraw-Hill, 1994.
- [12] G. A. Munoz-Hernandez, S. P. Mansoor und Jones D. I.: *Modelling and Controlling Hydro-power Plants*. Springer-Verlag, 2013.
- [13] R. A. Naghizadeh, S. Jazebi und B. Vahidi: *Modeling Hydro Power Plants and Tuning Hydro Governors as an Educational Guideline*. International Review on Modelling and Simulations, 5(4), 2012.

- [14] Stattnet Norway: *Funksjonskrav i kraftsystemet*, 2012.
- [15] P. et al Pourbeik: *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies*, Januar 2013.
- [16] D. G. Ramey und J. W. Skooglund: *Detailed Hydrogovernor Representation for System Stability Studies*. Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89(1):106–112, 1970.
- [17] Weija Yang, Jiandong Yang, Wencheng Guo, Wei Zeng, Chao Wang, Linn Saarinen und Per Norrlund: *A mathematical model and its application for hydro power units under different operating conditions*. Energies, 8(9):10260–10275, 2015.
- [18] S. Zacher und M. Reuter: *Regelungstechnik für Ingenieure. Analyse, Simulation und Entwurf von Regelkreisen*. Springer Vieweg, 14. Auflage, 2014.

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct - Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des Mitteilungsblattes der TU Wien Nr. 26/2007), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, am 10. September 2019

