

Christian Sperber

**Fehlerdiagnose von  
Wasserkraftmaschinen  
mit simulierter Datenbasis**

**SHAKER  
VERLAG**



**Band 71 (2022)**

# **Fehlerdiagnose von Wasserkraftmaschinen mit simulierter Datenbasis**

Von der Fakultät Konstruktions-, Produktions- und  
Fahrzeugtechnik der Universität Stuttgart  
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)  
genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von  
**Christian Sperber**  
geboren in Erlangen

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. Prof. E.h. Peter Eberhard  
Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. Stefan Riedelbauch

Tag der mündlichen Prüfung: 28. Oktober 2021

Institut für Technische und Numerische Mechanik  
der Universität Stuttgart

2021



Schriften aus dem Institut für Technische und Numerische  
Mechanik der Universität Stuttgart

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. Prof. E.h. Peter Eberhard

Band 71/2022

**Christian Sperber**

**Fehlerdiagnose von Wasserkraftmaschinen  
mit simulierter Datenbasis**

D 93 (Diss. Universität Stuttgart)

Shaker Verlag  
Düren 2022

**Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek**

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Zugl.: Stuttgart, Univ., Diss., 2021

Copyright Shaker Verlag 2022

Alle Rechte, auch das des auszugsweisen Nachdruckes, der auszugsweisen oder vollständigen Wiedergabe, der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen und der Übersetzung, vorbehalten.

Printed in Germany.

ISBN 978-3-8440-8385-9

ISSN 1861-1651

Shaker Verlag GmbH • Am Langen Graben 15a • 52353 Düren

Telefon: 02421 / 99 0 11 - 0 • Telefax: 02421 / 99 0 11 - 9

Internet: [www.shaker.de](http://www.shaker.de) • E-Mail: [info@shaker.de](mailto:info@shaker.de)

## Vorwort

Die Technik von Wasserkraftmaschinen bietet einige Superlative und übt deshalb nicht nur auf Fachleute eine gewisse Faszination aus. Die gewaltigen Kräfte des Wassers werden über mächtige Wellen hin zum Generator übertragen, dessen mehrere Hundert Tonnen sich mehrmals in der Sekunde um die eigene Achse drehen. Spannend ist auch die Fülle an Herausforderungen, die es auf komplett unterschiedlichen Skalen zu lösen gilt: von der Beherrschung der gewaltigen Zentripetalkräfte am tonnenschweren Generator bis hin zur Einstellung des Lagerspiels auf wenige Zehntel Millimeter. Das hat mich bei meinen Forschungen immer wieder begeistert.

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen meiner Mitarbeit am Forschungsprojekt Anlagendiagnose der Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG. Der Voith-Konzern ist ein führender Komplettanbieter von Wasserkraftanlagen mit einer breiten Erfahrung aus über 150 Jahren Firmengeschichte. Weltweit wird ein Viertel der Elektrizität aus Wasserkraft mit Technologien und Dienstleistungen von Voith erzeugt.

Die Forschung erfolgte in enger Zusammenarbeit mit dem Institut für Technische und Numerische Mechanik der Universität Stuttgart unter der Betreuung von Prof. Dr.-Ing. Prof. E.h. Peter Eberhard. Er hat durch seine vielfältige Unterstützung und sein Auge für das Wesentliche entscheidend zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Mein Dank gilt außerdem Dr.-Ing. Wilhelm Weber. Er hat mir den nötigen Freiraum zur Durchführung meiner Forschung geben und so die nötige tiefe Auseinandersetzung mit diesem speziellen, spannenden Thema ermöglicht. Seine vielfältige Unterstützung habe ich sehr geschätzt.

Prof. Dr.-Ing. Stefan Riedelbauch danke ich für die freundliche Übernahme des Mitberichts und seine inhaltlichen Anmerkungen.

Ich danke meinen Kollegen am Institut und den Kollegen in der Firma Voith für die fruchtbaren Diskussionen und vergnüglichen Mittags- und Kaffeepausen. Danken möchte ich zudem meinen Studenten, die verschiedene Teilaspekte des Forschungsthemas untersucht haben.

Prof. Dr. rer. nat. Claus Harder möchte ich für seine Anregungen zur Arbeit sowie den mutmachenden Worten danken. Sein privates Interesse an meiner Arbeit war mir eine besondere Motivation. Dank geht auch an meine guten Freunde Anxiang und Betina für ihre Anmerkungen.

Zuletzt ein ganz herzlicher Dank an meine liebe Anne, meine Eltern und meinen Bruder für ihre Unterstützung vor und während der Erstellung dieser Arbeit.



# Inhalt

Kurzfassung . . . . .	IX
Abstract . . . . .	XI
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Aufbau von Wasserkraftanlagen . . . . .	1
1.2 Monitoring von rotierenden Maschinen . . . . .	3
1.3 Zielsetzung und Aufbau dieser Arbeit . . . . .	5
<b>2 Numerischer Schwingungsdatensatz</b>	<b>7</b>
2.1 Rotordynamische Modellierung . . . . .	7
2.1.1 Rotor mit Generator und Turbine . . . . .	9
2.1.2 Radiale und axiale Lagerung . . . . .	10
2.1.3 Bewegungsgleichung . . . . .	13
2.1.4 Genauigkeit des Modells . . . . .	14
2.2 Rotordynamische Fehler . . . . .	15
2.2.1 Unwucht . . . . .	15
2.2.2 Wellenschlag, Kupplungsversatz und Kupplungsknick . . . . .	18
2.2.3 Lagerversatz . . . . .	19
2.2.4 Statische Kräfte auf Generator und Turbine . . . . .	20
2.3 Parameterstudie typischer Wasserkraftanlagen . . . . .	21
2.4 Automatisierung der dynamischen Rechnungen . . . . .	25
2.5 Erzeugter Schwingungsdatensatz . . . . .	26
<b>3 Kenngrößen für die Fehlerdiagnose</b>	<b>29</b>
3.1 Kenngrößen im Zeit- und Frequenzbereich . . . . .	29

---

3.2	Orbit-Kenngrößen . . . . .	32
3.2.1	Berechnung von großer Halbachse und Gleichlaufanteil . . . . .	32
3.2.2	Aussagekraft von großer Halbachse und Gleichlaufphase . . . . .	36
3.3	Betriebsschwingungsform und Fehlervektoren . . . . .	37
3.3.1	Betriebsschwingungsformen von Unwucht und Knick . . . . .	38
3.3.2	Linearität und Superposition der Betriebsschwingungsformen . . . . .	41
3.3.3	Experimentelle Untersuchung der Betriebsschwingungsform beim Wuchten . . . . .	42
3.4	Maschinenverhalten außerhalb des Nennbetriebs . . . . .	43
3.4.1	Ähnlichkeitsmetrik für Betriebsschwingungen . . . . .	44
3.4.2	Wuchten des Rotors . . . . .	44
3.4.3	Hochlauf und Auslauf . . . . .	45
3.5	Orbitmittelpunkte . . . . .	48
3.6	Modellparameter . . . . .	50
<b>4</b>	<b>Anwendung von maschinellem Lernen</b> . . . . .	<b>51</b>
4.1	Konzept zur Entwicklung eines datengestützten Diagnosemodells . . . . .	52
4.2	Vorbereitung der Daten . . . . .	53
4.2.1	Aufteilung in Trainings- und Testdaten . . . . .	55
4.2.2	Normalisierung und Winkelkodierung . . . . .	56
4.3	Algorithmen des maschinellen Lernens . . . . .	57
4.3.1	Neuronale Netze . . . . .	58
4.3.2	Stützvektormethode (Support Vector Machine) . . . . .	60
4.3.3	Gradient Boosting . . . . .	62
4.4	Training und Optimierung . . . . .	63
4.4.1	Leistungsbewertung eines trainierten Modells . . . . .	64
4.4.2	Wahl der Hyperparameter per Rastersuche . . . . .	65
4.4.3	Identifikation der wichtigsten Attribute . . . . .	66
4.5	Evaluation . . . . .	67
4.5.1	Finales Testen der Diagnosegenauigkeit . . . . .	68
4.5.2	Nachvollziehbarkeit des trainierten Modells . . . . .	68

---

<b>5 Fehlerdiagnose auf dem erstellten numerischen Datensatz</b>	<b>71</b>
5.1 Klassifikation einzeln auftretender Fehler . . . . .	71
5.1.1 Klassifikation des rotorfesten Fehlers . . . . .	72
5.1.2 Klassifikation des statorfesten Fehlers . . . . .	74
5.1.3 Schlussfolgerungen . . . . .	76
5.2 Diagnose von Unwucht . . . . .	76
5.2.1 Wahl der konkreten Zielgröße . . . . .	77
5.2.2 Vergleich der Lernalgorithmen . . . . .	79
5.2.3 Mehrwert der berechneten Kennwerte . . . . .	80
5.2.4 Auswahl der relevanten Attribute . . . . .	81
5.2.5 Vorhersageintervalle . . . . .	84
5.3 Diagnose von weiteren Fehlern . . . . .	84
5.3.1 Kupplungsknick . . . . .	85
5.3.2 Kupplungsversatz und Schlag . . . . .	87
5.3.3 Statische Kräfte . . . . .	88
5.3.4 Lagerfehlausrichtung . . . . .	89
5.4 Diskussion der Diagnosegenauigkeit . . . . .	92
5.4.1 Ansätze zur Erhöhung der Diagnosegenauigkeit . . . . .	92
5.4.2 Diskussion der erreichten Genauigkeit . . . . .	95
<b>6 Diagnose realer Wasserkraftrotoren</b>	<b>99</b>
6.1 Diagnose einer Pumpturbine . . . . .	99
6.1.1 Überblick über vorliegende Messdaten des Wuchtvorgangs . . . . .	100
6.1.2 Diskussion der Schwingungswerte . . . . .	101
6.1.3 Anwendung der entwickelten Diagnosemodelle . . . . .	106
6.2 Diagnose einer Maschinengruppe mit Francis-Turbinen . . . . .	109
<b>7 Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>113</b>
<b>Literatur</b>	<b>117</b>
<b>Formelzeichen und Notation</b>	<b>125</b>



## Kurzfassung

In dieser Arbeit wird ein neuartiges Verfahren zur Diagnose rotordynamischer Fehler an Wasserkraftmaschinen entwickelt. Als Datenbasis des Diagnosesystems werden für eine große Zahl fiktiver Anlagen die jeweiligen Maschinenschwingungen berechnet. Diese dienen als Trainingsbeispiele für einen Algorithmus des maschinellen Lernens. Nach dem Trainingsprozess kann das Diagnosemodell auch für bisher unbekannte Anlagen bestimmte Fehlergrößen mit vielversprechender Genauigkeit abschätzen. Das so entwickelte Diagnosemodell ist direkt auf Wasserkraftanlagen des für diese Arbeit gewählten Typs anwendbar und liefert wertvolle Hinweise zum Zustand der Maschine und für eine effiziente Wartungsplanung.

Zur Berechnung des Schwingungsdatensatzes wird zunächst ein parametrisiertes rotordynamisches Modell definiert. Dieses Modell ermöglicht die Berechnung von Schwingungen infolge von Generatorunwucht, Turbinenunwucht sowie Kupplungsknick und -versatz. Es berücksichtigt dabei zusätzlich eine radiale Lagerfehlausrichtung der Führungslager sowie statische Kräfte am Generator und der Turbine. Auf die beschriebene Weise wird eine große Zahl an Wasserkraftmaschinen modelliert, deren Modellparameter und Fehlerintensitäten zufällig im Rahmen sinnvoller Grenzen festgelegt werden.

Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass die Schwingungsdiagnose durch die gezielte Verwendung von aussagekräftigen Schwingungskenngrößen verbessert werden kann. Neben den vielfach verwendeten Kenngrößen im Zeit- und Frequenzbereich werden weiterführende Kennwerte identifiziert, wobei sich Kenngrößen der Betriebsschwingungsform als besonders hilfreich erweisen. Diese setzen die Werte der verschiedenen Sensoren an der Maschine in Relation und betrachten sie so gemeinsam. Ebenfalls hilfreich sind Verhältnisse von Amplituden bei verschiedenen Drehzahlen der Maschine und die Verrechnung von den Werten zweier orthogonaler Sensoren zu Orbitkenngrößen.

Nicht alle Zielgrößen können allein anhand der Schwingungskenngrößen hinreichend gut abgeschätzt werden. Es zeigt sich, dass das Training eines Diagnosemodells für die Unwucht in Form der Auswuchtgüte keine ausreichende Genauigkeit liefert. Dahingegen lässt sich der hier eingeführte Unwuchtanteil mit dem gewählten Ansatz recht genau vorhersagen und ermöglicht so eine Einschätzung der Unwucht relativ zum ähnlichen Fehler des Kupplungsknicks. Eine gute Genauigkeit wird zudem bei der Diagnose des Kupplungsknicks sowie der Lagerfehlausrichtung erreicht. Die Funktionsfähigkeit der Diagnosemodelle wird an einer fiktiven Beispielmachine demonstriert, für die verschiedene Fehlerintensitäten simuliert werden. Außerdem erfolgt eine Anwendung auf mehrere reale Wasserkraftanlagen, wobei plausible Diagnoseergebnisse erzielt werden.

Die entwickelten Diagnosemodelle stellen eine solide Basis für ein Diagnosesystem dar, das Anlagenbetreiber und Schwingungsexperten bei der Analyse des Maschinenzustandes mit wertvollen Hinweisen unterstützen kann.



## Abstract

This work develops a novel approach for the diagnosis of rotordynamic faults in hydropower units. For the development of the diagnostic system, a database with simulated machine vibrations of numerous virtual power units is calculated. These serve as training examples for a machine learning algorithm. After the training process, the diagnostic model is capable of predicting certain fault variables with promising accuracy, even for machine vibrations of previously unknown power units. The diagnostic model can be applied directly to hydropower plants of the type chosen for this work, providing valuable information about the condition of the machine and on how to efficiently plan maintenance.

To calculate the vibration data set, a parametric rotordynamic model is defined. This model allows the calculation of vibrations due to generator unbalance, turbine unbalance, coupling bend, and coupling misalignment, taking into account radial bearing misalignment of the guide bearings and static forces on the generator and the turbine. In the described way, numerous hydroelectric machines are modeled, whose parameters and fault intensities are set randomly within reasonable limits.

The results of this work show that vibration diagnosis is improved by using meaningful vibration characteristics. In addition to the commonly used characteristic values in the time and frequency domain, more advanced characteristic values are identified. Characteristic values of the operational deflection shape, which consider the values of the various sensors on the machine together, prove to be particularly helpful. Also, the ratios of amplitudes at different speeds of the machine and the use of the values of two orthogonal sensors to calculate orbit characteristics are useful.

Not all fault variables can be predicted purely from vibration characteristics. The training of a diagnostic model for the balancing quality grade shows insufficient accuracy. In contrast, the unbalance share defined in this work is predicted quite accurately with the chosen approach, thus enabling an estimate of the unbalance relative to the similar fault of coupling bend. Good accuracy is also achieved in diagnosing coupling bend as well as bearing misalignment. The performance of the diagnostic models is demonstrated on a virtual power unit with various simulated fault intensities. Furthermore, the models are applied to existing hydropower units and the plausibility of the diagnosis results is shown.

The developed diagnostic models provide a solid basis for a diagnostic system that supports plant operators and vibration experts with valuable indications when analyzing the machine condition.