



Deutsche Bundesstiftung Umwelt

# Abschlussbericht

## **Realisierung einer Versuchsanlage des beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftwerks zwecks Validierung der Forschungsergebnisse**



Laufzeit:

15.03.2007 – 30.03.2010

Berichtszeitraum:

19.03.2007 – 31.03.2010

Hydro-Energie Projekt Bad Sulza GmbH & Co. KG

Zehntstraße 2

76227 Karlsruhe

**Projektkennblatt**  
der  
**Deutschen Bundesstiftung Umwelt**



Az	<b>24839</b>	Referat	<b>24</b>	Fördersumme	<b>125.000 €</b>
<b>Antragstitel</b>		<b>Realisierung einer Versuchsanlage des beweglichen, über- und unterströmbareren Wasserkraftwerks an der Ilm in Bad Sulza</b>			
<b>Stichworte</b>		Wasserkraft			
Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)		
<b>3 Jahre</b>	<b>19.03.2007</b>	<b>31.03.2010</b>	<b>1</b>		
Zwischenberichte					
<b>Bewilligungsempfänger</b>		HYDRO-ENERGIE Projekt Bad Sulza GmbH & Co.KG Stadtgraben 10 99518 Bad Sulza		Tel 0721/550718 Fax 0721/615069	
				Projektleitung Peter Roth	
				Bearbeiter Peter Roth	
<b>Kooperationspartner</b>		HYDRO ENERGIE Roth GmbH Zehntstraße 2 76227 Karlsruhe HSI Hydro Engineering GmbH Hauptstraße 48 54497 Morbach-Gonzerath			
<b>Zielsetzung und Anlass des Vorhabens</b>					
<p>Aufbauend auf den Ergebnissen, die während des vorherigen Förderprojekt (DBU Az 19267) zur Grundsatzentwicklung und Simulation eines beweglichen, über- und unterströmbareren Wasserkraftwerkes gewonnen wurden, sollten im Rahmen dieses Projektes die ökologischen und ökonomischen Vorzüge bei einer Versuchsanlage in Bad Sulza an der Ilm im realen Einsatz nachgewiesen werden.</p>					
<b>Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden</b>					
<p>Basierend auf dem Grunddesign der Voruntersuchungen wurden zunächst die hydraulischen Konturen innerhalb des beweglichen Krafthauses, des Trogbauwerkes sowie der Zu- und Ablauftrichter dimensioniert. Unter Berücksichtigung der zu erwartenden hydrostatischen und hydrodynamischen Drücke wurden die Kräfte, die auf das Krafthausgehäuse wirken, bestimmt. Diese, wie auch die max. auftretenden mechanischen Momente, die im Kurzschlussfall des direkt gekoppelten Permanentmagnet erregten Generators entstehen können, wurden zur Dimensionierung des Stahlgehäuses, der Gehäuselagerung und der Kraftansatzpunkte des Schwenkmechanismus herangezogen, um die Konstruktion vor Fertigungsfreigabe einer FEM Analyse zu unterziehen.</p> <p>Aus der FEM Analyse ergaben sich dann auch die zu erwartenden statischen und dynamischen Kräfte, die bei der Bauwerksstatik des Krafthaussteges zu berücksichtigen waren.</p> <p>Die Rechenreinigungsmaschine des Rundbogenrechens am Krafthauseinlauf war neu zu entwickeln, wobei neben der Robustheit und Funktionalität besonderes Augenmerk auf die Reinigungswirkung, den Fischschutz und die strömungsgünstige Anordnung gelegt wurde.</p> <p>Um aussagefähige Betriebserkenntnisse gewinnen zu können, musste die Sensorik und deren Positionierung sowie die gesamte Mess-, Überwachungs- und Steuerungstechnik ausgewählt werden. Hierauf aufbauend erfolgte die Erstellung des Pflichtenheftes für die gesamte Anlagensteuerung unter Berücksichtigung der allgemein üblichen Vorschriften. Wesentlich ist auch die Auswahl sämtlicher Energie- und Steuerkabel, sowie der Hydraulik- und Pneumatikleitungen insbesondere deren Verlegung und Robustheit und vor allem deren luftdichte Einführung in das bewegliche, über- und unterströmbarere Wasserkraftwerk, dessen Innenraum unter leichten Überdruck mit getrockneter Luft gestellt wird.</p> <p>Nach Installation und Inbetriebnahme wurden alle Betriebszustände simuliert und optimiert. Wesentliches Augenmerk wurde auf die Fischpassierbarkeit und die ökologischen Auswirkungen sowie die erzielbare Leistungssteigerung bei der Umströmung gerichtet.</p>					
<small>Deutsche Bundesstiftung Umwelt • An der Bornau 2 • 49090 Osnabrück • Tel 0541/9633-0 • Fax 0541/9633-190 • <a href="http://www.dbu.de">http://www.dbu.de</a></small>					

## **Ergebnisse und Diskussion**

Bereits beim Design des Krafthausgehäuses dieser kleinen Anlage ergab sich aus hydraulischen Gründen (erforderliche Einlaufüberdeckung) und vor allem aus den Diskussionen mit den Fischereifachverbänden, dass es sinnvoll ist auf dem Kraftwerksrücken, nach dem Bogenrechen, 2 kleine Klappen aufzusetzen. Durch den Spalt zwischen den beiden Klappen, wird eine bessere Lockströmung für den Fischabstieg erzeugt.

Interessant ist auch die Erkenntnis, dass das Krafthaus, trotz des hohen Eigengewichtes Öffnungstendenz aufweist, sodass auch ohne Energiezufuhr das Kraftwerk, wie ein beweglicher, selbsttätiger Wehrverschluss, zur Hochwasserentlastung herangezogen werden kann.

Bei Vergleich der Messergebnisse mit einer ca. 2 km unterhalb liegenden modernen konventionell errichteten Wasserkraftanlage wird erkennbar, dass aufgrund des Verzichtes einer üblichen Übersetzung sich bei Betrieb unterhalb der Ausbauwassermenge ein um knapp ca. 5 % höherer Gesamtwirkungsgrad ergibt.

Bei Überwasserangebot und sich einstellendem Rückstau konnte nachgewiesen werden, dass bei Umströmung des Kraftwerkgehäuses, mit bis zur 3-fachen Ausbauwassermenge, durch die entstehenden Ejektoreffekte am Saugrohrende die Leistung bis zu 23 % gesteigert werden konnte.

Nach Modifikation der Rechenreinigermechanik erwies sich diese als robust und sehr leistungsfähig, wobei nur ein Bruchteil des Energiebedarfs und insbesondere der Aufwendungen zur Beseitigung des Rechengutanfalls gegenüber der Unterliegeranlage erforderlich waren. Auch hat sich gezeigt, dass der Energieeigenbedarf und die übrigen Betriebskosten ebenfalls niedriger ausfielen.

Es konnte die Passage von Fischen über dem Kraftwerk durch die Lockströmung mehrmals beobachtet werden. Der Nachweis der Fischpassage unterhalb des Kraftwerks konnte mit den üblichen Reusen im Unterwasser wegen des hohen Schwemmgutanteils während der Zeiträume von Fischwanderungen nicht durchgeführt werden.

Die ergriffenen Maßnahmen zur Vermeidung von Schwingungen des Gesamtsystems bei der Umströmung haben sich als effektiv erwiesen, denn es konnte in keinem Betriebszustand das System zum Schwingen angeregt werden.

## **Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation**

Es fanden bislang folgende Präsentationen zum beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftwerk statt

- Messe Ecotec 2007 in Essen,
- Woche der Umwelt 2007 in Berlin,
- 30. Fortbildungsveranstaltung des BWK-Landesverbandes Baden Württemberg in Karlsruhe 2007
- „Ideenbörse“ zum Klimaschutz des Fachgremiums Energie & Umwelt des Energieteams Baden-Württemberg in Stuttgart
- 11. Internationales Anwenderforum Kleinwasserkraftwerke des Otti e.V. in Luzern (CH) 2008
- 13. Internationales Anwenderforums Kleinwasserkraftwerke des Otti e.V. in Kempten 2010

Die gewonnenen positiven Ergebnisse dieses Projektes haben mit dazu beigetragen, dass die Fa. Hydro-Energie Roth neben dem NEO2010, dem Innovationspreis der Technologie Region Karlsruhe, auch den Umwelttechnikpreis 2011 des Landes Baden-Württemberg für die Kategorie Energieeffizienz verliehen (siehe [www.umwelttechnikpreis.de](http://www.umwelttechnikpreis.de)) bekam.

## **Fazit**

Im Rahmen dieses Fördervorhabens konnte das Prinzip der schwenkbaren, über- und unterströmbaren Wasserkraftanlage erstmalig erfolgreich an einer kleinen Versuchsanlage umgesetzt werden. Hierbei konnte neben der ökologischen Aufwertung des Standortes Bad Sulza durch die Wiederherstellung der Durchgängigkeit der Ilm für Fische auch die Hochwasserentlastung erheblich verbessert werden. Die im vorhergehenden DBU-Forschungsvorhaben prognostizierten leistungssteigernden Ejektoreffekte konnten in der Praxis mit Hilfe der Versuchsanlage nachgewiesen werden.

Bei den später errichteten, größeren Demonstrationsanlagen konnte der Nachweis der Fischpassage unter den Kraftwerken durch den erstmaligen Einsatz von Ultraschallauswertungen nachgewiesen werden. Auch ergaben sich bei diesen Anlagen, mit insgesamt höheren Gefällen, bei Umströmung im Hochwasserfall Leistungssteigerungen von bis zu 35 % gegenüber einem Betrieb ohne Umströmung wie bei einer herkömmlichen Wasserkraftanlage.

Ebenso hat sich gezeigt, dass aufgrund der einfachen Bauwerke die Bauzeit vor Ort gegenüber konventionell ausgeführten Wasserkraftanlagen um mehr als 30 % reduziert werden kann.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Projektvoraussetzungen und -ziele</b> .....	<b>10</b>
2.1	Ausgangslage des vorangegangenen DBU-Projektes .....	10
2.2	Ziel dieses Forschungsvorhabens.....	13
<b>3</b>	<b>Die bewegliche Wasserkraftanlage und ihre physikalischen Zusammenhänge</b> .....	<b>16</b>
3.1	Grundgleichungen.....	16
3.2	Venturieffekt.....	19
3.3	Kaplanrohrturbinen mit Bulbgenerator .....	20
3.4	Unterströmung unter dem Krafthaus .....	23
3.4.1	Berechnung wie ein Planschütz .....	23
3.4.2	Berechnung als Ausfluss unter Wasser.....	25
3.5	Überströmung über das Krafthaus .....	25
3.6	Überfall am Wehr .....	26
3.7	Ejektoreffekt und zu erwartender Fallhöhengewinn .....	30
<b>4</b>	<b>Projektplanung</b> .....	<b>36</b>
<b>5</b>	<b>Ausgangssituation in Bad Sulza</b> .....	<b>37</b>
<b>6</b>	<b>Planung der beweglichen über- und unterströmbaren Wasserkraftanlage</b> .....	<b>39</b>
6.1	Integration in bestehende Stauhaltung.....	39
6.2	Fischpass.....	41
6.3	Die bewegliche, über- und unterströmbare Wasserkraftanlage.....	42
6.4	Wehranlage.....	47
6.4.1	Wasserstandsregelung.....	48
6.4.2	Sicherheitssysteme .....	49
6.5	Schaltwarte .....	50



6.6	Generator .....	50
6.6.1	Elektrische Auslegung .....	51
6.6.2	Dimensionierung der Isoliersystems .....	52
6.6.3	mechanische Auslegung .....	53
6.6.4	Korrosionsschutz .....	54
6.7	Turbine .....	57
6.7.1	Auslegung der Turbinenwelle .....	58
6.7.2	Auslegung der Lagerung .....	59
6.7.3	Wellendichtung .....	60
6.7.4	Generatorbulb .....	62
6.7.5	Dom .....	62
6.8	Kraftwerksgehäuse .....	63
6.9	Elektrotechnik .....	65
6.10	Technische Daten der Wasserkraftanlage „Sophienquelle“ / Ilm .....	77
<b>7</b>	<b>Baumaßnahme .....</b>	<b>79</b>
<b>8</b>	<b>Betrieb der Versuchsanlage .....</b>	<b>84</b>
8.1	Pegel- und Druckmessungen .....	84
8.2	Spannung, Strom und Leistung .....	94
8.3	Stellung des Hubsystems, der Wehrklappe und der Spülklappen .....	94
8.4	Abgeleitete Messwerte .....	96
8.4.1	Abfluss über die Wehrklappe .....	96
8.4.2	Durchfluss durch die Turbine .....	97
8.4.3	Wasserstand am Saugrohrende .....	102
8.4.4	Abfluss über dem Krafthaus .....	104
8.4.5	Durchfluss unter dem Krafthaus .....	106
8.4.6	Bruttofallhöhe .....	108
8.4.7	Nettofallhöhe .....	110



8.5	Betrieb der Anlage .....	111
8.6	Leistungsgewinn durch den Ejektoreffekt.....	114
8.7	Wirkungsgrad .....	120
8.8	Ergebnisse aus den Messungen.....	120
<b>9</b>	<b>Ökologische Betrachtung.....</b>	<b>122</b>
9.1	Fischökologie .....	122
9.2	Umweltnutzen .....	125
9.3	Langzeit Nachhaltigkeit.....	125
9.4	Replizierbarkeit, Übertragbarkeit.....	126
<b>10</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>127</b>
<b>11</b>	<b>Technische und kommerzielle Nutzung.....</b>	<b>128</b>
<b>12</b>	<b>Publikationen der Ergebnisse.....</b>	<b>129</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>130</b>
	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>133</b>

## 1 Einleitung

Über die Notwendigkeit, erneuerbare Energien künftig deutlich stärker zu nutzen als bisher besteht inzwischen ein breiter Konsens auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene. Der Begründungszusammenhang ist dabei komplex und reicht von der langfristigen Sicherung der Energieversorgung bis hin zu industrie- und arbeitsmarktpolitischen Überlegungen.

Zwingend erforderlich ist der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien aber aus ökologischen Gründen, speziell im Hinblick auf die Herausforderungen des Klimaschutzes. Die Wasserkraft ist eine wichtige erneuerbare Energiequelle in Deutschland. Basierend auf einer Studie des Umweltbundesamtes<sup>1</sup> wird der Einsatz von Wasserkraft zur Energiegewinnung jedoch nicht immer als sinnvoll eingestuft. So sollte in naturnahen Flüssen, oder solchen, die renaturiert werden sollen, keine Wasserkraftanlage neu gebaut oder wieder in Betrieb genommen werden. Unproblematisch, so das Umweltbundesamt, ist die Errichtung und Reaktivierung von Anlagen an bestehenden nicht rückbaubaren Stauhaltungen, besonders dann, wenn gleichzeitig ökologische Verbesserungen (z. B. Wiederherstellung der Durchwanderbarkeit) erreicht werden und zusätzlich die Belange des Gewässerschutzes und des Hochwasserschutzes berücksichtigt werden.

Von Seiten der Bundesregierung wurde deshalb im Rahmen des neuen EEG eine erhöhte Vergütung für kleine Wasserkraftanlagen mit Leistungen bis zu 500 kW beschlossen, die im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu errichteten Staustufe oder Wehranlage errichtet werden. Ebenso gilt diese erhöhte Vergütung, wenn keine durchgehende Querverbauung erfolgt.

Nachweislich muss ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert werden. Als Nachweis der Erreichung eines guten ökologischen Zustands oder der wesentlichen Verbesserung des ökologischen Zustands gegenüber dem vorherigen Zustand gilt die Vorlage der behördlichen wasserrechtlichen Zulassung der Anlage. Im Juli 2005 wurde ein neuer „Leitfaden für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft nach dem

---

<sup>1</sup> Prof. Dr. T. Bunge et.al.: „Wasserkraftanlagen als erneuerbare Energiequelle: rechtliche und ökologische Aspekte“, aus der Reihe Texte des Umweltbundesamtes, Texte Januar 2001



Erneuerbare-Energien-Gesetz für die Neuerrichtung und Modernisierung von Wasserkraftanlagen“ herausgegeben. Hiernach wird von Seiten des Bundes die Nutzung von Wasserkraft bei gleichzeitiger ökologischer Verbesserung unterstützt.

Mit Hilfe der Entwicklung des beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftwerks soll eine Technologie geschaffen werden, durch die aufgrund eines minimalen Eingriffs in die Natur eine effektive ökologische Verbesserung an bestehenden Wehranlagen erzielt werden kann.

Im Rahmen dieses Projektes wurden deshalb konstruktive Maßnahmen ergriffen, damit Fische möglichst unbeschadet die Wasserkraftanlage passieren, bzw. nicht in der Turbine geschädigt werden.

Durch die Wasserkraftnutzung unter vorgenannten Rahmenbedingungen die zur Bewilligung neuer Anlagen erfüllt werden müssen, wird durch diese regenerative Energiegewinnungsart gleichzeitig eine ökologische Aufwertung erreicht. Würde keine Wasserkraftanlage an einer bestehenden Stauhaltungen erstellt, müsste der Bund, das Bundesland oder der Eigentümer der Wehranlage kostenintensive Investitionen tätigen, um die gemäß der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie geforderte ökologische Durchgängigkeit wieder herzustellen.

Aber auch für die Wirtschaftlichkeit der Anlage ist es insbesondere wegen der meist geringen Gefällestufen sowie der hohen Kosten zur Wiederherstellung der ökologischen Durchgängigkeit und zur Verbesserung des Hochwasserschutzes besonders wichtig, diese so zu optimieren, dass ihr Potenzial zur Energiegewinnung möglichst weitgehend genutzt werden kann. Der Ansatz im Rahmen dieses Projektes bestand deshalb, neben dem hohen Energieumwandlungswirkungsgrades von der mechanischen in die elektrische Energie, im zusätzlich auftretenden Ejektoreffekt des durch die Turbine umströmenden Wassers.

In Abbildung 1 zeigt sich der absolute Umsetzungswirkungsgradgewinn durch den Wegfall der Übersetzungsverluste und des höheren, flach verlaufenden Wirkungsgrades eines Permanentmagnet erregten Generators gegenüber konventionellen Generatoren die über Getriebe angetrieben werden.

Im Rahmen eines vorangegangenen DBU-Forschungsvorhabens wurde eine spezielle Saugrohrgeometrie entwickelt, die sich durch eine hohe Steifigkeit und eine guten Energierückgewinn auszeichnet, und die den Ausgangspunkt dieses Entwicklungsvorhabens darstellt.

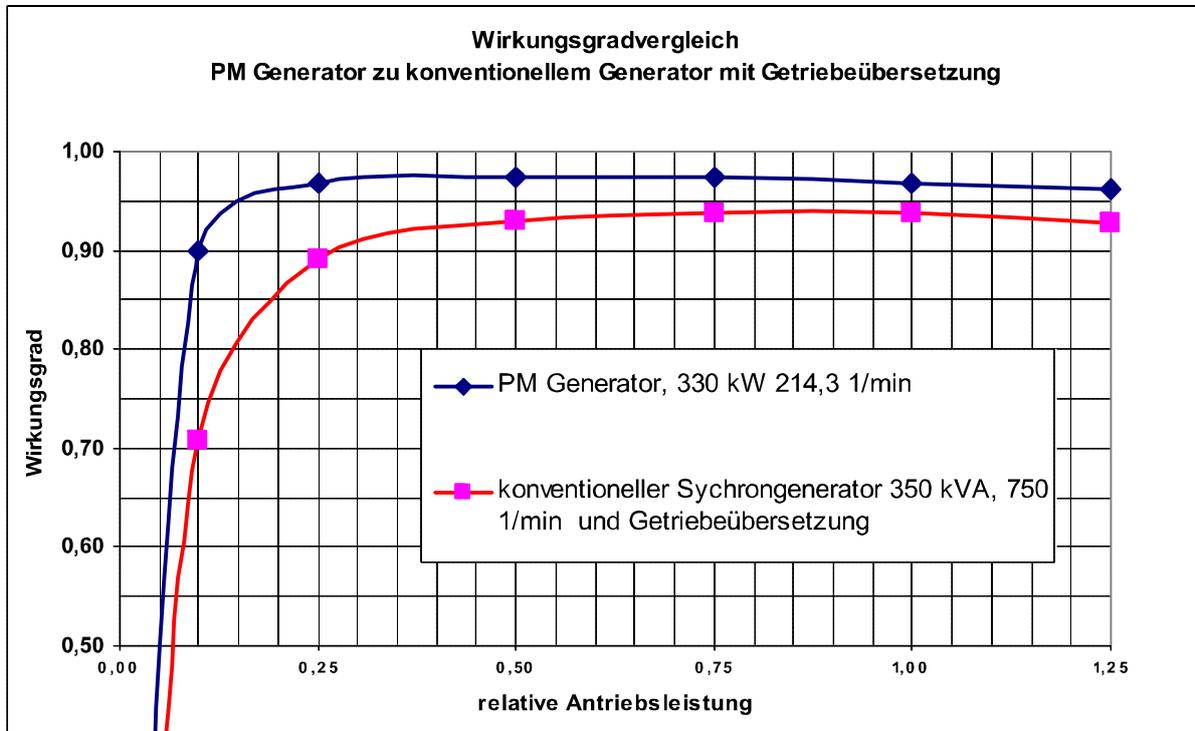


Abbildung 1: Wirkungsgradvergleich

## 2 Projektvoraussetzungen und -ziele

### 2.1 Ausgangslage des vorangegangenen DBU-Projektes

Die Grundidee zur Entwicklung des beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftwerkes entstand aus der Erkenntnis als Planer und Gutachter von Wasserkraftanlagen, dass Niederdruckanlagen insbesondere wegen der hohen Kosten für den Wasserbau und Stahlwasserbau oftmals nicht wirtschaftlich erstellt und betrieben werden können.

Zu begründen ist dies mit den großen und tiefen Baugruben und den damit verbundenen Baurisiken, den Aufwendungen zur Erstellung und dem Betrieb separater Bauwerke zur Sediment- und Geschiebeweitergabe sowie zur Einhaltung der heute üblichen ökologischen Anforderungen, wie Fischauf- und Fischabstieg. Nicht vernachlässigbar sind die standortspezifischen Aufwendungen der Planung sowie die Erfüllung der umweltrelevanten Auflagen.

Lösungen zur Kühlung sowie Be- und Entlüftung des Krafthauses und die Minimierung der hydraulischen Verluste im Zu- und Abströmbereich des Wasserkraftwerkes sind standortspezifisch neu zu erarbeiten.

Die Zielstellung der Entwicklung der unter Nr. DE 10117552 C1 patentierten beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftanlagen bestand somit darin die Kosten des Wasser- und des Stahlwasserbaus bei Niederdruckanlagen zu begrenzen und die Baurisiken durch Verkürzung der Bauzeiten zu reduzieren. Gleichzeitig sollte das Konzept allen heutigen ökologischen und technischen Anforderungen entsprechen.

Das neue System soll im Vergleich zum Bau konventioneller Wasserkraftanlagen durch den geringeren Eingriff die Umweltverträglichkeit wesentlich erhöhen. Außerdem kann mit dem Bau einer beweglichen Kraftanlage die Durchgängigkeit des Gewässers neben dem Bau eines Fischaufstieges durch die Integration des Fischabstieges, der ein wesentliches Genehmigungskriterium darstellt, wieder hergestellt werden. Dies ermöglicht eine ökologische Verbesserung an bisher nicht durchgängigen Querverbauungen in Flussläufen.

Im Rahmen eines von der Deutsche Bundesstiftung Umwelt geförderten ersten Entwicklungsprojektes wurden die theoretischen Grundlagen durch Entwicklung des Designs und Simulation des Verhaltens geschaffen.



Maßgeblich für die erfolgreiche Umsetzbarkeit des beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftwerkes ist eine äußerst robuste und kompakte Turbinen - Generatoreinheit. Im Zuge der Untersuchungen des vorangegangenen DBU-Projektes wurde deutlich, dass dies durch Einsatz einer doppelregulierten Kaplanrohturbine mit einem direkt gekoppelten Permanentmagnet Synchrongenerator möglich ist. Neben dem Vorteil einer getriebelosen Zweilagerausführung des gesamten Maschinensatzes ergeben sich durch die Kühlung des Generators durch das Betriebswasser auch die gewünschten Vorteile durch Wegfall zusätzlicher Aufwendungen zur Verlustwärmeabführung. Der Verzicht auf ein Getriebe lässt neben einer wesentlichen Betriebskostensenkung auch eine erhebliche Reduktion bei der Luft- und Körperschallemissionen erwarten.

Ebenso ergab sich, dass es möglich sein wird, das gesamte Kraftwerk je Turbinengröße in einer einheitlichen Baugröße innerhalb eines Gefällebereichs zwischen ca. 1,5 m und 6 m einzusetzen. Zum Einsatz geometrisch identischer Kraftwerksgrößen bieten sich Laufraddurchmesser zwischen 1,26 m und 2,00 m an. Je nach Gefälle können somit Ausbauwassermengen zwischen ca. 7 m<sup>3</sup>/s bis ca. 22 m<sup>3</sup>/s genutzt werden, was einem Leistungsspektrum zwischen ca. 90 bis 1.100 kW je Einheit entspricht. Diese Konzeption bietet somit den Vorteil, hydraulische Risiken zu minimieren und aufgrund der Verlagerung der Fertigungsprozesse und der Vereinfachung der Bau- und Fertigungsabläufe einen höheren Qualitätsstandard für das Gesamtsystem zu erzielen.

Neben den aufgezeigten Vorteilen haben die Untersuchungen bestätigt, dass mit dem neuen Gesamtkonzept gegenüber einer heute üblichen Kraftwerksbauweise im Niederdruckbereich zusätzlich eine bessere Energieumsetzung erreicht werden kann. Hierzu tragen neben einer optimierten Strömungshydraulik das Generatorkonzept und die Nutzung einer Ejektorwirkung beim Über- und Unterströmen des beweglichen Krafthauses bei.

Die Simulationen zeigten, dass bei der Umströmung des Krafthauses pulsierende Druckschwankungen auftreten, die bei der Auslegung der Drehachse und Positionierung des Hebemechanismus berücksichtigt werden müssen. Selbst die im Extremfall auftretenden Schwingungen und Kräfte, wenn das Krafthaus umströmt wird und die Turbine geschlossen wäre, was keinem üblichen Betriebszustand entspricht, lassen sich aufgrund der Erkenntnisse aus den Strömungssimulationen durch einfache Systeme beherrschen.

Insbesondere durch die einfache Gestaltung des Troges, in welchem das bewegliche Krafthaus angeordnet wird, werden sich die Kosten und die Zeiten zur Erstellung des Wasserbaus erheblich gegenüber einer konventionellen Bauweise reduzieren. Beim Versuch mit der konventionellen Bauweise zusätzlich eine ähnlich hohe Energieumsetzung zu erzielen, fallen standortspezifische Planungs- und Baukosten an, wodurch der wirtschaftliche Vorteil des beweglichen, über- und unterströmbar Kraftwerkes dann noch deutlicher wird.

Durch die Lösung der ökologisch und hochwassertechnisch relevanten Anforderungen innerhalb eines Systems, welches im Vergleich zu einer konventionellen Ausführung aus erheblich weniger Bauwerken und beweglichen Teilen besteht, reduziert sich die Störanfälligkeit und der Wartungsaufwand. Zusätzlich reduzieren sich die Risiken bei der Montage durch die Umweltbedingungen oder durch Fehler, die sowohl bei der Planung als auch bei der Ausführung vor Ort entstehen können, da die Maschineneinheit im Werk als Gesamtes gebaut und getestet werden kann.

Die Untersuchungen zum beweglichen Krafthaus haben gezeigt, dass das Konzept hydraulisch funktionsfähig realisierbar ist und die Aussagen zu der Ertragssteigerung gegenüber einer konventionellen Kraftanlage in der Größenordnung von 5 bis 15 % realistisch erscheinen. Die Ertragssteigerung ist zum einen auf den Ejektoreffekt bei einem Wasserdargebot oberhalb der Ausbauwassermenge und zum anderen auf die effizientere Energieumsetzung mit dem direktgekoppelten Permanentmagnet Synchrongenerator zurückzuführen. Abbildung 2 zeigt exemplarisch für die zahlreichen Simulationen ein Strömungsbild der Unter- und Überströmung und Abbildung 3 zeigt den für den Standort Bad Sulza errechneten Gefälle Gewinn in Abhängigkeit der Umströmgeschwindigkeit.

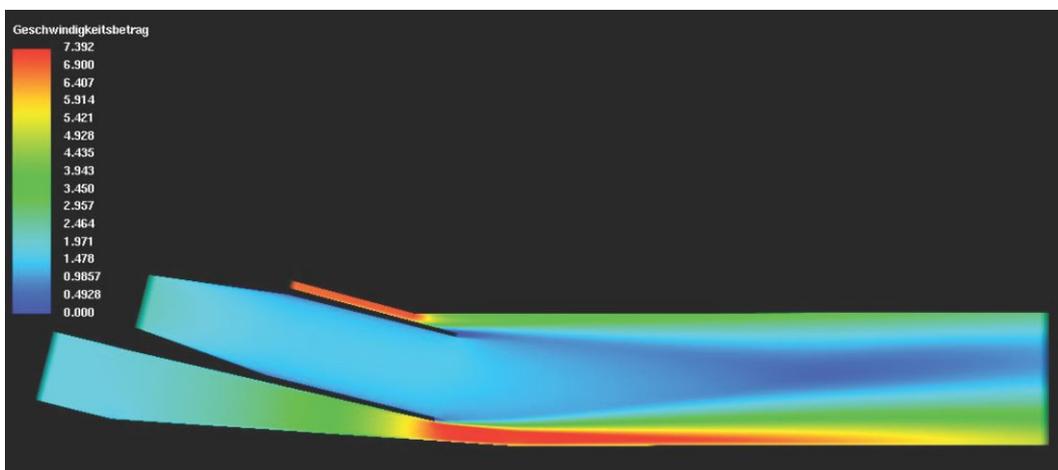


Abbildung 2: Strömungsbild zum Unter- und Überströmen

Die vergleichende Untersuchung mit einer konventionell ausgeführten Anlage zeigten, dass die Gesamtkosten für den Maschinenbau, Stahlwasserbau und die gesamte Anlagentechnik in etwa auf dem Niveau wie für das komplette bewegliche, über- und unterströmbaren Wasserkraftwerk liegen. Ein erhebliches Einsparpotential ergibt sich jedoch bei der gesamten Bauausführung gegenüber einer konventionellen Bauweise.

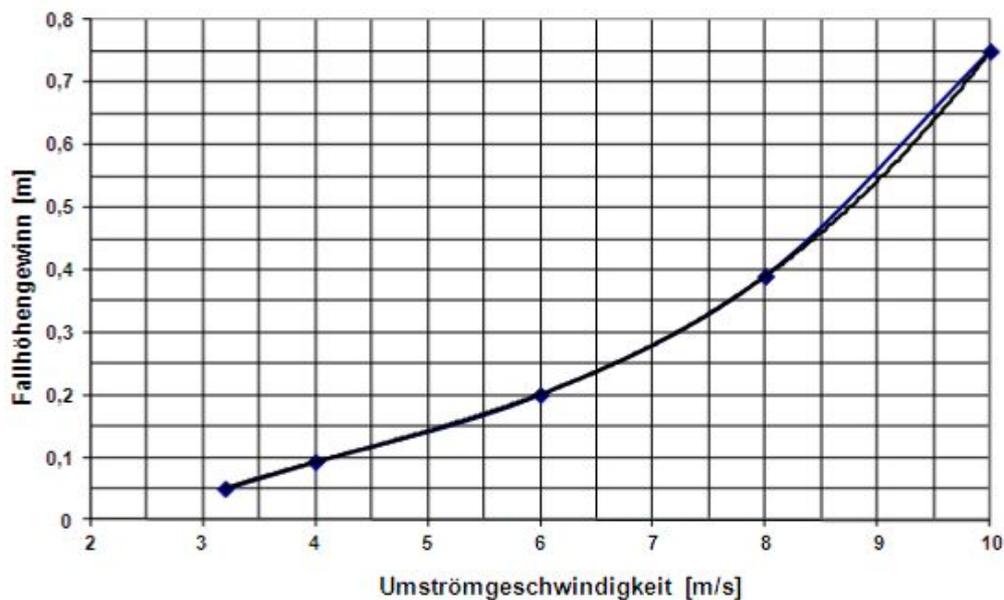


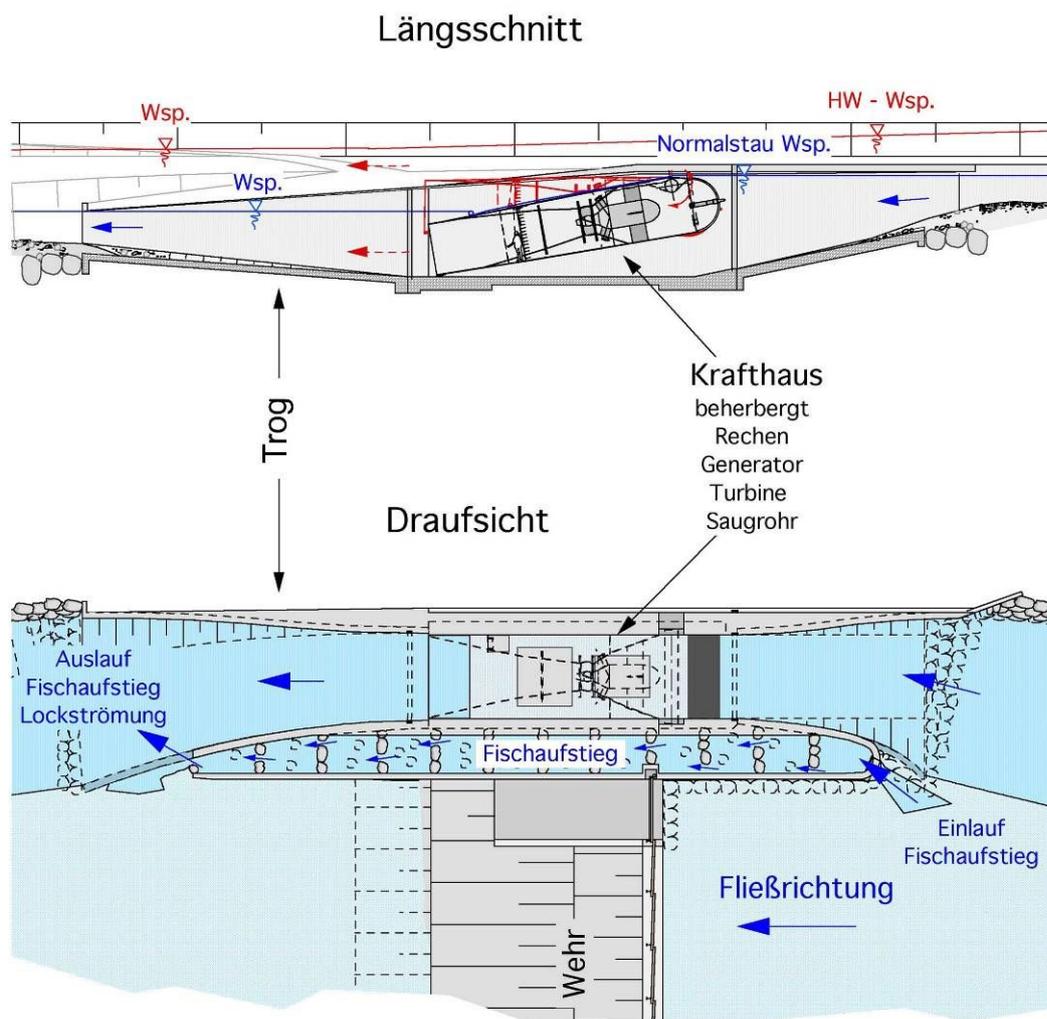
Abbildung 3: Fallhöhengewinn beim Unter- und Überströmen

## 2.2 Ziel dieses Forschungsvorhabens

Ziels dieses Forschungsvorhabens war es, eine Wasserkraftanlage zu entwickeln und zu realisieren, welche einerseits möglichst geringe Veränderungen an dem bestehenden, lokalen Ökosystem erfordert, um die neuen Richtlinien des EEG zu erfüllen, und andererseits durch ein deutlich verbessertes Kosten- / Nutzenverhältnis bereits bei den heute noch niedrigen Rohstoffpreisen einen wirtschaftlichen Betrieb erlaubt. Hierbei sollen vorhandene Stauhaltungen direkt und ohne Ausleitungsstrecke unter Berücksichtigung des Fischschutzes nutzbar gemacht werden. Dazu soll ein neues Krafthausdesign entwickelt werden, welches über- und unterströmt werden kann. Auf diese Weise soll Fischen, Geschiebe und Treibgut die Möglichkeit gegeben werden, die Wasserkraftanlage über oder unter der Turbine zu passieren.

Der innovative Charakter dieser Wasserkraftanlage, wie in Abbildung 4 dargestellt, besteht vor allem darin, dass das komplette Krafthaus mit integrierter Turbine und

Generator entsprechend den hydraulischen Schwankungen durch Hoch- und Niedrigwasser in seiner Neigung verändert werden kann. Auf diese Weise soll bei großer Wasserführung die natürliche Ejektorwirkung am Saugrohrende genutzt werden.



**Abbildung 4: Längsschnitt und Draufsicht des beweglichen, über- und unterström-baren Wasserkraftwerkes**

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens sollte dieses neue Krafthausprinzip erstmalig im Rahmen einer kleinen Versuchsanlage realisiert und erprobt werden, um eine erweiterte Nutzung der Wasserkraft unter Berücksichtigung der ökologischen Aspekte zu ermöglichen und realisierbare Ansätze zur Erfüllung des neuen EEG zu liefern.

Als Standort wurde hierfür ein kleines Stauwehr in Bad Sulza an der Ilm vorgesehen, welches durch die Realisierung der Versuchsanlage des beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftwerks in Kombination mit einer Fischtreppe ökologisch verbessert werden kann. Zudem bot sich dort der enorme Vorteil, dass ein unmittelbarer Vergleich mit einer nur etwa einen Kilometer entfernten herkömmlichen Wasserkraftanlage neuester Bauart, die jedoch nicht die Möglichkeit der Beweglichkeit bietet, erfolgen kann. Dieser Vergleich ist besonders bei den verschiedenen Wasserführungen sehr interessant, da die unterliegende Neuanlage bei hohen Unterwasserständen die für derzeitige Wasserkraftanlagen üblichen erheblichen Leistungseinbußen gezeigt hat.

Wesentliche Untersuchungsziele hierbei waren:

- Wiederherstellung der Durchgängigkeit des Gewässers für Fische
- Regelung der Stauhaltung bei einer Wasserführung größer dem Schluckvolumen der Turbine, durch das variable Unterströmen der Wasserkraftanlage sowie Reduktion der Wasserstände im Hochwasserfall
- Untersuchungen des Fischabstiegs über und unter dem beweglichen Krafthaus
- Untersuchungen zum Schwingungsverhalten
- Überprüfen der Dichtungs-, Schwenk- und Hebesysteme
- Messungen zur Optimierung der Ejektorwirkung
- Untersuchungen zur strömungsoptimierten Gestaltung des Bogenrechens der Räumwirkungen, sowie des Fisch- und Maschinenschutzes der neu entwickelten Rechenreinigungsmaschine
- Quantitativer Vergleich mit einer im Jahre 2005 neu errichteten, hochwertigen Unterliegeranlage in konventioneller Bauweise der Wasserkraft Bad Sulza GmbH & Co. KG.
- Einsatz eines kleinen PM Generators der die erzeugte Energie direkt, ohne Frequenzumrichter und ohne Anpasstransformator in das 0,4 kV Niederspannungsnetz einspeist.

### 3 Die bewegliche Wasserkraftanlage und ihre physikalischen Zusammenhänge

#### 3.1 Grundgleichungen

Gemäß der Bernoulli- oder Energiegleichung setzt sich die Gesamtenergie  $E$  des Wassers zusammen aus der Druckenergie  $E_p$ , der potentiellen Energie  $E_z$  und der kinetischen Energie  $E_{kin}$ . Im Bereich Wasserkraft verwendet man die Bernoulligleichung meist in der Einheit [m] und spricht dann anstelle von der Gesamtenergie  $E$  von der Energiehöhe  $h_E$ :

$$h_E = z + \frac{p}{\rho \cdot g} + \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad (1)$$

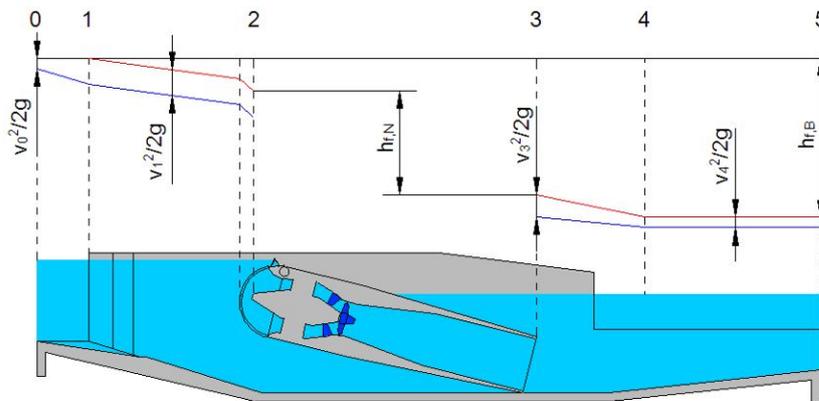
$h_E$	Energiehöhe	[m]
$z$	Geodätische Höhe	[m]
$p$	Statischer Druck	[Pa]
$\rho$	Dichte des Wassers	[kg/m <sup>3</sup> ]
$g$	Erdbeschleunigung ( $g=9,81 \text{ m/s}^2$ )	[m/s <sup>2</sup> ]
$v$	Strömungsgeschwindigkeit, vereinfachend querschnittsgemittelt	[m/s]

Am Einlauf, an Regelorganen oder in Rohrleitungen treten unter anderem aufgrund von Reibung Energieverluste auf. Sie hängen vom Quadrat der Geschwindigkeit ab und können entlang einer Fließstrecke aufaddiert werden.

$$h_{v,i} = \zeta_i \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad (2)$$

$h_{v,i}$	Verlusthöhe	[m]
$\zeta_i$	Verlustbeiwert	[m]

Problematisch wird die Verwendung der Energiegleichung dann, wenn die Geschwindigkeitsverteilung im Gerinnequerschnitt stark unterschiedlich ist, oder wenn lokale Druckunterschiede auftreten. Lokal behält die Gleichung weiterhin ihre Gültigkeit, doch die Berechnung z.B. des Wasserstandes anhand der Druckänderung wird zunehmend schwieriger bzw. ungenauer. Dieser Effekt ist bei der Verwendung von Pegelsonden zu berücksichtigen.



**Abbildung 5: Energielinie (rot), Drucklinie (blau), Brutto- und Nettofallhöhe der beweglichen Wasserkraftanlage. Zur besseren Übersicht sind die Verhältnisse in der Turbine und die Über- und Unterströmung nicht dargestellt**

In der Regel geht man davon aus, dass Wasser homogen und inkompressibel ist. Dann muss beim Durchströmen von verschiedenen Querschnitten entlang der Fließstrecke immer auch die Kontinuitätsgleichung erfüllt sein:

$$Q = \int_A v \cdot dA = v_1 \cdot A_1 = v_2 \cdot A_2 = \text{const.} \quad (3)$$

Q	Durchfluss	[m³/s]
A <sub>1,2</sub>	Durchflussquerschnitte	[m²]
v <sub>1,2</sub>	Strömungsgeschwindigkeiten an den Durchflussquerschnitten	[m/s]

Die theoretisch verfügbare Leistung P an einem Anlagenstandort ist abhängig von der Fallhöhe und dem Durchfluss und kann nach Gleichung (4) berechnet werden.

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_f \quad (4)$$

P	Theoretisch verfügbare Leistung	[W]
h <sub>f</sub>	Fallhöhe	[m]

Im Allgemeinen versteht man unter der Fallhöhe h<sub>f</sub> die Bruttofallhöhe h<sub>f,B</sub>, d.h. die Differenz zwischen Ober- und Unterwasserspiegel.

Um die Leistungsfähigkeit einer Turbine zu beurteilen, verwendet man darüber hinaus die Nettofallhöhe h<sub>f,N</sub>, berechnet aus der Differenz der Energiehöhen am Turbinenein- und -auslauf (siehe Abbildung 5 und Gleichung (5)).

$$h_{f,N} = h_{f,B} - h_{v,12} - h_{v,34} \quad (5)$$

$h_{f,N}$	Nettofallhöhe	[m]
$h_{f,B}$	Bruttofallhöhe	[m]
$h_{v,12}$	Verlusthöhe vor der Wasserkraftanlage	[m]
$h_{v,34}$	Verlusthöhe hinter der Wasserkraftanlage	[m]

Aus diesen Grundgleichungen lässt sich ableiten, welche Leistung die Turbine theoretisch erzeugen kann. Die entsprechenden Messungen sind in der Norm IEC 41 spezifiziert. Die verfügbare hydraulische Leistung  $P_h$  wird zwischen je einem Punkt im Turbinenein- und -auslauf gemessen und nach folgender Gleichung berechnet<sup>2</sup>:

$$P_h = \left( \frac{p_1 - p_2}{\rho} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} + g \cdot (z_1 - z_2) \right) \cdot \rho \cdot Q_1 \quad (6)$$

$P_h$	Verfügbare hydraulische Leistung	[W]
$p_{1,2}$	Statischer Druck an den Messpunkten	[Pa]
$v_{1,2}$	Strömungsgeschwindigkeit an den Messpunkten	[m/s]
$z_{1,2}$	Lage der Messpunkte über der Bezugsebene	[m]
$Q_1$	Durchfluss im Messquerschnitt (= Turbinendurchfluss)	[m <sup>3</sup> /s]

Um den Wirkungsgrad der Turbine zu bestimmen, setzt man die mechanische Leistung an der Turbinenwelle ins Verhältnis zur hydraulischen Leistung:

$$\eta_T = \frac{P_m}{P_h} \quad (7)$$

$\eta_T$	Wirkungsgrad der Turbine	[-]
$P_m$	Mechanische Leistung an der Turbinenwelle	[W]
$P_h$	Verfügbare hydraulische Leistung	[W]

Dabei ist zu beachten, dass der Durchfluss durch die Turbine und der Wirkungsgrad der Turbine stark von der Fallhöhe abhängen.

Die verfügbare hydraulische Leistung entspricht der Leistung, die der Turbine aufgrund der Nettofallhöhe und dem Durchfluss durch die Turbine in einem bestimmten Betriebspunkt zur Verfügung steht. Neben dem Turbinenwirkungsgrad,

<sup>2</sup> International Electrotechnical Commission (Hrsg.): International Standard IEC 41: Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines, 3. Auflage (International Electrotechnical Commission, Genf, 1991)

der gemäß IEC 41 definiert ist, muss zur Bestimmung des Anlagenwirkungsgrades noch der jeweilige Wirkungsgrad der Übersetzung (sofern vorhanden) und des Generators berücksichtigt werden:

$$\eta_{\text{gesamt}} = \eta_{\text{Turbine}} \cdot \eta_{\text{Übersetzung}} \cdot \eta_{\text{Generator}} \quad (8)$$

Außerdem sind die Zu- und Abströmverluste zu berücksichtigen, die Einfluss auf die verfügbare Nettotallhöhe haben, was man gerade bei Niederdruckanlagen besonders im Auge behalten muss. Da die bewegliche, über- und unterströmbare Wasserkraftanlage bis zur maximalen Ausbauwassermenge identisch wie konventionelle Anlagen betrieben wird, ist im Rahmen dieser Arbeit der Teillastwirkungsgrad nicht von Interesse. Hier soll der Nachweis erbracht werden, dass die bewegliche, über- und unterströmbare Wasserkraftanlage bei Überwasser mehr Energie erzeugen kann, als konventionelle Wasserkraftanlagen.

Wenn mehr Wasser zur Verfügung steht, als die Turbine verarbeiten kann, muss es z.B. über eine Wehrklappe abgeführt werden. Man betrachtet also nicht die hydraulische Leistung, die im Fluss vorhanden ist.

### 3.2 Venturieffekt

Aufgrund der Kontinuitätsgleichung verhält sich die Fließgeschwindigkeit in einem Rohr umgekehrt proportional zum Querschnitt des Rohres, d.h. an einer Engstelle steigt die Fließgeschwindigkeit an. Abgesehen von Verlusten bleibt aber die Energie konstant und anhand der Bernoulligleichung lässt sich zeigen, dass der Druck an der Engstelle abnimmt. Daher ist es möglich, an zwei bekannten Querschnitten aus der Druckdifferenz zwischen den beiden Querschnitten nach Gleichung (9) die Strömungsgeschwindigkeit und damit den Durchfluss zu berechnen.

$$Q = \sqrt{\frac{2A_1^2 A_2^2}{(A_2^2 - A_1^2)} \cdot \left( g \cdot (z_2 - z_1) + \frac{1}{\rho} \cdot (p_2 - p_1) \right)} \quad (9)$$

$A_{1,2}$	Querschnittsflächen	[m <sup>2</sup> ]
$p_{1,2}$	Druck im Bereich der Querschnittsflächen	[mbar]
$z_{1,2}$	Lage der Druckmessungen über dem Bezugshorizont	[m]

### 3.3 Kaplanrohrturbine mit Bulbgenerator

In der beweglichen Wasserkraftanlage kommt eine axial durchströmte, doppelt regulierte Kaplanrohrturbine zum Einsatz. Der Pegelregler gibt den Stellwert für das Leitrad vor, das Laufrad wird dem Leitrad nach einem festen Zusammenhang nachgeführt. Der Generator ist direkt auf der Turbinenwelle montiert, so dass keine zusätzlichen Verluste durch Riemen oder Getriebe entstehen.

Kaplanrohrturbinen werden im Nieder- und Mitteldruckbereich, d.h. bei größeren Durchflüssen, bis zu einer Fallhöhe von etwa 15 m, eingesetzt. Durch Doppelregulierung mit beweglichen Leit- und Laufradschaufeln werden über einen großen Beaufschlagungsbereich gute Wirkungsgrade erreicht.

Die Turbinen werden für eine bestimmte Leistung, Fallhöhe und einen bestimmten Durchfluss ausgelegt. Da es sehr aufwendig ist, die Kennlinie einer Turbine zu bestimmen, verwendet man Kennlinien einer geometrisch ähnlichen Modellturbine. Sie hat normalerweise einen Laufraddurchmesser kleiner als ein Meter und wird unter Laborbedingungen gemessen. Hieraus werden die spezifischen Kennzahlen für die Drehzahl, das Schluckvermögen etc. bezogen auf eine Fallhöhe und einen Laufraddurchmesser von einem Meter abgeleitet. Die Kennlinie wird als sogenannte Muschelkurve dargestellt und liefert, abhängig von Nenndrehzahl, Nenndurchfluss und Nennfallhöhe, den Durchfluss und den Wirkungsgrad bei einer gegebenen Drehzahl beziehungsweise Fallhöhe. In Abbildung 6 ist die Muschelkurve für eine Modellturbine dargestellt, die der verwendeten Turbine geometrisch ähnlich ist.

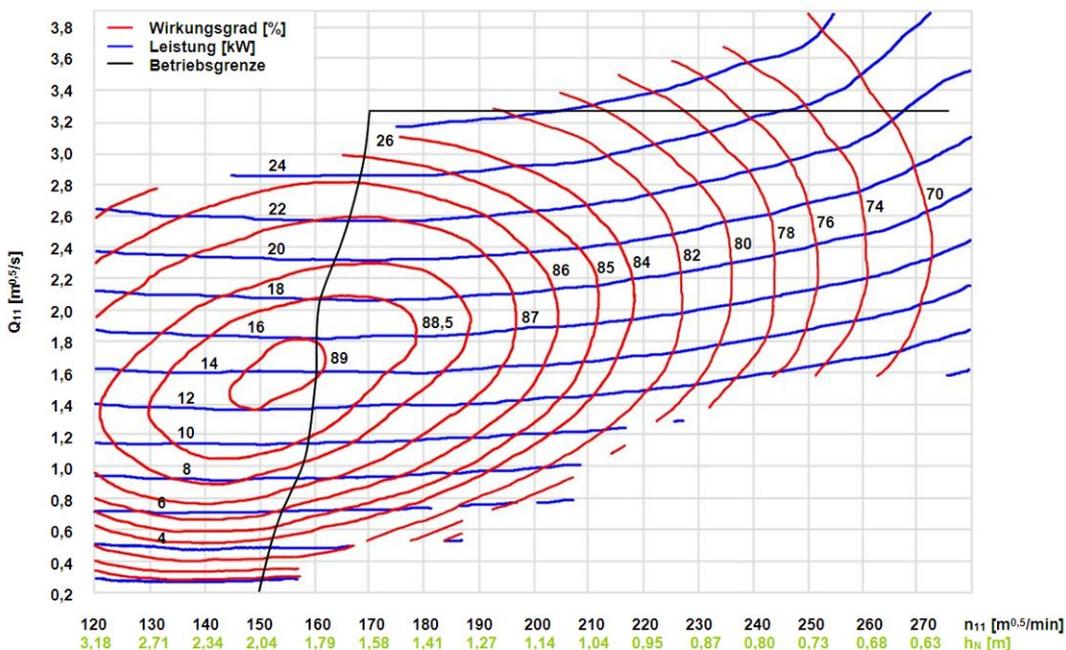
Für die Umrechnung vom Modell auf die verwendete Turbine gelten folgende Zusammenhänge:

$$Q_{11} = \frac{Q}{D^2 \cdot \sqrt{h_N}} \quad (10)$$

$Q_{11}$	Durchfluss einer Modellturbine mit $D_1 = 1$ m Laufraddurchmesser bei einer Nettofallhöhe von $h_N = 1$ m	$[m^{1/2} s^{-1}]$
$h_N$	Nettofallhöhe	$[m]$
$D$	Laufraddurchmesser	$[m]$

$$n_{11} = \frac{n \cdot D}{\sqrt{h_N}} \quad (11)$$

$n_{11}$	Drehzahl einer Modellturbine mit $D_1 = 1$ m Laufraddurchmesser bei einer Nettofallhöhe von $h_N = 1$ m	$[m^{1/2} min^{-1}]$
----------	---	----------------------



**Abbildung 6: Muschelkurve für die Modellturbine ( $D_1 = 1 \text{ m}$ ,  $h_1 = 1 \text{ m}$ ) und Betriebskennlinie der Versuchsanlage**

Betrieht man eine Turbine bei variabler Nettofallhöhe  $h_N$ , so gilt für die Leistung und den Durchfluss:

$$Q_2 = Q_1 \cdot \sqrt{\frac{h_{N2}}{h_{N1}}} \tag{12}$$

$$P_2 = P_1 \cdot \left(\frac{h_{N2}}{h_{N1}}\right)^{1,5} \tag{13}$$

Abhängig von der Laufradgröße und dem Nettogefälle am Anlagenstandort ist dann noch ein Aufwertungszuschlag zu berücksichtigen:

$$\xi = 0,7 \cdot (100 - \eta_{11}) \cdot \left[ 1 - \left( 0,3 + \frac{0,7}{h_N^{0,1} \cdot D^{0,2}} \right) \right] \tag{14}$$

- $\xi$  Aufwertungszuschlag nach Hutton [%]
- $\eta_{11}$  Wirkungsgrad der Modellturbine bei  $h_N = 1 \text{ m}$  und  $D_1 = 1 \text{ m}$  [%]

In der beweglichen Wasserkraftanlage ist der Generator direkt an das Versorgungsnetz gekoppelt, d.h. die Drehzahl  $n$  ist durch die Netzfrequenz und die gewählte Polpaarzahl fest vorgegeben. Da auch der Laufraddurchmesser  $D$  eine feste Größe

ist, erkennt man an Gleichung (11), dass  $n_{11}$  nur noch von der Nettofallhöhe  $h_N$  abhängt. Die Turbine wird für einen bestimmten Durchfluss  $Q_1$  bei einer bestimmten Fallhöhe  $h_{N1}$  ausgelegt. Mit Gleichung (12) berechnet man den Durchfluss  $Q_2$  bei einer beliebigen Nettofallhöhe  $h_{N2}$ , und schließlich mit Gleichung (10) und  $Q = Q_2$  den Durchfluss bei dieser Nettofallhöhe. Damit kann man  $Q_{11}$  als Funktion von  $n_{11}$  beziehungsweise  $h_N$  im Muscheldiagramm eintragen und den zu erwartenden Wirkungsgrad ablesen. Anschließend ist noch der Aufwertungszuschlag nach Hutton (Gleichung (14)) zu addieren.

Der Permanentmagnet erregte Generator wird nach der Synchronisation direkt an das Versorgungsnetz gekoppelt, die Drehzahl wird durch die Polpaarzahl und die Netzfrequenz fest vorgegeben. Beim Anfahren der Anlage wird die Drehzahl über die Stellung von Leit- und Laufrad solange geregelt, bis die Phasenverschiebung und der Frequenzunterschied zwischen der Generatorspannung und der Netzspannung unter bestimmte Grenzwerte fallen. Zu diesem Synchronisationszeitpunkt wird die Anlage an das Netz geschaltet und die Drehzahl stellt sich aufgrund der starren Netzfrequenz ein, solange die Anlage im zulässigen Betriebsbereich arbeitet.

Der Einsatz von Permanentmagnet erregten Synchrongeneratoren in Bulbausführung bietet entscheidende Vorteile: es treten keine Verluste bei der Erzeugung eines Erregerfeldes auf und man kann auf einen Riemenantrieb oder ein Getriebe, wie es bei konventionellen Anlagen in der Regel notwendig ist, verzichten. Dadurch reduzieren sich die Verluste noch weiter, Geräuschemissionen gehen stark zurück und durch den Wegfall von Einrichtungen zur Abfuhr von Verlustwärme wird der Betriebs- und Wartungsaufwand deutlich geringer.

In Abbildung 7 ist der Wirkungsgrad des Generators in der Versuchsanlage dargestellt.

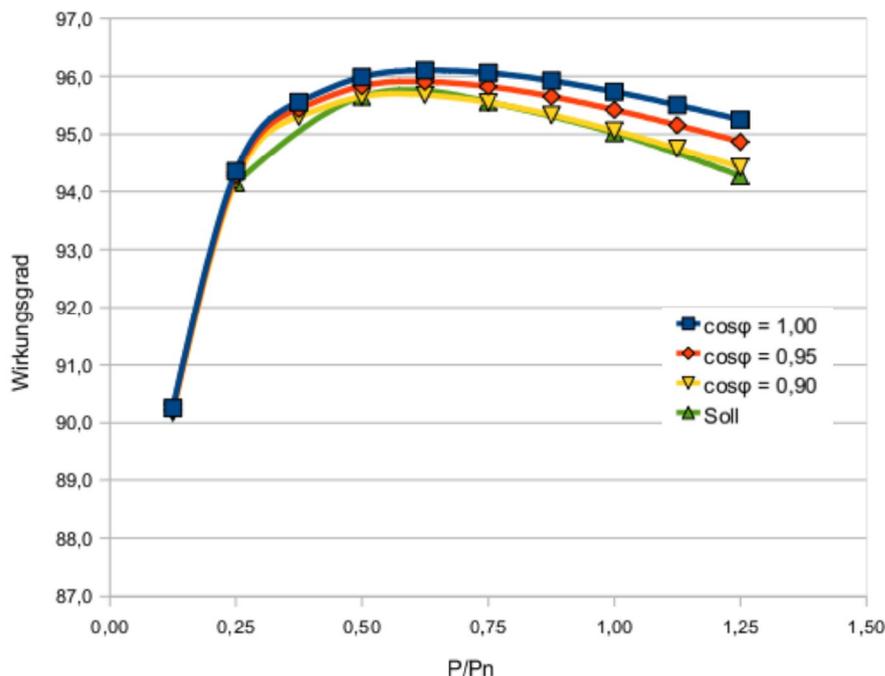


Abbildung 7: Wirkungsgrad des Generators in der Versuchsanlage

### 3.4 Unterströmung unter dem Krafthaus

Bei hohen Wasserständen, wenn mehr Wasser zur Verfügung steht als die Turbine verarbeiten kann, soll mit dem Ejektoreffekt zusätzliche Energie gewonnen werden. Der Ejektoreffekt entsteht durch den Geschwindigkeitsunterschied zwischen der Strömung unter dem Krafthaus und der Austrittsgeschwindigkeit aus dem Saugrohr. Um die Messergebnisse mit der Theorie abgleichen zu können ist es daher notwendig, die Unterströmung bei einer bestimmten Fallhöhe und Stellung des Hubsystems zu kennen. Dafür stehen zwei Ansätze zur Verfügung.

#### 3.4.1 Berechnung wie ein Planschütz

In der Literatur sind die Zusammenhänge für den Abfluss unter einem Planschütz nach Abbildung 8 angegeben.

Beim Anheben des Kraftwerkes muss sich das Ende des Saugrohres immer unter Wasser befinden, ansonsten ist das Saugrohr wirkungslos. Das bedeutet, dass kein freier Strahlaustritt möglich ist und bei der Berechnung ein Korrekturbeiwert für

unvollkommenen Ausfluss zu berücksichtigen ist. Man berechnet den Durchfluss nach Gleichung (15)<sup>3</sup>.

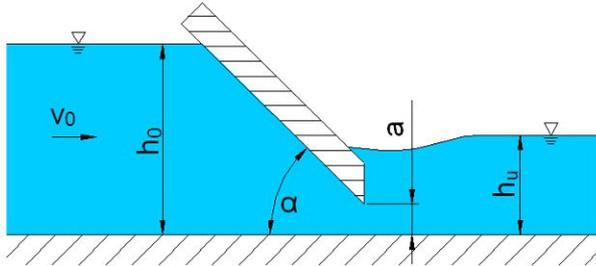


Abbildung 8: Abfluss unter einem geneigten Planschütz

$$Q = \mu_a \cdot \kappa \cdot a \cdot b \cdot \sqrt{2gh_o} \quad (15)$$

$\mu_a$	Abflussbeiwert	[-]
$\kappa$	Korrekturbeiwert für unvollkommenen Ausfluss	[-]
$a$	Öffnung unter dem Schütz	[m]
$b$	Breite des Schützes	[m]
$h_o$	Oberwasserstand	[m]

Der Abflussbeiwert  $\mu$  und der Korrekturbeiwert  $\kappa$  sind in Abbildung 9 abhängig vom Neigungswinkel des Schützes und vom Verhältnis  $h_o/a$  dargestellt.

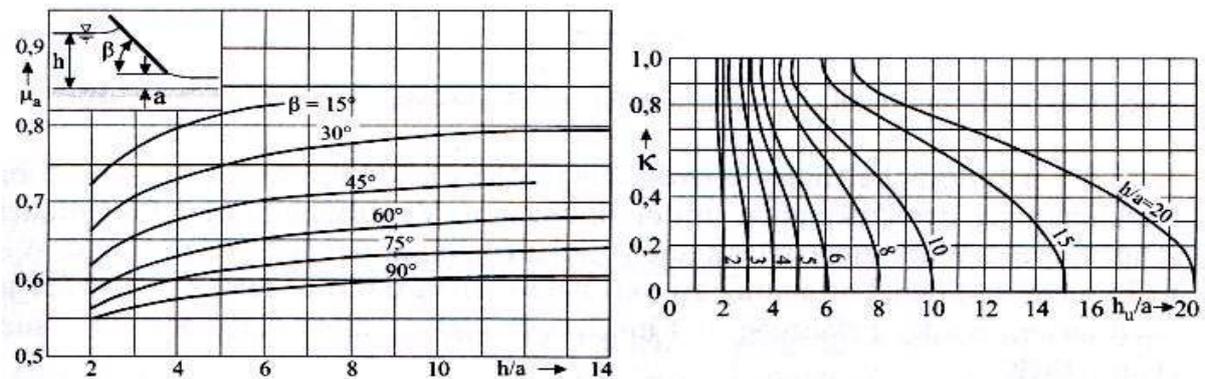


Abbildung 9: Links Abflussbeiwert  $\mu_a$  für Planschütze, rechts Korrekturbeiwert  $\kappa$  für unvollkommenen Ausfluss<sup>3</sup>

Die Zusammenhänge zwischen  $\mu$ ,  $h_o$ ,  $h_u$  und dem Neigungswinkel sind komplex und anhand der verfügbaren Diagramme nur grob abzuschätzen (z.B. ist für den geringen

<sup>3</sup> Giesecke, J., Mosonyi, E.: Wasserkraftanlagen, 4. Auflage (Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2005)

Neigungswinkel der beweglichen Wasserkraftanlage keine Kurve für  $\mu$  verfügbar). Dieser Ansatz wurde daher nicht weiter verfolgt. Man kann aber zumindest davon ausgehen, dass durch den flachen Anstellwinkel der Abflussbeiwert ansteigt.

### 3.4.2 Berechnung als Ausfluss unter Wasser

Eine einfachere Berechnungsmethode wird bei Giesecke et al.<sup>3</sup> unter dem Begriff „Unvollkommener Ausfluss aus kleinen Öffnungen“ beschrieben. Bei Rössert<sup>4</sup> wird dieser Ansatz für beliebige Öffnungen unter Wasser angegeben mit der Einschränkung, dass die Anströmgeschwindigkeit  $v_o$  klein sein muss.

Der Durchfluss wird direkt in Abhängigkeit des Ober- und Unterwasserstandes berechnet und die Formel enthält ebenfalls einen Abflussbeiwert, der bei Giesecke nur von der Geometrie abhängig betrachtet wird und mit zunehmendem Verhältnis  $a/b$  abnimmt. Nach Rössert schwankt  $\mu$  stark und muss in Versuchen ermittelt werden.

$$Q = \mu \cdot a \cdot b \cdot \sqrt{2g(h_o - h_u)} \quad (16)$$

$\mu$	Überfallbeiwert	[-]
$a$	Öffnung unter dem Schütz	[m]
$b$	Breite des Schützes	[m]
$h_o, h_u$	Oberwasserstand, Unterwasserstand	[m]

### 3.5 Überströmung über das Krafthaus

Die Berechnung der Überströmung erfolgt nach den Methoden für einen vollkommenen Überfall an einem Wehr, das heißt der Überfall wird vom Unterwasser nicht beeinflusst. Ausschlaggebend ist die Überfallhöhe  $h_u$ , der geometrieabhängige Überfallbeiwert  $\mu$  und die in vielen Fällen vernachlässigbare Anströmgeschwindigkeit  $v_o$  (siehe Abbildung 10). Die Berechnung erfolgt nach Gleichung (17), einige Überfallbeiwerte für übliche Geometrien sind in Tabelle 1 angegeben.

<sup>4</sup> Rössert, R.: Hydraulik im Wasserbau, 10. Auflage (R. Oldenbourg Verlag, München, Wien, 1999)

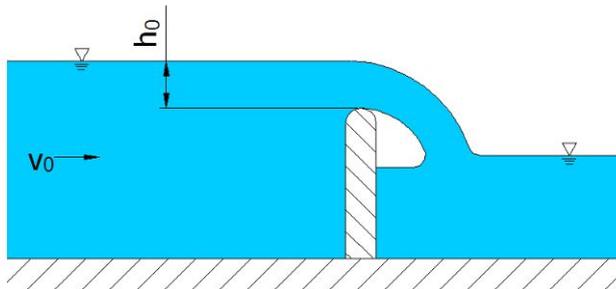


Abbildung 10: Vollkommener Überfall an einem Wehr

$$Q = \frac{2}{3} \cdot \mu \cdot b \cdot \sqrt{2g} \cdot \left( \left( h_u + \frac{v_o^2}{2g} \right)^{1,5} - \left( \frac{v_o^2}{2g} \right)^{1,5} \right) \quad (17)$$

b	Breite des Überfalles	[m]
g	Erdbeschleunigung (g=9,81 m/s <sup>2</sup> )	[m/s <sup>2</sup> ]
v <sub>o</sub>	Anströmgeschwindigkeit	[m/s]

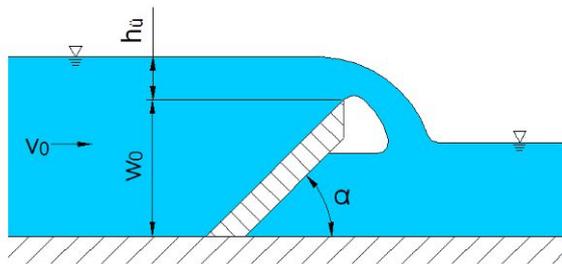
Tabelle 1: Überfallbeiwerte für verschiedene Wehrkronen<sup>5</sup>

Skizze	Ausbildung der Wehrkrone	μ
	Scharfkantig, Überfallstrahl belüftet	~0,64
	Breit, vollständig abgerundete Wehrkrone, erreicht z.B. durch eine umgelegte Stauklappe	0,65 - 0,73
	Dachförmig, abgerundete Wehrkrone	0,75 - 0,79

### 3.6 Überfall am Wehr

Zur Versuchsanlage in Bad Sulza gehört auch eine verstellbare Wehrklappe, die man zum Abgleich der Durchflussmessungen und -berechnungen heranziehen kann. Um mögliche Fehler abschätzen zu können, soll der Abfluss über die Wehrklappe etwas genauer betrachtet werden, obwohl auch hier prinzipiell Gleichung (17) und Tabelle 1 anwendbar sind.

<sup>5</sup> Schneider, K.: Bautabellen für Ingenieure, 15. Auflage (Werner Verlag GmbH & Co. KG, Düsseldorf, 2002)



**Abbildung 11: Überfall am Wehr. Wichtig sind die Höhe des Wehrkörpers  $w_0$ , die Überfallhöhe  $h_u$  und der Anstellwinkel  $\alpha$  der Wehrklappe.**

Entscheidend ist der Überfallbeiwert  $\mu$ . Für eine scharfkantige, senkrechte und belüftete Wehrkrone wird häufig als gute Näherung  $\mu = 0,64$  angenommen<sup>6</sup>. Wird die Klappe umgelegt, gleicht das Verhalten aber eher dem eines breitkronigen als dem eines scharfkantigen Wehres. In der Literatur konnte keine eindeutige Aussage zum vorliegenden Fall gefunden werden. Darüber hinaus unterliegt der Überfallbeiwert verschiedenen Faktoren, die in einer theoretischen Betrachtung nur schwer zu berücksichtigen sind, und die damit einen Abgleich in der Anlage erforderlich machen, falls eine hohe Genauigkeit gewünscht wird. Dennoch soll im Folgenden ein Zusammenhang für  $\mu$  hergestellt, und mögliche Abweichungen benannt werden.

Bei Knapp<sup>7</sup> sind Überfallbeiwerte für amerikanische Sektorwehre, Fischbauchklappen und ein Plattenwehr bei verschiedenen Neigungen angegeben, die in Modellversuchen ermittelt wurden. Es liegen Daten bis zu einem Anstellwinkel  $\alpha$  von  $40^\circ$  vor (Ansatz 1).

Ein zweiter Ansatz liefert einen mathematischen Zusammenhang zwischen  $\mu$  und dem Neigungswinkel  $\beta = 90^\circ - \alpha$ , und zwischen  $\mu$  und der Überfallhöhe  $h_u$  (Ansatz 2)<sup>8</sup>. Demnach ist der Überfallbeiwert  $\mu$  das Produkt aus dem Überfallbeiwert  $\mu_0$  für den senkrechten Fall (abhängig von  $h_u$ ), und dem Korrekturwert  $X$  für den Einfluss der Neigung. Der senkrechte Fall, in der Literatur auch oft als Rehbock-Überfall bezeichnet, wird nach Gleichung (18) berechnet.

<sup>6</sup> Schröder, R., Zanke, U.: Technische Hydraulik, 2. Auflage (Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2003)

<sup>7</sup> Knapp, F.H.: Ausfluss, Überfall und Durchfluss im Wasserbau (Verlag G. Braun, Karlsruhe, 1960)

<sup>8</sup> Peter, G.: Überfälle und Wehre (Friedr. Vieweg & Sohn Verlag/ GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, 2005)

$$\mu_0 = 0,6035 + 0,0813 \cdot \frac{h_{\bar{u}}}{w_0} + \frac{0,00008943}{w_0} \quad (18)$$

$\mu_0$	Überfallbeiwert für den senkrechten Fall nach Rehbock	[-]
$h_{\bar{u}}$	Überfallhöhe	[m]
$w_0$	Höhe des Wehrkörpers	[m]

Für den Korrekturwert X gilt folgende Gleichung:

$$X = 1 + 0,002374 \cdot \beta + 1,74 \cdot 10^{-5} \cdot \beta^2 - 2,886 \cdot 10^{-8} \cdot \beta^3 - 5,14 \cdot 10^{-9} \cdot \beta^4 \quad (19)$$

X	Korrekturwert	[-]
$\beta$	Neigungswinkel	[°]

Die Gleichungen (18) und (19) gelten unter folgenden Voraussetzungen:  $-45^\circ < \beta < 70^\circ$  sowie  $0,15 \text{ m} < w_0 < 1,20 \text{ m}$  und  $h_{\bar{u}} < 4 \cdot w_0$ . In Abbildung 12 sind die Ergebnisse der Modellversuche und die Berechnungen abhängig vom Anstellwinkel  $\alpha$  dargestellt.

Bei der Anwendung der beiden Ansätze ergeben sich die folgenden Probleme:

- Ansatz 1 liefert nur Daten bis zu einem Anstellwinkel von  $40^\circ$ , wobei nicht klar definiert ist, für welche Überfallhöhen Ansatz 1 gilt. Anhand von beigefügten Skizzen kann man davon ausgehen, dass Überfallhöhen  $> 1 \text{ m}$  betrachtet wurden. Eine Abhängigkeit von der Überfallhöhe ist nicht angegeben. Ansatz 1 liefert eher hohe Überfallbeiwerte.
- Ansatz 2 liefert Daten ab einem Anstellwinkel von  $30^\circ$ , ist nur für eine Wehrhöhe von  $0,15 \text{ m} < w_0 < 1,20 \text{ m}$  definiert und zeigt eine deutliche Abhängigkeit von der Überfallhöhe. Ansatz 2 liefert bei geringer Überfallhöhe eher niedrige Beiwerte.

Aufgrund dieser Unterschiede wurde Ansatz 1 als obere, Ansatz 2 als untere Grenze für den Überfallbeiwert angenommen. In Bereichen, in denen nur ein Ansatz gültig ist, wurde dieser für die zweite Grenze so skaliert, dass er möglichst tangential in den anderen Grenzwert übergeht.

Die Daten aus den Modellversuchen wurden mit einem Polynom dritter Ordnung angenähert. In Abbildung 12 sind die entsprechenden Kurven bezogen auf die Versuchsanlage in Bad Sulza dargestellt.

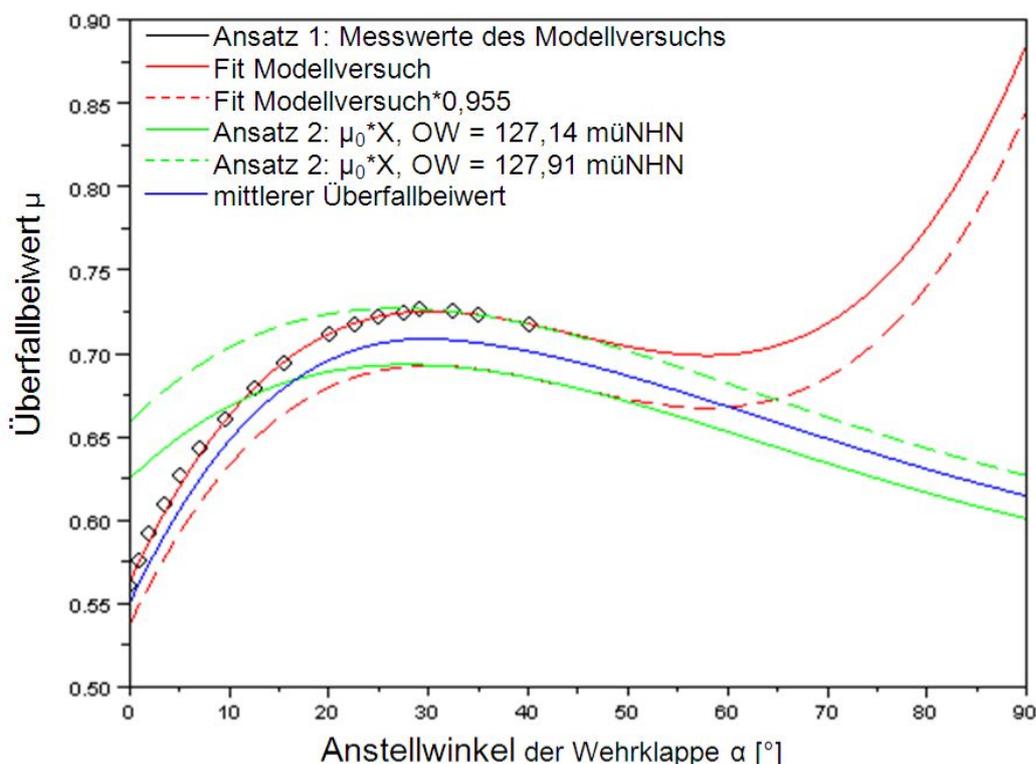


Abbildung 12: Überfallbeiwert einer Wehrklappe in Abhängigkeit vom Anstellwinkel  $\alpha$

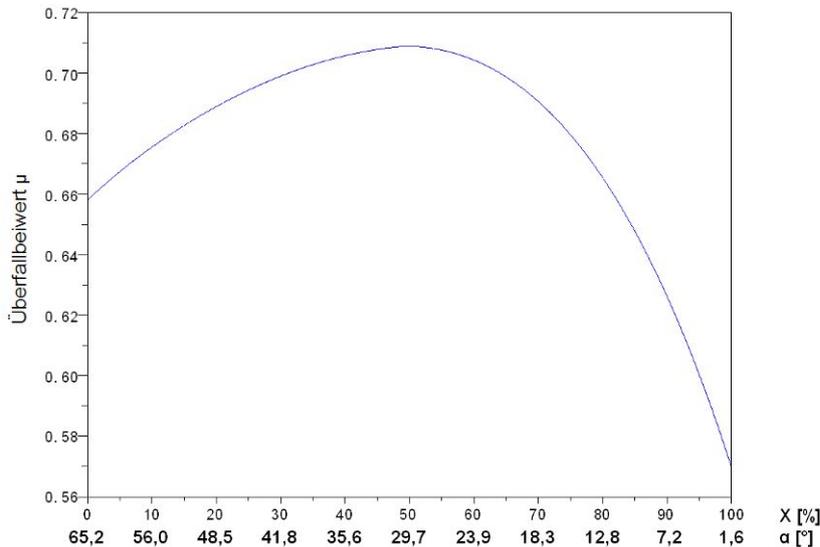
Die Überfallhöhe bei der Berechnung nach Ansatz 2 hängt vom Anstellwinkel der Wehrklappe  $\alpha$  und vom Oberwasserpegel ab. Da der Oberwasserpegel geregelt wird und damit nahezu konstant ist, wurden zwei verschiedene Oberwasserpegel angenommen, um die Kurven aufeinander abzustimmen: das Stauziel der Versuchsanlage 127,14 m ü. NHN und 127,91 m ü. NHN, mit diesem Wert geht das Ergebnis gut in die Messwerte aus den Modellversuchen über.

Als Ergebnis erhält man den mittleren zu erwartenden Überfallbeiwert nach Gleichung (20) mit den oben abgeleiteten Kurven als Fehlergrenzen. Die Mittelung erfolgte grafisch durch Skalieren der Kurven ( $0,9775 \cdot \mu_{\text{Ansatz 1}}$  und  $1,023 \cdot \mu_{\text{Ansatz 2}}$ ).

Die Genauigkeit wird demnach angenommen zu  $\pm 3,5\%$  des aktuellen Wertes. Weitere Abweichungen können sich z.B. aus einer schrägen Anströmung der Wehrkante<sup>9</sup>, oder aufgrund der Form des Wehrkörpers und des Zulaufes ergeben. Sie sollen hier nicht weiter berücksichtigt werden. Als Ergebnis der Überlegungen ist in Abbildung 13 der Überfallbeiwert der Wehrklappe der Versuchsanlage in

<sup>9</sup> Aigner, D.: Überfälle, Dresdner Wasserbauliche Mitteilungen, Heft 36 (Technische Universität Dresden, Institut für Wasserbau und Technische Hydromechanik, Dresden, 2008)

Abhängigkeit von der Absenkung dargestellt (für den Zusammenhang zwischen Anstellwinkel  $\alpha$  und Absenkung der Wehrklappe wurde eine Näherung verwendet).



**Abbildung 13: Überfallbeiwert  $\mu$  in Abhängigkeit von der Absenkung der Wehrklappe  $x$  bzw. dem Neigungswinkel  $\alpha$  (Einstellung des Durchflusszählers: 35000 Imp. entsprechen 100% Absenkung)**

$$0^\circ < \alpha < 30^\circ$$

$$\mu = \left(0,0000025 \cdot \alpha^3 - 0,0003273 \cdot \alpha^2 + 0,0130068 \cdot \alpha + 0,5627389\right) \cdot 0,9775 \quad (20)$$

$$30^\circ < \alpha < 90^\circ$$

$$\mu = \mu_0 \cdot X \cdot 1,023$$

$$\mu_0 = 0,6035 + 0,0813 \cdot \frac{h}{w_0} + \frac{0,00008943}{w_0}$$

$$X = 1 + 0,002374 \cdot \beta + 1,74 \cdot 10^{-5} \cdot \beta^2 - 2,886 \cdot 10^{-8} \cdot \beta^3 - 5,14 \cdot 10^{-9} \cdot \beta^4$$

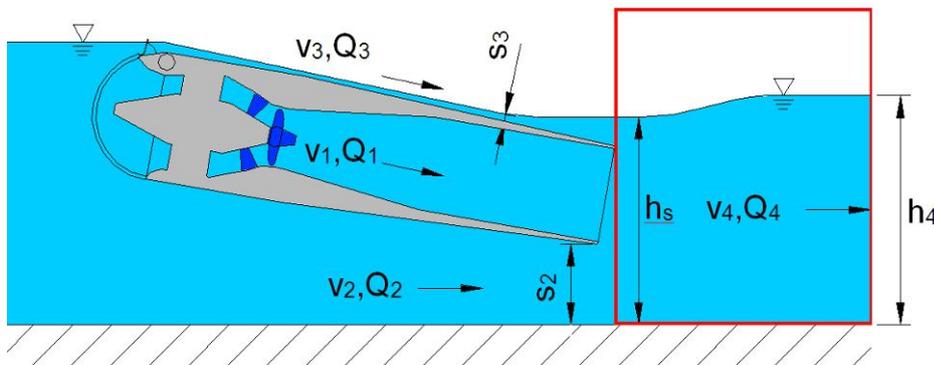
$$\beta = 90^\circ - \alpha$$

### 3.7 Ejektoreffekt und zu erwartender Fallhöhengewinn

Der entscheidende Vorteil der beweglichen Wasserkraftanlage liegt in der Druckabsenkung am Saugrohrende, sobald die Anlage über- bzw. unterströmt wird. Der zu erwartende Gewinn an Fallhöhe soll an dieser Stelle kurz hergeleitet, und für die Versuchsanlage in Zahlen benannt werden.

In der Literatur wird für die Berechnung der Strömungsverhältnisse hinter einem unterströmten Schütz häufig der Stützkraftsatz herangezogen. Er basiert auf dem Prinzip des Kräftegleichgewichtes und der Impulserhaltung in einem Kontrollraum. Bei geschickter Wahl des Kontrollraumes spielen komplexe Strömungsvorgänge, wie sie z.B. unmittelbar hinter der beweglichen Wasserkraftanlage auftreten, keine Rolle bei der Berechnung und die Vorgänge an den Grenzen des Kontrollraumes lassen sich stark vereinfacht betrachten.

Der Kontrollraum für die bewegliche Wasserkraftanlage soll nach Abbildung 14 gewählt werden.



**Abbildung 14: Kontrollraum (rot) für die Berechnung des Fallhöhengewinns mit dem Stützkraftsatz**

Es wirken Druck-, Reibungs- und Impulskräfte, und nach den Grundgesetzen der Mechanik muss die Summe dieser Kräfte gleich Null sein. Vernachlässigt man die Reibungskräfte und setzt einen gleichbleibenden Kanalquerschnitt voraus, dann gilt für die Kräfte am Kontrollraum:

$$F_{i1} + F_{i2} + F_{i3} + F_s = F_{i4} + F_u \quad (21)$$

$F_{i1}..F_{i4}$	Impulskräfte durch die Strömung in und aus dem Kontrollraum	[N]
$F_s$	Kraft durch den hydrostatischen Druck am Saugrohrende	[N]
$F_u$	Kraft durch den hydrostatischen Druck am Ende des Kontrollraumes	[N]

Für die Impulskräfte gilt:

$$F_i = \frac{dl_i}{dt} = \frac{dm_i \cdot v_i}{dt} = \rho \cdot Q_i \cdot v_i \quad (22)$$

$F_i$	Impulskraft	[N]
$l_i$	Impuls	[kg·m/s]

$m_i$	Masse des strömenden Wassers	[kg]
$v_i$	Strömungsgeschwindigkeit	[m/s]
$\rho$	Dichte des Wassers	[kg/m <sup>3</sup> ]
$Q_i$	Durchfluss	[m <sup>3</sup> /s]

Für die Versuchsanlage trifft die genannte Voraussetzung nicht zu: der Auslaufkanal ist gegenüber dem Flussbett nur teilweise abgetrennt und die Breite nimmt zu, während gleichzeitig die Tiefe abnimmt. Je nach Wasserstand kann dann Wasser seitlich aus dem Kanal in das Flussbett und umgekehrt fließen, so dass der Durchfluss am Ende des Kontrollraumes verfälscht wird. Der entstehende Fehler muss an dieser Stelle vernachlässigt werden, so dass gilt:

$$\frac{1}{2}gb \cdot h_s^2 + \rho \cdot Q_1 \cdot v_1 + \rho \cdot Q_2 \cdot v_2 + \rho \cdot Q_3 \cdot v_3 = \rho \cdot Q_4 \cdot v_4 + \frac{1}{2}gb \cdot \quad (23)$$

$b$	Kanalbreite	[m]
$h_s$	Wasserstand am Saugrohrende	[m]
$h_4$	Wasserstand am Ende des Kontrollraumes	[m]
$Q_{1-4}$	Durchfluss	[m <sup>3</sup> /s]
$v_{1-4}$	Strömungsgeschwindigkeit	[m/s]

Gleichzeitig gilt weiterhin die Kontinuitätsgleichung (3), der Wasserstand  $h_s$  am Saugrohrende ergibt sich damit nach Gleichung (24).

$$h_s = \sqrt{h_4^2 + \frac{2 \cdot Q_3}{gb} \left( \frac{A_1}{bh_4} v_1 + \frac{s_2}{h_4} v_2 + \frac{s_3}{h_4} v_3 \right) - \frac{2}{gb} (Q_1 v_1 + Q_2 v_2 + Q_3 v_3)} \quad (24)$$

$A_1$	Austrittsquerschnitt des Saugrohres	[m <sup>2</sup> ]
$s_2$	Öffnungshöhe unter dem Krafthaus (siehe <b>Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.</b> )	[m]
$s_3$	Höhe der Strömung über das Krafthaus (siehe <b>Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.</b> )	[m]

Nach den Gleichungen (12) und (16) sind die Durchflüsse  $Q_1$  durch die Turbine und  $Q_2$  unter dem Krafthaus abhängig von der Fallhöhe und damit vom Wasserstand  $h_s$ . Das gilt dann natürlich auch für den Gesamtdurchfluss  $Q_4$ .  $h_s$  wurde daher in Abhängigkeit vom Hub des Krafthauses iterativ berechnet.

Der Durchfluss durch die Turbine ergibt sich aus der Nettofallhöhe  $h_N$ . Bei der Berechnung von  $h_N$  wurde noch die Austrittsgeschwindigkeit aus dem Saugrohr  $v_1$  berücksichtigt:  $h_N = h_o - h_s - v_1^2/2g$ . Damit gilt für die Berechnung von  $Q_1$ :

$$Q_1 = Q \cdot \sqrt{\frac{h_o - h_s - v_1^2/2g}{h_f}} \quad (25)$$

Q	Durchfluss, für den die Turbine ausgelegt ist	[m <sup>3</sup> /s]
$h_f$	Fallhöhe, für die die Turbine ausgelegt ist	[m]
$h_o$	Oberwasserstand bezogen auf die Trogsohle	[m]
$h_s$	Wasserstand am Saugrohrende	[m]
$v_1$	Austrittsgeschwindigkeit am Saugrohrende	[m/s]

Vernachlässigt man die Anströmgeschwindigkeit, dann gilt nach Gleichung (17) für den Durchfluss über dem Krafthaus:

$$Q_3 = \frac{2}{3} \cdot \mu \cdot b \cdot \sqrt{2g} \cdot (h_o - h_{ok})^{1,5} \quad (26)$$

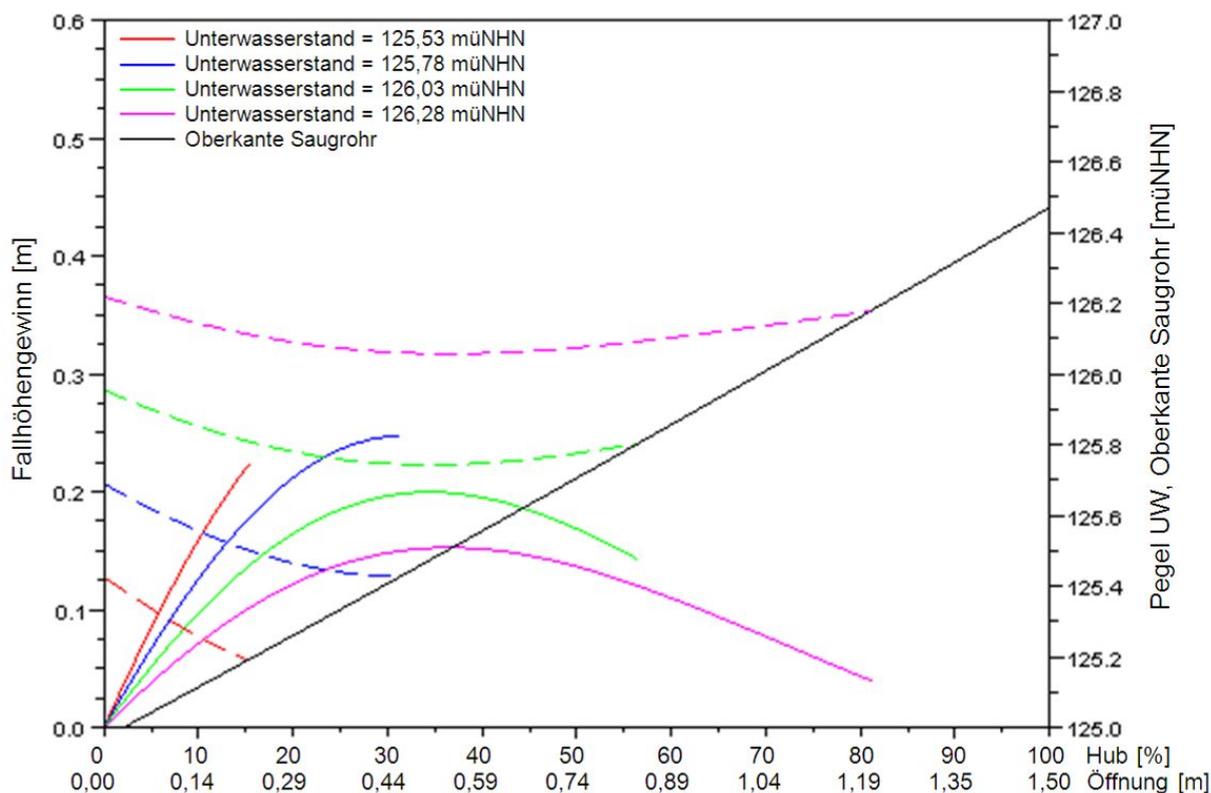
$h_o$	Oberwasserstand bezogen auf die Trogsohle	[m]
$h_{ok}$	Höhe der Überfallkante bezogen auf die Trogsohle	[m]
$\mu$	Überfallbeiwert ( $\mu = 0,75$ , abgerundete Wehrkrone)	[-]
b	Kanalbreite	[m]

Für die Berechnung der Strömungsgeschwindigkeit  $v_3$  wurde davon ausgegangen, dass die Energie, die aufgrund der Fallhöhe zur Verfügung steht, zu 90 % in Geschwindigkeitsenergie umgewandelt wird. Die übrige Energie geht nach dieser Annahme durch Reibungsverluste verloren. Es gilt dann für  $v_3$ :

$$v_3 = 0,9 \cdot \sqrt{2g \cdot (h_o - h_s)} \quad (27)$$

$h_o$	Oberwasserstand bezogen auf die Trogsohle	[m]
$h_s$	Wasserstand am Saugrohrende	[m]

Setzt man den Wasserstand  $h_s$  am Saugrohrende bei einer beliebigen Öffnung des Hubsystems in Bezug zum geschlossenen Hubsystem, kann man die Spiegelabsenkung berechnen. Berücksichtigt man noch die Zunahme der Geschwindigkeitshöhe am Saugrohrende, dann ergibt sich der Fallhöhengewinn nach Abbildung 15. Gleichzeitig ist  $h_s$  und die Lage der Oberkante des Saugrohres dargestellt. Bis zum Schnittpunkt dieser beiden Kurven kann das Krafthaus angehoben werden, ansonsten kann Luft in das Saugrohr gelangen und es verliert seine Wirkung. Bei der Versuchsanlage in Bad Sulza kann das Saugrohrende um 1,5 m angehoben werden.



**Abbildung 15: Berechneter Fallhöhengewinn (durchgezogen) und Pegel am Saugrohr (gestrichelt) bei einem Oberwasserstand von 127.23 m ü. NHN und verschiedenen Unterwasserständen. Die Berechnung gilt nur solange sich das Saugrohrende unter Wasser befindet.**

Es ist zu erkennen, dass der Fallhöhengewinn ab einem Unterwasserstand von ca. 125,78 m ü. NHN<sup>10</sup> vollständig genutzt werden kann. Ab diesem Wasserstand kann der Scheitelpunkt des Fallhöhengewinns überschritten werden, so dass dann der Hub begrenzt werden sollte, um maximalen Ertrag zu erzielen. Liegt der Wasserstand darunter, sollte das Krafthaus soweit angehoben werden, dass die Oberkante des Saugrohres sicher unter Wasser bleibt.

Die Berechnung ist nur bis zum Schnittpunkt der Kurven für den Wasserstand mit der Oberkante des Saugrohres gültig. Bei größerer Absenkung wäre die Querschnittsfläche der Strömungen in den Kontrollraum größer, als die Fläche, die sich aus dem Wasserstand und der Kanalbreite am Anfang des Kontrollraumes ergibt. Es ist leicht verständlich, dass das nicht möglich ist.

<sup>10</sup> m ü. NHN: Meter über Normalhöhennull Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..

In der Praxis wird der Fallhöhengewinn geringer ausfallen, als in Abbildung 15 dargestellt, da zusätzliche Verluste auftreten, die in der Theorie nur schwer zu berücksichtigen sind. So verändert sich z.B. der Einfluss der Wandreibung abhängig vom Strömungsquerschnitt, und auch Anlagenteile wie Dichtleisten oder Lagerungen führen zu Abweichungen vom Idealfall. Es ist zu vermuten, dass diese Effekte eine größere Rolle spielen, je kleiner die Anlage ist.

## 4 Projektplanung

In dem diesem Vorhaben vorangehenden Simulationsprojekt konnte ein optimiertes und sehr detailliertes Konzept des über- und unterströmbaren Wasserkraftwerkes erstellt und dessen Funktionstüchtigkeit durch Simulationen belegt werden. Durch die Simulation konnte gezeigt werden, dass die Ejektorwirkung des Saugrohres leistungsfördernd ist, dass die Schwingungsanfälligkeit des Gesamtsystems minimal ist und dass sich mit Hilfe dieses Systems die Wasserkraft an bestehenden Stauhaltungen ökologisch und ökonomisch nutzen lässt.

In der sich nun anschließenden Versuchsphase dieses Projektes sollten die aus den Simulationen belegten Erkenntnisse anhand einer Versuchsapparatur im realen Einsatz nachgewiesen werden. Hierzu galt es, die Turbine, das Bauwerk und die gesamte Elektrik inklusive Generator, Steuerungs- und Messtechnik zu entwickeln, auszuwählen bzw. auszulegen und optimal aufeinander abzustimmen. Aufgebaut und getestet wurde die Anlage in Bad Sulza an der Ilm.

Die vorhandene Stauhaltung erlaubte keinen Fischaufstieg, so dass sich der ökologische Zustand im Rahmen dieses Projektes wesentlich verbessern ließ.

Die Arbeitsschritte, mit denen die Nachweise der Funktionalität erfolgreich bewältigt werden sollten, waren:

- Projektcontrolling
- Entwicklung der Turbine
- Entwicklung des Bauwerks
- Entwicklung der Elektrotechnik
- Betreuung der Anlage, Messwerterfassung und Vergleich mit der Unterliegerwasserkraftanlage
- Optimierung der Versuchsanlage
- Bilanzierung und Dokumentation

## 5 Ausgangssituation in Bad Sulza

In Bad Sulza an der Ilm befindet sich im Stadtgebiet in unmittelbarer Nachbarschaft der so genannten Carl-Alexander-Sophienquelle eine alte Wehranlage. Diese wurde vermutlich im 18. Jahrhundert errichtet und diente ursprünglich der Beaufschlagung des Mühlgrabens mit angeschlossener Mühle bzw. Wasserkraftanlage und der Ausleitung in den Kunstgraben, an dem mehrere Mühlräder betrieben wurden. Die Wasserkraftanlage und die Mühlräder wurden bereits vor vielen Jahren stillgelegt, so dass das Ilm-Wasser ungenutzt über die Wehranlage, das Entlastungsgerinne, den Leerschuss der ehemaligen Wasserkraftanlage und den Kunstgraben abfließt. In Abbildung 16 ist die Wehranlage vom Unterwasser aus gesehen dargestellt. Abbildung 17 zeigt den Abschlag in den Kunstgraben.



**Abbildung 16: Wehranlage an der Ilm in Bad Sulza vom Unterwasser gesehen**

Die bestehende Wehranlage wurde als Steinsatzwehr errichtet und wies nach Trockenlegung einen erheblichen Sanierungsaufwand auf. Auf der Wehrkrone war ein eckiger Wehrbalkenaufsatz aus Holz befestigt. Dessen Oberkante lag bei  $OK_{\text{Wehr}} = 126,84 \text{ m ü. NHN}$  auf.

Der vorhandene, eher geringe Höhenunterschied an der Wehranlage zwischen dem mittleren Oberwasserstand und dem Unterwasserstand von ca. 1,8 m ist für die regenerative Energiegewinnung mit einer konventionellen Wasserkraftanlage mit

feststehendem, massivem Krafthaus oder eine Wasserradanlage an diesem Standort nicht wirtschaftlich umsetzbar, insbesondere wenn gleichzeitig eine ökologische Verbesserung und eine Absenkung des Oberwasserspiegels bei Hochwasser erzielt werden muss.



**Abbildung 17: Abschlag in den Kunstgraben**

Bei Hochwasser wird durch den Anstieg des Wasserpegels der Sophienpark regelmäßig überflutet. Wie allgemein üblich steigt der Unterwasserspiegel schneller an als der Oberwasserspiegel, wodurch der potentielle Energieertrag durch die Turbine deutlich reduziert wird. Dieser schnelle Anstieg des Unterwassers bietet allerdings optimale Bedingungen zum Test der Versuchsanlage des beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftwerks. Das Mittelwasser beträgt  $MQ = 5,9 \text{ m}^3/\text{s}$  und Hochwasserfall schwillt der Abfluß auf  $HQ > 100 \text{ m}^3/\text{s}$  an.

Die Wehranlage stellt eine ökologische Barriere für aufwärts gerichtete Wanderungen aquatischer Lebewesen dar. Bei abwärts gerichteten Wanderungen besteht die Gefahr das Fische zu Schaden kommen. Eine lineare Biotopvernetzung zwischen Ober- und Unterwasser bestand damals nicht.

## 6 Planung der beweglichen über- und unterströmbaren Wasserkraftanlage

### 6.1 Integration in bestehende Stauhaltung

Die Integration der Versuchsanlage des beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftwerks wurde in den seitlichen Randbereich geplant, direkt unterhalb einer betonierten Platte, die früher als Wasserentnahmestelle für die Feuerwehr diente (siehe Abbildung 18).

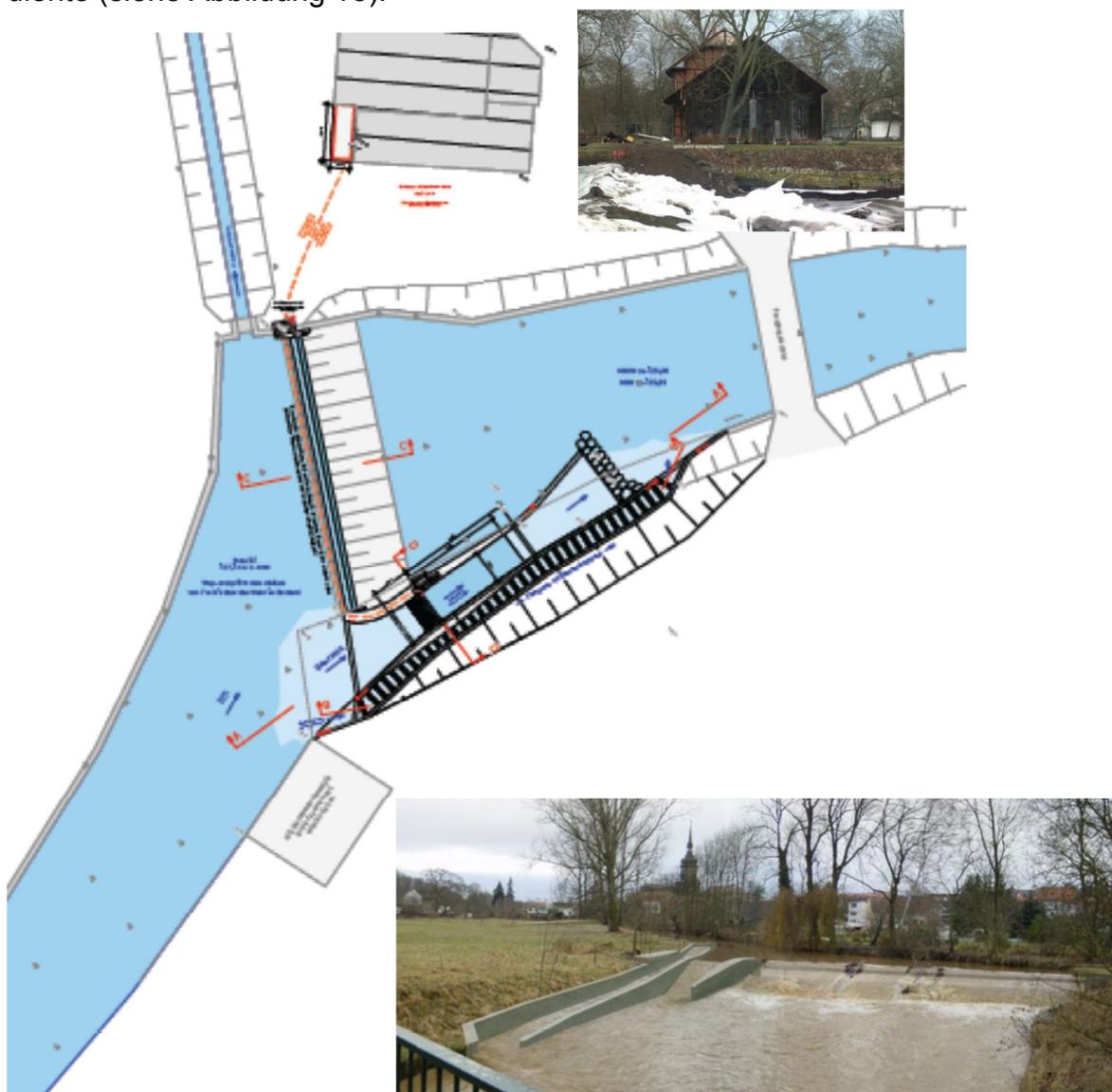
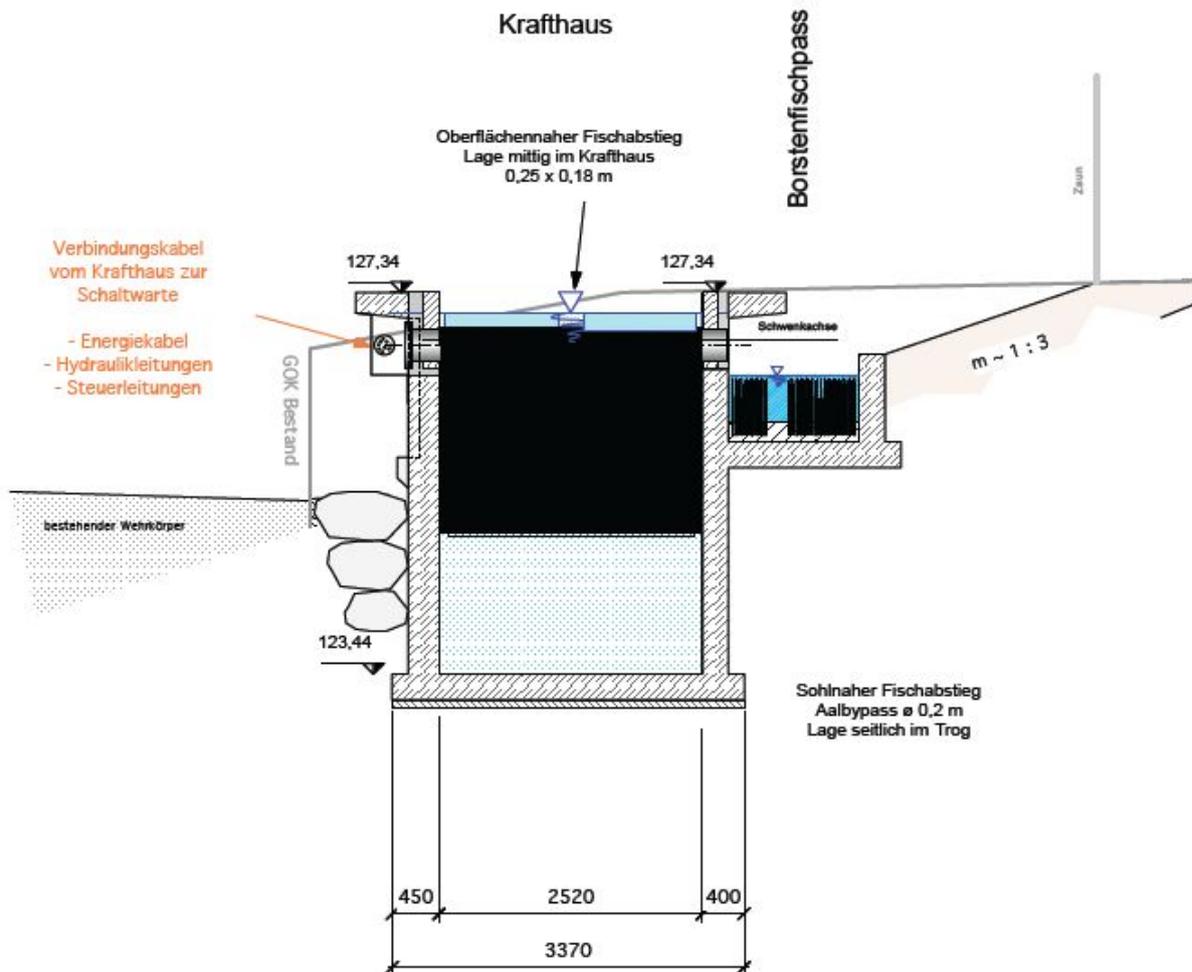


Abbildung 18: Skizzierte Draufsicht des geplanten Wasserkraftwerks Bad Sulza / Ilm

Die Entnahme des Wasser für die Wasserkraftanlage wurde unmittelbar nach der Betonplatte oberhalb der vorhandenen Wehranlage und die Wiedereinleitung direkt unterhalb des Tosbeckens geplant, so dass keine Ausleitungsstrecke notwendig ist.



**Abbildung 19: Skizzierte Einbringung des Krafthauses und des Fischpasses in die Uferböschung**

Für die lokale Ökologie des Fließgewässers am geplanten Standort war es somit unerheblich, ob das Ilm-Wasser über die Stützschwelle oder durch die Turbine fließt. Eine energetische Nutzung der Rohwasserkraft durch eine Wasserkraftanlage trägt zur regenerativen Energieerzeugung bei und ist somit ein weiterer Beitrag zum politisch beschlossenen Klimaschutz (Kyoto und Bonn 2001). Aufgrund der Mittelwasserführung der Ilm am Standort in Bad Sulza würde man eine Ausbauwassermenge von ca. 5,9 m<sup>3</sup>/s ausbauen. Beantragt wurden jedoch lediglich eine Ausbauwassermenge von 4,2 m<sup>3</sup>/s, um die Über- und Unterströmbarkeit über einen längeren Zeitraum testen und bewerten zu können.

## 6.2 Fischpass

Zudem galt es im Rahmen dieses Vorhabens die Versuchsanlage mit einer Fischtreppe neuester Technologie zu versehen. Der Fischpass zur Ermöglichung des Fischeauf- und -abstiegs wurde direkt neben der Versuchsanlage in die Uferböschung eingepplant. Vorgesehen wurde ein Borstenfischpass, wie dieser in Abbildung 20 dargestellt ist. Im Gegensatz zu herkömmlichen Fischeaufstiegsanlagen wird beim borstenbesetzten Fischpass ein Abbau der Strömungsenergie und somit die für den Fischeaufstieg notwendige Verlangsamung der Fließgeschwindigkeit nicht durch große Störelemente (Blocksteinrampe) oder Zwischenwände (Beckenpass, Vertical-Slot) sondern durch Borstenelemente erreicht. Die elastischen und durchlässigen Borstenelemente ersetzen dabei die bisher verwendeten Stör- und Umlenkelemente.



**Abbildung 20: Darstellung eines Borstenfischpasses, der erfolgreich an der Unterliegerwasserkraftanlage in Bad Sulza installiert wurde**

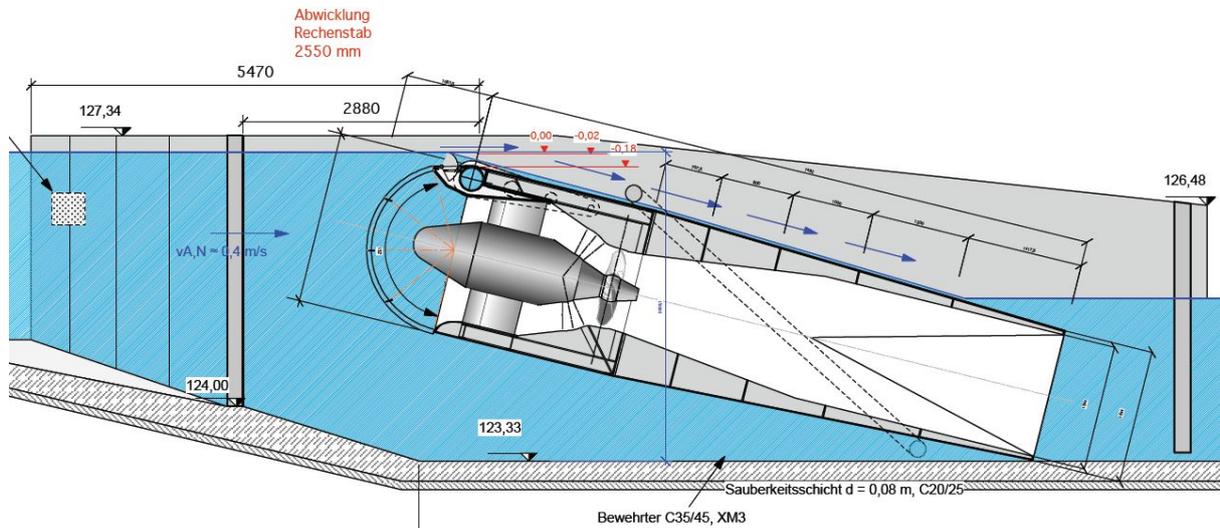
Die Elemente bestehen aus einzelnen Borstenbündeln, die in einer Grundplatte unlösbar verankert sind. Die besenähnlichen Elemente werden auf dem Betonboden der Fischeaufstiegshilfe befestigt und dabei so angeordnet, dass es nicht zur Ausbildung eines Schussstrahles kommen kann. Damit für Fische durchgehende Schwimmwege mit Ruhezone entstehen, wurden die Rauheitselemente mit Lücken und ausreichenden Zwischenräumen versetzt. Die Gerinnesohle wurde mit grobkörnigem Substrat verfüllt. So kommt es selbst in steileren Gerinnen nicht zu Geschiebetransport.

Die Anordnung und Bestückung der Rauheitselemente wurde nach den örtlichen Erfordernissen hinsichtlich Strömungsgeschwindigkeit (Längsgefälle), Abflussmenge, Abmessung des Kanals und der zu erwartenden Fische bemessen. Durch die besondere Art der Störelemente (Vielzahl einzelner Borsten über die gesamte Rinnenbreite) wird das Abflussverhalten im borstenbesetzten Fließquerschnitt allein von den Parametern der Borsten (Form, Länge, anhaftender Schmutz) und vom Gefälle bestimmt. Die Querschnittbreite der Rinne sowie die Wasserhöhe nehmen dabei keinen Einfluss auf die Fließgeschwindigkeit, so dass bei konstantem Längsgefälle über die gesamte Höhe des borstenbesetzten Querschnitts eine konstante Fließgeschwindigkeit vorherrscht. Auch bei einer Überströmung der Borsten mit größeren Fließgeschwindigkeiten bleiben im borstenbesetzten Querschnitt nahezu gleich bleibende Bedingungen für eine Passierbarkeit der Rinne für Fische gewährleistet.

Die sich in den Lücken zwischen den Borstenelementen einstellenden Fließgeschwindigkeiten liegen bei rund 1 m/s und somit deutlich unter den im DVWK-Merkblatt 232/1996 geforderten 2 m/s. Zusätzlich bieten sich Ruhezone mit Fließgeschwindigkeiten von 0,3 m/s. Aus diesem Grunde ist eine beliebige Verlängerung des Fischpasses möglich. Eigentliche Ruhebecken, wie sie bei herkömmlichen Fischpässen notwendig sind, entfallen.

### **6.3 Die bewegliche, über- und unterströmbare Wasserkraftanlage**

Das Krafthaus wurde als kompakte Gesamteinheit geplant, welche Grob- und Feinrechen, den Generator, die Turbine und das Saugrohr beherbergt (siehe Abbildung 21). Kein Bestandteil des Krafthauses ragt über den Oberwasserspiegel hinaus, es wird jederzeit vollständig überströmt. Alle Komponenten der Energiegewinnung (Turbine & Generator) befinden sich ständig unter Wasser. Daher kann eine sehr geringe Schallemission erwartet werden. Die Steuerung der Anlage erfolgt vom bestehenden Haus der Sophienquelle aus.



**Abbildung 21: Systemschnitt der beweglichen, über- und unterströmbar Wasser-  
kraftanlage für den Standort Bad Sulza**

Das Krafthaus wird in einen Betontrog am oberwasserseitigen Ende drehbar gelagert. Mit steigendem, natürlichem Wasserdargebot der Ilm kann das Krafthaus um die Drehachse angehoben werden, so dass das Krafthaus zusätzlich zur Überströmung unterströmt werden kann. Die kinetische Energie der umfließenden Wasserströme erzeugt den so genannten Ejektoreffekt, welcher bei erhöhten, natürlichen Abflüssen zu einer erhöhten Energieausbeute gegenüber einem konventionellen Wasserkraftwerk führt.

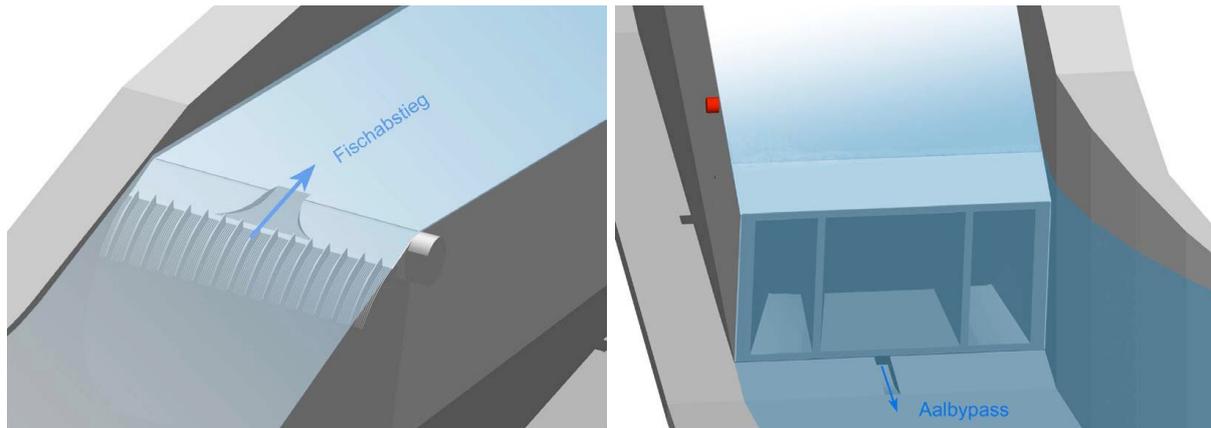
Gleichzeitig kann Geschiebe (Sand, Kies und Steine), das bei steigenden Abflüssen natürlicherweise in Bewegung gesetzt wird, unter dem angehobenen Krafthaus hindurch weiter gegeben werden. Das Anlagensystem verfügt damit auch über einen modernen Geschiebeabzug, so dass an der Stauhaltung die Durchgängigkeit für Geschiebe stark verbessert und gleichzeitig einer Sedimentation entgegengewirkt werden kann.

Für den oberflächennahen Fischabstieg ist an der Krafthausoberseite eine hydraulisch günstige Fischabstiegsmulde vorgesehen (siehe Abbildung 22 links). In Verbindung mit dem Rundbogenrechen und der dort anliegenden tangentialen Strömung kann von einer sehr guten Auffindbarkeit des Abstiegs, sogar für Lachssmolts, ausgegangen werden.

Unter dem Krafthaus hindurch ist eine Mulde in die Sohle eingelassen, welche ständig sohnah abwandernden Fischarten, z. B Aale & Neunaugen, eine gefahrlose Abwandumöglichkeit bietet (siehe Abbildung 22 rechts). Der trichterförmige Bereich

unter dem Krafthaus für den Fischabstieg lässt eine gute Auffindbarkeit der Abstiegsöffnung erwarten.

Die Weitergabe des Geschwemmsels, das im Wasserkörper verbleibt, soll über das Krafthaus hinweg erfolgen.



**Abbildung 22: Oberflächen und sohnnahe Fischabstieg**

Das System entspricht den Empfehlungen des „Leitfaden für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft“, 2005 durch das Umweltbundesamt herausgegeben.

Zur beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftanlage gehören

- Zulauf mit Geschiebefang

Der Geschiebefang bzw. Zulauf zum Krafthaus wurde als trichterförmiger Betontrug geplant, so dass eine homogene, verlustarme Anströmung an den Rechen erreicht werden kann. Der Zulauf schließt an der rechten Seite an der bestehenden Ufermauer an. Das Geschiebe wird auf dem schrägen Betonboden des Zulaufs zum angehobenen Krafthaus weitergegeben. Sofern sich im Betrieb Feinsedimente ablagern sollten, können diese durch den glatten Geschiebefangboden bei erhöhten Wasserständen sicher in das Unterwasser weitergegeben werden. Der freie Durchgang unter dem Krafthaus beträgt mindestens ca. 1,2 x 2,5 m, so dass auch große bei Hochwasser mitgeführte Steine, Baumstämme etc. abgeführt werden können. Die Wände des Zulaufs wirken bis zum Krafthaus bei Hochwasser als zusätzliche Streichwehre, die zum Tosbecken bzw. Fischeufstieg hin zusätzlich entlasten.

Vor dem Krafthaus selbst befinden sich Revisionsnuten für einen Dammtafelverschluss. Hier kann, wenn notwendig, eine feststehende Schütztafel eingebaut werden.

- Kraftwerkstrog

Der Kraftwerkstrog aus massivem Stahlbeton C 35/45 sitzt zwischen dem Zulauf und dem Auslauf. In den Kraftwerkstrog wird die eigentliche WKA drehbar „eingehängt“. Diese soll als axial durchströmter Stahlkörper in den licht 2,5 m breiten Stahlbetontrog eingesetzt werden. Die linke Wand des Kraftwerkstrogs wird an den bestehenden Wehrkörper angeschlossen, um diesen weitestgehend zu erhalten. Die rechte Wand des Troges soll gleichzeitig als linke Seitenwand des Fischaufstieges genutzt werden. Der gesamte Trog ist voll überströmbar ausgebildet.

- Rechenanlage und Fischabstiegen

Der 170°-Rundbogenrechen und der Rechenreiniger sind Bestandteile der Krafthouseinheiten. Der Rechen mit einem Radius von ca. 1.000 mm weist einen lichten Stababstand von 20 mm aus. Zur Reduktion der Fließhöhenverluste wurden strömungsprofilierte Rechenstabprofile eingesetzt.

Der Rundbogenrechen hat den Vorteil, dass zur Wasseroberfläche und zur Gewässersohle hin die Neigung kontinuierlich abnimmt. Insbesondere die Tangentialgeschwindigkeiten nehmen zur Wasseroberfläche hin deutlich zu und verbessern die Abstiegsmöglichkeiten für abwanderwillige Fische. Gleichzeitig tritt bei Umströmung des Kraftwerkes ein Selbstreinigungseffekt auf, wodurch die Rechenreinigungszyklen bzw. der Energieaufwand zur Freihaltung des Rechens sinkt.

Die max. Anströmgeschwindigkeiten vor dem Rechen betragen nach den hydraulischen Simulationen der Universität Stuttgart bei Erreichen der Ausbauwassermenge  $v_{A,max} < 0,6$  m/s.

Die maximale Normalgeschwindigkeit  $v_N$  am Rechen beträgt bei der Ausbauwassermenge

$$v_N = Q_A / A_{Rechen} = 4,3 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} / \left( \pi \cdot 2,0 \text{ m} \cdot 2,5 \text{ m} \cdot \frac{170^\circ}{360^\circ} \right) < 0,6 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Im Teillastbetrieb und bei Überwasser wird sich die Anströmgeschwindigkeit aufgrund der reduzierten Schluckfähigkeit der Turbine reduzieren. Die Putzharke des Rechenreinigers greift in beiden Bewegungsrichtungen fingerartig zwischen die Rechenstäbe und wird zu keinem Zeitpunkt vom Rechen abgehoben. Er wirkt beim Reinigungsvorgang als umströmte Blende und erzeugt eine Rückströmung

vom Rechen weg. Die Verletzung von Fischen durch den Abstreifer kann durch die Rückströmung vermieden werden.

Das Rechengut wird im Wasserstrom über das Krafthaus hinweg in das Unterwasser befördert. Im aufgeschwenktem Zustand des Kraftwerkes wird zusätzlich das Rechengut auch unter dem Kraftwerk abgeführt. Die Reinigung erfolgt vollautomatisch aufgrund Niveaudifferenzmessung des Wasserdrucks vor und nach dem Rechen ( $\Delta h_{\max} \approx 0,07$  m), sowie in zeitlich festgelegten Mindestabständen.

Der Antrieb des Unterwasserrechenreinigers wurde hydraulisch mit biologisch voll abbaubaren, nicht Wasser gefährdeten Hydraulikmedien vorgesehen.

Zur Verbesserung der Einlaufüberdeckung und Erzielung einer höheren Überströmhöhe, wurden auf dem Kraftwerksrücken zusätzlich zwei Spülklappen installiert. Zwischen den aufgestellten Klappen ist die ökologische Nis für den Fischabstieg angeordnet. Spülklappen werden automatisch bei jedem Rechenreinigungsvorgang und bei Überwasserdargebot umgelegt.

- Krafthaus

Das bewegliche Krafthaus in Ganzstahlbauweise weist eine Breite  $B = 2,5$  m und eine maximale Höhe  $H_{\max} = 2,2$  m, die nach Unterwasser hin auf  $H = 1,6$  m abnimmt, und eine Gesamtlänge von  $L = 7$  m auf. Das Krafthaus wird am oberwasserseitigen Ende drehbar gelagert. Die bewegliche Einheit beherbergt die Turbine und den Generator. An den Seitenwänden und am unteren Ende ist das Krafthaus mit einem Dichtungssystem zum Trog hin im abgesenkten Betriebszustand abgedichtet.

Das Krafthaus kann um die Aufhängungsachse über beidseitig angeordnete Hubzylinder geschwenkt werden und so eine Öffnung unter dem Krafthaus freigeben. Die Öffnung ist im hydraulischen Sinne eine hocheffiziente Entlastung. Zudem kann durch die zusätzliche Öffnung ein sehr großer, zusätzlicher Fischabstieg bereitgestellt werden. Die Unter- und die Oberseite wurden für den Fischabstieg in glattwandiger Ausführung ausgeführt. Die Öffnung dient auch einer effizienten Geschiebeweitergabe und beugt als Grundablass einer Verschlammlung der Stauhaltung vor.

- Auslauf und die Wiedereinleitung

Der Auslauf bzw. die Wiedereinleitung in die Ilm erfolgt durch einen hydraulisch günstig ausgebildeten, trichterförmigen Betontrug in direktem Anschluss an den Kraftwerkstrog. Die Formgebung des Betontrugs steht in direkter, hydraulischer Interaktion mit dem Krafthaus bzw. dem System. Das Design wurde daher gemeinsam mit dem Krafthaus an der Universität Stuttgart simuliert und optimiert.

Im Anschluss an den Betontrug wurde der Übergang zur bestehenden Gewässersohle durch einen groben Steinsatz als Erosionsschutz geschaffen. Beim Übergang des Auslauftrugs zurück in die Ilm befindet sich der unterwasserseitige Einstieg des Fischaufstieges. Durch die hydraulisch günstige Aufweitung des Auslaufs reduzieren sich die maximalen Fließgeschwindigkeiten in diesem Bereich auf  $v < 0,9$  m/s beim Erreichen der Ausbauwassermenge. Durch diese geringen Geschwindigkeiten kann sich eine definierte Lockströmung aus dem Fischaufstieg am Krafthausauslauf abheben.

## 6.4 Wehranlage

Die ursprüngliche Wehrkontur wurde bei der Sanierung wieder hergestellt und musste lediglich im Bereich des neuen Krafthausstroges angepasst werden. Die in Fließrichtung rechts gesehene Wehrwange wurde durch den Stahlbetontrug der neuen Anlage ersetzt. Der ehemalige feste Wehraufsatz aus Holzbohlen wurde zur Steigerung der hydraulischen Leistungsfähigkeit der Wehranlage auf gesamter Wehrbreite durch eine Stahlklappe mit 0,5 m Stauhöhe als Ersatz geplant (siehe Abbildung 23).

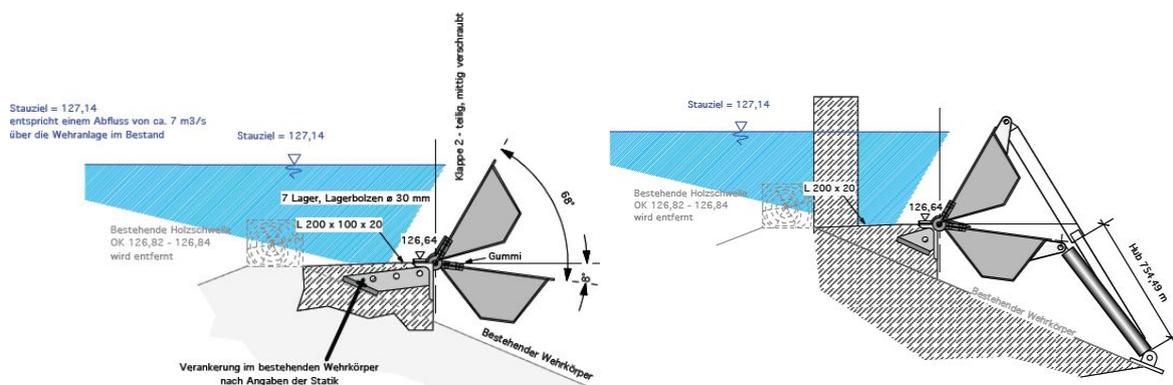


Abbildung 23: Konstruktionszeichnung der Wehrklappe und deren hydraulischer Antrieb

Da bis dahin das Wasser über den eckigen Wehrbalken abfließen musste, wurde der mittlere Oberwasserstand am Wehr nur um einige cm angehoben. Der neue Oberwasserstand beträgt 127,14 m ü. NHN, was in etwa dem Wasserstand bei einem Abfluss über das heutige Wehr von  $Q \approx 7 \text{ m}^3/\text{s}$  entspricht. Der seitlich positionierte Antrieb der neuen Stahlkappe erfolgt hydraulisch.

#### 6.4.1 Wasserstandsregelung

Für das Signal für die Regelung der Stauhaltung wurde eine geschützt in der Uferwand der Einlaufbucht integrierte Druckmesssonde eingeplant. Die Positionierung der Sonde wurde außerhalb des Wehrsunks gewählt. Ein Ansteigen des Oberwasserstandes am Wehr nach dem Erreichen des Volllastbetriebes, also beim Übersteigen des max. Schluckvermögens der Turbine, wird bis auf einen Oberwasserstand von 0,06 m über das neue Stauziel zugelassen.

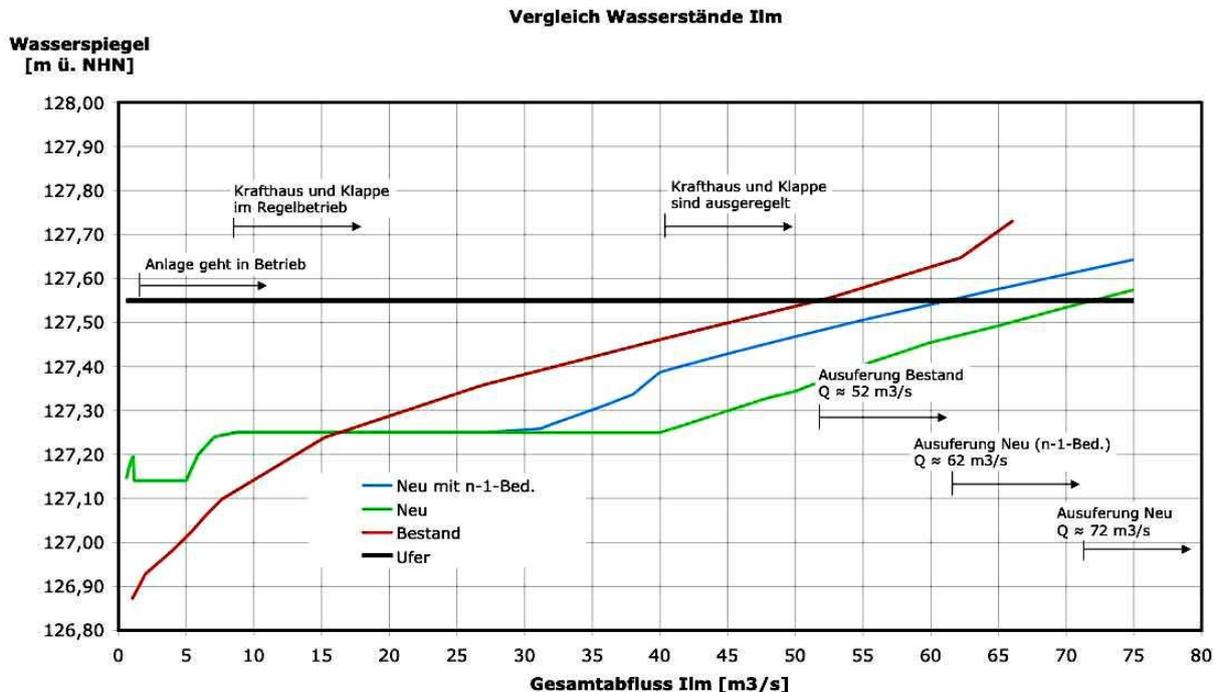
Die Wasserstandsregelung wird erst bei diesem Wert beginnen, um ein Überströmen des neuen Krafthauses und eine zusätzliche Beaufschlagung des Borstenfischpasses zu erreichen, anstatt eines vermehrten, diffusen und ökologisch unnötigen Abflusses über die Wehranlage. So sollen die Fischwanderkorridore über das Krafthaus und über den Fischaufstieg aufgewertet werden.

Ab einem Oberwasserstand von 0,06 m über Stauziel, also 127,25 m ü. NHN, bzw. bei einem Abfluss in der Ilm von  $Q_{\text{Ilm}} \approx 7,3 \text{ m}^3/\text{s}$  beginnt die vollautomatische Anhebung des Krafthauses bzw. die Absenkung der Wehrklappe einzusetzen. Der Wasserstand wird bei zunehmenden Zufluss konstant auf 127,25 m ü. NHN gehalten.

Bei einem Abfluss von  $Q \approx 33 \text{ m}^3/\text{s}$  am Wehr ist das Krafthaus vollständig angehoben und die Wehrklappe vollständig abgelegt. Der Oberwasserstand wird entsprechend der Planung bei Abflüssen in der Ilm  $> 15 \text{ m}^3/\text{s}$  durch den Bau der neuen WKA deutlich tiefer liegen als ursprünglich, das Ausuferen der Ilm oberhalb der Wasserkraftanlage wird erst bei deutlich höheren Abflüssen zu erwarten sein (siehe Abbildung 24). Durch das lange Konstanthalten des Oberwasserstandes auf 127,25 m ü. NHN kann die volle Funktionsfähigkeit des Fischaufstieges über einen langen Zeitraum gewährleistet werden.

Das Krafthausende kann so weit angehoben werden, dass sich der freie Durchgang unter dem Krafthaus nach Unterwasser hin vergrößert. Ein Verklemmen von sehr großem Treib- und Schwemmgut unter dem Krafthaus ist daher unwahrscheinlich.

Durch die moderne Regelungstechnik ist eine Regelung auf wenige Zentimeter genau möglich.



**Abbildung 24: Vergleich der Wasserstände im Oberwasser bei Betrieb der WKA und im Bestand in Abhängigkeit vom Abfluss über die Wehranlage**

### 6.4.2 Sicherheitssysteme

Bei der Klappenkonstruktion wurde eine stabile Stahlklappe eingepplant. Die Grundschiene und die Scharniere werden vollständig durch ein gewebeverstärktes Spezialgummi abgedeckt. Seitliche Rücksprünge verhindern das Verkleben von Fremdkörpern beim Wiederaufstellen der Klappe. Aufgrund der geringen Baudimensionen der Klappe und der gewählten, erprobten Konstruktion der Klappe kann von einem bereits hohen Sicherheitsniveau ausgegangen werden.

Dennoch kann das Versagen einer technischen Einrichtung nie vollständig ausgeschlossen werden. Die Gesamtanlage besteht aus einer Stauklappe und einem anhebbaren Krafthaus. Das mechanische Versagen beider System gleichzeitig ist extrem unwahrscheinlich und wird daher gemäß DIN 19 700 ("n-1 Bedingung") nicht weiter bewertet. Bei der Hochwasserbetrachtung wird der vollständige Ausfall des Krafthauses inkl. Anhebemechanismus bewertet.

Bei einem Versagen der getrennten, elektronischen Steuerung für die Klappe stehen zusätzlich zwei rein mechanische Sicherheitssysteme zur Verfügung. Zunächst wird ein Schwimmventil bei einem Überstau von ca. 0,2 m die Wehrklappe ablassen. Das Schwimmventil sitzt in einem Schacht am in Fließrichtung gesehen linken Ufer neben der Wehranlage und ist mittels einer Rohrleitung DN 100 hydraulisch mit der Einlaufbucht verbunden. Der Schacht wird frostfrei im Erdboden eingelassen.

Bei einem sehr unwahrscheinlichen Versagen auch dieses Systems würde ein Überdruckventil im Hydrauliksystem, unabhängig von allen anderen Steuerungssystemen und unabhängig von einer elektrischen Versorgung, durch Öffnen für ein Absenken der Klappe sorgen. Ein Handöffnen dieser Ventile direkt am Hydraulikaggregat in der Schaltwarte ist zudem jederzeit möglich.

## 6.5 Schaltwarte

Die Steuerung und das Hydraulikaggregat wurden in einen Anbau an das bestehende denkmalgeschützte Gebäude der Sophienquelle direkt neben der Wehranlage integriert. Zudem neben dem Gebäude der Sophienquelle mit der integrierten Anlagensteuerung gut sichtbar eine Schautafel mit der Geschichte des Wehres sowie einigen technischen Details und Grafiken zur neuen Wasserkraftanlage aufgestellt.

## 6.6 Generator

Bulbgeneratoren für Wasserkraftanlagen zeichnen sich durch die direkte Kopplung, d.h. von Turbine und Generatorrotor und den Einbau des Generators in ein vom Wasser umströmtes Gehäuse aus. Die Laufradlagerung, der Laufschaufelverstellmechanismus und der Generator sind in einem wasserdichten Gehäuse untergebracht. Das Laufrad der Kaplan-turbine und der Generatorrotor sind auf einer gemeinsamen Welle gelagert. Der Stator des Generators befindet sich direkt im Mantelgehäuse des Bulbs, dessen Oberfläche vom Wasser umströmt und gekühlt wird.

Der Rotor des Generators ist mit Magneten bestückt und mit einem Dämpferkäfig ausgestattet. Die Erregung des Polrades ist somit verlustfrei, wodurch eine hohe Leistungsdichte und ein hoher Wirkungsgrad erreicht werden. Die Statorwicklung des Generators wird nach der Netzparallelschaltung direkt oder über einen Transformator mit dem elektrischen Verteilungsnetz verbunden. Die elektrische Auslegung erfolgt

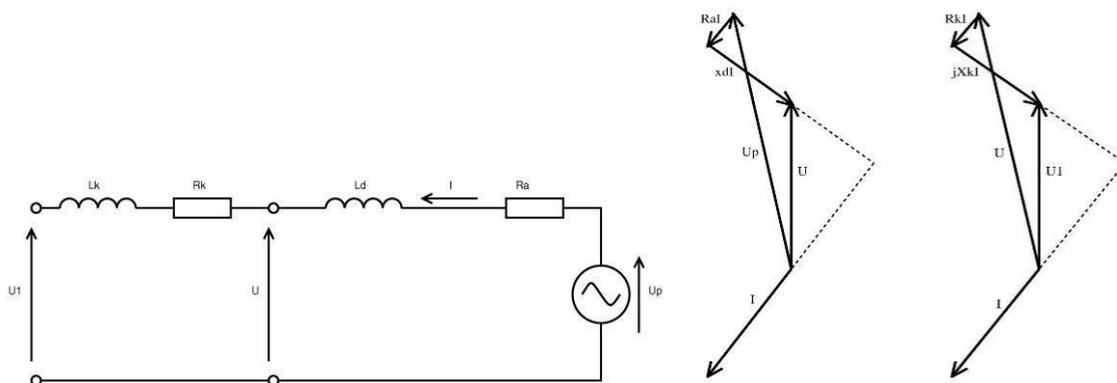
so, dass selbst bei Leistungsschwankungen und Netzspannungsschwankungen sich immer ein Leistungsfaktor besser als 0,9 einstellt.

Entsprechend dem Schluckvolumen der Turbine wurde ein Laufraddurchmesser von 1,0 m gewählt. Der Statoraußendurchmesser wurde mit ca. 75 % des Laufraddurchmessers gewählt, um eine schlanke Bauweise zu erreichen, in diesem Fall 750 mm. Bei größeren Leistungen wird lediglich der Aktivteil länger ausgeführt, wodurch die hydraulischen Verhältnisse im Anströmkanal von der elektrischen Auslegungsleistung unbeeinflusst bleiben.

### 6.6.1 Elektrische Auslegung

Der PM-Generator wird Netzparallel betrieben. Ab einer Bemessungsleistung von > 250 kW wird über einen Netzverteilungstransformator in das Mittel- oder Hochspannungsnetz eingespeist.

Zur Reduktion der lastabhängigen Kupferverluste wurde festgelegt, dass die max. Stromdichte < 3,0 A/mm<sup>2</sup> bei Nennleistung nicht übersteigen sollte (bei üblichen Generatoren liegt die Stromdichte zwischen 5 und 6 A/mm<sup>2</sup>). Als Auslegungsspannung wurde für den Generator in Bad Sulza ca. 415 VAC gewählt. Ab Leistungen > ca. 500 kW empfiehlt sich die Wahl einer Spannung um ca. 710 VAC und den direkten Anschluss an einen Maschinentransformator. Abbildung 25 zeigt das einphasige Ersatzschaltbild der Permanentmagnet erregten Synchronmaschine die Zeigerbilder des Generators und des Transformators.



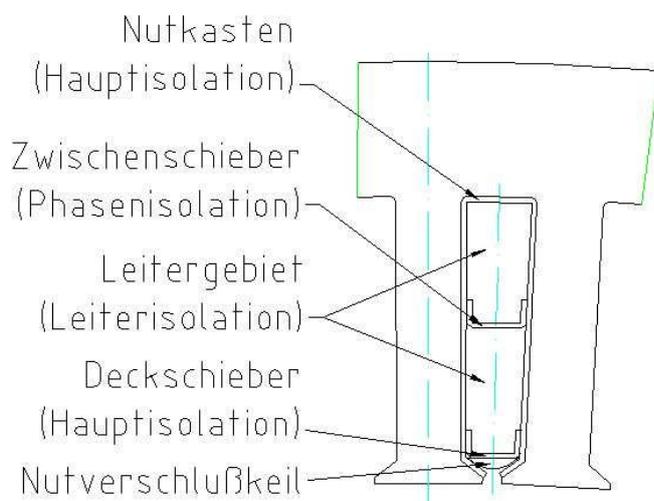
**Abbildung 25: Einphasiges Ersatzschaltbild des Synchrongenerators mit Transformator(links), Zeigerbild des Generators (mittig) und des Transformators (rechts)**

## 6.6.2 Dimensionierung der Isoliersystems

Das Isoliersystem der Statorwicklung ist in Abbildung 26 dargestellt. Es besteht aus den Komponenten Hauptisolation, Phasenisolation und Leiterisolation. Bei einer Wicklung mit mehreren parallelen Drähten ist die Leiterisolation gleichzeitig auch Windungsisolation. Das Isoliersystem wird durch stationäre und instationäre Potenzialunterschiede beansprucht. Diese entstehen:

- durch die Spannungsinduktion infolge des bewegten Polrades bei Bemessungsdrehzahl
- durch die Spannungsinduktion infolge des bewegten Polrades bei Überdrehzahl
- durch den Netzparallelbetrieb in der Größe der Netzspannung
- durch den Netzparallelbetrieb als Überspannung eingetragen von der Netzseite, infolge von z.B. Blitzschlag oder infolge von Schaltvorgängen.

Bei Lastabwurf und gleichzeitigem Versagen der Verstellung der Laufradschaufeln kann der Generator längere Zeit mit bis zu dreifacher Überdrehzahl rotieren. Abweichend von elektrisch erregten Synchronmaschinen oder Asynchronmaschinen lässt sich in diesem Fall die Polradspannung nicht beeinflussen. Sie steigt proportional zur Generator Drehzahl und belastet die Wicklungsisolation. Die Belastung der Hauptisolation ergibt sich durch den Potentialunterschied zwischen den Leitern und dem Statorblechpaket. Das Bulbgehäuse und der Sternpunkt auf der Niederspannungsseite des Trafos sind geerdet und potentialgleich.



**Abbildung 26: Komponenten des Isoliersystems**

### 6.6.3 mechanische Auslegung

Wesentliches Kriterium für die mechanische Auslegung von Stator und Rotor ist der Stoßkurzschluss. Bei diesem sind Momentenstöße in der Höhe vom 3,5-fachen Nennmoment zu erwarten. Mit einem Bemessungsmoment von  $M = 3,04 \text{ kNm}$  ergibt sich ein theoretischer Spitzenwert von  $M_{\text{peak}} = 10,64 \text{ kNm}$  für die Bemessung der Drehmomentenübertragung.

Das Statorblechpaket wird in das Bulbgehäuse eingeschichtet. Dies ist ein bei Großmaschinen übliches Fertigungsverfahren. Es hat gegenüber dem Einschubpaket den Vorteil eines geringeren Fertigungsrisikos (Schrumpf- oder Presssitz) und es entfallen die sonst notwendigen Schicht- und Handhabungsvorrichtungen für das Statorblechpaket. Als Schichtlineale dienen schwalbenschwanzförmige Passfedern, die in entsprechende Nuten des Statorgehäuses eingeführt werden.

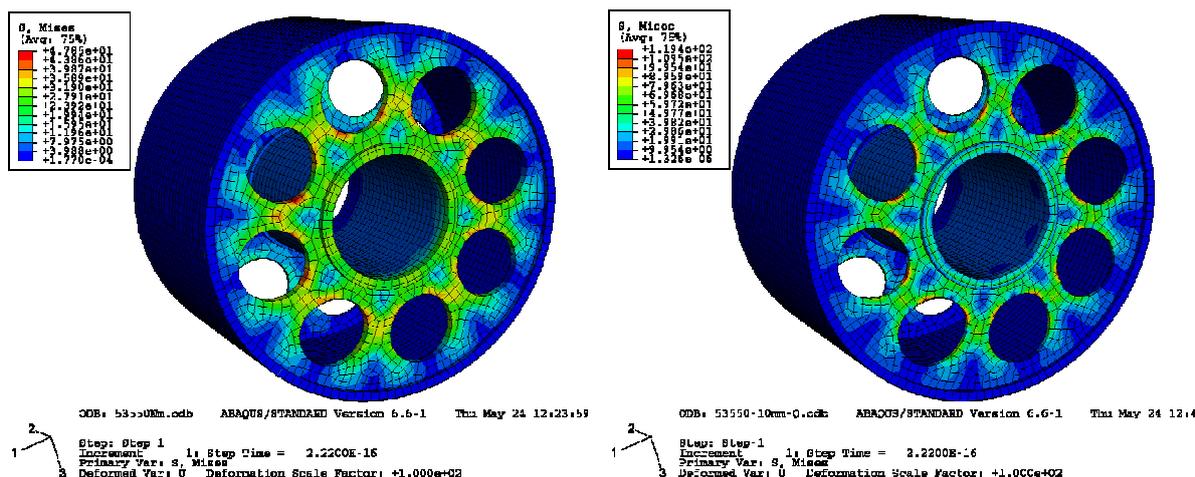
Der Rotor besteht aus einem Grundkörper, ausgeführt als Stahlschweißkonstruktion. Die Anbindung zur Welle erfolgt mit Spannsätzen, da diese einen vorteilhaften Kraftfluss, eine einfache Vorfertigung und eine sichere Demontage auch nach Jahren ermöglicht. Außenrohr und Nabenrohr sind durch zwei Scheiben miteinander verbunden. Die Scheiben haben großzügige Durchbrüche um einen Luftaustausch zwischen den Wickelkopfräumen zu ermöglichen. Unterstützt wird dieser Luftaustausch durch eine unsymmetrische Beschau felung des Rotors. Dazu sind an der Außenseite der Scheibe 2 radiale Rippen angebracht.

Zur Ermittlung der Maximalbeanspruchung wurde der Rotorgrundkörper als Vollmodell mit 8-Knoten-Elementen vernetzt und statisch unter der Last eines Umfangsmomentes berechnet. Das Maximalmoment von  $10,64 \text{ kNm}$  wurde verteilt auf der Außenfläche aufgebracht und an der Stirnfläche des Innenrohres als Randbedingung abgeleitet.

Das erste Modell ist mit einer 20 mm starken Scheibe 1 ausgeführt. Das linke Bild in Abbildung 27 zeigt das vernetzte und deformierte Modell entsprechend der Beanspruchung. Die Mises-Spannungen zeigen mit 48 MPa eine sehr geringe Materialausnutzung. Die Verdrehung am Außenmantel ist in der Größenordnung 0,1 mm. Die Last wird nahezu ausschließlich über die vordere, 20 mm starke Scheibe 1 abgeleitet.

Das zweite Modell wurde daher mit gleichen Scheibendicken von 10 mm betrachtet. Wie im rechten Bild der Abbildung 27 ersichtlich ist hier ist die Ausnutzung mit

120 MPa deutlich höher, aber immer noch weit unter der Streckgrenze von Stahl. Die Verdrehung am Außenmantel liegt bei ca. 0,2 mm. Die hintere Scheibe 2 wird nun auch mehr beansprucht, sodass sich eine insgesamt gleichmäßigere Beanspruchung und Verformung ergibt.



**Abbildung 27: Vergleichsspannung nach von Mises für eine 20 mm Scheibe (links) und eine 10 mm Scheibe (rechts)**

### 6.6.4 Korrosionsschutz

Der Generatorbetrieb in einem vom Flusswasser (mit einer Temperatur von 0-20°C) umströmten Bulb ergibt folgende Anforderungen an den Korrosionsschutz:

1. Obwohl eine Kondensatbildung durch Überdruckbeaufschlagung mit getrockneter Umgebungsluft verhindert werden soll wodurch auch das Eindringen von Leckwasser unterbunden werden soll, wird ein betauungsbeständiges Schutzsystem der Generatorkomponenten gewünscht.
2. Im Havariefall ist ein Überfluten des Bulbs nicht auszuschließen. Alle Komponenten des Generators sollen eine Überflutung mit anschließender Trocknung zur Inbetriebnahme ohne Demontage schadlos überstehen.
3. Die Demontier- und Zerlegbarkeit der Rotorkomponenten soll auch nach jahrzehntelangem Betrieb mit Überflutung(en) gewährleistet sein.

Für die einzelnen Komponenten wurden spezifische Schutzkonzepte erarbeitet:

- Blechpakete von Stator und Rotor:

Die Korrosionsbeständigkeit der legierten Elektrobleche, von denen, aufgrund der spezifischen Verluste, nur M250-xxA und M330-xxA in Frage kommen, ist mit der von niedrig legiertem Baustahl vergleichbar. Die Schichtung der Bleche zum Blechpaket führt zur Bildung von Kapillaren, die eine Rücktrocknung gefluteter Pakete erheblich erschwert und zu einem korrosionsbedingten Aufblühen des Blechpaketes führen kann. Ein Auffüllen der Kapillaren kann auch durch eine Vakuum-Druck-Imprägnierung (abgekürzt: VPI) nicht gewährleistet werden.

Zur Eliminierung interlamellarer Kapillaren wurde deshalb die Anwendung von Backlackisoliertem Elektroblech beschlossen. Die mindestens einseitige Beschichtung der Bleche mit Stabolit 70 ergibt eine Korrosionsbeständigkeit nach DIN53210 von Ri 1.

Die Bohrung des Statorgehäuses wurde vor dem Einschichten des Statorpaketes ebenfalls mit Stabolit 70 beschichtet, um auch an dieser Stelle die Ausbildung von Kapillaren zu verhindern und die mechanisch bearbeitete Oberfläche zu versiegeln. Die Versiegelung der Schnittkanten erfolgte im Zuge der Imprägnierung und wurde durch einen Lackauftrag aufgewertet.

- Wicklung

Die Wicklung besteht aus Kupferlackdraht und organischen Isolierstoffen, die keine Korrosionsanfälligkeit aufweisen. Durch eine hochwertige Vakuum-Druck-Imprägnierung wird die Bildung von Kapillaren, in denen Feuchte zur Magnetkörperoberfläche gelangen könnte, unterbunden. Die Nutisolation wurde am Nutende besonders weit herausgeführt, um die Bildung von Kriechstrecken durch die Ablagerung von Korrosionsprodukten anderer Baugruppen oder von Ablagerungen durch eine Überflutung des Bulbs, zu unterbinden.

- Magnete

Selten-Erd-Elemente (SE) werden aufgrund ihres stark negativen elektrochemischen Standardpotenzials ( $E_0 = -2,2$  bis  $-2,5$  V) zu den unedlen und damit sehr reaktionsfreudigen Elementen gerechnet. Ihre chemische Reaktivität ähnelt der von Erdalkalimetallen wie z.B. Magnesium. So reagieren die SE-Metalle beispielsweise unter Normalbedingungen bereits langsam bzw. in der Wärme rasch mit Wasser oder Luftfeuchtigkeit unter Freisetzung von Wasserstoff und Selten-Erd-Hydroxid. Der dabei entstehende Wasserstoff reagiert dann mit freiem SE-Metall weiter unter Bildung von SE-Metallhydriden.

Die einzelnen Magnetkörner werden von der neodymreichen Phase zusammengehalten und fixiert. Diese Phase macht bis zu 5 % des Gesamtvolumens des Werkstoffes aus und verhält sich bei ungeschützten Magneten chemisch ähnlich wie reines Neodym. Als Folge davon setzt bei erhöhter Luftfeuchte und Temperatur ein intergranularer Zerfall ein, der zu Volumenabträgen durch Korrosionsprodukte (z.B. Neodym-Hydroxid) sowie Magnetstaub (lose Nd-Fe-B-Körner) führt. Durch gezieltes Zulegieren geeigneter Metalle (u.a. Kobalt) zur neodymreichen Phase wurde deren Korrosionsverhalten nachhaltig verbessert und die intergranulare Korrosion im feuchtwarmen Klima systematisch unterbunden.

VACODYM-Legierungen der 6er-Reihe ähneln in ihrem Korrosionsverhalten reinen Eisenwerkstoffen (Stahl). Im Fall von kondensierter Feuchte beginnen die VACODYM-Werkstoffe der 6er- und 7er-Reihe wie Eisenteile allmählich zu rosten (Rotrost). Beim Einsatz in Wasser wird deshalb auch hier eine Beschichtung empfohlen]. Die Beschichtung der Magnete wurde mittels einer Aluminium-Sprühlackierung realisiert, die ein hervorragendes Verhältnis von Korrosionsschutz zum Kostenaufwand gewährleistet.

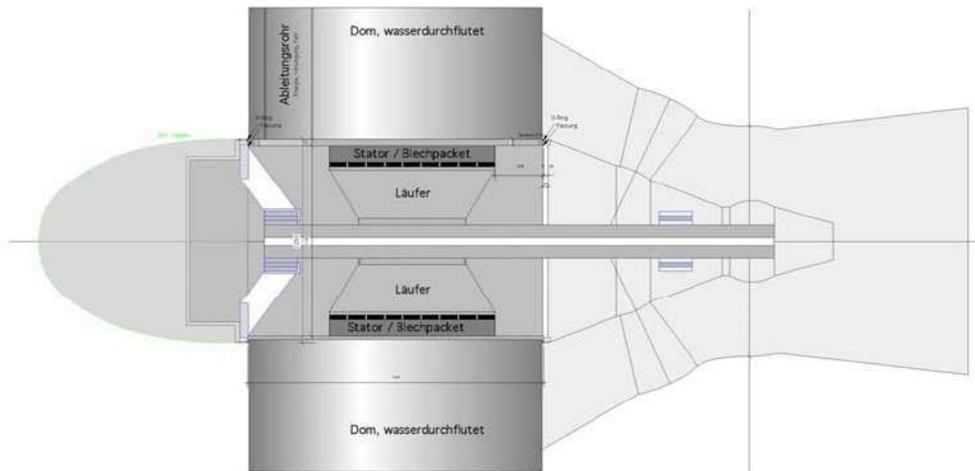
- Rotorgrundkörper

Der Rotorgrundkörper wurde als Schweißbaugruppe ausgeführt und vor der mechanischen Bearbeitung schon mit einer Grundierung versiegelt. Nach Aufbringen der Magnete und der Bandage wurde eine Decklackierung aufgebracht. Aus Gründen der Verträglichkeit wurde ein identisches Beschichtungssystem der Turbine gewählt.

- Statorgehäuse

Die Versiegelung des Statorgehäuses erfolgte vom Turbinenhersteller. Hierbei wurde dafür Sorge getragen, dass die Verträglichkeit von Beschichtungssystem und Imprägnierharz der Statorwicklung gewährleistet ist.

Die Grundsatzentwicklung des permanent erregten Synchrongenerators erfolgte durch die beauftragte Fa. Krebs & Aulich GmbH. Es wurde ein PM Synchrongenerator mit 60 kW berechnet und ausgelegt. In Abbildung 28 ist die Anordnung eines Bulbgenerators im Zulauf einer Kaplan turbine dargestellt. Die Ergebnisse der Auslegung zeigten beispielsweise, dass im technisch relevanten Parameterbereich einzig die Rotorverluste zu einer kritischen Erwärmung der Magnete führen können.



**Abbildung 28: Anordnung eines Bulbgenerators im Zulauf einer Kaplanmaschine**

Wesentlicher Vorteil des PM Generators ist, dass dieser durch den Entfall der elektromagnetischen Erregereinrichtung, bezogen auf die Nennleistung ca. 30 % geringere Verluste aufweist. Da die Erregerleistung bei nahezu konstanter Netzspannung unabhängig von der Leistung ist, ergibt sich vor allem im Teillastbetrieb ein deutlicher Wirkungsgradgewinn (siehe Abbildung 1).

## 6.7 Turbine

Die Auslegung und Herstellung der Turbine erfolgte durch den Kooperationspartner HSI Hydro Engineering GmbH. Als Turbine kommt eine doppelt regulierte Kaplanrohrmaschine zum Einsatz, die bei einem Nettogefälle von 1,9 m eine Wassermenge von 4,2 m<sup>3</sup>/s verarbeiten kann. In der normierten Baureihe der Fa. HSI bot sich hierzu der Einsatz einer Baugröße 100 mit 4 Laufradschaufeln, d.h. mit einem Laufraddurchmesser  $D_1 = 1,00$  m, an, die ab ca. 2,0 m<sup>3</sup>/s nahezu noch im Betriebsoptimum arbeitet und überöffnet ca. 4,3 m<sup>3</sup>/s verarbeiten kann.

Entsprechend der Forderung eines getriebelosen Generatorantriebes wurde als ideale Drehzahl 214,28 min<sup>-1</sup> gewählt, was einem 28-poligen Generator bei einer Nennfrequenz von 50 Hz entspricht. Bei einem Nettogefälle von 1,9 m kann von einer max. Turbinenwellenleistung von 65 kW ausgegangen werden.

### 6.7.1 Auslegung der Turbinenwelle

Zum Einsatz kam der Flügelkopf AD4-100 mit einer Masse von 245 kg. Die aufzunehmende Kraft von 2.072 N teilt sich in einen axialen Anteil von 484 N und einen radialen Anteil von 2.015 N auf. Bei der angestrebten Generatorleistung von 60 kW führt dies zu einem Axial Schub von 9.710 N, einem Torsionsmoment von 703 Nm und einem Kurzschlussmoment laut Generatorhersteller von bis zu 10,64 kNm. Abbildung 29 und Abbildung 30 zeigen das Design der Turbine inklusive Generator in einer 3D-CAD-Darstellung. Als Wellenwerkstoff wurde das Material 1.0570 eingesetzt und es wurden die Wellen- und Lagerbelastungen sowohl für den Vollastbetrieb als auch den Kurzschluss berechnet.

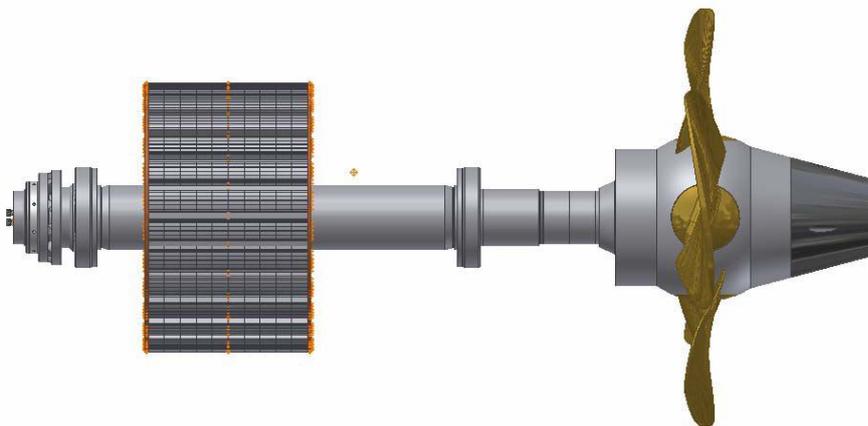
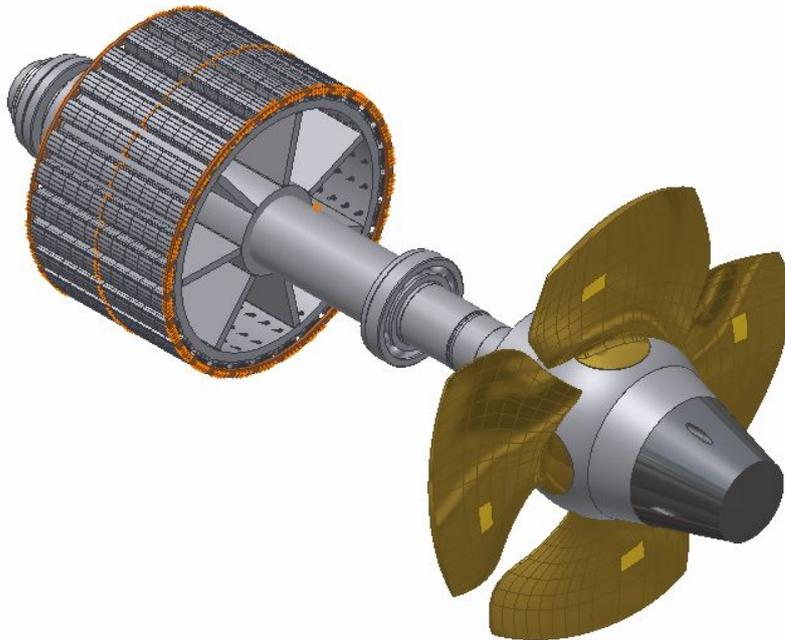


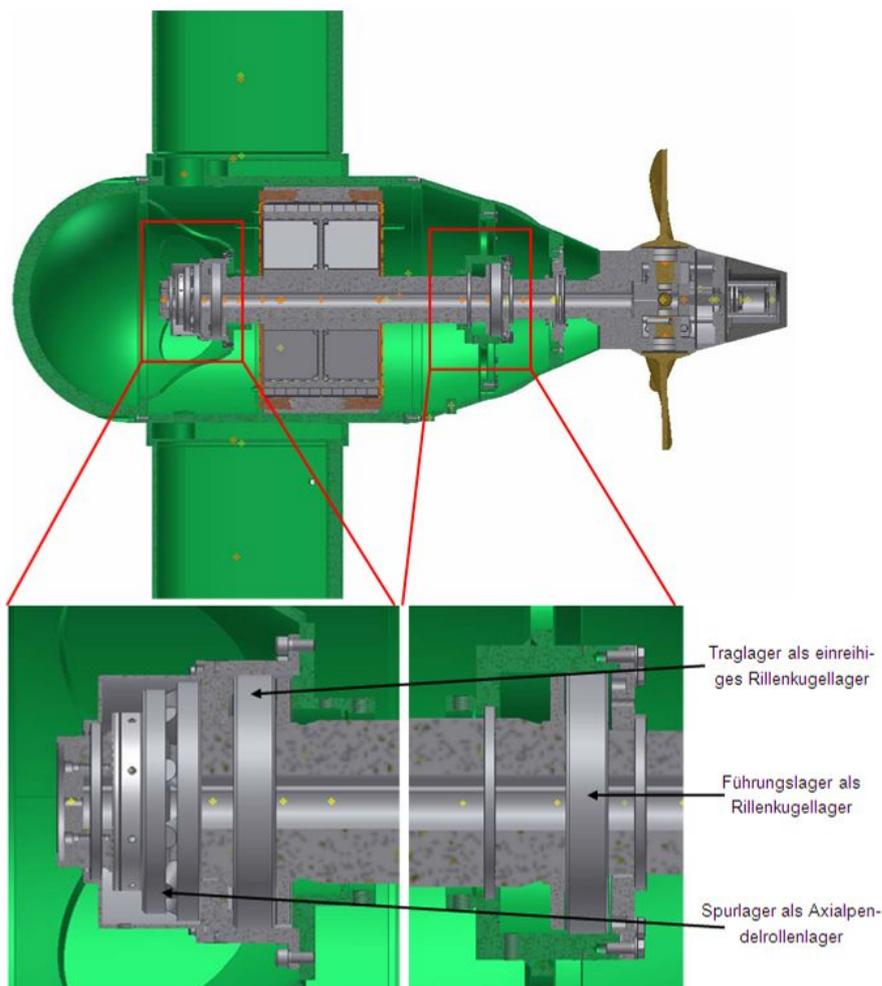
Abbildung 29: 3D-CAD-Darstellung des Systems - Seitenansicht



**Abbildung 30: 3D-CAD-Darstellung des Systems - Isometrieansicht**

### **6.7.2 Auslegung der Lagerung**

Die Lager wurden so dimensioniert, dass sie theoretisch dauerfest sind. Um die Mindestbelastung der Lager herzustellen, mussten diese teilweise befedert werden. Das Trag- und das Spurlager befinden sich in einer Einheit und wurden als kombinierte Festlagerung ausgeführt. Das Traglager wurde als einreihiges Rillenkugellager ausgeführt und nimmt die radialen Kräfte auf. Das Spurlager ist als Axial-Pendelrollenlager ausgeführt und nimmt die axialen Kräfte auf. Es wurde zusätzlich befedert, um bei Leerlauf der Turbine die Mindestbelastung zu erzeugen und damit bei einem Umkehr des Axialschubes, welcher bei Notschluss und/oder beim Spülvorgang auftreten kann, den Kraftschluss sicherzustellen und somit das Rutschen der Rollen zu verhindern. Das Führungslager, das als Loslager ausgeführt wurde und radiale Kräfte aufnimmt, wurde mittels Rillenkugellager realisiert. Abbildung 31 verdeutlicht die Lagerung der Turbinenwelle.



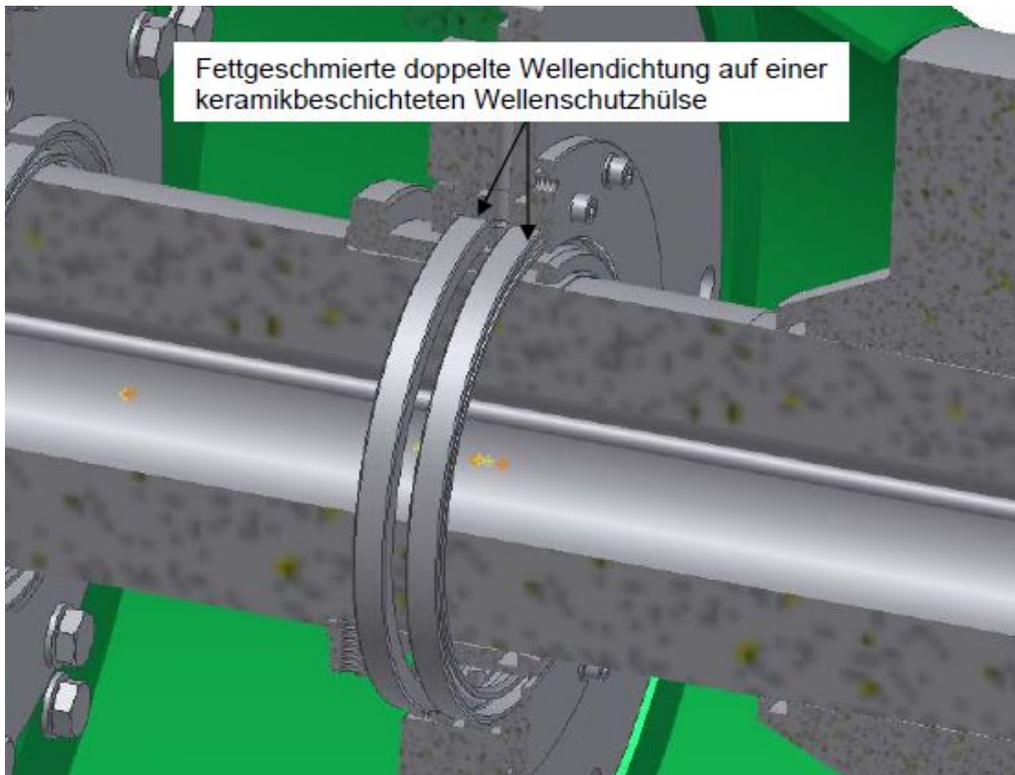
**Abbildung 31: Lagerung der Turbine**

Alle Lager sowie die Wellendichtung werden über eine Fettschmieranlage mittels dazwischen geschalteten Progressivverteilers zyklisch mit Fett versorgt. Die Lager sind beidseitig mittels Radialwellendichtringen, welche auf Wellenschonhülsen laufen, abgedichtet. Das Altfett wird mittels einer Rohrleitung in das untere Domsegment abgeführt und dort gesammelt. Bei Revisionen kann das Fett über einen seitlich angeordneten Deckel entnommen werden.

### 6.7.3 Wellendichtung

Die Welle wurde mittels zweier gewebeverstärkten Radialwellendichtringen zum Betriebswasser hin gegen Über- und Unterdruck abgedichtet (siehe Abbildung 32). Die Wellendichtringe laufen auf einer nichtrostenden, keramikbeschichteten und drallfrei geschliffenen Wellenschutzhülse. Auf der Wasserseite schützt ein O-Ring die

Wellenschutzhülse gegen das Eindringen von Wasser und somit gegen Passungsrost.



**Abbildung 32: doppelte Wellendichtung auf keramikbeschichteter Wellenschutzhülse**

Um ein Eindringen von Betriebswasser zu verhindern wird der Bulb mit getrockneter Luft, um Tauwasserbildung zu verhindern, unter Druck gesetzt. Außerdem soll durch den Überdruck verhindert werden, dass bei einem Versagen der Wellendichtung Wasser eintreten kann. Der Bulbinnendruck wird so eingestellt, dass dieser im Bereich der Wellendichtung, als einziges zu erwartendes Verschleißteil, um ca. 100 - 300 mbar höher als Betriebswasserdruck liegt. Mittels eines Piezo-Druckaufnehmers, der in einer Bohrung im Träger der Wellendichtung platziert ist und Kontakt zum Betriebswasser hat; wird der sich einstellende Differenzdruck überwacht. Zusätzlich wird über einen weiteren Differenzdruckfühler der Überdruck im Bulbgehäuse gegenüber dem Atmosphärendruck überwacht. Der Innenüberdruck wird über Magnetventile geregelt. Zur Vermeidung eines unzulässigen hohen Überdruckes im Bulbgehäuse, z.B. bei Kurzschlüssen im Generator, erfolgt über ein mechanisches Sicherheitsdruckbegrenzungsventil eine Druckentlastung.

#### 6.7.4 Generatorbulb

Der Generatorbulb zur Aufnahme des Stators wurde als Stahlschweißkonstruktion mit einer Materialstärke von 40 mm ausgeführt. Für später Kleinserien bietet sich dann Guss an. Der Stator wurde in den Bulb eingepresst, um einen optimalen Wärmeübergang zu gewährleisten und das den Bulb umströmende Wasser sorgt für die Wärmeabfuhr.

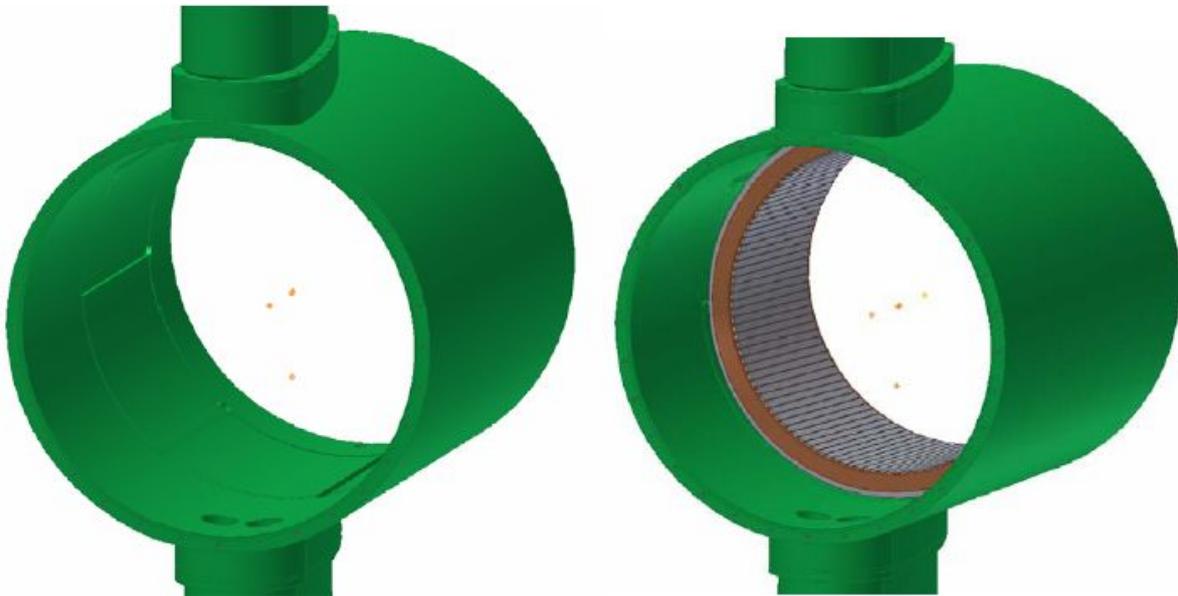


Abbildung 33: Generatorbulb mit und ohne Stator

#### 6.7.5 Dom

Der obere und untere Dom dient in erster Linie Fixierung des Generatorbulbgehäuses und zur Drehmomentaufnahme. Der Dom wurde aus Stahl hergestellt und mittels Flansch an den Bulbluft- und wasserdicht verschraubt. Die Abdichtung erfolgt durch einen Rundschnurring. Der untere Dom ist in vertikal in zwei Kammern geteilt in der einen Kammer sammelt sich das Altfett und in der anderen Kammer das Kondens- und/oder Leckagewasser.

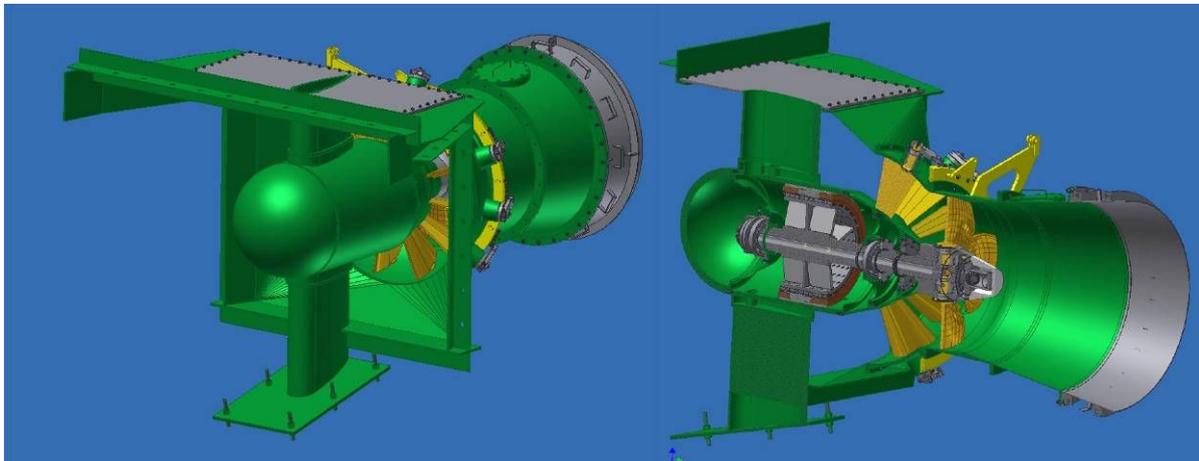
Die Kammer, in der sich das Wasser sammelt, ist füllstandsüberwacht. Ab einem bestimmten Füllstand wird das Wasser über ein pneumatisch betätigtes Ventil und zusätzlicher Druckerhöhung im Bulbgehäuse in einen im Kraftwerk befindlichen Pumpensumpf entleert.

Die Kammer, in der sich das Altfett sammelt, wurde mit einer seitlichen Fettentnahme versehen. Somit reicht es aus das Fett bei Begehungen und oder Revisionen zu

entleeren. Die Fettmenge ist gleich dem Volumen an Fett, dass in die Fettpumpe nachgefüllt wurde. Das Volumen der Kammer ist so groß, dass theoretisch nur alle ca. 10 Jahre eine Leerung erfolgen muss.

Durch den oberen Dom werden zusätzlich alle Energiekabel, sowie die Mess- und Steuerleitungen, die Fett- und Hydraulikleitungen zur Laufradverstellung geführt. Der Dom ist oben mit einer Aluminiumplatte verschlossen und die Leitungen werden mittels Verschraubungen luft- und wasserdicht abgeführt.

Der Gesamtaufbau der Turbine ist schematisch in Abbildung 34 aus zwei Perspektiven dargestellt.



**Abbildung 34: Gesamtaufbau der Turbine**

Das System einer Wasserkraftanlage ohne Krafthaus im herkömmlichen Sinne mit doppelt regulierter Kaplanrohrturbinen und mit einem direkt gekoppelten, vom Triebwerkswasser gekühlten, Permanentmagnet erregten Synchrongenerator wurde erstmals für eine kleinere Wasserkraftanlagen anhand einer Demonstrationsanlage in Göppingen / Faurndau an der Fils realisiert und erprobt werden.

## 6.8 Kraftwerksgehäuse

Insbesondere an die Kraftwerksgehäuse werden sehr hohe Anforderungen gestellt, weshalb deren detaillierte Auslegungen mit FEM-Berechnungen unterstützt wurden (siehe Abbildung 35). Detailberechnungen zeigten, dass selbst bei einem Anlagen-gewicht von ca. 25 t die hydrostatischen Kräfte so hoch sind, dass die beiden seitlichen Hebesysteme nunmehr das Kraftwerksgehäuse je nach Gefälle mit bis zu 10t nach unten drücken müssen, damit dieses in der überwiegend abgesenkten Position gehalten werden kann.

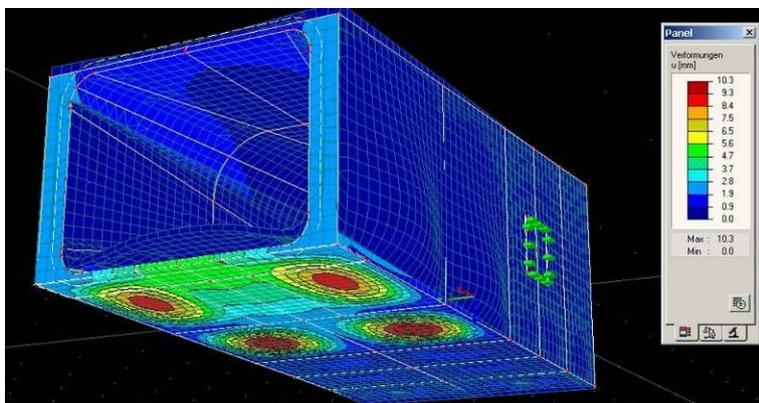


Abbildung 35: FEM-Berechnung des Turbinengehäuses

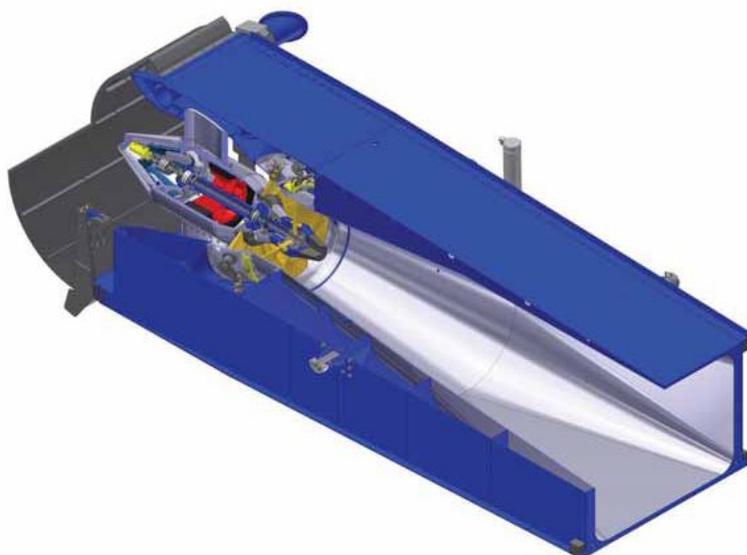
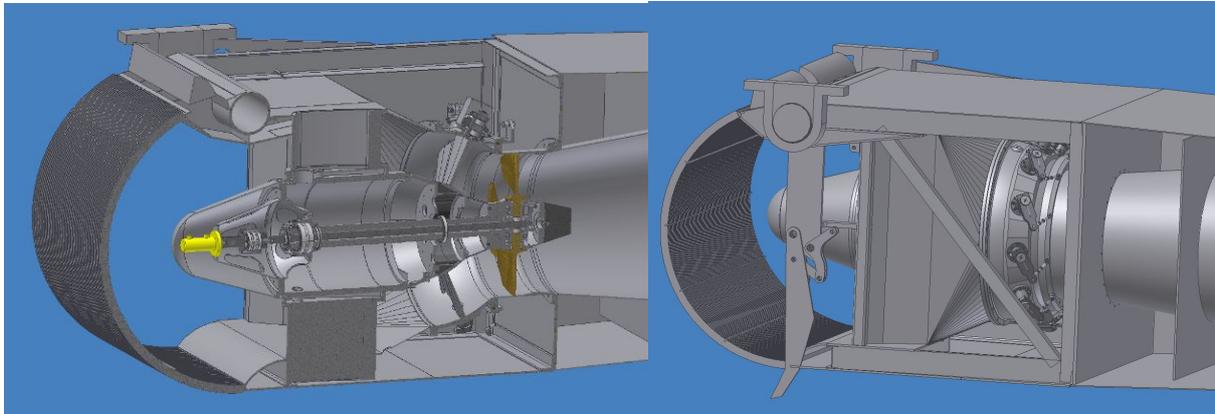


Abbildung 36: 3D-CAD-Darstellung der gesamten Kraftwerkseinheit aus Gehäuse, Turbine mit Generator und Fischrechen

Dieses Verhalten ist äußerst interessant, da im Hochwasserfall bzw. bei Ausfall der Anlage, sich das Kraftwerksgehäuse wie ein selbsttätiger Wehrverschluss verhält. Aus diesem Grund konnte ein Schwimmer betätigtes Ventil vorgesehen werden, wodurch selbst bei totalem Spannungsausfall das Kraftwerksgehäuse zur Oberwasserstandsregelung herangezogen werden kann. Hiermit wird die „n-1 Bedingung“, die für Stauklappen etc. zum Hochwasserschutz vorgegeben wird, erfüllt.

Zudem wurde eine spezielle neue Mechanik für den Rechenreiniger entwickelt und konstruiert (siehe Abbildung 37).



**Abbildung 37: 3D-CAD-Darstellung des neuen Rechenreinigersystems inkl. Blick im Schnitt auf Generator und Turbine (links) und mit Blick auf Reinigungshebel (rechts)**

## 6.9 Elektrotechnik

Um die Funktion einer Wasserkraftanlage zu gewährleisten, sind verschiedene Parameter zu messen und zu überwachen.

- **Oberwasserstand:** Wasserkraftanlagen werden im Allgemeinen so betrieben, dass ein bestimmter Oberwasserpegel möglichst konstant oder innerhalb vorgegebener Grenzen gehalten wird. Dazu muss dieser Pegel so gemessen werden, dass er möglichst wenig von Stellgrößenänderungen und den damit verbundenen Änderungen z.B. der Strömungsgeschwindigkeit verfälscht wird. Wird dieser Pegel an einer Stelle gemessen, an der man von einer gleichmäßigen und vernachlässigbar kleinen Strömungsgeschwindigkeit ausgehen kann, dann entspricht dieser Wasserstand der Energiehöhe im Gewässer.
- **Wasserstand am Saugrohrende:** Sobald Luft in das Saugrohr gelangt, nimmt seine Leistungsfähigkeit stark ab, und die Leistung der Turbine bricht ein. Daher ist es sinnvoll, den Wasserstand am Saugrohrende zu messen, so dass die maximale Öffnung des Hubsystems abhängig davon begrenzt werden kann, und das Saugrohrende immer unter Wasser bleibt.
- **Öffnungsgrad der Stalleinrichtungen:** Ohne Kenntnis der aktuellen Position der Stalleinrichtungen können die Regler unter Umständen nur eingeschränkt arbeiten und eine Funktionsüberwachung ist nicht möglich. Wichtig ist vor allem die Stellung des Leit- und Laufrades und des Hubsystems. Zur Steuerung des Rechenreinigers sollte auch die Stellung der Spülklappen bekannt sein.

- Erzeugte Energie: Damit man die Generatorleistung mit der Leistung, die beim aktuellen Wasserstand zu erwarten ist, vergleichen kann, muss die erzeugte Leistung natürlich gemessen werden. Gleichzeitig ist die Energie, die in das Netz eingespeist wird, zu messen, da ansonsten eine Abrechnung der Erträge mit dem Energieversorger nicht möglich ist.

Die folgenden Parameter sollten für den Betrieb der Anlage bekannt sein und können nicht direkt gemessen, sondern nur berechnet werden:

- Fallhöhe: Die Fallhöhe ist die Differenz aus Ober- und Unterwasserstand, d.h. auch der Unterwasserstand muss gemessen werden. Wenn der Oberwasserstand geregelt wird, dann ist er damit auch bei Hochwasser so lange konstant, bis die Regelorgane zur Hochwasserentlastung vollständig geöffnet sind. Bei steigendem Abfluss wird jedoch der Unterwasserstand ansteigen, und damit die verfügbare Fallhöhe abnehmen. Unterhalb einer bestimmten Fallhöhe kann keine Energie mehr erzeugt werden, und die Anlage muss vom Netz getrennt werden. Erst wenn der Unterwasserstand unter einen bestimmten Wert gefallen ist, wird die Anlage wieder angefahren.

Auch für die Turbinenregelung muss die Fallhöhe bekannt sein. Die Stellung des Laufrades wird der des Leitrades entsprechend der Laufradkurve nachgeführt. Um möglichst nah am optimalen Betriebspunkt zu arbeiten, wird die Laufradkurve abhängig von der Nettofallhöhe korrigiert.

Darüber hinaus ist die aktuelle Fallhöhe ein wichtiger Parameter, wenn die Funktionsfähigkeit der Anlage überprüft werden soll. Nach Gleichung (4) ist die hydraulische Leistung, die der Turbine zur Verfügung steht, abhängig von der Fallhöhe und vom Durchfluss. Der Durchfluss durch die Turbine ist, neben weiteren Einflussfaktoren, ebenfalls abhängig von der Fallhöhe. Daher kann man mit einiger Erfahrung abschätzen, welche elektrische Leistung zu erwarten ist, wenn man die Fallhöhe und die Kenndaten der Turbine kennt.

- Rechenverlust: Durch Treibgut setzt sich der Rechen, der normalerweise vor jeder Wasserkraftanlage montiert ist, zu, und die Verluste am Rechen steigen an. Um die Verluste gering zu halten, wird der Rechen bei Bedarf automatisch gereinigt. Die Geschwindigkeit, mit der die Verschmutzung zunimmt, variiert jedoch stark. Es ist daher sinnvoll, die Verschmutzung beziehungsweise den Rechenverlust zu messen, da mit einer Zeitsteuerung zum Start des Rechenreinigers keine optimale Anpassung an die aktuelle Verschmutzung des Rechens

gewährleistet wäre. Der Rechenverlust ist die Differenz der Energiehöhen vor und nach dem Rechen.

Um Aussagen über die Leistungsfähigkeit der Wasserkraftanlage und die Wirkung der Über- und Unterströmung treffen zu können, müssen einige weitere Parameter bestimmt werden, die zum Teil aufgrund der Strömungsvorgänge jedoch nur schwer eindeutig zu messen sind.

- **Verfügbare Rohenergie:** Nach Gleichung (4) müssen die Fallhöhe und der Durchfluss durch die Turbine bekannt sein, um die verfügbare Rohenergie zu bestimmen. Somit muss neben dem Ober- und Unterwasserpegel der Durchfluss durch die Turbine gemessen werden.
- **Nettofallhöhe:** Um den Wirkungsgrad von Turbine und Generator zu bestimmen, benötigt man die verfügbare Energie abzüglich der hydraulischen Verluste im Ein- und Auslauf. Dazu wurde in Kapitel 3.1 die Nettofallhöhe eingeführt. Um sie zu bestimmen, müssen der Druck und die Strömungsgeschwindigkeit am Turbinein- und -auslauf bekannt sein.
- **Strömungsverhältnisse:** Damit die Theorie der Ejektorwirkung und die Annahmen zur Über- und Unterströmung, insbesondere die Abflussbeiwerte, bestätigt werden können, müssen die Strömungsverhältnisse im Kraftwerkstrog bekannt sein. D.h. es sollten zusätzlich der Durchfluss über und unter dem Kraftwerk sowie der Wasserstand am Saugrohrende gemessen werden. Aus dem Durchfluss kann dann die mittlere Strömungsgeschwindigkeit bestimmt werden, die für die Berechnung der Ejektorwirkung notwendig ist.

In Tabelle 2 sind die notwendigen Messwerte und Betriebsparameter zusammengefasst.

**Tabelle 2: Notwendige Messwerte und Betriebsparameter.**

Messwert	Betrieb	Optimierung
Oberwasserstand	X	X
Unterwasserstand	X	X
Wasserstand am Saugrohrende	X	X
Rechenverlust	X	X
Erzeugte Leistung	X	X
An das Netz abgegebene Leistung	X	
Durchfluss durch die Turbine		X
Bruttofallhöhe	X	X

Nettofallhöhe	X	X
Durchfluss über dem Kraftwerk		X
Durchfluss unter dem Kraftwerk		X
Stellung der Spülklappen	X	X
Stellung des Hubsystems	X	X
Leitradstellung	X	X
Lauftradstellung	X	X

Für die Versuchsanlage wurde die Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik entsprechend des durch die Fa. Hydro-Energie Roth erstellten Pflichtenhefts durch die Fa. F.EE GmbH entwickelt und gefertigt. Im Generatorbulb und an der Turbine angeordnete Klemmen und Überwachungsfühler sind (siehe Abbildung 38 und Abbildung 39):

1. 2 Hauptklemmbretter jeweils für U - V - W und X - Y - Z mit Sternbrücke
2. Klemmbrett für sämtliche Sensoren
3. Absolutdrucksensor (24 VDC/ 4-20 mA) zur Messung des Staudruckes in der abnehmbaren Bulb Kappe
4. Temperaturfühler (PT 100) zur Messung der Treibwassertemperatur an der abnehmbaren Bulb-Kappe
5. Lauftrad Stellwegmessung (24 VDC, 4-20 mA) mittels Lasersensor

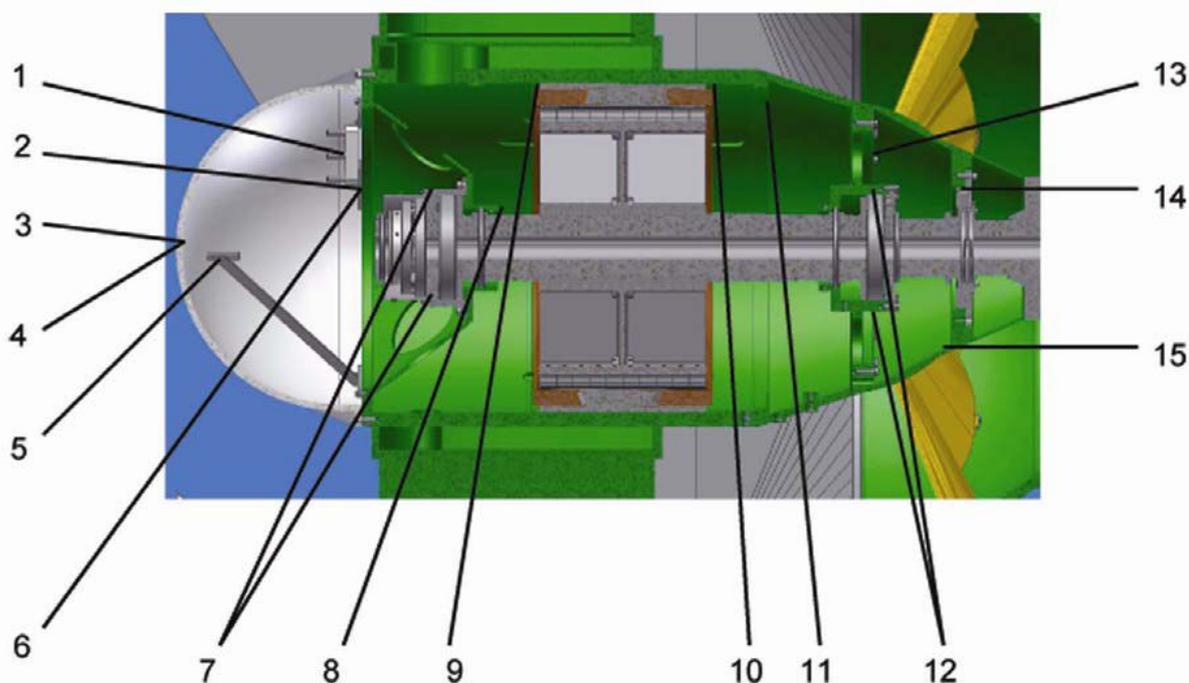
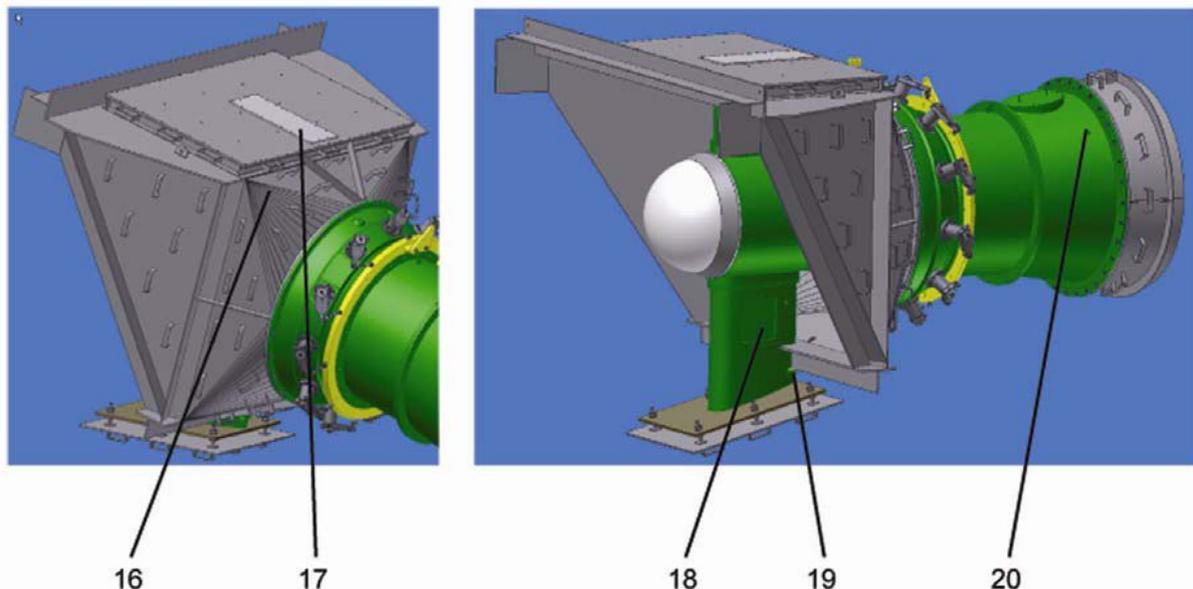


Abbildung 38: Übersicht der Klemmen- und Sensorenanordnung



**Abbildung 39: Anordnung der Druckfühler an der Turbine und dem unterem Dom**

6. kombinierter Sensor zur Feuchtigkeits- und Innenraumtemperaturmessung (24 VDC, 4-20 mA bzw. PT 100)
7. Schwingungs- und 2 Temperatursensoren (24 VDC, 0-10 VDC bzw. PT100) Lager N –Seite (1 PT 100 Temperatursensor als Reserve)
8. Drehzahlmessung über Näherungsschalter an Zahnscheibe 28 Impulse/ Umdrehung
9. 2 x 3 x PT100 zur Überwachung der Wicklungstemperatur N –Seite (3 hiervon als Reserve)
10. 2 x 3 x PT100 zur Überwachung der Wicklungstemperatur A –Seite (3 hiervon als Reserve)
11. Infrarot Temperatursensor zur Überwachung der Magnettemperatur (24 VDC, 4-20 mA) N – Seite (Optional)
12. Schwingungs- und 2 Temperatursensoren (24 VDC, 0-10 VDC bzw. PT100) Lager A–Seite
13. kombinierter Sensor zur Feuchtigkeits- und Innenraumtemperaturmessung (24 VDC, 4-20 mA bzw. PT 100)
14. 2 Differenzdrucksensoren Innendruck - Wasserdruck zur Überwachung der Wellendichtung (1 Differenzdrucksensor als Reserve)
15. Absolutdruck des Treibwassers am Übergangskonus
16. Absolutdruck des Treibwassers an der Übergangsschalung über Ringleitung
17. Absolut Innendruck des Bulbgehäuses

18. Niveauüberwachung Leck-/Kondenswasser über Schwimmerschalter mit Magnetspringkontakte angeordnet im unteren Domfuß
19. Pneumatisch gesteuertes Entleerventil kombiniert mit Rückschlagventil zur Wasserentleerung des Domfußes
20. Absolut Unterdrucksensor zur Messung des Unterdruckes am Saugrohrkonus (24 VDC, 4-20 mA)

Extern in der Schaltwarte ist zusätzlich eine Fettflussüberwachung über Progressivverteiler zur Lagerschmierung angebracht und zur Messung des Leitradstellweges ist ein induktiver Überwachungsfühler zur Turbine (24 VDC/ 4-20 mA) montiert. In Tabelle 3 sind die Sensoren der Turbine nochmals aufgelistet.

In der Schaltwarte wurden zudem Hilfsaggregate zur automatischen Schmierung der Lager und der Wellendichtung sowie zur Inndruckregelung und Entwässerung aufgestellt. Der Fettschmierapparat ist mit einem Klarsichtbehälter, Fettfüllstandsüberwachung und einem Progressivverteiler mit Fettflussüberwachung ausgestattet.

Zur Turbinenregulierung wurde die elektro-hydraulische Verstelleinrichtung ebenfalls in der Schaltwarte untergebracht. Zur Luftdruckversorgung wird ein Kompressor (ca. 2,2 kW Motorleistung) mit Druckkessel, (ca. 50 dm<sup>3</sup>) eingesetzt. Zur Kondenswasserabscheidung wird der Druckkessel gekühlt und ein Magnetventil (24 VDC) wurde zur Entwässerung am tiefsten Punkt des Kessels angeordnet. Der Kesseldruck wird mittels eines zusätzlichen Drucksensors (0-10 bar = 4-20 mA) ständig überwacht.

**Tabelle 3: Sensoren der Turbine**

Sensor \ Detail	Anzahl	Position	Auftrag
PT 100	2	Führungslagergehäuse	Überwachung der Lagertemperatur
Schwingungssensor (Hauber Typ 640)	2	Führungslagergehäuse	Überwachung der Schwingung des Führungslagers
Hygrothermogeber (JUMO 907021/20)	1	Am Führungslagerträger	Messung der Luftfeuchte und Umgebungstemperatur auf der Führungslagerseite
PT 100	2	Traglagergehäuse	Überwachung der Lagertemperatur
Schwingungssensor (Hauber Typ 640)	2	Traglagergehäuse	Überwachung der Schwingung des Traglagers
Hygrothermogeber (JUMO 907021/20)	1	Am Traglagerträger	Messung der Luftfeuchte und Umgebungstemperatur auf der Traglagerseite
Überflutungssensor	2	Im unteren DOM	Messung des Wasserstandes
Druckmessumformer (JUMO Typ 401050)	2	Eingeschraubt in Wellendichtungsträger	Messung des Differenzdruckes zwischen Gehäuseinnendruck und Betriebswasserdruck an der Dichtung
Druckmessumformer (KUMO Typ 404366)	1	Eingeschraubt in Saugrohrbaustück	Messung des Absoluten Wasserdruckes nach dem Laufrad
Druckmessumformer (JUMO Typ 404366)	1	Eingeschraubt in BULB - Kappe	Messung des Absoluten Wasserdruckes
Optischer Laser-Distanzsensor (Leuze electronic)	1	Hinter der Drehdurchführung (am Wellenende)	Messung der Laufradverstellung
Drehzahlsensor (induktive)	1	Am Spannsatz des Generatorrotors	Drehzahlmessung
Wegmesssystem (kapazitiv berührungslos)	1	Im Hydraulikzylinder der Leitradverstellung	Messung der Leitradöffnung

Auf der Druckabgangsseite ist ein Feinfilter, sowie die über beiden Magnetventile (24 VDC) gesteuerte Abgänge zum Generatorbulb und zur Steuerung des pneumatischen Ventils zur Gehäuseentwässerung angeordnet. Nach dem Ventil zur Generatorbulbbefüllung sind ein Druckminderer und ein weiterer Filter sowie ein Luftentfeuchter angeordnet. Der Gehäuseinnendruck des Bulbes wird mittels eines Drucksensors (0-1 bar = 4-20 mA) am Luftdruckabgang zum Generatorbulb überwacht.

Die bewegliche Wasserkraftanlage wird von einer zentralen SPS gesteuert, für die Bedienung steht ein zusätzlicher PC mit einer Visualisierung zur Verfügung. Neben dem Zugriff auf nahezu alle Systemparameter stellt sie eine Datenbank mit Trendkurven ausgewählter SPS Variablen zur Verfügung, anhand derer z.B. die Regler eingestellt und optimiert werden können.

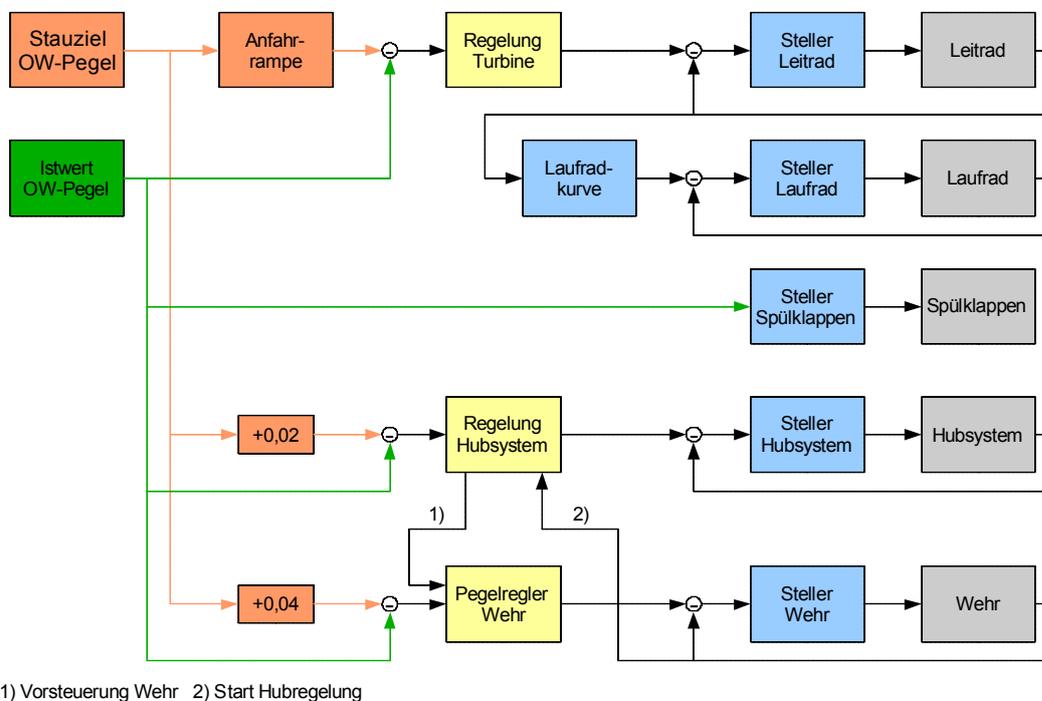
Das Gesamtsystem besteht aus mehreren Stelleinrichtungen:

- Leit- und Laufrad
- Hubsystem
- Spülklappen
- Je nach Anlage eine oder mehrere Wehrklappen

Die entscheidende Regelgröße ist der Oberwasserpegel, weitere Regelgrößen sind minimale oder maximale elektrische Leistung, die Überdeckung am Saugrohrende oder die Öffnung des Hubsystems für den Fischabstieg. Darüber hinaus wird die Turbine über einen weiteren Regler in Abhängigkeit von der Rechenverschmutzung gedrosselt, da ansonsten der Strömungsdruck auf dem Schmutz (z.B. Laub, Äste, etc.) u. U. zu groß ist, und der Rechenreiniger die Verschmutzung dann nicht mehr beseitigen kann. Dieser Regler begrenzt die Turbine aber nur dann, wenn sehr viel Schmutz anfällt, z.B. nach starken Niederschlägen, die eine schnelle Abflusserhöhung des Gewässers bewirken.

Abgesehen von den Spülklappen, die nur vollständig aufgestellt oder abgesenkt werden, kommen jeweils konventionelle PID-Regler zum Einsatz. Jedes Regelorgan wird von einem oder mehreren Reglern gesteuert, die jedoch unabhängig voneinander arbeiten. Einzige Ausnahme ist das Hubsystem: sein Pegelregler wird abhängig von der Stellung der Wehrklappe gestartet (sie ist ein Maß für die verfügbare Wassermenge), und bei Beginn oder Ende der Pegelregelung ist eine Vorsteuerung der Wehrklappe wirksam. Diese Funktion wurde eingebaut, da für das Hubsystem aus ökologischen Gründen eine Mindestöffnung vorgeschrieben ist, und beim Auf- und Zufahren ansonsten größere Schwankungen des Oberwasserpegels auftreten könnten.

Sofern mehrere Regler für eine Stelleinrichtung vorhanden sind (Hubsystem und Turbine), wird in einer festgelegten Hierarchie der jeweils größere oder kleinere Wert (abhängig von der jeweiligen Regelgröße) übernommen. In Abbildung 40 ist die Struktur der Regelung im Normalbetrieb dargestellt. Dazu gibt es noch übergeordnete Module zum An- und Abfahren der Turbine, und für die Steuerung von Spül- und Rechenreinigerzyklen, die an verschiedenen Stellen in die dargestellte Struktur eingreifen.



**Abbildung 40: Struktur der Pegelregelung. Die Regelung für die Turbine und das Hubsystem setzen sich aus mehreren untergeordneten Reglern zusammen, von denen jeweils der größere oder kleinere Stellwert weitergegeben wird.**

Damit das System trotz der parallel arbeitenden Regelkreise stabil ist, gibt man den einzelnen Kreisen unterschiedliche Sollwerte vor. Demnach wird der Pegel zunächst mit der Turbine geregelt. Steht mehr Wasser zur Verfügung, steigt der Wasserspiegel solange an, bis der Pegelregler des Wehres einsetzt. Da das Hubsystem aus ökologischen Gründen auf eine Mindestöffnung angehoben werden muss, bleibt es solange geschlossen, bis genügend Wasser über das Wehr abfließt, um es bis zur Mindestöffnung anzuheben. Dieser Zeitpunkt wird anhand der Absenkung des Wehres erkannt. Ist das Wehr weit genug abgesenkt (Start Hubregelung), fährt das Hubsystem auf die Mindestöffnung auf, und das Wehr wird gleichzeitig etwas angehoben (Vorsteuerung Wehr).

Da der Sollpegel des Hubsystems niedriger liegt, als der des Wehres, fährt das Hubsystem weiter auf und regelt den Pegel auf seinen Sollwert, während das Wehr gleichzeitig weiter zufährt. Erst wenn das Hubsystem die maximale Regelöffnung erreicht hat steigt der Wasserspiegel, und das Wehr übernimmt wieder die Pegelregelung. Als maximale Regelöffnung des Hubsystems ist einerseits ein fester

Grenzwert vorgesehen, andererseits wird sie dynamisch in Abhängigkeit vom Unterwasserstand berechnet, damit immer sichergestellt ist, dass das Saugrohr unter Wasser bleibt.

Bei abnehmendem Abfluss wird das Hubsystem in einem Zug geschlossen, sobald der Oberwasserpegel unter einen Grenzwert fällt. Das Wehr übernimmt dann wieder die Pegelregelung. Erst wenn das Wehr vollständig geschlossen ist und der Abfluss weiter abnimmt, übernimmt wieder die Turbine die Pegelregelung solange, bis die Anlage aufgrund einer zu geringen Wassermenge vom Netz gehen muss.

Unabhängig davon werden die Spülklappen beim Überschreiten eines fest eingestellten Pegels abgesenkt, bzw. beim Unterschreiten eines Mindestpegels wieder aufgestellt.

Die Erfahrung hat gezeigt, dass dieses System stabil arbeitet, wenn die Parameter entsprechend eingestellt sind. Sie können mit Hilfe von konventionellen Einstellverfahren und Erfahrungswerten problemlos unabhängig für jedes Regelorgan eingestellt werden.

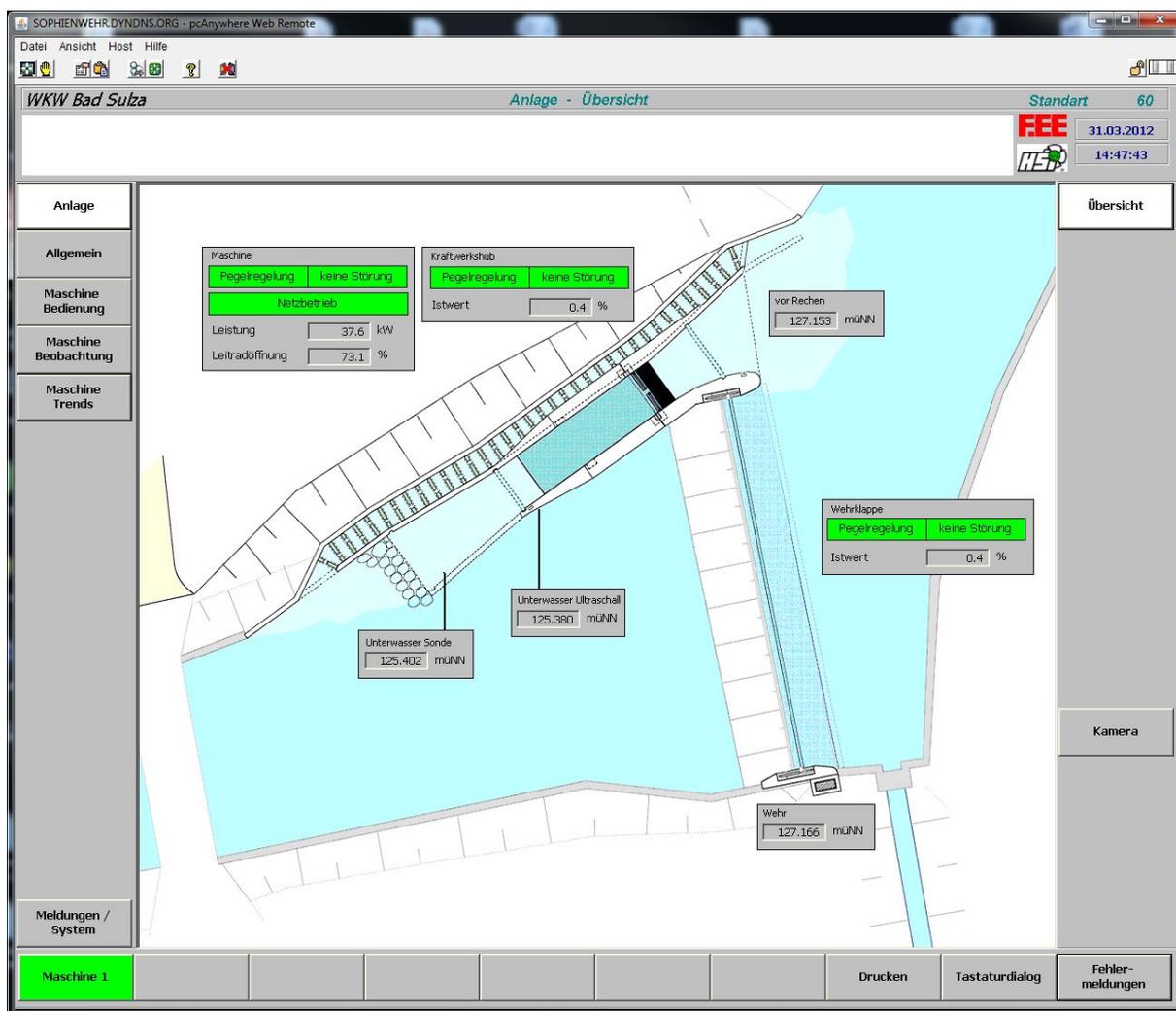
Das Laufrad der Turbine wird der Stellung des Leitrades nachgeführt, der Zusammenhang zwischen Leit- und Laufradstellung ist in der Laufradkurve festgelegt. Um die Turbine möglichst nah am optimalen Betriebspunkt zu betreiben, wird die Laufradkurve abhängig von der Nettofallhöhe korrigiert. In der vorliegenden Arbeit wird dieser Zusammenhang als gegeben betrachtet und ist nicht Teil der Optimierung.

Bei einem detektiertem Kondens- / Leckwasserstand im unterm Domgehäuse wird der Gehäusedruck auf ca. 0,4 bar erhöht und dann das Leckwasserventil geöffnet. Sobald der Wasserstand im unteren Domgehäuse auf das Mindestmaß abgefallen ist, wird das Leckwasserventil geschlossen.

Um den Druck im Gehäuse auf das normale Maß (Innenluftdruck – Wasserdruck > ca. 50 mbar, gemessen über Differenzdrucksensor Nr. 14) wieder abzusenken, wird das Druckentlastungsventil am Abgang zu Gehäusebefüllung solange geöffnet bis dieses erreicht ist.

Für die Erfassung der Sensoren und die sich hieraus ergebenden Konsequenzen für die Regelung der Wasserkraftanlage wurde eine zuverlässige Steuerungs- und Regelungstechnik konzipiert und realisiert, die eine hohe Verfügbarkeit gewährleisten soll. Anforderungen wie Ausfallsicherheit, Fernwartung und Störungs-

protokollierung werden mit Hilfe von SPS-Steuerungen und PC-Visualisierungen sichergestellt. Umgesetzt wurde die Steuerungs- und Regelungstechnik durch die Fa. F.EE, auf deren Homepage die aktuellen Bedienpanels online einsehbar sind.



SOPHIENWEHR.DYNDNS.ORG - pcAnywhere Web Remote

Datei Ansicht Host Hilfe

WKW Bad Sulza Standart 60

**FEE** 31.03.2012  
**MSD** 14:50:52

Anlage

Allgemein

Maschine Bedienung

Maschine Beobachtung

Maschine Trends

Meldungen / System

Betriebszustand

Netzbetrieb | keine Störung

Stopp | Hand | Öffnungsregelung | **Pegelregelung**

UMG

54.7	A
53.3	A
53.8	A
37.3	kW
-11.7	kvar
0,95	cos phi
418.6	V
419.2	V
419.5	V

Hydraulik

Speicherdruck: 141.6 bar

Leitrad

Propventilspg. 2.0 V

Sollwert 74.9 %

Istwert 73.9 %

Zu | **Auf**

Lauftrad

Propventilspg. 2.4 V

Sollwert 83.5 %

Istwert 82.4 %

Zu | **Auf**

Hand | **Auto**

Hand-synchronisieren

Drehzahl

Sollwert 100.1 %

Istwert 100.2 %

KW Hub

Istwert 0.4 %

Pegel

Sollwert 127.140 mÜNN

angew. Pegel 127.168 mÜNN

Pegeldifferenz 2.8 cm

Gefälle

Bruttogefälle 178.4 cm

Nettogefälle 1 178.2 cm

Nettogefälle 2 180.5 cm

Rechenreiner

Rechenverlust -2.1 cm

Maschine Übersicht

KW Hub

Rechenreiner Spülklappen

Spülung

Turbinenhydraulik

Fettpumpe

Maschine 1

Drucken | Tastatordialog | Fehlermeldungen

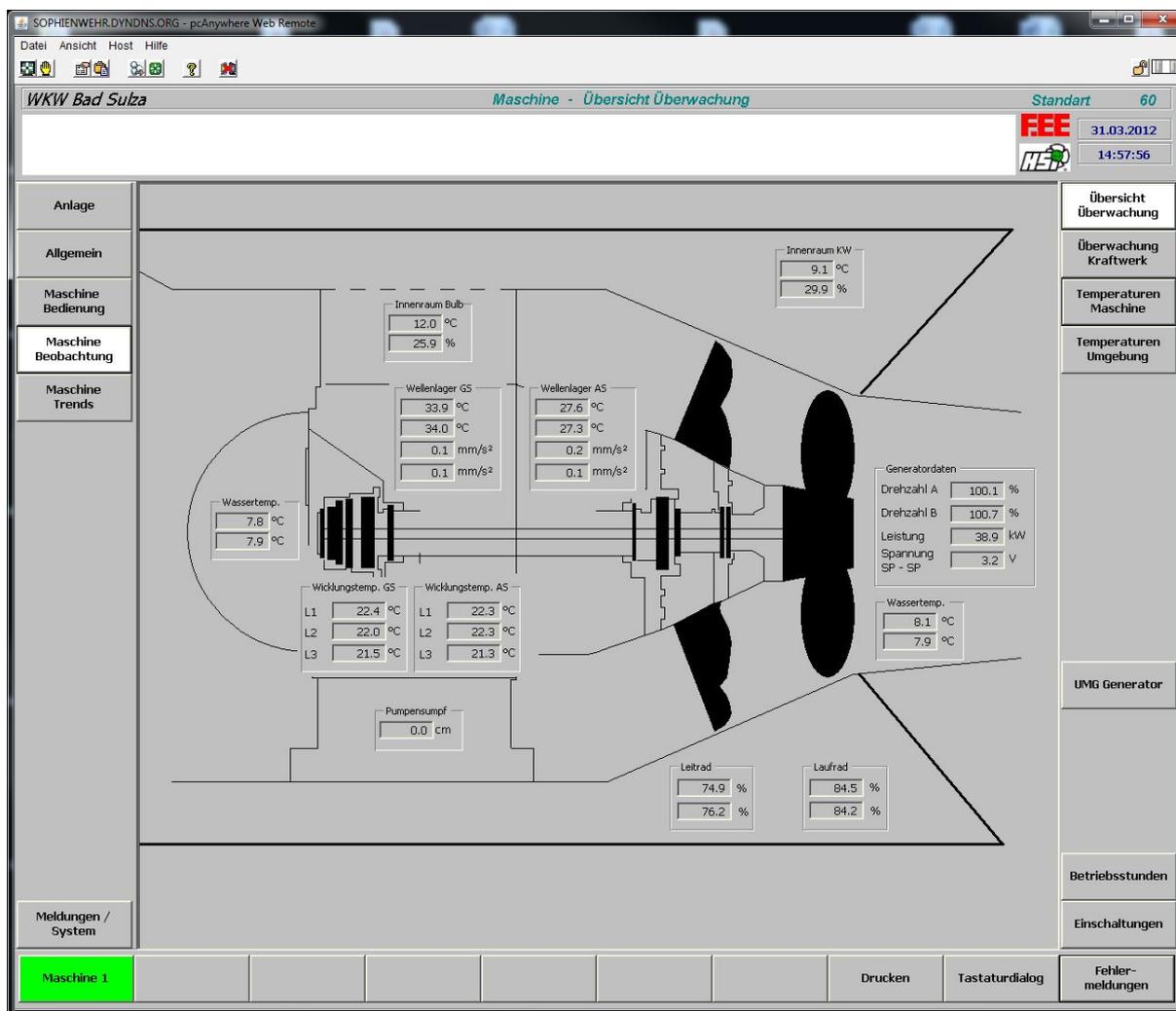


Abbildung 41: Visualisierungsbilder der erfassten Messwerte der Versuchsanlage

Durch den Einsatz von hochwertigen Standardkomponenten aus der Industrie (Siemens, ABB usw.) ist eine langjährige Ersatzteilversorgung gesichert. Zudem wurde die komplette Steuerungstechnik (Schaltschrank, Hardware und Software) vor der Auslieferung einer intensiven Funktionsprüfung im Prüffeld am Simulator unterzogen, wodurch sich die Inbetriebnahmezeit verkürzt hat.

## 6.10 Technische Daten der Wasserkraftanlage „Sophienquelle“ / Ilm

- Doppelt-regulierte Kaplan-Rohrturbine
- Drehzahl ca. 214 Upm
- Permanentmagneterregter Synchron-Generator direkt gekoppelt (getriebeles)

- $Q_{\text{Turbine max.}}$  4,3 m<sup>3</sup>/s (Ausbauwassermenge)
- Stauziel = 127,14 m ü. NHN
- $H_{\text{brutto MW}}$  r 1,9 m
- $H_{\text{netto MW}}$  n 1,75 m
- $P_{\text{elektr.}}$  O 60 kW
- $N_{\text{netto}}$  350.000 kWh/Jahr

## 7 Baumaßnahme

Nach Abschluss der Planungsphase wurde mit der Realisierung des Wasserkraftbauwerks begonnen. Abbildung 42 zeigt zunächst die Stauhaltung vor Beginn der Baumaßnahme.



**Abbildung 42: Ansicht der Stauhaltung vor Projektbeginn**

Es wurde dann zunächst ein Schutzwall aufgeschüttet und verfestigt, um einen Bereich zu schaffen, in dem die Arbeiten ohne Gefahr von Überschwemmungen durch die Ilm durchgeführt werden konnten. Anschließend erfolgte die Aushebung und Betonierung des Trogbodens und danach der Trogwand (siehe Abbildung 43). Abbildung 44 zeigt den Bau des Borstenfischpasses, Abbildung 45 den Bau der Wehranlage und Abbildung 46 den realisierten Anbau an bestehende denkmalgeschützte Gebäude der Sophienquelle für die Steuerung und das Hydraulikaggregat.



Abbildung 43: Beginn der Baumaßnahme, Schaffung des Troges



Abbildung 44: Bau des Borstenfischpasses



Abbildung 45: Sanierung der Wehranlage



Abbildung 46: Anbau an bestehende denkmalgeschützte Gebäude der Sophienquelle für die Steuerung und das Hydraulikaggregat

Nach Realisierung des Krafthaustroges, des Fischpasses sowie der Wehranlage wurde das eigentliche Herzstück der Anlage bestehend aus Kraftwerksgehäuse, Turbinen-Generatoreinheit und Rundbogenrechen eingehoben (siehe Abbildung 47).



Abbildung 47: Einheben der Anlage

Ein unmittelbarer Vergleich der Planung mit der schließlich realisierten Anlage ist in Abbildung 48 dargestellt. Einige Impressionen zur neuen Anlage zeigt Abbildung 49.



Abbildung 48: Vergleich der Planung (oben) mit der realisierten Anlage (unten)



Abbildung 49: Impressionen der Anlage im Betrieb

## 8 Betrieb der Versuchsanlage

Die Versuchsanlage wurde über mehrere Monate getestet und hat die Funktionalität eines automatisierten Betriebs nachgewiesen. Während in den Sommermonaten teilweise Niedrigwasser herrschte, bei dem nur ein Normalbetrieb möglich war, konnte in den Herbst- und Wintermonaten auch die Funktionalität des Anhebens des Krafthauses aufgrund von Hochwasser und der leistungssteigernde Ejektoreffekt untersucht werden.

### 8.1 Pegel- und Druckmessungen

Abbildung 50 und Abbildung 51 geben einen Überblick über die vorhandenen Pegel- und Drucksensoren. Alle Druckmesssonden zur Pegelmessung sind als Differenzdruckmessungen ausgeführt, um z.B. den Einfluss des variablen atmosphärischen Luftdruckes automatisch zu kompensieren. Die Sensoren stellen 4-20 mA Signale zur Verfügung, die über verschiedene analoge Eingangsmodule in das Prozessabbild der SPS mit einer Zykluszeit von ca. 60 ms eingelesen werden. Dort werden eine Nullpunktkorrektur und eine Filterung mit einem rekursiven Tiefpassfilter durchgeführt. Der Nullpunkt und der Dämpfungsfaktor des Filters sind über die Visualisierung einstellbar. Da die Sensoren im Krafthaus schwer zugänglich sind, wurden sie aus Sicherheitsgründen doppelt ausgeführt.

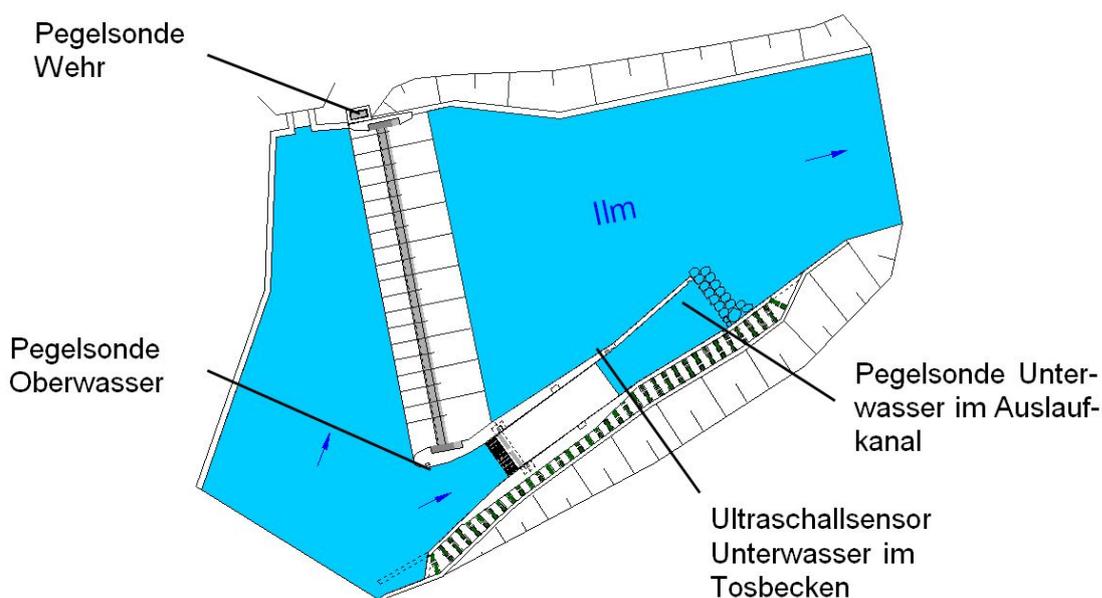
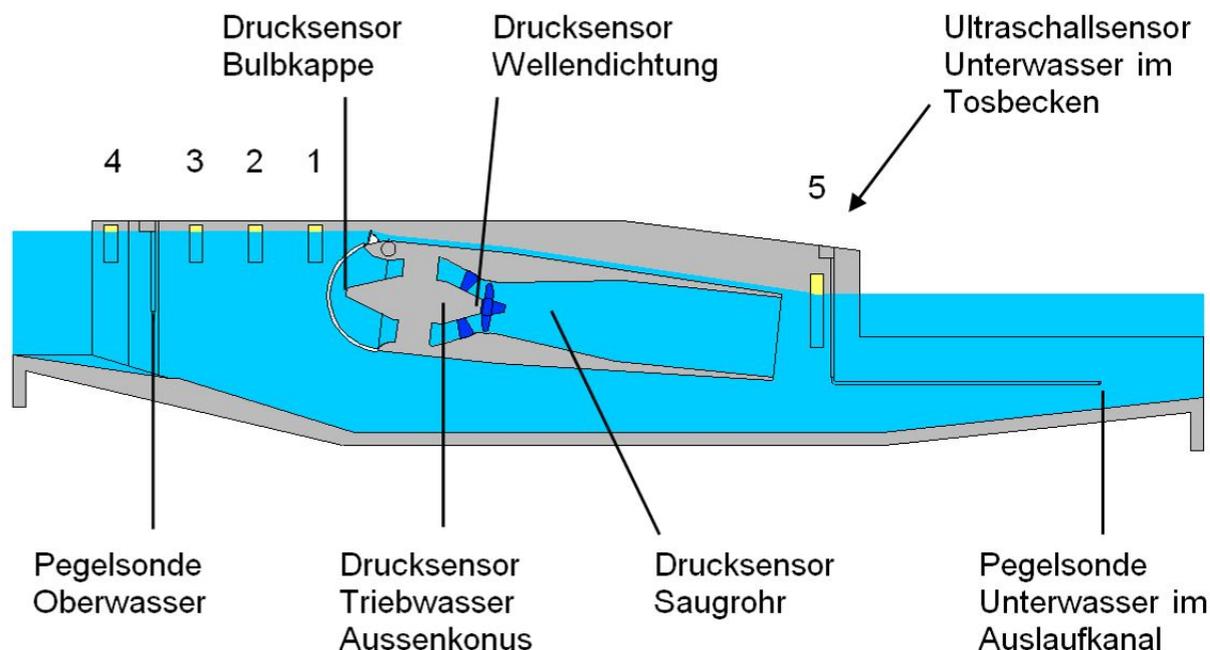


Abbildung 50: Pegelsensoren der Versuchsanlage



**Abbildung 51: Druck- und Pegelsensoren im Kraftwerkskanal und im beweglichen Krafthaus. Um die Messungen abzugleichen wurden zusätzlich Pegelplatten montiert (1-5), die mit einer Webcam abgelesen werden konnten.**

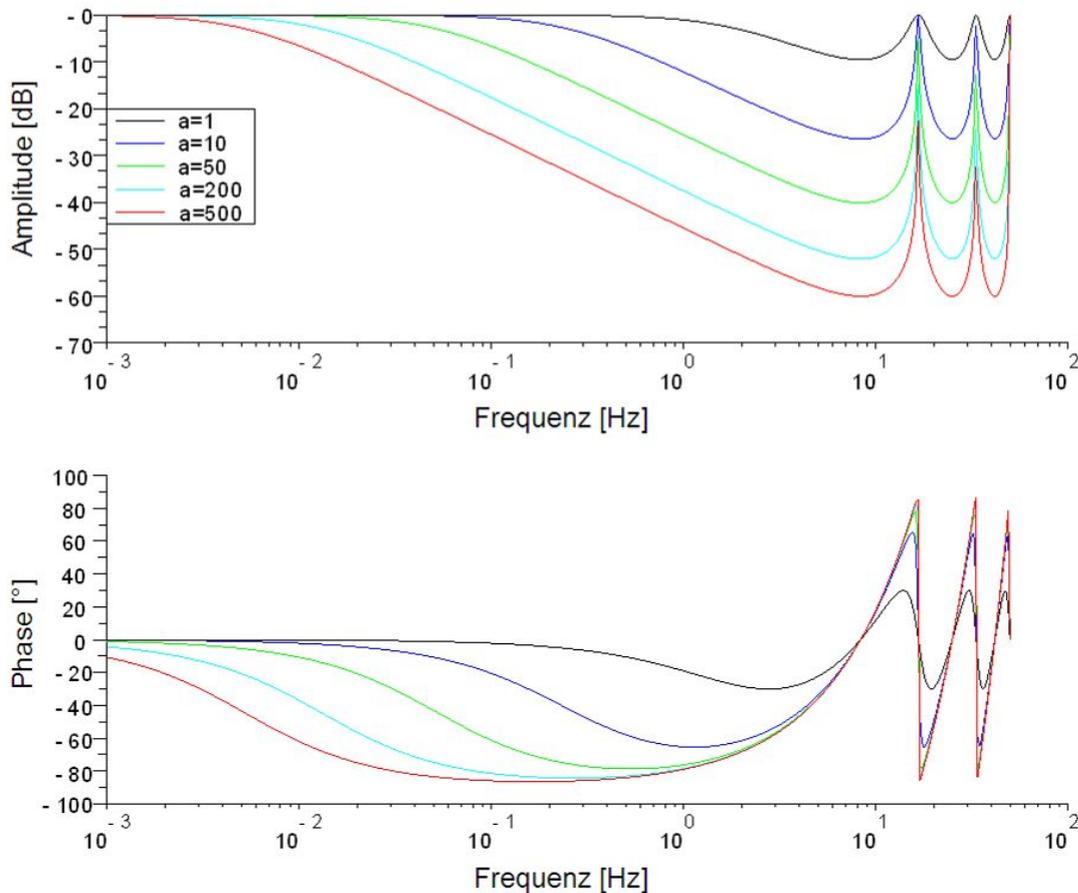
Für das Filter wurde folgender Algorithmus implementiert:

$$y_k = \frac{x + a \cdot y_{k-1}}{a + 1} \quad (28)$$

- a Dämpfungsfaktor
- x Digitalisierter Messwert
- $y_k$  Gefilterter Wert zum Abtastzeitpunkt k
- $y_{k-1}$  Gefilterter Wert zum Abtastzeitpunkt k-1

In Abbildung 52 sind Frequenzgang und Phase des Filters für verschiedene Dämpfungsfaktoren bei einer Zykluszeit von 60 ms dargestellt. Die Spitzen im Amplitudengang ab einer Frequenz von 10 Hz treten immer bei ganzzahligen Vielfachen der Abtastfrequenz auf.

Die Abtastzeit der Visualisierung liegt im ungünstigen Fall bei 10 s, nach dem Nyquist-Kriterium führen dann Frequenzen über 0,05 Hz zu Fehlern durch Aliasing. Der Dämpfungsfaktor a sollte daher nicht kleiner als 50 gewählt werden, die Eckfrequenz des Filters liegt dann bei ca. 0,05 Hz.



**Abbildung 52: Frequenzgang und Phase des digitalen Filters nach Gleichung (28).**

In der Versuchsanlage kommen drei Bauarten von Sensoren zur Druck- und Pegelmessung zum Einsatz:

- Pegelsonden, Typ Hydrocont B, Hersteller ACS-CONTROL-SYSTEM
- Ultraschallsonde, Typ Sonicont USD 050, Hersteller ACS-CONTROL-SYSTEM
- Drucktransmitter, Typ Precont CT, Hersteller ACS-CONTROL-SYSTEM

Zusätzliche Messabweichungen entstehen bei der Digitalisierung der Analogwerte in den Eingangsmodulen. Es sind zwei verschiedene Typen im Einsatz:

- Analoges Eingangsmodul, Typ WAGO Speedway, Hersteller WAGO Kontakttechnik GmbH & Co. KG
- Analogbaugruppe, Typ SM331, Hersteller SIEMENS

**Tabelle 4: Messabweichung der Pegel- und Drucksensoren<sup>11, 12, 13</sup>**

Sensor	Typ	Messbereich	Kennlinien- abweichung	Temperatur- abweichung
Sonde Wehr Sonde Oberwasser	Hydrocont B B00A0B0P011A/2000MM	0..2.000 mm	±0,2 % ±4 mm	±0,1 %/10K ±2 mm
Sonde Unterwasser	Hydrocont B B00A0B0P011A/4000MM	0..4.000 mm	±0,2 % ±8 mm	±0,1 %/10K ±4 mm
Sonde UW Ultraschall	Sonicont USD050SGA002	0..5.000 mm	±0,2 % ±10 mm	-
Bulbkappe Triebwasser AK Wellendichtung Saugrohr	PRECONT CT CT01VCYYA0R0V	-0,3..0,5 bar	±0,1 % ±0,8 mbar	±0,15 %/10K ±1,2 mbar
Bulb Innendruck	PRECONT CT CT01VCYYA0R0V	-0,3..0,7 bar	±0,1 % ±1,0 mbar	±0,15 %/10K ±1,5 mbar

**Tabelle 5: Messabweichung der analogen Eingangsmodule<sup>14, 15</sup>**

Typ	Auflösung	Kennlinienabweichung bei 25°C	Temperatur- abweichung
Analoges Eingangsmodul Speedway 767-6401	16bit	±0,2 %	±0,1 %/10K
Analogbaugruppe SM331 6ES7331-7KF02-0A0B	12bit	±0,625 %	±0,06 %/10K

Zum Abgleich der Pegelmessungen wurden an mehreren Stellen Pegellatten montiert, die über die Webcam abgelesen werden können (siehe Abbildung 51). Die Lage der Pegellatten in Bezug zur Staumarke wurde vermessen. Bei abgestellter Maschine und geschlossenem Hubsystem wurden die Sonden im Oberwasser und die Sensoren „Triebwasser Aussenkonus“ so justiert, dass die angezeigten Werte mit den Pegellatten übereinstimmen.

<sup>11</sup> ACS-CONTROL-SYSTEM: Hydrocont B, Technische Anleitung BA 0609 (ACS-CONTROL-SYSTEM, Eggenfelden)

<sup>12</sup> ACS-CONTROL-SYSTEM: Sonicont, Betriebsanleitung BA 237F/00/de/02.04 (ACS-CONTROL-SYSTEM, Eggenfelden)

<sup>13</sup> ACS-CONTROL-SYSTEM: Precont MT – Precont KT – Precont CT, Technische Anleitung BA 0508 (ACS-CONTROL-SYSTEM, Eggenfelden)

<sup>14</sup> WAGO: Analoges Eingangsmodul Spannung/ Strom 767-6401, Datenblatt (Wago Kontakttechnik GmbH & Co. KG, Minden, 2009)

<sup>15</sup> WAGO: Analoges Eingangsmodul Widerstandsgeber (RTD) 767-6402, Datenblatt (Wago Kontakttechnik GmbH & Co. KG, Minden, 2009)

Alle Drucksensoren im beweglichen Krafthaus sind als Differenzdrucksensoren ausgeführt, und messen den jeweiligen Druck gegenüber dem Druck im Generatorbulb bzw. im Kraftwerksgehäuse. Um zu verhindern, dass Feuchtigkeit in das Innere gelangt, werden der Generatorbulb und das Kraftwerksgehäuse mit getrockneter Luft befüllt und ein Überdruck eingestellt, der ebenfalls gemessen wird. Bei Druckmessungen, die in einen Pegelstand umgerechnet und mit Pegelsonden verglichen werden, muss der Innendruck berücksichtigt werden. Geht man von denselben Fehlern wie bei der Messung der übrigen Drücke aus, dann führt das zu einer zusätzlichen Messabweichung von ca.  $\pm 0,01$  m.

Die Überprüfung bei unterschiedlichen Wasserständen hat aber gezeigt, dass die Sonden deutlich besser übereinstimmen, als man anhand der oben genannten Toleranzen annehmen würde. Für die weiteren Betrachtungen soll daher von einer Messabweichung von  $\pm 0,01$  m im stationären Fall ausgegangen werden, Abweichungen aufgrund von Temperaturänderungen können wegen der geringen Temperaturänderungen vernachlässigt werden. Es hat sich dabei auch gezeigt, dass die Sensoren „Bulbkappe“ und „Triebwasser Aussenkonus“ im Senkungsbereich der Überströmung messen, wenn die Klappen auf dem Krafthausrücken umgelegt sind.

Die Sensoren „Wellendichtung“, „Saugrohr“, „Pegel Unterwasser“ und „Pegel Unterwasser (Ultraschall)“ wurden auf die Pegellatte 5 am Saugrohrende abgeglichen.

Beim Verfahren des Hubsystems ändern sich die Höhenlage der Drucksensoren im Kraftwerk und damit der Druck. Es wurde schnell deutlich, dass ein neigungsabhängiger Abgleich der Messwerte notwendig ist. Er wird nach Gleichung (29) berechnet und ist so gewählt, dass die korrigierten Werte bei vollständig abgesenktem Kraftwerk den unkorrigierten Werten entsprechen.

$$\Delta p = r \cdot \sin(\alpha + \beta) \cdot 98,1 - r \cdot \sin(\alpha_{\max} + \beta) \cdot 98,1 \quad (29)$$

$\Delta p$	Neigungsabhängiger Druckabgleich	[mbar]
$r$	Abstand Sensor – Drehpunkt	[m]
$\alpha$	Neigungswinkel des Krafthauses	[°]
$\alpha_{\max}$	Maximaler Neigungswinkel des Krafthauses	[°]
$\beta$	Winkel zwischen der Krafthausachse und der Strecke Sensor – Drehpunkt	[°]

Auch dieser Abgleich führt zu zusätzlichen Messabweichungen. Die Lage der Sensoren in Bezug zum Drehpunkt ist aus den Konstruktionsunterlagen berechnet,

Abweichungen dazu sollen vernachlässigt werden. Die Messabweichung der Neigungsmessung kann jedoch nicht vernachlässigt werden. Sie entsteht einerseits durch die Toleranzen des Sensors und der Digitalisierung, aber auch durch den Abgleich des Nullpunktes. Da der Korrekturwert relativ zum Korrekturwert bei maximaler Neigung berechnet wird, kann man den Abgleichfehler vernachlässigen. Im Rahmen dieser Arbeit wird von einer maximalen Messabweichung der Neigungsmessung von  $\pm 0,28^\circ$  ausgegangen, im Betrieb ist sie aufgrund der Temperaturabweichung unter Umständen höher.

Aufgrund der unterschiedlichen Lage zum Drehpunkt wirkt sich dieser Fehler bei den Sensoren unterschiedlich stark aus:

**Tabelle 6: Zusätzliche Messabweichung der Drucksensoren aufgrund der Neigungskorrektur**

Sensor	Messabweichung	Einheit
Bulbkappe A/B	$\pm 0,4$	[mbar]
Saugrohr A/B	$\pm 1,6$	[mbar]
Wellendichtung A/B	$\pm 0,8$	[mbar]
Aussenkonus A/B	$\pm 0,6$	[mbar]

Im Laufe der Messungen hat sich gezeigt, dass die genannte Messabweichung im Betrieb für die Pegelmessungen nicht immer eingehalten wird. Im Folgenden sollen daher die Beobachtungen kurz zusammengefasst werden.

- **Sonde Wehr**

Die Messung der Sonde Wehr stellte sich als die zuverlässigste Messung eines Pegels heraus. Der in der Literatur empfohlene Abstand der Messung zur Überfallkante von  $4 \cdot h_{\text{Ü}}$  ist eingehalten. Im Rahmen der Messgenauigkeit haben die angezeigten Werte bis zu einem Abfluss von ca.  $5 \text{ m}^3/\text{s}$  über das Wehr in den meisten Fällen mit der entsprechenden Pegellatte übereingestimmt. Es gab allerdings auch eine Messreihe bei geschlossenem Hubsystem und unterschiedlich weit geöffnetem Leitrad, bei der der Messwert dauerhaft ca. 0,5 bis 1 cm niedriger lag, als man an der Pegellatte ablesen konnte.

Bis zum Erreichen der Ausbauwassermenge fließt normalerweise kein Wasser über das Wehr ab, d.h. im Messbereich ruht das Wasser. Der Pegel kann damit gleichzeitig als verfügbare Energiehöhe z.B. für die Steuerung des Rechenreinigers oder zur Berechnung des Anlagenwirkungsgrades betrachtet werden. Mit zunehmendem Abfluss wird der Pegel weiterhin richtig gemessen, aber bei der

Betrachtung als Energiehöhe wird die Geschwindigkeitshöhe  $\frac{v^2}{2 \cdot g}$  nicht berücksichtigt und damit eine zu geringe Energiehöhe angegeben. Bei geringer Strömungsgeschwindigkeit kann man diesen Fehler aber meist vernachlässigen. Für die Messung dieser Sonde wird daher eine maximale Messabweichung von  $\pm 0,01$  m angenommen.

- **Sonde Oberwasser**

Die Sonde Oberwasser unterliegt den verschiedensten Einflüssen und ist daher nur eingeschränkt zur Auswertung geeignet:

- Bei zunehmender Strömungsgeschwindigkeit im Einlauf bildet sich im Messbereich der Sonde ein stehendes Wellental aus. Solange die Unterströmung nicht zu stark ist, stimmt der Messwert mit der Pegellatte 3 im Einlauf überein. Da es sich aber um eine lokale Absenkung handelt, ergeben sich Fehler, wenn dieser Pegel für weitere Berechnungen verwendet wird. Bei geschlossenem Hubsystem und laufender Turbine ist dieser Effekt nicht aufgetreten. Bei geschlossener Turbine bildete sich ab ca. 15 % Hub eine kleine stehende Welle (Unterwasserstand 125,38 m ü. NHN). Bei Hochwasser (Unterwasserstand 126,38 m ü. NHN), geöffneter Turbine und einem Hub von 60 % war der Pegel im Messbereich um ca. 0,15 m gegenüber dem Pegel am Beginn des Einlaufkanals und am Rechen abgesenkt.
- Ist das Hubsystem weit geöffnet, wurden bis zu 0,05 m Abweichung der Messwerte gegenüber der Pegellatte 3 festgestellt. Bis 10 % Hub liegt die Abweichung bei einem Unterwasserstand von 126,07 m ü. NHN bei 0,01 m.
- Bei geschlossenem Hubsystem und laufender Turbine stimmt die Messung mit dem Wert an der Pegellatte 3 gut überein.
- Reduziert man die Leitradoöffnung von 80 % auf 30 % vermindert sich der Durchfluss um ca.  $2,5 \text{ m}^3/\text{s}$ , Pegellatte 3 und die Sonde Oberwasser zeigen 0,02 m Anstieg. Bei einem Strömungsquerschnitt an der Messstelle von  $3,9 \cdot 2,5 \text{ m}$  entspricht das einer Geschwindigkeitsänderung von 0,26 m/s und damit einer Reduktion der Geschwindigkeitshöhe um 0,003 m. D.h. der Pegel sollte sich lediglich um 0,003 m und nicht um 0,02 m erhöhen. Möglicherweise spielt hier die Anströmung in einem großen, aber auf Bildern erkennbaren, Radius eine Rolle.



**Abbildung 53: Messstelle der Sonde im Oberwasser, bei der sich bei Hochwasser eine deutliche Absenkung des Wasserspiegels erkennen lässt**

- **Drucksensoren an der Bulbkappe**

An der Spitze der Bulbkappe wird das Energieniveau am Turbineneinlauf gemessen. Dort sind aus Sicherheitsgründen zwei redundante Drucksensoren eingebaut. Auch wenn die Messwerte der Sensoren für die Steuerung des Rechenreinigers in der Einheit m ü. NHN angegeben werden, dürfen sie nicht mit der Höhe des Wasserspiegels verwechselt werden. Vergleicht man die Messung mit der verfügbaren Energiehöhe (Sonde Wehr), erhält man die Summe der Verluste bis zum Turbineneinlauf, d.h. Einlauf- und Rechenverlust. Der Einlaufverlust hängt auch vom Durchfluss unter dem Krafthaus ab, und es kann dadurch zu Messabweichungen kommen, wenn man den Rechenverlust berechnen möchte. Bei einem Verlustbeiwert  $\zeta_E$  von 0,3 und 4,5 m<sup>3</sup>/s Durchfluss im Kanal liegt die Verlusthöhe bei 0,003 m, bei 10 m<sup>3</sup>/s bei 0,016 m.

Bei der Umrechnung in die Einheit m ü. NHN muss der Innendruck im Generatorbulb einberechnet werden. Für die Messung des Innendruckes wird baugleiche Hardware verwendet, dadurch verdoppelt sich die mögliche Messabweichung. Der Pegelabgleich hat jedoch gezeigt, dass man auch unter dieser Voraussetzung im ruhenden Wasser von einer Messabweichung von  $\pm 0,01$  m ausgehen kann.

Die notwendige Korrektur der Krafthausneigung führt unter der Voraussetzung für die Genauigkeit der Neigungsmessung zu einer weiteren Messabweichung von  $\pm 0,004$  m.

Es hat sich gezeigt, dass an der Bulbkappe auch lokale Strömungseffekte auftreten. An dieser Stelle sind zwei Drucksensoren im Abstand von wenigen Zentimetern montiert, bei abgeschalteter Turbine und geschlossenem Hubsystem verhalten sie sich nahezu identisch. Bei laufender Turbine reagieren die Sensoren aber unterschiedlich stark auf die Rechenverschmutzung, es sind Unterschiede zwischen den Sensoren bis zu 0,03 m beobachtet worden.

- **Drucksensoren Triebwasser Aussenkonus**

Die Sensoren am Aussenkonus liefern stabile Messwerte, die von der Neigung, dem Oberwasserstand, dem Durchfluss durch die Turbine und dem Innendruck im Generatorbulb abhängen. Sie sind damit sehr gut für die Durchflussmessung geeignet. Die Messabweichung der Druckmessung wird wieder zu  $\pm 0,01$  m angenommen, die der Neigungskorrektur liegt bei diesen Sensoren bei  $\pm 0,006$  m.

Die Drucksensoren sind ebenfalls redundant ausgeführt, jedoch übereinander eingebaut. Sie messen den Druck im gleichen Strömungsquerschnitt, aufgrund der unterschiedlichen Einbauhöhe ergeben sich aber z.B. bei der Durchflussmessung in der Turbine unterschiedliche Parameter, je nachdem, welcher Sensor verwendet wird.

- **Drucksensoren an der Wellendichtung**

Diese Sensoren sind im Bereich zwischen Leit- und Laufrad angeordnet und messen den Wasserdruck im Bereich der Wellendichtung, um den Innendruck im Generatorbulb über dem Wasserdruck an dieser Stelle zu halten. Es hat sich gezeigt, dass die Messwerte stark von der Leitradstellung abhängen. Sie zeigen einerseits eine Abhängigkeit von Oberwasserstand und Durchfluss, andererseits aber auch vom Unterwasserstand. Für weitere Berechnungen sind die Messwerte daher nicht ohne weitere Kompensationen zu verwenden.

- **Drucksensoren im Saugrohr**

Auch diese Sensoren sind redundant ausgeführt und liefern stabile Messwerte. Sie hängen ab von der Neigung (Messabweichung dadurch  $\pm 0,016$  m), dem Unterwasserstand, dem Durchfluss durch die Turbine und dem Innendruck im Kraftwerksgehäuse. Die Abhängigkeit vom Unterwasserstand führt zu Schwierig-

keiten bei der Auswertung der Messungen, da die vorhandenen Messwerte für den Unterwasserstand den Wasserstand am Saugrohrende nur ungenau wiedergeben (siehe Abschnitt „Pegelsonde Unterwasser“ und „Ultraschallsensor Unterwasser“). Durch diese Schwierigkeiten entstand die Idee, anhand der Messwerte im Saugrohr den Wasserstand am Saugrohrende zu bestimmen.

- **Pegelsonde Unterwasser**

Die Pegelsonde Unterwasser misst den Wasserstand im Auslaufkanal ca. 4,5 m hinter dem Saugrohr. Die Sonde liegt im Einflussbereich der Spiegelabsenkung beim Anheben des Krafthauses, gibt aber nicht den Wasserstand am Ende des Saugrohres wieder. Die Messwerte liegen um bis zu 0,19 m höher.

Ob die Messwerte den realen Pegel am Messort wiedergeben oder durch Druckunterschiede verfälscht sind, konnte nicht überprüft werden, da an dieser Stelle keine Kontrolle z.B. anhand einer Pegellatte möglich war.

Die Oberkante der Wand, die den Auslaufkanal zum Fluss hin begrenzt, liegt unterhalb der Wasseroberfläche. Dadurch kann, abhängig vom Wasserstand, zusätzliches Wasser über die Seite vom Tosbecken in den Auslaufkanal und umgekehrt fließen, und den Pegel an dieser Stelle beeinflussen. Die genaue Strömungsgeschwindigkeit und der genaue Durchfluss am Ort der Messung sind daher nicht bekannt. Soll die Geschwindigkeitshöhe korrigiert werden, um den Unterwasserstand unabhängig vom Durchfluss im Kanal zu ermitteln, dann können diese Abweichungen nur näherungsweise berücksichtigt werden.

- **Ultraschallsensor Unterwasser**

Im Tosbecken wird der Wasserstand mit einer Ultraschallsonde gemessen. Die Messung ist damit im Gegensatz zu den Pegelsonden unabhängig von Druckschwankungen aufgrund einer ungleichmäßigen Geschwindigkeitsverteilung im Strömungsquerschnitt. Es hat sich aber herausgestellt, dass der Sensor offenbar zu tief montiert ist: bei Hochwasser ist der Sensor ausgefallen und hat deutlich zu niedrige Messwerte geliefert. Nach Rückgang des Hochwassers hat er wieder realistische Werte angezeigt, daher ist davon auszugehen, dass der zulässige Messbereich des Sensors unterschritten wurde. Das bedeutet aber, dass dieser Sensor nicht geeignet ist, um Hochwasser sicher zu erkennen.

Es hat sich gezeigt, dass der Sensor im Einflussbereich der Spiegelabsenkung beim Anheben des Krafthauses misst. Dennoch geben die Messwerte nicht den

realen Wasserstand am Saugrohrende wieder, sondern liegen bei starker Unterströmung um bis zu 0,17 m höher.

Wie bei der Pegelsonde treten auch bei dieser Messung Abweichungen aufgrund der Strömung aus dem Tosbecken in den Auslaufkanal und umgekehrt auf.

## 8.2 Spannung, Strom und Leistung

Die für die Optimierung wichtigen elektrischen Größen werden mit zwei Universalmessgeräten (UMG 604, Janitza electronics GmbH) gemessen, eines misst am Generator (Erzeugung), das zweite am Einspeisepunkt in das Versorgungsnetz (Einspeisung). Beide Messgeräte sind über Profibus DP an die SPS angeschlossen. Die Spannungsmessung erfolgt direkt, die Strommessung über externe Stromwandler.

**Tabelle 7: Messabweichung der elektrischen Messgrößen. MB: Messbereich, MW: Messwert<sup>16, 17</sup>**

Sensor	Typ	Messbereich	Messabweichung
Spannung	Janitza electronics GmbH, UMG 604	L-N: 0 - 600 Vrms L-L: 0 -1000 Vrms	$\pm (0,2 \% MW + 0,02 \% MB)$ $\pm (0,2 \% MW + 0,02 \% MB)$
Leistung	Janitza electronics GmbH, UMG 604	100 kW	$\pm (0,4 \% MW + 0,1 \% MB)$
Stromwandler	WEIGEL-MESSGERÄTE GmbH, ASK 31.3 100/1A 5VA KI 1	100 A	1,00 I <sub>N</sub> : $\pm 1,0 \% MB$ 0,20 I <sub>N</sub> : $\pm 1,5 \% MB$ 0,05 I <sub>N</sub> : $\pm 3,0 \% MB$

Bei der Leistungsmessung sind die Messabweichungen des Universalmessgerätes und der Stromwandler zu berücksichtigen. Man kann damit von einer maximalen Messabweichung der Leistungsmessung von  $\pm 1,5 \%$  ausgehen.

## 8.3 Stellung des Hubsystems, der Wehrklappe und der Spülklappen

Die Spülklappen werden zeitgesteuert verfahren, ihre Stellung wird nicht überwacht. Es gibt nur zwei mögliche Positionen: aufgestellt und abgesenkt. Sollte eine dieser Positionen nicht erreicht werden, erkennt die Steuerung den Fehler nicht.

<sup>16</sup> WEIGEL-MESSGERÄTE GmbH: Stromwandler, Datenblatt (WEIGEL-MESSGERÄTE GmbH, Nürnberg, 2006)

<sup>17</sup> Janitza electronics: Netzanalysator UMG 604, Installation und Inbetriebnahme (Janitza electronics GmbH, Lahnau, 2009)

Die Stellung des Hubsystems wird über einen Neigungsgeber mit einer 4-20 mA Schnittstelle gemessen, und über ein WAGO Speedway Modul ausgewertet. Die möglichen Messabweichungen sind in Tabelle 5 und Tabelle 8 angegeben. Da der Sensor im eingebauten Zustand kalibriert wird, ist nicht die absolute Genauigkeit, sondern die Reproduzierbarkeit der Messwerte ausschlaggebend. Es sind Verstellwinkel von 0° bis -14° zu messen.

Mit einer Wiederholgenauigkeit von  $\pm 0,1^\circ$ , einem Messbereich 0° bis -90° und einer Kennlinienabweichung von  $\pm 0,2\%$  bei der Digitalisierung ergibt sich somit eine maximale Messabweichung von  $\pm 0,28^\circ$ . Berücksichtigt man noch den Temperatureinfluss, wenn die Temperatur im Krafthaus auf 5°C abfällt, dann liegt die maximale Messabweichung bei  $\pm 1,0^\circ$ .

Die tatsächliche Messabweichung wird in der Realität sicher geringer sein, da nur kleine Winkeländerungen gemessen werden, und sich die angegebenen Werte auf den gesamten Messbereich beziehen.

Insgesamt kann man davon ausgehen, dass sich die Temperatur zwischen Messung und Abgleich nur geringfügig geändert hat. Daher wird die Temperaturabweichung vernachlässigt, und eine maximale Messabweichung von  $\pm 0,28^\circ$  angenommen.

**Tabelle 8: Messabweichung des Neigungssensors<sup>18</sup>**

Typ	Messbereich	Auflösung	Reproduzierbarkeit	Temperatureinfluss
Pepperl & Fuchs, INX360D-F99-I2E2-V15	Eingestellt auf 0..90 °	0,1 °	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,27^\circ / 10\text{ K}$

Die Stellung der Wehrklappe wird über den Volumenstrom des Hydrauliköls in die Hydraulikzylinder erfasst. Über einen Impulzzähler wird der Volumenstrom gemessen, und über den bekannten, maximalen Zählerstand auf 0 % bis 100 % Absenkung skaliert. Das Messwerk des Impulzzählers läuft erst ab einem bestimmten Mindestdurchfluss an, so dass der Fehler bei der Positionsbestimmung mit der Zeit zunimmt. Daher wurde vor jeder Messreihe, bei der der Durchfluss über das Wehr ausgewertet werden sollte, die obere Endlage angefahren und der Zähler zurückgesetzt. Unter dieser Voraussetzung muss man von einem Fehler von ca.  $\pm 1\%$  ausgehen. Ohne Rücksetzen sind nach längerem Betrieb bereits Abweichungen von 18 % aufgetreten.

<sup>18</sup> Pepperl + Fuchs: Neigungssensor INX360D-F99-I2E2-V15 (Pepperl + Fuchs GmbH, Mannheim, 2009)

## 8.4 Abgeleitete Messwerte

Für einen optimalen Betrieb der Wasserkraftanlage sollte der Durchfluss über und unter dem Kraftwerk, als auch durch die Turbine bekannt sein. Diese Größen werden nicht direkt gemessen, können aber aus anderen Messungen abgeleitet werden. Die hierzu notwendige Kalibrierung ist über die Änderung des Abflusses über das Wehr möglich, der anhand der Überfallhöhe bestimmt werden kann.

### 8.4.1 Abfluss über die Wehrklappe

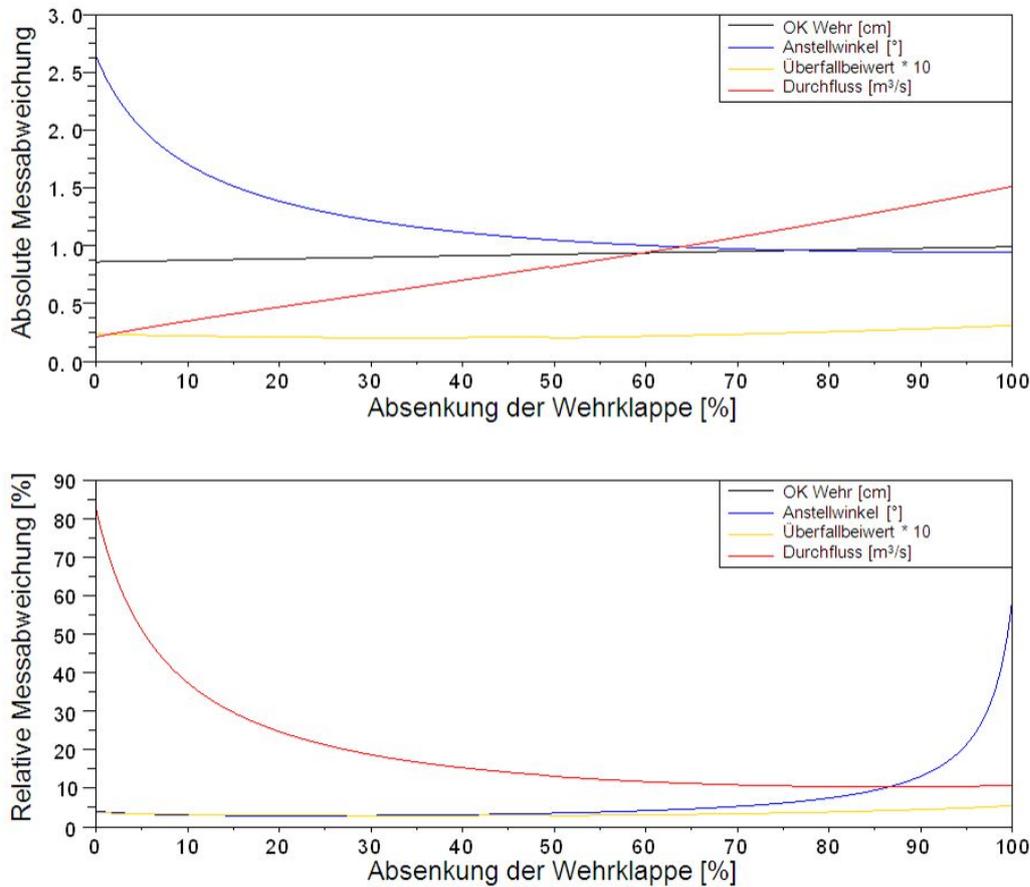
Nach Gleichung (17) wird für die Abflussberechnung an einem Wehr zunächst die Überfallhöhe  $h_{\bar{u}}$  benötigt. Die Oberkante der Wehrklappe wurde bei verschiedenen Öffnungen vermessen und kann mit der folgenden Formel angenähert werden:

$$w = -0,0000065 \cdot x^2 - 0,0046281 \cdot x + 127,16458 \quad (30)$$

w	Oberkante der Wehrklappe	[m ü. NHN]
x	Wehrabsenkung (35000 Impulse des Durchflusszählers entsprechen 100% Absenkung)	[%]

Der maximale Fehler der Näherung gegenüber der Messung liegt bei 0,004 m. Berücksichtigt man noch die Messabweichung der Wehrabsenkung liegt die mögliche Abweichung bei der Berechnung der Überfallkante bei  $\pm 0,009$  m. Zusammen mit der möglichen Messabweichung der Pegelsonde am Wehr von  $\pm 0,01$  m kann die Überfallhöhe somit mit einer Genauigkeit von  $\pm 0,019$  m bestimmt werden.

Es hat sich gezeigt, dass der größte Fehler bei der Berechnung der Höhe der Überfallkante auftritt. Könnte man diesen Fehler vernachlässigen, dann wäre der Gesamtfehler nur noch etwa halb so groß. Die absoluten und die relativen Abweichungen sind in Abbildung 54 dargestellt.



**Abbildung 54: Absolute und relative Messabweichungen (bezogen auf den aktuellen Messwert bei einem Oberwasserstand von 127.20 m ü. NHN) bei der Durchflussmessung mit der Wehrklappe.**

### 8.4.2 Durchfluss durch die Turbine

Nach Gleichung (9) kann man aus einer Differenzdruckmessung in verschiedenen Strömungsquerschnitten den Durchfluss berechnen. Nicht alle wirksamen Strömungsquerschnitte der Pilotanlage sind genau bekannt, aber mit einem Abgleich mit dem Abfluss über das Wehr kann man die Berechnung kalibrieren.

Für die Berechnung stehen drei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Druckdifferenz „Bulbkappe“ – „Triebwasser Aussenkonus“
- Druckdifferenz „Bulbkappe“ – „Wellendichtung“
- Druckdifferenz „Triebwasser Aussenkonus“ – „Wellendichtung“

Für alle drei Möglichkeiten erfolgt die Berechnung prinzipiell nach Gleichung (9). Allerdings sind die Sensoren in der Bulbkappe so angeordnet, dass sie nicht nur den erforderlichen statischen, sondern die Summe aus statischem und dynamischem Druck messen. Darüber hinaus kann der Strömungsquerschnitt an dieser Stelle aufgrund der geometrischen Verhältnisse nicht ohne Weiteres eindeutig bestimmt werden. Betrachtet man das Messergebnis an der Bulbkappe aber als verfügbares Energieniveau, dann geht nach der Bernoulligleichung dieser Strömungsquerschnitt nicht mehr in die Berechnung ein, sondern nur noch die Querschnittsfläche am zweiten Drucksensor, d.h. am Aussenkonus oder an der Wellendichtung. Diese Flächen kann man anhand der Konstruktionszeichnungen mit hoher Genauigkeit bestimmen.

Die Sensoren in der Bulbkappe sind unmittelbar hinter dem Rechen angeordnet. Eine ungleichmäßige Verschmutzung des Rechens führt zu unterschiedlichen Strömungsgeschwindigkeiten im Querschnitt, die auf der kurzen Strecke bis zu den Sensoren nicht immer ausgeglichen werden können. Es sind daher zusätzliche Messabweichungen zu erwarten.

Berücksichtigt man noch die Druckdifferenz  $p_y$  aufgrund der unterschiedlichen Einbaulage der Sensoren, dann kommt man zu Gleichung (31).

$$Q = \sqrt{k \cdot (p_1 - p_2 + p_y)} \quad (31)$$

K	Abgleichfaktor, abhängig von den Querschnittsflächen	[m <sup>5</sup> /kg]
$p_y$	Korrektur der Einbaulage	[mbar]

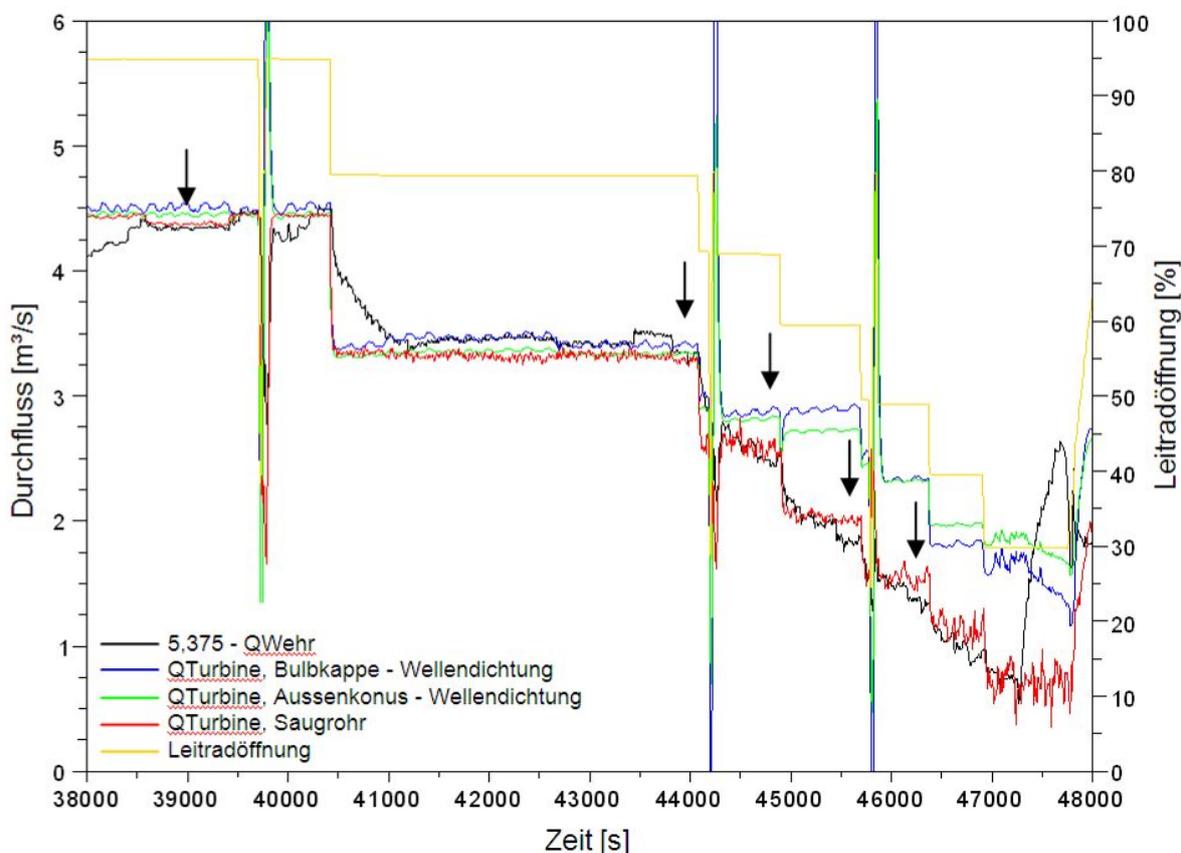
Zu beachten ist, dass k, abhängig von den Flächenverhältnissen, positiv oder negativ sein kann. Für die Messung mit den Sensoren an der Bulbkappe gilt  $k=2A^2/\rho$  mit der Querschnittsfläche A am Aussenkonus bzw. an der Wellendichtung.

Neben diesen Differenzdruckmessungen kann man den Durchfluss auch anhand des Druckes im Saugrohr und dem Unterwasserstand berechnen.

$$Q = \sqrt{k \cdot (p_2 - p_1 - \rho \cdot g \cdot z)} \quad (32)$$

k	Abgleichfaktor, abhängig von den Querschnittsflächen und Verlusten im Saugrohr	[m <sup>5</sup> /kg]
$p_2$	Luftdruck	[mbar]
$p_1$	Druck im Saugrohr	[mbar]
z	Lage des Drucksensors über dem Unterwasser	[m]

In Abbildung 55 und Abbildung 56 sind die Ergebnisse mit den unterschiedlichen Berechnungsmethoden bei verschiedenen Leitradöffnungen dargestellt. Die Parameter der Berechnungsformeln wurden so variiert, dass die Ergebnisse möglichst gut mit der Änderung des Abflusses über das Wehr übereinstimmen und dennoch in den genannten Toleranzbereichen liegen. Die Bruttofallhöhe beim ersten Messpunkt lag bei 1,60 m, die Nettofallhöhe bei 1,55 m (ermittelt nach Gleichung (38) und (40)). Unterhalb von 60 % Leitradöffnung waren Brutto- und Nettofallhöhe nahezu gleich groß.



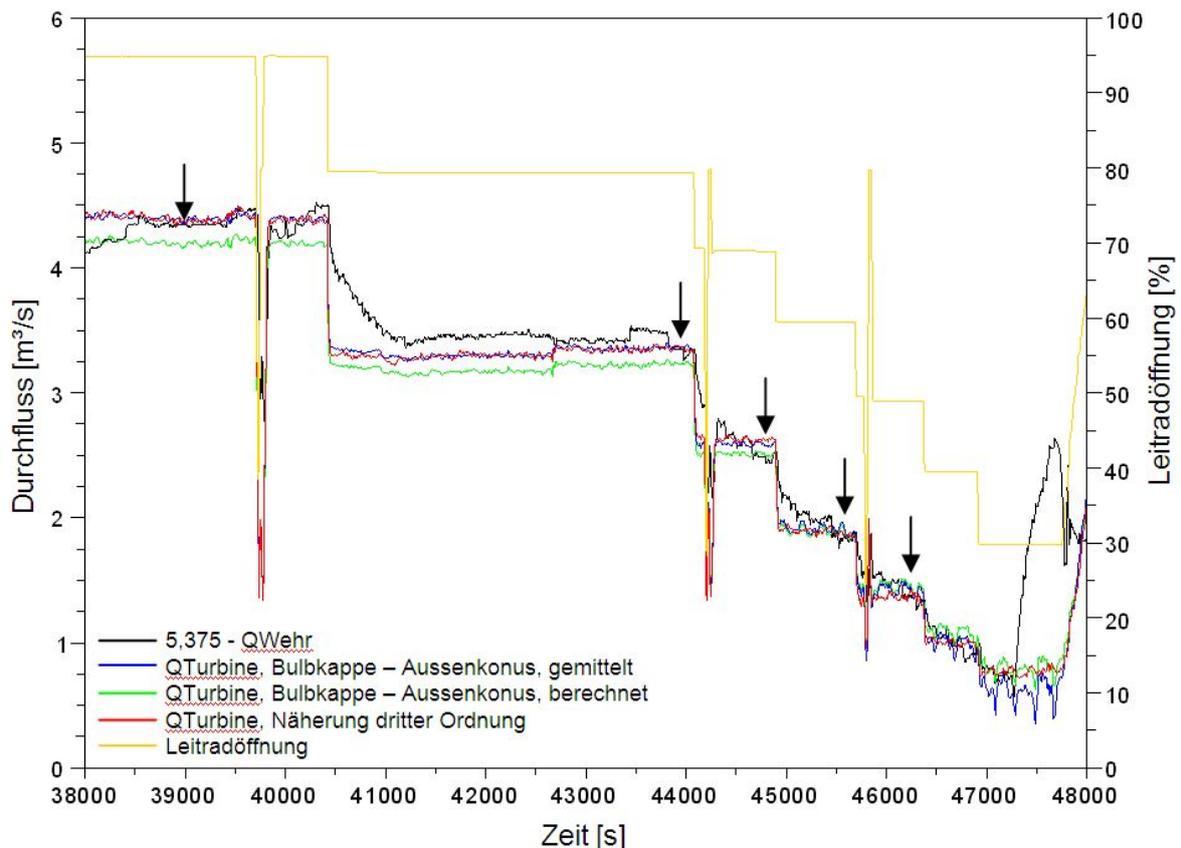
**Abbildung 55: Durchfluss durch die Turbine bei verschiedenen Leitradöffnungen (I). Die Pfeile markieren gültige Punkte für den Abfluss über das Wehr. Der Korrekturwert von 5,375 m³/s entspricht dem Abfluss über das Wehr bei abgeschalteter Turbine**

Abbildung 55 zeigt bei den Messungen an der Wellendichtung bei Leitradöffnungen unterhalb von 70 % deutliche Abweichungen gegenüber dem Abfluss über das Wehr. Das hängt damit zusammen, dass die Sensoren an der Wellendichtung in einem Übergangsbereich, zwischen Leit- und Laufrad angeordnet sind, und zusätzlich vom

Unterwasserstand beeinflusst werden. Für die Durchflussmessungen wurden diese Messungen daher nicht weiter berücksichtigt.

Die Messung anhand des Druckes im Saugrohr lässt sich bis auf ca.  $0,25 \text{ m}^3/\text{s}$  genau mit dem Abfluss über das Wehr abgleichen. In die Berechnung geht aber auch der Unterwasserstand ein, und es hat sich bei anderen Messungen gezeigt, dass die vorhandenen Sensoren den Unterwasserstand am Saugrohrende nicht korrekt wiedergeben, wenn das Krafthaus angehoben wird. Daraus entstand die Idee, umgekehrt den Unterwasserstand anhand des Druckes im Saugrohr zu messen (siehe Kapitel 8.4.3).

Die besten Ergebnisse haben sich bei der Durchflussberechnung aus dem Differenzdruck „Bulbkappe“ – „Triebwasser Aussenkonus“ ergeben, sie sind in Abbildung 56 dargestellt.



**Abbildung 56: Durchfluss durch die Turbine bei verschiedenen Leitradöffnungen (II). Die Pfeile markieren gültige Punkte für den Abfluss über das Wehr. Der Korrekturwert von  $5,375 \text{ m}^3/\text{s}$  entspricht dem Abfluss über das Wehr bei abgeschalteter Turbine.**

Die Berechnung (grüne Kurve) erfolgt entsprechend Gleichung (31) mit den folgenden Parametern, abhängig davon, welcher Sensor am Aussenkonus verwendet wird:

**Tabelle 9: Berechnete Parameter für die Durchflussmessung in der Turbine.**

$p_1$	Druck an der Bulbkappe	[mbar]
$p_2$	Druck am Aussenkonus	[mbar]
$p_y$	Aussenkonus A: 32,65; Aussenkonus B: 51,7	[mbar]
$k$	0,44 (abgeleitet aus dem CAD-Modell)	[m <sup>5</sup> /kg]

Für die gemittelte Kurve (blau) ergeben sich die Parameter zu:

**Tabelle 10: Gemittelte Parameter für die Durchflussmessung in der Turbine.**

$p_y$	Aussenkonus A: 32,0; Aussenkonus B: 50,9	[mbar]
$k$	Aussenkonus A: 0,49; Aussenkonus B: 0,48	[m <sup>5</sup> /kg]

In der Steuerung ist für die Berechnung eine Näherung dritter Ordnung nach Gleichung (33) vorgesehen.

$$Q = a \cdot (p + p_y)^3 + b \cdot (p + p_y)^2 + c \cdot (p + p_y) + d \quad (33)$$

- $p$  Differenzdruck [mbar]  
 $p_y$  Korrektur der Einbaulage [mbar]  
 $a, b, c, d$  Koeffizienten der Näherungsfunktion

Es ergeben sich, abhängig vom verwendeten Sensor am Aussenkonus, für die Koeffizienten die folgenden Werte:

**Tabelle 11: Koeffizienten für die Durchflussberechnung in der Turbine mit einer Näherungsfunktion dritter Ordnung nach Gleichung (33).**

	Aussenkonus A	Aussenkonus B
$a$	0.0000665	0.0000475
$b$	- 0.0059494	- 0.0044674
$c$	0.2340140	0.1995869
$d$	0.3006353	0.44
$p_y$	32,65	51,7

Die gemittelte Durchflusskurve und die Näherungsfunktion konnten damit auf ca. 0,2 m<sup>3</sup>/s genau an den Abfluss über das Wehr angepasst werden, der Unterschied zur berechneten Durchflusskurve beträgt maximal 0,25 m<sup>3</sup>/s. Aufgrund der Toleranzen bei der Druck- und der Neigungsmessung muss man für die genaue

Berechnung mit Messabweichungen nach Tabelle 12 rechnen (ohne Temperaturabweichung).

**Tabelle 12: Messabweichungen bei der Durchflussberechnung anhand der Drucksensoren an der Bulbkappe und am Aussenkonus.**

	Q [m³/s]	Aussenkonus A	Aussenkonus B
Genauere Berechnung	1	±0,59 m³/s	±0,58 m³/s
	4,0	±0,14 m³/s	±0,13 m³/s
Näherungsfunktion:	1	±0,46 m³/s	±0,40 m³/s
	4,0	±0,15 m³/s	±0,15 m³/s

Die maximale Messabweichung ist geringer, wenn der Sensor „Aussenkonus B“ verwendet wird. Dieser Sensor liegt etwas unterhalb von Sensor „Aussenkonus A“, so dass die Messabweichungen das Ergebnis nicht so stark beeinflussen.

Genauere Aussagen sind mit der vorhandenen Messtechnik nicht möglich, für die weiteren Überlegungen wird von einer Genauigkeit von ±0,25 m³/s bei Q=4,0 m³/s (Nenndurchfluss der Turbine) ausgegangen. Sofern die variierende Verschmutzung bei der Druckmessung an der Bulbkappe zum Tragen kommt, führt das bei Q=4,0 m³/s zu einer zusätzlichen Abweichung von ±0,34 m³/s (genaue Berechnung) beziehungsweise ±0,21 m³/s (Näherungsfunktion).

Rechnet man den gemessenen Durchfluss mit Gleichung (12) von 1,55 m auf 1,75 m Nettofallhöhe um, liegt der Durchfluss bei Nennfallhöhe bei ca. 4,25 m³/s.

### 8.4.3 Wasserstand am Saugrohrende

Damit die Funktion des Saugrohres erhalten bleibt muss sichergestellt sein, dass sich sein Ende immer unter Wasser befindet. Damit die Steuerung die Öffnung entsprechend begrenzen kann, muss auch der Wasserstand am Saugrohrende bekannt sein. Der Druck im Saugrohr ist unter anderem abhängig vom aktuellen Durchfluss und von der Lage des Sensors über dem Unterwasser. Kennt man den Durchfluss und die absolute Höhe des Sensors, kann der Unterwasserstand nach Gleichung (34) berechnet werden.

$$h_s = z - \left( \frac{a - (p_1 + p_l)}{98,1} - \frac{Q_T^2}{k^2 \cdot 9810} \right) \quad (34)$$

$h_s$       Wasserstand am Saugrohrende      [m ü. NHN]  
 $Q_T$       Durchfluss durch die Turbine      [m³/s]

a	Abgleich für den Innendrucksensor	[mbar]
k	Abgleichfaktor	[m <sup>3,5</sup> kg <sup>-0,5</sup> ]
p <sub>1</sub>	Druck im Saugrohr	[mbar]
p <sub>i</sub>	Innendruck Generatorbulb	[mbar]
z	Absolute Lage des Drucksensors	[m ü. NHN]

Für den Abgleichfaktor k gilt:

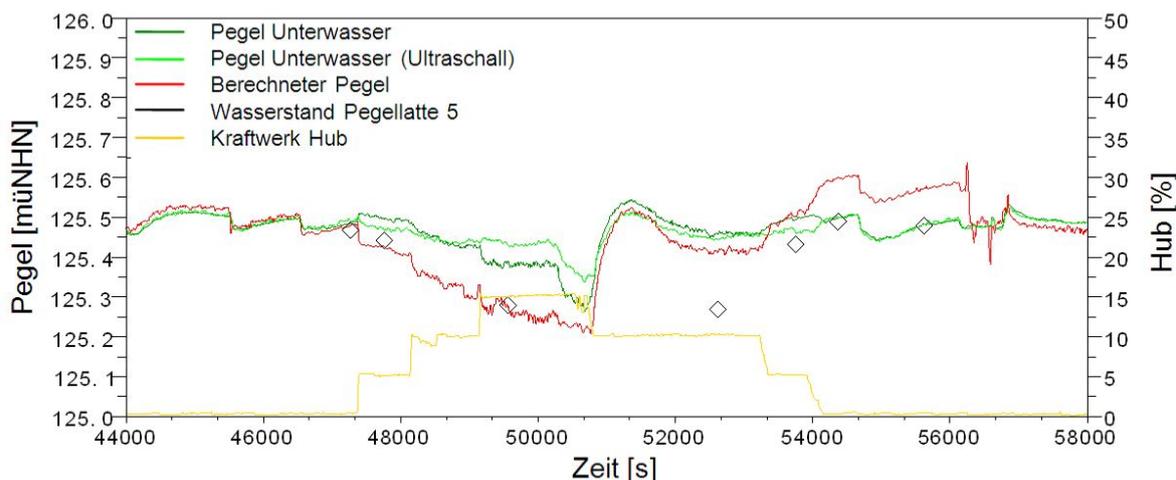
$$k = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho \cdot c_p}{2 \cdot A_1^2} - \frac{\rho}{2 \cdot A_2^2}}} \quad (35)$$

c <sub>p</sub>	Druckrückgewinnungsbeiwert des Saugrohres	[-]
ρ	Dichte des Wassers	[kg/m <sup>3</sup> ]
A <sub>1</sub>	Strömungsquerschnitt bei der Druckmessung	[m <sup>2</sup> ]
A <sub>2</sub>	Strömungsquerschnitt am Saugrohrende	[m <sup>2</sup> ]

Auch wenn viele Parameter in die Berechnung eingehen, ist der Abgleich der Messung sehr einfach: Bei geschlossenem Hubsystem und abgestellter Turbine wird der Parameter a solange justiert, bis der Wasserstand richtig berechnet wird. Anschließend wird bei laufender Turbine der Abgleichfaktor k bestimmt. Voraussetzung für diese Messung ist die richtige Messung des Durchflusses durch die Turbine. In Abbildung 57 sind die Ergebnisse im Vergleich zu einigen Werten an der Pegellatte im Unterwasser dargestellt.

Werden die Messabweichungen bei der Druck-, Neigungs- und Durchflussmessung berücksichtigt (±1 mbar, ±0,28°, ±0,25 m<sup>3</sup>/s), liegt die maximal zu erwartende Messabweichung für den Wasserstand am Saugrohrende bei ±0,09 m (ohne Temperaturabweichung).

Da der Fehler durch die Neigungsmessung gleichzeitig die Berechnung der Oberkante des Saugrohres (±0,04 m) beeinflusst, wenn man die Überdeckungshöhe bestimmt, liegt der Fehler bei der Berechnung der Überdeckungshöhe immer noch bei ±0,09 m. Bei der Berechnung anhand der Pegelsensoren im Unterwasser muss der Fehler von ±0,04 m zusätzlich zum Fehler der Pegelmessung (bei starker Unterströmung: Pegelsonde bis +0,19 m, Ultraschallsensor bis +0,17 m) berücksichtigt werden.



**Abbildung 57: Pegel am Saugrohr bei unterschiedlicher Stellung des Hubsystems und abgeschalteter Turbine**

Beim Anheben des Hubsystems sinkt der Wasserstand am Saugrohrende nach der oben beschriebenen Berechnung weitaus stärker, als am Messort der Pegelsensoren. Die ersten drei Vergleichswerte stimmen gut mit den Werten, die an der Pegellatte abgelesen wurden, überein. Ab ca. 50.700 s ändert sich die Berechnung stark und stimmt nicht mehr mit den weiteren, abgelesenen Werten, überein. Das ist damit zu erklären, dass das Krafthaus zu diesem Zeitpunkt soweit angehoben war, dass Luft in das Saugrohr gelangen konnte und damit die Druckverhältnisse im Saugrohr verfälscht wurden. Ab ca. 56.000 s liefert die Berechnung wieder realistische Werte- zu diesem Zeitpunkt wurde die Turbine angefahren und damit die Luft aus dem Saugrohr verdrängt. Die Berechnung konnte in weiteren Messungen bei laufender Turbine und abgesenktem Hubsystem im Rahmen der Mess- und Ablesegenauigkeit bestätigt werden. Die Voraussetzung ist jedoch immer, dass keine Luft in das Saugrohr gelangt.

Die ermittelten Parameter stimmen gut mit der Berechnung überein. Geht man von  $c_p=0,82$  aus, wie in einer Simulation des Saugrohres ermittelt, erhält man für den Abgleichfaktor  $k=0,073$ , in der Messung wurde  $k=0,067$  ermittelt. Für den Abgleich  $a$  für den Innendrucksensor ergaben sich 3 mbar, ein realistischer Wert im Rahmen der Messtoleranzen.

#### 8.4.4 Abfluss über dem Krafthaus

Nach Gleichung (17) müssen für die Berechnung der Überströmung die Überfallhöhe  $h_u$  und die Anströmgeschwindigkeit  $v_0$  bekannt sein. Für die Messung des Oberwas-

serstandes kommen in der Pilotanlage drei Sensoren in Frage: Pegelsonde Wehr, Pegelsonde Oberwasser und die Drucksensoren in der Bulbkappe.

- **Pegelmessung mit den Bulbsensoren**

Die Sensoren an der Bulbkappe messen das Energieniveau am Einlauf der Turbine, d.h.  $h_o + \frac{v_o^2}{2 \cdot g}$  und damit die Summe aus dem Oberwasserstand und der Geschwindigkeitshöhe. Mit der bekannten Höhe der Überfallkante kann man daraus  $h_{\bar{u}} + \frac{v_o^2}{2 \cdot g}$  berechnen, muss dann aber den Term  $-\left(\frac{v_o^2}{2 \cdot g}\right)^{1,5}$  vernachlässi-

gen. Nimmt man eine maximale Anströmgeschwindigkeit von 1 m/s und einem Überfallbeiwert von 0,75 an, ergibt das einen maximalen Fehler von 0,064 m<sup>3</sup>/s, wenn die Klappen vollständig abgesenkt sind. Weiterhin setzt diese Berechnung voraus, dass die Anströmgeschwindigkeit des Überfalles der im Turbineneinlauf entspricht. Die Messung im Turbineneinlauf liegt aber hinter dem Rechen und wird damit durch den Rechenverlust und die Leitradöffnung beeinflusst. Der Rechenverlust schwankt im Betrieb um ca. ±0,03 m, die Genauigkeit der Pegelmessung liegt bei ±0,01 m, die Genauigkeit der Höhe der Überfallkante soll ebenfalls mit ±0,01 m angenommen werden. Die Überfallkante liegt 0,18 m unterhalb des Stauzieles, für die Berechnung von  $h_{\bar{u}}$  muss dann noch die Geschwindigkeitshöhe abgezogen werden. Mit  $v_o=0,5$  m/s (mittlere Strömungsgeschwindigkeit bei Normalbetrieb) berechnet man für  $h_{\bar{u}}=0,18$  m – 0,01 m und daraus zusätzlich eine Abweichung für den Durchfluss von ±0,24 m<sup>3</sup>/s. Darüber hinaus hat sich auch herausgestellt, dass die Sensoren im Einflussbereich des Überfalles liegen und damit, abhängig von der Überfallhöhe, einen etwas niedrigeren Pegel anzeigen.

- **Pegelmessung mit der Pegelsonde Oberwasser**

Die Pegelsonde Oberwasser misst den Pegel im Einlaufkanal, nicht aber die Geschwindigkeitshöhe in diesem Bereich. Geht man wieder von einer Anströmgeschwindigkeit von  $v_o=0,5$  m/s ± 0,5 m/s (diesmal mit einer Toleranz von ±0,5 m/s, da  $v_o$  nicht gemessen werden kann) und einer Messabweichung der Pegelsonde von ±0,01 m aus, dann liegt der Fehler bei ±0,10 m<sup>3</sup>/s. Aber auch hier treten weitere Fehler auf: bei starker Unterströmung sinkt der Pegel an dieser

Stelle durch die Erhöhung der Fließgeschwindigkeit und zusätzlich wird die Messung der Pegelsonde durch die starke Strömung verfälscht.

- **Pegelmessung mit der Pegelsonde Wehr**

Die Messung mit der Pegelsonde Wehr kann als verfügbares Energieniveau und

damit als Äquivalent zu  $h_0 + \frac{v_0^2}{2 \cdot g}$  betrachtet werden. Auch in diesem Fall muss

man den Term  $-\left(\frac{v_0^2}{2 \cdot g}\right)^{1,5}$  vernachlässigen. Mit  $v_0=0,5 \text{ m/s} \pm 0,5 \text{ m/s}$ , einer Mess-

abweichung der Pegelsonde von  $\pm 0,01 \text{ m}$  und einer Genauigkeit der Überfallkan-  
te von  $\pm 0,01 \text{ m}$  beträgt die Abweichung der Durchflussberechnung  $\pm 0,11 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Der angenommene Überfallbeiwert entspricht den Literaturangaben für ein rundkroniges Wehr, ein Abgleich mit der Wehrklappe erscheint wegen der geringen Durchflussmenge nicht sinnvoll. Bei einem Pegelstand im Einlaufkanal entsprechend dem Stauziel und  $\mu = 0,75$  berechnet man bei vollständig abge-  
senkten Klappen und einer Anströmgeschwindigkeit von  $0,5 \text{ m/s}$  einen Abfluss von  $0,46 \text{ m}^3/\text{s}$ . Berücksichtigt man noch die Restwassermenge von  $0,05 \text{ m}^3/\text{s}$ , die unter diesen Bedingungen für den Fischabstieg auch bei aufgestellten Spülklap-  
pen noch über das Krafthaus abfließt, dann sollte der Abfluss über das Wehr um  $0,41 \text{ m}^3/\text{s}$  zunehmen, wenn die Spülklappen aufgestellt werden.

Die Messungen ergaben eine Änderung des Abflusses über das Wehr von ca.  $0,25 \text{ m}^3/\text{s}$ . Der Fehler der Messung lag aufgrund der Stellung der Wehrklappe nach Abbildung 54 bei  $\pm 0,5 \text{ m}^3/\text{s}$ , so dass die Messung nicht aussagekräftig ist. Dennoch ist der Beiwert vermutlich etwas zu hoch gewählt, da das Strömungsbild an der Anlage eher dem eines breitkronigen Wehres entspricht, was zu einem geringeren Überfallbeiwert führt.

#### 8.4.5 Durchfluss unter dem Krafthaus

Für die Messung des Durchflusses unter dem Krafthaus stehen keine eigenen Sensoren zur Verfügung, mit denen man z.B. den Venturieffekt für die Messung nutzen könnte. Der Durchfluss muss aus dem Ober- und Unterwasserstand und der Öffnung am Saugrohrende bestimmt werden. Bei einigen Vergleichsmessungen mit dem Wehr musste auf die Forderung, den Durchflusszähler vor jeder Messung zurückzusetzen, verzichtet werden: der Abfluss war so hoch, dass die Wehrklappe

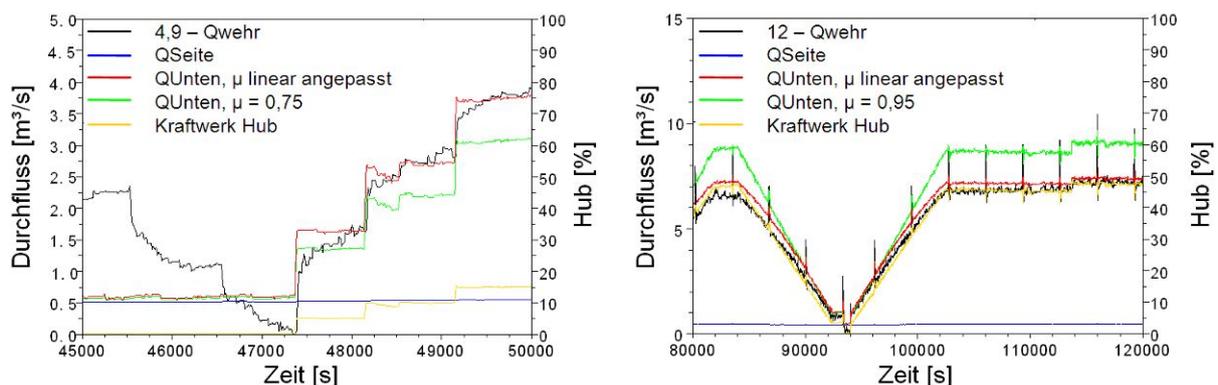
nicht mehr in die obere Endlage gefahren werden konnte, ohne dass der Fluss über die Ufer getreten wäre.

Zunächst sah es so aus, als ob Gleichung (16) mit einem Abflussbeiwert von  $\mu = 0,95$  eine gute Näherung darstellt. Bei hohem Abfluss, d.h. einem hohen Unterwasserstand und großer Öffnung des Hubsystems, lag der berechnete Abfluss aber deutlich oberhalb dessen, was anhand des Abflusses über das Wehr ermittelt wurde. Änderungen am Unterwasserstand, um die Spiegelabsenkung und Messabweichungen aufgrund der Unterströmung auszugleichen, waren nicht zielführend.

Bessere Ergebnisse brachte es, den Abflussbeiwert bei hohem Wasserstand und großer Öffnung von  $\mu = 0,95$  auf  $\mu = 0,75$  zu verringern. Zieht man den Ansatz nach Kapitel 3.4.1 in Betracht, wonach  $\mu$  vom Neigungswinkel der Schütztafel und dem Verhältnis aus dem Oberwasserstand zur Öffnung unter dem Schütz abhängt, liegt dieses Ergebnis auf der Hand.

Als Näherung wurde der Beiwert daher linear in Abhängigkeit von der Öffnung am Saugrohrende von 0,95 bei 10 % Öffnung auf 0,75 bei 50 % Öffnung verringert. Das Ergebnis ist in Abbildung 58 für verschiedene Wasserstände dargestellt.

Zusätzlich ist ein nahezu konstanter Abfluss seitlich des Krafthauses von ca.  $0,5 \text{ m}^3/\text{s}$  zu berücksichtigen, sobald die Dichtungen nicht mehr am Krafthaus anliegen.



**Abbildung 58: Durchfluss unter dem Krafthaus bei verschiedenen Fallhöhen. Links 1,68 m Fallhöhe, rechts 1,18 m. Für die Berechnung wurde der Pegel am Saugrohr, ermittelt aus dem Druck im Saugrohr, verwendet. Die Korrekturwerte von 4,9 bzw.  $12,0 \text{ m}^3/\text{s}$  entsprechen dem Abfluss über das Wehr bei der entsprechenden Messung mit geschlossenem Hubsystem.**

Weitere Messungen haben ergeben, dass die Ergebnisse auch bei einer Fallhöhe von 0,93 m im Rahmen der bisher genannten Messgenauigkeit übereinstimmen. Die Berechnung erfolgte nach Gleichung (36).

$$Q_u = Q_s + s \cdot (0,0475 \cdot \alpha + 0,3782) \cdot b \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (h_o - h_s)} \quad (36)$$

$Q_u$	Durchfluss unter dem Krafthaus	[m <sup>3</sup> /s]
$Q_s$	Durchfluss an der Seite des Krafthauses, siehe Gleichung (37)	[m <sup>3</sup> /s]
$s$	Öffnung am Saugrohrende	[m]
$\alpha$	Neigungswinkel des Krafthauses	[°]
$b$	Kanalbreite (= 2,5 m)	[m]
$h_o$	Oberwasserstand (Pegel Wehr)	[müNHN]
$h_s$	Wasserstand am Saugrohrende nach Gleichung (34)	[müNHN]

$$Q_s = 0,09 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (h_o - h_s)} \quad (37)$$

Mit dem Ausdruck  $(0,0475 \cdot \alpha + 0,3782)$  wird der Abflussbeiwert  $\mu$  abhängig von der Neigung berechnet. Der Faktor 0,09 bei der Berechnung von  $Q_s$  wurde anhand der Messungen ermittelt. Dieser Wert ergibt sich auch, wenn man einen Spalt von 0,01 m auf 2x7,5 m Länge und einen Abflussbeiwert von 0,6 annimmt.

Bei 0,20 m Öffnung am Saugrohrende, einem Wasserstand von 125,37 m ü. NHN (Oberkante des Saugrohres bei 0,2 m Öffnung) und einem Oberwasserstand von 127,14 m ü. NHN liegt die Genauigkeit der Berechnung bei  $\pm 0,62$  m<sup>3</sup>/s (ohne Temperaturabweichung). Hauptursache für die große Abweichung ist die Ungenauigkeit bei der Neigungsmessung und damit bei der Messung der Öffnung am Saugrohrende - allein dadurch beträgt die mögliche Abweichung  $\pm 0,51$  m<sup>3</sup>/s.

#### 8.4.6 Bruttofallhöhe

Die Bruttofallhöhe ist definiert als die Differenz aus dem Oberwasserspiegel (bei der Wasserfassung) und dem Unterwasserspiegel (bei der Wiedereinleitung). Der Oberwasserspiegel kann über den Pegel Wehr gemessen werden, für den Unterwasserspiegel stehen die Pegelsonde im Auslaufkanal und der Ultraschallsensor im Tosbecken zur Verfügung. Beide Messungen werden wegen der Wahl des Messortes von der Strömungsgeschwindigkeit im Auslaufkanal mehr oder weniger stark beeinflusst (Pegelsonde bis 0,19 m, Ultraschallsensor bis 0,17 m, siehe Kapitel 8.1) und geben daher nicht den korrekten Unterwasserstand zur Berechnung der Bruttofallhöhe wieder.

Ist die Strömungsgeschwindigkeit am Ort der Messung bekannt und geht man davon aus, dass die Strömungsgeschwindigkeit im Unterwasser vernachlässigbar ist, dann kann man die Messung mit der Geschwindigkeitshöhe  $h_v = v^2 / (2g)$  korrigieren. Es wurde daher versucht, aus der bekannten Summe der Durchflüsse durch die Turbine, über und unter dem Krafthaus, die Geschwindigkeitshöhe am Ort der Pegelmessung zu berechnen.

Geht man davon aus, dass sich der Gesamtabfluss während der Messung nur unwesentlich verändert hat, dann muss der ermittelte Unterwasserpegel nahezu konstant sein und gleichzeitig bei geschlossenem Hubsystem und abgeschalteter Turbine möglichst genau mit der unkorrigierten Messung übereinstimmen. Unter dieser Voraussetzung ergibt sich das sinnvollste Ergebnis für den Unterwasserstand bei der Messung mit der Pegelsonde. Doch auch die korrigierte Messung zeigt, abhängig von der Stellung des Hubsystems, Abweichungen bis 0,04 m Spitze - Spitze und auch die korrigierte Messung wird von der seitlichen Strömung zwischen Auslaufkanal und Tosbecken verfälscht (möglicherweise hängt damit die große Abweichung zusammen).

Diese Annahmen werden in verschiedenen Messreihen bei unterschiedlichen Pegelständen erfüllt. Es konnte aber kein Abgleich mit einer Messung des Unterwasserspiegels z.B. mit einer Pegellatte durchgeführt werden. Für die Bruttofallhöhe gilt dann:

$$h_B = h_o - \left( h_{ups} + \frac{v_{ups}^2}{2 \cdot g} \right) \quad (38)$$

$h_B$	Bruttofallhöhe	[m]
$h_o$	Oberwasserstand, d.h. Pegelsonde Wehr	[m ü. NHN]
$h_{ups}$	Unterwasserstand, Pegelsonde	[m ü. NHN]
$v_{ups}$	Strömungsgeschwindigkeit am Ort der Pegelsonde	[m/s]

Für die Strömungsgeschwindigkeit am Messort im Unterwasser gilt:

$$v_{ups} = \frac{(Q_{\dot{u}} + Q_T + Q_u)}{b_{ups} \cdot (h_{ups} - h_{ts})} \quad (39)$$

$Q_{\dot{u}}$	Durchfluss über das Krafthaus	[m <sup>3</sup> /s]
$Q_T$	Durchfluss durch die Turbine	[m <sup>3</sup> /s]
$Q_u$	Durchfluss unter dem Krafthaus	[m <sup>3</sup> /s]
$b_{ups}$	Kanalbreite bei der Pegelsonde Unterwasser (= 3,2 m)	[m]

$h_{ts}$  Höhe der Trogsohle am Messort (= 123,8 müNHN) [m ü. NHN]

Die Angaben für  $b_{ups}$  und  $h_{ts}$  sind anhand der Baupläne abgeleitet. Berücksichtigt man noch die mögliche Abweichung bei der Messung des Oberwasserstandes, liegt die Genauigkeit bei  $\pm 0,05$  m.

### 8.4.7 Nettofallhöhe

Die Genauigkeit der Berechnung der Nettofallhöhe ist dagegen deutlich zuverlässiger zu bestimmen. Das Energieniveau am Turbineneinlauf wird mit den Drucksensoren in der Bulbkappe direkt gemessen. Der zweite Bezugspunkt liegt am Saugrohrende. Der Pegel dort wird mit den Drucksensoren im Saugrohr mit einer Genauigkeit von  $\pm 0,09$  m gemessen, die Strömungsgeschwindigkeit ergibt sich aus dem Durchfluss durch die Turbine und dem Strömungsquerschnitt am Saugrohrende. Für die Berechnung der Nettofallhöhe gilt dann:

$$h_N = h_{EB} - \left( h_s + \frac{v_s^2}{2 \cdot g} \right) \quad (40)$$

$h_N$	Nettofallhöhe	[m]
$h_{EB}$	Energiehöhe an der Bulbkappe	[m ü. NHN]
$h_s$	Wasserstand am Saugrohrende nach Gleichung (34)	[m ü. NHN]
$v_s$	Strömungsgeschwindigkeit am Saugrohrende	[m/s]

Für die Strömungsgeschwindigkeit  $v_s$  gilt:

$$v_s = \frac{Q_T}{A_s} \quad (41)$$

$Q_T$	Durchfluss durch die Turbine	[m <sup>3</sup> /s]
$A_s$	Strömungsquerschnitt am Saugrohrende (= 3,25 m <sup>2</sup> )	[m <sup>2</sup> ]

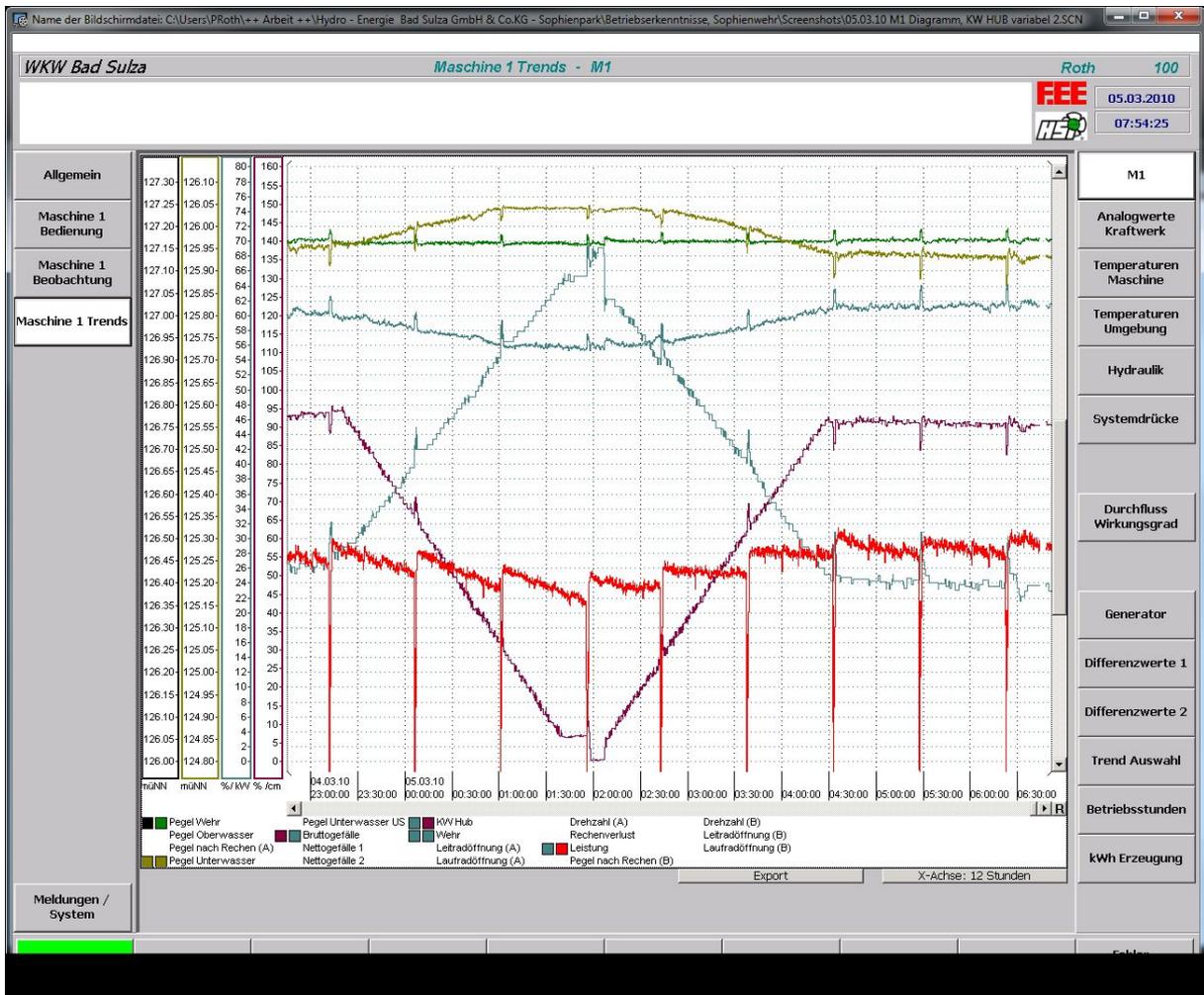
Insgesamt muss man damit von einer maximalen Abweichung von  $\pm 0,13$  m ausgehen. In der Anlagensteuerung sind derzeit die folgenden Berechnungen programmiert:

$h_B$	= Pegelsonde Wehr – Ultraschallsensor Unterwasser	[m]
$h_{N1}$	= Pegel Bulbkappe – Pegelsonde Unterwasser	[m]
$h_{N2}$	= Pegel Bulbkappe – Ultraschallsensor Unterwasser	[m]

Diese Messungen entsprechen damit nicht der Definition der Nettofallhöhe, da die Geschwindigkeitshöhe nicht berücksichtigt wird, und sind außerdem durch den Einfluss der Unterströmung auf die Pegelmessung im Unterwasser verfälscht.

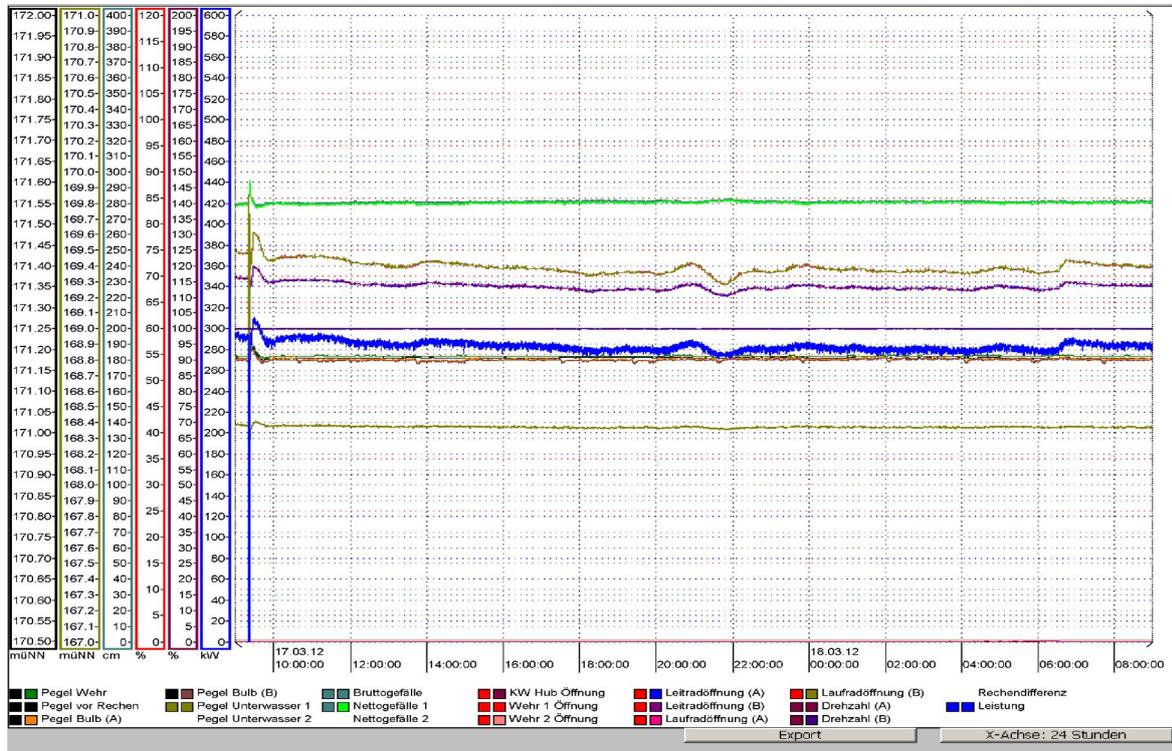
## 8.5 Betrieb der Anlage

Abbildung 59 zeigt exemplarisch die aufgezeichneten Daten eines Versuchstages, an dem aufgrund der Schneeschmelze Hochwasser in der Ilm herrschte und es wurden viele Schwebstoffe im Wasser transportiert. Diese erforderten eine regelmäßige Reinigung des Einlaufrechens. In der linken Abbildung sind die Reinigungsschritte des Rechens jedoch nicht erkennbar. Der Rechen versuchte zwar ständig eine Reinigung, schaffte es gegen die große Menge an angeschwemmten Materialien nicht den Rechen frei zu räumen. Vielmehr zeigten sich Schwachstellen an den Lagerstellen des Rechenreinigers, die eine vollständige Überarbeitung notwendig machten. In der rechten Abbildung sind die Daten mit optimiertem Rechenreiniger dargestellt. Deutlich ist zu erkennen, wie die Leistung der Anlage (blaue Linie) immer weiter abfällt, bis durch die Betätigung des Rechenreinigers der Einlaufrechen wieder freigeräumt wird und die Leistung der Turbine nach jedem Rechenreinigungsvorgang steigt.



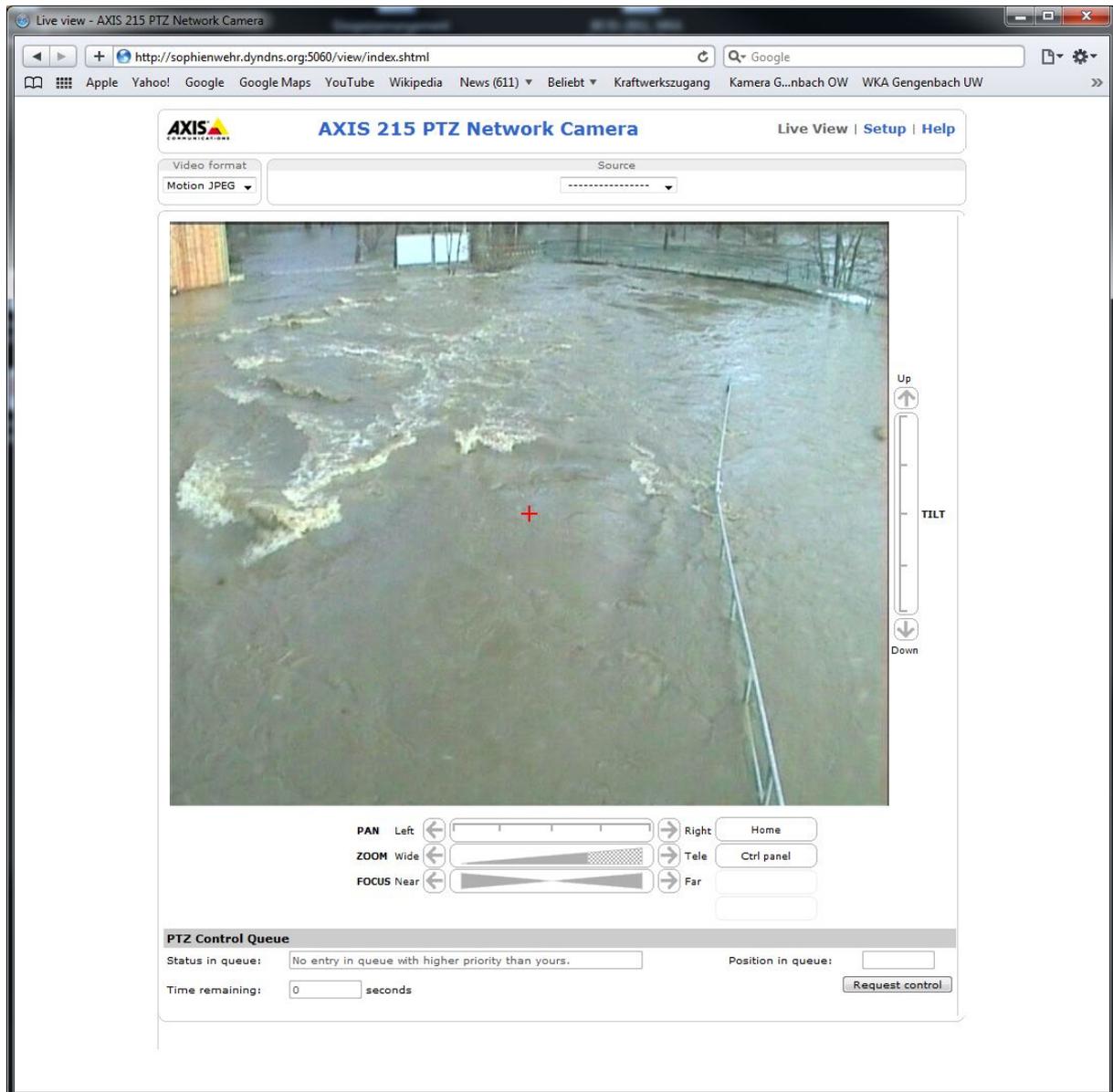
**Abbildung 59: Aufgezeichnete Daten der Anlage bei Hochwasser mit variablen Abfluss über das bewegliche Wehr**

Im Vergleich dazu sind in Abbildung 60 die gemessenen Verläufe der Anlage an einem ruhigen Sommertag dargestellt. Man erkennt den ungestörten konstanten Betrieb an den horizontalen Linien.



**Abbildung 60: Aufgezeichnete Daten der Anlage an einem ruhigen Sommertag bei geringer Wasserführung der Ilm**

Die Anlage wurde nach einer ersten Belastungsphase einer intensiven Überprüfung unterzogen, indem die Dammtafeln eingebaut und die Anlage trocken gelegt wurde. Hierbei zeigten sich erfreulicherweise bis auf die erkannten Lagerprobleme des Rechenreinigers keine relevanten Abnutzungen.



**Abbildung 61: Anlage vollständig überflutet bei einem ca. 80 jährigem Hochwasserereignis**

## 8.6 Leistungsgewinn durch den Ejektoreffekt

In Kapitel 3.7 wurde dargestellt, welcher Gewinn an Fallhöhe zu erwarten ist, wenn das Krafthaus angehoben wird. Nach Gleichung (4) führt zusätzliche Fallhöhe zu einer Erhöhung der nutzbaren Rohenergie und gleichzeitig steigt das Schluckvermögen der Turbine. Ein Anheben des Krafthauses ist nur dann sinnvoll, wenn mehr Wasser zur Verfügung steht, als die Turbine verarbeiten kann. Das bedeutet aber,

dass die Fallhöhe zu diesem Zeitpunkt unterhalb der Nennfallhöhe liegt, da mit steigendem Abfluss der Unterwasserstand ansteigt. Die Turbine und damit auch der Generator arbeiten dann nicht mehr in ihren optimalen Betriebspunkten. Möchte man den Fallhöhengewinn in den Gewinn an elektrischer Leistung übertragen, muss man daher auch den veränderten Wirkungsgrad der Turbine und des Generators berücksichtigen.

Es hat sich schnell herausgestellt, dass es nicht einfach ist, die Änderung der erzeugten Leistung nach Änderungen der Stellgrößen reproduzier- und vergleichbar zu messen. Die erzeugte Leistung wird von verschiedenen, nicht immer messbaren und zeitvariablen Faktoren beeinflusst:

- Rechenverschmutzung
- Verschmutzung der Turbine
- Änderungen der Wassermenge (kurzzeitig durch Steuerungsvorgänge einer oberhalb gelegenen Wasserkraftanlage, längerfristig durch Änderung des Abflusses im Fluss)
- Die Zeitkonstanten bei Stellgrößenänderungen sind sehr groß

Kurzzeitige Messungen stellten sich schnell als problematisch heraus, vor allem aufgrund der stark schwankenden Verschmutzung von Rechen und Turbine. Es wurden daher drei Methoden untersucht, um mit Messungen über einen längeren Zeitraum zu aussagekräftigen Ergebnissen zu gelangen:

1. Die erzeugte Leistung nimmt bei durchschnittlicher Verschmutzung über einen begrenzten Zeitraum meist nahezu linear ab. Daher wurde der Leistungsverlust bei konstanten Stellungen der Regelorgane gemessen und nachträglich von den Messergebnissen abgezogen. Der Verlauf der korrigierten Leistungskurve wurde dann in Zusammenhang mit den Stellgrößenänderungen gebracht. Diese Methode ist aufwendig und aufgrund der Näherung fehleranfällig, denn der Leistungsverlust durch die Verschmutzung kann nur vor und nach der Messung bestimmt werden.
2. Alternativ kann man die erzeugte Leistung über ein festes Zeitintervall aufintegrieren. Zu Beginn jeder Messung wurde der Rechen gereinigt und die Turbine gespült. Die Integration wurde am Ende einer Spülung, immer beim Nulldurchgang der letzten steigenden Flanke der Leistungskurve, gestartet. Dieses Verfahren erscheint am besten geeignet, da es einfach durchzuführen ist, nicht von

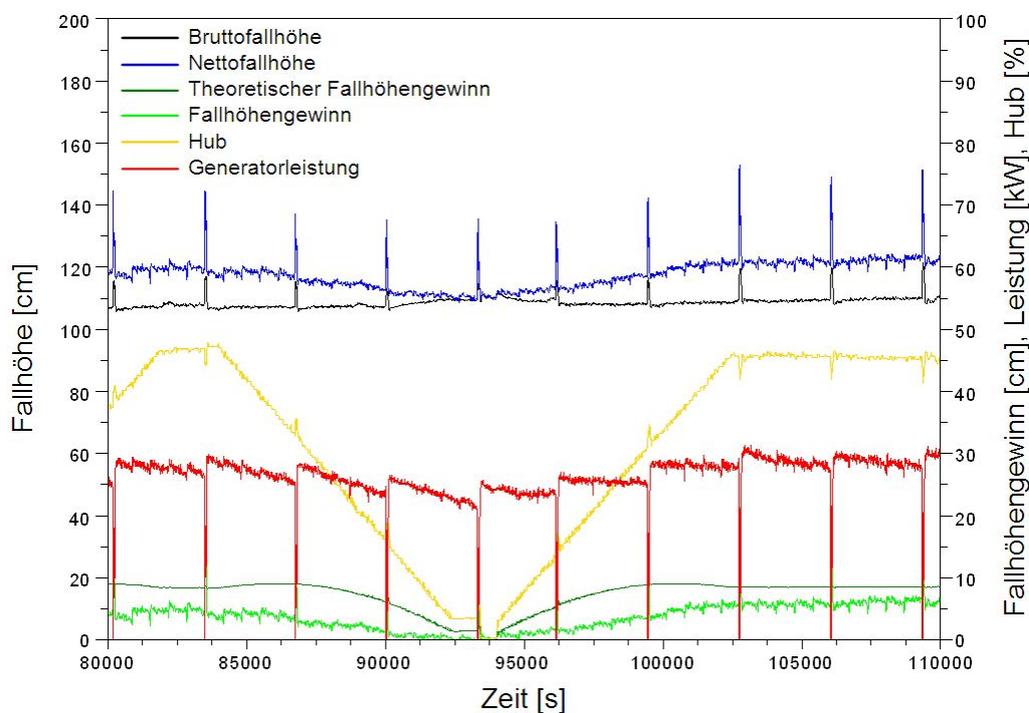
einer Näherung abhängt und kurzfristige Effekte wie die Rechenverschmutzung gemittelt werden, sofern die Integrationszeit ausreichend groß gewählt wird.

3. Die letzte Variante besteht darin, durch geeignete Reglereinstellungen das Krafthaus kontinuierlich anzuheben, und gleichzeitig mit der Wehrklappe den Oberwasserpegel konstant zu halten. Daraus lässt sich direkt die Kennlinie der erzeugten Leistung in Abhängigkeit vom Hub des Krafthauses ableiten. Allerdings wird diese Kennlinie, wie beim ersten Verfahren auch, durch die Verschmutzung verfälscht, sofern diese nicht herausgerechnet wird. Darüber hinaus ist darauf zu achten, das Krafthaus nicht zu schnell anzuheben, ansonsten wird die Messung durch Pegelschwankungen aufgrund der Stellgrößenänderungen verfälscht.

Nachdem die technischen Schwierigkeiten weitgehend behoben waren, konnten mit einsetzender Schneeschmelze einige Messungen bei verschiedenen, für den Standort zum Teil ungewöhnlich hohen, Wasserständen durchgeführt werden.

In Kapitel 3.7 wurde der Zusammenhang zwischen dem Hub des Krafthauses und dem damit erzeugten Fallhöhengewinn hergestellt. Bei einer Bruttofallhöhe von ca. 1,08 m ergibt sich in der Realität die Kennlinie nach Abbildung 62.

Die Messung zeigt, dass der theoretisch erwartete Gewinn an Fallhöhe (berechnet für einen Oberwasserstand von 127,17 m ü. NHN und einen Unterwasserstand von 126,10 m ü. NHN) bei einem Hub von 45 % zu ca. 71 % erreicht wird. Im zweiten Teil der Messung ist der Unterwasserstand leicht zurückgegangen, so dass die Messung nur scheinbar näher am theoretischen Wert liegt. Bedingt durch die Strömung über das Krafthaus ist auch dann ein Fallhöhengewinn messbar, wenn es vollständig abgesenkt ist. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass die Bruttofallhöhe etwas höher ist, als hier dargestellt, da die Geschwindigkeitshöhe im Oberwasser vernachlässigt wird.



**Abbildung 62: Fallhöhe und Generatorleistung in Abhängigkeit vom Hub des Krafthauses. Der Fallhöhengewinn ist die Differenz aus der aktuellen Nettofallhöhe und der Nettofallhöhe bei vollständig abgesenktem Krafthaus**

Allerdings weicht die Messung beim Auf- und Zufahren deutlich stärker von der Berechnung ab. Ursache dürften die Strömungsverluste sein, die in der theoretischen Betrachtung zunächst nur vernachlässigt, bzw. nur unzureichend berücksichtigt werden konnten. Darüber hinaus ist der Hochpunkt des Fallhöhengewinns, wie er sich in der Berechnung bei ca. 35 % Hub ergibt, in der Messung nicht nachweisbar.

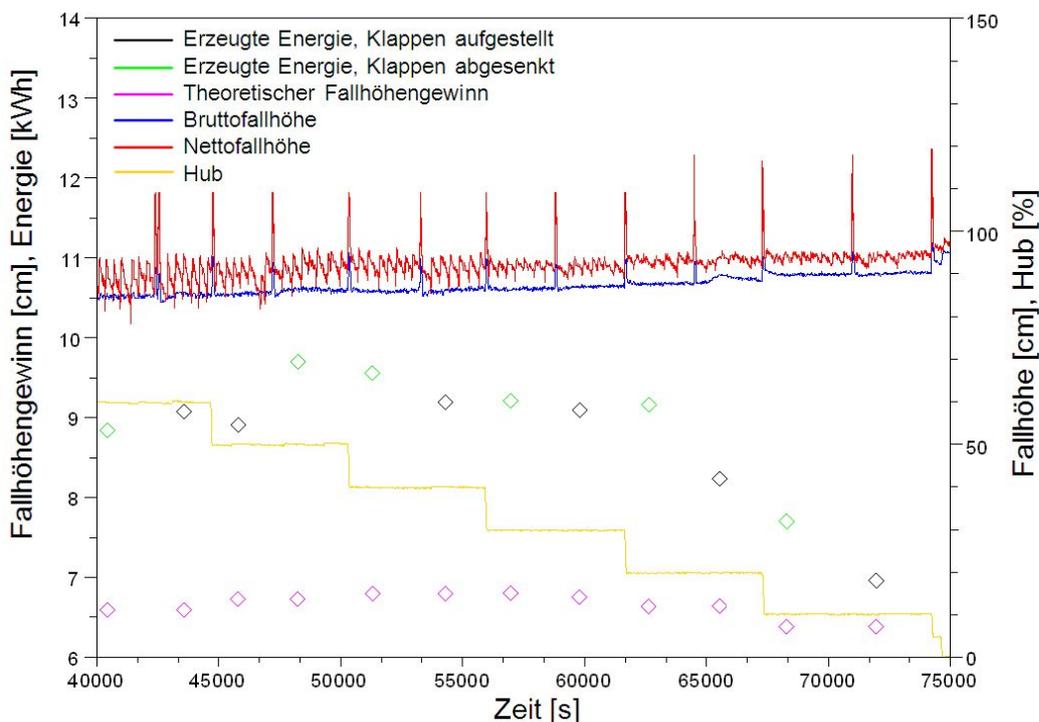
Betrachtet man die erzeugte Leistung unmittelbar nach den Spülzyklen ist erkennbar, dass der Generator bei 45 % Hub ca. 30 kW und damit 4,5 kW mehr als bei geschlossenem Hubsystem liefert. Das entspricht einem Leistungsgewinn von 18 %. Nach Gleichung (13) beträgt der Leistungsgewinn bei einer Erhöhung der Nettofallhöhe von 1,12 m auf 1,24 m in etwa 16 %. Gleichzeitig steigt auch der Wirkungsgrad der Turbine um ca. 1 %, die Änderung des Generatorwirkungsgrades ist jedoch vernachlässigbar.

Berechnet man aus der Nettofallhöhe und dem Durchfluss durch die Turbine die verfügbare hydraulische Leistung nach Gleichung (4), dann liegt der Anlagenwirkungsgrad nahezu konstant bei 75 %, unabhängig davon, ob das Krafthaus

vollständig abgesenkt oder um 45 % angehoben ist (jeweils unmittelbar nach einem Spülzyklus gemessen).

Eine weitere Messreihe wurde bei einer Bruttofallhöhe zwischen 0,85 m und 0,90 m (bestimmt nach Gleichung (38)) durchgeführt. Begonnen wurde mit einem Hub von 60 %, in Schritten von 10 % wurde das Hubsystem abgesenkt. Die Messung musste bei einer Öffnung des Hubsystems von 10 % abgebrochen werden, da die Wehrklappe nicht weiter abgesenkt werden konnte, und ansonsten der Oberwasserpegel angestiegen wäre. Ursache dafür war der bereits in Kapitel 8.4.1 erwähnte Fehler bei der Skalierung des Durchflusszählers der Wehrklappe: die Steuerung ermöglicht eine maximale Absenkung von 100 %, bei diesem Zählerstand war die Wehrklappe tatsächlich aber nur zu ca. 80 % abgesenkt.

Bei jeder Öffnung wurde einmal mit aufgestellten und einmal mit abgesenkten Klappen gemessen. Während der Messreihe ist der Abfluss leicht zurückgegangen, das ist erkennbar daran, dass nach der Messung bei gleicher Öffnung des Hubsystems das Wehr weniger abgesenkt war, um den Oberwasserpegel zu halten. In Abbildung 63 ist dargestellt, wie viel Energie innerhalb der Integrationsintervalle (je 2000 s) erzeugt wurde, und welcher Fallhöhengewinn theoretisch zu erwarten ist.



**Abbildung 63: Fallhöhengewinn und erzeugte Energie bei verschiedenen Stellungen des Hubsystems und einer Bruttofallhöhe von 0,85 m bis 0,90 m**

Betrachtet man die erzeugte Energie bei unterschiedlichem Hub, dann ist analog zur Berechnung ein Hochpunkt bei 40-50 % Hub erkennbar (bei der Berechnung liegt er bei ca. 30-40 %). Das konnte auch mit einer zweiten Messreihe bei einer ähnlichen Fallhöhe nachgewiesen werden.

Vergleicht man die erzeugte Energie mit der Änderung der Nettofallhöhe, dann ist zu erkennen, dass die Nettofallhöhe zwischen 40 % und 50 % Hub maximal ist. Sie nimmt bis 30 % Öffnung ab, danach aber wieder zu- das widerspricht jedoch der gemessenen Abnahme der erzeugten Energie und des Durchflusses. An der Leistungskurve war aber zu erkennen, dass die Leistung ab diesem Zeitpunkt schneller abfällt, d.h. die Verschmutzung der Turbine zunimmt. Während der gesamten Messreihe nimmt der Durchfluss durch die Turbine von  $3,0 \text{ m}^3/\text{s}$  auf  $2,6 \text{ m}^3/\text{s}$  ab, das führt zu einem Leistungsverlust von ca. 13 %. Die übrigen Verluste können nur auf die schnellere Verschmutzung (erkennbar am steileren Abfall der Generatorleistung) und Messabweichungen zurückgeführt werden.

Während der Messung ist die Bruttofallhöhe von 0,85 m auf 0,9 m angestiegen, so dass bei unveränderten Einstellungen am Ende der Messung auch die Generatorleistung höher gewesen wäre. Für die Messung bedeutet das, dass der dargestellte Leistungsverlust beim Absenken des Krafthauses eigentlich noch größer ist, als dargestellt.

Normalerweise müsste bei geschlossenem Hubsystem die Nettofallhöhe aufgrund der nicht zu vermeidenden Verluste im Ein- und Auslauf geringer sein als die Bruttofallhöhe. Hier ist sie geringfügig höher, diese Abweichung kann nur durch die immer noch vorhandene Strömung über dem Krafthaus und Messabweichungen, vermutlich bei der Messung des Pegels am Saugrohr, erklärt werden. Zudem liegt die Bruttofallhöhe geringfügig höher, da die Messung bei sehr hohem Wasserstand durchgeführt wurde und bei der Pegelmessung im Oberwasser die Geschwindigkeitshöhe nicht berücksichtigt wird.

Nicht ganz so eindeutig sind die Ergebnisse in Bezug auf die Stellung der Spülklappen. Die Wirkung der Spülklappen ist eindeutig zu erkennen, es wurden Leistungssteigerungen bis 1 kW aufgrund der Überströmung beobachtet. Es kann aber keine sichere Aussage getroffen werden, wie der Leistungsgewinn von der Überdeckungshöhe am Saugrohrende abhängt. Abbildung 63 legt den Schluss nahe, dass der Effekt bei geringerem Hub größer ist, aber in derselben Messreihe wurde ein ähnlicher Leistungsgewinn auch bei großem Hub gemessen.

## 8.7 Wirkungsgrad

Für die folgenden Überlegungen wurde der Wirkungsgrad der Wasserkraftanlage unmittelbar nach einem Spülzyklus und nach einer Reinigung des Rechens bestimmt, durch die Verschmutzung reduziert sich der Wirkungsgrad natürlich. Die Spülklappen waren bei diesen Messungen immer abgesenkt.

Im Zusammenhang mit den Messungen des Ejektoreffektes wurde bereits ein Wirkungsgrad der Anlage von 75 % genannt, wobei die erzeugte Leistung in Bezug zu Nettofallhöhe und Durchfluss gestellt wurde. Die Bruttofallhöhe lag bei ca. 1,08 m, die Auslegungsfallhöhe der Turbine liegt allerdings bei 1,75 m.

In einer zweiten Messung wurde der Wirkungsgrad bei einer Bruttofallhöhe von 1,64 m und einer Nettofallhöhe von 1,60 m bestimmt, das Krafthaus war vollständig abgesenkt. Der Abfluss über das Wehr war so gering, dass die Geschwindigkeitshöhe im Oberwasser vernachlässigt werden kann. Der Anlagenwirkungsgrad liegt dann bei 82 %.

## 8.8 Ergebnisse aus den Messungen

Die Messungen haben gezeigt, dass das Prinzip der beweglichen Wasserkraftanlage funktioniert, und durch die Über- und Unterströmung zusätzliche Energie erzeugt werden kann. Bei hohen Wasserständen wurden Leistungssteigerungen bis 18 % gemessen, auch bei geringer Unterströmung ist ein Effekt nachweisbar.

Aus der Theorie geht hervor, dass die Leistung wieder abnimmt, wenn das Hubsystem zu weit geöffnet wird. Dieser Effekt konnte in zwei Messreihen nachvollzogen werden, es war aber nicht zu erkennen, dass die Nettofallhöhe ebenfalls abnimmt. Hier ist sicher auch ein Einfluss der Verschmutzung zu sehen. Bei einigen Messungen hat bei geringem Hub die Verschmutzung der Turbine schneller zugenommen, während bei größerem Hub der Rechen schneller verschmutzt ist. Dennoch erscheint es sinnvoll, einen maximalen Hub festzulegen. Prinzipiell hängt der Punkt des maximalen Leistungsgewinnes von der Fallhöhe ab und liegt zwischen 30 % und 37 % des Hubs. Eine fallhöhenabhängige Anpassung erscheint daher übertrieben, und basierend auf den bisherigen Messungen wird eine maximale Regelöffnung von 40 % empfohlen.

Bei der Untersuchung der Wirkung der Überströmung konnte ein Leistungsgewinn von bis ca. 1 kW mehrfach nachgewiesen werden. Es ist davon auszugehen, dass

bei Erhöhung der Spülklappen nach dem Rechen und einer größeren Überstromwassermenge der Effekt verstärkt wird. Vorteilhaft wäre auch, dass größeres Schwemmgut besser über das Krafthaus abgeleitet werden kann.

Das bisher verwendete Steuerungskonzept, oberhalb der Ausbauwassermenge zunächst die Spülklappen umzulegen, dann den Oberwasserpegel weiter mit der Wehrklappe zu regeln und ab einer bestimmten Öffnung des Wehres die Pegelregelung mit dem Hubsystem fortzuführen, konnte durch die Messungen bestätigt werden. Es ist auch denkbar, bei zunehmendem Abfluss die Klappen zunächst umzulegen, dann aber noch einmal aufzustellen, um das Hubsystem früher aufzufahren und das Wasser, das ansonsten über die Wehrklappe abfließt, schon früher auszunutzen. Die Überströmung führt aber auch zu einem deutlichen Leistungsgewinn, so dass dadurch nur eine geringe Steigerung zu erwarten ist. Zudem wäre dann von Nachteil, dass Treibgut die Wasserkraftanlage bei aufgestellten Klappen nicht mehr so leicht passieren kann.

Die Struktur der Regelung hat sich trotz der vielen, unabhängig voneinander arbeitenden, Regler bewährt. Auch die Übergabe zwischen dem Pegelregler des Hubsystems und der Wehrklappe funktionierte nach einigen Korrekturen einwandfrei.

## 9 Ökologische Betrachtung

### 9.1 Fischökologie

Unter fischökologischen Gesichtspunkten ist das bewegliche Krafthaus von besonderem Interesse, da zum einen Fische unter dem Krafthaus durchschwimmen und zum anderen abstiegswillige Fische auch über das Krafthaus hinweg schwimmen können, da dieses überströmt ist. Im Zusammenhang mit dem notwendigen Fischschutz an Wasserkraftanlagen kommt dem Rechen als weiterer Anlagenbestandteil eine hohe Bedeutung zu. Speziell die Rechenanlagen an Wasserkraftanlagen führen sehr häufig zu kontroversen Diskussionen hinsichtlich ihrer Funktion als Fischschutzinstrument. Die Strömungsgeschwindigkeit an den Rechenstäben und der Abstand der Stäbe können die Fische vor dem Eindringen in die WKA abhalten<sup>19</sup>, bei entsprechend hohen Strömungen und weiten Stababständen kann aber auch ein Eindringen von Fischen gefördert werden<sup>20</sup>.

Bei der Versuchsanlage wurde ein Rundbogenrechen mit einem lichten Stababstand von 20 mm installiert, die aufgrund günstiger Strömungsfelder vor dem Rechen Fische mit einer hohen Effizienz davon abhalten soll, in die Wasserkraftanlage einzuschwimmen bzw. eingesogen zu werden. Von großer Bedeutung der Annahme einer Fischabstiegsanlage ist die Ausbildung einer tangential beschleunigten Strömung in Richtung Fischabstieg, wie dies bei Einsatz eines Rundbogenrechens gewährleistet wird. Verletzungen von Fischen beim Reinigungsvorgang kann wirkungsvoll entgegengewirkt werden, wenn die Putzharke vom Rechen niemals abgehoben wird und gleichzeitig die Gestaltung der Putzharke ein Einklemmen von Fischen zwischen Putzharke und Einlaufrechen verhindert wird. Vorgenannte Kriterien werden durch die Ausbildung der Doppelputzharke für beide Reinigungsrichtungen bei den realisierten Rechenreinigungssystem erfüllt, welches gleichzeitig durch die hohe Putzeffizienz mit herkömmlichen Reinigungssystemen nicht erfüllt werden kann.

---

<sup>19</sup> Larinier, M. und Travade (2002): Downstream migration: problems and facilities. - Ball. Fr. Peche Piscic., H. 364, S. 181-207

<sup>20</sup> Ebel, G. (2008): Turbinenbedingte Schädigung des Aals (*Anguilla anguilla*). - Mitteil. Aus dem Büro für Gewässerökologie und Fischereibiologie, H. 3, 176 S.

Die Auswirkungen des beweglichen Kraftwerkes auf Fische wurden bereits an zwei anschließend errichteten Demonstrationsanlagen an der Kinzig vom Büro für Fischereibiologie & Ökologie (Klaus Blasel, Freiburg) durchgeführt. Zur Bearbeitung von speziellen Fragestellungen zur Fischverträglichkeit des beweglichen Krafthauses wurden das Büro für Umweltplanung, Gewässermanagement und Fischerei aus Bielefeld und der wirtschaftliche Geschäftsbetrieb des Landesfischereiverbandes Westfalen und Lippe e. V. vom federführenden Büro beauftragt.

Fischzählungen an Wasserkraftanlagen mittels Reusen oder Hamen bedingen rein methodisch eine hohe Fischsterblichkeit. Um dies zu verhindern, wurde im Rahmen der abschließenden Analyse an der Kinzig mit Hilfe eines Sonars eine innovative Messmethode angewendet. Mit Hilfe des „DIDSON“ (Dual-frequency IDentification SONar), einem hydroakustischen Verfahrens, können die Fischwanderungen unabhängig von Trübungsgrad und Abfluss ohne jegliche methodische Beeinflussung durchgeführt werden. Damit konnte das Verhalten von Fischen einerseits vor dem Rechen (Abwanderung), andererseits aber gerade auch die Fischbewegungen in der Tiefe, unter der beweglichen Wasserkraftanlage hindurch, detektiert werden.

Es wurden Untersuchungen mit unterschiedlichsten in der Kinzig vorkommenden Fischarten durchgeführt. Die Beobachtungen von Schneiderschwärmen und die Versuche mit den Bachforellen sowie die Nachtbeobachtungen der Lachssmolts zeigten, dass keine Schädigungen in Form von Ansaugwirkungen durch den Rechen zu beobachten waren. Auch zeigten sich keine aktiven Durchtritte durch den Rechen.

Der Rechen erreicht zusätzlich durch die Form eines Rundbogens günstige Strömungsgeometrien; die Scherkräfte zwischen den Fischen und den Rechenstäben bewirken, dass die Strömungsgradienten nicht ausschließlich in Richtung des Maschinenhauses wirken, sondern eine Tangentialablenkung erfahren, so dass keine negativen Auswirkungen auf die beobachteten Fische resultierten. Da es sich bei den hier untersuchten Fischen um vergleichsweise kleine Tiere handelt, ist davon auszugehen, dass der Rechen auch für weitere in der Kinzig vorhandenen Fischarten unter den hier untersuchten Bedingungen keine Gefahr darstellt.

Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen und Beobachtungen konnte zudem mehrfach nachgewiesen werden, dass Fische sowohl unter dem Krafthaus als auch über das Krafthaus hinweg ins Unterwasser gelangen können.

Aktives Absteigen über das Krafthaus ins Unterwasser der WKA konnte während des gesamten Untersuchungszeitraumes eher selten beobachtet werden. Dieses Verhalten wurde ausschließlich bei Lachsen nachgewiesen (siehe Abbildung 64).



**Abbildung 64: Lachssmolt passiert aktiv den Spalt zwischen den Segmentklappen**

Während der Beobachtungszeit wurde die Öffnung dreimal von Lachsen aktiv passiert. Bei nächtlichen Beobachtungen zeigte sich aber, dass Lachssmolts Durchtritt zwischen den beiden Segmentklappen eher meiden und der vorhandene Durchtrittsspalt zwischen den Segmentklappen eine Barriere für die abstiegswilligen Smolts darstellt. Ein ähnliches Verhalten zeigten auch die jungen Bachforellen, wenn sie sich dem Spalt zwischen den Segmentklappen näherten.

Interessanter Weise zeigte der Einsatz des Rechenreinigers, bei dem dann auch die Segmentklappen umgelegt werden eine deutliche Begünstigung des Abstiegs, so dass mit Hilfe des Rechenreinigers der Fischabstieg unterstützt werden kann, wobei sich mittlere Putzgeschwindigkeiten als empfehlenswert erwiesen.

Bei den Untersuchungen zum Abstieg von Fischen unter dem Krafthaus konnte zum Zeitpunkt der Untersuchungen nur der Lachs beobachtet werden, der beim Öffnen des Krafthauses mit Flucht ins strömungsärmere Oberwasser reagiert, so dass nur ein vergleichsweise geringer Anteil der Fische durch die Öffnung ins Unterwasser gelangt. Für den Aal, der vor allem im Herbst flussabwärtsgerichtet Wanderaktivitäten hat, ist es sehr wahrscheinlich, dass er die Strömung, die beim Öffnen des Krafthauses entsteht, aktiv aufsuchen wird, um ins Unterwasser zu gelangen.

**Insgesamt wurde dem beweglichen Krafthaus unter den getesteten Rahmenbedingungen ein hohes Maß an Fischfreundlichkeit attestiert.**

## 9.2 Umweltnutzen

Der Umweltnutzen des beweglichen Wasserkraftwerks ergibt sich aus der Verbesserung der ökologischen Situation vor Ort, denn die Ilm war an der Stauhaltung in Bad Sulza für Fische vor Projektbeginn nicht durchwanderbar. Durch die Versuchsanlage, die die Errichtung eines Fischpässes beinhaltet und den Fischen auch einen Abstieg über und unter der Turbine ermöglicht, konnten die Zielstellungen unterschiedlicher Aktionsprogramme zur Wiederansiedlung von Fischen in den europäischen Flüssen (z.B. „Aktionsprogramm Rhein“, „Lachs 2000“, „Rhein 2020“) unmittelbar erfüllt werden. In diesen Programmen wird u. a. die Wiederherstellung der ökologischen Durchgängigkeit in Nebenflüssen angestrebt.

Zudem wird durch die Nutzung der Wasserkraft der CO<sub>2</sub>-Ausstoss entsprechend dem Kyoto-Protokoll (1997) und den Zielstellungen von Rio de Janeiro (1992) reduziert. Als besonders vorteilhaft erwies sich hierbei die hohe Energieeffizienz der Versuchsanlage, die sich aus dem zusätzlichen Ejektoreffekt durch die Umströmung und die direkte Kopplung von Turbine und Generator ergibt. Der Nachweis der Energieeffizienz konnte im Rahmen des Projektes erfolgreich geführt werden. Insbesondere im Hinblick auf die Atomproblematik seit dem Unglück in Fukushima und die sich hieraus ergebende Notwendigkeit verstärkter Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, kann die neue Wasserkrafttechnologie einen zwar begrenzten aber durchaus wichtigen Beitrag für die künftige dezentrale Energieversorgung Europas leisten.

## 9.3 Langzeit Nachhaltigkeit

Wasserkraft ist eine der erneuerbaren Energien, die sich aufgrund der langen Laufzeiten der Anlagen bezahlbar macht. Um wirtschaftlich lohnenswert betrieben zu werden, muss eine Wasserkraftanlage mindestens 50 Jahre betrieben werden. Hierfür liefern die Wasserkraftanlagen über viele Jahre hinweg gut kalkulierbare Mengen an regenerativer Energie. Ausgehend von der Abflussdauerlinie am Standort Bad Sulza und der ökologischen Minderstwassermenge wird an der Anlage ein Ertrag von mehr als 350 MWh pro Jahr angestrebt. Vergleicht man dies mit der Energieerzeugung aus Steinkohle, so entsteht pro kWh etwa 1 kg CO<sub>2</sub>. Durch beide Anlagen können somit pro Jahr 350 Tonnen an CO<sub>2</sub> eingespart werden. Auf eine Laufzeit von 50 Jahren hochgerechnet ergibt sich durch die Anlage eine CO<sub>2</sub>-Ersparnis von etwa 17.500 Tonnen an CO<sub>2</sub>.

Nimmt man an, dass nach erfolgreichem Projekt innerhalb von 10 Jahren ca. 100 weitere Kraftwerke dieses Systems und etwa dem 10-fachen dieser Leistungen in Europa realisiert werden, so ergibt dies eine zusätzliche Energieproduktion von 350.000 MWh/a. Rechnet man dies wieder auf die Laufzeiten der Anlagen ergibt sich eine CO<sub>2</sub>-Ersparnis von etwa 9 Mio. Tonnen an CO<sub>2</sub>.

#### **9.4 Replizierbarkeit, Übertragbarkeit**

Es gibt an Flüssen in Europa eine sehr große Anzahl von mehreren hundert bestehenden, kleineren Stauhaltungen. Diese kleineren Stauhaltungen sind meist sog. Kulturstau zur Verhinderung von Tiefenerosion als Folge von ehemaligen Flussbegradigungen, zur Herstellung der Schifffbarkeit, Altmühlenstandorte oder ehemalige Bewässerungsanlagen. Diese Standorte weisen meist eine geringe Fallhöhe auf, so dass trotz moderner Technik die Nutzung dieser Standorte ohne Ausleitung zur Energiegewinnung meist unwirtschaftlich ist. Nachteilig an diesen Kulturstauen ist, dass sie oftmals für Fische nicht passierbar sind und somit ein Fischeaufstieg unmöglich wird. Hierdurch haben sich der Fischbestand und die Artenvielfalt in vielen Flüssen Europas erheblich reduziert. Derzeitige Wasserkraftsysteme können diesen Umstand nicht beheben, sondern verschlechtern meist die ökologische Situation.

Das neue bewegliche, über- und unterströmbare Wasserkraftsystem dieses Projektes wird an eine Vielzahl dieser Kulturstau zum Einsatz kommen können und hiermit sowohl die Durchgängigkeit der Stauhaltungen ermöglichen und die Umwelt durch die regenerative Energiegewinnung entlasten.

Problematisch erscheint aus derzeitiger Sicht lediglich die Installation mehrere parallel betriebener Anlagen an großen Flüssen. Hier bedarf es in den kommenden Monaten entsprechender Modellierungen und Berechnungen, bevor eine erste Umsetzung erfolgen kann.

## 10 Zusammenfassung

Von Seiten der Bundesregierung wurde im Rahmen des neuen EEG eine erhöhte Vergütung für Wasserkraftanlagen mit Leistungen beschlossen, bei denen nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert wird. Intensive Diskussion des Bundesumweltministeriums und der Landesumweltminister über die Definition einer ökologischen Verbesserung, an der sich die Fa. Hydro-Energie Roth GmbH aktiv beteiligt, haben im Juli 2005 zum neuen „Leitfaden für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz für die Neuerrichtung und Modernisierung von Wasserkraftanlagen“ geführt.

Im Rahmen dieses DBU-Projektes wurde nun erstmals eine bewegliche, über- und unterströmbare Kleinwasserkraftanlage am der Ilm in Bad Sulza errichtet, durch die zum einen die Wasserkraft energetisch genutzt werden kann und vor Ort eine ökologische Aufwertung des aktuellen Zustands erreicht wird. Zudem können Fische die Wasserkraftanlage unbeschädigt passieren.

Dieses Validierungsprojekt baut hierbei auf einem vorhergehenden, durch die DBU geförderten Forschungsvorhaben auf, das gemeinsam mit dem Institut für hydraulische Strömungsmaschinen (IHS) an der Universität Stuttgart durchgeführt wurde auf, bei dem eine spezielle Saugrohrgeometrie entwickelt wurde, die sich durch eine hohe Steifigkeit und eine guten Energierückgewinn auszeichnet. Durch das Umströmen des Saugrohres soll zudem ein Energierückgewinn (Sog = Ejektoreffekt) erreicht werden. Simulationen zeigten eine beachtliche Steigerung des Druckgewinns im Saugrohr.

Im Rahmen dieses Projektes konnte dieser Ejektoreffekt nun erstmals eindrucksvoll an einer kleinen Wasserkraftanlage in Bad Sulza in der Praxis bestätigt werden soll. Durch die Über- und Unterströmung der Anlage lässt sich bei entsprechender Wasserführung der Ilm im Hochwasserfall durch den Ejektoreffekt mehr als 18 % mehr Leistung erzeugen.

Diese Kleinwasserkraftanlage mit einer Leistung von ca. 60 kW war ein wichtiger erster Schritt zur erfolgreichen Umsetzung des neu entwickelten Systems der beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkrafttechnologie in Kombination mit einer doppelt regulierten Kaplanrohrturbinen mit direkt angetriebenen Synchrongeneratoren mit Permanentmagneten.

## 11 Technische und kommerzielle Nutzung

Aufbauend auf den Erkenntnissen mit der Versuchsanlage wurden an der Kinzig zwei Demonstrationsanlagen mit unterschiedlichem Gefälle realisiert (siehe [www.das-bewegliche-wasserkraftwerk.de](http://www.das-bewegliche-wasserkraftwerk.de)).

Da diese, ebenso wie die Versuchsanlage, ihre Funktionalität unter Beweis gestellt haben, kann die Technologie nun sehr schnell auf andere Standorte transferiert werden. Die Fa. Hydro-Energie Roth GmbH als Ingenieurbüro ist hierbei ein Garant, dass diese Technologie auch auf weitere Standorte angepasst werden kann.

2011 wurde bereits eine weitere Anlage in Thurfeld in der Schweiz mit 2 Einheiten mit jeweils 1.000 kW in Betrieb genommen und im Frühjahr 2012 geht eine weitere Anlage in Hausach an der Kinzig mit 320 kW in Betrieb.

Weitere Projekte in Holland (2 Anlagen mit jeweils 800 kW), in Österreich (6 Anlagen mit jeweils 650 kW, 1 Anlage mit 750 kW und 12 Anlagen mit jeweils 1.300 kW), in Deutschland, Nordrhein-Westfalen (1 \* 600 kW, und 2 \* 1.250 kW) und im Saarland (600 kW) sind bereits sehr konkret. Im Projektierungsstadium befinden sich insgesamt 6 Anlagen mit jeweils 450 kW in Großbritannien und es laufen Voruntersuchungen mit dem Wirtschaftsministerium und Umweltministerien in Ägypten über 80 Anlagen am Nil, sowie auch weitere Anlagen im Südsudan, ebenfalls am Nil.

Wird nur ein Bruchteil von den vielen weiteren Anfragen aus Europa und Übersee realisiert, kann hiermit bereits ein wichtiger Beitrag für die Umwelt und die Artenvielfalt an Fischen in den Flüssen geleistet werden.

Zudem tragen die erhaltenen Auszeichnungen der Fa. Hydro Energie Roth GmbH zur weiteren Verbreitung über die Technologie bei. So erhielt die Fa. Hydro Energie Roth GmbH neben dem NEO2010, den Innovationspreis der TechnologieRegion Karlsruhe, auch den Umwelttechnikpreis 2011 des Landes Baden-Württemberg für die Kategorie Energieeffizienz (siehe [www.umwelttechnikpreis.de](http://www.umwelttechnikpreis.de)).

## 12 Publikationen der Ergebnisse

Die Erkenntnisse dieses Projektes sowie des hierauf aufbauenden beweglichen Wasserkraftwerks wurden in den vergangenen Jahren auf verschiedenen Messen und Veranstaltungen präsentiert:

- Messe Ecotec 2007 in Essen,
- Woche der Umwelt 2007 in Berlin,
- 30. Fortbildungsveranstaltung des BWK-Landesverbandes Baden Württemberg in Karlsruhe 2007
- „Ideenbörse“ zum Klimaschutz des Fachgremiums Energie & Umwelt des Energieteams Baden-Württemberg in Stuttgart im April 2008
- 11. Internationalen Anwenderforums Kleinwasserkraftwerke des Otti e.V. vom 25. bis 26. September 2008 in Luzern
- „7. Seminar Klein-Wasserkraft“ im Oktober 2009 mit in Stuttgart zusammen mit dem Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen der Universität Stuttgart.
- 13. Internationales Anwenderforums Kleinwasserkraftwerke des Otti e.V. in Kempten 2010 (mit Auszeichnung für den besten Vortrag)

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Wirkungsgradvergleich	9
Abbildung 2:	Strömungsbild zum Unter- und Überströmen	12
Abbildung 3:	Fallhöhengewinn beim Unter- und Überströmen	13
Abbildung 4:	Längsschnitt und Draufsicht des beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftwerkes	14
Abbildung 5:	Energielinie (rot), Drucklinie (blau), Brutto- und Nettofallhöhe der beweglichen Wasserkraftanlage. Zur besseren Übersicht sind die Verhältnisse in der Turbine und die Über- und Unterströmung nicht dargestellt	17
Abbildung 6:	Muschelkurve für die Modellturbine ( $D_1 = 1 \text{ m}$ , $h_1 = 1 \text{ m}$ ) und Betriebskennlinie der Versuchsanlage	21
Abbildung 7:	Wirkungsgrad des Generators in der Versuchsanlage	23
Abbildung 8:	Abfluss unter einem geneigten Planschütz	24
Abbildung 9:	Links Abflussbeiwert $\mu_a$ für Planschütze, rechts Korrekturbeiwert $\kappa$ für unvollkommenen Ausfluss <sup>3</sup>	24
Abbildung 10:	Vollkommener Überfall an einem Wehr	26
Abbildung 11:	Überfall am Wehr. Wichtig sind die Höhe des Wehrkörpers $w_0$ , die Überfallhöhe $h_u$ und der Anstellwinkel $\alpha$ der Wehrklappe.	27
Abbildung 12:	Überfallbeiwert einer Wehrklappe in Abhängigkeit vom Anstellwinkel $\alpha$	29
Abbildung 13:	Überfallbeiwert $\mu$ in Abhängigkeit von der Absenkung der Wehrklappe $x$ bzw. dem Neigungswinkel $\alpha$ (Einstellung des Durchflusszählers: 35000 Imp. entsprechen 100% Absenkung)	30
Abbildung 14:	Kontrollraum (rot) für die Berechnung des Fallhöhengewinns mit dem Stützkraftsatz	31
Abbildung 15:	Berechneter Fallhöhengewinn (durchgezogen) und Pegel am Saugrohr (gestrichelt) bei einem Oberwasserstand von 127.23 m ü. NHN und verschiedenen Unterwasserständen. Die Berechnung gilt nur solange sich das Saugrohrende unter Wasser befindet.	34
Abbildung 16:	Wehranlage an der Ilm in Bad Sulza vom Unterwasser gesehen	37
Abbildung 17:	Abschlag in den Kunstgraben	38
Abbildung 18:	Skizzierte Draufsicht des geplanten Wasserkraftwerks Bad Sulza / Ilm	39
Abbildung 19:	Skizzierte Einbringung des Krafthauses und des Fischpasses in die Uferböschung	40
Abbildung 20:	Darstellung eines Borstenfischpasses, der erfolgreich an der Unterliegerwasserkraftanlage in Bad Sulza installiert wurde	41
Abbildung 21:	Systemschnitt der beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftanlage für den Standort Bad Sulza	43
Abbildung 22:	Oberflächen und sohlnaher Fischabstieg	44
Abbildung 23:	Konstruktionszeichnung der Wehrklappe und deren hydraulischer Antrieb	47
Abbildung 24:	Vergleich der Wasserstände im Oberwasser bei Betrieb der WKA und im Bestand in Abhängigkeit vom Abfluss über die Wehranlage	49

<b>Abbildung 25:</b>	<b>Einphasiges Ersatzschaltbild des Synchrongenerators mit Transformator(links), Zeigerbild des Generators (mittig) und des Transformators (rechts)</b>	<b>51</b>
<b>Abbildung 26:</b>	<b>Komponenten des Isoliersystems</b>	<b>52</b>
<b>Abbildung 27:</b>	<b>Vergleichsspannung nach von Mises für eine 20 mm Scheibe (links) und eine 10 mm Scheibe (rechts)</b>	<b>54</b>
<b>Abbildung 28:</b>	<b>Anordnung eines Bulbgenerators im Zulauf einer Kaplanturbine</b>	<b>57</b>
<b>Abbildung 29:</b>	<b>3D-CAD-Darstellung des Systems - Seitenansicht</b>	<b>58</b>
<b>Abbildung 30:</b>	<b>3D-CAD-Darstellung des Systems - Isometrieansicht</b>	<b>59</b>
<b>Abbildung 31:</b>	<b>Lagerung der Turbine</b>	<b>60</b>
<b>Abbildung 32:</b>	<b>doppelte Wellendichtung auf keramikbeschichteter Wellenschutzhülse</b>	<b>61</b>
<b>Abbildung 33:</b>	<b>Generatorbulb mit und ohne Stator</b>	<b>62</b>
<b>Abbildung 34:</b>	<b>Gesamtaufbau der Turbine</b>	<b>63</b>
<b>Abbildung 35:</b>	<b>FEM-Berechnung des Turbinengehäuses</b>	<b>64</b>
<b>Abbildung 36:</b>	<b>3D-CAD-Darstellung der gesamten Kraftwerkseinheit aus Gehäuse, Turbine mit Generator und Fischrechen</b>	<b>64</b>
<b>Abbildung 37:</b>	<b>3D-CAD-Darstellung des neuen Rechenreinigersystems inkl. Blick im Schnitt auf Generator und Turbine (links) und mit Blick auf Reinigungshebel (rechts)</b>	<b>65</b>
<b>Abbildung 38:</b>	<b>Übersicht der Klemmen- und Sensorenanordnung</b>	<b>68</b>
<b>Abbildung 39:</b>	<b>Anordnung der Druckfühler an der Turbine und dem unterem Dom</b>	<b>69</b>
<b>Abbildung 40:</b>	<b>Struktur der Pegelregelung. Die Regelung für die Turbine und das Hubsystem setzen sich aus mehreren untergeordneten Reglern zusammen, von denen jeweils der größere oder kleinere Stellwert weitergegeben wird.</b>	<b>73</b>
<b>Abbildung 41:</b>	<b>Visualisierungsbilder der erfassten Messwerte der Versuchsanlage</b>	<b>77</b>
<b>Abbildung 42:</b>	<b>Ansicht der Stauhaltung vor Projektbeginn</b>	<b>79</b>
<b>Abbildung 43:</b>	<b>Beginn der Baumaßnahme, Schaffung des Troges</b>	<b>80</b>
<b>Abbildung 44:</b>	<b>Bau des Borstenfischpasses</b>	<b>81</b>
<b>Abbildung 45:</b>	<b>Sanierung der Wehranlage</b>	<b>81</b>
<b>Abbildung 46:</b>	<b>Anbau an bestehende denkmalgeschützte Gebäude der Sophienquelle für die Steuerung und das Hydraulikaggregat</b>	<b>81</b>
<b>Abbildung 47:</b>	<b>Einheben der Anlage</b>	<b>82</b>
<b>Abbildung 48:</b>	<b>Vergleich der Planung (oben) mit der realisierten Anlage (unten)</b>	<b>83</b>
<b>Abbildung 49:</b>	<b>Impressionen der Anlage im Betrieb</b>	<b>83</b>
<b>Abbildung 50:</b>	<b>Pegelsensoren der Versuchsanlage</b>	<b>84</b>
<b>Abbildung 51:</b>	<b>Druck- und Pegelsensoren im Kraftwerkskanal und im beweglichen Krafthaus. Um die Messungen abzugleichen wurden zusätzlich Pegellatten montiert (1-5), die mit einer Webcam abgelesen werden konnten.</b>	<b>85</b>
<b>Abbildung 52:</b>	<b>Frequenzgang und Phase des digitalen Filters nach Gleichung (28).</b>	<b>86</b>
<b>Abbildung 53:</b>	<b>Messstelle der Sonde im Oberwasser, bei der sich bei Hochwasser eine deutliche Absenkung des Wasserspiegels erkennen lässt</b>	<b>91</b>

<b>Abbildung 54:</b>	<b>Absolute und relative Messabweichungen (bezogen auf den aktuellen Messwert bei einem Oberwasserstand von 127.20 m ü. NHN) bei der Durchflussmessung mit der Wehrklappe.</b>	<b>97</b>
<b>Abbildung 55:</b>	<b>Durchfluss durch die Turbine bei verschiedenen Leitradöffnungen (I). Die Pfeile markieren gültige Punkte für den Abfluss über das Wehr. Der Korrekturwert von 5,375 m<sup>3</sup>/s entspricht dem Abfluss über das Wehr bei abgeschalteter Turbine</b>	<b>99</b>
<b>Abbildung 56:</b>	<b>Durchfluss durch die Turbine bei verschiedenen Leitradöffnungen (II). Die Pfeile markieren gültige Punkte für den Abfluss über das Wehr. Der Korrekturwert von 5,375 m<sup>3</sup>/s entspricht dem Abfluss über das Wehr bei abgeschalteter Turbine.</b>	<b>100</b>
<b>Abbildung 57:</b>	<b>Pegel am Saugrohr bei unterschiedlicher Stellung des Hubsystems und abgeschalteter Turbine</b>	<b>104</b>
<b>Abbildung 58:</b>	<b>Durchfluss unter dem Krafthaus bei verschiedenen Fallhöhen. Links 1,68 m Fallhöhe, rechts 1,18 m. Für die Berechnung wurde der Pegel am Saugrohr, ermittelt aus dem Druck im Saugrohr, verwendet. Die Korrekturwerte von 4,9 bzw. 12,0 m<sup>3</sup>/s entsprechen dem Abfluss über das Wehr bei der entsprechenden Messung mit geschlossenem Hubsystem.</b>	<b>107</b>
<b>Abbildung 59:</b>	<b>Aufgezeichnete Daten der Anlage bei Hochwasser mit variablen Abfluss über das bewegliche Wehr</b>	<b>112</b>
<b>Abbildung 60:</b>	<b>Aufgezeichnete Daten der Anlage an einem ruhigen Sommertag bei geringer Wasserführung der Ilm</b>	<b>113</b>
<b>Abbildung 61:</b>	<b>Anlage vollständig überflutet bei einem ca. 80 jährigem Hochwasserereignis</b>	<b>114</b>
<b>Abbildung 62:</b>	<b>Fallhöhe und Generatorleistung in Abhängigkeit vom Hub des Krafthauses. Der Fallhöhengewinn ist die Differenz aus der aktuellen Nettofallhöhe und der Nettofallhöhe bei vollständig abgesenktem Krafthaus</b>	<b>117</b>
<b>Abbildung 63:</b>	<b>Fallhöhengewinn und erzeugte Energie bei verschiedenen Stellungen des Hubsystems und einer Bruttofallhöhe von 0,85 m bis 0,90 m</b>	<b>118</b>
<b>Abbildung 64:</b>	<b>Lachssmolt passiert aktiv den Spalt zwischen den Segmentklappen</b>	<b>124</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Überfallbeiwerte für verschiedene Wehrkronen .....	26
Tabelle 2:	Notwendige Messwerte und Betriebsparameter.....	67
Tabelle 3:	Sensoren der Turbine .....	71
Tabelle 4:	Messabweichung der Pegel- und Drucksensoren' .....	87
Tabelle 5:	Messabweichung der analogen Eingangsmodule' .....	87
Tabelle 6:	Zusätzliche Messabweichung der Drucksensoren aufgrund der Neigungskorrektur .....	89
Tabelle 7:	Messabweichung der elektrischen Messgrößen. MB: Messbereich, MW: Messwert' .....	94
Tabelle 8:	Messabweichung des Neigungssensors .....	95
Tabelle 9:	Berechnete Parameter für die Durchflussmessung in der Turbine. ....	101
Tabelle 10:	Gemittelte Parameter für die Durchflussmessung in der Turbine. ....	101
Tabelle 11:	Koeffizienten für die Durchflussberechnung in der Turbine mit einer Näherungsfunktion dritter Ordnung nach Gleichung (33). ....	101
Tabelle 12:	Messabweichungen bei der Durchflussberechnung anhand der Drucksensoren an der Bulbkappe und am Aussenkonus.....	102