



**BMU-Umweltinnovationsprogramm
(BMU-Programm zur Förderung von Demonstrationsvorhaben)**

Aktenzeichen 001375

Vorhaben:
„Realisierung eines
Demonstrationswasserkraftwerks mit
direkter Kopplung zwischen Generator und Turbine
einhergehend mit erheblichen ökologischen Verbesserungen
am Standort Faurndau / Fils“

Hydro-Energie Projekt Faurndau GmbH & Co. KG
Siemensallee 55
76185 Karlsruhe
Ansprechpartner Peter Roth
Tel 0721/550718
Mail: proth@hydro-energie.de



Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | Aufgabenstellung | 4 |
| 2 | Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde | 5 |
| 3 | Planung und Ablauf des Vorhabens | 6 |
| 4 | Wissenschaftlichem und technischem Stand, an den angeknüpft wurde | 8 |
| 5 | Zusammenarbeit mit anderen Stellen..... | 12 |
| 6 | Erzielten Ergebnisses..... | 13 |
| 6.1 | Turbine..... | 13 |
| 6.1.1 | Auslegung der Turbinenwelle..... | 13 |
| 6.1.2 | Auslegung der Lagerung..... | 15 |
| 6.1.3 | Wellendichtung..... | 17 |
| 6.1.4 | Generatorbulb | 18 |
| 6.1.5 | Dom..... | 18 |
| 6.2 | Generator..... | 20 |
| 6.2.1 | Elektrische Auslegung..... | 20 |
| 6.2.2 | Dimensionierung der Isoliersystems..... | 21 |
| 6.2.3 | Auswahl und Bemessung der Transformatoren | 22 |
| 6.2.4 | mechanische Auslegung | 24 |
| 6.2.5 | Korrosionsschutz..... | 25 |
| 6.2.6 | Thermische Auslegung..... | 28 |
| 6.2.7 | Untersuchungen zur ölfreien Lagerung und Turbinenverstellung | 30 |
| 6.2.8 | Typprüfung des PM-Bulbgenerators..... | 32 |
| 6.3 | Konstruktion und Realisierung des Bauwerks..... | 38 |
| 6.3.1 | Ausführungsplanung | 38 |
| 6.3.2 | Realisierung des Bauwerks..... | 41 |
| 6.4 | Elektrotechnik | 45 |
| 6.5 | Betreuung der Anlage und Messwerterfassung | 50 |
| 6.6 | Einfluss des verringerten Stababstands beim vertikalen Einlaufrechen... | 53 |
| 6.6.1 | Mehrkosten durch verringerten Stababstand | 53 |
| 6.6.2 | Energieverluste durch geringeren Stababstand: | 55 |
| 6.6.3 | Gesamtwirtschaftliche Bewertung | 55 |
| 6.6.4 | Fazit | 56 |
| 6.6.5 | Fischabstieg und Fischbestandsveränderung | 57 |
| 6.7 | Vergleich mit konventionellen Anlagen am gleichen Gewässer..... | 59 |



BMU-Abschlussbericht

Aktenzeichen 001375

| | | |
|----|---|----|
| 7 | Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit..... | 68 |
| 8 | Verwendung der Zuwendung | 69 |
| 9 | Verwertbarkeit des Ergebnisses..... | 69 |
| 10 | Wissenschaftlicher Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen | 71 |
| 11 | Publikationen der Ergebnisse..... | 72 |



1 Aufgabenstellung

Ziel dieses Demonstrationsvorhabens war es, erstmalig eine Wasserkraftanlage zu realisieren, welche einerseits möglichst geringe Veränderungen an dem bestehenden, lokalen Ökosystem erfordert, um die neuen Richtlinien des EEG erfüllen zu können, und andererseits durch ein deutlich verbessertes Kosten- / Nutzenverhältnis bereits bei den heute noch niedrigen Rohstoffpreisen einen wirtschaftlichen Betrieb erlaubt. Hierzu sollte erstmals eine Wasserkraftanlage ohne Krafthaus im herkömmlichen Sinne mit doppelt regulierter Kaplanrohturbine und mit einem direkt gekoppelten, vom Triebwerkswasser gekühlten, Synchrongenerator zum Einsatz kommen. Im Rahmen dieses Demonstrationsvorhabens sollte diese direkte Kopplung des Generators mit der Turbine erstmals für kleinere Wasserkraftanlagen anhand einer Demonstrationsanlage in Göppingen / Faurndau an der Fils realisiert und erprobt werden, um eine erweiterte Nutzung der Wasserkraft unter Berücksichtigung der ökologischen und ökonomischen Aspekte zu ermöglichen und realisierbare Ansätze zur Erfüllung des neuen EEG zu liefern.

Für das Projekt ergaben sich die folgenden Zielstellungen:

- Direkte Kopplung der Turbine mit dem Generator
- Verzicht auf jegliche Übersetzung und der hierfür erforderlichen Komponenten und Schmiermittel
- Verzicht jeglicher Zusatzeinrichtungen zur Verlustwärmeabfuhr
- Deutliche Reduzierung der Geräuschemission
- Verzicht einer ölhydraulischen Leitrad- und Laufradverstellung, sofern wirtschaftlich und ohne Einbußen der Betriebssicherheit möglich
- Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades um bis zu 5 %
- Ökologische Verbesserung / Sanierung der Stauhaltung in Faurndau / Fils
- Optimale Integration in die Umwelt
- Bau einer artgerechten Fischtreppe
- Erstellung eines oberflächennahen Fischabstieges
- Erprobung des Einflusses verkleinerter Rechenspalte
- Ermöglichung der CO₂-Reduktion durch die umweltfreundliche Energiegewinnung



2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Mit dem von der Bundesregierung formulierten Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung in Deutschland bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln und bis zur Mitte des Jahrhunderts auf 50 % zu erhöhen, wurden wichtige Weichen für die Zukunft gestellt. Traditionell hat Wasserkraft eine große Bedeutung für die Stromerzeugung, die jedoch zum größten Teil aus Großstaudämmen erfolgt. Kleine Stauhaltungen sind meist nicht wirtschaftlich nutzbar oder der Eingriff in die Natur wäre zu schwerwiegend.

Basierend auf einer Studie des Umweltbundesamtes¹ wird der Einsatz von Wasserkraft zur Energiegewinnung deshalb 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.

Um jedoch den Anteil an durch Wasserkraft erzeugte Energie zu steigern, wurde von Seiten der Bundesregierung 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. Hiermit soll ein deutliches Zeichen für die Nutzung der Wasserkraft gesetzt werden.

Von Seiten des Bundes wird somit die Nutzung von Wasserkraft bei gleichzeitiger ökologischer Verbesserung unterstützt.

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



3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Zur Erzielung einer wesentlichen ökologischen Verbesserung am Standort Faurndau an der Fils und zur erstmaligen Realisierung einer Kleinwasserkraftanlage mit direkter Ankopplung zwischen dem vom Triebwerkswasser direkt gekühltem Synchrongenerator mit Permanentmagneterregung und einer doppelt regulierten Kaplanrohrturbinen im Rahmen dieses Demonstrationsvorhabens, sollte die Entnahme des Wassers direkt oberhalb der vorhandenen Stützschwelle erfolgen. Die Wiedereinleitung ist direkt unterhalb des Tosbeckens geplant. Somit verfügt die geplante Wasserkraftanlage über keine Ausleitungsstrecke.

In Abbildung 1 ist die geplante Maßnahme skizziert dargestellt. Sie zeigt auch den Fischpass, der direkt in die Uferböschung platziert werden sollte. Um weitere ökologische Verbesserungen durch das Vorhaben zu erzielen, soll zusätzlich der Brunnenbach neu geführt und an das System angebunden werden (siehe Abbildung 2).

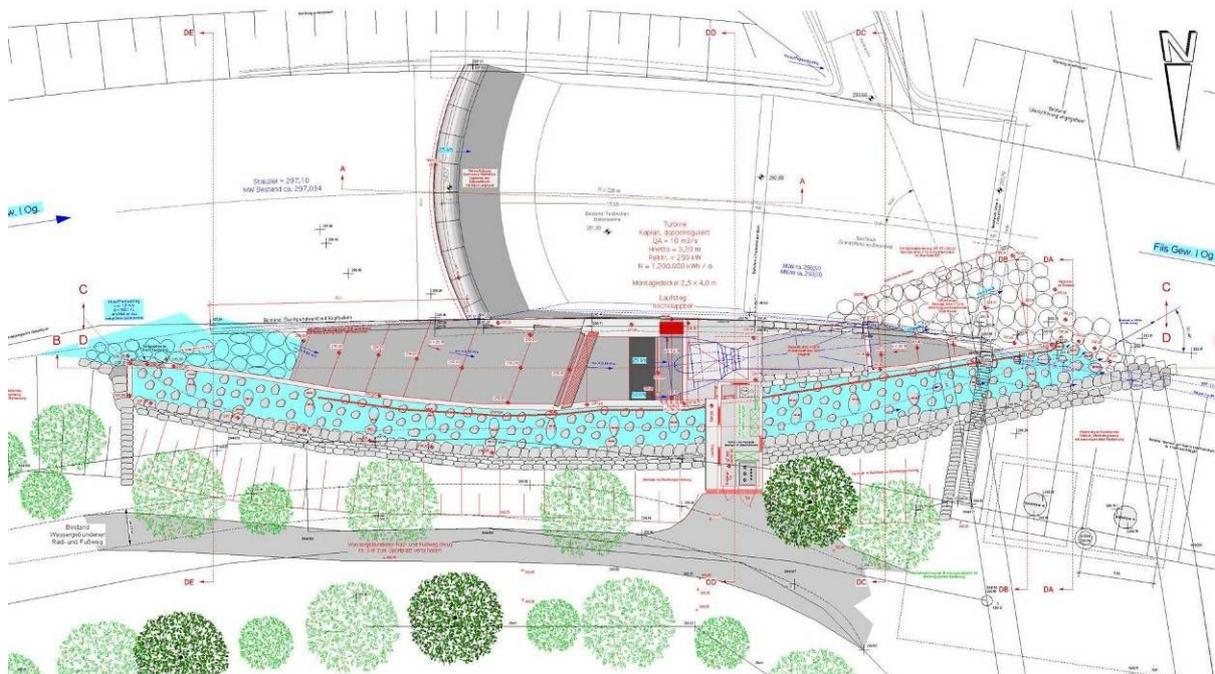


Abbildung 1: Skizzierte Draufsicht des geplanten Wasserkraftwerks Faurndau / Fils

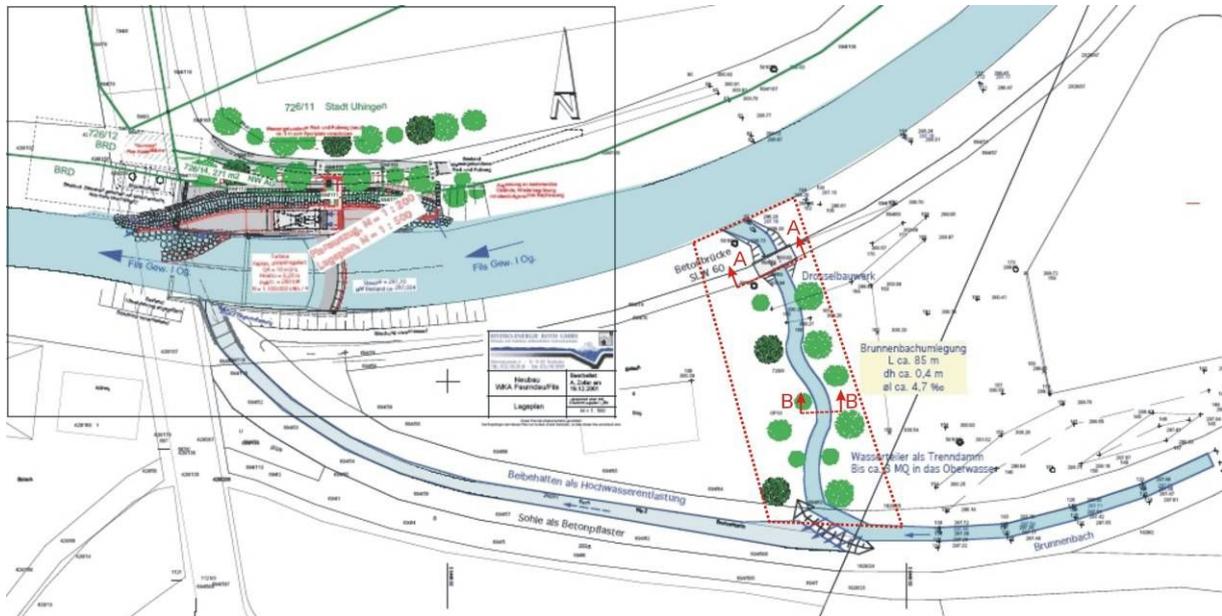


Abbildung 2: Skizzierte Verlauf der Fils und des Brunnenbach sowie geplante Realisierung des Wasserkraftwerks Faurndau / Fils und der ökologischen Anbindung des Brunnenbachs (rote Schraffierung)

Wesentliche Entwicklungsschritte waren:

1. Herstellung der Turbine

- Auslegung und Detailabstimmung der Turbine
- Festlegung der Lagerung, Implementierung der Dichtungen
- Festlegung der Fertigung DOM-Segmente
- Finite Elemente Berechnung der Turbine
- Fertigung und Montage der konstruierten Bauteile

2. Konstruktion und Realisierung des Bauwerks

- Festlegung der Konstruktion zur Integration des Generators (Montierbarkeit)
- Festlegung und Dimensionierung der Lagerung und Dichtungen
- Berechnung der Belastungsangaben für das Bauwerk, Baustatik
- Ausführungsplanung des Fischpasses und des Trogs
- Ausführungsplanung der Zuleitung
- Integration des Rechens und Rechenreinigers mit kleinen Rechenplatten
- Realisierung des Baus



3. Elektrotechnik

- Finale Berechnung des Permanentmagnet erregten Synchrongenerators und dessen Ankopplung an die Turbine
- Realisierung der Netzkopplung
- Integration der notwendigen Messtechnik und Sensorik für Turbine und Testauswertungen zur Anlagenoptimierung
- Inbetriebnahme

4. Betreuung der Anlage und Messwerterfassung

- Betreuung und Überwachung der Anlage
- Erfassung und Auswertung der verschiedenen Daten
- Gesamtwirkungsgradbestimmung nach den einschlägigen IEC Bestimmungen
- Analyse der Funktionalität des Gesamtsystems
- Analyse des Fischschutzes und des Fischaufstiegs
- Analyse des Einflusses der verringerten Spaltbreite des Rechens

5. Optimierung der Demonstrationsanlage

6. Beurteilung des ökonomischen Nutzens für den Standort Faurndau / Fils

7. Bilanzierung und Dokumentation

4 Wissenschaftlichem und technischem Stand, an den angeknüpft wurde

Mit Hilfe dieses Demonstrationsvorhabens sollte erstmalig ein Weg zu einer ökologisch und ökonomisch sinnvollen Wasserkraftnutzung an einer kleinen Stauhaltung aufgezeigt werden. Eine Studie des Umweltbundesamtes¹ hatte aufgezeigt, dass der Einsatz von Wasserkraft zur Energiegewinnung nicht immer als sinnvoll eingestuft werden kann, denn die zu verarbeitenden, großen Wassermengen und die geringe Fallhöhe erfordern einen großen baulichen Aufwand. Zudem führt der lokale Hochwasserschutz dazu, dass der Oberwasserspiegel wesentlich langsamer ansteigen darf als der Unterwasserspiegel. Dieser Umstand lässt bei erhöhten Abflüssen die Fallhöhe oft unter einen Meter absinken, bei Hochwasser sogar auf wenige



Dezimeter. Neben dem Verlust an Fallhöhe verringern sich auch das maximal mögliche Schluckvermögen der Turbine und der Wirkungsgrad. Der Ertragsverlust bei dieser Situation ist also besonders groß.

Entsprechend der Studie des Umweltbundesamtes sollte deshalb 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.

Ein typisches Beispiel für eine bestehende, aber problematische Stauhaltung war die in Abbildung 3 dargestellten Stützschwelle in Faurndau an der Fils, bei der es sich um eine sehr massive Betonkonstruktion handelte, welche Mitte der 60er Jahre errichtet wurde. Die Stützschwelle soll Ersatz für eine ehemalige Wasserkraftanlage gewesen sein.



Abbildung 3: Stützschwelle in Faurndau / Fils

Der bis dahin ungenutzte, mittlere Höhenunterschied zwischen Mittlerem Oberwasser (MOW) und Mittlerem Unterwasser (MUW) beträgt ca. 3,5 m. Die Stützschwelle stellt im damaligen Zustand eine ökologische Barriere, sowohl für aufwärts- als auch für abwärts gerichtete Wanderungen aquatischer Lebewesen dar. Zudem konnten



Fische durch den bestehenden, hohen Absturz zu Schaden kommen. Eine lineare Biotopvernetzung zwischen Ober- und Unterwasser bestand nicht.

Die Bereiche Ober- und Unterstrom um die Stützschwelle waren naturfern. Auch die Anbindung des Brunnenbachs, der derzeit an der in Abbildung 3 dargestellten Stützschwelle vorbei geführt wird, war ökologisch verbesserungswürdig, denn auch er stellte eine ökologische Barriere für aufwärts- als auch für abwärts gerichtete Wanderungen aquatischer Lebewesen dar (siehe Abbildung 4).



Abbildung 4: Einleitung des Brunnenbachs in die Fils wenige Meter unterhalb der derzeitigen Stützschwelle

Von technischer Seite wurde im Rahmen dieses Demonstrationsvorhabens auf einem vorangehenden DBU-Entwicklungsvorhaben aufgebaut, um erstmals bei einer kleinen Wasserkraftanlage eine direkte Ankopplung zwischen dem vom Triebwerkswasser direkt gekühltem Permanentmagnet erregten Synchrongenerator und einer doppelt regulierten Kaplanrohrturbinen an einer Demonstrationsanlage umzusetzen.

Das DBU-Vorhaben war theoretisch angelegt und simulierte das Verhalten von Turbinen und Generator. Abbildung 5 zeigt das entwickelte Konzept der direkten Kopplung von Generator und Turbinen. Der verkleinerte, direkt gekoppelte Generator wird in einer nach hydraulischen Gesetzmäßigkeiten geformten, torsionssteifen Aufhängung installiert. Durch die Form der Aufhängung mit dem kürzeren Generator ergeben sich Vorteile für dessen Installation und somit auch Kostenvorteile. Die



BMU-Abschlussbericht
Aktenzeichen 001375

Verkürzung der Anströmung zur Turbine hin bedurfte der besonderen Kontrolle mittels hydraulischer Simulation (siehe Abbildung 6).

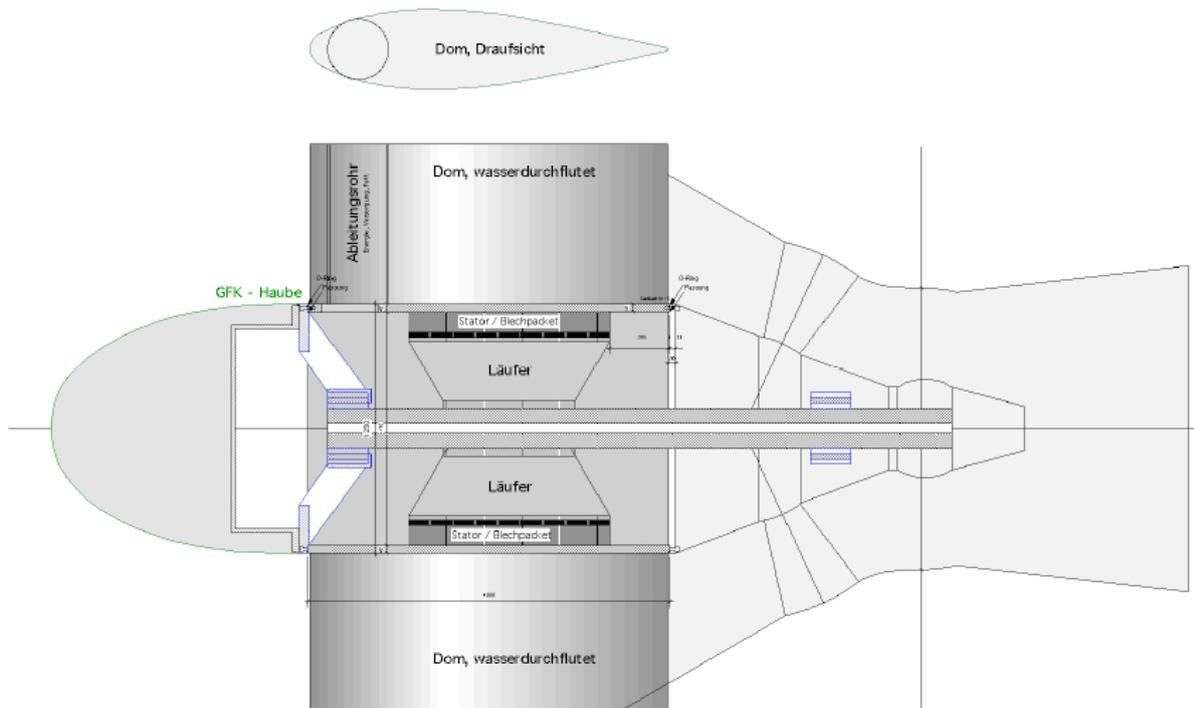


Abbildung 5: Konzept des direkt gekoppelten Generator mit Tragkreuz und Turbine

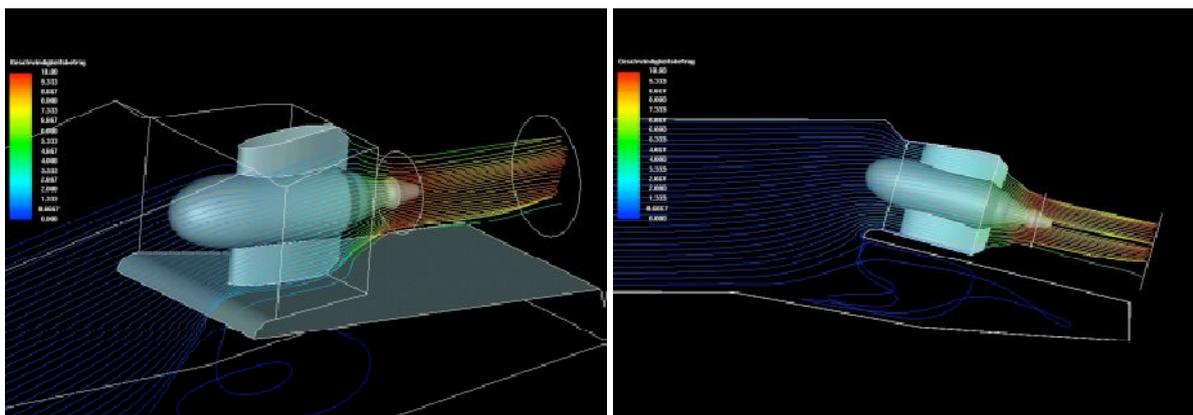


Abbildung 6: Simulation der Anströmung der Turbine (Berechnung im Rahmen des vorhergehenden DBU-Vorhabens)



Die direkte Kopplung des direkt gekoppelten Synchrongenerators mit Permanentmagneterregung mit der Kaplan turbine ist eine wichtige Voraussetzung, um die Wirtschaftlichkeit der Anlage insbesondere wegen der geringen Gefällestufen so zu optimieren, so dass ihr Potenzial zur Energiegewinnung möglichst effektiv genutzt werden kann. Zudem ermöglicht dies eine erheblich kompaktere und vereinfachte Bauweise, so dass auf ein Krafthaus im herkömmlichen Sinn komplett verzichtet werden kann. Gleichzeitig wird neben der angestrebten Erhöhung des Gesamtwirkungsgrads und auch die Geräuschemission gesenkt, was eine Nutzung von bestehenden Stauhaltungen innerhalb von bebauten Gebieten ermöglichen soll.

Die umfangreichen Erkenntnisse des vorhergehenden DBU-Projektes sollten im Rahmen des Demonstrationsvorhabens erstmals in einer technischen Anlage aufgebaut und erprobt werden. Es galt somit die Turbine, das Bauwerk und die gesamte Elektrik inklusive Generator, Steuerungs- und Messtechnik für das Demonstrationsvorhaben basierend auf den Erkenntnissen des DBU-Entwicklungsvorhabens umzusetzen.

5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Das Demonstrationsvorhaben wurde in enger Zusammenarbeit mit unterschiedlichsten Partnern durchgeführt. Für die Umsetzung des Vorhabens waren insbesondere die Fa. HSI Hydro Engineering GmbH für die Turbine und die Fa. Krebs & Aulich GmbH für den Generator verantwortlich. Die Steuerung und Regelung wurde von der Fa. F.EE GmbH realisiert.

Für die möglichst umweltgerechte Umsetzung der Maßnahme fand ein enger Kontakt mit den lokalen Behörden und dem Fischereiverband statt.



6 Erzielten Ergebnisses

6.1 Turbine

Die Auslegung und Herstellung der Turbine erfolgte durch die Fa. HSI Hydro Engineering GmbH. Als Turbine soll eine doppelt regulierte Kaplanrohrturbinen zum Einsatz kommen, die bei einem Nettogefälle von 3,1 m eine Wassermenge von $10,0 \text{ m}^3/\text{s}$ verarbeiten kann. In der normierten Baureihe der Fa. HSI bot sich hierzu der Einsatz einer Baugröße 141 mit 4 Laufradschaufeln, d.h. mit einem Laufraddurchmesser $D_1 = 1,41 \text{ m}$, an, die bei $10,0 \text{ m}^3/\text{s}$ nahezu noch im Betriebsoptimum arbeitet und überöffnet ca. $11 \text{ m}^3/\text{s}$ verarbeiten kann.

Entsprechend der Forderung eines getriebelosen Generatorantriebes wurde als ideale Drehzahl $214,28 \text{ min}^{-1}$ gewählt, was einem 28 – poligen Generator bei einer Nennfrequenz von 50 Hz entspricht. Bei einem Nettogefälle von 3,1 m kann von einer Turbinenwellenleistung von 287 kW ausgegangen werden. Sollte sich jedoch die Sohle der Fils in den nächsten Jahren weiter austiefen ist künftig von Gefällen von bis zu 3,4 m auszugehen. Dementsprechend wurde der Generator für eine Nennleistung von 330 kW ausgelegt.

6.1.1 Auslegung der Turbinenwelle

Zum Einsatz kam der Flügelkopf AD4-141 mit einer Masse von 845 kg. Die aufzunehmende Kraft von 8.290 N teilt sich in einen axialen Anteil von 1.936 N und einen radialen Anteil von 8.061 N auf. Bei der angestrebten Generatorleistung von 287 kW führt dies zu einem Axialschub von 38.827 N, einem Torsionsmoment von 12.813 NM und einem Kurzschlussmoment laut Generatorhersteller von bis zu 53,55 kNm. Abbildung 7 und Abbildung 8 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.

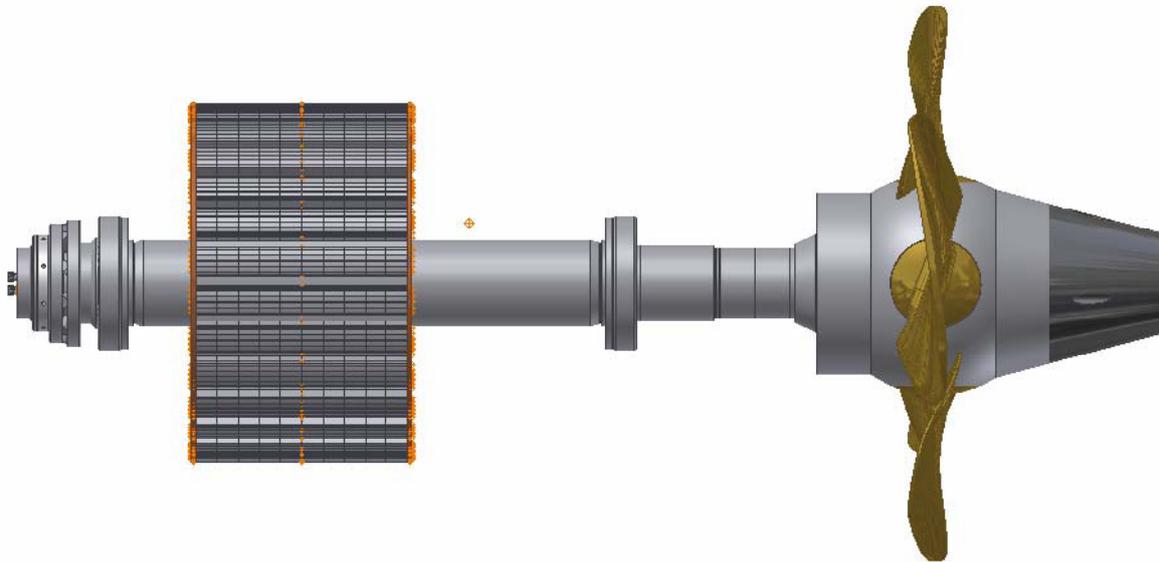


Abbildung 7: 3D-CAD-Darstellung des Systems - Seitenansicht

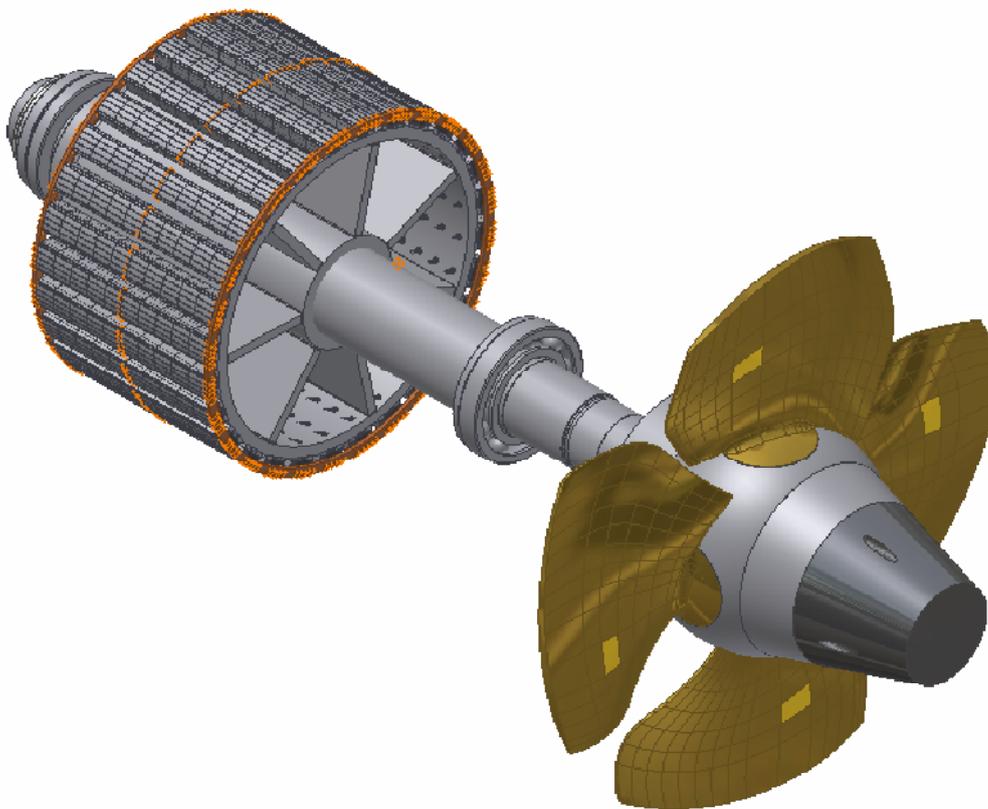


Abbildung 8: 3D-CAD-Darstellung des Systems - Isometrieansicht



6.1.2 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 9 verdeutlicht die Lagerung der Turbinenwelle.

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.



BMU-Abschlussbericht
Aktenzeichen 001375

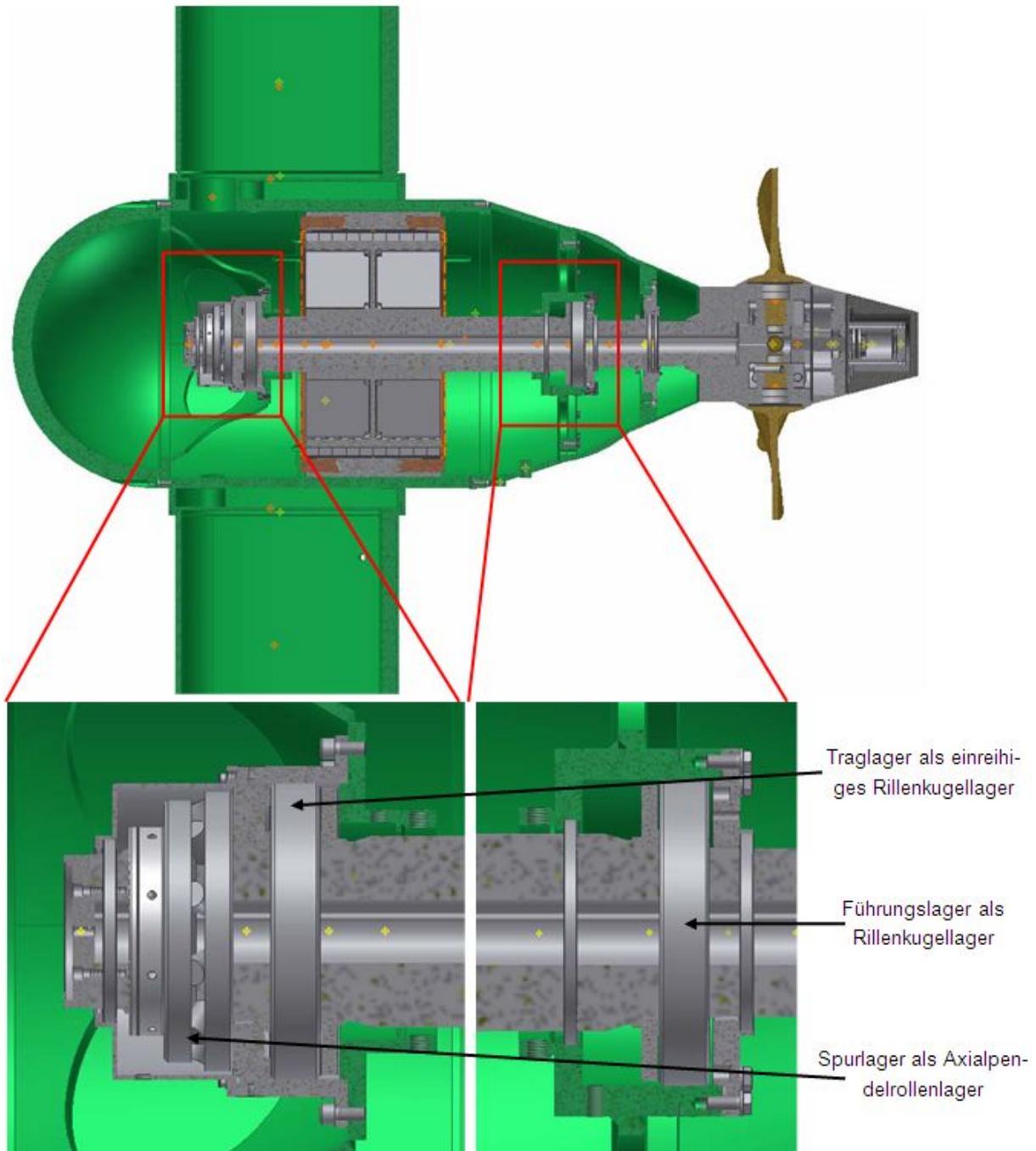


Abbildung 9: Lagerung der Turbine



6.1.3 Wellendichtung

Die Welle wurde mittels zweier gewebeverstärkten Radialwellendichtringen zum Betriebswasser hin gegen Über- und Unterdruck abgedichtet (siehe Abbildung 10). 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.

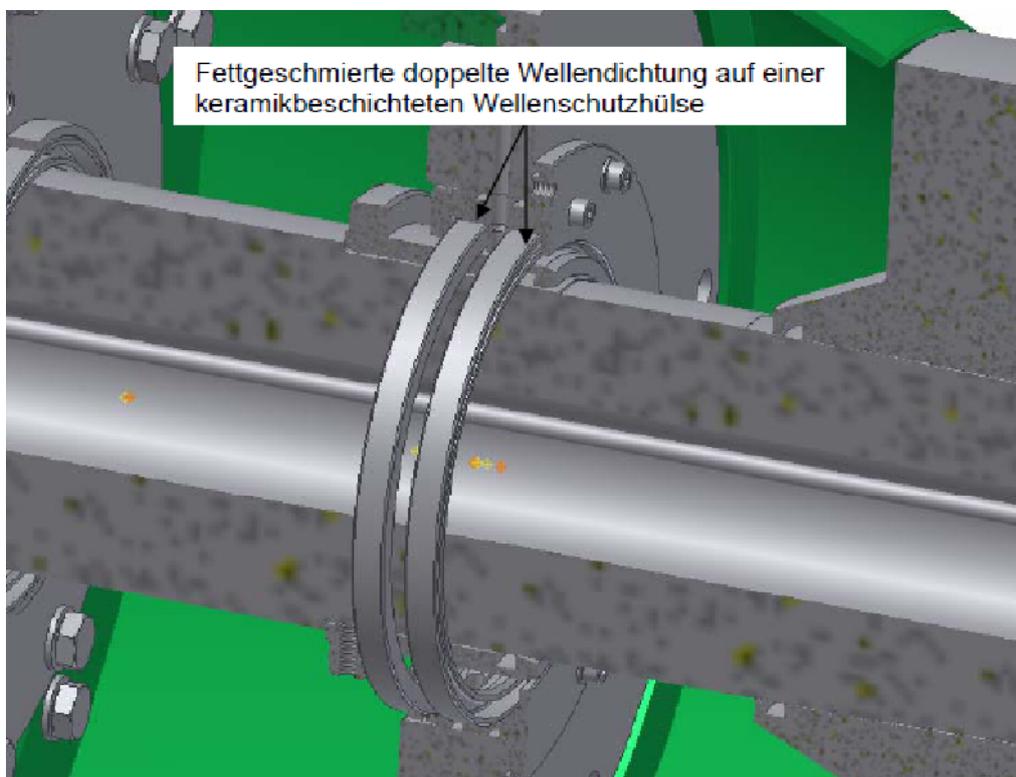


Abbildung 10: doppelte Wellendichtung auf keramikbeschichteter Wellenschutzhülse

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 bis 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.

6.1.4 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.

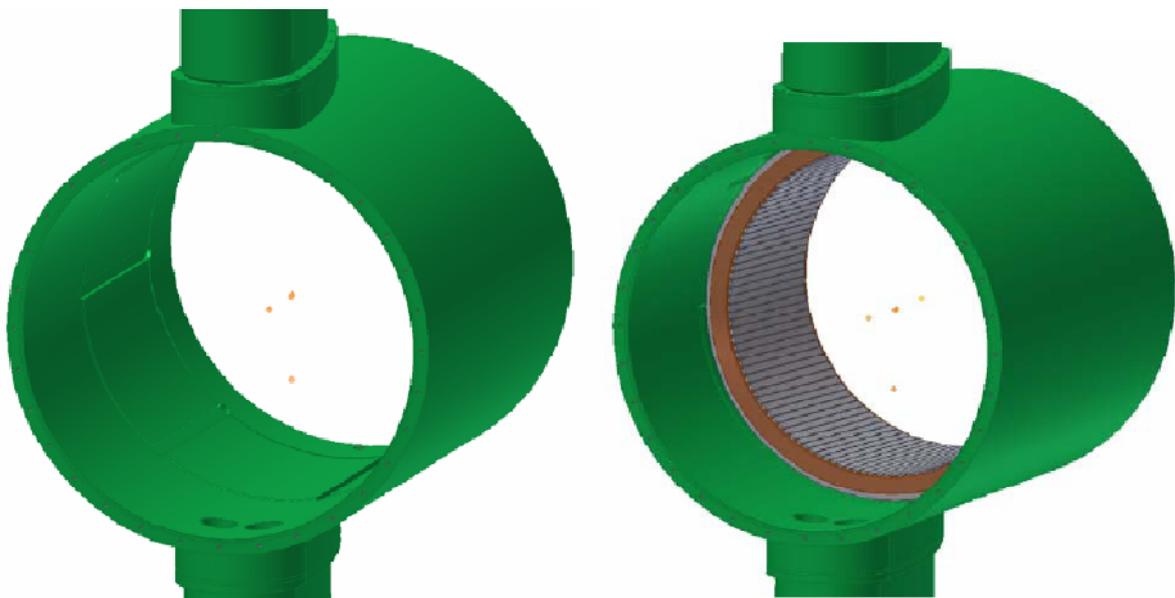


Abbildung 11: Generatorbulb mit und ohne Stator

6.1.5 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 12 aus zwei Perspektiven dargestellt.

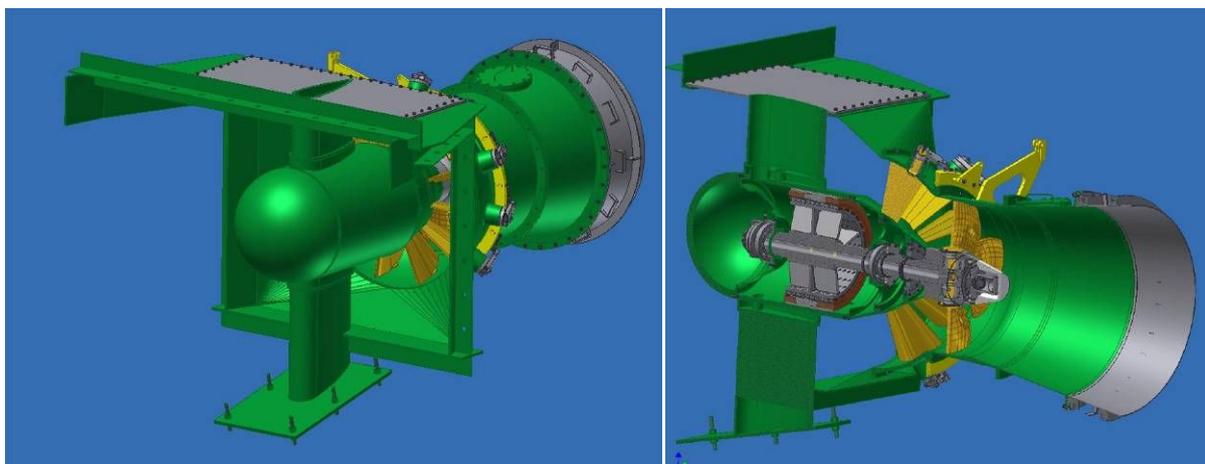


Abbildung 12: Gesamtaufbau der Turbine



6.2 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 1.410 mm gewählt. Der Statoraußendurchmesser wurde mit ca. 75 % des Laufraddurchmessers gewählt, um eine schlanke Bauweise zu erreichen, in diesem Fall 1.500 mm. (Zum Vergleich, der Durchmesser eines Riemenschachtes beträgt ca. 100 bis 120 %, selbst bei einer Kegelradrohturbine liegt der Gehäusedurchmesser des Getriebes zwischen 70 bis 85 % des Laufraddurchmessers.)

Bei größeren Leistungen wird lediglich der Aktivteil länger ausgeführt, wodurch die hydraulischen Verhältnisse im Anströmkanal von der elektrischen Auslegungslösung unbeeinflusst bleiben.

6.2.1 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 $< 3,5 \text{ A}$ bei Nennleistung nicht übersteigen sollte (bei üblichen Generatoren liegt die Stromdichte zwischen 5 und 6 A/mm^2). Als Auslegungsspannung wurde für den Generator in Faurndau ca. 415 VAC gewählt. Ab Leistungen $> \text{ca. } 750 \text{ kW}$ empfiehlt sich die Wahl einer Spannung um ca. 710 VAC und den direkten Anschluss an einen Maschinentransformator. Abbildung 13 zeigt das einphasige Ersatzschaltbild der Permanentmagnet erregten Synchronmaschine die Zeigerbilder des Generators und des Transformators.

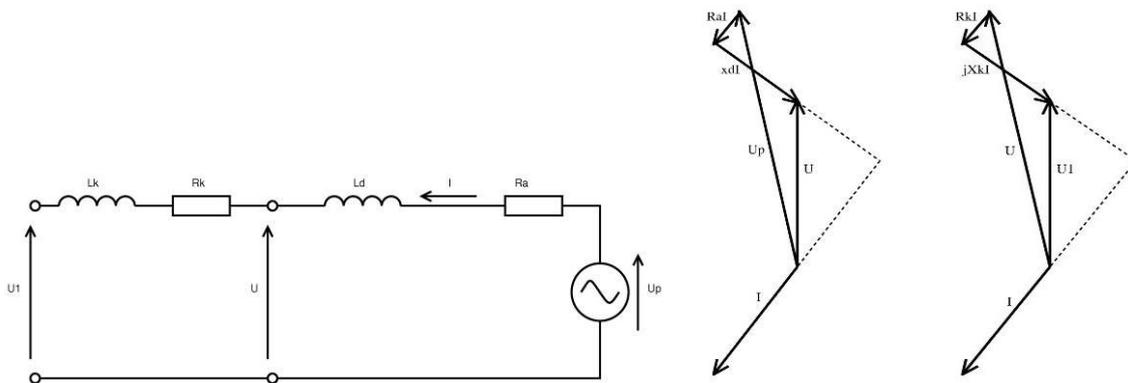


Abbildung 13: Einphasiges Ersatzschaltbild des Synchrongenerators mit Transformator(links), Zeigerbild des Generators (mittig) und des Transformators (rechts)

6.2.2 Dimensionierung der Isoliersystems

Das Isoliersystem der Statorwicklung ist in Abbildung 14 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 Potentialunterschiede 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 Generatordrehzahl 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.

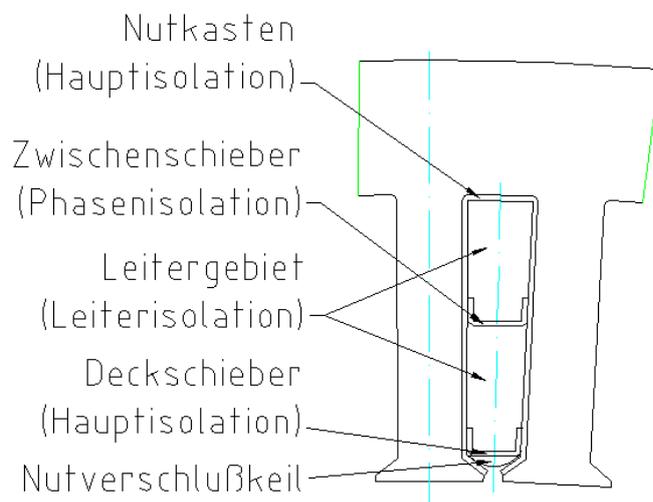


Abbildung 14: Komponenten des Isoliersystems

6.2.3 Auswahl und Bemessung der Transformatoren

Für die Transformatorenauswahl ergeben sich folgende Kriterien:

1. Verfügbarkeit und Investitionsbedarf
2. Wirkungsgrad
3. Beeinflussung des Anlagenleistungsfaktors im Kennfeld von Netzspannung und Anlagenleistung

Übliche Netzverteiltransformatoren sind kostengünstig auch in Ausführungen mit erniedrigten Leerlaufverlusten (im Wesentlichen Eisenverluste) und Kurzschlussverlusten (Kupferverluste in der Wicklung) verfügbar.



Zur Erfüllung des dritten Punktes wurde eine Auslegung durchgeführt. Abbildung 15 zeigt den Leistungsfaktor der Anlage und des Generators als Funktion der Netzspannung für verschiedene Anlagenleistungen. Die Kombination kleiner Leistung und kleiner Netzspannung, sowie großer Leistung und großer Netzspannung ergeben die Extremwerte des Leistungsfaktors kapazitiv und induktiv. Im induktiven Arbeitsbereich liegen die Leistungsfaktoren der unter denen des Generators, wohingegen im kapazitiven Arbeitsbereich der Anlagenleistungsfaktor über dem des Generators liegt. Der Einfluss des Trafos steigt mit der Anlagenleistung und mit seiner Reaktanz und vor allem dessen Impedanz.

Untersuchungen und Berechnungen haben gezeigt, dass der Generator die Netzspannungsschwankungen auf der Niederspannungsseite umso mehr ausgleicht bzw. stabilisiert je höher die Impedanz bzw. der u_k -Wert des Transformators ist.

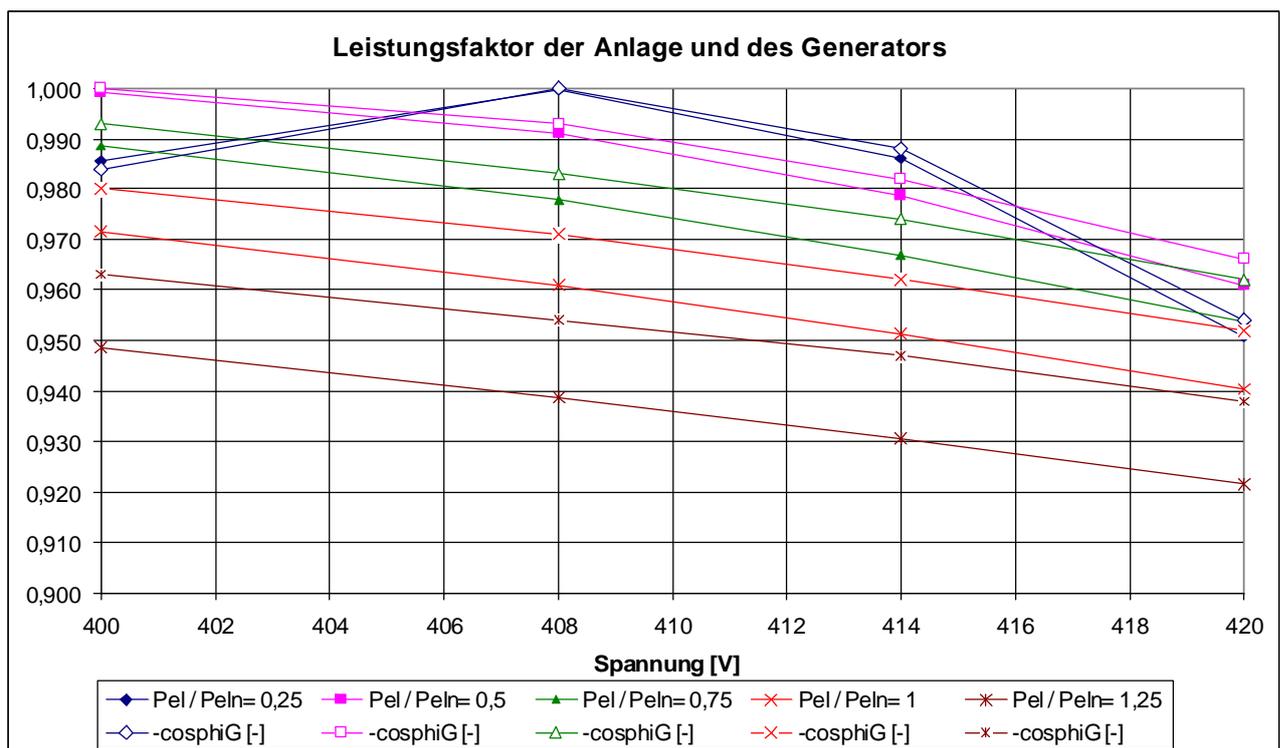


Abbildung 15: Leistungsfaktor der Anlage und des Generators als Funktion der Netzspannung für verschiedene Anlagenleistungen



6.2.4 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 $M = 15,3 \text{ kNm}$ ergibt sich ein theoretischer Spitzenwert von $M_{\text{peak}} = 53,55 \text{ kNm}$ 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 $53,55 \text{ kNm}$ 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 16 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 16 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.

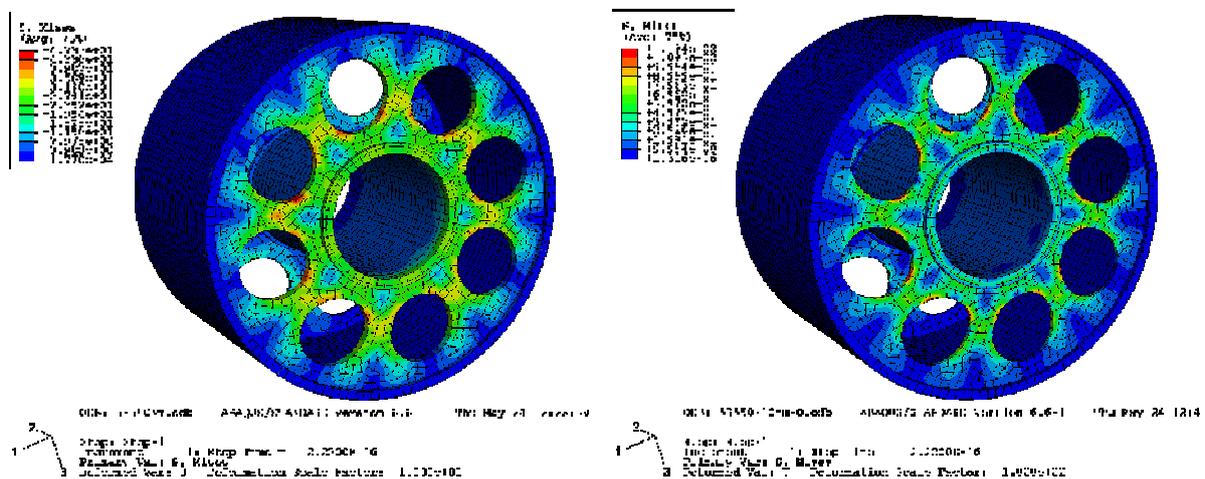


Abbildung 16: Vergleichsspannung nach von Mises für eine 20 mm Scheibe (links) und eine 10 mm Scheibe (rechts)

6.2.5 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 und selbige auch das Eindringen von Leckwasser unterbinden 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.



BMU-Abschlussbericht
Aktenzeichen 001375

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

6.2.6 Thermische Auslegung

Das thermische Verhalten des PM-Generators im wasserumströmten Bulb wurde mit Hilfe eines Wärmequellennetzwerkes abgebildet. Dieses bildet die Wärmeströme durch Wärmeleitung, freie und erzwungene Konvektion und durch Radiation ab. Das Modell beinhaltet die magnetisch aktiven Baugruppen, das Bulbgehäuse mit Wassermantel und die Rotorlagerung. Das Modell ist bis hin zu einem Schichtenmodell der Kupferleiter in der Nut detailliert. Die schematische Darstellung des Netzwerkes findet sich in Abbildung 17.

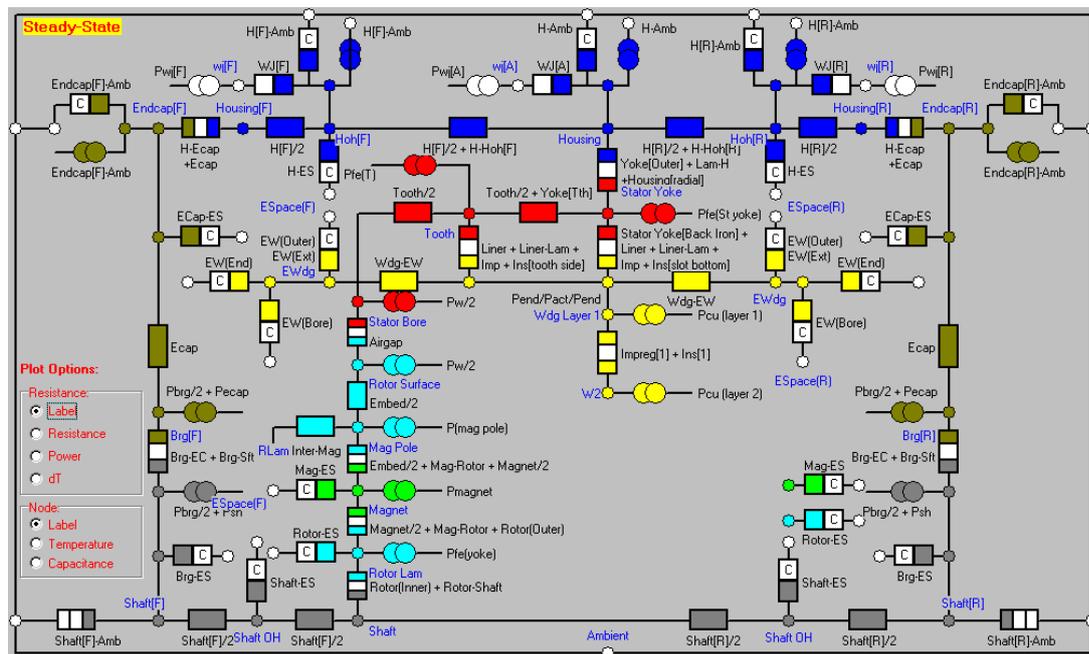


Abbildung 17: schematisches Wärmequellennetzwerk des Bulbgenerators

Grundlage der Berechnung waren die Einzelverluste des Bemessungsbetriebes, welche gezielt auf die Komponenten verteilt werden. Es ergaben sich die in Tabelle 1 Temperaturwerte:



Tabelle 1: Temperaturwerte im Bemessungsbetrieb

| Temperature | Value [C] | Temperature | Value [C] |
|----------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| T [Rotor Surface] | 49,02 | T [Winding Average] | 53,75 |
| T [IPM Pole] | 49,11 | T [Winding Layer = 1] | 52,69 |
| T [Magnet] | 49,49 | T [Winding Layer = 2] | 56,03 |
| T [IPM Pole] | 49,11 | T [EWdg (F)] | 54,97 |
| T [Rotor Lamination] | 48,27 | T [EWdg (R)] | 55,26 |

Um über die Berechnung der Betriebstemperaturen im Bemessungsbetrieb hinaus die Einflussgrößen verschiedener Betriebszustände, Fertigungsmethoden und -streuungen zu erfassen, wurde eine Parameterstudie durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Parameterstudie thermischer Einflussgrößen

| Parameter | Einh. | Wert 1 | Wert 2 | Wert 3 | Wert 4 | Wert 5 |
|--|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Spalt zw. Statorblechp. und Gehäusebohrung | mm | 0,03 | 0,05 | 0,1 | 0,2 | 0,3 |
| Temp. Magnet | °C | 49,49 | 51,57 | 56,59 | 65,87 | 74,27 |
| Temp. Wickl. L2 | °C | 56,03 | 59,31 | 67,22 | 81,85 | 95,11 |
| Rotorverluste z.B. durch Schiefelast | Watt | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| Temp. Magnet | °C | 49,49 | 58,49 | 76,49 | 112,5 | 184,7 |
| Temp. Wickl. L2 | °C | 56,03 | 56,91 | 58,66 | 62,16 | 69,16 |
| Strömungsgeschwindigkeit an der Bulboberfläche | m/s | 2,667 | 1,333 | 0,667 | 0,333 | 0,167 |
| Temp. Magnet | °C | 49,49 | 57,86 | 62,05 | 65,58 | 69,91 |
| Temp. Wickl. L2 | °C | 56,03 | 65,45 | 70,00 | 73,75 | 78,35 |

Es ist deutlich zu erkennen, dass im technisch relevanten Parameterbereich einzig die Rotorverluste zu einer kritischen Erwärmung der Magnete führen können. Zur



Auslegung des Dämpferkäfigs und zur Begrenzung der möglichen Schiefast wurde deshalb ein Netzverteilungstransformator mit Z-Schaltung verwendet.

6.2.7 Untersuchungen zur ölfreien Lagerung und Turbinenverstellung

Alle namhafter Hersteller von Kaplan turbinen haben Untersuchungen zur ölfreien Turbinenlagerung und Leit- und Laufradverstellung durchgeführt. Erstaunlich ist allerdings, dass die meisten nach wie vor nur selten oder gegen entsprechenden Mehrpreis Kaplanrohr turbinen entsprechend ölfrei anbieten.

Da insbesondere die biologisch abbaubaren Öle nicht die gleich guten Langzeiteigenschaften bei Einsatz in Getrieben und bei Lagerstellen aufweisen, wie dies mit mineralischen Ölen erreicht wird, werden diese nur selten bei Kaplanrohr turbinen eingesetzt. Insofern war ein wesentlicher Schritt der grundsätzliche Verzicht auf ein Getriebe, bzw. einer Riemenübersetzung, wodurch die Lagerbelastungen und somit auch deren Schmiermittelbedarf auf einen Bruchteil reduziert werden konnte.

Bei Schmierung der gering belasteten Lager kann mit hochwertigem Fett eine Betriebsdauer von > 150.000 h erzielt werden. Durch die Anordnung der Lager kann ein Kontakt mit dem Flusswasser ausgeschlossen werden. Das Altfett wird in den wasserdichten Domfuss abgeleitet, dessen Volumen für einen mind. 30-jährigen Betrieb ausreicht.

Zur Leit- und Laufradverstellung bietet sich alternativ zur Ölhydraulik auch eine Wasserhydraulik an. Betriebserfahrungen mit einer Wasserhydraulik haben jedoch gezeigt, dass nur kalkfreies Wasser genutzt werden kann, und zudem mit Korrosionsschutz und Frostschutz versehen werden muss. Vergleicht man die Umweltverträglichkeit dieser Gemische mit denen von biologisch abbaubaren Hydraulikölen der Wassergefährdungsklassen (oder EU Norm Bioabbaubarkeit nach OECD 301x), so sind biologisch abbaubare Hydrauliköle in jedem Fall vorzuziehen, da diese zudem bei entsprechender Mikrofiltrierung wesentlich höhere Wechselintervalle zulassen und zudem noch bessere Schmiereigenschaften aufweisen.

Trotz der nicht wassergefährdenden Bioöle wurde angestrebt eine Lösung zu finden, bei der gänzlich auf ein Fluid verzichtet werden kann. Lösungen zur Leitradverstel-



lung über handelsübliche elektrische Stellantriebe, mit einstellbarer Drehmoment-, bzw. Schubkraftbegrenzung, sind denkbar. Wesentliches Augenmerk muss jedoch darauf gerichtet werden, dass bei Netzausfall bzw. im Schnellschlussfall ein sicheres Schließen des Leitapparates gewährleistet wird, was die Bereitstellung einer gesicherten Stromversorgung (z.B. Batterien) erforderlich macht.

Grundsätzlich wäre das gleiche System auch für die Laufradverstellung denkbar, was jedoch eine Zwischenlagerung erforderlich macht, um die Schub- und Zugkräfte vom stehenden Stellantrieb auf die mit Turbinendrehzahl rotierende Regelstange übertragen zu können. Diese Systeme führen unweigerlich zu einer zusätzlichen Belastung der Turbinenlagerung und haben den Nachteil, dass das Zwischenlager als typisches Verschleißteil eher unerwünscht ist. D.h. es müsste ein System verwendet werden, bei dem die Verstellung mit auf der rotierenden Turbinenwelle montiert wird.

Hierzu bot sich wiederum ein Permanentmagnet erregter Motor an, dessen Rotor mit Permanentmagneten bestückt wird und auf der rotierenden Turbinenwelle gelagert wird. Im Rotor ist ein Gewinde eingebracht, in welches die Schubstange eingeschraubt wird. Die Drehzahl des Rotors wird durch die Drehfeldgeschwindigkeit in der fest stehenden Statorwicklung vorgegeben. Wird eine von der Turbinendrehzahl abweichende Drehfeldgeschwindigkeit im Stator erzeugt, ergibt sich eine entsprechende Differenzgeschwindigkeit des Rotors zur mit der Turbinendrehzahl rotierenden Schubstange, wodurch diese über das Gewinde eine Schub-/Zugbewegung ausführt. Dieses Grundprinzip wurde von der Fa. Krebs & Aulich aufgegriffen und entsprechend verfeinert zum Patent angemeldet.

Eine Umsetzung im Rahmen des Projektes war aufgrund der begrenzten Zeit jedoch nicht möglich. Hierzu bedarf es der Entwicklung von Lösungen für folgende Details:

- Lagerung und Schmierung des Rotors
- Lagerung und Schmierung der Gewindespindel
- Detailauslegung des Motors
- Auslegung des elektrischen Regelkreises nebst Frequenzumformer zur Drehfeld-erzeugung



Letztendlich wurde bei der Demonstrationsanlage eine hydraulische Leit- und Lauf- radverstellung konzipiert die mit biologisch abbaubaren Hydrauliköl (Panolin, HLP SYNTH 32) betrieben, welches als nicht wassergefährdendes Bioöl deklariert und getestet wurde.

6.2.8 Typprüfung des PM-Bulbgenerators

Zur Bestimmung der Maschinenparameter wurden Stillstands-, Leerlauf- und ein Lastversuch durchgeführt. Dabei wurden die Kenngrößen: Gleichstromwiderstand der Statorwicklung R_{str} , Isolationsfestigkeit der Haupt- und Phasenisolation, Leerlaufverluste $V_{leer}=f(n)$ und die Polradspannungskonstante $K\Phi$ bestimmt. Durch Anfahren eines Teillastpunktes konnte zudem der Leistungsfaktor bestimmt werden.

Zur Messung der Polradspannungskonstante wurde der Generator über eine Asynchronmaschine und ein Aufsteckgetriebe mit Gelenkwelle angetrieben (siehe Abbildung 18). Die Spannung wurde mit einem Leistungsanalysator zeitgleich an allen drei Phasen gemessen. Der Vergleich der Breitband- mit den Grundwelleneffektivwerten zeigte hierbei einen äußerst geringen Oberwellenanteil der induzierten Spannung.

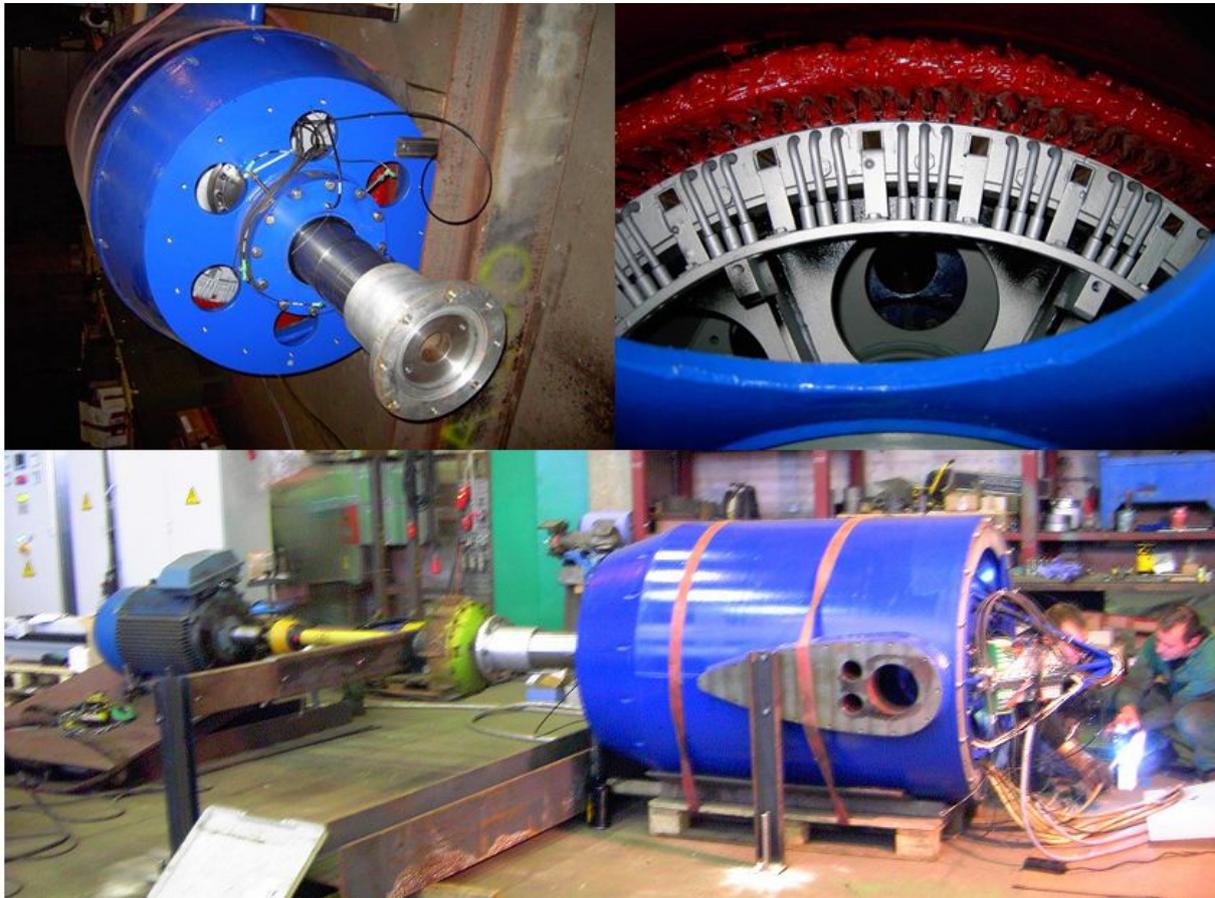


Abbildung 18: Generator und Versuchsaufbau zur Polradspannungsmessung

Zur Messung der Leerlaufverluste wurde der Generator ohne das in Abbildung 18 dargestellte Aufsteckgetriebe, direkt über die Gelenkwelle und die Asynchronmaschine (ASM) angetrieben. Die Drehzahl des Antriebes wurde über einen Umrichter gesteuert. Zur Bestimmung der mechanischen Antriebsleistung wurde vorab die Leerlaufleistungsaufnahme der ASM aufgenommen und zusammen mit den lastabhängigen Kupferverlusten von der elektrischen Leistungsaufnahme im Betrieb mit leerlaufendem Generator abgezogen.

Abbildung 19 zeigt die gemessenen und die berechneten Werte der Leerlaufverluste (ohne Berücksichtigung der Luft- und Lagerreibung). Zwischen den gemessenen und den berechneten Leerlaufverlusten ergibt sich für die Bemessungsdrehzahl eine Differenz von ca. 0,8 kW. Dieser Wert stimmt recht gut mit den empirisch angesetzt-



ten Reibungs- und Ventilationsverlusten der Wirkungsgradberechnung überein (0,7 kW).

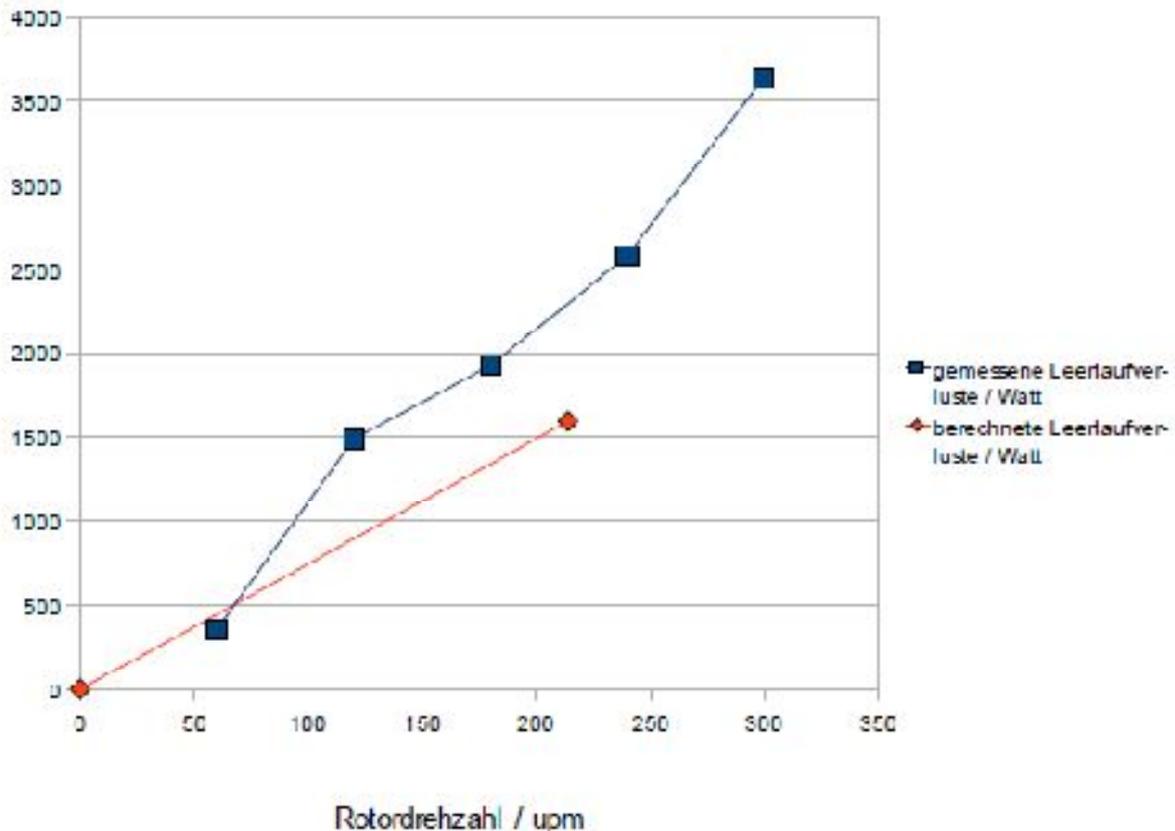


Abbildung 19: berechnete (ohne Luft- und Lagerreibung) und gemessene Leerlaufverluste

Zur Synchronisation und zum Einstellen eines Arbeitspunktes im Netzparallelbetrieb wurde der Antrieb entsprechend Abbildung 18 aufgebaut. Über die Drehzahl der ASM wurde die Phasensynchronisation ermöglicht und der Generator auf das 50 Hz-Netz geschaltet. Durch Steigerung der Drehfeldfrequenz der ASM konnte die Last variiert werden.

Abbildung 20 zeigt den Betriebspunkt im Vergleich zu den Auslegungswerten des kalten Generators. Die Abweichung des Leistungsfaktors deckt sich mit der Abweichung der Polradspannung. Dadurch ist die Abweichung zwischen der warm gerech-



neten und der kalt gemessenen Maschine deutlich verringert. Im Bedarfsfall (zu kleine Leistungsfaktoren im 1,0-1,25xPN und Netzoberspannung) kann eine Nachregulierung über den Stufenschalter des Trafos erfolgen.

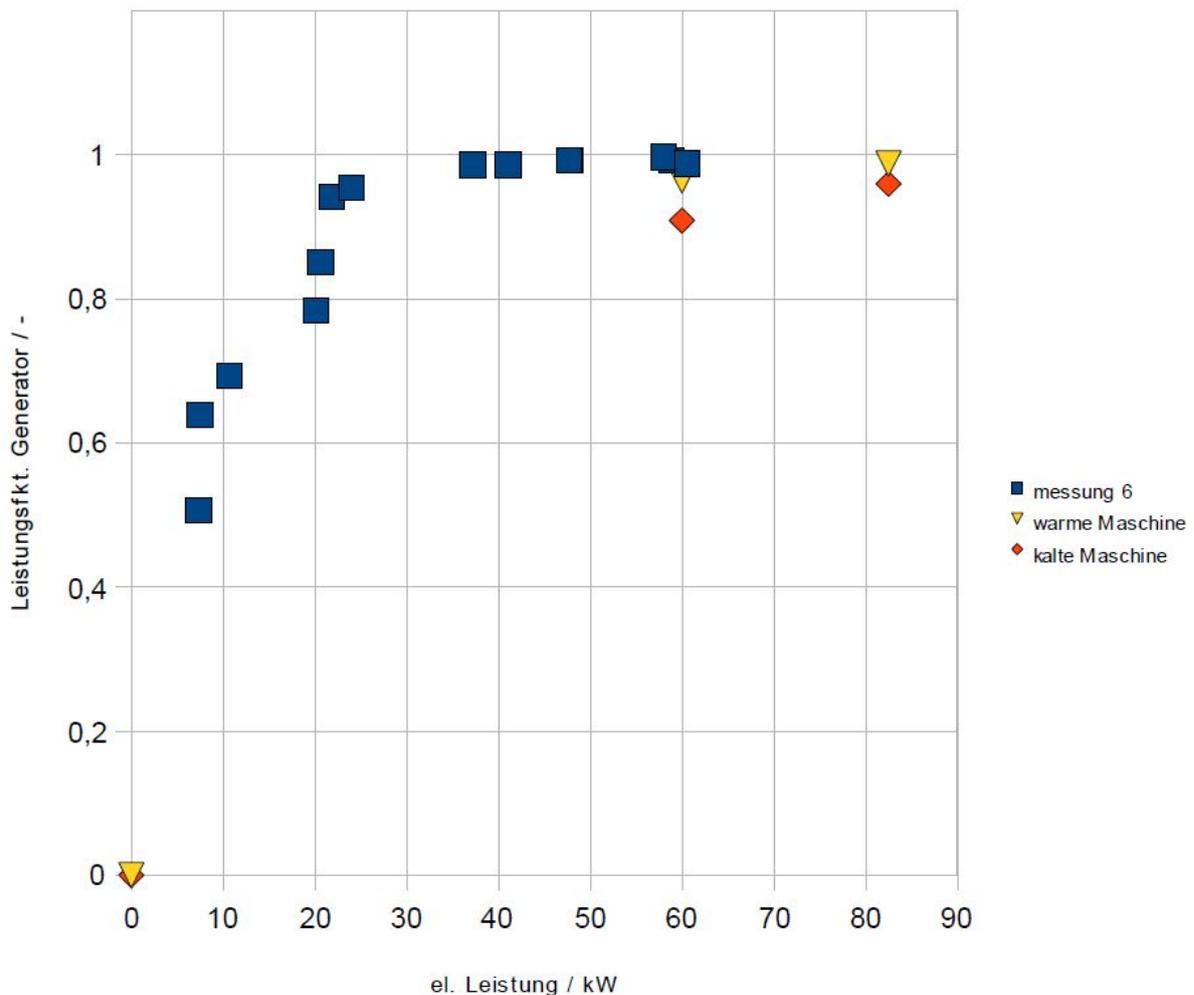


Abbildung 20: gemessene (blau) und berechnete (rot, gelb) Leistungsfaktoren

Zur Verdeutlichung des Nutzens des Permanentmagnet erregten Generators im Vergleich zu elektrisch erregten Generator sind in Abbildung 21 die elektrischen Leistungen und Verluste beider Systeme gegenüber gestellt, wobei sich deutlich der Vorteil der verringerten Kupferverluste im Rotor zeigt.

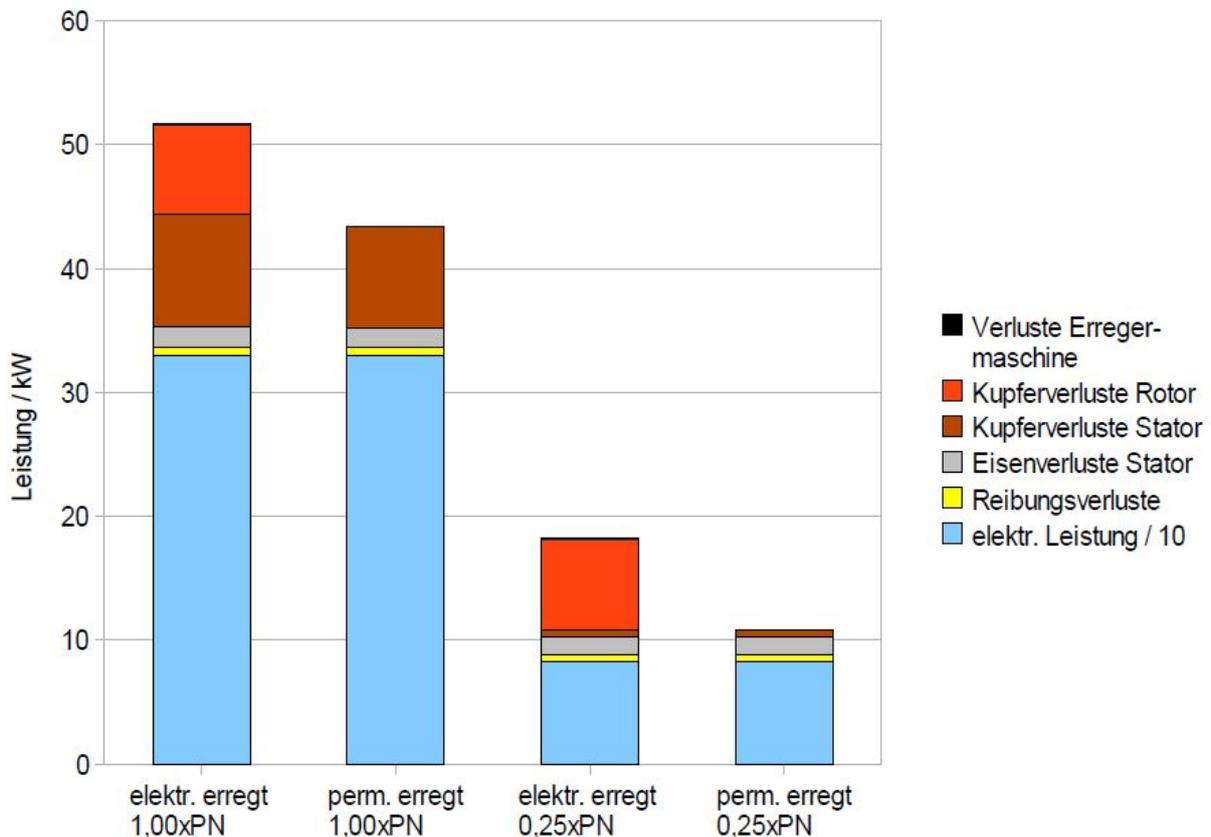


Abbildung 21: Elektrische Leistungen und Verluste für den Vergleich elektrisch und Permanentmagnet erregt am Beispiel der WKA-Faurndau

In Abbildung 22 sind die Leistungsfaktoren und in Abbildung 23 die Wirkungsgrade des PM-Synchrongenerators der WKA-Faurndau bei verschiedenen Leistungen und schwankender Netzspannung dargestellt. Beeindruckend sind insbesondere trotz der Schwankungen des Netzes nahezu konstant hohen Wirkungsgrade. Abbildung 24 wiederum zeigt die gute Übereinstimmung der gemessenen Wirkungsgrade mit den theoretischen Werten.



BMU-Abschlussbericht
Aktenzeichen 001375

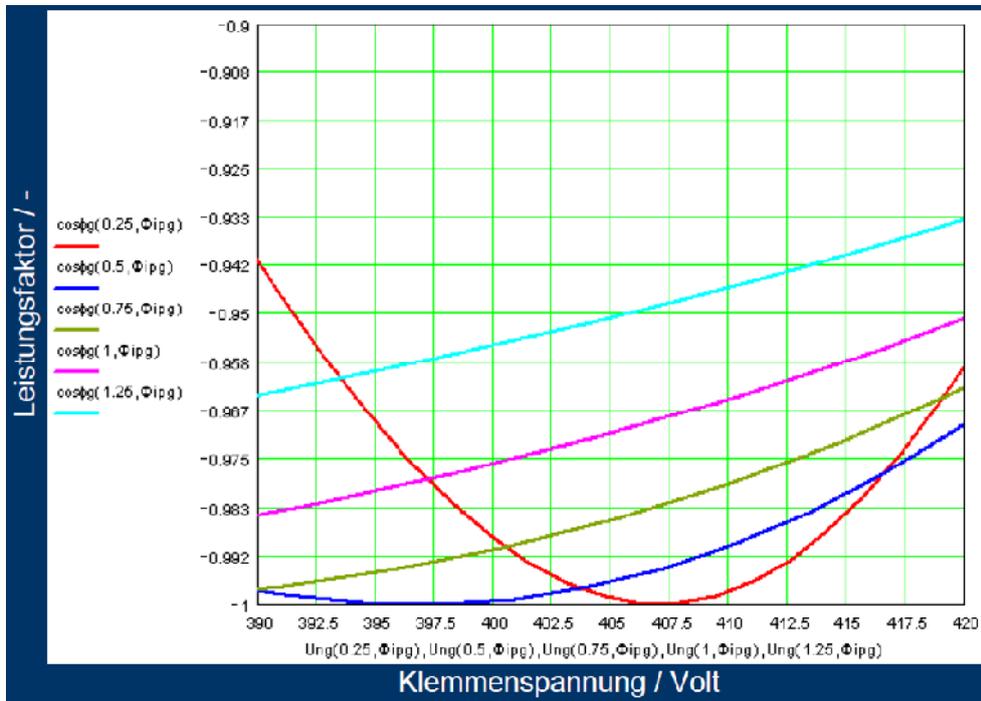


Abbildung 22: Leistungsfaktor des PM-Synchrongenerators der WKA-Faurndau bei verschiedenen Leistungen und schwankender Netzspannung

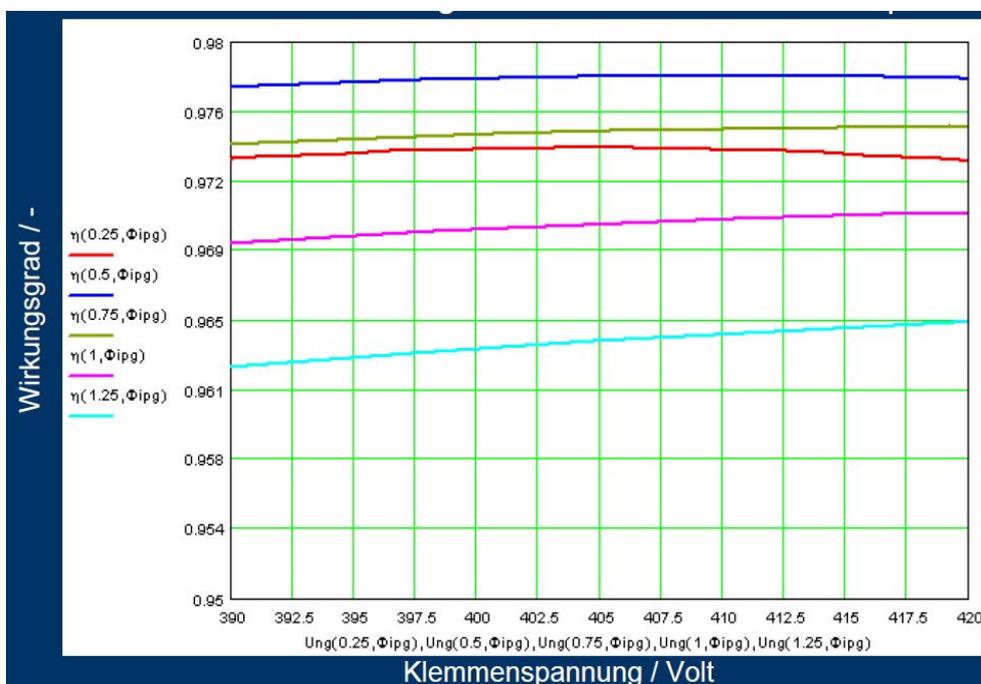


Abbildung 23: Wirkungsgrad des PM-Synchrongenerators der WKA-Faurndau bei verschiedenen Leistungen und schwankender Netzspannung

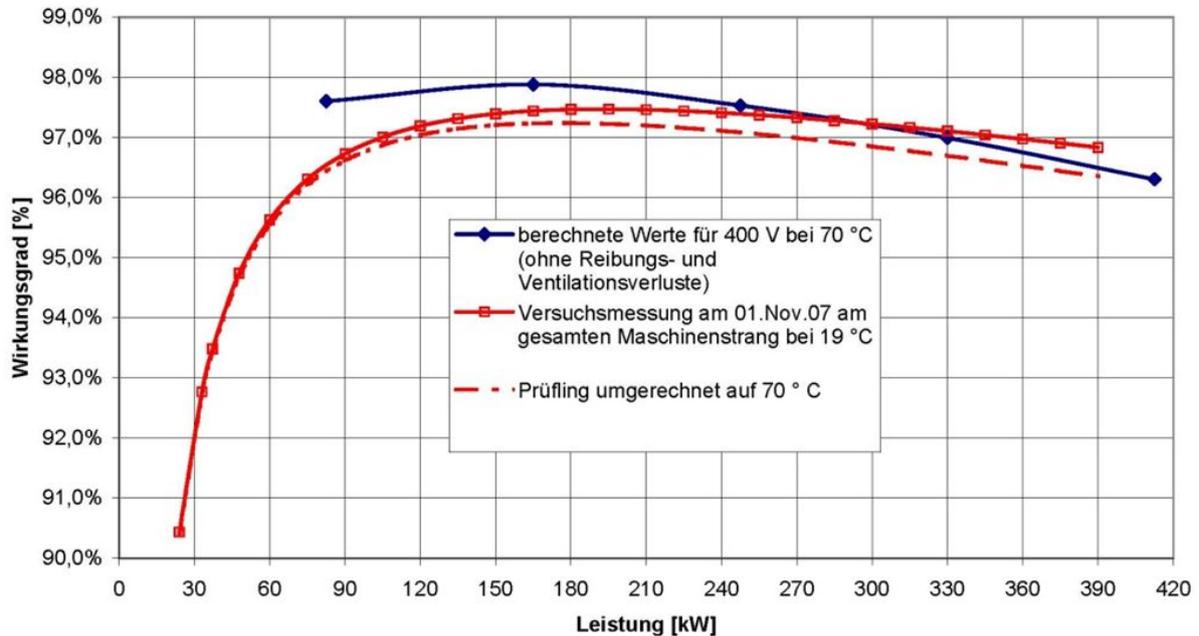


Abbildung 24: Versuchsmessung am Faurndau PM-Synchrongenerator mit $P_{\text{nenn}} = 330 \text{ kW}$, 400 V, 50 Hz und 214 min^{-1} bei $\cos \phi 0,95$

6.3 Konstruktion und Realisierung des Bauwerks

6.3.1 Ausführungsplanung

In den folgenden Abbildungen findet sich ein Auszug aus der Detailplanung der Wasserkraftanlage in Faurndau. Abbildung 25 zeigt die Draufsicht und Abbildung 26 die Seitenansicht der Anlagenplanung, Abbildung 27 zeigt die Planung der Wehrklappe, Abbildung 28 die Schaltwarte und den Rechenreiniger und Abbildung 29 den Fischpass.



BMU-Abschlussbericht
Aktenzeichen 001375

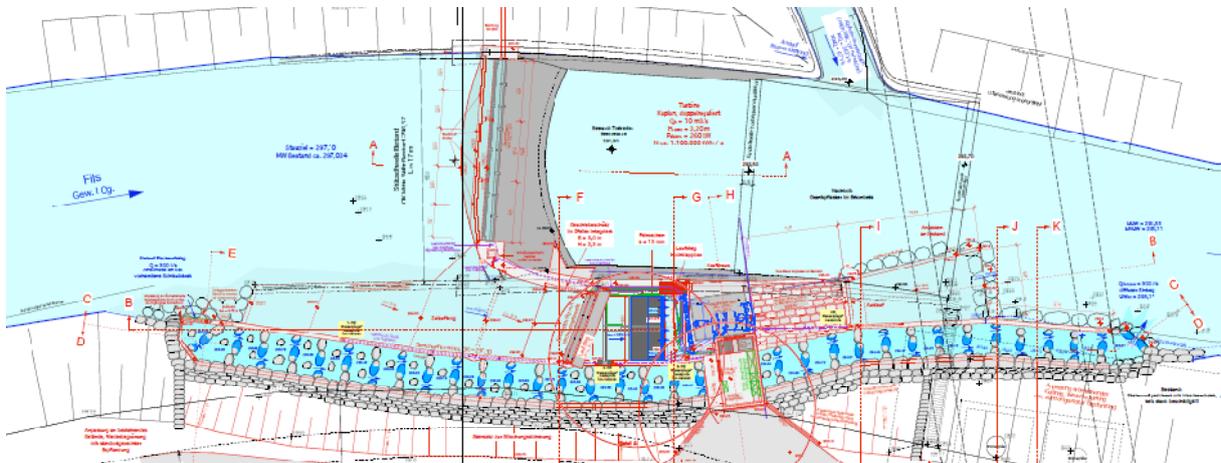


Abbildung 25: Ausführungsplanung in Draufsicht

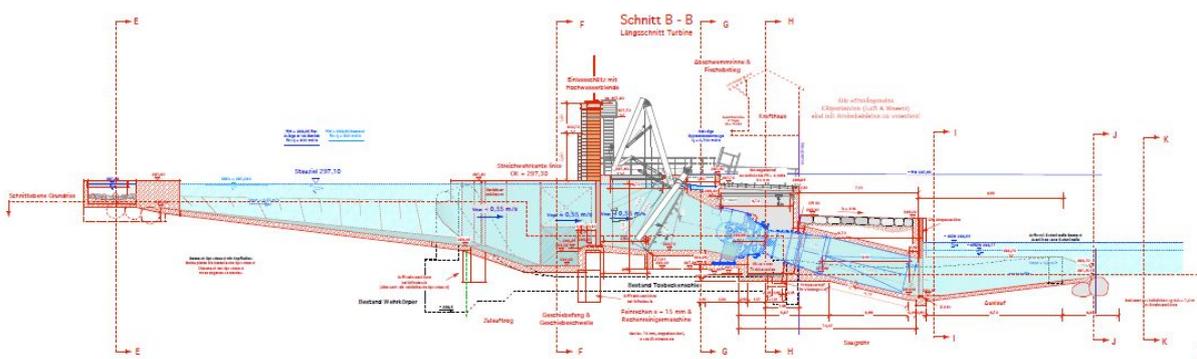


Abbildung 26: Ausführungsplanung in Seitenansicht

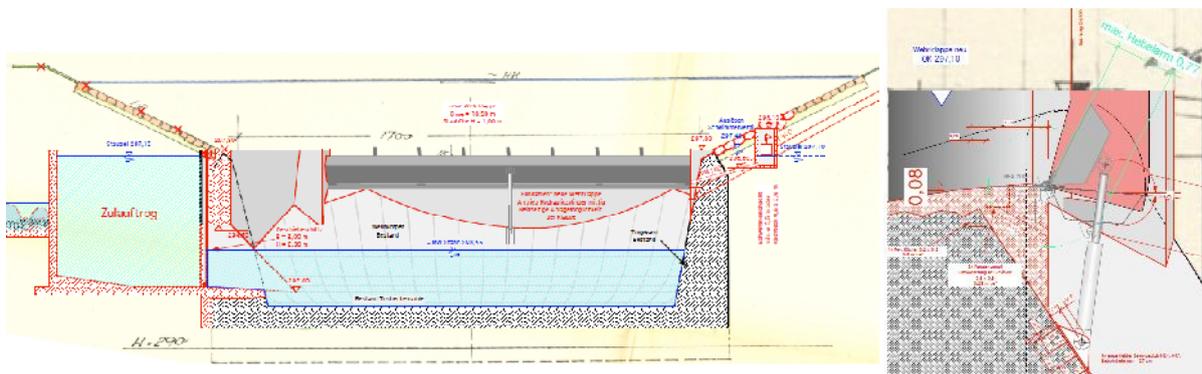


Abbildung 27: Ausführungsplanung der Wehrklappe



BMU-Abschlussbericht

Aktenzeichen 001375

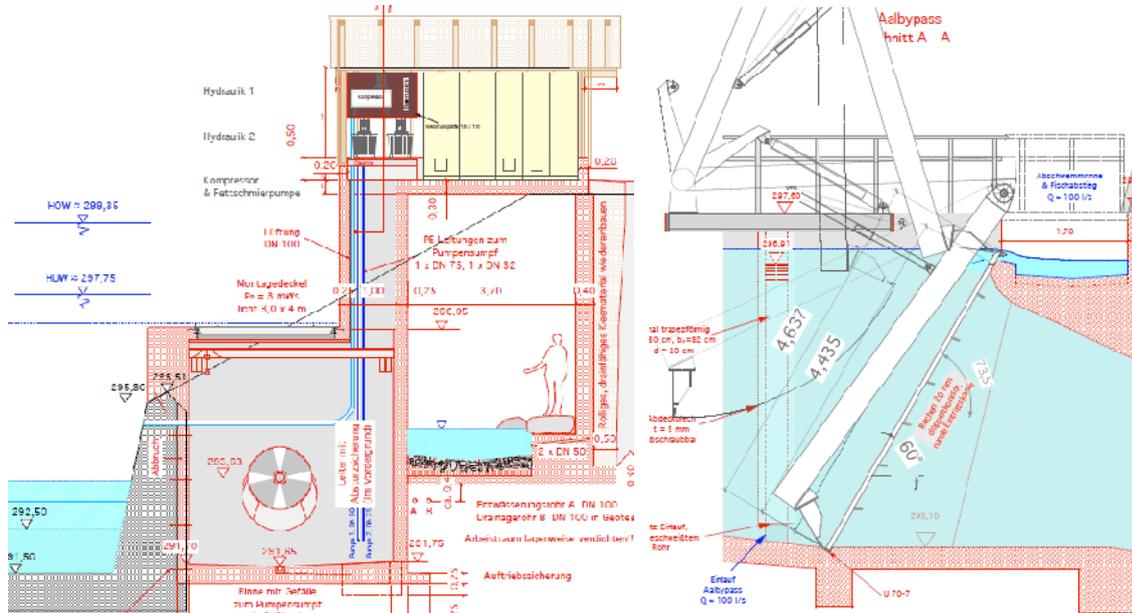


Abbildung 28: Ausführungsplanung der Schaltwarte (links) und des Rechenreinigers (rechts)

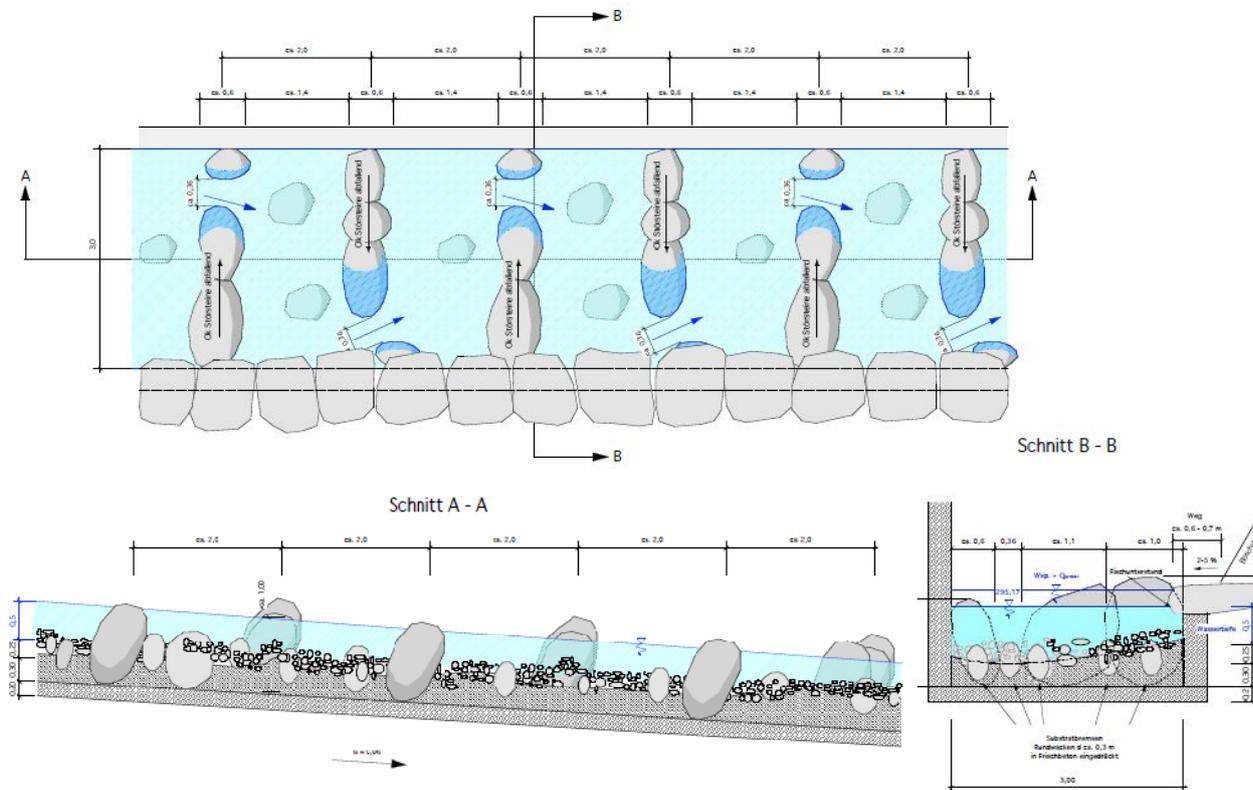


Abbildung 29: Ausführungsplanung des Fischeufstiegs (siehe auch Abbildung 25)



6.3.2 Realisierung des Bauwerks

Mit den Baumaßnahmen wurde im März 2007 begonnen. Die Baugrube wurde ausgehoben und mit Metallspundwänden abgesichert. Im Mai 2007 gab es jedoch Hochwasser, dem die Metallspundwände nicht standhalten konnten (siehe Abbildung 30). Nach Behebung des Schadens wurden die Arbeiten fortgeführt, wobei einzelne Bauabschnitte in Abbildung 31 und das Einheben der Turbine in Abbildung 32 dargestellt sind. Die fertiggestellte Anlage (siehe Abbildung 33) wurde im März 2008 in Betrieb genommen und am 30. Mai 2008 offiziell mit einer großen Feier eingeweiht. Abbildung 34 zeigt drei Bilder der fertigen Wasserkraftanlage, die von den drei Web-Cams aufgenommen wurden. Eingesehen werden können diese Bilder unter http://www.fee.de/de/leistungen_bereiche/wkw_live-zugang.php.



Abbildung 30: Beginn der Baumaßnahmen im März 2007 (links) und Hochwasserschaden im Mai 2007



BMU-Abschlussbericht
Aktenzeichen 001375



Abbildung 31: Baufortschritt



Abbildung 32: Installation der Turbine



BMU-Abschlussbericht
Aktenzeichen 001375



Abbildung 33: In Betrieb genommene Anlage



Abbildung 34: Bilder der fertigen Anlage, aufgenommen von den 3 installierten Web-Cams

An der Wasserkraftanlage wurde zudem zwei Schautafeln installiert, um der interessierten Öffentlichkeit die Besonderheit des Demonstrationsprojektes näher zu bringen. Die Inhalte der beiden Schautafeln sind in Abbildung 35 dargestellt.



Wie in der zweiten Schautafel in Abbildung 35 zu erkennen ist, war ein Bestandteil der Baumaßnahme die Anbindung des Brunnenbachs. Abbildung 36 zeigt zwei Bilder bei der Umsetzung der Brunnenbachanbindung.



Abbildung 36: Anbindung des Brunnenbachs

6.4 Elektrotechnik

Nach Entfernung der Abdeckhaube hat man die Hauptklemmbretter und die Klemmenkästen für sämtliche Mess- und Überwachungsfühler vor sich. Sämtliche Kabel und Steuerleitungen wurden von oben durch den oberen Dom in den Generator über druckdichte Verschraubungen eingeführt.

Im Generatorbulb und an der Turbine angeordnete Klemmen und Überwachungsfühler sind (siehe Abbildung 37 und Abbildung 38):

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. Laufrad Stellwegmessung (24 VDC, 4-20 mA) mittels Lasersensor

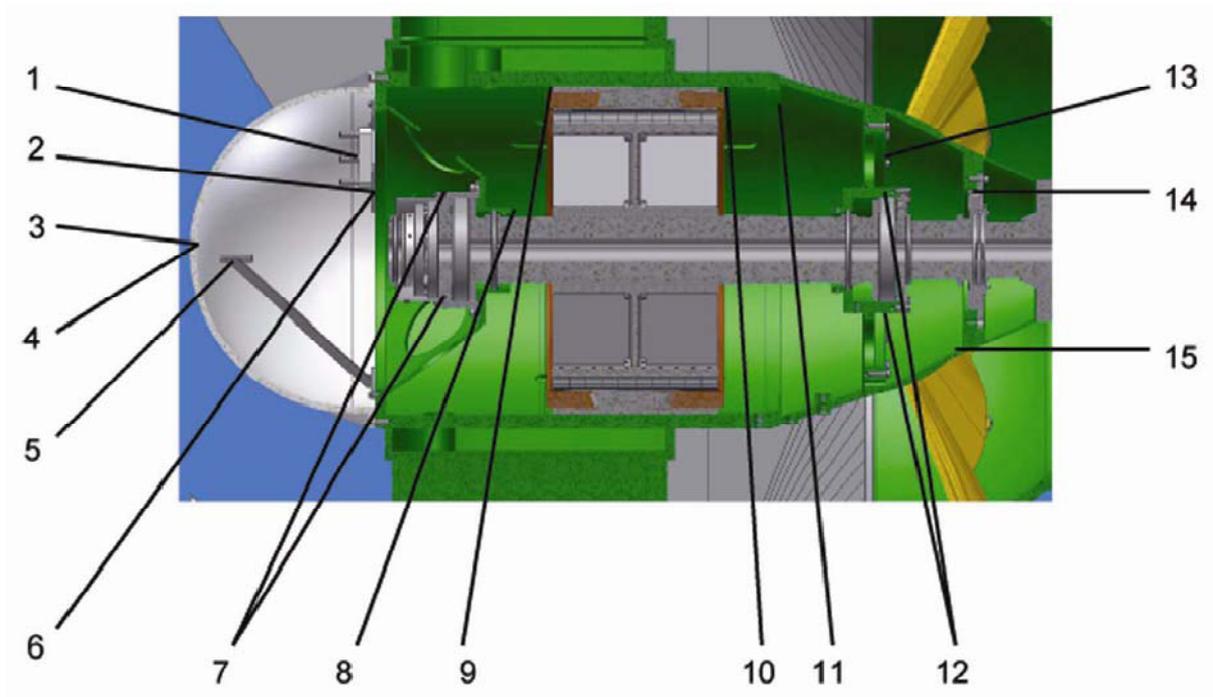


Abbildung 37: Übersicht der Klemmen- und Sensorenanordnung

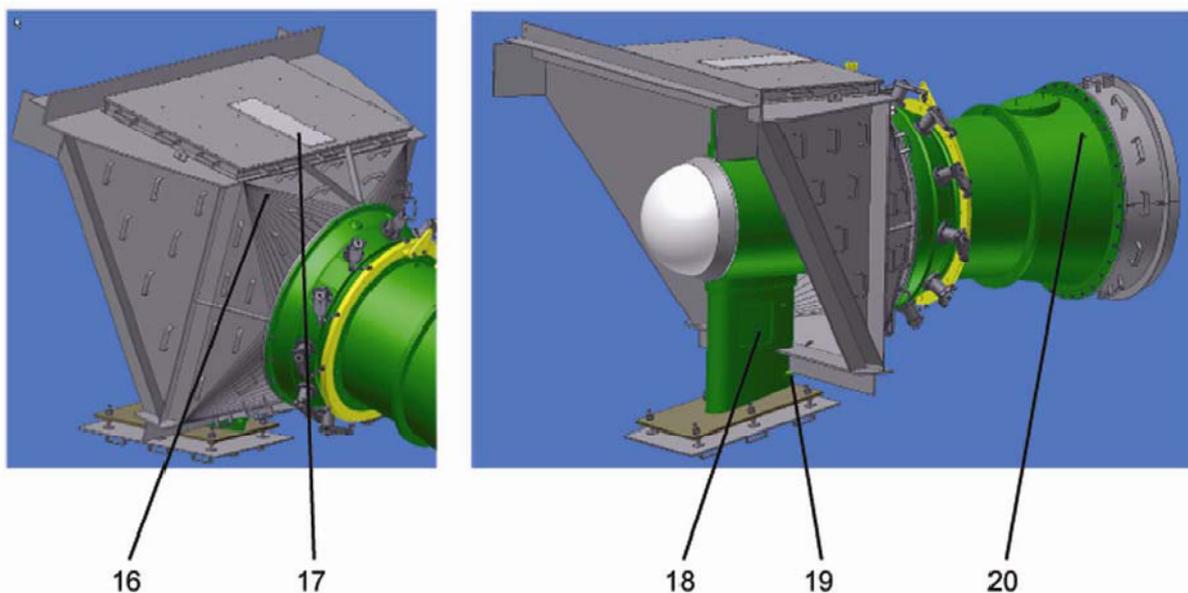


Abbildung 38: Anordnung der Druckfühler an der Turbine und dem unterem Dom

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.



Tabelle 3: Sensoren der Turbine

| Sensor | 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 |

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 dm³) 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.



BMU-Abschlussbericht

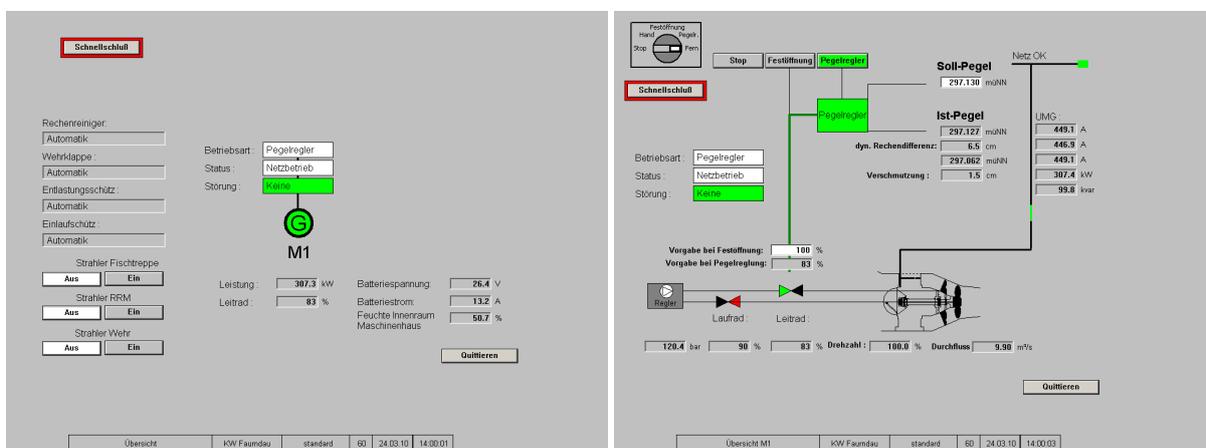
Aktenzeichen 001375

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.

Bei einem detektiertem Kondens- / Leckwasserstand im untern 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 Störungsprotokollierung 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.



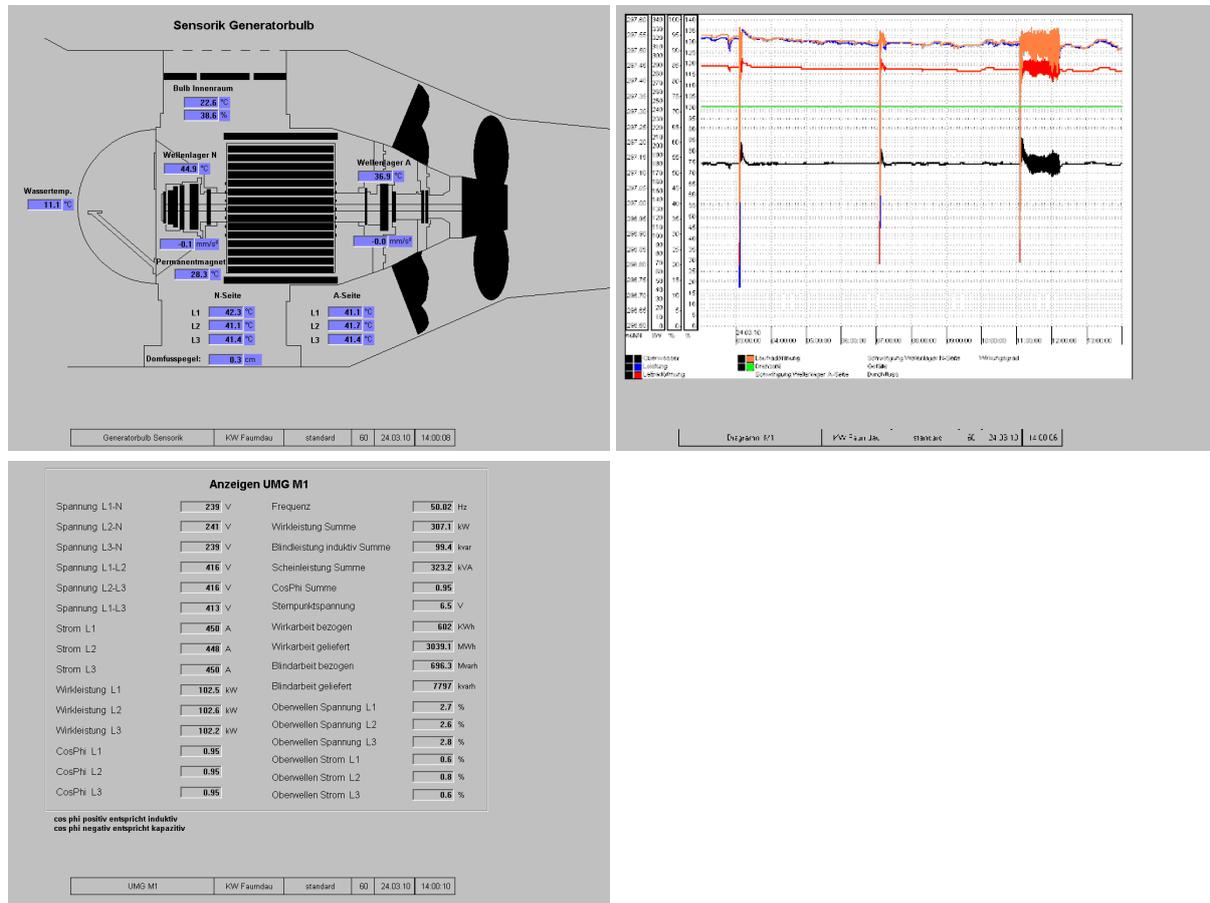


Abbildung 39: Visualisierungsbilder der erfassten Messwerte der Demonstrationsanlage (online einsehbar unter http://www.fee.de/de/leistungen_bereiche/wkw_livezugang.php)

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.

6.5 Betreuung der Anlage und Messwerterfassung

An der Demonstrationsanlage wurden umfangreiche Untersuchungen durchgeführt, von denen im Folgenden einige dargestellt werden sollen.



Zur Berechnung des Verschiebungswertes wurden die Messwerte gleitend aus 10 Messungen alle ca. 20 s (= Mittelwert über ca. 200 s) gemittelt. Die max. Leitradöffnung muss ebenfalls in Abhängigkeit des Gefälles (Kavitation) nach dem Zusammenhang: $\text{Leitradöffnung}_{\text{dyn}} = \text{Leitradöffnung}_{\text{max}} \times (H_{\text{nenn}} / H_{\text{ist}})^{\text{Faktor}}$ verändert werden, wobei die Überschreitung der max. Öffnung zusätzlich begrenzt werden muss. Die resultierenden Werte der Laufradverschiebung bei unterschiedlichen Leitradöffnungen sind für eine Nennhöhe von $H = 3,45$ m in Tabelle 4 und für eine Nennhöhe von $H = 2,52$ m in Tabelle 5 aufgelistet. Abbildung 40 zeigt zudem den Zusammenhang zwischen Leitrad- und Laufradöffnung in Abhängigkeit der Nenndrehzahl.

Tabelle 4: allgemeine gefälleabhängige Laufradverschiebung Faurndau HSI 141-4 für eine Nennhöhe von $H = 3,45$ m

| H [m] | Laufradverschiebung in % bei Leitradöffnung in %: | | | | | | | |
|----------------|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 100 | 90 | 80 | 70 | 60 | 50 | 40 | 30 |
| 2,40 | -9,13 | -8,21 | -7,30 | -6,39 | -5,48 | -4,56 | -3,65 | -2,74 |
| 2,60 | -7,25 | -6,53 | -5,80 | -5,08 | -4,35 | -3,63 | -2,90 | -2,18 |
| 2,80 | -5,45 | -4,91 | -4,36 | -3,82 | -3,27 | -2,73 | -2,18 | -1,64 |
| 3,00 | -3,71 | -3,34 | -2,97 | -2,60 | -2,23 | -1,86 | -1,48 | -1,11 |
| 3,20 | -2,03 | -1,83 | -1,62 | -1,42 | -1,22 | -1,02 | -0,81 | -0,61 |
| 3,40 | -0,40 | -0,36 | -0,32 | -0,28 | -0,24 | -0,20 | -0,16 | -0,12 |
| Urkurve | 3,45 | 0,00 |
| | 3,60 | 1,18 | 1,08 | 0,95 | 0,83 | 0,71 | 0,59 | 0,47 |
| | 3,80 | 2,72 | 2,45 | 2,18 | 1,91 | 1,63 | 1,36 | 1,09 |
| | 4,00 | 4,22 | 3,80 | 3,38 | 2,96 | 2,53 | 2,11 | 1,69 |
| | 4,20 | 5,88 | 5,12 | 4,55 | 3,98 | 3,41 | 2,84 | 2,27 |
| | 4,40 | 7,11 | 6,40 | 5,69 | 4,98 | 4,27 | 3,56 | 2,85 |
| | 4,60 | 8,51 | 7,66 | 6,81 | 5,96 | 5,11 | 4,25 | 3,40 |
| | 4,80 | 9,87 | 8,89 | 7,90 | 6,91 | 5,92 | 4,94 | 3,95 |

Tabelle 5: allgemeine gefälleabhängige Laufradverschiebung Faurndau HSI 141-4 für eine Nennhöhe von $H = 2,52$ m



| H [m] | Laufadvorschiebung in % bei Leitradöffnung in %: | | | | | | | |
|----------------|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 100 | 90 | 80 | 70 | 60 | 50 | 40 | 30 |
| 1,50 | -13,7 | -12,3 | -11,0 | -9,6 | -8,2 | -6,9 | -5,5 | -4,1 |
| 1,70 | 10,7 | 9,6 | 8,6 | 7,5 | 6,4 | 5,1 | 4,3 | 3,2 |
| 1,90 | -7,9 | -7,1 | -6,3 | -5,5 | -4,7 | -4,0 | -3,2 | -2,4 |
| 2,10 | -5,2 | -4,7 | -4,2 | -3,7 | -3,1 | -2,6 | -2,1 | -1,6 |
| 2,30 | -2,7 | -2,4 | -2,1 | -1,9 | -1,0 | -1,3 | -1,1 | -0,8 |
| 2,50 | -0,2 | -0,2 | -0,2 | -0,2 | -0,1 | -0,1 | -0,1 | -0,1 |
| Urkurve | 2,52 | 0,0 |
| | 2,60 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,7 | 0,6 | 0,5 | 0,4 |
| | 2,70 | 2,1 | 1,9 | 1,7 | 1,5 | 1,3 | 1,1 | 0,8 |
| | 2,80 | 3,2 | 2,9 | 2,6 | 2,3 | 1,9 | 1,6 | 1,3 |
| | 2,90 | 4,4 | 3,9 | 3,5 | 3,1 | 2,6 | 2,2 | 1,7 |
| | 3,00 | 5,5 | 4,9 | 4,4 | 3,8 | 3,3 | 2,7 | 2,2 |
| | 3,10 | 6,5 | 5,9 | 5,2 | 4,6 | 3,9 | 3,3 | 2,6 |
| | 3,20 | 7,6 | 6,9 | 6,1 | 5,3 | 4,6 | 3,8 | 3,0 |

Zusammenhangskurven in %

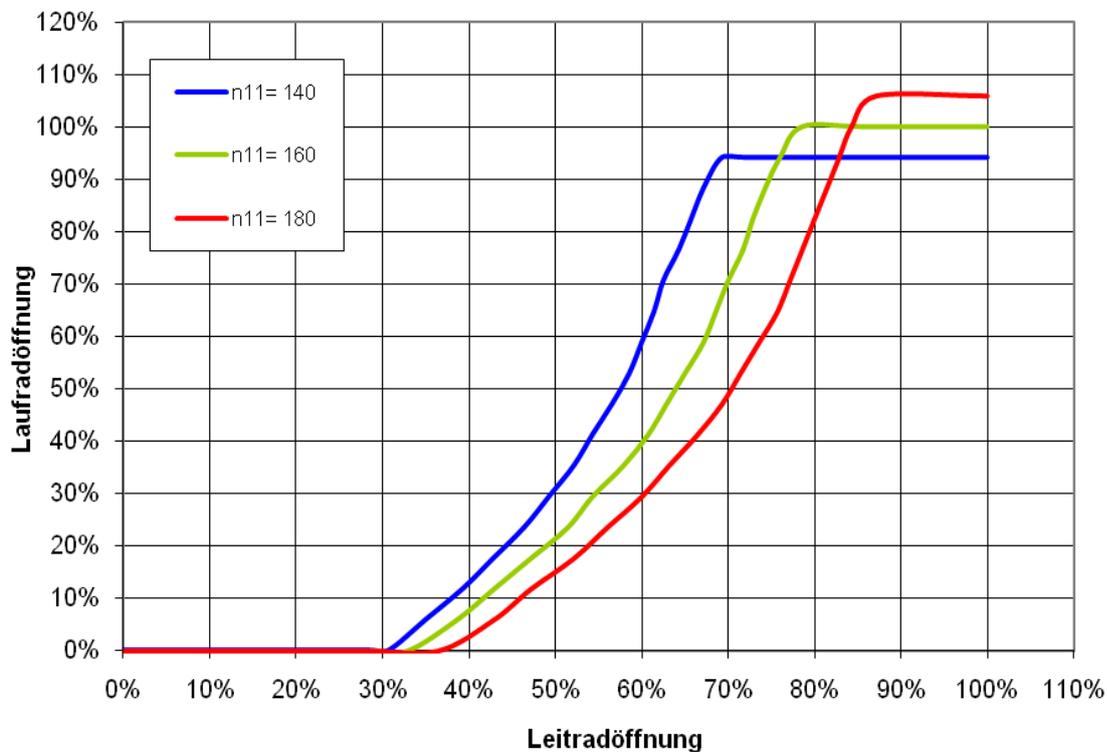


Abbildung 40: Zusammenhang zwischen Leitrad- und Laufadvorschiebung in Abhängigkeit der Nenn-drehzahl

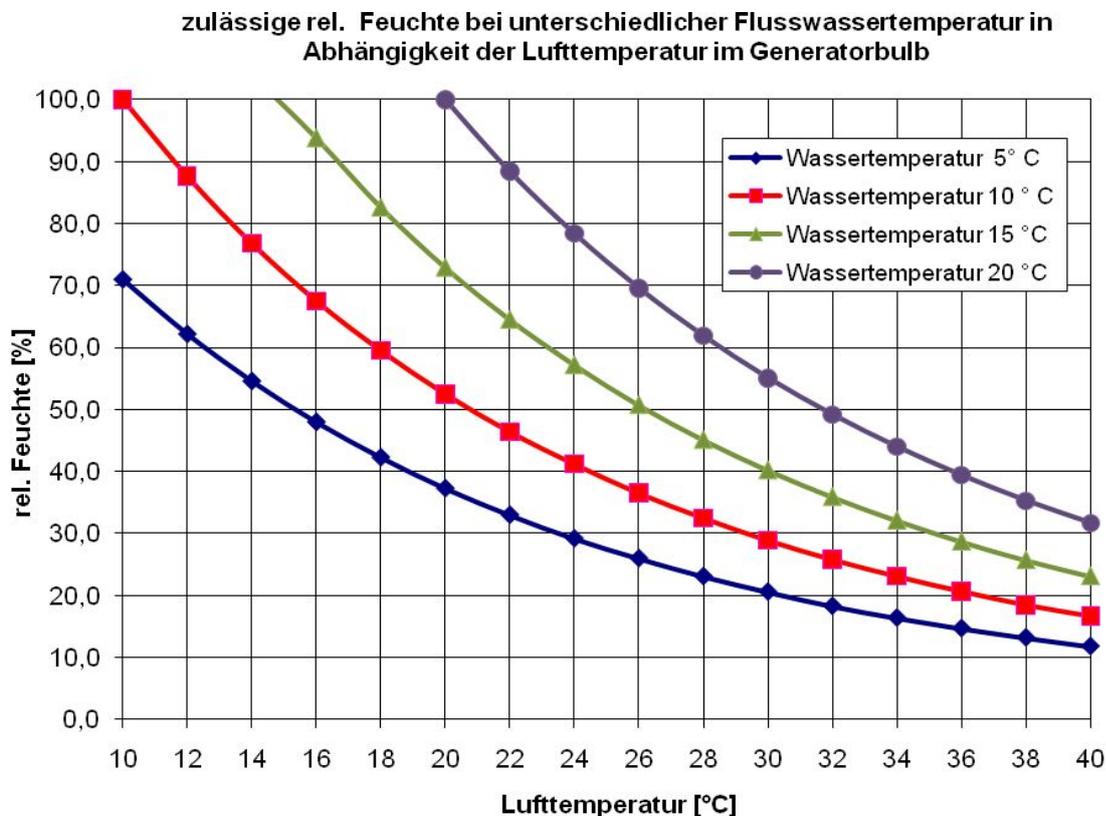


Abbildung 41: zulässige rel. Feuchte bei unterschiedlicher Flusswassertemperatur in
Abhängigkeit der Lufttemperatur im Generatorbulb

6.6 Einfluss des verringerten Stababstands beim vertikalen Einlaufrechen

6.6.1 Mehrkosten durch verringerten Stababstand

Um dem Wunsch nach einem Einsatz eines Einlaufrechens mit 15 mm lichtem Stababstand, anstatt der üblichen 20 mm, ohne wesentlicher Änderungen an den wasserrechtlich bewilligten Unterlagen vornehmen zu müssen, wurde die Rechenstablänge so gewählt, dass die Fließgeschwindigkeit zwischen den Stäben etwa gleich blieb. Dies bedingte jedoch eine Tieferlegung des Einlauftrögbodens vor dem Rechen um ca. 25 cm und eine Verbreiterung des Einlauftröges um 30 cm. Dies verursachte Mehrkosten am Bauwerk von ca. 45 T€. Die alternative Möglichkeit der stärkeren Schrägstellung des Rechens hätte einen längeren Einlauftroge verursacht und deutlich höhere Mehrkosten am Bauwerk verursacht.



Neben den Mehrkosten für das Bauwerk sind Mehrkosten für den Einlaufrechen mit profilierten Rechenstäben in verzinkter Ausführung in der Größenordnung von ca. 8 T€ entstanden. Ebenso musste die Rechenreinigungsmaschine für die größere Putzlänge ausgelegt werden, was sich nochmals durch Mehrkosten in Höhe von ca. 6 T€ niederschlug. Gegenüber einer Variante mit 20 mm lichten Stababstand ergab sich zunächst für den Einlaufrechen, die Rechenreinigungsmaschine und der größeren Absperrschütze eine Kostensteigerung von etwa 25 %.

Bei der Auslegung des hydraulischen Antriebes für den Rechenreiniger wurde von einer quadratischen Zunahme der erforderlichen Leistung in Abhängigkeit von der gesamten Putzflächenveränderung ausgegangen, weshalb eine Antriebsleistung von ca. 4 kW ausreichend erschien. Bei starkem Laubfall hat sich aber gezeigt, dass die Putzgeschwindigkeit zu gering war, denn ein Freihalten des Rechens war trotz Dauerbetriebes nicht möglich und die Turbinenleistung musste über Tage teilweise um bis zu 70 % reduziert werden.

Es war deshalb ein Umbau des Hydraulikaggregates notwendig, bei dem die Antriebsleistung auf 5,5 kW erhöht und eine effizientere, druckgesteuerte Axialkolbenpumpe eingebaut wurde (Zusatzkosten ca. 2,5 T€). Hierdurch konnte die Umlaufzeit für einen Rechenreinigungsvorgang von ca. 190 sec auf ca. 110 sec reduziert werden.

Eine Berechnung für einen auf 10 mm reduzierten lichten Stababstand des Einlaufrechens, wie er von den Umweltministerien und Fischereibehörden immer wieder diskutiert wird, zeigte, dass kein wirtschaftlicher Betrieb mit einer Ausbauwassermenge $> 10 \text{ m}^3/\text{s}$ aufgrund der extremen Schmutzanfälligkeit (jedes Laubblatt bleibt am Rechen hängen) möglich sein wird. Viel entscheidender im Hinblick auf den Fischschutz erscheint, dass ein ausgezeichneter Fischabstieg angeboten wird! Zudem sollte der Gestaltung der Putzharke ein wesentlich höheres Augenmerk geschenkt werden. Diese sollte sich nicht vom Einlaufrechen abheben, da sonst eine große Quetschgefahr beim Anlegen der Harke am Rechenfuß besteht. Ebenso kann bei entsprechend verzahnter Putzharke verhindert werden, dass Rechengut oder Steine und Fische zwischen die Stäbe gedrückt wird. Bei einem lichten Abstand von nur 10 mm wäre eine Verzahnung aus mechanischen Gründen nicht realisierbar.



In diesem Zusammenhang besteht das im Auftrag des Umweltministeriums Baden-Württemberg neu entwickelte cirkulating rake Sytem durch seine extrem hohe Schutzwirkung und der herausragenden Putzleistung (siehe <http://www.hydroenergie.de/wka-steinach-stadtwerke-haslach>)!

6.6.2 Energieverluste durch geringeren Stababstand:

Im sauberen Zustand des Einlaufrechens wurden, trotz einer vergleichsweise gleichen Strömungsgeschwindigkeit zwischen den Stäben, geringfügig höhere Fließhöhenverluste festgestellt. Bei Laub und Treibgutfall traten schnell erheblich höhere Verluste auf, obwohl die Putzleistung bereits um ca. 20 % gesteigert war. Diese waren teilweise so hoch, dass die Turbinenleistung tageweise um bis zu 70 % reduziert werden musste. Eine gewisse Kompensation wird durch die um ca. 30 % gesteigerte Putzleistung erreicht.

Da der Ertragsausfall gerade an Tagen einer hohen Wasserführung / Leistung auftritt, kann dies zu Erlösausfällen in der Größenordnung von 4 bis 6 % der mittleren Jahresproduktion (Faurndau. ca. 52.000 bis 78.000 kWh) führen. Diese Verluste sollen auf 3 bis 4 % zu reduziert werden, wobei der höhere Energiebedarf zur Reinigung des Rechens hierin berücksichtigt wird.

6.6.3 Gesamtwirtschaftliche Bewertung

Ausgehend von den gesamten Erstellungskosten in Höhe von ca. 1.600 T€, ergaben sich durch den Einsatz eines Rechens mit 15 mm anstatt 20 mm Mehrkosten in Höhe von ca. 61,5 T€ (ca. 3,8 %). Andererseits wird die mögliche Energieeinspeisung in das Netz um ca. 3 bis 4 %, bezogen auf die mittlere Jahresproduktion, reduziert.

Berücksichtigt man zusätzlich, dass zur Instandhaltung der Bauwerke ca. 2 % und für die stahlwasserbaulichen Komponenten 5 % der Herstellungskosten angesetzt werden, so resultiert hieraus eine Steigerung der Betriebskosten um ca. 1.725 €/Jahr. Allerdings hat sich gezeigt, dass die filigranere Verzahnung der Putzharke bereits nach 3-jährigen Betrieb verschlissen war, was nochmals ca. 2.000 € kostete. Somit ergeben sich um ca. 2.390 €/Jahr höhere Betriebskosten.



Bezieht man diesen Wert auf den Bruttojahreserlös (1.300.000 kWh x 11,67 cents/kWh = 151.710 €/Jahr) so ergibt sich ein um ca. 1,6 % geringerer Erlös.

Somit ergibt sich gesamtwirtschaftlich bei Neubau einer Anlage mit Vertikalrechen und Reduktion des Rechenstababstandes von 20 auf 15 mm eine Reduktion der Investitionsrendite von

$$100\% - 100\% \cdot \frac{100}{100 + 3,8} (\text{aus Kostensteigerung}) \cdot \frac{100 - 3,5}{100} (\text{Einspeisereduktion}) \cdot \frac{100 - 1,6}{100} (\text{Betriebskosten}) = 8,9\%$$

Würde man den gleichen Rechenansatz für einen Rechenstababstand von 10 mm ansetzen, wird sich vermutlich eine Reduktion > 20 % ergeben!

6.6.4 Fazit

Es zeigt sich deutlich: Je enger der Rechenstababstand wird, desto größer muss auch aus rein betrieblichen Gründen, also ohne Beachtung des Fischschutzes, die Rechenfläche werden.

Begründung:

- Aus Festigkeitsgründen müssen die Stabprofile beibehalten oder größer gewählt werden. Die Anzahl der Stäbe nimmt zu, die wiederum Fläche beanspruchen.
- Kleinere Stababstände verursachen größere Strömungsverluste, selbst wenn die durchströmten lichten Flächen identisch sind.
- Bei Teilverlegung entstehen lokal deutlich erhöhte Fließgeschwindigkeiten, diese müssen wiederum durch die Vergrößerung der Rechenfläche kompensiert werden.
- Je größer die Rechenfläche, desto schwieriger wird im Allgemeinen auch die Aufrechterhaltung einer homogenen Anströmung an das Rechenfeld.
- Inhomogene Anströmungen bewirken lokal deutlich erhöhte Fließgeschwindigkeiten vor dem Rechen und erhöhte Rechenverluste.
- Je größer der Rechen, desto größer und stabiler muss die Reinigungsmaschine ausgelegt werden.
- Je größer die Rechenfläche, desto schwieriger wird auch die Dimensionierung eines Geschiebefangs.



Abhilfe würde die Entwicklung eines sehr schnell wirkenden Rechenreinigers schaffen, welcher zudem eine hohe Putzgeschwindigkeit aufweist.

Aus diesen Gründen sind bei konventionellen Wasserkraftanlagen in Summe die engeren Rechenstababstände mit deutlich erhöhten Erstellungskosten zu beziffern, welche vor allem auch aus dem erforderlichen, größeren Bauwerken herrühren, nicht nur aus dem teureren Stahlwasserbau. Z. B. wird ein breiteres Rechenfeld eine breitere und längere Zulaufbucht auf der gesamten Bauwerkslänge erfordern und der Geschiebefang muss leistungsfähiger werden, um das größere Zulaufbauwerk schützen zu können. Ein größeres Zulaufbauwerk benötigt eine oder mehrere, breitere Zulaufschütze, eventuell eine dickere Bodenplatte und ein teureren Auftriebsschutz usw.

Größere Bauwerke bedeuten immer auch größere Unterhaltungsaufwendungen für die Bauwerke und vor allem für den Stahlwasserbau. Aus diesem werden die tatsächlichen, summarischen Mehrkosten auf ca. 150 – 300 % geschätzt! Ebenso wird es sich mit den Betriebskosten verhalten, wobei eine Rechengutentnahme wirtschaftlich auszuschließen ist.

6.6.5 Fischabstieg und Fischbestandsveränderung im Seitengewässer

Außerhalb der Untersuchungen von Herrn Dr. Stohmeyer konnte beobachtet werden, dass Fische vor dem Rechen schwammen, aber nur vereinzelt Fische über die ständig überströmte Kante tatsächlich abstiegen. Nach dem Start des Rechenreinigers und Eintauchen der Putzharke sind die Fische nach Oberwasser geflüchtet. Teilweise schwammen diese dann wieder kurz vor den Rechen zurück. Beim Hochfahren der Putzharke sind wiederum ein Teil der Fische nach Oberwasser geflüchtet, während ein anderer Teil über die überströmte Kante und den Spülkanal ins Unterwasser geflüchtet sind.

Nach den getätigten Beobachtungen und Erfahrungen, dem fachlichen Austausch mit Biologen, sowie Experten des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), kann der heutige Kenntnisstand wie folgt zusammengefasst werden:



- Veränderungen der hydraulischen Situation / Umgebung werden von den Fischen über die Seitenlinienorgane registriert und veranlassen diese dann zumindest zur Vorsicht.
- Bereits eher kleine Schwellen wirken daher als Barriere, das Einschwimmen, z.B. in Bypassrinnen oder das Überschwimmen von überströmten Rechen erfolgt meist nicht.
- Erst nach längerem "Ausprobieren" oder mit nachlassender Energie sind einige Fische bereit, sich derartigen, hydraulischen Situationen zu ergeben, es ist jedenfalls ein größerer Zeitbedarf für den Abstieg erforderlich.
- Überströmte Wehre oder Schütze mit freiem Überfall werden offensichtlich gemieden.

Daher drängt sich folgende Alternative auf:

- Wenn Fische sich vor dem Rechen sammeln, kann man mit hoher Wahrscheinlichkeit von einem Abwanderwillen nach Unterwasser ausgehen.
- Werden die Fische bei der Flucht nach Oberwasser gehindert und anschließend ohne Verletzungen und ohne größere Zeitverzögerung nach Unterwasser transferiert, dann sollte der ideale Abstieg ermöglicht sein.
- Fluchthinderung und schneller, verletzungsfreier Abstieg erfordern jedoch technische Einrichtungen.
- Zudem müssen die technischen Einrichtungen zum richtigen Zeitpunkt aktiv werden.

Auffällig sind die Wissenslücken bei der Thematik Fischschutz und Fischabstieg, denn harte, wissenschaftlich belastbare Fakten fehlen überwiegend. Zu einigen, oft zitierten Publikationen sollen sogar die Dokumentationen "unauffindbar" sein.

Es besteht deshalb die sehr große Gefahr, dass Forderungen postuliert und daraufhin bauliche wie technische Einrichtungen installiert werden, welche z. B. in 5 Jahren als unsinnig entlarvt werden. Viele Forderungen führen zu sehr teuren Lösungen, der "Erfolg" ist jedoch keineswegs gesichert. Es empfiehlt sich deshalb zunächst in diesem Bereich eine ideologiefreie Grundlagenforschung, bei der beispielsweise moderne, technische Möglichkeiten der Beobachtung, z. B. mittels DIDSON-Sonar,



genutzt werden sollten. Darauf aufbauende Möglichkeiten, der automatischen Detektion sollten entwickelt und getestet werden.

Die Verbindung einer automatischen Detektion mit technischer Einrichtungen, Fische an der Flucht zu hindern und verletzungsfrei zu transferieren scheinen sehr viel erfolgsversprechender als die Forderung nach einer lichten Stababstandsverkleinerung.

Auch deutet sich bei den Untersuchungen (u.a. am KIT) an, dass die bisherigen Bypasslösungen mit offenen Bypassrinnen oder verstopfungsanfälligen Rohren nur mit geringer Wahrscheinlichkeit angenommen werden. Es scheint der romantischen Sichtweise geschuldet, dass Fische derartig ungewöhnliche hydraulische Situationen freiwillig aufsuchen!

6.7 Vergleich mit konventionellen Anlagen am gleichen Gewässer

Ein unmittelbarer wirtschaftlicher Vergleich zwischen Wasserkraftanlagen ist zunächst schwierig, da die Wasserkraft von vielen Parametern abhängig ist. Durch das neue Prinzip werden aber die Investitionskosten gesenkt und der Ertrag wird erhöht. Verschiedene Anlagen, die an unterschiedlichen Orten aufgebaut sind, lassen sich nur sehr begrenzt miteinander vergleichen.

Effizienzvergleich

Im Rahmen dieses Projektes konnte ein Vergleich mit den flussabwärts liegenden Anlagen „Uhingen“ und „Reichenbach“ gezogen werden, da diese Standorte die jeweilige Gefälleganglinie und sämtliche hydrologischen und technischen Daten der Anlagen vorliegen. Die wesentlichen Daten beider Anlagen sind in Tabelle 6 aufgelistet.

Bei der Anlage „**Uhingen**“ handelt es sich um ein Ausleitungskraftwerk über alte Ober- und Unterwasserkanäle mit einer Gesamtlänge von ca. 600 m. Bei dieser alten Anlage wurden 1987 die beiden alten Francis-Schachtturbinen gegen neue Francis-Schachtturbinen ersetzt, die jeweils über moderne Getriebe verlustarme Asynchrongeneratoren antreiben. In den Jahren 2001 / 2002 wurde der Unterwasserkanal saniert und eine neue Rechenreinigungsanlage eingebaut.



Bei der Anlage „**Reichenbach**“ handelt es sich, wie bei der Demonstrationsanlage in Faurndau, um eine Anlage, die unmittelbar neben einer bestehenden Wehranlage im Jahre 2003 / 2004 neu errichtet wurde. Bei dieser modernen, nach dem letzten Stand der Technik errichteten Anlage, ist ebenfalls eine doppelt regulierte Kaplanrohr- turbine eingebaut, die über einen verlustarmen Flachriemenantrieb einen wassergekühl- ten Synchrongenerator antreibt.

Tabelle 6: Vergleich der Anlagendaten

| Betreiber: | Hydro-Energie Projekt Faurndau GmbH & Co.KG | Hartmut Röhm | Elektrizitätswerke Reichenbach -Fils GbR |
|--------------------------------|--|------------------------|---|
| hydrologische Daten: | | | |
| Einzugsgebiet: | 550 km ² | 560 km ² | 650 km ² |
| ökol. Mindest- wassermenge: | 0,40 m ³ /s | 0,75 m ³ /s | 0,90 m ³ /s |
| technische Daten: | | | |
| Turbinenhersteller: | HSI | Voith | VATECH |
| Baujahr: | 2007 | 1982 | 2004 |
| Gefälle: | 3,2 m | 5,9 m | 2,95 m |
| Turbinenanzahl: | 1 | 2 | 1 |
| Schluckvermögen: | 11,5 m ³ /s | 3,6 m ³ /s | 13,5 m ³ /s |
| Wellenleistung: | 320 kW | 180 kW | 338 kW |
| Laufrad mit: | Kaplan/ 4 Flügel | Francis | Kaplan/ 3 Flügel |
| Laufraddurchmesser: | 1.410 mm | 1.160 mm | 1.450 mm |
| Übersetzung: | direkt | Getriebe | Riemenantrieb |
| Generatorleistung: | 330 kW/kVA | 160 kW/kVA | 400 kW/kVA |

Um einen Vergleich zwischen den Anlagen ziehen zu können haben wurde von den Betreibern der Anlagen die monatlichen Abrechnungen des EVU's zur Stromspei- sung für die Jahre 2008 und 2009 zur Verfügung gestellt. Die monatliche abgerech- nete Arbeit [kWh] spiegelt, die Arbeit an den Generatorklemmen abzüglich des Eigenbedarfs und der Übertragungs- und Transformatorenverluste wieder. Aufgrund des kleineren lichten Rechenstababstandes in Faurndau dürfte der Energieaufwand zur Reinigung des Turbineneinlaufrechens um ca. 40 bis 50 % höher liegen als bei den anderen Anlagen! Auch ergab sich, dass bei hohem Treibgutanteil die Reini- gungsgeschwindigkeit nicht ausreichte und die Turbinenleistung gedrosselt werden musste!



Die Anlage in Faurndau ist am 09.03.2008 in Betrieb gegangen. Leider ist bei der Anlage in Reichenbach im November 2008 ein Wellendichtungs- und in Folge hiervon ein Lagerschaden eingetreten, der erst im Januar 2009 behoben wurde. Aus diesem Grund wurden die Monate bei der nicht alle Anlagen in Betrieb waren bei der jährlichen bzw. 2 jährigen Gesamtbilanz nicht berücksichtigt!

Obwohl die Abflusszahlen erst immer ca. 3 Jahre später in den Jahresbüchern eingepflegt werden, wurden von der zuständigen Wasserbehörde freundlicherweise die täglichen mittleren Abflusszahlen des oberhalb der Anlagen befindlichen Pegel „Salach“ mit einem Einzugsgebiet von 360 km² und des unterhalb der Anlagen gelegenen Pegels „Plochingen“ mit einem Einzugsgebiet von 702 km² zur Verfügung gestellt.

Aus den täglichen mittleren Abflüssen der beiden amtlichen Pegel wurde unter Berücksichtigung der Einzugsgebiete an den Anlagenstandorten jeweils der mittlere Tagesabfluss für jeden Standort ermittelt. Aufgrund der unterschiedlichen Einzugsgebiete ergibt sich bei dieser Methode jedoch eine gewisse Unschärfe bei der Betrachtung von kurzen Zeiträumen, da nicht bekannt ist, wie sich die Niederschläge abflusswirksam auswirken. D.h. es kann durchaus sein, dass es z.B. unterhalb der Anlage Faurndau stärkere Niederschläge gibt, die sich dann aber nur abflusssteigernd bei der Anlage in Reichenbach auswirken. Betrachtet man jedoch einen längeren Zeitraum, z.B. 2 Jahre, werden sich diese Unschärfen nahezu ausgleichen, sodass man eine Aussage mit hoher Genauigkeit treffen kann.

Von den täglich mittleren Abflusswerten an den jeweiligen Anlagenstandorten wurde zunächst die ökologische Mindestrestwassermenge in Abzug gebracht, um die für den Turbinenbetrieb verfügbare Wassermenge zu ermitteln. Zur Ermittlung der Rohenergie wurde nur die Wassermenge berücksichtigt die das maximale Schluckvermögen der Turbine(n) nicht übersteigt. In Abbildung 42 sind die Abflussmengen über den erfassten Zeitraum von zwei Jahren dargestellt. Die Werte liegen recht eng beieinander, lediglich bei größeren Wassermengen macht sich das unterschiedliche Schluckvermögen bemerkbar (siehe hierzu auch Tabelle 6).

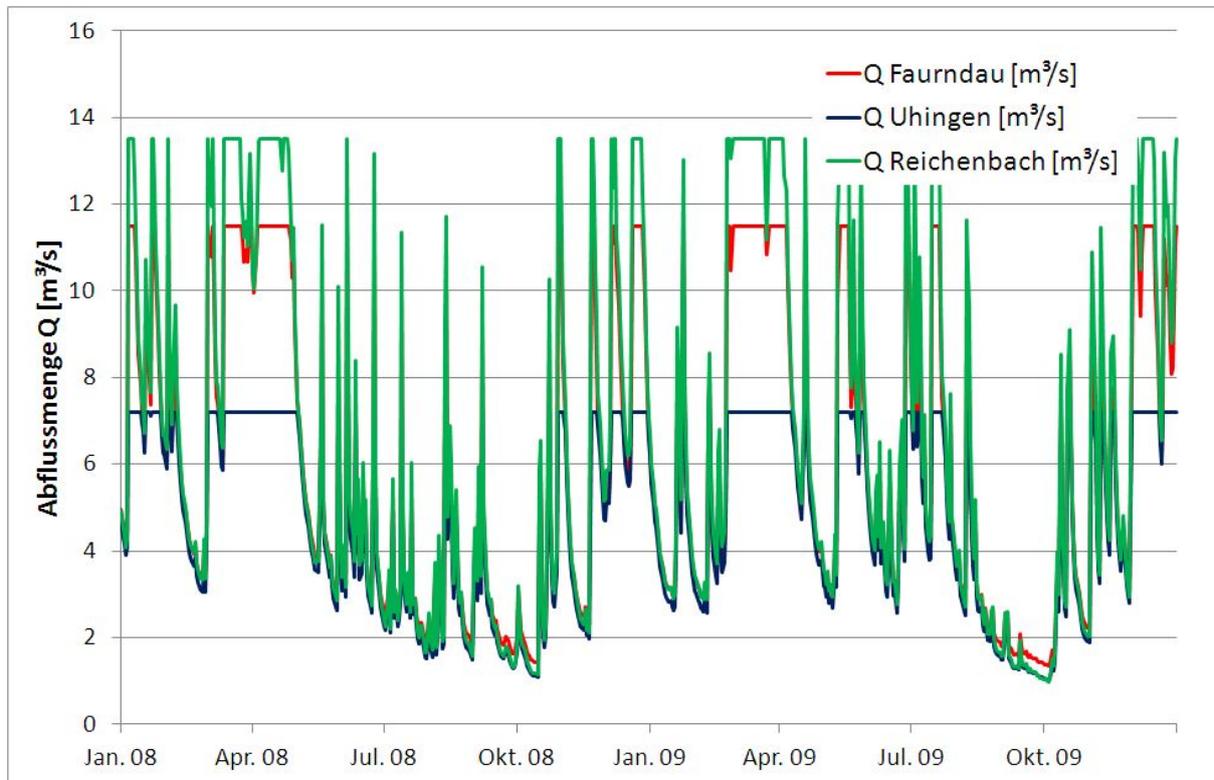


Abbildung 42: Abflussmengen der drei Wasserkraftanlagen über einen Zeitraum von zwei Jahren

Aufgrund der uns vorliegenden Gefälleganglinien in Abhängigkeit des Gesamtabflusses am Standort aus den Wasserrechtsanträgen und Kontrollmessungen kann jedem mittleren täglichen Abflusswert auch ein mittleres nutzbares Gefälle $\Delta H = f(Q_{\text{Standort}})$ ermittelt werden.

Aus der zur Energierückgewinnung nutzbaren Wassermenge und dem jeweiligen Gefälle kann die mittlere tägliche Rohleistung

$$P_{\text{roh}} = \Delta H \times Q \text{ Tagesmittelwert} \times g \text{ [kW]}$$

mit ΔH in [m], Q in [m^3/s] und $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ berechnet werden. Einen Vergleich der täglichen Leistungen P_{roh} zeigt Abbildung 43. Bei hohen Durchflussraten liegt die resultierende Leistung der neuen Anlage in Faurndau unter denen der beiden anderen Anlagen, da sie mit einer Generatorleistung von 330 kW kleiner ausgelegt



ist wie die Anlage in Reichenbach mit 400 kW. Ein sinnvoller Vergleich ist hiermit nicht möglich.

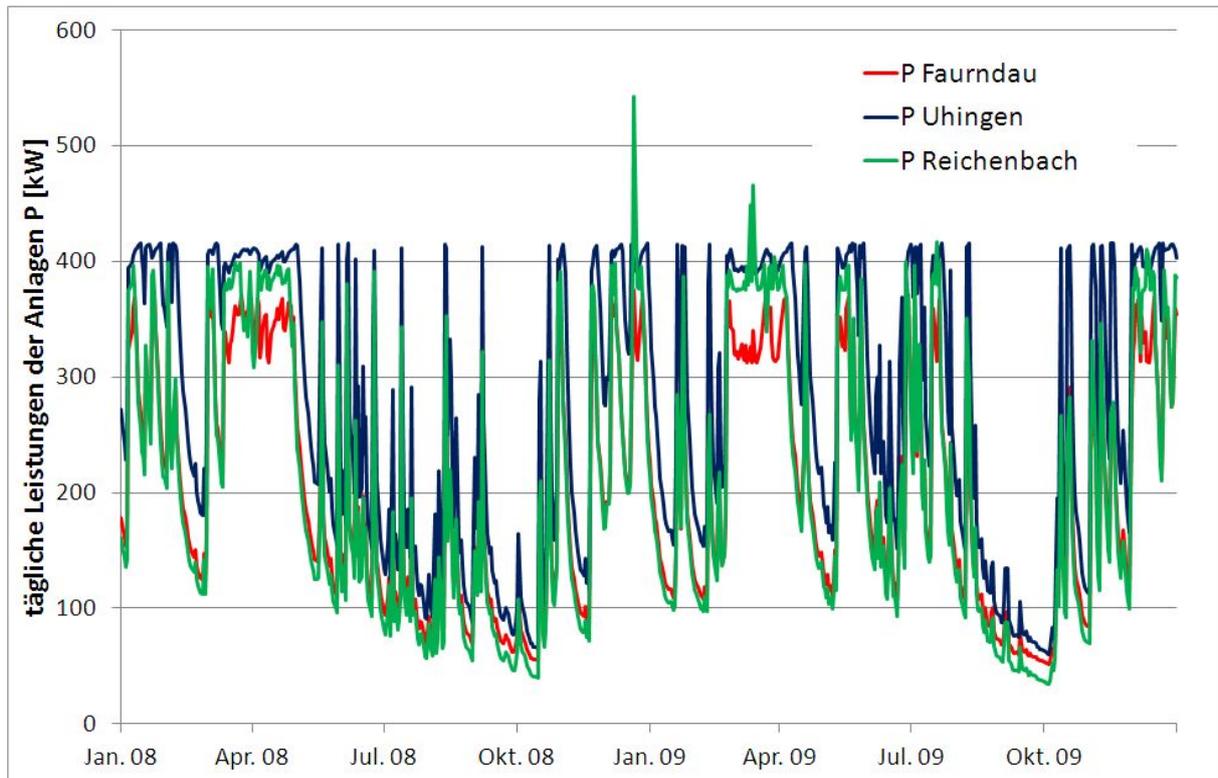


Abbildung 43: tägliche Leistungen der drei Wasserkraftanlagen über einen Zeitraum von zwei Jahren

Vergleichbar werden die Anlagen bei Betrachtung des Ausnutzungsgrads bzw. den Gesamtwirkungsgrads der Anlage pro Monat, indem die tatsächliche monatliche Einspeisearbeit durch die Roharbeit dividiert wird. In Tabelle 7 und Tabelle 8 sind die monatlichen Werte über zwei Jahre hinweg miteinander verglichen. Da die Anlage in Faurndau erst im März 2008 in Betrieb ging, wurden die Monate Januar und februar für einen Vergleich nicht herangezogen, ebenso wie die Monate Nov. 08 bis Jan. 09 als an der Anlage in Reichenbach Umbauarbeiten stattfanden.



Tabelle 7: monatlicher Vergleich der Leistungen und Wirkungsgrade der drei Anlagen im Jahr 2008

| | Faurndau | | | Uhingen, Röhlm | | | Reichenbach | | |
|----------------|------------------|--------------------------|-------------------------------|------------------|--------------------------|-------------------------------|------------------|--------------------------|-------------------------------|
| | E _{Roh} | E _{Einspeisung} | E _{ta_{ges}} | E _{Roh} | E _{Einspeisung} | E _{ta_{ges}} | E _{Roh} | E _{Einspeisung} | E _{ta_{ges}} |
| | [kWh] | [kWh] | [%] | [kWh] | [kWh] | [%] | [kWh] | [kWh] | [%] |
| Jan 08 | 206.027 | | | 280.162 | 159.859 | 57,1 | 205.974 | 169.652 | 82,4 |
| Feb 08 | 132.841 | | | 199.299 | 134.373 | 67,4 | 127.016 | 110.816 | 87,2 |
| Mrz 08 | 183.373 | 153.895 | 83,9 | 297.894 | 189.361 | 63,6 | 258.275 | 196.820 | 76,2 |
| Apr 08 | 247.761 | 200.338 | 80,9 | 290.418 | 186.505 | 64,2 | 267.453 | 212.852 | 79,6 |
| Mai 08 | 135.101 | 107.692 | 79,7 | 203.566 | 131.918 | 64,8 | 126.367 | 105.848 | 83,8 |
| Jun 08 | 119.575 | 89.094 | 74,5 | 174.414 | 114.021 | 65,4 | 116.493 | 89.080 | 76,5 |
| Jul 08 | 86.105 | 57.284 | 66,5 | 121.669 | 85.006 | 69,9 | 78.753 | 52.748 | 67,0 |
| Aug 08 | 90.061 | 65.811 | 73,1 | 128.396 | 90.605 | 70,6 | 85.712 | 60.976 | 71,1 |
| Sep 08 | 75.961 | 53.708 | 70,7 | 106.526 | 73.962 | 69,4 | 69.251 | 49.124 | 70,9 |
| Okt 08 | 94.981 | 59.822 | 63,0 | 128.028 | 56.579 | 44,2 | 92.802 | 51.452 | 55,4 |
| Nov 08 | 134.697 | 111.763 | 83,0 | 189.873 | 110.164 | 58,0 | 131.250 | 52.332 | 39,9 |
| Dez 08 | 213.956 | 182.174 | 85,1 | 284.200 | 175.288 | 61,7 | 226.932 | 0 | |
| Jahr 08 | 1.032.916 | 787.644 | 76,3 | 1.450.912 | 927.957 | 64,0 | 1.095.105 | 818.900 | 74,8 |

| | | | |
|----------------------|--------------------------|--|--|
| nicht berücksichtigt | In Betrieb seit 09.03.08 | bei Summenbildung nicht berücksichtigt | Stillstand wegen Dichtungs- und Lagerschaden |
|----------------------|--------------------------|--|--|

Vergleicht man die Wirkungsgrade zwischen Faurndau und Uhingen, so zeigen sich bis zu 20 % bessere Werte, gemittelt über das Jahr 2008 war der Wirkungsgrad um 12 % besser. 2009 waren es gar 16 % und in der Gesamtbetrachtung beider Jahre 14,5 % (siehe Tabelle 9).

Im Vergleich zur Anlage in Reichenbach, die ebenfalls eine doppelt regulierte Kaplanrohturbine nutzt, konnte in 2008 eine Wirkungsgradverbesserung von 1,5 % und in 2009 von 8,5 % erzielt werden. Aufsummiert über beide Jahre waren es 7,6 % an Wirkungsgradverbesserung.



Tabelle 8: monatlicher Vergleich der Leistungen und Wirkungsgrade der drei Anlagen im Jahr 2008

| | Faurndau | | | Uhingen, Röhm | | | Reichenbach | | |
|----------------|------------------|--------------------------|-------------------------------|------------------|--------------------------|-------------------------------|------------------|--------------------------|-------------------------------|
| | E _{Roh} | E _{Einspeisung} | E _{ta_{ges}} | E _{Roh} | E _{Einspeisung} | E _{ta_{ges}} | E _{Roh} | E _{Einspeisung} | E _{ta_{ges}} |
| | [kWh] | [kWh] | [%] | [kWh] | [kWh] | [%] | [kWh] | [kWh] | [%] |
| Jan 09 | 127.869 | 111.723 | 87,4 | 189.395 | 137.379 | 72,5 | 122.761 | 47.032 | |
| Feb 09 | 129.956 | 112.365 | 86,5 | 178.868 | 128.814 | 72,0 | 133.242 | 108.148 | 81,2 |
| Mrz 09 | 244.048 | 204.076 | 83,6 | 294.091 | 190.304 | 64,7 | 288.342 | 197.056 | 68,3 |
| Apr 09 | 173.674 | 154.425 | 88,9 | 241.567 | 163.469 | 67,7 | 172.189 | 144.652 | 84,0 |
| Mai 09 | 179.985 | 154.650 | 85,9 | 243.293 | 158.805 | 65,3 | 184.306 | 142.268 | 77,2 |
| Jun 09 | 129.711 | 105.335 | 81,2 | 187.594 | 127.394 | 67,9 | 126.394 | 101.244 | 80,1 |
| Jul 09 | 181.358 | 148.975 | 82,1 | 254.895 | 161.211 | 63,2 | 187.368 | 135.644 | 72,4 |
| Aug 09 | 94.316 | 60.636 | 64,3 | 135.256 | 94.690 | 70,0 | 90.347 | 59.756 | 66,1 |
| Sep 09 | 46.635 | 20.329 | 43,6 | 58.800 | 37.341 | 63,5 | 35.773 | 17.608 | 49,2 |
| Okt 09 | 89.072 | 62.946 | 70,7 | 128.741 | 77.257 | 60,0 | 80.122 | 51.364 | 64,1 |
| Nov 09 | 139.842 | 106.398 | 76,1 | 210.427 | 124.934 | 59,4 | 138.174 | 78.736 | 57,0 |
| Dez 09 | 238.219 | 197.857 | 83,1 | 299.642 | 172.564 | 57,6 | 257.154 | 183.740 | 71,5 |
| Jahr 09 | 1.646.816 | 1.327.992 | 80,6 | 2.233.176 | 1.436.783 | 64,3 | 1.693.410 | 1.220.216 | 72,1 |

| | | | |
|----------------------|--------------------------|--|--|
| nicht berücksichtigt | In Betrieb seit 09.03.08 | bei Summenbildung nicht berücksichtigt | Stillstand wegen Dichtungs- und Lagerschaden |
|----------------------|--------------------------|--|--|

Tabelle 9: Vergleich der Leistungen und Wirkungsgrade der drei Anlagen innerhalb von 2 Jahren

| | Faurndau | | | Uhingen, Röhm | | | Reichenbach | | |
|------------------|------------------|--------------------------|-------------------------------|------------------|--------------------------|-------------------------------|------------------|--------------------------|-------------------------------|
| | E _{Roh} | E _{Einspeisung} | E _{ta_{ges}} | E _{Roh} | E _{Einspeisung} | E _{ta_{ges}} | E _{Roh} | E _{Einspeisung} | E _{ta_{ges}} |
| | [kWh] | [kWh] | [%] | [kWh] | [kWh] | [%] | [kWh] | [kWh] | [%] |
| 2008/2009 | 2.679.733 | 2.115.636 | 78,9 | 3.684.088 | 2.364.740 | 64,2 | 2.788.515 | 2.039.116 | 73,1 |

Die Ergebnisse weisen somit deutliche Vorteile zugunsten der moderneren Anlagen Reichenbach und Faurndau gegenüber der Anlage Uhingen aus! In Gegensatz zur Anlage in Faurndau, bei der die ökologische Mindestrestwassermenge nur durch die



Abflüsse über den Fischauf- und Fischabstieg festgelegt sind, erfolgt bei den anderen beiden Anlagen ein Großteil über die gesamte Wehrbreite. Bei geringfügig reduzierten Wasserständen in der Stauhaltung, was bei geringer Wasserführung durchaus vorkommen kann, reduziert sich auch die über das Wehr abfließende Wassermenge. Dies könnte auch die Ursache der auffällig höheren Ausnutzung, insbesondere bei der Anlage Uhingen bei insgesamt niedrigeren monatlichen Erzeugungen sein.

Der Grund, dass der Gesamtwirkungsgrad der Demonstrationsanlage Faurndau 2008 weniger deutlich über den Werten der beiden anderen Anlage ist, liegt an den 2008 bestehenden Schwächen der Rechenreinigung und den dort auftretenden Durchströmungsverlusten, d.h. trotz der Probleme am Rechenreiniger war die Anlage in Faurndau bereits 2008 effektiver!

Der in 2009 um bis zu 8 % höhere Gesamtwirkungsgrad der Anlage Faurndau gegenüber der Anlage Reichenbach trotz gleicher Turbinentechnik, resultiert im Wesentlichen auf den Verzicht einer Übersetzung (ca. 2 %) und der deutlich geringeren Grundverluste eines Permanentmagnet erregten Generators (ca. 2 bis 4 %) sowie dem Wegfall von Einrichtungen (Kühler, Umwälzpumpen etc.) zur Verlustwärmeabfuhr.

Wirtschaftlicher Vergleich

Vergleicht man die **Betriebskosten** so ergeben sich; was die Reichenreinigung und Rechengutentsorgung betrifft, keine signifikanten Unterschiede. Sieht man von den anfänglichen Problemen ab, die bei der Demonstrationsanlage Faurndau auftraten, wie z.B. unbefriedigende Lufttrocknung, falsch platzierte Fettschmierpumpe, Optimierungsmaßnahmen an der Anlagensteuerung, etc., so fallen für den Betrieb der Anlage außer der ½ jährlichen Nachfüllung des Fettschmierbehälters für die Lager-schmierung und des Wechsels des biologisch abbaubaren Hydrauliköls nebst Filter im 2 Jahresrhythmus, so gut wie keine Betriebs- und Wartungskosten an. Die Auslegung der Wicklung sowie der Generatorlager sind für eine Betriebsdauer von > 30 Jahren ausgelegt. Selbst der Altfettauffangbehälter hat eine Aufnahmekapazität von > 30 Jahre!



Im Gegensatz hierzu muss bei der Anlage in Reichenbach zusätzlich allmonatlich der Flachriemen gepflegt und jährlich das Öl zur Lagerschmierung gewechselt und entsorgt werden. Hierdurch dürften jährlich Mehrkosten für Personal- und Schmierstoffaufwand in der Größenordnung von ca. 3 bis 4 T€/Jahr entstehen. Zusätzlich ist davon auszugehen, dass nach 10 bis 15 Jahren der Flachriemen und die hoch belasten Hauptlager des Generators gewechselt werden müssen. Geschätzter Kostenaufwand ca. 10 bis 15 T€ zuzüglich einer Stillstandszeit von einer Woche. Nach einer Betriebsdauer von 30 bis 40 Jahren wird erfahrungsgemäß der Generator (35 T€) ersetzt.

Bei der Anlage in Uhingen muss alle 2 Jahre zusätzlich das Öl in den Getrieben gewechselt und entsorgt werden. Hierdurch dürften jährlich Mehrkosten für Personal- und Schmierstoffaufwand in der Größenordnung von ca. 4 bis 5 T€/Jahr entstehen. Zusätzlich ist davon auszugehen, dass nach 15 bis 20 Jahren zumindest die Lager im Getriebe und dem Generator gewechselt werden müssen. Geschätzter Kostenaufwand ca. 10 bis 15 T€ je Getriebe, zuzüglich einer Stillstandszeit von ca. 2 Wochen. Erfahrungsgemäß muss das Getriebe und der Generator nach einer Betriebsdauer von ca. 30 bis 40 Jahren erneuert werden.

Die Investitionskosten des Permanentmagnet erregten Synchrongenerators liegen mit ca. 100 T€ um ca. 50 T€ über den Kosten der Lösung in Reichenbach, mit Flachriemenantrieb und Synchrongenerator, bzw. 35 T€ höher als die beiden Getriebe und Generatoren bei der WKA in Uhingen.

Im Gegensatz zu den herkömmlichen Systemen sind beim Konstruktionsprinzip Faurndau keine zusätzlichen Maßnahmen zur Verlustwärmeabfuhr bzw. zur Reduktion der Geräuschemission erforderlich. Je nach Lage der Anlage können hierdurch bauliche und technische Zusatzaufwendungen erforderlich werden, die den Investitionskostenvorteil gegenüber der Lösung eines vom Betriebswasser gekühlten PM Generator, wie bei der Demonstrationsanlage eingesetzt, schnell zunichtemachen.

Selbst ohne Berücksichtigung des Vorgenannten zeigt sich, dass aufgrund der Gesamtwirkungsgradsteigerung die neue Bulb-Generatortechnik ca. 5 % mehr Jahresarbeit gegenüber einer herkömmlichen Technik aufweist. Dies entspricht bezogen auf eine Anlagengröße vergleichbar zu Faurndau/Reichenbach einer



Jahresarbeitssteigerung von ca. 70.000 kWh oder einer Erlössteigerung von ca. 7 T€/Jahr. Berücksichtigt man zusätzlich, dass die Betriebskosten um ca. 1,3 T€/Jahr gesenkt werden können, so amortisieren sich die Mehrkosten für den PM Generator nach ca. 9 Jahren, wenn man einen Zinssatz von 5 % annimmt. Tabelle 10 zeigt einen Vergleich der jährliche Betriebskosten und Rückstellungen.

Tabelle 10 Vergleich der jährliche Betriebskosten und Rückstellungen

| Betreiber: | Hydro-Energie Projekt Faurndau GmbH & Co.KG | Hartmut Röhm | Elektrizitätswerke Reichenbach -Fils GbR |
|----------------------------|--|-----------------|---|
| Betriebskosten | 3.000 € | 6.500 € | 5.500 € |
| Rückstellung Reparatur | - € | 2.000 € | 1.000 € |
| Rückst. Erneuerung (30 J.) | 3.333 € | 2.167 € | 1.167 € |
| Summe/Jahr | 6.333 € | 10.667 € | 7.667 € |

7 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die Arbeiten des Projektes wurden erfolgreich umgesetzt und das angestrebte Ziel der wirtschaftlichen Nutzung auch kleinerer Stauhaltungen mit einem verbesserten Wirkungsgrad durch direkte Kopplung von Turbine und Generator konnte gezeigt werden. Zudem konnte durch die Umsetzung der Maßnahme eine ökologische Verbesserung an der Fils am Standort in Faurndau erreicht werden, da durch den realisierten Fischpass nun eine Durchgängigkeit für Fische gewährleistet ist. Zudem konnte durch die Anbindung des Brunnenbachs an die Fils und dessen Durchwanderbarkeit auch hier ein weiterer ökologischer Nutzen geschaffen werden.

Die erfolgreiche direkte Kopplung von Turbine und Generator im Rahmen dieses Projektes war ein wichtiger Schritt hin zur Umsetzung des beweglichen Wasserkraftwerks. Basierend auf den hier gewonnenen Erkenntnissen wurde eine kleine Versuchsanlage in Bad Sulza (gefördert durch die DBU) gebaut und derzeit werden zwei Demonstrationsanlagen (gefördert durch die EU im Rahmen des EU-Life-Programms) an der Kinzig realisiert.



8 Verwendung der Zuwendung

Im Rahmen des Projektes wurde so sparsam wie möglich gearbeitet, wobei bei den verwendeten Komponenten auf die erforderliche Qualität geachtet wurde. Größere Verschiebungen traten insbesondere bei Kostenpunkt C auf, da die Bauleitung nicht vergeben wurde sondern von den Mitarbeitern der Fa. Hydro-Energie Roth selbst durchgeführt wurde. Da auch aus anderen Teilbereichen, wie Entwicklungsarbeiten des Generators (Teilvorhaben F) und Adaption desselben in die Turbine (Teilvorhaben E) ebenfalls wesentlich durch die Mitarbeit der Hydro-Energie Roth GmbH unterstützt wurde, konnten die Gesamtkosten des Projekts um gut 12,5 % gesenkt werden.

| | bewilligte Gelder | belegte Gelder |
|-------------------------------------|-------------------|----------------|
| A) Erstellungskosten | 764.800,00 € | 675.023,46 € |
| B) Technische Ausrüstung | 611.200,00 € | 591.510,74 € |
| C) Ausführungsplanung u. Bauleitung | 97.000,00 € | 62.584,70 € |
| D) Kosten Hydro - Energie | 141.061,80 € | 190.114,27 € |
| E) Unterauftrag HSI | 115.000,00 € | 84.500,00 € |
| F) Unterauftrag Krebs & Aulich | 55.000,00 € | 22.985,07 € |
| G) Unterauftrag IHS Uni St. | 40.000,00 € | 27.020,18 € |
| H) Unterauftrag Strohmeier | 52.000,00 € | 13.074,00 € |
| Gesamt | 1.876.061,80 € | 1.666.812,42 € |
| Zuschuss | 568.700,00 € | 505.210,84 € |

9 Verwertbarkeit des Ergebnisses

Die Ergebnisse haben die Nutzbarkeit der Demonstrationsanlage der doppelt regulierten Kaplanrohrturbine mit direkt gekoppeltem, vom Triebwerkswasser gekühlten, Synchrongenerator belegt. Bei der Anlageneinweihung waren viele Experten anwesend, die sich von der Funktionalität überzeugen konnten.

Durch die Übertragbarkeit der Ergebnisse in die beiden anderen Vorhaben der beweglichen Wasserkraftwerke ist eine weitere Verwertung der Ergebnisse bereits gesichert. Zudem wurde basierend auf diesem Demonstrationsvorhaben bereits eine Wasserkraftanlage mit dieser Technik in der Schweiz gebaut und weitere Anlagen bei der Fa. HSI Hydro-Engineering GmbH und der Fa. Krebs & Aulich bestellt..



Die positiven Erkenntnisse mit der neuen Turbinen-Bulbgenerator Einheit stellt einen wesentlichen Baustein zur Realisierung einer beweglichen, über- und unterströmbaren Wasserkraftanlage dar, die vollständig unter Wasser angeordnet ist. (siehe <http://www.hydroenergie.de/bewegliche-wka> bzw. <http://www.das-bewegliche-wasserkraftwerk.de/>).

Die positiven Erkenntnisse der Technologie und Auslegung (hoher Wirkungsgrad und niedrige Geräuschentwicklung) mit den Permanentmagnet erregten Synchrongeneratoren, die ohne Umrichter am Netz betrieben werden können, hat auch zu einer weiteren Entwicklung mit luftgekühlten Generatoren geführt. Bei Einsatz dieser Generatoren kann auf den Einsatz von Getrieben verzichtet werden und gleichzeitig der Gesamtwirkungsgrad der Anlage wesentlich gesteigert und die Betriebskosten und Geräuschentwicklung deutlich gesenkt werden. Bei Umbauprojekten mit Leistungen von bis zu 1.500 kW wurden Wirkungsgradsteigerungen von bis zu 10 % erzielt!

Die Reduktion des lichten Stababstandes am Turbineneinlaufrechen hat eine Vergrößerung der Rechenfläche bewirkt. Zur Kompensation der Fließhöhenverluste wurden teure, profilierte Rechenstäbe eingesetzt, was sich in der Praxis als richtige Entscheidung darstellte. Dadurch, dass die Profile konisch sind und die Rechenputzharke verzahnt ausgeführt wurde, wurde die übliche Gefahr von Einklemmungen von Geschwemmsel, (z.B. kleine Äste) zwischen den Rechenstäben deutlich reduziert.

Es hat sich aber auch gezeigt, dass die Verringerung des Rechenstababstandes um nur 25 % nahezu eine Verdopplung der Putzzyklen bewirke. Letztendlich musste die Rechenreinigungsmaschine modifiziert werden, damit deren Reinigungsgeschwindigkeit gesteigert wurde, da ansonsten im Herbst bei hohem Laubfall die Turbinenschluckfähigkeit, wegen eines sich zusetzenden Einlaufrechens, stark gedrosselt werden musste.

Beobachtungen haben gezeigt, dass Fische vor dem Rechenfeld hin und her schwimmen und selbst bei annähernder Putzharke eher nach Oberwasser flüchteten. Dies trifft insbesondere für größere Fische aber auch für kleine Fische, die bequem durch Rechenspalt schwimmen könnten zu. Viel wesentlicher als der kleine Rechen-



stabaabstand scheint aber das Angebot einer ständigen Strömung an der Rechenoberkante zu sein, die von abstiegswilligen Fischen angenommen wird. Ganz wesentlich ist es, dass während des Putzvorgangs bei sich nach oben nähernder Putzharke über die Gesamtbreite des Einlaufrechens eine größere Wassermenge über die unter Wasser liegende Oberkante abfließt! Es konnte mehrmals beobachtet werden, dass diese Strömung abstiegswillige Fische zum Abstieg über die Oberkante des Rechens angenommen wurde!

Positiv hat sich die Anbindung des kleinen Nebengewässers dargestellt. Bereits nach kürzerer Zeit konnte eine Zunahme der Artenvielfalt festgestellt werden. Signifikante Aussagen waren jedoch aufgrund der kurzen Zeitspanne seit Umsetzung der Maßnahme nicht möglich. Es wird daher eine Wiederholung der Untersuchungen zusammen mit dem Bilogen im Herbst 2011 angestrebt.

An Europas Flüssen gibt es eine sehr große Anzahl von bestehenden, kleineren Stauhaltungen, meist sog. Kulturstau zur Verhinderung von Tiefenerosion als Folge von ehemaligen Flussbegradigungen, zur Herstellung der Schiffbarkeit, Altmühlenstandorte oder ehemalige Bewässerungsanlagen. Diese Standorte weisen meist eine geringe Fallhöhe auf, so dass bislang trotz moderner Technik die Nutzung dieser Standorte ohne Ausleitung zur Energiegewinnung meist unwirtschaftlich war. Mit Hilfe dieses Demonstrationsvorhabens konnte nun nachgewiesen werden, dass diese Stauhaltungen mit ökologisch und ökonomisch vorteilhaft genutzt werden können.

10 Wissenschaftlicher Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Während des Projektes wurden in Europa zwar verschiedenste Wasserkraftwerke realisiert, es gab aber keine relevanten Neuentwicklungen bei anderen Stellen. Dies erklärt auch die große Resonanz basierend auf dem durchgeführten Vorhaben.



11 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
- Anlageeinweihung am 31. Mai 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.