

# **Wasserkraftwerk Bannwil : Grossrevision, Leistungserhöhung und Vollautomatisierung 1997-1999**

Autor(en): **Hässig, Peter / Jampen, Ulrich**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria**

Band (Jahr): **95 (2003)**

Heft 1-2

PDF erstellt am: **08.08.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-939438>

## **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

## **Haftungsausschluss**

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

# Wasserkraftwerk Bannwil

## Grossrevision, Leistungserhöhung und Vollautomatisierung 1997–1999

■ Peter Hässig, Ulrich Jampen

### Einleitung

Die BKW FMB Energie AG betreibt sieben eigene Wasserkraftwerke und übernimmt die Betriebs- und Instandhaltungsführung von vier Partner-Kraftwerken mit zehn grösseren Wasserkraftwerken. Für alle diese Kraftwerke wird ein langfristiges Instandhaltungs- und Erneuerungsprogramm verfolgt. Die alten Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem Zweiten Weltkrieg werden nach und nach durch Neubauten ersetzt: WKW Kallnach (1980), WKW Spiez (1986) und WKW Kandergrund (1991), WKW Klusi (1996). Die jüngeren Kraftwerke aus den 50er- und 60er-Jahren werden von Grund auf modernisiert, automatisiert und, wo möglich, einer Leistungserhöhung unterzogen: WKW Niederried-Radelfingen (1990–1992), WKW Aarberg (1992–1994), WKW Innergsteig (1995–1997), WKW Fieschertal (1998–2000), WKW Simmenfluh (1999–2001) und WKW Bözingen (2000–2002). Die neuen Möglichkeiten der Computersimulation bei der Turbinenauslegung erlaubten es, diese Kraftwerke optimal nach dem langjährigen Wasserdargebot auszuliegen. Damit liessen sich die getätigten Erneuerungen auch wirtschaftlich rechtfertigen. Die Fachingenieure der Abteilung Engineering Wasserkraftwerke, seit Anfang 2003 in der Geschäftseinheit Produktion der BKW integriert, haben sich bei diesen Projekten fundiertes Know-how bei Grossrevisionen, Automatisierungen und Leistungserhöhungen erworben. Als letztes Wasserkraftwerk der BKW wurde 1997–1999 noch das WKW Bannwil einer umfassenden Erneuerung unterzogen.

### 1. Wasserkraftwerk Bannwil

Das neu erbaute Kraftwerk Bannwil nahm 1970 den kommerziellen Betrieb auf und stand seither dank sorgfältiger Instandhaltung nahezu 30 Jahre im störungsfreien Dauerbetrieb. Bis zum Beginn der Erneuerung produzierten die drei Maschinen so während total 661 500 Stunden ca. 4400 GWh elektrische Energie. Aufgrund von zunehmenden

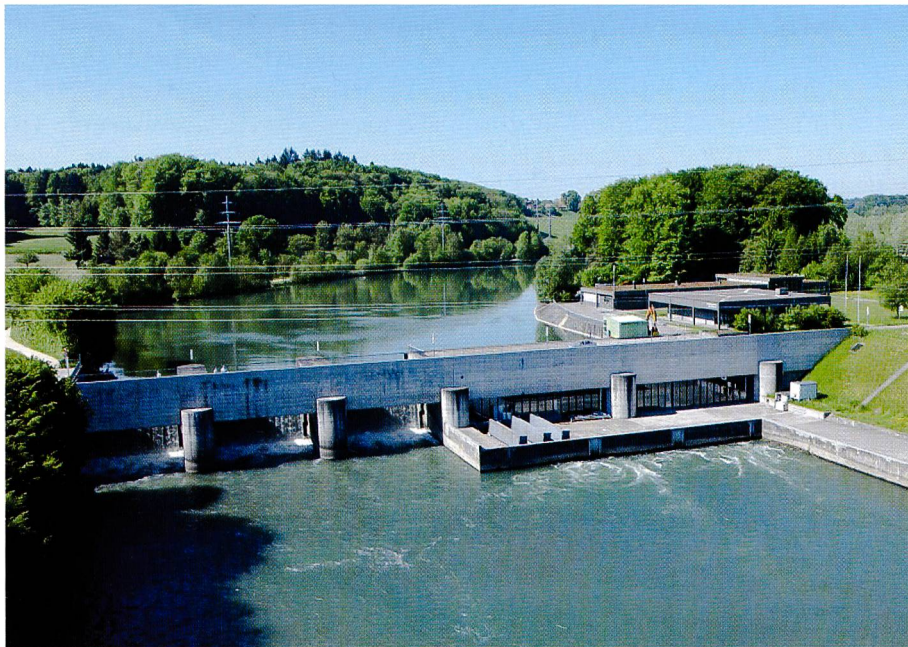


Bild 1. Kraftwerk Bannwil.

Abnützungen an den wasserbenetzten Turbinenteilen sowie von Alterungserscheinungen bei den Erregungseinrichtungen und der Maschinenleittechnik war nach fast 30 Jahren eine Sanierung angezeigt.

Im Jahre 1990 wurden anlässlich von umfangreichen Inspektionen detaillierte Zustandsanalysen erstellt. Damit konnte eine zielgerichtete Projektierung für die Erneuerung der drei Rohrturbinen und der Generatoranlagen an die Hand genommen werden. Massive erosive Beschädigungen an den Laufradmänteln und eine überschlägige Wirtschaftlichkeitsberechnung liessen die Idee aufkommen, diese Teile mit grösserem Durchmesser zu ersetzen und eine Leistungserhöhung ins Auge zu fassen.

### 2. Entwicklungsphase

Der ursprüngliche Turbinenlieferant Sulzer Hydro AG (heute VA Tech Hydro AG) übernahm 1993 den Auftrag, das Verbesserungspotenzial der Turbinen mittels Computersimulation auszuleuchten. Das Studium von drei Sanierungsvarianten, «neue Laufradschaufeln», «neues Laufrad» und «neues vergrössertes Laufrad», führte rasch zur Erkenntnis, dass die Vergrösserung des Durchmessers mit Erhöhung des Schluck-

vermögens der Turbinen respektive Reduzierung der geschwindigkeitsabhängigen Fließverluste im Normalbetrieb die wirtschaftlichste Sanierung ergibt. Zur Feinoptimierung der Turbine mit neuem vergrössertem Laufrad wurden anschliessend detaillierte Modellversuche am Versuchsstand von Sulzer Hydro AG in Zürich durchgeführt.

Das mittels dreidimensionaler Strömungssimulation vordimensionierte Laufrad wurde im Prüfstand minutiös durchgetestet und auf die hydraulischen Verhältnisse im WKW Bannwil optimiert. Dabei wurden der Laufraddurchmesser so weit vergrössert, dass keine einbetonierten Teile zu ersetzen waren, und der Nabendurchmesser entsprechend der Vorstudie verkleinert. Zur Überprüfung der garantierten Steigerung der Jahresproduktion wurden sowohl das bestehende wie auch das neue Laufrad im Modellversuch nachgebildet, sodass Wirkungsgrad, Kavitationsverhalten und Jahresproduktion schlüssig vergleichbar waren.

Für das neue, optimierte Laufrad mit reduziertem Naben-/Laufraddurchmesser-verhältnis (alt 0,44, neu 0,386) ergaben sich folgende Hauptergebnisse:

- Verbesserung des Wirkungsgrades bei Vollast um rund 5%

- Verbesserung des Kavitationsverhaltens, damit erweiterter Einsatzbereich insbesondere bei grossen Wassermengen
- Neue Maximalleistung von 9,5 MW
- Erhöhung der jährlichen Energieproduktion um 7,6%, wobei in der Optimierung das Winterhalbjahr doppelt gewichtet wurde.

### 3. Projektziele

Die Ergebnisse aus den Modellversuchen sowie die Auswertung der Erkenntnisse aus den Zustandsanalysen führten zu folgenden Projektzielen für die Erneuerung:

- Neue maximale Turbinenleistung von 9,5 MW mit einer mittleren Jahres-Mehrproduktion von 14 GWh. Die Kosten für die Mehrproduktion müssen unter 5 Rp./kWh liegen.
- Das Kraftwerk muss ab der zentralen Leitstelle Mühleberg (LSM) fernbedienbar sein.
- Die Verschmutzung der Generatorkomponenten, verursacht durch den Kohleabrieb im Schleifringbereich, soll massgeblich vermindert werden. Bestehende Stromübertragungsprobleme im Schleifringbereich sind einer Lösung zuzuführen.
- Die Erregungseinrichtung ist zu ersetzen und gleichzeitig den Anforderungen der Leistungserhöhung anzupassen.
- Die Sekundäranlagen (Leittechnik, Turbinenregler, Spannungsregler, Schutzeinrichtungen, Steuerung der Hilfsbetriebe, Instrumentierung, Verkabelung usw.) sind auf Neuzustand zu bringen.
- Instandstellen aller mechanischen Komponenten für einen instandhaltungsarmen Weiterbetrieb, die nächste Grossrevision soll frühestens in 15 bis 20 Jahren nötig werden.
- Der Aufwand für die Betreuung der Maschinenanlagen soll um 20% reduziert werden. Bedienung und Störungsdienst vor Ort

müssen vom bestehenden Zwei- auf einen Einpersonenkickdienst reduziert werden.

- Die Auflagen des Personen- und Umweltschutzes sind entsprechend dem neuesten gesetzlichen Stand einzuhalten.

## 4. Realisierung

### 4.1 Turbinen

Mit der Leistungserhöhung wurde neben einem verbesserten Wirkungsgrad auch das Schluckvermögen der Turbine von 116 auf 150 m<sup>3</sup>/s erhöht. Das Turbinenlaufrad und der Laufradmantel mussten durch Neuteile ersetzt werden. Der Laufraddurchmesser vergrösserte sich um 150 mm auf 4,35 m, und der Nabendurchmesser verkleinerte sich um 168 mm auf 1,68 m. Dank der grosszügigen Auslegung des bestehenden Leitapparatmantels konnte der neue Laufradmantel mit vergrössertem Aussendurchmesser ohne Anpassungen an dessen Anschlussflansch angeschlossen werden.

Bei der Abdichtung der Leitschau-fellager (verchromte Zapfen in Teflonlagern) traten früher Probleme auf. Hier konnten die Konstruktion den Betriebserfahrungen angepasst und die Dichtflächen dauerhaft mit nicht rostender Oberfläche ausgeführt werden.

Bei allen drei Turbinenwellen mussten als Folge von umlaufender Biegebeanspruchung Ermüdungsrisse im Radius zum Flansch der Laufradkupplung festgestellt werden. Dank rechtzeitiger Entdeckung konnten die Wellen für den Weiterbetrieb gerettet werden. Die tief gehenden Risse wurden sorgfältig ausgeschliffen. Mit einer Neukonstruktion von Labyrinth und Stopfbüch-sengehäuse wurde die kritische Wellenpartie trockengelegt. Ein vergrösserter Radius im Übergang von der Welle zum Kupplungs-

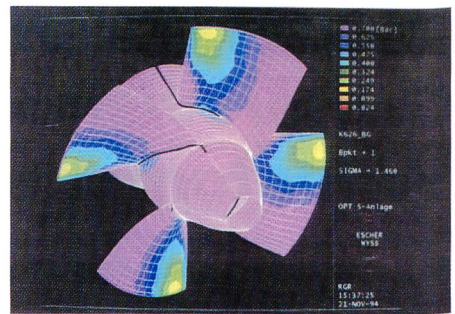


Bild 2. Laufradoptimierung.



Bild 3. Neues Turbinenlaufrad bei der Montage.



Bild 4. Erregerrotor mit Diodenbrücke.

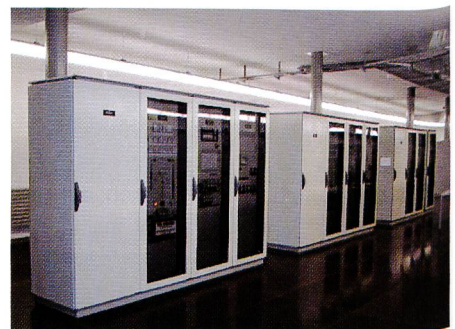


Bild 6. Leittechnik und Vorortsteuerung für Maschinen Nr. 1-3.

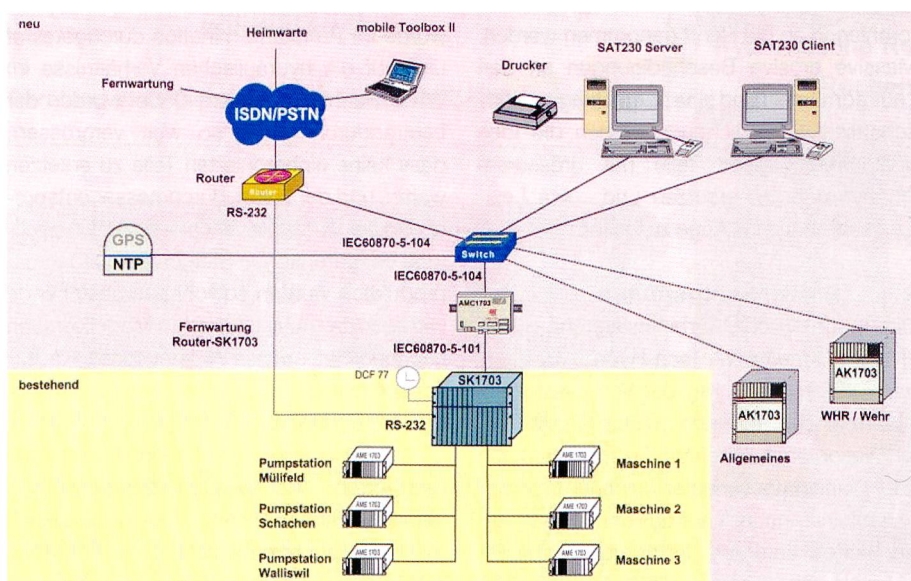


Bild 5. Konzept der Leittechnik.

flansch baut die Spannungskonzentrationen nachhaltig ab. Die so bearbeitete Wellenpartie erhielt abschliessend eine veralisierte Schutzbeschichtung.

Die Lagerung der Maschine blieb unverändert. Allerdings zeigten die Weissmetall-Beschichtungen in den Lagerschalen deutliche Verschleisserscheinungen, was ein Neuausgiessen der Lagerschalen erforderte.

Im öhydraulischen Teil drängte sich der Ersatz der Hauptsteuerschieber von Leitrad und Laufrad auf. Die Proportionalventile und die Drehzahlerfassung mussten für den Einbau eines neuen Turbinenreglers DTL595 ersetzt werden. Alle anderen Komponenten konnten revidiert und weiterverwendet werden. Mit dem Einbau eines zusätzlichen Öffnungs-Servomotors in der neuen Laufradnabe konnte der Regulieröl Druck trotz vergrössertem Laufraddurchmesser unverändert bei 40 bar behalten werden.

#### 4.2 Generatoranlagen

Bezüglich der Leistungsreserven des Generators war einzig die Erregungseinrichtung ein Engpass. Daher ersetzte ABB Kraftwerke AG (heute Alstom Power) den Gleichstromerregger und die Rotorstromzuführung durch einen neuen Wechselstromerregger mit rotierenden Dioden. Damit konnten die Stromübertragungsprobleme und der Leistungsengpass gleichzeitig und kostengünstig aus dem Weg geräumt werden.

Die Grossrevision der Rotorpole erfolgte im Herstellerwerk. Während dieser Zeit erfuhr die Statorwicklung vor Ort eine Neuverkeilung. Der gute Zustand von Wicklung und Blechung erlaubte es, auf den aufwendigen und kostenintensiven Ausbau des Stators aus dem Torpedo zu verzichten.

Die Verstärkung der Rotorbremseinrichtung gewährleistet die sichere Stillsetzung der Maschine im Störfall (Restmoment bei gebrochenen Leitapparat-Lenkern) auf wirtschaftliche Art.

#### 4.3 Leittechnik

Die Leittechnikkomponenten erfuhren einen Komplettersatz. Die Konfiguration und Programmierung der Maschinensteuerung, die Steuerung der Hilfsbetriebe und die Vorbereitung der Ankopplung an die zentrale Leitstelle in Mühleberg führten BKW-eigene Leittechnikspezialisten aus.

SAT Systeme für Automatisierungstechnik AG (heute VA Tech SAT AG) lieferte dazu die Automatisierungsgeräte und ABB die neuen Spannungsregler Unitrol F. Der Grossteil der Instrumentierung sowie der Mess- und Überwachungseinrichtungen wurden ersetzt und bilden nunmehr einen einheitlichen Technikblock gemäss letztem Entwicklungsstand. Dies erlaubt eine einfache und übersichtliche Bedienung und Überwachung der Anlage. Die rasche Weiterentwicklung im Elektroniksektor machte allerdings bereits im Rahmen der Weiterausbauten (Ersatz der Alarmierung, Wehrregulierung und Wasserhaushalt) diverse Nachrüstungen notwendig.

#### 5. Ergebnisse (Tabelle 1)

Nachdem das neue Laufrad die erwartete Maximalleistung von 9,5 MW erwiesenermassen erbringt, kann bei entsprechender Wasserführung der Aare die erwartete Jahres-Mehrproduktion von durchschnittlich 14 GWh realisiert werden.

Die Gestehungskosten der zusätzlichen Jahresproduktion liegen nach Ab-

schluss des Erneuerungsprojektes bei 2,9 Rp./kWh und verbessern so die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage.

#### 6. Erfahrungen mit vermindertem Personalbestand

Die Reduktion vom Zwei- auf den Einpersonnenpikettdienst wurde bereits während des Umbaus vollzogen. Dies erforderte vom betroffenen Personal erhebliches persönliches Engagement. Neben der neu zu erlernenden Technik musste auch die alte Steuerung weiterbetrieben und die Betriebssicherheit der Gesamtanlage nicht aus den Augen verloren werden. Mit den gemachten Erfahrungen und der intensiv betriebenen Einschulung in die neue Leittechnik ist das Vertrauen jedoch schnell gewachsen. Die vorgesehene Inbetriebnahme einer neuen Wasserhaushaltautomatik im Jahr 2004 wird die Übersicht im Kraftwerk weiter positiv unterstützen.

Der Schritt zum vollautomatischen Fernbetrieb der Anlage wird allerdings noch mit weiteren Investitionen verbunden sein. Zwar ist die Wasserführung der Aare aus dem Bielersee reguliert, doch stellt die Grosse Emme mit ihrer rasch ändernden Wasserführung von 3 bis 300 m<sup>3</sup>/s zeitweise heikle Probleme. Diese sind auch bei moderner Konzeption nur mit Technik alleine nicht zu bewältigen. Dem Betriebspersonal wird bei Vororteingriffen in extremen Hochwassersituationen oder bei Störfällen weiterhin grosse Bedeutung zukommen.

Ein wichtiges Augenmerk ist daher auf die permanente Schulung des Personals zu richten. Die Betriebsmitarbeiter müssen Grenzen und Schnittstellen der neuen Technik kennen und damit richtig umgehen können. Wegen der gegenüber früher eindeutig verminderten Anzahl von Handeingriffen sind periodische Trainings und Störungssimulationen unverzichtbar.

Anschrift der Verfasser

Peter Hässig, Produktmanager Wasserkraftwerke,  
Ulrich Jampen, Projektleiter Erneuerung WKW  
Bannwil, BKW FMB Energie AG, Viktoriaplatz 2,  
CH-3000 Bern 25.

Maschinelle Ausrüstung	Vor der Grossrevision	Nach der Grossrevision (gerechnete und gemessene Istwerte)
3 Kaplan-Rohrturbinen, Maximalleistung je	8,8 MW	9,5 MW (gemessen)
3 Drehstromgeneratoren 50 Hz je	9,5 MW	10,5 MW (gemessen)
Generatorspannung	4250 V	
Drehzahl	107,1 U/min	
<b>Mittlere Energieproduktion pro Jahr</b>		
Sommer	86 Mio. kWh	92 Mio. kWh (gerechnet)
Winter	64 Mio. kWh	72 Mio. kWh (gerechnet)
<b>Hydraulische Daten</b>		
Ausgenützte Wassermenge	350 m <sup>3</sup> /s	450 m <sup>3</sup> /s (gerechnet)
Abfluss der Aare	80–1200 m <sup>3</sup> /s	
Nutzbares Gefälle	6–9 m (Mittelwert 8 m)	

Tabelle 1. Ergebnisse.

