Erneuerung Wasserkraftwerk Gösgen

Autor(en): **Loosli, Daniel / Bucher, Christoph / Hofstetter, Urs**

Objekttyp: **Article**

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

Band (Jahr): **94 (2002)**

Heft 1-2

PDF erstellt am: **31.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-939609

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.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

B Erneuerung Wasserkraftwerk Gösgen

■ *Daniel Loosli, Christoph Bucher*

B1 Einleitung

Das Wasserkraftwerk Gösgen wurde in den Jahren von 1913 bis 1917 vom Elektrizitätswerk Olten-Aarburg, der Vorgängergesellschaft der Aare-Tessin AG, erbaut. Nordöstlich von Olten wird die Aare durch die Wehranlage Winznau aufgestaut, von wo gemäss Konzession maximal 380 m^3/s Wasser durch einen 4,8 km langen Kanal zum Wasserkraftwerk Gösgen geführt werden. Beim Kraftwerk wird seit über 80 Jahren die Gefällsstufe zwischen Aarburg und Schönenwerd von 13,1 bis 17,4 m genutzt, um die gewaltige Wasserkraft in umweltfreundliche Energie umzuwandeln. Schliesslich gelangt das turbinierte Wasser nach einem 1,4 km langen Unterwasserkanal wieder in das natürliche Flussbett der Aare zurück (Bilder B1-1 und B1-2).

Der heutige Stand der Technik erlaubt eine bessere Ausnützung der Gefällsstufe. Deshalb entschied sich der Besitzer und Betreiber der Anlage, die Aare-Tessin AG für Elektrizität, Olten (Atel), im Rahmen der bestehenden Konzession eine Erneuerung der Maschinenanlage durchzuführen.

Im Auftrage der Atel hat die Colenco Power Engineering AG umfangreiche Variantenstudien zur Abklärung von technisch machbaren und ökologisch vertretbaren Sanierungs- und Erneuerungslösungen durchgeführt. Dabei wurden verschiedenste Möglichkeiten, vom Ersatz einzelner Maschinenkomponenten bis hin zum Einbau von Straflo- oder Rohrturbinen auf ihre technische Machbarkeit untersucht und deren wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen beurteilt. Die gesamtheitliche Beurteilung der Varianten hat gezeigt, dass der Einbau von lediglich noch vier neuen vertikalachsigen Kaplanturbinen in die vorhandenen sieben Öffnungen der Francisturbinen die vorteilhafteste Erneuerungsvariante darstellt. Diese Variante wurde anhand eines hydraulischen Modells im Massstab 1:35 bei der Versuchsanstalt für Wasserbau an der ETH Zürich bezüglich Maschinenanzahl, Einbauort und Anströmung weiter optimiert.

Mit dem Spatenstich vom 14. November 1996 haben die anspruchsvollen Bauarbeiten für die Erneuerung des Wasserkraftwerkes Gösgen offiziell begonnen und wurden im Mai 2001 mit den Umgebungsarbeiten erfolgreich abgeschlossen.

Bild B1-1. Aufnahme des Wasserkraftwerkes Gösgen vor der Erneuerung.

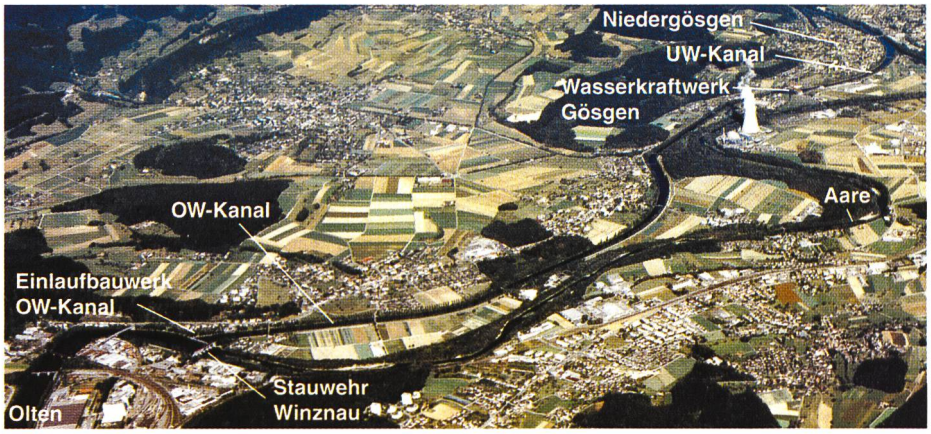


Bild B1-2. Luftaufnahme der gesamten Stauanlage Gösgen mit dem Wehr Winznau, dem Einlaufbauwerk, dem Oberwasserkanal, dem Wasserkraftwerk Gösgen und dem Unterwasserkanal.

B2 Architektur

■ *Micha Mercatali*

B2.1 Geschichte und Bedeutung des Wasserkraftwerkes Gösgen

Die Wasserkraftanlage Gösgen, die seit November 1917 in Betrieb ist, bezweckt die Nutzbarmachung der Aarewasserkräfte von unterhalb Aarburg bis Schönenwerd. Die interessante Entstehungsgeschichte des Werkes in Gösgen ist eine direkte Folge des Wasserkraftwerks von Ruppoldingen und soll hier kurz aufgezeigt werden.

Als 1896 das Werk Ruppoldingen in Betrieb kam, glaubte man zuversichtlich, dass die damit gewonnenen 2500 PS für das in Betracht fallende Versorgungsgebiet für ein Menschenalter ausreichen würden. Schon bald zeigte sich aber, dass das Werk den gestiegenen Bedarf nicht mehr abdecken konnte, insbesondere bei Niederwasser. Als Erweiterung gelangte 1904 die Akkumulieranlage auf dem Born zur Ausführung. Wasser wurde während der Nacht in ein 12000 m^3 grosses Reservoir gepumpt, um bei entsprechendem Kraftbedarf am Tage zusätzliche 1000 PS zu gewinnen. 1906 und 1909 wurden je ein Dampfturbinenaggregat von 900 beziehungsweise 1700 PS in Betrieb genommen. Weitere Ausbauschritte erwiesen sich als unrentabel und wurden fallen gelassen.

Entsprechend den Bedürfnissen und der Entwicklung der Region drängten sich

neue Lösungen auf, insbesondere auch der Bau eines neuen Wasserkraftwerkes. Erste Projektstudien für ein neues Werk bezogen sich auf das Gebiet im Bereiche des Dorfes Obergösgen. Hier sollte das Aareknie durch einen Kanal abgeschnitten werden. Weil in Schönenwerd die Firma Bally ihr eigenes Kraftwerk betrieb und dessen Aufstau bis an die Gemeindegrenze von Ober-/Niedergösgen reichte, wäre nur ein nutzbares Gefälle von 8,0 bis 9,7 m möglich gewesen. Die Ausbaumöglichkeiten dieses Werkes waren somit beschränkt und nicht rentabel. So machte die Firma Bally den Vorschlag auf Einbeziehung ihres Gefälles in das Projekt Gösgen. Jetzt konnte mit einem Gefälle von 13 bis 15 m gerechnet werden. Eine neue Konzessionsbewilligung, erteilt durch die Kantone Solothurn und Aargau, ermöglichte es, ein Maschinenhaus mit einem nutzbaren Gefälle von 14 bis 17 m zu realisieren. Die sieben Francisturbinen lieferten eine Leistung von ca. 45000 PS. Die Planung wurde vorangetrieben, sodass mit der Aarekorrektur im Frühjahr, mit dem Stauwehr in Winznau im Herbst 1913, am Kanal 1914 und mit dem Maschinenhaus (Bild B2-1) im Sommer 1915 begonnen werden konnte. Trotz den Erschwernissen durch den Krieg konnte die Anlage am 27. November 1917 in Betrieb genommen werden (Bild B2-2).

In den Fünfzigerjahren wurde eine zusätzliche achte Maschine eingebaut. Dazu musste das Gebäude auf der Südseite erweitert werden. Diese Maschine diente ausschliesslich zur Versorgung des SBB-Bahnnetzes, welches eine eigene Frequenz aufweist.

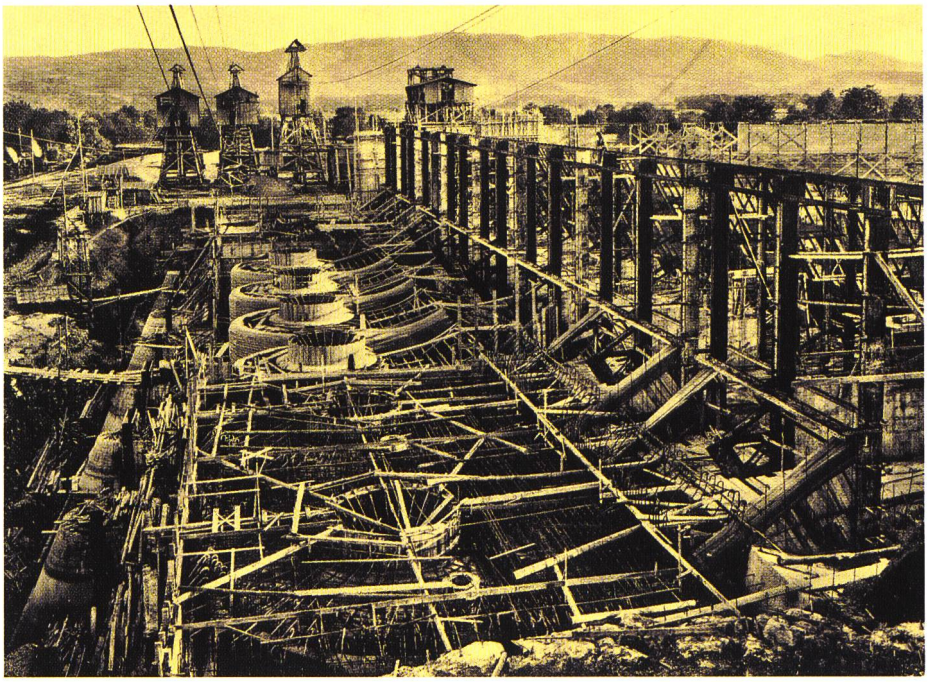


Bild B2-1. Bild von 1916 von der Bauphase des Maschinenhauses mit seinen dazumal sieben Francisturbinen.

B2.2 Das alte Kraftwerk

Das in den Jahren 1913 bis 1917 von der A.-G. «Motor» in Baden geplante und ausgeführte, markante Wasserkraftwerk Gösgen stellt ein für die damalige Zeit charakteristisches Bauwerk dar. In ihm vereinen sich verschiedene zeitgenössische Strömungen der europäischen Architektur. So demonstriert vor allem die Turbinenhalle die neuen, vom Klassizismus beeinflussten Gestaltungsmöglichkeiten, wie sie von Peter Behrens in den Jahren nach 1910 mit den berühmten Fabrikbauten der Allgemeinen Elektrizitäts-Gesellschaft (AEG) in Berlin vorgegeben worden sind. Das Kommandogebäude, das einen wichtigen vertikalen Akzent neben der horizontal ausgerichteten Halle setzt, ist hingegen noch deutlich durch die Elemente des ausklingenden Jugend- und Heimatstils geprägt, welche die einheimische Baukunst nach der Jahrhundertwende beherrschten. Ein Unikum bildet der Dachstuhl des Kommandogebäudes resp. des Maschinenhauses; formal lehnt er sich an die traditionellen hölzernen Vorbilder an. Ausgeführt wurden die Binder und Sparren jedoch in Beton.

Das Kraftwerk gilt als bemerkenswerter Zeuge der damaligen Industriearchitektur. Dementsprechend wurde es auch als erhaltenswert eingestuft. Bei sämtlichen Eingriffen in die historische Substanz musste darauf geachtet werden, dass der ursprüngliche Charakter des Bauwerkes erhalten und lesbar bleibt.

B2.3 Die Neuanlage

Im Rahmen der Baubewilligung stimmte die kantonale Denkmalpflege einem Abbruch des Maschinenhauses mit Auflagen zu. Die gewichtigste Bedingung dabei war, dass die letzten beiden für den Kraftwerksbetrieb nicht mehr benötigten Achsen zusammen mit dem Turmgebäude in ihrer ursprünglichen Art erhalten bleiben mussten, um so den Ensemblecharakter zu wahren.

Die bestehende kubische Form, das äussere Erscheinungsbild der Maschinenhalle, wird beibehalten, ebenso die durch die Hauptpfeiler bestimmte Rhythmisierung der Fassade. Die Gestaltung des neuen Maschinenhauses lehnt sich daher stark an die ursprüngliche Fassade an. Gleichwohl ist, bedingt vor allem durch die neuen Fenster mit

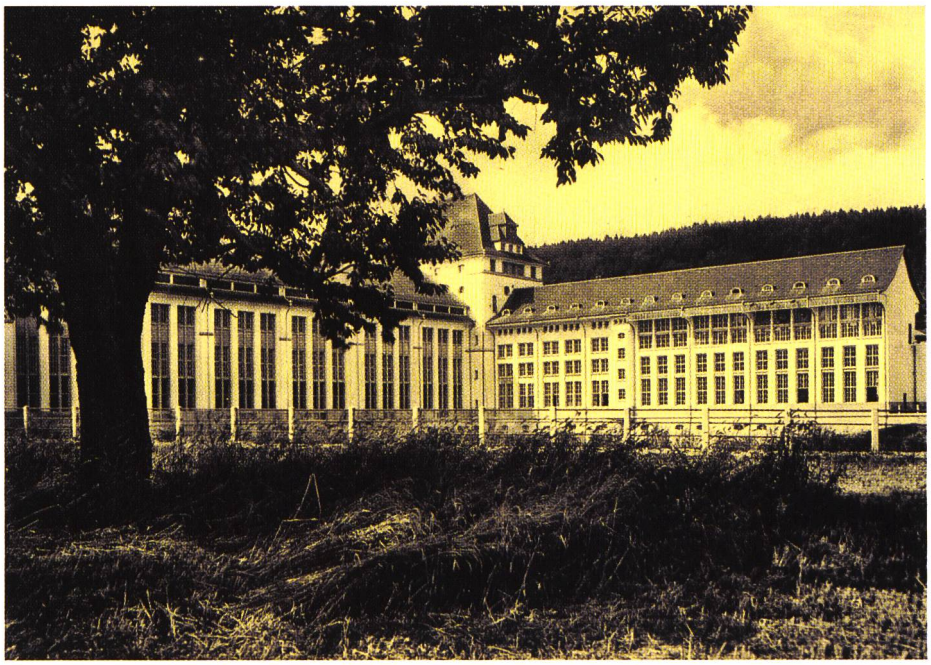


Bild B2-2. Sicht auf die Unterwasserseite des 1917 fertig gestellten Wasserkraftwerkes Gösgen mit dem Maschinenhaus (links), dem Turmbau und dem Schalthaus (rechts).

Bild B2-3. Blick auf die Unterwasserseite des Wasserkraftwerkes Gösgen während der 5. Bauetappe im Juli 2000. Das neu erstellte Maschinenhaus mit anschliessendem Vorbau zeigt deutlich die neuzeitlichen Nuancen der Architektur auf, im Gegensatz zu dem alten Gebäudeteil im Stile des Klassizismus auf der rechten Seite, welches aus Gründen des Denkmalschutzes erhalten wurde.

horizontaler Kämpferteilung, klar ersichtlich, welches der eigentliche Neubauteil der Maschinenhalle ist. Weitere markante Strukturen wie das Südtor, die umlaufenden Lamellenverkleidungen usw. bestimmen den Neubau.

Beim Vorbau auf der Unterwasserseite wurde die Gestaltung der Fassade stark vereinfacht, auf das Nötigste reduziert. Auf eine starke Profilierung und demzufolge eine bewusste Rhythmisierung wie bei der Maschinenhausfassade wird verzichtet. Sogar die Öffnungen sind auf ein Minimum beschränkt. Der Vorbau stellt sich in seiner Schlichtheit und in seiner Materialisierung mit den vorfabrizierten, eingefärbten und sandgestrahlten Betonelementen klar als neuzeitliches Bau- und Architekturelement dar. Dies verursacht eine wohltuende und beabsichtigte Konkurrenz zur Maschinenhalle, was der Harmonie des Gesamtensembles in keiner Weise abträglich ist (Bild B2-3).

Im Innern ist die Fassadengestaltung und die damit verbundene Rhythmisierung ebenfalls spürbar. Die Hauptpfeiler treten markant in Erscheinung. Sie treten im oberen Teil aus der Wandfläche hervor und enden in einer Auflagerkonsole, auf der die Stahlbinder der Dachkonstruktion ruhen. Die neue Halle konnte so ohne Zwischendecke bis unter den First geöffnet werden. Der gesamte statische Fluss ist ablesbar. Die dadurch gewonnene Grosszügigkeit der neuen Maschinenhalle wird unmittelbar erlebbar, wenn man durch die Verbindungstür in der Trennwand vom neuen in den alten Teil auf die Nordseite tritt, wo die ursprüngliche Zwischendecke noch vorhanden ist.

B3 Ausgangslage und Randbedingungen für das Neubauprojekt

■ *Daniel Loosli, Christoph Bucher*

B3.1 Ausgangslage

Zu Beginn des Projektes Wasserkraftwerk Gösgen stand lediglich die Erneuerung der Maschinenanlage im Vordergrund. Die Baustruktur des alten Maschinenhauses sollte nur die notwendigen Anpassungen auf Grund der neuen elektromechanischen und -technischen Einrichtungen erfahren. Im Rahmen detaillierter Bauabklärungen wurden aber an der bestehenden Baukonstruktion des Maschinenhauses umfangreiche Zustandsuntersuchungen durchgeführt. Diese umfassten nebst einer visuellen Zustandserfassung der bestehenden Baustruktur auch Betonfestigkeitsprüfungen mit dem Betonhammer und zahlreiche Betonproben. Die Zustandsuntersuchungen der gesamten Baustruktur zeigten auf, dass nebst der teilweisen geringen Festigkeit, die sehr weit fortgeschrittene Karbonatisierung des alten Stampfbetons ein gewichtiges Problem darstellt. Um eine problemlose Erhaltung der Tragkonstruktion langfristig zu garantieren, wären die Betonquerschnitte weiterhin absolut trocken zu halten. Dies war bisher durch die bestehenden offenen und luftgekühlten Generatoren, welche warme, trockene Luft in den Maschinensaal abgaben, der Fall. Das heisst, um die Betonkonstruktion sollten «Wohnraumbedingungen» herrschen. Da die neuen Maschinengruppen luft-/wassergekühlt und gekapselt ausgeführt werden und somit die grosse Abwärme entfällt, wird sich das zukünftige Klima im Maschinensaal zu Ungunsten der Baustruktur verändern. Überprüfungen haben gezeigt, dass ein Abbruch und Wiederaufbau des Maschinenhauses wirtschaftlicher und auch weniger risikobehaftet sind als ein Umbau innerhalb der bestehenden Baustruktur mit den notwendigen Massnahmen zur Erhaltung der Tragfähigkeit des Betons. Wie bereits erwähnt, durfte aber auf Grund der Auflagen der Denkmalpflege nicht das ganze Maschinenhaus abgebrochen werden, sondern die letzten beiden Felder und der Turmbau mussten erhalten bleiben. Das bedingt, dass in diesem Bereich die notwendige Infrastruktur erstellt wird, um das Klima zur Erhaltung der alten Betonstruktur zu gewährleisten. Die zulässige Raumluftfeuchte darf hier max. 60% betragen, und an keiner Stelle darf die Oberflächentemperatur des Betons so weit absinken, dass es zu einer Durchfeuchtung des Betons kommt. Als Massnahmenpaket zur Erhaltung des alten Betonwerks ist eine Wärmedämmung (Isolation), Heizen des Dachstockes und eine Überwachung der Betonkonstruktion erforderlich. Die notwendigen Baumassnahmen und Installationen wurden als Sanierungsmassnahmen der Achsen 1 bis 3 inklusive Turmbau in das Projekt integriert.

B3.2 Randbedingungen

Für das projektierende Ingenieurunternehmen Colenco Power Engineering AG war die Planung des Bauvorhabens eine sehr interessante und herausfordernde Aufgabe. Neben der Ausgangslage, welche natürlich auch eine einzuhaltende Randbedingung darstellt, und der eigentlichen Neuauslegung des Kraftwerkes gab es eine ganze Anzahl von Auflagen, die erfüllt und beachtet werden mussten.

Hier einige der wichtigsten Auflagen, die es einzuhalten galt (Bild B3-1):

- Aus betrieblichen und wirtschaftlichen Gründen sollen während der gesamten Bauzeit immer vier bis fünf Maschinengruppen in Betrieb sein.
- Die Turbine der alten Maschinengruppe 8 (SBB), neu Gruppe 5, bleibt in ihrer Ausführungsart und an ihrem ursprünglichen Ort bestehen.
- Die Bauzeit soll so kurz wie möglich gehalten werden.
- Aus Stabilitätsgründen dürfen während der Bauphase keine Kräfte des Baugrubenabschlusses auf das bestehende alte Kraftwerk abgegeben werden.
- Aus Stabilitäts- und Sicherheitsgründen darf während der Abbruch- und Bauarbeiten die entsprechende «Randmaschine» nicht in Betrieb sein.

Bild B3-1. Die noch in Betrieb stehenden alten Maschinengruppen mussten während der Umbauphase vor Staub und vor grösseren Erschütterungen geschützt werden. Bild links: Blick vom neuen Maschinensaalboden in Richtung der Staub- und Trümmerschutzwand, hinter welcher die alten Maschinengruppen noch voll in Betrieb sind. Bild rechts: Die Strom produzierenden alten Maschinengruppen 1 bis 4 mit der Staubschutzwand im Hintergrund.

- Die in Betrieb stehenden Maschinengruppen des Kraftwerkes Gösgen dürfen keinen grösseren Erschütterungen und Staubbelastungen ausgesetzt sein.
- Beide Maschinensaalkrane müssen innerhalb 24 Stunden dem Betrieb auf der Südseite für die neue Gruppe 5 zur Verfügung stehen, ungesehen der Bauetappierungen.
- Mit den Erneuerungsmassnahmen wird der Umfang des Nutzungsrechtes (Wassermenge, Gefälle und Pegel) des Wasserkraftwerkes Gösgen nicht verändert.

B4 Die Projektchronologie

■ *Urs Hofstetter, Daniel Loosli*

In Tabelle B4-1 sind die massgebenden Meilensteine aufgeführt, die während der ganzen Projektphase durchlaufen wurden.

B5 Das Erneuerungsprojekt

■ *Daniel Loosli, Christoph Bucher*

B5.1 Allgemeiner Anlagebeschrieb

Durch das Erneuerungsprojekt werden die sieben alten Francisturbinen durch vier neue vertikale Kaplanturbinen ersetzt. Die vier neuen Turbinen weisen eine höhere Schluckfähigkeit und einen wesentlich besseren Wirkungsgrad auf. Durch den Umbau werden auch die hydraulischen Komponenten optimiert, das heisst, das Vorbecken auf der Oberwasserseite, der Turbineneinlauf und das Saugrohr der einzelnen Gruppen werden soweit wie möglich angepasst. Die Erneuerung der Anlage umfasst auch den Einbau von neuen Generatoren und Transformatoren sowie die Automatisierung des Kraftwerksbetriebes. Die 1950 zusätzlich eingebaute

1990		Durchführung von Vorstudien
1991/92		Vorprojektstudien/Variantenvergleiche/Turbinenwahl
1992	November	Ausübung Rückkaufsrecht durch Kantone SO/AG
1993	Mai	Variantenentscheid für Erneuerungskonzept
	Juli	Auftrag für hydraulische Modellversuche an der VAW ETH Zürich
	November	Bauprojekt-Planungskredit von VR-Atel
1994	Februar	Orientierung Kantone, Gemeinde und weiterer Interessierter über Erneuerungsprojekt
	Oktober	Eingabe Baugesuch und Gestaltungsplan
1995	März	Änderung Umbauvorgang (Rückbau/Neubau Maschinenhaus)
	Juli	Bestellung Modellversuche für Kaplanturbinen/Saugrohrversuche
	August	Eingabe überarbeitetes Baugesuch und Gestaltungsplan
	September	Vereinbarung mit Kantonen betreffend Weiterbetrieb (Rückkaufsverzicht gegen Entschädigung)
	Dezember	Erteilung Baubewilligung durch die Kantone SO/AG und Bewilligung Baukredit durch VR-Atel
1996	Januar	Baubeginn Vorarbeiten
	Mai	Erteilung der Baubewilligung durch Standortgemeinde
	Oktober	Baubeginn Hauptarbeiten Maschinenerneuerung
1998	Mai	Produktionsaufnahme Maschine 5-SBB
	November	Produktionsaufnahme Maschine 4
2000	Oktober	Produktionsaufnahme letzte Maschine 1
2001	Mai	Abschluss aller Arbeiten inkl. Umgebungsarbeiten

Tabelle B4-1. Meilensteine der Projektphase.

Kaplanturbine der SBB wird nur im elektrotechnischen Bereich (Generator, Transformator) erneuert. Sie wird aber neu vollumfänglich in die künftige Wasserbewirtschaftung eingebunden. Das heisst, dass die neue Maschinengruppe 5 bei Strombedarf der SBB die erzeugte Energie ins Bahnnetz einspeist und, falls kein Bedarf vorhanden ist, die Gruppe 5 von der Atel zur eigenen Stromproduktion genutzt werden darf. Diese Einbindung der Bahnstrommaschine in den eigentlichen Kraftwerksbetrieb ist auch der Grund, dass die installierte Leistung trotz einem «Neubau» gegenüber früher abgenommen hat. Somit wird in Zukunft auch keine Maschinengruppe mehr «im Trockenen» stehen.

Ohne dass die Konzessionsbestimmungen über die Wassermenge, das Nutzgefälle und die Pegelstände verändert werden, kann alleine durch die technische Erneuerung der Anlage eine über 12-prozentige Produktionssteigerung von 267 GWh auf über 300 GWh pro Jahr erreicht werden.

Der Einbau der neuen Turbinen erfolgt in die bestehenden Öffnungen der Maschinen 4 bis 7, wobei das Maschinenhaus ab der bestehenden Maschinengruppe 3 hin zur Südfassade bis zur Fundation abgebrochen und seinen ursprünglichen äusseren Abmessungen entsprechend wieder aufgebaut (Neubau) wird (Bild B5-1).

Die Saugrohre werden modifiziert und die Rechenanlage und der Rechenboden beim Turbineneinlauf erneuert (Bild B5-2). Zur Verbesserung der Wasseranströmung ist auf der Oberwasserseite der Einbau einer neuen ca. 170 m langen Leitmauer auf der linken Seite des Vorbeckens vorgesehen (Bild B5-3). Der Einbau der Transformatorenanlagen und der Maschinen-Hilfsbetriebe erfolgt im unterwasserseitigen Anbau (Trafovorbau) über den Saugrohren. Nach der Erneuerung der Maschinenanlage werden die restlichen bestehenden Francisturbinen 1 bis 3 ausgebaut und entsorgt sowie deren Öffnungen aus Gesamtstabilitätsgründen des Maschinenhauses mit Recyclingbeton gefüllt.

Die Energieableitungen aller Maschinengruppen werden ganzheitlich erneuert: Die vorhandene Atel-Ableitung mit der 8-kV-Generatorschaltanlage wird durch eine Blockschaltung ersetzt und oberspannungsseitig mit 50-kV-Kabel zum neuen, auf der Südseite angrenzenden 50/16-kV-Unterwerk Gösgen geführt. Bei der Energieableitung SBB wird die Blockschaltung beibehalten, aber mittels Kabel zum ersten Mast am Südufer geführt. Die SBB haben dabei bei ihrer Maschine die Spannungsumstellung von ehemals 66 kV auf 132 kV vorgenommen.

Beim Wehr Winznau werden nur geringe Erneuerungsmassnahmen durchgeführt. Erwähnenswert sind hier die neuen leittechnischen Einrichtungen, welche die Bedienung und Visualisierung des Wehres im Kraftwerksleitstand Gösgen erlauben.

	Einheit	alte Anlage	neue Anlage
Allgemeine Angaben:			
Inbetriebsetzung	–	1917/18	1998 – 2000
Dauer Konzession	–	2027	2027
Ausbauwassermenge	m^3/s	380	380
Stauziel (Pegel Stauwehr)	m ü.M.	388,14	388,14
Nutzbares Gefälle	m	13,1 – 17,4	13,1 – 17,4
Länge Oberwasserkanal	m	4800	4800
Länge Unterwasserkanal	m	1400	1400
Durchschnittliche Jahresproduktion	GWh	267	ca. 300
Total installierte Maschinenleistung	MW	60	51,3
Drehstrommaschine:			
Turbinentyp	–	Francis	Kaplan
Anzahl Maschinen/Aufstellung	–	7/vertikal	4/vertikal
Drehzahl	min^{-1}	93,6/83,3	142,9
Durchbrenndrehzahl	min^{-1}		373,0
Turbinenschluckvermögen	m^3/s	7 × 55 = 385	4 × 78,75 = 315
Laufraddurchmesser	mm	2500/2640	3600
Turbinennennleistung	MW	7,36	10,7
Einbaukote Laufrad	M ü.M.	376,74	372,74
Min. Unterwasserkote (bei ca. 80 m^3/s)	M ü.M.	370,72	370,72
Generatornennleistung	MVA	7,05	12,5
Generatornennspannung	KV	8	10
Nennleistungsfaktor cos φ	–	0,7	0,85
Auslegung für Inselbetrieb			ja
Einphasen-Bahnstrommaschine:			
Turbinentyp	–	Kaplan	
Anzahl Maschinen/Aufstellung	–	1/vertikal	
Drehzahl	min^{-1}	166,6	
Turbinenschluckvermögen	m^3/s	65	
Laufraddurchmesser	mm	3400	
Turbinennennleistung	MW	8,5	
Einbaukote Laufrad	m ü.M.	372,74	
Generatornennleistung	MVA	12	
Generatornennspannung	KV	10,5	
Nennleistungsfaktor cos φ	–	0,75	

Tabelle B5-1. Maschinenkenndaten der alten und der neuen Anlage.

B5.2 Die einzelnen Anlageteile

Im *oberwasserseitigen Vorbecken* wird auf der linken Uferseite vor den alten Maschinengruppen 1 bis 3, die nach der Maschinenerneuerung ausser Betrieb genommen werden, zur Verbesserung der Wasseranströmung eine Leitmauer erstellt. Die Krone respektive Oberkante der Leitmauer kommt nach der Vollendung unter dem minimalen Oberwasserspiegel zu liegen. Sie bildet somit kein störendes künstliches Bauwerk im naturnahen Vorbecken und gewährt den Fischen Zugang in ein «ruhendes» Gewässer. Die Gestaltung der durch die Hinterfüllung der Leitmauer entstehenden Aufschüttung wurde im Rahmen der Umweltbegleitplanung bearbeitet.

Da als Randbedingung die alte Gruppe 8 – neue Gruppe 5 – weiterhin an ihrem alten Standort zu verbleiben hat, bleibt die Anströmung auf der rechten Seite nicht optimal. Es werden sich deshalb weiterhin Sandablagerungen vor der neuen Gruppe 5 bilden, jedoch in einem reduzierteren Masse als bisher. Hydraulische Modellversuche haben aufgezeigt, dass mögliche Massnahmen nicht den gewünschten Erfolg bringen würden und sich daher Anpassungen nicht lohnen.

Der *Rechenboden* wird auf Grund von durchgeführten Schwallwellenberechnungen um 60 cm auf Kote 389,00 m ü.M. angehoben und als ebene, befahrbare Fläche ausgebildet. Die bestehenden Einlaufschützen mit den Windwerken werden abgebrochen und durch Rolldammbalken ersetzt. Dies sind, auch für einen Notschluss, die einzigen Abschlusselemente im Oberwasser. Die Oberwasser-

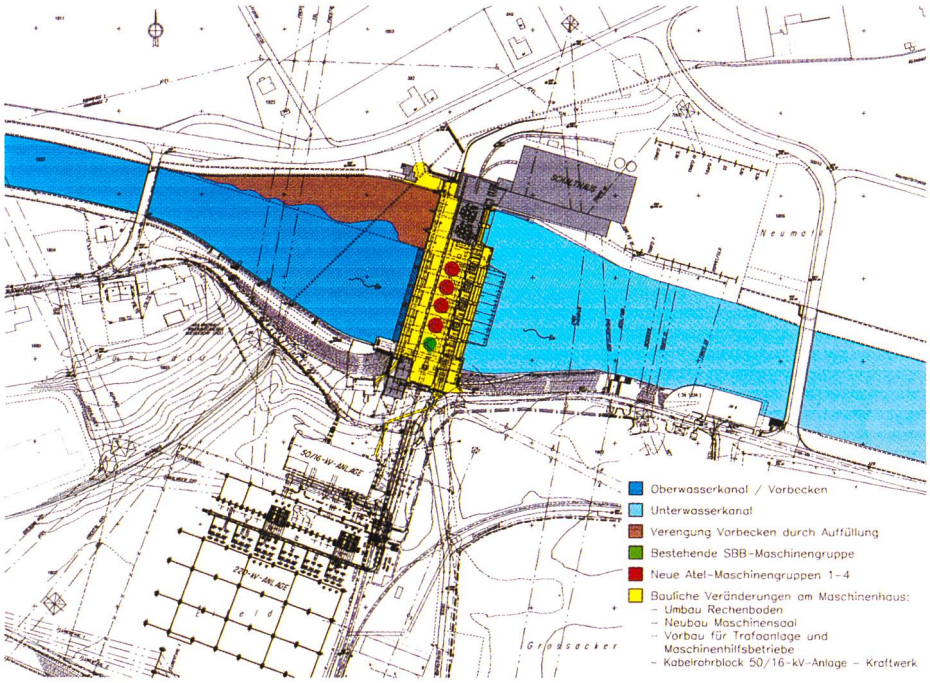


Bild B5-1. Übersichtssituation mit der alten und der neuen Einteilung der Maschinengruppen.

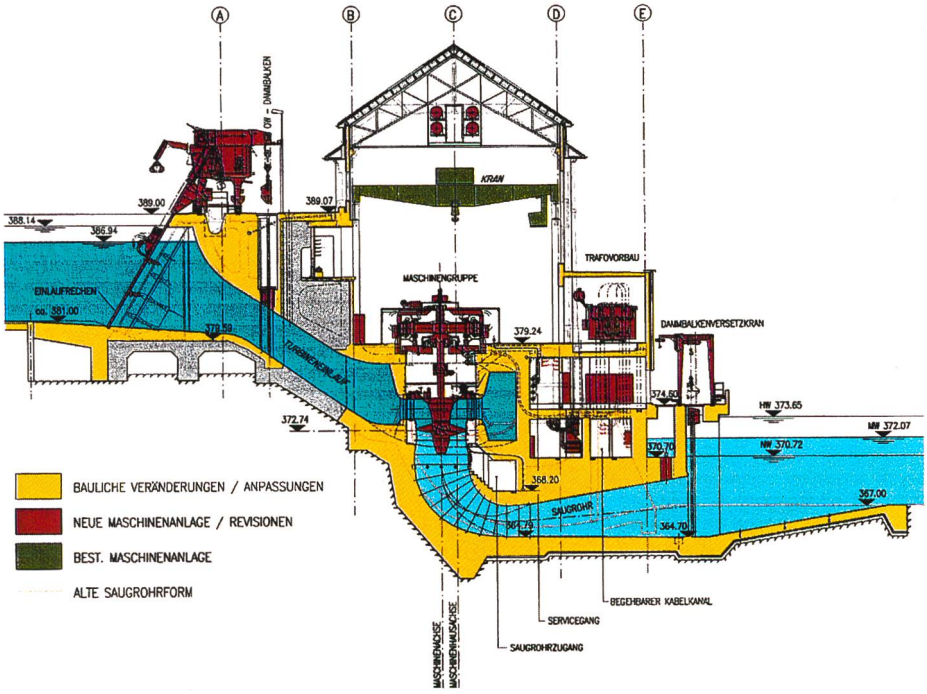


Bild B5-2. Maschinenhausquerschnitt zwischen den Achsen 4 und 9. Die Besuchergalerie und Teile der alten Einlaufplatte (grau) sind die einzigen Baustrukturen, welche im Rahmen der Erneuerungsarbeiten nicht abgebrochen wurden.

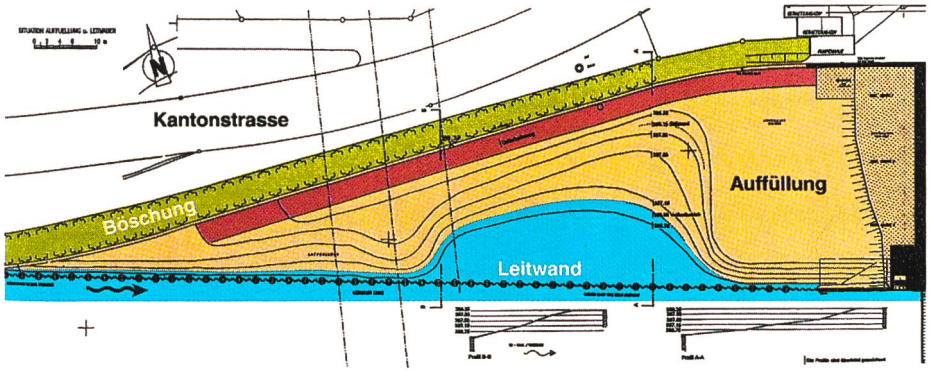


Bild B5-3. Situationsplan der Neugestaltung des Vorbeckens im linken Oberwasser des Zulaufkanals.

dammbalken werden mit der neuen Rechenreinigungsmaschine versetzt. Die beiden neuen Dammbalkenlager entstehen im Bereich der alten Schützenöffnungen der Gruppen 1 und 2. Neben der erwähnten neuen Rechenreinigungsmaschine (RRM) mit Harkenwagen wird die neuere der beiden bestehenden RRM mit Geschwemmselschürze revidiert, während die ältere Maschine entsorgt wird. Für die Bewältigung eines massiven Geschwemmselanfalls stehen dem Kraftwerkspersonal zwei Rechenreinigungsmaschinen zur Verfügung. Das anfallende Geschwemmsel gelangt von der Rechenreinigungsmaschine direkt in die im Rechenboden eingelassene Geschwemmselrinne. Der Geschwemmseltransport in der Rinne geschieht mit Wasser über eine Spülleitung des Geschwemmselpumpwerkes in die tiefer liegende Geschwemmselgrube. Von der Grube gelangt das gesammelte Schwimmgut mittels eines Drehkranes in Container und wird per Lastwagen in eine Sortier- und Verbrennungsanlage transportiert.

Das alte *Maschinenhaus* wird von der Südfassade Achse 11 bis zur Achse 3 (siehe Bild B5-1) bis auf die Fundation abgebrochen und entsprechend der neuen Auslegung, welche sich der alten anlehnt, mit den gleichen Abmessungen wieder aufgebaut. Ausnahmen bilden die so genannte Besuchergalerie, der Unterbau im Bereich der alten Gruppe 8 (SBB) sowie das südlich angebaute Magazin/Betriebsgebäude.

- Die Besuchergalerie (siehe Bild B5-2, graue Baustruktur) diente während der ganzen Erneuerungsphase als Werkleitungsverbindung zwischen Nord und Süd und gewährleistete somit die Aufrechterhaltung des Kraftwerksbetriebes des alten Teiles während der Bauphasen. Da es sich dabei um massiven Beton handelt, muss nicht mit einem Stabilitätsproblem in Bezug auf die Karbonatisierung des Betons gerechnet werden.
- Da die Turbine der Bahnstromgruppe 1990 ersetzt wurde und es sich bei der 1950 eingebauten Maschinengruppe bereits um eine Kaplanturbine handelte, wurde entschieden, die Turbine und ihren Unterbau in der ursprünglichen Ausführung beizubehalten.
- Das alte Magazin, welches neu zum Betriebsgebäude umfunktioniert wurde, durfte nur ganz lokal für die Geschwemmselrinne baulich verändert werden. Ansonsten musste die Bausubstanz erhalten bleiben. Damit die alten Räumlichkeiten des Magazins ihren neuen Aufgaben als Maschinenleitstand, Büroräume und Werkstatt gerecht wurden, mussten Anpassungen durchgeführt werden.

Das neue Maschinenhaus beherbergt neu die fünf Kaplanturbinen, welche sich auf die Achsen 9 bis 4 verteilen und von Nord nach Süd von 1 bis 5 durchnummeriert sind (Tabelle B5-2).

Vor und nach den Maschinengruppen ist jeweils auf der Süd- und Nordseite ein Montageplatz angeordnet, wobei vor allem der Montageplatz Süd für Revisionen von Maschinenkomponenten vorgesehen ist. Die Trennwand auf Achse 3 trennt das neue vom alten teilsanierten Maschinenhaus und somit auch den Montageplatz Nord mit dem neu zur Lagerhalle umfunktionierten alten Maschinensaal. Der Bereich der neuen Lagerhalle zwischen Achse 1 und 3 und dem Turmbau wird gemäss den notwendigen Massnahmen zur Erhaltung und zur Gewährleistung des Raumklimas sanft saniert.

Die Kranbahn für die beiden über 80 Jahre alten, revidierten 60-t-Maschinensaalkrane wurde im Rahmen des Neubaus neu erstellt. Der Betrieb wurde jedoch auf die Südseite der Trennwand eingeschränkt, sodass das Lager auf der nördlichen Seite nicht über grosse Maschinensaalkrane verfügt.

Der Unterbau des Maschinenhauses weist drei Untergeschosse auf. Sie beherbergen nebst den Maschinenunterbauten auch Servicegänge, Lagerräume, Kabelkanäle, die Saugrohrzugänge und den Pumpensumpf.

Das Erneuerungskonzept sieht vor, die für den Kraftwerksbetrieb nötigen technischen Installationen wie Steuereinrichtungen, Hilfsbetriebe und Maschinenspannungsanlage im *unterwasserseitigen Anbau* über den Saugrohren, den *Trafovorbau*, zu platzieren. Die erforderlichen technischen Räume sind auf verschiedenen Geschossen im Trafovorbau angeordnet (siehe Bild B5-2). Die Erschliessung erfolgt über je einen Treppenabgang im Bereich des neuen Montageplatzes Nord und der neuen Gruppe 5 im Süden sowie über einen Personen- und Warenlift direkt angrenzend an das Treppenhaus Nord.

Auf dem Erdgeschoss (Kote 379,24) sind die Transformatoren und die Vorort-Maschinenleitstände aller Gruppen, die Schaltanlage der SBB-Gruppe, der Batterieraum und die Gleichstromversorgung untergebracht.

Das 1. Untergeschoss (Kote 374,70) ist reserviert für die technischen Hilfsbetriebe wie die Hydraulikgruppe für die Turbinenregulierung, die Gruppeneigenbedarfs- und Erregertransformatoren und die allgemeine Eigenbedarfsanlage.

Im 2. Untergeschoss (Kote 370,70) sind begehbare Kabelkanäle und diverse Einrichtungen für die Lüftungsaggregate und deren Steuerung angeordnet. Die zwei Kabelkanäle sind unterteilt in einen Nieder- und einen Hochspannungskabelkanal. Der zweite dient der Ableitung der Kraftwerksenergie in das 50/16-kV-Unterwerk bzw. ins Netz der Atel.

Das 3. Untergeschoss (Kote 368,20) weist im Trafovorbau nur noch das Treppenhaus Nord, den Lift und den Liftmotorenraum auf.

Vor dem Trafovorbau in Richtung Unterwasser wird ein neuer *Dammbalkensteg* erstellt. Der Dammbalkensteg mit konstanter Höhe über die gesamte Länge wird auch im Bereich der alten Maschinengruppen 1, 2 und 3, wo er leicht zurückversetzt ist, erneuert. Das Niveau wird dabei gegenüber dem alten Steg leicht erhöht, und zwar so, dass es der Wasserspiegellage im Unterwasser bei einem ca. 1000-jährlichem Hochwasser entspricht. Er wird somit nicht mehr wie früher zeitweise überflutet.

Nebst den Dammbalkenschlitzen für die Unterwasserdammbalken sind weitere Öffnungen auf dem Steg vorgesehen, durch welche mobile Pumpen zur Entleerung der Saugrohre eingesetzt werden können. Diese Öffnungen dienen gleichzeitig auch als Zugang zu den Saugrohren.

Blickfang auf dem Dammbalkensteg wird der Dammbalkenversetzkran sein, welcher offen auf einer Gleisanlage über einer der fünf Öffnungen steht.

OW-Seite

Südseite — Nordseite

Bestehende Gruppen	**8-SBB**	**7**	**6**	**5**	**4**	**3**	**2**	**1**
Neue Gruppen	**5-SBB**	**4**	**3**	**2**	**1**	**–**	**–**	**–**
Achsen	9	8	7	6	5	4	3	2	1

UW-Seite

Tabelle B5-2. Nummerierung der alten und neuen Maschinengruppen.

B6 Bauliche Ausführung

■ *Daniel Loosli, Hans Rudolf Frei, Urs Marbet*

B6.1 Bau- und Terminprogramm

Der hier beschriebene Bauablauf mit dem entsprechenden Terminprogramm ist eine konsequente Umsetzung der zuvor dargelegten Vorgaben und Auflagen. Das sehr anspruchsvolle und zeitlich enge Terminprogramm des gesamten Ausführungsprojektes verlangte von allen Beteiligten eine ständige Nachführung und Optimierung der eigenen Termine, eine ständige terminliche Koordination und Kontrolle aller Lieferanten durch den Planer sowie eine enorme Flexibilität aller Betroffenen. Der Zeitdruck war umso grösser, da vom Bauherrn jeweils Schlüsseltermine mit beachtlichen Pönalien in den Werkverträgen festgelegt wurden, ein Umstand, der die Gesamtleitung des Projektes noch stärker beansprucht, da eventuelle Terminverzögerungen genau definiert und zugewiesen werden mussten. Dies ist bei der Komplexität der Abhängigkeiten der Bau- und Montagearbeiten nicht immer ganz einfach. Umso grösser war die Herausforderung, dieses ehrgeizige Ziel zu erreichen und die Aufgabe zur Zufriedenheit aller meistern zu können.

Der Start zu den eigentlichen Umbauarbeiten setzte die Ausführung diverser *Vorarbeiten* voraus, so die Verlegung verschiedener Werkleitungen, die Erstellung einer Umfahrungsstrasse um das Kraftwerk und die Baustelle sowie diverse kleinere Nebenarbeiten. Schwergewicht dieser Vorarbeiten war die schon im Frühjahr 1996 in Angriff genommene Werkleitungsverlegung. Dabei wurden alle notwendigen Leitungen, vor allem Steuer- und Niederspannungsleitungen, welche durch das alte Maschinenhaus führten, in die Besuchergalerie verlegt. Damit konnte während der ganzen $4^1/_2$-jährigen Bauzeit die Steuerfunktion vom alten nordseitigen Kommandoraum zu dem alten nordseitigen und dem neuen südseitigen Schalthaus gewährleistet werden. Dies war nur möglich, indem man einen Teil des alten Gebäudes, der statisch nicht kritisch war, komplett stehen liess. Der einzige Gebäudeteil, welcher für diese Aufgabe in Frage kam, war die so genannte Besuchergalerie auf der Oberwasserseite des Maschinensaales (siehe Bild B5-2, Teil der grauen Baustruktur).

Die *Hauptarbeiten* wurden in *fünf Bauetappen* unterteilt (Bilder B6-1, B6-2 und B6-3).

Begonnen wurde mit der ersten Bauetappe im Süden des Wasserkraftwerkes resp. auf der rechten Uferseite. In dieser Etappe wurden die alten Maschinengruppen 8 (SBB), 7 und 6 demontiert und entsorgt, das Maschinenhaus im Bereich der Maschinengruppen 8 und 6 bis auf den Maschinensaalboden, bei der Gruppe 7 jedoch bis auf die Fundation abgebrochen. Anschliessend wurde das Maschinenhaus mit den neuen Gruppen 5 und 4 wieder aufgebaut. Während die Bauarbeiten schon zur nächsten Etappe wechseln konnten, wurden die entsprechen-

den Maschinengruppen 5 und 4 der ersten Etappe montiert und in Betrieb genommen.

Nach Abschluss der ersten Bauetappe wurden die Bauarbeiten jeweils pro Etappe kontinuierlich um eine weitere Maschinenhausachse von Süd nach Nord verschoben. Bei diesem «rollenden» Baufortschritt wurde jeweils bei den zweiten bis vierten Bauetappen auf der Nordseite der Bauetappe die bestehende Maschinengruppe demontiert und entsorgt, bei der mittleren Öffnung wurden die Betonabbruch- und die Neubauarbeiten ausgeführt und schlussendlich auf der südlichen Seite, im Rahmen der Vorgängeretappe, die neue Maschinengruppe montiert und in Betrieb genommen. Die fünfte und letzte Bauetappe beinhaltete den Zusammenschluss des neuen mit dem alten Maschinenhaus, inklusive der Trennwand zwischen den beiden Gebäudeteilen sowie der Gestaltung der linken Oberwasserschüttung.

Die beiden letzten Maschinenhausteile mussten aus Gründen des Denkmalschutzes stehen bleiben. Dies erforderte die *Sanierung* des Maschinenhauses von Achse 1 bis 3 und des Turmbaues, sodass die Stabilität und die Sicherheit dieses alten Teiles auch in Zukunft gewährleistet sein werden.

Auf Grund der Komplexität des Projektes wurde schon im Rahmen des Bauprojektes ein äusserst detailliertes *Terminprogramm* mit den diversen Abhängigkeiten erstellt. Im Verlaufe der Ausführung hat sich gezeigt, dass ein solches Programm während der Bauprojektsphase unbedingte Voraussetzung ist. Das Basisterminprogramm musste nur unwesentlich angepasst und nur in einzelnen Bereichen verfeinert werden. Der Projektverlauf war somit klar vorgegeben, denn das Basisprogramm bildete die Leitlinie («roter Faden») der erfolgreichen Erneuerungsarbeiten.

Ein Vergleich einiger wesentlicher Ausführungsdaten mit jenen des Basisprogramms der Ausschreibungsunterlagen zeigt dies auch auf (Tabelle B6-1):

Die Schlüsseltermine der Baumeisterarbeiten wurden so fixiert, dass die Arbeiten von Dritten mit direkter Auswirkung auf die etappenweise Inbetriebnahme der neuen Maschinengruppen termingerecht beginnen konnten. Zum Zeitpunkt des Schlüsseltermins musste der Baumeister die Dachkonstruktion und den Maschinenhausunterbau bis auf Höhe Maschinensaalboden fertig gestellt haben. Die Arbeitsgemeinschaft Bau Kraftwerk Gösgen (Arge Bau KW Gösgen) konnte dank grossem Einsatz alle Termine einhalten.

Wie aus Tabelle B6-1 ersichtlich ist, konnten während der ca. $4^1/_2$ Jahre dauernden Bau- und Montagearbeiten, mit Ausnahme der Produktionsaufnahme der Gruppe 4, alle wich-

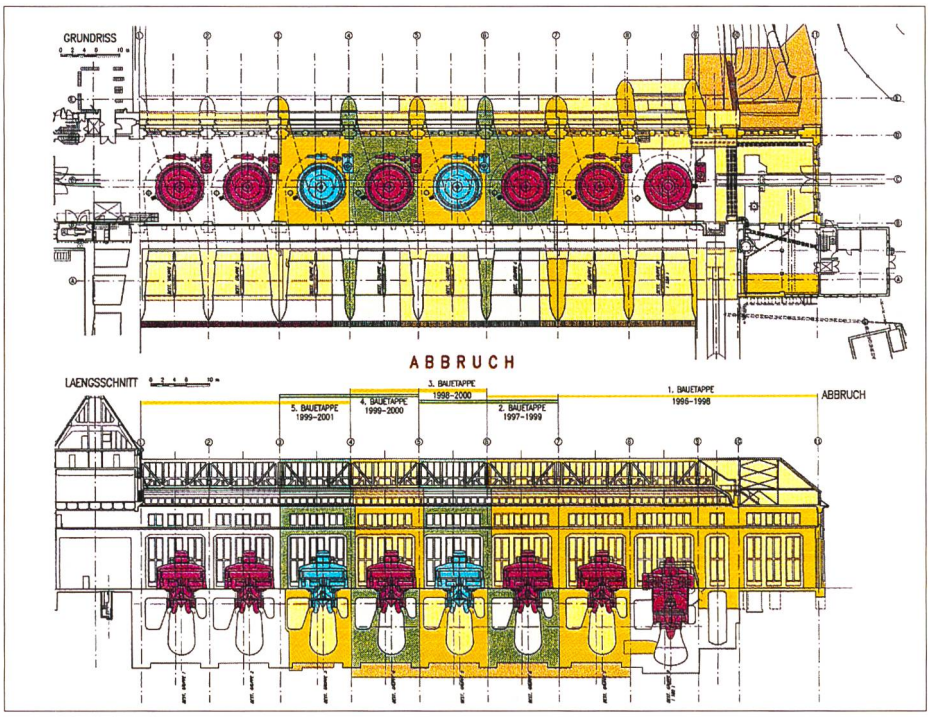


Bild B6-1. Grundriss und Längsschnitt der Abbruchetappen 1 bis 5.

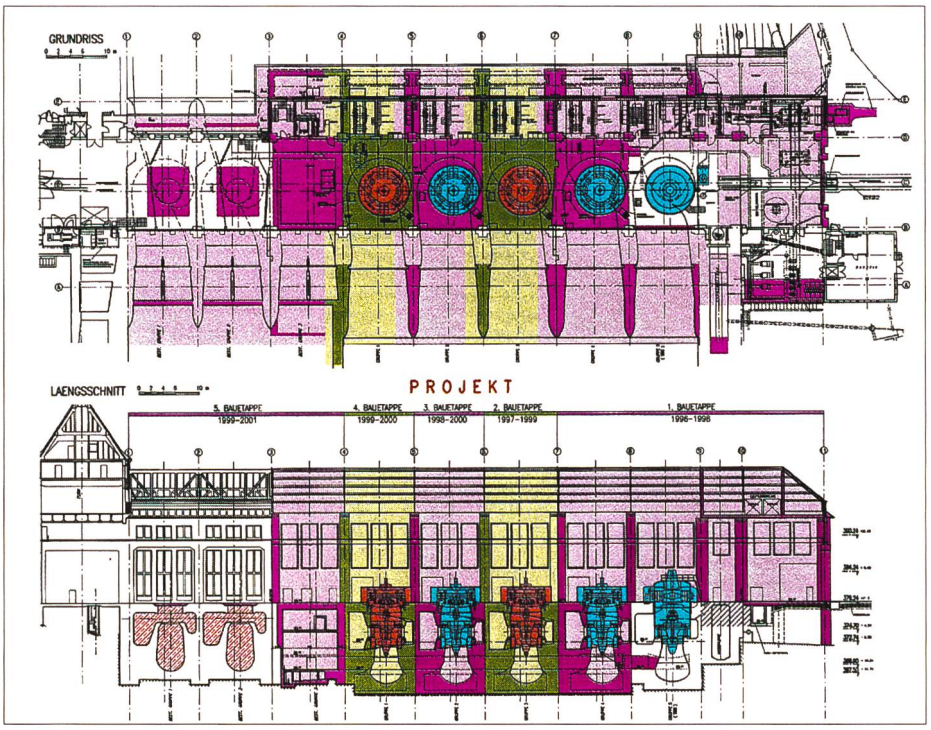


Bild B6-2. Grundriss und Längsschnitt der Erneuerungsetappen 1 bis 5.

	Basisterminprogramm	Ausführungsdaten	
Baubeginn Hauptarbeiten	23.9.1996	23.9.1996	0 Wo
Schlüsseltermin S1 Baumeisterarbeiten	21.11.1997	21.11.1997	0 Wo
Produktionsaufnahme Gruppe 5	30.5.1998	18.5.1998	–2 Wo
Produktionsaufnahme Gruppe 4	10.10.1998	2.11.1998	+3 Wo
Schlüsseltermin S2 Baumeisterarbeiten	14.9.1998	9.9.1998	–1 Wo
Produktionsaufnahme Gruppe 3	2.7.1999	12.6.1999	–3 Wo
Schlüsseltermin S3 Baumeisterarbeiten	27.5.1999	27.5.1999	0 Wo
Produktionsaufnahme Gruppe 2	24.3.2000	11.3.2000	–2 Wo
Schlüsseltermin S4 Baumeisterarbeiten	7.2.2000	7.2.2000	0 Wo
Produktionsaufnahme Gruppe 1	17.11.2000	14.10.2000	–5 Wo

Tabelle B6-1. Terminvergleich Planung/Ausführung.

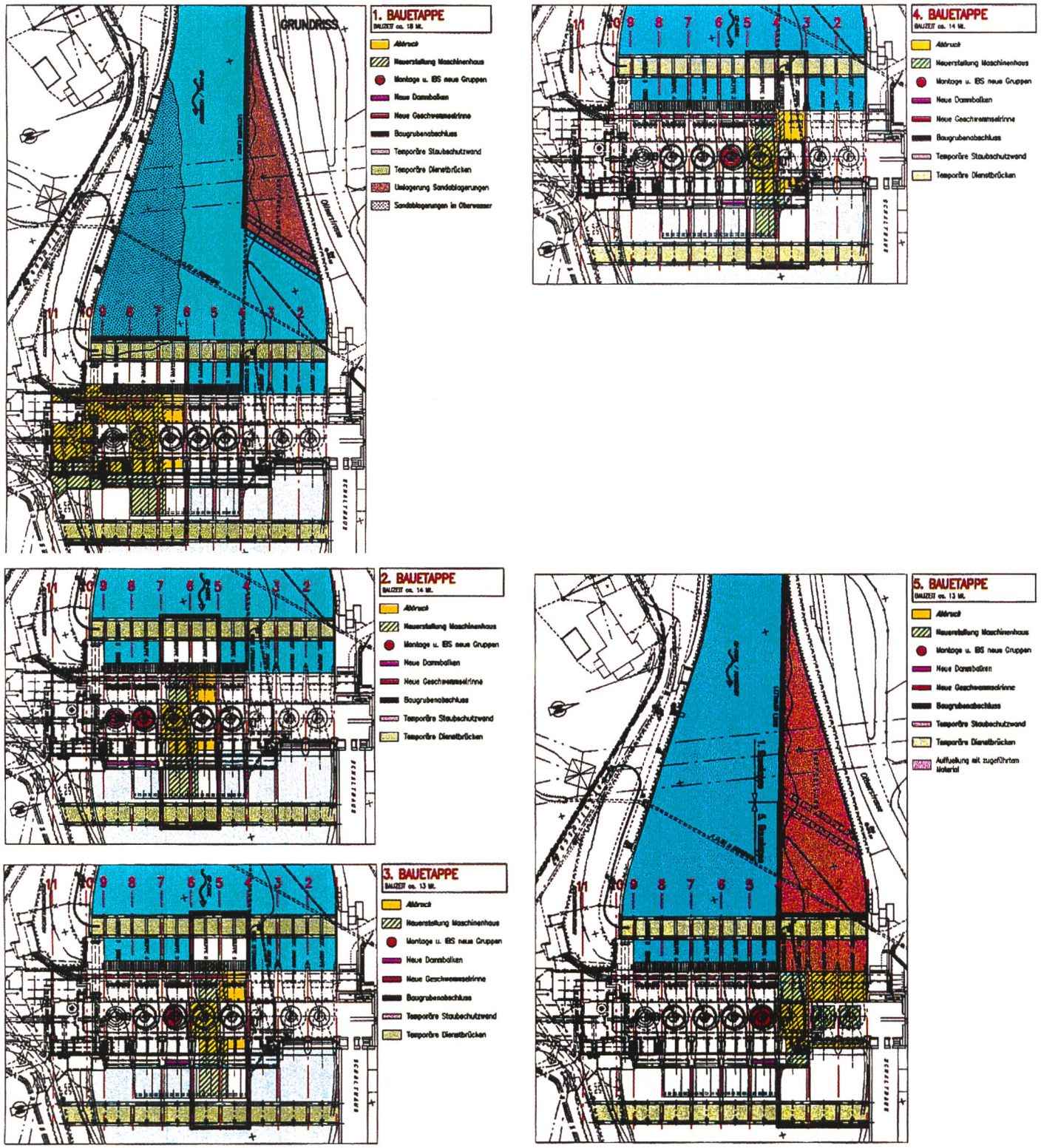


Bild B6-3. Bauetappen 1 bis 5 mit dem rollenden Baufortschritt von Süd nach Nord.

tigen Daten eingehalten und zum Teil sogar unterschritten werden. Dies ist ein Ergebnis, das bei diesem engen und ohne eigentlichen «Puffer» erstellten Terminprogramm nicht selbstverständlich ist und nur infolge der kompromisslosen Mitarbeit aller Beteiligten möglich war. Die um etwa drei Wochen verspätete Produktionsaufnahme der Gruppe 4 wurde durch die frühere Produktionsaufnahme der Maschinengruppe 3 um drei Wochen, der Maschinengruppe 2 um zwei Wochen und der Maschinengruppe 1 um fünf Wochen klar wettgemacht.

B6.2 Baugrubenabschlüsse

Der bestehende Oberwasserkanal verläuft mehrheitlich am nördlichen Rand der Schotterebene des Niederamtes. Die Fundation des Maschinenhauses sowie der obere Teil des Unterwasserkanals sind in die Felsunterlage eingeschnitten, welche aus Schichten des mittleren Malm besteht und die mehrheitlich als helle, harte Kalksteine vorliegen. In unregelmässiger Verteilung sind die gebankten und mässig geklüfteten Kalksteine von Mergeln, Kalkmergeln und Riffschutt durchsetzt. Der Fels ist im Allgemeinen dicht. In den obersten 5 bis 6 m können aber örtlich erhöhte Wasserwegsamkeiten auftreten, die hauptsächlich an Trennflächen gebunden sind.

Im oberwasserseitigen Vorbecken sind über der schräg gegen SE abtauchenden Unterlage noch Reste der ursprünglichen Lockergesteinsdecke von bis zu 3 m Mächtigkeit (lehmige Schotter, tonige Silte, Niederterrassenschotter) vorhanden, die kanalaufwärts auskeilen bzw. von einer künstlich eingebauten Sohlabdichtung aus lehmigen

Kiesen abgelöst werden. Im südlichen Teil des Vorbeckens liegen ausserdem umfangreiche sandige Auflandungen bis 6 m Mächtigkeit vor.

Der Unterwasserkanal liegt im Bereich des ergiebigen, intensiv genutzten Grundwasserstromes der Talsohle, das Vorbecken hingegen in der Hangwasserzone.

Die Baugrubenabschlüsse wurden für die Extremwasserstände 389,00 m ü.M. (Oberwasser) und 374,60 m ü.M. (Unterwasser) ausgelegt; im Oberwasser wurden zudem noch Erdbebenlasten superponiert.

Der *oberwasserseitige Baugrubenabschluss* hatte sehr hohen Sicherheitsansprüchen zu genügen. Einerseits war ein Notfluten der Baugrube während längerer Bauphasen ausgeschlossen, andererseits befindet sich im Oberwasserkanal die Kühlwasserfassung für das Kernkraftwerk Gösgen (KKG). Eine Entleerung des Oberwasserkanales hätte eine Notabschaltung mit entsprechend hohen Kostenfolgen nach sich gezogen.

Der geplante Bauvorgang mit abschnittsweiser Trockenlegung von gleichzeitig nur zwei Maschinengruppen verlangte einen modularen Aufbau der Baugrubenabschlüsse mit möglichst vielen Elementen, welche sich von Bauetappe zu Bauetappe wiederholten. Gewählt wurden ein quer zum Wasserlauf liegender, kiesgefüllter Kastenfangdamm und zwei seitliche, parallel zum Wasserlauf angeordnete einhäuptige Abschlusswände aus abgestützten Spundwänden (Bild B6-4).

Die Bauarbeiten für die Baugrubensicherung erfolgten hauptsächlich von der über dem Kastenfangdamm angeordneten, vorgängig erstellten Dienstbrücke aus (Bild B6-6). Diese stützte sich abwechslungsweise auf eine parallel zur Fliessrichtung liegende gerammte Spundwandscheibe und zwei vorgebohrte, 1 m im Fels eingebundene Stahlrohrstützen von 50 cm Durchmesser. Der Stützenabstand wurde im Hinblick auf die spätere Integration der Spundwandscheiben in die Kastenfangdämme auf den Achsabstand der Maschinengruppen abgestimmt und betrug im Mittel 6 m. Diese Arbeiten wurden von einer Schiffsbatterie aus durchgeführt.

Der Kastenfangdamm einer typischen Bauetappe bestand aus zwei rechteckigen Spundwandzellen von je 12 m Länge, 11 m Breite und total ca. 14 m Höhe. Die Spundwände wurden bis auf den Fels gerammt, mit Longarinen ausgesteift und mittels dreier Spriesslagen, welche Druck und Zug aufnehmen konnten, abgestützt. Auf dem Niveau der Flusssohle wurde eine Betonplatte von 50 cm Stärke eingebracht, welche vor allem als Kolkschutz für die Betriebsphase konzipiert war. Als Auffüllmaterial wurde Schotter verwendet.

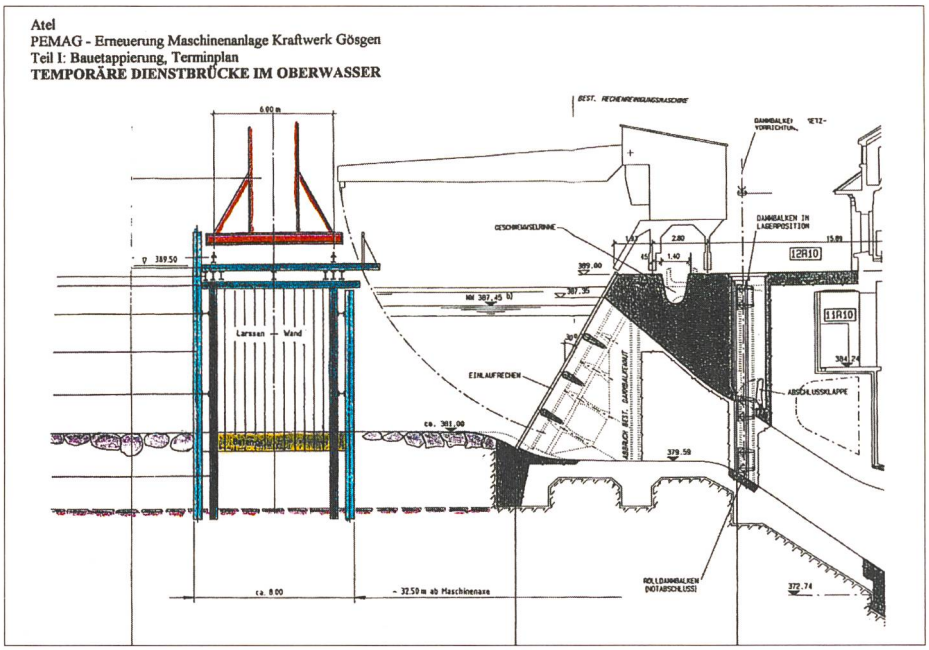


Bild B6-4. Baugrubensicherung und Dienstbrücke OW.

In jeder Fangdammzelle wurde ein Filterbrunnen bis 1,50 m in den Fels abgeteuft. Diese erfüllten folgende Funktionen:

- Wasserhaltung bei der Entleerung der Kastenfangdämme;
- Entwässerung der Kastenfangdämme während ihrer Funktion als Baugrubenabschluss;
- Entspannung des Wasserdruckes zwischen Bodenplatte und Fels;
- Reduktion des Wasserandranges in die Baugrube.

Die seitlichen Anschlusswände an das alte resp. neue Maschinenhaus konnten aus Platzgründen nur einhäuptig ausgeführt werden, da die unmittelbar benachbarten Kraftwerkeinläufe praktisch immer in Betrieb bleiben mussten. Sie wurden mittels Spriessrahmen auf eine vorgängig als Unterwasserbetonplatte erstellte Fundation abgestützt. Um die Montage zu vereinfachen, wurden diese wie auch die dreieckförmigen Spundwandelemente für den Anschluss an die neu erstellten Einlaufpfeiler des Maschinenhauses an Land vorfabriziert und mit Hilfe von Tauchern unter Wasser versetzt. Die Anschlussspundwand an das alte Kraftwerk musste wegen der bestehenden Einlaufplatte von der Dienstbrücke aus vorgebohrt werden. Zur Aufnahme der vertikalen Zugkräfte

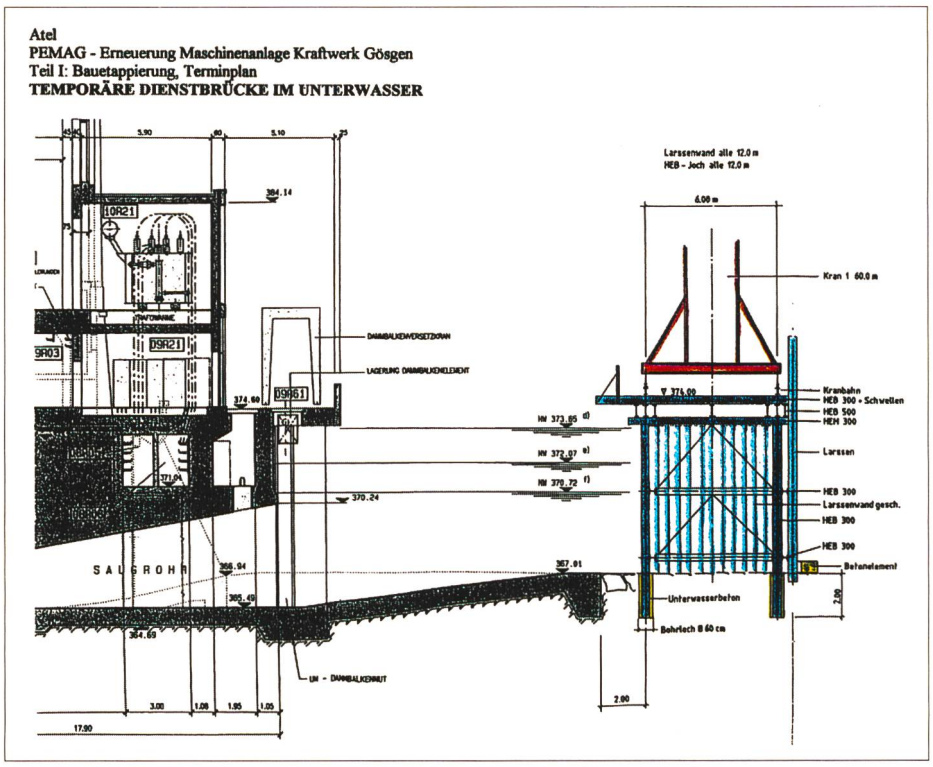


Bild B6-5. Baugrubensicherung und Dienstbrücke UW.

wurden Einstabanker mit 350 kN und 500 kN Nutzlast eingesetzt.

Zur Verbesserung der Kolksicherheit wurde die Flusssohle in den Eckbereichen der Spundwände mit einem Blockwurf von 1 bis 2 m Mächtigkeit geschützt. Der minimale Durchmesser der Blöcke betrug 30 bis 50 cm.

Auch im *Unterwasser* erwies sich eine kombinierte Lösung Dienstbrücke/Baugrubenabschluss als die kostengünstigste. Da hier der Fels überall an der Flusssohle anstand, konnte auf die aufwendigen Kastenfangdämme verzichtet werden. Es wurde eine einhäuptige, im Fels angerammte 8 bis 9 m hohe Spundwand gewählt, welche alle 6 m auf Stahljoche abgestützt war (Bild B6-5).

Die auch zur Abstützung der Dienstbrücke und Kranfahrbahn dienenden Stahljoche wurden an Land aus Walzträgern zusammengeschweisst und danach mit Hilfe eines Tauchers in 3 m tiefe Verankerungslöcher versetzt, welche von einem Ponton aus vorgebohrt wurden. Ein Teil der vertikalen Zug- und horizontalen Schubkräfte wurde zudem mittels temporärer Einstabanker von 250 kN und 500 kN Gebrauchslast aufgenommen.

Die aussen liegenden Longarinen wurden unter Wasser versetzt, die innen liegenden Eckaussteifungen im Zuge der etappenweisen Absenkung des Wasserspiegels in der Baugrube montiert. Da der Malmkalk sehr hart war, konnten die Spundwände praktisch nicht in den Fels gerammt werden; zur Abdichtung des Spundwandfusses wurden Betonblöcke als verlorene Schalung versetzt und der freie Raum bis zu den Spundwänden mit Unterwasserbeton verfüllt.

Die Ausführung der Anschlüsse an das Maschinenhaus erfolgte mit dem gleichen System, wobei die Stahljoche für den Anschluss an den Neubau in der neuen Auslaufplatte verankert wurden. Die Abdichtung zu den Betonbauten wurde mit Hilfe von Injektionsstrümpfen erstellt.

Das *Überwachungsdispositiv* für die Baugrubenabschlüsse bestand aus folgenden Elementen:

- Wasserstandsmessungen im OW- und UW-Kanal;
- Verschiebungsmessungen des Spundwandkopfes mittels Messdraht;
- geodätische Verschiebungsmessungen des Spundwandkopfes sowie der Inklinometerrohre;
- Inklinometermessungen der Spundwände des oberwasserseitigen Kastenfangdammes;
- Wasserdruckmessungen mit elektrischen Piezometern, vor allem in und unter den Kastenfangdämmen;

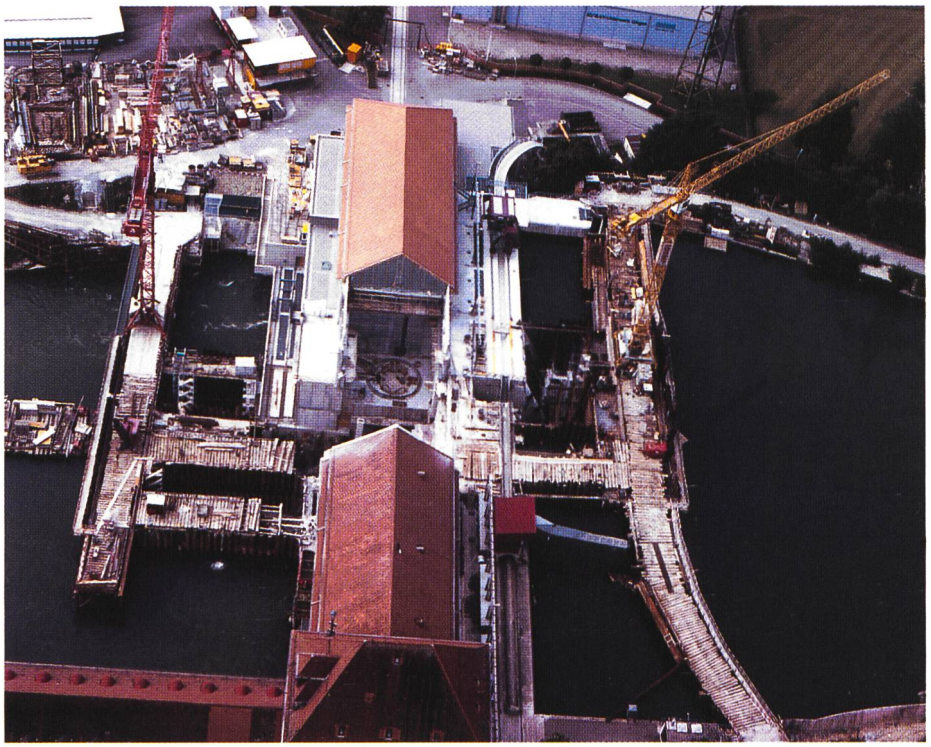


Bild B6-6. Luftaufnahme Ende 2. Bauetappe/Beginn 3. Bauetappe mit den Uminstallationsarbeiten der Baugruben im OW und UW.

- Ankerkraftmessungen mittels elektrischer Ringdruckdosen;
- Verschiebungsmessungen mit Wegaufnehmern (einhäuptige Spundwandanschlüsse im Oberwasser).

Es wurden alle Wasserstands-, Wasserdruck-, Ankerkraft- und Deformationsmessungen automatisch und kontinuierlich gemessen und in die Messzentrale des Bauleitungsbüros geleitet, wo sie mit dem Datenerfassungssystem GeoMonitor verarbeitet und gespeichert wurden. Sie konnten via Datenleitung von drei externen Aussenstationen jederzeit abgefragt werden. In der Messzentrale und den Aussenstationen war ein Datenvisualisierungsprogramm für die grafische Darstellung der Messdaten installiert. Für alle diese Messwerte wurde zudem ein Grenzwert definiert, bei dessen Überschreitung automatisch Alarm ausgelöst wurde.

Trotz einigen Fehlalarmen, vor allem in der Anfangsphase, hat sich das Messsystem gut bewährt. Der Grund für die Fehlalarme waren meistens eine Fehlfunktion einzelner Instrumente, Probleme der Übertragungsleitungen oder baustellenbedingte Einflüsse.

Die Messresultate entsprachen den Erwartungen. Die im Hinblick auf die Kranfahrbahn eher grossen Horizontaldeformationen des Kastenfangdammes der ersten Bauphase (ca. 10 cm am Spundwandkopf) konnten durch bessere Verdichtung des Auffüllmateriales und zusätzliche Eckversteifungen für die folgenden Bauetappen wesentlich reduziert werden.

B6.3 Linke Leitwand

Die ca. 130 m lange, im Endzustand unsichtbare, permanente linksufrige *Leitwand* dient auch als Stützmauer für das Auffüllmaterial im Oberwasserkanal am Kontakt zum Fliessgerinne. Sie ist dauernd eingestaut. Da der Wasserspiegel nie abgesenkt werden durfte, musste sie unter Wasser hergestellt werden.

Die Konstruktion besteht aus Stahlrohrpfählen von 60 cm Durchmesser, welche im Abstand von 2,65 m in verrohrte Bohrungen versetzt und ausbetoniert wurden (Bild B6-7).

Die Ausfachung besteht aus 7 m hohen, bis auf den Fels gerammten Stahlspundwänden, welche kraftschlüssig durch Schlösser mit den Pfählen verbunden sind.

Die zur Momentenreduktion erforderliche Abstützung des Pfahlkopfes wurde mit einem angehängten «Rucksack» erreicht. Dieser besteht aus einem Betonblock von 0,5 m^3 Volumen, einem horizontalen Druckgurt und einer schrägen Zugstange. Die Konstruktion wurde im Trockenen erstellt und als Ganzes unter Wasser versetzt und montiert, unter Verwendung speziell vorbereiteter Verbindungselemente.

B6.4 Stabilität Maschinenhaus

Infolge der hohen Druckdifferenz zwischen Oberwasser und Baugrubensohle von 23 m war die Kippstabilität des alten Bauteils während der Bauphasen nicht gewährleistet. Deshalb wurde der oberwasserseitige Baugrubenabschluss mit einem Fangedamm (mit Kies aufgefüllte Spundwandzellen) erstellt,

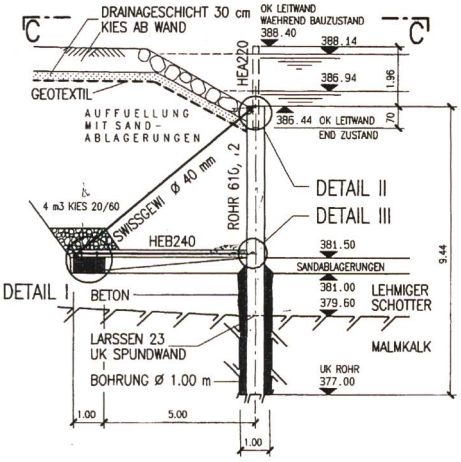


Bild B6-7. Linke Leitmauer im Oberwasser.

welcher die Horizontalkräfte nicht auf das Gebäude, sondern auf den bestehenden Untergrund abtragen konnte.

Zur Einhaltung der Kippsicherheiten der Altbauteile im Endzustand wurden die nicht mehr benutzten Hohlräume der ausgebauten Gruppen 1 und 2 mit aus Abbruchmaterial hergestelltem Recyclingbeton verfüllt.

Während der Bauphasen musste die Reihenfolge einzelner Arbeitsschritte auf Grund der Stabilität genauestens eingehalten werden. So musste als Erstes die Oberwasserbaugrube abgesenkt und erst anschliessend, oder zumindest verzögert, durfte die Unterwassergrube entleert werden. Wurde vor dem Absenken der Baugruben schon mit den ersten Abbrucharbeiten der jeweiligen Etappe begonnen (Dachkonstruktion, Fassade), so durfte das Material nicht abgeführt werden, sondern musste im Bereich des Abbruchquerschnittes zwischengelagert werden, bis die Baugruben entleert waren. Während der Bauphasen mussten zur Gewährleistung der Stabilität zum Teil auch Zusatzgewichte auf dem Rechenboden aufgebracht werden.

B6.5 Abbrucharbeiten

Zur Erstellung der neuen Bauteile mussten vorhergehend folgende Bauteile der alten Anlage rückgebaut werden:

1. Rechenboden
2. Maschinenhaus
3. Einlaufspirale
4. Stützschaufelring
5. Saugrohr
6. Saugrohrauslauf

Somit wurden ca. 80% der bestehenden Bausubstanz abgebrochen (Bild B6-8). Dies entspricht einer Materialmenge von ca. 12000 m^3, die abtransportiert und fachgerecht entsorgt werden musste. Nur der Einlauf vor den Dammbalken wurde stehen gelassen (siehe Bild B5-2). Zudem reicht das neue Saugrohr unter die bestehenden Konstruktionen, was Unterfangungen der angrenzenden Fundamente und Felsabbrüche erforderte.

In Anbetracht der filigranen aus Ortsbetonfachwerken und dünnen stabilisierenden Betonscheiben bestehenden Dachkonstruktion sowie des massiven monolithischen Unterbaus mussten die verwendeten *Abbruchmethoden* entsprechend variiert werden. Für die sensiblen Hochbauteile gelangte eine hydraulische Abbauzange (Bild B6-9) zur Anwendung. Die starken Untergeschosspartien des Maschinenhauses wurden konventionell mit Abbauhämmern abgebrochen. Natürlich mussten alle Abbrucharbeiten mit Rücksichtnahme auf das in Betrieb stehende Kraftwerk möglichst schonend und systematisch durchgeführt werden.

Als *zusätzliches Erschwernis für die Abbrucharbeiten* war die Bedingung einzuhalten, dass der bestehende Maschinensaalkran jederzeit innerhalb 24 Stunden über die Baulücke vom Neubauteil zum Altbauteil verschoben werden konnte. Deshalb musste eine provisorische Kranbahn bereitgestellt werden (Bild B6-10), welche innert der geforderten Zeit und in jeder Bauphase montiert werden und ausserdem das Eigengewicht des Laufkrans von 38 Tonnen tragen konnte.

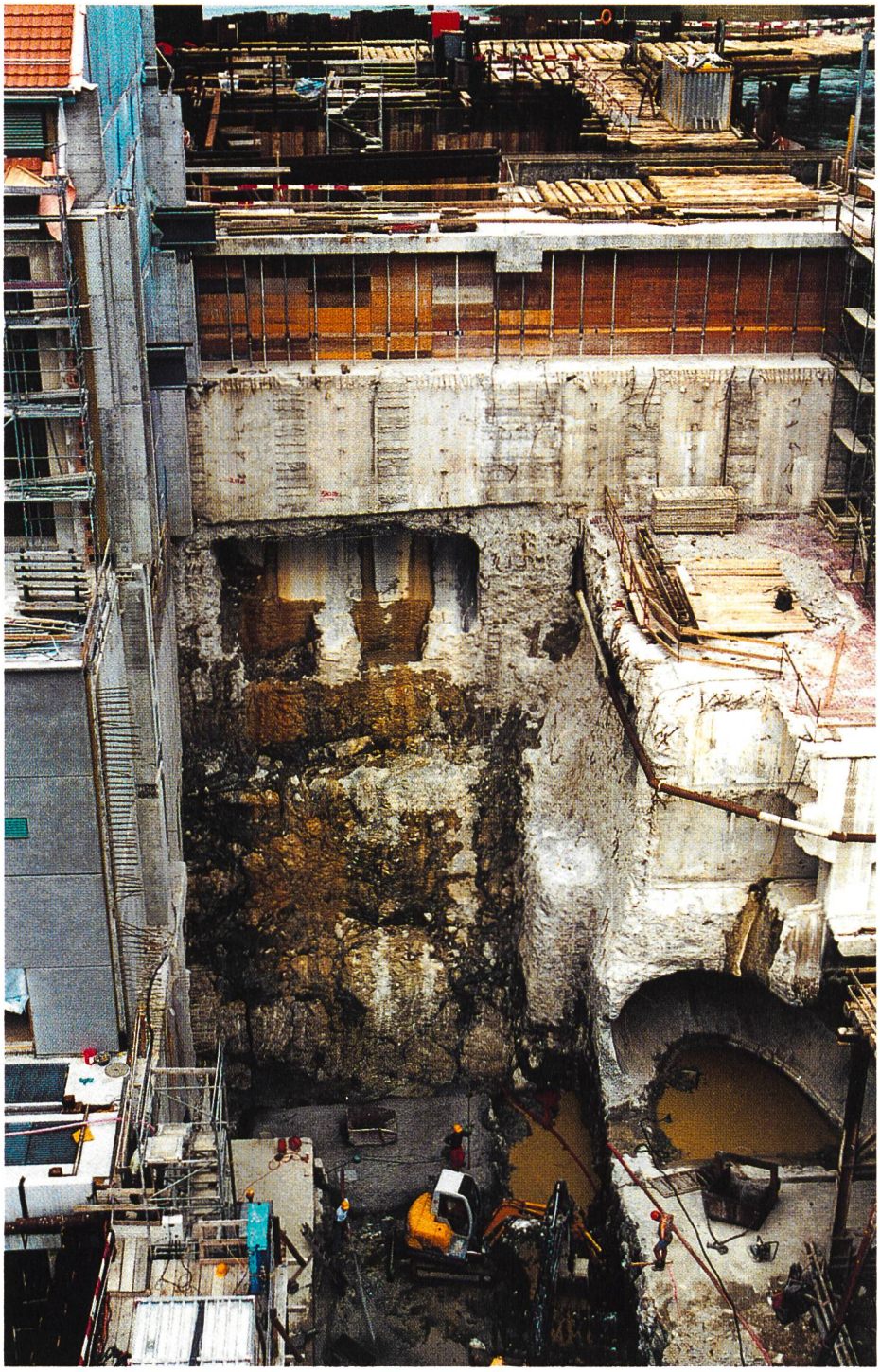


Bild B6-8. Fertig gestellte Abbrucharbeiten während der 4. Bauetappe. Die Fundation des neuen Saugrohres liegt tiefer als die alte Konstruktion (rechts im Bild).

Bild B6-9. Betonabbruch während der 1. Bauetappe.

Bild B6-10. Montage der provisorischen Kranbahn.

B6.6 Bauhauptarbeiten Maschinenhaus

Mit rund 40 Mio. Franken war das Los «Baumeisterarbeiten» – vergeben an die «Arge Bau KW Gösgen» – das umfangreichste Paket. Dieses musste innerhalb von $4^1/_2$ Jahren verarbeitet werden. Während der gesamten Bauzeit waren im Durchschnitt zwischen 20 und 25 Mann für die Arge im Einsatz. Zu Spitzenzeiten, vor allem in der intensivsten ersten Bauetappe, erhöhte sich der Mannschaftsbestand bis auf 60 Mann.

Die Installationsplätze auf der Südseite des Kraftwerkes und auf der Oberwasserseite umfassten gut das Doppelte an Fläche als die verhältnismässig enge Baustelle mit einer Ausdehnung von 100 × 50 m. Nebst dem eigentlichen Materialdepot der Arge wurden auf dem Installationsplatz Magazine und die notwendigen Bürocontainer mit den sanitären Einrichtungen sowie einer Kantine aufgestellt. Da der grösste Teil des Baustellenpersonals aus der Region täglich anreiste, wurde auf Unterkünfte vor Ort verzichtet.

Ober- und unterwasserseitig wurde die Baustelle während der gesamten Ausführungszeit über je eine provisorische Dienstbrücke erschlossen. Die oberwasserseitige Dienstbrücke hat das Süd- mit dem Nordufer von der ersten bis zur fünften Bauetappe verbunden und gewährleistete somit auch die beidseitige Zufahrt für den Materialumschlag. Die Hilfsbrücke im Unterwasser wuchs im Rahmen der Bauetappierungen von Süd nach Nord, sodass der Unterwasserkanal erst während der letzten Bauetappe überbrückt wurde. Eine Zufahrt von der Nordseite auf die unterwasserseitige Dienstbrücke war auf Grund des alten Schalthauses und der noch in Betrieb stehenden Schaltanlage im Norden nicht möglich. Auf beiden Dienstbrücken wurden auf einer Gleisanlage je ein Turmdrehkran mit einer Ausladung von 45 m und 50 m installiert.

Das Einbringen der für den Neubau erforderlichen Betonkubaturen von rund 22 500 m^3 erfolgte ausschliesslich mit Hilfe der beiden Krane und Betonkübel von 1,5 m^3. Die ca. 4000 m^3 Recyclingbeton für das Auffüllen diverser Öffnungen der alten Gruppen 2 und 3, wie Saugrohre, Einlauf und -spirale zwischen Achse 1 und 3 wurden dagegen direkt mit Kipplastwagen eingebracht. Die grösste Konstruktionsbetonetappe betrug 324 m^3.

Der meistverwendete Beton wurde mit dem eher selten verwendeten und anspruchsvoll zu verarbeitenden Korn 0-50 cm, 250 kg Portlandcement, Verflüssiger und Luftporenbildner hergestellt. Auf Grund des hier verwendeten nicht alltäglichen Konstruktionsbetons wurden diverse Betonvorversuche und -prüfungen durchgeführt. Die laufenden Kontrollen erbrachten auch die Bestätigung einer hervorragenden Betonqualität. Im Rahmen der Betonvorversuche wurden auch andere, für diese Baustelle spezielle Aspekte resp. Problempunkte untersucht. So stellten die ständig vorhandenen Vibrationen durch die in Betrieb stehenden Maschinengruppen ein Problem für den Beton während des Abbindevorganges dar. Kleine Mikrorisse während der Abbindezeit liessen sich nicht verhindern. Durch gezielte und konsequente Nachbehandlung des Betons konnte jedoch trotz diesen ständigen Erschütterungen ein Beton hergestellt werden, der die hohen Qualitätsanforderungen erfüllt. Besondere Sorgfalt erforderten auch die Betonierarbeiten für das Ausgiessen des unteren und oberen Stützschaufelringes der Maschinengruppen mit schwindreduziertem Beton, da die Maschinenbauteile bekanntlich ja sehr kleine Toleranzen erlauben. Um den gestellten Anforderungen punkto verlangtem Schwindmass ($S \leq 0{,}20‰$) hier gerecht zu werden, wurde erstmals in der Schweiz Euco-Comp 100 eingesetzt. Dieses Betonzusatzmittel erlaubt eine Reduktion des Schwindmasses bis zu 30 %. Die hoch gesteckten Qualitätsziele, welche an die technischen Grenzen der heutzutage möglichen Genauigkeiten der Betonarbeiten gehen, konnten zur Zufriedenheit aller erreicht werden.

Die Lieferung des Betons wurde abwechslungsweise und etwa zu gleichen Teilen von zwei nahe liegenden Betonwerken durchgeführt. Damit wäre die Lieferung der im Vorfeld geprüften und zum Teil speziellen Betone auch bei Ausfall eines Werkes jederzeit gewährleistet gewesen. Eine eigene Ortsbetonanlage erübrigte sich somit.

B6.7 Umgebung

Für die Umgebungsgestaltung und -arbeiten standen vor allem zwei Hauptaspekte im Vordergrund: die eigentliche Kraftwerksumgebung mit den Zufahrten, Einfriedungen, In-

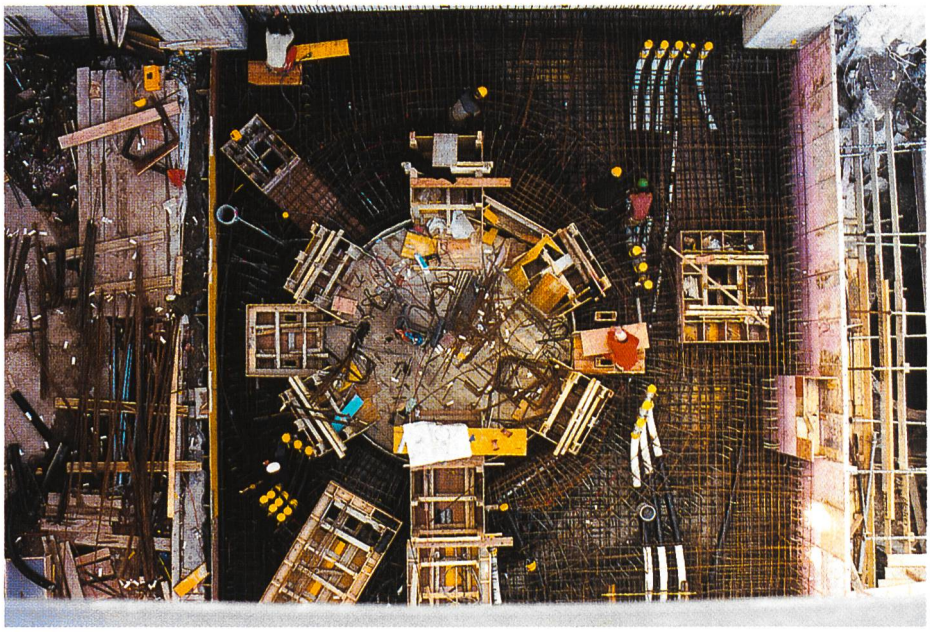


Bild B6-11. Blick auf die Decke der Einlaufspirale vor dem Betonieren.

standstellungen der Installationsplätze und die Uferböschungen, auf welche hier nicht eingegangen wird, sowie die Neugestaltung des Vorbeckens im Oberwasserkanal. Die Gestaltung der linken OW-Schüttung war Bestandteil der Baubewilligung und wurde durch die Umweltbegleitplanung festgelegt.

Auf Grund des strukturarmen Trapezprofils des Oberwasserkanals sind die Strömungsgeschwindigkeiten in allen Bereichen des Kanals hoch. Die gleichförmig starke Strömung ist für verschiedene Fischarten problematisch. *Ziel der Neugestaltung* war es somit, im Bereich der Aufschüttung hinter der Leitmauer Gewässerbereiche mit abgeschwächter Strömung zu schaffen. Diese Bereiche bilden so einen Lebensraum und ein Refugium für Fische geringerer Schwimmstärke. Mit der Bekiesung der Aufschüttung wird für lichtbedürftige Pflanzen nährstoffarmer Standorte eine neue Fläche zur spontanen Besiedelung bereitgestellt (Bild B6-12).

Durch die *Gestaltung der Aufschüttung* mit Wandkies entstehen entlang der Uferlinie Buchten, die auch bei Volllastbetrieb mit Wasser überflutet sind. Wichtig ist, dass die Leitmauer auch bei sehr tiefem Wasserstand unter der Wasseroberfläche verläuft, damit der Gewässerbereich hinter der Leitmauer jederzeit mit dem Hauptgerinne kommunizieren kann. Zudem sollen bei Niedrigwasser keine abgeschnittenen, austrocknungsgefährdeten Gewässerbereiche geschaffen werden, da sich diese als tödliche Fallen für Fische erweisen könnten.

Die Kiesflächen werden nicht humusiert oder bepflanzt. Die vegetationslose Kiesfläche bildet einen typischen Lebensraum in einer Flusslandschaft, welcher der spontanen Besiedelung durch Tiere, Pflanzen usw. überlassen wird.

B7 Die elektromechanische Ausrüstung

■ *Martin Hüsler*

B7.1 Modellversuche

Im Rahmen von Vorstudien wurden schon frühzeitig Variantenvergleiche von möglichen Massnahmen bezüglich der Turbinen durchgeführt. Dabei wurden die verschiedensten Möglichkeiten, vom Ersatz einzelner Maschinenkomponenten (Minimalvariante) bis hin zum Einbau von neuen vertikal- oder horizontalachsigen Straflo- oder Rohrturbinen, auf ihre technische Machbarkeit untersucht und deren wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen beurteilt. Die gesamtheitliche Beurteilung der Varianten hat gezeigt, dass der Einbau von lediglich vier neuen vertikalachsigen Kaplanturbinen die vorteilhafteste Erneuerungsvariante darstellt.

Zur optimalen Integration der vier neuen Kaplanturbinen in das bestehende Maschinenhaus sind vom Turbinenlieferanten neben Strömungsuntersuchungen mittels Computersimulation auch *Turbinenmodellversuche* durchgeführt worden.

Die Versuche wurden im Jahre 1995 im hydraulischen Labor der damaligen Sulzer Hydro AG in Zürich durchgeführt. Zweck der Versuche war das Finden der optimalen hydraulischen Konturen innerhalb des zur Verfügung stehenden Raumes, der Nachweis der hydraulischen Garantien, im Wesentlichen der Jahresarbeit, Leistung, Kavitationsreserve und der Durchbrenndrehzahl. Zusätzlich sind das Leitschaufeldrehmoment (im Verband und ausserhalb des Verbandes), ebenso das Stillstandsmoment und auch die Differenzdrücke (Winter-Kennedy) gemäss Pflichtenheft gemessen worden.

Die Modellähnlichkeit der hydraulischen Kontur erstreckt sich vom Einlauf (Messquerschnitt nach dem Rechen, in Strömungsrichtung unterhalb OW-Dammbalken) bis zum Saugrohraustritt (Messquerschnitt vor dem Saugrohraustritt). Ungewöhnlich dabei ist, dass der Eintrittsquerschnitt nicht grösser als der Austrittsquerschnitt ist, sondern nur ca. 63 % von diesem beträgt. Dieser «Flaschenhals» konnte baulich nicht angetastet werden, weil in diesem Maschinenhausquerschnitt die Werkleitungen der alten – aber noch so lange wie möglich in Betrieb bleibenden – Anlagen durchgeführt wurden.

Der Bezugsdurchmesser des Modellrades beträgt $D_1 = 308$ mm. Somit ergibt sich mit dem Laufraddurchmesser am Prototyp $D_1 = 3600$ mm ein Modellmassstab von 1:11,6883.

B7.2 Kaplanturbinen Gruppe 1 bis 4 (Drehstrommaschine)

Die vertikal angeordnete *Kaplanturbine* (Bild B7-1) mit fünf Schaufeln treibt die Turbinenwelle und über eine starre Kupplung die Generatorwelle mit dem Generatorrotor an. Ein hohes Verhältnis von Durchbrenndrehzahl zu Nenndrehzahl ist für diesen Turbinentyp charakteristisch und für die mechanische Auslegung des Generatorrotors massgebend.

Die Turbine verfügt über ein Radiallager, angeordnet im unteren Drittel zwischen Laufrad und Generatorkupplung. Der positive Axialschub wird vom Laufrad über die Turbinenwelle auf die Generatorwelle übertragen und vom Axiallager im Generator aufgenommen. Der negative Axialschub führt zu einer Entlastung des Axiallagers und ist immer kleiner als das Gesamtgewicht aller rotierenden Teile.

Bei ausserordentlichen Ereignissen kann das Wasserkraftwerk Gösgen die Notstromversorgung für das Kernkraftwerk Gösgen übernehmen. In diesem Inselbetrieb müssen alle Maschinengruppen vom Leerlauf bis zur Nennlast, alleine oder im Parallelbetrieb, einen stabilen Inselbetrieb unter allen Betriebsbedingungen fahren können. Der Maschinenstart muss ohne Netzspannung möglich sein. Eigenbedarf wird durch die Dieselnotstromgruppe (siehe Kapitel elektrotechnische Ausrüstung) zur Verfügung gestellt.

Wegen der Bauart als Kanalkraftwerk ohne Entlastungsbauwerk (Bypass) sind die Maschinengruppen derart ausgelegt, dass sie zur Sunk-Schwall-Minimierung ca. 1 bis 2 Stunden in der so genannten «Segelstellung» gefahren werden können. Unter «Segelstellung» versteht man dabei eine Energie vernichtende Schaufelstellung, bei der max. 40%

Bild B6-12. Gestaltung der linken Oberwasserschüttung nach Fertigstellung der Arbeiten. Die effektive Leitwand liegt unter dem Wasserspiegel und ist daher nicht ersichtlich.

des Nenndurchflusses bei gering höherer Drehzahl als die Nenndrehzahl turbiniert werden.

Der Leitapparat (Bild B7-2) mit den Hydrauliklenkern zwischen jeder Leitschaufel und dem Regulierring sorgt zusammen mit den im Normalfall unter Strömung einsetzbaren Dammbalken für einen sicheren Maschinenabschluss.

Das *Laufrad*, bestehend aus fünf Schaufeln, der Laufradnabe und dem in der Nabe integrierten Laufradservomotor, ist im Werk komplett zusammengebaut und auf die Baustelle transportiert worden. Die gegossenen Laufradschaufeln bestehen aus korrosionsfestem Stahlguss 13/4. Von aussen auswechselbare Laufschaufeldichtungen in bewährter Konstruktion verhindern den Austritt von Nabenöl und den Eintritt von Triebwasser. Die Hauptlagerung der Laufschaufeln erfolgt mittels Tellerlagerung. Die Laufradverstellung geschieht über die mit dem Servomotorzylinder verbundenen Pleuel auf die Verstellkurbel am Schaufelteller.

Beim *Leitapparat* ist jede Verbindung zwischen Leitschaufel und Regulierring mit einem selbstrückstellenden Hydrauliklenker ausgerüstet. Falls bei einem Schliessvorgang Fremdkörper zwischen zwei Leitschaufeln gelangen, nimmt der betroffene Hydrauliklenker die nötige Auslenkung auf, ohne Deformation irgendwelcher Bauteile. Die Leitschaufeln verfügen nur im oberen Verstellbereich über hydraulisch schliessende Tendenz. Aus diesem Grund wird nach jeder Abschaltung automatisch ein beim Start hydraulisch entlasteter mechanischer Riegel durch Federkraft eingelegt. Im Revisionsfall kann der Leitapparat in der Offen- und Geschlossenstellung von Hand mechanisch verriegelt werden. Wie die Laufschaufeln sind auch die Leitschaufeln und der Laufradmantel im Bereich des Laufrades aus korrosionsfestem Stahl 13/4 hergestellt. Auf Grund der genügend grossen Stückzahl (98 inkl. Reserveschaufeln) wurden die zweifach gelagerten Leitschaufeln im Gelenk geschmiedet. Sowohl die Lagerung der Leitschaufeln als auch diejenige der gesamten übrigen Reguliermechanik ist mit Kunststoffgleitflächen ausgerüstet. Dadurch erübrigt sich eine Schmierung. Lediglich die Lagerung des Regulierringes mittels Kugeln verlangt noch eine Fettschmierung.

Die *Turbinenwelle* mit den integrierten Flanschen besteht aus Schmiedestahl 520 Mn 5. Sie ist mit einer Zentralbohrung für die Ölzuführungsrohre der beiden Verstellzylinder-Servomotoren ausgerüstet. Die Flanschverbindungen zum Laufrad und der Generatorwelle sind als Reibschlusskupplungen ausgeführt.

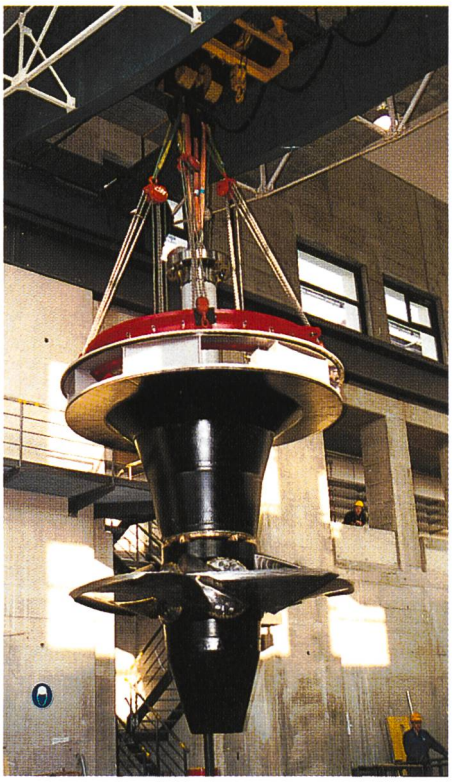


Bild B7-1. Einfahren und Montage der Turbine Gruppe 3. Die mit dem Maschinensaalkran versetzte Turbine mit einem Laufraddurchmesser von 3,60 m und fünf Schaufeln ist mit dem Turbinendeckel und der Turbinenwelle 34 Tonnen schwer.

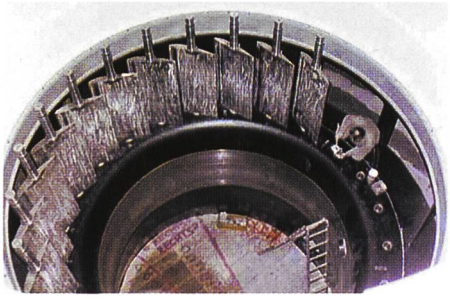


Bild B7-2. Montage der Leitschaufeln.

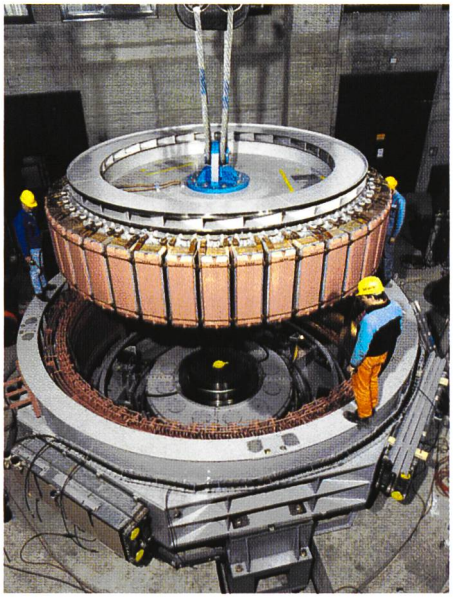


Bild B7-3. Einfahren Generatorrotor in Stator (Foto Siemens).

Als Wellendichtung wurde eine Lippendichtung eingebaut, die als Gegenlauffläche Keramikplatten aufweist. Als Kühl- und Schmiermittel der Lippendichtung dient Betriebswasser. Somit kann auf die Zuführung von aufbereitetem Sperrwasser verzichtet werden. Eine Labyrinthdichtung ist als Sicherheitsdichtung eingebaut. Eine Stillstands- oder Revisionsdichtung erübrigt sich, da der Bereich der Wellendichtung nach einer Abschaltung *über* dem Unterwasserspiegel liegt.

Im Bereich der Wellendichtung ist zusätzlich eine Notlaufgegenspur vorhanden, welche das Anheben des gesamten Wellenstranges, bedingt durch einen unvorhergesehenen negativen, transienten Axialschub, begrenzen soll.

Das Turbinenführungslager enthält eine rotierende Ölwanne. Der in die Ölwanne eingetauchte nicht rotierende Stauflügel versorgt das Lager – durch die Zentrifugalkraft des rotierenden Öles – mit Schmieröl. Dadurch sind keine zusätzlichen Schmierölpumpen nötig.

Jede Gruppe ist mit einem Turbinenregel- und Steuerschrank ausgerüstet. Darin sind der Hauptregler, die Notsteuerung, die Drehzahlmesseinrichtung und die Vibrationsüberwachung eingebaut. Neben den üblichen Hauptfunktionen wie Positionierung Leitrad/Laufrad, Öffnungs-, Leistungs- und Abflussregelung sind auch Spülsteuerungen – ausgelöst durch eingeklemmte Gegenstände im Leitrad bzw. ein verschmutztes Laufrad – oder das Finden des optimalen Leitrad-Laufrad-Zusammenhanges implementiert. Der Turbinenregler inkl. Servoventile sind redundant ausgeführt.

B7.3 Generatoren (Drehstrommaschinen)

Jeder der total vier *Dreiphasen-Synchrongeneratoren (Bild B7-3)* ist über die Generatorwelle mit der Turbine beziehungsweise der Turbinenwelle gekuppelt. Die Maschine ist vollständig geschlossen und für Kreislaufkühlung ausgelegt. Die Luftumwälzung erfolgt durch einen auf der Nichtantriebsseite an der Rotornabe angebrachten Ventilator. Dieser presst die Kühlluft axial über den Blechrücken und durch das Blechpaket, den Luftspalt und die Pollücken. Nach einer Umlenkung tritt die erwärmte Kühlluft radial durch die Luftschlitze im Statorblechpaket und gelangt an die am Umfang des Statorgehäuses angeordneten vier (bzw. mit dem Heizkreis acht) Luft-Wasser-Wärmetauscher.

Die erste biegekritische Drehzahl liegt mit genügender Sicherheit über der Schleuderdrehzahl, sodass der zweifach gelagerte Rotor unterkritisch läuft.

Der Generator ist mit einem kombinierten Trag (Axial)- und Führungslager versehen. Eine statische Erregereinrichtung speist die Rotorwicklung über Schleifringe.

Der *Stator* mit dem Gehäuse, dem Ständerblechpaket und der Ständerwicklung ist einteilig ausgeführt. Der konstruktive Aufbau des Stators, die Spulenwicklung und die verwendeten Materialien entsprechen der Standardausführung des Lieferanten.

Der *Rotor* besteht aus dem Polrad (mit Nabe, geblechtem Rotorkranz und den Polen), der Generatorwelle (AS) und der Hilfswelle mit den Schleifringen (NS). Polrad und Generatorwelle müssen aus Gründen der möglichen Traglast des Maschinensaalkranes getrennt montiert bzw. demontiert werden.

Unterhalb des Polrades ist der mehrteilige Tragstern mit dem kombinierten Trag- und Führungslager angeordnet. Das Traglager (Axiallager) ist derart dimensioniert, dass es das gesamte Rotorgewicht zusammen mit dem positiven hydraulischen Axialschub übernehmen und 15 Minuten ohne Schmierölzirkulation mit der Schleuderdrehzahl betrieben werden kann.

Die für den sicheren Maschinenstillstand notwendige Bremse ist im Generator eingebaut. Die Auslegung der pneumatischen Bremse berücksichtigt das Restantriebsmoment resultierend aus dem Leckagewasser des nicht vollständig geschlossenen Leitapparats der Turbine (Fremdkörper zwischen zwei Schaufeln).

Die Hilfsbetriebe sind für den unbedienten Betrieb – dem Stand der Technik entsprechend – konzipiert worden. So ist neben den notwendigen Einrichtungen wie Schmierölversorgung und Druckölentlastung eine Bürstenabhebevorrichung (Stillstandszeiten > 300 h), eine Kohlenstaub-, eine Ölnebel- und eine Bremsstaubabsaugvorrichtung vorhanden. Zusätzlich sind die Generatoren mit einer stationären Gaslöschanlage gegen Brand geschützt.

Die vier neuen Generatoren für das KW Gösgen sind vollständig im brasilianischen Werk des Lieferanten, in São Paulo, hergestellt worden.

B7.4 Kühlsystem/Abwärmenutzung

Das *Kühlsystem* besteht aus einem Primär-, einem Sekundär- und einem Heizkreis. Der offene Primärkreis hat die Aufgabe, den geschlossenen Sekundärkreis zu kühlen, und wird vom bestehenden Grundwasserpumpwerk oder – bei Ausfall des Pumpwerkes – direkt mit Aarewasser gespiesen.

Der geschlossene Sekundärkreis nimmt die Wärmeverluste aller fünf Maschinengruppen (Generatoren, Lager) und der Transformatoren auf und gibt sie über mehrere Plattenwärmetauscher an den Primärkreis ab. Anzahl und Grösse der Plattenwärmetauscher richten sich nach dem Notbetrieb (Kühlung mit Aarewasser) und der Forderung, dass jederzeit ein Plattenwärmetauscher für Reinigungsarbeiten abgeschaltet werden kann.

Der Heizkreis besteht aus einem vom Kühlkreis getrennten Wasserkreislauf. Die gesamte Wärmeabfuhr der Generatoren erfolgt durch mehrere Luft-Wasser-Wärmetauscher. Den Luft-Wasser-Wärmetauschern des Kühlkreises ist je ein Luft-Wasser-Wärmetauscher des Heizkreises vorgeschaltet. Das durch die Luft-Wasser-Wärmetauscher erwärmte Wasser des Heizkreises kann direkt zu Heizzwecken verwendet werden. Die Kühleinrichtungen sind derart ausgelegt, dass ein Betrieb der Maschinengruppen bei Ausfall des Heizkreises uneingeschränkt möglich ist (Kühlkreis kann 100 % der abzuführenden Leistung übernehmen). Mit dem Heizkreis können pro Maschinengruppe – zwischen ca. 50 und 100 % der abgegebenen Generatorlast – maximal 120 kW abgeführt werden (Tabelle B7-1).

Als Rohrleitungsmaterial des Kühlsystems wurde auf Grund chemischer Analysen von Wasserproben im Grundwasserpumpwerk und der Aare Niro-Stahl DIN 1.4435 (V4A) gewählt. Pumpengehäuse und Armaturen sind aus schwarzem Stahl gefertigt. Spezielle Korrosionsschutzmassnahmen für schwarze Stahlteile im geschlossenen Sekundärkreis erübrigen sich, da dieser sauerstofffrei bzw. sauerstoffarm gefahren wird und dadurch korrosionsgeschützt ist. Im offenen Primärkreis werden die schwarzen Pumpengehäuse sowie die Wärmetauscher mit Opfermanschetten und die Motorventile über antiparallele Dioden geschützt.

	Primärkreiskühlung mit	
	Grundwasser	Aarewasser (Notkühlung)
Wassertemperaturen Primärkreis min./max.	10–12 °C	3–23 °C
Wassertemperaturen Sekundärkreis (Vorlauf/Rücklauf)	28/33 °C	
Wassertemperaturen Heizkreis (Vorlauf/Rücklauf)	44/52 °C	
Abzuführende Gesamtleistung Sekundärkreis	1980 kW	
Leistung Heizkreis für jede der fünf Gruppen	120 kW	

Tabelle B7-1. Technische Daten Kühlsystem/Abwärmenutzung.

B8 Elektrotechnik/Leittechnik

■ *Claus Schäfer,*
Hans Zimmermann

B8.1 Elektrotechnische Ausrüstung

B8.1.1 Energieableitung

Die Generatoren speisen ihre erzeugte Energie pro Maschinensatz mit einer Blockschaltung in das Netz ein. Der Energiefluss erfolgt ab den Generatorklemmen über die Generatorschaltanlage und den Maschinentransformator in die Netzschaltanlage.

Die Energieübertragungen für die 50-Hz-Generatoren erfolgen bis zu den Schaltfeldern der Netzschaltanlage über 20-kV- bzw. 60-kV-Kabelanlagen. Die Energieübertragung der Bahnstrommaschine erfolgt bis zum Maschinentransformator ebenfalls über 20-kV-Kabelanlagen. Zwischen der OS-Seite des Maschinentransformators und dem 132-kV-SF_6-Schaltfeld wurde jedoch eine SF_6-Rohrverbindung installiert. Als Zwischenverbindung zwischen dem 132-kV-SF_6-Schaltfeld und der in der Nähe des Kraftwerkes beginnenden 132-kV-Freileitung wurde wiederum eine 132-kV-Kabelanlage verlegt. Sämtliche Kabelverbindungen sind mit Einleiterkabeln aus vernetztem Polyäthylen (60-kV-XLPE-Kabel) bzw. vulkanisiertem Kautschuk (10-kV-EPR-Kabel) erstellt worden.

B8.1.2 Netzschaltanlage

Die vier 50-Hz-Generatoren speisen ihre erzeugte Energie in die 50-kV-SF_6-Schaltanlage des Atel-Unterwerkes Gösgen (Doppelsammelschienensystem mit einphasig gekapselten gasisolierten Sammelschienen, mit einer Quer- und zwei Längskupplungen), der eine $16^2/_3$-Hz-Generator der Schweizerischen Bundesbahnen über ein einzelnes zweiphasiges 132-kV-SF_6-Schaltfeld (±66 kV gegen Erde) in das 132-kV-SBB-Unterwerk Olten.

B8.1.3 Maschinentransformatoren

Die Maschinentransformatoren (Bild B8-1) der 50-Hz-Generatoren wurden als 50/10-kV-Dreiphasen-Öltransformatoren, 14 MVA, mit Wasserkühlung und os-seitigem Anzapfschalter ±2 × 2,5 %, nur im abgeschalteten Zustand schaltbar, ausgelegt. Die Energietransformation für die Energie des Bahnstromgenerators erfolgt über einen 132/10,5-kV-Einphasen-Öltransformator, 15 MVA, mit Wasserkühlung und os-seitigem Laststufenschalter, ±12 × 2 kV.

Als Besonderheit kann angeführt werden, dass sämtliche Transformatoren berührungssicher, d.h. mit Stecker auf den OS- und US-Seiten, angeschlossen wurden. Dies geschah nicht nur aus Personenschutzgründen, sondern auch deshalb, weil die Transformatoren in geschlossenen Transformatorzellen aufgestellt wurden und die Platzverhältnisse Freiluftanschlüsse mit den dafür notwendigen Spannungsabständen Phase/Erde nicht zuliessen.

Die Transformator-Wärmeverluste werden zusammen mit den Generator-Wärmeverlusten über das Kühlwassersystem abgeführt und über Wärmetauscher dem Gebäudeheizungssystem zugeführt.

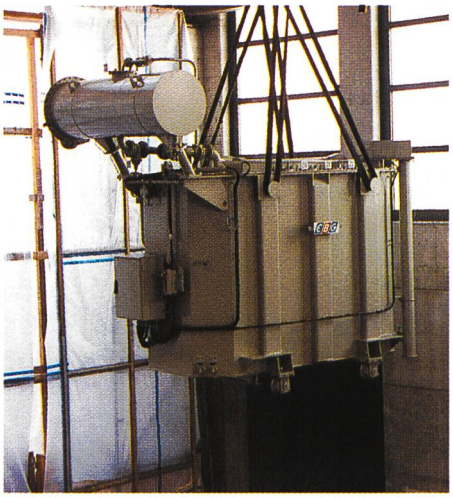


Bild B8-1. Einbringen eines Maschinentransformators in die Transformatorzelle mit Hilfe des Maschinensaalkranes.

B8.1.4 Generatorschaltanlagen

Die Generatorschaltanlagen wurden als typengeprüfte, stahlblechgekapselte, luftisolierte Schaltanlagen ausgelegt: teilisolierte Einfachsammelschienensysteme mit Vakuumleistungsschaltern in Einschubtechnik. Sie ermöglichen die knotenförmige Verbindung zwischen jeweils einem Generator, Maschinentransformator, Erregertransformator und, nur bei den 50-Hz-Generatoren, einem Eigenbedarfstransformator.

B8.1.5 Schutz und Synchronisierung

Der Generator-/Blockschutz ist nach dem heutigen technischen Standard aufgebaut. Er beinhaltet im Wesentlichen je einen separaten zweiwertigen Generator- (Sternpunkt bis Generatorabgangsseite) und je einen dreiwertigen Block-Differenzialschutz (Sternpunkt bis Maschinentransformator-OS-Seite und EB-Transformator-OS-Seite). Zusätzlich sind die üblichen Schutzfunktionen für Generatoren der Leistungsklasse dieses Kraftwerkes integriert. Die EB-Transformatoren selbst sind mit Überstrom-/Kurzschlussschutzrelais geschützt.

Die Synchronisiereinrichtungen, pro Generator ein eigenes System, wirken auf die Maschinentransformator-OS-Schalter, für die 50-Hz-Generatoren auf die Leistungsschalter in der 50-kV-SF_6-Schaltanlage, für den Bahnstromgenerator auf das einzelne 132-kV-SF_6-Schaltfeld. Die Synchronisierungen können nicht manuell angeregt werden. Sie befinden sich jeweils in den Leittechnikschränken pro Maschinengruppe und werden im Rahmen der Anfahrautomatik im letzten Anfahrschritt angeregt.

B8.1.6 Eigenbedarfsversorgung

Die Eigenbedarfsenergieversorgung kann über einen 16/0,4-kV-Eigenbedarfstransformator, 800 kVA (Anfahr-EB-Transformator), Einspeisung ab Unterwerk Gösgen, oder im Kraftwerksbetrieb über einen der vier jeweils über die Generatorschaltanlagen an einen 50-Hz-Generator angeschlossenen 10/0,4-kV-Eigenbedarfstransformator, 800 kVA, erfolgen. Als EB-Transformatoren kamen giessharzisolierte Dreiphasen-Trockentransformatoren zum Einsatz.

Zusätzlich verfügt das Kraftwerk über eine 550-kVA-Notstromdieselanlage, welche im alten Teil des Maschinenhauses verblieben ist. Die Umschaltung zwischen den sechs Einspeisequellen wird nach Bedarf von einer automatischen Steuerung der Kraftwerksleittechnik angeregt.

Die EB-Transformatoren speisen in eine 400-V-Hauptverteilung mit daran angeschlossenen maschinenspezifischen Unterverteilungen. Für sämtliche Schaltanlagen wurden soweit möglich typengeprüfte Schaltanlagen mit modularem Aufbau und Einschubtechnik eingesetzt. Vervollständigt wird die Eigenbedarfsanlage mit 110-V-DC-, 48-V-DC- und 400/230-V-USV-Anlagen. Als Batterien wurden redundante wartungsarme Systeme mit Gesamtautonomiezeiten bis zu 10 Stunden eingesetzt. Gleich- und Wechselrichter sind ebenfalls redundant vorhanden.

B8.1.7 Elektrische Installationen

Sämtliche Elektroinstallationen (Kabel- und Schränke) wurden, soweit möglich, halogenfrei und schwerbrennbar mit Funktionserhalt bis zu 30 Minuten ausgeführt. Die Verkabelungen bzw. die dafür notwendigen Trassen wurden maschinengruppenspezifisch und hier noch einmal pro Spannungsebene und nach Funktionen getrennt aufgebaut.

Besondere Bedeutung wurde dem Erdungs- und Blitzschutzsystem zum Schutz von Personen und Sachen beigemessen. Innerhalb des Kraftwerkes wurden umfangreiche Potenzialausgleichsmassnahmen getroffen. Die Wirksamkeit aller genannten Massnahmen wurde im Rahmen der Inbetriebsetzung des Gesamtkraftwerkes mit Erdungsmessungen von einer unabhängigen Spezialfirma kontrolliert und bestätigt.

B8.2 Die Leittechnik

B8.2.1 Aufgabenstellung

Das Leitsystem soll einen vollautomatischen Betrieb des Kraftwerkes sowie die optimale Verarbeitung des Wasserangebotes durch die Turbinen – vier 50-Hz-Maschinen und eine $16^2/_3$-Hz-Maschine im Kraftwerk sowie eine Dotierturbine im Wehr – gewährleisten. Das Kraftwerk ist während des Tages besetzt, um Routinearbeiten durchzuführen bzw. um allfällig notwendige manuelle Eingriffe sicherzustellen. Die Steuerhoheit für das Kraftwerk liegt jedoch bei der während 24 Stunden und sieben Tagen die Woche besetzten zentralen Netzleitstelle der Atel in Olten. Diese bietet auch das Pikettpersonal im Falle von Betriebsstörungen auf.

B8.2.2 Lösungskonzept

Die dezentrale Struktur des Leitsystems ist aus Bild B8-2 ersichtlich. Den prozesstechnischen Funktionsbereichen sind einzelne Prozessstationen zugeordnet, welche über einen redundanten Tokenring in Lichtwellenleitertechnik miteinander kommunizieren. Dieser Tokenring beschränkt sich nicht auf das Kraftwerk Gösgen, sondern integriert auch das 4,8 km kanalaufwärts gelegene Wehr Winznau. Bei einem Unterbruch der Kommunikation zwischen Wehr und Kraftwerk kann das Wehr autark den Pegel automatisch regulieren bzw. kann der Pegel von dem Wehrleitstand manuell reguliert werden.

Im Normalbetrieb wird der automatische Betrieb des gesamten Kraftwerkes und des Wehres von den beiden Arbeitsplätzen im Kraftwerksleitstand überwacht und gegebenenfalls durch Bedieneingriffe korrigiert.

Eine weitere Überwachungs- und Bedienmöglichkeit ist durch den jeweiligen Bedienbildschirm in den Vorort-Maschinenleitständen gegeben. Dies ist insbesondere bei Revisionen sinnvoll, da in dem Maschinenleitstandsraum auch die maschinenbezogen Eigenbedarfseinrichtungen, Motor Control Center (MCCs), Erreger- und Schutzeinrichtungen platziert sind.

B8.2.3 Kraftwerksleitstand, Wehrleitstand, Schnittstelle zur ZNL

Im Kraftwerksleitstand (KLS) sind zwei redundante Arbeitsplätze (Bild B8-3), jeweils bestehend aus einem PC mit zwei Bildschirmen, eingerichtet. Ein separater Laptop ist für Pro-

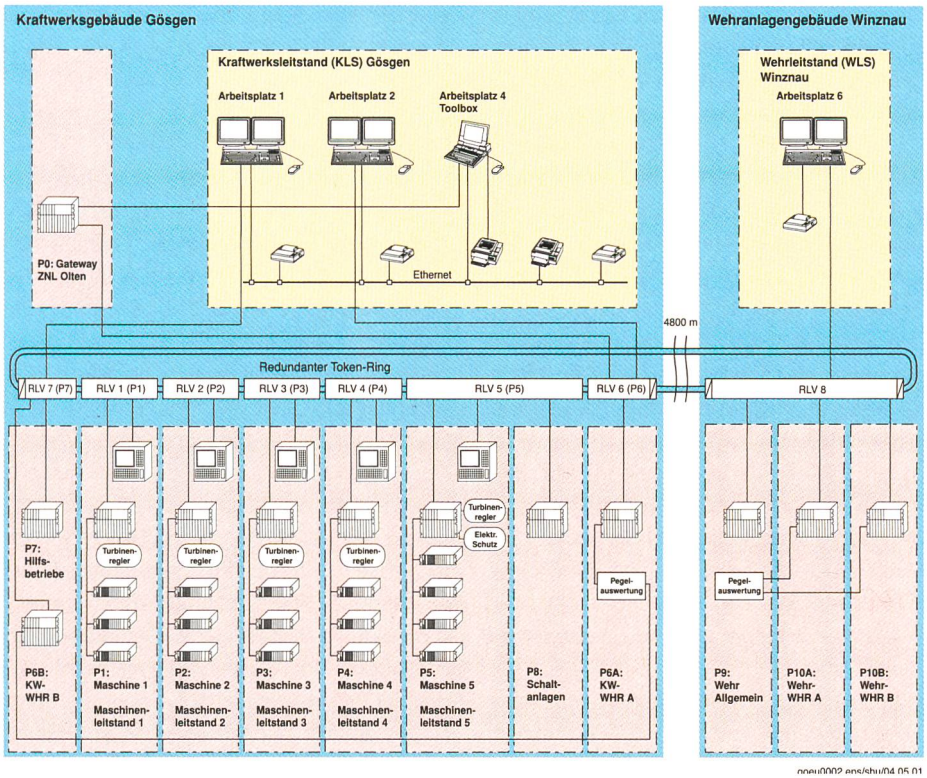


Bild B8-2. Topologie der Kraftwerksleittechnik Gösgen.

jektierungs- und Diagnosetätigkeiten vorhanden. Diese drei Rechner kommunizieren miteinander über ein Ethernet-LAN, an dem auch zwei Nadeldrucker zur Ausgabe von Ereignisprotokollen, zwei Tintenstrahldrucker als Hardcopydrucker und ein Tintenstrahldrucker zur Ausgabe von Betriebsdatenprotokollen angeschlossen sind. Aus Redundanzgründen sind die beiden Arbeitsplatzrechner mittels getrennter Ringleitungsverteiler mit dem redundanten Anlagenbus verbunden.

Das Zeitsignal wird im KLS mittels DCF77-Antenne empfangen und an die beiden Arbeitsplatzrechner direkt übergeben sowie mittels Lichtwellenleiter im Kraftwerk verteilt.

Im Wehrleitstand (WLS) ist ein einfacher Bedienarbeitsplatz, bestehend aus einem PC mit zwei Bildschirmen, einer Tastatur und einer Maus sowie einem Protokolldrucker, installiert. Das Zeitsignal wird im KLS mittels DCF77-Antenne empfangen und verarbeitet.

Die Prozessstation Schnittstelle zur ZNL (P0) dient primär dem reinen Signalaustausch mit

- der zentralen Netzleitstelle der Atel in Olten mittels redundanter serieller Schnittstellen und Lichtwellenleiterverbindungen;
- den beiden Rechenreinigungsmaschinen;
- der Geschwemmselbeseitigung;
- der Geschwemmsel-Notbeseitigung via Teleskoprinne und Spülschütz;
- der Gebäudeleittechnik;
- der Brandschutzanlage.

Von der ZNL aus

- können die Gruppen 1 bis 4 der WHR zugeteilt, Sollwerte vorgegeben und abgefahren werden;
- kann die Gruppe 5 (SBB) an- und abgefahren sowie Sollwerte vorgegeben werden;
- kann die Dotierturbine im Wehr Winznau angefahren und abgestellt werden;
- kann die Notabstellung aller Maschinen bewirkt werden.

In geringem Umfang erfolgen in den oben genannten, nicht maschinenbezogenen Prozessbereichen via der Kraftwerksleittechnik auch Ansteuerungen.

Bild B8-3. Kraftwerksleitstand Gösgen.

B8.2.4 Prozessstationen Maschinen (P1 bis P5)

Wie oben bereits erwähnt, sind im erneuerten Kraftwerk Gösgen eine Bahnstrommaschine (Gruppe 5, SBB) und vier Normalstrommaschinen (Gruppe 1 bis 4) im Einsatz. Die Gruppe 5 unterscheidet sich von den Gruppen 1 bis 4 nur durch den Signalumfang (zum grossen Teil Einzelsignale und keine Sammelsignale) sowie durch den in die Prozessstation integrierten elektrischen Schutz und die Schnittstelle zu den SBB. Ansonsten sind die Prozessstationen gleich aufgebaut.

Eine Prozessstation Maschine (siehe Bild B8-4) besteht aus drei Schränken der Kraftwerksleittechnik und dem direkt daneben angeordneten Schrank des Turbinenreglers (Lieferumfang Turbinenlieferant). Der Datenaustausch zwischen Kraftwerksleittechnik und Turbinenregler erfolgt sowohl seriell per Bus als auch bei sicherheitsgerichteten Signalen parallel per Kabel. Bei Ausfall der Kommunikation zwischen der Kraftwerksleittechnik und dem Turbinenregler ist der Regler, dank Integration der wichtigsten turbineninternen Schutzfunktionen, immer noch in der Lage, die Turbine weiter zu betreiben, zu überwachen und zu schützen. Das automatische An- und Abfahren der Turbine und ihrer Hilfseinrichtungen, die Synchronisation sowie die prozesstechnische Überwachung werden von der Kraftwerksleittechnik durchgeführt. Mittels eines in die Schranktür eingebauten Arbeitsplatzrechners sind manuelle Eingriffe auf die zugehörige Maschine möglich. Die anderen Maschinen können von dort nur überwacht, aber nicht bedient werden, um Fehlbedienungen zu vermeiden. Der jeweilige Vorort-Maschinenleitstandsraum befindet sich im Trafovorbau direkt gegenüber der betreffenden Maschine in einem separaten Raum mit folgenden maschinenbezogenen Einrichtungen:

- dem Erregerschrank;
- dem Generatorschutzschrank;
- dem Zählerschrank;
- der Unterverteilung 400/230 V AC mit den MCCs;
- der Unterverteilung 400/230 V AC USV;
- der Unterverteilung 110 V DC;
- der redundanten Unterverteilung 48 V DC.

Bild B8-4. Ansicht Vorort-Maschinenleitstand.

B8.2.5 Prozessstationen Hilfs- und Nebenanlagen und Schaltanlagen

In der Prozessstation Hilfs- und Nebenanlagen (P7) sind die Automatisierungs- sowie Ein- und Ausgangs-Baugruppen der nachfolgenden Allgemeinbereiche installiert:

- Kühlwasser Primärkreis;
- Druckluftanlage;
- Gebäude-Drainageanlage;
- Geschwemmselbeseitigung.

Zusätzlich ist in dieser Prozessstation eine Baugruppe der redundanten Wasserhaushaltsregelung Kraftwerk untergebracht, während der andere Teil Wasserhaushaltsregelung Kraftwerk sich in dem daneben stehenden Schrank im Kraftwerksleitstand befindet.

Die Prozessstation Schaltanlage (P8) übernimmt Schaltungen und Überwachungen der folgenden elektrotechnischen Bereiche:

- Eigenbedarfseinspeisung aus dem Unterwerk;
- Eigenbedarfseinspeisung von den Atel-Maschinen;
- Eigenbedarfseinspeisung vom Notstromdiesel;
- Hauptverteilung 400/230 V AC;
- Hauptverteilung 400/230 V AC USV;
- Hauptverteilung 110 V DC;
- redundante Hauptverteilung 48 V DC;
- Gleichrichter und Wechselrichter;
- Batterieanlage.

Ausserdem werden in der Prozessstation diverse Mess- und Zählsignale aus verschiedenen Speisepfaden und Sammelschienen verarbeitet sowie die Eigenbedarfsversorgung des Kraftwerkes mittels einer EB-Umschaltautomatik gesteuert. Einzelne, direkt aus der Hauptverteilung 400/230 V AC versorgte Aggregate werden ebenfalls aus dieser im Hauptverteilungsraum aufgestellten Prozessstation gesteuert und überwacht.

B8.2.6 Wasserhaushaltsregelung (WHR) und Prozessstationen Kraftwerks-WHR

Die Wasserhaushaltsregelung dient primär der Einhaltung des konzessionsbestimmten Oberwasserpegels des Stauwehrs. Andererseits soll sie Durchflussschwankungen vermeiden bzw. glätten (Sunk- und Schwallerscheinungen), ein Unterschreiten des Mindestpegels an der Kühlwasserfassung für das Kernkraftwerk Gösgen (KKG) verhindern und die Restwasserabgabe in die Aare am Stauwehr Winznau sicherstellen. Muss mehr Wasser über das Wehr abgeführt werden, so muss die WHR die Unterschreitung eines maximalen Änderungsgradienten gewährleisten. Zugleich sorgt sie dafür, dass der zur Verfügung stehende Wasserzufluss zu jeder Zeit und unter allen Betriebsbedingungen vom Kraftwerk optimal genutzt, d.h. möglichst viel Wasser turbiniert wird.

Die WHR des Wasserkraftwerkes Gösgen ist dezentral und redundant aufgebaut. Ein Teil der Verarbeitung erfolgt in den redundanten Einheiten P6A und P6B im Wehr Winznau, der andere Teil in den redundanten Einheiten P10A und P10B im Kraftwerk. Über den redundanten Anlagenbus kommunizieren sowohl die redundanten Einheiten miteinander als auch die Wehr-WHR mit der Kraftwerks-WHR.

Die WHR ist so ausgelegt, dass sie jeweils einen der folgenden Systemstörfälle mit eingeschränkter Regelgüte beherrscht:

- Ausfall des Abflusswertes des Oberlieger-Kraftwerkes;
- Ausfall der Kommunikation zwischen P6 und P10;
- Ausfall eines Stellorganes bzw. dessen Messungen;
- Ausfall einer Prozessstation P6x;
- Ausfall einer Prozessstation P10x.

Die beiden Prozessstationen der Kraftwerks-WHR (P6A, P6B) sind identisch aufgebaut. Aus Platzgründen ist die Prozessstation P6B im Schrank der Prozessstation P7 angeordnet. Das Niveau des Oberwassers des Kraftwerkes wird an zwei Stellen erfasst, je Messung in getrennten Auswertegeräten aufbereitet und jeweils redundant an die redundanten Prozessstationen (P10A, P10B) der WHR Wehr zur Kontrolle (Plausibilität; Gradientenüberwachung, 2v3-Auswahl) und Weiterverarbeitung weitergeleitet. Ausserdem werden aus den beiden Messungen über einen empirisch ermittelten Zusammenhang Ersatzwerte des Pegels an der Kühlwasserfassung KKG errechnet, um bei einem Ausfall der dortigen Pegelmessung ein Unterschreiten des Mindestpegels zu verhindern.

Als Führungsgrösse für den Gesamtdurchfluss (Maschinen und Wehr) wird der Abflusswert des Oberliegerkraftwerks bewertet. Unter Berücksichtigung des Ausgangssignals des Pegelreglers im Wehr wird daraus der Gesamtdurchflusssollwert ermittelt. Von diesem Signal werden die Durchfluss-Istwerte der nicht der WHR unterstellten Stellorgane (Maschinen, Wehre) bzw. nicht von der WHR beeinflussbaren Aggregate (Spülschütz, Dotierturbine) abgezogen. Anschliessend wird die verbleibende Durchflusssollmenge auf die der WHR unterstellten Stellorgane derart verteilt, dass zuerst die Maschinen ausgelastet werden, bevor Wasser über die Wehrfelder abgeführt wird. Gleichzeitig wird der Stellgrössenverteilung eine allfällige Begrenzung durch die Pegelmessung Kühlwasserfassung KKG aufgeschaltet.

B8.2.7 Prozessstationen Wehr (P9, P10A, P10B)

In der Prozessstation P9 erfolgt die Aufbereitung und Verarbeitung der Signale von den Pegelmessungen des Wehres, der Wehrstellungsgeber, der Eigenbedarfsanlage des Wehres, der Dotierturbine sowie verschiedener Hilfsanlagen. Das Niveau des Oberwassers des Wehres wird an drei Stellen erfasst, je Messung in getrennten Auswertegeräten aufbereitet und jeweils zweifach an die redundanten Prozessstationen (P10A, P10B) der WHR Wehr zur Kontrolle (Plausibilität; Gradientenüberwachung, 2v3-Auswahl) und zur Weiterverarbeitung im Pegelregler weitergeleitet. Die Stellungen der Ober- und Unterschützen der vier Wehrfelder werden jeweils links und rechts erfasst. Die Stellungsmessung links wird in P10A eingelesen, die Stellungsmessung rechts in P10B. Über den Anlagenbus erhalten die beiden Prozessstationen die jeweils andere Stellungsmessung zum Vergleich und zur Schieflaufüberwachung.

Mit Ausnahme der Verarbeitung der Stellungsmessung der Wehre sind die beiden Prozessstationen der WHR Wehr völlig identisch aufgebaut. Im Normalbetrieb wird von der Kraftwerks-WHR der Abflusswert des Oberliegerkraftwerks bewertet und an die WHR Wehr als Führungsgrösse des Reglers gegeben. Die berechnete Pegeldifferenz aus Sollwertvorgabe Oberwasserpegel und Istwert Oberwasserpegel dient als Störgrösse.

Ist die WHR Kraftwerk gestört, die Kommunikation zwischen Wehr und Kraftwerk unterbrochen oder steht der Abflusswert des Oberliegerkraftwerks nicht zur Verfügung, gilt der gestörte Betrieb des Pegelreglers. In diesem Fall werden automatisch einige Parameter des Pegelreglers adaptiert, da jetzt als Führungsgrösse nur der Istwert des Oberwasserpegels verwendet wird.

B9 Hauptdaten des neuen Wasserkraftwerkes Gösgen

■ *Daniel Loosli*

Die Hauptdaten des neuen Wasserkraftwerks Gösgen sind aus Tabelle B9-1 ersichtlich.

B10 Kosten – Gesamtinvestitionen

■ *Daniel Loosli*

Die Kosten für die Erneuerung des Wasserkraftwerks Gösgen wurden mit Preisbasis vom Oktober 1995 auf 191,4 Mio. Franken veranschlagt. Die rund 192 Mio. Franken des

Hauptdaten der Neuanlage	Einheit	Neuanlage KW Gösgen
Hydraulische Anlagedaten:		
Konzessionierte Ausbauwassermenge	[m^3/s]	380,0
Totales Schluckvermögen aller Turbinen	[m^3/s]	380,0
Stauziel (Pegel Stauwehr)	[m ü.M.]	388,14
Bruttofallhöhe beim Kraftwerk	[m]	13,1–17,4
Länge Oberwasserkanal	[m]	4800
Länge Unterwasserkanal	[m]	1400
Gefällsverlust im OW-Kanal bei 380 m^3/s	[m]	1,2
Energieproduktion (inkl. SBB-Gruppe):		
Mittlere Jahresenergieproduktion	[GWh]	ca. 300
Maschinenanlage (Angaben pro Gruppe):		
Atel-Maschinen, Drehstrommaschinen:		
Anzahl Maschinen/Typ	[–]	4/Kaplan
Netzfrequenz	[Hz]	50
Nenndrehzahl $n_{synchron}$	[min^{-1}]	142,9
Wassermenge Q_{nenn}	[m^3/s]	78,75
Laufraddurchmesser D_1	[m]	3,6
Anzahl Flügel/Laufrad	[–]	5
Turbinenmaximalleistung P_{max} (bei Q_{nenn})	[MW]	10,7
Einbaukote Turbinenlaufrad	[m ü.M.]	372,74
Generatornennleistung S_{nenn}	[MVA]	12,5
Nennleistungsfaktor cos φ	[–]	0,85
SBB-Maschine, Einphasenmaschine:		
Anzahl Maschinen/Typ	[–]	1/Kaplan
Netzfrequenz	[Hz]	16b
Nenndrehzahl $n_{synchron}$	[min^{-1}]	166,6
Wassermenge Q_{nenn}	[m^3/s]	65
Laufraddurchmesser D_1	[m]	3,4
Anzahl Flügel/Laufrad	[–]	5
Turbinennennleistung P_{nenn}	[MW]	8,5
Einbaukote Turbinenlaufrad	[m ü.M.]	372,74
Generatornennleistung S_{nenn}	[MVA]	12,0
Nennleistungsfaktor cos φ	[–]	0,7

Tabelle B9-1. Zusammenfassung der Kenndaten der Neuanlage.

Kostenvoranschlages teilen sich dabei auf in Baukosten 35%, Kosten der Elektromechanik 25%, der Elektrotechnik 12% sowie den allgemeinen Kosten 28%. Mit Berücksichtigung des Produktionsausfalls während der Bauzeit belaufen sich die Kosten auf ca. 200 Mio. Franken.

Dank der aktuellen schwierigen Marktlage zur Zeit der Vergabe der einzelnen Aufträge an die Planer und Lieferanten konnte doch von Beginn weg mit Kosteneinsparungen für den Bauherrn gerechnet werden. Diese Kosteneinsparungen konnten, da auch keinen grösseren Überraschungen eintraten, auch konsequent durchgezogen werden.

Bild B9-1. Unterwasseransicht des Maschinenhauses kurz nach der Fertigstellung der Arbeiten im Frühjahr 2001.

Anschrift der Verfasser

Gesamtredaktion

Walter Beeler, dipl. Bauing. ETH, Chefprojektleiter, Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5401 Baden.

Daniel Loosli, dipl. Bauing. ETH, Projektleiter Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5401 Baden.

Einleitung, Bauherrschaft

Urs Hofstetter, Geschäftsführer, Atel Hydro AG, Aarburgerstrasse 264, CH-4618 Boningen.

Neubau Kraftwerk Ruppoldingen

Walter Beeler, dipl. Bauingenieur ETH, Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5405 Baden.

Ondrej Voborny dipl. Geologe, Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5405 Baden.

Erich Schmid, dipl. Bauingenieur ETH, Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5405 Baden.

Hansjürg Vögtli, dipl. Bauingenieur ETH/*Hans Rudolf Frei*, dipl. Bauingenieur ETH, Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5405 Baden.

Martin Hüsler, dipl. Maschineningenieur HTL, Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5405 Baden.

Heiner Twers, dipl. Elektroingenieur THL, Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5405 Baden.

Franz Jaeggi, dipl. Elektroingenieur HTL, Atel Hydro AG, Aarburgerstrasse 264, CH-4618 Boningen.

Hans Zimmermann, dipl. Maschineningenieur TH, Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5405 Baden.

Walter Heusser, Vorsitzender der Geschäftsleitung Architekturbüro W. Thommen AG, CH-4632 Trimbach.

Dr.-Ing. *Rolf-Jürgen Gebler*, Ingenieurbüro Dr.-Ing. Rolf-Jürgen Gebler, Friedhofstrasse 6/5, D-75045 Walzbachtal.

Erneuerung Wasserkraftwerk Gösgen

Daniel Loosli, dipl. Bauingenieur ETH/*Christoph Bucher*, dipl. Bauingenieur ETH, Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5405 Baden.

Micha Mercatali, eidg. dipl. Architekt ETH, Architekturbüro A.+M. Mercatali, Hauptstrasse 27, CH-5013 Niedergösgen.

Urs Hofstetter, Geschäftsleiter, Atel Hydro AG, Aarburgerstrasse 264, CH-4618 Boningen.

Hans Rudolf Frei, dipl. Bauing. ETH, Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5406 Baden.

Urs Marbet, dipl. Bauingenieur ETH, Ingenieurbüro TMP – Theo Müller & Partner AG, Bielstrasse 10, CH-4502 Solothurn.

Martin Hüsler, dipl. Maschineningenieur HTL, Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5405 Baden.

Claus Schäfer, dipl. Elektroingenieur (FH)/*Hans Zimmermann,* dipl. Maschineningenieur (TH), Colenco Power Engineering AG, Mellingerstrasse 207, CH-5405 Baden.

Beteiligte Firmen

	KW Ruppoldingen	KW Gösgen
Bauherrschaft	Aare-Tessin AG für Elektrizität 4601 Olten	Aare-Tessin AG für Elektrizität 4601 Olten
	Atel Hydro AG, 4618 Boningen	Atel Hydro AG, 4618 Boningen
Planung		
Gesamtplanung, Bau Elektromechanik, Elektrotechnik Bau- und Montageleitung	Colenco Power Engineering AG 5405 Baden	Colenco Power Engineering AG 5405 Baden
Statische Berechnungen	Colenco Power Engineering AG 5405 Baden	TMP – Theo Müller & Partner AG 4500 Solothurn
Architektur/Innenausbau	W. Thommen AG, Architekturbüro 4632 Trimbach	A. + M. Mercatali, Architekturbüro 5013 Niedergösgen
Heizung, Lüftung, Sanitär	Raimann + Partner, Beratende Ingenieure 4612 Wangen bei Olten	Raimann + Partner, Beratende Ingenieure 4612 Wangen bei Olten
Elektrische Installationen	Atel Elektroanlagen AG 4612 Wangen bei Olten	Atel Elektroanlagen AG 4601 Olten

	KW Ruppoldingen	KW Gösgen
Umwelt	Dr. Ing. R.-J. Gebler Ingenieurbüro, D-75045 Walzbachtal	ANL AG Natur und Landschaft 5001 Aarau
	RUS AG, Raum-Umwelt-Sicherheit 5400 Baden	Creato, Netzwerk für kreative Umweltplanung 5408 Ennetbaden
	Terre AG, Angewandte Erdwissenschaften 5704 Egliswil	
Vermessung	Straub AG, Ingenieure + Geoinformatiker 5405 Baden	Straub AG, Ingenieure + Geoinformatiker 5405 Baden
Bauphysik	Eggenberger Bauphysik AG Ing.-Büro und Labor, 3414 Oberburg	Eggenberger Bauphysik AG Ing.-Büro und Labor, 3414 Oberburg

Hauptunternehmer/-lieferanten

Bauliche Arbeiten	Arge Neubau KW Ruppoldingen – Rothpletz, Lienhard + Cie AG, Aarau – Zschokke Locher AG, Zürich – Marti AG, Solothurn – Hallwyler Gebr. AG, Rothrist – Flückiger E. AG, Rothrist – Astrada AG, Oensingen	Arge Bau KW Gösgen – Meier + Jäggi AG, Zofingen – AG Jäggi AG, Olten – LGV Bauunternehmung AG, Zürich – Gebr. Huber AG, Wöschnau
	Aeschlimann AG, Strassenbau und Asphalt-unternehmung, 4800 Zofingen	Aeschlimann AG, Strassenbau und Asphalt-unternehmung, 4800 Zofingen
	Iten Bauunternehmung, 6315 Morgarten	Aecherli AG, 4632 Trimbach
	Stump Bohr AG, 8606 Nänikon-Uster	
	Hebag AG, 4803 Vordemwald	
	Meier + Jäggi AG, 4800 Zofingen	
Stahlbau **Stahlwasserbau** **Schlosserarbeiten**	Hans Künz Ges.m.b.H., A-6971 Hard/Vbg	Hans Künz Ges.m.b.H., A-6971 Hard/Vbg
	Eng Bruno, Mechanische Werkstatt 4653 Obergösgen	Eng Bruno, Mechanische Werkstatt 4653 Obergösgen
	Anlagen Senn AG, 4665 Oftringen	Preussag Noell GmbH, D-97064 Würzburg
	Meyer Josef Stahl & Metall AG, 6032 Emmen	Schneider Consulting, 5022 Rombach
	Gebr. Lütolf AG, 4632 Trimbach	Schnyder Hch AG, Metallbau, Stahlbau 5014 Gretzenbach
	Meier AG Thun, 3645 Gwatt	Wälty & Co AG, Torbau, Metallbau 5040 Schöftland
	Jäggi Otto, 4618 Boningen	Dätwyler Schlosserei AG, 5015 Niedererlinsbach
		Erne H. Metallbau AG, 5316 Leuggern
Elektromechanische Ausrüstung	VA Tech Escher Wyss AG, 6010 Kriens	VA Tech Escher Wyss AG, 6010 Kriens
	Alstom Power (Schweiz) AG, 5242 Birr	Alstom Power (Schweiz) AG, 5400 Baden
	Hydro Progress AG Luzern, 6102 Malters	Siemens Schweiz AG, 8047 Zürich
	Fischer Rohrleitungsbau AG, 4852 Rothrist	Fischer Rohrleitungsbau AG, 4852 Rothrist
	Müller-Leuthold AG, 8755 Ennenda	Müller-Leuthold AG, 8755 Ennenda
	Total Walther Feuerschutz AG, 8902 Urdorf	Total Walther Feuerschutz AG, 8902 Urdorf
	Prodro AG, 6102 Malters	
	Doppelmayr Seilbahnen AG, Allmendstrasse 86, 3602 Thun	

	KW Ruppoldingen	KW Gösgen
Elektrotechnische Ausrüstung	VA Tech SAT AG, 6331 Hünenberg	VA Tech SAT AG, 6331 Hünenberg
	Atel Elektroanlagen AG, 4601 Olten	Atel Elektroanlagen AG, 4601 Olten
	Alstom Power (Schweiz) AG 5400 Baden	Alstom Power (Schweiz) AG 5036 Oberentfelden
	ABB Low Voltage Power AG, 5600 Lenzburg	ABB Low Voltage Power AG, 5600 Lenzburg
	Brugg Kabel AG, 5200 Brugg	Brugg Kabel AG, 5200 Brugg
	Esatec Energiesysteme und Anlagentechnik AG, 8200 Schaffhausen	Esatec Energiesysteme und Anlagentechnik AG, 8200 Schaffhausen
	Gutor Electronic AG, 5430 Wettingen	Invertomatic Systronic AG, 2562 Port bei Biel
	Johnson Controls System AG, 3123 Bern	Johnson Controls System AG, 3123 Bern
	ABB Power Automation AG, 5300 Turgi	ABB Power Automation AG, 5300 Turgi
	VA Tech EBG, Transformatoren & Co GmbH A-4020 Linz	VA Tech EBG, Transformatoren & Co GmbH A-4020 Linz
	Ammann Ulrich AG, 4900 Langenthal	VA Tech ELIN, Energieversorgung GmbH A-1141 Wien
		Siemens Schweiz AG, 8047 Zürich
Innenausbau	Atel Elektroanlagen AG, 4601 Olten	Atel Elektroanlagen AG, 4601 Olten
	Riggenbach AG, Klimaanlagen, 4600 Olten	Riggenbach AG, Klimaanlagen, 4600 Olten
	AGB Bautechnik AG, 4800 Zofingen	AGB Bautechnik AG, 4800 Zofingen
	W. Heer AG, 4632 Trimmbach	Hans Gassler AG, 5014 Gretzenbach
	M. Cotting M. AG AG, 4632 Trimbach	von Däniken Plättli AG, 5000 Aarau
	Sasol AG, 4806 Wikon	AG Jäggi, Fenster- und Holzbau, 4657 Dulliken
	Lehmann 2000 AG, Heizung Kälte 4800 Zofingen	Senn AG, Fenster- und Metallbau, 4665 Oftringen
	Jäggi Walter, Gipser- und Malergeschäft 4618 Boningen	Wülser AG, Haustechnik, 4800 Zofingen
	Hans Schön AG, 4632 Trimbach	HSO, Heizung und Sanitär AG, 4600 Olten
	Willy Schneider AG, 4600 Olten	Lambda Dämmtechnik AG, 3018 Bern
	AGI-Solothurn AG für Isolierungen 4528 Zuchwil	
Diverses	Aquasant, Ingenieurbüro, 5430 Wettingen	Aquasant, Ingenieurbüro, 5430 Wettingen
	Belfor AG, 6038 Gisikon	CSD Dichtungen AG, 6340 Baar
	Wyss Zäune AG, 4573 Lohn-Ammannsegg	Wyss Zäune AG, 4573 Lohn-Ammannsegg
	Lichtgitter Anton Ruppli AG, 8610 Uster	Lichtgitter Anton Ruppli AG, 8610 Uster
	Widmer AG, Baugeräte, 4652 Winznau	Lambda Dämmtechnik AG, 3018 Bern
	Knecht + Partner Modellbau, 5430 Wettingen	Knecht + Partner Modellbau, 5430 Wettingen
	Sonderegger & Co, Reinigungsunternehmen 4612 Wangen bei Olten	Sonderegger & Co, Reinigungsunternehmen 4612 Wangen bei Olten
	Merz Hoch- und Tiefbau, 4600 Olten	

fischer

Rohrleitungsbau AG
4852 Rothrist
Tel. 062 794 19 64
Fax 062 794 41 66

e-mail: firo@bluewin.ch
www.fischer-rohrleitungsbau.ch

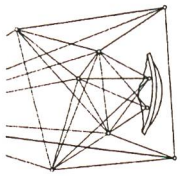
W.Kraftwerk Gösgen
W.Kraftwerk Ruppoldingen

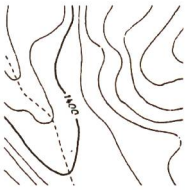
Lieferung & Montage der
- **Rohrleitungsinstallationen für:**
  - **Kühlwassersystem (Primär- & Sekundärkreislauf)**
  - **Geschwemmselsystem**
  - **Turbinenentwässerung**
  - **Generatoren – Verrohrung**
- **Detailplanung**

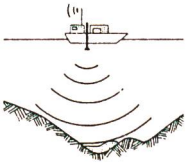
Rohrleitungsbau Anlagebau Apparatebau

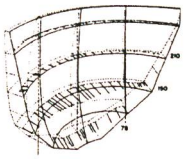
Wir bedanken uns an dieser Stelle nochmals bei der Bauherrschaft für die geschätzten Aufträge und die gute Zusammenarbeit.

Unsere Vermessungsspezialisten mit ihrem Fachwissen unterstützen auch Sie bei Ihren Kraftwerkprojekten.


Triangulation


Grundlagenpläne


Unterwasservermessung


Deformationsmessung

Straub AG, Ingenieure + Geoinformatiker
Mellingerstrasse 207, 5405 Baden-Dättwil
Tel. 056 493 08 11 - www.straub-online.ch

straub ag
Ingenieure + Geoinformatiker

Marktführer für

Brandschutztore
Schallschutztore
Spezialtorbau

wälty

Wälty & Co. AG Industrie Dreistein CH – 5040 Schöftland / Aarau T ++ 41 62 739 20 30 F ++ 41 62 739 20 31
www.waelty-torbau.ch