

KW Koralpe: Upgrading zum Pumpspeicherkraftwerk

Dipl.-Ing. Karl Nackler
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG

1 Allgemeines

„Upgrading“ ist eines jener Anglizismen in der Deutschen Sprache, welches in der mehrfachen Bedeutung exakt für die geänderten Verhältnisse beim KW Koralpe zutreffend ist:

Aufwertung, Ausbau, Erweiterung, Höherstufung, Modernisierung, Qualitätsverbesserung, Veredelung, Wertsteigerung sind durchwegs treffende Übersetzungen für „upgrading“ in diesem speziellen Falle, wobei aus einem klassischen Speicherkraftwerk durch Zubau einer Speicherpumpe ein Pumpspeicherkraftwerk geschaffen und somit die Jahreserzeugung verdoppelt werden konnte.

1.1 Pumpspeicherung und Bedarfsentwicklung

Pumpspeicherung ist eine Produktionsform, welche wie keine andere sowohl auf den durch verstärkten Einsatz von Erneuerbarer Energie erforderlichen Regel- und Reserveenergiebedarf als auch auf die in der EU kaum 10 Jahre zurückliegende Liberalisierung des Strommarktes und deren Auswirkungen/Entwicklung eingehen kann. Pumpspeicherung kann für praktisch alle Vermarktungsformen entsprechende Angebote liefern: sei es für Jahres- bis Monatsvermarktung mit gesicherten Mengen, sei es für Wochen bis Day-ahead-Vermarktung auf Basis der Einsatzoptimierung und stündlicher Börsenpreise oder für Intraday-Vermarktung und schließlich für Systemdienstleistungen wie sämtliche Arten der Regelenergie.

Die Entwicklung des Bedarfes wurde primär durch den Bedarf von Spitzenenergie mit schnellen Einsatzmöglichkeiten und vermehrt auch durch den Bedarf von Regelenergie zufolge volatiler Einspeiser wie Wind oder Photovoltaik getrieben, wenngleich auch die preislichen Änderungen im Zuge der Strommarktliberalisierung den Anstoß zu neuen Investitionen gegeben haben. Der jüngste Trend geht dahin, dass Pumpspeicherwerke ihre Wirtschaftlichkeit verstärkt in der Bereitstellung von Regelenergie und weniger im Nutzen der Fahrplanenergie versprechen [1].

1.2 Arten der Bedarfsdeckung

Die Möglichkeit der Bedarfsdeckung an Pumpspeicherwerken richtet sich in erster Linie an den gegebenen Realisierungschancen einer Umsetzung, welche meist durch vorhandene Infrastruktur, wie bestehenden Speichern, Flussstauketten und leistungsfähigen Netzen begünstigt wird. Demnach sind klassische Pumpspeicherkraftwerke aus wirtschaftlichen und Umsetzbarkeitsgründen kaum mehr mit Neubauten von Speichern verbunden, sondern nutzen möglichst vielfach vorhandene Speicher, Triebwasserwege und Netze. So auch im speziellen Fall beim Kraftwerk Koralpe.

2 Kraftwerk Koralpe – bestehende Anlage

Seit gut 20 Jahren ist das Kraftwerk Koralpe als Jahresspeicherkraftwerk mit spezieller Tages-speicherbewirtschaftung während der Sommermonate in Betrieb.

2.1 Ursprüngliche Zielsetzung

Bereits mit der Planungsphase vor mehr als 30 Jahren war eine Pumpspeicherung in ernsthafter Diskussion. Seinerzeitige Gewässergütezustände im Vorfluter, dem Drauffluss, ließen aber eine Verpumpung in den neu zu schaffenden Speichersee, welcher zudem in einem Landschaftsschutzgebiet lag, nicht zu. Damit wurden Grundkonzept und Speichergröße auf einen Jahresspeicher reduziert. Weitere Einschränkungen mussten durch verpflichtende Spiegelhaltung bei Vollstau während der Sommermonate aufgrund Naturschutzaufgaben in Kauf genommen werden.

2.2 Technische Beschreibung der Anlage

Der Speicher Soboth des Kraftwerkes Koralpe wurde durch einen 85 m hohen Steinbrockenschüttdamm mit Asphaltbetonkerndichtung hergestellt und umfasst ein Einzugsgebiet von 66 km², woran mehr als die Hälfte durch Beileitungen über Stollen und Rohre zugebracht wird (Abb. 1).

Technische Hauptdaten:

Rohfallhöhe	735,5 m	Stauziel Speicher Soboth	1.080,0 m
Turbinendurchfluss	8 m ³ /s	Absenkeziel Speicher Soboth	1.053,5 m
Installierte Leistung	50 MW	Nutzhalt Speicher Soboth	16,2 hm ³
Jahreserzeugung	83,5 GWh	Oberfläche Speicher Soboth	87 ha
Jahreszufluss	50 Mio. m ³	Sperrenhöhe	85 m

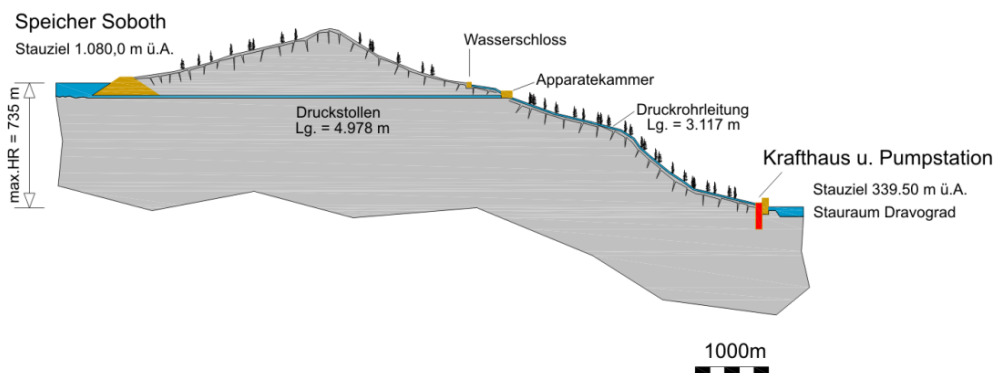


Abbildung 1: Längenschnitt KW Koralpe

2.3 Energiewirtschaftliche Einreihung

Die bisherige Betriebsweise war gekennzeichnet durch hydrologiebedingte Engpässe in der Speicherbewirtschaftung, bedingt durch Bescheidaufgaben zur Spiegelhaltung einerseits und Witterungseinflüssen andererseits. Insbesondere bei niedrigen Winterniederschlägen, das heißt, geringem Schneefall und somit schwachem Schmelzwasservolumen war die Speicherfüllung bis zum vorgeschriebenen Zeitpunkt vorhersehbar schwierig, weshalb auf tiefere Absenkungen vorsorglich verzichtet wurde und damit war eine optimale Speicherbewirtschaftung nicht denkbar. Erlöseinbußen aus diesem Titel sind mit durchschnittlich 10 % zu bewerten.

Bislang wurden 2500 bis 2800 Betriebsstunden/Jahr im Teillastbereich gefahren, was theoretisch etwa 1800 Volllaststunden bedeutet.

3 Upgrading der Anlage

Die Voraussetzungen mit verbesserter Wasserqualität im Drauffluss, der Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur (Speicher, Triebwasserweg, Netz), die nicht optimale Speicherbewirtschaftung, vor allem aber die Chancen der gesteigerten wirtschaftlichen Ausnutzung sowohl im Fahrplanbetrieb als auch im wachsenden Interesse an Reserveenergie haben die Aufbesserung der Anlage zu einem Pumpspeicherwerk getrieben [2].

3.1 Grundsatzkonzept des Ausbaues

Dem Prinzip folgend, vorhandene Anlagen zu nutzen, wurden Speicher, Triebwasserweg mit 5 km langem Druckstollen und 3,2 km langer Druckrohrleitung sowie Krafthaus mit Pelton-turbine als unveränderte Komponenten belassen und lediglich ein 35 MW Pumpen-Motor-Satz mit entsprechender baulicher Hülle geplant. Die Leistungsgröße musste den zulässigen Druckverhältnissen der Druckrohrleitung angepasst werden, weshalb eine Leistungsreduktion der Pumpe von 50 MW auf 35 MW gegenüber der Turbine in Kauf genommen wurde. Die Mindestvordruckhöhe der Pumpe erfordert aber dennoch einen beachtlichen, 35 m tiefen Pumpenschacht, welcher mit dem Einlaufbauwerk an der Drauf, der 100 m langen Unterwasser-Zuleitung und dem hochdruckseitigen Anschluss an die bestehende Druckrohrleitung eine besondere bautechnische Herausforderung darstellte (Abb.2, Abb. 3).

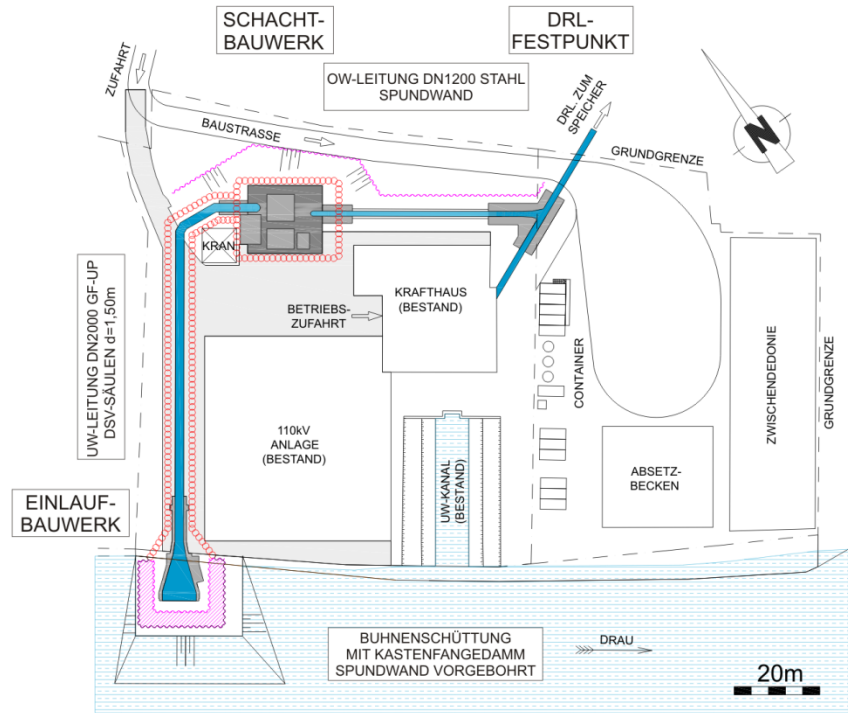


Abbildung 2: Lageplan

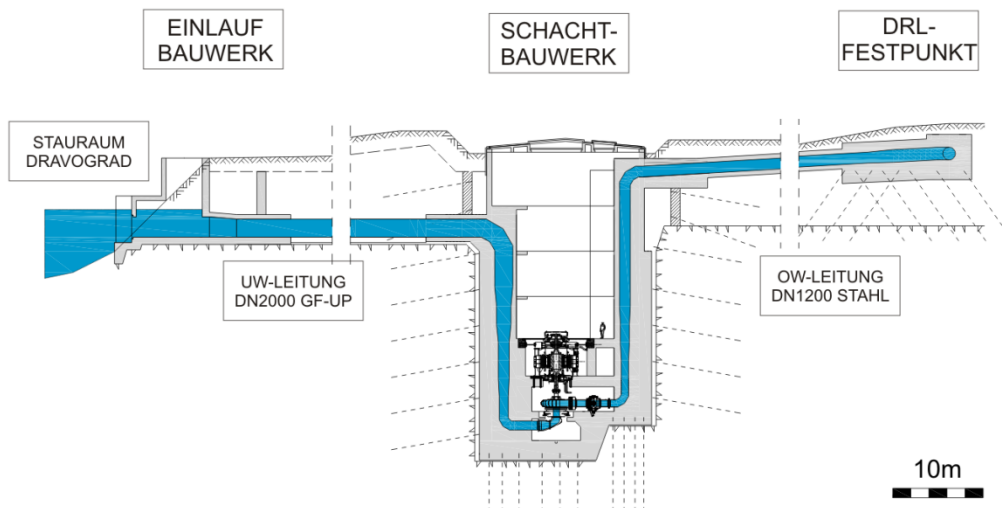


Abbildung 3: Längenschnitt Schacht

3.2 Wasserwirtschaftliche/energiewirtschaftliche Veränderung

Durch den Pumpbetrieb wird die bisherige Erzeugung von 83 GWh im Regeljahr um weitere 80 GWh auf 163 GWh erhöht und somit fast verdoppelt. Dies bedingt bei einem bisherigen Speicherzufluss von 50 Mio. m³ im Regeljahr und einer 3-maligen Speicherumwälzung pro Jahr eine Erhöhung um 49 Mio. m³ durch Pumpzufluss und somit eine 6-malige Umwälzung künftighin. Dabei wird 94 % des Pumpwälbetriebes durch Tages-/Wochenendverlagerung und nur 6 % durch saisonale Verlagerung betrieben werden.

Wasserwirtschaftliche Veränderungen für die Ausleitungsstrecke der abgeleiteten Bäche Krumbach und Feistritzbach gibt es nicht, da die bisherigen gesetzlichen Vorschriften zur Einhaltung von Pflichtwasserabgaben inklusive einer monitoring-unterstützten Pflichtwasserdotation unverändert bleiben. Ebenso unverändert bleibt der gesetzlich vorgeschriebene und zeitlich beschränkte Rahmen der Speicherbewirtschaftung mit Stau- und Absenksziel.

Im Unterwasser am Drauffluss sind die Auswirkungen des Pumpbetriebes nur marginal, da das Verhältnis der Ausbauwassermenge von Pumpe bzw. Turbine mit 4,35 m³/s bzw. 8 m³/s zur Ausbauwassermenge der angrenzenden Draukraftwerke Lavamünd (A) und Dravograd (SLO) mit ca. 400 m³/s nur lediglich 1 – 2 % beträgt.

3.3 Ökologische Grundsatzfragen

Grundvoraussetzung für die Inangriffnahme des Pumpprojektes war eine eklatante Verbesserung der Wasserqualität in der Drauf seit den 80er Jahren bedingt durch den Wegfall der Zellstoffindustrie und Einführung strenger Abwasserordnungen. Erst damit war der Weg für eine Realisierung frei, dennoch waren umfangreiche Untersuchungen und Simulationen notwendig, um die Machbarkeit nachzuweisen [2].

Für die Untersuchung zur Auswirkung des Pumpbetriebes auf das Unterwasser wurden mögliche chemisch-physikalische Veränderungen und die benthische Besiedelung in Betracht gezogen und dabei keinerlei ökologische Nachteile erkannt.

Aufwändiger war die Untersuchung möglicher Auswirkungen auf den Speicher Soboth, um mit Sicherheit festzustellen, ob das eingepumpte Wasser die Qualität des natürlich zugeflossenen Speicherwassers verändern wird oder nicht. Dies war durch ein Simulationsmodell möglich, wobei an einem in Betrieb befindlichen, ähnlichen Speicher gezielte Untersuchungen für alle denkbaren Zustände durchgeführt wurden. Geomorphologische und vegetationskundliche Beurteilung, chemisch-physikalische Detailuntersuchungen und solche für Phytoplankton, Makrophyten, Zooplankton und Fischbestand waren Basis des Simulationsmodells mit dem Ergebnis, dass es zwar zu einem geringfügigen Anstieg der Nährstoffe im Speicher kommen wird (Vorteil für Fische), jedoch der Speicher im oligotrophen Zustand verbleiben wird bzw. zu einem schwachen mesotrophen Gewässer tendieren kann. Dies bedeutet jedenfalls, dass die Beurteilung „gutes ökologisches Potential“ nicht verschlechtert wird.

4 Genehmigungstechnische Herausforderung

Durch die besondere Lage der Kraftwerksanlage der Kraftwerksanlage im Grenzgebiet zu Slowenien und der Bundesländer Kärnten/Steiermark gab es schon ursprünglich aufwändigere Genehmigungsschritte zu bewältigen.

4.1 Bilaterale Genehmigungen

Das zuständige Gremium für die Beurteilung ökologischer und wasserwirtschaftlicher Auswirkungen ist die „Ständige Österr.-Slow. Kommission für die Drau“, welche sich mit ihren Fachleuten intensiv der Angelegenheit gewidmet hat und in Sondersitzungen einen zustimmenden Beschluss mit Staatsvertragscharakter gefasst hat. Neben den ökologischen Beeinflussungen sind auch die energiewirtschaftlichen Auswirkungen auf die slowenische Draukraftwerkskette diskutiert worden, welche aber ebenso marginal sind.

4.2 Umweltverträglichkeit

Die österreichischen UVP-Behörden für die Bundesländer Kärnten und Steiermark haben bescheidmäßig bestätigt, dass es laut UVP-Gesetz keinen Tatbestand für ein UVP-Verfahren gibt, da keine elektromaschinellen Anlagen über 15 MW installiert werden sollen – Pumpen gelten im Gegensatz zu Turbinen im UVP-Gesetz nicht als solche.

4.3 Genehmigung nach Materiengesetzen

Die Oberste Wasserrechtsbehörde war für die wasserrechtliche Genehmigung, das Amt der Kärntner Landesregierung für die energierechtliche Abhandlung zuständig. Die Naturschutzbehörden der beiden Bundesländer waren mangels klarer Tatbestände nur am Rande beschäftigt, da alle ökologischen inklusive der fischereilichen Aspekte ein Hauptbestandteil des Wasserrechtsverfahrens waren. Die rechtliche Prüfung dieser Aspekte führte allerdings zu erheblichen Aufwendungen und verlangte aufgrund von Einwänden durch Gemeinde und Fischereiberechtigten einen erschwerten Genehmigungsweg.

5 Bauliche Herausforderungen

Obwohl die baulichen Anlagenteile des Pumpwerkes nur $\frac{1}{4}$ der Investitionssumme von ca. € 25 Mio. betragen, waren die bautechnischen Belange als technisch hochwertig und als große Herausforderung anzusehen [3]:

5.1 Gliederung der baulichen Hauptkomponenten

Die baulichen Komponenten gliedern sich – dem Wasserstrom folgend – in Einlaufbauwerk an der Drau mit Rechenreinigung, Saugleitung bzw. UW Leitung mit 100 m Länge und DN 2000 aus GFuP, dem Hauptschachtbauwerk für die Pumpe und die OW-seitige Hochdruckleitung DN 1200 aus Stahl mit einer Länge von 80 m als Verbindung zur bestehenden Druckrohrleitung.

5.2 Randbedingungen

Die Standortwahl des Pumpenschachtes war neben der Klärung von naturschutzrechtlichen und grundeigentümerlichen Fragen auch noch durch zwingende Optimierung bei beengten Platzverhältnissen geprägt. Verschleppte Behördenverfahren bedingten eine Baubeginnsverschiebung mit Wintererschwerenissen, Kriegsmittelfunde im Baufeld verursachten Aufregung und Kosten, Sprengarbeiten unmittelbar neben dem bestehenden Krafthaus und im Nahfeld von Wohngebäuden waren zu berücksichtigen und die Aufrechterhaltung der 110 kV-Anlage galt als wichtige Hürde. Die größte Herausforderung stellten allerdings die geotechnischen Verhältnisse mit möglicherweise hohem Wasserzutritt im Grundwasserbereich der Drau dar.

5.3 Baugrubenherstellung des Pumpenschachtes [4]

Aufschlüsse

Für die Herstellung des 35 m tiefen Schachtes mit 300 – 380 m³ Grundfläche mussten zunächst entsprechende Bodenaufschlüsse gewonnen werden: Bereits aus der Bauzeit des Krafthauses für die Peltonturbine (1988 – 1990) vorhandene Baugrunddokumente geologischer und hydrogeologischer Natur konnten verwertet werden, daneben mussten aber weitere 5 Vertikalkernbohrungen bis zu 60 m Tiefe im Vorfeld und 2 Horizontalbohrungen während der Ausbrucharbeiten zur Erkundung hergestellt werden. Demnach lag folgendes Ergebnis vor: Lockergestein in Form von Mittel- bis Grobkies, sogenannte quartäre Drauschotter bis in eine Tiefe von ca. 8 m. Darunter Fels: über weite Bereiche gestörte, endverfestigte Gesteine wie Phyllite, Mylonit, Tonschiefer, Katoklasit mit unterschiedlichem Zerlegungsgrad. Zudem liegt die Baugrube im direkten Einflussbereich der Draustörung des Lavanttalbruches mit horizontalen Streichen parallel zur Drau. Senkrecht einfallende Kluftscharen und mit Phylliten gefüllte Harnischflächen bildeten potentielle Abscherflächen.

Die Planung gezielter Ankerungen und die Beherrschung der Grundwasserthematik waren als „die“ Herausforderung zu bezeichnen.

Lockergestein

Erste Planungen für eine dichte Baugrubenumschließung im Lockergestein sahen – auch für die Ausschreibung – eine Schlitzwand und alternativ dazu eine überschnittene Bohrpfahlwand vor. Die Einbindungsproblematik der Schlitzwand an die unterschiedlich harten und unterschiedlich zerlegten Schichten der Felsoberkante wurde erkannt und führte im Rahmen eines Value-Engineerings zu einem Systemwechsel mit empfohlener Verwendung von DSV-Säulen (Abb. 4). Mit 63 hochdruckverpressten Säulen, im Pilgerschritt versetzt, mit 1,5 m Durchmesser konnte so die 17 x 22 m große Baugrube im Lockergestein abgegrenzt werden. Damit konnte auch die Einbindung in den Fels mittels Aufbohren bis 3 (5) m unter die Felsoberkante von Anbeginn besser beherrscht bzw. abgedichtet werden, denn der befürchtete Grundwasserandrang blieb nicht nur aus, sondern war praktisch nicht vorhanden. Auch eine Neutralisationsanlage zur Behandlung der Bauwässer wurde durch diese besondere Abdichtungsmethode absolet, wengleich sie vorgehalten werden musste.

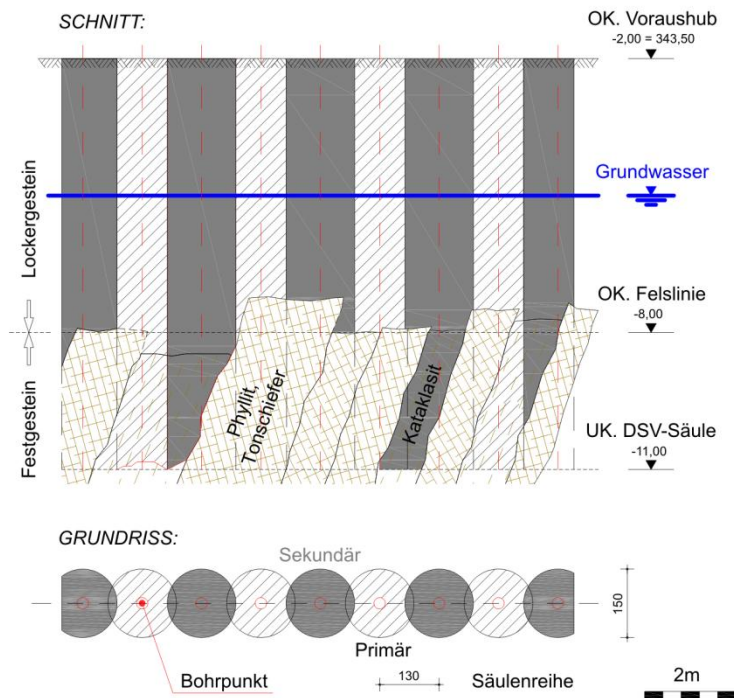


Abbildung 4: Felseinbindung DSV-Wand

In diesem Tiefenabschnitt wurden zur Beherrschung des Erddruckes bereits in 2 Ankerhorizonte Anker versetzt.

Felsbereich

Ab der Felslinie wurde in die Tiefe ein verkleinerter ellipsenförmiger und nicht mehr rechteckförmiger Querschnitt abgeteuft. Hier zeigte sich in der Praxis, dass sich ein ursprünglich geplanter Sprengvortrieb nicht als notwendig erwies und man die Ausbrucharbeiten zur Gänze durch Reißen mittels Hydromeißel vornehmen konnte. Ein Turmdrehkran beförderte die 12.000 m³ Material aus der Baugrube.

Die Wandsicherung im Felsbereich erfolgte durch eine 3-lagige bewehrte Spritzbetonschale. Mit den beiden oberen Ankerhorizonten wurden in insgesamt 8 Ankerhorizonten über 200 Systemanker versetzt. Dies sind i.d.R. Stabstahlanker mit Längen von 12 bis 20 m und DN 26 – 30. Lediglich im 4. Ankerhorizont verwendete man 6-fach-Litzenanker als Gegenmaßnahme einer denkmöglichen Gleitung. Darüber hinaus wurden ca. 500 Felsnägel, sogenannte SN-Anker mit 2 m Länge und DN 16 – 20 versetzt, um den Ausbruch einzelner Felsblöcke zu verhindern. Als letzte Ankermaßnahmen wurden in der Baugrubensohle 30 GEWI-Anker mit bis 10 m Länge zur Verhinderung des Auftriebes gesetzt (Abb. 5).

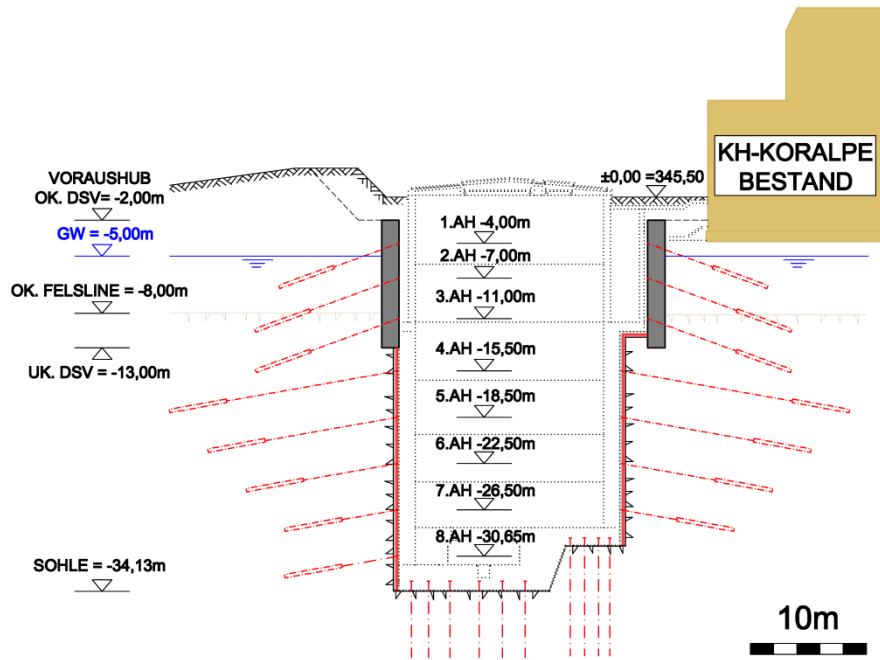


Abbildung 5: Ankerhorizonte

Während des Aushubes wurden mittels Monitoring die Konvergenzen permanent gemessen und so in über 32 Messpunkten der zeitliche Verlauf der Verformung der Schachtwand beobachtet. Sowohl geodätisch als auch mittels Kraftmessdosens verifiziert konnte so die Ankerplanung jederzeit gesteuert werden (Abb. 6).

Als Abschluss der Baugrubenherstellung wurde eine 3 mm starke PVC-Folie zum endgültigen Grundwasserschutz aufgebracht.

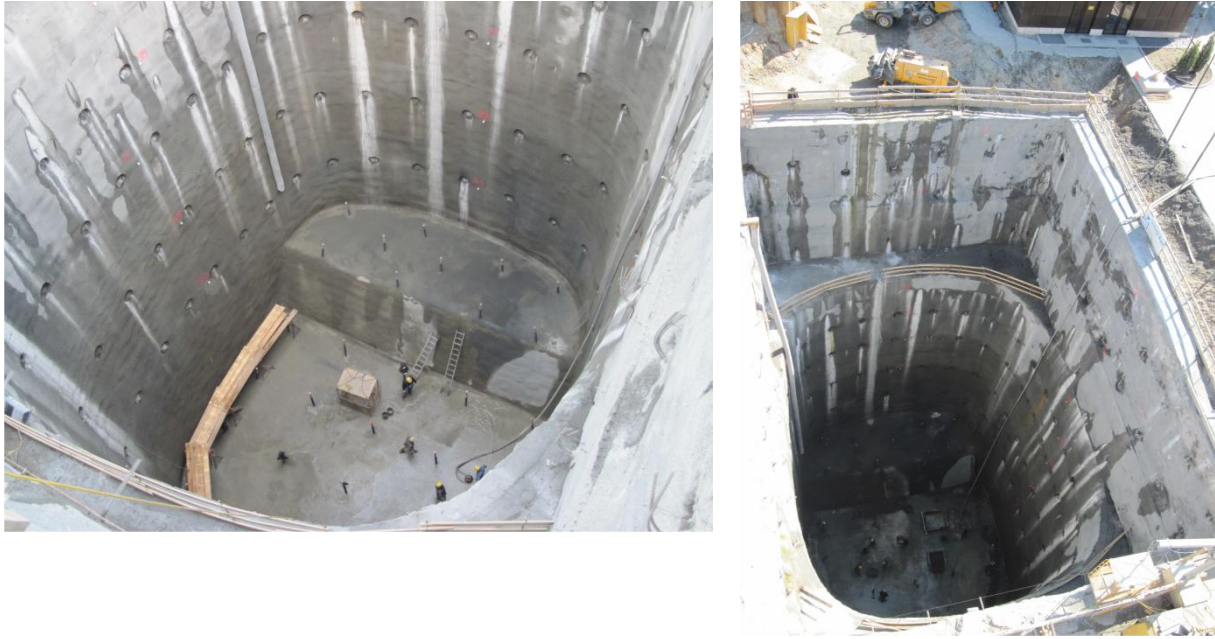


Abbildung 6: Baugrubensohle und Aushub Pumpenhaus

5.4 Innenausbau

Nach Herstellung und Abdichtung der Baugrube wurden die baulichen Räumlichkeiten – ein langer Optimierungsprozess zur Reduzierung des umbauten Raumes bzw. optimalen Ausnutzung des elliptischen Hohlraumes gingen dem zuvor – errichtet und die Vorbereitungen für die E + M Montagen getätigt. Das Raumkonzept wird primär bestimmt durch den tiefen Einbau der Pumpe und ihre separate Ausbaumöglichkeit gegenüber dem Motor mittels gesonderten Transportschacht. Die Unterbringung der Trafo- und Schaltanlagen passierte auf mehreren Ebenen. In insgesamt 8 Levels (Abb. 7) kann man die Raumaufteilung erkennen. Bemerkenswert ist neben der geringen Gebäudehöhe über dem Zufahrtsniveau von lediglich 2 m auch eine unterirdische Verbindung zum bestehenden Krafthaus Koralpe.

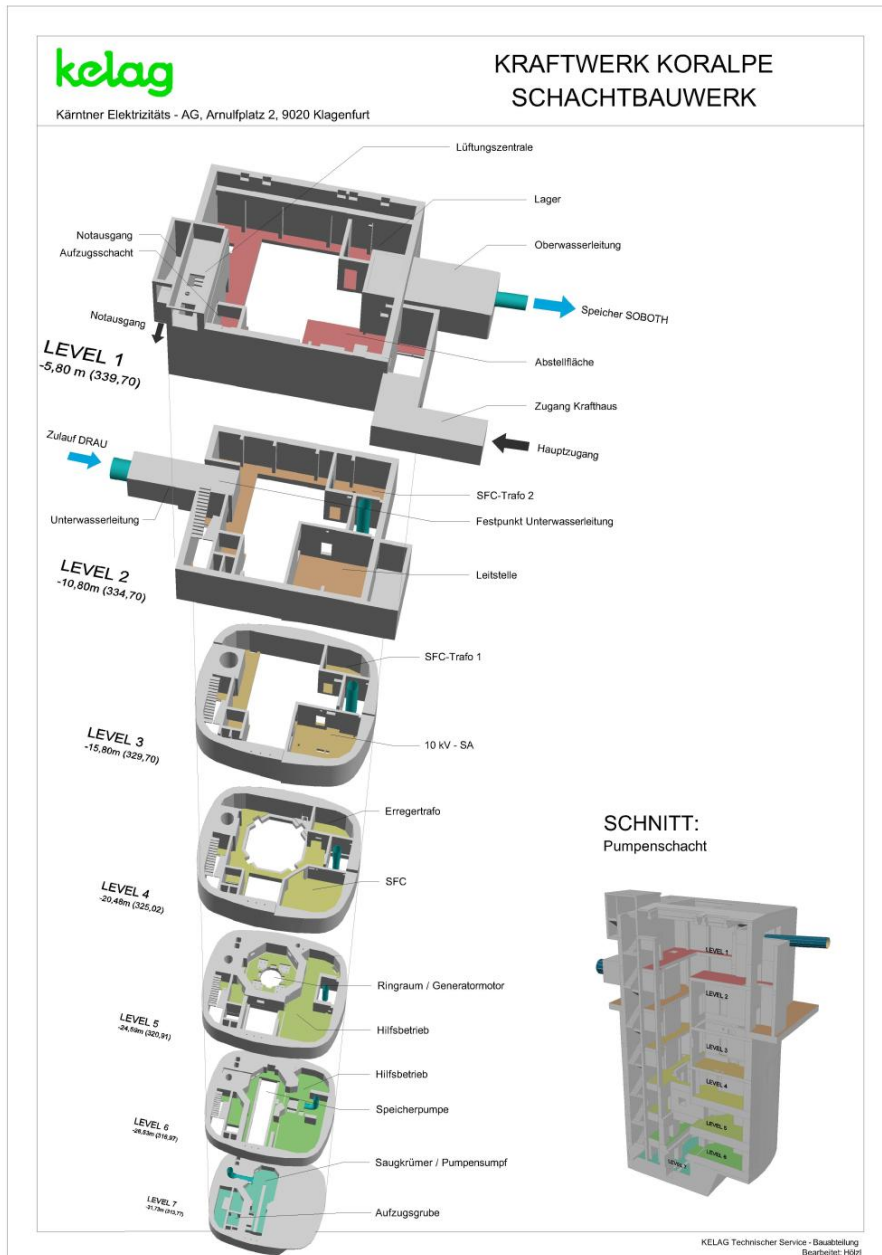


Abbildung 7: Raumaufteilung

5.5 Nebenbauwerke

Einlaufbauwerk

Am Ufer der Drau, im Rückstaubereich des slowenischen Kraftwerkes Dravograd und ca. 40 m flussaufwärts der bestehenden Einleitung des Unterwasserkanals des Kraftwerkes Koralpe situiert, ist dieses Einlaufbauwerk in mehrerer Hinsicht erwähnenswert:

- Die Prävention Kriegsmittel zu erkunden hat sich als weise bewahrheitet, denn nur im kurzen Uferbereich des Einlaufbauwerkes mussten über 6 Tonnen Kriegsmaterial – teilweise hoch explosive Granaten aus dem 1. und 2. Weltkrieg – geborgen werden.
- Die Baugrubensicherung und –abdichtung wurden mittels Kastenfangedamm mit 2 reihiger Spundbohlenwand und vorlaufender Buhenschüttung bewerkstelligt.
- Den Spiegelschwankungsbereich im Rückstau Dravograd berücksichtigend und auch einen Geschiebeeinzug verhindernd blieb für den Einlaufquerschnitt nur eine geringe lichte Höhe zur Verfügung, was mit entsprechend großer Rechenbreite kompensiert wurde. Demnach wurde auch ein eher seltenes System mit horizontalen Rechenstäben und entsprechend beweglicher Rechenputzmaschine gewählt – ein strömungs-technischer Vorteil.
- Behördlich vorgeschrieben wurden für das Einlaufbauwerk neuerdings eine Warnkette für Bootsfahrer als Schutz gegen mögliche Turbulenzen und eine elektrische Fischescheuchanlage.

Unterwasserleitung

Die 100 m lange Verbindung vom Einlaufbauwerk bis zum Pumpenschacht wurde mittels GFUP Rohren, Ø 200 cm geschaffen. Die Baugrube, im Grundwasserbereich liegend, wurde wie der Pumpenschacht im Lockergesteinsbereich mittels DSV-Säulenwand bis zum Felsanschluss abgedichtet und nach Verlegung des gemufften Rohres im Sandbett der Rohrgraben wiederverfüllt.

Hochdruckseitiger Anschluss an die Druckrohrleitung

Dieser Rohrleitungsabschnitt ist geprägt durch die statische Beherrschung der hohen Drücke mit $p_{max} = 100$ bar. Umlenkungs- und Deckelkräfte beim Kugelschieber in Größenordnung von 980 t mussten statisch konstruktiv über den Schacht abgefangen werden.

Die besondere Konstruktion der Einbindung in die bestehende Druckrohrleitung musste zudem den hydraulischen Anforderungen eines hydraulischen Kurzschlusses entsprechen.

6 Elektromaschinelle Einrichtungen

Zu den elektromaschinellen Einrichtungen zählen die Speicherpumpe mit den notwendigen Hilfsbetrieben, der Motor mit den notwendigen Hilfsbetrieben und die Leittechnikkomponenten sowie die Einbindung in die bestehende 10,5 kV-Schaltanlage.

6.1 Speicherpumpe [5], [6], [7]

Als Pumpe ist eine vertikalachsige, einflutige, 3-stufige Speicherpumpe eingesetzt (Abb. 8).

Technische Daten:

Nennzahl:	1000 U/min	Max. Leistung:	35 MW
Durchfluss:	4,4 m ³ /s	Nennförderhöhe:	740 m

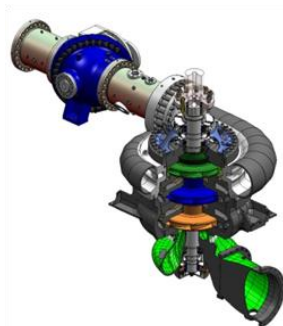


Abbildung 8: Speicherpumpe mit Kugelschieber und Saugrohr

Die Pumpe benötigt einen Vordruck von ca. 2,2 bar, weshalb sie in einer Tiefe von etwa 22 m unter dem Drauniveau (338,5 m. ü. A.) positioniert ist.

Die Speicherpumpe wird im ausgeblasenen Zustand mit Hilfe eines Anfahrumsrichters hochgefahren. Nachdem die Speicherpumpe ans Netz synchronisiert ist wird der Kugelschieber geöffnet und die Speicherpumpe fördert das Wasser der Drau in den Speicher Soboth. Es ist die erste 3-stufige Speicherpumpe weltweit, welche ausgeblasen hochgefahren wird. Als Absperrorgan zum Triebwasserweg dient ein Kugelschieber mit einer Nennweite von 725 mm.

6.2 Motor [5], [6], [7]

Es wird ein Drehstrom-Synchron-Motor mit vertikaler Welle eingesetzt (Abb. 9).

Technische Daten:

Nennzahl: 1000 U/min
 Nennspannung: 10,5 kV

Nennleistung: 40 MVA

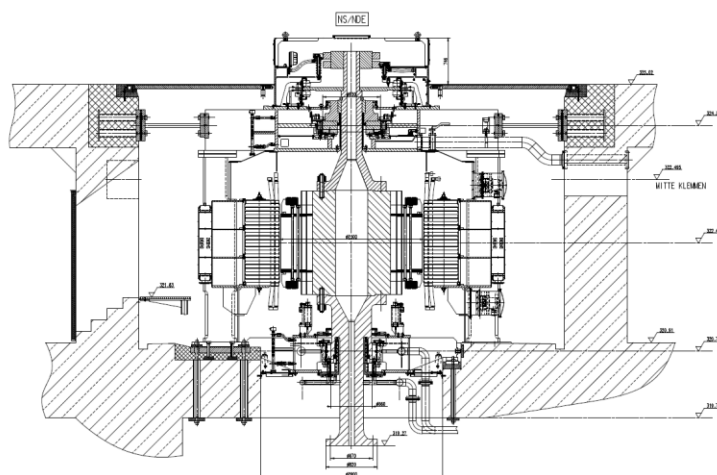


Abbildung 9: Querschnitt durch den Motor

Der Motor ist über die Welle direkt mit der Speicherpumpe verbunden. Er befindet sich auf Level 5 der Pumpstation. Die Erregung erfolgt über eine statische Erregereinrichtung. Das Anfahren über einen statischen Frequenzumrichter (SFC) mit einer Leistung von 3,5 MVA. Die zusätzliche Jahreserzeugung mit der bestehenden Turbine soll 80 GWh/a betragen.

6.3 Leittechnik

Die Steuerung des Maschinensatzes erfolgt über die autarke Maschinenleittechnik. Über sie werden die, zum Betrieb notwendigen elektromaschinellen Einrichtungen der Speicherpumpe und des Motors, wie Erregereinrichtung, Anfahrumsrichter, Ausblaseeinrichtung, Anhebevorrichtung, Steuerventile, mechanische Bremseinrichtung, Kühlsystem, usw. gesteuert. Der elektrische und der mechanische Schutz des Maschinensatzes erfolgt ebenfalls über die Leittechnik.

Die Energiezufuhr erfolgt über die ergänzte, bestehende 10,5 kV-Schaltanlage im bestehenden Kraftwerk, den 10,5/110 KV-Netzkuppeltrafo und die 110 kV-Schaltanlage der bestehenden Kraftwerksanlage. Dazu wurde ein entsprechendes Hochspannungskabel zwischen dem Kraftwerk und der Pumpstation verlegt.

Eine weitere Aufgabe der Leittechnik besteht darin, die Kommunikation mit der Energieleitzentrale in Klagenfurt sicherzustellen.

6.4 Inbetriebnahme

Die Inbetriebnahme des Maschinensatzes Pumpstation Koralpe stellte eine große Herausforderung an die Inbetriebsetzer dar. Dadurch, dass es sich beim Hochfahren in den Pumpbetrieb im ausgeblasenen Zustand mit einer 3-stufigen Speicherpumpe um eine Weltneuheit handelt, konnte man bei den Versuchen nicht auf direkte Erfahrungswerte zurückgreifen.

Das Hauptproblem stellte das Entlüften des Spiralgehäuses dar. Nach einem notwendig gewordenen Umbau und einer Anpassung in der Anfahrautomatik wurde hier eine Lösung gefunden. Ein weiteres Kriterium war die hohe Überdrehzahl des Maschinensatzes von knapp unter 1400 U/min. Zur sicheren Abstellung des Maschinensatzes bei Versagen des Kugelschieberschließventiles wird ein zeitverzögertes mechanisches Überdrehzahlpendel, welches das Notschlussventil betätigt, eingesetzt.

7 Zusammenfassung

Wenngleich die Leistungsgrößen der Turbine des KW Koralpe mit 50 MW und der nach 20 Betriebsjahren nunmehr neu installierten Pumpe mit 35 MW nicht unbedingt als hoch zu bezeichnen sind, so waren die speziellen Herausforderungen dennoch bemerkenswert: Einerseits konnte mit der geeigneten Methode des Düsenstrahlverfahrens eine absolut dichte Baugrubenumschließung für den 35 m tiefen Pumpenschacht im Bereich des grundwasserführenden Lockergesteins hergestellt werden und zudem der darunterliegende Fels durchgehend durch Reißen ohne jegliche Sprengung abgeteuft sowie ein spezielles Ankersystem zur Beherrschung des Erddruckes umgesetzt werden. Andererseits wurde weltweit die erste 3-stufige Speicherpumpe installiert, welche ausgeblasen hochgefahren wird – die Inbetriebsetzung war dadurch entsprechend aufwändiger.

8 Literatur

- [1] K. Nackler: Unterschiedliche Zielrichtung von PSKW Projekten im energiewirtschaftlichen Kontext, ÖWAV-Tagung Speicher und Pumpspeicherkraftwerke, Rolle im Rahmen der europäischen Energiepolitik, Wien - November 2010
- [2] K. Nackler, G. Berger: Projekt „Pumpe Koralpe“ – Ökologische und bilaterale Auswirkungen, Symposium ETH Zürich 2008 – 11./12.09.2008
- [3] K. Nackler: Erweiterung bestehender Kraftwerke für Pumpspeicherbetrieb, HYDRO 2009, Lyon-France 2009
- [4] J. Binder, M. Körbler: Speicherkraftwerk Koralpe – Herstellung eines 35 m tiefen Schachtes im Grundwasser unter geologisch schwierigen Bedingungen, 26. Christian Veder Kolloquium, 28. - 29.04.2011 Graz
- [5] G. Berger: Pumpprojekt Koralpe; VGB Wasserkraftanlagen 06.11.2007
- [6] G. Berger: Pumpprojekt Koralpe; 15. Int. Seminar für Wasserkraftanlagen Laxenburg, 26.11.2008
- [7] W. Fritz: Pumpstation Koralpe; Fachausschuss REM; 28.10.2010