

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени ИСЛАМА КАРИМОВА**

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

КАФЕДРА: «ГИДРАВЛИКА И ГИДРОЭНЕРГЕТИКА»

на правах рукописи

**ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

НА ТЕМУ:

**«МОДЕРНИЗАЦИЯ ФИЛИАЛА
«КАСКАД ШАХРИХАНСКИХ ГЭС» (ЮФК-2)»**

Для получения степени бакалавра по направлению

5310100 – «Энергетика (гидроэнергетика)»

ЗАВ. КАФЕДРОЙ

ПРОФ. МУХАММАДИЕВ М.М.

РУКОВОДИТЕЛЬ

СТ.ПР. ДЖУРАЕВ К.С.

ВЫПУСКНИК

АКБАРОВ С.Б.

ТАШКЕНТ – 2017

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ ИСЛАМА КАРИМОВА**

Факультет Энергетика Кафедра «Гидравлика и гидроэнергетика»

Направление Энергетика (гидроэнергетика) группа 52-13

Утверждаю _____

Зав.кафедрой «Гидравлика и гидроэнергетика»

20 ____ г. « ____ » _____.

ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

Студент _____ Акбаров Сардоржон Бахром угли
Ф.И.О.

1. Тема ВКР Модернизация филиала «Каскад Шахриханских ГЭС» (ЮФК-2)

Одобрено на заседании кафедры, протокол № 18 от «16» марта 2017 год

2. Срок сдачи ВКР 15 июня 2017 года

3. Начальные сведения по выполнению ВКР Материалы АО «Узбекэнерго»,
Минсельводхоза и АО «Гидропроект»

4. Состав расчетно-пояснительной записки Введение. Общая часть. Водно-
энергетические расчеты. Технологическая часть. Электротехническая часть.
Экономическая часть. Экологическая часть. БЖД. Заключение. Список
использованной литературы.

5. Список графических работ (наименования чертежей)

1. Схема расположения "Каскада Шахриханских ГЭС"

2. Схема гидротехнических сооружений ГЭС ЮФК-2

3. Здание станции ГЭС ЮФК-2

4. Главная схема электрических соединений

6. Консультанты ВКР

№ п/п	Название раздела	Руководитель- консультант Ф.И.О.	Подпись, число	
			Задание выдано	Задание выполнено
1.	Введение.	ст.пр. Джураев К.С.	17.04.2017	20.04.2017
2.	Общая часть	ст.пр. Джураев К.С.	21.04.2017	27.04.2017
3.	Водно-энергетические расчеты	ст.пр. Джураев К.С.	28.04.2017	05.05.2017
4.	Технологическая часть	доц. Низамов О.Х.	06.05.2017	13.05.2017
5.	Электротехническая часть	асс. Жураев С.Р.	15.05.2017	20.05.2017
6.	Экономическая часть	ст.пр. Джураев К.С.	22.05.2017	27.05.2017
7.	Экологическая часть	ст.пр. Насрулин А.Б.	29.05.2017	03.06.2017
8.	БЖД	ст.пр. Насрулин А.Б.	05.06.2017	10.06.2017
9.	Заключение	ст.пр. Джураев К.С.	12.06.2017	14.06.2017

7. План выполнения выпускной работы

№ п/п	Название этапов выпускной работы	Сроки выполнения	Отметки о выполнении
1.	Введение.	17.04.2017÷20.04.2017	
2.	Общая часть	21.04.2017÷27.04.2017	
3.	Водно-энергетические расчеты	28.04.2017÷05.05.2017	
4.	Технологическая часть	06.05.2017÷13.05.2017	
5.	Электротехническая часть	15.05.2017÷20.05.2017	
6.	Экономическая часть	22.05.2017÷27.05.2017	
7.	Экологическая часть	29.05.2017÷03.06.2017	
8.	БЖД	05.06.2017÷10.06.2017	
9.	Заключение	12.06.2017÷14.06.2017	

Дата выдачи задания « 15 » апреля 2017 г. _____
(подпись)

Руководитель ВКР Джураев Курбон Салихджанович
ф.и.о. _____ число _____ (подпись)

Принял для выполнения Акбаров Сардоржон Бахром угли
ф.и.о. студента _____ число _____ (подпись)

ОГЛАВЛЕНИЕ

	стр.
ВВЕДЕНИЕ	5
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	7
1.1. Характеристика объекта	7
1.2. Физико-географическая и климатическая характеристика	7
1.3. Гидрологическая изученность	11
1.4. Режим расходов воды	13
1.5. Химический состав воды	14
1.6. Кривые расходов воды	14
1.7. Инженерно-гидрологические условия	14
1.8. Гидрогеологические условия	20
1.9. Сейсмичность	20
1.10. Существующее положение	20
2. ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ	29
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	34
3.1. Производственная мощность	34
3.2. Обоснование выбора технологии и оборудования	38
3.3. Параметры нового оборудования	44
3.4. Схема размещения оборудования	52
3.5. Механическое оборудование	55
4. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	65
4.1. Главная схема электрических соединений	65
4.2. Расчет токов короткого замыкания	67
4.3. Собственные нужды	71
4.4. Автоматизированная система управления технологическим процессом ГЭС	75
4.5. Релейная защита	84
5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	75
6. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	79
7. БЖД	84
7.1. Водоснабжение, воздухообеспечение, осушение и дренаж, пожаротушение, отопление, вентиляция, канализация	84
7.2. Системы охраны и пожаротушения	87
7.3. Компонировка электротехнических устройств	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	91

ВВЕДЕНИЕ

Президентом Узбекистана Шавкатом Мирзиёевым 2 мая 2017 года подписано постановление № ПП-2947 «О программе мер по дальнейшему развитию гидроэнергетики на 2017 — 2021 годы».

В частности, в программе обозначены 42 проекта по строительству новых и модернизации 32 действующих гидроэлектростанций в системе Министерства сельского и водного хозяйства Республики Узбекистан, АО «Узбекэнерго», на естественных водотоках и водохозяйственных объектах страны.

Документ принят в целях последовательного увеличения использования возобновляемых источников энергии, создания на этой основе новых экологически чистых генерирующих мощностей, обеспечения технического и технологического перевооружения существующих гидроэлектростанций на базе использования современных технологий.

Постановление также направлено на эффективное управление водными ресурсами с учетом интенсивного освоения передового международного опыта, повышение сбалансированности энергетических ресурсов и обеспечение на этой основе наиболее полного удовлетворения потребности предприятий и населения в электроэнергии.

В постановлении определены направления развития гидроэнергетики в республике, в частности:

- последовательное создание новых и модернизацию действующих генерирующих мощностей в электроэнергетике за счет широкого использования возобновляемых экологически чистых источников энергии;

- внедрение современных и всесторонне обоснованных научно-технических решений в области проектирования и строительства крупных, средних, малых и микро-гидроэлектростанций и на этой основе увеличение доли гидроэнергетических мощностей в структуре энергетического баланса республики;

- обеспечение всемерного стимулирования бережного отношения к водному потенциалу республики, сохранение имеющейся флоры и фауны при строительстве гидротехнических сооружений, а также эффективного управления водными ресурсами;

- выполнение принятых обязательств и соблюдение ратифицированных международных договоров в области охраны и использования трансграничных водотоков и международных озер.

Кроме этого, в постановлениях Президента Республики Узбекистан №ПП-1442 от 15.12.2010г. «О приоритетах развития промышленности Республики Узбекистан в 2011-2015 годах» и №ПП-1455 от 29.12.2010г. «Об Инвестиционной программе Республики Узбекистан на 2011 год» было определено выполнение модернизации оборудования ГЭС ЮФК-2.

ГЭС ЮФК-2 была построена и принята в эксплуатацию в 1966г. с установленной мощностью 6,7 МВт.

Тип электростанции - деривационная. Головной узел ГЭС расположен на ПК 214+00 Южно-Ферганского Канала (далее «ЮФК») с водозабором в деривационный канал на левом берегу ЮФК. Длина деривационного канала 1340м. Расчетный максимальный расход ГЭС - $Q_{расч}=35м^3/с$. Отводящий канал ГЭС подключается в ЮФК на ПК 231+58 канала ЮФК. Длина отводящего канала 40 м.

ГЭС работает в соответствии с ирригационным режимом канала ЮФК, устанавливаемым Министерством сельского и водного хозяйства РУз.

Класс капитальности сооружений – III. Сейсмичность района расположения ГЭС - 9 баллов.

На ГЭС установлен один агрегат. Тип гидротурбины - ПЛ-495-8Б-225, тип генератора - ВГС-375/69-24. Проектная среднемноголетняя выработка электроэнергии - 14,88 млн.квт.ч.

Согласно Кадастру гидротехнических сооружений ЮФК, составленному Госинспекцией «Госводхознадзор», на канале ЮФК было выполнено несколько реконструкций, проводимых подразделениями Министерства Водного Хозяйства РУз.

При проведении последней реконструкции 1976 - 1982г.г., почти весь канал был облицован бетоном. Дно канала ЮФК, в месте подключения отводящего канала ГЭС ЮФК-2, было завышено на 83 см. В результате, начиная с 1982г., ГЭС работает в режиме подпора, с пониженным КПД. Кроме того, за период эксплуатации гидросиловое, гидромеханическое и электротехническое оборудование сильно износилось, запасные части практически отсутствуют. Фактическая мощность ГЭС за последние годы составляет от 3,2 до 3,5 МВт. В 2011г., после проведения капитального ремонта, фактическая мощность ГЭС не превышает 3,8МВт.

Учитывая, что ГЭС ЮФК-2 работает 8-9 месяцев в году, водозаборы на ГЭС не имеют влияния на ирригационный режим ЮФК, а также учитывая дефицит электроэнергии в Ферганской долине.

Целью выпускной квалификационной работы является обоснование экономической целесообразности модернизации оборудования ГЭС ЮФК-2.

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Характеристика объекта

ГЭС ЮФК-2 располагается в пос. Ширманбулак Булак-Башинского района Андижанской области Республики Узбекистан.

Ближайшие населенные пункты - города Андижан, Асака и Ходжаабад.

Подъезд к площадке сооружений эксплуатации предусматривается по существующим автодорогам с асфальтобетонным покрытием г.Асака - пос.Кулля - пос.Ширманбулак, г.Асака -пос.Булак-Баши - пос.Ширманбулак.

Внешний грузооборот строительства складывается из грузов, поступающих непосредственно от заводов-изготовителей, а также с железнодорожной станции назначения. Внутрипостроечный грузооборот складывается из грузов внешнего прибытия, перевозимых от расходных складов, и местных грузов.

Транспортная схема строительства предусмотрена с учетом максимального использования существующих автодорог.

Железнодорожная станция, на которую будут доставляться тяжелые негабаритные грузы – Ташкент-Товарная, которая расположена в 470 км от ГЭС ЮФК-2.

В районе расположения ГЭС имеются линии местной связи и линии электропередач напряжением 35 кВ и 10 кВ.

Для внешней связи строительства используются существующие междугородные каналы узла связи г. Асака по заказной системе или путем их аренды.

Ближайший поставщик цемента - Кувасайский цементный комбинат, расположен на расстоянии 60 км. Основной поставщик арматуры и металлопроката – Бекабадский металлургический комбинат находится на расстоянии 580 км.

Имеющиеся в районе расположения ГЭС запасы местных строительных материалов, достаточны для выполнения земляных и бетонных работ, необходимых при выполнении модернизации ГЭС.

1.2. Физико-географическая и климатическая характеристика

Физико-географическая характеристика

Канал Шахрихансай - древний крупнейший магистральный канал Карадарьинской оросительной системы, расположен на территории Андижанской области и пролегает по юго-восточной части Ферганской долины. Ферганская долина представляет собой днище огромной котловины, замкнутой мощными хребтами: с востока - Ферганским, с юга - Алайским и Туркестанским, с севера - Чаткальским и Кураминским. Лишь узкий Фархадский проход на западе разрывает горные массивы.

Для наиболее высокогорной части хребтов с высотами свыше 4000-5000м характерны острые вершины, крутые склоны, большое количество

троговых долин, заполненных древними и современными моренами, а также значительные площади, занятые современными оледенениями.

В области среднегорного рельефа очертания хребтов более сглажены. Хребты с отметками до 3500 м расчленены глубокими и узкими долинами, загромождёнными обломочным материалом.

Центральную часть Ферганской долины занимает покатая на запад мелкохолмистая равнина, окружённая низкими горами (адырами), волнистыми предгорными равнинами и конусами выноса выходящих из гор рек.

Горное обрамление Ферганской долины представляют собой мощные складчато-глыбовые поднятия палеозойских песчаников, сланцев, известняков, конгломератов, вулканических туфов. Предгорья хребтов сложены осадочными породами мезозоя и кайнозоя.

Равнинная часть Ферганской долины представлена рыхлыми породами четвертичного возраста - галечником, щебнем, гравием, супесью, лессовидными породами.

Первоначальное назначение канала – переброска воды из р. Карадарья в р.Аравансай.

Предназначен для орошения земель на площади 130,2 тыс. га в Андижанской и Ферганской областях. Водозабор в канал осуществляется на Кампырраватском гидроузле, расположенном на ПК12+60 подводящего канала, который в свою очередь берет начало от плотины Андижанского водохранилища. Годы строительства 1882 – 1887 гг. Год ввода в эксплуатацию – 1888г. В 1975-1982 гг. по проекту института «Ферганагипроводхоз» была проведена реконструкция канала на участке от головного регулятора до гидроузла на ПК 374+10.

Нормальный расход в голове канала - 190,0 м³/с, максимальный - 240,0 м³/сек, протяженность - 108,285 км.

В соответствии с проектом реконструкции, канал на участке ПК 0 – ПК 368 выполнен в бетонном русле.

Первые 12 километров от головного регулятора канал проходит в полувыемке - полунасыпи, в каньоне (пойме старого русла) шириной местами до 600 м. и глубиной до 20м. Далее, на протяжении 17км до г. Курган-Тепа канал проходит в выемке, постепенно переходящей в полувыемку - полунасыпь на равнинной местности до гидроузла на ПК374+10, командуя в правую сторону. Проектные характеристики на этом участке представлены в таблице 1. На участке с ПК 14+00 по ПК 120 проектом предусмотрен двухсторонний отсечной коллектор.

На 41 км. в канал впадает река Акбура и далее русло принимает характер оврага глубиной 10-15 м. и шириной местами до 300 м. На 66 км канал Шахрихансай сливается с р.Аравансай и ниже проходит по древнему руслу до Найманского гидроузла ПК 895+82. Водозабор в боковые отводы на этом участке (кроме отводов, объединенных Ассакинским гидроузлом и деривационным каналом ГЭС) ранее осуществлялся с помощью сипайно-таштуганских дамб. В 1992 г. для обеспечения водозабора и предотвращения

размыва дна русла на ПК 570+57 по проекту института «Ферганагипроводхоз» построен гидроузел Какир – Кулла.

Для борьбы с блужданием русла Шахрихансая на всем прохождении его в пойме выполнены струенаправляющие дамбы из рваного камня, бетона и железобетонных конструкций.

Особенностью Шахрихансая является его роль водоприемника селевых, паводковых и зимних сбросных вод Акбуры и Аравансая, которые он транспортирует до Ассакинского гидроузла, где через Ассакинский сброс происходит разгрузка системы от излишков этих вод.

У Ассакинского регулятора, на 81-м километре канала Шахрихансай отходит веер каналов. Уменьшенный канал Шахрихансай до Найманского регулятора, течёт на длине 15км в однорукавном русле, где вновь веером расходятся оросительные каналы.

После перехода дюкером через БФК канал Шахрихансай последний раз делится на две ветки - правую (Старый Шахрихансай) и левую (Новый Шахрихансай).

Канал Старый Шахрихансай только в многоводные годы сбрасывает свои воды в р.Карадарью, канал Новый Шахрихансай разбирается на орошение и теряется в болотах Сарысу.

Вода канала Шахрихансай сверху вниз по течению разбирается 40-а отводами, наиболее крупные из них - ЮФК и канал им. Ахунбабаева (старое название Иса-Аулия). Далее имеются три водозабора (без названия) с расходами воды от 50 до 500л/с.

Долина канала Шахрихансай представляет собой ровное плато, покрытое посевами хлопка, риса, садами и виноградниками.

Канал эксплуатируется тремя управлениями, подчиненными «Нарыно-Сырдарьинскому Управлению Оросительных Систем» Андижанской области. С ПК 0+00 до ПК 374+10 – Верхне-Шахриханским УМРК, расположенным в г. Джалакудук, с ПК 374+10 до ПК 769+50 – Средне-Шахриханским УМРК, расположенным в г. Ассака, и с ПК 769+50 до ПК 1082+50 – Нижне-Шахриханским УМРК, расположенным в г. Шахрихан.

Южно-Ферганский Магистральный Канал (ЮФК) - крупнейший отвод Шахрихансая - расположен на территории Андижанского и Ферганского вилоятов Республики Узбекистан.

Предназначен для орошения земель на площади 66,2 тыс. га в Андижанской и Ферганской областях. Сооружение относится к II классу капитальности.

Водозабор в канал осуществляется на гидроузле, расположенном на ПК374+10 магистрального канала Шахрихансай, который в свою очередь берет начало от Кампыраватского гидроузла, расположенного на ПК12+60 отводящего канала, берущего начало от плотины Андижанского водохранилища.

Канал построен на базе Кувинской ветки, которая была сооружена в 1935 – 1936гг. Кувинская ветка так же, как и ЮФК, имела головной водозабор на Шахрихансае, незначительно выше слияния его с р. Акбурой, а

заканчивалась сбросом в Кувасай. Основным назначением ветки служило повышение водообеспеченности системы Исфайрамсая, и подпитывание системы Аравансая в ее нижней части.

В 1940г. ветка была продолжена до Маргилансая с одновременной реконструкцией канала и сооружений на нем на участке от Аравансая до Кувасая, после чего она получила название Южного Ферганского канала имени А.А. Андреева. Канал строился вслед за БФК методом народной стройки.

Первоначально канал был доведен до Беш-Алышского узла на Исфайрамсае (93км), затем до Маргилансая.

В 1946г. ЮФК им. А.А. Андреева был продолжен до Алтыарыксая (120 км). Этот участок канала был назван «удлиненный ЮФК» с самостоятельным водозабором из Маргилансая. Канал позволил переключить на питание из Карадарьи низовые части систем Исфайрамсая. Пропускная способность в голове ЮФК на тот период была $90\text{м}^3/\text{сек}$, на границе Ферганской области – $60\text{м}^3/\text{сек}$, и у Беш-Алыша – $45\text{м}^3/\text{сек}$.

В 1969 г. по проекту института «Узгипроводхоз» была выполнена реконструкция канала и сооружений на нем, увеличена пропускная способность головного водозабора и канала. При этом максимальный расход составил $110\text{м}^3/\text{сек}$, нормальный – $90\text{ м}^3/\text{сек}$.

Начиная с 1976г. по 1982г., по проектам института «Ферганагипроводхоз» была проведена реконструкция канала, в результате чего практически, почти весь канал был облицован бетоном.

В 1961-63г.г. на р.Акбуре было построено водозаборное сооружение для подпитывания ЮФК. Подпитывающий канал подключается в ЮФК на ПК37+00 и рассчитан на расход $15\text{м}^3/\text{с}$.

Климатическая характеристика

Климат Ферганской долины, расположенный внутри обширного азиатского материка, обладает характерными чертами резко континентального. Благодаря ее замкнутому положению и мощным горным поднятиям по окраинам имеется ряд климатических особенностей, отличающих её от соседних районов. Это частая смена оттепелей и похолоданий в зимний период, повышенная влажность воздуха, низкое количество осадков при большом числе пасмурных дней в году.

Климатические условия района расположения каскада Шахриханских ГЭС характеризуется данными многолетних наблюдений ближайшей метеорологической станции "Андижан", расположенной на высоте 477 м БС.

Среднегодовая температура воздуха равна $13,3^{\circ}\text{C}$ (табл. 3.1). Самый тёплый месяц года - июль со среднемесячной температурой воздуха $26,9^{\circ}\text{C}$ и абсолютным максимумом - 42°C .

Наиболее холодный месяц - январь со среднемесячной температурой воздуха минус $2,7^{\circ}\text{C}$ и абсолютным минимумом - минус 28°C .

Низкие температуры воздуха здесь обусловлены стеканием холодного воздуха с горных массивов и застаиванием его в долине. Расчётная температура самой холодной 5-дневки минус 15°C , зимняя вентиляционная -

минус 6,4°C. Продолжительность безморозного периода в среднем за многолетие составляет 229 дней. Заморозки возможны с ноября по март.

Годовая сумма осадков в среднем за многолетие не превышает 261 мм. Большая часть годовых осадков выпадает в осенний и весенний периоды, наиболее дождливым месяцем является март - 45 мм, при суточном максимуме осадков - 64 мм. Наименьшее количество осадков приходится на июль-сентябрь - 3-8 мм.

Устойчивый снежный покров в среднем за многолетие наблюдается 35 дней в каждую вторую зиму. Появляется снежный покров во 2-й декаде декабря, сход начинается в конце февраля. Средняя декадная высота снежного покрова составляет 9 см при максимальной величине 35 см.

Относительная влажность воздуха имеет наибольшие значения с ноября по март с максимумом в декабре - 84%, наименьшая - в период с мая по август с минимумом в июне - 46%.

Абсолютная влажность воздуха при среднегодовом значении 9,9 мб изменяется от 16,6-17,4 мб (июль-август) до 4,4-5,2 мб (январь-февраль).

Преобладающими направлениями ветра являются западное (19%) и юго-западное (20%). Повторяемость штилей в среднем за многолетие наблюдается в 54% случаев от общего числа дней в году.

Годовая скорость ветра равна 1,1 м/с, среднемесячные ее значения возрастают до 1,8 м/с в мае и июне. Максимальная скорость ветра может достигать 20 м/с, при порыве – до 34 м/с.

1.3. Гидрологическая изученность

Учёт стока р.Карадарьи, водами которой питается канал Шахрихансай, осуществляется на гидрометрических постах Узгидромета и Кыргызгидромета. Непосредственный приток в канал Шахрихансай регистрируется гидрологическими постами Минсельводхоза РУз.

Первые наблюдения за жидким стоком р.Карадарьи начаты Узгидрометом у пос.Кампырват в 1910 г., которые продолжались до 1975 г. С 1975 г. гидропост находится в зоне затопления Андижанского водохранилища.

В верхнем течении р.Карадарьи ведутся наблюдения (на гидропосте г.Узген) Кыргызгидрометом с 1929г. (с перерывом 1935-1969 гг.), в низовьях - Узгидрометом на гидропосте "кишлак Учтепа" с 1953 г. по наше время.

Уровенный режим Андижанского водохранилища и расходы, поступающие в нижний бьеф через ГЭС и холостой водослив, фиксируются службой Управления эксплуатации Андижанской ГЭС.

В нижнем бьефе Андижанской плотины с 1969 г. работают гидропосты Узгидромета "р. Карадарья - пос.Карабагиш" и "Отводящий канал - пос.Тополино".

Измерения стока воды канала Шахрихансай по гидропосту "Голова" проводятся Минсельводхозом РУз с 1925г. по наше время.

ОАО "Гидропроект" гидрологические работы на канале Шахрихансай были начаты в 30-40 гг.

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КЛИМАТА КАСКАДА ШАХРИХАНСКИХ ГЭС

(метеостанция «г.Андижан»)

Таблица 1.1

№	Наименования	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
1	Температура воздуха, °С	-2,7	0,9	8,0	15,8	21,4	25,5	26,9	24,9	19,9	13,1	5,6	0,3	13,3
2	Абсолютный минимум температуры воздуха, °С	-28	-25	-16	-4	4	8	10	9	1	-7	-22	-25	-28
3	Абсолютный максимум температуры воздуха, °С	15	22	30	40	40	42	42	41	35	32	24	17	42
4	Абсолютная влажность воздуха, мб	4,4	5,2	7,6	11,0	12,9	15,0	17,4	16,6	12,8	9,6	7,0	5,6	10,5
5	Относительная влажность воздуха, мб	83	80	71	62	53	46	50	56	60	68	77	84	66
6	Скорость ветра, м/с	0,6	0,8	1,1	1,5	1,8	1,8	1,3	1,1	1,0	0,8	0,7	0,6	1,1
7	Осадки, мм	31	33	45	28	23	3	8	3	3	21	28	25	261

Для обоснования проектных заданий Шахриханских ГЭС-0, ГЭС-6 (5А) в период 1949-54гг. ОАО "Гидропроект" проводил комплексные наблюдения за жидким и твёрдым стоком, температурой и химическим составом воды р.Карадарья на гидропосту "Кампыррават", в нижнем бьефе Кампырраватского гидроузла - на участке водозабора головного узла ГЭС-0, на канале Шахрихансай - в створах сопряжения с отводящим каналом ГЭС-0 и головы деривационного канала ГЭС-6 (5А).

Учитывая, что с начала эксплуатации Андижанского водохранилища и ГЭС (1981 г.) изменились условия поступления стока воды и наносов в канал Шахрихансай, использование материалов прошлых лет до 80-х годов в настоящей работе возможно лишь для приближённой оценки названных характеристик.

Изучение температурного режима, твёрдого стока и химического состава воды канала Шахрихансай Минсельводхоза» РУз и другими организациями не ведутся. Поэтому в качестве аналогового материала*выданной работе использованы материалы Узгидромета по температуре воды Отводящего канала - гидропост "пос.Тополино" за период 1974-88 гг., по химическому и гранулометрическому составу взвешенных наносов р.Карадарья - гидропост "пос.Кампыррават" за период 1938-74 гг.

1.4. Режим расходов воды

Река Карадарья снегово-ледникового питания. Половодье начинается поздно: в многоводные годы - в III декаде апреля, в среднем по водности и маловодные годы - в 1-й декаде мая. Расходы воды интенсивно нарастают с марта по июль и уменьшаются с августа по февраль. В меженный период преобладает подземное питание.

Годовой сток воды р.Карадарья в створе-Андижанской плотины в среднем за период 1910/11-1977/78 гг. составляет 3,87 млрд.м³ (см. "Правила эксплуатации Андижанского водохранилища", 1981 г.)

В нижнем бьефе плотины часть воды поступает в Отводящий канал гидроузла, где полностью разбирается каналами - Шахрихансай, Андижансай и Савай, другая часть проходит по руслу р.Карадарья.

Режим канала Шахрихансай подчинён требованиям ирригации и энергетики как своим собственным, так и Карадарьинской системы в целом. Основное количество воды по каналу Шахрихансай пропускается в вегетационный период с апреля по I сентябрь, наибольшее - с мая по июль.

В зимние месяцы (декабрь-февраль) величина расходов воды ограничивается малыми попусками Андижанского гидроузла и не превышает 3 м³/с. Снижение минимальных расходов воды до нуля возможно в период с ноября по март, в это же время, в случае необходимости, ведутся расчистка и ремонт Отводящего канала и канала Шахрихансай.

Среднегодовой расход воды канала Шахрихансай в среднем за многолетие составляет 48,6 м³/с при стоке 1,53 млрд.м³. Наибольшие годовые расходы воды зафиксированы в 1994-95 и 1996-97гг., равные соответственно 66,7 и 65,8 м³/с, при стоках 2,10 и 2,07 млрд.м³; наименьший годовой расход

воды в 1983-84 гг. -31,5 м³/с при стоке 0,992 млрд.м³.

В период апрель-сентябрь по каналу проходит 92,1 % годового стока. Наиболее высокий среднемесячный расход воды в среднем за многолетие приходится на июль-128 м³/с. В отдельные месяцы вегетационного периода среднемесячные расходы воды достигают 161 м³/с (июль 1993 г.) и 152 м³/с (июнь 1994 г., июль 1991, 1996 гг.). Наименьшие из среднемесячных расходов воды наблюдаются в декабре и феврале, равные 2,21 и 2,64 м³/с соответственно. В межень, от одного до пяти месяцев, канал бывает сухим.

1.5. Химический состав воды

Данные стационарных наблюдений за химическим составом воды канала Шахрихансай в районах сооружений ГЭС отсутствуют. Для его характеристики использованы материалы наблюдений за химическим составом воды р.Карадарьи по гидропосту "пос.Кампыррават" за период 1938-74 гг. и результаты анализа проб, отобранных ОАО "Гидропроект" на канале Шахрихансай в створах проектируемых сооружений ГЭС-0 и ГЭС-1 в 1998 г.

Вода в канале Шахрихансай средней минерализации, величина сухого остатка изменяется от 218 г/л в паводок до 493 г/л в межень (таб. 1.3.)

По ионному составу вода гидрокарбонатного класса с преобладанием анионов НСО₃ (123,2-209,8 г/л) и катионов Са (32,1-79 мг/л).

В период половодья вода преимущественно мягкая - величина общей жёсткости в зависимости от водности года колеблется в пределах 2,38-3,93 мг-экв/л; в меженный период увеличивается до 5,00-6,22 мг-экв/л, что характерно для умеренно жёсткой воды.

По показателю рН (6,25-9,09) вода слабощелочная и щелочная.

1.6. Кривые расходов воды

Графики зависимости уровней воды от расходов ГЭС ЮФК-2 приводятся для напорного бассейна и отводящего канала (рис.1.1 и рис. 1.2)

Исходными данными к построению графиков расходов воды послужили:

- продольные профили деривационного и отводящего каналов, поперечные разрезы и данные по проектным расходам воды в каналах.

1.7. Инженерно-гидрологические условия

ГЭС ЮФК-2 построена на деривационном канале в 0,5 км восточнее с. Ширтан-Булак.

Инженерно-геологические рассматривались для следующих сооружений гидроузла:

- головной узел;
- деривационный канал;
- напорно-станционный узел (НСУ);
- отводящий канал.

Головной узел ЮФК-2 расположен на ПК 214+00 канала ЮФК в верхнем бьефе шестого скального перепада.

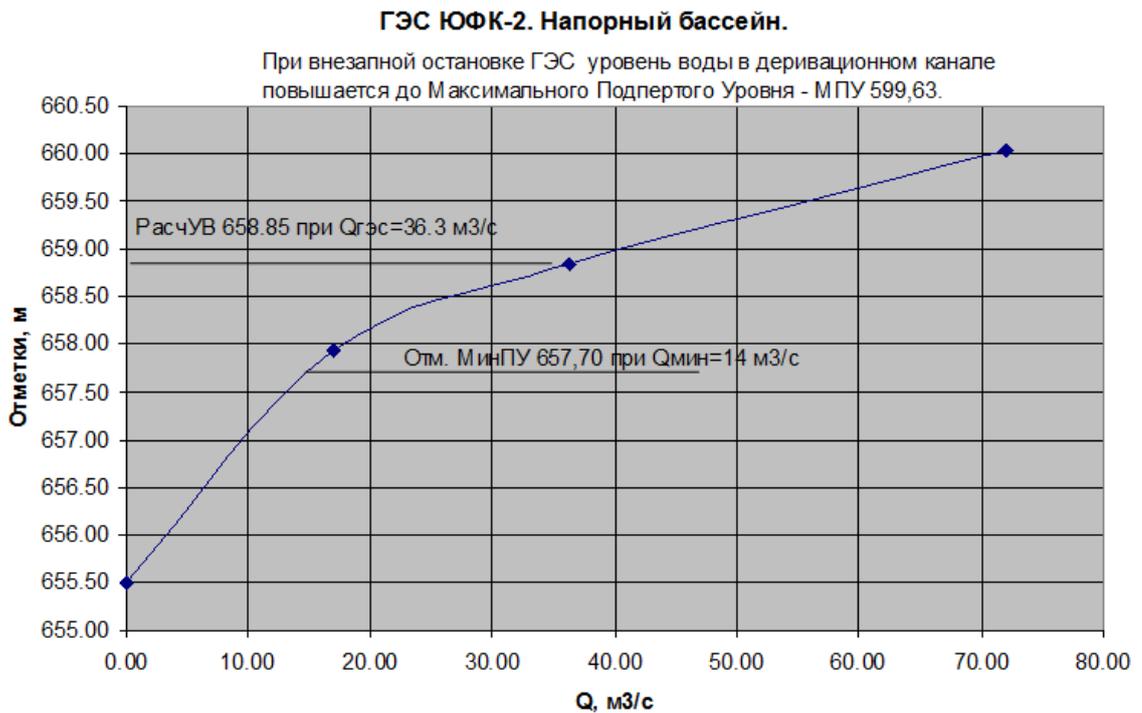


Рис. 1.1. График расходов воды в напорном бассейне.

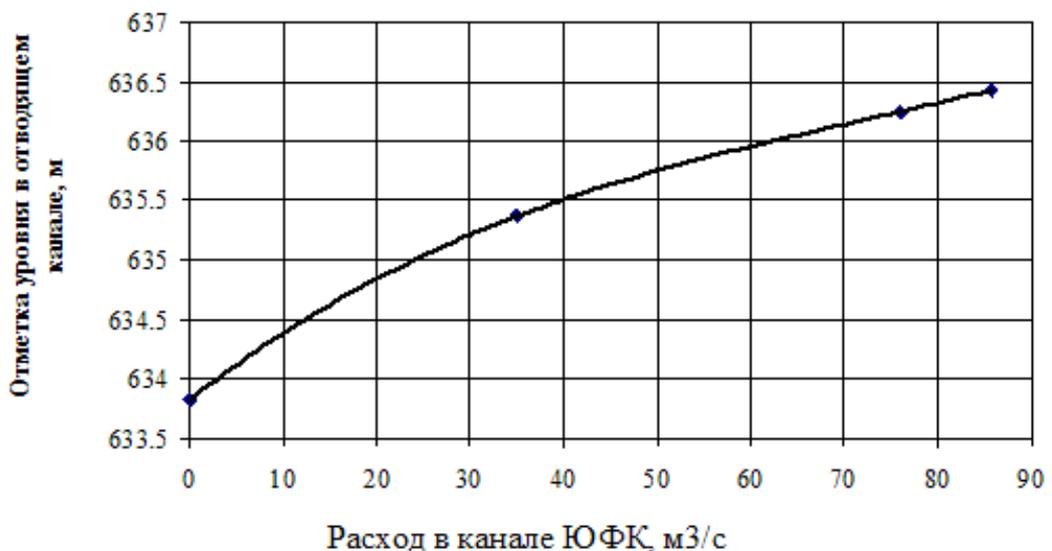


Рис. 1.2. График зависимости уровней воды в отводящем канале ГЭС ЮФК-2 от расходов воды в ЮФК (с учетом подпора).

В геоморфологическом отношении участок головного узла расположен у основания склона гор Чиль-Усту. Склон сложен серыми массивными кристаллическими известняками, постепенно погружающимися в северном направлении под мелкозёмные равнины. По данным метологического разреза шурфа № 23, выполненного на правом берегу ЮФК по линии створа сооружения, мощность мелкозёмистых фунтов равна ~ 6,0 м по левому берегу (шурф N2) - 1,1 м. Мощность делювия составляет ~ 4,5 м. Мелкозёмные представлены серыми макропористыми суглинками с включением кристаллов гипса с содержанием обломков известняка размером от 5 до 15 см в объёме до 40%.

Среднемесячные и среднегодовые расходы воды (м³/с), канал Шахрихансай – головное сооружение (ПК 12+65)

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.год
1981	0.00	0.00	0.00	54.3	75.2	110	105	99.3	65.5	7.10	0.00	0.00	43.0
1982	0.00	0.00	0.00	69.8	108	115	94.5	80.0	45.8	1.00	0.00	0.00	42.8
1983	0.00	0.00	0.00	19.2	50.6	58.8	104	94.4	37.3	13.5	0.00	0.00	31.5
1984	0.00	0.00	0.00	23.0	79.8	104	120	101	40.8	15.0	0.00	0.00	40.3
1985	0.00	0.00	0.00	40.7	84.6	117	138	118	37.8	15.7	0.00	0.00	46.0
1986	0.00	0.00	14.6	62.1	53.3	79.3	123	96.8	24.7	1.00	0.00	0.00	37.9
1987	0.00	0.00	0.20	64.4	81.5	118	137	118	41.5	4.60	0.00	0.00	47.1
1988	0.00	0.00	0.00	51.7	93.7	115	140	100	29.9	11.3	0.00	0.00	45.1
1989	0.00	0.00	7.50	89.7	78.3	115	122	130	43.1	38.1	0.60	0.00	52.0
1990	0.00	0.00	15.1	69.7	83.7	107	116	117	32.6	13.5	0.00	0.00	46.2
1991	0.00	0.00	2.40	76.8	101	119	152	138	59.5	21.2	4.20	0.00	56.2
1992	0.00	0.00	29.6	65.6	57.0	128	136	136	61.5	18.6	0.00	0.00	52.7
1993	0.00	0.00	0.00	91.5	61.6	148	161	130	61.2	13.7	11.9	7.90	57.2
1994	11.6	0.00	8.70	106	123	152	147	126	37.3	24.5	13.5	17.0	63.9
1995	15.6	9.80	29.1	56.1	76.5	95.6	105	91.0	27.7	30.9	12.4	0.00	45.8
1996	7.90	12.0	10.8	51.3	78.5	127	152	128	70.1	52.0	27.2	9.80	60.6
1997	26.1	23.1	44.3	51.0	74.7	107	129	107	31.4	57.6	30.7	0.90	56.9
1998	0.00	0.00	5.38	29.7	58.1	68.1	124	120	51.6	57.90	33.5	0.00	45.7
1999	5.50	9.30	26.2	45.0	130	133	141	137	72.5	62.0	30.9	0.00	66.0
2008	0.00	0.00	47.4	78.8	108	105	144	68.3	19.1	47.0	26.1	3.67	53.9
2009	1.02	0.00	48.0	69.8	78.0	119	154	150	43.5	82.6	55.6	0.56	66.8
2010	0.00	11.2	64.4	105	119	110	157	143	80.6	79.5	65.6	37.4	81.1
Ср. мног.	3.1	3.0	16.1	62.3	84.3	111	132	115	46.1	30.4	14.2	3.5	51.8
W, млн.м³	8.2	7.2	43.1	161.6	225.7	288.7	353.2	307.9	119.6	81.4	36.8	9.4	1642.8
%	0.5	0.4	2.6	9.8	13.7	17.6	21.5	18.7	7.3	5.0	2.2	0.6	100.0

Примечания: 1. 1993-1999 г.г. – данные Нарын-Карадарьинского БУИС, г. Андижан

2. 2008-2010 г.г. – данные Узгидромета (из ежегодников)

3. Годовая скорость ветра равна 1,1 м/с, среднемесячные ее значения возрастают до 1,8 м/с в мае и июне.

Максимальная скорость ветра может достигать 20 м/с при порыве до 34 м/с.

Химический состав воды

Табл. 3.3

Фазы режима	Водность фазы	Год и дата взятия пробы воды, по которой приводятся данные	Сухой остаток мг/л	рН	Форма выражения	АНИОНЫ			КАТИОНЫ			Жесткость, мг-экв/л		
						HCO ₃	Cl	SO ₄ ''	Ca''	Mg''	Na+K	Общая	Постоянная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
р. Карадарья – п.Капыррават														
Осеннее-зимняя межень	Средняя	16.11.68	431.0	8.25	мг-экв/л	195.8	11.4	115.8	70.9	21.8	15.3	5.33	2.3	
					“	27.0	2.7	20.3	29.7	15.1	5.2			
	Многовод.	21.11.69	424.6	8.20	“	192.2	11.0	115.4	72.8	25.4	4.8	5.72	2.74	
						“	26.8	2.6	20.2	30.8	17.6	1.6		
	Маловод.	21.03.63	452.0	8.20	“	200.1	12.4	120.3	76.2	21.0	17.0	5.53	2.43	
					“	26.4	2.8	20.1	30.6	13.9	5.5			
Весеннее - летняя межень	Средняя	03.04.64	332.1	9.09	“	173.2	10.3	65.3	54.7	14.6	14.0	3.93	1.34	
					“	31.6	3.3	15.1	30.4	13.4	6.2			
	Многовод.	08.06.64	218.0	7.75	“	123.8	6.4	32.5	34.3	9.7	10.0	2.51	0.79	
						“	34.9	3.1	11.7	29.3	13.7	6.9		
	Маловод.	18.06.69	324.0	-	“	123.2	5.7	44.3	32.1	9.5	18.2	2.38	-	
					“	32.4	2.6	14.8	25.7	12.5	11.8			
		16.04.65	329.3	-	“	165.9	8.9	68.3	50.5	14.7	17.8	3.73	1.27	
					“	30.6	2.8	16.0	28.4	13.6	8.0			

Продолжение Табл.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Окончание весеннее- летнего спада	Средняя	01.08.70	294.4	8.10	“	153.1	5.3	65.0	42.1	18.2	10.2	3.60	1.33
	Многовод.	09.07.69	227.6	8.10	“	31.3	1.9	16.8	26.2	18.7	5.1	3.04	1.27
		05.02.74	450.3	8.25	“	190.9	14.9	127.7	77.0	21.8	15.5		
	Маловод.	28.08.61	318.2	-	“	166.5	12.7	58.6	47.1	16.3	16.0	3.69	1.02
		04.04.74	484.0	8.25	“	178.1				14.3	5.0		
	11.06.74	455.8	7.90	“	180.6								
	18.12.74	493,0	8.25	“	209.8								
	23.10.98	320.0	7.80	“	24.8								
						“	146.4	14.2					
						“	2.4						
			23.10.98	320.0	7.80	“	170.8						

По левому берегу ЮФК грунты отличаются повышенным содержанием солей. Преобладают сернокислые соединения.

Правый берег характеризуется грунтами со слабым сернокислым засолением, серые кристаллические известняки, вскрытые подмелкозёмами с поверхности трещиноваты. Трещины ориентированы беспорядочно, размеры их изменяются от волосных до 5 см.

Крупные трещины заполнены белым и розовым кальцитом, более мелкие размером 1-2 мм - мелкозёмом.

Мощность трещиноватой зоны, по данным наблюдений на существующих перепадах, равна примерно 2,0 м. Абсолютная отметка основания головного узла равна 654,30.

Основанием для головного сооружения служат известняки. Допустимая вертикальная нагрузка на известняки может быть принята в размере 5-10 кг/см².

Деривационный канал общей протяжённостью 1340м уложен в западном направлении части левого берега ЮФК. Северный склон крутой, местами обрывистый, угол наклона его 30-40°.

По трассе деривационного канала и склонам в пределах трассы в 1954 г. Были разведаны 15 шт. шурфов. По данным литологических разрезов указанных шурфов трасса деривации, в основном, сложена известняками, местами прикрытыми суглинками с включением обломков известняков. Мощность суглинков неравномерная; на ПК 1+30; ПК6 и ПК 13 суглинки отсутствуют. Далее – достигают мощности 5-8 м.

Физические свойства суглинков:

Удельный вес	- 2,65-2,69 т/м ³ ;
Объёмный вес	- 1,28-1,38 т/м ³ ;
Пористость	- 48,0-52,90%
Угол внутреннего трения	- 27°30'
Сила сцепления	- 0,13 кг/см ²
Коэффициент фильтрации	- 1,8 м/сутки

До глубины 4,0 м залегают суглинки с включением обломков известняков. Таким образом, из изложенного выше видно, что деривационный канал, в основном, заложен в известняках и лишь только на отдельных участках - в суглинках. Учитывая условия залегания суглинков и склонность их, при смачивании, к просадкам на этих участках, откосы канала забетонированы. Грунтовые воды расположены глубоко.

Напорно-станционный узел.

В состав сооружений напорно-станционного узла входят:

- напорный бассейн;
- напорный трубопровод;
- здание ГЭС.

В 2011г. на участке напорно-станционного узла были выполнены три скважины глубиной 10,0м (на напорном бассейне), 6,0 м (по трассе трубопровода), 12,5 м (в районе здания ГЭС) и один шурф глубиной 3,0 м в районе здания ГЭС.

Рассматриваемая территория расположена на границе аллювиальной равнины и предгорий Ферганского хребта, представлена двумя абсолютно разными типами рельефа. Левый берег канала сложен крепкими скальными породами – известняками (денудационный тип рельефа), правый борт – аллювиальная аккумулятивная равнина. Территория интенсивно застроена и используется в сельском хозяйстве.

В инженерно-геологическом строении принимают участие три элемента:

- среднечетвертичные суглинки;
- известняки карбона;
- рыхлые обломочные техногенные грунты.

Отводящий канал ГЭС ЮФК-2 проходит по поверхности волнистой равнины. Трасса канала сложена суглинками с линзами супеси и серого тонкозернистого песка. Суглинки серого цвета, плотные. Фильтрационные свойства суглинков слабые и по аналогии с трассой деривационного канала коэффициент фильтрации не более 1,0-1,5 м/сутки. Из изложенного видно, что дно и откосы сложены из суглинков.

1.8. Гидрогеологические условия

Подземные воды приурочены к среднечетвертичным отложениям, зоне открытой трещиноватости карбонатовых известняков и фрагментарно, к техногенным грунтам. В пределах аллювиальной равнины уровень грунтовых вод залегает на глубине 2,5-3м, подводящий канал подвешен над уровнем грунтовых вод, потери из него, возможно, происходят через отдельные фильтрационные окна, в виде дождевания.

По пробам, отобранным из скважин и шурфа, установлено, что условия циркулирования подземных вод сложные, в местах сосредоточенной фильтрации из канала подземные воды пресные, с минерализацией 0,4г/л, по химическому составу подземные воды сульфатно-гидрокарбонатные кальциевые. На участках с затрудненной фильтрацией минерализация резко возрастает до 1,4-1,5г/л, химический состав становится гидрокарбонатно-сульфатным смешанным по катионному составу.

Поверхностные воды в канале пресные, с минерализацией 0,45г/л, сульфатно-гидрокарбонатные смешанные по катионному составу.

1.9. Сейсмичность

В соответствии с КМК 2.01.03-96 рассматриваемая территория относится к районам где возможны сейсмические воздействия силой 7 баллов с повторяемостью 50 лет, 8 баллов с повторяемостью 150 лет, 9 баллов раз в 1000 лет и более 9 баллов один раз более чем 1000 лет.

1.10. Существующее положение

ГЭС-ЮФК-2 является второй ступенью Каскада. На ГЭС установлен 1 агрегат установленной мощностью 6.7 МВт. В эксплуатацию агрегат введен 1966 г.

За последние выработка электроэнергии снизилась. После последнего капитального ремонта в феврале 2011 г. мощность агрегата не превышает 3,8 МВт.

В комплекс основных сооружений ГЭС ЮФК–2 входят:

- *головной узел,*
- *деривационный (подводящий) канал;*
- *напорно-станционный узел;*
- *отводящий канал.*

Все сооружения построены и приняты в эксплуатацию в период с 1961 по 1966 г. и до настоящего времени являются действующими.

Местоположение основных сооружений МГЭС ЮФК–2 представлено на рис. 1.3.

Головной узел

Расположен на ПК 214+00 ЮФК, в верхнем бьефе существующего естественного перепада №6. Построен в 1962 г., реконструирован в 1978-1979г.г.

В состав сооружений Головного узла входят:

- *регулятор перегораживающего сооружения;*
- *регулятор деривационного канала ГЭС на левом берегу ЮФК;*
- *регулятор промывного отверстия (промывная галерея).*

Основным назначением Головного узла является обеспечение подачи в деривационный канал расчетного расхода $Q_{\text{расч}}=35,0$ м³/с и пропуск далее, в нижний бьеф перегораживающего сооружения, расчетных расходов ЮФК.

Регулятор перегораживающего сооружения открытого типа, имеет два пролёта по 6,0м, перекрываемых рабочими затворами.

Рабочий сдвоенный сегментный затвор с клапаном (левый пролет) с размерами 6,0-4,1-3,9 м за время эксплуатации пришел в негодность. Новый затвор был изготовлен для замены в 2004 г. и до настоящего времени лежит на стройплощадке. Требуется срочная замена.

Рабочий сегментный затвор (правый пролет) с размерами 6,0-4,1-3,9м был заменен в 2005 году. Требуется выполнить работы по восстановлению антикоррозийного покрытия.

Маневрирование сегментными затворами обеспечивается канатной электрической лебедкой г/п 5,0 т.с. Электрооборудование изношено. Необходима замена электродвигателей и кабелей.

Перед рабочими затворами, в щитовой части сооружения располагаются ремонтные, представляющие из себя шандоры 6,0-4,1-3,9 м. Контур уплотнения выполнен из деревянных брусев. Необходимо заменить деревянные уплотнения на резиновые и восстановить антикоррозийное покрытие.

Маневрирование шандорами обеспечивается ручной талью г/п 5,0 т, управление - местное. Необходимо заменить ручные тали на электрические, грузоподъемностью 3,2 тс. Металлическая эстакада для талей из прокатного материала, грузоподъемностью 3,0 тс требует восстановления антикоррозийного покрытия.

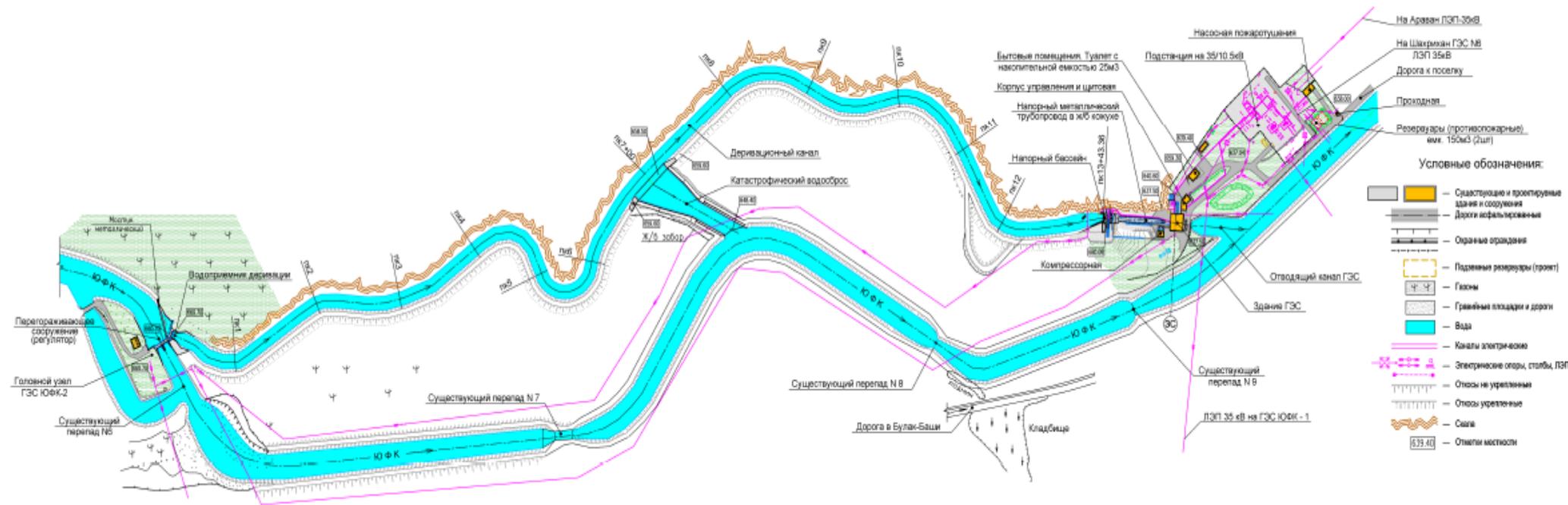


Рис. 1.3. Местоположение основных сооружений МГЭС ЮФК–2.

Замер расходов воды осуществляется с помощью рейки.

Отметка порога регулятора перегораживающего сооружения - 656,00м.

Отметки расчетных уровней воды в верхнем бьефе:

- форсированный - ФУВ 659,36 м;
- нормальный - НПУ 659,21 м;
- минимальный - МинУВ 658,44.

Отметки расчетных уровней воды в нижнем бьефе:

- форсированный - ФУВ 659,31 м;
- нормальный - НПУ 659,16 м;
- минимальный - МинУВ 658,09 м.
- Расчётные расходы регулятора перегораживающего сооружения:
- при ФПУ - $Q_f=88, \text{ м}^3/\text{с}$;
- при НПУ - $Q_n=78,0 \text{ м}^3/\text{с}$;
- при НПУ - $Q_{\text{мин}}=35,7 \text{ м}^3/\text{с}$;

В нижнем бьефе имеется водобойный колодец для гашения избыточной энергии потока при пропуске воды из-под затворов.

Материал строительной конструкции - железобетон.

Грунт основания - известняк. Грунтовые воды расположены глубоко.

Существующие железобетонные конструкции водосброса находятся в удовлетворительном состоянии.

Регулятор деривационного канала ГЭС, открытого типа, располагается под углом 36° к оси ЮФК.

Водоприемник канала перекрывается рабочим сегментным затвором - 6,0-3,5-3,1м. Затвор был заменен в 2005 году. Контур уплотнения выполнен из полосовой и профильной резины. Требуется восстановить антикоррозийное покрытие затвора.

Маневрирование производится канатной электрической лебедкой грузоподъемностью 5,0 тс. (1шт.). Управление - местное. Электрооборудование лебедки изношено. Необходима замена электродвигателей и кабелей.

Перед рабочими затворами, в щитовой части сооружения располагается ремонтный затвор, представляющий из себя шандор 6,0-3,5-3,1 м. Маневрирование шандором обеспечивает электроталь г/п 3,2 т.с., управление - местное.

Для предотвращения захвата донных наносов порог водоприемника деривации поднят на 1,0 м, отметка его порога - 656,80 м. Промыв наносов осуществляется через промывную галерею, расположенную под порогом на отметке 655,80 м, с отводом в нижний бьеф перегораживающего сооружения. Сечение галереи 0,8х0,8 м, расчетный расход $3 \text{ м}^3/\text{с}$. Основной и ремонтный затворы промывных галерей регулятора деривационного канала идентичные. Затворы плоские колесные 0,8-0,8-3,75 (2 шт.). За весь период эксплуатации затворы не заменялись и не подвергались ремонту. Затворы заилены и в настоящее время не доступны для осмотра. Необходимо их извлечение и замена на новые. Электрический винтовой подъемник основного затвора

промывных галерей грузоподъемностью 1,5 тс (1 шт.) служит для маневрирования основным затвором. Винтовой подъемник и его электрический привод изношены, требуется замена. Ручной винтовой подъемник ремонтного затвора промывных галерей грузоподъемностью 1,5 тс (1 шт.) Служит для маневрирования ремонтным затвором. Винтовой подъемник изношен, требуется замена на электрический винтовой подъемник.

Расчетный расход воды – $Q_{расч}=35,0 \text{ м}^3/\text{с}$.

Минимальный расчетный расход – $Q_{минРасч}=17,0 \text{ м}^3/\text{с}$.

Отметки расчетных уровней воды в нижнем бьефе:

- НПУ – 659,23 м;

- Мин.УВ – 658,13 м.

Конструкции сооружения выполнены из железобетона.

Грунт основания – известняк. Грунтовые воды расположены глубоко.

Существующие железобетонные конструкции регулятора деривационного канала находятся в удовлетворительном состоянии.

Деривационный (подводящий) канал

Деривационный (подводящий) канал - проходит по левой косогорной стороне ЮФК. Форма сечения - трапецеидальная.

Размеры канала - длина 1340 м, ширина по дну 3,0 м, уклон $i = 0,0003$. Правая дамба проходит в полувыемке-полунасыпи, заложение правого откоса $m = 1,25$. По правой стороне, которая проходит в основном в полувыемке-полунасыпи, облицован армобетоном по всей длине. Левый откос канала скальный, торкретирован цементным раствором, заложение правого откоса изменяется от $m = 0,25$ до $m = 1,25$.

Расчётный расход $Q_{расч}=35 \text{ м}^3/\text{с}$. Скорость воды $v = 1,73 \text{ м/с}$, глубина 3.0 м.

Канал проходит в прочных известняках и только местами в суглинистых породах.

Ширина дамбы по верху в среднем 4,0 м. Отметка верха дамбы от 660,23 до 660,09.

Запас над нормальным горизонтом воды в канале на участке от головного сооружения до ПК 07+00 – от 1,0 до 1,06 м. От ПК 07+00 до напорного бассейна – от 1,06 до 1,27 м. Этот запас определен высотой положительной волны, возникающей в напорном бассейне при внезапной остановке агрегата и сброса расчетного расхода $Q_{расч}=36,3 \text{ м}^3/\text{с}$ через катастрофический (холостой) водосброс в канал ЮФК, который находится на ПК 07+00 деривационного канала.

В настоящее время бетонная облицовка канала в некоторых местах разрушается корнями деревьев, имеются места облицовки с оголенной арматурой. Необходимо выполнить мероприятия по разборке разрушенных участков и замене армобетонной облицовки с восстановлением противофильтрационных швов по дну и правой дамбе.

Катастрофический водосброс на ПК 07+00 деривационного канала.

Располагается на правом берегу деривационного канала. Максимальный расчетный расход воды $15 \text{ м}^3/\text{с}$, вместо требуемых $35,0 \text{ м}^3/\text{с}$, которые необходимо сбросить во избежание перелива воды через дамбу и ее разрушения. Состоит из автоматического водослива, водоската, водобойной стенки, водобойного колодца и отводящего канала.

Автоматический водослив представляет собой понижение правой дамбы на $1,0 \text{ м}$ - до отметки расчетного уровня воды при $Q_{\text{расч}}=15,0 \text{ м}^3/\text{с}$, Ширина порога автоматического водослива - $10,0 \text{ м}$. Отметка порога - $659,03$. Отметка максимального подпертого уровня воды на ПК $7+00$ (в створе катастрофического сброса) при внезапной остановке ГЭС и пропуске максимального расчетного расхода $Q=35,0 \text{ м}^3/\text{с}$ равна МПУ $659,68$.

Водоскат – длиной $10,0 \text{ м}$, уклон $0,5$, шириной от $10,0 \text{ м}$, заканчивается гасителем, представляющим собой водобойную стенку высотой $0,5 \text{ м}$.

Отводящий канал трапецеидального сечения, ширина по дну $10,0 \text{ м}$, заложение откосов $m=1,5$. Длина отводящего канала $20,0 \text{ м}$.

Все сооружения катастрофического сброса выполнены из армобетона В15.

Грунты основания - известняк.

В настоящее время бетон водоската и водобойной стенки наполовину разрушен. За водобойной стенкой, бетон водобойного колодца разрушен и, практически, отсутствует, наблюдается размыв дна и откосов. С правой стороны размыв вплотную подошел к забору частного хозяйства. Бетон отводящего канала также частично разрушен.

Необходимо выполнить реконструкцию катастрофического сброса с увеличением пропускной способности до $36,3 \text{ м}^3/\text{с}$, с учетом установки нового агрегата с лучшими характеристиками или установить дизель-генератор на случай внезапной остановки ГЭС и отключения электроэнергии для подключения датчика уровня воды на головном узле, в начале деривационного канала.

Напорно-станционный узел (НСУ)

Напорно–станционный узел состоит из следующих сооружений:

- а) напорный бассейн;
- б) турбинный трубопровод;
- в) здание ГЭС.

Напорный бассейн. Напорный бассейн ГЭС предназначен для сопряжения деривационного канала с напорным трубопроводом.

Напорный бассейн состоит из понурной части, аванкамеры и водоприемной напорной камеры.

Понурная часть напорного бассейна представляет собой облицованный по периметру поперечного сечения на длину 10 м концевой участок деривационного канала. Облицовка выполнена из армированного бетона. Толщина облицовки по дну принята – от 30 до 40 см , откосов – от 15 до 40 см .

Аванкамера соединяет водоприемную камеру с деривацией. Посредством аванкамеры осуществляется плавный переход от размеров и

формы поперечного сечения деривации к размерам и форме водоприемной камеры.

Водоприемная камера выполнена односекционной (по числу агрегатов) из железобетона. На длине в 6,35 м водоприемная камера имеет постоянную ширину равную 6,0. Далее, камера постепенно сужается до 3,4 м – перед входом в трубопровод. Отметка дна 651,85 м.

В начале напорной камеры устроен ремонтный паз для установки ремонтного плоского скользящего пятисекционного затвора 6,0-7,2-7,00 м.

Маневрирование ремонтным затворам производится при помощи электрической тележки грузоподъемностью 2х5 тс и монорельса на железобетонных колоннах.

Хранится ремонтный затвор на площадке с правой стороны напорного бассейна в шандорохранилище.

За ремонтным пазом в напорной камере устанавливается металлическая сороудерживающая решетка под углом 80° к горизонту воды. Очистка решетки от мусора производится решеткоочистной машиной (РОМ). Машина имеет выезд на площадку для разгрузки бункера.

Перед входом в турбинный трубопровод в водоприемной камере устанавливается аварийно-ремонтный плоский колесный затвор 4,0-5,0-7,00 м. Подъем и опускание затворов производится при помощи канатной лебедки г/п 20 тс. Лебедка устанавливается над пазом на железобетонной эстакаде.

Для предохранения турбинного трубопровода от возможного повреждения вследствие образования вакуума в трубе, к последней обеспечен подвод воздуха устройством в железобетонном перекрытии напорной камеры с левой и с правой стороны двух отверстий. Они же являются люками для обеспечения спуска в камеру за затвором при его закрытом положении. Отверстия перекрываются съёмными металлическими крышками.

К концевой части напорной камеры примыкает оголовок турбинного трубопровода.

Превышение верха стенок напорного бассейна над нормальным рабочим горизонтом (658,85 м) равное $H=1,24$ м, принято с учетом образования положительной волны при быстром отключении нагрузки станции и образования ветровой волны.

Для обеспечения подвоза оборудования с правой стороны к напорному бассейну устраивается площадка в насыпи. Сопряжение площадки с траншеей трубопровода и с естественной поверхностью земли осуществляется подпорной стеной высотой от 6,5 до 9,5 м. Подпорная стена выполнена из бутового камня на цементном растворе.

Напорный бассейн расположен на поверхности склона сложенного толщей серых кристаллических известняков.

Существующие железобетонные конструкции напорного бассейна находятся в удовлетворительном состоянии.

Часть гидромеханического оборудования напорного бассейна требуется заменить, часть нуждается в выполнении ремонтных работ.

Здание ГЭС. Здание станции с полногабаритным верхнем строением выполнено на установку одного агрегата с вертикальной турбиной ПЛ30/5876–В-225 установленной мощностью 6.7 МВт при расчетном напоре 22 м и расходе на турбину 35,0 м³/с.

Габаритные размеры подводного массива здания ГЭС:

- длина (по потоку) – 13,0 м;
- ширина (поперек потока) – 15,3 м;
- высота – 12,565 м.

Подземная часть здания станции выполнена единым блоком, габариты которого были определены условиями размещения и обслуживания гидромеханического и электрического оборудования.

Анкерная опора трубопровода совмещена с подводным массивом здания ГЭС.

В теле подводного массива размещается бетонная спиральная камера, отсасывающая труба.

Пол машзала и монтажной площадки находятся на отметке подъезда.

На отметке пола машзала 640,615 м расположено основное и вспомогательное оборудование, обслуживаемое мостовым краном грузоподъемностью 50/10 т пролетом 12,5 м.

Высота машзала – 11,285 м, ширина – 10,7 м.

Монтаж, демонтаж всего оборудования и ремонт силового трансформатора производится на специально предусмотренной монтажной площадке.

Для подачи оборудования в нижние помещения на монтажной площадке предусмотрен грузовой люк, который служит также роторной ямой.

На отметке 636,02 м расположены турбинное и электрическое помещения.

На отметке 631,75 м расположено помещение насосной. В помещении насосной размещаются дренажные насосы, насосы откачки воды из отсасывающей трубы, люки для лаза в отсасывающую трубу и спиральную камеру.

Под помещением насосной на отметке 628,85 м расположен дренажный колодец.

Сообщение между помещениями осуществляется посредством лестниц.

Выходная часть отсасывающей трубы на выходе имеет отверстие шириной 5,5 м и высотой 2,5 м, которое перекрывается ремонтным плоским скользящим затвором 5,5-2,4-7,22 м. Затвор обслуживается двумя спаренными электротельферами грузоподъемностью по 5 тс перемещаемые по монорельсовой эстакаде.

Выходная часть отсасывающей трубы сопрягается с отводящем каналом при помощи ныряющих стен высотой. Донная плита расширяется в плане от 5,5 м до 6,0 м.

Подводная часть здания станции выполнены из железобетона и находится в удовлетворительном состоянии.

Грунт основания – известняк.

Верхнее строение здания станции выполнено из железобетонного каркаса, заполненного кирпичом.

Перекрытие здания станции осуществляется металлическими фермами, пролетом 12 м, которые установлены на колонны железобетонного каркаса. Кровля здания выполнена из шифера, требует замены.

К зданию ГЭС с левой стороны подходит подъездная дорога, которая расширяется в пределах здания ГЭС, образует площадку.

Существующее состояние здания станции требует выполнения ремонтных работ, гидросиловое оборудование (турбина, генератор, вспомогательные системы), все электрооборудование здания станции, электрооборудование мостового крана требуется заменить на новое, отвечающее современным требованиям.

Отводящий канал

Отводящий канал трапецеидального сечения. Размеры отводящего канала - длина 40,0 м, ширина по дну 6,0 м, заложение откосов $m=1,5$, уклон $i=0,0003$.

Отводящий канал ГЭС подключается к каналу ЮФК на ПК 231+58 ЮФК.

При выполнении работ по реконструкции ЮФК в период с 1979 по 1982г.г., дно канала ЮФК было завышено на 83см, что привело к созданию подпора в отводящем канале и, в итоге, к снижению мощности ГЭС и выработки электроэнергии (отметка дна отводящего канала в месте подключения равна – 632,99, отметка дна канала ЮФК – 633,82).

В отводящем канале ГЭС, из-за подпора со стороны ЮФК, устанавливаются подпертые уровни воды: - ФПУ 636,43м; НПУ 635,92м и МинПУ 635,37м.

Подпор со стороны ЮФК составляет:

- при расчетном расходе ГЭС $Q_{расч}=36,3,0м^3/сек$ и форсированном расходе воды в ЮФК - $Q_ф=85,7м^3/с - 0,90м$;

- при минимальном расходе ГЭС - $Q_{минРасч}=14м^3/сек$ и минимальном расходе воды в ЮФК – $Q_{мин}=35м^3/с - 0,65м$;

Крепление дна и откосов – бетонная облицовка толщиной 20 см состояние бетонной облицовки – удовлетворительное.

2. ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Целью водноэнергетических расчетов является подготовка исходных данных для обоснования параметров и выбора основного оборудования на реконструируемой ГЭС ЮФК-2.

В качестве исходных материалов для водноэнергетических расчетов использованы среднемесячные расходы воды Южного Ферганского канала по руслу канала и по деривационному каналу ГЭС (Расходы приняты по данным специальной работы ПО Водпроект «Водохозяйственное обоснование модернизации Каскада Шахриханских ГЭС (ГЭС ЮФК-1,2)», Ташкент, 2011»). Данные по расходам представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1.

Прогнозные расходы деривационного канала ГЭС ЮФК-2 и Южного Ферганского канала в створе ГЭС ЮФК-2 в современном состоянии и на перспективу

Уровень	по месяцам												За год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Современный	4,1	30,6	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	33,3
На перспективу 2020 г	4,1	30,6	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	33,3
На перспективу 2050 г	4,1	30,6	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	33,3

Уровень	по месяцам												За год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Современный	4,1	30,7	45,4	75,4	79,7	76,3	76,4	77,7	73,7	58,1	54,3	47,4	58,9
На перспективу 2020 г	4,1	30,7	45,4	71,7	79,9	76,5	76,7	78,0	73,8	54,4	54,4	47,4	58,4
На перспективу 2050 г	4,1	30,8	45,4	64,1	70,7	76,7	76,9	78,1	73,9	52,7	54,4	47,5	56,9

Расходы ЮФК полностью зависят от деятельности и требований на воду потребителей Андижанской и Ферганской областей. Гидроэлектростанции на ЮФК работают в режиме «по водотоку».

Гидрограф среднемесячных, среднеголетних расходов воды в створе ГЭС показана рисунке 2.1.

Водноэнергетические расчеты выполнены в среднемесячных величинах по вышеуказанному гидрологическому ряду.

Отметка верхнего бьефа ГЭС 658,82 м.

Мощность ГЭС определялась по формуле:

$$N = k \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H_{\text{нетто}}, \text{ кВт},$$

где k – коэффициент подсчета мощности ($k = 9,81 \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}}$);

$Q_{\text{ГЭС}}$ – расход воды через агрегаты ГЭС с учетом ограничения по оборудованию, м³/с;

$H_{\text{нетто}}$ – напор с учетом потерь, м.

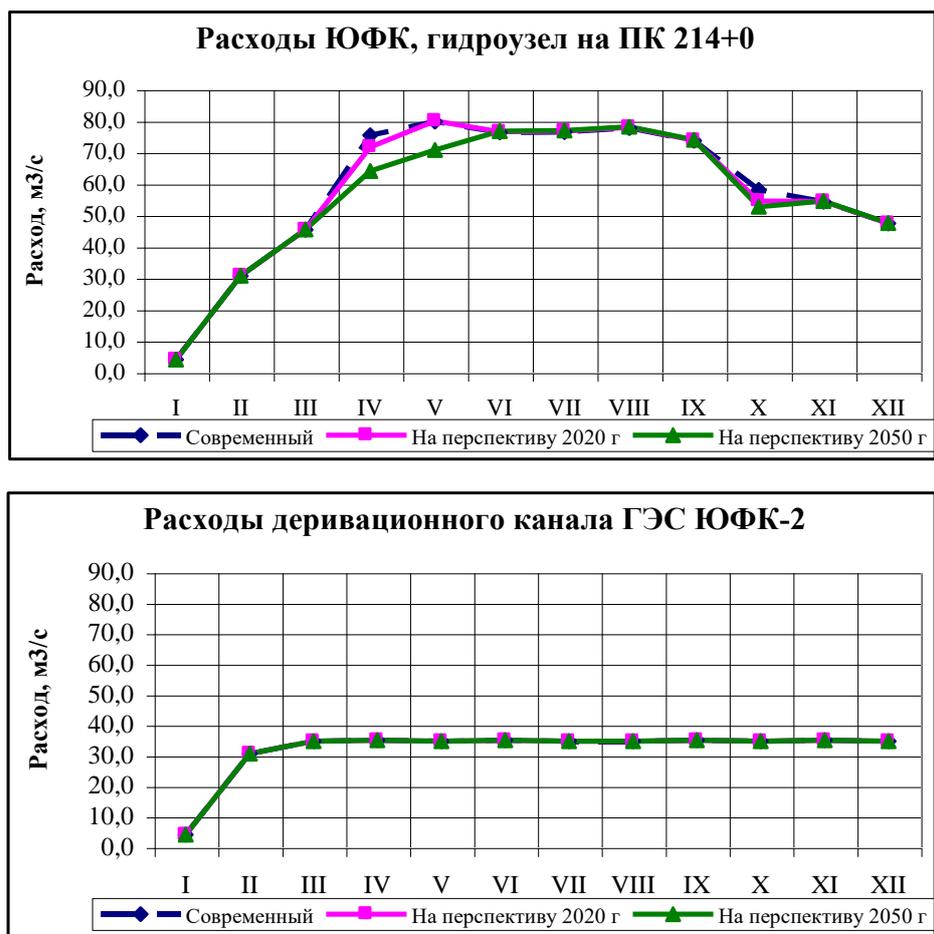


Рис. 2.1. Гидрограф среднемесячных, среднемноголетних расходов воды в створе ГЭС ЮФК-2 на уровень 2010, 2020 и 2050 гг. по прогнозам ПО ВОДПРОЕКТ.

Зависимость уровня нижнего бьефа от расходов показана на рис. 1.2 (п.п. 1.6.). В расчетах учтено, что при расходах в канале ЮФК выше $35 \text{ м}^3/\text{с}$ в отводящем канале ГЭС возникает подпор уровня нижнего бьефа ГЭС, который при максимальных летних расходах канала $79,7 \text{ м}^3/\text{с}$ достигает $0,90 \text{ м}$. В результате этого выработка электроэнергии станцией в период с апреля по октябрь снижается на $2 - 3 \%$.

Всего рассмотрено десять значений установленной мощности ГЭС: $5,0; 6,0; 6,5; 6,7; 6,8; 6,9; 7,0; 7,05; 7,1; 7,5 \text{ МВт}$ для охвата всех возможных вариантов.

Допустимый минимальный расход через агрегаты ГЭС по условиям завода поставщика принимался в размере 40% от номинального.

В таблицах 2.2, 2.3 и 2.4 и на рисунке 2.2 показаны сводные результаты расчётов выработки в зависимости от установленной мощности.

Таким образом, при реконструкции ГЭС ЮФК-2 в условиях существующей пропускной способности деривационного канала и подпора нижнего бьефа со стороны ЮФК, предельной величиной установленной мощностью следует считать установленную мощность в диапазоне $N_y = 7,0 -$

7,1 МВт, поскольку при дальнейшем её увеличении, выработка не возрастает.

Таблица 2.2.

Параметры среднесезонной выработки реконструируемой ГЭС ЮФК-2 при различной установленной мощности (современный уровень)

Nu, МВт	Выработка, Гвт ч			Прирост выработки			Количество часов			К-т станции
	За год	Лето	Зима	За год	Лето	Зима	За год	Лето	Зима	
5,00	40,08	21,96	18,12				8016	4392	3624	0,915
6,00	48,10	26,35	21,74	8,02	4,39	3,62	8016	4392	3624	0,915
6,50	51,80	28,55	23,25	3,70	2,20	1,50	7969	4392	3577	0,910
6,70	53,26	29,43	23,84	1,47	0,88	0,59	7950	4392	3558	0,908
6,80	54,00	29,87	24,13	0,73	0,44	0,30	7941	4392	3549	0,907
6,90	54,70	30,27	24,43	0,70	0,40	0,30	7927	4387	3540	0,905
7,00	55,00	30,28	24,72	0,30	0,01	0,29	7857	4325	3532	0,897
7,05	55,09	30,28	24,81	0,09	0,00	0,09	7814	4295	3520	0,892
7,10	55,13	30,28	24,85	0,04	0,00	0,04	7765	4264	3500	0,886
7,50	55,13	30,28	24,85	0,00	0,00	0,00	7351	4037	3314	0,839

Таблица 2.3.

Параметры среднесезонной выработки реконструируемой ГЭС ЮФК-2 при различной установленной мощности (перспектива 2020 г.)

Nu, МВт	Выработка, Гвт ч			Прирост выработки			Количество часов			К-т станции
	За год	Лето	Зима	За год	Лето	Зима	За год	Лето	Зима	
5,00	40,08	21,96	18,12				8016	4392	3624	0,915
6,00	48,10	26,35	21,74	8,02	4,39	3,62	8016	4392	3624	0,915
6,50	51,80	28,55	23,25	3,70	2,20	1,50	7969	4392	3577	0,910
6,70	53,26	29,43	23,84	1,47	0,88	0,59	7950	4392	3558	0,908
6,80	54,00	29,87	24,13	0,73	0,44	0,30	7941	4392	3549	0,907
6,90	54,69	30,27	24,43	0,70	0,40	0,30	7927	4386	3540	0,905
7,00	55,01	30,29	24,72	0,32	0,02	0,30	7859	4327	3532	0,897
7,05	55,12	30,29	24,83	0,11	0,00	0,11	7818	4296	3522	0,892
7,10	55,16	30,29	24,87	0,04	0,00	0,04	7769	4266	3503	0,887
7,50	55,16	30,29	24,87	0,00	0,00	0,00	7354	4038	3316	0,840

Таблица 2.4.

Параметры среднесезонной выработки реконструируемой ГЭС ЮФК-2 при различной установленной мощности (перспектива 2050 г.)

Nu, МВт	Выработка, Гвт ч			Прирост выработки			Количество часов			К-т станции
	За год	Лето	Зима	За год	Лето	Зима	За год	Лето	Зима	
5,00	40,08	21,96	18,12				8016	4392	3624	0,915
6,00	48,10	26,35	21,74	8,02	4,39	3,62	8016	4392	3624	0,915
6,50	51,80	28,55	23,25	3,70	2,20	1,50	7969	4392	3577	0,910
6,70	53,26	29,43	23,84	1,47	0,88	0,59	7950	4392	3558	0,908
6,80	54,00	29,87	24,13	0,73	0,44	0,30	7941	4392	3549	0,907
6,90	54,71	30,28	24,43	0,71	0,42	0,30	7929	4389	3540	0,905
7,00	55,08	30,35	24,72	0,37	0,07	0,30	7868	4336	3532	0,898
7,05	55,19	30,35	24,84	0,11	0,00	0,11	7829	4305	3523	0,894
7,10	55,23	30,35	24,88	0,04	0,00	0,04	7779	4275	3504	0,888
7,50	55,23	30,35	24,88	0,00	0,00	0,00	7364	4047	3317	0,841

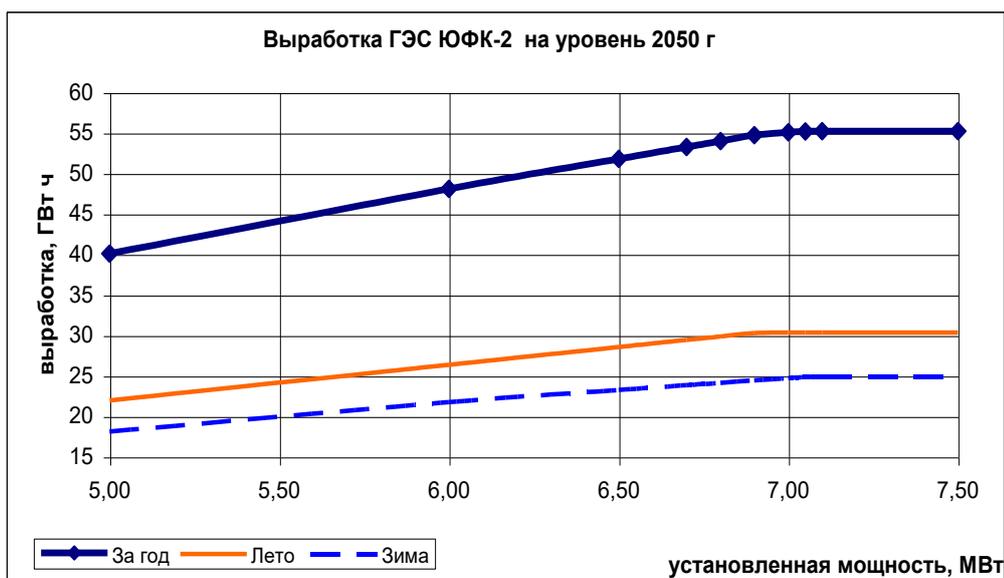
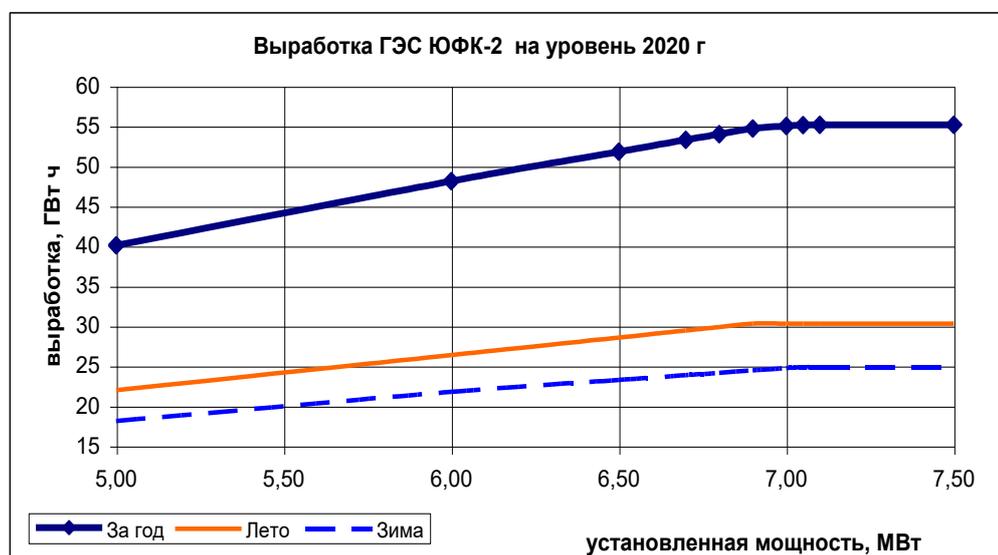
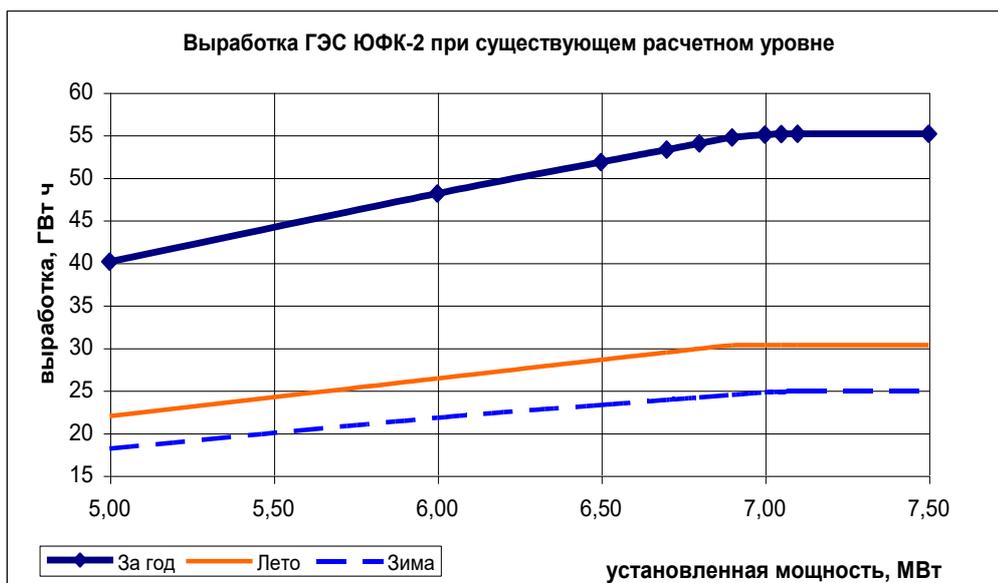


Рис. 2.2. Зависимость выработки электроэнергии от установленной мощности ГЭС ЮФК-2 на расходы современного периода и на перспективу 2020 и 2050 гг

Проектный режим работы ГЭС при принятых параметрах в рассмотренных вариантах

Результаты подробных расчётов сохраняются в не оформляемых материалах в электронном виде.

В таблице 2.5 и на рисунке 2.3 показан годовой режим выработки электроэнергии ГЭС при установленной мощности 7,05 МВт.

Таблица 2.5.

Режим работы ГЭС ЮФК-2 при выбранной установленной мощности $N_y = 7,05$ МВт

Мощность $N_y = 7,05$ МВт	Месяца												тыс.кВт		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год	Лето	Зима
Сущ.расч. водопотребление	0,00	6,04	7,05	6,90	6,88	6,90	6,89	6,89	6,91	7,00	7,02	7,05	6,29	6,89	5,69
Перспектива 2020 г	0,00	6,04	7,05	6,92	6,87	6,89	6,89	6,89	6,91	7,02	7,02	7,05	6,30	6,90	5,70
Перспектива 2050 г	0,00	6,04	7,05	6,96	6,93	6,89	6,89	6,88	6,91	7,03	7,02	7,05	6,31	6,91	5,70

Выработка	Месяца												млн.кВт.ч		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	За год	Лето	Зима
Сущ.расч. водопотребление	0,00	4,06	5,25	4,97	5,12	4,96	5,13	5,12	4,98	5,21	5,06	5,25	55,09	30,28	24,81
Перспектива 2020 г	0,00	4,06	5,25	4,98	5,11	4,96	5,13	5,12	4,97	5,22	5,06	5,25	55,12	30,29	24,83
Перспектива 2050 г	0,00	4,06	5,25	5,01	5,15	4,96	5,13	5,12	4,97	5,23	5,06	5,25	55,19	30,35	24,84

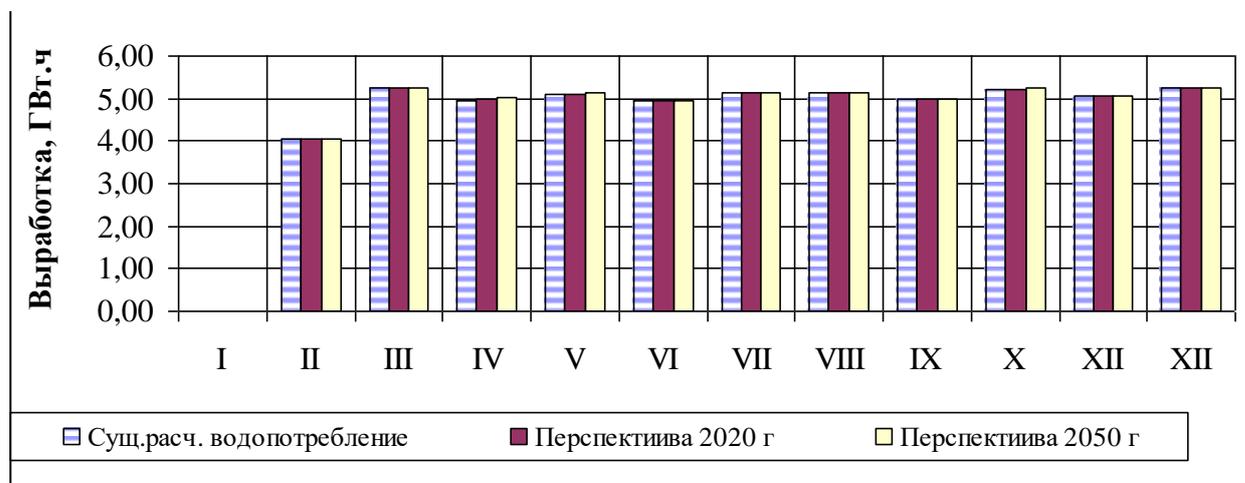


Рис. 2.3. Среднемесячная выработка ГЭС ЮФК-2 в варианте с установленной мощностью $N_y = 7,05$ МВт

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1. Производственная мощность

ГЭС-ЮФК-2 является второй ступенью каскада Шахриханских ГЭС, входящих в УП «Каскад Ташкентских ГЭС». На ГЭС установлен 1 агрегат номинальной мощностью 6.7 МВт (по условию развиваемой мощности гидротурбины). В эксплуатацию агрегат введен 1966 г.

Проект ГЭС ЮФК-2 был выполнен институтом «Средазсельэнерго».

На ГЭС установлена вертикальная поворотной-лопастная гидротурбина, в бетонной спиральной камере, с изогнутой отсасывающей трубой. Завод-изготовитель «Уралгидромаш» (г. Сысерть, Россия).

Гидротурбина имеет следующие технические параметры:

Таблица 3.1

Наименование параметра	
Типоразмер турбины	ПЛ 495-ВБ-225
Диаметр рабочего колеса, мм	2250
Номинальная скорость вращения, об/мин	250
Направление вращения	правое
Номинальная мощность, кВт	6960
Расчетный напор, м	23,11м
Расчетный расход, м ³ /с	35
Допустимая высота отсасывания, м	+2.5

Непосредственно с гидротурбиной с помощью фланцевого соединения сочленен вертикальный гидрогенератор подвесного исполнения, с расположением подпятника на верхней крестовине, с двумя направляющими подшипниками, с разомкнутым воздушным охлаждением и водяным охлаждением масла подпятника и подшипников, с тиристорным возбуждением, установленным в 1989г. вместо машинного. Завод - изготовитель «Уралэлектроаппарат» (г. Екатеринбург, Россия).

Гидрогенератор имеет следующие параметры:

Таблица 3.2

Наименование параметра	
Тип	ВГС 375/69-24
Мощность кВт/кВА	7000/8750
Номинальное напряжение, кВ	6,3
Номинальная частота вращения, об/мин	250
Разгонная частота вращения, об/мин	450
Коэффициент мощности – cos φ	0,8
Коэффициент полезного действия	0,962
Система охлаждения статора и ротора	Воздушная разомкнутая,
Номинальный ток статора, А	800
Год установки	1966
Тип возбуждения	С 1989г.- тиристорное
Завод-изготовитель	«Уралэлектроаппарат»

Компоновка гидроагрегата характеризуется следующими положениями:

– Спиральная камера гидротурбины бетонная полноохватная трапецеидального, развитого вниз сечения, сопрягается с металлическим водоводом круглого сечения диаметром 3,40м. Спиральная камера оснащена клапаном опорожнения, управляемым с пола турбинного помещения и горизонтальным лазом с запорным люком

– Отсасывающая труба – изогнутая, с относительной высотой $2,3 D_1$ и длиной $4,33 D_1$, с правым эксцентриситетом диффузора, соответствующим правому вращению гидроагрегата. Диффузор отсасывающей трубы оснащен вертикальным лазом с запорным люком, а также ремонтным затвором.

– Нагрузки от перекрытия спиральной камеры, а также от подгенераторной опоры, воспринимающей вертикальные воздействия гидроагрегата (гравитационные, гидродинамические и электродинамические), передаются через статор гидротурбины на конус спиральной камеры и на донную плиту.

– Гидрогенератор расположен на венце подгенераторной опоры и окружен вентиляционным кожухом.

– Воздухоразделяющее перекрытие в шахте гидротурбины отсутствует.

– Воздухоохладители на корпусе статора отсутствуют.

– На гидрогенераторе предусмотренные заводом воздухоохладители демонтированы, и вместо замкнутой системы охлаждения выполнена разомкнутая. Холодный воздух забирается из шахты турбины и вентиляторными лопатками вращающегося ротора, прокачивается через каналы статора, осуществляя охлаждение токоведущих узлов генератора, а затем через короба теплоотборников поступает в машинный зал, где смешивается с окружающим воздухом, относительно охлаждается, опускается через лестничный проем в турбинное помещение и в шахту турбины, где охлаждается при контакте с обтекаемыми водой узлами проточной части гидротурбины, и снова поступает под ротор генератора.

– Устройства системы управления гидротурбиной – механический регулятор скорости типа РС-К и маслonaпорная установка типа КЭ-1 расположены на отметке пола машинного зала.

– Монтажные и ремонтные работы с гидроагрегатом обслуживаются мостовым электрическим краном грузоподъемностью 50/10т, пролётом 11м.

Состояние основного силового оборудования.

Актом обследования и Концепцией модернизации отмечено следующее состояние узлов гидротурбины и гидрогенератора:

– Спиральная камера бетонная - после заделки повреждений поверхности проточной части оставляется для дальнейшей эксплуатации.

– Статор гидротурбины – после проведения инструментального обследования и восстановительных работ оставляется для дальнейшей эксплуатации.

– Камера рабочего колеса – подвергалась интенсивному гидроабразивному и кавитационному разрушению, вырубается и заменяется новой сферической из нержавеющей стали.

– Поворотно-лопастное рабочее колесо – из-за повреждения маслоприемника и масляных штанг переведено в пропеллерный режим с зафиксированным углом разворота лопастей. Выполненные из нержавеющей стали лопасти с тыльной стороны подвергаются интенсивному кавитационному износу. В период ремонтов проводится наплавка и шлифовка повреждённых зон. Энергетические параметры гидротурбины снижены, из-за перевода в пропеллерный режим. Кожаные уплотнения лопастей РК изношены, для предотвращения потерь масла требуется их замена. Требуется замена рабочего колеса.

– В 2006 г. при проведении ремонта была обнаружена трещина усталостного характера на валу турбины. В условиях завода СРП «Энерготамир» вал турбины был отремонтирован, но расчет восстановленного вала показал, что по его прочности нагрузка гидротурбины должна быть не более 3 МВт. В 2011г вал был заменен на новый, но без внутреннего отверстия для штанг маслопроводов.

– Штатный направляющий подшипник гидротурбины, выполненный на густой смазке, был переконструирован на жидкую масляную смазку, но неудовлетворительная работа уплотнений подшипника, приводившая к его неоднократному обводнению вынудила все же ограничить мощность ГЭС до 4000 кВт.

– Крышка турбины – выполнена из стали. Крышка турбины имеет значительный износ. Зафиксированы признаки усталости металла. Требуется замена.

– Направляющий аппарат – выполнен из стального литья. В связи с многолетней эксплуатацией нижнее кольцо и лопатки НА значительно изношены. Бронзовые втулки цапф лопаток имеют повышенную выработку. Поэтому на остановленном агрегате имеются повышенные протечки через НА. Требуется замена.

– Изоляция обмоток статора гидрогенератора – микалентная, компаундированная сильно изношена, повреждены 10 стержней. Нуждается в замене.

– Из-за заводского дефекта - свободной посадки втулки подпятника на вал генератора возникло истирание поверхности вала, что привело к излому оси вала агрегата, повышенному нагреву сегментов подшипника, повышенной вибрации, и это вынуждало эксплуатацию ограничивать мощность генератора

– Подпятник: тип –сегментный баббитовый на винтовых опорах.. Трубки маслоохладителей подпятника забиваются илом и имеют физический износ Для увеличения эксплуатационной надежности требуется замена маслоохладителей и системы термоконтроля

– Тип направляющих подшипников – сегментные, с баббитовыми вкладышами. При необходимости в период капитального ремонта проводится перезаливка баббитовых вкладышей. Трубки маслоохладителей направляющих подшипников забиваются илом и имеют физический износ требуется замена маслоохладителей и системы термоконтроля.

– Контрольно измерительная аппаратура генератора физически и морально устарела. Отсутствует автоматический контроль температуры, вибрации, расхода воды в системе ТВС. Для улучшения решения задач по контролю за состоянием гидрогенератора рекомендуется установить систему мониторинга агрегата, которая будет осуществлять в автоматическом режиме контроль и регистрацию выше перечисленных параметров.

Исходные данные для проведения модернизации.

Таблица 3.3

1.1.	Установленная мощность ГЭС, МВт	– 6.7
1.2.	Количество гидроагрегатов	– 1
1.3.	Максимальная пропускная способность отводящего канала, м ³ /с	– 35
1.4.	Расчетные уровни в верхнем бьефе, м:	
	– нормальный (НПУ)	– 658.82
1.5.	Расчетные уровни в нижнем бьефе ГЭС, м:	
	– нормальный при работе одного агрегата номинальной мощностью, $Q_{ГЭС}=35\text{ м}^3/\text{с}$	– 635.37
	– подпертый при работе одного агрегата номинальной мощностью, и общем расходе в БФК 88 м ³ /с,м	– 636.43
1.6.	Потери напора в трубопроводе агрегата при $Q_T=35\text{ м}^3/\text{с}$, м	– 0,34
1.7.	Напор (брутто), м: максимальный статический –	– 25.82
1.8.	Напоры (нетто), м:	
	– Расчетный по мощности для агрегата (без учета подпора от БФК)	– 23.11
	– Расчетный по мощности для агрегата (с учетом подпора от БФК при общем расходе 88 м ³ /с),м	– 22,05
1.9.	Сохранение отметки оси рабочего колеса, м	– 633,65
1.10.	Обеспеченная высота отсасывания, м	– минус 1,72
1.11.	Сейсмичность района строительства по шкале MSK-64	– 8 баллов
1.12.	Существующее здание станции – наземное с полногабаритным машинным залом, оборудованное мостовым электрическим краном грузоподъемностью 50/10 т	
1.13.	Существующая схема подводящих трубопроводов	Индивидуальной стальной, – Д=3,4 м длина водовода 44 м
1.14.	Климатические условия, гидрологическую изученность, химсостав грунтовой воды, данные по наносному режиму месте расположения ГЭС ЮФК-2 (см. Раздел 1.1. Физико-географическая и климатическая характеристика).	

3.2. Обоснование выбора технологии и оборудования

При выборе параметров гидротурбины были учтены следующие положения исходных данных:

1. Мощность ГЭС по Техническому заданию на проектирование – 6700 кВт.
2. Мощность ГЭС определена водно-энергетическими расчетами - 7050 кВт.
3. Предельный расход по условиям пропускной способности отводящего канала $36,3\text{ м}^3/\text{с}$.
4. Требуемая высота отсасывания у заменяемых гидротурбин должна быть не меньше той, которая обеспечена существующей отметкой установки гидротурбины – 633.65м, и которая составляет величину минус 1.72м, отсчитанную от уровня воды при полном расходе турбины.
5. При выборе типоразмера гидротурбины были рассмотрены варианты применения модификаций номенклатурных рабочих колес по параметрам близким к мировому уровню. Для напоров в диапазоне 22-26м наиболее близким по энергетическим параметрам являются модификации рабочего колеса ПЛ30/800 и ПЛ40/587а, испытанных на стендах ЛМЗ (г. Санкт-Петербург, Россия) и рабочего колеса ПЛ30/587б, испытанного на стендах ХТГЗ (г. Харьков, Украина).

Таблица 3.4.

Режим работы ГЭС	БЕЗ ПОДПОРА ОТ ЮФК		
	ПЛ30/587б	ПЛ30/800	ПЛ40/587а
Модификация рабочего колеса гидротурбины	ПЛ30/587б	ПЛ30/800	ПЛ40/587а
Мощность ГЭС, МВт	6,7	6,7	6,7
Мощность гидроагрегата, МВт	6,7	6,7	6,7
Число агрегатов	1	1	1
К. П. Д. генератора	0,962	0,965	0,962
Мощность турбины, МВт	6,96	6,96	6,96
Напоры нетто, м:			
максимальный статический, Н макс.	25,82	25,82	25,82
расчетный по мощности, Н р.	23,11	23,11	23,11
минимальный, Н мин.	22,5	22,5	22,5
К. П. Д. турб. в расчетной точке,	0,934	0,9345	0,928
Принятый диаметр р. к. D1, м	2,25	2,25	2,25
Принятый привед. расход Q1, м3/с	1,351	1,35	1,359
Расход турбины Qt при N ном.и Нр., м3/с	32,9	32,9	33,1
Привед. частота вращ. n1, об/мин в опт. х-ки	130	126	123
Частота вращ. агр. n, об/мин	278	278	278
Принятая синхронная частота вращения агрегата, n, об/мин	250	250	250
Приведенная частота вращения модели. n'1, об/мин при:			
<i>Н р.</i>	117	117	117
<i>Н макс.</i>	110,7	110,7	110,7
<i>Н мин.</i>	118,6	118,6	118,6
Коэффициент запаса по кавитации	1,2	1,2	1,2
Запас по заглублению, м	-1,5	-1,5	-1,5

Коэффициент кавитации σ в расч. точке	0,4	0,52	0,41
Относит. высота напр. аппарата b_0	0,375	0,375	0,375
Отметка НБ, при которой определена посадка турбины.	635,5	635,5	635,5
Высота отсасывания $H_{s,м}$ (по формуле $H_s = B - \frac{\nabla}{900} - H_d + b_0 / 2 - 1,2\sigma H$).	-1,25	-2,91	-1,25
Высота отсасывания $H_{s,м}$ (по формуле $H_s = B - \frac{\nabla}{900} - H_d + b_0 / 2 - \sigma H - 1,5$)	-1,32	-2,71	-1,32
Обеспеченная высота отсасывания, м	Минус 1,72	Минус 1,72	Минус 1,72
Отметка установки турбины, м	633,65	633,65	633,65
Зона работы на универсальной характеристике	Рис. 3.1	Рис. 3.2	Рис. 3.3

Результаты расчетов, приведенные в вышеприведенной таблице показывают следующее:

1. Для модификации гидротурбины ПЛ30/800 в расчетной точке ($N_{расч}$ и $N_{ном.}$) допустимая высота отсасывания составляет минус 2,71 м, что не удовлетворяет заданным условиям безкавитационной работы гидротурбины при фиксированной отметке установки гидротурбины 633,65м и уровне нижнего бьефа 635,70м (расчетный расход агрегата) с обеспеченным заглублением рабочего колеса минус 1,72м. Для модификации гидротурбины ПЛ30/5876 при тех же условиях требуемая высота отсасывания составляет приемлемую величину минус 1,32м.

2. Для сравнения с рабочим колесом ПЛ30/5876 рассмотрена возможность применения более высоконапорной модификации модели рабочего колеса ПЛ40/587а, имеющей в рабочей точке аналогичные значения коэффициента кавитации и кпд. Однако, масса этой более высоконапорной гидротурбины на 9% больше, что делает ее применение экономически неоправданным.

3. Требуемые параметры гидротурбины по заданной мощности 6700 кВт, пропускной способности отводящего канала и обеспечению необходимого заглубления по условиям безкавитационной работы достигаются применением номенклатурной модификации рабочего колеса типоразмера ПЛ30/5876-В-225, с диаметром $D_1=2,25$ м и частотой вращения $n=250$ об/мин, которое принимается к установке.

4. Кроме того, при применении этого рабочего колеса был рассмотрена возможность увеличения мощности гидроагрегата за счет увеличения пропускной способности гидротурбины в пределах запаса по обеспеченной высоте отсасывания ($H_s = - 1,72$ м против $H_s = - 1,32$ м). Мощность гидротурбины при этом составляет 7330 кВт, мощность генератора -7050 кВт.

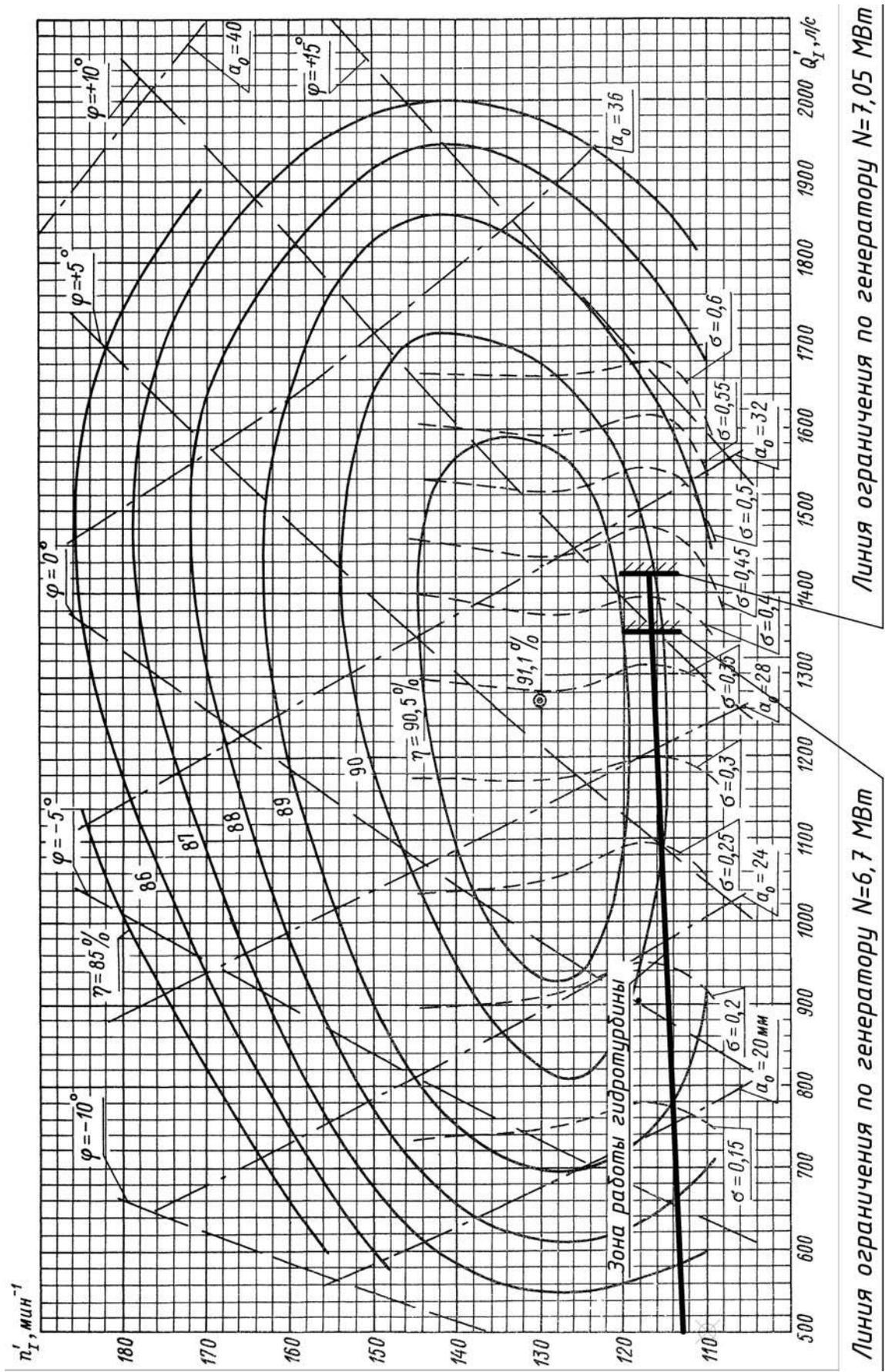


Рис. 3.1. Зона работы агрегата ГЭС ЮФК-2 на универсальной характеристике гидротурбины ПЛ 30/5876-В-46

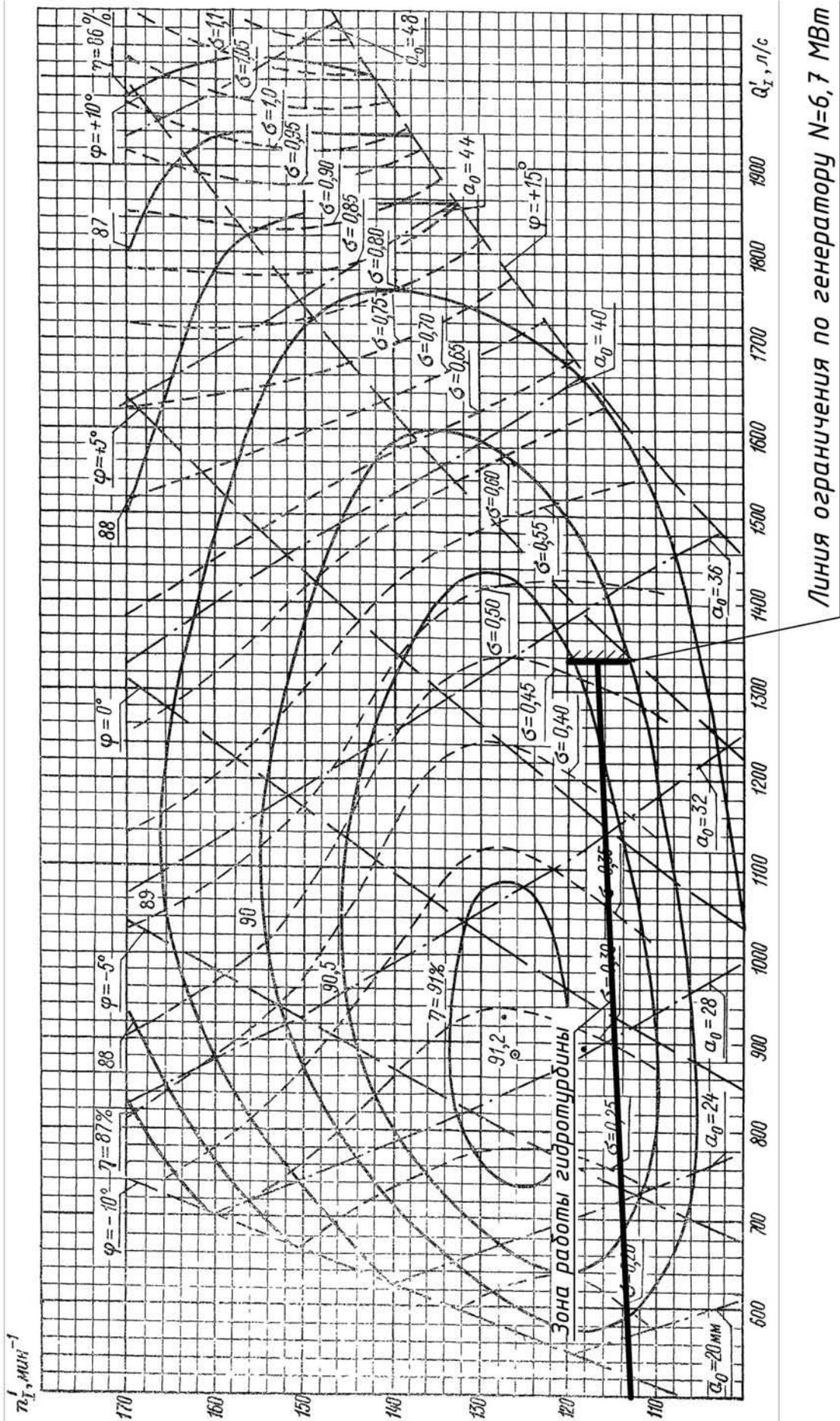
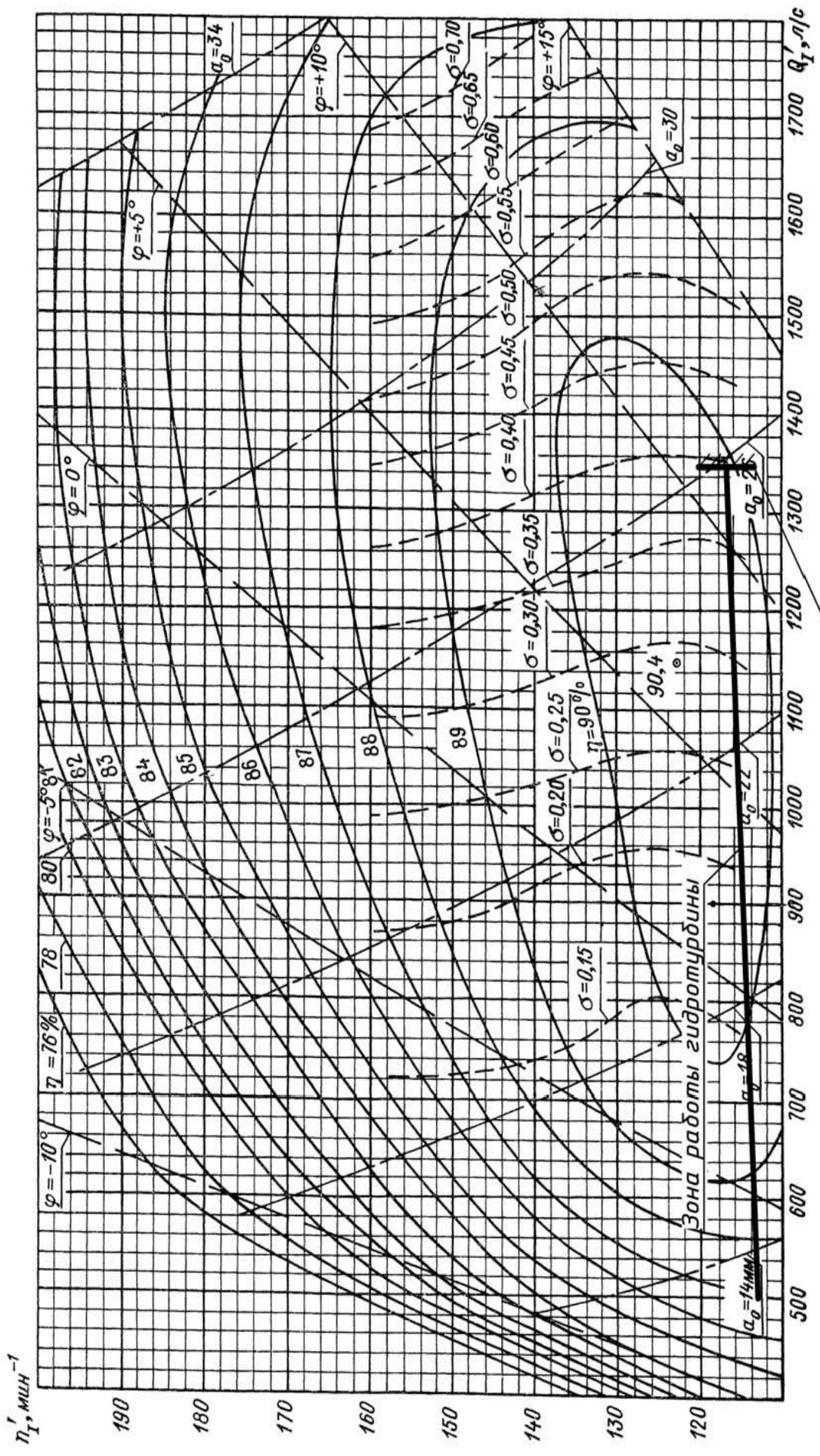


Рис. 3.2. Зона работы агрегата ГЭС ЮФК-2 на универсальной характеристике гидротурбины ПЛ 30/800-В-46



Линия ограничения по генератору $N=6,7 \text{ МВт}$

Рис.3.3. Зона работы агрегата ГЭС ЮФК-2 на универсальной характеристике гидротурбины ПЛ40/587а -В-46

5. Расчеты по определению параметров принятой модификаций гидротурбины, для режимов работы ГЭС с подпором нижнего бьефа от ЮФК и без подпора для мощности агрегата 6,7 и 7,05 МВт представлены в нижеследующей таблице 3.5. Наличие подпора уменьшает расчетный напор, увеличивает необходимый приведенный расход, увеличивает коэффициент кавитации и величину необходимого заглубления, но при этом подпор повышает отметку уровня воды, от которого отсчитывается необходимое заглубление оси рабочего колеса. А так как ось рабочего колеса остается неизменной, то определяется возникающий запас по заглублению. Расчеты показывают, что возникающий в весенне-летний период подпор снимает ограничения по высоте отсасывания и допустимо работать с мощностью 7,05 МВт, однако в осеннее зимний период при отсутствии подпора мощность агрегата должна быть ограничена номиналом 6,7 МВт.

Таблица 3.5.

Режим работы ГЭС	С подпором от ЮФК	Без подпора от ЮФК	С подпором от ЮФК
Модификация рабочего колеса гидротурбины	ПЛ30/5876	ПЛ30/5876	ПЛ30/5876
Мощность ГЭС, МВт	6,7	7,05	7,05
Мощность гидроагрегата, МВт	6,7	7,05	7,05
Число агрегатов	1	1	1
К. П. Д. генератора	0,962	0,962	0,962
Мощность турбины, МВт	6,96	7,33	7,33
Напоры нетто, м:			
максимальный статический, $H_{\text{макс.}}$	25,82	25,82	25,82
расчетный по мощности, $H_{\text{р.}}$	22,05	23,11	22,05
минимальный, $H_{\text{мин.}}$	22,05	22,5	22,05
К. П. Д. турб. в расчетной точке	0,934	0,934	0,934
Принятый диаметр р. к. D_1 , м	2,25	2,25	2,25
Принятый привед. расход Q_1 , $\text{м}^3/\text{с}$	1,449	1,422	1,526
Расход турбины Q_t при $N_{\text{ном.}}$ и $H_{\text{р.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	34,4	34,6	36,3
Привед. частота вращ. n'_1 , в опт. х-ки	130	130	130
Частота вращ. агр. n , об/мин	271	278	271
Принятая синхронная частота вращения агрегата, n , об/мин	250	250	250
Приведенная частота вращения модели. n'_1 , об/мин при:			
$H_{\text{р.}}$	119,8	117	119,8
$H_{\text{макс.}}$	110,7	110,7	110,7
$H_{\text{мин.}}$	119,8	118,6	119,8
Коэффициент запаса по кавитации	1,2	1,2	1,2
Запас по заглублению, м	-1,2	-1,2	-1,2
Коэффициент кавитации σ в расч. точке	0,43	0,41	0,49
Относит. высота напр. аппарата b_0	0,375	0,375	0,375
Отметка НБ, при которой определена посадка турбины.	636,43	635,37	636,43

Высота отсасывания H_s , м (по формуле $H_s = B - \frac{\nabla}{900} - H_d + b_0 / 2 - 1,2\sigma H$).	-1,95	-3,54	-1.95
Высота отсасывания H_s , м (по формуле $H_s = B - \frac{\nabla}{900} - H_d + b_0 / 2 - \sigma H - 1,5$)	-1,25	-2,58	-1.26
Допустимая отметка установки турбины, м	635,79	632.79	634.45
Отметка установки турбины, м	633,65	633,65	633,65
Запас по заглублению, м	Плюс 2,14	Минус 0,86	Плюс 0,8

6. Зоны работы агрегата ГЭС ЮФК-2 на универсальных характеристиках гидротурбин показаны на рисунках 3.1, 3.2 и 3.3.

3.3. Параметры нового оборудования

3.3.1. Гидротурбина.

Гидротурбина вертикальная поворотнo-лопастная, типоразмера ПЛ30/5876-В-225 правого вращения, в полноохватной спиральной камере, с изогнутой отсасывающей трубой, с масляным подшипником, с направляющим аппаратом, снабженным 32-мя лопатками симметричного профиля и внутренним регулирующим кольцом.

Таблица 3.6.

Наименование параметра	
Тип турбины	ПЛ30/5876-В-225
Диаметр рабочего колеса	2250мм
Скорость вращения:	
– номинальная	250 об/мин
– угонная	500 об/мин
Номинальная мощность при $H_{расч}=23,11$ м	7330 кВт
Напор	
- расчетный, м	Без подпора - 23.11 С подпором - 22,05
Расчетный расход при, м ³ /с	С подпором - 36,3

3.3.2. Гидрогенератор

Генератор вертикального исполнения, подвесного типа, с верхним направляющим подшипником и подпятником, размещенными в масляной ванне верхней крестовины и нижнем направляющим подшипником, размещенным в масляной ванне нижней крестовины, с тиристорной системой возбуждения, с маслоприемником поворотнo-лопастной гидротурбины, размещенным над верхним узлом гидрогенератора.

Статор генератора выполняется неразъемным, изоляция обмотки статора терморезистивная.

Ротор генератора состоит из вала, остова с ободом и 24 полюсов.

Охлаждение генератора осуществляется воздухом, циркулирующим в генераторе по замкнутому циклу. Охлаждение, нагретого активными частями генератора воздуха, осуществляется технической водой циркулирующей в охладителях, расположенных на корпусе статора.

Потери трения от подпятника и направляющих подшипников отводятся при помощи маслоохладителей.

Система торможения воздушная, с помощью тормозов, расположенных на нижней крестовине.

Система пожаротушения ручная.

Тепловой контроль состояния обмотки и стали статора, сегментов подпятника и подшипников, масла и так далее выполняется с помощью термометров сопротивления и термосигнализаторов.

Таблица 3.7.

Наименование параметра	
Тип	ВГС375/69-24УХЛ4
Мощность, кВА/кВт	8812/7050
Номинальное напряжение, кВ	6,3
Номинальная частота вращения, об/мин	250
Разгонная частота вращения, об/мин	500
Коэффициент мощности - Cos φ	0,8
Система вентиляции	воздушная, замкнутая
Номинальный ток статора, А	653
Тип возбуждения	Тиристорное

3.3.3. Система возбуждения гидрогенератора

Вновь устанавливаемая тиристорная система возбуждения генераторов №1, №2 (СТС) соответствует ГОСТ 21558-2000, выполняется на микропроцессорном оборудовании систем управления и защит, поставляется в комплекте с новым гидрогенератором и состоит из:

- тиристорного преобразователя;
- устройства начального возбуждения;
- устройства гашения поля;
- системы управления и регулирования;
- выпрямительного трансформатора;
- защитного сопротивления.

СТС выполняет автоматизированное управление устройствами системы возбуждения, обеспечивает функции контроля оборудования системы возбуждения, заключающиеся в отработке команд оператора или автоматики станции, информационные функции и т.д.

Технологическая связь с системой управления агрегата по командам управления выполняется посредством дискретных сигналов.

Информационная - по интерфейсу RS485, с применением протокола ModBus RTU (или использование любого из промышленных протоколов Profibus, ModBus, CANOpen, DeviceNet и др.);

СТС комплектуется:

- местным пультом управления, обеспечивающим возможность оперативного управления режимами работы системы возбуждения и отображение текущей информации о ее работе;
- приборами с отградуированными в именованных единицах шкалами: «напряжение ротора», «ток ротора», «напряжение статора»;
- системой мониторинга;
- блоком цифрового осциллографа, обеспечивающим запись в память контроллера по запросу оператора, или автоматически при аварии, осциллограмм переходных процессов (напр. при пуске, остановке и т.д.) с последующей возможностью перезаписи архива событий и осциллограмм на ПК;
- сервисным устройством или наладочно-диагностическим комплексом, обеспечивающим возможность настройки АРВ, его тестирования, настройки защит системы возбуждения при производстве пуско-наладочных и профилактических работ.

Пульт местного управления обеспечивает:

- переключение «возбуждение включить/отключить»;
- изменение уставки напряжения,
- перевод работы с основного регулятора на резервный и обратно;
- перевод управления с канала №1 на канал №2 и обратно;
- выдачу аварийных и предупредительных сигналов:
 - «местное управление включено»;
 - «канал №1/канал №2»;
 - работа на основном регуляторе;
 - работа на резервном регуляторе;
 - установка «макс»;
 - установка «мин»;
 - работа защит системы возбуждения;
 - «возбуждение включено»;
 - «возбуждение отключено»;
 - «неисправность»;
 - «готовность».
- показание измерений:
 - «напряжение ротора»;
 - «ток ротора»;
 - «напряжение статора».

СТС обеспечивает выполнение следующих электрических защит:

- токовая отсечка преобразовательного трансформатора;
- максимальная токовая преобразовательного трансформатора;

- от потери возбуждения;
- от повышения напряжения статора на холостом ходу;
- от короткого замыкания на стороне постоянного тока;
- от несимметричного режима работы преобразователя;
- от перегрузки по току ротора с уставкой по времени, зависящей от кратности перегрузки;
- от снижения частоты на холостом ходу генератора;
- от замыкания на землю в одной точке;
- от перенапряжения на обмотке возбуждения;
- от тока ротора более 2-х кратного;
- от превышения длительности форсировки;
- от неуспешного начального возбуждения.
- при отказе обоих каналов регулирования;
- при отказе выпрямителя;
- при неуспешном инвертировании;
- защиту при пробое тиристора предохранителями в плече;
- защиту тиристорov от коммутационных перенапряжений RC-цепями на входе преобразователя, собранными в треугольник, и RC-цепями, включенными параллельно тиристорам в блоках тиристорov.

Система управления, регулирования и защиты выполняется со 100% резервированием: на 2 идентичных независимых цифровых канала регулирования, каждый из которых должен обеспечивать все режимы работы гидрогенератора.

Таблица 3.8.

Технические параметры СТС

1.	Номинальное напряжение статора генератора, В	6300
2.	Номинальный ток системы возбуждения, А	Уточняется заводом изготовителем генератора
3.	Номинальный ток системы возбуждения при холостом ходе, А	Уточняется заводом изготовителем генератора
4.	Номинальное напряжение, В	Уточняется заводом изготовителем генератора
5.	Длительность форсировки, с	50
6.	Кратность форсировки: по напряжению, О.Е. по току, О.Е.	2,5 2,0
7.	Время изменения напряжения возбуждения от номинального до потолочного из режима при посадке напряжения статора на 5% при номинальной мощности и номинальном $\cos \varphi$, с	$\leq 0,04$
8.	Время изменения напряжения возбуждения от номинального до наибольшего отрицательного, равного 0,75 потолочного при номинальных мощности и $\cos \varphi$, с	$\leq 0,05$

Тиристорный выпрямитель выполняется по трехфазной, полностью управляемой, мостовой схеме на силовых тиристорах.

Тиристорный преобразователь обеспечивает все режимы работы системы возбуждения без ограничения при неисправности одной ветви. При неисправности двух ветвей должен обеспечиваться режим гидрогенератора с номинальной активной мощностью при номинальном напряжении на выводах статора и запасом по статической устойчивости не менее 20% номинальной активной мощности машины (без учета АРВ), при этом ток возбуждения не меньше тока возбуждения ХХ, также осуществляется запрет форсировки.

Охлаждение преобразователя выполняется естественным воздушным.

Питание тиристорного преобразователя осуществляется от преобразовательного трансформатора.

Защита преобразовательного трансформатора выполняется на встроенных трансформаторах тока (фазы «А», «С»).

Питание СН системы возбуждения осуществляется от сети 220В 50Гц и от аккумуляторной батареи 220V ГЭС.

Питание устройства начального возбуждения осуществляется - от аккумуляторной батареи 220V ГЭС.

При нормальном режиме работы агрегата гашение поля осуществляется переводом преобразователя в режим инвертирования, при этом величина мгновенного значения напряжения на обмотке возбуждения не превышает 50% амплитуды испытательного напряжения обмотки ротора.

Гашение поля в аварийном режиме, при действии электрических или технологических защит, с помощью автоматического выключателя и линейных резисторов.

В каждом канале регулирования системы возбуждения устанавливается автоматический регулятор возбуждения, выполняющий следующие функции:

- автоматическое регулирование напряжения – «регулятор РН»;
- регулирование тока возбуждения «регулятор РТ» или напряжения статора генератора при отказе основного АРВ;
- управление возбуждением;
- сбор и хранение в быстрой энергонезависимой памяти массивов осциллограмм аварийных событий.
- встроенная система самодиагностики и самоконтроля.

В каждом канале регулирования системы возбуждения устанавливается автоматический регулятор возбуждения, выполняющий следующие функции:

- автоматическое регулирование напряжения;
- резервное регулирование тока возбуждения;
- управление возбуждением;
- сбор и хранение в быстрой энергонезависимой памяти массивов осциллограмм аварийных событий;

- встроенная система самодиагностики и самоконтроля.

Работа регулятора напряжения (АРН) во всех режимах выполняется в активном режиме. Переключение на резервный регулятор производится автоматически при отказе АРН обоих каналов либо по команде оператора.

Каждый канал регулирования выполняет функцию основного.

Работа резервного канала происходит в следящем режиме для обеспечения плавного перехода при переключении каналов с сохранением рабочей точки возбуждения и контролировании исправности активного канала.

Регулятор возбуждения обеспечивает возможность ручного управления током возбуждения при снятии характеристик холостого хода и короткого замыкания генератора

Выпадение гидрогенератора из синхронизма, а также его последующее отключение от сети или восстановление синхронного режима не приводит к повреждению системы возбуждения.

3.3.4. Система управления и регулирования гидроагрегата

Система управления и регулирования гидроагрегата (САУ ГА) поставляется комплектно с гидротурбиной

САУ ГА строится на базе современных программных и технических средств, выполненных на микропроцессорной элементной базе и учитывающих индивидуальные особенности автоматизируемого оборудования.

САУ ГА представляет собой щит управления и защиты, оснащенный процессором, дисплеем, клавиатурой управления, светосигнальной арматурой, что позволяет управлять оборудованием агрегата, как по командам с ЦПУ, так и в ручном режиме, при этом выполняется приоритет команд ЦПУ.

САУ ГА состоит из:

- Программно-технического комплекса электрогидравлического регулятора турбины ПТК АРЧМ
- Программно-технического комплекса сбора и обработки входных сигналов (ПТК СИС)
- Программно-технического комплекса управления и защиты агрегата (ПТК ТА);
- Программно-технического комплекса управления и защиты вспомогательного оборудования агрегата (ПТК ВО);
- Силового шкафа управления насосами МНУ оборудованный системой плавного пуска
- Программно-технического комплекса электрических защит блока генератор-трансформатор (ПТК ШЭ);

САУ ГА выполняет следующие функции:

- автоматический и ручной пуск/останов агрегата;
- управление режимами работы агрегата;
- контроль и обработка технологических защит агрегата;

- взаимодействие с системами электрических защит;
- взаимодействие с центральным сервером;
- управление системой пожаротушения генератора;
- контроль синхронизации с сетью при пуске и включение в систему;
- реализация диалога с оператором по управлению технологическими процессами;
- циклический съем информации с контроллеров агрегатного уровня о состоянии технологического процесса и технических средств;
- первичная обработка информации;
- подготовка информации о состоянии технологического процесса и технических средств, для ее бесперебойного отображения на рабочем месте оператора в виде видео кадров отображающих мнемосхемы, параметры технологического оборудования, графиков в режиме реального времени;
- отображение на дисплее оператора электрических, технологических и гидродинамических параметров гидрогенератора, текущих событий, сигналов неисправностей и аварий;
- блокировка выхода управления и передача информации о неисправности на ЦПУ после диагноза неисправности агрегата;
- формирование световой и звуковой аварийной и предупредительной сигнализацию по процессу автоматического управления и неисправностям технических средств;
- оперативное отображение на дисплее режима работы оборудования и информации, позволяющей производить поэтапный контроль выполнения режима;
- осуществление местного архивирования и отображения заархивированной оперативной информации на рабочем дисплее терминала оператора агрегата в виде графиков, таблиц;
- формирование сообщения в журнал событий;
- предоставление оператору информации о событиях в системе в виде «Журнала событий»;
- передача полученной информации на сервер обработки данных для ее долговременного хранения;
- предоставление диагностической информации о состоянии аппаратных и программных средств.

Система регулирования скорости турбины

В состав системы регулирования входит колонка управления, гидромеханическая с пропорциональным клапаном регулирования, блок золотника аварийного закрытия (ЗАЗ), комплект датчиков линейного перемещения штока сервомотора, комплект датчиков линейного перемещения штока разворота лопастей турбины, устройство противоугонной защиты, система маслонапорной установки (МНУ) с программно-техническим комплексом МНУ и контрольно измерительной аппаратурой, программно-технический комплекс (ПТК) электрогидравлического регулятора турбины. ПТК регулятора выполняется

на микропроцессорной технике и включает в себя произвольно программируемый контролер, дисплей, клавиатуру.

Система регулирования обеспечивает следующие функции:

- Выбор режима эксплуатации;
- Операции по пуску/останову агрегата;
- Подгонку частоты вращения агрегата к частоте системы с формированием команда на включение генераторного выключателя;
- Управление ограничителем открытия;
- Операции по аварийному останову агрегата со сбросом нагрузки
- Регулирование частоты вращения агрегата;
- Регулирование мощности агрегата;

Связь с системой управления агрегата осуществляется через порт RS485 для коммуникации по протоколу MODBUS. Измерение оборотов агрегата осуществляется с помощью зубчатого колеса, установленного на валу агрегата. Измерение положения лопаток направляющего аппарата с помощью бесконтактного позиционного датчика. В поставку входит пакет программного обеспечения.

Система измерений и мониторинга технологических параметров агрегата

Система предназначена для сбора, обработки и передачи информации от устройств автоматики агрегатного уровня на контроллеры общестанционного и диспетчерского уровня.

Система выполняет:

- опрос и преобразование информации (унифицированные сигналы тока, напряжения и мощности) от измерительных преобразователей, датчиков уровней, датчиков давления, расхода и др., установленных на оборудовании гидроагрегата, элементах собственных нужд 0,4 кВ и, не охваченных другими ПТК;
- опрос дискретных датчиков состояния, аварийной и предупредительной сигнализации;
- взаимодействие с центральным сервером;
- подготовку информации о состоянии технологического процесса и технических средств, для ее бесперебойного отображения на рабочем месте оператора в виде видео кадров отображающих мнемосхемы, параметры технологического оборудования, графиков в режиме реального времени;
- формирование световой и звуковой аварийной и предупредительной сигнализацию по процессу автоматического управления и неисправностям технических средств;
- осуществление местного архивирования и отображения заархивированной оперативной информации на рабочем дисплее терминала оператора агрегата в виде графиков, таблиц;
- формирование сообщения в журнал событий;
- предоставление оператору информации о событиях в системе в виде «Журнала событий»;

- передача полученной информации на сервер обработки данных для ее долговременного хранения;
- предоставление диагностической информации о состоянии аппаратных и программных средств.

3.3.5. Перечень сопутствующих работ при модернизации ГЭС

- демонтаж гидрогенератора.
- демонтаж гидротурбины.
- инструментальное обследование статора гидротурбины.
- работы по восстановлению статора гидротурбины.
- вырубка камеры рабочего колеса.
- монтаж новой камеры рабочего колеса и заливка монтажного бетона.
- демонтаж устройств системы регулирования гидротурбины.
- монтаж новых рабочих механизмов гидротурбины.
- монтаж новых устройств системы регулирования гидротурбины.
- монтаж нового гидрогенератора.
- демонтаж и монтаж вспомогательных устройств агрегата.
- демонтаж старых и монтаж новых устройств и коммуникаций системы технического водоснабжения гидроагрегата.
- демонтаж старых и монтаж новых устройств и коммуникаций системы технического воздухообеспечения гидроагрегата.
- демонтаж старых и монтаж новых устройств и коммуникаций системы
 - маслоснабжения турбинным и изоляционным маслом.
 - монтаж воздухооборудователей высокого и низкого давления за пределы здания станции.
 - монтаж новой компрессорной в отдельном помещении.
 - демонтаж и монтаж насосной осушения проточной части и насосной дренажа здания ГЭС.

3.4. Схема размещения оборудования

3.4.1. Особенности схемы размещения и состава модернизированного гидроагрегата

Компоновка оборудования при модернизации существующего агрегата определяется следующими положениями:

- Статор турбины и облицовка шахты турбины сохраняются для дальнейшей эксплуатации.
- Спиральная камера, колено отсасывающей трубы и ее диффузор изменениям не подвергаются.
- Существующая камера рабочего колеса и фундаментное кольцо вырубается и заменяются.

– Рабочие механизмы гидротурбины заменяются полностью, при этом фланец крышки турбины и отверстия под крепежные болты выполняются для посадки на существующий фланец верхнего кольца статора.

– Так как на существующей турбине сервомоторы направляющего аппарата выполнены сдвоенными торовыми, расположенными на крышке турбины, (без ниш в шахте турбины), то и новые сервомоторы должны быть аналогичными по расположению.

– Регулирующее кольцо направляющего аппарата должно быть выполнено приспособленным для сочленения с сервомоторами, устанавливаемыми взамен существующих и с расположением внутри контура лопаток направляющего аппарата.

– Направляющий подшипник гидротурбин выполняется на масляной смазке.

– Взамен существующих МНУ и регулятора устанавливается на полу машзала (без устройства проемов в полу) устройства системы автоматического управления гидроагрегатом.

– Генератор должен быть запроектирован с условием минимальных изменений существующих строительных конструкций, при этом новый корпус статора генератора, устанавливается на специальном промежуточном фундаментном кольце, выполняемом в пределах существующих бетонных конструкций венца подгенераторной опоры и крепящемся анкерными болтами. Новый корпус статора закрепляется на фундаментном кольце, к которому крепится и нижняя крестовина.

– Система вентиляции гидрогенератора выполняется замкнутой с водяными охладителями на корпусе статора генератора, при этом необходимо выполнить вентиляцию по схеме предлагаемой патентом № 2035111 С1 с устройством вентиляционных отверстий в корпусе статора аналогично решению, принятому для модернизации генераторов Андиганской ГЭС-1.

3.4.2. Вспомогательные хозяйства ГЭС Система технического водоснабжения

В связи с применением замкнутой системы охлаждения генератора должна быть создана новая система технического водоснабжения. Система ТВС предназначена для питания воздухоохладителей и маслоохладителей в верхней и в нижней крестовинах генераторов. Расход на генератор 120 м³/час. Для этого создается индивидуальная самотечная система, включающая фильтры, арматуру, аппаратуру контроля и автоматики, трубопроводы и др.

Система технического воздушноснабжения

На ГЭС в составе пневматического хозяйства предусмотрены две системы:

– механическое торможение агрегата и собственные нужды с давлением 0,8 МПа,

– система зарядки и ручной подзарядки МНУ с давлением 6,3 МПа.

Существующие компрессоры полностью изношены и непригодны к дальнейшей эксплуатации. Система воздухоснабжения не отвечает требованиям нового гидроагрегата в связи с переходом системы регулирования на давление 6,3МПа.

Существующие компрессоры и воздухооборник для торможения размещены в машзале ГЭС, что противоречит современным Нормам.

Чтобы компрессорные установки отвечали действующим «Правилам устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов», а также «Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» было принято решение воздухооборники и компрессоры вынести за пределы здания станции и разместить по 2 компрессора необходимого давления в отдельно стоящем помещении, а рядом с ним, на открытом воздухе, на отдельных фундаментах разместить 3 воздухооборника. Система укомплектовывается всей необходимой арматурой, аппаратурой и трубопроводами для обеспечения работы в автоматическом режиме.

Система маслообеспечения

Система маслообеспечения турбинным а также трансформаторным маслами предусматривает приготовление и получение масел от энергосистемы и располагается на головной ГЭС-6А. При необходимости замены, масло привозится автотранспортом с ГЭС-6А.

На ГЭС ЮФК-2 предусматривается выполнение следующих операций:

- прием масла из транспортных средств и выдача в транспортные средства;
- заполнение технологического оборудования чистым маслом;
- прием эксплуатационного масла из транспортного оборудования;
- выдача эксплуатационного масла;
- отбор проб для проведения анализа.

Для выполнения вышеуказанных операций ГЭС должна быть укомплектована насосами, арматурой, сливными баками, трубопроводами и т. д.

Насосная осушения проточной части

Стационарная насосная установка осушения проточной части гидротурбины на ГЭС изношена, откачка воды выполняется ненадежно. В порядке модернизации ГЭС должна быть устроена стационарная насосная осушения проточной части с установкой двух рабочих насосов с системой коммуникаций.

Дренаж здания станции

Дренажная насосная в существующем здании станции изношена насосы нуждаются в замене.

Система гидротехнических измерений

Система измерений уровней верхнего и нижнего бьефов, а также контроля засорения сороудерживающих решеток должна быть восстановлена с применением современной аппаратуры.

Мостовой кран машинного зала

На ГЭС установлен мостовой электрический кран грузоподъемностью 50/10т, пролетом 11м легкого режима работы.

Механическая часть кран находится в удовлетворительном состоянии. Электрооборудование и кабели изношены. Кран сохраняется для дальнейшей эксплуатации с заменой всего электрооборудования и кабелей. После модернизации кран должен быть в установленном порядке освидетельствован и принят органами Госгортехнадзора.

3.5. Механическое оборудование

Гидромеханическим оборудованием оснащены следующие сооружения объекта:

- головной узел;
- напорный бассейн;
- турбинный водовод;
- здание ГЭС.

3.5.1. Головной узел

Канал ЮФК построен в 1962 году.

ГЭС ЮФК-2 построена и введена в эксплуатацию в 1966 году.

Головной узел ЮФК размещен на пикете 214+00 и в его состав входят следующие сооружения:

- регулятор перегораживающего сооружения;
- регулятор деривационного канала ГЭС;
- промывные галереи.

Основным назначением головного узла является обеспечение подачи в деривационный канал расчетного расхода $Q_{\text{расч}}=36,3 \text{ м}^3/\text{с}$ и пропуск через сооружения головного узла расчетного расхода ЮФК.

Регулятор перегораживающего сооружения (РПС).

Пропускная способность регулятора $Q_{\text{ф}}= 88 \text{ м}^3/\text{с}$. Регулятор имеет два пролета по 6,0 м. Максимальная отметка уровня воды перед перегораживающим сооружением 659,90 м. Замер отметки осуществляется с помощью рейки. Отметка воды перед перегораживающим сооружением поддерживается маневрированием сегментными затворами с местного поста управления и водосливом.

В настоящее время в состав регулятора входит следующее механическое оборудование:

– Рабочий сдвоенный сегментный затвор с клапаном (1 шт.), состоящий из нижней подвижной части и верхнего поворотного клапана. Пролет затвора 6,0 м, максимальный напор 3,9 м. Существующий сдвоенный сегментный затвор с клапаном за время эксплуатации пришел в негодность. Новый затвор для замены был изготовлен в 2004 г. и до настоящего времени лежит на стройплощадке. *Предусматривается замена существующего затвора на новый, имеющийся.*

– Рабочий сегментный затвор 6,0-4,1-3,9 (1 шт.) был заменен в 2005 году. Контур уплотнения затвора выполнен из полосовой и профильной резины. Металлоконструкция затвора и резиновые уплотнения находятся в удовлетворительном состоянии. Необходимо восстановить антикоррозийное покрытие затвора.

– Канатная электрическая лебедка грузоподъемностью 5,0 тс. (2 шт.) предназначена для маневрирования рабочими сегментными затворами, управление – местное. Состояние металлоконструкций лебедки удовлетворительное. Электрооборудование изношено. *Предусматривается замена электродвигателей и кабелей.*

– Ремонтный плоский скользящий трехсекционный затвор 6,0-4,1-3,9 (1шт.) предназначен для проведения ремонтов по закладным частям сегментных затворов перегораживающего сооружения и регулятора деривационного канала. Контур уплотнения выполнен из деревянных брусьев. Металлоконструкции затвора находятся в удовлетворительном состоянии. Необходимо деревянные уплотнения затвора заменить на резиновые и восстановить антикоррозийное покрытие .

– Ручная таль грузоподъемностью 3,0 тс (2 шт.). Служит для маневрирования секций ремонтного плоского скользящего затвора регулятора перегораживающего сооружения и регулятора деривационного канала. *Предусматривается замена ручных талей на электрические грузоподъемностью 3,2 тс.*

– Эстакада для талей грузоподъемностью 3,0 тс (1шт.) сохраняется. Эстакада металлическая, изготовлена из прокатного материала. Её состояние удовлетворительное. Необходимо восстановить антикоррозийное покрытие .

Регулятор деривационного канала (РДК).

Пропускная способность канала $Q_{\max}=36,3 \text{ м}^3/\text{с}$. Водоприемник канала однопролетный с размерами 6х3,5 м, с отметкой порога 656,80 м, напором 3,1 м. Для предотвращения захвата донных наносов порог водоприемника деривации поднят на 0,8 м относительно порога перегораживающего регулятора. Промыв наносов осуществляется через промывную галерею, расположенную под порогом регулятора на отметке 655,80 м, с отводом воды в нижний бьеф перегораживающего сооружения. Сечение галереи 0,8х0,8 м, расчетный расход $3,0 \text{ м}^3/\text{с}$.

В настоящее время в состав регулятора деривационного канала входит следующее механическое оборудование:

– Основной сегментный затвор 6,0-3,5-3,1 (1шт.) был заменен в 2005 году. Контур уплотнения выполнен из полосовой и профильной резины. Металлоконструкция затвора и резиновые уплотнения находятся в удовлетворительном состоянии. *Необходимо восстановить антикоррозийное покрытие затвора.*

– Канатная электрическая лебедка грузоподъемностью 5,0 тс. (1шт.), предназначена для маневрирования рабочим сегментным затвором регулятора деривационного канала, управление – местное. Состояние

металлоконструкций лебедки удовлетворительное. Электрооборудование изношено. *Предусматривается замена электродвигателей и кабелей.* Управление лебедкой сохраняется местное.

– Основной и ремонтный затворы промывных галерей регулятора деривационного канала идентичные. Затворы плоские колесные 0,8-0,8-3,75 (2 шт.). За весь период эксплуатации затворы не заменялись и не подвергались ремонту. Затворы заилены и в настоящее время не доступны для осмотра. *Предусматривается замена затворов на новые.*

– Электрический винтовой подъемник основного затвора промывных галерей грузоподъемностью 1,5 тс (1 шт.) служит для маневрирования основным затвором. Винтовой подъемник и его электрический привод изношены. *Предусматривается их замена.*

– Ручной винтовой подъемник ремонтного затвора промывных галерей грузоподъемностью 1,5 тс (1 шт.) Служит для маневрирования ремонтным затвором. Винтовой подъемник изношен. *Предусматривается замена ручного на электрический винтовой подъемник.*

– Для модернизации головного узла часть механического оборудования подлежит замене на новое, на части механического оборудования необходима замена отдельных узлов, а на части механического оборудования следует выполнить восстановительные работы.

Таблица 3.9

Сводная спецификация механического оборудования головного узла.

№	Наименование оборудования	Кол -во	Масса, т	
			единицы	общий
Новое механическое оборудование:				
1.	Электрический винтовой подъемник г.п. 1,5 тс РДК	2	0,2	0,4
2.	Электроталь г.п. 3,2 тс РПС и РДК	2	0,5	1,0
3.	Основной плоский затвор 0,8-0,8-3,75 промывных галерей РДК	1	0,2	0,2
4.	Ремонтный плоский затвор 0,8-0,8-3,75 промывных галерей РДК	1	0,2	0,2
			Итого	1,8
Новые узлы механического оборудования:				
5.	Электродвигатели и кабели канатной лебедки РПС г.п. 5 тс	2	-	-
6.	Электродвигатели и кабели канатной лебедки РДК г.п. 5 тс	1	-	-
			Итого	-
Механическое оборудование, подлежащее восстановлению:				
7.	Рабочий сегментный затвор 6,0-4,1-3,9 РПС	1	6,0	6,0
8.	Рабочий сдвоенный сегментный затвор с клапаном РПС	1	6,0	6,0
9.	Ремонтный плоский трехсекционный затвор 6,0-4,1-3,9 РПС и РДК	1	5,0	5,0
10.	Эстакада для талей г.п. 3,0 тс РПС и РДК	1	9,0	9,0
11.	Основной сегментный затвор 6,0-3,5-3,1 РДК	1	4,0	4,0
			Итого	30,0

Закладные части всего механического оборудования головного узла сохраняются для дальнейшей эксплуатации; на них должны быть проведены инструментальные испытания, лабораторные исследования, определен остаточный ресурс и выполнены восстановительные работы.

Перечень сопутствующих работ при модернизации головного узла:

- Демонтаж электрического оборудования и кабелей двух канатных электрических лебедок грузоподъемностью 5,0 тс РПС.
- Демонтаж рабочего сдвоенного сегментного затвора с клапаном РПС.
- Монтаж электрического оборудования и кабелей двух канатных электрических лебедок грузоподъемностью 5,0 тс РПС.
- Монтаж нового рабочего сдвоенного сегментного затвора с клапаном РПС.
- Демонтаж электрического оборудования и кабелей канатной электрической лебедки грузоподъемностью 5,0 тс РДК.
- Монтаж электрического оборудования и кабелей канатной электрической лебедки грузоподъемностью 5,0 тс РДК.
- Демонтаж двух старых винтовых подъемников грузоподъемностью 1,5 тс затворов промывных галерей РДК.
- Демонтаж основного затвора 0,8-0,8-3,75 промывных галерей РДК.
- Демонтаж ремонтного затвора 0,8-0,8-3,75 промывных галерей РДК.
- Монтаж нового основного затвора 0,8-0,8-3,75 промывных галерей РДК.
- Монтаж нового ремонтного затвора 0,8-0,8-3,75 промывных галерей РДК.
- Монтаж двух новых электрических винтовых подъемников грузоподъемностью 1,5 тс затворов промывных галерей РДК.

3.5.2. Напорный бассейн.

Напорный бассейн однопролетный предназначен для обеспечения гарантированного подвода воды к гидротурбине, недопущения попадания в направляющий аппарат гидротурбины мусора, прекращения подачи воды в турбинный трубопровод в случае аварии и ремонтов.

В напорном бассейне поддерживается постоянная отметка 658,82 м, за счет ручного регулирования сегментным затвором регулятора деривационного канала и автоматического катастрофического водосброса в виде водосливной плотины на правом берегу на ПК7+00. Замер уровня воды в напорном бассейне осуществляется при помощи сельсин-датчика с передачей показаний на пульт управления ГЭС.

Отметка порога напорного бассейна 651,85 м. Отметка верха 660,09 м.

Расчетный расход воды $Q_{\text{расч}}=36,5 \text{ м}^3/\text{с}$.

В настоящее время в состав напорного бассейна входит следующее механическое оборудование:

– Аварийно-ремонтный плоский колесный затвор 4,0-5,0-7,03 (1 шт.)
Контур уплотнения выполнен из полосовой и профильной резины. Металлоконструкции затвора находятся в удовлетворительном состоянии. Необходимо заменить резиновые уплотнения и восстановить антикоррозийное покрытие затвора.

– Канатная электрическая лебедка грузоподъемностью 20,0 тс (1 шт.), предназначена для маневрирования аварийно-ремонтным затвором. Лебедка установлена на бетонной эстакаде. Управление – автоматическое, сброс затвора осуществляется в текущую воду под собственным весом по аварийному сигналу ухода агрегата в угон. Состояние металлоконструкций лебедки удовлетворительное. Электрооборудование изношено. *Предусматривается замена электродвигателей и кабелей.*

– Ремонтный плоский скользящий пятисекционный затвор 6,0-7,2-7,05 (1 шт.). Контур уплотнения выполнен из профильной резины. Металлоконструкции затвора находятся в удовлетворительном состоянии. *Необходимо заменить резиновые уплотнения и восстановить антикоррозийное покрытие затвора.*

– Электрическая тележка грузоподъемностью 2х5,0 тс (1 шт.) для маневрирования ремонтным затвором, установленная на монорельсовой бетонной эстакаде. Управление – местное. Металлоконструкции тележки требуется сохранить, оборудование укомплектовать заново. *Предусматривается замена электрооборудования электрической тележки.*

– Монорельс для электрической тележки грузоподъемностью 2х5,0 тс (1 шт.) металлический, изготовлен из прокатного материала. Состояние металлоконструкций удовлетворительное. *Необходимо восстановить антикоррозийное покрытие.*

– Сороудерживающая решетка - стационарная наклонная 6,0-6,7-3 (1 шт.). Сороудерживающая решетка сильно изношена. *Предусматривается ее замена.*

– Решеткоочистная машина (РОМ) физически и морально устарела. *Предусматривается ее замена.*

– Для модернизации напорного бассейна часть механического оборудования подлежит замене на новое, на части механического оборудования необходима замена отдельных узлов, а на части механического оборудования следует выполнить восстановительные работы.

– Закладные части всего механического оборудования напорного бассейна сохраняются для дальнейшей эксплуатации; на них должны быть проведены инструментальные испытания, лабораторные исследования, определен остаточный ресурс и выполнены восстановительные работы .

Сводная спецификация механического оборудования напорного бассейна.

№	Наименование оборудования	Кол-во	Масса, т		Примечание	
			единицы	общий		
Новое механическое оборудование:						
1.	Сорорудерживающая решетка 6,0-6,7-3	1	5,2	5,2		
2.	Решеткоочистная машина (РОМ)	1	5,1	5,1		
				Итого	10,3	
Новые узлы механического оборудования:						
3.	Электродвигатели и кабели канатной электрической лебедки г.п. 20,0 тс	1	-	-		
4.	Электрическая тележка г.п. 2х5,0 тс	1	-	-		
				Итого	-	
Механическое оборудование, подлежащее восстановлению:						
5.	Аварийно-ремонтный плоский колесный затвор 4,0-5,0-7,03	1	11*	11*	* В том числе: 5,4 т. – металлоконструкция 5,6 т. – бетонный балласт	
6.	Ремонтный плоский затвор 6,0-7,2-7,05	1	10	10		
7.	Монорельс для электрической тележки г.п. 2х5,0 тс	1	0,9	0,9		
				Итого	21,9	

Перечень сопутствующих работ при модернизации напорного бассейна:

– Демонтаж электрического оборудования и кабелей канатной электрической лебедки грузоподъемностью 20 тс для маневрирования аварийно-ремонтным затвором.

– Монтаж электрического оборудования и кабелей канатной электрической лебедки г.п. 20 тс для маневрирования аварийно-ремонтным затвором.

– Демонтаж ремонтного плоского скользящего пятисекционного затвора 6,0-7,2-7,05.

– Монтаж ремонтного плоского скользящего пятисекционного затвора 6,0-7,2-7,05.

– Демонтаж электрической тележки грузоподъемностью 2х5,0 тс.

– Монтаж электрической тележки грузоподъемностью 2х5,0 тс.

– Демонтаж старой сорорудерживающей решетки 6,0-6,7-3.

- Монтаж новой сороудерживающей решетки 6,0-6,7-3.
- Демонтаж старой решеткоочистной машины (РОМ).
- Монтаж новой решеткоочистной машины (РОМ).

3.5.3. Нижний бьеф здания ГЭС

Механическое оборудование нижнего бьефа предназначено для перекрытия отсасывающей трубы в случае ремонта агрегата. Отсасывающая труба оснащена ремонтным затвором. Маневрирование затвором осуществляется грузовой тележкой, перемещаемой по эстакаде.

В настоящее время в состав нижнего бьефа здания ГЭС входит следующее механическое оборудование:

- Ремонтный затвор для отсасывающей трубы плоский скользящий 5,5-2,4-7,22 (1шт.). Уплотнения выполнены из профильной резины. Metalлоконструкции затвора находятся в удовлетворительном состоянии. *Необходимо заменить резиновые уплотнения и восстановить антикоррозийное покрытие затвора.*

- Два спаренных электротельфера грузоподъемностью по 5 тс каждый для маневрирования затвором отсасывающей трубы. Управление местное. Электротельферы изношены. *Предусматривается их замена.*

- Эстакада для спаренных электротельферов (1 шт.) - металлическая, изготовлена из прокатного материала. Состояние металлоконструкции удовлетворительное.

Необходимо восстановить антикоррозийное покрытие.

Для модернизации нижнего бьефа здания ГЭС часть механического оборудования подлежит замене на новое, а на части механического оборудования следует выполнить восстановительные работы.

Таблица 3.11.

Сводная спецификация механического оборудования нижнего бьефа.

№	Наименование оборудования	Кол-во	Масса, т	
			единицы	общий
Новое механическое оборудование:				
1.	Электротельфер г.п. 5 тс	2	0,6	1,2
			Итого	1,2
Механическое оборудование, подлежащее восстановлению:				
2.	Затвор ремонтный плоский скользящий 5,5-2,4-7,22	1	3,5	3,5
3.	Эстакада для спаренных электротельферов г.п. 2х5,0 тс	1	2,0	2,0
			Итого	5,5

Закладные части ремонтного затвора нижнего бьефа здания ГЭС сохраняются для дальнейшей эксплуатации; на них должны быть проведены

инструментальные испытания, лабораторные исследования, определен остаточный ресурс и выполнены восстановительные работы.

Перечень сопутствующих работ при модернизации отсасывающих труб:

- Демонтаж двух электротельферов грузоподъемностью по 5,0 тс.
- Монтаж двух новых электротельферов грузоподъемностью по 5,0 тс.

3.5.4. Напорный трубопровод.

Напорный трубопровод открытый стальной диаметром 3,4 м, верхние звенья трубопровода заделаны в стенку напорного бассейна, а нижние звенья заделаны в анкерную опору, сопряженную со зданием ГЭС. По длине трубопровод опираются на три промежуточные, катковые опоры. В верхней части трубопровода, у напорного бассейна водовод имеет разрезку в виде температурного компенсатора сальникового типа.

Длина трубопровода составляет 44,0 м, уклон – $i=0,347$.

Напорный трубопровод в удовлетворительном состоянии.

Металлический напорный трубопровод сохраняется для дальнейшей эксплуатации, а для защиты здания станции от разрыва, на всем протяжении от напорного бассейна до здания станции он одевается в железобетонную оболочку, рассчитанную на полное динамическое давление.

Для обоснования экономической точки зрения диаметра напорного трубопровода ГЭС ЮФК-2 воспользуемся от программы «Программа по определению экономического наивыгоднейшего диаметра напорного трубопровода ГЭУ». Программа создано на языке Turbo Pascal, а результаты будем обрабатывать на Microsoft Excel.

Текст программы «Программа по определению экономического наивыгоднейшего диаметра напорного трубопровода ГЭУ»

```
program Diam_truboprovod;
uses crt;
label 1,2,3,4,5,6,7;
const g=9.81;
var q,h,ld,t,e_t,e_g,l,af,k,nd:real;
i,j,x:integer;
v,d,z:array [1..5] of real;
procedure list;
begin
clrscr; gotoxy(6,6);
end;
procedure stop;
var ch:char;
begin
repeat delay(1000);
ch:=readkey;
if ch=#27 then halt;
```

```

until ch<>#27;
end; begin textbackground(3);
textcolor(1); list;writeln;
6:write(' -Q,kub.m/s=');read(q);writeln;
write(' -H,m=' );read(h);writeln;
write(' -truboprovodning uzunligi l,m=');read(l);writeln;
write(' -turbinaning FIK=');read(e_t);writeln;
write(' -generatorning FIK=');read(e_g);writeln;
write(' -vaqt t=');read(t);writeln;
write(' -lambda=');read(ld);
writeln; if h<50 then af:=0.54 else af:=0.57; list;
writeln(' -taxmini diametr D0=',
(af*exp(0.41*ln(g*q*h*e_t))/exp(0.55*ln(h))):0:2,' m. ');writeln;
stop; list;
writeln('3-chi jadval boyicha 3-ta diametrni kiriting:');writeln;
5:for i:=1 to 3 do begin
write(' -D',i,' ',m=');read(d[i]);writeln;
end;list; writeln;
j:=0; for i:=1 to 3 do
begin v[i]:=4*q/(pi*sqr(d[i]));
if d[i]<250 then if v[i]<0.8 then goto 1 else if v[i]>2 then goto 2 else goto 3
else
if d[i]>800 then if v[i]<1.5 then goto 1 else if v[i]>4 then goto 2 else goto 3
else if v[i]<1 then goto 1 else if v[i]>3 then goto 2 else goto 3;
1:writeln(' -D=', d[i]:0:2,' m. bolgandagi tezlik v=',v[i]:2:2,' m/s
ruhsat etilgandan kam boladi;');writeln; goto 4;
2:writeln(' -D=',d[i]:0:2,' m. bolgandagi tezlik v=',v[i]:2:2,' m/s ruhsat
etilgandan katta boladi;');writeln; goto 4;
3:writeln(' -D=',d[i]:0:2,' m. bolgandagi tezlik qiymati v=',v[i]:2:2,'
m/s;');
writeln;j:=j+1; d[j]:=d[i];
4:end;writeln(' '); stop;
if j=0 then begin list;
writeln(' -diametrning boshqa kattaliklarini kiriting:');writeln;goto 5; end;
list; writeln;
for i:=1 to j do begin
write('D',i,'=',d[i]:0:2,' K,ming sum=');read(k);
z[i]:=(k+ld*q*t*sqr(v[i]))*e_t*e_g/(2*d[i])*l;
end;
nd:=z[i]+l;
for i:=1 to j do if nd>z[i] then nd:=z[i];
for i:=1 to j do if nd=z[i] then x:=i;
list; write('D=',d[x]*1000:4:0,' mm z=',z[x]/1000:5:2,' mln.sum');
stop; end.

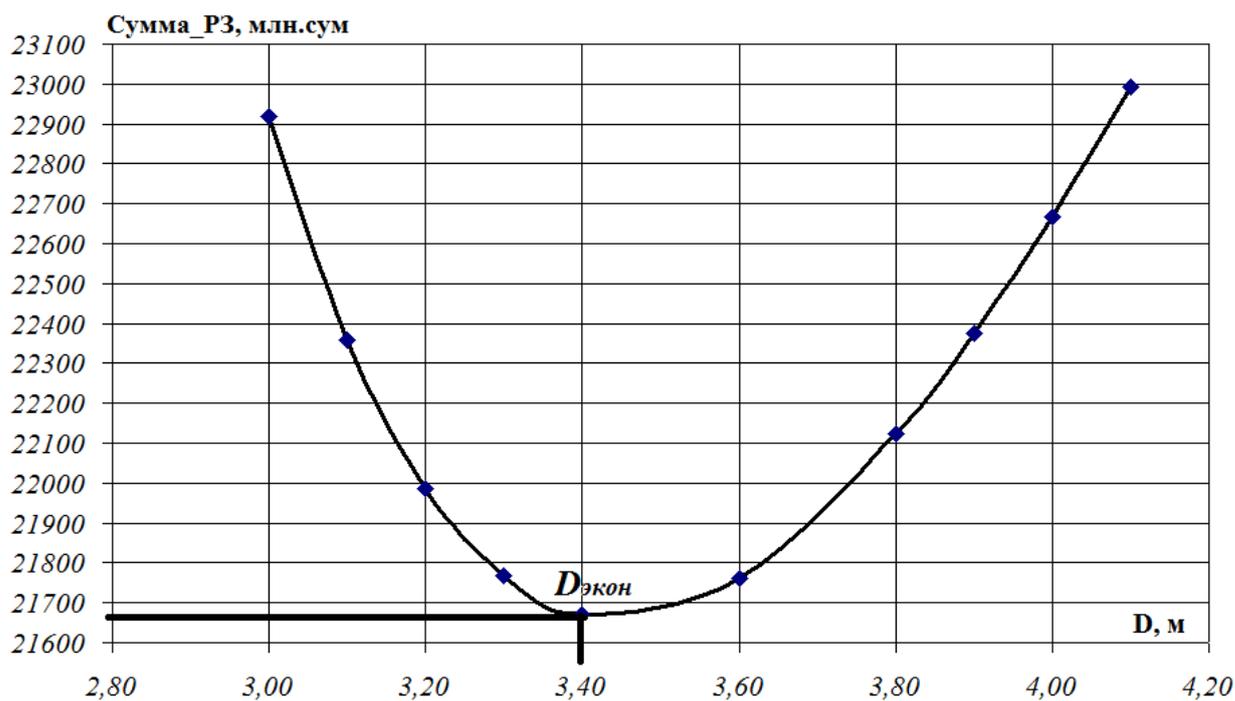
```

Исходные данные

Q	H	$\eta_{гр}$	$\eta_{ген}$	α	L	$\rho_{метал}$	$\beta_{метал}$	$\beta_{ээ}$
м³/сек	м	%	%		м	кг/м³	сум/(кг·п.м)	сум/(кВт·час)
35	23,11	0,934	0,962	0,54	44	7800	2200	131,4

Результаты расчета

D	W_{метал}	m_{метал}	C_{метал}	PЗ_{сi}	h_w	PЗ_{эi}	ΣPЗ
м	м³	кг	млн.сум	млн.сум	м	млн.сум	млн.сум
3,00	8,34	65089,94	357,99	15751,77	20,18	7167,74	22919,51
3,10	8,62	67245,24	369,85	16273,35	17,13	6083,87	22357,22
3,20	8,90	69400,53	381,70	16794,93	14,62	5190,85	21985,78
3,30	9,17	71555,83	393,56	17316,51	12,53	4450,60	21767,11
3,40	9,45	73711,12	405,41	17838,09	10,80	3833,49	21671,58
3,60	10,00	78021,72	429,12	18881,26	8,11	2880,55	21761,81
3,80	10,56	82332,31	452,83	19924,42	6,19	2198,22	22122,64
3,90	10,83	84487,60	464,68	20446,00	5,44	1930,48	22376,48
4,00	11,11	86642,90	476,54	20967,58	4,79	1700,94	22668,52
4,10	11,38	88798,20	488,39	21489,16	4,23	1503,38	22992,55



4. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В объеме технического перевооружения и реконструкции ГЭС предусматривается замена морально устаревшего и выработавшего свой ресурс силового высоковольтного и низковольтного электротехнического оборудования, модернизация систем управления ГЭС, релейной защиты оборудования ГЭС, аппаратуры связи.

4.1. Главная схема электрических соединений

Главная схема электрических соединений представлена на рис.4.1.

Мощность от генератора выдается на шины 35 кВ по схеме блока «генератор-трансформатор».

На стороне генераторного напряжения существующая схема электрических соединений претерпела изменения в части замены оборудования 6.3 кВ и устройством тиристорной системы возбуждения.

Предполагается в дальнейшем использовать существующие открытые шинопроводы с заменой опорных изоляторов, трансформаторов тока и напряжения. К трансформатору возбуждения выполняется отпайка.

Выполняется замена существующего блочного повысительного масляного трансформатора ТДН-10000/35/6 трансформатором ТД-10000/35/6 мощностью 10 МВА с принудительной циркуляцией воздуха. Замена электрического оборудования генераторного напряжения может быть произведена в период реконструкции гидроагрегата.

Трансформаторы Т-1 и Т-2, 110/35/10 кВ, мощностью 10 МВА, установленные на ОРУ в 1994-95 гг., предполагается оставить для дальнейшей эксплуатации с проведением капитального ремонта системы охлаждения и уплотнений. На стороне 110 кВ предполагается демонтаж короткозамыкателей с отделителями и установка элегазовых выключателей, что увеличит надежность схемы, сохранит связь с системой при срабатывании релейной защиты на одном из трансформаторов, а также позволит оперативному персоналу станции выполнять отключения и переключения вводов для проведения срочных ремонтных работ без предварительного обесточивания питающей линии.

Устанавливаются трансформаторы тока и напряжения для обеспечения работы устройств релейной защиты и системы коммерческого учета электроэнергии.

Для защиты трансформаторов от грозовых и коммутационных перенапряжений на стороне 110 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 устанавливаются ограничители перенапряжения ОПН-110.

На ОРУ-35 кВ в существующих ячейках производится замена масляных выключателей на вакуумные, заменяются разъединители, трансформаторы напряжения, дополнительно устанавливаются трансформаторы тока.

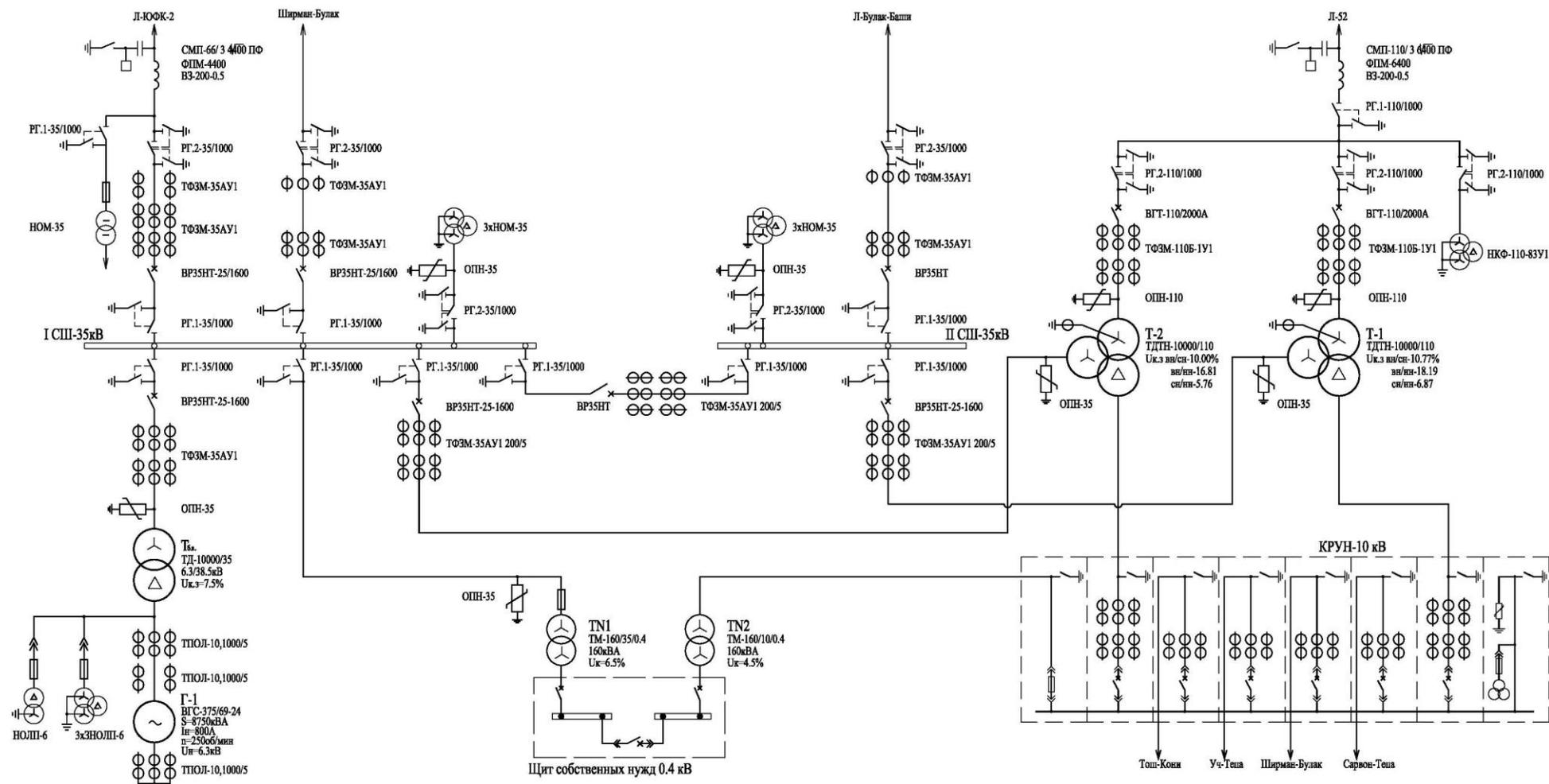


Рис. 4.1. Главная схема электрических соединений

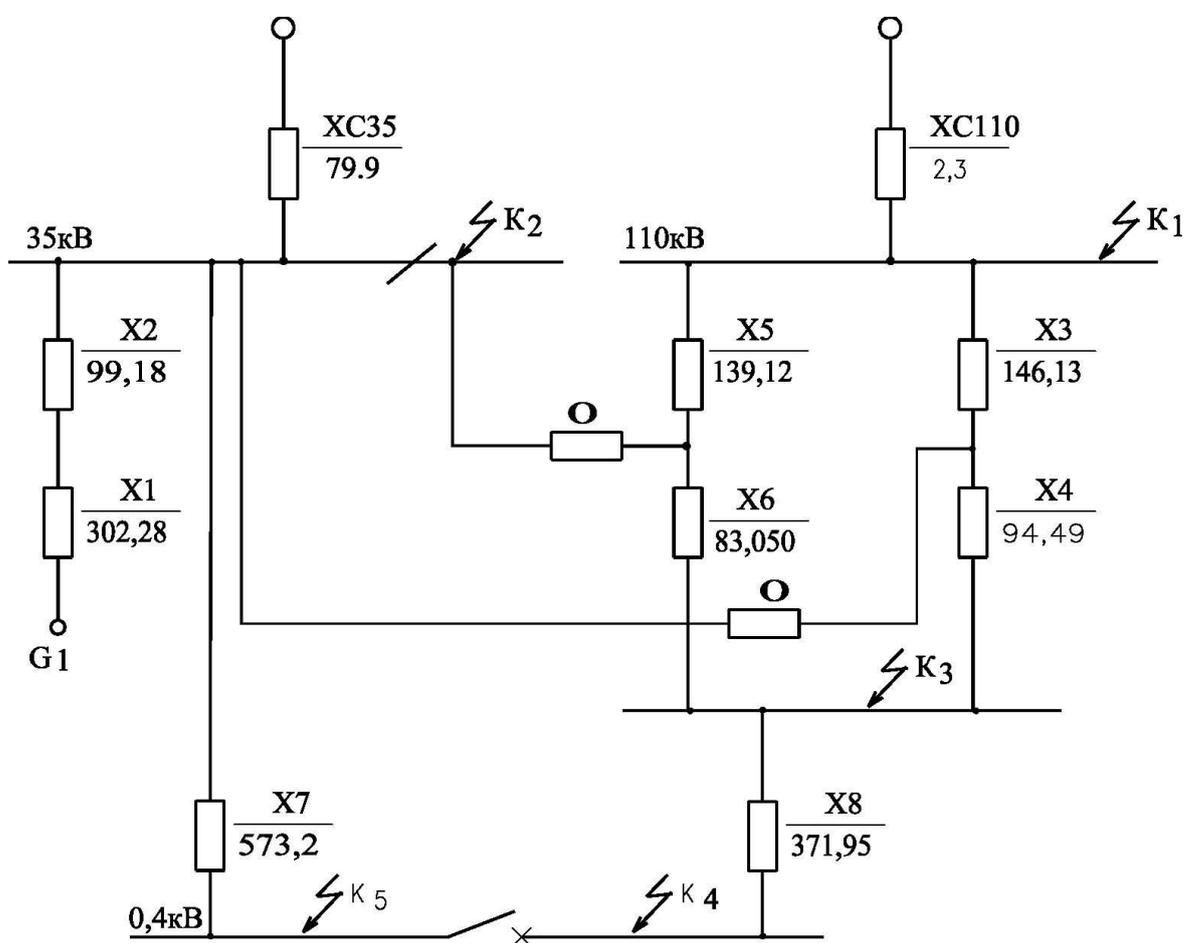
Существующие шкафы КРУН-10 кВ, расположенные на территории ОРУ-110/35/10 кВ, заменяются современными шкафами КРУ 10 кВ типа К-59 в утепленном блоке-модуле.

Типы основного вновь устанавливаемого оборудования приведены в таблице 4.2.

Основное электротехническое оборудование, устанавливаемое на ГЭС, выбрано в соответствии с главной схемой электрических соединений и расчетами токов короткого замыкания.

4.2. Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) выполнен в объеме, необходимом для выбора оборудования и проверки его на термическую и динамическую стойкость. Высоковольтное оборудование и кабели выбраны по номинальным токам и проверены на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ.



Сопротивления даны в Омах при напряжении 115кВ

Рис. 4.2. Схема замещения.

Таблица 4.1.

Результаты расчета токов К.З.

Расчетная точка К.З.	Место К.З.	Источник тока КЗ.	При напряжении	Периодическая составляющая	Аперриодическая составляющая	Полный ток К.З.	Относительное содержание аперриодической составляющей	Ударный коэффициент	Ударный ток К.З.	Действующее значение тока К.З.
			$U_{фр}$							
Максимальный режим.										
К1	Сторона 110кВ ГЭС	Система	115	2890	1019	5094	0,25	1.8	7335	4364
		ГЭС		831	175,8	1347,5	0,15		2109	1254,8
		Всего		3721	1205	5687,2	—		9444	5618,8
К2	Шины 35	Система	37	2742	966.5	4104.7	0.25	1.8	6959	4140.4
		ГЭС		2858	840.3	4870	0.21		6492,2	4315,6
		Всего		5600	1806.8	8974.8	—		13451	8456
К3	Шины 10.5кв	Всего	10,5	7970	—	—	—	1.8	24818,6	12034,7
К4	Шины 0.4кВ	Всего	0.4	5015	—	—	—	1.8	12637	7575.6
К5		Всего		3329	—	—	—		1.8	8389

Таблица 4.2

Перечень основного электротехнического оборудования

Наименование оборудования	Тип	Параметры	Ед. изм.	Кол -во
Трансформатор двухобмоточный трехполюсный масляный с системой охлаждения «Д»	ТД-10000/38,5	10000 кВА, 6.3/38.5 кВ, $\epsilon_k=7,5\%$	комп.	1
Трансформатор двухобмоточный трехполюсный масляный	ТМ-160/35	160 кВА, 35/0.4 кВ, $\epsilon_k=6.5\%$	шт.	1
Трансформатор двухобмоточный трехполюсный масляный	ТМ-160/10	160 кВА, 10.5/0.4 кВ, $\epsilon_k=4.5\%$	шт.	1
Комплектное распределительное устройство 10 кВ в утепленном блок-модуле	К-59	10.5 кВ	яч.	8
Ограничитель перенапряжений	ОПН-П1-110/73/10	110 кВ	комп.	6
Выключатель элегазовый трехполюсный	ВГТ-110	110 кВ $I_n=2000A$ $I_{отк.}=40кА$	комп.	2
Разъединитель трехполюсный с одним заземляющим ножом	РГ.1-110/1000	110 кВ, 1000 А	комп.	1
Разъединитель трехполюсный с двумя заземляющими ножами	РГ.2-110/1000	110 кВ, 1000 А	комп.	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IV-У1	110 кВ	шт.	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83У1	110 кВ	шт.	3
Выключатель вакуумный трехполюсный со встроенными трансформаторами тока	ВР35НТ-25-1600	35 кВ	комп.	7
Разъединитель трехполюсный с одним заземляющим ножом	РГ.1-35/1000	35 кВ, 1000 А	комп.	9
Разъединитель трехполюсный с двумя заземляющими ножами	РГ.2-35/1000	35 кВ, 1000 А	комп.	5
Разъединитель однополюсный с одним заземляющим	РГ.1-35/1000	35 кВ, 1000 А	комп.	1

Наименование оборудования	Тип	Параметры	Ед. изм.	Кол -во
НОЖОМ				
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А	35 кВ	шт.	44
Трансформатор напряжения	НОМ-35	35 кВ	шт.	7
Ограничитель перенапряжений	ОПН-П1-35-40.5/10	35 кВ	шт.	18
Шкаф с трансформатором напряжения 3хЗНОЛП-6		6 кВ	комп.	1
Шкаф с трансформатором напряжения 3хНОЛП-6		6 кВ	комп.	1
Щит СН 0,4 кВ			пан.	3
Щит постоянного тока =220В			пан.	2
Зарядно-подзарядное устройство		=220 В	шт.	1
Аккумуляторная батарея на 106 элементов		200 Ah/2V	комп.	1
Щит освещения			комп.	1
Пункт распределительный	ПР85		шт.	15
Дизельная генераторная установка в кожухе и шкафом АВР		80 кВт	комп.	1

4.3. Собственные нужды

4.3.1. Собственные нужды переменного тока

На ГЭС сохраняется совмещенная схема основных общестанционных и агрегатных собственных нужд (далее по тексту СН). При этом предусматривается замена устаревших масляных трансформаторов ТС-1 и ТС-2, главного щита СН, пунктов распределительных и кабельного хозяйства.

Выбор мощности трансформаторов СН ГЭС выполнен из условия суммарного получасового максимума нагрузки. При этом мощность электропотребителей, длительно находящихся в работе (отопление, освещение, оперативные цепи, связь), учитывались с коэффициентом спроса $K_c=1$. Остальные электропотребители приняты работающими в длительном повторно-кратковременном и кратковременном режимах работы. Коэффициент спроса этих потребителей принят $K_c=0.3$. Средневзвешенный коэффициент мощности определен 0.8 для всех электропотребителей.

В результате расчетов суммарная получасовая нагрузка ГЭС составила 140 кВА со средневзвешенным $\cos \varphi=0.8$. К дальнейшему проектированию выбраны два трансформатора ТМ-160/10, 10/0.4 кВ и ТМ-160/35, 35/0.4 кВ.

Распределительный щит СН 0,4 кВ организован на типовых панелях и пунктах распределительных. Питание собственных нужд осуществляется на напряжении 380/220В. В качестве независимого резервного источника электроснабжения собственных нужд устанавливается дизельная генераторная установка с устройством автоматического ввода резерва.

Схема СН переменного тока (Главный щит) приведена на рис.4.3.

4.3.2. Собственные нужды постоянного тока

Система постоянного тока выполняется с высокой степенью надежности, обеспечивая бесперебойное питание во всех возможных случаях аварий оборудования, и при маловероятном полном пропадании переменного тока.

Устройства АСУ требуют постоянное бесперебойное питание. В нормальных условиях эти устройства питаются переменным током. При его пропадании происходит автоматическое переключение на питание от системы постоянного тока.

Для питания устройств релейной защиты элементов главной схемы, агрегатов бесперебойного питания, аварийного освещения предусматривается установка аккумуляторной батареи напряжением 220В и щита постоянного тока.

Расчет аккумуляторной батареи выполнен по нагрузке аварийного получасового разряда. Аккумуляторная батарея предусматривает работу в режиме постоянного подзаряда при стабильном напряжении $2.23+0.05$ В на

элемент без периодических тренировочных разрядов и уравнивающих перезарядов.

На станции предусматривается одна свинцово-кислотная аккумуляторная батарея с количеством элементов 106, с емкостью 10-часового разряда 200 А·ч.

Для обеспечения надежности питания ответственных потребителей и улучшения условий эксплуатации щит постоянного тока выполнен 2-х секционными шинами. Конструктивно распределительный щит выполняется из 4-х панелей. К первой и второй секций щита подключено по одному зарядно-подзарядному устройству.

Для улучшения работы системы постоянного тока предусматривается установка системы стабилизации напряжения = 220V, системы микропроцессорных защит, системы сбора и выдачи информации на Главный Информационный Щит.

В эксплуатационном режиме, при наличии СН переменного тока, источником питания для потребителей постоянного тока являются зарядно-подзарядные устройства. В аварийном режиме, при потере СН переменного тока, вся нагрузка переключается на питание от аккумуляторной батареи.

Вторичное распределение постоянного тока группируется по функциональным требованиям агрегата и других систем. Распределительные сборки выполняются на базе современных выключателей, снабженных вспомогательными блок-контактами и местной световой индикацией.

В качестве зарядно-подзарядных устройств для батареи используются выпрямители с автоматической стабилизацией напряжения.

В цепях постоянного тока предусмотрено использование кабелей с медными жилами.

Схема собственных нужд постоянного тока представлена на рис.4.4.

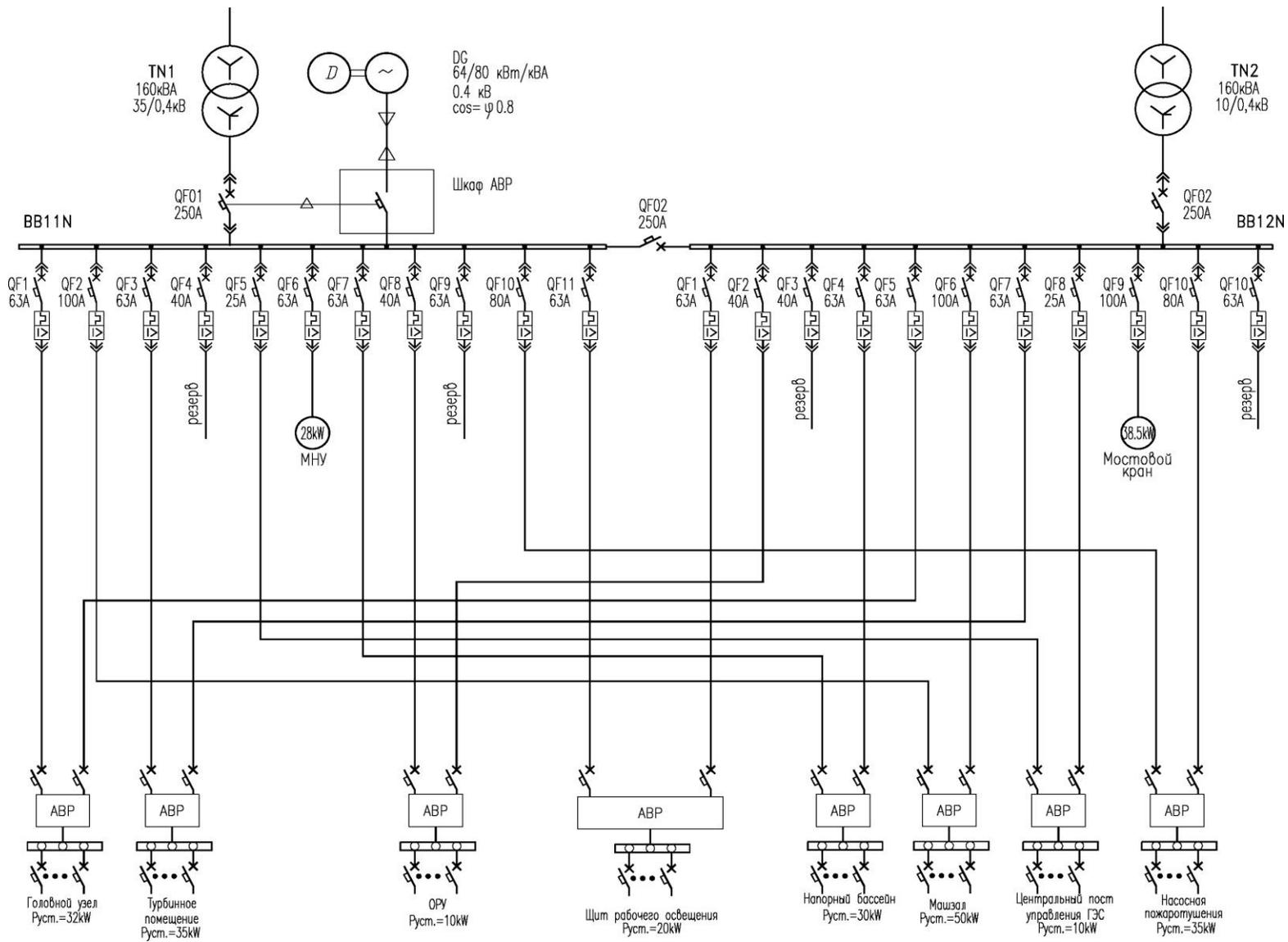


Рис. 4.3. Принципиальная схема Щита собственных нужд переменного тока 0,4 кВ

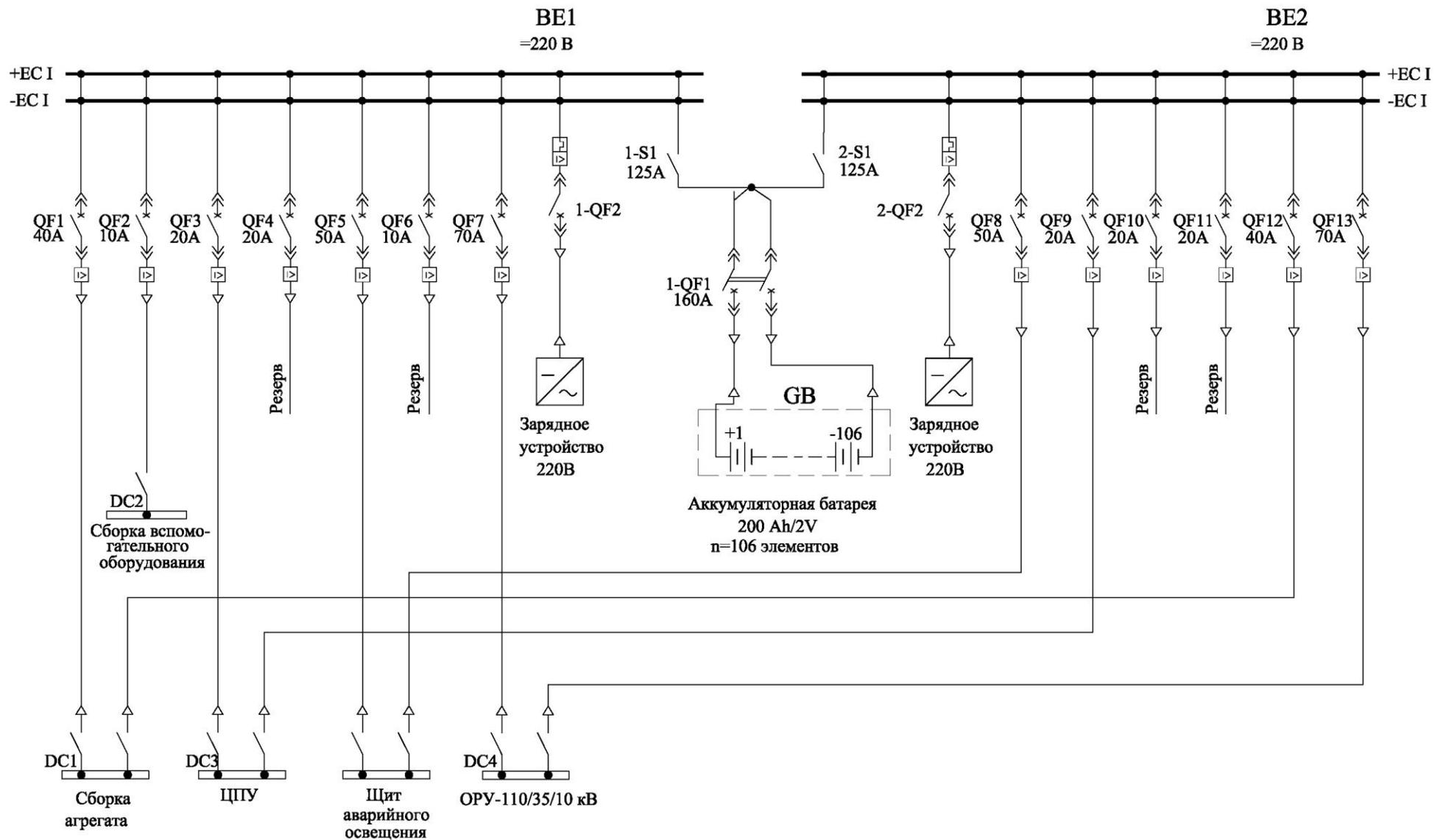


Рис. 4.4. Принципиальная схема Щита собственных нужд постоянного тока

5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Работе предусматривается выполнение расчетов потребности финансовых ресурсов для двух вариантов модернизации:

- частичная замена оборудования в соответствии с актом комплексного обследования оборудования;
- полная замена гидросилового и электротехнического оборудования.

Первый вариант.

Оборудование - полная замена гидросилового оборудования, том числе - замена гидротурбины с вырубкой и заменой камеры рабочего колеса, замена системы регулирования и полная замена гидрогенератора, частичная замена механического оборудования, практически полная замена электротехнического оборудования, установка резервной дизельной генераторной установки на головном узле с подключением затворов и датчиков уровней воды и расхода, модернизация старых и установка новых вспомогательных систем гидротурбины.

Новое строительство – компрессорной, бытовых помещений (туалет, душевая), корпуса управления, проходной, пьезометрической сети.

Реконструкция - восстановление существующего катастрофического сброса на ПК 7+00 деривационного канала с расходом $15\text{ м}^3/\text{с}$, реконструкция ЛЭП ВЛ 0,4кВ, напорного трубопровода с устройством сталежелезобетонной оболочки, здания станции, трансформаторной ямы возле здания станции, охранного ограждения, электроосвещения, внутриплощадочных сетей водопровода и канализации, благоустройство территории.

Второй вариант.

Оборудование - отличается от первого тем, что вместо частичной замены механического оборудования рассматривается его полная замена.

Новое строительство – в том же объеме.

Реконструкция - отличается от первого тем, что:

- вместо восстановления существующего катастрофического сброса на ПК 7+00 деривационного канала, предусматривается реконструкция катастрофического сброса с увеличением пропускной способности до $36,3\text{ м}^3/\text{с}$, равного расходу ГЭС, без установки резервной дизельной генераторной установки на головном узле;

-реконструкция деривационного канала.

Ниже приводится сравнительная таблица по выполнению модернизации по двум вариантам.

Таблица 5.1

№ п/п	Наименование работ и оборудования	Стоимость работ и оборудования			
		Вариант I		Вариант II	
A	Оборудование	тыс. дол. США	тыс. сум РУз	тыс. дол. США	тыс. сум РУз
1	Новое гидросиловое оборудование	8 438,0	548 374,02	8 438,0	548 374,02
2	Новое гидромеханическое оборудование	499,33	383 347,91	981,98	335 485,33
3	Новое электротехническое оборудование	618,41	6 395 272,97	618,41	6 395 272,97
4	Компрессоры	74,78	-	74,78	-
	Итого по п.п. 1-4	9 630,51	7 326 994,90	10 113,17	7 279 132,32
6	Вспомогательные системы:				
6.1	<i>Система технического воздухообеспечения</i>	-	139 501,03	-	139 501,03
6.2	<i>Система технического водоснабжения (ТВС)</i>	-	37 206,71	-	37 206,71
6.3	<i>Система осушения и дренажа</i>	-	31 504,43	-	31 504,43
6.4	<i>Система дистанционных измерений</i>	-	42 933,93	-	42 933,93
6.5	<i>АСУ и ТП</i>	651,78	13 579,37	651,78	13 579,37
6.6	<i>Отопление и вентиляция</i>	-	12 762,89	-	12 762,89
6.7	<i>Система пожаротушения</i>	-	559 702,89	-	559 702,89
6.8	<i>Система телемеханики и связи</i>	791,44	67 152,78	791,44	67 152,72
7	Наладка, испытания и приемка оборудования	-	266 312,81	-	266 312,81
	Итого по п.п. 6-7	1 443,22	1 170 656,78	1 443,22	1 170 656,78
	Итого по оборудованию	11 073,73	8 497 651,68	11 556,39	8 449 789,10
Б.	Новое строительство				
1.	Компрессорная (без учета оборудования)	-	901 941,96	-	901 941,96
2.	Бытовые помещения (туалет, душевая)	-	96 267,85	-	96 267,85
3.	Корпус управления	-	376 930, 50	-	376 930, 50
4.	Каналы электрический и технологический от здания ГЭС до площадки ОРУ от компрессорной до здания ГЭС и до напорного бассейна	-	178 660,81	-	178 660,81
5.	Проходная	-	11 486,50	-	11 486,50
6.	Пьезометрическая сеть	-	29 440,28	-	29 440,28
7.	Здание электростанции	-	1 263 012,46	-	1 263 012,46
	Итого по новому строительству	-	2 857 740,36	-	2 857 740,36

Продолжение таблицы 5.1.

В	Реконструкция				
1.	Деривационный канал	-	-	-	1 199 545,88
2.	Восстановление катастрофического сброса	-	423 153,05	-	1 410 510,88
3.	Напорный трубопровод	-	373 147,83	-	373 147,83
4.	Здание станции	-	1 263 012,46	-	1 263 012,46
5	Реконструкция трансформаторной ямы возле здания станции	-	46 027,12	-	46 027,12
6.	Благоустройство территории	-	269 695,89	-	269 695,89
7.	Охранное ограждение	-	425 347,26	-	425 347,26
8.	Электроосвещение	-	192 546,52	-	192 546,52
9.	Внутренние и внутриплощадочные сети водопровода и канализации	-	315 625,78	-	315 625,78
10.	Линия электроснабжения ВЛ 0,4кВ	-	95 238,32	-	95 238,32
11	ОРУ 110/35/10кВ	-	922 494,75	-	922 494,75
	Итого по реконструкции		4 268 989,194		6 455 892,69
	Итого по ГЭС ЮФК-2	11 073,73	17 112 157,60	11 556,39	19 285 998,03

Так как стоимость работ и оборудования модернизации по **Варианту II** больше, чем по **Варианту I**, с экономической точки зрения оценки потребности финансовых ресурсов принимается к дальнейшей разработке **Вариант I**.

Кроме того, необходимо отметить:

- что при проработке вариантов модернизации генератора, рассматривался вариант замены только обмотки генератора. Однако, по результатам Технического аудита, выполненного в августе-сентябре 2011г. выяснилось, что это потребует замены других узлов (воздухо- и маслоохладителей, аппаратуры управления). Также потребуются исправление дефекта посадки втулки подпятника на вал генератора. Это является сложным, длительным и дорогостоящим процессом, связанным с разборкой верхнего узла генератора, демонтажем ротора, полной его разборкой по частям (съём полюсов, разборка железа обода, отсоединение спиц и т.д.) вал с насаженной ступицей, вместе со снятой втулкой подпятника направляется на завод Республики Узбекистан, располагающий соответствующим станочным оборудованием. На посадочное место вала осуществляется наплавка металла и обработка вала с подгонкой втулки под горячую посадку. Как вариант, новый вал со ступицей и втулкой может быть заказан на специализированном генераторном заводе, например на Новосибирском заводе «Элсиб».

Под верхний конец обработанного или вновь заказанного конца вала на специализированном турбинном заводе должен быть заказан и изготовлен

маслоприемник поворотного-лопастного рабочего колеса. Все операции по восстановлению вала очень сложные, требующие остановки агрегата на длительное время, что связано с большой недовыработкой электроэнергии;

Проект организации строительства разработан для двух вариантов с одинаковой степенью проработки из условия максимального использования базы стройиндустрии, действующих подсобных предприятий и местных строительных кадров и специалистов.

Выполненный проект организации работ с определением стоимости и сроков строительства выявил следующее:

1. Общий срок выполнения всех работ по варианту 1 модернизации ГЭС-ЮФК-2 составляет 1 год и 8 месяцев, а по варианту 2 модернизации – 1 года 11 месяцев.

2. Стоимость модернизации по варианту 1 по затратам составляет 20,6 млн. долл. США, а по варианту 2 составляет 22,293 млн. долл. США.

На основании вышеизложенного с точки зрения стоимости строительства и организации и производства работ **вариант 1** является более предпочтительным.

Далее, при модернизации оборудования ГЭС ЮФК-2, как основной, принимался - **Вариант I**.

6. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Производство электроэнергии на гидравлических электростанциях относится к разряду экологически чистых технологий.

ГЭС ЮФК-2 относится ко II категории воздействия на окружающую среду со средней степенью риска согласно Приложению № 2 к Постановлению Кабинета Министров Республики Узбекистан № 491 от 31.12.01 – п.9 (Гидроэлектростанции мощностью 30МВт и менее).

Эксплуатация ГЭС позволит ежегодно экономить 5,67 млн. м³ газа или 7,65 тыс. тонн угля и таким образом сократит выбросы парниковых газов в атмосферу, образующиеся при их сжигании.

Модернизация и эксплуатация ГЭС ЮФК-2 не повлияет на существующий гидрологический и ирригационный режим ЮФК, качество его воды и не приведет к отрицательным изменениям природной среды с необратимыми последствиями.

Природоохранные мероприятия по снижению негативных последствий модернизации ГЭС ЮФК-2

Модернизация ГЭС ЮФК-2 приведет к более надежной и безопасной работе оборудования, повысит мощность станции и выработку электроэнергии, продлит срок эксплуатации установленного оборудования.

Экологический анализ основных проектных решений по модернизации оборудования станции показал, что они приняты с учётом минимизации воздействия на объекты окружающей среды.

Для предотвращения загрязнения поверхностных водотоков и грунтов хозяйственно-фекальными стоками, предусматривается строительство выгребной бетонированной ямы объёмом 50 м³. Устройство канализации не планируется в связи с небольшим количеством персонала (19 человек).

Замена гидротурбины и генератора позволит увеличить межремонтные периоды работы гидроагрегата, что приведёт к сокращению количества выбросов при проведении ремонтных работ (сварочные, окрасочные работы). Замена маслonaполняемого оборудования будет сопровождаться операциями по сливу масла и приведёт к образованию отходов масла. Проектом предусматривается слив масла в передвижную ёмкость для вывоза и утилизации.

Замена на ОРУ масляных выключателей на элегазовые и вакуумные, значительно сократит количество маслonaполняемого оборудования (около 11т), что позволит сократить риск загрязнения маслonaпродуктами поверхностных водотоков в случае аварийной ситуации.

Предусмотренная проектом замена и ремонт маслосодержащего оборудования на гидроагрегате сокращает вероятность протечек и попадания турбинного масла в поверхностные водотоки с технологическими стоками.

Автоматическая система мониторинга за состоянием гидрогенератора обеспечит контроль и экономное расходование воды в системе ТВС.

Строительство двух противопожарных резервуаров объёмом по 150м³ каждый, противопожарного внутриплощадочного и внутреннего противопожарного водопровода здания станции, установка систем автоматической пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения и системы обработки данных позволит своевременно выявить и ликвидировать аварийную ситуацию, связанную с пожаром, с минимальным экономическим и экологическим ущербом.

В целях предотвращения загрязнения грунтов, подземных и поверхностных вод нефтепродуктами проектом предусматривается строительство маслосборника объёмом 15м³ на территории пристанционной площадки, а также строительство маслосборника объёмом 40м³ рядом с площадкой ОРУ - для сбора масла и стоков пожаротушения в случае аварийной ситуации, связанной с пожаром или разгерметизацией оборудования, Объём маслосборника позволяет принять объём масла из одного трансформатора (~11м³) и стоки ручного пожаротушения с расходом 10л/с в течение 15 минут. В дальнейшем предполагается перекачка замасленных стоков пожаротушения в передвижную ёмкость и вывоз их для утилизации на нефтебазу или для очистки на ГЭС-7.

Образующийся в результате проведения земляных работ отход грунта предусматривается использовать для обратной засыпки, при планировке территории и для отсыпки подъездной дороги.

Отход строительного мусора планируется вывозить на городскую свалку.

С целью сокращения степени воздействия модернизации ГЭС ЮФК-2 на элементы природной среды предусматриваются дополнительные природоохранные мероприятия:

1. При проведении модернизации строительство накопительной ёмкости для хозяйственно-бытовых стоков будет выполнено на первом этапе с целью предотвращения загрязнения прилегающей территории. Будет организован своевременный вывоз хозяйственно-бытовых стоков из накопительной ёмкости с учётом их увеличения в период работы строительно-монтажной бригады до 1,7м³/сут (максимально до 2,7м³/сут).

2. При проведении замены и ремонта маслonaполняемого оборудования предварительный слив из него масла (около 42т) будет контролироваться. Будет организован слив в передвижную ёмкость с последующим вывозом на головную станцию каскада Шахраханских ГЭС - ГЭС-7(6А) для очистки или на утилизацию на ближайшую нефтебазу.

3. После окончания модернизации все новые виды отходов будут учитываться - отход отработанных люминесцентных ламп и отход нефтешлама, образующегося при очистке масла на очистной установке. Будет организовано временное хранение этих отходов и их утилизация.

4. Для временного хранения отходов лома чёрного и цветного металла (крупногабаритные детали, механическое оборудование, обмотка электрооборудования, кабели) в количестве около 200т предусмотрена специальная площадка на территории ГЭС и организована их утилизация.

5. Будет организовать вывоз отхода строительного мусора в количестве около 4тыс.т на городскую свалку города Андижана.

6. Излишки образующегося грунта (около 11тыс.т) предполагается использовать для отсыпки дорожной одежды подъездной автодороги, которая остается в качестве эксплуатационной. Остатки неиспользованного грунта. Будут вывезены в специально отведённое место.

Прогноз изменения состояния окружающей среды как результат выявленных последствий

Анализ изменения состояния окружающей среды после реализации проектных решений показал следующие результаты.

Атмосферный воздух. После проведения модернизации ГЭС ЮФК-2 состояние атмосферного воздуха за пределами территории гидроузла не изменится. Максимальная концентрация углеводородов в атмосферном воздухе от стационарных источников не превысит установленных нормативных значений и составит за границей предприятия 0,02ПДК.

Почвы и грунты. Состояние почв и грунтов за пределами гидроузла не изменится после проведения модернизации станции.

Поверхностные водотоки и подземные воды. В результате проведения модернизации и увеличения мощности ГЭС ЮФК-2 до проектной, может увеличиться максимальный расход воды в деривационном канале, куда вода поступает из ЮФК (с 35м³/с до 36,3м³/с). Так как после прохождения через турбину вода сбрасывается в отводящий канал и далее русло ЮФК в полном объёме, то расход воды через ЮФК останется без изменений и будет зависеть от водности года. Химический состав воды в поверхностных и подземных водах останется без изменений.

Уровень грунтовых вод в районе размещения станции до и после модернизации определяется уровнем воды в канале (ЮФК). Дренажный расход через подводный массив здания станции останется без изменений и составит 0,15л/с.

Расчет снижения выбросов парниковых газов (ПГ)

В соответствии с выполненными расчетами (см. «Проект Заявления о Воздействии на Окружающую Среду» - ЗВОС), при установленной мощности ГЭС ЮФК-2 – 7,05 МВт, сокращение выбросов парниковых газов в предлагаемом проекте составит:

Использование гидроэлектростанций для выработки электроэнергии соответствует принципу механизма чистого развития в Республике Узбекистан. В результате модернизации ГЭС ЮФК-2 с доведением её мощности до 7,05 МВт экономия природных ресурсов, которые используются в качестве альтернативных видов топлива для выработки электроэнергии на тепловых станциях составит:

- газа – 5,67 млн.м³/год;
- угля – 7,5 тыс.т в год.

При этом, выбросы при сжигании газа составили бы:

- оксида углерода – 48,5 т/год;
- оксидов азота – 21 т/год;
- окиси углерода - 11,64 тыс.т/год,

а при сжигании угля:

- оксидов углерода СО – 96 т/год;
- оксидов азота – 21 т/год;
- диоксида серы – 108 т/год;
- окиси углерода - 24,64 тыс.т/год;
- сажи – 320 т/год.

При реализации данного снижения выбросов парниковых газов, можно сократить капиталовложения в строительство ГЭС ЮФК-2.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Экологический анализ основных проектных решений модернизации показал, что они приняты с учётом минимального воздействия на элементы природной среды, с использованием новейших достижений в гидротурбостроении и применением автоматических систем управления технологическими процессами гидроагрегате. Модернизация будет проводиться без дополнительного изъятия земель на территории существующего гидроузла. Работы по демонтажу существующего и установке нового оборудования продлятся в течение четырех лет, с выводом в ремонт агрегата в зимний период с наименьшим ущербом для выработки станцией электроэнергии и с сохранением режима пусков ЮФК по требованиям водохозяйственных потребителей.

Проведённые расчёты полей рассеивания загрязняющих веществ показали, что реализация проекта не вызовет изменения состояния атмосферного воздуха в районе размещения гидроузла. Выбросы загрязняющих веществ не будут превышать установленных нормативных значений за границами гидроузла.

После завершения модернизации увеличится объём расходов через турбину пропорционально увеличению мощности, состав стоков не изменится. Технологические стоки ГЭС, а также дренажные стоки являются условно чистыми и сбрасываются в отводящий канал станции и далее в русло канала ЮФК без очистки.

Отвод хозяйственно-бытовых стоков предусматривается в бетонированный выгреб с последующим вывозом в места, определённые СЭС. Увеличения количества хозяйственно-бытовых стоков после модернизации не прогнозируется.

После завершения модернизации на станции ожидается образование новых видов отходов – отхода люминесцентных ламп и отхода нефтешлама после очистки масла.

В период проведения модернизации ожидается образование большого количества отходов в результате проведения строительных работ, реконструкции зданий и сооружений, а также замене оборудования. К ним относятся

строительный мусор, отход грунта, лом чёрного и цветного металла, отход масла. Проектом модернизации решаются вопросы по вывозу или утилизации этих видов отхода.

Анализ возможных аварийных ситуаций показал, что при возникновении аварии, связанной с пожаром, на всех участках предусмотрены природоохранные меры в соответствии с современными нормативными требованиями. К ним относятся: строительство двух противопожарных резервуаров объёмом по 150м^3 каждый, противопожарного внутриплощадочного и внутреннего противопожарного водопровода здания станции, установка систем автоматической пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения и системы обработки данных, строительство маслосборника объёмом 15м^3 на территории пристанционной площадки, а также строительство маслосборника объёмом 40м^3 рядом с площадкой ОРУ - для сбора масла и стоков пожаротушения.

Реализация проекта модернизации приведет к более устойчивой и безопасной работе оборудования, повысит мощность станции и выработку электроэнергии, продлит срок эксплуатации установленного оборудования. Увеличатся межремонтные периоды работы гидроагрегата, будет заменено вышедшее из строя электрооборудование, обновлено насосное оборудование по перекачке масла и дренажных вод, установлены системы автоматической пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, введена в действие автоматизированная система контроля и управления работой гидроагрегата и в целом ГЭС. Это повысит надёжность работы оборудования, позволит предотвратить возникновение аварийных ситуаций.

При условии соблюдения дополнительных природоохранных мероприятий, эксплуатация ГЭС ЮФК-2 после реализации проекта модернизации не вызовет необратимых последствий в экологической обстановке района размещения станции.

7. БЖД

7.1. Водоснабжение, воздухообеспечение, осушение и дренаж, пожаротушение, отопление, вентиляция, канализация

В составе модернизации ГЭС ЮФК-2 Каскада Ташкентских ГЭС предусматривается реконструкция системы технического и питьевого водоснабжения, технического воздухообеспечения, осушения и дренажа, создание новых систем гидротехнических измерений, пожаротушения ГЭС и отвода масла при аварийном сливе из силовых трансформаторов, отопления, вентиляции и канализации.

Система технического водоснабжения

Существующая система ТВС обеспечивает подачу очищенной воды к воздухоохладителям и маслоохладителям в верхней и в нижней крестовинах генератора для поддержания температурного режима и смазки подшипников.

При существующей системе технического водоснабжения вода подаётся из деривационного канала в ёмкость объёмом 10м^3 , откуда затем по трубопроводу поступает в здание станции с расходом $\sim 120\text{м}^3/\text{час}$ ($33\text{л}/\text{с}$) в количестве ~ 749 тыс. $\text{м}^3/\text{год}$. Вода расходуется на охлаждение воздухоохладителей генератора, маслоохладители подпятника и подшипников генератора. Вода непосредственно не соприкасается с масломполняемым оборудованием. Условно чистые стоки в количестве ~ 749 тыс. $\text{м}^3/\text{год}$ сбрасываются в отводящий канал станции.

Годовой расход на подпитку резервуара технической воды составляет 25% от объёма ($2,5\text{м}^3/\text{год}$).

Существующая система технического водоснабжения (ТВС) не отвечает современным требованиям эксплуатации генератора. Все трубопроводы, арматура, аппаратура контроля и управления за многолетний срок эксплуатации пришли в полную негодность.

В связи с заменой генератора при проведении модернизации, необходима и замена системы ТВС.

Хозяйственно-питьевые нужды

Источником воды на хозяйственно-питьевые нужды является привозная вода в количестве $\sim 300\text{м}^3/\text{год}$. На станции функционирует 1 душевая, которая требует ремонта. Туалет выгребной. Стоки душевой направляются также в выгреб. Количество стоков составляет около $0,9\text{м}^3/\text{сут}$. При проведении модернизации предусмотрено строительство бетонированной выгребной ямы.

Система технического воздухообеспечения

Существующие компрессоры системы технического воздухообеспечения полностью изношены и непригодны к дальнейшей эксплуатации. Система воздухообеспечения не отвечает требованиям нового гидроагрегата в связи с переходом системы регулирования на давление $6,3\text{МПа}$.

Существующие компрессоры и воздухооборник для торможения размещены в машзале ГЭС, что противоречит современным Нормам.

При выполнении модернизации необходима полная замена оборудования системы технического воздухообеспечения.

В соответствии с действующими «Правилами устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов», а также «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», было принято решение воздухохранилища и компрессоры вынести за пределы здания станции и разместить по 2 компрессора необходимого давления в отдельно стоящем помещении, а рядом с ним, на открытом воздухе, на отдельных фундаментах разместить 3 воздухохранилища. Система укомплектовывается всей необходимой арматурой, аппаратурой и трубопроводами для обеспечения работы в автоматическом режиме.

Насосная осушения проточной части и дренаж здания станции

Стационарная насосная установка осушения проточной части гидротурбины на ГЭС изношена, откачка воды выполняется ненадежно. В порядке модернизации ГЭС планируется устройство стационарной насосной осушения проточной части с установкой двух рабочих насосов с системой коммуникаций.

Дренажная насосная в существующем здании станции изношена. Для сбора дренажной воды существует дренажный колодец 2,5х2х3м объёмом 15м³. Установленный насос АН-13 производительностью 13м³/час для откачки воды из дренажного колодца нуждается в замене. При модернизации ГЭС будет устроена стационарная насосная осушения проточной части с установкой двух рабочих насосов с системой коммуникаций.

Система гидротехнических измерений

Система измерений уровней верхнего и нижнего бьефов, а также контроля засорения сороудерживающих решеток должна быть восстановлена с применением современной аппаратуры.

Система пожаротушения

Основными объектами пожаротушения гидроузла являются: здание станции, кабельные туннели, ОРУ, силовой трансформатор у здания ГЭС.

В настоящее время для пожаротушения предусмотрены – в здании станции – огнетушители, на площадке ОРУ – огнетушители и ящик с песком, что не соответствует действующим нормам.

Сбор замасленных производственных стоков, которые могут образоваться в момент аварии при пожаре на силовых трансформаторах, при строительстве ГЭС ЮФК-2 не предусматривался (по нормам проектирования).

В соответствии с действующими нормами: КМК 2.04.02-97, КМК 2.04.01-98, ШНК 2.04.09-2007, нормами технологического проектирования гидроэлектростанций ВНТ П41-85, «Инструкция по проектированию противопожарной защиты электрических предприятий» РД 34.49.101.87. для объектов гидроузла предусматривается наружное пожаротушение из пожарных гидрантов, внутреннее - из пожарных кранов (см. п.6.1).

Проектом модернизации пожаротушение всех объектов принято водой.

Здание станции

Проектом модернизации предусматривается система автоматического пожаротушения агрегата и системы обработки данных. Это позволит своевременно выявить аварийную ситуацию, связанную с пожаром, и предотвратить негативные последствия с минимальным экономическим и экологическим ущербом.

В здании станции предусмотрен внутренний противопожарный водопровод, с запиткой из системы технического водоснабжения (ТВС), в которую вода поступает из двух напорных резервуаров объёмом по 10м^3 , расположенных рядом со зданием компрессорной.

При автоматическом пожаротушении гидрогенератора с расходом 76л/с , во время которого возможны выбросы масла, а также выбросы воды на крышку турбины, замасленные стоки с крышки турбины самотёком будут поступать в дренажный колодец объёмом 15м^3 , из которого насосами вода подлечит откачке передвижную ёмкость и вывозу на головную станции ГЭС-7(6А) для последующей очистки.

Силовые трансформаторы

Проектом модернизации предусматривается система ручного пожаротушения на площадке ОРУ и трансформатора возле здания ГЭС. Источником водоснабжения пожарных гидрантов для тушения пожара на трансформаторе около здания станции и на площадке ОРУ являются два противопожарных резервуара по 150м^3 , строительство которых предусматривается настоящим ПТЭО в непосредственной близости от ОРУ.

В случае пожара замасленные стоки пожаротушения поступят в бетонные маслоприёмники, смонтированные под каждым трансформатором, объём каждого из которых составляет 100% объёма масла, содержавшегося в трансформаторе. Из маслоприёмника замасленные стоки могут попасть в ЮФК. В настоящее время по современным нормам проектирования требуется строительство маслосборника -резервуара для сбора масла и замасленных стоков пожаротушения трансформаторов.

При пожаротушении из пожарных гидрантов силового трансформатора, установленного на пристанционной площадке с объёмом масла в баке $\sim 11\text{м}^3$, принятый объём маслосборника – 15м^3 . Маслосборник выполняется в специально выполненном котловане, расположенного на пристанционной площадке (см. черт. 1782-9-1, лист 3, поз.7). Стены и днище маслосборника из монолитного бетона. Металлическая облицовка стен и днища - из листовой стали. Замасленная смесь отводится из маслоприёмника в маслосборник самотёком трубопроводом $\text{Ø}250\text{мм}$, обеспечивающим отвод 100% объём масла из бака трансформатора, а также 50 % стоков пожаротушения за 15 минут. При ручном пожаротушении с расходом 10л/с , стоки за 15 минут составят $\sim 4,5\text{м}^3$.

Для тушения пожара на площадке ОРУ проектом предусматривается использование двух противопожарных резервуаров по 150м^3 каждый и насосной пожаротушения. Наружнее пожаротушение трансформаторов будет осуществляться из пожарных гидрантов с расходом 10л/с . При

пожаротушении из пожарных гидрантов силовых трансформаторов, расположенных на площадке ОРУ с объёмом масла $\sim 11\text{м}^3$ в каждом, предусматривается строительство маслосборника, представляющего бетонированную подземную ёмкость объёмом 40м^3 .

После пожаротушения водомасленная эмульсия, поступающая в отстойник, должна отстояться в течении двух часов. Затем верхняя часть (отход масла) перекачивается в передвижную ёмкость и отвозится на утилизацию, а сбросные воды с концентрацией масла до 50мг/л перекачиваются в передвижную ёмкость и отвозятся для очистки на головную станцию ГЭС-7(6А).

7.2. Системы охраны и пожаротушения

Система допуска и охранной сигнализации

Для обеспечения безопасности работы и контроля пребывания сотрудников ГЭС на рабочем месте, на объектах ГЭС устанавливается автоматизированная система безопасности.

Система способна обеспечить совместное функционирование подсистем:

- контроль доступа на территорию, внутристанционные объекты и помещения;
- охрану периметра территории ГЭС, отдельно расположенных сооружений, локальных зон.

Основой периферийной аппаратуры системы являются контроллеры, к которым подключаются считыватели пропусков, средства обнаружения, кнопки экстренного вызова, турникеты, внешние устройства, управляемые релейными выходами контроллеров. Подключение контроллеров к станционной части системы должно осуществляться с помощью коммуникационных комплектов. Температурный диапазон работы контроллеров должен составлять $-40 +40$ град. Цельсия;

При потере связи с АРМ оператора работа контроллеров продолжается в автономном режиме, накапливая сообщения во внутреннем архиве и, при восстановлении связи, накопленная информация передается на АРМ оператора.

В качестве системы управления базами данных используется сервер, обеспечивающий высокий уровень защищенности информации, хорошие возможности по интеграции системы в автоматизированную систему АСУ ТП ГЭС.

Для обеспечения совместной работы с внешними системами: видеонаблюдения, пожарной сигнализации и другими должны использоваться стандартные интерфейсы RS-232, RS-485, Ethernet 10/100 и соответствующие драйверы.

Система обеспечивает:

- контроль и управление доступом с использованием индивидуального перечня разрешенных зон;
- поддержку временных и скользящих графиков работы;

– функцию antipassback по всей территории ГЭС, включая внештатные и аварийные ситуации при наличии неконтролируемых связей между зонами объекта (открыта аварийная дверь, точка доступа снята с контроля и т.п.)

– использование любого сочетания режимов управления охраной помещений: автоматического снятия с охраны и автоматического взятия на охрану; централизованного; децентрализованного.

– реализацию принципа доступа в помещение по правилу «2...6» лиц;
– возможность удаления контроллеров от станционной части на расстояние до 5 км с обеспечением грозозащищенности магистралей;

– дистанционный контроль систем охраны;

– бесперебойный режим питания;

Входы в помещения ЦПУ, здание СПК (обслуживающего персонала), пульта охраны, проходной должны быть оборудованы переговорными устройствами.

Система охраны периметра пристанционной площадки и отдельных зон оборудуется проводноволновыми, радиолучевыми или инфракрасными датчиками обнаружения несанкционированного проникновения на охраняемую территорию.

Система автоматической пожарной сигнализации и пожаротушения

На ГЭС устанавливается система автоматической пожарной сигнализации, работающая в круглосуточном режиме, с выдачей необходимых команд на управление системами пожаротушения.

Система имеет разветвленную структуру с распределенными ресурсами. Основными элементами, осуществляющими прием, обработку, хранение и передачу информации являются блоки расширители шлейфов пожарной сигнализации (далее по тексту ШС), представляющие собой самостоятельные приемно-контрольные приборы. Для связи блоков между собой используется интерфейс RS-485. Все тревожные сигналы поступают на пульт управления центральный (далее по тексту ПУЦ). Процессоры блоков расширителей не только осуществляют взаимодействие с другими элементами системы, но и ведут протокол на 256 событий каждый. Текущее состояние ШС отображается на блоке выносной индикации.

7.3. Компоновка электротехнических устройств

Все силовое электротехническое оборудование устанавливается на местах демонтируемого соответствующего оборудования.

В машинном зале ГЭС со стороны нижнего бьефа устанавливаются панели системы управления агрегатом, со стороны верхнего бьефа – панель щита возбуждения. В турбинном помещении на отм. 636.00 устанавливается, трансформатор системы возбуждения и двухсекционный щит 0,4 кВ собственных нужд ГЭС. Шкафы с трансформаторами напряжения

устанавливаются на месте демонтируемых ячеек. Блочный повысительный трансформатор располагается на площадке у входа в здание ГЭС.

Главный информационный щит, АРМ ДИСа, панели защит и главный щит освещения устанавливаются на втором этаже вновь строящегося здания Центрального Пульта Управления ГЭС. Сервер, аккумуляторная и щит постоянного тока - на первом этаже.

Компоновка оборудования 35 и 10 кВ ОРУ-110/35/10 кВ остается без изменений. На стороне 110 кВ трехобмоточных трансформаторов устанавливаются элегазовые выключатели на месте демонтированных отделителей и короткозамыкателей.

Силовые и контрольные кабели в здании ГЭС прокладываются по специальным конструкциям по стенам и кабельным каналам, на ОРУ и по территории ГЭС - в кабельных каналах или в трубах в земле, а в помещениях ЦПУ и релейных щитов выполняются двойные полы.

Электроосвещение

На ГЭС в щитовой предусматривается замена существующего главного щита рабочего и аварийного освещения.

В здании станции и здании обслуживающего персонала щитки, сеть освещения и светильники демонтируются и устанавливаются светильники с люминесцентными лампами, щитки для питания освещения и прокладывается новая сеть освещения.

Наружное освещение территории и ОРУ также подлежит замене.

В проектируемых зданиях и помещениях устанавливаются щитки для питания сети освещения и розеточной сети. Освещение выполняется светильниками с люминесцентными лампами и энергосберегающими лампами.

Заземление

В период строительства ГЭС для установок всех напряжений был выполнен общий контур заземления здания ГЭС и ОРУ-110/35/10. При проведении реконструкции необходимо выполнить испытания заземляющих устройств в объеме, предусмотренном ПУЭ (гл.1.8).

Защита от перенапряжений

Защита от прямых ударов молнии здания ГЭС осуществляется отдельностоящими молниеотводами, а помещение ЦПУ и релейных щитов - стальной сеткой, уложенной на кровле и присоединенной к контуру заземления ГЭС.

Защита от коммутационных и грозовых перенапряжений выполняется ограничителями перенапряжений, установленными на стороне 110 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 и на шинах ОРУ-35 кВ и КРУ-10 кВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе выполненных работ сделаны следующие выводы:

– в процессе выполнения ВКР было выяснено, что при проведении последней реконструкции 1976 - 1982г.г., почти весь канал был облицован бетоном. Дно канала ЮФК, в месте подключения отводящего канала ГЭС ЮФК-2, было завышено на 83 см. В результате, начиная с 1982г., ГЭС работает в режиме подпора, с пониженным КПД. Кроме того, за период эксплуатации гидросиловое, гидромеханическое и электротехническое оборудование сильно износилось, запасные части практически отсутствуют. Фактическая мощность ГЭС за последние годы составляет от 3,2 до 3,5 МВт. В 2011г., после проведения капитального ремонта, фактическая мощность ГЭС не превышает 3,8 МВт;

– предложена замена существующего гидротурбины типа ПЛ 495-ВБ-225 на ПЛ30/587Б-В-46 и это дает возможность увеличить мощность турбины до 7330 кВт;

– замена гидротурбины ГЭС даёт возможность вырабатывать 7,05 МВт мощности;

– предложена замена блочного повысительного масляного трансформатора ТДН-10000/35/6 трансформатором ТД-10000/35/6 мощностью 10 МВА с принудительной циркуляцией воздуха.

– выдачу мощности ГЭС предполагается осуществлять на напряжении 35 кВ;

– в результате ввода новой мощности в 7,05 МВт появляется возможность выдавать в систему, в средний по водности год, 55,117 млн.кВтч;

– с помощью созданное программы «Программа по определению экономического наивыгоднейшего диаметра напорного трубопровода ГЭУ» на языке Turbo Pascal была с экономической точки зрения обоснована диаметра напорного трубопровода ГЭС ЮФК-2.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Официальные документальные материалы

1. Постановление Президента Республики Узбекистан № ПП-2947 «О Программе мер по дальнейшему развитию гидроэнергетики на 2017 — 2021 годы» 2 мая 2017 г.

2. Каримов И.А. Мировой финансово–экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана. –Ташкент: Узбекистан, 2009.

Техническая литература

3. Арефьев Н.В., Хрисанов Н.И. Экологическое обоснование гидроэнергетического строительства: Учебное пособие. Л.: Изд–во СПбГТУ, 1992.

4. Использование водной энергии: Учебник для вузов /Под ред. Ю.С. Васильева. – М.: Энергоиздат, 1995.

5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции/ Под ред. Ю.С. Васильева и Д.С. Щавелева. М.:Энергоатомиздат, 1988. Т.1.

6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции/ Под ред. Ю.С. Васильева и Д.С. Щавелева. М.:Энергоатомиздат, 1989. Т.2.

7. Бакиров М.С. Гидравлика и гидравлические машины. Учеб. пособие. Стерлитамак: Изд–во СГПИ, 2000.

8. Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок.– М.: Издательский дом МИЭ, 2–е изд., 2006.

9. Безруких П. П., Стребков Д. С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии // Малая энергетика. 2005. №1–2.

10. Васильев Ю.С., Саморуков И.С., Хлебников С.Н. Основное энергетическое оборудование гидроэлектростанций. Учеб. пособие. СПб.: Изд–во СПбГТУ, 2002.

11. ГОСТ 23956–80. Турбины гидравлические. Термины и определения.

12. ГОСТ 27528–87. Турбины гидравлические поворотно–лопастные, радиально–осевые. Типы. Основные параметры.

13. ГОСТ 28446–90. Оценка кавитационной эрозии в гидротурбинах, насосах гидроаккумулирующих станций и насосах–турбинах.

14. ГОСТ 28842–90. Турбины гидравлические. Методы натуральных приемочных испытаний.

15. ГОСТ 51238–98. Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения.

16. Методика определения эффективности капитальных вложений. М.: Энергоатомиздат, 1988.

17. Прошкина, И. Возобновляемая энергия проблемы и перспективы/ И. Прошкина // Экология и жизнь : Научно-популярный журнал. - 2008. - №6. - С. 28-30.

18. Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций (СО 153-34.20.161–2003). – М. : ЭНАС, 2004.
19. Руководство по экономическому выбору проектных решений при проектировании гидроэнергетических объектов. М.: Минэнерго СССР, 1984.
20. Техничко–экономические характеристики малой гидроэнергетики (справочные материалы). Методическое пособие. Под. ред. В.И. Виссарионова. М.: издательство МЭИ 2001 г. 11–12 с.
21. Экономика гидротехнического и водохозяйственного строительства / Под. ред. Д.С. Щавелева. - М.: Стройиздат, 1986.
22. Экономика электроэнергетики: рыночная политика / отв. ред. Хоуп Э., Меламед Л. Б., Лычагин М. В. – Новосибирск : Изд. СО РАН, 2001.
23. <http://www.gidravl.narod.ru>
24. <http://www.5ballov.ru>
25. <http://www.energonadzor.uz>
26. <http://www.ges.ru>
27. <http://www.niies.ru>
28. <http://www.Uzbekistan.uz>