

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К. И. Сатпаева

Институт Архитектуры, строительства и энергетики им. Т.К. Басенова

Кафедра "Инженерные системы и сети"

Мырзагалиева Ә.Б.

Проект реконструкции Саркандской ГЭС

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломному проекту

Специальность 5В080500 - Водные ресурсы и водопользование

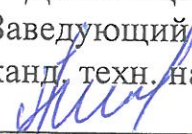
Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К. И. Сатпаева

Институт Архитектуры, строительства и энергетики им. Т.К. Басенова

Кафедра "Инженерные системы и сети"

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой ИС и С  
канд. техн. наук, ассоц. проф.  
 К.К. Алимова  
" 05 " 05 2019 ж.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломному проекту

На тему: Проект реконструкции Саркандской ГЭС


по специальности 5В080500 - Водные ресурсы и водопользование

Выполнила

Мырзагалиева Э.

Руководитель

д-р техн. наук, профессор

 Касымбеков Ж.К.

« 30 » 04 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К. И. Сатпаева

Институт Строительство, архитектуры и энергетики им. Т. Басенова

Кафедра "Инженерные системы и сети"

5В080500 - Водные ресурсы и водопользование

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой ИС и С  
канд. техн. наук, ассоц. проф.

К.К. Алимова

" 05 " 05 2019 ж.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающейся Мырзагалиевой Энель Болатқызы

Тема: Проект реконструкции Саркандской ГЭС

Утверждена приказом Ректора Университета № 1210-б от 30.10.2018 г

Срок сдачи законченного проекта: 30 апреля 2019г.

Исходные данные к дипломному проекту: Параметры ГЭС на р.Сарканд (по  $Q=12\text{ м}^3/\text{с}$ , Геодезический напор по ГЭС  $H=50.8$  м, суммарная мощность  $N=5$  МВт)

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

а) основной раздел;

б) технология строительства и эксплуатация проектируемого объекта водопользования;

в) предпроектный анализ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): головной водозаборный узел; отстойник; станционный узел; здание ГЭС; профиль строительства напорного водовода; объемы основных работ.




Рекомендуемая основная литература: из 7 наименований

**ГРАФИК**  
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
Основной раздел	20.02.2019-1.04.2019	выполнено
Технология строительства и эксплуатации проектируемого объекта водопользования	1.04.2019-20.04.2019	выполнено
Предпроектный анализ	20.04.2019-30.04.2019	выполнено

**Подписи**

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технология строительства и эксплуатации проектируемого объекта водопользования	Ж.К. Касымбеков д-р техн. наук, профессор	1.04.2019	
Предпроектный анализ	Ж.К. Касымбеков д-р техн. наук, профессор	20.04.2019	
Нормоконтролер	А.Н. Хойшиев канд. техн. наук, лектор	10.05.2019	

Руководитель



Касымбеков Ж.К.

Задание приняла к исполнению обучающаяся  Мырзагалиева Э.Б

Дата

« 20 » 02 2019 г.

## **АНДАТПА**

Дипломдық жобаның технологиялық бөлімі табиғи және инженерлік-геологиялық жағдайларды, негізгі құрылымдардың құрамы мен құрамын, арнаның төменгі ағысындағы энергияны игеруді, энергия параметрлері мен негізгі түйіндерін есептеу нәтижелері келтірілген.

Екінші бөлімде гидроэлектростанцияды тұрғызуды ұйымдастыру және қатқару мәселелері қарастырылған.

Экономикалық тиімділік көрсеткішін есептеу бөлімінде жылдық пайдалану шығындарының мөлшері, өндірілетін энергияның өзіндік құны белгіленген.

## **АННОТАЦИЯ**

В технологическом разделе дипломного проекта приведены природные и инженерно-геологические условия, состав и компоновка основных сооружений, гашение энергии сбросного потока в нижнем бьефе, изложены результаты расчетов энергетических параметров и основных узлов. Вопросы организации и строительства ГЭС и производства работ рассмотрены во втором разделе дипломного проекта.

В разделе расчета показателей экономической эффективности изложены результаты расчета ежегодных эксплуатационных расходов, себестоимость продукции

## **ABSTRACT**

The technological section of the graduation project presents the natural and engineering-geological conditions, the composition and arrangement of the main structures, quenching the energy of the waste stream in the downstream, sets out the results of calculations of the energy parameters and main nodes. The organization and construction of hydroelectric power plants and the production of works are discussed in the second section .

In the section of calculation of indicators of economic efficiency, the results of the calculation of annual operating costs, cost of productio

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	7
1 Основной раздел	8
1.1 Компоновочная схема и состав проектируемой ГЭС деривационного типа	8
1.2 Определение энергетических параметров Саркандской ГЭС-1	12
1.3 Выбор технологического оборудования	13
1.4 Расчет водозабора ГЭС	15
1.5 Расчет отстойника ГЭС	17
1.6 Расчет напорного бассейна	22
1.7 Расчет напорного водовода	23
1.8 Расчет сбросного канала	24
2 Технология строительства и эксплуатации проектируемого объекта водопользования	26
2.1 Обоснование площадки строительства ГЭС	26
2.2 Основные положения по организации строительства ГЭС- 1	27
2.3 Расчет основных объемов работ по сооружениям ГЭС	28
3 Предпроектный анализ	28
3.1 Расчет ежегодных эксплуатационных расходов и доходов	29
3.2 Основные технико- экономические показатели и результаты финансовых расчетов	30
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	31
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	32
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	

## ВВЕДЕНИЕ

Строительство ГЭС-1 запланировано на территории Саркандского района Алматинской области Республики Казахстан.

Саркандский район занимает площадь 10.4 тыс.км<sup>2</sup>, население района – 43.6 тыс.человек. В районе 37 населенных пунктов, 1 город, 1 пос. и 12 аульных округов. Центр – г. Сарканд.

Основные отрасли экономики региона – местная промышленность и сельское хозяйство.

Природно-климатические условия площадки строительства в целом характеризуется как благоприятные для расширения гидроэлектростанции.

При определении основных параметров и компоновочных решений ГЭС-1 были учтены следующие положения:

Тип создания напорного фронта – деривационный.

Режим работы ГЭС – базовый.

Особые условия проектирования – сейсмичность 8 баллов.

Класс капитальности сооружений ГЭС – III.

Водно-энергетические расчеты выполнены по характерным годам, в качестве которых принимались следующие: средний по водности год, близкий к средне многолетнему, с вероятностью 50% по данным такого года определяли : расчетный расход ГЭС, мощность и среднемноголетнюю выработку электроэнергии; маловодный год 75% и 95% обеспеченности годового стока; по данным такого года проверялась обеспеченность ГЭС водой и определялась гарантированная мощность, в часы прохождения зимнего максимума нагрузки.

Объемы основных работ по сооружениям реконструкции гидроэлектростанции определяются по аналогам и прямым счетом.

Стоимость строительства определяется в национальной валюте на основании Каталога цен на строительные ресурсы Республики Казахстан

Целью настоящего проекта является реконструкция Саркандской ГЭС для улучшения ее технологических параметров на основе рабочей техдокументации, выполненной в ТОО «Казгидро».



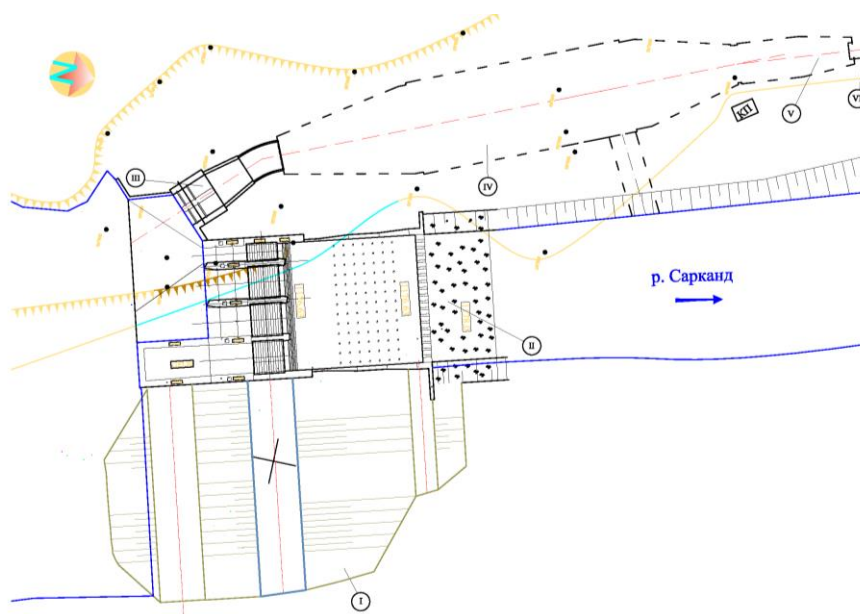
## 1 Основной раздел

### 1.1 Компонировочная схема и состав проектируемой ГЭС деривационного типа

Реконструкция Саркандской ГЭС осуществляется в целях улучшения ее энергетических параметров путем подбора и применения более современного гидросилового оборудования и замены, основных сооружений станционного узла.

Сооружения ГЭС-1 размещены на площади 25га. Протяженность участка с запада на восток 2.0км при наибольшей ширине площадки 110 м (станционный узел) и минимальной 6м (деривационный тракт).

В составе генплана ГЭС выделяется три функциональных элемента: головной узел, деривационный тракт ДТ, станционный узел (рисунок 1).



*I-земляная плотина; II-водосброс; III-водоприемник; IV-отстойник; V-напорный бассейн.*

Рисунок 1 - Компновочная схема ГЭС на реке Сарканд

На территории головного узла размещается: земляная плотина, водосбросные сооружения, водоприемник в ДТ.

Деривационный тракт включает в себя: отстойник, напорный бассейн, напорный водовод с развилкой.

Станционный узел состоит из: напорного бассейна, турбинных водоводов, здания ГЭС, отводящего канала, ОРУ.

Головной узел имеет эксплуатационную площадку (вдоль сооружений узла)  $F=2\ 000\text{ м}^2$  инспекционную дорогу и мост переезда через водосброс. Эксплуатационная часть головного узла с затворами и мехоборудованием огораживается.



На территории деривационного тракта располагаются: перекрытый плитами подводящий канал, отстойник, напорный бассейн, напорный водовод засыпного типа и эксплуатационная дорога.

На территории станционного узла располагается здание ГЭС с системой водоводов, отводящий канал, а также площадка ОРУ – 35 кВ. Все сооружения связаны между собой внутривозвратной эксплуатационной дорогой.

Рельеф станционного узла представляет собой террасы долины р. Сарканд и склон с уклоном до 1:2. Перепад высот поверхности земли составляет 50 м на расстоянии 2 500 метров.

При выборе генплана площадки ГЭС, главной задачей была организация транспортных перевозок технологического оборудования.

Территория станционного узла ограждена. Внутренние проезды и разворотные площадки имеют твердое покрытие. Вертикальная планировка запроектирована с переменными отметками территории.

По проработкам Схемы ГЭС-1 является четвертой ступенью каскада ГЭС на р. Сарканд.

Отметка НПУ головного узла 893 мБс. Деривационный тракт напорный из труб диаметром 2.2м, уложен в одну нитку, имеет общую протяженность =1810м. Напорный бассейн, расположен сразу за отстойником прямоугольный расширяющийся, с переливной стенкой. Уровень воды в напорном бассейне поддерживается автоматически равным 893 м. Суммарные потери напора до входа в напорный водовод минимизированы. Итоговая отметка уровня ВБ для ВЭР – 893м.

В здании ГЭС установлены три гидроагрегата с радиально-осевыми турбинами горизонтального исполнения (HLA801-WJ-77), параметры:  $H_p=50.8$  м,  $Q_p=4$  м<sup>3</sup>/с,  $N=1\ 784$  кВт. Турбинные водоводы ГЭС (3шт), стальные с толщиной обечайки  $t = 14$ мм. Они подводят воду к агрегатам ГЭС-1, соединены с напорным водоводом  $D = 2,2$ м. посредством развилки. В конце турбинных водоводов установлены предтурбинные затворы.

Каждая из турбин жестко соединена с гидрогенератором SFW2000-8/1430; КПД генератора 94.5%.

Тип затворов D941X-10/Dn1000 дисковый, поставляется в комплекте с турбиной.

Турбинные водоводы выполнены горизонтально с отметкой оси 835.5 м.

Длина развилки 14.8 м. Для уменьшения потерь напора в развилке, ее диаметр переменный с  $D_n = 2,2$ м до  $D_k = 1,2$ м. Перед развилкой в водовод врезан турбинный водовод №1. Начальный участок ( $l \sim 3,0$ м) развилки конфузор с  $D_{вх} = 2,2$ м до  $D_k = 1,6$ м. угол конусности  $\alpha = 11^\circ$ . Следующий участок ( $l \sim 4,0$  м) с постоянным диаметром  $D_2 = 1.6$ м. (на этом участке врезан турбинный водовод №2). Следующий участок ( $l \sim 2.6$ м) развилки конфузор с  $D_{вх} = 1.6$ м до  $D_k = 1,2$ м. угол конусности  $\alpha = 9^\circ$ . Концевой участок развилки плавно сопряжен с турбинным водоводом №3 диаметр этого участка постоянный  $D = 1,2$ м. Длины турбинных водоводов (до предтурбинного затвора) составляет  $l_1 = 13.6$ м;  $l_2 = 10.6$ м;  $l_3 = 12.6$ м

Каждый турбинный водовод на концевом участке длиной 3,5м проложен в бетоне заедино с массивом здания ГЭС, на этом участке устраивается конфузор с  $D_{вх} = 1,2\text{м}$  до  $D_{к} = 1,0\text{м}$ . угол конусности  $\alpha = 10^\circ$ .

Участок прокладки водоводов в бетоне здания станции выполняется с устройством упругой прокладки  $t = 50\text{мм}$  между бетоном и облицовкой водовода.

Наружные участки водоводов включая развилки и участок напорного трубопровода обетонируются монолитным железобетоном В 22,5. Толщина железобетона  $t = 0,3-0,5\text{м}$ .

На участке входа водоводов в здание ГЭС выполняется бетонная балка, опирающаяся на бетон здания.

Для прямых участков водоводов применяется труба стальная прямошовная  $d=1200\text{мм}$  с толщиной стенки  $14,0\text{мм}$  по ГОСТ 10704 – 91.

Конфузоры выполняются в заводских условиях из листовой стали 09Г2С  $t=14,0\text{мм}$ .

Здание ГЭС расположено в русловой части на левом берегу реки. здание станции состоит из подземной части и верхнего строения (рисунок 2).

Закрытое верхнее строение представляет собой полногабаритное однопролетное каркасное здание из сейсмостойких металлических конструкций, ограждаемых легкими стеновыми панелями типа «Сэндвич».

Размеры здания ГЭС в плане  $12 \times 30 \text{ м}$  и высотой  $10\text{м}$ . Здание ГЭС имеет две функциональные зоны: машинный зал и монтажную площадку.

В машинном зале здания ГЭС размещены три гидроагрегата с турбинами HLA743-WJ-71 с гидрогенераторами типа SFW2000-10/1730 и автоматическая система контроля-управления гидроагрегатами. Предполагаемые поставщики гидросилового оборудования завод «Sunny Hydro-Power Equipment Corporation» - Китай.

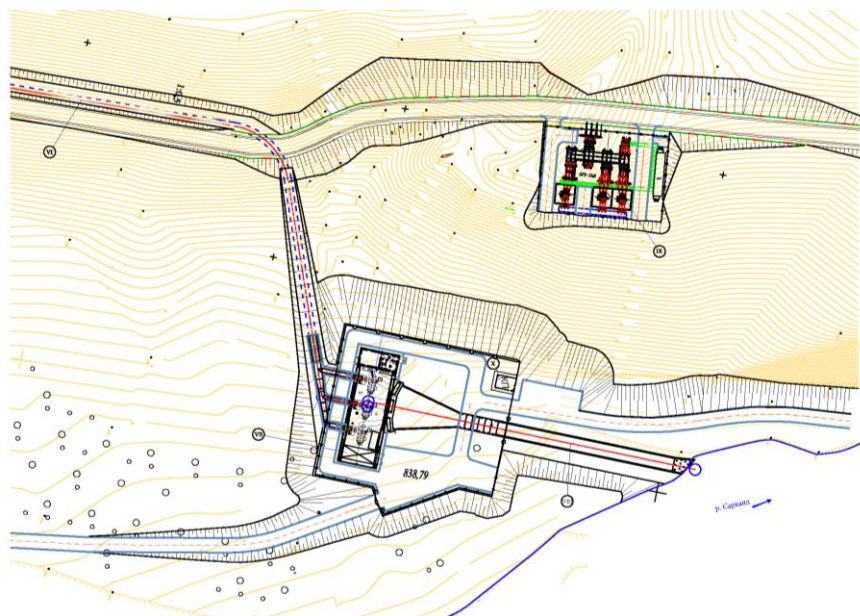
Рядом с машинным отделением в здании ГЭС расположена монтажная площадка. Монтаж и демонтаж оборудования производится мостовым электрическим краном грузоподъемностью  $10\text{т}$  пролетом  $10,5\text{м}$ . установленном на подкрановых путях в верхней части здания ГЭС.

С западной стороны к зданию ГЭС пристроен служебно бытовой блок. В специальных помещениях пристройки размещены шкафы управления и шкафы ЗРУ. Общий размер пристройки  $4,5 \times 12\text{м}$ , в ней расположен хоз. блок с комнатой отдыха и диспетчерская и сан узел.

По огнестойкости всё строение здания ГЭС отнесено к степени III-а, по категории пожароопасности – Д.

Основные строительные решения приняты в соответствии с техническими условиями на применение материалов, изделий, конструкций.

Подземная часть здания ГЭС выполнена в виде единой монолитной конструкции с проточной частью гидротурбин (рисунок 2).



*VI-турбинный водовод; VII-здание ГЭС; VIII-сбросной канал; IX-открытое распределительное устройство.*

Рисунок 2 - Станционный узел с зданием ГЭС

Водозабор ГЭС организован из реки Сарканд, далее вода по соединительному каналу подается в отстойник и осветленная вода в деривационный канал, напорный бассейн, турбинные водоводы и на агрегаты ГЭС, затем по отводящему каналу возвращается в реку Сарканд. Из деривационного канала (в средней его части) вода забирается в «Первомайский» канал для орошения левобережного массива.

Исходные параметры для реконструкции ГЭС приведены в таблице 1.

Таблица 1- Исходные данные для реконструкции ГЭС

Расход 50% (м <sup>3</sup> /с)	Отметка УВ в напорном бассейне	Отметка УНБ в отводящем канале	Потери $h$ (м)	Напор ГЭС $H$ (м)
6.55	832.85	801.4	1.3	30.15

Для бесперебойной работы Саркандской ГЭС, ее реконструкция разделена на два этапа. Первый этап – рядом с существующим зданием ГЭС, пристраивается новое здание с новыми агрегатами со своими напорными водоводами и напорным бассейном. Существующие агрегаты продолжают работать весь период строительства. После окончания строительства первого этапа реконструкции и ввода в строй новых агрегатов предполагается начать второй этап реконструкции замена существующих агрегатов на новые, и реконструкция их энергетического тракта. В данной работе рассматривается первый этап реконструкции.

## 1.2 Определение энергетических параметров Саркандской ГЭС-1

Обоснование параметров ГЭС-1 и выбор основного оборудования произведен на основании водноэнергетических расчетов (ВЭР). Основой ВЭР служат гидрографы среднемесячных расходов воды в характерные по водности годы.

При разработке ТЭП, были рассмотрены гидрографы за период с 1982 по 2012 годы в створе и проведен расчет гидрологических показателей в створе ГЭС-1 в соответствии с модулем стока, результаты приведены выше.

Материалы обработаны и учтены при выполнении настоящего раздела. Исходные данные по гидрологии приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Внутригодовое распределение стока реки

Р%	Месяцы												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
25	3.95	3.46	3.61	4.84	7.86	15.0	18.5	14.1	7.73	4.58	3.66	3.44	7.56
50	2.70	3.15	3.00	4.60	6.75	11.1	16.9	13.5	6.53	4.34	3.30	2.80	6.55
75	2.55	2.32	1.98	3.14	6.10	10.9	16.2	13.2	6.02	3.12	2.59	2.57	5.89
95	2.16	1.97	1.68	2.66	5.18	9.25	13.8	11.2	6.11	2.65	2.20	2.18	5.00

Отводящий канал прямоугольного сечения выполнен из бетонных Г-блоков и имеет параметры: ширина – 5 м, уклон  $i=0.0006$  длиной 30 м. Отметка воды НБ 836 мБс.

Мощность, КВт определяется по формуле

$$N = 9,81\eta_{ГЭС} \cdot N_{\text{нетто}} \cdot Q_{ГЭС} \quad (1)$$

где  $Q$  – расход ГЭС, м<sup>3</sup>/с;

$N_{\text{нетто}}$  – напор за вычетом потерь;

$g=9.81$  м<sup>2</sup>/с – ускорение свободного падения;

$\eta$  – средний по станции КПД при работе агрегатов;

Выработка электроэнергии МВт за месяц определена по формуле

$$E = N \cdot T \cdot 1000 \quad (2)$$

где  $E$  – выработка энергии за месяц;

$T$  – число часов в месяце;

Санитарные попуски для данного участка реки принимались как 15% от естественного поверхностного, но не менее минимально наблюдаемого.

Водноэнергетические расчеты (ВЭР) были выполнены в табличной форме для ряда характерных лет и хранятся в электронном виде в приложении, приведены расчеты для среднего по водности года  $P=50\%$ .

На основании ВЭР уточнены основные параметры ГЭС-1 и приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные параметры ГЭС-1

Наименование показателей	Един. измер.	Величина
Установленная мощность ГЭС	МВт	5.0
Гарантированная мощность (декабря)	МВт	1.0
Среднемноголетняя выработка электроэнергии	ГВтч	20.96
Расчетный напор ГЭС	м	50.8
Статически максимальный напор ГЭС	м	57
Максимальный нетто напор ГЭС	м	56.4
Расчетный расход ГЭС	м <sup>3</sup> /с	12
Минимальный расход ГЭС	м <sup>3</sup> /с	2.3
Число гидроагрегатов	шт.	3
Число часов использования установленной мощности	час.	4 192

В расчетах, в целях обеспечения экологической безопасности р.Сарканд (между створами соответствующих головных сооружений и станционных узлов) из головного сооружения осуществляются обязательные попуски воды в объеме потребного санитарного расхода. В соответствии с действующими СанПиН объем потребного санитарного расхода должен быть не менее среднесуточного минимального расхода воды 95%-ой обеспеченности. По данным в/м поста «Сарканд»  $Q_{\min_{сут}}=0,4 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 1.3. Выбор технологического оборудования

Предварительный выбор оборудования для ГЭС-1 выполнен в разделе 1.2 при выполнении водно-энергетических расчетов этот выбор гидросилового оборудования подтвержден.

На МГЭС устанавливаются три гидроагрегата горизонтального исполнения с РО турбинами HLA743-WJ-71 и гидрогенераторами типа SFW2000-10/1730. Изготовитель гидросилового оборудования «Sunny Hydro-Power Equipment Corporation» - Китай (рисунок 3).

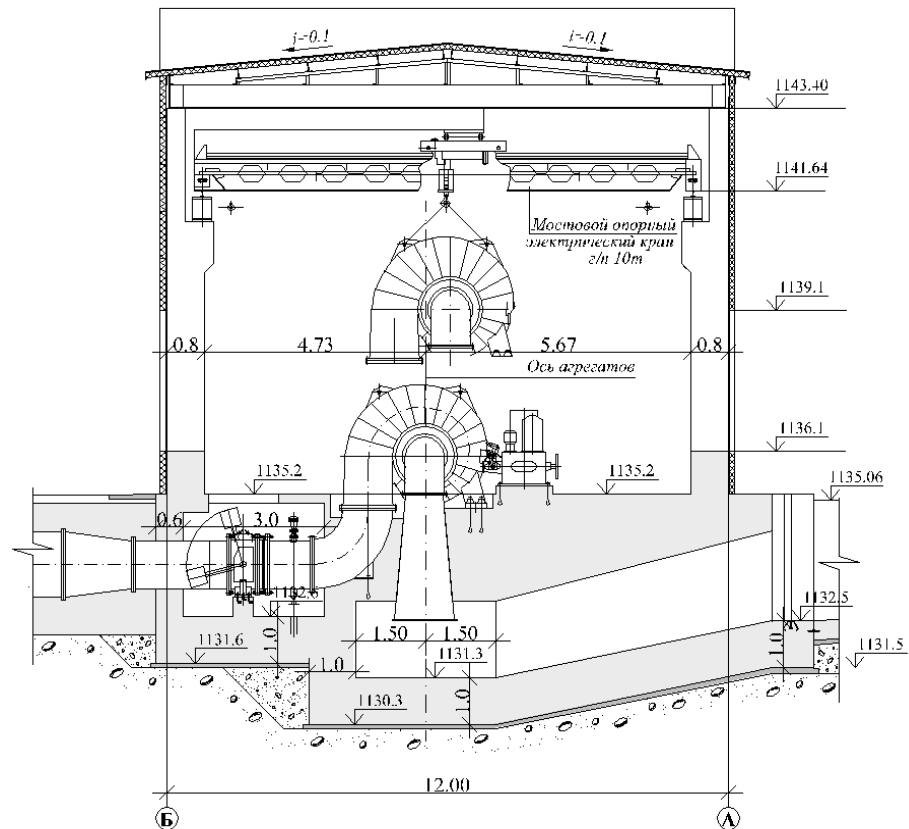


Рисунок 3 - Здание ГЭС с технологическим оборудованием

Все выбранные гидроагрегаты однотипны и обеспечивают устойчивую работу в заданном диапазоне.

По типу выбранные для ГЭС гидротурбины являются реактивные радиально-осевые. Агрегаты горизонтального исполнения быстроходные: частота вращения агрегатов 750 об/мин, гидроагрегаты синхронные трехфазные.

Управление турбинами осуществляется с помощью регулятора скорости, маслонапорной установки, аппаратуры автоматики турбины и МНУ. Основным рабочим органом гидротурбины является рабочее колесо; диаметр ( $D_1$ ) рабочего колеса равен 71см. перед турбинами устанавливаются предтурбинные затворы марки Z941X-10Dg1000. В комплект каждого агрегата входит колонка регулятора YWT-600, предназначенная для контроля работы гидротурбинного оборудования.

Всё выше перечисленное оборудование поставляется китайской корпорацией «Sunny Hydro-Power Equipment Corp» в комплекте под «ключ».

Технические данные выбранного основного оборудования приведены ниже в таблице 4.

Таблица 4 - Технические данные выбранного основного оборудования

Наименование	Агрегат №1	Агрегат №2	Агрегат №3
Мощность турбины, кВт	1775	1775	1775
Расчетный напор, м	50.8	50.8	50.8
Расчетный расход, м <sup>3</sup> /с	4.0	4.0	4.0
Тип гидротурбины	HLA743-WJ-71	HLA743-WJ-71	HLA743-WJ-71
Тип генератора	SFW2000-10/1730	SFW2000-10/1730	SFW2000-10/1730
КПД наилучший, %	94	94	94
Число оборотов, об/мин	750	750	750
Тип колонки регулятора	YWT-600	YWT-600	YWT-600

В настоящее время Китай является мировым лидером в области гидроэнергетики. Ведущие производители турбин Китая, на основе современной технологии, определяют параметры проточной части, основанные на гидравлических испытаниях моделей турбин и компьютерном моделировании, наилучшим образом отвечающие исходным параметрам.

Выбранные нами параметры гидротурбин и количество агрегатов должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

#### 1.4 Расчет водозабора ГЭС

Исходные данные: номинальный расход ГЭС  $Q_{cp} = 12 \text{ м}^3/\text{с}$ , минимальный расход  $Q_{min} = 2.5 \text{ м}^3/\text{с}$ , максимальный расход 3% обеспеченности  $Q_{max} = 67 \text{ м}^3/\text{с}$ , число агрегатов ГЭС  $n=3$  шт, установленная мощность  $N_{уст} = 5 \text{ МВт}$ , гарантированная мощность  $N_{гар} = 1 \text{ МВт}$ , напор нетто  $H_{нетто} = 56 \text{ м}$ , максимальный напор – 57 м.

Водозабор состоит из водосброса, промывных шлюзов, автоматического водослива и водоприемника.

Расход автоматического водослива

$$Q = \mu \cdot h^{1.5} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g},$$

$$Q = 0.45 \cdot 0.98^{1.5} \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81} = 46,7 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3)$$

где  $\mu=0.45$ -коэффициент расхода.

$h=0.98 \text{ м}$  – глубина над водосливом.

$B=24 \text{ м}$  – Длина фронта водослива.

$g=9,81$ - коэффициент гравитации.

Длина водосливной стенки автоматического водослива



При  $Q=46.7 \text{ м}^3/\text{с}$  длина равна  $L=24 \text{ м}$ .  
Пропускная способность водосброса

$$Q = \mu \cdot b \cdot h \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H} \quad (4)$$

$$Q = 0.58 \cdot 4 \cdot 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 1} = 20.25 \text{ м}^3/\text{с}$$

где  $\mu=0.58$  - коэффициент расхода  
 $b=4\text{м}$  - ширина затвора.  
 $h=2\text{м}$  - глубина затвора  
 $H=1\text{м}$  - напор воды.

Двухпролетная водосбросная плотина имеет 2 затвора размерами по  $4b \cdot 2h$

$Q=40,5 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Пропускная способность шлюза

$$Q_{\text{шлз}} = \mu_{\text{шлз}} \cdot b \cdot h \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H} \quad (5)$$

$$Q_{\text{шлз}} = 0.6 \cdot 2 \cdot 3 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 0.7} = 13.2 \text{ м}^3/\text{с}$$

где  $\mu_{\text{шлз}} = 0.6$  – коэффициент расхода.  
 $b=2\text{м}$  – ширина затвора.  
 $h=3\text{м}$  – высота затвора.  
 $H=0,7\text{м}$  – напор воды перед затворами.

Промывной шлюз сдвоенным затвором  $2b \cdot 3h$   $Q=13.2 \text{ м}^3/\text{сек}$ .

При 3% обеспеченности расхода воды водозабор пропустит  $Q_{3\%}=66.7\text{м}^3/\text{с}$ .

При форсированном уровне воды (0,5% обеспеченности) водозабор пропустит  $96,5 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Расход воды одного пролета водоприемника

$$Q = \mu \cdot b \cdot h \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H}, \quad (6)$$

$$Q = 0,442 \cdot 2 \cdot \sqrt{9.81 \cdot 2 \cdot 0.6} = 6 \text{ м}^3/\text{с}$$

где  $\mu = 0.44$ -коэффициент расхода водоприемника.  
 $b=2\text{м}$ -ширина одного затвора.  
 $h=2\text{м}$  - высота одного затвора.  
 $H=0.6\text{м}$  - напор водоприемника.

Так как водоприемник 2-х пролетный то общий расход воды будет  $Q=12\text{м}^3/\text{с}$ .

## 1.5 Расчет отстойника ГЭС

Расчетная схема отстойника показана на рисунке 4.

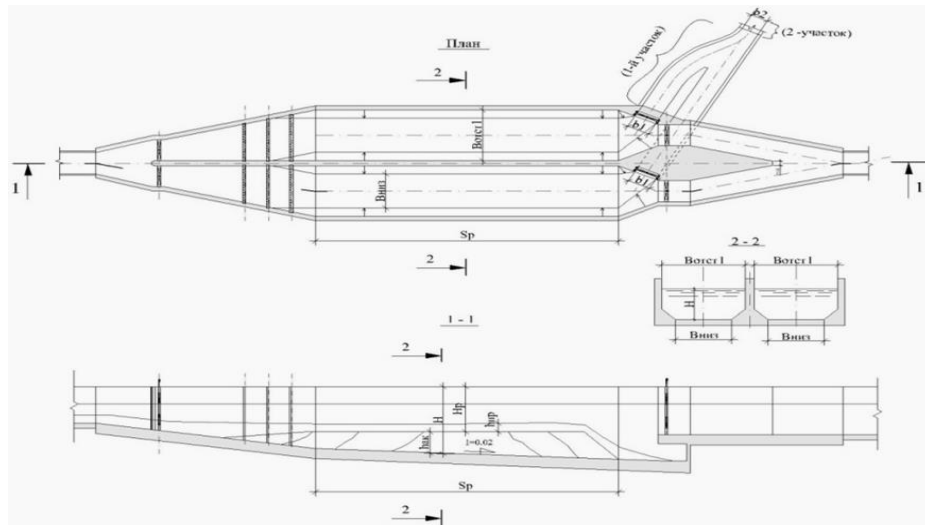


Рисунок 4 - Расчетная схема отстойника

Исходные данные: расход  $Q = 12 \text{ м}^3/\text{с}$ ; весовая мутность  $p, = 2 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; объемный вес наносных отложений,  $g_i = 1,8 \text{ т}/\text{м}^3$ ; средняя скорость воды  $V_{cp} = 0,25 \dots 0,5 = 0,5 \text{ м}/\text{с}$ ; средняя глубина отстойника,  $2 \dots 5 \text{ м}$ ,  $H = 4,3 \text{ м}$ .

Высота аккумулирующего объема  $h_{ак}$

$$h_{ак} = (0.25 \dots 0.3)H = 0.266 \cdot 4,3 = 1.15 \text{ м.} \quad (7)$$

Расчетная глубина  $H_p$

$$H_p = H - h_{ак} = 4,3 - 1,15 = 3,15 \text{ м.} \quad (8)$$

Общая ширина (всех камер) отстойника

$$B = \frac{Q}{(H_p \cdot v_{cp})} = \frac{12}{(3,15 \cdot 0,5)} = 8 \text{ м.} \quad (9)$$

Живое сечение отстойника  $W$

$$W = B \cdot H = 8 \cdot 4,3 = 32,72 \text{ м}^2. \quad (10)$$

Предварительная длина отстойника

$$S = K \cdot H_p \cdot \frac{V_{cp}}{w_{0.2}} = 1.38 \cdot 3,15 \cdot \frac{0.5}{0.017} = 128 \text{ м} \quad (11)$$

где  $K$  - коэф. запаса = 1.2...1.5

$w_{0,2}$  - гидравлическая крупность при  $d = 0.2 = 0.017$  (рисунок 5).

Уклон отстойника,  $I = 0.02$ , принимаем отстойник 2 –х камерный.

Водовод диаметром  $D = 2200$  мм,  $L = 1810$  м.

Количество турбинных водоводов 3 шт, толщина  $t = 14$  мм

Отводящий канал шириной  $B = 4$  м, уклоном  $i = 0.0006$ , длиной  $L = 90$  м.



Рисунок 5 - График состава взвешенных наносов р.Сарканд

Ординату  $P_k$  определяют точкой на кривой графика на рисунке 6, начиная от которой кривая становится более пологой и дальнейшее повышение обеспеченности вызывает значительное увеличение отношения  $\frac{S_i}{H_p}$ , берем

$P_k = 95$ ;  $\frac{S_i}{H_p} = 15,87$ ; тогда окончательная длина отстойника  $S_p = 50$  м.

где  $I_T$  - уклон дна при заполнении наносами всего аккумулирующего объема, берем  $i_T = 0$ ;

$W_{1ГК}$  - гидравлическая крупность фракций при  $d = 0.2$  мм, 0,017 м/сек;

$W_{2ГК}$  - гидравлическая крупность фракций при  $d = 0.3$  мм, 0,032 м/сек;

$W_{3ГК}$  - гидравлическая крупность при  $d = 0.5$  мм, 0,054 м/сек;

$g_1$  - расход стока для  $d = 0.2$  мм, 0,48 кг/сек;

$g_2$  - расход стока для  $d = 0.3$  мм, 0,72 кг/сек;

$g_3$  - расход стока для  $d = 0.5$  мм, 16,8 кг/сек.

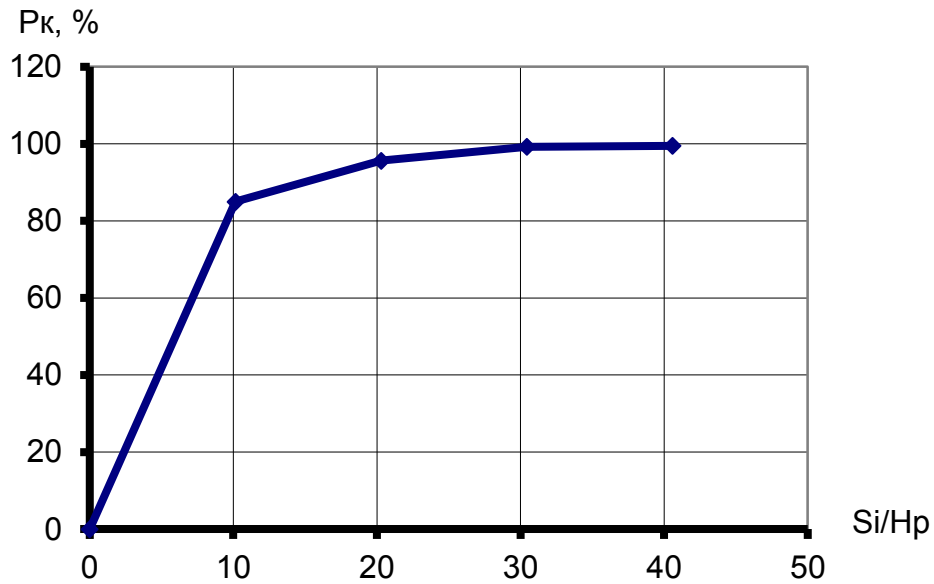


Рисунок 6 - График определения длины отстойника

Средняя за время заиления глубина в конце данного участка  $H_i$

$$H_i = H_p + \frac{h_{ак} + i \cdot S_p}{2} = 3,15 + \frac{1,15 + 0,02 \cdot 50}{2} = 3,3 \text{ м.} \quad (12)$$

Средняя за время заиления глубина в начальном створе  $H_M$

$$H_M = H_p + 0,5 \cdot h_{ак} \quad (13)$$

$$H_M = 3,15 + 0,5 \cdot 1,15 = 3,7 \text{ м.}$$

Средняя скорость

$$V_j = \frac{2 \cdot Q}{(H_j + H_M) \cdot B} = \frac{2 \cdot 12}{(3,7 + 3,3) \cdot 8} = 0,43 \text{ м/с.} \quad (14)$$

Средний уклон -  $i_{cp}$

$$i_{cp} = \frac{i_1 + i}{2} = \frac{0,02 - 0}{2} = 0,01, \quad (15)$$

$$\frac{H}{S_p} = \frac{4,3}{50} = 0,09, \quad (16)$$

$$\frac{W1_{гк}}{V_i} = \frac{0,017}{0,43} = 0,04,$$

$$\frac{W2_{гк}}{V_i} = \frac{0,032}{0,43} = 0,08,$$

$$\frac{W_{3\text{ГК}}}{V_i} = \frac{0,054}{0,43} = 0,013. \quad (17)$$

Обеспеченность  $P$  % при  $W_{1\text{ГК}}/V_i$  по графику (рисунок 7) процента осаждения наносов.  $P=f\left(\frac{H}{S}\right) = 75$

$$P\% \text{ при } \frac{W_{2\text{ГК}}}{V_i} \text{ по графику } P = f\left(\frac{H}{S}\right) = 90$$

$$P\% \text{ при } \frac{W_{3\text{ГК}}}{V_i} \text{ по графику } P = f\left(\frac{H}{S}\right) = 100 \quad (18)$$

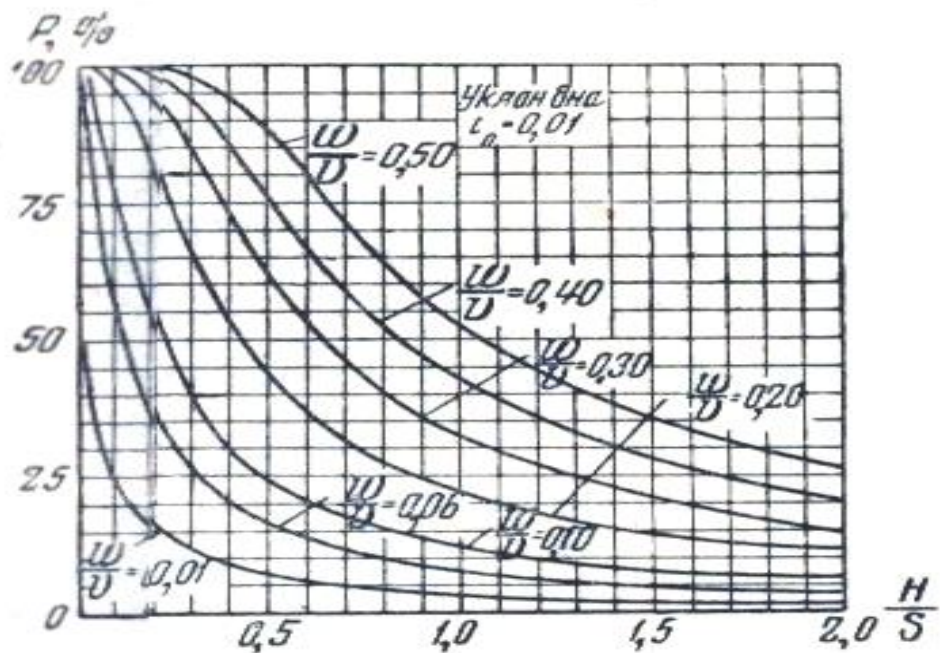


Рисунок 7 - График процента осаждения наносов.

Количество наносов в этом участке при  $\frac{W_{1\text{ГК}}}{V_i}$

$$\rho = \frac{P}{100} \cdot \rho \quad (19)$$

$$\rho = \frac{75}{100} \cdot 0,48 = 0,36$$

Количество наносов в этом участке при  $\frac{W_{2\text{ГК}}}{V_i}$

$$\rho = \frac{P}{100} \cdot \rho$$

$$\rho = \frac{90}{100} \cdot 0,72 = 0,65$$

Количество наносов в этом участке при  $\frac{W_{3,ГК}}{V_i}$

$$\rho = \frac{P}{100} \cdot \rho$$

$$\rho = \frac{100}{100} \cdot 16,8 = 16,8$$

Тогда общее количество наносов,  $P_{общ}=17,81$

Объем отложений в единицу времени в пределах рассматриваемого участка  $W_i$ , л/сек

$$W_i = \frac{P_{общ}}{g_i} = \frac{17,81}{1,8} = 9,8 \text{ л/сек} \quad (20)$$

Промывной расход

$$Q_{пр} = \frac{Q}{2} = \frac{12}{2} = 6 \text{ м}^3/\text{с} \quad (21)$$

Высота аккумулирующего объема  $h_{ак}$

$$h_{ак} = (0,25 \dots 0,3) \cdot H = 0,26 \cdot 4,3 = 1,1 \text{ м.} \quad (22)$$

Расчетная глубина  $H_p$

$$h_p = H - h_{ак} = 4,3 - 1,1 = 3,2 \text{ м.} \quad (23)$$

Промывная глубина потока в отстойнике

$$h_{пр} = (0,1 \dots 0,3) \cdot H_p = 0,161 \cdot 3,2 = 0,51 \quad (24)$$

Удельный промывной расход

$$q_{пр} = \frac{Q_{пр}}{B_{низ}} = \frac{6}{4} = 1,5 \text{ м}^3/\text{сек} \quad (25)$$

Время смыва наносов

$$tnn = \frac{100 \cdot \gamma \cdot V_{ак1}}{p \cdot q_{nn} \cdot B_{отс1}} = \frac{100 \cdot 1,8 \cdot 330}{8 \cdot 1,5 \cdot 4 \cdot 60} = 20 \text{ мин} \quad (26)$$

## 1.6 Расчет напорного бассейна

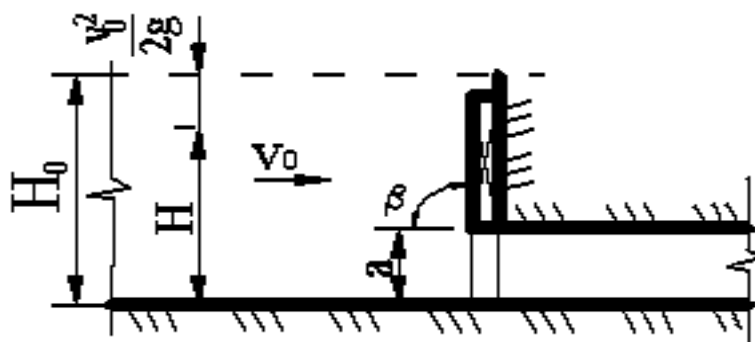


Рисунок 8 - Расчетная схема напорного бассейна

Ширина напорного бассейна

$$B_{\text{нап}} = 2 \cdot D_{\text{вод}} = 2 \cdot 2,2 = 4,4 \text{ м.} \quad (27)$$

где  $D_{\text{вод}}=2,2$  м-диаметр водовода.

Скорость воды в напорном бассейне

$$V_{\text{нап}} = \frac{Q}{B_{\text{нап}} \cdot h_{\text{нап}}} = \frac{12}{4,4 \cdot 4,0} = 0,68 \text{ м}^2/\text{с} \quad (28)$$

где  $h_{\text{нап}}=4,0$  м-глубина воды.

Минимальное заглубление

$$h_1 = \frac{(V_{\text{вод}}^2 - V_{\text{нап}}^2) \cdot K}{2 \cdot 9,81} = \frac{(3,15^2 - 0,68^2) \cdot 1,7}{2 \cdot 9,81} = 0,82 \text{ м.} \quad (29)$$

где  $V_{\text{вод}} = 3,15$  м<sup>2</sup>/с-скорость воды в водоводе.

$K=1,7$ -коэфф. запаса.

Площадь сечения воздухоподводящей трубы

$$W_{\text{воз.тр.}} = \frac{1}{4} \cdot W_{\text{вод}} = \frac{1}{4} \cdot 3,8 = 0,95 \quad (30)$$

Диаметр воздухоподводящей трубы.

$$D_{\text{воз.тр.}} = \sqrt{\frac{W_{\text{воз.тр.}}}{\pi} \cdot 2} = \sqrt{\frac{0,95}{3,14} \cdot 2} = 1,1 \quad (31)$$

Пропускная способность напорного бассейна.



$$Q = \mu \cdot w_{\text{вод}} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81(h_{\text{нап}} - a \cdot \varepsilon)} \quad (32)$$

$$Q = 0,6 \cdot 3,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (4,0 - 2,2 \cdot 0,6)} = 12,3 \text{ м}^3/\text{с}$$

где  $\mu = 0,6$  – коэф. запаса.

$a = D_{\text{вод}} = 2,2$  м;  $\varepsilon = 0,6$ -коэфф.сжатия

Напорный бассейн расч. расход  $Q_{\text{расч}} = 12 \text{ м}^3/\text{с}$  пропускает.

### 1.7 Расчет напорного водовода

Водовод диаметром  $D = 2200$  мм,  $L = 1810$  м.

Длина водовода  $L = 1810$  м

Рекомендуемая скорость потока в водоводе  $V_{\text{рек}} = 2,5 - 3,7$  м/с.

Наивыгоднейший диаметр трубопровода  $D_0$ , при напоре воды  $H = 56$  м и расходе  $Q_{\text{max}} = 12 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$D_0 = \sqrt[7]{\frac{5,2 \cdot Q^3 \text{max}}{H}} = 1,2 \text{ м.} \quad (33)$$

Расход воды  $Q = 12 \text{ м}^3/\text{с}$

Площадь живого сечения в туннеле

$$w = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,1^2 = 3,8 \text{ м}^2 \quad (34)$$

Смоченный периметр

$$X = 2\pi R = 3,14 \cdot 1,1 = 6,9 \text{ м.} \quad (35)$$

Коэффициент шероховатости при металле трубы  $n = 0,014$ .

Гидравлический радиус

$$R = \frac{w}{X} = \frac{3,8}{6,9} = 0,55 \quad (36)$$

Коэффициент Шези

$$C = \frac{R \cdot 0,167}{n} = \frac{0,550 \cdot 0,167}{0,014} = 64,64 \quad (37)$$

Коэффициент сопротивления по длине трубопровода

$$\lambda = 8 \cdot \frac{g}{C^2} = \frac{9,81}{64,642} = 0,0187 \quad (38)$$

Скорость воды

$$V = \frac{Q}{W} = \frac{12}{3,8} = 3,15 \text{ м/с} \quad (39)$$

Потери напор по длине водовода

$$h_{\text{пот}} = \frac{\lambda \cdot L}{D} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,0187 \cdot 1810}{2,2} \cdot \frac{3,15^2}{2 \cdot 9,81} = 7,8 \text{ м.} \quad (40)$$

где  $D=2,2$  м – диаметр трубы.

При радиусе водовода  $R=1,1$ м, по расчетам получается минимальные потери и капиталовложения при строительстве, т.к уменьшение диаметра водовода, влечет за собой увеличение потерь напора.

Минимальная толщина стали водовода

$$\delta_{\text{min}} = \frac{p \cdot D}{2 \cdot [R_p]} = \frac{7,84 \cdot 220}{2 \cdot [1980]} = \frac{1725}{3960} = 0.45 \text{ см} \quad (41)$$

где  $P = 7,84$  кг/см<sup>2</sup> – максимальное давление в водоводе.

$$H_{\text{max}} = 1,4 \cdot H_{\text{расч}} = 1,4 \cdot 56 = 78,4 \text{ м.}$$

$$H_{\text{расч}} = 56 \text{ м} - \text{расчетный напор ГЭС}$$

$$R_p = 1980 - \text{расчетное сопротивление стали}$$

$$D = R \cdot 2 = 1,1 \cdot 2 = 1,1 \cdot 2 = 2,2 \text{ м.} \quad (42)$$

## 1.8 Расчет сбросного канала

Предварительно для расчета, выбираем следующие параметры канала: глубина канала  $h=1,8$  м, ширина канала.  $B=4,0$  м, уклон канала  $i=0,0006$ , шероховатость канала  $n=0,014$ .

Живое сечение канала.

$$w = h \cdot B = 1,8 \cdot 4 = 7,2 \text{ м}^2 \quad (43)$$

Смоченный периметр

$$X = h \cdot 2 + b = 1,8 \cdot 2 + 4 = 7,6 \text{ м.} \quad (44)$$

Гидравлический радиус

$$R = \frac{w}{X} = \frac{7,2}{7,6} = 0,94 \quad (45)$$

Коэффициент Шези

$$C = \frac{R^{0,167}}{n} = \frac{0,94^{0,167}}{0,014} = 70,7 \quad (46)$$

Скорость в канале

$$V = C \cdot \sqrt{R \cdot i} = 70,7 \cdot \sqrt{0,94 \cdot 0,0006} = 1,68 \text{ м/с} \quad (47)$$

Расход воды

$$Q = v \cdot w = 1,68 \cdot 7,2 = 12 \text{ м}^3/\text{с} \quad (48)$$

Т.к. расчет канала показывает пропуск расхода воды  $Q = 12 \text{ м}^3/\text{с}$ , то выбранные параметры канала считаются верными.

Выбираем канал из Г-образных блоков, при общей строит.высоте канала  $H=2,5$  м и толщине подошвы  $0,3$  м. Верхний просвет над уровнем воды, будет  $0,7$  м, при глубине воды  $1,8$  м.

## 2 Технология строительства и эксплуатация проектируемого объекта водопользования

### 2.1 Обоснование площадки строительства ГЭС

Площадка строительства Саркандской ГЭС-1 определяется природными (топографическими) и транспортными условиями площадки.

Для энергетического использования р.Сарканд на ГЭС-1 выбран участок реки выше существующей ГЭС им. Мелиса Разбекова, между отметками 893 и 836мБС. В головной части участка располагаются сооружения ГВУ водозабора из реки, далее вода по деривационному тракту поступает на станционную площадку ГЭС-1 а затем в реку Сарканд и в деривацию последующие ступени каскада.

Водозабор ГВУ сооружается перед выходом реки из горного ущелья с отметкой створа 893мБс., здесь предполагается создать водозаборный узел с подпорной плотиной высотой 12 м, отстойник и напорный бассейн с водоприемником в напорную деривацию.

Все сооружения ГЭС-1 выстраиваются по левому берегу реки. В створе ГВУ оба берега имеют крутые борта, в концевой каньонной части вдоль левого берега проходит тропа, по ней возможна трассировка дороги. Ниже река имеет расширенную долину по левому берегу которой проходит полевая дорога.

Вдоль дороги предполагается построить напорную деривацию (засыпного типа) для подачи воды на агрегаты ГЭС-1.

Основные показатели Саркандской ГЭС-1, уточненные в ТЭП, приведены ниже в таблице 5.

Таблица 5 - Основные показатели Саркандской ГЭС-1

Наименование ГЭС	Геодезический напор, м	Установленная мощность, МВт	Среднегодовая выработка, ГВтч
ГЭС-1	57	5.0	20.99

Инженерная изученность площадки (по фондовым и обзорным материалам, а также на основе рекогносцировок) достаточна и отвечает целям ТЭП.

Выбор площадки ГЭС-1 на р.Сарканд не вызывают сомнений в его обоснованности. При разработке ТЭО необходимо рассмотреть и уточнить компоновку, сделать окончательный выбор площадок под сооружения ГЭС-1 и оформить отвод земли соответствующим Актом.

## 2.2 Основные положения по организации строительства ГЭС-1

Для строительства водозаборного узла ВУ необходимо открыть карьеры для разработки суглинка и гравийно-галечниковых грунтов, а также карьер камня и горной массы; желательно разместить все карьеры в трех километровой транспортной зоне. По предварительным данным рекогносцировок это возможно. На карьерах камня и гравийно-галечниковых грунтов следует рассмотреть возможность и целесообразность размещения дробильно-сортировочного хозяйства для получения материалов фильтров дамб и заполнителей для бетона.

Внешнее электроснабжение строительной площадки возможно организовать с помощью опережающего строительства ВЛ 35кВ, предназначенной для выдачи мощности от ГЭС-1, либо (при наличии условий и обоснования) путём строительства временной ВЛ напряжением 6кВ.

Водоснабжение стройплощадки, возможно, организовать путем строительства водозабора из реки. Канализация и отвод промышленных стоков от стройплощадки потребуют строительства выгребных ям.

## 2.3 Расчет основных объемов работ по сооружениям ГЭС

Оценка основных объемов работ по сооружениям ГЭС (таблица Е.1)

В результате проделанных расчетов, выполненных в соответствии со СНиП РК, сумма инвестиционных расходов в строительство ГЭС составила 2080.5 млн. тенге включая НДС в текущих ценах 2015 года.

Распределение финансирования по годам строительства выполнено в соответствии со СНиП 1.04.03-85\*, при продолжительности строительства в течение 19 месяцев. В таблице 6 представлено распределение инвестиций по статьям затрат и годам строительства

Таблица 6 - Распределение инвестиций по статьям затрат и годам строительства

Наименование	2015 г	2016 г	Всего, млн. тенге
СМР	485,0	358,7	843,7
Оборудование	442,4		442,4
Прочие расходы	101,7	41,6	143,3
Сметная стоимость строительства	1029,1	400,2	1429,3
НДС	123,5	48,0	171,5
Всего инвестиций	1152,6	448,2	1600,8

### **3 Предпроектный анализ (экономические показатели)**

#### **3.1 Расчет ежегодных эксплуатационных расходов и доходов**

Расчет эксплуатационных расходов на действующих ГЭС осуществляется на основе законодательных и нормативных документов РК.

Эксплуатационные расходы складываются из материальных затрат, фонда оплаты труда, амортизационных отчислений от основных фондов, расходов на ремонт, услуг и прочих затрат, налогов на имущество и землю, процентов за кредит [14].

Для планирования перспективных материальных расходов на ГЭС были проанализированы отчетные финансовые показатели нескольких действующих ГЭС Казахстана и приняты в качестве аналога.

В основу расчета фонда оплаты труда принято штатное расписание из 18 человек и среднемесячная заработная плата в размере 120 000 тенге в месяц на 2013 год (принята на основании анализа ФОТ (фонда оплаты труда) по действующим ГЭС АО «АлЭС») с дальнейшим увеличением на коэффициент инфляции (7% в год).

Налогообложение при строительстве и дальнейшей эксплуатации ГЭС принято согласно Кодексу РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» 2016 года:

- налог на имущество в размере 1.5% от стоимости зданий и сооружений ГЭС;
- земельный налог - по ставке за земли промышленности в размере 3 715 тенге за 1га за общую площадь в размере 53.5га;
- налог на добавленную стоимость - 12%;
- корпоративный подоходный налог - 20%.

В таблице E<sub>2</sub> представлены эксплуатационные затраты ГЭС в первый год эксплуатации.

Плата за водопользование принята по действующему тарифу 0.0731тенге за 1кВтч (без НДС) произведенной электроэнергии с дальнейшим ежегодным увеличением на коэффициент инфляции.

Тариф на услуги по диспетчеризации принят в соответствии с постановлением Правления АРЕМ № 38 от 13 сентября 2013 года на 2015 год размере 0.148 тенге за кВтч (без НДС) отпущенной электроэнергии с дальнейшим ежегодным увеличением на коэффициент инфляции.

Тариф на услуги по балансированию принят в соответствии с постановлением Правления АРЕМ № 38 от 13 сентября 2013 года на 2015 год в размере 0.068 тенге за кВтч (без НДС) отпущенной электроэнергии с дальнейшим ежегодным увеличением на коэффициент инфляции.

Основным видом продукции, реализуемой на продажу потребителям в период эксплуатации ГЭС, является электроэнергия. Среднегодовая себестоимость электроэнергии за расчетный период составила 12,4 тенге/кВтч

Доход на ГЭС формируется за счет продажи электроэнергии. Размер продажи электроэнергии составит в среднемноголетнем разрезе 19,9 млн. кВтч по утвержденному фиксированному тарифу.

В таблице Е.3 представлены результаты расчета дохода за расчетный период и прибыль по годам расчетного периода.

Чистая прибыль получена после вычета из суммарного дохода ежегодных эксплуатационных расходов и корпоративного подоходного налога.

Для характеристики эффективности инвестиций в ГЭС выполнен расчет простых экономических показателей (срока окупаемости, рентабельности). В таблице Е<sub>3</sub> приведены показатели простой финансовой оценки в среднем за расчетный период по рассматриваемым вариантам:

Итоговые показатели потока денежных средств за расчетный период представлены в таблице Е.5.

### **3.2 Основные технико-экономические показатели и результаты финансовых расчетов**

Полученные технико-экономические показатели и результаты финансовых расчетов приведены в таблице Е.6.

Результаты расчетов показывают эффективность реализации проекта при соблюдении принятых в расчетах условий. Экономическая оценка проекта положительная.

При расчете экономической эффективности проекта не учтен факт улучшения электроснабжения региона благодаря тому, что ГЭС станет надежным источником электроэнергии. Это приведет в конечном итоге к уменьшению ущербов в экономике из-за сбоев электроснабжения, качественному электроснабжению населения. Доход бюджета за расчетный период при реализации проекта составит 4 386 млн. тенге.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проект имеет местный и региональный масштаб. Гидроэлектростанция после реконструкции будет иметь установленную мощность 4.2 МВт со средней многолетней выработкой электроэнергии 20,1 ГВтч, она предназначена для покрытия электрических нагрузок Саркандского района Алматинской области Республики Казахстан.

Инженерная изученность площадки (по фондовым и обзорным материалам, а также на основе рекогносцировок) достаточна и отвечает целям ТЭП.

Выбор площадки ГЭС-1 на р.Сарканд не вызывают сомнений в его обоснованности. При разработке ТЭО необходимо рассмотреть и уточнить компоновку, сделать окончательный выбор площадок под сооружения ГЭС-1 и оформить отвод земли соответствующим Актом.

Обоснование параметров ГЭС-1 и выбор основного оборудования произведен на основании водноэнергетических расчетов (ВЭР).

Основой ВЭР служат гидрографы среднемесячных расходов воды в характерные по водности годы.

В результате проделанных расчетов, выполненных в соответствии со СНиП РК, сумма инвестиционных расходов в строительство ГЭС составила 2080.5млн.тенге включая НДС в текущих ценах 2015 года.

Основным видом продукции, реализуемой на продажу потребителям в период эксплуатации ГЭС, является электроэнергия. Среднегодовая себестоимость электроэнергии за расчетный период составила 12,4 тенге/кВтч

Доход на ГЭС формируется за счет продажи электроэнергии. Размер продажи электроэнергии составит в среднемноголетнем разрезе 19,9 млн. кВтч по утвержденному фиксированному тарифу.

Проведенный финансовый анализ, целью которого являлось подтверждение эффективности проекта при предельном тарифе на отпускаемую электроэнергию, показал успешность осуществления реконструкции.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Каскад ГЭС на р.Сарканд //Технико-экономические предложения, Общая пояснительная записка ,Арх.№ 16-2013- П. -Алматы, ТОО "Казгидро", 2015. - 112с.
- 2 Использование водной энергии: Учебник для вузов. /Под. Ред. Ю.С. Васильева – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1995.- 608 с.
- 3 Касымбеков Ж.К. Проектирование и строительство малых гидроэлектростанции //Уч. пособие. –Алматы, Изд-во КазНУ,2017.- 180с.
- 4 Руководство по гидравлическим и русловым расчетам речных гидроузлов. – М.: 1980. 99с.
- 5 Рекомендации по расчету потерь напора по длине водоводов гидроэлектростанций. П-91-80/ВНИИГ.-Л.:ВНИИГ, 1995, 24с.
- 6 РД 153-34.2-31.401-2002 «Типовые технические требования к гидротурбинному оборудованию,поставляемому заводами – изготовителями на ГЭС».-М.:2003.
- 7 Александров В.П., В.А. Фильков. Технология и организация строительных и гидротехнических работ.- М.,Транспорт,2002.-278с.
- 8 Строительство гидроэлектростанций и монтаж оборудования //Экспресс – информация.-М.,1998, -13с.
- 9 Организация эксплуатации гидротехнических сооружений ГЭС и ГАЭС// Стандарт ОАО «СО ЕЭС».-М.,2008. – 193 с.
- 10 Технико-экономический анализ проекта строительства Иссыкской ГЭС //ТОО ЭнергоАлем.-Алматы,2005.
- 11 Положение о порядке определения экономической эффективности научно-исследовательских работ в области мелиорации и водного хозяйства. – М., 2009. – 156с

## **ПРИЛОЖЕНИЯ**

## Приложение А

### Современное состояние Саркандской ГЭС

После восстановления в 1998 году Саркандская ГЭС проработала 12 лет. Выдача вырабатываемой электроэнергии производится в сети Саркандского РЭС АО «ТАТЕК». Опорная подстанция Саркандского РЭС РП-10 №1 расположена на территории станционного узла Саркандской ГЭС. Саркандская ГЭС им. Мелиса Разбекова – официальное название объекта, но в АО «ТАТЕК» она проходит как ГЭС-2. Ниже в таблице А.1 приведены основные технические показатели ГЭС на современном этапе.

Таблица А.1 - Основные технические показатели ГЭС на современном этапе.

Наименование показателей	Единицы измерения	Величина
Установленная мощность	кВт	500
Среднемноголетняя выработка электроэнергии	кВт.ч	3752443
Общая численность работающих	Чел.	19
Геодезический напор	м	29
Расчетный напор	м	28.5
Расчетный расход	м <sup>3</sup> /с	2.1
Тип турбин	-	Ф82-ГМ-50
Число агрегатов	шт	2

Река Сарканд берет начало с ледника сев. склона Жетысу Алатау, на высоте 3400 м. Впадает в реку Аксу. Протяженность реки 90 км, площадь бассейна 704 км<sup>2</sup>. Питание смешанное. Ее гидроэнергетический потенциал, согласно водноэнергетического кадастра, составляет 0,61млрд.кВт.ч. в год.

Место расположения существующей ныне Саркандской ГЭС и ГЭС-5 в «Схеме...» совпадают и в результате реконструкции можно ожидать получение схожих параметров.

Река Сарканд, являясь притоком в реку Аксу, берет начало на отметках выше 3 000 м, на северном склоне хребта Джунгарский Алатау, протянувшегося с северо-востока на юго-запад Алматинской области. Протяженность реки от истоков до площадки строительства – 49 км. Площадь водосбора – 655 км<sup>2</sup>. Площадка строительства находится в пределах отметок 840÷800 м. В верховьях бассейна р.Сарканд - селеносная.

Наиболее крупный из последних грязекаменных селей прошел по р.Сарканд в 1982г. Этим селем был причинен значительный материальный ущерб г.Сарканду, в том числе полностью разрушены водозаборные сооружения Саркандской ГЭС, что привело к длительному выходу ее из строя.

## *Продолжение приложения А*

В 1984г. в верховьях р.Сарканд была построена противоселевая плотина. Следует отметить, что указанная плотина отсекает наиболее селеносную часть реки, но не защищает от мелких селей, в основном, водокаменных, и паводков.

В зимний период здесь возможно резкое значительное увеличение расходов воды в реке и повышение уровней, что связано с прорывом снежно-ледяных заторов.

Долина реки в пределах площадки строительства – корытообразной формы шириной от 100 до 200 м с относительно спокойным рельефом, открытая, и используется как пастбище.

Капитальные и временные сооружения, а также исторические памятники и кладбища здесь отсутствуют.

Флора и фауна – типичная для всех предгорных районов. Уникальные представители флоры и фауны не обитают. Река не имеет рыбопромыслового значения.

Климат района – резко-континентальный. Зима – холодная, снежная, лето – жаркое. Максимальная амплитуда колебания температур доходит до 83°: от +40 °С до -43 °С. Продолжительность теплого периода (со средне-суточной температурой выше 0°С) составляет 8÷8.5 месяцев. Переход через нулевую температуру происходит весной в марте, осенью – в начале ноября.

Количество годовых осадков не превышает 500 мм, в том числе жидких - 350÷400мм. Среднее значение наибольших суточных осадков - 20÷40 мм. Снежный покров появляется в конце октября – начале ноября, а устойчивый – образуется в середине ноября. Разрушение снежного покрова происходит в конце марта, начале апреля. Среднегодовая абсолютная влажность составляет 7.3 ГПа.

Максимальные скорости ветра приходятся на летний период.

Атмосферное давление – 766 мм.

Водозабор базируется на валуно-галечниках с песчано-гравелистым заполнителем. Преобладают валуны, диаметр которых варьирует от 20 до 30 см. Коэффициент фильтрации грунтов, слагающих участок плотины, по данным одноименной откачки из шурфа составил 10.4 м/сутки. В аналогичных грунтах проходит и деривационный канал в интервале до отстойника.

Участок деривационного канала между отстойником и песколовкой является наиболее опасным на всей косогорной части деривационного канала.

Здание ГЭС и отводящего канала расположены в валуно-галечниках с песчано-гравелистым заполнителем.

## Приложение Б

Таблица Б.1 - Водноэнергетические расчеты ГЭС-1

Месяц	Ед.изм.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Расход бытовой	м <sup>3</sup> /с	2.7	3.15	3.0	4.6	6.75	11.1	16.9	13.5	6.53	4.34	3.3	2.8	
Санитарный попуск	м <sup>3</sup> /с	0.4	0.5	0.5	0.7	1.0	1.7	2.5	2.0	1.0	0.5	0.5	0.4	
Расход холостого сброса КГЭС	м <sup>3</sup> /с					0.0	1.24	6.17	3.28	0	0	-	-	
Расход на ирригацию (Первомайский канал)	м <sup>3</sup> /с	0	0	0	0	0	1.5	1.5	1.5	1.0	0.6	0	0	
Расход ГЭС	м <sup>3</sup> /с	2.3	2.7	2.6	3.9	5.7	7.9	10.0	10.0	4.6	3.2	2.8	2.4	
Отметка ВБ	м	832.87	832.87	832.8	832.87	832.87	832.87	832.87	832.87	832.87	832.87	832.8	832.87	
Отметка НБ	м	801.0	801.0	801.1	801.2	801.35	801.4	801.41	801.41	801.41	801.2	801.1	801.1	
Статический напор	м	31.9	31.9	31.8	31.67	31.52	31.47	31.46	31.46	31.46	31.67	31.77	31.77	
Потери напора	м	1.0	1.0	1.3	0.9	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	0.8	0.8	1.0	
Напор ГЭС	м	30.9	30.9	30.5	30.77	30.47	30.42	30.41	30.41	30.41	30.87	30.97	30.82	
A = 9.81*кпд		8.1	7.9	7.9	8.0	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.0	7.9	8.1	
Мощность ГЭС	МВт	0.6	0.7	0.6	1.0	1.4	2.0	2.5	2.5	1.1	0.8	0.7	0.6	
Кол-во часов	ч	744.0	672.0	744.0	720	744	720	744	744	720	744	720	744	
Выработка ГЭС	МВтч	428.42	439.5	456.7	692.99	1055.5	1410.3	1835.98	1836	808.51	595.3	491.1	442.9	10496.2

## Приложение В

Таблица В.1 - Данные земляных работ при строительстве

Наименование работ и затрат	Един. измер.	Кол-во	Примечания
Выемка грунтов под плотину	м <sup>3</sup>	12 000	Выемки производятся на выпола-живании правого борта, а также и в русловой врезке под экран-ядро
Насыпь в тело плотины, всего:	м <sup>3</sup>	28 000	
в том числе:			
Отсыпка крупнообломочного грунта (скальных негабаритов, глыб, валунов с гравийно-галечником) в банкет перекрытия - верховую призму плотины	м <sup>3</sup>	51 0	Неизбежные технологические потери при отсыпке банкета (снос мелких фракций водой) учтены в размере 35% от профильного объёма
Отсыпка песчано-гравелистых и дресвяно-щебенистых грунтов в кольматирующие слои на верховом откосе банкета перекрытия	м <sup>3</sup>	410	В состав грунтов в заключительной фазе отсыпки для усиления кольматирующего эффекта следует привлечь грунты с остатками растений (стеблями и корнями)
Отсыпка суглинистого грунта в экран-ядро плотины	м <sup>3</sup>	10900	Экран-ядро отсыпается послойно под защитой закольматированного банкета перекрытия
Устройство обратных фильтров с обеих сторон (верховой и низовой) экрана плотины	м <sup>3</sup>	1 500	Обратные фильтры отсыпаются одновременно с экраном-ядром под защитой банкета перекрытия
Укладка гравийно-галечника в боковые призмы плотины	м <sup>3</sup>	10 500	Обе переходные зоны желательно возводить с некоторым опережением в сравнении с центральным ядром плотины
Крепление верхового откоса каменным мощением на цементно-песчаном растворе	м <sup>3</sup>	130	Укладка каменного мощения на верховой откос плотины выполняется после окончательного уплотнения верховой переходной зоны
Крепление низового откоса дёрном и посевом трав	м <sup>2</sup>	240	Задерновка низового откоса выполняется после окончательного уплотнения низовой переходной зоны

## Приложение Г

### Социальная эффективность проекта

Реконструкция Саркандской ГЭС будет иметь положительное социальное значение для жителей не только Саркандского района, но и для всего Талдыкорганского региона.

По степени социальной важности необходимо отметить следующее:

Располагая установленная мощность 2.5МВт и выработкой электроэнергии свыше 10.5 ГВтч в год, ГЭС повысит область покрытия нагрузок региона собственными источниками, будет способствовать поддержанию качества электроэнергии и надежность снабжения потребителей.

На долю топливно-энергетического комплекса Казахстана приходится 0.5% от мировых выбросов CO<sub>2</sub>, поэтому снижение показателей выбросов парниковых газов для Казахстана является актуальной проблемой.

Атмосферный воздух – одна из сред обитания человека. От его качества во многом зависит здоровье человека, уровень физического развития, репродуктивные возможности, подверженность заболеваниям и продолжительность жизни.

В связи с этим строительство объектов гидроэнергетики на возобновляемых водных ресурсах становится приоритетным, в связи с этим в Республике Казахстан (в 2009 году) принят Закон о поддержке использования возобновляемых источников энергии. Реконструкция Саркандской ГЭС с увеличением среднемноголетней выработки электроэнергии более 10,5ГВтч позволит предотвратить количество выбросов CO<sub>2</sub> на 0.1млн.тонн ежегодно. Кроме того, сократится количество таких выбросов, как NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> и твердых частиц, выделяемых тепловыми электростанциями.

В конечном итоге, это позволит улучшить качество атмосферного воздуха, а значит, снизить антропогенную нагрузку на население и улучшить экологическую обстановку.

Объекты инфраструктуры, создаваемые для строительства и эксплуатации ГЭС (подъездные дороги, линии электропередач и связи) улучшат транспортное и информационное обеспечение региона расположения ГЭС и инициируют их ускоренное экономическое развитие.

Строительство и реконструкция ГЭС на р.Сарканд, решает в определенной степени проблему занятости населения. В период строительства станций, составляющий 1 год, потребуется около 60 человек строительного-монтажных кадров.

Реализация проекта даст импульс к развитию образования в части подготовки квалифицированных кадров в области энергетики, повысит интерес молодежи к освоению инженерных специальностей: гидротехников, электроэнергетиков, монтажников и строителей сложных энергетических объектов.



## Приложение Д

### Организационная структура и эксплуатация гидросооружений

Саркандская ГЭС после реконструкции будет эксплуатироваться сложившемся коллективом согласно штатному расписанию. По мере расширения и развития его сооружений и сетей, объемы эксплуатации будут возрастать и усложняться. На первом этапе эксплуатации, эксплуатация ее сооружений осуществляется сложившимся персоналом Саркандской ГЭС, с увеличением оперативно-диспетчерского персонала в соответствии с увеличением мощности.

Согласно отраслевым требованиям по научной организации труда и «Нормативам численности промышленного персонала ГЭС и каскадов ГЭС», для эксплуатации Саркандской ГЭС должна быть организована дирекция управления ГЭС. Ниже приведена схема структуры управления ГЭС.

Таблица Д.1 - Численность персонала Саркандской ГЭС

Исполнительный директор	1
Главный энергетик	1
Производственно-техническая группа	
Бухгалтер	1
Менеджер	1
Группа оперативного персонала	4
Группа оперативно-ремонтного персонала	4
Электрик	1
Группа ремонтного персонала	6
Всего:	19

В группу ремонтного персонала входят: электрослесарь - 2 (4-5 разряда), слесарь – 1 (4-5 разряда), газосварщик – 1 (5 разряда).

В группу оперативного ремонтного персонала входят 4 электрослесаря.

Оперативное обслуживание ГЭС осуществляется дежурным персоналом, ответственным лицом является старший смены.

В обязанности оперативного персонала входит:

- ведение заданного режима работы каждой станции в соответствии с диспетчерским графиком;
- производство переключений, связанных с ремонтными работами;
- ликвидация аварийных накоплений;
- наблюдение за состоянием и уход за оборудованием;
- ведение оперативно-технической документации.

Периодичность обходов и ремонтов определяется степенью надежности работы оборудования. В период временной эксплуатации периодичность

## *Продолжение приложения Д*

обхода и осмотра оборудования должна составлять 2÷3 раза в смену, по мере освоения оборудования, повышения надежности его работы, приобретения опыта эксплуатационным персоналом, период между обходами увеличивается.

На рабочем месте дежурного персонала должны находиться типовые и местные инструкции, чертежи и схемы по сооружениям и оборудованию, номера телефонов и адреса сотрудников, связанных по работе с оперативным персоналом, необходимые приспособления и инструмент. На центральном пульте управления станции должны быть:

- суточная оперативная схема;
- журнал дефектов для занесения дефектов по всему оборудованию и сооружениям;
- журналы распоряжений (один доля занесения организационных распоряжений, другой для технических распоряжений);
- книга заявок диспетчеру на вывод основного оборудования;
- книга заявок на вывод оборудования, не требующего разрешения диспетчера;
- журнал телефонограмм;
- журнал регистрации работ, проводимых по нарядам и распоряжениям;
- журнал инструктажа;
- книга учета эксплуатационных показателей.

В помощь оперативному персоналу придается оперативно-ремонтная группа с квалификацией слесаря и электромонтера. Режим работы этих работников аналогичен режиму работы ремонтных рабочих. Административно они подчиняются начальнику ГЭС. В обязанности работников этой группы входит:

- устранение мелких дефектов;
- смена смазки;
- контроль за состоянием оборудования;
- опробование резервного оборудования;
- мелкий ремонт оборудования и приспособлений оперативной службы;
- профилактические работы по обслуживанию оборудования (чистка фильтров, развития контактов и др.);
- участие в производстве оперативных переключений.

С разрешения директора каскада ГЭС оперативный персонал включается в состав ремонтных бригад.

Обслуживание гидротехнических сооружений ГЭС осуществляется группой ремонтного персонала.

Их основной задачей является поддержание гидротехнических сооружений и производственных зданий в состоянии, обеспечивающем их безаварийную и надежную работу в период эксплуатации гидроэлектростанций; осуществление мероприятий, направленных на

## *Продолжение приложения Д*

повышение эффективности использования зданий и сооружений и производительности труда эксплуатационно-ремонтного персонала.

В своей деятельности ремонтная группа должна руководствоваться «Правилами технической эксплуатации», «Руководством по наблюдению за гидротехническими бетонными, железобетонными, земляными сооружениями гидроэлектростанций», «Типовой инструкцией по эксплуатации гидротехнических сооружений деривационных гидроэлектростанций ТИ 34-70-016-82».

Эксплуатационный контроль за состоянием и работой гидротехнических сооружений должен обеспечивать:

- систематическое получение достоверных данных об их состоянии и условиях работы;
- своевременное принятие мер для предотвращения возможных неполадок или аварий;
- получение технических данных для своевременного определения номенклатуры, объемов и выбора оптимальной технологии ремонтных работ;
- контроль за эффективностью ремонтных мероприятий.

Все гидротехнические сооружения должны регулярно подвергаться периодическим техническим осмотрам с целью проверки их состояния. Технические осмотры сооружений могут быть общими и частными. Общие осмотры (обследуются все сооружения в целом) следует проводить 2 раза в год.

Общий весенний осмотр сооружений имеет своей целью проверку их состояния после эксплуатации в зимний период. При этом осмотре определяются объемы работ по текущему ремонту перед пропуском половодья, уточняются объемы работ по текущему ремонту сооружений, выполняемому в летний период текущего года, и выявляются объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года.

Общий осенний осмотр проводится с целью проверки подготовки гидротехнических сооружений к зиме. К осмотру должны быть закончены все летние работы по ремонту.

При частном осмотре обследуются отдельные гидротехнические сооружения или отдельные их конструкции. Периодичность частных осмотров определяется местными условиями.

Кроме периодических технических осмотров должны проводиться внеочередные осмотры гидротехнических сооружений после чрезвычайных стихийных явлений или аварий.

## Приложение Е

Таблица Е.1 - Объемы основных работ по каскаду ГЭС

Наименование работ	Един. измер.	Всего	Примечание
Выемка	тыс.м <sup>3</sup>	125	
Насыпь	тыс.м <sup>3</sup>	110	с уплотнен.
Бетон и ж/бетон	тыс.м <sup>3</sup>	10	
в т.ч. монолитный	тыс.м <sup>3</sup>	6.7	
сборный	тыс.м <sup>3</sup>	0.9	
Металлоконструкции оборудование	т	200	
в т.ч. затворы и решетки	т	50.8	
их закладные	т	15.4	
подъемное оборудование,	т	20.4	
прочие металлоконструкции	т	47.0	
Трубопровод	т	2450	+ фасонка
Гидросиловое оборудование	т	100	Полный комплект

Таблица Е.2 - Эксплуатационные затраты ГЭС в первый год эксплуатации.

Наименование	Величина млн. тенге
Материальные затраты	0,8
Фонд оплаты труда	35,3
Амортизация зданий, сооружений и оборудования	66,9
Затраты на ремонт	9,4
Налог на имущество и землю	12,9
Услуги по водопользованию, диспетчеризации и прочие услуги	10,2
Проценты за кредит	163,6
Итого:	299,1

Таблица Е.3 - Результаты расчета дохода за расчетный период и прибыль по годам расчетного периода

Наименование	Величина(млн.тенге)
Доход от продаж	16 929,7
Чистая прибыль	8 070,3

*Продолжение приложения Е*

Таблица Е.4 - Показатели простой финансовой оценки

Наименование	Величина
Простой срок окупаемости, лет	10
Рентабельность производства, %	26,7

Показатели эффективности приемлемы для вложения инвестиций в строительство.

Таблица Е.5 - Итоговые показатели потока денежных средств

Наименование	Величина
Приток денежных средств, в т.ч:	20818,8
доход от реализации	18961,2
кредиты	1363,6
собственные средства	480,3
Прочие	13,7
Отток денежных средств, в т.ч.:	11540,2
инвестиции в строительство	1843,8
оборотные средства	13,7
ежегодные издержки	3827,6
проценты за кредит	727,9
КПК	2074,1
возврат кредита	1363,6
НДС к оплате	1689,5
Поток наличности	9278,5

Продолжение приложения Е

Таблица Е.6 - Техничко-экономические показатели и результаты финансовых расчетов

Показатели	Ед изм	Величина
Установленная мощность ГЭС	МВт	4,2
Выработка электроэнергии ГЭС	ГВтч	20,1
Отпуск электроэнергии в сеть	ГВтч	19,9
Тариф на электроэнергию	тенге/кВтч	16,71
Расчетная стоимость строительства с НДС	млн.тенге	1600,9
Расчетная стоимость строительства с капитализацией % за период строительства с НДС	млн.тенге	1 843,8
Удельные показатели:		
на 1 кВт установленной мощности	тыс.тенге/кВт	381,2
на 1 кВтч выработки э/энергии	тенге/кВтч	79,6
Условия финансирования:		
собственные средства	%	30
кредитные средства	%	70
Условия кредитования:		
срок кредитования	лет	9
льготный период	лет	2
ставка вознаграждения	%	12
Численность персонала	чел.	18
Расчетный период эксплуатации	лет	25
Доход от реализации	млн.тенге	16929,7
Эксплуатационные расходы	млн.тенге	6227,9
в т.ч. вознаграждение за кредит	млн.тенге	727,9
Себестоимость электроэнергии	тенге/кВтч	12,4
Прибыль	млн.тенге	10701,8
Чистая прибыль	млн.тенге	8070,3
Простой срок окупаемости*	лет	10/8
Дисконт	%	12
Чистый дисконтированный доход	млн.тенге	448,0
Индекс доходности		1,28
Внутренняя норма доходности	%	14,68
Дисконтированный срок окупаемости	лет	17/15

