



Заказчик ТОО "Верхне-Талаптинская ГЭС"

ТОО «Quality Stroy Invest»

Лицензия №23004400

ПРОЕКТ

"ГЭС мощностью 12,8 мВт в Южной зоне.

Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка"

ТОМ 1

Общая часть

Книга 2

Общая пояснительная записка

24-12-2024-ОПЗ



Алматы 2024г.

Заказчик ТОО "Верхне-Талаптинская ГЭС"

ТОО «Quality Stroy Invest»

Лицензия №23004400

ПРОЕКТ

"ГЭС мощностью 12,8 мВт в Южной зоне.

Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка"

ТОМ 1

Общая часть

Книга 2

Общая пояснительная записка

24-12-2024-ОПЗ

Директор

ТОО "Верхне-Талаптинская ГЭС"



Директор

ТОО «Quality Stroy Invest»



Мұхтар Р.Ә.

Алматы 2024г.

Проект "ГЭС мощностью 12,8 МВт в Южной зоне. Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка" в Жетысуской области, Коксуского района, принят в соответствии с СН РК 1.02-03-2022 "Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство" и заданием на проектирование.


Состав рабочего проекта

Том. Книга. Альбом	Обозначение	Наименование	Примечание
ТОМ 1		Общая часть	
Альбом 1	24-12-2024-ЭП	Эскизный проект	
Книга 1	24-12-2024-ПП	Паспорт проекта	
Книга 2	24-12-2024-ОПЗ	Общая пояснительная записка	
Книга 3	24-12-2024-РООС	Раздел охраны окружающей среды	
Книга 4	24-12-2024-ПОС	Проект организация строительства	
ТОМ 2		Внутриплощадочные инженерные сети	
Альбом 1	24-12-2024-ГП	Генеральный план	
Альбом 2	24-12-2024-КЧ	Компоновочные решения	
ТОМ 3		Гидротехнические решения.	
Альбом 1	24-12-2024-ВП-ГВУ-ГР-1	Водоприёмник ГВУ -1	
Альбом 2	24-12-2024-ВП-ГВУ-ГР-1	Водоприёмник ГВУ -2	
Альбом 3	24-12-2024-СЭВ-ГВУ-ГР-2	Строительно-эксплуатационный водосброс ГВУ	
Альбом 4	24-12-2024-АВ-ГВУ-ГР-3	Автоматический водосброс ГВУ	
Альбом 5	24-12-2024-АВ-ГВУ-ГР-4	Грунтовая плотина ГВУ	
Альбом 6	24-12-2024-ДФ-ГВУ-ГР-5	Диафрагма ГВУ	
Альбом 7	24-12-2024-ГР-6	Сопрягающий участок (аванкамера)	
Альбом 8	24-12-2024-ДТ-ГР-7	Деривационный канал	
Альбом 9	24-12-2024-НБ-ГР-8	Напорный бассейн	
Альбом 10	24-12-2024-ТВ-ГР-9	Турбинный водовод	
Альбом 11	24-12-2024-ФО-ГР-10	Фундамент под оборудование здания ГЭС	
Альбом 12	24-12-2024-ОК-ГР-11	Отводящий канал	
ТОМ 4		Конструкции железобетонные	
Альбом 1	24-12-2024-ВП-ГВУ-КЖ-1	Водоприёмник ГВУ -1	
Альбом 2	24-12-2024-ВП-ГВУ-КЖ-1	Водоприёмник ГВУ -2	
Альбом 3	24-12-2024-СЭВ-ГВУ-КЖ-2	Строительно-эксплуатационный водосброс ГВУ	
Альбом 4	24-12-2024-АВ-ГВУ-КЖ-3	Автоматический водосброс ГВУ	
Альбом 5	24-12-2024-ДФ-ГВУ-КЖ-5	Диафрагма ГВУ	

Взамен инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

					24-12-2024-ОПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Танеев А.Н.	04.24				
Провер.				04.24			
ГИП		Перемитин Л.С.	4				
Н. Контр.		Котюк Е.А.					
Утв.		*****					
					Состав проекта		
					 TOO «Quality Stroy Invest», Алматы 2024		

Том. Книга. Альбом	Обозначение	Наименование	Примечание
Альбом 6	24-12-2024-КЖ-6	Сопрягающий участок (аванка-мера)	
Альбом 7	24-12-2024-ДТ-КЖ-7	Деривационный канал	
Альбом 8	24-12-2024-НБ-КЖ-8	Напорный бассейн	
Альбом 9	24-12-2024-ТВ-КЖ-9	Турбинный водовод	
Альбом 10	24-12-2024-ПМ-КЖ-10	Фундамент под оборудование здания ГЭС	
Альбом 11	24-12-2024-ОК-КЖ-11	Отводящий канал	
ТОМ 5		Здание ГЭС	
Альбом 1	24-12-2024-ТХ	Технологические решения.	
Альбом 2	24-12-2024-АР	Архитектурно-строительные решения	
Альбом 3	24-12-2024-КЖ	Конструкции железобетонные	
Альбом 4	24-12-2024-КМ	Конструкции металлические	
Альбом 5	24-12-2024-ВК	Водоснабжение канализация	
Альбом 6	24-12-2024-ОВ	Отопление вентиляция	
Альбом 7	24-12-2024-ПС	Пожарная сигнализация	
Альбом 8	24-12-2024-СКУД	Система контроля и управления доступом	
Альбом 9	24-12-2024-АППТ	Автоматическое порошковое пожаротушение	
Альбом 10	24-12-2024-ОС	Охранная сигнализация	
Альбом 11	24-12-2024- СС	Средства связи. Видеонаблюдение	
Альбом 12	24-12-2024-АСМ	Автоматизированная система мониторинга	
Альбом 13	24-12-2024- ЭС	Электротехнические решения	
Альбом 14	24-12-2024- ЭО	Электроосвещение	
Альбом 15	24-12-2024- ЭН	Наружное электроснабжение	
Альбом 16	24-12-2024-ЭМ	Заземление и молниезащита	
ТОМ 6		ПС 35/6кВ ГЭС	
Альбом 1	24-12-2024-ВЛ 35кВ-ЭС	Электротехнические решения ВЛ	
Альбом 2	24-12-2024-ГТ	Генеральный план и транспорт	
Альбом 3	24-12-2024-АС-ОПУ	Опоры и фундаменты ВЛ 35 кВ	
Альбом 4	24-12-2024-АС-ПС	Монтажная часть линии ВЛ 35 кВ	
Альбом 5	24-12-2024-ПС 35кВ-ЭТР-1	Электротехнические решения ПС 35кВ	


Взамен инв. №

Подпись и дата







Инв. № подл.

					24-12-2024-ОПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Танеев А.Н.	04.24				
Провер.				04.24			
ГИП		Перемитин Л.С.	4				
Н. Контр.		Котюк Е.А.					
Утв.		*****					
					Стадия		
					Лист		
					Листов		
					РП	2	137
					ТОО «Quality Stroy Invest».		
					Алматы 2024		

Том. Книга. Альбом	Обозначение	Наименование	Примечание
Альбом 6	24-12-2024-ПС 35кВ-ЭТР-2	Электротехнические решения освещение и кабельное хозяй- ство	
Альбом 7	24-12-2024-ПС 35кВ-ЭТР-3	Электротехнические решения электрификация ОПУ	
Альбом 8	24-12-2024-ПС 35кВ-ЭТР- 4	Электротехнические решения спецификации	
Альбом 9	24-12-2024-РЗиА	Релейная защита и автома- тика	
ТОМ 7		Дополнительные мероприятия	
Книга 1	24-12-2024-МОПБ	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
Книга 2	24-12-2024-АТЗ	Система обеспечения комплекс- ной безопасности и антитерро- ристической	
Книга 3	24-12-2024-ДБ	Декларация безопасности гид- ротехнических сооружений	
Книга 4	24-12-2024-ММК	Проект установки и монтажа мостового крана	
Книга 5	24-12-2024-ИТМГО	Инженерно-технические меро- приятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	
ТОМ 8		Инженерный изыскания	
Книга 1	24-12-2024-ГЕО	Отчёт по инженерно-геологиче- ским изысканиям	
Книга 2	24-12-2024-ТОП	Отчёт по топографо-геодези- ческим изысканиям	
Книга 3	24-12-2024-ГО	Гидрологический отчёт	
ТОМ 9		Сметная документация	
Книга 1	24-12-2024-СД	Сметная документация	

Взамен инв. №	Подпись и дата								
Инв. № подл.	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	24-12-2024-ОПЗ			
	Разраб.	Танеев А.Н.	04.24						
	Провер.			04.24		Состав проекта	Стадия	Лист	Листов
	ГИП	Перемитин Л.С.	4		РП		3	137	
	Н. Контр.	Котюк Е.А.					ТОО «Quality Stroy Invest».		
	Утв.	*****					Алматы 2024		

СОСТАВ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Ф.И.О.	Подпись
Технический директор	Танеев А.Н.	
ГИП	Перемитин Л.С.	
Гл. инженер конструктор	Любимов Е.В.	
Инженер	Котюк Е.А.	
Инженер	Касымкул А.Б.	
Инженер-сметчик	Танеев А.Н.	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Стр.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	24-12-2024-ОПЗ			4

О Г Л А В Л Е Н И Е

Cmp.

1.	ВВЕДЕНИЕ	9
1.1.	Наименование и заявитель проекта	10
1.2.	Место реализации Проекта	11
1.3.	Цели и задачи проекта	13
1.4.	Описание участка строительства	13
2.	КОМПОНОВКА ПРОЕКТА	15
2.1.	Сооружения головного водозаборного узла	15
2.2.	Гидромеханическое оборудование ВУ	25
2.3.	СТАНЦИОННЫЙ УЗЕЛ	31
3.	ОСНОВНЫЕ ВЫГОДОПОЛУЧАТЕЛИ	44
3.1.	Период реализации проекта	44
3.2.	Ожидаемые результаты	44
4.	ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	47
5.	ПРИРОДНЫЕ УСЛОВИЯ БАСЕЙНА РЕКИ КОКСУ	54
5.1.	Климат и гидрология	54
5.2.	Гидрология	56
5.3.	Геологические условия	62
5.4.	Топографические условия	70
6.	ВЫБОР ВАРИАНТА НПУ И УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГЭС	72
6.1.	Основные технические решения	75
6.2.	Общая компоновка	83
7.	АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ И ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ЗДАНИЯМ ГЭС	86
7.1.	Архитектурные решения	86
7.2.	Водоснабжение и канализация	88
7.3.	Хозяйственно-бытовое, противопожарное и питьевое водоснабжение	88
7.4.	Канализация	90
7.5.	Отопление, вентиляция, кондиционирование	91
7.6.	Противопожарные мероприятия	94
7.7.	Электротехнические решения	95
7.8.	Выбор технологического оборудования	98
7.9.	Наружные сети водоснабжения и канализации	99
8.	ГИДРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	102
8.1.	Сооружения головного водозаборного узла	104
8.2.	Гидромеханическое оборудование ГВУ	108
8.3.	Станционный узел	109

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №	7.4.	Канализация.....	90
			7.5.	Отопление, вентиляция, кондиционирование.....	91
			7.6.	Противопожарные мероприятия.....	94
			7.7.	Электротехнические решения.....	95
			7.8.	Выбор технологического оборудования.....	98
			7.9.	Наружные сети водоснабжения и канализации	99
			8.	ГИДРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	102
			8.1.	Сооружения головного водозаборного узла.....	104
			8.2.	Гидромеханическое оборудование ГВУ.....	108
			8.3.	Станционный узел	109
<div> <div> <div></div> <div></div> <div></div> <div></div> <div></div> </div> <div> <div></div> <div></div> <div></div> <div></div> <div></div> </div> </div>					<div>24-12-2024-ОПЗ</div> <div>Стр.</div> <div>5</div>

Приложения

1. Договор № 24 от 24.12.2024г. " ГЭС мощностью 12,8 МВт в Южной зоне. Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка". Жетысуской области, Коксуского района.
2. Утверждённое Заказчиком Задание на проектирование (Приложение №2 к Договору № 24).
3. Государственная лицензия №23004400 от 15.02.2023г. на проектную деятельность I категории
4. Государственная лицензия № 20019024 от 22.12.2020г. на изыскательскую деятельность
5. Государственная лицензия № 02419Р от 14.07.2017г. на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды
6. Архитектурно-планировочное задание на проектирование (АПЗ) №: KZ32VUA02302671
Дата выдачи: 13.01.2026 г.
7. Приказ № 1 от 05.01.2025 г. по ТОО «Quality Stroy Invest» о назначении ГИПа по объекту "ГЭС мощностью 12,8 МВт в Южной зоне. Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка" в Жетысуской области, Коксуского района
8. Постановление №144 Акимата Коксуского района Жетысуской области от 17.04.2025г о предоставлении права постоянного землепользования.
9. Акты землепользования.
10. Заключение по итогам археологических работ по выявлению и сохранению объектов историко-культурного наследия в зоне будущего строительства исх.№26 от 10.07.2024г. по итогам археологических работ по выявлению и сохранению объектов.
11. Письмо о планируемом сроке начала строительных работ.
12. Письмо о затратах заказчика на на управление проектами.
13. Письмо о согласовании проектных решений.
14. Письмо о финансировании реализации ПСД.
15. Согласование РГУ «Балхаш-Алакольская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов» о водоохраных зонах и полосах.
16. Согласование РГУ «Балхаш-Алакольская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов» раздела рабочего проекта «ОВОС».
17. Письмо Управления природных ресурсов и регулирования природопользования Жетысуской области о не вхождении территории под водохранилище в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.
18. Письмо об отсутствие очагов сибироязвенных захоронений и скотомогильников.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						24-12-2024-ОПЗ	Стр.
									7
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		

ПРИЛОЖЕНИЯ

- 1 Задание на разработку Приложение 1 к договору №24 от 24 декабря 2024г.
- 2 Государственная лицензия ГСЛ № 23004400, выданная 15.02.2023г.
- 3 Приказ ТОО «Quality Stroy Invest» №1 о назначении Перемитина Л.С. главным инженером проекта

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №							24-12-2024-ОПЗ	Стр.	
											8
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-				

1. ВВЕДЕНИЕ

ТОО «Верхне-Талаптинская ГЭС» является заказчиком проекта «ГЭС мощностью 12,8 МВт в Южной зоне. Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка», расположенного в Коксуйском районе Жетесуской области. На данный проект Акиматом Алматинской области был предоставлен земельный участок на праве временного земельного пользования под строительство ГЭС. №541 от 31.07.2018 г. с постановлением Акима №349 от 27.07.2018 г.

Жетесуская область расположена на юго-востоке Республики Казахстан. Её территория составляет 224тыс.км² и население – 1 941тыс.человек (на январь 2012г.). Талдыкорганский регион области включает территорию 118. 5тыс.км². Численность населения составляет более 620 тыс. человек. Основные отрасли экономики региона – местная промышленность и сельское хозяйство. Основными направлениями сельского хозяйства являются растениеводство и животноводство. Специализация фермерских хозяйств в основном – животноводство, на орошаемых землях – овощеводство.

В связи с подъемом промышленного производства и улучшением качества жизни населения Республики Казахстан, наблюдается устойчивый рост потребления электроэнергии, составляющий в целом по республике около 5% в год, а в Южной зоне – 8%, в Жетесуской области – 7%, в Талдыкорганском регионе Алматинской области – 8÷9%.

В Южной зоне дефицит электроэнергии и мощности ощущается наиболее остро. Этот регион получает недостающую электрическую энергию и мощность из Северной зоны Казахстана и энергосистемы Центральной Азии. Причина дефицита электроэнергии заключается в отсутствии в регионе сколько-либо значительных месторождений первичных топливных ресурсов и высокой стоимости производства электроэнергии на Жамбылской ГРЭС, работающей на мазуте и газе. Основная связь ТЭС Северной зоны осуществляется по двум ВЛ-500кВ «Север-Юг» (вторая линия построена и введена в действие в 2010÷2011г.г.). Тем не менее, вопрос покрытия пиковой части графика нагрузки Южной зоны РК и поставки регулирующей мощности остается весьма актуальным.

В Талдыкорганском регионе Жетесуской области имеется значительный потенциал гидроэнергетических ресурсов за счёт строительства ГЭС на реках Коксу, Каратал, Тентек и других рек северного и южного склонов гор Жетысуского Алатау, которые могут быть использованы для получения электроэнергии и для поставки регулирующей мощности.

Река Коксу – левый приток реки Каратал, является наиболее крупной речной системой Балхаш-Алакольской впадины. Она берет свое начало от слияния рек Караарык и Казан, истоки которых находятся в высокогорном районе на границе республики Казахстан с Китаем, между хребтами Жетысуский Алатау и Токсанбай. Длина реки от места слияния рек Караарык и Казан до места впадения 154км, а падение 1 431м.

Сток реки Коксу формируется, в основном, в результате таяния горных ледников и сезонных снегов. Менее значительна доля дождевого питания и грунтовых вод. Тип питания определяет сезонную неравномерность и многолетние колебания стока. Среднегодовой сток р.Коксу ниже впадения притока Коктал составляет около 1.8 км³.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы реки оцениваются в 4750 ГВтч в год. Для гидроэнергетического использования наибольший интерес представляет средний участок реки Коксу от пос. Рудничный до бывшего гидропоса Кук-Креу.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Стр.
								9
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	24-12-2024-ОПЗ

В соответствии с региональной схемой гидроэнергетического использования р.Коксу 1995г. (с уточнением в 2006г.) средний участок реки разбит на следующие ступени каскада ГЭС приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

№	Наименование ГЭС	Геодези- ческий напор, м	Установленная мощность, МВт	Среднегодовая выработка в кас- каде, ГВтч	Тип ГЭС по ис- пользованию напора
1	Бодаревская ГЭС	100	32	140	приплотинная
2	Рудничная ГЭС-1	70	18	84	деривационная
3	Рудничная ГЭС-2	70	19	102	деривационная
4	Рудничная ГЭС-3	ГЭС деривационного типа. Целесообразность строительства должна быть дополнительно изучена в зависимости от подпорной отметки водохранилища Кызылкунгейской ГЭС			
5	Кызылкунгейская ГЭС	188÷230	150÷180	550÷750	плотинно-дери- вационная
6	Кызылдулакская ГЭС	101÷62	83÷39.6	320÷197.7	приплотинная
7	Талаптинская ГЭС	67	18	105	деривационная
	Всего по каскаду ГЭС на р. Коксу	617	320	1 300÷1 430	

Ключевыми ГЭС в каскаде являются Кызылкунгейская и Кызылбулакская ГЭС, их суммарная установленная мощность может составить 230МВт, а средняя многолетняя выработка электроэнергии до 1 млрд. кВтч в год.

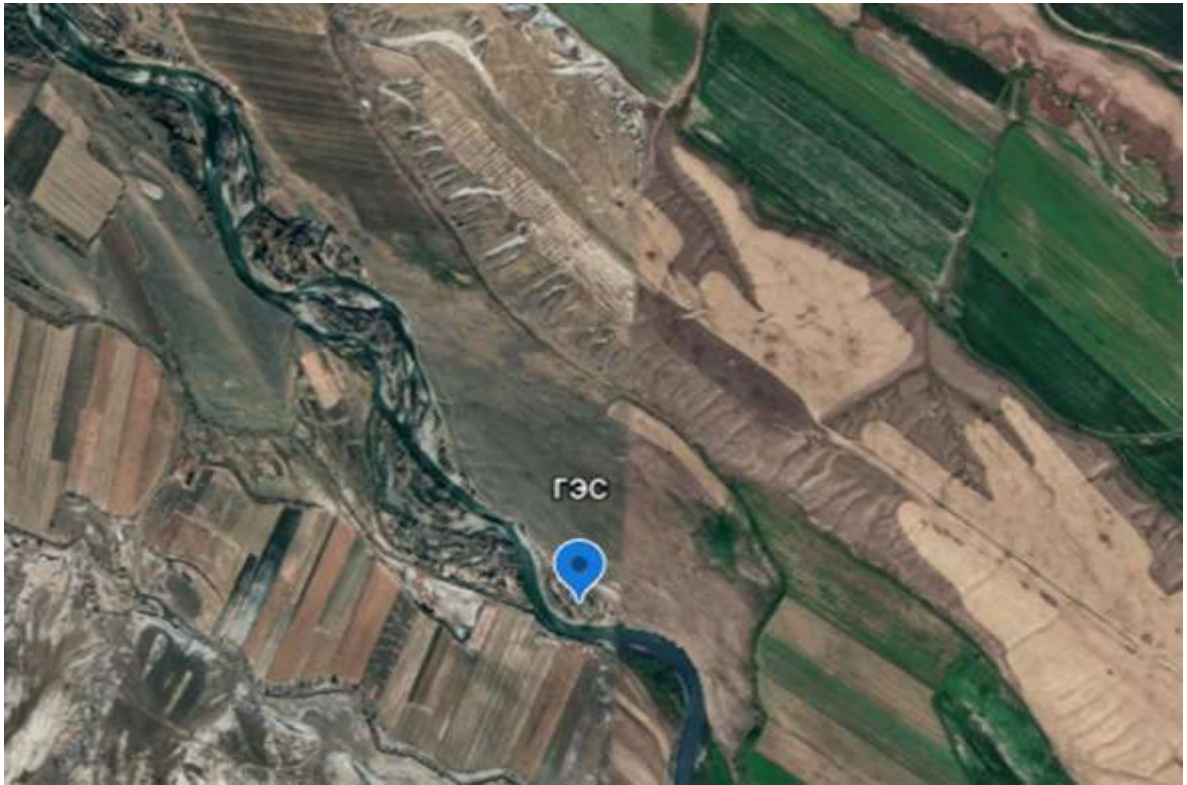
Верхне-Талаптинская ГЭС расположена в освоенной промышленно-сельскохозяйственной зоне Талдыкорганского региона, в которой находятся областной центр Алматинской области г.Талдыкорган, а также другие крупные населённые пункты: г. Текели, поселки городского типа: Балпык Би, Карабулак, Рудничный, села: Коксу, Талапты, Жалгызаташ и другие. Всего в бассейне реки Коксу проживает около 250 тыс. жителей.

В настоящее время Талдыкорганский регион Жетесуской области является дефицитным по электроснабжению: около 30% годового потребления покрывается собственными источниками, а остальные 70% покрываются отдаленными внешними источниками, главным образом тепловыми станциями Северной энергетической зоны. В связи с этим использование гидроэнергетических ресурсов рек, протекающих в данном регионе, является весьма актуальным.

1.1. Наименование и заявитель проекта

Проект «ГЭС мощностью 12,8 МВт в Южной зоне. Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка» разработан ТОО «Quality Stroy Invest» в соответствии с Договором №01/06-2020 от 01 июня 2020г. с ТОО «Верхне-Талаптинская ГЭС», согласно Задания на проектирование (Приложение 1). **Quality Stroy Invest**

					24-12-2024-ОПЗ	Стр.
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		



Инв. № подл.	Взамен инв. №			
	Подпись и дата			

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	

24-12-2024-ОПЗ

- Степень агрессивности среды на железобетонные конструкции – неагрессивная;
- Клас надежности RC2 (по СП РК EN 1990);
- Степень огнестойкости здания – II, помещение монтажной площадки и машинного зала по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории “Д”;
- Класс конструкции по пожарной опасности – К1 (малопожароопасные);
- Класс пожарной опасности строительных конструкций – С1;
- Здание по функциональной пожарной опасности относится к подклассу –Ф 5.1, с административной и бытовой частью, классы: Ф4.3 и Ф3.6 в части здания в осях 5–6, А–Б. Расчетный срок службы – 25 лет.

За относительную отметку 0.000 принят уровень чистого пола монтажной площадки, которая соответствует абсолютной отметке на местности 787,15 м в Балтийской системе высот.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Стр.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	24-12-2024-ОПЗ			14

2. КОМПОНОВКА ПРОЕКТА

Верхне-Талаптинская ГЭС относится к ГЭС деривационного типа с безнапорной деривацией.

Общий план Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт приведен на чертеже № 2021 л.1÷3.

В составе компоновки ГЭС выделяются три укрупненных элемента:

- головной водозаборный узел;
- деривационный тракт;
- станционный узел.

На головном узле осуществляется прием расходов р.Коксу, подготовка и подача в деривационный тракт расчетного расхода 60 м³/с.

Деривационный тракт осуществляет транспорт воды к напорному бассейну станционного узла ГЭС. На напорном бассейне происходит забор воды в турбинный водовод, подача её к гидротурбинам, выработка электроэнергии и выдача в систему электропередачи.

В состав сооружений Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт входят:

- Головной водозаборный узел (гидроузел плотинно-бычкового типа):
 - водосбросные сооружения – переливное бетонное сооружение;
 - водоприемник в деривационный канал;
 - строительно-эксплуатационный водосброс СЭВ
 - грунтовая плотина с железобетонной диафрагмой
- Деривационный тракт:
 - деривационный канал;
- Станционный узел:
 - напорный бассейн;
 - холостой сброс;
 - турбинный водовод;
 - здание ГЭС с сопрягающей частью (автнкамера);
 - отводящий канал.

2.1. Сооружения головного водозаборного узла

Компоновка сооружений головного водозаборного узла

(комплект чертежей 2024-ГР)

Головной водозаборный узел ГЭС расположен в 5 км от п. Талапты (выше по течению реки Коксу).

Головной водозаборный узел предназначен для забора воды в деривацию, для этого создается подпор воды над бытовым уровнем в реке с помощью комплекса перегораживающих сооружений. НПУ головного водозаборного узла составляет 807 мБС.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						24-12-2024-ОПЗ		Стр.
										15
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-			

Согласно СП РК 3.04-01-2023 Гидротехнические сооружения «Основные положения проектирования» все сооружения Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт, в том числе и сооружения головного узла, относятся к III классу сооружений.

По компоновке и конструкции головной водозаборный узел ГВУ Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт плотинного типа в его состав входят следующие сооружения:

- 1. Грунтовая плотина с железобетонной диафрагмой.
- 2. Переливное бетонное водосбросное сооружение:
- 3. Строительно-эксплуатационный водсброс
 - промывной шлюз;
 - щитовой трех пролётный водосброс;
 - шугосбросной шлюз.
- 4. Водоприемник в деривацию ГЭС
 - Шлюз регулятор с тремя пролетами;

Общая компоновка сооружений дана чертежах 2025-КЧ.

Грунтовая плотина

Русло реки фронтально перегораживается низконапорной грунтовой плотиной.

На правом берегу плотина сопрягается с крутым берегом, в котором проходит действующий ирригационный канал. Существующий вход в ирригационный канал расположен в зоне предполагаемого строительства. Проектом предусмотрено строительство нового бетонного оголовка для ирригационного канала, который будет служить одновременно водоприемником. Строительство каскада Ескельдинских ГЭС-1 и ГЭС-2 мощностью 23,2 МВт на реке Коксу в Жетысуской области, Ескельдинского района. Проектируемая отметка НПУ входа в ирригационный канал (водоприемник ГЭС) принята 807 МБс. Для эффективного использования расходов ирригационного расхода перед сбросом на поля, на водотоке ирригационного канала решено организовать малую ГЭС. В месте примыкания к плотине ирригационного канала, запроектирован водоприемник для ГЭС который также будет осуществлять подачу воды в ирригационную систему из напорного бассейна ГЭС.

Функциональное назначение этих сооружений – обеспечить:

- поддержание необходимых уровней воды в верхнем бьефе для её подачи в деривационный тракт ГЭС;

В плане сооружения скомпонованы следующим образом.

На правом берегу (по ходу воды), примыкает к грунтовой плотине, шлюз водоприемник, оснащённый двумя колесными затворами с габаритами 3(б)×2,5(н) м.

На правом берегу (по ходу воды), примыкает к грунтовой плотине, бетонное преливное сооружение, СЭВ шлюз водоприемник, оснащённый тремя колесными затворами с габаритами 4(б)×2,5(н) м.

Грунтовая плотина, имеет следующие габаритные параметры:

- длина плотины, равная ширине перекрываемого речного русла, составила 76 м;
- ширина по подошве (вдоль речного потока) в поперечном сечении с минимальной отметкой тальвега реки (792) – 93,5 м;
- высота плотины в этом же сечении –19,25 м.

Взамен инв. №						
	На правом берегу (по ходу воды), примыкает к грунтовой плотине, шлюз водоприемник, оснащённый двумя колесными затворами с габаритами 3(б)×2,5(н) м.					
	На правом берегу (по ходу воды), примыкает к грунтовой плотине, бетонное преливное сооружение, СЗВ шлюз водоприемник, оснащённый тремя колесными затворами с габаритами 4(б)×2,5(н) м.					
Подпись и дата	Грунтовая плотина, имеет следующие габаритные параметры:					
	<div>— длина плотины, равная ширине перекрываемого речного русла, составила 76 м;</div> <div>— ширина по подошве (вдоль речного потока) в поперечном сечении с минимальной отметкой тальвега реки (792) – 93,5 м;</div> <div>— высота плотины в этом же сечении –19,25 м.</div>					
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	24-12-2024-ОПЗ	Стр.
						16

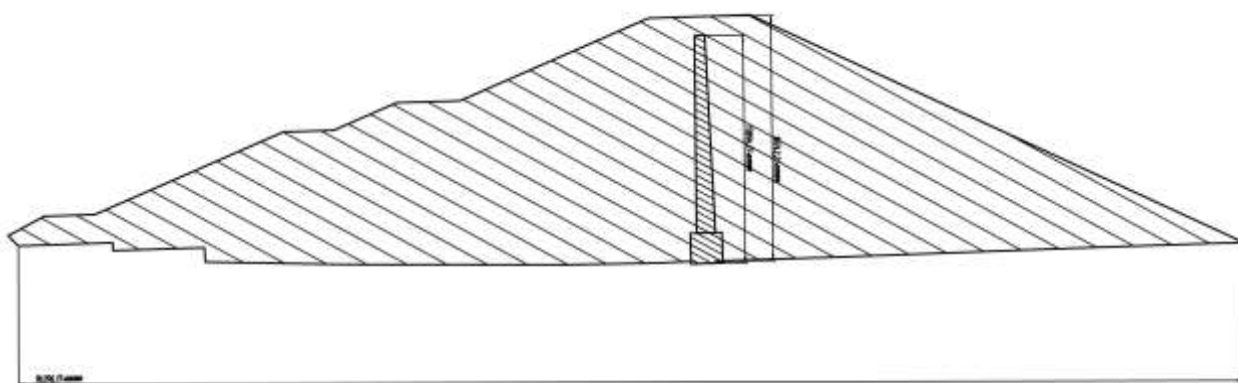
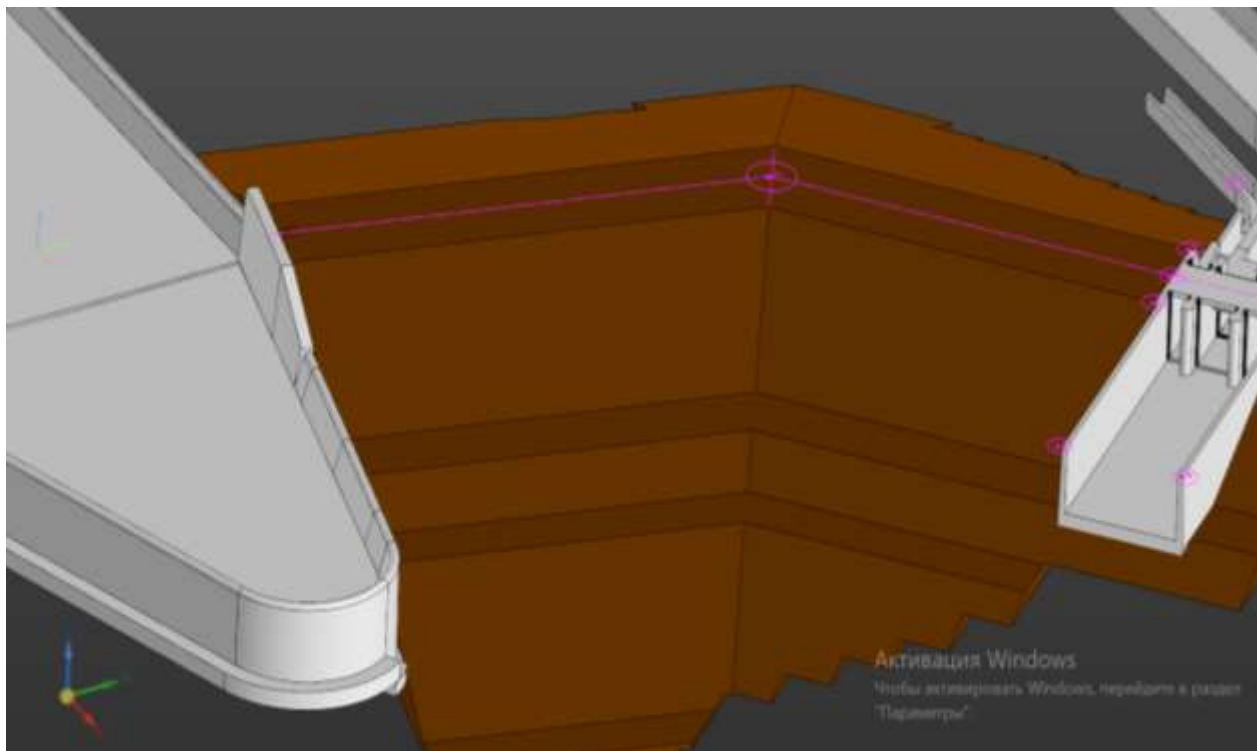


Рис. 2.1 грунтовая плотина

Справа плотина сопрягается с крутым берегом, в котором проходит действующий ирригационный канал. Слева к плотине примыкают бетонные водосбросные сооружения ГВУ, врезанные в береговой массив.

В плане в продольном сечении плотина имеет изломанный Z-образный профиль.

В поперечном сечении плотина имеет изломанный профиль. Как с верхнего, так и с нижнего бьефов тело плотины слагают два банкета.

С верхнего бьефа возводится верховой банкет – банкет перекрытия, сложен на 2/3 из конгломерата гравийно-галечников из полезных выемок, 1/3 со стороны правого берега и 1/3 со стороны левого берега, центральная часть – перекрывается глыбами и валунами с последующей кольматацией гравийно-галечниками и суглинком. Отметка гребня банкета перекрытия ∇ гр. верх. банк=804.0 м. Она определена уровнем воды в верхнем бьефе при пропуске строительного расхода, через заранее построенный СЗВ с водосбросными пролетами и промывным

Взамен инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-

24-12-2024-ОПЗ

Стр.

17

шлюзом ($УВ = 803,65\text{ м}$ при $QIX = 290\text{ м}^3/\text{с}$). Под защитой верхового банкета возводится основное тело плотины, для снижения фильтрации через банкет, на его верховом откосе отсыпается противофильтрационный слой кольматирующей пригрузки из грунтовой смеси песка, гравия и сузунка.

Откосы банкета перекрытия: верхового – 1:1,5, низового – 1:1, ширина по гребню 5 м, высота верхового банкета в фарватере реки Нверх.банк. = 12 м.

С нижнего бьефа отсыпается низовой банкет – «упорная призма», выполняющая одновременно функции дренажного банкета. Габариты этого банкета в сравнении с верховым значительно меньше: при заложении откосов 1:1,75, ширина банкета поверху – 20 м, высота $H \approx 4,0\text{ м}$. Для обеспечения эффективного водоотведения в зоне строительства тела плотины предусмотрено спрямление русла реки и дноуглубительные работы за низовым банкетом.

Основное тело плотины отсыпается между двумя банкетами и включает в себя два главных элемента:

- железобетонная диафрагма;
- переходные зоны из гравийно-галечников.

Главный противофильтрационный элемент плотины – железобетонная диафрагма – расположен в центральной зоне плотины (см. поперечный разрез 4–4 на л.4 черт. 24–ГР).

В поперечном сечении диафрагма выполнена в виде Т-отразной подпорной стенки с шириной основания 2,5 м высотой подошвы 2,5 шириной (по гребню) – 1 м. Общая высота диафрагмы в глубоком месте 18,5 м. Обе грани во избежание суффозионных явлений (выноса частиц грунта из тела ядра грунтовым потоком) защищены слоем обратного фильтра толщиной около 2,5 м (на ширину бульдозерного отвала). Фильтры выполняются из речного аллювия (гравийно-галечника) путём отсева из него фракций более 40 мм на месте укладки (либо сразу в карьере).

Отметка гребня диафрагмы назначена из условия превышения максимальной отметки $УВ\ ВБ$ (т.е. отметки ФПУ $\sim 808,40\text{ м}$) на 0,1 м и определена расчётом величиной: $\nabla_{\text{диафрагмы}} = 808,50\text{ м}$.

Из условия недопущения промерзания отметка гребня самой плотины назначена с превышением над гребнем ядра на высоту, равную глубине промерзания гравийно-галечников ($H_{\text{пром. гр. гал.}} = 1,50\text{ м}$):

$$\nabla_{\text{гр. плот.}} = \nabla_{\text{гр. ядра}} + H_{\text{пром. гр. гал.}} = 808,50 + 1,50 \approx 810,00\text{ м.}$$

Переходные зоны – отсыпаятся из гравийно-галечников одновременно с возведением ядра (и защитных фильтров) по обе стороны от него.

После завершения отсыпки плотины производится закрепление наружных откосов:

- верховой (с заложением $m=2,0$) крепится каменным мощением на цементном растворе;
- низовой (с заложением $m=1,75$) закрывается дёрном (или посевом трав).

Гребень плотины принят шириной 8 м, что соответствует ширине земляного полотна для дорог V кат. Проезжая часть шириной 4,5 м выполняется из двухслойного крепления переходного типа (из щебня без применения вяжущих материалов).

Бетонное переливное сооружение (автоматический водосброс)

(черт. 2024 ГВУ–ГР)
Слева (по ходу воды), примыкая к каменно-земляной плотине, размещается автоматический водосброс, выполненный в виде подковообразной в плане (с закруглением по углам) водосливной стенки с общей длиной 105 м. автоматический водосброс, предназначенный для автоматических сбросов воды из верхнего бьефа в нижний, представляет из себя ж/бетонную преливную стенку практического профиля с габаритами по внешнему периметру: $105(L) \times 16,5(H)\text{ м}$.

Инв. № подл.	Взамен инв. №	Подпись и дата						24-12-2024-ОПЗ		Стр.
										18
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-			

Толщина переливных стенок поверху – $t_b=1,0$ м, понизу – $t_n=2,0$ м; низовая наклонная грань выполнена с заложением $m \approx 0.15$.

Отметка гребня переливной стенки назначена равной отметке НПУ=807 м, как это всегда и принимается для сооружений подобного назначения. Общая длина переливного фронта водосброса составила $B_{фр}=105$ м. Ширина водоотводящего пролёта за водосбросом принята одинаковой с пролётами водосбросной плотины, т.е. $B_{пр}=38.0$ м.

Таким образом, даже в аварийной ситуации при неработающих в штатном режиме промывнике и щитовой плотине, автоматический водосброс сможет принять практически все паводковые расходы с безопасными для гидроузла форсировками уровня на 2,0 м в верхнем бьефе. У всех водосбросных гидротехнических сооружений важнейшей конструктивной частью являются элементы в зоне гашения энергии сбросного потока в нижнем бьефе. Для этого разработан водослив с водоёйным колодцем.

Водослив с водоёйным колодцем для автоматического водосброса

(черт. 2024 ГВУ-ГР)

Водоёйная плита начинается от водоскатной плиты и сопрягается с её концевым зубом. В плане водоёй для получения эффекта растекания сбросного потока (с целью уменьшения удельных расходов q) выполнен в виде равнобедренной трапеции, для чего боковые струенаправляющие стенки расходятся под углом 5° к продольной оси. Ширина её верхнего основания на стыке с водоскатом составляет $b_{вдб}=16,8$ м, нижнего – на границе с рисбермой $B_{вдб}=19.34$ м, высота трапеции, т.е. длина плиты водоёя вдоль потока $l_{вдб}=14.5$ м, толщина плиты переменная $t_{вдб} = 1.0 \div 0.85$ м.

В этом варианте гашение энергии сбрасываемой воды осуществляется с помощью традиционного водоёйного колодца – самого распространённого в гидротехнической практике вида гасителя. При этом в настоящем проекте принято радикальное решение – погасить весь высотный перепад между верхним и нижним бьефами ($\nabla_{НПУ} - \nabla_{Тальвега} НБ=1\ 185.3 - 1\ 178.0=7.3$ м) в одну ступень.

Для этого водоскатная плита при сохранении прежней длины ($L=12.5$ м) выполнена с крутым ($\sim 53^\circ$) падением от водосливных порогов (для щитовой плотины $\nabla 1\ 183.3$ м, для промывного шлюза – $1\ 182.3$ м) до дна водоёйного колодца $\nabla 1\ 176.3$ м.

Гидравлическими расчётами определены параметры гидравлического прыжка в расходном диапазоне от $Q_p=5\%=45.51$ м³/с до $Q_p=0,5\%=62.1$ м³/с, а по ним и габариты водоёйного колодца при нормальном режиме эксплуатации. По данным расчетов назначены габариты колодца гасителя:

- длина колодца 14.8 м;
- глубина колодца d_k 2.5 м.

В соответствии с глубиной колодца отметка гребня водоёйной и ограждающей стенок принята с запасом $\Delta h=0.6$ м над максимальным уровнем воды в нём.

За водоёйным колодцем начинается рисберма, выполненная из специально выбранного валуно-галечника, заключённого в габионные клетки.

Сравнительная анализ объёмов работ по двум вариантам гашения сбросного потока в нижнем бьефе выявил неоспоримое преимущество варианта №2. Именно этот вариант и принят в качестве окончательного.

Комплекс водосбросных и водопропускных сооружений

(альбом черт. 2024 ГВУ-ГР)

Комплекс водосбросных и водопропускных сооружений ГВУ включает:

- промывной шлюз;
- щитовую двух пролётную водосбросную плотину;

Взамен инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

										Стр.
										19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-						

- автоматический водосброс.
- донный водосброс

Весь этот комплекс сооружений намечено построить посуху в одном котловане на левом берегу после перекрытия реки и последующей возведения переливной части.

Функциональное назначение этих сооружений – обеспечить:

- поддержание необходимых уровней воды в верхнем бьефе для её подачи в деривационный тракт ГЭС;
- беспрепятственный пропуск в нижний бьеф донных наносов и шуги;
- безаварийную работу ГВУ при пропуске паводков.

Напорный фронт сооружений размещается параллельно продольной оси бетонной плотины. Разбивка строительных осей основных сооружений дана на черт. 2020 зВУ–ГР. В плане сооружения скомпонованы следующим образом.

Справа (по ходу воды), примыкая к бетонной плотине, размещается автоматический водосброс, выполненный в виде полигональной в сечении (с закруглением по углам) водосливной стенки с общей длиной 31 м.

Слева в береговой склон врезан промывной шлюз, оснащённый сдвоенным колесным затвором с габаритами 2.5(б)×2,5(в) м.

В середине между автоматическим водосбросом и промывным шлюзом располагается щитовая водосбросная плотина (донный водосброс), пролет которой обслуживаются плоскими затворами с габаритами 5.0(б)×3,5(в) м.

Заглубление водосливных порогов водосбросных сооружений ГВУ относительно отметки НПУ=802 м принято следующим:

- промывной шлюз – отнм 796,5 м;
- щитовая плотина – отнм 795,5 м;
- автоматический водосброс ± отнм 0.00.

Разделительные бычки имеют ширину $b_8=1.0$ м, крайние бычки–береговые устои – $b_9=0.8$ м.

Перед шлюзом и щитовой плотиной размещается ж/б плита понура, имеющая в плане имеет форму прямоугольника. Его большая сторона, которую составляют два пролёта щитовой плотины, пролёт промывного шлюза и два разделительных бычка, является фронтом основных водосбросных сооружений:

$B_{\text{фронт водсбр.соор.}}=4.0+1.0+4.0+1.0+2.0=12.0$ м;

длина понура вдоль потока $L_{\text{понура}}=9.5$ м, толщина $t_{\text{пон}}=0.4$ м.

Назначение отметки порога промывного шлюза ($\nabla_{\text{пр.шл.}}=791.30$) на 1.0 м ниже порога щитовой плотины ($\nabla_{\text{щит.пл.}}=792.30$) выполнено с конкретной целью – обеспечить транзит донных наносов из верхнего бьефа в нижний именно через промывной шлюз. Поэтому, для подвода к нему придонных слоёв воды, прямоугольник понура в плане делится с помощью разделительной стенки на две неравные трапеции:

- левая, имеющая вид конфузторного лотка, с габаритами 10.7×2.0–9.5 м подводит придонной поток к пролёту промывного шлюза;
- правая – с габаритами 4.1×10–9.5 м – сопрягается со щитовой плотиной.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Стр.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	24-12-2024-ОПЗ			20

Разделительная стенка в плане относительно набегающего потока размещается под углом $\sim 30^\circ$. Всё днище и стенки промывного лотка для противодействия истиранию наносятся облицовываются фибробетоном.

Порог понура заглублен в грунтовую толщу на 2.5 м. Зона перед порогом закрепляется каменной наброской для предотвращения его разрушения при пропуске больших паводков (хотя, как показывают расчёты, скорости воды в верхнем бьефе ГВУ не превысят 1.75 м/с даже при пропуске паводка редкой повторяемости $Q_{p=0.5\%}=712 \text{ м}^3/\text{с}$).

Автоматический водосброс, предназначенный для автоматических сбросов воды из верхнего бьефа в нижний, представляет из себя ж/бетонную гравитационную А-образную стенку с габаритами по внешнему периметру: 13,5(В)×35,5(Л)×10(Н) м. Толщина переливных стенок поверху – $t_{\text{в}}=0.5$ м, понизу – $t_{\text{н}}=13.5$ м; низовая наклонная грань выполнена с заложением $m \approx 1$.

Отметка гребня переливной стенки назначена равной отметке НПУ=802 м, как это всегда и принимается для сооружений подобного назначения. Общая длина переливного фронта водосброса составила $B_{\text{фр}}=35,5$ м. Ширина водоотводящего пролёта за водосбросом принята одинаковой с пролётами водосбросной плотины, т.е. $B_{\text{пр}}=5,0$ м. Это позволит использовать его в качестве шандорохранилища для шандорных щитов с габаритами: $5,0(b) \times 1,0(h)$ м.

Таким образом, даже в аварийной ситуации при неработающих в штатном режиме промывники и щитовой плотине, автоматический водосброс сможет принять практически все паводковые расходы с безопасными для гидротреста форсировками уровня на 1,03 м в верхнем бьефе.

Гашение энергии сбросного потока в нижнем

У всех водосбросных гидротехнических сооружений важнейшей конструктивной частью являются элементы в зоне гашения энергии сбросного потока в нижнем бьефе.

гашение энергии сбрасываемой воды осуществляется с помощью традиционного водобойного колодца – самого распространённого в гидротехнической практике вида гасителя. При этом в настоящем проекте принято радикальное решение – погасить весь высотный перепад между верхним и нижним бьефами ($\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{Тальвега НБ}} = 802 - 794 = 7 \text{ м}$) в одну ступень.

Для этого водоскатная плита при сохранении прежней длины ($L=12$ м) выполнена с крутым ($\sim 53^\circ$) падением от водосливных порогов (для щитовой плотины $\nabla 793.3$ м, для промывного шлюза – 792.3 м) до дна водобойного колодца $\nabla 794.6$ м.

Гидравлическими расчётами определены параметры гидравлического прыжка в расходном диапазоне от $Q_{p=3\%} = 519 \text{ м}^3/\text{с}$ до $Q_{p=0,5\%} = 712 \text{ м}^3/\text{с}$, а по ним и габариты водобойного колодца при нормальном режиме эксплуатации. По данным расчетов назначены габариты колодца заселятеля:

- довжина колодця 12 м;
- глибина колодця дк 2,5 м.

В соответствии с глубиной колодца отметка гребня водобойной и ограждающей стенок принята с запасом $\Delta h = 0.6$ м над максимальным уровнем воды в нём.

За водоёйным колодцем пачинаецца русберма, выполненная из специально подобранного ва-
льно-галечника, заключённого в габионные клетки.

Водоприемник в деривацию ГЭС

(черт. 24-12-2024-ГР-2)

Водоприемник – соединяет акваторию зоны затопления с деривацией ГЭС, он представляет собой шлюз-регулятор с тремя пролетами по 3х4 м, разделенными бычком толщиной 1,0 м. Водоприемник примыкает к грунтовой плотине и расположен на правом берегу под углом 155°

Взамен инв. №		<p>— глубина колодца d_k 2,5 м.</p> <p>В соответствии с глубиной колодца отметка гребня водобойной и ограждающей стенок принята с запасом $\Delta h = 0.6$ м над максимальным уровнем воды в нём.</p> <p>За водобойным колодцем начинается рисберма, выполненная из специально выбранного валуно-галечника, заключённого в габионные клетки.</p>				
		<p><u>Водоприемник в деривацию ГЭС</u> (черт. 24-12-2024-ГР-2)</p> <p><u>Водоприемник</u> – соединяет акваторию зоны затопления с деривацией ГЭС, он представляет собой шлюз-регулятор с тремя пролетами по 3х4 м, разделенными бычком толщиной 1,0 м. Водоприемник примыкает к грунтовой плотине и расположен на правом берегу под углом 155°</p>				
Подпись и дата		<p>24-12-2024-ОПЗ</p>				
		<p>Стр. 21</p>				
Инв. № подл.		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-

к основному потоку реки. Водоприемник имеет порог высотой 1.0 м. Порог водоприемника выполнен по чертежам ВУ. Водоприемник рассчитан на забор максимального расхода ГЭС – 60 м³/сек.

Водоприемник оборудован тремя плоскими колесными затворами ГК 4.0×2,5 м выполненными по типовой серии 3.820.2–87 выпуск 8.

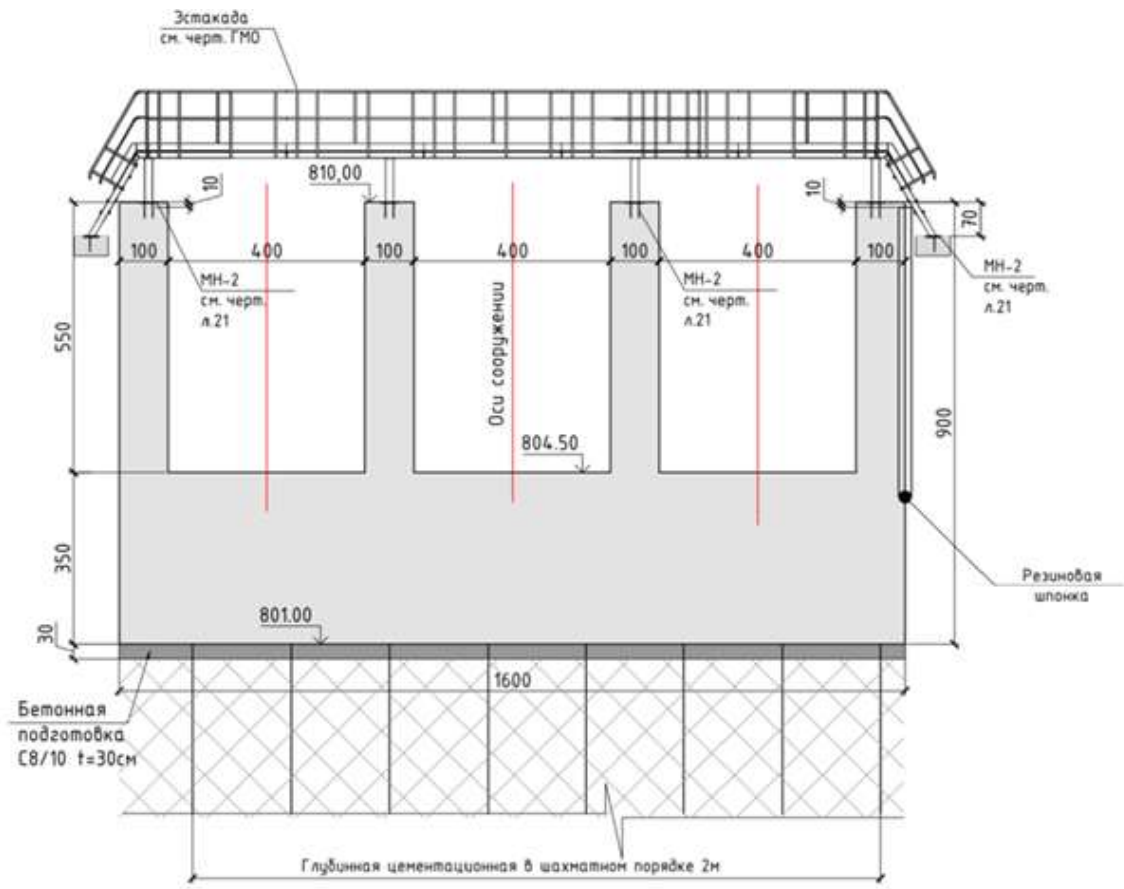


Рис. 2.2 Водоприёмник

Управление затворами осуществляется винтовыми подъемниками с электроприводом, разработанными по типовому проекту 3.820.2–44 выпуск 12, с электроприводом 53ВД. Перед затворами установлены пазы для ремонтных затворов идентичного размера. В штатном режиме в пазы ремонтных затворов установлены сороудерживающие решетки 4,0×2,5 с вертикальными стержнями через 50 мм. Сороудерживающие решетки изготовить по чертежам 24–2011–3–МО. Шлюз регулятор – это доковая конструкция длиной 5,5 м и высотой 5 м. Выполняется по чертежам ВУ. За шлюзом-регулятором расположен аванкамера деривационного канала, сопрягающая водоприемник с деривацией.

Входной оголовок, шлюз-регулятор с затворами и механическим оборудованием огорожены металлическим ограждением.

Водоприемник ГЭС расположен на правобережной части гидроузла действующей Верхне-Талаптинской ГЭС (в 12 км от пос Жалгызгаш и 3,8 км от пос Токтамыс выше по течению реки Коксу).

Инв. № подл.	Взамен инв. №				Стр.
	Подпись и дата				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	24-12-2024-ОПЗ
					22

регулятор – это доковая конструкция длиной 5,5 м и высотой 5 м. Выполняется по чертежам ВУ. За шлюзом-регулятором расположен аванкамера деривационного канала, сопрягающая водоприемник с деривацией.
Входной оголовок, шлюз-регулятор с затворами и механическим оборудованием огорожены металлическим ограждением.
Водоприемник ГЭС расположен на правобережной части гидроузла действующей Верхне-Талаптинской ГЭС (в 12 км от пос Жалгызгазаш и 3,8 км от пос Токтамыс выше по течению реки Коксу).

Водоприемник предназначен для забора воды в деривацию, для этого создан подпор воды над бытовым уровнем в реке с помощью комплекса перегораживающих сооружений ВУ Верхне-Талаптинской ГЭС. НПУ водозаборного узла составляет отметку 807 мБС.

Согласно СНиП РК 3.04-01-2008 Гидротехнические сооружения «Основные положения проектирования» все сооружения Строительство каскада Ескельдинских ГЭС-1 и ГЭС-2 мощностью 23,2 МВт на реке Коксу в Жетысуской области, Ескельдинского района, в том числе и сооружения водозаборного узла, относятся к IV классу.

По компоновке и конструкции, Водоприемник (узел ВУ), шлюзового типа в его состав входят следующие сооружения:

- (водоприёмник в деривацию ГЭС.)
- шлюз-регулятор с двумя пролетами

Общая компоновка сооружений дана чертежах 24-12-2024-КЧ

Шлюз регулятор (черт. 24-12-2024-ВУ-ГР)

На действующей В-Талаптинской ГЭС русло реки фронтально перегорожено каменно-земляной плотиной. На левом берегу располагаются сооружения Верхне-Талаптинской ГЭС.

На правом берегу плотина сопрягается с крутым берегом, в котором проходит действующий ирригационный канал. Существующий вход в ирригационный канал расположен в зоне предполагаемого строительства. Проектом предусмотрено строительство нового бетонного оголовка для ирригационного канала, который будет служить одновременно водоприемником Строительство каскада Ескельдинских ГЭС-1 и ГЭС-2 мощностью 23,2 МВт на реке Коксу в Жетысуской области, Ескельдинского района. Проектируемая отметка входа в ирригационный канал (водоприемник ГЭС) принята 807 мБс. Для эффективного использования расходов ирригационного расхода перед сбросом на поля, на водотоке ирригационного канала решено организовать малую ГЭС. В месте примыкания к плотине ирригационного канала, запроектирован водоприемник для ГЭС который также будет осуществлять подачу воды в ирригационную систему из напорного бассейна ГЭС.

Функциональное назначение этих сооружений – обеспечить:

- поддержание необходимых уровней воды в верхнем бьефе для её подачи в деривационный тракт ГЭС;

Напорный фронт сооружений размещается параллельно поперечной оси водоприемника. Разбивка строительных осей основных сооружений дана на черт. (черт. 24-12-2024-ВУ-ГР)

В плане сооружения скомпонованы следующим образом.

На правом берегу (по ходу воды), примыкает к грунтовой плотине, водоприемник шлюз, оснащённый тремя колесными затворами с габаритами 4(б)×2,5(в) м.

Заглубление водосливных порогов водозаборника сооружений ВУ относительно отметки НПУ=807 м принято следующим:

- водоприемный шлюз – отм дна 804,5 м;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Стр.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	24-12-2024-ОПЗ			23

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Лист	
№ док-м.	
Подп.	
Дата	

24-12-2024-ОПЗ

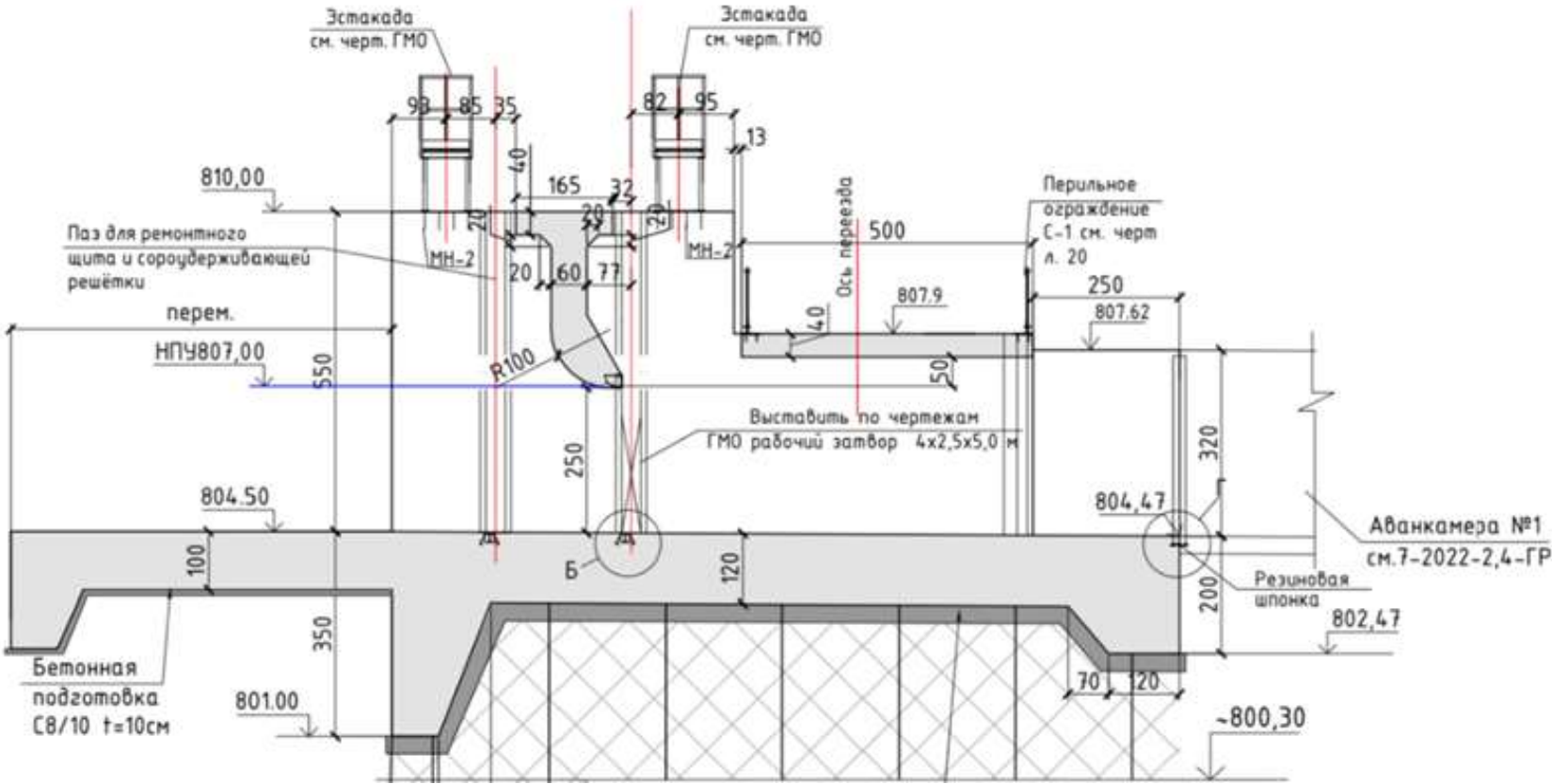


Рис. 2.3

(черт. 2025-М0)

- рабочими затворами;
- ремонтными щитами:
- подъёмно-транспортными механизмами.

Перечень всего гидромеханического оборудования по ГВЧ ГЭС приведён в таблице 2.1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Спр.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	24-12-2024-ОПЗ			25

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.		
Лист		
№ докум.		
Подп.		
Дата		

24-12-2024-073

Экспликация основного гидромеханического оборудования головного водозаборного узла Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт

Таблица 2.1

Наименование и маркеровка гидромехоборудования	Отметка порога	Высота от порога до верха бетона	Шифр ТП	Ед. изм.	Кол-во	Масса ед. кг.	Общая масса, кг	Примечание
Затвор поверхностный колёсный ПК-85с габаритами 4-2,0м	1183,3	4,7	3.820.2-57; 425ПК000,00	Компл	2	1615	3230	Устанавливается на пролётах водосбросной плотины
Затвор плоский сдвоенный ПС с габаритами 2,0х3,0м	1182,3	5,7	7.8202-5; выпуск 4	Компл	1	1045	1045	Устанавливается в пролёте промывного шлюза
Затвор плоский поверхностный скользящий ПС200-300	1183,3	4,7	3.820.2-37; выпуски 0,9	Компл	2	806	1612	Устанавливается на водоприёмнике в деривацию ГЭС
Затвор глубинный плоский скользящий ГС80-20 с Н=2м	1184,0	4,0	3.820.2-43; выпуски 0,13	Компл	1	224,8	224,8	Устанавливается на водоприёмнике в ирригационный правобережный канал
Решётка сороудерживающая вертикальная с габаритами 2,0х3,0м	1183,3	4,7	Повт. Пример из РП Ис ГЭС	Компл	2	1406	2812	На водпр-ке в деривацию ГЭС. По аналогу с решёткой для ГЭС 12 КАГЭС
Ремонтный щит с габаритами 2,0х1,1м			Повт. Пример из РП Ис ГЭС	шт	3	412	1236	Масса дна для учёта закладных рам, которые учтены в п.5
Ремонтный щит с габаритами 4,0х1,0м			Повт. Пример из РП Ис ГЭС	шт	3	654	1692	Масса дана без учёта закладных рам для двух пролётов 4х5,2м
Тельферные пути подвесных талей для монтажных операций с шандорами			Спец. разработка	пм	18		1087	Разработан комплект чертежей *****

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.		
Лист		
№ докум.		
Подп.		
Дата		
24-12-2024-ОПЗ		
27	Лист	

Таль ручная передвижная шестерённая фирмы «кранталь М» по ГОСТ 1106-74 з/п2,0т				шт	2	65130		Отметка верха напорного фронта бетонных сооружений 1188,0
--	--	--	--	----	---	-------	--	--

Пазы под рабочие затворы промывного шлюза и щитовой плотины располагаются в одной вертикальной плоскости, отстоящей от входных кромок бычков на 3.75 м. Перед рабочими затворами на расстоянии 2.25 м от них размещаются пазы для ремонтных заграждений – шандор. Их обслуживание будет осуществляться с помощью передвижных талей с ручным приводом по специально проложенным тельферным путям (в виде эстакады), а хранение – в своих пазах на подхватах.

При этом ремонтные щиты для водосбросной плотины (3шт. 5.0×1.0 м) будут висеть в каждом из её пролётов, а также в пролёте за автоматическим водосбросом. Для пролётов промывного шлюза и водоприёмника ГЭС шандоры 2.5×1.1 м следует хранить на площадке станционного узла (для надёжной сохранности) и доставлять по мере надобности на площадку ГБУ автотранспортом.

Компоновка водосбросных сооружений выполнена как доковая конструкция. В плане – это единая фундаментная плита с габаритами: 12.6(В) ×13.5(Л) м и средней толщиной от $t=1.5$ до 2.5 м. В поперечном сечении плита имеет ломаное очертание. Её порог на стыке с понуром заглубляется до отметки 794,6 м.

Поверхность плиты на длине 5.0 м выполнена горизонтальной, а далее она, превращаясь в водоскатную, на длине 8.5 м идёт с уклоном $i=1:10$ и обрывается концевым зубом, заглублённым на 1.1 м до отметки 792,8 м.

Разделительные бычки с береговыми устоями поднимаются из фундаментной плиты до отметки 802.0 м и далее – в пределах мостового перехода. Мостовые плиты толщиной 0.42 м перекрывают пролёты со свободным опиранием на бычках, ширина проезжей части – 5 м, по периметру крайних плит устроены колёсоотбой из бетона $H\approx 400$ мм, а также перильное ограждение.

Строительный водосброс, состоящий из:

Перемычки и обводного канала, рассчитанного на строительство в меженный период и криволинейным автоматическим сбросом (аварийный водосброс пропуска паводковых вод) на период строительства 3,4 квартала.

Строительно-эксплуатационный водосброс расположен на правом берегу гидроузла Верхне-Талатинской ГЭС и предназначен для сброса избыточных расходов воды, пропуска паводков, а также отвода фильтрационных и аварийных вод из напорного бассейна в нижний бьеф реки Коксу. Сооружение обеспечивает безопасную эксплуатацию плотины и исключает возможность перелива воды через гребень. Нормальный подпорный уровень составляет 807,00 м, отметка гребня водослива – 804,54 м, дна отводящего канала – 797,84 м, пола в зоне затворов – 800,65 м, а пола в зоне водобоя – 800,39 м.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Стр.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	24-12-2024-ОПЗ			28

					24-12-2024-0173	/лсчм
						29
Изм.	/лсчм	№ док-м.	Подп.	Дата		



Сооружение выполнено в виде железобетонного лотка прямоугольного сечения из монолитного бетона, армированного продольно-поперечными сетками из арматуры класса А400. Толщина стен варьируется от 0,30 до 0,50 м, днища – 0,30 м. В основании используется бетонная подготовка из СБ10 толщиной 0,10 м. Диаметр арматуры составляет от Ø12 до Ø28 мм с шагом сетки 0,20–0,25 м. Все деформационные швы герметизированы резиновыми шпонками.

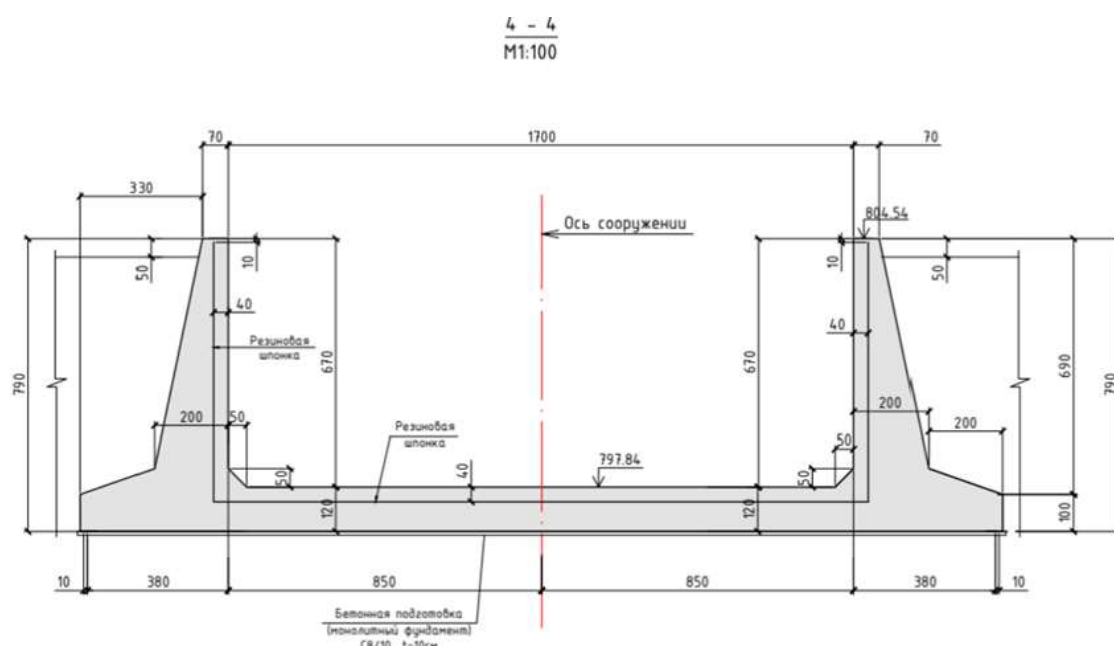


рис. 2.5

Управление затворами осуществляется электромеханически с возможностью ручного дублирования. Перед пролетами установлены ремонтные пазы и сороудерживающие решётки. Пропускная способность одного пролёта достигает до 25 м³/с, суммарная — до 75 м³/с. Перепад между нормальным подпорным уровнем и отводящим каналом составляет около 6,7 м.

Гашение энергии падающей воды обеспечивается водобойной камерой, предотвращающей размыв и образование обратной струи. Геометрия переходных участков рассчитана на формирование устойчивого потока с минимальными завихрениями. Проектом предусмотрены рабочие площадки для обслуживания оборудования, защитные ограждения вдоль затворной части, лестничные спуски и подходы для персонала, а также доступ к затворам с верхней платформы.

Отстойник

(чертежи 24-12-2024-6-ГР)

Основное назначение отстойника – осветление воды, поступающей в деривационный канал; его задача в осаждении таких частиц взвешенных наносов, которые не могут транспортироваться деривационным и отводящим каналами, не забивать дюкер и не истирать проточную часть

Взамен инв. №	Подпись и дата	<p>Гашение энергии падающей воды обеспечивается водобойной камерой, предотвращающей размыв и образование обратной струи. Геометрия переходных участков рассчитана на формирование устойчивого потока с минимальными завихрениями. Проектом предусмотрены рабочие площадки для обслуживания оборудования, защитные ограждения вдоль затворной части, лестничные спуски и подходы для персонала, а также доступ к затворам с верхней платформой.</p> <p>Отстойник (чертежи 24-12-2024-6-ГР)</p> <p>Основное назначение отстойника – осветление воды, поступающей в деривационный канал; его задача в осаждении таких частиц взвешенных наносов, которые не могут транспортироваться деривационным и отводящим каналами, не забивать дюкер и не истирать проточную часть</p>					Стр.
		<div> <div>24-12-2024-ОПЗ</div> <div>30</div> </div>					
Инв. № подл.		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Лист	
№ док-м.	
Подп.	
Дата	

24-12-2024-073

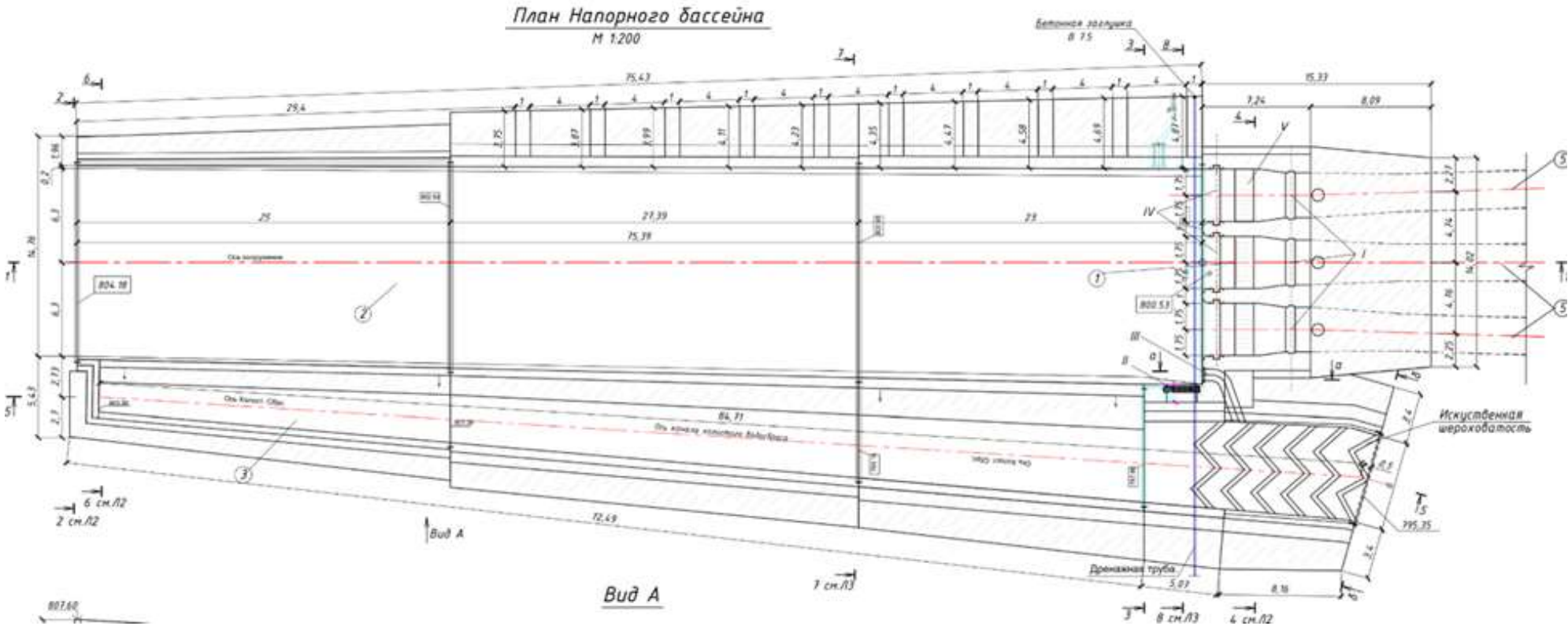


Рис. 2.6 Напорный бассейн

Водоприемные отверстия заглублены на величину 0.9 м, из условия недопущения засасывания воздуха в водовод. В таблице 2.2 приведены тип и характеристики механического оборудования напорного бассейна.

Характеристика	Основной затвор	Шугосб. затвор	Промывная галерея	Ремонтный затвор	Сороудер. решетка
Тип затвора	Глубинный колесный	Поверхност. скольз. сдвоен	Глубинный скользящий	Шандоры	Металлич. наборная
Серия	3.820.2-58	3.820.2-37	3.820.2-61	индивид.	индивид.
Ширина в свету, м	B=4.0	B=2.0	B=0.8	B=4.0	B=4
Высота в свету, м.	H=5.0	H=3.0	H=0.8	H=1.1×4	H=5.0
Расчетный напор, м	2.9	3.0	4.2	3.3	3.3
Расчетное тяговое усилие, тс	6.85	3.8	3.1	3.1	3.1
Расчетное посадочное усилие, тс	3.3	-	3.07	-	-
Высота хода затвора, м	3.1	2.0	0.9	-	-
Тип подъемника	10ЭВД	5ЭВД	5ЭВД	Таль з/п 3	-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

Турбинный водовод

(чертеж 24-12-2024-КМ)

Турбинный водовод образуют напорный тракт гидроэлектростанции, подводящий воду из напорного бассейна к гидроагрегатам ГЭС.

Турбинный водовод поворотные в плане его длина: 50 м.

Водовод напорного тракта прокладываются в выемке с последующей засыпкой и обваловкой на глубину промерзания 1.5 м. Турбинный водовод на всем участке имеет внутренний диаметр 3,9 м.

Турбинный водовод монтируется из стальных труб.

Условия строительства: уклон поверхности -18.4°, грунт будет доведен до плотности сложения 2.2 г/см³, максимальный напор воды - 18 м.

Схема прокладки турбинных водоводов - в одну нитки; по способу прокладки - подземный. Трубы с внутренним диаметром 3,9 мм вальцуются из стальных листов марки 09Г2С толщиной δ=12 мм ГОСТ 19282-88. Проектирование и прокладка труб выполнена согласно МУ 34 747-76 для гидротехнических сооружений. Способ сварки труб между собой - ручная электродуговая типа Э42-р. В верхней и нижней части на фундаментной плите анкерной опоры устанавливаются температурно-осадочные компенсаторы. Трубопровод укладывается в подготовленную траншею, поверхность земли под трубопроводом планируется и выстилается песчаным подстилающим слоем толщиной 15 см. Засыпка труб осуществляется на глубину 1.5 м над верхней кромкой, с выполнением технологии послойной засыпки и уплотнения грунта до естественного состояния.

После прокладки и засыпки водовода откосы насыпи укрепляются посевом трав на всем протяжении напорного тракта.

Холостой сброс

(чертеж 24-12-2024-ГР)

Холостой сброс ГЭС выполнен открытого типа.

Холостой сброс напорного бассейна выполнен в открытом исполнении и предназначен для отвода избыточного объема воды из напорной части гидроузла в нижний бьеф. Сооружение начинается непосредственно от переливной стенки напорного бассейна, где перелив воды осуществляется при перепаде уровня до 0,50 м. Отметка перелива составляет 795,35 м, а уровень воды в зоне бассейна достигает 799,85 м, что формирует общий перепад около 4,5 м.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Стр.	
								24-12-2024-ОПЗ	
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	34	

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Лист	
№ док-м.	
Подп.	
Дата	

24-12-2024-ОПЗ

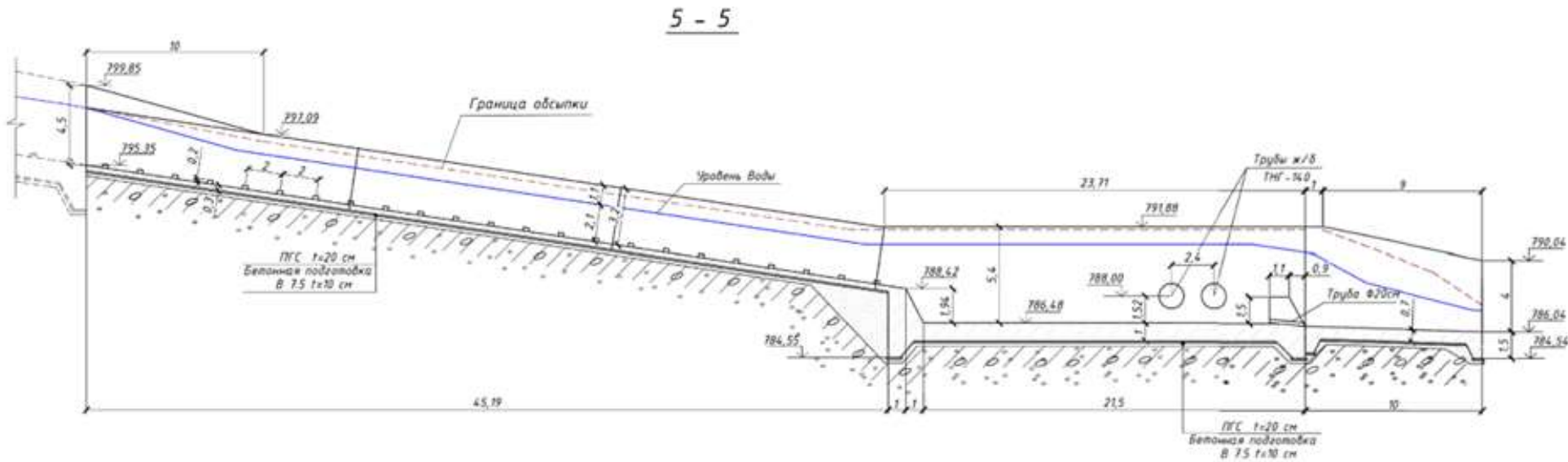


Рис. 2.7 Холостой сброс

Сбросная система представляет собой прямолинейный железобетонный лоток, начинающийся от аванкамеры и переходящий в быстроток. Ширина отводящей траншеи составляет 6 м, глубина варьируется от 1,7 м в начале до более 2 м на отдельных участках. Уклон быстроточка составляет $i = 0,0185$ (расчёт: $\Delta h = 14,81$ м на длине 80 м). Общая длина сброса от переливного порога до устья – 80,48 м.

Аванкамера выполнена в едином блоке с головой сброса. Она представляет собой монолитную железобетонную конструкцию прямоугольного сечения шириной 6 м и глубиной 1,7 м. По дну и откосам предусмотрено армированное бетонное покрытие с подстилающим слоем из ПГС толщиной 0,20 м и бетонной подготовкой В7.5 толщиной 0,10 м. В зоне сопряжения сооружения с грунтовыми откосами предусмотрена обратная засыпка с послойным уплотнением и устройство дренажных элементов.

Основная часть быстроточка – прямоугольный лоток с искусственной шероховатостью по дну: ребра 0,2 м высотой с шагом 2 м, что обеспечивает дополнительное гашение кинетической энергии. В сечениях предусмотрены контрольные отметки: 791,08 м – начало быстроточка, 784,54 м – его конец. Конструкция завершается водобойной частью с каменной наброской для рассеивания энергии перед выходом сбросного потока в реку Коксу.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						24-12-2024-ОПЗ	Стр.
									36
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Лист	
№ док-м.	
Подп.	
Дата	

24-12-2024-073

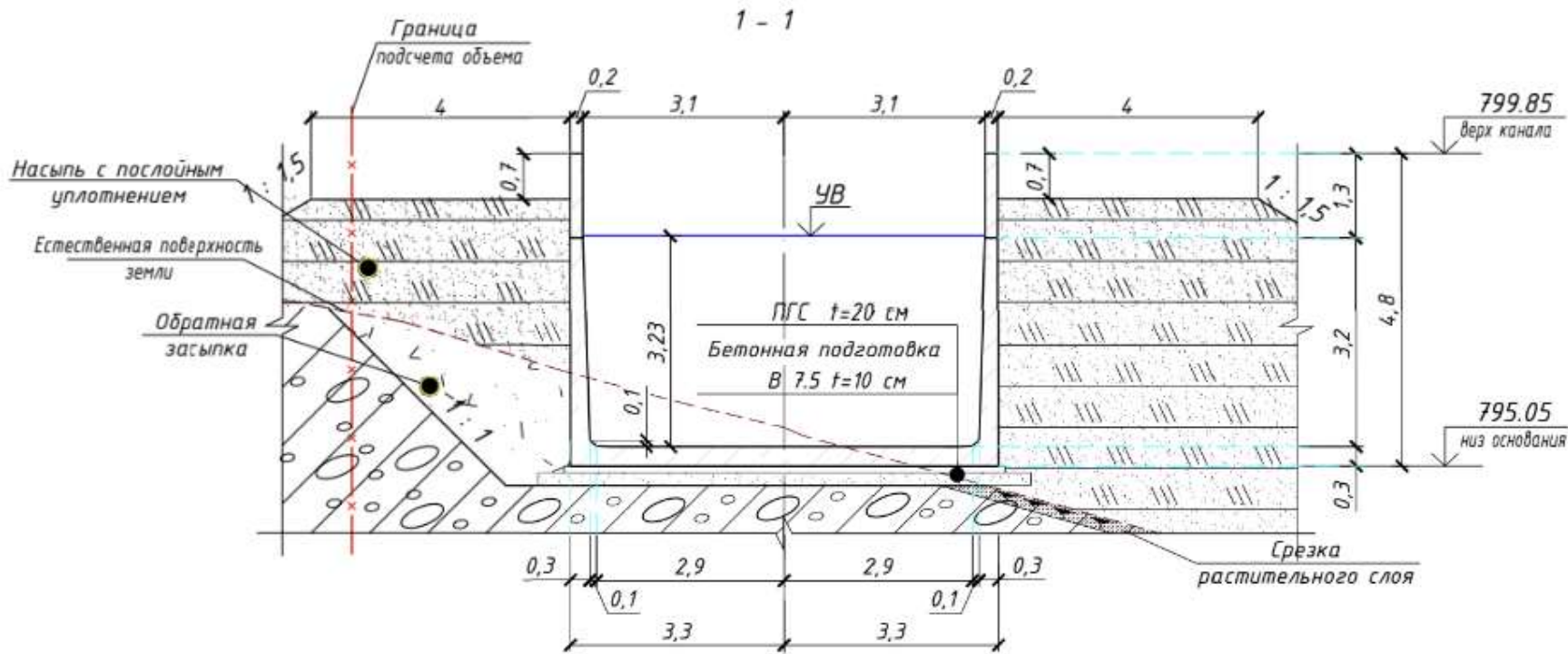


Рис. 2.8

В теле быстотока предусмотрены пропускные трубные вставки: железобетонные и ПНД диаметром 200 мм. Также в конструкции предусмотрены бетонные матрасы в зоне сопряжения с откосами и уплотнённая насыпь за стенками лотка.

Расчётный расход холостого сброса – 21 м³/с. При ширине сечения 6 м, удельный расход составляет 3,5 м³/(с·м), что соответствует требованиям для открытых сбросных устройств в условиях стабильного русла. Уровень воды при расчетном режиме на входе – 799,85 м, на выходе – 784,54 м, суммарный перепад – 15,31 м.

Отводящий тракт

(чертеж 24-12-2024-12-ГР)

Отводящий тракт включает в себя: отводящий канал, сбросной канал. Все сооружения отводящего тракта расположены в пойменной части реки Коксу. Условия строительства: уклон поверхности – слабонаклонный, грунт – современный массив аллювиально-пролювиальных галечниковых грунтов с включением валунов, плотность естественного сложения 2,17 г/см³.

Отводящий канал выполняется из монолитного бетона. Отводящий канал имеет протяженность 40 м с постоянным уклоном $i=0.0006$. Поперечное сечение канала 14.0x2.25 м, глубина наполнения при расчетном расходе – 1.5 м.

Здание ГЭС

(чертеж 24-12-2024-ГР)

Здание гидроэлектростанции расположено в пойменной части реки Коксу. Условия строительства характеризуются горизонтальным уклоном поверхности и грунтом с плотностью естественного сложения 2.16 г/см^3 . В плане здание ГЭС повернуто на угол 45° относительно оси напорного водовода и смещено на 10 метров своим ближним углом от оси водовода. Такое решение принято для обеспечения безопасности здания в случае аварийного разрыва водовода и защиты от прорывного потока.

Здание ГЭС наземного типа. В его составе предусмотрены машинный зал, монтажная площадка и помещения для размещения вспомогательного оборудования.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №
Изм.	Лист	№ докум.
Подпись	Дата	
24-12-2024-ОПЗ		Стр.
		38

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

24-12-2024-ОПЗ

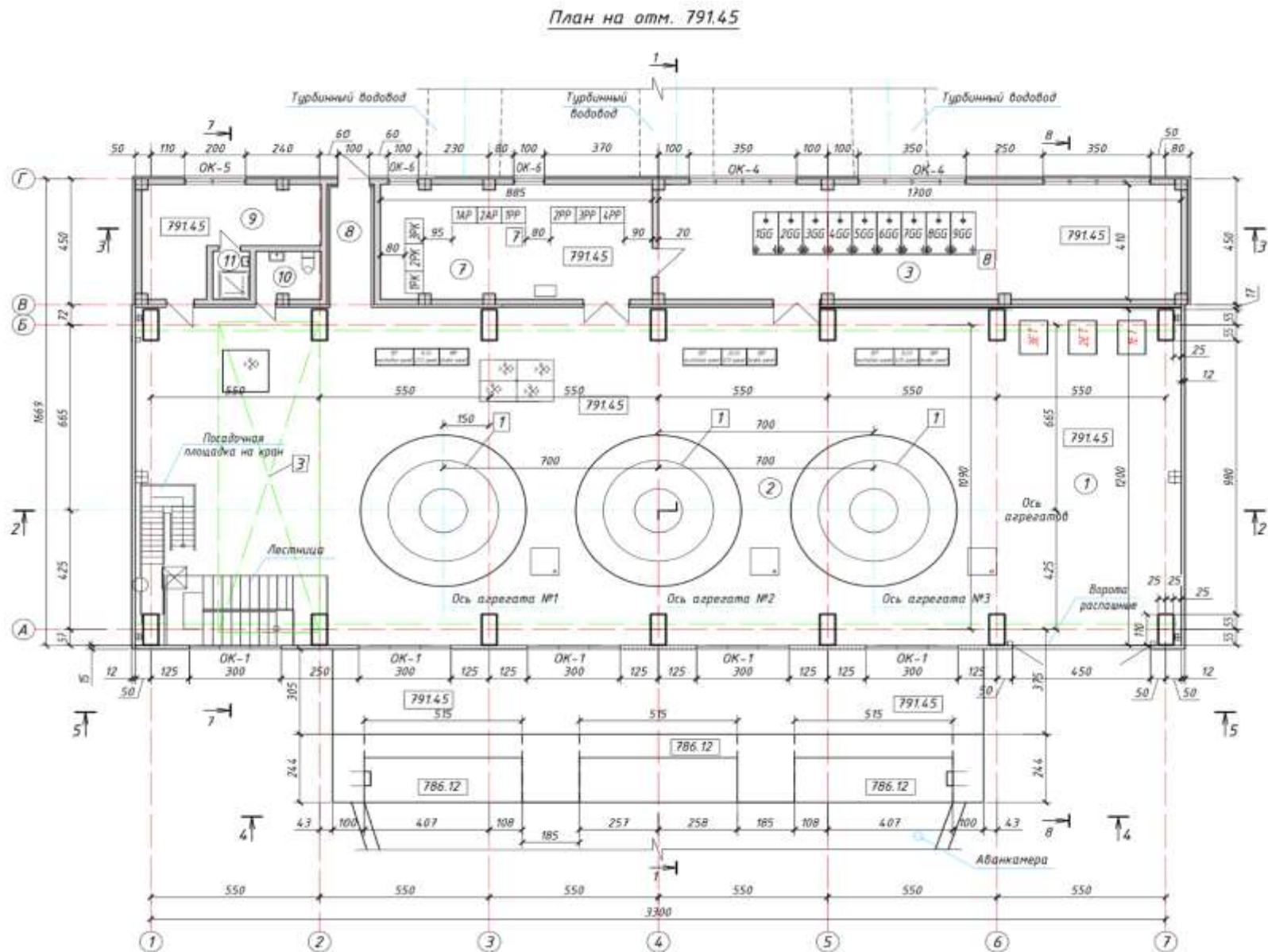


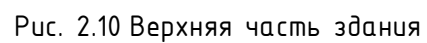
Рис. 2.9 Здание ГЭС

Верхняя часть здания относится ко II степени огнестойкости и категории пожарной опасности Д. Подземная часть здания также отнесена ко II степени огнестойкости и категории Д. Основные строительные решения разработаны на основе технических условий, регламентирующих применение строительных материалов, изделий и конструкций. Подземная часть здания выполнена как единая монолитная коробчатая конструкция, включающая помещения для размещения вспомогательного оборудования и проточную часть гидротурбин. Отсасывающие трубы турбин разделены бетонными бычками, в которых размещены пазы для ремонтных затворов. Между бычками размещён мокрый колодец, предназначенный для сбора и последующей откачки воды из отводящего тракта гидроагрегатов. За отводящими трубами предусмотрена аванкамера, обеспечивающая плавное сопряжение с отводящим каналом. Здание включает три гидроагрегата, размещённых на отметке 791.45 м, каждый с осевыми турбинами. Вода поступает в агрегаты по турбинным водоводам диаметром 2500 мм, далее направляется через проточную часть в отсасывающие трубы, проходящие в подземной части здания и выходящие в аванкамеру, дно которой находится на отметке 783.30 м. Все технологические и архитектурно-строительные решения приняты с учётом эксплуатационной надёжности, безопасности и долговечности сооружения.

Верхняя часть здания относится ко II степени огнестойкости и категории пожарной опасности Д. Подземная часть здания также отнесена ко II степени огнестойкости и категории Д. Основные строительные решения разработаны на основе технических условий, регламентирующих применение строительных материалов, изделий и конструкций. Подземная часть здания выполнена как единая монолитная коробчатая конструкция, включающая помещения для размещения вспомогательного оборудования и проточную часть гидротурбин. Отсасывающие трубы турбин разделены бетонными бычками, в которых размещены пазы для ремонтных затворов. Между бычками размещён мокрый колодец, предназначенный для сбора и последующей откачки воды из отводящего тракта гидроагрегатов. За отводящими трубами предусмотрена аванкамера, обеспечивающая плавное сопряжение с отводящим каналом. Здание включает три гидроагрегата, размещённых на отметке 791.45 м, каждый с осевыми турбинами. Вода поступает в агрегаты по турбинным водоводам диаметром 2500 мм, далее направляется через проточную часть в отсасывающие трубы, проходящие в подземной части здания и выходящие в аванкамеру, дно которой находится на отметке 783.30 м. Все технологические и архитектурно-строительные решения приняты с учётом эксплуатационной надёжности, безопасности и долговечности сооружения.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Стр.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	24-12-2024-ОПЗ			40

					24-12-2024-ОПЗ	Исч
						41
Изм.	Исч	№ док-м.	Подп.	Дата		



Архитектурные решения

Объемно-планировочные решения здания выполнены в соответствии с технологическими, противопожарными и санитарными нормами.

Здание ГЭС включает в себя машинный зал, монтажную площадку и помещения дежурного персонала. Здание простой прямоугольной формы, однопролетное, каркасное, с размерами в плане 14,8х23х12,6 м и 12,6 м по высоте от низа до конька. Для обслуживания монтажа и демонтажа агрегатов предусмотрен электрический мостовой кран грузоподъемностью 5 т, про-летом 14.5 м.

Конструктивные решения

Верхнее строение ГЭС выполняется по чертежам:

- 24-12-2024-АР (Архитектурные решения);
- 24-12-2024-КЖ (Конструкции железобетонные);
- 24-12-2024-КМ (Конструкции металлические);
- 24-12-2024-ЭЛ (Электрические решения);
- 24-12-2024-ОВ (Отопление и вентиляция);
- 24-12-2024-ОС (Охранный сигнализация);
- 24-12-2024-ВК (Водоснабжение и канализация).

Подземная часть здания ГЭС – монолитная железобетонная коробчатая выполняется по чертежам 2020-ГР (Гидротехнические решения).

Машинный зал выше нулевой отметки. Колонны – сборные ж/бетонные прямоугольного сечения 500х800 мм по КЭ-01-49. Подкрановые балки – металлические пролетом 6 м под мостовые электрические краны общего назначения грузоподъемностью до 50 тс по с.1.426.2-3 Вып.1.

Балки покрытия – сборные металлические двускатные пролетом 16 м по с.1.462.2-3/89.

Наружные стены здания выполняются из панелей типа «Сэндвич» и окрашиваются в заводских условиях полимерным покрытием. Фронтонный лист, нащельники, карнизный лист, отлив и другие детали оформления выполняются из оцинкованного железа толщиной 0.5 мм и окрашиваются под цвет основного стенового обрамления. Полы во всех технических помещениях – мозаично-бетонные (терраццо).

Окна – пластиковые. Двери – деревянные. Противопожарные двери – металлические по с.2.435-6. вып.1.

Ворота – распашные металлические марки ВР42х42-Т по серии 1.435.9-17 Вып.2.

Кровля – двускатная из трехслойной кровельной панели типа ПТК – 100 мм. Обрешетка – швеллер 20 шаг 1 500 мм. По периметру кровли устраивается ограждение типа КО18.6Р ГОСТ 25772-83*.

Расчет несущих конструкций на статические и сейсмические нагрузки выполнен по программе «Лира-Windows», в основу которой положен метод конечных элементов и перемещений.

Антисейсмические мероприятия

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						24-12-2024-ОПЗ		Стр.
										42
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-			

Ворота – распашные металлические марки ВР42×42–Т по серии 1.435.9–17 Вып.2.		
Кровля – двухскатная из трехслойной кровельной панели типа ПТК – 100 мм. Обрешетка – швеллер 20 шаг 1 500 мм. По периметру кровли устраивается ограждение типа КО18.6Р ГОСТ 25772–83*.		
Расчет несущих конструкций на статические и сейсмические нагрузки выполнен по программе «Лира-Windows», в основу которой положен метод конечных элементов и перемещений.		
Антисейсмические мероприятия		

Продольная устойчивость каркаса здания от сейсмических воздействий обеспечивается системой вертикальных связей между колоннами.

Расчет конструкций на сейсмические воздействия выполнен в соответствии со СНиП 2.03.30-2006 «Строительство в сейсмических районах».

Сейсмостойкость здания обеспечивается применением конструктивных специальных мероприятий – организация металлических поперечных и продольных X-образных связей.

Специальные мероприятия

Противопожарные требования обеспечиваются применением несущих и ограждающих конструкций с необходимым пределом огнестойкости и обеспечением нормативных расстояний до эвакуационных выходов.

Вокруг здания предусматривается асфальтобетонная отмостка шириной 1 м по щебеночному основанию.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Стр.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	24-12-2024-ОПЗ			43

3. ОСНОВНЫЕ ВЫГОДОПОЛУЧАТЕЛИ

Основными выгодополучателями при реализации проекта являются Республика Казахстан и ТОО «Верхне-Талаптинская ГЭС».

3.1. Период реализации проекта

Период реализации проектирование и строительство – предположительно с начала 2025 год по 2027 год включительно, в том числе основные работы по строительству Верхне-Талаптинская ГЭС

- 25 месяцев с распределением общей суммы финансирования млн. тенге по годам (2024 год проектные работы):

первый год 2025 млн. тенге; СМР

млн. тенге; СМР

третий год 2027 млн. тенге; СМР

из них стоимость оборудования 1824 млн. тенге.

3.2. Ожидаемые результаты

Реализация проекта с вводом Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт в эксплуатацию позволит уменьшить дефицит энергии в Талдыкорганском регионе Жетысуской области, обеспечить покрытие нагрузок, повысить качество электроэнергии, снизить выбросы парниковых газов.

Основные показатели Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт

таблица 3.1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Величина
1	Установленная мощность ГЭС	МВт	10,5
2	Гарантированная мощность декабря	МВт	3,5
3	Среднегодовая выработка э/энергии/год	ГВт ч	65,5
4	Напор ГЭС:		
	статический (геодезический)	м	23
	Максимальный нетто	м	23
	расчетный (среднегодовой)	м	20
5	Число часов использования установленной мощности	час	4873
6	Расчетный расход ГЭС	м³/с	60
7	Минимальный расход ГЭС	м³/с	12,5
8	Число гидроагрегатов	шт	3
9	Тип турбины ZZ550-LH-180	МВт	3,350
10	Тип генератора SF3450-18/2840	МВт	3,450
11	Расход на один агрегат	м³/с	20
12	Диаметр рабочего колеса	мм	1800

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Величина
13	Уровень верхнего бьефа	Мдс	807
14	Уровень нижнего бьефа	Мдс	785
15	Длина деривационного канала	м	1100
16	Длина напорного водовода	м	90
16	Ось агрегата	вертикальная	

Технико-финансовые показатели ГЭС

№	Наименование	Ед. изм.	Показатели
1	Установленная мощность ГЭС	МВт	10,5
2	Выработка электроэнергии	ГВтч	65,5
	Отпуск электроэнергии в сеть	ГВтч	63,9
3	Тариф на 2020 год:		
	на электроэнергию	тенге/кВтч	38,5
4	Сметная стоимость строительства в текущих ценах, с НДС/без НДС	млн. тенге	13 006,0
	То же, с капитализацией % за период строительства, с НДС/без НДС	млн. тенге	13 366,8
			14 003,3
			13 597,1
5	Удельные показатели:		
	на 1 кВт установленной мощности	тыс. тенге/кВт	541,6
	на 1 кВтч выработки электроэнергии	тенге/кВтч	78,8
6	Условия кредитования:		
	срок возврата кредита	лет	8
	льготный период	лет	1
	ставка вознаграждения	%	8%
7	Продолжительность строительства	мес	27
8	Общая численность работающих при эксплуатации ГЭС	чел.	12
9	Расчетный период эксплуатации	лет	25
	Показатели за расчетный период		
10	Доход от реализации	млн. тенге	21689,1
11	Суммарные ежегодные затраты за расчетный период	млн. тенге	8 199,5
	в том числе вознаграждение за кредит	млн. тенге	1 123,8
12	Себестоимость электроэнергии	тенге/кВтч	7,0
13	Прибыль до вычета налога	млн. тенге	13 757,2
14	Чистая прибыль	млн. тенге	11 005,8
15	Простой срок окупаемости	лет	7,00
	Дисконтированные показатели		

Инв. № подл.	Взамен инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

24-12-2024-ОПЗ

Стр.

45

16	Норма дисконта	%	12,0%
17	Чистый дисконтированный доход	млн. тенге	1 648,51
18	Индекс доходности		2,56
19	Внутренняя норма доходности	%	24,44
20	Дисконтированный срок окупаемости	лет	8

Режим работы Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт на р. Коксу

Верхне-Талаптинская ГЭС будет выдавать электроэнергию в сети Алматинской области. В покрытии суточных графиков нагрузки будет участвовать в базовом режиме. Среднегодовая выработка электроэнергии ГЭС составит 20,1 млн. кВтч. Основными потребителями электроэнергии ГЭС будут потребители прилегающих к ГЭС районов Жетысуской области.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						24-12-2024-ОПЗ		Стр.
										46
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-			

4. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Предпроектные проработки прошлых лет

При выполнении настоящей работы использованы следующие предпроектные материалы прошлых лет:

- Региональная схема – 1995г. (с уточнением разбивки реки Коксу на ступени использования в 2016г.).
- Рекогносцировочные обследования (2016г.).
- Отчет по теме «Геологические и сейсмотектонические условия Ю-В зоны Казахстана к Схеме развития гидроэнергетики Казахстана. (Джунгарский, Кетмень-Заилийский районы)». Инженерная Академия РК, Алматы, 1995г.

В качестве топографической основы при разработке Проекта «ГЭС мощностью 12,8 МВт в Южной зоне. Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка» приняты карты масштаба 1:25000, выполненные главным управлением геодезии и картографии в 60-е÷70-е годы и топо-съемка М1:500 участка основных сооружений ГЭС, выполненная в 2017г. ТОО «КАЗГИПРОВОДХОЗ» по заданию ТОО «Quality Stroy Invest» (см. раздел 7.3 настоящей записки).

Гидрологические параметры реки получены в результате статистической обработки многолетних рядов наблюдений на существующих гидрометрических постах (см. раздел 7.1 настоящей записки).

Геологические условия створа оценены при рекогносцировочных обследованиях и на основе фондовых материалов, а затем уточнены в процессе изыскательских работ (см. раздел 7.2 настоящей записки).

Обоснование площадки строительства

В региональной схеме площадка строительства Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт выбрана на участке выхода реки Коксу из ущелья в 5 км ниже по течению от старого гидрологического створа Кук – Креу или в 48км от устья. Борта долины реки в створе плотины сложены прочными скальными породами, что делает этот створ удобным для строительства водоприемного гидроцзла.

Участок проектируемых гидросооружений и станционного узла Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт расположен на территории Ескельдинского и Коксуского районов Алматинской области. По реке Коксу проходит граница между районами.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №
Изм.	Лист	№ докум.
Подпись	Да -	
24-12-2024-ОПЗ		Стр.
		47



Фото 4.1. Вид на створ гидроузла с нижнего бьефа

Совокупность природных и техногенных факторов предопределила выбор площадки под строительство Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт. Основные факторы, следующие:

- наличие узкого ущелья, борта которого сложены прочными скальными породами;
- высокая водность р.Коксу в намеченном створе;
- удобное расположение площадок гидросооружений и станционного узла относительно существующих транспортных путей;
- расположение сооружений в незаселенной зоне.

Схемы региона строительства и ситуационные планы даны на рис.4.2.3÷4.2.6. Основные сооружения ГЭС размещаются на левом берегу долины р.Коксу. К площадке строительства от пос. Жангызагаш подходит грунтовая дорога длиной около 11км. При строительстве ГЭС должна быть проведена реконструкция дороги и проложен мостовой переезд через реку, что позволит осуществить при строительстве проезд тяжеловесных автосамосвалов и прицепов, а также обеспечить доставку металлоконструкций, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС.

Ближайшие линии электропередач: ВЛ 220кВ Алматы-Капчагай-Талдыкорган (до ПС «Талдыкорган» около 50км); ВЛ 110кВ Карабулак-Талдыкорган (до ПС «Карабулак» около 25км, до ПС Юго-Западная около 50км); а также линии 35кВ, идущие к населённым пунктам Ескельдинского и Коксуйского района.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Стр.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	24-12-2024-ОПЗ				48

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Лист	
№ док-м.	
Подп.	
Дата	

24-12-2024-073

50	Лист
----	------

Регион строительства Верхне-Талаптинская ГЭС на р.Коксу

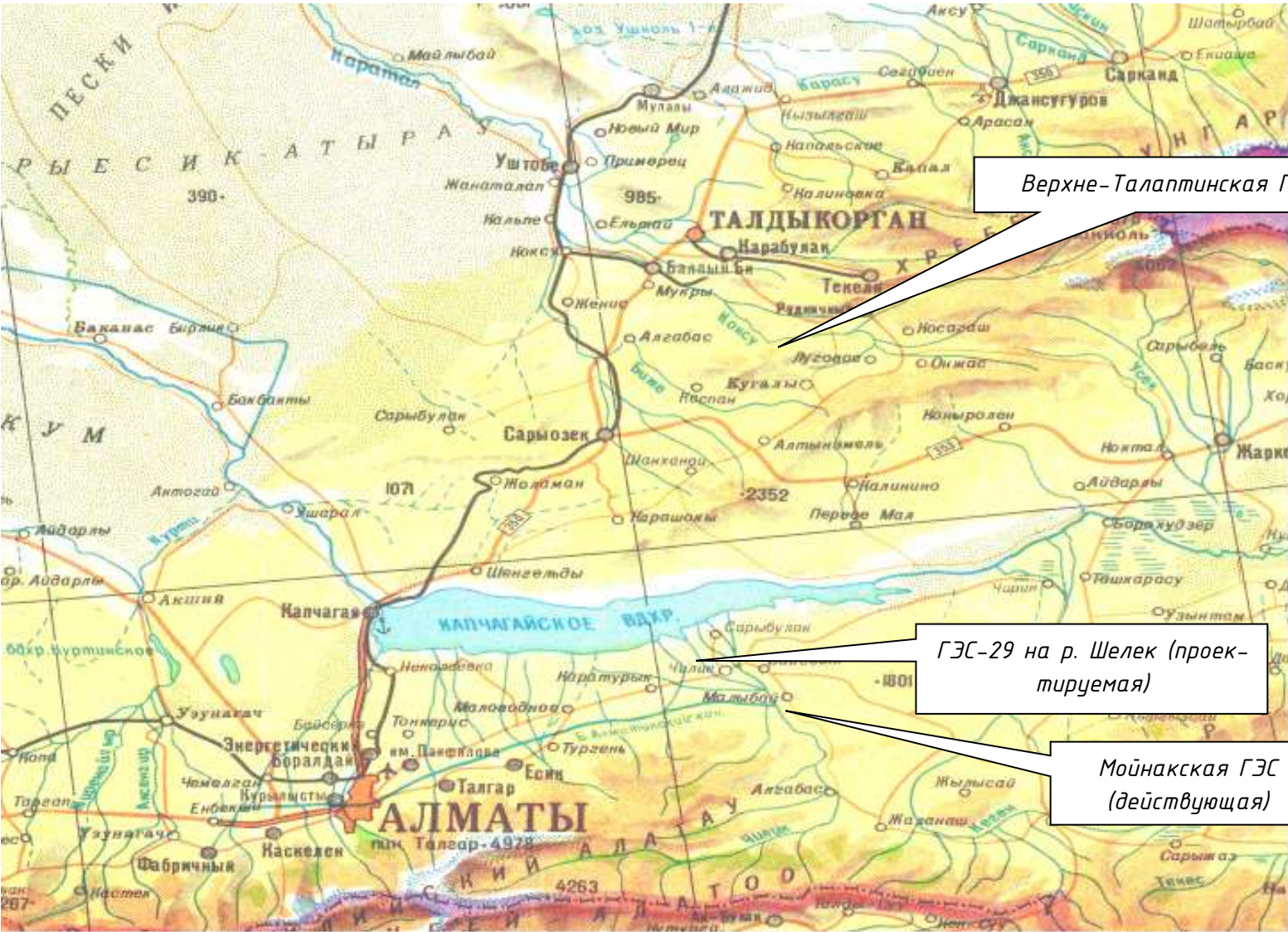


Рис. 4.3.

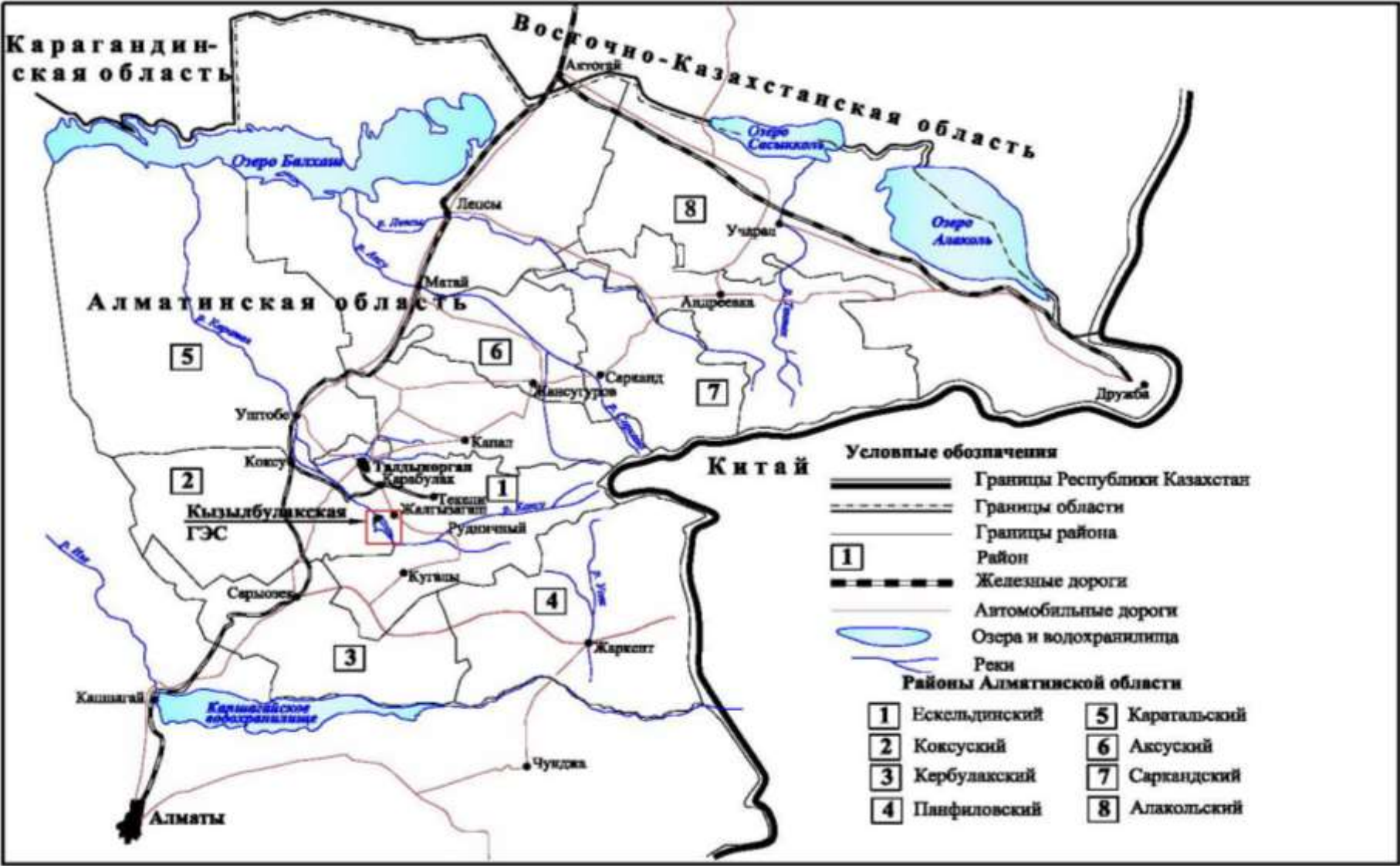


Рис.4.4

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.		
Лист		
№ док-м.		
Подп.		
Дата		

24-12-2024-073

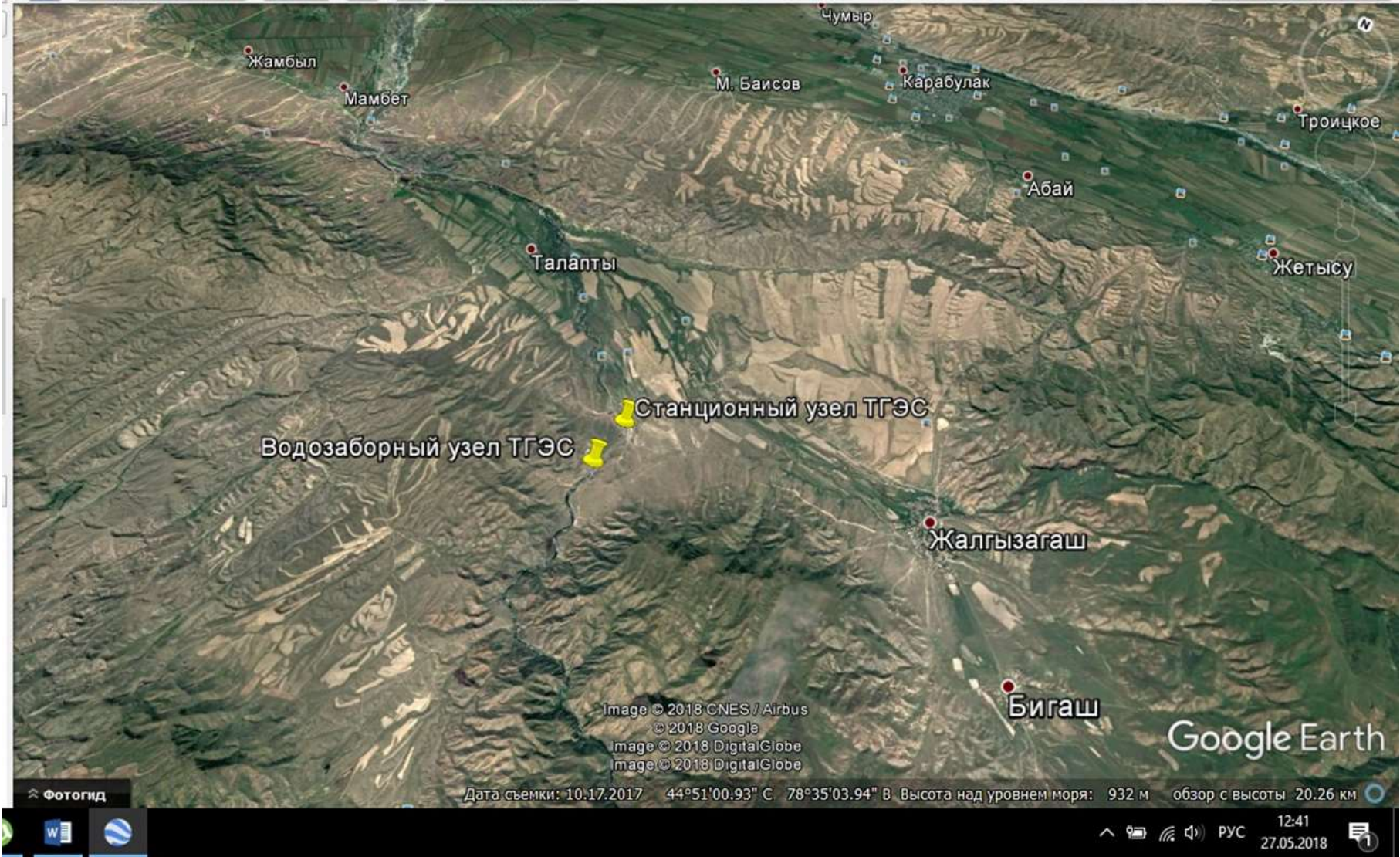


Рис 4.5

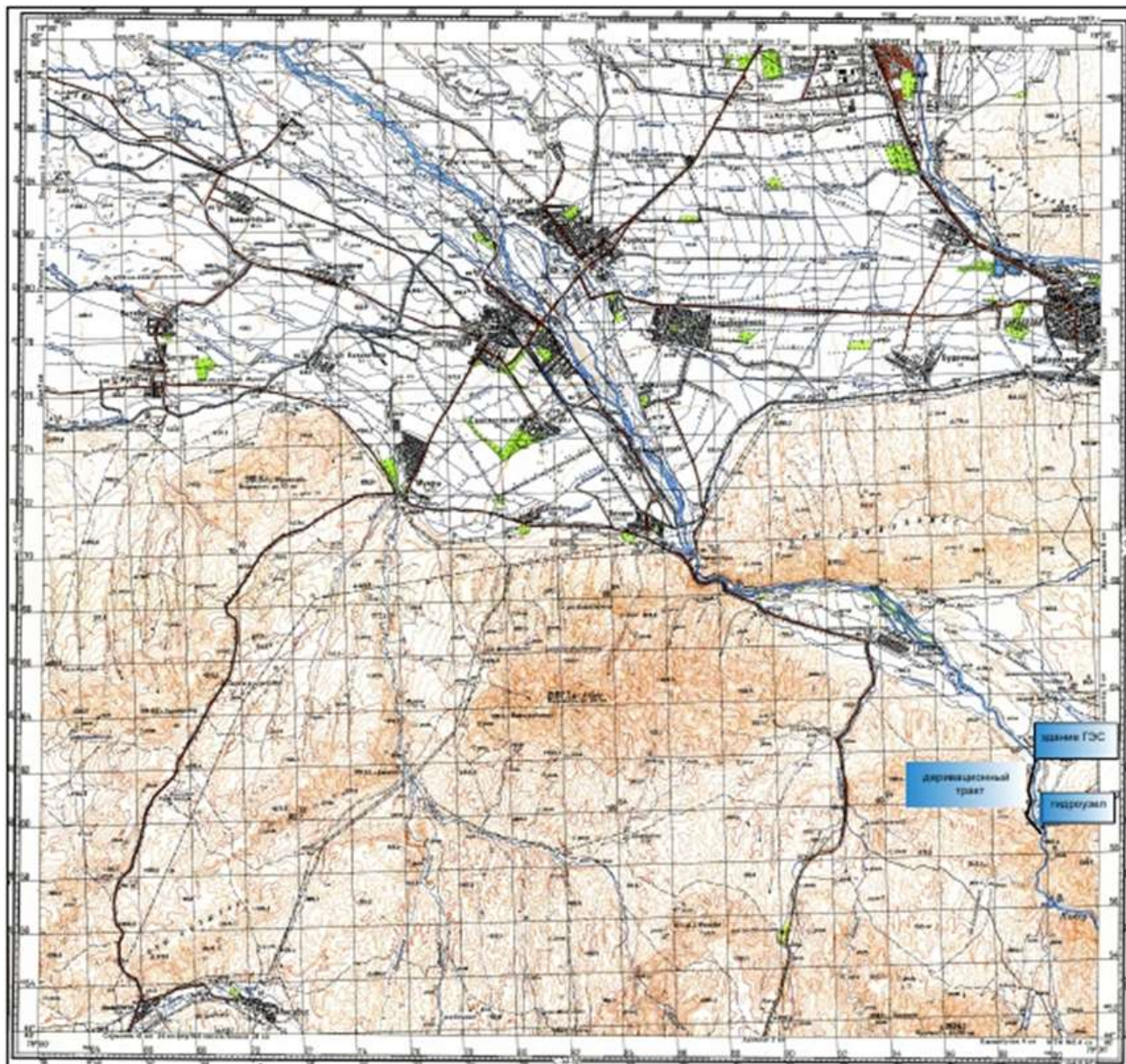


Рис. 4.6

Инв. № подл.	Подпись и дата				Взамен инв. №

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

5. ПРИРОДНЫЕ УСЛОВИЯ БАСЕЙНА РЕКИ КОКСУ

5.1. Климат и гидрология

Физико-географическая характеристика.

Река Коксу – левый приток р.Каратал является наиболее крупной речной системой Балхаш-Алакольской впадины. Река берет начало на северо-западном склоне Жетысуского (Джунгарского) Алатау, где образуется от слияния двух рек: Кара-арык и Казан, истоки которых расположены в высокогорном районе на границе республики Казахстан с Китаем, между хребтами Жетысуского Алатау и Токсанбай, рис. 1 [6].

Длина реки 205км, общая площадь водосбора – 4 670км². От истока (слияние рек Караарык и Казан) до створа ущелья Кук-Креу длина реки 154км, площадь водосбора 3 670км². На 97км от устья р.Коксу принимает самый крупный левый приток р.Коктал (длина реки 67км, площадь водосбора 1 550км²).

Большая часть бассейна р.Коксу расположена в высокогорных районах Жетысуского Алатау, который состоит из нескольких параллельных хребтов, протянувшихся с северо-востока на юго-запад и разделенных межгорными впадинами. Наиболее глубокая из межгорных впадин, по которой протекает р.Коксу, разделяет Жетысуский Алатау на северный и южный центральные хребты. В верховьях р.Коксу они сливаются в единый горный узел, поднимающийся до 4 454м (г.Бесбакан) и являющийся главным водоразделом речных систем Жетысуского Алатау. Многочисленные вершины, поднимающиеся до 4000м над уровнем моря, чередуются с глубокими ущельями (Коксуское, Кук-Креу и Чанга-ракское). Коксуское ущелье сменяется широкой Буденовской впадиной, а Чанга-ракское переходит в Жаршапканскую долину [6].

В районе ущелья Кук-Креу планируется построить плотину Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт. Ширина долины реки в пределах ущелья Кук-Креу колеблется от 20 до 100м, ширина русла – от 20 до 30м.

Основные гидрологические характеристики в створе Каскад Ескельдинской ГЭС (средний многолетний, максимальный, минимальный, твердый сток, ледотермика) приняты по многолетним данным наблюдений гидропоста Кук-Креу, расположенного в 4.5км выше створа плотины.

Климат.

Климатическая характеристика рассматриваемого района составлена по материалам наблюдений за многолетний период метеорологических станций: Текели (Н=1 722м), Коксу (Н=1 114м), Талдыкорган (Н=601м).

Климат рассматриваемой территории континентальный, но условия горных районов весьма неоднородны. Режим климатических характеристик (температура воздуха, атмосферные осадки, влажность воздуха, ветер) обуславливаются высотой местности и формами рельефа. Среднегорный пояс характеризуется умеренным климатом, а высокогорья – суровым. В зимнее время территория находится под воздействием области высокого давления, что способствует установлению безоблачной морозной погоды. Весной, в начале лета и осенью возрастает повторяемость западных вторжений, сопровождающихся резким изменением температуры и выпадением осадков. Во второй половине лета в горах образуется конвективная облачность, и выпадают частые внутримассовые осадки [6].

Территория района проектирования ГЭС расположена на высотных отметках 750÷850м. Для данного района репрезентативной станцией является Коксу (Н=1 114м).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №					
<p>Климат рассматриваемой территории континентальный, но условия горных районов весьма неоднородны. Режим климатических характеристик (температура воздуха, атмосферные осадки, влажность воздуха, ветер) обуславливаются высотой местности и формами рельефа. Среднегорный пояс характеризуется умеренным климатом, а высокогорья – суровым. В зимнее время территория находится под воздействием области высокого давления, что способствует установлению безоблачной морозной погоды. Весной, в начале лета и осенью возрастает повторяемость западных вторжений, сопровождающихся резким изменением температуры и выпадением осадков. Во второй половине лета в горах образуется конвективная облачность, и выпадают частые внутримассовые осадки [6].</p> <p>Территория района проектирования ГЭС расположена на высотных отметках 750÷850м. Для данного района репрезентативной станцией является Коксу (Н=1 114м).</p>							
					24-12-2024-ОПЗ		Лист
							54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Средняя годовая температура воздуха. По материалам наблюдений этой станции равна 4.6°C. Самыми жаркими месяцами являются июль-август, когда абсолютный максимум может подниматься до 39°C. Февраль – самый холодный месяц года, абсолютный минимум температуры понижается до минус 45°C.

По материалам наблюдений этой станции (ст. Коксу) средняя температура воздуха за самую теплую пятидневку равна 23.5°C, а средняя температура воздуха за самую холодную пятидневку – минус 28.0°C. По среднемесячным температурам января и июля согласно СНиП РК 2.04-01-2001 территория проектирования ГЭС расположена в III климатическом районе, подрайоне IIIB.

Осадки.

В среднем за год выпадает 535мм осадков. За теплый период (с апреля по октябрь) выпадает большая часть атмосферных осадков – 58%, а за холодный (с ноября по март) – 42%. Максимальные значения суммарных суточных осадков приходится на летние месяцы (82мм в июне). Наименьшее их количество приходится на зимние месяцы и конец лета – начало осени.

Появление снежного покрова в предгорье отмечается в конце сентября – начале октября, а высокогорных районах – в начале сентября. Устойчивый снежный покров устанавливается в конце октября, в высокогорных районах – в конце сентября – начале октября. Разрушение снежного покрова происходит в марте-апреле, в высокогорном поясе продолжается до июня-июля.

Абсолютная влажность воздуха в холодное время года является наименьшей, а относительная – наибольшей. В летнее время это соотношение изменяется и становится обратным. Значения средней годовой абсолютной влажности воздуха по мере увеличения высоты уменьшается от 6.8гПа до 6.0гПа, таблица 5.1.

Многолетние средние значения абсолютной влажности и относительной влажности

Таблица 5.1

Характеристика	Месяц												Год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Текели (Н = 1722м)													
Абсолютная влажность, гПа	2,0	2,0	3,0	5,0	8,0	10,0	12,0	10,0	7,0	5,0	4,0	3,0	6,0
Относительная влажность, %	59	59	61	60	63	62	64	57	54	57	59	60	60
Талдыкорган (Н = 601м)													
Абсолютная влажность, гПа	2,5	2,8	4,7	6,8	9,2	11,7	12,6	10,6	7,7	6,1	4,4	3,1	6,8
Относительная влажность, %	76	76	74	57	52	50	46	44	47	59	74	78	61

Ветровой режим формируется под влиянием циркуляции свободной атмосферы, главным образом, западных переносов, и рельефа местности. Западный перенос сказывается в основном на высокогорной зоне, на рассматриваемой территории главное влияние оказывает рельеф местности, обуславливающий систему горно-долинной циркуляции, таблица 5.2

Многолетние значения скорости ветра, м/с

Инв. № подл.	Взамен инв. №	Подпись и дата						24-12-2024-ОПЗ		Лист
										55
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Таблица 5.2

Характеристика	Месяц												Год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Текели (Н = 1 722 м)													
Средняя скорость ветра, м/с	2,0	1,8	1,9	2,2	2,2	2,2	2,1	2,2	2,1	1,9	2,0	2,0	2,0
Максимальная скорость ветра, м/с	11	10	11	11	12	15	15	15	10	15	9	11	15
Порыв ветра, м/с	20	23	16	19	19	18	21	21	20	17	22	20	23
Талдыкорган (Н = 601 м)													
Средняя скорость ветра, м/с	1,8	2,1	2,6	3,3	3,1	2,7	2,4	2,5	2,4	2,4	2,1	1,8	2,4
Максимальная скорость ветра, м/с	20	20	18	20	20	20	18	19	16	18	20	17	20
Порыв ветра, м/с	24		25	23	26	25	23	24	20	23	23	20	26

5.2. Гидрология

В питании р. Коксу основную роль играют талые воды сезонных, «вечных» снегов, ледников и незначительную роль – дождевые воды. В питании меженного стока основное участие принимают подземные воды, которые формируются талыми водами, претерпевшими трансформацию на водосборе. Тип питания определяет сезонную неравномерность и мно-голетние колебания стока. Норма стока воды в створе р.Коксу – ущ. Кук-Креу определена непосредственно по данным о годовом стоке как среднее арифметическое за многолетний период, включающий как многоводные, так и маловодные годы. Статистические характе-ристики и сток различной обеспе-ченности представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3

Створ	F, км²	Ср. высота Н, м	М, л/с с км²	Q, м³/с	C _v	C _s	Обеспеченные расходы, м³/с				
							25%	50%	75%	90%	95%
р. Коксу – ущ. Кук-Креу	3670	2310	16,9	62,0±1,80	0,26±0,021	0,52	72,0	60,6	50,5	42,4	38,1

Река Коксу, водосбор которой расположен на склонах хребтов Токсанбай и Ко-яндытау, отно-сится к рекам с весенне-летним половодьем. Наибольший месячный сток наблюдается, в основ-ном, в июне-июле, наименьший месячный сток, в основном, – в январе-феврале. Внут-ригодовое распределение стока за характерные годы приведено в таблице 5.4.

В данном рабочем проекте были проведены детальные расчёты по определению фильтрационных потерь из водохранилища, включая его дно, оба борта, а также через тело и под телом плотины (все расчёты даны в Прил.).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	24-12-2024-ОПЗ	Лист	
							56

Взамен инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

В настоящей Записке приведены итоговые результаты этих расчётов, а также на рис.*** показано положение кривой депрессии для поперечника №30 (поперечник с максимальной высотой плотины).

Таблица 5.4

Р, %	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
р. Коксу – ущ. Кук-Креу, расходы, м³/с													
25	28,3	26,5	30,2	67,8	127	186	155	76,1	53,8	42,1	41,7	29,5	72,0
50	25,8	24,0	27,7	52,8	106	161	115	65,1	43,5	41,1	38,4	26,2	60,6
75	20,8	19,5	23,8	45,9	81,9	132	89,2	62,1	38,2	35,4	33,1	23,5	50,5
90	16,3	15,6	17,5	40,1	65,8	111	82,9	48,7	33,6	31,7	28,4	17,1	42,4
95	15,1	13,6	16,2	38,3	60,4	98,6	74,5	44,1	30,6	29,6	20,8	15,9	38,1

Максимальные расходы воды Основную долю питания р.Коксу составляют талые воды, в связи с чем максимальные расходы воды приурочены к фазе весен-не-летнего половодья. В отдельные годы на снеговой сток накладываются ливневые осадки, что приводит к резкому увеличению максимальных расходов воды (1966, 1969гг.).

В таблице 5.5 приведены параметры максимального стока р.Коксу – ущ.Кук-Креу различной обеспеченности за 1929÷2010гг., м³/с

Таблица 5.5

Створ	Характеристики			Сток Q (м³/с) обеспеченностью Р, %							
	Q ₀ , м³/с	C _v	C _s	0,01%*	0,1%	0,5%	1%	3%	5%	10%	25%
ущ. Кук-Креу	272±11,9	0,39±0,033	1,27	1162	793	712	611	519	476	414	327

Весенне-летние паводки. Начало развития половодья обычно проходит в конце марта – начале апреля. Устойчивый спад к межени – в начале августа. По данным наблюдений в створе урочище Кук-Креу – средняя дата начала половодья – 21 марта, ранняя – 1 марта, поздняя – 15 апреля. В отдельные годы на спаде половодья (середина августа-сентябрь) наслаиваются дождевые паводки, относительная величина которых не превышает 0.5м по уровню воды. Период летне-осенней межени характеризуется плавным снижением уровня воды вплоть до начала понижения температуры воздуха в горах и прекращения таяния высокогорных снегов.

Для расчетного половодья общая продолжительность принята с 15 апреля по 15 сентяб-ря. Для первой волны половодья – с 15 апреля по 5 июля, для второй – с 6 июля по 15 сентября.

Продолжительность основной волны, включающей максимальную ординату, принята постоянной, исходя из наибольшего объема стока за принятый период. График совмещенных гидрографов весенне-летнего половодья (обеспеченность – 0.01%, 0.1%, 1%) показан на рис 5.1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Лист		
								57		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	24-12-2024-ОПЗ					

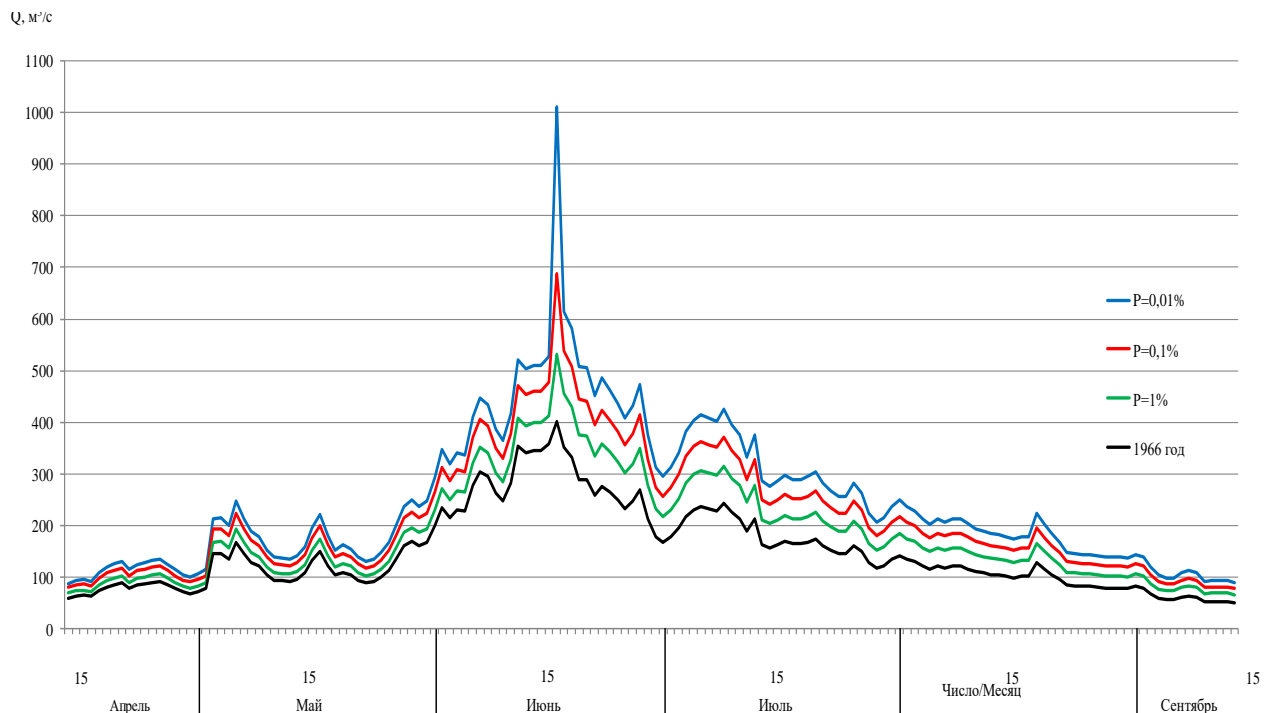


Рис. 5.1. Совмещенные гидрографы за период весенне-летнего половодья:

гидрограф-модель 1966г. и расчетные гидрографы обеспеченностью 0.01, 0.1 и 1%.

Минимальный сток. За основную характеристику минимального расхода воды принят расход, соответствующий наиболее маловодному периоду межени [6, 7]. На р.Коксу минимальные расходы воды проходят, в основном, в январе-феврале, таблица 1.2. Статистические характеристики минимального среднемесячного стока и его значения различной обеспеченности за период 1929÷2010гг. приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6

Пост	Характеристики			Сток Q (м³/с) обеспеченностью P, %			
	Q ₀ , м³/с	C _v	C _s	50%	75%	90%	95%
р. Коксу – ущ. Кук-Креу	21,3±0,64	0,27±0,022	0,14	21,2	17,4	14,0	12,1

Твердый сток. Основная часть стока наносов транспортируется в теплое время года. Увеличение стока наносов начинается одновременно с повышением уровня воды. Максимальные значения мутности и расходов взвешенных наносов приходятся на июнь. Минимальные мутности и расходы взвешенных наносов наблюдаются в холодное время года. Внутригодовое распределение взвешенных наносов и мутности дано в таблице 5.7.

Таблица 5.7

Створ	Элементы	Среднемесячные расходы наносов (R) и мутности (ρ)												Средне-годовые
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
р. Коксу – ущ. Кук-Креу	R, кг/см	0,29	0,39	1,0	4,9	17	27	17	3,0	0,77	0,56	0,45	0,37	6,0
	ρ, г/м³	21	28	65	162	239	277	217	56	26	25	24	25	97

Инв. № подл.	Взамен инв. №
	Подпись и дата

Средний многолетний расход донных наносов в створе р.Коксу – ущ.Кук-Креу принят в размере 20% от расхода взвешенных расходов.

В соответствии с грансоставом, объемный вес взвешенных наносов принят равным: $\gamma=1.7\text{т/м}^3$, влекомых – $\gamma=2.1\text{т/м}^3$ [10]. Суммарный годовой твердый сток, который поступит к створу, показан в таблице 5.8.

Твердый сток в бассейне р. Коксу

Таблица 5.8

Створ	$R_{\text{взвеш}},$ кг/с	$R_{\text{влек}},$ кг/с	$M_{\text{взвеш}},$ тыс. т/год	$M_{\text{влек}},$ тыс. т/год	$V_{\text{взвеш}},$ тыс.м ³ /г од	$V_{\text{влек}},$ тыс.м ³ /г од	$M_{\text{общ}},$ тыс. т/год	$V_{\text{общ}},$ тыс.м ³ /г од
ущелье Кук-Креу	6,0	1,2	190	37,9	112	18,1	228	130

В таблицах 5.9, 5.10 приведен гранулометрический состав взвешенных и донных наносов в створе р. Коксу – ущ. Кук-Креу.

Гранулометрический состав взвешенных наносов р. Коксу – ущ. Кук-Креу

Таблица 5.9

Диаметр, мм	1÷0,5	0,5÷0,2	0,2÷0,1	0,1÷0,05	0,05÷0,01	<0,01
Содержание, % по массе	13,1	13,2	7,4	9,3	29,7	27,3

Гранулометрический состав донных наносов р. Коксу – ущ. Кук-Креу

Таблица 5.10.

Диаметр, мм	>100	100÷50	50÷20	20÷10	10÷5	5÷2	2÷1	1÷0,5	0,5÷0,2	0,2÷0,1	0,1÷0,05
Содержание, % по массе	24,4	14,9	15,6	19,9	4,6	3,1	4,0	6,2	5,5	1,2	0,4

Ледотермический режим. Термический режим р.Коксу в целом достаточно сложен, так как значительная часть ее бассейна расположена в горных районах. На р.Коксу сильнее сказывается зависимость температуры воды от высотного положения бассейна и от характера питания реки. Значения температуры воды р.Коксу – ущ.Кук-Креу показаны в таблице 5.11.

На рассматриваемой территории температура воды в реке Коксу выше температуры воздуха в холодное время года, а в теплое время года она ниже. Низкая температура воды р.Коксу в теплый период обусловлена таянием ледников и охлаждающим влиянием грунтовых вод [2, 6].

Река Коксу на рассматриваемом участке относится к рекам с неустойчивым ледоставом. Появление первых ледовых образований на р.Коксу в среднем происходит в конце первой – конце третьей декад ноября. Крайние сроки колеблются с начала ноября до начала января.

Взамен инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Среднее число дней с шугой на р. Коксу – ущ. Кук-Креу

Месяц	XI	XII	I	II	III	Год
Число дней	9	15	14	13	5	56

В таблице 5.13 приведены средние и крайние сроки, продолжительность ледовых явлений, число дней с ледоставом на р.Коксу – ущ. Кук-Креу.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	24-12-2024-ОПЗ			Лист
								60

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.		
Лист		
№ докум.		
Подп.		
Дата		

Температура воды на р. Коксу – ущ. Кук-Креу

Таблица 5.12.

Температура воды, °С; дата	Переход че- рез 0.2°С весной	Средняя декадная						Средняя месячная						Средняя декадная						Переход че- рез 0.2°С осенью	
		II			III			IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI			XII			
		1	2	3	1	2	3								1	2	3	1	2		3
Средняя	7/III	0,1	0,2	0,4	1,1	2,4	4,7	7,4	10,0	12,0	13,7	13,6	11,0	6,4	2,8	1,6	1,0	0,7	0,4		17/XII
Наибольшая (ранняя)	16/II	0,5	0,7	1,8	4,3	5,6	7,4	9,2	11,7	13,2	14,8	14,6	12,0	8,8	5,9	3,1	2,8	1,5	1,4	0,4	22/XI
Наименьшая (поздняя)	19/III	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,7	5,9	8,0	11,0	12,6	12,4	10,1	2,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	29/XII

Ледовые явления на р. Коксу – ущ. Кук-Креу

Таблица 5.13

Характеристика	Дата		Продолжительность, сутки	
	начала ледовых явлений	Окончания ледовых явле- ний	ледовых явлений	ледостава
Средняя	25.XI	14.III	79	57
Ранняя (наиб.)	02.XI	04.III.1978		
Год (% случаев)			126/1943	73/1954
Поздняя (наим.)	01.I.1970	24.III.1972		
Год (% случаев)			48/1941	0/36%

24-12-2024-073

Список литературы по разделу 5.1

1. Гидрологические ежегодники, том 5, Вып. 5-8.

2. Государственный водный кадастр. Многолетние данные о режиме и ресурсах поверхностных вод суши. Том V. Вып. 4.

3. МСП 3.04-101-2005 (Определение основных расчетных гидрологических характеристик).

4. Научно-прикладной справочник по климату СССР. – Серия 3. Многолетние данные. Вып. 18/1. Казахская ССР. – Л: Гидрометеиздат, 1989. – 515 с.

5. Научно-прикладной справочник по климату СССР. – Серия 3. Многолетние данные. Вып. 18/2. Казахская ССР. – Л: Гидрометеиздат, 1989. – 440 с.

6. Ресурсы поверхностных вод СССР. – Т. 13. Центральный и Южный Казахстан. – Вып. 2. Бассейн озера Балхаш. – Л: Гидрометеиздат, 1970. – 645 с.

7. СНиП РК 2.04.01-2010 (Строительная климатология).

8. СНиП РК 3.04.01-2008 (Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования).

9. Указания по расчету испарения с поверхности водоемов. Л. ГМ, 1969. 84 с.

10. Указания по расчету стока наносов. Гидрометеиздат. Ленинград. 1974.

5.3. Геологические условия

Общие сведения.

В настоящем разделе даны только общие сведения по геологии и гидрогеологии района строительства Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт. Полные и детальные сведения приведены в Приложениях 4 и 5 настоящего Проекта.

Джунгарский регион, в северо-западной части которого расположен участок работ, относится к восточной краевой области Казахско-Тяньшанского массива и ограничен тремя крупными впадинами: на севере Алакольской и Лепсинской, на западе Балхашской и на юге Лепсинской.

Описываемый регион занимает горную систему – хребет Джунгарский Алатау¹, протягивающегося с запада на восток на 450км, а с юга на север на 250км. Горные сооружения Джунгарского Алатау разделены Коксу-Бороталинской впадиной (Бороталинский синклинорий) на северную и Южную ветви. Максимальные абсолютные отметки вершин Тышкан и Саркан достигают соответственно 4 575 и 5 060м. Межгорные депрессии, разделяющие хребты, характеризуются отметками от 475 до 2 000м.

Геологическое строение района определено развитием комплексов горных пород, представленных различными метаморфическими, осадочными и магматическими образованиями палеозоя. Породы мезозоя выполняют крупные межгорные впадины, а отложения кайнозоя развиты во внутренних и межгорных впадинах, эрозионных долинах и на склонах гор. Представлены кайнозойские отложения преимущественно аллювиальными, аллювиально-пролювиальными, гляциальными и флювиогляциальными геолого-генетическими комплексами.

В раннем палеозое регион подвергался активному воздействию тектонических деформаций, результатом которых стало формирование каледонского консолидированного Южно-Джунгарского массива. Позднее, вплоть до среднекаменноугольной эпохи геологическое развитие региона происходило двумя путями.

В Джунгаро-Балхашской системе (северная часть территории) ещё развивался геосинклинальный режим, а эпикаледонский массив (Южная Джунгария) уже перешёл к орогенному этапу

¹ Современное название – хр. Жетысу.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	24-12-2024-ОПЗ				62

развития. В целом Джунгаро-Балхашская система испытала складчатые деформации и инверсию в середине карбона, а уже в нижнетриасовую эпоху полностью завершилось образование складчатой страны.

Следующий триас-палеогеновый этап характеризовался спокойным платформенным режимом. Однако в неоген-четвертичное время в пределах региона возникла геоантиклинальная зона активизировавшейся эпигерцинской платформы с проявлением контрастных движений, приведших к поднятию горных хребтов и опусканию впадин, в которых накапливалась мощные толщи осадков.

Стратиграфия и тектоника района работ.

В структурно-тектоническом плане Джунгарский Алатау относится к двум областям орогенного пояса Казахской складчатой страны, выходящими далеко за пределы описываемой территории. Это области неустойчивой каледонской консолидации и остаточной Джунгаро-Балхашской геосинклинали, консолидировавшейся в герцинскую эпоху складчатости.

В строении эпигерцинского фундамента участвуют породы нижнего палеозоя (Pz.), силурийской (S), каменноугольной (C) и пермской (P) систем, а также нижнего триаса (T₁). Широко развиты герцинские интрузии. Наибольшие площади в северной Джунгарии занимают морские отложения девона и карбона, в южной – вулканогенные каменноугольные и пермские образования. Нижнепалеозойские отложения и каледонские интрузии распространены относительно слабо.

Альпийские тектонические движения на описываемой территории проявились в орогенной форме, расчленив ранее консолидированную эпигерцинскую платформу на отдельные блоки, испытавшие дифференцированные поднятия. На участках межгорных и предгорных прогибов накапливались молассовые отложения кайнозоя (Kz). Отложения раннего кайнозоя местами сохранились на водоразделах, на поднятых участках докайнозойского пенеплена². Мезозойские (Mz) породы развиты в основании наиболее погруженных частей предгорных впадин и поэтому обнажаются на ограниченных площадях.

Непосредственно в пределах участка проектируемого строительства геологическое строение района сооружения гидроузла обусловлено приуроченностью к области сложного взаимодействия структур низкогогорья и межгорных впадин. В качестве фундамента выступают эффузивно-осадочные и интрузивные породы каменноугольного возраста (C), с преобладанием темно-серых и коричневатых-серых, трещиноватых, крепких туфов и туффитов кислого состава с прослоями и линзами риолитов. В массиве интрузивных пород выделяются гранитоиды и диориты.

Покровные отложения представлены неоген-палеогеновыми и четвертичными осадками различного генезиса и состава. Неоген-палеогеновая толща сложена слоями (сверху вниз по разрезу) пестроцветных глин, гравелитов и конгломератов на карбонатно-глинистом цементе. Четвертичные осадки представлены отложениями склонов, долин рек и приточных ложбин временных водотоков (суглинки, супеси с обломочным заполнителем, галечниковые и щебенистые грунты, пески и т.п.).

В тектоническом плане изучаемый район расположен в пределах западной окраины структур Текелийского антиклинория, в приосевой части которого развиты крупные разрывные нарушения, влияющие на тектони-ческую структуру территории – Южно-Лабинский разлом и Солдатсайский трансрегиональный правосторонний сдвиг (по долине р.Жангыз-Агаш). В новейшее время оба дизъюнктива подновлены вертикальными блоковыми перемещениями сбросового и взбросового характера.

² Пенеплен [reperplain – почти равнина] – слабо всхолмленная, местами почти ровная поверхность, сформировавшаяся на месте древних гор, т.е. на дислоцированном – складчатом или кристаллическом субстрате.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Лист
			24-12-2024-ОПЗ					
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Широкое распространение палеосейсмодислокаций в пределах всей Джунгарии свидетельствуют о высокой сейсмической активности региона в недавнем прошлом. Сейсмодислокации хорошо выражены в рельефе на участках развития литифицированных пород. На бортах впадин зафиксированы оползни в рыхлых отложениях и гравитационные обвалы – в скальных грунтах.

Сейсмогравитационные обвалы, обрушения и сейсморазрывные дислокации в скальных породах связаны с неотектоническими процессами. По данным А.В. Тимуша, все крупные рельефообразующие разломы сопровождаются разнообразными палео- и современными сейсмодислокациями.

Джунгарский регион, расчленённый крупными региональными разломами на структурные блоки, по потенциальной сейсмоактивности сопоставим с Заилийским регионом и может характеризоваться интенсивностью землетрясений $I=9\div 10$ баллов с магнитудой $M=7,3\pm 0,5$.

В сейсмическом отношении район работ расположен в зоне землетрясений 9 баллов (согласно СНиП РК 2.03-30-2006).

Гидрогеологические условия района работ.

Совокупность геолого-структурных и климатических условий территории благоприятствует формированию и распространению подземных вод трещинного типа в толщах пород палеозоя, порово-пластового и порового типа – в мезо-кайнозойских осадках.

Подземные воды трещинного типа распространены в породах различных формаций коренной основы, характеризующихся пёстрым литологическим и петрографическим составом, изменчивой мощностью и частой сменой фаций (эффузивы, эффузивно-осадочные, осадочные и различные интрузивные образования). Глубина залегания уровня подземных вод этого типа в зависимости от рельефа местности и степени выветрелости пород достигает 20÷60м. Расходы родников меняются в широких пределах (от 0.2 до 49л/с), при этом преобладающие расходы родников в эффузивных породах 0.3÷2.5л/с, а в песчаниках, алевролитах и конгломератах – 0.3÷2.4л/с. Подземные воды преимущественно пресные.

Пластово-поровые воды спорадически распространены в отложениях палеогена отдельными обширными линзами, залегающего на породах коренной основы в пределах межгорных впадин. Водовмещающими являются конгломераты и галечниковые грунты, переслаивающиеся с глинами. Мощность водоносных горизонтов непостоянна и изменяется в пределах от 2÷12 до 30м. Уровни подземных вод вскрываются также на различных глубинах в зависимости от рельефа местности – 13÷90м. Водоносные горизонты, вскрытые на больших глубинах, обладают местным напором – 3÷25м. Удельные дебиты по разведочным скважинам составляют 0.05÷0.5л/с. Подземные воды преимущественно солоноватые хлоридно-сульфатные натриевые.

В четвертичных отложениях подземные воды распространены во всех впадинах региона. В основном они имеют свободную поверхность и залегают на глубинах от 0.8÷10 до 30÷45м. Мощность водоносных отложений изменяется в широких пределах – от 1 до 100м. Коэффициенты фильтрации пород различные – в песках они изменяются в пределах 5÷20м/сут, в галечниковых грунтах с песчаным заполнителем – 30÷100м/сут.

Наиболее водообильным является водоносный горизонт современных аллювиальных отложений (aQ_{IV}), представленных валунными и галечниковыми грунтами с песчаным и гравийным заполнителем. Уровни подземных вод вскрыты скважинами на глубинах 2.9÷5.3м.

Опытными одиночными откачками установлена высокая водо-обильность горизонта. При понижении 0.5÷0.6м получены расходы воды до 3.0л/с. Коэффициент фильтрации грунтов составил 380.3м/сут. Подземные воды пресные, гидрокарбонатно-сульфатные натриево-магниевые-кальциевые. Минерализация подземных вод составляет 0.360г/л.

Геодинамические процессы.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	24-12-2024-ОПЗ			64

В Джунгарском регионе геодинамические процессы широко распространены и часто проявляются в опасных и катастрофических масштабах. Среди них можно отметить процессы и явления, обусловленные различными формами выветривания горных пород, эрозионной деятельностью постоянных и временных водотоков, гравитационными, эндогенными и другими явлениями.

К таким процессам относятся разуплотнение в зоне разгрузки естественных напряжений скальных массивов, выветривание, плоскостной смыв, эрозионно-аккумулятивные процессы, образование, сели, осыпи, обвалы, лавины и оползни. Местами, на участках распространения лёссовидных грунтов, развиты просадочные процессы.

Инженерно-геологические условия участка работ.

Участок проектируемого строительства **Верхне Талаптинской ГЭС** расположен в среднем течении р. Коксу, где река, из каньонообразного ущелья со скальными бортами выходит в урочище Токтамыс с корытообразным поперечным профилем. Абсолютные отметки поверхности участка работ по руслу реки изменяются в пределах 766÷850м, по локальным водоразделам – 700÷900м.

С точки зрения геоморфологии участок работ расположен в зоне низкогорья, характеризующегося относительно сглаженными контурами рельефа при интенсивном эрозионном его расчленении. Глубина эрозионного вреза долины р. Коксу (по отношению к водораздельным линиям) изменяется в пределах 100÷200м, приточных речных долин и саяв – 50÷100м. Крутизна склонов изменяется от 25 до 80°. Поверхность склонов в нижней части преимущественно задернована и покрыта редкими фрагментами кустарниковых массивов. На отдельных участках, у подножия обнажений коренных пород развиты довольно массивные осыпи, сложенные преимущественно глыбовым и щебенистым материалом. В верхней части водоразделов на участках обнажений скальных пород крупных накоплений обломочного материала без заполнителя не выявлено. Маломощные и относительно небольшие линзы покровных отложений представлены преимущественно щебенистым грунтом с суглинистым заполнителем

Подземные воды вскрыты скважинами в пределах сооружений нижнего бьефа на глубине более 20м. Родников и постоянных водотоков в пределах левобережного локального водораздела не выявлено.

Створ гидроузла Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт расположен примерно в 5км вниз по р. Коксу от выхода её в пределы урочища Токтамыс, ниже по течению Село Талапты

Долина реки в пределах участка размещения проектируемого гидроузла имеет каньонообразный поперечный профиль с крутыми скальными бортами.

Правобережное примыкание гидроузла представляет собой скальный массив, круто поднимающийся от реки на высоту до 10÷12м, а выше – со ступенеобразным поперечным профилем уходящий к локальной водораздельной линии. Высота уступов изменяется в пределах 4÷10м. Ширина площадок уступов, имеющих уклон ($\approx 5\div 7^\circ$) в сторону русла и вниз по течению изменяется в пределах 2÷6м.

В петрографическом отношении скальный массив представлен эффузивами – нижнекаменноугольными туфами дацитового и андезитового состава (C_1, v_3-s) интенсивно трещиноватыми, выветрелыми с поверхности. По степени сохранности скальные породы отнесены к зоне интенсивного выветривания и разгрузки.

Русловая часть основания гидроузла представлена собственно руслом р. Коксу в пределах абс. отметок 795м. Ширина русла составляет 20÷40м. Русловые отложения представлены современными аллювиальными ($a, Q_{\text{п}}$) валунными грунтами с редкими линзами галечниковых и гравийных грунтов (преимущественно прибрежная фация на изгибах русла). Несколько выше по течению

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	24-12-2024-ОПЗ				65

Скальные породы коренной основы эффузивы представлены нерасчленёнными верхневизейским подъярусом и серпуховским ярусом нижнего карбона. Петрографически – это переслаивающиеся дацитовые и андезитовые туфы. Цвет пород от серого до серовато-зелёного и серовато-

Взамен инв. №	Подпись и дата	<p>В лито-генетическом отношении площадка сложена верхне-четвертично-современными делювиально-пролювиальными валунными грунтами с включением глыб и щебня, с прослоями и линзами галечниковых и щебенистых грунтов с супесчано-суглинистым заполнителем (dp Q_{III-IV}). Подстилающие аллювиальные отложения (а Q_{III}) представлены преимущественно валунными и галечниковыми грунтами с супесчано-суглинистым заполнителем.</p> <p>Мощность рыхлообломочных отложений варьирует в широких пределах в зависимости от положения кровли коренных пород – от 1 (ближе к склону) до 12 м.</p> <p><u>Физико-механические свойства грунтов.</u></p> <p>Скальные породы коренной основы эффузивы представлены нерасчленёнными верхневизейским подъярусом и серпуховским ярусом нижнего карбона. Петрографически – это переслаивающиеся дацитовые и андезитовые туфы. Цвет пород от серого до серовато-зелёного и серовато-</p>				
		<p>24-12-2024-ОПЗ</p>				
Инв. № подл.						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

коричневого. С поверхности эффузивы средней крепости, интенсивно трещиноватые, местами интенсивно выветрелые.

Эффузивный массив выделен в один инженерно-геологический элемент – ИГЭ-1.

Физико-механические свойства скальных пород представлены по двум зонам сохранности. Верхняя зона сохранности (I, нарушенный массив) – зона интенсивного выветривания и разгрузки имеет мощность в пределах 10÷20 м. По зонам разрывных нарушений до 50 м. Ниже выделена зона сохранности (II, массив средней сохранности) – зона разгрузки.

Показатели основных физико-механических свойств эффузивов зоны I:

Показатели	Ед. изм.	Значения
Плотность, ρ	г/см ³	2,71
Плотность сухого грунта, ρ_d	г/см ³	2,64
Пористость, n	д.е.	0,025
Водопоглощение, B_n	%	0,33
Сопротивление сжатию, $R_{сж}$:	МПа	
в сухом состоянии		78,1
в водонасыщенном состоянии		75,8

Показатели основных физико-механических свойств эффузивов зоны II:

Показатели	Ед. изм.	Значения
Плотность, ρ	г/см ³	2,75
Плотность сухого грунта, ρ_d	г/см ³	2,71
Пористость, n	д.е.	0,013
Водопоглощение, B_n	д.е.	0,22
Сопротивление сжатию, $R_{сж}$:	МПа	
в сухом состоянии		134,9
в водонасыщенном состоянии		116,4

Гранитоидный массив выделен в один инженерно-геологический элемент – ИГЭ-2.

Физико-механические свойства гранитоидов представлены по одной зоне сохранности по зоне I – зоне интенсивного выветривания и разгрузки, вскрытую скважиной № 1 практически на всю глубину бурения 100 м. Учитывая близкое размещение скважины к контактной зоне гранитоидов с эффузивами можно предполагать вдоль неё наличие полосы интенсивно разуплотнённых интрузий верхнего карбона.

Показатели основных физико-механических свойств гранитоидов зоны I:

Показатели	Ед. изм.	Значения
Плотность, ρ	г/см ³	2,66
Плотность сухого грунта, ρ_d	г/см ³	2,58
Пористость, n	д.е.	0,030
Водопоглощение, B_n	%	0,77

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						24-12-2024-ОПЗ		Лист
										67
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Сопротивление сжатию, $R_{сж}$:	МПа	
в сухом состоянии		55,5
в водонасыщенном состоянии		45,4

Аллювиальные грунты выделены в ИГЭ-3. Литологически они представлены валунными и галечниковыми грунтами с редким включением глыб и щебня в верхней прибрежной полосе аллювиального разреза. В качестве заполнителя выступает смешанный гравийно-песчаный материал с небольшим содержанием пылеватых и глинистых частиц до 0.8%. Мощность отложений до 2.5 метров.

Гранулометрический состав аллювиальных грунтов (ИГЭ-3), в % по весу, в среднем, следующий:

Валуны (глыбы)	51,9	Песок	6,5
Галька (щебень)	35,7	Пыль	0,4
Гравий (древя)	5,1	Глина	0,4

Показатели основных физико-механических свойств грунтов ИГЭ-3:

Показатели свойств		Значение
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		2,65
Плотность естественного сложения, ρ , г/см ³		2,08
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³		2,04
Влажность природная, W , д.е.		0,020
Угол естественного откоса под водой, град.		34,0
Коэффициент фильтрации, K_f , м/сут.		22,09
Сдвиговые показатели при заданной влажности и плотности (РПС-1, < 80мм, природное сложение):		
нормативные:		
угол внутреннего трения, φ , град		41,7
коэффициент угла внутреннего трения, $tg \varphi$, д.е.		0,890
сцепление, C , МПа		0,028
Компрессионные свойства после водонасыщения (< 2мм):		
коэффициент сжимаемости, a , МПа ⁻¹ , в интервале нагрузок	0.1÷0.2МПа	0,030
модуль деформации, E , МПа в интервале нагрузок	0.1÷0.2МПа	35,14
Расчётное сопротивление, R_o , МПа		0,600

Верхнечетвертично-современные делювиально-пролювиальные крупнообломочные (преимущественно щебенистые) грунты выделены в ИГЭ-4. Литологически они представлены грунтами смешанного состава (валунными, глыбовыми, галечниковыми или щебенистыми грунтами) с песчано-супесчано-суглинистым заполнителем до 25%, в среднем.

Гранулометрический состав ИГЭ-4, в % по весу, в среднем, следующий:

Валуны (глыбы)	6,7	Песок	20,6
Галька (щебень)	42,4	Пыль	9,2

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №						24-12-2024-ОПЗ		Лист
										68
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Гравий (дресва)	17,7	Глина	3,4
-----------------	------	-------	-----

Показатели основных физико-механических свойств грунтов, следующие:

Показатели свойств		Значение
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		2,66
Плотность естественного сложения, ρ , г/см ³		2,15
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³		2,03
Влажность природная, W , д.е.		0,058
Сдвиговые показатели при заданной влажности и плотности (РПС-1, < 80мм, природное сложение):		
нормативные:		
угол внутреннего трения, φ , град		37,6
коэффициент угла внутреннего трения, $tg \varphi$, д.е.		0,770
сцепление, C , МПа		0,027
Компрессионные свойства после водонасыщения (< 2мм):		
коэффициент сжимаемости, a , МПа ⁻¹ , в интервале нагрузок	0.1÷0.2МПа	0,064
модуль деформации, E , МПа в интервале нагрузок	0.1÷0.2МПа	16,08
Расчетное сопротивление, R_o , МПа		0,500

Верхнечетвертичные аллювиальные крупнообломочные отложения выделены в ИГЭ-5. Представлены отложения преимущественно валунными и галечниковыми грунтами. Заполнитель представлен преимущественно песчаным, реже – супесчаным, материалом от 13.7 до 25.6%, при среднем значении 20.3%.

Гранулометрический состав ИГЭ-5, в % по весу, в среднем, следующий:

Валуны (глыбы)	9,0	Песок	12,8
Галька (щебень)	53,0	Пыль	5,7
Гравий (дресва)	17,6	Глина	1,9

Показатели основных физико-механических свойств грунтов, следующие:

Показатели свойств		Значение
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		2,66
Плотность естественного сложения, ρ , г/см ³		2,22
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³		2,15
Влажность природная, W , д.е.		0,035
Коэффициент фильтрации, K_f , м/сут.		2,55
Сдвиговые показатели при заданной влажности и плотности (РПС-1, < 80мм, природное сложение):		
нормативные:		
угол внутреннего трения, φ , град		38,1

Взамен инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

коэффициент угла внутреннего трения, $\operatorname{tg} \varphi$, д.е.	0,785
сцепление, C , МПа	0,027
Компрессионные свойства после водонасыщения (< 2мм):	
коэффициент сжимаемости, a , МПа ⁻¹ , в интервале нагрузок 0.1÷0.2МПа	0,047
модуль деформации, E , МПа в интервале нагрузок 0.1÷0.2МПа	20,69
Расчетное сопротивление, R_o , МПа	0,550

Среднечетвертичные аллювиальные крупнообломочные грунты выделены в ИГЭ-6. Представлены отложения преимущественно галечниковыми грунтами. Заполнитель представлен преимущественно песчаным, реже – супесчаным, материалом от 15.0 до 56.5%, при среднем значении 29.7%.

Гранулометрический состав грунтов ИГЭ-6, в % по весу, в среднем, следующий:

Валуны (глыбы)	6.3	Песок	16.4
Галька (щебень)	49.4	Пыль	9.7
Гравий (дресва)	14.7	Глина	3.5

Показатели основных физико-механических свойств грунтов, следующие:

Показатели свойств	Значение
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,66
Плотность естественного сложения, ρ , г/см ³	2,13
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	2,04
Влажность природная, W , д.е.	0,049
Угол естественного откоса под водой, град.	32,3
Коэффициент фильтрации, K_f , м/сут.	19,73
Компрессионные свойства после водонасыщения (< 2мм):	
коэффициент сжимаемости, a , МПа ⁻¹ , в интервале нагрузок 0.1÷0.2МПа	0,070
модуль деформации, E , МПа в интервале нагрузок 0.1÷0.2МПа	25,46
Расчетное сопротивление, R_o , МПа	0,550

5.4. Топографические условия

Топографо-геодезическая изученность

Для района расположения проектируемой на р.Коксу Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт имеются карты государственного издания (1963г.) масштабов 1:25000 и мельче. Карты составлены в системе координат 1942г. и в Балтийской системе высот.

Государственная геодезическая сеть в районе расположения Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт представлена пунктами триангуляции 2, 3 и 4 классов и реперами 3 класса нивелирования. Сведения о тригонометрических пунктах и реперах помещены соответственно в Каталогах координат и Сводных каталогах на листы карты М 1:200000 12-44-XXV и 12-44-XXI. Ближайшими к участку расположения основных сооружений Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт являются: пункты триангуляции – Агаш Новый, Токтамыс, Шольдаыр, Шибынды, Копалы Новый.

Выполненные топографо-геодезические работы

Взамен инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

70

В связи с разработкой технико-экономического обоснования Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт на р.Коксу в дополнение к имеющимся материалам и для их детализации в период с июня месяца 2017г. по июль месяц 2017г. выполнены следующие виды топографо-геодезических работ:

- топографическая съемка М1:1000 участка расположения основных сооружений Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт с сечением рельефа горизонталями на плане через 1м. Съемка выполнена в июле месяце 2017г. субподрядной организацией ТОО «КАЗГИПРОВОДХОЗ», площадь участка съемки составила 45га. По результатам топографической съемки участка расположения основных сооружений ГЭС составлен отдельный технический отчет (Приложение 1 к Проекту);

С целью создания плано-высотного обоснования для производства топографических съемок и плано-высотных привязок геологических выработок было выполнено проложение теодолитных и технических нивелирных ходов от пунктов государственной геодезической сети через съемочные точки.

В качестве исходной стороны теодолитных ходов принята линия пункт триангуляции «Агаш Новый» – пункт триангуляции «Токтамыс». Общая длина теодолитных ходов составила 20,8 км.

В качестве исходных пунктов технического нивелирования использованы реперы III класса – грунтовые №1 и №2 и скальный №3. Общая длина ходов технического нивелирования составила 15км.

На участке расположения створа плотины Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт выполнена закладка и плано-высотная привязка 6-ти реперов (4-х грунтовых и 2-х скальных) и установка 3-х съемочных точек.

Все топографо-геодезические работы выполнены с использованием местной системы координат и Балтийской 1977г. системы высот.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №					
						24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	71		

6. ВЫБОР ВАРИАНТА НПУ И УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГЭС

Общие положения. Метод анализа эффективности

В ходе изыскательских работ подпорная отметка водозабора ГЭС была принята 802м, установленная мощность ГЭС – 7МВт. В качестве основного показателя вариантов по энергетической отдаче принят расчетный расход ГЭС. Использование расчетного расхода ГЭС в качестве основного показателя позволяет сделать анализ универсальным для диапазона НПУ 801,5–802,5м. Диапазон рассмотренных расчетных расходов ГЭС – от 15 до 44 м³/с.

Основным товаром Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт, продаваемым на энергетическом рынке, будет электроэнергия, поэтому в качестве метода определения оптимальных значений установленной мощности ГЭС для отметки НПУ был принят анализ удельных затрат на 1 кВтч среднесезонной выработки электроэнергии ГЭС.

Исходными данными для анализа эффективности являются выработка электроэнергии (E) и стоимость (C). Анализ состоит в определении минимального значения удельных затрат (C/E) для НПУ в диапазоне расчетных расходов ГЭС.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взамен инв. №					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	24-12-2024-ОПЗ	Лист	
						72	

Подп. и дата

Инв.№ дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Расчёт по фактическому стоку за период 2009÷2017г.г.												L _{дпр} = 1500 м		
Технические параметры	Един. из- мер.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	За год
Продолжительность периода в часах, Т	часы	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8 760
1. Расходы притока Q _р	м³/ с	20	20	23	44	44	44	44	44	44	44	32	20	35,25
2. Потери на фильтрацию из озера ΔQ	м³/ с	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3. Сброс воды из озера (через водопропускные сооруже- ния)	м³/с	20,000	20,000	23,000	44,000	44,000	44,000	44,000	44,000	44,000	44,000	32,000	20,000	35,250
3. Технологические потери (5% от расхода сброса) (промывка от наносов, сброс шуги)	м³/ с	1,000	1,000	1,150	2,200	2,200	0,044	0,044	2,200	2,200	2,200	1,600	1,000	
2. Расходы воды, забираемые на ГЭС Q _{зэс}	м³/ с	19,00	19,00	21,85	41,80	41,80	43,96	43,96	41,80	41,80	41,80	30,40	19,00	33,85
4. Остаток стока в реке после ГБУ ΔQ _р	м³/ с	1,000	1,000	1,150	2,200	2,200	0,044	0,044	2,200	2,200	2,200	1,600	1,000	
5. Статический напор, H _{геод} =НПУ [5.1] – УВ НБ ГЭС [5.2]	м	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
5.1. НПУ верхнего бьефа	м	802	802	802	802	802	802	802	802	802	802	802	802	802
5.2. Уровень воды в отводящем канале ГЭС	м	782,00	782,00	782,00	782,00	782,00	782,00	782,00	782,00	782,00	782,00	782,00	782,00	782,00
4. Расчёт гидропотерь Нп в деривации ГЭС														
4.1. Диаметр водовода, D	м	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500
4.2. Площадь живого сечения ω=π x D²/4	м²	15,904	15,904	15,904	15,904	15,904	15,904	15,904	15,904	15,904	15,904	15,904	15,904	15,904
4.3. Протяжённость водовода, L	м	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	3928,4
4.4. Абсолютная эквивалентная шероховатость, кэ	мм	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
4.5. k _с / D	–	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	
4.6. λ=0,11x (k/ D) ^{0,25}	–	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113	
4.7. Скорость воды в водоводе: V= Q _{зэс} : ω	м/с	1,195	1,195	1,374	2,628	2,628	2,764	2,764	2,628	2,628	2,628	1,911	1,195	
4.8. Скоростной напор: V²/2g	м	0,073	0,073	0,096	0,352	0,352	0,389	0,389	0,352	0,352	0,352	0,186	0,073	
4.9. Потери по длине: h _{wl} = λ x L / DxV²/2g	м	0,274	0,274	0,362	1,325	1,325	1,466	1,466	1,325	1,325	1,325	0,701	0,274	
4.10. Местные потери: h _{мест.} = 0,05 x h _{wl}	м	0,014	0,014	0,018	0,066	0,066	0,073	0,073	0,066	0,066	0,066	0,035	0,014	
4.11. Полные потери напора: Нп=h _{wl} +h _{мест.}	м	0,288	0,288	0,380	1,392	1,392	1,539	1,539	1,392	1,392	1,392	0,736	0,288	
5. Рабочий напор на ГЭС, Н _{зэс} (Н _{геод} – Нп)	м	19,71	19,71	19,62	18,61	18,61	18,46	18,46	18,61	18,61	18,61	19,26	19,71	
6. К.П.Д. турбины η _т	%	0,92	0,89	0,925	0,9375	0,9375	0,94	0,94	0,9375	0,9375	0,9375	0,935	0,92	
7. К.П.Д. генератора η _г	%	0,95	0,95	0,95	0,96	0,945	0,965	0,965	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95	
8. Коэффициент A=9,81x η _т x η _г	–	8,574	8,294	8,621	8,829	8,691	8,899	8,899	8,829	8,829	8,829	8,714	8,574	
9. Мощность ГЭС, N _{зэс} =AxQ _{зэс} xH _{зэс}	кВт	3 211	3 107	3 696	6 867	6 760	7 221	7 221	6 867	6 867	6 867	5 103	3 211	5 583
10. Выработка эл. энергии, Э _{зэс} = N _{зэс} x Т	ГВт·ч	2 389	2 088	2 749	4 945	5 030	5 199	5 372	5 109	4 945	5 109	3 674	2 389	48 999
11. Число часов использования устан. Мощности	Часы													8776

Изм.

Лист

№ докум.

Подп.

Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

73

Примечания:

- 1. Водно-энергетические расчёты выполнены для года среднего по водности (с обеспеченностью стока $P_{\text{обесп.}}=50\%$).
- 2. Гидропотери рассчитаны по П-91-80/ ВНИИГ: "Рекомендации по расчёту потерь напора по длине водоводов ГЭС"
- 3. Значение $k_z=0,5\text{мм}$ принято по "Рекомендациям..." (п.9 Табл.1 стр.7 П-91-80/ ВНИИГ) как для труб после 10 лет эксплуатации (в начальный период 3-5лет можно принять $k_z=0,1\text{мм}$)
- 4.Протечки из озера условно приняты постоянной величиной $\Delta Q=0,0\text{м}^3/\text{с}$
- 5. В зимне-весенний период агрегат ГЭС должен быть переведён на зимний режим работы

Примечания:

- 1. Водно-энергетические расчёты выполнены для года среднего по водности (с обеспеченностью стока $P_{\text{обесп.}}=50\%$).
- 2. Гидропотери рассчитаны по П-91-80/ ВНИИГ: "Рекомендации по расчёту потерь напора по длине водоводов ГЭС"
- 3. Значение $k_z=0,5\text{мм}$ принято по "Рекомендациям..." (п.9 Табл.1 стр.7 П-91-80/ ВНИИГ) как для труб после 10 лет эксплуатации (в начальный период 3-5лет можно принять $k_z=0,1\text{мм}$)
- 4. 4.Протечки из озера условно приняты постоянной величиной $\Delta Q=0,0\text{м}^3/\text{с}$
- 5. В зимне-весенний период агрегат ГЭС должен быть переведён на зимний режим работы

Инв.№ подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	24-12-2024-ОПЗ	Лист
						74

6.1. Основные технические решения

Основные технические решения

Для выбора варианта НПУ и установленной мощности Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт выполнены конструктивно-компоновочные разработки основных сооружений гидроузла. Рассмотрен вариант НПУ ГЭС 802 м.

Для диапазона НПУ 782–802м диапазон максимальных напоров гидротурбин составит 23м. Для этих напоров выбраны турбины S-образные поворотно лопастные турбины европейского производства типа САТ-1730 с диаметром рабочего колеса 1730 мм. Предварительно рассчитанные параметры турбин для отметок НПУ при расчетном расходе турбины около 22м³/с приводятся в таблице 6.1

Таблица 6.1

НПУ, м	Максимальный напор Н _{макс} , м	Тип турбины	Расчетный Напор нетто Н _{расч} , м	Приведенный расход турбины Q _i , м³/с	Диаметр Рабочего Колеса D _i , м	Расчетный Расход Турбины, м³/с	Мощность на валу турбины при Н _р , Q _р , МВт
802	23	САТ-1730	20	22	1,730	44–20	3,5

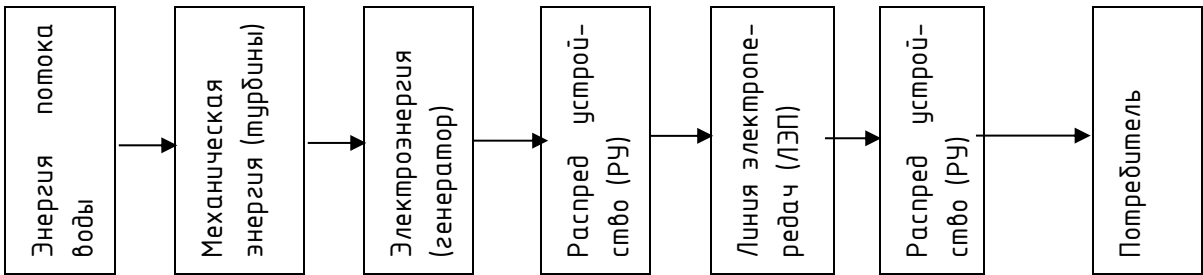
Для расходов ГЭС в диапазоне от 20 до 44м³/сек. при выборе отметки НПУ, принимались соответствующие экономические диаметры турбинных водоводов и их длины.

Анализ бытового стока реки Коксу в естественных условиях за период наблюдений (1929÷2012 годы) показывает, что расходы реки в вегетационный период даже в году с обеспеченностью стока 95% полностью обеспечивают покрытие ирригационных расходов для водообеспечения существующих 37 800га орошаемых площадей, расположенных ниже Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт.

Технологическая часть

Технологическая часть ГЭС представляет собой совокупность основного и вспомогательного оборудования, посредством которого происходит преобразование гравитационной энергии воды в механическую энергию и далее – в электрическую энергию, которая доставляется потребителю через коммутационные устройства электростанций и линий электропередач.

Технологическая схема



Компоновка гидросилового и вспомогательного оборудования

Здание ГЭС деривационное, обособленное, с закрытым машинным залом. Вода к зданию Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт подводится по турбинным водоводам диаметром 2,3 м.

В здании ГЭС установлено два агрегата. Размеры машинного зала определены из условия размещения гидросилового, электротехнического, вспомогательного оборудования. Длина – 23 м, пролет – 6 м. Высота верхнего строения определены из условия проноса оборудования.

В машинном зале для обслуживания гидроагрегатов устанавливается мостовой кран г.п.25 тс, пролетом 16 м. Для ремонта оборудования предусмотрена монтажная площадка. Размеры монтажной площадки определены из условия ремонта или ревизии одного агрегата ее размер 8×14 м.

Вспомогательное оборудование

Вспомогательное оборудование входит в общестанционные системы и предназначено для поддержания нормального режима работы гидроагрегатов и профилактического обслуживания всего технологического оборудования.

Вспомогательное оборудование включает оборудование следующих систем:

- системы технического водоснабжения;
- масляного хозяйства;
- откачки воды из проточной части агрегата;
- системы снабжения станции сжатым воздухом.

В системе технического водоснабжения предусмотрена установка очистки поступающей из турбинных водоводов воды и ее распределение по узлам. Схемой предусмотрены три фильтровальные установки, работающие на одну сеть.

Система разводки маслохозяйства и установка МНУ (для каждого агрегата своя) размещены в машинном зале.

Все оборудование через систему фитингов подключено к напорному и сливному коллекторам. Все возможные протечки собираются в поддоны и направляются на переработку.

Опорожнение проточной части гидротурбины производится стационарными дренажными насосами, установленными над мокрым колодцем со стороны нижнего бьефа в машинном ярусе.

Сжатый воздух на ГЭС применяется в системе МНУ и гидроагрегата.

Первичное заполнение и заполнение после ремонтов котлов МНУ, предусматривается из баллонов сжатого воздуха, а в дальнейшем компрессорной установкой.

Принципиальные схемы системы технического водоснабжения, системы снабжения сжатым воздухом и системы откачки воды из проточной части будут приведены в альбоме чертежей при ПНР шефмонтажной организации поставщика оборудования. В Приложении 11 приведен перечень поставляемого оборудования и технологические схемы.

Технологическое оборудование

Основное гидросиловое оборудование

На Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт приняты к установке два вертикальных гидроагрегата с турбинами Kaplan. Установленная мощность ГЭС N=7 МВт обеспечивается при расчетном напоре (нетто) 18 м и расходе 44 м³/с.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист 76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вода к гидротурбинам подводится по металлическим турбинным водоводам диаметром 2.3 м, далее –НА – направляющий аппарат. статор НА обеспечивают осевую симметрию потока на входе в направляющий аппарат и рабочее колесо турбины.

Направляющий аппарат выполняет функции регулирующего органа. На каждом турбинном водоводе перед рабочим колесом устанавливается предтурбинный гравитационный затвор – HD941X-10/Dn 2300, он выполняет функцию запорного органа.

Отсасывающая часть гидротурбины бетонная трапецевидная прямоосная.

Европейский производитель

Турбина Гидротурбина Поворотно лопастная, с вертикальной осью и металлической спиральной камерой с углом охвата 345°. Турбина стыкуется с обетонированной изогнутой отсасывающей трубой. Турбина напрямую соединяется с генератором. Направление движения – по часовой стрелке.

Тип

Номинальный диаметр рабочего колеса D_1	1.73м
Расчетный напор:	20м (23м)
Номинальный расход:	22м³/с
Номинальная скорость вращения	375об/мин
Номинальная мощность	3500кВт

Напор нетто, м	Максимальная мощность, кВт	Допустимая высота отсасывания H_s , м
Расчетный напор 18 (18.2)	3500	-0.7

КПД модели в «яблоке» не менее 95%,
Разгонная скорость 874 об/мин.

Статическое всасывание $H_s=-0.7$ м.

Средняя наработка на отказ – 10000 часов (не включая процесс пуска и останова).

Регулятор турбин. Каждый агрегат оснащен индивидуальным комплектом регулятора гидро-турбин, управляемого микрокомпьютером. В комплект поставки регулятора входят:

1. Механический шкаф и электрический шкаф регулятора оборотов;
2. Гидроцельндр регулятора оборотов;
3. Детектор числа оборотов ротора;
4. Элементы автоматизации системы регулирования скорости.

Основные параметры регулятора гидротурбин

Тип	
Рабочее давление	16.0 МПа

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

77

Мощность регулятора оборотов	30 КН.М (6 КН.М)
Применимое правило	Адаптивное ПИД регулирование
Напряжение	110В постоянного тока $\pm 15\%$ 220В переменного тока $\pm 15\%$ 50Гц
Методы измерения частоты	Методы измерения: остаточное напряжение; значение: $10 \div 90$ Гц; разница: 0.01Гц; нелинейность 0.01%;
Время открытия серводвигателя	$5 \div 45$ с;
Время закрытия серводвигателя	$5 \div 45$ с;
Установка частоты:	$50 \text{Гц} \pm 10\%$;
bp	$0 \div 10\%$;
Kp	$0.5 \div 20$;
Ki	$0.05 \div 10 \text{ с}^{-1}$;
Kd	$0 \div 5$ с;
Статическая спецификация, нелинейность:	$< 1\%$;
Мертвая зона скорости:	$< 0.02\%$;
Колебание скорости:	$< \pm 0.14\%$;
Время задержки серводвигателя:	0.18с;
100% сброс нагрузки:	Время регулирования < 20 с
Установка диапазона скоростей:	$0 \div 0.5$ Гц
Время срабатывания регулятора:	5мсек

Генератор

Тип генератор: вертикальный шахтный, подвесной, синхронный, трехфазный с воздушным охлаждением.

Номинальные значения

Марка	
Номинальная мощность	3500 кВт
Номинальное напряжение	1 КВ
Коэффициент номинальной мощности	0.95(Lag)
Номинальная частота	50Гц
Номинальная скорость	375 об/мин
Разгонная скорость	874 об/мин
Система охлаждения самоконтроль, воздушное охлаждение	
Номинальное напряжение возбуждения	87В
Номинальный ток возбуждения	295 А
Система возбуждения микрокомпьютерного	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

78

кремниевого управляемого выпрямителя	TZL-2F
Максимальный вес для подъема/название	10.5т/ротор
Общий вес генератора	24.5т
Класс изоляции статора/ротора	F/F

Класс изоляции обмотки

Обмотки сердечников статора и ротора соответствуют классу изоляции F и классу повышения температуры B.

Максимальная температура упорного подшипника 55°C.

Максимальная температура центрирующего подшипника 70°C.

Температура на площадке для проектирования:

Максимальная температура внутри машзала электростанции 35°C.

Минимальная температура внутри машзала электростанции 5°C.

Максимальная температура на входе охладителя 30°C.

Технические характеристики

1) Генератор удовлетворяет требованию – среднегодовое количество пусков и остановов агрегата составит не менее 700.

2) КПД. Гарантированное значение КПД составляет не менее ниже указанных значений при номинальной мощности, номинальном напряжении, номинальной скорости и коэффициенте номинальной мощности:

Номинальная активная мощность (%)	100	90	80	70	60	50	40
Коэффициент номинальной мощности	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Гарантированный КПД (%)	95.8	95.8	95.4	94.8	94.1	93.1	92.0

Надежность (гидрогенератор и вспомогательное оборудование):

- | | |
|--|------------|
| 1. Допустимое значение | ≥99% |
| 2. Время непрерывной эксплуатации без сбоев: | 28 000час. |
| 3. Периодичность текущего ремонта: | 5 лет |
| 4. Срок службы агрегата | ≥40 лет |

Система управления и регулирования

Система управления и регулирования является агрегатным уровнем автоматизированной системы управления технологическими процессами ГЭС (АСУ ТП ГЭС) и предназначена для управления, регулирования, обеспечения контроля режимов работы агрегата, архивирования событий и выполнения комплекса гидромеханических и электрических защит гидроагрегатов, системы МНУ и вспомогательных подсистем агрегатов ГЭС.

Агрегатный (нижний) уровень управления выполняется в составе:

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					79

24-12-2024-ОПЗ

- программно-технического комплекса регулятора скорости гидротурбины ПТК АРЧМ;
- программно-технического комплекса технологической автоматики ПТК ТА;
- программно-технического комплекса сбора сигналов гидроагрегата ПТК СИС;
- программно-технического комплекса тепло/виброконтроля ПТК ТВК;
- программно-технического комплекса маслонапорной установки ПТК МНУ;
- силового шкафа маслонапорной установки СШ МНУ система плавного «частотного» пуска электродвигателей (отсутствует в случае применения высокого давления с применением азота).

В задачу программно-технического комплекса агрегатного уровня входит:

- пуск ГА в режимах автоматического и ручного управления;
- устойчивое автоматическое управление ГА в режимах: работа на холостом ходу, работа на энергосистему;
- нормальный останов ГА при автоматическом и ручном управлении из любого режима работы;
- аварийный автоматический останов ГА по аварийным сигналам защиты, либо по команде «АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ ГА» из любого режима работы;
- работу в режимах: «ХХ турбины», «ХХ генератора», «Генераторный режим»;
- работу гидротурбины в соответствии с заданным алгоритмом работы;
- автоматическое регулирование частоты вращения, активной максимальной мощности в зависимости от напора;
- нормальный останов;
- аварийный останов при работе технологических и электрических защит;
- аварийный останов со сбросом нагрузки;
- формирование сигнала на закрытие аварийного затвора.
- сбор, обработку и хранение событий в системе;
- обработка технологических предупредительных и аварийных сигналов, в том числе и от датчиков тепло/виброконтроля, с формированием сигналов на главный щит управления;
- регулирование частоты, активной мощности ГТ;
- управления насосами МНУ, лекажного агрегата и дренажного насоса.

Описание системы управления технологическим процессом ГЭС (АСУ ТП ГЭС) приведено в пояснительной записке.

Функционирование

Работа гидроэнергетической установки полностью автоматическая, без вмешательства персонала. Оборудование системы Контроль/Управление поставляется комплектно

Выполняемые функции:

					24-12-2024-ОПЗ	Лист 80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- защита агрегатов;
- контроль и визуализация измеряемых величин (электрических, гидрологических, тепловых, механических);
- управление оборудованием (автоматическое или ручное).

В частности:

- синхронизация и переключение;
- регулирование использования воды;
- собственные нужды;
- регулирование напряжения генератора;
- управление затворами;
- управление вспомогательной и общей системой защит;
- сигнальная информация о функционировании;
- аварийная сигнализация при неполадках.

Примечание: Агрегат будет подключен к мощной сети и не обеспечит регулирование частоты, а также не будет содействовать отладке частоты или напряжения в сети.

Станция не предназначена для работы в изолированной сети.

Система передачи энергии позволяет определять состояние «нормальной сети», разрешающей подключение агрегата к сети. Если это состояние исчезает, агрегат будет отключен от сети и остановится. Агрегат будет вновь автоматически запущен, когда сеть придет в нормальное состояние.

Отслеживание данных

На ГЭС устанавливается компьютер с системой контроля АЕ-6000. Компьютер отслеживания является связующим данных каждого автомата (состояние, измерения, недостатки). Он позволяет:

- просмотр данных (в виде мнемосхемы);
- архивацию и хранение информации, и ее представление в виде графиков;
- сохранять состояние с указанием даты, часа.

Программное обеспечение позволяет контролировать комплекс технических установок станции, прослеживая их эволюцию.

Дистанционный доступ позволяет удаленный просмотр данных по сетям Интернета.

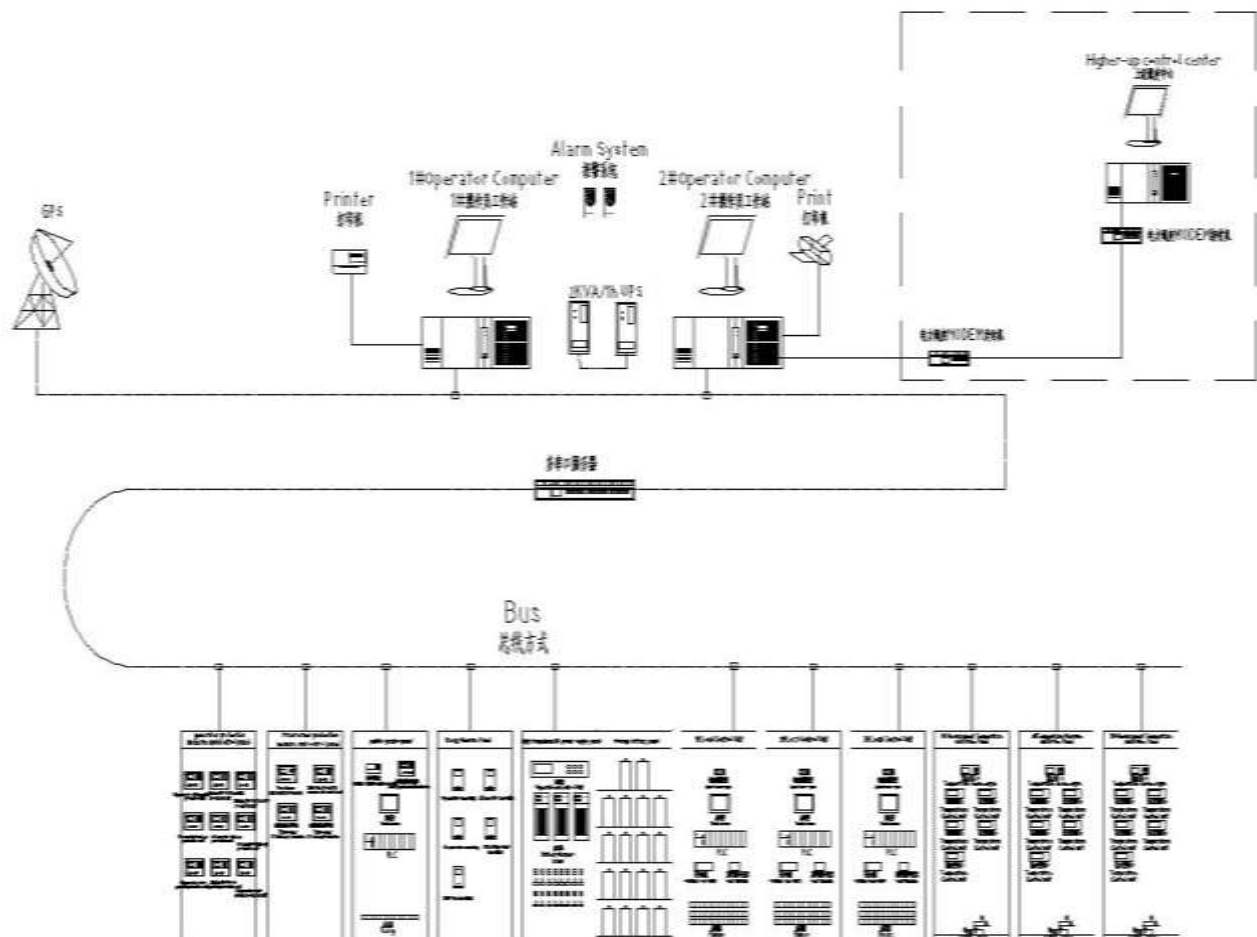
Информация для диспетчерского управления (ограниченного числа пользователей), направляется через ALPHETEC WINDOWS. Контроль уровня доступа.

Возможность наличия и взаимосвязи графических схем позволяет быструю и простую связь между блоками установленного оборудования.

Пользователь может просматривать в реальном времени все взаимосвязи установок и, особенно важно, иметь графическую картину определенного блока или зоны.

Ниже приведена схема сбора данных.

Дистанционный сбор данных



Все технологическое оборудование, включая системы АСУ ТП ГЭС поставляет и осуществляет шефмонтаж, выбранная Заказчиком.

Главное здание ГЭС размером 14,8х23х12,6м из двух частей: здания, в котором размещены гидроагрегаты и основное оборудования ГЭС. Эти здания разделены деформационным швом. Каждое из зданий состоит из подземной и наземной частей.

В основной части здания установлены два гидроагрегата, вертикально поворотно лопастные типа САТ-1730 с диаметром рабочего колеса 1,73м и генераторов SF13,25-16/3550 с генераторным напряжением 6кВ, три предтурбинных дисковых затвора 2500KD741H-10Vk и мостовой кран грузоподъемностью 25т производства Казахстан ТОО «РЭМ Кран». Здание одноэтажное, верхний этаж – наземный, машинный зал высотой 12,6.0м, в нем установлен мостовой кран грузоподъемностью 25т. Подземная часть здания состоит из одного этажа. На уровне бетонирования размещены предтурбинные дисковые затворы, маслonaпорные установки, механизмы управления

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

82

направляющими аппаратами, хранилище масел и другое вспомогательное оборудование. Толщина донной плиты под отсасывающими трубами 1.5м.

Толщина стен подземной части здания со стороны верхнего и нижнего бьефов ГЭС 0.6м. Гидроагрегаты установлены в неподвижных опорах, выступающих из пола машзала подводный трубопровод закреплен пространственным каркасом из анкеров и закладных деталей. Внутренний диаметр стакана в опоре для установки трубы 2340 мм. Расположение генератора соответственно вертикальное на валу турбины, под генератор в фундаменте предусмотрена технологическая шахта глубиной 1440мм.

В нижнем бьефе здания ГЭС на концевой части отсасывающих труб устроены один бычка и два крайних боковых устоя. В бычках и устоях предусмотрены пазы для установки плоских глубинных колёсных затворов размером 5.49х2.36-4.5м. Толщина бычков 4.91м, толщина боковых устоев 2.65м. Общий вес гидромеханического оборудования (затворы, решетки, пазы, механизмы подъема, тельферные эстакады и пути и др.) составляет 37т. Маневрирование затворами осуществляется с помощью электрической тали грузоподъемностью 10кН, перемещающейся по эстакаде.

Подводящие турбинные трубопроводы внутренним диаметром 2,34м проходят между СПК и монтажной площадкой. Турбинные трубопроводы выполнены из металла и одеты в железобетонную обечайку.

Под монтажной площадкой расположен подземный этаж, в котором размещено вспомогательное оборудование. В наземном этаже размещены щитовые помещения низкой и высокой стороны, трансформаторы собственных нужд, главный пульт управления, аккумуляторная, бытовые помещения и туалеты.

По периметру площадки со стороны склонов выемки у их подошвы предусмотрена сборная водосточная канава, сток из которой отводится в отводящий канал ГЭС.

Отводящий канал длиной 25м коробового сечения выполнен из железобетона шириной по дну от 14 до 21 м. На первых 13м имеет обратный уклон $i=0.33$, последующие 12м – горизонтальный участок.

Главная электрическая схема ГЭС, два гидрогенератора на два повышающих трансформатора.

Два главных повышающих трансформатора 6/35кВ устанавливаются со стороны верхнего бьефа, на площадке между откосом котлована и стеной здания ГЭС. От трансформаторов идет воздушная «перекидка» на площадку ОРУ, расположенную примерно в 50м выше здания ГЭС.

6.2. Общая компоновка

Все технологическое оборудование, включая системы АСУ ТП ГЭС поставляет и осуществляет шефмонтаж, выбранная Заказчиком.

Главное здание ГЭС размером 43х23х12,6 м из двух частей: здания, в котором размещены гидроагрегаты и основное оборудования ГЭС. Эти здания разделены деформационным швом. Каждое из зданий состоит из подземной и наземной частей.

В основной части здания установлены три гидроагрегата, вертикально радиально-осевые типа HLA904a-WJ-98с диаметром рабочего колеса 0,98 м и генераторов SFW2200-12/1730с генераторным напряжением 6,3 кВ, три предтурбинных дисковых затвора 1500 KD741H-10Vk и мостовой кран грузоподъемностью 50тм производства Китай. Здание одноэтажное, верхний этаж – наземный, машинный зал высотой 12,6 м, в нем установлен мостовой кран грузоподъемностью 50т.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Здание ГЭС расположено в пойменной части реки Косу. Условия строительства: уклон поверхности – горизонтальный, грунт с плотностью естественного сложения 2.16 г/см³.

В плане Здание ГЭС повернуто на 80° относительно оси напорного водовода и смещено на 20 м своим длинным углом от оси водовода, это выполнено с целью защиты здания ГЭС от прорывного потока (в случае разрыва водовода).

Здание ГЭС принято наземного типа. В здании сблокированы машинный зал, монтажная площадка и помещения вспомогательного оборудования.

Здание ГЭС имеет верхнее строение и подземную часть. По огнестойкости верхнее строение отнесено к степени III-а, по категории пожарной опасности – Д. Подземная часть отнесена ко II степени огнестойкости категории – Д.

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

Подземная часть здания ГЭС выполнена в виде единой монолитной коробчатой конструкции с нишами для расположения вспомогательного оборудования и проточной части гидротурбин.

Отсасывающие трубы турбин разделены бычками, на выходе которых установлены пазы ремонтных затворов. Между бычками расположено оборудование холостого выпуска.

За отводящим трактом турбин предусмотрена аванкамера, обеспечивающая необходимые сопряжения с отводящим каналом.

Объемно-планировочные решения здания выполнены в соответствии с технологическими, противопожарными и санитарными нормами.

Здание ГЭС включает в себя машинный зал, монтажную площадку и помещения дежурного персонала. Здание простой прямоугольной формы, однопролетное, каркасное, с размерами в плане размером 43х23х12,6 м по высоте от низа до конька. Для обслуживания монтажа и демонтажа агрегатов предусмотрен электрический мостовой кран грузоподъемностью 50 т, пролетом 12 м.

Подземная часть здания состоит из одного этажа. На отм 0,00 размещены предтурбинные дисковые затворы, маслонапорные установки, механизмы управления направляющими аппаратами, хранилище масел и другое вспомогательное оборудование. Толщина донной плиты под отсасывающими трубами 1.5 м.

Толщина стен подземной части здания со стороны верхнего и нижнего бьефов ГЭС 0.6 м. Гидроагрегаты установлены в неподвижных опорах, выступающих из пола машзала подводящий трубопровод закреплен пространственным каркасом из анкеров и закладных деталей в фундаменте здания. Внутренний диаметр стакана в опоре для установки трубы 1600 мм. Расположение генератора соответственно вертикально на валу турбины, под генератор в фундаменте предусмотрен технологический приямок глубиной 440 мм.

В нижнем бьефе здания ГЭС на концевой части отсасывающих труб устроены два бычка и два крайних боковых устоя. В бычках и устоях предусмотрены пазы для установки плоских глубинных колёсных затворов размером 5.49х2.36–4.5 м. Толщина бычков 4,3 м, толщина боковых устоев 5,2 м. Общий вес гидромеханического оборудования (затворы, решетки, пазы, механизмы подъема, тельферные эстакады и пути и др.) составляет 107 м. Маневрирование затворами осуществляется с помощью электрической тали грузоподъемностью 10 кН, перемещающейся по эстакаде.

Подводящие турбинные трубопроводы внутренним диаметром 1,6 м проходят под помещением шкафного оборудования. Турбинные трубопроводы выполнены из металла и одеты в железобетонную обечайку.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Под монтажной площадкой расположен подземный этаж, в котором размещено вспомогательное оборудование. В наземном этаже размещены щитовые помещения низкой и высокой стороны, трансформаторы собственных нужд, главный пульт управления, аккумуляторная, бытовые помещения и туалеты.

По периметру площадки со стороны склонов выемки у их подошвы предусмотрена сборная водосточная канава, сток из которой отводится в отводящий канал ГЭС.

Отводящая автнкамера конусообразной формы с размерами 21,5 на 19 м 13м имеет обратный уклон $i=0.33$. Отводящий канал длиной 94 м коробового сечения выполнен из железобетона шириной по дну 6,5 м. с постоянным уклоном $i=0.0009$. Главная электрическая схема ГЭС, три гидрогенератора на два повышающих трансформатора.

Два главных повышающих трансформатора 6/35 Кв устанавливаются со стороны верхнего бьефа, на площадке ОРУ. От трансформаторов идет воздушная «перекидка» на ЛЭП, расположенную примерно в 50м выше здания ГЭС.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ И ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ЗДАНИЯМ ГЭС

7.1. Архитектурные решения

Объемно-планировочные решения здания выполнены в соответствии с технологическими, противопожарными и санитарными нормами.

Здание ГЭС включает в себя машинный зал, монтажную площадку и помещения дежурного персонала. Здание простой прямоугольной формы, однопролетное, каркасное, с размерами в плане 16,0х25м по высоте от низа до конька. Верхнее строение здания ГЭС (машинный зал и монтажная площадка) оборудовано мостовым электрическим краном, для обслуживания монтажа и демонтажа агрегатов предусмотрен электрический мостовой кран грузоподъемностью 5 т, пролетом 14.5 м. Фундаментом каркаса является подземная часть гидростанции, представляющая собой массивную жесткую железобетонную конструкцию. Верхнее строение здания ГЭС представляет собой однопролетное одноэтажное здание и пристройку служебно-производственного корпуса –(СПК).

Поперечные рамы каркаса – монолитные железобетонные одноступенчатые колонны, защемленные в гидротехнический бетон с опиранием на них балок покрытия. Подкрановая часть колонн сечением 600х400мм. Верхняя, надкрановая часть колонн сечением 400х400мм. Ригелями поперечных рам являются шарнирно опертые стальные балки. Отметка шарнира в уровне верха колонны – 6.3м.

Основанием под массив гидротехнического сооружения и фундамент СПК являются скальные породы коренной основы – эффузивы (ИГЭ-1) с характеристиками:

- плотность – 2,7 т/м³;
- расчетное сопротивление на сжатие – 78,1 МПа (при сухом состоянии) и 75,8 МПа (при водонасыщенном состоянии).

Устойчивость каркаса в продольном направлении обеспечивается распорками и горизонтальными связями в осях 1-2, 3-4.

Кровля двускатная с неорганизованным водостоком.

Балки подкрановые под мостовые опорные краны стальные согласно расчета 800 мм.

Стойки фахверка –стальные.

Пристройка служебно-производственного корпуса (в осях 5-6) одноэтажное здание с несущими стенами комплексной конструкции – кирпичная армированная кладка с устройством монолитных железобетонных включений (марка МС) и обрамлений проемов с монолитным железобетонным перекрытием (ПМ-1).

Общие указания по выполнению комплексной кирпичной кладки стен смотреть на листе 20 комплекта КЖ.

Производство строительно-монтажных работ в зимних условиях проектом учтено.

Производство и приемку строительно-монтажных работ необходимо выполнять в соответствии с требованиями СП РК 5.03-107-2013 "Несущие и ограждающие конструкции", СНиП РК 1.03.00-2011 "Строительное производство".

Обратную засыпку пазух фундамента и массива гидросооружения производить местным непросадочным грунтом с послойным уплотнением виброкатками при толщине укатываемых слоев

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

200–300 мм с проливкой водой каждого слоя до достижения плотности грунта $\rho_d=1.65 \text{ т/м}^3$, $K_{\text{сот}}=0,94$. В труднодоступных местах уплотнение производить ручными трамбовками.

Здание оборудовано распашными воротами с калиткой для транспортировки гидросилового оборудования во время капитального ремонта. В связи с кратковременностью этих работ, воздушно-тепловая завеса для ворот не предусматривается.

Каркас машинного зала и монтажной площадки состоит из монолитных железобетонных колонн и металлических балок с системой связей. Пространственная жесткость каркаса в продольном направлении обеспечивается железобетонной рамой из колонн и балок с жесткими узлами. Металлические балки покрытия объединены между собой системой металлических связей и представляют собой единую пространственную конструкцию. Наружные стены и кровля выполняются из панелей типа "СЭНДВИЧ", которые окрашиваются в заводских условиях полимерным покрытием (цвет RAL 5017 – стеновые и RAL 5015–кровельные). Все детали устройства фасадов выполняются из оцинкованного железа толщиной 0.7мм и окрашиваются под цвет соответствующих поверхностей стенового ограждения.

Стены служебно-производственного корпуса – из кирпича. Стены утепляются минераловатными плитами (огнестойкость "НГ") с защитным слоем из штукатурки и окрашенные красками для наружных работ. Цвет серый.

Витражи – алюминиевые, окна – металлопластиковые с заполнением стеклопакетами с двойным остеклением. Цвет переплетов – белый.

Металлоконструкции (балки, связи, подкрановые балки, прогоны кровли, ветровые ригели и фахверковые колонны) окрашиваются в соответствии с указаниями по антикоррозионной защите на чертежах раздела "КМ". Финишный цвет окраски металлоконструкций – RAL 9002, серо-белый.

Внутренняя отделка помещений и полы выполняются в соответствии с ведомостью отделки помещений и экспликации полов.

Вокруг здания устраивается асфальтовая отмостка шириной 1,5м.

В проекте предусмотрены условия беспрепятственного и удобного передвижения маломобильных групп населения по заданию согласно СП РК 3.06-101-2012. По созданию полноценной среды жизнедеятельности инвалидов и маломобильных групп населения приняты следующие проектные решения:

- размеры дверных проемов в санузлах для МГН запроектированы шириной дверного проема – 1,2м.
- двери в здание на первом этаже имеют ширину 910мм.
- предусмотрены пандусы
- предусмотрен санузел для инвалидов

Технико-экономические показатели:

№п.п.	Наименование	Ед.изм.	Значение показателей
1	Площадь застройки	м ²	440,48
2	Общая площадь	м ²	385,61
3	Строительный объем,	м ³	4770,88
4	В том числе подземный	м ³	2174,88

7.2. Водоснабжение и канализация

Исходные данные.

Проект "Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка" выполнен на основании задания на проектирование, технологического задания от смежных разделов.

Решение по системе водоснабжения и канализации объекта приняты в соответствии с действующими на территории Республики Казахстан нормативными документами.

- СН РК 4.01-01-2011 "Внутренний водопровод и канализация зданий",
- СП РК 4.01-101-2012 "Внутренний водопровод и канализация зданий",
- СН РК 4.01-05-2002 "Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения и канализации из пластмассовых труб" и на основании:

- Задание на проектирование
- **Технические условия на водоснабжение и водоотведение № 1 от "23" октября 2020г.**
- Архитектурно-строительных чертежей.

Краткая характеристика здания:

- степень огнестойкости здания-II;
- категория помещений по пожарной опасности – Д;
- строительный объем здания – 3375,95м³.
- глубина промерзания 1.23м

В здании запроектированы следующие системы:

- противопожарный водопровод (В2);
- хозяйственно-питьевой водопровод (В1);
- горячее водоснабжение (от бойлера) (ТЗ);
- канализация бытовая (К1);

Грунтовые условия:

В геологическом строении района принимают участие современными отложениями аллювиального, делювиально-пролювиального, аллювиально-пролювиального и флювиогляциального генезиса. Наиболее представительными литологическими разностями являются галечниковые и валунные грунты с песчаным или супесчано-суглинистым заполнителем. Мощность покровных отложений варьирует в пределах 0,1 (на склонах водоразделов) до 25...35 м в пределах развития надпойменных террас речной долины.

Тип грунтовых условий по просадочности – непросадочный.

Тип грунтовых условий по сейсмическим свойствам: ИГЭ-4,5 – гравийно-галечникового грунта II (второй),

По карте микросейсмозонирования площадка расположена в зоне III-B-2, поэтому сейсмичность площадки строительства принимаем 9 баллов.

Начальная глубина залегания трубопроводов водопровода – 1,73м, водоотведения – 0,93м.

7.3. Хозяйственно-бытовое, противопожарное и питьевое водоснабжение

Противопожарный водопровод.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					88

24-12-2024-ОПЗ

Согласно требованию п. 4.2.7 СП РК 4.01-101-2012 внутренний противопожарный трубопровод не требуется.

Согласно Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности» п.83 табл.2 приложения 2 расход воды на наружное пожаротушение 10л/сек.

Решение по системе наружного пожаротушения см. чертежи раздела НВК. Для обеспечения водоснабжения на нужды пожаротушения выполнен подключение от проектируемых турбинных водоводов ГЭС.

Величину пробного давления при гидростатическом методе испытания следует принимать 1,5 избыточного рабочего давления.

Гидростатическое испытание системы холодного и горячего водоснабжения должны производиться до установки водозаборной арматуры. Выдержавшими испытание считаются системы, если в течении 10 минут нахождения под пробным давлением при гидростатическом методе испытаний не обнаружено падение давления более 0,05МПа (0,5 кгс/см²) и капель в сварных швах, трубах, резьбовых соединениях, арматуре и утечки воды через смывные устройства. По окончании испытаний гидростатическим методом необходимо выпустить воду из систем внутреннего холодного и горячего водоснабжения. Испытание систем внутренней канализации должны выполняться методом пролива воды путем открытия 75% санитарных приборов, подключенных к проверяемому участку в течении времени, необходимого для осмотра.

Выдержавшей испытание считается система, если при ее осмотре не обнаружено течи через стенки трубопроводов и места соединений. Испытания отводных трубопроводов канализации, проложенных в земле или подпольных каналах, должны выполнить до их закрытия наполнением водой до уровня пола первого этажа.

Хозяйственно-питьевой водопровод.

Хранение воды предусматривается, пластиковой ёмкость 1,2м³. Хранимый объем не превышает 2-х суточного водопотребления. Ёмкость предусмотрен из пластика габаритными размерами (850х1000х1500h, мм) оснащены отводящим, подающим, переливными патрубками, дыхательным клапаном. Заполнение ёмкостей водой предусматривается от передвижной техники, с помощью подающего патрубка, а так выведенного снаружи здания соединительной головки. Отвод случайных проливов из помещения хранения воды предусматривается на отмокску.

Для заполнения ёмкостей предусмотрен патрубок с быстросъёмными головками, выведенный за пределы здания.

Расчет потребного напора на вводе В1

$$H_{\text{тр}} = \Sigma H_{\text{tot.l}} + H_{\text{геом}} + H_{\text{ф}} + H_{\text{св}}$$

Здесь, $\Sigma H_{\text{tot.l}}$ – сумма потерь напора в трубопроводах, 1,85 м

$H_{\text{геом}}$ – геометрическая высота подачи воды, 2,8+1,2=4м

$H_{\text{мест}}$ – местное сопротивление, 0,36м

$H_{\text{св}}$ – свободный напор, 3м

$$q = 0,42 \text{ л/с} \times 3,6 = 1,5 \text{ м}^3/\text{час.}$$

$$H_{\text{тр}} = (2,8 + 1,2) + 3 + 1,85 + 0,36 = 9,20 \text{ м} = 10 \text{ м}$$

принимаем насосную установку производительностью каждого насоса

$$Q = 1.5 \text{ м}^3/\text{час}, H = 10,0 \text{ м}, N = 0.75 \text{ кВт}, (1 \text{ раб.}, 1 \text{ рез.})$$

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

380В в комплекте с напорным и всасывающим патрубками,
запорной арматурой, обратными клапанами,
шкафом управления, контрольно измерительными приборами,
гидропневмобаком.

Трубопроводы холодной воды предусмотрены из полипропиленовых труб PN20 $\Phi 20 \times 3.4$, $\Phi 25 \times 4.2$ по ГОСТ 32415-2013. Трубопроводы холодной воды изолируются изоляцией из вспененного каучука Misotflex.

Водопровод горячей воды

Приготовление горячей воды предусматривается с помощью электрического водонагревателя фирмы "ARISTON" объёмом 100 л, мощностью 1.5 кВт, 220 В. Для подачи воды к санитарно-техническим приборам проектом предусматривается насосная установка с двумя насосами, производительность каждого насоса $Q=1.5 \text{ м}^3/\text{час}$, $H=10 \text{ м}$, $N=0.75 \text{ кВт}$, (1 раб., 1рез.) в комплекте с контрольно-измерительными приборами, гидропневмобаком.

Подводки к санитарному прибору выполнить из полипропиленовых труб PN20 $\Phi 20 \times 3.4$, $\Phi 25 \times 4.2$ по ГОСТ 32415-2013. Для каждого прибора предусмотрена запорная арматура.

7.4. Канализация

Хозяйственно-бытовая канализация.

Хозяйственно-бытовая канализация предусматривается для отвода бытовых стоков от санитарных приборов. Сброс хоз. бытовых сточных вод отводятся в выгребную яму $V=27 \text{ м}^3$, с последующей откачкой машинами-ассенизаторами по мере наполнения. Выгребная яма находится от дома на 10м. Выгребная яма представляет собой горизонтальный резервуар из стеклопластика, подземного исполнения устанавливается на ж.б. плите, полного заводского изготовления с горловиной. Трубопроводы, прокладываемые выше пола выполнены из пластмассовых труб по ГОСТ 22689-89, с раструбным соединением. Стояк и выпуск выполнены из чугунных труб по ГОСТ 6942-98, на резиновых уплотнителях в подвальном помещении. На отводных линиях канализации и стояках установлены прочистки и ревизии. Вентиляция канализации осуществляется через вытяжную часть стояка, выведенного выше обреза кровли на 0,3 м, крыша плоская. Для удобства эксплуатации на сетях предусмотрена установка ревизий и прочисток.

Монтаж и испытания чугунных труб необходимо выполнить до засыпки грунтом и составить акт скрытых работ.

Канализация дренажная

Для отвода случайных проливов и защиты насосной станции от затопления рабочим проектом предусматривается прямик с устройством погружного насоса ГНОМ 10-6 производительностью $10 \text{ м}^3/\text{час}$, напором 6.0 м, мощностью 0.6 кВт, 220 В с погружным поплавковым включателем/выключателем. Отвод стоков предусмотрен в лоток.

Трубопроводы выполнены из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91, диаметром 57х3.5 мм проложены открыто на опорах. трубопроводы окрашены эмалью за 2 раза.

Монтаж и испытания трубопроводов.

Монтаж внутренних санитарно – технических систем производить согласно СН РК 4.01-02-2013, п.3.12-3.17 "Внутренние санитарно-технические системы", СН РК 4.01-05-2002 "Инструкция по

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

проектированию и монтажу сетей водоснабжения и канализации из пластмассовых труб". Трубопроводная изоляция должна соответствовать МСП 4.02-102-99 "Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов".

Антисейсмические мероприятия.

В фундаментах или стенах подвала для прокладки трубопроводов предусматриваются отверстия, обеспечивающие зазор между трубой и строительными конструкциями не менее 0,1м. Зазор заполняется плотным эластичным водогазонепроницаемым материалом, допускающим перемещения трубы вдоль продольной оси.

Соединение раструбных труб должно быть выполнено с применением резиновых соединений. Места прохода стояков через перекрытия должны быть заделаны цементным раствором на всю толщину перекрытия; – участок выше перекрытия на 8-10см (до горизонтального отводного трубопровода) следует защищать цементным раствором толщиной 2-3см. – перед заделкой стояка раствором, трубы следует обертывать рулонным гидроизоляционным материалом без зазоров. При проходе через строительные конструкции, пластмассовые трубы заключить в футляр, который на 100 мм больше наружного диаметра прокладываемой трубы. Зазор между трубой и футляром заделывается мягким водонепроницаемым материалом, допускающим перемещения трубы вдоль продольной оси.

В местах поворота стояка из вертикального в горизонтальное положение необходимо предусмотреть крепление согласно серии 4.904-69 и бетонные упоры.

За условную отметку 0,000 принята отметка чистого пола первого этажа здания, что соответствует абсолютной отметке 787,15 на генплане.

7.5. Отопление, вентиляция, кондиционирование

Раздел разработан на основании задания на проектирование, технологического задания, архитектурно-строительных чертежей и согласно действующим на территории РК строительным нормам и правилам:

- задания на проектирование;
- архитектурно-строительных чертежей;
- СП РК 2.04-01-2017 "Строительная климатология"
- СН РК 4.02-01-2011, СП РК 4.02-101-2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование";
- СН РК 2.04-21-2004 "Энергопотребление и тепловая защита гражданских зданий"
- СН РК 2.04-04-2011 "Тепловая защита зданий"
- СН РК 2.04-04-2013, СП РК 2.04-107-2013 "Строительная теплотехника"
- СН РК 3.02-27-2013, СП РК 3.02-127-2013 "Производственные здания"-СН РК 2.02-01-2014, СП РК 2.02-101-2014 "Пожарная безопасность зданий и сооружений"
- СН РК 2.04-01-2009 "Нормы технологического проектирования гражданских и промышленных зданий (сооружений) с учетом энергосбережения",
- РЗБ ISBN 5-93196-423-1 МЭ РФ, 2004г. «Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций».

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования принята:

- отопления $t_n = -30^{\circ}\text{C}$;
- вентиляции зимняя $t_n = -30^{\circ}\text{C}$, летняя $t_n = +21^{\circ}\text{C}$, параметры "А";
- средняя температура отопительного периода $t_n = -3.7^{\circ}\text{C}$;

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

— продолжительность отопительного периода – 175 суток.

Таблица 7.1

Расчетные параметры внутреннего воздуха	Лето	Зима
Наименование помещения	Температура °С	Температура °С
Машинный зал	$\leq +30$	$\geq +10$
Помещения электротехнического оборудования	$\leq +35$	$\geq +5$
Турбинный этаж	$\leq +33$	$\geq +10$
Этаж дискового затвора и помещение хозяйственно-противопожарной Н.С.	$\leq +33$	$\geq +5$
Галерея кабелей и трансформатор собственных нужд	$\leq +35$	$\geq +5$
Помещения во вспомогательном здании	$\leq +33$	$\geq +10$
ЦПУ	$\leq +28$	$+18 \div 20$
Помещение связи	$\leq +29$	$+18 \div 20$
Помещение компьютеров	$+23 \pm 2$	$+20 \pm 2$

Отопление помещений ГЭС предусматривается электрическое с установкой электрорадиаторов и тепловентиляторов.

Горячее водоснабжение – от электронагревателя. В здании ГЭС запроектирована вытяжная вентиляция с механическим побуждением, приток – естественный через открываемые фрамуги окон и ворот.

Для вентиляции помещений здания ГЭС приток наружного воздуха предусматривается естественный, через открываемые ворота и фрамуги окон на этаже гидрогенератора, а вытяжка – механическая. Вытяжной воздух с этажа гидрогенератора используется в качестве приточного воздуха для помещений вспомогательного здания.

Вентиляция запроектирована вытяжная с механическим побуждением через осевые вентиляторы, которые автоматически включаются при достижении $t_{вн} = +35^\circ\text{C}$ и выключаются при $t_{вн} = +25^\circ\text{C}$. Приток – естественный через ворота и открываемые фрамуги окон.

Расчет воздухообменов производится на основании технологического задания, для 3-х характерных режимов работы гидроагрегатов:

- зимний – при работе одного агрегата в машинный зал поступает 15% выделяемого генератором тепла, остальное тепло удаляется шахтной вентиляцией, с системой охлаждения водяными охладителями;
- летний – при работе двух генераторов тепло, выделяемое генераторами, полностью удаляется шахтной вентиляцией, с системой охлаждения водяными охладителями);
- аварийный – при остановленных гидроагрегатах.

В летнем режиме воздухообмены определены из условия ассимиляции теплоизбытков, возникающих при работе гидроагрегатов и солнечной радиации.

Воздухообмен в помещениях машинного зала в зимнее время определяется по расчетам.

Отопление предусматривается электроконвекторами со встроенным термостатом, для поддержания $t_{вн} = +10^\circ\text{C}$ (режим эксплуатации) и с регулированием до $t_{вн} = +5^\circ\text{C}$ (дежурное отопление).

Помещения электротехнического оборудования

Воздухообмены определены из условия ассимиляции теплоизбытков, возникающих при работе электрооборудования. Вентиляция запроектирована вытяжная с механическим побуждением через осевые вентиляторы и через центробежный вентилятор с использованием частотных преобразователей для регулирования производительности в режиме зима-лето. Приток – естественный и с этажа гидрогенераторов. Отопление предусматривается электрорадиаторами для поддержания $t_{вн}=+5^{\circ}\text{C}$ (дежурное отопление).

Помещения офисов и ЦПУ

Вентиляция помещений офисов и ЦПУ – естественная, путем периодического проветривания через окна. Отопление предусматривается электрорадиаторами для поддержания $t_{вн}=+18^{\circ}\text{C}$.

Для создания комфортной воздушной среды в офисных помещениях и ЦПУ (для обеспечения нормальной работы каждого автоматического элемента), запроектирован блочный кондиционер с преобразователем частоты.

Помещения санузлов и помещение оборудования питьевой воды.

Вентиляция предусмотрена вытяжная, с механическим побуждением через осевые вентиляторы. Приток – естественный. Отопление предусматривается электрорадиаторами для поддержания $t_{вн.} = +16^{\circ}\text{C}$.

Помещение насосной станции противопожарного водоснабжения.

Воздухообмены определены из условия ассимиляции теплоизбытков, возникающих при работе электрооборудования. Вентиляция запроектирована вытяжная с механическим побуждением через осевые вентиляторы (один – в режиме эксплуатации здания, второй – в режиме пожара). Приток – естественный с этажа машзала. Отопление предусматривается электрорадиатором для поддержания $t_{вн.} = +5^{\circ}\text{C}$ (дежурное отопление).

Осушение.

На этажах генераторов и турбинных затворов предусматривается установка осушителей воздуха, для обеспечения допустимой относительной влажности воздуха в данных помещениях, и изоляция труб водопровода, во избежание образования конденсата.

Противопожарные мероприятия.

Воздуховоды запроектированы металлическими из листовой оцинкованной стали по ГОСТ 14918-80*, по классу "П".

Места прохода воздуховодов через стены, перегородки и перекрытия здания необходимо уплотнить негорючими материалами, обеспечивая предел огнестойкости 0.75 часа.

При возникновении в здании пожара, все приточно-вытяжные установки с механическим побуждением автоматически выключаются.

На воздуховодах, при пересечении ими противопожарных преград, предусматривается установка клапанов противопожарных двойного действия (нормально открытых и закрываемых при пожаре) для перетекания воздуха из генераторных помещений машзала агрегатов 1.4 во вспомогательные помещения (аккумуляторная, помещение экрана постоянного тока, трансформаторная собственных нужд, ЦПУ и помещение вторичного экрана). Клапаны в начальный момент пожара закрываются и предотвращают распространение пожара и продуктов горения из зоны возгорания, а по окончании пожаротушения, по сигналу автоматики, открываются, а вентиляторы обслуживаемого помещения включаются и работают в режиме дымоудаления. Затем восстанавливается режим нормальной работы вентиляции здания.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				24-12-2024-ОПЗ	93

Вытяжная система здания используется в качестве системы дымоудаления после ликвидации последствий пожара.

Обслуживание производственных помещений происходит без постоянного пребывания персонала.

Противопожарные мероприятия

Воздуховоды запроектированы металлическими из листовой оцинкованной стали по ГОСТ 14918-80*, по классу "П".

Места прохода воздуховодов через стены, перегородки и перекрытия здания необходимо уплотнить негорючими материалами, обеспечивая предел огнестойкости 0.75 часа.

При возникновении в здании пожара, все приточно-вытяжные установки с механическим побуждением автоматически выключаются.

На воздуховодах, при пересечении ими противопожарных преград, предусматривается установка клапанов противопожарных двойного действия (нормально открытых и закрываемых при пожаре) для перетекания воздуха из генераторных помещений машзала агрегатов 1÷4 во вспомогательные помещения (аккумуляторная, помещение экрана постоянного тока, трансформаторная собственных нужд, ЦПУ и помещение вторичного экрана). Клапаны в начальный момент пожара закрываются и предотвращают распространение пожара и продуктов горения из зоны возгорания, а по окончании пожаротушения, по сигналу автоматики, открываются, а вентиляторы обслуживаемого помещения включаются и работают в режиме дымоудаления. Затем восстанавливается режим нормальной работы вентиляции здания.

Вытяжная система здания используется в качестве системы дымоудаления после ликвидации последствий пожара.

Обслуживание производственных помещений происходит без постоянного пребывания персонала.

7.6. Противопожарные мероприятия

Проектом предусмотрена установка ПКП Сигнал 10 производства ЗАО НВП «БОЛИД», в помещении ЦПУ. Прибор приёмно-контрольный охранно-пожарный предназначен для совместного использования с сетевым контроллером (пультом контроля и управления "С2000М" либо компьютером с установленным ПО АРМ "Орион") в качестве совмещённого приёмно-контрольного прибора и прибора управления в составе комплексов технических средств: охранной и тревожной сигнализации, пожарной сигнализации и автоматики

На путях эвакуации установлены (помещения 1-4 являются зонами повышенных агрессивных воздействий на систему, в том числе: вибрация; повышенные уровни звукового давления; эл. магнитные поля и другие факторы негативно влияющие на работоспособность системы):

1. Оповещатели пожарные световые ОРБИТА МК М2 С 1ExdbIICT6Gb/ExтbIIICT85°CDb предназначены для подачи тревожных световых сигналов в системах пожарной и охранной сигнализации, а также для индикации режимов работы оборудования и привлечения внимания персонала в аварийных ситуациях. Оповещатели могут использоваться с любыми приемно-контрольными приборами пожарной и охранной сигнализации. Вид и уровень взрывозащиты 1 Ex db IIC T6 Gb/Ex тb IIIC T85 °C Db, PB Ex db I Mb/1 Ex db IIC T6 Gb/Ex тb IIIC T85 °C Db по ГОСТ Р МЭК 60079-0-2011. Оповещатели могут быть применены в взрывоопасных зонах и помещениях 1 и 2 классов по ГОСТ IEC 60079-10-1-2011 и ГОСТ IEC 60079-14-2011
2. Оповещатель охранно-пожарный световой взрывозащищённый (табло) СФЕРА ВЗ (компл.04) "Выход" Табло предназначено для обеспечения возможности подачи световых (текстовых или

знаковых) тревожных сигналов в системах пожарной сигнализации и пожаротушения при совместной работе с приёмо-контрольными устройствами.

3. Извещатель пожарный ручной взрывозащищенный ИПР 535 Горизонт предназначен для ручного включения сигнала пожарной тревоги во взрывоопасных зонах. В качестве извещателей раннего обнаружения пожара установлены Извещатели пожарные дымовые оптико-электронные взрывозащищенные ИП212 Трион МК А-К предназначены для обнаружения возгораний, сопровождающихся появлением дыма или продуктов горения малой концентрации в закрытых помещениях различных зданий и сооружений, и подачи извещения "Пожар" на приемно-контрольный прибор. Извещатель может быть установлен во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок класса 1 и ниже.

В зонах 5-8 предусмотрены:

1. Извещатели пожарные дымовые оптико-электронные ИП 212-45 предназначены для раннего обнаружения загорания, сопровождающегося появлением дыма малой концентрации в закрытых помещениях различных зданий и сооружений. Питание извещателя и передача сигнала «Пожар» осуществляется по двухпроводному шлейфу сигнализации и сопровождается включением оптического индикатора при срабатывании извещателя.
2. КРИСТАЛЛ-12 «Выход». Оповещатель световой, 12В, Оповещатель пожарный световой предназначен для установки во внутренних помещениях промышленных предприятий, гражданских зданий и сооружений с целью светового оповещения о пожаре или других чрезвычайных ситуациях, а также для различных информационных целей.
3. LD 96 red Сирена сигнальная со стробом, уровень звукового давления 110 дБ, напряжение питания 12 В, частота мигания 60 ± 5 раз/мин, $122,5 \times 73,5 \times 47,5$ мм 4. ИПР 513-3М Извещатель пожарный ручной питание по ШС, U-шс. ≤ 30 В, I-потр. деж. 50 мкА, IP40, t-раб. $-30...+55^{\circ}\text{C}$

Запуск исполнительных элементов системы оповещения производится блоком релейным С2000-КПБ для работы в составе централизованных систем охранно-пожарной сигнализации, управления пожаротушением, контроля доступа и видеоконтроля для управления исполнительными устройствами и контроля цепей управления.

Прокладка кабеля в зонах 1-4 осуществляются в оцинкованных толстостенных трубах диаметром 20мм, с применением резьбовых соединений и кабельных вводов

Прокладка кабеля в зонах 5-8 осуществляется в гофрированной ПВХ трубе 20мм по потолку, по стенам в кабельных каналах.

7.7. Электротехнические решения

Электротехнические решения по зданию ГЭС выполнены на основании технического задания на проектирование инженерных систем и оборудования, архитектурно-строительных и технологических чертежей.

Проект разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ РК);
- СН РК 4.04-19-2003 «Инструкция по проектированию силового и осветительного оборудования промышленных предприятий».
- СНиП РК 2.04-05-2002* «Естественное и искусственное освещение»
- СН РК 2.04-29-2005 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».

									Лист
									24-12-2024-ОПЗ
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					95

Электроснабжение. Источником электроснабжения для электроприемников собственных нужд здания ГЭС является силовой трансформатор собственных нужд с системой шин и шкафами управления, устанавливаемыми в технических помещениях здания ГЭС.

Электропотребители здания ГЭС по степени надежности электроснабжения, в целом, относятся ко II-ой категории, электроприемники, обеспечивающие рабочий режим и безопасность обслуживания ГЭС (вентиляторы дымоудаления, насосы противопожарного водоснабжения, приборы пожарной и охранной сигнализации) относятся к I-й категории.

Силовое электрооборудование. Основными токоприемниками собственных нужд в здании ГЭС являются: электродвигатели вытяжных вентиляторов, кондиционеры, электрорадиаторы, тепловентиляторы, осушители воздуха, электроводонагреватель, штепсельные розетки для подключения электроинструментов в технических помещениях и бытовых электроприборов и офисной техники в административных помещениях, мостовой кран, насосы, установленные в помещении насосной станции хозяйственно-противопожарного водоснабжения и насос подачи воды к электронагревателю.

Напряжение электроприемников – 380 и 220В переменного тока.

Распределение электроэнергии осуществляется от главного распределительного щита (ГРЩ), запитывающегося от щита собственных нужд.

Электроприемники систем вентиляции запитываются от отдельных щитов с автоматическим выключателем с независимым расцепителем на вводе. В качестве пусковой аппаратуры приняты:

- а) для вентиляторов генераторного этажа машзала, помещения турбинных затворов, технического помещения приняты ящики управления серии Я5000;
- б) для вытяжных вентиляторов остальных помещений – магнитные пускатели модульные серии КМИ, устанавливаемые в распределительных щитах;
- в) для кондиционеров – пульты управления, поставляемые комплектно с технологическим оборудованием.

Управление вентиляционными системами генераторного этажа машзала, помещения турбинных затворов и технического помещения на отм.786.5м осуществляется вручную с ящиков управления и автоматически – от датчиков температуры, устанавливаемых в вышеуказанных помещениях.

При повышении температуры в помещении выше +35°C вентиляторы включаются, при понижении температуры до +25°C вентиляторы отключаются.

Управление вентиляционными системами остальных помещений осуществляется вручную из помещений, для которых они предназначены.

Для поддержания температуры воздуха в помещении машзала и технических помещениях в заданных режимах (см. раздел ОВ), устанавливаются теплонагреватели со встроенными регуляторами температуры. Управление электрорадиаторами, устанавливаемыми для обогрева помещений электротехнического оборудования, помещения офисов и ЦПУ, помещения аккумуляторных батарей и бытовых помещений, осуществляется автоматически от датчика температуры для поддержания температуры в помещении в холодное время года в диапазоне +15°C ÷ +25°C в рабочем режиме и +5°C – в дежурном режиме.

Проектом предусматривается отключение вентиляции при пожаре. Сигнал на отключение вентиляции поступает от прибора ППС, предусматриваемого в разделе проекта пожарной сигнализации.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Шкафы управления для насосов системы хозяйственно-противопожарного водоснабжения поставляются в заводском исполнении.

Канализационный выгреб бытовых стоков оборудуется датчиком максимального уровня стоков с передачей сигнала на диспетчерский пульт.

Для управления мостовым краном устанавливается ящик с блоком рубильник-предохранитель серии ЯБ1-100-1.

Магистральные и распределительные сети выполняются по стенам и потолку в пластмассовых каналах и в подготовке пола – в полиэтиленовых трубах.

Электроосвещение. Светотехнический расчет освещения производственных, бытовых и административных помещений гидростанции произведён по методу удельной мощности. Нормы освещенности приняты в соответствии со СНиП РК 2.04-05-2002* «Естественное и искусственное освещение».

В здании гидростанции предусматривается общее рабочее, аварийно-эвакуационное освещение на напряжении 220В и ремонтное освещение на напряжении 36В. Типы светильников приняты в соответствии с условиями окружающей среды и назначением помещений.

Общее освещение выполняется:

- на отметке машзала, а также в офисных и бытовых помещениях – потолочными и настенными светильниками с энергосберегающими люминесцентными лампами;
- на отметке – подвесными светильниками с ртутными лампами высокого давления, подвешиваемыми к металлическим конструкциям кровли.

Светильники аварийного освещения выделяются из числа светильников рабочего освещения специальными знаками. На выходах из помещения устанавливаются световые табло «Выход» с аккумуляторными батареями.

Групповые щитки освещения приняты с автоматическими выключателями. Управление освещением предусматривается по месту. Распределительные групповые сети выполняются кабелем ВВГ-0,66 сечением 3×1,5мм², прокладываемым открыто по стенам в кабельных каналах, а также используется тросовая проводка.

Учет электроэнергии. Учет электроэнергии производится электронными счетчиками активной энергии, установленными на распределительном щите собственных нужд ГЭС.

Защитные мероприятия. Для обеспечения электробезопасности предусматривается система защитного зануления и заземления.

Заземлению и занулению подлежат все металлические нетоковедущие части оборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции. Заземлению подлежат: силовые и осветительные щиты, шкафы управления в здании ГЭС. Для остальных электроприемников предусматривается защитное зануление. Заземление щитов выполняется путем присоединения последних к заземляющему устройству щитовых ГЭС медным проводом ПВ 1×4мм².

В распределительных щитах устанавливается главная заземляющая шина РЕ, соединяющаяся с заземляющим проводником.

Зануление электроприемников выполняется третьей жилой кабеля или провода в однофазных сетях и пятой жилой в трехфазных сетях.

Групповые розеточные сети подключаются к автоматическим выключателям с дифференциальной защитой.

Молниезащита. По молниезащитным мероприятиям, согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений» СН РК 2.04-29-2005, проектируемые здания относятся к III-ей категории.

В Проекте предусматривается:

- а) защита от прямых ударов молнии;
- б) защита от заноса высокого потенциала;
- в) уравнивание потенциалов.

В качестве молниеприемника используется металлическая кровля здания. Для токоотводов используются металлические конструкции здания, арматура колонн, соединяющиеся с металлической кровлей и арматурой фундаментов.

Защита от заноса высокого потенциала и уравнивание потенциалов выполняются путем присоединения входящих в здание металлических трубопроводов к арматуре фундамента и к стальным технологическим трубопроводам, используемых в качестве заземлителей, стальной полосой размером 25×4мм. Все соединения выполняются сваркой.

7.8. Выбор технологического оборудования

Для определенных ранее:

- установленной мощности;
- количества и единичной мощности агрегатов;
- НПУ;
- расчетного напора ГЭС и расчетного расхода через один агрегат – наиболее оптимальными являются гидроагрегаты с турбинами вертикальными поворотно лопастными типа САТ-1770 (турбинами каплан).

Для Проекта по ГЭС на ТОО «Quality Stroy Invest» запросило технические и коммерческие предложения по оборудованию у следующих поставщиков-изготовителей гидросилового оборудования:

1. Китайскую корпорацию «Hunan Sunny Hydro-Power Equipment Corp», расположенную в городе Хинпинг провинции Хунань, которая поставила в 2009 году гидросиловое оборудование на Каратальскую ГЭС-3 р.Каратал, два агрегата по 1.7МВт и один агрегат 1.0МВт, а в 2010 году корпорация «Hunan Sunny...» поставила гидросиловое оборудование на ГЭС-4 р.Каратал, два агрегата по 1.6МВт и один агрегат 1.0МВт (Республика Казахстан, Алматинская область);
2. Чешскую компанию «CINK HYDRO» представляющая продукцию корпорации «CINK HYDRO», одного из крупнейших производителей гидротурбин и энергосилового европейского оборудования.

Поставщик №1 – (китайская корпорация «Hunan Sunny Hydro-Power Equipment Corp») коммерческие предложения представила на отгрузку с завода изготовителя на полный комплект всего основного и вспомогательного оборудования зданий ГЭС, включая главные повышающие трансформаторы и оборудование ОРУ35кВ. на условиях поставки (DDU площадки строительства ГЭС) Условия поставки китайского оборудования : таможенные сборы на границе Китай-Казахстан, НДС и транспортные расходы от Хоргоса до площадки строительства ГЭС

Поставщик №2 – «CINK HYDRO» (европейская корпорация) представила коммерческое предложение на условиях поставки (DDU площадки строительства ГЭС) включая НДС, с полным комплектом всего основного и вспомогательного оборудования здания ГЭС, включая главные повышающие трансформаторы ГЭС.

Поставщики №1 и №2 предложили однотипное оборудование и полную комплектацию, окончательный выбор поставщика определен по двум наиважнейшим показателям – производительностью оборудования и расположением гидроагрегатов. Решающим значение при выборе оборудования поставщика №1 «Hupap Sunpy Hydro-Power Equipment Corp» стало наиболее экономичное выгодное решение. Расположение ГА вертикальное что значительно сокращает затраты на гидротехнические решения подземной части здания. Схема выдачи мощности приведена к типовому решению для наиболее распространенных типов повышающих трансформаторов.

7.9. Наружные сети водоснабжения и канализации

Наружные сети водоснабжения и канализации.

Проект "Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка" выполнен на основании задания на проектирование, технологического задания от смежных разделов.

Решение по системе водоснабжения и канализации объекта приняты в соответствии с действующими на территории Республики Казахстан нормативными документами:

- СНиП РК 4.01-02-2009 "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения";
- СН РК 4.01-03-2011 "Водоотведение. Наружные сети и сооружения";
- Задание на проектирование;
- Технические условия на водоснабжение и водоотведение № ____1__ от "23" октября 2020г.

Краткая характеристика здания:

- степень огнестойкости здания-II;
- категория помещений по пожарной опасности – Д;
- строительный объем здания –3375,95м³.

Грунтовые условия:

В геологическом строении района принимают участие современными отложениями аллювиального, делювиально-пролювиального, аллювиально-пролювиального и флювиогляциального генезиса. Наиболее представительными литологическими разностями являются галечниковые и валунные грунты с песчаным или супесчано-суглинистым заполнителем. Мощность покровных отложений варьирует в пределах 0,1 (на склонах водоразделов) до 25...35 м в пределах развития надпойменных террас речной долины.

Тип грунтовых условий по просадочности – непросадочный.

Тип грунтовых условий по сейсмическим свойствам: ИГЭ-4,5 – гравийно-галечникового грунта II (второй),

По карте микросейсмозонирования площадка расположена в зоне III-B-2, поэтому сейсмичность площадки строительства принимаем 9 баллов.

Согласно требованию п. 4.2.7 СП РК 4.01-101-2012 внутренний противопожарный трубопровод не требуется.

Согласно Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности» п.83 табл.2 приложения 2 расход воды на наружное пожаротушение 10л/сек.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист 99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для обеспечения водоснабжения на нужды пожаротушения выполнен из двух точек подключение от проектируемых турбинных водовод здания ГЭС, вторая напорный бассейн деривационного тракта.

Напор в турбинном водоводе составляет 0.18 мПа (раздел ТХ. см. лист 50).

Проектом предусматривается устройство мокрого колодца для забора воды мотопомпой. На случай аварии на турбинном водопроводе, водоснабжение для пожаротушения осуществляется от напорного бассейна. Проектом предусмотрена мотопомпа производительностью 10 л/с, забор воды выполняется от мокрых колодцев и подает на тушение очагов пожара.

Сети пожаротушения выполнены из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 диаметрами 219х5,0 в изоляции "весьма усиленного" типа. Трубы укладываются на естественное основание. Общая протяженность трубопровода 45.0 метров.

Канализация.

Канализация предусмотрена хозяйственно-бытовая, отводящая сточные воды от здания по выпуску канализации в проектируемый выгреб ёмкостью 27 м³.

Сети выполнены из чугунных безнапорных труб диаметром 100 мм по ГОСТ 6942-98. Общая протяженность трубопровода 10,0м с последующей откачкой машинами-ассенизаторами по мере наполнения. Выгребная яма представляет собой горизонтальный резервуар из стеклопластика, подземного исполнения устанавливается на ж.б. плите, полного заводского изготовления с горловиной.

Трубы укладываются на естественное основание. Выпуски канализации выполняются из чугунных канализационных труб Ду100 по ГОСТ 6942-80 с антикоррозийной изоляцией кузбаслаком.

Откачка стоков из выгребной ямы производится через колодец обслуживания (горловину). При откачке допустимо использование ассенизационной машины или канализационного насоса, в отдельных случаях специального оборудования. Состояние корпуса необходимо проверять не реже одного раза в шесть месяцев.

Указания по монтажу и испытанию.

Колодцы на сетях водопровода и канализации выполнены из сборных железобетонных элементов по т.п.р. 901-09-11.84 и т.п.р. 902-09-22.84, элементы колодцев изготавливаются из бетона на водостойком портландцементе марке не ниже W6. Для обеспечения гидроизоляции наружную поверхность стен колодцев обмазать горячим битумом за два слоя по холодной битумной огрунтовке.

Отверстия для пропусков труб через стены и фундаменты предусмотрены с зазором в 200 мм. Зазор заполняется эластичным водо- и газонепроницаемым материалом.

В процессе строительства необходимо составить акты скрытых работ по СН РК 1.03-00-2011 "Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений."

Для защиты от коррозии проектом предусматривается покрытие поверхности подземных стальных трубопроводов изоляцией "весьма усиленного типа" по ГОСТ 9.602-2005 на основе полимерных липких лент, общей толщиной покрытия 1,8 мм.

Сварные стыки трубопроводов после монтажа подлежат 5% контролю ультразвуковым или радиографическим методом.

Величина предварительного испытательного (избыточного) гидравлического давления на прочность, выполняемого до засыпания траншеи и установки арматуры, должна быть равна расчетному рабочему давлению для данного типа труб с коэффициентом 1,5.

Гидравлические испытания наружных самотечных канализационных сетей выполняют после завершения гидроизоляционных работ в колодцах в два этапа: без колодцев (предварительное) и совместное с колодцами (окончательное). Окончательное испытание трубопроводов канализации совместно с колодцами производят согласно СН РК 4.01-03-2013. Испытание проводится гидравлическим методом, давление испытания стальных и пластмассовых трубопроводов $P_{исп.} = 1,5 P_{расч.}$

Испытание, монтаж и очистку наружных сетей следует производить согласно:

СН РК 4.01-05-2002 "Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения и канализации из пластмассовых труб",

СН 527-80 "Инструкции по проектированию технологических стальных трубопроводов P_u до 10 мПа",

СНиП РК 4.01-02-2009 "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения",

СН РК 4.01-03-2011 "Водоотведение. Наружные сети и сооружения".

Перечень работ, требующих составления актов освидетельствования скрытых работ.

1. Подготовка основания под трубопроводы;
2. Монтаж трубопроводов;
3. Устройство колодцев с герметизацией мест прохода трубопроводов;
4. Засыпка траншей местным грунтом с уплотнением.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

8. ГИДРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Верхне-Талаптинская ГЭС относится к ГЭС деривационного типа с безнапорной деривацией.

Общий план Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт приведен на схеме.

В составе компоновки ГЭС выделяются три укрупненных элемента:

- головной водозаборный узел;
- деривационный тракт;
- станционный узел.

На головном узле осуществляется прием расходов р.Коксу, подготовка и подача в деривационный тракт расчетного расхода 44 м³/с.

Деривационный тракт осуществляет транспорт воды к напорному бассейну станционного узла ГЭС. На напорном бассейне происходит забор воды в турбинный водовод, подача ее к гидротурбинам, выработка электроэнергии и выдача в систему электропередачи.

В состав сооружений Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт входят:

- Головной водозаборный узел:
 - гидроузел плотинно-бычкового типа;
 - водосбросные сооружения;
 - водоприемник в деривационный канал;
- Деривационный тракт:
 - отстойник;
 - деривационный канал;
- Станционный узел:
 - напорный бассейн;
 - холостой сброс;
 - турбинный водовод;
 - здание ГЭС;
 - отводящий канал.

1. Главное здание ГЭС размером 16х31х12,6м из двух частей: здания, в котором размещены гидроагрегаты и основное оборудование ГЭС. Эти здания разделены деформационным швом. Каждое из зданий состоит из подземной и наземной частей. СПК (служебно производственный комплекс) размером 16х6. Машинный зал размером 16х25.

2. В основной части здания установлены три гидроагрегата, вертикальные поворотно лопастные типа САТ-1780 с диаметром рабочего колеса 1,78м и генераторов SF13,25-16/3550 с генераторным напряжением 6кВ, два предтурбинных дисковых затвора 2300KD741H-6Vk и мостовой кран грузоподъемностью 5тм производства Россия. Здание одноэтажное, верхний этаж – наземный, машинный зал высотой 12,6.0м, в нем установлен мостовой кран грузоподъемностью 5т. Подземная часть здания состоит из одного этажа. На уровне бетонирования размещены предтурбинные дисковые затворы, маслонапорные установки, механизмы управления направляющими аппаратами, хранилище масел и другое вспомогательное оборудование. Толщина донной плиты под отсасывающими трубами 1.5м.

3. Толщина стен подземной части здания со стороны верхнего и нижнего бьефов ГЭС 0.6м. Гидроагрегаты установлены в неподвижных опорах, выступающих из пола машзала подводящий трубопровод закреплен пространственным каркасом из анкеров и закладных деталей. Внутренний диаметр стакана в опоре для установки трубы 2340 мм. Расположение генератора соответственно вертикальное на валу турбины, под генератор в фундаменте предусмотрена технологическая шахта глубиной 1440мм.

4. В нижнем бьефе здания ГЭС на концевой части отсасывающих труб устроены один центральный бычок и два крайних доковых устоя. В бычках и устоях предусмотрены пазы для установки плоских глубинных колёсных затворов размером 5.49×2.36–4.5м. Толщина бычков 4.91м, толщина доковых устоев 2.65м. Общий вес гидромеханического оборудования (затворы, решетки, пазы, механизмы подъема, тельферные эстакады и пути и др.) составляет 37т. Маневрирование затворами осуществляется с помощью автомобильного крана грузоподъемностью 10kN, перемещающейся по эстакаде.

5. Подводящие турбинные трубопроводы внутренним диаметром 2,34м проходят между СПК и монтажной площадкой. Турбинные трубопроводы выполнены из металла и одеты в железобетонную обечайку.

6. Под СПК расположен подземный этаж, в котором размещено вспомогательное оборудование. В наземном этаже размещены щитовые помещения низкой и высокой стороны, трансформаторы собственных нужд, главный пульт управления, аккумуляторная, бытовые помещения и туалеты.

7. По периметру площадки со стороны склонов выемки у их подошвы предусмотрена сборная водосточная канава, сток из которой отводится в отводящий канал ГЭС.

8. Отводящий канал длиной 25м коробового сечения выполнен из железобетона шириной по дну от 14 до 21 м. На первых 13м имеет обратный уклон $i=0.33$, последующие 12м – горизонтальный участок.

9. Главная электрическая схема ГЭС, два гидрогенератора на два повышающих трансформатора.

10. Два главных повышающих трансформатора 6/35Кв устанавливаются со стороны верхнего бьефа, на площадке ОРУ между откосом котлована и стеной здания ГЭС. От трансформаторов идет воздушная «перекидка». Площадка ОРУ, расположена примерно в 50м выше здания ГЭС.

Наименование	Ед. изм	Показатели
Расчетная мощность	МВт	10,5
Гарантированная мощность	МВт	3,5
Годовая выработка электроэнергии	млн. кВтч	65,1
Число часов использования	час	4814
Расчетный напор ГЭС	м	20
Расчетный расход ГЭС	м ³ /с	60
Число гидроагрегатов	шт.	3

Головной водозаборный узел, состоящий из:	м	64
Водоприемник в деривацию	м	10,2
Рыбоход (рыбозащитное сооружение)	м	3
Промывник	м	8,8
Донный водосброс	м	6
Автоматический перелив	м	37
Деривационный тракт, состоящий из:	м	1533
Отстойник водоприемника	Длина/ширина (м)	50/10,2
Деривационный канал	Длина/ширина (м)	1483/14
Станционный узел, состоящий из:		
Напорный бассейн	Длина/ширина (м)	84/39
Холостой сброс напорного бассейна	Длина/ширина (м)	73/6
Турбинный водовод	Длина/ширина (м)	30,3/4,4
Подземная часть здания ГЭС	Длина/ширина/высота (м)	23/15/7
Отводящий канал	Длина/ширина (м)	25/21

8.1. Сооружения головного водозаборного узла

Компоновка сооружений головного водозаборного узла

(комплект чертежей 2021-ГР)

Головной водозаборный узел ГЭС расположен в 5 км от п. Талапты (выше по течению реки Коксу).

Головной водозаборный узел предназначен для забора воды в деривацию, для этого создается подпор воды над бытовым уровнем в реке с помощью комплекса перегораживающих сооружений. НПУ головного водозаборного узла составляет 802 мБС.

Согласно СНиП РК 3.04-01-2008 Гидротехнические сооружения «Основные положения проектирования» все сооружения Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт, в том числе и сооружения головного узла, относятся к IV классу.

По компоновке и конструкции головной водозаборный узел ГВУ Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт плотинного типа в его состав входят следующие сооружения:

1. Бетонная плотина бычкового типа.
2. Комплекс водосбросных сооружений:
 - промывной шлюз;
 - щитовая двух пролётная водосбросная плотина;
 - автоматический водосброс.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

104

3. Водоприёмник в деривацию ГЭС.

Общая компоновка сооружений дана чертежах 2021-КЧ.

Бетонная плотина

(черт. 2020 ГВУ-ГР)

Русло реки фронтально перегораживается низконапорной бетонной плотиной, имеющей следующие габаритные параметры:

- длина плотины, равная ширине перекрываемого речного русла, составила 40 м;
- ширина по подошве (вдоль речного потока) в поперечном сечении с минимальной отметкой тальвега реки (792) – 13.5 м;
- высота плотины в этом же сечении – 10.0 м.

Справа плотина сопрягается с крутым берегом, в котором проходит действующий ирригационный канал. Слева к плотине примыкают бетонные водосбросные сооружения ГВУ, врезанные в береговой массив.

В поперечном сечении плотина имеет изломанный профиль.

Для обеспечения эффективного водоотведения в зоне строительства тела плотины предусмотрено спрямление русла реки и дноуглубительные работы за низовым банкетом.

Комплекс водосбросных и водопропускных сооружений

(альбом черт. 2020ГВУ-ГР)

Комплекс водосбросных и водопропускных сооружений ГВУ включает:

- промывной шлюз;
- щитовую двух пролётную водосбросную плотину;
- автоматический водосброс.
- донный водосброс

Весь этот комплекс сооружений намечено построить посуху в одном котловане на левом берегу после перекрытия реки и последующей возведения переливной части.

Функциональное назначение этих сооружений – обеспечить:

- поддержание необходимых уровней воды в верхнем бьефе для её подачи в деривационный тракт ГЭС;
- беспрепятственный пропуск в нижний бьеф донных наносов и шуги;
- безаварийную работу ГВУ при пропуске паводков.

Напорный фронт сооружений размещается параллельно продольной оси бетонной плотины. Разбивка строительных осей основных сооружений дана на черт. 2020 ГВУ-ГР. В плане сооружения скомпонованы следующим образом.

Справа (по ходу воды), примыкая к бетонной плотине, размещается автоматический водосброс, выполненный в виде полигональной в сечении (с закруглением по углам) водосливной стенки с общей длиной 31 м.

Слева в береговой склон врезан промывной шлюз, оснащённый сдвоенным колесным затвором с габаритами 2.5(b)×2,5(h) м.

В середине между автоматическим водосбросом и промывным шлюзом располагается щитовая водосбросная плотина (донный водосброс), пролет которой обслуживаются плоскими затворами с габаритами 5.0(b)×3,5(h) м.

Заглубление водосливных порогов водосбросных сооружений ГВУ относительно отметки НПУ=802 м принято следующим:

- промывной шлюз - отм 796,5 м;
- щитовая плотина - отм 795,5 м;
- автоматический водосброс ± отм 0.00.

Разделительные бычки имеют ширину $b_s=1.0$ м, крайние бычки-береговые устои - $b_y=0.8$ м.

Перед шлюзом и щитовой плотиной размещается ж/б плита понура, имеющая в плане имеет форму прямоугольника. Его большая сторона, которую составляют два пролёта щитовой плотины, пролёт промывного шлюза и два разделительных бычка, является фронтом основных водосбросных сооружений:

$$B_{\text{фронт водсбр. соор.}} = 4.0 + 1.0 + 4.0 + 1.0 + 2.0 = 12.0 \text{ м};$$

длина понура вдоль потока $L_{\text{понура}} = 9.5$ м, толщина $t_{\text{пон}} = 0.4$ м.

Назначение отметки порога промывного шлюза ($\nabla_{\text{пр.шл.}} = 791.30$) на 1.0 м ниже порога щитовой плотины ($\nabla_{\text{щит.пл.}} = 792.30$) выполнено с конкретной целью – обеспечить транзит донных наносов из верхнего бьефа в нижний именно через промывной шлюз. Поэтому, для подвода к нему придонных слоёв воды, прямоугольник понура в плане делится с помощью разделительной стенки на две неравные трапеции:

- левая, имеющая вид конфузорного лотка, с габаритами 10.7×2.0–9.5 м подводит придонной поток к пролёту промывного шлюза;
- правая – с габаритами 4.1×10–9.5 м – сопрягается со щитовой плотиной.

Разделительная стенка в плане относительно набегающего потока размещается под углом ~30°. Всё днище и стенки промывного лотка для противодействия истиранию наносами облицовываются фибробетоном.

Порог понура заглублен в грунтовую толщу на 2.5 м. Зона перед порогом закрепляется каменной наброской для предотвращения его разрушения при пропуске больших паводков (хотя, как показывают расчёты, скорости воды в верхнем бьефе ГВУ не превысят 1.75 м/с даже при пропуске паводка редкой повторяемости $Q_{p=0.5\%} = 712 \text{ м}^3/\text{с}$).

Автоматический водосброс, предназначенный для автоматических сбросов воды из верхнего бьефа в нижний, представляет из себя ж/бетонную гравитационную А-образную стенку с габаритами по внешнему периметру: 13,5(B)×35,5(L)×10(H) м. Толщина переливных стенок поверху - $t_o=0.5$ м, понизу - $t_n=13,5$ м; низовая наклонная грань выполнена с заложением $m \approx 1$.

Отметка гребня переливной стенки назначена равной отметке НПУ=802 м, как это всегда и принимается для сооружений подобного назначения. Общая длина переливного фронта водосброса составила $B_{\text{фр}}=35,5$ м. Ширина водоотводящего пролёта за водосбросом принята одинаковой с пролётами водосбросной плотины, т.е. $B_{\text{пр}}=5.0$ м. Это позволит использовать его в качестве шандорохранилища для шандорных щитов с габаритами: 5.0(b)×1.0(h) м.

Таким образом, даже в аварийной ситуации при неработающих в штатном режиме промывнике и щитовой плотине, автоматический водосброс сможет принять практически все паводковые расходы с безопасными для гидроузла форсировками уровня на 1.03 м в верхнем бьефе.

Гашение энергии сбросного потока в нижнем

У всех водосбросных гидротехнических сооружений важнейшей конструктивной частью являются элементы в зоне гашения энергии сбросного потока в нижнем бьефе.

гашение энергии сбрасываемой воды осуществляется с помощью традиционного водобойного колодца – самого распространённого в гидротехнической практике вида гасителя. При этом в настоящем проекте принято радикальное решение – погасить весь высотный перепад между верхним и нижним бьефами ($\nabla_{НПУ} - \nabla_{Тальвега\ НБ} = 802 - 794 = 7$ м) в одну ступень.

Для этого водоскатная плита при сохранении прежней длины ($L = 12$ м) выполнена с крутым ($\sim 53^\circ$) падением от водосливных порогов (для щитовой плотины $\nabla 793.3$ м, для промывного шлюза – $\nabla 792.3$ м) до дна водобойного колодца $\nabla 794,6$ м.

Гидравлическими расчётами определены параметры гидравлического прыжка в расходном диапазоне от $Q_{p=3\%} = 519$ м³/с до $Q_{p=0,5\%} = 712$ м³/с, а по ним и габариты водобойного колодца при нормальном режиме эксплуатации. По данным расчетов назначены габариты колодца гасителя:

- длина колодца 12 м;
- глубина колодца d_k 2,5 м.

В соответствии с глубиной колодца отметка гребня водобойной и ограждающей стенок принята с запасом $\Delta h = 0.6$ м над максимальным уровнем воды в нём.

За водобойным колодцем начинается рисберма, выполненная из специально подобранного валуно-галечника, заключённого в габионные клетки.

Водоприемник в деривацию ГЭС

(черт. 2020 ГВУ-ГР)

Водоприемник – соединяет акваторию водохранилища с деривацией ГЭС, он представляет собой шлюз-регулятор с двумя пролетами по $4 \times 2,5$ м, разделенными бычком толщиной 1,2 м. Водоприемник примыкает к промывному пролету водосбросного сооружения и расположен на левом берегу под углом 39.23° к основному потоку реки. Водоприемник имеет порог высотой 1.0 м с углом отсечки 22° для направления влекомых рекой наносов в промывной пролет. Порог водоприемника выполнен по чертежам секции 5 ГВУ. Водоприемник рассчитан на забор максимального расхода ГЭС – 44 м³/сек.

Водоприемник оборудован двумя плоскими колесными затворами ГК $4.0 \times 2,5$ м выполненными по типовой серии 3.820.2-87 выпуск 8. Управление затворами осуществляется винтовыми подъемниками с электроприводом, разработанными по типовому проекту 3.820.2-44 выпуск 12, с электроприводом 5ЭВД. Перед затворами установлены пазы для ремонтных затворов идентичного размера. В штатном режиме в пазы ремонтных затворов установлены сороудерживающие решетки $4,0 \times 2,5$ с вертикальными стержнями через 50 мм. Сороудерживающие решетки изготовить по чертежам 24-2011-3-МО. Шлюз регулятор – это доковая конструкция длиной 5 м и высотой 5 м. Выполняется по чертежам ГВУ. За шлюзом-регулятором расположен аванкамера деривационного канала сопрягающая водоприемник с отстойником.

Входной оголовок, шлюз-регулятор с затворами и механическим оборудованием огорожены металлическим ограждением.

8.2. Гидромеханическое оборудование ГВУ

(черт. 2020-МО)

Все водопропускные сооружения оснащаются гидромеханическим оборудованием в необходимом объёме:

- рабочими затворами;
- ремонтными щитами;
- подъёмно-транспортными механизмами.

Перечень всего гидромеханического оборудования по ГВУ ГЭС приведён в таблице 8.1.

Экспликация основного гидромеханического оборудования головного водозаборного узла Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт

Таблица 8.1

Наименование и маркировка гидромехоборудования	Отметка порога	Нст (высота от порога до верха бетона)	Шифр ТП	Ед. измер.	Кол-во	Масса един., кг	Общая масса, кг	ПРИМЕЧАНИЯ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затвор поверхностный колёсный ПК-85с габаритами 4 - 2,0м	1183,30	4,70	3.820.2-57; 425ПК.000.00	Компл.	2	1615	3230	Устанавливаются на пролётах водосбросной плотины
Затвор плоский сдвоенный ПС с габаритами 2,0х 3,0 м	1182,30	5,70	7.820.2-5, выпуск 4	Компл.	1	1045	1045	Устанавливается в пролёте промывного шлюза
Затвор плоский поверхностный скользящий ПС200 -300	1183,30	4,70	3.820.2-37; выпуски 0, 9	Компл.	2	806	1612	Устанавливаются на водоприёмнике в деривацию ГЭС
Затвор глубоинный плоский скользящий ГС80 -200 с Н=2м	1184,00	4,00	3.820.2-43; выпуски 0, 13	Компл.	1	224,8	224,8	Устанавливается на водоприёмнике в ирригационный правобережный канал
Решётка сороудерживающая вертикальная с габаритами 2,0 х 3,0 м	1183,30	4,70	Повт.примен. из РП ИсГЭС	Компл.	2	1406	2812	На водпр-ке в деривацию ГЭС. По аналогу с решёткой для ГЭС-12 КА ГЭС (черт.1410-ГЭС-ГМ-16-00)
Ремонтный щит с габаритами 2,0х1,1м			Повт.примен. из РП ИсГЭС	шт.	3	412	1236	Масса дана без учёта закладных рам, которые д.б. учтены в п.5
Ремонтный щит с габаритами 4,0х1,0м			Повт.примен. из РП ИсГЭС	шт.	3	564	1692	Масса дана без учёта закладных рам для двух пролётов 4х5,2м
Тельферные пути подвесных талей для монтажных операций с шандорами			Спец. разработка	пм	18		1087	Разработан комплект чертежей 24-2011-В-ГМ-10-00
Таль ручная передвижная шестерённая фирмы "Кранталь М" по ГОСТ 1106-74 грузоподъёмностью 2,0т				шт.	2	65	130	Отметка верха (гребня) напорного фронта бетонных сооружений -
								1188,0

Пазы под рабочие затворы промывного шлюза и щитовой плотины располагаются в одной вертикальной плоскости, отстоящей от входных кромок бычков на 3.75 м. Перед рабочими затворами на расстоянии 2.25 м от них размещаются пазы для ремонтных заграждений – шандор. Их обслуживание будет осуществляться с помощью передвижных талей с ручным приводом по специально проложенным тельферным путям (в виде эстакады), а хранение – в своих пазах на подхватах.

При этом ремонтные щиты для водосбросной плотины (3шт. 5.0х1.0 м) будут висеть в каждом из её пролётов, а также в пролёте за автоматическим водосбросом. Для пролётов промывного

шлюза и водоприёмника ГЭС шандоры 2.5×1.1 м следует хранить на площадке станционного узла (для надёжной сохранности) и доставлять по мере надобности на площадку ГВУ автотранспортом.

Компоновка водосбросных сооружений выполнена как доковая конструкция. В плане – это единая фундаментная плита с габаритами: 12.6(В) ×13.5(Л) м и средней толщиной от $t=1.5$ до 2.5 м.

В поперечном сечении плита имеет ломаное очертание. Её порог на стыке с понуром заглубляется до отметки 794,6 м.

Поверхность плиты на длине 5.0 м выполнена горизонтальной, а далее она, превращаясь в водоскатную, на длине 8.5 м идёт с уклоном $i=1:10$ и обрывается концевым зубом, заглублённым на 1.1 м до отметки 792,8 м.

Разделительные бычки с береговыми устоями поднимаются из фундаментной плиты до отметки 802.0 м и далее – в пределах мостового перехода. Мостовые плиты толщиной 0.42 м перекрывают пролёты со свободным опиранием на бычки, ширина проезжей части – 5 м, по периметру крайних плит устроены колёсоотбой из бетона $H \approx 400$ мм, а также перильное ограждение.

Строительный водосброс, состоящий из:

Перемычки и обводного канала, рассчитанного на строительство в меженный период и криволинейным автоматическим сбросом (аварийный водосброс пропуска паводковых вод) на период строительства 3,4 квартала.

Отстойник

(чертежи 24-2011-6-ГР)

Основное назначение отстойника – осветление воды, поступающей в деривационный канал; его задача в осаждении таких частиц взвешенных наносов, которые не могут транспортироваться деривационным и отводящим каналами, не забивать дюкер и не истирать проточную часть турбин и напорных водоводов. Исходными данными для расчета отстойника ГЭС служит раздел 4.3.5 общей пояснительной записки.

Гранулометрический состав взвешенных наносов 1.8 т/м³.

Годовой объем взвешенных наносов равен 30 174 м³.

Для сооружения на головном узле ГЭС принят двухкамерный отстойник с периодическим промывом отложений.

Деривационный канал

(чертежи 24-2011-7-ГР)

Деривационный канал ГЭС длиной 1483 м транспортирует воду от отстойника до напорного бассейна. Канал проходит по левобережному склону долины в специально нарезаемой полке. Ширина канала по дну $B=5$ м.

8.3. Станционный узел

Компоновка станционного узла

(черт. 24-2011-КЧ л. 3).

В состав сооружений станционного узла ГЭС входят: напорный бассейн, холостой сброс, турбинный водовод; здание ГЭС, отводящий тракт и открытое распределительное устройство (ОРУ). Ко всем сооружениям предусмотрены эксплуатационные подъезды.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

Принятая компоновка обеспечивает работу ГЭС со сбросом воды в р. Коксу.

Напорный бассейн

(черт. 24-2011-8-ГР)

Назначение напорного бассейна – сопряжение безнапорной деривации с напорными турбинными водоводами.

В состав напорного бассейна ГЭС входят: аванкамера, водоприемная камера турбинных водоводов (водоприемник ГЭС), холостой сброс с доковым водосливом, промывная галерея, водоприемник холостого сброса, холостой сброс, механическое и грузоподъемное оборудование.

Компоновка напорного бассейна определена местными топографическими условиями. Ограниченность площадки и необходимость разворота направления движения потока определила сопряжение аванкамеры с фронтом водоприемников под углом 95°.

Сопряжение аванкамеры с деривационным каналом выполнено с незначительным расширением в плане.

С левой стороны к аванкамере примыкает головная часть холостого сброса и автоматический водослив с тонкой стенкой $l=15$ м. Переливной слой 0.60 м обеспечивает пропуск расхода 44 м³/сек. На выходном участке аванкамеры предусмотрено отверстие 2×2 м, перекрываемое двойным плоским затвором для отвода шуги и льда в холостой сброс. Для подвода к отверстию шуги, на период шугохода устанавливается съемные боны.

В конце аванкамеры сопрягается, под углом 95°, с водоприемником.

Водоприемник имеет одну камеру плавно соединенную с турбинным водоводом.

Камера водоприемника имеет два ряда пазов.

Первый ряд пазов предназначен для установки ремонтных затворов, второй – для сороудерживающих решеток, которые установлены под углом 77° к горизонту.

Далее устанавливаются рабочие быстropaдающие затворы водоприемника ГЭС типа ПК 5х4, оборудованные электролебедкой, установленной на эстакаде.

В качестве подъемно-транспортного оборудования для обслуживания сороудерживающих решеток и шандор, принят электротельфер, установленный на специальной конструкции.

Перед порогом камеры водоприемника предусмотрена донная галерея для отвода случайных наносов в холостой сброс.

Длина напорного бассейна по оси 21.5 м, длина водоприемной камеры 6.5 м, глубина напорного бассейна – 4.5 м. Ширина по фронту водоприемника – 12 м.

Напорный бассейн выполняется в виде доковой железобетонной конструкции с вертикальными стенами и контрфорсами.

Вертикальная привязка напорного бассейна выполнена по результатам гидравлических расчетов.

Расчетная отметка бассейна НПУ=801 мБС, а максимальная – 801.6 мБС, что соответствует максимальному переливу 44 м³/сек автомата-тического водослива. Водослив рассчитан на пропуск расчетного расхода ГЭС при остановке всех агрегатов. Напор на водосливе – 0.60 м. Эта величина вызывает допустимый подпор в деривационном канале.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

Водоприемные отверстия заглублены на величину 0.9 м, из условия недопущения засасывания воздуха в водовод. В таблице 8.2 приведены тип и характеристики механического оборудования напорного бассейна.

Таблица 8.2

Характеристика	Основной затвор	Шугосбр. затвор	Промывная галерея	Ремонтный затвор	Сорудер. решетка
Тип затвора	Глубинный колесный	Поверхност. скольз. сдвоен	Глубинный скользящий	Шандоры	Металлич. наборная
Серия	3.820.2-58	3.820.2-37	3.820.2-61	индивид.	индивид.
Ширина в свету, м	B=4.0	B=2.0	B=0.8	B=4.0	B=4
Высота в свету, м.	H=5.0	H=3.0	H=0.8	H=1.1×4	H=5.0
Расчетный напор, м	2.9	3.0	4.2	3.3	3.3
Расчетное тяговое усилие, тс	6.85	3.8	3.1	3.1	3.1
Расчетное посадочное усилие, тс	3.3	-	3.07	-	-
Высота хода затвора, м	3.1	2.0	0.9	-	-
Тип подъемника	10ЭВД	5ЭВД	5ЭВД	Таль з/п 3	-

Турбинный водовод

(чертеж 2020 ТВ-ГР7)

Турбинный водовод образуют напорный тракт гидроэлектростанции, подводящий воду из напорного бассейна к гидроагрегатам ГЭС.

Турбинный водовод поворотные в плане его длина: 30,3 м.

Водовод напорного тракта прокладываются в выемке с последующей засыпкой и обваловкой на глубину промерзания 1.5 м. Турбинный водовод на всем участке имеет внутренний диаметр 4,4 м.

Турбинный водовод монтируется из стальных труб.

Условия строительства: уклон поверхности -18.4°, грунт будет доведен до плотности сложения 2.2 г/см³, максимальный напор воды - 18 м.

Схема прокладки турбинных водоводов - в одну нитки; по способу прокладки - подземный. Трубы с внутренним диаметром 4,4 мм вальцуются из стальных листов марки 09Г2С толщиной $\delta=12$ мм ГОСТ 19282-88. Проектирование и прокладка труб выполнена согласно МЧ 34 747-76 для гидротехнических сооружений. Способ сварки труб между собой - ручная электродуговая типа Э42-р. В верхней и нижней части на фундаментной плите анкерной опоры устанавливаются температурно-осадочные компенсаторы. Трубопровод укладывается в подготовленную траншею, поверхность земли под трубопроводом планируется и выстилается песчаным подстилающим слоем толщиной 15 см. Засыпка труб осуществляется на глубину 1.5 м над верхней кромкой, с выполнением технологии послойной засыпки и уплотнения грунта до естественного состояния.

После прокладки и засыпки водовода откосы насыпи укрепляются посевом трав на всем протяжении напорного тракта.

Холостой сброс

(чертеж 2020-ГР6)

Холостой сброс ГЭС выполнен открытого типа.

Голова сброса выполнена в едином блоке с аванкамерой напорного бассейна за переливной стенкой, и образует отводящую траншею. Переливной слой над порогом перелива 0.60 м (при пропуске расчетного расхода 44 м³/сек.). Уклон отводящей траншеи $i=0.075$, ширина и глубина траншеи переменная – от 5 м до 7.0 м. Удельный расход $q=25$ м³/с.

К отводящей траншее примыкает аванкамера холостого сброса. Она представляет из себя монолитную доковую конструкцию с шириной 5.0 м.

За аванкамерой расположен быстроток холостого сброса, выполненный из монолитного бетона. Быстроток имеет протяженность 160 м. Поперечное сечение быстротока 5.0×1.8 м; глубина наполнения, при сбросе поверочного расхода 44 м³/с, составляет 0.6 м.

Быстроток заканчивается водобойным колодцем. Длина водобойного колодца 16.87 м, ширина 5 м и глубина 2.5 м. Далее сбросная вода поступает в реку Коксу.

Отводящий тракт

(чертеж 24-2011-12-ГР)

Отводящий тракт включает в себя: отводящий канал, сбросной канал. Все сооружения отводящего тракта расположены в пойменной части реки Коксу. Условия строительства: уклон поверхности – слабонаклонный, грунт – современный массив аллювиально-пролювиальных галечниковых грунтов с включением валунов, плотность естественного сложения 2.17 г/см³.

Отводящий канал выполняется из монолитного бетона. Отводящий канал имеет протяженность 40 м с постоянным уклоном $i=0.0006$. Поперечное сечение канала 14.0×2.25 м, глубина наполнения при расчетном расходе – 1.5 м.

Здание ГЭС

(чертеж 2020-ГР)

Здание ГЭС расположено в пойменной части реки Коксу. Условия строительства: уклон поверхности – горизонтальный, грунт с плотностью естественного сложения 2.16 г/см³.

В плане Здание ГЭС повернуто на 30° относительно оси напорного водовода и смещено на 10 м своим ближним углом от оси водовода, это выполнено с целью защиты здания ГЭС от прорывного потока (в случае разрыва водовода).

Здание ГЭС принято наземного типа. В здании сблокированы машинный зал, монтажная площадка и помещения вспомогательного оборудования.

Здание ГЭС имеет верхнее строение и подземную часть. По огнестойкости верхнее строение отнесено к степени II-а, по категории пожарной опасности – Д. Подземная часть отнесена ко II степени огнестойкости категории – Д.

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

Подземная часть здания ГЭС выполнена в виде единой монолитной коробчатой конструкции с помещениями для расположения вспомогательного оборудования и проточной части гидротурбин.

Отсасывающие трубы турбин разделены бычками, на выходе которых установлены пазы ремонтных затворов. Между бычками расположен мокрый колодец для сбора и последующей откачки воды из отводящего тракта турбин.

За отводящим трактом турбин предусмотрена аванкамера, обеспечивающая необходимые сопряжения с отводящим каналом.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГЭС

Строительство Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт на р.Коксу планируется осуществить на территории Ескельдинского и Коксуского районов Талдыкорганского региона Алматинской области Республики Казахстан. Границей районов служит река Коксу.

Общие указания

Проект строительных конструкций выполнен в соответствии с объемно-планировочными решениями, принятыми в чертежах марки "АР", с учетом следующих данных:

Район строительства - п. Талпаты, Алматинская область.

Климатический район – III, подрайон В (СП РК 2.04-01-2017);

Нормативное значение ветрового давления – 0,39кПа (СП РК EN 1991-4-:2004/2011);

Расчетное значение веса снегового покрова – 1,50кПа (СП РК EN 1991-3-:2004/2011);

Расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 25,3° (СН РК 2.04-21-2004);

Сейсмическая зона – 9 баллов (СП РК 2.03-30-2017*)

Сейсмичност площадки строительства – 9 баллов

Категория грунтов по сейсмическим свойствам – II (второй)

Условия эксплуатации сооружения:

Здание – отапливаемое;

Класс ответственности зданий и сооружений по назначению- IV (четвертый) (СП РК 2.03-30-2017);

Класс ответственности зданий по этажности-I (первый) (СП РК 2.03-30-2017);

Коефіцієнт відповідальності збудови $\chi_{lh} = 1,5$ (СП РК 2.03-30-2017);

Уровень ответственности -II (нормальный)(Приказа МНЭ РК №165 от 28.02.2015);

Техническая/технологическая сложность объекта - технологически сложный (IV-класс гидротех. соор.-ū) (Приказа МНЭ РК №165 от 28.02.2015);

Степень агрессивности среды на железобетонные конструкции – неагрессивная;

Класс надежности RC2 (по СП РК EN 1990):

Степень огнестойкости здания – II, помещение монтажной площадки и машинного зала по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории "Д";

Класс конструкции по пожарной опасности – К1 (малопожароопасные);

Класс пожарной опасности строительных конструкций – С1;

Здание по функциональной пожарной опасности относится к подклассу –Ф 5.1, с административной и бытовой частью, классы: Ф4.3 и Ф3.6 в части здания в осях 5-6, А-Б. Расчетный срок службы – 25 лет.

За относительную отметку 0.000 принят уровень чистого пола монтажной площадки, которая соответствует абсолютной отметке на местности 787,15 м в Балтийской системе высот.

Технологические характеристики

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

Верхне-Талаптинская ГЭС относится к ГЭС деривационного типа с безнапорной деривацией.

Общий план Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт приведен на схеме.

В составе компоновки ГЭС выделяются три укрупненных элемента:

- головной водозаборный узел;
- деривационный тракт;
- станционный узел.

На головном узле осуществляется прием расходов р.Коксу, подготовка и подача в деривационный тракт расчетного расхода 44 м³/с.

Деривационный тракт осуществляет транспорт воды к напорному бассейну станционного узла ГЭС. На напорном бассейне происходит забор воды в турбинный водовод, подача ее к гидротурбинам, выработка электроэнергии и выдача в систему электропередачи.

В состав сооружений Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт входят:

Головной водозаборный узел:

- гидроузел плотинно-бычкового типа;
- водосбросные сооружения;
- водоприемник в деривационный канал;

Деривационный тракт:

- отстойник;
- деривационный канал;

Станционный узел:

- напорный бассейн;
- холостой сброс;
- турбинный водовод;
- здание ГЭС;

отводящий канал.

Главное здание ГЭС размером 14,8х23х12,6м из двух частей: здания, в котором размещены гидроагрегаты и основное оборудования ГЭС. Эти здания разделены деформационным швом. Каждое из зданий состоит из подземной и наземной частей.

В основной части здания установлены три гидроагрегата, вертикальные поворотно лопастные типа САТ-1780 с диаметром рабочего колеса 1,78м и генераторов SF13,25-16/3550 с генераторным напряжением 6кВ, два предтурбинных дисковых затвора 2300KD741H-6Vk и мостовой кран грузоподъемностью 5т производства Россия. Здание одноэтажное, верхний этаж – наземный, машинный зал высотой 12,6.0м, в нем установлен мостовой кран грузоподъемностью 5т. Подземная часть здания состоит из одного этажа. На уровне бетонирования размещены предтурбинные дисковые затворы, маслонапорные установки, механизмы управления направляющими аппаратами, хранилище масел и другое вспомогательное оборудование. Толщина донной плиты под отсасывающими трубами 1.5м.

Толщина стен подземной части здания со стороны верхнего и нижнего бьефов ГЭС 0.6м. Гидроагрегаты установлены в неподвижных опорах, выступающих из пола машзала подводящий трубопровод закреплен пространственным каркасом из анкеров и закладных деталей. Внутренний

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

диаметр стакана в опоре для установки трубы 2340 мм. Расположение генератора соответственно вертикальное на валу турбины, под генератор в фундаменте предусмотрена технологическая шахта глубиной 1440мм.

В нижнем бьефе здания ГЭС на концевой части отсасывающих труб устроены один бычка и два крайних боковых устоя. В бычках и устоях предусмотрены пазы для установки плоских глубинных колёсных затворов размером 5.49х2.36–4.5м. Толщина бычков 4.91м, толщина боковых устоев 2.65м. Общий вес гидромеханического оборудования (затворы, решетки, пазы, механизмы подъема, тельферные эстакады и пути и др.) составляет 37т. Маневрирование затворами осуществляется с помощью электрической тали грузоподъемностью 10кN, перемещающейся по эстакаде. Подводящие турбинные трубопроводы внутренним диаметром 2,34м проходят между СПК и монтажной площадкой. Турбинные трубопроводы выполнены из металла и одеты в железобетонную обечайку.

Под монтажной площадкой расположен подземный этаж, в котором размещено вспомогательное оборудование. В наземном этаже размещены щитовые помещения низкой и высокой стороны, трансформаторы собственных нужд, главный пульт управления, аккумуляторная, бытовые помещения и туалеты.

По периметру площадки со стороны склонов выемки у их подошвы предусмотрена сборная водосточная канава, сток из которой отводится в отводящий канал ГЭС.

Отводящий канал длиной 25м коробового сечения выполнен из железобетона шириной по дну от 14 до 21 м. На первых 13м имеет обратный уклон $i=0.33$, последующие 12м – горизонтальный участок.

Главная электрическая схема ГЭС, два гидрогенератора на два повышающих трансформатора. Два главных повышающих трансформатора 6/35Кв устанавливаются со стороны верхнего бьефа, на площадке между откосом котлована и стеной здания ГЭС. От трансформаторов идет воздушная «перекидка» на площадку ОРУ, расположенную примерно в 50м выше здания ГЭС.

№	Наименование	Ед. изм	На р. Коксу
1	Расчетная мощность	МВт	10,5
2	Гарантированная мощность	МВт	3,5
3	Годовая выработка электроэнергии	млн. кВтч	65,1
4	Число часов использования	час	4814
5	Расчетный напор ГЭС	м	20
6	Расчетный расход ГЭС	м³/с	60
7	Число гидроагрегатов	шт.	3

Технические спецификации оборудования

Технические параметры турбины

На ГЭС устанавливается гидравлическая 3 турбины ПЛ-поворотнлопастные (Каплана) с вертикально-ориентировочной осью. Турбина заключена в металлическом S-образном кожухе. Турбина коаксиально связана с генератором, а вал генератора связан с узлом рабочего колеса. Направление вращения турбины: по часовой стрелке (если смотреть со стороны генератора).

Турбина Гидротурбина Поворотно лопастная, с вертикальной осью и металлической спиральной камерой с углом охвата 345°. Турбина стыкуется с обетонированной изогнутой отсасывающей

трубой. Турбина напрямую соединяется с генератором. Направление движения – по часовой стрелке.

Тип	AD 5 – 178
Номинальный диаметр рабочего колеса	D1:1.78м
Расчетный напор:	20м (18,3м)
Номинальный расход:	22м³/с
Номинальная скорость вращения	375об/мин
Номинальная мощность	3500кВт

Напор нетто, м	Максимальная мощность, кВт	Допустимая высота отсасывания Hs, м
Расчетный напор 18 (18.2)	3500	-0.7

КПД модели в «яблоке» не менее	95%,
Разгонная скорость	874 об/мин.

Статическое всасывание Hs=-0.7м.

Средняя наработка на отказ – 10000 часов (не включая процесс пуска и останова).

Регулятор турбин. Каждый агрегат оснащен индивидуальным комплектом регулятора гидротурбин, управляемого микрокомпьютером. В комплект поставки регулятора входят:

Механический шкаф и электрический шкаф регулятора оборотов;

Гидроцельндр регулятора оборотов;

Детектор числа оборотов ротора;

Элементы автоматизации системы регулирования скорости.

Основные параметры регулятора гидротурбин

Тип	AD 5 – 178
Рабочее давление	16.0 МПа
Мощность регулятора оборотов	30 КН.М (6 КН.М)
Применимое правило	Адаптивное ПИД регулирование
Напряжение	110В постоянного тока ±15% 220В переменного тока ±15% 50Гц
Методы измерения частоты	Методы измерения: остаточное напряжение; значение: 10÷90Гц; разница: 0.01Гц; нелинейность 0.01%;
Время открытия серводвигателя	5с÷45с;
Время закрытия серводвигателя	5с÷45с;
Установка частоты:	50Гц±10%;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

117

bp	0÷10%;
Kp	0.5÷20;
Ki	0.05÷10 с-1;
Kd	0÷5с;
Статическая спецификация, нелинейность:	<1%;
Мертвая зона скорости:	<0.02%;
Колебание скорости:	<±0.14%;
Время задержки серводвигателя:	0.18с;
100% сброс нагрузки:	Время регулирования < 20с
Установка диапазона скоростей:	0÷0.5Гц
Время срабатывания регулятора:	5мсек

Генератор

Тип генератор: вертикальный шахтный, подвесной, синхронный, трехфазный с воздушным охлаждением.

Номинальные значения

Марка

Номинальная мощность	3690кВт
Номинальное напряжение	6 КВ
Коэффициент номинальной мощности	0.95(Lag)
Номинальная частота	50Гц
Номинальная скорость	375 об/мин
Разгонная скорость	874 об/мин

Система охлаждения самоконтроль, воздушное охлаждение

Номинальное напряжение возбуждения	87В
Номинальный ток возбуждения	295 А

Система возбуждения микрокомпьютерного

кремниевого управляемого выпрямителя TZL-2F

Максимальный вес для подъема/название 10.5т/ротор

Общий вес генератора 24.5т

Класс изоляции статора/ротора F/F

Класс изоляции обмотки

Обмотки сердечников статора и ротора соответствуют классу изоляции F и классу повышения температуры В.

Максимальная температура упорного подшипника 55°С.

Максимальная температура центрирующего подшипника 70°С.

Температура на площадке для проектирования:

Максимальная температура внутри машзала электростанции 35°C.

Минимальная температура внутри машзала электростанции 5°C.

Максимальная температура на входе охладителя 30°C.

Технические характеристики

1) Генератор удовлетворяет требованию – среднегодовое количество пусков и остановов агрегата составит не менее 700.

2) КПД. Гарантированное значение КПД составляет не менее ниже указанных значений при номинальной мощности, номинальном напряжении, номинальной скорости и коэффициенте номинальной мощности:

Номинальная активная мощность (%)	100	90	80	70	60	50	40
Коэффициент номинальной мощности	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Гарантированный КПД (%)	95.8	95.8	95.4	94.8	94.1	93.1	92.0

надежность (гидрогенератор и вспомогательное оборудование):

1. Допустимое значение $\geq 99\%$
2. Время непрерывной эксплуатации без сбоев: 28 000 час.
3. Периодичность текущего ремонта: 5 лет
4. Срок службы агрегата ≥ 40 лет

Уплотнение главного вала

Для предотвращения течей, уплотнение стыка между колесом и валом представлено патронным узлом, в котором поверхность главного вала обжимают асбестовым уплотнением. Сочленение главного вала с асбестовым уплотнением выполняют посредством вставки из нержавеющей стали.

Направляющий аппарат

– Статорное кольцо НА представляет собой сварную конструкцию поворотного-затворного типа. Материал изготовления – Q235.

– Поверхность неподвижной лопасти направляющего аппарата полируют с удалением всяких шероховатостей. Ее ровность/гладкость должна соответствовать требованиям международных стандартов.

– Спиральный кожух НА выполняют из стального листа с дальнейшей возможностью сварки.

– Каждый завиток спирального кожуха предварительно собирают на заводе-изготовителе и отгружают на монтажную площадку. Все сварные швы спирального кожуха проверяют посредством неразрушающего контроля качества.

Отсасывающая труба

– Этот компонент состоит из присоединительной трубы, выполненный из монолитного железобетона воронкообразной конфигурации. Его используют для направления потока на нижний уровень абнткамеры отводящего канала, при этом восстанавливается часть кинетической энергии.

Статор генератора

- Статор поставляется в виде цельной собранной единицы оборудования.
- Лобовая часть обмотки и соединительный провод должны быть зафиксированы. Все сварные соединения с системами объекта и другие сварные соединения должны быть выполнены с применением серебросодержащей меди
- Обмотку статора подключают по схеме «звезда». Последовательность чередования фаз трех групп выполняют против часовой стрелки (U\V\W), если смотреть сверху вниз.

Ротор генератора

- Класс изоляции обмотки в полюсной катушке ротора: класс F.
- Ротор оснащается демпферной обмоткой.
- Обмотка ротора способна выдерживать двукратное превышение номинального тока возбуждения в течение 50 с.

Опорный подшипник

- Подшипник смазывается маловязким маслом по схеме самоциркуляции.
- К подшипнику подводится вода для его охлаждения.

Токосъемное кольцо и щетки

- Токосъемное контактное кольцо и щетки выполняют из высокоантифрикционного материала с последующей проверкой на отсутствие загрязнения других компонент пылью.
- Щетки должны быть легкоъемного типа. Для токосъемного контактного кольца следует обеспечить машинную обработку на участке монтажа.

Закрытое распредустройство 6,3 кВ и низковольтное распредустройство 0,4 кВ

Распредустройство 6,3 кВ представляет собой закрытое комплектное распредустройство внутренней установки KYN28-12, с ячейками выключателей состоящих из вакуумных выключателей серии VS1-12. Распредустройство GGD внутренней установки состоит из фиксированных шкафов выключателей, средство основных линейных переключений в нем – универсальный выключатель DW17-630,630A/25KA; выключатель в цепи распределения электропитания автоматический выключатель в литом корпусе DZ20J-200/1250.

Мостовой кран 30 тонн

Основные технически характеристики Пролет (от центра до центра рельсов) 10.5м

Грузоподъемность лебедки 5 тонн

Высота подъема лебедки 10 м

Номинальная частота вращения для продольного перемещения 20 м/мин

Номинальная частота вращения для поперечной подачи 20 м/мин

Номинальная частота вращения лебедки 7м/мин

Тип двигателя для продольного перемещения YDE802-4

Тип двигателя для поперечной подачи ZDy21-4

Тип двигателя лебедки ZD151-4

Мощность на выходе для двигателя для прод. Перемещения 0,8 кВт

Мощность на выходе для двигателя для попер. Подачи	0.8 кВт
Мощность на выходе для двигателя лебедки	13 кВт
Рабочий зазор от каждого рельса и упоров на поперечном рельсе или торцевой стенки электростанции	
Слева 1293 мм	Справа 1893 мм
Тип рамы	коробч. типа
Тип троса	6Х37+1 ф15мм
Коэффициент надежности конструкции	
Проволоки	300 %
Крюка	300 %
Метод торможения	электромагнитный тормоз
Размеры	Детальн. информ. предст. на черт.
Макс. давление колес 5,56 тонн	
Общий вес	4 тонн
Самый тяжелый блок (наименование компонента, вес и размеры)	
Несущая балка: L (дл):14500 мм X W (шир.): 600 мм X H (выс.): 1000 мм Вес: 4 тонн	
Вес рельса	24 кг/м

Монтаж оборудования

Завод-изготовитель отправляет на участок работ квалифицированных и опытных техников для проведения шефмонтажа и тестового прогона оборудования. Данные техники должны присутствовать при распаковке оборудования на площадке и в ходе процесса монтажа: приемки оборудования, испытаниях оборудования, а также при первичной и окончательной сдачи в эксплуатацию оборудования.

Обработка поверхностей сварных швов

При обработке сварных швов необходимо обеспечить отсутствие каверн и шероховатостей (пережёги не допустимы).

Вид сварного шва – плоский. Сварные швы поверхностей прохождения водного потока должны быть отполированы с приданием обтекаемости.

Смазка

Смазочное масло для подшипников турбины и генератора и технологическое масло для системы автоматического регулирования частоты вращения и затвора напорного трубопровода должно быть представлено турбинным маслом типа L-TSA-46 (GB11120-89 или ISO8068 : 1987). Консистенция смазка для некоторых компонент установки должна удовлетворять требованиям заданных международных стандартов. Первая смазка и заправка маслом производится совместно и под непосредственным руководством группы Шефмонтаж.

Испытание

Оно включает в себя проверку монтажа на участке, тестовый прогон и приёмочную проверку. Завод-изготовитель предоставляет программу испытаний в соответствии с ходом монтажных

работ. Программа испытаний включает в себя наименование испытываемого оборудования, описание процедур, условия и графики испытаний. Испытания и контроль качества сборки проводится совместно с представителями завода (шефмонтаж).

Результаты и отчеты по испытаниям, а также протоколы проверки качества по итогам испытаний, данные контроля качества сборки и проверки качества должны быть оформлены в 2 экземплярах соответственно для заказчика и завода изготовителя.

Таблица заводских испытаний и приемо-сдаточных испытаний

№	Объект испытаний	Заводское испытание	Приемо-сдаточное испытание на участке монтажа
1	Проверка трансформатора возбуждения	√	√
2	Проверка технических характеристик выключателя поля возбуждения	√	√
3	Проверка устройства SCR	√	√
4	Измерения изоляции компонент системы возбуждения и проверка диэлектрической прочности	√	√
5	Общие испытания автоматического регулятора системы возбуждения на статические характеристики	√	√
6	Проверка по шлейфу работы систем защит, контроля, сигнальной системы и интерфейса системы возбуждения	√	√
7	Испытания характеристик системы подачи возбуждения и инверсного снятия возбуждения	√	√
8	Измерения в диапазонах уставок напряжения каждого режима регулирования автоматического регулятора возбуждения и изменения скорости при заданном напряжении	√	√
9	Измерение напряжения и частотной характеристики генератора с применением автоматического регулятора возбуждения	√	√
10	Испытания на переключения автоматического/ручного режима управления и на переключения между 2 режимными группами системы автоматического регулирования.	√	√
11	Испытания диапазона ручного регулирования установки	√	√
12	Испытания реакции на ступенчатое (10%) регулирование генератора в режиме без нагрузки	√	√
13	Проверка системы охлаждения для шкафа электропитания системы выпрямителя	√	√
14	Определение уровня шума	√	√
15	Испытания на равномерность тока и испытания под напряжением силовой установки системы возбуждения	√	√
16	Измерения напряжений регулирования генератора с применением автоматического регулятора возбуждения	√	√

№	Объект испытаний	Заводское испытание	Приемо-сдаточное испытание на участке монтажа
17	Испытания на регулирование реактивной мощности и сброс нагрузки генератора	✓	✓
18	Испытание на снятие возбуждения генератора в режиме без нагрузки и при номинальных условиях эксплуатации	✓	✓
19	Испытания настроек вспомогательного устройства и защитных устройств, проверка установки, испытания на правильность функционирования	✓	✓
20	Испытания на 72 часа непрерывного запитывания системы возбуждения – при низком напряжении и большом токе	✓	✓
21	Испытания на 72 часа непрерывного тестового прогона системы возбуждения при штатных условиях работы	✓	✓

Основное гидросиловое оборудование

В зданиях ГЭС принято к установке полностью одинаковое оборудование: по два вертикальных гидроагрегата в блоке: турбина, регулятор турбин, генератор, система возбуждения, контрольные и защитные системы.

Основные технические параметры агрегатов ГЭС приведены в таблице 9.1.

Технические параметры агрегатов ГЭС

Таблица 9.1.

Наименование показателя	Един. изм.	Китай	Европа
Расчетный напор нетто	м	20	18.2
Расчетный расход одного агрегата, Qp	м³/с	22	22
Минимальный расход на (турбину)	м³/с	7.5	7.5
Мощность одного агрегата	кВт	3000	3500
Количество агрегатов ГЭС	шт.	3	3
Диаметр рабочего колеса гидротурбины	мм	1600	1600
Номинальная частота вращения	об/мин	375	375
Генератор SF2000-16/2600 (подвесной)	об/мин	375	375

Китайский производитель

Турбина Гидротурбина Пропеллерная, с вертикальной осью и металлической спиральной камерой с углом охвата 345°. Турбина стыкуется с обетонированной изогнутой отсасывающей трубой. Турбина напрямую соединяется с генератором. Направление движения – по часовой стрелке.

Тип ZDJP502-LH-160(+8)

Номинальный диаметр рабочего колеса D₁ 1.6м

Расчетный напор: 18м (18.2м)

Номинальный расход: 22м³/с

Номинальная скорость вращения 375об/мин

Номинальная мощность 3000кВт

Напор нетто, м	Максимальная мощность, кВт	Допустимая высота отсасывания Hs, м
Расчетный напор 18 (18.2)	2131	-0.7

КПД модели в «яблоке» не менее 91%,

Разгонная скорость 874 об/мин.

Статическое всасывание Hs=-0.7м.

Средняя наработка на отказ – 8000 часов (не включая процесс пуска и останова).

Регулятор турбин. Каждый агрегат оснащен индивидуальным комплектом регулятора гидротурбин, управляемого микрокомпьютером. В комплект поставки регулятора входят:

1. Механический шкаф и электрический шкаф регулятора оборотов;
2. Гидроцилиндр регулятора оборотов;
3. Детектор числа оборотов ротора;
4. Элементы автоматизации системы регулирования скорости.

Основные параметры регулятора гидротурбин

Тип	УТ-1800
Рабочее давление	16.0 МПа
Мощность регулятора оборотов	30 КН.М (6 КН.М)
Применимое правило	Адаптивное ПИД регулирование
Напряжение	110В постоянного тока ±15% 220В переменного тока ±15% 50Гц
Методы измерения частоты	Методы измерения: остаточное напряжение; значение: 10÷90Гц; разница: 0.01Гц; нелинейность 0.01%;
Время открытия серводвигателя	5с÷45с;
Время закрытия серводвигателя	5с÷45с;
Установка частоты:	50Гц±10%;
bp	0÷10%;
Kp	0.5÷20;
Ki	0.05÷10 с ⁻¹ ;
Kd	0÷5с;
Статическая спецификация, нелинейность:	<1%;
Мертвая зона скорости:	<0.02%;
Колебание скорости:	<±0.14%;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Время задержки серводвигателя:	0.18с;
100% сброс нагрузки:	Время регулирования < 40с
Установка диапазона скоростей:	0÷0.5Гц
Время срабатывания регулятора:	5мсек

Генератор

Тип генератор: вертикальный шахтный, подвесной, синхронный, трехфазный с воздушным охлаждением.

Номинальные значения

Марка	SF3000-16/3200
Номинальная мощность	3000кВт
Номинальное напряжение	6.3 КВ
Коэффициент номинальной мощности	0.9(Lag)
Номинальная частота	50Гц
Номинальная скорость	375 об/мин
Разгонная скорость	874 об/мин
Система охлаждения самоконтроль, воздушное охлаждение	
Номинальное напряжение возбуждения	87В
Номинальный ток возбуждения	295 А
Система возбуждения микрокомпьютерного кремниевого управляемого выпрямителя	TZL-2F
Максимальный вес для подъема/название	10.5т/ротор
Общий вес генератора	24.5т
Класс изоляции статора/ротора	F/F

Класс изоляции обмотки

Обмотки сердечников статора и ротора соответствуют классу изоляции F и классу повышения температуры В.

Максимальная температура упорного подшипника	55°C.
Максимальная температура центрирующего подшипника	70°C.
Температура на площадке для проектирования:	
Максимальная температура внутри машзала электростанции	35°C.
Минимальная температура внутри машзала электростанции	5°C.
Максимальная температура на входе охладителя	30°C.

Технические характеристики

1) Генератор удовлетворяет требованию – среднегодовое количество пусков и остановов агрегата составит не менее 700.

2) КПД. Гарантированное значение КПД составляет не менее ниже указанных значений при номинальной мощности, номинальном напряжении, номинальной скорости и коэффициенте номинальной мощности:

Номинальная активная мощность (%)	100	90	80	70	60	50	40
Коэффициент номинальной мощности	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Гарантированный КПД (%)	95.8	95.8	95.4	94.8	94.1	93.1	92.0

надежность (гидрогенератор и вспомогательное оборудование):

1. Допустимое значение $\geq 99\%$
2. Время непрерывной эксплуатации без сбоев: 18 000 час.
3. Периодичность текущего ремонта: 5 лет
4. Срок службы агрегата ≥ 40 лет

Европейский производитель

Турбина Гидротурбина Поворотно лопастная, с вертикальной осью и металлической спиральной камерой с углом охвата 345° . Турбина стыкуется с обетонированной изогнутой отсасывающей трубой. Турбина напрямую соединяется с генератором. Направление движения – по часовой стрелке.

Тип

Номинальный диаметр рабочего колеса D_1 1.73м

Расчетный напор: 20м (18.2м)

Номинальный расход: $22 \text{ м}^3/\text{с}$

Номинальная скорость вращения 375 об/мин

Номинальная мощность 3500 кВт

Напор нетто, м	Максимальная мощность, кВт	Допустимая высота отсасывания H_s , м
Расчетный напор 18 (18.2)	3500	-0.7

КПД модели в «яблоке» не менее 95%,

Разгонная скорость 874 об/мин.

Статическое всасывание $H_s = -0.7 \text{ м}$.

Средняя наработка на отказ – 10000 часов (не включая процесс пуска и останова).

Регулятор турбин. Каждый агрегат оснащен индивидуальным комплектом регулятора гидротурбин, управляемого микрокомпьютером. В комплект поставки регулятора входят:

5. Механический шкаф и электрический шкаф регулятора оборотов;

- 6. Гидроцельндр регулятора оборотов;
- 7. Детектор числа оборотов ротора;
- 8. Элементы автоматизации системы регулирования скорости.

Основные параметры регулятора гидротурбин

Тип	
Рабочее давление	16.0 МПа
Мощность регулятора оборотов	30 КН.М (6 КН.М)
Применимое правило	Адаптивное ПИД регулирование
Напряжение	110В постоянного тока ±15% 220В переменного тока ±15% 50Гц
Методы измерения частоты	Методы измерения: остаточное напряжение; значение: 10÷90Гц; разница: 0.01Гц; нелинейность 0.01%;
Время открытия серводвигателя	5с÷45с;
Время закрытия серводвигателя	5с÷45с;
Установка частоты:	50Гц±10%;
bp	0÷10%;
Kp	0.5÷20;
Ki	0.05÷10 с ⁻¹ ;
Kd	0÷5с;
Статическая спецификация, нелинейность:	<1%;
Мертвая зона скорости:	<0.02%;
Колебание скорости:	<±0.14%;
Время задержки серводвигателя:	0.18с;
100% сброс нагрузки:	Время регулирования < 20с
Установка диапазона скоростей:	0÷0.5Гц
Время срабатывания регулятора:	5мсек

Генератор

Тип генератор: вертикальный шахтный, подвесной, синхронный, трехфазный с воздушным охлаждением.

Номинальные значения

Марка

Номинальная мощность	3600кВт
Номинальное напряжение	10 КВ
Коэффициент номинальной мощности	0.95(Lag)
Номинальная частота	50Гц
Номинальная скорость	375 об/мин

Разгонная скорость	874 об/мин
Система охлаждения самоконтроль, воздушное охлаждение	
Номинальное напряжение возбуждения	87В
Номинальный ток возбуждения	295 А
Система возбуждения микрокомпьютерного кремниевого управляемого выпрямителя	TZL-2F
Максимальный вес для подъема/название	10.5т/ротор
Общий вес генератора	24.5т
Класс изоляции статора/ротора	F/F

Класс изоляции обмотки

Обмотки сердечников статора и ротора соответствуют классу изоляции F и классу повышения температуры B.

Максимальная температура упорного подшипника 55°C.

Максимальная температура центрирующего подшипника 70°C.

Температура на площадке для проектирования:

Максимальная температура внутри машзала электростанции 35°C.

Минимальная температура внутри машзала электростанции 5°C.

Максимальная температура на входе охладителя 30°C.

Технические характеристики

1) Генератор удовлетворяет требованию – среднегодовое количество пусков и остановов агрегата составит не менее 700.

2) КПД. Гарантированное значение КПД составляет не менее ниже указанных значений при номинальной мощности, номинальном напряжении, номинальной скорости и коэффициенте номинальной мощности:

Номинальная активная мощность (%)	100	90	80	70	60	50	40
Коэффициент номинальной мощности	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Гарантированный КПД (%)	95.8	95.8	95.4	94.8	94.1	93.1	92.0

надежность (гидрогенератор и вспомогательное оборудование):

1. Допустимое значение	≥99%
2. Время непрерывной эксплуатации без сбоев:	28 000час.
3. Периодичность текущего ремонта:	5 лет
4. Срок службы агрегата	≥40 лет

10. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА

10.1. Главная схема электрических соединений

10.1.1 Основные исходные положения

Основное электротехническое оборудование размещается в здании станции и на площадке ОРУ-35 кВ.

Проект разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ РК);
- СП РК 4.04-109-2013 «Правила проектирования силового и осветительного оборудования промышленных предприятий»;
- СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.08.2018 г.);
- СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.11.2019 г.);
- другие действующие нормативные документы на территории Республики Казахстан

Основными критериями выбора главной схемы электрических соединений ГЭС явились ее простота, ремонтпригодность и надежность в эксплуатации. Для надежности работы ГЭС необходима ее постоянная связь с энергосистемой. Изолированная от системы работа ГЭС проектом не предусматривается.

10.1.2 Присоединение ГЭС к системе

Выдача мощности в систему принята в соответствии с техническими условиями КЕГОК и предусматривает строительство подстанции 35/6кВ «ВТ ГЭС» (ОРУ-35кВ) с тремя трансформаторами мощностью по 10 МВА по схеме 35-5Н «Схема мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» на территории пристанционной площадки ГЭС.

Схема присоединения Верхне-Тпалаптинской ГЭС к существующим электрическим сетям приведена на рисунке 10.1.

Для выдачи мощности ГЭС присоединение комплектного распределительного устройства напряжением 6кВ (КРУ-6кВ), расположенного в здании станции, к главным трансформаторам подстанции предусмотрено силовыми кабельными линиями.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

На подстанцию 35/6 кВ «ВТ ГЭС» выполняется заход одноцепной ВЛ-35кВ (Л-54К) и выход этой же ВЛ-35кВ в направлении ПС 35/6 кВ «55». Заход-выход выполняется с разрезом существующей линии ВЛ-35кВ.

Выбранная схема обеспечивает надежную связь с системой в послеаварийных и ремонтных режимах (выключателей и ВЛ) без ограничения выдачи мощности ГЭС.

10.1.3 Главная схема электрических соединений

Главная схема электрических соединений представлена на рисунке 10.2.

Три генератора подключаются к трем секциям сборных шин КРУ-6 кВ через вакуумные выключатели. Один большой и один малый агрегаты подключаются к II секции шин КРУ-6 кВ, другой большой агрегат к I секции. Секционный выключатель нормально отключен. К выводам генераторов присоединены измерительные трансформаторы напряжения и силовые трансформаторы системы возбуждения. В ячейках выключателей и выводах нейтрали генераторов установлены трансформаторы тока, используемые для работы основных защит генераторов. К шинам генераторного напряжения КРУ-6 кВ присоединяются три силовых повышающих трансформатора 6,0/35,0 кВ: мощностью 3х5000 кВА.; три трансформатора собственных нужд мощностью по 630 кВА, 6/0,4 кВ. К этим же шинам присоединены воздушные линии 6 кВ, идущие от здания станции до существующей ВЛ-6кВ №8А, которые обеспечат резерв питания электропотребителей собственных нужд ГЭС (затворов водозаборных сооружений, обогрева сороудерживающих решеток, освещения, периметральной охранной сигнализации и видеонаблюдения). Также предусмотрена резервная линейная ячейка для присоединения отходящей резервной линии. Измерительные трансформаторы напряжения так же подключены к шинам на трех секциях. Выдача мощности организована на напряжении 35 кВ. План ОРУ-35/6 кВ представлен на рисунке 10.3.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

24-12-2024-ОПЗ

Лист	131
------	-----

(рекомендуемый)

Лист 1

Принципиальная схема присоединения
Верхне-Талаптинской ГЭС

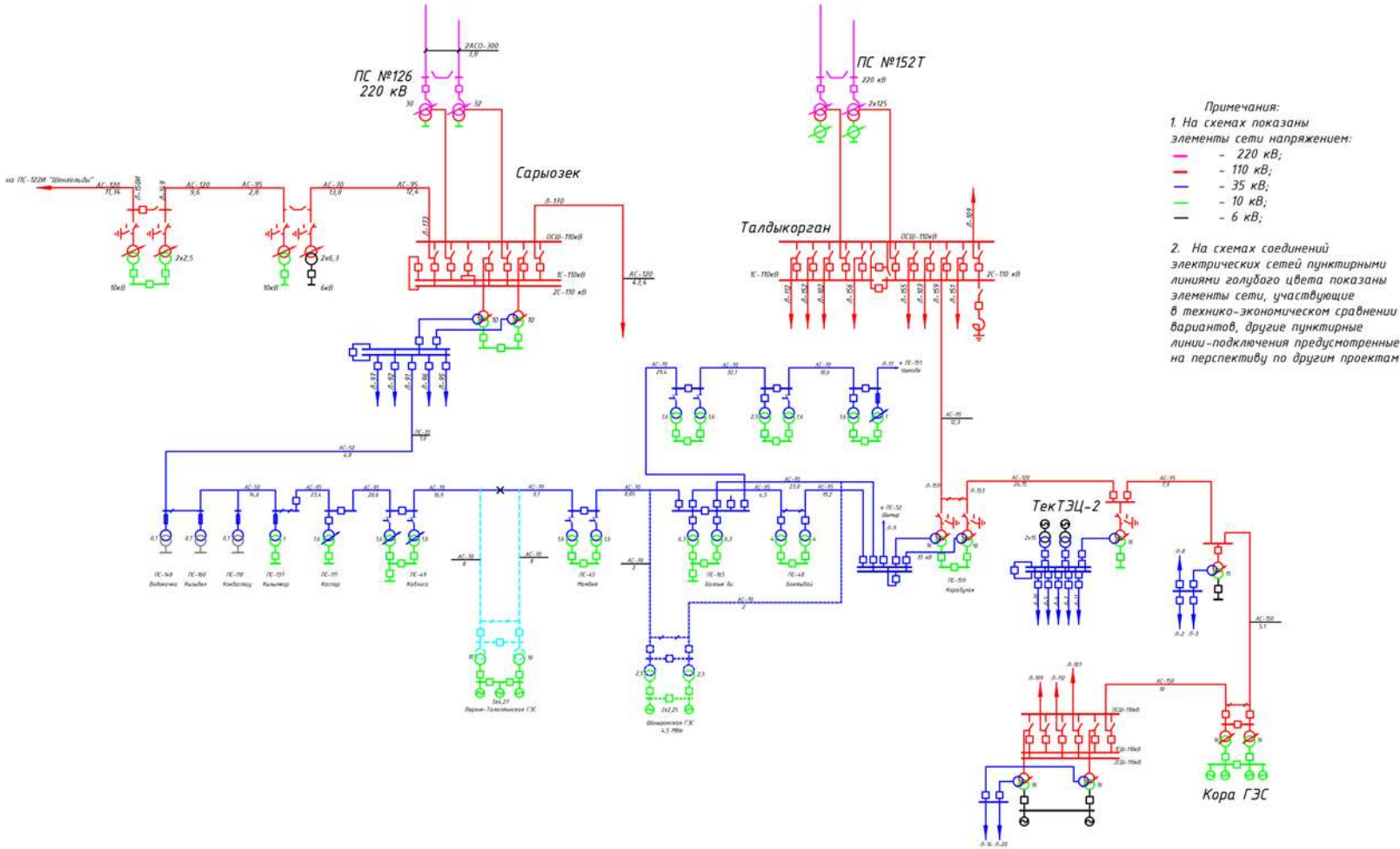
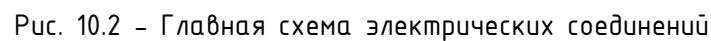


Рис. 10.1. – Схема присоединения ГЭС- к системе

Изм.	Исчм	№ докум.	Подп.	Дата	24-12-2024-ОПЗ
					Исчм
					132



Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

24-12-2024-073

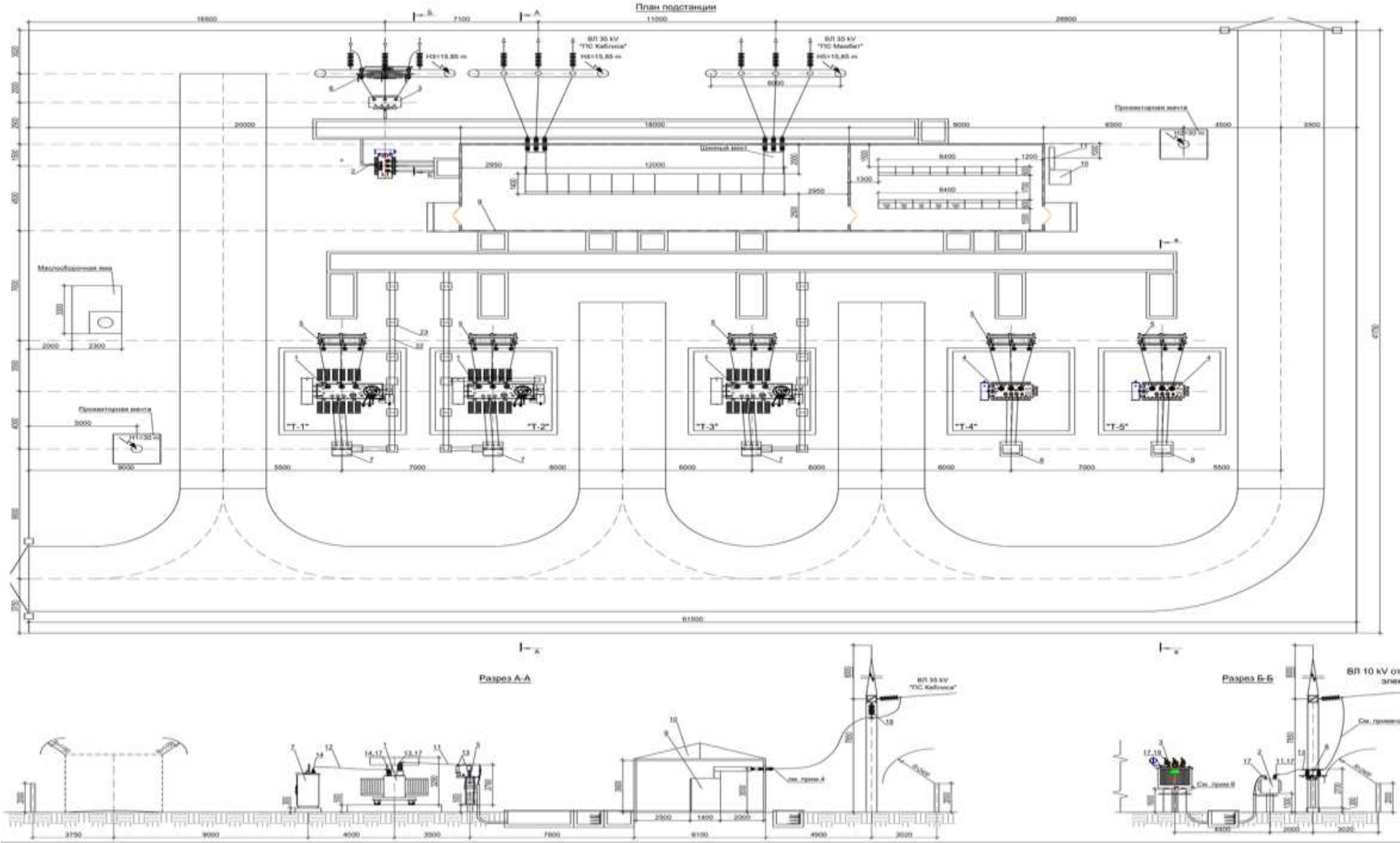


Рис. 10.3 – План ОРУ-35/6 кВ

10.2. Основное электротехническое оборудование

Основное электротехническое оборудование, устанавливаемое на ГЭС, выбрано в соответствии с главной схемой электрических соединений и расчетами токов короткого замыкания приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Перечень основного и вспомогательного электротехнического оборудования

1		Трансформатор силовой трехфазный масляный двухобмоточный, наружной установки мощностью 5000 kVA, напряжением 35/6 kV (38,5/6,3 kV), с РПН со стороны ВН $\pm 6 \times 1,5\%$, со схемой и группой соединения обмоток Ун/Д-11, $U_k = 7,5\%$. С естественной циркуляцией масла и воздуха. Вводы ВН снабжаются встроенными трансформаторами тока ТВТ-35, $K_{tt} = 300-200-150-100/5A$, Комплектно с шкафом управления. Климатическое исполнение УХЛ1	шт.	3	
2		Трансформатор силовой трехфазный масляный двухобмоточный, наружной установки мощностью 630 kVA, напряжением 35/0,4 kV (38,5/0,4 kV), со схемой и группой соединения обмоток Ун/Д-11, $U_k = 4,5\%$. С естественной циркуляцией масла и воздуха. Климатическое исполнение УХЛ1	шт.	1	Для С.Н. 0,4 kV
3		Трансформатор силовой трехфазный масляный двухобмоточный, наружной установки мощностью 630 kVA, напряжением 10/0,4 kV (12/0,4 kV), со схемой и группой соединения обмоток Ун/Д-11, $U_k = 4,5\%$. С естественной циркуляцией масла и воздуха. Климатическое исполнение УХЛ1	шт.	1	Для С.Н. 0,4 kV
4		Трансформатор силовой трехфазный масляный двухобмоточный, наружной установки мощностью 1600 kVA, напряжением 35/0,4 kV (38,5/0,4 kV), со схемой и группой соединения обмоток Ун/Д-11, $U_k = 6,5\%$. С естественной циркуляцией масла и воздуха. Климатическое исполнение УХЛ1	шт.	2	
5		Блок опорных изоляторов 35 kV с ОПН 35 kV и креплениями для кабельных муфт	блок	5	
6		Шкаф с рубильником 0,4 kV	шкаф	2	
7		Комплектное распределительное устройство 10 kV типа КРН-10 У1	шкаф	3	
8		Блок трёхполюсного разъединителя 10 kV/630 А УХЛ1 с двумя заземляющими ножами	блок	1	
9		Комплектное распределительное устройство 35 kV	к-т	1	
10		Здание ОПУ, совмещённое со ЗРУ	шт.	1	
11	Для 35 kV	Провод сталеалюминиевый АС-120/19	м	60	
12	Для 0,4 и 6 kV	Провод сталеалюминиевый АС-300/39	м	100	
13		Зажим аппаратный прессуемый А2А-120-8	шт.	45	
14		Зажим аппаратный прессуемый А2А-300-2	шт.	52	
15		Короб металлический (2500x250x100)	шт.	23	
16		Подставка металлическая под короб (h=500 mm)	шт.	21	
17		Пластина переходная алюминиевая	шт.	42	
18		Поддерживающая гирлянда 35 kV типа 5хПСД70Е	к-т	6	
19		Зажим контактный М16х2	шт.	3	Для ТСН 35/0,4 kV
20		Шина медная прямоугольная 120x10	м	25	
Дополнительно					
21		Зажим аппаратный прессуемый А2А-70-8	шт.	3	
22		Зажим аппаратный прессуемый А4А-70-8	шт.	6	
23		Зажим плашечный ПА-2-1	шт.	18	Для провода АС-70

10.3. Релейная защита

Релейная защита элементов ВТ ГЭС (далее – ГЭС) разработана в соответствии с существующими “Правилами устройства электрических установок” и действующими директивными и руководящими указаниями в этой области.

Электрические защиты всех элементов ГЭС выполняются на микропроцессорной технике, так как эти защиты обладают большой чувствительностью и надежностью. В связи с тем, что на станции предусматривается система автоматического управления технологическим процессом, для простоты стыковки защит с системой АСУ ТП и для удобства работы эксплуатации защиты всех элементов ГЭС будут иметь одинаковые протоколы общения с АСУ.

Комплекс защит силовых трансформаторов ГЭС и линий 35 кВ выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных комплексов защит. Встроенная клавиатура и дисплей позволяют менять уставки защит, выдержки времени и “матрицу отключения”. Дискретные входные и выходные сигналы защит могут объединяться в любой логической комбинации. Выходы на отключение и на сигнализацию от каждой защиты или логической функции подключаются к выходным реле и светодиодным индикаторам через программируемую матрицу. Стандартный пользовательский интерфейс обеспечивает простоту подключения устройства и его конфигурирование. Наличие последовательных каналов передачи данных обеспечивают возможность передачи информации о текущем состоянии устройства в систему АСУ ТП. Система обеспечивает регистрацию событий и автоматическое осциллографирование аномальных режимов. Оба комплекта защит располагаются либо в одном шкафу, либо в разных.

Управление выключателями 35 кВ выполняется на микропроцессорной технике в отдельных шкафах.

Защиты генераторов и управление генераторным выключателем выполняются с помощью терминалов, которые встраиваются в шкафы КРУ–6 кВ.

Защиты шинного трансформатора напряжения и секционного выключателя 6 кВ выполняются также на микропроцессорной технике с помощью терминалов, встраиваемых в шкафы КРУ–6 кВ.

Для осциллографирования аварийных процессов предусматривается шкаф, выполненный на микропроцессорной технике с полным комплектом для локальной и модемной связи.

Для каждой системы защит (каждого терминала) предусматриваются индивидуальные измерительные трансформаторы тока и напряжения, отдельные цепи по постоянному току, отдельные входные и выходные цепи, а также цепи сигнализации.

Все соединения между шкафами КРУ–6 кВ и шкафами защит генераторов и силовых трансформаторов выполняются экранированными кабелями, заземленными с двух сторон.

Для защиты генератора предусматриваются следующие микропроцессорные защиты:

- продольная дифференциальная защита генератора;
- максимальная токовая защита от внешних к.з.;
- защита от повышения напряжения генератора;
- защита от понижения напряжения генератора;
- защита от потери возбуждения генератора;
- защита генератора от несимметричных перегрузок и коротких замыканий;

- защита генератора от симметричных перегрузок;
- защита генератора от перевозбуждения;
- защита от асинхронного режима;
- защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего на сборные шины;
- устройство контроля синхронизма;
- функции АУВ, УРОВ и ЛЗШ.

Для защиты силового двухобмоточного трансформатора предусматриваются следующие микропроцессорные защиты:

- дифференциальная защита от всех видов к.з. внутри трансформатора;
- максимальная токовая защита;
- защита от перегрузки током обратной последовательности;
- токовая защита нулевой последовательности от к.з. на землю;
- газовая защита трансформатора;
- защита от симметричной перегрузки;
- функция УРОВ.

Для защиты линий 35 кВ предусматриваются следующие защиты:

- продольная дифференциальная токовая защита с оптическим каналом связи между полуккомплектами;
- пяти (трех) ступенчатая направленная дистанционная защита с блокировкой при качаниях, с передачей сигналов телеускорения и телеотключения по каналу связи;
- четырехступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности от к.з. на землю с передачей сигналов телеускорения и телеотключения по каналу связи;
- одно (двух) ступенчатая максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени;
- защита от повышения/понижения напряжения;
- частотная защита
- функция УРОВ, АУВ, АПВ с контролем синхронизма.

В шкафах управления выключателями 35 кВ реализованы следующие функции:

- прием команд включения и отключения;
- контроль и фиксацию положения выключателя;
- блокировка от многократных включений;
- защита от неполнофазного режима и от непереключения фаз выключателя;
- для выключателей линий АПВ с контролем синхронизма.

Для защиты трансформаторов напряжения 35 кВ предусматривается шкаф микропроцессорных защит с защитами от повышения напряжения и от понижения напряжения.

Для защиты линии 6 кВ предусматриваются следующие микропроцессорные защиты:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;

- защита от к.з. на землю;
- функции АЧВ, УРОВ, ЛЗШ.

Для защиты трансформатора напряжения 6 кВ предусматриваются следующие микропроцессорные защиты:

- защита от повышения напряжения;
- защита от понижения напряжения.

Для защиты секционного выключателя предусматриваются следующие микропроцессорные защиты:

- максимальная токовая защита;
- функции АЧВ, УРОВ, ЛЗШ, АПВ.

Для осциллографирования аварийных процессов предусматривается шкаф, выполненный на микропроцессорной технике с полным комплектом для локальной и модемной связи.

На станции предусматривается программно-технический комплекс автоматизированного рабочего места релейщика (ПТК АРМ РЗА). ПТК АРМ РЗА обеспечивает сбор, хранение информации о состоянии устройств релейной защиты, настройку защит, самодиагностику, мониторинг текущих значений всех электрических параметров, учет срабатывания защит. А также осуществляет связь (передача и прием информации и управляющих воздействий) с АСУ ТП ГЭС по интерфейсу Ethernet.

Для проверки и испытаний сложных микропроцессорных устройств релейной защиты предусматривается комплект поверочной аппаратуры.

10.4. Автоматизация

Автоматизированная система управления технологическим процессом ГЭС

Система автоматизированного управления технологическими процессами ГЭС (АСУ ТП ГЭС) представляет собой систему, состоящую из комплекса технических средств, станционной вычислительной сети, математического, программного обеспечения и заполнения машинной информационной базы достаточных, при вводе системы в действие, для выполнения одной или более задач.

АСУ ТП ГЭС работает в реальном масштабе времени и позволяет оперативному персоналу ГЭС, используя технические и программные средства, обеспечивать эффективное управление процессом выработки электрической энергии.

Структурно АСУ ТП ГЭС разделена на три уровня:

- агрегатный уровень управления – систем автоматического регулирования и управления гидроагрегатами;
- станционный уровень управления.

Агрегатный уровень управления

Агрегатный уровень управления обеспечивает:

- ☐ пуск и останов гидроагрегата при ручном или автоматическом управлении;
- ☐ управление гидроагрегатом на режиме холостого хода;
- ☐ подключение в энергосистему методом точной (ручной/автоматической) синхронизации и методом самосинхронизации;
- ☐ работа на изолированную нагрузку;
- ☐ регулирование активной мощности;
- ☐ функции технологической автоматики (управление гидроагрегатом на режимах пуска, останова, управление системой возбуждения);
- ☐ функции гидромеханических, электрических и тепло/вибрационных защит с формированием команд на аварийный останов с закрытием НА;
- ☐ управление вспомогательным оборудованием гидроагрегата (системы МНУ и ТВС, байпас, затвор);
- ☐ формирование сигналов предупредительной и аварийной сигнализации, выбор режимов и предоставление информации на сенсорный жидкокристаллической панели;
- ☐ регистрирование аварийных событий;
- ☐ связь с системой верхнего уровня по сети (скорость 100 MBit/s), установка интерфейса Profibus-DP или Industrial Ethernet.

Оборудование агрегатного уровня управления поставляется комплектно с гидроагрегатом.

Общестанционный уровень управления

Центральный пульт управления

На ГЭС предусматривается организация Центрального пульта управления (ЦПУ) в составе:

- ☐ автоматизированного рабочего места дежурного в составе:
- ☐ одноместного пульт-стола;
- ☐ двух мониторов не менее 27";
- ☐ клавиатуры;
- ☐ манипулятора;
- ☐ звуковых колонок;
- ☐ принтера/сканера;
- ☐ рабочего кресла;
- ☐ шкафа для хранения документации;

- ☐ центрального сервера ПТК ЦС;
- ☐ регистратора аварийных событий;
- ☐ системы единого времени (GPS);
- ☐ системы управления гидротехническим сооружением (ПТК ГИ);
- ☐ программно-технического комплекса вспомогательного оборудования ГЭС (ПТК ВО).

Для связи уровней управления и удаленными модулями будет использован волоконно-оптический кабель 100 Mbit, со скоростью передачи 100 MB.

Устройства, устанавливаемые на ЦПУ, должны обеспечивать:

Функции управления:

- ☐ оперативное директивное управление тремя гидроагрегатами во всех режимах;
- ☐ управление затворами гидротехнических сооружений;
- ☐ ввод установочной информации в станционные контроллеры;
- ☐ управление выключателями КРУ6 кВ и ОРУ 35 кВ;
- ☐ самодиагностика системы.

Информационные функции:

- ☐ сбор и отображение на мониторах ЦПУ информации о положении коммутационных элементов высоковольтного и низковольтного оборудования, прием и отображение информации электрических параметров, аварийной и предупредительной сигнализации (видеокадры, графики);
- ☐ сбор и отображение информации по всему технологическому оборудованию;
- ☐ отображение гидротехнических измерений;
- ☐ регистрация во времени всех технологических событий;
- ☐ регистрация и динамическое отображение на экране основных аналоговых электрических и гидродинамических параметров;
- ☐ формирование и вывод на печать суточной ведомости ГЭС;
- ☐ накопление статической информации для задач анализа, отчетности, прогноза;
- ☐ отображение показаний тока, напряжения, частоты на шинах ГЭС;
- ☐ отображение показаний тока, напряжения, активной мощности генераторов;
- ☐ отображение уровней бьефов, напора, перепада воды на сороудерживающих решетках;
- ☐ отображение установочной информации контроллеров ПТК ГА G1 (G2, G3), затворов и т.д.;
- ☐ отображение состояния системы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ 50 Гц, 220 В, 00 Гц;

- мониторинг средств РЗА с возможностями контроля состояния приборов РЗА, контроля (и ввода) установочной информации, получения из приборов и просмотра заархивированной приборами РЗА информации об аварийных событиях и параметров аварий (в табличном виде и в виде осциллограмм электрических процессов);
- речевая и световая сигнализация.
- сбор и отображение данных мониторинга КРУ 6 кВ и ОРУ 35 кВ, главных трансформаторов, систем СН переменного тока 0,4 кВ и постоянного тока 220 В;
- передачу всего объема информации Диспетчерские службы местных сетей и Энергосистемы;
- прием и распределение метки времени по системам измерения и управления.

На ПТК ЦС предусматривается возможность горячей замены вышедших из строя жестких дисков. Для предотвращения переполнения базы данных предусматривается процедура временной деградации оперативной информации.

Система гидротехнических измерений предназначена для обеспечения работоспособности систем управления гидроагрегатов G1, G2, G3.

В состав системы гидротехнических измерений входит:

- комплекты датчиков измерения уровня верхнего и нижнего бьефов;
- комплекты датчиков измерения перепада воды на сороудерживающих решетках.

Система гидротехнических измерений обеспечивает:

- управление аварийно-ремонтными затворами;
- управление плоским затвором водосбросного сооружения;
- отображение гидротехнических измерений и положения затворов;
- отображение информации об измеряемых параметрах, величине заданий и о текущих режимах работы гидроагрегатов на экране панельного компьютера;
- учет и хранение информации о событиях, режимах работы и возникающих неисправностях.

Панель синхронизации

Панель синхронизации выполняется общестанционной и предназначена для синхронизации систем управления агрегатов и систем возбуждения с параметрами сети.

На лицевой панели шкафа устанавливается дисплей, отображающий параметры синхронизации (напряжение, ток, частота).

Информация по сетевому интерфейсу передается на панель САУГА, систему возбуждения и АРМ диспетчера.

Шкаф электрических измерений (ШЭИ)

ШЭИ предназначен для сбора и отображения электрических параметров гидроагрегата.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист 140
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В составе ШЭИ отсутствует контроллер. Для сбора электрических параметров в шкафу устанавливается универсальный измерительный преобразователь

На лицевой панели шкафа устанавливаются щитовые показывающие приборы (мощность, напряжение, ток, частота).

Информация по сетевому интерфейсу передается на панель САУГА и АРМы диспетчеров.

Со стороны генератора производятся следующие измерения:

- ☐ ток генератора в трех фазах;
- ☐ напряжение на выводах генератора;
- ☐ активная мощность генератора;
- ☐ реактивная мощность генератора;
- ☐ частота.

Измеряемые величины поступают в многофункциональные измерительные преобразователи. Преобразованные величины передаются на АРМ.

На шинах 35 кВ измеряются:

- ☐ напряжение на каждой секции шин;
- ☐ частота на каждой секции шин.

На каждой линии 35 кВ измеряются:

- ☐ ток в трех фазах;
- ☐ активная мощность;
- ☐ напряжение;
- ☐ частота;
- ☐ реактивная мощность.

На шинах 6 кВ измеряются:

- ☐ напряжение на системе шин КРУ;
- ☐ частота на системе шин КРУ.

На каждой линии 6 кВ измеряются:

- ☐ ток в трех фазах;
- ☐ активная мощность;
- ☐ напряжение;
- ☐ частота;
- ☐ реактивная мощность.

На трансформаторах собственных нужд 0,4 кВ:

- ток в трех фазах.

Все измеряемые величины по ОРУ-35 кВ после преобразования передаются в АРМы диспетчеров и систему АСУ ТП.

Структурная схема АСУ ТП ГЭС приведена на рисунке 10.4.

Автоматизированное рабочее место инженера-программиста

Для обслуживания и наладки системы АСУ ТП ГЭС в поставке предусматривается автоматизированное рабочее место инженера-программиста (ПТК АРМ ППО), включающее в себя в себя технические средства контроля функционирования ПТК и АСУ ТП, средства коррекции программного обеспечения и документации, средства наладки ПТК и АСУ ТП.

ПТК АРМ ППО обеспечивает:

- тестирование аппаратуры ПТК, в том числе модулей ввода/вывода;
- прием, отображение на экранах операторских терминалов и подробное документирование сообщений о повреждениях в системе управления;
- отображение и документирование сигналов, поступающих в АСУ ТП ГЭС, в том числе сигналов, характеризующие состояние АСУ ТП ГЭС и технологического объекта;
- представление диагностических справок;
- структурирование систем автоматического управления и регулирование в режиме диалога;
- коррекцию и дополнение прикладного программного обеспечения, как на уровне контроллеров, так и операторских станций;
- имитацию сигналов.

АРМ ДИСа с функциями сервера сбора данных

Программно-технический комплекс АРМ ДИСа обеспечивает:

- управление гидроагрегатами (пуск останов)
- регулирование активной мощностью;
- циклический съём информации с контроллеров системы управления агрегата и вспомогательных систем;
- первичную обработку информации и подготовку информации о состоянии технологического процесса и технических средств, для ее последующего отображения на мониторе дежурного;
- архивирование оперативной информации и ее извлечение;
- формирование аварийной и предупредительной сигнализации;
- формирование и ведение «журнала событий»;

- статистическую обработку информации;
- ведение и сохранение архивов.

Режим работы АРМов ДИСа – непрерывный. Для предотвращения переполнения базы данных должна предусматриваться процедура временной деградации оперативной информации.

Система управления затворами гидротехнического сооружения

В системе контроля и управления затворами гидротехнического сооружения устанавливаются измерительные приборы, отображающие гидротехнические параметры, положения механизмов, органы управления оборудованием. Система позволяет управлять оборудованием, как в местном режиме, так и по командам с ЦПУ, при этом должен выполняться приоритет команд ЦПУ. Вся информация о состоянии гидротехнического сооружения выносится на дисплей АРМа оператора.

Система управления затворами гидротехнического сооружения обеспечивает:

- первичная обработка информации;
- управление аварийно-ремонтными затворами головного узла;
- автоматическое закрытие АРЗ по команде с агрегатного уровня, или с ЦПУ;
- подготовка информации о состоянии технологического оборудования и технических средств, для ее бесперебойного отображения на рабочем месте оператора в виде видео кадров, отображающих мнемосхемы, параметры технологического оборудования в режиме реального времени;
- отображение на дисплее оператора текущих событий, сигналов неисправностей и аварий;
- блокировка выхода управления и передача информации о неисправности на ЦПУ после диагноза неисправности затворов;
- формирование световой, звуковой «аварийной» и «предупредительной» сигнализации по технологическому процессу и неисправностям технических средств;
- оперативное отображение на дисплее режимов работы оборудования и информации, позволяющей производить поэтапный контроль выполнения режима;
- выполнение передачи полученной информации на сервер обработки данных для ее долгосрочного хранения;
- реализация диалога с оператором по управлению технологическим процессом.

Для обеспечения работы системы управления затворами на головном водозаборе устанавливается шкаф управления, общий для гидротехнических измерений и управления затворами. Связь с ЦПУ осуществляется по оптоволоконной линии связи.

Для обеспечения охраны периметр водозабора оснащается периметральной охранной сигнализацией.

Система управления вспомогательным технологическим оборудованием

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		143

В данной системе управления сосредоточены локальные системы, не требующие дистанционного управления. Все эти системы полностью автоматизированы и работают в автономных режимах без оперативного вмешательства персонала, для поддержания нормальной работы оборудования в аварийных ситуациях.

К локальным системам относятся:

- ☐ Компрессорная здания ГЭС;
- ☐ Насосная дренажа;
- ☐ Насосная осушения проточной части гидротурбин;
- ☐ Насосная пожаротушения;
- ☐ Система отопления и вентиляции.

Локальные системы работают в автоматическом режиме. Каждая из них может находиться в режиме «рабочий» или «резервный». Системы оснащены технологическими защитами, обеспечивающими их безаварийную работу. Включение/отключение происходит по факту понижения или повышения уровня технологического параметра.

Шафы управления каждой системы обеспечивают:

Функции контроля:

- ☐ контроль напряжения на рабочем и резервном вводе;
- ☐ контроль технологических параметров работы установки;
- ☐ контроль времени работы агрегата;
- ☐ контроль циклов включения/отключения пусковой аппаратуры.

Функции управления:

- ☐ задание вручную режима работы агрегата (ручной, отключено, рабочий, резервный);
- ☐ включение/отключение агрегата вручную;
- ☐ автоматическое отключение агрегата при отклонении от нормы технологических параметров работы;
- ☐ автоматическое включение/отключение агрегата по командам шкафа управления (если данный агрегат работает в локальной системе, состоящей из двух или более установок)
- ☐ автоматический ввод резервного питания для общих цепей автоматики и контроля при исчезновении основного питания.

Функции сигнализации:

- ☐ контроль наличия/отсутствия напряжения на рабочем и резервном вводе;
- ☐ включение рабочего и резервного агрегата;
- ☐ рабочий (резервный) агрегат на ручном управлении;

- ☐ рабочий (резервный) агрегат отключен;
- ☐ контроль времени работы агрегата;
- ☐ контроль циклов включения/отключения пусковой аппаратуры. технологические параметры агрегата (установки).

Система единого времени

Для синхронизации работы оборудования АСУ ТП ГЭС на станции устанавливается система единого времени (GPS), которая обеспечивает ввод метки времени для всех таймеров программно-технических комплексов и настраивается по сигналам точного времени, получаемого со спутников с точностью привязки к астрономическому времени не хуже 0,5с/сут.

Система гидротехнических измерений (СГТИ) ГЭС

Система гидротехнических измерений обеспечивает:

- ☐ измерение уровня верхнего и нижнего бьефов;
- ☐ перепад воды на сороудерживающей решетке;
- ☐ вычисление величины действующего напора и формирование управляющих сигналов для регуляторов частоты гидротурбин (для автоматической коррекции пускового открытия и ограничения максимальной мощности гидроагрегата);
- ☐ отображение информации об измеряемых параметрах,
- ☐ учет и хранение информации о событиях, режимах работы и возникающих неисправностях;
- ☐ автоматическую регистрацию показаний в системе баз данных и построение графиков изменения этих показаний во времени.

Система комплектуется датчиками гидростатического давления и позволяет вести мониторинг гидротехнических измерений.

Разветвленная компьютерная сеть

Для организации разветвленной компьютерной сети, предназначенной для объединения всех вычислительных устройств ГЭС используется шина передачи данных с высокой пропускной способностью. Шина передачи данных составляет единую местную сеть ГЭС. Функционирование сети осуществляется по протоколам Ethernet/Fast Ethernet. Сеть выполняется на сетевом оборудовании при помощи кабелей витой пары FTP категории 5е. Для повышения надежности и отказоустойчивости сеть выполняется замкнутой с достаточным резервом линий связи. В случае появления разрыва в цепи, место разрыва обнаруживается за время не более чем 50 миллисекунд с последующим переключением на резервную цепь. Все линейные коммутаторы пользуются единым программным обеспечением. Интерфейс коммутатора имеет защиту от незаконного входа в сеть. Для обеспечения резерва по подключению дополнительных сетевых абонентов в сетевых коммутаторах предусмотрен резерв. Подключение сетевых абонентов к сети выполняется через линейные сетевые коммутаторы. Для подключения абонентов и систем агрегатного уровня, имеющих интерфейсы RS-232/RS-422/RS-485, устанавливаются преобразователи интерфейсов, преобразующие данные интерфейсы в интерфейс единой вычислительной сети ГЭС.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

145

Автоматизированное рабочее место заблокировано паролем допуска. Процедура предъявления пароля потребует от оператора ввода 8 знаков, инициалы оператора и идентификационный номер из 4 знаков. Предусмотрены средства для выхода пользователя из работы. Отчет о каждой процедуре распечатывается на принтере. Отпечатанное сообщение включает инициалы оператора, название АРМа, текущее время и выполненную операцию.

Система бесперебойного питания

Все панели управления, АРМ оборудуются индивидуальными источниками бесперебойного питания

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
						146
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10.5. Собственные нужды

Собственные нужды переменного тока

Питание собственных нужд (СН) ГЭС осуществляется на напряжении 380/220 В от двух трансформаторов СН с литой изоляцией мощностью 630 кВА, подключенных к шинам КРУ-6 кВ, что обеспечивает их питание, как со стороны генераторов, так и со стороны системы. Резервное питание предусматривается от дизельного генератора мощностью 300 кВА с устройством АВР, установленного в здании станции в специально выделенном помещении. Мощность дизель-генератора выбрана исходя из обеспечения работы системы автоматического пожаротушения, собственных нужд одного агрегата для его пуска в работу, приводов затворов и освещения здания станции.

Принята совмещенная схема СН ГЭС без разделения на агрегатные и общестанционные. Схема СН переменного тока проектируется на напряжении 0,4 кВ с установкой двухсекционного щита, питающегося от трансформаторов СН. Выбор мощности трансформатора осуществляется по суммарной нагрузке электроприемников собственных нужд с учетом резерва.

От щита СН 0,4 кВ запитываются отдельные потребители и распределительные пункты, расположенные вблизи потребителей. Главный распределительный щит СН 0,4 кВ организован на типовых панелях. Пункты распределительные принимаются типа ПР-850З. Трансформаторы размещаются в одном помещении рядом со щитом СН.

Управление затворами осуществляется с ящиков управления, поставляемых комплектно с технологическим оборудованием и устанавливаемых рядом с затворами.

Электроснабжение потребителей напорного бассейна осуществляется от комплектной трансформаторной подстанции (КТП) мощностью 630 кВА напряжением 10/0,4 кВ. КТП подключается отпайкой к существующей ВЛ-6 кВ Л-8А. К РУ 0,4 кВ КТП подключаются двигатели затворов, освещение, сварочный пост и другие потребители.

Расчет электрических нагрузок выполнен согласно СП РК 4.04-109-2013 «Инструкция по проектированию силового и осветительного оборудования промышленных предприятий».

Таблица 10.2 - Установленная и потребная мощности собственных нужд здания станции

№	Наименование оборудования	Номинальная мощность (кВт)	Число оборудования	Установленная мощность (кВт)	Коэффициент спроса	Потребная мощность (кВт)
1	Вспомогательное оборудование					
А	Регулятор скорости	3,5	3	14	0,6	2,1
Б	Мостовой кран маззала	50	1	50	0,5	25
В	Дисковый затвор	4	3	12	0,2	0,6
Г	Воздушный компрессор	11	2	22	0,7	7,7
Д	Фильтр турбинного масла	19,8	1	19,8	0,3	5,94
Е	Электродвигатель насоса МНУ агрегата	3	4	12	0,7	2,1

№	Наименование оборудо- вания	Номинальная мощность (кВт)	Число оборудо- вания	Установ- ленная мощность (кВт)	Козф- фици- ент спроса	Потребная мощность (кВт)
Ж	Электродвигатель насоса осушения про- точной части	11	2	22	0,8	8,8
З	Электродвигатель насоса дренажа	18,5	2	37	0,7	12,95
И	Электродвигатель насоса откачки воды с крышки турбины	5,5	4	22	0,8	4,4
К	Кран-балка г/п 3т	4	1	4	0,8	0,88
Л	Кран-балка г/п 1т	4	3	12	0,5	2
М	Прочая нагрузка малой мощности	42	1	42	0,8	33,6
	ИТОГО			269,2		106,07
2	Гидромеханическое оборудование					
А	Винтовой подъемник 5тс	1,7	6	10,2	0,5	0,85
Б	Винтовой подъемник 10тс	2,6	2	5,2	0,5	1,3
В	Винтовой подъемник 5тс	1,2	4	4,8	0,5	0,6
Г	Решеткоочистная ма- шина РОМ	4	1	4	0,4	1,6
Д	Кран мостовой 5 тс	11	1	11	0,5	5,5
Е	Таль электрическая 5 тс	11	2	22	0,6	6,6
Ж	Предтурбинный дисковый затвор	8,5	2	17	0,2	1,7
З	Предтурбинный дисковый затвор	6,5	1	6,5	0,2	1,3
	ИТОГО			87,2		19,45
3	Внутренний водопровод, канализация, пожаротушение					
А	Насос центробежный для пожаротушения 1К100- 65-200ас	22	2	44	0,2	4,4
Б	Насос центробежный для замасленных стоков FIJ- 80-50-160	3,8	2	7,6	0,7	2,66
В	Насос центробежный для для очистки замаслен- ных стоков К-65-50-160	5,5	2	11	0,8	4,4
Г	Насос погружной кана- лизационный ЦМК 10-20	1,1	2	2,2	0,3	0,33

№	Наименование оборудо- вания	Номинальная мощность (кВт)	Число оборудо- вания	Установ- ленная мощность (кВт)	Кэф- фици- ент спроса	Потребная мощность (кВт)
Д	Насос погружной ГНОМ 16-15Т	1,5	1	1,5	0,2	0,3
Е	Фильтр «Автопен» для очистки замасленных стоков	2,2	2	4,4	0,5	1,1
	ИТОГО			70,7		13,19
4	Вентиляция					
А	Кондиционер КТЦЗ-20	11	1	11	1	-
Б	Мульти сплит-система	2,6	2	5,2	1	-
В	Вентилятор радиальный ВР80-75 N3,15	2,2	2	4,4	1	-
Г	Вентилятор радиальный В0 6-300	0,75	6	4,5	1	1,5
Д	Вентилятор осевой ВР80-75 N6,3	4	1	4	1	-
Е	Электрокалорифер СФО- 16/3 И2	15	1	15	1	15
Ж	Электронагреватель ПЭТ	1	6	6	1	6
З	Отопительный агрегат КЭВ-25Т20Е	2	25	50	1	50
И	Канальный вентилятор	0,2	3	0,6	1	-
	ИТОГО			100,7		72,5
5	Освещение					
А	Освещение	42	1	42	1	42
	ИТОГО			42		42
6	Другое					
А	Питание вторичных це- пей	15	1	15	1	15
Б	Электроисточник пита- ния связи	4,5	1	4,5	1	4,5
В	Электроисточник проти- вопожарной системы и промтелевизора	10	1	10	1	10
Г	Нагрузка ремонта	22	3	66	1	22
	ИТОГО			95,5		51,5
	ВСЕГО			665,3		304,71

Собственные нужды постоянного тока

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

Аккумуляторная батарея предусматривает работу в режиме постоянного подзаряда при стабильном напряжении 2.23 ± 0.05 В на элемент без периодических тренировочных разрядов и уравнительных 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.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
						151
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	
24-12-2024-073	
Лист	153

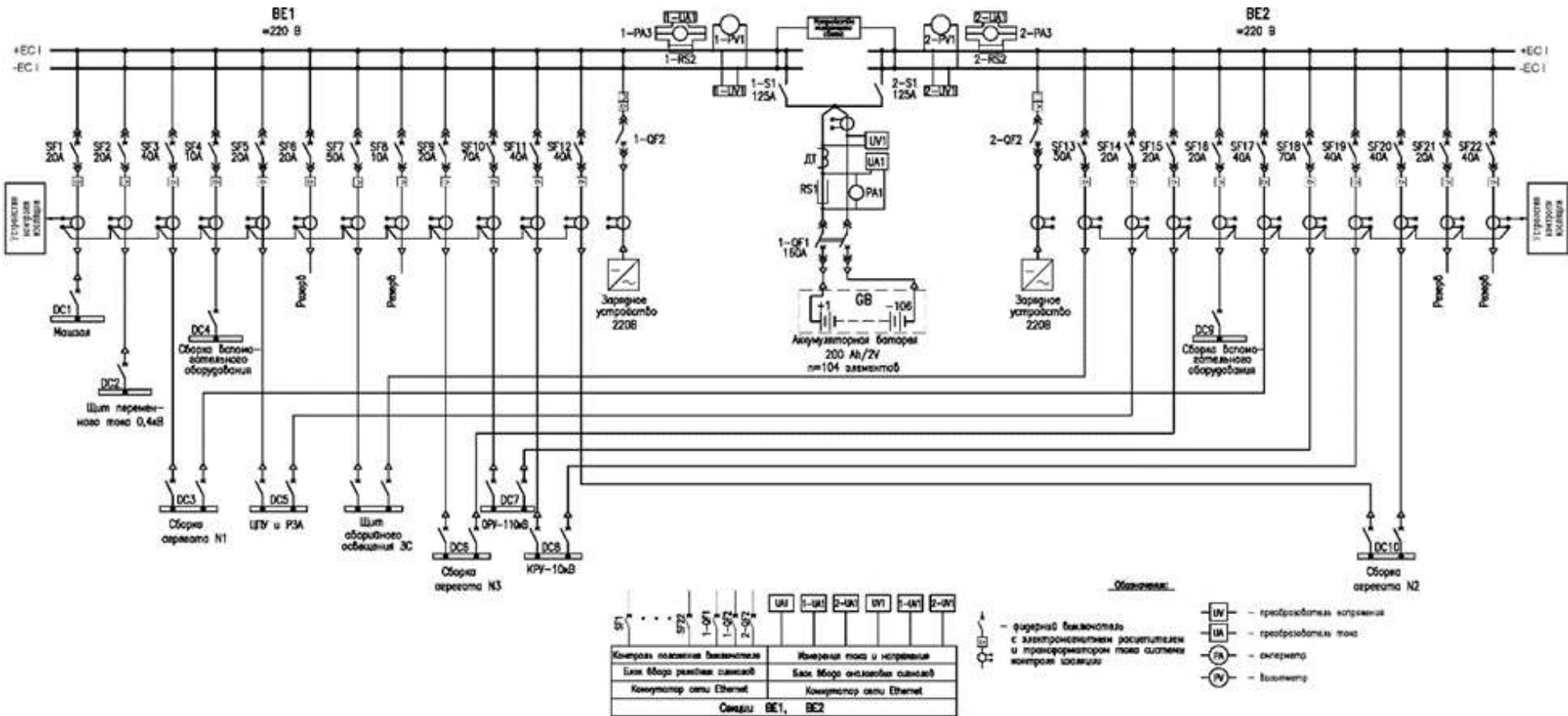


Рис. 10.6 – Схема собственных нужд постоянного тока

10.6. Компоновка электротехнических устройств

Основное и вспомогательное электротехническое оборудование устанавливается в здании станции и ОРУ-35 кВ. Главные повышающие трансформаторы располагаются на площадке ОРУ-35 кВ.

В машинном зале ГЭС устанавливаются гидрогенераторы, панели управления агрегатами и системы возбуждения генераторов, а также шкафы автоматического управления вспомогательным оборудованием машзала. В пристройке со стороны верхнего бьефа находится помещение комплектного распределительного устройства КРУ-6 кВ, трансформаторы собственных нужд 10/0,4кВ, главный щит переменного тока 0,4 кВ и главный щит постоянного тока =220 В.

В помещении ЦПУ находятся двухместный диспетчерский рабочий пульт управления ГЭС, главный информационный щит, панели релейной защиты, главный щит рабочего и аварийного освещения, а также аппаратура связи, шкафы бесперебойного питания и аппаратура диспетчерской связи.

Силовые и контрольные кабели в здании ГЭС прокладываются по специальным конструкциям по стенам и конструкциям в кабельном полуэтаже, расположенном под помещениями ЦПУ и ЗРУ в пристройке. По ОРУ и по территории ГЭС кабели прокладываются в кабельных каналах, в траншеях в земле и трубах под дорогой.

10.7. Подстанция 35/6кВ «ВТ ГЭС»

Площадка ОРУ подстанции располагается на пристанционной площадке со стороны верхнего бьефа ГЭС. На ОРУ-35кВ принята типовая компоновка с железобетонными порталами ошиновки и установкой оборудования на унифицированных сборных железобетонных фундаментах. Компоновка ОРУ обусловлена конфигурацией площадки, а также целесообразностью расположения её вблизи здания станции и обеспечением нормального подъезда, а также возможностью прокатки трансформаторов на монтажную площадку, где должны производиться их ревизия и ремонт.

Размеры площадки ОРУ-35 кВ по границам ограждения 41,7х61,5 м. Ограждение площадки металлическое высотой 2,0 м на бетонном ленточном фундаменте шириной 300 мм. Площадь застройки подстанции 0,27 га.

Проектом предусматривается строительство повышающей трансформаторной подстанции 35/6кВ с тремя силовыми трансформаторами мощностью 3х5МВА для выдачи мощности с гидроэлектростанции в систему.

На подстанции предусматривается установка высоковольтного оборудования – выключателей 35 кВ, разъединителей 35 кВ, трансформаторов тока и напряжения 6кВ и другого вспомогательного оборудования.

Оборудование устанавливается на железобетонные лежни марки ЛЖ, и стойки марки СОН.

Проектируемая подстанция выполнена по схеме 35-5Н "Схема мостика с выключателями в цепях линий и автоматической перемычкой со стороны линии и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора".

Ошиновка ОРУ-35 кВ выполнена из провода АС185/29.

Изоляция предусматривается типовая на стеклянных изоляторах.

Заземление подстанции типовое. Глубина залегания заземлителей не менее 0,7 м от планируемой поверхности.

Проект ОРУ-35кВ «ВТ ГЭС» входит в данный проект (Том-6, альбом 9, 24-12--2024-РЗиА).

10.7.1 Релейная защита и автоматика

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил Республики Казахстан по взрывобезопасной и экологической безопасности, по охране труда, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Общие положения

Полное наименование системы – Релейная защита и автоматика. В Жетысуской области, Ескельдинского района и города Текели, выше города Текели по течению реки Кора предусматривается строительство ПС 35/6 кВ с трансформаторами по схеме 35-5Н

Условное обозначение – РЗиА ПС 35/6кВ «ВТ ГЭС».

Чертежи по данному разделу представлены в Том-6, альбом 9, 24-12--2024-РЗиА

10.7.2 Устройства релейной защиты.

Особенности главной схемы ПС 35/6 кВ «ВТ ГЭС»

Принятая главная схема ПС 35/6кВ «ВТ ГЭС», соответствует типовой схеме 5Н мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

Схема состоит из следующих основных элементов:

- Выключатели ячеек линий W1G и W2G 35 кВ.
- Ячейки трансформаторов Т1 и Т2 35/6 кВ.
- Ячейки трансформаторов напряжения 35 кВ.
- Секционного выключателя 35 кВ

10.7.3 Общие требования к устройствам РЗиА.

Вновь монтируемые защиты должны быть выполнены на базе микропроцессорных терминалов.

Основные общие требования к микропроцессорным устройствам РЗиА:

- В МП РЗиА, наряду с основными функциями, должна предусматриваться возможность выполнения дополнительных функций на базе использования имеющейся в МП РЗиА информации (функции осциллографа, регистрации событий, определения места повреждения, изменения групп уставок и др.), а также вывода из МП РЗиА необходимого объема информации для анализа правильности действия РЗиА и для создания координированных систем контроля и управления или использования в АСУ ТП.
- Устройства МП РЗиА должны содержать оперативные элементы местного контроля, управления и сигнализации со встроенным интерфейсом общения "человек-защита", а также интерфейс, обеспечивающий общение с использованием внешней ПЭВМ (координированных систем контроля и управления), с целью ввода и вывода информации для дистанционного контроля и управления.
- МП РЗиА должны обеспечивать необходимое количество различных логических функций в сочетании с таймерами и предусматривать возможность использования необходимого числа модулей дискретных входов и выходов (свободно программируемая логика).
- Блок интерфейса местной связи "человек-защита" устанавливается на лицевой стороне конструктива и содержит: светодиоды для сигнализации о срабатывании, о действии на отключение и о неисправности и мини-дисплей и клавиатуру для ввода данных и управления дисплеем и защитой.
- Интерфейс "человек – защита" должен обеспечивать по выбору пользователя выполнение следующих функций:
 - Ввод и отображение уставок и других параметров настройки.
 - Отображение текущих действующих значений входных аналоговых величин: частоты, активной и реактивной мощности и т.д.
 - Отображение результатов саморегистрации функционирования МП РЗиА.
 - Ввод в действие и вывод из действия отдельных защит, входящих в состав МП РЗиА.
 - Корректировку календаря и часов службы времени МП РЗиА (если таковая предусмотрена).
 - Вывод значений моментов времени срабатываний каждой из защит, входящих в состав МП РЗиА.
 - Вывод информации о расстоянии до места повреждения (ОМП).
 - Вывод кода неисправности, выявленной средствами внутренней диагностики.

Краткое описание устройств релейной защиты линии 35 кВ W1G, W2G.

- Устройство защиты резервной REX640 содержит следующие основные функции:
- Защита от замыканий на землю
- Дистанционная защита

- Аварийная максимальная токовая защита
- Определение места повреждения
- Обнаружение качаний мощности
- Токовая защита
- Защита от включения на повреждение
- Автоматическое повторное включение (АПВ)
- Контроль синхронизма
- Защита от отказа выключателя (УРОВ)
- Команды управления выключателем

Назначение внутренних функций устройства:

■ **ANSI 21, 21N.** Дистанционная направленная защита, имеет 5 (6) ступеней по сопротивлению срабатывания при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемых зонах, имеющих полигональную характеристику, с автоматической блокировкой (выводом) действия, в случаях:

- неисправности и исчезновении одной или нескольких фаз цепей напряжения – для всех ступеней защиты;
- качаний в высоковольтной сети (ANSI 68) – для заданных ступеней защиты (с разрешением их действия в случае возникновения КЗ).
- Для отдельной ступени защиты может быть выполнено автоматическое ускорение действия в течение заданного времени, после включения выключателя.
- Каждая из ступеней с заданной независимой выдержкой времени действует:
- на отключение выключателя линии;
- на пуск УРОВ-35 кВ линии;
- на пуск АПВ линии.

Примечание: По выбору эксплуатации могут применяться другие, доступные способы телеускорения действия дистанционной защиты (охвата, телеотключения, сравнения направлений, блокирования, деблокирования и др.).

■ **ANSI 50, 51.** Максимальная токовая защита 35 кВ, имеет три ступени по току срабатывания, действующих при однофазных и междуфазных к.з. в защищаемых зонах, вводится в действие при обнаружении отсутствия цепей напряжения и блокировки дистанционной защиты.

I ступень 50-2 (с большей уставкой по току срабатывания), с независимой выдержкой времени действует:

- на отключение выключателя 35 кВ;
- пуск УРОВ и АПВ выключателя 35 кВ.

II ступень 50-1 (с меньшей уставкой по току срабатывания), с независимой выдержкой времени действует:

					24-12-2024-ОПЗ	Лист 157
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на отключение выключателя 35 кВ.

- **ANSI 50N, 51N, 67N.** Токовая направленная защита нулевой последовательности, имеет 4 ступени по току срабатывания при КЗ на землю в защищаемых зонах.

Для третьей (или четвертой) ступени защиты может быть выполнено автоматическое ускорение действия в течение заданного времени, после включения выключателя. Каждая из ступеней с заданной независимой выдержкой времени действует:

- на отключение выключателя линии;
- на пуск УРОВ–35 кВ линии;
- на пуск АПВ линии.

При наличии канала передачи сигналов РЗА на противоположный конец линии электропередачи, в качестве основной быстродействующей защиты линии используются функции телеускорения защиты (ANSI 85), действующие на отключение без выдержки времени при КЗ на всей длине линии.

В качестве основного, рассматривается метод сравнения направлений действия, при котором отдельная ступень защиты с направлением в сторону защищаемой линии (чувствительная при КЗ на всей длине линии, с надежным охватом по току срабатывания) действует без выдержки времени:

- на пуск телесигнала для ускорения действия аналогичной ступени защиты на противоположном конце линии;

При получении телесигнала ускорения, от аналогичной ступени защиты с противоположного конца линии, действует без выдержки времени:

- на отключение выключателя линии;
- на пуск УРОВ–35 кВ линии;
- на пуск АПВ линии.

Примечание: По выбору эксплуатации могут применяться другие, доступные способы телеускорения действия токовой защиты (блокирования, деблокирования и др.).

- **ANSI 50BF.** Устройство резервирования отказа выключателя пускается при срабатывании защит, действует на отключение выключателей всех сторон откуда может быть подано напряжение, с контролем минимального тока в его цепи.

- на отключение выключателя противоположного конца линии;

- **ANSI 25.** Устройство контроля наличия (отсутствия) синхронизма напряжений шин 35 кВ, имеет заданные минимальные и/или максимальные уставки контролируемых параметров.

- **ANSI 79.** Устройство автоматического повторного включения выключателя. Имеет до 8 циклов срабатывания, пускается по факту срабатывания защит на отключение выключателя

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		158

(за исключением УРОВ), с проверкой его отключенного положения и наличия заданных условий срабатывания АПВ (контроль наличия/отсутствия напряжения присоединения и шин, КС).

С заданной независимой выдержкой времени действует:

- на включение выключателя в каждом цикле АПВ.
- **MV.** Устройство измерения аналоговых величин токов, активной, реактивной и полной мощности выключателя, напряжений и частоты системы шин 16кВ и линии, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.
- **FL.** Указатель (локатор) места повреждения линии, определяет первичное сопротивление (Ом) и расстояние (км; %) до места КЗ с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.
- **FR.** Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных
 - фазные токи;
 - ток нулевой последовательности линии;
 - фазные напряжения;
 - напряжение нулевой последовательности
- **ER.** Регистратор внутренних событий устройства для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций, и пусковых сигналов бинарных входов.

Устройство измерения аналоговых величин токов, активной, реактивной и полной мощности трансформатора, напряжения и частоты 35 кВ с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

Краткое описание устройств основной защиты линии 35 кВ W1G, W2G.

Устройство основной защиты RED670 содержит следующие основные функции:

- Дифференциальная токовая пофазная защита
- Защита от включения на поврежденную линию
- Защита от повышения/понижения напряжения
- Защита от повышения/понижения частоты

Назначение внутренних функций устройства:

- **ANSI 87L** Продольная дифференциальная токовая защита срабатывает при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока, без выдержки времени действует:
 - на отключение выключателя 35 кВ;
 - на пуск УРОВ-35 кВ.
 - на пуск АПВ линии 16кВ

■ **ANSI 27.** Защита минимального напряжения (ЗМН) на стороне 35 кВ Т, имеет две ступени по напряжению срабатывания (с контролем наличия тока присоединения для предотвращения неправильного срабатывания) действует:

— на отключение выключателя линии.

■ **ANSI 59.** Функция защиты от повышения напряжения в составе устройства 7SD5 реагирует на фазные напряжения UL1-E, UL2-E и UL3-E, линейные напряжения UL1-L2, UL2-L3 и UL3-L1, а также на напряжение 3U0 действует:

— на отключение выключателя линии.

■ **ANSI 810/U.** Защита по частоте применяется для защиты от повышения и понижения частоты. В процессе ее работы могут быть обнаружены нежелательные изменения частоты в сети, и нагрузка может быть снята при заданной уставке частоты. Данная защита используется в широком диапазоне частот (45-55, 55-65 Гц). Имеется четыре элемента (по выбору настраиваются для измерения повышения или понижения частоты) и каждый элемент может иметь индивидуальную выдержку времени и действует:

— на отключение выключателя линии.

■ **MV.** Устройство измерения аналоговых величин токов, активной, реактивной и полной мощности выключателя, напряжений и частоты системы шин 16кВ и линии, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

■ **FR.** Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных

— фазные токи;

— ток нулевой последовательности линии;

— фазные напряжения;

— напряжение нулевой последовательности

■ **ER.** Регистратор внутренних событий устройства для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций, и пусковых сигналов бинарных входов.

Устройство измерения аналоговых величин токов, активной, реактивной и полной мощности трансформатора, напряжения и частоты 35 кВ с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

Краткое описание устройств основной защиты ячейки Т1, Т2

В термине 7UT613 реализованы следующие функции:

Дифференциальная защита.

— максимальная токовая защита с выдержкой времени для фазных токов и тока нулевой последовательности

— максимальная токовая защита с выдержкой времени для тока замыкания на землю.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		160

- защита от перегрузки
- обработка внешних сигналов
- обработка команд

Назначение внутренних функций устройства:

■ **ANSI 87T.** Продольная дифференциальная токовая защита (ДЗТ), срабатывает при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока, без выдержки времени действует:

- на отключение выключателей ВЛ 35 кВ, СВ –16кВ и 6 кВ трансформатора

■ **ANSI 87N.** Дифференциальная токовая защита от КЗ на землю ДЗТ на землю), срабатывает при КЗ на землю в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока, без выдержки времени действует:

- на отключение выключателей ВЛ 35 кВ, СВ –16кВ и 6 кВ трансформатора

Примечание: Функция дифференциальной защиты от КЗ на землю используется только при условии работы трансформатора с постоянно заземленной нейтралью обмотки ВН.

■ **ANSI 50, 51.** Максимальная токовая защита 35 кВ, имеет три ступени по току срабатывания, действующих при однофазных и междуфазных к.з. в защищаемых зонах.

I ступень 50–2 (с большей уставкой по току срабатывания), с независимой выдержкой времени действует:

- на отключение выключателя ВЛ 35 кВ, СВ –16кВ и 6 кВ трансформатора;
- пуск УРОВ и блокирование выключателя 35 кВ.

II ступень 50–1 (с меньшей уставкой по току срабатывания), с независимой выдержкой времени действует:

- на отключение вводных выключателей 6 кВ.

Примечание: По выбору эксплуатирующей организации, взамен (или в дополнение к) 3-й ступени МТЗ (с инверсной выдержкой времени) может быть введена вторая (дополнительная) независимая выдержка времени 2-й ступени МТЗ с аналогичным действием на отключение, которую необходимо выполнить дополнительно при конфигурации логики СФС.

■ **FR.** Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных

- напряжение на стороне 35 кВ Т.
- ток обмотки 35 кВ Т.

■ **ER.** Регистратор внутренних событий устройства для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций, и пусковых сигналов Бинарных входов.

Устройство измерения аналоговых величин токов трансформатора, с отображением на дисплее устройства

Краткое описание устройств резервной защиты ячейки Т1, Т2

В терминале 7SJ80 реализованы следующие функции:

- Максимальная токовая защита
- Ненаправленная токовая защита с тремя ступенями МТЗ с независимой выдержкой времени отключения и одна ступень с обратнозависимой выдержкой времени для фазных токов и токов нулевой последовательности.
- УРОВ

Назначение внутренних функций устройства:

■ **ANSI 50, 51 (50, 51N).** Максимальная токовая защита (ненаправленная), имеет три ступени по току срабатывания, действующих при междуфазных и однофазных к.з. в защищаемых зонах. Каждая из ступеней с заданной независимой или инверсной выдержкой времени действует:

- на отключение выключателя ВЛ 35 кВ, СВ -16кВ и 6 кВ трансформатора;
- на пуск УРОВ;

■ **ANSI 46.** Токовая защита обратной последовательности 35 кВ, имеет три ступени по току срабатывания, действующие при несимметричных к.з. в защищаемой зоне.

I ступень 46-2 (с большей уставкой по току срабатывания), с независимой выдержкой времени действует:

- на отключение выключателя ВЛ 35 кВ, СВ -16кВ и 6 кВ трансформатора;
- пуск УРОВ и блокирование выключателя 35 кВ.

II ступень 46-1 (с меньшей уставкой по току срабатывания), с независимой выдержкой времени действует:

- на отключение вводных выключателей 6 кВ.

■ **ANSI 50BF.** Устройство резервирования отказа выключателя пускается при срабатывании защит трансформатора на отключение выключателя, с контролем выключателя, с контролем минимального тока в его цепи.

■ **FR.** Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных

- напряжение на стороне 35 кВ Т.
- ток обмотки 35 кВ Т.

■ **ER.** Регистратор внутренних событий устройства для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций, и пусковых сигналов Бинарных входов.

Устройство измерения аналоговых величин токов, активной, реактивной и полной мощности трансформатора, напряжения и частоты 35 кВ с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

Краткое описание устройства защиты ячейки СВ-35 кВ

Устройство защиты REF615 содержит следующие основные функции:

- Максимальная токовая защита
- Токовая защита
- Автоматическое повторное включение (АПВ)
- Защита от отказа выключателя (УРОВ)
- Команды управления выключателем

Назначение внутренних функций устройства:

■ **ANSI 50, 51.** Максимальная токовая защита 35 кВ, имеет три ступени по току срабатывания, действующих при однофазных и междуфазных к.з. в защищаемых зонах, вводится в действие при обнаружении отсутствия цепей напряжения и блокировки дистанционной защиты.

I ступень 50-2 (с большей уставкой по току срабатывания), с независимой выдержкой времени действует:

- на отключение выключателя СВ-35 кВ;
- пуск УРОВ и АПВ выключателя 35 кВ.

II ступень 50-1 (с меньшей уставкой по току срабатывания), с независимой выдержкой времени действует:

- на отключение выключателя СВ-35 кВ.

■ **ANSI 50BF.** Устройство резервирования отказа выключателя пускается при срабатывании защит, действует на отключение выключателей всех сторон откуда может быть подано напряжение, с контролем минимального тока в его цепи.

- на отключение смежных выключателей;

■ **ANSI 79.** Устройство автоматического повторного включения выключателя. Имеет до 8 циклов срабатывания, пускается по факту срабатывания защит на отключение выключателя (за исключением УРОВ), с проверкой его отключенного положения и наличия заданных условий срабатывания АПВ.

■ **MV.** Устройство измерения аналоговых величин токов, активной, реактивной и полной мощности выключателя, напряжений и частоты системы шин 16кВ и линии, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

■ **FL.** Указатель (локаатор) места повреждения линии, определяет первичное сопротивление (Ом) и расстояние (км; %) до места КЗ с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

- **FR.** Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных
 - фазные токи;
 - ток нулевой последовательности линии;
 - фазные напряжения;
 - напряжение нулевой последовательности
- **ER.** Регистратор внутренних событий устройства для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций, и пусковых сигналов бинарных входов.

Устройство измерения аналоговых величин токов, активной, реактивной и полной мощности трансформатора, напряжения и частоты 35 кВ с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

Панель РПН Т1 И Т2

Панель РПН предназначена для регулирования напряжения в силовых трансформаторах Т1 и Т2 при помощи контроллера регулирования напряжения

Панель трансформаторов напряжения

Шкаф трансформатора напряжения предназначен для распределения цепей напряжения по шкафам и устройствам РЗА. На лицевой панели шкафа расположены переключающие устройства цепей ТН 16кВ 1-ой и 2-ой секций шин 16кВ, а также измерительные приборы и сигнальные приборы контроля положения автоматов вторичных цепей ТН 16кВ.

Принципы управления коммутационным оборудованием.

В качестве устройств управления разъединителями приняты контроллеры RTU IDS ACOS 750 в шкафу управления с отображением положения коммутационных аппаратов на мнемосхеме. Для управления выключателями приняты непосредственно терминалы защиты трансформатора. На базе данных устройств выполняются следующие функции по управлению коммутационным оборудованием

Функция	Описание назначения	Примечание
Управление коммутационной аппаратурой.	Формирование команд управление коммутационной аппаратурой через терминалы для главной схемы ОРУ-35	Управление 1. коммутационными аппаратами ОРУ 35 кВ возможно: 2.С сенсорной панели, расположенной в панели управления 3.Со шкафа ДС-4, ДС-2, расположенным на ОРУ 35 кВ
Блокировка в пределах одного присоединения.	Контроль положения аппаратов основной схемы и выполнение запрета	Управление выполняется клавиатурой контроллеров и с ДС-4, ДС-2 ОРУ 35 кВ

	тов и разрешения операций в соответствии с требованиями типовых положений по оперативному управлению	
Общеподстанционная блокировка	Контроль и разрешений операций в процессе переключений всей главной схемы.	Управление выполняется клавиатурой контроллеров и с ДС-4, ДС-2 ОРУ 35 кВ

10.8. Распределение питания постоянным и переменным током

Питание оперативным постоянным током предусматривается от щита постоянного тока, устанавливаемого в ОПУ.

Система мониторинга и управления

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил Республики Казахстан по взрывобезопасной и экологической безопасности, по охране труда, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Общие положения

Полное наименование системы – Система мониторинга и управления ВТ ГЭС на реке Коксу.
 Условное наименование системы – СМУ ВТ ГЭС Кора.

Чертежи по данному разделу представлены в Том 6 альбом 9, 24-12-2024-РЗиА

10.9. Объекты автоматизации

Объектом автоматизации является ВТ ГЭС на реке Коксу.

Цели, назначение и области использования системы СМУ.

Целью настоящего проекта является разработка технического решения, обеспечивающего оперативно-диспетчерский контроль и управление ВТ ГЭС на реке Коксу.

Целью управления электрическими сетями посредством СМУ является обеспечение надежного и качественного электроснабжения потребителей при минимальных трудовых и материальных затратах.

Назначение системы:

- организация автоматизированного контроля, мониторинга и управление распределением энергии;
- повышение эффективности управления электрическими режимами распределения и потребления электроэнергии;

- надежное электроснабжение;
- дистанционный контроль и управление всем комплексом объектов электроснабжения;
- безопасность эксплуатации подстанции;
- информационное взаимодействие между системой управления подстанции и системой верхнего уровня;
- сокращение затрат на ремонт за счет уменьшения объемов ремонтов вследствие оптимизации режимов работы оборудования подстанции.

Достижение вышеперечисленных пунктов обеспечивается путем применения современных технических средств и методик управления.

10.9.1 Характеристика объекта автоматизации и описание процесса деятельности.

Управление и оперативный контроль параметрами электрооборудования ВТ ГЭС на реке Коксу необходимо обеспечить с автоматизированного рабочего места энергодиспетчера диспетчерского пункта ТОО «Верхне-Талаптинская ГЭС».

СМиУ ВТ ГЭС на реке Коксу является основным средством контроля и управления оборудованием, обеспечивая при этом требуемый уровень надежности и эффективности эксплуатации электротехнического оборудования. Система СМиУ ВТ ГЭС на реке Коксу собирает, анализирует и выборочно передает достоверные данные о работе, состоянии коммутационных аппаратов и режимах контролируемого объекта на верхний уровень системы.

Данные от автоматизированной системы управления генерацией электроэнергии «ОБОРУДОВАНИЯ ЗАВОДА» поступают в СМиУ ВТ ГЭС на реке Коксу по протоколу передачи данных МЭК 60870-5-104.

С АРМ ДП ТОО «Верхне-Талаптинская ГЭС» выполняется оперативный контроль и управление ВТ ГЭС на реке Коксу.

СМиУ ВТ ГЭС на реке Коксу представляет собой набор аппаратных и программных средств, данная система позволяет производить мониторинг всех основных параметров распределения электроэнергии, производить контроль над коммутационными аппаратами в режиме реального времени, и дистанционное управление коммутационными аппаратами, имеющими приводной механизм.

Автоматизированное управление (дистанционное, по месту) коммутационными аппаратами ПС.

Средствами системы обеспечивается возможность оперативного управления коммутационными аппаратами (КА) ПС, в том числе РУ 35 кВ и 6кВ имеющими приводной механизм с автоматизированного рабочего места диспетчерского пункта ТОО «Каратал-Транзит».

Для управляемых коммутационных аппаратов обеспечивается возможность автоматизированного управления (дистанционного, по месту) соответствующими коммутационными аппаратами (см. таблицу ниже).

Оборудование средств диспетчерского и технологического управления

№	Место управления	Примечание
1	С АРМ ДП ТОО «Верхне-Талаптинская ГЭС» оперативного персонала на ПС	Все функции управления КА реализуются в полном объеме. Является способом управления для дежурного оперативного персонала.
2	С микропроцессорных устройств управления на ПС (предусмотренных в разделе РЗиА)	Используется только при отказах средств верхнего и среднего уровней ПТК СМиУ. Команды управления фиксируются в системе, оперативная блокировка разъединителей выполняется средствами СМиУ нижнего уровня.
3	По месту (из шкафа управления коммутационным аппаратом)	Является аварийным способом управления (при отказе соответствующих средств СМиУ)

10.9.2 Средства управления

В данном разделе рассмотрены вопросы системы сбора и передачи информации от автоматизированной системы управления генерацией электроэнергии «ОБОРУДОВАНИЯ ЗАВОДА». Работа выполнена в соответствии с «Правилами пользования электрической и тепловой энергией».

Средства системы СМиУ представляют собой комплекс технических средств, обеспечивающих сбор, обработку, хранение и предоставление пользователям (диспетчеру) необходимой технологической информации.

Объем СМиУ определен в соответствии с «Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах».

Целью управления электрическими сетями посредством системы СМиУ является обеспечение надежного и качественного электроснабжения потребителей при минимальных трудовых и материальных затратах.

Мониторинг и управление оборудованием ВТ ГЭС на реке Коксу осуществляется с автоматизированного рабочего места ДП ТОО «Верхне-Талаптинская ГЭС».

Сбор данных на объектах

Сбор информации от автоматизированной системы управления генерацией электроэнергии «ОБОРУДОВАНИЯ ЗАВОДА» поступают в СМиУ ВТ ГЭС на реке Коксу по протоколу передачи данных МЭК 60870-5-104. Локально сбор данных осуществляется с устройств релейной защиты и автоматики, измерительных преобразователей по согласованным протоколам в систему «ОБОРУДОВАНИЯ ЗАВОДА», а также сбором дискретных сигналов с сухих контактов устройством

RTU ACOS750 (общеподстанционным контроллером).

Топология системы

В рамках текущего проекта предусматривается сбор информации от автоматизированной системы управления генерацией электроэнергии «ОБОРУДОВАНИЯ ЗАВОДА», данные поступают в СМУ ВТ ГЭС на реке Коксу по протоколу передачи данных МЭК 60870-5-104.

На ВТ ГЭС Кора установлена «Панель управления» на базе RTU ACOS750, с помощью панели управления обеспечивается сбор информации о состоянии коммутационных аппаратов, данные о телеизмерениях контролируемых присоединений, аварийную и предупредительную сигнализацию на объекте. RTU ACOS750 собирает данные и ретранслирует на сервер системы СМУ, находящийся в ДП ТОО «Каратал-Транзит».

Данные от устройств релейной защиты и автоматики стороны 35 кВ и 6 кВ (терминалы РЗиА) передаются по протоколу МЭК61850, посредством организуемого оптического двойного кольца сети Ethernet на RTU ACOS750 и ретранслируются в ДП ТОО «Верхне-Талаптинская ГЭС».

Данные от цифровых измерительных преобразователей передаются по протоколу MODBUS RTU (интерфейс RS485).

Данные собираются локально RTU ACOS750, обрабатываются и выборочно передаются на верхний уровень системы – диспетчерский центр ТОО «Каратал-Транзит» по протоколу МЭК 60870-5-104 по организуемым каналам связи.

Данные на верхний уровень системы передаются с помощью протокола IEC 60870-5-104.

Обеспечение информационной безопасности при передаче данных на ДЦ осуществляется протоколированием данных согласно IEC 60870-5-104.

Структура системы СМУ

Система представляет собой набор программных и аппаратных средств реализующих сбор данных о состоянии контролируемого оборудования, и его управления им.

Оборудование СМУ осуществляет сбор, обработку и передачу оперативному персоналу информации о состоянии и режимах работы основного оборудования, а также передачу сигналов телеуправления (ТУ) на исполнительные механизмы. К оборудованию телемеханики поступают телесигналы (ТС) о состоянии блок контактов основного оборудования, телеизмерения (ТИ). Передача телемеханической информации оперативному персоналу диспетчерских пунктов осуществляется в виде цифровой информации по протоколу IEC 60870-5-104 посредством организуемых каналов связи.

10.10. Охрана труда и техники безопасности

Технические средства СМУ и телемеханики, размещение оборудования, наличие дополнительных сооружений, обеспечивающих выполнение технологических процессов в соответствии с требованиями нормативных документов, обеспечивают соблюдение норм санитарии и техники безопасности при эксплуатации СМУ ПС.

Рабочим проектом предусмотрены следующие меры безопасной эксплуатации СМУ:

- выбор оборудования и материалов, соответствующих по техническим характеристикам условий применения;
- обеспечение бесперебойности электроснабжения, заземления и зануления электрооборудования;
- защита программного обеспечения системы от несанкционированного доступа.

Условия проведения работ и обеспечение безопасности при строительно-монтажных и наладочных работах

Производство строительно-монтажных работ будет проводиться в условиях вновь строящегося объекта.

Производство строительно-монтажных работ, монтаж и наладка оборудования должны осуществляться с соблюдением следующей нормативно-технической документации:

- При сварке, плавке и резке металлов – СТ РК 12.1.013–2002, СНиП 12–03–99, ГОСТ 12.3.003–86;
- При производстве погрузочно-разгрузочных работ механизированным способом – ГОСТ 12.3.009–76 и «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»;
- При производстве электромонтажных работ, монтаже и наладке приборов – ГОСТ 12.1.010–76;
- «Правила устройства электроустановок»;
- СН РК 4.04–07–2013, СН РК 4.04–07–2019 «Электротехнические устройства»;
- Инструкции по технике безопасности и охране труда на предприятии, строительно-монтажных организаций;
- Паспортные данные, инструкции по монтажу, наладке и эксплуатации оборудования;
- Нормы освещения строительных площадок должны соответствовать ГОСТ 12.1.046–2014;
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.
- Все электромонтажные работы проводятся при строгом соблюдении и в соответствии с нормами и требованиями завода-изготовителя данного оборудования, согласно принципиальных электрических схем, схем электрических соединений и чертежей оборудования, со снятием напряжения с токоведущих частей, использованием предупреждающих плакатов согласно пункту

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		169

Б2.3.9 ПТБ и защитного заземления токоведущих частей, в присутствии допускающего или ответственного лица в соответствии с пунктом Б2.1 ПТБ.

— Для проведения монтажных работ допускается специально подготовленный электротехнический персонал, не моложе 18 лет, прошедший медицинскую комиссию, с группой допуска по электробезопасности не ниже III – до 1000В в соответствии с пунктами Э1.3.2, Э1.3.4 ПТЭУ и Б2.2.12. Монтажные работы производятся в присутствии допускающего с группой допуска по электробезопасности не IV – до и выше 1000В в соответствии с пунктами Э1.2.6 ПТЭУ и Б2.2.9 ПТБ. Персонал должен пройти инструктаж и проверку знаний по ТБ согласно пунктам Э1.3.2 и Э1.3.9 ПТЭУ, иметь при себе средства защиты от поражения электрическим током согласно ГОСТ 12.4.011–89 и приложения Б11 главы 1 пунктов 1.1.3, 1.1.8–9 ПТБ, иметь и использовать только исправный инструмент согласно пункта Б3.8 ПТБ.

— Места установки оборудования системы телемеханики и электропитания не являются постоянными рабочими местами. Уровень шума, выделяемый оборудованием, не превышает предельно допустимых значений и соответствует санитарным нормам уровня шума.

— Производство строительно-монтажных и пуско-наладочных работ в условиях действующего предприятия с наличием вредных и взрывопожарных веществ требует от строительно-монтажного персонала знания и неукоснительного соблюдения действующих на объекте инструкций по технике безопасности и правил внутреннего распорядка, применения принятых на объекте индивидуальных и коллективных средств защиты.

10.11. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии

Общие положения

Полное наименование системы – Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии «Строительство ВТ ГЭС на реке Коксу».

Условное обозначение – АСКУЭ ПС 35/6 кВ «ВТ ГЭС».

Проектная документация предназначена для выполнения монтажных и пусконаладочных работ при создании АСКУЭ ПС 35/6 кВ «ВТ ГЭС» для заказа и приобретения основного оборудования (материалов).

Основания для проектирования

Проект разработан на основании:

1. Договор № 24 от 24.12.2024г. "Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка". Жетысуской области, Коксуского района.
2. Утверждённое Заказчиком Задание на проектирование (Приложение №2 к Договору № 24).

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		170

Чертежи по данному разделу представлены в Том-27, альбом 5, 006-2024-ОРУ-АСКУЭ

Цели, назначение и области использования АСКУЭ ПС 35/6 кВ «В-Т ГЭС».

Назначение системы:

- Организация автоматизированного учета, контроля, распределения и выработки электроэнергии.
- Сбор и формирование базы данных измерений.
- Обработка, архивация и хранение в течение пяти лет данных измерений.
- Выполнение электротехнических расчетов.
- Отображение измерительной и расчетной информации в виде графиков нагрузки, таблиц и ведомостей на пользовательских местах субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).
- Повышение эффективности управления электрическими режимами распределения, потребления и выработки электроэнергии.
- Поддержание единого времени с целью обеспечения синхронности измерений.
- Взаимообмен данными по учету электроэнергии с Системным оператором Республики Казахстан (РК) и смежными субъектами ОРЭ.

Основными целями создания АСКУЭ ПС 35/6 кВ «В-Т ГЭС» являются:

Прогнозируемость доходов.

Прогнозируемость стоимости электроэнергии в планируемый период.

Оптимизация режимов выдачи электрической энергии.

Гарантии оплаты поставок электроэнергии.

Надежное электроснабжение.

Оперативный контроль за электроэнергией.

Определение балансов электроэнергии (точный учет потерь электроэнергии).

Определение технико-экономических показателей предприятия.

Взаимообмен согласованной информацией по учету электроэнергии с субъектами ОРЭ.

Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро – и взрывобезопасности

Технические решения, принятые в техническом проекте и рабочих чертежах, соответствуют требованиям экологических, санитарно – гигиенических, противопожарных и других норм, а также правилам взрывобезопасности, действующих на территории Республики Казахстан, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию системы при соблюдении предусмотренных в проекте мероприятий.

Список используемых при проектировании нормативно – технических документов

При разработке технорабочего проекта АСКУЭ ПС 35/6 кВ «В-Т ГЭС» использовалась следующая документация:

Закон РК «Об электроэнергетике».

Закон РК «Об обеспечении единства измерений».

Правила устройства электроустановок Республики Казахстан.

СТ РК 2.46–2002. Программное обеспечение средств измерений. Общие положения. Порядок аттестации.

СТ РК 34.014–2002. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения.

СТ РК 34.015–2002. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание АС.

СТ РК 2.18–2003. Методики выполнения измерений. Порядок разработки, метрологической аттестации, регистрации и применения.

СТ РК 2. 120–2006. «ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электрической мощности»;

СТ РК 2. 121–2006. «ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электрической энергии»;

СТ РК 2. 122–2006. «ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электроэнергии и мощности с использованием автоматизированной системы коммерческого учета энергии и мощности на энергообъектах»;

СТ РК 2.63–2003. Методики поверки средств измерений. Порядок разработки, утверждения и применения;

РД 34.09.101–94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;

Правила функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии для субъектов оптового рынка электрической энергии утверждены Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 05.06.2015г. №248.

Закон Республики Казахстан от 28 декабря 2018 года «О поддержке использования возобновляемых источников энергии».

Объем создания системы АСКУЭ.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		172

В состав АСКУЭ входят комплексы учета электроэнергии (тип счетчиков электроэнергии Меркурий 234) в количестве 12 единиц из них на коммерческом учете 5 единицы.

В объем АСКУЭ входит создание комплекса программно-технических средств позволяющих принимать всю необходимую информацию со счетчиков, обрабатывать и передавать коммерческую информацию на сервер АСКУЭ СО РК.

Настоящим проектом предусматривается передача собранных данных со счетчиков электроэнергии на УСПД АСКУЭ ПС 35/6 кВ «ВТ ГЭС» через сетевой коммутатор EDS-205 при помощи асинхронного сервера NPort 5232I, далее через оборудование связи по основному и резервному каналу, данные передаются в ДП ТОО «Верхне-Талаптинская ГЭС» далее посредством сети Internet, информация поступает на сервер СО РК.

УСПД АСКУЭ на ПС 35/6 кВ «ВТ ГЭС» один раз за 15 минутный интервал производит опрос счетчиков электроэнергии установленных в панелях и ячейках на линиях 35 кВ и 6 кВ на ПС 35/6 кВ «В-Т ГЭС» по интерфейсу RS-485 счетчиков типа Меркурий 234.

По результатам проведения монтажных и пусконаладочных работ проводят опытные испытания АСКУЭ ПС 35/6 кВ «ВТ ГЭС». Результатом ОПИ АСКУЭ ПС 35/6 кВ «ВТ ГЭС» является ввод системы в опытную эксплуатацию и достоверное получение 15 минутных приращений электроэнергии коммерческих КУЭ субъектов ОРЭ РК.

Акты освидетельствование КУЭ необходимо предоставить комиссии при сдаче объекта в промышленную эксплуатацию.

Описание процесса деятельности.

АСКУЭ ПС 35/6 кВ «ВТ ГЭС» представляет собой комплекс технических средств, состоящий из:

- первичных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- вторичных цепей между измерительными трансформаторами и счетчиками электроэнергии;
- первичных средств учета – микропроцессорных счетчиков электроэнергии;
- устройства синхронизации системного времени;
- каналов связи счетчиков с ЦБД;

Сервер (существующий) базы данных;

- средств программного обеспечения счетчиков, БД.

Функционирование АСКУЭ ПС 35/6 кВ «В-Т ГЭС».

					24-12-2024-ОПЗ	Лист 173
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Измерительные трансформаторы передают по вторичным цепям на счетчики электроэнергии масштабированные значения токов и напряжений. Эти значения обрабатываются микропроцессорной схемой основной платы счетчика, преобразуются в значения мощности электроэнергии и другие величины и записываются в память счетчика в цифровом виде.

Асинхронный сервер Proft 5232i принимает данные со счетчиков по организуемой шине сети RS-485 в цифровом виде и ретранслирует данные по запросу от УСПД АСКУЭ.

Каждые 15 минут БД производит запись полученных данных. Собранные информация передается на существующий сервер ТОО «Верхне-Талаптинская ГЭС», а затем ретранслируется на сервер системного оператора РК, по организуемым каналам передачи данных. По запросу от клиентского приложения автоматизированного рабочего места УСПД осуществляет формирование отчетной информации о генерации, потреблении и потоках электроэнергии по учетным группам. Также в автоматическом режиме существующий сервер БД формирует и выгружает файлы пятнадцатиминутных срезов на верхний уровень (FTP-сервер АО «KEGOC»).

Вышеописанные процедуры происходят автоматически, а время и частота опроса настраиваются вручную на этапе пуско-наладки системы.

Учетные группы формируются и настраиваются на этапе пуско-наладки системы.

Передача данных СО РК осуществляется с уровня БД при помощи установленного на его аппаратной базе коммуникационного ПО с периодичностью раз в 15 минут.

Основные технические решения

Решения по структуре системы, подсистем, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы, подсистем

АСКУЭ ПС 35/6 кВ «В-Т ГЭС» является трехуровневой системой, с иерархически распределённой обработкой информации.

Уровни системы:

- Первый уровень – КУЭ, включающий ТТ, ТН, вторичные измерительные цепи, счетчики электроэнергии;
- Вторым уровнем является УСПД ПС 35/6 кВ «ВТ ГЭС» осуществляющий сбор и передачу данных с асинхронного сервера Proft 5232i на верхний уровень.
- Третий уровень включает существующий сервер АСКУЭ ТОО «Верхне-Талаптинская ГЭС», который организует ретрансляцию полученных данных с УСПД ПС 35/6 кВ «ВТ ГЭС» в АО «KEGOC». Передача данных на FTP сервер в АО «KEGOC» осуществляется через основной и резервный канал, посредством сети Internet.

Структура АСКУЭ, а также используемый для её создания программно-технический комплекс, соответствует техническим требованиям к АСКУЭ.

Объектами сбора первичной учетной информации являются счетчики электроэнергии, установленные в ячейках и на релейных щитах.

Подключение счётчиков к серверу осуществляется по интерфейсу RS-485 через асинхронный сервер Nport 5232i, при помощи сетевого коммутатора EDS-205.

10.12. Электрические сети собственных нужд

КЛ-6кВ от КРУ-6 кВ "Здание ГЭС" до ВЛ-6кВ №8А. От существующей воздушной линии 6 кВ (ВЛ-6кВ "№8А") проектом предусматривается прокладка двух кабельных КЛ-6кВ, при этом существующая ВЛ-6кВ №8А в месте присоединения разрезается и соединяется кабельными линиями для захода ее в КРУ-6кВ "Здание ГЭС". Кабель присоединяется на проектируемые ячейки 6кВ КРУ-6кВ. Проектные решения по присоединению и прокладке кабелей см. в альбоме чертежей 24-12-2024-ВЛ 35кВ-ЭС, альбом 1, Том-6.

ВЛ-6кВ от ВЛ-6кВ №8А до КТП-6кВ "Напорный бассейн". От существующей воздушной линии 6 кВ (ВЛ-6кВ "№8А") проектом предусматривается прокладка ВЛ-6кВ и установка комплектной трансформаторной подстанции КТП-400/6кВ, которые предназначены для питания электрических нагрузок напорного бассейна ГЭС. Проектные решения по присоединению и прокладке кабелей см. в альбоме чертежей 24-12-2024-ВЛ 35кВ-ЭС, альбом 1, Том-6.

10.13. Электроосвещение

На ГЭС выполняется рабочее, аварийное и эвакуационное освещение.

Для этого в здании станции предусматривается установка щита рабочего и аварийного освещения. Устанавливаемый щит состоит из одной панели с тремя вводами и одним блоком БАО для аварийного освещения, который встроен в панель рабочего освещения и имеет питание от панели рабочего освещения и от панели постоянного тока.

Освещение в здании станции и проходной выполняется светильниками со светодиодными лампами и светильниками со встроенными аккумуляторными батареями. Сеть освещения прокладывается скрыто, на скобах и в трубах проводами и кабелями с алюминиевыми жилами.

На напорном бассейне устанавливаются две прожекторные мачты с прожекторами со светодиодными лампами мощностью 150 Вт.

Наружное с освещение гидроузла выполняется консольными светильниками с со светодиодными лампами мощностью 150 Вт.

Распределительные сети освещения по площадке выполняются кабелем типа ВВГ сечением 4×4 мм², прокладываемым в земле.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		175

Питание сетей освещения предусматривается на напряжении 380 В от Главного щита освещения в здании ГЭС и от РУ-0,4 кВ трансформаторной подстанции на площадке напорного бассейна.

Управление освещением предусматривается вручную с ЦПУ для здания станции и пристанционной площадки и автоматически при помощи фотореле на площадке напорного бассейна.

10.14. Заземление

Для установок всех напряжений выполняется общее заземляющее устройство, состоящее из заземляющего контура здания ГЭС и ОРУ-35 кВ.

Основными заземлителями здания ГЭС являются естественные заземлители: металлические части пазов затворов, металлическая облицовка напорных трубопроводов, арматура железобетонных блоков здания ГЭС, облицовка конусов отсасывающих труб и т.д., которые в сочетании со специально организованными заземляющими контурами здания ГЭС и ОРУ-35 кВ, обеспечивают его сопротивление не более 0.5 Ом. Молниеотводы и молниеприемники заземляются на отдельный контур, электрически не связанный с общим контуром ОРУ и здания станции.

Заземлению и занулению подлежат все металлические нетоковедущие части оборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции. Заземлению подлежат: трансформаторная подстанция на площадке водозаборного узла, силовые щиты и шкафы управления в здании ГЭС. Для остальных электроприемников предусматривается защитное зануление. Заземление щитов выполняется путем присоединения последних к заземляющему устройству щитовых ГЭС медным проводом ПВ 1×4мм².

В распределительных щитах устанавливается главная заземляющая шина РЕ, соединяющаяся с заземляющим проводником.

Зануление электроприемников выполняется третьей жилой кабеля или провода в однофазных сетях и пятой жилой в трехфазных сетях.

Групповые розеточные сети подключаются к автоматическим выключателям с дифференциальной защитой.

10.15. Защита от перенапряжений

По молниезащитным мероприятиям, согласно «Устройство молниезащиты зданий и сооружений» СП РК 2.04-103-2013, проектируемые здания относятся к III-ей категории.

На ГЭС предусматривается:

а) защита от прямых ударов молнии;

б) защита от заноса высокого потенциала;

в) уравнивание потенциалов.

В качестве молниеприемника используется металлическая кровля. Для токоотводов используется металлическая круглая сталь Φ 10 мм, присоединенная гибкой связью к кровле. Полосовая сталь присоединена к отдельному контуру для снятия грозового импульса.

Защита от заноса высокого потенциала и уравнивание потенциалов выполняются путем присоединения входящих в здание металлических трубопроводов к арматуре фундамента и к стальным технологическим трубопроводам, используемых в качестве заземлителей, стальной полосой размером 25×4мм.

Все соединения выполняются сваркой.

Защита электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений выполняется ограничителями перенапряжений, установленными у главных повышающих трансформаторов со стороны 35 кВ и в ячейках вакуумных выключателей КРУ-6 кВ.

10.16. ВЛ –35 и паспорт линии

Данный раздел проекта строительства ВЛ –35 кВ, для обеспечения электроснабжения объекта: "Верхне –Талаптинской ГЭС на реке Коксу. Кпрректировка", который расположен в Коксуском районе, Жетысуской области, выполнен на основании выданных технических условий. Технические решения, принятые в данном разделе, соответствуют требованиям экологических, санитарно –гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Республики Казахстан и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта, при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Для сооружения воздушной линии электропередачи ВЛ –35 кВ применяются железобетонные опоры, устанавливаемые в грунте на подпятник, обеспечивающий их устойчивость, а для обеспечения дополнительной стойкости, в частности при поворотах линии, к опорам крепиться оттяжка, в виде троса и плиты анкерной.

В качестве проводов ВЛ –35 кВ применяются сталеалюминевые провода АС, сечением 70/11 мм², для подвешивания которых применяются различные типы подвесок – поддерживающие, натяжные, обеспечивающих надежную изоляцию проводов от токоведущих частей опоры.

Для защиты от атмосферных перенапряжений для ВЛ –35 кВ, предусматриваются установка молниеотводов (на анкерно –угловых и концевых опорах), а также молниезащитного троса С 35, который, как и провод подвешивается на опорах при помощи различных типов подвесок, а также тросостоек, и является расцепленным, что не противоречит требованиям ПУЭ РКз.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист 177
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технические требования к воздушной линии электропередачи ВЛ –35 кВ, её конструктивные особенности приведены на рабочих чертежах данного комплекта. Монтаж ВЛ –35 кВ должен выполняться в соответствии с проектной документацией данного раздела, нормативными документами, стандартами и техническими условиями на конкретные виды элементы; при этом следует учитывать требования, указанные в паспортах и инструкциях по эксплуатации на изделия и элементы.

Данный раздел проекта строительства ВЛ –35 кВ, для обеспечения электроснабжения объекта: "Верхне –Талаптинской ГЭС на реке Коксу. Корректировка. ", который расположен в Коксуском районе, Жетысуской области, выполнен на основании выданных технических условий. Технические решения, принятые в данном разделе, соответствуют требованиям экологических, санитарно –гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Республики Казахстан и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта, при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий. В качестве опор ВЛ –35 кВ применяются железобетонные опоры, с стойкой СК 22, СВ 164, СЦ 20 которые устанавливаются в грунте, на глубину 3,0 м, 2,5 м, 4,5 м на подпятник, обеспечивающий устойчивость стойки. Для обеспечения дополнительной стойкости к промежуточной опоре с ответвлением, анкерной –угловой и концевой опорам крепиться оттяжка, в виде троса и плиты анкерной.

Технические требования к установке опор и обустройства их фундаментов приведены на рабочих чертежах данного комплекта.

Монтаж опор и фундаментов должен выполняться в соответствии с проектной документацией данного раздела, нормативными документами, стандартами и техническими условиями на конкретные виды опор и фундаментов; при этом следует учитывать требования, указанные в паспортах и инструкциях по эксплуатации на изделия.

Данный раздел проекта строительства ВЛ 35 кВ, для обеспечения электроснабжения объекта: "Верхне –Талаптинской ГЭС на реке Коксу. Корректировка", который расположен в Коксуском районе, Жетысуской области, выполнен на основании выданных технических условий. Технические решения, принятые в данном разделе, соответствуют требованиям экологических, санитарно –гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Республики Узбекистан и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта, при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий. Для подвешивания проводов ВЛ 35 кВ, а также молниезащитного троса на опорах, применяются различные типы подвесок – поддерживающие, натяжные, состоящие из различных элементов и стеклянных изоляторов, обеспечивающих надежную изоляцию проводов и троса от токоведущих частей опоры. Технические требования к подвескам, их конструктивные особенности приведены на рабочих чертежах да-

ного комплекта. Монтаж подвесок должен выполняться в соответствии с проектной документацией данного раздела, нормативными документами, стандартами и техническими условиями на конкретные виды элементов подвесок;

1. Технические решения, принятые в рабочих чертежах, соответствуют требованиям экологических санитарно-гигиенических, противопожарных и других действующих норм и правил и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

2. Рабочий чертеж выполнен на основании: – топосъемки, выполненной ТОО "AzimutEngGeoStroy" в октябре месяце 2022г.

3. Для привязки зданий и сооружений принята местная система координат. система высот – Балтийская.

4. Согласно инженерно-геологическим условиям грунта на площадке подстанции представлены супесь, суглинок, галечник, дресвяно-щебенистый грунт, порфирами.

5. Грунтовые воды на глубинах 4,5 м не вскрыты.

6. Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки – $-29,3^{\circ}\text{C}$.

7. Сейсмичность площадки строительства – 9 баллов.

8. Максимальная глубина промерзания грунта возможная 1 раз в 10 лет равна 126 см.

Для конструкций из вибрированного бетона марка бетона по водонепроницаемости – W4. Бетон – на обычном цементе.

9. Надземные части железобетонных конструкций покрыть цементным молоком.

10. 10. Подземные части и 0,6м надземных частей железобетонных конструкций обмазать горячим битумом за 2 раза по огрунтовке.

11. 11. Металлоконструкции окрасить краской БТ-177(ГОСТ 5631-79) за 2 раза по огрунтовке.

12. За относительную отметку 0.000(с учетом отсыпки щебнем $t=0,2$ м) на установочных чертежах строительных конструкций принять абсолютную планировочную отметку в месте установки конкретной конструкции.

Проект разработан для применения в районах со следующими природно-климатическими условиями:

- расчетная зимняя температура $-29,3^{\circ}\text{C}$;
- расчетная сейсмичность 9 баллов;
- согласно инженерно-геологическим условиям грунт на площадке подстанции представлен супесь, суглинок, галечник, дресвяно-щебенистый грунт, порфирами;
- грунтовые воды на глубинах 4,5 м не вскрыты.

Здание одноэтажное с высотой до низа ограждающих конструкций 3.60 м, прямоугольное в плане с размерами в осях 6.0х27.0 м.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист 179
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Здание по степени ответственности относится ко II классу, по долговечности ко II степени, по степени огнестойкости –II.

Здание с кирпичными несущими стенами.

Стены здания выполнить из обыкновенного глиняного обожженного кирпича пластического прессования по марки 100 на растворе марки 50 с пластифицирующими добавками. Категория кладки по сопротивляемости сейсмическим воздействиям II ($1,8 \text{ кгс/см}^2 > R > 1,2 \text{ кгс/см}^2$).

При кладке стен из кирпича в откосы дверных и оконных проемов заложить антисептированные деревянные пробки через 1200 мм, но не менее двух с каждой стороны проема.

Сборные железобетонные перемычки укладывать на цементном растворе марки 50.

Обратную засыпку фундаментов производить без включений строительного мусора и растительного грунта слоями 20–30 см с уплотнением грунта до $\gamma = 1,6 \text{ т/м}^3$, грунтом оптимальной влажности.

Все трубы для подвода кабелей прокладывать под наблюдением электромонтажников, на концах труб поставить деревянные пробки.

Откосы дверных и оконных проемов оштукатурить цементно-песчаным раствором с последующей окраской.

Столярные изделия окрасить масляной краской за 2 раза по заводской грунтовке.

Стальные изделия окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465–76 по слою грунта ГФ-021 ГОСТ 25129–82.____

1. Рабочие чертежи разработаны на основании:

а) заданий на проектирование, выданных смежными отделами;

б) строительных норм и правил по проектированию зданий и сооружений, действующих на территории.

Проект разработан для следующих условий строительства:

а) в результате выполненных расчетов глубина промерзания в рассматриваемом районе для суглинков составила – 104см, для супесей – 126см, для крупнообломочных грунтов – 154см;

б) монтажные и эксплуатационные нагрузки от оборудования по техническим заданиям;

в) сейсмичность района, согласно карте сейсмического микрорайонирования оценивается в 9 (девять) баллов;

г) категория грунтов по сейсмическим свойствам – IА–IБ;

д) расчетная сейсмичность принимается – 9 баллов.

Инженерно-геологические и гидрогеологические условия:

					24-12-2024-ОПЗ	Лист 180
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– рабочий чертеж выполнен на основании топосъемки, выполненной ТОО "AzimutEngGeoSTroy" в октябре месяце 2022 года – грунты площадки строительства представлены следующими характеристиками:

Первый инженерно-геологический элемент (ИГЭ-1) – супесь аллювиальная современного четвертичного возраста (аQiv), светло-коричневого цвета, с включением гравия и мелкой гальки до 5–10%. Консистенция твердая. Мощность 1,2–1,7м.

Второй инженерно-геологический элемент (ИГЭ-2) – суглинок делювиально-пролювиальный архнечетвертичного возраста (dpQIII), светло-коричневый, легкий, преимущественно лёссовидный. Консистенция твердая. Мощность 1,4–2,1м.

Третий инженерно-геологический элемент (ИГЭ-3) – галечниковый грунт аллювиальный и аллювиально-пролювиальный верхнечетвертично-современного возраста (а-арQIII-IV), с песчаным заполнителем, с включением валунов и глыб до 30–35%. Консистенция грунта от маловлажной до водонасыщенной. Мощность 2,1–3,0м.

Четвертый инженерно-геологический элемент (ИГЭ-4) – валунно-галечниковый грунт аллювиальный современного четвертичного возраста (аQIV), с песчаным заполнителем, с включением валунов и глыб до 35–50% и более. Валуны размером в среднем 0,3–0,4м в диаметре, преобладание валунов размером свыше 0,2м более 50%. на поверхности встречаются глыбы, размером до 0,5–1,0м. Консистенция от маловлажной до водонасыщенной. Мощность 1,2–7,5м.

Пятый инженерно-геологический элемент (ИГЭ-5) – дресвяно-щебенистый грунт элювиально-делювиальный (edQ), с супесчано-песчаным заполнителем, с включением глыб до 15–30%. содержит большое количество обломочного материала, состоящего из разрушенной коренной породы. Консистенция грунта маловлажная. Мощность 0,9–1,6м.

Шестой инженерно-геологический элемент (ИГЭ-6) – порфиры и их туфы. вскрытая мощность 10,0м.

Грунты от незасоленных до слабозасоленных, содержание легкорастворимых солей (сухой остаток) 0,17–0,65%, тип засоления сульфатный (ГОСТ РК 25100–2011).

Согласно СП РК 2.01–101–2013 грунты неагрессивные к бетонам на портландцементе по ГОСТ 10178–85*, для сухой зоны и неагрессивные к железобетонным конструкциям. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой стали низкая.

В пределах площадки изысканий грунтовые воды на исследуемую глубину 3,0–12,0м на момент изысканий вскрываются на глубине 4,5–5,5м..

Степень агрессивного воздействия грунтовых вод на бетонные и железобетонные конструкции марки по водонепроницаемости W4–8 для бетонов на портландцементе (по ГОСТ 10178) по содержанию сульфатов – неагрессивная; на сульфатостойких цементах (по ГОСТ 22266) неагрессивная.

Надземные части железобетонных конструкций покрыть цементным молоком.

Подземные части и 0.6 м надземных частей железобетонных конструкций обмазать горячим битумом за 2 раза по огрунтовке.

Железобетонные лежни укладываются на выравнивающий слой из песка толщиной 100 мм, устраиваемый непосредственно перед укладкой лежней.

Металлоконструкции блоков привариваются к закладным деталям лежней сварным швом $h=6$ мм по РСТУз 865–98 и ГОСТ 5264–80* электродами Э-42А.

Изготовление и монтаж металлоконструкций производить в соответствии с требованиями КМК 3.03.02–98 “Металлические конструкции”, КМК 3.01.02–00 “Техника безопасности в строительстве” и КМК 3.03.01–98 “Несущие и ограждающие конструкции”.

Антикоррозионная защита металлоконструкций и необетонированных закладных изделий – согласно требованиям КМК 2.03.11–96 “Защита строительных конструкций от коррозии”:

Грунтовка ГФ–021 по ГОСТ 25159–82 за один раз (толщина слоя 20мкм) с предварительной очисткой поверхностей от ржавчины и окислов ручным или механическим инструментом. Степень очистки поверхностей перед грунтовкой согласно ГОСТ 9.402–80 – третья. Грунтовка производится на заводе–изготовителе металлоконструкций.

Окраска краской БТ–177 за два раза (толщина слоя 2х20мкм). Окраска вторым слоем краски производится после окончания всех монтажных работ. Перед окраской поверхности должны быть очищены от грязи, пыли, монтажные швы – от шлаков.

Обратная засыпка пазух котлованов производится вынутым грунтом без включений строительного мусора, растительного грунта и валунов диаметром более 200 мм, слоями 20–30 см с уплотнением каждого слоя и доведением объемного веса скелета грунта до $\gamma \geq 1.65 \text{ т/м}^3$, грунт оптимальной влажности. Обратная засыпка котлованов насыпным грунтом не допускается. ____

15. При осуществлении строительства надлежит:

- составлять акты освидетельствования скрытых работ, промежуточной приемки конструкций;
- оформлять производственную документацию, предусмотренную КМК по отдельным видам работ и исполнительную документацию – комплект рабочих чертежей с надписями о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или внесенным в них, по

согласованию с проектной организацией изменениями, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ.

Все работы выполнять с соблюдением требований:

- ШНК 3.01.01-03 "Организация строительного производства";
- КМК 3.02.01-97 "Земляные сооружения, основания и фундаменты";
- КМК 3.03.01-98 "Несущие и ограждающие конструкции";
- КМК 3.01.02-00 "Техника безопасности в строительстве";
- КМК 2.03.11-96 "Защита строительных конструкций от коррозии".

За относительную отметку 0.000 принята абсолютная планировочная отметка земли, по верху щебня, в месте установки конкретной конструкции. 1. Чертежи котлована разработаны в соответствии с проектными решениями раздела ГТ, инженерно-геологическими условиями и конструктивными решениями фундаментов зданий и сооружений.

Согласно отчету об инженерно-геологических изысканиях по объекту: "об инженерно-геологических изысканиях по объекту: «Талаптинская ГЭС в Коксуском районе Жетысуской области» выполненному ТОО "AzimutEngGeoStroy" в октябре 2022г., грунтовые условия площадки строительства, следующие:

Основанием фундаментов служат:

- Супесь светло-коричневого цвета, с включением гравия и мелкой гальки до 5-10%;
- Суглинок делювиально-пролювиальный верхнечетвертичного возраста (dpQIII), светло-коричневый, легкий, преимущественно лёссовидный;
- Галечниковый грунт аллювиальный и аллювиально-пролювиальный верхнечетвертичного современного возраста (а-арQIII-IV), с песчаным заполнителем, с включением валунов и глыб до 30-35%;
- Валунно-галечниковый грунт аллювиальный современного четвертичного возраста (аQIV), с песчаным заполнителем, с включением валунов и глыб до 35-50% и более;
- Дресвяно-щебенистый грунт элювиально-делювиальный (edQ), с супесчано-песчаным заполнителем, с включением глыб до 15-30%;
- Порфиры и их туфы.

Земляные работы вести в следующей последовательности:

При разработке котлована в случае обнаружение строительного мусора необходима извлечь на всю мощность с вывозом его за пределы площадки строительства;

Выемка грунтов согласно данного чертежа и создание водонепроницаемого экрана из супесного грунта с послойным уплотнением. Уплотнение грунтовой подушки выполнять послойно с пневмокатками, толщина каждого слоя 200 мм;

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		183

Обратная засыпка выполняется из галечникового грунта.

До начала строительства должно быть составлено проект производства работ, в котором решаются следующие вопросы:

- механизмы для производства земляных работ и уплотнения грунтов;
- механизмы, необходимые для рыхления (дробления) скального грунта;
- механизмы для выполнения обратной засыпки пазух котлованов грунтом и их уплотнение;
- места вывоза удаляемого грунта и строительного мусора;
- пооперационный (в т.ч. лабораторный) контроль качества выполняемых земляных работ;
- уточнение расположения съездов в котлован с учётом расположения подъездных путей;

Перед обратной засыпкой котлована ведется привозным суглинистым грунтом II-группы (для создания водонепроницаемого экрана) без включений строительного мусора, растительного грунта и валунов диаметром более 200 мм, слоями 20–30 см с уплотнением каждого слоя и доведением объемного веса грунта не менее $\gamma \geq 1.65 \text{ т/м}^3$, грунт оптимальной влажности.

Все работы выполнять с соблюдением требований:

- ШНК 3.01.01-03 "Организация строительного производства";
- КМК 3.02.01-97 "Земляные сооружения, основания и фундаменты";
- КМК 3.01.02-00 "Техника безопасности в строительстве".

За условную отметку 0.000 принята абсолютная планировочная отметка земли, по верху щебня, в месте установки конкретной конструкции.

Расположения здания на генплане см. чертежи раздела ГТ.

Съезд в котлован определять по месту.

Перед началом строительных работ необходимо освидетельствование и приемка котлована геологом организации.

По окончании работ по устройству котлована необходимо вызвать инженера-геолога для освидетельствования котлована.

Земляные работы:

- Выемка грунта – 1572.1 м^3 ;
- Обратная засыпка – 1087.5 м^3 ;
- Лишней грунт – 1572.1 м^3 . ____

Все работы по подземной части заземляющего устройства выполняются по нулевому циклу одновременно со строительными работами согласно КМК 3.05.06-97.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
						184
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для обеспечения минимального допустимого напряжения прикосновения на площадке выполнить верхний слой из сортированного щебня – 10 см. Фракция мелкая.

Сетку из горизонтальных заземлителей проложить на глубине 0.7 м от отметки планировки. В случае пересечения горизонтального заземлителя с кабельными каналами или фундаментом под оборудование, провести “огибание” заземлителя вдоль фундамента под оборудование или под кабельными каналами (см. узел З).

Все соединения элементов заземляющего устройства выполнить сваркой внахлестку согласно ИКН 02-2005 и КМК 3.05.06-97. Высота шва – не менее 4 мм. Для обеспечения надежного контакта соприкасающиеся поверхности предварительно зачистить, а места стыков после сварки окрасить в два слоя битумным лаком для защиты от коррозии.

Заземляющие спуски, для исключения усиленного разрушения, на участке “воздух-грунт” изолировать на длине 100 мм в обе стороны от границы раздела путем их окраски битумным лаком в два слоя для защиты от коррозии.

Траншею для заземлителей засыпать суглинком, не содержащим камней, щебня и строительного мусора. Засыпку производить с утрамбовкой.

Полосы заземления, проложенные в кабельных каналах, присоединить к контуру заземления подстанции при помощи полосовой стали сечением 40х5.

Внешнее ограждение к заземляющему контуру не присоединять.

Для защиты вторичных цепей ПС от импульсных помех, по дну траншеи кабельными каналами проектом предусматривается прокладка дополнительного заземляющего проводника (полоса 40х5), который присоединяется к ЗУ ПС не менее, чем в 2-х местах, включая начало и конец кабельной трассы (см. Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех». РД 34.20.116-93). Точки присоединения данного проводника определить по месту.

Места спусков полосы заземления на стойках электротехнического оборудования к магистрали заземления могут уточняться в процессе монтажа.

После завершения монтажа системы заземления необходимо выполнить замер сопротивления заземляющего устройства. В случае, если фактическое значение сопротивления заземляющего устройства превысит допустимое значение (10 Ω) провести дополнительные мероприятия по его снижению.

Вертикальные электроды приняты длиной 3 м.

Вертикальные и горизонтальные заземлители, расположенные в земле, не должны иметь окраски.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист 185
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Закладные детали кабельных каналов, выполненные в виде полос заземления, присоединить к заземляющему контуру при помощи полосовой стали сечением 40х5 не менее, чем в двух местах. Полосу к закладным изделиям приварить. Места присоединения определить по месту.

Здание ЗРУ присоединить к контуру заземления не менее, чем в двух местах. Полосу 40х5 монтировать на высоте 0,5 м от пола.

Устанавливаемое оборудование (силовые трансформаторы, блоки опорных изоляторов и т.д.) необходимо заземлить, присоединив их металлические корпуса к контуру заземления при помощи полосовой стали. Полосу заземления приварить к корпусу оборудования при помощи сварки или же присоединить к болту заземления корпуса, если такой имеется.

Площадки прожекторных мачт присоединить к верхней закладной детали при помощи полосовой стали 40х5. Нижнюю закладную деталь прожекторных мачт присоединить к контуру заземления также при помощи стали 40х5. Соединение выполнить сваркой внахлестку. ____

10.17. Технологические решения по воздушной линии электропередачи ВЛ-35 кВ

Месторасположение объекта

Данный раздел проекта строительства ВЛ 35 кВ, для обеспечения электроснабжения объекта: "Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка", который расположен в Коксуском районе, Жетысуской области, выполнен на основании выданных технических условий.

Трасса строительства ВЛ-35 кВ проходит по глыбово-складчатому рельефу тектонико-денудационного низкогорья, с выровненными вершинами, скалистыми склонами, с глубиной расчленения до 200 м и широкими покатыми подножиями.

Трасса ВЛ-35 кВ

Проект строительства ВЛ-35 кВ, разрабатывается согласно, технических условий и задания на проектирование, протяженность трассы ВЛ-35 кВ составляет 9,448 км.

План трассы ВЛ-35 кВ представлен на рабочих чертежах данного проекта, в разделе "Расстановка опор". Трасса ВЛ-35 кВ свободна от застройки жилищно-коммунального и промышленного назначения, сноса инженерных сооружений и коммуникаций не требуется.

Геологическая характеристика грунтов представлена на продольном профиле трассы строительства ВЛ-35 кВ, в разделе "Расстановка опор" данного рабочего проекта.

Расчётные климатические условия

Климатическая характеристика участка приведена по данным метеостанции Сарканд и Талдыкорган Климат резко-континентальный с жарким сухим летом и холодной снежной зимой.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист 186
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По данным многолетних наблюдений, минимальная среднемесячная температура воздуха наблюдается в январе

-7,9°C, с абсолютным минимумом -41°C, максимальная в июле +22,4°C, с абсолютным максимумом +44°C. Преобладающее направление ветра, зимой – северо-восточное; летом – северное, северо-восточное

В среднем по району количество осадков за многолетие составляет 461 мм. Количество осадков: за ноябрь–март 181 мм, за апрель–октябрь 280мм.

Максимальная глубина промерзания грунтов для суглинков – 104см, для супесей – 126см, для крупнообломочных грунтов – 154с

Провод ВЛ-35 кВ и молниезащитный трос

Расчётный пролёт, для определения количества промежуточных, анкерных опор, а также принятые значения максимального механического напряжения в проводе, определяются исходя из требований ПУЭ РКз, по допустимым габаритам до земли и пересекаемых инженерных сооружений, расстоянию между проводами, по допустимым габаритам между проводами и тросами, исходя из условий работы проводов, тросов в пролёте и защиты от грозовых перенапряжений.

Для проектируемой ВЛ-35 кВ принят сталеалюминиевый провод марки АС 70/11, который должен соответствовать ГОСТ 839-2019. Данная марка провода выбрана проектом исходя из условия обеспечения расчетных механических нагрузок на опоры и пропускной способностью ВЛ-35 кВ.

Допустимые напряжение в проводе приняты исходя из несущей способности промежуточных и анкерных опор, а также их закрепления в грунтах.

Защита провода от вибрации предусматривается виброгасителями, ведомость которых приведена в разделе “ Монтажная часть линии” данного рабочего проекта.

В качестве молниезащитного троса, проектируемой ВЛ-35 кВ, принят стальной канат С 35, который должен соответствовать ГОСТ 2688-80.

Допустимые напряжения в тросе приняты исходя из несущей способности промежуточных и анкерных опор, а также их закрепления в грунтах.

Таблицы монтажных тяжёний, стрел провеса провода и троса приведены в разделе “ Монтажная часть линии” данного рабочего проекта.

Изоляция, линейная арматура ВЛ-35 кВ и молниезащитного троса

Изолирующие подвески креплений провода на примененных железобетонных опорах комплектуются соответствующими изоляторами и линейной арматурой.

Комплектация подвесок провода и троса приведена в разделе “ Монтажная часть линии” данного рабочего проекта.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		187

Количество и тип натяжных подвесок выбрано согласно рекомендациям РД 34.51.101-90, таблица П 2.4.

Степень загрязнения атмосферы принята для III зоны, согласно рекомендациям РД 34.51.101-90, таблица П 4.3.

Источник загрязнения – предприятие по производству газов, в независимости от объема продукции.

Фактические коэффициенты запаса прочности изоляторов и линейной арматуры соответствуют коэффициентам, нормируемым ПУЭ РКз.

Для защиты проводов и тросов от вибрации, во всех пролетах, предусмотрены гасители вибрации, устанавливаемые по одному на каждый провод (трос), с обеих сторон пролета.

Принятая настоящим рабочим проектом изоляция ВЛ-35 кВ обеспечивает требуемую надежность работы линии в процессе ее эксплуатации

Опоры и фундаменты ВЛ-35 кВ

В качестве основного материала опор в проекте принят сборный железобетон.

Анкерно-угловые, промежуточные и концевые опоры приняты согласно типовым проектам серии 3.407.1-164 и 3.407.1-151. Общее количество, шифры опор и фундаментов, применённых в проекте, приведены в разделе “ Опоры и фундаменты” данного рабочего проекта.

Расчёт нагрузок на опоры произведён для скоростного напора ветра 0,25кПа и толщины стенки гололёда 15 мм.

Металлоконструкции железобетонных опор необходимо изготовить:

- сварные – из стали марки ВСт 3 пс 5;
- болтовые – из стали марки ВСт 3 пс 6, согласно ГОСТ 380-05.

Согласно нормам, ввиду засоленности грунтов, подземная часть железобетонных опор и часть опоры на расстоянии 0,6 м над уровнем земли, а также фундаменты, устанавливаемые в агрессивных грунтах, должны защищаться двухслойным армированием суровой тканью АРТ-4744 на нефтябитуме.

Физико-механические характеристики грунтов основания опор ВЛ-35 кВ приняты согласно материалам инженерно-геологических изысканий трассы ВЛ-35 и приведены на продольном профиле.

Согласно п.3.7 ШНК 1.03.01-16 п. 3.7, государственные, отраслевые стандарты, чертежи типовых конструкций, изделий и узлов, на которые имеются ссылки в рабочих чертежах, а также типовые проекты временных зданий и сооружений в состав рабочей документации не входят и

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
						188
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проектной организацией заказчику не выдаются. При необходимости чертежи выдаются заказчику по отдельному заказу.

При выполнении работ по обустройству котлованов и установке железобетонных опор, необходимо составление актов освидетельствования скрытых работ, в соответствии п.1.13, гл.1 ШНК 3.01.01-22.

Согласно ШНК 3.02.01-19, плодородный слой почвы (почвенно-растительный слой) до начала основных земляных работ должен быть снят и перемещен в отвалы, для последующего использования его при рекультивации, или повышении плодородия малопродуктивных угодий

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
						189
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

11. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

Общие данные по участку строительства Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт при-
ведены ранее, в соответствующих разделах ОПЗ.

Участок характеризуется следующими данными:

- климат резко-континентальный, засушливый;
- рельеф участка горный;
- дорожно-климатическая зона V;
- сейсмичность района – 9 баллов;
- почвенно-растительный слой отсутствует;
- система координат – 1942 года;
- система высот – балтийская.

Планировочные решения, организация рельефа и благоустройство территории. Территория
предназначена для строительства объектов ГЭС, свободна от застройки и существующих ин-
женерных коммуникаций.

Подъезд к участкам осуществляется от проектируемой автодороги со щебеночным покрытием.

Покрытие проезда вокруг здания ГЭС и водобойного колодца предусмотрено из крупнозернистого
асфальтобетона, обочина укрепляется щебнем на ширину 0.50м. На остальных участках – по-
крытие из щебня.

Проезды на участках предусматривают подъезд автомобилей ко всем входам и въездам в
здания и сооружения.

Для подхода к караульным помещениям предусмотрены пешеходные дорожки с покрытием из
асфальтобетона. Кромка покрытий укрепляется бортовым бетонным камнем.

На участках преобладают скальные грунты.

Существующие зеленые насаждения, по возможности, сохранены. Свободная от застройки, про-
ездов, дорожек и площадок территория озеленяется путем посадки деревьев и кустарников
лиственных пород, а также устройства газона. Элементы озеленения подобраны согласно дан-
ной климатической зоны, а именно: Боярышник обыкновенный.

Участок решен как в насыпи, так и в выемке. Такое решение было принято для увязки с
отметками существующей территории, а также для обеспечения уклонов для отвода поверх-
ностных вод. На участке здания ГЭС и водобойного колодца применены водоотводные лотки и
водопрпускная труба диаметром 0.5м. Отвод поверхностных вод производится в пониженных
местах рельефа.

Очистки поверхностных вод не требуется.

Все проектируемые участки ГЭС ограждаются забором из металлической сетки по металличе-
ским столбам, высотой 2.50м. Тип ворот – распашные двустворчатые.

На гребне плотины предусмотрен проезд с щебеночным покрытием, для более комфортного
проезда по гребню устанавливаются металлические барьеры безопасности. Такие же барьеры
устанавливаются с двух сторон дороги, соединяющей проектируемые участки между собой.

Благоустройством участка предусмотрено устройство уличного и охранного освещения, уста-
новка скамеек для отдыха и урн для мусора.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		190

Принятая величина противопожарных разрывов между зданиями и сооружениями соответствует нормативной.

В соответствии с РДС РК 2.04-14-2003 п.1.10 Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт относится к объектам жизнеобеспечения категории С, и она должна быть оснащена системами инженерно-технической укреплённости и безопасности, а именно:

- ограждением территории (охрана периметра);
- электрическим освещением периметра и прожекторным освещением прилегающей к плотине зоны водохранилища;
- системами теле и видеонаблюдения и автоматической сигнализации по ограждению периметра;
- необходимым количеством зданий охраны (караульных помещений);
- системами электроснабжения и автоматики (кабельные и воздушные линии) объектов инженерно-технической укреплённости и безопасности.

Охрана периметра по всем своим параметрам (освещение, системы теле и видеонаблюдения, сигнализации, электроснабжения, автоматики и здания охраны (караульные помещения)) практически полностью

Здание охраны простой формы, прямоугольное в плане, размером 2х2м в осях, одноэтажное с высотой до низа конструкций покрытия 2.5м.

Контейнерного типа.

Вокруг здания устраивается отмостка шириной 1.0м, толщиной 100мм из бетона класса В15, F75, W4 по уплотненному грунту обратной засыпки.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
						191
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

12. ИНЖЕНЕРНАЯ И ТРАНСПОРТНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

Развитие инфраструктуры для строительства и эксплуатации проекта предусматривает строительство подъездной автомобильной дороги, мостового переезда через реку Коксу эксплуатационных дорог для подъезда к гидросооружениям ГЭС и временных дорог строительного периода.

Постоянная инженерная инфраструктура вновь создаваемого производственного предприятия (ГЭС) – электроснабжение, водоснабжение и канализация, теплоснабжение здания ГЭС.

Электроснабжение гидросооружений и зданий ГЭС будет осуществляться электроэнергией, производимой самой Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт, от трансформаторов собственных нужд. В период остановки работы ГЭС по каким-либо причинам её электроснабжение будет осуществляться по линии электропередачи от энергосистемы. В случае отключения линий для запуска гидроэлектростанции предусмотрен дизель-генератор.

Водоснабжение и канализация, теплоснабжение, вентиляция и пожаротушение здания ГЭС описано ранее в разделе 4.5.3.

Подъездные дороги. Подъезд автотранспорта к Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт будет осуществляться от райцентра Карабулак по асфальтированной дороге Карабулак – Рудничный и далее по дороге от пос. Жалгызгааш до ГЭС. Кроме того, на площадке размещения гидроузла будут проложены внутренние дороги и мост через реку для обеспечения между всеми гидросооружениями ГЭС.

Подъездная автодорога пос. Жалгызгааш – ГЭС длиной 12,2 км является внутрихозяйственной, согласно СНиП 2.05.07-91*, так как предназначена только для эксплуатации ГЭС. Её трасса совпадает с существующей грунтовой дорогой. Трасса показана на прилагаемой карте М 1:25000. Поэтому сметная стоимость подъездной автодороги пос. Жалгызгааш – ГЭС принята по аналогу, пропорционально длине автодороги.

Все основное гидросиловое, гидромеханическое, электротехническое, крановое и вспомогательное оборудование будет транспортироваться от погранперехода Хоргос на площадку строительства ГЭС по автодороге Хоргос – Сары-Озек – Талдыкорган – ГЭС общей протяженностью 355 км.

13. МАСШТАБ ПРОЕКТА

Основными потребителями продукции (электроэнергии и мощности) Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт на реке Коксу будут являться производственные предприятия и жилой сектор Талдыкорганского региона Алматинской области. При этом уменьшатся перетоки электроэнергии из Алматинского региона, что положительно скажется на общей надёжности Алматинской энергосистемы.

Таким образом, проект Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт на реке Коксу с установленной мощностью 7МВт и среднесезонной выработкой электроэнергии 48 ГВтч имеет местный и региональный масштаб.

Динамика освоения мощности проекта зависит от технологии и сроков строительства объекта. Срок строительства ГЭС определён 25 месяца. Практика строительства и ввода в эксплуатацию ГЭС показывает, что при небольшом количестве гидроагрегатов их пуск осуществляется с небольшой разницей по времени и не влияет на расчётный срок строительства. перспективы работы Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт на электроэнергетическом рынке.

Рыночные отношения, организационная структура

Единый рынок электроэнергии состоит из двух уровней – оптового рынка электрической мощности и энергии (ОРЭМЭ) и региональных розничных рынков электроэнергии.

В соответствии с «Правилами организации и функционирования оптового рынка электрической энергии РК», утвержденными приказом и.о. Министра энергетики и минеральных ресурсов № 197 от 27 августа 2004 года структура оптового рынка РК включает:

рынок децентрализованной торговли электроэнергией, на котором субъектами рынка совершаются двухсторонние прямые сделки купли-продажи электрической энергии по ценам, объемам и срокам поставок, определяемым сторонами самостоятельно;

рынок централизованной торговли (спот-торги), на котором осуществляется централизованная торговля почасовыми объемами электроэнергии в режиме «за сутки вперед» и среднесрочный (неделя, месяц) и долгосрочный (квартал, год) период. Оператором данного сегмента рынка выступает АО «КОРЭМ»;

рынок системных и вспомогательных услуг, на котором предусмотрено оказание Системным Оператором субъектам рынка системных услуг, обеспечивающих функционирование рынка электроэнергии и покупка Системным оператором вспомогательных услуг на конкурентной основе;

балансирующий рынок в режиме реального времени, который позволяет на основе рыночных механизмов урегулировать отклонения (дисбалансы) между контрактными и фактическими значениями производства/потребления электроэнергии и обеспечить сбалансированность производства/потребления электроэнергии в режиме реального времени;

рынок мощности – Постановлением Правительства РК по утверждению концепции дальнейшего развития рыночных отношений в электроэнергетике РК, в целевой модели рынка предусмотрен ввод рынка мощности. Целями введения рынка мощности являются: – предупреждение появления значительных дефицитов мощности; – повышение инвестиционной привлекательности отрасли через обеспечение долгосрочных гарантий для инвесторов, развивающих генерирующие мощности; – формирование объективного и «справедливого» механизма ценообразования на электроэнергетическом рынке.

На оптовом рынке энергопроизводящие организации свободно продают выработанную ими электроэнергию оптовым покупателям (крупным потребителям и РЭКом). При этом цена электроэнергии определяется договором купли-продажи между покупателем и продавцом, а тарифы электросетевых компаний на передачу электроэнергии по их сетям устанавливаются Регулирующим органом. На розничном рынке поставка электроэнергии потребителям осуществляется электросетевыми компаниями.

Сбытом электроэнергии на розничном рынке занимаются:

- РЭКи и их структурные подразделения;
- электростанции местного значения, часть которых аффилирована с РЭКами;
- частные посредники (трейдеры);
- коммунальные службы и генерирующие мощности, переданные в коммунальную собственность.

Часть электроэнергии, продаваемой на розничном рынке, приобретает посредниками на оптовом рынке.

Основные организации рынка электроэнергии

- Государственный уполномоченный орган в энергетике – Министерство индустрии и новых технологий;
- Государственный регулирующий орган – Агентство по регулированию естественных монополий защите конкуренции и поддержке малого бизнеса (АРЕМ);
- Технический оператор. В качестве Технического оператора ЕЭС РК определено Акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» («KEGOC»), имеющее в своем составе Центральное диспетчерское управление;
- Рыночный оператор. Рыночный оператор в лице Акционерного общества «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» («КОРЭМ») осуществляет на ОРЭМ коммерческую диспетчеризацию, заключающуюся в централизованном регулировании коммерческих отношений и его участников;
- Пул резервов электрической мощности.

Другие участники рынка

Продавцы электрической мощности и энергии – энергопроизводящие организации, владеющие лицензией на право производства электрической энергии и подключенные к Национальной передающей сети ОАО «KEGOC» непосредственно или через передающие сети третьей стороны:

- **электрические станции** общего пользования национального значения;
- **электрические станции** общего пользования, интегрированные с территориями, обладающие избытком электрической мощности и электроэнергии для продажи на оптовом рынке;
- **юридические лица**, владеющие промышленными комплексами, в составе которых имеются электрические станции, обладающие избытками электрической мощности и электроэнергии для продажи на оптовом рынке;
- **энергосистемы** сопредельных государств;
- оптовые покупатели-перепродавцы;
- **торгово-посреднические компании** (трейдеры) – юридические лица, владеющие лицензией на вид деятельности «покупка электроэнергии в целях ее перепродажи», и не имеющие собственных электрических сетей, не обслуживающие и не арендующие их;
- **распределительные электросетевые компании (РЭК)**, сочетающие в себе в соответствии с Законом «Об электроэнергетике» функции региональных энергопередающих и энергоснабжающих организаций, владеющих или управляющих региональными передающими и распределительными сетями;

Оптовые покупатели – потребители электроэнергии:

- **прямые оптовые потребители** – юридические лица, владеющие предприятиями со среднесуточной потребляемой мощностью не менее 5МВт.
- **энергосистемы сопредельных государств**, осуществляющие импорт электроэнергии из Казахстана.

Основной объем вырабатываемой электростанциями электроэнергии продается в настоящее время на децентрализованном рынке по двухсторонним договорам.

В целях реализации норм Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике» в 2004 году деятельность региональных электросетевых компаний по покупке-продаже электрической энергии была отделена от деятельности по ее передаче и созданы энергоснабжающие организации, в том числе гарантирующие поставщики электрической энергии. Предполагалось, что в частном порядке будут созданы энергоснабжающие организации, которые будут конкурировать с гарантирующими поставщиками и между собой за поставку электрической энергии розничным потребителям и таким образом будет обеспечена конкуренция на розничном рынке. Вместе с тем, создать реальную конкуренцию между ЭСО не удалось, на розничном рынке доминируют ЭСО, созданные региональными электросетевыми компаниями. Оптовый рынок электрической энергии также характеризуется низким уровнем конкуренции, его олигополизацией несколькими группами компаний с ежегодным усилением их рыночной доли на данном рынке. Во многом сложившаяся ситуация объясняется существующей аффилированностью генерирующих станций, энерго-передающих организаций с ЭСО, что препятствует развитию конкуренции и равному доступу к инфраструктуре. Кроме того, нерешенными проблемами на розничном рынке, препятствующими развитию конкуренции, являются: незавершенность создания АСКУЭ на региональном уровне; деятельность отдельных ЭСО на рынке электрической энергии, навязывающих перепродажу электрической энергии другим ЭСО. В этой связи, необходимо продолжить работу по развитию конкуренции на данном рынке.

Энергопроизводящие организации осуществляют деятельность по производству и продаже электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии Республики Казахстан при выполнении ими следующих условий:

- наличие лицензии в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан;
- наличие доступа к национальной и (или) региональной электрической сети;
- поставка на оптовый рынок электрической энергии в объеме не менее 1 мегаватт (далее – МВт) среднесуточной (базовой) мощности и наличие систем коммерческого учета, телекоммуникаций, обеспечивающих их унификацию с системами, установленными у Системного оператора.

Энергопроизводящим организациям, присоединенным к национальной электрической сети, доступ к национальной электрической сети предоставляется при наличии договоров с Системным оператором:

- на оказание услуг по технической диспетчеризации режимов производства/потребления электрической энергии в единой электроэнергетической системе Казахстана;
- на оказание услуг по организации балансирования производства/потребления электрической энергии в единой электроэнергетической системе Казахстана.

В соответствии с концепцией формирования оптового рынка электроэнергии на каждом параллельно действующем рынке соответственно будет формироваться свой тариф.

Рынок децентрализованной торговли электроэнергией, функционирующий на основе заключаемых двусторонних договоров между участниками рынка, на основании которых определяется цена на электроэнергию.

Влияние проекта на инфраструктуру и развитие региона

Строительство Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт окажет положительное влияние на инфраструктуру и развитие района её расположения по следующим основным направлениям:

- достигается снижение дефицитов мощности и электроэнергии, повышение надёжности энергоснабжения и качества электроэнергии у потребителей Талдыкорганского региона Алма-тинской области, что инициирует ускоренное развитие промышленного и сельскохозяйственного производства, позволит повысить занятость местного населения;
- достигается экономия органического топлива и снижение выбросов парниковых газов;
- строительство подъездных дорог улучшит транспортные связи;
- повышается занятость местного населения в период строительства и эксплуатации ГЭС.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		196

14. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКИХ РИСКОВ

Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу будет являться традиционным гидроэнергетическим проектом. Гидроэлектростанции подобного типа успешно эксплуатируются во многих государствах, их общее количество достигает многих сотен, срок нормальной эксплуатации ряда существующих ГЭС превышает 100 лет.

Сырьем для производства электроэнергии является возобновляемый водный сток р.Коксу, регистрация которого ведется с 1929г. Гидрологические данные подтверждают достаточность водных ресурсов для выработки энергии. Риск уменьшения этого ресурса может быть оценен как минимальный. Существует неравномерность водного стока в многолетнем разрезе, изменение которого сказывается на выработке электроэнергии.

Инженерно-геологические, гидрогеологические, тектонические и сейсмические условия должны быть изучены с достаточной детальностью, чтобы принять экономичные и надежные решения в отношении типов и конструкции подпорных сооружений (плотины), а также типов и конструкции водосбросных устройств. Также должны быть исследованы все виды рисков и предусмотрены мероприятия по их уменьшению.

На основании мировой практики различные типы гидроузлов, построенные в сейсмических районах, обладают достаточной надежностью. Практикой выработан целый ряд нормативных требований, конструктивных решений и технологических требований при производстве работ, соблюдение которых гарантирует создание надежных сооружений. Весьма важными компонентами для обеспечения надежности являются:

- детальное изучение условий площадки в процессе инженерных изысканий и создание обобщенных моделей основания сооружений;
- расчетное, а при необходимости и физическое моделирование работы подпорных сооружений и сооружений, находящихся под воздействием водного потока;
- ведение геотехнического контроля и документации котлованов и выработок при производстве работ и оперативное внесение коррективов в расчетные модели и проектные решения в процессе вскрытия котлованов сооружений при обнаружении отличий натурных данных от данных, принятых при проектировании;
- контроль соблюдения технологии при производстве строительных работ и ведение исполнительной документации.

15. ФЛОРА И ФАУНА В ЗОНЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ВЕРХНЕ-ТАЛАПТИНСКОЙ ГЭС МОЩНОСТЬЮ 12,8 МВт

В ложе водохранилища и на территории площадок размещения гидросооружений, представленных пастбищами, присутствуют практически все виды растений, присущих пастбищным растениям низкогорной зоны Джунгарского Алатау.

Однако в средней части и зоне выклинивания водохранилища, труднодоступных для выпаса скота, могут произрастать ряд представителей флоры, занесённых в Красную книгу Республики Казахстан. К таким представителям флоры относятся: хвойник хвощевидный (эфедра) – ценное лекарственное растение, ремень Виттрока, водосбор Виталия, строгановия стрелолистная, афлатуния вязолистная, сибирка тяньшанская.

Представители фауны здесь представлены следующими видами: пресмыкающиеся, грызуны, членистоногие. Из редких и исчезающих видов в зоне выклинивания водохранилища могут встретиться: барсук, серый сурок, манул и среднеазиатская выдра.

Ихтиофауна в районе строительной площадки Кызылбулакской ГЭС представлена только аборигенными видами рыб: голим и чешуйчатым османом и тибетским гольцом. Связано это с тем, что пути миграции рыбных стад перекрыты Каратальской и Коксуйской водозаборными плотинами.

Более полная картина о видах флоры и фауны и ущербы от затопления и строительства ГЭС биологическим видам будет представлены в ПредОВОС.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		198

16. ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Оценка на окружающую среду (ООС). Для гидроэнергетического использования наибольший интерес представляет собой участок реки Коксу от впадения притока Коктал до ущелья Кук-Креу на выходе в Чонгаракскую долину. На этом участке предусматривается строительство гидроэлектростанций Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт.

Как и любое строительство объектов, реализация проекта Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт окажет определённое воздействие на окружающую среду. Заключается оно в следующем:

- Изъятие земель под гидросооружения, станционный узел ГЭС, ОРУ, карьеры, временные и постоянные дороги, а также под другие вспомогательные здания и сооружения, что потребует компенсаций за потерю сельскохозяйственных угодий.
- Загрязнение атмосферного воздуха от работы строительных механизмов, автотранспорта, сварочных работ, бетонного и карьерного хозяйства при строительстве сооружений ГЭС.
- Влияние на социальную среду и население в ближайших к строительству населённых пунктах.

Основной целью реализации принятых проектных решений является удовлетворение увеличивающегося спроса на электроэнергию Талдыкорганского региона и обеспечение эффективной выработки электроэнергии для устойчивой работы в электрической сети.

В связи с тем, что при строительстве Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт будут происходить выбросы в атмосферу загрязняющих веществ, источниками выбросов будут:

- выемочно-погрузочные работы при разработке котлованов водоприемников на водосбросном и деривационном трактах, здания ГЭС, разработке карьеров, проходке туннелей и шахт;
- разгрузочно-уплотнительные работы
- бетоносмесительный узел со складом (силосом) цемента, складами инертных материалов;
- передвижение строительной техники и автотранспорта по внутрипостроечным дорогам;
- электросварка металлических конструкций и арматуры;
- покраска металлических конструкций и ограждений;
- заправка строительной техники и автотранспорта.
- газообразных 31.1499506 тонн/год.

Верхне-Талаптинская ГЭС является чистым источником возобновляемой электроэнергии, преобразуя энергию водного потока в электрическую, т.е. данный способ получения энергии экологически безопасен с точки зрения влияния на атмосферный воздух.

Изменения гидрологических и гидрофизических характеристик стока реки при строительстве ГЭС неизбежны. В целях недопущения загрязнения стока реки необходимо предотвратить все возможные источники загрязнения, исключив возможные утечки загрязнённых стоков в реку. Необходимо осуществлять мониторинг состояния поверхностных вод на площадках строительства гидросооружений с целью своевременного установления фактов загрязнения и принятия адекватных решений для принятия решений по ликвидации причин загрязнения вод реки.

Для предотвращения загрязнения поверхностных и подземных вод в результате водохозяйственной деятельности Заказчика и Подрядчика необходимо соблюдение следующих мероприятий:

- в подготовительный период и в процессе строительства необходимо обеспечить для рабочего персонала доставку воды на хозяйственно-питьевые нужды;

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		199

- на всех строительных площадках перед началом производства работ необходимо организовать отведение бытовых сточных вод;
- не производить мойку строительных механизмов и автотранспорта на территории строительных площадок;
- не допускать смешивания бытовых сточных вод с нефтесодержащими и маслосодержащими стоками;
- использовать специальные площадки для заправки строительной техники и автотранспорта горюче-смазочными материалами;
- хранение горюче-смазочных материалов осуществлять на оборудованных складах вне зоны проведения строительно-монтажных работ;
- временные здания и сооружения и хозяйственно-бытовые помещения для размещения рабочего персонала должны быть оборудованы туалетами с септиками, исключающими попадание сточных вод в реку.

Мероприятия по хранению отходов производства должны способствовать минимизации воздействия на окружающую среду и должны быть сведены к следующему:

- не допускать захламления территории строительных площадок отходами строительного производства и ТБО;
- в период временного хранения отходов строительства необходимо иметь специальные организованные площадки с контейнерами;
- все площадки хранения отходов должны иметь соответствующую гидроизоляцию;
- различные виды отходов должны храниться отдельно, а способ их хранения должен отвечать степени их опасности;
- твёрдые бытовые отходы (ТБО) должны своевременно вывозиться с площадок их хранения во избежание загрязнения прилегающей территории;
- в соответствии с санитарными правилами содержания территорий населённых мест № 3.01.007.97* п.2.2.4 металлические контейнеры в летний период необходимо промывать не реже одного раза в 10 дней;
- по энтомологическим показателям необходимо проводить дезинфекцию площадок размещения ТБО и контейнеров на них;
- предотвращать потери отходов ТБО, строительного мусора и других отходов при транспортировке.

Соблюдение мероприятий при образовании отходов производства создает условия, обеспечивающие безопасность окружающей среды.

Улучшению экологической обстановки на строительных площадках в период строительства Кызылдулакской ГЭС будут способствовать основные требования охраны труда при производстве работ.

- Строительно-монтажные работы должны выполняться в соответствии с проектом производства работ под непосредственным руководством лиц, ответственных за их выполнение.
- Перед началом производства работ весь производственный персонал должен пройти инструктаж по технике безопасности на рабочем месте с учётом конкретных условий участка строительства.
- Организация строительной площадки, участков работ и рабочих мест должна обеспечивать безопасность труда работающих на всех этапах выполнения работ.
- Проходка и облицовка туннелей, шахт, буровые и взрывные работы, а также монтаж гидроагрегатов, гидромеханического и электротехнического оборудования, мостового крана должен производиться специализированными организациями.

- Работы в ночное и тёмное время суток допускаются только при достаточном освещении зоны работ, наличии сигнализации и связи в обязательном присутствии руководителя работ.
- При монтажных и демонтажных работах рабочий персонал снабжается специальными монтажными поясами и спасательными жилетами, а весь инженерно-технический и рабочий персонал должен иметь каски.
- На строительных площадках необходимо иметь бытовые помещения для отдыха во время перерывов в работе.

В социальном аспекте реализация проекта строительства Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт позволит привлечь к строительству местное население в качестве рабочих кадров и обучить строительным и монтажным специальностям молодёжь из ближайших населённых пунктов.



Строительство Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт планируется осуществить на территории

Алматинской области, Коксуского района, в. В 250 км на северо-восток от г. Алматы, 40,5 км от г. Талдыкоргана – административного центра Алматинской области. Площадка проекта: 3 км на юго-восток от аула Талапты, левый берег р. Коксу.

В северо-западном направлении от проектируемого участка в 3 км находится село Талапты, в северо-восточном в 9 км – село Жалгызгаш, в юго-западном в 18 км – село Актөкеш.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

201



Строительство Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт планируется осуществить на территории Жетесуской области, Коксуского района, в. В 250 км на северо-восток от г. Алматы, 40.5 км от г. Талдыкоргана – административного центра Алматинской области. Площадка проекта: 3 км на юго-восток от аула Талапты, левый берег р. Коксу. В северо-западном направлении от проектируемого участка в 3 км находится село Талап-ты, в северо-восточном в 9 км село Жалгызгаш, в юго-западном в 18 км – село Актекше.

Вблизи самого ГЭС на юге и юго-западе в 108 метрах находятся поля с зелеными насаждениями, а также на востоке и юго-востоке в 650 метрах. Остальная территория – это прибрежная зона реки, существующий рельеф, свободный от застройки.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

202

17. СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА

Объект строительства расположен в 5 сметном районе (РСНБ РК 2015). Коксуский район.

Сметная стоимость строительства проектируемого объекта сформирована в текущих ценах на период предоставления проекта органы экспертизы (входящий номер 01-03/ 04834 от 19.04.2021 года) то есть АВС (редакция 2022.2), выпущенная в связи:

- с приказом Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан № 195-НҚ от 10.12.2021, вступившим в силу с 1 января 2022 года;
- с приказом Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан № 170-НҚ от 02.11.2021, вступившим в силу с 5 января 2022 года.

Сметная документация составлена в ресурсно-нормативной базе «РСНБ РК 2018» в ценах и нормах введенных с 5 января 2022г. на основании Государственного норматива по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан и приказа Председателя Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан.

Затраты на временные здания и сооружения приняты по НДЗ РК 8.04-05-2015 табл.3 п. IVз – 4,3% П. 48

Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных (ремонтно-строительных) работ связанные с климатическими условиями температурной зоны стройки 1,22% приняты по НДЗ РК 8.04-06-2015

Затраты на инженеринговые услуги в строительстве приняты в соответствии с приложением 4 к Приказу Председателя Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан

№249-нқ от 14.11.2017г.

Налог на добавленную стоимость – 12%.

В основу определения стоимости приняты:

- Сборники элементных сметных норма расхода ресурсов на монтаж оборудования ЭСН РК 8.04-02-2018.
- Сборники элементных сметных норма расхода ресурсов на строительные работы ЭСН РК 8.04-01-2018.
- Цены заводов-изготовителей на оборудование и материалы.

Накладные расходы приняты на основании Государственного норматива по определению величины накладных расходов в строительстве (Приложение № 2 к приказу Председателя Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года №249-нқ). В итоге выделено отдельной строкой затраты года (в том числе стоимость ПИР), согласно приказу председателя КДС и ЖКХ МИИР РК от 14.11.2022 № 249-нқ пункт 15;

Для расчета сводного сметного расчета приняты следующие данные:

Стоимость ПИР на 2022 год 10 394,001 тыс. тенге без НДС;

Стоимость экспертизы на 2022 год 10335,778 тыс. тенге без НДС.

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		203

Стоимость строительства по Сводному сметному расчету строительства составила 6 215 910,626 тыс тенге

в том числе:

строительно-монтажные работы тыс. тенге

СМР в том числе в текущих ценах на 2022	
СМР в том числе в текущих ценах на 2023	
СМР в том числе в текущих ценах на 2024	

оборудование тыс. тенге

в том числе в текущих ценах на 2022	
в том числе в текущих ценах на 2023	
в том числе в текущих ценах на 2024	

Прочие тыс.тенге

Налог на добавленную стоимость тыс. тенге

18. СОЦИАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ

Строительство Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт на реке Коксу будет иметь положительное социальное значение не только для населения Ескельдинского и Коксуского районов, на землях которых намечается строительство ГЭС, но и для населения Талдыкорганского региона и всей Алматинской области.

По степени важности необходимо отметить следующие факторы, которые будут способствовать улучшению социальной обстановки в Талдыкорганском регионе:

1. Располагая установленной мощностью 7 МВт и выработкой электроэнергии 48 ГВтч в год, Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт повысит область покрытия графика нагрузок собственными источниками, что будет способствовать поддержанию качества электроэнергии и надёжности снабжения потребителей.

2. На долю топливно-энергетического комплекса Казахстана приходится 0.5% от мировых выбросов CO₂, в связи с чем снижение показателей выбросов парниковых газов для Казахстана является актуальной проблемой.

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

В связи с этим строительство объектов гидроэнергетики на возобновляемых водных ресурсах становится приоритетным. Сооружение Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт позволит сократить количество выбросов CO₂ на 0.33млн.тонн ежегодно. Кроме того, сократится количество таких выбросов, как NO₂, SO₂ и твёрдых частиц, выделяемых тепловыми электростанциями.

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

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

4. Строительство Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт решает в определённой мере проблему занятости населения. В период строительства на протяжении 2 лет потребуется 56 человек различных специальностей (строительно-монтажных кадров) плюс обслуживающий персонал – 12 человек. В период эксплуатации общее число производственного персонала ГЭС составит 12 специалистов. Потребность в специалистах повысит интерес молодёжи к освоению инженерных специальностей: гидротехников, электроэнергетиков, монтажников и строителей сложных гидроэнергетических объектов.

5. Строительство Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт создаст предпосылки для дальнейшего освоения водно-энергетических ресурсов реки Коксу, а сформировавшийся коллектив строителей сможет приступить к строительству выше расположенных на реке Коксу ГЭС.

6. Реализация социально важного проекта строительства Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт в Ескельдинском и Коксуском районах Алматинской области позволит обеспечить возрастающие потребности в электроэнергии, повысить надёжность и качество электроснабжения, улучшить экологическую обстановку, создать новые рабочие места, повысить занятость, уровень благосостояния и комфортность проживания населения региона.

19. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу предназначена для производства электроэнергии и ее поставки в энергосистему Талдыкорганского региона Алматинской области для покрытия базовых и пиковых нагрузок. Энергосистема в настоящее время является дефицитной по мощности и электроэнергии; строительство ГЭС позволит частично снизить этот дефицит.
2. Имеется ряд природных факторов, благоприятных для строительства гидроузла, в первую очередь, наличие узкого скального створа, замыкающего ущелье реки, расположенного в высокогорной ненаселенной зоне, что позволяет создать подпорную плотину и само водохранилище с относительно небольшими затратами. Высокая водность реки Коксу обеспечивает значительную выработку электроэнергии на Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт.
3. Принятые в Проекте компоновка, типы и конструкции основных сооружений соответствуют широко применяемым и апробированным в эксплуатации техническим решениям, что позволяет быть уверенными в надежности гидроузла и достоверно определить его стоимость. При дальнейшем проектировании, при разработке Проекта и Рабочей документации, существует возможность оптимизации конструкций сооружений.
4. В процессе строительства для различного вида строительно-монтажных работ будут обучены и привлечены молодые кадры из ближайших населенных пунктов, что повысит занятость населения Талдыкорганского региона в осуществлении народно-хозяйственных планов.
5. С экологической точки зрения Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт не приведет к нарушению природных комплексов в ущелье Кук-Креу и в целом в Коксуском и Ескельдинском районах Алматинской области.
6. Сопоставляя основные технико-экономические показатели Верхне-Талаптинской ГЭС мощностью 12,8 МВт с показателями проектируемых, построенных и строящихся в настоящее время в Казахстане гидроэлектростанций, можно констатировать, что Верхне-Талаптинская ГЭС на р.Коксу имеет достаточно высокую эффективность и инвестиции в ее строительство оправданы.

П Р И Л О Ж Е Н И Я

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		207

Утверждаю:
Директор ТОО «Верхне-Талаптинская
ГЭС»
«___» _____ 2024 г.
Жилкибаева А.Х.



ТЕХНИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЕ
на разработку проекта:

"ГЭС мощностью 12,8 мВт в Южной зоне. Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка"
Расположенной в Коксуском районе Жетысуской области река Коксу.

№№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	Заказчик.	ТОО «Верхне-Талаптинская ГЭС»
2	Генеральный проектировщик.	ТОО «Quality Stroy Invest»
2	Наименование и месторасположение предприятия, объекта, здания, сооружения.	"ГЭС мощностью 12,8 мВт в Южной зоне. Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка"
4	Основание для проектирования.	Договор № 24 от 24.12.2024 г
5	Вид строительства.	Новое строительство.
6	Источник финансирования.	За счет собственных средств Заказчика.
7	Стадийность проектирования.	Стадия «Проект» (П).
8	Требования по вариантной и конкурсной разработке.	Не требуется
9	Субподрядные проектные организации	Генеральная проектная организация вместе с предложением на выполнение работ представляет перечень работ, предоставляемых в субподряд с указанием потенциальных субподрядных организаций с подтверждением их необходимого уровня квалификации, на согласование Заказчику до момента заключения договора. При этом привлечение субподрядных организаций допускается в случае, если процент работ, передаваемых на субподряд, не превышает 70% от суммы договора. При привлечении подрядных организаций, Подрядчик в обязательном порядке согласовывает с Заказчиком технические задания, разрабатываемые для волнения подрядных работ. Перечень работ, передаваемых в субподряд, также должен быть предоставлен в ТКП и согласован с Заказчиком: до момента заточения договора.
10	Особые условия строительства.	В соответствии с требованием СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство», а также требованиями данного технического задания. Сейсмичность района принять, согласно требованиям, СНиП РК 2.03-30-2006, СП РК 2.03-30-2017.

		<p>Климатические условия принять по СН РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология».</p> <ul style="list-style-type: none"> – Район сейсмоопасный, согласно карте сейсмического районирования 9 баллов – Уровень ответственности 3
	Состав проектных работ (объекты проектирования).	<p>Верхне-Талаптинская ГЭС реке Коксу. В составе проекта предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Паспорт проекта – Общая пояснительная записка – Генеральный план. – Гидротехнические решения – Конструкции железобетонные – Гидромеханическое оборудование – Проект организации строительства – Сметная документация – Охрана окружающей среды <p>Порядок и состав проекта принять согласно требованиям СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство», в том числе разработать разделы ООС, ПОС в рамках объема данного проектирования.</p> <p>Генплан выполнить в соответствии с нормами проектирования, действующими на территории РК.</p> <p>Порядок и состав проекта принять согласно требованиям СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство», в том числе разработать разделы ООС, ПОС в рамках объема данного проектирования.</p> <p>Все технические решения, не отраженные в данном задании на проектирование выполнить в соответствии с требованиями норм РК</p>
	Исходные данные	<ul style="list-style-type: none"> – Инженерно-геологические изыскания – Инженерно-топографический отчет – Отчет по рыбным ресурсам – АПЗ - архитектурно-планировочное задание – Акт на землю – Тех условия – Согласования с сопутствующими гос. органами
	Требования к качеству, конкурентоспособности и экологическим параметрам продукции.	В соответствии с действующими нормативными документами и законодательством РК.
	Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям объектов строительства.	При проектировании руководствоваться действующими нормативными документами Республики Казахстан, градостроительными требованиями, архитектурно-планировочным заданием.
	Требования и объем разработки организации строительства.	В соответствии с действующими нормативными документами и законодательством РК.
	Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия.	Не требуется

	Требования и условия в разработке природоохранных мер и мероприятий.	<p>В соответствии с действующими нормативно-техническими документами и Экологическим Кодексом Республики Казахстан (далее – ЭК), разработать необходимую для проведения государственной экологической экспертизы проектную документацию, а именно:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) заявление о намечаемой деятельности; 2) по результатам скрининга разработать ОВОС либо раздел «Охрана окружающей среды» к рабочему проекту строительства; 3) Оформление разрешения на воздействие. Заполнить заявку на разрешение и разработать план природоохранных мероприятий; 4) В случае определения объекта по результатам скрининга как объект 3й категории по ЭК РК заполнение декларации о воздействии на окружающую среду. <p>Организацию и проведение общественных слушаний проводит Исполнитель, Заказчик участвует в слушаниях.</p>
	Требования к режиму безопасности и гигиене труда.	В соответствии с действующими нормативными документами и законодательством РК.
	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ.	Не требуется.
	Требование к оборудованию	<p>А. Технические данные и характеристики основного гидросилового оборудования (гидротурбин с системами регулирования и автоматики, гидрогенераторов с системами возбуждения), а также вспомогательного гидросилового оборудования обеспечивает выбранный «Заказчиком» поставщик и предоставляет в ТОО «Quality Stroy Invest»</p> <p>основные данные для проектирования, а именно:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Установочные чертежи, габаритные и весовые характеристики монтажных элементов. 2) Чертежи проточной части гидроагрегатов. 3) Расчёты гарантий регулирования с определением времени закрытия запорного органа турбин (направляющего аппарата или сопла, пред турбинным затвором) и расчёты величины повышения давления при их закрытии. 4) Рабочие и эксплуатационные характеристики гидроагрегатов 5) Нагрузки на фундаменты от гидросилового оборудования, расположение закладных частей и штрабных полостей для разработки ТХ. 6) Схемы, технологические связи, кабельные каналы и чертежи установки вспомогательного оборудования, включая закладные части и фундаменты, трубопроводы масляных, воздушных, дренажных систем. 7) Схемы и закладные части измерительной аппаратуры. 8) Пояснительные записки с описанием технических решений, МНУ, схем управления гидроагрегатами, схем возбуждения, схем вспомогательного оборудования и т.д.

		Б. ТОО «QUALITY STROY INVEST» выполняет подбор типового гидромеханического (затворов с подъемниками), разработку нестандартного гидромехоборудования (решёток с закладными частями) и прочих металлоконструкций. Выполняет чертежи сооружений для установки подъемного оборудования стадии КМ.
	Требование к электроснабжению	Раздел по электроснабжению и: электротехническим решениям выполнить и оформить согласно требованиям СП РК 1.02-21-2007 Решения по электроснабжению объектов строительства выполнить согласно требованиям ПУЭ РК, СП РК 4.04- 112-2014, СН РК 4.04-07-2019, а также внутренних нормативных документов Заказчика Разработать схему выдачи мощности (СВМ) в соответствии с Электросетевыми правилами РК
	Требование к КИП и АСУ ТП	1. Разработать принципиальные технические предложения и рекомендации по реализации в части автоматизации технологических процессов, а также создания АСУТП на базе единого программно-технического комплекса, отвечающего всем нормативным требованиям, действующим на территории РК, предусмотреть необходимый и достаточный уровень автоматизации для минимизации участия персонала в технологических процессах, АСУТП должна обеспечивать автоматизированное управление, удаленное управление и ручное управление по месту основными узлами и агрегатами станции 2. В рамках данного раздела разработать: - общую структурную схему автоматизации; 3. Системы автоматизации должны отвечать, но не ограничиваться, требованиями следующих основных документов: СН РК 4.02-03-2012 «Системы автоматизации» и СП РК 4.02-103-2012 «Системы автоматизации»; - Все иные требования в соответствии с действующими нормами, правилами и регламентирующими документами, действующими на территории РК.
	Требования к водоснабжению и водоотведению	Раздел водоснабжение и водоотведение, при проектировании, должен содержать обоснованный алгоритм расчета водного баланса по новым единицам основного оборудования
	Требования к отоплению, вентиляции и кондиционированию	Внутренние сети электро-водотеплоснабжения и канализации объекта разрабатываются ТОО «QUALITY STROY INVEST» на основе выданных Заказчиком технических условий в соответствии с СН РК 1.02-03-2022 раздел 10
	Требования к системам связи, слаботочным системам и видеонаблюдению.	Разрабатываются ТОО «QUALITY STROY INVEST» на основе выданных Заказчиком технических условий В соответствии с СН РК 1.02-03-2022 раздел 10.
	Требования по разработке раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны»	В составе РП в соответствии с требованиями Закона «О гражданской защите» и других нормативно-правовых актов разработать раздел «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны».



ЛИЦЕНЗИЯ

15.02.2023 года

23004400

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Quality Stroy Invest"

050060, Республика Казахстан, г. Алматы, улица Жарокова, дом № 230, 120
БИН: 230140044292

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Проектная деятельность

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

I категория

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс I

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Коммунальное государственное учреждение "Управление градостроительного контроля города Алматы". Акимат города Алматы.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Наурзбеков Бахытжан Асанович

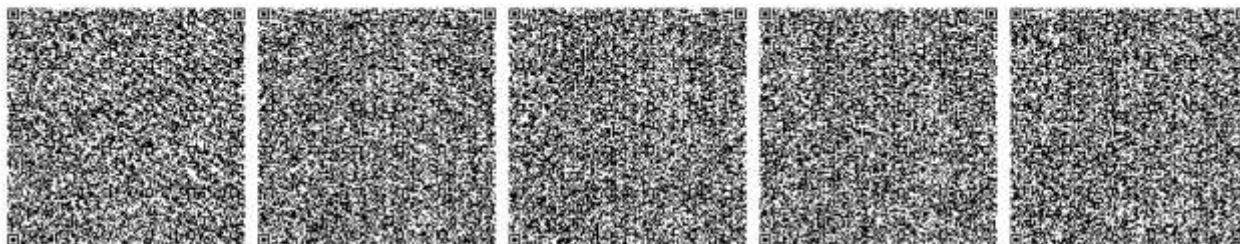
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г. Алматы



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

213



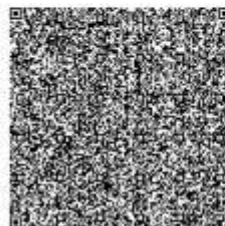
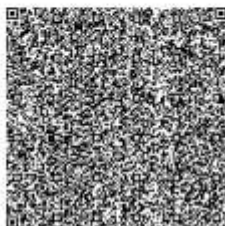
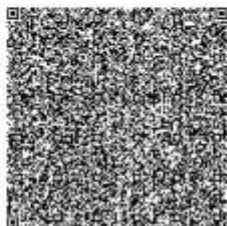
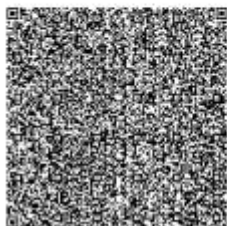
ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 23004400

Дата выдачи лицензии 15.02.2023 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов производственного назначения, в том числе:
 - Плотин, дамб, других гидротехнических сооружений
 - Конструкций башенного и мачтового типа
 - Для подъемно-транспортных устройств и лифтов
 - Для медицинской, микробиологической и фармацевтической промышленности
 - Для энергетической промышленности
 - Для перерабатывающей промышленности, включая легкую и пищевую промышленность
 - Для тяжелого машиностроения
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) зданий и сооружений жилищно-гражданского назначения, в том числе:
 - Для транспортной инфраструктуры (предназначенной для непосредственного обслуживания населения) и коммунального хозяйства (кроме зданий и сооружений для обслуживания транспортных средств, а также иного производственно-хозяйственного назначения)
 - Для дошкольного образования, общего и специального образования, интернатов, заведений по подготовке кадров, научно-исследовательских, культурно-просветительских и зрелищных учреждений, предприятий торговли (включая аптеки), здравоохранения (лечения и профилактики заболеваний, реабилитации и санаторного лечения), общественного питания и бытового обслуживания, физкультурно-оздоровительных и спортивных занятий, отдыха и туризма, а также иных многофункциональных зданий и комплексов с помещениями различного общественного назначения
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов транспортного строительства), включающее:
 - Улично-дорожную сеть городского электрического транспорта
 - Мосты и мостовые переходы, в том числе транспортные эстакады и многоуровневые развязки
 - Пути сообщения железнодорожного транспорта
 - Автомобильные дороги всех категорий
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов инфраструктуры транспорта, связи и коммуникаций, в том числе по обслуживанию:
 - Общереспубликанских и международных линий связи (включая спутниковые) и иных видов телекоммуникаций
 - Местных линий связи, радио-, телекоммуникаций



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

214



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

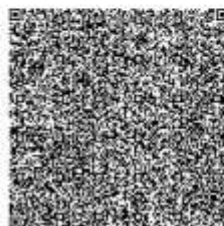
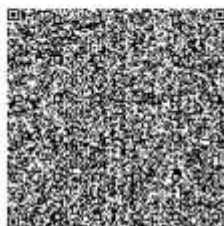
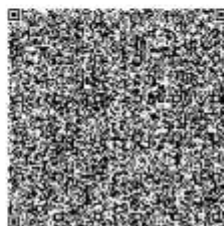
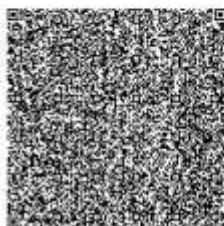
Номер лицензии 23004400

Дата выдачи лицензии 15.02.2023 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов инфраструктуры транспорта, связи и коммуникаций, в том числе по обслуживанию:

- Внутригородского и внешнего транспорта, включая автомобильный, электрический, железнодорожный и иной рельсовый, воздушный, водный виды транспорта
- Проектирование инженерных систем и сетей, в том числе:
 - Систем внутреннего и наружного электроосвещения, электроснабжения до 0,4 кВ и до 10 кВ
 - Электроснабжения до 35 кВ, до 110 кВ и выше
 - Магистральные нефтепроводы, нефтепродуктопроводы, газопроводы (газоснабжение среднего и высокого давления)
 - Внутренних систем отопления (включая электрическое), вентиляции, кондиционирования, холодоснабжения, газификации (газоснабжения низкого давления), а также их наружных сетей с вспомогательными объектами
 - Внутренних систем водопровода (горячей и холодной воды) и канализации, а также их наружных сетей с вспомогательными объектами
 - Внутренних систем слаботочных устройств (телефонизации, пожарно-охранной сигнализации), а также их наружных сетей
- Градостроительное проектирование (с правом проектирования для градостроительной реабилитации районов исторической застройки, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры) и планирование, в том числе разработка:
 - Схем газоснабжения населенных пунктов и производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
 - Схем канализации населенных пунктов и производственных комплексов, включая централизованную систему сбора и отвода бытовых, производственных и ливневых стоков, размещение головных очистных сооружений, испарителей и объектов по регенерации стоков
 - Схем телекоммуникаций и связи для населенных пунктов с размещением объектов инфраструктуры и источников информации
 - Схем электроснабжения населенных пунктов с размещением объектов по производству и транспортировке электрической энергии в системе застройки, а также электроснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
 - Схем развития транспортной инфраструктуры населенных пунктов (улично-дорожной сети и объектов внутригородского и внешнего транспорта, располагаемых в пределах границ населенных пунктов) и межселенных территорий (объектов и коммуникаций внешнего транспорта, располагаемых вне улично-дорожной сети населенных пунктов)
 - Планировочной документации (комплексных схем градостроительного планирования территорий - проектов районной планировки, генеральных планов населенных пунктов, проектов детальной



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

215



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 23004400

Дата выдачи лицензии 15.02.2023 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Градостроительное проектирование (с правом проектирования для градостроительной реабилитации районов исторической застройки, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры) и планирование, в том числе разработка:

- планировки и проектов застройки районов, микрорайонов, кварталов, отдельных участков)
- Схем водоснабжения населенных пунктов с размещением источников питьевой и (или) технической воды и трассированием водоводов, а также схем водоснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
- Схем теплоснабжения населенных пунктов с размещением объектов по производству и транспортировке тепловой энергии в системе застройки, а также теплоснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов) строительства объектов сельского хозяйства, за исключением предприятий перерабатывающей промышленности
- Строительное проектирование (с правом проектирования для капитального ремонта и (или) реконструкции зданий и сооружений, а также усиления конструкций для каждого из указанных ниже работ) и конструирование, в том числе:
 - Металлических (стальных, алюминиевых и из сплавов) конструкций
 - Бетонных и железобетонных, каменных и армокаменных конструкций
 - Оснований и фундаментов
- Архитектурное проектирование для зданий и сооружений первого или второго и третьего уровней ответственности (с правом проектирования для архитектурно-реставрационных работ, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры), в том числе:
 - Генеральных планов объектов, инженерной подготовки территории, благоустройства и организации рельефа

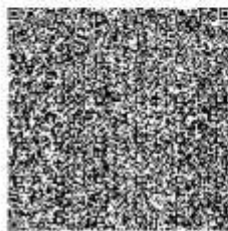
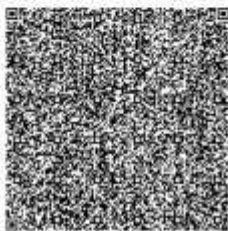
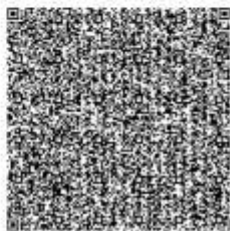
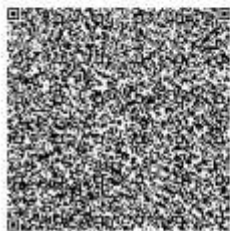
(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Quality Stroy Invest"

050060, Республика Казахстан, г. Алматы, улица Жарокова, дом № 230, 120, БИН: 230140044292

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)



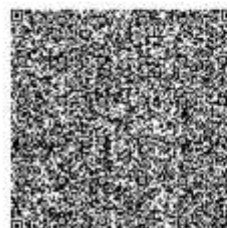
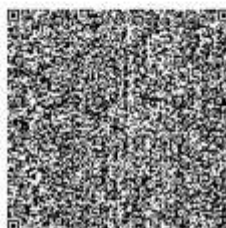
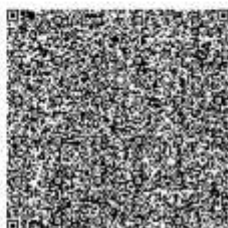
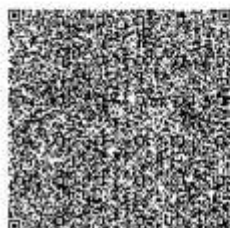
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

24-12-2024-ОПЗ

Лист

216

Производственная база	обл. Акмолинская, р-н Зерендинский, с.о. Зерендинский, с. Зеренда, ул. Калинина, ст-е 15А; _____ (местонахождение)
Особые условия действия лицензии	I категория _____ (в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Лицензиар	Коммунальное государственное учреждение "Управление градостроительного контроля города Алматы". Акимат города Алматы. _____ (полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)
Руководитель (уполномоченное лицо)	Наурзбеков Бахытжан Асанович _____ (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))
Номер приложения	001
Срок действия	
Дата выдачи приложения	15.02.2023
Место выдачи	г.Алматы
(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)	



TOO «Quality Stroy Invest»

«Quality Sroy Invest» ЖШС
БСН 230 140 044 292
050061, ҚР, Алматы қаласы,
Нур-Алатау ы/ш ауданы,
16-я көшесі, 4 үй, 12 п
ЖСК - KZ588562203129271510 (KZT)
"Банк ЦентрКредит" АҚ
БСК КСJBKZKX



ТОО «Quality Sroy Invest»
 БИН 230 140 044 292
 050061, РК, г. Алматы, микро-
 район
 Нур - Алатау, улица 16, дом 4, кв.
 12
 KZ588562203129271510 (KZT)
 в АО "Банк ЦентрКредит"
 БИК KСJBKZKX

ПРИКАЗ

Алматы

№1

«05» января 2025г

В связи с выполнением работ по договору №05-12-2024 от 05 декабря 2023г. По объекту: Проект проект «ГЭС мощностью 12,8 МВт в Южной зоне. Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка»

Назначить Перемитина Л.С. – главным инженером проекта по объекту П «ГЭС мощностью 12,8 МВт в Южной зоне. Верхне-Талаптинская ГЭС на реке Коксу. Корректировка»

Директор



Мұхтар Руслана Әлиханұлы

					24-12-2024-ОПЗ	Лист
						218
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		