

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно–Шушенский филиал
институт

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Андрияс
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 –Строительство
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УРУХСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УРУХ.
ПРОЕКТ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС.
тема

Руководитель _____
подпись, дата

должность

В.В. Данилов
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Р.С. Капустин
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Урухской ГЭС на реке Урух. Проект производства работ проектируемой ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружение гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтроль

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ УРУХСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климатические условия	9
1.1.2 Гидрологические условия	9
1.1.3 Геологические условия	10
1.1.4 Сейсмические условия	10
1.1.5 Населенность района	10
1.1.6 Полезные ископаемые	10
1.2 Энерго-экономическая характеристика района	11
2 Водно-энергетические расчеты	12
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	12
2.1.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)	14
2.1.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)	14
2.2 Построение ИКНЭС	15
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	15
2.4 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года	16
2.4.1 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями	16
2.4.2 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС. Покрытие графиков нагрузки проектируемой гидроэлектростанцией	17
2.5 Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы в условиях маловодного года	19
2.6 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей	21
2.7 Определение среднегогодовой выработки	23
3 ВЫБОР ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ..	25
3.1 Построение режимного поля	25
3.2 Выбор системы и типа гидротурбины	26
3.3 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	27
3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы	29
3.5 Расчет и построение плана металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата	32
3.6 Выбор серийного типа генератора	36
3.7 Расчёт деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов	36
3.7.1 Расчёт вала на прочность	36
3.7.2 Расчёт подшипника	37

3.7.3	Выбор типа маслonaпорной установки.....	38
3.7.4	Выбор электрогидравлического регулятора	39
3.7.5	Выбор кранов.....	39
4	КОМПОНОВКА И СООРУЖЕНИЯ ГИДРОУЗЛА	40
4.1	Компоновка гидроузла	40
4.2	Определение отметки гребня бетонной плотины	40
4.3	Гидравлические расчеты.....	43
4.3.1	Определение ширины водосливного фронта	43
4.3.2	Определение отметки гребня водослива	44
4.3.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	46
4.3.4	Построение профиля водосливной плотины.....	47
4.3.5	Расчет сопряжений потока в нижнем бьефе	48
4.3.6	Расчет водобойного колодца.....	49
4.4	Конструирование плотины	52
4.4.1	Определение ширины подошвы плотины	52
4.4.2	Разрезка плотины швами.....	53
4.4.3	Быки.....	53
4.4.4	Дренаж тела бетонной плотины	53
4.4.5	Галереи в теле плотины	54
4.4.6	Ширина плотины по гребню.....	54
4.4.7	Элементы подземного контура плотины. Цементационная завеса. Дренаж 54	
4.5	Назначение размеров основных элементов плотины	55
4.5.1	Водобой.....	55
4.5.2	Рисберма.....	55
4.6	Построение эпюры фильтрационного противодействия для плотин на скальном основании.....	56
4.7	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	56
4.7.1	Определение основных нагрузок на плотину	56
4.7.2	Вес сооружения и затворов	56
4.7.3	Сила гидростатического давления воды.....	57
4.7.4	Сила взвешивающего и фильтрационного давления	58
4.7.5	Волновое давление.....	59
4.8	Оценка прочности плотины.....	60
4.8.1	Критерии прочности плотины	64
4.9	Обоснование устойчивости плотины	65
5	ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОИЗВОДСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА РАБОТ	68
5.1	Компоновка гидроузла и состав сооружений	68
5.2	Периоды и этапы строительства ГЭС.....	68
5.3	Первый этап – возведение сооружений для перекрытия русла.....	69
5.3.1	Гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди через стесненное русло.....	69
5.3.2	Конструкция перемычек.....	70
5.3.3	Технология возведения перемычек	71

5.4	Пропуск строительных расходов II очереди через донные отверстия ...	72
5.4.1	Определяем минимально допустимое количество донных отверстий из условия неразмываемости русла реки:	72
5.4.2	Определяем расчетную отметку порога донных отверстий (ВПДО):	72
5.4.3	Определяем количество отверстий для пропуска паводка при $Q_{10\%}$:	72
5.4.4	Определяем отметку перемычек II очереди	73
5.5	Возведение сооружений в котловане первой очереди.....	73
5.5.1	Осушение котлована I очереди.....	74
5.5.2	Водопонижение котлована I очереди	74
5.5.3	Разработка котлована I очереди	75
5.5.4	Буровзрывные работы.....	76
5.5.5	Производство земельных работ.....	77
5.6	Деривационный туннель.....	79
5.7	Производство бетонных работ	79
5.7.1	Приготовление бетонной смеси.....	80
5.7.2	Опалубочные работы	80
5.7.3	Арматурные работы.....	81
5.8	Бетонные работы	81
5.8.1	Транспортировка бетонной смеси.....	82
5.9	Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию.....	83
5.9.1	Подготовка оснований блоков	84
5.9.2	Уплотнение бетонной смеси	84
5.9.3	Уход за бетоном	85
5.10	II Этап – перекрытие русла.....	86
5.11	III Этап – возведение сооружений в котловане II очереди, наполнение водохранилища до отметок пуска первого агрегата; наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последующим пуском второго агрегата.	87
5.12	Строительный генеральный план	88
5.13	Выводы по календарному графику.....	88
6	ОХРАНА ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	89
6.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	94
7	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ	100
7.1	Оценка объемов реализации электроэнергии.....	100
7.2	Текущие расходы по гидроузлу	101
7.3	Налоговые расходы	102
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности..	103
7.5	Оценка инвестиционного проекта	105
7.5.1	Коммерческая эффективность	105
7.5.2	Бюджетная эффективность	105
7.6	Анализ чувствительности	106
8	ПРОЕКТ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС	108

8.1	Вводная часть.....	108
8.2	Общие сведения.....	108
8.2.1	Введение.....	108
8.2.2	Краткая физико-географическая характеристика района работ ..	108
8.2.3	Рельеф.....	108
8.2.4	Растительные почвы	109
8.2.5	Гидрография	109
8.2.6	Неблагоприятные физико-геологические процессы	110
8.2.7	Тектоника.....	110
8.2.8	Климат.....	111
8.2.9	Краткая описание проектируемой ГЭС	111
8.2.10	Технико-экономические показатели. Объемы и продолжительность строительно-монтажных работ.....	112
8.3	Календарный план	116
8.3.1	Общие положения	116
8.3.2	Порядок разработки календарного плана строительства объекта. Содержание расчетно-пояснительной записки.....	116
8.4	Строительный генеральный план	117
8.4.1	Общие положения	117
8.4.2	Последовательность разработки стройгенплана	117
8.5	Графики поступления на объект строительных конструкций и материалов	118
8.5.1	Описание транспортной схемы	118
8.5.2	Сведения о местах размещения баз материально-технического обеспечения производственных организаций и объектов энергетического обеспечения, обслуживающих строительство.	118
8.6	Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды	119
8.6.1	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.....	119
8.6.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	121
8.6.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	121
8.6.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	122
8.7	Мероприятия по выполнению работ вахтовым методом	122
8.7.1	Требования к вахтовым работникам	122
8.7.2	Организация доставки вахтовых работников	123
8.7.3	Организация вахтового поселка	124
8.8	Рекомендации по организации работы вахтовым методом в условиях сохранения рисков распространения covid-19.....	124
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	129
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Гидрологические данные.....	132
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетический расчет	135
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование	139

СОКРАЩЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ УРУХСКОЙ ГЭС

1. Тип ГЭС деривационная
2. Установленная мощность 159 МВт
3. Напор гидротурбин, м:

максимальный (статический)	<u>98,6 м</u>
расчетный	<u>96,1 м</u>
минимальный	<u>93,3 м</u>
4. Среднемноголетняя выработка электроэнергии, 758 230 тыс. кВт.ч
5. Характеристики оборудования:

Тип гидротурбин	<u>радиально-осевые</u>
Количество и марка гидротурбин	<u>3хРО115-В-250</u>
Количество и марка генераторов	<u>3х СВ-447/120-20</u>
6. Характеристика бассейна суточного регулирования (далее БСР):

Отметки уровня, м:	
нормального (НПУ)	<u>2025,0 м</u>
при предельной сработке (УМО)	<u>2021,3 м</u>
Площадь зеркала БСР при НПУ	<u>2500 м²</u>
Полезный объем БСР	<u>0,03 млн м³</u>
Полный объем БСР	<u>0,15 млн м³</u>
7. Бетонная водосливная плотина:

Высота плотины	<u>42</u>
Длина по гребню	<u>162</u>
Отметка гребня	<u>2027,0 м</u>
Гаситель энергии	<u>водобойная плита</u>
Грунты основания	<u>Доломит</u>
8. Деривация:

Тип	<u>безнапорная, подводящая</u>
Общая длина	<u>0,6 км</u>
Расчетный расход	<u>294 м³/с</u>
Тип облицовки	<u>бетонная</u>
9. Техничко-экономические показатели:

Удельные капиталовложения	<u>66902,62руб/кВт</u>
Себестоимость электроэнергии	<u>0,19 руб/кВт.ч</u>
Срок окупаемости	<u>12,4 лет</u>

ВВЕДЕНИЕ

Энергия воды (гидроэлектроэнергия) – это электрическая энергия, которая вырабатывается за счет воды. Это один из самых старых способов получения альтернативной энергии. Существует множество способов получения электрической энергии из воды.

Самый распространенный способ генерации электрической энергии воды – это гидроэлектростанции, которые используют силу потока реки, приводящую в движение турбину, имеющую жесткую связь с гидрогенератором, в которой уже непосредственно вырабатывается электричество.

Гидроэлектростанции, используя непрерывно возобновляющиеся энергетические ресурсы рек, являются высокорентабельным и долговечным источником электроснабжения народного хозяйства. Они отличаются надежностью в работе и низкой стоимостью вырабатываемой электроэнергии. Высокая маневренность гидроэлектростанций и готовность их немедленно принимать нагрузку имеют особенно важное значение при работе гидроэлектростанции в энергосистеме для покрытия пиков электропотребления и выравнивания графиков нагрузки системы.

Задачей бакалаврской работы является обосновать в выбранном створе реки параметры проектируемой ГЭС: установленную мощность и среднесуточную выработку. Выбрать основное оборудование.

При проектировании ГЭС сначала необходимо обосновать ее целесообразность, нужна ли она в данном районе, как будет воздействовать на окружающую среду и какова будет прибыль. Целесообразность строительства станции заключается в создании станции в Северной Осетии-Алании, для того чтобы производить энергоснабжение скоростного поезда в зимний период и для развития инфраструктуры.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1 Природные условия

1.1.1 Климатические условия

Климат в районе строительства Северной-Осетии Алании гидроузла средиземноморский, субтропический с продолжительным летом, теплой осенью, ранняя весна и недолгая зима. Характеристика климатических условий:

- Температура воздуха среднегодовая -9°C .
- Средняя температура самого теплого месяца – августа $+25^{\circ}\text{C}$.
- Абсолютный максимум температуры $+42^{\circ}\text{C}$.
- Средняя температура самого холодного месяца – января -4°C .
- Абсолютный минимум температуры -26°C .

Преобладают ветры с юго-запада на северо-восток. Максимальная скорость ветра не более 28 м/с .

1.1.2 Гидрологические условия

Среднегодовой расход воды в 47 км от устья составляет $20,2\text{ м}^3/\text{с}$. Питается главным образом ледниковыми и снеговыми водами. Максимальный сток воды – в августе, когда интенсивно тают ледники. В период длительных дождей ливневого характера по руслам рек и сухим ложбинам проходят селевые потоки. Максимальный расход воды $313\text{ м}^3/\text{с}$, минимальный – $33\text{ м}^3/\text{с}$.

Среднемесячные расходы воды приведены в таблице 1.1, а кривая связи отметки нижнего бьефа от расхода на рисунке 1.1.

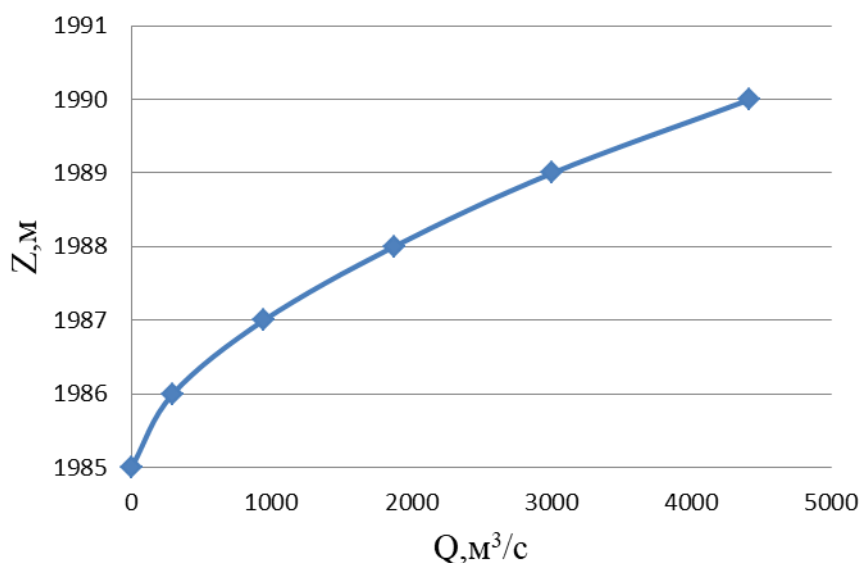


Рисунок 1.1 – Кривая связи отметки нижнего бьефа от расхода

Таблица 1.1 – Среднемесячные расходы воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{ср.} м ³ /с	34	40	50	86	201	222	276	259	175	136	51	47

1.1.3 Геологические условия

Рельеф территории республики характеризуется очень сложным и разнообразным строением. Горы занимают около 48% всей территории, на долю предгорий приходится 19%, на долю равнин – 34%.

Горная часть республики сложена, в основном, разновозрастными коренными породами.

Равнинную часть Северной-Осетии Алании формируют полигенетические отложения от нижнечетвертичного до современного возраста: это и отложения речных террас, и покровные лёссовые породы, и отложения конусов выноса, оползневые отложения и т.д.

Четвертичные отложения встречаются и в горной части республики, в основном, в долинах рек: это аллювиальные отложения террас, оползневые, осыпные, делювиальные отложения, на водоразделах – элювиальные образования и т.д.

Основание ГЭС сложено мергелями - камнеподобной породой, полускальной, слабоводопроницаемой.

1.1.4 Сейсмические условия

Сейсмичность территории Северной-Осетии Алании по карте сейсмического районирования ОСР-97 находится на уровне 8 - 10 баллов по шкале MSK-64 при среднем периоде повторения сотрясений такой силы 500 лет и 9 - 10 баллов - при периоде 5000 лет.

1.1.5 Населенность района

Станционная часть расположена в села Куссус населением в 560 человек. Головной узел проектируемого ГУ расположен в 3,5 км от села Куссус.

1.1.6 Полезные ископаемые

Северно-Осетинская Республика обладает богатыми запасами полезных ископаемых. В Скалистом Хребте добываются такие полезные ископаемые, как руда, свинец и цинк. В определенных местах залежи руд ртути, урана, золота и серебра.

Имеются запасы доломитов, известняков. Есть месторождения песков, глины и вулканического пепла.

1.2 Энерго-экономическая характеристика района

Кавказ входит в состав Российской Федерацией. Этот регион относится к ОЭС Юга.

Объединённая энергетическая система Юга располагается на территории Южного и Северо-Кавказского Федеральных округов и 15 субъектов Российской Федерации.

В её состав входят 13 региональных энергосистем включая Северокавказскую, в которую входит Урухская ГЭС.

Энергетический комплекс образует 169 электростанций, суммарной установленной мощностью 21,539 тыс. МВт, 1737 электрических подстанций 110 – 500 кВ и 2147 линий электропередачи 110-500 кВ общей протяженностью 60971 км.

В электроэнергетический комплекс Северокавказской области входят также 471 линий электропередач. В диспетчерском ведении Северокавказского РДУ находятся 352 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций классом напряжения 110-500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 18008,2 МВА.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Для выбора установленной мощности ГЭС и расчета среднемноголетней выработки необходимо разобраться с условиями водности реки в заданном створе, исходя из представленных в таблице 1.3 гидрографов за 1946-1995 гг., и определить расходы маловодного и средневодного года. Для этого необходимо разделить каждый год на два периода – половодье и межень.

Будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период.

Таким образом, к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII, IX, X месяцы, а к периоду межени – XI, XII I, II, III, IV месяцы.

Далее вычисляем средние расходы (m^3/c) для всех лет ряда, за период межени и половодья и располагаем их в порядке убывания.

Обеспеченность находим по формуле 2.1:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

m – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Средние расходы за год в маловодный период и период половодья

P, %	Q _{ср} год	Годы	Q _{ср} пол.	Годы	Q _{ср} меж.	Годы
2	201	1966	313	1966	90	1966
4	183	1986	292	1986	75	1986
6	159	1993	261	1993	64	1973
8	158	1978	258	1975	63	1978
10	156	1975	252	1978	58	1979
12	154	1977	251	1977	58	1980
14	149	1973	239	1979	58	1977
16	148	1979	238	1982	57	1993
18	144	1982	235	1961	57	1964
20	144	1994	234	1994	56	1963
22	144	1972	233	1973	56	1967
Продолжение таблицы 2.1						

Р,%	Qcp год	Годы	Qcp пол.	Годы	Qcp меж.	Годы
24	142	1961	232	1972	55	1987
25	141	1985	230	1974	55	1972
27	140	1974	229	1985	54	1965
29	139	1983	228	1983	54	1995
31	138	1967	223	1947	54	1994
33	135	1980	220	1967	53	1975
35	135	1992	219	1949	53	1981
37	135	1964	218	1992	53	1985
39	135	1981	216	1981	53	1992
41	133	1949	214	1989	52	1970
43	132	1995	213	1964	52	1952
45	132	1947	213	1980	51	1954
47	132	1963	211	1995	51	1988
49	131	1989	210	1948	51	1968
51	128	1948	208	1956	51	1958
53	128	1956	207	1963	51	1974
55	126	1965	204	1969	50	1983
57	125	1960	201	1960	50	1982
59	125	1988	199	1988	49	1960
61	125	1970	198	1965	48	1953
63	124	1969	197	1991	48	1961
65	122	1952	197	1970	48	1989
67	121	1958	193	1952	48	1949
69	121	1987	192	1958	48	1956
71	121	1991	191	1953	47	1955
73	121	1954	190	1954	47	1948
75	120	1953	189	1971	47	1984
76	115	1955	187	1987	45	1991
78	115	1959	186	1959	45	1976
80	115	1971	184	1946	45	1946
82	114	1946	182	1955	44	1969
84	113	1968	180	1990	44	1959
86	112	1984	178	1984	43	1990
88	111	1990	175	1968	42	1962
90	104	1950	169	1950	41	1947
92	98	1962	155	1962	40	1971
94	97	1976	148	1976	39	1950
96	87	1951	140	1951	34	1957
98	82	1957	130	1957	33	1951

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года в проекте принимаем равными 90 и 50% соответственно.

2.1.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

Обеспеченности 50% соответствует 1998 год с расходом равным 49 м³/с. В период межени обеспеченности 49% соответствует 1969 год с расходом равным 31 м³/с, т.е. является базовым. В период половодья – 1973 год, расход 86 м³/с (базовый).

$$K_{п}(50\%) = \frac{Q_{баз.}^{пол.}}{Q_{1989}^{пол.}} = \frac{210}{214} = 0,99, \quad (2.2)$$

$$K_{м}(50\%) = \frac{Q_{баз.}^{меж.}}{Q_{1989}^{меж.}} = \frac{51}{48} = 1,07 \quad (2.3)$$

Для 1998 года уточняем годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты $K_{п} = 0,99$, $K_{м} = 1,07$, тем самым получены исправленные расходы, представленные в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетный средневодный год (P=50%) с приведением

P=50%	I	I	II	V	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
Q ₁₉₈₉	32	37	47	80	203	224	279	262	177	137	48	44	131
Q _{1989(прив)}	34	40	50	86	201	222	276	259	175	136	51	47	131

2.1.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Обеспеченности 90% соответствует 1950 год с расходом равным 104 м³/с, его и принимаем в качестве расчетного маловодного года. В период половодье обеспеченности 90% соответствует 1950 год (Таблица 2.3), т.е. $K_{п} = 1$.

Таблица 2.3 – Расчетный маловодный год (P=90%)

P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
Q ₁₉₅₀	42	47	64	80	132	302	290	246	179	82	50	49	130

В средневодном году имеем расходы меньшие, чем в маловодном году, в связи с этим необходима корректировка (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Сравнение расходов средневодного и маловодного годов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
Q ₁₉₈₉	34	40	50	86	201	222	276	259	175	136	51	47	131
Q ₁₉₅₀	42	47	64	80	132	302	290	246	179	82	50	49	130

$Q_{50\%}$	-8	-7	-14	-6	69	-80	-14	13	-4	54	1	-2	
$Q_{90\%}$													
Изменения Q	8	7	14	0	-68	80	14	-4	4	-52	0	2	
$Q_{1989ис}$ п	42	47	64	86	133	302	290	263	179	84	51	49	131

2.2 Построение ИКН ЭС

На основе суточных графиков нагрузки в соответствии с методикой, описанной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [2] строим интегральные кривые.

Данные для построения интегральных кривых нагрузки для зимнего и летнего периодов представлены в приложении А.2 и А.3 соответственно.

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Построение годовых графиков нагрузки энергосистемы велось по методике, описанной в 5 главе учебно-методического пособия «Выбор параметров ГЭС» [2].

Данные графики необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей).

Были найдены максимальная и среднемесячная нагрузки ЭС ОДУ Юга для каждого месяца, результаты занесены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки ОДУ Юга

$P_3^{max} = 2839$ МВт	$P_л^{max} = 2187$ МВт	$a = 2513$	$b = 326$	$P_3^{cp} = 2516$ МВт	$P_л^{cp} =$
t	α	$\cos \alpha$		P(max)	
1	0,26	0,96596		2828	
2	0,79	0,707388		2743	
3	1,31	0,25946		2597	
4	1,83	-0,25792		2429	
5	2,36	-0,70626		2283	
6	2,88	-0,96555		2198	
7	3,40	-0,96637		2198	
8	3,93	-0,70851		2282	
9	4,45	-0,261		2428	
10	4,97	0,256382		2596	
11	5,50	0,705133		2743	

Продолжение таблицы 2.5

$P_3^{max} = 2839$ МВт	$P_л^{max} = 2187$ МВт	$a = 2513$	$b = 326$	$P_3^{cp} = 2516$ МВт	$P_л^{cp} =$
------------------------	------------------------	------------	-----------	-----------------------	--------------

t	α	$\cos \alpha$	P(max)
12	6,02	0,965131	2827

Согласно полученным данным был построен график мощностей (Рисунок 2.1).

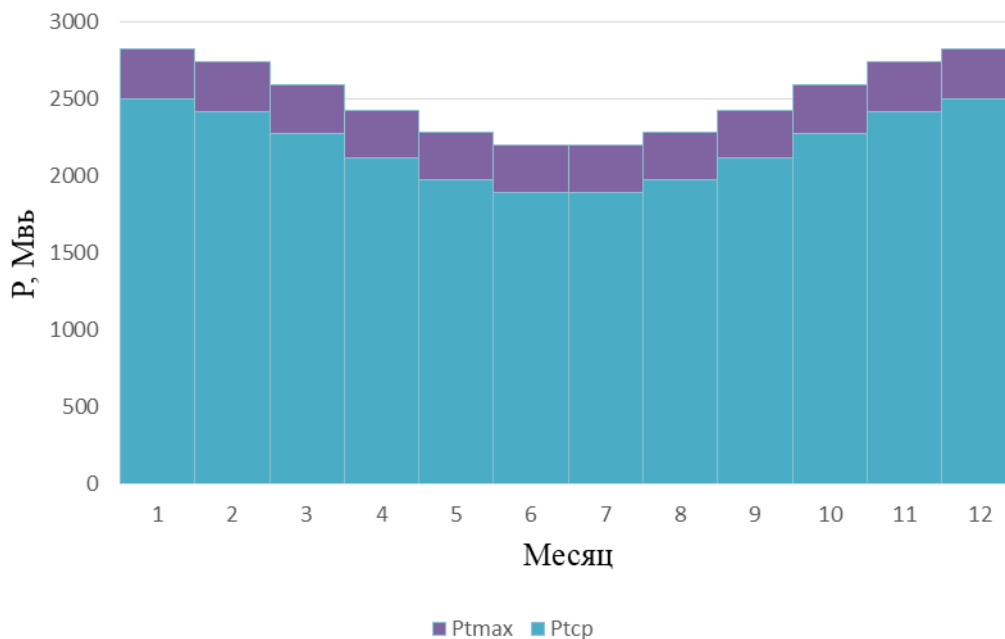


Рисунок 2.1 – График максимальных мощностей и среднемесячных мощностей

2.4 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года

Основной задачей ВЭР является определение рабочих мощностей, УМО, определение полезного объема водохранилища.

Расчет сработки-наполнения водохранилища суточного регулирования начинается с построения ИКН и определения зоны работы существующих и проектируемой ГЭС.

2.4.1 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

В состав Северокавказского РДУ входит Зеленчукская ГЭС с суточной гарантированной выработкой энергии:

$$Э_{ср.сут} = 1,58 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.4)$$

Определим суточную выработку по январю и декабрю, добавив к выше приведённой выработке 20%, взятых от неё же:

$$\text{Эср.сут(январь)} = 1,89 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.5)$$

$$\text{Эср.сут(лето)} = 1,27 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.6)$$

Тогда мощность среднесуточная:

$$N_{\text{ср.сут}} = \frac{\text{Эср.сут}}{24} \cdot 1000 = \frac{1,58}{24} \cdot 1000 = 65,8 \text{ МВт} \quad (2.7)$$

Расчеты в каждом месяце по формуле 2.7 с учетом того, что зимняя среднесуточная выработка больше на 20% среднесуточной, а летняя – меньше на 20%, сводятся в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Мощности и выработка Зеленчукской ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
Нраб, МВт	285	279	273	267	261	255	255	261	267	273	279	285	270
Нср.сут, МВт	63	61	60	59	57	56	56	57	59	60	61	63	59
Эср.сут, млн. кВт · ч	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,3

Строим треугольник существующей ГЭС, где по горизонтальной оси расположена суточная выработка, а по вертикальной – рабочая мощность рассматриваемой ГЭС.

Используя ИКН определяем зону работы Зеленчукской ГЭС на суточном графике каждого месяца.

2.4.2 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС. Покрытие графиков нагрузки проектируемой гидроэлектростанцией

После определения зоны работы существующих ГЭС рассчитываются рабочие мощности, для определения которых потребуется вычисление ряда мощностей и соответствующих им выработок:

$$N_{\text{гар}} = kQ_i H_i, \quad (2.8)$$

где $N_{\text{гар}}$ – мощность по водотоку,

k – коэффициент мощности ($k = 8,8$)

Q_i – расход рассматриваемого месяца,

H_i – напор рассматриваемого месяца;

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = 24N_{\text{гар}}, \quad (2.9)$$

где $\mathcal{E}_{\text{гар}}$ – выработка по водотоку;

$$N_{\text{сп}} = kQ_{\text{сп}}H_i, \quad (2.10)$$

где $N_{\text{сп}}$ – мощность санитарного попуска,
 $Q_{\text{сп}}$ – расход санитарного попуска;

$$\mathcal{E}_{\text{сп}} = 24N_{\text{сп}} \quad (2.11)$$

где $\mathcal{E}_{\text{сп}}$ – выработка санитарного попуска.

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} - \mathcal{E}_{\text{сп}}, \quad (2.12)$$

где $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ – пиковая выработка проектируемой станции;

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{сп}} + N_{\text{пик}}, \quad (2.13)$$

где $N_{\text{раб}}$ – рабочая мощность проектируемой станции в рассматриваемом месяце,

$N_{\text{пик}}$ – пиковая мощность, которая принимается по ИКН при определении зоны работы станции в пиковой части суточного графика нагрузки.

Зная значения $N_{\text{сп}}$, $\mathcal{E}_{\text{сп}}$ и $N_{\text{пик}}$, $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ определяется зона работы проектируемой ГЭС в базовой и пиковой части графика нагрузки, вписывая треугольники с соответствующими катетами.

Сработка – наполнение начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, уровень воды в нем равен отметке $\nabla_{\text{НПУ}} = 2025$ м. Часом, в который начинается сработка водохранилища принимается час, в котором рабочая мощность близка или равна максимальной мощности проектируемой ГЭС в данном месяце.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей. Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{\text{НБ}} \geq Q_{\text{ВХК}}, Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБкон}}, N_{\text{ГЭС}} = N_{\text{Гар}}$$

В Приложении Б.1, Б.2 производится расчёт сработки-наполнения водохранилища, изменением мощности в часы, до полного цикла сработки-наполнения. Выполняется 2 итерации.

При данном расчете переполняется водохранилище и как следствие не соблюдается равенство отметок, поэтому необходимо изменить значение рабочей мощности, за счет изменения пиковой мощности проектируемой

станции. В данном случае, решением служит изменение пиковой мощности со 129 МВт до 137 МВт.

Максимальную рабочую мощность $N_{\text{раб}}$ тах выбираем по январю, которая равна $N_{\text{раб}} = 154$ МВт. Согласно этой мощности рассчитываем сработку – наполнение водохранилища в остальных месяцах. Ну ст принимаем согласно рабочей мощности января.

В те месяцы, когда полезный расход превышает максимальный расход, пропускаемый через турбину, необходимы холостые сбросы. При введении холостых сбросов весь месяц уровень воды в водохранилище поддерживается на уровне НПУ, потому расчет сработки – наполнения в эти месяцы не нужен. Рабочая мощность в эти месяцы равна рабочей мощности января $N_{\text{раб}} = 154$ МВт. Данные занесены в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Расчет рабочей мощности Урухской ГЭС при условиях маловодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	35	39	53	64	105	Работа при НПУ = 2025 м			142	66	41	40
$\text{Э}_{\text{гар}}, \text{млн.кВтч}$	0,83	0,93	1,26	1,55	2,53				3,42	1,58	0,99	0,97
$N_{\text{сп}}, \text{МВт}$	19	19	19	19	19				19	19	19	19
$\text{Э}_{\text{сп}}, \text{млн.кВтч}$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4				0,4	0,4	0,4	0,4
$\text{Э}_{\text{пик}}, \text{млн.кВтч}$	0,43	0,53	0,86	1,15	2,13				3,02	1,18	0,59	0,57
$N_{\text{пик}}, \text{МВт}$	137	135	130	129	133				128	110	104	137
$N_{\text{раб}}, \text{МВт}$	154	152	146	145	150	154	154	154	144	126	121	154

В итоге строится график сработки – наполнения водохранилища (Приложение Б.2), на котором отражаются графики каждого месяца.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- рабочая мощность января – $N_{\text{раб}} = 154$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 2021,13 м.
- полезный объем – $V_{\text{полезн}} = 0,0029 \text{ км}^3 = 0,29 \text{ млн. м}^3$.

2.5 Покрывтие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы в условиях маловодного года

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

График баланса энергии строится на средних нагрузках энергосистемы (Рисунок 2.2). Указываются среднемесячные нагрузки существующих гидроэлектростанций (Таблица 2.8), проектируемой гидроэлектростанции и ТЭС.

Средние значения нагрузки для проектируемой ГЭС определяются по таблицам сработки – наполнения для каждого месяца, путем вычисления среднего значения по суткам. Результат заносится в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Баланс энергии энергосистемы в маловодном году

$P_{ср}^{сист}$, МВт	$N_{ср}^{сущ ГЭС}$, МВт	$N_{ср}^{пр ГЭС}$, МВт
2505	63	34
2423	61	38
2280	60	52
2116	59	63
1973	57	103
1891	56	154
1891	56	154
1973	57	154
2115	59	143
2279	60	65
2422	61	40
2505	63	39

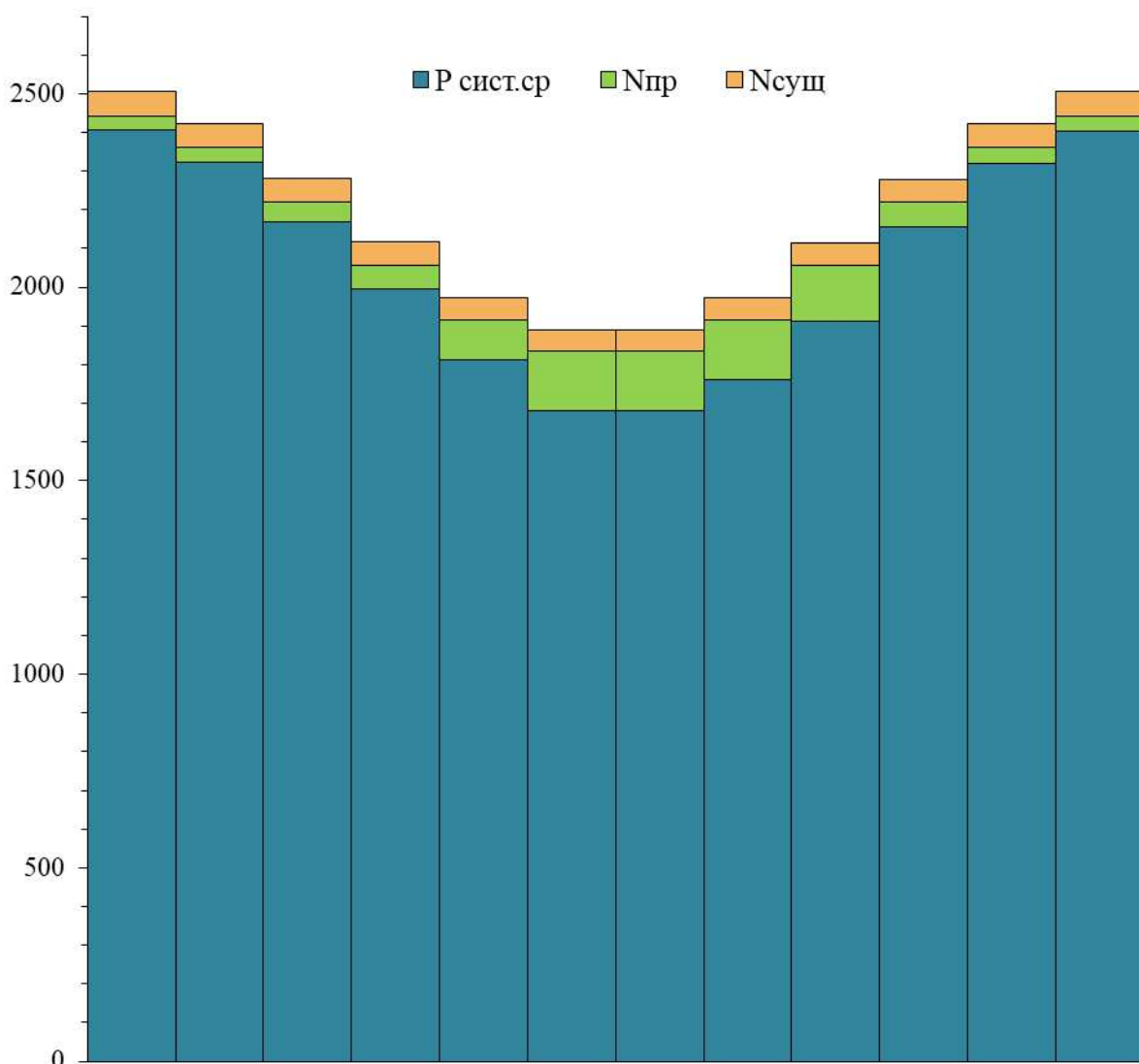


Рисунок 2.2 – Покрывание годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы в условиях маловодного года

2.6 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

При составлении баланса мощности (Рисунок 2.3) энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 3 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max} .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице 2.9.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{285}{6} = 48 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.14)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{154}{6} = 26 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.15)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{407}{2} = 203 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.16)$$

Таблица 2.9 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС		Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС		
	$N_{\text{макс}}$, МВт	$N_{\text{н.р.}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{н.р.}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{н.р.}}$, МВт	$N_{\text{рем.}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{н.р.}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт
I	2828	85	85	55		154	30		2389	198	
II	2743	82	79	53		152	29		2312	192	
III	2597	78	73	51		146	27		2178	182	
IV	2429	73	67	47		145	26		2017	170	
V	2283	68	61	43		150	25		1872	160	299
VI	2198	66	55	41		154	25		1789	154	299
VII	2198	66	55	41		154	25		1789	154	299
VIII	2282	68	61	43		154	25		1867	160	299
IX	2428	73	67	47	48	144	26		2017	170	
X	2596	78	273	53		126	25	26	2197	182	
XI	2743	82	279	57		121	25		2343	192	
XII	2827	85	285	5		154	30		2388	198	

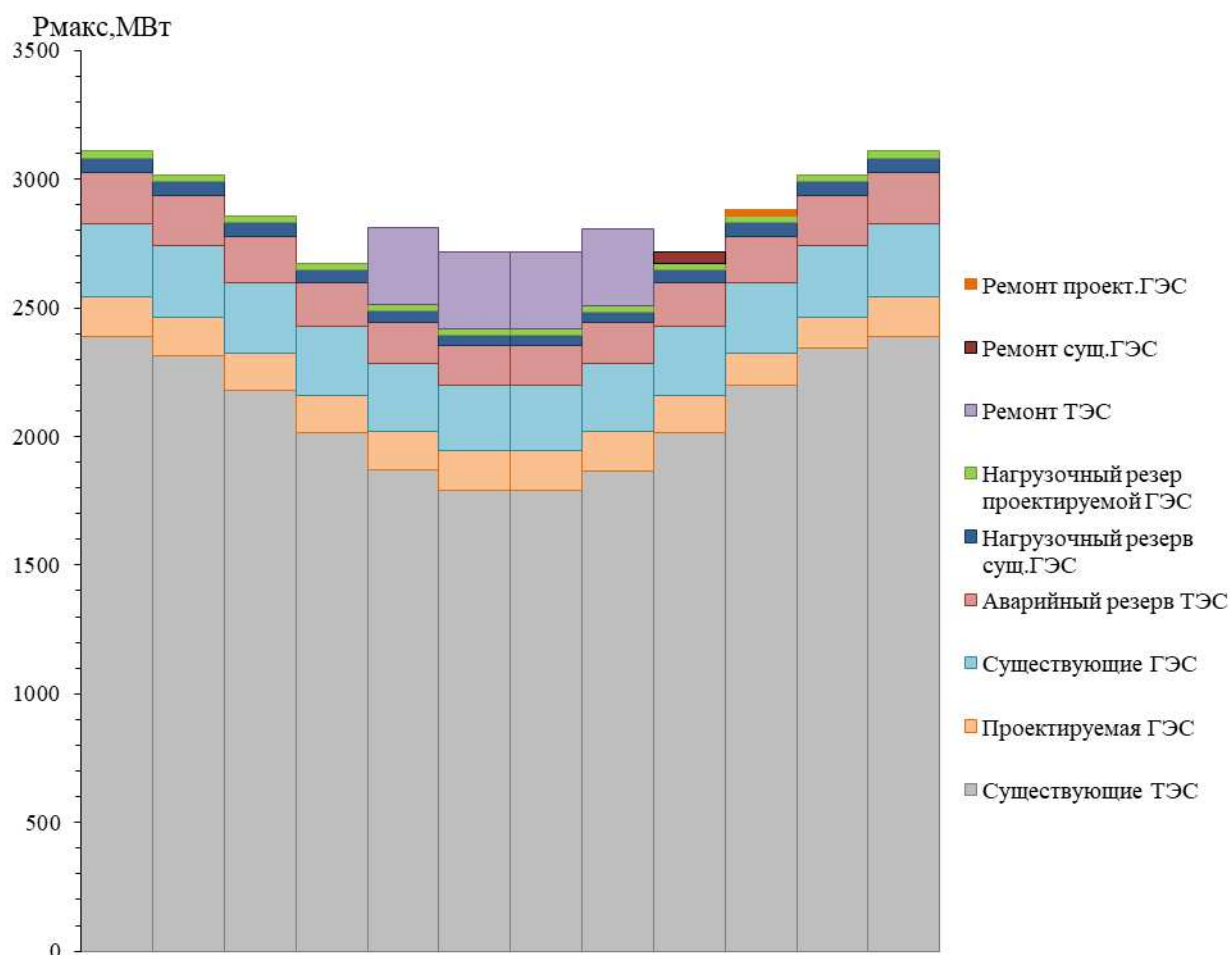


Рисунок 2.3 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст. ГЭС}} = N_{\text{раб ГЭС}} + N_{\text{рез ГЭС}} = 154 + 26 = 180 \text{ МВт} \quad (2.17)$$

2.7 Определение среднегогодовой выработки

В случае суточного регулирования среднегогодовой выработка рассчитывается путем вычисления согласно работе маловодного года.

В каждом месяце в итоге ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году были определены рабочие мощности каждого часа и соответствующие им выработки по формуле 2.18.

$$\mathcal{E} = \frac{N_{\text{раб}} \cdot 1}{1000} \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.18)$$

Для определения среднемесячной выработки необходимо сумму выработок каждого часа умножить на количество дней в месяце, так для января:

$$\bar{\text{Эмес}} = \sum \text{Эянв} \cdot 31, \text{млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.19)$$

Среднегодовая выработка является суммой всех среднемесячных выработок. Расчет сведен в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Расчет среднегодовой выработки

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\sum \text{Эмес}$	0,81	0,91	1,24	1,51	2,47	3,69	3,69	3,69	3,43	1,55	0,96	0,95
$\bar{\text{Эмес}}$	25	26	38	45	77	110	114	114	103	48	29	29
$\bar{\text{Эмл}}$	758 млн. кВт · ч											

3 ВЫБОР ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 3.1.

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [2].

Результаты расчётов сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1–Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ЗНБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по $N_{уст}$		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по $Q_{сп}$	
$Q_{нб}, м^3/с$	$Z_{нб}, м$	$H_{нпу}, м$	$H_{умо}, м$	$H_{звб1(p)}, м$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
0,0	1925	98,9	95,0	97,8	98,9	177,0	96,1	182,1	0	19
7,8	1925	98,8	94,9	97,7	98,6	177,5	96,0	182,0	100	19
20,0	1925	98,7	94,8	97,6	98,3	178,1	95,5	181,6		
36,8	1926	98,5	94,6	97,5	98,0	178,6	95,0	181,1		
63,2	1926	98,2	94,4	97,2	97,7	179,2	94,5	180,6		
92,0	1926	98,0	94,1	96,9	97,4	179,7	94,0	180,1		
124,0	1926	97,7	93,8	96,6	97,1	180,3	93,5	179,7		
152,0	1927	97,4	93,6	96,4	96,8	180,8	93,0	179,2		
176,0	1927	97,2	93,3	96,2	96,5	181,4				
200,0	1927	97,0	93,1	96,0	96,1	182,1				
232,0	1927	96,8	92,9	95,7						
268,0	1928	96,5	92,6	95,4						
304,0	928	96,2	92,3	95,2						
332,0	1928	96,0	92,1	95,0						
360,0	1928	95,8	91,9	94,8						

Из построенного режимного поля (Рисунок 3.1) определяем:

– максимальный напор $H_{max} = 98,6$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

– расчётный напор $H_{расч} = 96,1$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор $H_{\min} = 93,3$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

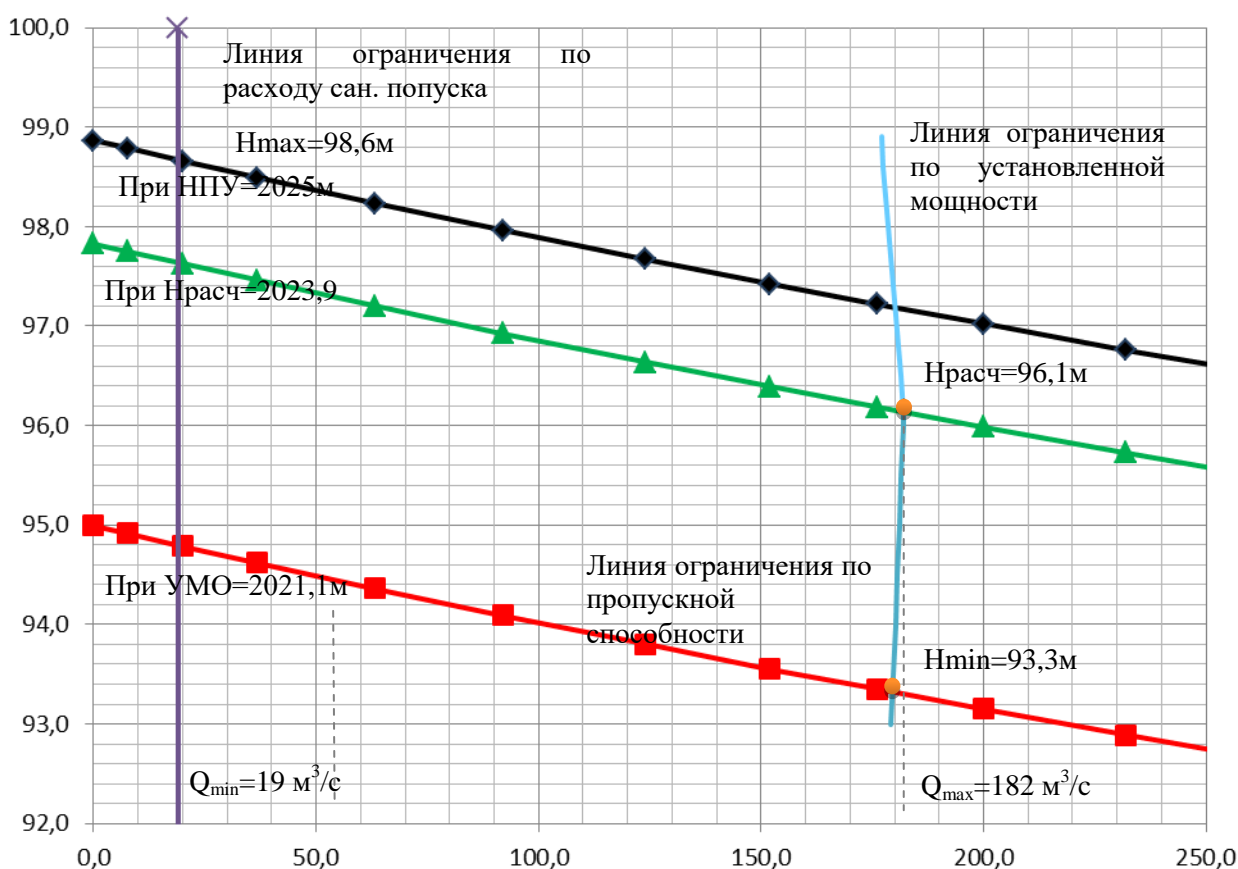


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.2 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра D_1 рабочего колеса и синхронной частоты вращения $n_{\text{синх}}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

Произведен подбор вариантов турбин, основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Выбрана гидротурбина РО115-В. Параметры модели этой гидротурбины представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры модели гидротурбины

Параметр	РО115-В
$H_{\text{пред}}$, М	115

Продолжение таблицы 3.2

Параметр	PO115-B
H_{\min}/H_{\max}	0,6
$n'_{\text{Iopt}}, \text{мин}^{-1}$	75
$Q'_{\text{Iopt}}, \text{л/с}$	890
$\eta_{\text{м opt}}$	0,927
$Q_{\text{I max}}, \text{л/с}$	1080
$D'_{1 \text{ м}}, \text{м}$	0,5156
$H_{\text{мод}}, \text{м}$	4
$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	2
$\nu_{\text{мод}} \cdot 10^{-6}, \text{м}^2/\text{с}$	1,678

3.3 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задан ряд стандартных значение диаметров D_1 , для каждого из которых рассчитаны следующие параметры:

- Мощность агрегата в расчетной точке

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_r \quad (3.1)$$

где $Q'_{\text{Iр}}$ - приведенный расход в расчетной точке;

η_t - КПД натурной турбины

η_r - КПД генератора. Принимаем $\eta_r=0,97$

- КПД натурной турбины

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_{\text{мод}}}} \right) \quad (3.2)$$

где $\eta_{\text{м}}$ - КПД модельной турбины;

$D_{1\text{мод}}$ - диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$ - напор модельной турбины;

D_1 - диаметр натурной турбины;

H_p - расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_n, \nu_{\text{мод}}$ - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий; ν_n при средней температуре воды в году 10°C составляет $1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$.

ε - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon=0,75$).

- Количество агрегатов

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ - установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 159000$ кВт)

$N_{\text{а}}$ - мощность агрегата.

- Поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{н}}}{\eta_{\text{м}}} \quad (3.4)$$

- Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения)

$$n' = \frac{n'_{\text{Iр}} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} \quad (3.5)$$

где $n'_{\text{Iр}}$ - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

- Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

$$n'_{\text{I max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0.5}} \quad (3.6)$$

$$n'_{\text{I расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}} \quad (3.7)$$

$$n'_{\text{I min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0.5}} \quad (3.8)$$

- Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_p \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{N_{\text{а}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{т ср}}} \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определена подбором такой точки на линии $n'_{\text{Iр}}$, чтобы произведение $Q'_p \cdot \eta_{\text{т}}$ в этой точке обеспечивалось выполнение указанного равенства.

- Произведение для ограничения по генератору

$$Q'_p \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{N_{\text{а}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_{\text{т ср}}} \quad (3.10)$$

- Приведенные расходы

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}} \quad (3.11)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}} \quad (3.12)$$

Расчеты для нескольких диаметров турбины РО115-В представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины РО115-В.

D ₁ ,м	1,6	1,8	1,9	2	2,12	2,24	2,36	2,5	2,65	2,8
η _{турб}	0,948	0,949	0,949	0,950	0,950	0,950	0,951	0,951	0,952	0,952
N _{агр} ,МВт	21,2	26,9	30,0	33,2	37,3	39,8	46,3	52,0	58,4	65,2
Za`	7,49	5,92	5,31	4,79	4,26	3,99	3,44	3,06	2,72	2,44
Za	8	6	6	6	4	4	3	3	3	2
N _{агр} МВт	19,875	26,5	26,5	26,5	39,75	39,75	53	53	53	79,5
m(Δ1)	1,023	1,024	1,024	1,025	1,025	1,025	1,026	1,026	1,026	1,027
nc`	464,8	413,3	391,6	372,1	351,1	339,9	315,5	297,9	281,1	266,1
n _{синхр}	500	428,57	375	375	333,333	333,33	300	300	272,7	250
n1`H _{max}	79,63	76,76	70,88	74,60	70,28	72,59	70,38	74,55	71,82	69,55
n1`H _p	80,68	77,77	71,82	75,58	71,20	73,55	71,31	75,53	72,77	70,47
n1`H _{min}	81,93	78,97	72,92	76,75	72,30	74,68	72,41	76,69	73,89	71,55
Q1*η _p	0,862	0,908	0,815	0,735	0,982	0,920	1,056	0,941	0,838	1,125
Q1*η _{max}	0,828	0,873	0,783	0,707	0,944	0,884	1,015	0,905	0,805	1,082
Q _{max}	0,762	0,583	0,461	0,413	0,373	0,311	0,297	0,268	0,239	0,212
Q _{min}	0,784	0,600	0,474	0,425	0,384	0,320	0,306	0,275	0,245	0,218

Турбина сопоставлена по следующим параметрам:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Сокращение количества агрегатов.

Проанализировав вышеперечисленные параметры для данной турбины, для дальнейшего расчета выбраны следующие турбины:

РО115-В-224, РО115-В-250

Правая граница зоны состоит из двух линий: верхняя проведена параллельно линиям открытия направляющего аппарата, а нижняя построена по двум точкам (Q'_p для максимального напора и Q'_p для минимального напора). Левая граница - линия ограничения по минимальному расходу

3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s \quad (3.13)$$

где $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ - отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определено наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- для максимального напора H_{max} и номинальной мощности;
- для расчетного напора H_p и номинальной мощности;
- для минимального напора H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma * H - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{х.пл}} \quad (3.14)$$

где ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

σ - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$;

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для РО – турбин $\Delta Z_{\text{х.пл}} = \frac{B_{0\text{н}}}{2}$.

Здесь $B_{0\text{н}}$ – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитана с модели.

$$B_{0\text{н}} = B_{0\text{м}} \cdot \frac{D_{1\text{н}}}{D_{1\text{м}}} \quad (3.15)$$

Расчитана отметка установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по кривой связи нижнего бьефа (Рисунок 3.2).

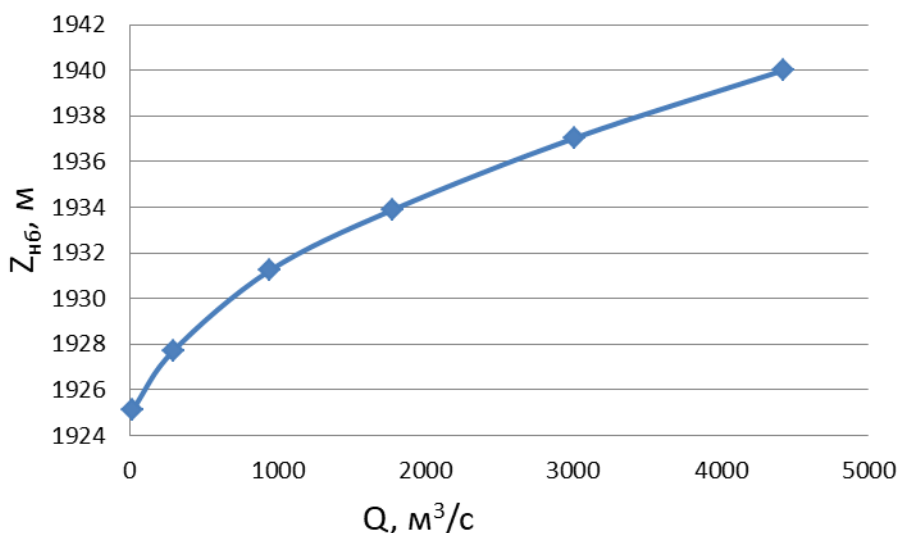


Рисунок.3.2 График зависимости $Z_{нб} = f(Q)$

Полином зависимости $Z_{нб}=f(Q)$:

$$\begin{aligned}
 y &= 0,0000000000000000034681102797825 * Q^5 & - \\
 &0,0000000000000457154804869809000 * Q^4 & + \\
 &0,000000002327139560914790000000 * Q^3 & - \\
 &0,000005924375436450190000000000 * Q^2 & + \\
 &0,010322010966774500000000000000 * Q & + \\
 &925,135391521620000000000000000000 & 1
 \end{aligned}$$

Рассчитана отметка установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания.

В вертикальных радиально-осевых и диагональных турбинах высота отсасывания отсчитывается от нижней кромки направляющего аппарата.

$$Z_{РК}(H_{min}) = Z_{нб}(Q(H_{min})) + H_s(H_{min}) \quad (3.16)$$

$$Z_{РК}(H_{расч}) = Z_{нб}(Q(H_{расч})) + H_s(H_{расч}) \quad (3.17)$$

$$Z_{РК}(H_{max}) = Z_{нб}(Q(H_{max})) + H_s(H_{max}) \quad (3.18)$$

Рассчитанные параметры для РО115-В-250 сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 Параметры гидротурбины РО115-В-250

D_1, M	2,5
$Q(H_{min})$	1,065
$Q(H_{расч})$	1,065
$Q(H_{max})$	1
$Q(H_{min})$	64,7
$Q(H_{расч})$	66,6

Продолжение таблицы 3.3

$Q(H_{\max})$	62,9
$Z_{\text{нб}}(Q(H_{\min}))$	1925,7
$Z_{\text{нб}}(Q(H_{\text{расч}}))$	1925,8
$Z_{\text{нб}}(Q(H_{\max}))$	1925,76
$\bar{b}(H_{\min})$	0,145
$\bar{b}(H_{\text{расч}})$	0,144
$\bar{b}(H_{\max})$	0,13
$V_{0\text{н}}$	0,3125
$H_s(H_{\min})$	-7,08
$H_s(H_{\text{расч}})$	-7,4
$H_s(H_{\max})$	-6,4
$Z_{\text{рк}}(H_{\min})$	1918,7
$Z_{\text{рк}}(H_{\text{расч}})$	1918,39
$Z_{\text{рк}}(H_{\max})$	1919,37

Таким образом, проведя анализ всех возможных диаметров рабочего колеса, а именно: рабочих зон турбин (PO115-B-224 и PO115-B-250), высот отсасывания (учитывая характеристики грунта в месте расположения гидроузла), наиболее оптимальной выбрана турбина PO115-B-250. К универсальной характеристике выбранной турбины приложены размеры проточной части (Приложение В.2)

Для бескавитационного режима работы принята минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{\text{рк}}(H_{\text{расч}}) = 1918,39$ м.

3.5 Расчет и построение плана металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата

Металлические спиральные камеры ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями.

Поток, проходящий через СК задан тремя главными условиями:

1. Обеспечение равномерного распределения расхода по окружности направляющего аппарата.
2. Обеспечение одинаковой закрутки потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.
3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть подобраны так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

По чертежу проточной части (Приложение 3) модельной гидротурбины определены основные геометрические размеры гидротурбины:

1. Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,316 \cdot D_0 = 0,316 \cdot 2,5 = 0,79 \text{ м} \quad (3.19)$$

2. Угол обхвата $\varphi = 351^\circ$

3. Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 0,79 + 0,02 = 0,81 \text{ м} \quad (3.20)$$

Основные размеры статора для $D_1 = 2,5 \text{ м}$:
 $D_a = 3,9 \text{ м}$; $D_b = 3,3 \text{ м}$; $D_4 = 4,15 \text{ м}$; $R_4 = 2,075 \text{ м}$; $R = 0,25 \text{ м}$; $h_1 = 0,25 \text{ м}$
 определены по Приложению 4 с помощью интерполяции

После определения основных размеров произведен расчет спиральной камеры

Определена полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 0,81 + 2 \cdot 0,25 = 1,31 \text{ м} \quad (3.21)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принята по графику $v_{\text{ср}} = f(H_p)$, откуда $v_{\text{ср}} = 9 \text{ м/с}$.

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 47,5 \cdot \frac{351^\circ}{360^\circ} = 46,3 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.22)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}} = \frac{46,3}{8,5} = 5,45 \text{ м}^2 \quad (3.23)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{5,45}{3,14}} = 1,31 \text{ м} \quad (3.24)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 2,075 + \sqrt{1,31^2 - \left(\frac{1,49}{2}\right)^2} = 3,16 \text{ м} \quad (3.25)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + p_{\text{вх}} = 3,16 + 1,31 = 4,47 \text{ м} \quad (3.26)$$

Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения:

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 3,16 - \sqrt{3,16^2 - 1,31^2} = 0,288 \quad (3.27)$$

При принятом значении:

$$\frac{1}{C} = 0,295$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{вх}}{360} = 0,975 \quad (3.28)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитаны все сечения спиральной камеры. Данные занесены в Таблицу 3.5

Таблица 3.5 – Данные для построения металлической СК

φ	-	-	-	-	-	x	x^2	p^2	p	a	R
	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{C}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-	-	-	м	м	м ⁻²	м	м ²	м ²	м	м	м
351	0,975	0,288	1,193	0,638	0,799	1,087	1,181	1,736	1,317	3,162	4,479
336	0,933	0,275	1,142	0,587	0,766	1,042	1,085	1,640	1,281	3,117	4,397
321	0,892	0,263	1,091	0,536	0,732	0,995	0,991	1,546	1,243	3,070	4,314
306	0,850	0,251	1,040	0,485	0,697	0,947	0,897	1,452	1,205	3,022	4,228
291	0,808	0,238	0,989	0,434	0,659	0,897	0,805	1,360	1,166	2,972	4,139
276	0,767	0,226	0,938	0,383	0,619	0,845	0,714	1,269	1,127	2,920	4,047
261	0,725	0,214	0,887	0,332	0,576	0,790	0,625	1,180	1,086	2,865	3,951
246	0,683	0,202	0,836	0,281	0,530	0,732	0,536	1,091	1,044	2,807	3,851
231	0,642	0,189	0,785	0,230	0,480	0,669	0,448	1,003	1,001	2,744	3,746
216	0,600	0,177	0,734	0,179	0,423	0,600	0,361	0,916	0,957	2,675	3,632
201	0,558	0,165	0,683	0,128	0,358	0,523	0,273	0,828	0,910	2,598	3,508
186	0,517	0,152	0,632	0,077	0,278	0,430	0,185	0,740	0,860	2,505	3,366
171	0,475	0,140	0,581	0,026	0,162	0,302	0,091	0,646	0,804	2,377	3,181

Т.к. для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Поэтому построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты ($\varphi = 0; R = \frac{D_b}{2} = \frac{3,3}{2} = 1,65$). Недостающий участок плавно продлен до 0° и получена Зависимость $R=f(\varphi)$ (Рисунок. 3.3).

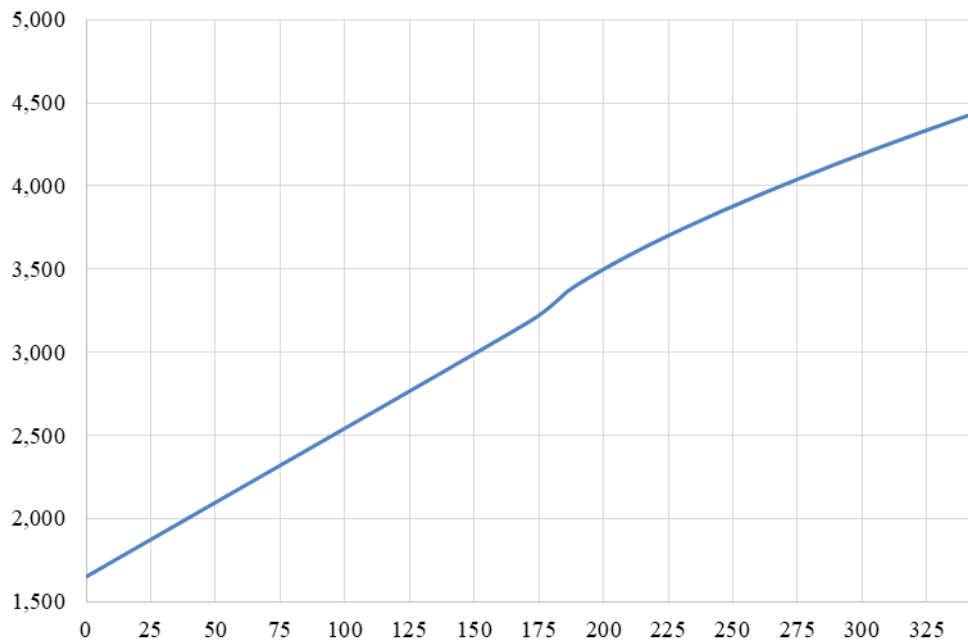


Рисунок 3.3 – Изменение наружного диаметра спиральной камеры $R=f(\varphi)$.

Пользуясь шагом, указанным в пункте 10, с рисунка 3.3 сняты значения R_b в зависимости от угла φ .

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin \alpha_k}, \quad (3.29)$$

Где $\alpha_k = 35^\circ$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_2 = \frac{R - (R_d + p_1 \cdot (1 - \cos \alpha_k))}{2 \cdot \cos \alpha_k} \quad (3.30)$$

Данные по расчетам эллиптического сечения занесены в Таблицу 3.6

Таблица 3.6 – Данные расчетов эллиптического сечения

	φ°	p_1 , м	R , м	p_2 , м
14	156	0,88	3,039	0,675
15	141		2,871	0,507
16	126		2,699	0,335
17	111		2,526	0,162

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot 1/c} = \frac{47,5}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,295} = 25,6 \quad (3.31)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} = \frac{47,5 / (2 \cdot 3,14 \cdot 0,99)}{25,6} = 0,298 \quad (3.32)$$

$$\delta = \operatorname{arctg} \left(\frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} \right) = \operatorname{arctg}(0,374) = 19^\circ \quad (3.33)$$

После проведенных расчетов построен теоретический чертеж спиральной камеры круглого сечения. При построении использованы данные таблицы 3.2 и 3.3

3.6 Выбор серийного типа генератора

Гидрогенератор подобран по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. По справочным данным подобран гидрогенератор: СВ-447/120-20. Данные генератора представлены в таблице 3.7:

Таблица 3.7 Данные гидрогенератора

S ном, Вт	P ном, Вт	n _{синх.} б/мин	cos φ	η	Система возбуждения	Масса ротора ,т	Диаметр р активно й стали, м	Высота активно й стали, м	Исполнен ие
62	53	300	0,85	97,4	Электромашинная	112	4470	1200	Подвесное

3.7 Расчёт деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов.

3.7.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность произведен с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

$$D_v^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} \quad (3.34)$$

Где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа (принято 32 МПа),

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 53000}{300} = 1,72 \text{ Мпа} \quad (3.35)$$

$$D_b^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,3} = \left(5,1 \cdot \frac{1,72}{32} \right)^{0,3} = 0,6525 \text{ м} = 652,5 \text{ мм}$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при D_b менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм), $D_\epsilon = 700$ мм.

3.7.2 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{синх} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 53000}{300 \cdot 2,5} = 56,53 \text{ кН} \quad (3.36)$$

Диаметр вала под подшипником с учётом облицовки d_n , принят 715 мм (на 15-20 мм больше D_ϵ)

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_n \cdot h_n} \leq [p_{уд}], \text{ кПа} \quad (3.37)$$

где h_n принято 300 мм., при $D_b = (500 - 800)$ мм.

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.38)$$

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_n}{30}, \text{ м/сек} \quad (3.39)$$

Расчет:

$$p_{уд} = \frac{56,5}{0,715 \cdot 0,3} = 263,56$$

$$U = 3,14 \cdot 300 \cdot \frac{0,715}{30} = 22,45 \text{ м/сек}$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 22,45 = 651,08 \text{ кПа}$$

Условие $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ соблюдено.

Расчет сегментного подшипника:

$$h_n = 300 \text{ мм}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8$$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)}, \text{ кН} \quad (3.40)$$

где $a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.41)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{z_{\text{сегм}}}, \text{ м} \quad (3.42)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.43)$$

Расчет:

$$a = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$$

$$R_1 = \frac{56,53}{1 + 2 \cdot \cos(45^\circ) + 2 \cdot \cos(90^\circ)} = 56,38 \text{ кН}$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,85 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,715}{8} = 0,24 \text{ м}$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{56,53}{0,24 \cdot 0,3} = 790 \text{ кПа}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 22,45 = 1122,55 \text{ кПа}$$

Условие $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ соблюдено.

В обоих видах подшипников вышесказанное условие соблюдено, но из-за более простой установки и эксплуатации выбран сегментный подшипник.

3.7.3 Выбор типа маслонапорной установки

Габаритные размеры маслонапорной установки определены объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По монограмме определен тип маслонапорной установки для напора 100 м и D1 – 2,5 м: МНУ 1,6/1-40-2,5-2,

где: 1,6 - объем гидроаккумулятора

1 - количество сосудов

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²

2,5 – вместительность сливного бака в м³

2- количество насосов.

3.7.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Выбранный регулятор: ЭГР-2И1-150-11. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР - электрогидравлический регулятор

И - на интегральных микросхемах

150- диаметр главного золотника

11 - гидромеханическая колонка 11-го исполнения.

3.7.5 Выбор кранов

Выбирая типы, количество и грузоподъемности кранов, учтены следующие условия:

- 1) Грузоподъемность крана должна быть больше массы ротора.
- 2) При количестве ГА на станции более пяти, необходима установка дополнительного крана.
- 3) Климатические условия данной местности

Исходя из выбранного типа машинного зала (полуоткрытый), необходимо установить козловой кран, рассчитанный на массу ротора, которым выполняют основные операции при монтаже и ремонте (1х200/25 тонн). А также козловой кран верхнего бьефа (1х180/20 тонн) и нижнего бьефа (1х60 тонн) для обслуживания механического оборудования гидроэлектростанции.

4 КОМПОНОВКА И СООРУЖЕНИЯ ГИДРОУЗЛА

4.1 Компоновка гидроузла

Для проведения требуемых расчетов определяется класс гидротехнического сооружения на основании данных СП [1]. Класс ГТС назначается в соответствии с критериями:

- по высоте сооружения и типу грунта

Тип грунта основания - скальный: граниты, гранитогнейсы;

Высота гидротехнического сооружения – 40 м (∇ НПУ – ∇ дно = 2025 – 1985 = 40 м)

Класс сооружения по данному критерию – **II**

- по назначению и условиям эксплуатации

Установленная мощность проектируемой гидроэлектростанции – $N_{уст}=159$ МВт

Класс сооружения по данному критерию – **III**

- по последствиям возможных гидродинамических аварий

Численность населения вблизи гидроузла превышает 500 человек

Класс сооружения по данному критерию – **II**

Таким образом, гидротехническое сооружение имеет **II** класс.

4.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формулам:

Отметка гребня бетонной плотины:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_s + a, \quad (4.1)$$

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{ФПУ} + h_s + a. \quad (4.2)$$

где $a=0,7$ – запас, для сооружения II класса;

h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе;

где $h_{run1\%}$ – высота наката ветровых волн 1%;

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a \quad (4.3)$$

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a=0,7$ м – конструктивный запас, для бетонной плотины.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha \quad (4.4)$$

где k_w – коэффициент, рассчитываемый по формуле:

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 2) \cdot 10^{-7} = 0,00000048 \quad (4.5)$$

где v – расчетная скорость ветра, 2 м/с

L – длина разгона волны, м (521 м);

$\alpha = 0$ – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{2025 - 1985}{2} = 20 \text{ м} \quad (4.6)$$

Высота волнового нагона в первом приближении считается по формуле:

$$\Delta h_{set} = 0,00000048 \cdot \frac{2^2 \cdot 521}{9,81 \cdot 20} \cdot \cos 0^\circ = 0,000005 \text{ м} \quad (4.7)$$

Следующим шагом определяется высота волны 1% обеспеченности для основного случая. Для этого вычисляются безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 521}{2^2} = 1277,75, \quad (4.8)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{2} = 105948. \quad (4.9)$$

где $t = 6ч = 21600$ с – период развития волн на водохранилище.

Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$) определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{V_m^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_m}$ по следующим значениям:

Таблица 4.1 – Определение параметров

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g\bar{T}}{V_w}$
$\frac{gL}{V_w^2}$	0,05	3
$\frac{gt}{V_w}$	0,12	5

Далее, вычисляется средний период волны (\bar{T}) и средняя высота волны (\bar{h}), используя меньшие из полученных выше значений:

$$\bar{T} = \frac{3 \cdot V_w}{g} = \frac{3 \cdot 2}{9,81} = 0,61 \quad (4.10)$$

$$\bar{h} = \frac{0,05 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,05 \cdot 2^2}{9,81} = 0,02 \quad (4.11)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 0,61^2}{2 \cdot 3,14} = 0,58 \text{ м} \quad (4.12)$$

Проверка условия глубоководности $d > 0,5\bar{\lambda}_d$:

$$20 \text{ м} \geq 0,5 \cdot 0,58 \text{ м}$$

$$20 \text{ м} > 0,30 \text{ м}$$

Условие выполнено, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,02 \cdot 2,2 = 0,044 \text{ м} \quad (4.13)$$

где $K_i = 2,2$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения gL/V_w^2 (для глубоководной зоны).

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} \quad (4.14)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [1], для каменного покрытия плит $k_r = 1,0$ и $k_p = 0,9$;

$k_{sp} = 0,8$ – коэффициент принимаемый по СП [1] при скорости ветра 2 м/с;

$k_{run} = 2,5$ – коэффициент, принимаемый по СП [1] в зависимости от пологости воды $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$.

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 0,8 \cdot 2,5 \cdot 0,044 = 0,08$$

$$h_{run1\%} = 0,08 + 0,000009 + 0,5 = 0,58$$

Таким образом, отметка гребня бетонной плотины составляет:

$$\nabla ГБП = 2025 + 0,58 + 0,7 = 2026,28 \text{ м}$$

$$\nabla ГБП = 2026 + 0,58 + 0,7 = 2027,28 \text{ м}$$

Из двух полученных значений выбираем наиболее высокую отметку $\nabla ГВП = 2027,28 м$.

4.3 Гидравлические расчеты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и дна, расчетные минимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

4.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p :

$$Q_{осн.р} = Q_{max.осн} - Q_{ГЭС} - Q_{ав.вод} = Q_{max1\%} - Q_{1agr} \cdot (n-1) - Q_{ав} \quad (4.15)$$

$$Q_{осн.р} = 296 - 6,3 \cdot (3-1) - 0,27 = 283,13 м^3 / с$$

где $Q_{max.осн}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая, с учетом трансформации его водохранилищем;

Q_{1agr} – расход через один гидроагрегат Урухской ГЭС;

$n = 3$ – число гидроагрегатов проектируемой ГЭС;

$Q_{ав.вод}$ рассчитывается по формуле:

$$Q_{ав.вод} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \frac{0,00283 \cdot 10^9}{10368000} = 0,27 м^3 / с \quad (4.16)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_в} = \frac{283,13}{19,49} = 14,52 м \quad (4.17)$$

где $q_в$ – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_в = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot h_{нб} \cdot v_{дон} = 1,25 \cdot 2,59 \cdot 6 = 19,49 м^3 / с \quad (4.18)$$

где q_p – удельный расход на рисберме;

$h_{нб}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяемая по кривой $\nabla НБ = f(Q_{нб})$ при $Q_{max.осн}$:

$$h_{нб} = \nabla УНБ - \nabla дна = 1987,59 - 1985 = 2,59 м \quad (4.19)$$

$v_{дон} = 6 м/с$ – допустимая скорость на рисберме для скального основания.
Ширина водосливного фронта:

$$B = b \cdot n, \quad)$$

где n – число пролетов;

b – стандартная ширина пролета, м. Принимается в соответствии с техническим регламентом (8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30 м)

Задаемся $b=8$ м. Тогда число пролетов равно:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{14,52}{8} = 1,81$$

Принимаем $n=2$. Тогда ширина водосливного фронта:

$$B = 8 \cdot 2 = 16 м$$

4.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{283,13}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,05 м \quad)$$

где $m=0,49$ – коэффициент водослива, принимается в зависимости от типа водослива;

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{283,13}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,22 м \quad)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{4,05}{8} = 0,94 \quad)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролетов;

$\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 4,22 - \frac{1,1 \cdot 0,37^2}{2 \cdot 9,81} = 4,18 \text{ м} \quad)$$

где V_0 рассчитывается по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n-1)\delta_B)} \quad)$$

$$V_0 = \frac{283,13}{(2026 - 1985)(16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,37$$

где δ_B – толщина разрезного быка, определяется по рекомендациям Березицкого А.Р.:

$$\delta_B = 0,25 \cdot 8 = 2 \text{ м}$$

При разрезке толщина быка увеличивается на 1 метр:

$$\delta_B = 2 + 1 = 3 \text{ м}$$

Отметку гребня водослива определяем:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{cm} = 2025 - 4,5 = 2020,5 \text{ м} \quad)$$

где $H_{cm} = 4,5$ – стандартный напор, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом;

Отметку верха быка вычисляем:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{cm} = 2021 + 1,6 \cdot 4,5 = 2027,7 \text{ м} \quad)$$

Проектная отметка гребня плотины в данном случае устанавливается по отметке верха быка.

4.3.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая, используя формулы (4.15, 4.21, 4.22, 4.24, 4.25):

$$H_{01нов} = \left(\frac{Q_{р.нов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{310}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,3 м$$

где $Q_{р.нов}$ рассчитывается по формуле:

$$Q_{р.нов} = Q_{\max.пов} - Q_{ГА} \cdot n - Q_{ав.вод} = 329 - 6,3 \cdot (3-1) - 0,27 = 310 м^3 / с$$

$$H_{02нов} = \left(\frac{310}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,46 м$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{нов} = H_{02нов} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 4,46 - \frac{1,1 \cdot 0,4^2}{2 \cdot 9,81} = 4,459 м$$

где V_0 определяется как:

$$V_0 = \frac{310}{(2026-1985)(16+(2-1) \cdot 3)} = 0,4$$

Определим отметку

$$\nabla \Phi ПУ_p = \nabla ГВ + H_{нов} = 2021 + 4,459 = 2025,46 м \quad)$$

Так как исходная отметка $\nabla \Phi ПУ = 2026 м$ превышает рассчитанную выше отметку, принимаем $\nabla \Phi ПУ = 2026 м$.

4.3.4 Построение профиля водосливной плотины

Оголовок безвакуумного практического профиля типа А (Рисунок 4.1) строится по координатам Кригера-Офицерова. Координаты для построения оголовка плотины практического профиля, определяются путем умножения табличных координат на $H_{cm}=4,5$ м (таблица 4.2.).

Таблица 4.2 – Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера-Офицерова)

№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0	0,504	21	8	4,94
2	0,4	0,144	22	8,4	5,476
3	0,8	0,028	23	8,8	6,032
4	1,2	0	24	9,2	6,612
5	1,6	0,024	25	9,6	7,2
6	2	0,108	26	10	7,84
7	2,4	0,24	27	10,4	8,488
8	2,8	0,4	28	10,8	9,156
9	3,2	0,584	29	11,2	9,848
10	3,6	0,792	30	11,6	10,56
11	4	1,024	31	12	11,296
12	4,4	1,284	32	12,4	12,052
13	4,8	1,576	33	12,8	12,828
14	5,2	1,9	34	13,2	13,62
15	5,6	2,256	35	13,6	14,436
16	6	2,644	36	14	15,272
17	6,4	3,056	37	14,4	16,124
18	6,8	3,492	38	14,8	16,996
19	7,2	3,948	39	15,2	17,884
20	7,6	4,432			

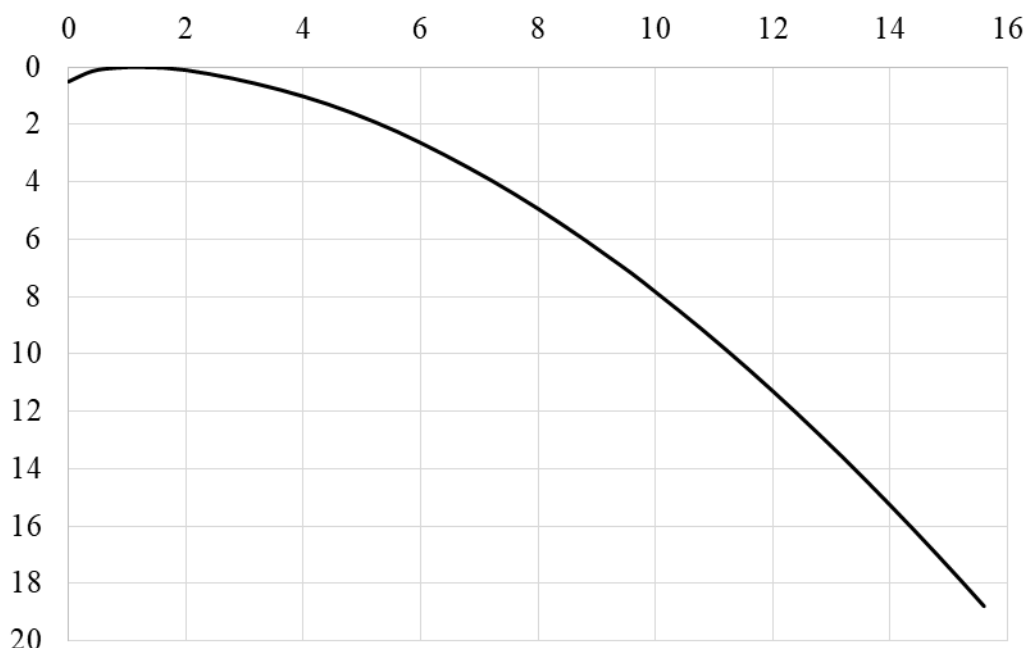


Рисунок 4.1 – Начальное очертание гребня нормальное безвакуумной водосливной стенки Кригера-Офицерова

Высота плотины равна:

$$C_n = \nabla ГВ - \nabla \partial на = 2020,5 - 1985 = 35,5 м \quad (4.29)$$

4.3.5 Расчет сопряжений потока в нижнем бьефе

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_B) \cdot 2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 283,13^2}{(16 + (2-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 2,15 м, \quad (4.30)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса.

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla \partial на = 2025 - 1985 = 40 м \quad (4.31)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{40}{2,15} = 18,6 м \quad (4.32)$$

Далее определяется значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани [4, таблица 9-10]. Так как плотина имеет высоту не более 40 м, принимаем среднюю длину сливной грани ($\varphi = 0,95$).

По графику М.Д. Чертоусова [4, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем $\xi_c = 0,235$ и $\xi_c'' = 2,9$

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,235 \cdot 2,15 = 0,5052 \text{ м} \quad (4.33)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,9 \cdot 2,15 = 5,59 \text{ м} \quad (4.34)$$

Тип сопряжения бьефов:

$$h_c''(5,59) > h_{нб}(2,59)$$

Таким образом, прыжок отогнанный, тогда необходимо рассчитать гасители энергии. Во всех случаях за водосливом устраивают водобой, чаще всего это бетонная или железобетонная плита. Толщина водобойной плиты определяется по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 45,15 \cdot \sqrt{0,33} = 3,89 \text{ м}, \quad (4.35)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{q_{cm}}{h_c'} = \frac{14,9}{0,33} = 45,15 \text{ м/с}, \quad (4.36)$$

где q_{cm} – удельный расход на стенке:

$$q_{cm} = \frac{Q_p}{(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{283,13}{(16 + (2-1) \cdot 3)} = 14,9 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.37)$$

4.3.6 Расчет водобойного колодца

Расчет водобойного колодца (Рисунок 4.2) заключается в определении его глубины d_k и длины l_k . В курсовом проекте ширину водобойного колодца – B_k принимаем равной:

$$B_k = B + \sum \delta = 16 + 6 = 22 \text{ м} \quad (4.38)$$

Глубину водобойного колодца вычисляют путём последовательного приближения.

На первом этапе определяют начальную глубину колодца по формуле:

$$d_1 = \sigma \cdot h_c'' - (h_{нб} + \Delta z) = 1,1 \cdot 5,59 - (2,59 + 0,501) = 3,05 \text{ м} \quad (4.39)$$

где $\sigma=1,1$ – коэффициент запаса, зависящий от точности определения расчетного расхода Q_p ;

Δz – перепад, образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ. Определяется по формуле:

$$\Delta z = \left(\frac{q^2}{2g\varphi 2h_{нб}^2} \right) - \left(\frac{\alpha q^2}{2g\sigma 2h_c^2} \right) \quad (4.40)$$

$$\Delta z = \left(\frac{12,87^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95 \cdot 2 \cdot 2,59^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 12,87^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 5,59^2} \right) = 0,501$$

где $q = \frac{Q_p}{B_k} = \frac{283,13}{22} = 12,87$

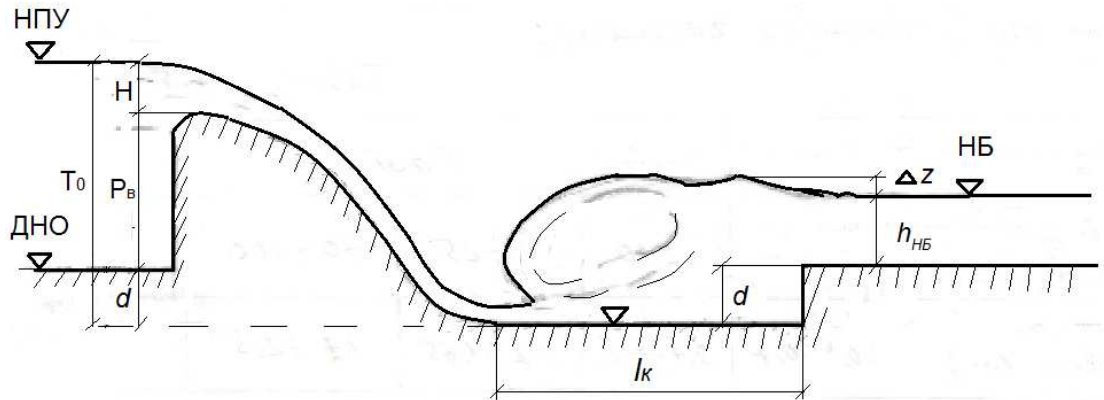


Рисунок 4.2 – основные размеры Водобойного колодца

Полная удельная энергия перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} + d_k = 2025 - 1985 + 3,05 = 43,05 \text{ м} \quad (4.41)$$

Затем вычисляют новое значение отношения по формуле (4.32):

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{43,05}{2,15} = 20,02$$

С учетом ранее выбранного коэффициента скорости φ значения ξ_c и ξ_c'' равны $\xi_c = 0,17$ и $\xi_c'' = 3,4$.

Вычисляют сопряженные глубины h_c' и h_c'' по формулам (4.33, 4.34):

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,17 \cdot 2,15 = 0,365 \text{ м}$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,4 \cdot 2,15 = 7,3 \text{ м}$$

Затем по формуле (4.39) определяем новую глубину колодца, подставляя найденное значение h_c'' .

$$d_2 = \sigma \cdot h_c'' - (h_{нб} + \Delta z) = 1,1 \cdot 7,3 - (2,59 + 0,655) = 4,78 \text{ м}$$

$$\Delta z = \left(\frac{12,87^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95 \cdot 2 \cdot 2,59^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 12,87^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 7,3^2} \right) = 0,655$$

Должно соблюдаться условие:

$$\begin{aligned} d_2 - d_1 &< 0,1 \cdot d_1, \\ 4,78 - 3,05 &< 0,1 \cdot 3,05, \\ 1,73 &< 0,305 \end{aligned}$$

Условие не соблюдается, делаем еще одну итерацию:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla дна + d_k = 2025 - 1985 + 4,78 = 44,78 \text{ м}$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{44,78}{2,15} = 20,82$$

С учетом ранее выбранного коэффициента скорости φ значения ξ_c и ξ_c'' равны $\xi_c = 0,16$ и $\xi_c'' = 3,5$.

Вычисляют сопряженные глубины h_c' и h_c'' по формулам (4.34, 4.35):

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,16 \cdot 2,15 = 0,344 \text{ м}$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,5 \cdot 2,15 = 7,52 \text{ м}$$

Затем по формуле (4.39) определяем новую глубину колодца, подставляя найденное значение h_c'' .

$$d_3 = \sigma \cdot h_c'' - (h_{нб} + \Delta z) = 1,1 \cdot 7,52 - (2,59 + 0,655) = 5 \text{ м}$$

$$\Delta z = \left(\frac{12,87^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95 \cdot 2 \cdot 2,59^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 12,87^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 7,52^2} \right) = 0,655$$

Должно соблюдаться условие:

$$\begin{aligned}d_3 - d_2 &< 0,1 \cdot d_2, \\5 - 4,78 &< 0,1 \cdot 4,78, \\0,22 &< 0,478\end{aligned}$$

Условие соблюдается.

Отметка пола водобоя равна:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{дна} - d_k = 1985 - 5 = 1980 \text{ м} \quad (4.42)$$

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_6 = 0,9 \cdot l_{np} + \frac{v_c}{(2p/g)^{1/2}} = 0,9 \cdot 32,42 + \frac{36,63}{(2 \cdot 36/9,81)^{1/2}} = 46,86 \text{ м} \quad (4.43)$$

где l_{np} – длина гидравлического прыжка:

$$l_{np} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,52 - 0,344) = 34,86 \text{ м}, \quad (4.44)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_o) h_c'} = \frac{283,13}{(16 + 6) \cdot 0,344} = 37,41 \text{ м/с} \quad (4.45)$$

где p – высота уступа;

g – ускорение свободного падения.

4.4 Конструирование плотины

4.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Так как основание скальное, заложение низовой грани принимается 0,7.

$$B = (\nabla_{НПУ} - \nabla_{под}) \cdot 0,7 = (2025 - 1983) \cdot 0,7 = 29,4 \text{ м} \quad (4.46)$$

4.4.2 Разрезка плотины швами

Плотина разрезается по длине постоянными на отдельные секции. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{oc} = b + \delta_b = 8 + 3 = 11 \text{ м} \quad (4.47)$$

где b —ширина пролета водосливной плотины;

δ_b —толщина быка.

4.4.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливно-го фронта на пролеты и для установки затворов. Быки будут выдвинуты в верхний бьеф для установки крана и организации площадки хранения ремонтных затворов.

Оголовок быка принимаем обтекаемым с формой для обеспечения плавного входа воды в водосбросное отверстие с минимальным сжатием потока.

В связи с тем, что бык разрезной принимаем толщину быка $\delta_b = 3 \text{ м}$.

Длина и ширина паза ремонтного затвора: $a = c = 3 \text{ м}$.

Ширина паза t рабочего затвора принята равной 1 метру.

Расстояние между пазами по быку составит $d_0 = 1 \text{ м}$.

Расстояние между аварийно-ремонтными и рабочим затворами составит $l_1 = 1 \text{ м}$

4.4.4 Дренаж тела бетонной плотины

В теле плотины предусматриваем две продольные галереи. По ширине плотины галереи располагаем через 15 м. Вдоль напорной грани плотины устраиваем дренаж в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею.

Дренажную воду, поступающую из тела плотины и основания, откачиваем при помощи насосных установок.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а так же до верховой грани продольной галереи:

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи должно удовлетворять условию:

$$a_{op} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.м}} = \frac{37,41 \cdot 1,2}{25} = 1,79 \text{ м} \quad (4.48)$$

где $H_d = \nabla НПУ - \nabla УНБ_{\min} = 2025 - 1987,59 = 37,41 м$ – напор над расчетным сечением;

$I_{кр.м} = 25$ – величина критического среднего градиента напора;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности для II класса сооружений.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа $a_{др} = 2 м$.

4.4.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем три продольные галереи. Две галереи проектируем на отметке дна 1985,00 м; третью галерею проектируем на отметке 2002,60. Размеры галерей 3х3,5м.

4.4.6 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина путей козлового крана 5 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 11 м.

4.4.7 Элементы подземного контура плотины. Цементационная завеса. Дренаж

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и наклонный дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,5 \div 0,1)B = 0,1 \cdot 29,4 = 2,94 м \quad (4.49)$$

где B – ширина подошвы плотины.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_d = 0,5 \cdot 40 = 20 м \quad (4.50)$$

где $H_d = \nabla НПУ - \nabla дна = 2025 - 1985 = 40 м$;

Глубина дренажа:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_{зав} = 0,5 \cdot 20 = 10 м \quad (4.51)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,25 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{16 \cdot 1,2}{15} = 1,28 = 1,3 \text{ м} \quad (4.52)$$

где ΔH –напор, действующий на завесу, равный:

$$\Delta H = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 40 = 16 \text{ м} \quad (4.53)$$

где $J_{кр} = 15$ – критический градиент напора на скальном основании;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения.

4.5 Назначение размеров основных элементов плотины

4.5.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Предварительная толщина водобоя была определена в пункте 4.2.5 по формуле (4.35).

Длина водобоя:

$$l_6 = (0,75 \div 1) l_{np} = 0,9 \cdot 34,86 = 31,37 \quad (4.54)$$

где l_{np} –длина гидравлического прыжка, равная:

$$l_{np} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,52 - 0,344) = 34,86 \quad (4.55)$$

4.5.2 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеивания потока.

Для рисбермы на скальном основании ее длина принимается:

$$l_p = 0,5 \cdot l_6 = 0,5 \cdot 30,44 = 15,22 \text{ м} \quad (4.56)$$

Толщина плит рисбермы принимается:

$$\delta_p = 0,5 \cdot \delta_6 = 0,5 \cdot 3,51 = 1,76 \text{ м} \quad (4.57)$$

Под рисбермой устраивается ленточный дренаж и обратный фильтр.

4.6 Построение эпюры фильтрационного противодействия для плотин на скальном основании

Подземный контур плотин на скальном основании состоит из глубокой цементационной завесы и скважинного дренажа за ней. В СП [6, таблица 5, черт.7] представлены приведенные к действующему напору H_d значения напора по оси цемзавесы H_{as} и дренажа H_{dr} при основном и особом сочетании нагрузок, при нормальной работе противофильтрационных и дренажных устройств и в случае нарушения их нормальной работы.

Применяя эти значения для соответствующей конструкции плотины и подземного контура, а так же для рассматриваемого сочетания нагрузок и условий работы противофильтрационной системы строят эпюру фильтрационного противодействия (рисунок 4.1). Определив по ней потерю напора на цемзавесе, вычисляя толщину завесы $\delta_{зав} = 1 м$.

Для II класса сооружений $H_{as} / H_d = 0,4; H_{dr} / H_d = 0,15$

$$H_d = \nabla НПУ - \nabla НБ = 2025 - 1985,11 = 39,89 м \quad (4.58)$$

$$H'_d = \nabla ФПУ - \nabla НБ = 2026 - 1987,80 = 38,2 м \quad (4.59)$$

Тогда значения напора по оси цемзавесы $H_{as} = 15,95 м, H_{dr} = 5,73 м$;
 $H'_{as} = 15,28 м, H'_{dr} = 5,98 м$.

4.7 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.7.1 Определение основных нагрузок на плотину

Первый расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при Q_{can}).

4.7.2 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения сооружения определяют графическим способом по чертежу или с помощью программы AutoCad: $S_{nl} = 529,36 м^2$.

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяют по формуле:

$$G_{nl} = \frac{S_{nl} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{529,36 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2500}{8 + 3} = 9442,03 кН \quad (4.60)$$

где S_{nl} – площадь поперечного сечения плотины;
 b – ширина пролета;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Точка приложения равнодействующей силы G_{nl} также была определена с помощью программы AutoCad: $X_{nl}=9,16$ м; $Y_{nl}=13,9$ м.

Вес быка и его центр тяжести определяют аналогично:

$$G_{\delta} = \frac{S_B \cdot \delta_B \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{720,04 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2500}{8 + 3} = 4816,14 \text{ кН} \quad (4.62)$$

где $S_B = 720,04$ – площадь поперечного сечения быка, определяется по AutoCad.

Точка приложения равнодействующей силы G_{δ} также была определена с помощью программы AutoCad: $X_{\delta}=8,08$ м; $Y_{\delta}=19,15$ м.

Вес плоского затвора можно определить по формуле А.Р. Березицкого:

$$Q_3 = 0,055 f \sqrt{f} g = 0,055 \cdot 48 \cdot \sqrt{48} \cdot 9,81 = 179,42 \text{ кН} \quad (4.63)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi ПУ - \nabla ГВ + 0,5) \cdot b = (2026 - 2020,5 + 0,5) \cdot 8 = 48 \text{ м}^2 \quad (4.64)$$

где b – ширина пролета.

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = q_w \cdot g (\nabla НПУ - \nabla ГВ)^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81 \cdot (2025 - 2020,5)^2 \cdot 0,5 \cdot 8 = 794,61 \text{ кН} \quad (4.65)$$

Вес затвора приводят к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{179,42}{8 + 3} = 16,31 \text{ кН / м} \quad (4.66)$$

4.7.3 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

Для основного сочетания нагрузок:

– со стороны верхнего бьефа:

$$h_1 = \nabla НПУ - \nabla под = 2025 - 1983 = 42 \text{ м} \quad (4.67)$$

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 42^2}{2} = 8652,4 \text{ кН / м}, \quad (4.68)$$

– со стороны нижнего бьефа:

$$h_2 = \nabla УНБ_{min} - \nabla_{под} = 1985,11 - 1983 = 2,11 \text{ м} \quad (4.69)$$

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,11^2}{2} = 21,8 \text{ кН / м}, \quad (4.70)$$

Для особого сочетания нагрузок:

– со стороны верхнего бьефа:

$$h_1' = \nabla \Phi ПУ - \nabla_{под} = 2026 - 1983 = 43 \text{ м} \quad (4.71)$$

$$T_B' = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 43^2}{2} = 9069,3 \text{ кН / м}, \quad (4.72)$$

– со стороны нижнего бьефа:

$$h_2' = \nabla УНБ_{max} - \nabla_{под} = 1987,8 - 1983 = 4,8 \text{ м} \quad (4.73)$$

$$T_H' = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,8^2}{2} = 113,0 \text{ кН / м}, \quad (4.74)$$

4.7.4 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Эпюры взвешивающего давления при плоской подошве плотины представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы

$$p_{взв} = \rho_w g h_2 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,11 = 20,7 \text{ кН/м}^2, \quad (4.75)$$

$$p'_{взв} = \rho_w g h_2' = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,8 = 47,1 \text{ кН/м}^2, \quad (4.76)$$

Площади взвешивающего и фильтрационного давления: для основного расчетного случая - $S_{взв} = 56,4 \text{ м}^2$; $S_{\phi} = 95,3 \text{ м}^2$, для поверочного - $S'_{взв} = 141,12 \text{ м}^2$; $S'_{\phi} = 156,24 \text{ м}^2$.

Сила взвешивающего и фильтрационного давления определяются по формулам:

Для основного сочетания нагрузок:

$$W_{\text{эзв}} = S_{\text{эзв}} \cdot \gamma = 56,4 \cdot 10 = 564 \text{ кН/м}, \quad (4.77)$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{ф}} \cdot \gamma = 95,3 \cdot 10 = 953 \text{ кН/м}, \quad (4.78)$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$W'_{\text{эзв}} = S'_{\text{эзв}} \cdot \gamma = 141,12 \cdot 10 = 1411,2 \text{ кН/м}, \quad (4.79)$$

$$W'_{\text{ф}} = S'_{\text{ф}} \cdot \gamma = 156,24 \cdot 10 = 1562,4 \text{ кН/м}, \quad (4.80)$$

Сила пригруза воды со стороны нижнего бьефа в поверочном и основном случае:

$$W_{\text{нр}} = S_{\text{нр}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 13,71 \cdot 10 = 137,1 \text{ кН/м}, \quad (4.81)$$

где $S_{\text{нр}} = 13,71 \text{ м}^2$ – площадь эпюры пригруза.

$$W'_{\text{нр}} = S'_{\text{нр}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 15,25 \cdot 10 = 152,5 \text{ кН/м},$$

где $S'_{\text{нр}} = 15,25 \text{ м}^2$ – площадь эпюры пригруза.

Площади эпюр рассчитаны в программе AutoCad.

4.7.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном расчетных случаях

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 0,044 \cdot \left(\frac{0,58}{3,14} + \frac{0,01}{2} \right) = \\ &= 0,041 \text{ кН} \end{aligned} \quad (4.82)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1 %-ной обеспеченности;

$\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,044^2}{0,58} = 0,01 \text{ м} \quad (4.83)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8}h_{1\%} = \frac{0,58}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,044 = 0,075 \text{ м} \quad (4.84)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1h_{1\%} = 0,048 \text{ м}$ над УВБ, а другая не ниже $8h_{1\%} = 0,352 \text{ м}$

4.8 Оценка прочности плотины

Для расчета принимаем:

- 1) За расчетное сечение принимается подошва плотины, плечи берутся относительно ее центра;
- 2) Вертикальные силы направленные вниз принимаются со знаком «+», а направленные вверх со знаком «-»;
- 3) Изгибающие моменты по часовой стрелке принимаются со знаком «+», а против часовой стрелки со знаком «-»;
- 4) Растягивающие напряжения принимаются со знаком «+», а сжимающие со знаком «-».

Основные нагрузки приведены в таблицу 6.1

Таблица 6.1 Основные нагрузки на плотину

	Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН	Сила, м	Плечо, кН	Момент, м
1	T_B	1,0	→	8652,4	14	121133,6	9069,3	14,33	98295,2
2	T_H	1,0	←	1,8 ²	-1,53	-33,35	113	-1,6	-180,8
3	G_6	0,95	↓	816,14 ⁴	-5,81	-26582,7	4816,14	-5,81	-26582,7
4	$G_{пл}$	0,95	↓	292,03 ⁹	-6,76	-59673,4	9292,03	-6,67	-58437,6
5	$W_{взв}$	1,0	↑	564	0	0	1411,2	0	0,00
6	W_ϕ	1,0	↑	953,64	7,58	7223,7	1562,4	8,09	12639,8
7	E_H	1,2	→	4,38	2,82	14,82	4,38	2,82	14,82
8	$W_{волн}$	1,0	→	0,08	41,19	3,29	0,1	42,19	4,22
9	q_3	0,9	↓	16,31	-13,1	-192,29	16,31	-13,1	-192,29
10	$W_{пригруз}$	1	↓	137,1	11,91	1632,9	152,5	11,91	1816,27
N				12038			10596		
$\sum M$				40948,6			26141,1		

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины на выполняют по формулам:

Для основного расчетного случая:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6\sum M}{B_d^2} = -\frac{12038}{29,4} + \frac{6 \cdot 40948,6}{29,4^2} = -125,2 \text{ кПа}, \quad (4.85)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину, кН;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, кН·м;

B_d – ширина подошвы плотины, м.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -10 \cdot 42 = -420 \text{ кПа}, \quad (4.86)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 2025 - 1983 = 42 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1;$$

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как, у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке, кПа:

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (4.87)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -125,2 + 10 \cdot 42 \cdot 0 = -125,2 \text{ кПа}. \quad (4.88)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 42 = -420 \text{ кПа}. \quad (4.89)$$

- для низовой грани:

Нормальное напряжение на низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6\sum M}{B_d^2} = -\frac{12038}{29,4} - \frac{6 \cdot 40948,6}{29,4^2} = -693,7 \text{ кПа}. \quad (4.90)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -693,7 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 2,11(1 - 0,7^2) = -350,7 \text{ кПа}, \quad (4.91)$$

где $m_t = \operatorname{tg} \alpha_2 = 0,7$;

α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, $\alpha_2 = 38,7^\circ$;

$H_d^t = УНБ_{Q_{\min}} - \nabla_{\text{под}} = 1985,11 - 1983 = 2,11 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 2,11 - 693,7) \cdot 0,7 = 470,8 \text{ кПа}. \quad (4.92)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -693,7(1 + 0,7^2) + 10 \cdot 2,11 \cdot 0,7^2 = -1016,4 \text{ кПа}. \quad (4.93)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 2,11 = -21,1 \text{ кПа}. \quad (4.94)$$

Для особого сочетания нагрузок, формулы (4.85 – 4.94):

- для верховой грани:

$$\sigma_y^{uu} = -\frac{N'}{B_d} + \frac{6 \sum M'}{B_d^2} = -\frac{10596}{29,4} + \frac{6 \cdot 26141,1}{29,4^2} = -148,9 \text{ кПа},$$

где N' – сумма вертикальных сил, действующих на плотину, кН;

M' – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, кН·м;

B_d – ширина подошвы плотины, м.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^{uu} = \sigma_y^{uu} m_u^2 - \gamma_w H_d^{uu} (1 - m_u^2) = -10 \cdot 43 = -430 \text{ кПа},$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^{uu} = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 2026 - 1983 = 43 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1;$$

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как, у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\operatorname{tg} \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке, кПа:

$$\tau_{xy}'' = (\gamma_w H_d'' + \sigma_y'') \cdot m_u = 0.$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\sigma_1'' = \sigma_y'' (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d'' m_u^2 = -148,9 + 10 \cdot 43 \cdot 0 = -148,9 \text{ кПа.}$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3'' = -\gamma_w H_d'' = -10 \cdot 43 = -430 \text{ кПа.}$$

- для низовой грани:

Нормальное напряжение на низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N'}{R} - \frac{6 \sum M'}{R^2} = -\frac{10596}{20 \cdot 1} - \frac{6 \cdot 26141,1}{20 \cdot 1^2} = -860,2 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -860,2 \cdot 0,7 - 10 \cdot 4,57(1 - 0,7^2) \\ &= -446 \text{ кПа,} \end{aligned}$$

где $m_t = \tan \alpha_2 = 0,7$;

α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, $\alpha_2 = 38,5^\circ$;

$H_d^t = УНБ_{Q_{\min}} - \nabla_{\text{под}} = 1987,57 - 1983 = 4,57$ м – напор над расчетным

сечением со стороны НБ, м.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 4,57 - 860,2) \cdot 0,7 = 586,6 \text{ кПа.}$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3^{\prime t} = \sigma_y^{\prime t} (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^{\prime t} m_t^2 = -860,2(1 + 0,7^2) + 10 \cdot 4,57 \cdot 0,7^2 = -1243,6 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_1^{\prime t} = -\gamma_w H_d^{\prime t} = -10 \cdot 4,57 = -45,7 \text{ кПа.}$$

Расчёт крайних напряжений представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжения, кПа	Основной случай		Проверочный случай	
	напорная грань	низовая грань	напорная грань	низовая грань
σ_y	-125,2	-693,7	-148,9	-860,2
σ_x	-420	-350,7	-430	-446
τ_{xy}	0	470,8	0	568,6
σ_1	-125,2	-1016,4	-148,9	-1243,6
σ_3	-420	-21,1	-430	-45,7

4.8.1 Критерии прочности плотины

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (4.95)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,00$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая;

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

Основное сочетание нагрузок:

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot |-1016,4|}{0,9} = 1355,2 \text{ кН/м}^2. \quad (4.96)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$1355,2 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (4.97)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -125,2$ кПа, следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (4.98)$$

$$|-125,2| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 42$$

$$125,2 \text{ кН/м}^2 \geq 105 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

• Особое сочетание нагрузок:

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot |-1243,6|}{0,9} = 1658,13 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется, т.к.:

$$1658,3 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона

B5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

4. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0$$

В данной работе $\sigma_y^u = -148,9$ кПа, следовательно, условие выполняется.

5. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u$$

$$|-148,9| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 43$$

$$148,9 \text{ кН/м}^2 \geq 107,5 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

4.9 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу

сооружения. Плотина рассчитывается на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.99)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,00$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая;

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

- Основной расчетный случай:

$$R = (G_{\bar{b}} + G_{nl} - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot tg\varphi + c \cdot B_n \quad (4.100)$$

$$R = 12038 \cdot 0,75 + 70 \cdot 29,4 = 11086,2 \text{ кН/м,}$$

где $tg\varphi$ – тангенс угла внутреннего трения скального грунта 0,75;

c – сцепление для грунта, 70 кН/м²;

B_n – ширина подошвы плотины 29,4 м.

Сдвигающая сила:

$$F = T_{\bar{v}} - T_n + W_{волн} + E_n \quad (4.101)$$

$$F = 8652,4 - 21,8 + 5,3 + 0,1 = 8635,9 \text{ кН/м,}$$

$$\frac{11086,2 \cdot 0,95}{8632,9 \cdot 1} = 1,22$$

$$1,22 > 1,2$$

Таким образом, выполнено условие на сдвиг:

Особое сочетание нагрузок:

$$R = (G_{\bar{b}} + G_{nl} - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot tg\varphi + c \cdot B_n$$

$$R = 10596 \cdot 0,75 + 70 \cdot 29,4 = 9417,3 \text{ кН/м, Сдвигающая сила:}$$

$$F = T_{\bar{v}} - T_n + W_{волн} + E_n$$

$$F = 6859,4 - 113 + 5,3 + 0,1 = 6751,8 \text{ кН/м,}$$

Таким образом, выполнено условие на сдвиг:

$$\frac{9417,3 \cdot 0,95}{6751,8 \cdot 0,95} = 1,39$$

$$1,39 > 1,2$$

Сооружение удовлетворяет условию устойчивости против сдвига по основанию.

Уменьшение несущей способности экономически не целесообразно, так как водосливная плотина имеет малые размеры и необходимые работы принесут большие затраты.

5 ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОИЗВОДСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА РАБОТ

5.1 Компоновка гидроузла и состав сооружений

По расположению сооружений в составе гидроузла, Урухской ГЭС относится к высоконапорной деривационной электростанции.

Узел гидротехнических сооружений деривационной ГЭС состоит из трех основных групп сооружений:

- Головного речного водозаборного узла;

Головной узел состоит из бетонной плотины и берегового водоприемника. В состав бетонной плотины входят водосливная часть длиной 48 м, левобережной и правобережной частей длиной 140 м и 140 м соответственно. Общая длина бетонной плотины – 334 м. Высота плотины составляет 42 м. По гребню возможен односторонний автомобильный проезд.

- Деривационного узла;

Деривация осуществляет подачу воды от головного узла к стационарному, состоит из напорного деривационного туннеля.

- Стационарного узла сооружений.

Стационарный узел включает в себя уравнильный резервуар, турбинные водоводы, здание ГЭС, а так же отводящий канал. В здании ГЭС установлены два гидроагрегата с диаметром рабочего колеса 2,5 м.

5.2 Периоды и этапы строительства ГЭС

Пропуск строительных расходов на начальном этапе осуществляется через стесненное русло реки, на заключительных этапах через донные отверстия.

Выделяют 3 периода:

Первый период – подготовительный. Главная задача подготовительного периода – подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям.

Второй период – основной. Главная задача этого периода – возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность. Практически в этот период должны быть закончены все сооружения объекта, необходимые для его эксплуатации. По продолжительности этот период охватывает время от начала работ в котловане основных сооружений до пуска объекта во временную эксплуатацию.

Третий период – заключительный. Главная задача этого периода – подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию. В этот период заканчиваются все работы по объекту, не включенные во второй период к моменту пуска объекта во временную эксплуатацию.

Строительство основного периода гидроузла разбито на 5 этапов:

- I этап. Возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

- II этап. Перекрытие русла;
- III этап. Нарращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;
- IV этап. Наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;
- V этап. Нарращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.3 Первый этап – возведение сооружений для перекрытия русла.

Строительство сооружений напорного фронта верхнего узла ГЭС с русловой компоновкой выполняем со стеснением русла.

Строительные работы начинаем с возведения перемычек.

Пропуск строительных расходов на этом этапе будет производиться по стесненному руслу реки со стороны правого берега.

Перекрываем 60 % ширины русла и строим в котловане I очереди.

Для того, чтобы обеспечить строительство сооружений, необходимых для перекрытия русла реки, требуется возвести перемычки, образующие левобережный котлован I очереди.

Основные строительные работы I этапа (котлован I очереди):

- 1) Возведение верховой, продольной и низовой перемычек I очереди
- 2) Откачка воды и водопонижение в котловане первой очереди;
- 3) Выемка скальных грунтов с взрезкой в скалу левого берега с применением БВР;
- 4) Бетонирование тела водосбросной плотины, подводящего канала, быстротока, глухой левобережной бетонной плотины, отдельного устоя между водоливной и станционной частями, левобережной подпорной стенки;

5.3.1 Гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди через стесненное русло

При проектировании временных гидротехнических сооружений расчетные максимальные расходы воды следует принимать исходя из ежегодной вероятности превышения (обеспеченности), устанавливаемой в зависимости от класса и срока эксплуатации сооружений (для перемычек IV класса при сроке эксплуатации до 10 лет - 10%).

$$Q_{10\%} = 254 \text{ м}^3/\text{с}; \quad \nabla_{\text{УВ}} (Q_{10\%}) = 1985,8\text{м} \quad \nabla_{\text{Дна}} = 1985\text{м}$$

Скорость потока в сжатом русле:

$$V_{\text{сж}} = \frac{Q_{10\%}}{\omega_{\text{сж}}} = \frac{254}{46,26} = 5,49 \text{ м/с}, \quad (5.1)$$

где $\omega_{\text{сж}}$ – площадь сечения русла, равная:

$$\omega_{сж} = B_{сж} \cdot h_{сж} = 57,82 \cdot 0,8 = 46,26 \text{ м}^2, \quad (5.2)$$

где $B_{сж}$ – ширина сжатия русла, определяемая по формуле:

$$B_{сж} = 0,45 \cdot B_0 = 0,45 \cdot 128,5 = 57,82 \text{ м}, \quad (5.3)$$

$$h_{сж} = \nabla УВ(Q_{10\%}) - \nabla_{дна} = 1985,8 - 1985 = 0,8 \text{ м} \quad (5.4)$$

Допустимая средняя скорость для грунтов русла реки (доломиты) составляет 6,5 м/с, скорость в сжатом сечении не превышает допустимую, следовательно, размыва русла не происходит.

При сжатии русла перед верховой перемычкой образуется подпор, а между ВП и НП образуется перепад Z .

$$Z = \frac{V_{сж}^2}{2\varphi^2 g} - \frac{V_0^2}{2g} = \frac{5,49^2}{2 \cdot 0,8^2 \cdot 9,81} - \frac{2,47^2}{2 \cdot 9,81} = 1,92 - 0,31 = 1,61; \text{ м}, \quad (5.5)$$

где $\varphi = 0,8-0,85$ коэффициент скорости;
 $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ - ускорение свободного падения;

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{\omega_0} = \frac{254}{102,8} = 2,47; \text{ м/с}; \quad (5.6)$$

$$\omega_0 = B_0 \cdot h_0 = 128,5 \cdot 0,8 = 102,8 \text{ м}^2; \quad (5.7)$$

$$h_0 = УВQ_{стр} - \nabla_{ДНА} = 1985,8 - 1985 = 0,8 \text{ м}; \quad (5.8)$$

$$\nabla ГВП_{Юч}(Q_{10\%}) = УНБ(Q_{10\%}) + Z + d = 1985,8 + 1,61 + 1,5 = 1988,91 \text{ м}.$$

где d – запас высоты гребня

$\alpha = 1,5$ – запас, м.

$$\nabla ГНП_{Юч} = УНБ(Q_{10\%}) + \alpha = 1985,8 + 0,5 = 1986,3 \text{ м}. \quad (5.9)$$

По плану определяем длины перемычек: верховой, низовой, продольной

$L_B = 107$ – верховая перемычка, м;

$L_H = 60$ – низовая перемычка, м;

$L_P = 192$ – продольная перемычка, м;

5.3.2 Конструкция перемычек

Принимаем тип и профиль перемычек – каменно-земляная

трапецидальная с наклонным ядром из суглинка (Рисунок 5.1).

Ширину по гребню принимаем 10 м для удобства производства работ.

Назначаем откосы в зависимости от угла естественного откоса отсыпаемых грунтов и метода возведения сооружения: верховой откос 1:2, низовой откос 1:15.

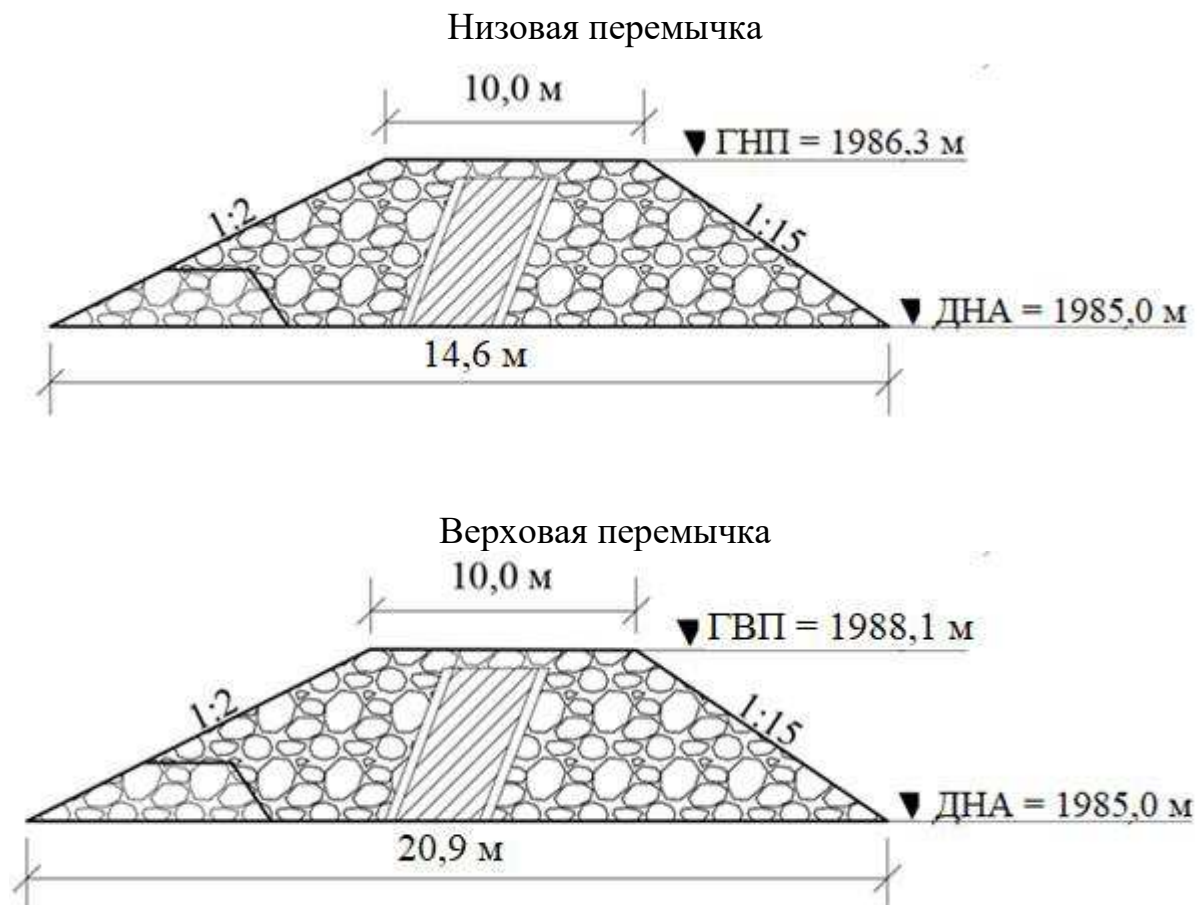


Рисунок 5.1 – Поперечное сечение каменно – земляных перемычек

5.3.3 Технология возведения перемычек

Для того, чтобы отсыпать вертикальное суглинистое ядро без размыва отсыпаем скальный банкет пионерным способом, для создания стоячего прудка воды. Далее в стоячую воду слоями отсыпаем перемычку.

Определяем площади поперечного сечения перемычек с помощью программы AutoCAD.

Суммарный объём перемычек первой очереди:

$$V_{\text{пер}} = 15264,54 \text{ м}^3.$$

Время отсыпки перемычек определяем по ГЭСН 81-02-36-2017 “Земляные конструкции ГТС” таблица ГЭСН 36-01-004-01 равно 20 м.час на 1000 м³ при отсыпке в воду в искусственных прудках,

$$\left(\frac{15264,54}{20} \right) = 763 \text{ часов, при 2-х сменной работе, 48 суток.}$$

5.4 Пропуск строительных расходов II очереди через донные отверстия

5.4.1 Определяем минимально допустимое количество донных отверстий из условия неразмываемости русла реки:

$$n_{min} = \frac{Q_{10\%}}{V_{доп} \cdot h_p \cdot l} = \frac{254}{6,5 \cdot 0,8 \cdot 10} = 4,9 \quad (5.10)$$

округляем - 5 отверстий

где $V_{доп}$ - допустимая средняя скорость для грунтов русла реки (доломиты) составляет 6,5 м/с;

h_p – глубина воды на пороге быстроготока; 0,8 м

l – ширина отверстия, принимаем ширину донного отверстия в строительный период равной ширине водосбросных отверстий эксплуатационного периода; 10 м

5.4.2 Определяем расчетную отметку порога донных отверстий (ВПДО):

Назначаем размеры отверстия, исходя из конструкции бетонной водосливной плотины: 4 донных отверстия шириной 10 м, и высотой 3,0м

Назначаем время перекрытия русла: ноябрь с расходом 51 м³/с

Следовательно, $Q_{пер} = 51 \text{ м}^3/\text{с}$ $\nabla \text{УНБ}_{Q_{пер}} = 1985,21 \text{ м}$

$\text{УВБ} = \text{УНБ}_{Q_{пер}} + Z_{\text{Max}} = 1985,21 + 1 = 1986,21 \text{ м}$

$Z_{\text{Max}} = 1 \text{ м}$, перепад при перекрытии русла, в предварительных расчетах принимаем 1 м

$$H_{п} = \left(\frac{Q_{пер}}{m \cdot b \cdot 2g} \right)^{2/3} = \left(\frac{51}{0,3 \cdot 10 \cdot 2 \cdot 9,81} \right)^{2/3} = 0,47 \text{ м}, \quad (5.10)$$

где b – ширина донного отверстия 5;

m – коэффициент расход водослива.

$$\nabla \text{ПДО} = \text{УВБ} - H_{п} = 1986,21 - 0,47 = 1985,74 \text{ м} \quad (5.11)$$

Назначаем отметку порога донного отверстия равную 1985,74 м.

5.4.3 Определяем количество отверстий для пропуска паводка при $Q_{10\%}$:

Определяем режим работы донных отверстий:

$\nabla_{\text{верхДО}} = \nabla_{\text{ПДО}} + h = 1985,74 + 0,8 = 1986,54 \text{ м}$ и сравниваем с
 $\nabla_{\text{УНБ}} (Q 10\%) = 1985,8 \text{ м}$

$1986,54 > 1985,8$ – отверстие незатопленное

Определяем \square

$$\text{ДО} = \frac{Q_{10\%}^2}{\mu^2 \cdot \omega_{\text{до}} \cdot 2g} = \frac{254^2}{0,4^2 \cdot 40,8^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 3 \text{ м} \quad (5.12)$$

$$\mu = \frac{1}{(1 + \xi_{\text{вх}} + 2gL/c^2R)} = \frac{1}{(1 + 0,2 + 2 \cdot 9,81 \cdot 29 / 30^2 \cdot 2,1)} = 0,8 \quad (5.13)$$

Коэффициент Шези $C = 30$ – по таблице в зависимости от R и n
 Шероховатость $0,013$

$$R = \frac{\omega}{x} = \frac{b \cdot h}{b + 2h} = \frac{6 \cdot 6,8}{6 + 2 \cdot 6,8} = 2,1 \quad \text{– гидравлический радиус, м;} \quad (5.14)$$

где L – длина донного отверстия 29 м , по чертежу;

$\xi_{\text{вх}}$ – потери напора на входе $= 0,2$;

$$\nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{стр}}) = \nabla_{\text{УНБ}}Q_{\text{стр}} + H_{\text{до}} + 0,5 \cdot h_{\text{до}} = 1986,8 + 3 + 0,5 \cdot 3 = 1991,3 \text{ м} \quad (5.15)$$

5.4.4 Определяем отметку перемычек II очереди

$$\nabla_{\text{ГВП}}\Pi_{\text{оч}} = \nabla_{\text{УВБ}}Q_{\text{стр}} + d = 1991,3 + 1,5 = 1992,8 \text{ м}, \quad (5.16)$$

$$\nabla_{\text{ГНП}}\Pi_{\text{оч}} = \nabla_{\text{УНБ}}Q_{\text{стр}} + \alpha = 1985,8 + 0,5 = 1986,3 \text{ м}. \quad (5.17)$$

Конструкция перемычек II очереди аналогична конструкции перемычек I очереди.

По плану определяем длины перемычек: верховой, низовой, продольной

$L_{\text{в}} = 66 \text{ м}$ – верховая перемычка, м;

$L_{\text{н}} = 65 \text{ м}$ – низовая перемычка, м;

Время возведения перемычек II очереди приведено в итоговых таблицах.

5.5 Возведение сооружений в котловане первой очереди

Состав работ I этапа (котлован I очереди):

- 1) Откачка воды и водопонижение в котловане I очереди;
- 2) Выемка скальных грунтов с врезкой в скалу с применением БВР;
- 3) Бетонные работы на глухой правобережной плотине, водобойном колодце, водосливной плотине и рисберме;
- 4) Устройство глубокой цементационной завесы;
- 5) Бурение дренажных скважин в основании плотины.

б) Монтаж затворов для донных отверстий и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водосливной плотины.

5.5.1 Осушение котлована I очереди

Осушение котлована I очереди выполняем методом открытого водоотлива.

Откачку осуществляем насосами, которые будут установлены на берегу. Планируем не менее двух насосов: основной и резервный, количество насосов влияет на время откачки. Объем воды, которую будем откачивать равен 2 объемам котлована. Соблюдаем интенсивность откачки, то есть градиент напоров не должен превышать допустимый для скального грунта, из которого сложены откосы котлована и перемычек, в противном случае произойдет суффозия – и размыв бортов.

Допустимая интенсивность откачки на начальном этапе / последующем для скальных грунтов - 0,5 – 0,8 (м/сут) / 1 - 1,15 (м/сут)

Определяем площадь котлована (по программе AutoCad), $S_{\text{кот}} = 15120 \text{ м}^2$

Глубину воды в котловане $h_{\text{в}} = 0,8 \text{ м}$ при строительном расходе воды в реке $Q_{\text{стр}} = 254 \text{ м}^3/\text{с}$,

Определяем объём воды, которую требуется откачать из котлована с учетом фильтрации:

$$V_{\text{воды}} = S \cdot h_{\text{в}} \cdot 3 = 13358,5 \cdot 0,8 \cdot 2 = 21373,6 \text{ м}^3. \quad (5.18)$$

Для откачки воды из котлована выбираем насосы ЦНС 20-45, имеющий производительность $W = 20 \text{ м}^3/\text{час}$ при высоте подъема воды до 45 м), в количестве $n = 2$ шт. с учетом водопонижения.

Рассчитываем время откачки с использованием n насосов.

$$t = \frac{V_{\text{кот}}}{W \cdot n} = \frac{21373,6}{20 \cdot 2} = 535 \text{ часа}; \quad (5.19)$$

(при работе 24 час/сут = 23 суток)

Интенсивность понижения уровня воды $J = \frac{h}{t} = \frac{0,8}{23} = 0,04 \text{ (м/сутки)}$.

Интенсивность откачки ниже допустимой величины для грунтов (доломиты) $J_{\text{доп}} = 0,5 - 0,8 \text{ (м/сутки)}$.

5.5.2 Водопонижение котлована I очереди

Для поддержания котлована в сухом состоянии выбираем насосы ЦНС-10/40, имеющий производительность $W = 10 \text{ м}^3/\text{час}$ при высоте подъема воды до 20 метров, по периметру устраиваем водосбросные канавки сечением 2x2 м и зумпфы-приямки – еще более глубокие, чем канавки. Откачка воды

производим из прямков за пределы котлована по трубам. Насосы располагаем во временных передвижных насосных станциях.

5.5.3 Разработка котлована I очереди

Производство земельно-скальных работ состоит из:

Рыхления грунтов с применением буровзрывных работ (БВР);

Разработки грунта землеройными механизмами, погрузки его в транспорт, транспортировки грунта и складирования.

Суммарный объём выемки $V = 94933 \text{ м}^3$.

Для ведения земельно-скальных и буровзрывных работ, а именно для разработки грунтов и их организованного вывоза к месту складирования применяем следующие виды спецтехники: тросовый экскаватор модели ЭО-5119 с прямой лопатой и самосвал КамАЗ 55111.

Тросовый экскаватор на гусеничном ходу модели ЭО-5119 с прямой лопатой предназначен для производства земляных работ в грунтах I-IV категорий и мелкодроблёных скальных породах V-VI категорий. Технические характеристики экскаватора представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Технические характеристики экскаватора ЭО-5119

Тип шасси	гусеничный
Тип лопаты	прямая (возможна установка обратной)
Вместимость ковша, м^3	1,2 (при работе с прямой лопатой) 1,5-2 (при работе с обратной лопатой)
Скорость передвижения, км/ч	5,1
Длина стрелы, мм	6400
Глубина копания, мм	6500
Радиус копания, мм	9200
Высота подъёма ковша, мм	5000

Самосвал КамАЗ модели 55111 предназначен для транспортировки грузов строительного и промышленного характера. Эти автомобили активно эксплуатируются в карьерах и на строительных площадках.

К несомненным преимуществам этой спецтехники можно отнести простоту и надежность конструкции кузова, большой угол его опрокидывания (60°), хороший обзор из кабины, устойчивость, управляемость, наличие экономичной топливной системы. Технические характеристики самосвала представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2. Технические характеристики самосвала КамАЗ-55111

Колёсная формула	6x4
Грузоподъёмность, кг	10000
Объём кузова, м^3	6
Время разгрузки 1 тонны, мин	1

Угол подъёма кузова, град°	60
Максимальная скорость, км/ч	не менее 100
Мощность двигателя, л.с	210

5.5.4 Буровзрывные работы

Разработку скальных грунтов выполняем методом скважинных зарядов. Бурение скважин в скальных грунтах (гранитогнейсы) выполняется с помощью станков роторно-шарошечного бурения.

Подбор станка:

Класс пород (доломиты) по классификации пород по относительному показателю трудности бурения породы – 10 (труднобуримые), по классу пород подбираем модель бурового станка 5СБШ-200-36 с технической скоростью бурения 7,2 м/ч.

Определяем сменную производительность бурового станка:

$$P_{б.см} = \frac{T_{см}}{T_0 + T_в} \cdot K_{и.б} = \frac{8}{0,14 + 0,03} \cdot 0,8 = 37,6 \text{ м/см} \quad (5.20)$$

где $T_{см}$ - продолжительность смены, ч, ($T_{см} = 8$ ч);

$T_0 + T_в$ - продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций (20% от T_0), приходящихся на 1м скважины, ч;

$K_{и.б}$ - коэффициент использования сменного времени.

$$T_0 = \frac{1}{V_б} = \frac{1}{7,2} = 0,14 \text{ ч.}$$

$V_б$ - техническая скорость бурения, м/ч.

Назначаем схему бурения грунтов (Рисунок 5.2) методом скважинных зарядов.

Определяем длину скважины:

$$L_{скв} = H_{уст} + d = 4 + 10 \cdot 0,2 = 6 \text{ м.} \quad (5.21)$$

где $H_{уст}$ - высота уступа, м;

d - 10 диаметров бурового станка, м.

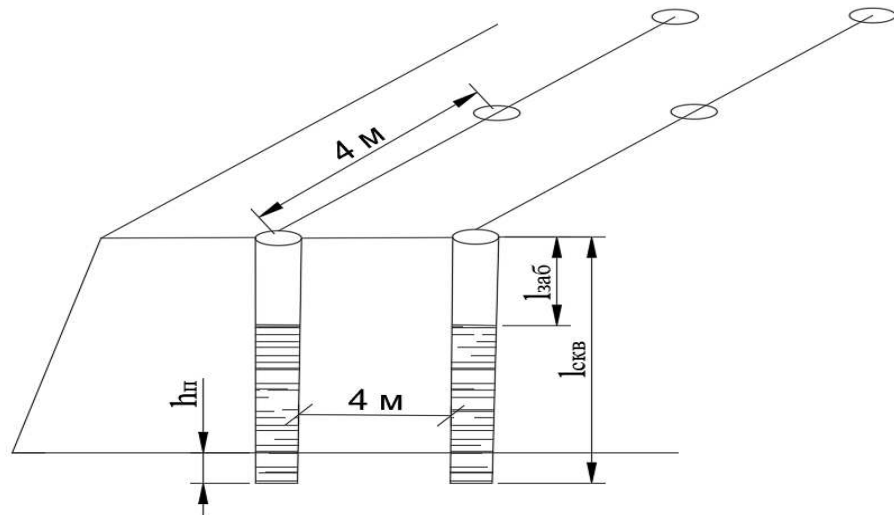


Рисунок 5.2. Схема бурения грунтов методом скважинных зарядов

Определяем объем буровых работ в пм бурения.

Объем грунта, приходящийся на 1 скважину равен $4 \times 4 \times 6 = 96 \text{ м}^3$;

Объем врезки в берег 32131 м^3 , объем выемки грунта на водобойный колодец 1980 м^3 , объем грунта на дороги и проезды 12852 м^3 , объем здания ГЭС 13680 м^3 , объем грунта для водоприемника 28000 м^3 .

Суммарный объем выемки $W_{\text{земл}} = 94933 \text{ м}^3$.

Количество скважин $n_{\text{скв}} = 94933 \text{ м}^3 / 96 \text{ м}^3 = 989 \text{ шт.}$

$$W_{\text{пм бур}} = n_{\text{скв}} \cdot L_{\text{скв}} = 989 \cdot 6 = 5933 \text{ пмб} \quad (5.22)$$

$$T_{\text{бур}} = \frac{W_{\text{пм бур}}}{P_{\text{б, см}}} = \frac{5933}{37,6} = 158 \text{ смен.} \quad (5.23)$$

Интенсивность производства буровзрывных работ:

$$I_{\text{бвр}} = \frac{T_{\text{бур}}}{W_{\text{земл}}} = \frac{158}{94933} = 0,0016 \text{ маш. ч/м}^3 \quad (5.24)$$

5.5.5 Производство земельных работ

Суммарный объем выемки $V = 94933 \text{ м}^3$. Разработку разрыхленного грунта выполняем эксковатором. Цикл земляных работ состоит из набора грунта экскаватором прямой лопатой с погрузкой в транспорт, транспортировки в полезную насыпь на расстоянии 3 км.

Используем ранее подобранные единицы спецтехники: экскаватор ЭО-5119 емкостью ковша $1,2 \text{ м}^3$, объем кузова автосамосвала КамАЗ 55111, 4-5 ковшей экскаватора $4-5 \text{ м}^3$, у выбранного самосвала объем кузова 6 м^3 .

Определяем необходимое количество транспорта:

$$(m - 1) \cdot T_{\text{п}} = \frac{L1}{v1} + \frac{L2}{v2} + T_{\text{р}} + T_{\text{з}} ;$$

$$(m - 1) \cdot 0,04 = \frac{2,5}{20} + \frac{2,5}{40} + 0,01 + 0,15$$

$$m = 9 + 1 = 10$$

где m – количество единиц транспорта на 1 экскаватор;

T_n – время погрузки 1 машины;

L_1 и L_2 – длина пути груженой машины и обратно в км, 2,5 км;

V_1 и V_2 – скорость в пути груженой машины и обратно в км/час;

T_p – время разгрузки самосвала в час, 1 мин; 0,01 час;

T_3 – время задержки в пути час, 9,0 мин; 0,15 час

Время погрузки:

$$T_n = \frac{W}{P_3} = \frac{6}{106} = 0,057 \text{ ч}; \quad (5.25)$$

где W – емкость кузова в m^3 , 6 m^3 ;

P_3 – эксплуатационная производительность экскаватора m^3 /час;

Определяем *теоретическую* производительность экскаватора:

$$P_k = \frac{3600 \cdot q}{t_{ц}} = \frac{3600 \cdot 1,2}{25} = 173 \text{ м}^3/\text{час}; \quad (5.26)$$

где q – вместимость ковша m^3 ;

$t_{ц}$ – продолжительность цикла, сек;

Определяем *эксплуатационную* производительность экскаватора:

$$P_3 = P_t \cdot T_p \cdot K_b = 137 \cdot 1 \cdot 0,78 = 107 \text{ м}^3/\text{час}; \quad (5.27)$$

где P_t – техническая производительность m^3 /час;

T_p – длительность периода работы час;

K_b – коэффициент использования машины по времени за соответствующий период;

Определяем *техническую* производительность экскаватора:

$$P_t = \frac{P_k \cdot K_n}{K_p} = \frac{173 \cdot 1}{1,26} = 137 \text{ м}^3/\text{час}; \quad (5.28)$$

где K_n – коэффициент наполнения ковша;

K_p – коэффициент разрыхления грунта;

$t_{ц}$ – продолжительность цикла (для данных условий), с;

Принимаем количество машин равным 10.

Определяем объем выемки в месяц одного экскаватора:

$$V_{в.м.} = P_3 T_p = 107 \cdot 8 \cdot 21 = 17863 \text{ м}^3/\text{мес}; \quad (5.29)$$

Определяем количество времени на разработку котлована 1 очереди:

$$\frac{V}{V_{в.м.}} = \frac{94933}{17863} = 5,3 \text{ мес} \quad (5.30)$$

при работе одного экскаватора в одну смену;

5.6 Деривационный туннель

Проходку тоннелей осуществляют обычным (щитовым) способом.

Щит выполняет функции удобных буровых подмостей. Забой обуривают с выдвигаемых платформ щита легкими бурильными молотками массой до 20 кг на пневмоподдержках, электро- или пневмо-сверлами.

По ГЭСН 29-01-002-05 время на проходку шахтных тоннелей диаметром до 6 м обычным способом без временных крепей в грунтах VI-VII группы: 89,38 маш*ч

$V_T = 28000 \text{ м}^3$ – объём выемки туннеля;

Определим время на проходку одним станком в одну смену:

$$T = (89,38 \cdot 28000)/100 = 25026 \text{ маш.ч /м}^3 \quad (5.31)$$

Интенсивность проходки туннеля:

$$I_{T_{ун.}} = T/W = 25026/28000 = 0,89 \text{ маш.ч /м}^3 \quad (5.32)$$

По ГЭСН 29-01-137-03 время на устройство монолитной бетонной обделки свода и стен тоннелей, разработанных на полный профиль, с передвижной металлической опалубкой в грунтах I-VII групп, толщина обделки более 30 до 50 см- 193,97 маш*ч

$\frac{193,97 \cdot 2240}{100} = 43449 \text{ маш.ч}$, время на устройство монолитной бетонной обделки свода и стен тоннелей.

Интенсивность бетонирования туннеля:

$$I_{T_{ун.}} = T/W = 43449/2240 = 19,3 \text{ маш.ч /м}^3 \quad (5.33)$$

5.7 Производство бетонных работ

Цикл бетонных работ состоит из:

- Вспомогательных работ: опалубочные и арматурные работы.
- Основных работ: приготовление бетонной смеси, транспорт бетонной смеси (горизонтальный и вертикальный), подготовка блока к бетонированию, укладка и уплотнение бетонной смеси, уход за бетоном и контроль качества бетонных работ.

5.7.1 Приготовление бетонной смеси

Приготовление бетонной смеси осуществляется на временном бетонном заводе, принимаем бетонный завод, который находится в 1,5 км от производимых работ. Технические характеристики бетонного завода указаны в таблице 5.3.

Таблица 5.3. Технические характеристики бетонного завода

Производительность, м ³ /ч	10 – 15
Объём по загрузке бетона, л.	750
Объём готового замеса бетона, л.	500
Объём готового замеса раствора, л.	600
Способ дозирования	автоматический
Принцип действия	циклический
Тип пульта управления	полуавтоматический
Компоновка	горизонтальная
Хранение цемента	в силосах
Хранение заполнителей	в бункерах
Тип дозаторов	автоматизированные
Тип бетоносмесителей	гравитационного перемешивания

5.7.2 Опалубочные работы

Тип опалубки – мелкощитовая деревянная.

Тип крепления – на подпорах.

Монтаж опалубки выполняется с помощью бетоноукладочных кранов.

Определяем площадь опалубливаемой поверхности S , в м²

$$S = 122747 \text{ м}^2$$

где $W_{\text{бет}}$, м³ – объём бетона внутри опалубливаемой поверхности S

$K_{\text{оп}}$ – коэффициент опалубливаемой поверхности в м²/ м³

$K_{\text{оп}} = 0,5 \frac{\text{м}^2}{\text{м}^3}$ – для плотины и приплотинных сооружений;

$K_{\text{оп}} = 3 \frac{\text{м}^2}{\text{м}^3}$ – для здания ГЭС;

Объём бетонирования:

1) Объём бетонирования здания ГЭС и Маш.Зала, $W_{\text{з.ГЭС}} = 2736 \text{ м}^3$;

2) Объём бетонирования бетонных сооружений, $W_{\text{б.с}} = 197874,62 \text{ м}^3$;

3) Объём бетонирования водобоя, $W_{\text{водобой}} = 28827,7 \text{ м}^3$;

4) Объём бетонирования водоприёмника $W_{\text{водоприёмник}} = 396 \text{ м}^3$;

5) Суммарный объём бетонных работ, $W_{\text{бет}} = 229834 \text{ м}^3$.

Объёмы определялись в программном комплексе AutoCAD.

Площадь опалубливаемой поверхности S , м²:

$$S_{\text{гэс}} = W_{\text{бет}} \cdot K_{\text{оп}} = 3132 \cdot 3 = 9396 \text{ м}^2 \quad (5.31)$$

$$S_{\text{пл}} = W_{\text{бет}} \cdot K_{\text{оп}} = 3132 \cdot 0,5 = 113351 \text{ м}^2 \quad (5.32)$$

$$S_{\text{пл}} = 9693 + 113351 = 122747 \text{ м}^2 \quad (5.33)$$

где $W_{\text{бет}}$ – суммарный объём бетона

$K_{\text{оп}}$ – коэффициент опалубливаемой поверхности

Количество машино-часов для установки и разборки деревянной крупнопанельной щитовой опалубки при подаче кранами башенными бетоноукладочными 10-25 т определяем по ГЭСН 37-01-015-01 – 2,53 маш/ч на 100 м² опалубливаемой поверхности.

$$T_{\text{опалубки}} = \frac{13,21 \cdot S_{\text{пл}}}{100} = \frac{2,53 \cdot 122747}{100} = 3105,5 \text{ маш/ч} \quad (5.34)$$

5.7.3 Арматурные работы

Необходимое количество арматуры принимаем по коэффициенту армирования $\mu = 20$ кг/м³, далее вычисляем количество арматуры на объём бетона:

$$W_{\text{арм}} = W_{\text{бет}} \cdot \mu = 229834 \cdot 20 = 4596680 \text{ кг} = 4597 \text{ тонны} \quad (5.35)$$

Монтаж арматурных изделий выполняется с помощью бетоноукладочных кранов. Количество машино-часов для установки кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т армокаркасов и армоферм массой до 5 т, определяем по ГЭСН 37-01-027-02 – 75,21 маш/ч на 100 т арматуры.

$$T_{\text{армир}} = \frac{75,21 \cdot W_{\text{арм}}}{100} = \frac{75,21 \cdot 4597}{100} = 3457 \text{ маш/ч} \quad (5.36)$$

5.8 Бетонные работы

Схема расстановки башенных бетоноукладочных кранов принята в п.4.5

Для выполнения бетонных работ был подобран кран КБГС-450 грузоподъемностью 10-25тн . Его с технические характеристики, приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – характеристики крана КБГС–450

Показатели крана КБГС–450	
Наибольший вылет крюка, м	40,0
Наименьший вылет крюка, м	7,0
Грузоподъемность, т	18,0
Грузоподъемность при наибольшем вылете, т	10,0
Грузоподъемность при наименьшем вылете, т	25,0
Высота подъема крюка, м	45,0
Скорость передвижения грузовой тележки, м/мин	30,0
Скорость поворота стрелы, об/мин	0,4
Скорость передвижения крана, м/мин	9,0

5.8.1 Транспортировка бетонной смеси

Горизонтальный транспорт:

Технология.

Доставку бетонной смеси от бетонного завода осуществляем путем транспортировки самосвалом КамАЗ-55111.

Учитывая расстояние от бетонного завода до места укладки, а также возможность снижения затрат на автобетоносмесители, рационально использовать тот же самосвал КамАЗ-55111, что использовался для земельно-скальных работ.

Определяем объем смеси перевозимый одним самосвалом до места подачи в блок, который высчитывается по формуле Q в м³/смену:

$$Q = q \cdot 60 \cdot T \cdot \frac{k}{t(\text{ц})} = 3,2 \cdot 60 \cdot 8 \cdot \frac{0,8}{25} = 49 \text{ м}^3/\text{смену} \quad (5.37)$$

где q – Объем порции бетонной смеси 3,2 м³, перевозимый за 1 рейс;

60 – количество минут в часе;

T – продолжительность смены в часах;

k – Коэффициент использования рабочего времени = 0,8;

t(ц) – 25 мин, продолжительность цикла в минутах,

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{з}} + t_{\text{г.п}} + t_{\text{в}} + t_{\text{п.п}} + t_{\text{о}} = 5 + 7 + 3 + 5 + 5 = 25 \text{ мин.} \quad (5.38)$$

где $t_{\text{з}}$ – время загрузки, мин;

$t_{\text{г.п}}$ – время грузового пробега, мин;

$t_{\text{в}}$ – время выгрузки, мин;

$t_{\text{п.п}}$ – время порожнего пробега, мин;

$t_{\text{о}}$ – время очистки кузова, мин.

Вертикальный транспорт:

Технология.

Выбираем схему подачи бетонной смеси в блоки бетонирования бетоноукладочными башенными кранами КБГС–450 с размещением их на поверхности котлована земли.

Количество машино-часов для укладки бетонной смеси в блок кранами КБГС-450 определяем по ГЭСН 37-01-002-01 «Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т в железобетонные блоки высотой до 5 м» - 10,26 маш/ч на 100 м³ бетона.

$$T_{\text{бетонир}} = \frac{10,26 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{10,26 \cdot 229834}{100} = 23581 \text{ маш/ч} \quad (5.39)$$

Количество машино-часов для вибрирования бетонной смеси определяем по ГЭСН 37-01-002-01 «Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т в железобетонные блоки высотой до 5 м» – 28,68 маш/ч на 100 м³ бетона.

$$T_{\text{вибрир}} = \frac{28,68 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{28,68 \cdot 229834}{100} = 65916 \text{ маш/ч} \quad (5.40)$$

Для данного сооружения целесообразно принять схему с размещением бетоноукладочных кранов непосредственно на поверхности земли.

Суммарное количество машино-часов на весь цикл бетонных работ составляет:

$$\sum T_{\text{бет.раб}} = T_{\text{опалубки}} + T_{\text{армир}} + T_{\text{бетонир}} + T_{\text{вибрир}} = 96059 \text{ маш/ч} \quad (5.41)$$

Интенсивность производства бетонных работ:

$$I_{\text{бет}} = \frac{\sum T_{\text{бет.раб}}}{W_{\text{бет}}} = \frac{96059}{229834} = 0,42 \text{ маш.ч/м}^3. \quad (5.42)$$

5.9 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию

В общем случае мероприятия по подготовке блоков имеют своей целью обеспечить условия для нормального ведения бетонных работ в блоке и для набора бетоном и конструкцией проектной прочности, включая получение прочного и плотного сцепления свежеложенной смеси с ранее уложенным бетоном или с естественным основанием. Эти мероприятия подразделены на следующие группы:

- Установка опалубки (деревянную крупнопанельную щитовую, плоскую с деревянными фермами - подкосами) и заделка щелей;
- Установка и зачистка проектных арматурных конструкций;
- Установка закладных частей для различного оборудования;
- Установка контрольно-измерительной аппаратуры;
- Подготовка площадок и оборудования для приема бетонной смеси;
- Подготовка поверхностей оснований блоков;

- Приемка блоков к бетонированию;
- Проверка готовности транспорта и подачи бетонной смеси в блок и их соответствия проектным условиям.

5.9.1 Подготовка оснований блоков

Подготовка естественных оснований заключается в обеспечении требуемых условий для получения в контактном слое требуемых прочностных и противодиффузионных свойств. При наличии скальных оснований (доломит) предусматриваются следующие операции: разработка защитного слоя; удаление всех продуктов выветривания (рыхлой скалы, бухтящих кусков); отвод ключей грунтовых напорных вод при необходимости; очистка, промывка, продувка воздухом; сдача комиссии по приемке блока к бетонированию с составлением акта и геологической схемы основания.

Подготовка поверхности ранее уложенного бетона предусматривает:

- Удаление опалубки, штраб, пробок, и других деревянных закладных частей;
- Удаление наплывов, раковин (до здорового бетона);
- Удаление пятен мазута, нефти, битума;
- Удаление цементной пленки;
- Очистку от мусора;
- Окончательную промывку струей воды под напором и продувку сжатым воздухом.

Цементная пленка удаляется различными способами в зависимости от возраста бетона в основании: в возрасте бетона 6-12 ч - водяной или воздушной струей под давлением 0,4-0,5 МПа; в возрасте бетона 8-20 ч - металлическими механическими щетками; в возрасте бетона более 3 сут - с применением гидropескоструйного аппарата.

5.9.2 Уплотнение бетонной смеси

Уплотнение бетонной смеси является одним из основных технологических процессов при бетонировании конструкций, в значительной мере определяющим качество уложенного бетона.

Для возведения массивных бетонных сооружений применяются жесткие и мало-пластичные бетонные смеси, то основным методом уплотнения при возведении таких конструкций принимаем виброуплотнение.

Виброуплотнение заключается в передаче бетонной смеси механических колебаний от источника этих колебаний - вибратора. Процесс виброуплотнения сводится к разрушению первоначальной структуры укладываемой смеси (трехфазной) и в переводе ее в разжиженное состояние (пластично-вязкое течение), при которой смесь подчиняется действию силы тяжести, растекается, занимая всю возможную форму, уплотняется и приобретает более устойчивую, плотную (приближающуюся к двухфазной) структуру. При этом зерна

заполнителя перемещаются в результате чего достигается заполнение межзернового пространства цементным тестом с одновременным вытеснением воздуха, отделением части воды на поверхность уплотняемой смеси. Таким образом, вибрирование позволяет уменьшить содержание воздуха и расход воды для приготовления бетонной смеси, а, следовательно, повысить плотность и прочность бетона.

5.9.3 Уход за бетоном

При производстве бетонных работ обязательен комплекс мер по уходу за уложенным бетоном, обеспечивающий (СП «Конструкции бетонные гидротехнических сооружений. правила производства и приемки работ»):

а) создание и поддержание температурно-влажностного режима, необходимого для приобретения бетоном требуемых проектом прочности и долговечности в установленные сроки, а также предотвращающего значительные температурно-усадочные деформации и образование опасных трещин;

б) предохранение бетона в начальный период его твердения от ударов, сотрясений и повреждений в ходе строительно-монтажных работ.

Для массивных гидротехнических сооружений необходимые мероприятия по уходу за бетоном по регулированию температурного режима массивных сооружений.

Влажностный уход за свежесуложенным бетоном в летнее время заключается в поддержании открытых поверхностей в постоянно влажном состоянии путем распыления над ними воды, создания на них тонкой водяной пленки, заливки их водой или укрытия песком (или иным влагоемким материалом), систематически увлажняемым в процессе твердения бетона.

Уход за свежесуложенным бетоном гидротехнических конструкций следует начинать сразу же по достижении бетоном прочности 0,5 МПа и продолжать не менее 14 суток либо до перекрытия блока блоком. Влажностный уход за кавитационностойким, износостойким бетоном и бетоном, к которому предъявляются требования высокой морозостойкости (МФ 200 и выше) продолжается не менее 28 суток.

При бетонировании в жаркую и сухую погоду открытая поверхность свежесуложенной бетонной смеси сразу же после ее укладки и уплотнения в незащищенных шатром массивных блоках и конструкциях типа плит должна укрываться паронепроницаемой (полиэтиленовой) светлой пленкой 0,16—0,20 мм и находится под нею в течение 6 ÷ 8 ч, после чего может быть начат систематический влажностный уход за бетоном посредством полива водой и др.

В жаркую и сухую погоду на период ухода за бетоном должна также постоянно находиться во влажном состоянии неснятая деревянная опалубка.

В осеннее и весеннее время года, когда среднесуточная температура наружного воздуха составляет около 5° С и возможны заморозки, влажностный уход за бетоном следует заменять укрытием паро- или гидроизоляционными

материалами (полиэтиленовая пленка, ПВХ, толь и т. п.); при необходимости поверх них устраивается теплоизоляционный слой.

С целью предохранения свежееуложенного бетона от повреждений необходимо соблюдать следующие условия:

а) работы на поверхности уложенного блока по уходу и по удалению цементной пленки до набора бетоном прочности при сжатии 1,5 МПа выполняются с применением дощатых настилов;

б) механизированное удаление цементной пленки следует начинать только после набора бетоном прочности при сжатии не менее 1,5 МПа;

в) установку и перестановку опалубки производится после достижения бетоном прочности при сжатии 2,5 МПа;

г) перемещение по поверхности свежееуложенного бетона транспортных средств (бетоновозов и т. п.) и механического оборудования допускается только после набора бетоном прочности при сжатии не менее 2,5 МПа;

д) при производстве вблизи забетонированных конструкций взрывных работ паспорт буровзрывных работ должен быть согласован с генпроектировщиком.

Закрепление конструкции опалубки в свежееуложенный бетон с применением тяжей и анкеров производится при прочности бетона при сжатии не менее 2,5 МПа.

В случае обнаружения дефектов бетона (раковин, каверн, трещин) причины их появления (неправильно подобранный состав бетонной смеси, нарушения правил ее приготовления, недостаточное уплотнение бетонной смеси, неправильный уход за бетоном и т. д.) выясняются и устраняются.

Поверхностные раковины в уложенных блоках обязательно расчищаются до здорового бетона. Расчищенные раковины на лицевых поверхностях блока заполняются бетонной смесью той же марки (класса), что и в конструкции, но с крупностью заполнителя до 20 мм.

5.10 II Этап – перекрытие русла

Пропуск строительного расхода при перекрытии русла производится через донные отверстия в бетонной водосливной плотине котлована первой очереди.

Основные работы II этапа:

- Предварительное стеснение русла перемычками;
- Разборка низовой перемычки I очереди и затопление котлован;
- Разборка верховой перемычки I очереди (расходы пропускаются через донные отверстия);
- Отсыпка перемычек в проране для перекрытия реки.

Конструкции перемычек II очереди, технологию возведения, механизмы и транспорт принимаем аналогичными, как для перемычек I очереди. Объемы и время приведены в итоговых таблицах.

5.11 III Этап – возведение сооружений в котловане II очереди, наполнение водохранилища до отметок пуска первого агрегата; наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последующим пуском второго агрегата.

Основные работы III этапа (котлован II очереди):

- 1) Наращивание перемычек II очереди;
- 2) Откачка воды и водопонижение в котловане II очереди;
- 3) Земельно-скальные работы с применением БВР;
- 4) Возведение глухой левобережной бетонной плотины;
- 5) Наращивание бетонных сооружений по всему фронту до проектных отметок (водосливная и глухая правобережная);
- 6) Устройство глубокой цементационной завесы;
- 7) Бурение дренажных скважин в основании плотины;
- 8) Омоноличивание швов.
- 9) Пуск гидроагрегатов.

Все работы: водоотлив, БВР, выемка грунтов, бетонные работы по котловану II очереди выполняются аналогично, как в котловане I очереди с применением тех же технологий, механизмов и транспорта. Все объемы работ приведены на чертеже и в сводных таблицах 5.4 и 5.5.

Таблица 5.4 – Объемы земляных работ

Интенсивность БВР составляет $J_{бвр}=0,000012$ смены/м³ и экскавации $J_{зр}=0,000056$ месяцы/м³ - при работе одной единицы техники в одну смену

№ этапа	Земляные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечание
Выемка грунта				
I	Котлован I очереди (скального грунта)	22492	ЗР=1,56 БВР=0,3	1 смена 1 маш
II	Котлован II очереди (скального грунта)	14954	ЗР=0,9 БВР=0,2	
III	Водоприемник	1980	ЗР=0,1 БВР=0,02	
III	Здание ГЭС и Маш.Зал	13680	ЗР=0,8 БВР=0,2	
III	Проходка туннелей	7900	ЗР=0,4 БВР=0,1	1 смены 1 маш
III	Деривационный туннель	28000	ЗР=1,56 БВР=0,3	1 смены 1 маш
Насыпные работы				
Перемычки котлована I очереди				
I	Верховая перемычка	5124	0,3	
	Низовая перемычка	960	0,2	

	Продольная перемычка	9195	0,6	
	Перемычки котлована II очереди			
II	Верховая перемычка	5100	0,35	
	Низовая перемычка	2460	0,15	
I	Перекрытие русла	-		-

Таблица 5.5 – Объемы бетонных работ

Интенсивность бетонных работ составляет $J = 0,42$ маш.ч/м³ 0,0025 мес/м³

№ этапа	Бетонные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечание
I	Водосливная плотина	42400	17,6	2 смены 3 маш
I	Правобережная глухая плотина	38500	14,4	2 смены 3 маш
III	Левобережная глухая плотина	38460	13,4	2 смены 3 маш
III	Здание ГЭС бетон подводной части	13680	5,6	2 смены 3 маш
III	Маш.зал Сборный ж/б	1520	5,2	2 смены 3 маш
III	Водоприёмник	2240	0,8	
III	Деривационный туннель, обделка	2290	1,6	1 смены 3 маш

5.12 Строительный генеральный план

Строительный генеральный план содержит:

- границы строительной площадки;
- действующие и временные сети и коммуникации;
- постоянные и временные дороги;
- размещение постоянных, строящихся и временных зданий, и сооружений, расположение знаков геодезической разбивочной основы;
- расположение помещений для санитарно-бытового обслуживания персонала;
- расположение зон выполнения работ повышенной опасности, здания промышленные зоны и жилой поселок.

5.13 Выводы по календарному графику

Строительство Урухской ГЭС состоит из трех периодов:

- Подготовительный;
- Основной;
- Заключительный

Подготовительный период включает в себя устройство автодорог и временных ЛЭП, а так же строительство производственной базы и бетонного завода. Продолжительность периода составляет 52.5 месяца.

6 ОХРАНА ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Урухская ГЭС расположена на реке Урух. Река протекает в Южной части России на территории Северной-Осетии Алании. Урух входит в число горных водоёмов Западно-Каспийского бассейнового округа. Площадь ее бассейна составляет 1280 км² и по форме похожа на треугольник, вытянутый в северо-восточном направлении.

Индекс загрязнения реки Урух исследователи характеризуют как умеренный. Загрязненность нарастает от истока к устью. Наличие в водах значительного количества молибдена и вольфрама учёные связывают с разработками Тырнаузского месторождения полимерных руд.

Климат на территории республики разнообразный. Из-за расположения в гористой местности, в республике вертикальный тип поясности. На равнине и в предгорьях распространён влажный континентальный климат, который в горах сменяется на климат субальпийского пояса. И далее в высокогорьях переходит в альпийский тип климата. Средняя температура января составляет от $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$ (на равнине) до $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$ (в горах), июля соответственно $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков составляет от 500 до 2000 мм.

Среднемноголетний расход воды Баксана у с. Заюково составляет 34 м³/с (объём стока 1,073 км³/год). Питание реки смешанное, с участием ледникового. Максимальный сток воды – в августе, когда интенсивно тают ледники. В период длительных дождей ливневого характера по руслам рек и сухим ложбинам проходят селевые потоки. Максимальный расход воды 275 м³/с, минимальный – 6,57 м³/с.

В горной части бассейна Баксан течёт через Скалистый, Меловой и Боковой хребты и несёт множество взвешенных частиц, которые отлагаются в основном на равнинном участке реки. Средняя мутность около 600 г/м³.

Неприветливая, бурлящая и мутная вода Баксана приютила незначительное количество рыбы. Здесь обитают как промысловые виды, так и малочисленные жители стремнин: усач, голавль, сазан, чернопуз и подуст. В нижнем течении реки водится жёлтая целебная форель.

Некоторые животные баксанской долины: переднеазиатский леопард, кавказская выдра, европейская норка, хорь-перевязка, дрофа, стрепет – находятся на грани исчезновения.

6.1 Охрана труда

Охрана труда – это комплекс мероприятия для сохранения жизни и здоровья людей в процессе их трудовой деятельности. Вопросы охраны труда регламентируются в основном Трудовым кодексом РФ (Раздел 10).

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений должны соответствовать

требованиям Федерального закона 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений», действующим сводам правил и стандартам организации.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма.

На ГЭС организацию работы по охране труда осуществляет руководитель ГЭС, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил охраны труда.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, рейдовые бригады, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящие в них оперативные переключения, организующих и выполняющие строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по электро-

пожаро- взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

–оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

–выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;

–допуск к работе;

–надзор во время работы;

–оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

В качестве практического примера разработана две темы из Программы первичного инструктажа на рабочем месте для обходчика ГТС Урухской ГЭС: «Общие требования безопасности» и «Организационные мероприятия по обеспечению безопасности работ».

6.2 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

6.2.1 Перемещение по территории

На Урухской ГЭС разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих.

На транспортных путях Урухской ГЭС установлены дорожные знаки в соответствии с ГОСТ Р 52290 и нанесена разметка по ГОСТ Р 51256. Границы проезжей части транспортных путей в производственных помещениях установлены с учетом габаритов транспортных средств с перемещаемыми грузами. Расстояние от границ проезжей части до элементов конструкций зданий и оборудования не менее 0,5 м, а при движении людей - не менее 0,8 м.

Не допускаются передвижение людей в местах, не предназначенных для прохода, а также загромождение проходов и проездов.

Проходы, проезды, переходы, а также лестницы и площадки должны содержаться в исправном состоянии и чистоте, а расположенные на открытом воздухе – должны регулярно очищаться от снега, льда и мусора и посыпаны песком или шлаком.

6.2.2 Обслуживание оборудования

У каждого руководителя службы мониторинга ГТС постоянно хранится комплект действующих в подразделении инструкций по охране труда для работников всех профессий, должностей и по всем видам работ данного подразделения, а также перечень этих инструкций, утвержденный руководителем ГЭС.

Инструкции работникам могут быть выданы на руки под роспись в "Журнале учета выдачи инструкций по охране труда для работников", либо вывешены на рабочих местах, либо храниться в ином месте, доступном для работников. Место нахождения инструкций определяет руководитель подразделения с учетом доступности и удобства ознакомления с ними.

До начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе.

При отклонении находящегося в работе оборудования от нормального режима, которое может быть причиной несчастного случая или ухудшения здоровья работников, должны быть приняты меры по обеспечению безопасности персонала.

Не разрешается ремонтировать выведенное из работы оборудование без выполнения технических мероприятий, предотвращающих его ошибочное включение (пуск двигателя, подача воды) и самопроизвольное перемещение.

На вентилях, задвижках и приводах к ним должны быть нанесены следующие надписи и обозначения:

- номер или условное обозначение запорного или регулирующего органа в соответствии с технологическими схемами и инструкциями по эксплуатации оборудования;
- указатель направления вращения в сторону закрытия (З) и в сторону открытия (О).

Не допускается выполнять переключения, выводить в ремонт оборудование и органы управления, не имеющие четких надписей.

Кнопки, рычаги аварийного отключения окрашены в красный цвет, с указателями их нахождения, надписи о назначении и должны быть доступными для обслуживающего персонала.

6.3 Организационные мероприятия по обеспечению безопасности работ

1.2.1 Общие положения

Работы на Урухской ГЭС проводятся по нарядам-допускам и (или) распоряжениям.

По нарядам выполняются:

- ремонт гидротехнических сооружений (перечень работ устанавливается техническим руководителем ГЭС);
- все виды работ и осмотров в водопроводящем тракте (водоводы, спиральные камеры, отсасывающие трубы, аванкамеры), а также в каналах, шахтах, туннелях, колодцах, баках и резервуарах;
- огневые работы на оборудовании, в зоне действующего оборудования, в производственных помещениях и на территории ГЭС (кроме специально оборудованных для этого постоянных мест проведения огневых работ);
- верхолазные работы;
- сборка и разборка лесов, подмостей и площадок;
- работы, проводимые с плавучих средств;
- работы в газоопасных местах.

Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест могут выполняться по распоряжению.

Перечни работ, выполняемых в подразделениях конкретной ГЭС по нарядам, утверждаются техническим руководителем ГЭС.

Для обеспечения безопасного проведения работ должны быть выполнены:

- выдача наряда (распоряжения) на работу;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места;
- подготовка рабочего места;
- выдача разрешения на допуск к работе;
- допуск на рабочее место;
- надзор за работающими при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе;
- оформление окончания работы.

Наряд выдается на срок действия заявки на ремонт оборудования или вывода в ремонт гидротехнического сооружения.

При перерывах в работе наряд остается действительным.

Если срок действия наряда истек, а ремонт не закончен, заявка и наряд продлеваются. Наряд может продлить работник, его выдавший или имеющий право выдачи нарядов на данное оборудование, на срок до полного окончания ремонта. В обоих экземплярах наряда в строке "Наряд продлен" делается запись о новом сроке его действия.

При подготовке рабочего места должны быть:

- проведены необходимые отключения оборудования;
- приняты меры, препятствующие ошибочному включению оборудования или самопроизвольному открытию (закрытию) запорных устройств и арматуры;
- обеспечены безопасные условия выполнения работы (дренирование, обезвоживание, отглушение);
- вывешены знаки (плакаты) безопасности и установлены (при необходимости) ограждения.

6.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Урухского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;

- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Урух в нижнем бьефе Урухского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаяющие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

6.5 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого

вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8

Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6

Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация

стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

6.6 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

– Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме рассчитывается по формуле (8.1);

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \rho = \frac{229834 \cdot 1,8\%}{100\%} \cdot 2,5 = 1136,14 \text{ т}, \quad (6.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (229834 м³);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

– Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде несортированных изделий, кусков, рассчитывается по формуле (8.2).

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \rho = \frac{67 \cdot 1,0\%}{100\%} \cdot 2,0 = 1,3 \text{ т}, \quad (6.2)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (67 м³);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

6.7 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Урухского ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 3) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

4) Воздействием на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- 1) Регулирование водным режимом водотока;
- 2) Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- 3) Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- 4) При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что ГЭС находится вблизи населенного пункте - с. Куусу, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Урух от сбросов Урухской ГЭС ниже по течению реки. Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения села Куусу, в пределах промплощадок объектов Урухской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии потребителям – естественное продолжение процесса производства электрической энергии.

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	159	159	159	159	159
Число часов использования установленной мощности	Часы	6400	6400	6400	6400	6400
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1017600	1017600	1017600	1017600	1017600
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	15264	15264	15264	15264	15264
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1002336	1002336	1002336	1002336	1002336
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1175	1206	1235	1262	1289
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	1177,74	1208,82	1237,88	1264,95	1292,01
НДС к выручке	млн.руб	196,29	201,47	206,31	210,82	215,34

Исходя из таблицы 7.1 видно, что выручка от реализации за исследуемый период растёт в связи с повышением тарифа на электроэнергию в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро». При этом объемы реализации не изменились.

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	26,96
Прочие	493,6	17,11
Итого по ГЭС		44,07

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, проценты
От 1 до 5 лет	0,12
От 6 до 15 лет	0,17
От 16 до 25 лет	0,3
Свыше 25	0,4

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/МВт	14,69
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/МВт*ч	1,46
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/МВт*ч	0,61
Итого		16,76

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	1271,01	72,26	72,26	72,26	72,26
Расходы на страхование, млн.руб	9,8	17,45	17,45	17,45	17,45
Эксплуатационные	44,07	132,22	132,22	132,22	132,22

затраты, млн.руб.					
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,73	3,12	3,12	3,12	3,12
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	5,29	15,89	15,89	15,89	15,89
Налог на воду, млн.руб.	1,52	6,11	6,11	6,11	6,11
Итого, млн.руб.	1334	247,40	247,40	247,40	247,40

Рост затрат по гидроузлу в исследуемый период происходит в связи с ростом амортизационных отчислений и расходов на страхование, а так же в связи с ростом эксплуатационных расходов

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1).



Рисунок 7.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, процент

Большая часть основных средств списывается в первые годы эксплуатации, поэтому наиболее высокие будут затраты на эксплуатацию и амортизационные отчисления. Значительно меньше средств требуется на ремонт производственных фондов и для уплаты налога на воду, так как.

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;

- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6

Таблица 7.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн.руб.	298,58	301,87	305,03	308,16	312,46
НДС, млн.руб.	329,70	335,89	338,93	341,74	344,72
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
Налог на имущество, млн.руб.	42,51	39,92	37,33	34,73	32,14
Итого, млн.руб.	574,97	681,51	685,31	689,65	694,34

Повышение налога на имущество и налога на прибыль обусловлено тем, что с каждым годом в период строительства добавляются новые объекты и увеличиваются старые, а так же в связи в ростом объёма производимой электроэнергии.

7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансов результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице

7.7.Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	1530,73	1570,36	1605,78	1633,66	1650,89
Текущие расходы, млн.руб.	290,40	290,40	290,40	290,40	290,40
ЕВИТДА (валовая прибыль, млн.руб.	1524,62	1564,25	1599,67	1627,54	1644,78
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	529,43	1384,65	1427,66	1457,13	1447,96
Скорректированный	105,69	277,93	285,33	291,23	295,99

налог на прибыль, млн.руб.					
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1241,74	1111,72	1141,33	1165,91	1181,97
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

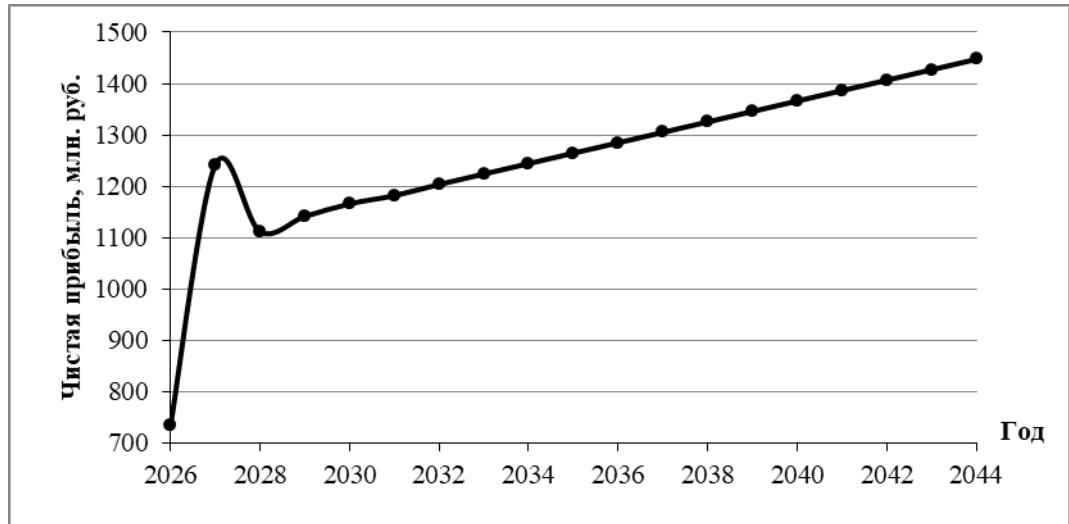


Рисунок 7.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту

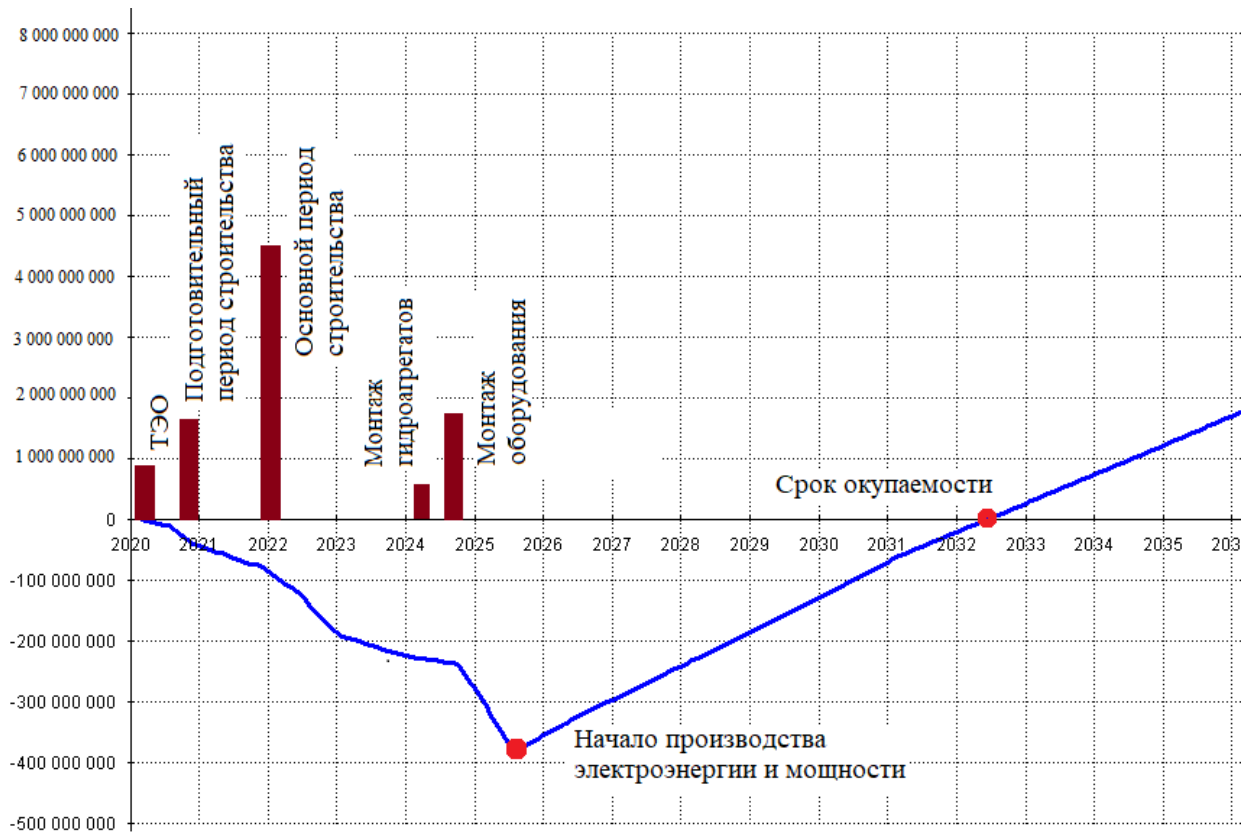


Рисунок 7.3 – График Кэш-Фло с указанием этапов строительства и годов реализации проекта

По результатам расчета чистой прибыли видно, что с первых лет эксплуатации проекта начинается период окупаемости (Рисунок 7.3). После запуска гидроагрегата проект выходит не чистую прибыль. График прогнозируемый и понятный, без резких скачков и спадов.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика

7.5.1 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Урухской ГЭС на реке Урух»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	249,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	1023,82
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,87
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	9,83
Себестоимость электрической энергии, руб/КВт·ч	0,19
Удельные капиталовложения, руб/КВт	66902,62

7.5.2 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений.

Таблица 7.9-Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млн.руб.	3,13	93,6	287,38	304,85	329,54
В региональный бюджет, млн.руб.	16,54	53,29	51,70	49,11	46,51
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	19,34	147,79	338,08	344,95	347,56

С каждым годом эксплуатации объекта происходит увеличение налоговых поступлений в федеральный бюджет и уменьшение поступлений в региональный бюджет.

7.6 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта – это основной метод оценки эффективности рисков любого проекта в зависимости от изменения ключевых параметров. Риски - это вероятность возникновения непредвиденных финансовых потерь в ситуации неопределенности условий инвестирования.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- 1) Ставки налогов
- 2) Цена сбыта
- 3) Ставки дисконтирования

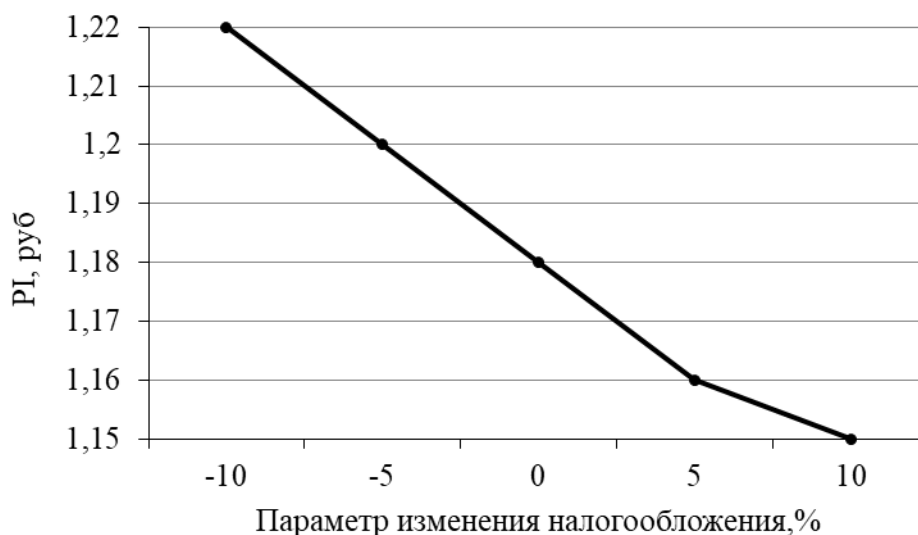


Рисунок 7.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Можно сделать вывод о том, что с увеличением ставки налогов уменьшается величина PI, то есть к обратной зависимости величины PI.

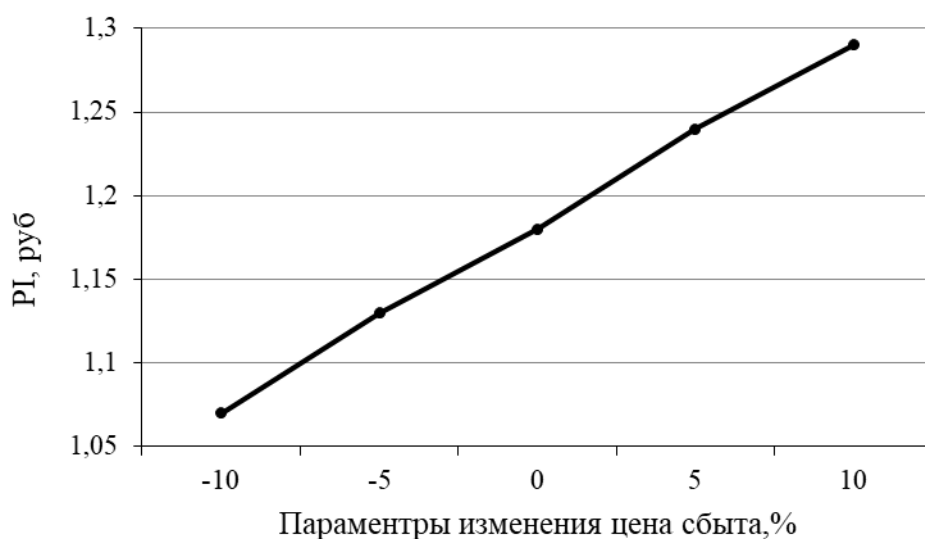


Рисунок 7.5 – PI в зависимости от изменения цены сбыта

Увеличение цены (Рисунок 7.5) сбыта ведет к увеличению PI, что является прямой зависимостью между ценой сбыта и PI.

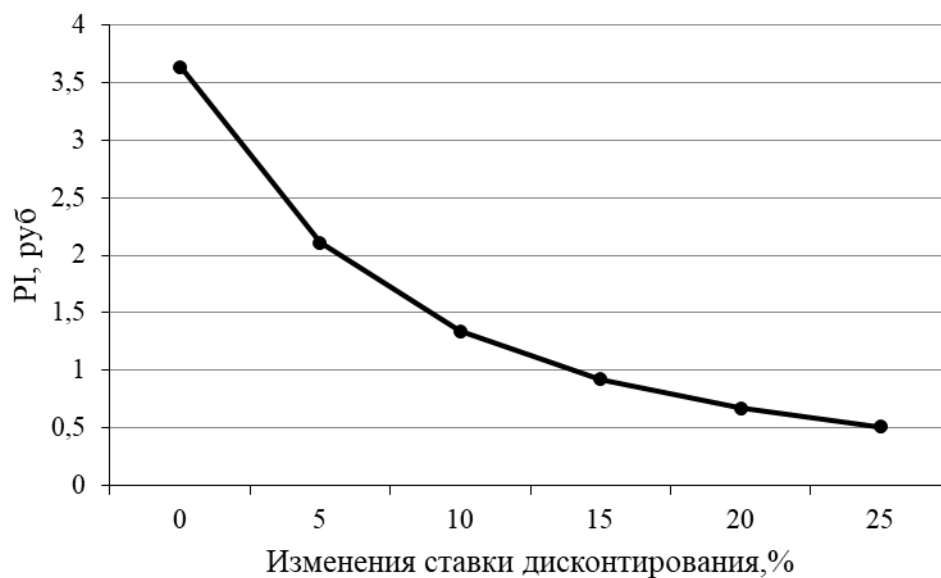


Рисунок 7.6 – Изменение PI в зависимости от ставки дисконтирования

С увеличением ставки дисконтирования (Рисунок 7.6) происходит уменьшение величины PI, связь между параметрами обратно пропорциональная.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- 1) Увеличение ставки дисконтирования
- 2) Увеличение объема инвестиций

8 ПРОЕКТ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС

8.1 Вводная часть

Целью данного спецвопроса является разработка проекта производства работ гидротехнических сооружений.

Гидротехническое строительство относится к одной из крупнейших отраслей народного хозяйства — капитальному строительству. Строительство, как и другие отрасли народного хозяйства, развивается на основе государственных планов.

Проекты производства работ (ППР) составляются на стадии разработки рабочих чертежей на основе решений, принятых в проекте организации строительства, и служат руководством для непосредственного ведения строительно-монтажных работ по отдельным сооружениям, учета, контроля и оперативного планирования строительного производства.

8.2 Общие сведения

8.2.1 Введение

Основной задачей выполнения проектных работ является – разработка проектных решений, направленных на строительство ГУ и дальнейшая эксплуатация, для улучшения энергетических показателей района.

8.2.2 Краткая физико-географическая характеристика района работ

Горная часть республики сложена, в основном, разновозрастными коренными породами.

Равнинную часть Северной-Осетии Алании формируют полигенетические отложения от нижнечетвертичного до современного возраста: это и отложения речных террас, и покровные лёссовые породы, и отложения конусов выноса, оползневые отложения и т.д.

Четвертичные отложения встречаются и в горной части республики, в основном, в долинах рек: это аллювиальные отложения террас, оползневые, осыпные, делювиальные отложения, на водоразделах – элювиальные образования и т.д.

Основание ГЭС сложено доломитами.

8.2.3 Рельеф

Рельеф территории республики характеризуется очень сложным и разнообразным строением.

Рельеф Северной Осетии чрезвычайно разнообразен . Равнины и высокие горы , обширные предгорья и многочисленные котловины характеризуют поверхность республики .

В геоморфологии , климатологии , курортологии принято подразделять горы на высокие пояса «ярусы»

Различают три яруса : низкий , средний и высокогорный .Высотные пояса и занимаемая ими площадь показаны в таблице. (8.1)

Таблица 8.1 – Распределение территории Северной Осетии по высотным поясам

Высотные пояса	Площадь пояса		Высота над уровнем моря, м
	В %	В км ²	
Равнина	37,6	2998	До 500
Низкогорье	23,2	1845	От 500 до 1000
Среднегорье	18,2	1453	От 1000 до 2000
Высокогорье	21	1674	Выше 2000

8.2.4 Растительные почвы

Природа Северной Осетии богата и разнообразна различными растениями. Почти четверть территорий занято лесными массивами, меняющимися с каждым районом. Например, на востоке распространено редколесье из березы, ивы, шиповника, рябины, можжевельника. Нередко попадаются малиновые, брусничные, черничные кусты. Запад же наоборот заполнен альпийскими лугами, на которых цветут пестрые травы.

8.2.5 Гидрография

Среднегодовой расход р.Урух в 47 км от устья составляет 20,2 м³/с. Питается главным образом ледниковыми и снеговыми водами. Максимальный сток воды – в августе, когда интенсивно тают ледники. В период длительных дождей ливневого характера по руслам рек и сухим ложбинам проходят селевые потоки. Максимальный расход воды 313 м³/с, минимальный – 33 м³/с.

Среднемесячные расходы воды приведены в таблице 8.2, а кривая связи отметки нижнего бьефа от расхода на рисунке 8.1.

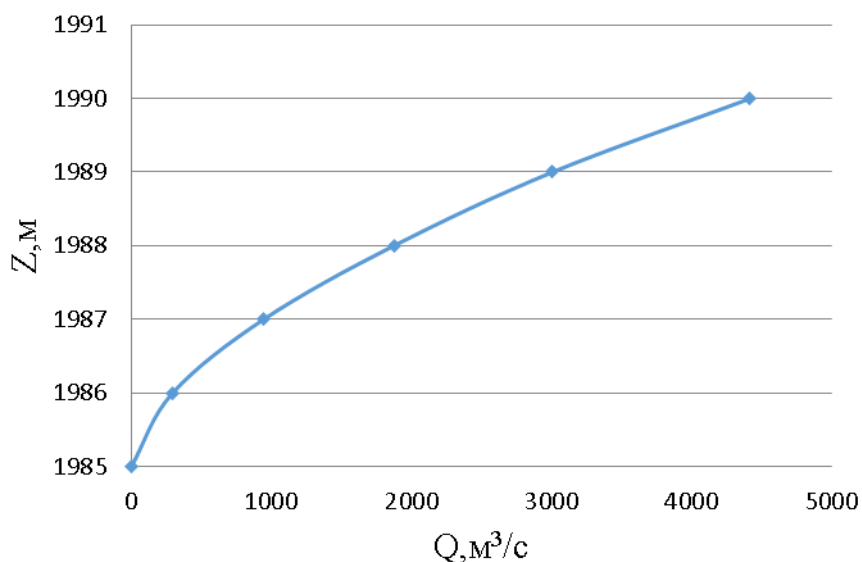


Рисунок 8.1 – Кривая связи отметки нижнего бьефа от расхода

Таблица 8.2 – Среднемесячные расходы воды

М есяц		I	II	V		I	II	III	X		I	II
ср. Q, м³/с	4	0	0	6	01	22	76	59	75	36	1	7

8.2.6 Неблагоприятные физико-геологические процессы

Из современных физико-геологических процессов и явлений следует отметить сезонное промерзание грунтов, эрозию грунтов, развитие пучин на участках с необеспеченных поверхностным стоком, просадочные свойства грунтов при замачивании.

8.2.7 Тектоника

В тектоническом отношении территорию Предкавказья, в том числе Северной Осетии, подразделяют на три структурных зоны:

- Мегантиклинорий Большого Кавказа;
- Зону Предкавказских краевых прогибов;
- Скифскую эпигерцинскую платформу.

Асимметричный веерообразный горст-антиклинорий (мегантиклинорий) является осевым сводовоглыбовым поднятием Центрального Кавказа. Ядро его сложено, главным образом, докембрийско-палеозойскими кристаллическими, а крылья – мезозойскими и кайнозойскими породами. В пределах горст-антиклинория Большого Кавказа были выделены четыре крупные тектонические зоны: зона Южного склона, Зона Центрального поднятия, зона Северного склона и зона Северных моноклиналей.

Зона Южного склона расположена на южном крыле антиклинория, является сложно построенным грабенем, осложненным продольными разрывами.

Зона Центрального поднятия представляет собой высоко поднятое над зонами Северного и Южного склонов горное сооружение – веерообразный горст-антиклинорий, который пространственно совпадает с Боковым хребтом.

Зона Северного склона представляет собой сложное складчато-глыбовое сооружение, состоящее из серии продольных антиклинальных складок ограниченных поперечными прогибами и поднятиями и осложненных разломами.

Зона Северных моноклиналей представляет наклоненный на север асимметричный горст. Между мегантиклинорием на юге и эпигерцинской платформой на севере расположена система предкавказских краевых прогибов.

8.2.8 Климат

Северная Осетия имеет три классификации климата:

- теплый влажный континентальный;
- горячий влажный континентальный;

Климат Северной Осетии умеренно-континентальный, но варьируется по зонам. Моздокская равнина является засушливым местом. Температура воздуха в июне +24, а в январе -16 градусов.

Предгорный и Центральный район относится к умеренному поясу, который смягчает близость гор. Для этой местности присуще длинное, дождливое лето с мягкой зимой. Температура колеблется от +20 летом и -3 градуса зимой.

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

8.2.9 Краткая описание проектируемой ГЭС

Для проведения требуемых расчетов определяется класс гидротехнического сооружения на основании данных. Класс ГТС назначается в соответствии с критериями:

- по высоте сооружения и типу грунта

Тип грунта основания - скальный: доломиты, граниты, гранитогнейсы;

Высота гидротехнического сооружения – 40 м (∇ НПУ – ∇ дно = 2025 – 1985 = 40 м)

Класс сооружения по данному критерию – **II**

- по назначению и условиям эксплуатации

Установленная мощность проектируемой гидроэлектростанции – $N_{уст}=159$ МВт

Класс сооружения по данному критерию – **III**

- по последствиям возможных гидродинамических аварий
Численность населения вблизи гидроузла превышает 500 человек
Класс сооружения по данному критерию – **II**
Таким образом, гидротехническое сооружение имеет **II** класс.

Основные технические параметры занесены в таблицу 8.3

Таблица 8.3 – Основные технические параметры

Наименование	Характеристика
Тип ГЭС	деривационная
Установленная мощность	159 МВт
Напор гидротурбин	96,1 м
Годовая выработка электроэнергии	758 тыс. кВт·ч
Тип турбины	3хРО115-В-250
Тип генератора	3хСВ 447/120–20
Расчетный расход	283,13
Общая длина деривационного канала	690 м
Высота плотины	42 м
Длина плотины по гребню	336
Тип маслонапорной установки	МНУ 1,6/1-40-2,5-2
Тип ЭГР	ЭГР-2И1-150-11

8.2.10 Технико-экономические показатели. Объемы и продолжительность строительно-монтажных работ

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	159	159	159	159	159
Число часов использования установленной мощности	Часы	6400	6400	6400	6400	6400
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1017600	1017600	1017600	1017600	1017600
Расход	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

электроэнергии на собственные нужды						
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	15264	15264	15264	15264	15264
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1002336	1002336	1002336	1002336	1002336
Тариф на электроэнергию	руб./МВт·ч	1175	1206	1235	1262	1289
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	1177,74	1208,82	1237,88	1264,95	1292,01
НДС к выручке	млн.руб	196,29	201,47	206,31	210,82	215,34

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./Мвт	Сумма, млн. руб.
Расходы на оплату труда	777,3	26,96
Прочие	493,6	17,11
Итого по ГЭС		44,07

Текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.2).

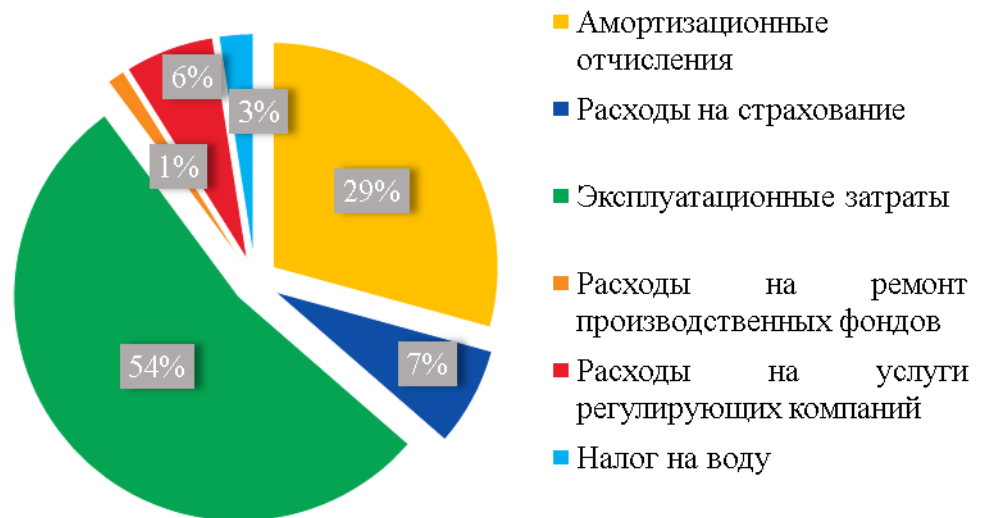


Рисунок 8.2– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Объемы и продолжительность строительных работ приведены в таблицах 8.6 и 8.7.

Интенсивность БВР составляет $J_{бвр}=0,000012$ смены/м³ и экскавации $J_{зр}=0,000056$ месяцы/м³ - при работе одной единицы техники в одну смену

Таблица 8.6 – Объемы земляных работ

№ этапа	Земляные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечание
Выемка грунта				
I	Котлован I очереди (скального грунта)	22492	ЗР=1,56 БВ Р=0,3	1 смена 1 машина
II	Котлован II очереди (скального грунта)	14954	ЗР=0,9 БВР=0,2	
Выемка грунта				
III	Водоприемник	1980	ЗР=0,1 БВР=0,02	
III	Здание ГЭС и Маш.зал	13680	ЗР=0,8 БВР=0,2	3 смены 1 механизм
III	Проходка туннелей	7900	ЗР=0,4 БВР=0,1	
III	Деривационный туннель	28000	ЗР=1,56 БВ Р=0,3	3 смены 2 механизма
Насыпные работы				

Перекрытия котлована I очереди				
I	Верховая перекрышка	5124	0,3	
	Низовая перекрышка	960	0,2	
	Продольная перекрышка	9195	0,6	
Перекрытия котлована II очереди				
II	Верховая перекрышка	5100	0,35	
	Низовая перекрышка	2460	0,15	
I	Перекрытие русла			

Интенсивность бетонных работ составляет $J = 0,42 \text{ маш.ч/м}^3 \text{ } 0,0025 \text{ мес/м}^3$

Таблица 8.7 – Объемы бетонных работ

№ этапа	Бетонные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечание
I	Водосливная плотина	42400	17,6	2 смены 2 механизма
I	Правобережная глухая плотина	38500	14,4	2 смены 2 механизма
III	Левобережная глухая плотина	38460	13,4	3 смены 1 механизм
III	Здание ГЭС бетон подводной части	13680	11,4	3 смены 1 механизм
III	Маш.зал Сборный ж/б	15200	12,6	3 смены 1 механизм
III	Водоприёмник	2240	1,9	3 смены 1 механизм
III	Деривационный туннель, обделка	2290	20	3 смены 1 механизм Интенсивность заливки туннеля 110 м ³ /с

8.3 Календарный план

8.3.1 Общие положения

Календарный план – один из основных документов организации строительства и производства работ, где указаны:

- технологическая последовательность выполнения строительномонтажных работ, их взаимная увязка по времени;
- сроки выполнения различных работ;
- потребность в ресурсах (людских, технических, материальных, финансовых).

Порядок разработки календарных планов регламентируется СП 48.13330.2011 «Организация строительства». При проектировании календарного плана руководствуются прогрессивными методами выполнения работ с применением новейших достижений в области строительства, передовой технологией, обеспечивающими высокое качество работ, соблюдением правил техники безопасности и охраны труда. Календарный план рассчитывают с применением (где необходимо) поточного метода выполнения работ, с максимальным совмещением трудовых процессов по времени. Для разработки календарного плана составляется ведомость объёмов работ с расчетом трудозатрат: подбираются механизмы, принимаются бригады рабочих, задаётся сменность и определяется продолжительность каждой работы в днях.

8.3.2 Порядок разработки календарного плана строительства объекта. Содержание расчетно-пояснительной записки

Для разработки календарного плана строительства исходными данными являются:

- рабочие чертежи и сметы;
- сроки строительства (нормативные и директивные);
- технологические карты на строительные и монтажные работы;
- данные изысканий.

На основании исходных материалов определяют номенклатуру (перечень) работ и технологическую последовательность их выполнения. Работы группируют по видам основных строительных процессов и по периодам их выполнения.

Определяют методы производства каждого вида работ и выбирают механизмы, необходимые для их выполнения. Тип и мощность машин выбирают исходя из объема и условий работы, сроков выполнения данного строительного процесса, а также методов и способов производства работ. При выборе крана необходимо учитывать соответствие его параметров условиям монтажа и правилам безопасности производства работ. Наиболее экономичный

комплект механизмов выбирают путем экономической оценки вариантов. За критерий сравнения принимают величину удельных приведенных затрат.

Выявляют технологическую последовательность, устанавливают сменность работ. Число смен в день назначают в зависимости от выполняемой работы. При монтажных работах, бетонной кладке или работах, выполняемых с применением механизмов, число смен должно быть не менее двух. Работы без использования строительных машин выполняют в одну смену.

8.4 Строительный генеральный план

8.4.1 Общие положения

Стройгенплан, являясь важнейшим и обязательным документом, завершает разработку проекта производства работ (ППР) и содержит основные решения по организации, планированию и управлению строительством, способствующие выполнению строительства в сроки, принятые в календарном плане. Назначение стройгенплана состоит в точном, качественном и своевременном осуществлении организационных мероприятий по подготовке строительной площадки и определению объемов временных сооружений. В ходе разработки стройгенплана решаются вопросы рациональной, экономичной и безопасной организации площадки строительства.

Строительный генеральный план содержит:

- границы строительной площадки;
- действующие и временные сети и коммуникации;
- постоянные и временные дороги;
- размещение постоянных, строящихся и временных зданий, и сооружений, расположение знаков геодезической разбивочной основы;
- расположение помещений для санитарно-бытового обслуживания персонала;
- расположение зон выполнения работ повышенной опасности, здания промышленные зоны и жилой поселок.

8.4.2 Последовательность разработки стройгенплана

В дипломном проектировании стройгенплан разрабатывается на основной период строительства – возведение надземной части объекта. Рекомендуется следующая последовательность разработки стройгенплана:

- наносят существующие сооружения, строящиеся здания, подъездные пути, намечают будущие постоянные дороги и инженерные сети;
- определяют возможные границы строительной площадки;
- выполняют расчеты инвентарных временных зданий и складского хозяйства;
- размещают склады строительных конструкций;

- располагают временные инвентарные административные, бытовые и производственные помещения;
- наносят временные дороги, проезды, проходы;
- наносят временные сети энерго- и водоснабжения строительной площадки;
- показывают место приема бетона, раствора;
- разрабатывают мероприятия для безопасности производства работ; противопожарной безопасности, мероприятия по охране труда и окружающей среды;
- выполняют расчет технико-экономических показателей (ТЭП).

При разработке стройгенплана необходимо руководствоваться следующими положениями: максимально использовать для нужд строительства постоянные существующие сооружения и коммуникации; объем инвентарных временных зданий должен быть минимальным; временные коммуникации должны быть наименьшей протяженности.

8.5 Графики поступления на объект строительных конструкций и материалов

8.5.1 Описание транспортной схемы

В данном проекте используется железнодорожные и автомобильные перевозки строительных материалов в соответствии с транспортной схемой поставки, согласованной с Заказчиком, в которой указаны способы транспортировки материалов, и дальность возки до начала трассы.

8.5.2 Сведения о местах размещения баз материально-технического обеспечения производственных организаций и объектов энергетического обеспечения, обслуживающих строительство.

При организации строительства предусмотрено использование только местных строительных материалов, подвозимых с соответствующих предприятий расположенных на расстоянии до 125 км.

Для складирования отходов строительного производства используется основной полигон ТБО г. Урух.

Полный набор санитарно-бытовых средств и складская зона располагается на основной базе предприятия подрядчика.

На месте производства работ предусмотрено размещение склада ГСМ.

До начала основных строительного-монтажных работ должна быть обеспечена подготовка строительного производства, включающая организационно-технические мероприятия, подготовительные работы.

Перед началом выполнения работ на объекте подрядчик, осуществляющий строительство:

- заключает с застройщиком (техническим заказчиком) договор строительного подряда на строительство;
 - получает от застройщика (технического заказчика) нотариально заверенную копию разрешения на строительство;
 - получает от застройщика (технического заказчика) проектную и рабочую документацию на весь объект или его часть, на определенные виды работ или разовый объем работ;
 - принимает площадку для строительства;
 - согласовывает состав субподрядных организаций с застройщиком (техническим заказчиком), заключает с ними договоры на выполнение различных видов работ и координирует их деятельность;
 - заключает договоры на поставку материально-технических ресурсов;
 - заключает договоры с аккредитованными лабораториями на выполнение видов испытаний, которые не могут быть выполнены собственными силами;
 - составляет акт-допуск о возможном совмещении производства работ при реконструкции объекта капитального строительства действующего предприятия;
 - разрабатывает организационно-технологическую документацию.
- Для производства работ используется вахтовая рабочая сила.

8.6 Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды

8.6.1 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Настоящий раздел разработан в соответствии с п. 41 Постановление правительства РФ № 87 от 16.02.08 г. «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» с учетом требований ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»

Пожарная безопасность проектируемого ГУ на период его строительства обеспечивается применением системы мероприятий предотвращения пожаров и противопожарной защиты и позволяет решить следующие задачи:

- максимально исключить вероятность возникновения пожаров;
- обеспечить пожарную безопасность людей и материальных ценностей.

Предусмотренная проектом система предотвращения пожаров и противопожарной защиты на период строительных работ включает в себя следующие организационно-технические мероприятия:

- территория производства работ строительных работ ограждается и охраняется;
- допуск на территорию строительных работ имеет только работающий на данном объекте персонал, обученный правилам техники безопасности и

обеспеченный защитными средствами, мобильной связью и средствами первой медицинской помощи в соответствии с отраслевыми нормами;

- на территории производства строительных работ на весь период производства работ подрядной организации (при разработке ППР) назначается ответственное лицо за пожарную безопасность;

- проектом не предусмотрен отстой и хранение строительной техники на территории производства работ, вся строительная техника исправна, отстой строительной техники и ее регулярный контроль производится на основной базе предприятия подрядчика;

- на территории производства работ присутствуют складские площадки;

- при строительстве используются не горючие и не воспламеняющиеся материалы;

- территория строительных работ, как и работающая строительная техника, оборудованы первичными средствами пожаротушения (порошковые и углекислотные огнетушители);

- разработка мероприятий по действиям администрации, рабочих, служащих и населения на случай возникновения пожара и порядок организации эвакуации людей реализуется на территории строительных работ в виде средств наглядной агитации, инструкций о порядке обращения с пожароопасными материалами и оборудованием, о соблюдении противопожарного режима;

- на территории производства работ присутствуют склады ГСМ.

Хранение дизельного топлива на предприятии регламентируется четко определенными нормами и правилами ГОСТ 1510-84 "Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение" (утв. постановлением Госстандарта СССР от 7 августа 1984 г. N 2776).

Основные требования — это:

- наличие специализированных герметичных емкостей;
- обеспечение доступа к ним (в т.ч. и автотранспорта для заправки емкости и аварийной откачки топлива);
- наличие противопожарного оборудования.

Для хранения ГСМ подходят как закрытые складские помещения, так и оборудованные места на открытом воздухе.

Емкость под дизтопливо устанавливается на заранее подготовленное основание таким образом, чтобы к ней был обеспечен свободный подъезд автотранспорта.

Правила требуют также наличия оборудованного щита противопожарной безопасности с необходимым набором инструментов и средств.

Место установки емкостей должно быть огорожено стенкой с земляным противопожарным валом так, чтобы подход и подъезд к емкости не был затруднен.

В соответствии со СНиП 12-01-2004 «Организация строительства» проект производства работ разрабатывается генеральной подрядной строительно-монтажной организацией, но на отдельные виды общестроительных, монтажных и специальных строительных работ проекты производства работ могут быть разработаны организациями, выполняющих эти работы.

8.6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Урухского ГУ выполняются следующие виды работ:

- рыхление вынимаемых грунтов ($V=94333,6 \text{ м}^3$);
- выемка грунта экскаватором ($V=94333,6 \text{ м}^3$);
- отсыпка перемычек ($V=22839,4 \text{ м}^3$);
- разборка перемычек ($V=22839,4 \text{ м}^3$);
- бетонные работы ($V=229834 \text{ м}^3$);.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

8.6.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

– Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме рассчитывается по формуле (8.1);

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \rho = \frac{229834 \cdot 1,8\%}{100\%} \cdot 2,5 = 1136,14 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где N - объем бетонных работ, м^3 (229834 м^3);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ - плотность бетона, $\text{т}/\text{м}^3$ ($\rho = 2,5 \text{ т}/\text{м}^3$).

– Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде несортированных изделий, кусков, рассчитывается по формуле (8.2).

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \rho = \frac{67 \cdot 1,0\%}{100\%} \cdot 2,0 = 1,3 \text{ т}, \quad (8.2)$$

где N - объем бетонных работ, м^3 (67 м^3);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ - плотность бетона, $\text{т}/\text{м}^3$ ($\rho = 2,0 \text{ т}/\text{м}^3$).

8.6.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Урухского ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 3) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 4) Воздействием на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- 1) Регулирование режима водотока;
- 2) Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- 3) Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- 4) При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что ГЭС находится вблизи населенного пункте - с. Куусу, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Урух от сбросов Урухской ГЭС ниже по течению реки. Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения села Куусу, в пределах промплощадок объектов Урухской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02.

8.7 Мероприятия по выполнению работ вахтовым методом

8.7.1 Требования к вахтовым работникам

Внедрение вахтового метода организации строительства связано с существенным изменением условий труда и отдыха работников. Их перевод на вахтовый режим рассматривается как перевод на другую работу, поэтому включение работников в состав вахтовых бригад разрешается только с их

согласия. При заключении трудового договора с новыми работниками администрация обязана предупредить их о возможности работы в составе вахтовых бригад.

В связи с тем, что к работе вахтовым методом не допускаются лица, имеющие противопоказания к выполнению такой работы, трудовой договор с работником о работе вахтовым методом может быть заключен только после предварительного медицинского осмотра.

8.7.2 Организация доставки вахтовых работников

Доставка вахтовых работников от места сбора до места проживания при строящемся объекте в вахтовом поселке осуществляется арендуемым транспортом строительной организации, автомобильным транспортом и железнодорожным транспортом.

Вид транспорта с учетом сложившихся в регионе строительства транспортных коммуникаций, а также наименьших затрат по стоимости и по времени пребывания вахтовых работников в пути от пункта сбора до вахтового поселка являются электричка и заказные автобусы. Выбор средств транспорта и времени перевозки подобран с учетом возникновения у вахтовых работников транспортной усталости и снижение работоспособности, а также предусматривает реабилитационное время для преодоления отрицательных воздействий перевозки.

Затраты на транспортирование вахтовых работников определяются на основании:

- калькуляций транспортных затрат при использовании собственного транспорта,
- проездных документов, подтверждающих стоимость проезда каждого вахтового работника,
- договоров, заключаемых с транспортными организациями.

Для предварительных расчетов затраты на транспортирование вахтовых работников $C_{\text{тр}}$ определяются по формуле (8.3):

$$C_{\text{тр}} = \sum_{i=1}^n Ч_{\text{в}} \cdot T_{\text{в}} \cdot Z_{\text{тp}i} \cdot \frac{2}{T_{\text{ц}i}} \quad (8.3)$$
$$C_{\text{тр}} = \sum_{i=1}^n 200 \cdot 1520 \cdot 20 \cdot \frac{2}{90} = 135\,111 \text{ тыс. руб.}$$

где: $Ч_{\text{в}}$ – численность вахтовых работников, доставляемых от пункта сбора до места проживания при строящемся объекте (в вахтовом посёлке или в специально арендуемом строительной организацией для этих целей жилье),

$T_{\text{в}}$ – вахтовый срок строительства объекта, дн.,

$Z_{\text{тp}i}$ – стоимость перевозки одного человека в одном направлении из каждого места сбора, руб.,

$T_{ци}$ – продолжительность вахтового цикла, для вахтовых работников, доставляемых из каждого места сбора, дн.

Организация перевозок вахтовых работников осуществляется диспетчерской службой или транспортным отделом строительного-монтажной организации. Они осуществляют покупку билетов, заключают договоры на перевозку и контролируют их исполнение, совместно с отделом кадров составляют графики перевозки и списки выезжающих, оформляют заявки на перевозки и ведут их учет, обеспечивают доставку вахтовых работников к месту постоянной дислокации строительной организации или пункту сбора.

8.7.3 Организация вахтового поселка

Вахтовые поселки устраиваются из инвентарных зданий подрядной организацией, которая и осуществляет их эксплуатацию на протяжении всего срока строительства.

Вахтовые поселки размещаются при соблюдении соответствующих санитарных норм и требований пожарной безопасности на расстоянии от строящегося объекта не свыше 500 м. Вахтовый поселок предназначен для проживания работников, занятых на строительстве нескольких объектов, он размещается из расчета не свыше 15 - 20-минутной продолжительности доставки работников к местам производства работ.

В состав вахтового поселка включаются объекты жилищного, культурно-бытового и коммунального назначения.

Конструктивное решение для зданий вахтового поселка принят:

- сборно-разборного типа – от 12 мес.

При выборе номенклатуры помещений для вахтовых поселков используются типовые проекты инвентарных зданий и сооружений.

В виду необходимости и экономической целесообразности для проживания сменного вахтового персонала используется жилой фонд, арендуемый на время строительства объекта в г. Урух.

Внутренний распорядок в вахтовом поселке регламентируется Правилами внутреннего распорядка, утвержденными администрацией строительной организации по согласованию с профсоюзным комитетом.

8.8 Рекомендации по организации работы вахтовым методом в условиях сохранения рисков распространения covid-19

I Мероприятия до периода нахождения на объекте производства работ вахтовым методом

1 Общие требования

1.1 Работники перед отправкой на вахту должны пройти осмотр врача по месту пребывания.

1.2 Для работ вахтовым методом не рекомендуется прием лиц старше 65 лет.

1.3 Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, перед вахтой размещаются в местах временного пребывания на территории субъекта РФ, в котором планируется осуществление производственной деятельности, для наблюдения за состоянием их здоровья на срок 14 календарных дней до дня отправки в пункт конечного следования. В качестве специально приспособленных помещений, предназначенных для наблюдения за здоровьем работников, могут использоваться гостиницы, пансионаты, санатории, дома и базы отдыха.

1.4 Работникам в период нахождения в местах временного пребывания проводится инструктаж по мерам профилактики COVID-19.

1.5 За двое суток до отправки на вахту проводится лабораторное обследование рабочих на COVID-19. При подозрении на COVID-19 (наличие положительного результата) в отношении работника и его контактных лиц организуется комплекс соответствующих противоэпидемических мероприятий с запретом выезда.

1.6 После истечения 14-дневного периода лица, находящиеся в изолированном помещении при отсутствии признаков заболевания и наличии отрицательных результатов исследований биоматериала на новую коронавирусную инфекцию (COVID-19) допускаются к работе, либо подлежат направлению к месту осуществления производственной деятельности.

2 Требования для доставки рабочих, грузов

2.1 Транспортное средство, осуществляющее доставку на вахту и с вахты работников, материалов, продуктов, должно пройти комплексную обработку средствами, активными в отношении вирусных инфекций, по окончании рейса.

2.2 Водители и машинисты транспортных средств проходят предсменный мед. осмотр, включающий в себя в том числе контроль температуры тела, оценку наличия признаков инфекционного заболевания (ОРВИ) и обеспечиваются достаточным запасом масок (с учетом замены каждые 3 часа), дезинфицирующими средствами (салфетками, гелями и т.д.) для обработки рук.

Для предварительных расчетов затраты на средства индивидуальной защиты и дезинфицирующими средствами для вахтовых работников $Z_{вр}$ определяются по формуле (8.4):

$$Z_{вх} = Ч_{в} \cdot T_{пн} \cdot Z_{снз} \cdot Z_{дс} \quad 8.4)$$

$$Z_{вр} = 200 \cdot 365 \cdot 15 \cdot 1,2 = 1\,315\,000 \text{ руб.}$$

где $Ч_{в}$ – численность вахтовых работников,

$T_{\text{пи}}$ – продолжительность сохранения рисков распространения инфекции, дн.,

$Z_{\text{дс}}$ – стоимость дезинфицирующих средств на одного работника (с учетом пользования 1,5 месяц), руб.,

$Z_{\text{сиз}}$ – стоимость средств индивидуальной защиты (с учетом замены каждые 3 часа), при смене в 8 часов.

II Мероприятия, проводимые по месту проведения работ и в вахтовом поселке

3 Общие требования

3.1 Администрацией обеспечивается разделение потоков вновь прибывших и отправляемых с вахты работников, включая временное раздельное размещение на период обработки транспорта.

3.2 Работники и обслуживающий персонал информируются о клинических признаках COVID-19 и мерах профилактики в период нахождения в вахтовом поселке и на рабочих местах.

3.3 Ограничиваются контакты между коллективами отдельных цехов, участков, отделов и функциональных групп, не связанных общими задачами и производственными процессами.

3.4 Транспортные средства, предназначенные для доставки рабочих от места проживания до места проведения работ, подвергаются обработке средствами, активными в отношении вирусных инфекций в конце смены.

3.5 Все работники, занятые в производственной деятельности, и иные лица, находящиеся на территории вахтового поселка и в местах проведения работ, подлежат контролю температуры тела в начале рабочего дня (обязательно), в течение рабочего дня (по показаниям).

3.6 В вахтовом поселке должен иметься не менее чем десятидневный запас моющих и дезинфицирующих средств, средств индивидуальной защиты органов дыхания (маски, респираторы), перчаток для бесперебойного обеспечения сотрудников клининговых служб, персонала пищеблока, медицинских работников.

3.7 Необходимо предусмотреть: - обязательное использование всеми сотрудниками средств индивидуальной защиты (одноразовые или многоразовые маски), со сменой масок не реже, чем 1 раз в 3 часа (повторное использование одноразовых масок, а также использование увлажнённых масок не допускается).

3.8 Сбор использованных масок и перчаток в специальные промаркированные полиэтиленовые мешки с последующей утилизацией осуществляется в порядке, установленном для ТБО. При наличии возможности утилизация отходов, в том числе медицинских, обеспечивается способом сжигания.

3.9 Отправка рабочих с вахты осуществляется только после пройденного медицинского осмотра с измерением температуры тела.

4 Противозидемические мероприятия в организациях, осуществляющих работу вахтовым методом

4.1 В случае выявления у работника признаков COVID-19, он помещается в изолированное помещение до момента направления в медицинское учреждение индивидуальным транспортом.

4.2 Контактные лица также переводятся в изолированное помещение на срок 14 календарных дней для наблюдения.

4.3 Администрацией вахтового поселка обеспечивается проведение заключительной дезинфекции помещения, где проживал больной и контактные с ним лица.

4.4 После истечения 14-дневного периода, лица, находящиеся в изолированном помещении при отсутствии признаков заболевания и отрицательных результатов исследований биоматериала на COVID-19 допускаются к работе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте был запроектирован Урухский ГУ, расположенный в Северной-Осетии Алании на реке Урух.

При возведении ГЭС решаются следующие задачи:

- энергоснабжение скоростного поезда в зимний период;
- появление новых рабочих мест;
- развитие инфраструктуры.

В результате анализа исходных данных была выбрана принципиальная компоновочная схема – деривационная. Напорный фронт гидроузла образует: бетонная водосливная плотина и отстойник. Бетонная водосливная плотина располагается в русле реки. Гидроэлектростанция с безнапорной подводящей деривацией, выполненной в виде каналов и тоннелей, протяженностью 0,6 км. Так же в состав гидроузла входят напорно-станционный узел, бассейн суточного регулирования и холостой водосброс.

По результатам водно-энергетического расчета установленная мощность Урухской ГЭС была принята 159 МВт и среднегодовая выработка электроэнергии 758 млн кВт·ч.

По режимному полю была выбрана радиально-осевая гидротурбина – РО115-В-250 с синхронной частотой вращения 300 об/мин. Минимальный напор – 93,3 м, расчетный напор – 96,1 м, максимальный напор – 98,6 м. Так же был выбран гидрогенератор СВ СВ-447/120-20.

Были произведены расчеты плотины на прочность и устойчивость, результаты показали, что условия соблюдаются.

Для создания котлована под строительство бетонной плотины предлагается: пропуск строительных расходов осуществлять путем стеснения русла перемычками в 2 очереди.

Были рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС, а так же перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период строительства и эксплуатации гидроузла.

По результатам технико-экономических расчетов можно сделать вывод, что проект окупится еще до его окончания, так как срок проекта составляет 240 месяца (20 лет), а период окупаемости – 12,4 лет. Себестоимость эл.энергии составляет 0,19 руб/кВт·ч. Удельные капиталовложения 66902,62 руб/кВт.

Проект «Урухской ГЭС на реке Урух», с установленной мощностью 159 МВт экономически оправдан.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Генерация и потребление ЕЭС России(сутки) [Электронный ресурс]: генерация и потребление (сутки) ОЭС ЮГА // Сайт системного оператора единой энергетической системы. – Режим доступа: <http://so-ups.ru>.
2. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затеева.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.
3. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106стр.
4. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005г.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования». – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
8. Постановление Правительства РФ от 2 ноября 2013 г. N 986 «О классификации гидротехнических сооружений». – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013.
9. Погода – статистика скорости ветра [Электронный ресурс]: ветер в Северной – Осетии Алании// Атлас климата. – Режим доступа: https://www.atlas-yakutia.ru/weather/wind/climate_russia-III_wind.html;
10. СП 38.13330.2012 – Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*;
11. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
12. Строительство гидроэлектростанций в России. Учебно – справочное пособие для вузов и инженеров гидростроителей. Под ред. Ерахтин Б. М, Ерахтин В. М. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, Москва 2007г.
13. Производство гидротехнических работ. Часть 1. Общие вопросы строительства. Земляные и бетонные работы, под редакцией д.т.н., проф. В.И. Телешева, АСВ, М.. 2012.

14. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»
15. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
16. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;
17. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
18. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016 – 64 с.
19. Водный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. 42 с.
20. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».
21. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.
22. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-1.
23. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»
24. ГОСТ 1510-84 "Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение" (утв. постановлением Госстандарта СССР от 7 августа 1984 г. N 2776).
25. Организация и планирование гидротехнического строительства: Учеб. Пособ. Для ВУЗов/ Под ред. В.С. Эрнстова. – М.: Стройиздат, 1977. – 391 с., ил.
26. Производство гидротехнических работ / Под рнд. В.С. Эрнстов. – М.: Стройиздат, 1970. – 560 с., ил.
27. Постановление правительства РФ № 87 от 16.02.08 г. «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» п. 41.
28. СанПиН 2.1.4.1110-02
29. СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»

30. СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения»
31. СП 48.13330.2011 «Организация строительства»

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Гидрологические данные

Приложение А.1 – Гидрологический ряд за 50 лет наблюдений реки Урух

№п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.
1	1946	38	41	44	66	143	247	234	231	126	120	49	30	114
2	1947	22	26	52	68	145	300	298	277	182	137	45	33	132
3	1948	39	39	40	61	126	297	285	240	175	134	53	50	128
4	1949	40	42	47	64	174	264	264	264	205	141	51	41	133
5	1950	35	36	39	57	110	250	240	202	107	105	42	24	104
6	1951	22	23	25	37	98	198	180	174	103	88	51	40	87
7	1952	40	40	43	59	123	253	248	235	167	130	73	54	122
8	1953	42	49	51	62	122	256	261	240	147	121	48	38	120
9	1954	40	45	45	71	131	255	256	239	136	122	63	44	121
10	1955	35	37	48	68	119	250	247	235	127	116	52	44	115
11	1956	40	40	42	59	142	245	266	266	193	133	59	45	128
12	1957	23	35	37	39	90	175	166	166	101	83	36	35	82
13	1958	41	42	44	61	122	241	247	195	217	131	67	49	121
14	1959	41	45	45	60	115	247	279	188	164	123	44	26	115
15	1960	48	40	45	72	146	222	288	276	138	136	46	44	125
16	1961	39	39	41	58	226	254	298	291	199	143	70	42	142
17	1962	29	30	38	47	125	192	198	190	125	99	54	51	98
18	1963	40	44	49	67	137	238	258	257	204	147	85	53	132
19	1964	40	41	49	61	139	248	264	261	226	142	101	50	135
20	1965	40	48	50	64	133	256	237	232	193	136	65	56	126
21	1966	51	56	80	122	287	401	379	360	243	205	144	88	201
22	1967	39	38	46	66	150	249	290	244	235	154	98	48	138
23	1968	39	40	46	67	133	207	225	210	159	115	85	29	113
24	1969	19	21	27	88	180	228	262	216	210	125	63	47	124
25	1970	39	39	41	60	150	252	249	203	197	130	112	23	125
26	1971	12	13	28	48	153	202	246	209	202	124	88	50	115
27	1972	40	41	48	68	201	272	263	252	257	147	82	53	144
28	1973	46	42	38	71	239	221	280	257	251	150	126	61	149
29	1974	40	40	49	60	235	222	271	265	246	140	79	35	140
30	1975	40	49	50	69	239	263	332	293	266	157	60	50	156
31	1976	33	39	44	50	105	194	213	175	104	99	54	48	97
32	1977	41	41	45	61	215	288	308	281	253	158	86	71	154
33	1978	42	49	60	88	225	259	306	304	258	159	85	56	158
34	1979	23	27	43	91	241	240	268	277	255	152	102	61	148
35	1980	40	45	51	82	203	221	264	228	225	137	69	60	135
36	1981	41	47	48	62	161	248	273	238	227	150	66	54	135
37	1982	38	40	52	58	159	324	290	252	258	146	61	49	144
38	1983	40	40	47	77	224	314	282	205	201	140	54	44	139

Продолжение Приложения А.1

№п/п	Г оды	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.
39	1984	32	41	41	67	166	233	221	163	166	118	50	48	112
40	1985	41	41	47	84	220	280	286	252	190	143	55	48	141
41	1986	50	48	45	104	299	352	346	302	259	192	125	75	183
42	1987	38	40	46	78	154	204	243	237	165	121	68	62	121
43	1988	40	40	48	74	156	237	268	208	202	123	54	50	125
44	1989	32	37	47	80	203	224	279	262	177	137	48	44	131
45	1990	20	16	40	45	123	207	241	180	211	120	73	61	111
46	1991	47	39	38	53	209	303	215	200	129	128	44	50	121
47	1992	46	40	41	62	191	266	251	309	153	139	63	63	135
48	1993	50	48	43	72	301	340	320	278	164	165	67	63	159
49	1994	47	42	42	81	214	237	297	337	175	145	59	50	144
50	1995	49	47	49	72	155	211	305	297	156	139	58	48	132
Qср. Многолетний		38	39	45	67	171	252	266	243	189	135	69	49	130

Приложение А.2 – Данные для построения интегральной кривой нагрузки для зимнего периода

$t, \text{ч}$	$P, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta \mathcal{E}, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$	$P_{\text{коорд}}, \text{МВт}$	$\mathcal{E}_{\text{коорд}}, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$
1	2839	28	0,028	28	0,03
2	2811	16	0,032	44	0,06
3	2795	9	0,028	53	0,09
4	2786	37	0,148	90	0,24
5	2749	13	0,064	103	0,30
6	2736	39	0,237	142	0,54
7	2697	3	0,024	146	0,56
8	2693	18	0,142	163	0,70
9	2675	4	0,040	168	0,74
10	2671	20	0,196	188	0,94
11	2651	3	0,034	191	0,97
12	2648	0	0,005	191	0,98
13	2648	10	0,130	201	1,11
14	2638	71	0,996	272	2,10
15	2567	93	1,388	365	3,49
16	2474	54	0,868	419	4,36
17	2420	175	2,978	594	7,34
18	2245	42	0,748	636	8,08
19	2203	52	0,994	688	9,08
20	2151	48	0,962	736	10,04
21	2103	22	0,468	758	10,51
22	2081	25	0,550	783	11,06
23	2056	12	0,274	795	11,33
24	2044	2044	49,048	2839	60,38
$\bar{P} =$	2516			$\bar{P} \cdot 24 =$	60380

Приложение А.3 – Данные для построения интегральной кривой нагрузки для летнего периода

t , ч	P , МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, млн кВт·ч	$P_{\text{коорд}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{коорд}}$, млн кВт·ч
1	2187	80	0,080	80	0,08
2	2107	40	0,079	120	0,16
3	2067	5	0,015	125	0,17
4	2062	16	0,065	141	0,24
5	2046	4	0,019	145	0,26
6	2042	52	0,312	197	0,57
7	1990	1	0,007	198	0,58
8	1989	5	0,040	203	0,62
9	1984	11	0,099	213	0,72
10	1973	0	0,000	213	0,72
11	1973	10	0,112	224	0,83
12	1963	5	0,062	229	0,89
13	1958	14	0,178	243	1,07
14	1944	30	0,417	272	1,48
15	1915	14	0,211	286	1,69
16	1901	124	1,988	411	3,68
17	1776	49	0,827	459	4,51
18	1728	73	1,319	533	5,83
19	1654	28	0,533	561	6,36
20	1626	47	0,935	607	7,30
21	1580	14	0,303	622	7,60
22	1565	7	0,157	629	7,76
23	1558	28	0,641	657	8,40
24	1530	1530	36,725	2187	45,12
$\bar{P} =$	1880			$\bar{P} \cdot 24 =$	45122

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетический расчет

Приложение Б.1 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (1 итерация), зимние сутки.

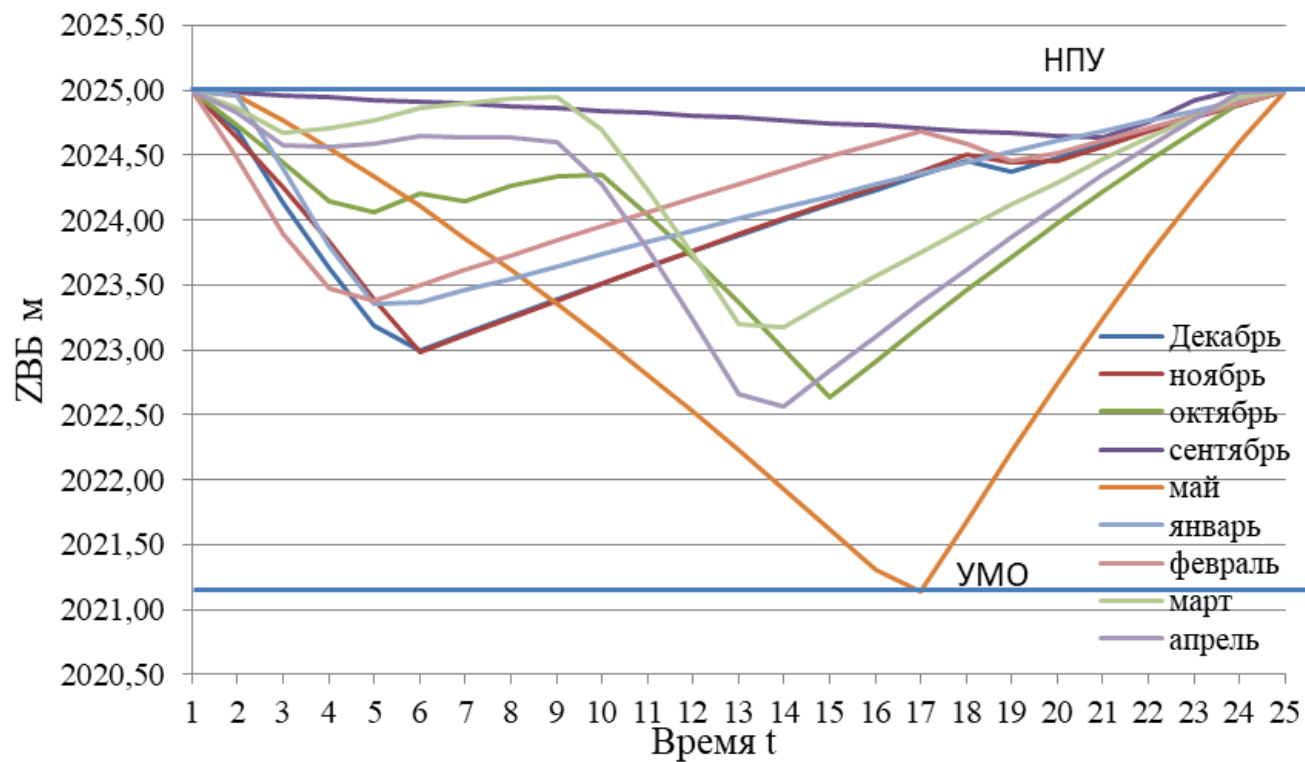
Часы	Расходы, м ³ /с											Объемы, км ³			Отметки, м				Напор, м	N _{гэс} , МВт	Э, млн кВт*ч	N _{гар} , МВт
	Q быг.	Q испар.	Q лед.	Q ф	Q шлюз	Q полез.	Q н б	Q вдхр	Q ГЭСтур	Q хс	Q сп	V нач.	dV	V кон.	Z нач. ВБ	Z кон. ВБ	Z ср ВБ	Z НБ				
17,00	42	1	0	2	0	39	42	1	40	0	19	0,01800	0,00000	0,01800	2025,00	2024,99	2025,00	1925,15	98,55	35	0	35
18,00	42	1	0	2	0	39	172	131	170	0	19	0,01800	0,00047	0,01753	2024,99	2024,48	2024,74	1926,39	97,05	146	0	146
19,00	42	1	0	2	0	39	170	129	168	0	19	0,01753	0,00046	0,01706	2024,48	2023,93	2024,21	1926,37	96,53	143	0	143
20,00	42	1	0	2	0	39	125	84	123	0	19	0,01706	0,00030	0,01676	2023,93	2023,55	2023,74	1925,96	96,48	105	0	105
21,00	42	1	0	2	0	39	30	-11	28	0	19	0,01676	-0,000040	0,01680	2023,55	2023,60	2023,57	1925,02	97,25	24	0	24
22,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01680	-0,00007	0,01687	2023,60	2023,69	2023,64	1924,93	97,42	17	0	17
23,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01687	-0,00007	0,01694	2023,69	2023,78	2023,74	1924,93	97,51	17	0	17
24,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01694	-0,00007	0,01702	2023,78	2023,87	2023,83	1924,93	97,60	17	0	17
1,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01702	-0,00007	0,01709	2023,87	2023,96	2023,92	1924,93	97,69	17	0	17
2,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01709	-0,00007	0,01716	2023,96	2024,05	2024,01	1924,93	97,78	17	0	17
3,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01716	-0,00007	0,01723	2024,05	2024,14	2024,10	1924,92	97,87	17	0	17
4,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01723	-0,00007	0,01731	2024,14	2024,23	2024,18	1924,92	97,96	17	0	17
5,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01731	-0,00007	0,01738	2024,23	2024,31	2024,27	1924,92	98,05	17	0	17
6,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01738	-0,00007	0,01745	2024,31	2024,40	2024,36	1924,92	98,13	17	0	17
7,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01745	-0,00007	0,01752	2024,40	2024,48	2024,44	1924,92	98,22	17	0	17
8,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01752	-0,00007	0,01760	2024,48	2024,56	2024,52	1924,92	98,30	17	0	17
9,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01760	-0,00007	0,01767	2024,56	2024,65	2024,61	1924,92	98,38	17	0	17
10,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01767	-0,00007	0,01774	2024,65	2024,73	2024,69	1924,92	98,46	17	0	17
11,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01774	-0,00007	0,01782	2024,73	2024,80	2024,77	1924,92	98,54	17	0	17
12,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01782	-0,00007	0,01789	2024,80	2024,88	2024,84	1924,92	98,62	17	0	17
13,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01789	-0,00007	0,01796	2024,88	2024,96	2024,92	1924,92	98,70	17	0	17
14,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01796	-0,00007	0,01804	2024,96	2025,03	2025,00	1924,92	98,77	17	0	17
15,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01804	-0,00007	0,01811	2025,03	2025,11	2025,07	1924,92	98,85	17	0	17
16,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01811	-0,00007	0,01818	2025,11	2025,18	2025,14	1924,92	98,92	17	0	17

Продолжение приложения Б

Приложение Б.2 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (2 итерация), зимние сутки.

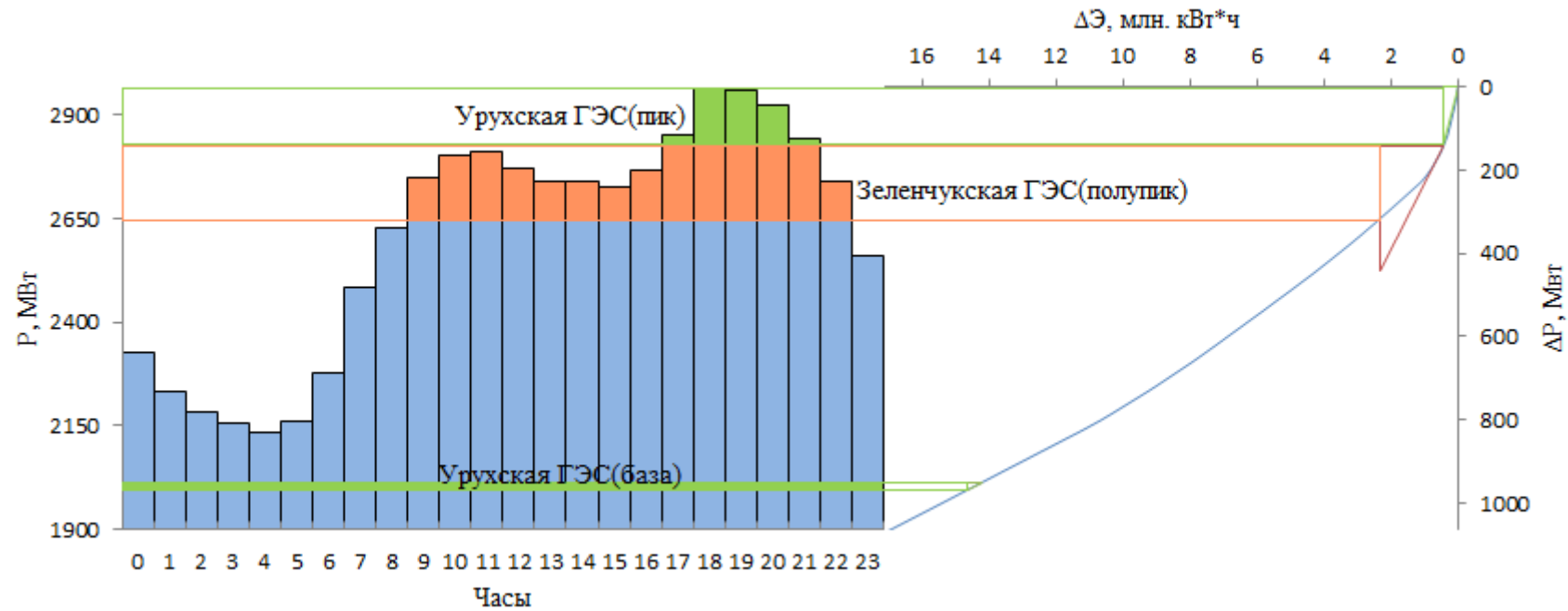
Часы	Расходы, м3/с											Объемы, км3			Отметки, м				Напор, м	Nгэс, МВт	Э, млн кВт*ч	Nгар, МВт
	Q быт.	Q испар.	Q лед.	Q ф	Q шлоз	Q полез.	Q н б	Q вдхр	Q ГЭСтур	Q хс	Q сп	V нач.	dV	V кон.	Z нач. ВБ	Z кон. ВБ	Z ср ВБ	Z НБ				
17,00	42	1	0	2	0	39	52	11	50	0	19	0,01800	0,00004	0,01796	2025,00	2024,96	2024,98	1925,25	98,43	43	0	43
18,00	42	1	0	2	0	39	182	141	181	0	19	0,01796	0,00051	0,01745	2024,96	2024,40	2024,68	1926,48	96,90	154	0	154
19,00	42	1	0	2	0	39	181	140	179	0	19	0,01745	0,00050	0,01695	2024,40	2023,79	2024,10	1926,47	96,33	152	0	152
20,00	42	1	0	2	0	39	135	94	133	0	19	0,01695	0,00034	0,01661	2023,79	2023,36	2023,57	1926,06	96,22	113	0	113
21,00	42	1	0	2	0	39	40	-1	38	0	19	0,01661	-0,000005	0,01662	2023,36	2023,36	2023,36	1925,12	96,94	33	0	33
22,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01662	-0,00007	0,01669	2023,36	2023,46	2023,41	1924,93	97,18	17	0	17
23,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01669	-0,00007	0,01676	2023,46	2023,55	2023,50	1924,93	97,28	17	0	17
24,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01676	-0,00007	0,01684	2023,55	2023,64	2023,60	1924,93	97,37	17	0	17
1,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01684	-0,00007	0,01691	2023,64	2023,74	2023,69	1924,93	97,46	17	0	17
2,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01691	-0,00007	0,01698	2023,74	2023,83	2023,78	1924,93	97,56	17	0	17
3,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01698	-0,00007	0,01705	2023,83	2023,92	2023,87	1924,93	97,65	17	0	17
4,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01705	-0,00007	0,01713	2023,92	2024,01	2023,96	1924,92	97,74	17	0	17
5,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01713	-0,00007	0,01720	2024,01	2024,10	2024,05	1924,92	97,83	17	0	17
6,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01720	-0,00007	0,01727	2024,10	2024,19	2024,14	1924,92	97,92	17	0	17
7,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01727	-0,00007	0,01734	2024,19	2024,27	2024,23	1924,92	98,00	17	0	17
8,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01734	-0,00007	0,01742	2024,27	2024,36	2024,31	1924,92	98,09	17	0	17
9,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01742	-0,00007	0,01749	2024,36	2024,44	2024,40	1924,92	98,18	17	0	17
10,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01749	-0,00007	0,01756	2024,44	2024,53	2024,48	1924,92	98,26	17	0	17
11,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01756	-0,00007	0,01763	2024,53	2024,61	2024,57	1924,92	98,34	17	0	17
12,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01763	-0,00007	0,01771	2024,61	2024,69	2024,65	1924,92	98,42	17	0	17
13,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01771	-0,00007	0,01778	2024,69	2024,77	2024,73	1924,92	98,50	17	0	17
14,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01778	-0,00007	0,01785	2024,77	2024,85	2024,81	1924,92	98,58	17	0	17
15,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01785	-0,00007	0,01793	2024,85	2024,92	2024,88	1924,92	98,66	17	0	17
16,00	42	1	0	2	0	39	21	-20	19	0	19	0,01793	-0,00007	0,01800	2024,92	2025,00	2024,96	1924,92	98,74	17	0	17

Продолжение приложения Б



Приложение Б.3 – Сработка – наполнение водохранилища

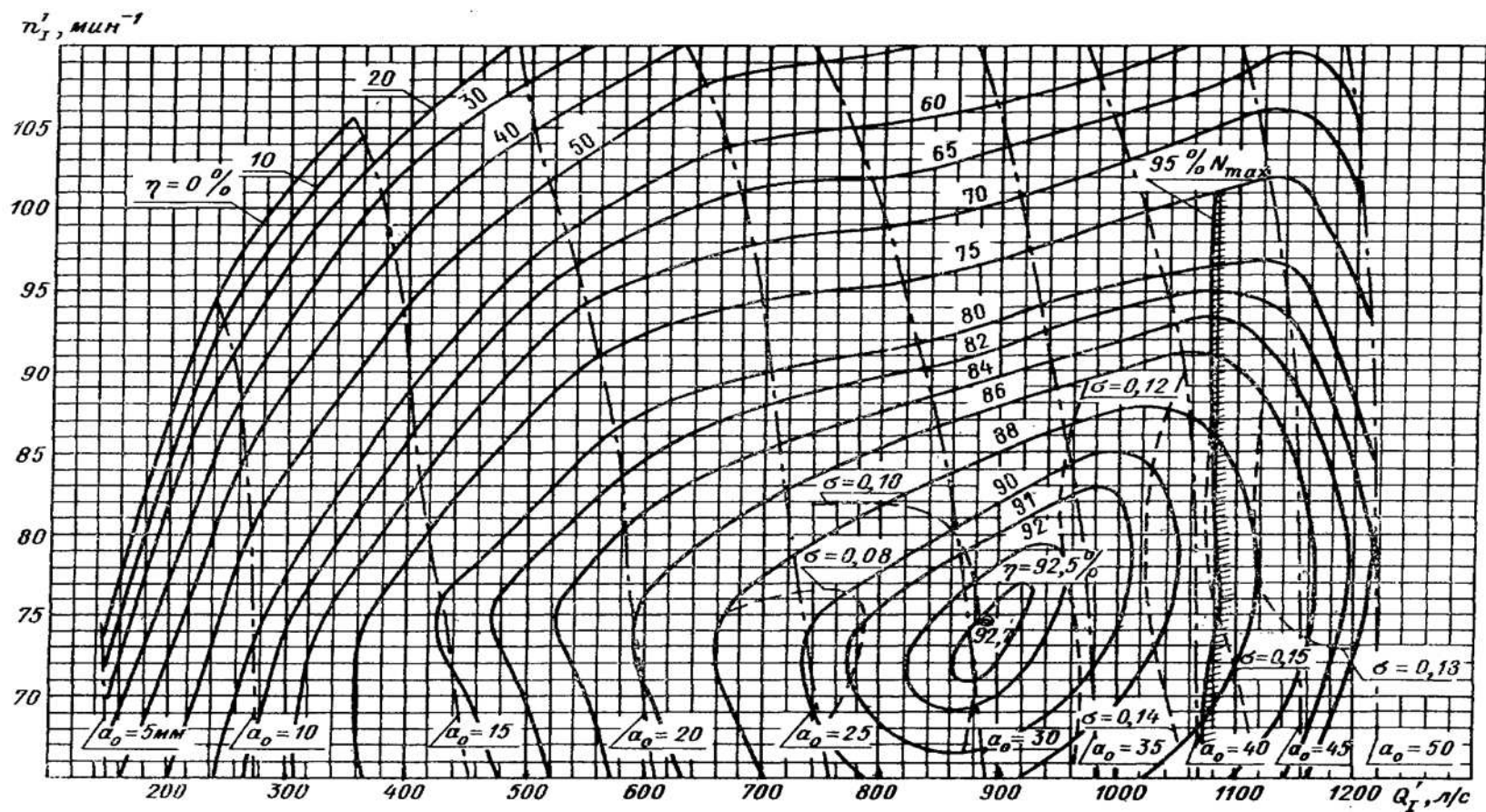
Продолжение приложения Б



Приложение Б.4 – Суточный график нагрузки и ИКН за январь с нанесением режима работы, проектируемой Урухской ГЭС

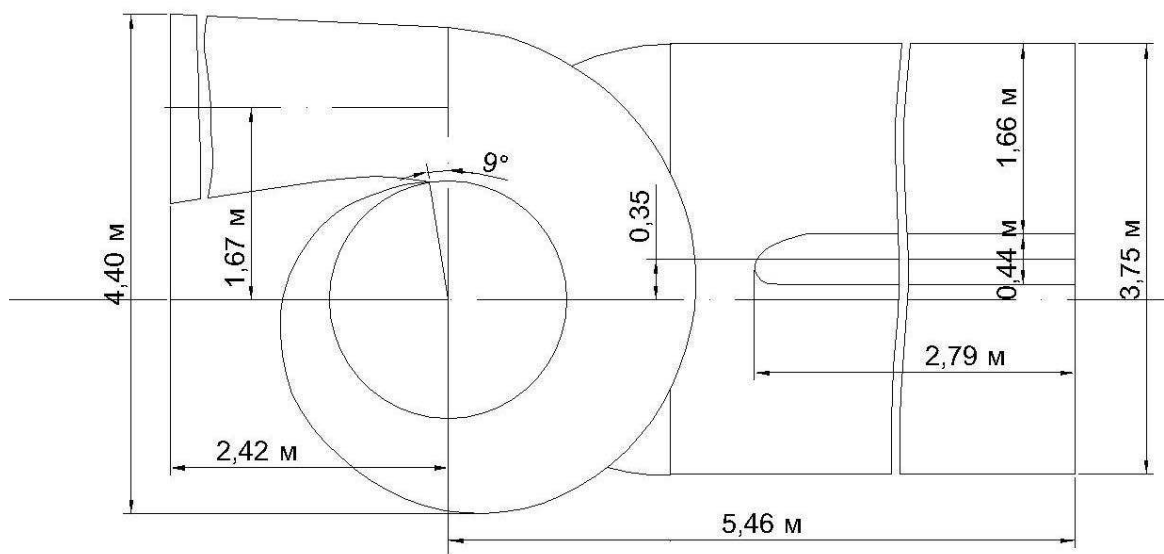
ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование



Приложение В.1 – Главная универсальная характеристика PO115-B при $D_1=2,5$ м


Продолжение приложения В



Приложение В.2 – Проточная часть модели гидротурбины PO115-B

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно–Шушенский филиал
институт

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А. Андрияс
подпись инициалы, фамилия
« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 –Строительство
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УРУХСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УРУХ.
ПРОЕКТ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС.
тема

Руководитель 02.07.2020
подпись, дата


должность

В.В. Данилов
инициалы, фамилия

Выпускник 02.07.2020
подпись, дата



Р.С. Капустин
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Урухской ГЭС на реке Урух. Проект производства работ проектируемой ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

Золот 19.06.20

подпись, дата

В.Ю.Затеева

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В.Михайлова 02.07.20

подпись, дата

А.В.Михайлова

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружение гидроузла

С.В. 05.07.20

подпись, дата

Рихицак Е.В.

инициалы, фамилия

Организация и производство гидротехнических работ

Болотов 3.07.20

подпись, дата

Толминова Т.Ю

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

М.В. 2.07.20

подпись, дата

Курганов В.А.

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

А.В. 02.07.20

подпись, дата

В.В.Лавасова

инициалы, фамилия

Нормоконтроль

М.В. 02.07.20.

подпись, дата

А.А.Забарова

инициалы, фамилия