

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий
кафедрой
_____ А.А. Андрияс
«__» _____ 2020 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01– Строительство

Проектирование Нижнекубанской ГЭС на реке Кубань. Задачи и состав
натурных наблюдений на проектируемой ГЭС в период эксплуатации

Руководитель

подпись, дата

ст.преподаватель

должность

Н.П. Ульянова

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Н.М. Куликов

инициалы, фамилия

Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Нижнекубанского гидроузла на реке Кубань. Задачи и состав натуральных наблюдений на проектируемой ГЭС в период эксплуатации»

Консультанты по
разделам:

Консультант	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Водно-энергетические расчеты	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка сооружения и гидроузла	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Организация и производство гидротехнических работ	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Нижнекубанского гидроузла	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1 Общие сведения.....	8
1.1 Природные условия	8
1.1.1 Климатические условия	8
1.1.2 Гидрологические условия	8
1.1.3 Геологические и сейсмические условия	9
1.1.4 Населенность района.....	9
1.2 Энерго–экономическая характеристика района	9
2 Водно–энергетические расчеты.....	10
2.1 Выбор расчетных гидрографов при заданной обеспеченности стока	10
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы	12
2.3 Построение годовых графиков максимальной и средней мощности	14
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК.....	16
2.5 Баланс энергии.....	16
2.6 ВЭР режима работы Нижнекубанской ГЭС по маловодному году.....	17
2.7 Определение установленной мощности ГЭС	18
2.8 Баланс мощности.....	19
2.9 ВЭР режима работы Нижнекубанской ГЭС в средневодном году, определение средней многолетней выработки	21
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	23
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов.....	23
3.2 Расчет гидротехнической металлической спиральной камеры	27
3.3 Выбор гидрогенератора	29
3.4 Выбор маслонапорной установки	29
3.5 Подъемно–транспортное оборудование.....	29
4 Компонировка и сооружение гидроузла	30
4.1 Выбор компоновки гидроузла и класса сооружения.....	30
4.2 Бетонная водосливная плотина	30
4.2.1 Определение отметки гребня бетонной плотины	30
4.2.2 Определение ширины водосливного фронта.....	33
4.2.3 Построение оголовка профиля водосливной грани по Кригер– Офицерову	34
4.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	35
4.2.5 Расчет водобойной стенки	36
4.3 Конструирование бетонной плотины	37
4.3.1 Определение ширины подошвы плотины	37
4.3.2 Разрезка бетонных плотин швами	38
4.3.3 Быки и устои	38
4.3.4 Глубинные водовыпуски.....	38
4.4 Конструктивные элементы нижнего бьефа	39

4.4.1 Водобой.....	39
4.4.2 Рисберма	39
4.5 Определение основных нагрузок на плотину	39
4.5.1 Вес сооружения	39
4.5.2 Сила гидростатического давления воды	40
4.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления	40
4.5.4 Сила фильтрационного давления	40
4.5.5 Давление наносов	41
4.5.6 Волновое давление	41
4.6 Обоснование надежности плотины	42
4.6.1 Оценка прочности плотины	42
4.6.2 Обоснование устойчивости плотины	44
4.7 Конструирование грунтовой плотины	45
4.7.1 Основные элементы плотины	45
4.7.2 Фильтрационный расчет	46
4.7.3 Расчет устойчивости низового откоса.....	48
5 Организация и производство строительных работ.....	50
5.1 I этап строительства – возведение строительного канала.....	50
5.1.1 Расход строительного периода	50
5.1.2 Высотное положение строительного канала.....	50
5.1.3 Проверка пропускной способности канала.....	51
5.2 II этап строительства – перекрытие русла	52
5.3 III этап строительства – возведение сооружений в котловане первой очереди.....	53
5.3.1 Пропуск расходов второй очереди	53
5.3.2 Пропуск максимального строительного расхода	54
5.3.3 Перемычки второй очереди	55
5.3.4 Разработка котлована первой очереди	57
5.3.5 Буровзрывные работы	59
5.3.6 Бетонные работы	60
5.3.7 Возведение грунтовой плотины.....	63
5.4 IV этап строительства – возведение сооружений в котловане второй очереди.....	63
5.5 V этап – наращивание сооружений до проектных отметок и наполнение водохранилища.....	63
6 Технико–экономические показатели.....	65
6.1 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ..	65
6.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	65
6.1.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	65
6.1.3 Налоговые расходы	68
6.2 Оценка суммы прибыли от реализации объемов электроэнергии и мощности	69
6.3 Оценка инвестиционного проекта.....	71
6.3.1 Методология	71

6.3.2 Коммерческая эффективность	71
6.3.3 Бюджетная эффективность	72
6.4 Анализ чувствительности	73
7 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды.....	75
7.1 Организация охраны труда	75
7.1.1 Пожарная безопасность.....	76
7.2 Меры безопасности при выполнении работ	77
7.3 Действия персонала в аварийных ситуациях и при несчастном случае на производстве.....	78
7.4 Охрана окружающей среды	79
7.4.1 Мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации	80
7.4.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	82
7.4.3 Отходы, образующиеся при строительстве	83
7.4.4 Мероприятия по обеспечения охраны окружающей среды в период эксплуатации	84
8 Задачи и состав натуральных наблюдений на проектируемой ГЭС в период эксплуатации	86
8.1 Цели и задачи натуральных наблюдений	86
8.2 Федеральный закон о безопасности ГТС	86
8.3 Организация и состав наблюдений	87
8.3.1 Основные принципы проведения натуральных наблюдений.....	87
8.4 Проект размещения КИА	88
8.4.1 Фильтрационная КИА	88
8.4.2 Геодезическая КИА	90
8.4.3 Телеметрическая КИА.....	90
8.5 Состав натуральных наблюдений	92
8.5.1 Фильтрационные наблюдения	92
8.5.2 Геодезические наблюдения.....	92
8.5.3 Телеметрические наблюдения	93
8.5.4 Визуальные наблюдения	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	97
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Данные по гидрографу в створе проектируемой ГЭС.....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование	100

Сокращенный паспорт Нижнекубанского гидроузла

1. Наименование ГЭС: Нижнекубанская ГЭС на реке Кубань.
2. Местонахождение ГЭС: юг Карачаево–Черкесии.
3. Тип проектируемой ГЭС: деривационная ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний $15 \text{ м}^3/\text{с}$;
 - б) минимальный $3 \text{ м}^3/\text{с}$.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока недельный;
 - б) отметки: НПУ $1160,50 \text{ м}$; УМО $1158,80 \text{ м}$.
 - в) объемы: полезный $0,04 \text{ км}^3$; полный $0,14 \text{ км}^3$.
6. Напоры:
 - а) максимальный $78,8 \text{ м}$;
 - б) расчетный 71 м ;
 - в) минимальный $69,7 \text{ м}$.
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность: установленная 54 МВт ; гарантированная 31 МВт ;
 - б) среднемноголетняя выработка $73,88 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$;
 - в) число часов использования установленной мощности 1370 ч/год.
8. Плотина: правобережная глухая грунтовая плотина длиной 62 м , высотой $12,2 \text{ м}$.
9. Водосбросные сооружения:
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размеры пролетов: два пролета по 3 метра ;
 - в) общая длина 18 м ;
 - г) максимальная высота $12,2 \text{ м}$.
10. Деривационный напорный туннель:
 - а) длина 15 км ;
 - б) диаметр 6 м .
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания деривационный;
 - б) число агрегатов 2 ;
 - в) грунты в основании доломиты;
 - г) тип спиральной камеры металлическая.
12. Основное оборудование:
 - а) тип турбины PO115/810-B
 - б) тип генератора CB-396/85-22
13. Технико–экономические показатели:
 - а) срок окупаемости $9,3 \text{ лет}$;
 - б) себестоимость энергии $0,61 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$;
 - в) удельные капиталовложения $2599,2 \text{ руб/кВт}$.

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.

Задачей бакалаврской работы является обосновать в выбранном створе реки параметры проектируемой ГЭС: установленную мощность и среднемноголетнюю 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 Карачаево–Черкесии, для покрытия пиков электропотребления и для развития инфраструктуры.

1 Общие сведения

1.1 Природные условия

1.1.1 Климатические условия

Климат на территории республики Карачаево–Черкесия 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. Расчетная температура наружного воздуха района строительства $+11\text{ }^{\circ}\text{C}$.

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

1.1.2 Гидрологические условия

Кубань — река в России на Северном Кавказе, берущая своё начало в горах Карачаево–Черкесии — с северо-западного и юго-западного плеча Эльбруса. Скорость течения реки составляет в среднем 3-4 м/с. Питание реки смешанное: подземное – 30 %, дождевое – 10 % и снеговое – 60 %.

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

Таблица 1.1 – Среднемесячные расходы воды

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q _{ср.} м ³ /с	9	10	13	17	25	29	23	17	12	10	9	8

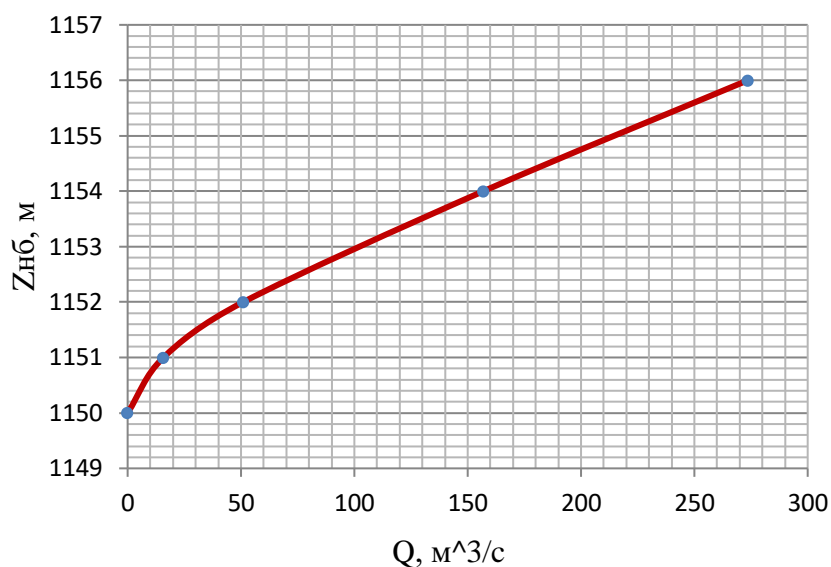


Рисунок 1.1 – Кривая связи отметки нижнего бьефа от расхода

1.1.3 Геологические и сейсмические условия

Большая часть (около 80 %) Карачаево-Черкесской Республики расположена в горной местности. В пределах республики выделяются 3 зоны: предгорная равнина, предгорья и горы Кавказа.

Сейсмичность территории Карачаево–Черкесии по карте сейсмического районирования ОСР-97 находится на уровне 7 - 9 баллов по шкале MSK-64 при среднем периоде повторения сотрясений такой силы 500 лет и 8 - 9 баллов - при периоде 5000 лет.

Створ Нижнекубанской ГЭС был выбран исходя из условий минимального объема выемки грунта и минимальной длины напорного фронта. В основании створа залегает доломит.

1.1.4 Населенность района

В нижнем бьефе Нижнекубанского гидроузла располагается поселок Эльбрусский с населением около 5000 человек.

1.2 Энерго–экономическая характеристика района

В управлении и ведении Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 300 МВт. Наиболее крупными из них являются: Зеленчукская ГЭС.

Выработка электроэнергии в операционной зоне Северокавказского РДУ за 2017 год составила 3012,82 млн. кВт·ч, электропотребление – 2990,299 млн. кВт·ч.

Строительство ГЭС необходимо для покрытия пиков в течении всего года.

2 Водно–энергетические расчеты

2.1 Выбор расчетных гидрографов при заданной обеспеченности стока

Из имеющего гидрологического ряда, представленного в таблице 2.1, определяются средние расходы за год, средние значения расхода за половодный и меженный периоды.

Таблица 2.1 – Гидрологический ряд

m	P, %	Год	Q _{ср}	Год	Q _п	Год	Q _м
1	2	1974	21	1974	13	1974	31
2	4	1995	20	1995	13	1968	30
3	6	1968	20	1968	13	1995	30
4	8	1980	18	1980	12	1977	27
5	10	1981	18	1996	12	1980	27
6	12	1977	18	1979	12	1981	27
7	14	1979	17	1975	11	1985	26
8	16	1975	17	1972	11	1987	25
9	18	1996	17	1966	11	1975	25
10	20	1987	17	1965	11	1979	25
11	22	1976	16	1983	11	1976	25
12	24	1985	16	1969	11	1982	24
13	25	1982	16	1981	11	1996	24
14	27	1990	16	1967	11	1990	24
15	29	1983	16	1989	11	1963	24
16	31	1969	15	1997	11	1971	24
17	33	1966	15	1977	11	1991	23
18	35	1978	15	1987	11	1964	23
19	37	1984	15	1960	10	1978	23
20	39	1989	15	1976	10	1949	23
21	41	1994	15	1948	10,4	1994	23
22	43	1997	15	1954	10	1984	22
23	45	1951	15	1951	10	1993	22
24	47	1965	15	1984	10	1951	22
25	49	1991	15	1982	10	1983	22
26	51	1948	15	1962	10,0	1969	21,5
27	53	1963	15	1955	10	1989	21
28	55	1949	15	1956	10	1948	21,2
29	57	1962	15	1970	10	1962	21
30	59	1964	15	1990	10	1997	21
31	61	1967	14	1994	10	1956	21
32	63	1956	14	1958	10	1966	21
33	65	1958	14	1950	10	1958	21
34	67	1971	14	1978	10	1965	20

Продолжение таблицы 2.1– Гидрологический ряд

m	P, %	Год	Q _{ср}	Год	Q _п	Год	Q _м
35	69	1993	14	1985	10	1950	20
36	71	1950	14	1957	9	1986	20
37	73	1972	14	1959	9	1955	20
38	75	1955	14	1988	9	1957	19
39	76	1954	14	1991	9	1967	19
40	78	1970	14	1961	9	1988	19
41	80	1960	14	1949	9	1961	19
42	82	1957	14	1993	9	1970	19
43	84	1988	13	1963	9	1959	19
44	86	1959	13	1964	8	1954	18
45	88	1986	13	1986	8	1952	18
46	90	1961	13	1992	8	1972	18
47	92	1952	12	1971	8	1960	18
48	94	1992	11	1952	7	1973	16
49	96	1973	11	1973	7	1992	15
50	98	1953	10	1953	6	1953	15

Выбор расчетного маловодного года 90%:

Обеспеченностью P=90% обладает 1961 год, коэффициенты приведения, необходимые для построения расчетного гидрографа, равны:

$$K_{\Pi} = \frac{18}{19} = 0,95$$

$$K_{\text{М}} = \frac{8}{9} = 0,9$$

Выбор расчетного средневодного года 50%:

Выбираем ближайшие к расчетной обеспеченности годы.

Для 1991 года коэффициенты приведения по половодью и межени равны:

$$K_{\Pi} = \frac{22}{23} = 0,97$$

$$K_{\text{М}} = \frac{10}{9} = 1,1$$

Для 1948 года коэффициенты приведения по половодью и межени равны:

$$K_{\Pi} = \frac{21,5}{21,2} = 1,01$$

$$K_{\text{М}} = \frac{10}{10,4} = 0,96$$

Коэффициенты приведения для 1948 года ближе к единице, следовательно, этот год принимается в качестве средневодного года.

Для построения расчетного гидрографа необходимо уточнить годовой сток. Уточненный годовой сток представлен в таблице 2.2:

Таблица 2.2 – Уточненный годовой сток

Год	Наименование	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1948	Исходный ряд	9,1	13,2	13,7	19,5	22,5	28,2	20,0	16,0	11,0	9,0	8,5	8,0
	Уточненные значения	8,7	12,7	13,2	19,7	22,8	28,5	20,2	16,2	10,6	8,7	8,2	7,7
1961	Исходный ряд	6,9	11,2	13,2	13,9	17,2	23,0	23,1	17,3	9,8	9,0	8,0	4,0
	Уточненные значения	6,2	10,0	11,8	13,2	16,3	21,8	21,9	16,4	8,8	8,1	7,2	3,6

По данным из таблицы 2.2 строится расчетный гидрограф, представленный на рисунке 2.1.

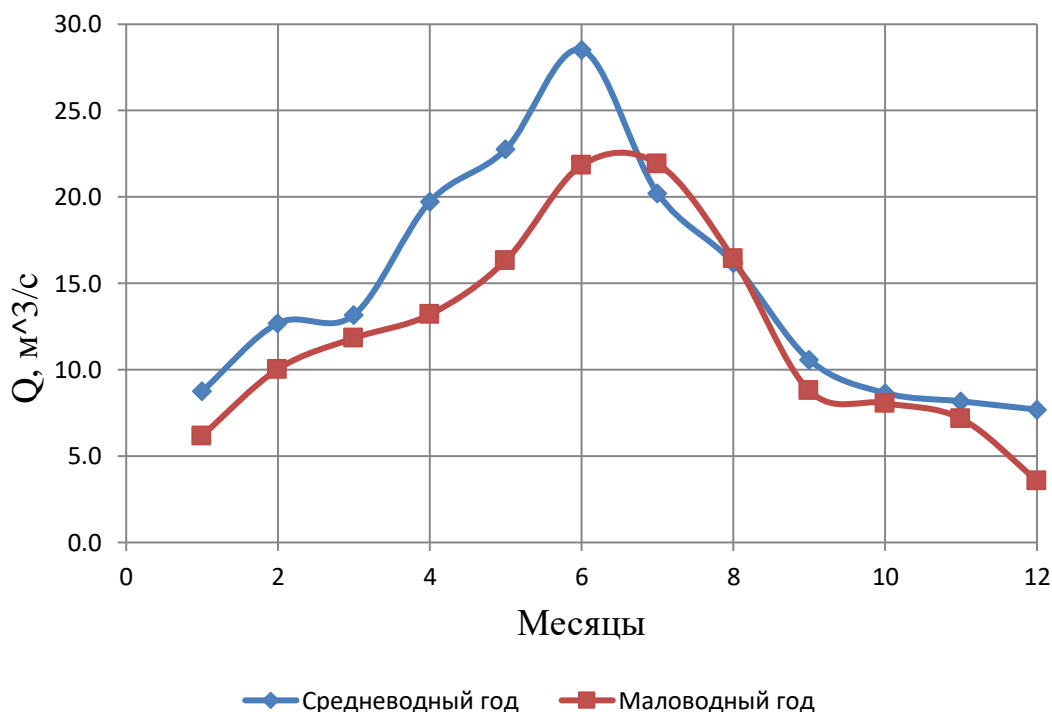


Рисунок 2.1 – Гидрограф маловодного и средневодного года

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Суточные графики нагрузки скачиваются с сайта системного оператора [2] в соответствии заданной реальной энергосистемой России.

Скачав данные ОДУ Юга, заносим их в таблицу. Далее посчитаем коэффициент перехода k по формуле 2.1:

$$k = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} \quad (2.1)$$

Затем переходим к потреблению РДУ (Северо–Кавказское РДУ), занося данные в таблицу 2.3 для лета и зимы.

Таблица 2.3 – Данные РДУ для лета и зимы

Лето			Зима		
Часы	Потребление, МВт [ОДУ]	РДУ [Учет коэф. к]	Часы	Потребление, МВт [ОДУ]	РДУ [Учет коэф. к]
0	8966	897	0	11918	1192
1	8242	824	1	11701	1170
2	7909	791	2	11354	1135
3	7709	771	3	11184	1118
4	7573	757	4	10960	1096
5	7509	751	5	11080	1108
6	7716	772	6	11338	1134
7	8321	832	7	11691	1169
8	9121	912	8	12198	1220
9	10180	1018	9	12866	1287
10	10793	1079	10	13063	1306
11	10904	1090	11	13061	1306
12	10857	1086	12	13022	1302
13	10985	1099	13	12844	1284
14	11111	1111	14	12798	1280
15	11214	1121	15	12913	1291
16	11160	1116	16	13395	1340
17	11080	1108	17	14141	1414
18	10851	1085	18	14537	1454
19	10742	1074	19	14449	1445
20	11006	1101	20	14220	1422
21	11536	1154	21	13846	1385
22	11011	1101	22	13356	1336
23	10021	1002	23	12598	1260
Среднее потребление		982			1266
k(коэффициент)	10				

Заполняем таблицу 2.4 и строим суточный график нагрузки, с учетом полученных коэффициентов.

Таблица 2.4 – Данные для построения суточного графика нагрузки

	График нагрузки		Интегральная кривая нагрузки			
	Р _{лето}	Р _{зима}	Р _{лето}	Э _{лето}	Р _{зима}	Э _{зима}
t	МВт	МВт	МВт	млн. кВтч	МВт	млн. кВтч
1	1454	1454	73	0,07	20	0,02
2	1445	1445	85	0,10	72	0,12

Продолжение таблицы 2.4 – Данные для построения суточного графика нагрузки

t	График нагрузки		Интегральная кривая нагрузки			
	Р _{лето}	Р _{зима}	Р _{лето}	Э _{лето}	Р _{зима}	Э _{зима}
	МВт	МВт	МВт	млн. кВтч	МВт	млн. кВтч
3	1422	1422	96	0,13	90	0,18
4	1414	1414	103	0,16	157	0,45
5	1385	1385	119	0,24	260	0,96
6	1340	1340	120	0,24	268	1,01
7	1336	1336	125	0,28	335	1,48
8	1306	1306	143	0,43	335	1,48
9	1306	1306	154	0,52	344	1,56
10	1302	1302	156	0,53	369	1,81
11	1291	1291	169	0,68	380	1,93
12	1287	1287	180	0,82	385	1,99
13	1284	1284	308	2,48	395	2,12
14	1280	1280	344	2,99	441	2,76
15	1260	1260	549	6,05	532	4,12
16	1220	1220	569	6,38	610	5,38
17	1185	1185	731	9,12	645	5,96
18	1170	1170	748	9,45	647	6,01
19	1169	1169	824	10,89	723	7,46
20	1135	1135	868	11,76	727	7,53
21	1134	1134	870	11,80	762	8,27
22	1118	1118	901	12,48	786	8,79
23	1108	1108	915	12,81	813	9,42
24	1096	1096	2622	53,77	3304	69,20

2.3 Построение годовых графиков максимальной и средней мощности

Максимальная нагрузка энергосистемы для каждого месяца определяется по следующей формуле:

$$P_t^{\max} = a + b \cdot |30^\circ \cdot t - 15^\circ| \quad (2.2)$$

Коэффициенты а и b находятся как:

$$a = \frac{P_3^{\max} + P_{12}^{\max}}{2},$$

$$b = \frac{P_3^{\max} - P_{12}^{\max}}{2}$$

Среднемесячная нагрузка энергосистемы для каждого месяца определяется по следующей формуле:

$$\bar{P}_t = a + b \cdot |30^\circ \cdot t - 15^\circ| \quad (2.3)$$

Коэффициенты a и b находятся как:

$$a = \frac{\bar{P}_3 + \bar{P}_L}{2},$$

$$b = \frac{\bar{P}_3 - \bar{P}_L}{2}$$

В таблице 2.5 представлен расчет максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.

Таблица 2.5 – Расчет максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяцы	P_t^{max}	\bar{P}_t
1	1449	1261
2	1410	1224
3	1343	1161
4	1265	1087
5	1198	1024
6	1159	987
7	1159	987
8	1197	1023
9	1264	1087
10	1342	1160
11	1409	1224
12	1448	1261

На рисунке 2.2 представлены максимальные и среднемесячные нагрузки энергосистемы.

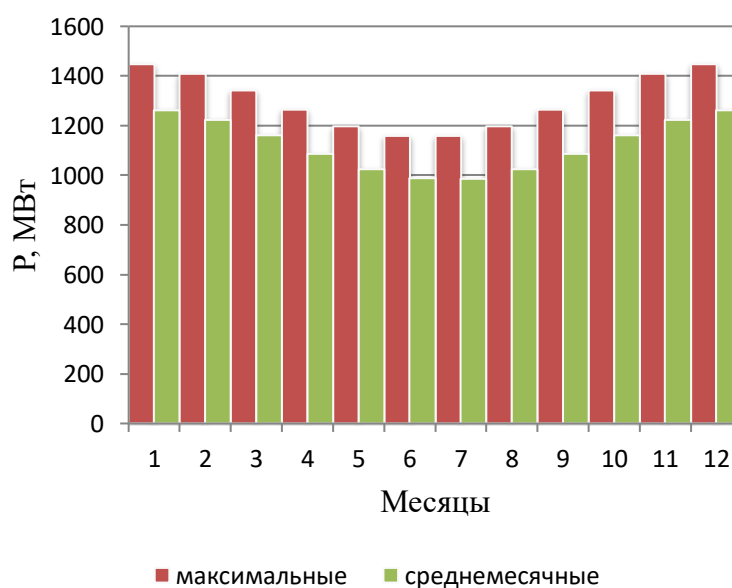


Рисунок 2.2 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

Расчет режимов произвели для учета потерь и расчета избытка мощности $\Sigma delN = 54$ МВт. Расчет режимов представлен в таблице 2.6.

Эти данные используются для размещения линии гарантированной мощности, на балансе энергии энергосистемы.

Таблица 2.6 – Расчёт режимов работы ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{быт 90%} , М ³ /с	17	19	29	77	81	104	39	32	34	30	28	27
Q _{испарения} , М ³ /с					1	1	2	1	1			
Q _{лёд} , М ³ /с	1	1	3	3	0	0	0	0	0	1	1	1
Q _{фильтр} , М ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Режим работы по водотоку												
Q _{потери} , М ³ /с	2	2	4	4	2	2	3	2	2	2	2	2
Q _{полбыт} , М ³ /с	15	17	25	73	79	102	36	30	32	28	26	25
Z _{ВВ} , м	1576	1576	1576	1576	1576	1576	1576	1576	1576	1576	1576	1576
Z _{НВ} , м	1550	1550	1550	1551	1551	1551	1551	1550	1550	1550	1550	1550
H, м	25	25	25	25	25	24	25	25	25	25	25	25
N _{полбыт} , МВт	3	4	5	15	17	21	8	7	7	5	6	5
Режим работы по ВХК												
Q _{ВХК} , М ³ /с	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Z _{ВВ} , м	1576	1576	1576	1576	1576	1576	1576	1576	1576	1576	1576	1576
Z _{НВ} , м	1551	1551	1551	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1551	1551	1551
H, м	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
N _{ВХК} , МВт	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
N _{быт} -N _{ВХК} , МВт	-3	-3	-1	9	10	15	1	0	1	-1	-1	-1

2.5 Баланс энергии

Построим график баланса энергий для данной энергосистемы.

По формуле $\bar{P}_t = a + b \cdot |30^\circ \cdot t - 15^\circ|$, имея данным суточного графика нагрузки и результатам работы по водотоку и ВХК, строим среднегодовой график нагрузки по данным из таблицы 2.7 и изображаем его на рисунке 2.3.

Таблица 2.7 – Годовой график средних нагрузок

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
\bar{P}_t	79	79	72	66	59	53	53	59	66	72	79	79

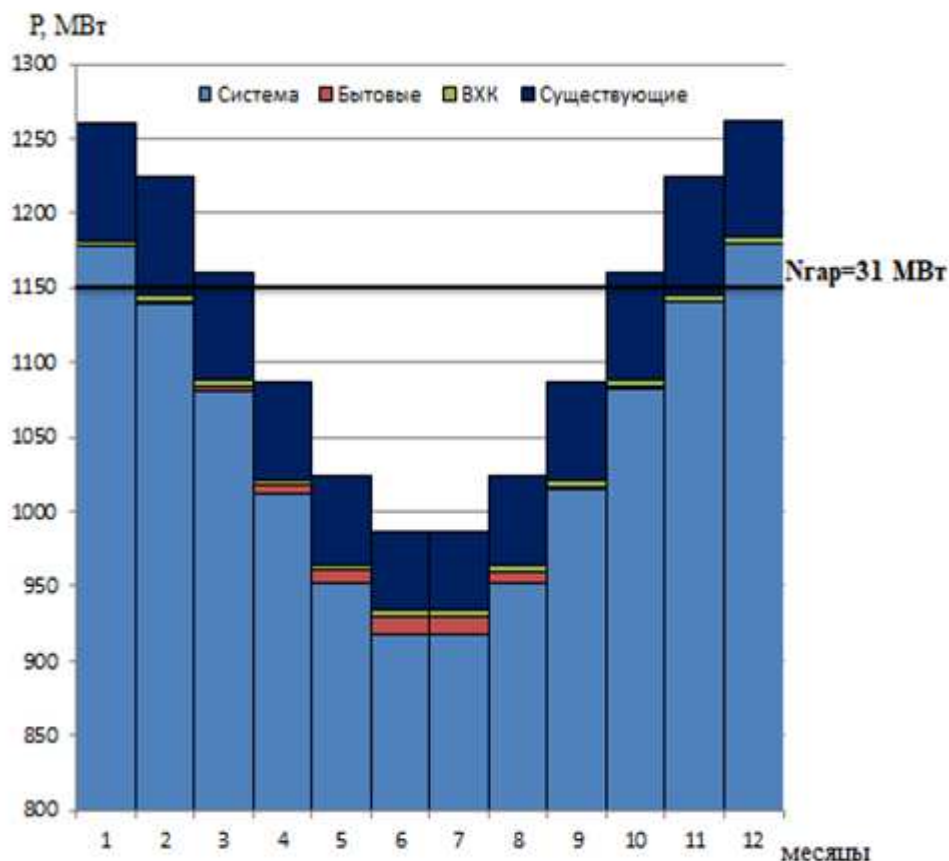


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

Следующим шагом откладываем мощность существующих ГЭС энергосистемы. От нее откладывается $N_{ВХК}$ и $N_{БЫТ}$. После проводим линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, между линией гарантированной мощности и $N_{ВХК}$ была равна мощности $N_{ИЗБЫТОК} = 54$. Также по графику определяем месяц начала сработки водохранилища: месяц, в котором линия гарантированной мощности находится ниже $N_{БЫТ}$, будет являться месяцем начала сработки.

2.6 ВЭР режима работы Нижнекубанской ГЭС по маловодному году

Водно-энергетический расчет выполняется, чтобы определить период и глубину сработки водохранилища в расчетный маловодный год.

Построим таблицу 2.8 для сработки и наполнения водохранилища.

Таблица 2.8 – Сработка и наполнение водохранилища

t	$Q_{полбыт}$	$Q_{Ф}$	$Q_{водохран}$	$Q_{ГЭС}$	$Q_{холсбр}$	$Q_{НБ}$	$Q_{ВХК}$
12	3,6	0,26	45,6	49	0	48,9	5,9
1	6,2	0,26	43,5	49	0	49,4	5,9
2	10,0	0,26	-3,9	6	0	5,9	5,9
3	11,8	0,26	-5,9	6	0	5,9	5,9
4	14,9	0,26	-9,3	6	0	5,9	5,9

Продолжение таблицы 2.8 – Сработка и наполнение водохранилища

t	Q _{полбыт}	Q _ф	Q _{водохран}	Q _{ГЭС}	Q _{холсбр}	Q _{НБ}	Q _{ВХК}
5	18,4	0,26	-13,1	6	0	5,9	5,9
6	24,6	0,26	-18,6	6	0	5,9	5,9
7	24,7	0,26	-18,8	6	0	5,9	5,9
8	18,5	0,26	-12,5	6	0	5,9	5,9
9	8,8	0,26	-2,8	6	0	5,9	5,9
10	8,1	0,26	-2,1	6	0	5,9	5,9
11	7,2	0,26	-1,0	6	0	5,9	5,9

Продолжение таблицы 2.8 – Сработка и наполнение водохранилища

V водохранилища, км ³			Z _{ВБ} , м		
V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}
0,70	0,12	0,58	1160,50	1159,74	1160,12
0,58	0,11	0,47	1159,74	1158,84	1159,29
0,47	-0,01	0,48	1158,84	1158,93	1158,88
0,48	-0,02	0,49	1158,93	1159,06	1158,99
0,49	-0,02	0,52	1159,06	1159,25	1159,15
0,52	-0,03	0,55	1159,25	1159,52	1159,39
0,55	-0,05	0,60	1159,52	1159,87	1159,70
0,60	-0,05	0,65	1159,87	1160,20	1160,04
0,65	-0,03	0,68	1160,20	1160,41	1160,31
0,68	-0,01	0,69	1160,41	1160,45	1160,43
0,69	-0,01	0,69	1160,45	1160,49	1160,47
0,69	0,00	0,70	1160,49	1160,50	1160,50

Окончание таблицы 2.8 – Сработка и наполнение водохранилища

Z _{НБ} , м	H, м	N _{ГЭС} , МВт	N _{ГАР} , МВт
1086,04	73,28	31	31
1086,06	72,43	31	31
1081,81	76,27	4	по ВХК
1081,81	76,38	4	по ВХК
1081,82	76,54	4	по ВХК
1081,82	76,77	4	по ВХК
1081,83	77,07	4	по ВХК
1081,81	77,43	4	по ВХК
1081,83	77,68	4	по ВХК
1081,82	77,81	4	по ВХК
1081,82	77,85	4	по ВХК
1081,82	77,88	4	по ВХК

2.7 Определение установленной мощности ГЭС

Сначала определим рабочую мощность Нижнекубанской ГЭС для декабря и января.

Для нахождения рабочей мощности ГЭС, необходимо использовать ИКН для этих месяцев. ИКН для соседних месяцев считаются схожими, поэтому с

некоторым приближением можно считать их одинаковыми. Тогда для декабря и января понадобится всего одна ИКН изображенная на рисунке 2.4.

Посчитаем суточную выработку ГЭС при гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{XII}} = \frac{N_{\text{гар}}^{\text{XII}} \cdot 24}{1000} = \frac{31 \cdot 24}{1000} = 0,74 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.4)$$

Поиск зоны работы ГЭС в суточном графике нагрузки осуществляется после определения зоны работы существующих ГЭС. Проектируемая ГЭС должна вытеснять из графика нагрузки тепловые станции и не должна претендовать на зоны работы, занятые другими ГЭС.

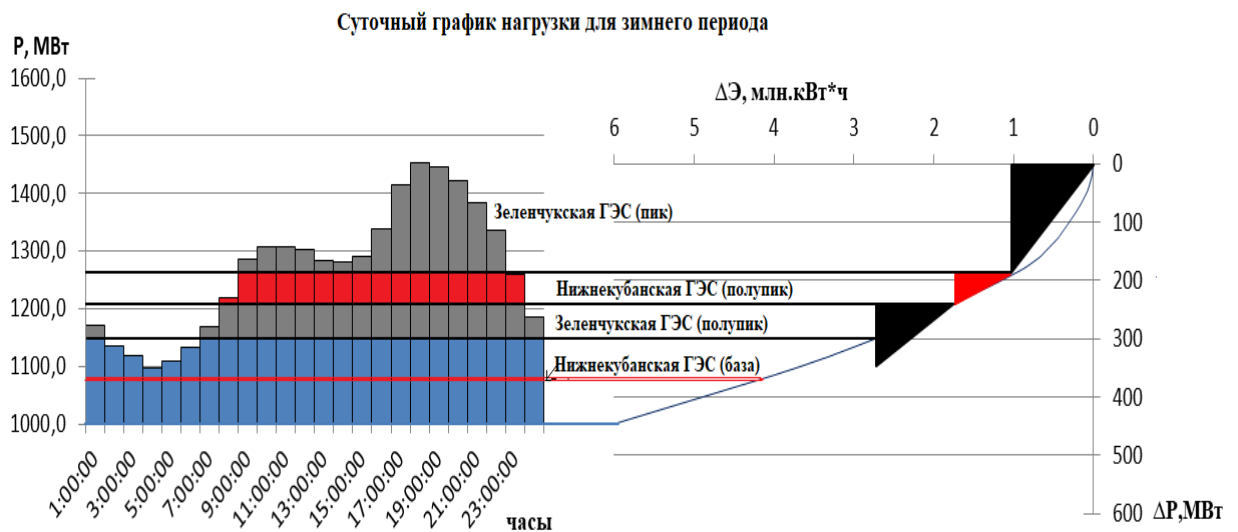


Рисунок 2.4 – Зона работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь, декабрь)

2.8 Баланс мощности

Основой для построения баланса мощности служит годовой график максимальных мощностей.

Данные для составления баланса мощности указаны в таблице 2.9, баланс мощностей приведен на рисунке 2.5.

Таблица 2.9 – Баланс мощности

Месяц	ЭС		существующие ГЭС			проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P_{max}	$N_{\text{нр}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{ар}}$	$N_{\text{рем}}$
1	1449	43	237	7		52	2		1160	101	
2	1410	42	210	6		40	1		1160	99	
3	1343	40	194	6		38	1		1111	94	
4	1265	38	147	4		37	1		1081	89	
5	1198	36	114	3		36	1		1048	84	145

Продолжение таблицы 2.9 – Баланс мощности

Месяц	ЭС		существующие ГЭС			проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P_{max}	$N_{нр}$	$N_{раб}$	$N_{нр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{ар}$	$N_{рем}$
6	1159	35	116	3		34	1		1009	81	145
7	1159	35	116	3		34	1		1009	81	145
8	1197	36	114	3		36	1		1047	84	145
9	1264	38	147	4	40	37	1		1080	89	
10	1342	40	194	6		38	1	9	1110	94	
11	1409	42	210	6		40	1		1159	99	
12	1448	43	237	7		52	2		1159	101	

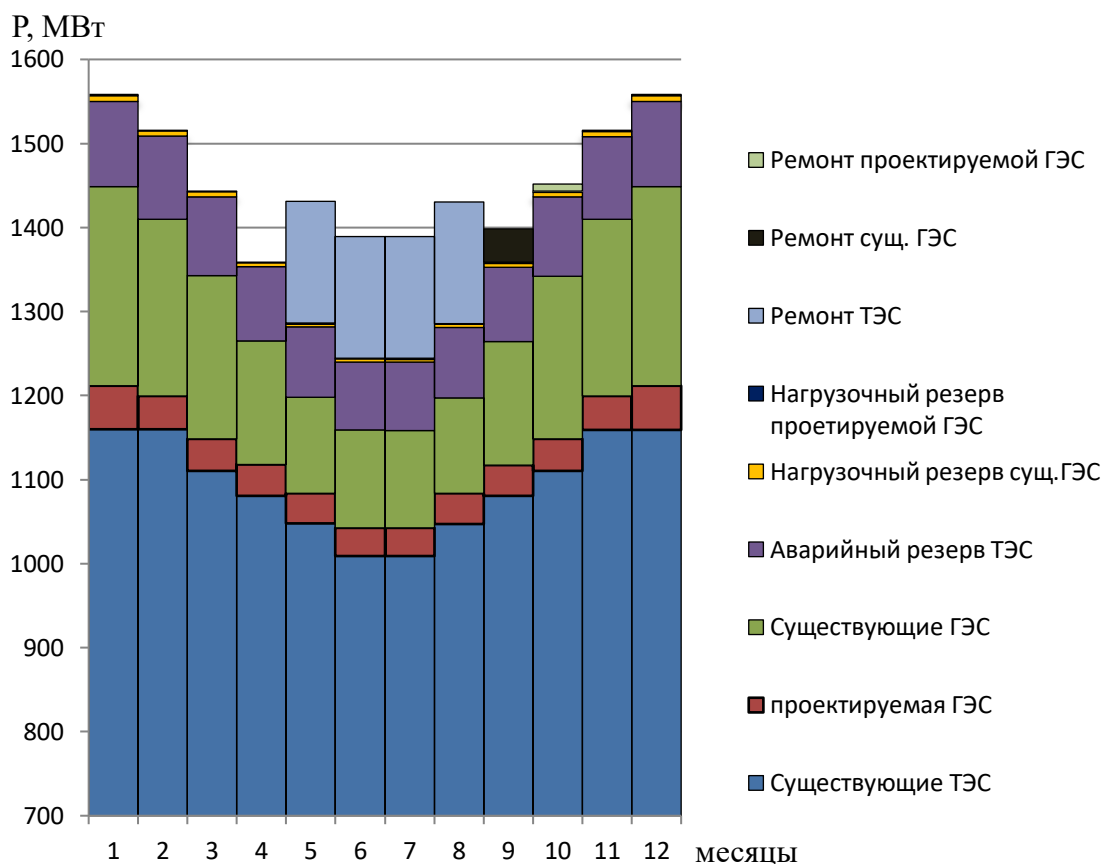


Рисунок 2.5 – Баланс мощностей энергосистемы

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{уст.ГЭС} = N_{раб} + N_{нр} \quad (2.5)$$

Для данной системы $N_{нр}$ принимается 3% от максимальной потребляемой мощности системы.

Для Нижнекубанской ГЭС:

$$N_{\text{нр}} = 2\% \cdot N_{\text{раб}} = 0,03 \cdot 52 = 2 \text{ МВт} \quad (2.6)$$

Найдем установленную мощность Нижнекубанской ГЭС:

$$N_{\text{уст.ГЭС}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{нр}} = 52 + 2 = 54 \text{ МВт} \quad (2.7)$$

2.9 ВЭР режима работы Нижнекубанской ГЭС в средневодном году, определение средней многолетней выработки

Водно-энергетические расчеты в средних по водности условиях проводятся для оценки среднемноголетней выработки энергии ГЭС. Эти расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчетам маловодного года.

Производим расчет, используя полезные бытовые расходы для средневодного года. Работаем по тем же гарантированным мощностям, сбрасываемся до отметки УМО. Расчет представлен в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Расчет водно-энергетического регулирования

t	Q _{полбыт}	Q _Ф	Q _{водохран}	Q _{ГЭС}	Q _{холсбр}	Q _{НБ}	Q _{ВХК}
12	8	0,26	45,2	48	0	49	5,9
1	9	0,26	44,0	50	0	50	5,9
2	13	0,26	-3,9	6	0	6	5,9
3	13	0,26	-9,0	3	0	3	5,9
4	20	0,26	-9,2	6	0	6	5,9
5	23	0,26	-13,0	6	0	6	5,9
6	29	0,26	-18,6	6	0	6	5,9
7	20	0,26	-18,7	6	0	6	5,9
8	16	0,26	-15,2	3	0	3	5,9
9	11	0,26	0,0	8	0	9	5,9
10	9	0,26	0,0	8	0	8	5,9
11	8	0,26	0,0	7	0	7	5,9

Продолжение таблицы 2.10 – Расчет водно-энергетического регулирования

V водохранилища, км ³			Z _{ВВ} , М		
V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}
0,70	0,12	0,58	1160,50	1159,74	1160,12
0,58	0,11	0,47	1159,74	1158,84	1159,29
0,47	-0,01	0,48	1158,84	1158,92	1158,88
0,48	-0,02	0,50	1158,92	1159,12	1159,02
0,50	-0,02	0,53	1159,12	1159,31	1159,22
0,53	-0,03	0,56	1159,31	1159,57	1159,44
0,56	-0,05	0,61	1159,57	1159,92	1159,75
0,61	-0,05	0,66	1159,92	1160,25	1160,09
0,66	-0,04	0,70	1160,25	1160,50	1160,37
0,70	0,00	0,70	1160,50	1160,50	1160,50
0,70	0,00	0,70	1160,50	1160,50	1160,50
0,70	0,00	0,70	1160,50	1160,50	1160,50

Окончание таблицы 2.10 – Расчет водно-энергетического регулирования

$Z_{НБ}$, м	H , м	$N_{ГЭС}$, МВт	\mathcal{E} , млн. кВт·ч	$N_{ГАР}$, МВт
1086,0	73,3	31	22,89	31
1086,1	72,4	31	23,26	31
1081,8	76,2	4	2,50	4
1081,0	77,2	2	1,21	4
1081,8	76,6	4	2,84	4
1081,8	76,8	4	2,76	4
1081,8	77,1	4	2,83	4
1081,8	77,4	4	2,76	4
1081,1	78,4	2	1,51	4
1082,4	77,3	6	4,09	4
1082,3	77,4	5	3,88	4
1082,0	77,6	5	3,34	4
		$\Sigma \mathcal{E}$	73,88	

Средне многолетняя выработка $\mathcal{E}_{год} = 73,88$ млн. кВт · ч.

Сработка и наполнение водохранилища показаны на рисунке 2.6.

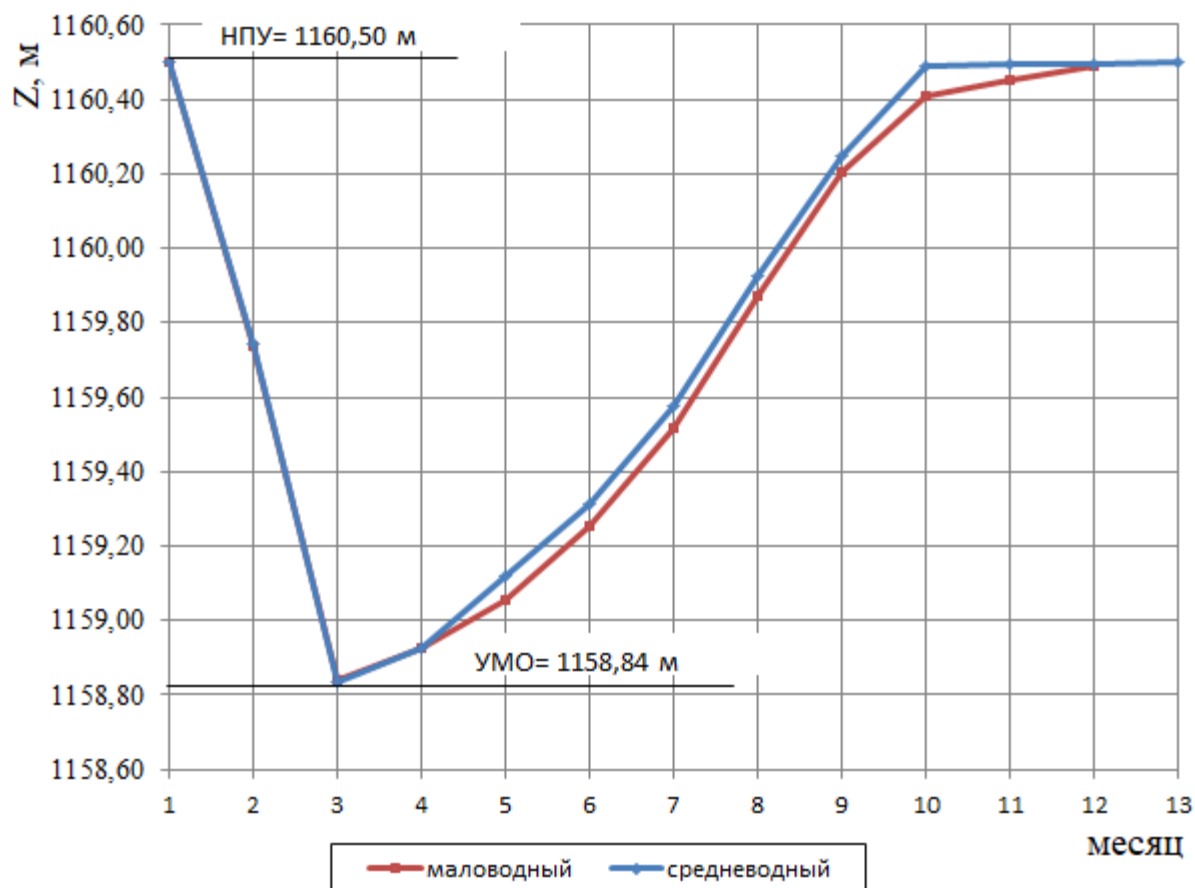


Рисунок 2.6 – Сработка и наполнение водохранилища

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

Область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС называется режимным полем по расходу и напору. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней – при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{вб}(V_{сраб}) - Z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс} \quad (3.1)$$

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничениям по условиям функционирования водохозяйственного комплекса.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$N_{уст}^p = k_n \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС} \quad (3.2)$$

Ниже точки расчетного напора режимное поле ограничено линией пропускной способности ГЭС, которая до выбора турбинного оборудования может быть построена по следующей зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{\max} \sqrt{H_{ГЭС}} / \sqrt{H_p^N} \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{\max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном по мощности напоре H_p^N .

По полученным значениям таблице 3.1 построено режимное поле, рисунок 3.1, с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расхода: $H_{\max}=78,8$ м, $H_p=71$ м, $H_{\min}=69,7$ м, $Q_{ГЭС}^{\min}=2,9$ м³/с и $Q_{ГЭС}^{\max}=88,2$ м³/с.

Таблица 3.1 – Результаты расчетов режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{нб}	Z _{нб(лето)}	Z _{нб(зима)}	H _{нпу}	H _{умо}	H _{звб1}	H	Q	H	Q
0	1080,14	1080,14	79,56	77,9	78,3	72,60	86,1	69,4	87,0
10	1082,51	1082,51	77,19	75,5	76,0	72,50	86,2	69,4	87,0
20	1083,98	1083,98	75,72	74,1	74,5	72,40	86,3	69,5	87,1
30	1084,92	1084,92	74,78	73,1	73,6	72,30	86,4	69,6	87,2
40	1085,56	1085,56	74,14	72,5	72,9	72,20	86,6	69,7	87,2
50	1086,04	1086,04	73,66	72,0	72,4	72,10	86,7	69,8	87,3
60	1086,47	1086,47	73,23	71,6	72,0	72,00	86,8	69,9	87,3
70	1086,87	1086,87	72,83	71,2	71,6	71,90	86,9	70,0	87,4
80	1087,26	1087,26	72,44	70,8	71,2	71,80	87,0	70,1	87,5
90	1087,65	1087,65	72,05	70,4	70,8	71,70	87,2	70,2	87,5

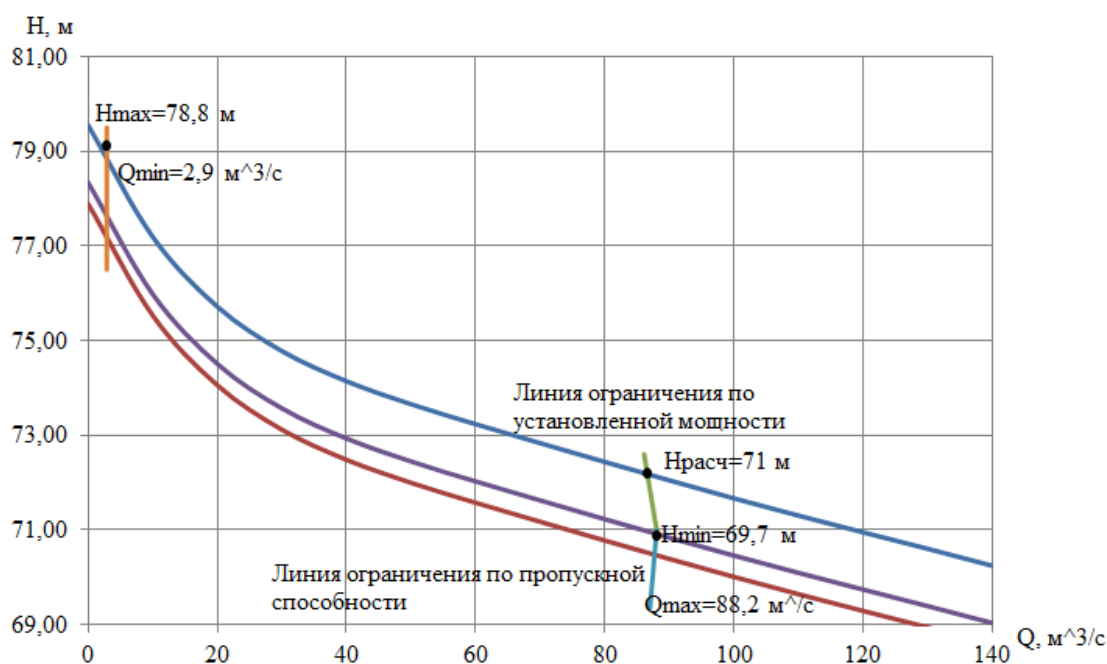


Рисунок 3.1 – Режимное поле Нижнекубанской ГЭС по напору и расходу

На основании полученных напоров делаем вывод, что турбина ПЛД 90/2556а-В и РО 115/810-В удовлетворяет нужным требованиям, их параметры приведены в таблице 3.2. Значения предельного напора соответствует полученному максимальному напору, и соотношение H_{\min}/H_{\max} по справочным данным не превышает аналогичного фактического соотношения:

$$\frac{H_{\min}}{H_{\max}} \leq \frac{H_{\min}^{\text{факт}}}{H_{\max}^{\text{факт}}} = \frac{69,7}{78,8} = 0,88 \quad (3.4)$$

Таблица 3.2 – Основные параметры модельных реактивных гидротурбин

Марка	ПЛД 90/2556а-В	РО 115/810-В
$H_{пред}, М$	90	115
H_{min}/H_{max}	0,5	0,6
$n'_{opt}, об/М$	85	74,5
$Q'_{opt}, л/с$	820	900
$\eta_{m opt}$	0,907	0,907
$Q'_{max}, л/с$	1200	1080
$D_{lm}, М$	0,46	0,515
$H_{mod}, М$	4	4
$t_{mod}, °C$	18	2

Выбор подходящей турбины, диаметра рабочего колеса и количества агрегатов на станции выполняется специальным расчетом, представленным в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Расчет параметров турбины ПЛД 90/2556а-В

$D_1, м$	1,25	1,4	1,6	1,8	1,9	2	2,12	2,24	2,36	2,5
η_T	0,952	0,953	0,955	0,956	0,956	0,957	0,957	0,958	0,958	0,959
$N'_{aep}, МВт$	10,7	13,4	17,5	22,2	24,8	27,4	30,9	34,5	38,3	43,0
$Z'_a, шт$	5,1	4,0	3,1	2,4	2,2	2,0	1,7	1,6	1,4	1,3
$Z_a, шт$	6	4	4	3	3	2	2	2	2	2
$N_{aep}, МВт$	9	13,5	13,5	18	18	27	27	27	27	27
Δ_1	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
$n'_{c1}, об/мин$	582,7	520,5	455,8	405,3	384,1	365,0	344,4	326,0	309,5	292,3
$n_{c1}, об/мин$	600	500	428,6	428,6	375	375	333	333	300	300
$n_{1H_{min}}, об/мин$	83,1	77,5	75,9	85,3	78,8	82,9	78,0	82,4	78,2	82,8
$n_{1H_p}, об/мин$	87,5	81,6	79,9	89,9	83,0	87,3	82,2	86,8	82,4	87,2
$n_{1H_{max}}, об/мин$	88,5	82,6	80,9	90,9	83,9	88,3	83,1	87,8	83,3	88,2

Таблица 3.4 – Расчет параметров турбины РО 115/810-В

$D_1, м$	1,25	1,4	1,6	1,8	1,9	2	2,12	2,24	2,36	2,5
η_T	0,926	0,927	0,929	0,931	0,932	0,932	0,933	0,934	0,935	0,935
$N'_{aep}, МВт$	8,89	11,18	14,63	18,55	20,68	22,93	25,79	28,81	32,00	35,94
$Z'_a, шт$	6,1	4,8	3,7	2,9	2,6	2,4	2,09	1,9	1,7	1,5
$Z_a, шт$	6	6	4	3	3	3	2	2	2	2
$N_{aep}, МВт$	9	9	13,5	18	18	18	27	27	27	27
Δ_1	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n'_{c1}, об/мин$	512,2	457,7	400,9	356,7	338,0	321,3	303,2	287,1	272,6	257,4
$n_{c1}, об/мин$	500	428,6	428,6	375	333	333	300	300	273	250

Окончание таблицы 3.4 – Расчет параметров турбины РО 115/810-В

$D_1, м$	1,25	1,4	1,6	1,8	1,9	2	2,12	2,24	2,36	2,5
$n_{1H_{min}}, об/мин$	69,03	66,22	75,60	74,35	69,66	73,30	70	73,90	70,83	68,68
$n_{1H_p}, об/мин$	72,73	69,76	79,64	78,32	73,39	77,22	74	77,85	74,61	72,35
$n_{1H_{max}}, об/мин$	73,56	70,56	80,56	79,22	74,23	78,11	75	78,75	75,47	73,18

Из анализа полученных вариантов выбрана турбина РО 115/810-В-51, с $D_1=2,36$ м, $Z_a=2$ и $n_c=273$ об/мин как наиболее полно удовлетворяющая перечисленным требованиям. Зона работы выбранной турбины представлена на рисунке 3.2.

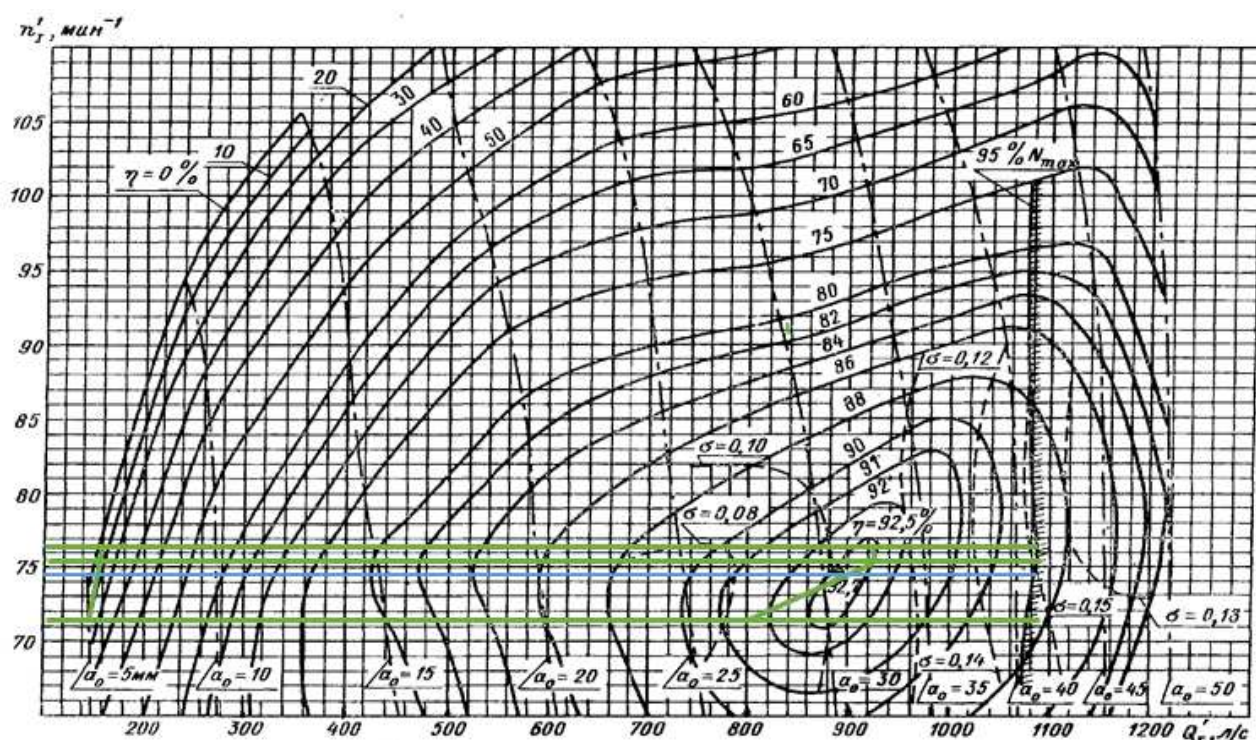


Рисунок 3.2 – Зона работы выбранной турбины

Определим допустимую высоту отсасывания для выбранной турбины.

Высота отсасывания рассчитана для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующим наибольшего заглубления рабочего колеса:

- 1) Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
- 2) Работа одного агрегата с расчётной мощностью и $H_{расч}$;
- 3) Работа одного агрегата при N_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определена по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{x.пл.} =$$

$$= 10,33 - \frac{1085,50}{900} - 0,11 \cdot 71 - 1,5 + \frac{0,75}{2} = 0,19$$
(3.5)

где $B=10,33$ м вод. ст. – барометрическое давление;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ при данном расходе;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчётных условий;

$Z_{x.пл.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для радиально-осевых $Z_{x.пл.} = \frac{B_0}{2}$.

3.2 Расчет гидротехнической металлической спиральной камеры

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. При ее расчете задаемся тремя главными условиями, которым должен подчиняться поток, через нее проходящий:

-обеспечиваем равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата.

-обеспечиваем одинаковую закрутку потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.

-подбираем размеры радиальных сечений спиральной камеры так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений

Все расчеты сведем в таблицы 3.5 и 3.6.

Таблица 3.5 – Гидромеханический расчет круглых сечений

φ	вх	351	336	321	306	291	276	261
$\varphi/360$	2	0,975	0,933	0,892	0,850	0,808	0,767	0,725
φ/c	3	0,268	0,256	0,245	0,234	0,222	0,211	0,199
$2 \cdot R_4 \cdot \varphi/c$	4	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,86	0,81
$(2 \cdot R_4 \cdot \varphi/c) - (\frac{H}{2})^2$	5	0,70	0,66	0,61	0,56	0,52	0,47	0,42
$\sqrt{(2 \cdot R_4 \cdot \varphi/c) - (\frac{H}{2})^2}$	6	0,84	0,81	0,78	0,75	0,72	0,69	0,65
x	7	1,106	1,066	1,026	0,984	0,941	0,896	0,850
x^2	8	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7
p^2	9	1,61	1,52	1,44	1,35	1,27	1,19	1,11

Продолжение таблицы 3.5 – Гидромеханический расчет круглых сечений

ϕ	ВХ	351	336	321	306	291	276	261
p	10	1,27	1,23	1,20	1,16	1,13	1,09	1,05
a	11	3,14	3,10	3,06	3,02	2,97	2,93	2,88
R	ВЫХ	4,41	4,33	4,26	4,18	4,10	4,02	3,94

Окончание таблицы 3.5 – Гидромеханический расчет круглых сечений

ϕ	ВХ	246	231	216	201	186	171	156
$\phi/360$	2	0,683	0,642	0,600	0,558	0,517	0,475	0,433
ϕ/c	3	0,188	0,176	0,165	0,153	0,142	0,131	0,119
$2 \cdot R_4 \cdot \phi/c$	4	0,76	0,72	0,67	0,62	0,58	0,53	0,48
$(2 \cdot R_4 \cdot \phi/c) - (\frac{H}{2})^2$	5	0,38	0,33	0,28	0,24	0,19	0,14	0,10
$\sqrt{(2 \cdot R_4 \cdot \phi/c) - (\frac{H}{2})^2}$	6	0,61	0,57	0,53	0,49	0,44	0,38	0,31
x	7	0,802	0,751	0,697	0,640	0,579	0,510	0,431
x²	8	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2
p²	9	1,03	0,95	0,87	0,80	0,72	0,65	0,57
p	10	1,01	0,98	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76
a	11	2,83	2,78	2,73	2,67	2,61	2,54	2,46
R	ВЫХ	3,85	3,76	3,66	3,57	3,46	3,35	3,22

Таблица 3.6 – Гидромеханический расчет эллиптических сечений

ϕ	p1	R	p2
141	1,083	3,25	0,64
126		3,13	0,55
111		3,00	0,46
96		2,86	0,36
81		2,71	0,26
66		2,55	0,14
51		2,37	0,01
36		2,17	-0,13
21		1,96	-0,28
6		1,72	-0,44

На основе данных таблиц 3.4 и 3.5 выполняем теоретический чертеж спиральной камеры.

3.3 Выбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. Выбираем генератор типа СВ-396/85-22.

Основные параметры выбранного генератора вынесены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Основные параметры генератора Нижнекубанской ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	32
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	34,24
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10,5
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	273
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	1,31
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,34
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,20
Исполнение	зонтичное		

3.4 Выбор маслонапорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

По справочным данным для турбины РО 115/810-В был определен тип маслонапорной установки:

МНУ1,6/1-40-2,5-2

где 1,6 – объем гидроаккумулятора в м³;

1 – Количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление в 4 МПа;

2,5 – вместимость сливного бака в м³;

2 – количество насосов.

3.5 Подъемно–транспортное оборудование

Количество кранов в машинном зале при постоянной эксплуатации применяется один или два, в зависимости от числа агрегатов. В нашем случае число агрегатов – 2. Грузоподъемность крана должна быть больше чем масса ротора.

Выбираем один двухбалочный мостовой кран КМД 100/20 грузоподъемностью 100 тонн.

4 Компонровка и сооружение гидроузла

4.1 Выбор компоновки гидроузла и класса сооружения

В данном случае для проектируемого гидроузла выбираем деривационную компоновку.

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, $N_{уст}$, количество населения в НБ. В соответствии с постановлением Правительства РФ №986 от 02.11.2013 №986

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС равно 5000 человек. Присваивается II класс сооружения, так как численность людей находится в пределах более 3000 человек.

$N_{уст} = 54$ МВт, что соответствует III классу сооружения.

Предварительная компоновка показала, что высота плотины будет находиться в пределах 10-15 м. Грунт основания - доломиты. На основании этих показателей предусмотрен IV класс.

В конечном итоге Нижнекубанская ГЭС будет относиться к II классу сооружений. Следовательно, обеспеченность расхода для основного расчетного случая принимаем равной 1%.

4.2 Бетонная водосливная плотина

4.2.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня грунтовой плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

где h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{run1\%} + a, \quad (4.2)$$

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$h_{run1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

a – конструктивный запас, $a = 0,5$ м или 0,1 от $h_{1\%}$ (выбирается наибольшее).

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (4.3)$$

где $v = 10$ м/с – расчетная скорость ветра;

K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 12,1 \cdot 10^{-7},$$

$L = 835$ м – длина разгона волны;

$$\alpha_w = 0^\circ;$$

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{1160,5 - 1150}{2} = 5,25 \text{ м.} \quad (4.4)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{set} = 12 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10^2 \cdot 835}{9,81 \cdot 5,25} \cdot 1 = 0,002.$$

Высота наката ветровых волн определяется по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (4.5)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициент шероховатости и проницаемости откоса, принимаемый по СП, учетом того, что откос укреплен железобетонными плитами [2];

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, учитывающий скорость ветра и принимаемый по СНиП, с учётом того, что заложение верхового откоса $m=1,35$, т.к. имеет противофильтрационное устройство в виде диафрагмы, крепление верхового откоса–ж/б плиты [2];

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графикам [2] в зависимости от пологости волны.

Для нахождения k_{run} найдем безразмерные величины $\frac{gL}{V_w^2}, \frac{gt}{V_w}$:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 835}{10^2} = 81,83;$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21189,6;$$

где t – период действия ветра, принимается $6ч = 21600$ с.

По графику снимаем величины $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$ для полученных значений $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ по верхней огибающей кривой, результаты которых представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты, полученные из графика

Формула	$\frac{g \cdot L}{v^2} = 81,83$	$\frac{g \cdot t}{v} = 21168$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,48	2,9
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,017	0,046

Принимаем наименьшие значения $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,017$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,48$ и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,017 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,017 \cdot 10^2}{9,81} = 0,17 \text{ м}$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,38 \cdot V_w}{g} = \frac{1,48 \cdot 10}{9,81} = 1,51 \text{ с}$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,51^2}{2 \cdot 3,14} = 3,6 \text{ м}$$

Проверка на глубоководность:

$$d = 5,25 \geq \frac{\bar{\lambda}}{2} \geq 1,8 \rightarrow \text{условие выполняется, т. е. зона глубоководная.}$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,17 \cdot 2,09 = 0,36 \text{ м,} \quad (4.6)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{v^2}$, $k_i = 2,09$.

Коэффициент k_{run} определим исходя из выражения по графику:

$$\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{3,6}{0,36} = 10.$$

Принимаем $k_{run} = 0,38$.

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,2 \cdot 0,38 \cdot 0,36 = 0,15 \text{ м.}$$

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,002 + 0,15 + 0,5 = 0,652 \text{ м.}$$

так как, $a = 0,5 > 0,1h_{1\%} = 0,036$.

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины по (4.1) равна:

$$\nabla_{ГГП} = 1160,5 + 0,652 = 1161,152 \text{ м.}$$

4.2.2 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водосбросную плотину:

$$Q_{осн.расч} = Q_{мах.осн} - (n - 1) \cdot Q_{га} - Q_{ав}, \quad (4.7)$$

где $Q_{мах.осн}$ – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений;

n – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{га}$ – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{осн.расч} = 43,448 - 1,45 - 7,61 = 34,388 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{осн.расч}}{q_B}, \quad (4.8)$$

где q_B – удельный расход на водосливе,

q_p – удельный расход на рисберме,
 $h_{нб}$ – глубина воды в НБ, определяемая по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$, при $Q_{\max.осн}$,
 $v_{доп}$ – допустимая скорость на рисберме, равная м/с, т.к. грунт, слагающий дно реки – скала.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = v_{доп} \cdot h_{нб} = 5 \cdot 2,37 = 11,85 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.9)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 11,85 = 14,8125 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.10)$$

Ширина водосливного фронта.

Разбиваем водосливной фронт на отдельные отверстия, приведя ширину пролёта к стандартному значению, при этом фронт должен быть больше или равен расчетному.

$$B = n \cdot b = 2 \cdot 3 = 6 \text{ м}, \quad (4.11)$$

где n – число пролётов,
 b – стандартная ширина пролёта, принимается 3 м.

4.2.3 Построение оголовка профиля водосливной грани по Кригер–Офицеру

Отметку ГВ примем равной отметки НПУ, так как это решение экономичнее выгоднее и не требует устройства затворов.

$$\nabla_{ГВ} = 1160,5 \text{ м.}$$

Вычисленные координаты для построения оголовка водосливной грани представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

x	0	0,4	0,8	1,2	1,4	1,6	2,0	2,4	2,8	3,2	3,6	4,0	4,4	4,8	5,2	5,6
y	0,5	0,14	0,03	0	0,02	0,11	0,24	0,4	0,58	0,79	1,02	1,28	1,58	1,9	2,26	2,7

По координатам строим оголовок водосливной плотины (рисунок 4.1).

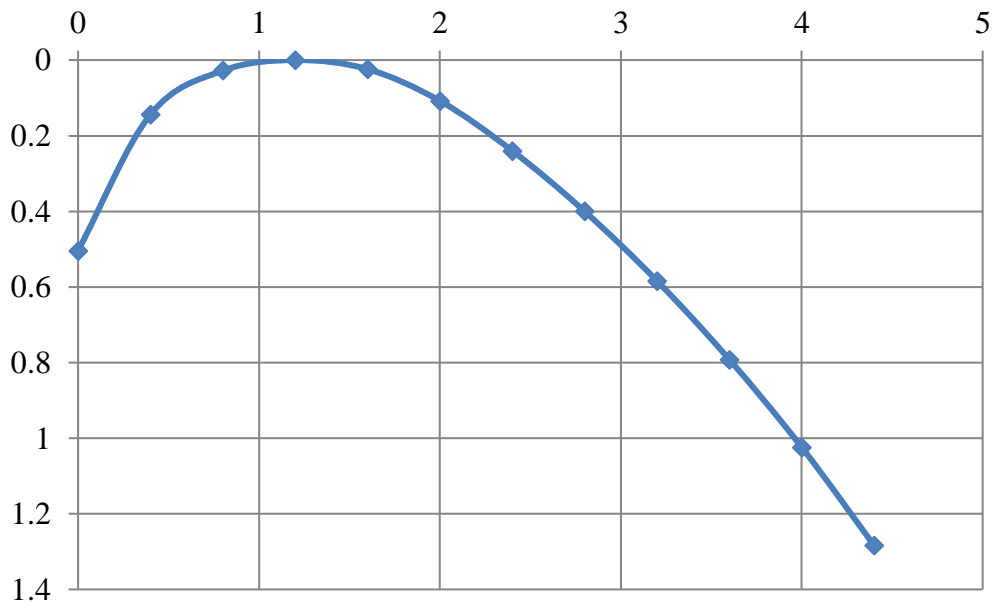


Рисунок 4.1 – Оголовок водосливной плотины

4.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Принимаем сопряжение бьефов с донным режимом. Определим параметры гидравлического режима.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расч.}^2}{((B+(n-1) \cdot \delta_B)^2 g)}}, \quad (4.12)$$

где α – коэффициент Кориолиса, равный 1,1;

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 34,388^2}{((6 + (2 - 1) \cdot 1,5)^2 \cdot 9,81)}} = 1,27 \text{ м},$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 1160,5 - 1150,0 = 10,5 \text{ м}, \quad (4.13)$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{10,5}{1,27} = 8,28. \quad (4.14)$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 1$ и ξ_{T_0} определяем ξ_c и ξ''_c :

$$\xi_c = 0,258; \quad \xi'_c = 2,78.$$

Первая и вторая сопряженные глубины равны, соответственно:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,258 \cdot 1,27 = 0,33 \text{ м}, \quad (4.15)$$

$$h''_c = \xi'_c \cdot h_{кр} = 2,78 \cdot 1,27 = 3,53 \text{ м}. \quad (4.16)$$

Определим тип прыжка:

Так как $h''_c = 3,53 \text{ м} > h_{НБ} = 2,37 \text{ м}$, имеем затопленный прыжок.

где $h_{НБ}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\max.осн}$.

Отогнанный прыжок за плотиной допускается.

4.2.5 Расчет водобойной стенки

Рассчитаем удельный расход:

$$q = \frac{Q_{\text{осн.расч.}}}{(B+(n-1)) \cdot \delta_B}, \quad (4.17)$$

$$q = \frac{34,388}{(6 + (2 - 1) \cdot 1,5)} = 2,87 \frac{\text{м}^2}{\text{с}},$$

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} \quad (4.18)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении, равная:

$$v_c = \frac{q}{h'_c} = \frac{2,87}{0,33} = 8,7 \text{ м/с} \quad (4.19)$$

Тогда толщина водобойной плиты равна:

$$\delta_B = 0,15 \cdot 8,7 \cdot \sqrt{0,33} = 0,7 \text{ м}$$

Длина водобоя:

$$l_B = (0,75 - 1) \cdot l_{np} \quad (4.20)$$

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

$$l_{np} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 3,53 - 0,33) = 15,9 \text{ м} \quad (4.21)$$

Тогда:

$$l_B = 1 \cdot 15,9 = 15,9 \text{ м.}$$

Длину водобоя принимаем равной 16 м.

4.3 Конструирование бетонной плотины

4.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Ширина подошвы плотины равна:

$$B = 0,7H = 0,7 \cdot 15,53 = 10,9 \text{ м} \quad (4.22)$$

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_B - (1 \div 3) = 1150 - 0,7 - 1 = 1148,3 \text{ м}, \quad (4.23)$$

где, $\delta_B = 0,7 \text{ м}$ – толщина водобойной плиты,
($1 \div 3$) –внутренняя глубина зубьев плотины.

Высота плотины h равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 1160,5 - 1148,3 = 12,2 \text{ м}, \quad (4.24)$$

Ширина плотины по гребню принимается равной 8 м. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина двух пешеходных дорожек по 2 м.

4.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

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

$$B_{6c} = b + \delta_B = 3 + 1,5 = 4,5 \text{ м}, \quad (4.25)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;
 δ_B – толщина быка.

Увеличим ширину секции до 8 метров. Глухая часть – 3,5 м.

4.3.3 Быки и устои

Ширина пролетов $b=3$ м. Толщину разрезного быка принимаем равной 1,5 м. Разрезной бык состоит из двух полу быков.

На Нижнекубанской ГЭС предусмотрены один сопрягающий устой, который необходим для сопряжения грунтовой плотины с водосливной частью.

4.3.4 Глубинные водовыпуски

Определим площадь одного донного отверстия при затопленном выходном отверстии из формулы:

$$Q = \mu \omega_{60} \sqrt{2gZ} \quad (4.26)$$

где Z – напор на плотине, равный:

$$Z = \nabla BB - \nabla HB = 1160,5 - 1152,37 = 8,13 \text{ м}. \quad (4.27)$$

Тогда площадь донного отверстия равна:

$$\omega_{60} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gZ}} = \frac{43,488}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 8,13}} = 4,3 \text{ м}^2.$$

Примем ширину и высоту донного отверстия 2,5 и 2 метра соответственно.

Водовыпуск проектируется у отстойника.

4.4 Конструктивные элементы нижнего бьефа

4.4.1 Водобой

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

Принимаем $\delta_b = 0,7$ м, $l_b = 16$ м в целях удобства проведения строительных работ.

4.4.2 Рисберма

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

Длина рисбермы принимается:

$$l_p = 0,5 \cdot l_b = 0,5 \cdot 16 = 8 \text{ м.} \quad (4.28)$$

$$t_p = 0,5 \cdot t_b = 0,5 \cdot 0,7 = 0,35 \text{ м.} \quad (4.29)$$

4.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчётный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ = **1160,5** м в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа при отметке $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = \mathbf{1150,15}$ м.

4.5.1 Вес сооружения

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{90 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{3 + 1,5} = 1412,64 \text{ кН/м,} \quad (4.30)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь плотины, вычисленная в ПК «AutoCAD»;

b – ширина пролета водосливной плотины;

ρ_b – плотность бетона;

δ_b – толщина быка.

Вес быка определяем аналогичным образом:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{119,416 \cdot 1,5 \cdot 9,81 \cdot 2400}{3 + 1,5} = 937,18 \text{ кН/м.} \quad (4.31)$$

4.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 12,2^2}{2} = 730,1 \text{ кН/м.} \quad (4.32)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 1160,5 - 1148,3 = 12,2 \text{ м.}$ (4.33)

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 1,85^2}{2} = 16,79 \text{ кН/м.} \quad (4.34)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 1150,15 - 1148,3 = 1,85 \text{ м,}$ (4.35)

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,82 = 37,47 \text{ кН/м.} \quad (4.36)$$

где $S_{\text{ЭП}}^H$ – площадь поперечного сечения тела давления.

4.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Высота эпюры взвешивающего давления:

$$h_{\text{вз}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 1150,15 - 1148,3 = 1,85 \text{ м.} \quad (4.37)$$

Сила взвешивающего давления определяется как:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 20,17 = 197,87 \text{ кН/м,} \quad (4.38)$$

где $S_{\text{ЭП}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления.

4.5.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления, действующего только на плотину:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 56,41 = 582,81 \text{ кН/м,} \quad (4.39)$$

где $S_{\text{ЭП}}$ – площадь эпюры фильтрационного давления.

4.5.5 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot \text{tg}^2(45 - \varphi_n / 2) = 13 \cdot 1 \cdot \text{tg}^2(45 - 22 / 2) = 5,9 \text{ кН/м}^2. \quad (4.40)$$

Равнодействующая давления наносов вычисляется по формуле:

$$E_n = \frac{p_n h_n}{2} = \frac{5,9 \cdot 1}{2} = 2,95 \text{ кН/м}. \quad (4.41)$$

4.5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления по формуле Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (4.42)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1 %-ной обеспеченности, 0,36 м;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны, 3,6 м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,36^2}{3,6} = 0,11 \text{ м}. \quad (4.43)$$

Определим равнодействующую волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,29 \cdot \left(\frac{3,6}{3,14} + \frac{0,11}{2} \right) = 2,12 \text{ кН/м}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{3,6}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,36 = 0,38 \text{ м}. \quad (4.44)$$

4.6 Обоснование надежности плотины

4.6.1 Оценка прочности плотины

Оценка прочности бетонной плотины проводится по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации) в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчетов ниже приведена таблица 4.3, в которую внесены нагрузки, умноженные на коэффициент надежности γ_f , направление силы, плечи сил.

Таблица 4.3 – Основные нагрузки на плотину

№ силы	Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	2	3	4	5	6	7
1	T_B	1,0	→	730,1	4,07	2971,51
2	T_H	1,0	←	16,79	0,62	-10,41
3	E_H	1,2	→	3,54	2,03	7,19
4	W_H	1,0	↓	37,47	4,52	169,36
5	G_6	0,95	↓	890,32	1,7	-1513,54
6	$G_{пл}$	0,95	↓	1342	1,38	-1851,96
7	$W_{взв}$	1,0	↑	197,87	0	0
8	W_{ϕ}	1,0	↑	582,81	1,82	1060,71
9	$W_{волн}$	1,0	→	2,12	11,53	24,44
ΣM						857,3

Сумма вертикальных сил:

$$N = W_H + G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_{\phi} = 37,47 + 890,32 + 1342 - 197,87 - 582,81 = 1489,11 \text{ кН.} \quad (4.45)$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{п}} + \frac{6\Sigma M}{B_{п}^2} = -\frac{1489,11}{10,9} + \frac{6 \cdot (857,3)}{10,9^2} = -93,32 \text{ кПа,} \quad (4.46)$$

где ΣM – сумма моментов, действующих на подошву;
 $B_{п}$ – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = \\ &= -93,32 \cdot 0^2 - 10 \cdot 12,2 \cdot (1 - 0^2) = -122 \text{ кПа},\end{aligned}\tag{4.47}$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 12,2 + (-93,32)) \cdot 0 = 0 \text{ кПа},\tag{4.48}$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = \\ &= -93,32 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 12,2 \cdot 0^2 = -93,32 \text{ кПа},\end{aligned}\tag{4.49}$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 12,2 = -122 \text{ кПа},\tag{4.50}$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\text{п}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{1489,11}{10,9} - \frac{6 \cdot (857,3)}{10,9^2} = -179,9 \text{ кПа},\tag{4.51}$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 $B_{\text{п}}$ – ширина подошвы плотины;
 N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = \\ &= -179,9 \cdot 0,9^2 - 10 \cdot 1,85 \cdot (1 - 0,9^2) = -142,2 \text{ кПа},\end{aligned}\tag{4.52}$$

где m_t – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 1,85 + (-179,9)) \cdot 0,9 = 145,26$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = \\ &= -179,9 \cdot (1 + 0,9^2) + 10 \cdot 1,85 \cdot 0,9^2 = -310,6 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (4.53)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 1,85 = -18,5 \text{ кПа} \quad (4.54)$$

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок необходимо проверить выполнение следующих условий.

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b \quad (4.55)$$

где R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию.

$$1,2 \cdot 1 \cdot 310,6 \text{ кПа} = 372,72 \leq 0,95 \cdot 2200 = 2090 \text{ кПа}$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u = -93,32 < 0 \quad (4.56)$$

4.6.2 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитываются на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.57)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

γ_c – коэффициент условий работы;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности;

F – сдвигающая сила.

Определим расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_{б} - W_{ф} - W_{взвв} + W_n) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (1342 + 890,32 - 582,81 - 197,87 + 37,47) \cdot 0,6 + 50 \cdot 10,9 = \quad (4.58) \\ &= 1238,47 \text{ кН/м} \end{aligned}$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс угла внутреннего трения грунта основания;

c – удельное сцепление грунта основания;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, равная:

$$\omega = B \cdot 1 = 10,9 \text{ м}^2$$

Определим сдвигающую силу:

$$F = T_{г} - T_n + W_{волн} + E_n = 730,1 - 16,79 + 2,12 + 3,54 = 718,32 \text{ кН/м} \quad (4.59)$$

Проверим выполнение условия:

$$\frac{1238,47 \cdot 0,95}{718,32 \cdot 1} = 1,3 \geq 1,2$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига плотины по основанию.

4.7 Конструирование грунтовой плотины

4.7.1 Основные элементы плотины

Отметки грунтовой плотины примем согласно расчетам по водосливной плотине:

$$\nabla ГГП = \nabla ГБП = 1162,9 \text{ м}$$

$$\nabla \text{подошвы} = \nabla \text{дна} = 1150 \text{ м}$$

Низовая берма с шириной 2 метра расположена на отметке 1155,9 м.

Дренаж грунтовой плотины выполнен из каменной наброски. Ширина 2 м. Отметка дренажа на 1 метр выше УНБ.

ПФУ выполнено из суглинка с шириной 2 метра сверху и 12 метров в основании.

Ширина по гребню принимается равной 8 м.

4.7.2 Фильтрационный расчет

Вычислим активную глубину фильтрации:

$$T_{акт} = 0,5 \cdot L_{нод} = 0,5 \cdot 40 = 20 м. \quad (4.60)$$

Так как плотина расположена на водонепроницаемом основании $T_p=0$.

Следовательно, в дальнейших расчетах за расчетную глубину фильтрации принимаем активную глубину фильтрации:

$$T_p = T_{акт} = 20 м.$$

Рассчитаем длину виртуальной вставки, которая заменит ядро плотины:

$$b_{я}^{вирт} = b_{я} \cdot \frac{K_{ф.м.}}{K_{ф.я.}} \quad (4.61)$$

где $K_{ф.м.}$ – коэффициент фильтрации грунта тела плотины;

$K_{ф.я.}$ – коэффициент фильтрации ядра;

$b_{я}$ – средняя толщина ядра, равная:

$$b_{я} = \frac{(b_1 + b_2)}{2} = \frac{(8 + 12)}{2} = 10 м \quad (4.62)$$

Тогда длина виртуальной вставки равна:

$$b_{я}^{вирт} = 10 \cdot \frac{10}{10^{-7}} = 10^9 м$$

Фильтрационный расчет для нового тела плотины выполняют, как для однородной плотины с дренажным banquetом.

Найдем координаты кривой депрессии по формуле Дюпюи:

$$y = \sqrt{h_1^2 - \frac{x}{L} [h_1^2 - h_2^2]} \quad (4.63)$$

где L – горизонтальная проекция депрессионной кривой, равная:

$$L = L_{yp} + 0,4 \cdot h_1 = 500000017,43 + 0,4 \cdot 31,5 = 500000030,03 \text{ м} \quad (4.64)$$

Таблица 4.4 – Координаты кривой депрессии

x	14,78	500000014,78
y	31,49	22,37

При оценке общей фильтрационной прочности грунтовой плотины необходимо выполнить условие:

$$J_{est,m} \leq \frac{J_{cr,m}}{\gamma_n} \quad (4.65)$$

где $J_{est,m}$ – средний градиент напора в расчетной области фильтрации (примем равным 8);

$J_{cr,m}$ – критический средний градиент напора для грунта тела плотины.

Величину среднего градиента напора определим по следующим зависимостям:

Для тела плотины:

$$J_{est,m} = \frac{H_{max}}{L + 0,4 \cdot h_1} = \frac{9,13}{500000030,03 + 0,4 \cdot 31,5} = 0,2 \cdot 10^{-7} \quad (4.66)$$

Для основания плотины:

$$J_{est,m} = \frac{H_{max}}{L_{nod} + 0,88 \cdot T_p} = \frac{9,13}{40 + 0,88 \cdot 20} = 0,16 \quad (4.67)$$

Проверим выполнение условий:

Для тела плотины:

$$0,2 \cdot 10^{-7} \leq \frac{8}{1,2} = 6,67$$

Для основания плотины:

$$0,16 \leq \frac{0,8}{1,2} = 0,67$$

Оба условия выполняются.

Рассчитаем удельный фильтрационный расчет через тело грунтовой плотины по основной формуле Дюпюи:

$$q = k_{\phi.m.} \cdot \frac{h_1^2 - h_2^2}{2L} = 10 \cdot \frac{31,5^2 - 22,37^2}{2 \cdot 500000030,03} = 0,49 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.68)$$

4.7.3 Расчет устойчивости низового откоса

Для построения области нахождения центров кривых скольжения воспользуемся методом Фандеева.

Найдем нижний и верхний пределы радиусов поверхности скольжения:

$$R_1 = k_1 \cdot H = 0,75 \cdot 12,9 = 9,68 \text{ м} \quad (4.69)$$

$$R_2 = k_2 \cdot H = 1,75 \cdot 12,9 = 22,58 \text{ м} \quad (4.70)$$

где H – высота плотины равная 12,9 м.

Вычислим радиус:

$$R = \frac{R_1 + R_2}{2} = \frac{9,68 + 22,58}{2} = 16,13 \text{ м} \quad (4.71)$$

$$b = 0,1 \cdot R = 0,1 \cdot 16,13 = 1,613 \text{ м} \quad (4.72)$$

Коэффициент запаса устойчивости откоса определяют по методу предельных состояний по следующей формуле:

$$K_s = \frac{\gamma_c \cdot \left(\sum \left[(G_n \cdot \cos \alpha_n - P_n) \cdot \operatorname{tg} \varphi_n + c_n \cdot b_n / \cos \alpha_n \right] \right)}{\gamma_{lc} \cdot \sum G_n \cdot \sin \alpha_n} = \frac{\gamma_c \cdot \sum B}{\gamma_{lc} \cdot \sum A} \geq \gamma_n \quad (4.73)$$

где G_n – вес отсека, определяемый по формуле:

$$G_n = (h_{1n} \gamma_{1n} + h_{2n} \gamma_{2n} + h_{3n} \gamma_{3n}) \cdot b_n,$$

где h_{1n} – высота слоя в n-ом отсеке от откоса до кривой депрессии;

h_{2n} – высота слоя в n-ом отсеке от кривой депрессии до кривой обрушения;

h_{3n} – высота слоя в n-ом отсеке от подошвы плотины до кривой обрушения;

γ_{1n} – удельный вес грунта тела плотины в состоянии естественной влажности в n-ом отсеке;

γ_{2n} – удельный вес грунта тела плотины в водонасыщенном состоянии в n-ом отсеке;

γ_{3n} – удельный вес грунта тела плотины в водонасыщенном состоянии в n-ом отсеке;

b_n – ширина n-ого отсека;

P_n – фильтрационное давление на n-ый отсек, определяемое по формуле:

$$P_n = \gamma_0 \cdot (h_{2n} + h_{3n}) \cdot b_n / \cos \alpha_n,$$

где γ_0 – удельный вес воды;

$b_n / \cos \alpha_n$ – длина хорды основания отсека.

Все исходные и расчетные данные занесем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Данные для расчета коэффициента запаса устойчивости

№ отс	h_1	h_2	h_3	α	$\cos \alpha$	$\sin \alpha$	G	P	Gcos α	Gsin α	ΣB
9	3,68	0	6,36	70	0,63	0,77	2278,98	161,98	1443,32	1763,68	1370,48
8	6,34	0	4,21	63	0,99	0,17	1640,81	68,88	1617,67	274,60	1606,05
7	7,05	0	2,37	55	0,02	-1,00	1041,59	1727,7	23,05	-1041,3	846,80
6	6,86	0	2,37	46	-0,43	0,90	1035,16	-88,45	-447,37	933,49	-489,55
5	6,1	0,1	2,27	37	0,77	-0,64	1009,42	49,94	772,62	-649,60	796,43
4	4,68	0,92	1,45	28	-0,96	0,27	961,32	-39,71	-925,37	260,43	-944,30
3	3,53	1,52	0,85	21	-0,55	0,84	922,36	-69,79	-505,20	771,70	-538,48
2	3,49	1,94	0,43	14	0,14	0,99	921,01	279,57	125,94	912,36	259,23
1	1,92	2,18	0,19	7	0,75	0,66	867,83	50,71	654,26	570,15	678,43
0	1	2,26	0,11	0	1,00	0,00	836,66	38,23	836,66	0,00	854,89
-1	0,62	2,18	0,19	6	0,96	0,28	823,79	39,81	790,98	230,18	809,96
-2	0	0,43	0,43	12	0,84	0,54	291,31	16,44	245,82	156,31	296,28
Σ										4181,95	5546,23

Вычислим значение коэффициента условия:

$$k_s = \frac{0,95 \cdot 5546,23}{1 \cdot 4181,95} = 1,3 \geq 1,2.$$

Условие устойчивости откоса выполняется.

5 Организация и производство строительных работ

5.1 I этап строительства – возведение строительного канала

5.1.1 Расход строительного периода

При проектировании временных гидротехнических сооружений расчетные максимальные расходы воды следует принимать исходя из ежегодной вероятности превышения (обеспеченности для перемычек IV класса при сроке эксплуатации до 10 лет – 10%) $Q_{10\%} = 36,488 \text{ м}^3/\text{с}$.

Уровень воды при данном расходе:

$$\nabla UB_{Q_{10\%}} = 1151,42 \text{ м.}$$

Ширина русла реки – $B_0=42 \text{ м}$.

Площадь живого сечения канала:

$$\omega = h_k \cdot B_k = 1,42 \cdot 6 = 8,52 \text{ м}^2; \quad (5.1)$$

где h_k – глубина канала, равная:

$$H_k = \nabla UB_{Q_{10\%}} - \nabla \text{дна} = 1151,42 - 1150 = 1,42 \text{ м}; \quad (5.2)$$

B_k – ширина канала, равная 6 м.

Гидравлический радиус:

$$R = \omega / \chi = 8,52 / 8,84 = 0,96; \quad (5.3)$$

где χ – смоченный периметр, равный:

$$\chi = B_k + 2 \cdot h_k = 6 + 2 \cdot 1,42 = 8,84 \text{ м.} \quad (5.4)$$

5.1.2 Высотное положение строительного канала

Отметку порога верхового сечения канала $\nabla \text{ПВС}$ назначаем равной отметке дна реки в начале канала – 1154 м. Отметку порога низового сечения канала $\nabla \text{ПНС}$ – 1150 м.

Тогда уклон канала будет равен:

$$J = \frac{\nabla ПВС - \nabla ПНС}{L} = \frac{1154 - 1150}{100} = 0,04; \quad (5.5)$$

где L – длина строительного канала, определяем по чертежу, равная 100 м.

5.1.3 Проверка пропускной способности канала

Вычислим расход через строительный канал:

$$Q = \omega \cdot C \cdot \sqrt{R \cdot J} = 8,52 \cdot 25 \cdot \sqrt{0,96 \cdot 0,04} = 41,7 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (5.6)$$

где C – коэффициент Шези, определяемый по таблице в зависимости от R и шероховатости поверхности $n = 0,04$.

Сравниваем пропускную способность канала с максимальным расходом строительного периода $Q = 41,7 \text{ м}^3/\text{с} > Q_{10\%} = 36,5 \text{ м}^3/\text{с}$. Сечение канала достаточно для пропуска паводка.

Вычислим отметку уровня верхнего бьефа:

$$УВБ = УНБ + JL + z, \quad (5.7)$$

где z – перепад, вычисляемый по формуле:

$$z = \frac{(1 + \xi_{\text{вх}}) \cdot v^2}{2g}, \quad (5.8)$$

где $\xi_{\text{вх}}$ – потери на входе в канал;

Скорость потока в канале:

$$v = \frac{Q}{\omega} = \frac{36,488}{8,52} = 4,28 \text{ м/с}. \quad (5.9)$$

Скорость потока в канале меньше допустимой скорости течения, равной 20 м/с из условия неразмываемости русла.

Тогда:

$$z = \frac{(1 + 0,2) \cdot 4,28^2}{2 \cdot 9,8} = 1,12 \text{ м};$$

$$\nabla УВБ = 1151,42 + 0,04 \cdot 100 + 1,12 = 1156,54 \text{ м.}$$

Отметка гребня верховой перемычки I очереди:

$$\nabla ГВП = \nabla УВБ + d = 1156,54 + 1,5 = 1158,04 \text{ м,} \quad (5.10)$$

где d – запас высоты гребня, равный 1,5 м.

Отметка гребня низовой перемычки I очереди:

$$\nabla ГНП = \nabla УНБ + \alpha = 1151,42 + 0,5 = 1151,92 \text{ м,} \quad (5.11)$$

где α – запас высоты гребня, равный 0,5 м.

По плану определяем длины верховой перемычки, приняв трапециевидный тип перемычки $L_v = 100$ м, и низовой перемычки $L_n = 100$ м.

Возведение строительного канала на начальном этапе выполняем под защитой целиков, для соединения с рекой отсыпая перемычку строительного канала. После окончания строительства канала можно приступить к перекрытию реки.

5.2 II этап строительства – перекрытие русла

Основные работы второго этапа:

- Предварительное стеснение русла банкетом;
- Разбирают низовую перемычку строительного канала I очереди и затапливают канал;
- Разбирают верховую перемычку строительного канала I очереди и пускают воду через канал;
- Отсыпают банкет в проране для перекрытия реки (Рисунок 5.1).

Определим отметку гребня банкета.

$$\nabla ГБ = \nabla УНБ(Q_{II}) + Z + \alpha = 1150,51 + 1 + 0,5 = 1152,01 \text{ м.} \quad (5.12)$$



Рисунок 5.1 – Конструкция банкета

Объём банкета:

$$V_6 = \omega_6 \cdot S_6 = ((2,02 \cdot 2 + 2,02 + 1,5) + 10) / 2 * 2,02 * 20 = 547 \text{ м}^3 \quad (5.13)$$

где ω_6 – площадь поперечного сечения банкета;
 S_6 – длина банкета, равная 20 м.

5.3 III этап строительства – возведение сооружений в котловане первой очереди

Состав работ:

- 1) Возводим водосливную плотину до отметки ГВП_{Поч} + 1 метр
- 2) Возводим грунтовую плотину не ниже отметки ГВП_{Поч}.

5.3.1 Пропуск расходов второй очереди

1) Определяем минимальное количество донных отверстий из условия неразмываемости русла.

$$n_{\min} = \frac{Q_{10\%}}{v_{\text{дон}} \cdot h_p \cdot l} = \frac{36,488}{18 \cdot 1,42 \cdot 3} = 0,48 \approx 1, \quad (5.14)$$

где $v_{\text{дон}}$ – допустимая скорость неразмываемости для скалы;
 $l = b = 3,0$ м – ширина донного отверстия.

2) Определяем отметку порога донного отверстия ∇ ПДО.

Отметка ПДО определяется при расходе перекрытия, принимаем время перекрытия в ноябре: $Q_{\text{п}} = 8,89 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$\nabla UB_{Q_n} = 1150,51 \text{ м.}$$

Вычислим отметку уровня верхнего бьефа:

$$\nabla UBB = \nabla UB_{Q_n} + Z_{\max} = 1150,51 + 1 = 1151,51 \text{ м.} \quad (5.15)$$

Отметка \blacktriangledown ПДО:

$$\nabla \text{ПДО} = \nabla UBB - H_n, \quad (5.16)$$

где H_n – глубина воды над порогом донного отверстия, вычисляемая по формуле:

$$H_n = \left(\frac{Q_n}{mb \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{8,89}{0,3 \cdot 3 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8}} \right)^{2/3} = 1,71 \text{ м}, \quad (5.17)$$

Тогда:

$$\nabla \text{ПДО} = 1151,51 - 1,71 = 1149,8.$$

Окончательно отметку ПДО принимаем равной 1150 метров.

5.3.2 Пропуск максимального строительного расхода

Определяем отметку верха донного отверстия и сравниваем ее с отметкой НБ:

$$\nabla_{\text{верх.отв.}} = \nabla \text{ПДО} + h = 1150 + 2,4 = 1152,4 \text{ м}; \quad (5.18)$$

где $h = 2,4 \text{ м}$ – высота отверстия.

$$\nabla \text{УНБ}_{Q_{10\%}} = 1151,42 \text{ м};$$

∇ верха ДО \leq ∇ УВБ, следовательно, отверстие не подтопленное.

Определим напор над центром донных отверстий $H_{\text{до}}$:

$$H_{\text{до}} = \frac{Q_p^2}{\mu^2 \cdot \omega_{\text{до}}^2 \cdot 2 \cdot g}, \quad (5.19)$$

где $\omega_{\text{до}}$ – площадь донных отверстий,

μ – коэффициент, равный:

$$\mu = \frac{1}{\left(1 + \xi_{\text{вх}} + \frac{2gL}{C^2 \cdot R} \right)} = \frac{1}{\left(1 + 0,2 + \frac{2 \cdot 9,8 \cdot 10}{82,45^2 \cdot 0,92} \right)} = 0,81; \quad (5.20)$$

$L = 10,0 \text{ м};$

$\omega = 3 \cdot 2,4 = 7,2 \text{ м}^2;$

χ – смоченный периметр, для незатопленного отверстия, равный:

$$\chi = b + 2h = 3 + 2 \cdot 2,4 = 7,8 \text{ м}; \quad (5.21)$$

$$R = \omega / \chi = 7,2 / 7,8 = 0,92 \text{ – гидравлический радиус}; \quad (5.22)$$

C – коэффициент Шези, равный 82,45.

Тогда:

$$H_{до} = \frac{36,488^2}{0,81^2 \cdot 14,4^2 \cdot 2 \cdot 9,8} = 0,50 \text{ м.}$$

$\omega_{до} = 7,2 \cdot 2 = 14,4 \text{ м}^2$ – для двух отверстий.

$$\nabla_{УВБ} = \nabla_{ПДО} + H_{до} + \frac{h_{до}}{2} = 1150 + 0,50 + 0,5 \cdot 2,4 = 1151,70 \text{ м.} \quad (5.23)$$

5.3.3 Перемычки второй очереди

Определим отметки перемычек второй очереди:

$$\nabla_{ГВП_{\text{Поч}}} = \nabla_{УВБ} + d = 1151,70 + 1,5 = 1153,20 \text{ м,} \quad (5.24)$$

$$\nabla_{ГНП_{\text{Поч}}} = \nabla_{УНБ} + \alpha = 1151,42 + 0,5 = 1151,92 \text{ м.} \quad (5.25)$$

Принимаем тип и профиль перемычек – земляная трапецеидальная с экраном из суглинка, она хорошо подходит при данных условиях и предъявляемых к ней требованиям строительства гидроузла.

Ширина 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 1:1,5. Изобразим верховую и низовую перемычки на рисунке 5.2.

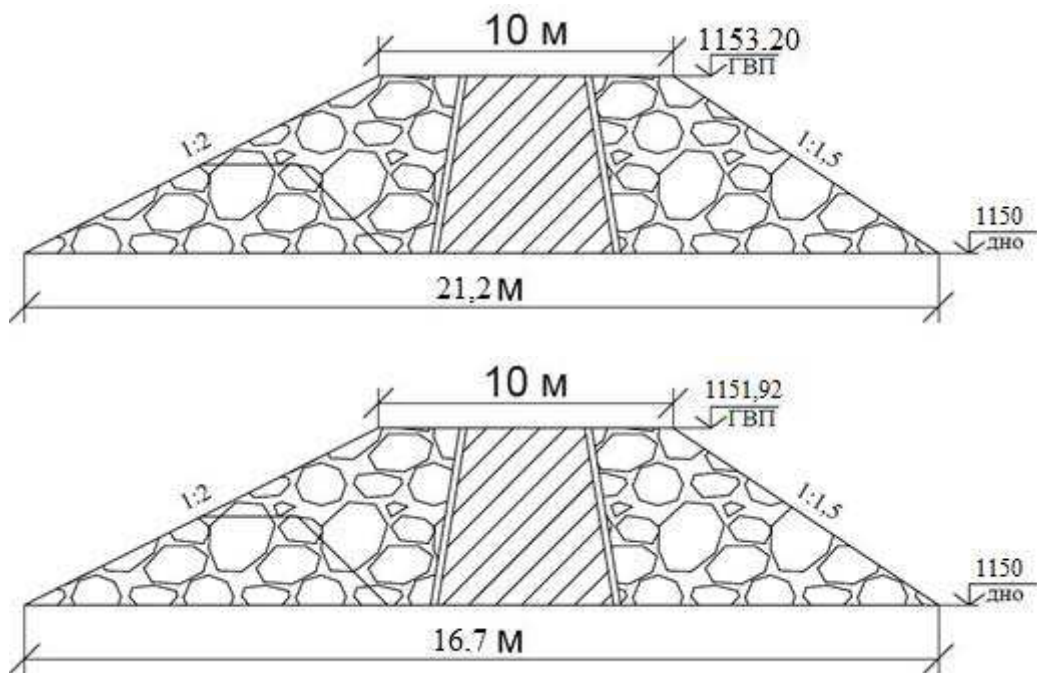


Рисунок 5.2 – Верховая и низовая перемычки

Ширина по низу:

$$S_{en} = 3,2 \cdot (2 + 1,5) + 10 = 21,2 \text{ м};$$

$$S_{en} = 1,92 \cdot (2 + 1,5) + 10 = 16,7 \text{ м};$$

Для того, чтобы отсыпать наклонное 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: $\omega_{вп} = 49,9 \text{ м}^2$, $\omega_{нп} = 25,6 \text{ м}^2$.

Суммарный объём перемычек первой очереди:

$$V_{пер} = \omega_{п} \times S_{п} = 75,5 \times 100 = 7550 \text{ м}^3. \quad (5.26)$$

Время отсыпки перемычек определяем по ГЭСН 81-02-36-2017 “Земляные конструкции ГТС” таблица ГЭСН 36-01-004-01 равно 19,9 м.час на 1000 м^3 при отсыпке в воду в искусственных прудках:

$$t_{отс} = \left(\frac{7550}{1000} \right) * 19,9 = 150,2 \text{ часа, при работе в одну смену.}$$

5.3.4 Разработка котлована первой очереди

Произведем расчет для водопонижения и осушения котлована.

Определяем площадь котлована (по программе AutoCad), $S_{\text{кот}} = 4200 \text{ м}^2$
Глубину воды в котловане $h_{\text{в}} = 1,42 \text{ м}$ при строительном расходе воды в реке $Q_{\text{стр}} = 36,488 \text{ м}^3/\text{с}$.

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

$$V_{\text{воды}} = S \cdot h_{\text{в}} \cdot 3 = 4200 \cdot 1,42 \cdot 3 = 17892 \text{ м}^3. \quad (5.27)$$

Водоотлив будем выполнять способом открытого водоотлива.

Для откачки воды из котлована выбираем центробежный насос (К50-32-125а, имеющий производительность $W = 10 \text{ м}^3/\text{час}$ при высоте подъема воды до 1 м) в количестве $n = 4$ шт. с учетом водопонижения.

Рассчитываем время откачки с использованием n насосов.

$$t = \frac{V_{\text{кот}}}{W \cdot n} = \frac{17892}{10 \cdot 4} = 447,3 \text{ часа; (19 суток)} \quad (5.28)$$

Интенсивность понижения уровня воды $J = \frac{h}{t} = \frac{1,42}{19} = 0,07 \text{ м/сутки}$.

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

Для поддержания котлована в сухом состоянии, по периметру устраиваем водосбросные канавки сечением 2·2 м. Откачку воды производим из приемков за пределы котлована по трубам. Насосы располагаем во временных передвижных насосных станциях. Для водопонижения используем те же насосы, что и для осушения, К50-32-125а производительностью 10 м³/час в количестве 5 шт.

Рассчитаем объём земельно-скальных работ:

$$W_{\text{зр}} = 15231 \text{ м}^3;$$

$$W_{\text{до}} = 0,4 \cdot W_{\text{зр}} = 0,4 \cdot 15231 = 6092 \text{ м}^3; \quad (5.29)$$

$$W_{\text{раб}} = W_{\text{зр}} + W_{\text{доп}} = 15231 + 6092 = 21323 \text{ м}^3. \quad (5.30)$$

Так как объем работ не велик, подбираем два одно кубовых экскаватора ЭО5114.

Рассчитаем производительность экскаватора.

Теоретическая производительность:

$$P_k = \frac{3600 \cdot q}{t_u} = \frac{3600 \cdot 1}{21} = 171 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.31)$$

где q – вместимость ковша,

t_u – минимальная продолжительность рабочего цикла при заданных условиях работы.

Техническая производительность:

$$P_T = \frac{3600 \cdot q \cdot K_n}{t_u \cdot K_p} = \frac{3600 \cdot 1 \cdot 1,3}{21 \cdot 1,3} = 171 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.32)$$

где K_n – коэффициент наполнения ковша, равный 1,3;

K_p – коэффициент разрыхления грунта, равный 1,3.

Эксплуатационная производительность:

$$P_э = P_T \cdot T_p \cdot K_э = 171 \cdot 1 \cdot 0,78 = 133 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.33)$$

где T_p – длительность периода работы,

$K_э$ – коэффициент использования машины по времени за соответствующий период, равный 0,78.

Определение необходимого количества транспорта:

$$(m-1)T_n = \frac{L_1}{V_1} + \frac{L_2}{V_2} + T_p + T_з, \quad (5.34)$$

где L_1 и L_2 – длина пути груженой машины и обратно (1 км),

V_1 и V_2 – скорость в пути груженой машины и обратно, 20 км/час и 50 км/час

T_p – время разгрузки самосвала (40 с),

$T_з$ – время задержки в пути (10 мин),

$$T_n = \frac{W}{\Pi_9}, \quad (5.35)$$

где W – объем кузова транспорта.

Преобразуем формулу для определения количества машин:

$$m = \frac{\left(\frac{L_1}{V_1} + \frac{L_2}{V_2} + T_p + T_3 \right)}{\frac{W}{\Pi_9}} = \frac{\left(\frac{1}{20} + \frac{1}{50} + 0,011 + 0,2 \right)}{\frac{5}{133}} + 1 = 9 \text{ машин.}$$

Рассчитаем объем выемки одного экскаватора в месяц.

$$\Pi_9 \cdot T_p = 133 \cdot 8 \cdot 21 = 22344 \text{ м}^3/\text{мес},$$

$$t_{\text{раб}} = \frac{21323}{22344} = 0,95 \text{ мес.}$$

Таким образом, земельно–скальные работы будут выполнены за 0,95 месяца при работе одного экскаватора в одну смену.

5.3.5 Буровзрывные работы

Бурение скальных грунтов (доломиты) выполняется с помощью станков ударно-вращательного бурения погружными пневмоударами.

Подбор станка:

Класс пород (доломиты) по классификации пород по относительному показателю трудности бурения породы – 17 (Труднобуримые), модель бурового станка СБУ-125У-52 с технической скоростью бурения 7 м/ч, массой 13,5 тонн.

Определяем сменную производительность бурового станка:

$$\Pi_{\text{б.см}} = \frac{T_{\text{см}}}{T_0 + T_{\text{в}}} \cdot K_{\text{и.б}} = \frac{8}{0,14 + 0,2 \cdot 0,14} \cdot 0,85 = 40,5 \text{ м/см}, \quad (5.36)$$

где $T_{\text{см}}$ – продолжительность смены, ч, ($T_{\text{см}} = 8$ ч);

$T_0 + T_{\text{в}}$ – продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций, приходящихся на 1 м скважины, ч;

$K_{\text{и.б}}$ – коэффициент использования сменного времени.

$$T_0 = \frac{1}{V_6} = \frac{1}{7} = 0,14 \text{ ч.}$$

где V_6 – техническая скорость бурения, м/ч.

Назначаем схему бурения грунтов методом скважинных зарядов.

Рассчитаем объем буровых работ.

$$L_{\text{скв}} = H_{\text{уст}} + h_{\text{п}};$$

$$h_{\text{п}} = 10 * d_{\text{скв}} = 10 * 0,125 = 1,25 \text{ м};$$

$$L_{\text{скв}} = 4 + 1,25 = 5,25 \text{ м};$$

Объем грунта, приходящийся на 1 скважину равен $4 \cdot 4 \cdot 5,25 = 84 \text{ м}^3$

Определяем количество скважин:

$$N = \frac{V}{84} = \frac{21323}{84} = 254 \text{ скважины.}$$

Время бурения скважин:

$$T_{\text{ск}} = \frac{N * L_{\text{ск}}}{\text{Пб.см}} = \frac{254 * 5,25}{40,5} = 33 \text{ смены.} \quad (5.37)$$

5.3.6 Бетонные работы

Цикл состоит из:

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

Приготовление бетонной смеси осуществляется на передвижном бетонном заводе, с производительность 10 кубометров в час. Объем бетонных работ равен 5000 кубометрам. Принимаем бетонный завод «Мобил 10».

Технические параметры:

- Производительность, 10 м³/час;
- Автоматическое дозирование;
- Летнее исполнение;
- Подогрев воды в зимний период;
- Гравитационная бетономешалка;
- Пульт управления в ручном режиме.

Объем бетонирования водосливной части $V = 5000 \text{ м}^3$.

Определяем площадь опалубливаемой поверхности:

$$S = V \cdot K_{\text{оп}} = 5000 \cdot 3 = 15000 \text{ м}^2, \quad (5.38)$$

где V – объем бетона внутри опалубливаемой поверхности;
 $K_{\text{оп}}$ – коэффициент опалубливаемой поверхности в $\text{м}^2/\text{м}^3$.

Количество машино-часов для установки и разборки крупнопанельной щитовой опалубки с пятами при подаче гусеничными кранами до 25 т: деревометаллической площадью щита до 10 м^2 определяем по ГЭСН 37-01-014-01 – 10,63 маш/ч на 100 м^2 опалубливаемой поверхности. Время установки и разборки щитовой плоской опалубки $15000 \cdot 10,63/100 = 1595$ часов (односменная работа с 1 одним краном).

Необходимое количество арматуры принимаем по проценту армирования $\mu = 10 \text{ кг/м}^3$, далее вычисляем количество арматуры на объем бетона I этапа:

$$S = V \cdot \mu = 5000 \cdot 10 = 50000 \text{ кг}. \quad (5.39)$$

Количество машино-часов для установки гусеничными кранами до 25 т: армокаркасов и армоферм массой до 5 т определяем по ГЭСН 37-01-026-02 – 70,78 маш/ч на 100 т арматуры. Время установки армокаркасов и армоферм $50 \cdot 70,78/100 = 35$ часов.

Транспортировка бетонной смеси.

Горизонтальный транспорт.

Принимаем автобетоносмеситель от компании АІМІХ с техническими характеристиками:

- объемом смесительного барабана $3,5 \text{ м}^3$
- максимальной скоростью передвижения 24 км/ч .

Определяем объем смеси перевозимый одним автобетоносмесителем до места подачи в блок, который высчитывается по формуле Q в $\text{м}^3/\text{смену}$:

$$Q = q \cdot 60 \cdot T \cdot k/t(\text{ц}) = \text{м}^3/\text{смену}; \quad (5.40)$$

где q – объем порции бетонной смеси $3,5 \text{ м}^3$, перевозимый за 1 рейс в м^3 ;
 60 – количество минут в часе;
 T – продолжительность смены в часах;
 k – Коэффициент использования рабочего времени = $0,8$;

$t(\text{ц})$ – 25 мин, продолжительность цикла в минутах $t(\text{ц}) = t(\text{загрузка 8 мин}) + t(\text{грузовой пробег 3 мин}) + t(\text{выгрузка 3 мин}) + t(\text{порожний пробег 1 мин}) + t(\text{очистка кузова 10 мин})$.

$$Q = 3,5 \cdot 60 \cdot 8 \cdot \frac{0,8}{25} = 54 \frac{\text{м}^3}{\text{смену}} \quad (5.41)$$

Потребность количества автотранспорта N_p определяем по формуле:

$$N_p = I \cdot t(\text{ц})/q = \text{шт}; \quad (5.42)$$

где I – интенсивность укладки бетонной смеси в блок в $\text{м}^3/\text{ч}$.

$$N_p = 15 \cdot \frac{0,42}{6} = 6 \text{ шт.}$$

Определим время перевозки бетонной смеси:

$$t_{\text{перев}} = \frac{V_{\text{б}}}{Q} = \frac{5000}{54} = 93 \text{ смены}. \quad (5.43)$$

Вертикальный транспорт.

Выбираем схему подачи бетонной смеси в блоки бетонирования гусеничными кранами до 25 т. Тип крана МГК 40.

Количество машино-часов для укладки бетонной смеси в блок гусеничными кранами определяем по ГЭСН 37-01-008-01. Укладка бетонной смеси кранами гусеничными: 25 т в бетонные блоки площадью до 5 м^2 – 8,31 маш/ч на 100 м^3 бетона. Время укладки бетона равняется $5000 \cdot 8,31/100 = 416$ часов.

Вибрирование 31,89 маш/ч на 100 м^3 бетона. Время на вибрирование бетона равняется $5000 \cdot 31,89/100 = 1595$ часов.

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

$$1595 \text{ (опалубка)} + 35 \text{ (Арматура)} + 416 \text{ (Бетон)} + 1595 \text{ (уплотнение)} = 3641 \text{ маш.ч.}$$

Интенсивность производства бетонных работ равняется $3641/5000 = 0,73$ маш.ч/ м^3 .

5.3.7 Возведение грунтовой плотины

Определяем технологию возведения грунтовой однородной плотины:

- 1) Удаление верхнего травяного слоя;
- 2) Выравнивание площадки;
- 3) Укладка грунтов в тело плотины;
- 4) Уплотнение грунтов;
- 5) Контроль за качеством возведения.

Полный объем грунтовой плотины составляет: 12000 м³.

Время возведения грунтовой плотины определяется по ГЭСН 36-01-001-03. Возведение плотины с уплотнением катками тракторами на гусеничном ходу: 36,63 маш/ч на 1000 м³ земли. Время возведения плотины равняется $12000 \cdot 36,63 / 1000 = 440$ часа.

5.4 IV этап строительства – возведение сооружений в котловане второй очереди

Основные строительные работы IV этапа:

- наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту до отметки гребня;
- регулируемый пропуск строительных расходов для обеспечения наполнения водохранилища для пуска первых ГА через донные отверстия;
- пуск агрегатов I очереди;

Конструкции перемычек II очереди, технологию возведения, механизмы и транспорт принимаем аналогичными как для перемычек I очереди. Все работы по котловану II очереди выполняются аналогично как в котловане I очереди с применением тех же технологий, механизмов и транспорта.

5.5 V этап – наращивание сооружений до проектных отметок и наполнение водохранилища

Состав работ:

- наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту до проектных отметок;
- поочередный пуск гидроагрегатов.

Полный объем работ и их интенсивность отображены в таблицах 5.1 и 5.2.

Интенсивность: $J_{\text{бвр}} = 33 \text{ см}/21323 \text{ м}^3 = 0,0016 \text{ см}/\text{м}^3$ и $J_{\text{зр}} = 0,95 \text{ мес}/21323 \text{ м}^3 = 0,000045 \text{ мес}/\text{м}^3$, $J_{\text{бр}} = 0,73 \text{ маш.час}/\text{м}^3$.

Таблица 5.1 – Объемы земляных работ

№ этапа	Земляные работы	Объем, м ³	Месяцы
Выемка грунта			
I	Строительный канал	1500	БВР = 0,11 ЗР = 0,1
III	Котлован I очереди (скального грунта)	21323/2= 10662	БВР = 0,81 ЗР = 0,5
IV	Котлован II очереди (скального грунта)	10662	БВР = 0,81 ЗР = 0,5
III	Водосливная плотина	3500	БВР = 0,3 ЗР = 0,16
III	Здание ГЭС	1300	БВР = 0,1 ЗР = 0,06
III	Деривационный канал	6500	БВР = 0,5 ЗР = 0,29
Насыпные работы			
I	Перемычки строительного канала	144	0,01
II	Перемычки котлована I очереди	5500	0,09
II	Отсыпка банкета	547	0,04
IV	Перемычки котлована II очереди	7550	0,12
III	Грунтовая плотина	12000	3

Таблица 5.2 – Объемы бетонных работ

№ этапа	Бетонные работы	Объем, м ³	Месяцы
I	Водосливная плотина	1824	2,7
II	Береговой устой	920	1,3
II	Сопрягающий устой	972	1,4
III	Деривационный канал	1980	2,9
III	Водоприемник	1037	1,5
III	Здание ГЭС	1180	1,7

6 Технико–экономические показатели

6.1 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

6.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 6.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	54	54	54	54	54
Число часов использования установленной мощности	Часы	1370	1370	1370	1370	1370
Выработка электроэнергии	МВт·ч	73980	73980	73980	73980	73980
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	1849,5	1849,5	1849,5	1849,5	1849,5
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	72130,5	72130,5	72130,5	72130,5	72130,5
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1440	1483	1525	1565	1604
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	103,9	107,0	110,0	112,9	115,7
НДС к выручке	млн.руб	17,3	17,8	18,3	18,8	19,3

По данным таблицы можно сделать следующий вывод: при увеличении тарифа на электроэнергию, увеличивается выручка от ее реализации. Тариф увеличивается по прогнозам цен и тарифов для объектов генерации на территории РФ по ЕСУ 1.2.

6.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии».

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств с незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	937,4
Прочие	493,6	595,3
Итого по ГЭС		1532,7

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 6.3.

Таблице 6.3 – Удельные значения расходов на ремонт %

Этап проекта	Величина
От 1 до 5	0,12
От 6 до 15	0,17
От 16 до 25	0,3
Свыше 25	0,4

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	136,38 тыс.руб/Мвт	163,3
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт·ч	11,4
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	3,3
Итого		178,0

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	40,1	40,1	40,1	40,1	40,1
Расходы на страхование, млн.руб.	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	11,4	68,6	68,6	68,6	68,6
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,9	1,9	1,9	2,6	2,6
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	1,3	7,97	7,97	7,97	7,97
Налог на воду, млн.руб.	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4
Итого, млн.руб.	70,2	137,4	137,6	138,4	138,4

Основная часть текущих затрат в первые годы эксплуатации расходуется на амортизационные отчисления и расходы на страхование. Все показатели увеличиваются с течением времени, кроме налога на воду, который уменьшается после первого года и далее не изменяется.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 6.1).

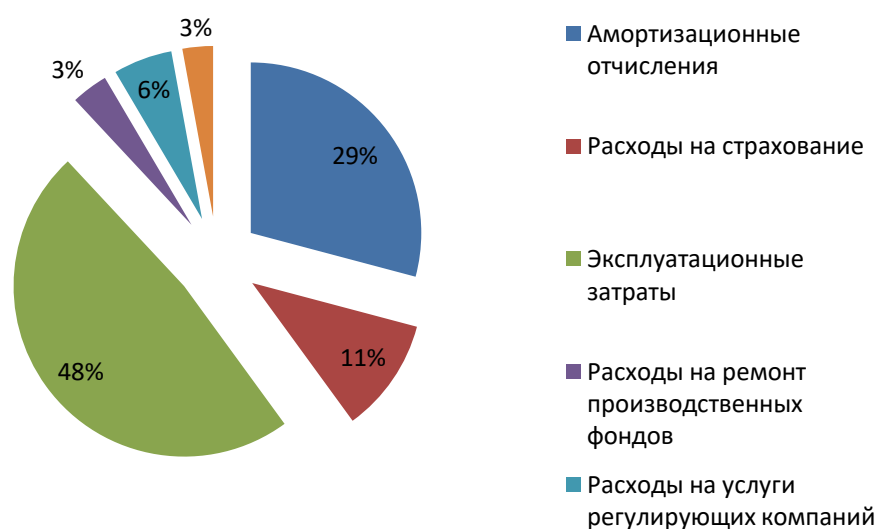


Рисунок 6.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

6.1.3 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 6.6.

Таблица 6.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Налог на прибыль, млн.руб.	101,2	104,5	107,6	110,2	111,9
НДС, млн.руб.	95,2	95,2	133,8	136,2	137,7
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
Налог на имущество, млн.руб.	29,6	28,8	27,9	27,0	26,1
Итого, млн.руб.	145,7	243,3	284,2	288,4	290,5

По данной таблице можно сделать следующий вывод: налоговые отчисления начались в 2026 году. Так как объемы производства и реализация электроэнергии были запущены в 2022 году, 4 года длились налоговые каникулы.

6.2 Оценка суммы прибыли от реализации объемов электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым 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 6.7.

Таблица 6.7- Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	591,1	607,9	623,9	639,9	655,5
Текущие расходы, млн.руб.	137,4	137,6	138,4	138,4	138,4
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	586,9	603,8	619,8	635,7	651,2
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	424,8	473,7	490,6	507,4	523,8
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	84,9	94,7	98,1	101,5	104,8
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	371,0	378,9	392,5	405,9	419,1
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Прибыль растет, так как динамика расходов меньше, чем динамика доходов. Динамика чистой прибыли показана на рисунке 6.2.

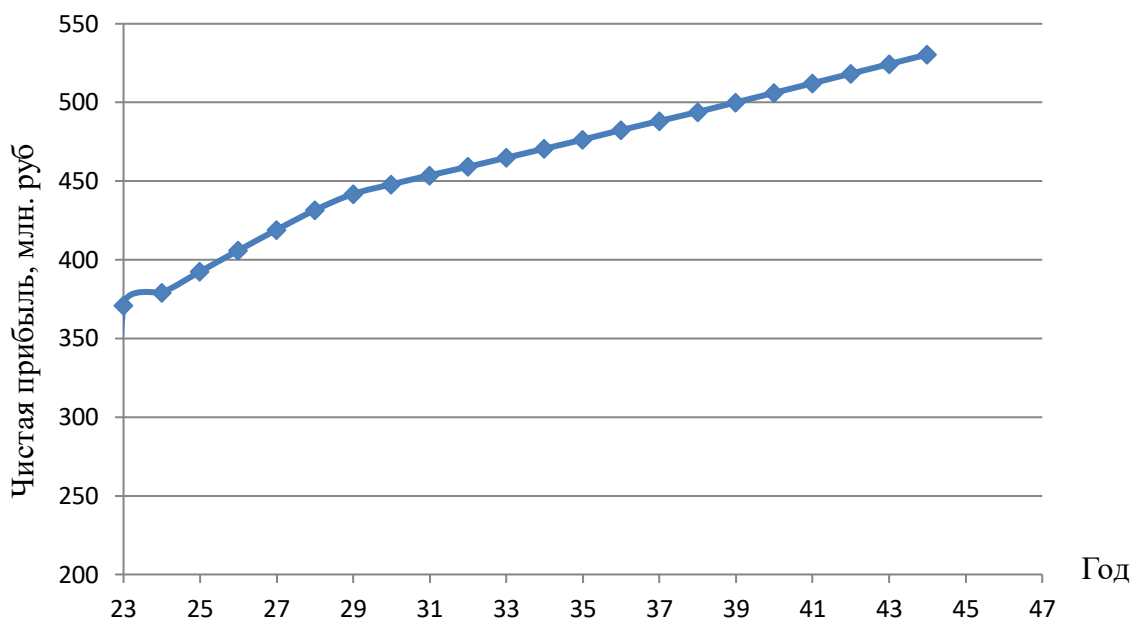


Рисунок 6.2 – Изменение суммы прибыли по проекту, млн. руб.

В начале реализации проекта энергии не вырабатывается, следовательно происходит отток денежных средств. После начала производства электроэнергии в 2022 году убытки уменьшаются, и строительство постепенно начинает окупаться. В 2023 году строительство прекращается и затраты минимизируются.

Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта.

Наглядно изменение суммы прибыли/убытков по проекту можно увидеть на рисунке 6.3:



Рисунок 6.3 – Анализ денежных потоков

По данному графику можно сделать следующие выводы:

- 1) Основные затраты будут в начале 2020 года;
- 2) Прибыль появляется в 2021 году после установки оборудования;
- 3) Проект окупится в середине 2028 года.

6.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

6.3.1 Методология

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход;
2. Индекс прибыльности;
3. Срок окупаемости.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Нижнекубанской ГЭС составляет 23 года, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

6.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Нижекубанская ГЭС на реке Кубань»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - РВ, мес	112,0
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	8,1
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,00
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,64
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт·ч	0,61
Удельные капиталовложения, руб/кВт·ч	62599,2

По данной таблице можно сделать вывод о том, что реализация проекта имеет низкую эффективность из-за следующих показателей:

- 1) Низкий индекс прибыльности;
- 2) Длительный период окупаемости.

6.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн.Рублей	0,6	81,3	98,6	101,9	105,3
В региональный бюджет, млн.Рублей	33,2	32,3	31,4	30,5	29,6
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	33,8	113,5	130,0	132,5	134,9

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии. Большая часть налоговых поступлений уходит в федеральный бюджет.

6.4 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставка дисконтирования (руб).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.



Рисунок 6.4 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

По данному графику видно, что присутствует обратная зависимость индекса прибыльности от изменения налогообложения. Следовательно, можно сделать следующий вывод: для того чтобы проект быстрее окупился, необходимо уменьшать ставку налогов.

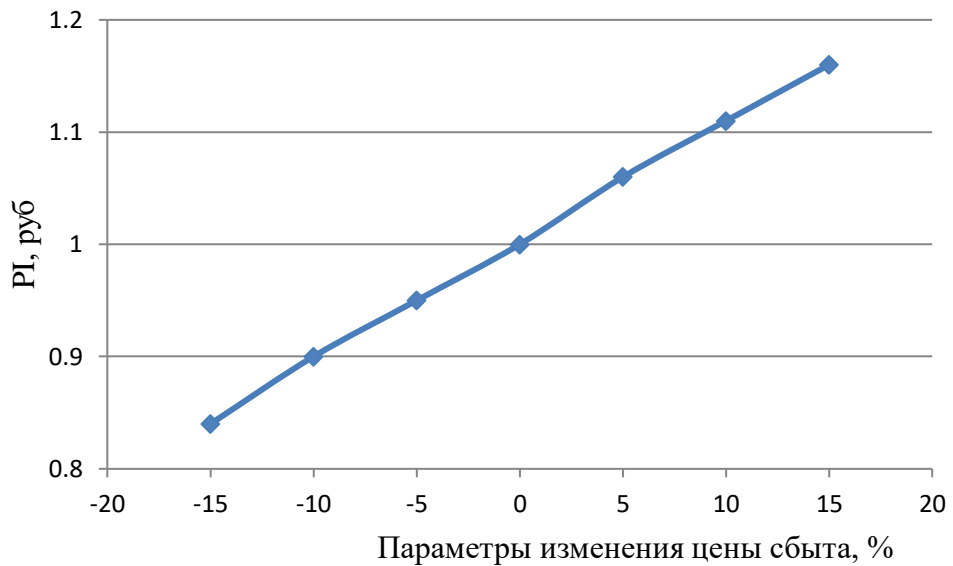


Рисунок 6.5 - Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

По данному графику можно сделать вывод, что индекс прибыльности прямо пропорционально зависит от цены сбыта. При увеличении цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

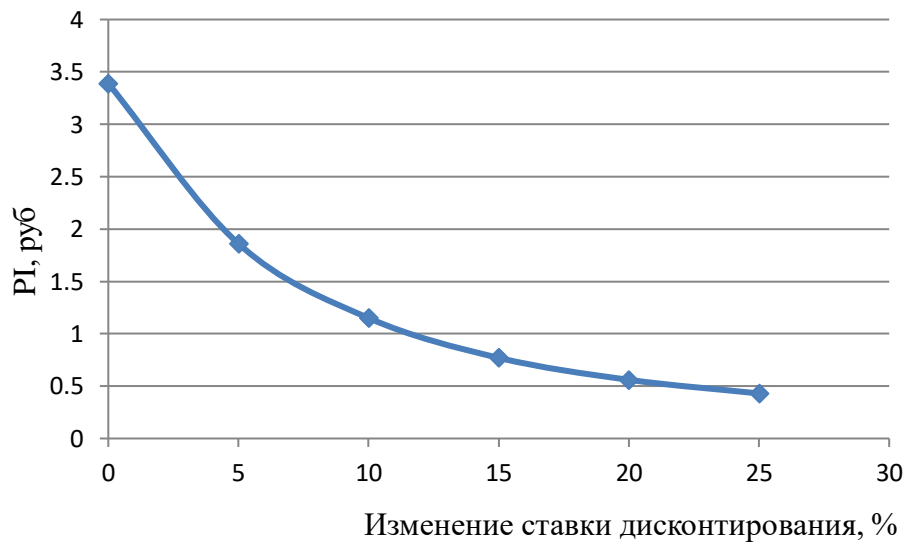


Рисунок 6.5 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По данному графику можно сделать следующий вывод: увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины PI.

7 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды

7.1 Организация охраны труда

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемом Нижнекубанском гидроузле следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения.

Система управления охраной труда на проектируемой гидроэлектростанции должна включать функции по подготовке, принятию и реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников в процессе труда.

Ответственными за внедрение и соблюдение правил охраны труда обеспечивают руководители гидроэлектростанции и подразделений на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в подчинении у которых находятся названные работники.

На Нижнекубанской ГЭС планирование мероприятий по охране труда, организация их исполнения, постоянный контроль, учет, анализ и оценка проводимой работы должны осуществляться в соответствии с:

- Трудовым кодексом РФ
- нормативными документами по охране труда;
- отраслевым (тарифным) соглашением;
- коллективным договором (соглашением по охране труда);
- выводами из анализа производственного травматизма и профессиональной заболеваемости на основе материалов расследования и другого информационного материала;
- результатами контрольных проверок состояния охраны и условий труда;
- предложениями комиссий и уполномоченных лиц по охране труда;
- предписаниями органов государственного и ведомственного надзора;
- организационно-распорядительными документами вышестоящих органов управления.

Руководством Нижнекубанской ГЭС охрана труда должна обеспечиваться в соответствии с действующим законодательством. Основными из которых являются Трудовой кодекс РФ, а именно раздел 10.

7.1.1 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. На ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- организация изучения и выполнения правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установление противопожарного режима, соответствующего их пожарной опасности, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;
- установление порядка регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

В каждом структурном подразделении должны быть выполнены следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обеспечение на каждом участке соблюдения установленного противопожарного режима и выполнения мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечение исправности технологического оборудования, немедленное принятие мер к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организация пожарно-технической подготовки подчиненного персонала, обязательность соблюдения им противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечение контроля за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установление порядка и ответственности за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности. Кроме того, все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности (инструктажи, тренировки, проверки знаний по противопожарной безопасности).

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

7.2 Меры безопасности при выполнении работ

При выполнении работ на ГЭС необходимо соблюдать следующие правила:

1) На перилах устоев с их внешней стороны в легкодоступных местах должны быть подвешены на крюках багры или веревки в зависимости от расстояния до воды и спасательные круги;

2) При установке секции ремонтного ограждения в пазы следует применять оттяжки из пеньковых или стальных канатов;

3) При работе на водосбросах плотины работающие должны быть снабжены спасательными жилетами, предохранительными поясами, веревками и резиновыми сапогами;

4) При расчистке водоприемника от наносов пропуском небольшого количества воды со сбросом в промывное отверстие рабочие должны находиться вне пределов действия потока;

5) Ремонт вертикальных граней плотины должен проводиться с люлек или подвесных лесов;

6) Проезжая дорога общего назначения, проходящая вдоль откоса канала, должна быть ограждена парапетами, надолбами или насаждениями;

7) Вблизи бетонных откосов земляных сооружений верхних и нижних бьефов в зонах переменных уровней должны быть надписи, предупреждающие об опасности нахождения людей на скользких поверхностях откосов;

8) Персонал допускается в канал или камеру отстойного бассейна полностью опорожненных и после принятия мер, предупреждающих пуск воды во время работы;

9) Работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям.

7.3 Действия персонала в аварийных ситуациях и при несчастном случае на производстве

Порядок действий или действия при несчастном случае на производстве очевидца или очевидцев заключается в следующем:

1 Очевидцу следует предварительно убедиться в собственной безопасности и безопасности других работников, чтобы с ними не произошло аналогичное;

2 При необходимости следует оказать первую помощь. Первая помощь — не медицинская и ее обязан уметь оказывать каждый;

3 Обязательно сообщить о случившемся непосредственному руководителю и вызвать скорую помощь;

4 Не нужно на месте происшествия наводить порядок и убирать все по местам, так как будет проводиться анализ при расследовании данной территории.

Действия руководителя при несчастном случае на производстве.

При получении информации о возникновении несчастного случая руководителем на вверенном ему участке, последнему необходимо выполнить следующие действия при несчастном случае на производстве:

1 Поставить в известность вышестоящее руководство и представителя службы охраны труда;

2 Оценить состояние пострадавшего и немедленно организовать его доставку в ближайшее медицинское учреждение в сопровождении коллеги по работе. При этом необходимо подготовить запрос о степени тяжести полученной травмы;

3 Произвести оценку состояния рабочего места, на котором произошло происшествие, и дать задание иным сотрудникам: либо оградить территорию и ничего не трогать либо устранить опасность для других;

4 Далее следует выждать паузу, чтобы специалисты определили степень тяжести. Это необходимо для установления, каким образом будет проводиться расследование, в том числе какая комиссия должна быть назначена;

5 Службой охраны труда о произошедшем должна быть направлена информация в соцстрах. Время для этого отводиться не более суток, а необходимость заключается в начислении процента выплат пострадавшему.

Также в зависимости от того, где или при работе с каким оборудованием произошел случай, следует сообщить:

- в Ростехнадзор, если травмирование получено в результате функционирования технических устройств, относящихся к опасным производственным объектам;
- в Роспотребнадзор, если утрата здоровья наступила в связи с отравлением вредными веществами;
- в Минтруда, если случай отнесен к категории тяжелых.

7.4 Охрана окружающей среды

Нижнеубанский гидроузел расположен в Карачаево-Черкесской республике на реке Кубань в 15 км выше по течению от города Эльбрусский.

Исток р.Кубань находится у посёлка Уччулан Карачаево-Черкесской республике при слиянии рек Уччулан и Уллу-Кан. Длина реки - 870 км. В створе проектируемой Нижнекубанской ГЭС водосборная площадь представляет собой горную местность.

Питание реки снеговое и дождевое. Годовое количество осадков колеблется от 500 до 2000 мм.

Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется продолжительным весенним половодьем. Ледостав устанавливается в первой половине января и продолжается до марта. Ледоход бывает не каждый год, в теплые годы при длительных положительных температурах ледоход не устанавливается совсем. Чаще ледяной покров образуется путем смерзания постепенно расширяющихся заберегов противоположных берегов. После снежных зим половодье сопровождается значительным подъемом уровня воды.

Рассматриваемая территория относится к умеренному климатическому району с короткой зимой и теплым летом. Средняя годовая температура воздуха составляет $+8,5^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум -29°C , абсолютный максимум $+43^{\circ}\text{C}$.

Выше по течению от створа плотины не расположено никаких объектов, следовательно, река не загрязняется человеческими отходами.

Берега реки сложены скальными основаниями.

Растительность территории в районе строительства Нижнекубанской ГЭС скудна из-за особенностей высокогорья. По берегам реки лес практически отсутствует.

В районе площадки строительства Нижнекубанского ГУ обитает 72 вида охотничьих ресурсов. Из них 33 вида млекопитающих, 39 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные – серна, тур козел, кабан, олень, зубр;
- пушные – куница, лесная соя, волк;
- птицы – белоголовый сип, орел.

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: рысь, медведь, шакал, зубр, сайгак, косуля, орел, коршун и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Нижнекубанского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Сал на участке строительства Нижнекубанской ГЭС представлены следующими видами: осетр, лосось, сазан, севрюга и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Кубань на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Кубань необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Нижнекубанской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.4.1 Мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации

При строительстве Нижнекубанского 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.

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 Кубань в нижнем бьефе Нижнекубанского 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, исключаящие 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.

7.4.2 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.

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 .

7.4.3 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:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (5000 м³);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{5000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 225 \text{ т.}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т (50 т);
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{50 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 225 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4.4 Мероприятия по обеспечения охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Нижнекубанского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) 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 на расстоянии 20 км от ГЭС находится населенный пункт – г. Эльбрусский, 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 Кубань от сбросов Нижнекубанской ГЭС ниже по течению реки.

8 Задачи и состав натуральных наблюдений на проектируемой ГЭС в период эксплуатации

8.1 Цели и задачи натуральных наблюдений

Основной целью проведения натуральных наблюдений на эксплуатируемой плотине является получение информации для оценки состояния плотины и ее элементов, необходимой для контроля надежности и безопасности гидроузла.

Результаты натуральных наблюдений должны использоваться:

- для определения специфики работы плотины и ее элементов;
- для анализа причин несовпадения контролируемых параметров с их расчетными значениями;
- для корректировки математических моделей работы сооружения;
- для определения диагностических показателей, определяющих состояние системы плотина-основание по условиям устойчивости, прочности и долговечности;
- для оценки влияния гидроузла на экологические условия района;
- для многофакторного анализа статической работы плотины и текущего контроля за изменением всех контролируемых параметров, характеризующих состояние плотины и геологической среды и обоснования критериев надежной работы плотины.

Обобщенные материалы натуральных наблюдений и исследований должны использоваться для определения резервов надежности плотины и обоснования необходимости ремонтных работ, совершенствования систем натуральных наблюдений, конструктивных решений при проектировании новых плотин, для ретроспективных расчетов, а также должны учитываться при пересмотре нормативных документов по проектированию бетонных плотин и правил их эксплуатации, при составлении деклараций безопасности сооружений.

8.2 Федеральный закон о безопасности ГЭС

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного

контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;

– необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях.

Собственник гидротехнического сооружения и эксплуатирующая организация обязан обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнического сооружения, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения.

8.3 Организация и состав наблюдений

На эксплуатируемой бетонной и грунтовой плотине должны проводиться натурные наблюдения, позволяющие оперативно следить за безопасностью гидроузла. Состав и объем наблюдений определяются указаниями проекта, нормативными документами в зависимости от класса сооружения, геолого-структурных особенностей основания, экологической ситуации и т.д. Программа натурных наблюдений, разработанная при проектировании плотины, как правило, корректируется для периода постоянной эксплуатации.

На данной плотине II класса должны проводиться инструментальные наблюдения. Также в обязательном порядке проводятся визуальные наблюдения.

К обязательным инструментальным наблюдениям относятся: геодезические, контролирующие деформирование геологической среды, основания и тела плотины, фильтрационные, оценивающие фильтрационный режим в плотине и основании.

8.3.1 Основные принципы проведения натурных наблюдений

Объективный анализ состояния плотины напрямую зависит от достоверности, достаточности и представительности натурных данных.

Каждый вид наблюдений имеет свою специфику снятия отсчетов и характер погрешностей.

В общем случае достоверность данных измерений оценивается, исходя из состояния КИА того или иного типа, надежности применяемой методики измерений, реальной их точности и квалификации наблюдателей.

Проверка достоверности показаний КИА осуществляется в соответствии с инструкциями по проведению натурных наблюдений и установке КИА, разрабатываемыми для каждого гидроузла проектными организациями,

осуществляющими авторский надзор за работой сооружений, или научно-исследовательскими организациями, участвующими в разработке проекта.

Достаточность данных натурных наблюдений определяется их объемом, составом, частотой измерений контролируемых параметров, необходимых для анализа и оценки поведения плотины. Параметры, указанные в проекте, могут быть изменены с учетом конкретных требований эксплуатационного надзора.

Частота отсчетов должна назначаться для каждого вида наблюдений с учетом специфики работы конкретной плотины.

8.4 Проект размещения КИА

8.4.1 Фильтрационная КИА

При проектировании пьезометрической сети вместе с фильтрацией в основании плотины необходимо уделять самое серьезное внимание вопросам контроля за обходной фильтрацией, т. е. фильтрацией в береговых примыканиях и в сопряжениях с плотинами из грунтовых материалов.

Монтаж закладного пьезометра должен производиться по мере наброски грунта от основания плотины до отметки расположения пьезометров.

Так как проектируемая плотина состоит из грунтовой глухой и бетонной водосливной плотин, необходимо устанавливать пьезометры в следующих местах:

- 1) На гребне грунтовой плотины размещаем по ее краям на расстоянии 60 метров друг от друга.
- 2) На низовой берме грунтовой плотины по ее краям на расстоянии 60 метров друг от друга.

Так как бетонная плотина имеют не большую высоту, размещение в ней пьезометров не обязательно.

На контакте бетон–скала устанавливаем 2 струнных датчика 4500S-1. Также необходимо установить три пьезометра в галерее здания ГЭС.

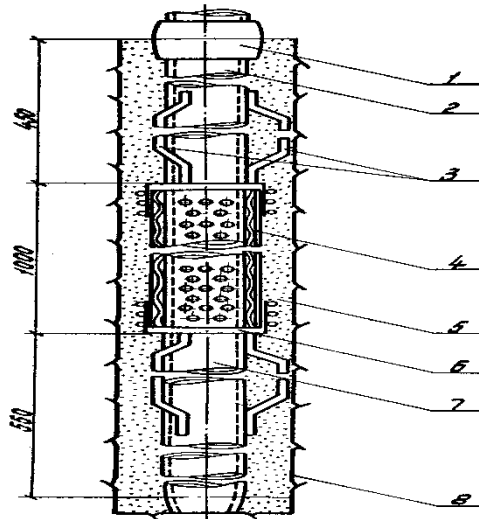


Рис. 8.1. Типовая конструкция водоприемника опускаемого пьезометра

- 1) труба пьезометра $d = 2''$;
- 2) виниловая труба $d = 2''$;
- 3) направляющие скобы;
- 4) фильтр из гофрированной виниловой сетки и стеклоткани;
- 5) песчаная обсыпка;
- 6) опорное кольцо;
- 7) грязесборник отстойник (виниловая труба $d = 2''$);
- 8) стенки скважины.

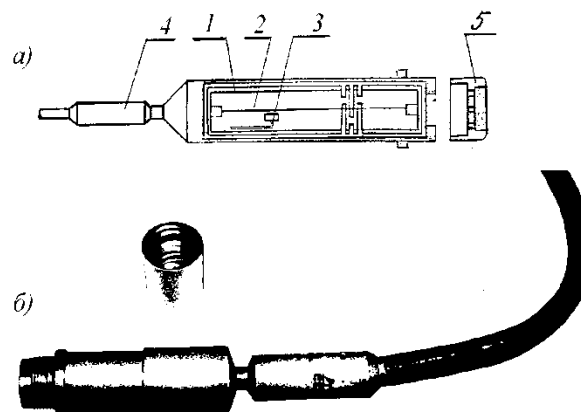


Рисунок 8.2 – Преобразователь порового давления струнный типа 4500S

а) схема конструкции; б) общий вид.

- 1) упругий элемент;
- 2) струнный резонатор;
- 3) передающий преобразовательный элемент;
- 4) кабельный ввод;
- 5) пористый фильтр.

8.4.2 Геодезическая КИА

На основе имеющихся материалов топографических, геологических и гидрогеологических изысканий составляется проект высотной и плановой опорной сети с установлением местоположения исходных и рабочих реперов, трассы нивелирных ходов.

Высотные марки в плотине должны быть размещены так, чтобы контролировать распределение осадки по продольным и поперечным сечениям плотины. Подлежат также установке контрольные реперы на берегах водохранилища для наблюдений за развитием и распространением воронки оседания.

Опорная высотная сеть должна состоять из исходных реперов, закладываемых в прочный грунт за пределами воронки оседания, рабочих реперов на бечевниках и в нижнем бьефе плотины и высотных марок, заделанных в бетон на поверхностях.

Репера необходимо установить в следующих точках:

- 1) На гребне грунтовой плотины в месте примыкания ее с берегом;
- 2) На гребне бетонной водосливной плотины в месте ее сопряжения с грунтовой плотиной;
- 3) На гребне водозаборного сооружения;
- 4) У здания ГЭС.

Все репера предусмотренные проектом необходимо привязать к плановой опорной сети данного района. Для этого устанавливаем дополнительные репера в радиусе 20–30 км от проектируемой плотины.

В здании ГЭС необходимо установить гидронивелиры:

- 1) В сухой потерне продольный для измерения горизонтальных перемещений;
- 2) Поперечный гидронивелир для проверки горизонтальности агрегатов.

8.4.3 Телеметрическая КИА

Контроль дистанционными щелемерами продолжается и во время эксплуатации, представляя собой один из существенных элементов эксплуатационного надзора за состоянием плотины. Кроме закладных дистанционных щелемеров для целей этого надзора на швы плотины устанавливаются накладные щелемеры для контроля раскрытия межсекционных и межстолбчатых швов. Наибольшее применение находят одноосные щелемеры, с помощью которых измеряются раскрытия швов по направлению, нормальному к их плоскости.

Раскрытия горизонтальных швов на напорной грани и, в частности, контактного шва скала – бетон невелики и до сих пор в отечественных исследованиях с успехом измерялись струнными телетензометрами. Тензометры в горизонтальном шве должны заделываться на половину своей длины в скалу или нижний блок с помощью анкера или на цементном растворе, а на другую половину — в бетон.

В бетонной плотине и в водоприемнике необходимо установить следующую телеметрическую КИА:

- 1) Термодатчики 4700 (9 штук);
- 2) Щелемер 4420 (6 штук);
- 3) Тензометры 4200 (3 штуки);
- 4) Датчик давления 4500S–1 (3 штуки).

Устанавливаем датчики через каждые 6 метров и выводим их на гребень плотины, где организован наблюдательный пункт.

В здании ГЭС необходимо установить следующую телеметрическую КИА:

- 1) Термодатчики 4700 (9 штук);
- 2) Щелемер 4420 (6 штук);
- 3) Тензометры 4200 (3 штуки).

Устанавливаем датчики через каждые 3 метра и выводим их в галерею.

В туннеле устанавливаем следующую телеметрическую КИА:

- 1) Экстензометры А-3 (на 3 точки измерения);
- 2) Экстензометры А-5 (на 5 точек измерения);
- 3) В арматуре облицовки туннеля датчики 4911.

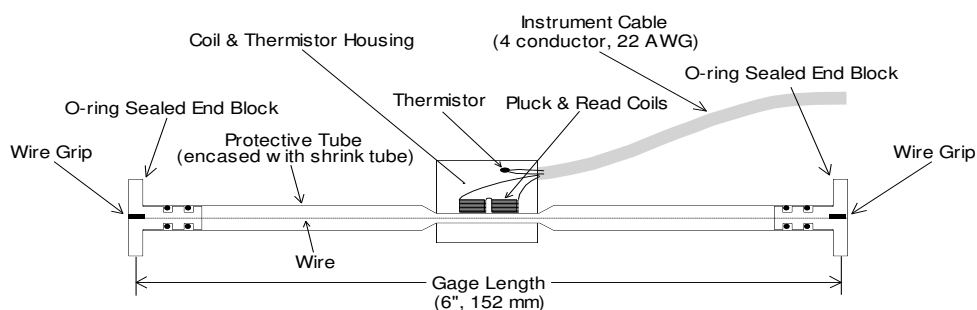


Рисунок 8.3 – Модель 4200 тензодатчика

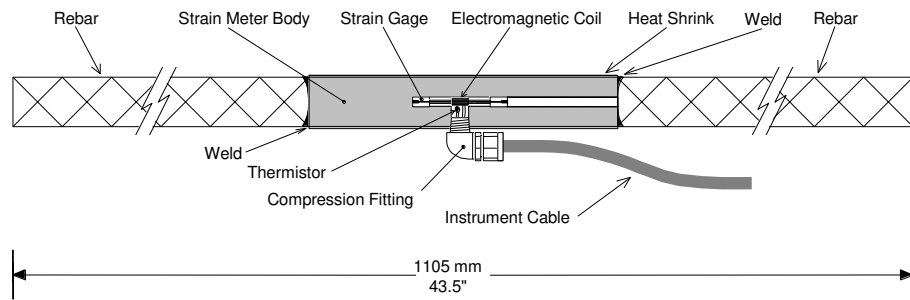


Рисунок 8.4 – Модель 4911А арматурного тензодатчика

8.5 Состав натуральных наблюдений

8.5.1 Фильтрационные наблюдения

Фильтрационный режим в плотине, основании и береговых примыканиях необходимо исследовать не реже двух раз в месяц. На установленных пьезометрах измеряется пьезометрические уровни (напоры) и после данные вносятся в общую сеть, которая сравнивает измерения с предыдущими и выдает результат об изменении фильтрационной прочности плотины и грунта основания.

Также необходимо измерять расход через дренажную призму не реже двух раз в месяц с помощью расходомеров. Полученные данные сравниваются с предыдущими результатами.

Достаточность данных наблюдений определяется их объемом, составом, частотой измерений контролируемых параметров, необходимых для анализа и оценки поведения плотины.

Количество замеров должно быть достаточным для использования статистических методов обработки данных измерений при определении зависимостей между изменяющимися нагрузками, воздействиями и контролируруемыми параметрами, периодичность отсчетов должна быть увязана со скоростью изменения УВБ и температуры.

8.5.2 Геодезические наблюдения

Геодезические наблюдения, являющиеся необходимой частью наблюдений на всех плотинах, дают информацию о пространственных перемещениях системы плотина-основание под действием нагрузок, о деформировании горных пород, вмещающих гидротехнические сооружения, вследствие влияния техногенных факторов. Измерения позволяют определить:

- горизонтальные и вертикальные перемещения тела плотины в различных точках и характер эпюр перемещений;
- осадку основания плотины;
- деформирование скальных массивов в зоне влияния гидроузла и водохранилища, состояние тектонических трещин, разломов в районе

гидроузла.

Наблюдения за осадками бетонной плотины следует проводить до ее стабилизации – не реже одного раза в год, а после стабилизации частота наблюдений устанавливается исходя из анализа полученных данных.

Осадка бетонной плотины считается стабилизированной при постоянном значении ее в пределах точности измерений.

Периодичность наблюдений должна быть установлена с учетом возможности фиксации начала очередного активного этапа.

Нивелировка проводится в одно и то же время года, при относительно стабильной температуре воздуха и устойчивом уровне воды в бьефах.

На грунтовой плотине должны выполняться следующие виды наблюдений:

- за осадками;
- смещениями.

Периодичность наблюдений за осадками и плановыми смещениями грунтовой плотины устанавливается генпроектировщиком при составлении первичной программы наблюдений с учетом ее конкретных особенностей в составе проекта; дальнейшая корректировка состава и периодичности наблюдений может производиться эксплуатирующей организацией по согласованию с генпроектировщиком.

Если при осмотре плотины отмечены местные деформации тела плотины, на этом участке (оползающем или проседающем) должны быть установлены временные марки для наблюдения за происходящей деформацией. Нивелировка марок производится более часто и продолжается до стабилизации деформаций.

8.5.3 Телеметрические наблюдения

Для телеметрических наблюдений на бетонных сооружениях необходимо организовать наблюдательные пункты, в которых расположены коммутаторы с выведенными на них кабелями от приборов.

Измерения берутся с помощью прибора, после чего перекачивают данные на компьютер, где строят графики и делают анализ изменений в плотине.

Во время эксплуатации замеры достаточно проводить 2-3 раза в месяц. Во время строительства замеры необходимо проводить чаще, так как изменяются следующие параметры: высота сооружения, напор, осадка основания и т.д.

8.5.4 Визуальные наблюдения

Визуальные наблюдения проводят путем общих систематических осмотров сооружения, его основных конструктивных элементов и прилегающей к сооружению территории с целью оценки его состояния,

выявления дефектов и неблагоприятных процессов, снижающих эксплуатационную надежность, определения вида и объемов ремонтных работ.

Систематические визуальные наблюдения гидротехнических сооружений, наряду с инструментальными наблюдениями, должны проводиться в целях своевременности выявления и оценки развития неисправностей, повреждений и дефектов в работе, снижающих их безопасность и способных вызвать аварийную ситуацию, оперативного принятия мер по ремонту и обеспечению эксплуатационной надежности сооружений.

Визуальные наблюдения на гидротехнических сооружениях должны включать:

1) На бетонной водосливной плотине:

- выявление и оценку механических, кавитационных, коррозионных и химических повреждений и разрушений бетона сооружения и его ответственных элементов;
- регистрацию образований и оценку характера трещин в бетонной кладке и в несущих нагрузку элементах, вызванных различными факторами;
- контроль необратимых заметных раскрытий швов;
- оценку процесса коррозии и механических повреждений арматуры и стальной облицовки;
- регистрацию очагов и оценку интенсивности процессов выщелачивания бетона (вымывание извести фильтрующейся водой);
- контроль протечек воды через швы, трещины, бетон.

2) На грунтовой плотине:

- выявление и оценку не контролируемых выходов фильтрации через сооружения, основание, берега, сопряжения;
- регистрацию и оценку очагов фильтрационно-суффозионных выносов грунта из сооружения, основания, береговых и пойменных массивов примыкающих к сооружению;
- контроль общих деформаций и фильтрации в зонах сопряжения грунтового сооружения с бетонными сооружениями и берегами;
- фиксирование мест заболачивания территории, примыкающей к подошве сооружения в нижнем бьефе;
- выявление, регистрацию и оценку развития всевозможных трещин на гребне, откосах и бермах;
- контроль состояния креплений низового откоса, крепления берегов;
- наблюдения за эрозией берегов водохранилища;
- наблюдения за образованием наледей на низовом откосе и прилегающей территории, за ледовым и температурным режимами и мутностью воды водоемов, образовавшихся в нижнем бьефе вследствие фильтрации;

- выявление признаков морозного выветривания материалов тела ПЛОТИНЫ;
- наблюдения за размывами и подмывами сооружения и берегов со стоны нижнего бьефа;
- наблюдения за развитием древесно-кустарниковой растительности, травяного покрова и поведением землеройных животных на плотине.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте был запроектирован Нижнекубанский гидроузел, расположенный в Карачаево–Черкесской республике на реке Кубань.

В результате анализа исходных данных была выбрана принципиальная компоновочная схема – деривационная. Напорный фронт гидроузла образует: бетонная водосливная плотина, грунтовая глухая и отстойник. Бетонная водосливная плотина располагается в русле реки. Гидроэлектростанция с безнапорной подводящей деривацией, выполненной в виде тоннелей, протяженностью 15 км.

По результатам водно-энергетического расчета установленная мощность Нижнекубанской ГЭС была принята 54 МВт и среднесуточная выработка электроэнергии 73,88 млн кВт·ч.

По режимному полю была выбрана радиально-осевая гидротурбина – РО115/810–В с синхронной частотой вращения 273 об/мин. Минимальный напор – 69,7 м, расчетный напор – 71 м, максимальный напор – 78, м. Так же был выбран гидрогенератор СВ-396/85-22.

Водосливная плотина — бетонная плотина гравитационного типа с заложением низовой грани 0,7. Длинной 18 м и высотой 12,2 м. Плотина оборудована 2 водосбросными пролётами шириной по 3 м. Для гашения энергии устраиваем водобойную плиту толщиной 70 см. Грунтовая глухая плотина – длиной 62 м и высотой 12,2 м.

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 через строительный канал.

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 – 112 месяцев (9,3 лет). Себестоимость эл.энергии составляет 0,61 руб/кВт·ч. Удельные капиталовложения 2599,2 руб/кВт.

Проект «Нижнекубанской ГЭС на реке Кубань», с установленной мощностью 54 МВт экономически оправдан.

Карачаево–Черкессия обладает богатейшими гидроэнергетическими ресурсами. Их экономический потенциал оценивается в 11 млрд кВт/ч годовой выработки, но в настоящее время освоено лишь около 15%. Проектируемая Нижнекубанская ГЭС увеличит производство электроэнергии и позволит частично снизить проблему энергодефицита.

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 Кабардино - Балкарии // 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. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. М.: ФГУП ЦПП, 2004.
13. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996.
14. 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.

15. Производство гидротехнических работ. Часть 1. Общие вопросы строительства. Земляные и бетонные работы, под редакцией д.т.н., проф. В.И. Телешева, АСВ, М.. 2012.

16. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»

17. 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.

18. 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;

19. 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.

20. 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.

21. Водный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. 42 с.

22. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

23. 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.

24. «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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А.

Данные по гидрографу в створе проектируемой ГЭС

Таблица А.1 – Среднемесячные расходы р. Кубань в створе ГЭС

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} г, м ³ /с
1948	9	13	14	20	23	28	20	16	11	9	9	8	15
1949	5	7	15	17	22	33	26	17	11	11	9	5	15
1950	7	10	13	14	19	26	24	19	13	10	8	7	14
1951	9	10	13	15	26	29	23	16	12	11	10	7	15
1952	7	10	12	13	17	28	21	14	9	8	3	3	12
1953	4	6	7	10	15	19	19	14	10	7	5	3	10
1954	9	10	13	14	16	26	21	15	11	10	10	9	14
1955	12	12	13	15	18	26	23	16	11	10	6	5	14
1956	8	11	14	18	20	29	21	15	10	10	9	7	14
1957	7	12	14	17	18	27	21	14	9	9	8	7	14
1958	8	10	13	14	21	29	22	17	11	10	9	8	14
1959	9	11	13	13	16	27	22	15	11	10	7	5	13
1960	9	10	14	14	15	21	21	18	11	10	10	9	14
1961	7	11	13	14	17	23	23	17	10	9	8	4	13
1962	9	10	15	18	22	24	24	17	11	10	9	6	15
1963	8	10	13	15	32	36	20	15	10	9	6	5	15
1964	6	9	12	16	28	29	26	16	11	8	7	6	15
1965	10	11	13	16	19	28	23	16	12	12	11	10	15
1966	9	10	12	15	19	29	23	17	14	12	11	10	15
1967	9	13	13	15	18	26	22	16	12	11	10	9	14
1968	11	13	14	19	43	36	29	22	15	13	12	11	20
1969	9	10	12	16	22	27	25	18	14	12	12	10	15
1970	10	10	12	17	20	23	21	14	12	10	9	6	14
1971	3	6	8	24	27	28	22	16	11	10	9	8	14
1972	7	10	13	14	16	22	21	16	16	12	12	10	14
1973	2	6	7	11	15	20	19	14	10	9	8	6	11
1974	12	13	16	26	40	42	25	23	15	14	14	11	21
1975	8	10	15	18	36	31	24	17	17	12	10	9	17
1976	9	10	13	16	33	36	23	16	16	11	9	5	16
1977	9	10	16	19	34	38	27	18	12	10	9	8	18
1978	9	10	13	15	31	33	21	15	11	10	9	6	15
1979	10	12	13	17	29	35	23	20	13	12	12	10	17
1980	11	12	14	24	32	34	25	18	14	13	12	11	18
1981	5	9	14	25	36	31	24	18	16	12	11	11	18
1982	10	12	15	22	29	31	23	16	11	10	7	6	16
1983	11	10	15	16	23	28	25	16	12	11	10	9	16
1984	10	10	12	15	22	31	26	18	12	10	10	9	15
1985	9	10	13	20	33	35	24	16	11	9	8	8	16
1986	9	10	12	16	25	26	20	13	10	8	6	3	13
1987	9	10	13	23	33	28	25	17	11	11	10	9	17
1988	9	10	13	19	21	22	18	16	10	9	9	6	13
1989	9	9	13	20	23	26	22	15	13	13	10	9	15
1990	9	10	13	19	31	32	21	16	11	10	10	7	16
1991	9	9	10	21	26	29	23	16	11	10	9	7	15
1992	8	9	9	11	15	18	19	14	10	9	8	4	11
1993	9	10	12	14	31	30	21	14	10	9	6	5	14
1994	9	10	13	15	28	30	21	20	12	10	8	7	15
1995	12	12	14	24	36	40	27	21	15	14	14	12	20
1996	10	11	13	22	25	27	25	20	15	14	12	11	17
1997	9	10	14	18	19	23	25	19	12	11	10	9	15
Q _{ср.}	9	10	13	17	25	29	23	17	12	10	9	8	15

ПРИЛОЖЕНИЕ Б.

Основное и вспомогательное оборудование

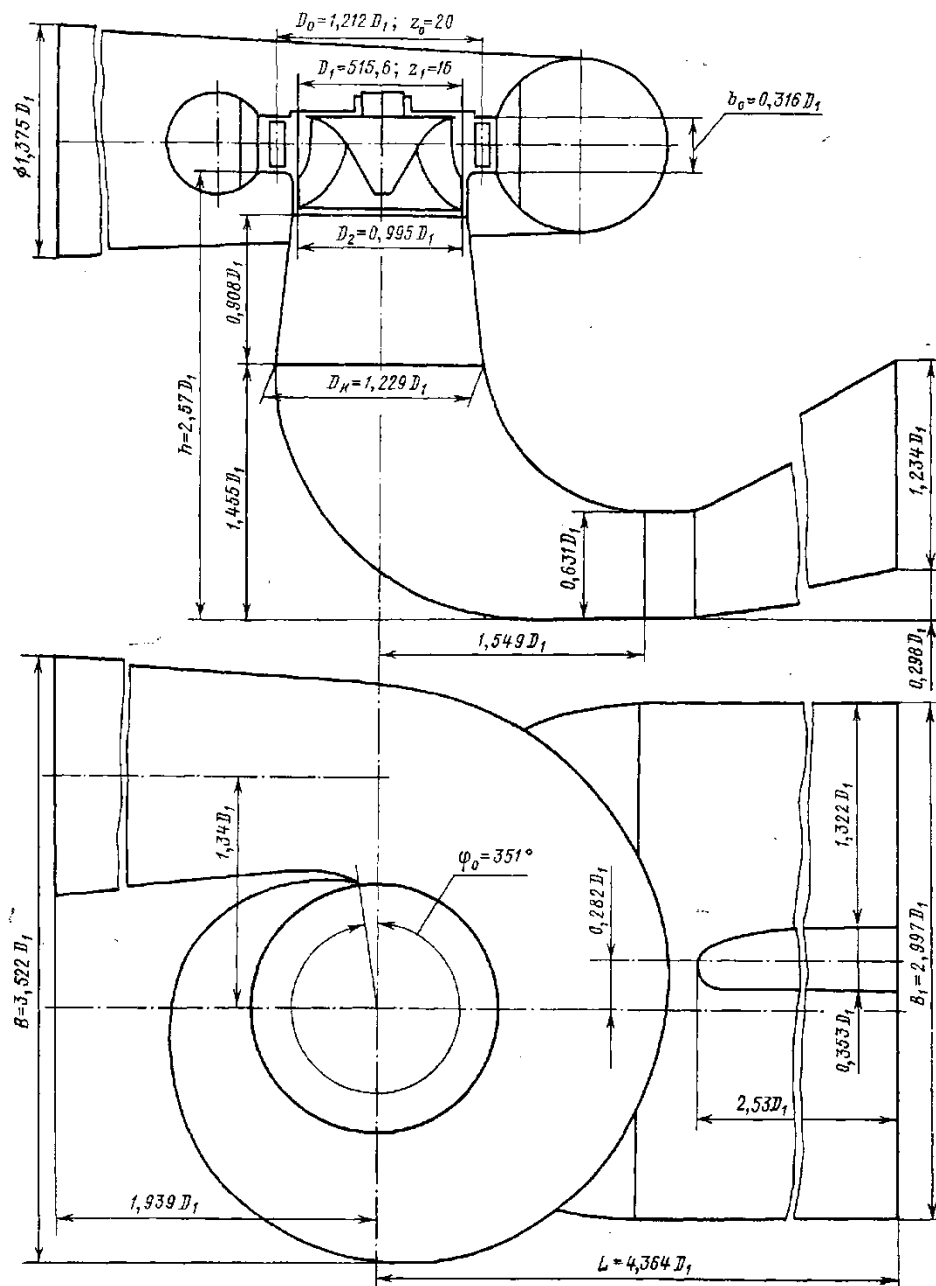


Рисунок Б.1 – Проточная часть турбины РО115/810-В

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий

кафедрой

 А.А. Андрияс

«02» 02 2020 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01– Строительство

Проектирование Нижнекубанской ГЭС на реке Кубань. Задачи и состав
натурных наблюдений на проектируемой ГЭС в период эксплуатации

Руководитель


подпись, дата

ст.преподаватель

должность

Н.П. Ульянова

инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Н.М. Куликов

инициалы, фамилия

Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Нижнекубанской ГЭС на реке Кубань. Задачи и состав натуральных наблюдений на проектируемой ГЭС в период эксплуатации»

Консультанты по
разделам:

Консультант


подпись, дата

А.А. Андриес.
инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчеты

Зайд 29.06.20
подпись, дата

Э.Ю. Замелья
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

А.А. 02.07.20
подпись, дата

А.А. Касимкиев
инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и
гидроузла

02-02.07.20
подпись, дата

Рурмухан Е.В.
инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ

До слов - 3.07.20
подпись, дата

Т.Ю. До слов
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность.
Охрана труда

Зайд 02.07.20
подпись, дата

В.Б. Зайцев
инициалы, фамилия

Охрана окружающей
среды

02.07.20
подпись, дата

Казаков В.А.
инициалы, фамилия

Технико-экономическое
обоснование

02.07.20
подпись, дата

В.В. Лапасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

02.07.20
подпись, дата

А.А. Рейбенко
инициалы, фамилия